西安中地环境科技有限公司
Xi'an Zhongdi environmental science and Technology Co. Ltd.
网　　址:www.zdhjkj.com
微信服务号:xazdhjkj

长庆油田分公司第二采气厂
2023 年产能建设工程

环境影响报告书

建设单位：长庆油田分公司第二采气厂

评价单位：西安中地环境科技有限公司

编制时间：二〇二三年七月

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 评价工作过程.....1
1.4 分析判定相关情况.....2
1.4.1 产业政策符合性分析.....2
1.4.2 相关法律法规、规章相符性分析.....2
1.4.3 相关规划相容性分析.....11
1.4.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》相符性.....13
1.4.5 与“三线一单”的符合性分析.....15
1.4.6 榆林市“多规合一”符合性分析.....20
1.4.7 选址布局合理性分析.....22
1.5 关注的主要环境问题及环境影响.....24
1.6 主要结论.....25
2 总则.....26
2.1 编制依据.....26
2.1.1 评价任务依据.....26
2.1.2 法律依据.....26
2.1.3 法规依据.....26
2.1.4 部门规章依据.....27
2.1.5 地方性法规.....28
2.1.6 环保政策.....29
2.1.7 相关规划.....29
2.1.8 评价技术规范.....30
2.1.9 项目文件.....31
2.2 评价目的.....31
2.3 环境功能区划及评价标准.....31
2.3.1 环境功能区划.....31
2.3.2 评价标准.....33
2.4 环境影响识别与评价因子筛选.....37
2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别.....37
2.4.2 环境影响因子识别.....39
2.4.3 评价因子筛选.....39
2.5 评价等级及评价范围.....40
2.5.1 生态环境.....40
2.5.2 大气环境.....41
2.5.3 地表水环境.....42
2.5.4 地下水环境.....42
2.5.5 声环境.....43
2.5.6 土壤环境.....44
2.5.7 环境风险.....44
2.6 评价时段与评价重点.....45

2.6.1 评价时段及评价内容.....45
2.6.2 评价重点.....45
2.7 污染控制及环境保护目标.....45
2.7.1 污染及生态影响控制.....45
2.7.2 环境保护目标.....48
3 工程概况.....52
3.1 建设单位概况.....52
3.2 地理位置与交通.....52
3.3 现有工程概况.....52
3.3.1 开发范围及建设历程.....52
3.3.2 现有工程基本情况.....53
3.3.3 现有工程污染源分析.....56
3.3.4 现有工程环保手续履行情况.....61
3.3.5 现有工程主要环境问题及整改措施.....61
3.4 新、扩建工程概况.....62
3.4.1 项目基本情况.....62
3.4.2 项目开发区域.....63
3.4.3 主要建设内容及规模.....63
3.4.4 项目组成.....63
3.4.5 项目占地情况.....65
3.4.6 集输方案、工程布局.....66
3.4.7 井、站场工程设计方案.....71
3.4.8 管线工程设计方案.....74
3.4.9 道路工程设计方案.....78
3.4.10 公辅及环保工程.....78
3.5 依托工程.....79
3.5.1 依托工程概况.....79
3.5.2 依托工程可行性.....80
3.6 劳动定员和工作制度.....81
3.7 投资估算.....82
4 工程分析.....83
4.1 原辅材料、能源消耗.....83
4.2 污染影响因素分析.....85
4.2.1 施工期工艺过程及产污环节.....85
4.2.2 运行期工艺过程及产污环节.....88
4.2.3 退役期工艺过程及产污环节.....89
4.3 生态影响因素分析.....89
4.3.1 施工期.....89
4.3.2 运行期.....90
4.3.3 退役期.....90
4.4 污染源分析及源强核算.....90
4.4.1 施工期污染源分析.....90
4.4.2 运行期污染源分析.....94
4.4.3 退役期污染源分析.....98

4.5 污染物排放及总量核定.....98
4.5.1 项目污染物排放情况汇总.....98
4.5.2 项目实施前后污染物排放量变化情况.....99
5 区域概况及环境现状调查.....100
5.1 自然环境现状调查与评价.....100
5.1.1 地形地貌.....100
5.1.2 地质构造.....100
5.1.3 气候特征.....102
5.1.4 地表水.....102
5.1.5 生态环境.....103
5.1.6 土壤.....103
5.2 环境质量现状调查与评价.....104
5.2.1 环境空气质量现状调查与评价.....104
5.2.2 地表水环境现状调查与评价.....108
5.2.3 地下水环境现状调查与评价.....110
5.2.4 包气带监测与评价.....118
5.2.5 声环境现状监测与评价.....119
5.2.6 土壤环境现状监测与评价.....120
5.3 区域环境敏感区调查.....135
5.3.1 自然保护区.....135
5.3.2 饮用水源地保护区.....136
5.3.3 重要湿地.....144
6 施工期环境影响及环保对策措施.....145
6.1 施工期概况.....145
6.1.1 施工期主要建设内容.....145
6.1.2 施工进展.....145
6.2 施工期环境影响分析.....145
6.2.1 施工期环境空气影响分析.....145
6.2.2 施工期水环境影响分析.....146
6.2.3 施工期声环境影响分析.....147
6.2.4 施工期固废影响分析.....149
6.2.5 施工期生态环境影响分析.....149
6.2.6 施工期地下水影响分析.....150
6.3 施工过程中应采取的环保措施.....150
6.3.1 环境空气污染防治措施.....150
6.3.2 废水污染防治措施.....152
6.3.3 噪声控制措施.....153
6.3.4 固废处置措施.....153
6.3.5 管道穿跨越环境保护措施.....157
6.3.6 施工期环保措施汇总.....157
6.4 小结.....159
7 运行期环境影响及环保对策措施.....160
7.1 运行期环境影响分析.....160

7.1.1 环境空气影响评价.....160
7.1.2 地表水环境影响分析.....161
7.1.3 声环境影响预测与评价.....162
7.1.4 固体废物环境影响分析.....164
7.1.5 土壤环境影响分析.....165
7.2 运行期环境保护措施及其可行性论证.....169
7.2.1 大气污染防治措施及其可行性论证.....169
7.2.2 水污染防治措施及其可行性论证.....169
7.2.3 噪声控制措施及其可行性论证.....172
7.2.4 固体废物贮存处置措施.....173
7.2.5 土壤污染控制措施.....174
7.3 退役期环境影响及污染防治措施.....175
7.3.1 退役期环境影响.....175
7.3.2 退役期污染防治措施.....175
7.4 环保投资估算.....176
8 地下水环境影响评价.....178
8.1 评价等级与评价范围.....178
8.1.1 评价等级.....178
8.1.2 调查评价范围.....180
8.2 水文地质条件.....181
8.2.1 区域地下水系统及含水岩组特征.....181
8.2.2 调查评价区地下水类型及赋存特征.....182
8.2.3 典型工程水文地质条件.....187
8.2.4 建设项目场地包气带岩性及其防污易污性.....189
8.3 地下水数学模型建立.....190
8.3.1 预测原则与方法.....190
8.3.2 模型概化.....193
8.4 施工期地下水环境影响预测及评价.....193
8.4.1 施工期地下水环境影响识别.....193
8.4.2 正常状况下地下水环境影响.....193
8.4.3 非正常状况下地下水环境影响预测及评价.....195
8.5 运行期地下水环境影响预测及评价.....206
8.5.1 运行期地下水环境影响识别.....206
8.5.2 正常状况下地下水环境影响.....206
8.5.3 非正常状况地下水环境影响预测及评价.....208
8.5.4 地下水环境保护目标影响分析.....221
8.6 闭井期地下水环境影响.....223
8.7 地下水环境保护措施与对策.....223
8.7.1 源头控制措施.....223
8.7.2 地下水污染防治措施.....223
8.7.3 地下水分区防渗.....225
8.7.4 地下水环境跟踪监测方案.....227
8.7.5 地下水环境监测管理.....229
8.7.6 风险应急预案.....229

9 生态环境影响评价.....231
9.1 生态现状调查及评价.....231
9.1.1 生态环境现状调查方法.....231
9.1.2 生态功能区划及生态系统现状.....234
9.1.3 土地利用现状.....238
9.1.4 植物资源现状.....239
9.1.5 动物资源现状.....247
9.1.6 土壤侵蚀调查.....251
9.1.7 农业生产现状.....251
9.1.8 生物多样性评价.....252
9.1.9 生态敏感区域现状.....254
9.1.10 区域存在的生态环境问题.....254
9.2 生态环境影响评价.....255
9.2.1 生态环境影响途径.....255
9.2.2 施工期生态环境影响评价.....256
9.2.3 运行期生态环境影响评价.....266
9.2.4 闭井期生态环境影响评价.....267
9.3 生态影响防护与恢复措施.....268
9.3.1 替代方案和避让措施.....268
9.3.2 生态影响避让措施.....268
9.3.3 生态环境影响减缓措施.....269
9.3.4 施工期生态保护与恢复措施.....269
9.3.5 运行期生态保护措施.....274
9.3.6 闭井期生态恢复措施.....275
9.3.7 针对陕西无定河湿地省级自然保护区保护措施.....276
9.3.8 针对重要湿地保护措施.....276
9.3.9 生态恢复目标、方案及实施计划.....277
9.4 生态环境监测.....279
10 环境风险评价.....280
10.1 评价工作流程.....280
10.2 风险调查.....280
10.2.1 风险源调查.....280
10.2.2 环境敏感目标调查.....281
10.3 环境风险潜势初判.....281
10.3.1 危险物质及工艺系统危险性（P）.....281
10.3.2 环境敏感程度（E）的分级确定.....283
10.3.3 环境风险潜势划分.....286
10.3.4 环评工作等级及评价范围.....287
10.4 环境风险识别.....288
10.4.1 物质危险性识别.....288
10.4.2 生产系统危险性识别.....291
10.4.3 危险物质向环境转移途径识别.....292
10.4.4 风险识别结果.....292
10.5 风险事故情形分析.....293

10.5.1 典型事故案例.....293
10.5.2 风险事故情形分析.....296
10.5.3 最大可信事故.....296
10.5.4 源项分析.....297
10.6 环境风险影响分析.....300
10.6.1 采出水回注井泄漏.....300
10.6.2 集气管线泄漏.....300
10.6.3 采出水输送管线泄漏.....300
10.6.4 注醇管线泄漏.....302
10.6.5 井喷.....303
10.7 风险防范措施与应急预案.....303
10.7.1 风险管理措施.....303
10.7.2 技术防范措施.....304
10.7.3 应急预案.....310
10.7.4 突发环境事故应急措施.....311
10.8 结论.....313

11 环境经济损益分析.....314

11.1 经济效益分析.....314
11.2 社会效益分析.....314
11.3 环境经济损益分析.....314
11.3.1 环境代价分析.....314
11.3.2 环境成本分析.....315
11.3.3 环境收益分析.....316
11.3.4 环境经济损益分析.....317

12 环境管理与监测计划.....318

12.1 污染物排放清单.....319
12.1.1 污染物排放管理.....319
12.1.2 排污口管理.....321
12.1.3 信息公开.....321
12.2 环境管理制度.....322
12.2.1 环境管理现状.....322
12.2.2 环境管理计划.....324
12.3 环境监测计划.....324
12.4 环境保护建议及要求.....325

13 评价结论.....327

13.1 建设项目概况.....327
13.2 产业政策及规划相符性.....327
13.3 环境质量现状.....327
13.4 污染物排放情况及环境保护措施.....328
13.4.1 废气.....328
13.4.2 废水.....329
13.4.3 噪声.....329
13.4.4 固体废弃物.....329

13.5 主要环境影响 330
13.5.1 大气环境的影响 330
13.5.2 地表水环境的影响 330
13.5.3 地下水环境的影响 330
13.5.4 声环境的影响 331
13.5.5 固体废物环境影响 331
13.5.6 生态环境的影响 331
13.5.7 土壤环境影响 332
13.5.8 环境风险 332
13.6 总量控制 332
13.7 总结论 332
13.8 要求与建议 332

1 概述

1.1 项目建设背景

中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采气厂（以下简称“第二采气厂”或“建设单位”）开发区域位于榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市，气田勘探始于 1985 年，2001 年起开始规模化产能开发，连续 22 年保持安全生产平稳态势，历年累计生产天然气 1066 亿立方米。进入“十四五”以来，第二采气厂按照油田公司“三步走”发展战略、“134”工作路径，进一步明确了“十四五”末高质量建成绿色低碳智能化百亿方采气厂的发展目标，分步逐年加快推进。

根据中国石油长庆油田分公司下发的《关于下达 2023 年第一批业务发展投资实施计划的通知》（长油〔2023〕27 号），第二采气厂 2023 年产能建设工程建设规模 $15.0\times10^8m^3/a$，主要建设内容包括新建增压脱水站 1 座、集气阀组 2 座，改扩建站场 5 座，部署气井 321 口、井场 87 座（新建井场 60 座、扩建井场 27 座），配套采气管线、集气支线及道路工程等。本次开发区域涉及榆林市米脂县、绥德县、佳县、子洲县、神木市、榆阳区和横山区等 7 区县。

1.2 建设项目特点

⑴ 与一般建设项目不同，本项目作为气田开发项目，具有分布区域广、污染源分散的特点。从局部看，单个分散的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。

⑵ 项目建设内容多，工艺过程较复杂。本项目建设内容既包括新建场站、管线、道路等工程，也包括现有井、站场的改扩建；项目工艺流程涉及钻井、采气、集输等多个开发环节。

⑶ 项目生态影响与污染影响并存。生态环境影响主要集中于施工期，表现为施工占地、植被压占、土壤破坏、水土流失加剧等方面；污染影响体现在整个气田开发过程中对各环境要素的不利影响。

⑷ 随着气田勘探开发的不断深入，地面工程的选址、选线可能发生变动。项目对环境的影响也因工程阶段以及实施地区的不同而产生差异，其污染防治和生态保护措施需按地区特点因地制宜、分步落实到位。

1.3 评价工作过程

本项目涉及陕西省榆林市米脂县、绥德县、佳县、子洲县、神木市、榆阳区和横山

区，根据《陕西省人民政府关于划分水土流失重点防治区的公告》，上述 7 区县均属水土流失重点治理区。本项目属于陆地天然气开采行业，按照《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，“陆地天然气开采”涉及水土流失重点预防区和重点治理区的（含内部集输管线建设）应编制环境影响报告书。第二采气厂于 2023 年 3 月 6 日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开展了环境现状监测和遥感解译工作。按照技术导则要求，编制完成了《长庆油田分公司第二采气厂 2023 年产能建设工程环境影响报告书》。

1.4 分析判定相关情况

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（2019 年本）》（2021 年修改）鼓励类中“七、石油、天然气—1、常规石油、天然气勘探与开采；3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

1.4.2 相关法律法规、规章相符性分析

⑴ 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

本项目拟采取的环保措施与《石油天然气开采业污染防治技术政策》中相关污染防治技术政策对比见表 1.4.2-1，通过对比，本项目能够符合相关规定要求。

表 1.4.2-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求（摘录）		本项目情况分析
一、总则		
1	到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。	①本项目施工期施工废水的综合回用率≥90%，运行期废水处理率达到 100%；施工期和运行期的固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%； ②建设单位已建立完整的环境管理体系，评价提出了严格、可行的污染防治措施，在严格落实的情况下可以避免重大环境污染和生态破坏事故的发生。
2	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。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本项目开发区域总体布局基本合理，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本项目符合清洁生产要求，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。
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进	项目选址选线对环境敏感区采取了避让、减缓、补偿等措施，评价对本项目所在地环境敏感性进行了充分

	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。	的调查和论证，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		
4	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。	建设单位对气田的开采进行了总体规划，制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少占地。同时，通过数据采集系统完成集气阀组出站气动紧急切断阀前后压力监测及对该阀的状态监测，实现远程开闭控制，降低了运行过程中的天然气损失，实现天然气和废物的集中收集、处理处置。
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂。	本项目钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂。
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；钻井过程产生的废水应回用。	本项目全井段采用常规水基钻井液体系，钻井泥浆基本为无毒型泥浆，钻井过程产生的废水循环使用，剩余无法利用部分交有处理能力单位处理，不外排。
7	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%。	压裂液集中配制，压裂返排液采用可回收压裂液体系，无法利用部分暂存于废液收集罐，入罐率 100%，最终交有处理能力单位进行规范化集中处理，不外排。
8	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。	本项目开采处理全过程采取密闭集输，最大限度地减少了烃类气体的排放。
三、生态保护		
9	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、水平井开采，充分利用现有井场加密布井，减少了井场占地和钻井废弃物的产生。采气过程中采用“井下节流+井间串接”中压串接集气工艺，减少了进站采气管线长度，实现站场不扩建或少扩建。
10	在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复；井场周围应设置围堤或井界沟；应设立地下水水质监测井加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	①本项目拟采取减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复； ②采用标准化井场设计，有较好的污染防治作用； ③建设单位将在新开发区域设置监测井，对地下水进行日常监控，防止回注过程对地下水造成污染。
四、污染治理		
11	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应固液分离、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，未回注的采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	①采用泥浆不落地工艺流程，钻井泥浆在钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中分离出钻井废水，排入泥浆循环罐中用于配置泥浆循环利用，剩余无法利用部分最终交有处理能力的单位处理，不外排； ②开采过程中气田含醇采出水、不含醇采出水依托现有天然气处理厂站含醇采出水及生产废水处理系统处理达标后回注地层，不外排。
12	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。	采取泥浆不落地措施，钻井泥浆暂存于钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中，分离出的液相钻井废水排入泥浆循环罐中用于配置泥浆循环利用，固相岩屑暂存于岩屑收集罐内，井下作业结束后交有处置能力的单位处置。
五、鼓励研发的新技术		
13	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥	本项目产生的钻井废水、压裂返排液通过循环利用提

	资源化利用和无害化处置技术，石油污染物快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	高资源利用效率；无法利用的废弃钻井液及压裂返排液分别委托有处理能力的单位采取相应的资源化利用和无害化处置技术对废水进行综合处置。
六、运行管理与风险防范		
14	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。	建设单位已建立了完善的环境管理体系。
15	在开发过程中，企业应加强油气井套管检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位采取了相应措施以加强油气井套管的检测和维护，进一步防止油气泄漏污染地下水。
16	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，所有人员均培训合格后上岗。
17	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突发环境事件应急预案，并定期演练。环评中提出了运行期跟踪监测计划，建设单位按要求开展特征污染物的跟踪监测，采取消除事故隐患的措施及应急处理办法，防止突发事故。

⑵ 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）中就涉及天然气开发的要求见表 1.4.2-2。根据对比，本项目拟采取的措施要求符合通知相关要求。

表 1.4.2-2 项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的相符性

序号	通知要求（摘录）	本项目情况分析
1	（四）油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	2023 年产能建设工程以子洲-米脂气田、榆林气田南区及神木气田为单位进行评价，评价内容包括新建场站、管线及道路等配套工程。报告将施工期、运行期地下水、生态、土壤、环境风险等要素环境影响和污染防治措施可行性作为评价重点；对依托工程进行了依托可行性分析，并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。
2	（八）涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。	本项目回注用水采用处理达标的气田采出水。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。采出水回注井建设严格按照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井；回注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期对回注井进行巡检。
3	（九）油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑	本项目钻井过程采用水基泥浆，并采取泥浆

	及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。	不落地工艺措施进行减量化、资源化处理，含油危险废物与一般固废分类收集处置，符合管理要求。环评报告结合各类固体废物的性质、产生量和产生环节分析了环境影响，明确了处理处置措施，论证了措施的可行性。
4	（十）陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	本项目开采处理全过程均采用管线密闭集输，减少挥发性烃类无组织排放。各依托站场燃料气均采用自产天然气，根据现有工程验收资料，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。
5	（十一）施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目井场采用丛式井、水平井设计，并充分利用现有井场加密布井，减少了工程占地，施工结束后通过实施植被和生态恢复措施，可降低临时占地对生态环境的影响。钻井过程中柴油机采用高标号低硫柴油，减少废气排放。工程选址选线避让了环境敏感区，并远离居民集中区，施工过程采用低噪设备，可有效避免噪声影响。
6	（十二）陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	项目所有管线工程均为内部集输管线，管线选线避让了环境敏感区，且远离居民集中区，环评报告明确了主要管线穿跨越对象、穿跨越方式及位置等，并提出了相应的风险防范措施。
7	（十四）油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。	第二采气厂已制定完善的突发环境事件应急预案，并按规定报生态环境主管部门备案，备案文号 610800-2022-31-M。各生产单位结合各自特点定期开展应急演练。运行期对集输管线定期开展巡线，检测维修。

⑶ 与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》符合性分析

本项目与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》符合性分析见表 1.4.2-3。通过对比分析可知，本项目符合条例中相关要求。

表 1.4.2-3 项目与《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》相符性分析

序号	相关要求（摘录）	本项目情况分析
1	第八条 天然气开发单位应当建立健全企业生态环境保护责任制，采用先进技术、工艺和设备，防止、	建设单位将建立健全企业生态环境保护责任制，项目采用的技术、设备均为

	减少环境污染和生态破坏，对所造成的生态环境损害，依法承担治理修复和生态环境损害赔偿责任。天然气开发单位应当依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。	国内先进水平，并依法缴纳环境保护税、资源税和水土保持补偿费、森林植被恢复费等。
2	第十三条 禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景名胜区、森林公园、地质公园、草原公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行煤炭、石油、天然气开发。	本项目工程选址选线时避开了重要水源涵养区、饮用水水源保护区、风景名胜区、自然保护区、风景名胜区、文物保护单位等禁止开发区域，项目已与榆林市“多规合一”辅助决策窗口和国土部门对接，工程工程内容均不在禁止开发范围内。
3	第二十四条煤炭、石油、天然气开发单位应当实行清洁生产，通过采用先进技术、工艺和设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减污染，提高资源利用效率，减少或者避免污染物的产生和排放。禁止采用国家和本省明令淘汰的落后技术、工艺和设备进行煤炭、石油、天然气开发。 煤炭、石油、天然气开发单位应当按照绿色矿山标准进行建设、开采，建立健全清洁文明井场（矿井）管理制度，作业现场应当符合清洁生产、安全生产和环境保护要求，并根据需要设置挡水墙、雨水收集池以及事故应急池等设施。	本项目采用的技术、设备均为国内先进水平，建设单位将实行清洁生产，按照绿色矿山标准进行建设、开采，建设清洁文明井场。
4	第二十六条 ……天然气开发单位应当对开采过程中产生的钻井废水、压裂返排液、采出水按照国家有关规定进行无害化处理，经处理达到标准的，按照经批准的环境影响评价文件要求排放或者回注。……回注采出水应当按照地下水环境监测技术规范要求设立地下水水质观测监测井，对地下水质的变化情况实施监测。	项目钻井过程中产生的钻井废水、压裂返排液循环利用，无法利用部分全部收集入罐，由防渗漏防溢流的运输车辆分别转移至有处理能力的单位进行规范化处理；采出水依托现有处理厂采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。建设单位将在新开发区域按照要求设置监测井，对下水进行日常监控。
5	第三十条 ……石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑等工业固体废物应当集中收集、处置；鼓励石油、天然气开发单位对同类企业产生的工业固体废物协同处置。	本项目采用水基钻井液，钻井过程中产生钻井岩屑属于一般固废。本项目产生的钻井岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井泥浆、岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。
6	天然气井选点测试放喷，应当综合考虑气候、风向、安全等因素合理选点，远离居民区和建筑物，排出的气体应当点燃焚烧。	建设单位严格按照要求进行气井选点测试，排出的气体点燃焚烧。
7	第三十三条 煤炭、石油、天然气开发中产生的有毒有害气体或者伴生气、可燃性气体，应当综合利用或者提供给有回收利用能力的单位，不得随意排放；不具备回收利用条件确需排放的，应当经过充分燃烧或者采取其他污染防治措施，达到国家或者地方规定的标准。	本项目绥德天然气处理厂工艺装置和储罐区产生的不凝气、闪蒸气等均通过闪蒸气回收装置回收至原料气入口，不外排；生产设备和工艺管道均设有安全阀，开停车及事故状态下非正常排放送火炬系统燃烧处理。

8	第三十六条 煤炭、石油、天然气开发单位应当开展突发环境事件风险评估，确定风险等级；制定突发环境事件应急预案，按照规定报县级生态环境、应急管理行政主管部门备案；完善突发环境事件风险防控措施，开展环境安全隐患排查治理工作，建立隐患排查治理档案；定期开展应急培训和应急演练，储备必要的环境应急装备和物资，并保证应急所用的设施、设备正常使用。	第二采气厂制定了全厂的突发环境事件应急预案，并于 2022 年 12 月在榆林市生态环境局备案，备案文号 610800-2022-31-M。
9	第四十一条 煤炭、石油、天然气开发单位应当按照国家和本省有关规定编制矿山地质环境恢复与土地复垦、生态环境恢复治理方案，报县级以上自然资源、生态环境行政主管部门备案。	第二采气厂已针对陕西境内区块（榆林气田南区、子洲-米脂气田、神木气田）统一委托编写了地质环境恢复与土地复垦方案、生态环境恢复治理方案并报榆林市自然资源局、生态环境局备案。

⑷ 与《中华人民共和国湿地保护法》、《陕西省湿地保护条例》符合性分析

根据《陕西省重要湿地名录》，本项目开发范围内共有 6 处重要湿地，包括神木窟野河湿地、神木秃尾河湿地、佳县佳芦河湿地、榆林无定河湿地、榆阳榆溪河湿地、榆林大理河湿地，其中榆林无定河湿地隶属定边、横山、榆阳、米脂、绥德、清涧等县（区），从定边长春梁东麓到清涧县河口，沿无定河至无定河与黄河交汇处，包括省域内的无定河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。含陕西无定河湿地自然保护区。根据项目工程布局图，本项目地面工程及施工活动均不涉及上述重要湿地，符合《中华人民共和国湿地保护法》、《陕西省湿地保护条例》中相关要求。项目与《中华人民共和国湿地保护法》、《陕西省湿地保护条例》符合性分析见表 1.4.2-4。

表 1.4.2-4 项目与《中华人民共和国湿地保护法》、《陕西省湿地保护条例》符合性分析表

序号	法律法规	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	中华人民共和国湿地保护法	第十九条 国家严格控制占用湿地。……建设项目选址、选线应当避让湿地，无法避让的应当尽量减少占用，并采取必要措施减轻对湿地生态功能的不利影响。建设项目规划选址、选线审批或者核准时，涉及省级重要湿地或者一般湿地的，应当按照管理权限，征求县级以上地方人民政府授权的部门的意见。	本项目地面工程及施工活动不涉及陕西省重要湿地。	符合
		第二十条 建设项目确需临时占用湿地的，应当依照《中华人民共和国土地管理法》、《中华人民共和国水法》、《中华人民共和国森林法》、《中华人民共和国草原法》、《中华人民共和国海域使用管理法》等有关法律法规的规定办理。临时占用湿地的期限一般不得超过二年，并不得在临时占用的湿地上修建永久性建筑物。临时占用湿地期满后一年内，用地单位或者个人应当恢复湿地面积和生态条件。		
		第二十八条 禁止下列破坏湿地及其生态功能的行为： （一）开（围）垦、排干自然湿地，永久性截断自然湿地水源；	本项目地面工程及施工活动不涉及陕西省重要湿地，无湿地保护法提出的	符合

		（二）擅自填埋自然湿地，擅自采砂、采矿、取土； （三）排放不符合水污染物排放标准的工业废水、生活污水及其他污染湿地的废水、污水，倾倒、堆放、丢弃、遗撒固体废物； （四）过度放牧或者滥采野生植物，过度捕捞或者灭绝式捕捞，过度施肥、投药、投放饵料等污染湿地的种植养殖行为； （五）其他破坏湿地及其生态功能的行为。	破坏湿地及其生态功能的行为。	
2	陕西省湿地保护条例	第二十五条 临时占用湿地的，占用单位应当提出可行的湿地恢复方案，并经县级以上林业行政部门核准。临时占用湿地不得超过一年。占用期限届满后，占用单位应当按照湿地恢复方案及时恢复。	本项目地面工程及施工活动不涉及陕西省重要湿地。	符合
		第二十七条 禁止在天然湿地范围内从事下列活动： （一）开垦、烧荒； （二）擅自排放湿地蓄水； （三）破坏鱼类等水生生物洄游通道或者野生动物栖息地； （四）擅自采砂、采石、采矿、挖塘； （五）擅自砍伐林木、采集野生植物，猎捕野生动物、捡拾鸟卵或者采用灭绝性方式捕捞鱼类及其他水生生物； （六）向天然湿地内排放超标污水或者有毒有害气体，投放可能危害水体、水生生物的化学物品； （七）向天然湿地及其周边一公里范围内倾倒固体废弃物； （八）擅自向天然湿地引入外来物种； （九）其他破坏天然湿地的行为。	本项目地面工程及施工活动不涉及陕西省重要湿地，无湿地保护法提出的破坏湿地及其生态功能的行为。	符合

⑸ 与基本农田相关政策符合性分析

本项目井场、站场永久占地均不涉及基本农田；项目所在地基本农田呈斑块化分布较广，管线选线确实难以避让，故管线建设临时用地部分占用基本农田。本项目与《基本农田保护条例》、《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》相符性分析见表 1.4.2-5。

表 1.4.2-5 项目与基本农田相关政策符合性分析表

序号	法规政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	基本农田保护条例	第十七条 禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。禁止任何单位和个人占用基本农田发展林果业和挖塘养鱼。	本项目井场、站场永久占地均不涉及基本农田，管线建设临时用地部分占用基本农田。评价要求建设单位在管线敷设完成后及时复垦，不得在基本农田内建设永久性建（构）筑物，同时通过采取耕地耕作层土壤剥离再利	符合

			用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏，使临时用地范围内的耕地经复垦能恢复原种植条件。	
2	自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知	临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理；验收不合格的，责令土地使用者进行整改，经整改仍不合格的，按照《土地复垦条例》规定由县级自然资源主管部门使用缴纳的土地复垦费代为组织复垦，并由县级自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收。	本项目仅部分管线建设临时用地占用基本农田。评价要求建设单位按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，按要求办理相关手续。建设单位应在管线施工结束后及时复垦恢复原种植条件，并履行验收手续。	符合

⑹ 与其他法规政策的相符性

本项目与涉及行业和区域的一些天然气开发政策，包括《陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见》、《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》、《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》、《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》、《榆林市 2022 年生态环境保护五十二项攻坚行动方案》等文件要求的相符性分析见表 1.4.2-6。

表 1.4.2-6 项目与相关法规政策的相符性分析

序号	相关政策	相关要求（摘录）	本项目情况	符合性
1	陕西省加强陕北地区环境保护的若干意见	城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区内不得开采煤、气、油、盐	本项目建设工程不在城市规划区、生态防护区、试验区、自然保护区、饮用水水源一、二级保护区、文物保护单位、风景名胜区内	符合
		城市饮用水水源一、二级保护区、革命圣地遗址、风景名胜区等具有特殊保护价值的地区，不得新建各类有污染项目		
2	关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点	项目应符合生态环境保护相关法律法规和政策，符合“三线一单”要求，并与环境功能区划、生态环境保护规划等规划相协调	本项目与生态环境保护相关法律法规和政策、“三线一单”、环境功能区划、生态环境保护规划等都进行了符合性分析	符合
		禁止在居民区和国务院或者省人民政府划定的重要水源涵养区、饮用水水源保护区，国家公园，自然保护区，风景	本项目永久占地范围内无通知中所述环境保护目标。	符合

	（试行）的通知	名胜区、森林公园、地质公园、湿地公园等自然公园、文物保护单位等区域内进行石油、天然气开发。		
		油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评）。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价。	本次评价对项目现有工程进行了回顾性评价	符合
		油气开采企业应对地下水、生态、土壤等开展长期跟踪监测	建设单位制定了地下水、土壤等跟踪监测计划	符合
		油气开采企业应对永久停用、拆除或弃置的各类井、管道等工程设施落实封堵、土壤及地下水修复、生态修复等措施	本次评价对项目退役期的生态保护措施提出了要求	符合
		选用低噪声工艺和设备，采取隔声、消声、减振和优化总平面布置等措施有效控制噪声污染	本项目对噪声污染提出了有效的控制措施	符合
		提出合理的环境风险应急预案编制要求和有效的环境风险防范及应急措施	建设单位编制了环境风险应急预案，并按地方政府要求进行了备案	符合
3	陕北油气开采清洁文明井场验收标准	钻探井场：钻井作业的泥浆池和泥浆槽必须采取防渗漏、防外溢的措施。泥浆上清液循环使用或处理达标后同层回注。钻井泥浆应当交由有资质单位处置，岩屑及其他废弃物进行无害化处理	钻井井场设钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，并采取防渗措施，钻井泥浆循环利用，无法利用部分交由有处置能力的单位统一处置	符合
		生态环境：修路和开挖井场造成植被破坏或地表裸露的，必须采取有效的修复措施	制定生态修复方案，进行植被恢复	
4	榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知	从 2018 年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，防止周边河流、地下水、土壤污染和生态破坏，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率。	钻井泥浆岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求进行不落地集中处置。在钻井前配备钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施、废液收集罐，分别对钻井泥浆岩屑、压裂返排液进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。	符合
5	榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法	第七条 油(气)开发企业要根据油(气)田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”，降低油（气）开发活动对周边环境的污染和对资源的消耗。 第九条 油（气）井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进	本项目产生的钻井泥浆岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求进行不落地集中处置，即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井泥浆岩屑进	符合

		行不落地收集，收集设施不得混合收集其它废弃物；未配备废弃钻井泥浆收集设施的井场不得钻井作业。	行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。	
		第十条 油（气）井场要在压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集；未配备废水收集罐的井场不得开展相关作业。	井场在压裂等井下作业前配备废液收集罐，对压裂返排液进行统一收集。	符合
		第十二条 废弃钻井泥浆岩屑须在油（气）井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；严禁废弃钻井泥浆岩屑井场处理、就地固化或随意抛洒、掩埋。 第十三条 油（气）井下作业废水须在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；严禁井下作业废水排入废弃钻井泥浆岩屑收集设施或随意排放。	本项目产生的钻井泥浆岩屑及压裂返排液在完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至有油(气)开采废弃物集中处置能力的单位进行集中处置。	符合
6	钻前工程及井场布置技术要求	油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于 200m。距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m。在地下矿产采掘区钻井、井筒与来掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m	气井井场选址距高压线及其他永久性设施、居民民居距离均＞100m，井场选址范围 500m 内无铁路、高速公路、人口密集型或高危型场所，在地下矿产采掘区钻井、井筒与来掘坑道、矿井坑道之间的距离不小于 100m	符合
		在山区、丘陵地区、河床、海滩,湖泊、盐田、水库、水产养殖场钻井井场应相应设置防洪、防泥石流、防山体滑坡、防腐蚀、防污染等安全防护设施，在沙漠布置井场应注重防风、防沙。	井场建设、施工与后期生态恢复均把防风固沙与防治水土流失作为重点生态保护目标进行并采取了相应的水土保持措施	符合

1.4.3 相关规划相容性分析

项目与国家和省级和地市级相关规划的相容性分析见表 1.4.3-1。通过对比，本项目的实施符合相关规划要求。

表 1.4.3-1 项目与相关规划的相容性

序号	相关规划	规划要求（摘录）	规划符合情况分析
1	中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要	推进能源革命，建设清洁低碳、安全高效的能源体系，提高能源供给保障能力。……有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。……完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络。 坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，	天然气属于清洁能源，工程实施有利于推动油气增储上产，项目建设的集输管网，有助于构建完善的天然气输送网络

		完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。	
2	“十四五”现代能源体系规划	五、发展目标：能源保障更加安全有力。到2025年，国内能源年综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在2亿吨水平，天然气年产量达到2300亿立方米以上，…… 六、强化战略安全保障：增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争2022年回升到2 亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争2025年达到2300亿立方米以上。	本项目实施后每年新增天然气产能 15.0 亿立方米。
3	陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	推动煤油气高效集约绿色开发。坚持常规与非常规资源开发并重，注重生态保护和新技术推广应用，提高石油采收率，降低开采成本，保持原油产量、加工量基本稳定，天然气产量较大增长。 专栏 8 清洁能源保障供给工程(二)油气供给保障。有序推动中石油长庆油田、延长石油在陕区块勘探开发……	本项目属于天然气开采，项目实施有利于成品天然产量增长
4	陕西省“十四五”生态环境保护规划	提升能源结构清洁低碳水平。……加快使用清洁低碳能源以及工厂余热、电力热力等进行替代。关中地区基本完成农业种养殖业及农副产品加工业燃煤设施清洁能源替代。持续推进清洁取暖工程，大力推进关中地区散煤清零，新增天然气气量优先用于居民生活用气和冬季取暖散煤替代。…	本项目产品天然气属于清洁能源，项目实施有利于提升能源结构清洁低碳水平
		推进重点行业挥发性有机物综合整治。……全面落实《挥发性有机物无组织排放控制标准(GB37822-2019) 》要求，持续开展无组织排放排查整治工作，加强含挥发性有机物物料全方位、全链条、全环节密闭管理。	本项目开采处理过程均采用密闭集输工艺，最大限度的减少了挥发性有机物的无组织排放。
5	榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要	服务国家能源保供大局。……深化精细勘探开发，促进石油增储稳产、天然气持续增产……建设与国家管网互联互通的天然气配气网……	本项目属于气田滚动开发项目，项目实施有利于促进天然气持续增产
6	榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030）	按照多元开发、企地共赢的发展模式，推进油气勘探开发，推广 CO_2 驱油等新技术，提高油气采收率。……加快天然气干线管网建设，形成覆盖市域的管网体系，全面完成“气化榆林”二期工程。逐步提高天然气消费比重，坚持增加供应与提高能效相结合，加强供气设施建设，有序拓展燃气应用。协调各方利益，保证地方收益，支持南部县发展天然气综合利用产业。	本项目天然气开发区域涉及榆林市榆阳、横山、子洲、米脂、绥德、佳县、神木等 7 区县，工程建设有利于推进气化榆林工程建设
7	榆林市“十四五”	油气开采行业产生的岩屑、泥浆以填埋处置为主，	本项目采取泥浆不落地

	工业固体废物污染防治规划	依托全市已建成的 7 个油气开采行业岩屑、泥浆处置项目，实现产生量与处置能力相匹配，并逐步开展建材、充填材料方向综合利用。压裂返排液应纳入油气开发企业生产废水管理，依托含油废水集中处置设施，处理达标后油田油层回注或行业内回用，鼓励有中水回用需求的第三方单位建设压裂返排液净化处理设施，开展自行利用。	措施，钻井泥浆暂存于钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中，分离出的液相钻井废水排入泥浆循环罐中用于配置泥浆循环利用，固相岩屑暂存于岩屑收集罐内，钻井作业结束后交有处置能力的单位处置；压裂返排液回收处理后再利用，井下作业完成后无法利用部分，交有处理能力单位进行规范化集中处理。
8	陕西省国家重点生态功能区产业准入负面清单（试行）	/	本项目未列入陕西省重点生态功能区产业准入负面清单

1.4.4 与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》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。

结合建设单位实际生产情况和规划创建目标，对绿色矿山建设规范中关于开发和环境保护的相关内容进行相符性分析，见表 1.4.4-1。

表 1.4.4-1 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。	采气厂下设作业区、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。符合规范内容。
		矿区地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套设施完善，道路平整规范，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T 13306 的规定。	开发作业范围内有完善的辅助和公用工程配套。站场视觉形象符合中石油集团公司规范要求，站场生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图牌等标牌，标牌符合 GB/T 13306 的规定。符合规范内容。
		执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染环境防治法》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、压裂返排液、气田采出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	对油气生产、储运全过程进行远程管理，符合 AQ 2012 安全规程；站内需警示安全的区

		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。	域设置安全标志，警示标志设置符合 GB 14161、SY 6355 的规定。符合规范内容。
	矿区绿化	因地制宜绿化矿区,绿化应与周边自然环境和景观相协调，绿化植物搭配合理。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，站场可绿化面积 100%进行植被恢复。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，推进“电代油”绿色能源项目实施，鼓励采用带压作业技术进行井下作业。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。站场采用标准化、橇装化设计；采气和注醇管线采用同沟敷设工艺，降低了工程总占地面积。符合规范内容。
		应实施绿色钻井技术体系,科学选择钻井方式、环境友好型钻井液及井控措施，配备完善的固控系统，及时妥善处置钻井泥浆。	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。	采出水回注井建设严格按照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井；回注井投入使用后，建立回注系统操作规程，记录注水量、水质、泵压变化情况，定期对回注井进行一次巡检。符合规范内容。
		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。
		应遵循矿区油气资源赋存状况、生态环境特征等条件,科学合理地确定开发方案,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。	根据当地天然气资源赋存状况、生态环境特征等条件，科学合理地确定设计方案，采用成熟、先进、适宜的技术，符合规范内容。
	采收率要求	天然气开采基于气藏不同类型和条件,年度动态法标定的采收率应遵照各类气藏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。
资源开发方式	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。	对气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。	采气厂、作业区、站场制定相应级别应急预案，定期演练；以作业区为单位设置应急物资储备库，应急物资配备率、完好率≥95%。符合规范内容。
资源综合利用	废物处置及利用	油气生产过程中产生的废液、废气、固体废物应建档分类管理，并清洁化、无害化处置，处置率应达到 100%。	废气达标排放，废水不外排，固体废物安全处置率 100%。符合规范内容。
		油气生产过程中的采出水应清洁处理后循环利用；不能循环利用的，应达标排放、回注或采取其它有效利用方式。	采出水处理达标后回注，不排放。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。	天然气生产过程中采取了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、二氧化硫和氮氧化合物等排放应符合批复环评报告中指标要求，排放总量低于国家和地方环保主管部门下达的总量限值。	COD、氨氮、SO_2和 NOx 等 4 项污染物排放总量满足总量指标要求。符合规范内容。

1.4.5 与“三线一单”的符合性分析

⑴ 与《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》符合性分析

根据陕西省人民政府《关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11 号），本项目涉及优先保护单元、重点管控单元和一般管控单元，经分析，项目符合陕西省生态环境分区管控的要求，具体见表 1.4.5-1。本项目开发范围与陕西省生态管控单元分布的位置关系见图 1.4.5-1。

表 1.4.5-1 与陕西省环境管控单元划定符合性分析

环境管控单元		管控要求	本项目情况	符合性
优先保护单元	指以生态环境保护为主的区域，主要包括生态保护红线、自然保护地、集中式饮用水水源保护区等生态功能重要区、生态环境敏感区。	优先保护单元以生态优先为原则，突出空间布局约束，依法禁止或限制大规模、高强度工业开发和城镇建设活动，开展生态功能受损区域生态保护修复活动，确保重要生态环境功能不降低。	项目所在区域属于水土流失重点治理区，部分管线临时占地涉及水土流失生态红线。项目施工期应严格控制施工作业范围，控制临时占地面积，施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，有效降低项目实施引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。	符合
重点管控单元	指涉及大气、水、土壤、自然资源等资源环境要素重点管控的区域，主要包括城镇规划区、重点开发区等开发强度高和污染物排放强度大的区域。	重点管控单元以提升资源利用效率、加强污染物减排治理和环境风险防控为重点，解决突出生态环境问题。	评价要求涉及该区域的管线和场站应严格控制生态及风险防范措施。	符合
一般	指除优先保护单元、	一般管控单元主要落实生态	项目施工期、运行期均按设	符合

管控单元	重点管控单元以外的其他区域	环境保护基本要求。在此基础上，按照关中地区发展先进制造业现代服务业、陕北地区能源化工转型升级、陕南地区做强做大绿色生态产业战略定位，聚焦关中大气复合型污染、陕北水环境污染和生态系统脆弱、陕南矿区生态环境保护和重点流域水质保护等问题，确定区域总体环境管控要求。	计及环评要求采取环保措施及生态保护措施。	

⑵ 与《榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

本项目选址、选线及工程临时占地不涉及评价区内的各类保护地、饮用水水源保护区等生态环境敏感区，项目与各类环境敏感区的对照分析示意可参见图 2.7.2-1。

项目与榆林市生态环境分区管控单元对照分析示意见图 1.4.5-2。评价按照《关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（榆政发〔2021〕17 号）中“榆林市生态环境准入清单”的管控要求进行了对照分析，见表 1.4.5-2。根据分析，本项目在空间布局、污染物排放、环境风险、资源开发利用等方面总体符合榆林市生态环境准入清单中的分区管控要求。

表 1.4.5-2　　项目与榆林市生态环境分区管控符合性对照分析表

序号	管控单元分类	管控单元名称	管控要求		本项目情况	符合性
1	优先保护单元	水土流失生态保护红线	空间布局约束	1.参照《中华人民共和国水土保持法》《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》和红线相关要求及规定进行管理。 2.禁止在崩塌、滑坡危险区和泥石流易发区从事取土、挖砂、采石、开采零星矿产资源等可能造成水土流失的活动。 3.禁止开垦、开发植物保护带；禁止在二十五度以上陡坡地开垦种植农作物。 4.禁止过度放牧，禁止毁林、毁草开垦。 5.禁止在水土流失重点预防区和重点治理区铲草皮、挖树兜等。 6.禁止新建土地资源高消耗产业。	1.项目拟建工程永久占地均不涉及水土流失生态保护红线； 2.部分管线工程因无法进行选线避让，需临时占用水土流失生态保护红线。评价要求施工期应严格控制施工作业范围及临时占地面积。施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施，可有效降低项目工程引起的水土流失，维护项目所在地的生态功能。	符合
2	优先保护单元	饮用水源保护区	空间布局约束	按照《中华人民共和国水法》《中华人民共和国水污染防治法》《陕西省饮用水水源保护条例》等相关规定进行管理。地表水及地下水饮用水水源一、二级保护区内均须遵守规定： 1.禁止新建、扩建对水体污染严重的建设项目，改建增加排污量的建设项目；禁止设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站；禁止使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；	项目永久及临时工程占地均不涉及地表水及地下水饮用水水源一、二级保护区和准保护区。	符合

				禁止其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为。 2.禁止设置排污口；禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目;禁止勘探、开采矿产资源；禁止堆放化工原料、危险化学品、矿物油类以及有毒有害矿产品；禁止新铺设输送有毒有害物品及石油、成品油的管道；禁止使用农药，丢弃农药、农药包装物或者清洗施药器械；禁止建造坟墓，丢弃或者掩埋动物尸体以及含病原体的其他废物； 3.已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；已有的输送石油、成品油的管道应当调整输油线路，逐步退出；对居民产生的生活污水和垃圾应当统一收集处置。 地表水饮用水水源保护区要求： 1.二级保护区内：禁止设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站；禁止向水体倾倒危险废物、工业固体废物、生活垃圾、建筑垃圾、粪便及其他废弃物；禁止使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；禁止使用炸药、毒药捕杀鱼类和其他生物；禁止非更新采伐、破坏水源涵养林以及破坏与水源保护相关的植被；其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为。禁止设置排污口；禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目；禁止勘探、开采矿产资源，采砂；禁止堆放化工原料、危险化学品、矿物油类以及有毒有害矿产品；禁止设置畜禽养殖场、养殖小区；禁止新铺设输送有毒有害物品及石油、成品油的管道；禁止使用农药，丢弃农药、农药包装物或者清洗施药器械；禁止建造坟墓，丢弃或者掩埋动物尸体以及含病原体的其他废物；禁止使用不符合国家规定防污条件的运载工具，运载油类、粪便及其他有毒有害物品通过水源保护区。禁止运输危险化学品的船舶、车辆通过地表水饮用水水源保护区；对确需通过的危险化学品运输车辆，应当采取有效安全防护措施，依法报公安机关办理有关手续，并通知饮用水水源保护区管理机构。限制使用化肥；从事网箱养殖、旅游等活动的，应当按照规定采取措施，防止污染饮用水水体。已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；已有的输送石油、成品油的管道应当调整输油线路，逐步退出；对居民产生的生活污水和垃圾应当统一收集处置。 2.一级保护区内：除第1条禁止的行为外，还禁止下列行为：新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；堆放、倾倒生活垃圾等其他废弃物；		

				停靠与保护水源无关的机动船舶；从事畜禽养殖、网箱养殖；使用化肥；从事旅游、游泳、垂钓或者其他污染饮用水水体的活动。已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭。 地下水饮用水水源保护区要求： 1.二级保护区内：禁止利用渗坑、渗井、深井、裂隙、溶洞等排放污水和其他有害废弃物；禁止利用透水层孔隙、裂隙、溶洞及废弃矿坑储存石油、天然气、放射性物质、有毒有害化工原料、农药等；禁止利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者存贮含有毒污染物的废水、含病原体的污水和其他废物；禁止设置化工原料、危险废物和易溶性、有毒有害废弃物的暂存及转运站;禁止毁林开荒、非更新采伐水源涵养林;禁止使用剧毒、高残留农药以及滥用化肥；禁止使用不符合国家农田灌溉水质标准的污水灌溉农田；禁止其他可能污染、破坏饮用水水源生态环境的行为。禁止设置排污口；禁止新建、改建、扩建排放污染物的建设项目；禁止勘探、开采矿产资源；禁止新铺设输送有毒有害物品及石油、成品油的管道；禁止堆放化工原料、危险化学品、矿物油类以及有毒有害矿产品；禁止擅自凿井取水，混合开采承压水和潜水；禁止使用农药，丢弃农药、农药包装物或者清洗施药器械；禁止建造坟墓，丢弃或者掩埋动物尸体以及含病原体的其他废物。已建成的排放污染物的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭；已有的输送石油、成品油的管道应当调整输油线路，逐步退出；对居民产生的生活污水和垃圾应当统一收集处置。停止使用的取水口，有关单位应当及时封闭。 2.一级保护区内：除第1条禁止的行为外，还禁止下列行为：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；堆放、倾倒生活垃圾等其他废弃物；从事农牧业活动。已建成的与供水设施和保护水源无关的建设项目，由县级以上人民政府责令拆除或者关闭。		
3	优先保护单元	自然保护区	空间布局约束	1.按照《中华人民共和国自然保护区条例》《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》等相关要求进行管理。 2.核心保护区：除满足国家特殊战略需要的有关活动外，原则上禁止人为活动。允许开展的活动按照《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》相关要求进行管理。 3.一般控制区：除满足国家特殊战略需要的有关活动外，原则上禁止开发性、	项目永久、临时工程占地以及施工活动范围均不涉及陕西省重要湿地，不涉及陕西省无定河省级自然保护区核心区、缓冲区和试验区范围。	符合

				生产性建设活动。仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动按照《关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》相关要求进行管理。		
4	优先保护单元	风景名胜区	空间布局约束	按照《风景名胜区》《陕西省风景名胜区管理条例》等相关规定进行管理。 禁止开发建设活动要求: 1.在风景名胜区内禁止进行下列活动：开山、采石、开矿、开荒、修坟立碑等破坏景观、植被和地形地貌的活动；修建储存爆炸性、易燃性、放射性、毒害性、腐蚀性物品的设施；在景物或者设施上刻划、涂污；乱扔垃圾。 2.禁止违反风景名胜区规划，在风景名胜区内设立各类开发区和在核心景区内建设宾馆、招待所、培训中心、疗养院以及与风景名胜资源保护无关的其他建筑物;已经建设的,应当按照风景名胜区规划，逐步迁出。 限制开发建设活动要求: 1.在国家级风景名胜区内修建缆车、索道等重大建设工程，项目的选址方案应当报省、自治区人民政府建设主管部门和直辖市人民政府风景名胜区主管部门核准。 2.在风景名胜区内进行下列活动，应当经风景名胜区管理机构审核后，依照有关法律、法规的规定报有关主管部门批准：设置、张贴商业广告；举办大型游乐等活动；改变水资源、水环境自然状态的活动;其他影响生态和景观的活动。 3.风景名胜区内的建设项目应当符合风景名胜区规划，并与景观相协调，不得破坏景观、污染环境、妨碍游览。 4.在风景名胜区内进行建设活动的，建设单位、施工单位应当制定污染防治和水土保持方案，并采取有效措施，保护好周围景物、水体、林草植被、野生动物资源和地形地貌。	项目永久、临时工程占地以及天然气开采活动范围均不涉及评价区域内的文物古迹、革命纪念地等风景名胜区。	符合
5	优先保护单元	重要湿地	空间布局约束	按照《湿地保护管理规定》《中华人民共和国野生动物保护法》以及《陕西省湿地保护条例》等相关规定进行管理。 未经批准不得擅自改变天然湿地用途；禁止开（围）垦、烧荒、填埋或者排干湿地；禁止抽排天然湿地蓄水或者截断湿地水源；禁止破坏鱼类等水生生物洄游通道或者野生动物栖息地；禁止开挖水道、挖塘、取土、采沙、采石、采矿；禁止擅自砍伐林木、割芦苇、割草、放牧、养殖、猎捕、捡拾鸟卵或者采用灭绝性方式捕捞鱼类及其他水生生物；禁止向湿地及其周边一公里范围内倾倒固体废弃物、有毒有害物质、排放未经处理的污水。	项目地面工程永久占地及施工活动范围不涉及陕西省重要湿地，无湿地保护法提出的破坏湿地及其生态功能的行为。	符合
6	重点管控单元	大气环境受体	空间布局	1.严格控制“两高”行业项目（民生等项目除外）。	本项目不属于“两高”行业项目。	符合

		敏感重点管控区	要求	2.加快受体敏感区重污染企业搬迁改造或关闭退出。		
			污染物排放管控	1.区域内保留企业采用先进生产工艺、严格落实污染治理设施，污染物执行超低排放或特别排放限值。 2.淘汰老旧车辆，优先选择新能源汽车、替代能源汽车等清洁能源汽车。 3.对城区范围内的汽修、喷涂等行业进行集中整治，降低VOCs排放。 4.加大餐饮油烟治理力度，排放油烟的饮食业单位全部安装油烟净化装置并实现达标排放。		
7	重点管控单元	大气环境布局敏感重点管控区	空间布局约束	严格控制“两高”行业项目（民生等项目除外）	本项目拟建工程选址不涉及米脂县、绥德县、榆阳区、神木市等所在区县的中心城区。	符合
			污染物排放管控	1.区域内保留企业采用先进生产工艺、严格落实污染治理设施，污染物执行超低排放或特别排放限值。 2.淘汰老旧车辆，优先选择新能源汽车、替代能源汽车等清洁能源汽车。 3.推进“煤改气”、“煤改电”工作。在有条件的地区，推广集中供热，对于周边布设有企业的乡镇，推广企业向乡镇集中供热工程建设。短期内无法实施“煤改气”、“煤改电”等措施的区域，推行型煤、无烟煤等清洁燃料。		
8	一般管控单元	总体要求	空间布局约束	执行全省、陕北地区、榆林市生态环境总体准入清单中空间布局约束相关要求。	本项目落实生态环境保护基本要求。针对项目的大气、地下水、生态、土壤等要素提出了环境保护和恢复措施。	符合

1.4.6 榆林市“多规合一”符合性分析

本项目开发区域涉及榆林市米脂县、绥德县、佳县、子洲县、神木市、榆阳区和横山区等 7 区县。本次评价按各场站和管线等地面工程分别申请了“多规合一”控制线检测报告。本项目井场、站场及主要集输管线与榆林市“多规合一”符合性分析见表 1.4.6-1～表 1.4.6-3，“多规合一”控制线检测报告见附件。

表 1.4.6-1 项目井场与榆林市“多规合一”符合性分析一览表

控制线名称	本项目情况	采取措施
城镇开发边界	不涉及	本次评价的 87 座井场中部分已取得榆林市自然资源和规划局的用地预审与选址意见书，其余井场正在办理中。评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。
矿业权现状 2022 分析	涉及煤矿	建设单位应与有关矿权所属单位签署了开采不同矿种的协议，约定安全措施等
林地规划分析	涉及林地及耕地	本次评价的 87 座井场中部分已取得榆林市自然资源和规划局的用地预审与选址意见书，其余井场正在办理中。评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。
生态保护红线分析	不涉及	/

文物保护线分析	不涉及	/
永久基本农田分析	不涉及	/
土地利用现状分析	涉及耕地、林地、草地	井场永久占用耕地均为一般农田地，不涉及基本农田保护区，建设单位正在办理用地手续。
榆阳机场净空区域分析	涉及榆阳机场净空审核范围	项目 87 座井场中部分位于榆阳机场净空审核范围内，机场飞行保护区域控制高度为 1427m，根据调查，审核范围内的井场地面高程最高 1315m，装置高 2m，总高 1317m，满足机场净空控制高度要求。
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/

表 1.4.6-2 项目站场与榆林市“多规合一”符合性分析一览表

控制线名称	本项目情况	采取措施
城镇开发边界	不涉及	/
矿业权现状 2022 分析	不涉及	/
林地规划分析	涉及林地、耕地、草地、未利用地、建设用地	本次评价的 3 座新建站场中部分已取得榆林市自然资源和规划局的用地预审与选址意见书，其余正在办理中。评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。
生态保护红线分析	不涉及	/
文物保护线分析	不涉及	/
永久基本农田分析	不涉及	/
土地利用现状分析	涉及耕地、林地、草地、工矿用地、农村道路	站场永久占用耕地均为一般农田，不涉及基本农田保护区，建设单位正在办理用地手续。
榆阳机场净空区域分析	不涉及	/
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/

表 1.4.6-3 项目集输管线与榆林市“多规合一”符合性分析一览表

控制线名称	本项目情况	采取措施
城镇开发边界	压覆城镇开发边界	本项目部分管线（双 48-39 采气管线）压覆城镇开发边界（穿越三鱼路）。评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。
矿业权现状 2022 分析	涉及煤矿	部分管线涉及煤矿用地范围，建设单位应与有关矿权所属单位签署了开采不同矿种的协议，约定安全措施等
林地规划分析	涉及林地、耕地、草地、水域、未利用地、建设用地	管线工程为临时占用，待施工结束后可恢复原土地类型
生态保护红线分析	涉及水土流失生态保护红线	对照榆林市生态环境分区管控准入要求，本项目属于天然气开采行业，项目涉及生态红线占地为施工期临时占地，评价要求建设单位合理安排管线通过水土流失生态保护红线区域的方式，最大限度地降低影响范围，施工过程中应严格控制施工作业带，分段施工，采取分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度，在施工结束后及时对临时占地进行植被恢复，在易发生水土流失区域修建水保设施。
文物保护线分析	不涉及	/

永久基本农田分析	管线敷设临时占用基本农田	管线施工时临时占用基本农田，但不得在基本农田内修建永久性建（构）筑物，经复垦要恢复到原种植条件，按法定程序申请，并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案
土地利用现状分析	涉及林地、耕地、草地、园地、交通运输用地、商业服务业用地、住宅用地、工矿用地、水域及水利设施用地、其他土地等	管线工程为临时占用，待施工结束后经采取生态恢复措施后可恢复原土地类型。占用的商业服务业用地、住宅用地等，评价要求建设单位尽快完成用地手续办理。
榆阳机场净空区域分析	涉及榆阳机场净空审核范围	本项目部分管线位于榆阳机场净空审核范围内，机场飞行保护区域控制高度为 1427m，根据调查，审核范围内的管线地面高程最高 1310m，管线均采取地埋，满足机场净空控制高度要求。
榆阳机场电磁环境保护区分析	不涉及	/

根据上述分析，在项目施工前完成用地手续办理、采用合规的管线敷设和穿越方式、采取适宜的水土保持和生态恢复等措施的前提下，项目建设符合榆林市投资项目选址要求。

1.4.7 选址布局合理性分析

本项目工程建设范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水源保护区、文物保护单位等依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域。

⑴ 井场选址合理性分析

本项目井场设计方案依据《石油天然气工程设计防火规范》、《钻前工程及井场布置技术要求》等规范要求进行设计。新建井场按照标准化井场设计规范进行建设，有效减少了工程占地面积；各井场占地类型以旱地、草地为主，不涉及基本农田。根据各拟建井场“多规合一”控制线检测报告，所有井场选址均不涉及永久基本农田、生态保护红线、文物保护单位等环境不目标。对周边存在的饮用水源地保护区、分散式饮用水源井、重要湿地、居民点等敏感保护目标采取了避让措施，也不涉及居民环保搬迁，选址可行。

根据油气田开采历史经验，项目实施过程中，部分井位有可能发生位置和编号调整，针对项目实施过程中可能发生的井场位置调整，评价在选址方面提出以下原则要求：

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，具学校、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 尽量占用荒地，少占耕地。

⑤ 井场选址尽量选择在平坦地区，减少井场上游汇水面积。

⑥ 禁止在水源地保护区及生态环境主管部门划定的禁采区域内建设井场等地面工程设施。

⑵ 站场选址合理性分析

本项目改扩建站场榆-13、榆-9、神-16、洲-19 集气站及三皇庙清管站改扩建工程均在站场现有征地范围内实施，不新增占地，新建集气阀组与井场合建。根据“多规合一”控制线检测报告，本项目 3 座新建站场（包括洲-19 增压脱水站、米-8 集气站井场集气阀组、神-16 集气站井场集气阀组）选址均不涉及永久基本农田、生态保护红线、饮用水源地保护区、重要湿地等环境敏感区，且站场均远离居民点布设，不涉及居民环保搬迁，选址可行。

⑶ 管线选线合理性分析

根据“多规合一”控制线检测报告，本项目管线涉及永久基本农田、水土流失生态红线等环境敏感区。因子项目开发范围内基本农田、水土流失生态红线均呈斑块化分布且范围较广，本项目部分管线较长，选线过程首先避让了饮用水水源保护区、居民区等，部分管段选线确实无法避让基本农田、水土流失生态红线，因此，须在施工阶段临时占用上述环境敏感区。

① 选线涉及基本农田

本项目部分管线选线涉及一定范围的基本农田，属于管线施工临时占地，应严格按照《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）相关要求，不修建永久性建（构）筑物、按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案、经批准可临时占用基本农田。

② 选线涉及水土流失生态红线

本项目部分管线涉及少量水土流失生态红线，属于管线施工临时占地，应按相关要求加强施工管理，采取适宜的水土保持和生态恢复等措施，管线施工前均需办理临时用地手续，征得相关管理部门同意。

本项目管线多沿现有道路或梁峁敷设，选线尽量少占用耕地及林地，对沿线饮用水源地保护区、集中和分散式水源井、文物保护单位等环境敏感目标均采取了避让措施。管线途径村庄时，避让居民点。管线穿越河流、冲沟等正常情况对地表水环境无影响，

在事故情况下，启动应急措施，可以使风险控制在有限的范围内，对地表水环境影响小。管线选线均应申请临时用地审批，形成政府会议纪要后建设单位方可按照程序办理相关手续。从建设内容及周边环境特征考虑，项目管线选线基本合理。

项目实施过程中，部分管线选线有可能调整，根据《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015），管线选线应满足以下要求：

① 线路走向应根据工程建设目的和气源、市场分布，结合沿线城镇、交通、水利、矿产资源和环境敏感区的现状与规划，以及沿途地区的地形、地质、水文、气象、地震等自然条件，通过综合分析和多方案技术经济比较，确定线路总体走向；

② 线路宜避开环境敏感区，当路由受限需要通过环境敏感区时，应征得其主管部门同意并采取保护措施；

③ 线路应避开军事禁区、飞机场、铁路及汽车客运站、海(河)港码头等区域；

④ 除为管道工程专门修建的隧道、桥梁外，不应在铁路或公路的隧道内及桥梁上敷设输气管道。输气管道从铁路或公路桥下交叉通过时，不应改变桥梁下的水文条件；

⑤ 与公路并行的管道路由宜在公路用地界 3m 以外，与铁路并行的管道路由宜在铁路用地界 3m 以外，如地形受限或其他条件限制的局部地段不满足要求时，应征得道路管理部门的同意；

⑥ 线路宜避开城乡规划区，当受条件限制，需要在城乡规划区通过时，应征得城乡规划主管部门的同意，并采取安全保护措施；

⑦ 线路宜避开高压直流换流站接地极、变电站等强干扰区域；

⑧ 埋地管道与建(构)筑物的间距应满足施工和运行管理需求，且管道中心线与建(构)筑物的最小距离不应小于 5m。

⑨ 线路应避开可能塌方和被洪水冲浸的地段。避让禁止开发区、文物保护单位等，禁止占用基本农田，少占耕地及林地。

总体看来，项目采用优化的场站和管网设计方案，减少场站和管线工程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，项目总体布局合理，井、站场选址、管线选线总体可行。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

⑴ 施工扬尘、施工废水、固体废物的环境影响及处置措施，管线施工的环境影响及减缓措施的可行性。施工对土壤、动植物、土地利用、农作物的环境影响分析及生态保护措施的可行性。重点关注管线穿越基本农田、水土流失生态红线等环境敏感区的影

响，按要求采取生态保护、减缓和恢复措施，尽可能降低环境影响。

⑵ 运行期站场废气、废水、噪声以及各种固体废物的环境影响及处理处置措施可行性。

⑶ 根据项目特点和环境现状，重点关注生态、地下水和土壤环境影响，以及运行过程中的环境风险及风险防范措施。

1.6 主要结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）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。从环境影响角度分析，项目建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 评价任务依据

《环境影响评价委托书》，长庆油田分公司第二采气厂，2023 年 3 月 6 日（附件 1）。

2.1.2 法律依据

⑴《中华人民共和国环境保护法》，2015 年 1 月 1 日起施行；

⑵《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日起施行；

⑶《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

⑷《中华人民共和国水污染防治法》，2018 年 1 月 1 日起施行；

⑸《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022 年 6 月 5 日起施行；

⑹《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 9 月 1 日起施行；

⑺《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日起施行；

⑻《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 7 月 1 日起施行；

⑼《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

⑽《中华人民共和国节约能源法》，2018 年 10 月 26 日起施行；

⑾《中华人民共和国土地管理法》，2020 年 1 月 1 日起施行；

⑿《中华人民共和国城乡规划法》，2019 年 4 月 23 日起施行；

⒀《中华人民共和国水法》，2016 年 7 月 2 日起施行；

⒁《中华人民共和国水土保持法》，2011 年 3 月 1 日起施行；

⒂《中华人民共和国湿地保护法》，2022 年 6 月 1 日起施行；

⒃《中华人民共和国矿产资源法》，2009 年 8 月 27 日起施行；

⒄《中华人民共和国野生动物保护法》，2018 年 10 月 26 日修正；

⒅《中华人民共和国文物保护法》，2017 年 11 月 4 日修正；

⒆《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，2010 年 10 月 1 日起施行；

⒇《中华人民共和国安全生产法》，2021 年 9 月 1 日起施行；

(21)《中华人民共和国公路法》，2017 年 11 月 5 日起施行；

(22)《中华人民共和国铁路法》，2015 年 4 月 24 日修订；

2.1.3 法规依据

⑴《建设项目环境保护管理条例》，2017 年 10 月 1 日起施行；

⑵《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017 年 10 月 7 日起施行；

⑶《土地复垦条例》，2011 年 3 月 5 日起施行；

⑷《中华人民共和国河道管理条例》，2018 年 3 月 19 日起施行；

⑸《地质灾害防治条例》，2004 年 3 月 1 日起施行；

⑹《基本农田保护条例》，2011 年 1 月 8 日修正；

⑺《风景名胜区条例》，2016 年 2 月 6 日修订；

⑻《地下水管理条例》，2021 年 12 月 1 日起施行；

2.1.4 部门规章依据

⑴《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；

⑵《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》，国发[2011]35 号；

⑶《国务院关于印发全国生态环境保护纲要的通知》，国发[2000]38 号；

⑷《国务院关于印发大气污染防治行动计划的通知》，国发[2013]37 号；

⑸《国务院关于印发水污染防治行动计划的通知》，国发[2015]17 号；

⑹《国务院关于印发土壤污染防治行动计划的通知》，国发[2016]31 号；

⑺《国务院关于印发“十四五”节能减排综合性工作方案的通知》，国发[2021]33 号；

⑻《饮用水水源保护区污染防治管理规定》（（89）环管字第 201 号），2010 年 12 月 22 日修正；

⑼《产业结构调整指导目录（2019 年本）》，国家发展和改革委员会令 2019 第 29 号；

⑽《国家发展改革委关于修改〈产业结构调整指导目录（2019 年本）〉的决定》，国家发展和改革委员会令 2021 年第 49 号；

⑾《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；

⑿《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；

⒀《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，环境保护部令第 16 号；

⒁《环境影响评价公众参与办法》，生态环境部令第 4 号；

⒂《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；

⒃《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部令第 34 号；

⒄《危险废物转移管理办法》，生态环境部、公安部、交通运输部令第 23 号；

⑱《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》，环大气[2021]65 号；

⑲《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；

⑳《国家危险废物名录（2021 年版）》，环境保护部令第 15 号；

(21)《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）；

(22)《关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，中发[2021]40 号。

2.1.5 地方性法规

⑴《陕西省矿产资源管理条例》，2020 年 3 月 26 日施行；

⑵《陕西省煤炭石油天然气开发生态环境保护条例》，2019 年 12 月 1 日施行；

⑶《陕西省水土保持条例》，2013 年 7 月 26 日施行；

⑷《陕西省大气污染防治条例》（2019 年修正版），2019 年 11 月 7 日施行；

⑸《陕西省固体废物污染防治条例》（2019 年修正版），2016 年 4 月 1 日施行；

⑹《陕西省地下水条例》，2016 年 4 月 1 日起施行；

⑺《陕西省节约能源条例》，2015 年 1 月 1 日施行；

⑻《陕西省循环经济促进条例》，2011 年 12 月 1 日施行；

⑼《陕西省饮用水水源保护条例》，2021 年 5 月 1 日施行；

⑽《陕西省湿地保护条例》，2006 年 6 月 1 日施行；

⑾《陕西省文物保护条例》，2012 年 7 月 12 日修订；

⑿《陕西省生态功能区划》（陕政发[2004]115 号）；

⒀《陕西省水功能区划》，2004.9；

⒁《关于划分水土流失重点防治区的公告》（陕政发[1999]6 号文）；

⒂《陕西省煤炭石油天然气资源开采水土流失补偿费征收使用管理办法》（陕政发[2008]54 号文）；

⒃陕西省实施《土地复垦条例》办法（陕西省人民政府令第 173 号），2013 年 12 月；

⒄陕西省人民政府印发《陕西省人民政府关于加快实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（陕政发〔2020〕11 号），2020 年 12 月 27 日；

⒅陕西省自然资源厅 陕西省生态环境厅关于印发《陕西省生态保护红线评估调整工作实施方案》的通知（陕自然资发[2020]39 号）

⑲《陕西省加强陕北地区环境保护若干意见》（陕环函[2006]402 号）；

⑳陕西省环境保护厅《关于进一步加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（陕环函[2012]764 号），2012 年 8 月 24 日；

(21)陕西省环境保护厅办公室印发《陕北油气田开采清洁文明井场验收标准》（陕环办发〔2016〕31 号），2016 年 4 月 25 日；

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

(23)《关于印发石油天然气开采等四个行业建设项目环境影响评价文件审批要点（试行）的通知》（陕环办发〔2020〕34 号），2020.6.18；

(24)《榆林市无定河流域水污染防治条例》，2019 年 10 月 1 日起施行；

(25)《榆林市工业固体废物污染防治管理办法（试行）》（榆政办发〔2021〕19 号），2021 年 8 月 1 日起施行；

(26)《榆林市人民政府关于印发榆林市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（榆政发[2021]17 号），2021 年 11 月 26 日；

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

(28)《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》，2017 年 3 月 17 日；

(29)《榆林市油气开采废弃物不落地集中处置推广项目建设管理指南（试行）》，2018 年 8 月 21 日。

2.1.6 环保政策

⑴《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；

⑵《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

⑴《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》；

⑵《“十四五”现代能源体系规划》；

⑶《陕西省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五远景目标纲要》；

⑷《陕西省“十四五”生态环境保护规划》；

⑸《陕西省矿产资源总体规划（2021-2025 年）》；

⑹《榆林市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》；

⑺《榆林市经济社会发展总体规划（2016-2030）》；

⑻《榆林市“十四五”工业固体废物污染防治规划》。

2.1.8 评价技术规范

⑴《建设项目环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）；

⑵《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）；

⑶《环境影响评价技术导则-地表水环境》（HJ2.3-2018）；

⑷《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）；

⑸《环境影响评价技术导则-声环境》（HJ2.4-2021）；

⑹《环境影响评价技术导则-生态影响》（HJ19-2022）；

⑺《环境影响评价技术导则-土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

⑻《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

⑼《环境影响评价技术导则-陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2007）；

⑽《生态环境状况评价技术规范》（HJ/T192-2015）；

⑾《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

⑿《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；

⒀《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ 2025-2012）；

⒁《企业突发环境事件风险分级方法》（HJ941-2018）；

⒂《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）；

⒃《石油和天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

⒄《气田集输设计规范》（GB 50349-2015）；

⒅《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）；

⒆《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）；

⒇《钢质管道穿越铁路和公路推荐作法》（SY/T 0325-2001）；

(21)《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；

(22)《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

(23)《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）；

(24)《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）；

(25)《陆上钻井作业环境保护推荐作法》（SY/T6629-2005）；

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

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

(28)《陆上石油天然气集输环境保护推荐作法》(SY/T 7294-2016);

(29)《长庆油气田绿化技术规定》;

2.1.9 项目文件

⑴《关于下达 2023 年第一批业务发展投资实施计划的通知》,长油〔2023〕27 号,中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司,2023 年 3 月 1 日;

⑵《第二采气厂 2023 年产能建设地面工程总说明书》,长庆工程设计有限公司,2023 年 2 月;

⑶ 现有工程涉及的产建环评批复及竣工环保验收意见;

⑷ 建设单位提供与建设项目有关的其它技术资料。

2.2 评价目的

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

2.3 环境功能区划及评价标准

2.3.1 环境功能区划

⑴ 环境空气

本项目工程选址选线均位于农村地区,《环境空气质量标准》(GB3095-2012)和《环境空气质量功能区划分原则与技术方法》(HJ14-1996),评价区属于环境空气质量二类功能区。

⑵ 地表水环境

根据《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)及《陕西省水功能区划》,本项目评价范围内的地表水体主要为无定河、榆溪河、大理河、窟野河、秃尾河及佳芦河等,水功能区划见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1 本项目水环境保护目标功能区划

序号	流域名称	水系名称	水系干流	水系一级支流	水质标准	功能区名称及区域依据
1	黄河	黄河	黄河(墙头-龙门水文站)	/	III类	晋陕开发利用区-《黄河治理开发规划纲要》
2		无定河(黄	无定河(雷龙湾-榆溪河口)	/	III类	横山饮用、工业、农业用水区-取水

3		河一级支流）	无定河（榆溪河口-米脂）	/	III类	米脂工业、农业用水区-取水
4			无定河（米脂-十里铺）	/	Ⅳ类	米脂排污控制区-米脂排污
5			无定河（十里铺-绥德）	/	III类	绥德工业、农业用水区-取水
6			/	榆溪河（白河入口-榆林）	III类	榆林饮用、工业用水区-取水
7			/	榆溪河（榆林-南郊农场）	Ⅳ类	榆林排污控制区-榆林排污
8			/	榆溪河（南郊农场-入无定河河口）	III类	榆林工业、农业用水区-取水
9			/	大理河（青阳岔-入无定河河口）	III类	绥德保留区-基本未开发利用
10		秃尾河（黄河一级支流）	秃尾河（瑶镇-高家堡）	/	III类	神木饮用、农业用水区-取水
11			秃尾河（高家堡-入黄口）	/	III类	神木保留区-开发利用程度地
12		窟野河（黄河一级支流）	窟野河（大柳塔-神木）	/	III类	神木饮用、农业用水区-取水
13			窟野河（神木-贺家川）	/	III类	神木农业用水区-取水
14		佳芦河（黄河一级支流）	佳芦河（源头-王家砭）	/	Ⅱ类	佳县源头水保护区-源头水
15			佳芦河（王家砭-入黄口）	/	Ⅱ类	佳县保留区-开发利用程度地

⑶ 地下水

评价区地下水主要用于生活饮用水水源及工农业用水。根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）的规定，水环境功能为III类。

⑷ 声环境

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

⑸ 生态环境

根据《陕西省生态功能区划》，项目所在区域位于长城沿线风沙草原生态区-神榆横沙漠化控制生态亚区和黄土高原农牧生态区-黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区，项目涉及米脂县、绥德县、吴堡县、佳县区域属于黄土峁状丘陵沟壑水土流失敏感区；涉及榆阳区和横山区区域属于榆神府黄土梁水蚀风蚀控制区，具体见表 2.3.1-2 和图

2.3.1-1。

表 2.3.1-2 评价区生态环境功能区划

编号	一级区（生态区）	二级区（生态亚区）	三级区（生态功能区）	范围
1	长城沿线风沙草原生态区	神榆横沙漠化控制生态亚区	榆神北部沙化控制区	神木市、榆阳区
2			横榆沙地防风固沙区	榆阳区、横山区
3	黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	榆神府黄土梁水蚀风蚀控制区	榆阳区、横山区、神木市
4			黄土峁状丘陵沟壑水土流失敏感区	米脂县、子洲县、绥德县、佳县
5			黄河沿岸土壤侵蚀敏感区	佳县

⑹ 各要素环境功能区划汇总

综上所述，本项目环境要素环境功能区划见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-3 项目区其他环境要素功能区划

环境要素	保护对象	功能区划
环境空气	评价区范围内的居民	二类功能区
地表水	地表水水体	Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅳ类功能区
地下水	居民分散式供水井	Ⅲ类功能区
声环境	站场厂界外 200m、道路及管线两侧 200m 范围内居民	2 类功能区
生态	项目所在区域生态环境	长城沿线风沙草原生态区-神榆横沙漠化控制生态亚区和黄土高原农牧生态区-黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区

2.3.2 评价标准

2.3.2.1 环境质量标准

⑴ 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，甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D，标准值见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1 环境空气评价因子及评价标准

标准来源	评价因子	评价时段	标准值	单位
《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准	SO_2	年平均	60	$\mu g/m^3$
		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	mg/m^3
		1 小时平均	10	
	O_3	日最大 8 小时平均	160	$\mu g/m^3$
		1 小时平均	200	

	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	1 小时平均	2.0	mg/m^3
《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D	甲醇	1 小时平均	3000	$\mu g/m^3$
		日平均	1000	

⑵ 地表水环境质量标准

本项目所在区域地表水执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类、Ⅲ类及Ⅳ标准，标准值见表 2.3.2-2。其中，佳芦河及其支流执行Ⅱ类标准；无定河及其支流地表水执行Ⅲ类标准；榆溪河（榆林-南郊农场）执行Ⅳ类标准，其他河段及其支流执行Ⅲ类标准。

表 2.3.2-2 地表水环境质量标准

标准名称及级（类）别	项目	单位	标准限值		
			Ⅱ类标准	Ⅲ类标准	Ⅳ类标准
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类、Ⅲ类及Ⅳ类标准	pH 值	无量纲	6～9		
	COD	mg/L	≤15	≤20	≤30
	BOD_5		≤3	≤4	≤6
	氨氮		≤0.5	≤1.0	≤1.5
	石油类		≤0.05	≤0.05	≤0.5
	硫化物		≤0.1	≤0.2	≤0.5
	挥发酚		≤0.002	≤0.005	≤0.1

⑶ 地下水环境质量标准

地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，特征因子石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值，见表 2.3.2-3。

表 2.3.2-3 地下水质量标准

标准名称及级(类)别	评价因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准	pH 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
	铬（六价）		≤0.05
	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 2.3.2-4。

表 2.3.2-4 声环境质量标准 单位：dB(A)

标准名称及类别	项目	标准值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096－2008）2 类标准	等效 A 声级	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”筛选值，其他土壤执行《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）“其他”土壤污染风险筛选值，具体见表 2.3.2-5。

表 2.3.2-5 土壤环境质量标准 单位：mg/kg（pH 除外）

标准名称及级（类）别	评价因子		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-1,1-二氯乙烯	596	2222
		反-1,1-二氯乙烯	54	163
		二氯甲烷	616	2000
		1,2-二氯丙烯	5	47
		1,1,1,2-四氯乙烷	10	100
		1,1,2,2-四氯乙烷	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
		䓛		1293	12900
		二苯并[a,h]蒽		1.5	15
		茚并[1,2,3-cd]芘		15	151
		萘		70	700
	石油烃类	石油烃（C10-C40）		4500	9000
《土壤环境质量-农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）	镉	pH＞7.5	其他	0.6	4.0
	汞		其他	3.4	6.0
	砷		其他	25	100
	铅		其他	170	1000
	铬		其他	250	1300
	铜		其他	100	/
	镍		/	190	/
	锌		/	300	/

2.3.2.2 污染物排放标准

⑴ 大气排放标准

施工期大气污染物排放执行《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）限值要求；运行期站场厂界非甲烷总烃无组织排放浓度执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）油气集中处理站边界污染物控制要求。污染物排放标准详见表 2.3.2-6。

表 2. 3. 2-6 大气污染物排放标准 单位：mg/m³

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值

施工期	《施工场界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）	颗粒物	拆除、土方及地基处理工程 周界外浓度最高点小时平均浓度	0.8
			基础、主体结构及装饰工程 周界外浓度最高点小时平均浓度	0.7
运行期	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	非甲烷总烃	边界非甲烷总烃浓度	4.0

⑵ 废水

本项目不新建生活污水处理设施，运行期气田采出水依托现有气田采出水处理工程处理后回注地层，不外排，回注层应满足《气田水回注技术要求》（SY/T6596-2016）标准中相关要求；采出水回注水水质指标参照执行《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）标准。

表 2.3.2-7 依托工程气田采出水回注标准

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
			单位	数值
气田采出水	运行期气田采出水回注层等回注条件应满足《气田水回注技术要求》（SY/T6596-2016）标准中相关要求；	/	回注层需满足封闭性、隔离性、可注性	
	气田采出水回注水水质指标参照执行《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）标准。	悬浮固体含量	mg/L	≤200
		石油类	mg/L	≤100

⑶ 噪声排放标准

施工场地噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）相应标准，运行期厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。

表 2.3.2-8 其他污染物排放标准

类别	标准名称及级（类）别	污染因子	标准值		
			单位		数值
噪声	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	噪声 dB(A)	施工场界	昼间	≤70
				夜间	≤55
	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类区标准	噪声 dB(A)	一般厂界	昼间	≤60
				夜间	≤50

⑷ 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《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》、《危险废物鉴别标准》（GB5085.1-3.2007）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中有关规定。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 项目影响环境要素的程度及性质识别

⑴ 影响环境要素程度的识别

根据项目建设性质、工程特点、实施阶段和所在区域的环境特征，识别项目实施过

程可能对评价区域自然环境、生态环境、社会环境等产生影响的因子，并确定各因子影响类型和影响程度，为筛选评价因子及评价重点提供依据。

本项目对自然环境、生态环境的影响因素和程度见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1 项目环境影响要素与影响程度识别表

工程阶段 \ 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	植被	动物
施工期	场地清理	-1	-1	/	-1	/	-1	/	-2	-2	-1
	钻井施工	-2	/	-1	-2	-2	-1	-1	-1	/	/
	交通运输	-1	-1	/	-1	/	/	/	/	-1	/
	安装建设	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/
	材料堆放	-1	/	/	/	/	/	/	/	-2	/
运行期	采气作业	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	站场运行	-2	/	/	-2	-1	/	-1	/	/	/
	管线集输	/	/	/	/	/	/	-1	/	/	/
	注采出水	/	/	/	/	/	/	-1	/	/	/
	危废暂存	/	/	/	/	-1	/	/	/	/	/
	危废运输	/	-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	/
	站场	-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，风沙较大，施工扬尘、运输扬尘等对评价区环境空气质量形成短期重大不利影响，场地清理、钻井材料堆放等对植被造成重大不利影响；同时，施工活动对评价区声环境也构成重大不利影响。

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

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

(2) 影响环境要素性质的识别

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

表 2.4.1-2 项目建设工程对环境影响的性质分析

环境资源 \ 环境分析		不利影响						有利影响			
		短期	长期	可逆	不可逆	局部	广泛	短期	长期	广泛	局部
自	环境空气	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

然环境	地表水	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	地下水	/	√	/	√	/	/	/	/	/	/
	声环境	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/
	水土流失	√	/	/	/	√	/	/	/	/	/
生态	植被	√	√	√	/	√	/	/	/	/	/
	动物	√	/	√	/	√	/	/	/	/	/

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

2.4.2 环境影响因子识别

项目各阶段的环境影响因子不同，根据工程分析和开发工艺，施工期、运行期和退役期环境影响因子见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境影响因子识别

开发施工阶段		主要环境影响因子				
		气	水	噪声	固废	生态
施工期	道路建设	扬尘	/	设备噪声	/	地表、植被破坏、水土流失
	设备运输	扬尘、车辆尾气	/	交通噪声	/	/
	土方开挖	扬尘	/	机械噪声	/	地表、植被破坏、水土流失
	设备安装与拆卸	/	/	设备噪声	/	/
	钻井作业	柴油机废气	钻井废水、压裂返排液	设备噪声	钻井岩屑	/
	场站建设	扬尘	生活污水	设备噪声	建筑垃圾、生活垃圾	地表、植被破坏、水土流失
	管线敷设	扬尘	试压废水	机械噪声	清管废渣	地表、植被破坏、水土流失
	井喷（事故情况）	烃类气体	/	/	泥浆	/
运行期	站场	无组织废气	/	设备噪声	/	/
	管线破裂（事故）	烃类气体、甲醇	采出水	/	/	/
退役期	井场	烃类气体、扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/
	站场	扬尘	/	机械噪声	建筑垃圾	/
	管线	扬尘	/	机械噪声	锈蚀管线	地表、植被破坏、水土流失

2.4.3 评价因子筛选

依据项目工程分析和区域环境特征，筛选本项目环境现状及影响预测的评价因子见表 2.4.3-1。

表 2.4.3-1 环境影响评价因子筛选结果汇总

类别		评价因子
环境空气	现状评价因子	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、总烃、非甲烷总烃、甲醇
	预测评价因子	非甲烷总烃

地表水	现状评价因子	pH 值、COD、NH_3-N、BOD_5、硫化物、石油类、挥发酚
	预测评价因子	污废水不外排，分析评价
地下水	现状评价因子	K+、Na+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、氯化物、硫酸盐、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）、石油类、甲醇
	预测评价因子	石油类、甲醇
声环境	现状评价因子	等效连续 A 声级 Leq(A)
	预测评价因子	等效连续 A 声级 Leq(A)
土壤环境	现状评价因子	pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、锌、铬、苯、甲苯、乙苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、氯甲烷、氯乙烯、1,1-二氯乙烯、二氯甲烷、反-1,2-二氯乙烯、1,1-二氯乙烷、顺-1,2-二氯乙烯、氯仿、1,1,1-三氯乙烷、四氯化碳、1,2-二氯乙烷、三氯乙烯、1,2-二氯丙烷、1,1,2-三氯乙烷、四氯乙烯、氯苯、1,1,1,2-四氯乙烷、苯乙烯、1,1,2,2-四氯乙烷、1,2,3-三氯丙烷、1,4-二氯苯、1,2-二氯苯、2-氯酚、硝基苯、苯胺、萘、苯并[a]蒽、䓛、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、苯并[a]芘、茚并[1,2,3-cd]芘、二苯并[a，h]蒽、石油烃、甲醇 阳离子交换量、氧化还原电位、饱和导水率、土壤容重、孔隙度
	影响评价因子	石油烃
生态环境	现状评价因子	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，生态系统植被覆盖度、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
	影响评价因子	植被、土地利用、生态系统、生物多样性等
环境风险	风险评价因子	天然气（钻井井喷、管线泄漏火灾爆炸），气田采出水输送管道泄漏，注醇管线泄漏等

2.5 评价等级及评价范围

2.5.1 生态环境

⑴ 评价等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中评价工作分级原则进行判定：

① 项目永久占地不涉及国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等法定生态保护区域，重要物种的天然集中分布区、栖息地，重要水生生物的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，迁徙鸟类的重要繁殖地、停歇地、越冬地以及野生动物迁徙通道等重要生境，以及其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域。

② 项目管线工程临时占地涉及永久基本农田和水土流失生态红线。

③ 本项目地面工程在气田范围内分布较分散，总占地约 2.378km^2，包括永久占地和临时占地，其中永久占地 0.34km^2，占整个开发区域总面积的 0.002%，不会导致气田开发区域土地利用类型发生明显改变。

因此，确定本项目生态环境评价等级为二级。

⑵ 调查评价范围

根据导则要求，矿山开采项目评价范围应涵盖开采区及其影响范围、各类场地及运输系统占地以及施工临时占地范围等。本项目工程内容主要涉及井场、站场、管线等。选址选线较为分散，为体现项目整体性，本次评价以整个气田开发区域作为调查范围，总面积 14529.7km^2。重点对井、站场周边 2km、管线两侧 1km 范围内涉及的生态敏感区和生态保护目标进行评价，其中井、站场生态影响评价范围参考《环境影响评价技术导则陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T 349-2007）中规定，场站边界向外延伸 2km；根据“多规合一”控制线检测报告，本项目所在区域水土流失生态红线（生态敏感区）分布范围广且分散，管线生态影响评价范围统一考虑为线路中心线向两侧外延 1km。

2.5.2 大气环境

⑴ 评价等级

天然气生产过程采用全密闭流程，运行期废气污染源主要为站场集输过程的挥发、泄漏等无组织排放的烃类气体，主要污染物非甲烷总烃。结合本项目工程建设内容，大气污染源主要为新建增压脱水站及集气阀组装置区无组织烃类气体，依托站场（集气站和天然气处理厂）已根据其设计生产规模编制环境影响评价报告，故本次评价仅对新建站场设计最大集输处理量下的环境影响进行分析。采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中所推荐的 AERSCREEN 模式对主要大气污染源进行环境空气评价等级判定，评价因子和标准见表 2.5.2-1，判别依据见表 2.5.2-2。判定结果见表 2.5.2-3。

表 2.5.2-1 评价因子和评价标准表

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

表 2.5.2-2 评价等级判别表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	P_{max}≥10%
二级	1%≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}≤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 /(μg/m^3)	占标率 P_{max} /%	$D_{10\%}$/m	评价等级
无组织排放	洲-19 增压脱水站装置区	非甲烷总烃	108.74	5.44	0	二级
	米-8 集气站井场集气阀组	非甲烷总烃	24.84	1.24	0	二级
	神-16 集气站井场集气阀组	非甲烷总烃	24.84	1.24	0	二级

根据上述估算结果，本项目污染物排放 Pmax 为 1%＜5.44%＜10%，据此根据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）中要求，判定本次环境空气评价等级为

二级。

⑵ 评价范围

以各站场为中心，边界外扩 2.5km 矩形范围。

2.5.3 地表水环境

⑴ 评价工作等级

本项目运行期产生的废水主要为气田采出水，在新建增压脱水站及依托集气站内分离后，通过罐车或管线输送至下游处理厂，依托处理厂气田采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。根据《环境影响评价技术导则·地表水环境》（HJ2.3-2018）定级原则，地表水评价工作等级为三级 B。

⑵ 评价范围

因本项目无废水排放，不设地表水评价范围。

2.5.4 地下水环境

⑴ 评价工作等级

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

表 2.5.4-1 地下水环境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	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

本项目工程内容主要包括场站、天然气集输管线、注醇管线，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）中附录 A 地下水环境影响评价行业分类表，各工程行业类别分别属于“38 天然气、页岩气开采（含净化）”、“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”、“89、化学品输送管线”，对应地下水环境影响评价项目类别分别为Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅱ类。

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

表 2.5.4-2 建设项目的地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）

	准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

根据资料收集和现场调查，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黄土潜水含水层和碎屑岩裂隙含水层，根据地下水敏感性分析（详见 8.1.1 节），本项目各工程地下水环境敏感程度最高均为较敏感。据此，本项目地下水评价工作等级判定情况见表 2.5.4-3。

表 2.5.4-3 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
Ⅱ类项目	天然气开采（井场、站场）	/	√	/	二级
Ⅱ类项目	注醇管线、采出水管线	/	√	/	二级
Ⅲ类项目	天然气管线	/	√	/	三级

⑵ 调查评价范围

地下水调查范围：气田开发范围。

地下水评价范围：以位于无定河以北的榆 44-17C2、榆 44-18H1 采气井场以井场下游 1520m，上游及两侧 760m 的范围作为地下水评价范围；其余区域的采气井场、集气站以下游 300m，上游及两侧 150m 的范围、集输管线两侧 200m 的范围作为地下水评价范围（计算过程见 8.1.2 节）。

2.5.5 声环境

⑴ 评价工作等级

按《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）规定，本项目噪声环境影响评价工作等级判定依据见表 2.5.5-1。

表 2.5.5-1 环境噪声影响评价工作等级判定表

判定依据 / 评价等级	区域声环境功能区划	建设前后敏感目标噪声级增高量	受噪声影响范围内的人口
一级评价	0 类	>5dB（A）	显著增加
二级评价	1 类、2 类	3～5dB（A）	增加较多
三级评价	3 类、4 类	<3dB（A）	变化不大
本项目	2 类	<3dB	变化不大
	二级评价		

评价区属 2 类声功能区，项目噪声影响主要集中在施工期。运行期噪声源影响范围仅限于站场内部，开发前后评价范围敏感目标噪声级增量＜3dB(A)，通过采取选址避让措施，受影响的人口变化不大，因此，本项目声环境评价工作等级为二级。

⑵ 评价范围

各站场厂界外 200m 范围，集输管线及道路两侧 200m 范围。

2.5.6 土壤环境

⑴ 评价工作等级

根据项目工程特点及《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目的土壤环境影响类型为污染影响型，影响途径主要是非正常状况下的垂直入渗影响，土壤环境评价工作等级根据土壤环境影响评价类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，详见表 2.5.6-1，其中建设项目所在地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据见表 2.5.6-2，并将建设项目占地（主要指永久占地）规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5～50hm^2）、小型（≤5hm^2）。

表 2.5.6-1 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 评价等级 敏感程度	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	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	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

表 2.5.6-2 污染影响型评价工作等级划分表

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

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录 A，本项目属于“天然气开采”，为Ⅱ类项目。结合项目工程占地统计，本项目各站场、井场永久占地面积均小于 5hm^2，占地规模属于小型。根据“多规合一”控制线检测报告，本项目地面工程周边分布有耕地、园地、牧草地等，工程可能产生污染影响的范围内存在土壤环境敏感目标，敏感程度属于“敏感”。

因此，本项目土壤环境影响评价工作等级为二级。

⑵ 评价范围

各站场、井场外 200m 范围，注醇管线及采出水输送管线两侧 200m 范围。

2.5.7 环境风险

⑴ 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ69-2018）判定，本项目环境风险评价

工作等级为二级，具体判定情况见表 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	危险单元		环境空气	地表水	地下水
1	钻井	柴油储罐	简单分析	简单分析	简单分析
2	站场	洲-19 增压脱水站	简单分析	简单分析	简单分析
3	集气管线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	简单分析	二级	三级
4	采气管线	米 39-51 采气管线	简单分析	二级	三级
5		榆 49-11A 采气管线	简单分析	二级	三级
6	注醇管线	榆 49-11A 采气管线	简单分析	简单分析	简单分析

⑵ 评价范围

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；管线二级评价地表水评价范围取管线跨越点上游 500m 至下游 1000m；地下水环境风险评价范围参照地下水评价范围，井场、站场下游 300m，上游及两侧 150m 的范围、集输管线两侧 200m 的范围。详见表 10.3.4-4。

2.6 评价时段与评价重点

2.6.1 评价时段及评价内容

项目评价时段包括施工期、运行期和退役期三个阶段。施工期主要是钻井作业和地面工程建设（包括场站建设、管线铺设及道路建设），运行期主要是天然气开采、集输和处理，采出水处理和回注；退役期主要是设备的拆除等。施工期和运行期是对环境造成影响的主要时期，本次评价重点关注施工期和运行期，兼顾退役期。

2.6.2 评价重点

根据评价区环境特征和项目污染物排放特点，本项目包括以下评价重点：

⑴ 工程概况及工程分析

⑵ 生态环境影响评价

⑶ 地下水环境影响评价

⑷ 土壤环境影响评价

⑸ 环境风险评价

⑹ 环境保护措施论证及可行性分析

2.7 污染控制及环境保护目标

2.7.1 污染及生态影响控制

保护脆弱的生态环境是本项目建设和运行过程中应充分重视的问题，根据项目实施对环境可能造成的污染与生态破坏，确定污染控制对象和生态保护措施及目标如下：

⑴ 控制项目建设过程中的各种施工活动，尽量减少对生态环境的破坏范围和影响持续时间，做好植被恢复与水土保持工作；

⑵ 确保项目建成后，废气达标排放、废水按要求达到零排放，厂界噪声达标，固体废弃物得到妥善处置；

⑶ 保证评价区域空气环境质量、地下水环境质量、土壤环境质量基本维持现有水平；将工程对生态环境的不利影响减到最小并控制在小范围固定区域内，使受影响区域的整体生态环境质量无明显变化。

本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 建设工程控制污染内容

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、站场工程； ②道路修建和管道敷设；		①优化选址和选线，尽量减少农业占地； ②控制施工作业临时占地面积，临时占地及时恢复； ③施工完毕后及时进行生态恢复。	减少植被破坏面积及水土流失量
	废气	柴油机、柴油发电机	烟尘、SO_2、NOx	①选用优质低硫燃料； ②选用高燃烧效率设备。	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）
		施工车辆尾气	NOx、烃类	加强对施工机械和运输车辆的保养及维护，合理设计施工站场进出口道路	减少车辆尾气排放量
		施工扬尘	颗粒物	采取遮盖、降低车速、及时修建符合标准的道路等措施降低扬尘。	控制扬尘产生量
	废水	钻井废水	COD、石油类、SS	钻井废水暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，无法利用部分在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理能力的单位进行规范化集中处理。	循环使用，无法利用部分施工结束后委托有处理处置能力的单位进行综合处置，不外排
		压裂返排液	COD、石油类、SS	压裂返排液优先在井场内利用，无法利用部分暂存于废液收集罐，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理能力的单位进行规范化集中处理。	
		管道试压废水	SS	收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘	综合利用，不外排
		生活污水	COD、NH_3-N	施工场地设移动环保厕所，盥洗水用于场站洒水降尘	盥洗水用于场地洒水灭尘，环保厕所粪污委托当地农民定期清理用于农田施肥，不外排

	固废	钻井废物	钻井岩屑	本项目产生的钻井泥浆和岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。	循环使用，废弃泥浆和岩屑在施工结束后交有处理处置能力的单位进行集中处置
		管道清管	清管废渣	统一收集，按一般工业固废处置	送往当地垃圾填埋场处置
		施工废物	建筑垃圾	回用或送至建筑垃圾处置场处置	尽量回用，无法回填或利用的送至建筑垃圾处置场处置
		生活垃圾	杂物	定期收集，交当地环卫部门送生活垃圾填埋场处置	分类收集，全部交当地环卫部门处置
	噪声	井场柴油机、钻机、泥浆泵、压裂车等	噪声	选用低噪设备，远离居民点	噪声不扰民
		站场、管线推土机、装载机、挖掘机等	噪声	选用低噪设备，夜间停止施工	噪声不扰民
生产期	生态环境	①集输工程； ②水土流失。		①施工期扰动地表进行生态恢复； ②井场、站场绿化和异地补偿。	减少植被破坏及水土流失量，减少土壤污染面积
	废气	场站集输处理过程无组织排放	烃类气体	天然气集输及处理采用密闭流程、加强管理，严防“跑冒漏”	满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中的无组织排放监控浓度
	废水	气田采出水	SS、石油类	各集气站分离的气田采出水接力输送至天然气处理厂采出水处理系统处理后达标回注地层	回注地层，不外排
		含醇废水	SS、石油类、甲醇	拉运至米脂天然气处理厂含醇废水处理系统进行处理	依托处理，不外排
	固废	清管废渣	杂质有氧化铁、硫化铁粉末、凝析油等	均属于危险废物，统一收集委托有危险废物处置资质的单位处置	无害化处置
		生活垃圾	杂物	定期收集，交当地环卫部门送生活垃圾填埋场处置	分类收集，全部交当地环卫部门处置
	噪声	机泵等	噪声	优选低噪设备，隔声、消声、减振等措施	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
退役期	设备拆除 场地清理		水土流失	恢复地表植被，做好水土保持	绿化程度不低于施工前

2.7.2 环境保护目标

⑴ 项目总体环境保护目标

根据“多规合一”控制线检测报告并结合现场踏勘结果，本项目站场、管线占地范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、饮用水水源保护区、文物保护单位等环境敏感区。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 2.7.2-1，区域环境敏感目标与本项目工程的位置关系见图 2.7.2-1。

表 2.7.2-1 项目总体环境保护目标表

保护类别	保护目标名称		保护目标	本项目工程与环保目标相对位置关系	备注
生态环境	土壤、土地利用		合理控制施工范围和建设工程占地;禁止占用基本农田；占用农田按照“先补后占”、“占优补优”、“占一补一”原则进行补偿。	/	以站场、管线、道路施工场地及其周围为重点
	植被		林草植被恢复率要达到 95%以上；应当不占或者少占林地，必须征用、占用林地时，应依法办理审批手续。	/	
	水土保持功能区		减少施工风蚀、水蚀等造成水土流失，保护耕地、草地和灌木林地	/	
	土地沙漠化		保护固定、半固定沙地和草场	/	
	陕西省无定河湿地省级自然保护区		无定河湿地自然保护区生态系统,涉及野生动植物栖息及分布地,保护生物多样性及栖息和生长环境	本项目采取避让措施，无工程布设在自然保护区范围内，规划井场（榆 48-16 井场)与保护区边界最近距离为 1.85km，管线工程中榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线距保护区距离最近，与保护区边界最近距离为 0.38km，具体位置关系见图 2.7.2-1。	按照《中华人民共和国自然保护区条例》进行管理
	神木市臭柏自然保护区		臭柏灌丛、沙漠生态系统	本项目采取避让措施，无工程布设在自然保护区范围内，规划井场（双 15-15 井场)与保护区边界最近距离为 16.7km，具体位置关系见图 2.7.2-1。	
	陕西省重要湿地	神木窟野河湿地、神木秃尾河湿地、佳县佳芦河湿地、榆林无定河湿地、榆阳榆溪河湿地、榆林大理河湿地	湿地水资源及生态系统,涉及野生动植物栖息及分布地,保护生物多样性及栖息和生长环境	本次产建工程未布设在重要湿地范围内，项目地面工程及施工活动均不涉及陕西省重要湿地	按照《陕西省湿地保护条例》进行管理
环境空气	评价区域内相关人群聚集区		达到《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中的二级标准	/	/
声环境	评价区域内相关人群聚集区		达到《声环境质量标准》（GB3096-2008）	/	/

			中 2 类标准			
地下水	居民饮用水		潜水和承压水水质	保证水质满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准；潜水和承压水不受影响，不影响居民生产生活供水		本项目无工程布设在农村分散式饮用水水源地保护区范围内，居民集中式饮用水源、分散式供水井具体见表 5.3.2-1～表 5.3.2-3。	/
地表水	河流		无定河水质	雷龙湾-榆溪河	GB3838-2002Ⅲ类	洲-19 增压脱水站至三皇庙清管站集气支线穿越冲沟 2 次，榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线穿越无定河支沟草皮沟 1 次，采气管线穿越楼底河、坑镇河、黑木头川、窑湾沟、刘千河及金明寺沟各 1 次，均采用定向钻施工，另穿越冲沟 3 次，项目区域冲沟全部为季节性河流或干沟	输气管线穿越河流均采用定向转，穿越冲沟均采用大开挖
				榆溪河口-米脂	GB3838-2002Ⅲ类		
			黄河支流水质	墙头-龙门水文站	GB3838-2002Ⅲ类		
			榆溪河水质	南郊农场-入无定河河口	GB3838-2002Ⅲ类		
			窟野河水质	神木-贺家川	GB3838-2002Ⅲ类		
			佳芦河水质	王家砭-入黄口	GB3838-2002Ⅱ类		
水源地	集中式饮用水水源地	地下水	横山区党岔镇杨口则村地下水源地、米脂县城郊镇镇子湾地下水水源地、横山区响水镇响水村地下水源地、榆阳区镇川集镇地下水水源地、榆阳区鱼河峁西岔地下水水源地、米脂县城郊镇镇子湾地下水水源地、子洲县电市镇庙台沟地下水水源地	保证水质满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中Ⅲ类标准；潜水和承压水不受影响，不影响居民生产生活供水		本项目无工程布设在集中式饮用水水源保护区范围内，拟建工程与地下水水源保护区边界的最近距离为 1.18km（榆 48-16 井场采气及注醇管线，水源地为横山区党岔镇杨口则村地下水源地），与地表水水源保护区边界的最近距离为 3.80km（米 35-15 扩井场采气及注醇管线，水源地为米脂县榆林沟饮用水水源地）；各水源地潜水补给主要依靠大气降水，工程均不在集中式饮用水水源地径流补给区或集水范围内	工程选址选线均未布置在水源地保护区范围内，满足《陕西省城市饮用水水源保护区环境保护条例》相关要求
		地表水	绥德四十里铺饮用水水源地保护区、米脂县榆林沟饮用水水源地	GB 3838-2002Ⅲ类标准			
土壤环境	土壤			建设用地满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地标准值；农用地满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）		/	/

(2) 其他环境保护目标

本项目站场周边 200m 范围内无居民点，评价范围内的环境空气及土壤环境保护目标见表 2.7.2-2 和图 2.7.2-2；主要管线评价范围内环境空气、噪声及土壤环境保护目标见表 2.7.2-3。

表 2.7.2-2 洲-19 增压脱水站环境保护目标

环境要素	名称	坐标/m		保护对象	保护内容	环境功能区	相对厂址方向	相对厂界最近距离/m
		X	Y					
环境空气	背坝	396594	4194716	农村居民点	环境空气、人群健康	二类	NW	1247
	余山	396165	4194819				NW	1644
	周新庄	395892	4194210				NW	1614
	石山	396212	4195792				NW	2360
	邓家马村	395978	4193120				SW	1630
	南峁	396500	4192915				SW	1310
	兴庄	395236	4192189				SW	2740
	刘西山	395835	4191497				SW	2800
	乔则沟村	399017	4192746				SE	1730
	马家峁	398924	4194522				NE	1558
	马家台	398580	4195278				NE	1810
	陈家沟村	399600	4195597				NE	2730
	王西沟	398608	4196155				NE	2610
噪声	/	/	/	农村居民点	声环境	2 类	/	/
土壤	站场周边耕地、牧草地			耕地、牧草地	土壤环境	/	/	/

表 2.7.2-3 主要管线两侧 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	人口数/人
1	洲-19 增压脱水站至三皇庙清管站集气支线	马家台	N	108	7
			W	23	6
		陈家沟村	E	160	8
		西庄	W	56	15
		麻地沟村	W	26	63
			E	164	21
2	榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线	西沟村	W	122	3
		黄窑则村	S	50	16
		孙家湾村	N	55	25

3 工程概况

3.1 建设单位概况

第二采气厂是中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司下属的天然气生产单位，成立于 2000 年 12 月 12 日，厂机关设于陕西省榆林市，主要负责鄂尔多斯盆地东部榆林气田南区、子洲气田、米脂气田、神木气田的开发建设和生产运行管理工作，承担着向华北地区、榆林市城区及周边县城、乡镇的工业及民用供气任务，并肩负着靖边气田、苏里格气田大部分天然气转输任务。经过 22 年的发展，第二采气厂已累计生产天然气达 1066 亿立方米，作为长庆气区向陕京一、二、三线供气的枢纽和咽喉，累计转输气量超 2750 亿立方米。

3.2 地理位置与交通

本次评价对象为第二采气厂运行管理的榆林区域气田，包括榆林南区、子洲、米脂、神木四个气田区块，作为整体合并滚动开发。该气田开发范围涉及榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市，地处毛乌素沙漠南缘与黄土高原的过渡段。区域内有 G65 包茂高速、G20 青银高速、G18 荣乌高速、S11 神米高速、S12 榆佳高速、G242 甘钦线国道、G307 黄山线国道、G210 国道、G336 国道、G337 国道、G339 国道包西铁路等多条高等级公路、铁路连通周边，交通便利。开发区域地理位置及交通见图 3.2-1。

3.3 现有工程概况

3.3.1 开发范围及建设历程

⑴气田范围

第二采气厂气田开发范围涉及榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市，开发区域由 57 个拐点构成（图 3.2-1），总面积 14516km^2。

⑵开发建设历程

第二采气厂气田开发历程主要分为四个阶段：

第一阶段，从 2001 年至 2005 年，开发榆林气田南区，建成 20 亿立方米/年产能。

第二阶段，从 2006 年至 2011 年，南下开发子洲-米脂气田（子洲气田、米脂气田合并开发，简称“子米气田”），建成 13 亿立方米/年产能。

第三阶段，从 2012 年至 2021 年，北上开发神木气田一期双 3 区块，截止 2015 年底，建成 13 亿立方米/年产能；2017 年开始开发建设神木气田二期米 38 区块，2018 年 6 月，建成 5 亿立方米/年产能 5 亿试采区建成投产。

第四阶段，2022 年起，东进开发米脂气田新开发区域（简称米脂新区），预计 2024 年建成 15 亿立方米/年产能。

3.3.2 现有工程基本情况

3.3.2.1 现有工程规模及建设内容

第二采气厂气田现有气井 3446 口、井场 1423 座；天然气处理厂 6 座、采出水回注井 14 口、集气站 59 座、增压站 5 座、清管站 12 座；集气干线 25 条，总长约 521.3km；集气支线 45 条，总长约 555.6km；集输干线 4 条，总长约 343km，采气管线总长约 6451km；注醇管线总长约 4735km，以及其它附属配套设施。

3.3.2.2 现有工程集气工艺及集输系统

⑴ 集气工艺

① 榆林气田南区

采用“节流制冷、集中注醇、低温分离、增压开采”的中压集气工艺。

② 子米气田

子洲气田和米脂气田原开发区域采用“中/高压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、湿气集输、集中脱水脱油”的集气工艺。

米脂气田新开发区域采用“井下节流，井口不加热、不注醇，中低压集气，带液计量，井间串接，干管清管，常温分离，二级增压，集中处理”的集气工艺。

③ 神木气田

采用“井下节流，井口不加热、不注醇，中低压集气，带液计量，井间串接，常温分离，二级增压，集中处理”的集气工艺。

⑵ 注醇工艺

现有工程采用集气站集中注醇工艺。集气站甲醇罐中甲醇经注醇泵通过与采气管线同沟敷设的注醇管线注入井口。

⑶ 集输系统

第二采气厂已形成了较为完善的气田开发集输系统，现有集输系统以榆林天然气处理厂、米脂天然气处理厂、绥德天然气处理厂、神木天然气处理厂、神木第二天然气处理厂、佳县天然气处理站等 6 座天然气处理厂为核心，以榆 9 站、洲 1 站、米 7 站、神

1 站、神 13 站、神 10 站等集气站及增压站为骨架。除神木第二天然气处理厂处理后的天然气通过项家阀室直接插输陕京二线，其他天然气处理厂处理后的天然气均汇入榆林天然气处理厂计量交接，通过北京增压站进入陕京线，供用户使用。

现有集输系统见图 3.3.2-1。

3.3.2.3 天然气处理厂概况

第二采气厂天然气处理厂站场功能及运行情况见表 3.3.2-5。

表 3.3.2-5 第二采气厂天然气处理厂基本情况一览表

站名	站场功能
榆林天然气处理厂	计量、加热、脱水脱烃、含醇采出水处理及回注、甲醇回收、净化天然气外输
米脂天然气处理厂	计量、加热、脱水脱烃、含醇采出水处理及回注、甲醇回收、净化天然气外输
绥德天然气处理厂	计量、加热、脱水脱烃、采出水处理及回注、净化天然气外输
神木天然气处理厂	计量、加热、脱水脱烃、采出水处理及回注、净化天然气外输
神木第二天然气处理厂	计量、加热、脱水脱烃、采出水处理及回注、净化天然气外输
佳县天然气处理站	计量、加热、脱水脱烃、采出水处理及回注、净化天然气外输

3.3.2.4 现有集气站及增压站概况

现有骨架站场的设计规模和集气工艺等情况见表 3.3.2-6。

表 3.3.2-6 现有骨架站场基本情况表

序号	区块	站场名称	所辖区域集气工艺
1	榆林气田南区	榆 9 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、低温分离、二级增压、集中脱水脱烃
2		榆 9 增压站	
3		榆 10 站	
4		榆 11 站	
5		榆 12 站	
6		榆 12 增压站	
7		榆 13 站	
8		榆 14 站	
9		榆 15 站	
10		榆 16 站	
11		榆 17 站	
12		榆 18 站	
13		榆 19 站	
14		榆 20 站	
15		榆 21 站	
16		榆 21 增压站	
17		三场村增压站	
18		榆 22 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、低温分离、小站脱水
19	子米气田	洲 1 站	高压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、集中脱水脱烃
20		洲 2 站	
21		洲 3 站	
22		洲 4 站	

23		洲 5 站	
24		洲 6 站	
25		洲 8 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、二级增压、集中脱水脱烃
26		洲 9 站	高压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、集中脱水脱烃
27		洲 10 站	
28		洲 12 站	
29		洲 13 站	
30		洲 14 站	
31		洲 15 站	
32		洲 16 站	
33		洲 17 站	
34		洲 19 站	
35		米 1 站	
36		米 2 站	
37		米 3 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、小站脱水
38		米 4 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、二级增压、小站脱水
39		米 4 增	
40		米 5 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、集中脱水脱烃
41		米 6 站	中压集气、集中注醇、轮换计量、常温分离、小站脱水
42		米 7 站	中低压集气，带液计量，常温分离，二级增压，集中处理
43		米 8 站	
44		米 9 站	
45		米 10 站	
46		米 11 站	
47	神木气田	神 1 站	中低压集气，带液计量，常温分离，二级增压，集中处理
48		神 2 站	
49		神 3 站	
50		神 4 站	
51		神 6 站	
52		神 7 站	
53		神 9 站	
54		神 10 站	
55		神 11 站	
56		神 12 站	
57		神 13 站	
58		神 14 站	
59		神 15 站	
60		神 16 站	
61		神 17 站	
62		神 18 站	
63		神 21 站	
64		神 24 站	

3.3.3 现有工程污染源分析

⑴ 废气

现有工程主要生产废气包括加热炉废气、脱水撬加热系统废气、燃气压缩机废气、无组织烃类废气、甲醇逸散废气等。

① 加热炉废气

现有工程加热炉全部采用气田自产天然气作为燃料，加热炉烟气通过不低于 8m 高排气筒排放。根据收集到的现有站场常规监测报告，神木天然气处理厂、洲 6 站等站场加热炉（2019 年 1 月 29 日前已建成投产或环境影响评价文件已通过审批）的主要污染物 SO_2、NOx 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准（DB61 1226-2018）表 3 中在用天然气锅炉标准要求；神木第二天然气处理厂、榆 17 站等站场加热炉（2019 年 1 月 29 日后新、改、扩建）的主要污染物 SO_2、NOx 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准（DB61 1226-2018）表 3 中新建天然气锅炉标准要求。

现有工程加热炉均采用天然气作为燃料，年运行 180 天，每天运行 24h。加热炉运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2和 NOx，废气经不低于 8m 排气筒排放。根据验收监测数据和例行监测数据现有工程各站场加热炉废气污染物排放量详见 3.3.3-5。

表 3.3.3-5 现有工程加热炉废气排放情况

序号	场站名称	废气排放量（$10^4m^3/a$）	污染物排放量（t/a）		
			NOx	颗粒物	SO_2
1	榆 9 站	282	0.619	0.112	0.191
2	榆 12 站	444	0.488	0.088	0.151
3	榆 13 站	282	0.619	0.112	0.191
4	榆 14 站	444	0.325	0.059	0.100
5	榆 17 站	444	0.325	0.059	0.100
6	榆 21 站	282	0.413	0.074	0.127
7	洲 1 站	282	0.206	0.037	0.064
8	洲 2 站	282	0.206	0.037	0.064
9	洲 3 站	282	0.206	0.037	0.064
10	洲 4 站	282	0.310	0.056	0.096
11	洲 5 站	282	0.206	0.037	0.064
12	洲 6 站	282	0.206	0.037	0.064
13	洲 9 站	282	0.103	0.019	0.032
		141	0.052	0.009	0.016
14	洲 10 站	282	0.310	0.056	0.096
15	洲 12 站	282	0.103	0.019	0.032
		141	0.052	0.009	0.016
16	洲 13 站	282	0.103	0.019	0.032
17	洲 14 站	444	0.325	0.059	0.100
18	洲 15 站	282	0.206	0.037	0.064

19	洲 16 站	282	0.206	0.037	0.064
20	洲 17 站	282	0.206	0.037	0.064
21	洲 19 站	282	0.310	0.056	0.096
22	米 1 站	282	0.206	0.037	0.064
23	米 2 站	282	0.310	0.056	0.096
24	榆林天然气处理厂	2961	3.044	0.367	0.580
25	米脂天然气处理厂	3173	3.261	0.393	0.622
26	神木天然气处理厂	247	0.381	0.046	0.073
		564	0.580	0.070	0.111
27	神木第二天然气处理厂	987	1.015	0.122	0.193
28	佳县天然气处理站	169	0.087	0.010	0.017
合计		15518	14.991	2.204	3.640

② 脱水橇加热系统废气

现有工程榆 22 站、米 3 站、米 4 增、米 6 站均设有三甘醇脱水撬，三甘醇再生采用重沸器进行加热，燃料为天然气，加热方式同加热炉。根据收集到的验收监测数据，现有脱水橇加热系统废气排放达标分析，米 3 站、米 4 增等站场脱水橇加热系统废气的主要污染物 SO_2、NO_x 及颗粒物排放浓度均满足《锅炉大气污染物排放标准（DB61 1226-2018）表 3 中新建天然气锅炉标准要求。

现有工程脱水橇加热系统均采用天然气作为燃料，年运行 330 天，每天运行 24h。脱水橇加热系统运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2 和 NO_x。根据验收监测数据和例行监测数据现有工程各站场脱水橇加热系统废气污染物排放量详见 3.3.3-8。

表 3.3.3-8 现有工程脱水橇加热系统废气排放情况

序号	场站名称	废气排放量（$10^4m^3/a$）	污染物排放量（t/a）		
			NOx	颗粒物	SO_2
1	榆 22 站	90	0.028	0.004	0.001
2	米 3 站	65	0.020	0.003	0.001
3	米 4 增	259	0.080	0.011	0.004
		194	0.060	0.008	0.003
4	米 6 站	300	0.185	0.026	0.009
合计		907	0.372	0.053	0.018

③ 燃气压缩机废气

现有工程榆 13 站、洲 8 站、神 1 站、米 4 增等设有燃气压缩机，全部采用气田自产天然气作为燃料。根据收集到的验收监测数据，现有燃气压缩机废气排放达标分析，神 18 站、米 4 增等站场燃气压缩机废气的主要污染物 SO_2、NO_x 及颗粒物排放浓度均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）》表 2 中相关标准要求。

现有工程燃气压缩机年运行 330 天，每天运行 24h。燃气压缩机运行期间产生废气，主要污染物为烟尘、SO_2和 NO_x。根据验收监测数据现有工程各站场燃气压缩机废气污染物排放量详见 3.3.3-11。

表 3.3.3-11 现有工程燃气压缩机废气排放情况

序号	场站名称	废气排放量（$10^4m^3/a$）	污染物排放量（t/a）		
			NOx	颗粒物	SO_2
1	榆 13 站	5317	1.021	0.259	0.184
2	洲 8 站	3956	0.760	0.193	0.137
3	米 4 增	3956	3.040	0.771	0.548
4	神 1 站	3162	1.215	0.308	0.219
5	神 2 站	3162	1.215	0.308	0.219
6	神 3 站	1994	0.766	0.194	0.138
		3162	0.607	0.154	0.109
7	神 4 站	3162	0.607	0.154	0.109
8	神 6 站	3956	2.280	0.578	0.411
9	神 10 站	3956	1.520	0.385	0.274
10	神 12 站	3956	0.760	0.193	0.137
11	神 17 站	3956	0.760	0.193	0.137
12	神 18 站	3956	1.520	0.385	0.274
合计		47650	16.071	4.074	2.895

④ 无组织烃类废气

评价收集了部分现有站场竣工环保验收或例行监测的厂界无组织废气监测结果，监测结果表明，现有天然气处理厂、集气站等站场的厂界非甲烷总烃均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值要求，亦满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求。

天然气生产过程中，虽然全过程密闭，但分离区和外输区动静密封点可能有少量逸散烃类气体，现有工程烃类无组织挥发量见表 3.3.3-15。

表 3.3.3-15 现有场站烃类无组织排放情况

天然气年集输量（$10^8m^3/a$）	无组织逸散量（m^3/a）	总烃（t/a）	非甲烷总烃（t/a）
46.68	466800	340.55	23.35

⑤ 甲醇使用过程逸散废气

评价收集了部分现有站场竣工环保验收或例行监测的厂界无组织废气监测结果，监测结果表明，现有注醇站场的厂界甲醇均满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）无组织排放浓度限值要求。根据建设单位多年生产经验，甲醇挥发量约为总用量的 0.01%，现有工程甲醇挥发量约为 0.4t/a。

⑵ 废水

① 气田采出水

现有工程气田采出水通过各天然气处理厂处理后回注。本次评价收集了各天然气处理厂回注水水质常规监测数据。检测结果表明，第二采气厂现有气田采出水处理后均可满足《气田水回注技术规范》（Q/SY 01004-2016）中气田水回注推荐水质控制指标要求。

气田采出水在集气站和天然气处理厂内被脱除，气田采出水在集气站分离后暂存于集气站气田采出水储罐内，定期送至天然气处理厂处理达标后回注。夏秋季气田水中污染物主要为石油类及悬浮物，春冬季气田水中污染物主要为甲醇、石油类及悬浮物。根据建设单位提供的统计数据（表 3.3.3-16），现有工程气田采出水量 28.9608×10^4t/a，其中：含醇采出水 9.0718×10^4t/a。

表 3.3.3-16 现有工程气田采出水产生量

天然气集输量 10^8m³/a	夏秋季气田采出水产生量 t/a	春冬季气田采出水产生量 t/a
17.82	198891	90718

② 生活污水

根据调查，第二采气厂生产二级单位目前劳动定员 600 人，现有集气站于 2018 年全部改造为无人值守站，工作人员均在各天然气处理厂的倒班点办公生活，根据建设单位提供的数据，生活污水产生量约为 31.2m³/d，就近送至榆林市或县城市政污水处理厂统一处理。

⑶ 噪声

现有工程各集气站主要噪声源为压缩机、注醇泵等，主要采取的噪声防治措施为基础减震、隔声等。本次评价收集了米脂天然气处理厂、米 2 站、米 4 站、米 5 站等集气站厂界噪声例行监测数据，现有站场厂界噪声可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准。

⑷ 固体废物

现有工程固体废物主要包括清管废渣、天然气处理厂气田采出水处理系统含油污泥、站场压缩机组产生的废润滑油及工作人员生活垃圾等。

① 清管废渣

气田现有天然气集输管道长度为 7870.9km，每年清管 2 次，根据建设单位提供资料，产生的清管废渣量约 94.45t/a。清管废渣含有一定的凝析油，根据《国家危险废物名录》，清管废渣属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码：900-249-08），定期清理后交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置。

② 含油污泥

根据调查收集资料，天然气处理厂生产废水及采出水处理系统每年产生约 497.25t/a 污泥，属于《国家危险废物名录》HW08 废矿物油中的含油废水处理过程中产的废油及油泥，收集后经站内污泥浓缩减量化后交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置。

③ 废润滑油

现有场站内各类泵、压缩机等设备维护过程中会产生少了的废机油，根据现有工程废机油年产生量约 6.8t，废机油经收集后在各天然气处理厂内的危废暂存间暂存，并定期委托榆林市德隆环保科技有限公司处置。

④ 生活垃圾

现有工程劳动定员 600 人，生活垃圾产生量为 99t/a。生活垃圾集中收集至垃圾桶，交由环卫部门处置。

现有工程污染物产排情况统计见表 3.3.4-9。

表 3.3.4-9 现有工程污染物排放汇总表

污染源	污染源	主要污染物	产生量 t/a	排放量 t/a	处理措施及排放去向
废气	加热炉废气	颗粒物	6.331	6.331	不低于 8m 排气筒达标排放
		SO_2	6.553	6.553	
		NO_x	31.434	31.434	
	无组织烃类逸散	总烃	340.55	340.55	无组织排放
		非甲烷总烃	23.35	23.35	
		甲醇	0.4	0.4	
废水	气田采出水	废水量	289608	0	气田采出水送至各天然气处理厂，处理达标后回注，不外排
	生活污水	废水量	10296	0	各天然气处理厂生活污水经化粪池预处理后送至榆林市或县城城镇污水处理厂处理；现有集气站全部无人值守，无生活污水排放
噪声	集气站/处理厂	主要噪声源为压缩机、注醇泵等，噪声源强 65～100dB(A)。			设备本体降噪，安装吸声隔声降噪设备、基础减振等降噪措施
固废	各站清管区	清管废渣	94.45	0	定期清运交陕西省靖边县鸿浩石油化工产品有限公司处置
	气田采出水处理	含油污泥	497.25	0	
	废机油	废机油	6.8	0	集中暂存于米脂天然气处置厂东北侧的危废暂存间，并定期交榆林市德隆环保科技有限公司处置
	职工生活	生活垃圾	99	0	交由环卫部门处置

注：按当前污染物实际排放情况进行核算。

3.3.4 现有工程环保手续履行情况

根据调查，第二采气厂气田现有工程办理了环评及竣工环保验收手续，环保手续履行情况见下表 3.3.4-1。

表 3.3.4-1 现有工程环保手续履行情况

序号	工程名称	环评批复	验收批复
1	中国石油长庆油田公司榆林气田南区 $8\times10^8m^3/a$ 产能工程环境影响报告书	陕环批复[2006]87 号	陕环批复[2009]194 号
2	长庆油田分公司第二采气厂榆林气田南区增压开采项目环境影响报告表	陕环批复[2018]240 号	榆采气二厂字[2020]106 号
3	2019 年第二采气厂榆林南区新建产能建设工程环境影响报告表	榆政环批[2019]72 号	采气二厂字[2021]58 号
4	长庆油田分公司第二采气厂榆林气田南区 2021 年产能建设工程环境影响报告书	榆政审批生态发[2021]134 号	/
5	长庆油田子洲-米脂气田 $15\times10^8m^3/a$ 产能建设工程环境影响报告书	陕环批复[2007]248 号	陕环批复[2013]219 号
6	长庆油田分公司第二采气厂子洲米脂气田 $19\times10^8m^3/a$ 产能工程环评报告书	榆政审批生态发〔2021〕16 号	采气二厂字[2021]59 号、采气二厂字[2022]62 号
7	长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程	榆政审批生态发[2022]130 号	/
8	长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境影响报告书	榆政审批生态发[2022]131 号	/
9	神木天然气处理厂建设工程环境影响报告表	榆政环发[2014]275 号、榆政环批复[2016]119 号	榆政环批复[2017]106 号
10	第二采气厂神木气田米 38 区 $25\times10^8m^3/a$ 产能建设工程环境影响报告书	陕环批复[2017]168 号	采气二厂字[2020]82 号；采气二厂字[2021]57 号
11	第二采气厂神木气田米 38 区块 5 亿立方/年试采试验地面骨架工程环境影响报告表	陕环批复[2018]172 号	采气二厂函字[2019]36 号；榆政审批生态发[2020]160 号
12	长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程	榆政审批生态发[2022]105 号	/

3.3.5 现有工程主要环境问题及整改措施

⑴ 现有工程环保设施运行情况

根据现场调查及现有工程竣工环保验收调查报告，现有工程各项环保措施基本落实到位，各井、站场环保设施运行稳定，站场分区防渗措施落实到位，地下水跟踪监测计划基本落实，管线运行工况良好；管理及风险应急方案制定较为完善，在运行期间未发生过突发环境应急事件，建成至今未发生水土环境污染事故；生态保护与恢复措施基本按环评要求逐步实施，环境管理体系健全。现有工程主要环保设施、措施落实及运行情况见表 3.3.5-1。

表 3.3.5-1 现有工程主要环保设施、措施落实及运行情况表

类别	位 置	污染源（物）	环评提出的污染防止要求	落实情	运行情况

				况	
大气污染控制	加热炉	燃烧废气	低氮燃烧器、排气筒高度不低于 8m	落实	正常运转
	放空火炬	火炬燃烧废气	火炬高度不低于 15m	落实	达标排放
水污染控制	采出水缓冲罐	采出水	收集后送至天然气处理厂处理，达标后回注地层	落实	达标回注
	保障点	生活污水	通过生活污水处理设施处理，不外排	落实	不外排
噪声污染控制	天然气处理厂	压缩机、锅炉房、机泵等	压缩机组、锅炉房和泵房车间内设吸声材料，火炬采用超音速火炬，设消声器；泵机设减振设施	落实	达标
	集气站	压缩机、泵类	采用低噪声设备、基础减振等降噪措施	落实	达标
固废污染控制	集气站、处理厂	生活垃圾	垃圾箱统一收集，由当地环卫部门送至指定地点统一处置	落实	环卫部门收集、处置
		清管废渣	危废临时贮存设施	落实	站内均设有危废专用收集容器
		废润滑油	危废临时贮存设施	落实	
生态环境	集输管线	临时占地	平整土地、恢复植被，种草植树或还田	基本落实，植被恢复处于起步阶段	
	道路				
	站场周围道路两侧	/	绿化	站场周围绿化已落实；部分道路两侧植被恢复完成	
环境管理	第二采气厂设置有质量监督站环境管理室，配备专职环保管理人员与专业设备用于气田运行期间的环保工程管理			按要求落实	

⑵ 存在的主要环保问题及“以新带老”措施

本次评价对第二采气厂气田现有井场、站场、管线等工程进行了调查，依据现场调查情况，结合现有工程环评报告和《陕北油气开采清洁文明井场验收标准》等有关要求，现有工程存在的主要环保问题及本次评价提出的“以新带老”措施见表 3.3.5-2。

表 3.3.5-2 现有工程存在的环保问题及整改措施

序号	存在的主要环保问题	评价提出的“以新带老”措施
1	米 3 站、神 18 站等新建成集气站周边绿化成效不显著不理想。	加强现有植被抚育管护，绿化季节到来时对集气站周边绿化成效不显著的及时补植。
2	米 25-18、米 18-16 等井场植被恢复尚未开展。	绿化季节到来时按照标准化井场和清洁文明井场建设要求，对井场进行绿化，并抚育至成活。
3	米 34-28 井场钻井结束后储液池和泥浆收集设施未及时撤离，临时占地恢复不及时。	钻井施工结束后，应理解立即对临时占地进行植被恢复，并采取相应的水土保持措施。
4	榆 46-20 井组管道回填后地表植被恢复不及时，仍可见明显的施工作业带痕迹。	对回填的管沟应尽快恢复植被，并根据恢复效果进行抚育养护管理，减少地表裸露时间。
5	双 41-72 支管部分管道裸露，回填不实，存在一定环境安全隐患。	管道下沟后，应及时覆土回填，清理作业现场，恢复植被，并采取有效的水工保护措施。

3.4 新、扩建工程概况

3.4.1 项目基本情况

项目名称：长庆油田分公司第二采气厂 2023 年产能建设工程

建设单位：长庆油田分公司第二采气厂

建设地点：陕西省榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、榆阳区、神木市

建设性质：新建、扩建

建设规模：$15\times10^8m^3/a$ 天然气产能

行业类别：B0721 陆地天然气开采

工作制度：年工作 330 天，7920 小时

地面工程设计方案编制单位：长庆工程设计有限公司

3.4.2 项目开发区域

项目位于第二采气厂运行管理的榆林区域气田，开发范围与现有边界保持一致，总面积 14516km^2。

3.4.3 主要建设内容及规模

本项目拟新钻采气井 321 口，部署井场 87 座（含新、扩建井场）；新建增压脱水站 1 座、井场集气阀组 2 座，改扩建站场 5 座；新建采气管线 194.4km、注醇管线 52.2km，集气支线 17km，采出液管线 16km 等。项目产能建设规模见表 3.4.4-1。

表 3.4.4-1　　2023 年产能建设工程产能部署情况表

井身结构	井数（口）	产能（$\times10^8m^3/a$）
水平井	43	5
直定向井	278	10
合计	321	15

3.4.4 项目组成

根据设计方案，本项目建设内容主要包括钻井、站场以及集输管线建设和道路、供电、供热、给排水等配套工程等，项目组成及主要建设内容见表 3.4.5-1。

表 3.4.5-1　　2023 年产能建设工程项目组成及主要建设内容表

类别	工程		主要建设内容
主体工程	钻井工程		新钻井321口，其中直定向井278口，水平井43口；产能$15\times10^8m^3/a$
	站场工程	新建井场	部署井场87座，其中新建井场60座、扩建井场27座
		新建集气阀组	新建神-16集气站井场集气阀组1座，与现有双38-78井场合建； 新建米-8集气站井场集气阀组1座，与新建米115井场合建
		新建站场	新建洲-19 增压脱水站（预留增压），设计规模为$180\times10^4m^3/d$
		改扩建站场	榆-13集气站：新增采出液缓冲罐1具、采出液外输一体化集成装置1套； 榆-9集气站：新增2路上游采出液来液截断和计量装置； 神-16集气站：新增1路DN200清管接收装置； 洲-19集气站：新增PN68 DN250清管接收筒1具； 三皇庙清管站：新增6.8MPa DN350清管接收筒1具
	管线	采气管线	新建各井场至集气站采气管线，管线总长194.4km，采用L245管道，规

	工程		格为D89×5mm、D114×5mm、D168×6mm、D76×5mm、D60×5mm、D219×6mm，中压采气管线设计压力10MPa，中低压采气管线设计压力6.3MPa
		注醇管线	新建上古中压气井至其归属站场（米1站、米2站、米5站、米6站、榆10站、洲6站、洲10站、洲19站）注醇管线，与采气管线同沟敷设，管线总长52.2km，规格为L245N-27×4，设计压力32MPa
		集气支线	新建洲-19 增压脱水站至三皇庙清管站集气支线，管线设计长度 17km，规格为 L360M-355.6×7.1/8.0，设计压力 6.8MPa
		输水管线	新建榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线，管线设计长度 16km，规格为非金属管线，内径 65mm，设计压力 PN64
配套工程	道路工程	集气干线伴行道路	新建井组道路 11.8km，路基宽 4.5m，采用简易道路
公用工程	供电工程		新建站场电源采用 10kV 架空线路，就近“T”接于附近 10kV 电网，站外建 10/0.4kV 柱上变电站 1 座作为主供电源，站内设电控一体化集成装置等； 井场设置电控一体化装置
	给排水工程		①给水：利用现有水源井； ②排水：集气站分离的气田（不含醇）采出水依托现有天然气处理厂处理后回注；气田（含醇）采出水拉运至榆林天然气处理厂或米脂天然气处理厂处理；新建 2 口回注井及配套注水支线，设计单井回注量 200m^3/d
	供热工程		场站均为无人值守，不需要供暖； 新建洲-19 增压脱水站内设三甘醇脱水一体化集成装置，三甘醇再生采用重沸器加热，能源为电
环保工程	大气污染防治		施工期： ①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，有条件地区实施“电代油”能源替代； ②试气过程中的天然气通过放空管道在安全地带点燃放空
			运行期： ①天然气采用密闭管线集输，不在站内储存； ②洲-19 增压脱水站内三甘醇脱水一体化集成装置供热装置采用清洁能源电；三甘醇再生尾气通过尾气回收增压装置回收至原料气入口； ③生产设备和工艺管道均设有安全阀，开停车及事故状态下非正常排放送火炬系统燃烧处理，保证站场安全生产，避免放空天然气对环境造成污染
	水污染控制		施工期： ①钻井废水暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，无法利用部分交有处理处置能力单位进行综合处置，不外排； ②压裂返排液优先在井场内利用，无法利用部分交有处理处置能力单位进行综合处置，不外排
			运行期： 新增气田采出水依托集气站采出水储罐，采用管输或拉运方式送至天然气处理厂处理达标后回注地层
	地下水、土壤污染防治		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
	噪声污染防治		施工期：优先选用低噪声设备，加强施工管理
			运行期：站场尾气回收增压装置采用隔声、基础减振等措施；三甘醇脱水一体化集成装置采用隔声、基础减振等措施
	固废控制措施		施工期： ①钻井岩屑收集至废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施中，无法利用部分在施工结束后交有处理处置能力的单位进行集中处置； ②含油废弃物交由有资质单位处置

			运行期： 新增清管废渣依托集气站专用容器收集后送各天然气处理厂内危废暂存间集中存放，并定期交由有资质单位处置
依托工程	天然气集输处理		①归属神 13 站、神 15 站、神 16 站、神 18 站的井场采出气依托神木第二天然气处理厂处理； ②归属神 4 站、神 7 站的井场采出气依托神木天然气处理厂处理； ③归属神 10 站、神 11 站、神 12 站、神 24 站的井场采出气依托佳县天然气处理厂处理； ④归属榆 10 站、榆 13 站的井场采出气依托榆林天然气处理厂处理； ⑤归属米 7 站、米 8 站的井场采出气依托绥德天然气处理厂处理； ⑥归属米 1 站、米 5 站、洲 6 站的井场采出气依托米脂天然气处理厂处理； ⑥归属洲 1 站、洲 10 站、洲 19 站的井场采出气通过洲-19 增压脱水站脱水后经三皇庙清管站进入榆林天然气处理厂； ⑦归属米 2 站的井场采出气通过米 3 站脱水后插输至 610 外输管道进入榆林天然气处理厂； ⑧归属米 6 站的井场采出气在站内脱水后经三皇庙清管站进入榆林天然气处理厂
	井口注醇		新建上古中压气井依托现有集气站甲醇罐、注醇泵集中注醇； 扩建上古中压气井依托现有集气站甲醇罐、注醇泵、注醇管线注醇
	环保工程	废水处理	①气田（不含醇）采出水依托绥德天然气处理厂、佳县天然气处理站、神木天然气处理厂、神木第二天然气处理厂采出水处理系统处理； ②气田（含醇）采出水依托米脂天然气处理厂、榆林天然气处理厂含醇废水处理系统处理
		固废暂存和处置	依托各归属天然气处理厂危废暂存点暂存，委托有资质单位安全处置

3.4.5 项目占地情况

本项目工程总占地 237.772hm^2，包括永久占地和临时占地。永久占地包括新建站场、井场、道路工程等永久征地，面积为 34.178hm^2；临时占地包括站场、井场、管线、道路施工临时占地，面积为 203.594hm^2。项目占地统计见表 3.4.6-1。

表 3.4.6-1 本项目工程新增占地情况 单位：hm^2

序号	单位名称		工程量	永久占地	临时占地	合计
1	井场	新建井场	60 座	21.84	36	57.84
		扩建井场	27 座	5.82	16.2	22.02
		回注井场	2 座	0.004	0.016	0.02
2	集气阀组		2 座	0.184	0.401	0.585
3	站场		1 座	1.02	1.53	2.55
4	管线	集气支线	17km	0	20.4	20.4
		采气管线	194.42km	0	116.653	116.653
		注醇管线	52.2km	/	/	/
		采出液输送管线	16km	0	9.6	9.6
		注水管线	0.723km	0	0.434	0.434
5	道路	井组道路	11.8km	5.31	2.36	7.67

合计	/	34.178	203.594	237.772

注：扩建井场只统计新增占地，同沟敷设管线不重复统计占地

3.4.6 集输方案、工程布局

本项目不新建集气站，所有新、扩建井场均依托现有集气站集输，新建洲-19 增压脱水站拟接收洲 19 站、洲 10 站、洲 1 站来气，经过站内脱水后外输至榆林天然气处理厂，其他集输系统不变。

本项目建成后气田集输系统见图 3.4.7-3，项目整体工程布局见图 3.4.7-4，本次产建部署井场集输方案见表 3.4.7-1。

表 3.4.7-1 本项目井场基本情况列表

区块	序号	井组名	建设性质	现有直定井	新钻直定井	新钻水平井	井场类型	接入集气站	天然气集输去向
神木气田	1	双 18-14	新建	0	11	0	C11	神 4 站	神木天然气处理厂处理后外输
	2	双 22-27	扩建	1	8	0	C9	神 4 站	
	3	双 15-15	新建	0	15	0	C15	神 4 站	
	4	双 43-43	扩建	2	5	0	C7	神 7 站	经神 6 站进入神木天然气处理厂
	5	双 49-42	扩建	2	4	0	C6	神 10 站	经庙梁清管站进入佳县处理站
	6	双 47-46	新建	0	6	1	C6H1	神 10 站	
	7	双 48-45	新建	0	1	0	C1	神 10 站	
	8	双 49-54	新建	0	4	2	C4H2	神 11 站	佳县处理站处理后外输
	9	双 51-48	新建	0	5	2	C5H2	神 11 站	
	10	双 54-47	扩建	3	1	3	C4H3	神 11 站	
	11	双 117	扩建	6	4	0	C10	神 12 站	
	12	双 61-62	新建	0	3	0	C3	神 12 站	
	13	双 61-63	新建	0	6	2	C6H2	神 12 站	
	14	双 62-61	扩建	1	5	2	C6H2	神 12 站	
	15	双 62-62	扩建	1	3	0	C4	神 12 站	
	16	双 63-61	新建	0	5	3	C5H3	神 12 站	
	17	双 63-62	扩建	2	1	0	C3	神 12 站	
	18	双 14-74	新建	0	5	1	C5H1	神 13 站	经马家滩清管站进入神木第二天然气处理厂
	19	双 47-58	扩建	3	0	5	C3H5	神 15 站	经苗家清管站进入神木第二天然气处理厂
	20	双 45-62	扩建	3	3	2	C6H2	神 15 站	
	21	双 46-62	扩建	5	1	2	C6H2	神 15 站	
	22	双 47-62	新建	0	6	0	C6	神 15 站	
	23	双 48-61	新建	0	6	2	C6H2	神 15 站	
	24	双 44-72	扩建	3	5	0	C8	神 16 站	
	25	双 44-73	扩建	3	4	0	C7	神 16 站	
	26	双 47-72	扩建	2	4	0	C6	神 16 站	

	27	双 35-64	扩建	5	3	0	C8	神 18 站	神木第二天然气处理厂处理后外输
	28	双 36-68	扩建	1	3	0	C4	神 18 站	
	29	双 30-65	新建	0	3	0	C3	神 18 站	
	30	双 48-39	新建	0	7	2	C7H2	神 24 站	经庙梁清管站进入佳县处理站
	31	双 50-38	新建	0	9	0	C9	神 24 站	
	32	双 51-36	新建	0	6	0	C6	神 24 站	
	33	双 51-38	新建	0	3	0	C3	神 24 站	
	34	双 52-38	扩建	1	2	0	C3	神 24 站	
米脂气田	35	米 35-15 扩	新建	0	3	0	C3	米 1 站	经洲 5 站进入米脂天然气处理厂
	36	米 27-12	新建	0	1	0	C1	米 1 站	
	37	米 22-23	新建	0	5	0	C5	米 2 站	通过米 3 站脱水后，经清 4 站进入榆林天然气处理厂
	38	米 45-27	新建	0	4	0	C4	米 5 站	米脂天然气处理厂处理后外输
	39	米 41-26	新建	0	1	0	C1	米 5 站	
	40	米 34-30	新建	0	4	0	C4	米 5 站	
	41	米 42-26	新建	0	4	0	C4	米 5 站	
	42	双 64-46	扩建	1	2	0	C3	米 6 站	米 6 站内脱水后，经三皇庙清管站进入榆林天然气处理厂
	43	双 64-69	扩建	8	0	2	C8H2	米 6 站	
	44	双 69-50	新建	0	2	0	C2	米 6 站	
	45	双 69-55	扩建	1	4	0	C5	米 6 站	
	46	米 37-33	新建	0	4	0	C4	米 7 站	经米 9 站进入绥德天然气处理厂处理后外输
	47	米 41-37	新建	0	1	0	C1	米 7 站	
	48	米 46-31	新建	0	5	2	C5H2	米 7 站	
	49	米 34-36	新建	0	3	0	C3	米 7 站	
	50	米 38-35	新建	0	3	0	C3	米 7 站	
	51	米 50-33	新建	0	1	0	C1	米 7 站	
	52	米 34-42	新建	0	2	0	C2	米 7 站	
	53	米 35-37	新建	0	2	0	C2	米 7 站	
	54	米 37-36	新建	0	3	0	C3	米 7 站	
	55	榆 15	新建	0	2	0	C2	米 7 站	

	56	米 39-43	新建	0	1	0	C1	米 7 站	
	57	米 47-33	新建	0	2	0	C2	米 7 站	
	58	米 47-37	新建	0	1	0	C1	米 7 站	
	59	米 41-35	新建	0	1	0	C1	米 7 站	
	60	米 39-51	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	61	米 42-44	新建	0	6	1	C6H1	米 8 站	
	62	米 43-47	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	63	米 45-46	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	64	米 43-45	新建	0	3	0	C3	米 8 站	
	65	榆 13	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	66	榆 9	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	67	米 162	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	68	米 115	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	69	米 45-44	新建	0	4	0	C4	米 8 站	
	70	米 41-46	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
	71	米 46-38	新建	0	1	0	C1	米 8 站	
子洲气田	72	洲 24-16	新建	0	2	2	C2H2	洲 6 站	经洲 4 站、洲 5 站进入米脂天然气处理厂
	73	洲 16-13	扩建	3	4	0	C7	洲 1 站	经洲 19 站进入洲-19 增压脱水站
	74	洲 16-16	扩建	1	0	1	C1H1	洲 1 站	
	75	榆 48-16	新建	0	4	0	C4	洲 10 站	
	76	洲 3-7	扩建	1	6	0	C7	洲 10 站	
	77	洲 7-17	扩建	3	2	1	C5H1	洲 10 站	
	78	洲 11-23	新建	0	6	0	C6	洲 19 站	通过洲-19 增压脱水站脱水后，进入榆林天然气处理厂
	79	麒 85	扩建	1	1	0	C2	洲 19 站	
	80	双 72-38	新建	0	1	1	C1H1	洲 19 站	
榆林南区气田	81	榆 49-11A	新建	0	3	0	C3	榆 10 站	榆林天然气处理厂处理后外输
	82	榆 50-14	新建	0	3	0	C3	榆 10 站	
	83	榆 49-12	新建	0	1	0	C1	榆 10 站	
	84	榆 49-13	新建	0	1	0	C1	榆 10 站	

	85	榆 47-9	新建	0	2	2	C2H2	榆 10 站	
	86	榆 44-17	扩建	3	2	0	C5	榆 13 站	
	87	榆 44-18A	扩建	2	0	2	C2H2	榆 13 站	

3.4.7 井、站场工程设计方案

3.4.7.1 井场设计方案

⑴钻井工程

本项目初步设计，根据有利区分布及层系叠合关系，在多层叠合区采用大丛式直定向井组开发，单层有利区采用水平井井组整体建产，本次产建共部署采气井 321 口，其中水平井 43 口，直定向井 278 口，产能规模 $15\times10^8m^3/a$。

此外，榆林天然气处理厂现有回注井使用年限较长，可能存在安全环保隐患，为保证榆林天然气处理厂生产正常运行，拟新建 2 口回注井。根据建设单位提供的方案，本项目规划建设回注井 2 口，均位于榆林市榆阳区芹河镇马家峁村。设计单井回注量 $200m^3/d$，最大注水井口压力 20MPa，回注层位为石千峰组、上石盒子组，平均井深约 2600m，回注井井身结构同直井采气井。回注井建设严格执行中国石油天然气行业标准《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）要求。

⑵井场工程

项目规划部署 87 座采气井场中包括新建井场 60 座、扩建井场 27 座。井场建设标准按照《油气田地面工程视觉形象设计规范》（Q/SY1688-2014）进行设计。

①平面布置

井场平面布置根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2015）考虑安全防火间距，场地平整处理后，井口周围设铁栅栏围墙，井场无人值守。单井井场面积按照 40m×50m 计，井场铁栅栏围墙 12.5m×15m×1.5m，井丛每增加 1 口井，征地范围增加 15m。各类型井场平面布置见图 3.4.8-4 和图 3.4.8-5。

②井场设备

各采气井场设备见表 3.4.8-4。

表 3.4.8-4 采气井场主要设备表

序号	项目	数量	单位	备注
1	采气井口及针阀	1	套	CL1500 DN65
2	高低压紧急截断阀	1	个	CL1500 DN50
3	高低压紧急截断阀	1	个	CL1500 DN80
4	智能一体化流量计	1	块	PN63 DN50/
5	智能一体化流量计	1	个	PN63 DN80
6	压力表	1	个	Y-100 0-40MPa
7	压力变送器	1	个	

回注井工程主要生产设施情况见表 3.4.8-5。

表 3.4.8-5 回注井工程主要设备表

序号	设备名称	规格型号	单位	数量
1	回注井	井深 2600m	口	2
2	注水井口保温防护装置	SJBF-550	套	2
3	防腐浮动楔式闸阀	ZQ49H-250、DN80	个	2
4	注水管线	柔性复合高压输送管 RF-S-V-112×18.5-25	km	0.7

3.4.7.2 集气阀组设计方案

本项目规划建设集气阀组 2 座，均与井场合建，阀组天然气通过井场采气管线输送至下游站场，各井场集气阀组具体建设地点及设计规模见表 3.4.8-6。各站选址均考虑避让居民点等环境敏感区。集气阀组新增设备主要包括干管进站截断及清管阀、清管装置等，拟建集气阀组主要设备及建构筑物见表 3.4.8-7。典型集气阀组平面布置见图 3.4.8-6。

表 3.4.8-6 拟建集气阀组基本情况

序号	场站名称	地理位置	下游站场	备注
1	米-8 集气站井场集气阀组	榆林市佳县店镇关家村	米-8 集气站	与新建米 115 井场合建
2	神-16 集气站井场集气阀组	榆林市神木市花石崖镇王家峁村	神-16 集气站	与现有双 38-78 井场合建

表 3.4.8-7 拟建集气阀组主要设备及建构筑物

序号	设备名称	规格	数量
1	进站截断区	共 4 路，每路设 PN63 DN150 电动阀 1 个、压力远传 1 个	1 座
2	计量区	11.3m×2.5m	1 座
3	清管器发送筒	PN63 DN150	1 座
4	出站截断区	设 PN63 DN150 电动阀 1 个、压力远传 1 个	1 座
5	放散管	DN150 H=15m	1 座

3.4.7.3 站场工程设计方案

⑴新建站场

本项目规划建设增压脱水站 1 座，设计规模 180×10^4m^3/d，用于接收洲-19 集气站、洲-10 集气站、洲-1 集气站来气，在站内脱水后外输至榆林天然气处理厂，预留增压。站场选址位于榆林市横山区党岔镇余山村，现有洲-19 集气站附近，便于天然气集输和处理。选址考虑避让居民点等环境敏感区。拟建洲-19 增压脱水站主要设备见表 3.4.8-8。平面布置见图 3.4.8-7。

表 3.4.8-8 拟建洲-19 增压脱水站主要设备

序号	设备名称	规格	数量
1	卧式高效分离器	PN68 DN1500	1 具
2	三甘醇脱水一体化集成装置	CEDC-SG-DE(TEG)-100/6.8-4.0	2 具
3	尾气回收增压装置	/	1 具
4	采出液缓冲罐	PN25 DN2600	1 具
5	双筒式闪蒸分液罐	PN25 DN1500	1 具
6	清管发送筒	PN68 DN350	1 具

7	放空火炬	PN25 DN250	1 具

⑵改扩建站场

①榆-13 集气站改扩建工程

榆-13 集气站位于榆林市横山县白界乡胡石窑村，于 2003 年 10 月建成投产，设计规模 100×10^{4}m^3/d。本项目拟拆除站内 20m^3 采出液储罐 2 具，新增采出液缓冲罐 1 具，采出液外输一体化集成装置 1 座。扩建主要工程量见表 3.4.8-10。

表 3.4.8-10 榆-13 集气站扩建工程量表

序号	名称	规格	数量
1	采出液缓冲罐	PN25 DN2600	1 具
2	采出液外输一体化集成装置	Q=5m^3/h，H=360m	1 套

②榆-9 集气站扩建工程

榆-9 集气站位于榆林市横山县波罗镇沙河村，于 2001 年 10 月建成投产，设计规模 150×10^{4}m^3/d。本项目拟在站内新增 2 路上游采出液来液截断和计量装置。扩建主要工程量见表 3.4.8-12。

表 3.4.8-12 榆-9 集气站扩建工程量表

序号	名称	规格	数量
1	采出液来液截断和计量装置	3500×7000，24.5m^2	2 套

③神-16 集气站扩建工程

神-16 集气站位于榆林市神木市花石崖镇陈家沟村，于 2020 年 3 月建成投产，设计规模 100×10^{4}m^3/d。本项目拟在站内清管区预留位置新增 1 路 DN200 清管接收装置。扩建主要工程量见表 3.4.8-14。

表 3.4.8-14 神-16 集气站扩建工程量表

序号	名称	规格	数量
1	清管收球装置	PN40 DN200	1 台

④洲-19 集气站改扩建工程

洲-19 集气站位于榆林市横山区党岔镇余山村，于 2011 年 11 月建成投产，设计规模 100×10^{4}m^3/d。本项目拟在站内拆除 DN68 DN250 清管发送筒 1 具，新增 PN68 DN250 清管接收筒 1 具，用于接收洲-1 集气站来气。扩建主要工程量见表 3.4.8-16。

表 3.4.8-16 洲-19 集气站扩建工程量表

序号	名称	规格	数量
1	清管接收筒	PN68 DN250	1 具

⑤三皇庙清管站扩建工程

三皇庙清管站位于榆林市横山区党岔镇麻地沟村。本项目拟在站内新建 6.8MPa DN350 清管接收筒 1 具，用于接收洲-19 增压脱水站来气。扩建主要工程量见表 3.4.8-18。

表 3.4.8-16 三皇庙清管站扩建工程量表

序号	名称	规格	数量
1	清管接收筒	PN63 DN350	1 具

3.4.8 管线工程设计方案

3.4.8.1 工程内容

本项目新建采气管线 194.4km，注醇管线 52.2km，站间集气支线 17km，采出液输送管线 16km。各类管线工程设计方案如下。

⑴ 采气管线

① 采气管网连接方式

本项目采用管网采用井间串接形式，通过采气管线把相邻的气井串接到采气干管而集中到集气站，初期一般干管串接井场数为 2～5 座。滚动开发区域新建井场通过串接现有采气井场进入集输系统。采气管线的串接形式具体见图 3.4.9-1。

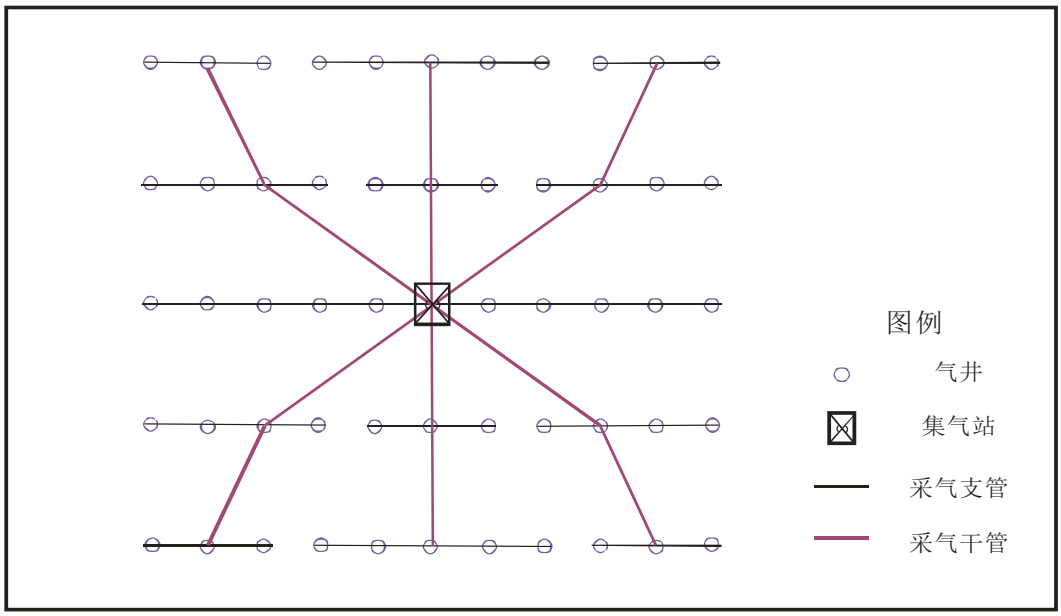


图 3.4.9-1 采气管线串接方式示意图

② 采气管线工程量

本项目共新建采气管线 194.4km，采用 L245N 材质管道，管径及长度见表 3.4.9-1。

表 3.4.9-1 采气管线管径及长度

号	材料-管径（mm）×壁厚	总长度（km）
1	L245N-219×6	14.8
2	L245N-168×6	13.7
3	L245N-114×5	21.2
4	L245N-89×5	73.3

5	L245N-76×5	46.8
6	L245N-60×5	24.6
合计		194.4

⑵ 注醇管线

天然气是地层中自然形成的烃类和非烃类混合物，在井底处于高温高压状态，使得天然气在井底时的饱和含水量很大，天然气在采出的过程中温度大幅度下降，并接近常温，再经过节流降压后极易形成水合物。为了防止水合物的形成，各集气站甲醇罐中甲醇经注醇泵通过注醇管线注入井口和采气管线。

本次产建仅榆林气田、子洲气田和米脂旧区部署的 79 口气井冬春季需要注醇，注醇管线设计与采气管线同沟敷设，总长 52.2km，采用高压柔性复合输送管，管线内径 27mm，设计压力 32MPa。

⑶ 集气支线

本项目新建洲-19 增压脱水站内建有三甘醇脱水装置，可将现有洲-19 集气站、洲-10 集气站、洲-1 集气站收集的采出气脱水后外输，通过三皇庙清管站进入榆林处理厂，故新建洲-19 增压脱水站至三皇庙清管站集气支线，管线规格为L360M-355.6×7.1/8.0，设计压力 6.8MPa，设计长度 17km。

⑷ 输水管线

本项目拟新建榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线，将采出水输送方式由拉运改为管输，以节能降耗、提高安全性和连续性，管线设计长度 16km，规格为非金属管线，内径 65mm，设计压力 PN64；

新建 2 口注水井配套注水支线 2 条，管线设计长度分别为 0.15 和 0.57km，将榆林处理厂处理后的采出水输送至注水井口回注，管线规格为柔性复合高压输送管 RF-S-V-112×18.5-25，设计压力 25MPa。

3.4.8.2 施工方式

⑴管道埋深

管线应埋设于最大冻土层以下 100mm，且管顶埋深不小于 1m。本管线所经地段最大冻土深度榆林市榆阳区 144cm、神木县 130cm、佳县 108cm、米脂县 101cm，设计埋深为最大冻土层深度 100mm 以下（管顶）。

管道均采用埋地敷设。为确保管道安全，不受外力破坏，平稳输送，管道应有足够的埋设深度且应埋设于最大冻土深度以下，设计最小埋深 1.6m（管顶）。

⑵管道敷设

一般线路段采用沟埋敷设。管道变向采用弹性敷设、现场冷弯管和热煨弯管三种型式来实现。在满足最小埋深要求的前提下，管道纵向尽可能少设弯管。

⑶管道试压、清管和干燥

①管道试压

本项目输气管道试验介质采用洁净水。

②管道清管

A、管道试压前，应采用清管球（器）进行清管，清管介质为空气。清管次数不应少于 2 次，以开口端不再排出杂物为合格。

B、清管应设临时清管器收发装置，清管器接收装置应选择在地势较高且 50m 内没有建筑物和人口的区域内，并应设置警示标志。

C、清管宜选用复合式清管器，管径较小时也可选用清管球。清管球充水后直径过盈量应为管内径的 5%～8%。

D、清管器应适用于管线弯管的曲率半径。

E、清管时的最大压力不得超过管材最小屈服强度的 30%。

F、清管合格后应在试压前后分别进行测径。测径宜采用铝质测径板，直径为试压段中最大壁厚钢管或者弯头内径的 90%，当测径板通过管段后，无变形、褶皱可判为合格。

③管道干燥

A、输气管道试压、清管结束后应进行管道干燥。

B、输气管道干燥应符合行业标准《天然气输送管道干燥施工技术》（SY/T4114-2008）的有关规定。

3.4.8.3 穿越工程

本项目管道穿越对象包括等级道路、河流、冲沟等自然和人工建（构）筑物，主要穿越原则如下：

⑴道路穿越

①高等级公路穿越

对于干线公路、沥青公路等车流量较大、开挖困难的，采用定向钻或顶管穿越，如与公路主管部门协商并征得同意后也可开挖施工。

②县乡级沥青路、水泥路穿越

根据道路的使用情况对次要的地方道路可采取有套管穿越和无套管直埋方式，施工方法有开挖和顶管两种，具体方式应根据当地道路管理部门的要求。

③乡村砂石道路、土路等穿越

管道穿越三级以下道路（砂石路及土路）采用大开挖加套管穿越方式，路面以下的管道应加钢筋混凝土套管保护。

⑵河流、冲沟穿越

河流、冲沟穿越可以采用定向钻穿越、开挖穿越两种方式。小型河流，根据各河流穿越段的河床工程地质条件及施工条件选择穿越方式，一般采用开挖穿越；冲沟采用开挖穿越。

⑶管道与其它建（构）筑物交叉

一般情况下，管道与其它埋地构筑物交叉，原则上在其下方通过。

管道与其它管道交叉时，其垂直净距不应小于0.3m。当小于0.3m时，两管间应设置坚固的绝缘隔离物；管道在交叉点两侧各延伸10m以上的管段，应采用加强级防腐。

管道与地下光缆、电力电缆、通信电缆交叉时，两者垂直净距不小于 0.5m。交叉点两侧各延伸 10m 以内的管段，应采用加强级防腐。

本项目新建管线主要穿越工程见表 3.4.9-2。

表3.4.9-2 本项目新建集输管线主要穿越工程

管线名称	穿越对象	穿越方式	总长度/次数（m/次）
洲-19 增压脱水站至三皇庙清管站集气支线	季节性河流	大开挖	20/1
	冲沟	大开挖	60/2
	包西铁路	桥下开挖穿越	20/2
	沥青路、水泥路	顶管	18/3
	土路、砂石路	大开挖	45/15
榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线	草皮坬沟	大开挖	70/1
	沥青路、水泥路	顶管	36/6
	土路、砂石路	大开挖	39/13
采气管线	坑镇河	定向钻	60/1
	楼底河	定向钻	30/1
	黑木头川	定向钻	30/1
	窑湾沟	定向钻	30/1
	刘千河	定向钻	40/1
	金明寺川	定向钻	30/1
	季节性河流	大开挖	60/3
	S11神米高速公路	定向钻	50/1
	S203佳吴路	顶管	36/3
	吴米路	顶管	12/1
	韭殿路	顶管	10/1

	朱金路	顶管	10/1
	刘石路	顶管	10/1
	兴王路	顶管	8/1
	三鱼路	顶管	12/1
	古仁路	顶管	8/1
	稍通路	顶管	10/1
	土路、砂石路	大开挖	291/97

注：注醇管线与采气管线同沟敷设，故穿跨越位置、形式、长度均相同，表中不重复统计。

3.4.9 道路工程设计方案

⑴ 工程量及技术指标

本项目规划各场站可依托的地方道路有：G65 包茂高速、G18 荣乌高速、S11 神米高速、S12 榆佳高速、G242 甘钦线国道、G210 国道、G337 国道、G339 国道、S201、S204、S205，以及县乡道路和地方通村道路等。

本项目新建集气阀组与井场合建，可以直接利用井场道路、新建洲-19 增压脱水站选址位于现有道路一侧可直接利用其作为进站道路，故本项目仅规划新建井组道路 11.8km，建设标准为简易道路。

⑵ 道路设计

① 路基设计

一般井组道路路基宽 4.5m，路面宽 3.5m，两侧硬路肩宽各 0.5m。

② 路面设计

采用泥结碎石路面结构，泥结碎石厚 16cm。

③ 安全防护

为保证行车安全、方便，设计必要的道路交通设施，主要设警告标志、指路标志等，在回头曲线、急弯、陡坡、桥梁引道等危险路段在路基外侧设置柱式（墙式）护拦、挡车堆等。

3.4.10 公辅及环保工程

3.4.10.1 给排水工程

施工期基建生活用水与钻井液、压裂液配制用水采用罐车拉运方式就近从周边村庄居民点取水。

本项目规划井场和站场均为无人值守设计，运行期无生活污水产生。

产建工程新增废水主要是来自天然气开采过程中随气流挟带至地面的气田采出水，该部分采出水在集气站和天然气处理厂内进行逐级脱除，依托现有各归属集气站进行收

集分离，含醇采出水依托米脂天然气处理厂、榆林天然气处理厂处理达标后回注；不含醇采出水依托神木天然气处理厂、神木第二天然气处理厂、绥德天然气处理厂以及佳县天然气处理站处理达标后回注，均不外排。本项目 $15\times10^8m^3/a$ 产能建设工程夏秋季气田采出水产生量为 $274.12m^3/d$，冬春季气田采出水产生量为 $277.48m^3/d$。

3.4.10.2 供电工程

洲-19 增压脱水站、集气阀组电源采用 10kV 架空线路，就近“T”接于附近 10kV 电网，站外建 10/0.4kV 柱上变电站 1 座作为主供电源。

井场根据井口数量设置井场电控一体化装置。直井单井井场设置电控一体化装置 I（CEDC-BZHJC-EC-2022-I）1 座为井场用电设备供电，通信、仪表设备供电，进口智控针阀、紧急截断阀由井场电控一体化装置提供 DC 24V 电源；Cm 井场、CmHn 井场设置电控一体化装置 I（CEDC-BZHJC-EC-2022-I）和电控一体化装置 II（CEDC-BZHJC-EC-2022-II）为井场用电设备供电，通信、仪表设备供电，进口智控针阀、紧急截断阀由井场电控一体化装置提供 DC 24V 电源。

3.4.10.3 供热工程

场站均为无人值守，无生活用热需求。新建洲-19 增压脱水站内设有三甘醇脱水一体化集成装置，三甘醇再生需采用重沸器加热，热源为电。

3.5 依托工程

3.5.1 依托工程概况

本项目依托工程包括天然气集输处理系统、采出水处理系统等，依托站场见表 3.5.1-1。

表 3.5.1-1 本项目各系统依托工程概况

序号	产建部署区域	系统名称	集气站（集气系统）	天然气处理厂
1	神木气田	天然气集输处理	神 4 站、神 7 站	神木天然气处理厂
		采出水处理	/	神木天然气处理厂
		天然气集输处理	神 10 站、神 11 站、神 12 站、神 24 站	佳县天然气处理站
		采出水处理	/	佳县天然气处理站
		天然气集输处理	神 13 站、神 15 站、神 16 站、神 18 站	神木第二天然气处理厂
		采出水处理	/	神木第二天然气处理厂
2	米脂气田（旧区）	天然气集输处理	米 1 站、米 5 站	米脂天然气处理厂
			米 2 站、米 3 站、米 6 站	榆林天然气处理厂
		采出水处理	/	米脂天然气处理厂
3	米脂气田	天然气集输处理	米 7 站、米 8 站	绥德天然气处理厂

	（新区）	采出水处理	/	绥德天然气处理厂
4	子洲气田	天然气集输处理	洲 1 站、洲 10 站、洲 19 站	榆林天然气处理厂
		采出水处理	/	米脂天然气处理厂
		天然气集输处理	洲 6 站	米脂天然气处理厂
		采出水处理	/	米脂天然气处理厂
5	榆林南区气田	天然气集输处理	榆 10 站、榆 13 站	榆林天然气处理厂
		采出水处理	/	榆林天然气处理厂

3.5.2 依托工程可行性

⑴ 现有天然气集输处理系统依托可行性分析

本项目不新建集气站，本次产建部署气井采出天然气均通过归属集气站进行气液分离，除米 3 站设有脱水撬，收集处理米 2 站来气，其他归属集气站下游集气站、清管站等仅为计量转输，本次集输处理站场能力校核主要校核归属集气站和天然气处理厂，各站场天然气集输能力校核见表 3.5.1-2～3。

经与建设单位沟通，本次依托站场中绥德天然气处理厂、米 7 站、米 8 站属于《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境影响报告书》中工程，神 24 站为《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程》中工程，均已取得环评批复（榆政审批生态发[2022] 131 号、榆政审批生态发[2022] 105 号），正在实施建设，站场建成后即可满足本项目天然气集输处理需求，本次评价要求，上述站场应在本项目投运前完成竣工验收工作，确保依托可靠性。

根据表 3.5.1-2～3 校核结果，依托集气站、天然气处理厂天然气集输、处理能力均可满足本项目新增天然气产能集输、处理负荷需求，依托可行。

表 3.5.1-2 集气站依托能力校核表 单位：$10^4m^3/d$

序号	集气站	富余规模	本次新增规模	能力校核结论
1	神 4 站	54	37.4	满足
2	神 7 站	45	5.5	满足
3	神 10 站	17	15.5	满足
4	神 11 站	36	34.8	满足
5	神 12 站	55	53.5	满足
6	神 13 站	15	8.9	满足
7	神 15 站	57	55	满足
8	神 16 站	45	14.3	满足
9	神 18 站	45	9.9	满足
10	神 24 站	100	36.5	满足
11	米 6 站	85	15.6	满足
12	米 1 站	50	4.4	满足
13	米 2 站	20	5.5	满足
14	米 3 站	10	5.5	满足
15	米 5 站	35	14.3	满足

16	米 7 站	150	40.9	满足
17	米 8 站	100	27.6	满足
18	洲 1 站	65	7.8	满足
19	洲 10 站	65	16.6	满足
20	洲 19 站	45	12.2	满足
21	洲 6 站	79	9	满足
22	榆 10 站	26	17.8	满足
23	榆 13 站	46	9	满足

注：站场尚未投运，故当前规模为 0

表 3.5.1-3 天然气处理厂依托能力校核表 单位：$10^8m^3/d$

序号	站场名称	富余规模	本次新增规模	能力校核
1	神木天然气处理厂	4.49	1.42	满足
2	神木第二天然气处理厂	4.91	2.91	满足
3	佳县天然气处理站	4.7	4.63	满足
4	榆林天然气处理厂	8.45	2.79	满足
5	米脂天然气处理厂	12.27	0.91	满足
6	绥德天然气处理厂	15	2.26	满足

注：站场尚未投运，故当前规模为 0

⑵ 现有采出水处理系统依托可行性分析

① 规模依托可行性

本次采出水新增规模考虑各依托集气站、洲-19 增压脱水站、依托天然气处理厂逐级脱除采出水量，按冬春季含醇采出水最大量校核，本项目依托采出水处理设施能力校核见表 3.5.1-4。根据分析，现有采出水处理系统规模上可满足本项目新增负荷需求，依托可行。

表 3.5.1-4 采出水处理能力校核表 单位：m^3/d

序号	站场名称	富余规模	本次新增规模	能力校核
1	神木处理厂	300	26.02	满足
2	神木第二处理厂	81	53.43	满足
3	佳县处理站	171	85.09	满足
4	榆林处理厂	130	26.29	满足
5	米脂处理厂	140	45.12	满足
6	绥德处理厂	400	41.54	满足

注：按冬春含醇废水最大量核算

② 工艺依托可行性

根据企业例行监测数据（见表 3.3.4-7），依托的采出水处理系统出水水质满足《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中气田水回注推荐水质控制指标要求。因此，从工艺角度分析本项目依托现有采出水处理系统可行。

3.6 劳动定员和工作制度

⑴ 劳动定员

本项目规划井场、站场均为无人值守设计，不新增定员；投产后定期巡检及巡井巡线均依托现有工作人员，不新增劳动定员。

⑵ 工作制度

本项目生产系统年工作 330d，7920h。

3.7 投资估算

根据设计方案，本项目总投资为 138373 万元，其中环保投资 3432 万元，占总投资的 2.48%。

4 工程分析

4.1 原辅材料、能源消耗

本项目施工期原辅材料及能源消耗主要集中在钻井过程，根据相关统计资料，钻井作业主要生产设备情况见表 4.1.1-1，每口钻井主要原辅材料消耗见表 4.1.1-2，主要原辅材料的组成及性质见表 4.1.1-3。

表 4.1.1-1 单井钻井主要生产设备使用情况

序号	设备	设备型号	设备数量
1	钻机	ZJ40	1 台
2	柴油发电机	沃尔沃型	2 台
3	泥浆泵	F-1300 型	2 台
4	采气树/注水井井口装置	CYJW8-3-26HF 型	1 台
5	电机	JK-8B 型	1 台

表 4.1.1-2 单井钻井主要原辅材料消耗

材料名称	消耗量（t）	备注
柴油	42.4	含硫约 0.005%
膨润土	27	钠级一级
纯碱	1.28	99%一级
NH_4-HPAN	3.83	/
KPA（聚丙烯酸钾）	1.35	/
有机硅	2.7	/
防塌润滑剂	2.55	/
桥塞堵漏剂	3.83	/
水泥	49.0	/
粉煤灰漂珠	3.75	/
降失水剂	1.05	RC-800
减阻剂	0.12	ESZ
缓凝剂	0.06	RC-800HZ
新鲜水	680	就近自周边村庄民用水井拉运，钻井场地内循环使用

表 4.1.1-3 主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
膨润土	膨润土是一种黏土岩，亦称蒙脱石黏土岩，常含少量伊利石、高岭石、绿泥石、沸石、石英等；一般为白色、淡黄色，无臭、无味、无毒，具蜡状、土状或油脂光泽，密度 2～3g/cm^3；主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水，还含有铁、镁、钙、钠、钾等元素，Na_2O 和 CaO 含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱土性土）、天然漂白土（酸性土或酸性白土）。膨润土具有强的吸湿性和膨胀性，可吸附 8～15 倍于自身体积的水量，体积膨胀可达数倍至 30 倍；在水介质中能分散成胶凝状和悬浮状，这种介质溶液具有一定的黏滞性、能变性和润滑性；有较强的阳离子交换能力；对各种气体、液体、有机物质有一定的吸附能力，最大吸附量可达 5 倍于自身的重量；与水、泥或细沙的掺和物具有可塑性和黏结性。具有表面活性的酸性漂白土（活性白土、天然漂白土、酸性白土）能吸附有色离子，主要用于石油行业，可吸附石蜡、润滑油等石油类矿物的不饱和烃、硫化物、胶质及沥青质等不稳定物质和有色物质。
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、酰胺基和亚铵基等，其颗粒不易结块。该产品有较强降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力。可以直接应用于各种水基钻井液体系中，用作降滤失剂、防塌剂，与聚丙烯钾盐共同使用可以增强降粘的作用，与多种处理剂可以配合使用。
K-PAM	聚丙烯酸钾是一种无毒、无腐蚀的井壁稳定剂，外观呈白色或淡黄色粉末，易溶于水。该产品具有抑制泥页岩及钻屑分散作用，兼有降失水、改善流型和增加润滑等性能，可有效抑制地层造浆并能与多种处理剂配伍，能改善钻井液的流变性能，有效地包被钻屑，抑制地层造浆。钾离子的存在，能防止软泥页岩和脆硬性泥页岩的水化和剥落，起到稳定井壁的作用，是一种应用广、较理想的井壁稳定剂。
有机硅	是指含有 Si-O 键、且至少有一个有机基是直接与硅原子相连的化合物，通常把那些通过氧、硫、氮等使有机基与硅原子相连接的化合物也当作有机硅化合物。其中以硅氧键（-Si-O-Si-）为骨架组成的聚硅氧烷，是有机硅化合物中为数最多，应用最广的一类，约占总用量的 90%以上。由于有机硅独特的结构，兼备了无机材料与有机材料的性能，具有表面张力低、粘温系数小、压缩性高、气体渗透性高等基本性质，并具有耐高低温、电气绝缘、耐氧化稳定性、耐候性、难燃、憎水、耐腐蚀、无毒无味以及生理惰性等优异特性，广泛应用于航空航天、电子电气、建筑、运输、化工、纺织、食品、轻工、医疗等行业，其中有机硅主要应用于密封、粘合、润滑、涂层、表面活性、脱模、消泡、抑泡、防水、防潮、惰性填充等。
防塌膨润土	水基型润滑剂包括可溶性液、半合成液和合成液三种。可溶性油（又称乳化液）是由矿物油（或植物油）、水、乳化剂、添加剂组成的。它既具有油基型润滑剂润滑性好的优点，又具有水冷却性能良好的优点，同时也减少润滑剂使用过程中着火的危险。不足之处是容易被微生物污染而变质、腐败，影响其使用寿命；可溶性油通常配成浓缩液形式，使用时通常用水稀释成 1%～5%的水包油型稀乳化液。
桥塞堵漏剂	堵漏剂是一种凝结硬化快，小时强度高，具有微膨胀的水硬性材料，此原料无毒无味，经严格筛选，性能卓越，操作简便，用水调和即可使用，可在潮湿面上施工，亦可带水堵漏，效果奇特，此原料可广泛用于房屋，地下，水下，流沙隧道等工程的堵漏，止水，抢修，灌注及渗漏工程的施工和堵漏维修等。
水泥	粉状水硬性无机胶凝材料。加水搅拌后成浆体，能在空气中硬化或者在水中更好的硬化，并能把砂、石等材料牢固地胶结在一起，硬化后不但强度较高，而且还能抵抗淡水或含盐水的侵蚀。长期以来，它作为一种重要的胶凝材料，广泛应用于土木建筑、水利、国防等工程。
粉煤灰漂珠	一种能浮于水面的粉煤灰空心球，呈灰白色，壁薄中空，重量很轻，容重为 720kg/m^3（重质），418.8kg/m^3（轻质），粒径约 0.1mm，表面封闭而光滑，热导率小，耐火度≥1610℃，是优良的保温耐火材料，广泛用于轻质浇注料的生产和石油钻井方面。漂珠的化学成份以二氧化硅和三氧化二铝为主，具有颗粒细、中空、质轻、高强度、耐磨、耐高温、保温绝缘、绝缘阻燃等多种特性，可用于油田固井、管道防腐保温、海底油田、漂浮装置、油井钻探泥浆减轻剂、石油天然气输送管道等方面。
降失水剂	灰白色或黄褐色粉末，主要用于调整井及一般生产井的固井作业，防止流体窜流，提高固井质量。可与油井水泥和硅石粉、重晶石、钛铁矿、漂珠等多种外掺料配制出适合固井要求的水泥浆。掺量为 1.2～1.6%（占水泥质量），具有良好的防窜能力和一定的防漏能力。

减阻剂	是一种能减少流体在输送时所受阻力的试剂，多为水溶性或油溶性的高分子聚合物。水基乳胶状减阻剂，它是利用稳定剂、表面活性剂等添加剂，将聚合物粉末悬浮在水或水与醇的混合物中。这种产品具有聚合物浓度高、注入方便、在原油中溶解性好等优点，但也存在储存时间短、稳定性较差等缺点。
缓凝剂	延缓混凝土凝结时间而对后期强度无明显影响的外加剂。主要成分为多羟基化合物、羟基羧酸盐及其衍生物、高糖木质素磺酸盐，因其兼有减水作用，也称缓凝减水剂。此外，一些无机盐如氯化锌、硼酸盐、各种磷酸盐也有缓凝作用。掺量为水泥用量的 0.1～0.6%。缓凝剂适用于高温条件下连续灌筑混凝土、大体积混凝土、预拌混凝土和泵送混凝土。

本项目生产所需能源、耗能工质主要为电力。根据开发方案，拟建工程消耗电能为 2742×10^4kWh/a。

4.2 污染影响因素分析

气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、天然气集输与处理以及配套的供水、道路、供电、通信等辅助工程。

按照开发时序，本次产建工程气田开发可分为施工、运行和退役三个阶段。施工期主要有钻（完）井及井下作业等地下工程施工，集输工程建设（主要包括地面井场、增压脱水站、采气及集气支线等）及道路等配套工程建设等地面工程施工。运行期主要为天然气开采、集输及处理。退役期主要是场站服务期满后环境功能恢复。

4.2.1 施工期工艺过程及产污环节

施工期主要包括钻井作业、场站建设、管线敷设及道路建设等。

4.2.1.1 钻井作业

本项目主要钻井作业主要针对采气井和注水井，其中采气井钻井工艺流程见图 4.2.1-1，注水井钻井工艺流程见图 4.2.1-2。

钻井工艺按其顺序分为如下过程：

① 钻前工程

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

② 钻井

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。

③ 下套管及固井

a. 下套管

下套管是将套管进入到产气层中，然后用射孔或割裂实现地层进入的一种方式，保持井筒稳定，防止井壁坍塌，以有利于后续的强化作业。下套管前将套管逐一用通径规进行通径，用柴油将套管丝扣清洗干净。下套管时用干抹布擦净后再公扣上涂抹丝扣油，保证丝扣连接紧密。下套管中途要分两次向套管柱内注入钻井液，保证液柱压力。下完套管后要连接主动钻杆，开泵循环，保证循环通畅。

b. 洗井、固井

固井中先注入前置液洗井，洗井完成后开始注入水泥，要求平均密度在 1.80g/cm^3，采用开始密度小，中间大，最后小的办法，连续注入。注水泥完成后开始顶替，顶替量就是阻流环以上套管柱的内容积。由于固井车和钻机现场的泥浆泵泵量很大，洗井、注水泥、顶替过程中，井内都会有大量钻井液排出，要及时排入泥浆净化系统。固井结束后，固井侯凝 48h 后开始测固，严格按固井工程设计的时间和取样的实际凝固情况侯凝。

④ 压裂工程

钻井后，为了消除井筒附近地层渗透率低的不良影响，以达到增产的目的，需进行压裂作业，主要是通过向井下注入压裂液进行压裂。压裂改造过程中，大量压裂液将进入地层进行储层改造，压裂结束后，需要快速的排液。

压裂后需要关井一段时间，使压裂裂缝闭合，施工造成的压力波在地层中有逐步扩散，液体逐渐水化。压裂放喷一般分为两个阶段。第一阶段：压裂后，由于地层弹性能量较足，加之施工过程中伴注液氮，井筒可实现自喷；第二阶段：关放排液，压裂后第一次放喷连续 2~3 小时不出液后，即可以关井，等压力恢复起来后再放喷，往复关放直至彻底不出液后关井。

⑤ 测井

为了解气井的产气量，在完井及压裂后，需进行测试放喷，利用测试放喷专用管线将井内天然气引至放喷池点火燃烧对天然气产量进行测试的过程，放喷前需接一条可测试流量的专用管线。依据测试气量，采用间歇性放喷，每次放喷时间约 4~6h，废气排放属不连续排放。

⑥ 封井、弃井

试井完成后，若确定该井无开采价值或有开采价值但无法控制风险，则进行弃井、封井作业，首先，利用钻井过程中套管及套管壁用水泥固封防止天然气窜入地层，同时在管道射孔段的上部注水泥形成水泥塞面封隔气层；其次，回填并做碉堡（边 2m、高 2.2m 的三角形）和标识，设置醒目的警示标志。弃井后应保证该井眼无遗留风险，另外，

钻井期间任一步骤出现不可控事故时，应立即转入弃井作业。若具有开采价值，则进行临时封井，同时办理相关手续，进入运行期天然气开采阶段。

⑦ 完井搬迁

封井、弃井完成，队伍撤离，后续进行相关绿化、土地复垦。搬迁前妥善处理钻后废弃物，做到工完、料净、场地清。根据钻井作业规范和钻井环保管理规定，钻井液材料必须全部回收，不得遗弃在井场，废水和固体废物需进行无害化处理处置。

本项目钻井作业主要产污环节具体包括：

⑴钻井及井下作业产生的测试放喷（短时间作业）废气、钻井废水、压裂返排液、废弃钻井泥浆、钻井岩屑、噪声；

⑵钻井用的柴油机排放的烟气、噪声；

⑶修道路、平井场、管线敷设等施工扬尘；

⑷施工机械、车辆噪声以及车辆尾气。

4.2.1.2 地面工程

本项目地面工程建设内容包括各类井、站场和管线、道路工程及其他辅助工程。

⑴ 井场施工

本项目共新、扩建井场 87 座，井场按标准化井场设计进行施工建设，气井 ZJ40 型及以下钻机井场平面布置示意图见图 4.2.1-3。

单井天然气经采气井口采出后，直接接入采气管线输往集气站。榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）集气站所辖气井注醇模式为单井注醇，注醇管线在注醇总管处设置闸阀、截止止回阀。

⑵ 站场施工

本项目拟新建 1 座增压脱水站、2 座集气阀组。施工过程包括场地平整、基础建设、设备安装和站场绿化等。

⑶ 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。管线施工作业场地平面布置见图 4.2.1-4。

站场及管线施工工艺流程及产污环节见图 4.2.1-5、道路工程施工及产污环节见图 4.2.1-6，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。

4.2.2 运行期工艺过程及产污环节

4.2.2.1 总生产工艺流程

本项目新增井口天然气通过全部通过新建或现有采气管线输送至依托集气站，进行气水分离后由集气支干线输送至下游各天然气处理厂，在厂内进一步脱水、脱烃处理后外输。主要工艺流程见图 4.2.2-1 所示。

4.2.2.2 集气工艺

⑴ 气井来气

由进站阀组区对进站干管来气进行接收，阀组具有中、低气倒换流程，功能，可以调整进气压力和气流量。

⑵ 节流

节流过程中，通过改变节流截面或节流长度来控制流量，流束将在节流处形成局部收缩，从而使流速增加，静压力降低，起到降温减压的作用。

⑶ 生产分离

天然气进入生产分离器进行分离，流体由入口分流器进入分离器，使油、气、水得以初步分离。经入口分流器初步分离后的采出水在重力作用下流入分离器的集液区，液体携带的气泡上升至液面并进入气相，气体在离开分离器前经内置捕雾器除去小液滴后从气口流出；集液区采出水流经分离器后，经由液面控制器控制的出液阀流出分离器，采出水通过管道输至采出水罐。

⑷ 计量分离

天然气计量后继续分离，计量分离器一般属于低压分离器。来气进入气体通道进行重力沉降分离出液滴，液体进入液体空间分离出气泡和固体杂质，气体在离开分离器前经内置捕雾器除去小液滴后从气口流出，液体通过管道输至采出水罐。

4.2.2.3 注醇工艺

天然气是地层中自然形成的烃类和非烃类混合物，在井底处于高温高压状态，使得天然气在井底时的饱和含水量很大，天然气在采出的过程中温度大幅度下降，并接近常温，再经过节流降压后极易形成水合物。为了防止水合物的形成，各集气站甲醇罐中甲醇经注醇泵通过与采气管线同沟敷设的注醇管线注入井口和采气管线，实现集中注醇。

4.2.2.4 运营期产污环节

运行期产污环节见表 4.2.2-1。

表 4.2.2-1 运行期产污环节分析

类别	产污环节
井场	正常运行时不产生废水、废气、噪声和固体废物。
集气阀组	废气：烃类无组织逸散； 噪声：设备噪声。
增压脱水站	废气：烃类无组织逸散、甲醇无组织挥发； 废水：采出水； 噪声：设备噪声； 固体废物：清管废渣。
天然气集输管线	正常集输过程不产生废水、废气、噪声和固体废物。

4.2.3 退役期工艺过程及产污环节

随着气田开采的不断进行，其储量逐渐下降，最终气田将进入退役期。本项目退役后作业内容包括封井、关停站场，拆除地面设施，拆除部分管线、场地清理等施工过程。退役期产污环节主要是天然气处理设备、部分输气管线的拆除和清理过程产生的扬尘、污油泥、废弃设备管线和建筑垃圾等。

4.3 生态影响因素分析

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

4.3.1 施工期

⑴ 占用土地、压占破坏植被

工程占地包括永久占地和临时占地。临时占地包括站场、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。

⑵ 破坏植被

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

⑶ 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。

⑷ 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。

4.3.2 运行期

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

4.3.3 退役期

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

4.4 污染源分析及源强核算

4.4.1 施工期污染源分析

4.4.1.1 废气

⑴ 钻井柴油机废气

根据项目附近已施工井场钻井柴油机耗油量的调查，每百米进尺消耗柴油量为 1.5t～3t，经计算，施工期钻井过程中柴油使用量为 15594.8t。估算本项目施工期柴油机废气排放量约 6158.4×$10^4$$m^3$，整个钻井作业期间共排放 NO_x 约 979.4t，颗粒物约 23.4t、SO_2 约 1.56t。

⑵ 井场测试放喷燃烧废气

单井试压作业中平均约有 10×$10^4$$m^3$ 的天然气通过井场放喷管燃烧排放，废气中的主要污染物为烟尘、SO_2 及 NO_x 等。

本项目钻井 321 口，钻井工程井场试压主要污染物排放情况见表 4.4.1-2。

表 4.4.1-2 施工期钻井井场试压主要污染物排放情况

污染源	污染物	单井污染物排放量（t）	钻井数量（口）	施工期污染物排放量（t）	排放方式
井场试压	废气量	1.05×$10^6$$m^3$	359	3.37×$10^8$$m^3$	井场放喷管燃烧排放
	烟尘	0.012		3.85	
	SO_2	0.00003		0.01	
	NO_X	0.19		60.99	

⑶ 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，因本项目工程较集中，初步估算各类车辆约 150 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 0.68t、NO_x 为 0.92t。

⑷ 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 9.4t，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 3.29t。

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，1%；

M—堆场堆放的物料量，244.7×10^4t；

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 119847.4mg/s，则管线施工阶段扬尘总排放量为 310.6t。

③运输扬尘

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

$$Q=0.123\times(V/5)\times(M/6.8)^{0.85}\times(P/0.5)\times0.72\times L$$

式中：*Q*—车辆运输起尘量，kg/辆；

V—车辆行驶速度，30km/h；

P—道路表面物料量，以每平方米路面灰尘覆盖率来表示，0.05kg/m^2；

M—车辆载重量，20t/辆；

L—平均运输距离，10km。

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 0.2t。

4.4.1.2 废水

⑴ 钻井废水

钻井废水主要是在气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，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。此外，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。

根据调查，钻井过程中该部分水从钻井泥浆中分离后暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，并在多井间循环使用，剩余无法利用部分最终交有处理能力的单位处理，不外排。本项目钻井总进尺数 895650m，钻井废水回用率按 95%计，估算钻井废水产生量约 2.08×10^{4}m^3。

⑵ 压裂返排液

本项目拟建 321 口采气井（其中水平井 43 口，直定向井 278 口）、4 口回注井（直井），估算返排液产生量约 50800m^3。压裂返排液采用可回收压裂液体系，井场压裂返排液回收处理后再利用，无法利用部分暂存于施工现场的废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处理能力的单位进行规范化集中处理，不外排。

⑶ 管道试压废水

本项目管线工程分段试压以测试管道的强度和严密性。本项目管线总里程 794.91km，估算本项目新建管道试压用水量约为 1401.6m^3，分散于各管道施工场地，由于试压阶段管道尚未投用，且试压介质为洁净水，试压废水内主要污染物仅为少量悬浮物，收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘等。

⑷ 生活污水

管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇；场站施工将在

施工场地设施工营地。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，用于场站洒水降尘，不外排。

施工人员生活用水按照《行业用水定额》（DB 61/T 943-2020）陕北地区农村（含乡镇）生活用水定额 65L/（人·d）计，生活污水产生系数取 0.8。本项目施工期生活污水产生情况见表 4.4.1-5。施工期生活污水最大日产生量为 140.4m^3/d，整个施工期过程生活污水总产生量约 14227.2m^3。

4.4.1.3 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，站场、管线及道路施工中的装载机、推土机等施工机械。按声源性质又可分为流动声源和连续稳态声源。施工期主要噪声源及源强见表 4.4.1-7，噪声源强一般为 70～105dB（A），施工期部分装置采取了消声、减震等降噪减震措施，有一定的降噪效果。

表 4.4.1-7 拟建工程施工期主要噪声源统计表 单位：dB(A)

噪声源位置	设备名称	数量	声源强度	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	
	振动筛	2 台/队	85～100	连续稳态声源	
	离心机	1 台/队	80～90	连续稳态声源	
	压裂混配车	1 台/队	95～100	连续稳态声源	
	测试放喷	/	90～100	连续稳态声源	
地面工程	推土机	8 台	90～100	流动声源	
	装载机	4 台	85～95	流动声源	
	挖掘机	8 台	85～95	流动声源	
	吊车	10 台	70～80	流动声源	
	运输车辆	20 台	70～80	流动声源	
	柴油发电机	10 台	100～105	连续稳态声源	
	吊管机	6 台	80～90	间歇声源	
	电焊机	32 台	80～90	间歇声源	
	履带式焊接车	14 台	80～90	流动声源	
	气割工具	1 套	70～80	间歇声源	
	磨光机	40 具	90～100	间歇声源	

4.4.1.4 固体废物

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

于钻井，钻井废水的产生及利用和处理情况见 4.4.1.2 节。

施工期固体废物主要为钻井过程中的钻井岩屑，管道工程清管过程中的清管废渣，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。

⑴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“泥浆不落地”设施分离后暂存于井场防渗收集设施内。

根据本项目初步设计，本项目施工期共计产生钻井岩屑约 52444.9t，经收集暂存于钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施内，井下作业结束后交有处置能力的单位处置。

⑵清管废渣

本项目输气管道试压前进行清管，产生含有少量铁锈、泥土等废渣，本项目输气管线长度总计 794.91km，因此本项目清管废渣量约 4t，集中收集后，送往当地垃圾填埋场处置。

⑶建筑垃圾

施工过程中产生一定混凝土、碎砖、切割废料等建筑垃圾，产生量约 5t，全部回填施工场地综合利用或送至建筑垃圾处置场处置，管道切割废料交相关单位回收利用。

⑷含油固废

施工期在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废机油、废油桶、含油棉纱等，产生量约 3t，交有资质单位处置。

⑸生活垃圾

参考表 4.4.1-5 中施工期人员配置，按照每人每天产生生活垃圾 0.5kg 计算，本项目施工期生活垃圾最大产生量为 1.35t/d，施工期总生活垃圾产生量约 136.8t。施工场地设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

4.4.2 运行期污染源分析

4.4.2.1 废气

⑴ 天然气无组织逸散

① 项目无组织逸散总量

天然气生产过程中虽然全过程密闭，但自井口到天然气处理厂的集输过程仍不可避免产生极少量逸散烃类气体。根据企业多年运行统计数据，天然气开采集输过程中无组

织逸散产的损失量可控制在 0.01%以下。经估算，项目整体烃类无组织逸散量约为 109.1t/a。

表 4.4.2-1 整个产建工程烃类无组织逸散烃类量

新增天然气开发规模（$10^8m^3/a$）	无组织逸散量（m^3/a）	总烃（t/a）	非甲烷总烃（t/a）
15	150000	109.1	7.5

本项目天然气集输处理过程中无组织排放主要位于站场，可能通过阀门、设备、管道等逸散少量气体，本次评价重点核算站场无组织源强。

本项目气田开发过程中场站无组织排放主要是增压脱水站装置区挥发、泄漏的无组织烃类气体，榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）新增采气井注醇过程逸散甲醇。

② 天然气集输和处理装置区无组织排放

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

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

式中：e_{TOC}—密封点的 TOC 排放速率，千克/小时；

$F_{A,i}$—密封点 i 排放系数，千克/（小时·排放源）；

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

N_i—密封点 i 的个数。

密封点的排放系数 $F_{A,i}$ 由下表选取。

表 4.4.2-2 石油炼制和石油化工组件平均排放系数[a]

设备类型	介质	石油炼制排放系数 kg/(h·排放源)[b]	石油化工排放系数 kg/(h·排放源)[c]
阀门	气体	0.0268	0.00597
	轻液体	0.0109	0.00403
	重液体	0.00023	0.00023
泵	轻液体	0.0014	0.0199
	重液体	0.021	0.00862
压缩机	气体	0.636	0.228
搅拌器	轻液体	0.114	0.0199

泄压设备	气体	0.16	0.104
法兰、连接件	所有	0.00025	0.00183
开口阀或开口管线	所有	0.0023	0.0017
取样连接系统	所有	0.0150	0.0150

注：a：摘自 EPA，1995b；b：石油炼制排放系数用于非甲烷有机化合物排放速率；c：石油化工排放系数用于 TOC（包括甲烷）排放速率。

根据上表可知，本项目密封点中阀门的排放系数为 0.00597kg/h，法兰、连接件的排放系数为 0.00183kg/h。

根据设计资料，本项目新建集气站采用标准化设计，各类天然气集输处理站场的密封点情况及烃类污染物排放量计算结果见表 4.4.2-3。

表 4.4.2-3 主要新建集输站场装置区无组织排放情况表

序号	站场	设备类型	排放系数	排放源数量	烃类无组织排放量		非甲烷总烃排放量	
			kg/(h·排放源)	/个	kg/h	t/a	kg/h	t/a
1	增压脱水站	阀门	0.00597	34	0.2030	1.6076	0.0139	0.1101
		法兰、连接件	0.00183	98	0.1793	1.4204	0.0123	0.0973
	小计				0.3823	3.0280	0.0262	0.2074
2	集气阀组	阀门	0.00597	7	0.0418	0.3310	0.0029	0.0227
		法兰、连接件	0.00183	20	0.0366	0.2899	0.0025	0.0199
	小计				0.0784×2	0.6208×2	0.0054×2	0.043×2

③注醇过程逸散废气

本项目在榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）布设的采气井口，均依托现有集气站注醇，注醇过程中新增无组织逸散甲醇，气田开发中注醇量为 0.03m^3/万 m^3天然气，上述区域新增集气规模为 112.2×$10^4$$m^3$/d，则注醇量为 336.6$m^3$/a（年注醇天数 100 天）。根据建设单位多年生产经验，甲醇挥发量约为总用量的 0.01%，则本项目甲醇挥发量约为 0.03t/a。

4.4.2.2 废水

本项目运行期的废水主要是因新增产能而增加的气田采出水，在集气站、增压脱水站和天然气处理厂内进行逐级脱除。榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）气田均在集气站集中注醇，冬春两季采出水中均含甲醇。参考气田地质设计参数，第二采气厂产气的水气比为 0.103～0.6m^3/$10^4$$m^3$，注醇量为 0.03$m^3$/$10^4$$m^3$。夏秋季气田水中污染物主要为石油类及悬浮物，冬春季气田水中污染物主要为甲醇、石油类及悬浮物。评价水气比取 0.6m^3/$10^4$$m^3$天然气进行估算，本项目实施后，年新增气田采出水量 9.08×10^4t/a，其中：含醇采出水 2.77×10^4t/a。采出水产生情况及去向见表 4.4.2-4。

表 4.4.2-4 气田采出水产生及处理情况汇总表

集气站	集气量（$10^4m^3/d$）	产水量（m^3/d）		处理去向
		夏秋季	冬春季	
神 4 站	37.4	7.48	7.48	神木天然气处理厂处理达标后回注
神 7 站	5.5	1.1	1.1	
神 10 站	15.5	3.1	3.1	佳县天然气处理站处理达标后回注
神 11 站	34.8	6.96	6.96	
神 12 站	53.5	10.7	10.7	
神 13 站	8.9	1.78	1.78	神木第二天然气处理厂处理达标后回注
神 15 站	55	11	11	
神 16 站	14.3	2.86	2.86	
神 18 站	9.9	1.98	1.98	
神 24 站	36.5	7.3	7.3	佳县天然气处理站处理达标后回注
米 6 站	15.6	3.12	3.276	米脂天然气处理厂处理达标后回注
米 1 站	4.4	0.88	0.924	
米 2 站	5.5	1.1	1.155	
米 5 站	14.3	2.86	3.003	
米 7 站	40.9	8.18	8.18	绥德天然气处理厂处理达标后回注
米 8 站	27.6	5.52	5.52	
洲 1 站	7.8	1.56	1.638	送洲-19 增压脱水站脱水
洲 10 站	16.6	3.32	3.486	
洲 19 站	12.2	2.44	2.562	
洲 6 站	9	1.8	1.89	米脂天然气处理厂处理达标后回注
榆 10 站	17.8	3.56	3.738	佳县天然气处理站处理达标后回注
榆 13 站	9	1.8	1.89	
洲-19 增压脱水站	36.6	14.64	15.372	站内脱水后送榆林天然气处理厂处理达标后回注
神木处理厂	42.9	17.44	17.44	站内处理达标后回注
神木第二处理厂	88.1	35.81	35.81	站内处理达标后回注
佳县处理站	140.3	57.03	57.03	站内处理达标后回注
榆林处理厂	84.5	19.71	20.66	站内处理达标后回注
米脂处理厂	27.7	11.26	11.81	站内处理达标后回注
绥德处理厂	68.5	27.84	27.84	站内处理达标后回注
合计	/	274.12	277.48	/

4.4.2.3 噪声

本项目运行期噪声主要产生于洲-19 增压脱水站，各噪声源统计情况见表 4.4.2-5。

表 4.4.2-5 洲-19 增压脱水站主要噪声源及治理措施

序号	声源名称	数量（台）	单台治理前声功率级 dB(A)	声源控制措施	排放特征
N1	三甘醇脱水一体化集成装置	2	65	选用低噪声设备，基础减振	连续、室外
N2	尾气回收增压装置	1	70	选用低噪声设备，基础减振	连续、室外

4.4.2.4 固体废物

本项目新增固体废物主要是管道清管废渣，来自依托集气站定期清管作业，包括输送介质中的悬浮固体沉淀，以及管道因摩擦、锈蚀而产生的渣粉，主要成分为 SS 和氧化铁，还含有一定量的凝析油。本工程天然气集输管线总长度为 263.6km，每年 2 次，产生的清管废渣量约 3.2t/a。

4.4.3 退役期污染源分析

随着气田开采的不断进行，储量逐渐下降，最终进入退役期。当气井开发接近尾声时，各种机械设备将停止使用，进驻其中的工作人员将陆续撤离气田区域，由此带来的大气污染物、生产废水、生活污水、噪声及固体废物等对环境的影响将会消失。

气井停采、注水井、集气阀组、增压脱水站等退役后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、场地清理等，将会产生少量扬尘和固体废物，因此，在退役期施工操作中应注意采取降尘措施。退役期要将产生的固体废物分类收集，设备管线经清洗后可回收再利用，废弃建筑垃圾外运至指定的建筑垃圾填埋场填埋处理，污油泥等危废交有资质单位安全处置。

4.5 污染物排放及总量核定

4.5.1 项目污染物排放情况汇总

本项目施工期、运行期主要污染物排放及生态影响汇总见表 4.5.1-1 和表 4.5.1-2。

表 4.5.1-1　　本项目施工期“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	钻井柴油机废气	NO_x	979.4t	979.4t	无组织排放
		SO_2	1.56t	1.56t	
		颗粒物	23.4t	23.4t	
	试压废气	NO_x	60.99t	60.99t	井场放喷管燃烧排放
		SO_2	0.01t	0.01t	
		颗粒物	3.85t	3.85t	
	车辆尾气	NO_x	0.92t	0.92t	无组织排放
		烃类	0.68t	0.68t	
	施工扬尘	颗粒物	314.09t	314.09t	无组织排放
废水	钻井废水	COD、石油类、SS	20784m^3	0	暂存于可拆卸泥浆循环罐中用于配制泥浆，无法利用部分最终交有处理能力的单位处理
	压裂返排液	COD、石油类、SS	50800m^3	0	采用可回收压裂液体系，优先在井场内利用，无法利用的交有处理能力的单位处理
	管道试压废水	SS	1401.6m^3	0	收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘
	生活污水	COD、氨氮、	14227.2m^3	0	施工场地设环保厕所，

		BOD_5、SS			盥洗水用于场站洒水降尘
噪声	施工设备噪声	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	钻井岩屑	52444.9t	0	属一般工业固废，暂存于岩屑储存罐内，定期交有处置能力的单位处置
	管道清管	清管废渣	4t	0	属一般工业固废，集中收集，送往当地垃圾填埋场处置
	施工废物	建筑垃圾	5t	0	属一般工业固废，回用或送至建筑垃圾处置场处置
		含油固废	3t	0	属危险废物，交有资质单位处置
	施工保障	生活垃圾	136.8t	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	工程总占地约 237.772hm²，其中：永久占地约 34.178hm²，临时占地约 203.594hm²，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 4.5.1-2 本项目运行期“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	天然气集输处理过程无组织逸散	总烃	109.1t/a	109.1t/a	无组织排放
		非甲烷总烃	7.5t/a	7.5t/a	无组织排放
		甲醇	0.03t/a	0.03t/a	无组织排放
废水	气田采出水	SS、石油类、COD（甲醇）*	90795m³/a	0	经各天然气处理厂采出水处理系统处理回注
噪声	洲-19 增压脱水站设备噪声	三甘醇脱水一体化集成装置、尾气回收增压装置等，源强 65～70dB(A)			避让敏感点，优选低噪设备，基础减振等措施
固废	清管作业	清管废渣	3.2t/a	0	属危险固废，送有资质单位处置

注：*仅榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）气田采出水冬春季含甲醇

4.5.2 项目实施前后污染物排放量变化情况

本项目建成投产前后污染物排放量变化见表 4.5.2-1。

表 4.5.2-1 本项目投产后三废产生量及排放状况总表 单位：t/a

类别	名称	现有工程排放量	本项目			本项目建成运行后最终排放量	增减量
			产生量	消减量	排放量		
废气	颗粒物	6.331	0	0	0	6.331	0
	SO_2	6.553	0	0	0	6.553	0
	NO_x	31.434	0	0	0	31.434	0
	总烃	340.55	109.1	0	109.1	449.65	+109.1
	非甲烷总烃	23.35	7.5	0	7.5	30.85	+7.5
	甲醇	0.4	0.03	0	0.03	0.43	+0.03
废水	废水量（万 m³/a）	0	9.08	9.08	0	0	0
固废	清管废渣	0	3.2	3.2	0	0	0

5 区域概况及环境现状调查

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地形地貌

本项目开发区域涉及榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市。项目区域内整体地形地貌特征分为风沙地貌区与黄土地貌区两个大的地貌单元：

⑴ 风沙地貌区

位于毛乌素沙漠北部，由半固定沙丘、固定沙丘、风沙滩地三部分组成。半固定沙丘区的主要特点是地形起伏较大，沙丘高一般为 4～7m，规模为中型，个别沙丘高度超过 7m，属大型流动-半固定沙丘。沙丘间一般都有平沙地、洼地，且平沙地、洼地段地表植被覆盖率高，一般大于 40%。半固定沙丘区地形呈波状起伏，沙丘呈抛物线形、新月形、新月形沙丘链、格状等形态。沙丘链长可达数百米，宽数十米，迎风面坡度 12°左右，背风面坡度 25～30°左右，地表裸露或发育少量植被，植被覆盖率小于 15%，所以沙丘呈流动-半固定状态。小型固定沙丘区的特点为沙丘高度一般小于 3m，规模属小型，个别可达 5m，属中型固定沙丘。沙丘表面植被覆盖率较高，一般大于 40%。整体地形波状起伏，沙丘呈蜂窝状，树枝状沙垄、沙堆等形态。沙丘间多有洼地、平沙地，这些地段植被覆盖率一般大于 50%，地下水埋藏较浅，夏季水草茂密。亦零星分布有流动-半固定沙丘，其相对高差可达 7m 左右。风沙滩地区的地形地貌特点为地形平坦，开阔，起伏比较小，相对高差一般为 1.0m 左右，零星分布有半固定—固定沙丘，沙丘高度一般小于 4.0m。地面为松散粉细沙层，有些地方可见薄层粘性土结皮，地表形态由风沙滩地及小沙堆组成，植被覆盖率高。个别地段地下水位较浅，有的积水成湖，因气候干旱，长期盐分积累形成一些盐碱地（易溶盐含量大于 0.5%）。有冲沟发育，个别冲刷较强烈。局部地段出露基岩，为强风化紫红色、土红色砂岩。

⑵ 黄土地貌区

呈长条梁状或峁状，标高 1200～1400m，相对高差较大，以梁为主，梁顶间或有大型的孤立峁，靠近分水岭处，以宽梁长梁居多，愈向沟谷，切割宽度愈大，短梁薄梁居多。梁峁顶面波状起伏，由于暂时性水流的冲刷切割，“V”字型冲沟发育。

5.1.2 地质构造

榆林市地质构造单元上属华北地台的鄂尔多斯台斜、陕北台凹的中北部。东北部靠

近东胜台凸，是块古老的地台，未见岩浆岩生成和岩浆活动，地震极少。

子洲县地层结构属于华北地台的鄂尔多斯台向斜的一部分，本境在中生代以前的地质发展史与华北地台同升降共沉浮。华北地台基底是前震旦系地槽型碎屑沉积，经吕梁运动地槽褶皱抬升，形成了地台的基底。其特征是：沟壑密集，支离破碎，梁峁起伏而峁顶较圆，峁小梁短，地面切割较深，沟缘线十分明显，长期以来因严重的水土流失，将整个县境切割成塬、梁、坡、峁、沟、台、涧等不同地貌。

米脂县在大地构造单元上，属鄂尔多斯台向陕北台凹东翼，地质活动相对稳定，岩层构造简单，地壳无大型褶皱和断裂，出露地层均以 2～5°倾角微向西倾斜，形成单斜构造。地表大部分被新生界第四系黄土层覆盖，只在较大河谷两侧裸露少量基岩，以三叠系地层为主。

绥德县区域构造单元属鄂尔多斯地台向斜北部的华北台地，地质构造简单，地层由东向西缓倾，地层稳定，褶皱构造不发育，形成单斜构造。岩层近于水平，地形开阔，多为半固定沙丘，沙丘呈波状起伏，主要为第四系风积、冲洪积、湖积的沙土、一般粘性土等，下伏为侏罗系砂岩。

横山区处于祁吕贺山字构造马蹄形盾地的东翼与新华夏系第三沉降带之陕甘宁盆地复合部位的东部，黄土高原向鄂尔多斯高原流沙、低梁、湖滩交错分布的东南洼地过渡带位置。地质构造单元大部属鄂尔多斯地台向斜部分，地质发育与整个华北地台相似。

佳县地处祁吕贺山字形结构东翼反射弧内侧（鄂尔多斯盆地东缘的陕北斜坡上）。地质活动相对稳定，岩石结构简单，底层南北向弧形展布，呈向西缓倾的单斜，倾角一般 5～10 度，局部因构造运动倾角可达 18～20 度。基地系上三叠系。侏罗系内陆河湖相砂，泥层岩及页岩互层为主。上部页岩较多，底部为泥沙岩层。第四纪更新世时，由于强劲的偏北风，把蒙古高原的粉砂土吹来，在地表覆盖了一层 50～100m 的风尘黄土。

吴堡县在大地构造单元上，属于华北地台鄂尔多斯台向斜的一部分。至中生代前，本境地质和华北地台一样。经吕梁运动地糟 皱抬升，形成了地台基底。吴堡县境内出露地层自东往西，从老到新依次有古生界、中生界和新生界地层，古生界及新生界地层呈北东向或近南北向带状展布，新生界地层不整合于前者之上。

榆阳区地处毛乌素沙漠东南缘与陕北黄土高原北缘的交接地带。地势开阔平坦，沙丘、草滩交错分布；东南部为黄土丘陵沟壑区，梁峁起伏，沟壑纵横；榆溪河贯穿境中部南北，在鱼河镇汇入无定河，形成较宽河谷阶地。

神木市境属中朝准地台鄂尔多斯盆地台向斜的一部分，经受多次地壳运动和三次重

要的聚煤作用，形成大煤田。境内前第四纪地层为河湖相岩系，从老到新出露有三迭纪、侏罗纪、白垩纪和新生界第三纪。第四纪黄土层较厚，分布广泛，类型多样。

地震：区域地震活动弱，根据历史记载几乎没有较大地震发生。按照《中国地震动参数区划图》（GB18306）附录 A《中国地震动峰值加速度区划图》，气田及管道经过地区地震动峰值加速度为 0.05g 或小于 0.05g，即地震基本烈度≤Ⅵ度。

5.1.3 气候特征

本区域属温带半干旱大陆性季风气候区，四季变化大，冬季主要受西利亚冷气团影响，并受内蒙古高压控制，形成强烈的西北风，夏季受太平洋副热带高压作用，东南风频繁。其气候特点为：冬春长、夏季短，温差较大，春季干旱多风，夏季署热多雨、秋季温良、温度变化大，冬季寒冷多干燥。

5.1.4 地表水

本工程开发区域内涉及的地表水主要为无定河及其支流榆溪河，黄河支流窟野河、秃尾河、佳芦河等。

⑴ 无定河

无定河为黄河一级支流，是榆林地区最大的河流，发源于定边县白于山北麓，上游叫红柳河，流经靖边新桥后称“无定河”。流经定边、靖边、米脂、绥德和清涧县，由西北向东南注入黄河，上游红柳河源于定边东南长春梁东麓，东南流向，沿途纳榆溪河、芦河、大理河、淮宁河等支流，在清涧县河口注入黄河。全长 491.0 公里，流域面积 30260 平方公里，陕西境内河长 442.8 公里，流域面积 21049.3 平方公里，河道平均比降 1.8‰，多年平均流量 15.3 亿立米。无定河水以降水和地下水补给为主，在沙漠区由于地面渗漏强烈，地下水补给占比重较大，一般达 80%～90%以上，海流兔河可占到 77.6%；黄土丘陵沟壑区，以降水补给为主，地下水补给只占年径流的 30%左右。河流泥沙的动态与径流变化相一致，具有水大沙大、水小沙小的特点。

⑵ 榆溪河

榆溪河为黄河支流无定河的支流，位于毛乌素沙漠南缘，于鱼河镇汇入无定河，最后流入黄河。榆溪河古称帝源水，宋代称明堂川，明代称为榆溪，发源于榆林市榆阳区小壕兔乡刀兔海子西的水掌泉，由北向东南，流经小壕兔、孟家湾、牛家梁、榆阳、刘官寨、鱼河 6 乡镇，在鱼河镇王沙圪汇入无定河，全长 98km，平均比降为 3.07‰，年平均流量 11.7m^3/s。最大年平均流量为 15.6m^3/s，为榆阳区内最长的河流。河流含沙量小，水量较稳定，有“清水河”之称。

⑶ 窟野河

窟野河是黄河中游一级支流，发源于内蒙古自治区鄂尔多斯市东胜区巴定沟，称乌兰木伦河，最大支流悖牛川河源于鄂尔多斯市东胜区内，两河在陕西神木市以北的房子塔相汇合，以下称为窟野河。河流从西北流向东南，于神木市沙峁头村注入黄河。全长 242km，全河比降 3.44‰，年平均径流约 $7.67\times10^8m^3$，最大流量为 $13800m^3/s$(1976 年 8 月)。

⑷ 秃尾河

秃尾河发源于神木市瑶镇乡的宫泊海子，宫泊沟、谷丑沟两大支流在乌鸡滩汇流后称秃尾河，流经榆阳区，至佳县朱家坬乡武家峁村汇入黄河，全长 140km，全河比降 3.87‰，多年平均流量为 $12.7m^3/s$，最大流量为 $3500m^3/s$（1970 年）。

⑸ 佳芦河

佳芦河是黄河支流，发源于榆阳区双山乡断桥村南，流经榆阳区、佳县，在佳县木厂湾村汇入黄河。在榆阳区境内，称沙河川河，向东南流穿麻黄梁乡地，在安崖乡暖水沟村南入佳县境称为佳芦河。河流全长 93km，境内流程 62.8km，有支毛沟 2046 条。平均比降 6.28‰。多年平均流量 $3.29m^3/s$，年平均输沙量 3.31×10^4t，最大含泥沙量 $1.480kg/m^3$，最大洪水总量 $3800\times10^4m^3$。最大洪峰流 $5770m^3/s$，最大流速 11.4m/s，最大洪水历时 13 小时(1970 年 8 月 2 日)，1983 年前，年平均径流量为 $1.037\times10^8m^3$。1993 年以来，降雨量偏少，补给严重不足，1998 年径流量减为 $3230\times10^4m^3$，加之上游毛谷川灌溉用水，致枯水期下游形成断流。总流域面积 $1134km^2$，境内 $894km^2$。河底为砾石结构。

项目区域水系图见图 5.1.4-1。

5.1.5 生态环境

评价区域生态环境现状见生态章节。

5.1.6 土壤

根据国家土壤信息服务平台中榆林区域土壤类型及实地调查，本次评价范围内土壤类型主要为黄绵土、风沙土等。项目区域土壤类型分布见图 5.1.6-1。

⑴ 黄绵土

绵土是评价区面积最大的土类，主要分布在评价区的中部和东部区域，涉及米脂县、子洲县、绥德县、佳县、神木市、榆阳区东部等。无明显剖面发育，层次分异不明显。剖面基本上由表土（耕作）层和底土（母质）层两个层段构成。整个土体以浅棕或浅黄

棕为主，质地均一，多为轻壤至中壤土，部分为砂壤土。耕作层养分含量较高，有机质含量一般不到 1%。全剖面均有石灰反应，呈碱性，深部尚有碳酸结核。土壤耕性好，疏松易耕，适耕期长。因土色浅，土温变幅大，早春作物返青早，易发小苗。但土壤肥力低，作物后衰。搞好水土保持是提高黄绵土肥力的首要增产措施。

⑵ 风沙土

风沙土是多风地区沙性母质上形成一种幼年土壤，主要分布在评价区西北部、西部，涉及神木市、榆阳区和横山区。风沙土结构松散，土粒维持性差，质地为中、细砂，肥力极低。风沙土又可分为流动风沙土、半固定风沙土和固定风沙土 3 个亚类。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 环境空气质量现状调查与评价

5.2.1.1 基本污染物环境质量现状

根据环境影响评价技术导则大气环境（HJ2.2-2018），基本污染物环境质量现状数据优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论。本项目采用陕西省生态环境厅办公室 2023 年 1 月 18 日发布的《陕西省 2022 年 12 月及 1～12 月全省环境空气质量状况》的数据，确定评价基准年为 2022 年，数据来源可靠，引用数据可行。评价范围内榆林市各区县空气质量现状统计分析见表 5.2.1-1。

表 5.2.1-1 评价区域各县空气质量现状统计表

县区名称	污染物	年评价指标	现状浓度 (μg/m³)	标准值 (μg/m³)	占标率（%）	达标情况
米脂县	SO_2	年平均质量浓度	12	60	20.00%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	35	40	87.50%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	60	70	85.71%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	27	35	77.14%	达标
	CO	24h 平均第 95 百分位浓度	1400	4000	35.00%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	149	160	93.13%	达标
绥德县	SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.33%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	33	40	82.50%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	70	70	100.00%	超标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	30	35	85.71%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1400	4000	35.00%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	142	160	88.75%	达标
吴堡县	SO_2	年平均质量浓度	14	60	23.33%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	30	40	75.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	54	70	77.14%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	27	35	77.14%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1800	4000	45.00%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	131	160	81.88%	达标

佳县	SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.33%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	20	40	50.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	51	70	72.86%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	26	35	74.29%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1100	4000	27.50%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	147	160	91.88%	达标
横山区	SO_2	年平均质量浓度	22	60	36.67%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	24	40	60.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	68	70	97.14%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	29	35	82.86%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1300	4000	32.50%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	138	160	86.25%	达标
榆阳区	SO_2	年平均质量浓度	10	60	16.67%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	34	40	85.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	56	70	80.00%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	26	35	74.29%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1200	4000	30.00%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	146	160	91.25%	达标
子洲县	SO_2	年平均质量浓度	9	60	15.00%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	28	40	70.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	52	70	74.29%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	29	35	82.86%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1500	4000	37.50%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	142	160	88.75%	达标
神木市	SO_2	年平均质量浓度	8	60	13.33%	达标
	NO_2	年平均质量浓度	32	40	80.00%	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	69	70	98.57%	达标
	$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	30	35	85.71%	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1600	4000	40.00%	达标
	O_3	日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度	134	160	83.75%	达标

根据统计分析结果可知：

子洲县、米脂县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$ 的年平均浓度，以及 CO 日平均第 95 百分位浓度、O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求，因此，子洲县、米脂县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市为环境空气质量达标区。

绥德县的 SO_2、NO_2、$PM_{2.5}$ 的年平均浓度，以及 CO 日平均第 95 百分位浓度、O_3 日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求，绥德县的 PM_{10} 年平均浓度超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求，因此，绥德县为环境空气质量不达标区。

5.2.1.2 特征污染物环境质量现状

⑴ 监测点布置

为反映气田开发区域特征污染物环境质量现状，本次评价在项目区内设置了 9 处环境空气质量现状监测点，考虑项目开发范围面积大且工程布局分散，监测点位主要选择具有代表性的场站拟建地、本次工程部署区域内现有集气站和天然气处理站等。其中：1#～5#监测点位实测， 6#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境质量现状监测（环境空气）报告》中监测数据，7#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程环境质量现状监测（环境空气）报告》中监测数据，8#～9#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程环境质量现状监测（环境空气）报告》中监测数据。监测点位见图 5.2.1-1 和表 5.2.1-2。

表 5.2.1-2 环境空气特征污染物现状监测点位布置一览表

编号	监测点	布点原则及代表性	备注
1	横山区王有地乡余山村	拟建洲-19 增压脱水站次主导风向下风向居民	新建站场附近
2	横山区狼木河	现有榆 9 站侧风向居民	改扩建站场附近
3	榆阳区曹家滩村	扩建双 22-27 井场次主导风向下风向居民	扩建井场附近
4	神木市柳沟村	新建双 14-74 井场次主导风向下风向居民	新建井场附近
5	神木市花石崖镇谢家南沟村	现有双 38-78 井场及拟建集气阀组次主导风向下风向居民	现有井场附近
6	米脂县巩家沟村	米 7 站下风向居民	引用
7	米脂县沙家店镇上李家沟村	米 3 站	
8	榆阳区古塔镇四里沙村	神 24 站	
9	佳县方塌镇圪崂湾村	佳县天然气处理站站外次主导风向下风向居民	

⑵ 监测项目及分析方法

考虑区域环境背景并结合工程排污特征，1#、2#、7#监测点监测项目为非甲烷总烃、总烃、甲醇，3#、4#、5#、6#、8#、9#监测点监测项目为非甲烷总烃、总烃。采样及监测分析方法均按《环境监测技术规范》进行，见表 5.2.1-3。

表 5.2.1-3 空气质量监测分析方法及评价标准

检测项目	分析方法	最低检出限（mg/m^3）
非甲烷总烃	《环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定 直接进样-气相色谱法》（HJ604-2017）	0.07
总烃		0.06
甲醇	《变色酸比色法《空气和废气监测分析方法》（第四版）	0.5

⑶ 监测时间和监测频率

①监测时间：2023 年 3 月 29 日至 4 月 4 日。

②监测频次：连续监测 7 天；非甲烷总烃、总烃均每天监测 4 次，取一次值。甲醇监测小时值和日均值。

⑷ 评价标准

非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值，甲醇执行《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D，总烃不对标。

⑸ 监测结果与评价

评价区环境空气质量现状监测结果见表 5.2.1-4。

表 5.2.1-4　　环境空气质量现状监测结果统计表　　单位：mg/m³

监测点位 \ 监测项目		总烃	非甲烷总烃	甲醇	甲醇
		1h 平均	1h 平均	1h 平均	日平均
6# 米脂县巩家沟村	2022.6.7	1.92～2.53	0.75～0.89	/	/
	2022.6.8	1.92～2.15	0.51～0.81	/	/
	2022.6.9	2～2.57	0.74～1	/	/
	2022.6.10	2.07～2.49	0.76～1	/	/
	2022.6.11	2～2.37	0.68～0.84	/	/
	2022.6.12	2.01～2.47	0.61～0.96	/	/
	2022.6.13	1.84～2.27	0.71～0.89	/	/
	占标率	/	25.5%～50%	/	/
	超标率（%）	/	0	/	/
	最大超标倍数	/	0	/	/
	标准限值	/	2.0	/	/
7# 米脂县沙家店镇上李家沟村	2022.6.7	1.98～2.56	0.65～0.95	ND	ND
	2022.6.8	1.93～2.62	0.51～0.95	ND	ND
	2022.6.9	1.93～2.65	0.72～1	ND	ND
	2022.6.10	1.91～2.27	0.58～0.75	ND	ND
	2022.6.11	2.63～2.73	0.86～0.96	ND	ND
	2022.6.12	0.68～1.22	0.75～0.94	ND	ND
	2022.6.13	2.09～2.45	0.74～0.92	ND	ND
	占标率	/	25.5%～50%	/	/
	超标率（%）	/	0	0	0
	最大超标倍数	/	0	0	0
	标准限值	/	2.0	3	1
8# 榆阳区古塔镇四里沙村	2022.4.20	1.17～1.64	0.10～0.56	/	/
	2022.4.21	2.57～3.10	0.95～1.25	/	/
	2022.4.22	2.52～3.29	0.97～1.33	/	/
	2022.4.23	2.43～2.86	0.94～1.06	/	/
	2022.4.24	2.11～2.17	1.03～1.09	/	/
	2022.4.25	2.09～2.40	0.81～1.07	/	/
	2022.4.26	2.17～2.37	0.72～0.95	/	/
	占标率	/	5%~66.5%	/	/
	超标率（%）	/	0	/	/
	最大超标倍数	/	0	/	/
	标准限值	/	2.0	/	/
9# 佳县方塌镇圪崂湾村	2022.4.20	2.09～2.72	0.92～1.28	/	/
	2022.4.21	2.04～2.54	0.51～0.82	/	/
	2022.4.22	2.49～3.29	1.04～1.38	/	/
	2022.4.23	2.32～2.51	0.77～0.87	/	/
	2022.4.24	1.84～2.34	1.02～1.17	/	/

	2022.4.25	2.10～2.60	0.78～1.28	/	/
	2022.4.26	2.27～2.82	0.95～1.19	/	/
	占标率	/	25.5%~69%	/	/
	超标率（%）	/	0	/	/
	最大超标倍数	/	0	/	/
	标准限值	/	2.0	/	/

由监测结果可见，项目所在地环境空气中非甲烷总烃 1 小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值，甲醇 1 小时平均和日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D。

5.2.2 地表水环境现状调查与评价

⑴ 监测断面设置

根据工程分布情况，评价设地表水监测断面 7 个。其中，1#～2#监测引用《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境质量现状监测（地表水）报告》中监测数据，3#～4#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程环境质量现状监测（地表水）报告》中监测数据，5#～7#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程环境质量现状监测（地表水）报告》中监测数据。监测断面位置见表 5.2.2-1 和图 5.2.1-1。

表 5.2.2-1 地表水监测断面一览表

序号	河流	断面位置	备注
1#	无定河	米脂县榆林沟水源地	引用
2#	无定河	米脂处理厂附近断面	
3#	榆溪河	榆溪河入无定河口上游 500m	
4#	马湖峪沟	马湖峪沟入无定河口上游 500m	
5#	窟野河	神木市贺家川镇断面	
6#	秃尾河	神木市高家川水文站	
7#	佳芦河	佳芦河入黄口断面	

⑵ 监测项目

1#～4#监测断面监测项目为 pH 值、COD、NH_3-N、BOD_5、硫化物、石油类、挥发酚，共 7 项。5#～7#监测断面监测项目为 pH 值、COD、NH_3-N、硫化物、石油类、挥发酚，共 6 项。

⑶ 监测时间及频率

1#～2#监测时间为 2022 年 6 月 10 日～6 月 12 日，3#～4#监测时间为 2022 年 6 月 7 日～6 月 9 日，5#～7#监测时间为 2022 年 4 月 25 日～4 月 27 日，采样频次为 1 次/天，连续监测 3 天。

⑷ 采样及分析方法

按照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）、《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T91-2002）等有关规定和要求执行，见表 5.2.2-2。

表 5.2.2-2 地表水监测分析方法

检测项目	分析方法	检出限
pH	便携式 pH 计法（B）《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	/
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》（HJ 970-2018）	0.01mg/L
化学需氧量	《水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法》（HJ 828-2017）	4mg/L
五日生化需氧量	《水质 五日生化需氧量的测定 稀释与接种法》（HJ 505-2009）	0.5mg/L
挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林-萃取分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003mg/L
氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025mg/L
硫化物	《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》（HJ 1226-2021）	0.01mg/L

⑸ 监测结果与评价

地表水环境质量现状监测统计数据见表 5.2.2-3。

表 5.2.2-3 地表水监测结果统计表 单位：mg/L，pH 值无量纲

监测点位及时间		pH 值	COD	BOD_5	氨氮	石油类	挥发酚	硫化物
Ⅲ类标准		6～9	≤20.0	≤4.0	≤1.0	≤0.05	≤0.005	≤0.2
1#无定河（米脂县榆林沟水源地）断面	2022.6.10	7.5	6	1.6	0.233	ND	ND	0.01
	2022.6.11	7.3	7	1.2	0.22	ND	ND	0.01
	2022.6.12	7.4	8	1.1	0.306	ND	ND	0.01
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0
2#无定河（米脂处理厂附近）断面	2022.6.10	7.1	11	2.3	0.233	ND	0.0003	ND
	2022.6.11	7.3	12	1.8	0.248	ND	0.0003	ND
	2022.6.12	7.2	12	2.9	0.23	ND	0.0004	ND
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0
3#榆溪河（榆溪河入无定河口上游500m）	2022.6.7	7.4	7	1.9	0.233	ND	ND	0.04
	2022.6.8	7.2	5	1.8	0.251	ND	ND	0.03
	2022.6.9	7.3	7	2	0.309	ND	ND	0.05
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0
4#马湖峪沟（马湖峪沟入无定河口上游500m）	2022.6.7	7.1	9	2.5	0.233	ND	0.0004	0.02
	2022.6.8	7.5	7	2.6	0.248	ND	0.0003	0.03
	2022.6.9	7.2	8	2.8	0.23	ND	0.0003	0.02
	超标率（%）	0	0	0	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	0	0	0	0	0
5#窟野河（神木市贺家川镇断面）	2022.4.25	7.4	12	/	0.232	ND	ND	0.04
	2022.4.26	7.4	15	/	0.243	ND	ND	0.03
	2022.4.27	7.5	13	/	0.251	ND	ND	0.03
	超标率（%）	0	0	/	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	/	0	0	0	0
6#秃尾河（神木市高家川水文	2022.4.25	7.2	16	/	0.206	ND	ND	0.01
	2022.4.26	7.3	12	/	0.217	ND	ND	0.01

站）	2022.4.27	7.1	17	/	0.211	ND	ND	0.01
	超标率（%）	0	0	/	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	/	0	0	0	0
7#佳芦河（佳芦河入黄口断面）	2022.4.25	7.5	14	/	0.220	ND	ND	0.03
	2022.4.26	7.8	13	/	0.219	ND	ND	0.03
	2022.4.27	7.4	8	/	0.234	ND	ND	0.02
	Ⅱ类标准	6～9	≤15.0	≤3.0	≤0.5	≤0.05	≤0.002	≤0.1
	超标率（%）	0	0	/	0	0	0	0
	最大超标倍数	0	0	/	0	0	0	0

统计及评价结果表明，本项目 1#～6#监测断面各监测项均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类水质标准，7#监测断面各监测项均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类水质标准。

5.2.3 地下水环境现状调查与评价

⑴ 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、建设项目布局及周边地下水井分布情况等因素，共布设地下水监测点位 27 个，其中，1#～10#点位实测，11#～13#监测引用《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境质量现状监测（地下水）报告》中监测数据，14#～17#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程环境质量现状监测（地下水）报告》中监测数据，18#～19#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂榆林气田南区 2021 年产建工程环境质量现状监测（地下水）报告》中监测数据，20#～27#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程环境质量现状监测（地下水）报告》中监测数据。水井用途均为生活取水。监测点位的布设考虑了平面上对项目拟建地上下游、左右两侧地下水环境现状的控制。具体监测点位详见表具体监测点位见表 5.2.3-1 和图 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 评价区地下水质量现状监测点位

编号	点位/水源井编号	类型	监测项目	布点原则	备注

1#	常园则村水井	潜水	水质、水位	拟建井场上游	实测
2#	杨口则村水井	潜水	水质、水位	拟建井场下游	
3#	余山村水井	潜水	水质、水位	拟建洲-19 增压脱水站附近	
4#	马湖峪村水井	潜水	水质、水位	拟建井场下游	
5#	上高寨乡水井	潜水	水质、水位	拟建井场上游	
6#	高家川村水井	潜水	水质、水位	拟建井场下游	
7#	高阳湾村水井	潜水	水质、水位	拟建井场下游	
8#	坑镇村水井	潜水	水质、水位	拟建井场下游	
9#	榆林处理厂 YL-S2 水源井	承压水	水质、水位	拟建注水井附近	
10#	榆林处理厂 YL-S1 水源井	承压水	水质、水位	拟建注水井附近	
11#	城郊镇镇子湾地下水水源地	潜水	水质、水位	拟建工程附近	引用
12#	管家咀村水井	潜水	水质、水位	拟建工程附近	
13#	马家山村水井	潜水	水质、水位	拟建工程下游	
14#	王沙坝分场水井	潜水	水质、水位	拟建工程下游	
15#	吴家边砭村水井	潜水	水质、水位	拟建工程附近	
16#	五里坪村水井	第四系潜水	水质、水位	拟建工程附近	
17#	井家坪村水井	第四系潜水	水质、水位	拟建工程附近	
18#	沙界沟村水源井	潜水	水质、水位	拟建工程附近	
19#	畔家河村水源井	潜水	水质、水位	拟建工程上游	
20#	神木天然气处理厂水源井	潜水	水质、水位	依托工程附近	
21#	神木第二天然气处理厂水源井	潜水	水质、水位	依托工程附近	
22#	佳县天然气处理站水源井	侏罗系	水质、水位	依托工程附近	
23#	榆阳区补拉湾村	潜水	水质、水位	拟建工程上游	
24#	马家滩村	潜水	水质、水位	拟建工程上游	
25#	墩梁村	侏罗系	水质、水位	拟建工程上游	
26#	鱼河峁村铜条沟	侏罗系	水质、水位	拟建工程上游	
27#	闫家沟	侏罗系	水质、水位	拟建工程附近	

⑵ 监测因子及分析方法

① 阴阳离子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}。

② 基本因子：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发性酚类、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、铬（六价）。

③ 特征因子：石油类、甲醇(仅 1#、2#、3#、4#、9#、10#监测点位监测)。

④ 水位

各项监测因子、分析方法依据及限值等详见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2 地下水水质监测因子及分析方法

检测项目	分析方法	检出限
pH	《生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理性状玻璃电极法》（GB/T5750.4-2006（5.1））	/
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》（HJ 970-2018）	0.01mg/L
耗氧量	《水质 高锰酸盐指数的测定》（GB 11892-89）	0.5mg/L

铅	《生活饮用水标准检验方法 金属指标 无火焰原子吸收分光光度法》（GB/T 5750.6-2006）	2.5μg/L
镉		0.5μg/L
铬（六价）	《生活饮用水标准检验方法 金属指标二苯碳酰二肼分光光度法》（GB/T 5750.6-2006（10.1））	0.004mg/L
氰化物	《生活饮用水标准检验方法 无机非金属指标，异烟酸-吡唑酮 分光光度法》（GB/T 5750.5-2006）（4.1）	0.002mg/L
氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB/T5750.5-2006）	0.2mg/L
氨氮	《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 535-2009）	0.025mg/L
亚硝酸盐氮	《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》（GB/T 7493-87）	0.003mg/L
硝酸盐氮	《水质 硝酸盐氮的测定 酚二磺酸分光光度法》（GB 7480-87）	0.02mg/L
挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林-萃取分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003mg/L
铁	《水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法》（GB 11911-1989）	0.03mg/L
锰		0.01mg/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 称重法》（GB/T 5750.4-2006（8.1））	/
总硬度	《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》（GB 7477-87）	0.05mmoL/L
汞	《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》（HJ 694-2014）	0.04μg/L
砷		0.3μg/L
K^+	《水质 可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、 Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》（HJ 812-2016）	0.02mg/L
Na^+		0.02mg/L
Mg^{2+}		0.02mg/L
Ca^{2+}		0.03mg/L
CO_3^{2-}	《碱度 酸碱指示剂滴定法》《水和废水监测分析方法》（第四版）	/
HCO_3^-		/
SO_4^{2-}	《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定离子色谱法》（HJ 84-2016）	0.018mg/L
Cl^-		0.007mg/L
甲醇	《水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法》（HJ 895-2017）	0.2mg/L

⑶ 采样时间及频率

1#~10#监测点位采样时间为 2023 年 4 月 5 日， 10#～13#监测时间为 2022 年 6 月 10 日～6 月 12 日，14#～17#监测时间为 2022 年 6 月 7 日～6 月 8 日，18#～19#监测时间为 2021 年 4 月 12 日，20#～27#监测时间为 2022 年 4 月 25 日，进行一期水质、水位监测。

⑷ 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 5.2.3-4，地下水水质监测结果见表 5.2.3-5～6。

表 5.2.3-4　　地下水阴阳离子平衡表　　单位：meq/L

阴阳离子 / 监测点位	Cl^-	SO_4^{2-}	K^+	Na^+	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	∑mc	∑ma	E/%
11#	5.915	3.625	0.025	7.478	2.555	2.3	0	1.852	12.358	11.393	4.06
12#	5.972	4.021	0.002	7.913	1.96	1.775	0	1.984	11.65	11.976	-1.38
13#	5.972	4.083	0.005	7.913	2.005	1.917	0	2.131	11.839	12.186	-1.44

14#	1.504	1.929	0.023	0.97	0.446	3.542	0	1.398	4.98	4.832	1.51
15#	0.072	0.088	0.001	0.022	0.019	0.208	0	0.076	0.249	0.235	2.83
16#	12.535	5.229	0.009	15.478	3.365	3.25	0	2.852	22.102	20.617	3.48
17#	9.127	5.813	0.002	11.13	2.42	1.825	0	1.852	15.378	16.792	-4.4
18#	2.004	0.027	0.372	1.71	0.042	4.885	1.73	3.208	7.009	6.97	-0.279
19#	0.417	0.012	0.174	0.515	0.042	3.157	2.135	1.617	3.888	4.18	3.622
20#	19.3	38.7	0.381	14.4	8.92	12.5	0	36.5	2.11	1.948	3.978
21#	56.7	103	0.59	11.5	16.9	30.9	0	35.5	3.901	4.326	-4.934
22#	190	236	1.12	237	55.6	30.2	0	245	15.597	14.288	4.379
23#	47.4	87.5	0.686	13.6	16.5	31.7	0	49.8	4.041	3.975	0.823
24#	39.2	62.9	0.833	16.7	14.6	27.9	0	63.5	3.772	3.456	4.372
25#	193	234	1.29	242	53.3	30	0	248	15.688	14.38	4.348
26#	60.3	65	0.732	31.2	16.2	29.8	0	75.4	4.636	4.29	3.881
27#	59.6	63.3	0.671	29.8	15.2	28.1	0	62.8	4.384	4.028	4.23

由监测结果可知，项目所在地地下水各监测点甲醇均未检出，石油类满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准，其余各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准限值。

表 5.2.3-5　　地下水水质监测结果表　　单位：mg/L，pH 值无量纲

监测点位	数值类别	检测项目													
		pH	石油类	耗氧量	铅	镉	铬（六价）	氰化物	氟化物	氨氮	亚硝酸盐氮	硝酸盐氮	挥发酚	铁	锰
11#	监测值	7.3	ND	0.8	ND	ND	ND	ND	0.32	0.233	0.036	0.84	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.27	/	/	/	/	0.32	0.47	0.04	0.04	/	/	/
12#	监测值	7.1	ND	1	ND	ND	ND	ND	0.33	0.296	0.032	0.6	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.33	/	/	/	/	0.33	0.59	0.03	0.03	/	/	/
13#	监测值	7.2	ND	1.3	ND	ND	ND	ND	0.51	0.306	0.038	0.77	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.43	/	/	/	/	0.51	0.61	0.04	0.04	/	/	/
14#	监测值	7.4	ND	1	ND	ND	ND	ND	0.29	0.338	0.038	0.73	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.33	/	/	/	/	0.29	0.68	0.04	0.04	/	/	/
15#	监测值	7.2	ND	1.3	ND	ND	ND	ND	0.39	0.277	0.037	0.26	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.43	/	/	/	/	0.39	0.55	0.04	0.01	/	/	/
16#	监测值	7.3	ND	0.9	ND	ND	ND	ND	0.27	0.23	0.034	0.52	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.3	/	/	/	/	0.27	0.46	0.03	0.03	/	/	/
17#	监测值	7.4	ND	0.8	ND	ND	ND	ND	0.4	0.248	0.04	0.73	ND	ND	ND
	标准指数	/	/	0.27	/	/	/	/	0.4	0.5	0.04	0.04	/	/	/
18#	监测值	8.17	0.02	0.23	ND	ND	0.038	ND	/	0.071	ND	/	ND	ND	ND
	标准指数	/	0.4	0.077	/	/	0.76	/	/	0.142	/	/	/	/	/
19#	监测值	8.12	0.01	0.14	ND	ND	0.025	ND	/	0.074	ND	/	ND	ND	ND
	标准指数	/	0.2	0.05	/	/	0.5	/	/	0.148	/	/	/	/	/
20#	监测值	7.4	ND	1.9	ND	ND	ND	ND	0.18	0.146	0.056	0.76	ND	ND	ND
	标准指数	0.27	/	0.63	/	/	/	/	0.18	0.29	0.056	0.038	/	/	/
21#	监测值	7.6	ND	1.5	ND	ND	ND	ND	0.16	0.126	0.05	0.85	ND	ND	ND
	标准指数	0.4	/	0.5	/	/	/	/	0.16	0.252	0.05	0.0425	/	/	/
22#	监测值	7.5	ND	1.3	ND	ND	ND	ND	0.23	0.185	0.062	0.34	ND	ND	ND
	标准指数	0.33	/	0.43	/	/	/	/	0.23	0.37	0.062	0.017	/	/	/
23#	监测值	7.3	ND	1.4	ND	ND	ND	ND	0.21	0.328	0.056	0.03	/	/	/
	标准指数	0.2	/	0.47	/	/	/	/	0.21	0.182	0.055	0.85	ND	ND	ND
24#	监测值	7.8	ND	1	ND	ND	ND	ND	0.2	0.364	0.055	0.0425	/	/	/

	标准指数	0.53	/	0.33	/	/	/	/	0.2	0.124	0.056	0.26	ND	ND	ND
25#	监测值	7.4	ND	1.8	ND	ND	ND	ND	0.21	0.248	0.056	0.013	/	/	/
	标准指数	0.27	/	0.6	/	/	/	/	0.21	0.179	0.063	0.61	ND	ND	ND
26#	监测值	7.5	ND	2	ND	ND	ND	ND	0.13	0.358	0.063	0.0305	/	/	/
	标准指数	0.33	/	0.67	/	/	/	/	0.13	0.19	0.045	0.28	ND	ND	ND
27#	监测值	7.7	ND	2.2	ND	ND	ND	ND	0.2	0.38	0.045	0.014	/	/	/
	标准指数	0.47	/	0.73	/	/	/	/	0.2	0.15	0.057	0.5	ND	ND	ND
标准值		6.5～8.5	≤0.05	≤3	≤0.01	≤0.005	≤0.05	≤0.05	≤1	≤0.5	≤1	≤20	≤0.002	≤0.3	≤0.1
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。													

表 5.2.3-6　　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												
		溶解性总固体	总硬度	汞	砷	K^+	钠	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	氯化物	硫酸盐	甲醇
11#	监测值	768	236	ND	ND	0.968	172	51.1	27.6	0	113	210	174	/
	标准指数	0.77	0.52	/	/	/	0.86	/	/	/	/	0.84	0.70	/
12#	监测值	715	175	ND	ND	0.071	182	39.2	21.3	0	121	212	193	/
	标准指数	0.72	0.39	/	/	/	0.91	/	/	/	/	0.85	0.77	/
13#	监测值	698	185	ND	ND	0.176	182	40.1	23	0	130	212	196	/
	标准指数	0.70	0.41	/	/	/	0.91	/	/	/	/	0.85	0.78	/
14#	监测值	204	107	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	ND
15#	监测值	189	85.3	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	ND
	标准指数	0.19	0.19	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
16#	监测值	177	115	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	ND
	标准指数	0.18	0.26	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
17#	监测值	159	121	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	ND
	标准指数	0.16	0.27	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
18#	监测值	386	372	0.00011	0.0018	1.07	46.1	34.6	68.5	ND	298	13.2	82.1	ND
	标准指数	0.386	0.827	0.11	0.18	/	0.23	/	/	/	/	0.053	0.328	/
19#	监测值	301	190	0.00022	0.0019	0.47	9.58	42.7	19.4	ND	42.7	6.19	14.7	ND
	标准指数	0.301	0.42	0.22	0.19	/	0.048	/	/	/	/	0.025	0.059	/
20#	监测值	311	180	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	0.311	0.4	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
21#	监测值	280	188	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	0.28	0.42	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
22#	监测值	237	180	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	0.237	0.4	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
23#	监测值	0.34	0.36	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	312	136	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
24#	监测值	0.312	0.30	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	315	186	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/

监测点位	数值类别	检测项目												
		溶解性总固体	总硬度	汞	砷	K^+	钠	Ca^{2+}	Mg^{2+}	CO_3^{2-}	HCO_3^-	氯化物	硫酸盐	甲醇
25#	监测值	0.315	0.41	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	327	199	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
26#	监测值	0.327	0.44	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	324	162	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
27#	监测值	0.324	0.36	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	标准指数	293	171	ND	ND	/	/	/	/	/	/	/	/	/
标准值		≤1000	≤450	≤0.001	≤0.01	/	≤200	/	/	/	/	≤250	≤250	/

5.2.4 包气带监测与评价

⑴ 监测点位及监测因子

本次评价选取现有工程中涉及的 1 座天然气处理厂、1 座典型集气站和 1 座典型井场，在场站内污染装置区附近和场站外未开发利用地取样进行对比调查，共 3 组 4 个包气带污染现状监测点。其中：1#～2#监测点位引用《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境质量现状监测（包气带）报告》中监测数据，3#～6#监测点位实测。在调查点分层取样，进行浸溶试验，分析浸溶液成分。采样点位见表 5.2.4-1 和图 5.2.3-1。

表 5.2.4-1 包气带污染源调查布点

编号	监测点位	坐标	备注	取样深度
1#	米脂天然气处理厂	110° 10′42.68″,37° 43′38.99″	依托站场内	分 0-20cm、20-60cm 两层，每层各取一个样。
2#	米脂天然气处理厂站外空地	110° 10′21.95″,37° 43′39.61″	站外背景值	
3#	洲 19 集气站	109° 49′ 42.31″,37° 53′ 25.37″	改扩建站场内	0-20cm
4#	洲 19 集气站外空地	109° 49′ 40.05″,37° 53′ 27.04″	站外背景值	
5#	双 43-43 井场	110° 0′ 33.89″,38° 20′ 44.63″	扩建井场内	
6#	双 43-43 井场外空地	110° 0′ 29.87″,38° 20′ 44.56″	井场外背景值	

⑵ 监测项目及分析方法

监测项目：pH 值、氯化物、石油类、六价铬、挥发酚、甲醇，共 6 项。

表 5.2.4-2 监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限（mg/L）
1	pH 值	《水质 pH 值的测定 电极法》（HJ 1147-2020）	/
2	氟化物	《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》（GB 7484-87）	0.05
3	石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》（HJ 970-2018）	0.01
4	六价铬	《生活饮用水标准检验方法 金属指标二苯碳酰二肼分光光度法》（GB/T 5750.6-2006（10.1））	0.004
5	挥发酚	《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林-萃取分光光度法》（HJ 503-2009）	0.0003
6	甲醇	《水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法》（HJ 895-2017）	0.2

⑶ 采样时间：实测点监测时间为 2023 年 4 月 5 日，引用点监测时间为 2022 年 9 月 28 日，取一次样。

⑷ 监测结果与评价

现有场地包气带现状监测结果见表 5.2.4-3。

表 5.2.4-3 包气带检测结果表 单位：mg/L

监测项目 / 监测点位	石油类	pH	氯化物	六价铬	挥发性酚类	甲醇
	mg/L	无量纲	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L

1#米脂天然气处理厂	0-20cm	ND	7.3	26	ND	ND	ND
	20-60cm	ND	7.2	22	ND	ND	ND
2#米脂天然气处理厂站外空地	0-20cm	ND	7.2	24	ND	ND	ND
	20-60cm	ND	7	21	ND	ND	ND

从表 5.2.4-3 可以看出，将现有工程的包气带监测值与背景值对照可以看出无明显差异，说明已建工程未对包气带土壤环境造成显著影响。

5.2.5 声环境现状监测与评价

⑴ 监测点布设

本次声环境现状监测共布设 5 个噪声监测点位，选取典型站场选址处布设点位，其中新建工程选址 3 个，扩建工程厂界噪声监测点 2 个，均为实测。详见图 5.2.1-1 和表 5.2.5-1。

表 5.2.5-1 声环境现状监测点位置

序号	监测点位		布点原则
1#	拟建米 115 井场及集气阀组附近居民		新建场站选址背景噪声
2#	新建双 48-39 井场附近居民		新建井场选址背景噪声
3#	新建站场洲-19 增压脱水站选址		新建站场选址背景噪声
4#	扩建双 43-43 井场	东厂界	扩建井场厂界噪声
		南厂界	
		西厂界	
		北厂界	
5#	改扩建榆 13 站	东厂界	扩建站场厂界噪声
		南厂界	
		西厂界	
		北厂界	

⑵ 监测因子

声环境质量现状监测因子为等效连续 A 声级 L_{Aeq}。

⑶ 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。

⑷ 采样时间及监测频次

监测时间为 2023 年 3 月 31～4 月 1 日；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。

⑸ 监测结果与评价

本项目声环质量现状监测结果见表 5.2.5-2。

表 5.2.5-2 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#	拟建米 115 井场及集	2023.3.31	51	40	60	50	/	/

	气阀组附近居民		2023.4.1	51	42	60	50	/	/
2#	新建站场洲-19 增压脱水站选址		2023.3.31	50	41	60	50	/	/
			2023.4.1	52	42	60	50	/	/
3#	新建双 48-39 井场附近居民		2023.3.31	50	41	60	50	/	/
			2023.4.1	52	40	60	50	/	/
4#	扩建双 43-43 井场	东厂界	2023.3.31	52	43	60	50	/	/
			2023.4.1	55	42	60	50	/	/
		南厂界	2023.3.31	55	42	60	50	/	/
			2023.4.1	53	41	60	50	/	/
		西厂界	2023.3.31	54	44	60	50	/	/
			2023.4.1	54	43	60	50	/	/
		北厂界	2023.3.31	53	43	60	50	/	/
			2023.4.1	53	42	60	50	/	/
5#	改扩建榆 13 站	东厂界	2023.3.31	53	41	60	50	/	/
			2023.4.1	52	42	60	50	/	/
		南厂界	2023.3.31	51	43	60	50	/	/
			2023.4.1	51	41	60	50	/	/
		西厂界	2023.3.31	52	42	60	50	/	/
			2023.4.1	53	43	60	50	/	/
		北厂界	2023.3.31	54	43	60	50	/	/
			2023.4.1	51	43	60	50	/	/

根据监测结果，区域环境背景噪声值均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求。扩建工程厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区排放标准。

5.2.6 土壤环境现状监测与评价

5.2.6.1 土壤理化特性调查

根据土壤类型分布图和现场调查，本项目评价区内土壤类型主要为黄绵土、风沙土等 2 种类型。本次评价在项目区选择了 2 种土壤类型进行了土壤理化性质调查，土壤理化特性调查结果见表 5.2.6-2～5.2.6-3。

表 5.2.6-1 典型土壤类型理化性质调查点位置

点位	地理位置	土壤类型	备注
TP1	双 15-15 井场拟建地	风沙土	实测
TP2	洲-19 增压脱水站拟建地	黄绵土	实测

表 5.2.6-2 土壤理化特性调查表（风沙土）

点号（TP1）		时间	2023 年 4 月 4 日~4 月 5 日
现场记录	颜色	黄棕	
	结构	/	
	质地	砂土	
	沙砾含量	90%	
	其他异物	无	

表 5.2.6-3 土壤理化特性调查表（黄绵土）

点号（TP2）	时间	2023 年 4 月 4 日~4 月 5 日

层次		发生层
现场记录	颜色	黄棕
	结构	/
	质地	粘土
	沙砾含量	5%
	其他异物	无

5.2.6.2 土壤环境现状监测

⑴ 布点原则

本项目土壤环境影响类型为污染类垂直入渗型、评价工作等级为二级、项目所在区域土壤类型主要为风沙土、绵土，为充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状，本次土壤监测点位设置依据如下：

①土壤污染型二级评价，原则上土壤取样最少在占地范围内设 3 个柱状样，1 个表层样，占地范围外设 2 个表层样；

②本项目所在区域的土壤类型主要为风沙土、黄绵土，每种土壤类型至少设置 1 个表层样监测点，尽量布置在未受人为污染或相对未受污染的区域；

③本项目永久占地主要为场站，因此本次监测分别选择有代表性的场站设置柱状样及表层样，可能涉及入渗途径影响的，在主要产污装置区设置柱状样监测点。

综合以上原则，采用均布性与代表性相结合的原则，本次土壤环境现状监测共设置 25 个监测点位，其中 1#～7#监测点位实测，11#～13#监测引用《长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程环境质量现状监测（土壤）报告》中监测数据，14#～17#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程环境质量现状监测（土壤）报告》中监测数据， 20#～27#点位引用《长庆油田分公司第二采气厂 2022 年神木气田产能建设工程环境质量现状监测（土壤）报告》中监测数据。引用数据监测单位均为陕西精棣环境检测有限公司。采样点类型中，12 个柱状采样点、13 个表层采样点，监测点位见图 5.2.6-1。

⑵ 监测点位及监测因子

项目土壤监测点位设置情况及各监测点位的土壤监测因子具体见表 5.2.6-4。

土壤污染影响型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、甲醇。

① 建设用地基本因子

共 45 项，包括：

a、重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

b、挥发性有机物：四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷、1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷、1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯；

c、半挥发性有机物：硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,2-cd]芘、萘。

② 农用地基本因子

共 9 项，包括：镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、pH。

③ 建设项目特征因子：共 2 项，石油烃，甲醇。

表 5.2.6-4　　土壤现状调查点位

编号	监测点位	土地利用类型	采样点类型	土壤类型	采样位置	监测项目	备注
1#	双 15-15 井场	建设用地	表层样	风沙土	拟建井场	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃、土壤理化性质	站场占地范围内
2#	洲-19 增压脱水站	建设用地	表层样	黄绵土	拟建站场采出液缓冲罐	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃、甲醇、土壤理化性质	站场占地范围内
3#	双 38-78 井场集气阀组	建设用地	柱状样	黄绵土	现有井场	pH、石油烃	站场占地范围内
4#	榆 13 站	建设用地	柱状样	风沙土	改扩建站场现有甲醇罐区	pH、石油烃、甲醇	站场占地范围内
5#	米 5 站	建设用地	柱状样	黄绵土	依托站场采出水储罐区	pH 值、石油烃、甲醇	站场占地范围内
6#	榆 13 站至榆 9 站采出水输送管线附近耕地	农用地	表层样	风沙土	现有站场厂界外、拟建采出水输送管线调查评价范围内土壤环境敏感目标	pH 值、GB15618-2018 基本因子 8 项、甲醇、石油烃	管线占地范围外 0.2km 范围内
7#	米 2 站至下辖井场注醇管线附近耕地	农用地	表层样	黄绵土	现有井场厂界外、注醇管线调查评价范围内土壤环境敏感目标	pH 值、GB15618-2018 基本因子 8 项、甲醇、石油烃	管线占地范围外 0.2km 范围内
8#	米 8 站	建设用地	表层样	黄绵土	依托站场	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃、土壤理化性质	站场占地范围内
9#	米 7 站	建设用地	柱状样	黄绵土	依托站场	pH、石油烃	站场占地范围内
10#	米 9 站	建设用地	柱状样	黄绵土	依托站场	pH、石油烃	站场占地范围内
11#	米脂天然气处理厂	建设用地	柱状样	黄绵土	依托站场罐区	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃	站场占地范围内
12#	米脂天然气处理厂外输管线联络线附近耕地	农用地	表层样	黄绵土	依托站场场界外、集输支线调查评价范围内土壤环境敏感目标	pH 值、GB15618-2018 基本因子 8 项、石油烃	管线占地范围外 0.2km 范围内
13#	米 3 站	建设用地	柱状样	黄绵土	依托站场	pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃	站场占地范围内
14#	洲 3-9 井场	建设用地	柱状样	风沙土	现有井场	pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃	井场占地范围内
15#	洲 23-16 井场	建设用地	柱状样	黄绵土	现有井场	pH 值、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、石油烃	井场占地范围内

16#	米 48-27 井场	建设用地	表层样	黄绵土	现有井场	pH 值、GB 36600-2018 基本因子 45 项、石油烃	井场占地范围内
17#	米 3 站占地范围外	农用地	表层样	黄绵土	依托站场外	pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃	站场占地范围外
18#	洲 3-9 井场占地范围外	农用地	表层样	风沙土	现有井场外	pH 值、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃	井场占地范围外
19#	双 18-30 井场	建设用地	柱状样	风沙土	现有井场	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	井场占地范围内
20#	双 28-26 井场	建设用地	表层样	风沙土	现有井场	GB 36600-2018 基本因子 45 项	井场占地范围内
21#	双 28-29 井场外耕地	农用地	表层样	风沙土	现有井场外	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	井场占地范围外
22#	神 6 集气站周边井场	建设用地	柱状样	黄绵土	现有站场	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	站场占地范围内
23#	神 24 站	建设用地	表层样	黄绵土	现有站场	GB 36600-2018 基本因子 45 项	站场占地范围内
24#	佳县天然气处理站站内裸地	建设用地	柱状样	黄绵土	现有站场	pH、砷、镉、铬、铜、铅、汞、镍、石油烃	站场占地范围内
25#	佳县天然气处理站站外耕地	农用地	表层样	黄绵土	现有站场外	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌	站场占地范围外

⑶ 监测时间和监测频率

①1#~7#点位监测时间为 2023 年 4 月 4 日~4 月 5 日，每个土样各监测 1 次；

②8#～12#点位监测时间为 2022 年 6 月 12 日，13#~18#点位监测时间为 2022 年 6 月 7 日~6 月 8 日，19#~25#点位监测时间为 2022 年 4 月 25 日，每个土样各监测 1 次。

⑷ 采样及分析方法

按照《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）、《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）、《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），以及《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）等有关规定和要求执行。各监测项目检测分析方法见表 5.2.6-5。

表 5.2.6-5 监测项目分析方法

序号	监测项目	分析方法	检出限
1	pH 值	《土壤 pH 的测定 电位法》（HJ 962-2018）	/
2	六价铬	《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》（HJ 1082-2019）	0.5mg/kg
3	铜	《土壤和沉积物 铜、锌、铅、铬、镍的测定 火焰原子吸收分光光度法》（HJ 491-2019）	1mg/kg
4	锌		1mg/kg
5	铬		4mg/kg
6	铅		10mg/kg
7	镍		3mg/kg
8	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
9	汞	《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定微波消解/原子荧光法》（HJ 680-2013）	0.002mg/kg
10	砷		0.01mg/kg
11	石油烃（C10-C40）	《土壤和沉积物 石油烃（C_{10}-C_{40}）的测定 气相色谱法》（HJ 1021-2019）	6mg/kg
12	四氯化碳	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2011）	0.0013mg/kg
13	氯仿	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2012）	0.0011mg/kg
14	氯甲烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2013）	0.0010mg/kg
15	1,1-二氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2014）	0.0012mg/kg
16	1,2-二氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2015）	0.0013mg/kg
17	1,1-二氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2016）	0.0010mg/kg
18	顺-1,2-二氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2017）	0.0013mg/kg
19	反-1,2-二氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2018）	0.0014mg/kg
20	二氯甲烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱	0.0015mg/kg

		法》（HJ 605-2019）	
21	1,2-二氯丙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2020）	0.0011mg/kg
22	1,1,1,2-四氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2021）	0.0012mg/kg
23	1,1,2,2-四氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2022）	0.0012mg/kg
24	四氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2023）	0.0014mg/kg
25	1,1,1-三氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2024）	0.0013mg/kg
26	1,1,2-三氯乙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2025）	0.0012mg/kg
27	三氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2026）	0.0012mg/kg
28	1,2,3-三氯丙烷	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2027）	0.0012mg/kg
29	氯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2028）	0.0010mg/kg
30	苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2029）	0.0019mg/kg
31	氯苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2030）	0.0012mg/kg
32	1,2-二氯苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2031）	0.0015mg/kg
33	1,4-二氯苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2032）	0.0015mg/kg
34	乙苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2033）	0.0012mg/kg
35	苯乙烯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2034）	0.0011mg/kg
36	甲苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2035）	0.0013mg/kg
37	间二甲苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2036）	0.0012mg/kg
	对二甲苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2037）	
38	邻二甲苯	《土壤挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法》（HJ 605-2038）	0.0012mg/kg
39	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
40	苯胺	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2018）	0.08mg/kg
41	2-氯酚	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2019）	0.06mg/kg
42	苯并[a]蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2020）	0.1mg/kg
43	苯并[a]芘	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2021）	0.1mg/kg

44	苯并[b]荧蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2022）	0.2mg/kg
45	苯并[k]荧蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2023）	0.1mg/kg
46	䓛	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2024）	0.1mg/kg
47	二苯并[a,h] 蒽	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2025）	0.1mg/kg
48	茚并[1,2,3-cd]芘	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2026）	0.1mg/kg
49	萘	《土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法》（HJ 834-2027）	0.0004mg/kg
50	阳离子交换量	《土壤检测第 5 部分:石灰性土壤阳离子交换量的测定》（NY/T1121.5-2006）	/
51	氧化还原电位	《土壤 氧化还原电位的测定 电位法》（HJ 746-2015）	/
52	饱和导水率	《森林土壤 渗滤率的测定》（LY/T 1218-1999）	/
53	土壤容重	《容重 环刀法》《全国土壤污染状况调查样品分析测试技术规定》国家环境保护总局（2006 年）	/
54	孔隙度	《森林土壤水分—物理性质的测定》（LY/T 1215- 1999）	/

⑷ 监测结果及评价

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 5.2.6-6 至表 5.2.6-10。

表 5.2.6-6　　建设用地土壤本底监测结果及评价表——基本因子+特征因子　　单位：mg/kg

监测点位			1#	2#	11#			1#	2#	11#		
采样深度/m			0-0.2m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0-0.2m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m
序号	项目	标准限值	检测结果					评价结果				
1	pH	/						/	/	/	/	/
2	汞	38						0.019	0.039	0.002	0.001	0.001
3	砷	60						0.118	0.137	0.151	0.149	0.139
4	铜	18000						0.001	0.002	0.001	0.001	0.001
5	铅	800						0.024	0.023	0.016	/	/
6	镉	65						0.002	0.003	0.001	0.001	0.001
7	六价铬	5.7						0.281	0.211	/	/	/
8	镍	900						0.009	0.026	0.008	0.008	0.006
9	四氯化碳	2.8						/	/	/	/	/
10	氯仿	0.9						/	/	/	/	/
11	氯甲烷	37						/	/	/	/	/
12	1,1-二氯乙烷	9						/	/	/	/	/
13	1,2-二氯乙烷	5						/	/	/	/	/
14	1,1-二氯乙烯	66						/	/	/	/	/
15	顺-1-2 二氯乙烯	596						/	/	/	/	/
16	反-1,2-二氯乙烯	54						/	/	/	/	/
17	二氯甲烷	616						/	/	0.000005	0.000006	0.000007
18	1,2-二氯丙烷	5						/	/	/	/	/
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10						/	/	/	/	/
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8						/	/	/	/	/
21	四氯乙烯	53						/	/	/	/	/
22	1,1，1，-三氯乙烷	840						/	/	/	/	/
23	1,1,2-三氯乙烷	2.8						/	/	/	/	/
24	三氯乙烯	2.8						/	/	/	/	/
25	1,2,3-三氯丙烷	0.5						/	/	/	/	/

续表 5.2.6-6　　建设用地土壤本底监测结果及评价表——基本因子+特征因子　　单位：mg/kg

监测点位			1#	2#	11#			1#	2#	11#		
采样深度/m			0-0.2m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0-0.2m	0-0.2m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m
序号	项目	标准限值	检测结果					评价结果				
26	氯乙烯	0.43						/	/	/	/	/
27	苯	4						/	/	/	0.00075	0.00085
28	氯苯	270						/	/	/	/	/
29	1,2-二氯苯	560						/	/	/	0.000004	0.000005
30	1,4-二氯苯	20						/	/	/	/	/
31	乙苯	28						/	/	/	0.00011	0.00013
32	苯乙烯	1290						/	/	/	0.000002	0.000002
33	甲苯	1200						/	/	/	0.000001	0.000002
34	间二甲苯+对二甲苯	570						/	/	/	/	/
35	邻二甲苯	640						/	/	/	/	/
36	硝基苯	76						/	/	/	/	/
37	苯胺	260						/	/	/	/	/
38	2-氯酚	2256						/	/	/	/	/
39	苯并〔a〕蒽	15						/	/	/	/	/
40	苯并〔a〕芘	1.5						/	/	/	/	/
41	苯并〔b〕荧蒽	15						/	/	/	/	/
42	苯并〔k〕荧蒽	151						/	/	/	/	/
43	䓛	1293						/	/	/	/	/
44	二苯并〔a, h〕蒽	1.5						/	/	/	/	/
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15						/	/	/	/	/
46	萘	70						/	/	/	0.00010	0.00012
47	石油烃（C10-C40）	4500						0.022	0.026	0.009	/	/

表 5.2.6-7　　建设用地土壤本底监测结果及评价表——基本因子+特征因子　　单位：mg/kg

监测点位			8#	16#	20#	23#	8#	16#	20#	23#
采样深度/m			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
序号	项目	标准限值	检测结果				评价结果			
1	pH	/					/	/	/	/
2	汞	38					0.001	0.001	0.002	0.001
3	砷	60					0.143	0.142	0.132	0.122
4	铜	18000					0.001	0.001	0.001	0.001
5	铅	800					0.015	0.015	0.016	0.014
6	镉	65					0.001	0.002	0.001	0.002
7	六价铬	5.7					/	/	0.105	0.123
8	镍	900					0.009	0.004	0.003	0.013
9	四氯化碳	2.8					/	/	/	/
10	氯仿	0.9					/	/	/	/
11	氯甲烷	37					/	/	/	/
12	1,1-二氯乙烷	9					/	/	/	/
13	1,2-二氯乙烷	5					/	/	/	/
14	1,1-二氯乙烯	66					/	/	/	/
15	顺-1-2 二氯乙烯	596					/	/	/	/
16	反-1,2-二氯乙烯	54					/	/	/	/
17	二氯甲烷	616					0.000005	0.000006	/	/
18	1,2-二氯丙烷	5					/	/	/	/
19	1,1,1,2-四氯乙烷	10					/	/	/	/
20	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8					/	/	/	/
21	四氯乙烯	53					0.00006	/	/	/
22	1,1，1，-三氯乙烷	840					/	/	/	/
23	1,1,2-三氯乙烷	2.8					/	/	/	/
24	三氯乙烯	2.8					/	/	/	/
25	1,2,3-三氯丙烷	0.5					/	/	/	/

续表 5.2.6-7　　建设用地土壤本底监测结果及评价表——基本因子+特征因子　　单位：mg/kg

监测点位			8#	16#	20#	23#	8#	16#	20#	23#
采样深度/m			0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
序号	项目	标准限值	检测结果				评价结果			
26	氯乙烯	0.43					/	/	/	/
27	苯	4					0.00078	0.00078	/	/
28	氯苯	270					/	/	/	/
29	1,2-二氯苯	560					0.000005	0.000005	/	/
30	1,4-二氯苯	20					/	/	/	/
31	乙苯	28					0.00012	/	/	/
32	苯乙烯	1290					0.000002	0.000002	/	/
33	甲苯	1200					0.000001	0.000001	/	/
34	间二甲苯+对二甲苯	570					/	/	/	/
35	邻二甲苯	640					/	/	/	/
36	硝基苯	76					/	/	/	/
37	苯胺	260					/	/	/	/
38	2-氯酚	2256					/	/	/	/
39	苯并〔a〕蒽	15					/	/	/	/
40	苯并〔a〕芘	1.5					/	/	/	/
41	苯并〔b〕荧蒽	15					/	/	/	/
42	苯并〔k〕荧蒽	151					/	/	/	/
43	䓛	1293					/	/	/	/
44	二苯并〔a, h〕蒽	1.5					/	/	/	/
45	茚并〔1,2,3-cd〕芘	15					/	/	/	/
46	萘	70					0.00010	0.00010	/	/
47	石油烃（C10-C40）	4500					/	/	/	/

表 5.2.6-8　　建设用地 pH、石油烃、重金属及无机盐监测及评价结果表　　单位：mg/kg，pH 无量纲

监测点位		13#			14#			15#		
采样深度/m		0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m
pH	检测结果									
	标准限值	/								
	评价结果	/	/	/	/	/	/	/	/	/
汞	检测结果									
	标准限值	38								
	评价结果	0.0016	0.0016	0.0014	0.0012	0.0010	0.0011	0.0013	0.0011	0.0009
砷	检测结果									
	标准限值	60								
	评价结果	0.1362	0.1337	0.1295	0.1470	0.1470	0.1403	0.1333	0.1343	0.1283
铜	检测结果									
	标准限值	18000								
	评价结果	0.0004	0.0007	0.0011	0.0006	0.0009	0.0006	0.0005	0.0008	0.0007
铅	检测结果									
	标准限值	800								
	评价结果	/	0.0200	0.0138	/	0.0150	0.0213	0.0163	/	/
镉	检测结果									
	标准限值	65								
	评价结果	0.0017	0.0015	0.0011	0.0012	0.0012	0.0012	0.0014	0.0014	0.0015
六价铬	检测结果									
	标准限值	5.7								
	评价结果	0.1754	0.1930	0.0877	0.1053	0.1228	0.1404	0.1053	/	/
镍	检测结果									
	标准限值	900								
	评价结果	0.0067	0.0056	0.0056	0.0056	0.0056	0.0044	0.0056	0.0033	0.0033
石油烃（C10-C40）	检测结果									
	标准限值	4500								
	评价结果	/	/	/	0.0027	/	/	0.0020	0.0020	/

续表 5.2.6-8　　建设用地 pH、石油烃、重金属及无机盐监测及评价结果表　　单位：mg/kg，pH 无量纲

监测点位		19#			22#			24#		
采样深度/m		0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m	0.5-1.5m	1.5～3m	0.5-1.5m
pH	检测结果									
	标准限值	/								
	评价结果	/	/	/	/	/	/	/	/	/
汞	检测结果									
	标准限值	38								
	评价结果	0.0011	0.0009	0.0013	0.0014	0.0018	0.0012	0.0009	0.0013	0.0016
砷	检测结果									
	标准限值	60								
	评价结果	0.1213	0.1448	0.1393	0.1373	0.1423	0.1485	0.1530	0.1348	0.1297
铜	检测结果									
	标准限值	18000								
	评价结果	0.0010	0.0008	0.0007	0.0005	0.0007	0.0009	0.0010	0.0008	0.0008
铅	检测结果									
	标准限值	800								
	评价结果	0.0200	0.0163	0.0175	0.0213	/	0.0138	/	/	/
镉	检测结果									
	标准限值	65								
	评价结果	0.0029	0.0020	0.0012	0.0028	0.0025	0.0008	0.0011	0.0009	0.0009
铬	检测结果									
	标准限值	/								
	评价结果	/	/	/	/	/	/	/	/	/
镍	检测结果									
	标准限值	900								
	评价结果	0.0200	0.0078	0.0078	0.0133	0.0178	0.0189	0.0111	0.0167	0.0111
石油烃（C10-C40）	检测结果									
	标准限值	4500								
	评价结果	0.0031	0.0038	0.0022	0.0024	0.0024	/	0.0027	0.0053	0.0062

表 5.2.6-9 建设用地柱状样 pH、石油烃监测及评价结果表 单位：mg/kg，pH 无量纲

序号	点位	深度/m	监测结果		评价结果	
			pH	石油烃（C10-C40）	pH	石油烃（C10-C40）
1	3#	0-0.5			/	0.029
		0.5-1.5			/	0.025
		1.5-3			/	0.022
2	4#	0-0.5			/	0.024
		0.5-1.5			/	0.022
		1.5-3			/	0.020
3	5#	0-0.5			/	0.021
		0.5-1.5			/	0.020
		1.5-3			/	0.018
4	9#	0-0.5			/	/
		0.5-1.5			/	/
		1.5-3			/	/
5	10#	0-0.5			/	/
		0.5-1.5			/	/
		1.5-3			/	/
标准限值			/	4500	/	/

表 5.2.6-10 农用地土壤本底监测结果及评价表——基本因子+特征因子 单位 mg/kg

监测项目		6#	7#	12#	17#	18#	21#	25#
		0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m	0-0.2m
pH								
镉	检测结果							
	标准	0.6						
	单因子指数	0.183	0.367	0.183	0.183	0.167	0.167	0.217
汞	检测结果							
	标准	3.4						
	单因子指数	0.032	0.152	0.008	0.021	0.019	0.020	0.009
砷	检测结果							
	标准	25						
	单因子指数	0.341	0.370	0.318	0.310	0.369	0.314	0.356
铅	检测结果							
	标准	170						
	单因子指数	0.124	0.388	/	/	/	/	/
铬	检测结果							
	标准	250						
	单因子指数	0.044	0.052	0.080	0.092	0.084	0.140	0.136
铜	检测结果							
	标准	100						
	单因子指数	0.21	0.37	0.080	0.110	0.130	0.120	0.170
镍	检测结果							
	标准	190						
	单因子指数	0.042	0.126	0.037	0.026	0.026	0.084	0.032
锌	检测结果							

	标准	300						
	单因子指数	0.163	0.227	0.113	0.143	0.097	0.110	0.130
石油烃	检测结果							
	标准	4500						
	单因子指数	0.012	0.015	/	/	0.0056	/	/

注：石油烃质量标准参考《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类建设用地筛选值。

根据监测结果，各土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值。农用地土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他标准要求。项目区域土壤环境质量较好。

5.3 区域环境敏感区调查

5.3.1 自然保护区

根据现场实地调查及资料收集，第二采气厂气田开发范围内主要分布有神木市臭柏资源自然保护区，陕西无定河湿地省级自然保护区，产建工程与各自然保护区相对位置关系见图 2.7.2-1。本项目无工程布设在自然保护区范围内。

⑴ 神木市臭柏资源自然保护区

神木臭柏自然保护区属县级自然保护区，是以臭柏为主要保护对象的森林生态系统类型的自然保护区。位于神木市西北部风沙区的大保当镇、锦界镇内。1985 年神木市人民政府以神政发[1985]122 号文批准其为县级自然保护区，隶属神木市林业局管理，副科级建制，主要保护对象为臭柏群落。2011 年，神木市人民政府以神政发[2011]47 号文调整了该保护区保护范围（见附件），调整后的保护区分为南北两处。2017 年，神木市人民政府以神政办发[2017]54 号文对神木臭柏县级自然保护区范围与功能区进行调整，调整后保护区总面积 11712.66hm^2，其中核心区总面积为 2918.6hm^2，缓冲区总面积为 2650.2hm^2，实验区总面积为 6143.8hm^2。

臭柏又名沙地柏、叉子园柏、爬地柏等，臭柏为常绿灌木，匍匐生长，密集成片，具有适应沙地生活的形态和生理功能。耐干旱、寒暑，抗风沙。在沙丘的不同部位均能生长。臭柏根系发达，生长旺盛，具有固沙、改良土壤结构的重要功能，是风沙干旱、半干旱区造林、绿化、观赏的优良树种。

该自然保护区位于第二采气厂气田开发范围西北部，在空间范围上存在空间重叠，但本项目工程建设内容均不涉及自然保护区。距离保护区位置最近的拟建工程为双 15-15 井场，位于缓冲区边界外西南 16.7km，工程实施不会对神木市臭柏资源自然保护

区造成影响。

⑵ 陕西无定河湿地省级自然保护区概况

陕西无定河湿地省级自然保护区于 2009 年 12 月 16 日经陕西省人民政府批复成立，位于榆林市横山区北部无定河流域，地理坐标为东经 109°05′～109°40′，北纬 38°00′～38°05′，总面积 11480 公顷。其中，核心区面积 1433 公顷，缓冲区面积 3166 公顷，实验区面积 6881 公顷。

该自然保护区以湿地生态系统作为主要保护对象。保护区内的湿地滩涂为候鸟迁徙的提供中转、越冬和繁殖地，对于保护湿地珍稀水禽、陕北黄土高原风沙区湿地景观及水源地具有重要作用。

陕西无定河湿地省级自然保护区位于第二采气厂气田开发范围西部，在空间范围上存在空间重叠，但本项目工程建设内容均不涉及自然保护区核心区、缓冲区和实验区。距离保护区位置最近的拟建工程为榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线距保护区距离最近，与保护区实验区边界最近距离为 0.38km，工程实施基本不会对湿地生态系统造成直接干扰。

5.3.2 饮用水源地保护区

本项目开发范围内共涉及集中式饮用水源地保护区 26 个，其中 3 个市级饮用水水源保护区、5 个县级饮用水水源地保护区、18 个乡镇级水源地，水源地基本情况见表 5.3.2-1。产建工程建设内容均不在上述饮用水源保护区范围内，本项目周边与工程位置关系较近的集中式饮用水源地保护区共 9 个，其中地下水水源地 7 个，地表水水源地 2 个，相对位置关系见表 2.7.2-1，本项目无工程布设在集中式饮用水水源保护区范围内。距离地下水水源地保护区位置最近的拟建工程为榆 48-16 井场采气及注醇管线，东距横山区党岔镇杨口则村地下水源地最近距离为 1.18km，距离地表水水源地保护区位置最近的拟建工程为米 35-15 扩井场采气及注醇管线，东距米脂县榆林沟饮用水水源地最近距离为 3.80km，各水源地潜水补给主要依靠大气降水，工程均不在集中式饮用水水源地径流补给区或集水范围内。

表 5.3.2-1　　项目所在区域水源地保护区基本情况表

序号	县区	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
1	子洲县	子洲县三何沟饮用水水源保护区	县级	地下水	以集水设施(竖井、平巷和硐室)边界为起点外延 30m 的范围,面积 0.0061km^2。	以一级保护区边界为起点，外延 300m 以及位于 300m 范围内的东、西两侧山沟的汇水区(以山脊线为分水岭）范围，面积 0.6987km^2。	/
2		电市镇庙台沟水源地	乡镇级	地下水	以取水口为中心半径 30m 的扇形区域，东侧以取水口所在山体边坡上边缘为界。面积 0.0016km^2	以取水口为中心半径 300m 圆形区域，其中东侧以取水口所在山体边坡下边缘为界；西侧以取水口西侧第一重山体边坡下边缘为界。面积为 0.042km^2。	/
3		苗家坪镇杜家沟水源地	乡镇级	地下水	以 1#水井井房护栏为界，护栏距水源井边界 1m，面积 0.000001 km2；以 2#水井井房护栏为界，护栏距水源井边界 1m，面积 0.000001km^2。一级保护区总面积为 0.000002km^2。	以 1#水源井、2#水源井的连接线的中点为中心上下游延伸 300m 的范围，东侧以水源井所在山体的边坡山脚线为界，西侧以乡村道路为界。面积为 0.0018km^2。	/
4	米脂县	米脂县榆林沟水源地	县级	地下水为主地表水为辅	水域。从取水点起计算，上游 1000m 至下游 100m 水域；陆域，从取水点起至上游 1000m 及下游 100m 两侧河岸外延 50m 的陆域。	水域，从一级保护区上界上溯 2000m 的水域；陆域，从一级保护区上界上溯 2000m 的平水期水域两侧河岸外延 200m。	水域，二级保护区上界上溯 3000m 水域；陆域，从二级保护区上界起上溯 3000m 的平水期水域两侧河岸外延 300m。
5		米脂县城郊镇镇子湾地下水水源地	乡镇级	地下水	水域长度为取水口上游 1000m 下游 100m 范围内的河道水域，水域宽度为平水期水域宽度，面积为 1.32hm^2；陆域沿岸长度与水域长度相同，陆域沿岸纵深与河岸的水平距离为 50m，左岸以乡村道路用地为界，右岸以山脚线为界，面积为 3.03hm^2。	水域长度从一级保护区上游边界向上游延伸 2000m，一级保护区下游 200m,水域宽度为平水期水域宽度，面积为 2.58hm^2。 陆域长度为取水口上游 3000m 下游 300m，陆域沿岸纵深与相邻陆域一级保护区或水域二级保护区的水平距离为 100m，两侧不超过山脊线，总陆域面面积为 65.44hm^2。	/
6	绥德县	绥德县无定河四十铺水源地	县级	地表水	**水域**:以各取水廊道为起点的无定河断面、以石家沟水库取水口为起点的小河沟断面分别沿河上游 1000m,下游 100m 的平水期全部水	**水域**:赵家砭取水口一级保护区上游边界向上游延伸 2000m，三十寨取水口一级保护区下游边界向下游延伸至绥德县丁家沟-十里铺水源地一级保护区上	/

					域。 **陆域**:沿岸长度与一级保护区水域长度相同，沿岸纵深与一级保护区水域边界距离各 50m（水平距离）的陆域。	游边界的平水期全部水域;石家沟水库取水口一级保护区上游边界向上游延伸 2000m，下游边界向下游延伸 200m 的平水期全部水域。 **陆域**:沿岸长度与一级、二级保护区总水域长度相同,具有一级保护区的河段沿岸纵深为与一级保护区陆域范围边界距离各 100m 的陆域，无一级保护区的河段沿岸纵深为与二级保护区水域边界距离各 100m 的陆域;石家沟水库管理站围墙范围内的陆域。	
7	佳县	佳县佳芦镇申家湾村地下水水源地	乡镇级	地下水	以水源井为中心，半径 30m 组成的圆形区域作为一级保护区，面积为 0.002815km^2。	以一级保护区边界外延 80m 与东北侧山体为界组成的区域作为二级保护区，面积为 0.025296km^2。	
8		佳县通镇白家沟村黑石坑地下水水源地	乡镇级	地下水	1#取水口东侧以山体为界，其余侧以水源井为中心半径 30m 组成的扇形区域，面积为 0.001214km^2；2#取水口以水源井为中心，半径 30m 组成的扇形区域，面积为 0.002815km^2；3#取水口以水源井为中心，半径 30m 组成的扇形区域，面积为 0.002815km^2。一级保护区总面积为 0.006844km^2。	以 1#水源井一级保护区边界外延 100m 与西北侧楼板厂边界组成的区域，面积为 0.035828km^2；以 3#水源井一级保护区边界外延 100m 组成的区域，面积为 0.050227km^2。二级保护区总面积为 0.086054km^2。	
9	榆阳区	榆阳区红石峡饮用水水源地	市级	地下水	**水域范围**：水库多年平均水位对应的高程线（1090.85m）以下的全部水域，面积为 0.53km^2；头道河则入库口至头道河则上游 1.4km（原 S204 省道跨河桥下）的以西的水域以及榆溪河入库口至榆溪河干流上游 2.9km 处（延神铁路跨河大桥下）以南的水域，水域宽度为多年平均水位对应的高程线以下的水域，面积	**水域范围**：榆溪河二级保护区为榆溪河一级保护区以上 10.8km 的水域；头道河则二级保护区为头道河则一级保护区以上 11.5km 的水域（至塌崖畔水库库尾）；二道河则二级保护区为二道河则入榆溪河河口以上 7.6km 的水域；三道河则二级保护区为三道河则入五道河则河口以上 9.8km 的水域；四道河则二级保护区为四道河则入五道河则河口以上 4.7km 的水域；五道河则二级保护区为	**水域范围**：准保护区范围即从水域二级保护区以上 10.9km（干流）和至十八墩水库库尾（支流）的全部水域。水域宽度为多年平均水位对应的高程线以下的水域，面积为 1.99 km^2。 **陆域范围**：陆域准保护区长为头道河则沿岸纵深 1km 范围内除一级保护区及二级保护

					为 0.31 km^2。 **陆域范围**：水库和榆溪河干流右岸为西至各取水井连线向外经向距离为 100m，南至环库道路，北至延神铁路跨河大桥，东至水域一级保护区所形成的陆域范围；水库左岸为以水库水域边界向外延伸 50m 的陆域范围；榆溪河左岸和头道河则为其水域一级保护区两侧各纵深 50m 的陆域范围。面积为 1.93 km^2。一级保护区总面积 2.77km^2，其中，水域保护区面积 0.84km^2，陆域保护区面积 1.93 km^2。	五道河则入榆溪河河口以上 36.9km 的水域；圪求河二级保护区为圪求河入五道河则河口以上分别为 23.1km（干流）和 18.7km（支流）的水域；白河二级保护区为白河入榆溪河河口以上 39.4km 的水域，宽度均为多年平均水位对应的高程线以下的水域。面积为 16.11 km^2。 **陆域范围**：水库左岸，一级保护区边界以外沿环库道路至与榆西路相交处以北，沿榆西路北至吴家梁村道路以西的区域；水库右岸，一级保护区边界以外南至红石峡森林公园中心道路以北、一级保护区外 600m 的范围，西至与榆林大道的交汇处；以榆林大道向北至与西包铁路交汇处为起点，沿西包铁路向北 1.1km、西包铁路及集装站东界以东的区域。面积为 1.62km^2。头道河则二级保护区为头道河则入河口以上 3.4km 两岸纵深 1km 的陆域范围（除去陆域一级保护区、准保护区）及以上 8.1km 水域两岸纵深 50m 的范围（塌崖畔水库边界为两岸纵深 200m）；榆溪河及其支流（除头道河则）水域二级保护区为其水域两岸纵深 1km 的范围（部分边界以道路等为界）。面积为 269.68 km^2。 二级保护区总面积 287.41km^2，其中，水域保护面积 16.11km^2，陆域保护面积 271.30km^2。	区以外的全部范围，面积为 44.52 km^2。准保护区总面积 46.51km^2，其中，水域 1.99km^2，陆域 44.52km^2。
10	榆阳区	尤家峁水库水源地	市级	湖库	**水域**：正常水位线（1094.25m）以下全部水域，榆溪河刀则湾取水口（牛家梁镇刀则湾村）及李家梁水库取水口（孟家湾乡李家梁村）。 **陆域**：水库向水坡（不超过分水岭），水库坝址以上沙河汇流区域（不超过分水岭）准保护区总面积 32.50km^2。	**水域**：库尾河道部分（约 2.0km，泉水出露处到库尾）；**陆域**：库尾河道左右两岸各延伸 100m 范围左右。二级保护区总面积 0.402km^2。	

					以及水库输水管道（西沙渠约23.5km、李家梁水库输水管道约18km）。一级保护区总面积 2.7km^2。		
11		榆阳区普惠泉饮用水源地	市级	地下水	以普惠泉泉眼为中心的一个不规则区域，东以市农干校宿舍窑洞为界，西以梅花楼为界，南以农干校礼堂为界，北以普惠泉巷为界，保护区面积 0.01km^2。	以泉眼为中心的一个不规则区域，东以榆林城区环城东路为界，西以普惠泉巷为界，南以大寺坡路为界，北以三教庵巷为界，保护区面积 0.12km^2。	东以牛家梁镇林场通往青云镇石庄梁村乡村道路为界，西以榆阳镇城关十四队、红山村和东环城路为界，南以青云镇石庄梁村通往东城墙乡村道路界，北以明长城为界，保护区面积 13.25km^2。
12		榆阳区榆阳泉饮用水水源地保护区	乡镇级	地下水	根据孔隙水潜水型水源地保护区范围经验值，按照粗砂介质类型选取，一级保护区，以榆阳泉泉眼为中心，半径 200m、东北与东南方向夹角 130°划扇形区域，保护区面积 0.04km^2。	以榆阳泉泉眼为中心，取半径 2000m，东北与东南方向夹角 130°的扇形区域，保护区面积 4.49km^2。	东至青云镇马圈梁村，西至榆林东沙新区七里沙，南至青云镇石庄梁村，北至牛家梁镇林场林地，保护区面积 12.20km^2。
13		鱼河镇郑家沟地下水水源地	乡镇级	地下水	1#、2#和 4#水源地以取水井为中心，半径为 30 米的圆形区域，面积均为 0.002826km^2；3#水源地以取水井为中心，东侧以庙宇西边界为界(20m），其他方向半径为 30 米的范围，面积为 0.002602km^2。	一级保护区外延 300m 的范围，面积为 11.3552km^2。	/
14		鱼河峁西岔水源地	乡镇级	地下水	以水源井为中心，北侧以乡村道路为界(11m)，西侧以农田灌溉渠为界(12m)，东南侧半径为 30 米的范围，形成的不规则扇形区域，面积为 0.00174km^2。	东侧支沟左岸南北向通村道路边界，其他方向为一级保护区外延 300m 的范围，面积为 0.2785km^2。	/
15	榆阳区	榆阳区镇川集镇地下水水源地	乡镇级	地下水	水域：地下渗水廊道向上游 1080m 处至杨正沟桥下，地下渗水廊道向下游 90m 处至拦水坝处，水域总长度 1300m，水域宽度为多年平均水位对应的高程线下的全部水域，面积为 0.09972km^2。陆域：无定河右岸为水域一级保护区与西侧乡村道路所形成的区域,无定河左岸为水	水域：一级保护区的上游边界向上游延伸 920m 至包西铁路跨河桥下，一级保护区下游边界向下游延伸 150m，二级保护区水域总长度为 107Om，宽度为多年平均水位对应的高程线以下的水域。面积为 0.08521km^2。陆域：无定河右岸以第一条山脊线与北侧包西铁路路基线、西侧村道所形成的区域为界;无定河左	/

					域一级保护区与榆蓝高速路基线所形成的区域,一级保护区陆域长度为一级保护区水域长度，面积为 0.2033km^2。	岸以包西铁路西侧路基(不包括包西铁路）为界，二级保护区陆域长度为保护区（一级和二级）水域长度。面积为 2.2535km^2。	
16		榆阳区鱼河集镇地下水水源地（鱼河镇渔家洼水源地）	乡镇级	地下水	1#水源井以目前围栏为界，面积为 0.000955km^2；2#水源井以其径向 30m 的范围，南侧以通达路（距离水源井 10m）为界形成的不规则区域，面积为 0.001998km^2；3#水源井以其径向 30m 的范围，北侧以干沟（距离水源井 17m)、东侧以鱼河镇集中供暖公司彩钢房（距离水源井 23m)为界形成的不规则区域，面积为 0.002291km^2；4#水源井以其径向 30m 的范围，北侧与村道（距离水源井 16m）为界形成的不规则区域，面积为 0.002437km$^{2'}$；一级保护区总面积为 0.007681km^2。	二级保护区:北侧以鱼河超限检测站南侧边界及村道为界:西侧以 G242 国道东侧路基(不包括 G242 国道)为界，南侧以 2#水源井一级保护区向南外扩 100m 为界，东侧以 1#4#水源井一级保护区向外径向 300m 的距离与干沟左岸、位于 3#水源井东侧 150m 的居民房屋、水源地南侧农田的东边界形成的区域为界，面积为 0.1615km^2。	/
17		榆阳区牛家梁集镇地下水水源地	乡镇级	地下水	以 1#水源井为中心，径向外延 30m 范围与南侧引水渠边界组成的区域，面积为 0.0021km^2；以 2#水源井为中心，径向外延 30m 范围与北侧住户墙体边界组成的区域，面积为 0.0025km^2；以 3#水源井为中心，径向外延 30m 范围与东侧村道体边界组成的区域，面积为 0.0021km^2；一级保护区总面积为 0.0067km^2。	1#水源井一级保护区外延 300m 的范围与东南侧沧榆高速边界组成的区域，面积为 0.2135km^2；1#水源井一级保护区外延 300m 的范围与西北侧沧榆高速、西侧 204 省道及东南侧铁路边界组成的区域，面积为 0.0593km^2；3#水源井一级保护区外延 300m 的范围与东南侧沧榆高速边界组成的区域，面积为 0.3330km^2；二级保护区总面积为 0.6058km^2。	/
18		榆阳区牛家梁镇边墙地下水水源地	乡镇级	地下水	以水源井为中心，半径 30m 组成的圆形区域，面积为 0.0028km^2。	以一级保护区边界外延 300m 的区域，面积为 0.3391km^2。	/
19	榆阳区	榆阳区牛家梁镇什拉滩地下水水源地	乡镇级	地下水	分别以 1#水源井、2#水源井为中心，径向外延 30m 范围的区域，面积为 0.0056km^2。	1#水源井一级保护区外延 150m 的范围与 2#水源井一级保护区外延 150m 的范围形成的区域，面积为 0.1329km^2。	/
20	横	横山区波	乡镇级	地下水	1#、2#水源井为中心，向外径向 30	一级保护区向外径向距离为 100 米的区	/

	山区	罗集镇地下水源地			米的距离，其中西北侧、西南侧均以村道为界，面积 0.001623km²。	域，其中西北侧以沙畔坡脚为界，面积 0.03484 km²。	
21		横山区波罗镇樊河村地下水源地	乡镇级	地下水	水源井为中心，北侧至沙畔的坡脚（距离 17 米），西侧至台塬边界（距离 65 米），南侧至台塬边界（距离 10 米），东侧以现有围栏为界，面积 0.002061km²。	一级保护区边界向西、南、东侧各外扩 100 米形成的区域，北侧与一级区边界重合，面积 0.02734 km²。	/
22		横山区波罗镇双河村地下水源地	乡镇级	地下水	1#、2#水源井为中心，向外径向 30 米的距离，其中北侧至村道（距离 22 米），西侧至边坡的跛脚（距离 17 米），面积 0.003529 km²。	/	以 1#、2#水源井为中心，向外径向 130 米的范围（除一级保护区外）作为准保护区，面积 0.05608 km²。
23		横山区响水镇响水村地下水源地	乡镇级	地下水	水源井为中心，北侧至村道（距离 117 米)，南侧外延 10 米，东、西两侧各外延外延 50 米，面积 0.01411km²。	一级保护区边界外延 100 米的区域，其中南侧以无定河对岸为界，面积 0.0807km²。	/
24		横山区党岔镇杨口则村地下水源地	乡镇级	地下水	1#、2#、3#水源井外接多边形为边界，东北侧外延 10 米，北侧至灌渠边界,南侧至地垄边界，西南侧至边坡坡脚，面积 0.001714km²。	一级保护区向外径向距离为 200 米的距离与 S204 省道所形成的区域，面积 0.1205km²。	/
25	横山区	横山城区王圪堵饮用水水源保护地	县级	河流	**水域**：电站生态放水池和渗水廊道西边界至溢流坝范围内的整个水域范围；库区水域面积为水库正常蓄水位对应的高程线（1046m）以下的全部水域。 **陆域**：取水口陆域面积为电站生态放水池和渗水廊道北侧以地方防洪道路为界，西侧以巴小公路邻水侧为界，南侧以廊道外延 100m 陆域为界，西侧以溢流坝外延 100m 陆域为界；一级保护区库区陆域面积右岸以正常蓄水位外延 200m 为边界，局部以向水坡坡顶为边界，酒房沟淹没区以榆靖高速公路及横纳	**水域**：水库西侧无定河入库口一级保护区上溯约 4000m 至横纳公路跨无定河桥（蒙陕界）的无定河干流水域，水库北侧海流兔河入库口一级保护区上溯 2000m 的海流兔河水域范围。 **陆域**：右岸以一级保护区外径距离为 2000m 的汇水区域范围，局部以已建 147 榆靖高速公路向水侧及横山区王圪堵水库移民安置区灌溉渠道为界，左岸以一级保护区外径距离为 2000m 的汇水区域范围。二级保护区总面积 76.095km²。	二级保护区黑河则和海流兔河上溯 2000m 范围内的水域范围。陆域：二级保护区陆域外 2000m 不超过省界的汇水区域范围。准保护区总面积 86.186km²。

					公路邻水侧为界；左岸以正常蓄水位外延 200m 为边界；东侧以水库坝堤为界。一级保护区总面积 23.963km^2。		
26	神木市	神木市瑶镇水库水源地	县级	湖库	**水域**：水库水域（正常蓄水位线 1160.5m 高程线以下）和两个支流入库点以上 500m 的水域，面积为 1.16km^2； **陆域**：水库正常蓄水位线外延 200m 的区域（如遇高岸坡，则以坡顶为界），面积为 2.04km^2；一级保护区总面积 3.20km^2。	**水域**：瑶镇水库上游两条支流宫泊沟和圪丑沟一级保护区界至河源起点的水域范围（包含宫泊沟源头的宫泊海子，圪丑沟的源头大海子）； **陆域**：一级保护区外延 2km 的区域，水库上游两侧支沟河岸向两侧各外延 2km 的区域。二级保护区总面积 173.03km^2。	水库控制流域面积内除去一级、二级保护区以外的区域及流域边界线(分水岭)以外 1km 内的影响区域，瑶镇水库与采兔沟水库流域边界相邻段准保护区边界线以流域边界为准，不再包含流域外 1km 的影响区。准保护区总面积 675.97km^2。

5.3.3 重要湿地

本项目开发范围内主要涉及神木窟野河湿地、神木秃尾河湿地、佳县佳芦河湿地、榆林无定河湿地、榆阳榆溪河湿地、榆林大理河湿地。湿地范围及保护要求详见 1.4.2 节。本次产建工程未布设在重要湿地范围内，项目地面工程的施工活动均不涉及陕西省重要湿地。

表 5.3.4-1 陕西省重要湿地名录一览表

序号	湿地名录	重要湿地四至界限范围	保护要求
1	榆林无定河湿地	从定边长春梁东麓到清涧县河口，沿无定河至无定河与黄河交汇处，包括我省域内的无定河河道、河滩、泛洪区及河道两 1km 范围内的人工湿地。含陕西无定河湿地自然保护区。	《陕西省湿地保护条例》中相关要求进行管理： ⑴临时占用湿地的，占用单位应当提出可行的湿地恢复方案，并经县级以上林业行政部门核准。 ⑵临时占用湿地不得超过一年。占用期限届满后，占用单位应当按照湿地恢复方案及时恢复。 ⑶开发利用天然湿地资源应当按照湿地保护规划进行，不得破坏湿地生态系统的基本功能，不得破坏野生动植物栖息和生长环境。
2	榆阳榆溪河湿地	从榆阳区小壕兔乡到鱼河镇，沿榆溪河至榆溪河与无定河交汇处，包括榆溪河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。	
3	榆林大理河湿地	从靖边县小河乡到绥德县名州镇沿大理河至大理河与无定河交汇处，包括大理河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地。	
4	神木窟野河湿地	从神木市神木镇到贺家川镇柳林滩村沿窟野河至窟野河与黄河交汇处，包括窟野河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地	
5	神木秃尾河湿地	从神木市瑶镇到万镇沿秃尾河至秃尾河与黄河交汇处，包括秃尾河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地	
6	佳县佳芦河湿地	从佳县方塌镇杨塌村到佳芦镇沿佳芦河至佳芦河与黄河交汇处，包括佳芦河河道、河滩、泛洪区及河道两岸 1km 范围内的人工湿地	

6 施工期环境影响及环保对策措施

6.1 施工期概况

6.1.1 施工期主要建设内容

本项目为气田产能建设项目，建设内容主要包括：

⑴ 主体工程：钻井工程、井场工程、集气支线、采气管线、采出液输出管线、站场工程；

⑵ 辅助工程：道路工程、线路标识、管道防腐等；

⑶ 其他工程：主要为站场内的公用工程及环保工程等。

6.1.2 施工进展

现场调查期间尚未进行施工。

6.2 施工期环境影响分析

6.2.1 施工期环境空气影响分析

根据工程分析和本项目特征，施工期废气污染主要为钻井时柴油机及柴油发电机废气、汽车尾气和施工扬尘。

⑴ 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。

⑵ 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。

⑶ 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。

根据类似项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向 100～150m 范围内，中心处浓度为 5～10mg/m³；管线施工过程主要对沿线两侧 100m 范围内住户造成一定影响，其影响范围限制在线路两侧。施工期运输道路下风向 TSP 轴线净增浓度主要对道路两侧各 50m 范围影响较大，将形成扬尘污染带（最高允许浓度是 1.0mg/m^3），在 200m 处基本恢复到背景值。结合环境保护目标表，部分井场管线周边 200m 范围内有居民点分布，施工过程可能对上述敏感目标环境空气造成短期不利影响。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响小。

6.2.2 施工期水环境影响分析

⑴ 钻井废水

钻井废水主要包括开发初期在气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循环罐，因此，钻井废水中还含有少量石油类，随意排放将会对水环境及土壤环境造成污染。

根据现有工程调查，钻井场地内产生钻井废水全部存放于废液收集罐用于配制钻井泥浆，在井场内部循环使用，无法利用部分待在井下作业完成后由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至陕西环保(集团)神木大兴环境服务有限公司进行规范化集中处理，不外排，对地表水影响小。

⑵ 管道试压废水

本工程集气管线试压采用充水试压，充水试压将产生少量的清净下水，主要污染物为 SS。管道试压分段进行，污水排放量较小，收集沉淀后循环使用或收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘等，对地表水环境影响较小。

⑶ 压裂返排液

本工程采用可回收压裂液体系，井场压裂返排液回收处理后再利用，无法利用部分暂存于施工现场的废液收集罐，在井下作业完成后，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至靖边县中强恒兴环保科技有限公司进行规范化集中处理，不外排。

⑷ 生活污水

管道施工分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇；场站施工在施工场地设施工营地，回注井及水源井井场距离天然气处理厂和保障点较近，统一调配施工

人员。施工营地设有移动式环保厕所，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，用于场站洒水降尘，不外排。

⑸ 对地表水体的影响

本项目施工期对地表水环境的影响主要发生在河流穿跨越施工过程中，本项目沿线河流采取定向钻穿越方式，季节性河流和冲沟采取大开挖穿越方式。

定向钻施工方式几乎不破坏岸坡的自然形态，大幅度减少了岸坡的水土保持工作量，施工结束后恢复原有土地类型，对岸坡采取水工保护措施，防治水土流失，对周围环境影响较小。

季节性河流采取大开挖方式，施工作业一般选择在枯水期进行，此时无流水，方便施工，一般 3～5 天即可完成，影响是短期的和局部的。大开挖施工期间将穿越处的堤岸完全破坏，施工完成后，施工方将对堤岸两侧进行完全修复，确保堤岸防洪水平不低于施工前水平。

6.2.3 施工期声环境影响分析

本项目站场施工期噪声主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车、混凝土振捣棒等，大多为不连续性噪声；井场施工噪声主要来源于柴油机、柴油发电机、钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及完井压裂噪声。

⑴ 钻井噪声

钻井过程中噪声主要为钻井噪声和完井测试噪声，钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 85～100dB(A)，对环境影响较大。施工机械噪声衰减见表。

表 6.2.3-1 主要施工机械噪声随距离衰减一览表

距离	10m	20m	30m	40m	50m	60m	100m	150m	200m	300m
钻机	85	79	75	73	71	69	65	61	59	55
泥浆泵	75	69	65	63	61	59	55	51	49	45
柴油发电机	85	79	75	73	71	69	65	61	59	55
压裂车	80	74	70	68	66	64	60	56	54	50

根据表可知，钻井施工噪声在 60m 内昼间可达标，夜间有超标。在 300m 处昼、夜间均可达到施工场界噪声标准。根据现场踏勘，钻井工程 300m 范围内无声环境敏感目标，建设单位应当合理安排钻井施工时间，保证钻井施工噪声不会扰民。

⑵ 压裂、试气放喷作业噪声影响分析

压裂施工作业和测试放喷根据试气计划依次进行，压裂车噪声为 95～100dB(A)；测试放喷时产生的高压气流噪声为 100dB(A)，均是昼夜连续作业。评价对井场压裂、试气

噪声进行预测，预测模型同钻井工程噪声预测模式，预测结果见表 6.2.3-2。

表 6.2.3-2　　放喷噪声影响范围预测结果　　单位：dB(A)

噪声源	距声源距离							
	10	20	40	80	100	150	200	400
压裂设备	80.8	74.8	68.8	62.7	60.8	57.3	54.8	48.8
放喷测试	80	74	68	61.9	60	56.5	54	48

根据上表预测结果，压裂作业时在距压裂设备 35m 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距压裂设备 200m（距井场边界 182m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。

在放喷测试时，在距放喷管 33m 处能够满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间排放标准 70dB(A)；在距放喷管 185m（距井场边界 185m）处能够满足其夜间排放标准 55dB(A)。在距压裂车 347m 处能够满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。井场距离最近住户为 300m，气井在压裂过程中会对其造成一定影响，因此，压裂及放喷作业应选择在白天作业，并且压裂作业时间较短，随着施工结束，噪声也随即消失，其环境影响可控制在当地环境可接受范围内。

⑶ 站场、管线施工噪声

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等要使用各种车辆和机械，其产生的噪声，对施工区周围的环境将产生一定的影响。由于施工设备大多属于移动声源，要准确预测施工场地各厂界噪声值较困难，因此本评价只预测各噪声源单独作用时的超标范围，见表 6.2.3-3。

表 6.2.3-3　　施工主要机械噪声衰减预测结果　　单位：dB(A)

机械名称	不同距离处的噪声强度 dB（A）					标准限值	
	1m	50m	100m	150m	300m	昼间	夜间
推土机	100	66	60	56	50	70	55
装载机	95	61	55	51	45		
挖掘机	95	61	55	51	45		
试压橇	100	64	65	66	67		
发电机	105	71	65	61	55		
吊管机	90	56	50	46	40		
履带式焊接车	90	56	54	55	56		
磨光机	100	65	65	65	65		

本项目最近的声环境敏感目标为管线两侧 14m 处的居民，夜间施工噪声会对该敏感点造成一定的影响，应禁止夜间施工，且将高噪声设备布设在远离居民一侧，则周边基本不会受施工噪声的影响；但施工期物料及渣土运输的交通噪声会使该区域交通噪声声级有所升高，尤其是夜间交通噪声将出现超标现象，会对沿途居民产生一定影响，评价要求加强运输管理，减少夜间运输量。

施工噪声只对局部环境造成短时影响，因此，评价提出以下措施及要求：

⑴ 施工过程中尽量远离村庄或敏感点，在距离管线较近村庄附近施工时，应提前做好沟通工作，集中力量施工，缩短工期，尽可能减少对村民的噪声影响；

⑵ 运输车辆在途经村庄时应减速慢行，并减少鸣笛次数，尽量避免噪声扰民现象的发生；

⑶ 严格遵守施工规定，禁止在夜间（22:00～6:00）及午休期间从事高噪施工作业。

6.2.4 施工期固废影响分析

⑴ 钻井岩屑

钻井过程中，岩石被钻头破碎成岩屑混入泥浆中，经泥浆循环泵带出井口。

废弃泥浆和岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》（榆政环发[2018]123 号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至陕西环保(集团)神木大兴环境服务有限公司进行集中处置，因此，钻井泥浆和岩屑经不落地集中处置后对环境影响较小。

⑵ 清管废渣

管道清管、试压时产生的试压废水经沉淀后循环使用，临时沉淀池内剩有少量铁锈、焊渣、泥沙废水等废渣，属于一般工业固体废物，集中收集后送至垃圾填埋场处置，对周围环境的影响较小。

⑶ 建筑垃圾

地面工程建设将产生一定的建筑垃圾，碎砖、水泥等建筑材料可回填于场地基础处理或道路铺设；管道切割废料可回收利用，对外界环境影响小。

⑷ 含油固废

施工期在设备运行、维护、检修和场地清理过程中会产生一些含油废弃物，主要为废机油、废油桶、含油棉纱等，交有资质单位处置。

⑸ 生活垃圾

施工期各钻井单位均在场地内设置生活垃圾收集点，生活垃圾在施工场地分类收集后，定期运至指定地点送当地环卫部门运往生活垃圾填埋场处置，对环境影响较小。

6.2.5 施工期生态环境影响分析

施工期生态环境影响见第11章生态环境影响评价。

6.2.6 施工期地下水影响分析

施工期地下水环境影响见第8章地下水环境影响评价。

6.3 施工过程中应采取的环保措施

结合建设内容及可能存在的环境影响，环评中提出项目实施过程中应采取的环保措施如下：

6.3.1 环境空气污染防治措施

6.3.1.1 柴油机烟气

⑴ 采用节能环保的柴油动力设备；

⑵ 钻井发电机、钻井柴油机和试油用柴油机，采用低含硫量的优质柴油；

⑶ 在钻井、压裂等施工环节因地制宜部署实施“电代油”能源替代；

⑷ 运输车辆安装尾气净化装置，执行《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》（GB20891-2014）。

6.3.1.2 井场测试放喷燃烧废气

在钻井试气过程中，需放喷排放一定量的天然气，为降低天然气直接排放造成的污染，采用点火燃烧后进行排放，排放量较小。不完全燃烧情况下，将产生 CH_4、CO 等废气，对环境空气产生污染。

因此，评价建议应科学设计燃烧排放口，使天然气完全燃烧，将烃类污染物燃烧转化成危害较小的水蒸气及 CO_2，减轻对环境空气的污染，措施可行。

6.3.1.3 施工扬尘

对于扬尘，针对产生的原因不同，应采取相应的控制措施：

⑴ 在开发初期，为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短的工区道路运输路线，尽量利用现有公路网络；其次建议对使用频繁的道路路面进行硬化处理；运输车辆进入沙地区域，应中、低速行驶（速度小于 40km/h），特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于 20km/h；运输车辆加盖篷布。

⑵ 施工作业区区域外的地区严禁车辆和人员进入、占用，避免破坏植被和造成水土流失；作业场地保持一定湿度，进出车辆严格限速，装卸器材文明作业，防止沙尘飞扬。

⑶ 合理选址选线，尽量避免施工运输对土地的扰动；在保证施工安全的前提下，管沟开挖结合现场实际情况并严格按照《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）要求确定开挖宽度，避免因施工破坏土地可能带来的土地沙漠化和水土流失，及时开挖，

及时回填，防止临时堆土风化失水而起沙起尘，临时堆土应放置背风一侧，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如果有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置沙障；施工完成一段，立即在管线两旁安全距离外进行补偿绿化，并确保绿化面积和植被成活率，边施工，边进行植被绿化恢复。

⑷ 强化施工工地扬尘控制措施。加强施工扬尘监管，积极推进绿色施工，绿色运营。

⑸ 按照《陕西省建筑施工扬尘治理行动方案》（陕建发[2013]293 号）等相关规定组织施工。建设单位、施工企业、监理企业各司其职，责任落实到位，将扬尘治理工作作为工作重点，减轻扬尘的环境影响。

采取以上措施后，施工期扬尘可满足《施工厂界扬尘排放限值》（DB61/1078-2017）中排放限值的要求。

6.3.1.4 施工机械及运输车辆尾气

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。

6.3.1.5 管线敷设过程扬尘

⑴ 管线尽可能缩小施工范围，以避免施工活动对土地和地表植被的扰动；

⑵ 敷设过程中，在保证施工安全的前提下，控制施工作业带宽度，避免因施工开挖加剧土地沙漠化和水土流失；

⑶ 合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘；

⑷ 开挖过程中，弃土应放置于背风一侧，尽量平摊，由开挖管沟往地面送土时，施工人员应当低抛；

⑸ 施工完成后，在绿化季节到来时应立即对管线进行植被恢复，并确保绿化面积和植被成活率；

⑹ 为现场施工人员配备口罩等防护器材，降低扬尘对施工人员身体健康的影响，遇大风天气应停止施工作业。

6.3.1.6 焊接烟气

评价要求管道焊接采用氩弧焊，焊接尽量避开人群居住区，防止对周边居民的影响。同时管线在选址选线时已尽量考虑避开居民等环境敏感点，周围地域开阔，焊接烟尘的

排放具有分散、间断排放和排放量小的特点，经空气的稀释、扩散作用，对环境空气的影响较小，措施可行。

6.3.2 废水污染防治措施

6.3.2.1 钻井废水污染防治措施

⑴ 钻井过程必须采用无毒无害的水基钻井液，避免对浅层地下水造成污染。

⑵ 配备废液收集罐对钻井废水进行收集，入罐率 100%。收集废水应优先在井场内进行循环利用，井下作业结束后，钻井废水安排罐车交专业单位进行处置。

⑶ 施工单位应如实记录钻井泥浆成分、用量及钻井岩屑、作业废水的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式，严禁运输过程中随意掩埋、抛洒钻井岩屑和井下作业废水；

⑷ 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。

6.3.2.2 措施返排液污染防治措施

⑴ 压裂作业前，配备废水地上收集罐，对压裂废水进行统一收集，入罐率 100%。压裂液应优先在井场内进行循环利用，压裂作业结束后，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。

⑵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。

⑶严格按照操作规程施工，提高固井质量，并定期检查。避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。

⑷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。

6.3.2.3 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，评价要求井场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。

6.3.2.4 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：

⑴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；

⑵对于冲沟穿越段，施工前必须征得当地水利主管部门的同意，遵守相关的法律法规，施工作业尽量选在枯水期进行；

⑶水泥等建筑材料禁止堆放在冲沟附近，并应设篷盖和围拦，防止雨水冲刷进入水体。

⑷严格控制施工范围，尤其是河流穿越段，应尽量控制作业面，以免对河流造成大面积的破坏，影响河流水质；

⑸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。

⑹钻井泥浆上清液应在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油（气）开采废弃物集中处置场所处置。

6.3.3 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：

⑴ 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；

⑵ 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；

⑶ 各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。

⑷ 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；

⑸ 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。

6.3.4 固废处置措施

6.3.4.1 钻井岩屑

⑴ 钻井岩屑处置措施

本项目采用水基钻井液，钻井过程中产生的废弃岩屑属于一般固废。本项目产生的钻井岩屑严格按照《榆林市生态局关于进一步加强油气开采废弃物处置环境管理的通

知》（榆政环发[2020]113 号）、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》（榆政环发[2015]170 号）要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至专业单位进行集中处置。

本项目钻井过程采用可拆卸储液池代替传统泥浆池，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，形成再生钻井液，实现废弃钻井液重复利用，工艺流程见图 6.3.4-1。

⑴ 泥浆经过振动筛筛分，岩屑成分通过螺旋输送机收集输送至甩干机顶部的进料口进行甩干。甩干机内，岩屑在离心力的作用将上面附着的液体脱出，从筛篮的缝隙中飞入甩干机的液体收集区，然后流入缓冲罐。脱液后的钻屑被刮刀刮下，在离心力作用下沿锥形筛篮的内壁下落，进入固体收集区罐。

⑵ 经振动筛筛分排出的泥浆成分送除泥除沙器和离心机进行泥沙分离，分离后的液相组分送至泥浆循环罐循环利用。

⑶ 当除泥除砂器和离心机含液量较高时，分离物进入缓冲罐中，汇同岩屑甩干机产生的液相泵送入高速变频离心机中，进行二次固液分离，固相存放于岩屑收集罐，液相进入储备罐用于重新配制泥浆。

⑷ 岩屑收集罐内的脱水岩屑定期运往外运至陕西朗新环保科技有限公司处置。

⑸ 防渗措施：钻井过程中，井场作业区域地面全部铺设土工布进行地面防渗，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于循环罐内，岩屑暂存在钢制收集槽内，储罐和收集槽底部均铺设防渗布。

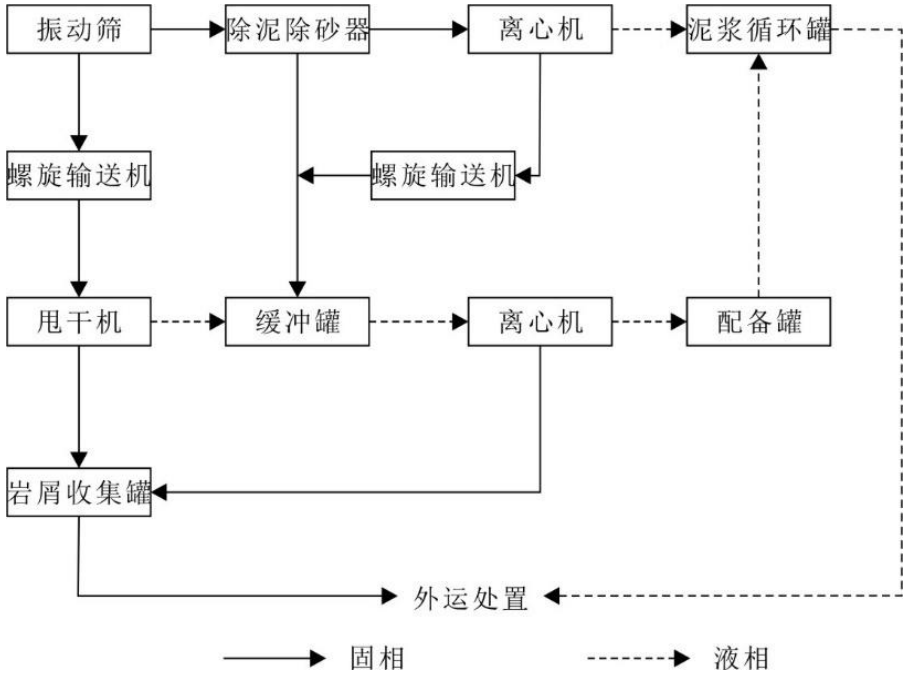


图 6.3.4-1 钻井液固液分离及再生工艺流程图

⑵ 处理措施可行性分析

本项目钻井废弃物的外运及后续处置单位均具有相应运输处置资质与处置能力，现有处置方式与榆林市生态环境局相关油气开采废弃物处置的要求相符性对照见表 6.3.4-1。

表 6.3.4-1 现有钻井废弃物处置方式合规性分析一览表

规定名称	具体要求	本项目实际情况	相符性
榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知（榆政环发[2018]123号）	2018 年起油气开采过程中产生的废弃泥浆岩屑、压裂返排液等各类废弃物必须实施集中收集、处理处置，严禁“一井一池”“就地处置”，鼓励油气开发企业开展先进工艺技术研究开发和推广应用，减少油气开采废弃物产生量，提高回收率和综合利用率	钻井产生岩屑、压裂返排液全部在钻井场地内设置分类收集罐，不再开挖泥浆池，钻井过程中已建立固废管理台账制度，并对钻井废弃物全部委托具有资质单位进行处置	符合
	油气开发业主单位要建立健全污染环境防治责任制度，采取油气开采废弃物防扬散、防流失、防渗漏或者其他防止污染环境的收集措施,分类贮存。在钻井作业过程中建立油气开采废弃物管理台帐,专人负责，如实记录油气开采废弃物产生、贮存、处理处置等情况		符合
	油气开发业主单位应对油气开采废弃物加以利用，对不能综合利用的，必须委托有处理处置能力单位进行规范化集中处置,转移过程中实施联单转移制度,严禁就地固化掩埋、严禁随意堆放抛洒		符合
榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法（榆政环发[2015]170号）	油（气）开发企业应提高清洁生产水平，改进油（气）开采工艺，减少钻井泥浆、压裂液中有害物质成分，降低废弃钻井泥浆及压裂废水的危险特性及产生量，提高资源循环利用率	钻井采用水基泥浆与环境友好型钻井液，减少有害物质产生，钻井液回用率不低于 90%	符合
	油（气）开发企业要根据油（气）田产能建设规划，自行建设集中处置设施或委托有资质单位，对油（气）开采废弃物治理实施“分散收集，集中处置，循环利用”，降低油（气）开发活动对周边环境的污染和对资源的消耗	钻井废弃物全部委托具有资质单位进行处置	符合

	井场要在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对钻井过程中废弃钻井泥浆岩屑进行不落地收集，收集设施不得混合收集其它废弃物；在压裂及其它井下作业前配备废水地上收集罐，对压裂废水及其它废水进行统一收集	钻井施工场地配备泥浆罐、岩屑收集罐、压裂返排液收集罐等设施，对钻井作业废弃物进行不落地收集	符合
	油（气）开发企业要在油（气）井建设过程中建立单井废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水管理台帐，如实记录钻井泥浆及压裂液添加剂成分、用量及废弃钻井泥浆岩屑、压裂废水及其它作业废水的产生量、循环利用量、去向及处理处置方式	钻井作业现场设立施工作业台账，对泥浆及压裂返排液配比用料以及作业废弃物产生及回用情况进行记录	符合
	废弃钻井泥浆岩屑须在油（气）井完井后 3 天内，由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；井下作业废水须在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至油（气）开采废弃物集中处置场所处置；废弃钻井泥浆岩屑和井下作业废水转移前须向市级环保部门申领《榆林市油（气）开采废弃物转移联单》	钻井废弃物全部在完井后 3 天内交由具有资质的处置单位进行统一处置；运送车辆全部经过道路运输安全环保检验后方可上岗运输	符合
	油（气）开采废弃物集中处理过程中产生的泥渣类固体废物须委托有资质单位进行危险特性鉴定，属于危险废物的，须运至危险废物填埋场进行安全处置；不属于危险废物的，鼓励开展泥渣资源综合利用，利用途径限于油（气）项目进场道路、井场、站点等基础设施建设	气田钻井废弃物不属于危险废物，全部委托具有资质单位妥善处置	符合
榆林市工业固体废物污染防治管理办法（试行）（榆政办发[2021]19 号）	石油、天然气开发单位对开采过程中产生的废弃泥浆、岩屑、压裂返排液应集中收集，根据污染物成分确定利用处置措施，严禁就地排放、处置	钻井废弃物属于一般工业固废，全部收集并委托具资质单位妥善处置，钻井井场不设泥浆池，确保泥浆岩屑不落地	符合

由表格可见，目前气田所采取的钻井废弃物处置方式符合榆林市相关钻井废弃物处置规定的要求。

在严格执行榆林市关于钻井废弃物的各项规定要求后，本项目钻井产生的岩屑、压裂返排液等固体废弃物能够得到可靠处置，对环境影响小。

为避免对井场土壤和地下水的污染，评价要求：

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、循环使用；

② 废压裂返排液暂存于指定收集罐，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有处理处置能力的单位进行规范化集中处理，不外排；

③ 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；

④ 对钻井岩屑应建立台账，包括数量、处理时间、处理过程、检测分析结果等内容。

6.3.4.2 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。

6.3.4.3 其他固废

井场施工作业产生的废机油、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，评价要求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，定期交有资质单位回收后处置；钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后定期外售至废品回收公司回收处置，处置措施可行。

6.3.4.4 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。

6.3.4.5 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：

⑴ 加强环境管理，严禁钻井岩屑随意堆放，防止对土壤的污染。

⑵ 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%。

⑶ 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。

⑷ 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。

6.3.5 管道穿跨越环境保护措施

本次评价针对管道穿跨越冲沟、地表水体提出以下环保要求：

⑴ 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。

⑵ 管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施。

⑶ 合理布设施工场地及施工便道，严格控制施工范围，尤其是穿越段，应尽量控制作业面，禁止在冲沟内给施工机械加油或存放油品储罐；禁止在冲沟及两岸内清洗施工机具、抛弃施工垃圾、排放污废水等。

⑷ 施工前应对机械设备进行维修保养，防止施工过程中含油物质跑冒滴漏；施工机械检修期间，地面应敷设防渗布，及时回收废机油，防止废油落地污染土壤及雨季随地表径流流入水体污染河流，施工结束后委托有资质单位处置。

6.3.6 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 6.3.6-1。

表 6.3.6-1　　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，粪污委托当地农民定期清理用于农田施肥，盥洗水用于洒水降尘，不外排； ②钻井废水暂存于废液收集罐；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陕西环保(集团)神木大兴环境服务有限公司进行规范化集中处理，不外排； ③压裂返排液优先在井场内利用，无法利用部分暂存于废液收集罐，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至靖边县中强恒兴环保科技有限公司进行规范化集中处理； ④试压废水收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘。	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例、质量管理规定； 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	生产废水、生活废水不外排
施工扬尘防治	①施工前期先修路后建场； ②原材料运输、堆放要求遮盖； ③及时清理场地散落渣料，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	施工人员及施工场地周围的环境敏感点		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对钻井泥浆应进行有效防渗处理，提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆产生量； ②废弃泥浆和岩屑严格按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至陕西环保(集团)神木大兴环境服务有限公司进行集中处置。 ③清管废渣集中收集后送至当地垃圾填埋场处置。	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		钻井废弃物全部委托有处理处置能力单位妥善处置，清管废渣按一般工业固废处置
	钻井中各类机械产生废机油采取及时回收措施；废防渗布、废润滑油及包装桶送临时贮存点暂存，由具有相应危废处置资质的单位收集处置	施工场地	全部施工期	场地周围土壤		危废全部安全处置
	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		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、建筑垃圾和生活垃圾； 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	施工场地及周边水体、土壤环境		避免施工期土壤污染

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
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

6.4 小结

⑴ 本项目属气田新增产能产建项目，施工内容分为钻井施工、站场施工、管线、道路施工等。

⑵ 项目施工期产生废水、废气、噪声、固体废物等不利环境影响因素，但由于施工地点分散，施工周期短，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，施工对环境影响不大。

7 运行期环境影响及环保对策措施

7.1 运行期环境影响分析

7.1.1 环境空气影响评价

运行期废气污染源主要为站场集输过程的放空、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。

依据《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）规定，采用导则推荐的AERSCREEN 估算模型对项目环境空气评价等级进行判定。估算模型参数见表 7.1.1-1。

⑴ 估算模型参数及预测因子

① 估算模型参数

估算模型参数见表 7.1.1-1。

表 7.1.1-1 AERSCREEN 估算模型参数表

选项		参数
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		半干旱
是否考虑地形	考虑地形	☑是□否
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	□是☑否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/
最高温度	℃	38.4（横山区）
		41.2（神木市）
		41.1（佳县）
最低温度	℃	-29（横山区）
		-29（神木市）
		-24.4（佳县）

② 预测因子：非甲烷总烃。

⑵ 无组织排放源影响分析

①污染物排放源强

根据工程分析，本项目运行期无组织废气主要为洲-19 增压脱水站和集气阀组装置区逸散废气，污染源情况见表 7.1.1-2。

表 7.1.1-2 气田站场新增无组织烃类排放参数

污染源名称	面源长度/m	面源宽度/m	与正北方向夹角/°	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
洲-19 增压脱水站	115	70	0	4	7920	连续	0.0262

集气阀组	41	20	32	3	7920	连续	0.0054

② 预测结果及分析评价

各新建站场装置区下风向最大落地浓度预测结果见表 7.1.1-3。

表 7.1.1-3　　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（μg/m³）	占标率（%）
无组织排放	洲-19 增压脱水站装置区	非甲烷总烃	102	108.74	5.44
	集气阀组装置区	非甲烷总烃	31	24.84	1.24

根据估算模式预测结果可知，本项目投产运行后，各污染装置区下风向 0～2500m 范围内非甲烷总烃及甲醇均未出现超标，且各污染物浓度占标率均小于 10%，满足标准浓度限值。其中，以绥德天然气处理厂装卸车区无组织排放的非甲烷总烃贡献浓度最大，其最大落地浓度为 108.74μg/m³，占标率 5.44%，位于污染源下风向 102m 处。根据现场调查，项目以上各站场选址处地形开阔，污染物扩散条件较好，其无组织排放的烃类气体及硫化氢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。

⑶ 项目主要大气污染物排放量核算

根据工程分析，本项目主要大气污染物排放量核算见表 7.1.1-4。

表 7.1.1-4　　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/m³）	
1	/	天然气集输处理	非甲烷总烃	密闭集输处理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）边界污染物控制要求	4.0	7.5
无组织排放总计							
无组织排放总计			总烃				109.1
			非甲烷总烃				7.5

表 7.1.1-11　　大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量（t/a）
1	非甲烷总烃	7.5

⑹ 大气防护距离

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防护距离。

7.1.2 地表水环境影响分析

⑴地表水环境影响因素

本项目不新增劳动定员，因此不新增生活污水。运行期废水主要来自天然气处理过程分离的采出水，产生节点为各集气站的脱水装置，主要污染物为 SS、石油类和甲醇，目前采出水全部暂存于站内采出水储罐内定期运往下游天然气处理厂采出水处理系统。处理满足《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）要求后回注地层，不排入地表水体，对周围地表水环境基本无影响。

7.1.3 声环境影响预测与评价

7.1.3.1 预测方案及主要噪声源

本项目运行期噪声主要来自洲-19 增压脱水站，本次评价对该站场进行厂界噪声预测。根据噪声源分析，站场内产噪设备主要为三甘醇脱水一体化集成装置、尾气回收增压装置等，设备声级在 65～70dB(A)，采用基础减振、本体降噪等降噪措施设备噪声源强见表 7.1.3-1。

表 7.1.3-1 洲-19 增压脱水站噪声源强表 单位：dB（A）

编号	设备名称	数量（台）	声源强度	声源性质	降噪措施	降噪后等效强度
1	三甘醇脱水一体化集成装置	2	65	连续声源	选用低噪声设备，基础减振	62
2	尾气回收增压装置	1	70	连续声源	选用低噪声设备，基础减振	67

7.1.3.2 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。

⑴ 预测条件假设

① 所有产噪设备均在正常工况条件下运行；

② 室内噪声源考虑声源所在厂房围护结构的隔声作用；

③ 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。

⑵ 预测模式

① 室外声源

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

式中：$L_p(r)$—噪声源在预测点的声压级，dB(A)；

$L_p(r_0)$—参考位置 r_0 处的声压级，dB(A)；

r_0 —参考位置距声源中心的位置，m；

r —声源中心至预测点的距离，m；

ΔL —各种因素引起的声衰减量（如声屏障，遮挡物，空气吸收，地面吸收等引起的声衰减），dB(A)。

② 室内声源

A、计算车间室内声源靠近围护结构处产生的声压级：

$$L_{P1} = L_W + 10\lg(\frac{Q}{4\pi r_1^2} + \frac{4}{R})$$

式中：Q —指向性因子；

L_W—室内声源声功率级，dB；

R —房间常数；

r_1 —声源到靠近围护结构某点处的距离，m。

B、计算所有室内声源在围护结构处产生的叠加声压级：

$$L_{P1}(T) = 10\lg(\sum_{j=1}^{N} 10^{0.1L_{Plj}})$$

式中：$L_{p1}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

$L_{p1j}(T)$—室内 j 声源声压级，dB；

N—室内声源总数。

C、计算靠近室外维护结构处的声压级：

$$L_{P2}(T) = L_{P1}(T) - (TL + 6)$$

式中：$L_{p2i}(T)$—靠近围护结构处室内 N 个声源的叠加声压级，dB；

TL—围护结构的隔声量，dB；

D、将室外声源的声压级和透过面积换算成等效的室外声源，计算中心位置位于透声面积处的等效声源的声功率级：

$$L_W = L_{P2}(T) + 10\lg s$$

E、按室外声源预测方法计算预测点处的声压级。

$$L_p(r) = L_w - 20\lg r - 8 - \Delta L$$

③ 声源在预测点产生的等效声级贡献值：

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

式中：T 为计算等效声级的时间；

M 为室外声源个数；N 为室内声源个数；

$t_{out,i}$ 为 T 时间内第 i 个室外声源的工作时间；

$t_{in,j}$ 为 T 时间内第 j 个室内声源的工作时间；

t_{out} 和 t_{in} 均按 T 时间内实际工作时间计算。

④ 总声压级 L_{eq}：

$$L_{eq}=10\lg(10^{0.1L_{eqg}}+10^{0.1L_{eqb}})$$

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)。

7.1.3.3 预测结果

按照导则要求，洲-19 增压脱水站投运后厂界噪声噪声变化预测结果见表 7.1.3-2。

表 7.1.3-2　　洲-19 增压脱水站厂界噪声贡献值预测结果　　单位：dB（A）

噪声预测点		噪声值			超标分贝数	
		类型	昼间	夜间	昼间	夜间
1	东厂界	贡献值	48.2	48.2	0	0
2	南厂界		42.1	42.1	0	0
3	西厂界		44.9	44.9	0	0
4	北厂界		40.5	40.5	0	0

根据上述预测结果，采取降噪措施后，拟建站场内的产噪设备对厂界噪声的贡献值较小，昼、夜间厂界噪声贡献值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准。因此，本项目运行期对声环境影响较小。

7.1.4 固体废物环境影响分析

本项目运行期产生的固体废物主要为清管废渣，清管废渣是依托集气站清管装置在清管作业时，将清出管道内的杂质，主要成分为 SS 和氧化铁，还含有一定量的凝析油。根据《国家危险废物名录》（2021 年版），清管废渣属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物，代码：900-249-08）。根据工程分析，本工程产生的清管废渣量为 3.2t/a，集气站收集后统一送往下游天然气处理厂设置的危废暂存间，由采气二厂与有危险废物处置资质的单位签订合同，委托其对气田区域各站产生的危废进行收集、拉运及处置，对环境影响小。

7.1.5 土壤环境影响分析

根据工程分析，本项目运行期废水主要为气田采出水，均依托现有天然气处理厂处理达标后回注地层，不外排。在正常情况下，污废水的输送及处理基本不会对土壤环境产生影响。

根据初步设计，站场储罐均为地上设施，设置在硬化地面上；项目产生的清管废渣等危险废物清理后直接装入防渗袋，交有资质单位处置；建设单位与有危险废物处置资质的单位签订合同，委托其对气田区域各站产生的危废进行收集、拉运及处置；危险废物经合理处置后对土壤影响较小。。

但在运行过程中，难免发生因防治措施落实不到位，或自然、人为等原因造成的泄漏事故。在非正常情况下，甲醇、采出水输送管线等泄漏可能会对土壤环境造成污染。本项目中有可能对土壤环境造成影响的装置及区域为装置区、管线等，其主要的污染途径为垂直入渗影响。因此，本项目运行期对土壤的影响主要为非正常情况下注醇管线、采出水输送管线泄漏对土壤的污染。

⑴ 注醇管线泄漏对土壤的影响分析

本项目采用井口注醇工艺，管线起点为现有集气站甲醇储罐区，终点为各井场井口，注醇管线材质为 L245N，管材质量较好，具有较好的抗压抗腐蚀作用，正常运行时不会发生泄漏，当管线因事故发生破裂或断裂后，甲醇直接渗漏可能导致对土壤短期的有机物含量增大，导致土壤污染。由于甲醇易挥发、且易溶于水，随着甲醇的挥发以及降雨导致的水分在土壤中的迁移，土壤中甲醇的含量会逐渐减小，对土壤的影响也逐渐减小。由于管线的泄漏具有不确定性，因此，主要是通过加强风险防范来降低注醇管线对土壤的影响。

⑵采出水暂存及输送管线泄漏影响分析

① 土壤预测概念模型

污染物在土壤包气带层中的运移和分布都受到多种因素的控制，如污染物本身的物理化学性质、土壤性质、土壤含水率等。一般认为，水在包气带中的运移符合活塞流模式，由于评价区土壤层包气带地层岩性单一，污染物的弥散、吸附和降解作用所产生的侧向迁移距离远远小于垂向迁移距离，因此本次将污染物在土壤包气带中的迁移概化为一维垂向数值模型。

② 控制方程及求解

A、水流模型

土壤水流运动的控制方程为一维垂向饱和－非饱和土壤水中水分运动方程（Richards 方程），即

$$\frac{\partial\theta}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}[k(\theta)(1+\frac{\partial h}{\partial z})] \quad \cdots\cdots (1)$$

式中：θ为土壤体积含水率（$cm^3 cm^{-3}$）；k 为非饱和渗透系数（$cmhour^{-1}$）；t 为时间变量（$hour^{-1}$）；z 为空间变量（cm），地表为原点，向上为正。

上边界为降水与蒸发共同作用下的流量边界，下边界为自由排水边界。

B、溶质模型

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc) \quad \cdots\cdots (2)$$

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

$c(z, t)=0 \quad t=0, L\leqslant z<0$

b、边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件：

连续点源情景：$c(z, t)=c_{0t}>0, z=0$

非连续点源情景：

$$c(z, t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\leq t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases}$$

第二类Neumann 零梯度边界：

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0, z=L$$

③ 软件选用及简介

本次土壤数值模拟选用 HYDRUS-1D 软件。HYDRUS 软件由美国国家盐土改良中心(US Salinity laboratory)、美国农业部、农业研究会联合开发，于 1991 年研制成功的 HYDRUS 模型是一套用于模拟变饱和多孔介质中水分、能量、溶质运移的数值模型。经改进与完

善，目前已得到广泛认可与应用，能够较好地模拟水分、溶质与能量在土壤中的分布，时空变化，运移规律，分析人们普遍关注的农田灌溉、田间施肥、环境污染等实际问题。

④ 数值模型

A、模型构建

模拟厚度根据拟建的洲-19 增压脱水站附近水井的地下水埋深设置为 4.0m，模型剖分按 10cm 间隔，共 401 个节点，模型运行时间为 50 天。

B、参数选取

水力模型采用 van Genuchten 公式处理土壤的水力特性，无滞磁现象，根据前述包气带岩性特征，粉土的 V-G 模型参数参照前人（孙凡《土水特征对降雨条件下黄土边坡稳定性的影响研究》；梁艳《晚更新世黄土渗透性的各向异性及其机制研究》）研究结果设置，则土壤水分特征参数见表 7.1.5-1。

表7.1.5-1 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	Ks(cm/d)
粉土					

③ 边界条件

模型上边界概化为稳定的污染物定流量补给边界，给出土壤剖面定水头压力为-100cm，下边界为自由排水边界。

⑸ 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。

采出水处理装置及输送管线泄漏的源强及泄漏时间与地下水预测章节保持一致。

表7.1.5-2 土壤预测源强表

情景设定	工程类型	土壤类型	渗漏点	特征污染物	浓度	渗漏特征
非正常工况	采出水暂存装置	粉土	缓冲罐	石油类	18mg/L	瞬时
	采出水输送管线		采出水管线	石油类	18mg/L	瞬时

⑹ 预测结果

基于以上评价因子的源强及模型参数，采出水缓冲罐泄漏及采出水输送管线泄漏预测结果见图 7.1.5-1、图 7.1.5-2 所示，输出节点分别为 T1（10d）、T2（20d）、T3（30d）、T4（50d）。

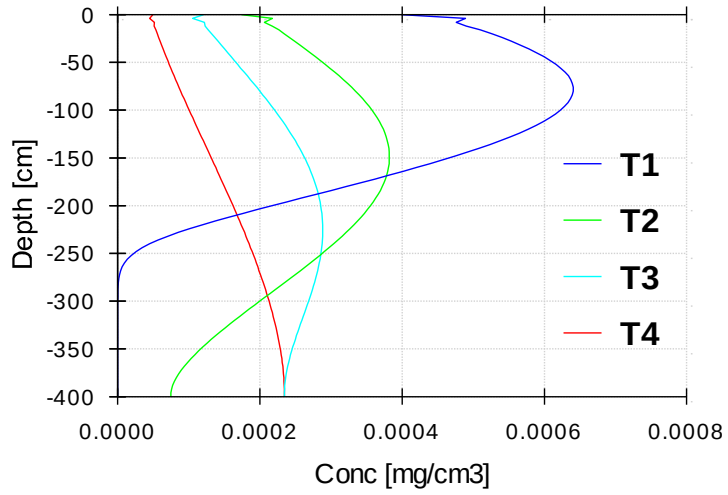


图 7.1.5-1 采出水缓冲罐泄漏土壤剖面石油类浓度变化曲线图

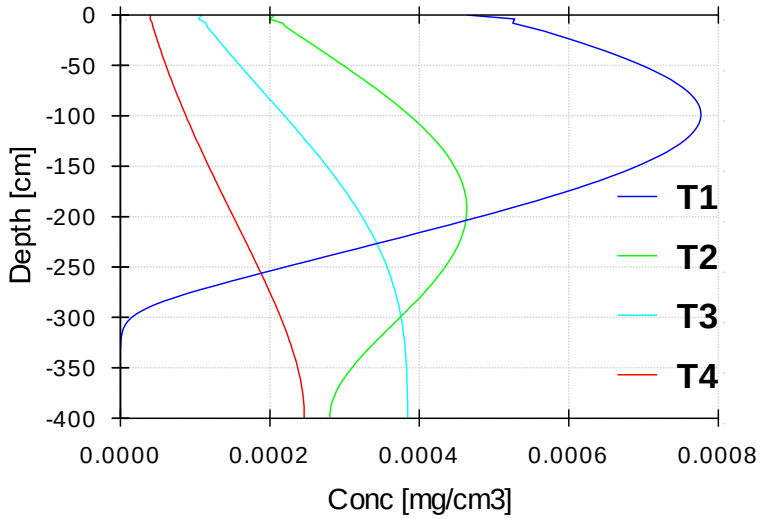


图 7.1.5-2 采出水管线泄漏土壤剖面石油类浓度变化曲线图

土壤中石油类的浓度预测值见表 7.1.5-3、表 7.1.5-4。

表 7.1.5-3 采出水缓冲罐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	0.148	-76	-340
	20d	0.089	-148	/
	30d	0.067	-224	/
	50d	0.054	-400	/

表 7.1.5-4 采出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	0.182	-87	-210
	20d	0.112	-177	/
	30d	0.092	-300	/
	50d	/	/	/

根据 5.2.5 节，本项目土壤现状监测结果中石油类为未检出，叠加本项目非正常情

况下土壤中石油类的浓度后在预测时段均能够满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中筛选值要求，对周边土壤的污染影响较小。

7.2 运行期环境保护措施及其可行性论证

7.2.1 大气污染防治措施及其可行性论证

本项目运行期废气主要为天然气集输处理过程无组织排放废气。

本项目运行期采气、集输、处理及外输等均采用全密闭工艺，一般情况下不会泄漏，站场运行过程中可能通过阀门、设备、管道等逸散少量烃类气体。此外，榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）新增采气井使用甲醇作为水合物抑制剂的过程逸散。本项目拟采取的减少无组织烃类排放的防治措施如下：

⑴ 天然气、甲醇等物料均采用管道密闭输送。

⑵ 加强工艺设备的密封性、减少无组织烃类逸散。结合《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）及《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中相关要求，对泵、阀门、法兰等易发生泄漏的设备与管线组件定期检查其密封性，防止或减少跑、冒、滴、漏现象，通过源头控制 VOCs 的排放。

⑶ 井口、站场设紧急截断阀，外输管线设截断阀室，一旦发生事故，紧急切断气源，正常生产调压及特殊工况排放的天然气均进入火炬放空系统燃烧，最大限度减少事故状态下的排放量；集气站、清管站等设清管收发装置，实现不停气密闭清管，避免清管过程中天然气的大量放空。

⑷ 采气树、增压脱水站、集气阀组内各管道等有阀门的地方，定期和不定期进行天然气测漏检验，及时消除事故隐患，使烃类气体泄漏量符合标准限值。

在充分考虑管道、阀门、储罐等设施的密闭性并采取有效措施后，可以最大程度地减少烃类气体和甲醇的无组织逸散量，经预测和类比分析其对环境空气影响较小，评价认为拟采取的措施可行。

7.2.2 水污染防治措施及其可行性论证

本项目产生的废水主要气田采出水。

本项目榆林气田南区、子洲气田、米脂气田（旧区）新增气田采出水因冬春季依托现有集气站注醇，采出水中含甲醇，该区域气田采出水依托米脂或榆林天然气处理厂含醇废水处理系统处理；米脂气田（旧区）和神木气田采用中低压集气工艺，采气井不注醇，气田采出水不含醇，送至神木处理厂、神木第二处理厂、佳县处理站、绥德处理厂采出水处理系统处理。气田采出水处理后达到中国石油天然气行业标准《气田水注入技

术要求》（SY/T 6596-2016）中相关要求后回注地层，不外排。

依托工程的可行性分析见 3.5.1.2 节。

⑵ 气田采出水回注保证性

① 回注井基本情况

本项目规划建设 2 口回注井，单井设计回注量为 200㎥/d。回注井建设严格执行《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）。

② 回注地层选择基本原则

根据中华人民共和国石油天然气行业标准《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）关于气田注入层的选择要求，气田水回注的目的层位应满足以下基本条件：

A、注入层封闭性

a、上下隔离层不窜漏，注入层横向连通性好，总注入量波及范围内无断层、无地表露头或出露点。

b、优先选择油气废弃层或枯竭层。

B、注入层隔离性

a、根据当地水文地质资料，在具有供水意义的含水层之下，至少存在一个隔离层，并且在核查区内隔离层没有开放断层和断裂面，注入后不对具有供水意义的含水层造成影响。

b、注入井井底压力不会在隔离层产生断裂面。

C、注入层可注性

a、有足够的储集空间，能满足气田生产期内的注入要求。

b、注入水与注入层岩性及地层水配伍性好，不会形成二次沉淀堵塞地层。

③ 区域回注井现状

根据建设单位提供资料，目前，长庆气田已完钻采出水回注井 48 口，以直罗组、延安组、二叠系纸坊组为回注层位的井 8 口，以延长组为回注层位的井 25 口，以刘家沟组、石千峰组、石盒子组、山西组为回注层位的井 15 口，其中，与本项目邻近的神木气田以纸坊组、刘家沟组、石千峰组作为回注层位。回注井运行状况良好。

④ 回注层位确定

参考项目所在区域及邻近区域的回注层位及配套成熟技术，借鉴相邻子洲回注站、神木天然气处理厂使用石千峰组、上石盒子组砂岩储层段进行回注。

二叠系石千峰组埋深在 1700-2000 米，为分流河道砂体，岩性为细砂岩，砂岩颗粒

呈半圆状，分选中等，泥质胶结，较致密。单层最厚 13.0m，最薄 1.0m，一般 3～5m，累计厚度 60.7-66.7m。测井解释视孔隙度 1.83～11.58%，渗透率 0.01～1.04×10^{-3} μm^2。该层砂体总厚度较大，能满足环保要求，综合考虑岩性、物性及砂体展布等条件，确定该层段具有一定的回注条件，可作为主力回注层位。

二叠系上石盒子组（盒 1-盒 4）埋藏深度在 2000m 左右，为分流河道砂体，岩性多为中砂岩，砂岩颗粒呈半棱角状，分选中等，泥质胶结，较致密。砂层物性相对较好，具备一定的回注条件，可作为备选回注层（地层的压力系数 0.85-0.92）。

采用上石盒子组、石千峰组及以上地层作为天然气井采出水回注层位具有以下有利条件：

A、砂体较为发育，横向连通性好；

B、上下隔离层较为发育；

C、储层物性较好，有较强的回注能力足够的吸渗能力，回注压力低且回注过程中压力平稳。

根据理论推算石千峰组、上石盒子组回注压力为 10MPa～15MPa。由于米脂气田盒 8、山 2 均不含水，预测投产后早期产水量较小，故考虑在绥德天然气处理厂附近部署采出水回注井进行回注。

⑤ 气田采出水直接回注可行性分析

气田采出水中矿化度较高，较难处理。目前国内外普遍采取的方法为选择合适的地层，回注于地下。即在某些开采价值不高、具有隔断层和密闭性好、空隙度大的地层打回注井，用高压泵将处理后的采出水注入该地层，彻底避免了气田采出水排放可能对土壤、地表水系造成危害。该种方法目前普遍用于新疆、四川、陕北和内蒙古等地的气田。

本次评价收集了第二采气厂现有回注井附近监控井的监测数据，第二采气厂榆林地区现有注水井附近监控井的各项特征因子均满足相关标准要求，说明气田采出水回注对周边地下水环境影响不大。评价认为直接回注地层是可行的。

⑥ 回注井的建设、运行管理和关闭要求

A、在回注井建设过程中，按照《油气井诱喷作业规程》（SY/T5789-93）的要求进行固井作业；按照国家和地方的环境保护法规，严格回收处理井内排出液体，回收各类废弃物。

B、为防止回注污水对浅层地下水的影响，应将回注井表层套管白垩系洛河组含水层之下，并加 50m 的安全长度；加大套管的强度和厚度，严防因套管损坏引起回注污水

串入和污染地下含水层。

C、加强回注井的运行管理，制定采出水回注水质管理、回注操作、回注设施的维修的规范和规定；实行员工持证上岗和领导责任制，确保回注水水质达到标准要求。

D、定期对井内套管和井壁进行检查和修缮，防止套管和井壁发生损坏。

E、为防止停用采出水回注井井壁损坏引起不同水质含水层的地下水串层，在回注井关闭时，要利用水泥等防渗材料对由井底到井口的所有空间填实和封堵。

F、运行过程严格控制回注污水水质，保证处理后生产废水水质完全达到《气田水回注方法》（SY/T6596-2016）要求。

G、污水回注井建设时，全面封堵上层含水层，套管下入后注水泥固井时，应按照设计要求使水泥浆在管外环形空间上返到规定的高度，定期对套管进行检测。

H、对于回注井的施工要加强监管和工程监理，保存好回注井的深井等钻探资料，确保注水井打到目的层位，防止无效回注的发生。

⑦ 回注井运行监控

A、监测注入压力、注入量等运行参数，注入压力应控制在注入层破裂压力以内，并留有安全余量。

B、应进行井筒完整性管理，定期监控油套环空压力，注入井油管、套管、封隔器、水泥环及井口的密封性作为井筒完整性的判断依据。

C、根据回注井水文地质条件与注入水运移情况，合理布置监测点。在运行过程中，发现异常，应查明原因，并采取相应的应急措施。

D、监测点优先选用现有水井、回注入井区域潜水层排泄河段，必要时可新钻监测井。

综上所述，本项目采用的生产废水处理措施可行。

7.2.3 噪声控制措施及其可行性论证

⑴工程拟采取环保措施

项目运行期主要噪声源为三甘醇脱水一体化集成装置、尾气回收增压装置等设备。噪声控制措施主要包括：

① 站场选址远离村镇、学校等居民集中分布区；加强新增占地边界场外绿化，通过树木、草坪的遮挡和反射起到一定降噪作用；

② 采用低噪声设备，选用噪声低的设备是一种积极的噪声防治措施，效果良好；

③ 管道设计中合理选择支架，降低气流振动噪声；工艺管道设计尽量减少弯头、

三通等管件，并考虑控制气流速度降低站场气流噪声；

④ 加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

⑵措施可行性分析

根据运行期厂界噪声预测情况，采取上述措施后，本项目建成运行后厂界噪声排放可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求，运行期噪声不会造成扰民，评价认为噪声污染防治措施可行。

7.2.4 固体废物贮存处置措施

本项目运行期主要产生的清管废渣等危险废物。

7.2.4.1 固体废物的处置

增压脱水站、集气阀组的清管装置在清管作业时，将清出管道内的杂质，因含有一定的凝析油，属于危险废物。清管废渣收集于站内危废专用收集容器，交有资质单位安全处置。采气二厂定期与有危险废物处置资质的单位签订合同，委托其对气田区域各站产生的危废进行收集、拉运及处置，措施可行。

7.2.4.2 危废暂存、运输及处置措施和要求

⑴ 危险废物暂存及处置措施

收球集气站设置危废专用收集容器，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，企业在危废暂存间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。

⑵ 危险废物运输污染防治措施

① 危险废物转移过程应按严格《危险废物转移联单管理办法》执行，报批危险废物转移计划，填制转运联单；转运前应检查危险废物转移联单，核对品名、数量和标志；

② 危险废物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危险废物运输路线，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。

⑶ 日常管理要求

要求企业履行申报的登记制度、建立危废台账管理制度，及时登记各种危废的产生、转移、处置情况。应按照当地危险废物转移联单申报程序进行申报转移，经环保行政管理部门批准后才可实施，禁止私自处置危险废物。对危险废物的转移运输要实行《危险废物转移联单管理办法》，实行五联单制度，运出单位及当地环保部门、运输单位、接受单位及当地环保部门进行跟踪联单。

⑷ 危险废物全过程控制措施

① 每年制定清管作业计划，履行危险废物报审手续，领取转移联单后，实施清管作业，并做好转运、储存记录。严禁在生产场所或清理作业现场存放危废。

② 建立危险废物管理台账，明确产生源、产生数量、处置方式、处置去向、接收单位（地点）等信息。

③ 每年定期由质量安全环保科通过招标形式选商，确定全年委外处置单位，制定危废转运、处置一体化作业计划。根据危废产生量安排运输车辆，做好拉运过程监控。

④ 办理相关委外转移手续，由县、市环保部门对转移地点和数量进行现场核查，同意后下发转移批复，领取危险废物转移联单后方可实施转运工作。转移过程严格按照批复数量和内容进行转移，严禁随意改变转移地点和超量。

⑤ 建设单位应制定并执行危废暂存间管理措施，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；制定危废暂存间应急处置措施，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危险废物的产生量、贮存量及处置去向；严禁生活垃圾、一般工业固废进入危废暂存间。

7.2.5 土壤污染控制措施

7.2.5.1 源头控制措施

⑴ 废水源头控制措施

① 生产废水全部收集进入采出水处理系统，达标后回注地层，不外排；

② 加强罐体检测、管线巡线，定期对采出水输送及回注管线进行壁厚检测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起的土壤污染。

⑵ 固废源头控制措施

清管废渣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，在天然气处理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。

7.2.5.2 过程防控措施

⑴站场建设区域参照《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）采取分区防渗措施，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。具体的防渗措施及防渗要求参照地下水章节。

⑵危废暂存点应按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2001）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≤1.0×10^{-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≤1.0×10^{-10}cm/s。

7.3 退役期环境影响及污染防治措施

7.3.1 退役期环境影响

气田开发进入退役期后，各种机械设备将停止使用，工作人员将陆续撤离，站场设备和管线将逐步拆除，日常生产过程产生的生产废水、生活污水、噪声及固体废物等将会消失。气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。在退役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、站场设备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、站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。退役后，人员撤离，区域内没有了人为扰动，井场范围内的自然环境会逐渐得以恢复。

7.3.2 退役期污染防治措施

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

⑴ 气井闭井后，对井口和采气管线进行拆除，对废弃井的井眼进行封堵。

⑵ 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，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。

⑶ 对井场永久占地范围内的砂砾石铺垫进行清理，并及时进行植被恢复。对报废井、套损井、服役期满井采取彻底的水泥封井措施，在表层套管（或技术套管）内注 200m 以上的水泥塞封弃井。

⑷ 退役期作业车辆应固定线路和作业范围，禁止随意开路、停放，践踏和破坏植被，应尽量减少占用和破坏植被，将影响严格控制在征地范围内。

⑸ 井场封堵完成后建立封井档案，封堵完成后，及时将相关资料上报环保部门备案。在保留各类绿化、生态保护设施的基础上，恢复井场或原管线敷设带的原有地貌，使其与区域整体生态景观保持和谐一致。

⑹ 服务期满后，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，在采取上述退役期污染防治措施后，可减缓退役期对环境的影响。

7.4 环保投资估算

本次评价根据建设项目开发方案及评价提出的环保措施，对项目环保投资进行估算，估算项目环保投资约 3432 万元，占总投资（138373 万元）的 2.48%，具体见表 7.4-1，环保设施保障费用约 85.0 万元/年，具体见表 7.4-2。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 7.4-1 环保设施及污染防治投资估算表 单位：万元

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	环保投资
施工期	废气	施工扬尘	运输车辆遮盖篷布、洒水灭尘	10 个	12
	废水	钻井废水	可拆卸泥浆循环罐	4 个	40
		压裂返排液	压裂返排液收集罐	4 个	40
		管道试压废水	沉淀池	10 个	10
		生活污水	移动环保厕所（重复使用）	/	5
	固体废物及土壤	钻井泥浆、钻井岩屑	岩屑泥浆移动式收集设施	87 套	1740
			外委处置	/	50
		废机油、废油桶、含油棉纱等	送有资质单位处置	/	5

		生活垃圾	生活垃圾处置	/	17.5
	噪声	施工噪声	噪声防治	/	43.5
	生态	生态补偿	生态保护、恢复与重建费用	/	1150
运行期	噪声	各种机泵类	低噪声设备、基础减震、隔声措施等	若干	9
	固体废物及土壤	清管废渣等	危险废物清运费	/	22/a
	环境风险	管线输送压力监控设施、堵漏设施，管线穿跨越处风险防范措施：壁厚加厚+套管，穿跨越河流、冲沟两侧设置事故截断阀		若干	120
	生态	水土保持植被恢复费用		/	50
退役期	井场恢复、场站清理及废弃管道、设备处理			/	140
保障费用	环境管理			/	28/a
	落实常规环境监测计划			/	20/a
	环保设施运行维护费用			/	15/a
合计				/	3432

8 地下水环境影响评价

8.1 评价等级与评价范围

8.1.1 评价等级

根据本项目拟建工程内容，结合《环境影响评价技术导则 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”，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“38 天然气、页岩气开采（含净化）”，天然气集输管线属于“41、石油、天然气、成品油管线(不含城市天然气管线)”，注醇管线均位于地面以下，属于“89、化学品输送管线”，对应地下水环境影响评价项目类别分别为Ⅱ类、Ⅲ类、Ⅱ类。

⑴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乡镇集中式饮用水水源保护区和分散式饮用水水源井，开采层位主要为第四系含水层和碎屑岩裂隙含水层。根据环保部意见，集中式水源地和分散式水源井敏感区、较敏感区范围的具体量化见表 8.1.1-1。

表 8.1.1-1 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	以二级保护区边界为起点，中小型水源地外扩 2000 天，大型水源地外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为敏感区	以敏感区边界为起点外扩 3000 天的质点迁移距离范围作为较敏感区		

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：

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

式中，L——质点迁移距离，m；

α——变化系数，α ≥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研究》、《榆阳煤矿开采对周边地下水水位的影响》、《榆林城区及周边地区地下水污染与防污性能研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》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研究》、《榆阳煤矿开采对周边地下水水位的影响》、《榆林城区及周边地区地下水污染与防污性能研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》等水文地质资料及勘查、监测资料获取）；

T——质点迁移时间，d；

n——有效孔隙度，无量纲（取经验参数）。

根据公式⑴，带入参数后对各含水层求取 L 值，结果见表 8.1.1-2。

表 8.1.1-2 分散式饮用水水源井敏感区范围计算表

类型	时间 T（d）	L 值（m）	敏感区	较敏感区
分散式	5000	1517	无	以井口为中心，半径为 1517m 的范围内
集中式	2000	607	以二级保护区边界为起点，外扩 607m 的范围内	以敏感区边界为起点外扩 910m 的范围内（即以二级保护区边界为起点，外扩 1517m 的范围内）
	3000	910		

出于保守考虑，为取得最大值，以第四系萨拉乌苏含水层为准，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 1517m 的范围内；集中式饮用水水源地的敏感区范围为保护区边界外扩 607m 的范围，较敏感范围为保护区外扩 1517m 的范围。本项目的产建工程与分散式饮用水水源井的最近距离为 1180m，位于较敏感区，榆 13-榆 9 采出液管线与陕西无定河湿地省级自然保护区缓冲区最小距离约为 380m，大于管线的评价范围，但由于地下水与湿地的水力交换程度较频繁，因此确定该段管线的地下水环境敏感程度为较敏感，因此根据地下水敏感程度分级表（表 8.1.1-1），本项目的地下水环境敏感程度为较敏感。结合地下水评价等级判定标准（表 8.1.1-2），确定本项目地下水环境评价工作等级为二级。

表 8.1.1-3 各场站、集输管线周边水文地质条件及敏感程度列表

工程组成	名称	可能受影响的含水层类型	敏感程度
井场	榆 44-17C2、榆 44-18H1	第四系黄土含水层、第四系萨拉乌苏含水层、侏罗系碎屑岩裂隙含水层	评价范围内有分散式饮用水水源地分布，场站位于分散式饮用水水源地的较敏感范围内，地下水环境敏感程度为较敏感
集输管线	榆 13-榆 9 采出液管线	第四系黄土层裂隙孔隙含水系统、第四系萨拉乌苏含水层	采出液管线与陕西无定河湿地省级自然保护区缓冲区最小距离约为 380m，大于管线的评价范围，但由于地下水与湿地的水力交换程度较频繁，因此确定该段管线的地下水环境敏感程度为较敏感

⑵地下水评价等级判定

根据以上分析，本项目的地下水环境敏感程度为较敏感，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 8.1.1-4），地面工程、

注醇管线、采出水管线的地下水评价工作等级定为二级，天然气集输管线工程的地下水评价工作等级定为三级，见表 8.1.1-5。

表 8.1.1-4 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 8.1.1-5 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
Ⅱ类项目	天然气开采（井场、站场）	/	√	/	二级
Ⅱ类项目	注醇管线、采出水管线	/	√	/	二级
Ⅲ类项目	天然气管线	/	√	/	三级

8.1.2 调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016），结合拟建项目布局与评价区域地下水系统特征，确定调查与评价范围。调查评价范围确定，重点考虑了建设项目污染源分布特征、地下水径流特征、地下水可能受到污染的区域、建设项目对地下水位的影响区域、相关环境敏感目标及保护目标等因素。所确定的调查与评价区域，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。由于本项目开发区域范围较大，因此本次的地下水调查范围划定为气田开发范围。

为了考虑建设项目对地下水环境的影响情况，进一步划分评价范围，评价范围的确定如下：

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。根据公式⑴，T 取 5000d，带入其他参数值后计算得 L。由于该项目场地分散，不同的地面工程所处区域的水文地质条件不尽相同，本次从地面工程所在区域的水文地质条件出发，出于保守考虑以位于无定河以北的榆 44-17C2、榆 44-18H1 采气井场以井场下游 1520m，上游及两侧 760m 的范围作为地下水评价范围。

其余区域的采气井场、集气站以下游 300m，上游及两侧 150m 的范围、集输管线两侧 200m 的范围作为地下水评价范围。

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。

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

式中，L——质点迁移距离，m；

α——变化系数，α ≥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研究》、《榆林南部地下水勘查报告》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研究》、《榆林南部地下水勘查报告》等水文地质资料及勘查、监测资料获取）；

T——质点迁移时间，d（取 5000d）；

n——有效孔隙度，无量纲（取经验参数）。

根据公式⑴，带入参数后对各含水层分别求取 L 值，结果见表 8.1.2-1。

表 8.1.2-1 地下水评价范围计算表

含水层	K（m/d）	I	T（d）	n	L（m）
第四系黄土含水层	0.5	15‰	5000	0.25	300
第四系萨拉乌苏组含水层	4.55	10‰		0.3	1517
侏罗系碎屑岩裂隙含水层	0.4	5‰		0.15	133.3
三叠系碎屑岩裂隙含水层	0.032	10‰		0.2	16

8.2 水文地质条件

8.2.1 区域地下水系统及含水岩组特征

8.2.1.1 区域地下水系统

“区域”是相对于建设项目地下水环境影响调查评价区而言，本项目地面工程涉及到的含水层系统主要包括第四系萨拉乌苏组冲湖积含水亚系统（Ⅲ）、第四系黄土河谷冲积孔隙含水亚系统（Ⅳ）、石炭系—侏罗系碎屑岩含水亚系统（Ⅴ）这几个含水层系统。以上的含水层系统可进一步划分成若干个水流系统。

鄂尔多斯盆地东部的石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙水与上覆松散层孔隙水含水层系统可以划分为 4 个具有供水意义的含水层亚系统，按照地下水的补给、径流与排泄条件，又可以进一步将其划分为 10 个地下水流系统（表 8.2.1-1、图 8.2.1-1），本项目涉及到的地下水流系统见图 8.2.1-2。

表 8.2.1-1 区域地下水系统划分表

含水层系统		水流系统
系统	亚系统	
石炭系—侏罗系碎屑	第四系萨拉乌苏组冲湖积含水亚系统(Ⅲ)	无定河萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ1）
		榆溪河萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ2）
		秃尾河萨拉乌苏组水流系统（Ⅲ3）

岩裂隙水与上覆松散层孔隙水含水层系统	第四系黄土河谷冲积孔隙含水亚系统（Ⅳ）	无定河干流河谷冲积层水流系统（Ⅳ1）
		榆溪河河谷冲积层水流系统（Ⅳ2）
		秃尾河高家堡河谷冲积层水流系统（Ⅳ3）
		黄河河谷冲积层水流系统（Ⅳ4）
	石炭系—侏罗系碎屑岩含水亚系统（Ⅴ）	无定河石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ1）
		榆溪河石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ2）
		芦河石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ3）
		秃尾河石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ4）
		窟野河石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ5）
		石马川-黄甫川石炭系-侏罗系碎屑岩与上覆松散层水流系统（Ⅴ6）

8.2.1.2 区域地下水含水岩组特征

第四系含水层岩性包括冲积砂砾石和风积黄土。冲积含水层呈线状散布于较大河谷中，分布面积局限，含水层厚度小；黄土含水层呈片状或带状不连续分布，塬区地下水赋存条件较好，富水性一般较大，梁峁区赋存条件差，水量贫乏；松散岩类孔隙潜水包括河谷区孔隙潜水、沙漠滩地区孔隙潜水。

石炭系-侏罗系碎屑岩含水层，岩性以砂岩、泥岩互层为主，以风化带裂隙含水为主要特征。基岩裂隙发育深度为 50～100m，且分布极不均匀，水量总体较贫乏，仅在局部构造部位经风化作用改造形成裂隙密集带，地下水相对较富集。深部基岩裂隙多不发育，水量小，水质普遍较差。

8.2.2 调查评价区地下水类型及赋存特征

区内地下水依据赋存条件、水动力特征及含水介质条件，可分为黄土区第四系黄土层裂隙孔隙含水系统、河谷区第四系冲积层含水亚系统的孔隙水、石炭系-侏罗系碎屑岩含水亚系统的裂隙水（图 8.2.2-1）。

8.2.2.1 第四系黄土含水层

⑴地下水赋存特征

拟建项目所在区域含水层为黄土与基岩风化带上下叠置的统一含水结构（图 8.2.2-2），分布于沙盖黄土梁岗区。含水层为中、下更新统离石黄土，含水层岩性为粉土、亚粘土及夹层砂黄土，节理发育。地下水赋存于风积、溶滤孔洞及垂直裂隙中，其水位埋深受地形地貌影响较大，一般梁岗顶部水位埋深 40m 以上，较平缓的沙盖黄土梁岗区水位埋深 10～20m，和风沙滩地接触带冲湖积砂层水位埋深基本一致，含水层厚度一般 20～50m。由于黄土岩性致密，含水层分布位置高、厚度薄，含水层渗透性差，接受降水和上部潜水的补给能力较差，地下水赋存条件差，加之其底部缺乏稳定的隔水层，地下水易沿其垂直裂隙入渗补给下伏含水层，故黄土多为透水不含水地层，水量贫

乏，单井涌水量小于 100㎥/d。

该结构类型分布的无风积沙的黄土梁峁区，由于地形切割破碎，山高沟深，地势陡峻，上部黄土层分布范围较小，不利于降水入渗补给，地下水赋存条件差，水量极其贫乏。上覆黄土层基本无水；下部石炭系－侏罗系碎屑岩含水层，岩性以砂岩、泥岩为主，以风化带含水为主要特征。

⑵含水层富水性

黄土含水层富水性受地形切割、隔水底板、补给条件等因素控制，含水层分布位置高，补给和赋存条件差，水量贫乏，无开采价值。沙盖黄土区、黄土斜坡区、黄土残塬区地下水位埋深一般 70～150m，含水层厚度 30～50m，单井涌水量小于 100m^3/d。黄土梁峁区、黄土丘陵区含水层厚度薄，尤其近沟谷地带的黄土层多呈疏干状态，为透水不含水岩层，局部泉水出露，泉流量小于 0.1L/s。地下水矿化度小于 500mg/L，水化学类型以 HCO_3-Ca 为主。

⑶地下水补径排特征

①补给

第四系黄土地下水主要接受大气降水入渗补给，比邻风沙滩地的沙盖黄土区，表层风积砂对降水入渗补给较为有利，接受补给后再进一步入渗补给下伏的黄土层或基岩风化壳，进入地下水系统。远离风沙滩地，愈向黄河沿线，地形越破碎，黄土梁峁规模逐渐缩小，不利于大气降水直接入渗，大部分降水形成地表径流排泄，补给地下水的水量甚微。

②径流与排泄

黄土层地下水系统补给区与径流区一致。受沟谷水系控制，没有统一的地下水位，地下水径流方总趋势是从地势较高的梁峁顶部向沟源、谷坡边岸运动。

在黄土分布面积较大的黄土残塬区，地下水呈放射状向周边沟谷径流。在黄土梁峁区、黄土丘陵区，地下水多以垂直入渗补给下伏基岩风化带潜水，局部以泉水形式排泄于沟谷。

8.2.2.2 河谷区第四系冲积层含水亚系统的孔隙水

区域上，第四系冲积层地下水系统断续分布于较大河流河谷的漫滩与一、二级阶地。除在无定河的鱼河—崔家湾河段，榆溪河鱼河—牛家梁河段、秃尾河高家堡—采兔沟口河段及府谷墙头—段寨、孤山川口、阴塔、碛堰等地段含水层较厚，可构成补、径、排完整的地下水系统外，在其他河流及上述河流的其他河段，沉积厚度和规模较小，难以

构成具有单一介质的冲积层地下水系统。

在该工程区域内，大理河、芦河及无定河段，冲积层沉积厚度和规模较小，难以构成具有单一介质的冲积层地下水系统，但在局部地区可与下部的基岩风化壳共同构成一定的开采有利地段，解决附近村镇的生活用水。根据水文地质资料及区域机民井调查分析，河谷区冲积层地下水在区内主要分布在：横山区塔湾镇以北—横山镇段芦河两岸阶地；区内延河两岸阶地。

冲积含水层呈带状散布于河谷两侧，与下伏碎屑岩风化带含水层之间无稳定隔水层存在，二者具有统一的潜水面。含水层岩性为粉土、砂及砂砾石，属孔隙含水介质。含水层水位埋深 1.5～16m，区内分布宽度较小，含水层厚度一般 1.4～8m，最大厚度为 30m。渗透性主要取决于含水介质的粒度及泥质含量的高低，冲积层渗透系数一般为 1.72～11.47m/d。

8.2.2.3 第四系萨拉乌苏含水层

风沙滩地区的地下水类型主要为第四系松散层孔隙潜水。含水介质主要为萨拉乌苏组冲湖积层以及在无定河及其北侧支流河谷分布的河谷冲积层。其中，萨拉乌苏组冲湖积含水层以粉细砂为主，其厚度主要受古地形控制，在基底为凹陷的滩地或古河道中，含水层厚度大，而在凹陷边缘含水层厚度小。

⑴地下水赋存特征

①冲积层孔隙潜水

呈带状分布于各河流河谷漫滩及一级阶地。冲积层岩性以细砂为主，结构松散，地下水赋存于砂层孔隙内形成含水层。由于含水层厚度一般小于 5m，储水空间有限，水量较贫乏。该含水层与下伏萨拉乌苏组含水层间无稳定隔水层，形成统一含水层组。

②萨拉乌苏组孔隙潜水

广泛分布于风沙草滩及河谷区，萨拉乌苏组冲湖积含水层以粉细砂为主，其厚度主要受古地形控制，在基底为凹陷的滩地或古河道中，含水层厚度大，而在凹陷边缘含水层厚度小。

地下水赋存于砂层的孔隙中，砂层结构松散，孔隙发育，含水性、透水性良好，利于大气降水入渗补给、上游侧向补给和河水入渗补给，是地下水的主要储存场所和运移通道。由于基底的起伏致使含水层厚度变化较大，厚度较大的地方储水空间大，水量丰富。粉土结构致密，含水性和透水性差，不利于地下水储存和运移。萨拉乌苏组渗透系数一般为 1～4m/d，而基底侏罗系砂泥岩渗透系数一般为 0.02～0.4m/d，二者相差数十

倍，即是说，基底的透水性差，具有较好的隔水作用，地下水得以储存萨拉乌苏组中形成含水层。

由于萨拉乌苏组含水层上部包气带为结构松散的风积和湖积细砂，受水条件好，地下水易接受降水补给，入渗系数 0.30～0.35，渗透系数一般 1～5m/d，导水性好。水量丰富的地段，水位埋深 1～10m，含水层厚度 84.89～132.40m，降深 4.55～8.13m，单井涌水量 1253.80～2287.52m^3/d，渗透系数 3.95～4.55m/d，地下水矿化度 0.250～0.239g/L，水化学类型为 HCO_3－Ca、HCO_3－Ca.Na 型；水量贫乏的地段，水位埋深 0.74～1.90m，含水层厚度 10.30～66.76m，降深 3.42～38.15m，单井涌水量 17.82～69.08m^3/d，渗透系数 0.161～0.335m/d，地下水矿化度 0.254～0.287g/L，水化学类型为 HCO_3－Ca 型。

⑵地下水补径排特征

①补给

萨拉乌苏组地下水主要接受大气降水补给，其次是侧向径流，灌溉回归补给。萨拉乌苏组地下水分布面积广，且分布区地形平坦，表层遍布现代风积沙层，结构疏松，毛细作用微弱，透水性强，极有利于大气降水入渗补给，即使遇特大暴雨，一般也不会产生地表径流。同样，也利于农田灌溉水的回归补给。

②径流

地下水径流受地形地貌控制，萨拉乌苏组地下水总的径流方向为从西北、东北方向向海流兔河、无定河、榆溪河、秃尾河、窟野河及红碱淖各流域最低基准点排泄，并形成了相应的水流系统（图 8.2.2-2）。

③排泄

区内萨拉乌苏组地下水以泉水和潜流、蒸发及开采三种方式排泄。在地势低洼的河谷，各萨拉乌苏组地下水水流系统均以潜流和泉水的形式向河流排泄；在风沙滩地地势低洼、地下水位埋深浅地段，萨拉乌苏组地下水以蒸发的形式排泄，同时有一定量的人工开采排泄。

8.2.2.4 石炭-侏罗系碎屑岩含水层

⑴地下水赋存特征

石炭系－侏罗系含水层分布于白垩系含水层系统以东地区。属于石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙与上覆松散层孔隙含水层系统。区域上西部与第四系萨拉乌苏组、白垩系对接，东部覆盖于晋西挠褶带以东的寒武系—奥陶系碳酸盐岩岩溶含水系统之上。

空间上，石炭系—侏罗系碎屑岩类裂隙含水层系统位于下伏碳酸盐岩类岩溶含水层

系统和上覆白垩系碎屑岩类裂隙孔隙含水层系统之间，分别以石炭系底部铝土质页岩和侏罗系顶部泥岩为其区域性隔水层。

子洲米脂区块内，石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙与上覆松散层孔隙含水层系统中具有供水意义的地下水主要包括石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙与上覆黄土区第四系黄土层含水亚系统、石炭系-侏罗系碎屑岩裂隙与上覆河谷区第四系冲积层含水亚系统。其中大部分区域为黄土层含水亚系统，河谷区冲积层含水亚系统仅在横山区塔湾镇以北—横山镇段芦河两岸阶地及区内延河两岸阶地分布。

石炭—侏罗系含水层岩性以砂、泥岩互层为主。砂岩一般成岩胶结较好，原生孔隙少，其储水导水作用有限，通常以各种裂隙(包括构造、层面、风化等)及次生孔隙储水导水为主。随着深度的增加，裂隙发育程度减弱，渗透性变差。

⑵含水层补径排特征

①补给

碎屑岩风化带地下水的补给有以下三个来源：第一，降水的渗入补给，分布于基岩裸露沟壑区。本区年降水量 300～400㎜，一年中的降水大部分集中在 7、8、9 三个月，该时期为地下水的补给期，其它时间降雨稀少，对地下水缺乏补给作用。由于基岩主要沿沟谷底部出露，且面积局限，地下水接受降水补给条件差，降水多以地表径流形式排泄，入渗补给量很小；第二，上覆第四系松散层潜水的渗入补给和越流补给；第三，深层水顶托补给。

②径流与排泄

本系统地质、地貌条件，决定了水流系统的水循环条件。地下水补给区与径流区一致，受沟谷水系控制，地下水没有统一的地下水位，径流方向很不一致，总趋势是从地势较高的梁峁顶部向沟源、谷坡边岸运动，在谷坡下部和底部主要以下降泉形式排泄，因降水补给的间断性，泉水动态极不稳定，旱季泉水甚至干枯。由于裂隙发育程度由上而下变弱，因而垂向上水交替由强变弱，径流条件也变差，循环深度有限。因此，石炭－侏罗系碎屑岩风化带地下水流系统是由若干个相对独立的局部水流系统组成。河谷区地下水径流方向一般与河流斜交，以潜流形式向下游河谷排泄。黄河是地下水最终排泄区，人工开采也是地下水的排泄形式。

③地下水化学特征

地下水水化学特征取决于地下水循环条件，一般位于排泄基准面以上的碎屑岩类裂隙水，其补给来源为大气降水及黄土层地下水越流补给。由于含水岩层分布位置高，地

形破碎，地下水径流途程短，排泄条件好，水循环交替积极，矿化度一般小于 1000mg/L，水化学类型多为 HCO_3 型。排泄基准面以下的碎屑岩类裂隙水，其水化学特征受地层易溶盐含量和补径排条件控制，表现出平面和垂向有规律的变化。

平面上，地下水矿化度较高，水化学类型复杂。垂向上，强风化带内(厚度一般 1～5m)，地下水交替循环积极，矿化度小于 1g/L，水化学类型以 HCO_3 型为主。强风化带以下至风化带底界(最大深度 60～100m)，随深度增加，地下水矿化度由不足 1g/L 增至 14g/L，局部达 46g/L，水化学类型由 HCO_3 型转变为 HCO_3•SO_4 型、SO_4•Cl 型、HCO_3•SO_4•Cl 型，或 Cl 型。风化带底界以下水化学类型以 Cl 型为主，矿化度大于 10g/L，深部可出现盐水、卤水，矿化度高达 80g/L。

8.2.3 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、站场以及集输管线，本次共规划扩建井场 28 座，新建井场 61 座，共部署采气井 334 口，其中直定向井 289 口，水平井 45 口；新建集气阀组两座；新建洲-19 增压脱水站；扩建榆-13 集气站、榆-9 集气站、神-16 集气站、洲-19 集气站及三皇庙清管站。新建各井场至集气站采气管线，管线总长 195.7km，管道规格为 L245N，新建上古中压气井至其归属站场注醇管线，与采气管线同沟敷设，管线总长 53.4km，管道规格为 L245N-27×4，新建榆-13 集气站至榆-9 集气站采出水输送管道，全长 15.4km。

本项目地面工程的分布及水文地质条件见表 8.2.3-1。

表 8.2.3-1 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）	扩建井场 28 座，新建井场 61 座，共部署采气井 334 口，其中直定向井 289 口，水平井 45 口	新建井场及扩建井场所在的区域地形地貌为黄土丘陵。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土潜水含水层、第四系萨拉乌苏含水层、侏罗系、三叠系碎屑岩含水层
集输管线(注水、注醇管线）	新建米 1 集气站、米 2 集气站、米 3 集气站、米 5 集气站至本次产建现有区域新建井场注醇管线	新建注醇管线所在的区域地形地貌为黄土丘陵。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土潜水含水层、侏罗系、三叠系碎屑岩含水层
	新建各集气站至天然气处理厂采出水输送管道	新建采出水管线所在的区域地形地貌为包括沙盖黄土。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土含水层、第四系萨拉乌苏含水层、侏罗系碎屑岩含水层
站场（新建）	新建集气阀组两座;新建洲-19 增压脱水站	新建集气站所在的区域地形地貌为黄土丘陵。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土潜水含水层、三叠系碎屑岩含水层

站场（扩建）	扩建榆-13 集气站、榆-9 集气站、神-16 集气站、洲-19 集气站及三皇庙清管站	新建井场及扩建井场所在的区域地形地貌为黄土丘陵。因此下伏的地下水含水层主要为第四系黄土潜水含水层、第四系萨拉乌苏含水层、侏罗系、三叠系碎屑岩含水层

拟建洲-19 增压脱水站的水文地质条件如下：

⑴地下水类型及赋存特征

拟建增压脱水站在运行期的非正常状况下可能影响到的含水层为第四系黄土含水层、三叠系碎屑岩裂隙含水层（图 8.2.3-1）。

①第四系黄土含水层

第四系黄土含水层，含水层岩性为中、下更新统离石黄土，含水层岩性为粉土、亚粘土及夹层砂黄土，节理发育。由于黄土岩性致密，含水层分布位置高、厚度薄，含水层渗透性差，接受降水和上部潜水的补给能力较差，地下水赋存条件差，加之其底部缺乏稳定的隔水层，地下水易沿其垂直裂隙入渗补给下伏含水层，故黄土多为透水不含水地层，水量贫乏。

②三叠系碎屑岩裂隙含水层

全区均有分布，大部分被第四系风积黄土所覆盖，沟谷中及两侧谷坡出露。地下水主要赋存于风化带内，以风化裂隙含水为特征，由于风化砂岩裂隙的发育受构造、岩性及其组合控制，因而赋存条件在空间上不均一，变化较大。

平面上，基岩出露部位风化裂隙较为发育，延伸性较好，有利于地下水的富集和运移，赋存条件较好；垂向上，风化裂隙随地层的埋深加大，风化程度由强变弱，砂岩与泥岩的性质不同，抗风化能力也不同，砂岩性脆，风化裂隙发育，泥岩性柔，风化后多成粉末，裂隙不发育，不利于地下水的储集与运移。因此，地下水赋存条件以砂岩为主的地层比以泥岩为主的地层要好。据物探及钻探资料，三叠系基岩为砂泥岩互层，沿河谷两侧地带，浅部基岩风化带裂隙发育不均匀，地下水的赋存状态处于零星分散，不连续且水量较小；深部基岩相对较完整，结构致密，裂隙不发育，地下水赋存条件差。

⑵含水层特征及富水性

①第四系河谷冲积含水层

主要分布于河谷区，含水层岩性以中细砂、粗砂为主，厚度较大，含水层厚度一般小于 4m，总体结构疏松，富水性较差、水量相对贫乏。其富水性等级的分布主要受与河水边线距离和含水层透水性两个因素的控制。

②三叠系碎屑岩裂隙含水层

主要分布于河谷及两侧低山丘陵区，含水层岩性为层状中-细砂、细砂岩与泥岩不等厚互层。低山丘陵区补给微弱、地下水易排不易存，水量贫乏；河谷区基岩含水层富水性等级主要受裂隙发育程度的控制，整体水量贫乏，局部裂隙较发育地段富水性相对较好。

⑶地下水补径排条件

天然条件下，区内第四系松散层潜水主要补给来源为大气降水的垂直入渗，补给区与地下水分布区一致，其次为凝结水。

潜水径流区与补给区一致，径流方向受地形条件控制，地下水顺地势由各分水岭地带向中部无定河径流汇集。潜水排泄方式有五种：一是以溢流方式排泄于河流，转化为地表径流；二是在蒸发和植物蒸腾作用下成为蒸汽回到大气中；三是人类活动开采地下水；四是以潜流形式排泄；五是以越流形式垂直补给下伏地下水。

基岩裂隙水主要以大气降水及地表水补给为主，地下水径流方向基本与地表水流方向一致，一般径流途径短，多以下降泉或悬挂泉的形式从岩层节理裂隙中溢出，排泄于河道中。

8.2.4 建设项目场地包气带岩性及其防污易污性

本次产建地面工程所在区域的地形地貌主要包括河谷区和黄土区，包气带类型主要有三种：

⑴沙盖黄土梁峁区主要分布在横山区，包气带下部岩性主要为黄土，结构致密，透水性较差，但上部的片沙有利于降水入渗，主要分布在靖边东坑至杨桥畔以北、无定河以南地带；根据该区域机民井调查资料分析，该区域包气带厚度大多为 1～10m，最厚不超过 20m，渗透系数大于 10^{-4}cm/s。

⑵黄土梁峁区主要分布在子洲、米脂、绥德。透水性较差，包气带厚度约为 70～150m，由于包气带结构性质相似，渗透系数约为 4.05～5.44×10^{-4}cm/s。

⑶无定河以北榆溪河以西的区域包气带类型主要为风积砂，包气带岩性为中砂，根据《环境影响评价技术导则　地下水环境》（HJ 610-2016）附录 B，中砂的渗透系数约为 1.16×10^{-2}～2.89×10^{-2}cm/s。包气带渗透性强，因此包气带的防污性能分级属弱级。

表 8.2.4-1　　包气带防污性能

分级	包气带岩土的渗透性能	本项目情况
强	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定	本项目场地包气带厚度变化较大，分布连续。包气带垂向渗透系数约大于10^{-4}cm/s，综上判定评价区包气带防污性能为“弱”
中	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定；Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s<K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定	

弱	岩（土）层不满足上述“强”和“中”条件	
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。		

8.3 地下水数学模型建立

8.3.1 预测原则与方法

8.3.1.1 预测原则

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：

⑴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。

⑵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。

⑶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。

⑷在国际上有很多用保守型污染物作为模拟因子的环境质量评价的实例，保守型考虑符合环境评价的思想。

本项目地下水环境影响评价等级为二级，按照导则要求需要采用数学模型法进行预测。本次评价将以地下水评价范围作为地下水环境影响预测范围，在此范围内水文地质参数基本不变或变化很小，且非正常状况下污废水的泄漏对地下水流场基本无影响，并且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：

⑴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；

⑵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：

$$C(x,y,t)=\frac{m_t}{4\pi Mn\sqrt{D_L D_T}}e^{\frac{xu}{2D_L}}\left[2K_0(\beta)-W\left(\frac{u^2t}{4D_L},\beta\right)\right]$$

$$\beta=\sqrt{\frac{u^2x^2}{4D_L{}^2}+\frac{u^2y^2}{4D_L D_T}}$$

式中：

x，y——计算点处的位置坐标；

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；

$W\left(\frac{u^2t}{4D_L},\beta\right)$——第一类越流系统井函数；

8.3.1.2 预测参数选取

⑴ 含水层水文地质参数的确定

本次评价根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》、《榆林南部地下水勘查报告》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 8.3.1-1：

表 8.3.1-1 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	纵向弥散系数D_L（m^2/d）	横向弥散系数D_T（m^2/d）
第四系黄土含水层						
第四系萨拉乌苏含水层						
侏罗系碎屑岩含水层						
三叠系碎屑岩裂隙含水层						

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研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》、《榆林南部地下水勘查报告》等水文地质资料，具体厚度根据位于项目区附近的钻孔资料取平均值；

含水层渗透系数——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》、《榆林南部地下水勘查报告》等水文地质资料取值；

水力坡度——根据《鄂尔多斯盆地地下水勘查研究》、《陕北能源化工基地地下水勘察报告》、《榆林南部地下水勘查报告》等水文地质资料及勘查、监测资料确定；

有效孔隙度：根据含水层岩性特征取经验值；

弥散系数：由于水动力弥散尺度效应的存在，难以通过野外或者室内弥散试验获得真实的弥散系数，生产实践中多采用类比方法来确定取值，综合相关文献资料最终确定。

⑵ 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 8.3.1-2。

表 8.3.1-2 预测因子的检出限值和标准限值

预测	检出限	标准限

因子	分析依据及依据	检出限值（mg/L）	参考标准	标准限值（mg/L）
石油类	红外分光光度法 HJ 637-2012	0.01	《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）III 类标准	0.05
甲醇	《水质 甲醇和丙酮的测定 顶空/气相色谱法》HJ895-2017	0.2	前苏联《生活饮用水和娱乐用水水体中有害物质最高允许浓度》	3

8.3.2 模型概化

⑴ 水文地质条件概化

根据项目特点，本次预测的对象为第四系萨拉乌苏含水层、第四系黄土潜水含水层、侏罗系、三叠系碎屑岩含水层。

⑵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。

8.4 施工期地下水环境影响预测及评价

气田开发包括施工期、运行期和退役期三个阶段。施工期为钻井、站场、集输管线、道路等建设时段；运行期为天然气采集、天然气集输、天然气处理时段；退役期为服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。本项目重点关注施工期、运行期，兼顾退役期。

8.4.1 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 8.4.1-1。

表 8.4.1-1 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	钻井废水通过井壁渗漏	钻井液渗漏到含水层中	地下水水质受到污染
	钻井泥浆泄漏	通过包气带入渗至含水层	浅层的地下水水质受到污染
井场施工	生活污水泄漏	通过包气带入渗至含水层	包气带及浅层的地下水水质受到污染
管线施工	施工人员生活污水	通过包气带入渗至含水层	

8.4.2 正常状况下地下水环境影响

⑴ 钻井废水对地下水环境影响

根据工程分析，钻井产生钻井废水全部暂存于施工现场的废液收集罐，井下作业完成后 3 日内由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有资质单位进行处置，不外排。

因此正常状况下钻井废水不会对地下水环境产生影响。

⑵ 生活污水对地下水环境影响

根据工程分析，管道施工均分段进行，不设施工营地，施工人员食宿依托附近村镇和现有工程，井场施工将在施工场地设施工营地，内设环保厕所，扩建站依托现有站生活污水处理设施。

施工营地人员少量盥洗水用于场地洒水灭尘，环保厕所粪污委托当地农民定期清理用于农田施肥，不外排。

正常状况下不会对地下水环境产生影响。

⑶ 压裂返排液对地下水环境影响

根据工程分析，井场循环利用后的压裂液统一收集后进入指定收集罐，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有处理能力的单位进行规范化集中处理，不外排。

⑷ 钻井泥浆对地下水环境影响

根据工程分析，钻井产生的废弃泥浆和岩屑按照《榆林市环境保护局关于开展油气开采废弃物集中处置的通知》、《榆林市油（气）开采废弃物处置环保暂行管理办法》等要求进行不落地集中处置。即在钻井前配备废弃钻井泥浆岩屑地上移动式收集设施，对废钻井泥浆岩屑进行不落地收集，在井下作业完成后 3 天内，由防渗漏、防溢流的运输车辆统一转移至有处置能力的单位进行集中处置。

⑸管道试压废水对地下水环境影响

根据工程分析，本工程管道工程分段试压以测试管道的强度和严密性，试压介质为清水，主要污染物为悬浮物，管道试压废水经罐车收集后循环利用，试压作业完成后剩余试压废水用于地表降尘或植被绿化。

由上可见正常状况下管道试压废水基本不会对地下水环境产生影响。废钻井泥浆对地下水环境影响小。

⑹其他固体废弃物对地下水环境影响

钻井岩屑：钻井过程中，岩石经钻头和钻井液的研磨而破碎成岩屑，并由钻井液携带至地面，经振动筛分离后进入钻井液池中。每口井实际产生的钻井岩屑取决于钻井深度，根据鉴定结果，钻井岩屑不属于危险固废。

清管试压废渣：项目清管、试压时临时沉淀池底含有少量铁锈、焊渣、泥沙废水等废渣，集中收集后，送往当地垃圾填埋场处置。

其他废物：包括压裂作业产生的废防渗布、钻机更换的废润滑油及其包装桶等，根据《国家危险废物名录》，施工期固体废物中废防渗布、废润滑油及其包装桶属于危险

废物，交由有资质的单位处置。

生活垃圾：施工场地设置临时生活垃圾收集桶，统一收集后运至环卫部门指定地点处置。

以上固体废弃物在正常状况下均得到及时妥善的处理，不会长时间堆积暴露于露天环境中，故不会因降雨等淋滤作用污染包气带和地下含水层，对地下水环境无影响。

8.4.3 非正常状况下地下水环境影响预测及评价

非正常状况指建设项目的工艺设备或地下水环境保护措施因系统老化、腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况或建设单位不按规定执行地下水环境保护措施，这些情况下，则可能对地下水环境产生影响。综合产污环节分析，这里选择井漏事故非正常状况下对地下水可能造成的影响进行预测和评价。

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。此外，钻井时一般使用水基膨润土为主，并加有碱类添加剂，在高压循环中除形成一定厚度的粘土泥皮护住井壁以外，也使大量的含碱类钻井液进入含水层，虽然没有毒性，但对水质的硬度和矿化度的劣变起到了一定的影响。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。

⑴预测情境及源强

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 56.48m^3，根据工程分析，单井的钻井周期一般为 28.7d，本次假设钻井过程中产生的废水全部泄漏至含水层，将 28.7d 以前概化为短时连续渗漏点源，其后概化为瞬时点源。

⑵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第四系黄土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 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在第四系黄土含水层中的运移情况见表 8.4.3-1、图 8.4.3-1、图 8.4.3-2、图 8.4.3-3，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类浓度变化情况见图 8.4.3-4。

表 8.4.3-1　　第四系黄土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	0.688	852	524	31.9	25.5
200d	0.292	1609	845	46.2	35.1
1000d	0.058	4197	359	95.1	49.2

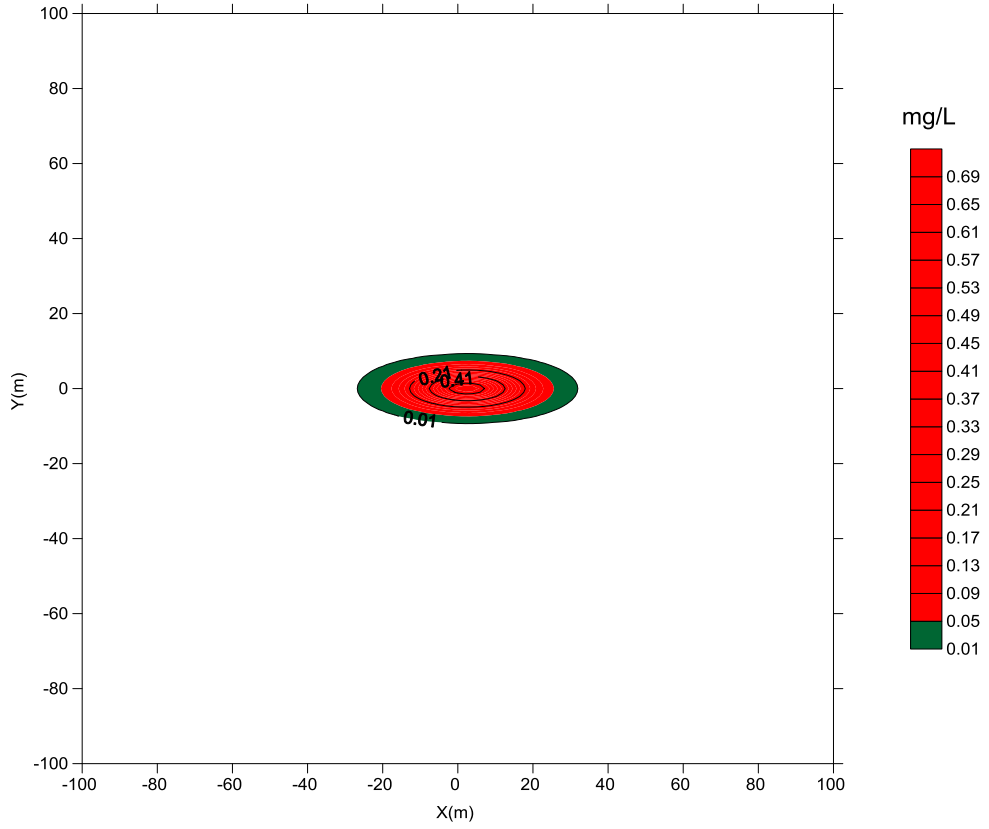


图 8.4.3-1　井漏后石油类在第四系黄土含水层运移 100d

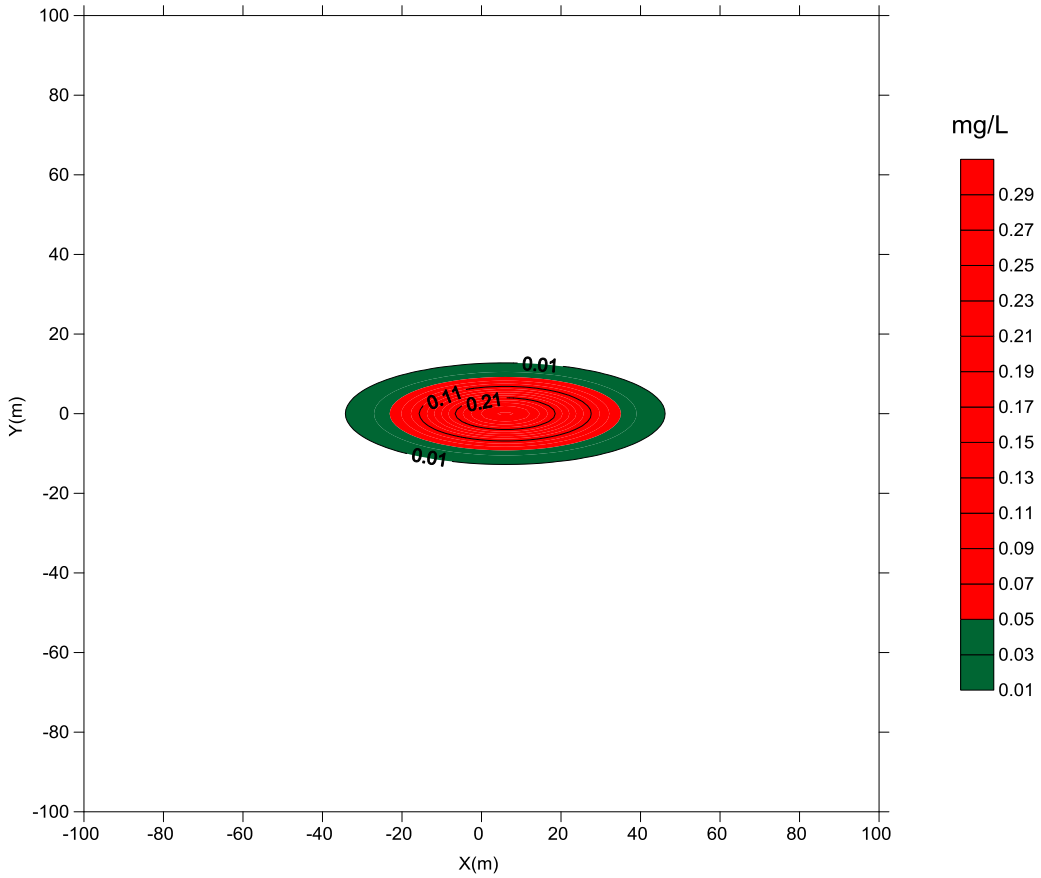


图 8.4.3-2 井漏后石油类在第四系黄土含水层运移 200d

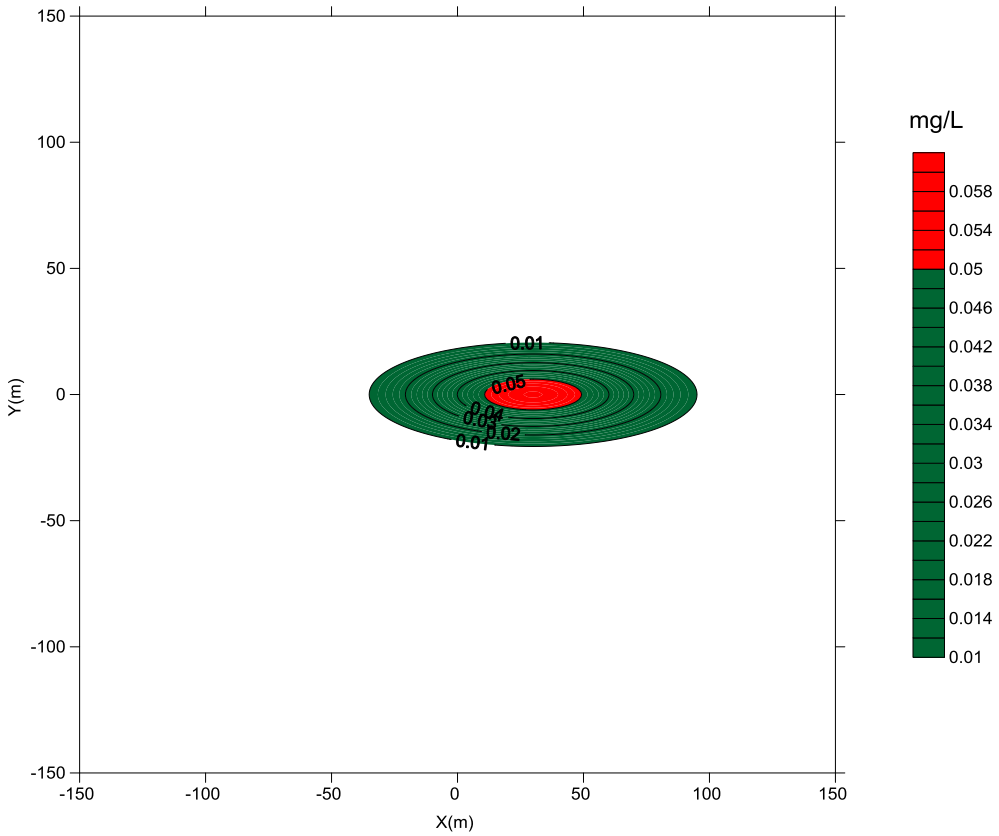


图 8.4.3-3 井漏后石油类在第四系黄土含水层运移 1000d

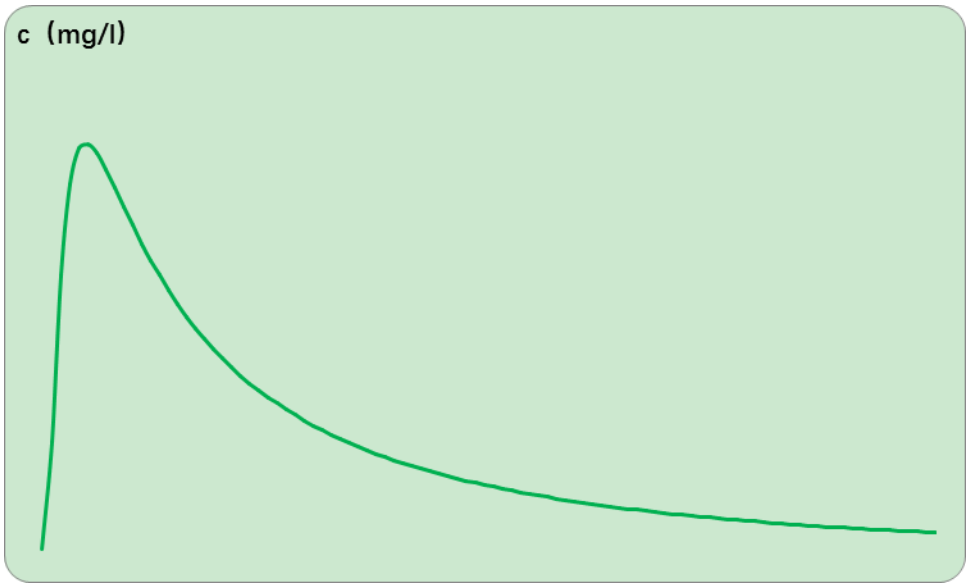


图 8.4.3-4 井漏后下游厂界处第四系黄土含水层石油类浓度变化曲线

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 0.688mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 31.9m；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 0.292mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 46.2m;第 1000d 时,石油类最大浓度为 0.058mg/L,此时污染晕最大迁移距离为 95.1m。

在下游厂界处，含水层中的石油类在第 60d 开始超标。

②萨拉乌苏含水层环境影响分析

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在萨拉乌苏含水层中的运移情况见表 8.4.3-1、图 8.4.3-1、图 8.4.3-2，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类浓度变化情况见图 8.4.3-3。

表 8.4.3-1 萨拉乌苏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	0.073	2407	459	64.4	36.7
200d	0.0366	2130	0	86.5	0
1000d	＜0.01	0	0	0	0

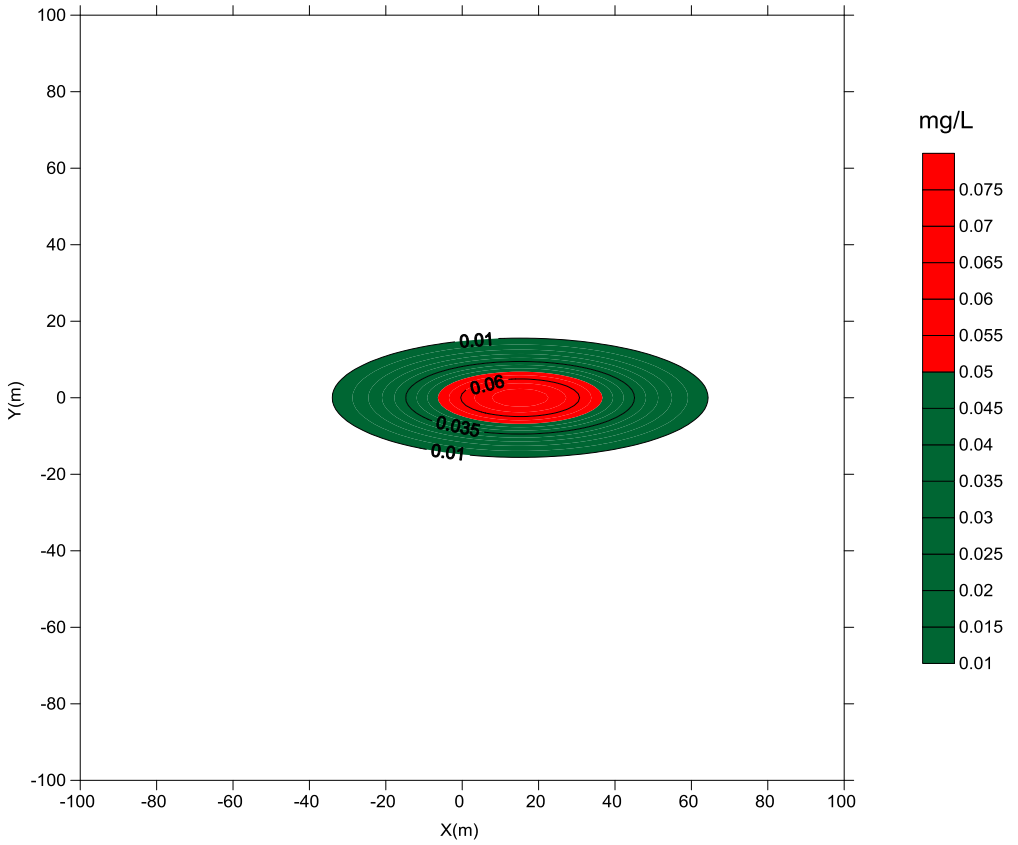


图 8.4.3-1 井漏后石油类在萨拉乌苏含水层运移 100d

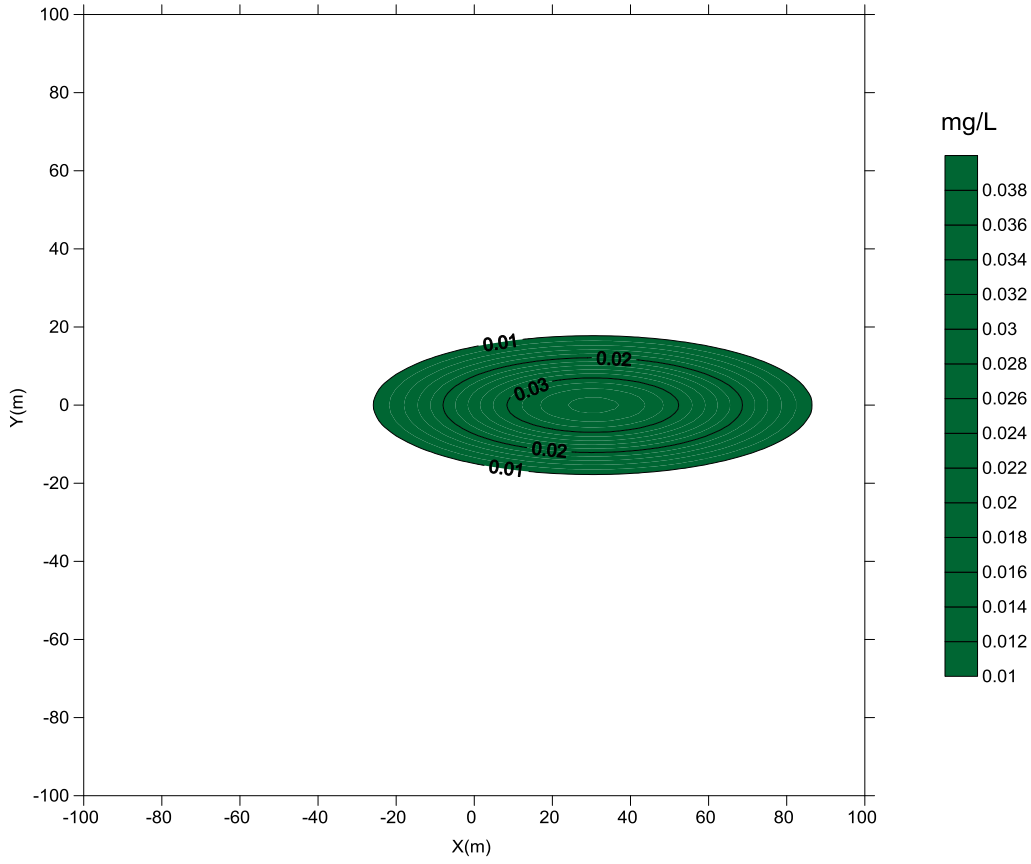


图 8.4.3-2 井漏后石油类在萨拉乌苏含水层运移 200d

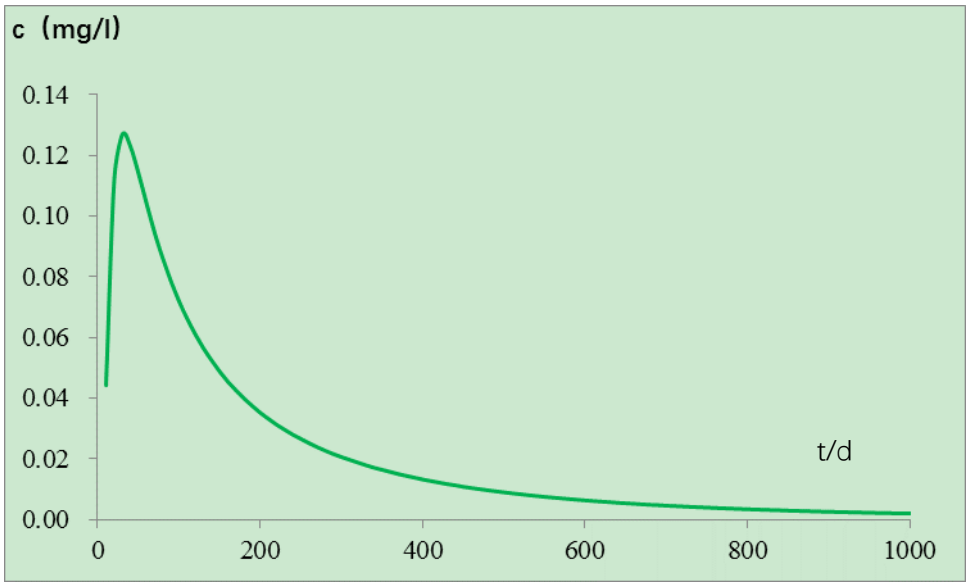


图 8.4.3-3 井漏后下游厂界处萨拉乌苏含水层石油类浓度变化曲线

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），萨拉乌苏含水层污染晕中石油类的最大浓度为 0.073mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 36.7m；随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 时，萨拉乌苏含水层污染晕中石油类的最大浓度为 0.0366mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 86.5m，第 1000d 时，石油类的最大浓度已经低于检出限（0.01 mg/L）。

在下游厂界处，含水层中的石油类在第 20d 开始超标，第 150d 后不再超标。

③侏罗系碎屑岩裂隙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 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在侏罗系碎屑岩含水层中的运移情况见表 8.4.3-2、图 8.4.3-5、图 8.4.3-6、图 8.4.3-7、图 8.4.3-8，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类浓度变化情况见图 8.4.3-9。

表 8.4.3-2 侏罗系碎屑岩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	1.94	468	327	23.1	19.3
200d	0.821	929	591	33.4	27.1
1000d	0.164	3006	1258	68.1	48.9
3000d	0.087	6927	1759	123.4	82.2

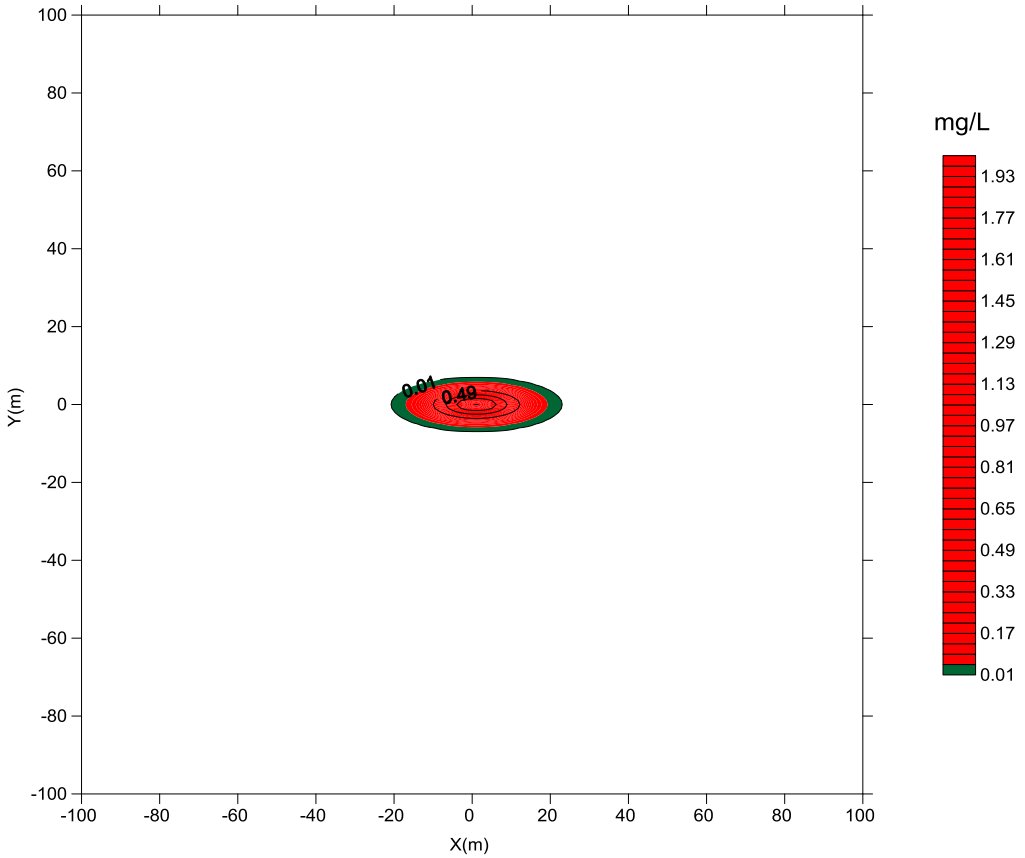


图 8.4.3-5 井漏后石油类在侏罗系碎屑岩裂隙含水层运移 100d

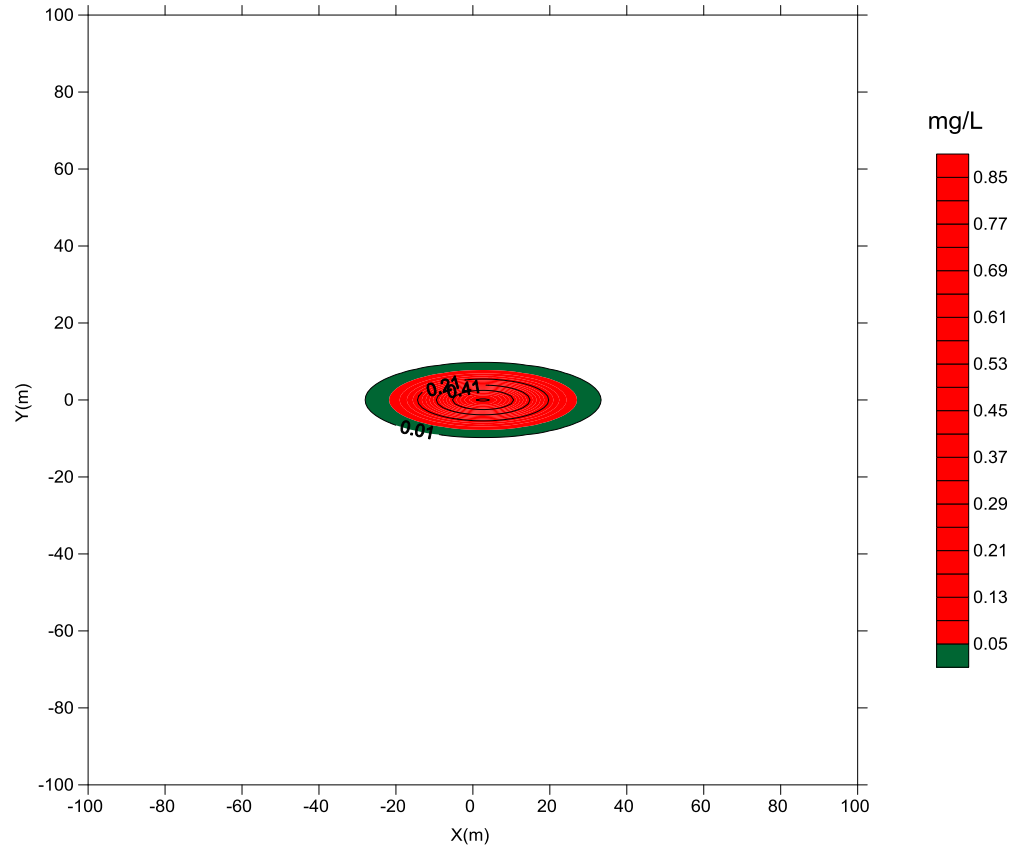


图 8.4.3-6 井漏后石油类在侏罗系碎屑岩裂隙含水层运移 200d

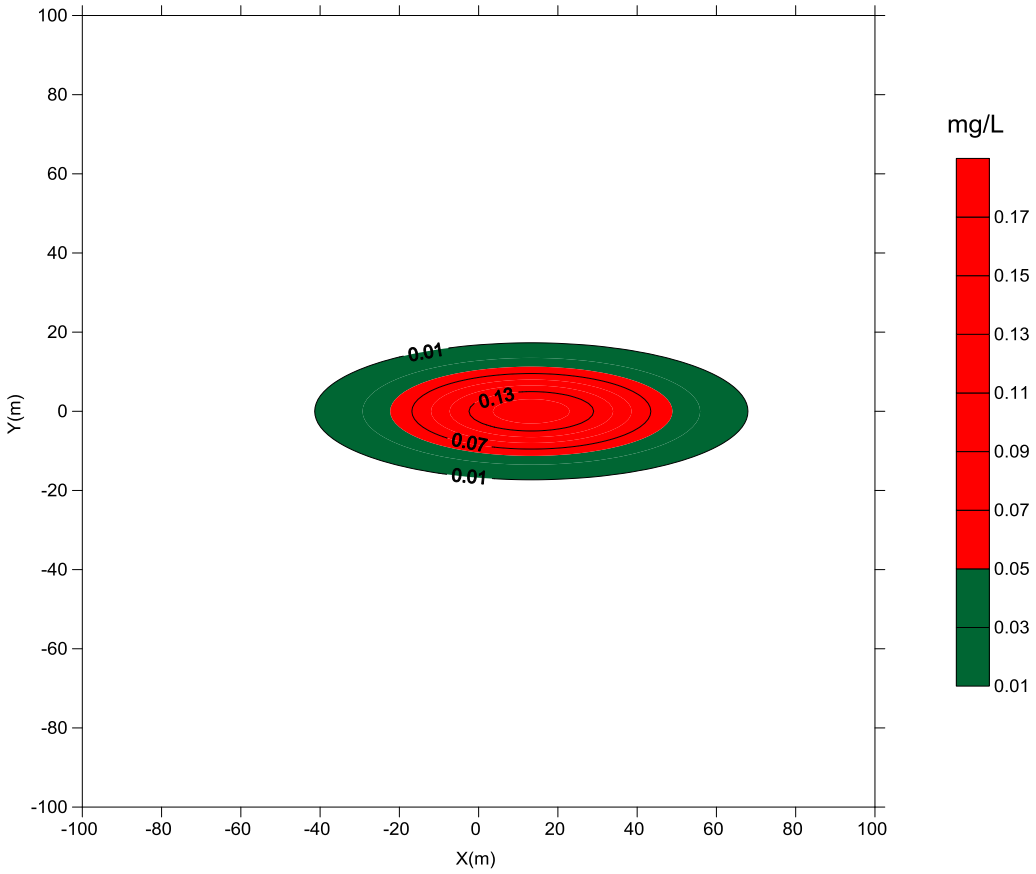


图 8.4.3-7 井漏后石油类在侏罗系碎屑岩裂隙含水层运移 1000d

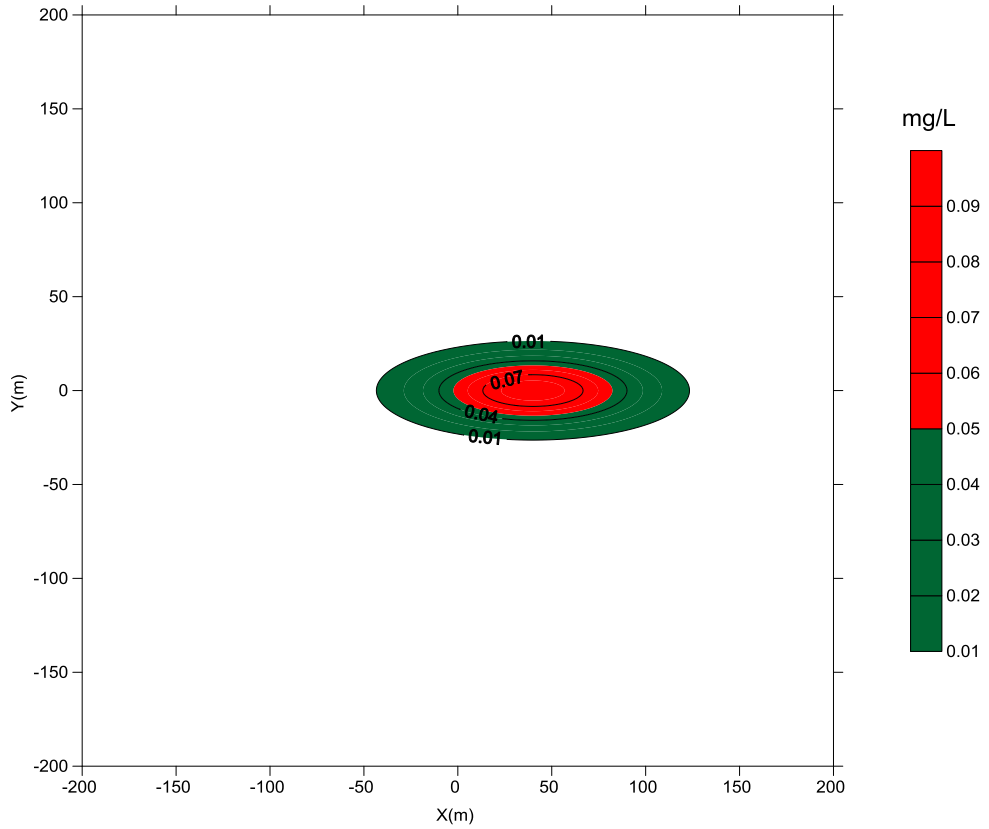


图 8.4.3-8 井漏后石油类在侏罗系裂隙含水层运移 3000d

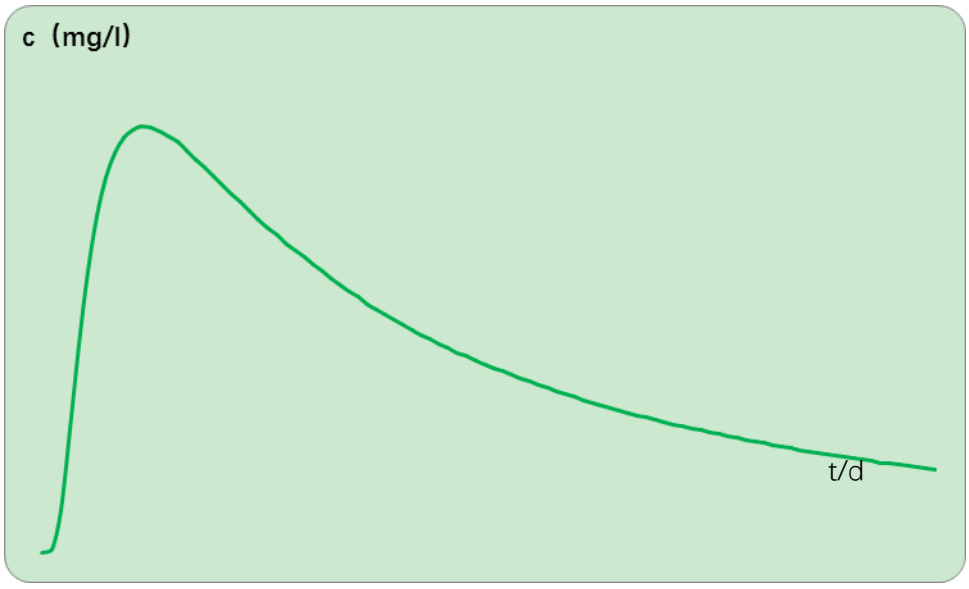


图 8.4.3-9 井漏后下游厂界处侏罗系碎屑岩裂隙含水层石油类浓度变化曲线

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 1.94mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 23.1m；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 0.821mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 33.4m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.164mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 68.1m；第 3000d 时，石油类最大浓度为 0.087mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 123.4m。

下游厂界处侏罗系碎屑岩含水层中石油类浓度在事故发生后的第 120d 开始超标。

④三叠系碎屑岩裂隙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 三个时间点，当井漏发生后，随着时间推移，石油类在侏罗系碎屑岩含水层中的运移情况见表 8.4.3-3、图 8.4.3-10、图 8.4.3-11、图 8.4.3-12、图 8.4.3-13，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类浓度变化情况见图 8.4.3-14。

表 8.4.3-4 三叠系碎屑岩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	2.99	333	237	18.5	15.7
200d	1.495	586	400	24.6	20.3
1000d	0.297	1994	1042	46.2	34.0
3000d	0.099	4031	1193	68.7	39.6

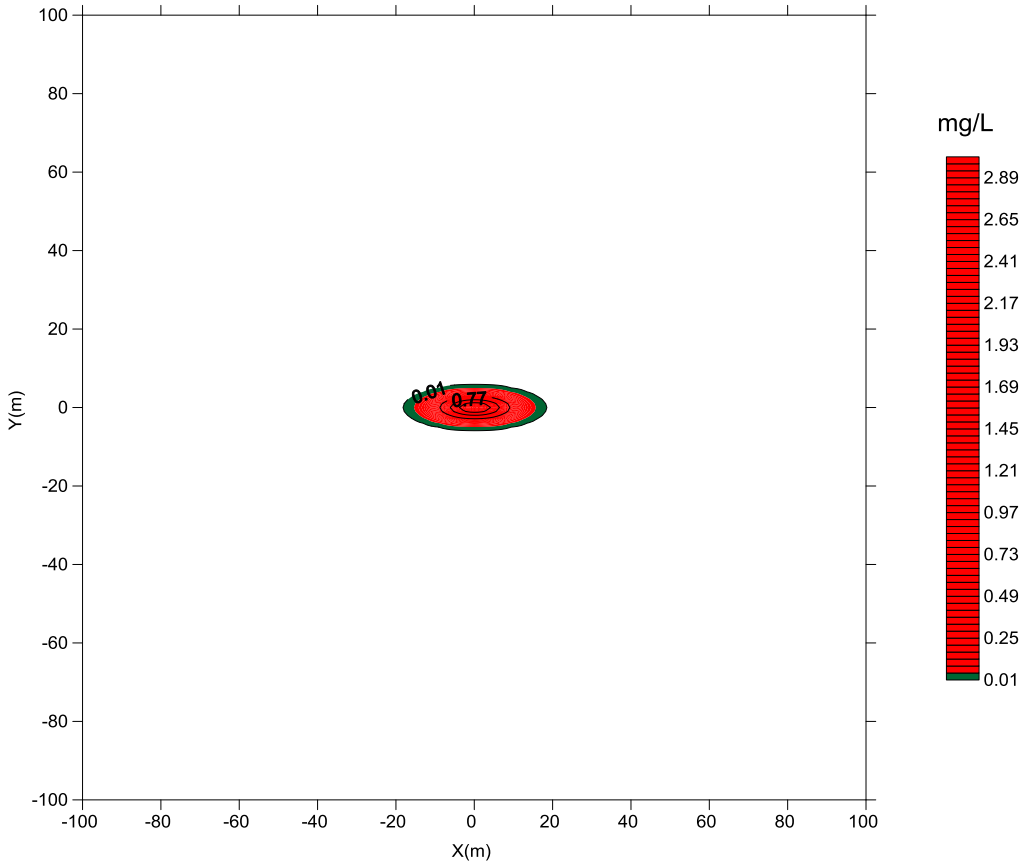


图 8.4.3-10 井漏后石油类在碎屑岩裂隙含水层运移 100d

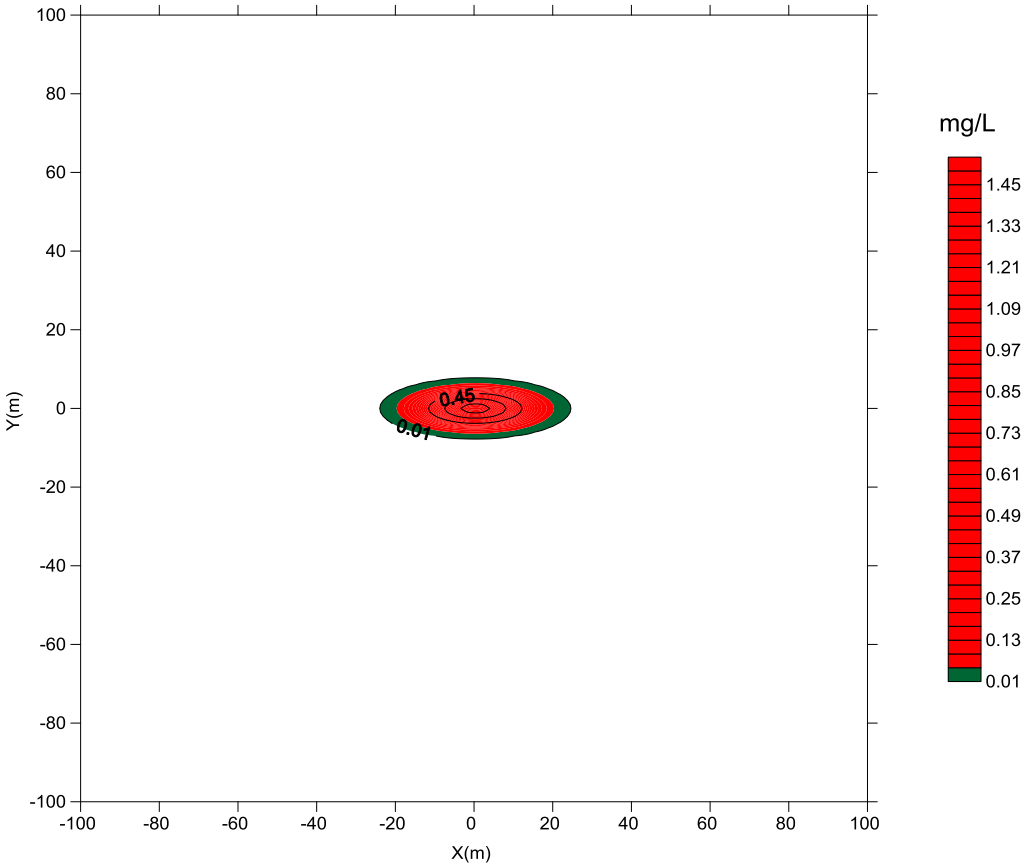


图 8.4.3-11 井漏后石油类在三叠系碎屑岩裂隙含水层运移 200d

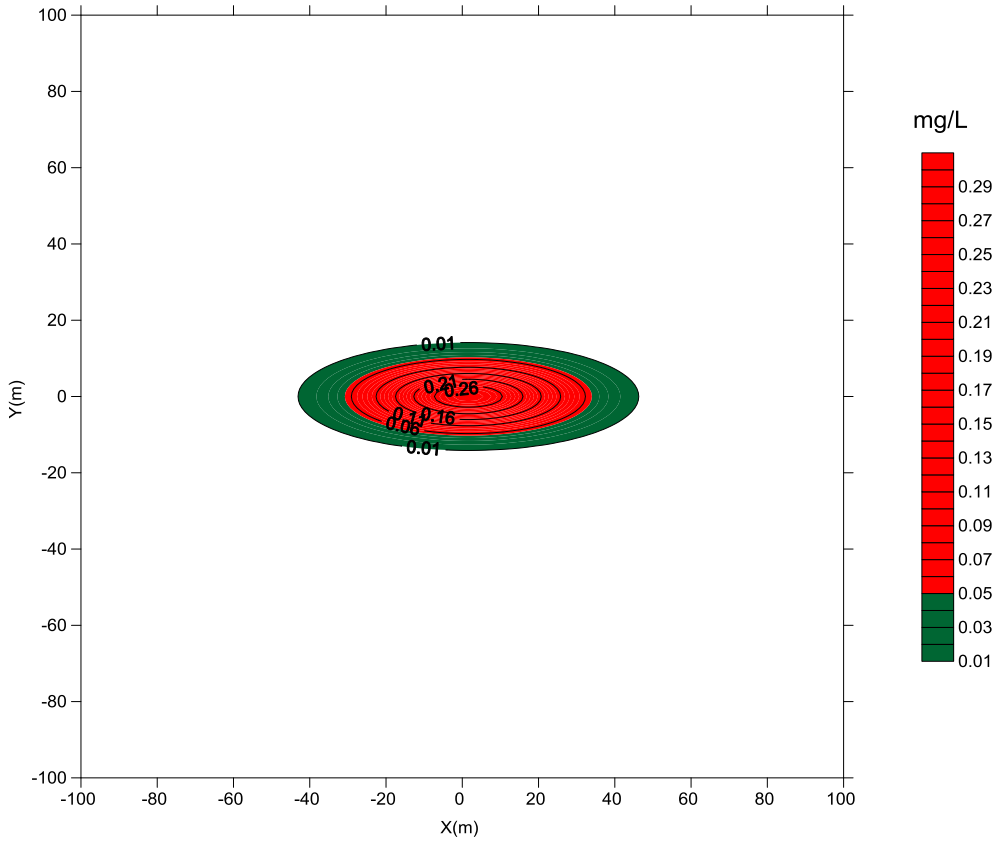


图 8.4.3-12 井漏后石油类在三叠系碎屑岩裂隙含水层运移 1000d

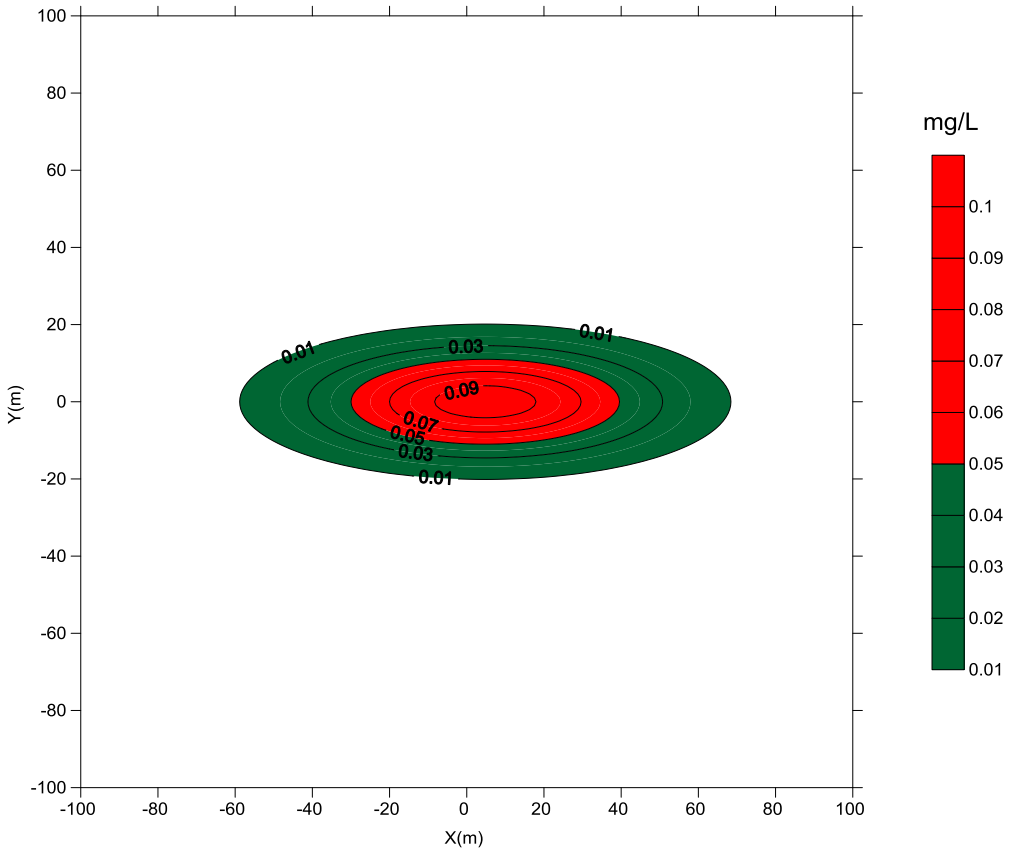


图 8.4.3-13 井漏后石油类在三叠系碎屑岩裂隙含水层运移 3000d

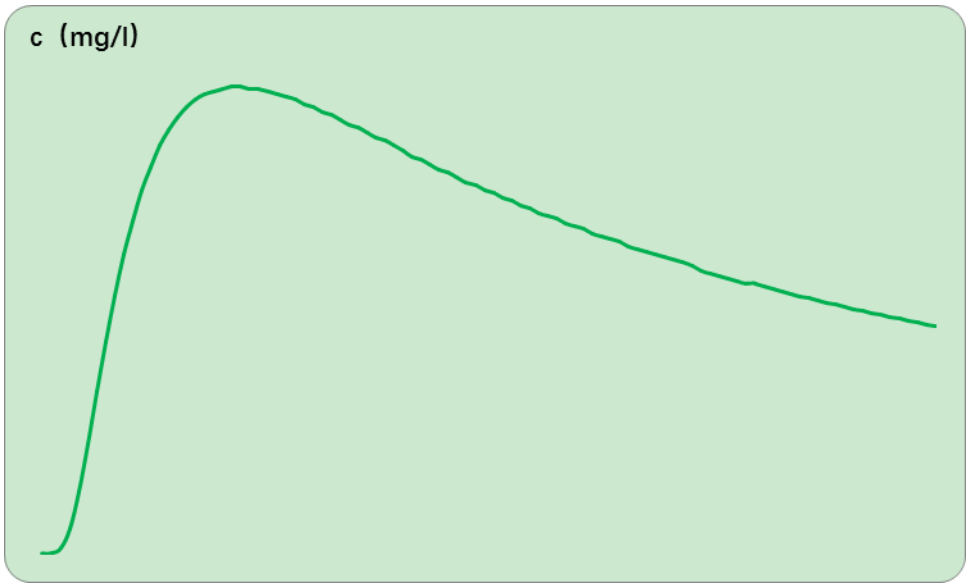


图 8.4.3-14 井漏后下游厂界处三叠系碎屑岩裂隙含水层石油类浓度变化曲线

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 2.99mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 18.5m；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 1.495mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 24.6m；第 1000d 时，石油类最大浓度为 0.297mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 46.2m；第 3000d 时，石油类最大浓度为 0.099mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 68.7m。

下游厂界处三叠系碎屑岩含水层中石油类浓度在事故发生后的第 210d 开始超标。

8.5 运行期地下水环境影响预测及评价

8.5.1 运行期地下水环境影响识别

本项目为新建、扩建项目，主要为井区范围内新建气井、回注井、增压脱水站、新建采出水管线及注醇管线的敷设。因此本项目在运行过程中，主要对地下水环境可能造成影响的设施主要为脱水站、采出水及注醇管线、回注井，运行期地下水环境影响识别见表 8.5.1-1。

表 8.5.1-1 运行期地下水环境影响识别表

工程分区	影响原因	影响途径或方式	影响对象与结果
回注井	回注井	套外返水	第四系萨拉乌苏含水层水质受到影响
增压脱水站	采出水缓冲罐破损	污染物泄漏通过包气带进入含水层	包气带土壤及浅层的第四系含水层水质受到污染
采出水管线	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	
注醇管线			

8.5.2 正常状况下地下水环境影响

8.5.2.1 污废水对地下水环境影响分析

本项目运行期废水主要为气田采出水和洲-19 增压脱水站产生的工艺废水、前线生产保障点生活污水等。

⑴气田采出水

根据工程分析，本项目气田采出水为米脂气田采出气在集气站进行气液分离后的脱出水（不含醇），进入采出水处理系统处理达标后回注地层，不外排。

⑵洲-19 增压脱水站工艺废水

洲-19 增压脱水站工艺废水包括主体工艺装置的集气区段塞流分离器、脱油脱水装置区闪蒸气回收撬中闪蒸气分离器分离出的采出水和采出水处理及回注区一体化装置的过滤工艺日常维护定期进行反冲洗产生的反冲洗废水，进入采出水处理系统进行处理。

⑶前线生产保障点化验废水和净水机组浓水

前线生产保障点化验室废水、净化水供水系统全自动净水设备产生的浓水，均通过管道输至绥德天然气处理厂采出水处理系统进行处理，不外排。

⑷前线生产保障点生活污水

本项目新建生活保障工程 1 处，前线生产保障点内设生活污水处理设施，生活污水处理达标后进入中水供水系统，用于站场及保障点绿化洒水等，不外排。

正常情况下项目运行期产生的废水均的到了较好的处置，基本不会对地下水环境产生影响。

8.5.2.2 固体废弃物对地下水环境影响分析

⑴ 含油污泥

本项目运行期含油污泥主要来自于采出水处理系统产生的污泥以及清罐污泥。含油污泥属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，收集后送有资质单位进行处置。

⑵ 废滤料

本项目新建采出水处理系统 1 套，含过滤工艺，滤料需定期更换，废滤料属危险废物（HW49 其他废物），更换后交有资质单位安全处置。

⑶ 清管废渣

本项目运行期间站场间的输气管线需要定期清管，产生的清管废渣量属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物），各站场集中收集，交有资质单位安全处置。

⑷ 废润滑油

本项目集气站、天然气处理厂内均设有电驱往复式压缩机，压缩机组每年将会更换一定量的废润滑油，压缩机废润滑油属于危险废物（HW08 废矿物油与含矿物油废物），暂存于站场内废润滑油储罐，定期交由有资质单位处置。

⑸生活垃圾

本项目新建前线生活保障点（含消防站）产生的生活垃圾又保障点内设垃圾桶收集，由环卫部门统一运往当地生活垃圾填埋场处理。

正常情况下项目运行期产生的固体废弃物基本不会对地下水环境产生影响。

8.5.2.3 新建洲-19 增压脱水站对地下水环境影响分析

根据工程概况，本项目拟新建一座洲-19 增压脱水站，绥德天然气处理厂主要工艺装置及辅助生产设施分区主要包括截断区、清管区、集气及燃料气区、脱油脱水装置区、增压装置区、配气区、放空分液及火炬区、储运区、采出水处理区等。

期中有可能对地下水环境产生影响的区域主要包括脱油脱水装置区、储运区、采出水处理区。正常情况下，项目的生产装置区地面均进行了防渗处理，运行过程中基本不会对地下水环境产生影响。

8.5.2.4 集输管线对地下水环境影响分析

根据工程概况，本项目管线工程有天然气集气干线、集气支线、集输干线、集输支线和集气站至天然气处理厂的采出水管线的建设，采出水输送管道，与集气支、干线同沟敷设。天然气管线外防腐采用环氧粉末普通级结构（特殊段采用加强级），补口采用聚乙烯胶粘带补口带，干膜总厚度普通级≥300μm；加强级≥400μm；采出水管线内防腐采用环氧玻璃纤维复合内衬普通级，采用整体挤涂工艺，挤涂不少于三道，涂层干膜总厚度不小于 1000μm。

由此可见，本项目的各类管线均进行了防腐处理，因此在正常情况下管线的运行不会对地下水环境产生影响。

8.5.3 非正常状况地下水环境影响预测及评价

8.5.3.1 采出水回注井对地下水环境影响

① 预测情境及源强

非正常工况主要预测回注井井管套外返水，回注水泄漏对地下水含水层的影响。本次工作主要预测井管破损发生对第四系河谷潜水含水层及三叠系碎屑岩含水层的影响。

根据新建回注井的设计规模，单井配水量为 200m^3/d，发生回注井套外返水事故后可在 15min 内采取相应的措施停止泄漏，则回注水的泄漏量为 2.083m^3，石油类源强为

37.494g。

② 预测结果

A、第四系萨拉乌苏含水层环境影响分析

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：

当回注井发生套外返水后，随着时间推移，石油类在第四系萨拉乌苏含水层中的运移情况见表 8.5.3-1、图 8.5.3-1，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类浓度变化情况见图 8.5.3-2。

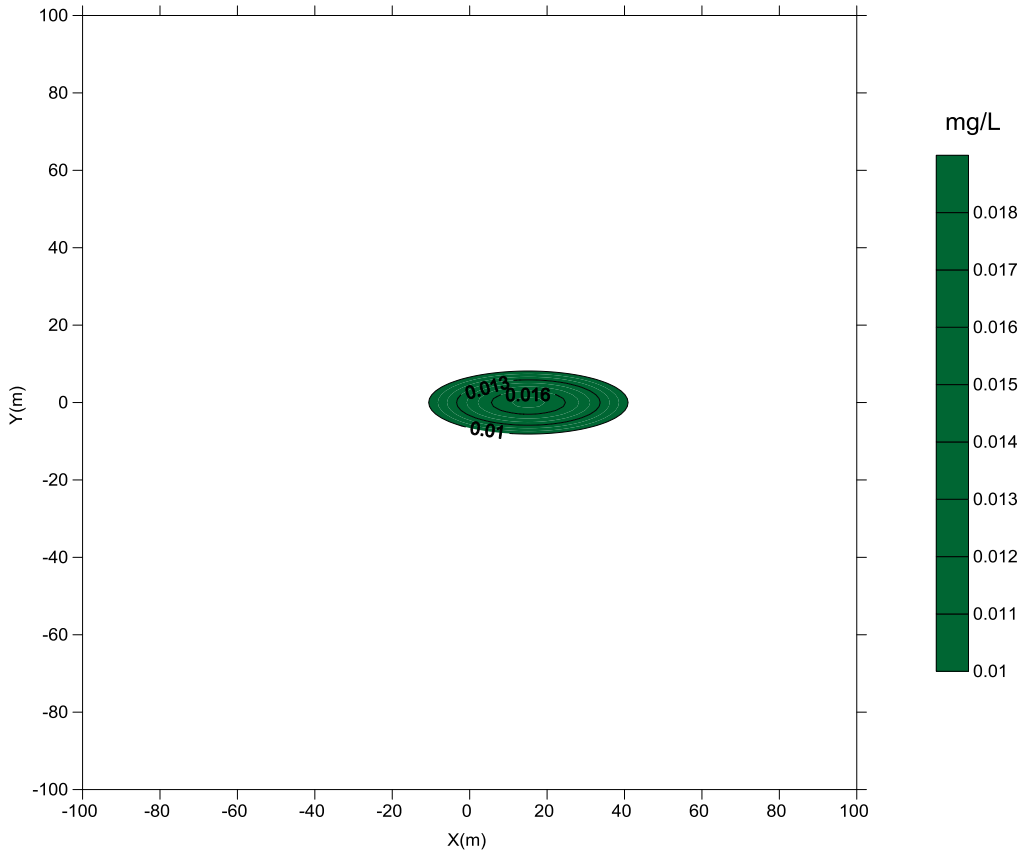


图 8.5.2-5 回注井套外返水石油类在萨拉乌苏含水层运移 100d

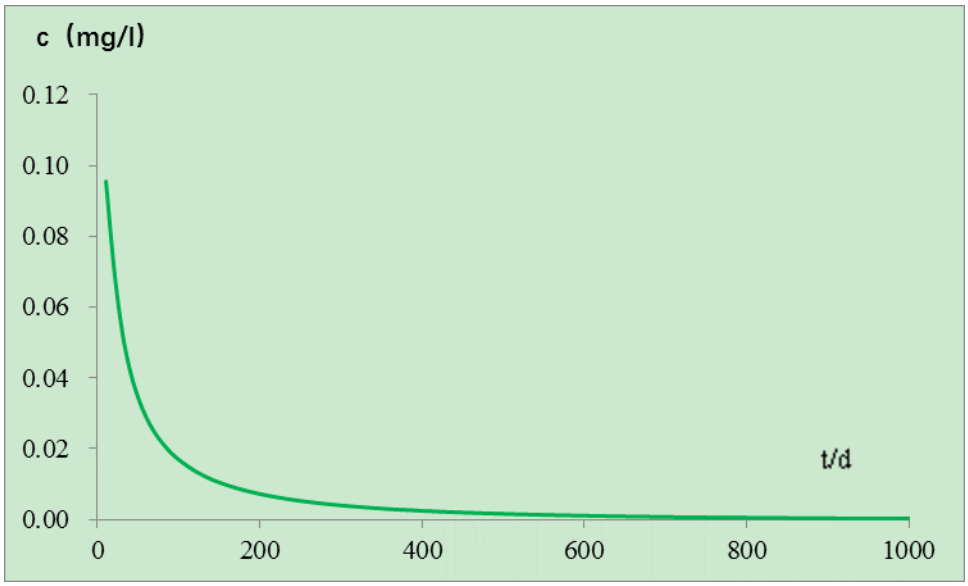


图 8.5.3-6 回注井套外返水后下游萨拉乌苏含水层中石油类浓度变化曲线

表 8.5.3-1 萨拉乌苏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	0.018	655	0	40.9	0
200d	＜0.01	0	0	0	0
1000d	＜0.01	0	0	0	0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（管线泄漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.018mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 40.9m，随着时间的推移，石油类浓度逐渐变小，第 200d 后，石油类浓度低于检出限（0.01mg/L），影响区消失。

从图 8.5.2-6 可以看出，下游萨拉乌苏含水层中的石油类在泄漏后就开始出现超标现象，在泄漏事故发生后的第 40d 后含水层中的石油类不再超标。

8.5.3.2 增压脱水站采出水缓冲罐泄漏对地下水环境影响

① 预测情境及源强

根据工程概况，本次新建一座增压脱水站，设置两具 100m^3 采出水缓冲罐，因此本次就非正常情况就假设采出水缓冲罐发生破损后储存在其中的采出水发生泄漏后对地下水环境的影响进行分析。

假设破损形状为一直径 1cm 的圆形小孔，则破损面积为 0.000314m^2，根据伯努利方程计算得采出水的渗漏量为 0.00297m^3/s，假定渗漏持续 1h 后被发现后采取措施渗漏随即停止，则一次渗漏量为 10.72m^3。由于包气带的阻隔作用，假设泄漏量中的 30%进入到地下水含水层，则石油类的源强为 0.058kg。

① 预测结果

当采出水缓冲罐发生泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系河谷潜水含水层中的运移情况见表 8.5.3-2、图 8.5.3-3、图 8.5.3-4，其中（0，0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游厂界处含水层中石油类的浓度变化情况见图 8.5.3-5。

表 8.5.3-2　　第四系河谷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	0.03	711	0	34.9	0
200d	0.015	528	0	39.3	0
1000d	＜0.01	0	0	0	0

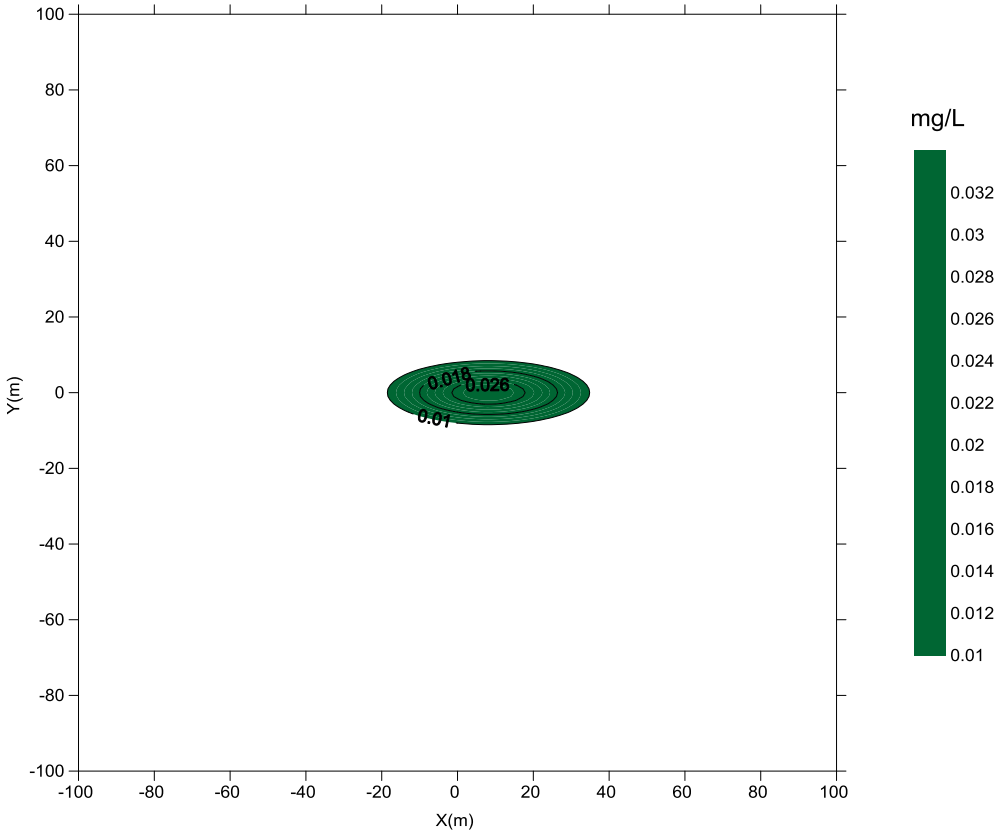


图 8.5.3-3　　采出水缓冲罐泄漏石油类在第四系潜水冲积含水层运移 100d

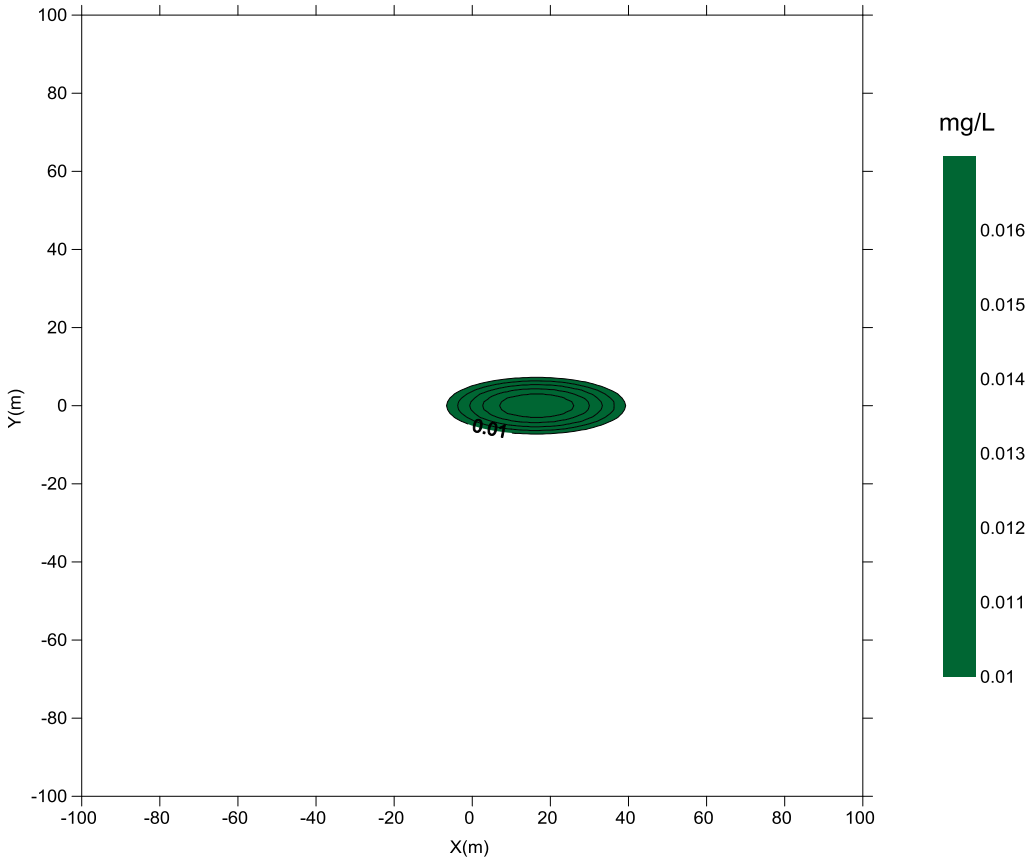


图 8.5.3-4 采出水缓冲罐泄漏石油类在第四系潜水冲积含水层运移 200d

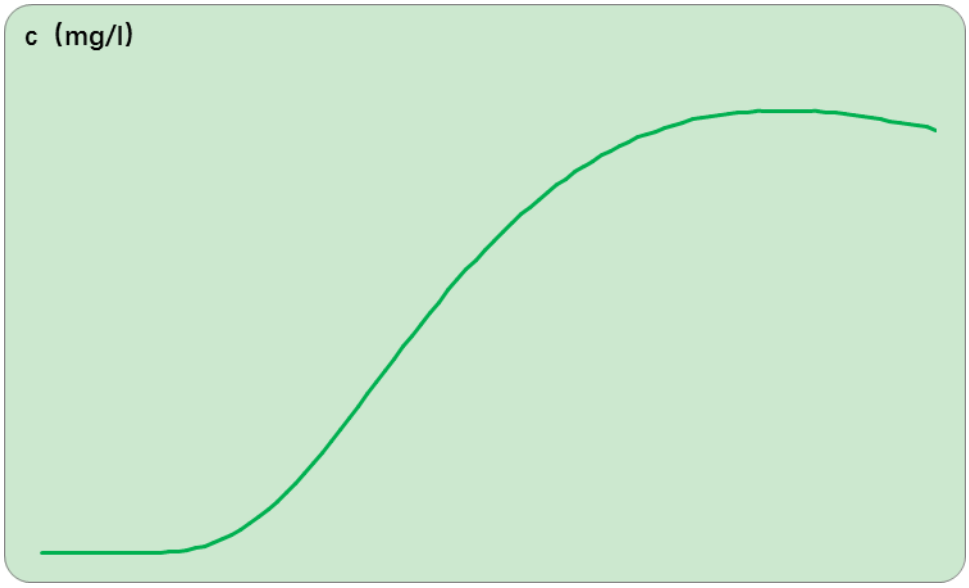


图 8.5.3-5 采出水缓冲罐泄漏下游厂界第四系河谷潜水含水层中石油类浓度变化曲线图

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期，石油类浓度最大为 0.03mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 34.9m；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 0.015mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 39.3m；第 1000d 时，石油类最大浓度小于检出限（0.01mg/L）。

下游厂界处第四系河谷潜水含水层中的石油类在事故发生后未出现超标现象。

8.5.3.3 采出水管线渗漏对地下水环境影响

在非正常情况下，拟建项目的采出水输送管线在运行的过程中有可能受到腐蚀或发生穿孔等发生渗漏，由于管线发生渗漏的位置难以确定，本次评价重点分析当泄漏点位于水位埋深较浅的区域时对地下水环境的影响。

① 预测情境及源强

根据工程分析，将输送介质采出水中的石油类作为预测因子，采出水中石油类的浓度为 100mg/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。假设采出水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，管线穿孔面积约 $10^{-5}m^2$，本次新建的采出水管线最大压力为 6.4MPa，根据柏努利方程计算出泄漏速率为 0.729kg/s，由于本次建设的采出水管线数量较多长度较长，因此本次设定采出水输送管线在泄漏 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 $26.24m^3$，石油类的源强为 0.4723kg。

② 预测结果

利用平面瞬时点源污染水动力弥散方程解析解，计算并画出平面二维等值线图，当预测结果小于检出限时视同对地下水环境几乎没有影响。具体预测分析结果如下：

本次预测选取了 100d、200d、1000d 三个时间点，当采出水输送管线泄漏后，随着时间推移，石油类在第四系河谷潜水含水层中的运移情况见表 8.5.3-3、图 8.5.3-6、图 8.5.3-7、图 8.5.3-8，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

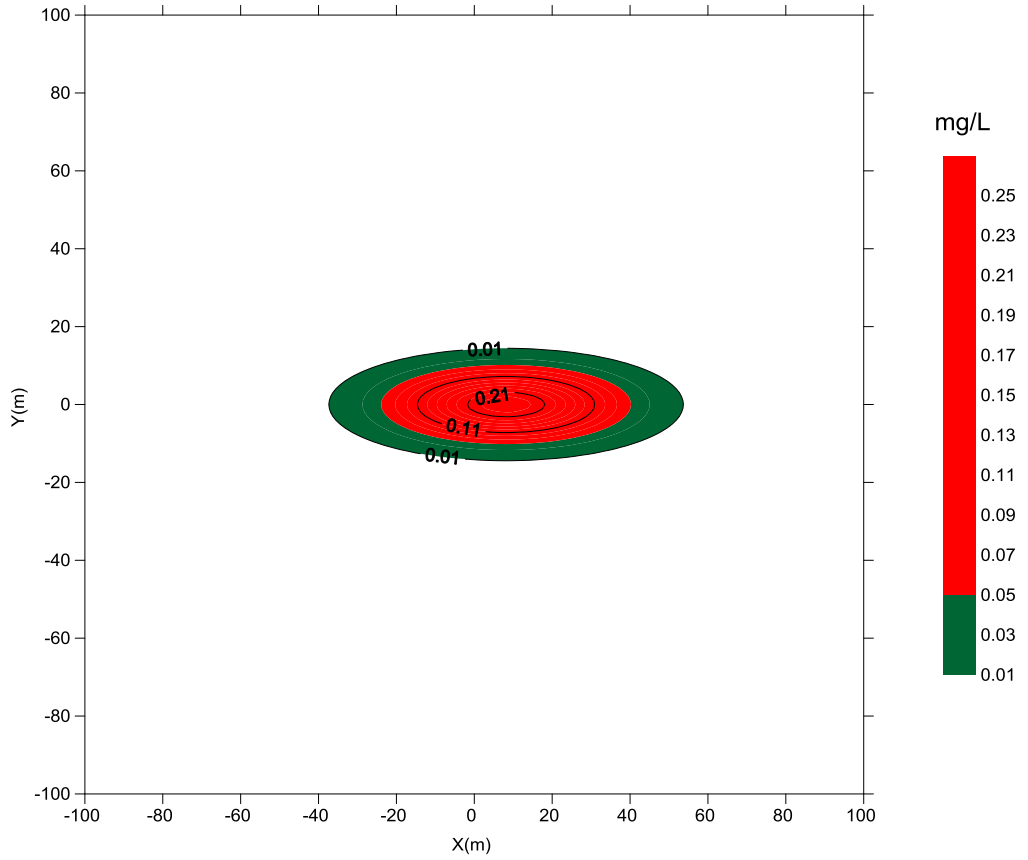


图 8.5.3-6 采出水管线泄漏石油类在第四系河谷潜水含水层运移 100d

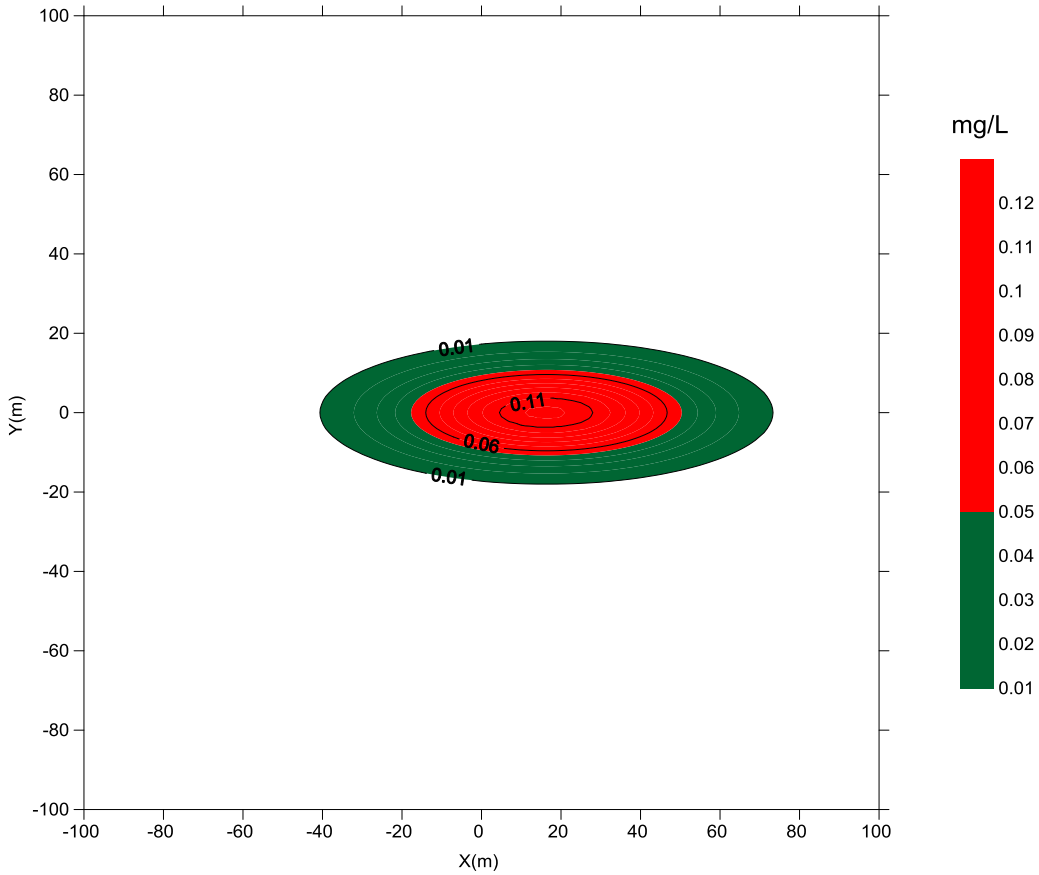


图 8.5.3-7 采出水管线泄漏石油类在第四系河谷潜水含水层运移 200d

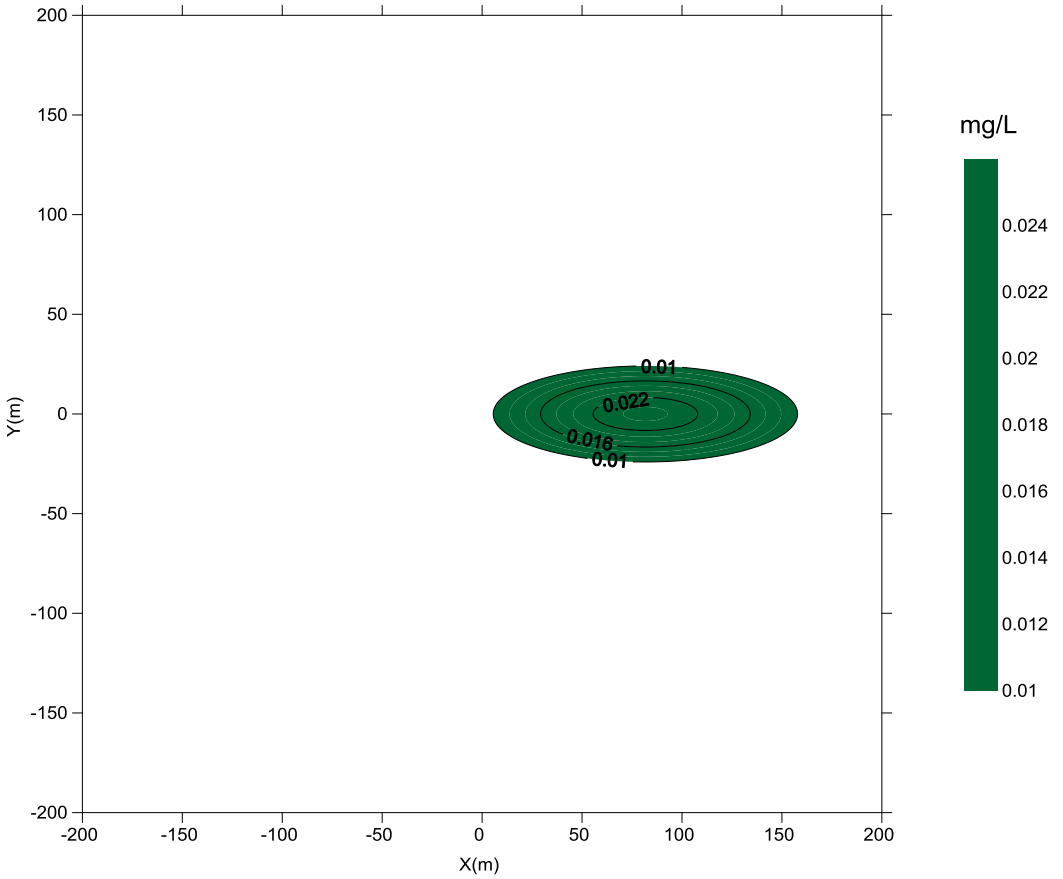


图 8.5.3-8 采出水管线泄漏石油类在第四系河谷潜水含水层运移 1000d

表 8.5.3-3 第四系河谷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	0.245	2061	1026	53.7	40.2
200d	0.122	3218	1150	73.4	50.4
1000d	0.024	5849	0	158.1	0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（管线泄漏 100d 时），石油类浓度最大为 0.245mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 53.7m，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 0.122mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 73.4m；第 1000d 时，石油类浓度最大为 0.024mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 158.1m。

8.5.3.4 注醇管线泄漏对地下水环境影响分析

(1)预测情境及源强

根据工程概况，本次产建新建注醇管线，将输送介质中的甲醇作为预测因子。假设甲醇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 $10^{-6}m^2$，本次新建的注醇管线最大压力为 32.0MPa，根据柏努利方程及甲醇的密度（791.8kg/m^3）计算出泄漏速率为 3.976kg/s，由于管线输送压力较大，本次设定管线泄漏 10min 后被发现并及时

处理，则甲醇一次泄漏量为 2385.6kg。由于项目所在地区蒸发量较大且甲醇的挥发性极强，再加上包气带的阻隔作用，假设泄漏量中的 20%进入到地下水含水层，则甲醇的源强为 477.12kg。

⑵ 预测结果

①对第四系含水层影响分析

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，当注醇管线发生泄漏后，随着时间推移，甲醇在第四系潜水含水层中的运移情况见表 8.5.3-4、图 8.5.3-9、图 8.5.3-10、图 8.5.3-11、图 8.5.3-12，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向。

表 8.5.3-4 第四系河谷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	111.17	1496	856	41.9	32.5
200d	55.58	2684	1372	57.9	43.4
1000d	13.35	10011	3613	130.7	89.9
300d	4.45	22132	2842	239.2	143.1

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（管线泄漏 100d 时），甲醇浓度最大为 111.17mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 41.9m，随着时间的推移，甲醇浓度逐渐变小，第 200d 时，甲醇浓度最大为 55.58mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 57.9m；第 1000d 时，甲醇浓度最大为 13.35mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 130.7m；第 3000d 时，甲醇浓度最大为 4.45mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 239.2m。

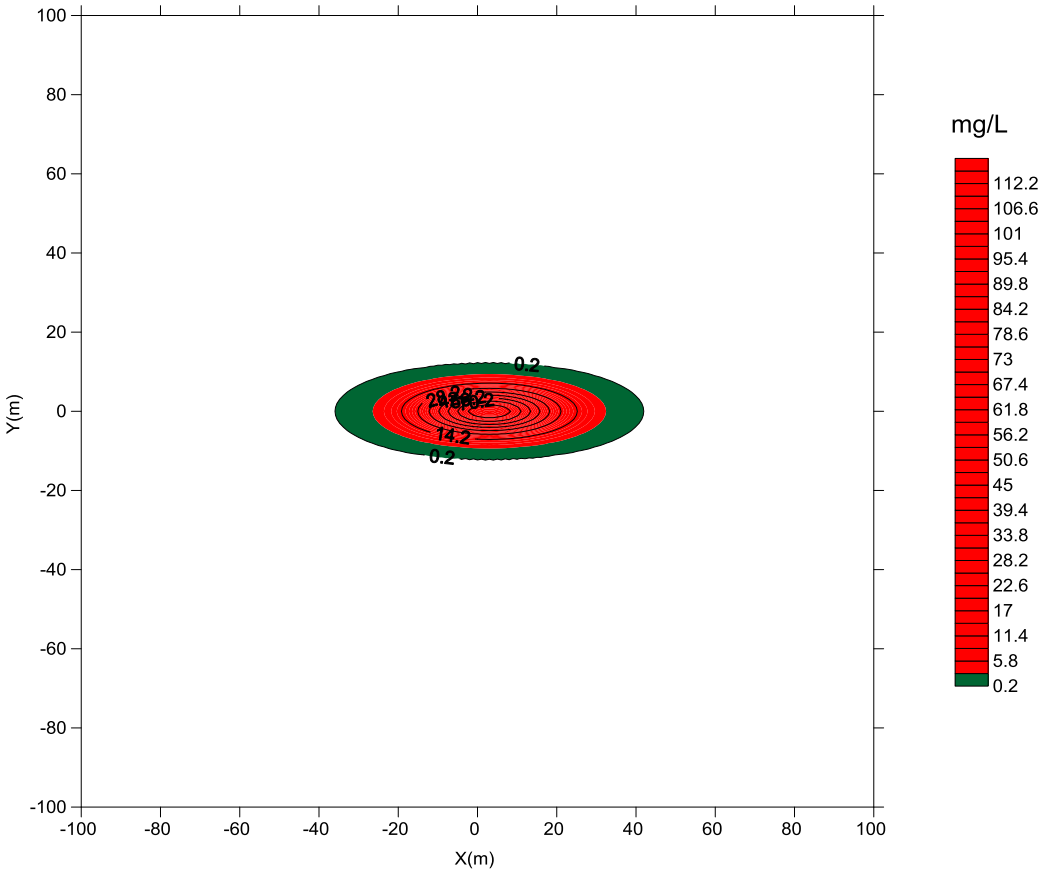


图 8.5.3-9 注醇管线泄漏后甲醇在第四系黄土含水层运移 100d

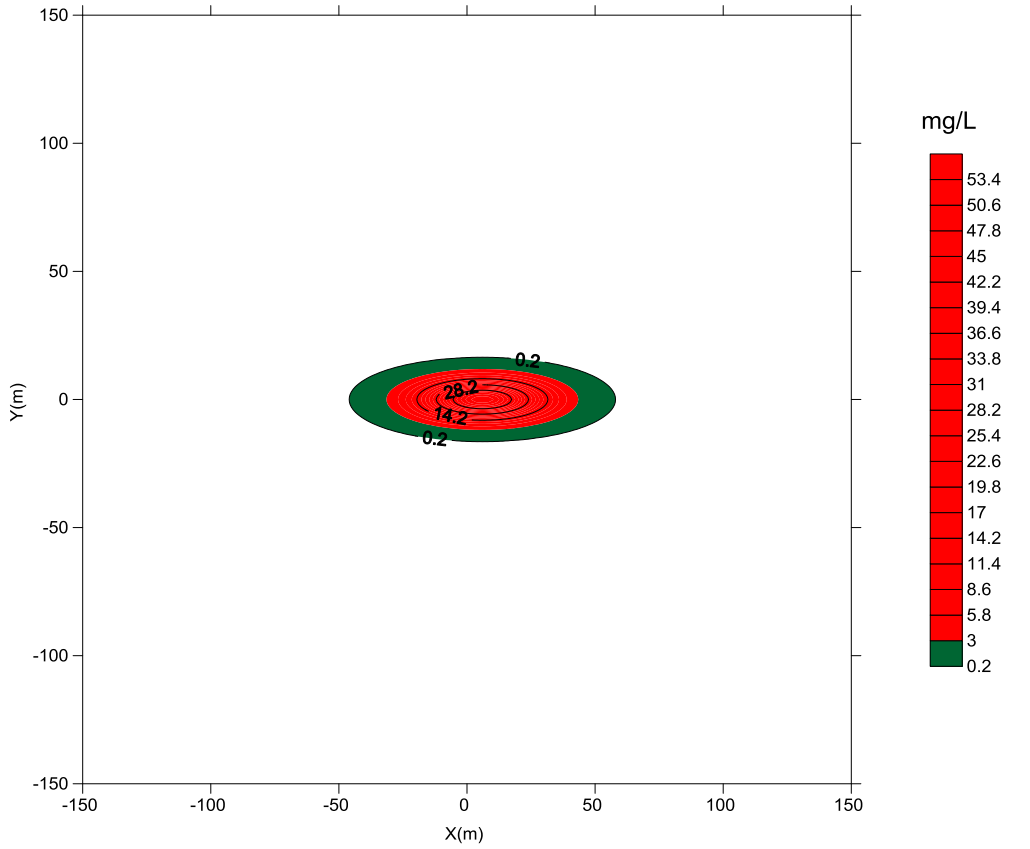


图 8.5.3-10 注醇管线泄漏后甲醇在第四系黄土含水层运移 200d

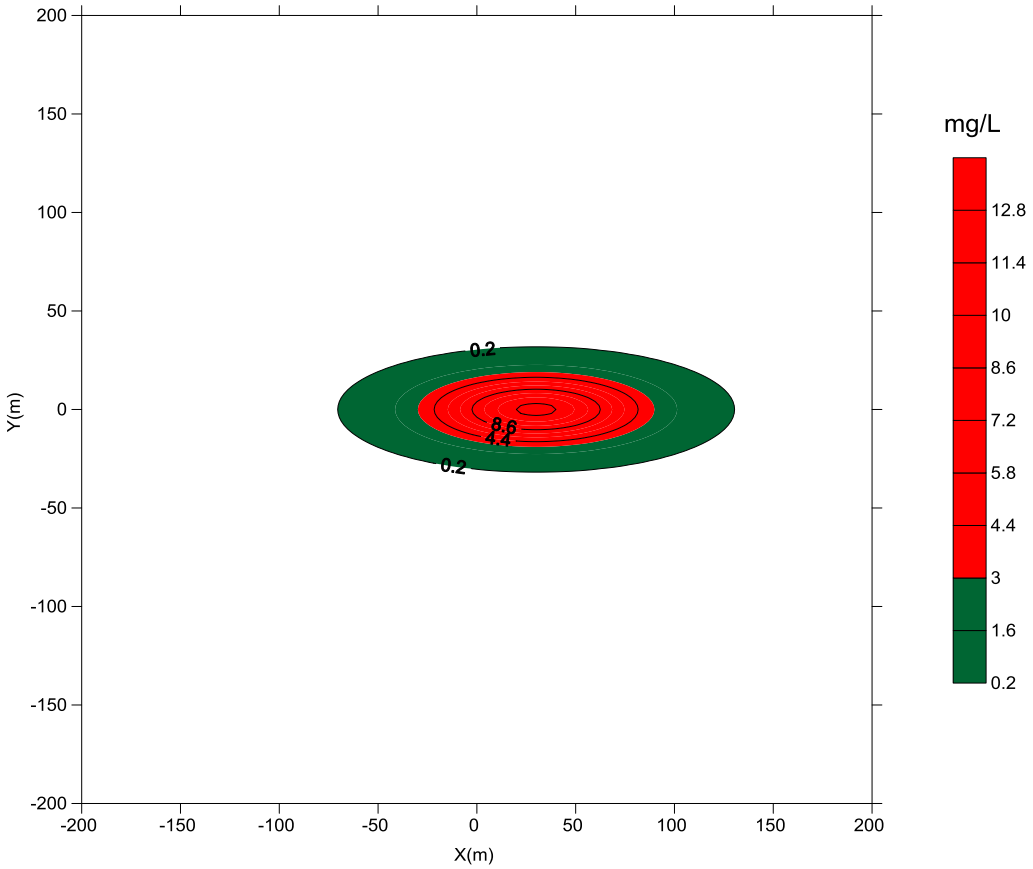


图 8.5.3-11 注醇管线泄漏后甲醇在第四系黄土含水层运移 1000d

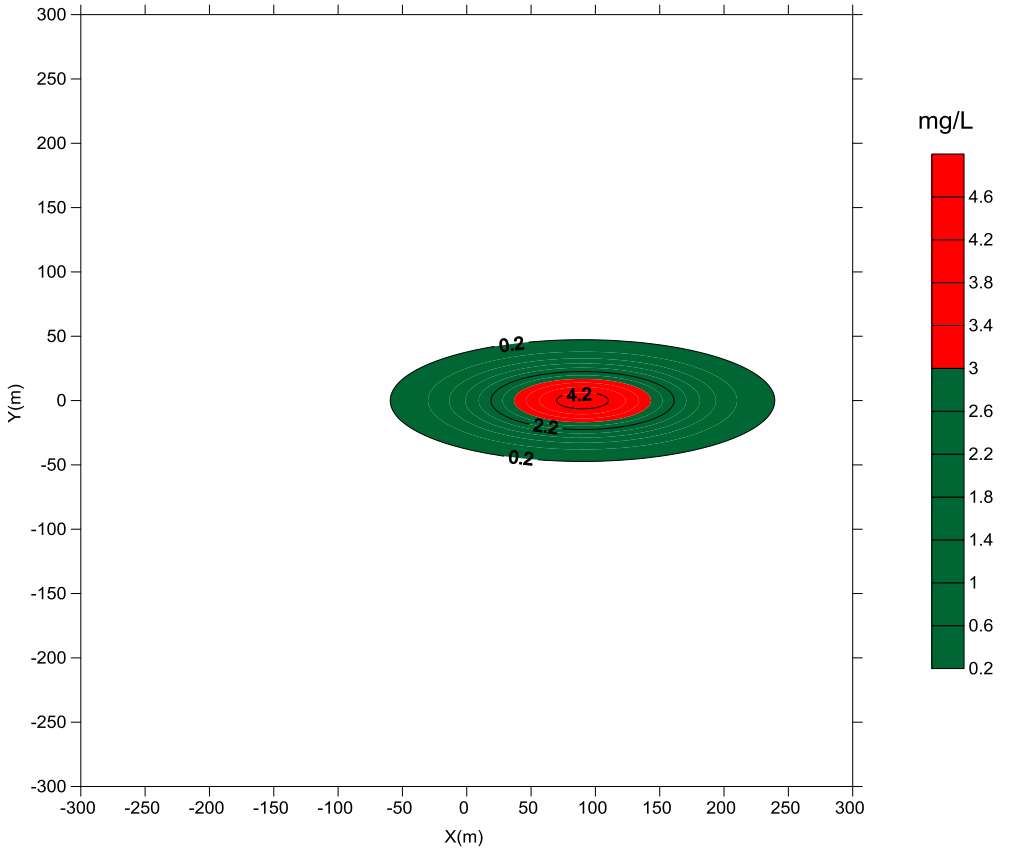


图 8.5.3-12 注醇管线泄漏后甲醇在第四系黄土含水层运移 3000d

②对第四系萨拉乌苏组含水层影响分析

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 三个时间点，当注醇管线泄漏后，随着时间推移，甲醇在萨拉乌苏含水层中的运移情况见表 8.5.3-5、图 8.5.3-13、图 8.5.3-14、图 8.5.3-15，其中（0,0）点为泄漏点位置，横轴正方向为地下水流向，下游含水层中甲醇的浓度变化情况见图 8.5.2-16。

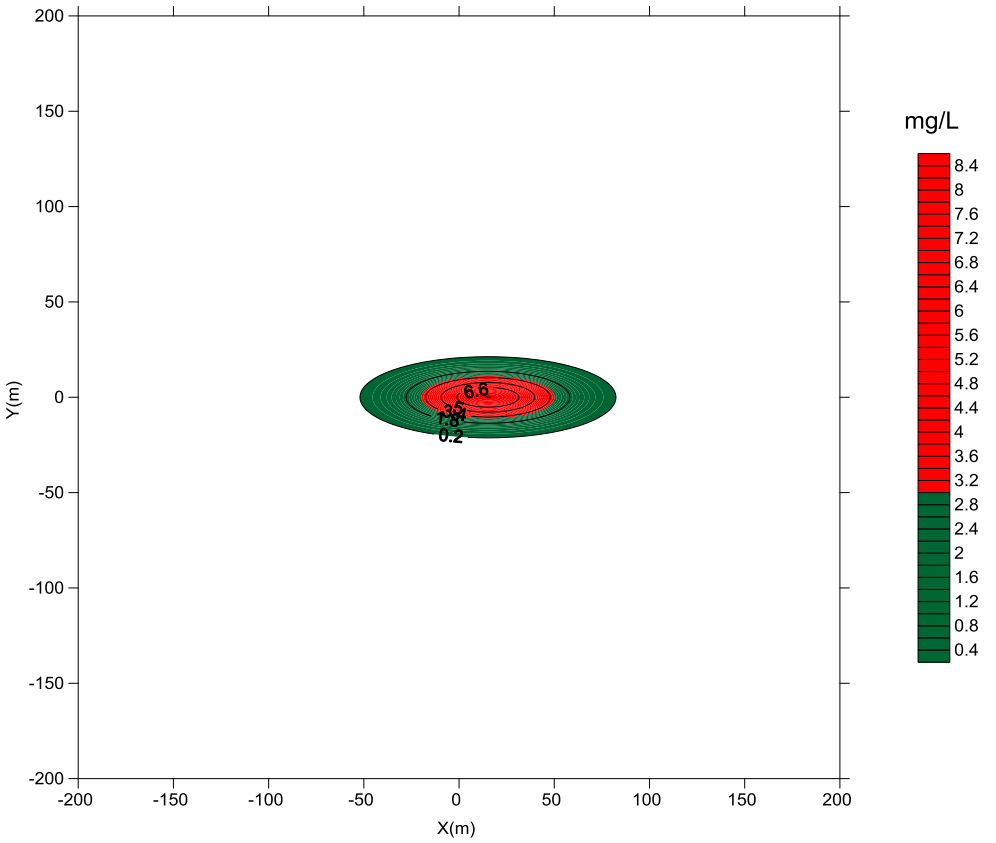


图 8.5.3-13　　注醇管线泄漏后甲醇在萨拉乌苏含水层运移 100d

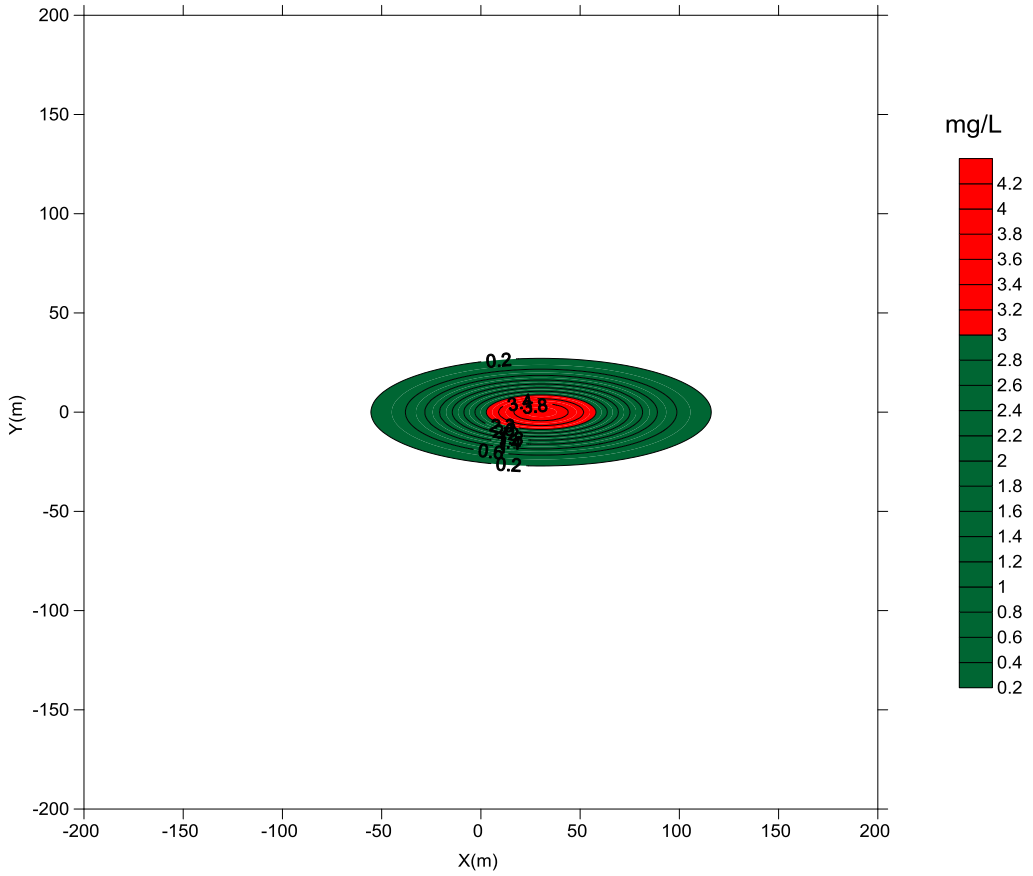


图 8.5.3-14 注醇管线泄漏后甲醇在萨拉乌苏含水层运移 200d

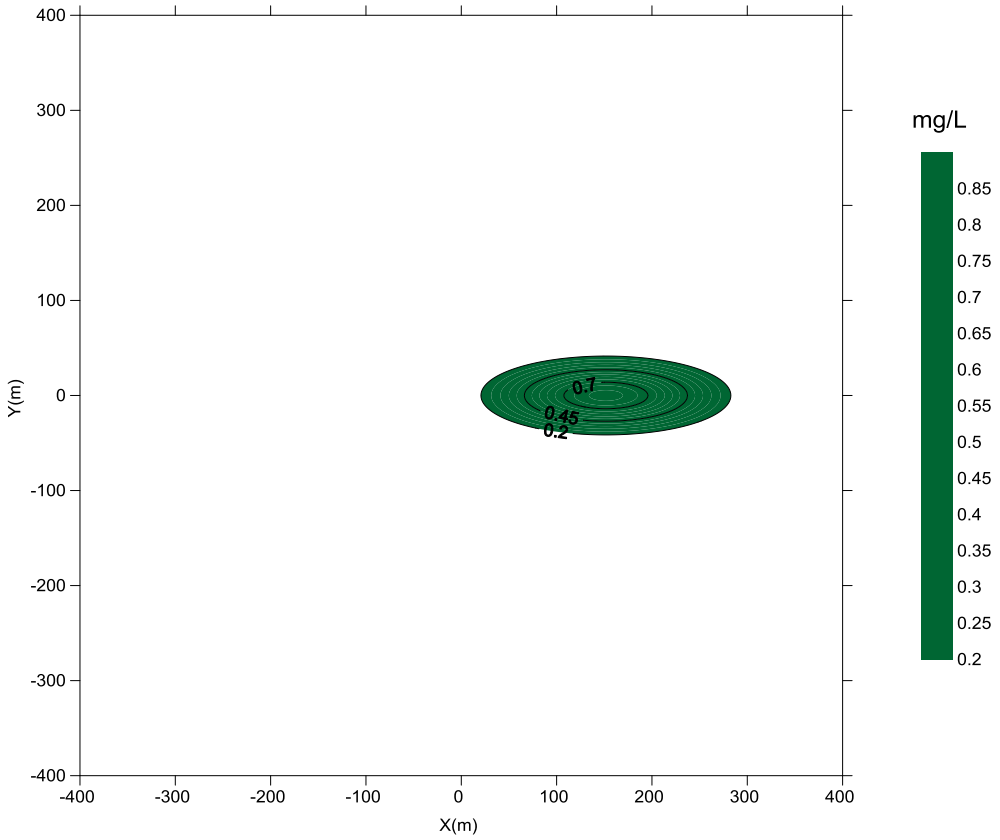


图 8.5.3-15 注醇管线泄漏后甲醇在萨拉乌苏含水层运移 1000d

表 8.5.3-5 萨拉乌苏潜水含水层甲醇运移特征表

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	8.21	4499	1220	82.5	50.1
200d	4.11	7308	757	116.1	58.0
1000d	0.82	17100	0	283.2	0

从图表中可以看出，在假设的非正常状况下，在预测初期（管线泄漏 100d 时），甲醇浓度最大为 8.21mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 82.5m，随着时间的推移，甲醇浓度逐渐变小，第 200d 时，甲醇最大浓度为 4.11mg/L，此时污染晕最大迁移距离为 116.1m；第 1000d 时，甲醇类最大浓度为 0.82mg/L，已不再超标，此时污染晕最大迁移距离为 283.2m。

8.5.3.5 输气管线对地下水环境影响分析

根据天然气样品组分分析结果表明，本项目气田的天然气主要成分为甲烷，另有少量的乙烷、丙烷、异丁烷、正丁烷、异戊烷及正戊烷等，相对密度为 0.74g/L。

按照气田开发可研，集输天然气的管线选用封闭性能好的管线，在正常工况条件下管线的安全性能较好，不会发生集输管线破裂的情况，对地下水环境不会产生影响。在非正常工况或者事故状态下，集输天然气的管线可能会因为管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致管线破裂，从而发生天然气泄漏事故。由于气田产出的天然气主要成分为极难溶于水的烷烃，其中甲烷占绝大多数；另外，评价区地下水位普遍埋藏较深，一般都大于 3m，本项目集输气管线埋于地下 1.5m，综合这两个方面考虑，集输气泄漏基本不会对地下水环境造成影响。

8.5.4 地下水环境保护目标影响分析

该项目地下水环境保护目标有：第四系黄土含水层、第四系萨拉乌苏组含水层和侏罗系、三叠系碎屑岩含水层。基于前面建设项目不同阶段地下水环境影响预测、分析、评价结果，下面重点就各阶段对地下水环境保护目标的影响进行分析。

⑴ 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、废液收集罐等设施符合环境保护要求，环境管理措施全面具体，井场建设就不会影响到项目场地周边地下水环境保护目标。

① 井漏事故对地下水环境保护目标的影响

据前文预测分析，在非正常状况下，发生井漏事故时，钻井废水会对周边涉及到的含水层产生一定的影响，尤其是侏罗系、三叠系碎屑岩系裂隙含水层及第四系萨拉乌苏及第四系黄土含水层。根据地下水径流方向、开采层位、拟建工程和周边居民的分散式水源井及集中式水源地的位置、距离关系判断，发生井漏后，污染物会对周边居民的分散式水源井产生一定的影响，但基本不会对集中式水源地造成较大的影响。由于地下水被污染后治理较为困难因此本次环评要求企业在施工钻井过程中应严格处理钻井废水，保障钻井废水不发生泄漏事故，避免对周边的地下水环境及居民供水安全产生影响。

⑵ 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，项目运行阶段污废水、固体废弃物和天然气处理站等基本不会对地下水环境保护目标产生影响。

① 增压脱水站采出水缓冲罐泄漏对地下水环境影响

本项目采出水缓冲罐发生渗漏，污染物通过包气带入渗进入地下水含水层，根据预测分析，随着时间的推移，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 39.3m。厂界处的石油类浓度在预测时段内未出现超标现象，根据周边分散式饮用水水源井的位置关系及地下水径流关系，采出水泄漏基本不会对分散开采井和供水水源地等地下水环境保护目标的供水安全产生影响。

②采出水管线渗漏对地下水环境影响

项目运行期集采出水管线可能受腐蚀发生渗漏，污染物可能会对地下水环境保护目标产生影响。当泄漏点处水位埋深较浅时，根据预测分析，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 158.1m。根据地下水径流方向、分散式水源井的开采层位、采出水管线和水源井的位置、距离关系等，在预测的最大污染晕范围内分布有对面川分散式水源开采井，因此项目运行期采出水管线发生破损渗漏有可能会对该分散式水源开采井造成影响。

因此环评要求企业在运行过程中加强对采出水输送管线管段的巡护，尤其是靠近分散式水源开采井的管段，避免发生采出水的渗漏事故对下游的水源井及周边居民的供水安全产生影响。

③注醇管线渗漏对地下水环境影响

根据预测分析，注醇管线发生泄漏后，泄漏点周边的地下水水质会在一定的时间内

受到甲醇的影响，污染物在预测的时段内的最大迁移距离为 109.4m。因此环评要求企业在施运行过程中加强对管线巡视，一旦发生管线或储罐的破损及渗漏事故时需及时采取对应的补救措施避免对地下水环境产生影响。

根据以上调查距离范围，结合前文预测分析结果，根据地下水径流方向、水源井、水源地的开采层位、拟建工程和水源地及居民水源井的位置、距离关系判断，在以上非正常工况下，会对泄漏点周边一定范围内地下水环境产生一定影响，基本不会影响到水源井及水源地的供水安全，但若是发生长时间的泄漏事件仍旧有可能对居民的供水安全产生一定的影响。

因此，环评要求建设单位应按照规定对场地内有可能发生泄漏的区域及设施进行防渗防腐处理，防止发生泄漏事故，一旦发生事故应及时采取应急措施。

8.6 闭井期地下水环境影响

建设项目进入闭井期，气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，可有效阻含油地下水与上部其他含水层之间的水力联系，井区内的含水层均不再受天然气开采的影响。

8.7 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。

8.7.1 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钻井工程产生的钻井废水、生活污水、及运行过程中产生的采出废水及采出水输送管线线等。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，前文已详细介绍，此处不再赘述。本次评价也要求建设项目钻井井场的钻井泥浆收集罐、储水构筑物、采出水输送管线、排水管道等必须采取防渗漏措施，杜绝各类废水下渗的通道。除此之外，建议管道尽可能地上敷设，做到污染物“早发现、早处理”。

8.7.2 地下水污染防治措施

8.7.2.1 钻井期

⑴ 钻井过程地下水污染防治措施

钻井过程中遇到地下水含水层时，应下套管注水泥封固，套管长度必须穿透含水层(带)，避免浅水层受到钻井泥浆的污染；固井、下套管时必须严格按照操作规范，防止因固井质量问题和套管破裂等原因使泥浆污染地下水。

⑵ 钻井泥浆废水治理措施

要求钻井架底座表面应有通向可拆卸储液池中的导流槽，保证钻井废水全部入可拆卸储液池中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

同时井场可拆卸储液池必须有防渗、防漏措施。后续工程按照钻井泥浆不落地的环保要求，均采用可拆卸式储液池，池底加铺高密度聚乙烯防渗膜，渗透系数≤10^{-10}cm/s；池内污染物量不能超过有效容积的 80%，留足防雨水外溢容量，可拆卸储液池周围要构筑深约 50～60cm 防渗污水收集渠，阻止暴雨时池水满溢外排。钻井过程中产生的废弃泥浆、岩屑在作业过程中应一同存放铺设防渗膜的可拆卸储液池内，与钻井泥浆、压裂返排液等一并交具处置资质的单位妥善处置。

⑶生活污水治理措施

由于各井场布置比较分散，产生的生活污水量小且污染负荷轻的特点，钻井期间各井场设置移动式环保厕所，盥洗水用于场地洒水灭尘，粪污委托当地农民定期清理用于农田施肥，不外排。

8.7.2.2 增压脱水站生产废水污染防治措施

为了防止增压脱水站生产中的“跑、冒、滴、漏”以及各种储水构筑物渗漏对区域地下水造成污染，集气站采取的具体防渗措施如下：

⑴建设期应做好厂区工业场地的防渗。污水罐区等地面应采取防渗和导流措施，天然材料防渗结构的天然防渗层饱和渗透系数不应大于 1.0×10^{-7}cm/s，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构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（厚度不宜小于 0.8mm）的结构模式，防渗结构层的渗透系数不应大于 1.0×10^{-10}cm/s；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不应小于 1.5mm）+抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构模式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于 1.0×10^{-6}cm/s。

⑵对于易泄漏生产装置区，地面应采用不渗透建筑材料铺砌，并设置围堰。

⑶对于储存和输送有毒有害介质的设备、管线、排液阀门应设双阀；检修、拆卸产生的废液必须集中收集，分质处理，不得任意排放。

⑷对所有冲洗和生活废水均应做到防渗收集，严禁废水外排地表水系和土壤以及下渗地下，使废水达到零排放。

为了确保防渗措施的防渗效果，工程建设场地整体防渗水平要求达到 10^{-7}cm/s。施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，并加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。同时应加强生产设施的环保设施的管理，避免废水跑冒滴漏。

①在项目运行期间，为监控生产生活污水对地下水的污染，实施覆盖整个场地的地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学合理设置地下水污染监控井等，及时发现，及时控制。

②产生的生活垃圾统一收集后交由环卫部门处置。

8.7.2.3 管线污染防治措施

根据扩建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，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。

8.7.3 地下水分区防渗

为了防止项目建设及生产过程中的跑、冒、滴、漏以及各种构筑物渗漏对区域地下水造成污染，环评建议建设项目采取的具体防渗措施如下：

建设期应做好钻井工业场地的防渗措施：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、地下水环境风险，拟采取的防渗处理方案及《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），将井场内的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见图 8.7.3-1、图 8.7.3-2 及表 8.7.3-1。

表 8.7.3-1 地下水分区防渗要求划分表

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	易	钻井工业场地、泥浆收集罐区、柴油罐区	石油类及其他	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，K≤1×10^{-7}cm/s；
一般防渗区	弱	易	外输装置区	石油类	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，K≤1×10^{-7}cm/s；
		易	来气进站区		
		易	采出液缓冲罐区、闪蒸分液罐区		
简单防渗区	弱	易	站内道路	其他类型	粘土碾压平整

①重点防渗区

将钻井工业场地、泥浆收集罐区、柴油罐区、污水污油池等区域划分为重点防渗区，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防渗层饱和渗透系数不应大于 1.0×10^{-7}cm/s，厚度应不小于 1.5m；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（厚度不宜小于 0.8mm）的结构模式，防渗结构层的渗透系数不应大于 1.0×10^{-10}cm/s；复合防渗结构应采用土工膜（厚度不应小于 1.5mm）+抗渗混凝土（厚度不宜小于 100mm）的结构模式，抗渗混凝土的渗透系数不应大于 1.0×10^{-6}cm/s。

不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s），且应与所接触的污染物或物料相兼容，采用的防渗材料及施工工艺应符合健康、安全、环保的要求。防渗设计应保证在设计使用年限内不会对包气带及地下水造成污染。当达到设计使用年限时，应对防渗层进行检验和鉴定，合格后方可继续使用。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，主要指本次新建的洲-19 增压脱水站的采出液缓冲罐区、闪蒸分液罐区等，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 1.0×10^{-7}cm/s，厚度不应小于 1.5m；刚性防渗结构抗渗混凝土渗透系数不应大于 1.0×10^{-8}cm/s，厚度不应小于 100mm；柔性防渗结构土工膜厚度不应小于 1.5mm。不管采取何种防渗型式，确保防渗性能应与 1.5m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 1.0×10^{-7}cm/s），且应与可能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、配电室及道路等地带，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。

对于易泄漏生产装置区，地面应采用不渗透建筑材料铺砌，并设置围堰。

对于本项目的采出水、注醇输送管线应进行防腐防渗处理；运行过程中检修、拆卸产生的废液必须集中收集，分质处理，不得任意排放。

对所有的冲洗废水应做到完全收集，严禁废水外排地表水系和土壤以及下渗地下，使废水达到零排放。

产生的生活垃圾统一收集后交由环卫部门处置。

为了确保防渗措施的防渗效果，施工过程中建设单位应加强施工期的管理，严格按防渗设计要求进行施工，并加强防渗措施的日常维护，使防渗措施达到应有的防渗效果。同时应加强生产设施的环保设施的管理，避免废水跑冒滴漏。

8.7.4 地下水环境跟踪监测方案

前文的溶质运移模拟结果表明，在所假设的非正常状况下，若不采取相应的措施则事故发生后可能会影响到建设项目周边居民的供水安全，但是由于水文地质条件的复杂性，很多因素是不确定的，数学模型预测不能将各种情况完全考虑，加之很多参数和地质体存在很大的不确定性，预测结果只能作为参考。因此建设单位应再项目的建设及运行过程中加强对项目各类废水及固体废弃物的储存措施以便能够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，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，设置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。

⑴地下水监测井布设原则

由于建设项目工程较多且较为分散，非正常状况下污染物渗漏的井位具有不确定性，对每个工程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几个方面考虑，一是监测点尽量布置在地面工程或回注井相对集中的下游；二是尽量布置在工程下游人口分布的位置；三是尽可能利用现有开采水源井作为监测点。初步布置的水质监测点分布见表 8.7.4-1、图 8.7.4-1，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，回注井回注系统监测要求见表 8.7.4-2。

表 8.7.4-1　　水质监测点基本情况统计表

序号	点位	井深（m）	结构	监测层位	监测点类型
1	沙界沟村水源井	25	水泥管	第四系	榆 13-榆 9 采出液管线下游跟踪监测点
2	马家山村水井	60	水泥管	第四系	米 46-38 井场下游跟踪监测点
3	管家咀村水井	75	水泥管	第四系	米 41-35 井场下游跟踪监测点
4	井家坪村水井	20	水泥管	第四系	米 45-27 井场下游跟踪监测点
5	闫家沟水井	215	水泥管	侏罗系	双 51-38 井场下游跟踪监测点
6	余山村水井	70	水泥管	第四系	洲-19 增压脱水站下游跟踪监测井

表 8.7.4-2 运行期回注井回注系统监测计划

类别	监测项目	监测点位	监测频次
运营期回注系统监控	回注压力、回注量、回注流量、持续时间、回注设备与管线巡检	回注井	1 次/天
	环压测试、封隔器测试、注入能力测试、注入层压力测试、回注系统腐蚀性检查	回注井	1 次/天
	水力封隔测试（含水泥胶结和温度测试）、井损测试、环控保护液检查	回注井	1 次/3 年
	探边模拟：回注区模拟以验证回注污水未进入邻近钻孔	回注井	1 次/2 年

⑵水质监测项目及监测频次

根据陕西省土壤污染重点监管单位名录，中国石油天然气股份有限公司长庆油田分公司第二采气厂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，具体如下：

背景监测点具体监测项目有：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、总硬度、挥发酚、氟化物、氰化物、耗氧量、溶解性总固体、铁、锰、铅、砷、汞、镉、六价铬、钠、硫酸盐、氯化物、石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、甲醇；监测频率为每半年一次。

跟踪监测点具体监测项目有石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、砷、汞、六价铬、甲醇；监测频率要求是每季一次，发现异常时，加密到每月甚至每周一次。这里异常具体包括三种情况：一是检出组分或常规组分浓度明显升高或超标；二是未检出组分连续检出；三是污染组分出现超标情况，如石油类、甲醇等；四是出现环境风险事故情况下。

⑶监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，定期向厂安全环保部门汇报，并抄

送环境保护行政主管部门。对于常规检测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，要开展系统调查，加密监测频次，加密到每月甚至每周一次；并分析污染产生的原因，确定泄漏污染源，要及时采取相应处理措施，并上报有关部门。

8.7.5 地下水环境监测管理

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

⑴管理措施

①防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。建设单位环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

②建设单位环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

③建立地下水监测数据信息管理系统，与项目部环境管理系统相联系。

④根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据项目部环境污染事故潜在威胁的情况，考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

⑵技术措施

①按照《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020)要求，及时上报监测数据和有关表格。

②在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性，并将核查过的监测数据通告项目部安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

了解项目区各集气站、井场、管线生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。加大监测密度，如监测频率由每季一次临时加密为每周一次或更多，连续多天，分析变化动向，周期性地编写地下水动态监测报告，定期对污染区的生产装置进行检查。

8.7.6 风险应急预案

制定预案的目的是为了能够有序的开展地下水污染事故处理措施，有效的控制地下水环境污染范围和程度，降低污染型事故所引起的对自然环境以及社会环境的不利影响，保障周边居民的饮水安全。结合本项目的工程特点，并参照相关技术导则，制定了

以下地下水污染事故处理程序（图 8.7.6-1）。

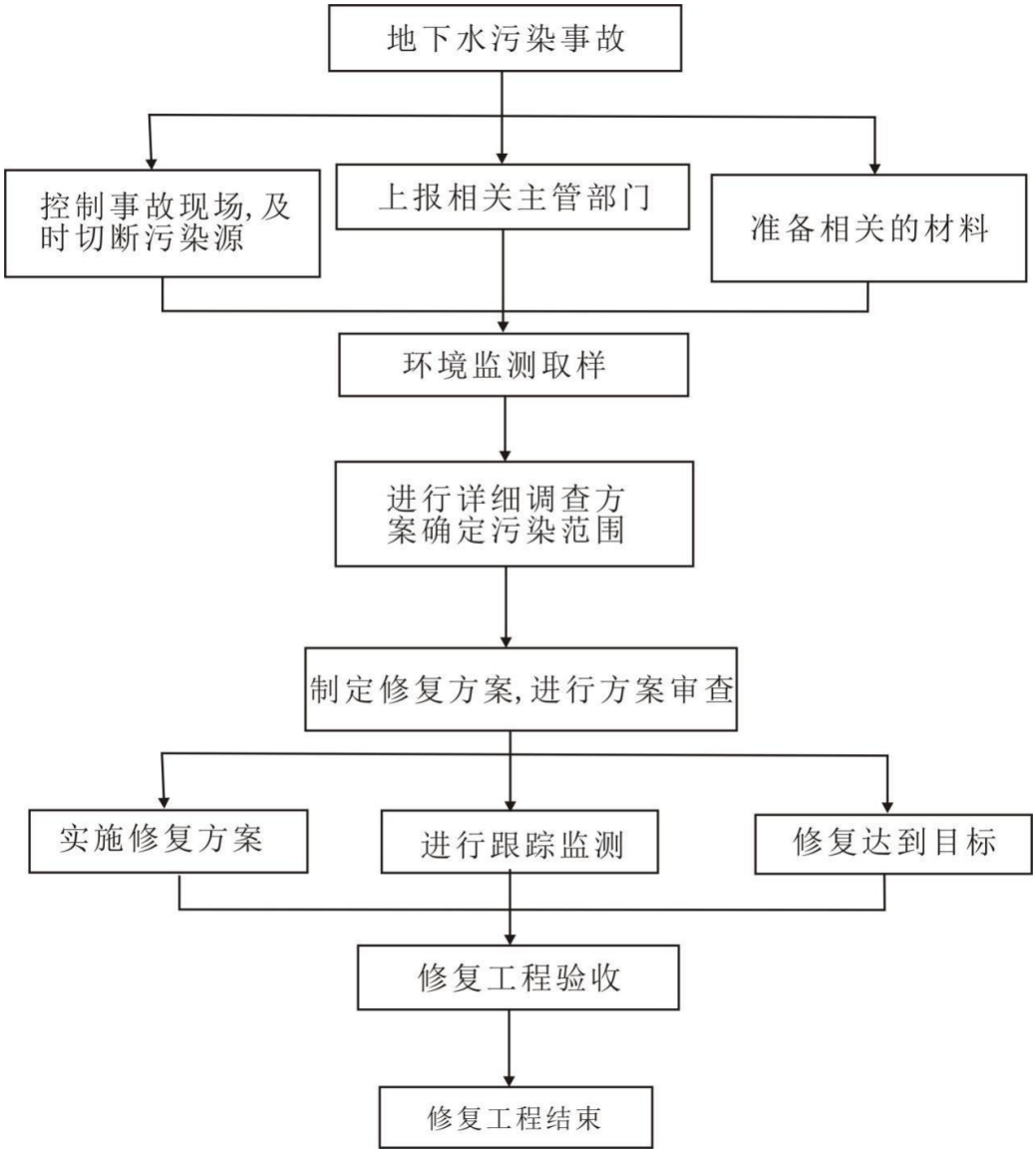


图 8.7.6-1 地下水污染事故治理程序图

9 生态环境影响评价

9.1 生态现状调查及评价

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。

9.1.1 生态环境现状调查方法

9.1.1.1 调查范围

为充分体现生态完整性，本项目生态现状调查范围取本次评价的气田开发范围，总面积约 14516.46km^2。

9.1.1.2 调查内容

由于气田开发范围内涉及陕西省无定河湿地自然保护区等以陆生珍稀动物为保护目标的生态敏感保护对象，神木市臭柏自然保护区以臭柏为保护目标的生态敏感保护对象，以及地方公益林。因此，评价重点针对本次工程占用、扰动区域及周边的陆生生态现状及评价区公益林现状进行调查。主要调查评价区内植物群系、类型，主要群落结构、组成及演替规律，动物区系及主要物种、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。

9.1.1.3 调查方法

⑴ 资料收集

收集整理评价区域及邻近地区内现有的能反映生态现状或生态本底的资料，包括《陕西植被》、《黄土高原植物志》等。在综合分析现有资料的基础上，确定实地考察的重点区域及考察路线。

⑵ 现场调查与走访

通过现场实地调查，识别植物种类、记录植被盖度和野外动物，走访当地环保局、林业局等部门了解评价区生态环境现状。主要内容包括植被类型、分布、面积、盖度，物种基本组成、优势物种、物种优势度或重要值等。现场调查于 2023 年 4 月进行，对项目所在地典型区域的植被进行了实地调查核实。采用定点和随机的方法对植被群落进行样方调查，记录植物种类、盖度、高度等信息。记录沿途所见动物。

⑶ 陆生植物调查方法

包括资料分析法、线路调查、样地调查相结合等方法。

① 资料分析法

搜集并分析线路工程涉及趋于相关林业部门的调查成果；

② 样线调查

在工程范围内的进行植物、植被的样方调查，采取路线调查与重点调查相结合的方法，在重点施工区域以及植被状况良好的区域实行重点调查；对资源植物和珍稀濒危植物调查采取野外调查和访问调查相结合的方法进行，记录沿线所见到的植物种类和植被类型。

③ 样方调查

在重点施工区域（如井站场/管线施工区、穿跨越工程）以及植被状况良好的区域实行样方重点调查，样方调查采用样地记录法，乔木群落样方面积为 10m×10m，灌木样方为 5m×5m，草本样方为 2m×2m 或 5m×5m，记录样地的所有种类，涵盖针叶林、阔叶林、灌丛、灌草丛、草地、农田等评价区常见且具有代表性的土地及植被类型。

样方调查内容：乔木群落：种类、树高、胸径、冠幅。灌木群落：种类组成、冠幅、高度、绝对多度、盖度、物候。草本植物：种类、高度、德氏多度、盖度。其它指标：地理位置、海拔、坡度、坡向、群落层次结构、生长状况等。

④ 调查点位

根据拟建工程设计确定的站场、管线走向及不同地貌特征，对区域各类生态、野生动植物资源、植被类型进行了实地调查。调查点位主要包括站场、管线穿越（邻近）的区域生态敏感区位置、沿线主要植被类型及陆生生态系统。野外考察共设 10 个植被样方，增强数据的可靠性。

⑷ 陆生动物调查方法

① 实地考察

到评价现场进行实地考察，考察项目评价区各种主要生境，以可变距离样线法和可变距离样点法对各种生境中的动物进行统计调查。

② 访问调查

在项目评价区及其周边地区通过对当地有野外经验的农民进行访问，与当地林业等有关部门进行交谈，了解当地动物的分布、数量情况。

③ 查阅相关资料

查阅当地的有关科学研究和野外调查资料。比照相应的地理纬度和海拔高度，对照相关的研究资料，核查和收集当地及相邻地区的相关资料。

④ 综合实地调查、访问调查和资料汇总，通过分析归纳和总结，从而得出项目现场及实施地和周边地区的动物物种、种群数量和分布资料，为评价和保护当地动物提供

科学的依据。

⑸ 植被生物量的测定与估算

由于气田开发区域较大，短时间内无法对每一种植被类型都进行实际测定，故本评价重点测定调查范围内分布面积广的植被类型的生物量，主要以现场调查及查找区域相关资料，估算出调查范围内植被类型的生物量大小。

⑹ 遥感影像处理及专题信息提取

① 遥感数据来源

遥感影像数据来源于 Sentinel-2A 卫星，空间分辨率 10m，研究选取夏季植被生长情况良好时段的影像进行解译工作，影像成像日期为 2022 年 7 月 25 日。

评价所选用遥感影像在成像时间、空间分辨率和光谱分辨率等方面均能满足评价工作等级要求，植被类型、土地利用现状等生态环境信息丰富，保证了各生态环境要素遥感解译结果的科学性和准确性。

② 遥感影像预处理

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件对影像进行大气校正、裁剪、增强等遥感影像预处理。首先，采用 ENVI5.1 软件中的 FLAASH 大气校正模块对影像进行大气校正，消除因空气折射、散射等引起的辐射误差；其次，按照调查范围裁剪影像，进行辐射增强处理后，得到提取各生态环境要素的基础影像，见图 9.1.1-1。

③ 专题信息提取

结合野外调查结果，选取训练样本，采用监督分类的最大似然法对遥感影像进行分类，并进行分类后处理，得到土地利用分类结果及植被类型，在 ArcGIS 中制作土地利用现状、植被类型等相关图件，并进行分类面积统计。

采用 ArcGIS10.2、ENVI5.1 等软件，基于遥感影像，在解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等为主要解译标志进行解译，分类统计并制图输出。根据提取到的各专题信息，结合现场调查及相关资料，分析评价区生态环境要素的空间分布特征。本专题遥感影像解译流程见图 9.1.1-2。

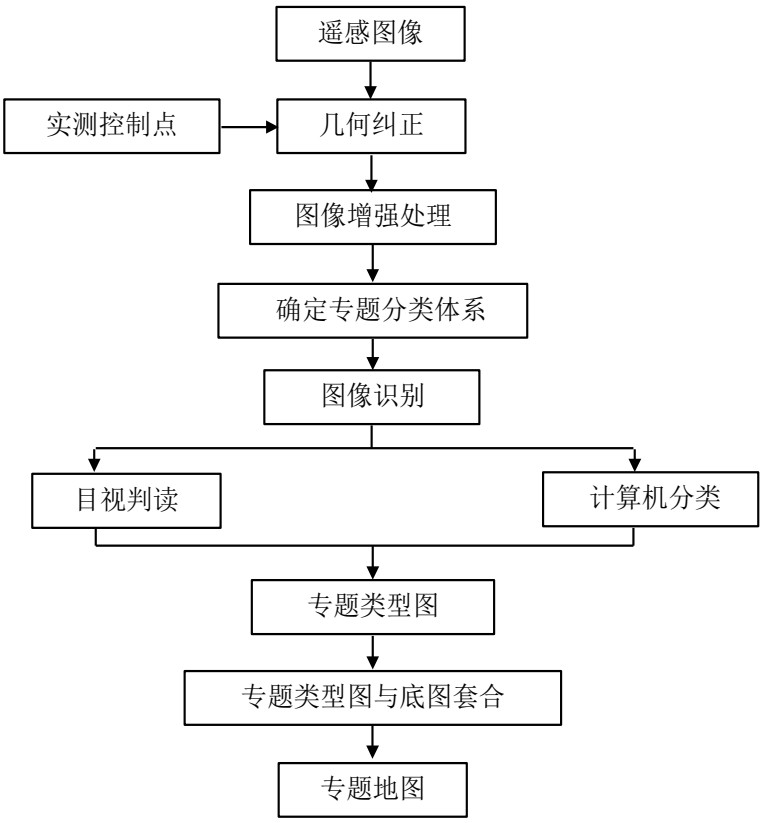


图 9.1.1-2 遥感影像解译处理流程图

9.1.2 生态功能区划及生态系统现状

9.1.2.1 生态功能区划

根据《陕西省生态功能区划》，本项目涉及 2 个一级生态区、2 个生态亚区、4 个三级生态功能区，具体见表 9.1.2-1 和图 2.3.1-1。

表 9.1.2-1 评价区生态环境功能区划

一级区	二级区	三级区	生态服务功能重要性或生态敏感性特征及生态保护对策	位置
长城沿线风沙草原生态区	神榆横沙漠化控制生态亚区	榆神北部沙化控制区	土地沙漠化敏感，控制土地开垦，合理利用水资源，保护湿地和植被	气田开发区域西北部大面积分布
		横榆沙地防风固沙区	沙漠化控制功能极重要，保护沙生植被，控制放牧与樵采，营造防风固沙林	气田开发区域西北部、西部小面积分布
黄土高原农牧生态区	黄土丘陵沟壑水土流失控制生态亚区	榆神府黄土梁水蚀风蚀控制区	土壤侵蚀极敏感，水蚀风蚀交错，土壤保持功能极重要，合理放牧，保护和恢复自然植被，搞好工矿区生态恢复于重建	气田开发区域东北部、东部、中部、西南部，沿神木至榆林南面大面积分布
		黄土梁峁状丘陵沟壑水土流失敏感区	沟壑纵横，土壤侵蚀极敏感-高度敏感，土壤保持功能极重要。建立基本农田，坡地退耕还林还草，开展流域综合治理，控制水土流失	气田开发区域东南部大面积分布

一级区	二级区	三级区	生态服务功能重要性或生态敏感性特征及生态保护对策	位置
		黄河沿岸土壤侵蚀敏感区	土壤侵蚀极敏感,保持功能极重要.封山封沟,恢复植被,营造护岸林带.	气田开发区域东南部带状区域

9.1.2.2 生态系统现状

⑴ 主要生态系统类型及分布

评价区域各生态系统的组成及分布见表 9.1.2-2。由表格可见，评价区域内以草地生态系统、农业生态系统和灌丛生态系统为主，其中草地生态系统占评价区总面积的 48.11%，农业生态系统占评价区总面积的 21.13%，其次还有约 19.64%的灌丛生态系统和约 5.87%的森林生态系统。

表 9.1.2-2 评价区主要生态系统特征及分布

序号	生态系统类型	解译标志	气田开发范围	
			面积/km^2	比例/%
1	森林生态系统	零星斑状散布	557.92	3.84
2	草地生态系统	呈不规则斑块状广泛散布	5945.48	40.96
3	灌丛生态系统	呈斑状散布	1133.88	7.81
4	荒漠生态系统	大面积散布	724.15	4.99
5	湿地生态系统	呈斑状散布于河流水面周边	188.95	1.30
6	农田生态系统	不规则斑块状散布	5355.47	36.89
7	村镇生态系统	形状规则的多边形	592.63	4.08
8	工矿生态系统	形状规则的多边形	17.98	0.12
/			14516.46	100

⑵ 主要生态系统结构与功能

根据现场调查，结合收集相关资料，评价区域主要陆生生态系统的结构见表 9.1.2-3。生态系统类型图见图 9.1.2-1。

表 9.1.2-3 评价区主要生态系统结构组成

序号	生态系统类型	主要植物物种	主要动物物种
1	森林生态系统	人工杨、柳林、刺槐、榆树、油松等	小型雀鸟
2	草地生态系统	长芒草、冷蒿、铁杆蒿、胡枝子、狗尾草等	小型兽类如黄鼬、草兔等，小型雀鸟如鹌鹑、沙鸡等
3	灌丛生态系统	柠条、酸枣、沙棘等	小型兽类如黄鼠、沙鼠、黄鼬等，中小型鸟类如各种麦鸡、沙鸡、灰椋鸟等
4	荒漠生态系统	沙柳、臭柏、沙蒿、柠条、锦鸡儿等	仅有少数爬行类如沙蜥、麻蜥等
5	湿地生态系统	沼泽化苔草	大天鹅、鸳鸯等
6	农田生态系统	谷子、玉米、豆类、薯类等农业植被	小型啮齿类动物、习见鸟类
7	村镇生态系统	各种景观植物及行道树	人类及饲养家禽家畜
8	工矿生态系统	各种景观植物及行道树	/

9.1.2.3 生态系统生物量与生产力核算

⑴ 估算方法及参数

① 生产力估算方法及参数

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·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成为净生产力（NPP），本项目计算植物的生产力采用植物净生产力。

参考《长庆气田分公司第二采气厂气田开发生态环境治理方案》，采用草丛的平均生产力为 2.64t/（hm^2·a），灌丛植被的平均生产力为 7.15t/（hm^2·a），乔木植被的平均生产力为 32.25t/（hm^2·a），农田植被的平均生产力为 8.4t/（hm^2·a）。

② 生物量估算方法及参数

根据范兆飞等（1997）、郭跃东等（2009）的研究，采用方精云等（1996）建立的基本参数，结合林地郁闭度与树胸径等数据，得到本项目评价区的乔木平均生物量为 84.2t/hm^2。

对灌木林的生物量，采用郭跃东等（2009）研究建立的基本参数并利用遥感资料，结合现场调查数据进行估测，在评价区生物量平均值为 25.3t/hm^2。

对于草地生物量，通过在典型样地采取“全部收获法”，实测得出本评价区草地生物量平均为 3.3t/hm^2。

农田主要是当年种，当年收割，因而农田生物量以当年植被的生产力所生产的生物量来定。

⑵ 核算结果

本开发区域的生产力和生物量计算结果见表 9.1.2-4。

表 9.1.2-4 本开发区域生产力、生物量计算结果

植被类型	面积 hm^2	平均生产力 t/(hm^2·a)	总净生产力 t/a	占比/%	平均生物量 t/hm^2	总生物量/t	占比/%
草丛	594547.97	2.64	1569606.64	18.09	3.3	1962008.30	13.99
灌丛	113387.81	7.15	810722.84	9.34	25.3	2868711.59	20.45
乔木	55791.56	32.25	1799277.81	20.73	84.2	4697649.35	33.49
农田	535546.63	8.4	4498591.69	51.84	8.4	4498591.69	32.07
总计	1299273.97	/	8678198.98	/	100	14026960.93	100

开发区域总净生产力为 8678198.98t/a。其中草丛总净生产力为 1569606.64 t/a，

占生产力总量的 18.09%；灌丛总净生产力为 810722.84t/a，占生产力总量的 9.34 %；乔木总净生产力为 1799277.81t/a，占生产力总量的 20.73 %，农田总净生产力为 4498591.69t/a，占生产力总量的 51.84 %。

评价区总生物量为 14026960.93t，以农田和乔木占比最高，其中乔木总生物量为 4697649.35t，占总生物量 33.49%；农田生物量为 4498591.69 t，占总生物量的 32.07%；灌丛总生物量为 2868711.59t，占总生物量的 20.45%；草丛生物量为 1962008.30t，占总生物量的 13.99%。

9.1.2.4 生态系统综合评价

⑴ 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。

⑵ 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 10.80t/hm^2，处于中等水平。

② 阻抗稳定性

阻抗稳定性是由该区域景观异质性决定的，因为高的异质性可以有效阻止外界的干扰。从评价区各用地类型斑块分布的格局可知，评价区包括灌丛生态系统、草地生态系统、村镇生态系统、农田生态系统等多种生态系统，整体上具有较好的阻抗稳定性。

⑶ 总体变化趋势

根据《陕西省榆林市植被生态演变及其驱动机制》，本项目所处的南部黄土丘陵沟壑区水土流失严重,是全国土地荒漠化和沙化危害严重地区之一,也是退耕还林等生态恢复工程实施的重点区域。自 2000 年至 2018 年间，该区域植被覆盖度呈现极显著增加趋势($p<0.001$),2018 年植被覆盖度 51.55%,较 2000 年增加 38.10%,年平均增加 1.66%/a,高于北部风沙草滩区的增速,增加区域主要集中在黄河沿岸吴堡、佳县、绥德和米脂等县。

本项目所属的北区区域属沙化和水土流失严重地区，自然条件差，气候干旱，降雨量少，生态脆弱。近年榆林市生态保护和建设虽然取得了明显成效，但与国民经济和社会发展的总体要求还有很大差距，生态状况依然十分脆弱，生态建设与经济发展还不协调，生态承载力与经济增长需求还不适应。部分治理区生态恶化态势趋缓但未得到根本遏制，生态保护与建设正处于关键时期。特别是面临的水土流失、土壤沙化、湿地萎缩等重大生态问题已严重威胁生态安全。

通过驱动机制研究表明，2000 至 2018 年近 20 年间，榆林市年降水量呈现很显著增加趋势,而气温增加不明显,整体气候表现为暖湿化,有利于植被的恢复和生长。年降水量与植被覆盖度呈现极显著正相关,年均气温与植被覆盖度显著性不明显。此外，生态恢复工程是榆林市植被生态改善的主要驱动机制,气候条件起到了促进作用。实施退耕还林和防沙治沙示范工程以来,榆林市林木保存面积达到 1498666hm^2,林木覆盖率提升到 34.8%,沙化土地治理率达 93.24%,土地沙化和水土流失明显减轻。

9.1.3 土地利用现状

根据《土地利用现状分类》（GB/21010-2017）规定，结合国家农业区划委员会颁布的《全国土地利用现状调查技术规程》，评价区土地利用现状类型分为 7 个一级类型和 9 个二级类型。在影像解译中，土地利用现状主要根据色彩、色调、纹理和形状等特征作为主要解译标志进行解译，土地利用现状解译标志见表 9.1.3-1。

表 9.1.3-1 土地利用类型遥感影像特征植被覆盖度类型

序号	土地利用类型		遥感影像特征
	一级类	二级	
1	耕地	旱地	呈淡红色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于评价区中部，解译标志明显
2	住宅用地	城镇村宅基地	呈浅灰色色彩，呈片状分布或棋盘状，有道路连接
3	林地	乔木林地	呈紫红色色彩，斑块状分布，呈团簇状集中分布，解译标志明显
4		灌木林地	呈暗红色色彩，具斑点状影纹，分布于低山丘陵区
5	草地	其他草地	呈灰色～浅红色色彩，广泛分布于评价区内
6	水域及水利设	河流水面	呈蓝色色彩，呈线状分布

7	施用地	水库水面	呈蓝色色彩，呈片状分布
8	交通运输用地	公路用地	呈浅灰色线装分布
9	工矿仓储用地	工业用地	呈浅灰色色彩，呈片状零散分布，有道路连接

在卫星影像图基础上解译出本项目评价区土地利用现状图，见图 9.1.3-1。评价区土地利用现状面积统计结果见表 9.1.3-2。

表 9.1.3-2 评价区土地利用现状统计表

土地利用现状	面积/hm^2	占评价区比例/%
城镇用地	2582.29	0.18
沙地	72414.81	4.99
草地	113387.81	7.81
灌木林地	594547.97	40.96
乔木林地	55791.56	3.84
旱地	535546.63	36.89
河流水面	59263.12	4.08
水库水面	1798.48	0.12
公路用地	16312.82	1.12
合计	1451645.49	100.00

由上表可知：总体而言，评价区主要土地类型为灌木林地和旱地，分别占评价区总面积的 40.96 %和 36.89 %。评价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。

9.1.4 植物资源现状

9.1.4.1 植被区划

根据雷明德（1999）《陕西植被》有关陕西植被区划系统，陕西省划分为 3 个植被区域、4 个植被地带、8 个植被区和 30 个植被小区。本项目开发范围内分布 1 个植被区域、1 个植被地带、2 个植被区及 4 个植被小区，详见表 9.1.4-1。

表 9.1.4-1 评价区植被区划

植被区域	植被地带	植被区	植被小区
草原区域	温带草原地带	长城沿线风沙草原区	Ⅰ A1⑴窟野河西沙地沙生、草甸草原植被小区
			Ⅰ A1⑵榆林、靖边沙生植被小区
		陕北黄土梁峁、丘陵灌木草原区	Ⅰ A2⑷神木、府谷兼有温性针叶树种的地椒、蒿类植被小区
			Ⅰ A2⑸佳县、子洲梁峁、丘陵长芒草、河朔尧花、蒿类植被小区
			Ⅰ A2⑹吴堡、子长梁峁、丘陵禾草草原植被小区

⑴ 窟野河西沙地沙生、草甸草原植被小区

该小区自然条件优于全区各小区，植被较为繁盛，结构也较复杂，其分布受基质、土壤发育程度和小地形的影响。

在固定、半固定沙丘上，代表性的群落是由以黑沙蒿、沙柳、柠条、白沙蒿等为优

势种所组成的各种群落为主，其中又以黑沙蒿群落为主，其次为白沙蒿、沙柳和柠条群落以及它们组成的共优种群落。

在半流动性的沙丘上，主要分布有白沙蒿、黑沙蒿、牛心朴等组成的群落。平坦沙地和缓沙丘上分布有黑沙蒿，牛心朴群落，其中常伴生有赖草、白草、野苜蓿、泡泡豆、软毛虫实、沙米、细叶大戟等，滩地外围也有该群落分布，常伴生有芦草、蒲公英、赖草、野苜蓿、沙珍棘豆、刺儿菜、柠条等。在水分条件较好的丘间低地或平坦沙地上，分布有黑沙蒿、白沙蒿群落，伴生有芦草、碱茅、秃女子草、沙竹等。在固定沙地上，植物群落以黑沙蒿为建群种，该群落分布最广，其伴生种为白沙蒿、牛心朴、泡泡豆、草本择状紫云英、绵蓬、白草、赖草、苦英菜、柠条等。由于柠条有着茂密丛生的枝条和深而发达的根系，因而其分布也很普遍，其中最常见的群落为柠条、黑沙蒿群落，固定沙地上及部分洼地中均可见到，伴生种有牛心朴、泡泡豆、软毛虫实、沙米、披针叶黄华、苦豆子、远志、草木择状紫云类、菊爬、刺种、泥糊菜等。其次为白沙蒿+黑沙蒿+柠条群落，分布略逊于前者。本小区还分布一些臭柏群落，但不普遍，目前仅小片残存于神木的大、小保当，榆林的刀兔、双山等地，其结构较复杂紧密，下层常有一些喜湿植物，如黄精、柴胡、茜草等，主要伴生种有白草、硬质早熟禾、冷蒿、寸草等。此外还有臭柏、黑格兰等所组成的灌木群落。

在丘间洼地中，主要分布的是沙柳群系。其中部分为人工栽培，分布较广，生长旺盛。也有少量的沙柳+乌柳，沙柳+芦草+假苇拂子茅等群落，洼地边缘分布有沙柳+柠条+沙蒿群落。在一些硬梁地上，主要分布着达乌里胡枝子+猫头刺群落和地椒群落，瑶镇、尔林兔等地的黄土硬梁地上及一些固定沙丘顶部还分布有沙樱桃灌丛，其伴生种有柠条。草本层主要是短花针茅、黑沙蒿、达乌里胡枝子、牛心朴等。

至于滩地植被，其分布取决于地下水位高低及其所含盐分的多少，一般在滩地海子浅水处，最先出现沼泽植被类型，主要有香蒲群落，其伴生种有泽泻、芦草、慈姑、飘拂草、灯心草等。芦草群落，有时与香蒲群落混生，但大都自成单优种群落，分布于海子或季节性积水处，生长良好。慈姑、泽泻群落也在水边或近水岸边分布，但都很少。上述群落外围主要有芦草+球穗莎草，球穗莎草等群落，其伴生种有旋复花、三尖草、多茎委陵菜、海乳草等。花穗莎草群落分布于地下水位较深处及河流阶地上，生长良好。常见伴生种有芦草、中华蒲公英、三尖草、泽泻等。随土壤盐分的逐渐积累，有寸草+马蔺，花穗水莎草+锦代代，寸草+海乳草等群落出现。当土壤轻度盐渍化时，上述群落为芨芨草、盐地碱蓬等群落所代替，盐渍化加强时，形成盐地碱蓬群落，但分布不广。

秃尾河、窟野河沿岸滩地有寸草、锦代代占优势的群落出现，其共生种有画眉草、车前、曲尖委陵菜、海乳草等。村落附近或渠岸、地边分布有零星的人工旱柳、小叶杨、榆树等乔木树种。

农作为一年一熟制，作物构成以糜、谷、大豆为主，其次为薯类、小麦、油料、玉米、稗子等，春麦占一定面积。就产量而言，玉米最高，次为糜、谷、大豆等。

⑵ 榆林、靖边沙生植被小区

该区植物抗旱耐沙，分布稀疏，覆盖度小，群落成分单纯，结构简单。其主要代表性群落是沙竹、沙蒿、牛心朴、秃女子草等，尤其以前三者最为多见。其分布依基质和小地形条件而有规律的变化。

大部分流动性很强的沙丘上几乎没有植物生长。但在一般情况下，沙米群落分布相对很广，主要分布在沙丘落沙坡的中部和下部，沙竹群落分布也非常广泛，在数量上仅次于前者，因其具长而发达的根茎，有极强的繁殖能力，以致它能生长在其他许多植物不能生长的沙丘中上部。白沙蒿群落，沙区几乎到处可以见到，主要分布于沙丘之迎风和背风的两个坡脚，以至丘间平坦沙地，常伴生有沙米、沙竹和黑沙蒿。踏郎群落主要分布在靖边北部的和缓起伏的固定、半固定沙丘上。牛心朴群落，多分布在基质较细且较紧实的平坦沙地或丘间地上，不甚常见，其中伴生有沙米、沙蒿等。秃女子草群落同牛心朴群落分布条件大体相似，更为少见，是零星片状出现。此外，还有以白沙蒿、牛心朴为共优种的群落等。

丘间洼地则因基质条件较佳，常出现有喜湿和对水分条件要求较高的沙柳、拂子茅、芦草等主要群落。当地下水位较高，以至地面潮湿时，则以芦草群落为主，拂子茅群落则分布在丘间洼地的较为干燥处。沙柳群落分布在较潮湿的洼地中，但在沙丘迎风坡脚或落沙坡底也可见到。滩地在本小区所占面积不大，其中主要分布着草甸植被，局部地区有盐生草甸，如分布在榆溪河沿岸滩地的寸草杂草群落和寸草、锦代代群落。

小区内个别条件较好处有小叶杨、旱柳等乔木分布。局部地区的硬梁地上分布有草原成分为建群种的植物群落，其类型主要有：达乌里胡枝子、猫头刺灌丛，杠柳群落，长芒草、达乌黑胡枝子群落、冷蒿群落等，特别是芦河西岸，有大面积的达乌里胡枝子、猫头刺群落。

农业生产为一年一熟制，主要作物种类仍为糜谷。风大、温低是本小区农牧业生产的最大障碍，因而植树造林、防风固沙在本小区仍然是重要间题。滩地可发展农牧业生

产，但应重视营造防护林网，以利防风固沙，减少土壤水分蒸发，减轻和防止土壤盐渍化。

⑶ 神木、府谷兼有温性针叶树种的地椒、蒿类植被小区

本小区区别于其他小区的显著特征是具有侧柏、侧柏杜松、油松构成的疏林，尤多见于府谷，北部以油松、杜松为主，南部以侧柏为主。油松林多为人工林。林间灌丛和草本植物主要有黄刺玫、笑厌花、矮锦鸡儿、地椒、菱蒿、铁杆蒿、茵陈蒿、长芒草、远志、紫云英、点地梅、中国委陵菜等。

自然植被面积分布最广者为黄刺玫、菱蒿、铁杆蒿、地椒、达乌里胡枝子等为优势种组成的各种灌木、半灌木群落，草本植物以扁穗鹅观草，羊草、长芒草、宿根早熟禾等为常见，但很少出现纯草本群落，并多杂有灌木和半灌木。黄刺玫群落多伴生有笑厌花、铁杆蒿、菱蒿、地椒.、牡蒿、臭青蒿、薄雪草等。铁杆蒿群落分布于阳坡，伴生有黄刺玫、笑厌花、地椒、赖草、针茅、宿根早熟禾、达乌里胡枝子、委陵菜属、紫云英属、白茅等。艾蒿群落占据着与铁杆篙相似的小生境，伴生有黄刺玫、铁杆蒿、矮锦鸡儿、宿根早熟禾、达乌里胡枝子、茵陈蒿、针茅属、三裂绣线菊、紫云英属、羊草、多杆鹅观草、灌木铁线莲、乳花点地梅等。达乌里胡枝子群落中伴有茵陈蒿、三芒草、远志、草木挥状紫云英等。另外还有柠条群落，主要伴生有拂子茅、杠柳、牛心朴子、白沙蒿、针茅属、达乌里胡枝子等。除此而外，在局部片沙覆盖地区还可见到一沙米群落，其伴生种有白沙蒿、沙竹、白草、软毛虫实、牛心朴子等；牛心朴子群落，伴生有沙米、白草等；白沙蒿群落，伴生有拂子茅、牛心朴子、柠条、沙棘、沙珍棘豆、地椒、宿根早熟禾、远志、多杆鹅观草、绵蓬等；达乌里胡枝子和猫头刺组成的共优种群落。河谷滩地分布有寸草、锦代代群落，乃共优群落，伴生种有画眉草、海乳草、中华蒲公英等。某些较轻度盐渍化滩地或盐碱土上分布有碱蓬等群落。近水边有香蒲群落。近黄河峡谷的东部地区有一些草本植物占优势的群落，最常见有茵陈蒿、狗尾草、白羊草、糙隐子草、达乌里胡枝子、冰草、艾蒿、铁杆蒿、矮雁皮、杠柳、矮锦鸡儿和酸枣等。

人工栽培的其他乔木群落有刺槐、红枣一、白桑、白榆、小叶杨，多见于沟道或低缓山坡，另有椿、国槐等树种零星分布。果树种类有枣、桃、杏、苹果、梨、花杏等。

农业植被的作物组成以糜、谷为主，次为大豆、小麦及部分春小麦、洋芋、红薯、玉米、水稻等。其他经济作物有油料植物文冠果、花生等，另有甜菜及小面积的棉花

⑷ 佳县、子洲梁峁、丘陵长芒草、河朔尧花、蒿类植被小区

本小区植被与西侧邻近小区相比，灌木、小半灌木在群落中所占比例较大，甚至于偶可见到灌木群落。小区内普遍分布的群落有河朔尧花、长芒草的共优种群落，其内杂以达乌里胡枝子、隐子草、菱蒿、铁杆蒿、白花草木择、早熟禾、猪毛蒿、黄花铁线莲、木本铁线莲、艾蒿等。铁杆蒿和艾蒿组成的共优种群落或各自成为群落相间而生，这些群落以阴坡发育较好，主要伴生种有糙隐子草、白羊草、达乌里胡枝子，宿根早熟禾、长芒草、大针茅、短雁皮等。长芒草群落主要分布在梁峁顶部或向阳坡地，伴生种有达乌里胡枝子、河朔尧花、白花草木择、芯巴、木本铁线莲、铁杆蒿、菱蒿、多叶隐子草、糙隐子草、草木择状紫云英。大针茅群落，主要分布在北部地.区，伴生种与长芒草群落相似。区内还可以见到隐子草为优势种的群落。在陡坡或沟底分布有许多灌木，主要种类有杠柳、短雁皮、酸枣、丁香、扁核木、狼牙刺、柠条、三娅绣线菊、甘蒙锦鸡儿等，它们或散伴于草本群落之中，或构成纯优、共优种群落。此外，达乌里胡枝子群落在本小区分布也比较普遍。

小区内乔木群落几乎没有，仅偶然可见极零星的侧柏疏林，且多系人工栽植。其次如杜梨、臭椿、国槐、白榆等乔木树种虽也常见，但也极其星散。经济林木主要桑、枣、沙果、桃、杏、梨等，其中枣树以东部地区河谷中为最多。

农业植被的粮食作物主要有谷子、冬小麦和大豆，其次为高粱、玉米、糜子、大麦、洋芋和荞麦等，且不同于西部及北部诸小区而有红薯出产。油料作物中以黄芥为主和木本油料文冠果多见，兼有芝麻和花生。此外，东部地区有棉花种植。耕作制度为一年一熟。

⑸ 吴堡、子长梁峁、丘陵禾草草原植被小区

本小区系黄土梁峁共同组成的黄土梁峁丘陵沟壑区，东部多南北走向的黄土梁状塬地，黄河沿岸是峡谷丘陵地带。本小区内阳坡或梁峁顶部，多分布有长芒草、白羊草、茭蒿、隐子草、达乌里胡枝子等构成的单优种或共优种群落，其主要伴生种有大针茅、铁杆蒿、宿根早熟禾、茵陈蒿、远志、鹅观草、阿尔泰狗哇花、麻黄、卷柏等，其中卷柏在安塞县北部等地甚而形成优势种，并与大针茅形成共优群落。在北部地区成为建群种为河蒴尧花，虽在本地也常见，但未构成优势种，均以伴生种出现。该小区西北还有少量地椒和冷蒿，但同样以伴生种出现，东部地区则未见有之。本小区常见的灌木种类有黄刺玫、狼牙刺、木本铁线莲、杠柳、酸枣、扁核木、白及梢、矮锦鸡儿、小叶锦鸡儿、丁香、三桠绣线菊等，此外藤本的黄花铁线莲也较为常见。

本小区内可见有臭椿、杜桑、山杏、白榆、白桑、国槐等星散出现，半栽培的乔木有旱柳、果树、刺槐、小叶杨等，均见于村落附近、河沟两旁。经济林木有桑、沙果、桃、杏、梨、枣等，其中以桑为最多，分布亦广，几乎遍布全小区。枣树亦然，但以东部为甚，多见于河谷沟道两旁，红枣产量为省内之冠。

农作物主要有谷子、冬小麦或大豆，其次为高粱、玉米、糜子、大麦、洋芋、红薯、荞麦等。经济作物中有一些棉花和芝麻等，多分布于本小区东部，产量甚低。西部安塞县北部和东部的子洲、绥德南部均有文冠果分布。

9.1.4.2 主要植被类型样方调查

本次工程主要分布于黄土梁峁、丘陵区，根据植物群落类型设置调查样地。2022 年 6 月，长庆油田分公司第二采气厂 2022 年子洲-米脂气田产能建设工程环境影响报告书和长庆油田分公司第二采气厂神木气田 2022 年产能建设工程编制过程中在调查区域上选取有代表性的群落进行了典型取样。所进行的样方调查涵盖了评价区所有的地貌类型和群落类型。

样方调查中，对于乔木群落，设置 10m×10m 的样方，调查其高度、冠幅、胸径。对于灌木丛，设置 5m×5m 的样方，对样方中的灌木和半灌木，调查项目有种类组成、冠幅、高度、绝对多度、盖度、物候等。草本植物群落的样方大小设为 2m×2m 或 5m×5m，草本植物主要记录其高度、德氏多度、盖度等。样方调查点位分布见图 9.1.4-1。

9.1.4.3 评价区主要植被类型

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、乔木林、灌木林地、天然草地等 4 类。在影像解译中，植被类型解译标志见表 9.1.4-11。

表 9.1.4-11 植被类型及遥感影像特征

植被类型	遥感影像特征
农业植被	呈粉红色色彩，色彩均匀，具格状影纹，分布于黄土梁峁盖地和缓坡地。在河道两侧呈带状，块状分布，解译标志明显
落叶阔叶林	紫红色色彩，分布于评价区的沟谷阴坡
温性灌丛	呈暗红色色彩，具斑点状影纹，分布于较陡沟谷或沟谷阴坡
温性草丛	呈灰色～浅红色色彩，广泛分布于评价区内

根据遥感解译标志编制植被类型图，见图 9.1.4-2，评价区植被类型面积见表 9.1.4-12。

表 9.1.4-12 评价区植被类型统计 单位：面积—hm^2，比例—%

植被类型	面积	比例%
温带落叶阔叶林	55791.56	3.84
温带灌草丛	113387.81	7.81
温带草丛	594547.97	40.96
农业植被	535546.63	36.89
无植被区	152371.51	10.50
合计	1451645.48	100.00

从植被类型面积统计看：评价区植被以温带草丛植被占绝对优势，主要为较为稀疏的中生或旱中生禾草，占评价区总面积的 40.96%，其次为农业植被和无植被区为主，分别占评价区总面积的 36.89%、10.50%，其他植被比例较少。

9.1.4.4 评价区植被覆盖度

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 9.1.4-3，植被覆盖度面积统计见表 9.1.4-13。

表 9.1.4-13 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	320217.92	22.06
中覆盖度	30-45	201237.47	13.86
	45-60	269684.39	18.58
高覆盖度	60-75	310909.17	21.42
	＞75	349596.53	24.08
合计	/	1451645.48	100.00

根据植被覆盖度遥感影像解译结果图和数据统计结果，评价区植被覆盖度以中高覆盖度为主。①高覆盖度植被分布于评价区中部及东南部，为沟谷上游且沟较少的阴坡地带；②中高覆盖度植被分布于评价区内沟谷两侧，且以阴坡陡坡沟坡地为主，分布较为均一；③中覆盖度植被广泛分布于黄土塬及沟谷两侧，且以阳坡及缓坡沟坡地为主，分布较均一；④中低覆盖度植被分布于评价区基岩沟谷陡坡地、黄土梁峁区，主要为薄层覆沙地带和陡坡地带；⑤低覆盖度植被分布于评价区西北部沙地区，以及基岩沟谷陡坡地，主要为陡坡、陡崖地带及河谷城镇建设区。

9.1.4.5 植物资源

本次调查主要包括子洲县、米脂县、绥德县、榆阳区、佳县和横山区和神木区域的植被。

⑴ 子洲县植被

子洲县植物群落以草本植物为主，木本植物次之，以莎草科、蒿属、豆科、禾本科占优势，总的趋势是气候旱化，由稀树草原植被逐渐变为草原植被为主。

⑵ 米脂县植被

米脂县常见植被类型有干草原、落叶阔叶灌丛、草甸和水生植被。

①干草原：为县内地段性植被，零星分布于较高亢的地貌部位，有长芒草草原、冷蒿草原、铁杆蒿草原等群系。

②长芒草草原：境内代表性干草原群系，小块分布在山梁顶部、沟坡边缘等向阳高处。植物组成简单，约有 60 余种种子植物。旱生品种居多，长芒草是稳定建群种，伴有达乌里胡枝子、茵陈蒿、艾蒿等种群。其他混杂优势植物为糙隐子草、阿尔泰紫菀、大画眉草、泡泡豆、针茅等。

③冷蒿草原：是长芒草草原遭破坏、自然退化后形成的。以冷蒿为主要建群种，另外还有长芒草、针茅、早熟禾、多根葱等 70 多种植物伴生。群落覆盖度 40～50%，可分为小半灌木和低草两个亚层。

④铁杆蒿草原：分布在山地阴坡、半阴坡，常以长芒草草原和茭蒿草原复区存在。以铁杆蒿为建群种，伴生植物有长芒草、河朔荛花、远志、黄鼠草、柴胡、甘遂等 50 多种。

⑤落叶阔叶灌丛：境内落叶阔叶灌木 30 余种，大多为散生状态。灌丛有柠条、酸枣、紫穗槐等 10 余种群系。

⑥柠条灌丛：分布全县，人工种植。除柠条外伴有麻黄、酸枣及锦鸡儿属灌木，以及长芒草、白羊草、铁杆蒿、胡枝子等草类，群落覆盖度 40～80％。

⑦酸枣灌丛：酸枣喜阳耐旱，多生于向阳坡畔。伴生长芒草、白羊草、柴胡等，覆盖度 50％以上。灌丛层高 1～2 米，草本层较低，覆盖度不到 15％。

⑶ 绥德县植被

绥德县生长的主要是灌木、野草和野花。灌木主要有柠条、酸枣、乌柳、羊厌厌等。野草有 400 多种，其中主要有 18 科 80 多种，以菊科、禾本科为主，次为豆科、十字花科、蔷薇科、旋花科、百合科等。野花有 4 类、60 多种、100 多个品种。

⑷神木市植被

神木市以豆科、菊科、禾本科和藜科植物为评价区植物种类的主体，其余各科均仅含少数物种，甚至仅有 1 种。其物种数占整个毛乌素沙地植物种类的量及科数占整个毛乌素沙地植物科数的数量不高，表明评价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，旱生和旱中生种类占较大比重，如旱柳、沙柳、油蒿、柠条、花棒、沙鞭等。中生类型主要作为群落的伴生种，或者构成村落附近的杂草群落，如曼陀罗、阿尔泰狗哇花、苍耳等。而自然植被建群种和优势种多由典型的旱生和沙生植物组成。

9.1.4.6 陆生珍稀野生植物资源

按照《中国国家重点保护野生植物名录（第一批）》（国函〔1999〕92 号），榆林地区无国家Ⅰ级重点保护植物，Ⅱ级重点保护植物有沙芦草和野大豆 2 种，占全国保护植物总数的 0.51%。根据《陕西省地方重点保护植物名录(第一批修订)》（2009），榆林市有陕西省地方重点保护植物 9 种，占陕西省地方重点保护植物的 15.24%，主要为叉子圆柏、长梗扁桃、草麻黄、东北木蓼、多枝柽柳、蒙疆苓菊、绶草、角盘兰和火烧兰。其中，前 5 种植物都是濒危植物。本项目生态评价范围内无重点保护植物分布，工程建设地及周边无重点保护植物分布。

9.1.5 动物资源现状

9.1.5.1 样线调查

依据国家林业局野生动植物保护与自然保护区管理司和国家林业局调查规划设计院编制的《全国第二次陆生野生动物资源调查技术规程（20110406）》、《生物多样性观测技术导则》（HJ710-2014）、《环境影响评价技术导则（生态影响）》（HJ 19-2022）作为抽样和调查标准，在本项目生态调查范围内，结合评价区地形地势等地貌特征、陆

生脊椎动物生境类型，对工程选址选线周边的陆生脊椎动物生境类型分布位置进行抽样和调查，共设置 12 条样线。

⑴ 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。

本项目位于陕西省榆林市米脂、绥德、横山、佳县、子洲、榆阳和神木市境内，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一黑垆土景观区动物群。

⑵ 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 20km/h 速度，并在样线区间内开阔地带生境进行样点固定观测，记录样线内或样点观测范围内陆生动物物种种类、数量、生境，并进行拍照、定位。在野外调查的基础上，查阅了相关文献及著作，通过分析、归纳和总结所收集的资料、访问调查结果和实地调查结果，综合得出评价区的陆生脊椎动物资源现状。

根据样线调查结果，评价区内两栖类、爬行类、鸟类、哺乳类各纲的种类组成、区系、保护等级及各类动物名录见表 9.1.5-1~表 9.1.5-5。

表 9.1.5-1 评价范围内陆生脊椎野生动物数量、区系及保护情况

序号	种类组成				动物区系			保护动物	
	纲	目	科	种	东洋种	古北种	广布种	国家II级	陕西省级
1	爬行纲	1	1	1	0	0	1	0	0
2	两栖纲	1	1	1	0	0	1	0	0
3	鸟纲	6	7	8	0	3	5	0	0
4	哺乳纲	3	4	5	1	3	1	0	0
合计		11	13	14	1	6	8	0	0

表 9.1.5-2 评价区鸟类名录

物种中文名、拉丁名	地理型	季节型	濒危等级	分布	
				生态保护红线	其他区域
一、雁形目 ANSERIFORMES	/	/	/	/	/
（一）鸭科 Anatidae	/	/	/	/	/
1.豆雁 *Anser fabalis*	P	W	LC	√	√

物种中文名、拉丁名	地理型	季节型	濒危等级	分布	
				生态保护红线	其他区域
二、雀形目 PASSERIFORMES	/	/	/	/	/
（二）鸦科 Corvidae	/	/	/	/	/
2.大嘴乌鸦 *Corvus macrorhynchos*	P	R	LC	√	√
3.寒鸦 *Corvus monedula*	P	R	LC	√	√
三、隼形目 FALCONIFORMES	/	/	/	/	/
（三）鸦科 Corvidae	/	/	/	/	/
4.喜鹊 *Pica pica*	W	R	LC	√	√
四、鸮形目 STRIGIFORMES	/	/	/	/	/
（四）啄木鸟科 Picidae	/	/	/	/	/
5.大斑啄木鸟 *Dendrocopos major*	W	R	LC	√	√
（五）雀科 Passeridae	/	/	/	/	/
6.（树）麻雀 *Passer montanus*	W	R	LC	√	√
五、鸽形目 Columbiformes	/	/	/	/	/
（六）鸠鸽科 Columbidae	/	/	/	/	/
7.山斑鸠 *Streptopelia orientalis*	W	R	LC	√	√
六、鸡形目 Galliformes	/	/	/	/	/
（七）雉科 Phasianidae	/	/	/	/	/
8.雉鸡 *Phasianus colchicus Linnaeus*	W	R	LC	√	√
注：P：古北种，O：东洋种， W：广布种；EN：濒危，VU：易危，NT：近危，LC：无危。#：“三有”动物。R：留鸟，S：夏候鸟，W：冬候鸟，P：旅鸟。					

表 9.1.5-3 评价区爬行类名录

物种中文名、拉丁名	地理型	濒危等级	分布	
			生态保护红线	其他区域
（一）游蛇科 Colubridae	/	/	/	/
1.黄脊游蛇 *Coluber spinalis*	W	LC	/	√
注：P：古北种，O：东洋种，W：广布种。EN：濒危，VU：易危，NT：近危，LC：无危。				

表 9.1.5-4 评价区两栖类名录

物种中文名、拉丁名	地理型	濒危等级	分布	
			生态保护红线	其他区域
一、无尾目 Anura	/	/	/	/
（一）蟾蜍科 Bufonidae	/	/	/	/
1.中华大蟾蜍 *bufo gargarizans*	W	LC	/	√
注：P：古北种，O：东洋种，W：广布种。EN：濒危，VU：易危，NT：近危，LC：无危。				

表 9.1.5-5 评价区哺乳类名录

物种中文名、拉丁名	地理型	濒危等级	分布	
			生态保护红线	其他区域
一、食肉目 Carnivora	/	/	/	/
（一）鼬科 Mustelidae	/	/	/	/
1.黄鼬 *Mustela sibirica*	P	LC	√	√
二、啮齿目 RODENTIA	/	/	/	/
（二）仓鼠科 Cricetidae	/	/	/	/
2.大仓鼠 *Cricetulus triton*	P	LC	√	√
（三）鼠科 Muridae	/	/	/	/
3.小家鼠 *Mus musculus*	W	LC	√	√
4.褐家鼠 *Rattus tanezumi*	O	LC	√	√
三、兔形目 LAGOMORPHA	/	/	/	/
（四）兔科 Leporidae	/	/	/	/
5.草兔 *Lepus capensis*	P	LC	√	√

注：P：古北种，O：东洋种，W：广布种。EN：濒危，VU：易危，NT：近危，LC：无危

9.1.5.2 动物资源分布

根据现场调查及资料记载，目前该区的野生动物（指脊椎动物中的兽类、鸟类、爬行类两栖类和鱼类）种类较多，分布于评价区农业生态系统、草地生态系统、湿地生态系统及城镇/村落生态系统中。

⑴ 农业生态系统动物现状

由于农业生态系统中植被类型较为单一，植物种类较少，距离居民区较近而易受人为干扰，因此农业生态系统中动物种类不甚丰富。分布于农业生态系统中的两栖类常见有陆栖型种类，如草兔、大蟾蜍、花背蟾蜍、豆雁、翘鼻麻鸭、石鸡、野鸡、沙鸡、山斑鸠、达乌尔黄鼠、五趾跳鼠、褐家鼠、小家鼠、黑线仓鼠、长爪沙鼠等。

⑵ 草地生态系统动物现状

草地生态系统植被以草本植物占优势，在原始状态下常有各种善于奔驰或营洞穴生活的草食动物栖居其上。由于层次分化不明显，鸟类比森林中少，哺乳动物以较小的穴居和较大健走动物为主。主要的动物有两栖类的花背蟾蜍、黑斑侧褶蛙等，爬行类的草原沙蜥、白条锦蛇、黄脊游蛇、中介蝮、虎斑槽颈蛇、菜花原矛头蝮等，鸟类的岩鸽、石鸡、沙鴴、毛腿沙鸡、漠鸱等，兽类的狼、豺、黄羊、鼬獾、子午沙鼠、达乌尔黄鼠、达乌尔鼠兔等。

⑶湿地生态系统动物现状

湿地生态系统为野生动物提供栖息、繁衍、迁徙、越冬场所等，是野生动物的重要栖息地。本项目现状调查范围内分布在湿地生态系统中的种类包括两栖类中静水型、溪流型，种类如青蛙、蟾蜍、蝌蚪、黑鹳东方蝾螈、黑鹳、鳖、燕鸥、水獭。其他生活型的动物也需要到湿地取水，因此湿地是野生动物不可或缺的栖息条件。而湿地更是游禽和涉禽的重要栖息场所，它们在湿地中取食、筑巢、繁衍，越冬，湿地是它们赖以生存的重要元素。

⑷城镇/村落生态系统动物现状

城镇/村落生态系统中虽自然植被较少，但其中生活着一些适应与人类伴居的动物，如爬行类常见的有中国壁虎、赤链蛇等；鸟类常见的有杜鹃、家燕、八哥、麻雀；兽类常见的有东方蝙蝠、小家鼠、黄胸鼠、黄鼬等。

9.1.5.3 评价区内陆生珍稀野生动物资源

根据资料，榆林市境内有国家重点保护脊椎动物 45 种（其中：Ⅰ级 7 种，Ⅱ级 38 种（包括省级保护动物 3 种））；其中包括哺乳类 5 种，鸟类 40 种。两栖类、爬行类、鱼类无。本次评价调查中，工程建设区域未发现国家重点保护动物。

9.1.6 土壤侵蚀调查

根据水利部颁布的《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），矿区土壤侵蚀为水力侵蚀和风力侵蚀并存，风力侵蚀主要分布在评价区西北部，其他地区主要为水力侵蚀。本区域容许土壤流失量为 1000t/（km^2·a）。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、强度四个土壤侵蚀强度等级，土壤侵蚀类型见表 9.1.6-1 和图 9.1.6-1。

表 9.1.6-1 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	345882.45	23.83
轻度侵蚀	652976.31	44.98
中度侵蚀	400276.73	27.57
强烈侵蚀	46775.08	3.22
极强烈侵蚀	5610.76	0.39
剧烈侵蚀	124.14	0.01
合计	1451645.48	100.00

由表中可知，评价区内侵蚀以轻度水力侵蚀、中度水力侵蚀和微度水力侵蚀为主，其次为风力强度侵蚀，分别占评价区面积的 96.38%、3.22%。

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；强度风力侵蚀分布于西北风沙滩区。

9.1.7 农业生产现状

评价区大部分土地为黄土塬沟壑区、河沟川地及风沙滩区，主要依靠降水耕作。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，其中粮食作物以小米和玉米为主，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 9.1.7-1。

表 9.1.7-1 评价区主要农作物种类

分类		农产品名称
粮食作物	禾谷类	糜子、玉米、高粱、小米、荞麦等

	豆类	黄豆、黑豆、青豆、蚕豆、豌豆等
	块根（茎）类	甘薯、洋芋等
经济作物	油料类	胡麻、油菜籽、葵花籽、花生、芝麻、蓖麻籽、荏籽等
	药材类	甘草、麻黄、柴胡等
	其它类	黄花菜、白瓜子、黑木耳等
其它作物	蔬菜类	白菜、萝卜、葱、韭菜、蒜、辣椒、芹菜等
	瓜类	西瓜、甜瓜等

9.1.8 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。

⑴ 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，气田开发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。受威胁物利丰富度=（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。

⑵ 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 9.1.8-1 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

⑶ 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 9.1.8-2。

表 9.1.8-2 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 9.1.8-3。

表 9.1.8-3 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。

9.1.9 生态敏感区域现状

本项目气田开发范围内分布有陕西省无定河湿地自然保护区、神木市臭柏自然保护区、陕西省重要湿地和饮用水源保护区，但无工程布设在上述生态敏感区内。各工程具体的生态评价范围内不涉及世界文化和自然遗产地等特殊生态敏感区，以及森林公园、地质公园、原始天然林、珍稀濒危野生动植物天然集中分布区、重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等重要生态敏感区。

9.1.10 区域存在的生态环境问题

本项目矿区整体位于榆林市境内，榆林市属沙化和水土流失严重地区，自然条件差，气候干旱，降雨量少，生态脆弱。近年榆林市生态保护和建设虽然取得了明显成效，但与国民经济和社会发展的总体要求还有很大差距，生态状况依然十分脆弱，生态建设与经济发展还不协调，生态承载力与经济增长需求还不适应。部分治理区生态恶化态势趋缓但未得到根本遏制，生态保护与建设正处于关键时期。特别是面临的水土流失、土壤沙化、湿地萎缩等重大生态问题已严重威胁生态安全。

9.1.10.1 资源性缺水问题

榆林市地处内陆腹地，降水稀少，水资源贫乏，生态环境脆弱，水资源可利用量十分有限。全市天然水资源总量为 37.41 亿 m^3，人均拥有水量 979 m^3，分别相当于全省及全国人均占有水量的 65.90%和 43%；每亩耕地拥有水量为 344m3，分别相当于全省和全国的 47%和 26%；年平均降水量 405mm，相当于全省年平均降雨量 686.8mm 的 59%，水资源短缺、调控能力差、农业用水效率低、区域性和季节性缺水普遍存在。全市现有水利设施的供水能力在需要保证率达到 75%时，缺水总量达 1.1 亿，主要表现为农业灌溉缺

水，缺水量占农业灌溉需水量的 18.60%，水资源已成为限制农业发展的重要因素。随着工业规模和城市规模的扩大，水资源需求量还在不断增加，工业和农业争水现象更为突出。

此外，煤炭资源的开发对矿区以及周边区域的地表和地下水环境造成极其不利的影响。由于榆林大部分的煤炭资源分布在风沙草滩区，这个区域也是榆林市地下水资源的富集区，区域地势平坦，水源丰富，宜林宜牧，是陕北的生态屏障。而含煤层主要分布在地下含水层之下，煤炭开采过程势必造成地下含水层的破坏，区域性地表水渗漏，地下水位下降。

9.1.10.2 森林资源质量不高、功效不强问题

虽然榆林市生态有了明显改善，但生态功能整体脆弱的状况还没有根本上改变。森林资源总量不足，分布不均，林分结构不合理。绝大部分人工林的生态功能较差，生物多样性不够丰富，林下植被稀疏，郁闭度低，森林生态系统的蓄水保土能力差。森林经营管理集约程度不够，林分质量普遍不高，乔木林单位面积蓄积量 12.7㎥/㎡（森林资源规划设计调查），仅为全国平均水平（86.0㎥/㎡）的 14.8%。毛乌素沙地林分结构不合理、大量灌木防护林开始老化枯死、防护效能急剧下降、水土流失和土地沙化面临加剧的危险。

近年来，能源开发、城市化建设、人口膨胀加重了沙区治理负担，已经开始整体逆转的毛乌素沙地仍有可能恶化。待绿化的荒沙荒地大多分布在交通不便的偏远地区，气候干燥，土壤瘠薄，造林难度大，成本高，植被恢复难度很大，生态建设和沙化治理任重而道远。

9.1.10.3 水土流失问题

榆林市为黄河中游水土流失最严重的地区，12 县区皆为国家级水土流失重点治理区，水土流失面积 36900㎢，占全市总面积的 84.7%。虽然，近些年水土流失治理取得一定的成效，但受自然本底条件影响，加之治理标准低，后续抚育管护工作不到位，措施效益低。随着工业化、城镇化和小康社会建设进程加快，水生态环境恶化形势严峻，水土流失和水污染的趋势仍未得到根本转变，生态安全保障能力亟待提高。

9.2 生态环境影响评价

9.2.1 生态环境影响途径

气田开发是网状布局，不可避免地会对周围生态环境造成不同程度的污染和破坏。气田开发对生态环境造成影响可能途径如下：

⑴ 开发建设占地及对地表植被的破坏

钻井、运输、地面工程建设要侵占土地、破坏植被，改变原有生态系统结构和功能。在施工期间工程建设对生态环境的影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、道路建设、管线铺设作业本身要占用大面积的土地，机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料占地、土体翻出埋放地表等活动占用的土地面积更远远超过工程本身。这些占地属暂时性影响，使植被遭砍伐、被铲除，野生动物受惊吓和驱赶，破坏了原有生态环境的自然性，同时施工期开挖土方会破坏植被，造成水土流失。

在气田工程设施施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除，如集输管线等可覆土后栽种浅根植物，站场安全防护距离以外可进行植被恢复重建，使被破坏的生态环境逐步恢复。而井场、集气站及道路等地面建设属永久性占地，将会使原来连续分布的生态环境中形成生态斑点，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，长久影响生态环境的类型和结构。

⑵ 开发生产过程中的污染物排放对生态环境的影响

气田开发是一个复杂的系统工程，由于各环节工作内容多、工序差别大、施工情况多样、设备配置不同，所形成的污染源类型和源强也不同。主要污染源是在钻井过程、井下作业过程和天然气集输过程中形成的，污染源具有分布广、排放复杂、影响的全方位性、综合性与双重性，其对生态环境影响的途径和程度取决于水环境、空气环境、声环境被污染的程度和固废的产生量及处置方式。

⑶ 污染物事故排放对生态环境的影响

在气田开发过程中，由于人为因素和自然灾害（地震、暴雨、洪水、雷击等）的影响可导致泄漏事故，火灾、爆炸等。污染物事故排放对生态环境的影响是巨大的。

⑷ 小结

气田开发工程在改变原有自然生态环境的同时，有可能塑造一个兼原有生态环境与油气田生态环境并存的、稳定的人工生态系统，较原有生态环境更为适合人们的生产和生活活动，同时有利于当地及周边地区的发展，有利于人类生存环境的改善。

9.2.2 施工期生态环境影响评价

9.2.2.1 土地利用影响分析

⑴ 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。项目工程占地统计结果详见表 9.2.2-1。

表 9.2.2-1 工程占地面积及类型统计 单位：hm^2

站场占地	面积	井场占地	面积	管线占地	面积
乔木林地	0	乔木林地	0.0962	乔木林地	1.9558
灌木林地	0	灌木林地	1.2344	灌木林地	8.5124

其他草地	0.5771	其他草地	27.2606	其他草地	114.7656
沙地	0	沙地	3.1341	沙地	12.5683
旱地	0.4409	旱地	21.6338	旱地	116.3928
城镇村及工矿用地	0.0481	城镇村及工矿用地	5.3624	城镇村及工矿用地	3.9757
河流水面	0	河流水面	1.5069	河流水面	0.6012
合计	1.0661	合计	60.2284	合计	258.7718

根据工程占地统计表可知，项目总占地为 237.42hm^2，其中临时占地为 203.242hm^2，占总占地的 85.60%；永久占地为 34.178hm^2，占总占地的 14.40%。永久占地主要为井场占地、集气阀组、站场和道路占地，临时占地主要为井场、站场施工临时占地、管线施工作业带占地。

① 临时占地影响分析

工程施工临时占地为 203.242hm^2，每处占地时间一般为 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。

a. 管线施工占地

本工程大部分临时占地是在管道开挖埋设施工过程中，管线施工作业带宽度 6m，由于管道施工分段进行，施工时间较短，施工完毕后，在敷设完成后该地段土地利用大部分恢复为原利用状态。由于管道沿线两侧各 5m 不能再种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物，以改善景观、防止水土流失。因此从用地类型看使得原有土地利用方式发生一定改变，但并没有影响土地利用性质。本工程临时占用耕地要恢复原有土地利用类型，临时占用草地、沙地等用地类型，也均恢复原状，沙地要求采取防沙固沙措施，临时占地采取恢复措施后对土地利用性质影响不大。

b. 井场临时占地

井场临时施工占地在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。

c. 道路施工临时占地

道路施工临时占地在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。施工期，临时占地范围内的植被物将被清除铲掉，场地需压实平整；施工结束后，用地可恢复原有利用方式。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 永久占地影响分析

井场、道路建设等永久性占地面积为 34.178hm^2，永久占地虽然改变了土地的原有类型，将原有的地类变为工业或交通用地，降低了土地的第一生产力，但从宏观角度分析，由于其所占评价区域比例极小，不会对评价区内的土地利用结构产生明显影响。并且工程建成后，道路两侧、井场周边绿化措施的实施，在一定程度上可补偿地表植被的生态损失。永久占用土地自施工期就已开始，并在整个运行期内一直持续，对土地利用的影响是永久性的，即对土地利用产生不可逆的影响。但这部分占地面积很小，且分散在区域开发范围内，并非集中占用，对当地的土地利用影响相对而言比较小；在施工结束后进行绿化，不会对周边景观造成影响。

⑵ 土地利用结构的影响分析

由于项目占用的土地原有植被类型不同，对土地利用类型的影响也各不相同。项目占地面积从整体来看，对气田开发范围内的土地利用结构影响较小。根据遥感解译及实地调查结果，统计出本项目已确定位置工程内容占地类型分布情况，具体见表 9.2.2-1。

具体工程内容对土地利用结构的影响分析如下：

①敷设管道对土地利用的影响：

管线施工活动将破坏地表植被、扰动土壤结构，造成植物生物量损失，将在施工结束后一段时间内影响土地生产能力；影响沿线区域的农业生产；工程建设的临时占地在一段时间内对扰动系统产生的影响，可逐渐消失，永久占地将改变原土地利用性质。在施工期间，由于开挖填埋、机械与车辆碾压、人员践踏等影响，将使施工带内土壤受到扰动，土壤结构造到破坏，土壤养分降低，即改变了植物原赖以生长的土壤环境，最终将表现为对农业产量的影响。施工活动将破坏植被，扰动土层，施工结束后，管沟回填不实、没有及时恢复植被并采取有效的水工保护措施，会加剧水土流失；施工弃土堆放不当，也会加剧水土流失。根据现状调查结果，管道沿线没有珍稀物种，均为广布种和常见种，因此，尽管施工活动会使原有植被遭到局部破坏，但不会使管道沿线所经地区植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一物种的消失。

② 井站场、道路建设对土地利用的影响

本工程新/扩建采气井场共计 87 个、新建增压脱水站 1 座、修建道路总计 11.8km，这些地面工程属永久性建（构）筑物，将改变原土地的利用类型和生态功能。然而，此类占地面积很小，对当地土地利用结构不会造成大的影响。另外，地面工程建设将形成

永久性建（构）筑物，局部原生态景观彻底改变。但是从整体来看对景观的生态格局影响不大。

9.2.2.2 植被及动物影响分析

本项目施工期对植被的影响主要为建设过程中的植被剥离、清理和占压，临时占地土方回填后，可以恢复原植被类型，但永久占地难以恢复。对动物的影响主要为栖息地破坏引起的动物逃离、施工噪声对动物的干扰。

⑴ 对植被的影响

从本项目各单项工程占地统计分析，道路建设的永久占地面积最大，又属于线性工程，对野生植被生境的分割作用明显，影响最大。管线建设无永久占地，临时占地面积虽然较大，但施工结束后，通过生态恢复措施，可逐步恢复至原始状态，对野生植被影响较小、可控。井场和站场分布十分分散，且单位占地面积较小，其对野生植被生境的破坏效应较小。

① 道路建设对野生植被影响分析

道路建设属于带状影响，对沿线植物物种有一定的分隔作用，对植物间生物信息交流会产生一定影响。工程建设会直接侵占野生植被的生长空间，将会砍伐一些零星林木。为了降低对植物的影响，施工前，建议施工单位在当地林业部门的指导下，把道路永久征地范围内的可利用的树木进行移栽，严禁随意砍伐。施工期间，对施工人员进行必要的保护野生植物常识培训（如辨认植物、移栽植物等方面），严禁随意扩大施工范围破坏植被。在落实对沿线植物保护措施后，工程建设不会影响区域内的植物种群的分布，仅可能使公路两侧植物种群组成发生一定变化，对沿线植物分隔影响有限。

道路建设在施工阶段由于对地面进行开挖或填筑，使道路征地范围内的灌木、草被等遭受砍伐、铲除、掩埋及践踏等一系列人为工程行为的破坏，而这种变化若是发生在路基占地范围内，植被损毁是不可逆的。

② 管线建设对野生植被影响分析

管线建设全部为临时占地，以草地为主。在输气管线建设中，管沟范围内地上部分植物根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近植物的根系。施工带两侧的植被由于挖掘出的土石方堆放、施工车辆和机具的碾压，会造成植物地上部分破坏甚至死亡。根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3～5 年。运行期，管线对植物无影响。在事故状态下，天然气泄漏爆炸引起的火灾爆炸将影响事故点周围植被生长。

③ 井、站场建设对野生植被影响分析

井场、站场建设因场地清理，植物全部损失，由于场站永久占地面积较小，且临时占地在 2～3 年可实现植被恢复，总体分析，场站建设对野生植被影响有限。

④ 小结

本项目的建设对植被的影响，因具体工程项目类型的不同而有所差异，其中井场和场站建设的影响呈点状分布，而道路和管线影响则呈线状分布。从影响面积来看，永久性征地中原有植被将全部遭到破坏，代之出现的是人工植被或人工栽种的绿化树种。临时占地中原有植被基本被破坏，根据当地的自然条件，通过植被恢复措施，天然植物恢复或表土形成相对稳定的结构并发挥水土保持功效约需要 3～5 年。施工中造成的植被损失，在施工后经过采取恢复措施，大部分可恢复原状。同时应加强施工人员管理，以进一步降低对植被的扰动，减少对生物量的影响。

⑵ 对动物的影响

① 对动物栖息地的影响

工程井场和道路的建设占地，将剥离、清理、压占地表植被，直接导致动物栖息地的消失。随着开发规模的扩大，将会增加和扩大对野生动物栖息地的干扰程度和范围，使部分野生动物失去栖息场所。但施工场地周围地区相似环境的栖息地较多，区域野生动物多为常见种，工程占地多为临时占地，经过 2～3 年可基本恢复原植被类型。因此，工程建设对动物栖息地的影响有限。

② 施工机械噪声对动物干扰

施工期人为活动和施工噪声将对施工区及周围一定范围内的野生动物的活动和栖息造成一定程度的干扰，迫使动物离开井场和管道沿线区域。但由于井场施工面窄、范围小，且施工期较短，对野生动物影响是短暂的、临时的影响，随着施工期的结束，施工机械噪声对动物的影响将消失。

③ 对重点保护野生动物的影响分析

根据项目所在区域重点保护野生动物调查结果，评价区内重点保护野生动物主要分布于开发区域西北部无定河湿地自然保护区内，主要为迁徙、越冬的候鸟，其主要活动范围为无定河两岸的湿地滩涂地带。从工程选址上看，本项目不涉及湿地保护区，工程施工对湿地生态系统不会造成不利影响，施工噪声对鸟类的惊扰作用较小。加之鸟类活动能力强、范围广，能够及时避开工程建设的不利影响。项目所在区域视野开阔，鸟类可及时发现各类威胁，从而有效躲避危害。

对于开发范围内其他爬行类、哺乳类动物等，由于工程占地仅占区域总面积的极小部分，且施工过程中地表扰动较大，可使野生动物临时改变活动范围，施工结束后对野生动物的影响会逐步减小、消失。此外，施工过程中，施工人员滥捕滥猎等人为干扰，也将影响该区域某些野生动物种群的数量，可通过加强对施工人员的宣传教育和管理得到消除。

总体看，工程建设不会使所在地区野生动物物种数发生变化，其种群数量也不会发生变化，工程建设对动物影响的范围和程度有限。

9.2.2.3 项目各建设单元对生态环境的影响

⑴ 井场建设对生态环境的影响

本项目设计井场 87 座，井场工程总占地 237.42hm^2，其中永久占地 34.178hm^2，临时占地 203.242hm^2，井场建设将会破坏地表植被，形成植被破口斑块，如果不采取必要的措施，破口将扩大发展，导致水土流失加剧。钻井泥浆采用泥浆不落地技术处理后，上清液用于重新配制钻井泥浆，回用于钻井，剩余随钻井岩屑脱出后一并外委处置。固渣收集至井场泥浆不落地设备箱中，交岩屑处理厂进行处置。废机油采用密封油桶收集，钻井结束后交由有资质的单位进行处置。本项目钻井工程对井场土壤、地下水以及植被恢复和生长等影响较小。

⑵ 管道施工对生态环境的影响

管线施工活动将破坏地表植被、扰动土壤结构，造成植物生物量损失，将在施工结束后一段时间内影响土地生产能力；影响沿线区域的农业、牧业生产；工程建设的临时占地在一段时间内对扰动系统产生的影响，可逐渐消失，永久占地将改变原土地利用性质。在施工期间，由于开挖填埋、机械与车辆碾压、人员践踏等影响，将使施工带内土壤受到扰动，土壤结构造到破坏，土壤养分降低，即改变了植物原赖以生长的土壤环境，最终将表现为对农业产量的影响。施工活动将破坏植被，扰动土层，施工结束后，管沟回填不实、没有及时恢复植被并采取有效的水工保护措施，会加剧水土流失；施工弃土堆放不当，也会加剧水土流失。根据现状调查结果，管道沿线没有珍稀物种，均为广布种和常见种，因此，尽管施工活动会使原有植被遭到局部破坏，但不会使管道沿线所经地区植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一物种的消失。

⑶ 道路建设对生态环境的影响

道路建设工程永久占地 5.31hm^2。道路途径区域沿线土地利用类型主要是草地和灌木林地，植被类型主要为草地。在道路施工过程中，沿线两侧 4.5m 范围的植被和土体

不可避免地遭到破坏和扰动，增大该区域的土壤侵蚀模数和侵蚀量。项目道路建设永久占地对植被造成损失，在采取道路两侧绿化和在临时占地进行植物重建等措施后可减少植被损失。从评价区近年来修建道路情况看，道路两侧土壤水分条件比其它区域好，路面降雨径流增大了路两侧土壤水分含量，改善了植物生长的环境，有利于植被的重建。一般情况下，在道路建成后，都形成带状的绿色走廊。因此，要严格实施生态环境保护措施和植被重建方案。

⑷ 集气阀组、增压脱水站建设对生态环境的影响

集气阀组、增压脱水站临时占地在施工期结束后进行植被恢复，对生态环境的影响较小。永久占地土地利用类型主要是草地，占地面积较小，施工结束后对生态环境的影响较小。

9.2.2.4 景观生态影响分析

⑴ 景观格局影响分析

本工程建设将使评价区内新增工业景观类型，如气井、站场和道路，在一定程度上增加了景观多样性。评价区域新增加的气井、站场和道路等人工景观要素，呈点状和线状分布，增加了评价区的斑块和廊道数量。同时，也使原有自然景观比例和结构发生变化。由于新的斑块和廊道的增加，对原有景观基质的面积造成一定的挤占，使原有基质及板块之间的连续性和连通性受到一定影响，对景观产生较强的分裂效果。从景观美学角度来看，人工建筑物与构筑物的出现，给原来以自然曲线为主的自然景观中，增加了直线、直角型斑块和廊道等人工景观，形成自然和人类共同作用的复合景观，对原有景观产生一定影响。井、站和道路等工程建设将造成区域景观格局的改变，但由于工程地面建设工程量不大，建筑物体量较小；在采取绿化、植被恢复措施后，可减缓局部景观切割、镶嵌造成的异质性影响，不会引起区域景观整体格局的明显变化。

⑵ 生态景观影响分析

从生态景观功能和生态关系分析，集气管线管径不大，地下敷设，对景观生态功能基本无影响。但道路的建设，将会造成道路两侧一定程度上的隔离。从生物传播关系的角度分析，这种隔离作用仅限于对土壤微生物和以根系作为传播途径的浅根植物以及野生动物有一定的影响，对花粉和种子传播植物的隔离影响不大。本项目道路在评价区域所占比重较小，该区域野生动物种类、数量均很少，类比调查该区域已经建成的石油、天然气管道运行情况，工程建设对景观生态的影响不大。

9.2.2.5 生态系统影响分析

本项目的建设将对农田生态系统、草地生态系统和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且以临时占为主；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。道路与管线工程为线性工程，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。评价认为，采取必要的生态保护措施后，对评价区内的各生态系统影响较小。

9.2.2.6 生态功能和水土流失影响分析

本项目施工期土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成土壤侵蚀模数的增加，导致水土流失量较以前有所增大及土地沙漠化。施工期间的地表开挖和扰动，致使地表裸露、植被稀疏、土体松散，土壤抗蚀能力降低，在大风季节产生大量以风力侵蚀为主的水土流失，在雨季产生以水力侵蚀为主的水土流失。项目建设会直接破坏、干扰地表植被，打破了地表的原有平衡状态，在风力、水力共同作用下，使植被根系网络被破坏，土壤结构变松，如不及时对植被进行恢复和重建，土壤的新坡面扰动可能成为新的侵蚀点，加剧水土流失。为减少本工程建设过程中对生态环境的破坏，建设单位对井场采取了相应的工程和管理措施。

① 施工期尽量避免在春季大风季节及夏季暴雨时节进行作业；管沟回填时尽量保持原来土壤的密实度，恢复原有地表的平整度。

② 施工中尽可能缩短施工时间，提高工程施工效率，尽量减少自然植被的破坏，减少裸地面积。施工完毕后凡受到破坏的地方都要及时平整土地，恢复原貌，尽快采用种植适宜的植物，防止发生新的土壤侵蚀。

③ 施工结束后，植被（自然的、人工的）破坏区应在施工结束后的当年或来年予以恢复。对于沙地施工地段，先采取防风固沙的工程措施，避免产生新沙丘活化，并尽快恢复植被。

④ 管道在通过公路时，在坡大的地区开设排水沟、导流槽，并步设了边坡砌护、铺垫等防护工程，避免水土流失。采取以上措施后，可降低大面积的气田开发带来的水土流失不利影响。建设期土石方的开挖、堆放、回填等工程，将不可避免的造成土壤侵蚀模数增加，导致水土流失量有所增大。通过水土保持工作实施，水土流水量可减少 85%以上。

9.2.2.7 对陕西无定河湿地省级自然保护区影响分析

气田开发范围西部与陕西无定河湿地省级自然保护区部分区域存在重叠。但本项目井场、管线、道路选址选线均避让了保护区，规划井场（榆 48-16 井场）与保护区边界最近距离为 1.85km，管线工程中榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线距保护区距离最近，与保护区边界最近距离为 0.38km。

无定河湿地保护区的保护对象是湿地生态系统。根据收集资料和相关报道，湿地滩涂内观测到的中转、越冬和繁殖候鸟主要有黑鹳、大天鹅、白琵鹭、鸳鸯等。其栖息活动范围均集中在浅水、沼泽地带。项目工程选址距离湿地缓冲区保护区边界最近保持在 0.38km 以上，施工活动不会对湿地生态系统造成直接干扰。施工过程的主要噪声源是钻井设备、泥浆循环系统设备等，噪声源强在 85～100dB(A)，通过采取降噪措施后，可降低至 83～95dB(A)之间。根据预测，噪声影响范围主要集中在井场边界外 200 范围内，因而对保护区内鸟类的惊扰作用较小。总体看，项目建设不会对保护区保护对象产生影响。

项目建设过程中，应加强对施工人员的宣传教育和管理，不得随意进入保护区范围内破坏地表植被，禁止在保护区范围内破坏生态环境。通过采取以上措施，工程建设对陕西无定河湿地省级自然保护区的影响较小。

9.2.2.8 农业生产的影响分析

⑴ 农业产出和天然气产出比较分析

项目选址占用一定面积的草地、旱地和林地，从而造成一定程度的农业损失，因此有必要对产气效益和农业损失做比较分析。各种占地类型的亩产值，临时占地农业损失及永久占地农业损失见表 9.2.2-3。

表 9.2.2-3 农业损失预测表

占地类型	亩产值（或价格）（元/年）	永久占地		临时占地	
		面积（亩）	总农业损失（万元/年）	面积（亩）	总农业损失（万元/年）
旱地	750	331.12	24.83	831.42	62.36
草地	300	497.21	14.92	1248.46	37.45
林地	1000	19.96	2.00	50.12	5.01
合计	/	848.29	41.75	2130.00	104.82

其中，对于临时占地（租借后退还土地）的农业损失，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%），即总损失为年产出的 130%。

表 9.2.2-4 农业生产与气田开发损益分析

项目		单位	数量
农业损失	临时占地	万元	136.27

	永久占地	万元/年	41.75
1 年天然气产值（按 15×10⁸m³/年，2 元/m³计）		万元/年	300000
临时占地农业损失/1 年天然燃气产值		‰	0.045%
永久占地农业损失/1 年天然气产值		‰	0.014%

表 9.2.2-4 是农业产出和天然气产出比较分析结果。可以看出：本工程实施后，新增天然气产能带来的总产值约为 300000 万元/年。永久占用土地造成的农业损失约为 41.75 万元/年，仅相当于一年天然气产值的 0.014%，气田建设施工期临时用地对农业生产的影响累计时限约为 3 年，造成的总的农业损失为 136.27 万元，相当于一年天然气产值的 0.045%。由此可见，气田开发对土地的利用效率远远高于农业生产，气田开发所造成的农业损失与气田产值相比微乎其微，从区域整体上看，可带来可观的经济效益。

油气开发用地采取“先借后征”的政策，即先借用 1 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 1 年土地，赔产 2 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，农民可通过补偿费弥补借地带来的农业损失。

⑵ 农业及生态补偿

项目临时或永久占用当地土地，引起植被破坏和农作物减产。所占土地主要是草地、灌木林地和旱地。项目占用旱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。对灌、草地的占用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。

根据有关资料，农业及生态补偿标准为：一、永久征地补偿标准：草地和林地 1748.2 元/亩，旱地和园地 2751.7 元/亩。二、临时占地补偿标准：草地和林地 480 元/亩，青苗赔偿 707 元/亩·年；青苗补偿只对可旱地里面的农田进行补偿，根据实际丈量面积进行补偿，这里不进行预算。

农业及生态补偿费用见表 9.2.2-5。

表 9.2.2-5 农业及生态补偿费用估算分析

占地类型	永久占地（亩）	补偿单价（元/亩）	补偿（万元）	临时占地（亩）	补偿单价（元/亩）	补偿（万元）
旱地	331.12	2751.7	91.11	831.42	707	58.78
草地	497.21	1748.2	86.92	1248.46	480	59.93
林地	19.96	1748.2	3.49	50.12	480	2.41
合计	848.29	6248.1	181.52	2130.00	1667	121.12

由表 9.2.2-3 可见，本项目永久征地的农业及生态补偿费用为 181.52 万元，临时占地的补偿费用为 121.12 万元，总补偿费用为 302.64 万元。

⑶ 耕地复垦及补偿

本项目临时占用 55.42hm²耕地，对临时占用耕地进行复垦。永久占用 22.07hm²耕地，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。

9.2.3 运行期生态环境影响评价

根据前述分析，项目运行过程中的废气、废水和固体废弃物均得到有效处置，排放量少，对生态环境造成影响很轻微。临时占地在项目运行过程中将得到进一步恢复，因此对生态环境的影响主要体现在站场及道路对动植物及景观生态的影响。

9.2.3.1 土地利用影响分析

运行期对土地的占用为永久性占用，改变了原有土地利用性质，并且难以恢复，但本项目永久性占地面积为 34.178hm²，仅占评价区总面积的 0.0024%，占地范围相对也较小，对土地利用类型的影响较轻。

9.2.3.2 动植物的影响

随着施工期的结束，建筑设备和人员的撤离，对动物的影响因子大大减少，且各站场、井场、道路的绿化措施种植的大面积植被，为动物提供了良好的栖息地和觅食场所，这都为动物多样性恢复提供了有利的条件。

运行期对动物的影响主要是站场噪声。站场设备噪声较小，对动物影响小；项目区地广人稀，动物活动及栖息空间广阔，对动物栖息及活动影响很小。

运行期，由于采取无人值守开发模式，井场及集气站仅有定期巡护人员前往，人类活动对于野生动物的活动影响较早期气田开发进一步减少，但仍需加强对人员活动的控制，禁止对野生动物的捕杀、猎食，减少对野生动物的干扰，夜间尽量减少活动，另外评价区域内的道路随着气田的生产建设，交通量也会有所增大，交通噪声将对道路两侧动物形成惊扰作用，但对于已经适应环境的野生动物，如鸟类，基本不存在影响。

9.2.3.3 景观生态影响分析

在项目建成后，评价区内的组成景观结构的基质不会发生变化，斑块类型和数量有一定的增加，主要表现在气田的井场、集气站等人工干扰斑块的类型和数量增加，同时

评价区道路数量和长度的增加，对景观廊道网络的连接性增强，但是景观斑块的连通性有一定程度的降低。本项目生产区属点状开发，对整体景观生态格局影响较小。从景观美学角度来看，对原始的自然景观产生了一定的破坏，但大大提升了景观的社会服务功能和经济服务功能。

9.2.3.4 生态系统影响分析

本项目是以生态影响为主的建设项目，项目特点是管线道路影响呈带状分布、井场站场呈点状分布，对生态的影响主要集中在施工期，但项目对评价区生态系统结构和功能的负面影响是可逆的。随着施工期的结束，评价区生态系统是可以逐渐恢复的。评价区内对生态环境的影响主要是在对土地的占用、对土壤的破坏、对生态系统的影响等，但施工期是分段分区域进行，对单个场地的影响时间较短，且管道建设为埋地敷设、井场站场面积较小，不存在对生态系统阻隔作用，仅道路建设会对生态系统产生一定的切割，由于道路长度较短，不会破坏生物多样性以及生态系统的完整性。

⑴ 根据现状调查及相关资料，工程建设不会导致物种数量锐减，不会影响其生态系统的稳定性和完整性。对于穿越敏感目标陆域采用人工开挖，尽量缩小施工作业带宽度，并在施工后做好植被恢复，可将施工期的影响降到最低。

⑵ 从植物种类来看，在施工期作业场地被破坏或影响的植物均为广布种和常见种，且分布也较均匀。因此，尽管项目建设会使原有植被遭到局部损失，但不会使评价区植物群落的种类组成发生变化，也不会造成某一植物种的消失。从影响面积和影响程度来看，工程建设对生态系统的结构和功能影响较小，亦不会影响区域生态系统的完整性和稳定性。

⑶ 评价区野生动物种类较少，调查期间未发现大型野生哺乳动物，现有的野生动物多为一些常见的鸟类、啮齿类、昆虫以及适应当地环境的动物群，重点保护动物基本均位于自然保护区内。本项目对陕西无定河湿地省级自然保护区采取了避让措施，从而最大程度上减小对自然保护区内候鸟的影响。因此项目建设不会使评价区鸟类物种数发生变化，其种群数量也不会发生变化。在有效地实施各项生态环境保护措施，本工程建设区域生态环境将得到恢复，对生态系统稳定性和完整性影响较小。

9.2.4 闭井期生态环境影响评价

气田闭井期并非所有气井都同时关闭，而是将产能低或者无开采价值的气井陆续关闭，直到将所有气井关闭。闭井期一般地下设施保留不动，地面部分如采气井场、站场等将拆除。为避免闭井阶段遗留开采设施对当地土壤和地下潜水造成污染，或对当地的

生态环境产生不利影响，应当妥善处理遗留开采设施的遗留废弃物，将生态环境影响降低到最低限度。此外，进入闭井期后，气田井组道路应结合实际需要，能够为农业生产所利用的继续保留，不能利用的需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。

根据《石油天然气开采污染防治技术政策》（环保部〔2012〕年第 18 号），油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行恢复。

9.3 生态影响防护与恢复措施

9.3.1 替代方案和避让措施

⑴ 站场、钻井井场、管线等各种地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线；

⑵ 选址中尽量设法避开不良地质、特殊地质和水土流失严重地段；

⑶ 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；

⑷ 管道设计尽量利用荒草地等土壤贫瘠的地段，避开农田、林地、地表水体，避开人口密集区、居民点等环境敏感区域。凡涉及破坏固定沙地、半固定沙地植被的各类建设活动，必须同时实施植被破口锁边工程（生物锁边为主、工程锁边为辅），避免植被破口形成后自然向外扩展。

⑸ 为减少农业生产损失，施工工期应尽量避开农作物生长季节。

⑹ 产建项目开发过程中井场、管线、道路等永久占地及临时占地对生态敏感目标采取避让措施。

9.3.2 生态影响避让措施

⑴ 根据项目所在区域环境敏感信息识别结果，气田开发范围与陕西无定河湿地省级自然保护区部分区域有重叠，项目具体工程选址距离自然保护区最近距离 0.38km。要求项目建设内容选址过程中避让自然保护区，避免对自然保护区产生影响。

⑵ 在具体工程井位布设中，管线、道路穿越河流、公路时要严格按照规定办理相关手续，并采取保护措施。

⑶ 管线及道路临时施工应尽量避免占用基本农田等，工程占地应以区内未利用地为主，以减轻对环境的影响。

⑷ 管线、道路实施分段作业，避免长距离施工造成大面积的施工裸露带。

⑸ 施工过程中，发现有野生动物的栖息地时，应尽量避开，不得干扰和破坏野生

动物的栖息、活动场所。

9.3.3 生态环境影响减缓措施

⑴ 在各类设施施工期，要采取尽量少占地，尽可能少占农田和固定沙地，少破坏植被的原则；尽量缩小施工范围，尽量缩小破土、毁林宽度；各种施工活动应严格控制在施工区域内，并将临时占地面积控制在最低限度，以免造成土壤与植被的不必要的破坏。

⑵ 对于施工过程中破坏的植被，要制定补偿措施，进行补偿。对于临时占地破坏区，严格执行国务院颁发的《土地复垦规定》，竣工后要立即进行土地复垦和植被重建工作。

⑶ 在开挖地表、平整土地时，采取“分层开挖、分层回填” 措施，以恢复提高植被恢复速度；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土坡面在第一个播种季节进行植被恢复或者平整土地，恢复原有用地性质，临时用地林草植被恢复率不低于 93%，植被盖度恢复到不低于项目周边。

⑷ 通过加大对作业带有机肥料的投入，增加土壤有机质含量，恢复土壤团粒结构，减轻施工活动对土壤的压实效应。

⑸ 制定严格的施工操作规范，严禁施工人员和车辆随意开辟施工便道，严禁随意砍伐植被。

⑹ 道路建设中必须将路两侧的绿化同时考虑，建立乔、灌、草相结合的立体护路林带；管线敷设填埋后，应在第一个播种季节进行植被恢复，管道埋设处可以采用浅根的草本或小半灌木植物，两侧以灌木或半灌木为宜，临时用地林草植被恢复率不低于 93%，植被盖度恢复到不低于项目周边。

⑺ 井场在无植被安全防护距离以外扰动区域，必须进行植被重建；安全防护距离属于无植被区域，应采取工程措施防止地表土壤的风蚀。

9.3.4 施工期生态保护与恢复措施

9.3.4.1 井场生态保护和恢复措施

从工程选址所处地形地貌看，本项目绝拟建井场位于榆林南部黄土梁峁丘陵区和毛乌素沙地南缘区域。以下结合不同地形地貌分别提出井场生态恢复措施。

⑴ 黄土梁峁区井场工程生态恢复措施

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；尽量少占农田，少破坏植被。

② 临时占地在施工结束后，要及时将土方回填，平整地面，覆土植树（草），栽植树种应保持与建设前植物种类一致，所有生态措施应在井场投运半年内完成。

③ 井场在无植被安全防护距离以外扰动区域，必须进行植被重建；安全防护距离属于无植被区域，应采取工程措施防止地表土壤的风蚀。

④ 试气作业必须采取防井喷等有效措施。

⑵ 沙地区域井场工程生态恢复措施

除上述生态保护和恢复措施外，建设单位应对开挖井场造成的植被破坏或地表裸露的采取有效的修复措施，在钻井施工结束后第一个播种季节进行植被恢复，林草植被恢复率不低于 93%，植被盖度恢复到不低于项目周边，以保证土地沙化面积不扩大。

井场植被恢复措施：井场施工结束后对场地平整、覆土，井场周边可种植沙柳、沙打旺、沙蒿等植被。

9.3.4.2 站场生态保护恢复措施

⑴ 施工过程中，加强施工管理，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。对于植被生长较好的地段，尽量不要设置工棚、料场等；

⑵ 根据地表植被特征，因地制宜地选择施工季节，尽可能避开植物生长期，以对生态环境的影响较少到最小。

⑶ 建设临时营地时，在施工前应注意表土与底层土分开堆放，表层 0.3m 的土壤单独堆放，在风大的季节采取适当覆盖等措施，保护土壤成分及有利结构；在施工结束恢复地貌时，分层回填，尽可能保持植物原有的生存环境，以利于植被恢复。回填时，还应留足适宜的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。回填后及时补种草类植物，以免植被覆盖度下降。

⑷ 临时营地场地平整时，不得采用碱性强、影响植被恢复的材料垫底，应在保证承压的前提下，选用适合进植被恢复的材料。已经采用石灰等村料的，施工结束后全部清除运走。

⑸ 临时营地施工结束后应对场地平整及植被恢复。

9.3.4.3 管线生态保护恢复措施

⑴ 对管道施工过程中无法避让必须占用的植被，挖掘时应将表层土、底层土分开堆放，在施工结束后分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡，施工结束后，对管沟及时进行

回填平整；并对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。对临时工程进行拆除并恢复地貌，以加快土壤结构修复，减少对土地的影响。

⑵ 注醇管线采用塑料合金复合管及柔性高压复合管，增加防腐性，防止管道泄漏对植被、土壤造成影响。

⑶ 在管线建设过程中，应兼顾线路走向与生态环境保护，尽量避开果园、苗圃等，以减轻对生态环境的破坏。

⑷ 选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支。

⑸ 在山区、丘陵和冲沟地带铺设管道，会在地表植被破坏的基础上，进而引起水土流失。

在纵坡上铺设管道，施工应尽量减少施工作业带的宽度，以降低对植被的损害，在施工作业带范围内由于施工机具（多为履带设备）通过和开挖管沟，使地表植被遭到破坏，而使表土裸露，到了雨季，雨水顺山坡而下，带走泥土，形成水土流失，严重的可引起山体滑坡，造成自然灾害。针对上述情况，可以在施工作业带两边修筑临时排水通道使水流从通道内流走。在比较陡的地段设置挡水墙。施工结束管道回填后，及时修筑挡水墙。作为永久性设施保留下来，并在施工作业带内洒种草籽或其它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

在横坡上铺设管道，一般是将山坡削掉部分，使管道在断面上敷设。这个断面的植被完全被破坏，雨水会顺山坡，漫延流下，这会将断面冲毁，严重的可导致山体滑坡。为了避免事故，及时设置挡水墙。施工结束后，这些挡水墙作为永久性设施保留下来。还要在施工作业带内洒种草籽或其它适宜的植物种子，使地表植被得到恢复。

管道穿越冲沟时，可采用砌护坡的形式进行水工保护。穿越点两侧的黄土斜坡，由于角度在 25～40° 之间，在具体施工中应从斜坡坡底处沿着管沟，最上部用草袋装素土并埋草种堆筑，其下用草袋装 3：7 灰土堆筑，草袋和管道之间的空隙填素土并进行人工捣实；草袋堆筑过程上必须错茬压实，中部略高逐渐坡向两侧，每隔 10m 堆筑出坡向管沟两侧的排水沟；草袋宽出管沟两侧 300～500㎜ 且镶嵌到原土当中，草袋和原土间的缝隙用 3：7 灰土填塞捣实；坡顶管沟冲刷范围内的自然地坪应用管沟回填后的多余土抬高，防止坡顶地面径流汇集并沿管沟冲刷。

⑹ 集输管线建设待管道敷设填埋后，应立即恢复植被，管道埋设处可以采用浅根的草本或小半灌木植物，两侧以灌木为宜。

管线典型生态保护措施平面布置见图 9.3.4-1。

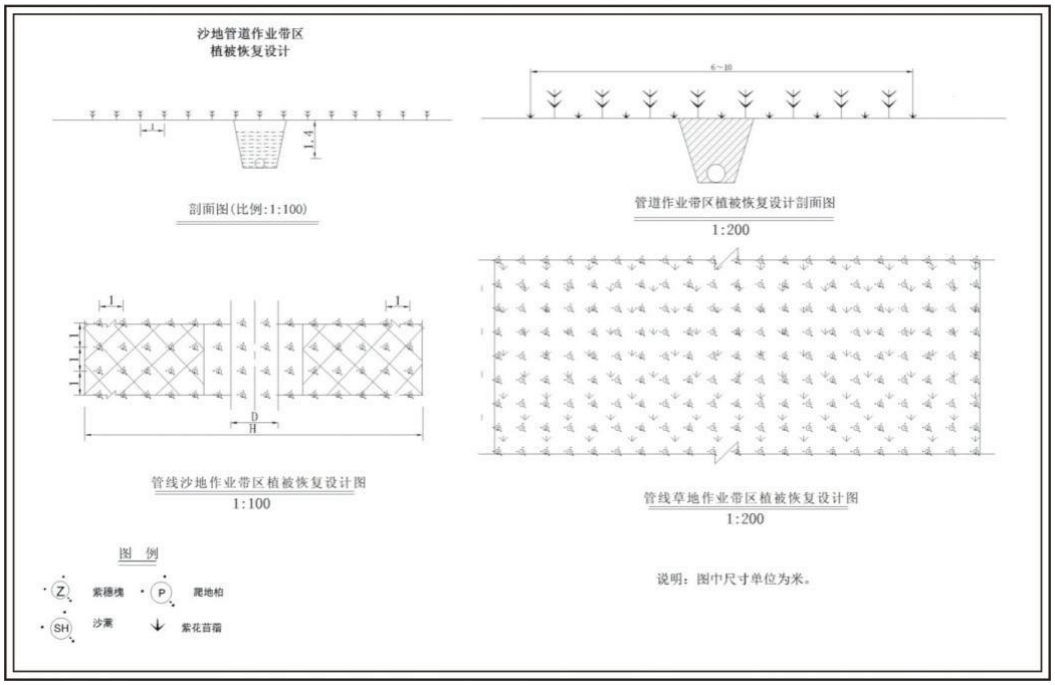


图 9.3.4-1 管道施工生态保持示意图

⑺ 管线施工临时占用永久基本农田，但不得在基本农田内修建永久性建（构）筑物，经复垦要恢复到原种植条件，按法定程序申请，并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案。

管线施工临时占用耕地，特别是永久基本农田的，应采取措施对耕作层进行保护，具体如下：

① 采取“分层开挖、分层堆放、分层回填”的作业制度。开挖时将 0～40cm 耕作层的熟土和底层生土分开堆放，并采用土工布覆盖，保护土壤原有理化性质；

② 回填时应分层回填，恢复原土层，以保护土壤肥力；

③ 管沟回填后应尽快进行复耕，做到边使用，边平整，边绿化，边复耕，保证耕地的面积不减少、质量不降低；

④ 回填后还应采取相应的水土保持措施，有效降低项目工程引起的水土流失。

9.3.4.4 道路生态保护恢复措施

⑴ 优化道路布局，尽可能利用现有道路，鼓励建成硬质路面。

⑵ 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。

⑶ 对新建道路，因地制宜修建道路排水设施，减少道路路面的水土流失。

⑷ 对修建道路占地范围内的乔灌木进行移栽。

⑸ 施工便道、其他道路临时占地在施工结束后，属草地和荒地的撒播草种或种植当地适生的品种，尽快复垦并与周围生态景观协调一致。

⑹ 加强道路边坡防护，边坡植物宜选择种植生长快、郁闭早、根系发达、耐干旱、耐贫瘠、防护作用持久的优良灌木，形成边坡防护体系，防止暴雨冲刷。

⑺ 道路建设中必须将沿线绿化同时考虑，建立合理的立体护路带。支干线道路种植路基防护林，沥青道路两侧至少种植一排树木；管线伴行路或巡井道路两侧为沙漠地段需进行防风固化作业，临时占地采用灌草为主的植被恢复，防止风沙长期对道路的侵蚀；绿化树种选择沙柳、柽柳等。

9.3.4.5 农田的保护恢复措施

⑴ 在耕地内禁止设置施工营地、材料和物料堆放场。

⑵ 加强施工人员的教育工作，施工机械不得随意行驶，碾压耕地。施工单位应做好施工机械的保养工作，防止落地油污污染耕地。

⑶ 为了减少临时占用农耕地的农业损失，尽快恢复耕地的耕种条件，施工应遵循分层开挖、分层回填的原则，保护好表土层。表层的熟土与下部生土分开堆放，并按原序回填。施工中还应尽量避开农作物生长季节。

⑷ 管线敷设经过农业用地，回填时须夯实，防止后期灌溉引起农田下陷，影响农作物种植。

⑸ 建设单位应当严格按照国家政策的规定做好征地后的土地调整与土地补偿工作，对工程占地造成的农业损失应根据有关规定给予赔偿。

9.3.4.6 其他生态保护措施

⑴ 加强对施工人员生态环境保护意识的教育，严禁对野生动物滥捕滥杀，同时严禁对周围林、灌木进行滥砍滥伐、破坏野生动物的栖息环境。

⑵ 为弥补因工程建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价提出要对评价区林地、草地等非农业用地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

⑶ 为减少工程建设扰动原地表面积，建议施工单位施工时，在满足工程建设设计指标的前提下，要严格控制作业范围，具体如下：

① 井场作业范围控制在征地范围内。

② 集气阀组作业范围控制在征地范围内。

③ 采气管线施工作业范围控制在管线两侧 6m 范围内。

④ 支线、及井组道路作业范围控制在道路两侧 2m 范围内。

⑷ 从本项目工程运行和施工安全角度考虑，对本工程项目按不同分区来进行一些具有生态环境保护功能的防治措施设计，该防治措施由工程措施、植物措施和临时措施 3 大部分组成，具体情况见下表 9.3.4-1。

表 9.3.4-1 工程生态环境影响防治措施布局表

分区措施	井场区	站场区	集输管线区	道路	附属配套工程区
工程措施	土地平整	场地硬化	管沟回填、压实	路面沥青硬化或铺设砂石	场地硬化
植物措施	平整后种植灌草	站内空地绿化，四周布设防护林，临时占地结束后种植灌草	回填后种植灌草，以及网格沙障-草灌防风固沙	道路两侧布设防护林	站内场区绿化，四周布设防护林、临时占地结束后种植灌草
临时措施	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖临时弃土	土工布覆盖管沟开挖的临时弃土	临时洒水	土工布覆盖，临时弃土

9.3.5 运行期生态保护措施

9.3.5.1 井场生态保护措施

⑴对井场的临时用地在施工结束后，表层覆熟土并进行植树（草）绿化；

⑵加强井场植被的绿化和抚育工作，确保植被成活率大于 80%，并定期采取补种等措施。

9.3.5.2 站场生态保护措施

⑴本工程事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强站场日常生产监督管理和安全运行检查工作，指定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。

⑵采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂和集气站发生泄漏、火灾爆炸事故，对周围环境和人群健康带来的危害。

⑶加强污染源及环境保护设施管理，保证达标排放。

⑷加强对绿化植物的管理和维护，减少运营初期造成的水土流失。

9.3.5.3 管线、道路生态保护措施

⑴加强对管线回填区的绿化和管理抚育工作。及时在管道两边及其所涉及区域进行植被恢复，提高植被覆盖率。

⑵为保护管道不受深根系植被破坏，在管道上部土壤中可种植浅根系植被。管道维修二次开外回填时，应尽量按原有土壤层次进行回填，以使植被得到有效恢复或减轻对植被的影响。

⑶加强宣传教育，提高输气管线沿线居民的环境保护意识，加强对绿化工程的管理与抚育，造林后应立即封禁，禁止采伐气区道路沿线两侧栽植的乔、灌木，禁止在输气管线沿线附近取土，以避免造成输气管线破坏、导致污染事件。

⑷加强各种防护工程的维护、保养与管理，保证防护工程的防护功能；加强对道路和输气管线沿线生态环境的监测与评估，及时对发现滑坡、坍塌、泥石流等隐患工点提前采取防治措施；

⑸采取先进的自动报警系统，加强事故防范及应急处理措施，避免集输管道发生破裂漏气、火灾爆炸事故，对周围环境带来的危害。

⑹定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

9.3.6 闭井期生态恢复措施

9.3.6.1 井场生态恢复与重建措施

⑴ 闭井期气井退役后，应立即将气井的气层和井口封闭；并拆除井场采气设备及围墙，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

⑵ 根据立地条件和因地制宜原则，对生态环境进行恢复和重建。井场植被恢复初期可撒播草籽，后期可种植沙柳、柽柳、柠条等灌木。

⑶ 保留各类绿化、生态保护设施，使气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。

9.3.6.2 道路、管线生态恢复与重建措施

⑴对井场道路的永久占地要进行生态恢复，要及时恢复原有植被和生态景观，使气田开发区与区域生态景观和谐一致。

⑵部分道路可以作为当地交通和农业生产用地，不必恢复；其余道路应恢复为草地等原土地利用类型。

⑶加强对输气管线沿线居民的环境保护教育，提高其环保意识，禁止挖掘废弃的天然气管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失和土地沙漠化。

9.3.6.3 站场生态恢复与重建措施

⑴站场应当在退役后 12 个月内予以拆除，同时挖松固化地面，并对站场土地进行平整、覆土、植被恢复，18 个月内达到土地使用功能。

⑵植被恢复初期采取鱼鳞坑整地，种植河朔尧花、长芒草、糙隐子草、白羊草、达乌里胡枝子，宿根早熟禾大针茅、短雁皮等；后期栽植杠柳、酸枣、丁香、扁核木、狼牙刺、柠条、甘蒙锦鸡儿等乔灌树种。

⑶与水土保持工程措施相结合，设置截、排水沟等，防止引发大量水土流失。

项目采取生态恢复与重建措施可有效地将生态环境的影响降到最低程度。

9.3.7 针对陕西无定河湿地省级自然保护区保护措施

项目开发区范围与陕西省无定河湿地省级自然保护区部分区域重叠。但通过选址选线避让措施，工程部署不涉及自然保护区范围，针对自然保护区的保护对象和功能，提出以下生态保护措施。

⑴ 产建工程具体开发实施时，站场、井场、管线及道路选址应落实评价方案中的选址选线，避让自然保护区，避免对重点保护动植物造成干扰破坏。

⑵ 在开采过程中，如调整井位，在靠近自然保护区的进行施工时，应提前现场踏勘调查。

⑶ 加强对施工人员的管理和教育，在保护区附近施工时必须减少占地面积和活动范围，严禁施工人员和设备进入自然保护区范围。

⑸ 在自然保护区外周围施工时，应合理安排工期，避开越冬鸟类的的繁殖期，禁止夜间施工；若发现有重点保护动物在施工地带活动时，应主动采取避让措施，避免惊扰动物。

9.3.8 针对重要湿地保护措施

本项目工程部署选址选线均不涉及湿地保护范围。评价要求井场、集气阀组、管线及道路后期如果选址变更，不得设置于湿地保护范围内，管线穿越湿地，建设单位必须采取以下措施以防止重要湿地的生态环境遭到明显破坏。

⑴ 建设单位严格遵守《陕西省湿地保护条例》中的规定；

⑵ 穿越工程必须选择在枯水季节进行；并及时做好恢复工作，将施工作业带夯实，以减小对湿地水文形势和生态状况可能产生的影响；

⑶ 管线穿越湿地，要采取定向钻或顶管施工工艺；

⑷ 在施工过程中，应严格按照划定的施工场界界限施工建设，施工完毕后及时进行水生植物的复植及绿化，以减小对湿地的水文形势和生态状况可能产生的影响；

⑸ 应严格按照《陕西省湿地保护条例》的规定，认真做好湿地保护管理工作，维护湿地生态功能；占用湿地须办理湿地占用手续，并提出可行的湿地恢复方案，采取生态恢复措施及时恢复湿地原貌；

⑹ 施工中产生的施工固废和生活垃圾要集中收集、及时清理，禁止随意抛洒；

⑺ 在料场、施工营地等临时占地布设时，避开重要湿地保护范围，须布设在保护范围外，保护湿地植被、水力联系，减小了施工活动对湿地的影响；

⑻ 重要湿地保护范围内不能倾倒施工固体废物。

落实上述重要湿地保护措施后，项目对重要湿地的影响可接受。

9.3.9 生态恢复目标、方案及实施计划

9.3.9.1 生态恢复目标

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为土地恢复治理率 95%，植被恢复系数为 95%。根据背景相似原则对生态环境进行恢复与重建。

9.3.9.2 项目整体生态恢复方案

为弥补因项目建设引起的植被占用和破坏导致的生态损失，评价要求按占多少补多少的原则进行生态补偿，由建设单位出资，政府有关部门具体实施。对临时占地进行植被恢复，生态恢复措施要在紧邻施工完成的生长季节进行。

根据评价区的环境特征、立地条件、气候等环境因素，结合类比工程资料，推荐评价区植被恢复以灌草为主、林木为辅，植物种类应选择当地易生长的物种。

评价区生态恢复的具体措施分述如下：

⑴ 施工结束后，临时占地撒播草种或种植紫花苜蓿等生长快、耐干旱的品种；

⑵ 在其它受破坏和干扰的区域，要及时修整，恢复原貌，植被（自然的、人工的）破坏应在施工结束后的半年或来年予以恢复。

⑶ 植物措施

① 黄土沟壑区树（草）种的选择

以防治水土流失为前提，结合工程建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

A. 选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；

B. 选择保水固土能力强、根系发达的树（草）种；

C. 选择容易种植和管理、抵抗病虫能力强的树（草）种；

D. 优先考虑灌木树种，其次为草本植物，个别区域选择乔木树种；

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的乔木树种有国槐、白榆等；灌木树种有杠柳、酸枣、柠条、甘蒙锦鸡儿等；草种有河朔尧花、长芒草、达乌里胡枝子等。

② 风沙滩区树（草）种的选择

以防沙治沙为前提，结合工程建设各区域的功能进行树（草）种的选择，树（草）种的选择应遵循以下原则：

A.选择耐寒、耐旱能力较强的树（草）种；

B.选择保水固沙能力强、根系发达的树（草）种；

C.选择容易种植和管理、抵抗病虫能力强的树（草）种；

D.优先考虑草本植物，其次为灌木树种；

结合上述原则，通过对邻近区域人工植被栽植效果实地调查，本区域种植较成功的树种有沙柳、紫穗槐、沙蒿等。

③ 植物措施设计

A.井场

井场区弃土弃渣边坡土地整治结束后，在外边坡采取植物防护措施，种植草灌混交林，在围墙外平台上采取人工种草。

施工结束后覆土造林种草，可采取披碱草撒播或草灌混交林。可选择披碱草、柠条等，披碱草撒播量 45kg/hm^2。灌木株行距为 2×2m，行间种植披碱草。

B.站场

在场站周围种植乔木。乔木林选用 3 年生壮苗，灌木选用 2 年生壮苗，春、秋季植苗造林。

C.管线

管线敷埋结束后，结合弃土、渣面土地整治工程，覆土后撒播草种，可采取披碱草撒播，撒播量 45kg/hm^2。

D.道路

在道路两侧布设道路防护林带，种植乔木。乔木选用 3 年生壮苗，春、秋季植苗。

9.3.9.3 生态恢复费用

根据项目生态保护恢复方案，项目工程生态保护恢复措施计划及费用估算见表 9.3.9-2。

表 9.3.9-2 项目生态保护恢复措施计划表

区域	恢复目标	恢复时限	费用（万元）
井场	临时用地恢复面积 45.62hm^2，植被恢复率不低于 95%，植被盖度恢复到不低于项目周边。	施工结束后第 1 个播种季节	82.57
管线区	恢复面积 132.97hm^2，植被恢复率不低于 95%，植被盖度恢复到不低于项目周边。		240.68
集气阀组	恢复面积 0.21hm^2，植被恢复率不低于 95%，植被盖度恢复到不低于项目周边。		0.38
道路区	临时用地恢复面积 32.62hm^2，植被恢复率不低于 95%，植被盖度恢复到不低于项目周边。		59.04
合计			382.67

当地植被恢复费用约为 1.81 万元/公顷，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 382.67 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。

9.4 生态环境监测

根据 HJ19-2022 要求，采掘类项目应针对项目规模、生态影响特点及所在区域的生态敏感性，开展全生命周期生态监测。考虑到气田开发主要生态扰动与破坏活动集中在施工期，因此本次生态监测计划重点也针对施工期提出，并兼顾运行期的生态保护目标影响及生态恢复工程效果影响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 9.4-1。

表 9.4-1 气田全周期生态监测计划一览表

阶段	监测因子	监测方法	监测频次	监测点位
施工期	施工现场固废处理情况	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			井场施工区
运行期	水土保持工程效果	施工迹地监测扰动后土壤侵蚀类型、侵蚀量	每年 1 次	重点在管线、道路沿线布设 3～5 个代表点，新建井场选择 3 个代表点
	生态恢复工程效果	生态修复工程采用植被类型，高度、盖度、生物量、成活率，补耕补种作物产量	每年 1 次	施工区域选择 3～5 个代表点划定标准地，建立长期监测制度，按照监测频次要求进行植被样方、动物样线调查并保留记录台账
闭井期	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	

气田地面工作组应结合现有地面巡井计划，配套制定气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。

10 环境风险评价

遵照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发[2012]77 号）和《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发[2012]98 号）的精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）为指导，通过对本项目环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

10.1 评价工作流程

本项目评价工作程序见图 10.1-1。

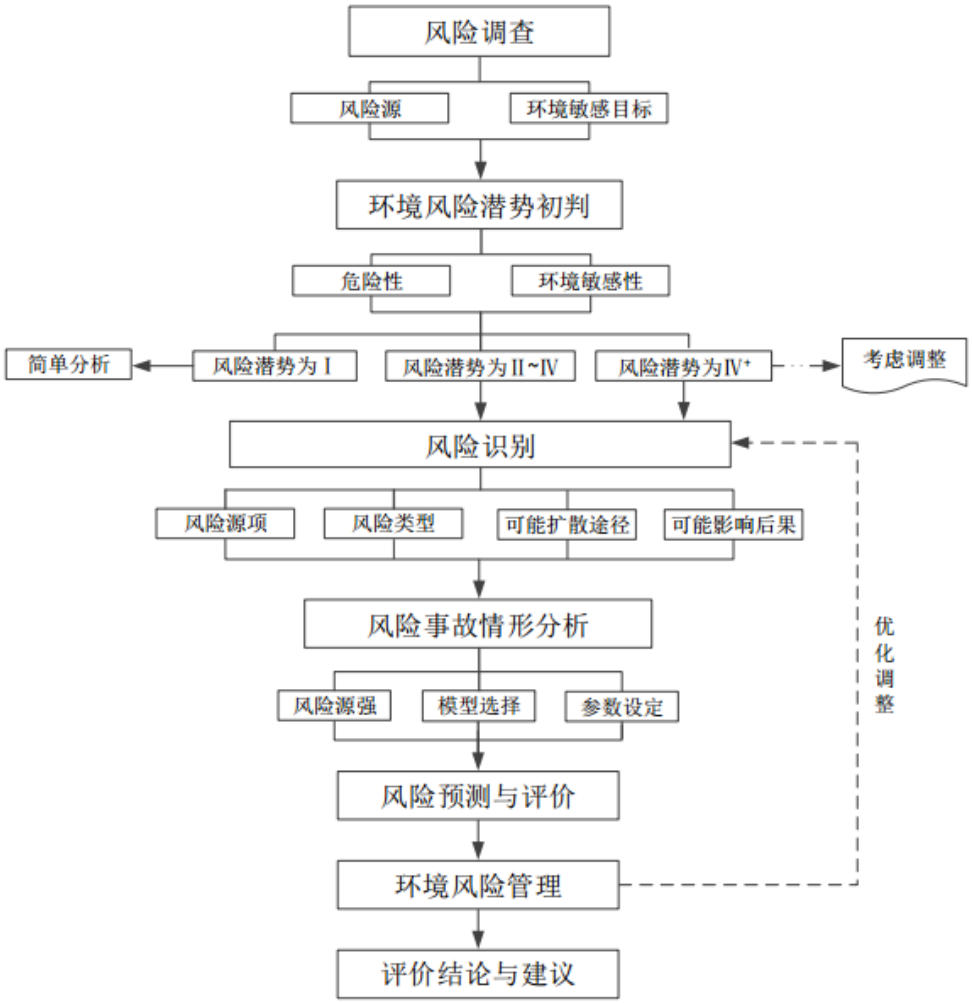


图 10.1-1 评价工作程序图

10.2 风险调查

10.2.1 风险源调查

本项目开采、集输主要产品为天然气，根据工程建设内容，项目涉及的危险物质主要包括天然气、柴油、甲醇以及火灾、爆炸事故次生污染物一氧化碳，可能存在的风险

单元包括钻采井场、站场（增压脱水站、集气阀组）、输气管线等。

⑴ 钻井井场

在钻井过程中，当钻穿高压气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的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事故。

⑵ 站场

天然气属易燃物质，增压脱水站、集气阀组等站场内集输过程中存在天然气泄漏并引发火灾、爆炸事故的风险。事故发生后，燃烧后伴生/次生的 CO 等有毒有害物质等扩散进入大气后对大气环境造成影响。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。

⑶ 输气管线

采气及集气管线若因管道上方违章施工等第三方破坏、管道腐蚀、管道质量缺陷、施工缺陷以及洪水、滑坡、地震等自然灾害、不法分子钻孔盗气造成管道破裂，导致天然气泄漏，会对泄漏点周边大气环境造成影响，遇到明火可能引发火灾、爆炸事故。

⑷ 气田采出水输送管线及注醇管线

新建气田采出水输送管线及注醇管线若因事故发生破裂，导致采出水或甲醇发生泄漏，可能会污染管线周边土壤、地下水及地表水体。

⑸ 回注井

采出水回注过程由于固井质量差或井管发生破裂事故造成废水在井管外流动上返，污染地下水。

10.2.2 环境敏感目标调查

本次产建工程新建及改扩建站场不涉及天然气、甲醇等危险物质的贮存工程，因此项目环境风险敏感目标调查主要考虑输气、注醇管线两侧的敏感点，主要保护目标为区域内环境空气质量、地表水、地下水和土壤环境质量。根据危险物质可能的影响途径以及现状调查，确定本次产建工程主要地面工程环境敏感特征情况详见附表 6～附表 7。

10.3 环境风险潜势初判

10.3.1 危险物质及工艺系统危险性（P）

⑴ 危险性物质数量与临界量比值（Q）

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。对于长输管线，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，Q 值取该物质的总量与其临界量比值；当存在多种以上危险物质时，Q 值计算公式如下：

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

式中：

q_1、q_2…q_n —— 每种危险物质的最大存在量，t；

Q_1、Q_2…Q_n —— 每种危险物质临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ；

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

本项目为气田开发建设项目，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主要为天然气。项目投运后，天然气全部通过管线密闭集输，站场内不设储存设施。项目 Q 值确定见表 10.3.1-1。

表 10.3.1-1 项目危险物质数量与临界量的比值（Q）

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	施工钻井井场柴油储罐		柴油	2500	5	0.002	/	常压
2	站场	洲-19 增压脱水站	天然气	10	7.98	0.80	$180\times10^4m^3/d$	6.8MPa
3	集气支线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	天然气	10	94.62	9.46	L360M-355.6×7.1/8-17.0km	6.8MPa
4	采气管线	米 39-51 采气管线	天然气	10	42.62	4.26	L245N-219×6-13.96km	10MPa
5		榆 49-11A 采气管线	天然气	10	11.62	1.16	L245N-168×6-6.50km	10MPa
6	注醇管线	榆 49-11A 注醇管线	甲醇	10	0.002	0.0002	L245N-27×4-6.50km	32MPa

注：采气、注醇管线选取管径最大且长度最长段进行计算。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C 中，在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。本项目以各站场及集输管线为危险单元，计算各集输管线的最大储存量。由表 10.3.1-1 可知，井场柴油储罐、站场及注醇管线 Q 值＜1，洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线、米 39-51 采气管线及榆 49-11A 采气管线 1≤Q＜10。

(2) 行业及生产工艺（M）

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照表 10.3.1-2 行业及生产工艺（M）评估项目生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为① M＞20；② 10＜M≤20；③ 5＜M≤10；④ M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

表 10.3.1-2 行业及生产工艺（M）一览表

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加油站的油库），油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度≧300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目为石油天然气行业中的天然气开采与油气管线，则 M 分值为 10，对应分级为 M3。

⑶ 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险性物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M）确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示，具体见表 10.3.1-3。

表 10.3.1-3 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险性物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

根据表 10.3.1-3 可知，本项目洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线、米 39-51 采气管线及榆 49-11A 采气管线危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

10.3.2 环境敏感程度（E）的分级确定

⑴ 大气环境

依据环境敏感目标敏感性及人口密度划分环境风险受体敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 10.3.2-1。

表 10.3.2-1 大气敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公室等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公室等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学

	品输送管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公室等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据调查，本项目站场周边 5km 范围内人口总数小于 1 万人，且 500m 范围内人口总数最大小于 500 人；集气管线周边 200m 范围内，每 km 管段人口数最大为 84 人，小于 100 人。综上，本项目大气环境敏感程度为 E3。

⑵ 地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 10.3.2-2。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 10.3.2-3 和表 10.3.2-4。

表 10.3.2-2 地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

表 10.3.2-3 地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

表 10.3.2-4 环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水源保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗址；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

根据风险识别，本项目涉及的主要危险物质为天然气和甲醇，但由于项目新建榆-13集气站至榆-9 集气站采出液管线，因此可能对地表水产生污染的物质为甲醇和气田采出水。当注醇管线或采出液输送管线穿越段发生泄漏后，甲醇或采出液会进入地表水，对地表水体产生一定污染。排放点进入地表水水域环境功能均为Ⅲ类，地表水功能敏感性为 F2；泄漏点（排放点）下游（顺水流向）10km 范围内有无定河重要湿地，因此环境敏感目标分级为 S1。综上所述，地表水环境敏感目标分级为 S1，地表水功能敏感性分区为 F2，因此，本项目地表水环境敏感程度为 E1。

(3) 地下水环境

根据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 10.3.2-5。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 10.3.2-6 和表 10.3.2-7。当同一建设项目涉及 G 分区和 D 分区及以上时，取相对高值。

表 10.3.2-5　　地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

表 10.3.2-6　　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区及其他未列入上述敏感分级的环境保护区[a]
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区
a“环境敏感区”指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	
本项目情况	本项目管线沿线分布有分散式饮用水水源地，因此属于 G2

表 10.3.2-7　　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≧1.0m，K≦1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≦Mb<1.0m，K≦1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≧1.0m，1.0×10^{-6}<K≦1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb：岩土层单层厚度。K：渗透系数。	
本项目情况	本项目 Mb≧1.0m，1.0×10^{-6}<K≦1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定，确定为 D2。

本项目集气支线及采气管线沿线分布有分散式饮用水水源地，因此项目地下水功能

敏感性分区为低敏感 G2。根据项目区域地下水水文地质调查结果，包气带厚度大于 1m，项目所在场地包气带垂向渗透系数大于 1×10^{-4}cm/s，因此，包气带防污性能分级为 D2。综上，判断本项目地下水环境敏感程度分级为 E2。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 敏感程度分级依据，各站及管线工程环境敏感程度识别结果见表 10.3.2-8。

表 10.3.2-8 主要地面工程环境敏感特征汇总表

序号	工程类型	工程名称	类别	环境敏感程度 E 值
1	集气支线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	环境空气	E3
			地表水	E1
			地下水	E2
2	采气管线	米 39-51 采气管线	环境空气	E3
			地表水	E1
			地下水	E2
3		榆 49-11A 采气管线	环境空气	E3
			地表水	E1
			地下水	E2

10.3.3 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为Ⅰ、Ⅱ、Ⅲ、Ⅳ/Ⅳ+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行分析，建设项目环境风险潜势划分见表 10.3.3-1。

表 10.3.3-1 建设项目环境风险潜势划分一览表

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极度危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	低度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

本项目环境风险潜势判定情况见表 10.3.3-2。

表 10.3.3-2 本项目环境风险潜势判定结果

序号	工程类型	工程名称	环境要素	危险物质及工艺系统危险性分级	评价工作等级
1	站场	洲-19 增压脱水站	环境空气	/	Ⅰ
			地表水		
			地下水		
2	集气管线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	环境空气	P4	Ⅰ
			地表水		Ⅲ
			地下水		Ⅱ
3	采气管线	米 39-51 采气管线	环境空气	P4	Ⅰ
			地表水		Ⅲ
			地下水		Ⅱ
4		榆 49-11A 采气管线	环境空气	P4	Ⅰ
			地表水		Ⅲ

			地下水		II
5	注醇管线	榆 49-11A 注醇管线	环境空气	/	I
			地表水		
			地下水		

10.3.4 环评工作等级及评价范围

根据导则，环境风险评价工作等级与环境风险潜势对应关系见表 10.3.4-1。

表 10.3.4-1 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				

综上所述，确定本项目环境风险评价工作等级见表 10.3.4-2，各评价等级要求评价工作内容见表 10.3.4-3。

表 10.3.4-2 环境风险评价工作等级

序号	危险单元		环境空气	地表水	地下水
1	站场	洲-19 增压脱水站	简单分析	简单分析	简单分析
2	集气管线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	简单分析	二级	三级
3	采气管线	米 39-51 采气管线	简单分析	二级	三级
4		榆 49-11A 采气管线	简单分析	二级	三级
5	注醇管线	榆 49-11A 采气管线	简单分析	简单分析	简单分析

表 10.3.4-3 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		风险预测分析与评价要求参照 HJ610 执行
三级	应定性分析说明大气环境影响后果	定性分析说明地表水环境影响后果	
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。		

⑵ 评价范围

本项目评价范围见表 10.3.4-4。

表 10.3.4-4 本项目主要地面工程评价范围

序号	工程类型	工程名称	环境要素	评价范围
1	站场	洲-19 增压脱水站	环境空气	/
			地表水	/
			地下水	/
2	集气管线	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	环境空气	/
			地表水	管线跨越点上游 500m 至下游 1000m
			地下水	与地下水评价范围一致
3	采气管线	米 39-51 采气管线	环境空气	/
			地表水	管线跨越点上游 500m 至下游 1000m
			地下水	与地下水评价范围一致
4		榆 49-11A 采气管线	环境空气	/
			地表水	管线跨越点上游 500m 至下游 1000m
			地下水	与地下水评价范围一致
5	注醇管线	榆 49-11A 注醇管线	环境空气	/
			地表水	/
			地下水	/

10.4 环境风险识别

10.4.1 物质危险性识别

本项目生产过程中所涉及的危险物质主要有天然气、甲醇、柴油以及火灾爆炸事故次生污染物 CO，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 10.4.1-1，各危险物质主要理化性质见表 10.4.1-2～表 10.4.1-5。

表 10.4.1-1　　危险物质分类表

危险特性		危险物质
有毒物质	急性毒性属于 1 类、2 类（剧毒物质）	CO
	急性毒性属于 3 类别（一般毒性物质）	/
易燃物质	易燃气体	天然气（甲烷）
	可燃液体	柴油、甲醇

表 10.4.1-2　　天然气理化性质

标识	中文名：天然气	英文名：natural gas
	分子式：CH4	分子量：16
	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化性质	外观与形状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点(℃)：-182	沸点(℃)：-161.49
	相对密度：(水=1)0.45（液化）	相对密度：(空气=1)0.55
	饱和蒸汽压(kPa)53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力(MPa)：4.59	临界温度(℃)：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：482～632	闪点(℃)：-188
	爆炸下限(%)：4.145	爆炸上限(%)：14.555
	最小点火能(MJ)：0.28	最大爆炸压力(kPa)：680
	燃烧热(MJ/mol)：889.5	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳、水
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险	

危险特性	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：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤
	急性中毒：当空气中浓度达到 20～30 %时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，共济失调。若不及时脱离，可至窒息死亡。
	工作场所最高允许浓度：未制定；前苏联 MAC 300mg/m3
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。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风，漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素等分开存放。切忌混储混运。储存间内照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验收日期，先进仓先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定线路行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。

表 10.4.1-3 柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil；Dieselfuel
	分子式：C_xH_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	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	工作场所最高允许浓度：未制定	

表 10.4.1-4 甲醇理化性质一览表

标识	中文名：甲醇		英文名：methyl alcohol；Methm2nol
	分子式：CH_3OH		分子量：32
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
理化性质	外观与形状：无色澄清液体，有刺激气味		溶解性：溶于水，可混溶于乙醇、醚苯等有机溶剂
	熔点(℃)：-97.8		沸点(℃)：64.8
	相对密度：(水=1)0.79		相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(kPa)13.33(21.2℃)		禁忌物：酸类、酸酐、强氧化剂、碱金属
	临界压力(MPa)：7.95		临界温度(℃)：240
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：385		闪点(℃)：11
	爆炸下限(%)：4.5		爆炸上限(%)：44.0
	最小点火能(MJ)：0.215		最大爆炸压力(MPa)：
	燃烧热(MJ/mol)：641		燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：易燃，其蒸汽与空气可形成爆炸性混合物。遇明火、高位能引起燃烧。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸汽比空气重，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：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：抗溶性泡沫、二氧化碳、砂土、干粉。		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮肤吸收。		
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用：对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变：可致代谢性酸中毒。		
	急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼及上叫激症状(口服有胃肠道刺激症状)；经一断时间潜伏后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵忘，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。		
	工作场所最高允许浓度：中国 MAC=50mg/m^3		
急救	皮肤接触脱叫的衣着用肥皂水彻底冲洗皮肤。		
	眼睛接触：提起眼险，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。		
	食入：饮足量温水，催吐，用清水或 1%硫代硫酸纳溶液洗胃。就医。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，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，穿消防防护服。不要直接接触泄漏物，尽可能切断泄漏源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂士或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸汽灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。与氧气、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。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。露天贮罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。罐装时应注意流速（不要超过 3m/s）且有接地装置，防止静电积聚。		

表 10.4.1-5 一氧化碳理化性质及危险特性

标识	中文名：一氧化碳		英文名：carbonnomoxide
	分子式：CO		分子量：28
	危规号：21005	UN 编号：1016	CAS 号：630-08-0
理化性质	外观与形状：无色无臭气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、苯等多数有机溶剂
	熔点(℃)：-199.1		沸点(℃)：-191.4

	相对密度：(水=1)0.79	相对密度：(空气=1)1.11
	饱和蒸汽压(1(Pa)13.33(-257．9℃)	禁忌物：强氧化剂、碱类
	临界压力(MPa)：3.50	临界温度(℃)：-140.2
	LC50：2069mg/m^3（人吸入 1 小时）	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度(℃)：610	闪点(℃)：<-50
	爆炸下限(%)：12.5	爆炸上限(%)：74.2
	最小点火能(MJ)0.3～0.4	最大爆炸压力(MPa)：0.720
	燃烧热(J/mol)：285624	燃烧(分解)产物：二氧化碳
危险特性	危险特性：是一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高位能引起燃烧爆炸	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉	
健康危害	侵入途径：吸入	
健康危害	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	

10.4.2 生产系统危险性识别

根据本项目不同阶段的特点，施工过程中的风险设施主要集中在井场内，施工期各功能单元存在的危险因素见表 10.4.2-1；运行期风险设施分别在增压脱水站等站场、各类管线及回注井等功能单元。运行期各功能单元存在的危险因素见表 10.4.2-2。

表 10.4.2-1　　施工期各功能单元潜在的危害分析

功能单元	主要事故类型	产生原因
钻（完）井	井喷	钻井进入高压流体的地层后,因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。
	火灾、爆炸	井喷引发的火灾爆炸;现场存放的柴油等油料发生泄漏引起火灾爆炸危险事故。
	井漏	水平井钻井液密度选择范围变小,容易出现井漏和井塌或者钻遇到大面积裂缝发育带容易发生严重井漏、井喷；固井施工中可能会因水泥浆对漏失层强烈的挤压作用发生漏失。
	钻井泥浆渗漏	泥浆发生渗漏。
采气及井下作业	井喷	射孔施工中，若压井液失衡，未采取防喷措施或防喷装置损坏，抢喷工具和配件未准备好，抢喷失败等原因导致井喷；试气作业时未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采气作业时因井控失效发生井喷。
	火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故；试气过程中流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致气体泄漏，泄漏气体遇火源着火、爆炸。

表 10.4.2-2　　运行期各功能单元潜在的危害分析

功能单元	主要风险事故	产生原因
站场	天然气泄漏及火灾、爆炸	站内管道、设备穿孔、破裂，将导致可燃物质（天然气）的泄漏，泄漏的可燃气体或液体遇到火源（明火、机械火花、静电火花等）可能造成火灾、爆炸事故。
管线	天然气泄漏及火灾、爆炸	因管道本身设计、管材制造、施工、操作运行和管理的各环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致的管线破裂。天然气泄漏后，在空气中形成爆炸性气体，遇火源会发生火灾、爆炸事故。
	采出液泄漏	采出液输送管线发生破裂后，废水会发生泄漏，污染泄漏点周边土壤及地下水环境，进入河流污染地表水体。
	甲醇泄漏	注醇管线因事故发生破裂，导致甲醇泄漏。
注水井	回注水泄漏	回注井由于固井质量差或井管发生破裂事故造成采出水在井管外流动上返，污染地下水。

10.4.3 危险物质向环境转移途径识别

⑴ 井场

钻井过程发生井喷事故后大量烃类气体直接扩散进入环境空气，对大气环境的影响。井场柴油储罐发生泄漏事故，会导致大量柴油释放到环境中，高浓度的污染物会对周边一定范围内的人员造成窒息伤害。在遇到明火后，进一步引发火灾和爆炸事故风险，发生事故后伴生/次生的 CO 等通过大气扩散对环境空气造成影响，对一定范围内的人员造成中毒伤害。

⑵ 站场

站场阀门、汇管、集气管线等发生天然气泄漏事故及火灾爆炸事故后，有毒有害气体进入大气对环境空气的影响。

⑶ 注水井

注水井套若发生破裂，可能会穿透含水层污染承压水。回注井发生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，最终造成回注水泄漏，对地下水环境造成影响。

⑷ 采出水管线、注醇管线

气田采出水输送管道发生泄漏事故，泄漏的采出水没有及时收集处理，通过包气带进入地下水环境从而对土壤、地下水造成污染，或进入附近地表水体，对地表水环境造成影响。注醇管线发生泄漏事故，泄漏甲醇进入土壤，对土壤、植被的影响；管线穿跨越沟道、水体时泄漏甲醇对下游地表水的污染。

10.4.4 风险识别结果

综上所述，本项目主要危险单元包括施工期及运行期内站场、井场、管线，风险源主要为涉及天然气、甲醇、采出液的各类设备及管道，各生产设施主要事故风险类型、

来源及危害见表 10.4.4-1。

表 10.4.4-1 项目环境风险识别表

序号	危险单元	风险源	主要危险物质	环境风险类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
1	钻井井场	柴油储罐	柴油	泄漏、井喷、次生火灾	①大气污染物的扩散②污染物垂直入渗	①周边居民； ②处理厂周边土壤、地下水；
2		井喷	甲烷			
3	站场	站内管线、设备	天然气			
4	管线	管线天然气泄漏	天然气		大气污染物的扩散	周边居民
5		采出水输送管线及注醇管线泄漏	采出水、甲醇	泄漏	污染物垂直入渗	管线泄漏点周边及穿跨越下游土壤、地下水、地表水
6	回注井		回注水	泄漏		回注井泄漏点周边地下水

10.5 风险事故情形分析

10.5.1 典型事故案例

10.5.1.1 事故统计

根据国家安全生产监督管理总局的统计资料，与天然气开采、运输、使用有关的事故统计结果见表 10.5.1-1。

表 10.5.1-1 与天然气有关的重大事故统计

事故时间	事故过程	事故类型	死亡人数
2008.10.22	8 时 0 分，中石油天然气运输公司海南分公司的一辆气罐车，过滤网发生堵塞，在海南三亚市澄迈县琼城汽车修理部进行维修过程中，由于缺氧一名修理工倒在罐内，其他人在施救过程中，不慎碰到气罐上方的 380V 电线，引爆气罐内残留的液化气，造成 3 人死亡，5 人受伤。	天然气运输	3
2007.09.24	13 时 30 分，中石油天然气兰-郑-长管道局第一工程分公司第一项目部承担的兰州-郑州-长沙项目一标段成品油管道施工现场(兰州市榆中县新营乡杨家村境内)，一驾驶员驾驶焊接工程车向山坡顶部行驶，刹车突然失灵，车辆失控，将正在坡下作业的 3 名工人撞伤，抢救无效死亡。	管线施工	3
2007.07.07	15 时 0 分，中国冶金建设集团第八冶建设安装工程有限公司兰州分公司（建筑施工一级资质），承接安装兰州天然气管道工程，在天然气兰州东岗门站台外管线准备试压，安装试压接头时，1 人被不明气体熏倒。随后又有 2 人下井施救，均被熏倒。这起事故共造成 3 人死亡，2 人受伤。	管线施工	3
2006.12.23	16 时 30 分，四川达州市宣汉县境内，由中石油西南油气田分公司输气管理处发包，四川石油管理局下属四川石油天然气建设工程有限责任公司二公司承包，成都华阳建筑股份有限公司（证照齐全）承建的位于上峡乡茂村输气管线土石方工程，在开挖管沟作业时发生塌方事故，造成 5 人死亡。	管线施工	5
2005.12.20	8 时 0 分，陕西榆林市榆阳区西沙一住宅楼发生天然气泄漏，造	天然气	7

	成 21 人中毒，其中 7 人死亡，14 人轻伤。	使用	
2005.03.30	0 时 0 分，甘肃庆阳地区庆阳县中国石油天然气集团公司所属长庆石油勘探局井下作业处一试油队，庆城县庄 58-21 井，进行爆燃压裂后投产作业过程中，发生气体中毒事故，造成 3 人死亡。	钻井试井	3
2005.03.11	13 时 30 分，中国石油天然气集团公司东方地球物理勘探有限责任公司在海南三亚市临高县马袅湾进行水上地震勘探放炮作业时发生爆炸，造成 3 人失踪，2 人重伤。	天然气勘探	3
2003.12.23	22 时 15 分，重庆开县西南油气田分公司川东北气矿罗家 16H 井发生天然气井喷事故，造成天然气中硫化氢中毒，243 人死亡。	钻井井喷	243
2002.07.13	1 时 40 分，辽宁营口市煤气公司渤海大街东段维修天然气管道过程中，发生火灾事故，当场死亡 4 人，轻伤 4 人。	管线维护	4

由表 10.5.1-1 可知，天然气开采过程中的钻井施工造成的事故危害最大，同时管线施工过程中发生事故的可能性较高，主要是由于施工过程不科学、不规范引起的。

10.5.1.2 典型事故

⑴ 12.23 重庆天然气井喷事故

2003 年 12 月 23 日 22 时 04 分，由四川石油管理局川东钻探公司承钻的位于开县境内的罗家 16H 井，在起钻过程中发生天然气井喷失控，从井内喷出的大量含有高浓度硫化氢的天然气四处弥漫、扩散，导致 243 人因硫化氢中毒死亡、2142 人因硫化氢中毒住院治疗、65000 人被紧急疏散安置、直接经济损失达 6432.31 万元的严重后果。

这是我国石油行业类似事故伤亡人数最多的一次，国务院专家调查组的事故鉴定报告认为，该起事故属于特别重大天然气井喷失控导致硫化中毒责任事故，井喷失控以后，指挥决策严重失误，没有及时对放喷管线实施点火，以致大量含有高浓度硫化氢的有害气体喷出，造成了这次事故的扩大和恶化。川东钻探公司及有关决策人员，对这个井是否应采取点火措施，未能尽快做出果断决策和明确指令，是事故扩大的原因。

⑵ 输气管线泄漏事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，中国石油西南油气田分公司威青输气管线汪洋-富加-文宫段Φ720 输气管线发生天然气泄漏着火事故。造成 10 人死亡、3 人重伤、47 人轻伤，威青线及与其并行的威成线中断输气近 30 小时，沿线的四川省仁寿县、简阳市和资阳市城区用气受到影响。

输送介质为净化天然气（不含 H_2S），该管线于上世纪 70 年代建设投用。2005 年经检测，决定更换部分管段，2006 年 1 月 19 日换管工作全部完成。1 月 20 日 12 时 07 分，管线在投运过程中发生爆管事故，大约 5 分钟后，发生第二次爆管着火，造成人员伤亡。

发生爆管事故的管线埋深为 1m 左右，此次事故系施工单位违章野蛮施工造成。在此之前重庆天然气运销部就施工单位违章施工曾进行多次制止，并送达违章通知书要求

其停工，但施工单位不听劝阻，在管线上堆土达 9m 高，造成管线受力位移而断裂。

⑶ 西南油气田分公司输气管线泄漏爆炸事故

2006 年 1 月 20 日 12 时 17 分，西南某气田距工艺装置区约 60m 处，因Φ720 输气管线螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道被撕裂，导致天然气大量泄漏，泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气管外爆炸(第一次爆炸)，因第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸。12 时 20 分左右，距工艺装置区约 63m 处发生了第三次爆炸。当第一次爆炸发生后，集输站值班宿舍内的职工和家属，在逃生过程中恰遇第三爆炸点爆炸，导致多人伤亡。输气管理处在接到事故报告后，输气处调度室立即通知两集气站紧急关断干线截断球阀并进行放空。13 时 30 分，事故现场大火扑灭。事故原因分析：

① 因Φ720 管材螺旋焊缝存在缺陷，在一定内压作用下管道从被撕裂，导致天然气大量泄漏。泄漏的天然气携带硫化亚铁粉末从裂缝中喷射出来遇空气氧化自燃，引发泄漏天然气爆炸(系管外爆炸)。第一次爆炸后的猛烈燃烧，使管内天然气产生相对负压，造成部分高热空气迅速回流管内与天然气混合，引发第二次爆炸，约 3min 后引发第三次爆炸。

② 管道运行时间长，疲劳损伤现象突出。此段输气管线建于 1975 年，1976 年投产。由于受当时制管技术、施工技术、防腐技术以及检测技术等条件的限制，管线存在缺陷。

③ 管道建设时期，受国内防腐绝缘层材料及防腐绝缘手段、当时施工工艺技术的限制，使管道不能得到有效保护，导致管道的外腐蚀比较严重。

④ 管道内壁腐蚀时间较长。该管道曾在相当长时期内输送低含硫湿气，管线处于较强内腐蚀环境，发生管内腐蚀，并伴有硫化亚铁粉末产生。

⑤ 随着城镇建设快速发展，输气站及进、出管道两侧 5 至 50m 范围内新增了较多建、构筑物，使输气站被大片建筑物包围，无法改建安全逃生通道。

⑷ 靖边天然气泄漏事故

2004 年 6 月 7 日，长庆第一采气厂陕西靖边县乔沟湾集气管道主干线被一施工铲车挖出像胳膊一样粗的缺口，导致天然气大量泄漏，307 国道交通中断达 3h。险情发生在下午 3 时许，事故地点在距靖边县城约 12km 处。随着正在靖安(靖边～安塞)高速公路施工的铲车挖掘下去，顿时现场周围的人发现，输送天然气的管道被挖破，大量天然气啸叫着喷射出来，在距事发现场 2km 外，也能清晰听到类似喷气式飞机所发出的声响。

由于长庆第一采气厂、县委县政府以及公安消防救护等相关单位抢险及时，所幸没有造成人员伤亡。到当天下午 6 时许，通过紧急关闭泄漏点两侧管道阀门等手段，天然气才停止继续泄漏。截止晚 8 时许，险情基本排除。

原因分析：第三方破坏及地方建设危及输气管道安全的现象屡屡发生，特别是部分地段公路改(扩)建，城镇开发区建设及农村建房造屋、挖砂取石导致江河穿越管道裸露悬空等危及输气管道安全的事件不断，严重威胁到输气管道的安全运行。

10.5.2 风险事故情形分析

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设备、管道的泄漏和破裂，泄漏频率见表 10.5.2-1。

表 10.5.2-1 本项目泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	5.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-6}/m·a）
75mm＜内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	3.00×10^{-7}/（m·a）
内径＞150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.40×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（m·a）

在风险识别的基础上，选择对环境影响较大并具有代表性的事故类型，设定风险事故情形。本项目典型事故类型见表 10.5.2-2。

表 10.5.2-2 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	洲-19 增压脱水站	泄漏及火灾爆炸	天然气、一氧化碳	站内设备、管线等因阀门、法兰腐蚀发生 10mm 孔径泄漏，泄漏天然气发生火灾及次生污染物一氧化碳排放	污染大气
4	洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线	泄漏	天然气	管线破损、断裂发生天然气泄漏事故	污染大气
		火灾爆炸	一氧化碳	泄漏天然气发生火灾及次生污染物一氧化碳排放	CO 进入大气
5	榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线	泄漏	气田采出水	管线穿跨越河流处发生全管径泄漏事故	泄漏采出水直接排入河流
6	注醇管线	泄漏	甲醇	管线破损、断裂发生甲醇泄漏事故	直接排入河流或泄漏进入土壤，污染土壤、地下水
7	钻井井场	井喷	天然气	井口	影响泄漏点周边环境空气、土壤及地下水

10.5.3 最大可信事故

最大可信事故是指在所有预测的概率不为零的事故中，对环境（或健康）危害最严

重的重大事故。通过事故类比调查及国内外油气田勘探开发的类比资料分析，结合工程分析、周边自然环境、主要物料危险性识别、生产设施危险性识别以及开发工艺过程危险因素分析可知，本工程的主要风险类型是天然气的泄漏及火灾爆炸污染事故。因此，可以确定本工程的最大可信事故为：

⑴ 井场发生井喷事故或集气管线发生破裂，导致大量天然气泄漏，引起甲烷窒息及火灾爆炸；

⑵ 采出水输送管线穿越河流处破裂，导致气田采出水泄漏，污染下游水体及影响水生生物。

⑶ 注醇管线泄漏污染土壤及地下水。

10.5.4 源项分析

⑴ 井喷

钻井作业中，当钻头钻入气层后，由于气层压力的突然增大，钻井泥浆开始湍动，并出现溢流，随之发生井喷，此时如能够及时关井，控制井口，将气流引入放喷管线泄压、点火，再采取补救措施，如加重泥浆强行压井，平衡井内压力可使井喷得到控制。若井喷后，未能及时关井，失去对井口控制，大量天然气将从井口喷射释放，这不但将使天然气资源受到严重浪费，有毒气体大量急剧扩散，容易造成井场职工和附近人员中毒。发生井喷还易酿成火灾，造成人员伤亡，设备毁坏，气井报废，自然环境受到严重污染。

根据本项目钻采工程方案，开采过程中井喷有关参数取值如下：

① 地层压力：19.593～23.202MPa，平均 21.68MPa；

② 最大无阻流量：52.31×10^4m^3/d；

③ 井口直径：0.41m；

④ 燃烧热：32080～35601kJ/m^3。

若发生井喷事故，按最大无阻流量计，天然气平均释放速率为 6.05m^3/s（4.48kg/s，天然气密度为 0.718kg/m^3）。预测时间：参照安全生产行业标准，假定井喷失控 15min 后井口点火，即天然气泄漏时间 15min。

井喷事故源项见表 10.5.5-1。

表 10.5.5-1 井喷源强计算参数

名称	源类型	形状	泄漏口直径	泄漏源高度	事故源强（g/s）
甲烷	点源	近圆形	0.41m	10m	4480

(2) 集输管线泄漏

根据设计方案，本项目拟建的采气、集气管线中，洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线长度最长、管线规格最大，环境风险相对较大，因此，本次评价选取该管线作为评价对象。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中有关气体的泄漏公式计算天然气初始泄漏速率。气体泄漏速度 QG 按下式计算：

$$Q_G = YC_d AP\sqrt{\frac{Mk}{RT_G}\left(\frac{2}{k+1}\right)^{\frac{k+1}{k-1}}}$$

式中：Q_G — 气体泄漏速度，kg/s；

Cd — 气体泄漏系数，当裂口形状为圆形时取 1.00；

A — 裂口面积，m^2，假设管道全部断裂，裂口面积为 0.095m^2；

P — 容器压力；输气压力为 6.8Mpa；

M — 分子量，主要成分是甲烷；

R — 气体常数，J/（mol·k）；

T_G — 气体温度，K；

Y — 流出系数；

k — 气体的绝热指数（热容比）。

本评价设定在事故状态下输气管线全管径断裂，管线两端截断阀立即启动，启动时间为 3s。截断阀启动时间内，管道内压强恒定，天然气泄漏为临界泄漏状态，天然气泄漏量按照导则推荐的气体泄漏公式计算；截断阀启动后，管道内气压随天然气的扩散而减小，泄漏过程客观地被分为两个性质不同的阶段，即临界泄漏阶段和亚临界泄漏阶段，当管道内气压与外环境大气压相同时，泄漏停止，设定截断阀启动后的天然气泄漏时间为 15min，可估算天然气平均泄漏速率。

本次评价设定洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线全管径断裂，裂口断面呈圆形，根据开发方案，管道孔径为 355.6mm，温度为 15℃，设计压力为 6.8Mpa，运用气体泄漏速率公式计算天然气泄漏量，具体见表 10.5.5-2。

表 10.5.5-2 洲-19 增压脱水站～三皇庙清管站集气支线天然气泄漏速率

P（Pa）	P_0（Pa）	C_d	A（m^2）	M（kg/mol）	R（J/（mol•k））	T_G（K）	k	Y	Q_G（kg/s）

6.8×10^6	101325	1	0.095	0.016	8.314	288	1.315	1	1118.8

管道两端截断阀启动时间为 3s，则启动时间内天然气泄漏量为：93098kg。

截断阀启动后，天然气平均泄漏速率公式为：

$Q=（M_1-M_2+M_{泄漏}）/t$

式中：Q 为截断阀启动后天然气平均泄漏速率，kg/s；

M_1为正常状态下天然气管存量，kg；M_1=94488kg；

M_2为天然气停止泄漏时管存量，kg；M_2=1389.5kg；

$M_{泄漏}$为截断阀启动时间内天然气泄漏量，kg；$M_{泄漏}$=3356.3kg；

t 为天然气泄漏时间，t=15min。

由上式计算，截断阀启动后，天然气平均泄漏速率为：107.2kg/s。

⑸ 采出水管线泄漏

气田采出水输送管线若发生泄漏，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，渗入土壤后，高矿化度采出水可能向土壤深层迁移，甚至影响到地下潜水；若在穿跨越河流处泄漏，则会对下游地表水体产生影响。

本项目采出水输送管线穿越河流处采用大开挖方式,因此出现管道截面 100%断裂的可能性较小。假设采出水在输送过程中由于腐蚀穿孔等原因产生泄漏，根据导则，泄漏孔径为 10%孔径。项目采出水管线最大内径为 65mm，设计压力为 6.4MPa，则根据柏努利方程计算出泄漏速率为 0.002m^3/s。假定采出水输送管线在泄漏 15min 后被发现并采取措施处理，则采出水一次泄漏量为 1.73m^3。

⑹ 火灾爆炸事故

甲烷闪点为-188℃，易燃，蒸气与空气能形成爆炸性混合物，爆炸极限 5.3%～15%。甲烷遇明火、高热能引起燃烧爆炸，燃烧产物为一氧化碳。火灾爆炸事故危害除热辐射、冲击波等直接危害外，未完全燃烧的物质在高温下迅速挥发释放至大气；燃烧物质燃烧过程中则同时产生伴生或次生有害物质 CO，并扩散至大气中，因此 CO 也为本次环境风险分析对象。

本项目为天然气发生火灾爆炸产生的 CO，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中，油品火灾、爆炸伴生/次生中一氧化碳产生量计算公式如下：

$G_{co}=2330qCQ$

式中：G_{co} —— 一氧化碳的产生量，kg/s；

q —— 不完全燃烧值，取 1.5%～6.0%，天然气取 2%；

C — 物质中碳的含量，取 85%；

Q — 参与物质燃烧的量，t/s；管线天然气平均泄漏速率为 107.2kg/s

通过计算，天然气管线泄漏 CO 排放速率为 4.25kg/s。

10.6 环境风险影响分析

本项目新建站场内不设天然气、甲醇等储存设施，采取相应环境风险措施后，事故发生概率及影响程度均较小，因此评价集中分析回注井泄漏、采出水及集气管线泄漏等影响较大的事故情景。

10.6.1 采出水回注井泄漏

气田采出水回注井对地下水有影响的事故主要是由于固井质量差或井管发生破裂事故造成含油废水在井管外流动上返，污染地下水；项目进入退役期后，对注水井封井不严，可能造成注水层少量的含油水进入承压水层，对地下水环境造成影响。详细见地下水环境影响评价专题。

10.6.2 集气管线泄漏

天然气管线发生泄漏但未爆炸的情况下，由于输气压力较大，管内气体将迅速通过泄漏点进入环境空气中。同时，管线两端监测到失压后将迅速关闭截断阀，并在两端进行放空，以减少泄漏。

天然气主要成分为甲烷，泄漏后将对泄漏点周边环境空气造成短期不利影响，并有可能对人畜造成窒息危害，当空气中天然气浓度超过爆炸下限后，遇火还可能发生火灾爆炸，此时不完全燃烧产生的 CO 将对下风向环境空气产生不利影响，短期内可能会使局部区域环境空气中污染物浓度超标。但随着两端截断关闭等事故处理措施的采取和管线内天然气压力的逐渐降低、泄漏速率的放缓和大气扩散作用，其危害和不利影响将逐渐消失。此外，天然气管道周围居民点较少，虽然 CO 会对下风向一定距离的环境空气质量产生不利影响，但不会对人群健康造成影响。因此，建设单位应加强管线火灾事故应急预案，积极开展公众环境风险事故预防教育和应急知识培训，一旦发生火灾爆炸事故，及时疏散周边村庄居民，避免造成人员伤亡和财产损失。

10.6.3 采出水输送管线泄漏

⑴ 对土壤、地下水的影响

本项目采出水输送管道采用密闭敷设方式，若发生泄漏，采出水在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透，采出水中凝析油粘度较大，渗透深度有限，泄漏后覆盖表土或渗入土壤后，可能堵塞土壤孔隙，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，从而使农作物产量减少或降低有机物的生物量。高矿化度采出水可能向土壤深层迁移，甚至影响到地下潜水。采出水管线泄漏影响分析详见土壤专题评价和地下水环境专题评价内容。

⑵ 对地表水体的影响

本项目采出水输送管线（榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线）穿越无定河支流草皮沟，采用大开挖穿越方式。根据气田采出水水质组分，污染物中含有石油类，如果出现管道破裂等事故，管道中采出水外流，在河流穿越段可能会通过河床底部土壤渗透至河流水体，从而对地表水环境造成污染。管道泄漏情况多发生于管道接口处的跑冒滴漏或者由于严重的外力作业造成的管道破裂。

本环评针对事故工况下对地表水环境的影响进行预测。

① 预测方案

本次预测选取榆-13 集气站至榆-9 集气站采出液管线破裂泄漏对草皮沟河的影响，根据采出水水质组分，污染物含 SS 和石油类，本次预测因子选取石油类进行预测。

② 预测模式及参数选择

按“导则”推荐，从保守角度出发采用完全混合模式进行预测，公式如下：

$$C_x=\frac{C_0Q_0+C_AQ_A}{Q_0+Q_A}$$

式中，C_x——排污入河口下游 x 距离处河水中污染物预测浓度，mg/L；

C_0——河流上游来水污染物浓度，mg/L；根据监测数据，石油类浓度为未检出，以 0.01mg/L 计；

Q_0——河流上游来水水量，m^3/s；草皮沟河多年平均流量为 1.8m^3/s；

C_A——入河污水污染物浓度，mg/L；气田采出水中石油类浓度为 500mg/L；

Q_A——入河污水水量，m^3/s。

混合过程段长度：

$$L=\frac{(0.4B-0.6a)Bu}{(0.058H+0.0065B)\sqrt{gHI}}$$

式中：L——混合过程段长度，m；

B——河流宽度，m，取 10m；

a——排放口距岸边的距离，m，取 1m；

u——河流断面平均流速，m/s，取 0.2m/s；

H——平均水深，m，取 0.8m；

g——重力加速度，9.81m/s^2；

i——河流坡度，取 4.28‰。

（3）预测结果与评价

将有关计算参数代入公式中进行计算，完全混合后石油类的浓度为 0.022mg/L，未超过《地表水质量标准》Ⅲ类水质标准，混合过程段长度为 332m。

管道管径 100%破裂、采出水全部流入地表水体时，则采出水中的石油类污染物将对河流水质造成一定污染。但实际泄漏的采出水不可能全部流入地表水体，且气田采出水泄漏进入河流为渗流进入，非正常流量流入，故本次预测结果偏大。根据源项分析，假定采出水输送管线在泄漏 15min 后被发现并采取措施处理，则采出水一次泄漏量为 1.73m^3。由于泄漏量相对较小，且受河床底部土壤对石油类的截留作用及事故发生后立即采取的应急措施，因此采出水管道泄漏事故对地表水环境的影响有限。

此外，本项目新建站场不设消防给水设施，仅在站内配置一定数量的小型移动式灭火器材，因此站场发生火灾事故时无事故废水产生。

10.6.4 注醇管线泄漏

注醇管线因事故发生破裂，导致甲醇泄漏，泄漏后直接渗漏可能导致对土壤、地下水的污染；若遇到暴雨天气，也可能流入附近地表水体，导致对地表水的环境影响。

⑴ 地下水的影响分析

本项目注醇管线采用密闭敷设方式，若在无地表水体段发生泄漏，甲醇在土壤内部由于重力作用沿垂直方向向地下渗透。根据马立军在《一起甲醇翻车泄漏事故的应急处置案例》（科技创新与应用，2019 年 4 期）的实际甲醇泄漏事故处置过程中发现，由于甲醇较强的挥发性、弱酸性、易降解性，甲醇在土壤和地下水会降解为水和二氧化碳，不会发生累积，即使发生甲醇泄漏入土壤和地下水的事故，对其影响在可接受的范围内。

⑵ 地表水的影响分析

注醇管线若在河流穿越段发生泄漏，管线压力下降较快，注醇泵立刻停止工作，由于管线采用地埋方式，甲醇在泄漏后，管内外压力趋于平衡，甲醇实际泄漏量很小，泄漏甲醇会溶入地表水体与浅层地下水体流向下游，由于地表水体具有较大的稀释降解能力，且甲醇具有易降解性，泄漏甲醇对地表水环境影响较小。

本项目注醇管线规格为高压柔性复合管，管材质量较好，具有较好的抗压抗腐蚀作

用，也在一定程度上降低了注醇管线破裂的风险，气田运行至今尚未发生过注醇管线的破损泄漏事故。尽管如此，注醇管线泄漏仍可能对局部地表水体、沟道土壤与浅层地表水造成一定程度的污染影响，评价要求注醇管线穿越河流、冲沟段应提高管线等级，穿越处做好护坡等工作，防止外界对管线产生影响，将可能产生的风险降至最低。

10.6.5 井喷

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量天然气从井口敞喷进入环境当中，天然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。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，因此喷出的气体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。

由于本项目天然气井分布面积较广，且目前处于初步部署阶段。同时，综合考虑井喷及天然气输气管线发生泄漏时的泄漏速率，天然气输气管线发生泄漏时的泄漏速率远大于井喷时的天然气泄漏速率，因此，本次仅考虑事故源最大的天然气输气管线发生泄漏时在大气中的扩散影响。

10.7 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。

10.7.1 风险管理措施

⑴ 严格执行国家安全卫生标准规范及相关的法律法规，在进行地面开发建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面进行综合考虑；

⑵ 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；

⑶ 建立健全各种规章制度、规程。提高人员素质，加强责任心教育，使制度落实到实处，杜绝违章作业，防止人为因素引发的事故。

⑷ 对生产操作的工人必须培训经考核后上岗，使其了解工艺过程，熟悉操作规程，对各种情况能进行正确判断，并严格遵守开、停工规程。

⑸ 对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，应设安全员巡检。

⑹ 对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：井控装置、管线、储罐等）进行必要的定期巡检。

⑺ 施工、设备、材料应按规章进行认真的检查、验收。设计、工艺、管理三部门通力合作，严防不合格设备、材料蒙混过关。

⑻ 提高自动化水平，保证各系统在优化和安全状态下进行操作。

⑼ 对各种典型的事故要注意研究，充分吸取教训，并注意在技术措施上的改进和防范，尽可能减少人为的繁琐操作过程。

⑽ 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 10.7.1-1。

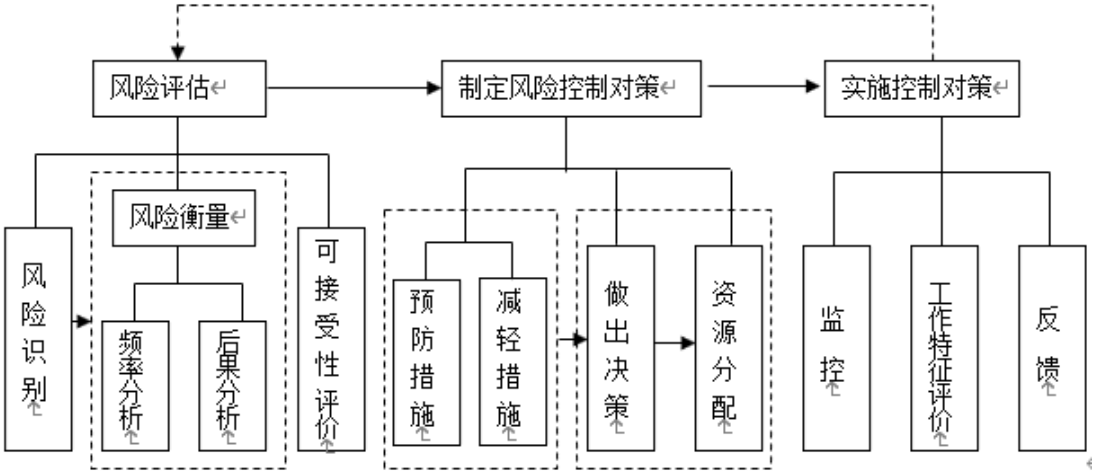


图 10.7.1-1 风险管理过程

10.7.2 技术防范措施

10.7.2.1 钻井作业事故风险防范措施

⑴ 设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井、井下作业的安全规定。

⑵ 抓好井场建设，根据气候特点，做好井场的防护规划，严格按照设计施工，并制订严格的井场岗位责任制，有效防范雨季事故的发生。

⑶ 使用的泥浆参数必须符合钻井地质技术的规定要求。泥浆比重和粘度要经常进行检查，罐内每周不得少于一次。

⑷ 井控操作实行持证上岗，各岗位的钻井人员有明确的分工，并且应经过井控专业培训。

⑸ 井场设置明显的禁止烟火标志；井场钻井设备及电器设备、照明灯具符合防火防爆的安全要求，井场安装探照灯。

⑹ 按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其它消防器材。

⑺ 柴油储罐设置在井场主导风向上风向，与井口的距离不得小于 50m，在井架上、井场路口等处设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。

10.7.2.2 井喷的防范措施

① 在井场选址时按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183-2015），考虑与村庄等环境敏感保护目标的位置，而且在钻井期严格执行《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）要求。

② 钻井或修井时，在井口安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

③ 在钻进或循环时，如果泥浆液面快速上升，要停泵，在一条阻流管线打井的情况下立即关井，然后慢慢关闭阻流器。

④ 起下钻时，当发现井内液体流出而钻杆在井内时，应立即接上回压阀或管内防喷器并关井。若发现流出而钻铤正位于防喷器处时，立即接上回压阀或管内防喷器，用多效万能防喷器关井；在突发井内液体大量流出的情况下，应将井内钻具下过钻铤，在钻杆处关闭全密封闸板，如果不下过钻铤，则可用万能防喷关井。

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天然气和降低压力。

⑥ 如果在关井期间压力要超过极限时，应该通过全密闭闸板防喷器下面的紧急压井管线和紧急阻流管线在采用最大许可阻流器压力下进行循环。

10.7.2.3 集输管线泄漏防范措施

⑴ 施工期事故防范措施

① 严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）和《油气集输设计规范》（GB50350-2005）进行选线，施工前对选线区域进行详细的地质勘查，选择有利地形，避开不良工程地质地段，尽量避开城镇、企业、水利工程设施和人口密级区，充分考虑通过时其相互影响和规划发展；

② 管线敷设前，加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格管材。管线穿跨越处根据管线规格、穿跨越对象等采取增加管线壁厚、阴极保护等防渗漏措施，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。设计敷设线路时应避开地势低洼处及洪水汇集口，管道埋设于最大冻土深度 100mm 以下；

④ 当管线经过坡地、陡坎、易坍塌、易冲刷等不良地段时，为了保护管线的安全和环境，应采取挡土墙、坡面防护、滑坡错落整治、拦石网工程等相应的环保及水土保护措施；

⑤ 管线穿越活动断裂带时，应确定断层走向，使管线与断层保持合理交角，使埋地管线在断层错位作用下单纯受拉，增加管线抵抗断层位移和保持管身结构完整的能

力；

⑥ 建立施工质量保证体系，提高施工检验人员的水平，确保施工质量。在施工过程中，加强监理，发现缺陷及时正确修补并做好记录；

⑦ 贯彻《中华人民共和国石油天然气管线保护法》，在管线敷设线路上设置永久性标志，包括历程桩、转角庄、交叉标志和警示牌等，以提醒人群避免在管线两侧 5m 内建设大型工程以及取土、打井和种植根深植物；

⑧ 尽量减少与河流、公路、铁路等大型建构筑物的交叉，管道于已建管道、光缆、电缆交叉时，从其下方穿越，并采取有效的保护措施；

⑨ 为减轻管线的内外腐蚀，外部可采取防腐涂层，内壁也可采用涂层或定期加注缓蚀防腐剂，还可采用电极保护；

⑩ 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，并依据地区等级作出相应的管道设计。

⑵ 运行期事故防范措施

① 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 加强对管线的巡视检查，及时处理管道沿线的异常情况，按照管道检修标准定期对管道进行防腐维护、运行情况检查，定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除暴管隐患；

③ 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，将泄漏量控制到最小；

④ 定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度；

⑤ 若发现管道泄露事故的发生，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。

⑥ 在集输过程中，定期清管，以减轻管道内的腐蚀。

⑦ 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；

⑧ 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、站场周边的规划。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、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 500m 地域范围内，禁止挖砂、挖泥、采石等。

⑶ 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。

10.7.2.4 采出水输送管线风范防范措施

⑴ 施工期事故防范措施

① 采出水输送管线选线同天然气集输管线要求，严格按照《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）、《输气管道工程设计规范》（GB50251-2015）进行选线，施工前对选线区域进行详细的地质勘查，选择有利地形，避开不良工程地质地段，尽量避开城镇、企业、水利工程设施和人口稠密地区。

② 在管线的起点、折点、终点以及每隔 0.5km 处，设置管线标志桩。同时保证管线的埋深，防止因天气或外力原因对管线的损坏。

③ 管沟开挖一定要保证沟底平整连续，同时沟底与管线接触面要密实，在管道安装以后不得有不均匀沉降，以防止管线局部悬空，沟底不得有明显可见的碎石等硬物与管线接触。

④ 采出水管线穿越河流冲沟段加厚管壁，并设置套管，防止因管线破裂采出水直接进入地表水体。

⑵ 运行期事故防范措施

① 根据压力、流量的双重监测，出现异常后（压力波动超过 1MPa，流量差异大于

1%），马上停止采出水输送，及时进行巡查确定管线泄漏区域并及时组织维修。定期进行管线的巡检，检查管壁厚度，管线使用期超过 5 年，适当增加检查次数。

② 采出水管线使用寿命约 10 年，即将达到使用寿命时，及时更换采出水管线，防止管线老化引起的泄漏事故。

10.7.2.5 站场天然气泄漏事故防范措施

⑴ 进、出站区设置截断阀或回止阀

站场灭火最重要的措施是迅速截断气源，为此在进出站场的天然气管道上应设置截断阀或回止阀，保证在管道发生水合物堵塞、检修管道或管道超压时对采气管道和集气管道可进行及时放空。

截断阀或回止阀宜具有自控功能和手动功能，并应设置在操作方便、在事故发生时能迅速截断气源的地方，当发生火灾或泄漏事故时，操作人员能够迅速靠近并及时关闭阀门，截断来气或防止下游天然气导流进站内。

⑵ 设置放空火炬

放空火炬位于站场生产区最小频率风向的上风侧，火炬布置在站外地势高处。

⑶ 站内所有阀门选用环保安全型。

⑷ 站内设置可燃气体检测和报警系统。

可燃气体检测与报警系统的作用是为了保障人身和生产安全。该系统检测泄漏的可燃气体浓度并及时报警，以预防火灾和人身事故的发生。通过在站场工艺装置区、压缩机房、发电机房、泵房等可能泄漏可燃气体的场所设置可燃气体探测器，采用固定式且相对独立的可燃气体报警系统对可燃气体进行连续检测、指示、报警，并对报警进行纪录，同时将报警信息由可燃气体报警器传送给站控系统 PLC，再经 PCL 传送至调控中心。同时，在站内配备一定数量的便携式可燃气体探测仪。

⑸ 站内设置明显的禁火标志，所用电器设备和照明应符合防火要求，并配备充足消防器材和设施。

10.7.2.6 回注井风险防范措施

⑴ 净化水罐的容积通常可容纳 8h 水量，当发生回注井事故时，回注井停止注水采出水暂存于净化水罐，待事故处理后重新恢复注水。

⑵ 当发生回注井事故时，若事故处理需要的时间较长（超过 8h），导致净化水罐无法继续储存，立即增加其他进口回注量进行注水。

⑶ 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；

⑷ 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；

⑸ 根据事故状态下排放采出水中的污染物特征，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；

⑹ 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。

10.7.2.7 注醇管线风险防范措施

由于甲醇对动物神经系统有麻醉作用，且高压甲醇管道泄漏可能产生火灾爆炸风险，因此，施工期风险防范措施参照集输管线泄漏防范措施，注醇管线发生泄漏后应采取如下措施：

⑴ 集气站注醇系统安装有自动控制装置，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；发现管线管压下降应立刻切断截止阀，撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。

⑵ 甲醇泄漏量小时，用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。大量泄漏则需用大量水冲洗以降低挥发量，应在泄漏点四周构筑围堤或者在下游设置围堰，冲洗水应用防爆泵转移至槽车或污水罐中，待事故处理结束后由罐车运至处理厂或其它依托工程进行甲醇回收和污水处理。

⑶ 从源头控制注醇管线的泄漏风险。评价要求建设单位设计注醇管线时充分考虑注醇管线的泄漏风险，完善运行管理监测制度，建立注醇压力参数日志，提升自动化控制水平，以提高事故应急反应速度。

⑷ 定期用检测仪器对管线管壁的厚度进行减薄测试，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除暴管隐患。

⑸ 定期检查截断阀、安全阀等管道安全防护系统，使管道在超压时能够得到安全处理，将危害影响范围减小到最低程度。

⑹ 管道管理单位设专人定期对管道进行巡线检查，及时处理管道沿线的异常情况。

⑺ 在公路、沟道、河流等穿越点设置的标志、标识应清楚、明确；

⑻ 提前做好应急措施和方案，严格控制事故情况下甲醇进入地表水的途径，应特别关注河流、沟道跨越段管道的安全。

10.7.3 应急预案

长庆油田分公司第二采气厂根据要求，编制了《长庆油田分公司第二采气厂突发环境事件应急预案》。其中《长庆油田分公司第二采气厂突发环境事件应急预案》属厂级突发环境事件指导性文件，阐述了预案适用范围与事件分级，明确了应急组织指挥体系与职责、预防与预警机制、应急处置、后期处置、应急保障、预案监督与管理等要求，用于指导第二采气厂突发环境事件的响应、救援等应急管理工作。

应急预案于 2022 年 12 月经榆林市生态环境局备案，主要内容见表 10.7.3-1。

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)，结合本次产建工程内容和周围敏感点分布情况，补充及时修订应急预案，将本项目纳入现有应急预案管理体系。

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 10.7.3-1 长庆油田分公司第二采气厂事故应急预案主要内容

序号	项目	主要内容
1	总则	编制目的、编制依据、事件分级、适用范围、工作原则、预案体系说明
2	组织机构与职责	内部应急组织机构、应急组织机构职责（第二采气厂应急领导小组职责、应急领导小组办公室职责、应急处置小组职责、现场指挥部成员及职责）、外部应急救援职责
3	环境风险分析	环境风险评价概述、环境风险源分析
4	预防与预警	监控信息的获得途径及研判方法、环境风险防范措施、预警分级与准备、预警信息汇总和发布、预警行动、预警解除与升级、预警监测
5	应急处置	应急预案启动条件、信息报告、分级响应、指挥与协调、现场处置、应急监测、信息发布和舆论引导、应急终止
6	后期处置	善后处置、警戒与治安、次生灾害防范、调查与报告、损害评估、生产秩序恢复重建
7	应急保障	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
8	监督与管理	应急预案演练、宣教培训、责任与奖励
9	附件	附件 1 应急组织机构名单 附件 2 第二采气厂各部门及基层单位应急联系表 附件 3 第二采气厂外部救援及比邻单位通讯录 附件 4 第二采气厂应急专家通讯录 附件 5 第二采气厂应急响应流程图 附件 6 第二采气厂矿权管护范围图 附件 7 第二采气厂各天然气处理厂紧急疏散方向及线路图

		附件 8 第二采气厂井喷事故应急处置卡 附件 9 第二采气厂天然气管道泄漏应急处置卡 附件 10 第二采气厂天然气泄漏发生火灾事件应急处置卡 附件 11 第二采气厂天然气泄漏发生爆炸事件应急处置卡 附件 12 第二采气厂储罐泄漏应急处置卡 附件 13 第二采气厂采出水泄漏事件应急处置卡 附件 14 第二采气厂危险废物泄漏应急处置卡
10	专项应急预案	专项应急预案一：自然灾害突发事件专项应急预案 专项应急预案二：井下作业井喷突发事故专项应急预案 专项应急预案三：危险化学品泄漏失控和中毒事故专项应急预案 专项应急预案四：环境突发事故专项应急预案 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

10.7.4 突发环境事故应急措施

10.7.4.1 应急响应

⑴ 一级响应时，由长庆油田生产运行处和有关部门组织实施。

⑵ 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 立即向公司经理、副经理报告，成立环境应急指挥中心；

③ 及时向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。

⑶ 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，启动第二采气厂厂级环境事件应急预案，各级指挥机构按照预案要求积极灵活的调度相关职能部门，按照各自职责开展应急处置工作。防止事件扩大、蔓延。保证信息渠道畅通，及时向公司领导小组通报情况。

因环境事件存在不可预见、作用时间较长、容易衍生发展的特点，指挥机构可根据现场实际情况随时将响应等级升级或降级。

任何单位和个人发现公司级突发环境事件时，应立即报告油田公司应急指挥中心，应急指挥中心立即向指挥长报告，同时通知各位副指挥长、成员部门及单位。发生重大突发环境事件后，事件单位在向公司应急指挥中心报告的同时，应立即启动本单位的环境应急预案，组织本单位各种救援队伍和职工采取有效措施控制危害源，进行全面的自救。

10.7.4.2 应急监测

要求应急监测人员快速赶赴现场，根据事故现场的具体情况布点采样，利用快速监测手段判断污染物的种类，给出定性、半定量和定量监测结果，确认污染事故的危害程度和污染范围等。应急监测应根据污染现场的具体情况和污染区域的特性进行布点，一般以突发环境事故发生地及附近区域为主。本项目事故发生后，可能会对空气、地表水、地下水产生影响，应急监测布点及监测因子建议见表 10.7.4-1。

表 10.7.4-1 应急监测布点及监测项目

项目	监测因子	监测布点
空气	非甲烷总烃、CO	事故区下风向 300m、600m、1000m 处、附近敏感点
地表水	pH、COD、氨氮、石油类	管线穿越河流处
地下水	pH、耗氧量（COD_{Mn}）、氨氮、石油类、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、总硬度、溶解性总固体、总大肠菌群、细菌总数	采出水输送管线

采样频次主要根据现场污染状况确定，事故刚发生时采样频次应适当增加，待摸清污染物变化规律后可减少采样频次，并进行连续的跟踪监测，直至环境恢复正常或达标，

采样量根据分析方法确定。

进入突发性环境化学污染事故现场的应急监测人员，必须注意自身的安全防护，按规定配备必需的防护设备（如防护服、防毒呼吸器等）。对含有大量有毒有害化合物的样品，特别是污染源样品，不得随意处置，应做无害化处理或送至有资质的处理单位进行无害化处理。

10.8 结论

本项目涉及的主要危险物质为天然气、甲醇等，可能存在风险的单元包括站场、输气管线、注醇管线等。经风险评价分析，通过制定并落实切实可行的事故防范措施和应急预案，项目能够将事故风险降到最低限度，风险水平可以接受。

11 环境经济损益分析

11.1 经济效益分析

本次长庆油田分公司第二采气厂 2023 年产能建设工程总投资 138373 万元，形成 15×10^8㎥/a 天然气地面集输处理能力。根据有关资料，每万立方天然气用于工业，平均可创产值 2.650 万元；每万立方天然气用于城市民用可节约城市供煤运费补贴 640 元。若按本工程气田生产的天然气 50%用于工业，50%民用，则可为社会创造工业产值 19.88 亿元/a，节约运煤补贴 4800 万元/a，具有较好的经济效益。

11.2 社会效益分析

⑴ 本项目是对国家实施“西气东输”工程的有力支持，可缓解经济发展与民生生活对天然气造成的需求压力。

⑵ 本项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥气田开发建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

⑶ 气田开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境代价分析

本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。

11.3.1.1 生态破坏代价

⑴ 土地破坏代价

项目永久征地的农业及生态补偿费用为 40.4 元，临时占地的补偿费用为 268.9 万元，总补偿费用为 309.3 万元。

⑵ 水土流失代价

① 土地资源价值损失

根据水土保持设计，项目建设新增水土流失量 3912t，其中施工期新增 1401t，影响期新增 2512t,通过下式来计算土地资源的损失价值：

$$V_1=Q \cdot P/(\rho . h)$$

式中：V1—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/m³；

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 2.3 万元。

② 肥力价值损失

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：

$$V2 = \sum_{1}^{i} Q \cdot Bi \cdot Pi$$

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 19.6 万元。

由此计算得出水土流失代价为 21.9 万元。

11.3.1.2 环境污染代价

《中华人民共和国环境保护税法》于 2018 年 1 月 1 日施行，自实施之日起，征收环境保护税，不再征收排污费。本项目产生的“三废”和噪声均通过完善的污染控制措施进行了妥善处理，达到国家排放标准。其中，生产及生活废水全部回用，不外排；危险废物委托有资质单位合理处置；项目大气污染物产生量极低，且主要成分为非甲烷总烃，不涉及 SO_2、NO_x 和颗粒物的排放，因此无需增加缴纳排污税额。

11.3.1.3 小结

由上分析得知，生态破坏代价和环境污染代价详见表 11.3.1-2。

表 11.3.1-2 建设项目环境代价汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态破坏代价	土地征用、破坏损失	309.3
	水土流失损失	21.9
环境污染代价	环境保护税	0
合计	/	331.2

11.3.2 环境成本分析

⑴ 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 1150 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 383.3 万元。

⑵ 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 31 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 3.1 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 15 万元/a。

③ 环境管理及监测费用

该费用主要包括项目环境管理、生产过程污染物排放监测费用及其他支出费用，经估算得出处理点环境管理与环境监测投资费用约 48 万元/a。

⑶ 小结

根据以上的计算，得出的环境成本详见表 11.3.2-1。

表 11.3.2-1 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	383.3
污染防治成本	污染防治设备投资	3.1
	环保设备运行及管理费	15
	环境管理及监测费用	48
合计	/	449.4

11.3.3 环境收益分析

⑴ 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 1578.49t/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 97.92 万元/a。

⑵ 污染防治收益

按工程分析，本项目采出水回注量为 90794.9㎥/a，按工业用水价格 4.00 元/㎥计算，折合节约水资源利用价值 36.3 万元/a。

⑶ 天然气取代煤炭燃料的环境收益

本项目为天然气资源开采项目，能够通过清洁能源的开采与利用来代替对煤炭资源的利用，减少大气污染物的排放与废渣的产生。

以项目天然气产量替代等热值的标准煤量。天然气发热量取 31.4MJ/m^3，标准煤发热量取 29.271MJ/kg，含硫量取 1%，煤灰分取 25%，燃烧效率按 75%计算，本项目产能折合标准煤 160.9×10^4t。本项目天然气燃烧每年可减少排放 SO_2 5878.9t、NOx 491.7t、烟尘 100.6t，如表 11.3.3-1 所示。

表 11.3.3-1 开发方案与等量煤使用污染物排放比较

污染物	煤（t/a）	天然气（t/a）	污染物减排量（t/a）
NOx	14600.7	945.3	-491.7
SO_2	24120	0	-5878.9
烟尘	160519.2	360	-100.6

按 NOx 治理费用 4000 元/t，SO_2 治理费用 2000 元/t，烟尘治理费用 500 元/t 计，本项目建成投产后，可减少燃煤用户污染治理费用 1377.49 万元/年。

⑷ 小结

通过以上分析计算，本建设项目环境收益见表 11.3.3-2。

表 11.3.3-2 建设项目环境收益汇总表

分类	项目	单位（万元/a）
生态保护收益	水土流失防治收益	97.92
污染防治收益	取代燃煤收益	1377.49
	采出水回注收益	36.3
合计	/	1511.71

11.3.4 环境经济损益分析

工程建设在环境保护方面收益为+234.69 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 11.3.4-1。

表 11.3.4-1 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
-331.2	-449.4	+1477.65	+731.11

注：“+”表示受益，“-”表示损失

根据计算，本项目环保工程经济效益系数为：

环保工程经济效益系数＝环境收益/环境成本=1.59

该工程环境成本为 449.4 万元/年，年环境收益为 1477.65 万元/年，计算出年环保费用经济效益系数为 3.29，环保投资效益明显。

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。

12 环境管理与监测计划

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天然气开采、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：

⑴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时设计、同时施工和同时投入使用，安全、绿色施工等；

⑵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；

⑶闭井期的 HSE 管理主要考虑气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 12.1-1。

表 12.1-1 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，制定管理规章制度，并贯彻执行； 3、项目产生的废气全部通过达标排放；废水实现零排放；通过采取本体降噪、基础减振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。加强生态修复与绿化工程。 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。
运行期	非正常工况	1、加强站内工艺装置及管线的检修和巡线，减小发生“跑、冒、滴、漏”； 2、加强生产罐区及其它废水、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。

风险防范	1、严格执行国家的安全卫生标准规范及相关法律法规，在项目建设的同时，对安全和劳动保护等方面综合考虑； 2、制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章制度标准； 3、定期进行环保安全教育，增强职工环保意识和安全意识； 4、施工过程、选材等环节严守质量关，加强技术工人的培训，提高操作水平； 5、作业前进行隐患分析评估，制定切实可行的措施计划，在作业过程中严格监督检查，定期考核，从源头上解决安全隐患问题。 6、定期检查和维护设备及管线，防止废水泄漏事故； 7、定期修订应急预案，并定期组织应急演练。

12.1 污染物排放清单

12.1.1 污染物排放管理

本项目由地面工程、钻井工程、集输工程、公用工程、环保工程组成。建设项目污染物排放清单详见表 12.1.1-1。

表 12.1.1-1 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	站场、井场	天然气集输处理	非甲烷总烃	/	/	7.5	采气井口、增压脱水站、集气阀组装置区	采取密闭集输处理，加强设备管理	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	废水	站场	气田采出水	石油类	/	/	/	/	依托现有天然气处理厂采出水处理系统，处理达标后回注地层	/	依托处理，不外排
				SS	/	/	/				
				COD	/	/	/				
	噪声	站场	设备等噪声	L_{Aeq}	/	/	/	站场（各噪声源	优选低噪设备，基础减震等措施	若干	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准
	固废	输气管线	清管废渣	石油类、泥砂	/	/	/	/	属危险固体废物，统一收集后暂存于依托站场危废暂存点，交由有资质单位处置	/	严格执行危险废物转移联单制。

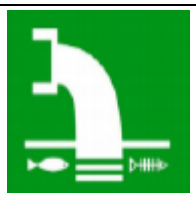
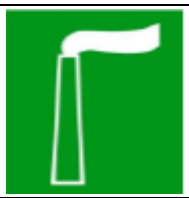
12.1.2 排污口管理

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 12.2.2-1. 排污口标识规范化管理要求见表 12.1.2-2。

表 12.1.2-1 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、选派专职环保员对气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

12.1.2-2 排污口规划范管理要求表

排放口	图形标志设置部位		
	污水排放口	废气排放口	一般固体废物
图形符号			
背景颜色	绿色		
图形颜色	白色		
排放口	噪声排放源	危险废物	
图形符号			
背景颜色	绿色	黄色	/
图形颜色	白色	黑色	/

12.1.3 信息公开

按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部令第 31 号）等规定，企业事业单位应当按照强制公开和自愿公开相结合的原则，及时、如实地公开其环境信息。

本次评价对建设单位提出以下环境信息公开要求：

⑴按照《企业事业单位环境信息公开办法》要求，当地环保部门每年 3 月底前确定本行政区域内重点排污单位名录，并通过政府网站、报刊、广播、电视等便于公众知晓的方式公布，应及时关注以明确本单位是否列入名录。

⑵如果本单位列入重点排污单位名录，则应当在 90 日内公开下列信息：

①基础信息，包括单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式，以及生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模；

②排污信息，包括主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及执行的污染物排放标准、核定的排放总量；

③防治污染设施的建设和运行情况；

④建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况；

⑤突发环境事件应急预案；

⑥其他应当公开的环境信息。

⑶重点排污单位应当通过其网站、企业事业单位环境信息公开平台或者当地报刊等便于公众知晓的方式公开环境信息，同时可以采取以下一种或者几种方式予以公开：

①公告或者公开发行的信息专刊；

②广播、电视等新闻媒体；

③信息公开服务、监督热线电话；

④本单位的资料索取点、信息公开栏、信息亭、电子屏幕、电子触摸屏等场所或者设施；

⑤其他便于公众及时、准确获得信息的方式。

12.2 环境管理制度

12.2.1 环境管理现状

目前，采气二厂结合 QHSE 管理体系，各项管理导入了“自我监控、自我完善、自我改进”的三级监控机制，企业环境管理实行一级机构二级管理制度。其中：

⑴ 质量安全环保科

为采气厂安全生产管理工作的最高组织领导机构，由科长和有关部门主要负责人组成，主要职责是全面负责采气厂安全生产与环境管理，研究制订安全生产措施和环境保护计划，实施检查、监督和处理事故等项工作。

⑵ 环境监测站

由监测站站长负责，主要职责为组织专业环境监测人员通过对气田的日常监测、监管，确保气田各项污染防治措施执行落实，并通过环境监测对可能的突发事件予以第一时间响应；

⑶ 基层 QHSE 小组

以站场、井组为单元设兼职环境管理人员，负责企业日常环境管理与监督，制定和落实环保岗位职责、环境管理制度和环境监控计划等各项工作。

⑷环境管理制度

⑴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。

⑵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。

12.2.2 环境管理计划

本项目建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见表 12.2.2-1。

表 12.2.2-1 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、针对气田运行特点，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。

12.3 环境监测计划

⑴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。

根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业（HJ 1248—2022）》等制定监测方案，建议施工期、运行期间的污染源与环境监测计划见表 12.3-1～表 12.3-3。

表 12.3-1 施工期监测计划

监测类别	监测项目	监测点位置	测点数	监测频次
厂界噪声（洲-19 增压脱水站、集气阀组、2 处典型井场）	施工场界 Leq(A)	施工场界四周	4	一次
环境空气（洲-19 增压脱水站、集气阀组、2 处典型井场）	TSP	施工场地上、下风向	2	一次

表 12.3-2 运行期环境现状监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
环境空气	非甲烷总烃	洲-19 增压脱水站、集气阀组下风向最近居民点	每半年一次	非甲烷总烃参考《大气污染物综合排放标准详解》标准限值
地下水	石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、汞、砷、六价铬	区域地下水监控点（见表 8.7.4-1）	每半年一次	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准
土壤环境	石油类、石油烃（C6～C9）、石油烃（C10～C40）、汞、砷、六价铬	采出水输送及注醇管线沿线耕地、园地、牧草地、居民区等土壤环境敏感目标	每年一次	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 12.3-3 运行期污染源监测计划

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
无组织废气	非甲烷总烃	洲-19 增压脱水站边界	每季度一次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求

⑵监测方法

污染源监测采样、样品保存分析方法应严格按照国家环保总局编制的《空气和废气监测分析方法》、《水和废水监测分析方法》、《工业企业厂界噪声测量方法》等监测技术规范要求执行。

12.4 环境保护建议及要求

本项目竣工环保验收的主要内容列于表 12.4-1，供建设单位竣工验收时参考。

表 12.4-1 环保竣工验收清单

验收清单					验收标准
类别	位置	污染源或污染物	污染防治设施	数量	

大气污染控制	洲-19 增压脱水站、集气阀组、井场	无组织烃类	密闭集输工艺	/	《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
水污染控制	洲-19 增压脱水站及依托站场	气田采出水	依托天然气处理厂处理达标后回注地层，不外排	/	《气田水注入技术要求》（SY/T6596-2016）和《气田水回注技术规范》（Q/SY01004-2016）中回注水水质要求
噪声污染控制	洲-19 增压脱水站	生产装置噪声	采取基础减震等降噪措施	/	符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准
固废污染控制	输气管线	清管废渣	危废收集、贮存设施	/	危废收集、贮存、处置符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单中有关规定
生态保护措施	井场	对临时占地进行平整后，及时采取植被恢复措施			植被恢复率达到 95%
	站场				
	管线				
	道路				
环境风险	提交经环保部门备案的风险应急预案				
	井场	设置井口压力控制设施			现场井口压力控制设施
	站场	紧急截断阀、风向标、灭火器、可燃气体检测和报警系统			现场检查事故应急设备
	管线	专人定期巡线，压力在线监测，管线穿越河流、冲沟壁厚加厚，采用钢套管			巡线记录

13 评价结论

13.1 建设项目概况

长庆油田分公司第二采气厂米脂气田地面工程位于榆林市子洲县、米脂县、绥德县、横山区、佳县、榆阳区、神木市等 7 县区，工程建设规模为 $15\times10^8m^3/a$ 天然气产能，主要建设内容为新钻采气井 321 口、部署井场 87 座（含新、扩建井场）,新建增压脱水站 1 座、集气阀组 2 座，配套采气管线、集气支线、注醇管线等各类集输管线总长度 280.32km，道路 11.8km 等。

本项目工程总占地 237.772hm^2，其中永久占地 34.178hm^2，临时占地 203.594hm^2。项目工程建设总投资约 138373 万元，其中环保投资 3432 万元，占总投资的 2.48%。

13.2 产业政策及规划相符性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）中鼓励类项目，即“七、石油、天然气—1、常规石油、天然气勘探与开采；3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管线输送设施、网络建设和液化天然气加注设施建设”，项目建设符合国家产业政策和相关规划要求。

13.3 环境质量现状

⑴ 环境空气

由陕西省生态环境厅办公室发布的《陕西省 2022 年 12 月及 1～12 月全省环境空气质量状况》的数据可知，项目所在区域子洲县、米脂县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$的年平均浓度，以及 CO 日平均第 95 百分位浓度、O_3日最大 8 小时平均第 90 百分位浓度均满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求，因此，子洲县、米脂县、横山区、佳县、吴堡县、榆阳区和神木市为环境空气质量达标区。绥德的 PM_{10}年平均浓度均超过《环境空气质量标准》(GB3095-2012)中二级标准限值要求，因此，绥德为环境空气质量不达标区。

项目所在地环境空气中非甲烷总烃 1 小时浓度均满足《大气污染物综合排放标准详解》中规定的标准限值，甲醇 1 小时平均和日平均值均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》附录 D。

⑵ 地表水

无定河、榆溪河、马湖峪沟、窟野河、秃尾河、佳芦河的监测结果表明，佳芦河监

测断面各监测项均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅱ类水质标准，其他监测断面的各监测项目均符合《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅲ类标准限值。

⑶ 地下水

根据评价等级、水文地质条件、建设项目布局等因素，本次评价共布设地下水监测点位 27 个，监测结果表明，各监测点各项监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准限值。

⑷ 包气带污染现状调查

本次评价根据现有工程情况，选取 3 座典型集气站，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，3 组 6 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，说明已建工程未对包气带土壤环境造成显著影响。

⑸ 声环境

本次评价选取拟建典型场站 5 个布设噪声监测点位，其中：新建工程选址及环境敏感目标背景噪声点 3 个，改扩建工程现有厂界噪声监测点 2 个。监测结果表明，区域环境背景噪声值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准要求，现有场站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类声环境功能区排放标准。

⑸ 土壤本底调查

气田范围内土壤类型包括黄绵土、风沙土等 2 种土类，本次评价共设置实测监测点 25 个，其中占地范围内柱状样 12 个、表层样 10 个，占地范围外表层样 3 个。监测结果表明，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，评价区农用地土壤环境质量满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中 pH＞7.5 其他标准要求。

13.4 污染物排放情况及环境保护措施

13.4.1 废气

⑴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。

⑵运行期废气

本项目运行期废气主要为天然气集输处理流程中的少量逸散烃类气体，采用密闭集输流程确保减少烃类的无组织排放。

13.4.2 废水

⑴施工期废水

施工期废水主要包括钻井废水，压裂返排液、管道试压废水和生活污水。钻井废水和压裂返排液在井场内循环利用，无法利用部分集中收集，钻井结束后交由有处理处置能力单位单位妥善处置；管道试压废水收集沉淀后用于周边施工场地洒水抑尘；施工期生活污水主要为盥洗水，由于工程施工较为分散，难以收集，主要用于施工场地内的降尘洒水，场地内设移动式环保厕所，粪污委托当地农民定期清理用于农田施肥，不外排。

⑵运行期废水

运行期废水主要为气田采出水。依托现有天然气处理厂采出水处理系统处理后达标回注，不外排。

13.4.3 噪声

⑴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、钻机以及站场、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 70～105dB(A)之间，施工期间选用低噪声机械设备或自带隔声、消声的设备，降低设备声级；合理安排施工作业时间，严禁在夜间（22：00～06：00）进行高噪声施工作业。

⑵运行期噪声

运行期的噪声污染源主要为站场三甘醇脱水一体化集成装置、尾气回收增压装置等，声源强度在 65～70dB(A)之间，通过采取选用低噪声设备、基础减振等措施，从源头上进行控制，设备选型尽可能选择低噪声设备；在站场周围栽种树木进行绿化，阻挡和吸收一定噪声。

13.4.4 固体废弃物

⑴施工期固废

施工期产生的固废主要为钻井岩屑、清管废渣、建筑垃圾、含油固废和生活垃圾。钻井岩屑收集后委托有处置能力的单位处置；清管废渣送往当地垃圾填埋场处置；建筑

垃圾回用或送至建筑垃圾处置场处置；含油固废交有资质单位安全处置；生活垃圾集中收集，交到环卫部分指定地点集中处理。

⑵运行期固废

运行期产生的固体废物主要为清管废渣，属于危险固废，由具有相应危废处置资质单位收集处置。

13.5 主要环境影响

13.5.1 大气环境的影响

⑴施工期大气环境影响

施工期柴油机废气、试压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。

⑵运行期大气环境影响

运行期天然气采用密闭加压集输处理工艺，仅有少量无组织轻烃逸散，由于榆林地区地形开阔，污染物扩散条件较好，项目投产运行后无组织烃类气体和甲醇排放不会使区域环境空气质量发生显著改变，对区域大气环境的影响程度微乎其微。

13.5.2 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。

13.5.3 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、压裂返排液、生活污水、钻井岩屑，以及运行过程中产生的采出水、固体废弃物等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。

⑴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。采气井和回注井建设过程中，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，井漏事故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。

⑵运行期地下水的影响

正常状况下，井场、站场和集输管线等，不会对地下水水质环境造成污染。在非正常状况下，在以上的预测情境下，如回注井井管套外返水、采出水泄漏等，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。

13.5.4 声环境的影响

⑴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，施工场界噪声通常在200m 范围可以实现达标，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》（GB12523-2011）要求，随着施工结束，影响消失，噪声控制措施可行。

⑵运行期声环境影响

运行期的噪声源主要为洲-19 增压脱水站天然气处理装置，对该站噪声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，在采取基础减振等降噪措施后，噪声源对周围声环境及其他敏感目标影响小。

13.5.5 固体废物环境影响

本项目施工期固体废物主要是钻井产生的岩屑，排入井场废弃钻井岩屑地上移动式收集设施，待施工结束后送有处置能力单位处置；施工过程产生的含油废物，集中收集后交有资质单位处置；清管废渣、建筑垃圾等按一般工业固废处置；施工过程中产生的生活垃圾定点堆放，交环卫部门统一处理。

运行期固体废物主要是清管废渣，定期委托有资质单位进行收集处置。

因此，本项目产生的固体废物经过合理处置对环境影响较小。

13.5.6 生态环境的影响

本工程永久占地类型主要为耕地、林地、园地、草地等，不占用基本农田和生态红线。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，气田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。

13.5.7 土壤环境影响

本项目土壤环境影响类型为污染影响型，影响途径为垂直入渗型，主要为非正常情况下注醇管线、采出水暂存装置及输送管线泄漏对土壤的污染，在非正常状况下泄漏后污染物会进入土壤层，对土壤环境产生影响。本项目仅部分管线涉及注醇，注醇量较小，且注醇管线材质为 L245N，具有较好的抗压抗腐蚀作用，因此，主要是通过加强风险防范来降低注醇管线对土壤的影响。通过采出水暂存装置及输送管线泄漏预测结果可知，随着时间的推移，污染物的浓度逐渐降低，运移深度增加；场地范围内土壤中石油类污染物浓度均满足《土壤环境质量标准 建设用地土壤风险管控标准（试行）》(GB 36600-2018）第二类用地筛选标准要求，对土壤环境影响较小。

13.5.8 环境风险

本项目涉及的主要危险物质为天然气与甲醇，可能存在风险的单元包括站场、管线等，主要事故类型包括管道泄漏、设备、设施渗漏事故等。通过采取可靠的风险防范措施，并严格按照规范进行设计、正确操作，可有效防止泄漏、爆炸等事故的发生，一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故蔓延，减少事故带来的人员伤亡、财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

13.6 总量控制

综合考虑本工程排污特点，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：7.5t/a。

13.7 总结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）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，污废水不外排，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。

13.8 要求与建议

⑴ 要求

① 含油危险废物必须按照《危险废物贮存污染控制标准》等相关标准进行贮存，最终送有资质单位处置，禁止随意掩埋或倾倒；

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，将本产建项目的环境风险防范措施纳入长庆油田第二采气厂突发环境事件应急预案，定期进行预案演练；根据《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》要求，企业应结合环境应急预案实施情况，至少每三年对环境应急预案进行一次回顾性评估。

④ 施工队伍严格执行油田公司“清洁作业”相关规定，将钻井作业产生的污废水及固体废弃物全部有效收集，实现废水固废不落地，并在钻井结束后 3 日内交由具备处置资质的单位采用由防渗漏、防抛洒、防扬尘的运输车辆统一运至集中处置场所处置；

⑤ 项目实施过程中，禁止变动工程选址选线至饮用水水源保护区、文物保护单位等依法设立的各级各类保护区域和对建设项目产生的环境影响特别敏感的区域；

⑥ 管线穿越高等级公路、铁路等交通设施及河流等要征得相关管理部门批准，按规定办理相关手续，并严格采取相应的保护措施；

⑵ 建议

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，尽可能采用先进输送工艺设备，同时加强企业管理，从源头上根治和减少污染。