濮城采油厂2026-2028年产能建设项目

环境影响报告书

（报批版）

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司

濮城采油厂

评价单位：河南油田工程科技股份有限公司

二〇二五年十一月

目 录

概述 1
一 项目由来 1
二 建设项目特点 2
三 评价过程 3
四 分析判定相关情况 3
五 关注的主要环境问题及环境影响 26
六 环境影响评价的主要结论 26
1 总则 28
1.1 编制依据 28
1.2 评价目的及原则 33
1.3 环境影响识别与评价因子确定 34
1.4 环境功能区划 37
1.5 评价标准 38
1.6 评价工作等级及评价范围 45
1.7 评价工作程序 58
1.8 评价重点 59
1.9 环境保护目标 60
2 工程概况 72
2.1 建设单位概况 72
2.2 地理位置与交通 73
2.3 资源概况 74
2.4 现有工程概况 77
2.5 本项目概况 120
3 工程分析 159
3.1 工艺流程及产污环节分析 159
3.2 污染源分析及源强核算 183
3.3 污染物排放情况汇总及排放总量核定 215
4 现状调查及评价 221
4.1 自然环境现状 221

4.2 环境保护目标调查 252
4.3 环境质量现状调查与评价 253
5 环境影响预测与评价 299
5.1 环境空气影响预测与评价 299
5.2 地表水环境影响分析 305
5.3 地下水环境影响预测与评价 306
5.4 声环境影响预测与评价 349
5.5 固体废物环境影响分析 362
5.6 土壤环境影响分析与评价 364
5.7 生态环境影响分析与评价 371
5.8 退役期环境影响预测与评价 381
6 环境保护措施及其可行性 382
6.1 生态保护措施 382
6.2 地下水环境保护措施 389
6.3 地表水环境保护措施 397
6.4 土壤环境保护措施 398
6.5 固体废物污染防治措施 402
6.6 大气环境保护措施 409
6.7 声环境保护措施 411
6.8 温室气体管控 412
6.9 退役期环境保护措施 413
6.10 环境保护措施的投资估算 413
6.11 环境影响经济损益分析 416
7 环境风险评价 420
7.1 评价工作程序 420
7.2 风险调查 422
7.3 环境敏感目标调查 423
7.4 环境风险潜势初判 423
7.5 环境风险识别 426
7.6 环境风险分析 433

7.7 风险防范措施 441
7.8 突发环境事件应急预案 447
7.9 环境风险评价小结 460
8 环境管理与监测计划 461
8.1环境管理 461
8.2 环境监测计划 465
8.3排污许可管理 466
8.4 项目“三同时”一览表 467
8.6与排污许可证衔接 470
9 环境影响评价结论 472
9.1 项目工程概况 472
9.2 环境质量现状 472
9.3 污染物防治措施和环境影响 474
9.4 总量控制 476
9.5 环境影响经济损益分析结论 476
9.6 综合结论 477

附图：

附图一 项目位置图

附图二 河南省生态环境保护规划

附图三 濮阳市生态环境管控单元分布图

附图四 土地利用现状图

附图五 占地范围内植被类型图

附图六 濮阳市地表水系图

附图七 濮阳市土地利用现状图

附图八 “三线一单”综合信息应用平台

附图九 监测点位分布图--环境空气、噪声

附图九 监测点位分布图--土壤、地下水

附图十 本项目建设内容分布图

附图十一 本项目主要场站防渗分布

附图十二 本项目环境保护目标分布图

附图十三 现场照片

附图十四（1） 地下水专题图件-调查评价范围图

附图十四（2） 地下水专题图件-调查评价区保护目标分布图

附图十四（3） 地下水专题图件-濮阳市水系图

附图十四（4） 地下水专题图件-濮阳市浅层水文地质图

附图十四（5） 地下水专题图件-濮阳市中层水文地质图

附图十四（6） 地下水专题图件-濮阳市深层水文地质图

附图十四（7） 地下水专题图件-调查评价区地貌类型图

附图十四（8） 地下水专题图件-调查评价区地质图

附图十四（9） 地下水专题图件-调查评价区水文地质图

附图十四（10） 地下水专题图件- A-A’水文地质剖面图

附图十四（11） 地下水专题图件-B-B’水文地质剖面图

附图十四（12） 地下水专题图件-浅层地下水枯水期等水位线图

附图十四（13） 地下水专题图件-浅层地下水丰水期等水位线图

附图十四（14） 地下水专题图件-钻孔位置分布图

附图十四（15） 地下水专题图件-场地水文地质图
附图十四（16） 地下水专题图件-场地 1-1'水文地质剖面图
附图十四（17） 地下水专题图件-场地 2-2'水文地质剖面图
附图十四（18） 地下水专题图件-水文地质试验点位置图
附图十四（19） 地下水专题图件-模型预测评价范围图
附图十四（20） 地下水专题图件-模型初始流场图

附件：

附件一 委托书
附件二 立项文件
附件三 采矿证
附件四 排污许可
附件五 应急预案备案表
附件六 水质报告
附件七 现有工程批复
附件八 注水残渣、钻井泥浆等浸出毒性鉴别报告及固体废物鉴别报告
附件九 检测报告
附件十 “三线一单”分析报告
附件十一 废弃水基泥浆和岩屑处置单位资质合同、环评批复等证件
附件十二 专家评审意见
附件十三 专家复核意见

濮城采油厂2026-2028年产能建设项目环境影响报告书专家意见修改说明

濮阳市生态环境局组织了《濮城采油厂2026-2028年产能建设项目环境影响报告书》技术评估会，评审工作专家组由5名专家组成专家组，经过专家认真审阅和评估后，形成如下技术评审意见，随后我单位组织了相关报告编制人员对专家组提出的意见进行了修改，具体内容如下。

序号	章节	修改意见	修改说明
1	一、项目概况	核实现有计量站、注水站数量，完善各站点主要设施，核实各站水套加热炉、相变加热炉数量，明确本次“以新带老”淘汰、更新的设备	场站数量见P78；中转站设备数量见P82-83，采出水处理系统设备见P85-86；增注站和计量站设备见P87-88；水套炉和加热炉设备汇总台账见P92-93；“以新带老”工程中不涉及淘汰、更新的设备
2		根据油气采、集、输、注流程，对应介绍各站点功能及操作流程，完善各类工艺流程及产排污环节示意图	汇总介绍濮城采油厂各站点功能，在各类工程介绍中，再次详细介绍生产流程，见P77、P80-81、P83-84、P86-87；完善各站点的工艺流程介绍和产排污环节示意图，见P173、P179-180
3		结合现有工程例行监测数据完善废气污染源污染物排放情况，核实现有工程污染物排放总量	现有工程废气监测数据见P93-96，现有工程污染物排放总量见P95、P100
4		进一步调查现有工程存在的环境问题，提出具体整改或生态修复方案	梳理本项目现存环保问题及“以新带老”措施，明确了具体整改措施，见P119
5		细化本次工程主要建设内容及各项工程建设时序安排，明确每年度新增产能、递减产能	本次建设内容见P119-120，各项工程建设时序和每年度新增、递减产能，见P120
6		结合每年单井实施计划明确水基、油基钻井液使用情况；细化单井钻井工程主要原辅材料消耗	明确每年度水基、油基钻井液使用情况，详见P120、P132-133
7		按照工程内容对应完善新增生产设施设备	与建设单位核实确定新增生产设备，见P140-141
8		完善每年度各项工程临时、永久占地面积，明确核算依据。	补充各类型建设内容占地面积核算依据，见P155-156
9		补充注气站对应采出油气集、输工艺介绍，完善相关生产设备及产污环节分析。细化新建5号扩站功能及工艺流程	已补充注气站对应采出油气集、输工艺介绍，完善了相关生产设备及产污环节分析，见P175-177、P179-180。细化了新建5号扩站功能及工艺流程，见P177-178
10		补充水平衡	已补充水平衡图，见P149
11		从钻井工艺、钻井液选择、废弃钻井泥浆处置、落地原油控制、基本农田保护方案等方面进一步完善清洁生产内容分析	已补充清洁生产内容分析，见P206-213
12		补充项目井场、管线等选址选线比选方案内容	已补充本项目选址可行性分析内容，见P24-26
13		调查确定各年度产能递减率、油水含水量变化情况，核算现有工程每年度	调查确定各年度产能递减率、油水含水量变化情况，见P78；已核算每年度产能及

序号	章节	修改意见	修改说明
		产能及对应污染物变化情况	对应污染物变化情况，见P193-205
14	二、产业政策	完善与油田开发规划及相关政策文件相符性分析	已补充与濮阳市2025年保卫战实施方案相符性分析，见P6-7；中石化集团和中原油田十五五发展规划未编制完成
15	三、厂址选择及区域环境情况	细化调查本次工程新建管线、新建井场和站点及改建站场周围环境保护目标分析情况，补充相关示意图	以新建具体建设内容为调查单位，补充了200m范围的保护目标，见P60-61、附图十二
16		完善地表水、地下水、土壤现状调查评价内容，进一步调查分析地下水、地表水现状部分监测因子超标原因	已完善地表水、地下水、土壤现状调查评价内容，地下水超标原因见P266-267，地表水超标原因见P257，土壤现状调查评价见P280
17	四、工程分析及污染防治措施	补充各年度新增产能依托现有设施新增燃料废气产排情况，核实新增油气产能及站点VOC_S无组织排放量	已补充各年度新增产能依托现有设施新增燃料废气产排情况，核实了新增油气产能及站点VOC_S无组织排放量，见P193-196
18		完善每年度钻井废水产生量，细化钻井废水（完钻后废弃泥浆上清液）处置方案	已完善每年度钻井废水产生量，细化了钻井废水（完钻后废弃泥浆上清液）处置方案，见P186
19		核算每年度采出水产生量，结合新井分布位置核实各污水处理站对应接收的污水量，据此分析每年度采出水依托现有各污水处理站处理的可行性	已核算每年度采出水产生量，见P197；可行性分析见P151-152
20		核算每年度废弃钻井泥浆、岩屑产生量，细化依托处置方案及可行性分析，补充相关资质、能力附件	已核算每年度废弃钻井泥浆、岩屑产生量，见P175、P185；已补充废弃水基泥浆和岩屑处置单位基本信息、处置工艺介绍，并进行可行性分析，补充了环评批复、营业执照、合同等相关附件，见P150-151，附件十一
21		结合油基钻井液使用情况，核实废弃油基泥浆及岩屑产生量，现场环境管理要求及处置去向	已结合油基钻井液使用情况，核实了废弃油基泥浆及岩屑产生量，见P205；现场管理要求见P402-403
22		类比污水处理站注水残渣产生系数，核实各污水处理站每年度注水残渣产生量，细化站内存放方式及最终去向	类比污水处理站注水残渣产生系数，已核实各污水处理站每年度注水残渣产生量，细化了站内存放方式及最终去向，见P202-204；
23		核实钻井期高噪声设备及数量、注气压缩机位置，完善降噪措施	设备数量核实见P350-353；降噪措施已完善，见P411
24		细化钻井各阶段采取的地下水防护措施，完善5号扩站分区防渗措施	已细化地下水防护措施，见P390-391，5号扩站分区防渗措施见P392-393。
25	五、环境影响	结合核实后的废气源强，完善大气环境影响分析内容	已结合核实后的废气源强，完善了大气环境影响分析内容，见P300-304
26		调查现有工程地下水监控点位布设情况，收集历史监测数据并分析变化趋势，据此分析油田开发以来对区域地下水环境的影响情况	地下水历史监测数据统计分析，见P116-117；已补充分析油田开发以来对区域地下水环境的影响情况，见P117
27		核实本次地下水调查评价范围	核实本次地下水调查评价范围，见P50

序号	章节	修改意见	修改说明
28		完善施工期及注气压缩机噪声影响预测内容	已完善施工期及注气压缩机噪声影响预测内容，见P249-353、P355-358
29		调查现有工程土壤监控点位布设情况，收集历史监测数据并分析变化趋势，据此分析油田开发以来对区域土壤环境的影响情况	历史监测数据收集分析，见P110-112；已补充分析油田开发以来对区域土壤环境的影响情况，见P112-113
30		细化评价区域生态环境现状调查	补充评价区野生动物调查情况，见P295-297
31		完善施工期对项目影响区域内的基本农田保护措施，细化生态复垦措施	基本农田保护措施见P385-386、生态复垦措施见P382-383
32		补充水土流失保护措施	水土流失保护措施P384
33	六、环境风险	细化现有各站场、站点、管线风险防范措施，完善扩建5号站点、注气压缩机等点位环境风险防范措施	已细化各站场、站点、管线风险防范措施，详见P104-105，已完善扩建5号站点、注汽压缩机等点位环境风险防范措施，详见P445-446
34	七、总量控制	核算各年度废气污染物排放总量	已核算各年度废气污染物排放总量，见P218-219
35	九、其他问题	核实各年度环保投资，完善“三同时”验收内容	已对应修改完善，见P414-416，P467-470
36		完善污染源、环境质量监测计划，完善其他附图附件	完善污染源、环境质量监测计划，见P466；已完善相关附图附件

概述

一 项目由来

濮城采油厂是中国石油化工股份有限公司中原油田分公司的一个分属机构，1975年9月濮参1井开钻成立了东濮石油勘探指挥部采油二部，并于1983年9月更名为“采油二厂”，2018年11月更名为“濮城采油厂”。濮城采油厂位于河南省东北部，开采区域横跨河南省范县、濮阳县和山东省莘县等，所辖油气田面积115平方千米，是一个埋藏深、含油层系多、非均质性严重的整装油气田。濮城油气田在地质结构上位于东濮凹陷中央隆起带东北部，由濮城主体和文卫濮结合部两部分组成，是一个被断层复杂化的岩性—构造层状油气藏，具有多套生储盖组合和多套含油层系。探明含油面积79.31平方公里，探明地质储量1.63亿吨，动用地质储量1.58亿吨，标定采收率33.6%，可采储量5318.47万吨。2024年全年完成原油31.26万吨，统销量28.47万吨，天然气5740万立方米。

濮城采油厂下辖四个采油管理区（采油管理一区、采油管理二区、采油管理三区和采油管理四区），三个中转站（濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站），集输系统采用二级布站模式：单井→计量→中转站，濮一中转站、濮二中转站三相分离后的原油在濮三中转站集中外输至柳屯中心处理站。

中石化集团和中原油田分公司已确定将以“稳定发展和扭亏脱困”作为“十五五”规划的核心目标，开展以增加上市储量和降低盈亏平衡点为中心，以区块目标管理为抓手，持续推进滚动增储、产能提升、油藏效益开发等核心工作，控制自然递减，拓展新质生产力，实现油气产量稳中有升，老区开发效益持续改善。目前中石化集团和中原油田分公司“十五五”发展规划正在编制过程中。2021年濮城采油厂根据中原油田分公司的产能安排，部署实施了《濮城采油厂2021-2025年度产能建设项目（河南区域）》，目前五年建设内容已基本建设完成，正在组织验收。为应对“十五五”发展规划工作要求，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂（以下简称“濮城采油厂”）拟实施“2026-2028年产能建设项目”（会议纪要见附件2），以满足油田未来条件下的生产运行需求，保证油田未来三年内的安全平稳生产。

濮城采油厂2026-2028年产能建设项目建设内容均位于河南省濮阳市范县和濮阳县，不涉及山东省莘县，建设性质为扩建，建设时间为2026年～2028年，产能规模为10.93

×10^4t/a，主要建设内容为部署35口采油井、1口勘探井转为采油井、敷设配套的17.02km单井集输管线；部署4口注水井，敷设配套的4.57km注水管线；部署4口注气井，其中新钻1口（注天然气），2口由采油井转为注气井（注天然气），1口由注水井转为注气井（注二氧化碳），同时建设4口注气井配套的地面集输工程，包括敷设6.05km注气（天然气）管线，0.42km低压注气（二氧化碳）管线；对区域内计量站等站场进行优化改造，包括在濮三中转站、100#计量站、注气井场新增过滤、增压等配套设备；新建1座5#扩站，包含分离流程、采出水处理流程；开展采出水系统升级改造，对南五注水干线、南四注水干线、老旧注水支线和单井注水管线进行升级改造或原路由更换，支干线管线改造20.05km，单井注水管线改造54.65km；同时新建10.2km井场道路，以及其他配套供电、通信、自控等工程。

本项目实施阶段为“2026年～2028年”，项目总投资15.64亿元，其中环保投资2546.252万元，占比1.50%。为服务濮城采油厂2026-2028年产能建设项目，特开展本次环境影响评价工作。

二 建设项目特点

（1）本项目属于油气田开采行业改扩建项目。在现有开发区块范围内进行加密开发，由于开采历史较长，工程逐年滚动开发，现有工程情况复杂。

（2）本项目是典型的生态与污染并重型建设项目，生态环境影响主要体现在施工期占用土地、破坏原始地貌和土壤结构、加大水土流失强度及生态景观破坏等方面；污染影响中施工期主要产生钻井废水、压裂返排液、洗井废水、废射孔液、试压废水等废水，废弃钻井泥浆、钻井岩屑、废防渗膜、废机油及其废包装桶等固体废物，钻井设备噪声，施工扬尘、柴油机组烟气、无组织废气等。污染影响中运营期主要产生无组织烃类气体、采出水、井下作业废水、设备运行噪声、废机油及其废包装桶、粘油废防渗膜、废弃钻井泥浆、钻井岩屑等。

（3）环境风险事故类型有井喷，井场柴油储罐泄漏、采出液和天然气泄漏、火灾与爆炸等，各类环境风险事故一旦发生，将产生较严重的后果。

（4）本项目各环境要素评价范围内分布有居民、地表水体、分散式饮用水源、基本农田等环境保护目标。

三 评价过程

根据《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国环境影响评价法》《建设项目环境保护管理条例》《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》（以下简称《名录》）等的相关规定，“濮城采油厂2026-2028年产能建设项目”应进行环境影响评价。本项目属于油田滚动开发项目，不涉及石油开采新区块开发及页岩油开采。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》“五、石油和天然气开采业07”中的“7、陆地石油开采0711”，其中“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）”，应编制环境影响报告书。本项目属于陆地石油开采，影响评价范围内涉及环境敏感区“永久基本农田”“省级和国家级水土流失重点预防区”“以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域”，故编制环境影响报告书。

2025年5月28日，濮城采油厂委托河南油田工程科技股份有限公司（以下简称“油田科技公司”）对濮城采油厂2026-2028年产能建设项目开展环境影响评价工作（见附件一）。接受委托后，油田科技公司成立了评价工作组，于2025年6月3日在《濮阳生活网》网站上进行了第一次环境影响评价信息公开，征询公众对项目建设的初步意见；2025年6月组织有关技术人员进行现场实地踏勘和调研，收集和研究与项目有关的技术资料；通过对现有工程回顾、现有问题调查、提出以新带老整改措施、对本项目分析、影响预测、措施论证。在征求意见稿完成后，于2025年7月15日在《濮阳热线》网站上发布第二次网络公示，并进行两次报纸公示（河南工人日报）和现场（周围村庄）张贴公示。2025年10月29日在《濮阳生活网》网站上进行了报批前环境影响评价信息公开。

四 分析判定相关情况

1 产业政策符合性分析

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类第七条“常规石油、天然气勘探与开采”“原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施”，符合国家产业政策。

2 相关规划符合性分析

（1）项目与《河南省2025年蓝天保卫战实施方案》《河南省2025年碧水保卫战实施方案》《河南省2025年净土保卫战实施方案》的相符性分析

本项目不涉及大气污染物排放强度高、治理难度大以及产能过剩行业的工艺和装备，不属于不符合城市建设规划、行业发展规划、生态环境功能定位的重污染企业，不在重污染企业退城搬迁名单。

本项目与《河南省2025年蓝天保卫战实施方案》《河南省2025年碧水保卫战实施方案》《河南省2025年净土保卫战实施方案》符合性见表2-1。

表2-1　与《河南省2025年蓝天、碧水、净土保卫战实施方案》符合性分析

文件名称	相关要求	本项目情况	相符性
河南省2025年蓝天保卫战实施方案	1.依法依规淘汰落后低效产能。严格落实《产业结构调整指导目录（2024年本）》《河南省淘汰落后产能综合标准体系（2023年本）》《国家污染防治技术指导目录（2024年，限制类和淘汰类）》要求，加快落后生产工艺装备和过剩产能淘汰退出，列入2025年去产能计划的生产设施9月底前停止排污	本项目属于陆上石油开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》鼓励类项目，不涉及落后生产工艺装备和过剩产能	符合
	7.深入开展低效失效治理设施排查整治。对照《低效失效大气污染治理设施排查整治技术要点》，持续开展低效失效大气污染治理设施排查，淘汰不成熟、不适用、无法稳定达标排放的治理工艺，整治关键组件缺失、质量低劣、自动化水平低的治理设施，纳入年度重点治理任务限期完成提升改造	本项目采出液通过管道密闭输送，濮一中转站、濮三中转站内污水池产生的废气负压抽气至非甲烷总烃处理装置进行处理，经过监测均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
	8.实施挥发性有机物综合治理。组织涉VOCs企业针对挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复（LDAR）、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品VOCs含量等10个关键环节开展VOCs治理突出问题排查整治	本项目属于陆上石油开采项目，采用密闭集输工艺，按照《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）定期开展泄漏检测与修复	
河南省2025年碧水保卫战实施方案	7.持续推动企业绿色转型发展。严格项目准入，坚决遏制“两高一低”项目盲目发展；严格落实生态环境分区管控，加快推进工业企业绿色转型发展；深入推进重点水污染物排放行业清洁生产审核；培育壮大节能、节水、环保和资源综合利用产业，提高能源资源利用效率；对焦化、有色金属、化工、电镀、制革、石油开采、造纸、印染、农副食品加工等行业，全面推进清洁生产改造或清洁化改造。	本项目属于陆上石油开采项目，不属于“两高一低”项目；运营期采出水和井下作业废水经处理达标后回注驱油，不外排，提高水的重复利用率，减少新鲜水取用量	符合

文件名称	相关要求	本项目情况	相符性
	21.严格防范水生态环境风险。严格新（改、扩）建尾矿库环境准入，强化尾矿库环境风险隐患排查治理；加强有毒有害物质环境监管，加强危险废物风险防控；持续推动重点河流突发水污染事件环境应急“一河一策一图”成果应用，有序推进化工园区环境应急三级防控体系建设；加强交通运输领域水环境风险防范，健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制；加强汛期水环境风险防控，强化次生环境事件风险管控。	本项目属于陆上石油开采项目，不属于尾矿库，各类危险废物均分类收集、储存后交由有资质单位处置	
河南省2025年净土保卫战实施方案	1.强化土壤污染源头防控。制定《河南省土壤污染源头防控行动实施方案》，严格保护未污染土壤，推动污染防治关口前移。加强源头预防，持续动态更新涉镉等重金属行业企业清单并完成整治任务，依法对涉镉等重金属的大气、水环境重点排污单位排放口和周边环境进行定期监测，评估对周边农用地土壤重金属累积性风险，对存在风险采取有效防控措施。完成土壤污染重点监管单位名录更新，并向社会公开。指导土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。做好土壤污染重点监管单位隐患排查问题整改，按要求将隐患排查报告及相关材料上传至重点监管单位土壤和地下水环境管理信息系统，着力提高隐患排查整改合格率。	建设单位定期开展土壤隐患排查工作，不属于重金属行业，制定年度环境监测计划，定期对环境空气、土壤、地下水进行监测	符合
	9.加强地下水污染风险管控。持续加强“十四五”国家地下水考核点位水质管理，高度关注国考点位周边环境状况，开展国考点位周边污染隐患排查，确保国考点位水质总体保持稳定。针对出现水质恶化或水质持续较差的点位，分析研判超标原因，因地制宜采取措施改善水质状况。有序建立并动态更新地下水污染防治重点排污单位名录。	建设单位定期开展土壤隐患排查工作。本项目产生的一般固废集中收集处置，危险废物交由有资质单位依法合规处置；制定年度环境监测计划，定期对环境空气、土壤、地下水进行监测	符合

（2）项目与《基本农田保护条例》符合性分析

表2-2　项目与《基本农田保护条例》的符合性分析名称

相关法规、技术政策等（摘录）	本项目情况	符合性
基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。	本项目能源开发利用项目，选址选线时已尽量避让基本农田；项目在取得相关部门用地手续后正式开工	符合
禁止任何单位和个人在基本农田保护区内建窑、建房、建坟、挖砂、采石、采矿、取土、堆放固体废弃物或者进行其他破坏基本农田的活动。	本项目施工期不在基本农田内取土、堆放固体废物。施工期间会破坏基本农田土壤结构，采取分层开挖、分层回填，控制作业面等措施，减少对基本农田的影响，并落实	符合

相关法规、技术政策等（摘录）	本项目情况	符合性
	“开垦多少，恢复多少”的要求	
因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成基本农田环境污染事故的，当事人必须立即采取措施处理，并向当地环境保护行政主管部门和农业行政主管部门报告，接受调查处理。	本项目为油田滚动开发项目，建设单位编制《濮城采油厂突发环境事件应急预案》，制定了较为完善细致的风险防范措施及应急响应措施，可以保证第一时间发现问题、上报问题、处理问题	符合

（3）与濮阳市生态环境保护委员会办公室关于印发《濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案》《濮阳市2025年碧水保卫战实施方案》《濮阳市2025年净土保卫战实施方案》《濮阳市2025年柴油货车污染治理攻坚战实施方案》的通知（濮环委办〔2025〕1号）相符性

项目建设与《濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案》《濮阳市2025年碧水保卫战实施方案》《濮阳市2025年净土保卫战实施方案》相符性分析详见表2-3。

表2-3　项目建设与濮阳市保卫战实施方案相符性分析表

内容	实施方案	本项目建设情况	相符性
濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案			
（二）工业企业提标治理专项攻坚	加快工业锅炉、炉窑整治。充分发挥热电联产电厂的供热能力，继续开展30万千瓦及以上热电联产电厂供热半径30公里范围内具备供热替代条件的落后燃煤小热电机组(含自备电厂)和燃煤锅炉排查，2025年5月底前完成供热潜力分析，2025年10月底前对发现的落后燃煤小热电机组(含自备电厂)和具备供热替代条件的燃煤锅炉予以关停或整合	本项目不新建加热炉，现有工程加热炉使用天然气为燃料	符合
	6.深入开展低效失效治理设施排查整治。对照《低效失效大气污染治理设施排查整治技术要点》，持续开展低效失效大气污染治理设施排查，淘汰不成熟、不适用、无法稳定达标排放的治理工艺，整治关键组件缺失、质量低劣、自动化水平低的治理设施，纳入年度重点治理任务限期完成提升改造。结合低效失效大气污染治理设施排查情况，动态管理整治问题清单，2025年10月底前至少完成49个低效失效治理问题整治工作；未按时完成提升改造的纳入秋冬季生产调控范围	本项目为陆上石油开采行业，不属于石化、化工行业，现有工程井场、站场等无组织排放的非甲烷总烃均达标排放，濮一中转站和濮三中转站污水池有组织排放的非甲烷总烃浓度满足排放标准，达标排放	符合
	7.实施挥发性有机物综合治理。组织涉VOCs企业针对挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复(LDAR)、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品VOCs含量等10个关键环节开展VOCs治理突出问题排查整治，在汽车、机械制造、家具、汽修、塑料软包装、印铁制罐、包装印刷等领域推广使用低(无)VOCs含量涂料和油墨，对完成源头替代的企业纳入“白名单”管理，在重污染天气预警期间实施自主减排。按照国家和省有关要求，夏季臭氧污染凸显前，组织开展一轮次活性	本项目为陆上石油开采项目，定期开展非甲烷总烃的监测工作，濮一中转站和濮三中转站污水池有组织排放的非甲烷总烃浓度满足排放标准，达标排放	相符

内容	实施方案	本项目建设情况	相符性
	炭更换，督促44家企业按规定开展VOCs泄漏检测与修复；督促濮阳惠众化工总厂、濮阳市新天化工有限公司2家企业完成涉VOCs综合治理任务		
(四)面源污染防控专项攻坚	12.深化扬尘污染综合治理。持续开展扬尘污染治理提升行动，以城市建成区及周边房屋建筑、市政、交通、水利、拆除等工程为重点，突出大风沙尘天气、重污染天气等重点时段防控，切实做好土石方开挖、回填等施工作业期间全时段湿法作业，强化各项扬尘防治措施落实	本次评价要求企业加强施工监管，严格落实扬尘治理“两个标准”要求，加强施工围挡、湿法作业、密闭运输、地面硬化、物料覆盖等管理，提升扬尘污染精细化管理水平	符合
(五).重污染天气应对专项攻坚	18.强化应急减排措施落实。精准实施重污染天气重点行业企业差异化管控，持续开展水泥、砖瓦窑、砂石骨料等行业错峰生产调控，制定长时间、大范围、重污染天气协商减排措施，引导企业合理制定生产计划，加强生产物资储备，优化重点行业高排放车辆运输调控，有效降低秋冬季区域大气污染物排放强度。加强区域联动和监督帮扶，压实应急减排责任，精准识别环境违法问题线索，夯实减排措施落实	本项目为陆上石油开采行业，不属于重污染天气重点行业企业	符合
濮阳市2025年碧水保卫战实施方案			
(一)推动构建上下游贯通一体的生态环境治理体系	6.持续推动企业绿色转型发展。严格项目准入，坚决遏制“两高一低”项目盲目发展；严格落实生态环境分区管控，加快推进工业企业绿色转型发展；深入推进重点水污染物排放行业清洁生产审核；培育壮大节能、节水、环保和资源综合利用产业，提高能源资源利用效率；对有色金属、化工、石油开采、造纸、印染、农副食品加工等行业，全面推进清洁生产改造或清洁化改造	本项目为陆上石油开采行业，不属于“两高一低”项目，按照生态环境分区管控要求落实各项措施，定期开展清洁生产，处理后采出水均回注油层，各类固体废物均合规处置	相符
(三)不断提升环境监督管理能力水平	18.严格防范水生态环境风险。加强有毒有害物质环境监管，加强危险废物风险防控；持续推动重点河流突发水污染事件环境应急“一河一策一图”成果应用，有序推进化工园区环境应急三级防控体系建设；加强交通运输领域水环境风险防范，健全流域上下游突发水污染事件联防联控机制；加强汛期水环境风险防控，强化次生环境事件风险管控	建设单位编制环境应急预案，并在生态环境部门进行备案，明确风险防范措施，并与周边企业、政府单位建立防控体系，定期开展应急预案演练	相符
濮阳市2025年净土保卫战实施方案			
（一）推进土壤污染预防治理	6.有序推进土壤污染风险管控和修复。从严管控农药、化工等行业的重度污染地块规划用途，确需开发利用的，鼓励用于拓展生态空间。强化风险管控和修复工程监管，污染土壤转运实施联单制管理，严禁非法转运处置污染土壤，防止污染地块风险管控和修复过程中异味等二次污染	本项目为陆上石油开采行业，在选址方面提前调查，开展监测工作	相符
（四）加强固体废物综合治理和新污染物治理	15.完善环境监测机制。不断完善土壤和地下水监测制度，完成国家年度土壤环境质量监测任务。按要求抓好土壤重点监管单位自行监测及周边土壤监测，组织开展监测质量抽查	濮城采油厂建立年度自行监测计划，定期开展土壤和地下水环境质量监测工作	相符

综合以上分析可知，本项目符合《濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案》《濮阳市2025年碧水保卫战实施方案》《濮阳市2025年净土保卫战实施方案》《濮阳市2025年柴油货车污染治理攻坚战实施方案》的相关要求。

（4)项目建设与《濮阳市“十四五”生态环境保护和生态经济发展规划》（濮政办〔2022〕38号）相符性分析

表2-4　项目与濮政办〔2022〕38号相符性分析

项目	类别	文件内容	本项目建设内容	相符性
第三章加强协同控制，深入打好蓝天保卫战	第二节持续深化固定源治理	做好VOCs全过程综合管控。推进含VOCs产品源头替代，推进“油改水”，加强VOCs废气收集和处理。强化VOCs无组织排放收集，在保证安全的前提下，实施含VOCs物料全方位、全链条、全环节密闭管理，实现厂房由开敞变密闭、由常压变负压、由逸散变聚合、空气由污浊变清新的“四由四变”目标。开展原油、成品油、有机化学品等储罐排查，逐步取消炼油、石化、煤化工、制药、农药、化工、工业涂装、包装印刷等企业非必要的VOCs废气排放系统旁路	本项目运营期废气主要为阀门、法兰和机泵等设备与管线组件密封点泄漏的非甲烷总烃，采用加强密封、定期检测的方式减少无组织的排放	相符
		持续推进重点行业绩效分级管理。规范和加强重点行业企业绩效分级管理工作，完善评定机制，将评级与大气环境质量达标挂钩，培育推动企业“梯度达标”，促进行业治理能力和治理水平整体升级。国家、省绩效分级重点行业的新、改、扩建项目达到B级以上要求。落实A、B级企业相关鼓励政策，发挥先进示范引领作用	本项目不涉及	/
	第四节强化城市绿化及扬尘污染治理	严格施工工地扬尘管控。全面实施绿色施工，将绿色施工纳入企业资质评价、信用评价。加快“两个禁止”（禁止现场搅拌混凝土、禁止现场搅拌砂浆）信息平台建设进度，到2025年，全市施工工地、储运设备、专用车辆入网率达到100%。施工工地要严格执行“六个百分之百”（建筑工地执行“八个百分之百”）	本项目施工期采取扬尘控制措施，对扬尘进行管控，实施绿色施工	相符

项目	类别	文件内容	本项目建设内容	相符性
第五章 加强水土联控，深入打好净土保卫战	第一节加强土壤和地下水污染源系统防控	加强土壤污染源头防控。将土壤环境要求纳入国土空间规划，根据土壤污染状况和风险合理规划土地用途。永久基本农田集中区域禁止规划新建可能造成土壤污染的建设项目。新、改、扩建涉及有毒有害物质可能造成土壤污染的建设项目，要提出并落实土壤污染防治要求。严格重金属污染防控，解决一批影响土壤环境质量的水、大气等突出污染问题。	本项目不涉及重金属，符合土壤环境管控要求。本项目为能源开发利用项目，设计选址时已尽量避让基本农田，项目在取得相关部门用地手续后正式开工	/
		防范工矿企业新增土壤污染。充分利用重点行业企业用地调查成果，完善土壤污染重点监管单位名录，在排污许可证中载明土壤污染防治要求，鼓励因地制宜实施管道化、密闭化改造，重点区域防腐防渗改造，物料、污水、废气管线架空建设和改造等，督促开展土壤和地下水污染隐患排查及整改，到2025年，至少完成一轮排查整改。督促重点监管单位定期开展土壤及地下水环境自行监测，建立健全建设用地土壤污染调查和隐患排查机制。定期对土壤污染重点监管单位和地下水重点污染源周边土壤、地下水开展监督性监测	本项目为陆上石油开采项目，现有工程加热炉废气达标排放，工艺均为密闭集输工艺，减少非甲烷总烃的排放；采出水、井下作业废水等各类废水均处理达标后回注，不外排，不涉及重金属和重金属排放；土壤、地下水环境制定严格的环境管理与监测计划，定期对周边土壤、地下水环境进行监测	/
		管控地下水环境风险。加强地下水重点污染源监管力度，探索城市区域地下水环境风险管控模式，强化化工产业园区、危险废物处置场、生活垃圾填埋场等地下水污染风险管控。更新全市废弃井名录库，持续开展封井回填等地下水污染修复工作。	本项目各个场站、井场均采取分区防渗，减少对地下水的影响	

（5）项目与饮用水水源保护区划相符性分析

1）项目选址与濮阳市集中式饮用水源保护区划的相符性分析

根据《河南省濮阳市城市饮用水水资源保护区划分技术报告》（2007 年），濮阳市有 2 个地表水饮用水源保护区（中原油田彭楼地表水饮用水源保护区、西水坡地表水饮用水源保护区）、3 个地下水饮用水源保护区（李子园地下水饮用水源保护区、中原油田基地地下水饮用水源保护区、沿西环线地下水饮用水源地保护区）。

2014 年 3 月 27 日，河南省环境保护厅和河南省水利厅以《关于濮阳市地下水饮用水源地及水源保护区划分的函》（豫环函〔2014〕61 号）同意其调整方案，主要调整内容为：关闭沿西环线地下水饮用水源地，取消其保护区。河南省人民政府办公厅 2021 年 5 月 22 日发布的文件《河南省人民政府关于调整取消部分集中式饮用水水源保护区的通知》（豫政文〔2021〕72 号）取消了濮阳市中原油田基地地下水井群。目前濮阳市有 2 个地表水饮用水源保护区、1 个地下水饮用水源保护区。

经调查，距离本项目最近的饮用水源保护区为中原油田彭楼饮用水水源保护区，位于本项目东南2.1km处，不在其保护区范围内，符合濮阳市城市集中饮用水源地保护规划要求。

2）项目选址与县级集中式饮用水水源保护区划相符性分析

根据河南省人民政府办公厅《关于印发河南省县级集中式饮用水水源保护区划的通知》（豫政办〔2013〕107 号）内容可知，经调查，濮阳县无县级集中式饮用水水源保护区，范县共有 2 个饮用水源保护区，分别为：

①范县新城区地下水井群（共 8 眼井）一级保护区范围：水厂厂区及外围南至板桥路的区域（4 号、11 号取水井），9~10 号井群外包线内及外围 30 米的区域，5~8 号取水井外围 30 米的区域。

②范县老城区地下水井群（共 2 眼井）一级保护区范围：取水井外围 30 米的区域。二级保护区范围：一级保护区外，取水井外围 330 米外公切线所包含的区域。

距离本项目最近的饮用水源保护区为东北侧约9.615km的范县新城区地下水井群保护区。因此，本项目不在范县新城区地下水井群保护区范围内。

3）项目选址与乡镇集中式饮用水水源保护区划相符性分析

本项目位于范县和濮阳县，主要包括王楼镇、濮城镇、辛庄镇、杨集镇、白衣阁镇、柳屯镇、文留镇、户部寨镇。根据河南省环境保护厅、水利厅联合印发的《关于印发<河南省集中式饮用水水源地环境保护专项行动方案>的通知》（豫环文〔2018〕88号），濮阳市环境污染防治攻坚战指挥部办公室（濮环攻坚办〔2019〕6号）《关于进一步加强全市饮用水水源地环境保护工作的通知》和濮阳市环境污染防治攻坚战指挥部办公室文件（濮环攻坚办〔2019〕80号）《关于印发濮阳市2019年水污染防治攻坚战实施方案的通知》，对已划定保护区依法进行了调整，范县“千吨万人”乡镇集中式饮用水水源在范县8个乡镇9个饮用水水源地设置一级保护区，确定饮用水水源地界线；濮阳县共有11处乡镇集中式饮用水水源保护区。本项目地下水调查评价范围内集中式饮用水水源情况见下表。

表2-5　地下水评价范围内集中式饮用水水源情况一览表

编号	水井位置	井深(m)	保护区范围	最近距离
JZ01	濮城镇集中式饮用水源地	400	一级保护区范围：水厂厂区及外围东24米、西20米、南20米、北22米的区域(1、2号取水井)，3～5号取水井外围30米的区域	距离濮5-204井1085m

JZ02	王楼乡集中式饮用水源地	400	一级保护区范围：水厂厂区及外围东22米、西20米、北14米的区域	距离濮6-184井758m
JZ03	杨集乡集中式饮用水源地	400	一级保护区范围：水厂厂区	离1-408井4157m
JZ04	户部寨镇集中式饮用水源地	350	一级保护区范围：水厂厂区及外围东40米、西70米、南15米、北50米的区域	距离文古4块1#井2355m
JZ05	柳屯镇集中式饮用水源地	416.6	一级保护区范围：取水井外围30米的区域	距离V31-23井1596m

根据调查，本项目建设内容距地下水井群保护区王楼乡地下水井群较近，距离濮6-184井758m，不在其保护区内。

4）项目选址与中原油田黄河水厂保护区划相符性分析

中原油田黄河水厂位于河南省濮阳市范县辛庄乡彭楼村北500m（范县河防公路西侧，距黄河大堤100m西彭楼引黄灌渠）处，占地面积13.5hm^2，地面标高51.6m。黄河水厂建成于1990年，于1993年7月投产，采用常规水处理工艺，设计规模为14×10^{4}m^3/d。目前主要负责油田采油厂（油气站点、消防用水及生活饮用水，）、濮阳市106国道以东的工业园区、濮阳市化工产业区、濮东产业集聚区、范县城区及濮王产业园区及豫能发电有限公司的生产生活用水等。

根据调查，本项目建设内容距黄河水厂较远，水厂距最近的井场约3.5km，且黄河水厂位于本项目地下水调查范围和评价范围之外。

（6）项目与国家和地方相关规划的相符性分析

表2-6　本项目与国家和地方相关规划的相符性分析表

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	相符性
1	《“十四五”现代能源体系规划》发改能源〔2022〕210号	第三章增强能源供应链稳定性和安全性六、强化战略安全保障增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“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。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。	本项目属于油气开发项目，本项目的实施有利于完成石油产量达标任务	符合
2	《河南省“十四五”生态环境保护和生态经济发展规划》豫政〔2021〕44	第三章推动绿色低碳转型，打造黄河流域生态保护和高质量发展示范区第三节优化升级绿色发展方式推进产业体系优化升级。以钢铁、焦化、铸造、建材、有色、石化、化工、工业涂装、包装印刷、电镀、制革、石油开采、造纸、纺织印染、农副食品加工等行业为重点，开展全流程清洁化、循环化、低碳化改造。	本项目为油气田滚动开发项目，运营期不新增加热炉等设备。在原有区块开采，现有工程生产工艺中主要采用天然气作为燃料，天然气为清洁能源，且与煤、石油等燃料相比，CO_2排放量较	符合

序号	相关规划	规划要求	本项目情况	相符性
	号		少，对环境影响较小。采用成熟、先进的工艺技术，按“五化”标准建设，实现节能降耗	
		第四章深入打好污染防治攻坚战，持续改善环境质量第一节深入打好蓝天保卫战加强VOCs全过程综合管控。建立完善石化、化工、包装印刷、工业涂装、家具制造等重点行业源头、过程和末端全过程综合控制体系，实施VOCs排放总量控制。强化扬尘、恶臭等污染防治。加强施工扬尘管控，继续做好道路、水利等线性工程“散尘”治理，强化监督监管。推进低尘机械化湿式清扫作业，加大扬尘集聚路段冲洗保洁力度，渣土车实施硬覆盖与全封闭运输。强化裸露地面、物料堆场、露天矿山等综合整治。营造宁静和谐生活环境。严格夜间施工审批并向社会公开，强化夜间施工管理。推进工业企业噪声纳入排污许可管理，严厉查处工业企业噪声排放超标扰民行为。	本项目运营期生产工艺实现原油全密闭输送，减少VOCs排放。严格执行“六个百分之百”等扬尘污染防治措施；本项目采用低噪声施工机械施工，减少对周围居民造成的噪声影响，严格按照《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）和《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）表1中2类标准要求进行施工期和运营期的噪声治理和管理	符合
3	濮阳市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标	推动油地共融发展。牢固树立油地“同心同德、和合共生”理念，进一步深化合作内涵，拓展合作领域。坚持油地高层领导联席会议制度，完善定期会商机制，在共商发展规划、共谋产业发展、共议人才联用、共建美好家园、共筑平安和谐等领域开展新一轮战略合作。支持中原油田采用新技术实现可持续发展，强化非常规油气资源勘探开发，提高中原油田增储上产能力；油地双方共同建设储气设施和交易平台，合作开发利用氢能、风电、地热、太阳能等新能源，发展接续替代产业；支持中原油田更多采用本地装备制造企业生产的产品，帮助企业开拓国内外市场。积极盘活油田土地、厂房、设备、铁路专用线和公共基础设施等闲置资产，努力把“沉睡资源”转化为发展资本。创新政策机制，搭建共享平台，推进中原油田科研院所与我市高等院校开展产学研合作，加快油气勘探开发实验室、工程技术实验室建设，把油田科技优势转换为区域创新优势。规划建设中原油田博物馆，留住油田记忆，展现石油精神。建立常态化、多层次油地人才交流机制，引导地方企业与中原油田各单位开展合作，实现油地双赢、协同共进。	本项目为油气田滚动开发项目，通过新钻油井、注水和注气驱油，可以稳定或者增加中原油田产能	符合

3 河南省环境管控单元符合性分析

根据河南省人民政府《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（豫政〔2024〕10号）和河南省“三线一单”建设项目准入研判分析报告，本项目主要涉及

一般管控单元，占地范围内不涉及生态保护红线、水源地、森林公园、风景名胜区、湿地公园、自然保护区等，项目与河南省人民政府《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》符合性分析见下表。

表3-1　与河南省环境管控单元符合性分析表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控分类	区县	空间布局约束	污染物排放管控	本项目情况	是否相符
ZH41092630001	范县一般管控区	一般	范县	空间布局约束	1.加强对农业空间转为城镇空间的监督管理，未经国务院批准，禁止将永久基本农田转为城镇空间。2、对列入疑似污染地块名单的地块，未经土壤污染状况调查确定为未污染地块的，不得进入用地程序。3、鼓励城镇空间和符合国家生态退耕条件的农业空间转为生态空间	本项目为能源开发利用项目，设计选址时已尽量避让基本农田；项目在取得相关部门用地手续后正式开工	相符
				污染物排放管控	1.禁止含重金属废水进入城市生活污水处理厂；禁止填埋场渗滤液直排或超标排放。2、有色金属冶炼、铅酸蓄电池、石油加工、化工、电镀、制革和危险化学品生产、储存、使用等企业在拆除生产设施设备、污染治理设施时，要事先制定企业拆除活动污染防治方案和拆除活动环境应急预案	本项目施工期产生的钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水处理达标后回注；运营期产生的采出水和井下作业废水处理达标后回注地层，用于驱油，均不外排；同时本项目为陆地石油开采行业，建设单位在拆除生产设施设备、污染治理设施前，应编制企业拆除活动污染防治方案和拆除活动环境应急预案，并根据地方要求进行备案	相符
				环境风险防控	充分利用企业用地调查成果和注销、撤销排污许可的信息，考虑行业、生产年限等因素，确定优先监管地块，并按要求采取污染管控措施	本项目为油田滚动开发项目，建设单位编制有《突发环境事件应急预案》，制定了较为完善细致的风险防范措施及应急响应措施，可以保证第一时间发现问题、上报问题、处理问题	相符
				资源开发效率要求	/	/	相符
ZH41092	濮阳县一	一般	濮阳	空间布局约束	1.加强对农业空间转为城镇空间的监督管理，未经国务院批准，禁止将永久基本农	本项目为能源开发利用项目，选址时已尽	相符

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控分类	区县	空间布局约束	污染物排放管控	本项目情况	是否相符
830001	般管控区		县		田转为城镇空间。2、鼓励城镇空间和符合国家生态退耕条件的农业空间转为生态空间	量避让基本农田；项目在取得相关部门用地手续后正式开工	
				污染物排放管控	/	/	相符
				环境风险防控	充分利用企业用地调查成果和注销、撤销排污许可的信息，考虑行业、生产年限等因素，确定优先监管地块，并按要求采取污染管控措施	本项目为油田滚动开发项目，建设单位编制有《濮城采油厂突发环境事件应急预案》，制定了较为完善细致的风险防范措施及应急响应措施，可以保证第一时间发现问题、上报问题、处理问题	相符
				资源开发效率要求	/	/	相符

经过对比分析，本项目满足河南省人民政府《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》的相关要求。

4 相关技术政策及法律法规符合性分析

（1）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析

本项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析见表4-1。

表4-1　与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析表

石油天然气开采业污染防治技术政策		本项目技术政策符合性分析
一、总则		
1	①到2015年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到100%； ②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本项目运营期采出水、井下作业废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层，生产废水利用率达到90%以上；施工期和运营期固体废物全部合理化处理处置； ②建设单位建立了完整的环境管理体系，评价也提出了严格、可行的污染防治措施，在严格执行的情况下可以避免重大事故的发生； 综上，本项目符合政策要求
2	①石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。 ②大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展	①区块开发总体布局基本合理，评价在施工期和运营期提出了合理、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本项目大力推行清洁生产，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； 综上，本项目符合政策要求
3	在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施	评价对本项目环境影响进行了充分论证，建设单位承诺严格执行环评文件及当地生态环境部门的相关要求；因此，本项目符合政策要求
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	本项目仅建设井场，依托现有站场，符合油田开发现状整体部署，通过井站合建等措施减少占地，实现油气和废物的集中收集、处理处置，因此，本项目符合政策要求
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	根据建设单位提供的相关资料，本项目在钻井过程中使用的化学试剂均属于无毒化学试剂，因此，本项目符合政策要求
6	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到100%	目前，濮城采油厂落地油全部回收利用，符合政策要求
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目钻井多数采用水基钻井液，仅少数三开结构钻井由于地质原因采用油基钻井液；本项目已全部配备泥浆不落地系统，钻井液循环率达到95%以上，钻井过程产生的钻井废水由密闭罐收集后，依托采出水处理站处理达标后用于回注，因此，本项目符合政策要求

石油天然气开采业污染防治技术政策		本项目技术政策符合性分析
8	酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到100%	酸化液和压裂液采取集中配制，压裂返排液进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率可达到100%，产生的压裂返排液依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层，因此，本项目符合政策要求
9	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022），符合政策要求
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目井区均采用全密闭集输，最大限度地减少了烃类气体的排放，符合政策要求
三、生态保护		
11	油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地	本项目采用直井钻井技术，独立井场，并采用泥浆不落地工艺，减少了污染物的产生和占地，符合政策要求
四、污染治理		
12	在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排；在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式	油田采出水在生产过程中经处理达标后回注油层，不外排，符合政策要求
13	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目井场泥浆不落地系统全部采用铺设防渗膜进行防渗处理，符合政策要求
14	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本项目井下作业时采用“铺设作业、带罐上岗”的模式，落地油、含油污泥集中收集后交有资质单位转运及处置；采出水、井下作业废水进入濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，产生的含油污泥交有资质单位转运及处置，符合政策要求
六、运行管理与风险防范		
15	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	中原油田分公司及濮城采油厂已建立了完善的环境管理体系，符合政策要求
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，所有人员均培训后上岗，符合政策要求
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，采取了消除事故隐患的防范措施及应急处理办法，并定期演练，符合政策要求

由上述分析可知，本项目各项污染防治措施指标均符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

（2）与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》符合性分析

项目建设与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》的符合性分析见表4-2。

表4-2　与工矿用地土壤环境管理办法的符合性分析

序号	工矿用地土壤环境管理办法（试行）	本项目情况	相符性
1	第十一条重点单位应当建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查	建设单位已建立土壤和地下水污染隐患排查治理制度，定期对重点区域、重点设施开展隐患排查，于2024年开展了土壤和地下水污染隐患排查	符合
2	第十二条 重点单位应当按照相关技术规范要求，自行或者委托第三方定期开展土壤和地下水监测，重点监测存在污染隐患的区域和设施周边的土壤、地下水，并按照规定公开相关信息	本次环评已提出项目建设后的土壤和地下水监测方案，定期对项目周围土壤及地下水环境进行监测	符合
3	第十五条 重点单位突发环境事件应急预案应当包括防止土壤和地下水污染相关内容	建设单位已编制完成环境风险应急预案，并备案	符合

由上述分析可知，项目建设与《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》的要求符合。

（3）与《中华人民共和国土壤污染防治法》符合性分析

项目建设与《中华人民共和国土壤污染防治法》的符合性分析见表4-3。

表4-3　与《中华人民共和国土壤污染防治法》的符合性分析

序号	《中华人民共和国土壤污染防治法》	本项目情况	相符性
1	第二十一条（一）严格控制有毒有害物质排放，并按年度向生态环境主管部门报告排放情况	在采取本次环评提出的环保措施后，大气污染物可达标排放，严格控制落地油的产生，各类危险废物均由有资质单位处置，其他污染物均得到有效处置	符合
2	第二十一条（二）建立土壤污染隐患排查制度，保证持续有效防止有毒有害物质渗漏、流失、扬散	建设单位每年均开展土壤污染隐患排查工作，并编制排查报告；本次环评已提出项目运营期土壤和地下水监测方案，定期对项目周围土壤及地下水环境进行监测	符合
3	第二十一条（三）制定、实施自行监测方案，并将监测数据报生态环境主管部门		符合

由上述分析可知，项目建设与《中华人民共和国土壤污染防治法》的要求符合。

（4）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》的相符性分析

本项目与《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》（环办环评函〔2019〕910号）符合性分析见表4-4。

表4-4　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

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	符合情况分析
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价，对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	1.本次评价以濮城油田为区块开展环评。环评报告中深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出油田开采采取的生态环境保护和环境风险防范措施； 2.本环评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，见报告书“现有工程概况”； 3.本项目分析了依托中转站、危废贮存库和采出水处理站的可行性和有效性，见报告书“依托工程及可行性分析”； 综上，本项目符合文件要求
2	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914）等排放标准要求	1.本项目施工期钻井废水、压裂返排液、洗井废水、废射孔液、试压废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层；运营期产生的油田采出水及井下作业废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层；本项目产生的废水，均不外排。符合国家和地方污染物排放标准，不涉及重点污染物排放总量控制指标； 2.本项目不涉及污染物排放的海洋油气开发项目； 综上，本项目符合文件要求
3	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，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/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末	1.本项目论证了废水回注的环境可行性，得出本项目油田采出水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理能力是可行的；本项目论述了回注水泄漏对地下水影响分析。得出正常工况下回注水不会对地下水产生影响以及回注水的泄漏不会对地下水环境造成严重影响的结论；报告书提出了地下水污染防治和监控措施； 2.根据例行监测报告中数据可知，依托工程濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理后的采出水中悬浮物、石油类等指标均能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求； 3.本项目处理后的废水达标后回注到现有地下油气

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	符合情况分析
	端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	藏； 4.本项目重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求，具体措施要求如下： （1）回注选址是保障回注安全的根本，合理选址包括井位选择和层位选择，本项目就近依托各区块内现有回注井，井位合理可行； （2）本项目选择机械完整性较好的回注井； （3）本项目注水井采取分层注水，选择具有完整、封闭性好地层的回注，确保回注地层中流体范围内无断层，回注层和隔离层连续完整，回注波及范围内无断层、无地表露头或出露点； （4）本项目油田采出水回注水质严格遵循《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）； （5）定期巡检，采取先进的、自动化程度高的管线检漏、报警和定位系统，达到实时监控、准确及时报警和定位、快速处理泄漏事故，一旦发生泄漏事故，及时关闭阀门，将泄漏事故发生和持续的时间控制在最短范围内，避免或将造成影响控制在最小范围内； （6）油田采出水回注井的废弃、关停和暂闭，应严格根据实际选用水泥和封井方式，以防回注水在封井后缓慢扩散或泄漏对地下水造成污染。 5.报告中已给出钻井液和压裂液的成分可知，本项目钻井液、压裂液中不包含重金属等有毒有害物质； 综上，本项目符合文件要求
4	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置	1.本项目钻井过程钻井泥浆在泥浆循环系统内进行重复循环利用，随循环罐拆除转场至下一井场重复利用，采用该方法后提高了泥浆的使用率，减少了废弃泥浆的产生量，符合减量和处理的要求； 2.本项目废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排；废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐收集，委托有资质单位拉运、处置； 3.濮城采油厂有专门的油泥暂存设施，项目施工期及运营期产生的含油污泥送到危废贮存库后，定期委托有资质单位进行处理； 4.井场内施工期钻井阶段及运营期井下作业阶段均铺设防渗膜，禁止油泥落地，从源头控制，避免

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	符合情况分析
		污染环境。 5.报告中已经按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求进行评价。即：在项目生产工艺流程图中已标明危险废物的产生环节，并进行了固体废物属性判定，计算危险废物产生量。给出了危险废物收集、贮存、运输、利用、处置环节采取的污染防治措施，提出了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； 综上，本项目符合文件要求
5	陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求	1.本项目油田采出水通过密闭管线运输。生产过程中对管线密封性和储罐定期检查，密封存储，有效控制了挥发性有机物和恶臭气体无组织排放； 2.本项目不属于高含硫天然气开采； 3.本项目油气集输均采用密闭工艺，不建设井场加热炉、锅炉等设备； 综上，本项目符合文件要求
6	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施	1.施工期要求建设单位减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式，降低生态环境影响； 2.项目施工期、运营期、退役期均提出了相关污染治理及生态修复相关要求，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； 3.钻井设备使用高标准清洁燃油，减少废气排放； 4.项目施工机械选用低噪声设备，周边没有居民； 5.施工结束后，及时落实环评提出的生态保护措施； 综上，本项目符合文件要求
7	陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、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	1.本项目新建管线不属于油气长输管道，均为配套单井管线，为地下敷设； 2.项目选址选线过程中已尽量避让基本农田，临时占用时制定生态恢复措施，永久占用时落实占补平衡要求，并制定风险防范措施； 综上，本项目符合文件要求
8	油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格	1.本项目不属于油气储存项目； 2.要求建设单位定期对管道线路进行检查，安装废气检测报警装置； 3.已落实地下水污染防治并且提出了环境风险防范与环境应急管理要求；

序号	关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知	符合情况分析
	落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水	4.本项目不属于盐穴储气库项目； 综上，本项目符合文件要求
9	油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案	1.濮城采油厂2024年3月13日签署发布了突发环境事件应急预案，并分别在范县、濮阳县进行了应急预案备案，范县备案编号为：410926-2024-002-L，濮阳县备案编号为：41092320240247L，详见附件五； 2.本项目不涉及海洋油气勘探开发溢油应急计划； 综上，本项目符合文件要求

由上述分析可知，本项目基本符合《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）中对于油气开采项目以区块为单位开展环评的相关要求。

（6）与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018）符合性分析

本项目与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析见表4-5。

表4-5　与《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》符合性分析

陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范		本项目情况	符合性
一、矿区环境			
1.基本要求			
1	①矿区功能分区布局合理，矿区应绿化、美化，整体环境整洁美观。②生产、运输储存等管理规范有序	油田内进行合理功能分区，并对临时占用土地进行生态恢复；设置科学的钻井、运输储存等管理制度	符合
2.矿容矿貌			
2	①矿区按生产区、管理区、生活区等功能分区，各功能区符合GB50187的规定，建立管理机构，制订管理制度，运行有序、管理规范。②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/T13306的规定。③执行各类废弃物管理制度。固体废弃物按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规范堆放综合利用和处置；矿区废液污物按照《中华人民共和国水污染防治法》规范存储和处置。④矿区油气生产、储运过程安全有序，按照AQ2012安全规程执行；在需警示安全的区域设置安全标志，警示标志设置符合GB/T14161、SY/T6355的规定	①井场按标准化进行设计、建设，并建立相关管理机构，制订规范的管理制度，运行有序、管理规范。②油田地面道路、供水、供电、卫生、环保等基础配套完善，标识清晰、标牌统一。在生产区设置操作提示牌、说明牌、线路示意图等标牌。③执行各类废弃物管理制度。固体废物分类存放及处置，废液按规范存储和处置。④油田原油生产、储运过程安全有序，并设置有安全标志	符合

陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范		本项目情况	符合性
3.矿区绿化			
3	①因地制宜绿化矿区，绿化应与周边自然环境和景观协调，绿化植物搭配合理。②矿区绿化覆盖率应达到100%	评价要求临时用地100%生态恢复，恢复至原始地貌	符合
二、资源开发方式			
1.基本要求			
4	①资源开发应与环境保护、资源保护、城乡建设相协调，最大限度减少对自然环境的扰动和破坏，选择资源节约型、环境友好型开发方式。②因矿制宜选择开采工艺和装备，符合清洁生产要求。③应贯彻“边开采、边治理、边恢复”的原则，及时治理恢复矿区地质环境，复垦矿区压占和损毁土地	①本项目采用科学的开发模式，减少占地、减少废弃物排放；②选择先进的开采工艺和装备，符合清洁生产要求；③要求建设单位编制生态恢复治理方案，及时治理油田开发区生态环境	符合
2.绿色开发			
5	①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。②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。③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。④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	①本项目未使用国家明文规定的限制和淘汰的技术工艺及装备；②井场等涉及永久占地的工程均按标准化进行设计，其占地符合用地指标政策；③钻井过程选用环境友好型钻井液，制定井控措施，实现优质安全钻井。本项目废弃泥浆（包括完钻后井筒替出泥浆）及岩屑采用“泥浆不落地”工艺处理，所产生的废弃泥浆进入泥浆不落地系统，随后进入泥浆罐重复使用；④评价要求项目开发全过程严格按照环境影响评价要求采取地下水污染防治措施	符合
3.采收率要求			
6	原油开采基于原油性质、储层岩性，物性等条件，年度动态法标定的采收率应遵照附录A的规定	根据设计资料，本项目原油开采基于原油性质、储层岩性，物性等条件，年度动态法标定的采收率遵照附录A的规定	符合
4.矿区生态环境保护			
7	①防止油气生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏。②建立危险化学品管理制度，依法取得相应资质，实施全过程管理。③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。④应制定突发环境事件应急预案，配备相应的应急物资	①采取严格措施防止生产、储存、转运过程中发生渗漏、泄漏，防止对矿区生态环境造成污染和破坏；②建立危险化学品管理制度，依法取得相应资质，实施全过程管理；③评价已提出对矿区及周边生态环境进行监测监控；④濮城采油厂2024年3月13日签署发布了突发	符合

陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范		本项目情况	符合性
		环境事件应急预案，并分别在范县和濮阳县进行了应急预案备案，范县备案编号为：410926-2024-002-L，濮阳县备案编号为：41092320240247L，已建立应急管理体系，现配备相应的应急物资	
三、资源综合利用			
2.废物处置及利用			
8	①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%。②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、回注或采取其他有效利用方式	①对生产中产生的“三废”进行合理处理，处置率达到100%。②本项目产生的油田采出水送中转站采出水处理系统处理，处理后回注油层	符合
四、节能减排			
1.基本要求			
9	建立油气田生产全过程能耗核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	评价要求建设单位建立全过程核算体系，通过采取节能减排措施，控制并减少单位产品能耗、物耗、水耗，减少“三废”排放	符合
2.节能降耗			
10	①建立油气生产全过程能耗核算体系，控制单位产品能耗，应达到设计标准及相关产品年度节能指标要求。②生产主要环节应选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，及时淘汰高能耗、高污染、低效率的工艺和装备。③建立健全节能监测体系，对主要耗能设备、装置、系统实施定期节能监测	建议建设单位建立生产全过程能耗核算，控制单耗指标；选用高效节能的新技术、新工艺、新设备和新材料，无淘汰设备；定期对主要耗能设备开展节能监测	符合
3.污物减排			
11	①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。②矿区COD、氨氮、CO_2、SO_2和NO_X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	建议建设单位在开发过程中全面实施清洁生产，从源头减少污染物的产生。污染物排放符合总量要求，本项目新增废气污染物总量控制指标为非甲烷总烃表征：2.8242t/a	符合

通过上表分析结果可知，本项目采取相应措施后，能够符合《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》中的相关要求。

5 选址合理性分析

本项目涉及区域包括濮阳市范县和濮阳县，规划部署35口采油井、1口勘探井转为采油井、敷设配套的17.02km单井集输管线；部署4口注水井，敷设配套的4.57km注水管线；部署4口注气井，其中新钻1口（注天然气），2口由采油井转为注气井（注天然气），1口由注水井转为注气井（注二氧化碳），同时建设4口注气井配套的地面集输工程，包括敷设6.05km注气（天然气）管线，0.42km低压注气（二氧化碳）管线；对区域内计量站等站场进行优化改造，包括在濮三中转站、100#计量站、注气井场新增过滤、增压等配套设备；新建1座5#扩站，包含分离流程、采出水处理流程；开展采出水系统升级改造，为产能建设工程。施工区域周围敏感点主要为村庄，占地类型为耕地（基本农田）、林地等，根据河南省“三线一单”建设项目准入研判分析报告可知，项目所在区域属于一般环境管控单元。

（1）环境敏感区分析

根据对比濮阳市环境管控单元和现场调查，项目占地类型主要为耕地（基本农田）及林地等，本项目油田开发区域不涉及国家公园、自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、海洋特别保护区、饮用水水源保护区；也不涉及除上述敏感区以外的生态保护红线管控范围，基本草原、自然公园（森林公园、地质公园、海洋公园等）、重要湿地、天然林，重点保护野生动物栖息地，重点保护野生植物生长繁殖地，重要水生生物的自然产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道，天然渔场，沙化土地封禁保护区、封闭及半封闭海域。

（2）土地占用分析

按照《中华人民共和国基本农田保护条例》（2011年修正），国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，应报请相关主管部门同意，并补充划入数量和质量相当的基本农田或按规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

本项目属于国家能源设施重点建设项目，项目选址位于基本农田集中分布区，无法避让基本农田，因此应按有关土地管理办法的要求，逐级上报土地管理部门批准，对于永久占地，纳入省土地利用规划，按有关土地管理部门要求认真执行。对占用的耕地，及时办理相关用地手续，按照“占多少，垦多少”的原则，由建设单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；如果没有条件开垦，应当按照省的规定缴

纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地，基本农田的耕地恢复由当地政府负责开垦相应数量的耕地，进行耕地保护。

根据《自然资源部办公厅关于石油天然气用地政策的复函》（自然资办函〔2018〕1668号）中“油气开采项目涉及的各类净化、存储、安全等站场设施用地，以及管道工程涉及的站场、阀室等用地，急需动工建设的，可根据需要申请办理先行用地。先行用地批准后，应按要求在半年内报批正式用地”等要求，本项目占用基本农田相关手续目前正在办理。

（3）采取措施分析

根据《河南省水土流失重点防治区划分图》，项目所在区域涉及范县和濮阳县，其中濮阳县属于省级水土流失重点预防区，范县属于国家级水土流失重点预防区。根据现场调查，项目所在区域主要为耕地（基本农田）及林地，不存在裸露的沙地，无严重的水土流失情况，总占地97.8052hm^2，其中永久占地为15hm^2，临时占地为82.8052hm^2，占地主要为井场、管线和道路施工占用的临时占地。临时占用的土地均在施工结束后进行恢复，同时施工期严格控制作业面积，不占用、碾压临时占地面积外的土地。项目在施工期间定期进行洒水，防止出现土壤沙化起尘。项目永久占地面积较小，永久占地作业区域进行铺设防渗布、洒水抑尘、地面硬化，剥离表层土临时堆场地设置截排水沟等严格的水保措施防止水土流失。同时，利用土工布或塑料膜遮盖的方法来减少水土流失。施工结束后及时清理施工现场，对临时占地采取植被恢复、耕地复垦、水土保持等措施进行生态恢复，可以有效预防水土流失，因此项目的建设不会造成大范围的水土流失。

本项目在井位的选址和布局上根据“地下决定地上，地下顾及地上”的原则，采用占地面积最小、环境影响最小的布局方案，尽量避绕周围环境敏感点。由于部署井位置限制，集输管线必须穿过高速公路。为减小施工和运行过程对高速公路的影响，本项目采用地下定向钻的方式铺设管线。本项目占地类型为耕地（基本农田）及林地，对占用的耕地按照“占一补一”原则缴纳补偿费用，并对临时占用的耕地采取生态恢复及补偿措施，把对生态环境的影响降至最小。工程建设对周围的环境影响主要为生态环境影响、大气环境影响、地下水环境影响、地表水影响、土壤影响、声环境影响和固废对周围的环境影响。通过环境影响预测与环境影响分析，本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围。

（4）结论

本项目建设实施后，通过采取相应的污染控制措施，周围的环境质量均满足相关标准要求，工程建设对周围的环境影响均在可接受的范围，工程选址在环境保护方面较合理。

五 关注的主要环境问题及环境影响

（1）主要环境问题

本次环评报告关注的主要环境问题是：

1）本项目所在区域环境空气、地表水、地下水、土壤以及声环境质量现状能否满足相应的标准限值要求；

2）本项目环境影响的可接受程度以及污染防治措施是否可行，主要包括：本项目产生的废气污染物产生情况和治理措施，确保废气排放达到国家规定的排放标准；本项目生产废水处理措施的可行性及废水排放去向；本项目钻井施工期、运营期及退役期对区域生态环境和环境保护目标的影响。

3）本项目选址选线的合理性分析。

（2）主要环境影响

本项目属于生态影响型兼顾污染影响型项目，对生态环境的影响主要来源于占地和各类施工活动。占地类型主要是井场占地、场站占地和施工临时占地；施工活动主要包括地表清理、井场、站场和管线建设活动。由于项目所在区域主要为农林生态系统，造成扰动、破坏地貌、增加水土流失等影响后，生态恢复较慢，生态环境影响存在长期性影响。此外，由于油气田开采项目属于滚动开发项目，需要建设大量的基础设施，如井场、管道线路、道路等，会永久占用土地资源。土地一旦被占用，很难通过自然恢复手段在短时间内恢复至原始情况，存在一定程度的累积影响。此外，本项目施工期废气、废弃钻井泥浆、岩屑钻井废水、压裂返排液、洗井废水、废射孔液、试压废水、试压废水以及运营期产生的无组织挥发的废气、采出水、井下作业废水采用合规处置方式，对环境影响较小。

六 环境影响评价的主要结论

本项目的实施符合国家产业政策，符合国家、河南省、濮阳市、范县、濮阳县等的相关规划要求。本项目采用生产工艺为国内先进水平，并采取相应的污染防治措

施，污染物可达标排放，满足环境功能区划要求。通过采取避让、减缓、恢复和补偿等措施后，可有效降低本项目对生态环境的影响，不改变评价区生态系统结构和功能。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，其最大事故风险值小于同行业平均水平，风险程度可以接受。

本项目在严格执行“三同时”制度和强化环境管理的前提下，落实工程设计和本次环评报告提出的各项污染防治、生态保护措施、风险防范措施落实后，项目废水无外排，各类固体废物合理处置，对环境的污染和生态影响可以降低到当地环境能够容许的程度，从满足区域环境功能和环境质量目标的角度分析，本项目建设是可行的。

1 总则

1.1 编制依据

1.1.1 国家法律法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2015年1月1日施行；

（2）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018年12月29日施行；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018年10月26日施行；

（4）《中华人民共和国水污染防治法》，2018年1月1日施行；

（5）《中华人民共和国水法》，2016年7月2日修订；

（6）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020年4月29日修订；

（7）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019年1月1日施行；

（8）《中华人民共和国噪声污染防治法》，2022年6月5日施行；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012年2月29日修正；

（10）《中华人民共和国节约能源法》，2018年10月26日修改；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》，2024年11月8日修订；

（12）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》，2010年10月1日施行；

（13）《中华人民共和国土地管理法》，2019年8月26日修订；

（14）《中华人民共和国野生动物保护法》，2023年5月1日修订；

（15）《建设项目环境保护管理条例》，2017年10月1日施行；

（16）《中华人民共和国野生植物保护条例》，2017年10月7日修改；

（17）《土地复垦条例》，2011年3月5日实施；

（18）《地下水管理条例》，2021年12月1日施行；

（19）《危险化学品安全管理条例》，2013年12月7日修订。

1.1.2 部门规章、规范性文件

（1）《国家危险废物名录（2025年版）》，2025年1月1日实施；

（2）《产业结构调整指导目录（2024年本）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号），2023年12月27日；

（3）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》，2020年11月30日修正；

（4）《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162号），2015年12月10日；

（5）《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），2019年12月13日；

（6）《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》（环发〔2014〕197号），2014年12月30日；

（7）《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》（部令第11号），2019年12月20日；

（8）《关于印发危险废物环境管理指南陆上石油天然气开采等七项危险废物环境管理指南的公告》（公告2021年第74号），2021年12月22日；

（9）《全国生态脆弱区保护规划纲要》（环发〔2008〕92号），2008年9月27日；

（10）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部令2012年第18号），2012年3月；

（11）《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），2012年7月3日；

（12）《关于加快建设绿色矿山的实施意见》（国土资规〔2017〕4号），2017年3月22日；

（13）《陆上石油天然气开采业绿色矿山建设规范》（DZ/T 0317-2018），2018年10月1日施行；

（14）《环境影响评价公众参与办法》，2019年1月1日起施行；

（15）《空气质量持续改善行动计划》（国发〔2023〕24号）；

（16）《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2021〕40号），2021年11月2日施行；

（17）《国家重点保护野生动物名录》，2021年2月9日。

1.1.3 地方性法规、政策文件

（1）《河南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》（河南省人民政府），2021年4月2日施行；

（2）《河南省空气质量持续改善行动计划实施方案》，2024年3月23日；

（3）《河南省建设项目环境保护条例》（2016年修正并实施）；

（4）《河南省大气污染防治条例》，2021年7月30日修正；

（5）《河南省水污染防治条例》（2019年10月1日实施）；

（6）《河南省土壤污染防治条例》，自2021年10月1日起施行；

（7）《关于公布河南省“三线一单”生态环境分区管控更新成果（2023年版）的通知》；

（8）《河南省生态环境分区管控总体要求》（2023年版）；

（9）《河南省生态环境厅审批环境影响评价文件的建设项目目录（2024年本）》，2025年1月1日起实施；

（10）濮阳市人民政府关于印发《濮阳市“三线一单”生态环境分区管控实施方案》的通知（濮政〔2021〕21号）；

（11）《河南省“三线一单”生态环境分区管控更新成果（2023年版）》；

（12）《河南省野生植物保护条例》，自2007年7月1日起施行；

（13）《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020修订版）》；

（14）关于印发《重点行业挥发性有机物综合治理方案》的通知（环大气〔2019〕53号）；

（15）关于印发《濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案》《濮阳市2025年碧水保卫战实施方案》《濮阳市2025年净土保卫战实施方案》《濮阳市2025年柴油货车污染治理攻坚战实施方案》的通知（濮环委办〔2025〕1号）；

（16）《河南省人民政府关于印发河南省主体功能区规划的通知》（豫政〔2014〕12号）；

（17）《河南省水土保持规划（2016—2030年）》（2016年10月）；

（18）《河南省矿产资源总体规划（2021—2025年）》；

（19）《河南省人民政府 关于印发河南省“十四五”生态环境保护和 生态经济发展规划的通知》 （豫政〔2021〕44号）；

（20）《河南省人民政府办公厅关于印发河南省县级集中式饮用水水源保护区划的通知》（豫政办〔2013〕107号）；

（21）《河南省人民政府办公厅关于印发河南省乡镇集中式饮用水水源保护区划的通知》（豫政办〔2016〕23号）；

（22）《河南省人民政府办公厅关于印发河南省城市集中式饮用水源保护区划的通知》（豫政办〔2007〕125号）；

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

（24）《危险废物转移管理办法》（自2022年1月1日起施行）；

（25）《河南省2025年蓝天、碧水、净土保卫战实施方案》。

1.1.4 导则、标准及技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（5）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

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

（10）《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）及其修改单；

（11）《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）；

（12）《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）；

（13）《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）；

（14）《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB 15618-2018）；

（15）《声环境质量标准》（GB 3096-2008）；

（16）《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）；

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

（18）《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）；

（19）《污水综合排放标准》（GB 8978-1996）；

（20）《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）；

（21）《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB 12523-2011）；

（22）《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）；

（23）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）；

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

（25）《危险废物收集 贮存 运输技术规范》（HJ2025-2012）；

（26）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

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

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

（29）《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；

（30）《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T 31033-2014）；

（31）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）；

（32）《陆上石油天然气开采水基钻井废弃物处理处置及资源化利用技术规范》（SY/T7466-2020）；

（33）《生活垃圾填埋场污染控制标准》（GB16889-2024）；

（34）《石油天然气钻井井控技术规范》（GB/T31033-2014）；

（35）《工业企业土壤和地下水自行监测 技术指南（试行）》（HJ 1209—2021）；

（36）《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）；

（37）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）。

1.1.5 项目有关资料

（1）本项目环境影响评价委托书；

（2）濮城采油厂自行监测报告（中原油田环境监测总站出具的2024年度监测报告）；

（3）《濮城采油厂“十五五”发展规划提纲》；

（4）《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂2021-2025年度产能建设项目（河南区域）环境影响报告书》和批复；

（5）《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂清洁生产报告》；

（6）《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂突发环境事件应急预案》；

（7）委托方提供的其他有关技术资料等。

1.2 评价目的及原则

1.2.1 评价目的

（1）通过实地调查和现状监测，了解本项目建设区域内的自然环境、自然资源及土地利用情况，掌握项目所在区域的环境质量和生态环境现状，为分析评价提供依据，制定措施。

（2）通过全面回顾性分析，调查现有工程存在的环境问题，提出以新带老措施，明确完成时限。

（3）通过工程分析，明确本项目各阶段的主要污染源、污染物种类、排放强度，分析环境污染的影响特征，预测和评价本项目施工期、运营期对环境的影响程度，并提出应采取的污染防治和生态保护措施。

（4）评价拟采取的环境保护措施的可行性、合理性，并针对存在的问题，提出各个生产阶段不同的、有针对性的、切实可行的环保措施和建议。

（5）评价本项目涉及的风险源，识别环境风险，并提出风险防范措施。

（6）评价该项目对国家产业政策、区域总体发展规划、达标排放的符合性。

通过上述评价，论证项目在环境方面的可行性，给出环境影响评价结论，为项目的方案设计、施工、验收及建成投产后的环境管理提供技术依据，为环境保护主管部门提供决策依据。

1.2.2 评价原则

（1）依规评价：严格执行国家和河南省、濮阳市有关环保法律法规、标准和规范，结合国家产业政策、当地发展规划和环境功能区划等开展评价；

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

（3）重点评价：重点分析评价现有工程生态环境现状、生态环境保护措施有效性，污染防治措施的可行性，并提出“以新带老”措施。结合现有工程现状和本项目建设内容，重点对工程分析、生态影响、环境保护措施等内容进行分析评价。

1.3 环境影响识别与评价因子确定

1.3.1 环境影响因素识别

1.3.1.1 环境影响因素识别的原则

根据油气田开发建设的性质、工程特点、阶段和所在区域的环境特征，识别油气田建设方案实施可能对评价区域自然环境、生态环境等产生影响的因素，并确定各因素影响类型和影响程度，为筛选评价因素及评价重点提供依据。

1.3.1.2 环境影响因素识别

（1）施工期

本项目施工期将对生态环境产生一定不利影响，主要体现在钻前工程、管线敷设、道路修建需占用大面积临时土地和永久占地，地表清理、平整场地、土方开挖等施工活动将破坏原始地貌、增加水土流失。本项目施工期环境影响因素识别及筛选见表1.3-1。

表1.3-1　施工期环境影响因素识别矩阵

环境要素 \ 影响因素		占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险
钻前工程、地面配套建设工程、场站土地平整、建设等	环境空气		-1				
	声环境					-1	
	土壤						-1
	地下水						-1
	生态	-2				-1	
钻井工程、储层改造	环境空气		-1				-1
	地下水				-1		-1
	声环境					-1	
	土壤	-1			-2		-1
	生态	-1				-1	
注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“－”—不利影响							

（2）运营期

正常工况条件下，运营期废气主要为阀门、法兰和机泵等设备与管线组件密封点泄漏的非甲烷总烃，对区域环境影响较小。采出水、井下作业废水由中转站采出水处理装置处理，回注油层。各类固体废物均委托相关单位合规处置。运营期对环境空气、声环境、水环境、生态环境等各环境要素的影响轻微，但持续的时间较长。本项目运营期环境影响因素识别及筛选见表1.3-2。

表1.3-2　运营期环境影响因素识别矩阵

影响因素 / 环境要素		废气	废水	固体废物	噪声	风险
油气集输工程	环境空气	-1	/	/	/	-2
	地表水	/	/	/	/	-1
	地下水	/	/	/	/	-1
	声环境	/	/	/	-1	/
	生态	/	/	/	/	-1
	土壤	/	/	/	/	-1
油气处理工程	环境空气	-1	/	/	/	-2
	地表水	/	/	/	/	-1
	地下水	/	-1	-1	/	-1
	声环境	/	/	/	-2	/
	土壤	/	/	-2	/	-1
注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“－”—不利影响						

（3）退役期

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

项目退役期环境影响因素识别及筛选见表1.3-3。

表1.3-3　退役期环境影响因素识别矩阵

影响因素 / 环境要素	工程车辆	井场封井	集输管道拆除	站场拆除
环境空气	-1	-1	-1	-1

影响因素 环境要素	工程车辆	井场封井	集输管道拆除	站场拆除
声环境	-1	-1		-1
土壤		-1	-1	
生态环境	-1	-1	-1	-1
注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“－”—不利影响				

1.3.2 评价因子确定

通过对项目所在区域环境现状调查，结合环境影响识别，对环境影响评价因子进行初步的筛选，评价因子筛选结果见表1.3-4。

表1.3-4　评价因子筛选结果表

类别		评价因子	预测评价因子
环境空气	施工期	钻前工程、集输工程、油气处理工程：颗粒物 钻井工程、储层改造工程：颗粒物、SO_2、NOx、非甲烷总烃	颗粒物、非甲烷总烃
	运营期	集输工程、处理工程：非甲烷总烃	非甲烷总烃
地表水	施工期	钻前工程、集输工程、处理工程：BOD_5、COD、SS、氨氮等 钻井工程：pH、SS、COD、BOD_5、挥发酚、硫化物、氨氮、总磷、氯化物、石油类、硫酸盐、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	废水不外排，依托分析评价
	运营期	集输工程、处理工程：pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、硫酸盐、氯化物	废水不外排，依托分析评价
地下水	施工期	钻前工程、集输工程、处理工程：BOD_5、COD、SS、氨氮等 钻井工程：pH、SS、COD、BOD_5、挥发酚、硫化物、氨氮、总磷、氯化物、石油类、硫酸盐、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅	耗氧量、石油类、挥发酚
	运营期	集输工程、处理工程：pH、SS、COD、BOD_5、氨氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅、硫酸盐、氯化物	石油类
声环境	施工期	等效连续A声级	等效连续A声级
	运营期	等效连续A声级	等效连续A声级
土壤环境	施工期	pH、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、镉、六价铬、含盐量、铜、镍、锌、铅、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	石油烃（C_{10}～C_{40}）、pH、含盐量

类别		评价因子	预测评价因子
		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	
	运营期	pH、石油类、石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、汞、砷、镉、六价铬、含盐量、铜、镍、锌、铅、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（C_{10}～C_{40}）、pH、含盐量
生态环境	施工期	地表扰动面积及类型、生态系统完整性	物种（分布范围、种群数量、种群结构、行为等） 生境（生境面积、质量、连通性等） 生物群落（物种组成、群落结构等） 生态系统（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） 自然景观（景观多样性、完整性等）
	运营期	生物多样性、生态系统完整性等	
环境风险		/	施工期：钻井阶段井喷事故（石油类、CH_4、次生CO）；柴油储罐泄漏；运营期：原油、天然气泄漏、火灾爆炸（CH_4、次生CO）

1.4 环境功能区划

（1）环境空气质量功能区

根据《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的规定，本项目所在区域属于环境空气质量二类功能区。

（2）地表水环境质量功能区

根据《河南省水环境功能区划》，本项目附近的地表水体为IV类水体功能。

（3）地下水环境质量功能区

根据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），评价区地下水环境功能为III类。

（4）声环境功能区

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定和所在区域周围环境状况，确定项目所在区域声环境质量属于2类声环境功能区。

（5）生态环境功能区划

根据《河南省生态功能区划》，本项目沿线生态功能区分布一级分区为黄淮海平原农业生态区，二级分区为豫北平原农业生态亚区，三级生态功能分区为内黄—濮阳土壤沙化控制农业生态功能区、豫北平原农业生态功能区和濮阳平原农业生态功能区。

1.5 评价标准

1.5.1 环境质量标准

（1）环境空气

基本污染物执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，非甲烷总烃参照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ 2.2-2018）附录D总挥发性有机物空气质量浓度参考限值要求。环境空气执行标准见表1.5-1。

表1.5-1 环境空气质量执行标准

标准名称	污染物项目	平均时间	浓度限值		单位
			一级	二级	
《环境空气质量标准》(GB3095-2012)	SO_2	年平均	20	60	μg/m³
		24小时平均	50	150	
		1小时平均	150	500	
	NO_2	年平均	40	40	
		24小时平均	80	80	
		1小时平均	200	200	
	CO	24小时平均	4	4	mg/m³
		1小时平均	10	10	
	O_3	日最大8小时平均	100	160	μg/m³
		1小时平均	160	200	

标准名称	污染物项目	平均时间	浓度限值		单位
			一级	二级	
	PM_{10}	年平均	40	70	
		24小时平均	50	150	
	$PM_{2.5}$	年平均	15	35	
		24小时平均	35	75	
		日均值	2.0		
	TSP	年平均	80	200	
		24小时平均	120	300	
《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	小时平均	2		mg/m^3

（2)地表水标准

评价区地表水质执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中IV类标准，详见表1.5-2。

表1.5- 2　地表水环境质量标准

标准名称及级（类）别	污染物名称	单位	IV类标准
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）	pH	无量纲	6~9
	COD	mg/L	≤30
	BOD_5		≤6
	氨氮		≤1.5
	挥发酚		≤0.01
	石油类		≤0.5
	硒		≤0.02
	总铅		≤0.05
	总磷		≤0.3
	总氮		≤1.5
	砷		≤0.1
	铜		≤1.0
	镉		≤0.005

标准名称及级（类）别	污染物名称	单位	IV类标准
	锌		≤2.0
	溶解氧		≥3
	氟化物		≤1.5
	六价铬		≤0.05
	高锰酸盐指数		≤10
	氰化物		≤0.2
	硫化物		≤0.5

（2）地下水环境

评价区地下水水质执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）III类标准限值，详见表1.5-3。

表1.5-3　地下水质量标准

标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
		单位	限值
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）	pH值	无量纲	6.5~8.5
	总硬度	mg/L	≤450
	溶解性总固体		≤1000
	高锰酸盐指数		≤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

标准名称及级（类）别	污染因子	标准值	
		单位	限值
	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	MPN/100mL	≤3.0
	菌落总数	CFU/mL	≤100
《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）	石油类	mg/L	≤0.05

（3）声环境

根据《声环境质量标准》（GB3096-2008）的规定和油气田所在区域周围环境状况，确定项目所在区域声环境质量属于2类声环境功能区，声环境质量执行标准见表1.5-4。

表1.5-4　声环境质量执行标准

标准名称	污染物名称	标准限值	
		昼间	夜间
《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类	等效A声级	60dB（A）	50dB（A）

（4）土壤环境

本项目建设内容永久占地范围内土壤环境执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的二类用地风险筛选值；永久占地范围外土壤环境执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）。详见表1.5-5。

表1.5-5　二类建设用地风险筛选值

监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位
铜	18000	mg/kg	二氯甲烷	616	mg/kg	苯乙烯	1290	mg/kg

监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位	监测项目	标准值	单位
镍	900	mg/kg	1，2-二氯丙烷	5	mg/kg	甲苯	1200	mg/kg
铅	800	mg/kg	1，1，1，2-四氯乙烷	10	mg/kg	间，对二甲苯	570	mg/kg
镉	65	mg/kg	1，1，2，2-四氯乙烷	6.8	mg/kg	邻二甲苯	640	mg/kg
砷	60	mg/kg	四氯乙烯	53	mg/kg	硝基苯	76	mg/kg
汞	38	mg/kg	1，1，1-三氯乙烷	840	mg/kg	苯胺	260	mg/kg
六价铬	5.7	mg/kg	1，1，2-三氯乙烷	2.8	mg/kg	2-氯酚	2256	mg/kg
四氯化碳	2.8	mg/kg	三氯乙烯	2.8	mg/kg	苯并[a]蒽	15	mg/kg
氯仿	0.9	mg/kg	1，2，3-三氯丙烷	0.5	mg/kg	苯并[a]芘	1.5	mg/kg
氯甲烷	37	mg/kg	氯乙烯	0.43	mg/kg	苯并[b]荧蒽	15	mg/kg
1，1-二氯乙烷	9	mg/kg	苯	4	mg/kg	苯并[k]荧蒽	151	mg/kg
1，2-二氯乙烷	5	mg/kg	氯苯	270	mg/kg	䓛	1293	mg/kg
1，1-二氯乙烯	66	mg/kg	1，2-二氯苯	560	mg/kg	二苯并[a，h]蒽	1.5	mg/kg
顺-1，2-二氯乙烯	596	mg/kg	1，4-二氯苯	20	mg/kg	茚并[1，2，3c，d]芘	15	mg/kg
反-1，2-二氯乙烯	54	mg/kg	乙苯	28	mg/kg	萘	70	mg/kg
石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500	mg/kg	—	—	—	—	—	—

表1.5-6　农用地土壤污染风险管控标准　　单位：mg/kg

污染物项目		风险筛选值
		pH>7.5
镉	其他	0.6
汞	其他	3.4
砷	其他	25
铅	其他	170
铬	其他	250
铜	其他	100
镍		190
锌		300

1.5.2 污染物排放标准

（1）大气污染物排放标准

本项目施工期扬尘排放执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）要求，钻井期柴油机和发电机燃烧废气排放浓度执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）、《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单、《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）要求。根据《关于GB16297-1996的适用范围的回复》(2017-1-11)，柴油机废气仅执行浓度限值，排气筒高度和排放速率暂不作要求；站场和井场厂界无组织非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）限值。具体标准见表1.5-7。

表1.5-7　大气污染物排放限值

工期	标准名称	污染物	控制浓度		
施工期	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）	颗粒物	周界外浓度最高点	1.0mg/m^3	
		SO_2		0.40mg/m^3	
		NOx		0.12mg/m^3	
		非甲烷总烃		4.0mg/m^3	
		颗粒物	柴油机有组织废气	120mg/m^3	
		SO_2		550mg/m^3	
		NOx		240mg/m^3	
	《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB20891-2014）及修改单	CO	3.5g/（kW·h）	Pmax>560kW	
		NOx	3.5g/（kW·h）		
		PM_{10}	0.1g/（kW·h）		
		烃类	0.4g/（kW·h）		
		CO	3.5g/（kW·h）	130≤Pmax≤560kW	
		NOx	2.0g/（kW·h）		
		PM10	0.025g/（kW·h）		
		烃类	0.19g/（kW·h）		
	《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）	光吸收系数	1.05m-1.25	II类	Pmax≥37kW
		林格曼黑度级	1		

工期	标准名称	污染物	控制浓度		
		数			
运营期	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	厂界非甲烷总烃	周界外浓度最高点	4mg/m^3	
		有组织非甲烷总烃	排气筒	120mg/m^3	
	《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）	颗粒物	排气筒	30mg/m^3	
		SO_2	排气筒	200mg/m^3	
		NO_X	排气筒	300mg/m^3	

（2）水污染物排放标准

本项目施工期产生的钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）类水质标准后回注。施工生活污水利用钻井井场设置的环保厕所，施工结束后交有能力的单位合规处置。运营期产生的采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III类水质标准后回注，用于驱油，均不外排。

表1.5-8　回注水质执行标准

名称	单位	限值
储层空气渗透率	μm^2	[0.05，0.5）
水质标准分级	/	Ⅲ
悬浮固体含量	mg/L	20.0
悬浮物颗粒直径中值	μm	5.0
含油量	mg/L	15.0
平均腐蚀率	mm/a	0.076

（3）噪声排放标准

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），运营期执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准，具体见表1.5-9。

表1.5-9　噪声排放标准　　单位：dB（A）

时段	功能区类别	标准限值	
		昼间	夜间
施工期	/	70	55
运营期	2	60	50

（4）固体废物

一般工业固体废物贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）有关规定。

1.6 评价工作等级及评价范围

根据环境影响评价技术导则中有关大气环境、水环境、声环境、生态环境等环境影响评价等级的划分原则，结合本项目特点，评价等级确定如下。

1.6.1 大气环境

1.6.1.1 评价工作等级判断

按照《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），采用AERSCREEN估算模型对项目产生的废气进行预测，本项目废气污染源主要为井场、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体，污染物为非甲烷总烃，判定评价工作等级，参与筛选的评价因子为非甲烷总烃。

（1）评价因子和评价标准筛选

评价工作等级的判定依据见表1.6-1。

表1.6-1　评价工作等级判定依据表

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

本项目废气主要为设备动静密封点泄漏产生的废气，评价因子为非甲烷总烃。评价因子与评价标准见表1.6-2。

表1.6-2　评价因子和评价标准表

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

（2）估算模型参数

表1.6-3　估算模型参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.4
最低环境温度/℃		-17.1
土地利用类型		农田
区域湿度条件		干燥
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/°	/

（3）项目源强参数

本项目拟建采油井场均为单井井场，各污染源源强基本相同，且地形差别不大，本次选取预计产能最大的区块采油井场濮6-184井场进行预测分析，同时对濮158-2注气井场、濮158-3注气井场、濮158-6注气井场、濮三中转站扩建、100#计量站及5#扩站进行预测分析，无组织废气污染源排放参数见下表1.6-4。

表1.6-4　无组织非甲烷总烃矩形面源参数表

名称	起始点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率/（kg/h）
	X	Y								
濮 6-184 井场	355600.78	3960467.17	49	40	40	0	3.5	8760	连续	0.00129
濮 158-2 井场	351707.43	3950505.23	51	100	90	10	3.5	8760	连续	0.0599
濮 158-3 井场	351350.37	3949349.42	51	40	40	0	3.5	8760	连续	0.0137
濮 158-6 井场	351061.64	3948913.78	52	100	90	10	3.5	8760	连续	0.0643
濮三中转站扩建	350904.16	3952812.04	50	54	39	10	3.5	8760	连续	0.0689
100#计量站	351036.86	3950839.61	51	98	48	10	3.5	8760	连续	0.0499
5#扩站	356537.66	3960390.57	48	43	39	10	3.5	8760	连续	0.0189

（4）评价等级判定结果

根据工程特点和污染特征以及周围环境状况，采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中规定的方法，计算公式及评价工作级别表如下：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{oi}} \times 100\%$$

式中：Pi——第i个污染物的最大地面浓度占标率，%；

Ci——采用估算模式计算出的第i个污染物的最大地面浓度，mg/m^3；

Coi——第i个污染物的环境空气质量标准，mg/m^3。

估算模式计算结果一览表见表1.6-5。

表1.6-5　估算模式计算结果一览表

污染源	污染物	最大落地浓度 C_i（mg/m^3）	环境标准 C_{0i}（mg/m^3）	P_{max}（%）	P_{max} 出现距离（m）
濮 6-184 井场	非甲烷总烃	0.00319	2.0	0.16	72
濮 158-2 井场	非甲烷总烃	0.0909	2.0	4.55	119
濮 158-3 井场	非甲烷总烃	0.034	2.0	1.70	72
濮 158-6 井场	非甲烷总烃	0.0963	2.0	4.81	119
濮三中转站	非甲烷总烃	0.166	2.0	8.32	79
100#计量站	非甲烷总烃	0.12	2.0	6.02	89

污染源	污染物	最大落地浓度 C_i（mg/m^3）	环境标准 C_{0i}（mg/m^3）	P_{max}（%）	P_{max} 出现距离（m）
5#扩站	非甲烷总烃	0.0465	2.0	2.32	74

由表1.6.1-5可知：本项目最大落地浓度占标率Pmax=8.32%，1%≤Pmax<10%。根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018），大气环境影响评价等级定为二级。

1.6.1.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的规定，本项目属于二级评价，大气环境影响评价范围为以各个井场、站场中心点为中心，边长5km的矩形形成的包络线区域。

1.6.2 地表水环境

1.6.2.1 评价等级确定

本项目施工期主要产生钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、试压废水和生活污水，各施工废（污）水均得到合理有效处置，不外排；运营期废水主要为采出水和井下作业废水，输送至中转站采出水处理系统，处理达标后回注油层，不外排。

按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“废水处理后进行回注且无废水直接排入地表水体的建设项目，评价等级按照三级B开展评价”，结合《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目地表水评价等级判定为三级B。

1.6.2.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：“按照水污染影响型三级B开展评价的建设项目，其评价范围应满足依托处理设施的环境可行性分析的要求”“涉及地表水环境风险的建设项目，其评价范围应覆盖环境风险影响范围所涉及的地表水环境保护目标水域”。

根据工程分析，本项目施工期产生的钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）类水质标准后回注；施工生活污水利用钻井井场设置的环保厕所，施工结束后交有能力的单位

合规处置。运营期产生的采出水和井下作业废水处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III类水质标准后回注，用于驱油，均不外排。本次地表水评价主要分析依托污水处理设施的环境可行性；风险评价中，本项目施工期和运营期各类风险物质的Q值均小于1，需进行简单分析，重点分析项目运营期对所在区域地表水的影响。

1.6.3 地下水环境

1.6.3.1 评价等级确定

评价工作等级根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）判断，建设项目地下水环境影响评价工作等级划分依据见表1.6-6。

表1.6-6 地下水评价工作等级分级表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	类项目	类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一	二	三
不敏感	二	三	三

（1）项目类别

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）：常规石油和页岩油、致密油等非常规石油开采井场、站场等工程，按照I类建设项目开展地下水环境影响评价。油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展地下水环境影响评价。新建回注井（含开采井转回注井）的场地，地下水评价等级不低于二级。

（2）评价等级

本项目所在区域分布有分散式饮用水源地，本项目地下水评价等级判定详见表1.6-7。

表1.6-7 地下水评价等级判定表

项目内容	项目类别	敏感性	评价等级
井场	I类	较敏感	一级
采出液管线	II类	较敏感	二级

项目内容	项目类别	敏感性	评价等级
注水管线	II类	较敏感	二级
回注井	/	/	二级
最高评价等级	/	/	一级

1.6.3.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），该项目拟建项目属I类建设项目一级评价，勘察评价范围为≥20km^2，原则上以同一地下水水文地质单元作为评价范围，并应满足环境影响预测和评价的要求。

建设项目所在地水文地质条件相对简单，因此选用公式计算法初步确定评价范围，然后结合自定义法外扩距离不低于公式法计算的距离确定本次调查评价区范围。

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

式中：L—下游迁移距离，m；

α—变化系数，取2；

K—渗透系数，m/d，根据抽水试验综合成果表，取17.05；

I—水力坡度，无量纲，根据等水位线图计算确定，取0.66‰；

T—质点迁移天数，取5000天；

ne—有效孔隙度，取0.15。

根据计算可得本项目下游迁移距离为750.2m。结合项目区地形地貌特征、区域水文地质条件、地下水流场特征、地下水保护目标和自定义法确定。因此，本次调查范围为场地外围油井整体范围向外扩2-3km左右，四至范围为：东侧以陈堤口村-北张庄村-前马桥村-杨集乡一线为界，南侧以杨集乡-姜堤口村-新楼村一线为界，西侧以新楼村-房刘庄村-大没岸村一线为界，北侧以大没岸村-古云镇-陈堤口村一线为界。调查面积约322.30km^2。

1.6.4 声环境

1.6.4.1 评价等级确定

项目所在区域声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）规定的2类地区，项目建设前后评价范围内的敏感点噪声级增高量小于3dB（A），且受影响人口数量变化不大。

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）判定，本项目声环境评价工作等级为二级，具体判定情况见表1.6-8。

表1.6-8 声环境评价工作等级判定

	声环境功能区	环境敏感目标噪声级增量	影响人口数量变化	等级
判定依据	0类	>5dB（A）	显著增多	一级
	1类，2类	≥3dB（A），≤5dB（A）	较多	二级
	3类，4类	<3dB（A）	不大	三级
本项目	2类	<3dB（A）	不大	二级

1.6.4.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）6.1中规定，本次声环境评价范围为：井、站场厂界外200m范围，集输管线和道路中心线两侧200m。

1.6.5 土壤环境

1.6.5.1项目影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，本项目按照土壤污染影响型和生态影响型分别开展评价工作。

1.6.5.2 污染影响类评价等级确定

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）附录A，本项目涉及常规开采井场、站场、采出液管线、注水管线、注气管道，其中站场、井场为I类项目，采出液管线、注水管线、采出水管道为II类项目，注气管道为Ⅳ类项目。

评价工作等级依据项目类别、永久占地规模和敏感程度判定，详见表1.6-9。

表1.6-9 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 敏感程度 / 评价等级	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

占地规模 敏感程度　评价等级	Ⅰ类			Ⅱ类			Ⅲ类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
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。									

建设项目占地规模分为大型（≥50hm^2）、中型（5-50hm^2）、小型（≤5hm^2），项目地周边的土壤环境敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，土壤环境敏感性判别依据见表1.6-10。

表1.6-10　敏感性判定表

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	其他情况

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）、《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录A，原油开采为I类项目，单井场、站场永久占地面积均小于5hm^2，占地面积属于小型。本项目场地选址及周围分布耕地，因此，敏感程度为敏感。

表1.6-11　土壤污染影响类评价等级判定表

名称	项目分类	占地规模	敏感程度	评价等级
站场	I类	小型	敏感	一级
井场	I类	小型	敏感	一级
输油管线	II类	小型	敏感	二级
采出水管道	II类	小型	敏感	二级
注水管道	II类	小型	敏感	二级
注气管道	Ⅳ类	小型	敏感	无需评价
最高评价等级	/	/	/	一级

1.6.5.3 生态影响类评价等级确定

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），建设项目所在地周边的环境影响敏感程度分为敏感、较敏感、不敏感，判别依据详见表1.6-12。

表1.6-12 生态影响型敏感程度分级表

敏感程度	判别依据		
	盐化	酸化	碱化
敏感	建设项目所在地干燥度a＞2.5且常年地下水位平均埋深＜1.5m的地势平坦区域；或土壤含盐量＞4g/kg的区域	pH≤4.5	pH≥9.0
较敏感	建设项目所在地干燥度＞2.5且常年地下水位平均埋深≥1.5m的，或1.8＜干燥度≤2.5且常年地下水位平均埋深＜1.8m的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度＞2.5或常年地下水位平均埋深＜1.5m的平原区；或2g/kg＜土壤含盐量≤4g/kg的区域	4.5<pH≤5.5	8.5≤pH<9.0
不敏感	其他	5.5<pH<8.5	
a是指采用E601观测的多年平均水面蒸发量与降水量的比值，即蒸降比值。			

通过查阅资料，项目所在区域濮阳市年降雨量极少，年平均降雨量534mm，年平均蒸发量约1530.2mm，经计算干燥度约为3.4。根据调查本项目所在区域常年地下水位平均埋深大于2.5m。根据监测报告，项目所在区域土壤含盐量在0.6～2.1g/kg。根据本次土壤监测结果可知，监测点位pH监测值均小于9，大于7，因此确定本项目所在地部分区域存在盐化和碱化现象，判定本项目敏感程度为“较敏感”。

表1.6-13 生态影响类评价工作等级划分表

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

表1.6-14　土壤生态影响类评价等级判定表

名称	项目分类	敏感程度	评价等级
站场	I类	较敏感	二级
井场	I类	较敏感	二级
输油管线	II类	较敏感	二级
采出水管道	II类	较敏感	二级
注水管道	II类	较敏感	二级
注气管道	Ⅳ类	较敏感	无需评价
最高评价等级	/	/	二级

1.6.5.4评价范围

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中规定，本项目生态评价范围见下表。

表1.6-15　本项目土壤环境评价范围一览表

类型	主体	评价等级	评价范围
污染影响型	站场、井场	一级	外扩1km
	输油管线、采出水管道、注水管道	二级	中心线向两侧外扩0.2km
	注气管道	无需评价	/
生态影响型	站场、井场	二级	外扩2km
	输油管线、采出水管道、注水管道	二级	中心线向两侧外扩2km
	注气管道	无需评价	/

1.6.6 生态环境

1.6.6.1 评价等级确定

本项目对生态环境的影响主要在施工期井场、管线作业带开挖对土地的占用，运营期主要是占地类型改变和污染物排放可能导致轻微的影响。本项目属于油气田开采项目，总占地面积97.8052hm^2，不涉及生态保护红线、国家公园、自然保护区、世界

自然遗产、重要生境、自然公园、天然林、公益林、湿地等保护地，根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）“6.1 评价等级判定”可知，本项目生态环境影响评价等级为三级。

表1.6-16 生态影响评价工作等级划分表

判定原则	本项目
a）涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级	本项目不涉及生态保护红线、国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、自然公园等保护地
b）涉及自然公园时，评价等级为二级	
c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	
d）根据HJ2.3判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	项目地表水评价等级为三级B
e）根据HJ610、HJ964判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	不涉及
f）当工程占地规模大于20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定	总占地面积97.8052hm^2（含临时占地面积）
g）除本条a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级	本项目生态评价等级为三级

1.6.6.2 评价范围

依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）中规定，本项目生态评价范围为井场、站场边界外扩50m，管线中心线两侧外扩各300m。

1.6.7 环境风险

1.6.7.1 评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的有关规定，环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级，根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，然后确定评价工作等级。

（1）风险潜势判定

本项目施工期涉及的危险物质为柴油，运营期涉及的危险物质为原油、天然气。本项目危险物质临界量比值Q见表1.6-17所示。

表1.6-17　本项目危险物质与临界量比值Q一览表

序号	名称		危险物质种类	危险物质存在量/t	临界量/t	危险物质与临界量比值Q
	起点	终点				
施工期						
1	钻井现场		柴油	20	2500	0.008
运营期						
1	5#扩站三相分离器		原油	2.56	2500	0.002
			天然气	0.34	10	0.034
2	濮三中转站	100#站	天然气	1.94	10	0.194
3	100#站	P158-2	天然气	1.01	10	0.101
4	100#站	P158-6	天然气	1.44	10	0.144
5	P158-6	P158-3	天然气	0.55	10	0.055
6	V42-51 和 V42-49	就近阀组	原油	96.34×10^{-3}	2500	39×10^{-6}
7	V42-55 和 V68-19	就近阀组	原油	71.88×10^{-3}	2500	29×10^{-6}
8	V68-18 和濮卫 1 井区 3#	就近阀组	原油	61.89×10^{-3}	2500	25×10^{-6}
9	V79-35	就近阀组	原油	102.83×10^{-3}	2500	41×10^{-6}
10	濮 1-408	就近阀组	原油	58.90×10^{-3}	2500	24×10^{-6}
11	濮 1-409	就近阀组	原油	98.83×10^{-3}	2500	40×10^{-6}
12	濮 1-410	就近阀组	原油	5.79×10^{-3}	2500	2×10^{-6}
13	濮 5-203	就近阀组	原油	57.40×10^{-3}	2500	23×10^{-6}
14	濮 5-204	就近阀组	原油	105.32×10^{-3}	2500	42×10^{-6}
15	濮 6-184	就近阀组	原油	76.47×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
16	濮 6-185	就近阀组	原油	77.87×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
17	濮 7-185	就近阀组	原油	35.34×10^{-3}	2500	14×10^{-6}
18	濮 7-186	就近阀组	原油	59.80×10^{-3}	2500	24×10^{-6}
19	V31-19 和 V31-22	就近阀组	原油	41.13×10^{-3}	2500	16×10^{-6}
20	V85-2 、 V85-1 、V31-24、V31-20	就近阀组	原油	145.55×10^{-3}	2500	58×10^{-6}
21	V31-23	就近阀组	原油	48.32×10^{-3}	2500	19×10^{-6}
23	濮卫 1 井区 1#和濮卫 1 井区 2#	就近阀组	原油	31.95×10^{-3}	2500	13×10^{-6}

序号	名称		危险物质种类	危险物质存在量/t	临界量/t	危险物质与临界量比值Q
	起点	终点				
24	文古4块1#和卫383-3H	就近阀组	原油	139.36×10^{-3}	2500	56×10^{-6}
25	文古4块2#	就近阀组	原油	18.47×10^{-3}	2500	7×10^{-6}
26	文古4块3#	就近阀组	原油	76.97×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
27	濮7601井区1#和濮7601井区2#	就近阀组	原油	82.06×10^{-3}	2500	33×10^{-6}
28	濮153东1#和濮153东2#	就近阀组	原油	52.51×10^{-3}	2500	21×10^{-6}
29	陈10	就近阀组	原油	153.34×10^{-3}	2500	61×10^{-6}

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I；当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

经计算施工期和运营期风险物质与临界量比值可知，属于Q＜1的类别，则该项目环境风险潜势为I。

（2）评价等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价工作等级判定依据见下表。

表1.6-18　项目风险评价工作等级

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，结合建设项目特点，本项目环境风险潜势为I，风险评价等级为简单分析。

1.6.7.2 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）和本项目的实际情况，确定本项目不设置环境风险评价范围。

1.6.8 各环境要素评价等级及范围

综上，项目各环境要素的评价等级及评价范围汇总见表1.6-19。

表1.6-19　各环境要素的评价等级及评价范围

环境要素	评价等级	评价范围
大气	二级	以各个井场、站场为中心，边长5km的矩形形成的包络线区域
地表水	三级B	分析钻井废水、采出水、井下作业废水等各类废水依托可行性和循环利用的环境可行性
地下水	井场：一级	场地外围油井整体范围向外扩2-3km左右，调查面积约322.30km^2
	其他二级	
噪声	二级	井场、站场外200m范围、集输管线和道路中心线两侧200m
土壤	污染一级	站场、井场占地范围内和场界外扩1km范围
	污染二级	输油管线、采出水管道、注水管道中心线两侧外扩0.2km
	生态二级	站场、井场、输油管线、采出水管道、注水管道占地范围内和场界外扩2km范围
生态	三级	井场、站场场界外扩50m范围、管线中心线两侧各外扩300m
风险评价	简单分析	/

1.7 评价工作程序

本项目评价工作程序见图1.7-1。

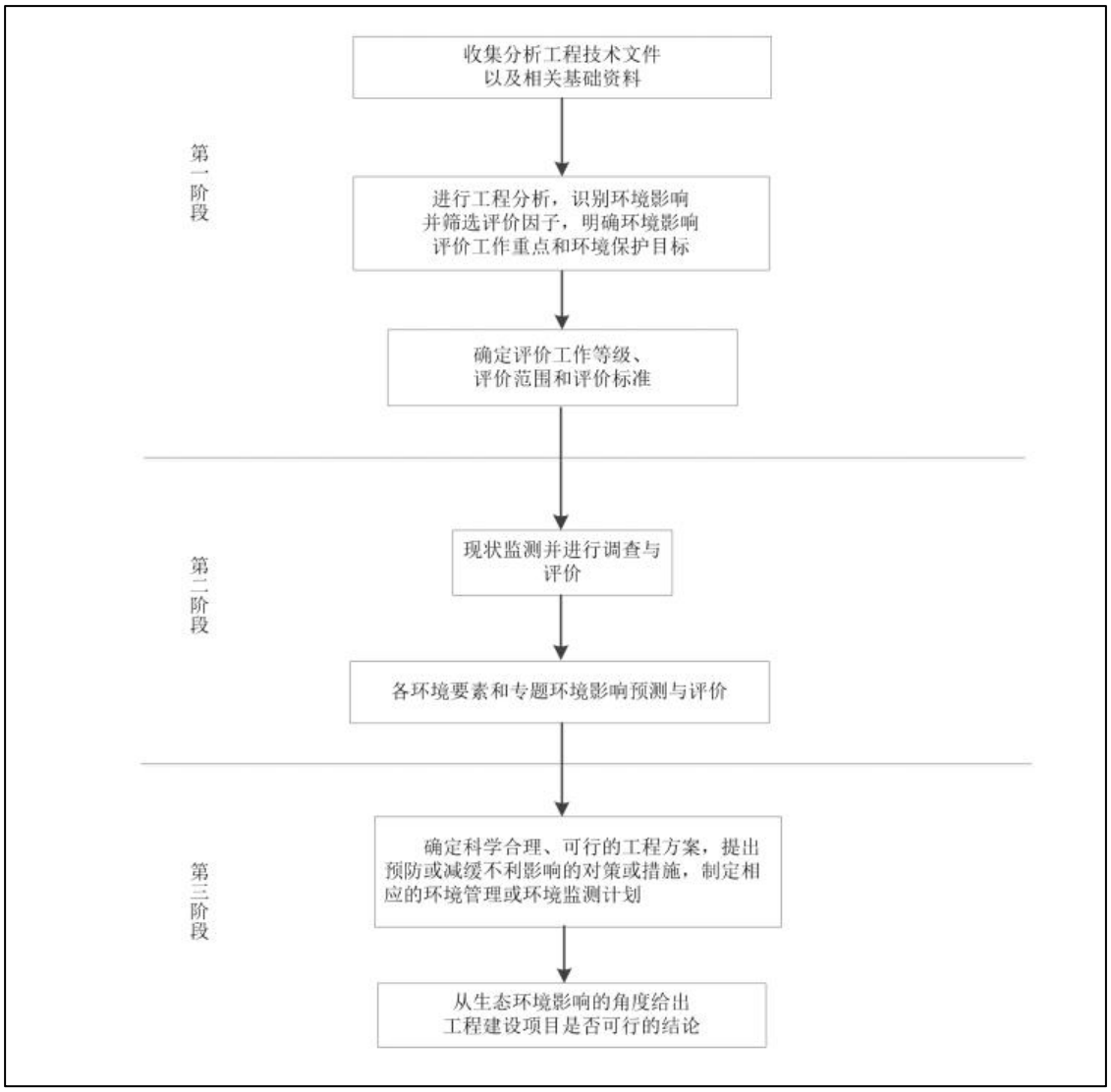


图1.7-1　建设项目环境影响评价工作程序图

1.8 评价重点

1.8.1 评价重点

本项目建设内容既包括井场、站场点状工程，又包括管线和进站道路等线性工程，主要以生态影响为主，污染影响为次。根据工程的环境特点和污染物排放特点，确定本次评价重点如下：

（1）本项目的工程概况和工程分析；

（2）现有工程已采取的环保措施、目前存在的主要环境问题及整改措施，重点对回注井采取的措施进行分析评价；

（3）本项目的生态环境影响评价、地下水环境影响评价、风险环境影响评价及相关环境保护措施。

1.8.2 评价时段

本项目评价时段为施工期、运营期、退役期三个时期。

1.9 环境保护目标

本项目建设区域包括范县、濮阳县。本项目为生态影响型和污染类影响项目。经过现场调查，濮1-409、濮1-408、V42-49、V79-35、P158-10、濮7601井区1#、濮7601井区2#、158-6、文古4块1#、V31-19、V31-22、V31-23、V31-20、V31-18、V31-24、V85-1、V85-2、5#扩站等井场、站场周围200m内无居民、村庄、医院等敏感点，其他井场、站场声环境保护目标见表1.9-1。

表1.9-1　本项目所在区域声环境保护目标一览表

建设设施名称	名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对方位	相对距离（m）
		坐标X	坐标Y					
陈11	永王村	815154	3991674	村庄	136/408	二类	S	185
陈10	永王村	815154	3991674	村庄	136/408	二类	S	158
濮1-410	张杨陈村	812937	3989813	村庄	650/1950	二类	N	181
濮6-184	王楼镇	812300	3987965	村庄	2100/6300	二类	N	133
	东李村	812450	3987985	村庄	158/510	二类	S	102
V42-51	宋海村	808176	3986865	村庄	495/1485	二类	W	249
濮7-186	五罗徐村	812640	3985875	村庄	368/1104	二类	NE	167
濮7-185	马路庄村	810870	3984820	村庄	359/1077	二类	N	198
濮5-203	黄庄村	810983	3983727	村庄	108/324	二类	W	186
	北关村	811204	3983708	村庄	135/405	二类	E	106
	同乐庄村	811160	3983573	村庄	121/363	二类	SE	132
V42-55	王路庄村	808720	3983850	村庄	1210/3630	二类	NE	129
V68-19	郭王村	808650	3983680	村庄	1210/3630	二类	NE	85
V85-3	张堂村	804665	3984449	村庄	405/1215	二类	S	132
濮卫1井区3#	大张村	806312	3982385	村庄	412/1236	二类	W	74

V68-18	大张村	806312	3982385	村庄	412/1236	二类	N	69
濮卫1井区1#	大张村	806312	3982385	村庄	412/1236	二类	W	48
濮卫1井区2#	大张村	806312	3982385	村庄	412/1236	二类	N	124
VX79-11	任堤口村	804853	3980250	村庄	228/684	二类	SW	47
P158-2	闫庄村	807569	3977474	村庄	297/891	二类	S	183
P158-3	孟洼村	807541	3976842	村庄	328/984	二类	N	35
P158-7	崔付孟村	807549	3975118	村庄	576/1728	二类	S	55
文古4块3#	杨李店村	801115	3981355	村庄	125/375	二类	SE	343
	小寨村	801125	3981366	村庄	205/615	二类	S	86
文古4块2#	王新寨村	800911	3981738	村庄	215/645	二类	N	61
卫383-3H	王新寨村	800911	3981738	村庄	215/645	二类	NE	87
濮三中转站	新刘坑村	807489	3979507	村庄	121/363	二类	E	36
100#计量站	双屯村	807920	3978209	村庄	378/1134	二类	N	55

由于本项目为陆上石油开采项目，涉及区域面积较大，建设内容较分散，故环境空气保护目标、地表水环境保护目标、地下水环境保护目标、土壤环境保护目标、生态环境保护目标统计以区域为单位进行统计，统计情况见下表。

表1.9-2　本项目所在区域环境空气保护目标一览表

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
小李楼	813060	3994273	村庄	180/540	二类	陈10	NW	3131
陈堤口村	814179	3993524	村庄	210/630	二类	陈10	NW	1783
陈堤口	814939	3992581	村庄	32/96	二类	陈10	N	659
董楼村	816076	3992635	村庄	320/960	二类	陈10	NE	1211
郭庄村	816658	3992693	村庄	342/1026	二类	陈10	NE	1602
北张庄村	817148	3993110	村庄	185/555	二类	陈10	NE	2281
郑王庄村	817541	3993742	村庄	87/261	二类	陈10	NE	3085
于家楼村	816339	3991814	村庄	120/360	二类	陈10	E	1189
西孙庄村	817211	3991555	村庄	116/348	二类	陈10	E	2065

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
马楼村	816335	3990603	村庄	132/396	二类	陈10	SE	1723
永王村	815154	3991674	村庄	136/408	二类	陈10	S	158
后楼村	815043	3991202	村庄	133/399	二类	陈10	S	671
建林村	813879	3991349	村庄	110/330	二类	陈10	WS	1410
马庄村	814115	3990666	村庄	112/336	二类	濮1-410	NE	1252
孙堤口村	813258	3992544	村庄	850/2550	二类	陈10	W	1921
古云镇	811865	3992949	村庄	1232/3696	二类	陈10	W	1921
孙庄村	812295	3991511	村庄	58/174	二类	濮1-410	N	1815
葛楼村	811634	3991060	村庄	87/261	二类	濮1-409	NW	1518
南海村	810375	3990756	村庄	15/45	二类	濮1-409	NW	2179
张庄村	810072	3990257	村庄	35/105	二类	濮1-409	W	2230
白庄村	809676	3989930	村庄	120/360	二类	濮1-409	W	2604
张杨陈村	812937	3989813	村庄	650/1950	二类	濮1-410	N	181
鲁庄村	813593	3990013	村庄	765/2295	二类	濮1-409	NE	736
孙刘黄村	814394	3989694	村庄	580/1740	二类	濮1-410	E	1464
任庄村	815348	3988981	村庄	423/1269	二类	濮6-185	SW	2282
赵海村	815562	3989576	村庄	678/2034	二类	濮6-185	SW	2743
大赵村	816618	3989517	村庄	345/1035	二类	陈10	SE	2684
高堤口村	808207	3988361	村庄	298/894	二类	V42-49	SE	972
刘庄村	808692	3988853	村庄	385/1155	二类	V42-49	N	1449
王拐村	808942	3989547	村庄	320/960	二类	V42-49	N	2030
东池村	808239	3989563	村庄	158/474	二类	V42-49	N	2070
西池村	807449	3989574	村庄	125/375	二类	V42-49	NW	2284
陈窑村	807120	3988677	村庄	523/1569	二类	V42-49	NW	1865
东陈庄村	807717	3988002	村庄	281/843	二类	V42-49	NW	989
宋海村	808176	3986865	村庄	495/1485	二类	V42-51	W	249

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
张庄村	806708	3987822	村庄	325/975	二类	V42-51	NW	1862
小集村	805804	3987724	村庄	225/675	二类	V42-51	W	2658
赵庄村	806099	3986995	村庄	398/1194	二类	V42-51	W	2159
肖楼村	805135	3986895	村庄	535/1605	二类	V31-19	N	928
朔村	805486	3988162	村庄	562/1686	二类	V31-19	N	1973
土岭头村	803818	3987568	村庄	325/975	二类	V31-19	NW	2234
枣科村	803361	3986143	村庄	352/1056	二类	V31-19	W	1818
这河寨村	802536	3986512	村庄	456/1368	二类	V31-23	NW	2346
孙庄村	802890	3984542	村庄	225/675	二类	V31-23	SW	1839
东道期村	803210	3984283	村庄	385/1155	二类	V31-23	SW	1717
张堂村	804665	3984449	村庄	405/1215	二类	V85-2	S	248
何庄	801774	3984057	村庄	79/237	二类	卫383-3H	N	2436
王道期	802382	3983665	村庄	105/315	二类	卫383-3H	N	2190
李道期村	801790	3983369	村庄	352/1056	二类	卫383-3H	N	1236
董老寨村	800710	3982393	村庄	209/627	二类	卫383-3H	N	712
张果	800028	3982993	村庄	112/336	二类	卫383-3H	N	1467
沙滩村	799399	3982517	村庄	338/1014	二类	卫383-3H	NW	1466
西老寨村	800216	3982588	村庄	218/654	二类	卫383-3H	N	1005
兴张村	799699	3983380	村庄	345/1035	二类	卫383-3H	N	1966
吉洼村	798639	3983857	村庄	312/936	二类	卫383-3H	NW	2963
柳屯村	798159	3983037	村庄	435/1305	二类	卫383-3H	NW	2831
前老寨	800281	3981707	村庄	180/540	二类	卫383-3H	W	387
王新寨村	800911	3981738	村庄	215/645	二类	卫383-3H	NE	87
马庄	800121	3981287	村庄	421/1263	二类	文古4块1#	NW	328
左枣林村	799940	3980759	村庄	378/1134	二类	文古4块1#	SW	320
中白楼村	798405	3981253	村庄	435/1305	二类	文古4块1#	W	1842

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
后刘庄村	798721	3979305	村庄	195/585	二类	文古4块1#	SW	2183
房刘庄村	799272	3978695	村庄	425/1275	二类	文古4块1#	SW	2377
王程庄村	798321	3979051	村庄	162/486	二类	文古4块1#	SW	2615
左店村	801139	3980389	村庄	325/975	二类	文古4块1#	SE	1035
杨庄	800702	3981374	村庄	112/336	二类	卫383-3H	S	298
杨李店村	801115	3981355	村庄	125/375	二类	文古4块2#	SE	343
曹店	801077	3981016	村庄	119/357	二类	文古4块2#	S	643
双寨村	801792	3980618	村庄	185/555	二类	文古4块3#	S	841
后榆园村	802677	3980408	村庄	254/762	二类	文古4块3#	SE	1441
单寨村	802791	3979822	村庄	168/504	二类	文古4块3#	SE	1916
田楼村	803738	3980044	村庄	298/894	二类	V79-35	SW	1427
戚庄村	803941	3980609	村庄	102/306	二类	V79-35	W	1287
无名村	804768	3980610	村庄	251/753	二类	V79-35	WN	557
任堤口村	804853	3980250	村庄	228/684	二类	V79-35	W	287
前李海村	805463	3980060	村庄	271/813	二类	V79-35	E	275
许窑村	804858	3978691	村庄	321/963	二类	V79-35	S	1550
许寨村	805607	3978745	村庄	135/405	二类	V79-35	S	1455
沙窝村	805731	3978127	村庄	208/624	二类	V79-35	S	2022
后郭龙村	805666	3976754	村庄	295/885	二类	P7601井区1#	W	1152
前郭龙村	805018	3976435	村庄	345/1035	二类	P7601井区1#	W	1914
李拐村	806692	3976440	村庄	325/975	二类	P7601井区1#	SW	357
卜庄村	804894	3975059	村庄	328/984	二类	P7601井区1#	SW	2605
河湾村	805241	3974485	村庄	128/384	二类	P7601井区1#	SW	2847
石墓头村	806593	3975121	村庄	285/855	二类	P7601井区1#	S	1705
崔付孟村	807549	3975118	村庄	576/1728	二类	P7601井区1#	S	1271

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
穆庄村	808591	3974394	村庄	539/1617	二类	P7601井区1#	SW	2889
十五里铺村	809460	3975431	村庄	135/405	二类	P7601井区1#	SE	2856
西辛庄村	809026	3976511	村庄	219/657	二类	P7601井区1#	E	2186
南韩庄村	809782	3976448	村庄	528/1584	二类	P158-3	E	2238
孟洼村	807541	3976842	村庄	328/984	二类	P158-3	N	35
闫庄村	807569	3977474	村庄	297/891	二类	P158-2	S	183
大屯村	808314	3977683	村庄	378/1134	二类	P158-2	E	211
前毕庄村	809070	3979032	村庄	195/585	二类	P158-2	N	1541
双屯村	807920	3978209	村庄	378/1134	二类	100#站	N	55
新刘坑村	807489	3979507	村庄	121/363	二类	濮三中转站	E	36
后李海村	806717	3979958	村庄	508/1524	二类	濮三中转站	W	273
西张村	808529	3979472	村庄	195/585	二类	濮三中转站	E	1893
刘坑东村	808393	3980045	村庄	425/1275	二类	濮三中转站	E	861
五零村	810036	3979952	村庄	352/1056	二类	P5-204	SE	2096
徐庄村	809544	3980934	村庄	325/975	二类	P5-204	SE	1013
西苏庄村	808369	3982793	村庄	189/567	二类	P5-204	N	1124
茶楼	809037	3982467	村庄	128/384	二类	P5-204	N	686
西关村	809852	3982821	村庄	253/759	二类	P5-204	NE	1341
南庄村	810034	3982237	村庄	129/387	二类	P5-204	NE	1197
王张西村	809471	3982098	村庄	298/894	二类	P5-204	NE	557
街村	811065	3982873	村庄	1587/4761	二类	P5-203	NE	285
北关村	811204	3983708	村庄	135/405	二类	P3-35	S	5
同乐庄村	811160	3983573	村庄	121/363	二类	P5-203	SE	132
黄庄村	810983	3983727	村庄	108/324	二类	P5-203	W	186
南关村	811871	3981880	村庄	324/972	二类	P5-203	SE	1613
东关村	812231	3982678	村庄	428/1284	二类	P5-203	SE	1023

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
叶庄村	812804	3981491	村庄	112/336	二类	P5-203	SE	2618
曹楼村	813871	3982367	村庄	339/1017	二类	P5-203	SE	2838
毛营村	813094	3982806	村庄	158/474	二类	P5-203	SE	1896
罗楼村	813152	3983402	村庄	121/363	二类	P5-203	E	1933
周庄村	812352	3983788	村庄	395/1185	二类	P5-203	E	1080
王辛店村	814256	3983492	村庄	429/1287	二类	P1-408	SE	1776
李辛店村	813970	3984301	村庄	395/1185	二类	P1-408	E	942
小桥	814269	3984773	村庄	389/1167	二类	P1-408	E	1619
中辛店村	814789	3984600	村庄	358/1074	二类	P1-408	E	2024
蚕王庄村	813030	3984948	村庄	325/975	二类	P1-408	NE	245
五罗徐村	812640	3985875	村庄	368/1104	二类	P7-186	NE	167
南葛楼村	811763	3984723	村庄	397/1191	二类	P1-408	W	330
田窑村	813871	3985241	村庄	351/1053	二类	P1-408	NE	1351
民义村	815046	3984998	村庄	287/861	二类	P1-408	E	2422
北苏庄村	815280	3985732	村庄	258/774	二类	P6-184	SE	187
苏庄村	814574	3986028	村庄	205/615	二类	P6-184	SE	2466
叶庄村	813327	3986293	村庄	208/624	二类	P7-186	NE	1299
汲庄村	814026	3986772	村庄	284/852	二类	P6-184	SE	1513
赵菜园村	813387	3987013	村庄	359/1077	二类	P6-184	SE	800
王菜园村	814129	3987548	村庄	538/1614	二类	P6-184	E	1196
野陈村	815163	3987253	村庄	492/1476	二类	P6-184	E	2341
高庄村	808530	3983790	村庄	687/2061	二类	V42-55	NE	133
南楼村	810005	3984720	村庄	305/915	二类	P7-185	NW	572
前三里村	810512	3985546	村庄	335/1005	二类	P7-185	N	986
马路庄村	810870	3984820	村庄	359/1077	二类	P7-185	N	198
七李堂村	812107	3986817	村庄	398/1194	二类	P6-184	S	465
西李庄村	812097	3988349	村庄	428/1284	二类	P6-184	S	578
皇姑庙村	811274	3988686	村庄	529/1587	二类	P6-184	NW	1255

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
古东	811986	3992383	村庄	121/363	二类	P1-409	N	2117
郝道期村	802803	3983051	村庄	215/645	二类	文古4块3#	NE	1536
大李庄村	802583	3982343	村庄	209/627	二类	文古4块3#	NE	1172
新老寨	801748	3981894	村庄	112/336	二类	文古4块3#	N	381
户部寨镇	803428	3981976	村庄	512/1536	二类	文古4块3#	E	1240
王张村	804693	3981970	村庄	125/375	二类	濮卫1井区2#	W	1481
杨楼村	804308	3981335	村庄	198/594	二类	V79-35	NW	1286
施庄	803064	3981189	村庄	229/687	二类	文古4块3#	E	1253
刘高庄村	805613	3984054	村庄	512/1536	二类	V85-2	SE	527
江庄村	804815	3983651	村庄	348/1044	二类	V85-2	S	894
任庄	804452	3983520	村庄	207/621	二类	V85-2	S	1028
雷庄	805421	3984334	村庄	208/624	二类	V85-2	SE	528
孟庄	805760	3984680	村庄	221/663	二类	V85-2	E	806
碱王庄村	806712	3985329	村庄	358/1074	二类	V31-20	E	1201
商王庄村	810975	3993221	村庄	298/894	二类	P1-409	NW	3444
徐庄	810109	3991559	村庄	428/1284	二类	P1-409	NW	2309
张台村	814367	3994024	村庄	298/894	二类	陈10	NW	2061
卢寨村	815067	3990756	村庄	527/1581	二类	陈10	S	581
李康店村	816327	3990101	村庄	58/174	二类	陈10	SE	1968
军寨村	807228	3981572	村庄	129/387	二类	濮卫1井区2#	E	608
双碾村	807602	3982595	村庄	287/861	二类	V68-18	NE	549
大张村	806312	3982385	村庄	412/1236	二类	濮卫1井区3#	W	74
肖庄村	803161	3978196	村庄	289/867	二类	V79-35	SW	2754
西刘庄村	806493	3975499	村庄	98/294	二类	濮7601井区2#	S	1281
黄庄村	805423	3978229	村庄	179/537	二类	濮7601井区2#	NW	1781
沈庄村	808871	3983726	村庄	157/471	二类	V42-55	NE	1182

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
巩庄村	809368	3983569	村庄	162/486	二类	V42-55	E	1597
王刀村	809998	3983814	村庄	367/1101	二类	V42-55	E	2246
史庄村	809979	3983363	村庄	387/1161	二类	V42-55	E	2286
庙村	809124	3983081	村庄	251/753	二类	P5-204	E	1072
城角村	810703	3983688	村庄	284/852	二类	P5-203	W	89
郝庄村	808750	3982529	村庄	295/885	二类	P5-204	NW	213
邢龙集	803298	3982889	村庄	98/294	二类	文古4块3#	NE	2168
育英实验学校	803944	3988006	学校	/	二类	V31-19	NW	2351
明德小学	810073	3985014	学校	/	二类	P7-185	NW	991
范县濮城镇舒斋小学	811898	3984894	学校	/	二类	P1-408	W	521
濮城中心小学	811030	3982971	学校	/	二类	P5-203	S	635
濮城镇五联小学	809281	3983310	学校	/	二类	V42-55	E	1815
濮城镇军寨小学	807326	3982212	学校	/	二类	V68-18	E	599
濮城镇中学	810599	3981938	学校	/	二类	P5-204	E	1536
范县濮城镇文东小学	808605	3980697	学校	/	二类	P5-204	S	1053
枣林中心小学	799356	3981222	学校	/	二类	文古4块1#	W	883
户部寨中心小学	802972	3981509	学校	/	二类	文古4块3#	E	1364
英杰实验学校	801184	3983128	学校	/	二类	卫383-3H	N	1488
户部寨镇一中	803453	3982668	学校	/	二类	文古4块3#	NE	2157
紫东小学	806288	3984191	学校	/	二类	V85-2	E	1486
濮城镇苏郝小学	808479	3982604	学校	/	二类	P5-204	NW	855
濮阳市范县油田小学	806871	3981154	学校	/	二类	濮卫1井区2#	SE	572
莘县古云镇肖楼小	809245	3990924	学校	/	二类	P1-409	NW	3293

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
学								
莘县古云镇中心小学	810904	3991392	学校	/	二类	P1-409	NW	2114
古云中学	810914	3991632	学校	/	二类	P1-409	NW	2283
鲁庄村小学	813858	3989873	学校	/	二类	P1-410	NE	968
王楼中心小学	812510	3988141	学校	/	二类	P6-185	W	578
范县王楼镇皇李小学	811583	3988197	学校	/	二类	P6-184	NW	989
王楼镇第一中学	811924	3987973	学校	/	二类	P6-184	NW	499
七里堂小学	812011	3987122	学校	/	二类	P6-184	S	588
辛庄乡孟洼小学	807637	3976969	学校	/	二类	濮7601井区2#	NE	768
韩庄学校	809839	3976390	学校	/	二类	P158-3	E	2389
濮城镇油建自立小学	808862	3979913	学校	/	二类	P5-204	S	1839
濮阳市油田第八小学	806862	3981149	学校	/	二类	濮卫1井区2#	SE	659
柳屯镇朔村小学	804795	3988302	学校	/	二类	V31-19	NW	2344
宋海财政扶贫小学	808070	3986990	学校	/	二类	V42-51	NW	289
莘县古云镇陈堤口小学	813761	3993783	学校	/	二类	陈10	NW	2288
王楼镇卢寨小学	815473	3990918	学校	/	二类	陈10	SE	965
范县王楼镇第二中学	814817	3990667	学校	/	二类	陈10	S	1128
王楼镇五联小学	816405	3989562	学校	/	二类	陈10	SE	2529
双屯小学	808267	3978059	学校	/	二类	濮7601井区2#	NE	1821
王楼镇王菜园小学	814420	3987419	学校	/	二类	P6-185	SE	1415
古云商王庄小学	810709	3993247	学校	/	二类	P1-409	NW	3871

名称	CGCS2000		保护对象	户/人数	环境功能区	相对井场	相对方位	相对距离（m）
	坐标X	坐标Y						
莘县古云中心医院	811448	3991358	医院	/	二类	P1-409	NW	1857
王楼镇卫生院	812300	3987965	医院	/	二类	P6-184	N	337
范县濮城镇卫生院	807525	3981591	医院	/	二类	濮卫1井区2#	ES	1053
范县中医正骨医院	807514	3981593	医院	/	二类	濮卫1井区2#	ES	1053
范县第二人民医院	806999	3981454	医院	/	二类	濮卫1井区2#	ES	608
濮阳市人民医院户部寨镇卫生院	803216	3981602	医院	/	二类	文古4块3#	E	1645

表1.9-3　本项目所在区域地表水保护目标一览表

名称	标准	相对井场	相对方位	相对距离（m）	功能
金堤河	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）类水体	V31-20	NW	105	灌溉、防洪、景观
濮东干渠		P1-408	E	829	灌溉、防洪排涝
濮西干渠		V42-49	NE	105	灌溉、防洪排涝
辛杨干渠		P6-185	N	773	灌溉、防洪排涝
小堤输水干渠		文古4块2#	E	110	灌溉、防洪排涝
濮城干渠		P1-410	E	56	灌溉、防洪排涝

表1.9-4　本项目所在区域地下水保护目标一览表

水井位置	坐标		井深（m）	开采量（m^3/d）	供水规模（人）	含水层位置	最近距离
	X	Y					
濮城镇集中式饮用水源地	624833.405	3955225.619	400	4824	53600	承压水	距离濮5-204井1085m
王楼乡集中式饮用水源地	626584.950	3962506.966	400	2790	31000	承压水	距离濮6-184井758m
杨集乡集中式饮用水源地	631194.625	3958210.130	400	3150	35000	承压水	距离濮1-408井

水井位置	坐标		井深（m）	开采量（m^3/d）	供水规模（人）	含水层位置	最近距离
	X	Y					
							4157m
户部寨镇集中式饮用水源地	615939.935	3951736.904	350	3285	36500	承压水	距离文古4块1#井2355m
柳屯镇集中式饮用水源地	617686.189	3958840.981	416.6	2880	32000	承压水	距离V31-23井1596m
油气田开发区域浅层地下水			《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类				

表1.9-5　本项目所在区域土壤环境保护目标一览表

保护内容	执行标准
本项目永久占地范围内	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值
各井场、站场边界外扩1km区域和新建管线中心线两侧向外延伸200m区域的土壤环境，主要为耕地、草地	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）

表1.9-6　本项目所在区域生态环境保护目标一览表

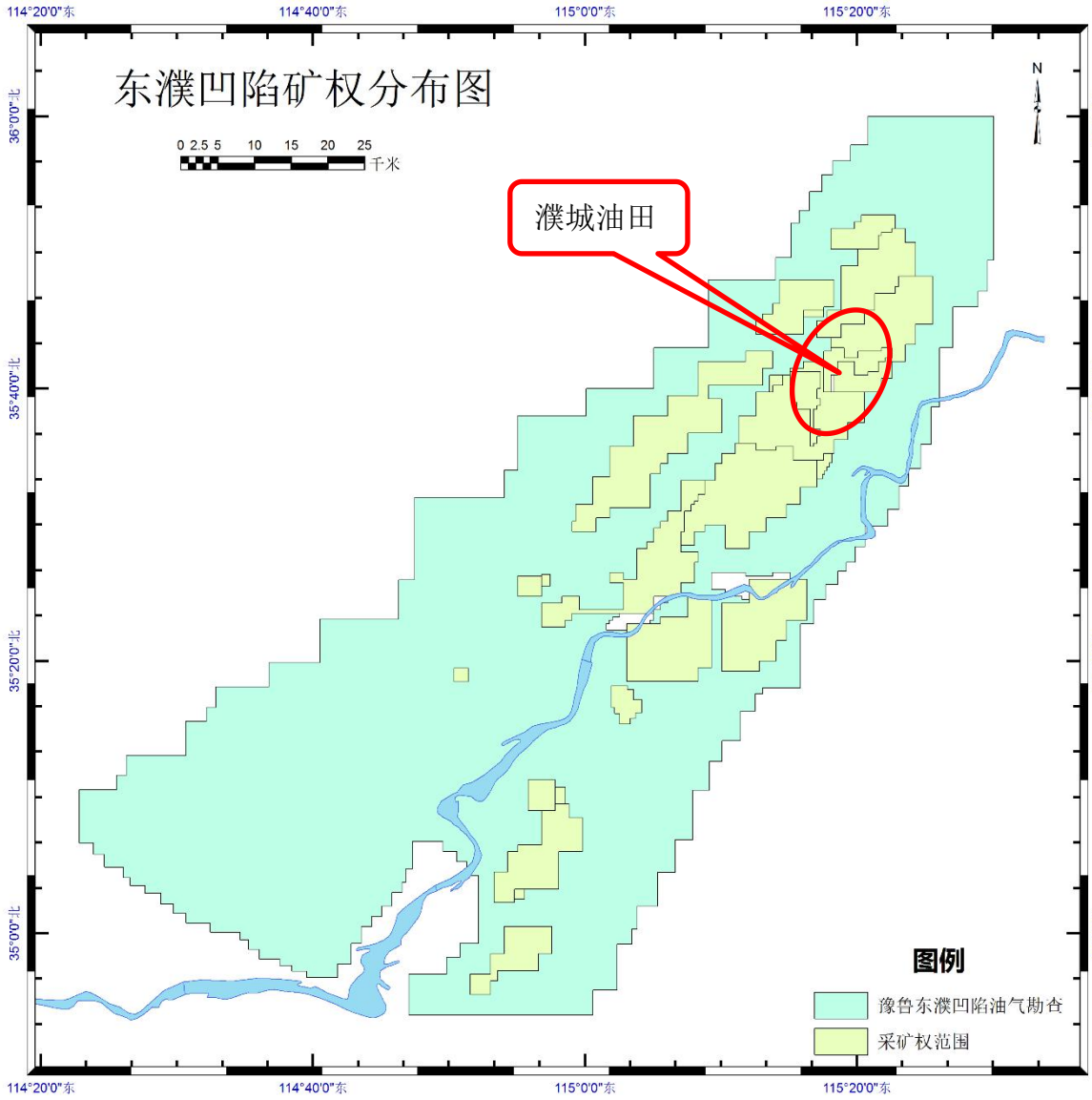
保护内容	执行标准
重要生物群落及生态空间	合理控制用地范围，尽量减少占地对重点保护野生动植物物种、群落、生物群落及生态空间的影响
评价范围内的现有生态环境	合理控制用地范围，减少对生态环境的影响

2 工程概况

2.1 建设单位概况

濮城采油厂位于河南省东北部，开采区横跨河南省范县、濮阳县和山东省莘县，主要油区在鲁豫结合部的河南省濮阳市范县濮城镇。油田区域构造位于渤海湾盆地东濮凹陷中央隆起带东北部，由濮城主体和文卫濮结合部两部分构成，32个开发单元，共七套含油气层系。目前，探明含油面积79.31平方公里，探明地质储量1.63亿吨，动用地质储量1.58亿吨，标定采收率33.6%，可采储量5318.47万吨。2024年全年完成原油31.26万吨，统销量28.47万吨，天然气5740万立方米。

濮城采油厂下辖四个采油管理区（采油管理一区、采油管理二区、采油管理三区和采油管理四区），三个中转站（濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站），已建集输系统采用二级布站模式：单井→计量→中转站，濮一中转站、濮二中转站三相分离后的原油在濮三中转站集中外输至柳屯中心处理站。



2.1-1　中原油田东濮凹陷矿权分布图

2.2 地理位置与交通

濮城油田位于河南省范县、濮阳县和山东省莘县境内，地处河南、山东两省交界处，区域构造位于东濮凹陷中央隆起带北部，处于河南省范县境内的濮城镇，北接长泰铁路和濮台高等级公路，东与京九铁路相通，西与京广线相接，新范公路横穿全镇东西。

濮城油田周边有多条高速公路穿过，如大广高速公路等，为油田的物资运输和人员往来提供了便利，从濮阳出发可通过大广高速便捷到达油田区域。106国道等国道以及一些省道如S303省道等也在油田附近，其中G309国道或S303省道可连接濮阳市与油田部分区域，像中原油田文卫采油厂可沿G309国道或S303省道前往。油田虽

然没有专属的铁路货运站，但距离京九铁路、京广铁路较近，通过铁路可以将原油等产品运往全国各地，也方便物资的运输。

2.3 资源概况

2.3.1 开发范围和开发现状

濮城油田开采范围主要分布在河南省范县、濮阳县和山东省莘县，构造位于东濮凹陷中央隆起带北部，北起濮66井至濮1-58井一线，南到濮城南断层，西自濮城次洼东侧，东抵前梨园洼陷西部边缘，东西宽2.8km，南北长5.8km，总面积44.24km²。全区明化镇组合计面积9.62km²，天然气地质储量19.49亿方。沙三中6-10油藏位于濮城背斜构造的东翼，为一北北东向的长轴半背斜构造，地层倾角12～15°，向SEE方向倾没。含油层位为下第三系沙河街组沙三段沙三中6-10砂层组，细分为27个含油小层，含油面积10.1km²，油层埋藏深度-3180～-3630m，石油地质储量734×10⁴t ，标定采收率18.82%，可采储量138.1×10⁴t，平均有效厚度13.9m，平均孔隙度12.9%，平均渗透率1.9×10^{-3} μm²，属于特低渗透油藏。

开采阶段：濮城油田已开采约30年，目前已进入高含水开采后期。主力含油层系都已进入特高含水后期开发阶段。经过多年开发，油田采出程度达到30%，综合含水为94%。

剩余油分布：剩余油赋存状态主要表现为层间剩余油仍为主要开发对象，平面上剩余油区域主要分布在构造高部位、砂体相带变差部位，沉积相是控制宏观剩余油的主要因素。目前剩余可采储量511.2×10⁴t，其中构造控制型剩余可采储量75.0×10⁴t，占总潜力的14.7%；储层非均质控制型剩余油可采储量300.7×10⁴t；井网控制型剩余可采储量135.6×10⁴t，占总剩余可采储量的26.5%。

开发调整与技术应用：通过对不同类型油藏剩余油采取不同的挖潜技术进行挖潜，如规模化重组分类储层井网，对濮城沙二上1油藏剩余油潜力集中的二类层沙二上19小层，组建单砂体井组，实施油水井工作量，采收率得到提高，自然递减下降；对沙二段油藏实施油藏调整工作，增加水驱动用储量，提高水驱采收率；沙一油藏逐步恢复井网，实施二氧化碳驱实验等，水驱采收率进一步提高。

2.3.2 地质构造

区域构造位置处于东濮凹陷中央隆起带卫城构造的西南部，紧邻卫城油气田老区，是由卫西系列断层控制形成的顺向断阶带。主要含油层位为沙三下2-5砂组，油藏埋深为2670-3220m。

2.3.3 区带或层系

濮城油田位于河南省范县和濮阳县境内，区域构造处于东濮凹陷中央隆起带北部，是河南、山东两省交界处中原地区的主要油田。

构造位置：处于东濮凹陷中央隆起带北部，包括濮城、户部寨两个构造单元。构造南接文留构造，北连卫城陈营构造带，东临濮城洼陷，西与濮卫次洼相连，是兰聊、濮城、卫西、卫东等大断层作用形成的。濮城构造是一个NNE（北北东）方向延伸且被断层复杂化的长轴背斜构造，三面临洼；户部寨构造位于濮城构造西侧，由文卫地垒带和濮卫地堑带两个次级构造组成。

断层分布：研究区内发育NNE向断层12条、近EW（东西）向断层1条，这些断层将濮城油田划分为东、西、南3个开发区，整体地势呈现南高北低、中央高、东西两侧低的特点。

开发情况：1979年2月文2井获得工业油流，发现该油田，1980年1月投入开发。截至1983年底，已成为当时投入开发的油田之一。截至目前，油田采出程度达到一定比例，主力含油层系都已进入特高含水后期开发阶段。

2.3.4 储层特征

（1）油层组划分

濮城油田目前所钻遇的地层自下而上为下第三系沙河街组和东营组、上第三系馆陶组和明化镇组地层。下第三系的东营组与上覆上第三系的馆陶组呈不整合接触。濮城油田主力含油层位为沙河街组的沙一、二、三、四段。其中，沙三段分为沙三上、中、下三个亚段。沙三中亚段分为沙三中1-10个砂层组，本次研究以沙三中6-10砂组为目的，进行精细描述。沙三中6-10地层厚度约230m，岩性主要为灰色粉砂岩与泥质岩的不等厚互层。沙三中6-10砂组分为5个砂层组，其中6、7、8砂组是沙三中6-10的主力含油层段。

（2）砂体类型及展布特征

根据濮城油田砂三中6-10砂层组27个流动单元的砂体特征，利用计算机软件编制了砂层厚度图、孔隙度、渗透率等值图及沉积微相图。现将各流动单元的砂体特征简要描述如下：

从沙三中6-10砂层组27个流动单元的砂体分布看，该研究区有两个物源区，物源方向一个来自北，东北方向，该区砂层厚度大，分布稳定，砂体延伸远。另一个来自南、东南方向，该物源区的砂体延伸较短，砂层厚度较薄，延伸范围较短。

（3）岩性特征

濮67块沙三中6-10储层岩性为碎屑岩，颗粒细，以粉砂岩为主，细砂岩少量。砂岩本色为浅灰色，含油为褐色。岩石矿物以石英为主，长石次之，岩块含量低，胶结物含量小。岩石成分成熟度及结构成熟度不高，反映近物源的特征。

（4）储层物性

从岩芯分析化验资料看，濮67块沙三中6-10油藏储层属于低渗透油藏。

岩石的孔隙度呈正态分布，孔隙度主要分布区间位于5.0%～20.0%之间，平均孔隙度为12.81%。

岩石物性的另一个重要方面就是其渗透性，濮67块沙三中6-10油藏渗透率平均值为$7.29\times10^{-3}\mu m^2$，渗透率主要分布区间位于$0.1—50\times10^{-3}\mu m^2$之间。

从微观孔隙结构看，濮67块沙三中6-10油藏孔喉半径小，中值半径均小于4μm，一般为0.5-1.5μm，孔喉分布范围大，孔喉分选差，非均质性强。

2.3.5 流体性质

（1）原油性质

原油物性较好，具有低密度、低粘度、低含硫的特点。油藏内部地面原油密度0.8497～0.8533g/cm^3，粘度4.66～9.02mPa.s；油藏边部地面原油密度0.8599～0.9014g/cm^3，粘度6.87～39.32mPa.s。凝固点25～29℃，含硫0.1%～0.39%，胶质含量35.56%，含蜡量12.55%，地层原油压缩系数$13.0\times10^{-4}MPa^{-1}$，原始气油比184m^3/t，地下原油密度0.6887g/cm^3，粘度1.24mPa.s，原油体积系数1.383。

（2）天然气性质

组成：主要成分是甲烷（70%～90%），其次为乙烷、丙烷等烃类气体，以及二氧化碳、氮气等非烃类气体。甲烷含量高，表明天然气干燥系数较大。

物性：天然气相对密度0.5-0.7，热值35-45MJ/m^3，在油藏条件下具有良好的流动性。

（3）地层水性质

濮城油田采出水矿化度较高，一般在10000-30000mg/L，水型主要为氯化钙型。不同层系地层水矿化度和离子组成存在差异，对油井井筒和地面设备有一定腐蚀性。

2.3.6 开发进程

初期开发（1980-1990年）：采用早期注水开发方式，以构造油藏为主要开发对象，部署一批基础井网，实现油田快速投产，原油产量快速上升。

中期调整（1991-2005年）：随着开发深入，油藏非均质性和剩余油分布复杂问题凸显，开展油藏细分层系开发、井网加密调整等工作，同时应用油藏数值模拟技术优化开发方案，维持产量相对稳定。

后期综合调整（2006年至今）：油藏进入高含水后期开发阶段，综合含水率超过80%，采取剩余油挖潜、提高采收率技术应用（如调剖、堵水、化学驱等）、油水井大修等措施，减缓产量递减速度。

2.4 现有工程概况

濮城采油厂作为中原油田核心生产单元，其油气生产处理流程围绕“开采-集输-油气处理-外输/回注”全链条展开。

开采：采油井主要采用机械方式采油，井口配备采油树，控制井口压力与产量。目前濮城采油厂矿区内仅保留少数拉油流程，主要配备1个40m^3的储罐、一台防爆电加热器。采出液由罐车拉运至中转站进行处理。

集输：单井产出液通过支线集输管线汇聚至主干管，再输送至计量站，每座计量站服务5-15口采油井，用各类流量计统计单井日产量，数据实时远传至生产管理系统，为油藏分析提供依据。

油气处理：计量站计量后的采出液通过主干管网输送至中转站，进行大规模、高精度的三相分离。

外输：三相分离后的原油由外输管线输送至柳屯中心处理站；天然气由外输管线输送至柳屯配气站。

回注：采出水经中转站采出水处理系统处理达标后经过增注站增压回注地下油藏。

根据濮城采油厂提供的生产日报等相关资料，2022年～2024年濮城采油厂老井产能衰减、新井新增产能、年度产能情况见下表。

表2.4-1　2022年～2024年濮城采油厂产能情况一览表

年份	老井递减原油产能（10^4t/a）	新井建设增加原油产能（10^4t/a）	原油总产能（10^4t/a）	原油产能衰减（%）	伴生气（10^4m^3/a）	采出液平均含水率（%）
2022年	4.01	4	30.3	/	5428	96.432
2023年	4.04	4.04	30.3	13.3%	5515	96.458
2024年	3	3.96	31.26	9.9%	5029	96.501

2.4.1现有工程组成

本项目为油气田开采项目，现有工程主要涉及濮城油田四个管理区，结合建设单位生产运行情况和《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023），项目现有工程建设内容见表2.4-2。

表2.4-2　濮城油田现有工程项目组成及建设内容一览表

工程类别	项目组成		建设内容
主体工程	单井	油井	806口采油井，退役井85口
		注水井	553口注水井，退役井122口
	集输工程	集油管网	总长度387.149 km，其中集油支干线103.002km，单井集油管线284.147km
		注水管线	注水支干线83.355km，单井注水管线340.07km
		回水管线	3座注水站，分别位于濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站内，回水支干线86.045km
		计量站	86座，主要功能为计量、注水、外输增压
		增注站	19座，主要能够为计量、增压注水
	油气处理工程	中转站	设置3座，分别为濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，每个中转站内部分别建设1座采出水处理系统和注水系统
公用工程	供水工程		运营期用水主要是值班人员生活用水，依托管理区现有设施
	供电工程		濮城采油厂现有变压器138台，共有6kV/10kV供电线路32km

工程类别	项目组成		建设内容
	道路工程		总长度455km，其中主干路24.5km，通井路430.5km。除厂部及部分生产主干道是沥青路或局部混凝土路段，其他均为土路或砂石路
	供暖		依托原有14台加热炉用于原油管道保温
环保措施	濮城油田	废水处理	主要为采油过程中产生的采出水和井下作业废水，依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层，用于注水开发
			值班职工生活污水排放依托各计量站、管理区等场所内的化粪池，定期用于农业肥田
		废气处理	14座加热炉，包含2台水套加热炉，12台相变加热炉，燃料使用自产天然气，燃烧废气通过排气筒排放
			运营期采用密闭集输工艺，定期检修，减少无组织废气排放
		固废处理	生活垃圾贮存在垃圾桶内，委托当地环境卫生主管部门统一处理
			落地油、油泥砂和清管废渣暂存于濮三中转站危废贮存库（面积350m^2），委托有资质的单位进行处理
			废润滑油及其包装桶暂存于濮三中转站危废贮存库（面积350m^2），委托有资质的单位进行处理
			注水残渣用于调剖回注处理
		噪声	减振、隔声
	环境风险应急措施		配备应急物资；建立健全环境风险应急预案，制定应急演练计划，开展演练；委托监测等
	生态恢复		对临时占地进行生态恢复，包含林地、草地、耕地等

2.4.2 主体工程

濮城采油厂下辖四个采油管理区（采油管理一区、采油管理二区、采油管理三区和采油管理四区），各管理区建设情况见下表。

表2.4-3　濮城采油厂管理区建设内容统计表

项目名称	单位	采油管理一区	采油管理二区	采油管理三区	采油管理四区	合计
油井	口	180	156	308	162	806
水井	口	114	114	217	108	553
中转站	座	1	1	1	0	3
计量站	座	16	19	33	18	86
增注站	座	2	11	6	0	19
集输干线	条	4	5	6	2	17

项目名称	单位	采油管理一区	采油管理二区	采油管理三区	采油管理四区	合计
注水干线	条	2	3	7	6	18

2.4.2.1 单井

根据现场调查和资料统计，截至2025年6月，濮城油田的采油井总数为806口，退役井85口；注水井共553口，退役井122口。

采油井作为濮城采油厂油气产能的直接载体，首要作用是将地下油藏中的原油（伴随天然气、地层水）开采至地面，是资源从 “地下储备” 转化为 “实际产能” 的关键环节。

注水井是油田开发的核心能量补充与开发调控设施，核心作用是向地下油藏注入符合要求的水（如采出水），通过补充油藏能量、改善原油流动性，实现油气资源的高效开采与采收率提升。

退役井是指因产量极低、井况损坏（如套管破损、井漏）或开发效益差，长期停止生产的各类型井。

2.4.2.2 油气处理工程

现有工程油气处理工程主要包括采出液处理系统、采出水处理系统、回注系统。采出液处理系统主要为3座中转站，分别为濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，采出液经过计量站计量后在中转站进行分离、脱水；采出水处理系统共有3个采出水处理站，分别位于濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站内，主要对三相分离产生的采出水进行处理，去除悬浮物、油类物质等污染物；回注系统主要将处理达标的采出水回注油层，共设置3座注水站，分别位于濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，并配套建设增注站、配水间，作为再次增压和配水。

2.4.2.2.1 中转站

（1）基本概况

濮城采油厂目前建有中转站3座，分别为濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，采油井开采的采出液经过计量站计量后在中转站进行油气水三相分离、脱水。3座中转站均位于范县濮城镇，采出液处理能力610×10^4t/a。

表2.4-4　濮城采油厂中转站统计表

序号	站场名称	投产时间	处理能力（10^4t/a）
1	濮一中转站	1980年	250
2	濮二中转站	1982年	180
3	濮三中转站	1986年	180
4	合计	/	610

（2）工艺流程

本项目依托场站主要为濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，三个中转站均位于濮城镇，生产工艺相似。主要工艺流程为：

集输干线来气液进入三相分离器进行油、气、水三相分离，油、气、水分别计量后，天然气经二级分离后外输去天然气处理厂，污水进采出水处理站处理合格后回注地层，低含水油与濮一、濮二中转站来的低含水原油一起外输到柳屯中心处理站。

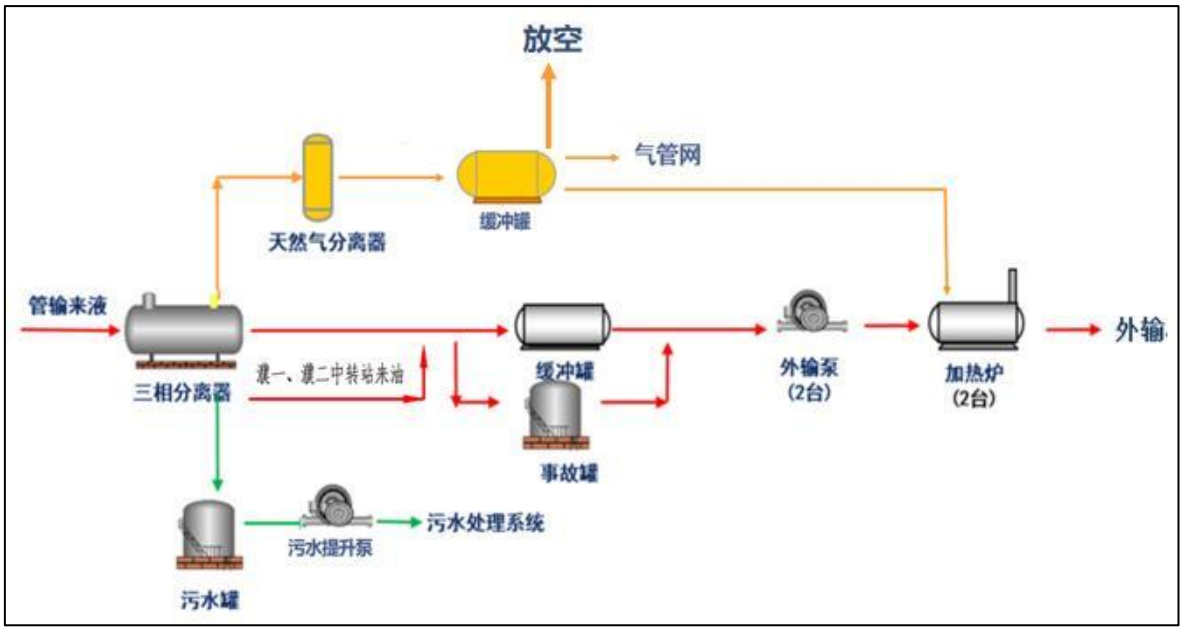


图2.4-1　　濮三中转站油气处理原理流程图

（3）设备设施

濮城采油厂目前建设3座中转站，建设86座计量站进行增压计量，主要担负濮城采油厂四个油藏经营管理区的油气集输处理，完成油气分离、混输、脱水、外输任务，形成了“端点加药、常温输送、管道破乳、分线计量、密闭集输、微机监测”

的完整体系。在油气集输过程中，输送介质的粘度随温度降低而增大，增加输送难度，甚至导致管道堵塞。濮城采油厂配备加热炉对输送介质进行加热，可以降低其粘度，保证介质在管道内顺利输送。主要生产现状及设备设施情况见表2.4-5。

表2.4-5　濮城采油厂中转站设备设施情况表

序号	站名	类型	设备名称	数量	性能参数	备注
1	濮一中转站	油气处理	三相分离器	5台	单台处理含水油90～120m^3/h	
2			三相分离器	1台	单台处理含水油200～250m^3/h	
3			缓冲罐	2台	Φ3000×12600	
4			输油泵	2台	Q=20-60m^3/h，H=160m，N=30kW	
5			5000m^3高含水罐	3台	2座污水处理罐，1座事故应急罐（一台运行，一台备用，一台报废）	
6			相变加热炉	1台	800kW	燃气
7			水套加热炉	1台	800kW	燃气
8			相变加热炉	1台	800kW	燃气
9		注水系统	离心式注水泵(多级)	3台	DF300-150×10	
10			注水罐	2台	∮12.0*9.0	
11			往复式增压注水泵（柱塞泵）	2台	ZYT5Z177-80/17	
12			往复式注水泵（对置泵）	2台	SPDZ120~200m3/h	
13			离心式注水泵(多级)	3台	DF300-150×10	
14			注水罐	2台	∮12.0*9.0	
15	濮二中转站	油气处理	三相分离器	4台	单台处理含水油250～300m^3/h	
16			缓冲罐	2台	Φ3000×12600	
17			输油泵	2台	Q=25m^3/h，H=250m，N=30kW	
18			5000m^3高含水罐	3台	2座污水处理罐，1座事故应急罐	一台运行，一台备用，一台报废
19			相变加热炉	1台	600kW	燃气
20			相变加热炉	1台	250kW	燃气
21			水套加热炉	1台	1000kW	燃气，备用

序号	站名	类型	设备名称	数量	性能参数	备注
22		注水系统	往复式注水泵（对置泵）	2台	70W185/18	
23			离心式注水泵(多级)	2台	DFJ140-150×11	
24			离心式注水泵(多级)	1台	DF140-150×12	
25			离心式注水泵(多级)	1台	DF250-150×10	
26			注水罐	2台	∮12.0*9.0	
27	濮三中转站	油气处理	三相分离器	4台	单台处理含水油300～350m³/h	
28			三相分离器	3台	单台处理含水油100～150m³/h	
29			电脱水器	2台	处理含水油100m³/h，变压器100kW	
30			负压压缩机	3台	Q=30m³/min、P1=-0.04Mpa、P2=0. 35Mpa、N=110kW	
31			输油泵	2台	Q=80m³/h，H=180m，N=75kW	
32			5000m³高含水罐	4台	1座污水处理罐，1座净化油罐，1座低含水罐，1座备用罐	
33			相变加热炉	1台	2500kW	燃气
34			相变加热炉	1台	2500kW	燃气，备用
35			相变加热炉	1台	2000kW	燃气
36			相变加热炉	1台	250kW	燃气，备用
37			相变加热炉	1台	2500kW	燃气，长期停用
38			外输计量交接点	1台	/	
39		注水系统	离心式注水泵(多级)	2台	BB2-215-315m3/h	
40			离心式注水泵(多级)	2台	DF350-150×11	
41			离心式注水泵(多级)	1台	DF250-150×10	
42			注水罐	2台	∮12.0*9.0	

2.4.2.2.2 采出水处理系统

（1）基本概况

目前濮城采油厂建有濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站，位于对应的中转站内，主要负责处理中转站三相分离产生的采出水。该采出水处理站概况见表2.4-6。

表2.4-6　濮城采油厂采出水处理站概况

序号	采出水处理站名称	处理工艺	设计处理能力（m^3/d）	实际平均处理量（m^3/d）	剩余处理量（m^3/d）
1	濮一采出水处理站	重力除油+斜板混凝沉降改性工艺	16000	8588	7412
2	濮二采出水处理站		12000	9522	2478
3	濮三采出水处理站		24000	13417	10583
4	总计	/	52000	31527	20473

（2）工艺流程

濮城采油厂废水处理工艺主要采用物理处理方法：即重力除油+斜板混凝沉降改性工艺，濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站主要设施见表2.4-1所示，主要污水处理工艺见图2.4-2。

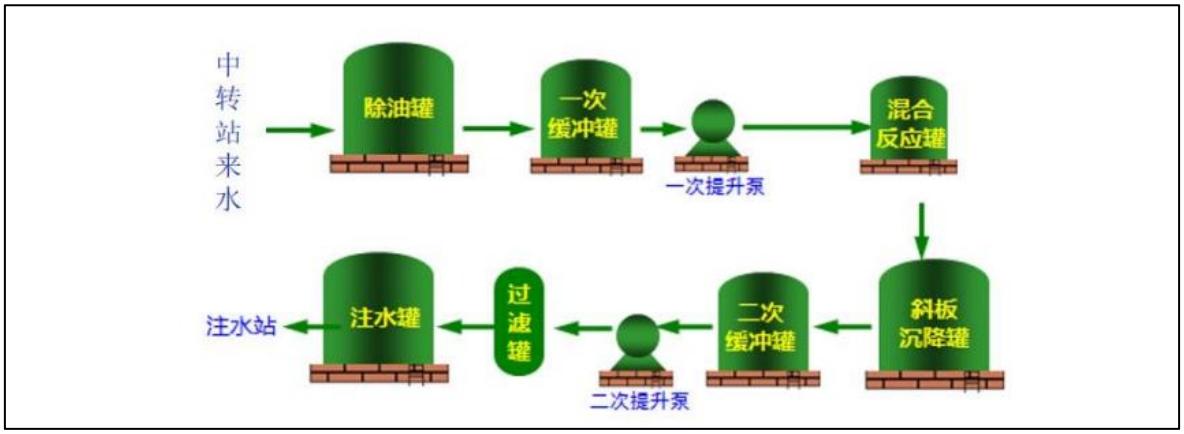


图2.4-2　濮城采油厂采出水处理系统处理工艺示意图

1）来水输送：中转站来水首先进入除油罐，开启一次提升泵，将除油罐处理后的水输送至一次缓冲罐。

2）混合反应：一次缓冲罐的水接着流入混合反应罐，进行相关反应。

3）斜板沉降：混合反应后的水进入斜板沉降罐，利用斜板结构实现固液分离，之后水流向二次缓冲罐。

4）二次提升与过滤：开启二次提升泵，把二次缓冲罐的水输送至过滤罐，经过滤处理后进入注水罐，最终送往注水站，完成污水处理流程，实现对污水的“重力除油+斜板混凝沉降+一级过滤”处理，使污水达到后续注水等回用或排放要求。

（3）设备设施

濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站主要设施见表2.4-7所示。

表2.4-7　濮城采油厂采出水处理站主要环保设备一览表

名称	主要环保设施	规格型号	数量	备注
濮一采出水处理站	除油罐	1000m^3	2座	/
	缓冲罐	300m^3	2座	/
	斜板沉降罐	1000m^3	3座	/
	二次缓冲罐	200m^3	2座	/
	反冲洗水源罐	800m^3	1座	/
	反洗回收水罐	800m^3	1座	/
	压力过滤罐	/	10座	/
	注水罐	1000m^3	2座	/
	大型高压离心泵	/	4台	/
	压滤机	Xmkg135/1000u	1台	/
	万方池	5000m^3	1座	/
濮二采出水处理站	玻璃钢除油罐	1000m^3	2座	/
	玻璃钢一次缓冲罐	200m^3	2座	/
	斜板沉降罐	1000m^3	2座	/
	二次缓冲罐	200m^3	1座	/
	二次缓冲罐	300m^3	1座	/
	反冲洗水源罐	300m^3	1座	/
	反洗回收水罐	500m^3	2座	/
	一级过滤罐	/	4座	/
	注水罐	1000m^3	2座	/
	大型高压离心泵	/	3台	/
	消防水罐	1000m^3	2座	/

名称	主要环保设施	规格型号	数量	备注
	万方池	10000m³（72m×42m×3m）	1座	敞开
	840方排污池	35.8m×12.8m×2.5m	1座	敞开
	840方污泥池	35.8m×12.8m×2.5m	1座	敞开
	雨水池	40m×32m×4m	1座	敞开
濮三采出水处理站	玻璃钢除油罐	1000m³	2座	/
	玻璃钢一次缓冲罐	300m³	2座	/
	斜板沉降罐	1000m³	4座	/
	二次缓冲罐	300m³	2座	/
	反冲洗水源罐	500m³	1座	/
	反洗回收水罐	500m³	2座	/
	一级过滤罐	/	8座	/
	注水罐	1000m³	2座	/
	大型高压离心泵	/	4台	/
	压滤机	Xmkg135/1000u	4台	/
	排污池	900m³（30m×15m×2m）	1座	/
	万方池	10500m³（75m×40m×3.5m）	1座	/
	雨水池	180m³（12m×6m×2.5m）	1座	/

2.4.2.2.3 回注系统

采出水进入濮一采出水处理站、濮二采出水处理站和濮三采出水处理站进行处理，出水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后，通过注水管线输送至注水站内，利用注水站内高压泵对回注水加压后，通过注水支线送至各增注站、配水间；最后由单井注水管线将配水间分出水输送至注水井内，完成注水。濮城采油厂内部分增注站与配水间合建，统一称为增注站，兼有注水配水功能。注水流程图见图2.4-3。

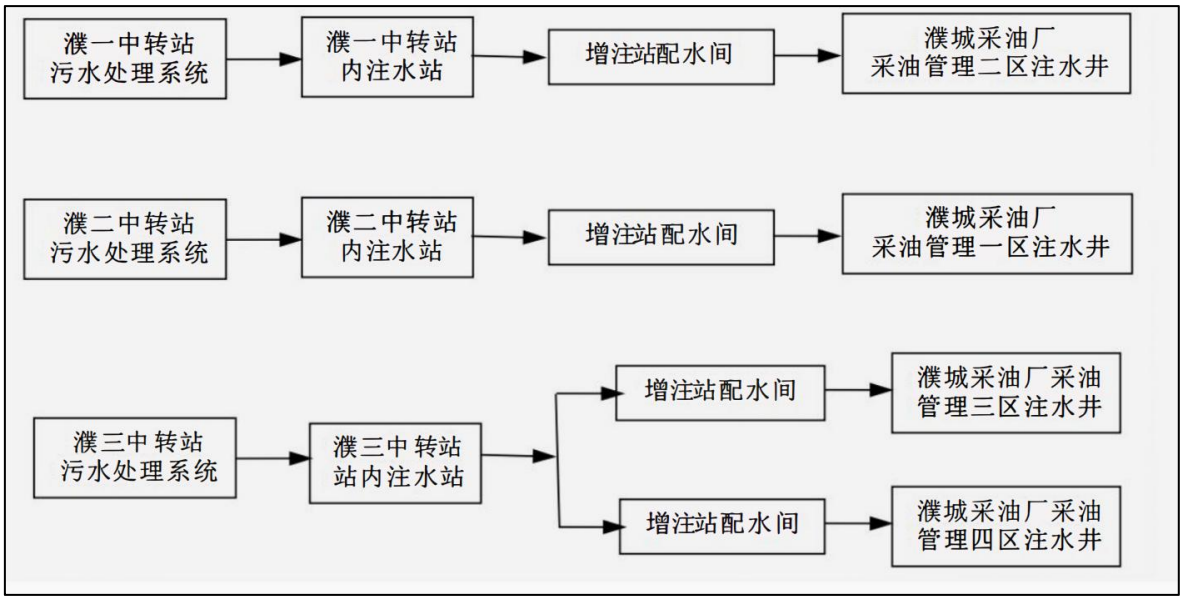


图2.4-3　濮城采油厂（河南区域）注水流程示意图

2.4.2.2.4 增注站

增注站是油田注水开发体系的核心增压调控单元，主要解决低渗、特低渗油藏注水井 “欠注”“注不进” 问题，通过精准增压、智能调控，为油藏补充能量，保障原油采收率提升，是濮城油田（东濮老区）老油田高效开发的关键设施。濮城采油厂目前配备19座增注站，典型增注站设备情况见下表。

表2.4-8　典型增注站设备一览表

站名	设备名称	设备型号	数量（台）	输送能力
69#增注站	增注泵	3ZY125A-8.9/40-24	1	日排量 214m³
	增注泵	ZYT3ZY-12/50-25	6	日排量 288m³
91#增注站	增注泵	3ZY125A-8.9/40-24	2	日排量 214m³
	增注泵	ZYT3ZY-12/50-25	8	日排量 288m³
89#增注站	增注泵	3ZY125A-8.9/40-24	1	日排量 214m³
	增注泵	ZYT3ZY-12/50-25	6	日排量 288m³
122#增注站	往复式增压注水泵	3ZY125A-6.3/50-34	1	日排量 151.2m³
	往复式增压注水泵	3ZY125A-6.3/50-34	1	日排量 151.2m³
	往复式增压注水泵	3ZY125A-6.3/50-34	1	日排量 151.2m³
85#增注站	往复式增压注水泵	3ZY125A-8.9/45-24	1	日排量 213.6m³

站名	设备名称	设备型号	数量（台）	输送能力
	往复式增压注水泵	ZYT3ZY-8.9/50-25	1	日排量 213.6m³
	往复式增压注水泵	3ZY125A-6.3/50-34	1	日排量 151.2m³
83#增注站	往复式增压注水泵	ZYT3ZY177-12/40-25	1	日排量 288m³
	往复式增压注水泵	3ZY125-13/40-23	1	日排量 312m³
	往复式增压注水泵	3ZY125A-8.9/45-24	1	日排量 213.6m³

2.4.2.2.5 计量站

濮城采油厂计量站是油田油气生产链的核心数据枢纽与工艺衔接节点，承担油气计量、工艺辅助、智能管控及安全保障等关键职能，是连接油井生产与后续集输处理的 “桥梁”。计量站目前主要对采油井生产的采出液进行计量，然后将单井来液输送至集输干线。典型计量站主要设备见下表。

表2.4-9　典型计量站设备一览表

名称	型号	数量	功能	备注
智能流量测控装置	-	1台	实现远程调控、自动计量与数据实时远传，替代人工抄表调配	/
真空相变加热炉	/	1座	加热油气输送介质，降低原油黏度、防止管线堵塞，保障流体顺畅输送	备用
阀组	闸阀、三通球阀、多通阀	/	切换计量流程，确保计量某口井时，其他井油气可连续输往中转站	/
输送泵	GIB125-2.5	3台	/	/

2.4.2.3集输工程

（1）基本情况

濮城采油厂现有集输流程有两种：密闭集输流程和单井拉油流程。

1）密闭集输流程

油井产液通过单井集油管线就近进入计量站，经过加热炉加热（仅冬季）后通过集输管道输送至中转站，经中转站处理的合格原油外输至柳屯中心处理站。中转站分离出的采出水经采出水处理站处理合格后，通过增注站分配至各个井口进行注水开发。

2）单井拉油流程

目前距离计量站较远的少量油井采用单井拉油模式。井口采出液经单井集油管线进入高架罐，高架罐采用电加热，由拉油车拉至中转站进行处理。濮城采油厂油气集输系统示意图见图2.4-4。

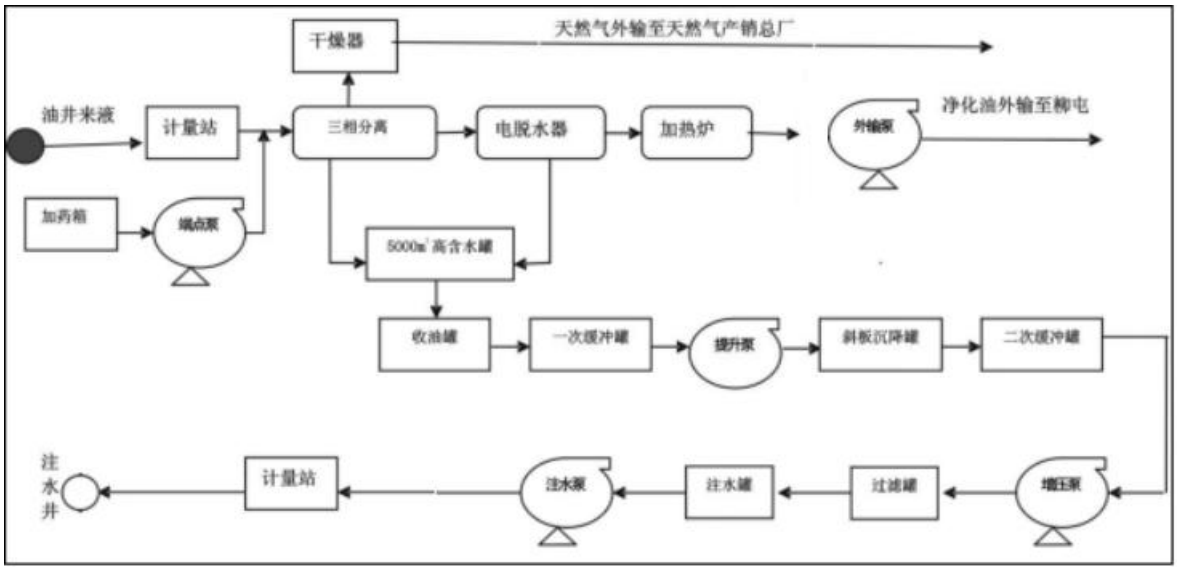


图2.4-4　濮城采油厂集输系统示意图

（2）集输管网

现有工程在用计量站86座，集油干线25条103.002km，单井集油管线284.147km。注水支干线83.355km，单井注水管线340.07km，回水支干线86.045km。共有3座注水站，分别位于三座中转站内，另配备45座配水间和19座增注站用于注水。

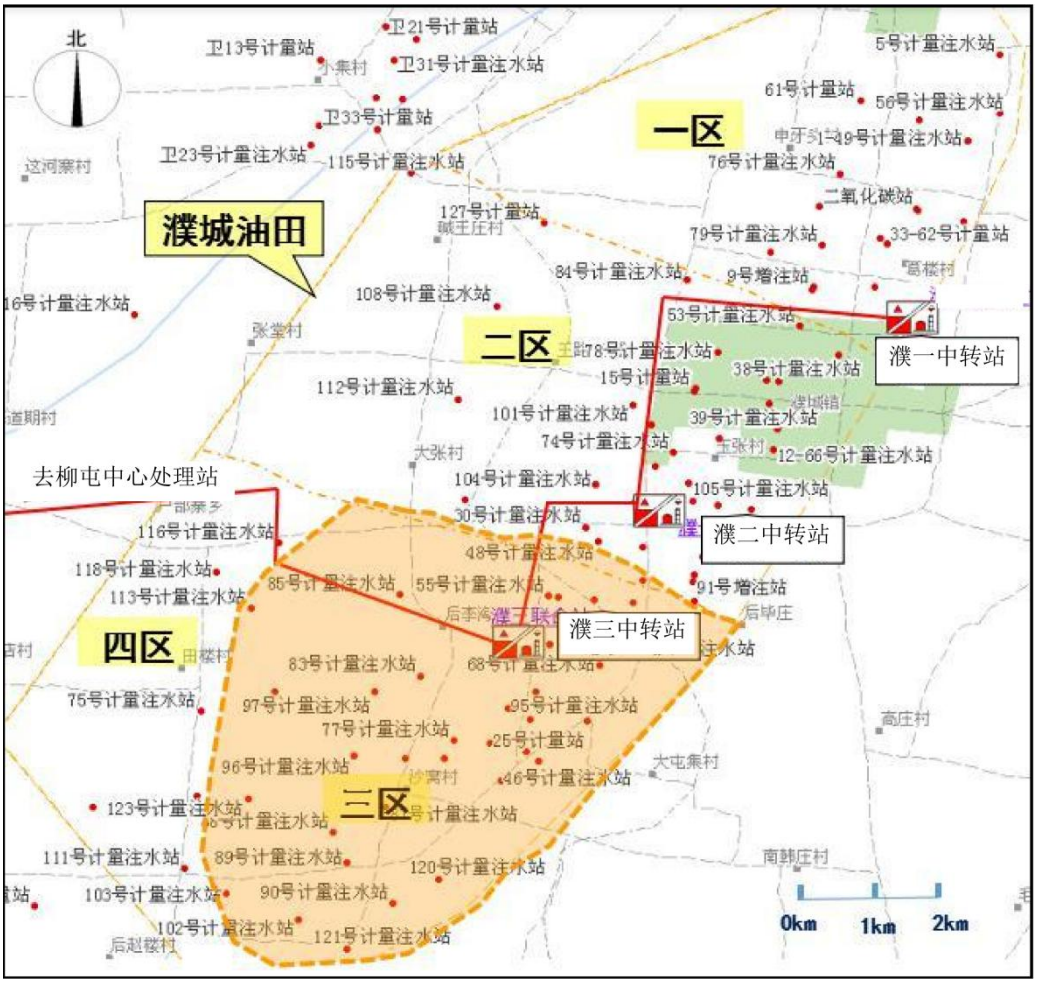


图2.4-5　濮城采油厂集输系统现状图

2.4.4 公用工程

2.4.4.1 供热工程

濮城采油厂依托现有工程建设的加热炉，主要用于冬季原油管道保温，值班人员采用空调供暖。

2.4.4.2 供电工程

濮城采油厂现有变压器138台，共有6kV/10kV供电线路32km。

2.4.4.3 给排水工程

给水：濮城采油厂勘探开采区各设施分散在整个勘探开采区内，面积较大，难以实施集中供水。现场调查到各计量站、注水工作人员为2~4人，人数较少，厂内全部采用旱厕，用水主要为工作人员饮用水，每天由专用配水车送给各站。

排水：濮城采油厂属于水驱机械采油，采出的油气中携带水分，近几年区域地下油气资源急剧衰竭，采出的油气中含水率迅速上升，平均达到了96%以上。目前，濮城采油厂（河南区域）有3座采出水处理站（濮一、濮二和濮三采出水处理站），总设计处理规模为$5.2\times10^4m^3/d$，能够满足现状废水处理需求，废水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后全部回注采油层，不向外环境地表水体中排放。

2.4.3.4 道路工程

濮城采油厂现有道路总长度455km，其中主干路24.5km，通井路430.5km。除厂部、部分生产主干道是沥青路或局部混凝土路段，其他均为夯实土路或砂石路。

2.4.6 退役工程

截至目前，濮城采油厂退役井共计207口，分别为采油井85口，注水井122口。建设单位各类型弃置井按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）《中原油田公司油气资产弃置费用管理办法》《石油天然气工业健康、安全与环境管理体系》等文件要求，施工前制定弃置井施工设计、油气资产弃置清理方案（井筒、地面）、井报废处置施工总结等方案，施工结束后开展土壤监测。

弃置井封井的主要流程包括：

压井：正循环压井，当压井液进出口液性及液量达到一致时停止压井；

试压：待压井平稳后，卸采油树和配套开采设备，安装防喷器；

起原井管柱：起出井内全部原井管柱；

封堵：对井深的射孔段进行单独挤注封堵，封堵半径2米；

候凝：关井候凝48h；

试压、探塞面：连接地面管线，对封堵井段试压15MPa，稳压10min，压降不大于0.7MPa为合格；

封堵：对井口段进行封堵，水泥塞面位置控制在离地面8米以上；

封井口：用水泥浆封固井口或焊接盲板封口；

恢复井口、交井：保持井场平整无杂物，采油树和配套开采设备、套管头回收至濮城采油厂生产保障中心库。



图2.4-6　濮城油田退役井生态恢复现状

2.4.7现有工程产排污情况

2.4.7.1 大气污染源

（1）有组织排放的废气污染源

濮城采油厂有组织排放口共有15个，包括13个加热炉排放口，2个污水池废气处理装置排放口。本次评价引用中原油田分公司环保监测总站于2023年和2024年对濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站、110号计量站等站的加热炉和污水池有组织废气的自行监测数据。各污染物监测情况详见表2.4-10。

表2.4-10 濮城采油厂现有加热炉统计一览表

序号	所属场站	名称	型号	类型	排气筒高度	最大运行时间（h）	备注
1	濮一中转站	2#加热炉	ϕ 2200 × 7400 × 10 0.8t/h	相变炉	15m	8760	在用
2		1#加热炉	FTX800-H/2.5-Q 1t/h	水套炉	15m	4380	备用
3	濮二中	1#加热炉	FTX600-H/2.5-Q 0.8t/h	相变炉	15m	8760	在用

序号	所属场站	名称	型号	类型	排气筒高度	最大运行时间（h）	备注
4	转站	2#加热炉	HJ1000-H1.6-Q 1.2t/h	水套炉	15m	4380	备用
5		中间加热炉	HJZX250-H/1.6-RS/0.1-0.15-Q/Q-TQ-YW 1.2t/h	相变炉	15m	8760	备用
6	濮三中转站	3#加热炉	FTX2500 11/2.5-Q 3t/h	相变炉	15m	8760	在用
7		4#加热炉	JM-HJ2000-Y/2.5-Q 2.5t/h	相变炉	15m	8760	备用
8		5#加热炉	JM-HJ2000-Y/2.5-Q 2.5t/h	相变炉	15m	8760	在用
9		2#加热炉	2500kW	相变炉	15m	0	停用
10		1#加热炉	1000kW	相变炉	15m	8760	在用
11	采油管理四区103#站	1#加热炉	HJZX250-H	相变炉	15m	8760	在用
12	采油管理四区108#站	1#加热炉	HJZX250-H	相变炉	15m	8760	备用
13	采油管理四区110#站	1#加热炉	HJZX250-H	相变炉	15m	8760	在用
14	采油管理四区115#站	1#加热炉	250kW	相变炉	15m	8760	在用

表2.4-11 已建有组织排放源污染物排放及达标情况统计表

监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准限值	达标情况
濮一中转站水套加热炉	颗粒物	mg/m^3	2.1	30	达标
	二氧化硫	mg/m^3	<3	200	达标
	氮氧化物	mg/m^3	87～102	300	达标
	烟气量	m^3/h	417	/	/
濮二中转站相变2#加热炉	二氧化硫	mg/m^3	<2	200	达标
	氮氧化物	mg/m^3	85	300	达标
濮三中转站相变加热炉	颗粒物	mg/m^3	2.0	30	达标
	二氧化硫	mg/m^3	<3	200	达标
	氮氧化物	mg/m^3	86	300	达标
	烟气量	m^3/h	534	/	/

监测点位	监测项目	单位	监测结果	标准限值	达标情况
濮三中转站5#加热炉	颗粒物	mg/m^3	3.4	30	达标
	二氧化硫	mg/m^3	<3	200	达标
	氮氧化物	mg/m^3	112	300	达标
	烟气量	m^3/h	1200	/	/
110#计量站加热炉	颗粒物	mg/m^3	4.9	30	达标
	SO_2	mg/m^3	<4	200	达标
	NO_X	mg/m^3	116	300	达标
	烟气黑度	级	<1	<1	达标
	烟气量	m^3/h	187	/	/
122#计量站加热炉	SO_2	mg/m^3	<3	200	达标
	NO_X	mg/m^3	26	300	达标
115#计量站加热炉	SO_2	mg/m^3	<5	200	达标
	NO_X	mg/m^3	66	300	达标
83#计量站加热炉	SO_2	mg/m^3	<3	200	达标
	NO_X	mg/m^3	112	300	达标
濮一中转站污水池废气处理装置出口	非甲烷总烃	mg/m^3	21.9	120	达标
濮三中转站污水池废气处理装置出口	非甲烷总烃	mg/m^3	21.8	120	达标

根据监测结果可知，各中转站、计量站加热炉废气各污染因子排放浓度均满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）中的排放限值。濮一中转站和濮三中转站污水池非甲烷总烃排放浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的排放限值。根据监测结果，SO_2监测浓度均为未检出，且根据建设单位提供资料显示，天然气不含硫，故不再核算SO_2排放量，加热炉运行工况为80%，排放源污染物排放量情况见下表。

表2.4-12　加热炉排放源污染物排放量统计表

所属场站	名称	功率（kW）	排放速率（kg/h）		排放量（t/a）	
			颗粒物	NO_X	颗粒物	NO_X
濮一中转站	2#加热炉	800	0.0009	0.0363	0.0099	0.3975
	1#加热炉	800	0.0009	0.0363	0.0049	0.1987
濮二中转站	1#加热炉	600	0.0009	0.0363	0.0099	0.3975
	2#加热炉	1000	0.0009	0.0363	0.0049	0.1987
	中间加热炉	250	0.0009	0.0217	0.0099	0.2376
濮三中转站	3#加热炉	2500	0.0011	0.1344	0.0120	1.4717
	4#加热炉	2500	0.0011	0.1344	0.0120	1.4717
	5#加热炉	2000	0.0041	0.1344	0.0449	1.4717
	1#加热炉	250	0.0009	0.0217	0.0099	0.2376
103#站	1#加热炉	250	0.0009	0.0217	0.0099	0.2376
108#站	1#加热炉	250	0.0009	0.0217	0.0099	0.2376
110#站	1#加热炉	250	0.0009	0.0217	0.0099	0.2376
115#站	1#加热炉	1000	0.0009	0.0363	0.0099	0.3975
合计					0.158	7.193

真空相变加热炉工作原理：真空相变加热炉是一种高效加热炉。壳程与管程空间分成液相空间和气相空间两部分，燃烧系统在液相内，管程在气相内。通过特殊工艺措施保证壳程内工作压力在-0.05～0MPa之间，以便于液相蒸汽的产生。加热炉运行时燃烧系统把热量传递给液相介质，液相介质受热后产生蒸汽，在汽相空间内把热量传递给管程内介质，蒸汽冷凝后流回液相空间内，再重复加热、蒸发、冷凝的换热过程。管程外换热为蒸汽冷凝换热，大大提高了换热效率，是油田生产加热的理想设备。

水套加热炉工作原理：燃烧器燃烧所产生的高温烟气经烟气出口管流入烟箱，由于高温烟气的热作用，能量通过热传递的方式传递给炉内工质水，工质水受热后温度上升从而部分汽化，汽化后的高温水蒸气上升至加热盘管处，与其接触传热后温度下降，从而冷凝回落至水浴中，然后经加热再次蒸发上升，高温烟气最终通过

烟囱上升排入空气中。在此过程中加热盘管内的原油或天然气受热温度提升，进而达到工艺设定温度。

《水套加热炉通用技术要求》（GB/T 33840-2017）“修订说明”中明确“水套加热炉属于工业炉窑的主要类型之一”，真空相变加热炉和水套加热炉工作原理相同，故濮城采油厂加热炉应执行《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）。

（2）无组织挥发烃类

烃类气体挥发主要为阀门、法兰和机泵等设备与管线组件密封点泄漏的废气，主要为中转站、计量站内设备。采出液汇集到濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站增压外输，故本次评价引用濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站的无组织废气监测数据，代表濮城油田无组织废气挥发情况。本次评价引用中原油田分公司环保监测总站于2024年12月对各中转站厂界非甲烷总烃的自行监测数据，监测结果见表2.4-13，监测报告见附件九。

表2.4-13　场站厂界非甲烷总烃监测结果

场站	监测时间	监测点位	浓度范围（mg/m^3）	标准限值（mg/m^3）	达标情况
濮一中转站	2024.12.23	上风向	0.41	4.0	达标
		下风向	0.82	4.0	达标
濮二中转站	2024.12.23	上风向	0.54	4.0	达标
		下风向	0.81	4.0	达标
濮三中转站	2024.12.23	上风向	0.54	4.0	达标
		下风向	0.91	4.0	达标

根据濮城采油厂濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站厂界无组织非甲烷总烃的监测结果，非甲烷总烃监测浓度满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）标准限值。

在油气集输处理过程中，少量烃类气体可通过阀门、法兰和机泵等设备与管线组件密封点等释放到环境空气中，主要成分为烷烃和烯烃。原油伴生气密闭流程损耗小于0.2%。

现有工程无组织排放烃类气体计算公式如下：

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

式中：G——非甲烷总烃产生量，t/a；

M——原油产生量，t/a；（31.26万吨/a）

η——油气集输系统损耗率，%（密闭流程取值0.2%）；

α——伴生气中非甲烷总烃体积百分数；取0.3（最大值）

ρ——伴生气密度0.84kg/m^3；

λ——气油比，m^3/t，取160.87m^3/t。

根据现有工程分析，估算现有工程非甲烷总烃排放量为25.345t/a。

2.4.7.2 水污染源

（1）采出水和井下作业废水

采出水主要来源于油藏本身的底水、边水，在采油初期带出的水量很少，随着开采时间的增加采出水会呈逐渐上升趋势。井下作业废水的产生量是临时的，主要是通过酸化、压裂、洗井等工序，产生的钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液等。根据调查濮城油田濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站台账，2024年采出水和井下作业废水的实际处理量为1011×$10^4$$m^3$/a，采出水经采出水处理站处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）Ⅲ类水质标准后，回注地层。本次评价引用中原油田环保监测总站对濮城采油厂采出水处理站2024年1月~2024年11月注水水质普查公报（见附件六），濮城采油厂采出水处理站处理后水质见表2.4-14。

表2.4-14　濮城采油厂各采出水处理站滤后水质情况　单位：mg/L

项目 / 时间	濮一采出水处理站			濮二采出水处理站			濮三采出水处理站		
	pH	悬浮固体	污水含油	pH	悬浮固体	污水含油	pH	悬浮固体	污水含油
2024年日均处理水量（m^3/d）	8588			8522			13417		
2024.01	7.70	1.9	0.72	7.00	0.5	0.67	8.20	0.4	0.95
2024.02	7.60	0.7	0.59	7.20	0.7	0.69	8.00	0.8	1.03
2024.03	7.40	1.9	0.66	7.00	1.7	0.46	7.70	0.9	1.00
2024.04	7.20	1.0	0.57	7.00	0.6	0.59	7.70	1.5	1.00
2024.05	7.40	0.5	0.81	7.00	0.6	1.26	7.70	1.3	0.98

项目 时间	濮一采出水处理站			濮二采出水处理站			濮三采出水处理站		
	pH	悬浮固体	污水含油	pH	悬浮固体	污水含油	pH	悬浮固体	污水含油
2024.06	7.20	0.6	0.35	6.80	1.0	0.37	7.60	0.3	0.99
2024.07	7.30	1.8	0.69	6.90	0.7	1.00	8.00	1.0	0.81
2024.08	7.70	1.9	0.72	6.90	1.2	0.65	8.00	0.9	0.89
2024.09	7.30	1.9	2.46	7.00	0.2	0.67	8.00	1.0	1.85
2024.10	7.50	0.6	1.68	7.00	0.5	0.58	7.90	0.7	1.16
2024.11	7.00	0.6	1.07	7.20	0.9	0.62	7.90	0.8	1.28
标准限值类	/	20.0	10.0	/	20.0	10.0	/	20.0	10.0

根据监测结果可知，濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理后的水质均可以满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）类水质标准。

（2）生活污水

濮城采油厂濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站仅有少量值班职工，生活污水依托化粪池进行处理，定期清掏用于农业肥田；其他站基本实现无人值守，生活污水排放依托各计量站、管理区等场所内的化粪池，定期用于农田肥田。

2.4.7.3 声污染源

运营期现有工程噪声源主要来自各中转站、计量站内的压缩机组、机泵等设备，本次评价引用2024年中原油田分公司环保监测总站对濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站、计量站等厂界的监测数据，噪声监测结果见表2.4-15所示，监测报告见附件九。

表2.4-15　现有主要场站厂界噪声排放监测一览表　单位：dB（A）

站场	监测时间	点位	昼间	夜间	昼间标准限值	夜间标准限值	达标情况
濮二中转站	2024.9.29	东侧	54	46	60	50	达标
		南侧	48	48	60	50	达标
		西侧	48	45	60	50	达标
		北侧	48	45	60	50	达标
濮一	2024.9.29	东侧	50	48	60	50	达标

站场	监测时间	点位	昼间	夜间	昼间标准限值	夜间标准限值	达标情况
中转站		南侧	50	46	60	50	达标
		西侧	50	47	60	50	达标
		北侧	50	47	60	50	达标
濮三中转站	2024.9.29	东侧	51	47	60	50	达标
		南侧	53	48	60	50	达标
		西侧	49	47	60	50	达标
		北侧	56	46	60	50	达标
37号站	2024.3.26	东侧	54	46	60	50	达标
		南侧	52	46	60	50	达标
		西侧	55	49	60	50	达标
		北侧	50	46	60	50	达标
33号站	2024.3.26	东侧	58	47	60	50	达标
		南侧	52	46	60	50	达标
		西侧	52	47	60	50	达标
		北侧	52	46	60	50	达标
32号站	2024.3.26	东侧	55	45	60	50	达标
		南侧	54	45	60	50	达标
		西侧	54	46	60	50	达标
		北侧	55	47	60	50	达标

噪声监测结果表明，现有工程濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站、计量站等厂界噪声各监测点昼间噪声及夜间噪声均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区标准要求。

2.4.7.4 固废污染源

运营期固体废弃物主要是注水残渣、落地油、含油污泥、清管废渣、废润滑油及其包装桶。

（1）注水残渣

本项目所在区域采出液含水率较高，采出水进入注水罐，注水罐底部产生的糊状物质即为注水残渣。根据2024年台账统计，濮城采油厂采出水处理注水残渣产生量为10578t/a，为一般固废，产生的注水残渣直接用于调剖回注处理，不暂存。

（2）落地油、含油污泥、清管废渣

含油泥类统称为油泥砂，来源于濮一中转站、濮二中转站和濮三中转站等场站清罐产生的罐底污泥、管线穿孔产生的落地油和含油污泥、清理管道产生的废渣，均属于危险废物，危废代码为071-001-08。其中，发生管线穿孔后优先回收利用泄漏的物质，无法收集回收利用的为落地油固体废物。濮城采油厂现有工程按照废物资源化利用原则，首先考虑回收至原油集输系统。不能回收利用的，作为危险废物委托处置。经统计，2024年濮城采油厂落地油、含油污泥、清管废渣产生量为128.78t，暂存于危废贮存库，委托大公环境资源（开封）有限公司进行处理。

（3）废润滑油及其包装桶

根据濮城采油厂2024年台账数据，目前濮城油田运营期产生的废机油及其包装桶120.74t/a，属于危险废物，类别为HW08废矿物油与含矿物油废物，代码为900-249-08；收集后全部暂存于危废贮存库，委托大公环境资源（开封）有限公司进行处理。

（4）生活垃圾

濮城油田生活垃圾集中收集后，委托当地环境卫生主管部门统一处理。

2.4.7.5 现有污染物排放汇总

现有工程各类型污染物排放情况见下表。

表2.4-16　现有工程污染物排放汇总表

污染物类别	污染源	产生量	排放量	排放去向
废气	颗粒物	0.158t/a	0.158t/a	燃料为天然气，废气通过排气筒排放
	NO_X	7.193t/a	7.193t/a	
	非甲烷总烃	25.345t/a	25.345t/a	排放至环境空气
废水	采出水和井下作业废水	$1011\times10^4m^3/a$	0	处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）Ⅲ类水质标准后，回注地层
	生活污水	/	0	生活污水由化粪池处理，定期清掏

污染物类别	污染源	产生量	排放量	排放去向
噪声	场站泵、压缩机等设备	达标排放	达标排放	基础减振、隔声
固废	注水残渣	10578t/a	0	注水残渣用于调剖回注处理
	落地油、含油污泥、清管废渣	128.78t/a	0	暂存于危废贮存库，委托大公环境资源（开封）有限公司进行处理
	废润滑油及其包装桶	120.74t/a	0	
	生活垃圾	/	0	委托当地环境卫生主管部门统一处理

2.4.8环保手续履行情况和相关要求落实情况

2.4.8.1 现有工程环保手续

濮城油田工程相关手续情况汇总表如下：

表2.4-17　濮城油田产能建设环境评价执行情况汇总表

实施年份	环评项目	审批	验收
2008-2010年	中原油田分公司2008～2010年产能建设项目	豫环审〔2009〕406号	豫环审〔2013〕257号
2011-2013年	中原油田分公司2011～2013年产能建设项目	豫环审〔2012〕158号	濮环验〔2016〕7号
2014-2015年	中原油田分公司2014～2015年产能建设项目	濮环审〔2015〕52号	已验收
2016年	中原油田分公司2016年产能建设项目	濮环审〔2017〕4号	已验收
2017年	中原油田分公司2017年产能建设项目	濮环审表〔2018〕3号	已验收
2018年	中原油田分公司2018年产能建设项目	濮环审表〔2018〕20号	已验收
2019-2020年	中原油田分公司濮城采油厂2019-2020年产能建设项目	濮环审表〔2020〕21号	已验收
2021-2025年	中原油田分公司濮城采油厂2021-2025年度老区产能恢复建设项目（河南区域）	濮环审〔2021〕36号	一期已验收

2.4.8.2 现有工程排污许可

从评价调查及收集资料可以看出，濮城采油厂基本能做到排污口规范化。固体废物、危险废物贮存库均设置有标志牌，废气排放口、噪声排放口规范化管理较规

范，废气监测口的设置、噪声排放口标志牌设置符合国家和河南省的相关要求进行规范管理。

2016年11月10日国务院发布《控制污染物排放许可制实施方案》规定：落实按证排污责任。纳入排污许可管理的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污，不得无证排污。《方案》规定应于2020年全国基本完成排污许可证核发。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》要求，濮城采油厂2025年8月19日重新申请办理排污许可，并取得排污许可证，在运行过程中根据实际情况进行变更，排污许可编号（编号：91410900719176285H002U），有效期为：2025年8月19日 至 2030年8月18日。濮城采油厂排污许可基本信息、污染物排放去向、执行的污染物排放标准以及采取的污染防治措施等信息的填报符合实际情况及《排污许可管理条例》要求。

2.4.8.3 现有工程环保设施落实及运行情况

（1）废气污染防治措施

站场加热炉均采用清洁天然气为燃料，燃料来源于油田伴生气。燃烧烟气中的污染物排放浓度较低，满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）标准限值。濮一污水池、濮三污水池采取密闭措施，产生的非甲烷总烃经废气处理设施处理满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）后排放。现有工程油井大部分采用全线密闭输送流程，少部分偏远地区采用单井罐密闭拉运的方式，基本杜绝了油品输送过程的跑冒滴漏现象，加强设备的保养和定期维修，使各种设备保持良好的运行状态。

建设单位加强了对各站场设备、阀门、管线等的定期巡检和管理，避免了管线穿孔、油水冒罐等事故的发生，防止了跑、冒、滴、漏。射孔作业前准备好了井口防喷措施及“三废”回收设施，射孔过程中设专人观察井口，以便及时发现外溢井喷征兆，立即采取措施。井下作业严格执行了井控技术规定，防止了井喷事故。

（2）废水污染防治措施

濮城油田采出水、各类作业废水经管道输送至濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注。

（3）噪声污染防治措施

噪声源主要为站场各类分离器、增压泵、井下作业噪声、单井罐加热设施及站场的机泵噪声等，采取的降噪措施主要有设备选型时选用了低噪声设备，并加强了设备的维护和保养，注水泵位于注水泵房内，并采取了基础减振措施。根据监测结果可知，中转站、计量站厂界噪声均可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2类区标准要求，监测结果见表2.4-15。

（4）固体废物污染防治措施

井下作业过程中井场油管、抽油杆管桥下、井口周围做防渗处理，防渗膜采用无毒环保材料，厚度2.0mm，接缝处按规定进行搭接防止渗漏。修井、压裂、洗井等井下作业采取带罐作业，落地油的回收率达到100%。井下作业完毕，对作业场点进行清理，所有污染物全部清除，恢复场地整洁状态。

现有工程产生的落地油、含油污泥、废润滑油及其包装桶委托大公环境资源（开封）有限公司进行处理。现有工程已根据《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则》（HJ1259-2022）等标准规范落实危险废物管理台账及申报制度，建立了危险废物管理台账，如实记录了有关信息，并通过国家危险废物信息管理系统向所在地生态环境主管部门申报危险废物的种类、产生量、流向、贮存、处置等有关资料。

职工日常生活产生生活垃圾，产生的生活垃圾堆放于指定地点，委托当地环境卫生主管部门统一处理。

（5）生态保护措施

现有工程在建设开发前进行了环境影响评价工作，施工期尽量减少了钻井作业、道路、输油管道敷设对生态环境的影响。道路、输油管道进行了合理选线；严格控制各类施工作业面积和施工扰动面积；运输设备车辆严格按照规定的行驶路线行驶，未随意增开便道。施工结束后，已及时清理了施工场地，恢复施工区地貌景观，减缓了对当地生态环境造成的影响。现有工程落实了环境影响评价要求的相关生态保护措施，最大限度地降低了因工程建设对区域土壤、自然生态的影响，现有工程不存在明显的生态环境影响问题。

（6）地下水和土壤环境污染防治措施

1）输油管线

①原油集输干线安装压力监控系统，输油管道采取防腐措施；对使用年限较长、腐蚀比较严重的部分管线采用钢骨架管线或玻璃钢管线等新型材料；

②改变回注水的水质（偏碱性），添加缓蚀剂等、减少回注水对管线的腐蚀；

③采用防盗措施，如安装井口防盗箱等；

④安装在线监控及漏点定位系统，对整个集输系统和注水系统进行监控；

⑤加强巡线工作；

采取措施后，输油管线泄漏和注水管穿孔事故发生的频率明显减少，事故影响程度有所降低，污染面积较之前也有所减小，效果比较明显。

2）中转站和采出水处理站

经过现场勘察，计量站、中转站、采出水处理站重点设备设施地面均采用水泥硬化，同时采用污油、污水罐储存，减少了污水污油池渗漏对地下水污染的环节。濮城采油厂有濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，中转站已经采取了防渗措施，并定期检查输油管线，定期巡查。采出水处理站除污水池和污油池为池子外，其他均为罐体；污水池和污油池均采取了防渗措施。濮城采油厂在钻井及采油过程中，采取以上措施后，能够较好地保护土壤，从源头降低了土壤污染途径。

3）回注井防控措施

濮城采油厂回注井均采用三层套管，表层套管完全封闭。固井水泥均上返至地面，采用优质的防腐钢质套管。完井后采用液体或气体介质，用泵注设备按规定对地面流程、井口设备、下井管柱、井筒套管、井下工具、封层和封堵井段等进行耐压程度检验的作业。试压压力为井口装置额定工作压力、套管抗内压强度80%中的最低值，不渗不漏，稳压10min，压力降低不大于0.5MPa。

回注井运行过程中，持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足SY/T 5329要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。

采取以上措施能够保证井筒密闭性，防止油水串层。

（7）环境风险防范措施

1）钻井、井下作业事故风险预防措施

①现有工程生产中全部按照生产安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，未发生井喷事故；

②使用的泥浆参数符合钻井地质技术的规定和要求；

③泥浆的液柱压力大于地层压力约3~5MPa，井场的重泥浆储备量为井筒容积的1.5~2倍，泥浆加重剂储备充足；

④各岗位员工均经过严格的井控专业培训，全部为持证上岗，员工严格按照操作规定进行作业，并且定期进行防喷操作演习；

⑤工作区配备了干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材；

⑥在井架上、井场路口等处设置了风向标，以防发生事故时便于人员及时迅速向上风向疏散。

2）场站及原油集输事故风险预防措施

①在集输管线的敷设线路上设置了永久性标识，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等；

②严格按照规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件；

③各站场的环境保护工程，做到了及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝了火灾的发生；

④对管线定期进行巡检，加强管线和警示标志的管理工作；

⑤不断提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通信畅通，在及时发现管道风险隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免风险事故发生；

⑥定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患，减少环境风险事故的发生；

⑦对事故易发部位、易泄漏地点，除本岗工人及时检查外，设安全员定期巡检，及时发现环境风险隐患，降低环境风险；

⑧在可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，设置可燃气体检测报警器，以便及时发现事故风险隐患，降低环境风险；

⑨站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统，采用电脑自动监测和报警机制，根据工艺参数变化对事故风险迅速做出判断，降低环境风险。

3）中原油田黄河水厂管道风险防范措施

中原油田黄河水厂位于河南省濮阳市范县辛庄乡彭楼村北500m处，主要负责油田采油厂的消防用水及生活饮用水、濮阳市106国道以东的工业园区、濮阳市化工产业区、濮东产业集聚区、范县城区、濮王产业园区以及豫能发电有限公司的生产、生活用水。主要管道包括水厂至李拐、李拐-濮城、濮城-柳屯、柳屯-G106国道、柳屯-天然气厂、柳屯-井下。中原油田黄河水厂的输水管道穿越濮城采油厂油区，为降低对输水管道的影响，濮城采油厂采取以下分析防范措施。

①油气管道建设期间

合理规划与设计：遵循后建服从先建原则，充分调研中原油田黄河水厂输水管道的现状分布，在可行性研究阶段提出合理的交汇关系处理方案，优先选择对输水管道影响较小的部位穿越，尽量避开其管理范围和保护范围，合理选用定向钻、顶管、人工开挖等穿越方式。

加强沟通与协作：与水厂管理单位积极沟通，施工前协商确定施工作业方案并签订防护协议，施工过程中接受水厂管理单位的监督，指派专门人员到施工现场进行工程保护指导。

采取保护措施：因施工需要在输水管道管理范围内进行相关活动时，依法依规采取保护措施，如对输水管道进行加固、防护等，施工结束后恢复原貌。

设置警示标志：在交汇处设置相应的警示标志，提醒施工人员和其他人员注意保护输水管道。

②运行期间

加强监测与检测：加强管道运行监测与预警系统管理，实时监测油气管道的运行状态，包括压力、流量、温度等参数，及时发现异常情况并采取措施，防止油气管道泄漏对输水管道造成污染。

做好防腐与维护：采用先进的防腐技术，如阴极保护技术、涂覆防腐涂层等，延缓油气管道的腐蚀，定期进行管道维护和检测，及时发现和处理管道的腐蚀、破损等问题，避免油气泄漏影响输水管道。

控制作业活动：在油气管道运行过程中，严格控制在输水管道附近的作业活动，避免因施工等活动对输水管道造成破坏。

制定应急预案：制定针对油气管道泄漏等可能影响输水管道安全的应急预案，定期组织应急演练，提高应对突发事件的能力，确保在发生事故时能够迅速采取措施，减少对输水管道的影响。

4）其他环境风险事故防范措施

从现场检查情况来看，现有工程工作纪律比较严明，重要的工作岗位的工作人员持证上岗，并定期进行安全培训。据建设单位介绍，自工程运行以来，目前尚未发生过破坏较大的火灾或者爆炸等风险事故，说明建设单位采取的上述风险防范措施是较为有效的。

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）》（环发〔2015〕4号）的规定，濮城采油厂2024年3月13日签署发布了突发环境事件应急预案，

并分别在范县和濮阳县进行了应急预案备案，范县备案编号为：410926-2024-002-L，濮阳县备案编号为：41092320240247L，详见附件五。现有工程自运营以来未发生环境风险事故。

2.4.8.4 现有工程自行监测

濮城采油厂根据项目行业类别、生产特点、主要污染源和污染物排放情况，结合《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）和《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），每年更新制定年度自行监测计划，监测类型主要为废气、废水、噪声、环境空气、土壤、地下水监测，其中采出水、环境空气监测频次为1次/半年，土壤和加热炉废气监测频次为1次/年，中转站污水池废气、无组织废气、厂界噪声监测频次为1次/季度。濮城采油厂每年按照监测计划进行监测，满足《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）的规范要求。

2.4.9 区域环境质量回顾分析

本次环评通过收集历年环评报告、验收报告、自行监测中环境质量监测结果用以分析项目开发区块环境质量变化情况。

2.4.9.1 大气环境质量回顾分析

现有工程产生的废气主要为无组织排放的非甲烷总烃和加热炉废气，经过监测结果可知，均满足污染物排放标准。根据濮阳市生态环境局公布的濮阳市生态环境质量公报，项目区域5年基本污染物环境质量现状情况见下表。

表2.4-18 濮阳市5年基本污染物环境质量现状评价表 单位：μg/m³

污染物	年度评价指标	2020年	2021年	2022年	2023年	2024年	评价标准	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	10	8.48	10	8	7	60	达标
NO_2	年平均质量浓度	30	27.53	25	24	22	40	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	87	94.46	79	88	77	70	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	58	52.45	53	51	47	35	超标
CO	第95百分位数24h平均浓度	800	1275	1200	1000	1100	4000	达标
O_3	第90百分位数8h平均浓度	104	165.75	168	168	167	160	超标

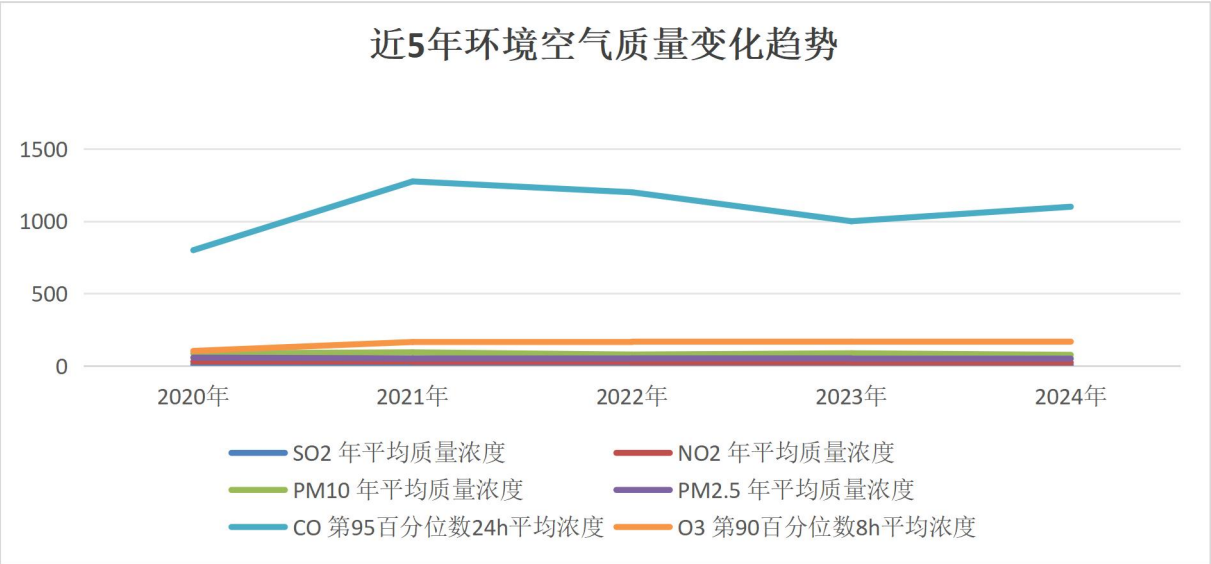


图2.4-7　近5年环境空气质量变化趋势　单位：mg/m^3

由上表可知，濮阳市$PM_{2.5}$年均浓度、PM_{10}年均浓度、O_3日最大8小时平均质量浓度超出《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求，其他因子满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准要求；因此项目所在区域属于环境空气质量不达标区。近5年，项目区域空气环境质量能够相对稳定，空气环境质量波动较小，有逐年好转的趋势。

（2）其他因子

根据项目的特点，本项目特征因子为非甲烷总烃。由于区域范围内无固定现状监测点，本次评价收集濮城采油厂近5年在濮城油田环评和环保验收中区域现状监测报告、例行监测报告，分析项目所在区域其他因子的变化趋势。历史监测结果见表2.4-19。

表2.4-19　近5年区域非甲烷总烃特征因子监测汇总一览表

监测时间	点位	标准值（mg/m^3）	监测结果（mg/m^3）	最大浓度占标率（%）	达标情况	数据来源
2021.5.17-2021.5.23	徐庄村	2.0	0.11-0.51	25.5	达标	2021年环评监测
	王楼	2.0	0.11-0.57	28.5	达标	
2022.5.17	16#计量站	2.0	0.98-1.22	61	达标	自行监测
2022.5.17	112#计量站	2.0	0.91-1.20	60	达标	自行监测
2022.10.12	濮一中转站	2.0	0.39-0.63	31.5	达标	自行监测
2022.10.12	濮二中转站	2.0	0.38-0.80	40	达标	自行监测

2022.10.12	濮三中转站	2.0	0.48-1.26	63	达标	自行监测
2023.9.26.2023.9.27	濮1-131侧1	2.0	0.54-1.02	51	达标	2023年验收监测
2023.9.26.2023.9.27	濮2-侧530	2.0	0.53-0.76	38	达标	
2023.9.26.2023.9.27	文51-236	2.0	0.57-0.79	39.5	达标	
2023.7.4	16#计量站	2.0	0.47-0.87	43.5	达标	自行监测
2023.7.4	112#计量站	2.0	0.52-1.01	50.5	达标	自行监测
2024.12.23	濮一中转站	2.0	0.41-0.82	41	达标	自行监测
2024.12.23	濮二中转站	2.0	0.54-0.81	40.5	达标	自行监测
2024.12.23	濮三中转站	2.0	0.54-0.91	45.5	达标	自行监测
2025.7.2-2025.7.8	杨庄村	2.0	0.50-0.94	47	达标	本次监测
2025.7.2-2025.7.8	肖楼村	2.0	0.6-1	50	达标	本次监测

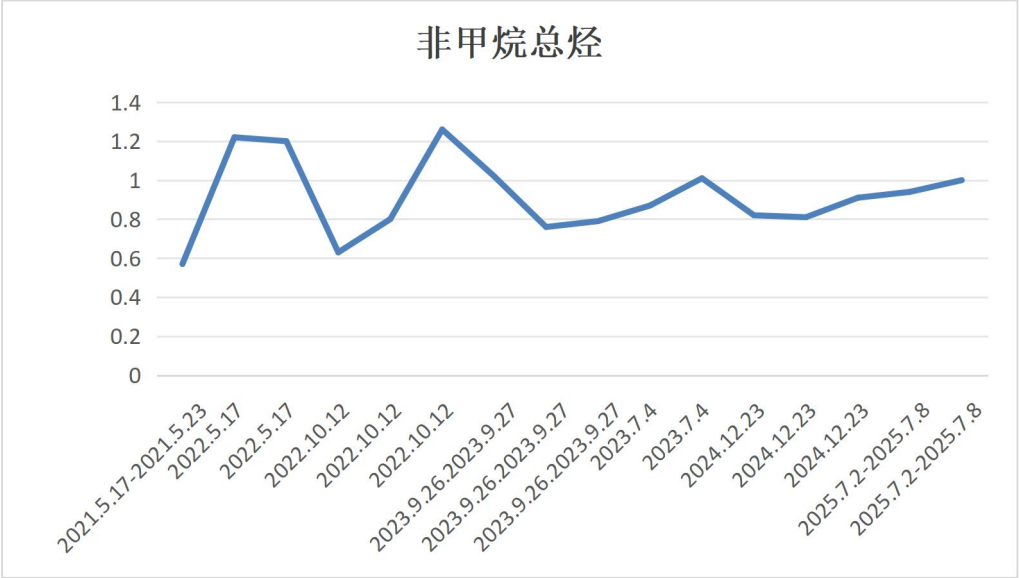


表2.4-8　非甲烷总烃监测浓度趋势图

由以上监测结果可知，2021年～2023年非甲烷总烃最大浓度占标率呈现上升趋势，2023年～2025年最大浓度占标率趋于平稳。在这5年期间，濮城采油厂为减少非甲烷总烃的排放，在油气集输工艺设计阶段全部采用密闭工艺流程，放空气体均采用燃烧放空；运营期加强设备管理和维护保养，最大限度减少井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的气体。在测试放喷阶段采用放喷罐，减少废气的排放。通过定期委托有资质的环境监测机构对非甲烷总烃排放情况进行监测，分析排放变化趋势，评估控制措施的有效性，及时发现和解决存在的问题。根据监测结果，濮城采

油厂区域范围内非甲烷总烃满足《大气污染物综合标准详解》中2mg/m^{3}的限值要求。

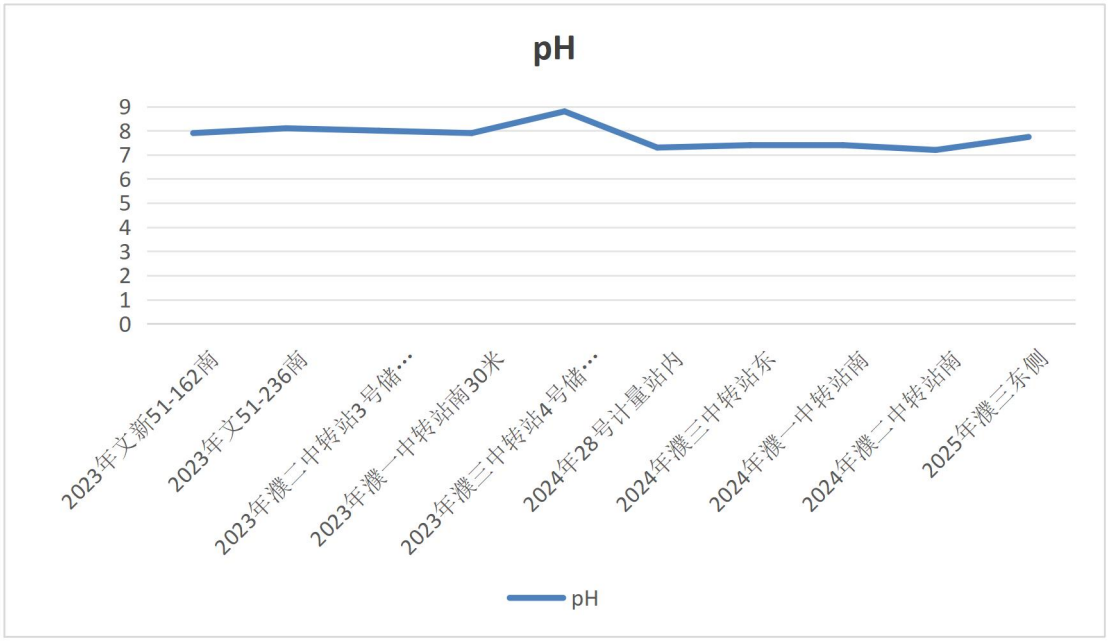
2.4.9.2 土壤环境质量回顾分析

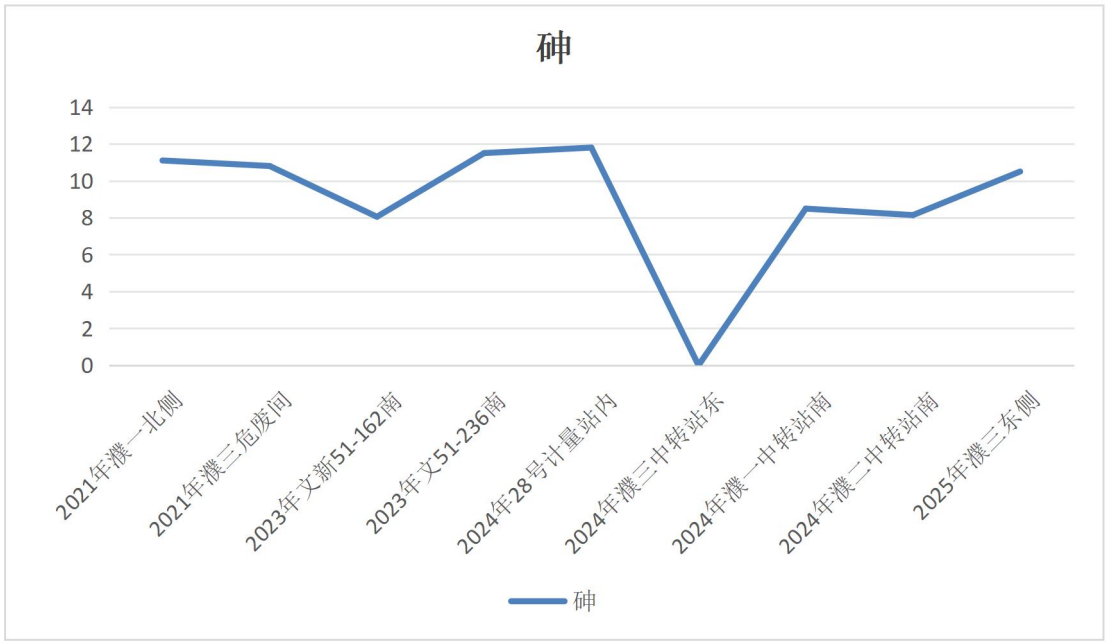
根据濮城采油厂环境影响特点，结合历年监测数据，开展土壤环境质量回顾调查。近几年监测结果见表2.4-20。

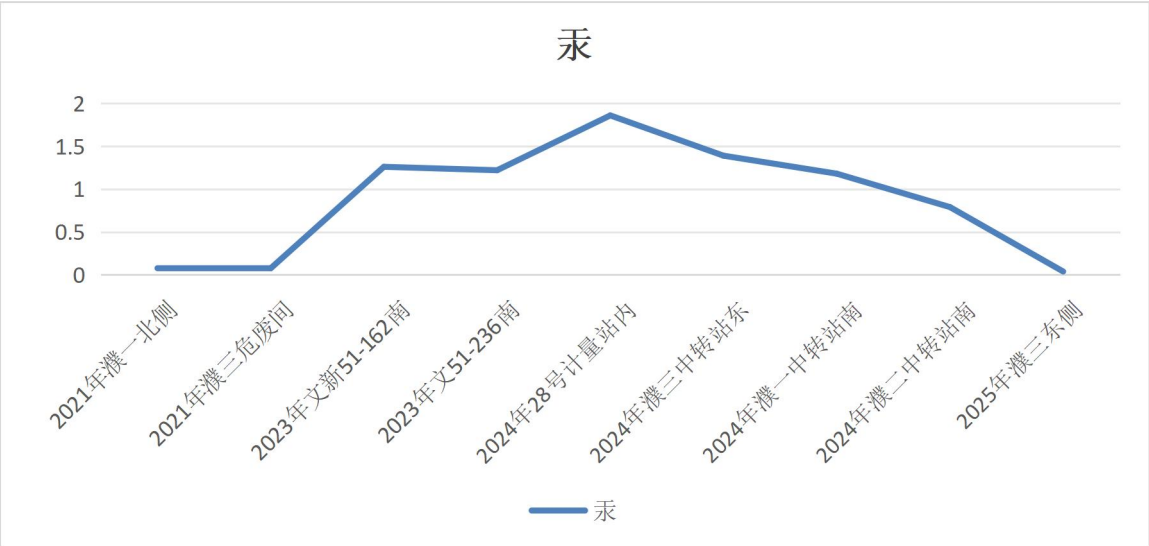
表2.4-20　典型站场周边土壤监测结果一览表 单位：mg/kg

序号	监测因子	2021年		2023年					2024年				2025年	标准限值	达标情况
		濮一北侧	濮三危废间	文新51-162南	文51-236南	濮二中转站3号储罐西	濮一中转站南30米	濮三中转站4号储罐西	28号计量站内	濮三中转站东	濮一中转站南	濮二中转站南	濮三东侧		
1	pH	/	/	7.9	8.1	8.0	7.9	8.8	7.3	7.4	7.4	7.2	7.74	/	/
2	砷	11.1	10.8	8.05	11.5	/	/	/	11.8	11.3	8.49	8.14	10.5	60	达标
3	镉	0.24	0.26	0.38	0.24	0.2	0.2	0.19	0.17	0.14	0.04	0.03	0.0478	65	达标
4	六价铬	未检出	未检出	/	/	34（总铬）	38（总铬）	41（总铬）	未检出	/	/	/	/	5.7	达标
5	铜	24	25	12	7	16	18	11	19	19	16	20	19	18000	达标
6	铅	27.3	27	4.4	4.1	11.3	12.6	11.7	4.7	3.7	2.9	2.6	21.9	800	达标
7	汞	0.076	0.075	1.26	1.22	/	/	/	1.86	1.39	1.18	0.79	0.038	38	达标
8	镍	27	33	/	21	26	26	30	28	35	32	38	23	900	达标
9	石油烃（C_{10}-C_{40}）	77	68	47	40	/	/	/	未检出	未检出	未检出	未检出	18	4500	达标
数据来源		2021年环评监测		2023年验收监测		2023年自行检测			2024年自行检测				环评监测	/	

本项目为油气田项目，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》（HJ349-2023），根据历史监测数据收集情况，土壤环境质量分析选取石油类、pH、汞、砷进行趋势性分析。







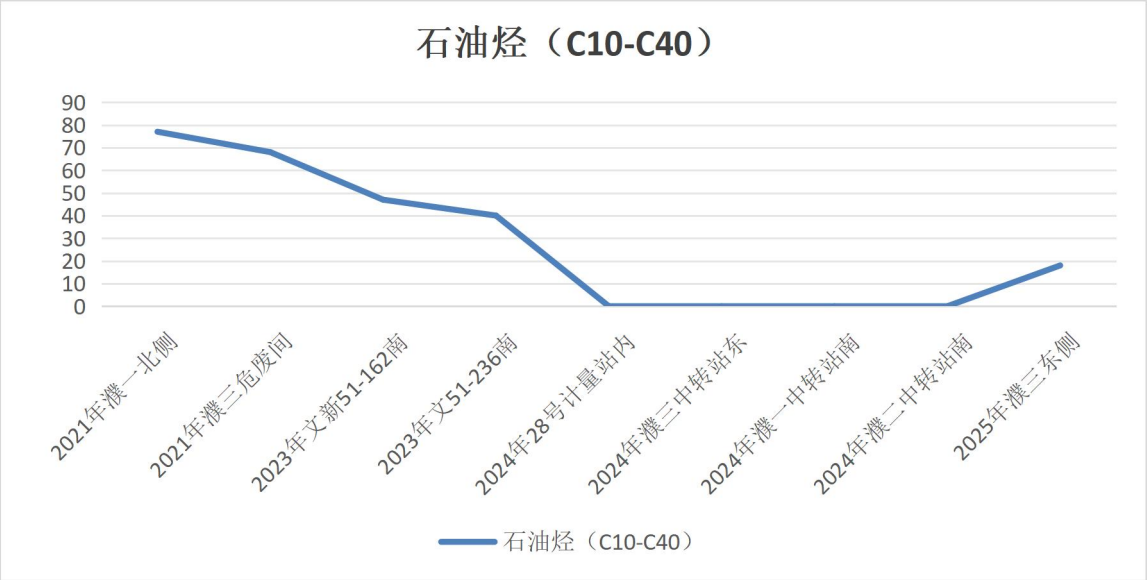


表2.4-9　土壤特征污染物趋势图

通过对土壤特征污染物石油烃（C_{10}-C_{40}）、pH、汞、砷分析可知，周围土壤环境的pH监测值较稳定，砷和汞监测浓度变化波动较大，石油烃（C_{10}-C_{40}）监测值总体有减小趋势。由上表统计结果可知，本项目近段时间土壤环境监测指标均为达标状态，且无明显变化趋势，与本项目有关的特征因子石油烃（C_{10}-C_{40}）监测结果远小于4500mg/kg。为减少油气田开采对土壤的影响，濮城采油厂在钻井阶段全面使用泥浆不落地系统，测试放喷阶段使用放喷罐，并在泥浆不落地系统和放喷罐区域铺设防渗膜，减少对土壤的影响。按照 “优化、简化、整合” 的工作思路，对老化集输管线进行更新优化，从而降低了因管线穿孔、泄漏导致的土壤污染风险。濮城采油厂在三相分离器、混输泵等区域采用了硬化地面、铺设环氧树脂漆等防渗方式，可有效阻隔泄漏物质污染土壤。在采出水区域储水设施尽可能使用罐体代替池体，

基础采用夯实地坪、铺设防渗层、硬化地面等组合措施，减少泄漏风险，并定期巡检维修，能够及时发现泄漏现象。同时通过定期委托有资质的环境监测机构对土壤环境质量进行监测，分析变化趋势，及时发现和解决存在的问题。

2.4.9.3 生态环境回顾分析

（1）生态环境现状及问题

从本项目所在区域的地形地貌来看，处在地势开阔、高低起伏不大的平原地带。从气候区划来分，本项目所处地区的气候为温带季风性气候。地带性植被类型为暖温带落叶阔叶林。所在区域人口众多，农业以及工业尤为发达，绝大部分土地都已被人类开发使用，形成较为稳定的人工生态系统，人工栽培植被占绝对优势，生物多样性程度偏低。整个区域以耕地生态系统为主，其次为居住地生态系统、阔叶林生态系统等。

本项目评价区内主要生态问题为水土流失，项目所在区域水土流失以水力侵蚀为主，侵蚀强度以微度侵蚀为主。本项目永久占地和流失占地地层主要为第四系冲洪积（Q4al+pl）为主，主要包括第四系冲洪积粉质黏土、粉细砂、细砂等。粉质黏土，褐色，稍湿～湿，该层分布整个场区，厚度各地略有不同。粉细砂，含有石英、长石、石英等矿物，级配好，湿～饱和，分布于整个区域。

（2）主要影响回顾

现有工程所在区域属于农林生态系统、城镇生态系统。现有工程气田开发过程会对扰动范围区域内的地表产生一定的长期影响，主要表现为使地表结构变得松散，破坏地表原始地貌、改变土地利用类型等内容，使其对地表的保护作用下降，增加水土流失的强度（主要是水蚀），井场、站场建筑也造成一定程度的景观影响。建设单位在设计、施工过程中已充分考虑了这方面的影响，采取一系列保护措施，尽可能减少占地面积，减少对地表的破坏和影响，同时在施工结束后尽快对地表进行恢复，使相应的影响在尽可能短的时间内得到恢复。

在管道敷设中的施工带清理、开挖管沟、下管及填埋过程中，对生态环境的影响主要是对土地的占用、施工机械、车辆、人员践踏等活动对地表土壤结构及地下管沟开挖范围内土壤结构的扰动和原始地貌的破坏。集输管道采用直埋方式进行敷设。在管道施工过程中，施工带范围内的土壤都可能受到扰动和破坏，尤其是在开挖管沟的范围内土壤将完全受到扰动和破坏。开挖管沟将使土壤表层的保护性结构受到破坏，加剧该地区土壤的风蚀。

工程建设对生态环境的影响主要来源于占地和各类施工活动。油气田开发项目占地主要是管线施工占地、井场和站场施工占地；施工活动主要包括地表清理、井场、管线建设活动。本项目由于施工活动造成地表扰动或破坏地貌，增加水土流失等影响后，生态恢复较慢，使其生态环境影响存在长期性影响。此外，由于油气田开采项目属于滚动开发项目，需要建设大量的基础设施，如井场、管道线路、道路等，会永久占用土地资源，造成景观影响。土地一旦被占用，原有的生态系统遭到破坏，很难在短时间内恢复，也存在一定程度的累积影响。濮城油田井场路为素土压实路面，路面宽度为4m，路基宽度为6m。由于区域较为空旷，井场道路有车辆行驶时会产生扬尘，增加水土流失。

（3）采取生态保护措施

根据现场调查，现有工程采取的生态保护措施主要为：

1）优化建设项目选址选线，优先避让未扰动区域，减少对原始地貌的破坏；

2）优化工程施工方案，避开大风天气，缩短施工时间，文明施工、有序作业，尽量减少施工机械、施工便道、堆料场、施工营地等临时占地面积。在施工结束后，施工方负责及时清理现场，使之尽量恢复地貌原状。

3）站场、井场、管道、道路施工作业控制在作业带宽度范围内进行，尤其是未扰动地带，以保护原有的地表地貌，减少对耕地、草地、林地的占用和破坏。施工营地和施工便道应优先利用现有的施工便道和施工营地，尽可能不增加新的施工营地和施工便道。车辆应在施工便道内行驶，不超出规定的范围，避免任意行驶。

4）站场、井场区域：站场施工面积控制在永久占地范围内；当井场施工结束、井场退役时，及时对临时占地或永久占地进行地貌恢复、土地平整，促进表层土壤恢复至原始地貌。

5）管线区域：铺设管线过程中要注意保护原始地表，管线施工过程中采取边修、边压实、平整的方式，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，减少活动范围，以减少对地表原生结构的破坏，结束后对管线两侧扰动的地表区域进行平整，压实。施工过程中对开挖土方进行临时苫盖，施工结束后采取地貌恢复、场地平整，促进表层土壤恢复至原始地貌，进一步形成砾幕层、结皮。当管线弃置不用时，对管线两端进行封堵，避免进一步加大水土流失。

6）对于建设施工产生的弃土，采取回填措施，严禁乱弃。

（4）有效性分析及问题建议

建设单位在站场、井场区、管线区设计并采取防风固沙、尽量避让生态保护目标措施，通过优化建设方案、施工工艺等方面，加强管理，采取防治措施，从而减少地表扰动。根据现场调查，现有工程落实了环境影响评价及环评批复要求的相关生态环境保护措施，所采取的生态保护措施最大限度地降低了因工程建设及运营对区域生态环境的影响，对周边生态环境的实际影响较小，基本达到了预期生态治理和恢复效果。但由于现有工程所在区域开发程度和扰动面积较大，导致生态恢复较慢，后续工作中应尽量避让未扰动区域，采取恢复原始表土、建立监测体系等措施加快生态恢复。



退役井周围生态恢复



管线临时占地恢复



注气井临时占地生态恢复



采油井临时占地生态恢复

图2.4-10　现有工程生态环境现状恢复现状

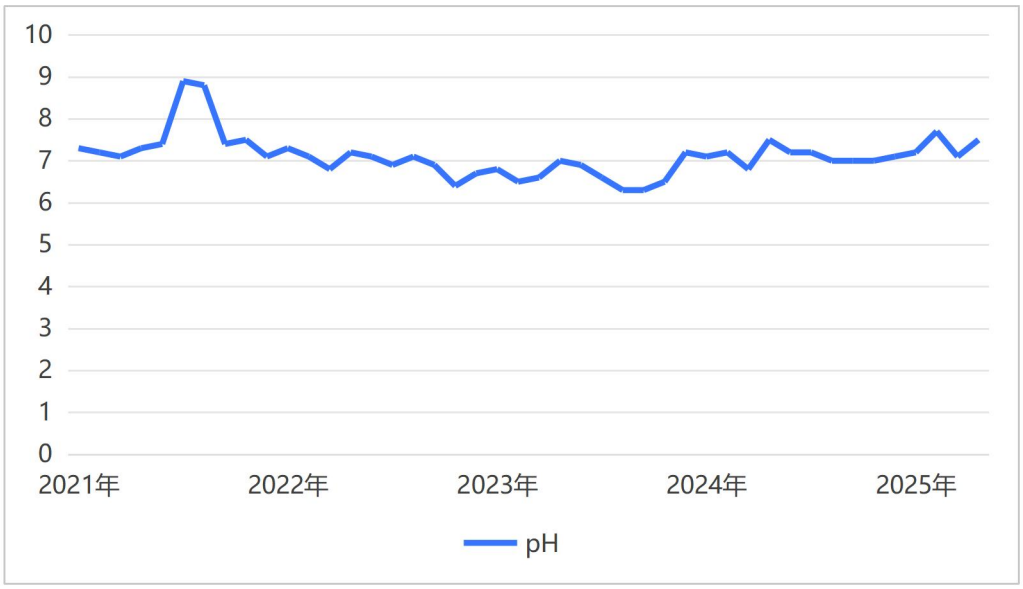
2.4.9.4 地下水环境质量回顾分析

根据濮城采油厂环境影响特点，结合历年监测数据，开展地下水环境质量回顾调查。濮城油田采矿区范围内的地下水监测结果见表2.4-21。

表2.4-21　濮城采油厂地下水监测结果一览表

年份	井号	pH	石油类	年份	井号	pH	石油类
2021年	濮1井	7.3	0.03	2022年	濮1井	7.1	0.05
	濮2井	7.2	0.05		濮2井	7.3	0.09
	濮3井	7.1	0.03		濮3井	7.1	0.05
	濮4井	7.3	0.05		濮4井	6.8	0.02
	濮6井	7.4	0.04		濮6井	7.2	0.03
	濮7井	8.9	0.04		濮7井	7.1	0.02
	濮8井	8.8	0.03		濮8井	6.9	0.08
	濮9井	7.4	0.04		濮9井	7.1	0.07
	濮10井	7.5	0.05		濮10井	6.9	0.05
2023年	濮1井	6.4	0.02	2024年	濮1井	6.3	0.01
	濮2井	6.7	0.02		濮2井	6.3	0.01
	濮3井	6.8	0.02		濮3井	6.5	0.01
	濮4井	6.5	0.02		濮6井	7.2	0.01
	濮5井	6.6	0.03		濮7井	7.1	0.02
	濮7井	7	0.02		濮8井	7.2	0.01
	濮8井	6.9	0.02		濮9井	6.8	0.01
	濮9井	6.6	0.01		濮10井	7.5	0.01
2025年	濮1井	7.2	0.02	2025年	濮6井	7.1	0.03
	濮2井	7.2	0.02		濮7井	7.2	0.01
	濮3井	7.0	0.02		濮8井	7.7	0.02
	濮4井	7.0	0.01		濮9井	7.1	0.01
	濮5井	7.0	0.03		濮10井	7.5	0.03

本项目为油气田项目，按照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023），地下水分析选取pH、石油类特征污染物进行趋势性分析。



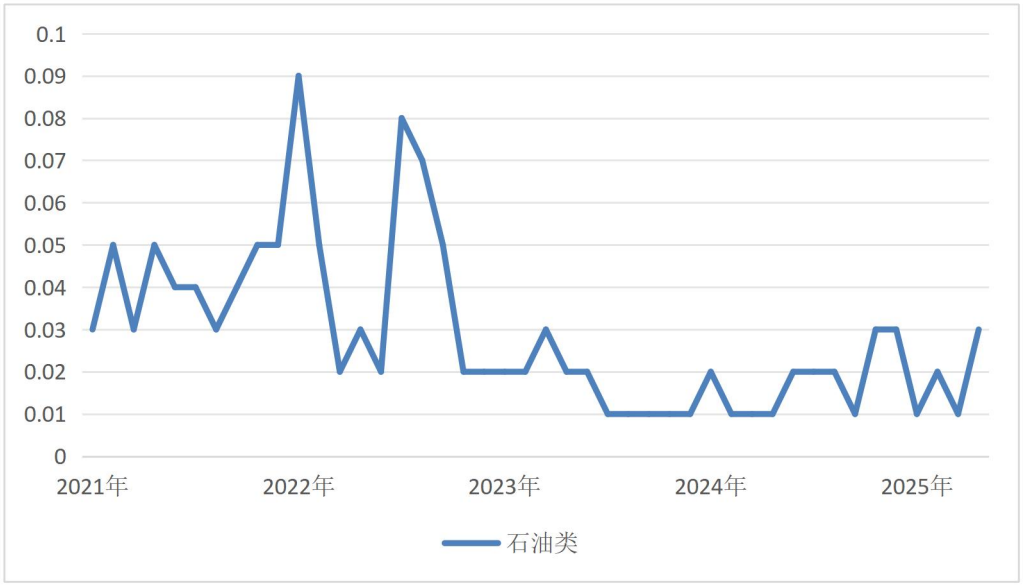


表2.4-11　濮城采油厂地下水井特征污染物近期监测结果趋势图

通过对地下水特征污染物pH、石油类分析，pH在2021年个别井存在异常现象，其他时间段均处于波动状态，无明显变化趋势。石油类在2022年个别井存在异常现象，总体呈现降低趋势，近3年处于基本稳定状态。为减少油气田开采对地下水的影响，濮城采油厂建设内容选址优先避让水源保护区，在钻井阶段全面使用泥浆不落地系统，测试放喷阶段使用放喷罐，并在泥浆不落地系统和放喷罐区域铺设防渗膜，减少对地下水的影响。运营期各类设备采用新型密封材料，加强设备维护，提高油气开采设备的密封性，减少油气泄漏的风险。同时，加强对废弃井的监测和修复，确保废弃井封井质量，防止油气、钻井液及地层流体渗入地下含水层。回注井为三层套管结构，固井质量合格、井筒材质均能够承受设计回注压力和防腐等。同时通

过定期委托有资质的环境监测机构对地下水环境质量进行监测，分析变化趋势，及时发现和解决存在的问题。

2.4.9.5 环境保护目标变化分析

根据濮城采油厂历年来环境影响报告及现场调查，本次评价范围内无名胜古迹、地质遗迹、自然保护区等国家级及省级文物保护单位，也无自然保护区等环境保护目标。

（1）大气环境保护目标

濮城采油厂生产区域大气环境保护目标主要为村庄、学校、医院等，不涉及自然保护区、风景名胜区等环境敏感区，未发生明显变化。

（2）地表水环境保护目标

濮城采油厂地表水环境保护目标主要为金堤河及其支流、灌溉渠，未发生明显变化。

（3）地下水环境保护目标

地下水环境保护目标主要为油气田开发区域浅层地下水，乡镇集中式饮用水源以及村庄分散式饮用水井，评价范围内村庄使用自来水作为生活用水。

（4）声环境保护目标

主要为各生产井场、站场周边200m范围内居民点等声环境敏感目标，未发生明显变化。

（5）生态环境保护目标

濮城油田所在区域生态环境保护目标主要为开发区域及周边的动物、植物、地下水、大气、声、土壤环境以及评价范围内的原始生态系统和原始地貌。

根据现场调查，本项目加热炉废气、污水池有组织废气和无组织废气均达标排放、各类废水和固体废物合规处置，不外排；在生产运行过程中建设单位按照法律法规、技术规范等文件要求，规范完成环保三同时、排污许可、自行监测、生态恢复等工作要求，保障环保环境工作合规运行，降低对环境保护目标的影响。

2.4.10 现有工程存在环境问题以及“以新带老”措施

根据现场调查和现有工程环境验收报告、运行资料等，现有工程存在环境问题以及“以新带老”措施见下表。

表2.4-22　本项目现存环保问题及“以新带老”措施

序号	环保问题	“以新带老”整改措施	整改时限
1	P3-403临时占地恢复进度较慢	井场和管线施工结束后，自然恢复进度较慢，后续应加强观察，定期关注植被恢复情况，必要时进行播撒草籽；若植被生态较慢，采取更换表层土措施；同时避免车辆碾压，减少临时占地干扰	2026年2月28日
2	采油管理四区油区集输管道老化，刺漏风险较高	采油区内油井分布密度较大，建议更换老旧管线，实行单井管线串并联，减少集输管道合计长度，减少风险源数量和泄漏风险；同时建议根据采油管理四区计量站的分布，结合设计能力，通过优化管线路由，缩短集输流程、最大限度利用计量站剩余处理负荷，实现集中外输	2028年12月
3	濮城采油厂加热炉使用年限普遍较久，加热能耗高、功能性不强	建议优先使用“余热+光伏发电”工艺进行加热，或根据需要后续更换新型加热炉，安全、设计、环保、安装等要求应满足《水套加热炉通用技术要求》（GB/T33840—2025）（2025年11月1日实施）要求	纳入日后环保管理

2.5 本项目概况

2.5.1 基本情况

（1）项目名称：濮城采油厂2026-2028年产能建设项目

（2）建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂

（3）建设性质：改扩建

（4）建设地点：濮阳市范县、濮阳县

（5）新建最大产能规模：10.93×10^4t

（6）产品：原油、天然气

（7）建设周期：2026年～2028年

（8）主要建设内容：部署35口采油井、1口勘探井转为采油井、敷设配套的17.02km单井集输管线；部署4口注水井，敷设配套的4.57km注水管线；部署4口注气井，其中新钻1口（注天然气），2口由采油井转为注气井（注天然气），1口由注水井转为注气井（注二氧化碳），同时建设4口注气井配套的地面集输工程，包括敷设6.05km注气（天然气）管线，0.42km低压注气（二氧化碳）管线；对区域内计量站等站场进行优化改造，包括在濮三中转站、100#计量站、注气井场新增过滤、增压等配套设备；新建1座5#扩站，包含分离流程、采出水处理流程；开展采出水系统升级改造，对南五注水干线、南四注水干线、老旧注水支线和单井注水管线进行升级

改造或原路由更换，支干线管线改造20.05km，单井注水管线改造54.65km；同时新建10.2km井场道路，以及其他配套供电、通信、自控等工程。

（9）工程总投资：15.64亿元，其中环保投资2546.252万元，占比1.50%。

表2.5-1　本项目建设时序计划表

年度 建设内容	2026年	2027年	2028年	合计
探转采	1口	0	0	1口
采油井	12口	12口	11口	35口
注水井	2口	1口	1口	4口
注气井	1口（濮158-2油转注）	1口（濮158-3油转注）	1口（濮158-6新钻注气井）	3口
注二氧化碳井	1口（濮3-35注水井转注气井）	0	0	1口
新钻井的钻井液使用情况	新钻14口，其中11口使用水基泥浆、3口油基泥浆	新钻13口，其中10口使用水基泥浆、3口油基泥浆	新钻13口，其中11口使用水基泥浆、2口油基泥浆	合计新钻40口
场站	濮三中转站、100#计量站、5#扩站	0	0	3座
现有管线升级改造	原路由更换、实行串并联	/	/	/
本项目当年新增原油产能（t/a）	4.04	3.94	3.75	/
本项目当年衰减产能★（t/a）	0	0.404	0.394	/
本项目当年原油产能（t/a）	4.04	7.58	10.93	/

注：单井管线、配套工程、注气管线、注水管线与井场同年度建设；根据濮城采油厂往年生产经验，每口井每年产量衰减量约为上年度的10%；★为本项目上年度投产的采油井在本年度的预计衰减量

2.5.2 本项目工程组成

2.5.2.1 总体布局

根据开发利用方案，本次产能建设产能10.93×10^4t，采用新打井和现有工程改造相结合的形式进行开发。本次产建项目地面骨架系统基本建成，充分依托现有的集输管线、注气管线和注水管线，新建单井采油管线、注气管线和注水管线，并对涉及场站进行升级改造。具体建设内容见下表。

表2.5-2　开发方案具体部署指标一览表

项目	内容		备注
开发区域	濮城区块，包括范县、濮阳县		/
采油井网	新钻井		/
采油井总数	新部署35口，1口探井转为采油井，合计36口，均为独立井场，共计36座井场		探井为陈10，目前正处于试油阶段，后期有工业油流则转成采油井
注水井	新部署4口		井号分别为VX79-11、V31-21、V31-18、V85-3
注气井	共4口	新部署1口	井号为P158-6；注天然气
		2口采油井功能转为注气井	井号分别为P158-2、P158-3；注天然气
		1口注水井功能转为注气井	P3-35井新建一台回注泵；注二氧化碳
	濮158-2、濮158-6井场新建一套压缩机组、立式分离器、污水罐、放散管等		注天然气
产能规模	10.93×10^4t/a		最大产能
站场工程	濮三中转站新建一套压缩机组、过滤分离器等		/
	5#扩站设置1台三相分离器、2座200方玻璃钢储罐，建设2条注水管线，全部就地回注等		/
	100#计量站新建一套压缩机组、过滤分离器、放散管等		/
单井采油管线	新敷设17.02km单井管线		单井至最近阀组
注水管线	新敷设4.57km注水管线		注水间至注水井
注气管线	新建低压注气管线3条，高压单井注气管线1条，合计6.05km		注气站至注气井
	新建低压注气（二氧化碳）管线1条，0.42km		濮二中转站至P3-35井
注水系统管线改造	支干线管线改造20.05km，单井回水管线改造54.65km		/
道路	新建10.2km道路		新建井场到已建道路
原油去向	外输至柳屯中心处理站		/
天然气去向	外输至柳屯配气站		/

2.5.2.2 工程组成

本项目包含钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输工程和油气处理工程，本项目工程内容包括主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等，项目组成及建设内容分别见表2.5-3。

表2.5-3　本项目主要工程内容统计表

工程类别	项目组成		建设内容	备注
主体工程	钻前工程		各井场地面平整夯实，进场道路建设，钻前工程施工占地为临时占地。布设安装井场设备，包括钻机、钻台，以及储备罐、泥浆泵、消防罐等，新建各类化学品储存场所、柴油罐、泥浆不落地装置；单座井场临时占地为100×90m	新建
	钻井工程	钻井数量	新部署35口采油井，注水井4口，注气井1口	新建
			1口探井转为采油井	探转采
		井型	直井	新建
		井深	新建采油井平均设计井深3762米，合计131658米	新建
			新建注水井平均设计井深3325米，合计13300米	新建
			新建注气井设计井深3566米	新建
		井身结构	新钻采油井35口，井身为二开、三开结构，均为直井，其中二开8口，三开25口	新建
			4口注水井井身为二开、三开结构，均为直井，其中二开2口，三开2口	新建
			1口注气井井身为三开结构	新建
		钻井液体系	本项目使用达到环保要求的水基体系泥浆和油基体系泥浆，其中32口新钻井使用水基体系泥浆，8口新钻井使用油基体系泥浆	新建
		固井	全段封固，水泥返至地面	新建
		钻井周期	不同井身结构完井周期不同，预测单井钻井周期在50～57天	新建
	储层改造工程		钻井工程结束后，沙三油层需要进行酸化压裂，主要设备包括压裂车、压裂液罐、压井液罐、返排液收集罐等，其他油层仅需进行射孔测试放空	新建
	单井井场工程	采油井	每个井场布设一台采油设备以及其他动力配电设施，储层改造完成后采出液进入单井管线，接入已建干线；井场永久占地为40m×40m；本项目井场均为独立井场，共计36个井场	新建
		注气井	濮158-2、濮158-6井场新建一套压缩机组、立式分离器、污水罐、放散管以及配套设施	新建
		注二氧化碳井	P3-35新建一台回注泵以及配套设施	新建
		注水井	井号为VX79-11、V31-21、V31-18、V85-3，分别配备一套注水井口装置（采油树），作用是悬挂井口管柱，密封油、套环形空间，控制注水和洗井方式	新建
		侧钻	根据各井生产情况，开展侧钻作业，预计每年侧钻31口	新建
	油气处理工程		濮三中转站新建一套压缩机组、过滤分离器以及配套设施	新建
			5#扩站设置1台三相分离器、2座200方玻璃钢储罐，建设2条注水管线以及配套设施，全部就地回注	新建

工程类别	项目组成			建设内容	备注
				100#计量站新建一套压缩机组、过滤分离器、放散管（H=10m）以及配套设施	新建
	集输工程	单井管线		新建单井采出液输送管线，连接单井和阀组，合计17.02km	新建
		注气管线		新建低压注气（天然气）管线3条，高压单井注气（天然气）管线1条，合计6.05km	新建
				新建低压注气（二氧化碳）管线1条，共0.42km	新建
		单井注水管线		本项目新建4口注水井，配套建设3条单井注水管道，合计为4.57km	新建
		注水系统管线改造		对现有注水系统管线改造，主要为原路由更换、实行串并联等，其中支干线管线改造20.05km，单井回水管线改造54.65km	改造
公辅工程	排水系统			本项目产生的采出水、作业废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层；5#扩站采出水处理系统负责处理31#站与5#站产生的采出水，处理达标后回注地层；本项目不新增生活污水	依托/新建
	供水工程			各场站值班职工饮用水采用桶装车运提供	依托
	道路工程			充分依托现有道路，并修建井场道路10.2km	新建
	自控系统			建设视频监控系统，对新建井台进行可视化监视，并设计建设工艺参数采集和自控系统	新建
	供热系统			值班控制室供热为空调供热	依托
	供电工程			依托已建场站变压器	依托
	注气气源			天然气来源于中转站分离单元；二氧化碳来源于濮二中转站分离回收单元	依托
环保工程	废气处理	施工期	施工扬尘	加强施工及车辆运输管理、定期洒水抑尘	/
			施工机械尾气	采用达标油品，加强机械或车辆维护	/
			柴油机烟气	采用达标油品，加强柴油机维护、保养	/
			放喷燃烧废气	测试放喷阶段三相分离产生的伴生气经15m火炬，点火燃烧排放	/
			管道焊接、防腐废气	焊接严格执行技术标准，保证焊接质量，选用密封良好的设备、阀门等设备；管线防腐选用无污染、无溶剂的固体涂料	/
		运营期	无组织废气	运营期采用密闭集输工艺，定期检修，减少无组织废气排放	/
			放空气体	清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体经计量站及各注气井场拟建放散管排放	/
	废水处理	施工期	钻井废水	钻井废水主要包括钻井泥浆废水、固井等作业废水、井口返排水，均进入井场泥浆不落地系统；钻井废水上清液用于配置钻井液，无法回用的由罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	依托

工程类别	项目组成			建设内容	备注
			洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水	通过密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	
			生活污水	施工现场设环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排	/
		运营期	采出水	依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站、5#扩站处理达标后回注地层，用于驱油（井下作业废水主要包含钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液等）	依托/新建
			井下作业废水		依托
	噪声防治	施工期		选择低噪声设备、设备基础减振	/
		运营期		本项目注气井和注二氧化碳气井的注气设备均为撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减震垫等减振降噪措施；加压泵优选低噪声设备，采取安装减震垫等减振降噪措施；其他设备设施均优选低噪声设备，采取隔声、减振措施	/
	固体废物	施工期	废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	/
					/
			废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑	废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑属于危险废物，由密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	/
					/
			落地油	属于危险废物，定期委托有资质单位转运及处置	/
			废机油	属于危险废物，进入原油集输流程资源化利用	/
			废油桶	属于危险废物，收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置	/
			粘油废防渗膜	属于危险废物，收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置	/
			废弃包装袋	收集后交由资源回收单位处置	/
			建筑垃圾和施工废料	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设；施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环境卫生主管部门清运	/
			拆除管线	无害化处理后暂存于物资库作为废旧资源外售或综合利用	/
			生活垃圾	暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，委托当地环境卫生主管部门统一处理	/

工程类别	项目组成			建设内容	备注
		运营期	废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	侧钻阶段产生
			废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑	属于危险废物，密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	侧钻阶段产生
			落地油	属于危险废物，收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置	/
			含油污泥	属于危险废物，经收集后暂存于濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置	/
			粘油废防渗膜	属于危险废物，经收集后暂存于濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置	/
			注水残渣	用于调剖回注处理	/
			清管废渣	属于危险废物，收集后暂存濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置	/
			废油桶	属于危险废物，收集后暂存濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置	/
			废机油	属于危险废物，收集后暂存濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置	/
	环境风险防控		施工期	钻井过程中，井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故；施工现场进行分区防渗；施工井场周围设置围堰，防止钻井废水等废水溢流	/
			运营期	井口、场站安装泄漏报警器装置，设备及管线定期巡检；加强风险意识和环境意识管理，制定应急演练计划，定期组织应急演练	/
	地下水和土壤保护措施		施工期	地下水实施分区防控，钻井平台、柴油罐区、油基泥浆循环罐区和废油基泥浆罐区、钢制泥浆槽、水基泥浆循环罐区；压裂作业区（包括压裂井口及压裂车所在区域）；试油作业区（包括井口、三相分离器、计量池、储液罐、修井机所在区域）为重点防渗区，防渗性能满足重点防渗区要求。危险废物贮存点，防渗性能满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等文件的要求。钻井液材料房、防渗旱厕区为一般防渗区，防渗性能满足一般防渗区要求。钻井、压裂、试油阶段的井场除重点防渗区、危险废物贮存点和一般防渗区以外的其他区域为简单防渗区，防渗性能满足简单防渗区要求	/
			运营期	站场设备重点区域采取重点防渗措施，基础地面采用HDPE环保防渗材料，其渗透系数不应大于1.0×10^{-10}cm/s；定期现场检查站场、井场等，防止设备“跑冒滴漏”现象发生；严格落实地下水和土壤环境监测工作，及时发现异常现象	/
	生态保护			对钻井区进行场地平整时，控制开挖面积，活动板房、材料房、水罐区、发电房等布设时尽量选择在较平整区域，	/

工程类别	项目组成		建设内容	备注
			减少开挖平整面积； 施工中井场占地范围内凹凸不平区域开挖平整时禁止形成垂直坡度，采取削坡方式进行，不随意开辟便道； 站场、井场和管线土方开挖等作业严格按规划的施工范围进行施工作业，在施工结束后，对施工现场进行恢复和平整；施工活动结束后，清理场地，施工区域范围内无危险废物遗留；工程结束后对井场进行平整	
依托工程	油气处理	濮一中转站	位于濮阳市范县濮城镇，采出液设计处理规模为250×10⁴t/a	依托
		濮二中转站	位于濮阳市范县濮城镇，采出液设计处理规模为180×10⁴t/a	依托
		濮三中转站	位于濮阳市范县濮城镇，采出液设计处理规模为180×10⁴t/a	依托
	废水处理	濮一采出水处理站	位于濮一中转站内，设计污水处理16000m³/d，污水实际处理能力8588m³/d	依托
		濮二采出水处理站	位于濮二中转站内，设计污水处理12000m³/d，污水实际处理能力9522m³/d	依托
		濮三采出水处理站	位于濮三中转站内，设计污水处理24000m³/d，污水实际处理能力13417m³/d	依托
	固体废物	危废贮存库	位于濮三中转站内，配备1座危废贮存库，建设面积为350m²，主要储存废润滑油、含油污泥、废机油桶等	依托
		废弃水基泥浆、岩屑处置	收集后交由濮阳天地人环保科技股份有限公司处置，成立于2003年10月，钻井废弃泥浆处理量为12万m³/a	委托

2.5.3 主要建设内容

2.5.3.1 主体工程

2.5.3.1.1 钻前工程

钻前工程主要工作包括：进场道路修建、平整井场、泥浆循环系统及设备的基础准备、钻井设备的搬运及安装、井口设备准备以及活动房布置等。进井场道路以能通重型车为标准修建，一般为土路。前期场地准备完毕后，钻井设备由汽车运至井场安装，打好安装钻机的基础并安装井架和钻机，准备钻井。

2.5.3.1.2 钻井工程

本项目2026年～2028年在濮城油田内新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口。井身结构以二开、三开井身结构为主。

（1）采油井井位部署

本项目在濮城油田内新钻采油井35口，井身结构以二开、三开井身结构为主，均为独立井场。部署情况见表2.5-4。

表2.5-4　新钻井部署内容表

序号	区块	井号	层系	井身结构	设计井深（m）	进尺（m）	部署年份	坐标（CGCS2000）	井型	采出液去向
1	卫42-43块	V42-51	沙三中3-4	三开	3500	3500	2026	20351562，3960995	直井	濮三中转站
2		V42-49	沙三中3-4	三开	3500	3500	2027	20351790，3961527	直井	濮三中转站
3		V42-55	沙三中3-4	三开	3750	3750	2028	20350862，3957719	直井	濮三中转站
4	卫68块	V68-18	沙三中8-下2	三开	3780	3780	2027	20349902，3956478	直井	濮三中转站
5		V68-19	沙三中8-下2	三开	3600	3600	2028	20350289，3957304	直井	濮三中转站
6	卫79-濮98	V79-35	沙三中3-下1	三开	3700	3700	2026	20348806，3954239	直井	濮三中转站
7	沙一下	濮1-408	沙一下	二开	2550	2550	2026	20355745，3959169	直井	濮二中转站
8		濮1-409	沙一下	二开	2550	2550	2027	20355336，3964085	直井	濮二中转站
9		濮1-410	沙一下	二开	2550	2550	2028	20355865，3964137	直井	濮二中转站
10	沙三上5-10	濮5-203	沙三上5-10	三开	3400	3400	2026	20354653，3958156	直井	濮一中转站
11		濮5-204	沙三上5-10	三开	3400	3400	2027	20352284，3955941	直井	濮一中转站
12	沙三中1-5	濮6-184	沙三中1-5	三开	3600	3600	2026	20355543，3962052	直井	濮一中转站
13		濮6-185	沙三中1-5	三开	3600	3600	2028	20356236，3962655	直井	濮一中转站
14	沙三中6-10	濮7-185	沙三中6-10	三开	3700	3700	2028	20354334，3958639	直井	濮一中转站
15		濮7-186	沙三中6-10	三开	3700	3700	2028	20355308，3960081	直井	濮一中转站
16	卫31块	V31-19	沙二上1、沙三下	二开	3200	3200	2026	20348506，3959757	直井	濮三中转站
17		V31-20	沙二上1、沙三下	二开	3200	3200	2026	20348557，3959382	直井	濮三中转站
18		V31-22	沙二上1、沙三下	二开	3300	3300	2027	20348221，3959480	直井	濮三中转站
19		V31-23	沙二上1、沙三下	二开	3300	3300	2027	20347959，3959176	直井	濮三中转站
20		V31-24	沙二上	二开	3300	3300	2027	20348213	直	濮三中

序号	区块	井号	层系	井身结构	设计井深（m）	进尺（m）	部署年份	坐标（CGCS2000）	井型	采出液去向
			1、沙三下					，3959213	井	转站
21	卫85块	V85-1	沙二上1、沙三下	三开	3400	3400	2028	20348367，3958868	直井	濮三中转站
22		V85-2	沙二上1、沙三下	三开	3400	3400	2028	20348235，3958690	直井	濮三中转站
23	濮卫1井区	濮卫1井区1#	沙三中8	三开	4300	4300	2026	20349980，3955990	直井	濮三中转站
24		濮卫1井区2#	沙三中8	三开	4300	4300	2027	20349950，3955960	直井	濮三中转站
25		濮卫1井区3#	沙三中8	三开	4300	4300	2027	20350155，3956420	直井	濮三中转站
26	文古4块	文古4块1#	沙三中4	三开	4800	4800	2026	20343885，3954660	直井	濮三中转站
27		文古4块2#	沙三中4	三开	4800	4800	2027	20344500，3955525	直井	濮三中转站
28		文古4块3#	沙三中4	三开	4800	4800	2028	20345140，3955230	直井	濮三中转站
29		卫383-3H	沙三中4	三开	4800	4800	2026	20344675，3956568	直井	濮三中转站
30	濮7601井区	濮7601井区1#	沙三中7-沙三下1	三开	5000	5000	2028	20350690，3951010	直井	濮三中转站
31		濮7601井区2#	沙三中7-沙三下1	三开	5000	5000	2028	20350680，3951020	直井	濮三中转站
32	濮153东断块区	P158-10	沙三中1-5砂组	三开	3610	3610	2026	20352226，3952983	直井	濮三中转站
33		P158-7	沙三中1-5砂组	三开	3808	3808	2027	20351327，3949990	直井	濮三中转站
34	濮85块	P85-35	沙三中7	三开	3700	3700	2026	3950831.4，348596.5	直井	濮三中转站
35	/	陈11	沙四段	三开	4460	4460	2026	3966457，357919	直井	濮三中转站

（2）回注井位部署

本项目在濮城内部署注水井3口，注气井1口，井身结构以二开、三开井身结构为主，部署情况见表2.5-5。

表2.5-5　濮城油田新建回注井部署计划

序号	区块	井号	层系	井身结构	设计井深（m）	进尺（m）	部署年份	坐标	备注
1	卫79-濮98	VX79-11	沙三下1-2	三开	3500	3500	2027	20349479，3953977	注水井

2	卫 31 块	V31-21	沙二上1、沙三下	二开	3200	3200	2026	20348348，3959230	注水井
3	卫 85 块	V85-3	沙二上1、沙三下	三开	3400	3400	2028	20347987，3958618	注水井
4	卫 31 块	V31-18	沙二上1、沙三下	二开	3200	3200	2026	20348358，3959245	注水井
5	濮 158 块	P158-6	沙三中1-5砂组	三开	3566	3566	2028	20807001，3976602	注气井

（3）井身结构

本项目钻井井身结构分为二开和三开，三开井身结构包含二开井身结构的施工建设内容，故以文古区块油藏评价井（三开）为例进行评价分析。设计阶段综合考虑邻井施工复杂故障和本井地质情况，设计“盐层专封+储层专打”的导管+三开的井身结构。盐层专封，确保盐层段固井质量，避免后期生产过程中出盐；加强目的层段套管（筛管）强度，排除因套损出砂的可能。

1）导管

导管阶段采用Φ660.4mm钻头钻至井深301m，下Φ508mm导管至井深300m左右，表层套管封隔上部松散、易垮塌地层，建立井口，为下一开次安全钻井创造条件。

2）一开

一开阶段使用Φ444.5mm钻头钻进至井深2802m左右，下入Φ339.7mm套管至井深2800m左右，水泥浆返至地面。下入本层套管的原则是封隔沙三上1砂组水层（地质设计预测水层垂深2721m-2787m），封隔上部承压能力低的地层，为打开下部高压地层安全钻井创造条件。

3）二开

二开阶段使用Φ311.2mm钻头钻至井深3525m左右，下入Φ244.5mm技术套管至井深3523m左右。本层技术套管下深原则封过文9盐进入下部泥岩斜深20m左右（地质设计预测文9盐垂深3000.5m-3360.5m），现场卡准文9盐底垂深。水泥返至地面。

4）三开

三开阶段使用Φ215.9mm钻头钻进至完钻井深4174.96m，下入Φ139.7mm油层套管，其中水平段套管+筛管，筛管暂按照300m设计，泥岩段下入盲管，具体筛管和盲管下入长度和深度根据实钻情况确定，水泥浆返至地面。

井身结构设计数据见下表。

表2.5-6　井身结构数据表

开钻顺序	钻头尺寸（mm）	井深（m）	套管尺寸（mm）	套管下深（m）	水泥封固段（m）	备注
导管	Φ660.4	301	Φ508	0~300	0~300	--
一开	Φ444.5	2802	Φ339.7	300~2800	0~2802	--
二开	Φ311.2	3525	Φ244.5	2800~3523	0~3525	现场卡准文九盐底深
三开	Φ215.9	4174.96	Φ139.7	3523~4172	0~3872	（0-3872）m为套管，（3872-4172）为筛管

井身结构示意图见下图。

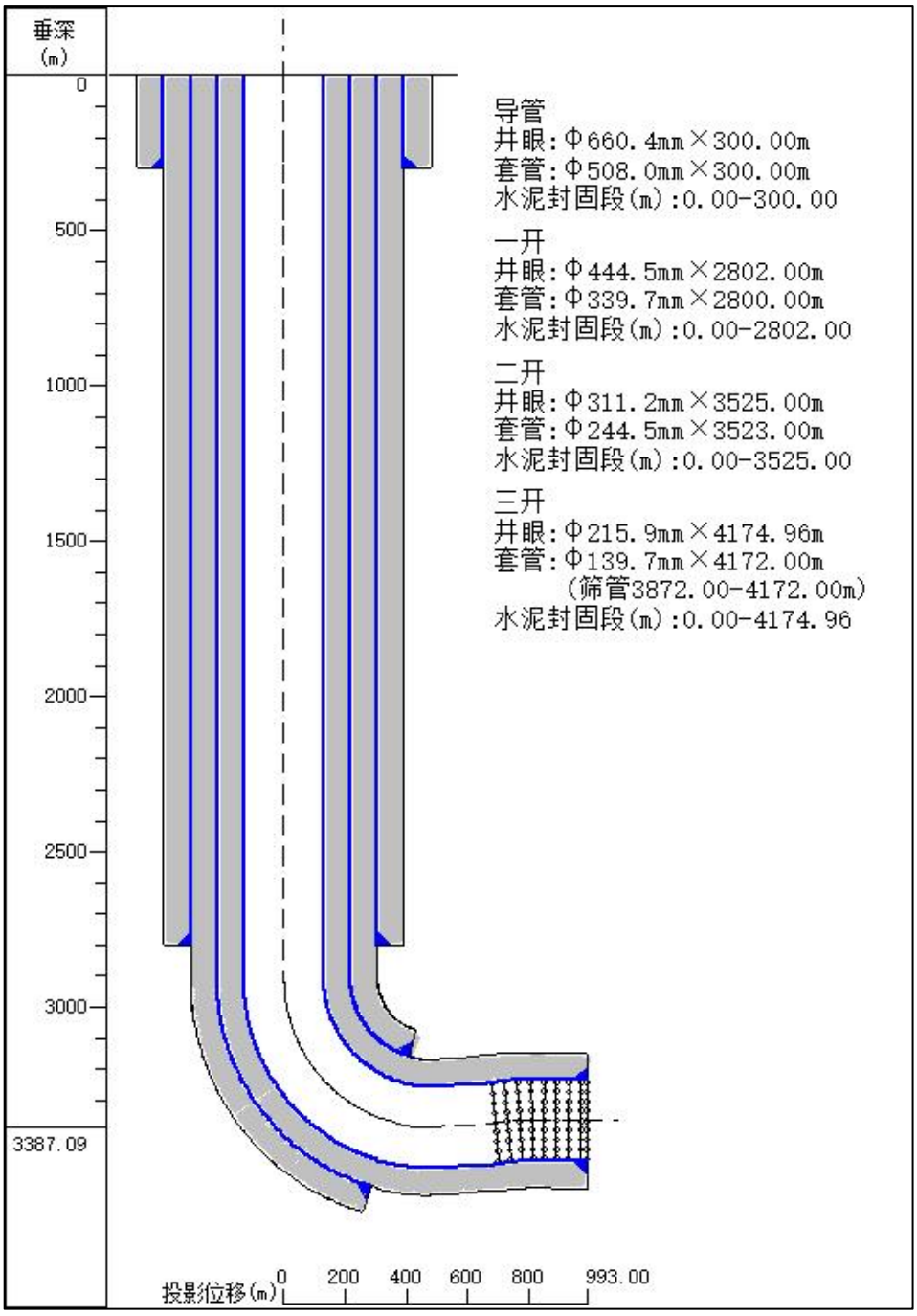


图2.5-1　井身结构示意图

（4）钻井液体系

由于使用油基钻井液体系的钻井工程在井深较浅的地层会使用水基钻井液体系，故本次钻井液体系以油基钻井液体系的钻井过程进行介绍，不再单独对仅使用水基钻井液体系的钻井工程进行分析评价。

1）导管（0～200m）

导管清水强钻。

2）一开

钻井液体系：低固相不分散聚合物钻井液

钻井液配方：淡水+4%～5%膨润土+0.2%～0.5%Na_2CO_3+0.2%～0.3%包被絮凝剂+0.5%～1% LV-CMC +0.3%～1.0%COP-HFL/LFL

3）二开

钻井液体系：低固相不分散聚合物钻井液、饱和盐水钻井液

钻井液配方：（1）低固相聚合物钻井液配方：淡水+4%～5%膨润土+0.2%~0.5%Na_2CO_3+0.2%～0.3%包被絮凝剂+0.5%～1%LV-CMC+0.3%~1.0%COP-HFL/LFL+1%～3%ZYRH-1；（2）饱和盐水钻井液：井浆+淡水+0.5%~1.0%COP-HFL/LFL+0.5%～1%LV-CMC+3%～5%LDR-501+3%～5%SMC+0.3%~0.7%NaOH+1%～3%ZYRH-2+NaCl(饱和)

4）三开

钻井液体系：油基钻井液体系

钻井液配方：生物合成基液+氯化钙水溶液（氯化钙浓度20%~30%）+3%~4%有机土+4%~6%生物质乳化剂+4%~6%氧化钙+2%~3%沥青树脂降滤失剂+2%~3%亲油腐殖酸降滤失剂+3%~4%超细碳酸钙+1%~2%纳微米碳酸钙+加重剂。

（5）原辅材料用量

根据类比调查，本项目施工钻井作业主要原辅材料为柴油，为钻井施工及柴油发电机使用；钻井工程用的水泥、膨润土、Na_2CO_3、铁离子、稳定剂等基础材料。本项目水基泥浆以水为分散介质，以膨润土、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系。油基泥浆以生物合成基为分散介质，以有机土、乳化剂、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系。典型单井钻井主要原材料消耗见表2.5-7。

表2.5-7　典型单井钻井主要原材料消耗一览表

类型	材料名称	主要成分	用量/t
水基钻井作业	柴油	含硫率不大于10mg/kg	68
	水	新鲜水（钻井废水）	600
	烧碱	NaOH	0.5
	堵漏剂	锯末、云母、棉籽、核桃壳等	6

类型	材料名称	主要成分	用量/t
	减阻剂	水溶性或油溶性的高分子聚合物	0.52
	膨润土	亲水性矿物	10
	纯碱	Na_2CO_3	1
	LV-CMC（羧甲基纤维素钠）	$C_8H_{16}NaO_8$	1
	BNG	聚合醇	2
	XY-27	两性离子聚合物降粘剂	1
	常规液体润滑剂	聚合多元醇	3
	石灰石	$CaCO_3$	3
	重晶石粉	$BaSO_4$	50
	降失水剂	降失水单体、碳酸钙	0.65
	缓凝剂	改性淀粉	0.163
	粉煤灰漂珠	二氧化硅和三氧化二铝等	5
	水泥浆	氧化镁、硫酸钙、硅酸钙、铝酸钙等	94m^3
油基钻井作业	生物质合成基液	/	175.5
	超细钙类	$CaCO_3$	24
	高温高密度乳化剂	磺酸盐类	8
	海泡石封堵剂	海泡石、碳酸钙、无机盐	1
	沥青树脂降滤失剂	磺化沥青粉	6
	提切剂LVSP	十六烷基三甲基溴化铵、十二烷基苯磺酸钠	1
	生物质乳化剂	脂肪酸甲酯	6
完井	铁离子稳定剂	铁络合剂和铁还原剂等	3
维修保养	机油	矿物油	0.1

表2.5-8　主要原辅材料的组成及性质表

材料名称	物质组成及性质
柴油	柴油，是轻质石油产品，复杂烃类（碳原子数约10～22）混合物，为柴油机燃料，主要由原油蒸馏、催化裂化、热裂化、加氢裂化、石油焦化等过程生产的柴油馏分调配而成，也可由页岩油加工和煤液化制取，分为轻柴油（沸点范围约180～370℃）和重柴油（沸点范围约350～410℃）两大类

材料名称	物质组成及性质
烧碱	也称苛性钠、烧碱、火碱、片碱，是一种无机化合物，化学式NaOH，相对分子量为39.9970。氢氧化钠具有强碱性，腐蚀性极强，可作酸中和剂、配合掩蔽剂、沉淀剂、沉淀掩蔽剂、显色剂、皂化剂、去皮剂、洗涤剂等。氢氧化钠对纤维、皮肤、玻璃、陶瓷等有腐蚀作用，溶解或浓溶液稀释时会放出热量；与无机酸发生中和反应也能产生大量热，生成相应的盐类；与金属铝和锌、非金属硼和硅等反应放出氢；与氯、溴、碘等卤素发生歧化反应。能从水溶液中沉淀金属离子成为氢氧化物；能使油脂发生皂化反应，生成相应的有机酸的钠盐和醇，这是去除织物上的油污的原理
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2g/cm^3～3g/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，Na2O和CaO含量对膨润土的物理化学性质和工艺技术性能影响较大。按蒙脱石可交换阳离子的种类、含量和层电荷大小，膨润土可分为钠基膨润土（碱性土）、钙基膨润土（碱性土）、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
LV-CMC	是纤维素的羧甲基化衍生物，是最主要的离子型纤维素胶。羧甲基纤维素钠通常是由天然的纤维素和苛性碱及一氯醋酸反应后而制得的一种阴离子型高分子化合物，分子量由几千到百万。CMC-Na为白色纤维状或颗粒状粉末，无臭、无味、有吸湿性，易于分散在水中形成透明的胶体溶液
BNG	外观通常为白色或淡黄色粉末，具有一定的颗粒度。该化学品在常温下无明显气味或具有轻微的化学气味。密度约为1.2g/cm³-1.5g/cm³，熔点通常在100℃～150℃之间，沸点较高，一般在200℃以上，在水中的溶解性较差，但在某些有机溶剂中具有较好的溶解性，如甲醇、乙醇和丙酮等。在常温常压下，BNG化学品具有较好的化学稳定性，但在高温或强酸、强碱条件下可能会发生分解。
常规液体润滑剂	聚合多元醇是多元醇及聚合多元醇、聚合醇胺等多种有机物的液体混合物。主要成分包括：二乙二醇、丙三醇、二聚丙三醇、三聚丙三醇、三乙醇胺（TEA）、脂肪酸钠和水。该产品无毒、无腐蚀、非易燃易爆
重晶石粉	重晶石粉，又称硫酸钡粉，化学组成为$BaSO_4$，晶体属正交（斜方）晶系的硫酸盐矿物。常呈厚板状或柱状晶体，多为致密块状或板状、粒状集合体。质纯时无色透明，含杂质时被染成各种颜色，条痕白色，玻璃光泽，透明至半透明。具有3个方向的完全和中等解理，莫氏硬度3～3.5，比重4.5；化工级重晶石粉是通过研磨、浮选等方式，对粗制重晶石矿石进行进一步加工而成的矿物粉末，主要成分为97%以上纯度的硫酸钡
铁离子稳定剂	外观：无色或淡黄色液体；密度：1.13～1.20g/cm^3；pH值：2.0~3.0；酸液与金属表面接触，会形成部分铁离子进入地层，随着酸岩反应的进行，酸液活性会逐渐降低，pH值升高，出现游离铁离子以Fe（OH）$_3$形式沉淀，造成二次污染铁络合剂可与Fe^{3+}、Fe^{2+}络合或螯合，使它在酸中不易发生水解，铁还原剂可将Fe^{3+}还原至Fe^{2+}，在泛酸pH值下可达到稳定铁的目的，防止铁凝胶沉淀，从而随乏酸排出
机油	机油，即发动机润滑油，密度约为0.91×10³kg/m³，能对发动机起到润滑减磨、辅助冷却降温、密封防漏、防锈防蚀、减震缓冲等作用。机油由基础油和添加剂两部分组成。基础油是润滑油的主要成分，决定着润滑油的基本性质，添加剂可以弥补和改善基础油性能方面的不足，赋予某些新的性能，是润滑油的重要组成部分

（6）主要钻井设备

钻机选型应根据钻井作业期间所受的最大负荷，不得超过钻机额定负荷的80%。本项目主要生产设备见表2.5-9。

表2.5-9　单口钻井主要生产设备使用情况

名称	型号	规范或特征	载荷（kN）	数量
钻　机	ZJ70	/	4500	1
井　架	JJ450	高 45m	4500	1
天　车	TC-450	/	4500	1
游　车	YC-450	/	4500	1
大　钩	BG-450	/	4500	1
水龙头	SL-450-5	/	4500	1
顶驱	/	/	4500	1
转　盘	ZP375	/	5850	1
井架底座	/	10.5m	4500	1
钻井泵	1600HP	1176kW	/	3
动力机	/	单台功率≥1100kW	/	3
防喷器	FZ 、FH 系 列	/	/	1
控制系统	FKQ6406	/	/	1
负压振动筛	/	处理量>60L/s	/	2
振动筛	/	处理量>60L/s	/	1
液气分离器	NQF1200/1.6	最大处理量 215m^3/h	/	1
除砂器	ZQJ300×2	处理能力 180m^3/h	/	1
除泥器	ZQJ100×10	处理量 200m^3/h	/	1
除气器	ZLCQ120	最大处理量 300m^3/h	/	1
离心机	/	最大处理量 60m^3/h	/	2
储备罐	ZXZ×30	/	/	按需要

（7）典型钻井现场平面布置

本次评价从井场主要设备、发电房和油罐区、钻机等方面分析本项目平面布置的合理性，平面布置执行《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）等石油天然气行业标准的相关规定。

1）典型井场主要设备

本项目钻井现场入口左侧为值班房，右侧为定向仪器房，左前方为钻台区和机房区，右前方为泥浆不落地系统，机房附近设置储备罐和压力泵。放电机房的排气筒朝向为柴油罐方向的反方向，满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）等石油天然气行业标准的相关规定。

2）发电房和油罐区

根据《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY5225-2012）》中第3.1.3条规定：柴油罐区距井口应不小于30m。根据平面布置井场柴油罐区布置在井场西北侧，距离井口约58m，满足防火间距的要求。且油罐采用架空式储存，罐体下方设置围堰，发生泄漏易发现，并能及时收集。

3）钻机

根据《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）规定，发电房应布置在井场的左方，与井口的距离不小于30m。油罐区应布置在井场的左后方，与井口的距离不小于30m，发电房与油罐区的距离不小于20m。本项目钻井现场发电机位于井场的左方，与井口的距离约37m；柴油罐区位于井场的左后方，与井口的距离不小于58m；发电房与油罐区的距离约为29m，故满足《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的相关规定。

（8）固井工程

固井工程是为了加固井壁，保证安全钻进，封隔气和水层，保证整个开采过程中合理的油气生产，从而下入优质钢管，并在井筒与钢管环孔充填好水泥的作业。本项目通过固井质量、成本、油层保护效果综合分析，最终确定表层套管采用常规水泥浆固井，技术套管和生产套管采用低密高强水泥浆固井。注水井均采用三层套管，采用优质的防腐钢质套管，表层套管完全封闭，固井水泥均上返至地面，完全可以封隔含水带，钻井施工不会对地下水造成污染。各层套管情况见下表。

1）套管设计

本项目各类型井套管型号设计情况见下表。

表2.5-10　各类型井套管型号一览表

套管程序	井段（m）	套管规范				理论强度值			产地
		直径（mm）	钢级	壁厚（mm）	扣型	抗外挤（MPa）	抗内压（MPa）	抗拉（kN）	
导管	0~200	508	J55	11.13	偏梯	3.6	14.5	6239	国产
表层套管	0~2195	339.7	P110	12.19	偏梯	16. 1	34.0	9248	国产
技术套管	0~2340	244.5	P110	11.05	长圆	30.40	60.00	4915	国产
	~2616	244.5	P110	11.99	长圆	36.50	65.10	5396	国产
	~3404	244.5	P110	11.05	长圆	30.40	60.00	4915	国产
	~3548	250.8	P110TT	15.88	长圆	88.00	65.10	6640	国产
	~3833	244.5	P110	11.05	长圆	30.40	60.00	4915	国产
油层套管	0~5536	139.7	P140V	10.54	偏梯	131.8	127.4	4099	国产

2）水泥浆设计

表2.5-11　水泥浆性能设计表

性　能	导管	一开		二开		三开	
密度（g/cm^3）	1.85	1.55	1.90	1.85	1.90	1.95	2.00
稠化时间（min）	120	300	240	240	180	240	150
API滤失量（ml）	-	<250	<50	<150	<50	<100	<50
游离液（%）	-	<1.40	<1.0	<1.0	<0.4	<1.0	<0.4
抗压强度 （MPa/24h）	>7.00	>7.00	>14.00	>14.00	>14.00	>14.00	>14.00

4）固井材料设计

表2.5-12　单井固井材料设计

序号	材料名称	主要成分	用量（t）
1	水泥	葛洲坝G级	55
2	水泥	铜川G级	168
3	降滤失剂	降滤失剂	4.50

序号	材料名称	主要成分	用量（t）
4	早强剂	早强剂	1.20
5	缓凝剂	缓凝剂	0.50
6	消泡剂	消泡剂	1.00
7	分散剂	分散剂	1.50

2.5.3.1.3 储层改造工程

（1）改造工艺

综合考虑濮城油田各油藏的岩性、物性以及储层敏感性、井型、井网，以及勘探、试采期间储层改造措施分析等情况，本项目选择以冻胶常规压裂、酸化压裂为主的增产措施工艺，根据地应力方位，以优化井网和优化裂缝参数为核心的开发压裂工艺，以达到提高单井产量和开发经济效益的目标。濮城采油厂已长期稳定运行，生产工艺相对成熟。根据产能方案计划，本项目2026-2028年预计侧钻93口，其中采油井81口，平均设计井深3058米，合计247698米；注水井12口，平均设计井深3203米，合计38436米。

（2）射孔工艺

油井压裂投产、水井射孔投注。根据投产工艺要求，油井按照降施工摩阻保证压裂工艺需求、水井按照最大程度提高注水能力的设计思路优化射孔方式及工艺参数。投产层位沙三下为常压油藏，设计最大井斜61.33°。从降低作业风险和提高射孔一次性成功率考虑，采用油管传输射孔，实施89枪、普通深穿透弹射孔。

（3）压裂方案

1）工艺

综合储层特征、方案部署、前期实施经验，采用冻胶常规压裂配套卡封分层工艺，保证投产段充分改造，依据注采井距，优化设计裂缝参数及改造规模。

压裂工艺：低孔低渗；储层常压、层数多、跨度大，采用冻胶常规压裂，配套卡封分层压裂工艺，提高纵向改造程度。

压裂液优选：参考邻井压裂情况，优选胍胶压裂液。

支撑剂：邻井卫2-4井储层解释动态杨氏模量37.1GPa，泊松比0.28，脆性较好。计算地层闭合应力42MPa，优选52MPa支撑剂。

2）压裂液体系

本项目使用压裂液由井下作业公司配液站提供，不在现场配置。选择胍胶压裂液体系作为裂施工压裂液体系，体系配方如下：

表2.5-13　施工期单井压裂阶段原辅材料一览表

序号	材料名称	主要成分	用量（t）
1	基液	清水 +2% KCl	36.7
2	粘土稳定剂	0.2%聚季铵盐（PDADMAC）	0.0734
3	降摩阻剂	0.2%部分水解聚丙烯酰胺（HPAM）	0.0734
4	杀菌剂	0.08%戊二醛	0.02936
5	破胶剂	0.04%过硫酸铵（APS）	0.01468
6	活性剂	0.02%水溶性表面活性剂	0.00734

3）设备

压裂阶段设备主要为临时设备，主要设备见表2.5-14。

表2.5-14　施工期压裂阶段主要设备一览表

名称	型号	数量	备注
柴油机	G12V190型	2	一用一备
压裂泵车	HQ-2000	10	/
放喷罐	40m^3	4	钢制结构
混砂车	HQ-2000	1	/
仪表车	SH-1	1	/
管汇车	SS-1	1	/
分离器	/	1	/

（4）侧钻工程

侧钻技术通过“旧井改造、新眼采油”的模式，在现有井眼的基础上，根据地质设计的需要，从某一特定深度处偏离原井眼轨迹，沿设计轨迹钻进其他剩余原油富集区，提高原油产能。

本项目所在油田开发时间较久，因井网部署、油藏非均质性等原因，存在大面积的未被有效开发的剩余油富集区，通过侧钻新井眼实现精准开采，能够稳定产能规模。侧钻井的钻井工艺跟采油井基本相同，不再进行介绍。

2.5.3.1.4 油气处理工程

（1）采出水处理系统

5#站和31#站均为采油管理一区的边缘末站，距离濮二中转站的直线距离在5km左右，濮二中转站注水站大排量对置泵出口压力为16.5MPa，经北一复注水干线输送至5#站和31#站后，进站压力降为12MPa，压力损失4.5MPa，造成能耗的较大损失。为减少能源损失，本项目新建一座5#扩站，为短流程回注站点，处理能力为2200m^3，完善集输工艺、采出水处理工艺和注水工艺流程，并优化改造站外集输管线。原5#站仅为注气增压站。

本项目将关闭5#站西阀组去濮二中转站的阀门，31#来液与5#站来液均输送至5#扩站，在站内安装一台分离器，使两个站点的来液在5#站分离，分离后的采出水进入5#扩站采出水处理系统，原油和天然气集输新建两台混输泵，一用一备，新建一条300米DN100的柔性复合高压输送管线，与阀组东七集输干线管线连接，输送至濮二中转站。为降低生产成本，提高生产效率，按照“分质处理、分质注水，就地处理、就地回注”思路，在5#扩站采用短流程水处理工艺，对沙一油藏采出液进行处理。注水罐采用新建两座200方玻璃钢储罐，设计上采用串并联选择性运行，为保证一次增压泵进水压力，储罐基础高度建议500mm，两座储水罐内部设计收油系统。

5#扩站注水流程具有常压、中压、高压三条注水管线，短流程处理后的水，经泵类设备加压后，新建一条φ159×14的100m注水管线连接5#扩站中压注水流程，常压注水管线用阀门控制二联来水的关闭，短流程处理后的水经中压管线给沙一油藏注水的井注水，高压注水还由二联来水进行增注。

表2.5-15　5#扩站设备一览表见下表

序号	项目名称	型号	单位	数量
1	混输泵	排量140方/小时，出口压力12MPa	台	2
2	除油罐	200方，玻璃钢罐	座	1
3	注水沉降罐	200方，玻璃钢罐	座	1
4	撬装离心泵	140方/小时	台	1
5	三相分离器	ф3000×12400×11，容积为85方	台	1

（2）注气系统

为满足后期濮城油田濮153东断块区的注气开发需要，本项目在濮三中转站和100#计量站建设增压流程。增压流程为二次增压，一次增压压缩机组位于濮三中转站内，二次增压压缩机组位于单井井场。

表2.5-16　各个场站、井场设备一览表见下表

序号	名称	设备	型号	数量	单位
1	濮三中转站	过滤分离器	0N500-200-PN1.6MPa	1	座
2		电驱往复式压缩机	Q=10×10^{4}Nm^3/d	1	座
3	100#计量站	过滤分离器	DN400-200-PN3.9MPa	1	座
4		电驱往复式压缩机	Q=10×10^{4}Nm^3/d	1	座
5		放散管	DN100/DN250 H=10m　Q345R	1	座
6	濮158-2井场	立式分离器	D600　PN3.9MPa	1	座
7		污水罐	5m^3	1	座
8		电驱往复式压缩机	Q=6×10^{4}Nm^3/d	1	座
9		1井式高压计量阀组	/	1	套
10		放散管	DN100/DN250 H=10m　Q345R	1	座
11	濮158-6井场	立式分离器	D1000　PN3.9MPa	1	座
12		污水罐	5m^3	1	座
13		电驱往复式压缩机	Q=3×10^{4}Nm^3/d	1	座
14		2井式高压计量阀组	/	1	套
15		放散管	DN100/DN250 H=10m　Q345R	1	座
16	濮3-35井场	电驱往复式压缩机	Q=2×10^{4}Nm^3/d	1	座

2.5.3.1.5 油气集输工程

本项目油气集输主要依托现有集输工程，同时根据本项目建设内容建设各类集输管道，在本项目实施期间内还开展提质增效、隐患治理等项目，主要为新建（更换）集输管线、注水管线、注气管线干支线，同时实施管道原路由更换，并通过管道串并联减少管道长度。主要建设内容如下：

（1）注水管线改造

由于本项目所在油田开发时间较长，管网使用年限长，老化腐蚀严重，故本次对2条注水干线、回水支线，单井回水管线进行升级改造。优化的主要措施为：

1）优化管网布局，通过回水干线合并和单井管线串联，减少管线数量和长度，消除管线风险隐患。

2）根据生产输送介质情况，对线路用管材料进行比选，推选合理的管材。管线埋地部分采用非金属管材，架空和跨越部分采用无缝钢管。

3）根据实际生产情况，优化管线管径。

4）管线穿越公路加套管保护，穿越河流新建桁架跨河。

5）改造的管线路由符合地方建设规划，已与地方有关部门协商确定并优选路由，改造后不产生新的隐患。

其中，回水干线管线主要以DN200钢骨架和DN150柔性复合管改造为主，结合站点和井数来选择，回水支线主要以取消回水支线为主，无法取消的进行原路由更换，管径主要以DN80柔性管为主。改造方案见下表。

表2.5-17　采出水系统支干线管线改造情况一览表

序号	管线名称	管线规格	长度（km）	压力（Mpa）	改造方案	敷设方式
1	南五注水干线	Φ219×15	4.8	18	原路由更换	地下管线
2	南四注水干线	Φ219×15	2.6	18	原路由更换	地下管线
3	115#站回水支线	Φ159×7	1.4	18	原路由更换	地下管线
4	112#站回水支线	Φ159×7	1	18	原路由更换	地下管线
5	122#回水支线	Φ159×7	0.3	18	原路由更换	地下管线
6	116#回水支线	Φ159×7	1.5	18	原路由更换	地下管线
7	85#-83#站回水支线	Φ159×7	1.4	18	原路由更换	地下管线
8	113#站回水支线	Φ159×7	1.4	18	原路由更换	地下管线
9	75#站回水支线	Φ159×7	1	18	原路由更换	地下管线
10	123#站回水支线与110#站回水支线	Φ159×7	1.5	18	优化路线，更换管线	地下管线
11	124#站回水支线	Φ159×7	0.3	18	改造	地下管线
12	120#站回水支线	Φ159×7	0.3	18	取消	地下管线
13	21#站回水支线	Φ114×60	0.4	18	取消	地下管线
14	22#站回水支线	Φ159×7	0.05	18	取消	地下管线
15	89#计量站回水支线	Φ114×6	0.05	18	改造	地下管线
16	90#站回水支线	Φ114×6	1.1	18	改造	地下管线

序号	管线名称	管线规格	长度（km）	压力（Mpa）	改造方案	敷设方式
17	91#站回水支线	Φ159×7	0.02	18	取消	地下管线
18	93#站回水支线	Φ159×7	0.03	18	取消	地下管线
19	95#站回水支线	Φ114×6	0.3	18	改造	地下管线
20	96#站回水支线	Φ159×7	0.6	18	取消	地下管线
合计涉及管线长度		/	20.05	/	/	/

单井回水管线改造主要以串联或直接进支干线为主，管径选择DN65的柔性复合管。全区共计28座计量站的203条单井管线优化合并改造，改造后管线长度减少38717m。

表2.5-18　采出水系统单井回水管线改造情况一览表

串联井号	改造后管线长度(km)	管径	压力（Mpa）	材质	敷设方式
18#站10条单井管线串并联	1.9	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
93#站17条单井管线串并联	2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
69#站10条单井管线串并联	1.56	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
21#站9条单井管线串并联	1.1	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
68#站13条单井管线串并联	2.15	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
87#站10条单井管线串并联	2.2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
100#站4条单井管线串并联	1.34	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
29#站6条单井管线串并联	2.15	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
94#站8条单井管线串并联	1.2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
99#站6条单井管线串并联	0.8	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
96#站5条单井管线串并联	1	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
86#站7条单井管线串并联	1.7	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
88#站9条单井管线串并联	2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
120#站6条单井管线串并联	2.4	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
90#站8条单井管线串并联	1.7	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
89#站5条单井管线串并联	1.2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
46#站7条单井管线串并联	1.35	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线

串联井号	改造后管线长度(km)	管径	压力（Mpa）	材质	敷设方式
24#站10条单井管线串并联	0.7	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
22#站2条单井管线串并联	0.3	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
97#站5条单井管线串并联	0.5	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
20#站8条单井管线串并联	1.15	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
26#站14条单井管线串并联	2.05	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
25#站2条单井管线串并联	0.4	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
28#站5条单井管线串并联	0.8	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
95#站3条单井管线串并联	0.8	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
98#站4条单井管线串并联	0.9	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
124#站7条单井管线串并联	0.9	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
30#站2条单井管线串并联	1	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
115号站13条单井回水串并联	1.8	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
112号站4条单井回水串并联	1	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
116号站3条单井回水串并联	1	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
113号站2条单井回水串并联	0.9	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
85号站7条单井回水串并联	1.8	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
83号站、97号站7条单井回水串并联	1.7	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
75号站、109号站3条单井回水管线更换	1.2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
110号站10条单井回水串并联	1.9	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
123号站3条单井回水串并联	1.4	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
103号站3条单井回水串并联	1.2	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
102号站5条单井回水串并联	1.3	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
21号站1条单井回水串并联	0.6	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
117号站、126号站3条单井回水串并联	1.6	DN60	2.5	柔性复合管	地下管线
合计	54.65	/	/	/	/

（2）新建注气管线

本项目新部署4口注气井，分别为濮158-2、濮158-3和濮158-6、P3-35，其中濮158-2、濮158-3为油井转注气井，濮158-6为新钻注气井，P3-35为注水井转注二氧化碳井。新建低压注气管线3条，高压单井注气管线1条，从濮三中转站增压后的低压注气管线进入100#站进行过滤分输后至注气井场，在注气井场进行二次增压后通过注气管线注入井口。濮三中转站接入柳配返干气进行增压后通过单井注气管线注入本项目新部署的3口注气井。注二氧化碳管线从濮二中转站输送至注气井，回注气二氧化碳主要由濮二中转站天然气分离回收装置回收，通过本项目建设的管道输送至P3-35井，加压后回注。本项目注气管线设置详见表2.5-19。

表2.5-19　集输注气管线统计表

管线名称	管线起点	管线终点	管线长度（km）	设计压力（MPa）	材质	管径	介质
低压注气管线	濮三中转站	100#站	2.3	3.9	20#	D219×7	天然气
	100#站	P158-2	1.2	3.9	20#	D219×7	天然气
	100#站	P158-6	1.7	3.9	20#	D219×7	天然气
单井高压注气管线	P158-6	P158-3	0.85	50	L415Q	D76.1×13	天然气
低压注气管线	濮二中转站	P3-35	0.42	3.9	20#	D219×7	CO_2
合计	/	/	6.47	/	/	/	

（3）新建单井管线

本项目各井区单井采出液通过新建的单井管线串接入已建单井管线或集输支线，输送至中转站进行三相分离，分离产生的采出水经处理合格后回注，分离产生的天然气和原油依托现有管线外输。

表2.5-20　濮城油田单井集输管线建设情况

序号	管线路径	管线材质	管线规格	设计压力/MPa	管线长度/km	敷设方式
1	V42-51和V42-49至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.965	埋地敷设
2	V42-55和V68-19至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.72	埋地敷设
3	V68-18和濮卫1井区3#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.62	埋地敷设
4	V79-35至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	1.03	埋地敷设

序号	管线路径	管线材质	管线规格	设计压力/MPa	管线长度/km	敷设方式
5	濮1-408至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.59	埋地敷设
6	濮1-409至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.99	埋地敷设
7	濮1-410至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.058	埋地敷设
8	濮5-203至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.575	埋地敷设
9	濮5-204至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	1.055	埋地敷设
10	濮6-184至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.766	埋地敷设
11	濮6-185至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.78	埋地敷设
12	濮7-185至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.354	埋地敷设
13	濮7-186至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.599	埋地敷设
14	V31-19和V31-22至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.412	埋地敷设
15	V85-2、V85-1、V31-24、V31-20至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	1.458	埋地敷设
16	V31-23至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.484	埋地敷设
17	濮卫1井区1#和濮卫1井区2#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.32	埋地敷设
18	文古4块1#和卫383-3H至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	1.396	埋地敷设
19	文古4块2#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.185	埋地敷设
20	文古4块3#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.771	埋地敷设
21	濮7601井区1#和濮7601井区2#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.822	埋地敷设
22	濮153东1#和濮153东2#至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	0.526	埋地敷设
23	陈10至就近阀组	柔性复合管	DN65	0.2MPa	1.536	埋地敷设
24	合计	/	/	/	17.02	埋地敷设

（4）新建单井注水管线

本项目新增4口注水井，采出液分离产生的采出水经采出水处理系统处理合格后，依托已建的注水干线和新建的注水管线输送至本次新建的注水井，实行井下回注，新建的注水管线见下表。

表2.5-21　濮城油田新建注水管线建设情况

序号	管线路径	管线材质	管线规格	设计压力/MPa	管线长度/km	敷设方式
1	VX79-11至注水阀组	柔性复合管	DN60	2.5	0.75	埋地敷设
2	V85-3至注水阀组	柔性复合管	DN60	2.5	2.95	埋地敷设
3	V31-21和V31-18至注水阀组	柔性复合管	DN60	2.5	0.87	埋地敷设
4	合计	/	/	/	4.57	埋地敷设

（5）穿越工程

本项目油气集输主要依托现有集输工程，并建设各类集输管道，包括新建单井采油管线、注水管线、注气管线等，同时开展采出水系统升级改造，对南五注水干线、南四注水干线、老旧回水支线和单井回水管线进行升级改造或原路由更换。本项目集输工程各类管线穿越情况见下表。

表2.5-22　本项目建设管线穿越情况

类型	管道材质	埋深	穿越类型	数量（处）	穿越方式
单井采油管线	柔性复合管	1.8m	道路	25	大开挖
		1.8m	水渠	2	桁架
注水管线	柔性复合管	1.8m	道路	5	大开挖/顶管
		1.8m	水渠	1	桁架
注气管线	20#无缝钢管	1.8m	道路	13	大开挖/顶管
注水系统管线改造	柔性复合管/DN200钢骨架	1.8m	道路	248	大开挖/顶管
		1.8m	水渠	25	桁架/定向钻
		1.8m	高速公路	2	定向钻

本项目穿越的道路主要为乡村道路，采用大开挖的方式穿越，施工时间较短。穿越的水渠主要为濮城干渠、濮西干渠、小堤输水干渠以及其他小型水渠，主要功能为灌溉。小型水渠采用建设桁架方式穿越，大型水渠采用定向钻的方式穿越。穿越的高速为台辉高速，台（前）辉（县）高速豫鲁界至范县段，是豫鲁两省对接的重要省际通道。东起豫鲁省界，向西至范县接濮阳至范县高速公路，路线全长37.6

公里，按双向四车道高速公路标准修建。为减少对环境的影响，采用定向钻的方式进行穿越，具体施工方式见工程分析穿越施工。

2.5.3.4 辅助工程

本项目新建10.2km井场道路，素土压实路面，路面宽度为4m，路基宽度为6m。

2.5.3.5 公用工程

（1）给排水

给水：施工期的生产用水包括配制钻井液用水、钻井设备冲洗用水、管线清管和试压用水，采用罐车拉运，依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地层；施工人员生活用水采用桶装车运提供。运营期用水主要是值班人员生活饮用水，依托相应管理区现有设施。

排水：施工期钻井废水、各类施工作业废水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站和濮三采出水处理站处理；管线清管和试压废水收集后由罐车拉至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站和濮三采出水处理站处理后进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。运营期井下作业废水、采出水依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站和濮三采出水处理站处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排；值班人员生活污水依托附近计量站、管理区等场所内的旱厕，定期由当地农民掏运作农肥。

根据开发建设方案，本项目采出液中综合含水96.5%，折采出水量$10.55\times10^4m^3/a$。本项目注水水源为中转站处理合格的水。本项目2028年采出水产生量最大，井下作业废水当年的产生量为$0.137m^3/a$，2028年运营期水量平衡如下。

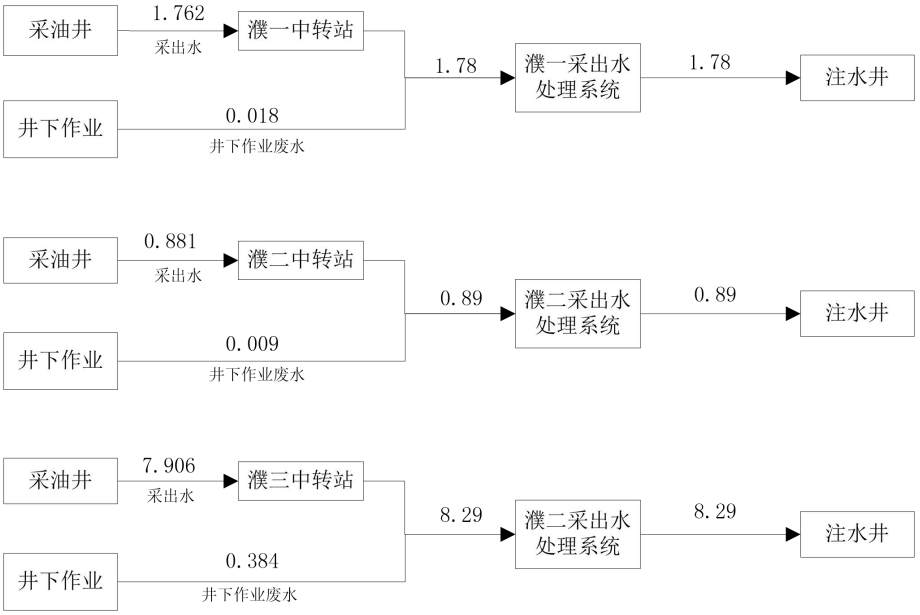


图2.5-2　2028年运营期水平衡图　万m^3/a

（2）供电

施工期钻井优先采用网电，高标准柴油发电机备用供电。运营期利用现有井场供配电系统的原则，本项目电源引自附近线路。

（3）供热工程

运营期场站采用空调供暖；施工期采用空调供暖，尽量避开冬季。

（4）自控系统

濮城油田已建设完善的SCADA系统，形成厂级生产调度－作业区生产管理中心－中转站、计量站、井口三层结构。

2.5.3.6 依托工程

本项目新增油井产能全部依托现有的中转站、油气集输系统、采出水处理等设施。

2.5.3.6.1 站场工程

（1）基本概况

本项目依托场站主要为濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站，三个中转站均位于濮城镇，生产工艺相似。主要功能为：

1）油气收集：负责收集来自周边油井开采出来的原油和伴生气，是油气从井口到后续处理环节的第一个集中点。

2）初步处理：对收集来的油气进行初步处理，如进行油气分离、计量等操作，将原油和天然气进行初步的分离，以便后续的进一步处理和运输。

3）输送中转：将经过初步处理的原油和天然气输送到下一个处理环节，如中转站或其他油气处理设施，起到中转枢纽的作用。

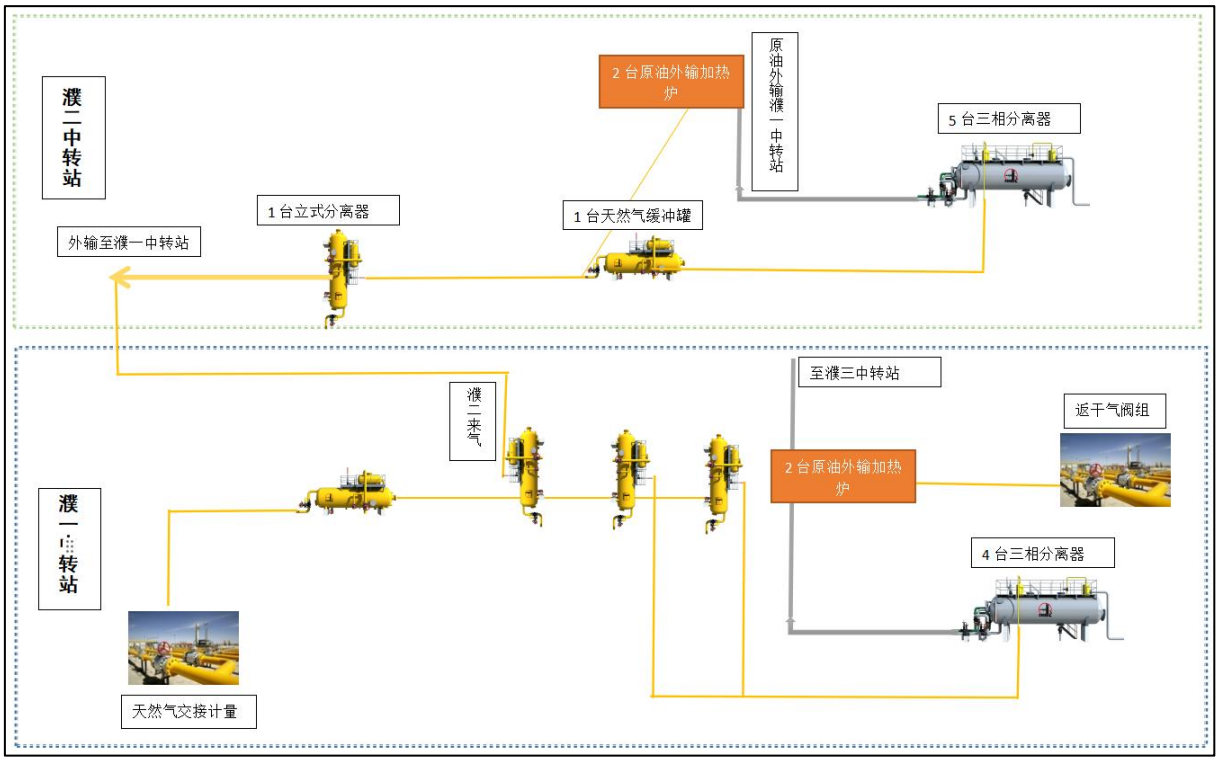


图2.5-3　濮一中转站和濮二中转站工艺流程简图

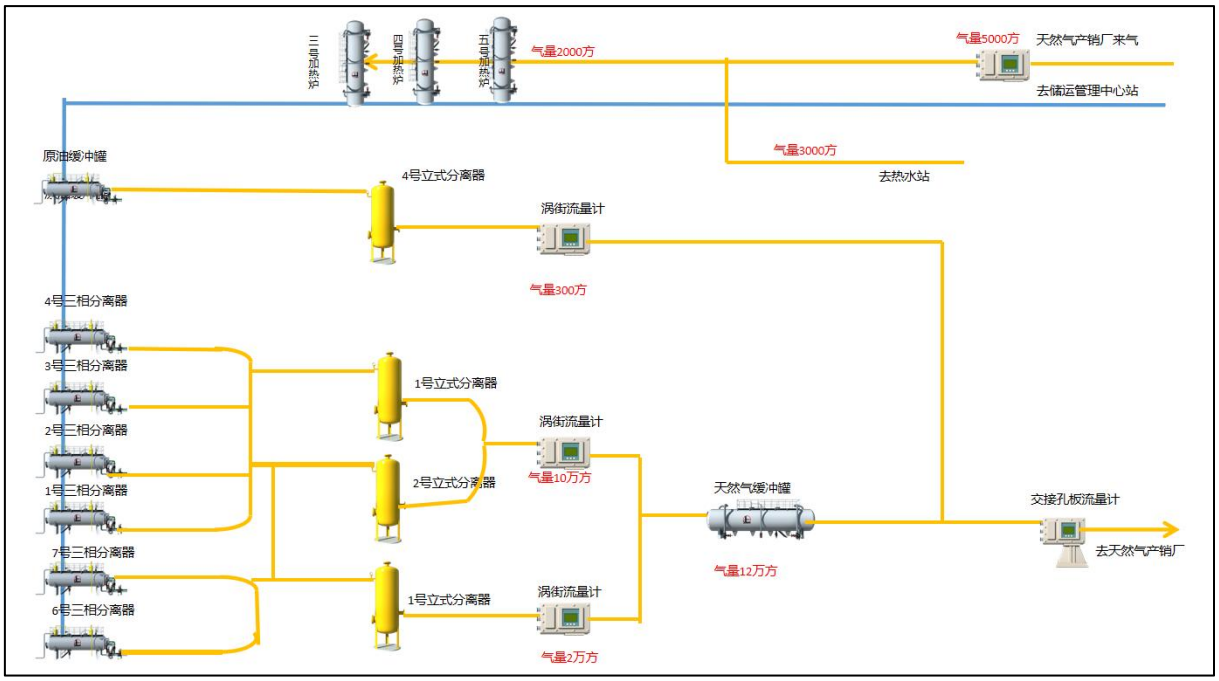


图2.5-4　濮三中转站工艺流程简图

濮城采油厂开采工艺简述：

油井采出输送至计量站分离、计量后，加入配伍性好的破乳剂、缓蚀剂，汇入集输干、支线，输至中转站。然后油气水混合液进入中转站三相分离器进行油、气、水初级分离。分离出的伴生气经干燥器干燥后外输。分离出的低含水原油经脱水器净化，加热升温后，经处理后外输。分离出的采出水输至采出水处理站进行污油回收、污水净化，水质合格后经注水泵打入注水支干线，通过计量站、增注泵进行水量分配，经注水井注入地层。

②依托可行性分析

根据《濮城采油厂“十五五”发展规划提纲》中设计和产能预测，本项目原油产能为10.93×10^4t，2024年现有工程实际原油产能为31.26×10^4t。濮城采油厂目前已进入开发末期，地层能量不足，原油产量逐年递减，近三年老井原油产能衰减量为11.05t，衰减率在9.9%～13.3%，本项目产能为10.93×10^4t/a，小于衰减量，故本项目建设完成后原油产能略低于34.6×10^4t，各中转站处理能力满足预测期内生产需求。

2.5.3.6.2 采出水处理系统

（1）基本概况

濮城采油厂采出水处理系统由濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站组成，主要负责处理原油脱出水，作业、钻井、洗井废水及少量冷却水和排涝水。目前濮城采油厂废水处理工艺主要采用物理处理方法：均采用重力除油+斜板混凝沉降改性工艺。

（2）可行性分析

1）废水处理可行性分析

根据工程分析，本项目新增油田采出水及作业废水产生情况见下表。

表3.2-23 本项目油田采出水及作业废水每年度产生情况

依托站场	废水产生量（万m^3/a）			采出水处理站处理能力（万m^3/a）	采出水处理站现状处理水量（万m^3/a）	剩余处理能力（万m^3/a）	能否满足处理
	2026年	2027年	2028年				
濮一采出水处理站	0.66	1.23	1.78	584	313	271	满足要求
濮二采出水处理站	0.33	0.62	0.89	438	348	90	满足要求
濮三采出水	3.06	5.75	8.29	876	490	386	满足要求

处理站							

经计算，濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站的采出水处理站剩余处理能力远大于每年度产生的废水量。因此，从废水处理量分析，本项目产生的采出水依托濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站采出水处理站处理可行。

2）达标处理可行性分析

根据中原油田环保监测总站对濮城采油厂各采出水处理站2024年1月~2024年11月注水水质普查公报（见附件六），采出水处理站处理后悬浮固体含量、含油量浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III类水质标准，达标率均为100%，说明濮城采油厂采出水处理站废水处理工艺是可行的。

3）废水运输过程影响分析

采出液在中转站进行三相分离，采出水处理站均在中转站内部建设，依托现有管道输送。施工期和运营期施工现场产生的各类废水由罐车运输至采出水处理站。项目废水在运输过程中一旦发生交通事故或其他原因导致废水外溢，将污染土壤和水体，主要影响农作物和水生生物生长发育。废水转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的概率很小，且钻井等废水无剧毒物质，主要是含有机污染物、SS等，罐车输送的量约15～30m^3/车，一次运输量不大，不会产生严重后果。

项目废水经收集后运入濮城采油厂采出水处理站，经处理达标后回注，不外排。濮城采油厂采出水处理站位于河南省濮阳市范县濮城镇，公路沿线主要为耕地和农田，不会进入城市建成区，也不穿越风景名胜区、自然保护区、河流、饮用水源保护区等，转运路线合理。

为降低废水转运对地表水等环境的影响，确保工程废水得到妥善处理，本着切实保护环境的原则，建设单位针对废水转运采取的措施为：

①制定科学合理的车辆运输，根据车辆运输实施相应的管理。

②运输过程中应当严格根据已经选定的转运路线进行转运，不得擅自更改运输路线，从而增加环境风险。承包废水转运的承包商实施车辆登记制度，以便掌握废水运输车辆位置和行驶路线，确保废水转运至相应的目的地。

③废水转运时采取罐车密闭输送，尽量避免在雨天和大雾天转运。

④转运过程做好转运台账，严格实施交接清单制度。

⑤废水运输车辆严格执行签认制度。签认单复印件报属地管理单位安全管理部门和运输单位备查，保存期不得少于二年。

⑥应对运输人员进行相关安全环保知识培训，废水运输车辆、装卸工具必须符合安全环保要求，装卸和运输废水过程中不得溢出和渗漏。严禁任意倾倒、排放或向第三方转移废水。

⑦建立建设单位与当地政府、环保局等相关部门的联络机制，若有险情发生，应及时与作业区值班人员取得联系，若确认发生废水外溢事故，应及时上报当地政府、环保局等相关部门。

综上分析可知，本项目新增的各类废水依托濮城采油厂采出水处理站进行处理是可行的。

2.5.3.6.3 危险废物贮存设施

本项目运营期产生的危险废物含油污泥、废机油及其包装桶，收集后暂存于濮三中转站危险废物贮存库，定期委托有资质的单位进行处理。

濮城采油厂现已建成 1 座混凝土危废贮存场所，位于濮三中转站内，现已完善相应配套设施。该危废贮存场所位于濮三中转站东面，设计形式为地上仓储式，建设规模为 350m^2，主要贮存种类包括含油污泥、废润滑油、废机油桶等，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求采取了防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施，并建设收集渠和泄漏收集池。现已具备贮存危废的能力，实现危险废物安全存贮、合规存贮的要求，避免了环境污染和安全事故的发生，各类危险废物在贮存库暂存后送有资质单位进行处理。



图2.5-5　濮三中转站危废贮存库分区图

2.5.3.6.4 废弃水基泥浆和岩屑处置单位

（1）基本概况

濮阳天地人环保科技股份有限公司成立于2003年10月，钻井废弃泥浆处理量为12万m^3/a，位于濮阳市清丰县六塔乡刘村清丰县利民新型建材有限公司厂区内。

（2）处理工艺

1）泥浆集中处理站泥浆的接收和脱稳

钻井现场不落地废弃水基钻井液运至处理站卸入泥浆接收池，之后泵入泥浆脱稳搅拌装置，通过加药装置先后向其加入不同药剂充分搅拌，使泥浆破稳、混凝、聚结，之后再进行pH调节。

2）废弃泥浆的液屑分离处理

脱稳后的泥浆泵入筛分处理装置进行筛分处理，筛分出的岩屑转至岩屑暂存区，筛分后的泥浆进入泥浆缓存装置。

3）固液分离

泥浆缓存装置的泥浆泵入加压缓冲装置，再经渣浆泵泵入固液分离装置进行固液压滤分离，分离产生的泥饼综合利用烧结制砖，分离产生的压滤水转运至油田中转站再经处理后回注处置。

（3）可行性分析

濮阳天地人环保科技股份有限公司2021年8月26日取得清丰县生态环境局下发的环评批复，批复文号为“清环审(2021)39号”，钻井废弃泥浆设计最大处理量为12

万m^3/a。2022年1月25日该公司取得清丰县环境保护局下发的排污许可证，证书编号为：91410900755174658F004V，有限期为2022年1月25日至2027年1月24日。本项目施工期水基钻井岩屑总产生量约为84944.80t（28314.93t/a），废弃水基钻井泥浆总产生量约为2493.60t（831.02t/a），为一般工业固体废物。濮阳天地人环保科技股份有限公司处理能力远大于本项目产生量，已签订委托合同。本项目钻井阶段产生的废弃水基泥浆和岩屑由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。故建设单位委托濮阳天地人环保科技股份有限公司处理废弃水基泥浆和岩屑可行。

2.5.5 主要指标

2.5.5.1 占地情况

项目占地主要为站场、井场、管线、井场道路等。本项目总占地面积为97.8052hm^2，其中永久占地面积为15hm^2，主要为站场、井场和道路占地；临时占地面积为82.8052hm^2，主要为井场和管线施工临时占地。占地类型以耕地为主。

表2.5-24　本项目各类工程占地面积核算一览表

项目组成	新增占地面积（hm^2）		合计（hm^2）	备注
	永久占地	临时占地		
单井场区	0.16	0.74	0.9	单个井场永久占地尺寸为40*40m
产能井场35口	4.8	25.9	30.7	单个井场永久占地尺寸为40*40m；临时占地100*90m
探转采1口	0.16	/	0.16	/
4口注水井	0.64	2.96	3.6	单个井场永久占地尺寸为40*40m；临时占地100*90m
1口注气井	0.16	0.74	0.9	单个井场永久占地尺寸为40*40m；临时占地100*90m
3口注气井	0.48	/	0.48	单个井场永久占地尺寸为40*40m
濮三中转站	0.18	/	0.18	永久占地尺寸为45*40m
100#计量站	0.3	/	0.3	永久占地尺寸为15*20m
5#扩站	0.2	/	0.2	永久占地尺寸为10*20m

项目组成	新增占地面积（hm²）		合计（hm²）	备注
	永久占地	临时占地		
158-2和158-6	1.8	/	1.8	永久占地尺寸为30*30m
10.2km道路	6.12	0	6.12	合计10.2km，路面宽度为4m，路基宽度为6m
单井管线	/	1.0212	1.0212	新敷设17.02km单井管线，
注水管线	/	2.742	2.742	新敷设4.57km注水管线，
注气管线	/	3.63	3.63	新建低压注气管线3条，高压单井注气管线1条，合计6.05km
	/	0.252	0.252	新建低压注气（二氧化碳）管线1条，0.42km；施工作业带宽6m
注水系统管线改造	/	44.82	44.82	支干线管线改造20.05km，单井回水管线改造54.65km；施工作业带宽6m
总计	15	82.8052	97.8052	/

表2.5-25　本项目各类工程占地一览表

序号	类型	地类序号	土地类型	占地面积	单位	备注
1	永久占地	0103	旱地	13.7389	hm²	主要为站场、井场和道路占地
2		0301	乔木林地	1.2611	hm²	
3	临时占地	0103	旱地	77.1915	hm²	井场和管线施工临时占地
4		0301	乔木林地	1.4787	hm²	
5		0601	工业用地	1.2649	hm²	
6		0701	城镇住宅用地	0.6239	hm²	
7		0702	农村宅基地	1.142	hm²	
8		1003	公路用地	0.0289	hm²	
9		1004	城镇村道路用地	1.0753	hm²	
10	合计			97.8052	hm²	/

表2.5-26　本项目各类工程基本农田占用情况一览表

序号	类型	地类序号	土地类型	占地面积	单位	类型
1	永久占地	0103	旱地	13.7389	hm^2	基本农田
2	临时占地	0103	旱地	77.1915	hm^2	基本农田
3	合计	/	/	90.9304	hm^2	基本农田

2.5.2.2 土石方工程

本项目土方工程主要包括部分井场垫土（垫高0.3m）、管道的开挖及回填、施工便道开挖及回填（对施工便道临时占地内的0.3m高表土单独留存，待临时占地恢复时回填）。施工过程中实行分层开挖，分层堆放，施工结束后分层回填，开挖土方均原地回填，因此不产生弃土量。表土剥离堆存位置为管道施工作业面两侧，回填过程中执行分层回填，减少施工对土壤环境造成的影响。本项目所需土方由施工单位外购，履行相关手续，建议本项目产生的泥饼、岩屑用于铺垫井场。

2.5.5.3 劳动定员与工作制度

（1）劳动定员：

根据本项目施工实际情况，单个井场每天施工人员平均为50人（包括钻井队和其他施工人员），每个站场施工人员平均为20人，单根管道施工人员平均为5人。运营期，本项目新建站场运营人员由现有工程调入，总体不新增劳动定员。

（2）工作制度

本项目施工期各类型建设内容施工时间见下表，运营期为连续工作制。

表2.5-27　本项目施工期各类型建设内容施工时间一览表

序号	建设内容类型	施工人数（人）	施工天数（天）	建设内容数量	合计（天·次）	备注
1	单井井场钻前施工	10	10	35口采油井，4口注水井，2口注气井	410	仅包括新钻井
2	单井钻井工程	50	57	35口采油井，4口注水井，2口注气井	2337	仅包括新钻井
3	单井储层改造工期	25	97	35口采油井，4口注水井，2口注气井	3977	仅包括新钻井
4	油气集输工程	30	200	管线改造、管线敷设	200	/
5	油气处理工程	20	90	濮三中转站、5#扩站、100#计量站等站场改造	90	/

3 工程分析

3.1 工艺流程及产污环节分析

濮城采油厂2026-2028年产能建设项目主要为采油井、注水井、注气井以及配套工程，包含施工期、运营期、退役期三个时段。

原油勘探工程是指通过钻勘探井，寻找原油资源。濮城采油厂作为滚动开发油田，探井在找到原油后就转为开发井；如果未找到原油就进行闭井（水泥塞封井、切除地面以下1m内的套管头）。原油勘探工程主要工艺为钻井工程，其钻井工艺跟产能建设井相同。本项目包含1口勘探井转为采油井。

注水井是将符合质量标准的水注入油层，以补充地层能量的专用井。保持或恢复油层压力，增强驱油动力；作为排驱剂推动原油向生产井移动，提高开采速度和最终采收率。注水井的钻井工艺跟产能建设井基本相同。

注气井是油田开发运营中的一种关键工程设施，其核心作用是通过向地下储层注入特定气体（如天然气、CO_2等），来维持油藏压力、驱替原油（提高最终采收率）。它是实现高效、可持续油气资源开发和利用的重要手段之一。注气井的钻井工艺跟产能建设井基本相同。

本次原油开发施工期主要活动为：钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输及地面工程、油气处理工程；运营期主要活动为：采油及注水工程、注气工程、油气集输及地面工程、油气处理工程、井下作业等；服务期满主要活动为闭井工程。各活动内容及对环境的影响途径、主要影响因素介绍如下：

3.1.1 施工期工艺流程及产污环节分析

3.1.1.1 主要施工工艺流程简述

本项目施工期主要建设内容包括钻前工程、钻井工程、储层改造工程、油气集输及地面工程和油气处理工程。

（1）钻前工程

钻前工程包括进井场平整、设备基础、泥浆不落地系统、放喷罐、活动房搭建、厕所等的建设。井场建设过程中，首先进行场地平整、泥浆不落地系统、放喷管线、进场道路建设及维修、生活区的建设工作，泥浆不落地系统、放喷罐、油罐区、循

环罐区分别使用HDPE材料进行防渗处理。井场垫高依据所在地区地势，地类及区域排水情况确定，井场垫高约0.3m。

钻井前要进行钻前准备工作，完井后要清理井场。

项目进井场道路路线选择过程中，首先依托采油厂已有采油作业区路线，在最终进入井场的过程中，充分利用已有的平整地表，利用现有井场道路；项目区域地表板结已形成，除地形出现较大起伏无法行车情况外，不开挖已有板结表面，最大程度降低扬尘产生。

井场主要钻井设备有：钻机（包括井架、天车、钻井泵）、泥浆固相控制系统、水罐，柴油机、发电机。井场配有控制室（车）和宿营房车。井场边缘靠近泥浆循环系统处设置泥浆不落地系统。钻井过程中钻机采用网电提供电力，不具备条件时采用柴油发电机。

（2）钻井工程

1）井身结构

通过详勘资料和储量以及生产任务要求，濮城采油厂2026-2028年度在东濮凹陷开采区内新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，井身结构以二开、三开井身结构为主。

2）钻井工艺

钻井工程主要包括井场建设、钻前准备、钻井、泥浆循环、单接根、起下钻、固井（下套管、注水泥）、装井口、完井和交井等。钻井队每口井开钻至完钻需50～57天。

钻前准备：包括平整垫高井场、修建井场道路、构筑钻井设备地基、布置钻井设备等工作内容。

钻井：使用一定的破岩工具，不断地破碎井底岩石，加深井眼的过程。钻井过程使用的主要设备：包括井架、天车、钻井泵、柴油钻机、泥浆罐及钻井液固相控制系统、水罐；井场配有控制室（车）和宿营房车。

泥浆循环：钻头破碎岩石形成的岩屑沉积于井底，阻碍了钻头与井底的接触从而降低钻井效率，为此必须在岩屑形成后，利用泥浆循环及时将岩屑从井底清洗出来。为了优质、高效、安全地钻井，在钻井时需使用钻井液；在钻进时，钻井液自井口经钻杆、钻头至井底，携带井底的岩屑上返地面，经钻井液固相控制系统除去岩屑后循环使用。本项目导管、一开及二开采用水基钻井液，三开采用油基钻井液。

泥浆不落地：本项目钻井过程采用移动式泥浆罐代替传统泥浆池，按照钻井过程中液相及固相落地点，进行点对点式收集、储存，实现液相和固相的不落地。收集的废钻井液利用高效固液分离技术，实现钻井液重复利用。本项目仅在井场内采用“泥浆不落地”工艺，泥浆不落地产生的废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，资源化利用。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

具体工艺流程见图3.1-1。

A.将钻井产生的废弃泥浆、岩屑收集至泥浆罐，通过封闭的罐车、槽车等公路运输至集中处理场所。

B.到集中处理场所后，卸到收集池中，使用混浆泵抽至振动筛，实现固液初步分离，岩屑固相至岩屑棚暂存，液相至搅拌罐待处理。

C.药品加入搅拌罐，加入破胶剂、絮凝剂、助凝剂等药剂，通过搅拌装置充分混合，使泥浆中的细小颗粒聚集形成絮体，降低泥浆黏度，便于后续压滤处理。

D.混合药剂的泥浆通过压滤机上料泵加压至压滤机，实现固相、液相分离。

E.压滤后的泥饼暂存至岩屑棚，压滤水暂存至压滤水罐。

F.压滤水拉运至中转站，泥饼拉运至制砖厂。

钻井过程中，井场作业区域地面铺设防渗布进行地面防渗，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。

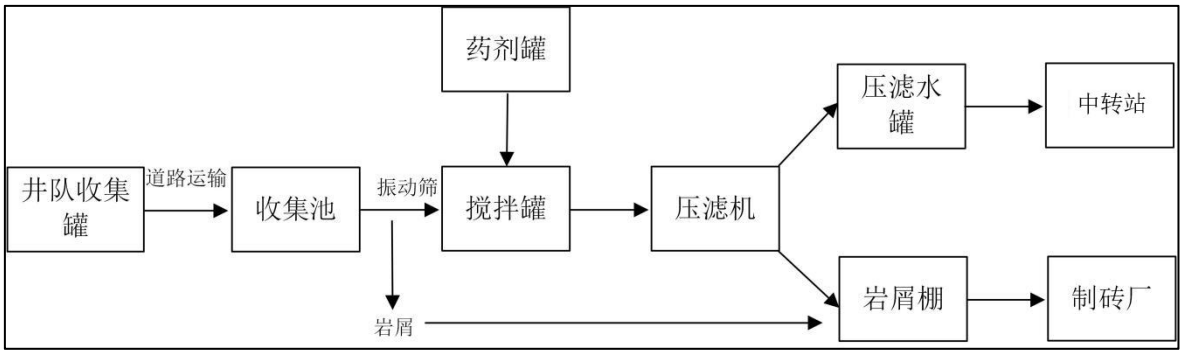


图3.1-1　废弃钻井液处置单位固液分离及再生工艺流程图

接单根：钻进过程中，每当井眼加深了一根钻杆的长度后，就要向井内钻柱接入一根钻杆，以加长井内钻柱的长度，从而达到继续钻进的目的。

起下钻：包括起钻和下钻。将井下的钻具从井眼内起出来，称为起钻；将钻具下到井眼内称为下钻。通过起下钻更换钻头进行作业。

固井：在钻完一个井段后实施固井作业，将套管（通常为无缝钢管）下入井中，并在套管与部分或整段井眼间填注水泥，封固井壁，隔离井筒内外环境，分隔油、气、水层，以利于下一井段钻进，并防止窜层，保护油气层。

完井：在钻至油气层并完成最后一个井段的钻进和固井后，实施完井作业，即根据油藏情况，完成井筒与油气层的特定连接方式（如尾管射孔等），并安装采油树。

交井：完井后清理井场，即可开展采油生产或试采。按照濮城采油厂有关规定，完井后要清运井场废弃物、回收泥浆、废油料，恢复地貌，做到工完料尽场地清。

（3）储层改造工程

本项目储层改造工程主要包括洗井、射孔、压裂及测试放喷等。

1）洗井作业

本项目洗井作业采用清水对套管进行清洗，不涉及酸洗工序。洗井作业首先在井筒内下入洗井管柱，洗井液由井筒注入清洗井壁，清洗后通过位于井底的返液口通过洗井管柱返回地面。单井洗井用水量约100m^3。洗井废水主要污染因子为COD、SS、石油类。

2）射孔作业

射孔是指下入油层套管封固产层后再用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通道。射穿产层后油气井的生产能力受产层压力、产层性质、射孔参数及质量影响。在射孔工段安装防井喷器来防止井喷污染。射孔作业噪声一般产生在地表以下的产层，不会对地表的声环境造成影响。

3）压裂作业

压裂作业是指利用地面高压泵组，将高粘液体以数倍超过地层吸收能量的排量注入井中；使其随即在井底形成高压，此压力超过井底附近的地应力及岩石的抗张强度后，在地层中形成裂缝，并继续将带有支撑剂的压裂液注入缝中，此缝向前延伸并在裂缝中充填支撑剂，泵停后即可在地层中形成足够长度、一定宽度及高度填

砂裂缝，增加油气产能。压裂作业工序包括：摆车、循环、试压、压裂、加砂、替挤（顶替）。

4）测试放喷

测试放喷期间，放喷液体含有的少量伴生气，通过分离设备分离后，专用管线引至放喷罐点火燃烧。单井测试放喷时间约为10~15天，测试放喷是一个间歇过程，放喷燃烧废气排放属于不连续排放。

（4）油气集输及地面工程

本项目油气集输及地面工程主要为道路修建工程、单井集油管线、注气管线、注水管线等修建工程、注水系统改造等。

1）道路施工

①进站路及砂石路施工方案

本项目进站路采用水泥砼，部分采用砂石路。此类道路施工时，首先进行路基施工，清除地表植被及表层土，然后进行路基填筑，路基填筑底层材料为水泥稳定土，基层材料为水泥稳定碎石，面层采用水泥砼或砂石。路基施工时路床压实度大于95%，其次结构层施工要求采用拌和机械拌和，拌和好后送至现场直接施工铺设，严禁路拌。路面施工面使用的水泥、砂石等面层材料均为拌和好后直接拉运至施工现场进行铺筑，本项目筑路材料均外购。

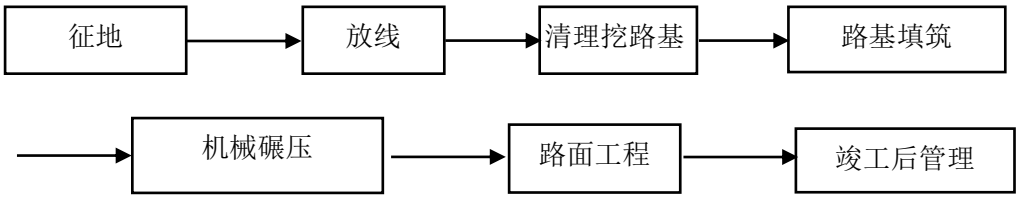


图3.1-2　进站路等道路施工示意图

②通井土路施工方案

本项目通井路为土路的道路，施工时首先对通井线路进行清理平整，清除地表植被及表层土，然后直接将拉运来的土方铺设在平整后的线路上进行压实。通井土路施工示意图见图3.1-3。

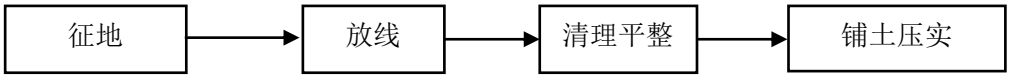


图3.1-3　进站路等道路施工示意图

2）管道施工

①一般管道施工

管道施工过程为：先清理作业线路场地，然后开挖管沟，再组焊管道、下沟管道，特殊地段根据实际情况合理穿插各工序。管沟开挖以机械开挖为主，施工作业面宽 6m。施工完毕清理现场、恢复地貌。管道施工建设过程见下图。

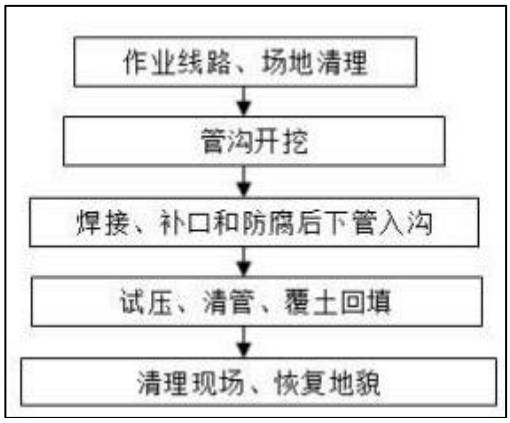


图3.1-4　管道施工建设过程

一般地段作业带宽度为 6m，其中管沟深度按 1.8m 计，边坡坡度按 1:1 计。施工作业带清理采用挖沟机、推土机扫线，人工配合清理。防腐管由工厂预制，采用专用管拖车拉运现场连接。管沟开挖采用挖掘机等机械及人工辅助清理完成。回填完的管沟进行压实、整形。管道安装完成后，经检验合格，应进行压力和严密性试验，本项目试压采用清水。

工艺管线施工技术要求及验收均按国家标准《工业金属管道工程施工规范》（GB50235）、《现场设备、工业管道焊接工程施工规范》（GB50236）、《油气田集输管道施工规范》（GB 50819-2013）以及有关国家及行业标准执行。管道施工作业断面见下图。

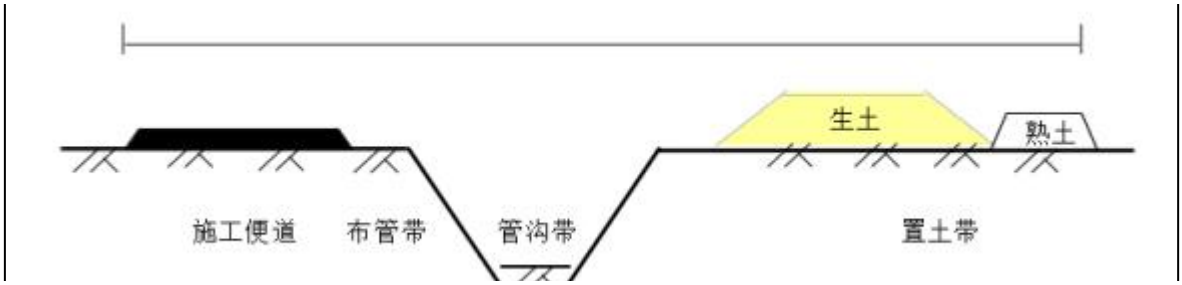


图3.1-5　管道施工作业断面示意图

②管线穿越高速公路施工

由于部署井位置限制，集输管线必须穿过高速公路，穿越次数为 2 次。为减小施工和运行过程对高速公路的影响，本项目计划采用地下定向钻的方式铺设管线。

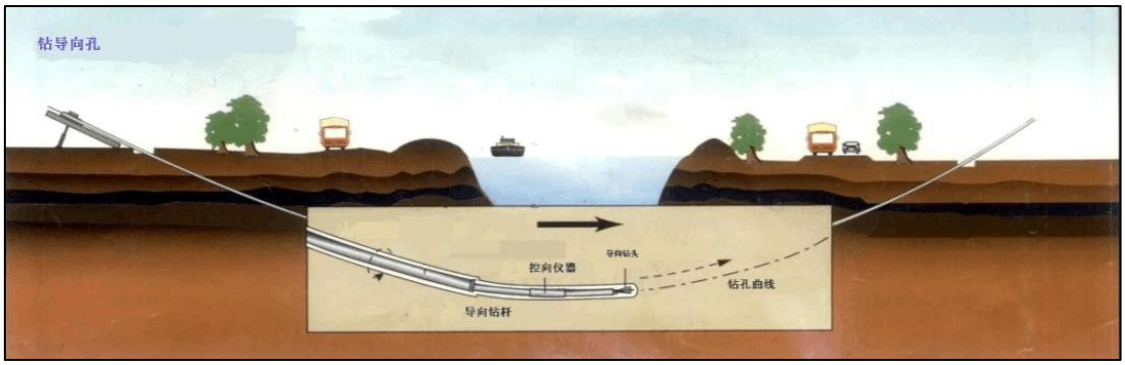


图3.1-6　定向钻施工示意图

A.施工设备：水平定向钻机、钻杆、发电机、泥浆泵、水罐车、膨润土。

B.穿越施工流程：测量放线→钻机场地布置→钻机安装调试→钻导向孔→扩孔→回拖→清理场地。

C.测量放线：根据设计交底（桩）与施工图纸放出钻机场地控制线及设备摆放位置线，确保钻机中心线与入土点、出土点成一条直线。

D.施工场地布局：定向钻施工场地的总体布局分为入土点与出土点两侧，场地临时占地面积约 3000m^2。入土点侧集中布置钻机、泥浆池、发电机组、钻杆及原材料堆放区，出土点侧需预留区域作为管道焊接和预扩孔、回拖时的接钻杆作业区，同时沿轴线方向设置与穿越长度相当的作业带，用于预制穿越管段。两处场地布局需兼顾施工流程与设备协同，确保泥浆回收、钻杆连接等环节高效衔接。

E.定向钻施工

a.钻机及配套设备就位：确定入土点将钻机就位在穿越中心线位置上，钻机就位调试完成后，进行系统连接、试运转，检查设备是否工作正常。

b.测量控向参数：按操作规程标定控向参数，为保证数据准确，在穿越轴线的不同位置测取，且每个位置至少测四次，进行对比，并做好记录，取其有效值的平均值作为控向 Line Az 值。

c.泥浆配制：由于穿越经过地层主要是圆砾、卵石、花岗岩、板岩。对泥浆的要求比较高，为克服对付这种不利因素，将采取以下措施：水源采取就近从河道中取水，用水泵输送至水罐内，在水罐中沉淀、过滤后配浆；按照实验室确定好的泥浆配比用膨润土加上泥浆添加剂，配出适合不同地层要求的泥浆；为了确保泥浆的性能，使膨润土有足够的水化时间，增加泥浆储存罐和泥浆快速水化装置；泥浆的回收利用：钻机场地和管线组装场地各有一个泥浆收集池，泥浆通过泥浆池收集，

再经过泥浆回收系统回收再使用。

d.钻机试钻：开钻前做好钻机的安装和调试等一切准备工作，确定系统运转正常。钻杆和钻头吹扫完毕并连接后，严格按照设计图纸和施工验收规范进行试钻，检查各部位运行情况。如各种参数正常即可正常钻进。

e.钻导向孔：导向孔是在水平方向按预定角度并沿预定截面钻进的孔，包括一段直斜线和一段大半径弧线。在钻导向孔的同时，选择并使用更大口径的钻杆（即冲洗管）来屏蔽导向钻杆。冲洗管可以起到类似导管的作用，方便导向钻杆的抽回和更换钻头等工作。导向孔的方向控制由位于钻头后端的钻杆内的控制器（称为弯外壳）完成。钻进过程中钻杆是不做旋转的，需要变换方向时若将弯外壳向右定位，钻进路线即向右沿平滑曲线前进。钻孔曲线由放置在钻头后端钻杆内的电子测向仪进行测量并将测量结果传导到地面的接收仪，这些数据经过处理和计算后，以数字的形式显示在显示屏上，该电子装置主要用来监测钻杆与地球磁场的关系和倾角（钻头在地下的三维坐标），将测量到的数据与设计的数据进行对比，以便确定钻头的实际位置与设计位置的偏差，并将偏差值控制在允许的范围之内，如此循环直到钻头按照预定的导向孔曲线在预定位置出土。

f.扩孔：导向孔完成后，要将该钻孔进行扩大到合适的直径以方便安装成品管道，此过程称为预扩孔，（依最终成孔尺寸决定扩孔次数）。例如，如需安装 36 英寸管线，钻孔必须扩大到 48 英寸或更大。通常，在钻机对岸将扩孔器连接到钻杆上，然后由钻机旋转回拖入导向孔，将导向孔扩大，同时要将大量的泥浆泵入钻孔，以保证钻孔的完整性和不塌方，并将切削下的岩屑带回。

g.回拖管道：预扩孔完成以后，成品管道即可拖入钻孔。管道预制应在钻机对面的一侧完成。扩孔器一端接上钻杆，另一端通过旋转接头接到成品管道上。旋转接头可以避免成品管道跟着扩孔器旋转，以保证将其顺利拖入钻孔。回拖由钻机完成，这一过程同样需要大量泥浆配合，回拖过程要连续进行直到扩孔器和成品管道自钻机一侧破土而出。

③管线顶管施工

本项目管道穿越大型水渠、水泥路等道路时，采用顶管施工方案。顶管施工是不开挖或少开挖的一种管道施工方式，其主要利用顶管设备产生前进的力度，平衡管道与土体之间的摩擦力，管道前进同时将管道内占用的土体置换出来，最终在土体中形成管道。施工中置换出的土体，最终用于该处的土地平整。

顶管施工作业场地总体布局以工作井（发射井）和接收井为核心，两侧分别布置施工功能区，总临时占地面积约 2000m²。工作井周边布置顶管机、主顶装置、导轨等核心设备，确保轴线精准对正；井口预留足够操作空间（一般≥8 米），设置泥水分离系统和注浆设备，并规划土方堆放区（需防尘覆盖）及管节暂存区（垫高防潮）；施工区域外围设置围挡、排水沟及应急通道，隔离非作业人员，同步优化渣土运输路线和管节吊装路径，减少交叉干扰，同时注重通风、照明及地层沉降监测点布置，确保施工安全与环保合规。

顶管施工工艺流程主要为：施工准备、顶管井施工、设备安装调试、管材吊装入井、顶进、出洞、管材吊装入井、顶进、出洞、检查井施工、回填、路面恢复。施工流程图见图 3.1-7，施工示意图见图 3.1-8。

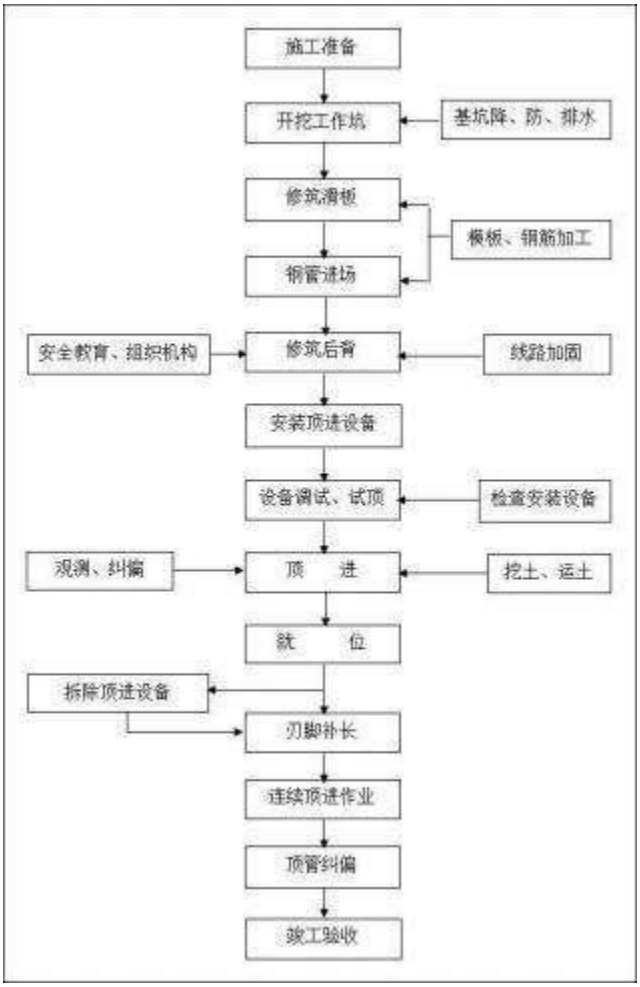


图3.1-7　顶管施工工艺流程图

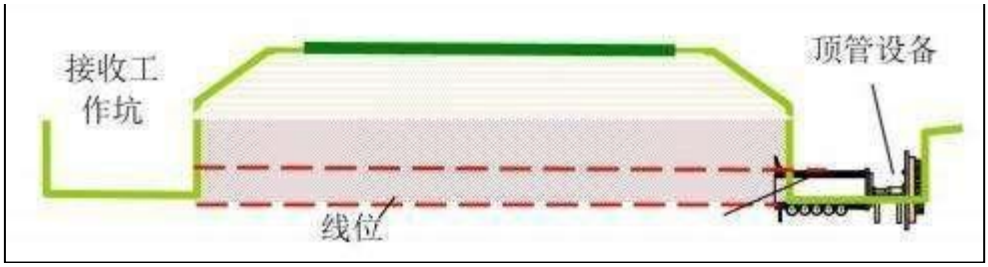


图3.1-8　顶管施工示意图

④表土剥离施工

A.管线开挖前，进行表土剥离，采取分层平移表土剥离法。首先划定不同的剥离单元，设置施工彩旗将待剥离的永久基本农田区域与其他草地区域区分开。

B.剥离作业时采取土层抄平施工方式，单次、单层进行剥离，单层剥离厚度不超过30cm。

C.剥离的表土临时堆放在施工占地内，堆高不超过3m，边坡比可按1:0.75设置，暂时不填埋的堆场周围设置围挡，并用防沙抑尘网苫盖，减少水土流失。定期洒水，防止土壤肥力降低。

D.表土临时堆放场采取排水、拦挡等临时防护，严禁弃土、弃渣露天堆放。

E.管沟作业开挖时，分层开挖，将表层和下层土分别堆放，施工结束后，进行回填时，需先回填下层土，后回填表层。管道出土端及弯头两侧分层回填夯实。

3）注水系统改造

濮城采油厂洗井水源来自濮三注水站的常压（15.0MPa）注水，常压注水进入注水井油套环空，经油管返至井口，洗井返出水中含有悬浮固体物、原油、细砂、天然气，洗井返出水（井口回水压力0.8MPa）经过单井回水管线、回水支线、回水干线进入濮三采出水处理站。

由于本项目所在油田开发时间较长，管网使用年限长，老化腐蚀严重，管线内未做内防，输送介质呈弱酸性（pH值5.0），导致穿孔频繁，在洗井的过程中单井回水管线内存在油气，泄漏后存在爆炸着火的安全隐患，且回水管线是洗井和放溢流的重要设施，无法正常运行将造成事故井频发，间接影响开发。故本次对2条注水干线、回水支线、单井回水管线进行升级改造。优化的主要措施为：

①优化管网布局，通过回水干线合并和单井管线串联，减少管线数量和长度，消除管线风险隐患。

②根据生产输送介质情况，对线路用管材料进行比选，推选合理的管材。管线埋地部分采用非金属管材，架空和跨越部分采用无缝钢管。

③根据实际生产情况，优化管线管径。

④管线穿越公路加套管保护，穿越河流新建桁架跨河。

⑤改造的管线路由符合地方建设规划，已与地方有关部门协商确定并优选路由，改造后不产生新的隐患。

其中，回水干线管线主要以DN200钢骨架和DN150柔性复合管改造为主，结合站点和井数来选择，回水支线主要以取消回水支线为主，无法取消的进行原路由更换，管径主要以DN80柔性管为主。废旧管线拆下后，不涉及清洗工序，由濮三中转站开展LDAR检测。

（5）油气处理工程

本项目油气处理工程主要包括各采油井场安装抽油机、采油树及电机；濮158-2注气井场、濮158-6注气井场、P3-35注气井场、濮三中转站、100#计量站注气系统改造及新建5#扩站等地面设备安装。

3.1.1.2 产污环节分析

（1）废气

本项目施工期产生的大气污染物主要包括施工扬尘、施工机械尾气、柴油机烟气、放喷燃烧废气及管线焊接、防腐废气。

施工扬尘（G1-1）主要产生于钻前准备、集输管线敷设等；施工机械废气（G1-2）主要为钻井施工过程、储层改造施工过程及集输管线敷设过程中各类施工机械尾气；柴油机烟气（G1-3）主要为钻井柴油发动机废气；放喷燃烧废气（G1-4）主要为测试放喷期间产生的废气；管线焊接、防腐废气（G1-5）主要为集输管线敷设过程中管道焊接和防腐过程产生的废气。

（2）废水

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

钻井废水（W1-1）主要为油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、废钻井液、泥浆不落地固液分离后的液相以及泥浆罐冲洗废水等；钻井完成后，储层改造过程中产生的洗井废水（W1-2）、废射孔液（W1-3）、压裂

返排液（W1-4）；管道试压废水（W1-5）是管线敷设完成后，对其进行分段试压过程中产生废水；施工人员生活污水（W1-6）为施工现场人员的生活污水。

（3）噪声

施工噪声（N1-1）为项目施工活动中机械设施及车辆运输产生的噪声。

（4）固废

施工期产生的固体废物主要有钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、其他固废（粘油废防渗膜、废弃包装袋、废机油及其包装桶）、建筑垃圾、施工废料、拆除管线以及生活垃圾等。

钻井固废（S1-1）主要为钻井过程中产生的废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑；落地油（S1-2）主要产生于储层改造过程中，会有少量原油散落井场；其他固废（S1-3）主要产生于钻井、储层改造等作业过程中，主要有粘油废防渗膜、钻井添加剂的废弃包装袋、钻机更换的废机油及其包装桶；建筑垃圾（S1-4）主要是产生于施工过程中的废混凝土；施工废料（S1-5）主要是产生于管道敷设过程管道焊接作业中的废焊条、防腐作业中的废防腐材料等；拆除管线（S1-6）为注水系统改造过程中切割下来的旧管线；施工人员生活垃圾（S1-7）主要是施工现场人员产生的生活垃圾。施工期主要工艺流程及产污环节见图3.1-9，主要产污环节分析见表3.1-1。

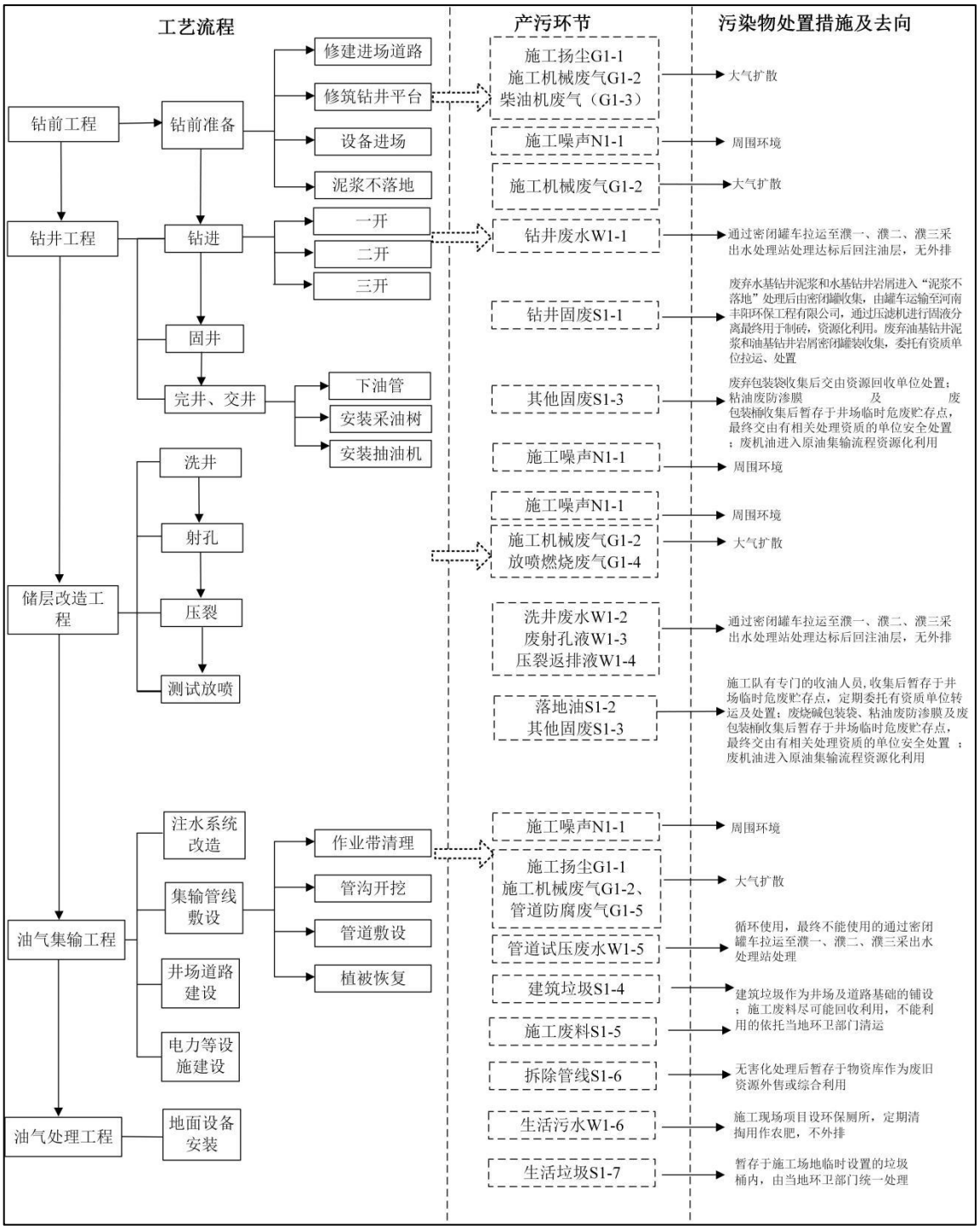


图3.1-9　施工期主要工艺流程及产污环节示意图

表3.1-1　项目施工期主要产污环节分析一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
钻前工程、钻井工程	施工扬尘（G1-1） 施工机械废气（G1-2） 柴油机烟气（G1-3）	钻井废水（W1-1） 生活污水（W1-6）	钻井固废（S1-1） 其他固废（S1-3） 生活垃圾（S1-7）	施工噪声（N1-1）

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
储层改造工程	施工机械废气（G1-2） 放喷燃烧废气（G1-4）	洗井废水（W1-2）、废射孔液（W1-3）、压裂返排液（W1-4）、生活污水（W1-6）	落地油（S1-2） 其他固废（S1-3） 生活垃圾（S1-7）	施工噪声（N1-1）
油气集输及地面工程	施工扬尘（G1-1） 施工机械废气（G1-2） 管线焊接、防腐废气（G1-5）	管道试压废水（W1-5）、生活污水（W1-6）	建筑垃圾（S1-4） 施工废料（S1-5） 拆除管线（S1-6） 生活垃圾（S1-7）	施工噪声（N1-1）
油气处理工程	施工扬尘（G1-1） 施工机械废气（G1-2）	生活污水（W1-6）	建筑垃圾（S1-4） 施工废料（S1-5） 生活垃圾（S1-7）	施工噪声（N1-1）

3.1.2 运营期工艺流程及产污环节分析

3.1.2.1 运营期工艺流程简述

本项目运营期主要包括采油、注水、注气、井下作业、油气集输及油气处理等工程。

（1）采油及注水工程

采油是借助油层的自身压力或使用机械方式，使原油从地下储油层产出的工艺过程。为保持油层压力，达到稳产目的，本项目新建注水井，采用向油层注水的方式，驱替原油，即采用水驱采油的方法。注水采油示意图见图3.1-10。

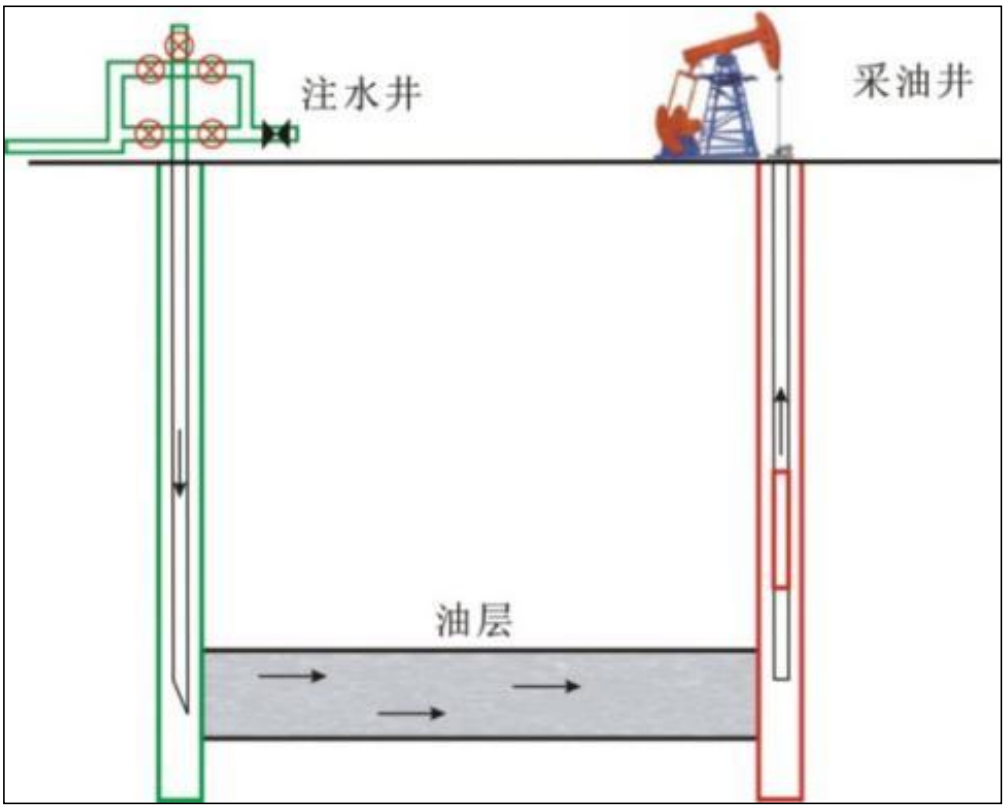


图3.1-10　注水采油示意图

油井采出液通过单井集油管线进入各计量站，计量后均进入集输管网输送至各依托的中转站对采出液进行油气水分离，分离出的采油污水依托站内污水处理系统处理达标后用于油田注水开发。

（2）注气工程

本项目部署4口注气井，其中新钻1口，2口采油井转为注气井（注天然气），1口注水井转为注气井（注二氧化碳）。

注气井是油田开发运营中的一种关键工程设施，其核心作用是通过向地下储层注入特定气体（如天然气、CO_2等），来维持油藏压力、驱替原油（提高最终采收率）。它是实现高效、可持续油气资源开发和利用的重要手段之一。

1）分层注入技术

二氧化碳：通过双路稳控装置实现不同地质层段精准注气。

天然气：通过调控注入压力抑制气窜。

2）封存机制

依托咸水层穹顶构造的天然封闭性永久封存。

（3）油气集输及地面工程

濮城采油厂油气集输包括计量、处理和外输三个工艺过程。采用二级布站，即原油从采油管线输至计量站计量后，再经现有的油气管线气液混输至已建成的中转站，原油进行油、气、水三相分离及脱水处理，依托现有加热炉加热（必要时）升温后，合格原油外输至柳屯中心处理站。分离出的低含水原油经脱水器净化，采油废水经采出水处理站处理后输送至注水系统回注，分离出的伴生气输送至柳屯配气站。

采油集输工艺流程见图3.1-11。新开发井和侧钻井油气集输利用现有生产设备及设施。

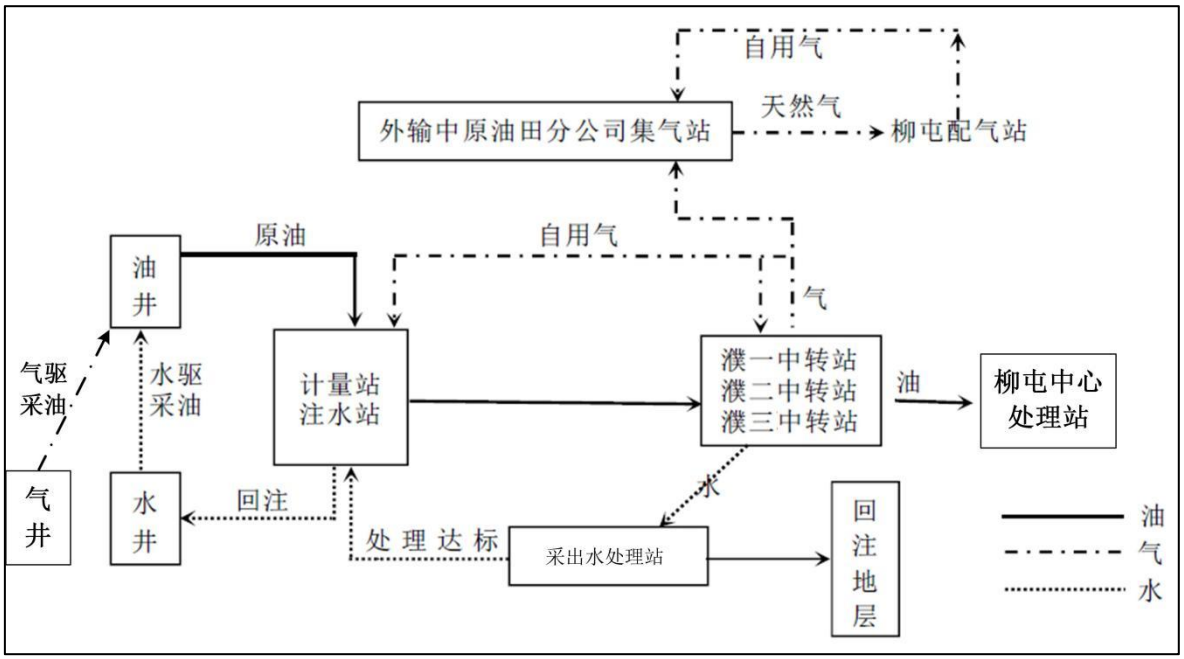


图3.1-11　采油集输工艺流程示意图

（4）井下作业

井下作业是进行采油生产的重要手段之一，一般在采油井投产前及投产后进行。采油井下作业工程主要工艺过程包括试油（射孔、诱喷、试压）、侧钻、酸化、压裂、下泵、修井、洗井、冲砂、清蜡等。

濮城采油厂近几年在井下作业系统中积极探索清洁生产工艺，作业过程中增加清洁生产控制节点，从源头控制污染产生量、降低事故风险污染概率。濮城采油厂常见的井下作业内容如下：

1）试油作业

在探井中，对可能出油的层位进行射孔，降低井内液柱压力，诱导地层中流体流入井内，并取得流体产量、压力、温度和流体与油层的性质、物理参数等资料数

据；濮城采油厂主要是在对新勘探及老油田进行精细勘探的油层进行试油作业。本项目需进行试油作业。

射孔作业工艺流程见图3.1-12，试油作业工艺流程见图3.1-13。

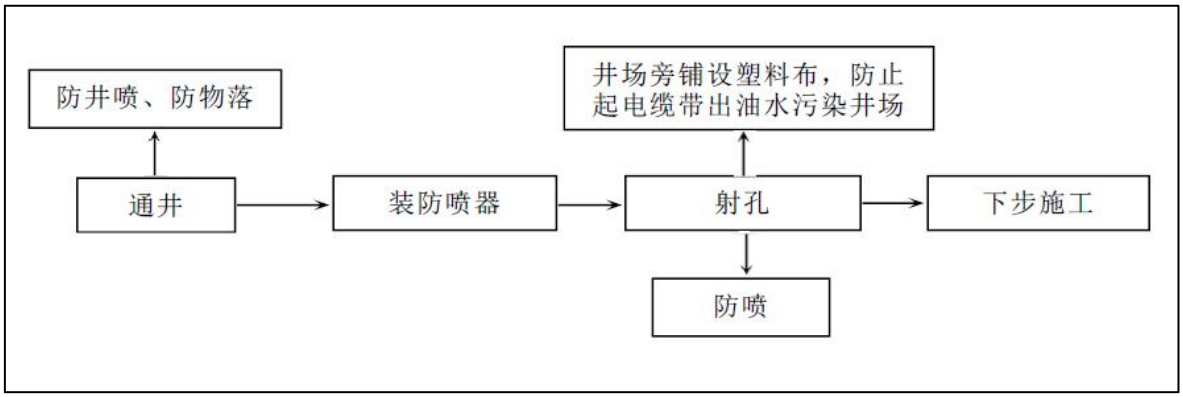


图3.1-12　射孔作业工艺流程图

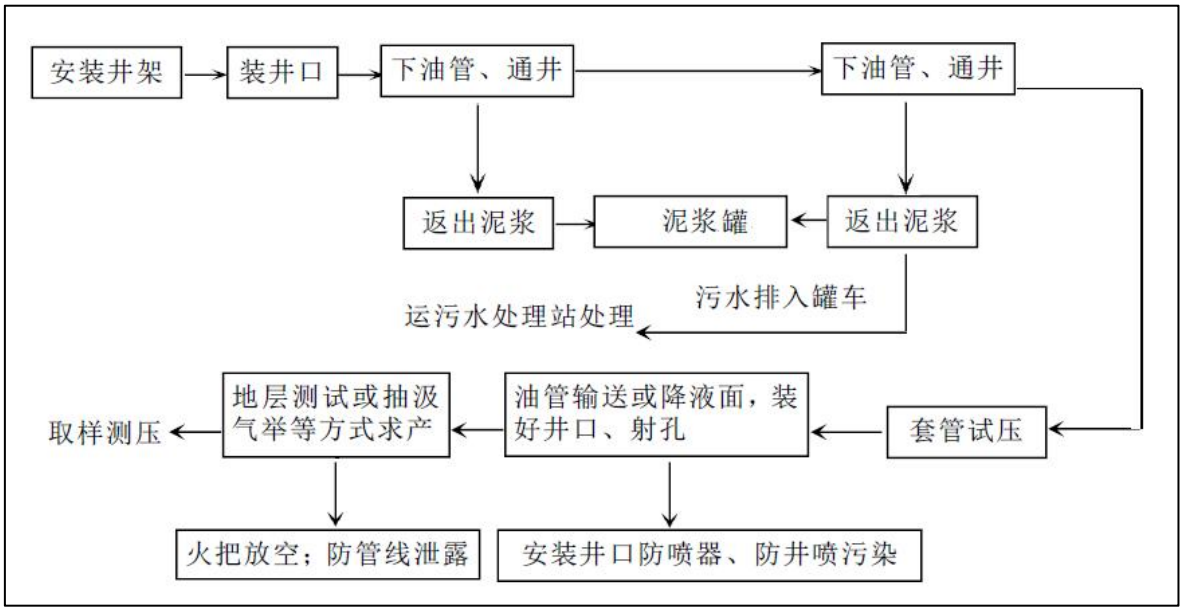


图3.1-13　试油作业工艺流程图

2）洗井作业

在通井、检泵、找串、磨铣等作业施工时，需进行洗井作业。洗井作业工艺流程见图3.1-14。

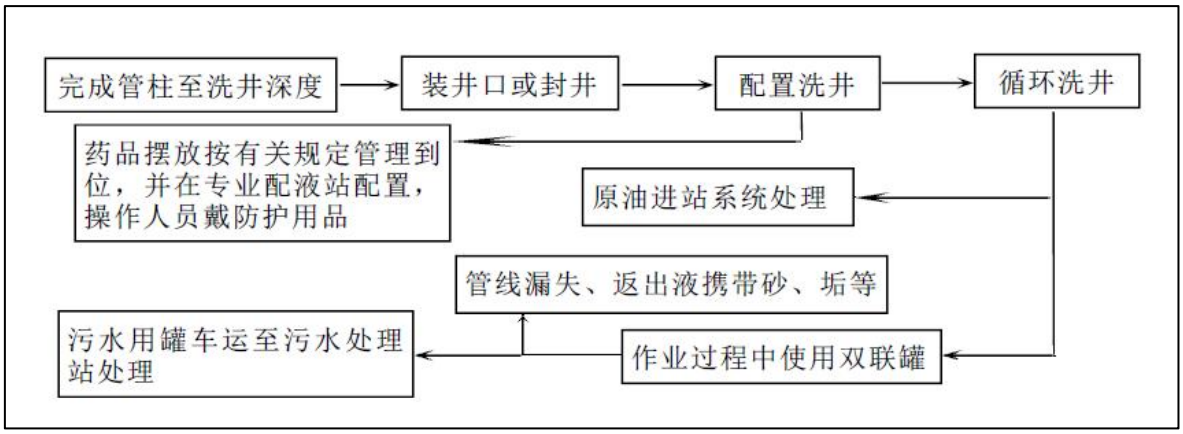


图3.1-14　洗井作业工艺流程图

3）冲砂作业

冲砂作业是指采用高速流动的液体将井底砂子冲散，并利用循环上返的液流将冲散的砂子带到地面的清砂方法。冲砂的目的是为解除砂堵、恢复正常生产。冲砂作业工艺流程见图3.1-15。

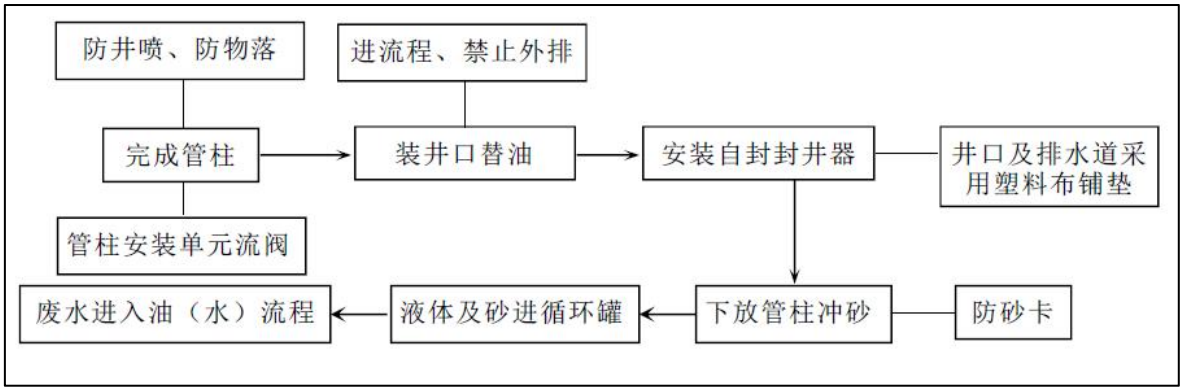


图3.1-15　冲砂作业工艺流程图

4）侧钻作业

侧钻井是在原有井眼的基础上，根据地质设计的需要，在老井的一定深度实施“开窗”，沿设计轨迹钻进其他剩余原油富集区，提高原油产能，此过程即为侧钻井工程。侧钻井的钻井工艺跟产能建设井基本相同。

5）酸化作业

酸化作业是指利用酸液的溶蚀作用向地层挤入符合技术要求的酸液，解除油水（气）层堵塞，恢复和提高油层近井地带的渗透率，从而增加油气井产量。酸化作业按酸化工艺可分为常规酸化和压裂酸化。酸化作业工艺流程见图3.1-16。

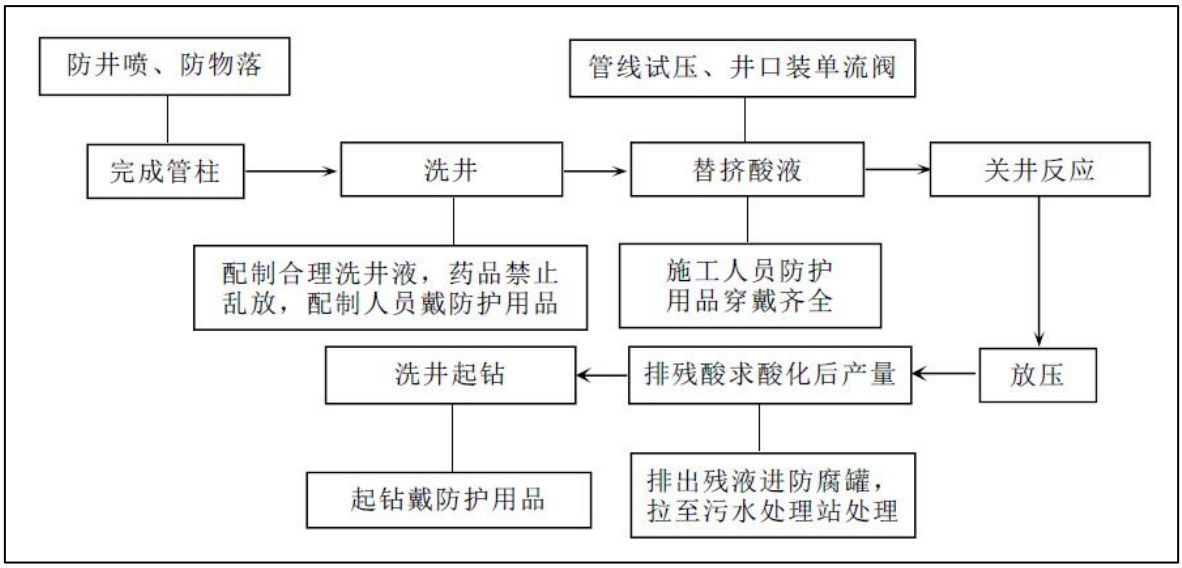


图3.1-16　酸化作业工艺流程图

6）压裂作业

压裂作业是指利用地面高压泵组，将高粘液体以数倍超过地层吸收能量的排量注入井中；使其随即在井底形成高压，此压力超过井底附近的地应力及岩石的抗张强度后，在地层中形成裂缝，并继续将带有支撑剂的压裂液注入缝中，此缝向前延伸并在裂缝中充填支撑剂，泵停后即可在地层中形成足够长度、一定宽度及高度填砂裂缝，增加油气产能。压裂作业工序包括：摆车、循环、试压、压裂、加砂、替挤（顶替）。

压裂作业工艺流程见图3.1-17。

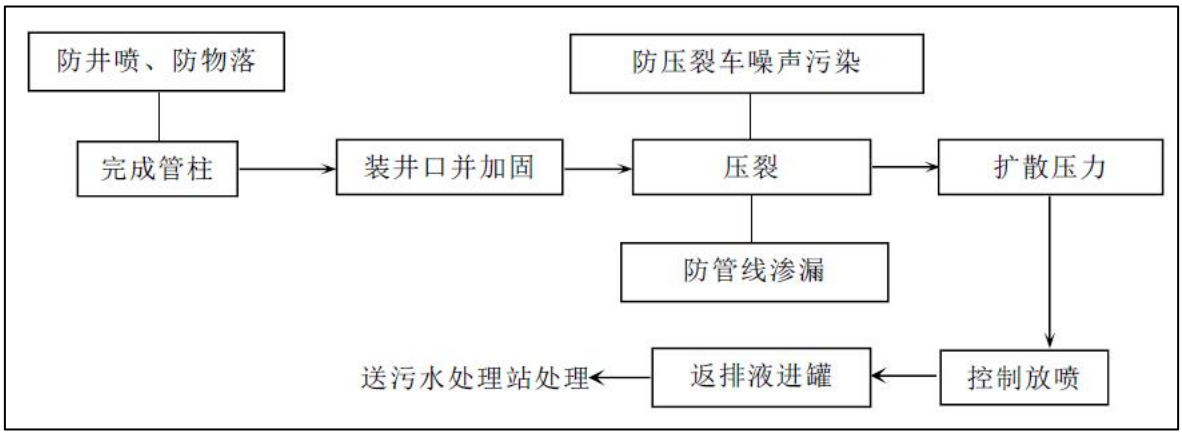


图3.1-17　压裂作业工艺流程图

井下作业施工点多面广，污染源分散，且污染物成分复杂，处理难度大。解决作业污染的根本途径是选择合理的油田开发方案，并通过加强油井、水井维护管理等措施，尽可能延长油井免修周期；其次是提高作业质量，降低作业频次，减少各

类作业污染源的排放，实施作业过程清洁生产，提高作业无污染率是目前控制作业污染源的主要措施。

（5）油气处理工程

1）注气系统改造

为满足后期濮城油田濮153东断块区的注气开发需要，本项目在濮三中转站和100#计量站建设增压流程。增压流程为二次增压，一次增压压缩机组位于濮三中转站内，二次增压压缩机组位于单井井场。

一次增压：注气气源从濮城配气站接入经计量，在濮三中转站经过滤分离进入新建的一级压缩机增压至3.0~3.1MPa，外输至100#计量站进行过滤分输。

中间分输：在100#计量站新建过滤分离器和分输阀组，外输至濮158-2和濮158-6井场。本项目设置3口注气井，二次增压压缩机就近布置到注气井场，考虑到3口注气井的相对位置，濮158-6-和濮158-3井口距离相对较近，二次增压的2台压缩机布置分别在濮158-2和濮158-6井场。

二次增压：来自100#计量站的低压注气气源，过滤分离后进入濮158-2和濮158-6井场的新增二次增压压缩机增压至45MPa，采用高压计量配气阀组进行计量分配，通过单井注气管线注入濮158-2井、濮158-3和濮158-6注气井。

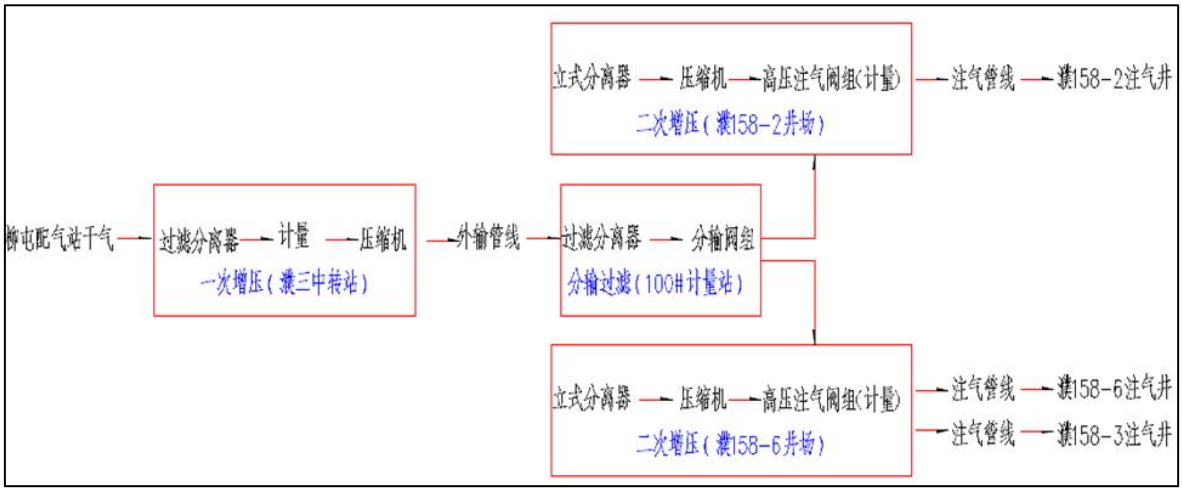


图3.1-18　本项目增压改造工艺流程示意图

2）新建5#扩站

本项目关闭5#站西阀组去濮二中转站的阀门，31#来液与5#站来液都进5#扩站内，在站内安装濮二中转站利旧的一台分离器，使两个站点的来液在5#扩站分离，分离后的水路进5#扩站污水处理系统，油路、气路需新建两台混输泵，一用一备，新建

一条300米DN100的柔性复合高压输送管线，与阀组东七集输干线管线连接，输送至濮二中转站。

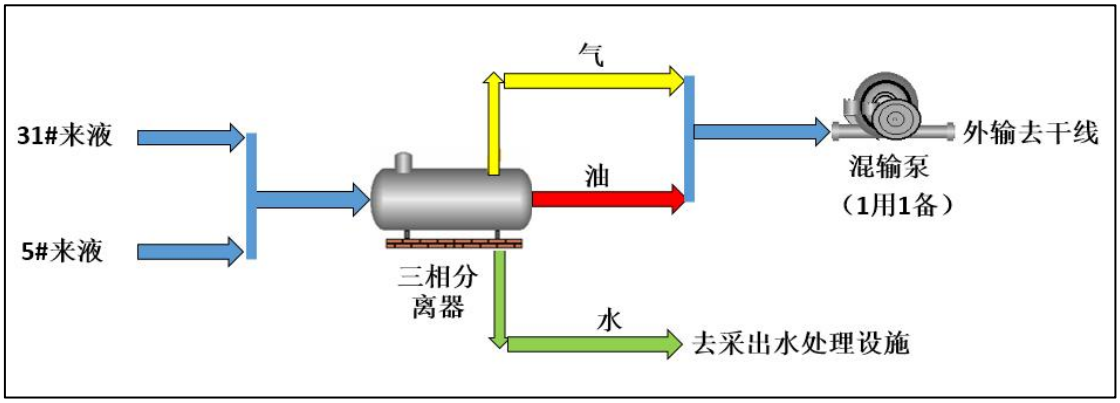


图3.1-19　5#扩站集输工艺流程示意图

为降低生产成本，提高生产效率，按照“分质处理、分质注水，就地处理、就地回注”思路，计划在5#扩站采用短流程水处理工艺，对沙一油藏采出液进行处理，处理后出水水质达到V级，腐蚀速率低于0.076mm/a、悬浮固体含量≤35mg/L、粒径中值≤5.5μm、含油量≤100mg/L。考虑尽可能优化工艺流程，去除污水中含油量，同时控制污泥产量，选取沉降除油后直接就地回注。通过深入现场调研，本项目拟采取污水处理+注水方案：新建沉降罐、注水罐、离心注水泵。

沉降罐、注水罐采用新建两座200方玻璃钢储罐，设计上采用串并联选择性运行，为保证一次增压泵进水压力，储罐基础高度建议500mm，两座储水罐内部设计收油系统，外部收油管线预留一个进罐车收油接头，储罐排污直接进5#扩站排污池。一次增压泵选用撬装式离心泵（含变频器、冷却、润滑系统）。

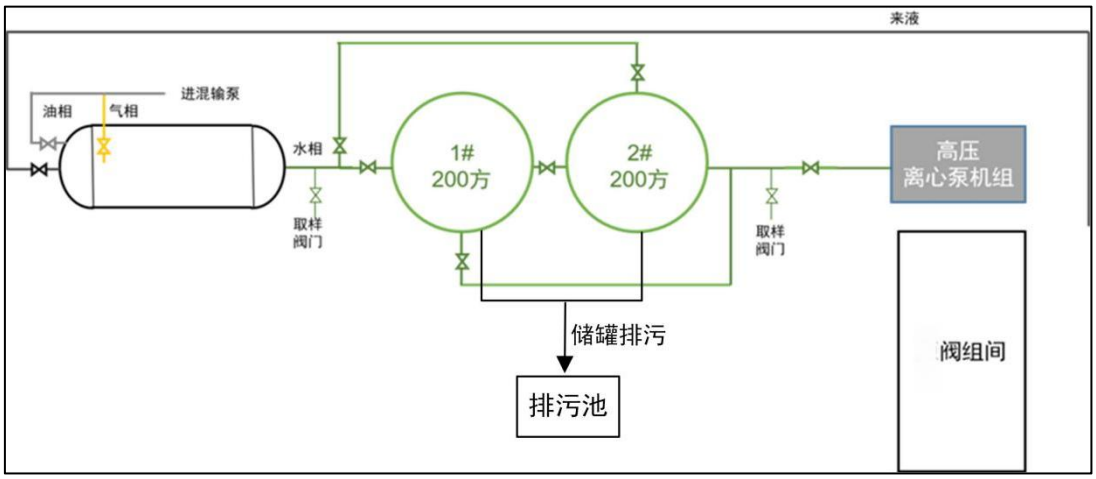


图3.1-20　5#扩站采出水处理工艺流程示意图

3）P3-35井场改造

本次在现有P3-35井场新增1台回注泵。濮二中转站脱碳收集的二氧化碳，由管道运输至P3-35井场，经新增回注泵加压回注地层。

3.1.2.2 产污环节分析

（1）废气

本项目运营期正常工况下废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃烧废气（G2-1）和井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体（G2-2），非正常工况废气主要为清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体（G2-3）。

（2）废水

本项目运营期产生废水的主要环节为采出液在中转站内进行油气水分离而产生的油田采出水（W2-1）、井下作业过程中产生的井下作业废水（W2-2）（包括试油、酸化、修井、洗井、冲砂等废水及压裂返排液）。

（3）噪声

本项目运营期噪声主要来自井场（N2-1）、井下作业（N2-2）及各站场（N2-3）设备的各类机泵等。

（4）固废

本项目运营期产生的固体废物主要来自井下作业侧钻时产生的钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）（S2-1）、落地油（S2-2）、粘油废防渗膜（S2-3）、油田开采及油气处理过程产生的含油污泥（S2-4）、各类机械设备更换下来的废机油（S2-5）及其包装桶（S2-6）、废水处理过程中产生的注水残渣（S2-7）和清管废渣（S-8）。

本项目运营期主要工艺流程及产污环节见图3.1-21，主要产污环节分析见表3.1-2。

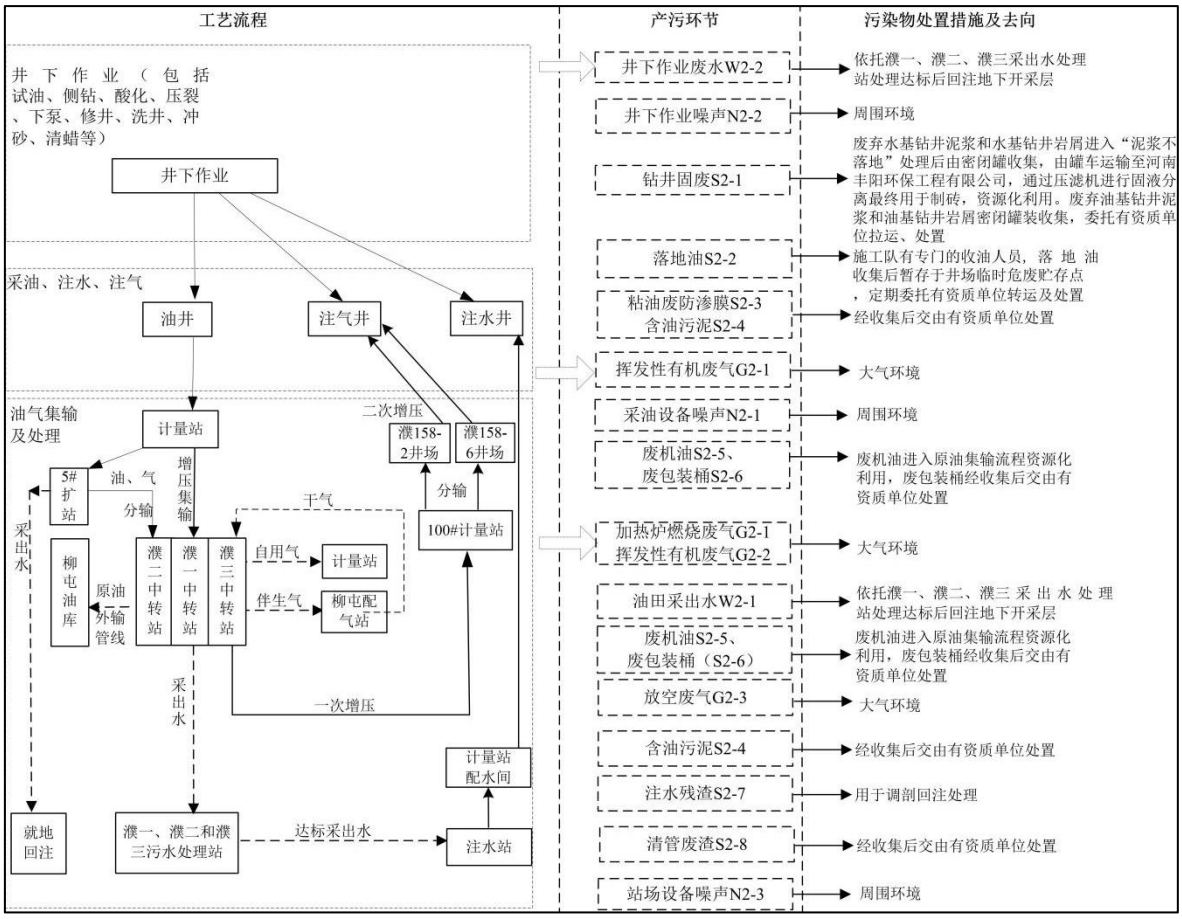


图 3.1-21　运营期主要工艺流程及产污环节示意图

表 3.1-2　运营期主要产污环节分析一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
采油、注水及注气工程	挥发性有机废气（G2-2）	/	废机油（S2-5）、废包装桶（S2-6）	采油设备噪声（N2-1）
油气集输及地面工程	加热炉燃烧废气（G2-1）、无组织烃类气体（G2-2）	油田采出水（W2-1）	废机油（S2-5）、废包装桶（S2-6）	/
井下作业	/	井下作业废水（试油、酸化、修井、洗井、冲砂等废水及压裂返排液）（W2-2）	钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）（S2-1）、含油污泥（S2-4）、落地油（S2-2）、粘油废防渗膜（S2-3）	井下作业噪声（N2-2）
油气处理工程	挥发性有机废气（G2-2），放空废气（G2-3）	油田采出水（W2-1）	含油污泥（S2-4）、注水残渣（S2-7）、清管废渣（S-8）	站场设备噪声（N2-3）

3.1.3 退役期工艺流程及产污环节分析

3.1.3.1 退役期工艺流程简述

封井期生产工艺主要目的是为油井开采弃置后，避免造成环境污染，便于场地进行土地复垦。具体工艺描述如下：

（1）施工准备

封井施工准备主要包括立井架，安装天车、游动滑车及搭放管桥等工艺。

（2）封堵前施工工艺

采用清水进行压井，检查井内是否有漏失现象；根据井控要求安装防喷器，防止封井时发生井喷事故；下冲砂管对需封固井段进行洗井作业，洗井结束后起出冲砂管柱；下通井管柱，保证井内畅通，通井作业结束后起出通井管柱，并进行验漏作业。

（3）封堵施工工艺

封堵射孔井段（油层）：下挤灰管做水泥封井前准备，挤灰管下放至射孔井段，在挤灰管内挤出水泥对射孔井段进行封堵，挤灰结束后关井候凝，待水泥凝固后起出挤灰管；封堵全井段（油层以上）射孔井段以上下放注灰管，管内注水泥塞，对全井段进行封堵，作业完毕后取出注灰管。

（4）完井验收

试压井口不刺不漏为合格，同时完善井口防盗装置和标识。

3.1.3.2 产污环节分析

退役期产生的污染主要为井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中施工扬尘（G3-1）、施工机械废气（G3-2）、清管废水（W3-1）、施工噪声（N3-1）、落地油（S3-1）、废弃管线及建筑垃圾（S3-2）等。

退役期主要工艺流程及产污环节见图 3.1-22，退役期主要产污环节分析见表 3.1-3。

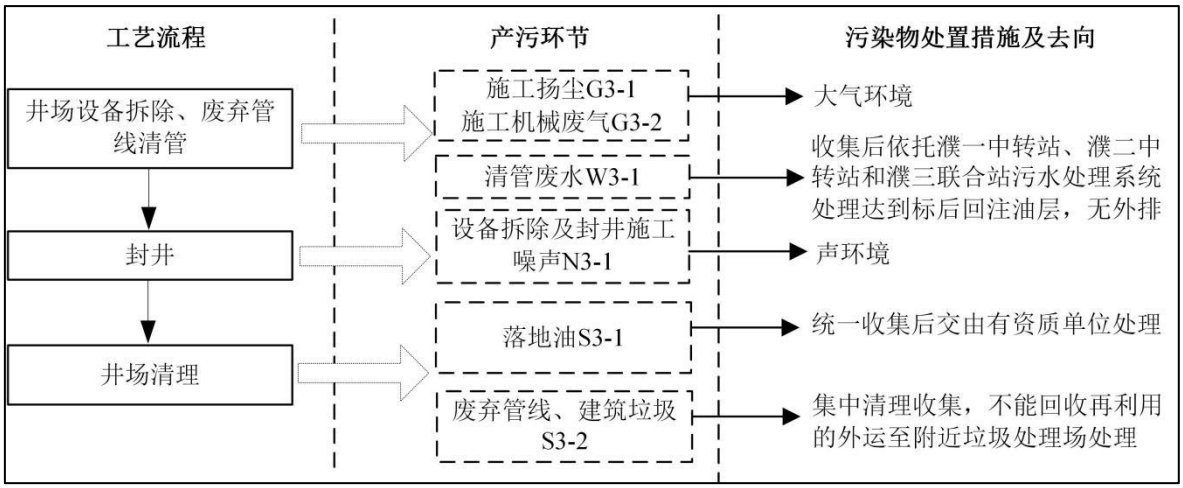


图3.1-22　退役期工艺流程及产污环节示意图

表3.1-3　退役期主要产污环节分析一览表

工程内容	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除、封井施工、井场清理	施工扬尘（G3-1）、施工机械废气（G3-2）	清管废水（W3-1）	落地油（S3-1）、废弃管线、建筑垃圾等（S3-2）	设备拆除及封井施工噪声（N3-1）

3.2 污染源分析及源强核算

3.2.1 施工期污染源分析及源强核算

3.2.1.1 大气污染物

（1）施工扬尘

本项目施工扬尘主要产生于井场施工、管线施工以及施工机械及运输车辆往来。

1）井场、管线施工扬尘

施工现场的扬尘主要来源于场地平整、管沟开挖以及材料现场堆放造成的扬尘，管线、道路和井场等地面工程建设过程中，进行土石方开挖将破坏原有土壤及植被，致使地表产尘增加；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。

本项目需新建单井集油管线、注水管线及注气管线，以开挖埋地为主；对现有注水管线进行升级改造。作业带清理及管沟开挖过程中会产生一定的扬尘。埋线管底埋深 1.80m，施工作业带宽度最大为 6m，根据场地实际情况适当缩小。开挖时，施工作业带的一侧布管，另一侧分层放置开挖土方以便回填；挖出的土方沿管沟就

近堆放。本项目采取大风天气不施工等措施，因此在开挖时和及时回填的情况下，扬尘产生量较少，对环境空气质量产生的不利影响较小。

2）车辆及施工机械往来造成的道路扬尘

汽车运输及施工机械往来也会引起道路扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。

施工期进井场道路为修筑的土路，道路仅经过简单铲平、压实，路面土质较松软，车辆在行驶过程中起尘量较大。

由于汽车运输及施工机械往来过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

（2）施工机械废气

项目站场建设、车辆运输过程中，将有少量的施工运输车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2、CO、NO_x、C_mH_n 等。由于废气量较小，且井场选址区域处于空旷区域，有利于空气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性。因此，对局部地区的环境影响较轻。

（3）柴油机烟气

施工过程中的废气主要来自柴油机和发电机燃烧柴油运转时产生的烟气，其主要污染物为烃类、NO_x、颗粒物和 SO_2。本项目所在区域网电建设比较完善，钻井期优先使用网电，没有网电或者不具备使用网电条件时采用柴油机发电。

根据现场实际调查可知，当钻井过程不具备使用网电条件时，需要大功率柴油机带动，并需要柴油发电机提供电力。濮城采油厂钻井工程一般配备 1 台钻机，每台钻机配备 2 台 G12V190 型柴油机（1 用 1 备）、完工周期为 50～57 天/口井。根据中原油田分公司其他采油区已施工井场柴油机耗油量的调查，每百米进尺消耗柴油量平均约为 1.5t，本项目共进尺 148524m，因此估算本项目施工期钻井过程中柴油使用量约为 2227.86t。使用合格的轻质环保型柴油成品：柴油含硫率不大于 0.035%（取自《车用柴油》GB19147-2016）、含氮量不大于 0.02%，热值 11000 千卡/kg。

根据《石油石化工业环境统计方法汇编（废气部分）》，钻机柴油机废气排放系数为 $0.3949\times10^4m^3/t$ 柴油，则本项目施工期柴油机废气排放量约 $879.78\times10^4m^3$；

另根据《非道路移动源大气污染物排放清单编制技术指南（试行）》，工程机械平均排放系数 PM_{10}、HC、NOx 和 CO 排污系数分别为 2.09g/kg 柴油、3.39g/kg 柴油、32.79kg/t 柴油、10.72g/kg 柴油，根据《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》（GB 20891-2014）中附录 D2 第四阶段基准柴油技术要求，柴油硫含量取 10mg/kg 柴油，据此估算本项目整个钻井阶段共排放 PM_{10}、HC、NOx、CO 和 SO_2 分别为 4.30t、6.97t、67.46t、22.06t、0.04t。具体见表 3.2-1 所示。

表3.2-1　施工期单井柴油机废气污染物排放情况估算表

污染物名称	排放系数（g/kg燃料）	钻井期消耗柴油量（t）	排放量（t）
PM_{10}	2.09	2227.86	4.66
HC	3.39		7.55
NOx	32.79		73.05
CO	10.72		23.88
SO_2	0.02		0.04

（4）放喷燃烧废气

测试放喷期间，放喷液体含有的少量伴生气，通过分离设备分离后，专用管线引至放喷罐点火燃烧。单井测试放喷时间约为10~15天，测试放喷是一个间歇过程，因此放喷燃烧废气排放也为不连续排放。通过类比中原油田同类型赵5井油气成分的分析可知，项目油井伴生气硫化氢含量极少，油井伴生气中的主要污染物为烃类，测试放喷的油井伴生气经点火燃烧，使烃类生成NO_x、CO_2和H_2O，减少对大气环境的污染。

（5）管道焊接、防腐废气

管线组焊过程中会产生少量焊接烟尘，焊接烟尘主要来自焊条的药皮，少量来自焊芯及被焊工件，产生的焊接烟尘排放量较小；本项目管线仅在管线接口处进行防腐作业，使用环氧粉末固体涂料，无污染，无溶剂，会产生少量防腐废气，由于防腐作业时间较短，使用的防腐产生的防腐废气排放量较小。

3.2.1.2 水污染物

本项目施工期产生的废水主要包括钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要包括：a、钻井泥浆废水：主要为泥浆池中废弃泥浆澄清后的上清液，濮城采油厂使用的泥浆体系为水基钻井液及油基钻井液，以水为分散介质，以膨润土、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系；b、其他废水：包括固井等作业产生的废水、井口返排水等。

钻井废水是钻井液等物质被水高倍稀释的产物，其组成、性质及危害与钻井液类型、处理剂的组成有关，其中污染物有悬浮物、石油类、COD等，其水质有如下几个特征：

a.pH高，在8.5～9.0之间；

b.有机污染物含量高。因钻井液中含有多种有机钻井液添加剂，混入钻井废水中造成其较高的COD浓度；

c.悬浮物含量高。钻井废水中的悬浮物包括钻井液中的胶粒子（主要是膨润土及有机高分子处理剂）、粘土、加重剂材料、分散的岩屑及废水流经地面时所携带的泥砂、表土层等，悬浮物含量在1000~7500mg/L以上。

为分析本项目钻井废水水质情况，类比中原油田分公司近年来钻井废水水质实测数据，确定本项目原油开发钻井废水中主要污染物源强见表3.2-2。

表3.2-2　本项目钻井废水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	SS	挥发酚	硫化物	六价铬	总铬
监测浓度（mg/L）	8.5~9.5	3500~8000	30~50	5000	2.0~8.0	0.2~0.3	0.2~0.4	0.5~1.3

根据濮城采油厂钻井污染物产排经验数据，平均每钻1口井废水产生量为100~150m^3，平均按照每钻1口井产生150m^{3}的钻井废水计算。本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，濮城采油厂2026-2028年度产能建设项目钻井废水产生量详见表3.2-3。

表3.2-3　本项目濮城采油厂2026-2028年度产能建设项目钻井废水产生量

年份	新开发井	
	井数	废水产生量（m^3）
2026年	14	2100
2027年	13	1950
2028年	13	1950
合计	40	6000

综上，本项目钻井废水产生量为6000m^3。本项目钻井废水主要包括钻井泥浆废水、固井等作业废水、井口返排水，均进入井场泥浆不落地系统；上清液用于配置钻井液，无法回用的由罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。

（2）洗井废水

根据濮城采油厂洗井污染物产排经验数据，单口井洗井所需清水量约为100m^3，最终返排出的水量约为用量的90%，即90m^3。本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，经计算，洗井废水合计产生量为3600m^3。洗井废水主要污染物为COD≤1500mg/m^3、SS≤400mg/m^3、石油类≤70mg/m^3等，洗井废水从井口返排进入洗井回收罐，通过罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。

（3）废射孔液

本项目射孔液主要成分为无机盐类水溶液加适量黏土稳定剂，主要化学成分为KCl和水。在作业过程中将产生废射孔液，根据类比调查，废射孔液产生量约为30m^3/井，本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，经计算，废射孔液合计产生量为1200m^3。废射孔液主要成分为水及无机盐，通过回收罐收集后由罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。

（4）压裂返排液

本项目压裂返排液主要化学成分为KCl、瓜胶、水等。根据类比调查，单口井压裂液使用量为900m^3，在完井测试阶段从井底返排出来约400m^3。本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，经计算，压裂返排液合计产生量为16000m^3。压裂

返排液主要污染物为COD≤3000mg/m^3、SS≤1000mg/m^{3}等，无法回用的压裂废液排入废水罐，由罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。

（5）管道试压废水

项目集输管线敷设完成后，需进行试压，采用分段试压方式，管道试压用水一般采用清洁水，本项目新建管线主要为单井集油管线、注气管线、单井注水管线及注水系统管线改造等，合计102.76km，经核算，管道试压废水排放量约为668m^3，管道试压用水不具有腐蚀性，不含无机或有机污染物，试压废水中主要含悬浮物，试压废水为分段产生，循环使用，最终不能使用的通过密闭罐车拉运至濮一、濮二和濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。

（6）生活污水

本项目单个井场钻前工期10天，施工人员为10人；单个井场钻井工期为57天，人数为50人；单个井场储层改造工期为97天，人数为25人；油气集输及地面工程工期约为200天，人数为30人；油气处理工程工期为90天，人数为20人。本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，每人每天用水量为50L，经计算，生活用水量约11140m^3，排污系数按0.8计，则生活污水排放量为8912m^3，经类比一般生活污水水质，生活污水各项水污染物浓度和产生量分别为COD：300mg/L；BOD_5：140mg/L；SS：200mg/L；NH_3-N：25mg/L。其主要污染物为COD、BOD_5、氨氮、SS等。施工现场设环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排。

3.2.1.3 噪声

本项目钻井工程中的噪声源主要是钻机、钻井泵和柴油发电机组等；储层改造工程噪声源主要是通井机、修井机、压裂设备和柴油发电机组等；本项目钻前工程、油气集输及地面工程和油气处理工程施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有挖掘机、推土机、电焊机、柴油发电机组、切割机等。类比同类工程施工机械的噪声源强，确定本项目施工机械的噪声源强见表 3.2-4。

表 3.2-4　本项目施工期噪声源情况调查清单统计表

序号	声源名称		型号	声压级/距声源距离/dB(A)/m	声源控制措施	运行时段
1	钻井工程	柴油发电机组	G12V190 型	100/1	隔声、设备基础减振等	昼夜

序号	声源名称		型号	声压级/距声源距离/dB(A)/m	声源控制措施	运行时段
2		钻机	ZJ70	95/1	选择低噪声设备、设备基础减振	
3		钻井泵	1600HP	95/1	选择低噪声设备、设备基础减振	
4		动力机	/	95/1		
5		振动筛	/	80/1		
6		负压振动筛	/	80/1		
7		离心机	/	80/1		
8	储层改造工程	柴油发电机组	/	100/1	隔声、设备基础减振等	间歇
9		通井机	/	93/1	选择低噪声设备、设备基础减振	
10		离心机	/	80/1		
11		修井机	/	95/1		
12		压裂设备	/	100/1	设备基础减振、设置围挡	
13	钻前工程、油气集输及地面工程、油气处理工程	柴油发电机组	/	100/1	隔声、设备基础减振等	间歇
14		挖掘机	/	92/1	/	
15		推土机	/	95/1	/	
16		电焊机	/	80/1	/	
17		切割机	/	95/1	/	

3.2.1.4 固体废物

本项目施工期产生的固体废物主要有钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、其他固废（粘油废防渗膜、废弃包装袋、废机油及其包装桶）、建筑垃圾、施工废料、拆除管线以及生活垃圾等。

（1）钻井岩屑与废弃钻井泥浆

本项目钻井过程中使用水基体系泥浆和油基体系泥浆，主要产生废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》及《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，本项目产生的废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑属于一般性质的固体废物；废弃油基钻井泥浆、油基

钻井岩屑属于危险废物。

钻井岩屑的排放量随着井深的改变而变化，采用以下经验公式进行计算：

$$V=\frac{1}{4}\pi（AD）^2h\times\rho_{岩屑}$$

式中：V—钻井岩屑量，t；

D—井眼直径，m；

h—钻深，m；

A—井眼扩大率，1.2；

$\rho_{岩屑}$—取 2.7t/m^3。

废弃泥浆的排放量随着井深的改变而变化，采用以下经验公式进行计算：

$$V=\frac{1}{4}\pi D^2h\times2\times\rho_{泥浆}\times（1-\theta）$$

式中：V—废弃泥浆量，t；

D—井眼直径，m；

h—钻深，m；

θ—泥浆循环利用率，95%；

$\rho_{泥浆}$—t/m^3（根据井深来取，井深＜2000m，取 1.05，井深为 2000m～3000m 取 1.25，井深＞3000m，取 1.6）。

通过上述公式计算出典型井场钻井固废产生量统计表见表 3.2-5。

表3.2-5　典型井场钻井固废产生量统计表

固废	开钻次序	钻井液类别	钻井进尺（m）	钻头尺寸（mm）	钻井废弃泥浆（t）	钻井岩屑（t）	钻井固废（泥浆+岩屑）（t）
钻井固废	导管	水基	0-301	660.4	10.83	400.86	411.69
	一开		301~2000	444.5	27.68	1025.07	1052.75
			2000~2802	444.5	15.56	483.88	499.43
	二开		2802~3000	311.2	1.88	58.55	60.44
			3000~3525	311.2	6.39	155.26	161.65
	小计				62.34	2123.62	2185.96
	三开	油基	3525~4174.96	215.9	3.81	92.51	96.32
合计					66.15	2216.13	2282.28

根据上表可知，本项目单口井水基钻井岩屑产生量约为2123.62t，废弃水基钻井泥浆产生量约为62.34t，油基钻井岩屑产生量约为92.51t，废弃油基钻井泥浆产生量约为3.81t。本项目新钻采油井35口、注水井4口、注气井1口，其中二开10口，三开30口。则本项目水基钻井岩屑总产生量约为84944.80t（28314.93t/a），废弃水基钻井泥浆总产生量约为2493.60t（831.02t/a），油基钻井岩屑总产生量约为2590.28t（863.43t/a），废弃油基钻井泥浆总产生量约为114.3t（38.1t/a）。

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号，2025年1月1日起施行）及《危险废物排除管理清单（2021年版）》可知，本项目产生的废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般固体废物。按照《一般固体废物分类与代码》（GB/T 39198-2020）对一般固废进行编码，水基钻井液钻井过程中产生的废弃水基钻井泥浆一般固体废物代码为072-999-99-02；产生的水基钻井岩屑一般固体废物代码为072-999-99-01。本项目油基泥浆以生物合成基为分散介质，以有机土、乳化剂、加重剂及各种化学处理剂为分散相的溶胶悬浮体混合体系，经判定，油基钻井岩屑和废弃油基钻井泥浆属于危险废物，危险废物代码为HW08-071-002-08。

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

（2）落地油

试油过程等会有少量原油散落井场形成落地油，经类比单口井产生的落地油约0.02t，本项目新钻采油井 35 口，共产生落地油 0.7t，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》可知，落地油属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，危废代码为 071-001-08。经核实，落地油回收率达 100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准），收集后暂存于井场临时危废贮存点，并采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物，设置围堰或托盘，定期

委托有资质单位转运及处置。

（3）其他固废

1）粘油废防渗膜

试油过程中，需在井场附近铺设防渗膜，粘油废防渗膜产生量约 0.005t/单井场，本项目新钻采油井 35 口、注水井 4 口、注气井 1 口，共产生粘油废防渗膜 0.2t。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，参照《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》可知，粘油废防渗膜属于危险废物，废物类别为 HW49 其他废物，危废代码为 900-041-49，收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置。

2）废弃包装袋

废弃包装袋主要为钻井材料中纯碱、膨润土废弃包装等。钻井添加剂外包装袋均属于一般固废，类比同类项目，每口井产生废包装材料约 0.05t，则本项目施工期累计产生废包装材料总量约为 2.0t，收集后交由资源回收单位处置。根据《固体废物分类与代码目录》（公告 2024 年第 4 号），废包装材料废物类别为 S17，代码为 900-003-S17。

3）废机油及其包装桶

钻井过程中废油的主要有：机械（钻井泵、转盘、链条等）废机油；清洗、保养产生的废油，如更换零部件和钻具、套管时产生的废油。钻井产生的废机油由废油回收桶收集，每口井废机油产生量约 0.01t，废机油包装桶产生量约 0.01t，则本项目废机油产生量约 0.4t，废机油包装桶产生量约 0.4t。根据《国家危险废物名录（2025 年版）》《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》可知，废机油及废油桶属于危险废物，废物类别为 HW08 废矿物油与含矿物油废物，废机油危险废物代码为 900-214-08，废机油包装桶危险废物代码为 900-249-08。废机油进入原油集输流程资源化利用；废机油包装桶收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置。

（4）建筑垃圾和施工废料

施工期产生的建筑垃圾主要产生于井场建设、管道敷设，所产建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设。

施工废料主要包括管道焊接作业中产生的废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道，本项目新建管道共计 28.06km，因此，

施工废料产生量约为0.56t。施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运。

（5）拆除管线

根据项目建设情况，拆除旧管线约1.5t/km。本次拆除管线总长约74.7km，重约112.05t，无害化处理后暂存于物资库综合利用。

（6）生活垃圾

施工期生活垃圾来源于施工人员的日常生活，其产生量按每人每天产生0.5kg计算，本项目单个井场钻前工期10天，施工人员为10人；单个井场钻井工期为57天，人数为50人；单个井场储层改造工期为97天，人数为25人；油气集输及地面工程工期约为200天，人数为30人；油气处理工程工期为90天，人数为20人。则本项目生活垃圾产生总量为111.4t，生活垃圾暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，委托中原油田社区环卫部门统一处理。

本项目施工期一般固体废物汇总表见表3.2-6，危险废物汇总表见表3.2-7。

表3.2-6　本项目施工期一般工业固体废物统计表

序号	污染物名称	产生量	代码	污染防治措施
1	废弃水基钻井泥浆	2493.60t	072-999-99-02	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至第三方处置单位，固液分离后用于制砖，资源化利用
2	水基钻井岩屑	84944.80t	072-999-99-01	
3	废弃包装袋	2.0t	900-003-S17	收集后交由资源回收单位处置
4	建筑垃圾和施工废料	0.56t	/	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设；施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运
5	拆除管线	112.05t	/	无害化处理后暂存于物资库综合利用

表3.2-7　本项目施工期危险废物统计表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工段及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废弃油基钻井泥浆	HW08	071-002-08	114.3t	钻井过程	固态	矿物油	矿物油	不定期	T	井场临时危险废物贮存
2	油基钻井岩屑	HW08	071-002-08	2590.28t	钻井过程	固态	矿物油	矿物油		T	

3	废油桶	HW08	900-249-08	0.4t	设备维护	液态	矿物油	矿物油		T，I	暂存后由资质单位交有处置
4	废机油	HW08	900-217-08	0.4t	设备维护	液态	矿物油	矿物油		T，I	
5	粘油废防渗膜	HW49	900-041-49	0.2t	钻井过程	固态	矿物油	矿物油		T/In	
6	落地油	HW08	071-001-08	0.7t	试油过程等	半固态	石油类、泥砂	石油类、泥砂		T，I	

3.2.2 运营期污染源分析及源强核算

3.2.2.1 大气污染物

本项目运营期正常工况下废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃烧废气和井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体，非正常工况废气主要为清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体。

（1）加热炉燃烧废气

本项目不新建加热炉，加热炉设施所用燃料均为濮城采油厂开采分离产生的伴生气，根据表2.4-11，现有加热炉的各类污染物均可以达标排放。2024年濮城采油厂原油产能为31.26t/a，参考现有工程大气污染物排放情况，本项目油气集输加热设施燃料废气排放情况见表3.2-8。

表3.2-8　本项目油气集输加热设施燃料废气产生情况

项目	2026年	2027年	2028年
原油（万t/a）	4.040	7.580	10.930
NOx（t/a）	0.929	1.743	2.514
烟尘（t/a）	0.02	0.038	0.055

（2）井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体

本项目井场烃类气体无组织排放主要来自采油、注气井场阀门、法兰等设备动静密封点泄漏。其计算方法参照《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，采用平均排放系数法进行核算，计算公式如下。

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

式中：e_{TOC}—密封点的 TOC 排放速率，千克/小时；

FA，i—密封点 i 排放系数，千克/（小时·排放源）；

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）；

Ni—密封点 i 的个数。

密封点的排放系数 FA，i 由下表选取。

表 3.2-9　石油炼制和石油化工平均组件排放系数

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
其他	所有	0.0268	0.00597

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

单个采油井场废气排放量统计见表 3.2-10。

表 3.2-10　单个采油井场废气排放量统计

名称	设备类型	N（个）	排放系数 F_A	WF_{VOCs}	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
取样阀门	阀门（重液体）	1	0.00023	0.0301	0.00001	0.0001
法兰	法兰	6	0.00183	0.0301	0.00033	0.0029
盘根	连接件	1	0.00183	0.0301	0.00006	0.0005
光杆密封器	其他	1	0.00597	0.0301	0.00018	0.0016

卡瓦	其他	4	0.00597	0.0301	0.00072	0.0063
合计					0.00129	0.0114

WF_{TOC} 取值：由于采出液中含水率较高，油田平均含水率约为 96.5%，根据《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中若未提供 TOC 中 VOCs 的质量分数，则取 1 进行核算，因此油田 WF_{TOC} 取（1%～96.5%）*0.86*1=0.0301。

本项目新部署采油井35口，1口勘探井转为采油井，合计采油井36口；均为单井井场。因此，运营期各采油井场非甲烷总烃排放量合计为0.4104t/a。

本项目新部署注气井1口，2口采油井功能转为注气井，合计注气井3口，均为单井井场。各注气井场、濮三中转站、100#计量站及5#扩站废气排放量统计见表3.2-11。

表 3.2-11　各注气井场、站场废气排放量统计

名称	设备类型	N（个）	排放系数 F_A	WF_{VOCs}	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
濮 158-2 井场	阀门（气体）	40	0.00597	0.10385	0.0248	0.2172
	法兰、连接件	60	0.00183	0.10385	0.0114	0.0999
	压缩机	1	0.228	0.10385	0.0237	0.2074
小计					0.0599	0.5245
濮 158-3 井场	阀门（气体）	15	0.00597	0.10385	0.0093	0.0815
	法兰、连接件	23	0.00183	0.10385	0.0044	0.0383
小计					0.0137	0.1198
濮 158-6 井场	阀门（气体）	45	0.00597	0.10385	0.0279	0.2444
	法兰、连接件	67	0.00183	0.10385	0.0127	0.1115
	压缩机	1	0.228	0.10385	0.0237	0.2074
小计					0.0643	0.5634
濮三中转站	阀门（气体）	50	0.00597	0.10385	0.0310	0.2716
	法兰、连接件	75	0.00183	0.10385	0.0143	0.1249
	压缩机	1	0.228	0.10385	0.0237	0.2074
小计					0.0689	0.6038
100#计量站	阀门（气体）	55	0.00597	0.10385	0.0341	0.2987
	法兰、连接件	83	0.00183	0.10385	0.0158	0.1382
小计					0.0499	0.4369
5#扩站	阀门（气体）	20	0.00597	0.10385	0.0124	0.1086

名称	设备类型	N（个）	排放系数 F_A	WF_{VOCs}	排放速率（kg/h）	排放量（t/a）
	法兰、连接件	30	0.00183	0.10385	0.0057	0.0499
	泵	3	0.00862	0.0301	0.0008	0.0068
小计					0.0189	0.1654
合计					0.2755	2.4138

由上表可知，运营期各注气井场、濮三中转站、100#计量站及5#扩站非甲烷总烃排放量合计约为2.4138t/a。

综上，本项目运营期非甲烷总烃排放量合计约为2.8242t/a。

（2）清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体

清管作业及站场设备检修等工作预计每年进行一次，管道及计量站、注气井场设备中储存的天然气量较少，外排量与工作人员操作方式，检修面积等相关，难以定量，管道清理及计量站、注气井场设备检修过程由阀门控制进行分段作业，清管过程中首先会使用加压方式将待清理管道中的天然气压至下一环节管道设备中，最终进入外输主管网，贮存于管道中未排除的天然气量较少，产生的天然气经计量站集各注气井场拟建放散管排放。

3.2.2.2 水污染物

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水和井下作业废水。本项目运营期井场不安排人员，运营期井场仅有巡逻人员，因此无生活污水。

（1）废水产生情况

1）油田采出水

本项目为水驱动力采油，目前已进入开采末期，原油含水率逐年递增，本次评价收集了濮城采油厂2022～2024年产能情况，综合确定本项目采出原油平均含水率为96.5%，经计算本项目油田采出水最大产生量为$10.55\times10^4m^3/a$。

表3.2-12　濮城采油厂2022年-2024年产能情况一览表

年份	原油（t）	伴生气（m^3/a）	采出液含水率（%）
2022年	30.3×10^4	5428×10^4	96.432
2023年	30.3×10^4	5515×10^4	96.458
2024年	31.26×10^4	5029×10^4	96.501

类比濮城采油厂濮一、濮二和濮三采出水处理站近年来油田采出水水质实测数据，确定作业废水中主要污染物浓度见表3.2-13。

表3.2-13　本项目油田采出水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	硫化物	挥发酚	全盐量	氯化物	氨氮
浓度（mg/L）	5.52~8.62	911~2880	2.27~70.5	0.037~0.492	0.784~2.19	1.55×10^5~2.86×10^5	9.38×10^4~1.67×10^5	38.8~175

2）井下作业废水

本项目运营期井下作业过程中产生的井下作业废水包括试油、酸化、修井、洗井、冲砂、侧钻等废水及压裂返排液。该部分废水为间歇性排水，由于作业施工点多面广，具有污染源分散、污染物成分复杂的特点。根据以往生产运行经验，每次井下作业产生的废液量约30m^3，每年单井井下作业1次。本项目新钻采油井35口、勘探井转为采油井1口、注水井4口、注气井3口、注二氧化碳井1口，侧钻井93口，则本项目运营期井下作业废水最大产生量为4110m^3/a。

类比濮城采油厂近年来油井作业废水水质实测数据，确定作业废水中主要污染物浓度见表3.2-14。

表3.2-14　本项目油井作业废水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	六价铬	总铬
浓度（mg/L）	5.63~8.79	2960~4850	2.67~109	0.007~0.556	0.012~1.4

依据上述确定的新增原油含水率及油井作业废水产生量等参数，确定本项目新增油田采出水及作业废水产生情况见表3.2-15。

表3.2-15　本项目油田采出水及作业废水产生情况

项目	2026年	2027年	2028年	合计
新增原油产能	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）
	4.04	3.94	3.75	11.73
采油废水产生量（万m^3）	3.90	3.80	3.62	11.32
作业废水产生量（万m^3）	0.144	0.135	0.132	0.411

合计废水产生量（万m^3）	4.04	3.94	3.75	11.73
削减原油产能	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）
	0	0.404	0.394	0.798
采油废水产生量（万m^3）	0.00	0.39	0.38	0.77
合计废水产生量（万m^3）	0.14	0.52	0.51	1.18
当年原油产能	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）	原油（万t）
	4.04	7.58	10.93	/
采油废水产生量（万m^3）	3.90	7.31	10.55	/
作业废水产生量（万m^3）	0.144	0.279	0.411	/
合计废水产生量（万m^3）	4.04	7.59	10.96	/

注：濮城采油厂2026-2028年度无气井开发计划。濮城采油厂原油伴生气产生量约为175m^3/t原油，经计算2026-2028年度新增原油伴生气产生量为1912.75万m^3，即新增天然气量为1912.75万m^3，本项目产生的天然气送到中原油田分公司天然气产销厂进行脱水处理，本次环评不再单独评价天然气脱水过程中产生的废水。

（2）废水排放情况

本项目油田采出水及井下作业废水全部依托濮一、濮二和濮三采出水处理站处理达标后回注地下开采层。

表3.2-16　本项目油田采出水及作业废水产生情况

依托站场	废水产生量（万m^3）		
	2026年	2027年	2028年
濮一采出水处理站	0.66	1.23	1.78
濮二采出水处理站	0.33	0.62	0.89
濮三采出水处理站	3.06	5.75	8.29
合计	4.04	7.59	10.96

3.2.2.3 噪声

本项目运营期各采油井场噪声源主要为井场抽油机噪声；注气井场新增噪声源主要为立式分离器、电驱往复式压缩机、回注泵；濮三中转站新增噪声源主要为过滤式分离器和电驱往复式压缩机；100#计量站新增噪声源主要为过滤式分离器；5#扩站噪声源主要为混输泵、撬装离心泵和三相分离器。本项目压缩机及各种泵类设备主要通过选用低噪声设备、合理布局，设置减振基础等进行降噪措施，其综合降

噪量约 15dB。类比同类工程设备噪声源强，本项目运营期噪声源强调查清单见表 3.2-17。

表 3.2-17　本项目运营期噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称		型号	空间相对位置			（声功率级/（dB(A)）	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
1	采油井场	抽油机	/	/	/	/	75	选择低噪声设备；定期维修保养	昼夜运行
2	濮158-2井场注气井场	立式分离器	D600 PN3.9MPa	14	14	1.5	75	选择低噪声设备；定期维修保养	
3		电驱往复式压缩机	Q=6×104Nm3/d	83	56	1.5	90	撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减振垫等减振降噪措施；定期维修保养	
4	濮三中转站	过滤式分离器	DN500-200-PN1.6MPa	224	444	1.5	75	选择低噪声设备；定期维修保养	
5		电驱往复式压缩机	Q=10×10^{4}Nm^3/d	213	444	1.5	90	撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减振垫等减振降噪措施；定期维修保养	
6	100#计量站	过滤式分离器	DN400-200-PN3.9MPa	33	9	1.5	75	选择低噪声设备；定期维修保养	
7		电驱往复式压缩机	Q=10×10^{4}Nm^3/d	49	3	1.5	90	选择低噪声设备；设备基础减振；定期维修保养	
8	5#扩站	混输泵	排量140m^3/h，出口压力12MPa	24	16	1.5	90	选择低噪声设备；设备基础减振；定期维修保养	
9		撬装离心泵	140m^3/h	24	11	1.5	90	选择低噪声设备；设备基础减振；定期维修保养	
10		三相分离器	φ 3000×12400×11，容积为85m^3	32	12	1.5	75	选择低噪声设备；定期维修保养	

序号	声源名称		型号	空间相对位置			（声功率级/（dB(A)）	声源控制措施	运行时段
				X	Y	Z			
11	P3-35注气井场	回注泵	/	/	/	/	90	优选低噪声设备，采取安装减振垫等减振降噪措施；定期维修保养	

3.2.2.4 固体废物

本项目运营期产生的固体废物主要包括钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、含油污泥、粘油废防渗膜、各类机械设备更换下来的废机油及其包装桶、注水残渣和清管废渣。

（1)钻井固废

本项目运营期井下作业侧钻过程中会产生钻井固废，主要包括废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑等。

根据产能方案计划，本项目2026-2028年预计侧钻93口，其中三开19口，二开74口。类比施工期钻井固废计算结果可得，本项目运营期水基钻井岩屑总产生量约为197496.66t（65832.22t/a），废弃水基钻井泥浆总产生量约为5797.62t（1932.54t/a），油基钻井岩屑总产生量约为1757.69t（585.90t/a），废弃油基钻井泥浆总产生量约为72.39t（24.13t/a）。

（2)落地油

依据《中国石化清洁生产管理办法》（中国石化能〔2015〕491号）和濮城采油厂实际运行情况，落地油产生量为2t/万t原油。落地油回收率达100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准）。经计算，本项目落地油最大产生量为21.86t/a，经收集后交由有资质单位处置。

（3）含油污泥

根据濮城采油厂生产经验统计数据，每生产万吨原油其废弃油泥、油砂产生量为2.81t。经计算，本项目含油污泥最大产生量为30.71t/a，经收集后交由有资质单位处置。

（4）粘油废防渗膜

井下作业时井场铺垫防渗土工膜只用于一次井下作业，不重复利用，类比现有工程运行数据，粘油废防渗膜产生量约0.1t/口井，本项目运营期井下作业粘油废防渗膜最大产生量约13.6t/a，粘油废防渗膜经收集后交由有资质单位处置。

（5）废机油及其包装桶

采油、油气集输及处理过程中，机械设备在日常运行过程中由于设备运转时油品的变质，需要定期对其进行更换，每口井废机油产生量约0.01t，废机油包装桶产生量约0.01t，则本项目废机油最大产生量约1.36t/a，废机油包装桶最大产生量约1.36t/a。废机油进入原油集输流程资源化利用；废机油包装桶经收集后交由有资质单位处置。

（6）注水残渣

根据企业实际运行经验，每处理单位废水湿泥（含水80%）产生量为1.8kg/m^3，本项目注水残渣产生情况见表3.2-18。

表 3.2-18　本项目注水残渣产生情况

项目	2026年	2027年	2028年	合计
废水新增产生量（万m^3）	4.04	3.94	3.75	11.73
注水残渣新增产生量（t）	72.77	70.87	67.51	211.15
废水削减量（万m^3）	0.00	0.39	0.38	0.77
注水残渣削减量（t）	0.00	7.02	6.84	13.86
废水当年产生量（万m^3）	4.04	7.59	10.96	/
注水残渣当年产生量（t）	72.77	136.69	197.25	/

注水残渣主要是在污水处理过程中为满足回注水质要求而投加大量石灰乳产生的回注水水质改性残渣，其pH值在8~9.5左右，主要成分为碳酸钙、碳酸镁等。

2006年中原油田将注水残渣样品送往河南省职业病防治研究所进行了急性毒性检测，根据检测结果，注水残渣不是具有急性毒性的危险废物。

中原油田2009年6月将马寨污水处理站及文一污水处理站产生的注水残渣送往国土资源部郑州矿产资源监督检测中心进行浸出毒性监测（详见附件八）。监测结果详见表3.2-14，根据监测结果，对照《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》

（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》（GB5085.1-2007）判定，注水残渣不具有腐蚀性和浸出毒性。

2014年2月中原油田将采油一厂文一污水处理站注水残渣送北京化工大学进行了浸出毒性鉴定、腐蚀性鉴定、急性毒性鉴定，检测结果详见表3.2-19，依据国家规定的GB 5085.1-2007鉴别标准中腐蚀性、浸出毒性、急性毒性测定结果判定“注水残渣”属于不具有危险特性的工业固体废物。

表3.2-19 注水残渣浸出性毒性监测结果

监测因子		pH	Cu（mg/L）	Pb（mg/L）	Zn（mg/L）	Cd（mg/L）
样品	马寨污水处理站注水残渣	9.25	0.13	0.002	0.007	0.0006
	文一污水处理站注水残渣	8.24	0.042	0.008	0.039	0.001
监测因子		Cr（mg/L）	Cr^{6+}（mg/L）	Hg（mg/L）	Be（mg/L）	Ni（mg/L）
样品	马寨污水处理站注水残渣	0.02	<0.01	0.00004	0.0004	0.053
	文一污水处理站注水残渣	0.051	<0.01	0.00002	0.0004	0.10
监测因子		Ag（mg/L）	As（mg/L）	Se（mg/L）	F（mg/L）	CN^-（mg/L）
样品	马寨污水处理站注水残渣	0.0007	0.0007	0.0007	0.76	<0.002
	文一污水处理站注水残渣	0.0005	0.0006	0.0005	2.07	<0.002
鉴别标准	GB5085.3—2007	Cu:100mg/L、Pb:5mg/L、Zn:100mg/L、Cd:1mg/L、Cr:15 mg/L、Cr^{6+}:5mg/L、Hg:0.1mg/L、Be:0.02mg/L、Ni:5mg/L、As:5mg/L、Se:1mg/L、F:100mg/L、CN^-:5mg/L				
	GB5085.1—2007	pH≥12.5、pH≤2.0				

表3.2-20（1） 注水残渣浸出毒性无机元素及有机化合物测定结果

检测项目	结果	危险废弃物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB5085.3-2007	单位
	文一污泥		
铬（六价）	<0.004	5	mg/L
铜（以总铜计）	0.005	100	mg/L
锌（以总锌计）	0.034	100	mg/L
汞（以总汞计）	<0.0002	0.1	mg/L

砷（以总砷计）	0.0002	5	mg/L
镉（以总镉计）	0.0014	1	mg/L
铅（以总铅计）	0.034	5	mg/L
钡（以总钡计）	0.283	100	mg/L
镍（以总镍计）	<0.01	5	mg/L
总银	0.0348	5	mg/L
总铬	<0.01	15	mg/L
苯酚	<0.005	3	mg/L
苯	0.737	1	mg/L
丙烯腈	<0.005	20	mg/L

表3.2-20（2） 注水残渣腐蚀性监测结果

检测项目	结果	危险废弃物鉴别标准 腐蚀性鉴别 GB5085.1-2007	单位
	文一污泥		
pH	10.19	pH≥12.5 或 pH＜2.0	/

表3.2-20（3） 样品对小鼠体重的影响 （单位：g±SD）

供试品	动物数	性别	Day1（禁食）	Day4	Day7	Day10	Day14（禁食）
文一污泥	10	公	21.0±0.3	30.0±1.1	30.7±1.1	31. 1±1.1	30.2±1.4
		母	23.0±0.7	33.8±1.5	36.0±2.0	37.6±2.2	35.3±2.1

在实验条件下，未观察到样品对ICR小鼠的急性毒性反应，病理检查结果未观察到样品对小鼠心、肝、脾、肺、肾、胃等主要脏器的毒性损伤作用。LD50>5g/kg，远大于口服毒性半数致死量（LD50≤200mg/kg），证明样品无急性毒性。

结合上述分析可知，采油厂采出水处理站产生的注水残渣为一般性质的固体废物，直接用于调剖回注处理，不在厂区内暂存。

（7）清管废渣

项目清管作业会产生少量的清管废渣，清管废渣产生量与管道内腐蚀状况有关，本项目每年进行清管作业1~2次，本次核算按最大每年2次计，类比天然气管道

清管废渣产生情况，每公里清管废渣产生量约1.75kg，本项目拟建注气管线总长6.47km，管道清管废渣产生量约0.023t/a。本项目清管废渣主要成分为油泥砂、少量铁屑，属于危险废物，经收集后交由有资质的单位处置

综上，项目运营期一般工业固体废物产排情况见表3.2-21，各类危险废物的产生量、暂存、处置情况及相关要求见表3.2-22，项目运营期固体废物产生情况见表3.2-23。

表 3.2-21　本项目运营期一般工业固体废物产排放情况一览表

序号	污染物名称	产生量	代码	污染防治措施
1	废弃水基钻井泥浆	5797.62t	072-999-99-02	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至第三方处置单位，固液分离后用于制砖，资源化利用
2	水基钻井岩屑	197496.66t	072-999-99-01	

表 3.2-22　本项目运营期危险废物每年最大产生排放情况一览表

序号	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量	产生工序	形态	主要成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	废弃油基钻井泥浆	HW08	071-002-08	72.39t	钻井过程	固态	矿物油	1a	T	集中收集后定期交有资质单位转运及处置
2	油基钻井岩屑	HW08	071-002-08	1757.69t	钻井过程	固态	矿物油	1a	T	
3	落地油	HW08	071-001-08	21.86t	井下作业	液态	矿物油等	1a	T，I	
4	含油污泥	HW08	071-001-08	30.71t	设备检修维护、应急抢险过程	半固态	含油污等	1a	T，I	
5	粘油废防渗膜	HW08	900-249-08	13.6t	修井	固态	含油污等	1a	T，I	
6	废油桶	HW08	900-249-08	1.36t	设备维护及修井作业	固态	矿物油等	1a	T，I	
7	废机油	HW08	900-217-08	1.36t		液态	含油污等	1a	T，I	
8	清管废渣	HW08	900-249-08	0.023t	清管作业	固态	矿物油等	0.5a	T，I	

表3.2-23　2026-2028年产能建设项目新增固废产生情况

年份	2026年	2027年	2028年	合计	处理单位
废弃水基钻井	1496.25（t/a）	1516.37	1799.79	7790.03	交由濮阳天地人

泥浆					环保科技股份有限公司等有处理能力单位处置
水基钻井岩屑	0.20	0.19	0.23	1.05	
废弃油基钻井泥浆	8.46	8.57	10.17	44.03	交有危废处理资质单位
油基钻井岩屑	0.01	0.01	0.01	0.05	
落地油	7.651	7.1045	7.1045	21.86	交由大公环境资源（开封）有限公司等有危废处理资质单位
含油污泥	10.7485	9.98075	9.98075	30.71	
粘油废防渗膜	4.76	4.42	4.42	13.6	
废油桶	0.476	0.442	0.442	1.36	
废机油	0.476	0.442	0.442	1.36	
清管废渣	0.00805	0.007475	0.007475	0.023	

3.2.3 退役期污染源分析及源强核算

（1）废气

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理恢复等过程中，将有少量施工扬尘和施工废气产生，主要污染物为颗粒物、SO_2、NO_2、C_mH_n等。由于施工周期较短且废气污染源具有间歇性和流动性，产生的废气量较小，且施工现场均在野外，有利于扩散，对环境空气影响较小。

（2）废水

退役期间对废弃管线应进行清洗，产生的少量清管废水收集后拉运至濮一中转站、濮二中转站和濮三中转站，依托濮一、濮二和濮三采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。

（3）固废

1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾，主要包括废弃管线、废弃抽油机、建筑垃圾等。应集中清理收集，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理厂处理。

2）地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生少量落地油，均应统一收集后委托有资质单位拉运进行无害化处理。

（4）噪声

油井进入退役期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输过程。

3.2.4 清洁生产分析

由于现有工程与本次工程内容及工艺过程基本相同，因此将在现有工程的基础上，从钻井工艺、钻井液选择、废弃钻井泥浆处置、落地原油控制、基本农田保护方案等方面评价本次工程清洁生产水平，提出切实可行的清洁生产措施，并提出持续清洁生产的建议。

3.2.4.1 清洁生产过程简要分析

本次工程主要工艺过程包括物探、钻井、采油（气）、油气集输、井下作业、退井等工程。本次评价从以上方面分析中原油田采油（气）过程中各工序的清洁生产水平。

（1）物探清洁生产技术

本次工程拟采用先进的3-D勘探技术，确定钻井井位，提高勘探的成功率，减少探井的数量，从而达到减少废弃物产生和排放的目的。物探技术的进步使人们更容易了解地层以下的结构情况，可以适当减少开挖勘探井数，降低原油的找油成本，在获得同样控制储量的情况下，勘探井数大幅减少，即平均单井获得的储量大幅增加。另外还采用先进的计算机软件技术，把三维地震资料、测井资料进行处理，提高资料解释的准确度，确保油气勘探的成功率，从而减少钻井的数量，提高单井产量，从而获得很好的清洁生产效益。

（2）钻井清洁生产技术

钻井是本次工程的主要工程内容，因此钻井清洁生产技术水平的高低直接影响本工程的清洁生产水平。钻井清洁生产主要从设备与用品的保养与维护、钻井液类型、润滑油类型及废油处理、注水泥的使用、钻井废物的处理等方面进行分析。

1）设备与用品的保养与维护

保持钻井用的大型设备完好，合理安排检修频率，减少设备可能发生的漏油等污染。并保障各种化学物品和材料的合理储藏和保护，特别是各种化学助剂需设置专门的存放地点，并保障其不会因恶劣天气而发生泄漏。保障化学品容器在非使用状态下按标准方法封闭完好；各种化学品容器上应始终完好地保留正确的产品标识，以保证其能在任何时间被辨认；各种化学品的安全数据和其它生产信息专门登记管理。

2）钻头种类及钻井方式

①钻头

钻头的先进程度决定了钻井的性能，同时也决定了钻井废弃物的产生和对环境的影响，先进的钻头已成为评价整个油田开发经济效益和减少对环境影响的关键。先进的钻头体现的经济、环境效益如下：

经济效益：a、增加钻进速度：由于钻头使用寿命延长，可以减少起下钻的次数；b、缩短钻井时间减少能源消耗；c、提高钻井效率，节约相关费用。

环境效益：a、减少能源使用，并因此减少废气排放；b、减少钻井废弃物的产生；c减少设备的搬运和废弃物的产生；d低噪声污染；e更好的井壁控制和更小的地面伤害；f缩短钻井周期，减少施工钻井期环境影响持续时间。

濮城采油厂目前采用世界先进的PDC钻头，其耐磨性能是普通钻头的30倍，因而能显著地减少钻井起下钻的次数，显著缩短钻井周期，一口3000m深的油井钻井周期由以前的45d缩短至20d，大幅度缩短了施工期的环境影响时间。

②钻井方式

目前石油开采（全世界、陆上、海上）先进的钻井方式主要包括：定向井、丛式井、水平井。

a、采用定向井、丛式井组可节约井场占地，可以减少钻井过程对地貌的破坏。另外，丛式井在一个井场打多口井，可以提高泥浆和泥浆废水的重复利用率，减少废弃泥浆和泥浆废水的排放量。

b、钻水平井和取得相同产量钻直井相比，可以减少钻井占地，节约钻井进尺，从而减少钻井废弃泥浆、废水、岩屑的排放。水平井适用于薄的、渗透率低的油气层，或者是直井难以触及的油层。由于直井通过油气层的距离的限制，所以产油气是一定的，而水平井可以延伸至油气层更远的距离，增加油气层裸露面积，使得更多的油气汇集到井筒。一个水平井可以在垂直段下斜70～115℃，它可以在对环境更少干扰的情况下，更多地采出油气，特别是在环境敏感地区。

经济效益：提高油气的采收率，可以使一些老油田焕发青春；在钻井上有更好的投资收益比；增加油井产量并优化开发效果。

环境效益：在敏感的环境中可产生最小的影响；在满足相同的油气产量的同时少打井；显著降低钻井废弃物。

濮城采油厂开采区村庄密集、环境敏感，且地质构造复杂，属于低渗透率及特低渗透率油田。在新井开发过程中中原油田大多数采用先进的定向井，避开地面的

环境敏感点；在老井技术改造井中采用水平井，在原有的井筒上开“天窗”沿水平钻进油气层，合理利用老油井，提高其产能，最大程度减少能耗及废弃物产生量。

3）钻井液

对钻井液进行管理，以减少井场化学添加剂的流失；用无毒的或低毒的水基钻井液、修井液。

4）钻井液固相控制技术

配套使用了振动筛、除砂器、除泥器及旋流分离器等固控设备，达到了减少废钻井液数量的目的。

5）注水泥操作

对施工过程中多余的水泥实现回用；使用无毒的添加剂。

（3）采油（气）清洁生产技术

严格操作程序，保持设备的密闭和表面清洁；采油废水回注，从井下抽出的废水经处理后再回注到采油层用于水驱采油。

（4）油气集输清洁生产技术

濮城采油厂采用密闭管线集输流程，濮三联合站具备原油稳定、油气水三相分离、轻烃回收设施，可回收轻烃利用率大于99%。

（5）井下作业清洁生产技术

濮城采油厂近十几年在井下作业系统中积极探索清洁生产工艺，作业过程中增加清洁生产控制节点，从源头控制污染产生量、降低事故风险污染概率。采油井下作业工程主要工艺过程包括下泵、试油、洗井、射孔等。

1）试油作业

在射孔工段安装防井喷器来防止井喷污染；地层测试方面采用火把放空，防管线泄漏。均做到从源头控制，杜绝污染物的产生。

2）洗井作业

配置洗井液时药品摆放按有关规定管理到位，并在专业配液站配置，操作人员戴防护用品；循环洗井过程中产生的原油进站系统处理，作业过程中使用双联罐，产生的污水用罐车运至污水处理站处理。

3）油水井冲砂作业

起下管柱过程中，应安装好自封封井器，防止小件工具落井；井口安好防喷装置；出口按安全标准连接管线，不能使用软管线，必须采用硬管线并装地锚固定。

4）射孔作业

过油管射孔，应接好水泥车管线，并预备适量压井液以备洗（压）井；射孔过程中，应设专人负责观察井口，发现外溢有井喷预兆时，应停止射孔，立即抢下油管或关闭防喷器。

（6）闭井工程清洁生产技术

采用水泥塞封井；切除地面以下5m内的套管头，并对地面采气、采油井口装置、水泥台、电线杆等拆除。

（7）污染治理技术水平

1）钻井废水治理

钻井废水主要包括钻井泥浆废水、固井等作业废水、井口返排水，均进入井场泥浆不落地系统；钻井废水上清液用于配置钻井液，无法回用的由罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排，符合环保要求。

2）钻井岩屑及废弃泥浆处理

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

濮城采油厂目前采用新型低毒、无毒化学添加剂替代毒性大的化学添加剂，近年来国内已开发出多种添加剂替代烧碱、铁铬盐、红矾、重晶石等毒性大的化学添加剂；其次，采用以植物油基为基础的合成基钻井液，除具有油基或混油泥浆的必备性能外，且不含矿物油，可生物降解，对环境危害小，在环境敏感地区已被广泛采用。中原油田目前采用的钻井液添加剂及合成基钻井液在石油气开采行业属于国际先进水平。

3）采油废水处理

濮城采油厂已建成污水处理站主要接收采出水、作业废水、以及被原油污染的初期雨水，废水处理工艺主要采用物理处理方法：即“特种微生物处理+低能耗管式

超滤膜”工艺，本项目油田采出水及井下作业废水全部依托濮一、濮二和濮三采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后，可以用于回注，符合油田水驱采油的要求。

4）注水残渣处理

注水残渣即为采油气废水处理过程中产生的污泥，因中原油田具有地质构造复杂、断块破碎的地质特点，属于非均质油藏层，具备残渣回注的基本条件，中原油田于2006年开始试验污泥调剖技术，截至目前已取得了较好的成效，残渣回注不仅可以改善油藏层地质条件、还可以增加地层“能量”，增加产能产量，而且污泥回注后对外环境基本无影响，满足清洁生产要求。

5）落地原油控制

落地油经收集后暂存于井场临时危废贮存点（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准），并采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物，设置围堰或托盘，定期委托有资质单位转运及处置，满足清洁生产要求。

（8)基本农田保护方案

本项目属于能源开发利用项目，选址选线时已尽量避让基本农田；项目在取得相关部门用地手续后正式开工。本项目施工期不在基本农田内取土、堆放固体废物。施工期间会破坏基本农田土壤结构，采取分层开挖、分层回填，控制作业面等措施，减少对基本农田的影响，并落实“开垦多少，恢复多少”的要求，，满足清洁生产要求。

3.2.4.2 持续清洁生产

清洁生产是一个动态的、相对的概念，是一个连续的过程，同时也是一个螺旋持续上升的过程。本次工程在建设过程中应将一些简单可行的清洁生产措施落实到位，随着石油开采技术的发展及相关环保技术的发展，逐步实施一些可行的中高费方案，使得企业的清洁生产水平得到持续上升。

濮城采油厂始终严格按照集团公司要求，牢固树立“清洁发展、持续发展”理念，认真贯彻“环保优先、源头控制”的方针，全面推行清洁生产，完善管理体系，创新运行机制，规划责任考核，强化监督管理，确保各项环保指标的完成，实现油田勘探开发与环境保护的协调发展。

为了更好地开展清洁生产工作，最终实现经济、环境和社会协调发展，评价建议濮城采油厂采取以下措施：

（1）完善清洁生产机构

评价建议企业应不断完善清洁生产办公室人员构成，由企业领导负责，负责人须具备以下能力：熟练掌握公司内有关清洁生产的知识、熟悉企业的环保情况、了解企业的生产技术，具有较强的工作协调能力和较强的工作责任心和敬业精神。

清洁生产办公室的任务主要有以下三个方面：

1）组织协调并监督实施本次环境影响评价中提出的清洁生产方案；

2）经常性组织对职工进行清洁生产教育和培训；

3）负责清洁生产活动的日常管理。

建立持续清洁生产的长效机制，深化二级单位清洁生产工作，使项目清洁生产工作向纵深发展。以实施清洁生产审核为基础，加快推进清洁生产机构的建设，促进濮城采油厂大力开发、生产和使用环境友好产品。

（2）完善清洁生产管理制度

清洁生产管理制度包括把清洁生产成果纳入企业的日常管理轨道、建立和完善清洁生产奖惩机制和保证稳定的清洁生产资金来源。

1）把清洁生产成果纳入企业的日常管理

把清洁生产审核成果及时纳入企业的日常管理，是巩固清洁生产成效，防止走过场的重要手段，特别是把清洁生产审核产生的一些降低成本的方案及时纳入企业的日常管理轨道。

①把清洁生产审核提出的加强管理的措施文件化，形成制度。

②把清洁生产审核提出的岗位操作改进措施，写入岗位操作规程，并要求严格遵照执行。

③把清洁生产提出的工艺过程控制的改进措施纳入企业技术规范。

2）建立和完善清洁生产奖惩机制

在奖惩方面，充分与清洁生产挂钩，建立清洁生产奖惩激励机制，以调动全体职工参与清洁生产的积极性。

3）保证稳定的清洁生产资金来源

清洁生产的资金来源可以有多种渠道，例如贷款、集资等，但是清洁生产管理制度的一项重要作用是保证实施清洁生产所产生的经济效益，全部或部分地用于清洁生产的清洁生产审核，以持续性地推进清洁生产。

（3）搞好职工培训工作

清洁生产措施能否顺利落实，清洁生产目标能否达到与企业职工的素质有很大关系。评价建议企业应加强对职工关于清洁生产方面的培训和教育，不仅对各级干部、工程技术人员进行培训，也要对普通工人进行培训，并把清洁生产的目标具体分配到每一个人，以利于清洁生产目标的实现。

为持续提高油田的清洁生产水平，评价提出以下持续清洁生产方案：

1）不断降低油气集输能耗：通过更新设备设施，结合生产特点强化管理方法等途径，不断降低能耗；

2）降低注水残渣产生量：通过改进污水处理工艺、加药配方等手段，降低残渣产生量，降低污水处理成本；

3）采用国际先进的油气输送埋地管线，降低管线因腐蚀发生穿孔事故的概率，减少因管线穿孔事故而引发的环境污染。

3.2.5 温室气体排放量

根据《省级温室气体清单编制指南（试行）》和《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》，结合本建设项目工程特点，本项目温室气体主要为二氧化碳（CO_2）和甲烷（CH_4）。

结合本项目工艺特点，本项目碳排放主要排放源为净购入电力隐含的排放CO_2，以及开采过程中逸散伴生气，其主要成分是CH_4。

3.2.5.1 净购电力隐含排放CO_2

本项目净购入电力隐含的CO_2排放，根据下式进行计算：

$$E_{CO2\text{-}净电}=AD_{电力}\times EF_{电力}$$

$E_{CO_2\text{-}净电}$—为企业净购入的电力消费引起的CO_2排放；

$AD_{电力}$—为企业净购入的电力消费，单位为MWh/a（本项目年外购电量688.35MWh/a）；

$EF_{电力}$—为电力供应的CO_2排放因子，单位为$kgCO_2/kWh$（本项目取值0.6369$kgCO_2/kWh$）数据来源于《生态环境部、国家统计局关于发布2021年电力二氧化碳排放因子的公告》（公告2024年第12号）；

经计算，$E_{CO_2-净电}$=688.35MWh/a×0.6369tCO_2/MWh=438.41t/a。因此，本项目净购入电力隐含的CO_2排放量为438.41t/a。

3.2.5.2 逸散排放CH_4

结合本项目工艺特点，本项目CH_4逃逸排放主要排放源为原油开采中的井口装置、集输干线等。

表3.2-24　逸散排放CH_4设备一览表

序号	设备名称	数量	系数
1	井口装置	36 个	0.23（吨/年•个）
2	输送管道	10.93×10^4t	753.29（吨/亿吨）

计算公式：

$$E_{CH_4}=\sum_j（Num_{oil,j}\times EF_{oil,j}）$$

E_{CH4}—原油开采中所有设施类型（包括原油开采的井口装置、单井储油装置、中转站等）产生的CH_4逃逸排放，单位为吨CH_4；

j—不同的设施类型；

$Num_{oil,\ j}$—原油开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{oil,\ j}$—原油开采业务中涉及的每种设施类型j的CH_4逃逸排放因子，单位为吨CH_4/（年·个）；

GWP_{CH4}为CH_4相比CO_2的全球变暖潜势（GWP）值。根据IPCC第二次评估报告，100年时间尺度内1吨CH_4相当于21吨CO_2的增温能力，因此GWP_{CH4}等于21。

由此计算，本项目CH_4逃逸排放量为9.1t/a，折算成CO_2当量为191.1t/a。

3.2.5.3 CO_2排放总量

综上，根据计算，本项目CO_2排放总量折合629.51t/a。

3.3 污染物排放情况汇总及排放总量核定

3.3.1 污染物排放情况汇总

本项目污染物排放汇总见表3.3-1。

表3.3-1 污染物排放汇总一览表

时段	类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
施工期	大气污染物	施工扬尘	TSP	少量	少量	加强施工及车辆运输管理、定期洒水抑尘
		施工机械废气	SO_2、CO、NO_X、C_mH_n	少量	少量	采用达标油品，加强机械或车辆维护
		柴油机废气	PM_{10}	4.66t	4.66t	
			HC	7.55t	7.55t	
			NOx	73.05t	73.05t	
			CO	23.88t	23.88t	
			SO_2	0.04t	0.04t	
		放喷燃烧废气	NO_x、CO_2和H_2O	少量	少量	测试放喷时间较短，且污染物产生量较小，并将随测试放喷结束而消除
		管道焊接、防腐废气	TSP	少量	少量	焊接严格执行技术标准，保证焊接质量，选用密封良好的设备、阀门等设备；管线防腐选用无污染、无溶剂的固体涂料
	水污染物	钻井废水	pH、COD、石油类、SS、挥发酚、硫化物、六价铬、总铬	6000m^3	0	钻井废水主要包括钻井泥浆废水、固井等作业废水、井口返排水，均进入井场泥浆不落地系统；上清液用于配置钻井液，无法回用的由罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
		洗井废水	COD、石油类、SS	3600m^3	0	通过密闭罐车拉运至濮一、濮二和濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
		废射孔液	COD、SS	1200m^3	0	

时段	类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
		压裂返排液	COD、SS	16000m^3	0	无法回用的压裂废液排入废水罐，由罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层
		管道试压废水	SS	668m^3	0	试压废水为分段产生，循环使用，最终不能使用的通过密闭罐车拉运至濮一、濮二和濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
		生活污水	COD、氨氮、SS	8912m^3	0	施工现场设环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排
	噪声	施工设备噪声	等效连续A声级	钻井工程中的噪声源主要是钻机、钻井泵和柴油发电机组等；储层改造工程噪声源主要是通井机、修井机、压裂设备和柴油发电机组等；本项目钻前工程、油气集输及地面工程和油气处理工程施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有挖掘机、推土机、电焊机、柴油发电机组、切割机等，源强80～100dB(A)		选择低噪声设备、设备基础减振
	固体废物	钻前工程、钻井工程、储层改造工程	废弃水基钻井泥浆	2493.60t	0	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
			水基钻井岩屑	84944.80t	0	
			废弃油基钻井泥浆	114.3t	0	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置
			油基钻井岩屑	2590.28t	0	
			落地油	0.7t	0	收集后暂存于井场临时危废贮

时段	类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
						存点，定期委托有资质单位转运及处置
			废机油	0.4t	0	进入原油集输流程资源化利用
			废油桶	0.4t	0	收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置
			粘油废防渗膜	0.2t	0	
			废弃包装袋	2.0t	0	收集后交由资源回收单位处置
		油气集输及地面工程、油气处理工程	建筑垃圾和施工废料	0.56t	0	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设；施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运
			拆除管线	112.05t	0	无害化处理后暂存于物资库综合利用
		职工办公生活	生活垃圾	111.4t	0	暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，委托中原油田社区环卫部门统一处理
运营期	大气污染物	加热炉燃烧废气	烟尘	0.055t	0	达标排放
			NO_x	2.514t	0	
		井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体	非甲烷总烃	2.8242t/a	0	采用密闭集输
		清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体	CH_4	少量	少量	经计量站及各注气井场拟建放散管燃烧排放
	水污染物	油田采出水		$10.55\times10^4m^3/a$	0	依托濮一、濮二和濮三采出水处理站处理达标后回注地下开采层
		井下作业废水	试油、酸化、修井、洗井、冲砂、侧钻等废水及压裂返排液	$4110m^3/a$	0	
	噪声	井场、站场设备噪声	等效连续A声级	各采油井场抽油机；注气井场立式分离器、电驱往复式压缩机；濮三中转站过滤式分离器和电驱往复式压缩机；100#计量站过滤式分离器；5#		优选低噪设备，隔声、减振措施

时段	类型	排放源	污染物名称	处理前产生浓度及产生量	排放浓度及排放量	治理措施/排放去向
				扩站混输泵、撬装离心泵和三相分离器等，源强 75~90dB(A)		
	固体废物	井下作业	废弃水基钻井泥浆	5797.62t	0	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
			水基钻井岩屑	197496.66t	0	
			废弃油基钻井泥浆	72.39t	0	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置
			油基钻井岩屑	1757.69t	0	
			落地油	21.86t/a	0	收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置
			含油污泥	30.71t/a	0	经收集后交由有资质单位处置
			粘油废防渗膜	13.6t/a	0	经收集后交由有资质单位处置
		污水处理	注水残渣	197.25t	0	用于调剖回注处理
		清管作业	清管废渣	0.023t/a	0	经收集后交由有资质单位处置
		设备维护	废油桶	1.36t/a	0	经收集后交由有资质单位处置
			废机油	1.36t/a	0	进入原油集输流程资源化利用

3.3.2 项目污染物排放总量核定

本项目污染物总量控制指标排放情况见表 3.3-2。

（1）大气污染物

本项目排放废气环节主要是原油集输处理过程中加热炉燃烧废气和井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体。

（2）水污染物

本项目运营期产生的废水主要为油田采出水和井下作业废水，经处理达标后回

注油层，不外排；本项目运营期不新增员工，无新增生活污水排放。因此 COD 和氨氮排放总量为 0。

表 3.3-2　本项目污染物总量控制指标每年度排放情况

类别	污染物种类	合计（t/a）	备注
废气	NO_x*	0.929	2026 年
		1.743	2027 年
		2.514	2028 年
	颗粒物	0.02	2026 年
		0.038	2027 年
		0.055	2028 年
	非甲烷总烃*	2.8242	参照《石油化工行业 VOCs 污染源排查工作指南》，采用平均排放系数法进行核算
废水	COD	0	/
	氨氮	0	/

注：*为总量控制指标参考因子。非甲烷总烃排放量采用

综合考虑本项目排污特点，本项目废水不外排，不涉及水污染物总量。

（3）总量说明

本项目废水依托现有工程处理达标后回用于注水开发，不外排，不涉及水污染物总量控制指标，实施总量控制的指标为大气污染物NO_X、非甲烷总烃。

濮城采油厂区块伴生气不含硫，烟气检测中SO_2未检出，现有工程原油产能为31.26×10^4t/a，NOx排放总量为7.193t/a，VOCs排放量为：25.345t/a。本项目原油产能为10.93×10^4t/a，NOx排放总量为2.514t/a，非甲烷总烃排放量为2.8242t/a。濮城采油厂目前已进入开发末期，地层能量不足，原油产量逐年递减，近三年老井原油产能衰减量为11.05t，衰减率在9.9%～13.3%，本项目产能为10.93×10^4t/a，略低于近三年老井衰减产能。实施本项目主要用于弥补现有工程衰减产能，实现稳产的目的。本项目建设完成后，总体产能未增加，污染物排放总量不新增，且未超过下发总量，故无需申请新增总量。

3.3.3 项目建设前后污染物排放量变化情况

本项目投产前后污染物排放量变化见表 3.3-3。

表3.3-3　项目建设前后污染物排放“三本账”一览表　单位：t/a

类别	名称	现有工程		本项目		“以新带老”削减量	现有工程产能衰减削减量	本项目建成运行后最终排放量	增减量
		产生量	排放量	产生量	排放量				
废气	NO_x	7.193	7.193	2.514	2.514	0	-2.544	7.163	-0.03
	颗粒物	0.158	0.158	0.055	0.055	0	-0.057	0.156	-0.002
	非甲烷总烃	25.345	25.345	2.8242	2.8242	0	-8.958	19.211	-6.134
废水	油田采出水和井下作业废水	$1011\times10^4 m^3/a$	0	$10.949\times10^4 m^3/a$	0	0	0	0	0
	生活污水	/	0	0	0	0	0	0	0
固废	废弃水基钻井泥浆	/	/	5797.62	0	0	0	0	0
	水基钻井岩屑	/	/	197496.66	0	0	0	0	0
	废弃油基钻井泥浆	/	/	72.39	0	0	0	0	0
	油基钻井岩屑	/	/	1757.69	0	0	0	0	0
	落地油和含油污泥	128.78		52.57	0	0	0	0	0
	粘油废防渗膜	/	/	13.6	0	0	0	0	0
	注水残渣	10578	0	197.25	0	0	0	0	0
	清管废渣	/	/	0.023	0	0	0	0	0
	废机油和废油桶	120.74	0	2.72	0	0	0	0	0

4 现状调查及评价

4.1 自然环境现状

4.1.1 地理位置

濮阳市位于河南省的东北部，黄河下游北岸，冀、鲁、豫三省交界处。东北部与山东省的聊城毗邻，东、南部与山东省济宁、菏泽隔河相望，西南部与河南省的新乡市相倚，西部与河南省的安阳市相连，北部与河北省的邯郸市相连。地处北纬35°20′0″~36°12′23″，东经114°52′0″~116°5′4″之间，东西长125km，南北宽100km。全市土地面积4188km^2，约占全省土地面积的2.57%。

中原油田位于河南、山东两省交界处，中心地区在河南省濮阳市。总部生活基地位于濮阳市城区东部。各二级单位生活基地分布在濮阳市的华龙区、濮阳县、清丰县、范县以及开封市的兰考县、山东省聊城市的莘县、菏泽市的东明县。是中国东部地区一个重要的石油、天然气生产基地。

濮城采油厂位于河南省濮阳县和范县境内，集中分布在金堤河以南评价区域的濮城一带，地理位置见附图一。

4.1.2 地形地貌

4.1.2.1 区域地形地貌

项目所在区域地形平坦，总趋势是西南高东北低，即由标高58m左右降低至43m左右，平均坡降0.1‰～0.2‰，从横向看，金堤河是区内最低点，向两侧微高。区内地貌类型比较简单，属黄河泛流平原。根据成因类型和成因形态将本区地貌划分为：黄河早期泛流平原区、黄河近期泛流平原区、黄河故道区、背堤洼地区等四个区。

（1）黄河早期泛流平原区

分布于本区北部金堤河以北广大地区，地形标高52～45m，坡降0.18‰～0.2‰，微向东北倾斜。岩性多为亚砂、粉质粘土，区内季节性河流较发育，地下水位埋深一般4～8m，局部大于10m。

（2）黄河近期泛流平原区

分布于本区南部金堤河与黄河大堤之间，平行黄河呈带状展布，地势西南高东北低，地面高程60～42m，坡降0.15‰～0.2‰，南部高、北部低，一般坡降0.5‰～0.8‰。据历史记载，1901～1949年五十年间黄河在该区沿岸决口泛滥30余次，堆积厚度2～10m，故称近期泛流平原。岩性为轻粉土、粉砂，次为粉质粘土、粉土。由于本区南北界临大堤，区内又平坦低洼，雨季易积水不易排泄，地下水位埋藏较浅。

（3）黄河故道区

分布于中部金堤河北侧，据“黄河史简编”记载该黄河故道为东汉及唐代故道。宏观上故道呈一条形岗地，高出两侧平原2～4m，故道内故河床凹地和故道 漫滩高地地貌明显，故道宽窄不等，内多有砂丘、砂垄分布（现人类活动强烈，已不能明显看到）。

（4）背堤洼地区

分布于黄河大堤北侧，沿大堤呈带状展布，宽1～3km，为黄河背堤侧渗所形成，地势低凹，由于黄河侧渗补给，地下水位埋藏浅，径流不畅，局部地表常年积水，盐渍化严重。

4.1.2.2 评价区地形地貌

调查评价区地形平坦，总趋势是西南高东北低，即由标高58m左右降低至43m左右，平均坡降0.1‰～0.2‰，从横向看，调查评价区北部是最低点。区内地貌类型比较划分种类不单一，属黄河漫滩区I、黄河泛流平原区II和黄河故道区III。根据成因类型和成因形态将本区地貌进一步划分如下：

（1）黄河漫滩区I

按其形成顺序及其与现代河床的关系可分为现代黄河低漫滩、现代黄河高漫滩两种类型。

1）现代黄河低漫滩I_1

分布于现代黄河河床两侧呈带状展布，宽约0.3-2公里，一般高于河水面1-3米，微向河床倾斜，主要岩性为：粉砂、粘质砂土、砂质粘土、粘土等。粘土泥裂发育。因该区洪水期易被河水淹没，接受新的堆积，岩性多变。

2）现代黄河高漫滩I_2

沿黄河大堤内侧呈带状分布，宽约0.5-5公里，高于低漫滩1-3米，高于堤外平原2-5米，地形微起伏，微向河床倾斜，部分地带冲沟发育，岩性主要是粉砂、粘质砂土、砂质粘土和粘土组成。由于黄河的侧向侵蚀作用，有些地段造成坍岸现象，遇

到较大洪峰有淹没危险，地下水位埋深一般大于临界深度，不受盐化威胁，但易遭受旱灾。

（2）黄河泛流平原区II

分布于金堤以北，金堤与黄河大堤之间和黄河以南三部分。按其成因形态可分为6个微地貌单元。

1）河漫高地II_1

为黄河决口泛滥时的脊状高地，主要分布于范县以北古云镇北侧。高出附近地面1-2米，水位埋深在临界深度以下，盐化很少形成，易旱不易涝由于水利条件较好，成为粮棉高产区。

2）砂质河槽地II_2

为黄河泛滥时的河床相槽地。主要分布于濮龙河、六塔乡东侧等地。一般呈带状分布于河滩高地之间，砂质河槽地两侧由于风力的搬运与砂丘或砂质坡状地，中间有明显的深槽，岩性以砂土为主。其农业利用价值不大，局部地区发展果园和林场，以起防风固沙的作用。

3）决口扇形地II_3

为黄河决口形成的扇状地形。主要分布于户部寨镇、金堤河南岸、文留镇西南及陈庄镇等地。地势复杂，地形起伏不平，但基本上为粘质砂土和粉砂土组成的坡状地形，由于水的流速和携带能力不同，靠近扇形顶部形成砂窝地，中下部由粘质砂土组成缓坡地形，相对由高变低。该区排水条件差，水位埋深浅，在扇形地尾部则由于沉积颗粒较细，地下水径流不畅，局部地段常年积水，易形成盐碱和涝灾。

4）缓平坡地II_4

为黄河泛滥漫流沉积而成，其地势平缓微有起伏，主要分布于旧城镇、濮城镇、文留镇-柳屯镇、六塔乡-瓦屋头镇一带。地形标高51～46m，坡降约0.42‰，微向东北倾斜。地形平缓，稍有起伏。岩性为粉砂、粘质砂土、砂质粘土。因地形低平，水位埋深往往小于临界值，所以易形成涝灾和盐碱灾害。农业水平较低。

5）浅平洼地II_5

为静水沉积形成的碟形低洼地。洼地比临近地面低0.5-1.5m在静水沉积的作用下，大都为砂质粘土或粘土，主要分布于范县县城-颜村铺乡一带。该区位置低洼，水位埋深多在临界深度以内，洼地内多为粘质土，由于粘土的阻水隔盐作用，地下水和

土壤向上水盐运移较弱，又在积水淋洗下，故一般洼地盐化土壤很少，多聚积于洼地的边缘，因而最易发生内涝。

6）背堤槽状洼地II_6

为靠近黄河大堤的槽状洼地，分布于大堤的两侧，沿大堤呈带状分布，主要分布于辛庄镇等地。由于受到黄河侧渗补给，地下水位埋深浅，径流不畅，局部形成地表积水，盐碱化和涝灾严重。近年来经过放淤稻改收效良好。

（3）黄河故道区III

为黄河改道前形成的漫滩沉积，呈带状分布。分布于金堤北侧的柳屯镇和古云镇一带。据黄河史简编记载，前者为西汉故道，后者为东汉及唐代故道，宏观敌道呈一条岗地，高出两侧平原2-4米。故道宽一般1-4公里，古河道内河床凹地和故道漫滩高地地貌明显，内多有砂丘砂分布。因地形较高，地下水水位埋深在临界值以下，盐害和涝灾没有影响，但旱灾较重。

4.1.3 地质构造

（1）新构造单元划分

新构造运动形式主要表现为块体的差异升降运动。在新近纪时，近场区所在的华北平原开始发生差异性升降运动，形成一系列“盆岭”构造。近场区主要涉及临清凹陷、内黄凸起、东濮凹陷和菏泽凸起区四个二级新构造单元，工程场地位于东濮凹陷的东缘。

临清凹陷是在印支运动基础上发育起来的中、新生代断陷盆地。古近纪时继承了晚中生代构造活动特征，主要受北北东、北东–北东东向及北西西向三组断裂控制。新近纪以来尤其第四纪时期边界断裂和断块差异活动较弱。

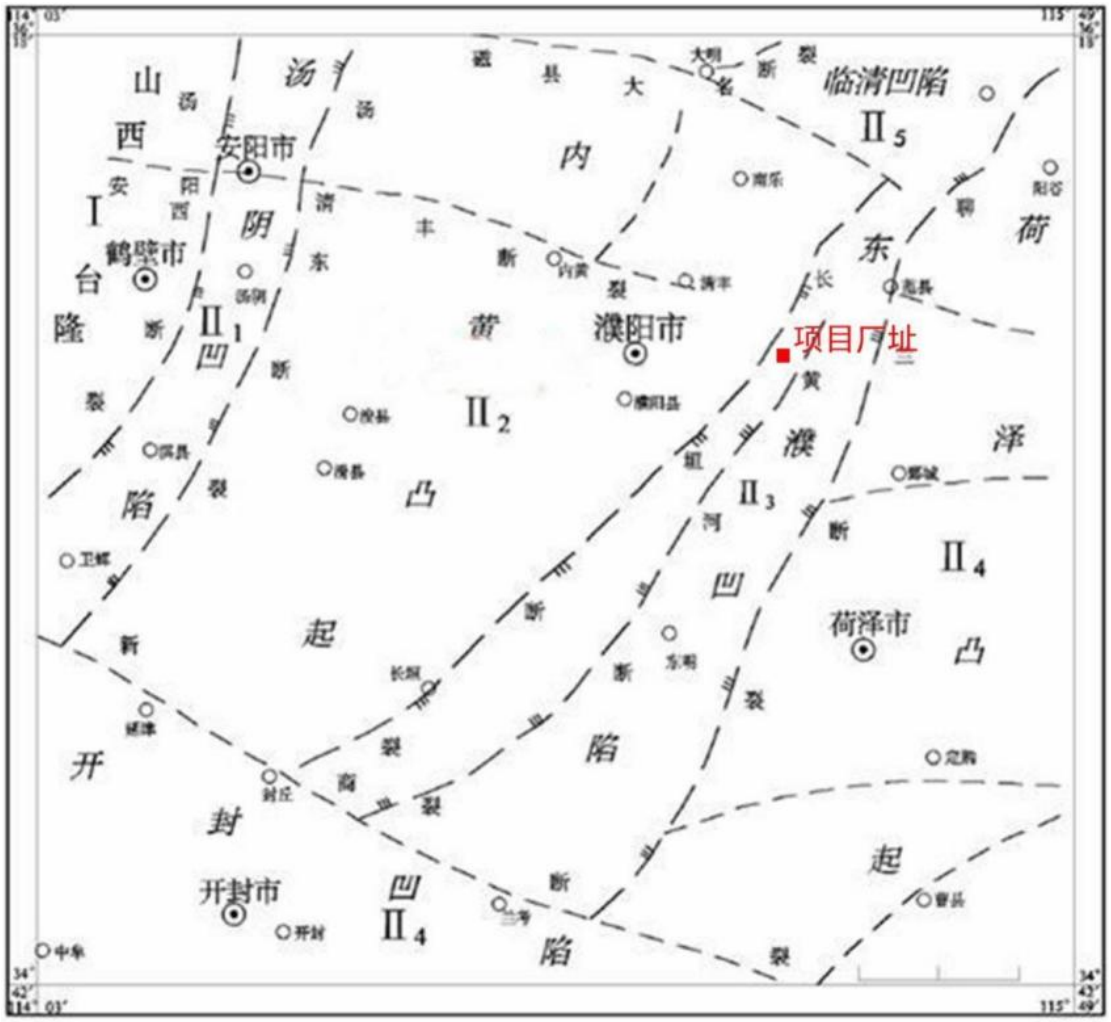


图4.1-1　区域构造体系图

内黄隆起基底为太古界、古生界。东、西、南三面分别以太行山东麓断裂、长垣断裂、新乡–商丘断裂为界，与汤阴地堑、东濮坳陷、开封坳陷相邻，面积约7000km^2。为中生代–新生代早期断块隆起，古近纪以后普遍下沉，形成北北东向断隆式隆起。隆起时期为中生代。新近系、第四系不整合于其上，沉积厚度较小约500～1500m，西北薄、东南厚，凸起向东南倾斜。第四系块体西升东降，具倾斜运动性质。四周被断裂围限，形成北东走向的条形块体。

东濮凹陷位于豫鲁两省交界，东、西、南三面分别被聊兰断裂、长垣断裂、新乡—商丘断裂所围陷，呈北北东向展布于豫鲁两省交界的范县、濮阳、长垣、东明、兰考一带，面积约400km^2。据物探及钻孔资料揭示，凹陷基底为上古生界，其上为新生界，局部有中生界，最大厚度可达7500m以上。上覆新生界地层厚达7000～9000m（河南省地矿局，1989），为新生代强烈下沉的断陷盆地。第四纪强烈下沉，

南、北两头幅度最大，长垣以南深达400m。凹陷走向北北东，四周断裂发育，主要为高角度正断层，其次为北西西向的平移断层。其活动主要受聊城—兰考断裂控制。

菏泽凸起为新近纪初期继续有充填式沉积，呈徐缓隆起状态，其后则普遍发生超覆。第四纪以来，本区与华北平原已浑然一体，呈总体沉降的趋势，形成了新的凹陷区，沉降幅度东小西大呈阶梯式。

（2）主要构造

区域内的主要断层有安阳南断裂、长垣断裂、黄河断裂、聊兰断裂、磁县-大名断 裂的东段和郓城断裂的西段。

1）安阳南断裂：西起安阳县水冶西许家沟附近，向东经安阳市南到内黄一带，长约70km，走向北西西，倾向北。在许家沟附近，奥陶纪灰岩不连续，向东到水冶的石炭-二叠系地层有较大的错位。断层南侧的漳武、张家岗、张家沟一带，上新统鹤壁组 砾岩出露于地表呈丘陵岗地；断层北侧为上更新统红土砾岩层。

2）长垣断裂：分布在濮阳清河-长垣一带，走向北北东，倾向南东，倾角50°以上，长约120km。上盘为中生界及新生界地层，下盘为古生界及新生界地层，为一正断层。该断裂是内黄隆起和东濮断陷的边界断裂。它由数条平行断裂组成，如六塔断层、马寨断层、邢庄断层、石家集断层和长垣断层等分支断层呈左阶排列组成。钻孔资料表明，断裂从古近系顶部断至寒武–奥陶系，断距可达2000m。它控制了中生界、新生界地层的沉积，而且又切割了新、古近系地层。说明该断裂形成于燕山期，喜山期第四纪早、中期有继承性活动。

3）黄河断裂：北起范县，南至封丘，纵贯东濮地堑中央、走向北北东，倾角40~70，是控制地堑内部二级构造单元的二级断裂，形成于中生代末或早第三纪早期。由于该断裂的存在以及长期活动，使断陷内形成了“两凹夹一隆”的构造形态。黄河断裂是一条早更新世活动断裂，中更新世以后断裂即停止活动。

4）聊兰断裂：南起兰考，向北经范县、聊城至韩屯转向北东，全长约360km。断裂走向20～30°，倾向北西，倾角50～70°，为一上陡下缓的铲形滑脱正断层。该断裂是华北盆地与鲁西隆起的分界断裂，具有明显的分段特征，总体上由北向南逐渐变新，划分成三段：禹城–韩屯段；聊城–范县濮城段；濮城–兰考段。

5）郓城断裂：该断裂为汶泗盆地的南边界，呈近东西走向展布，长约120km，是由物探资料推测，局部经钻探控制的一条平原区内的隐伏断裂。断裂在古近纪时

期有强烈的活动，它对汶泗断凹古近系的沉积有明显的控制作用，其上部被第四系覆盖。根据煤田钻孔资料，断面倾向北，为陡倾斜正断层（局部为逆断）。

6）磁县-大名断裂：该断裂东起朝城南，西经大名、临漳、磁县北，进入太行山，到峰峰、陶泉以西，全长150多千米。该断裂走向北西西，倾向北。倾角较陡，控制内黄隆起个临清凹陷的发育，是中生代以来长期活动的一条边界大断裂。东段的大名断裂是构成内黄隆起和临清凹陷的分界断裂，为晚更新世活动断裂。

4.1.4 气候特征

濮阳市位于北半球中纬度地带，从气候类型划分，该地区属暖温带半湿润季风性大陆性气候。气候特点为雨热同期、四季分明、季风显著。受季风影响，冬季寒冷，空气干燥，降水稀少；夏季炎热，空气湿润，易产生强阵性降水；春秋季节属冬夏的过渡时期，时间短促，气候较为温和。多年平均气温14.1℃，极端最高气温35.0℃，极端最低气温-26.9℃。多年平均降雨量534mm，约75%集中在6~9月份，多年平均蒸发量1530.2mm。最大冻土深度41cm，多年平均风速1.98m/s，历年定时最大风速2.24m/s。常年主导风向是南风、北风，夏季多南风，冬季多北风。

4.1.5 水文

区内主要有黄河、金堤河、马颊河、潴龙河、濮水河等河渠及南小堤干渠等，其中金堤河属黄河水系，其余河流均属海河水系，见图2.1-2。

黄河：黄河干流自新乡市长垣县何寨村入濮阳，流经濮阳县、范县、台前县的县南界，由台前县张庄村北出境，境内流长约168km，濮阳市境内黄河滩区面积454km^2，约占全市总面积的10.8%。黄河是濮阳的主要过境河流，水量相对较丰富，黄河干流高村水文站1960年～2007年多年平均流量为1083m^3/s，多年平均径流量为3.42×10^{10}m^3。

金堤河：流经本区北部，源于新乡荆张庄，于台前张庄入黄河。区内长度10km，河宽50～100m，纵向坡降0.1‰，据濮阳水文站观测资料，丰水年（1963）径流量7.044×10^{8}m^3，枯水年（196年）径流量0.13×10^{8}m^3，多年平均径流2.486×10^{8}m^3。

马颊河：发源于濮阳县城关金堤闸首，向北经市区、清丰、南乐于山东埕口入渤海湾，境内全长62.3km。一年内绝大部分时间有水，实测流量4.65m^3/s，1～2月出现短暂的断流，马颊河进入濮阳县城以后，濮阳县及濮阳市区的污水均汇入此河中，

其流量受污水排入量的影响，据测流资料，市区及濮阳县排入的污水流量为2.31m^3/s。河水位高出地下水位10～20m，河水以垂渗方式补给地下水。

潴龙河：厂址及灰场紧邻潴龙河，该河属马颊河支流，发源于濮阳市新城，经清丰、南乐于阎王庙入马颊河，全长68.4km，流域面积247km^2，潴龙河防洪除涝标准5～20年一遇。1968年按三年一遇进行了疏挖；1971年按五年一遇标准进行了治理，设计排涝流量32m^3/s。1972年扩大治理，排涝流量仍为32m^3/s，厂址段河底宽8m，深3m，下游河底宽20m，深5m，河底比降1/20000。

濮水河：发源于市区王助乡黄甫林场东，经市区汇入马颊河，全长20km。1999年以前称赵北沟，河水主要是生活、工业废水，平均流量0.442m^3/s。1999年经过冲淤净化，止污，砌衬，河流水质大为改善。

4.1.6 区域水文地质条件

4.1.6.1 地层岩性

区域地处华北拗陷南部，内黄隆起与东濮拗陷的过渡地带。随着华北平原的沉降而下降，形成了巨厚的新生界沉积物，一般厚度达1000～1500m。据钻孔资料，区内地层由老到新可分为：

（1）新近系（N）

新近系是在古近系剥蚀夷平面的基础上，为区域性坳陷型河湖相沉积，在区域上自北而南，地层由薄变厚，沉积了一套以砂质岩为主的正韵律层剖面组合；在勘查区内厚度较为稳定，约为900～1500m。

新近系是在古近系剥蚀夷平面的基础上，为区域性坳陷型河湖相沉积，在区域上自北而南，地层由薄变厚，沉积了一套以砂质岩为主的正韵律层剖面组合；由下而上分为馆陶组和明化镇组。

1）馆陶组（N_1g）：岩性为一套下粗而红、上细而绿的“块状”砂岩层。底部为杂色砾岩，成分以石英为主，石灰岩、燧石次之，砾径一般5mm左右，次圆～次棱角状，分选差，泥质胶结，较致密。中下部为块状砂砾岩层，其中夹红棕色、灰绿色粘土岩，底部为一层杂色细砂岩。上部为棕色粘土岩夹浅棕色粉砂岩。本组厚度在150～258m之间，与古近系呈不整合接触。

2）明化镇组（N_2m）：岩性为一套棕红、棕黄色近等厚的砂、泥岩互层，厚度在900～1200m之间。下部为棕色粘土岩夹棕色粉砂岩，近底部为块状棕黄色粉砂岩；

中部为浅棕色粘土岩与灰白、浅棕色粉砂岩、泥质粉砂岩略等厚互层；上部为土黄、棕黄色粘土岩和粉砂质粘土岩，灰黄色粉砂岩夹黄棕色粘土岩，与下伏馆陶组呈整合接触。

（2）第四系（Q）

1）下更新统（Qp^1）

以冲积为主，间有冰水沉积。底板埋深269.5～287.56m，厚度130～150m，岩性为红棕、棕红色粉质粘土、粘土夹多层粉细砂、细中砂。粉质粘土质地较纯、坚硬，具45º压裂面，且具油脂光泽，含钙核不均，斑状绿染普遍，夹有混粒结构，为冰水沉积物。砂层单层厚度较小，层数多连续性较好，呈片状分布。砂层矿物成分以石英、长石为主，长石风化较重，局部可见钙结现象。

2）中更新统（Qp^2）

以冲积为主间有洪冲积和冰水堆积，底板埋深200～260m，厚度100~130m，颜色为浅棕黄、浅棕黄棕为主的棕色色序，主要岩性为粉质粘土、粘土，次为粉土和砂层，有2~6层砂层。单层厚度一般3~10m，厚者近20m，以细砂、中细砂为主，次为粗中砂、砂砾石和粉砂。本统有2~3层淋溶淀积层，含少量铁锰质结核，下部多见灰绿染及混粒结构，可能为寒冷条件下的冰水堆积。

3）上更新统（Qp^3）

冲积而成，底板埋深108~132m，厚度80~90m，中间凹陷区较厚，两侧隆起区较薄，本统颜色以黄色为主，一般为浅黄、灰黄和浅棕黄色，主要岩性为粉土和粉质粘土，有2~4层砂层，以细砂、粉砂为主，次为中粗砂、粉砂，砂层单层厚度一般8～15m，薄者仅2m左右，厚者达30余米。黄土状结构在本统地层中分布稳定，可视为标志层，该统层理发育，富含分散钙和少量钙质结核，在西部边缘有轻度的淋溶淀积现象。

4）全新统（Qh）

全新统风积层（Qh^{eol}）：分布于金堤以北地区及中部黄河古道区，呈砂丘、砂垄、砂窝地形式堆积于地表，岩性为粉砂、粉细砂、厚1~8m，砂层系由黄河冲积而来，后经风的搬运堆积而成各种形态的风成地形。

全新统早期黄河冲积层（Qh^{1al}）：分布于金堤以北广大地区，出露深度0~58m，底板埋深23~58m，堆积厚度受区构造和黄河古道的控制，在北西~南东方向上，中间凹陷区厚，向两侧隆起区渐薄，在南西~北东方向上，因物质来源于南西方向，所

以，自西南向东北颗粒由粗变细，厚度由厚变薄。岩性主要为黄褐色~灰黄色粉土、粉质粘土及粉细砂。在古河道带以粉细砂、细砂为主，该层有1~3层砂层，单层厚度一般10~20m，古河道带大于30m，该层有1~3层分布较稳定的淤泥质层，分散钙含量较高，有机质丰富，富含微体及软体动物化石。

全新统近代黄河冲积层（Qh^{2al}）：分布于黄河大堤和金堤之间，平行黄河呈带状展布，为1901~1949年黄河在该区沿岸决口泛滥30余次所堆积，堆积厚度2~10m，岩性为黄褐、灰黄色轻粉土、粉砂及亚砂、粉质粘土等。结构疏松，层理发育，有较多的植物根系和虫孔。

全新统现代黄河漫滩冲积层（Qh^{3al}）：分布于黄河大堤内侧，由现代黄河的高漫滩和低漫滩所组成，岩性地表以粉土为主，次为粉砂和粉质粘土，上部以粉砂、淤泥质粉砂为主，次为粉土，下部以粉细砂、中砂为主，间夹粉质粘土，砂层厚度10~20m，结构疏松。从整体而言，漫滩冲积层在垂向上的分布特点是上部漫滩相的细粒结构覆盖在下部河床的粗粒结构之上形成了河流冲积物的“二元结构”。

4.1.6.2 区域水文地质条件

黄河下游平原广泛分布新生代新近系和第四系松散堆积物，松散层中夹有较多的各类砂层，这些砂层构成本区主要含水层，赋存有极为丰富的地下水资源。本区地下水属松散岩类孔隙水，根据含水介质的成因、结构、岩性、埋藏条件、水力特征和地下水开发利用状况等的不同，将本区含水岩组划分为浅层（0-150m）、中深层（150-300m）和深层含水岩组（300-600m）。浅层地下水进一步划分为浅层潜水（0-50m）和浅层承压水（50-150m）。本次工作调查的目的层除最易受污染的浅层潜水外，还包含浅层承压水、中层地下水和深层地下水等濮阳市目前主要的供水开采层位。

（1）浅层含水岩组

主要由全新统及上更新统两个岩组组成，底板埋深120～150m左右。浅层含水岩组分为浅层潜水和浅层微承压水，浅层潜水底板埋深一般50-60m，东部范县、台前一带30-50m，浅层承压水底板埋深120-150m。浅层地下水含水层岩性多为粉砂、细砂和中细砂，在平面上呈带状或片状分布，剖面呈串珠状和层状分布，含水砂层4-8层，单层厚度2-27m，累积厚度40-67.5m。

全区绝大部分为黄河冲积层。由于黄河多次泛滥和改道，构成了上细下粗典型的“二元结构”和粗细相间的“多元结构”的地质特征，平均含砂比为30%～40%，

由于受物属来源和黄河流经时间的长短使主流带和泛流带相间分布，因此在粒度和厚度上存在着明显的差异性，可在主流带粒度稍粗，厚度较大，在泛流带粒度稍细，厚度稍薄。在纵向上，自上游至下游（大致自西南向东北），含水砂层由厚变薄，颗粒由粗变细。

根据单井涌水量大小，浅层地下水统一按5m降深换算涌水量，将区内浅层地下水富水性划分为强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）、富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）、中等富水区（单井涌水量500-1000m^3/d）和弱富水区（单井涌水量＜500m^3/d）。

1）强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）

分布在新习镇附近区域。

2）富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）

从西北向东南，调查区分布有四个条带状富水区，主要为古河道摆动带。分布于清丰县韩村-古城-南乐县城一带，濮阳市王助-皇甫街道-濮阳市区-岳村-六塔-瓦屋头镇一带，新习镇南部-子岸乡北部-鲁河镇-户部寨镇一带和南部、东南部黄河北岸一带。

3）中等富水区（单井涌水量500-1000m^3/d）

主要分布在清丰、南乐西北部，清丰县西南部-清丰县中部-清丰县、南乐县，濮阳县城-清河头-瓦屋头南部区域，庆祖-胡庄-柳屯-濮城-辛庄-杨集区域，马楼打鱼陈一带呈西南东北向为泛流带和边缘带（简称古河道间带），含水层均为粉砂、粉细砂、细砂局部中砂。

4）水量贫乏区（＜500m^3/d）

分布于濮阳县八公-梁庄乡，范县龙王庄乡，分布面积较小。濮阳市浅层水文地质图见附图十四（9-11）。

（2）中层承压含水岩组

主要为下更新统，底板埋深280～300m左右。含水层顶板埋深一般140～150m。含水层岩性以细砂、中砂为主，局部为粗砂。

据单井涌水量大小，统一按15m降深换算涌水量，将区内中层地下水富水性划分为强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）、富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）和中等富水区（单井涌水量500-1000m^3/d）。

1）强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）

分布于王助、皇甫街道、濮阳市区、濮阳县城、岳村、六塔一带和台前县东部一带等区域。

2）富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）

除强富水区域以外的大部分区域。

3）中等富水区（单井涌水量500-1000m^3/d）

零星分布于龙王庄镇等区域。濮阳市中层水文地质图见附图十四（5）。

（3）深层承压含水岩组

深层地下水主要由新近系上部地层组成，含水层顶板埋深290-320m，底板埋深600米左右。含水层岩性主要为中、细砂、粉砂。

据单井涌水量大小，统一按15m降深换算涌水量，将区内中层地下水富水性划分为强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）和富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）。

1）强富水区（单井涌水量3000-5000m^3/d）

分布濮阳县子岸、五星和胡状乡区域。

2）富水区（单井涌水量1000-3000m^3/d）

除强富水区域以外的其他区域。濮阳市深层水文地质图见附图十四（6）。

（4）地下水补径排特征

1）浅层地下水

①补给

本区地下水主要补给源有：大气降水入渗，地表水渗漏，田间灌溉水回渗等。

②径流

受本区地形地貌条件制约，本区地下水总体由南西向北东方向径流，水力坡度3.2‰-0.14‰。同时受开采影响，在濮阳市区、濮阳县北部鲁河乡、清丰县韩村乡、台前县夹河乡形成地下水位降落漏斗，地下水向降落漏斗中心汇流。

③排泄

浅层地下水排泄方式主要有：开采和侧向径流。开采主要是城市工业及生活用水开采和农业灌溉开采。侧向径流主要在东北部，地下水向东、北部径流排泄。

2）中层地下水

中层地下水补给来源主要为上游西南部地下水的侧向径流补给。排泄主要为人工开采和侧向径流排泄。中层地下水整体由西南向东北方向径流，东部范县、台前一带，受开采影响，形成局部地下水低值区。水力坡度一般1.6‰-0.34‰。

3）深层地下水

深层地下水补给来源主要为上游西南部地下水的侧向径流补给。排泄主要为人工开采和侧向径流排泄。深层地下水整体由西南向东北方向径流，受开采影响，局部流向较乱，地下水向开采集中区域径流，水力坡度0.36‰-3.3‰。

（5）含水岩组之间的水力联系

1）浅层和中层地下水之间水力联系

浅层和中层岩组之间，分布有稳定的粉质粘土，厚度6-30m，天然状态下水力联系微弱。但在开采条件下，浅层地下水越流补给中层地下水，根据本次南乐县第二水厂中层地下水非稳定流抽水试验，越流因素B=2542.3。

2）中层和深层地下水水力联系

浅层和中层岩组之间，分布有稳定的粉质粘土，厚度7.5-30m，水力联系微弱。但在开采条件下，浅层地下水越流补给中层地下水，根据本次范县龙王庄镇深层地下水非稳定流抽水试验成果，越流因素B=2147.4。

地下水和地表水水力联系

根据实测地下水流场和地表水水位情况，本区地表水与地下水水力联系密切。区内黄河、金堤河、马颊河、卫河等地表水体水位高于地下水水位，地表水补给地下水。

（6）水化学类型

本区地处黄河冲积平原，地下水运动迟缓，随着由于黄河的多次泛滥和改道，岩性结构复杂，水文地质条件有明显的差异性，加上水文气象等各种因素的影响造成本区地下水化学类型复杂化。区域浅层地下水阳离子主要以Na·Mg、Na·Ca·Mg型为主，阴离子以HCO_3、HCO_3·Cl（Cl·HCO_3）型为主，局部地区为HCO_3·SO_4（SO4·HCO_3）、SO_4·Cl（Cl·SO_4）、HCO_3·SO_4·Cl型。

4.1.6.3 地下水开发利用状况

地下水是本区的主要供水水源地，主要用途为生活饮用、农田灌溉和工业用水。濮阳市共有机电井141935眼，其中规模以上机电井61776眼，占机电井总数的43.5%，现状供水能力达到11.21亿m^3。

农田灌溉井深一般10m～40m，开采浅层地下水。生活饮用水井井深一般120～550m，开采浅层、中层和深层地下水。集中式饮用水源地开采井中，濮阳市中部城区和北部清丰县、南乐县多开采浅层地下水，井深一般80-150m，中层地下水井深

240-290m，少量深层地下水开采井井深400-560m；南部区域濮阳县除李子园井群和台前县马楼水源地开采浅层地下水外，其余均开采深层地下水，井深400-570m，东部范县主要开采深层地下水，井深350-400m，台前县多开采中层地下水，井深一般280-300m。

根据《濮阳市水资源公报》统计数据，2007-2019年地下水开采量6.3319亿-7.524亿m^3，占总供水量的36.80%-47.03%。

4.1.7 调查评价区水文地质条件

4.1.7.1 地层岩性

根据收集的钻孔揭露地层深度，调查评价区地层岩性主要以第四系为主，主要成因为冲积、冲洪积，由老到新分述如下：

（1）中更新统（Qp^1）

粘性土断面粗糙，砂层分选稍差，其成因类型为冰水、湖积相堆积。顶板埋藏在122.06-131.20m，厚度大于11.06m。岩性为亚粘土、粘土及细、中砂。该段地层顶部黄绿色粘土（亚粘土）分布十分稳定，几乎每孔必见，普遍含有豆大的铁、锰质结核富集层。其下则为钙质结核。

（2）中更新统（Qp^2）

以冲积为主，间有洪积和冰水堆积。顶板埋深69.88-88.21m，底板埋深79.00-131.2m，厚度一般1.84-52.19m。主要为一套棕黄、棕红、褐黄色杂有灰绿染的似黄土状亚砂土、亚粘土夹厚度不太大的中细砂、粉细砂层，成因以冲积相为主。普含钙质结核和少量铁锰结核。钻孔可见古土壤层和淋溶淀积层。因受基底构造活动影响，隆起区厚度较坳陷区小、单层薄、色调深。该阶地层粉土质结构明显，角闪石含量剧增，发现有较多的微体古生物化石。

（3）上更新统（Qp^3）

成因主要为黄河冲积、间有冲湖积。顶板埋深24.22-49.22m，底板埋深40.50-88.21m，厚度一般16.28-57.88m。主要为黄河冲积物，其特点是“二元结构”明显，黄土状土发育，分散钙质高，砂层富集。主要为土黄、灰黄色具锈染的粉土、粉质粘土与中细砂、粉细砂互层，含较多小钙核。

（4）全新统（Qh）

堆积物主要为黄土物质经黄河水系搬运而来，受黄河多次改道作用，堆积物交叠分布。顶板埋深0m，底板埋深24.22-49.22m，厚度一般24.22-49.22m。岩性由轻亚砂土、亚砂土、黄土状土、亚粘土与厚层粉细砂、细粉砂组成，构成一个较厚的、具“二元结构”的旋回层。该层富含分散状钙质，不含钙核及铁锰结核，个别地段见有搬运而来的钙质小砾石，圆度较好，粒径1-3cm。调查评价区地质图见附图十四（1）。

4.1.7.2 地下水类型及含水层组划分

调查区地处华北拗陷南部，东濮凹陷东段。随着华北平原的沉降而下降，形成了巨厚的新生界沉积物，一般厚度达1000～1500m，其中第四系厚度在416.6m左右，岩性主要为粉土、粉质粘土、细砂、粉细砂和中细砂，是地下水存储的天然良好场所，地下水类型属松散岩类孔隙水。根据含水介质的成因、结构、岩性、埋藏条件、水力特征等的不同，将区内第四系松散岩类孔隙水含水岩组划分为浅层和中层深层含水岩组。

（1）含水层组的分布特征及富水性

富水性分级和评价是以满足现有开采能力为原则。浅层水采用降深为5m的单井出水量，中深层水采用降深为15m的单井出水量（调查评价区水文地质图和剖面图见附图十四）。

1）浅层水（潜水或微承压水）

浅层水是指埋藏在50m深度以内含水层的地下水。全区均属黄河冲积层，由于黄河多次泛滥和改道，构成了上细下粗典型的“二元结构”和粗细相间的“多元结构”的地质特征，平均含砂比为30%～40％。受物质来源和黄河流经时间长短的因素影响，评价区内主流带和泛流带相间分布，在粒度和厚度上存在着明显的差异性。在主流带粒度稍粗，厚度较大，在泛流带粒度稍细，厚度较薄。在纵向上自上游至下游（即自西南向东北），含水砂层由厚变薄，颗粒由粗变细。本区全新统有两层埋藏比较稳定的含水砂层，第一层较薄，顶板埋深3～9m、底板埋深5～13m、厚2～7m，近年来随着开采强度的增大而逐步疏干；第二层一般厚度大于10m，顶板埋深10～25m，底板埋深40～50m，这一较稳定的含水层就是本区浅层水的主要富集段。根据居民机井（井深50m左右）抽水试验和含水层结构划为水量丰富、水量中等、水量弱三个区，现分述如下：

水量丰富区（1000～3000m^3/d）：其分布于调查评价区内金堤河与黄河之间的决口扇形地上。含水层岩性上游为细砂、细中砂，下游渐变为粉细砂、细砂局部中砂，含水层厚度从上游到下游为20～15m左右，顶板埋深10～20m。单井出水量一般1000～1300m^3/d，最大可达1600～1900m^3/d。该区域一带水位埋深2.2-3.8m左右。水化学类型一般为HCO_3—Mg·Ca·Na型。

水量中等区（500～1000m^3/d）：主要分布在调查评价区内呈西南东北向的缓平洼地和浅平洼地一带。含水层为粉砂、粉细砂、细砂局部中砂，厚度10～15m，局部小于10m。顶板埋深10～20m，部分地区5～10m。单井出水量500～1000m3/d。该区域一带水位埋深1-4.1m左右。水化学类型一般为HCO_3—Ca·Mg型、HCO_3—Ca·Na型。

水量弱区（＜500m^3/d）：主要分布在调查评价区内东南部龙王庄镇附近。含水层为粉砂、粉细砂、细砂，厚度10～20m，局部小于15m。顶板埋深10～20m，部分地区5～10m。单井出水量＜500m^3/d。该区域一带水位埋深1.9m左右。水化学类型一般为HCO_3—Ca·Mg型、HCO_3—Ca·Na型。

2）中深层水（承压水）

中深层水是指50～416.6m深度的地下水，含水层岩性主要为上更新统（Qp^3）、中更新统（Qp^2）以及下更新统（Qp^1）粉细砂、细中砂，现根据埋藏深度和地质时代分述如下：

上更新统（Qp^3）含水层（组）：指50～130m左右深度内的含水层，在全区均有分布，属黄河近代冲积物，物质来源于西南方向。在主流带地段砂层厚30余m，最厚达39m。岩性以细砂、中砂为主，夹有粉细砂透镜体，局部有粗砂。在泛流地带砂层厚度20～30m，薄者10m左右，岩性以细砂、粉细砂为主夹粉砂透镜体，局部可见到中砂。各含水层顶板埋深一般在60～70m，局部80～90m。含水层底板埋深70～100m，最深达132m。

中更新统（Qp^2）含水层（组）：指90～260m深度内的含水层，在全区均有分布，属洪冲积物，另外可能还有冰水的堆积。含水层顶板埋深一般在100～140m，含水层底板埋深200～240m。在主流带含水砂层在40m以上，岩性以细砂、中细砂为主，夹粉细砂透镜体，局部粗砂。在泛流带和泛流与主流的交接地带含水层厚度较薄30～40m，局部小于30m。

下更新统（Qp^1）含水层（组）：指200～416.6m深度内的含水层，在全区普遍分布，属河湖相沉积物，其物质来源于西部和西南部。含水砂层厚20～30m，其岩性为中砂、中细砂和粉细砂，顶板埋深在280～290m。

调查区中深层水含水层顶板埋深60m左右，岩性为中细砂、细中砂，厚度25m左右。按统一降深15m换算的涌水量进行富水性分区，其富水程度为水量丰富区（1000-3000m^3/d）。分布于整个调查评价区范围内。

（2）浅层地下水和中深层地下水的水力联系

从岩性上看，浅层、中深层含水岩组之间分布有连续稳定的粉质粘土和粉土层，该层厚4~35.0m，平均厚度19.0m，透水性弱，为浅层地下水与中深层地下水之间的良好隔水层。

从水位动态上看，浅层地下水受气象要素影响明显；中深层地下水受气象要素影响不明显，主要受开采量影响，呈逐年下降状态。从水位埋深上看，同一地点浅层地下水水位埋深浅、中深层地下水水位埋深深。

综上所述，从岩性、水位动态等分析，调查评价区内浅层水和中深层水之间水力联系不密切。

4.1.7.3 地下水补径排、流场及动态特征

（1）地下水补、径、排特征

1）浅层水地下水补径排特征

补给：浅层地下水位受气象要素影响明显，主要有大气降水入渗、地表水渗漏（金堤河及其它引水、排水渠渗漏），田间灌溉水回渗等。

径流：浅层地下水的径流条件主要是受地形和补给源的控制，区内的地形较为平坦，地下水亦随地形自东南向西北缓慢流动。本次调查区内，浅层地下水由金堤河东南岸及灌溉渠区域向西北部井灌区径流，水力坡度0.59‰-0.66‰。

排泄：浅层地下水排泄方式有人工开采和侧向径流。开采主要是城市工业及生活用水开采和农业灌溉开采。侧向径流主要在东南部，地下水由东南向西北部径流排泄。

2）中深层地下水补径排特征

调查区内浅层和中深层水之间分布有一层厚度为4~35.0m粉质粘土和粉土层，连续稳定，透水性弱，为浅层地下水的良好隔水层，不利于大气降水入渗，故区内中深层地下水主要靠上游地下水的侧向径流补给，以缓慢的速度自西南向东北径流，

主要排泄途径为径流排泄和开采排泄，且以开采排泄为主，地下水位呈逐年下降趋势。

（2）地下水流场特征

1）浅层水地下水流场特征

本次工作分别于2025年3月（枯水期）和2025年7月（丰水期）对调查评价区内的浅层地下水水位进行了监测，具体见表4.1-1，并绘制了浅层地下水枯、丰水期流场图，具体见附图十四（12-13）。

①枯水期流场特征

由枯水期浅层地下水等水位线图可知，调查评价区内地下水由东南向西北径流流动，水力坡度0.59‰左右。枯水期水位埋深2.96-11.85m，水位标高37.32-45.93m。

②丰水期流场特征

由丰水期浅层地下水等水位线图可知，调查评价区内地下水由东南向西北径流流动，水力坡度0.66‰左右。丰水期水位埋深1.60-10.48m，水位标高38.70-47.85m。

表4.1-1　调查评价区水位点统测表

编号	X	Y	高程m	井深m	枯水期		丰水期	
					埋深m	水位m	埋深m	水位m
1#	621993.04	3949506.99	51.63	20	8.50	43.13	7.15	44.48
2#	623556.44	3948878.47	51.98	20	6.05	45.93	4.65	47.33
3#	626094.74	3952434.91	50.17	20	4.84	45.33	3.49	46.68
4#	626092.05	3953719.04	49.69	66	5.64	44.05	4.30	45.39
5#	628618.61	3956307.63	48.51	60	2.96	45.55	1.60	46.91
6#	631906.92	3958749.08	48.46	30	3.37	45.09	2.01	46.45
7#	630557.33	3960368.00	47.85	100	3.71	44.14	2.33	45.52
8#	630366.46	3963692.31	47.26	150	5.63	41.63	4.24	43.02
9#	628175.96	3965425.76	50.28	100	11.39	38.89	10.00	40.28
10#	625972.18	3965428.88	47.47	20	9.59	37.88	8.21	39.26
11#	622849.32	3964566.06	47.64	30	9.39	38.25	8.01	39.63
12#	620761.44	3962319.74	48.87	20	10.36	38.51	8.97	39.90
13#	618709.96	3961333.72	49.74	30	11.85	37.89	10.45	39.29

编号	X	Y	高程m	井深m	枯水期		丰水期	
					埋深m	水位m	埋深m	水位m
14#	616764.67	3960504.07	49.71	30	11.69	38.02	10.29	39.42
15#	616366.81	3957692.72	48.11	20	8.92	39.19	7.51	40.60
17#	619167.98	3953816.84	51.98	30	11.89	40.09	10.48	41.50
18#	619440.78	3952018.05	51.70	100	11.10	40.60	9.70	42.00
16#	619060.23	3956058.27	49.93	30	10.36	39.57	8.94	40.99
19#	620819.44	3952926.36	49.85	30	8.56	41.29	7.15	42.70
20#	622955.20	3955809.77	50.38	100	8.58	41.80	7.18	43.20
21#	622613.26	3957788.46	49.52	80	9.35	40.17	7.95	41.57
22#	620974.36	3959231.00	48.47	30	8.81	39.66	7.39	41.08
23#	622063.78	3959060.39	48.30	40.3	8.35	39.95	6.94	41.36
24#	625167.51	3962520.00	47.52	50	8.61	38.91	7.25	40.27
25#	626687.30	3959372.63	48.56	60	5.40	43.16	4.04	44.52
26#	635004.66	3961860.72	49.88	50	4.78	45.10	3.42	46.46
27#	629254.50	3967554.12	49.55	30	10.66	38.89	9.28	40.27
28#	627085.62	3968403.13	48.16	50	10.84	37.32	9.46	38.70
29#	612769.86	3957190.10	49.07	30	9.86	39.21	8.46	40.61
30#	615880.90	3952079.24	51.79	50	11.85	39.94	10.44	41.35

③浅层地下水与地表河流的水力联系

调查区内的主要地表河流为西北侧的金堤河，由浅层地下水枯、丰水期流场图可知，近河区域枯、丰水期浅层地下水水位标高均低于金堤河河水水位标高，故金堤河河水常年补给地下水，实际调查发现河道淤泥较多，且河岸附近水位与河内水位相差较大，故河流水以下渗的方式补给地下水，与地下水无直接水力联系。由于调查区主要为农田，近金堤河部分区域主要抽取河水灌溉，地下水开采量相对较小，地下水流场受河水位和大气降雨影响显著，丰水期降雨量大，且农田通过河渠灌溉（侧渗补给明显），浅层地下水水位上升明显。调查区除近金堤河地区外，其他区域浅层地下水流场主要受降水和开采影响。

2）中深层地下水流场特征

调查区内中深层水井较少，多为农村安全饮用水井。井深140-455m，取水含水层为埋深60-455m的细砂、粉细砂层，属中深层承压松散岩类孔隙水。由于各井供水人口，开采时间和开采量的差异，造成各深层地下水水位埋深差异较大，水位埋深17.15-41.12m不等。调查区中深层地下水水位的埋深受含水层位置、开采时间、开采量等因素制约。

（3）地下水动态特征

1）浅层地下水动态特征

地下水的动态变化是指地下水位受自然因素和人为因素二者影响随时间发生变化的规律性，根据区内的气象、水文、人工开采等因素，区内浅层地下水动态类型可分为气象—开采型和气象—水文型等两种类型。

①气象—开采型

主要分布在远黄河地区，水位埋深大，开采量大，年内动态特征为：4-5月份为玉米春灌期、开采量大，降雨量小，地下水位受其影响年内最低；7-8月份降雨量大（7月降雨量261mm），地下水位开始回升，逐渐达到年内的最高值；8月份后降雨量减少，玉米灌浆灌溉开始，地下水位下降明显；之后地下水位开始稳定，且慢慢呈下降趋势。

②气象—水文型

分布在调查区西北部近金堤河地区，地下水位受降水、河水位影响较大。4、6月份降雨较少，为地下水枯水期，地下水水位较低；7月份降水量大，且金堤河水位上涨，地下水水位也达到年内的最高值；汛期过后，河水位下降，降雨量减小，地下水位也随之下降。

2）中深层地下水动态特征

调查评价区内中深层含水层和浅层含水层之间有一个相对稳定的隔水层，二者存在一定的水头差，水力联系较微弱。所以，中深层地下水动态变化基本不直接受地表水位、气象等因素影响，而主要与人工开采有关，故动态类型一般为“径流-开采型”。

4.1.7.4 地下水开发利用现状

（1）生活饮用开采地下水现状

调查评价区内乡镇集中式饮用水开采点共5处，井深为120～416.6m，开采层位为50～400m之间的中细砂、粉细砂层含水层，类型为承压水，开采量约16929m^3/d。

（2）农业开采地下水现状

调查评价区位于黄河冲积平原区，地下水开发利用程度较高，灌溉井密度约2～4眼/km^2，井深30-50m。主要农作物为小麦和玉米。根据《农业与农村生活用水定额》（DB41/T958-2020），在灌溉保证率75%的情况下，豫北平原区小麦灌溉定额155m^3/亩，玉米灌溉定额127m^3/亩，调查评价区小麦、玉米灌溉面积约13.60km^2（约9066.71亩），则农业用水年开采量约255.68万m^3。

（3）工业开采地下水现状

调查区评价区内工业开采井主要为河南丰利石化有限公司的1眼自备井，井深为500m，开采层位为50～500m之间的中细砂、粉细砂层含水层，类型为深层承压水。

4.1.7.5 地下水水源地保护区的设置

（1）县级中式饮用水水源保护区划

根据河南省人民政府办公厅豫政办〔2013〕107号“关于印发河南省县级集中式饮用水水源保护区划的通知”，范县供水水源主要为地下水，其中：

1）范县新城区地下水井群（共8眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围南至板桥路的区域（4号、11号取水井），9～10号井群外包线内及外围30米的区域，5～8号取水井外围30米的区域。

2）范县老城区地下水井群（共2眼井）

一级保护区范围：取水井外围30米的区域。

二级保护区范围：一级保护区外，取水井外围330米外公切线所包含的区域。

（2）乡镇集中式饮用水水源保护区划

根据河南省人民政府办公厅豫政办〔2016〕23号文件“关于印发河南省乡镇集中式饮用水水源保护区划的通知”，范县各乡镇供水水源主要为地下水，其中：

1）范县濮城镇地下水井群（共5眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东24米、西20米、南20米、北22米的区域（1、2号取水井），3～5号取水井外围30米的区域。

2）范县辛庄乡地下水井（共1眼井）

一级保护区范围：取水井外围30米的区域。

二级保护区范围：一级保护区外，取水井外围330米、南至307省道所包含的区域。

3）范县杨集乡地下水井群（共2眼井）

一级保护区范围：水厂厂区。

4）范县陈庄乡地下水井群（共3眼井）

一级保护区范围：取水井外围30米的区域。

5）范县白衣阁乡地下水井群（共2眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东22米、西24米、北22米的区域。

6）范县王楼乡地下水井群（共2眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东22米、西20米、北14米的区域。

7）范县颜村铺乡地下水井（共1眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东13米、西6米、南8米、北15米的区域。

8）范县龙王庄镇地下水井（共1眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东20米、南24米、北12米的区域。

9）范县陆集乡地下水井（共1眼井）

一级保护区范围：取水井外围30米的区域。

10）范县张庄乡地下水井（共1眼井）

一级保护区范围：取水井外围30米的区域。

11）范县高码头镇地下水井群（共2眼井）

一级保护区范围：水厂厂区及外围东22米、西13米、南23米、北25米的区域。

距离本项目距离最近的为北侧490m的王楼乡集中式饮用水源地（乡镇级），不在其保护区范围内。

4.1.7.6 环境水文地质问题

本区主要的环境水文地质问题为原生劣质水。

（1）浅层原生劣质水

据《区域水文地质调查报告郓城幅（河南部分）》（河南省地矿局水文一队，1982年12月），在金堤与黄河大堤之间为西汉时期黄河古道与近代黄河古道的交接地带，岩性颗粒细，结构复杂，地形平坦、地下水径流迟缓。由于黄河侧渗补给地下水使水位埋深较浅，加之区域上的蒸发浓缩作用和离子交替吸附作用，使该区域浅层地下水水化类型较为复杂，从西南向东北方向由HCO_3-Na·Ca型逐渐转变为HCO_3·Cl·SO_4-Na·Ca·Mg型、Cl·HCO_3·SO_4-Na型和Cl·SO_4-Na·Mg型水，调查区内总硬度、氯离子、硫酸根和氟离子均超过饮用水卫生标准。

（2）中深层原生劣质水

据《区域水文地质调查报告郓城幅（河南部分）》（河南省地矿局水文一队，1982年12月），本区最主要的地下水类型为重碳酸型、重碳酸硫酸型水，为矿化度<1g/L的淡水，分布在鲁家河-六塔-琉璃井一带，面积641.2km^2；其次为重碳酸硫酸氯化物水，为矿化度1-3g/L的微咸水，分布在十五里铺-蒲城一带，分布面积271.32km^2；此外，为硫酸氯化物型水，为矿化度1-3g/L的微咸水，分布在胡干城-柳家集-清丰县城一带，分布面积156.52km^2，硫酸根离子、氯离子和总硬度均超过饮用水卫生标准。

4.1.8 场地水文地质特征

4.1.8.1 场地水文地质勘察

（1）钻探工作布置

本次水文地质勘察依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的工作布置要求，在水文地质调查的基础上，结合场地地形地貌、分布位置以及周边已有水井地层资料等情况进行分析。水文地质孔分布位置见附图十四（14）。

（2）地层岩性特征

根据场地内已有水文地质勘察资料和钻孔柱状图资料，场地内勘探结果60m-65m以浅范围内地层为第四系全新统和上更新统冲积物，场地内地层岩性主要由粉土、粉质粘土、细砂和中砂组成。根据地基土物理性质和工程特性差异，现将各土层的土性特征由新至老分别描述如下：

层①粉土（Qh）：黄褐色，偶见黑色铁锰质氧化斑点，局部夹薄层粉质粘土，上部0.4-0.5m为耕植土。层厚9.52-24.22m。该层在场地内均有分布。

层①1粉质粘土（Qh）：黄褐色，偶见黑色铁锰质氧化斑点，局部夹薄层粉质粘土，上部0.4-0.5m为耕植土。层厚约4.85m。该层在粉土层中呈透镜体分布。

层②中、细砂（Qh）：灰褐色、黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层中砂。层厚17.40-23.90m。该层在场地内均有分布。

层②1粉土（Qh）：黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。层厚约8.5m。该层在砂层中分布不连续，主要分布在东北位置。

层②2粉质粘土（Qh）：黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核，局部夹薄层粉土。层厚约2.15m。该层在砂层中分布不连续，主要分布在东南位置。

层③中、细砂（Qp^3）：灰褐色、黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片。层厚11.73-13.87m。该层在场地内均有分布。

层③1粉土（Qp^3）：黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。层厚2.57-18.83m。该层在砂层中分布不连续。

层③粉质粘土（Qp^3）：黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。层厚约5.71m。该层在砂层中分布不连续。

层④粉质粘土（Qp^3）：黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。局部夹薄层粉质粘土。层厚5.79-23.08m。该层在砂层中分布不连续。

层④1粉土（Qp^3）：黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。层厚3.07-26.49m。该层在砂层中分布不连续。

部分典型水文地质孔井柱状见图4.1-2至图4.1-4。

工程名称	濮阳丰利						
工程编号	濮阳丰利			钻孔编号	ZK3		
孔口高程(m)	48.93	坐标	X =351531.78	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)	127.00		Y =3958462.11	竣工日期		测量水位日期	

地层编号	时代成因	层底高程 (m)	层底深度 (m)	分层厚度 (m)	柱状图 1:400	岩土名称及其特征	附 注
①		39.430	9.50	9.50		粉土:黄褐色，偶见黑色铁锰质氧化斑点，局部夹薄层粉质粘土，上部0.5m为耕植土。	
②	Q_h	15.530	33.40	23.90		细砂:灰褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层中砂。	
③		6.130	42.80	9.40		中砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层细砂。	
④		3.930	45.00	2.20		粉土:黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。局部夹薄层粉质粘土	
$④_1$		2.830	46.10	1.10		粉质粘土:黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。局部夹薄层粉质粘土	
⑤	Q_p^3	-7.270	56.20	10.10		细砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见钙质结核。	
⑥		-16.070	65.00	8.80		粉质粘土:黄褐色，硬塑-坚硬，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核	

图4.1-2　ZK3钻孔柱状图

工程名称	濮阳丰利						
工程编号	濮阳丰利			钻孔编号	ZK5		
孔口高程(m)	49.18	坐标	X =351357.26	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)	127.00		Y =3958699.30	竣工日期		测量水位日期	

地层编号	时代成因	层底高程 (m)	层底深度 (m)	分层厚度 (m)	柱状图 1:350	岩土名称及其特征	附 注
①	Q_h	39.280	9.90	9.90		粉土:黄褐色，偶见黑色铁锰质氧化斑点，局部夹薄层粉质粘土，上部0.5m为耕植土。	
②		16.080	33.10	23.20		细砂:灰褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层中砂。	
③		7.280	41.90	8.80		中砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层细砂。	
④		5.580	43.60	1.70		粉土:黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。	
④1		1.980	47.20	3.60		粉质粘土:黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核，局部夹薄层粉土。	
⑤		-6.620	55.80	8.60		细砂：黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见钙质结核。	
⑥	Q_p^3	-10.820	60.00	4.20		粉质粘土：黄褐色，硬塑-坚硬，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。	

图4.1-3　ZK5钻孔柱状图

工程名称	濮阳丰利						
工程编号	濮阳丰利			钻孔编号	ZK6		
孔口高程(m)	49.37	坐标	X =350640.91	开工日期		稳定水位深度(m)	
孔口直径(mm)	127.00		Y =3958854.05	竣工日期		测量水位日期	

地层编号	时代成因	层底高程(m)	层底深度(m)	分层厚度(m)	柱状图 1:350	岩土名称及其特征	附注
①	Q_h	38.070	11.30	11.30		粉土:黄褐色，偶见黑色铁锰质氧化斑点，局部夹薄层粉质粘土，上部0.4m为耕植土。	
②		20.270	29.10	17.80		细砂:灰褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层中砂。	
③		15.870	33.50	4.40		中砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层细砂。	
$③_1$		9.170	40.20	6.70		粉质粘土:黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核，局部夹薄层粉土。	
③		5.470	42.90	2.70		中砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见蜗牛壳，局部夹薄层细砂。	
④		0.570	48.80	5.90		粉土:黄褐色，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。局部夹薄层粉质粘土。	
⑤		-5.730	55.10	6.30		细砂:黄褐色，主要矿物成分为石英、长石，含有零星云母碎片，偶见钙质结核。	
⑥	Q_p^3	-10.630	60.00	4.90		粉质粘土:黄褐色，硬塑-坚硬，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。	

图4.1-4　ZK6钻孔柱状图

4.1.8.2 场地水文地质特征

由场地水文地质图和场地水文地质剖面图，见附图十四（15），可知，场地及周边浅层地下水属松散岩类孔隙水，类型为潜水，主要含水介质为细砂和中砂，场

地内分布连续、稳定，由北向南逐渐变厚，层厚13～36m，层底埋深6.5～48.7m。根据现场228井和P41水井抽水试验结果，含水层渗透性系数为8.50~17.05m/d，抽水影响半径102.45~105.58m，降深2.67~2.90m单井涌水量为840.2~1015.2m^3/d，换算为5m降深单井涌水量为1448.6~1901.1m^3/d，属水量丰富区。

场地及周边浅层地下水主要补给来源为大气降水补给、河流侧渗和灌溉回渗补给，主要排泄途径为人工开采和侧向径流，由东南向西北径流，水力坡度为0.59~0.64‰，水化学类型以HCO_3-Na•Ca型水为主。场地地下水动态受大气降水、人工开采等因素影响，属“气象-开采型”，其特点是水位动态变化较大，除受气象因素制约外，尚受人工开采影响。高水位期与降水时间相吻合，低水位期出现于3～5月份，7～9月份水位较高，最高水位相对雨季滞后1～2个月。本次水文统测期间，2025年3月水位埋深2.96-11.85m，2025年7月水位埋深1.60-10.48m，年水位平均变幅1.34～1.42m。

4.1.8.3 包气带的分布及特征

据本次收集水文地质成果，场地周边浅表部岩性以粉土为主，层厚2.45~5.25m，平均厚度3.85m。据收集的渗水试验资料，粉土包气带垂向平均渗透系数为8.83×10^{-5}cm/s。综合判定，场地内浅表部包气带防污性能为“中”。

4.1.8.4 水文地质试验

（1）包气带渗水实验

通过收集的钻探资料分析包气带岩性、厚度和连续性特征，本次通过2组试坑渗水试验测试包气带渗透性能，综合分析包气带的天然防渗性能，为场地地下水污染防治措施的设计提供参数依据。

1）试验点位置

为了查明场地包气带渗透性能，本次在场地附近进行了2组双环渗水试验，具体位置见附图十四（18）。

2）气带岩性特征

收集的各渗水试验点情况见表4.1-2。

表4.1-2　　试坑渗水试验点基本情况表

编号	试验点位置	坐标		包气带岩性特征
		X	Y	
SS1	濮城	622962.281	3955838.392	粉土
SS2	五零村	625372.996	3953818.645	粉土

3）试验方法

①设备的安装

1.选定试验位置，开挖至试验目的层土后再下挖一个30cm的渗水试坑，清平坑底；

2.将直径分别为25cm和50cm的两个试环按同心圆状压入坑底，深约5～8cm，确保试环周边不漏水；

3.在内环及内、外环之间铺2cm厚的粒径5～8mm的粒料作缓冲层。

②试验步骤

1.同时向内环和内、外环之间渗水，保持环内水柱高度均在10cm左右，开始进行内环注入流量量测；

2.开始每隔5min量测一次渗水量，连续量测5次；之后每隔15min量测一次，连续量测2次；以后每隔30min量测一次并持续量测多次；

3.第n次和第n-1次渗水量之差小于第n+1次渗水量的10%，试验结束；

4.用洛阳铲探明渗水实验的渗入深度。

4）参数计算

试坑双环渗水试验按下列公式计算试验层的渗透系数：

$$K=\frac{16.67QZ}{F(H+Z+0.5H_a)}$$

式中　K---试验土层渗透系数，cm/s；

Q---内环最后一次渗水量，L/min；

F---内环底面积，cm^2。

H---试验水头，cm；

Ha---试验土层毛细上升高度，cm，取经验值；

Z---渗水实验的渗入深度，cm。

5）试验结果

场地包气带双环渗水试验计算成果数据见表4.1-3。

表4.1-3　　试坑双环渗水试验成果计算表

试验编号	F（cm^2）	H（cm）	Z（cm）	Ha（cm）	Q（L/min）	K（cm/s）	
						计算值	平均值
SS1	490.625	10	41.1	100	6.50×10^{-3}	8.98×10^{-5}	8.83×10^{-5}
SS2			40.6	100	6.33×10^{-3}	8.68×10^{-5}	

（2）抽水试验

1）试验位置

为了求取场地浅层和中深层地下水含水层的渗透系数，本次工作收集了5组抽水试验，浅层抽水井编号分别为228井、P41井和213井；中深层抽水井编号分别为299井和220井，具体位置见附图十四（18）。同时，了解各抽水井的地层结构、含水层厚度等参数。

2）试验过程

根据各井地层结构和成井深度，各抽水井均可视为潜水完整井，收集的抽水试验采用单孔稳定流抽水，各井的抽水时间、出水量和降深等成果见表4.1-3。

3）试验结果

本次收集的抽水试验为单孔稳定流抽水试验，可采用潜水完整井Dupuit公式求取水文地质参数：

$$K=\frac{0.732Q}{(2H-S)S}\ln\frac{R}{r}$$

$$R=2S\sqrt{HK}$$

式中：K—含水层渗透系数（m/d）；

Q—抽水井流量（m^3/d）；

S—抽水井中水位降深（m）；

H—承压含水层厚度（m）；

R—影响半径（m）；

r—抽水井半径（m）。

表4.1-4　单孔稳定流抽水试验成果表

孔号	井深（m）	井半径（m）	涌水量（m^3/d）	含水层厚度（m）	降深（m）	抽水稳定时间（h）	渗透系数（m/d）	影响半径（m）
228	79.0	0.2	840.2	18.3	2.90	16	17.05	102.45
P41	60.0	0.2	1015.2	46.0	2.67	16	8.50	105.58
213	64.0	0.2	1019.3	27.1	5.80	16	7.77	168.38
299	307.6	0.5	933.6	70.0	7.4	24	1.49	90.28
220	357.3	0.5	986.4	81.0	6.2	24	1.58	77.83

由表4.1-4可知，场地周边浅层地下水含水层渗透系数为7.77～17.05m/d，影响半径为102.45～168.38m；浅层地下水含水层渗透系数为1.49～1.58m/d，影响半径为77.83～90.28m。

4.1.9 土壤及植被

（1）土壤类型

濮阳县土地总面积205.36万亩，其中耕地135.96万亩（基本农田面积113.68万亩），园地0.07万亩，林地8.21万亩，草地1.12万亩，城镇村及工矿用地31.21万亩，交通运输用地3.78万亩，水域及水利设施用地22.33万亩，其他用地1.12万亩。其基本特征是：地势平坦、土层深厚，便于开发利用，垦殖率较高，但人均占有量小，后备资源十分贫乏。土壤类型以潮土为主，占全市土地面积的97.2%。潮土耕性良好，适合栽种多种作物，是农业生产的理想土壤。

范县土壤包括潮土和水稻土两个类型。潮土类分为黄潮土亚类，盐化潮土亚类、褐土化潮土类3个亚类，面积共427.04km^2，占全县土壤总面积的95.32%；水稻土类只有一个潜育型水稻土亚类和一个潮土性潜育型水稻土土属，面积共21.13km^2，占全县土壤总面积的4.68%，分布在背河洼地。

（2）植被

境内生存植物除农作物外，尚有118科381属1200余种。其中，蕨类植物3科3属6种，裸子植物3科13属75种，被子植物112科365属1120余种，引进驯化植物达630种。全市植被组成成分丰富，孑遗、稀有植物较多，而以禾本科、豆科、菊科、蔷薇科、茄科、十字花科、百合科、杨柳科、伞形科、锦葵科、石蒜科、玄参科、仙人掌科、毛茛科、苋科、石竹科、莎草科为主，多属暖温带植被。濮阳天然林木甚少，基本

为人造林，主要分布在黄河故道及背河洼地。优质用材林树种主要有毛白杨、三倍体毛白杨、速生杨108、加拿大杨、枫杨、榆、柳、泡桐、椿、槐等。经济林树种主要有红枣、苹果、桃、杏、梨、葡萄、柿、山楂、核桃、花椒等。

濮阳地处冲积平原，是农业开发最早的地区之一。主要栽培植物为粮食作物，如小麦、玉米、水稻、红薯等，其中小麦种植面积和产量均在全省占有重要位置，为全国商品粮基地之一。蔬菜种类有12大类100多个品种，种植较多的有白菜、西红柿、葱、蒜、韭菜、辣椒、萝卜、黄瓜、茄子、马铃薯、豆角、姜、藕、菠菜、芥菜、冬瓜、南瓜等。近年来引进蔬菜新品种20多个，如芥兰、西兰花、生菜、荷兰豆、木耳菜、苔菜、佛手瓜、金光西葫芦、樱桃番茄、甜椒等。本项目所在区域无国家重点保护动植物种类。

4.2 环境保护目标调查

4.2.1 行政区划和人口

濮阳县，河南省濮阳市辖县，位于河南省东北部，黄河下游北岸，东及东南部与山东省菏泽市鄄城县、牡丹区、东明县隔河相望；东和东北部与范县及山东省莘县毗邻；北部与濮阳市华龙区、清丰县相连，西和西南部与内黄县、滑县、长垣县交界，属暖温带大陆性季风气候，总面积1382平方千米，濮阳县辖12个镇、8个乡，常住人口94.73万人，城镇化率44.49%。

范县，隶属河南省濮阳市，位于黄河下游、河南省东北部，濮阳市东部。东接台前县，西邻濮阳县，南与山东省菏泽市鄄城县、郓城县隔黄河相望，北依金堤和山东省聊城市莘县接壤，属暖温带大陆性季风气候，地势自西南向东北逐渐降低，总面积617平方千米，范县下辖9个镇、3个乡，常住人口44.58万人。

4.2.2 文物保护

本项目评价范围内无名胜古迹、地质遗迹、自然保护区等国家级及自治区级文物保护单位。

4.2.3 环境保护目标

经调查，本次评价范围内无名胜古迹、地质遗迹、自然保护区等国家级及省级文物保护单位，也无自然保护区、水源地等环境保护目标，具体详见1.9章节。

4.3 环境质量现状调查与评价

4.3.1 环境空气

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中6.2.1.1要求“项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论”以及6.2.1.3规定“评价范围内没有环境空气质量监测网数据或公开发布的环境空气质量现状数据的，可选择符合HJ664规定，并且与评价范围地理位置邻近，地形、气候条件相近的环境空气质量城市点或区域点监测数据”。

4.3.1.1 区域达标情况判定

（1）常规因子环境空气质量

根据大气功能区划分，项目所在地为二类功能区，环境空气质量执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。本次评价收集了濮阳市2024年环境空气污染物SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3全年监测数据，对项目所在区域环境现状进行达标判断，详见表4.3-1。

表4.3-1 基本污染物环境质量现状评价表

污染物	年度评价指标	现状浓度/（μg/m³）	评价标准/（μg/m³）	占标率/%	超标倍数	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	7	60	12	0	达标
NO_2	年平均质量浓度	22	40	55	0	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	77	70	110	0.1	超标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	47	35	134	0.34	超标
CO	第95百分位数24h平均浓度	1100	4000	28	0	达标
O_3	第90百分位数8h平均浓度	167	160	104	0.04	超标

由上表可知，2024年濮阳市环境空气中的PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3均出现超标，超标倍数分别为0.1、0.34、0.04，项目所在区域为环境空气质量不达标区。

（2）区域环境空气污染消减措施

根据《濮阳市2025年蓝天保卫战实施方案》，采取如下措施：（1）持续推进产业结构优化调整；（2）深入推进能源结构调整；（3）持续加强交通运输结构调整；

（4）强化面源污染治理；（5）推进工业企业综合治理；（6）加快挥发性有机物治理；（7）强化区域联防联控；（8）强化大气环境治理能力建设。待以上大气污染防治计划逐步实施后，濮阳市环境空气质量将得到持续改善。

4.3.1.2 现状调查和监测

本次评价对项目区域的TSP和非甲烷总烃进行了实测，监测单位为郑州德析检测技术有限公司，监测时间为2025年7月2日～7月8日，共设置监测点位2个，监测点位均在油田范围内。

（1）监测布点

各监测点布设位置见附图九，监测点位具体情况见表4.3-2。

表4.3-2　环境空气监测点位布置情况

序号	监测点位		监测因子	经纬度
G1	杨庄村	濮1-410北侧	TSP、非甲烷总烃	E115°24'36.6176"，N35°48'04.4743"
G2	肖楼村	V31-19北侧	TSP、非甲烷总烃	E115°19'29.8308"，N35°45'54.0631"

（2）监测因子

TSP、非甲烷总烃。

（3）监测时间和频次

TSP连续监测7天，每天监测24h。非甲烷总烃连续监测7天，每天监测4次（02、08、14、20时），每小时至少有45min的采样时间。

（4）监测方法

采样方法按相关国家规范执行，监测分析方法按《环境空气质量标准》（GB3095-2012）的要求进行，本次环境空气委托监测分析方法及检出限见附件九。

4.3.1.3 环境空气质量现状评价

（1）评价标准

本项目评价采用的环境质量标准见表1.5-1。

（2）评价方法

环境现状监测结果采用单项污染指数法对评价区大气环境现状进行评价。

$$P_i=C_i/S_i$$

式中：P_i——污染物i的污染指数；

C_i——污染物i的实测浓度值；

S_i——污染物i的标准浓度限值。

评价参数单项污染指数大于1，表明该参数浓度超过环境标准浓度值。

（3）监测结果

本项目大气环境质量现状监测结果见表4.3-3，监测报告见附件九。

表4.3-3　现状监测结果一览表

监测点位	监测因子	测值范围/（mg/m³）	标准限值/（mg/m³）	最大浓度占标率/%	超标率/%	达标情况
杨庄村	非甲烷总烃	0.50~0.94	2	47	0	达标
	TSP	0.067~0.257	0.3	85.67	0	达标
肖楼村	非甲烷总烃	0.6~1	2	50	0	达标
	TSP	0.066~0.183	0.3	61	0	达标

（4）监测结果评价

由上表可以看出，非甲烷总烃满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录D中2000μg/m³的限值要求、TSP满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。

综上，监测期间评价区内环境空气质量良好。

4.3.1.4 近五年环境质量监测数据

据濮阳市生态环境局公布的濮阳市环境质量概要，项目区域5年基本污染物环境质量现状情况见下表。

表4.3-4　5年基本污染物环境质量现状评价表　单位：μg/m³

污染物	年度评价指标	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	评价标准
PM_{10}	年平均质量浓度	99	58	94.5	74	74	70
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	63	87	52.5	51	50	35
SO_2	年平均质量浓度	12	10	8.5	9	8	60
NO_2	年平均质量浓度	34	30	27.5	25	24	40
O_3	第90百分位数8h平均浓度	109	104	165.8	158	168	160
CO	第95百分位数24h平	1000	800	1300	1200	1000	4000

污染物	年度评价指标	2019年	2020年	2021年	2022年	2023年	评价标准
	均浓度						

4.3.2 地表水环境

濮城采油厂勘探开发建设的过程中产生的废水全部回注，不外排。本次地表水环境质量现状调查针对本项目建设区域内的主要纳污水体金堤河水质情况进行评价。根据水体功能区划，金堤河为Ⅳ类水体，执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类标准。

金堤河子路堤桥断面位于采油厂开采区下游，是金堤河流出采油厂开采区后的第一个常规监测断面，采用濮阳市生态环境保护局公布的金堤河子路堤桥断面2024年1月-12月的常规监测数据，见表4.3-5。

表4.3-5　2024年1月-12月地表水现状监测数据统计情况

时间	高锰酸盐指数（mg/L）	氨氮（mg/L）	总磷（mg/L）
2024年1月	8.2	1.08	0.171
2024年2月	8.8	1.7	0.139
2024年3月	8.0	1.32	0.088
2024年4月	7.1	0.35	0.125
2024年5月	8.6	0.31	0.159
2024年6月	4.9	0.15	0.109
2024年7月	6.8	0.34	0.189
2024年8月	7.1	0.25	0.214
2024年9月	5.6	0.13	0.124
2024年10月	5.0	0.34	0.098
2024年11月	4.2	0.45	0.066
2024年12月	5.7	0.32	0.051
标准值	10	1.5	0.3

由上表可知，2024年1月~2024年12月期间，一支渠（金提河子路堤桥）监测断面高锰酸盐指数、总磷均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类水体

标准要求。2024年2月氨氮浓度最大值超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中IV类水质要求，超标率为13%。超标原因是农村生活污水、农业面源的污染严重，上游及支流来水水质不稳定，且断面上游接纳濮阳市第三污水处理厂处理后的尾水，内源污染呈加重趋势，局部河段泥位较深，一支渠及其支流沿岸存在规模化养殖，天然径流匮乏，污净比较高，因此水质情况较差。为进一步改善区域水环境，濮阳市生态环境保护委员会办公室发布《濮阳市2024年碧水保卫战实施方案的通知》（濮环委办〔2024〕11号），通过采取一系列措施后，区域地表水环境质量将逐渐好转，且本项目废水不外排，不会影响地表水环境质量。因此，评价区域内地表水环境质量现状较好，且本项目废水不外排，不会影响地表水环境质量。

4.3.3 地下水环境

4.3.3.1 监测点布设

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，监测点位主要布设在建设项目场地、周围环境敏感点、地下水污染源以及对于确定边界条件有控制意义的地点；监测层位应包括潜水含水层、可能受建设项目影响且具有饮用水开发利用价值的含水层；一般情况下，地下水水位监测点数以不小于相应评价级别地下水水质监测点数的2倍为宜。对于监测点数量：“一级评价项目潜水含水层的水质监测点应不少于7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3-5个。原则上建设项目场地上游和两侧的地下 水水质监测点均不得少于1个，建设项目场地及其下游影响区的地下水水质监测 点不得少于3个”；对于监测频次：项目评价等级为一级，按照导则中“表4地下水环境现状监测频率参照表”，对水质进行一期监测。

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求，涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求。

为掌握调查评价区地下水水质现状及地下水流场情况，根据评价工作等级、建设项目布局、水文地质条件等因素，本次地下水环境质量现状评价从项目整体角度出发，采用资料收集及现状监测相结合的方法开展工作。

2025年7月1日～7月9日，郑州德析检测技术有限公司对项目范围内水质及水位进行了一期检测，共选取17个地下水监测点（其中10个水质监测点同时监测水位，另外7个监测点只监测水位），监测报告见附件九。

综上，本次评价优化调整地下水环境现状监测点布设；共选取了10个水质监测点，7个水位监测点；监测层位应包括潜水含水层和其他受影响的层位；本项目涉及两个以上井场、站场，整体数量满足一级评价监测点数要求，因此本次地下水环境质量现状评价监测点数量及布点原则满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ 349-2023）要求。

本项目地下水现状监测点位表见表4.3-6和附图九。

表4.3-6 地下水现状监测点位表

序号	信息	监测项目	监测因子
W1	潜层水	水质、水位	pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、钡、石油类、K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^- 同时记录井深
W2	潜层水	水质、水位	
W3	潜层水	水质、水位	
W4	潜层水	水质、水位	
W5	潜层水	水质、水位	
W6	潜层水	水质、水位	
W7	潜层水	水质、水位	
W8	承压水	水质、水位	
W9	承压水	水质、水位	
W10	承压水	水质、水位	
WS1	南楼村潜层水	水位	同时记录井深
WS2	左枣林村潜层水	水位	
WS3	李拐村潜层水	水位	
WS4	户部寨镇潜层水	水位	
WS5	马庄村潜层水	水位	
WS6	前李海村潜层水	水位	
WS7	张牙头村潜层水	水位	

4.3.3.2 监测项目及分析方法

（1）监测因子及频次

本项目地下水现状监测因子包括：pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、硫化物、钡、石油类、K^+、Na^+、Ca_2+、Mg_2^+、CO_3^{2-}、HCO_3^-，共计30项。

水位：井口坐标、井口标高、水位埋深、井深。

（2）采样频次

各点位水质及水位均采样1次进行监测。

（3）分析方法

地下水监测项目分析方法及检出限见附件九。

4.3.3.3 监测结果及评价

（1）监测结果

本项目实测的地下水水质监测结果见表4.3-7。

表4.3-7（1） 地下水水质监测结果统计表

监测点位	W1潜层水	W2潜层水	W3潜层水	W4潜层水	W5潜层水	标准限值	达标情况
坐标	E115°24'38.6303"，N35°43'13.8440"	E115°19'33.4814"，N35°42'01.1213"	E115°26'36.1802"，N35°47'29.3821"	E115°20'56.2055"，N35°46'27.4279"	E115°22'05.2634"，N35°48'03.5193"	/	/
检测项目采样日期及结果	2025-07-03	2025-07-03	2025-07-02	2025-07-02	2025-07-02	/	/
©井深（m）	45	35	40	50	40	/	/
©水位（m）	40	39	38	33	35	/	/
水温（℃）	18.7	17.6	19.2	19.5	18.7	/	/
©样品描述	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	/	/
硫化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.02	达标

监测点位	W1潜层水	W2潜层水	W3潜层水	W4潜层水	W5潜层水	标准限值	达标情况
石油类（mg/L）	0.04	0.03	0.04	0.02	0.02	0.05	达标
pH值（无量纲）	8.0	8.4	8.3	7.9	7.9	6.5-8.5	达标
重碳酸盐碱度（mg/L）	496	475	951	396	652	/	达标
亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	ND	3×10^{-3}	ND	0.010	0.040	1.00	达标
碳酸盐碱度（mg/L）	0	0	0	0	0	/	达标
钾（mg/L）	0.34	0.51	0.51	0.69	2.64	/	达标
钠（mg/L）	97.3	69.3	78.6	73.9	60.9	200	达标
*总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	2	2	未检出	2	3.0	达标
*菌落总数（CFU/mL）	25	39	75	58	86	100	达标
镉（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.005	达标
铬（六价）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.05	达标
铅（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.01	达标
氰化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.05	达标
氟化物（mg/L）	**3.51**	0.747	**1.81**	0.572	0.501	1.0	超标
硝酸盐（以N计）（mg/L）	ND	1.11	ND	4.42	0.961	20.0	达标
氨氮（以N计）（mg/L）	0.078	0.059	0.086	0.059	0.156	0.5	达标

监测点位	W1潜层水	W2潜层水	W3潜层水	W4潜层水	W5潜层水	标准限值	达标情况
氯化物（mg/L）	176	208	187	197	128	250	达标
挥发酚类（以苯酚计）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.002	达标
硫酸盐（mg/L）	136	32.9	206	168	90.3	250	达标
溶解性总固体（mg/L）	889	716	857	1.08×10^3	1.01×10^3	1000	超标
高锰酸盐指数（以O_2计）（mg/L）	0.72	0.73	0.60	1.07	1.81	3.0	达标
硫酸根（mg/L）	135	34.5	204	175	92.5	250	达标
镁（mg/L）	80.7	71.4	156	81.8	102	/	达标
氯离子（mg/L）	172	205	190	201	131	250	达标
钙（mg/L）	45.1	60.1	142	79.3	44.5	/	达标
总硬度（以$CaCO_3$计）（mg/L）	445	444	**995**	**535**	**533**	450	超标
锰（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.1	达标
铁（mg/L）	ND	ND	0.27	ND	ND	0.3	达标
钡（μg/L）	17.4	215	20.6	182	334	700	达标
砷（μg/L）	ND	0.4	1.7	0.7	6.6	10	达标
汞（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	1	达标

续表4.3-7（2） 地下水水质监测结果统计表

监测点位	W6潜层水	W7潜层水	W8承压水	W9承压水	W10承压水	标准限值	达标情况
坐标	E115°23'24.3050"，N35°45'41.8852"	E115°21'35.9526"，N35°39'38.8349"	E115°23'01.9777"，N35°43'00.2747"	E115°24'30.7369"，N35°46'50.7647"	E115°21'24.2008"，N35°47'47.7669"	/	/
检测项目采样日期及结果	2025-07-02	2025-07-03	2025-07-03	2025-07-02	2025-07-02	/	/
©井深（m）	45	40	30	45	40	/	/
©水位（m）	36	38	38	36	36	/	/
水温（℃）	16.4	17.8	20.2	16.4	17.8	/	/
©样品描述	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	无色透明无气味	/	/
硫化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.02	达标
石油类（mg/L）	0.04	0.03	0.03	0.02	0.03	0.05	达标
pH值（无量纲）	8.2	8.0	8.0	8.0	8.2	6.5-8.5	达标
重碳酸盐碱度（mg/L）	546	427	573	555	664	/	达标
亚硝酸盐（以N计）（mg/L）	2×10^{-3}	3×10^{-3}	6×10^{-3}	ND	ND	1.00	达标
碳酸盐碱度（mg/L）	0	0	0	0	0	/	达标
钾（mg/L）	1.72	0.60	0.75	0.56	1.71	/	达标
钠（mg/L）	122	64.5	130	97.5	137	200	达标
*总大肠菌群（MPN/100mL）	未检出	未检出	2	未检出	2	3.0	达标

监测点位	W6潜层水	W7潜层水	W8承压水	W9承压水	W10承压水	标准限值	达标情况
*菌落总数（CFU/mL）	13	35	33	40	90	100	达标
镉（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.005	达标
铬（六价）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.05	达标
铅（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.01	达标
氰化物（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.05	达标
氟化物（mg/L）	0.129	**1.72**	**1.71**	**2.13**	**1.24**	1.0	超标
硝酸盐（以N计）（mg/L）	ND	ND	0.834	ND	ND	20.0	达标
氨氮（以N计）（mg/L）	0.430	0.069	0.066	0.077	0.345	0.5	达标
氯化物（mg/L）	197	194	188	234	198	250	达标
挥发酚类（以苯酚计）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.002	达标
硫酸盐（mg/L）	40.1	139	101	192	81	250	达标
高锰酸盐指数（以O_2计）（mg/L）	1.49	0.91	0.68	0.61	1.21	3.0	达标
硫酸根（mg/L）	39.4	133	98.7	197	82.4	250	达标
镁（mg/L）	102	92.3	77.5	140	110	/	达标
氯离子（mg/L）	203	193	186	239	202	250	达标
钙（mg/L）	93.9	45.6	46.0	43.6	60.5	/	达标
总硬度（以$CaCO_3$	**653**	494	434	**686**	**606**	450	超标

监测点位	W6潜层水	W7潜层水	W8承压水	W9承压水	W10承压水	标准限值	达标情况
计　　）（mg/L）							
锰（mg/L）	ND	ND	ND	0.02	ND	0.1	达标
铁（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	0.3	达标
钡（μg/L）	662	37.1	23.5	22.1	242	700	达标
砷（μg/L）	3.9	ND	ND	0.3	1.5	10	达标
汞（μg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	1	达标

表4.3-8　地下水水位统计表

监测点位	井深（m）	水位标高（m）	备注
W1（潜水层）	45	40	本次监测
W2（潜水层）	35	39	
W3（潜水层）	40	38	
W4（潜水层）	50	33	
W5（潜水层）	40	35	
W6（潜水层）	45	36	
W7（潜水层）	40	38	
W8（承压层）	30	38	
W9（承压层）	45	36	
W10（承压层）	40	36	

（2）区域地下水化学类型分析

根据舒卡列夫分类法，地下水中Ca^{2+}、Mg^{2+}、Na^{+}（Na+K）、Cl^{-}、SO_4^{2-}、HCO_3^{-}将Meq（毫克当量）百分数大于25%的阴、阳离子进行组合，每种类型以阿拉伯数字为代号，共49类。舒卡列夫分类表见表4.3-9。

表4.3-9　舒卡列夫分类表

含量>25%Meq的离子	HCO_3^-	$HCO_3^-+SO_4^{2-}$	$HCO_3^-+SO_4^{2-}+Cl^-$	$HCO_3^-+Cl^-$	SO_4^{2-}	$SO_4^{2-}+Cl^-$	Cl^-
Ca^{2+}	1	8	15	22	29	36	43
$Ca^{2+}+Mg^{2+}$	2	9	16	23	30	37	44
Mg^{2+}	3	10	17	24	31	38	45
$Na^+ + Ca^{2+}$	4	11	18	25	32	39	46
$Na^++Ca^{2+}+Mg^{2+}$	5	12	19	26	33	40	47
Na^++Mg^{2+}	6	13	20	27	34	41	48
Na^+	7	14	21	28	35	42	49

按矿化度又分为4组：A组矿化度<1.5g/L，B组1.5-10g/L，C组10-40g/L，D组>40g/L。命名时在数字与字母间加连接号，如1-A型：指的是M<1.5g/L，阴离子只有HCO_3^->25％Meq，阳离子只有Ca^{2+}大于25%Meq。49-D型，表示矿化度大于40g/L的Cl-Na型水，该型水可能是与海水及海相沉积有关的地下水，或是大陆盐化潜水。

各监测点地下水化学类型计算和阴阳离子平衡见表4.3-10。

表4.3-10（1）　各监测点地下水化学类型计算表

监测因子	W1（潜水层）	W2（潜水层）	W3（潜水层）	W4（潜水层）	W5（潜水层）
Na^+	97.3	69.3	78.6	73.9	60.9
K^+	0.34	0.51	0.51	0.69	2.64
Mg^{2+}	80.7	71.4	156	81.8	102
Ca^{2+}	45.1	60.1	142	79.3	44.5
Cl^-	176	205	190	201	131
SO_4^{2-}	135	34.5	204	175	92.5
HCO_3^-	496	475	951	396	652
CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
∑mc	13.22	12.39	23.53	14.01	13.44
∑ma	15.09	14.28	25.19	15.8	16.30
相对误差E/%	-9.21%	-8.75%	-3.41%	-5.99%	-9.63%
结果分析	符合	符合	符合	符合	符合
评价标准	<±10%（GB/T 5750.3-2006）				

表4.3-10（2）　各监测点地下水化学类型计算表

监测因子	W6（潜水层）	W7（潜水层）	W8（承压层）	W9（承压层）	W10（承压层）
Na^+	122	64.5	130	97.5	137
K^+	1.72	0.6	0.75	0.56	1.71
Mg^{2+}	102	92.3	77.5	140	110
Ca^{2+}	93.9	45.6	46	43.6	60.5
Cl^-	203	193	186	239	202
SO_4^{2-}	39.4	133	98.7	197	82.4
HCO_3^-	546	427	573	555	664
CO_3^{2-}	0	0	0	0	0
∑mc	18.54	12.79	14.43	18.1	18.19
∑ma	15.49	15.21	16.69	19.93	18.29
相对误差E/%	-8.97%	-8.63%	-7.26%	-4.82%	-0.27%
结果分析	符合	符合	符合	符合	符合
评价标准	<±10%（GB/T 5750.3-2006）				

（3）监测结果评价

根据现状评价结果可以看出，监测点位W1潜层水氟化物不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W3潜层水总硬度、溶解性总固体、氟化物不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W4潜层水总硬度不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W5潜层水总硬度不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W6潜层水总硬度不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W7潜层水总硬度、氟化物不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W8承压层氟化物不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W9承压层氟化物、溶解性总固体、总硬度不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，监测点位W10承压层氟化物、溶解性总固体、总硬度不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准，其余各个监测因子均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准；石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）中石油类限值（≤0.05mg/L）。

根据《濮阳市地下水质量分析》，文章中对濮阳市国家地下水监测工程50眼井

井型水质监测评价，评价方法为：依据《地下水质量标准》中规定的93项指标，对地下水水质类型进行分类评价，超标评价以某水质参数的检测值和Ⅲ类水标准值比较，检测值>Ⅲ类水标准值即为超标（pH除外），超标程度分别用超标率和超标倍数表示。结果显示：濮阳市浅层地下水中总硬度、溶解性总固体、铁、锰等4项指标多为Ⅳ~Ⅴ类水，超标井数量均超过30眼，超标率分别为73.80%、83.30%、78.60%、90.50%。氯化物、钠等2项超标井数在10~15眼，超标率在25%~35%。以上6项超标因子主要与地球化学成分构成相关。

根据《濮阳市地下水污染特征分析》，文章中对浅层地下水水质状况进行了评价，主要超标成分包括矿化度、硬度、氟离子等，矿化度超标地区为金堤河以北绝大部分地区，金堤河以南濮阳县五星、海通、渠村、郎中、习城等地，市区中、东部-濮阳县城东部-清丰六塔杨楼一带-井下-濮城一带，硬度低于450mg/L，主要是由于地下水开采强度大，地下水径流强烈，以及地表水补给稀释作用。在濮阳市赵村、清丰县马庄桥、濮阳县辛木庄、谷家庄、台前县城南乐县城、井下公司、范县范庄、采油二厂一矿等地，氟离子超出国家饮用水标准（1mg/L）1.14~1.4倍。

根据以上文献研究，本项目位于濮阳县和范县，总硬度、溶解性总固体、氟化物出现超标原因为地质环境背景值超标。

4.3.3.4 包气带现状调查与评价

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）“对于一级、二级的改、扩建项目，应在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展包气带污染现状调查，对包气带进行分层取样，一般在0～20cm埋深范围内取一个样品，其他取样深度应根据污染源特征和包气带岩性、结构特征等确定，并说明理由”。本项目为滚动开发项目，地下水评价等级为一级，因此需要开展包气带污染现状调查。采样布点选择可能造成地下水污染的主要装置或设施附近开展，并设置对照点；对包气带进行分两层取样，在0～20cm埋深范围内取一个样品，在20～60cm埋深范围内取一个样品。

本次包气带评价委托郑州德析检测技术有限公司进行了现场采样监测，监测时间为2025年7月7日。

（1）监测点位及因子

本次新布设包气带污染现状点位6个。具体点位见表4.3-11及附图九。

表4.3-11　包气带污染现状调查点位

序号	监测点位	采样深度	监测因子
1-1	濮一中转站东侧	0~20cm、20-40cm	pH、氯化物、硫化物、氨氮、挥发性酚类、石油类、六价铬
1-2	濮一中转站废水池、水罐附近	0~20cm、20-40cm	
2-1	濮二中转站南侧	0~20cm、20-40cm	
2-2	濮二中转站废水池、水罐附近	0~20cm、20-40cm	
3-1	濮三中转站南侧	0~20cm、20-40cm	
3-2	濮三中转站废水池、水罐附近	0~20cm、20-40cm	

（2）采样时间及频次

采样时间为2025年7月7日，各点位采样1次进行监测。

（3）监测结果

新布设的包气带主要为主要场站站内及站外，各代表性区域均布设监测点。包气带浸溶液监测结果见表4.3-12。

表4.3-12（1）　包气带监测结果　　单位：mg/L（pH无量纲）

检测点位	濮一中转站东侧		濮一中转站废水池、水罐附近		濮二中转站南侧	
采样深度、检测项目及结果	0-20（cm）	20-40（cm）	0-20（cm）	20-40（cm）	0-20（cm）	20-40（cm）
石油类（mg/L）	0.10	0.07	0.11	0.12	0.07	0.16
六价铬（mg/L）	ND	ND	9×10^{-3}	0.011	6×10^{-3}	ND
氯化物（mg/L）	563	264	115	118	86.0	80.6
硫化物（mg/L）	ND	9×10^{-3}	ND	4×10^{-3}	ND	ND
pH值（无量纲）	8.7	8.6	8.3	8.2	8.1	8.1
氨氮（以N计）（mg/L）	ND	0.026	0.026	0.056	0.031	0.036
挥发酚类（以苯酚计）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	ND

表4.3-12（2） 包气带监测结果 单位：mg/L（pH无量纲）

检测点位	濮二中转站废水池、水罐附近		濮三中转站南侧		濮三中转站废水池、水罐附近	
采样深度 检测项目及结果	0-20（cm）	20-40（cm）	0-20（cm）	20-40（cm）	0-20（cm）	20-40（cm）
石油类（mg/L）	0.07	0.08	0.05	0.05	0.08	0.10
六价铬（mg/L）	0.011	7×10^{-3}	7×10^{-3}	6×10^{-3}	ND	ND
氯化物（mg/L）	86.9	72.5	ND	ND	ND	ND
硫化物（mg/L）	6×10^{-3}	ND	ND	ND	ND	ND
pH值（无量纲）	8.6	8.5	8.3	8.3	8.3	8.2
氨氮（以N计）（mg/L）	0.041	0.054	0.043	0.051	0.046	0.036
挥发酚类（以苯酚计）（mg/L）	ND	ND	ND	ND	ND	ND

由以上监测结果可知，各主要场站站内监测点的包气带监测数据与清洁对照点（即各站外）处包气带各个监测因子相比较，各项因子监测结果相差较小，由此可以看出本项目用地内外包气带未受到污染。

4.3.4 声环境

本次评价声环境现状监测委托郑州德析检测技术有限公司进行现场监测，监测时间为2025年7月8日至7月9日。

4.3.4.1 声环境现状监测

（1）监测因子：等效连续A声级L_{Aeq}

（2）监测点布置

本次评价在项目所在区域设置8个监测点位，具体见表4.3-13和附图九。

表4.3-13 声环境现状监测点布置

序号	监测点位	监测因子
N1	张堂村	昼夜等效连续A声级
N2	北关村	
N3	邢庄村	
N4	小寨村	

序号	监测点位	监测因子
N5	100#计量站厂界东侧	
N6	100#计量站厂界南侧	
N7	100#计量站厂界西侧	
N8	100#计量站厂界北侧	
N9	158-2东厂界	
N10	158-2南厂界	
N11	158-2西厂界	
N12	158-2北厂界	

（3）监测方法及频次

监测方法执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）。监测时间2025年7月8日～2025年7月9日，每个点连续检测2天，每天分昼、夜两个时段进行检测，昼间（06:00～22：00）夜间（22：00～06：00）。

（4）监测结果

各点位监测结果见表4.3-14，监测报告见附件九。

表4.3-14　环境噪声监测结果统计表　单位：dB（A）

监测点位	检测日期	2025年7月8日	2025年7月9日	标准值	达标情况
张堂村	昼间	50	51	60	达标
	夜间	44	42	50	达标
北关村	昼间	48	50	60	达标
	夜间	43	43	50	达标
邢庄村	昼间	50	53	60	达标
	夜间	42	43	50	达标
杨李店村	昼间	52	52	60	达标
	夜间	43	41	50	达标
100#计量站厂界东侧	昼间	52	51	60	达标
	夜间	43	43	50	达标
100#计量站厂界南侧	昼间	50	52	60	达标
	夜间	41	44	50	达标

监测点位	检测日期	2025年7月8日	2025年7月9日	标准值	达标情况
100#计量站厂界西侧	昼间	50	49	60	达标
	夜间	42	41	50	达标
100#计量站厂界北侧	昼间	48	56	60	达标
	夜间	43	43	50	达标
158-2厂界东侧	昼间	/	52	60	达标
	夜间	/	44	50	达标
158-2厂界南侧	昼间	/	53	60	达标
	夜间	/	44	50	达标
158-2厂界西侧	昼间	/	52	60	达标
	夜间	/	46	50	达标
158-2厂界北侧	昼间	/	54	60	达标
	夜间	/	44	50	达标

4.3.4.2 声环境质量现状评价

从监测结果来看，各监测点声环境质量检测结果均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类标准要求。

4.3.5 土壤环境

4.3.5.1 土壤理化性质调查、利用状况调查

根据查询“国家土壤信息服务平台”（http://www.soilinfo.cn/map/index.aspx），本项目占地范围内土壤类型为潮土，查询结果见下图。

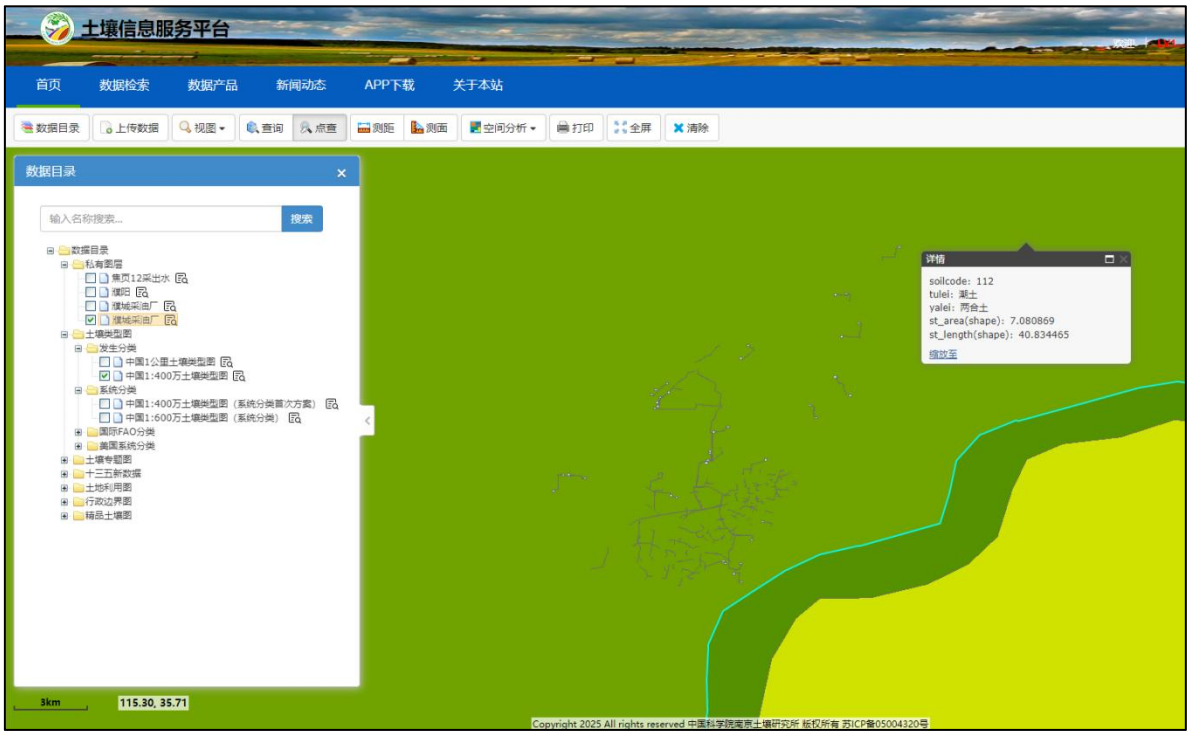


图4.3-1　国家土壤信息服务平台查询结果

为了解土壤理化性质，本次评价对项目周边土壤环境质量现状进行了调查，监测单位为郑州德析检测技术有限公司，调查时间为2025年7月6日。其中土壤理化性质调查分析结果见表4.3-15。

表4.3-15　土壤理化特性调查表

采样日期	2025-07-06		
坐标	E115.351463°，N35.677302°		
检测点位	TP1濮7601井区2#		
采样深度 检测项目及结果	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）
土壤颜色	黄棕	黄棕	黄棕
土壤结构	团粒	团粒	团粒
土壤质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
土壤湿度	潮	湿	湿
砂砾含量（%）	5	5	0
其他异物	无	无	无
土壤容重（g/cm^3）	1.30	1.36	1.40

总孔隙度（%）	41.5	40.9	40.0
饱和渗滤系数（mm/min）	0.0694	0.0537	0.0481
pH（无量纲）	8.28	8.31	8.55
氧化还原电位（mV）	512	455	412
阳离子交换量（$cmol^+/kg$）	2.8	3.1	2.6

4.3.5.2 监测点位

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中现状监测布点类型与数量要求，并结合项目区域分布及评价工作等级，本次土壤环境质量现状评价采用资料收集及现状监测的方法开展工作。

（1）布点原则

①根据项目土壤环境影响类型、评价工作等级，采用均布性与代表性相结合的原则，使监测点充分反映建设项目调查评价范围内的土壤环境现状。

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

③涉及入渗途径影响的，主要装置区布置柱状样监测点；

④线性工程应重点在站场位置设置监测点；

⑤评价等级为一级、二级的改扩建项目，在现有工程场界外可能产生影响的土壤环境敏感目标处设置监测点；

⑥建设项目占地范围及其可能影响区域的土壤环境已存在污染风险的，应结合用地历史资料和现状调查情况，在可能受影响最重的区域布设监测点。

（2）布点数量要求

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）判定，本项目土壤污染影响型环境评价工作等级确定为一级。具体监测布点类型及数量要求见表4.3-16。

表4.3-16 土壤环境现状监测布点类型与数量要求

评价工作等级		占地范围内	占地范围外
一级	污染影响型	5个柱状样点[a]，2个表层样点b	4个表层样点
二级		3个柱状样点[a]，1个表层样点b	2个表层样点

二级	生态影响型	3个表层样点	4个表层样点
a柱状样通常在0～0.5m、0.5～1.5m、1.5～3m分别取样；b表层样应在0～0.2m取样。			

（3）监测点位布设

本次评价对项目区域土壤环境质量现状进行监测，监测单位为郑州德析检测技术有限公司，监测时间为2025年7月1日~2025年7月8日。现状监测点位详见表4.3-17和附图九。

表4.3-17　土壤环境现状监测点位置

序号	监测点位	监测因子	取样层次	采样点类型		执行标准
S1	濮三危废暂存间周围	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、汞、砷、六价铬、含盐量	0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m	占地内	柱状样	《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》
S2	5#站占地内					
S3	100#计量站占地内					
S4	V31-22占地内					
S5	文古4块1#占地内					
S6	濮158-2占地内	建设用地基本因子45项+石油烃（C_{10}~C_{40}）+石油烃（C_6-C_9）+pH值+含盐量	0~0.2m		表层样	
S7	濮158-6占地内	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、汞、砷、六价铬、含盐量				
S8	濮5-204占地内					
S9	濮三东侧耕地	pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、含盐量	0~0.2m	占地外	表层样	《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》
S10	濮6-185周围耕地	pH、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、汞、砷、铬、含盐量				
S11	V42-49周围耕地					
S12	濮7601井区2#周围耕地					

4.3.5.3 监测因子及监测时间

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中相关要求，土壤环境现状监测因子分为基本因子和建设项目的特征因子。基本因子为《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中规定的基本项目，根据调查评价范围内的土地利用类型选取。

（1）建设用地基本因子

建设用地需监测的基本因子共45项，包括：

1）重金属和无机物：砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍；

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

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

（2）建设项目特征因子3项：石油烃（C_6-C_9）、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油类。

（3）生态影响型调查因子

生态影响型调查因子为：pH、含盐量。

农用地需监测的基本因子共12项，包括：pH、镉、汞、砷、铅、铬、铜、镍、锌、石油烃（C_{10}-C_{40}）、石油烃（C_6-C_9）、含盐量。

综上，本项目监测因子的选取符合《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》中相关要求。

（4）监测时间及频次

监测时间：2025年7月1日~2025年7月8日；取样频次：1次。

4.3.5.4 监测结果与评价

项目现状监测数据及达标情况见表4.3-18。

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（1）

采样日期	2025-07-04			2025-07-08		
坐标	E115.351799°，N35.707990°			E115.412947°，N35.777363°		
监测点位	S1 濮三危废暂存间周围			S2 5#扩站站内		
采样深度 检测项目及结果	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	0.6	0.7	0.6	4.1	2.0	2.1

石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	46	12	ND	21	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬（mg/kg）	0.9	0.8	0.9	0.9	0.7	1.1
pH（无量纲）	8.18	8.34	8.32	7.91	7.93	7.88
总汞（mg/kg）	0.026	0.010	0.014	0.031	0.032	0.030
总砷（mg/kg）	9.21	7.93	8.19	13.2	13.9	14.1

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（2）

采样日期	2025-07-04					
坐标	E115.354415°，N35.690264°			E115.321660°，N35.753530°		
检测点位	S3 100#计量站占地内			S4 V31-22占地内		
采样深度检测项目及结果	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	1.2	0.9	1.1	1.4	1.2	1.2
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	45	26	ND	12	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND	ND	ND	ND	ND
六价铬（mg/kg）	1.0	1.3	1.0	1.0	0.9	1.0
pH（无量纲）	8.88	8.73	8.80	8.22	8.21	8.22
总汞（mg/kg）	0.016	0.012	0.013	0.012	0.012	0.011
总砷（mg/kg）	7.81	8.05	8.17	9.85	10.6	9.89

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（3）

采样日期	2025-07-08	2025-07-03
坐标	E115.355561°，N35.673137°	E115.368800°，N35.722824°
监测点位	S7 濮158-6占地内	S8 濮5-204占地内
采样深度 检测项目及结果	0-20（cm）	0-20（cm）
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	0.7	9.2
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	ND	27

石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND
六价铬（mg/kg）	1.0	1.1
pH（无量纲）	7.88	7.62
总汞（mg/kg）	0.027	3×10^{-3}
总砷（mg/kg）	7.76	10.4

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（4）

采样日期	2025-07-05		
©坐标	E115.274451°，N35.709331°		
监测点位	S5 文古4块1#占地内		
采样深度 检测项目及结果	0-50（cm）	50-150（cm）	150-300（cm）
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	1.4	1.3	1.5
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	ND	ND	ND
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND	ND
六价铬（mg/kg）	0.9	0.9	0.9
pH（无量纲）	8.40	8.39	8.28
总汞（mg/kg）	0.029	0.018	0.028
总砷（mg/kg）	11.1	12.1	12.5

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（5）

采样日期	2025-07-03
©坐标	E115.357189°，N35.687154°
监测点位	S6 濮158-2占地内
采样深度	0-20（cm）
监测项目	监测结果
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	1.8
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	ND
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND

六价铬（mg/kg）	1.2
pH（无量纲）	7.90
总汞（mg/kg）	0.053
总砷（mg/kg）	9.47
铜（mg/kg）	22
镍（mg/kg）	28
铅（mg/kg）	15.9
镉（mg/kg）	0.0372
苯胺（mg/kg）	ND
2-氯酚（mg/kg）	ND
硝基苯（mg/kg）	ND
萘（mg/kg）	ND
苯并[a]蒽（mg/kg）	ND
䓛（mg/kg）	ND
苯并[b]荧蒽（mg/kg）	ND
苯并[k]荧蒽（mg/kg）	ND
苯并[a]芘（mg/kg）	ND
茚并[1，2，3-cd]芘（mg/kg）	ND
二苯并[a，h]蒽（mg/kg）	ND
氯仿（mg/kg）	1.3×10^{-3}
氯甲烷（mg/kg）	ND
氯乙烯（mg/kg）	ND
1，1-二氯乙烯（mg/kg）	ND
二氯甲烷（mg/kg）	ND
反-1，2-二氯乙烯（mg/kg）	ND
1，1-二氯乙烷（mg/kg）	ND
顺-1，2-二氯乙烯（mg/kg）	ND
1，1，1-三氯乙烷（mg/kg）	ND
四氯化碳（mg/kg）	ND
苯（mg/kg）	ND

1，2-二氯乙烷（mg/kg）	ND
三氯乙烯（mg/kg）	ND
1，2-二氯丙烷（mg/kg）	ND
甲苯（mg/kg）	ND
1，1，2-三氯乙烷（mg/kg）	ND
四氯乙烯（mg/kg）	3.2×10^{-3}
氯苯（mg/kg）	ND
1，1，1，2-四氯乙烷（mg/kg）	ND
乙苯（mg/kg）	ND
邻二甲苯（mg/kg）	ND
间/对-二甲苯（mg/kg）	ND
苯乙烯（mg/kg）	ND
1，1，2，2-四氯乙烷（mg/kg）	ND
1，2，3-三氯丙烷（mg/kg）	ND
1，4-二氯苯（mg/kg）	ND
1，2-二氯苯（mg/kg）	ND

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（6）

采样日期	2025-07-03	2025-07-01
坐标	E115.355506°，N35.706637°	E115.409096°，N35.783515°
检测点位	S9 濮三东侧耕地	S10 濮6-185周围耕地
采样深度	0-20（cm）	0-20（cm）
检测项目	**检测结果**	**检测结果**
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	1.0	1.2
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	18	13
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND
pH（无量纲）	7.74	7.70
总汞（mg/kg）	0.038	0.044
总砷（mg/kg）	10.5	11.4

铜（mg/kg）	19	/
镍（mg/kg）	23	/
铅（mg/kg）	21.9	/
镉（mg/kg）	0.0478	/
锌（mg/kg）	65	/
总铬（mg/kg）	68	82

表4.3-18　土壤环境现状监测结果统计表（7）

采样日期	2025-07-01	2025-07-03
©坐标	E115.360377°，N35.773499°	E115.351436°，N35.677444°
检测点位	S11 V42-49周围耕地	S12 濮7601井区2#周围耕地
采样深度	0-20（cm）	0-20（cm）
检测项目	**检测结果**	**检测结果**
水溶性盐（全盐量）（g/kg）	0.6	3.5
石油烃（C_{10}-C_{40}）（mg/kg）	13	18
石油烃（C_6-C_9）（mg/kg）	ND	ND
pH（无量纲）	7.85	7.62
总汞（mg/kg）	0.027	0.022
总砷（mg/kg）	12.8	8.75
总铬（mg/kg）	85	73

综上可知，濮三危废暂存间周围、5#站占地内、100#计量站占地内、V31-22占地内、文古4块1#占地内、濮158-2占地内、濮158-6占地内、濮5-204占地内监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中的二类用地风险筛选值，濮三东侧耕地、濮6-185周围耕地、V42-49周围耕地、濮7601井区2#周围耕地监测因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）的要求。

4.3.5.5 现有工程土壤污染情况调查

根据建设单位2024年自行监测报告，于2024年8月1日-8月3日对现有工程主要场站及固废贮存库周边土壤环境质量现状的监测情况，具体监测情况及结果如下。

表4.3-19　现有工程土壤环境监测情况表

监测点位	监测因子	采样时间
28 号计量站内	pH 值、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、铬、四氯化碳、氯仿、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、2-氯酚、苯胺、硝基苯、苯并[α]蒽、苯并[α]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a，h]蒽、茚并[1，2，3-cd]芘、萘、石油烃（C_{10}-C_{40}）、含水率	2024.03.22-2024.04.17
69 号计量站内		
86 号计量站内		
W51-48C1 井场内		
P2-48 井场内		
XP3-79 井场内		
濮三中转站东 30 米		
濮一中转站南 30 米		
濮二中转站南 30 米		

表4.3-20　现有工程土壤环境监测结果表（1）

序号	检出限	1	2	3	4
采样地点		28 号计量站内	28 号计量站内	69 号计量站内	69 号计量站内
采样深度		0.1m	0.6m	0.1m	0.6m
样品特性		轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、无根系
采样日期		2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22
样品编号		2024-03-TR67	2024-03-TR68	2024-03-TR69	2024-03-TR70
含水率%	1	7.0	9.5	7.3	7.7
pH 值	/	7.3	7.4	7.4	7.2
铜，mg/kg	3	19	21	13	22
锌，mg/kg	1	99	98	88	68
铅，mg/kg	0.1	4.7	6.1	6.2	6.5
镉，mg/kg	0.01	0.17	0.39	0.38	0.39
镍，mg/kg	3	28	26	37	37

总铬，mg/kg	4	/	/	/	/
六价铬，mg/kg	0.5	未检出	未检出	未检出	未检出
总汞，mg/kg	0.002	1.86	1.88	3.59	2.77
总砷，mg/kg	0.01	11.8	7.22	10.4	10.6
四氯化碳，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯甲烷（氯仿），μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
顺式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
反式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯丙烷，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1-三氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2-三氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2，3-三氯丙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
苯，μg/kg	1.9	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，4-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
间，对-二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺，mg/kg	/	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚，mg/kg	0.06	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽，mg/kg	0.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
䓛，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a，h]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1，2，3-cd]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
萘，mgkg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_{10}-C_{40}），mg/kg	6	未检出	未检出	未检出	未检出

表4.3-20　现有工程土壤环境监测结果表（2）

序号	检出限	5	6	7	8
采样地点		86 号计量站内	86 号计量站内	W51-48C1 井场内	W51-48C1 井场内
采样深度		0.1m	0.7m	0.1m	0.7m
样品特性		轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、无根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、无根系
采样日期		2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22
样品编号		2024-03-TR71	2024-03-TR72	2024-03-TR73	2024-03-TR74
含水率%	/	8.0	7.8	8.3	9.3
pH 值	/	7.2	7.3	7.3	7.6
铜，mg/kg	3	20	17	16	15
锌，mg/kg	1	75	69	68	68
铅，mg/kg	0.1	3.3	7.8	4.0	4.0
镉，mg/kg	0.01	0.11	0.12	0.17	0.17
镍，mg/kg	3	27	29	26	28

总铬，mg/kg	4	/	/	/	/
六价铬，mg/kg	0.5	未检出	未检出	未检出	未检出
总汞，mg/kg	0.002	0.816	0.672	1.74	2.44
总砷，mg/kg	0.01	10.7	4.23	10.8	5.18
四氯化碳，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯甲烷（氯仿），μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
顺式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
反式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯丙烷，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1-三氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2-三氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2，3-三氯丙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
苯，μg/kg	1.9	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，4-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
间，对-二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出

邻二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出
苯胺，mg/kg	/	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚，mg/kg	0.06	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽，mg/kg	0.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
䓛，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a，h]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
茚并[1，2，3-cd]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
萘，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_{10}-C_{40}），mg/kg	6	未检出	未检出	未检出	未检出

表4.3-20　现有工程土壤环境监测结果表（3）

序号	检出限	9	10	11	12
采样地点		P2-48井场内	P2-48井场内	XP3-79井场内	XP3-79井场内
采样深度		0.1m	0.6m	0.1m	0.6m
样品特性		轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、无根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、无根系
采样日期		2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22
样品编号		2024-03-TR75	2024-03-TR76	2024-03-TR77	2024-03-TR78
含水率%	/	9.2	7.4	9.6	8.6
pH值	/	7.6	7.2	7.1	7.1
铜，mgkg	3	17	18	19	18
锌，mg/kg	1	75	69	70	95
铅，mgkg	0.1	2.8	4.7	2.5	10.5
镉，mgkg	0.01	0.04	0.12	0.07	0.02
镍，mgkg	3	29	28	27	26
总铬，mg/kg	4	/	/	/	/
六价铬，mg/kg	0.5	未检出	未检出	未检出	未检出

总汞，mg/kg	0.002	1.75	1.52	1.22	0.786
总砷，mg/kg	0.01	12.2	3.78	12.0	6.85
四氯化碳，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯甲烷（氯仿），μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烯，μgkg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
顺1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
反-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯丙烷，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，1-三氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
1，1，2-三氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2，3-三氯丙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出	未检出
苯，μgkg	1.9	未检出	未检出	未检出	未检出
氯苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯苯，μgkg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
1，4-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出	未检出
乙苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯乙烯，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出	未检出
甲苯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出	未检出
间，对-二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯，μgkg	1.2	未检出	未检出	未检出	未检出
硝基苯，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出

苯胺，mg/kg	/	未检出	未检出	未检出	未检出
2-氯酚，mg/kg	0.06	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽，mg/kg	0.2	未检出	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
䓛，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
二苯并[a，h]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
并[1，2，3-cd]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出	未检出
萘，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出	未检出
由烃（C_{10}-C_{40}），mg/kg	6	未检出	未检出	未检出	未检出

表4.3-20　现有工程土壤环境监测结果表（4）

序号	检出限	13	14	15
采样地点		濮三中转站东30米	濮一中转站南30米	濮二中转站南30米
采样深度		0.1m	0.1m	0.1m
样品特性		轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系	轻壤土、黄棕、潮、少量根系
采样日期		2024.03.22	2024.03.22	2024.03.22
样品编号		2024-03-TR79	2024-03-TR80	2024-03-TR81
含水率%	/	9.6	7.9	10
pH值	/	7.4	7.4	7.2
铜，mg/kg	3	19	16	20
锌，mgkg	1	102	91	92
铅，mg/kg	0.1	3.7	2.9	2.6
镉，mgkg	0.01	0.14	0.04	0.03
镍，mg/kg	3	35	32	38
总铬，mg/kg	4	91	66	58
六价铬，mg/kg	0.5	/	/	/
总汞，mg/kg	0.002	1.39	1.18	0.790

总砷，mg/kg	0.01	11.3	8.49	8.14
四氯化碳，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出
三氯甲烷（氯仿），μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出
1，1-二氯乙烯，μg/kg	1.0	未检出	未检出	未检出
顺式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出
反式-1，2-二氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出
二氯甲烷，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯丙烷，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出
1，1，1，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
1，1，2，2-四氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
四氯乙烯，μg/kg	1.4	未检出	未检出	未检出
1，1，1-三氯乙烷，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出
1，1，2-三氯乙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
三氯乙烯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
1，2，3-三氯丙烷，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
氯乙烯，μgkg	1.0	未检出	未检出	未检出
苯，μg/kg	1.9	未检出	未检出	未检出
氯苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
1，2-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出
1，4-二氯苯，μg/kg	1.5	未检出	未检出	未检出
乙苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
苯乙烯，μg/kg	1.1	未检出	未检出	未检出
甲苯，μg/kg	1.3	未检出	未检出	未检出
间，对-二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出
邻二甲苯，μg/kg	1.2	未检出	未检出	未检出

硝基苯，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出
苯胺，mg/kg	/	未检出	未检出	未检出
2-氯酚，mg/kg	0.06	未检出	未检出	未检出
苯并[a]蒽，mgkg	0.1	未检出	未检出	未检出
苯并[a]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出
苯并[b]荧蒽，mgkg	0.2	未检出	未检出	未检出
苯并[k]荧蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出
䓛，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出
二苯并[a，b]蒽，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出
茚并[1，2，3-cd]芘，mg/kg	0.1	未检出	未检出	未检出
萘，mg/kg	0.09	未检出	未检出	未检出
石油烃（C_{10}-C_{40}），mg/kg	6	未检出	未检出	未检出

由以上监测结果可知，现有工程主要场站周边土壤环境质量均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，表明现有工程运行对周边土壤环境的影响在可接受水平。

4.3.6 生态环境

4.3.6.1 调查与评价技术方法

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）生态现状调查要求“三级评价现状调查以收集有效资料为主，可开展必要的遥感调查或现场校核。”，因此本项目生态环境现状调查与评价采用现场调查和卫星遥感影像图片解译相结合的方法，采用定性描述及面积、比例等定量指标，重点对评价范围内的土地利用现状、植被现状、野生动植物现状等进行分析，绘制了土地利用现状图、植被类型图等图件。对评价区生态环境现状作出评价。

根据项目特点和评价时限，选择了2024年谷歌影像，2m分辨率；对各区域相关资料及专题图件进行收集分析；在上述工作基础上，粗略判断评价区周围土地利用、植被、敏感目标状况，从中找出分辨困难的点位；然后进行现场调查与定位实测，进一步明确评价区内土地利用类型、植被类型状况等生态环境质量现状，从而确定

卫片中模糊点的生境组成；利用GIS软件将管线路由、卫星影像数据及各种相关图件与1：50000地形图进行配准，对影像进行纠正，其他作为辅助信息源，经人工目视解译、数据采集、制图，提取评价区内土地利用数据、植被数据等数据生成各种分类统计图表及相关专题图，对生态环境现状给出定量与定性的评价。

敏感目标调查是通过广泛的资料收集、分析，结合现场观察和访问，调查管线两侧各300m以内特殊、重要以及一般生态敏感区和国家重点野生保护物种的种类、分布、栖息环境。在资料收集、分析和现场踏勘的基础上，确定敏感目标，利用RS、GIS、GPS技术进行相关数据采集、制图，计算敏感目标距评价区的距离。

4.3.6.2 评价区生态系统类型与功能

（1）生态系统类型

从评价范围内地形地貌来看，本项目处在地势开阔、高低起伏不大的平原地带。从气候区划来分，所处地区的气候为温带季风性气候。地带性植被类型为暖温带落叶阔叶林。由于临近井场、场站、管道敷设区域人类活动干扰强烈，人工栽培植被占绝对优势，生物多样性程度偏低。

管线所在区域人口众多，农业以及工业尤为发达，绝大部分土地都已被人类开发使用，形成较为稳定的人工生态系统，人工栽培植被占绝对优势，生物多样性程度偏低。整个区域以耕地生态系统为主，其次为居住地生态系统、阔叶林生态系统等。

1）耕地生态系统

评价区是典型的农业区，因此农田生态系统是评价区最主要的生态系统类型，以种植玉米和水稻为主，此外还包括小面积大豆、花生等农作物。由于人类的频繁抚育及化肥等外来营养物质的输入，使得该生态系统净第一性生产力较高，对维持区域的生态环境质量，也起到非常重要的作用。

2）阔叶林生态系统

评价区位于平原区，林地生态系统主要为人工杨树林，主要分布于田间、河岸、路旁及居民点四周。杨树林郁闭度较高，生态系统结构比较简单，林下一般没有灌木分布，草本层植物种类不丰富，主要包括蒲公英（Taraxacum mongolicum）、陈蒿（Artemisia capillaris）、野艾蒿（Artemisia lavandulaefolia）、狗尾草（Setaria viridis）、牛筋草（Eleusine indica）等。尽管阔叶林生态系统面积较小，但具有非常重要的生态功能，例如涵养水源、为野生动物提供栖息地，调节区域小气候等。

3）居住地生态系统

评价区人类活动密集，共包括城市、镇、村等聚居区等上百个，镶嵌分布于林地及农田之间。该生态系统属于人类干扰最强烈的区域，植被覆盖率较低，生物多样性差，生态环境脆弱。

（2）生态功能区划

根据《河南省生态功能区划》，本项目沿线生态功能区分布一级分区为黄淮海平原农业生态区，二级分区为豫北平原农业生态亚区，三级生态功能分区为内黄—濮阳土壤沙化控制农业生态功能区、豫北平原农业生态功能区和濮阳平原农业生态功能区。

黄淮海农业生产区是指淮河以南、基本上是京广铁路线以东包括豫北、豫东、豫南和豫中平原的河南广大平原地区。面积65758.7km^2。

该区以淮河为界，南部是亚热带气候区，北部是暖温带气候区。土壤类型有潮土、砂姜黑土、黄褐土、褐土、风沙土和砂质潮土。该区垦殖历史悠久，加之历朝的中原之争和黄河泛滥改道，使得平原地区天然植被荡然无存，取而代之的是较为发达的农业生态系统。农作物基本以小麦、玉米、花生、豆类、油菜等为主，在黄河和淮河沿岸分布有水稻。内黄—濮阳土壤沙化控制农业生态功能区：包括安阳市的内黄、滑县平原地区。该区域分布在黄河、卫河、漳河故道上，包括濮阳县、濮阳市区的周边、元村、阳邵、韩村、固城、王什，台前县的黄河背河洼地，濮阳县南部的庆祖、八公桥镇、梁庄、王称堌、梨园、白堤、徐镇镇、郎中、习城。面积3448.5km^2。土壤为砂土、风沙土，蓄水保肥能力差。

生态系统主要服务功能是防风固沙、农业及林果生产。水资源短缺，河流径流量小，地下水资源严重超采，水位持续下降，地下漏斗面积逐年扩大。长期污水灌溉引起农作物污染，土壤退化。土壤沙化高度敏感。生态保护措施及目标是减少地下水的开采；保持农田林网生态完整性，控制沙化土壤；控制农业面源污染。

豫北平原农业生态功能区：包括鹤壁、安阳、新乡的东部地区及濮阳市，面积约8997.5km^2。属平原农业生态系统，海拔为56~100m，地势平坦，土地肥沃，有良好的灌溉条件，适合农作物生长。农作物以小麦、玉米、大豆、花生为主，是国家重要的商品粮基地。近年来，畜禽养殖业发展迅速，畜禽粪造成农村环境污染，农民盲目使用化肥、农药、农膜，致使水污染严重，水环境胁迫性强，地下水资源超采严重。

生态保护措施及目标是适度利用地下水资源，合理施肥、加强作物秸秆综合利用，大力发展循环经济，控制农业面源污染，保护农业生态环境。

濮阳平原农业生态功能区：包括南乐县和清丰县的东半部，范县北部，台前县西半部，以及濮阳市郊区，面积约1912.4km^2。属暖温带半湿润大陆性季风气候，春季干旱多风沙，夏季炎热雨量大，秋季晴和日照长，冬季干旱少雨雪，年平均气温13.3℃，平均年降水量502.3~601.3mm。地势平坦，土层深厚，土壤主要有潮土、风砂土和碱土。潮土为主要土壤，土质疏松，耕性良好，适合多种作物栽培，土地的垦殖率高。由于地理条件优越，人类活动频繁，地带性植被种类繁多，但是天然植被减少，基本为人工植被。该区为冲积平原，农业开发早，主要栽培植物为小麦、玉米、谷子、红薯、大豆、棉花等，面积和产量均在全省占重要地位，是全国商品粮基地之一。由于耕种过程中盲目使用农药和化肥，造成土壤板结，环境受到污染；畜禽养殖业迅猛发展，畜禽粪便产生量也大幅度增加，但粪尿处理率很低，污染面积广大；近几年乡镇企业迅速发展，给农村环境造成严重的污染。

生态保护措施及目标是：发展生态农业，控制农药、化肥、农膜对农田和水源的污染，加紧治理农业面源污染；加快沙化土地的综合治理，大力发展节水灌溉，提高水资源利用率。

本项目所经过区域开发较早，植被以人工种植的农作物为主，土地开发利用程度较高，土地宜于垦殖，主要是农业生态环境问题，本项目建设符合生态功能区划要求，不会改变所在区划生态功能。

4.3.6.3 评价区土地利用现状调查与评价

本项目位于濮阳市，该区域人口密集，农业发达，土地利用度极高，土地利用类型以农田为主，其次为建设用地，此地区工业较为发达，工矿仓储用地较多。评价区内交通运输用地较多，同时因其大面积农田以及较为密集的居民点的需要，坑塘水面、特别是沟渠的数量较相对其他地区较多。此地区林地多以片状分布于农田之间以及居民点附近，其余均以带状存在于河流两侧，道路两旁，或为田间林带。

根据本次遥感调查统计，本项目评价范围内，永久占地土地利用类型以旱地为主，其次为乔木林地、坑塘水面。临时占地土地利用类型以旱地为主，其次为农村宅基地、乔木林地、工业用地、城镇村道路用地、城镇住宅用地、坑塘水面、河流水面。评价区土地利用类型现状统计见表4.3-21、4.3-22，本项目评价区土地利用现状图见附图四。

表4.3-21　永久占地土地利用类型现状统计表

地类	面积\公顷
0103旱地	13.7389
0301乔木林地	1.2611

表4.3-22　临时占地土地利用类型现状统计表

地类	面积\公顷
0103旱地	77.1915
0301乔木林地	1.4787
0601工业用地	1.2649
0701城镇住宅用地	0.6239
0702农村宅基地	1.142
1003公路用地	0.0289
1004城镇村道路用地	1.0753

4.3.6.4 评价区植被类型现状调查与评价

评价区地势较为平坦，以平原为主，地带性植被类型属于暖温带落叶阔叶林。由于农业开发历史悠久、开发程度高，城镇化发达，长久以来受人为活动干扰剧烈，地带性天然植被已经消失殆尽。自然植被主要为极少量生长在河流沟渠周边的芦苇以及田埂和林下的杂草。评价区人工栽培植被占绝对优势，生物多样性程度偏低。沿线的植被类型以人工林为主，主要为杨属、柳属等。评价区是典型的农业区，农作物以种植水稻、玉米为主，此外还包括小面积花生、大豆等农作物。本项目评价区植被类型图见附图五。

1）人工林植被

人工林植被主要有金堤河附近的护堤林、行道林、干渠旁林、村落林。主要包括杨、柳、榆、槐树林、栾树林等。

①杨树护堤林

本项目沿线最大的森林群落是金堤河大堤上护堤林，该群落的建群种为速生杨与柳树，形成混交林。群落结构简单，分乔木层、草本层，乔木物种单一，林相整齐，生长繁茂，群落覆盖率为85%~92%。杨树为优势种群林龄为3~4年，平均树高

8.5m，平均胸径11.6cm，郁闭度约为0.5~0.6，乔木种植密度为600~800株/hm^2。林下主要草本植物有蒙古蒿、狗尾草、狗牙根、野艾蒿、习见蓼、猪毛菜等，由于乔木层郁闭度较高，林内透光率较低，林下植物得到阳光少，虽物种较丰富，但林下杂草覆盖率较低，生长受到抑制。

②杨树行道及干渠林

本项目沿线除大堤上的杨树林群落以外，在道边、护岸、沟渠、田埂防风林均以杨树为主，以单排、双排或带状种植，群落结构简单，分乔木层、草本层。杨树为5~7年，平均树高11.4m，平均胸径15.2cm，600~800株/hm^2，郁闭度为0.5~0.7。林下野生杂草较为丰富，草本层群落多样性比较高，分布有狗牙根群落、苍耳群落等不同优势群落，草本植物生长茂密，覆盖率约为93%。该群落分布区相当广泛，主要分布在农作区，形成农林网人工生态系统，为农业生长创造良好环境，产生林茂粮丰的效果。

③柳树林

柳树林分布于道路两侧或沼泽、湿地，呈块状分布。群落结构简单，分乔木层、草本层。乔木层由单一物种柳树组成，树龄多在3年以上，树高6~10m，胸径6~15cm。林木普遍长势较好，冠幅大，郁闭度约为0.4~0.5。草本层中主要有扁杆蔗草、砂引草、狗牙草、碱菀、齿果酸模、猪毛菜、碱蓬、水莎草等。由于乔木层树木的郁闭度较低，林内透光较好，为林下草本植物创造了良好的生存空间，植物能够得到充足的阳光，使林下草本植物较为丰富，生长旺盛，覆盖度较高，约为94%，林下优势物种为狗牙根，形成狗牙根群落。

④村落林

村落林群落主要分布在村庄居民的院中和村庄的四周，面积大小随村庄的大小而差别较大，通常呈片状分布。群落中树种种类组成的成分较为多样，但结构简单，可分为乔木层，亚乔木层、灌木层和草本层，主要优势层为乔木层，林下灌木草本极少。群落类型有两类：一类是杨树类型，形成以杨树为主的优势群落，其乔木林建群种为杨树，沙兰杨、毛白杨和杂交杨等。群落组成以单优种群较多，种植密度一般在400~700株/hm^{2}之间，平均高12m，平均胸径14cm，郁闭度0.4~0.5。另一类为混交类，树种种类较多，混交树种主要有榆树，槐树，泡桐，椿树等，树龄差异较大。由此可以将该群落分为不同的亚类型，如杨树－榆树群落、杨树－泡桐群落、杨树－槐树－泡桐群落等，杨树所占比例也不一致，但杨树仍然是主要树种，一般

占到40%左右。无论何种类型，群落的结构和特征等各方面则较为一致，均表现出较为旺盛的生长力与生活力。

2）农田栽培植被

农田栽培植被主要是旱地农作物群落，可划分为粮食农作物群落和蔬菜农作物群落。

①粮食作物群落

旱地农作物面积占该区面积最大，其农作物群落可分为粮食作物群落和蔬菜作物群落。主要是小麦—玉米、小麦—花生两种轮作形式群落。均是一年两熟制，季节性轮作，夏季播种玉米、花生、大豆等农作物，冬季播种小麦。在麦田伴生的杂草主要有燕麦、米瓦罐、播娘蒿、茏茏菜、看麦娘等。与夏播作物相伴生的杂草有稗草、野苋、猪毛菜、牛筋草、狗尾草、马唐、虎尾草、蒺藜、马齿苋、莎草等。而莎草、马唐、狗尾草则是旱田的恶性杂草，给当地的农业生产带来较大的危害。

②蔬菜作物群落

本项目沿线没有大面积的蔬菜基地，只有小片的菜田在村里四周呈点状或条块状分布，该群落主要有以下蔬菜组成，叶菜类：白菜、卷心菜、雪里红等；根茎类：萝卜、胡萝卜、马铃薯等；鳞茎类：葱、蒜洋葱等：茎叶类：韭菜、苋菜、芹菜、茴香、茼蒿等；瓜果类：冬瓜、丝瓜、葫芦、豇豆、西红柿、茄子等。菜园一般都水肥充足，管理精细，长势较好，生物量较大，主要用来生活自给。

3）无植被区

评价区内无植被区域面积为202.46hm^2，约占评价区总面积的20.99%，占比较高，主要包括住宅用地、工矿仓储用地、交通运输用地、河流水面和坑塘水面，以住宅用地面积最大。

4.3.6.5 评价区野生动物现状调查与评价

根据本项目拟建管线评价范围内生态环境现状调查结果得知，沿线区域在长期的人类活动的干扰下，受人为活动的影响明显，已形成较为稳定的人工生态系统，生物多样性程度偏低。管道路由两侧300m评价区范围内主要分布的野生动物是一些常见鸟类、鱼类、两栖类等物种，不存在珍稀野生动植物的适宜生境。原生植被早已被农作物及人工林所取代，无成片分布的地带性天然植被。管道沿线地表植被多为人工植被，主要是农田和人工杨树林和柳树林等，人为活动较频繁，适宜野生动物生存的栖息环境多已被人工环境所替代，大型哺乳动物不会在此环境下觅食和栖

息。管道沿线300m评价范围内，未发现古树名木以及珍稀保护植物物种及群落分布。本项目评价范围内野生动物情况见下表。

表4.3-23　　本项目沿线主要野生动物名录

序号	种名	拉丁学名	属	科	目	保护级别
1	大杜鹃	Cuculus canorus	杜鹃属	杜鹃科	鹃形目	/
2	普通翠鸟	Alcedoatthis	翠鸟属	翠鸟科	佛法僧目	/
3	短趾沙百灵	Calandrella cheleensis	沙百灵属	百灵科	雀形目	/
4	云雀	Alauda arvensis	云雀属	百灵科	雀形目	/
5	家燕	Hirundorustica	燕属	燕科	雀形目	/
6	金腰燕	Hirundo daurica	燕属	燕科	雀形目	/
7	黄鹡鸰	Motacillaflava	鹡鸰属	鹡鸰科	雀形目	/
8	白鹡鸰	Motacillaalba	鹡鸰属	鹡鸰科	雀形目	/
9	红尾伯劳	Laniuscristatus	伯劳属	伯劳科	雀形目	/
10	棕背伯劳	Lanius schach	伯劳属	伯劳科	雀形目	/
11	楔尾伯劳	Lanius sphenocercus	伯劳属	伯劳科	雀形目	/
12	黑枕黄鹂	Oriolus chinensis	黄鹂属	黄鹂科	雀形目	/
13	喜鹊	Pica pica	鹊属	鸦科	雀形目	/
14	震旦鸦雀	Paradoxornisheudei	鸦雀属	鸦雀科	雀形目	/
15	褐柳莺	Phylloscopusfuscatus	柳莺属	莺科	雀形目	/
16	黄眉柳莺	Phylloscopus inornatus	柳莺属	莺科	雀形目	/
17	黄腰柳莺	Phylloscopusproregulus	柳莺属	莺科	雀形目	/
18	树麻雀	Passer montanus	麻雀属	雀科	雀形目	/
19	燕雀	Fringillamontifringilla	燕雀属	燕雀科	雀形目	/
20	黄眉鹀	Emberiza chrysophrys	鹀属	鹀科	雀形目	/
21	灰头鹀	Emberiza spodocephala	鹀属	鹀科	雀形目	/
22	田鹀	Emberizarustica　Pallas	鹀属	鹀科	雀形目	/
23	小鹀	Emberizapusilla	鹀属	鹀科	雀形目	/
24	苇鹀	Emberiza pallasi	鹀属	鹀科	雀形目	/
25	中华大蟾蜍	Bufo bufogargarizans	蟾蜍属	蟾蜍科	无尾目	/

序号	种名	拉丁学名	属	科	目	保护级别
26	黑斑蛙	Rana.nigromaculata	蛙属	蛙科	无尾目	*
27	北方狭口蛙	Kaloula.borealis	狭口蛙属	姬蛙科	无尾目	*
28	无蹼壁虎	Gekko. swinhonis	壁虎属	壁虎科	有鳞目	*
29	赤链蛇	Dinodon.rufozonatum	链蛇属	游蛇科	有鳞目	*
30	丽斑麻蜥	Eremias.argus	麻蜥属	蜥蜴科	蜥蜴目	*
31	中华鳖	Trionyx.sinensis	鳖属	鳖科	龟鳖目	*
32	普通刺猬	Erinaceus europaeus	猬属	猬科	猬形目	*
33	蝙蝠	Vespertilio.superans	蝙蝠属	蝙蝠科	翼手目	/
34	东亚家蝠	Pipistrellus abramus	伏翼属	蝙蝠科	翼手目	/
35	黑田鼠	Microtus.agrestis	田鼠属	仓鼠科	啮齿目	/
36	大仓鼠	Cricetulus triton	仓鼠属	仓鼠科	啮齿目	/
37	黑线仓鼠	Cricetulusbarabensis	仓鼠属	仓鼠科	啮齿目	/
38	小家鼠	Mus musculus	鼠属	鼠科	啮齿目	/
39	褐家鼠	Rattus norvegicus	家鼠属	鼠科	啮齿目	/
40	黑线姬鼠	Apodemus agrarius	姬鼠属	鼠科	啮齿目	/
41	麝鼩	Scaptochirusmoschatus	麝鼩属	鼩科	食虫目	/
注： *为列入《国家保护的有益的或者有重要经济、科学研究价值的陆生野生动物名录》的动物						

4.3.6.6 评价区生态现状主要问题

本项目评价区内主要生态问题为水土流失，项目所在区域水土流失以水力侵蚀为主，侵蚀强度以微度侵蚀为主。本项目管线沿线穿越地层主要为第四系冲洪积（Q4al+pl）为主，主要包括第四系冲洪积粉质黏土、粉细砂、细砂等。粉质黏土，褐色，稍湿～湿，该层分布整个场区，厚度各地略有不同。粉细砂，含有石英、长石、石英等矿物，级配好，湿～饱和，分布于整个区域。

4.3.6.7 生态环境现状评价结论

本项目评价区为平原区。区域多已开辟为农田，人类活动较为频繁。植被以农作物植被为主。评价区域内地段属于半人工的农业生态系统，具有相对的稳定性及

功能完整性，由于人工的有效管理及能量补给，系统可以得到较稳定的维持和发展，具有一定的抗干扰能力。

5 环境影响预测与评价

5.1 环境空气影响预测与评价

5.1.1 施工期废气影响分析与评价

5.1.1.1 施工扬尘

施工扬尘主要产生于井场施工、管线施工以及施工机械及运输车辆往来等。

根据类比有关项目施工期环境空气实测数据，施工场地扬尘影响范围基本在下风向100～150m范围内，中心处浓度为5～10mg/m^3；管线施工过程主要对沿线两侧100m范围区域内造成一定影响，其影响范围限制在线路两侧，是小范围短期影响；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。

施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输会产生道路扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、车辆不要装载过满并采取密闭或者遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

本项目所在区域地势大多较高，大气扩散条件好。井场分布较分散，且施工时间较短，施工扬尘影响较小；工程管线敷设长度较短，且管沟随挖随填，回填时间较短，因此扬尘产生量较小。

5.1.1.2 施工机械废气

施工机械及车辆废气主要包括施工过程中车辆与机械废气。

施工期间燃油机械设备较多，且一般采用柴油作为动力。根据工程分析，项目施工期井场建设、车辆运输等过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为SO_2、CO、NO_x、C_mH_n等。上述污染物均为阶段性局部排放，评价认为，经采取相应大气污染防治措施后，可以将施工期大气环境影响降到较小程度，并且

施工期的环境影响是暂时的，随着施工期的结束，该影响随之消失，不会对大气环境造成长远影响。

5.1.1.3 柴油机烟气

柴油机排放的烟气中主要污染物为NOx、SO_2、颗粒物、烃类等。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，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。

5.1.1.4 放喷燃烧废气

因测试放喷时间较短，且污染物产生量较小，并将随测试放喷结束而消除，故放喷燃烧废气对大气环境的影响较小。

5.1.1.5 管线焊接、防腐废气

管线组焊过程中产生的焊接烟尘排放量小，因焊接工序是随着管道的敷设情况来分段进行，因此焊接烟尘属于流动源且为间歇短暂性排放，随着焊接工作的结束而结束；现场管线只在管线接口处进行防腐作业，使用环氧粉末固体涂料，无污染，无溶剂，且管线焊接及防腐作业时间较短，本项目所在地地势开阔，风速较大，利于污染物扩散，因此，管线焊接及防腐废气对周边环境影响较小。

5.1.2 运营期环境空气影响预测与评价

5.1.2.1 气象资料

本项目位于河南省范县和濮阳县境内，根据《环境影响评价技术导 则大气环境》（HJ2.2-2018）有关要求，本次评价地面气象资料来源于濮阳气象站（站点编号54900，东经115.0317°，北纬35.6967°，气象站海拔54m）。濮阳气象站位于本项目西侧22km处，其常规气象资料可以反映项目区域的基本气候特征。

濮阳市位于中纬度地带，常年直接受东南季风环流的控制和影响，属暖温带半湿润季风性大陆性气候。特点是四季分明，春季干旱多风沙，夏季炎热雨量大，秋季晴和日照长，冬季干旱少雨雪。

以下资料根据濮阳气象站2004-2023年气象数据统计分析，详见下表所示。

表5.1-1　濮阳气象站常规气象项目一览表（2004-2023年）

统计项目		统计值	极值出现时间
多年平均气温（℃）		14.4	/
多年平均最高气温（℃）		38.39	/
累年极端最高气温（℃）		41.4	2009.6.25
多年平均最低气温（℃）		-12.84	/
累年极端最低气温（℃）		-17.1	2021.1.7
多年平均气压（hPa）		1010.5	/
多年平均相对湿度（%）		67.5	/
多年平均降雨量（mm）		614.9	/
最大日降雨量（mm）		147.0	2010.9.7
最小年降雨量（mm）		413.7	2012
灾害天气统计	多年平均沙暴日数（d）	/	/
	多年平均雷暴日数（d）	16.4	/
	多年平均冰雹日数（d）	0.5	/
	多年平均大风日数（d）	2.5	/
多年实测极大风速（m/s）、相应风向		24.2、NNW	2006.4.12
多年平均风速（m/s）		2.0	/
多年主导风向、风向频率（%）		S、12.8	/
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）		7.9	/

5.1.2.2 有组织排放源影响分析

由于本项目不新增加热炉，均依托现有站场加热炉，因此本项目不对有组织排放源进行预测，仅进行达标分析。

2026-2028年度产能建设新增油气全部依托现状集输系统稳定、分离后外输。现状中转站加热炉废气采用15m的排气筒排放。本次评价引用中原油田分公司环保监测总站对濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站、110号计量站加热炉和污水池有组织废气的自行监测数据来说明加热炉燃烧废气的达标情况，具体见表2.4-7。由上表可知，根据监测结果可知，现有加热炉废气各污染因子排放浓度均满足《工业炉窑

大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）中的排放限值，对周围大气环境影响较小。

5.1.2.3 预测模式及参数

本项目运营期正常工况下无组织废气主要为井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体。

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中工作等级的确定方法，结合项目工程分析结果，选择正常排放的主要污染物及排放参数，采用附录中推荐模型中的 AERSCREEN 模式分别计算项目污染源的最大环境影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

（1）P_{max} 及 $D_{10\%}$的确定

依据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中最大地面浓度占标率 P_i 定义如下：

$$Pi = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i——第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i——采用估算模型计算出的第 i 个污染物的最大 1h 地面空气质量浓度，μg/m^3；

C_{0i}——第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m^3；

$D_{10\%}$为第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离。

（2）评价因子和评价标准筛选

评价因子和评价标准表见下表 5.1-2。

表 5.1-2 评价因子及标准

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

（3）污染源参数

本项目拟建采油井场均为单井井场，各污染源源强均相同，且地形差别不大，本次选取预计产能最大的区块采油井场濮 6-184 井场进行预测分析，同时对濮 158-2

注气井场、濮 158-3 注气井场、濮 158-6 注气井场、濮三中转站、100#计量站及 5#扩站进行预测分析，无组织废气污染源排放参数见下表 5.1-3。

表 5.1-3　无组织非甲烷总烃矩形面源参数表

名称	起始点坐标/m		面源海拔/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/（°）	面源有效排放高度/m	年排放小时数/h	排放工况	排放速率/（kg/h）
	X	Y								
濮 6-184 井场	355600.78	3960467.17	49	40	40	0	3.5	8760	连续	0.00129
濮 158-2 井场	351707.43	3950505.23	51	100	90	10	3.5	8760	连续	0.0599
濮 158-3 井场	351350.37	3949349.42	51	40	40	0	3.5	8760	连续	0.0137
濮 158-6 井场	351061.64	3948913.78	52	100	90	10	3.5	8760	连续	0.0643
濮三中转站	350904.16	3952812.04	50	54	39	10	3.5	8760	连续	0.0689
100#计量站	351036.86	3950839.61	51	98	48	10	3.5	8760	连续	0.0499
5#扩站	356537.66	3960390.57	48	43	39	10	3.5	8760	连续	0.0189

（4）估算模型参数

估算模型相关参数详见下表 5.1-4。

表 5.1-4　估算模型所需参数表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	/
最高环境温度/℃		41.4
最低环境温度/℃		-17.1
土地利用类型		农田
区域湿度条件		干燥
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/°	/

5.1.2.4 无组织排放源影响分析

（1）估算模型计算结果及分析评价

根据上述参数，本项目估算模式计算结果及判定情况见下表 5.1-5。

表 5.1-5　估算模型计算结果

污染源	污染物	最大落地浓度 C_i（mg/m^3）	环境标准 C_{0i}（mg/m^3）	P_{max}（%）	P_{max} 出现距离（m）
濮 6-184 井场	非甲烷总烃	0.00319	2.0	0.16	72
濮 158-2 井场	非甲烷总烃	0.0909	2.0	4.55	119
濮 158-3 井场	非甲烷总烃	0.034	2.0	1.70	72
濮 158-6 井场	非甲烷总烃	0.0963	2.0	4.81	119
濮三中转站	非甲烷总烃	0.166	2.0	8.32	79
100#计量站	非甲烷总烃	0.12	2.0	6.02	89
5#扩站	非甲烷总烃	0.0465	2.0	2.32	74

根据预测结果，本项目各污染源下风向 0～2500m 范围内非甲烷总烃均未出现超标，污染物最大浓度占标率均小于 10%，其中濮三中转站下风向最大落地浓度为 0.166mg/m^3，最大占标率 8.32%。本项目无组织废气能够达标排放，对大气中污染物浓度贡献值较小，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目的建设对区域大气环境的影响可以接受。

根据上表判定结果，本项目 1%≤Pmax=8.32%＜10%，根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）分级判据，确定本项目大气环境影响评价工作等级为二级，可不进行进一步预测，只对污染物排放量进行核算。

（2）大气环境防护距离

本项目采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）中推荐模型中的 AERSCREEN 模式计算项目污染源的最大环境影响，根据估算模型预测结果，本项目无组织废气污染源排放主要污染物在评价范围内大气污染物下风向最大浓度均小于环境质量浓度限值要求，未出现超标点，因此不需要设置大气环境防护距离。

5.1.2.5 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 5.1-6～表 5.1-8。

表 5.1-6　大气污染物有组织排放量每年度新增核算表

排放口编号	污染物	核算年排放量（t/a）	备注
依托现有加热炉	颗粒物	0.02	2026 年
		0.038	2027 年
		0.055	2028 年
	NOx	0.929	2026 年
		1.743	2027 年
		2.514	2028 年

表 5.1-7　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	1h 浓度限值/（mg/m^3）	
1	/	各井场、站场无组织排放各个节点	非甲烷总烃	加强各节点密封性	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	4.0	2.8242
无组织排放总计							
无组织排放总计			非甲烷总烃				2.8242

表 5.1-8　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	2.8242
2	颗粒物	0.055
3	NOx	2.514

5.2 地表水环境影响分析

5.2.1 施工期废水影响分析

本项目施工期废水主要包括钻井废水、洗井废水、废射孔液、压裂返排液、管道试压废水和施工人员生活污水。

本项目钻井废水主要包括钻井泥浆废水、固井等作业废水、井口返排水，均进入井场泥浆不落地系统；钻井废水上清液用于配置钻井液，无法回用的由罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层。洗井废水从井口返排进入洗井回收罐，通过罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。废射孔液主要成分为水及无机盐，通过回收罐收集后由罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。无法回用的压裂废液排入废水罐，由罐车运往濮城采油厂采出水处理站处理达标后回注油层。

本项目排放管道试压废水属清净下水，其主要污染物为悬浮物，试压废水为分段产生，循环使用，最终不能使用的通过密闭罐车拉运至濮一、濮二和濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。生活污水排入施工现场设置的环保厕所，生活污水定期清掏用作农肥，不外排。

综上，采取上述措施后，项目施工期废水均得到合理处置，对周围地表水体环境影响较小。

5.2.2 运营期废水影响分析

本项目油田采出水及井下作业废水全部依托濮一、濮二和濮三采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注地层。

综上所述，本项目运营期废水均不排放，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）进行判定，评价等级为三级B，因此项目对地表水环境无影响。

5.3 地下水环境影响预测与评价

5.3.1 预测方法与简介

由于地下水系统常常十分复杂，多为非均质、各向异性的空间水流系统。要直接研究或预测地下水系统中的水流、水质的时空分布与变化极其困难。因此，地下水工作者常常用模型方法进行研究或预测。在充分掌握被研究实体资料的基础上，通过科学概况，合理简化，建立概念模型。对该概念模型用不同方式进行描述或表

达，并能反映其基本规律的“研究或实验”替代体，称之为模型。如用数学语言能描述该系统概念模型，则谓之数学模型；若用物理相似建立的模型称之物理模型。人们可以通过研究或预测不同激励条件下模型的响应以达到预测被研究实体时空状态之目的。

在电子计算机科学高速发展的今天，地下水工作者常用数学模型的方法来研究地下水水流和溶质在含水介质的运动规律。如假定被研究实体-地下水系统是一非均质各向异性且为层流的非稳定水流系统，则依据被研究或预测实体-地下水系统的概念模型可抽象出反映水流运动规律的一般数学表达式及确定定解条件的初始条件和边界条件表达式方程。应用数值方法，如有限差分或有限单元可有效地求解有关偏微分方程组。通过研究或预测数学模型在不同外力作用下的变化，便可模拟出被研究实体-地下水系统在抽（排）水或注（压）水作用下，各点的水位、水质的定量变化情况。在地下水分布参数模型（数值法）的实际应用中，除了要首先确定被研究或预测的地下水流系统范围、边界条件、初始条件、参数分区及初值、源汇项之外，还应用验后预测的方法对模型进行校正、识别，以确定该数学模型的科学性、可靠性，并能真正反映或刻画被研究地下水系统的变化规律，从而可利用模型的研究达到研究或预测有关地下水系统，在不同外部激励作用下，水流或溶质的变化之目的。

地下水溶质运移数值模拟应在地下水流场模拟基础上进行。因此地下水溶质运移数学模型应包括水流模型和溶质运移模型两部分。

5.3.1.1 地下水流模型

三维、非均质、各向异性的层流、非稳定潜水模型为：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}(K_x\dfrac{\partial h}{\partial x})+\dfrac{\partial}{\partial y}(K_y\dfrac{\partial h}{\partial y})+\dfrac{\partial}{\partial z}(K_z\dfrac{\partial h}{\partial z})+\varepsilon=\mu\dfrac{\partial h}{\partial t} & x,y,z\in\Omega \\ h(x,y,z)=h_0 & x,y,z\in\Omega \\ \mathrm{h}(x,y,z)\big|_{\Gamma_1}=\varphi(x,y,z) & x,y,z\in\Gamma_1 \\ K_n\dfrac{\partial h}{\partial \overline{n}}\Big|_{\Gamma_2}=q(x,y,z) & x,y,z\in\Gamma_2 \end{cases}$$

式中：Ω—渗流区域；

x、y、z—笛卡尔坐标（m）；

h—含水体的水位标高（m）；

t—时间（d）；

K_x、K_y、K_z－分别为x、y、z方向的渗透系数（m/d）；

K_n－边界面法向方向的渗透系数（m/d）；

μ－重力给水度；

ε－源汇项（1/d）；

h_0－初始水位（m）；

Γ_1－一类边界；

Γ_2－二类边界；

ñ－边界面的法线方向；

$\varphi(x,y,z)$——一类边界水头（m）；

q(x，y，z)－二类边界的单宽流量（$m^3/d/m$），流入为正，流出为负，隔水边界为零。

5.3.1.2 溶质运移模型

不考虑污染物在含水层中的吸附、交换、挥发、生物化学反应，地下水中溶质运移的数学模型可表示为：

$$n_e \frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x_i}(n_e D_{ij} \frac{\partial C}{\partial x_j}) - \frac{\partial}{\partial x_i}(n_e C V_i) \pm C' W$$

$$D_{ij} = \alpha_{ijmn} \frac{V_m V_n}{|V|}$$

式中：

α_{ijmn}—含水层的弥散度；

V_m，V_n—分别为m和n方向上的速度分量；

v｜—速度模；

C—模拟污染质的浓度（mg/L）；

n_e—有效孔隙度；

t－时间（d）；

C′—模拟污染质的源汇浓度（mg/L）；

W—源汇单位面积上的通量；

V_i—渗流速度（m/d）；

C′—源汇的污染质浓度（mg/L）。

以上模型的选择基于以下理由：（1）有机污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染物总量减少，运移扩散速度减慢。目前国际上对这些作用参数的准确获取还存在困难；（2）假设污染物质在运移中不与含水层介质发生反应，可以被认为是保守型污染物质。保守型污染物质的运移只考虑对流、弥散作用。在国际上有很多用保守型污染物质作为模拟因子进行环境质量评价的成功实例；（3）保守型考虑符合环境影响评价风险最大的原则。

联合求解水流方程和溶质运移方程就可得到污染物质的空间分布。

5.3.1.3 应用软件

对于上述数学控制方程的求解，采用地下水模拟软件Visual MODFLOW Flex 6.1进行计算。

Visual MODFLOW Flex 6.1是目前国际上先进的综合性的地下水模拟软件包，由MODFLOW、MODPATH、MT3D、FEMWATER、PEST、MAP、等模块组成的可视化三维地下水模拟软件包；可进行水流模拟、溶质运移模拟、反应运移模拟；建立三维地层实体，从而可以综合考虑到各种复杂水文地质条件，给模拟者带来极大的方便，同时也有效的提高了模拟的仿真度。Visual MODFLOW Flex 6.1在美国和世界其它国家得到广泛应用。

Visual MODFLOW Flex 6.1系统中所包含的MODFLOW模块较新的可构建三维有限差分地下水流模型版本，是由美国地质调查局（USGS）于80年开发出的一套专门用于模拟孔隙介质中地下水流动的工具。自问世以来，MODFLOW已经在学术研究、环境保护、水资源利用等相关领域内得到了广泛的应用。

5.3.1.4 水流数值模型的建立

5.3.1.4.1 水文地质概念模型

水文地质概念模型是把含水层实际的边界性质、内部结构、渗透性质、水力特征和补给排泄等条件进行概化，便于进行数学与物理模拟。水文地质概念模型是对地下水系统的科学概化，是为了适应数学模型的要求而对复杂实际系统的一种近似处理，是地下水系统模拟的基础。它把研究对象作为一个有机的整体，综合各种信息，集多学科的研究成果，以地质为基础，根据系统工程技术的要求概化而成。水

文地质概念模型的核心要素是边界条件、内部结构和地下水流态，通过对调查区的岩性构造、水动力场、水化学场的分析，可以确定概念模型的要素。

（1）模型区范围确定

本次模拟范围是依据水文地质勘察资料并根据地下水流场分析来确定。模拟面积为322.30km2，模型预测评价范围见附图十三（1）。

（2）边界条件

①水平边界

AB边界：以平行于等水位线作为定水头补给边界；

BC、DA边界：以垂直于等水位线作为零通量边界条件；

CD边界：以平行于等水位线作为定水头排泄边界。

②垂直边界

模拟区垂向地下水补给包括大气降水入渗补给、河流侧渗补给、灌溉入渗补给；地下水排泄为人工开采。

（3）含水层结构特征

浅层含水层组，主要由黄河及黄河故道改道冲积而成。时代为Q_4和Q_3上部地层。在含水层的颗粒粗细及埋藏分布，渗透性能等方面，具有明显的分带性。含水层大体由西南向东北方向延伸，呈单层出现，局部地段夹有粉土或粉质粘土薄层透镜体，含水层一般厚度大于10m，顶板埋深10～25m，底板埋深40～50m。含水层岩性以含中砂、细砂为主，从上游至下游颗粒稍有变细；中深层含水层组，主要由Q_2和Q_1地层组成，岩性主要以中砂、中细砂和粉细砂为主，含水层区间为50~416.6m。

本次模型含水层为层1（浅层水：细中砂、粉细砂为主）；层2为弱透水层（粉质粘土），层3（中深层水：中砂、中细砂和粉细砂），底部为隔水层，不作为模型内部地层。

（4）水文地质参数

水文地质参数主要为渗透系数K、重力给水度μ值和降雨入渗参数α等，综合《郓城幅1:20万水文地质调查报告I-50-（02）》、抽水实验、渗水试验、岩性特征、参考经验值等给定初始值，通过模型模拟调试，最终获得模拟所需的水文地质参数。

综上所述，本项目地下水概念模型可概化为多层非均质各向同性、非稳定地下水流系统。

5.3.1.4.2 模型识别与参数确定

（1）模拟流场及初始条件

以2025年3月地下水流场作为初始流场（附图十三（20））进行模拟。以2025年7月统测的地下水流场作为模拟流场进行拟合对比分析。

（2）模拟区剖分

模拟区网格剖分单元格125.09m×128.02m，泄漏区域网格加密单元格31.27m×32.00m，网格剖分图见图5.3-1至图5.3-2。

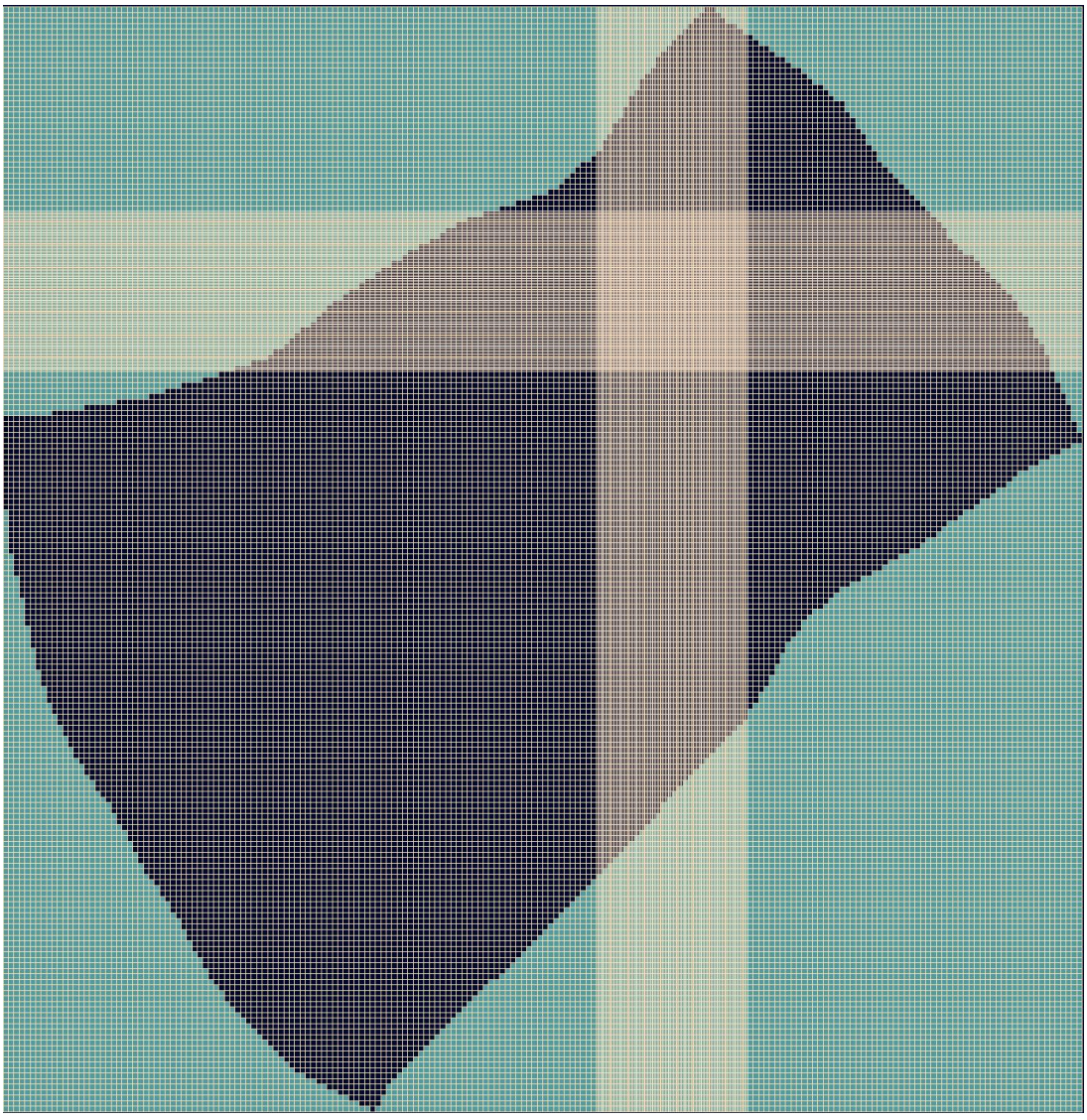


图5.3-1　网格剖分

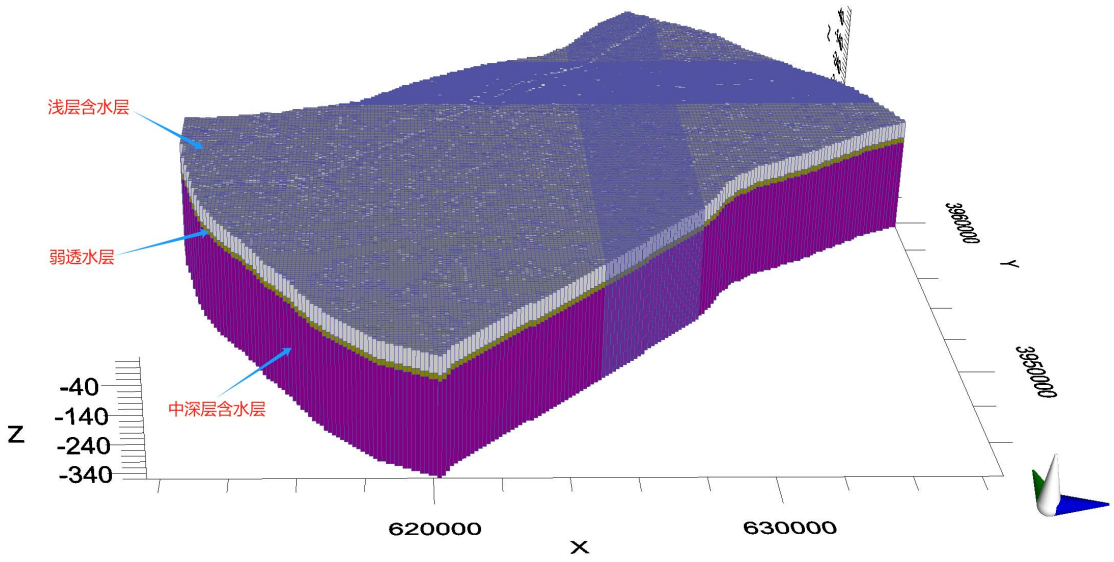


图5.3-2　模拟区三维网格剖分图

（3）模型识别与参数确定

①模型识别

模型的识别与验证是整个模拟中极为重要的一步工作，通常要进行反复地调整参数和调整某些源汇项基础上才能达到较为理想的拟合结果。本次模型识别与验证过程采用试估—校正法，属于反求参数的间接方法之一。

运行计算程序，可得到在给定水文地质参数和各均衡项条件下的模拟区地下水流场，通过拟合枯水期的统测流场，识别水文地质参数和其它均衡项，使建立的模型更加符合模拟区的水文地质条件。

模型的识别与验证主要遵循以下原则：a.模拟的地下水流场要与实际地下水流场基本一致；b.从均衡的角度出发，模拟的地下水均衡变化与实际要基本相符；c.模拟的水位动态与统测的水位动态要一致；d.识别的水文地质条件要符合实际水文地质条件。根据以上四个原则，对模拟区地下水系统进行了识别和验证。通过反复调整参数和均衡量，识别水文地质条件，确定了模型结构、参数和均衡要素。

模拟时期为2025年3月到2025年7月，每个时间段内包括若干时间步长，时间步长为模型自动控制，严格控制每次迭代的误差。

模型最终识别的水文地质参数分区见图5.3-3~5.3-4，模型识别参数见表5.3-1。

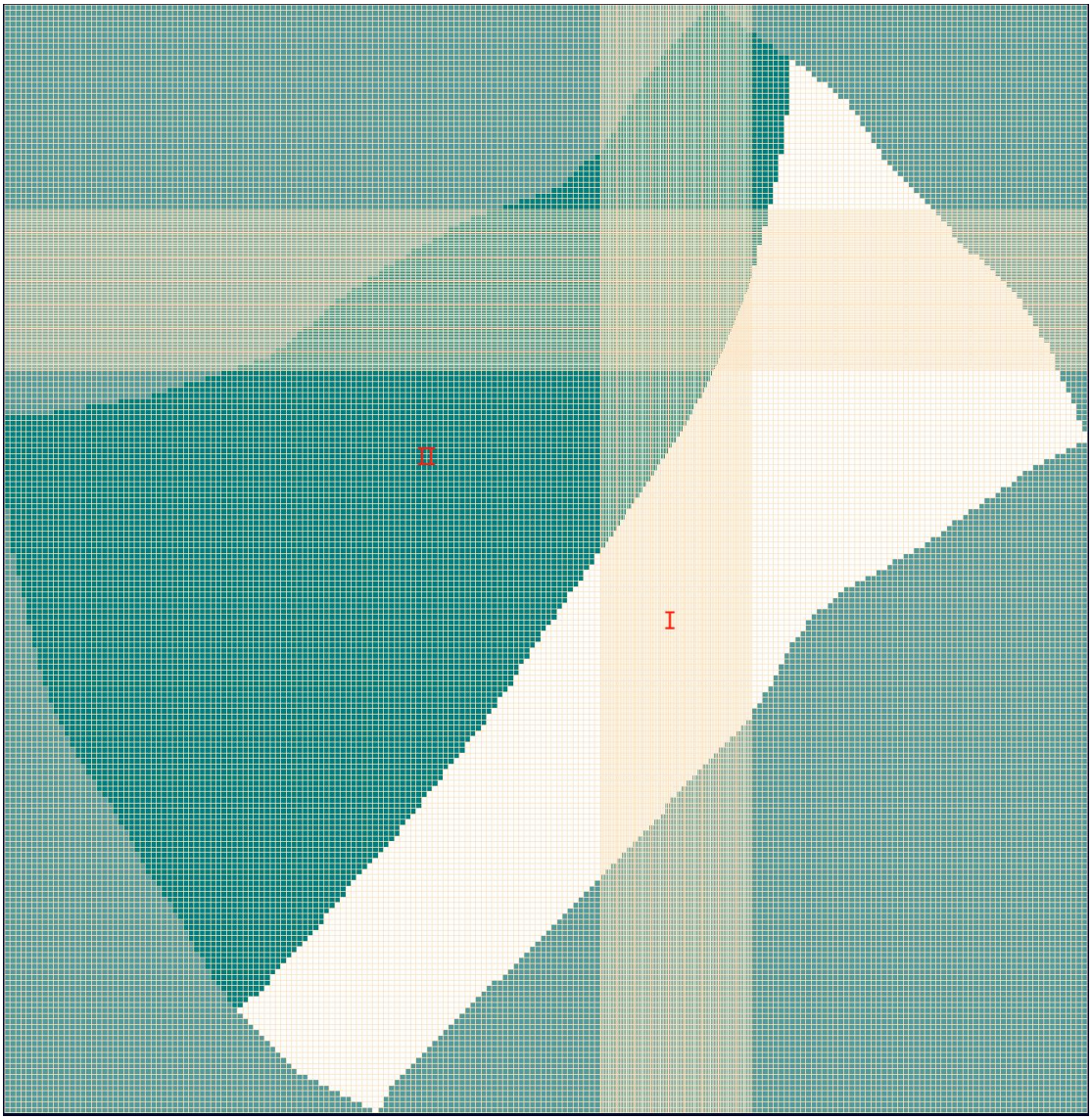


图5.3-3　浅层含水层水文地质参数分区图

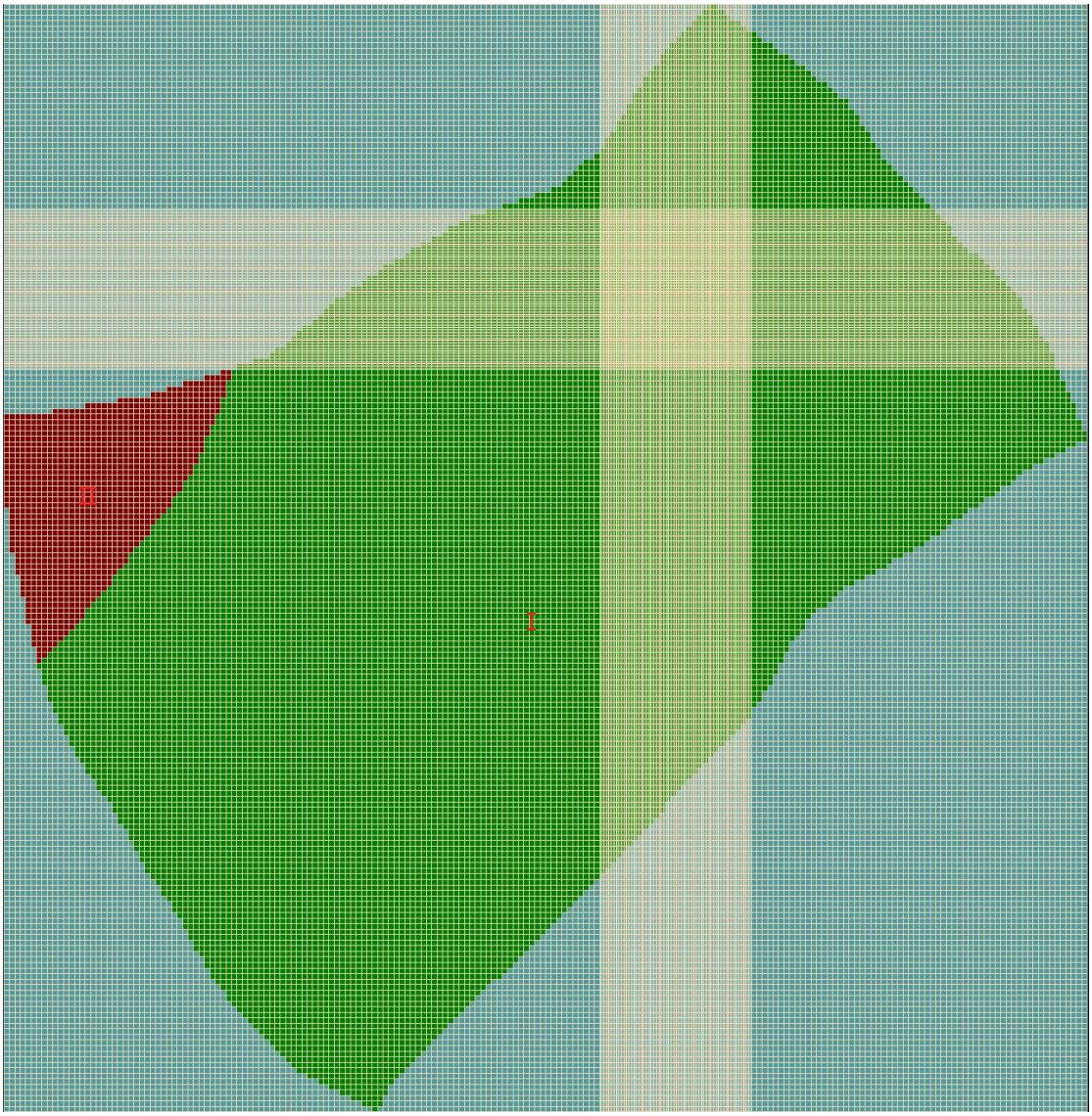


图5.3-4　中深层含水层水文地质参数分区图

表5.3-1　模型识别参数一览表

层位	分区编号	水平渗透系数（m/d）	垂向渗透系数（m/d）	给水度	降水补给系数	灌溉入渗系数
浅层水	I	7.77	0.777	0.15	0.18	0.20
	II	17.05	1.705	0.20	0.20	0.11
弱透水层	--	0.05	0.005	0.02	0.00	0.00
中深层水	I	1.49	0.149	0.25	0.00	0.00
	II	1.58	0.158	0.20	0.00	0.00

含水层的模拟流场与实际流场对比见图5.3-5。

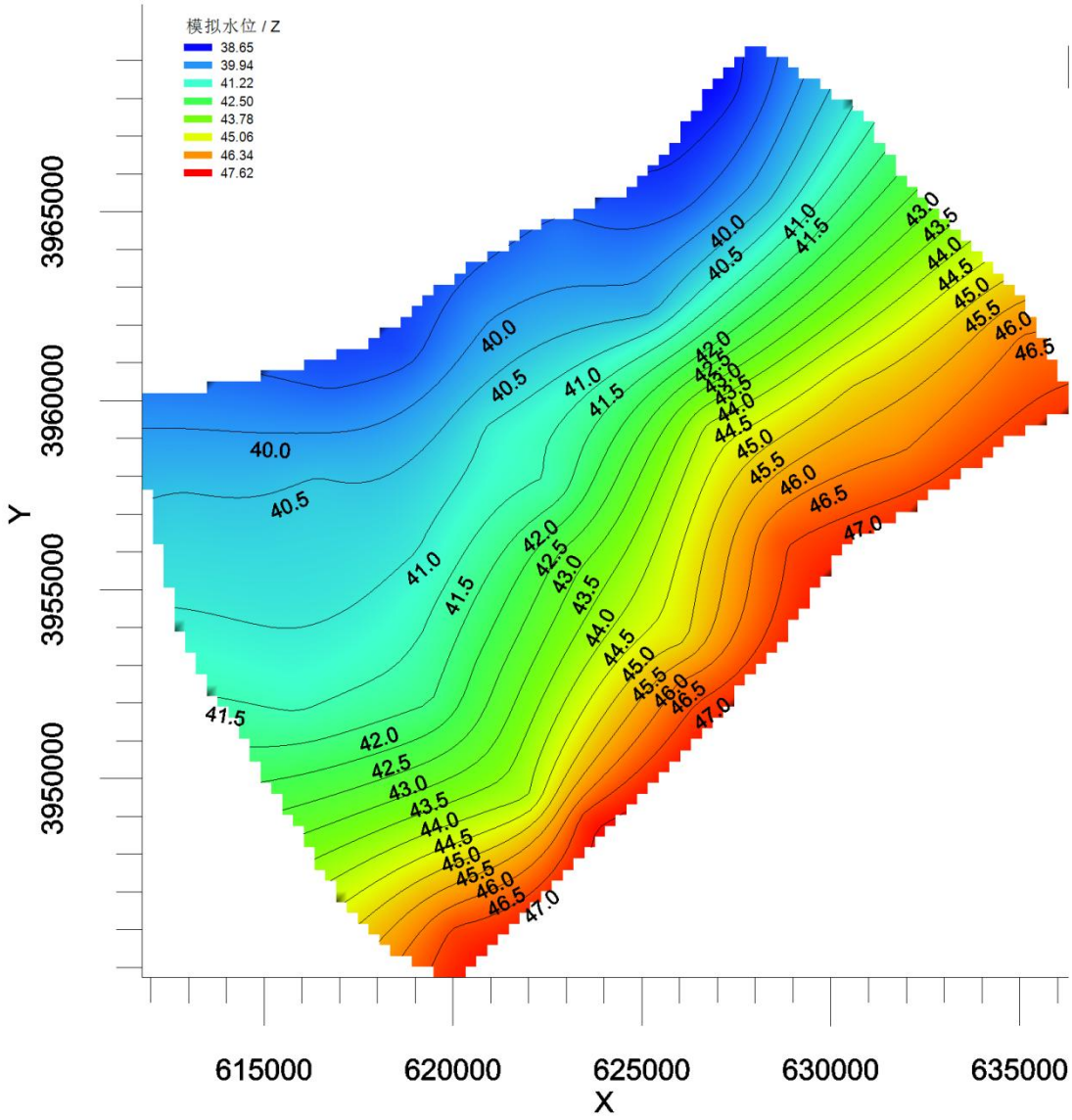


图5.3-5　2025年7月含水层流场模拟效果图

5.3.1.5 预测模型的建立

5.3.1.5.1 地下水水流的预测

地下水水流的预测模型所运用的参数是通过模型识别确定的。预测模型的补给量或排泄量采用现状年的资料。模型中的降雨入渗量、灌溉回渗量也是采用现状年的资料。预测模型进行了100天、1000天、10年和20年四个时间段的地下水水流预测。

5.3.1.5.2 污染物迁移的预测

污染运移模型的参数设定主要以野外试验为参考，由于存在“尺度效应”，因而借鉴前人室内物理模拟试验结果，根据国内外有关弥散系数选择的文献报道，结合本项目区水文地质条件特征，对污染物运移弥散参数进行识别，本次参考前人的研究成果，见图5.3-6。识别后的纵向弥散度为10m/d，横向弥散度为1m/d。

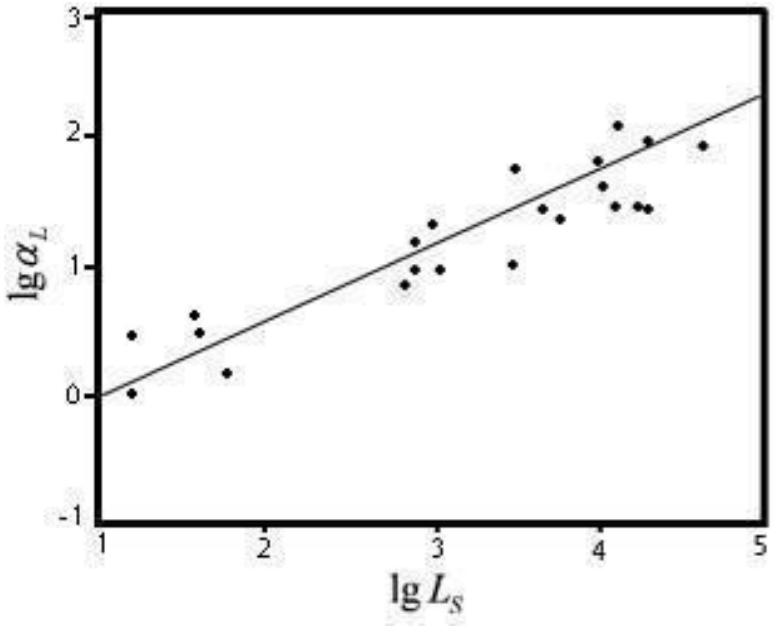


图5.3-6　孔隙介质2维数值模型的lgαL-lgLs图

（1）正常工况下

正常工况下，本项目建设均按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）等相关规范的要求进行防渗处理，各生产环节按照设计参数运行，地下水可能的污染来源为各管线、储槽、污水池等跑冒漏滴。正常工况下污水不会渗漏进入地下造成污染。因此，正常工况下不应有废污水渗漏至地下水的情景发生。因此，本次模拟预测情景主要针对非正常工况进行设定。

（2）非正常工况

非正常工况主要指施工期的井漏；运营期的采出水回注井渗漏、输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏、注水罐破裂地面防渗裂缝泄漏、套损造成的原油泄漏等情景。

①泄漏点设定

根据实际情况分析，如果是油井、注水罐、输油管线或注水井等有物料泄漏，按目前企业的管理规范及相关行业标准，必须及时采取措施，不可能任由物料或污水渗漏，而对于泄漏初期短时间物料暴露而污染的少量土壤，则会尽快通过挖出进行处置，不会任其渗入地下水。因此，只在油井、输油管线和注水罐等这些非可视部位发生小面积渗漏时，才可能有少量污染物通过漏点，逐步渗入地下水。

综合考虑项目的工艺流程、装置设施、废水种类和排放情况、场地的水文地质条件以及周边地下水的敏感程度等，本次评价非正常工况泄漏点设定为：

a.施工期浅层水和中深层-水井漏；

b.运营期浅层水-采出水回注井渗漏；

c.运营期浅层水-输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏；

d.运营期浅层水-注水罐破裂地面防渗裂缝泄漏；

e.运营期浅层水和中深层水-套损造成的原油泄漏。

非正常工况下，各设定泄漏点的位置见图5.3-7。



图5.3-7　地下水污染预测泄漏点设定位置图

②非正常工况源强设定

无防渗措施情况下，以下假定情景中渗漏污染物直接进入含水层。

1）施工期浅层水和中深层-水井漏

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。

项目施工时，钻探过程中发生井漏，钻探泥浆等直接进入浅层水或者中深层水中造成地下水污染，污染组分主要为耗氧量（COD_{Mn}）、石油类、挥发酚等。

根据《BOD\COD与高锰酸盐指数的理论内涵及倍率关系研究》（[文章编号]1002-0624（2009）08-0061-02），COD_{Cr}是高锰酸盐指数（COD_{Mn}）的2.7倍，因此COD_{Cr}浓度为8000mg/L折算成COD_{Mn}（耗氧量）浓度为2963mg/L。

由于施工期钻探油井一般40天左右即可完成，故污染能及时被发现，在该情景中，污染发生40天后随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据濮城采油厂钻井污染物产排经验数据，平均每钻1口井废水产生量为100~150m^3，平均按照每钻1口井产生150m^3的钻井废水计算，钻井施工时间为40d，保守考虑钻井废水全部泄漏，则经计算钻井废水泄漏量为3.75m^3/d，一般泄漏面积较小，按照最保守考虑为钻井废水单位面积泄漏速率为3.75m/d。

根据污水中主要污染物监测指标，选取耗氧量、石油类、挥发酚为预测因子；耗氧量浓度为2963mg/L、石油类浓度为50mg/L、挥发酚浓度为8mg/L。

2）运营期浅层水-采出水回注井渗漏

项目运行后非正常工况下，采出水回注井因事故发生泄漏，直接通过包气带进入浅层水，造成地下水污染，污染组分主要为石油类。

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）中6.2.2采样频次和采样时间的确定中的表1中污染源监测对象时-“其他污染源，对照监测点采样频次宜不少于每年1次，其他监测点采样频次宜不少于每年2次，发现有地下水污染现象时需增加采样频次”。本项目采出水回注井渗漏后，在下游监测井中检测到的时间为半年（180天），故本次将泄漏时间设定为180d。即污染发生180天后被监测井监测到，随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据污水中主要污染物监测指标，选取石油类为预测因子，浓度为18mg/L。

3）运营期浅层水-输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏

项目运行后非正常工况下，输油管线腐蚀造成含油物质渗漏，渗出液直接通过包气带进入浅层水，造成地下水污染，污染组分主要为耗氧量石油类。

由于设置输油管线设置有油量计量系统，一旦发生泄漏很容易被发现，在该情景中污染发生1天内就可以随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据污水中主要污染物监测指标，选取石油类为预测因子，浓度为770.5mg/L。

4）运营期浅层水-注水罐破裂地面防渗裂缝泄漏

项目运行后非正常工况下，注水罐破裂和地面防渗设施老化和腐蚀后泄漏，渗出液直接通过包气带进入浅层水，造成地下水污染，污染组分主要为石油类。

根据《地下水污染源防渗技术指南（试行）》（2020.2）中4.2.2其他重点污染源中池体泄漏量检测中要求：“对于原水、污（废）水贮存、调蓄装置或设备等池体状构筑物，应按照GB 50141开展满水试验。当钢筋混凝土结构池体渗水量超过0.2L/（d·m^2），砌体结构池体渗水量超过0.3L/（d·m^2）时，应开展防渗工程设计”。本项目储罐等无法做泄漏量检测，且池体为钢筋混凝土结构，保守考虑罐体发生泄漏时，非正常工况下渗水量是正常工况下允许的最大渗水量的10倍，即2L/（d·m^2），即渗漏速率为0.002m/d（730mm/a）。

由于设置储罐属于地面上罐体，一旦发生泄漏很容易被发现，在该情景中污染发生1天内就可以随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据污水中主要污染物监测指标，选取石油类为预测因子，浓度为70.5mg/L。

5）运营期浅层水和中深层水-套损造成的原油泄漏

项目运行后非正常工况下，套损造成的原油泄漏，渗出液直接进入浅层水或中深层水，造成地下水污染，污染组分主要为石油类。

腐蚀穿孔也是油井套管常见的漏油事故，根据油田工程方面文献显示，单个腐蚀孔（直径1~5mm）在10MPa压差下，原油泄漏量约5m^3/d，一般泄漏面积较小，按照最保守考虑，则单位面积油井泄漏速率为5m/d。

根据《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）中6.2.2采样频次和采样时间的确定中的表1中污染源监测对象时“其他污染源，对照监测点采样频次宜不少于每年1次，其他监测点采样频次宜不少于每年2次，发现有地下水污染现象时需增加采样频次”。本项目采出水回注井渗漏后，在下游监测井中检测到的时间为半年（180天），故本次将泄漏时间设定为180d。即污染发生180天后被监测井监测到，随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据污水中主要污染物监测指标，选取石油类为预测因子，浓度为770.5mg/L。

地下水污染物的预测源强见表5.3-2。

表5.3-2　非正常状况下污染预测源强

情景设定	渗漏点		特征污染物	泄漏速率 m/d	浓度mg/L	类型
非正常工况	施工期	（濮6-184）井漏（浅层水、中深层水）	耗氧量	3.75	2963	泄漏40天
			石油类	3.75	50	
			挥发酚	3.75	8.0	

情景设定	渗漏点		特征污染物	泄漏速率 m/d	浓度mg/L	类型
	运营期	采出水回注井渗漏（浅层水）	石油类	0.002	18	泄漏180天
		输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏（浅层水）	石油类	0.002	770.5	泄漏1天
		注水罐破裂，地面防渗裂缝泄漏（浅层水）	石油类	0.002	70.5	泄漏1天
		套损造成的原油泄漏（浅层水、中深层水）	石油类	5	770.5	泄漏180天

③预测时间

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）规定地下水环境影响预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后100d、1000d，服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。本次预测时间段定为100d、1000d、3650d（10a）和7300d（20a）。

④执行标准

正常工况下地下水环境影响预测与评价采用数值法。预测结果图中，红色范围表示地下水污染物超标的浓度范围，标准限值参照《地下水质量标准》（GB/T14848-2017），绿色范围表示存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为各检测指标的检出限。当预测结果小于检出限时则视同对地下水环境几乎没有影响。各指标具体情况见表5.3-3。

表5.3-3　拟采用污染物检出下限及其水质标准限值

模拟预测因子	检出下限值（mg/L)	标准限值（mg/L)
耗氧量	0.05	3
石油类	0.01	0.05
挥发酚	0.0003	0.002

5.3.2 场地地下水环境影响预测

以下根据设定的污染源位置和源强大小，上述无防渗情景进行模拟预测，预测结果如下：

5.3.2.1 施工期井漏

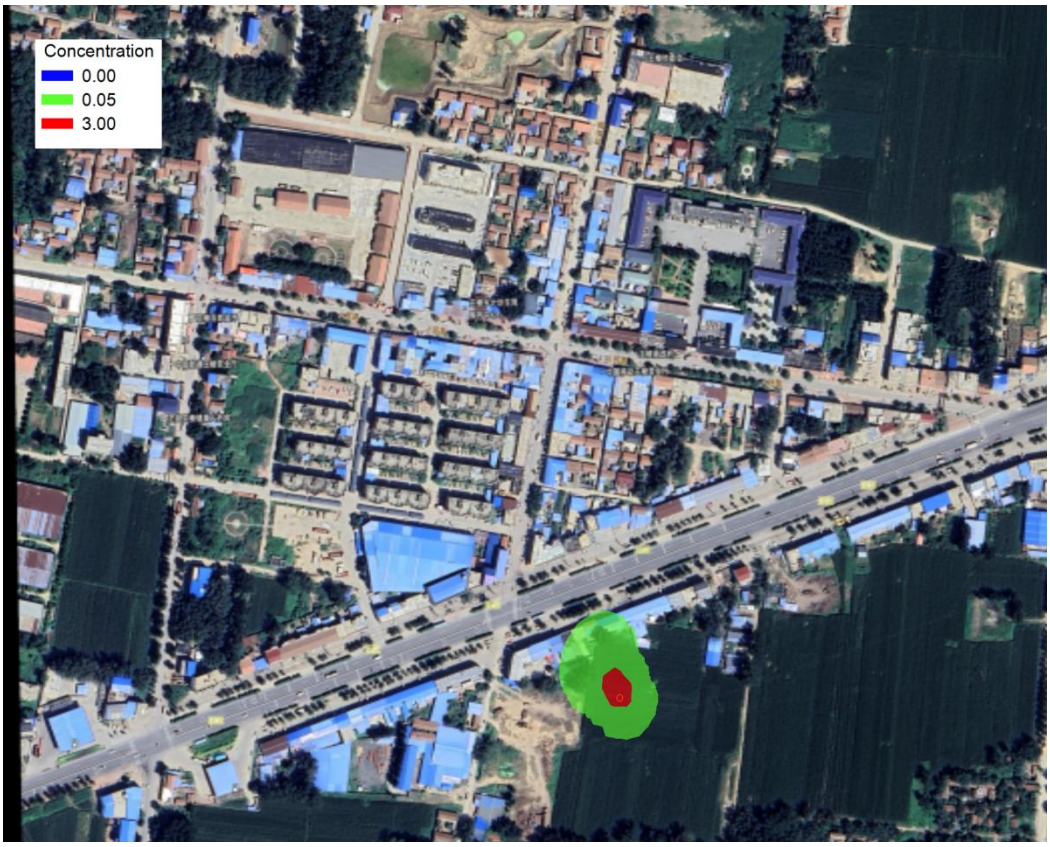
5.3.2.1.1 浅层水预测结果

（1）耗氧量预测结果

根据图5.3-8预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围5837.91m^2，超标范围307.35m^2，最大超标距离21.7m，最大运移距离70.8m；渗漏发生1000天后，检出范围19392.84m^2；超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离224.8m；10年后，检出范围7426.52m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离496.9m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-4。

表5.3-4　地下水耗氧量污染预测结果表

污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	5837.91	307.35	21.7	70.8
1000d	19392.84	0	0	224.8
10a	7426.52	0	0	496.9
20a	0	0	0	0



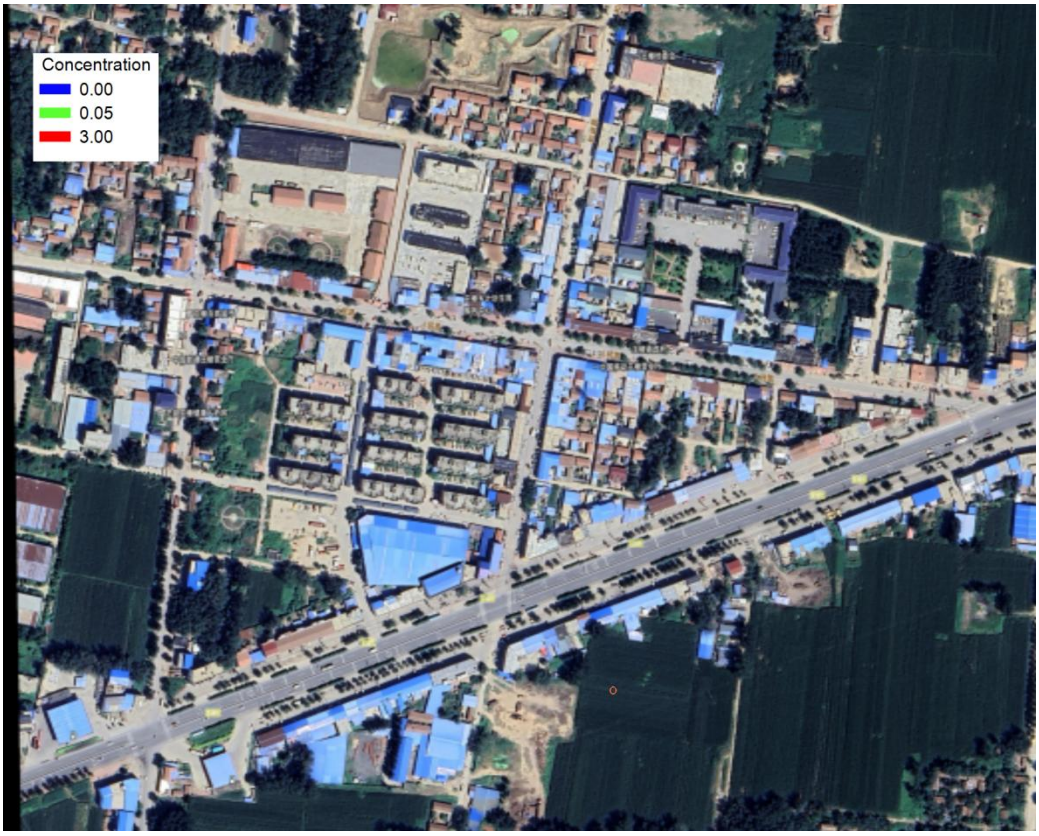
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

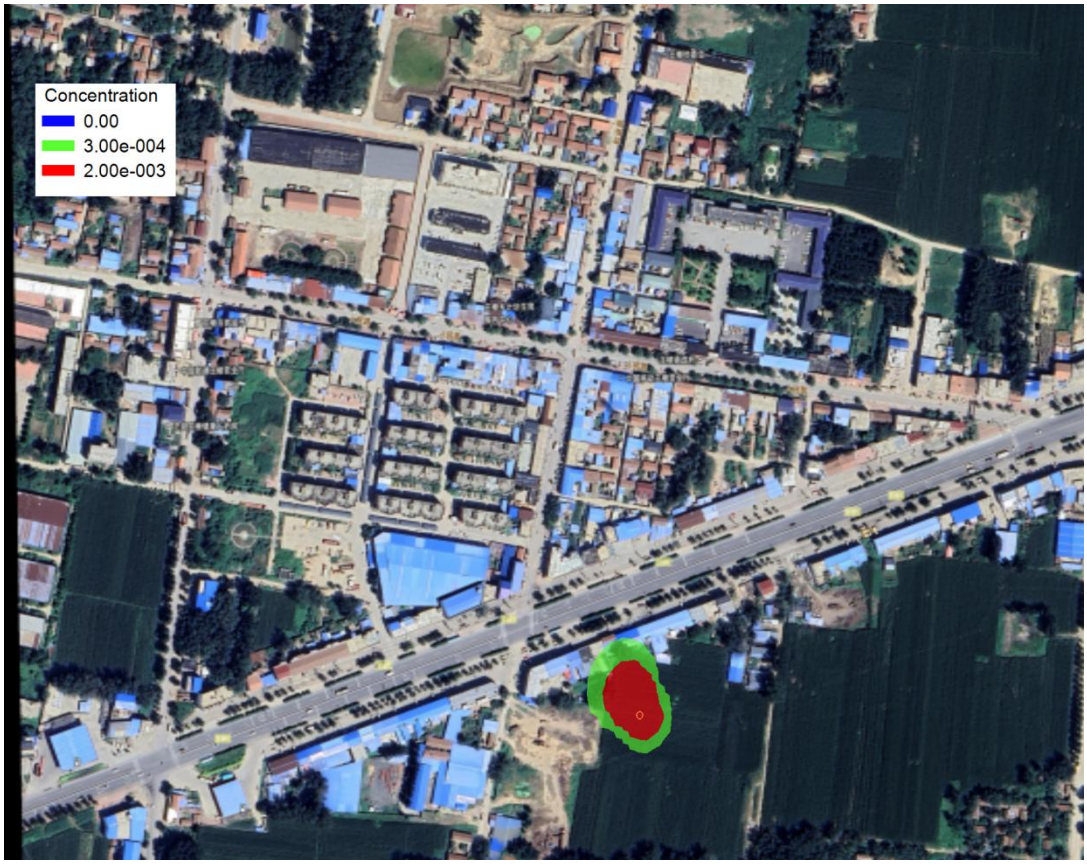
图5.3-8　地下水耗氧量污染含水层预测图

（2）挥发酚预测结果

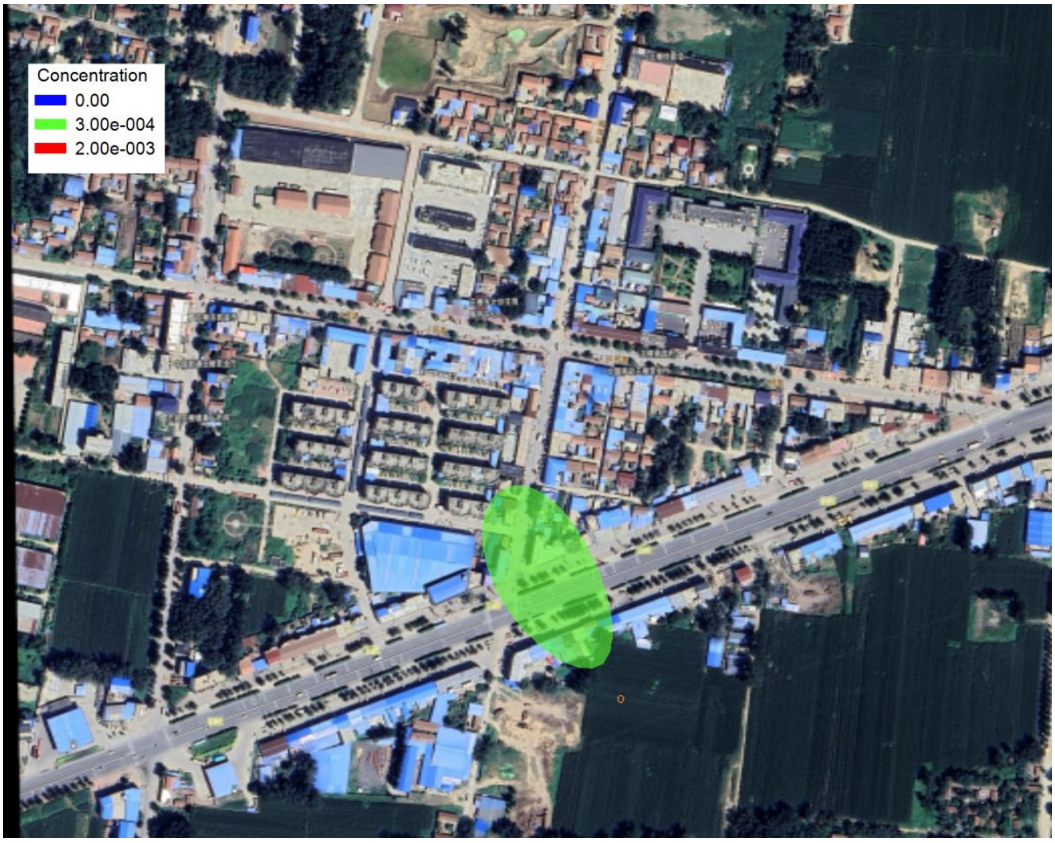
根据图5.3-9预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围5095.41m^2，超标范围1955.25m^2，最大超标距离53.8m，最大运移距离65.6m；渗漏发生1000天后，检出范围8484.53m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离193.1m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-5。

表5.3-5　地下水挥发酚污染预测结果表

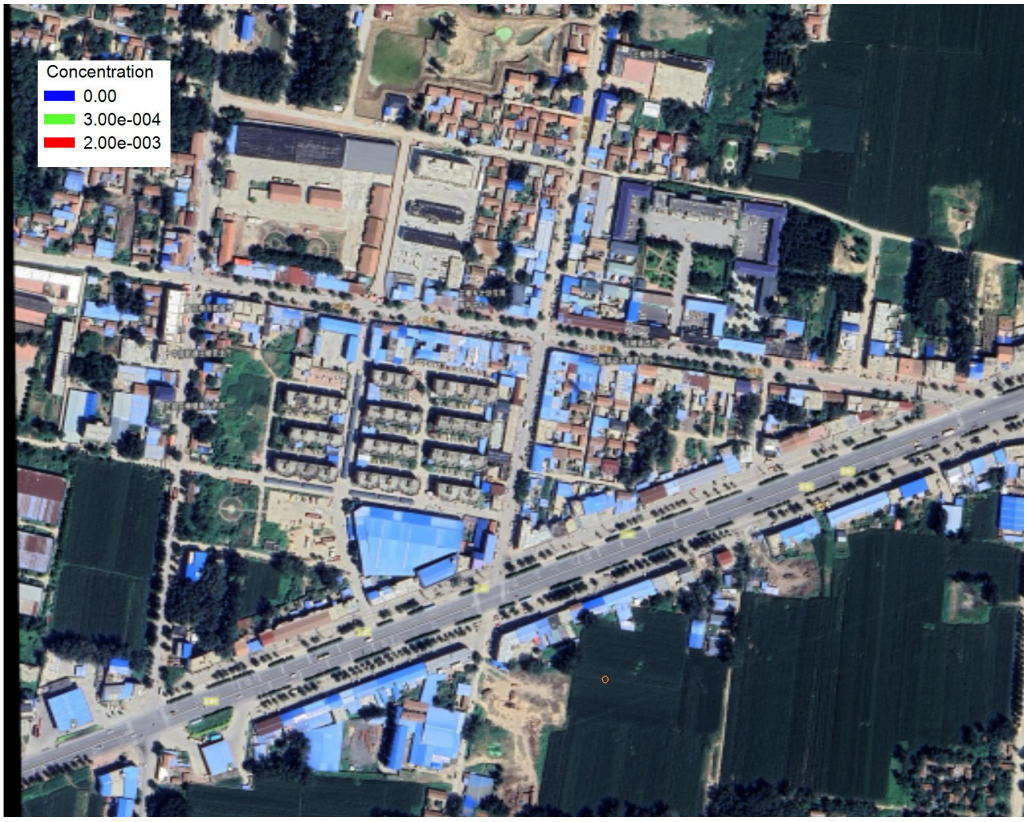
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	5095.41	1955.25	53.8	65.6
1000d	8484.53	0	0	193.1
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



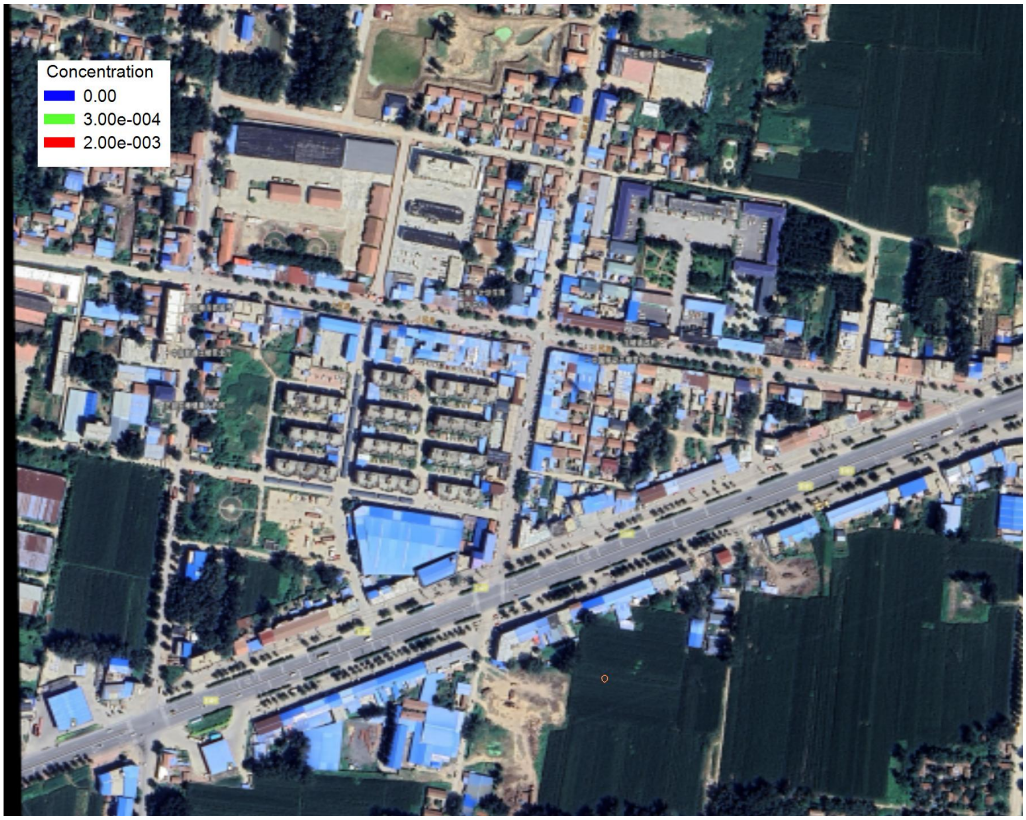
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

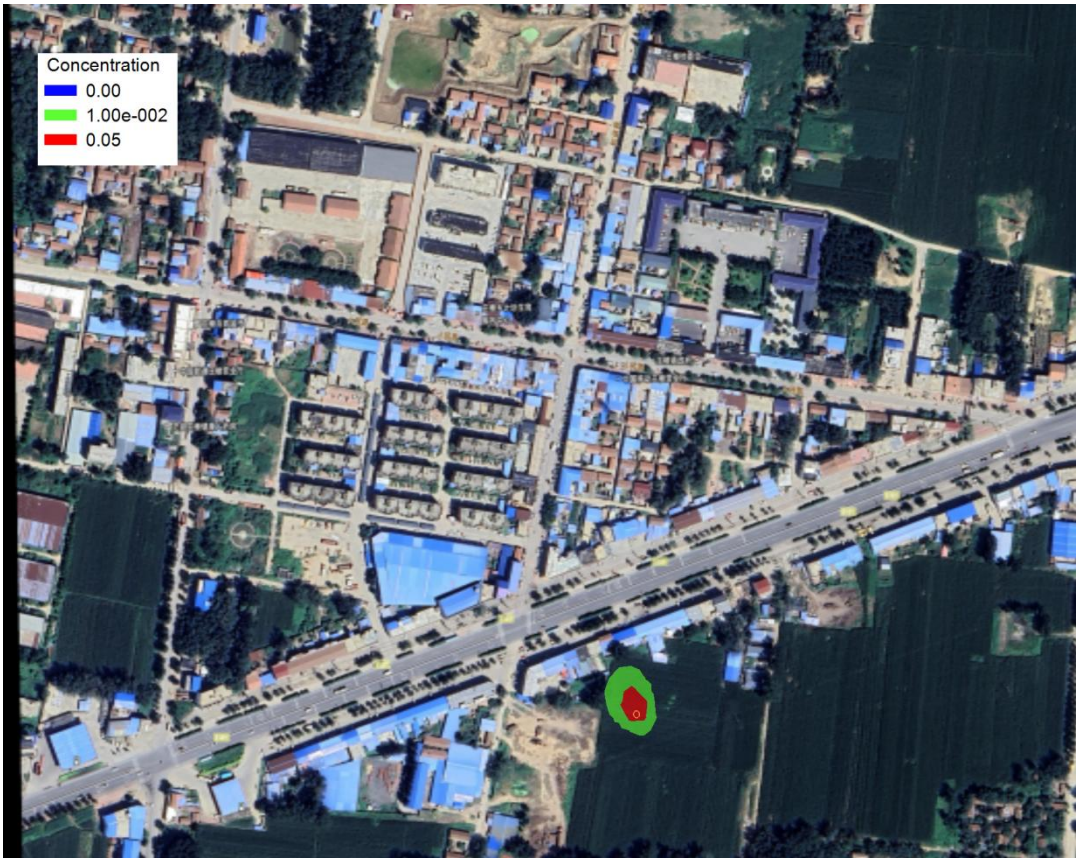
图5.3-9　地下水挥发酚污染含水层预测图

（3）石油类预测结果

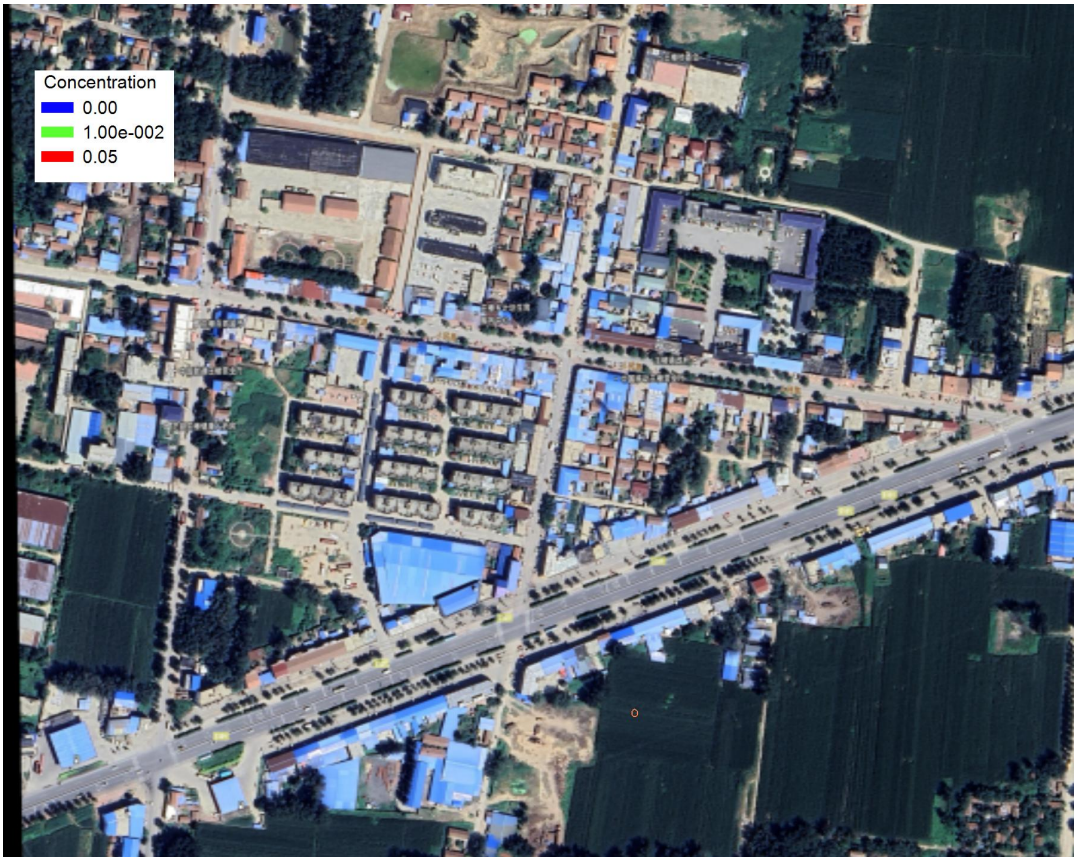
根据图5.3-10预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围1997.25m^2，超标范围492.21m^2，最大超标距离22.1m，最大运移距离39.3m；渗漏发生1000天后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-6。

表5.3-6　地下水石油类污染预测结果表

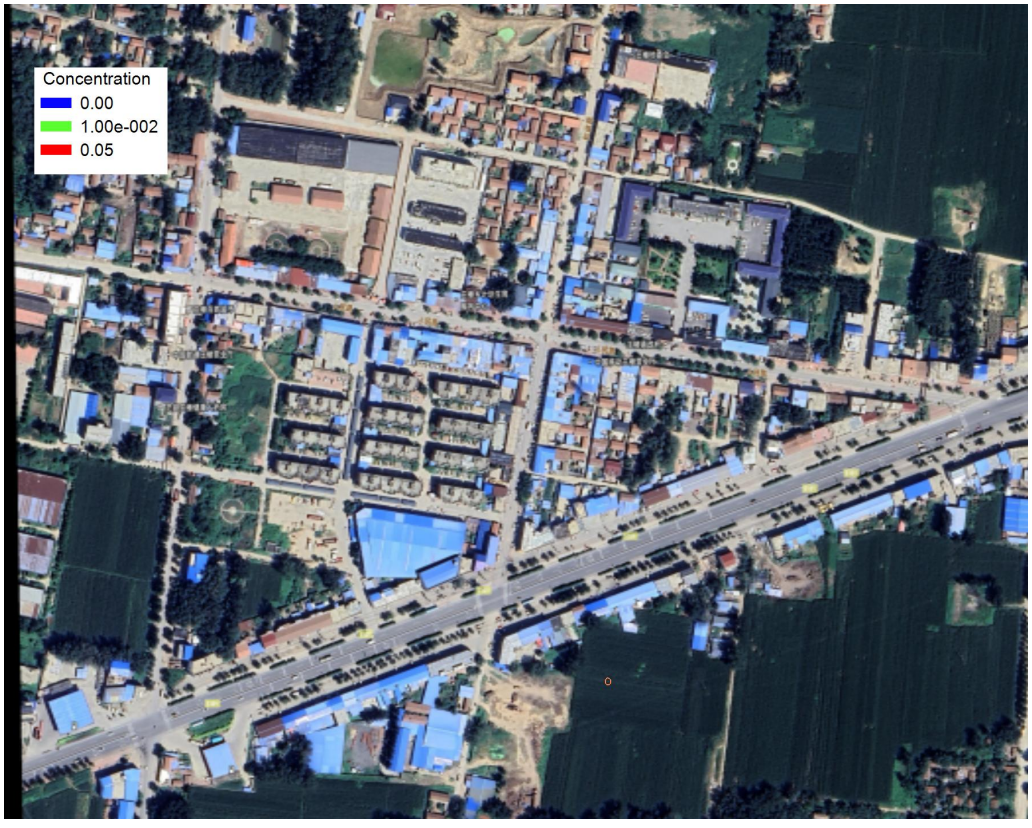
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	1997.25	492.21	22.1	39.3
1000d	0	0	0	0
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



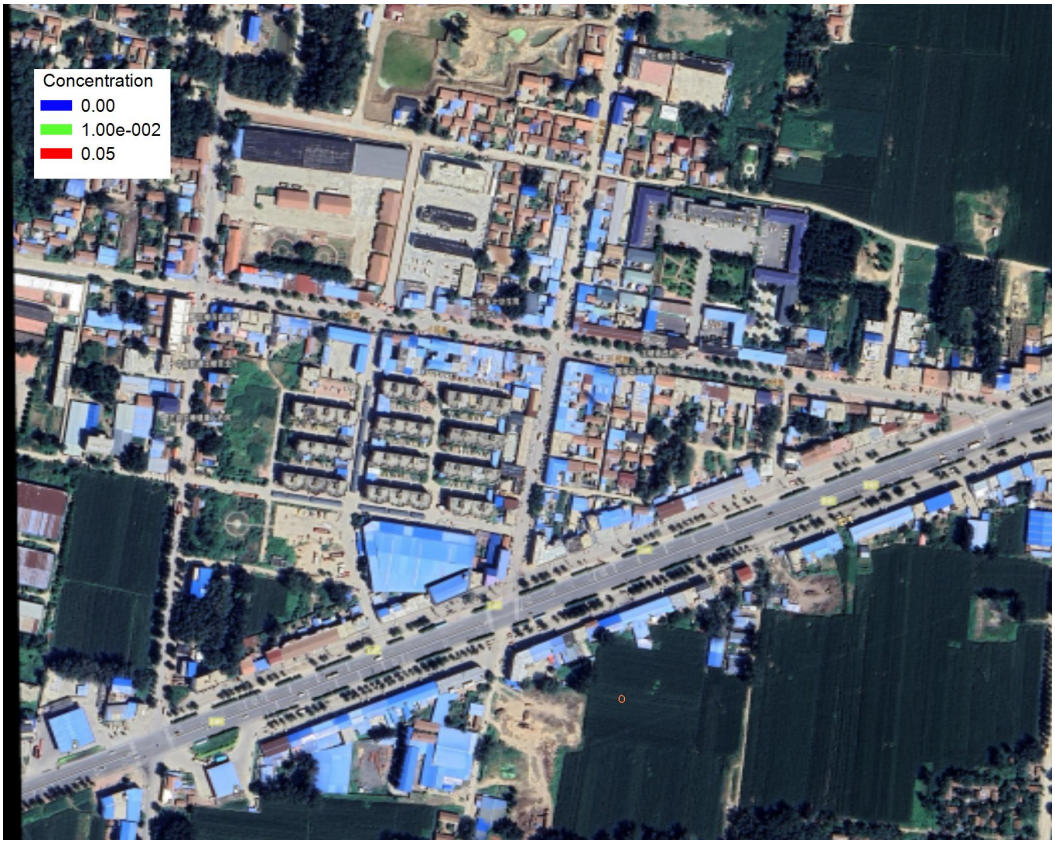
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

图5.3-10　地下水石油类污染含水层预测图

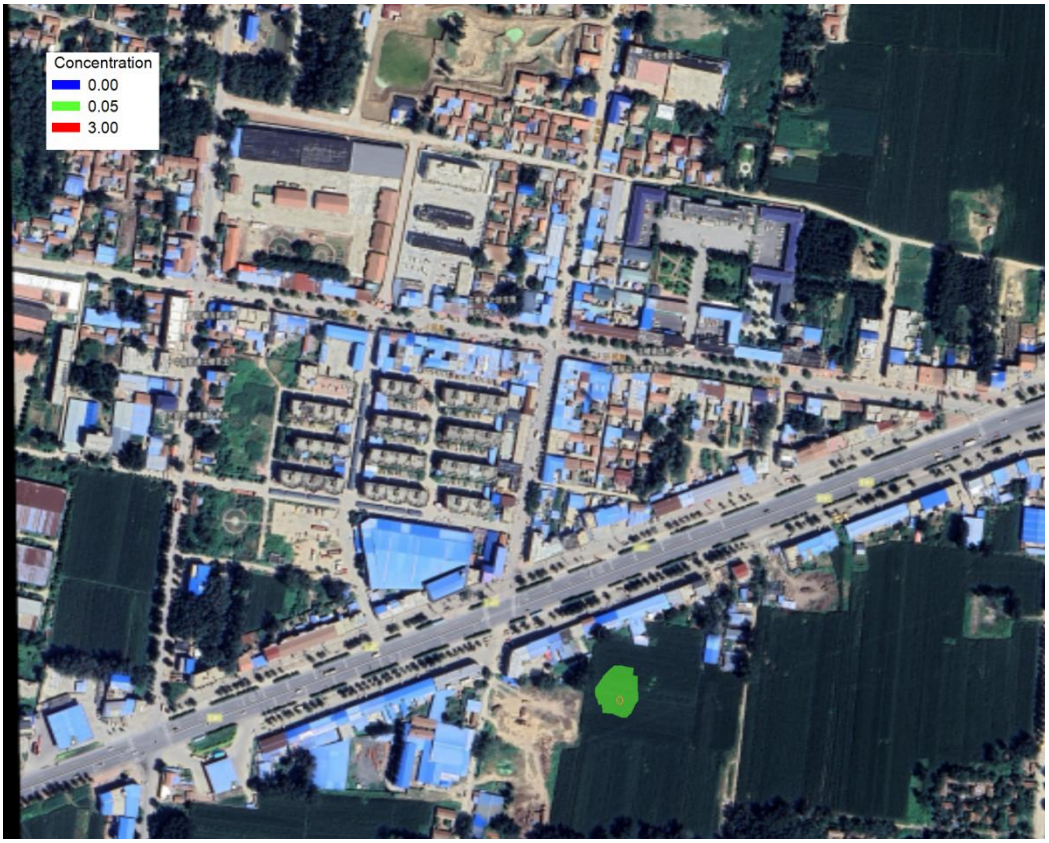
5.3.2.1.2 中深层水预测结果

（1）浅层水耗氧量预测结果

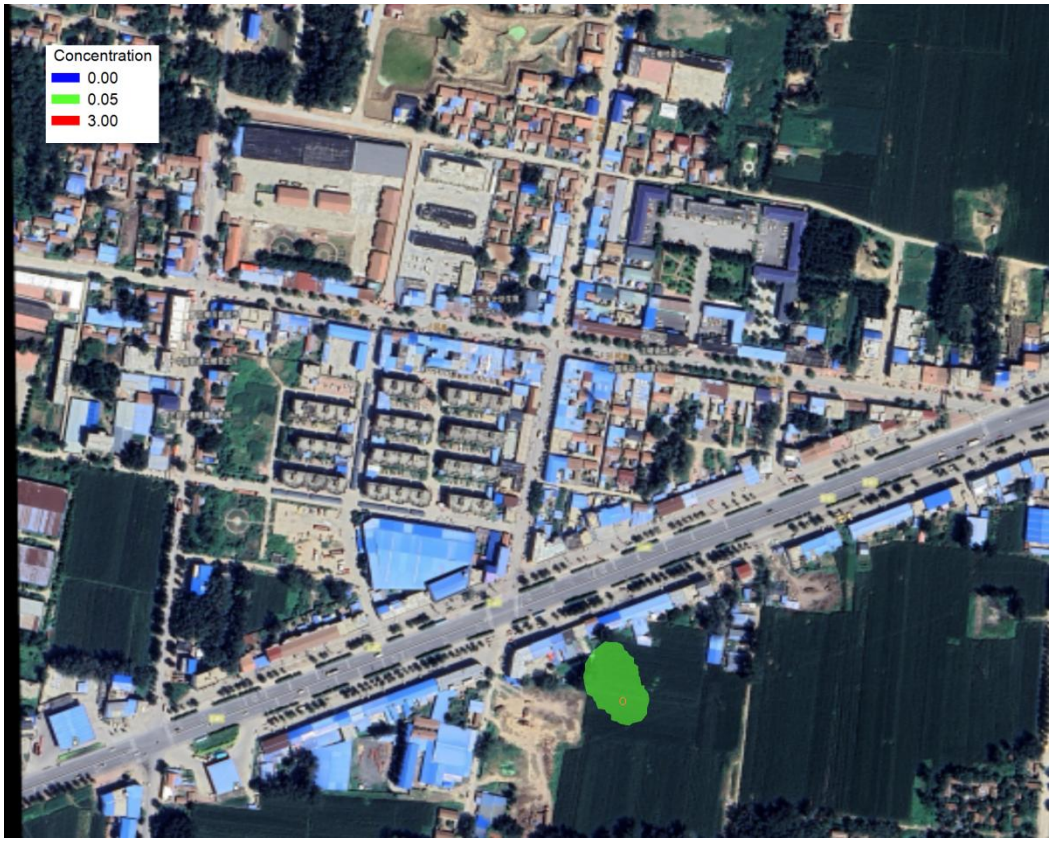
根据图5.3-11预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围934.21m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离19.2m；渗漏发生1000天后，检出范围2375.25m^2；超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离41.2m；10年后，检出范围3451.32m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离76.1m；20年后，检出范围1528.56m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离97.4m，详见表5.3-7。

表5.3-7　地下水耗氧量污染预测结果表

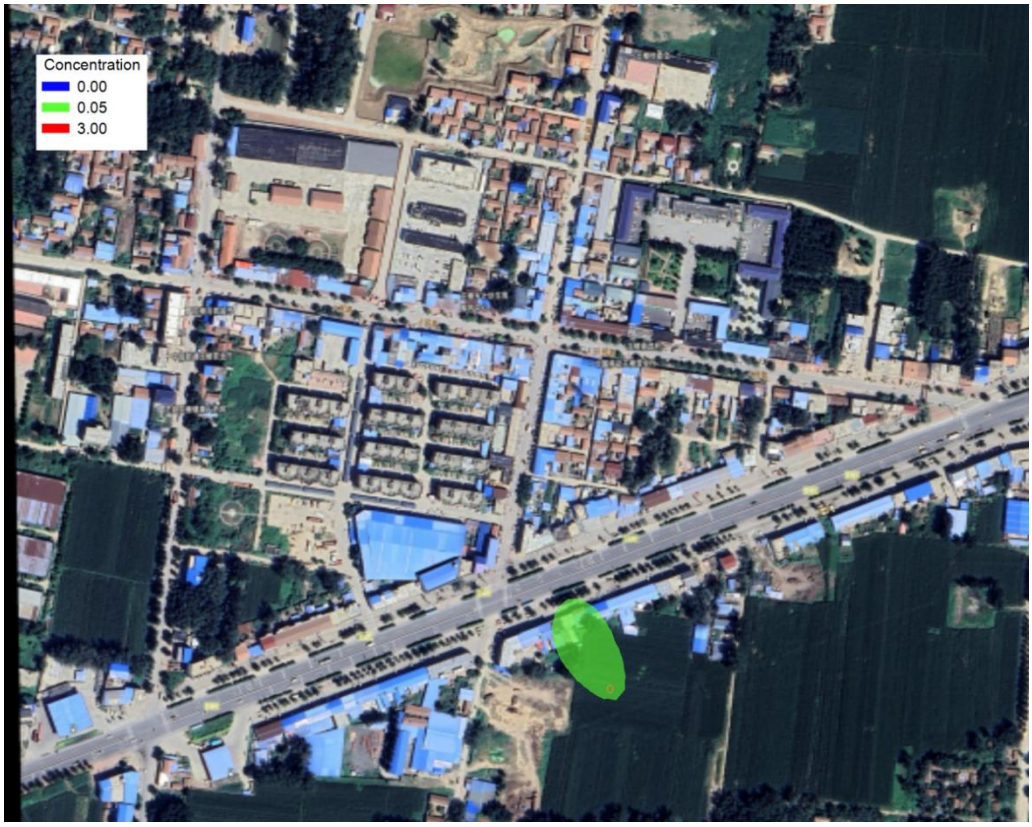
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	934.21	0	0	19.2
1000d	2375.25	0	0	41.2
10a	3451.32	0	0	76.1
20a	1528.56	0	0	97.4



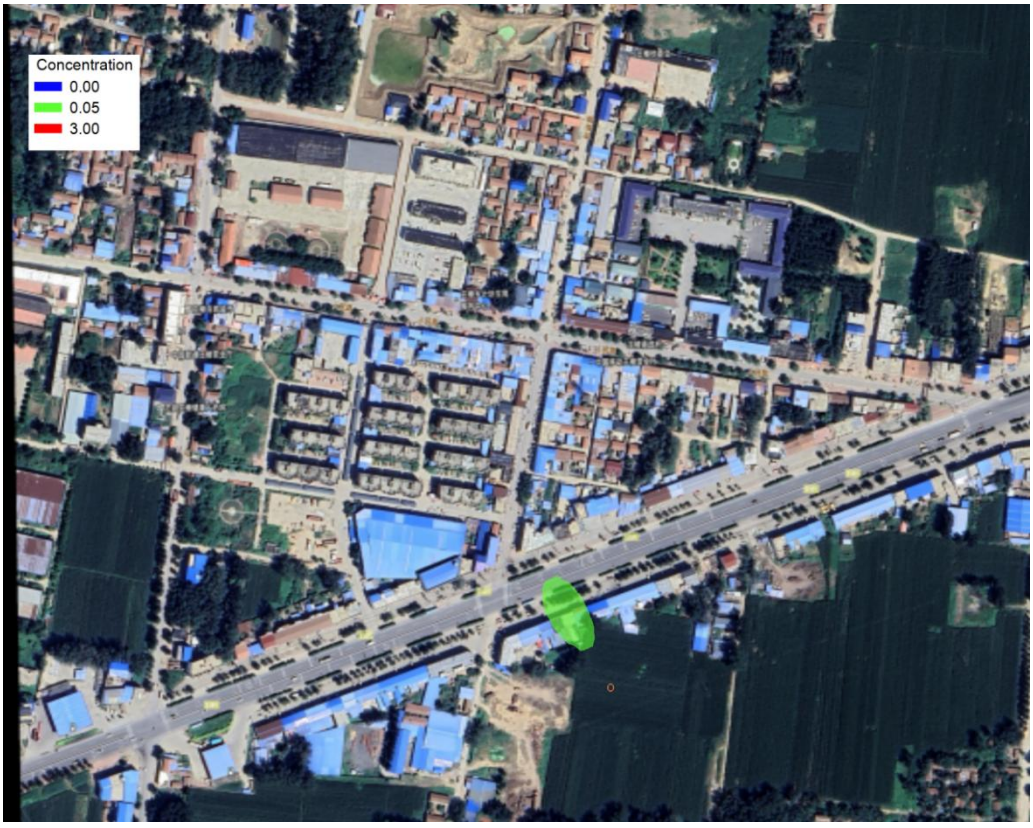
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

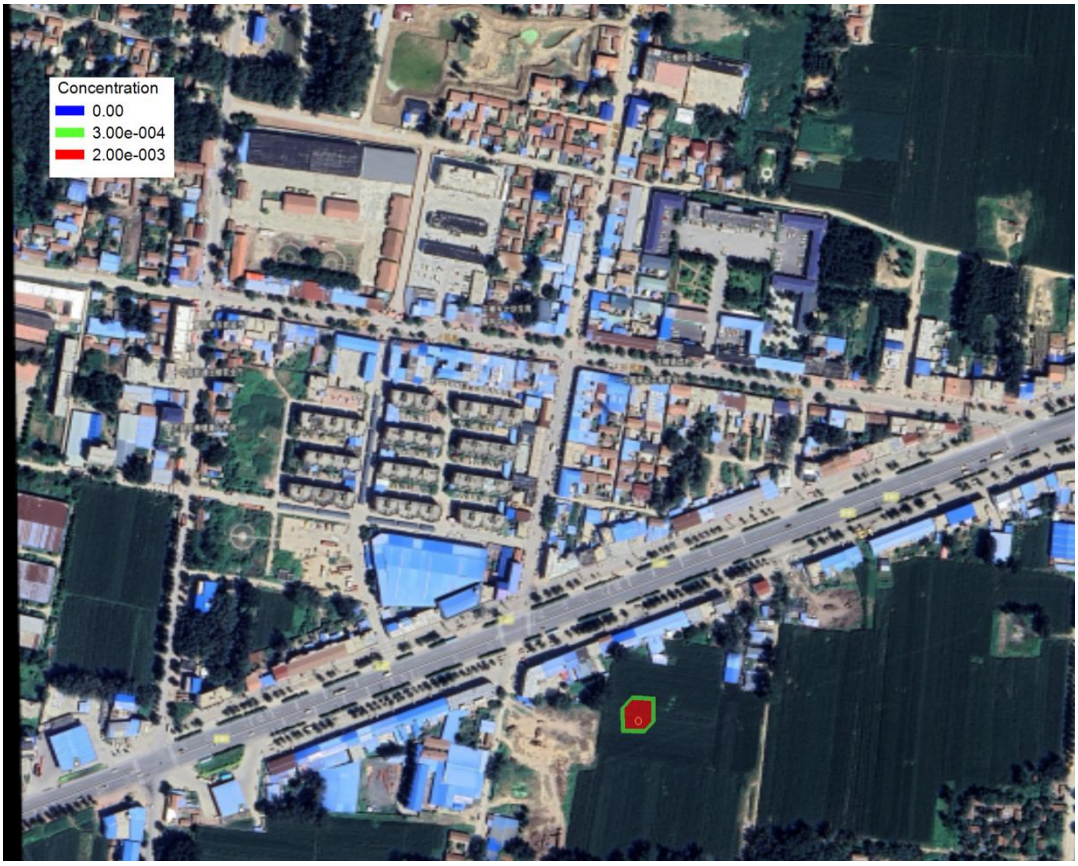
图5.3-11　地下水耗氧量污染含水层预测图

（2）挥发酚预测结果

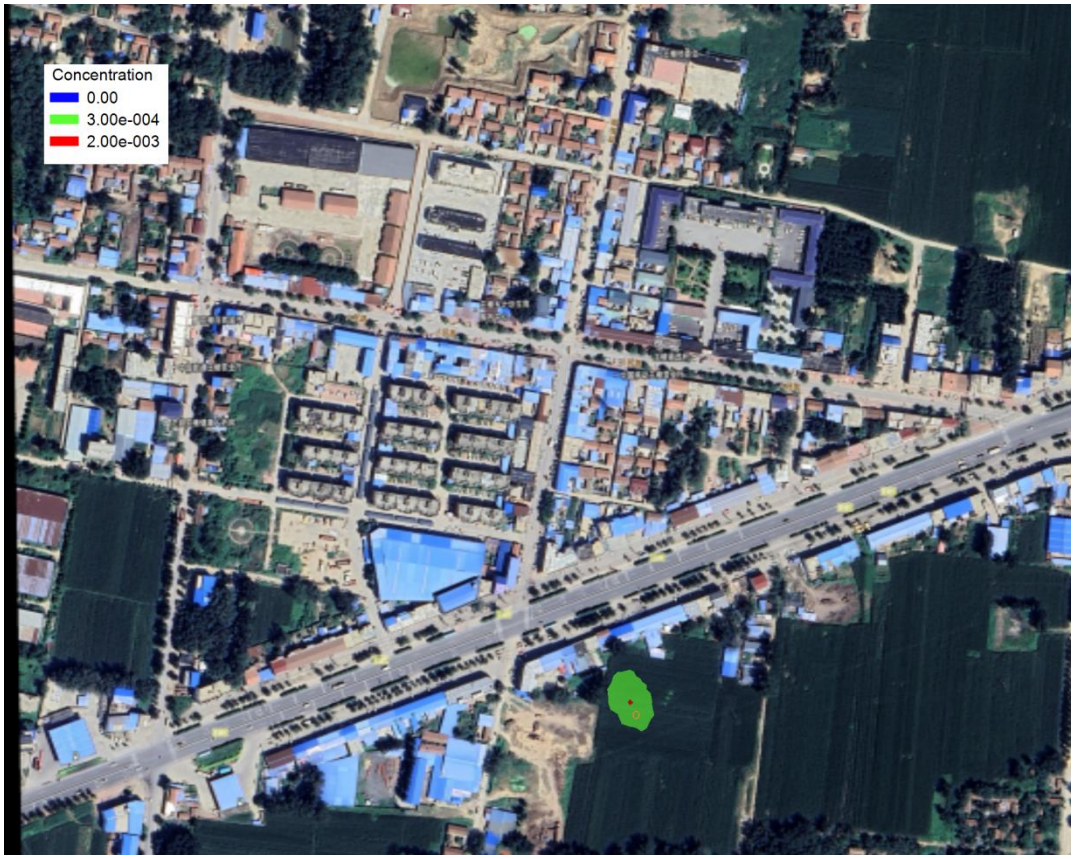
根据图5.3-12预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围873.85m^2，超标范围347.00m^2，最大超标距离10.2m，最大运移距离15.3m；渗漏发生1000天后，检出范围1499.56m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离34.1m；10年后，检出范围109.54m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离43.5m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-8。

表5.3-8　地下水挥发酚污染预测结果表

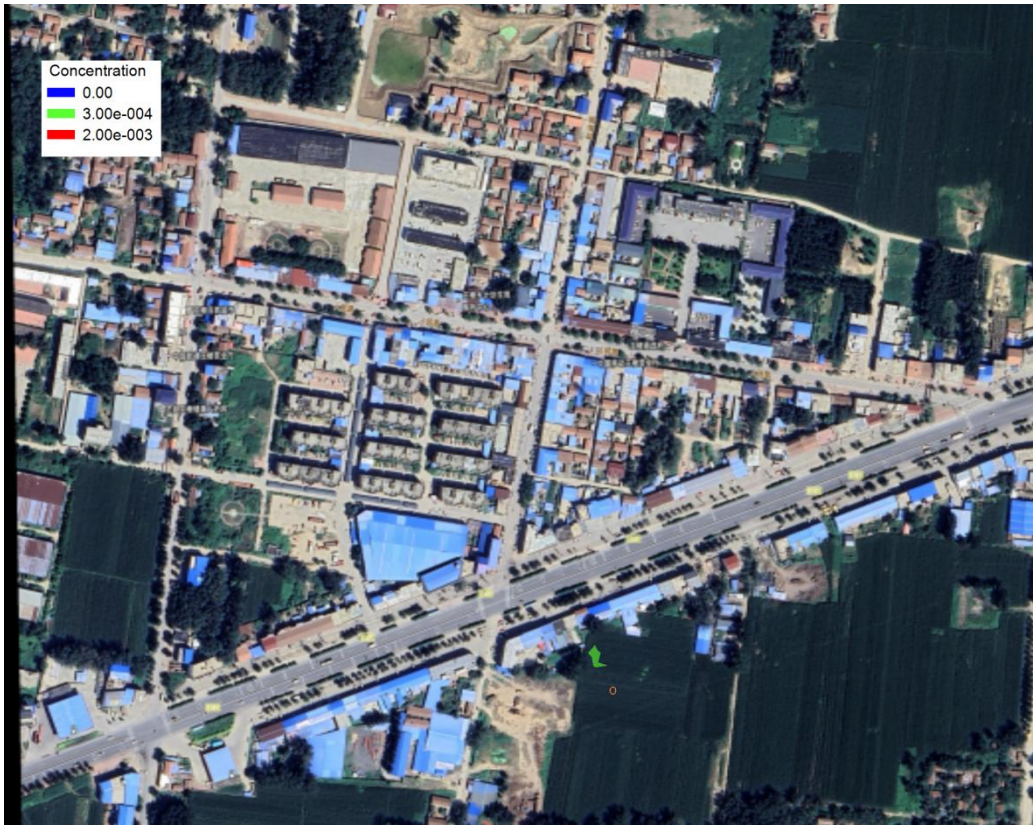
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	873.85	347.00	10.2	15.3
1000d	1499.56	0	0	34.1
10a	109.54	0	0	43.5
20a	0	0	0	0



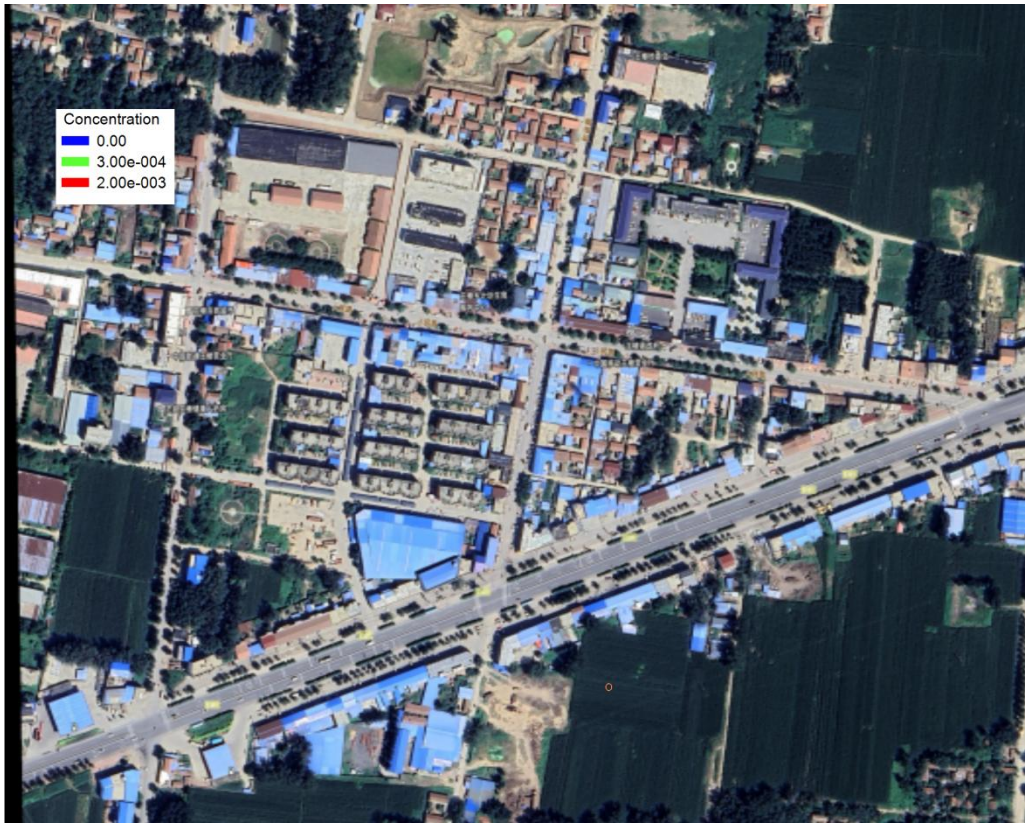
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

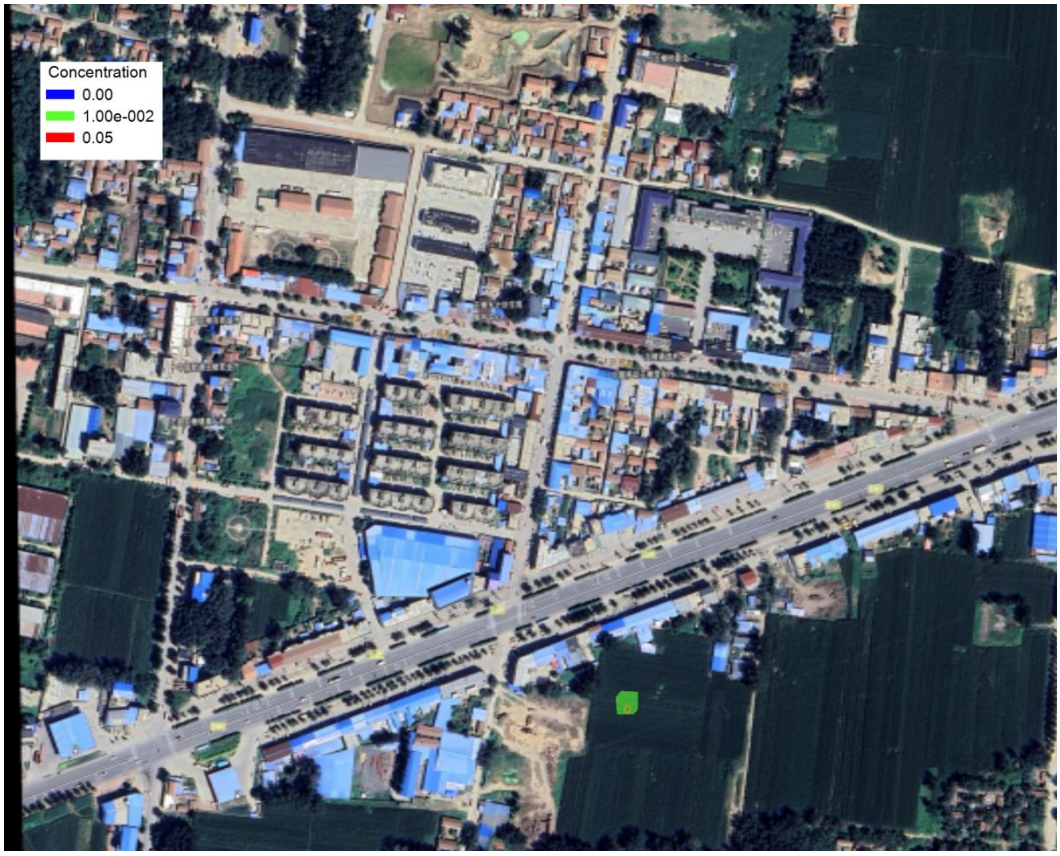
图5.3-12　地下水挥发酚污染含水层预测图

（3）石油类预测结果

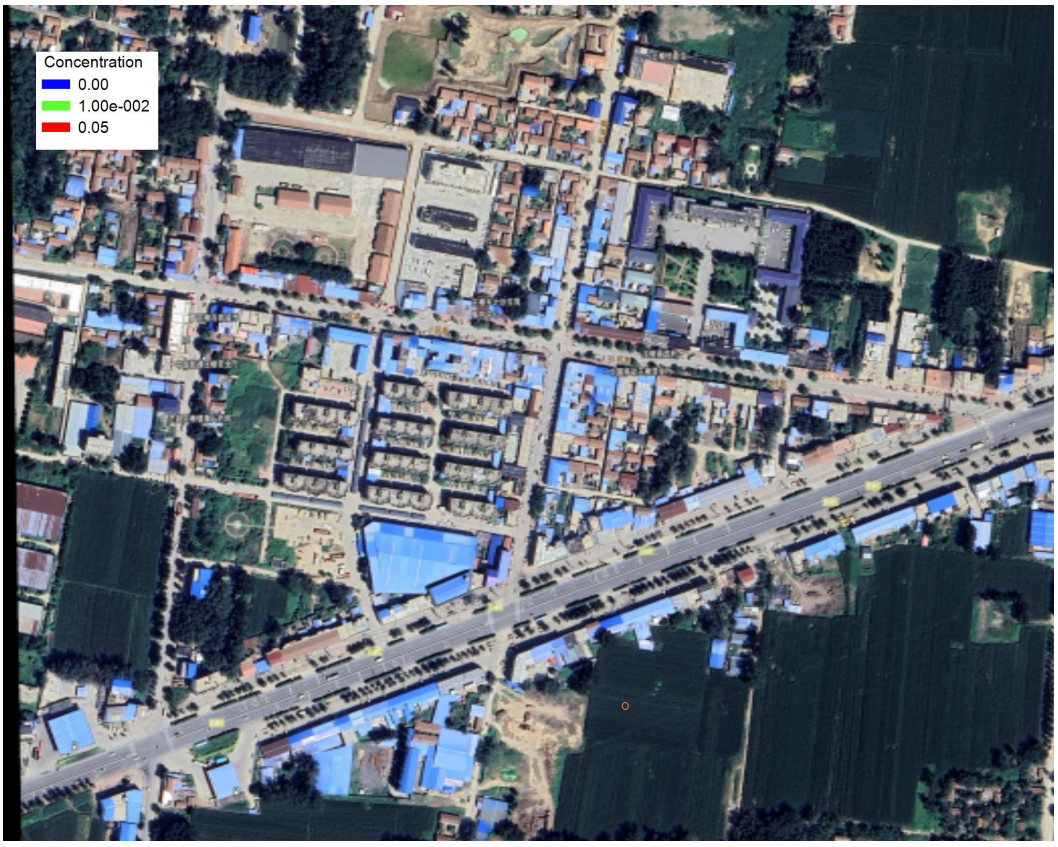
根据图5.3-13预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围582.51m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离15.0m；渗漏发生1000天后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-9。

表5.3-9　地下水石油类污染预测结果表

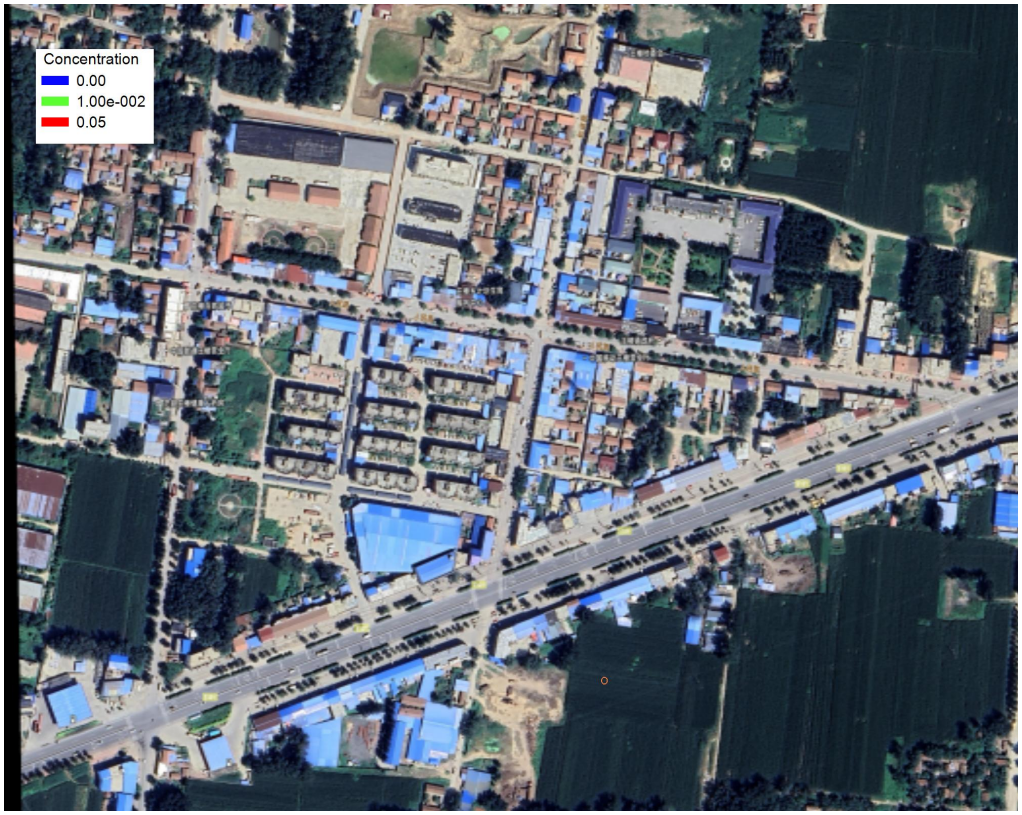
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	582.51	0	0	15.0
1000d	0	0	0	0
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



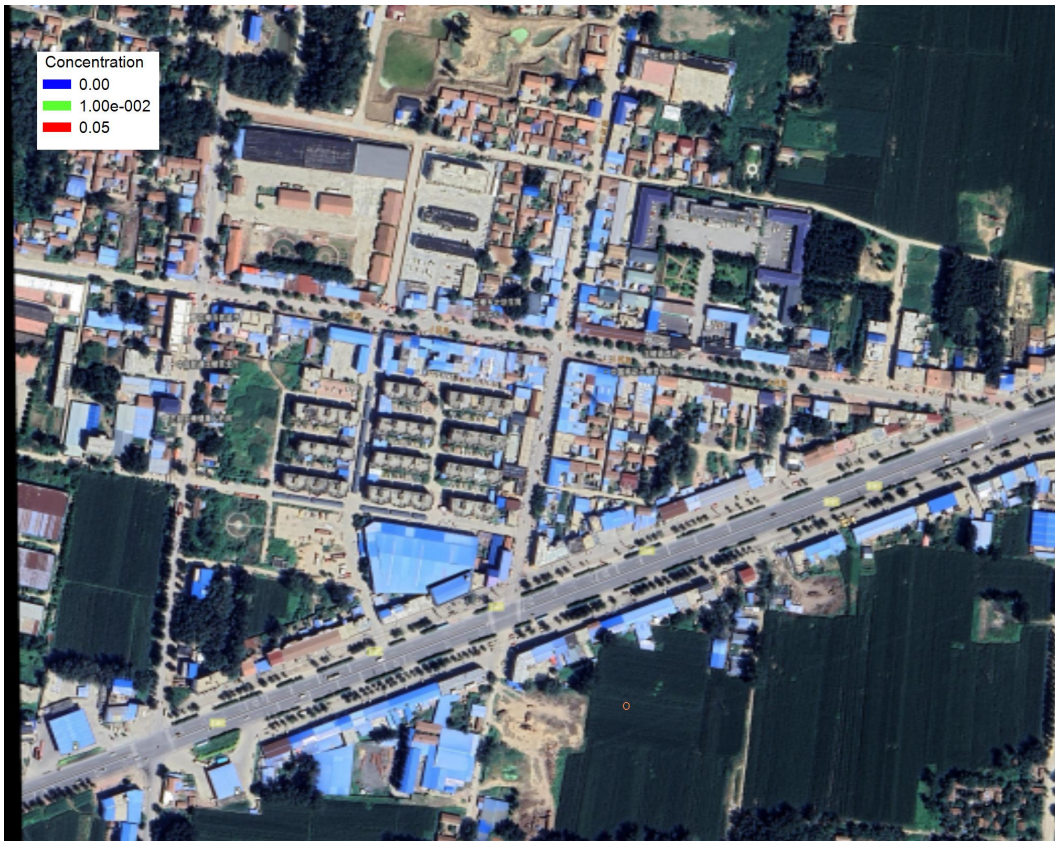
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

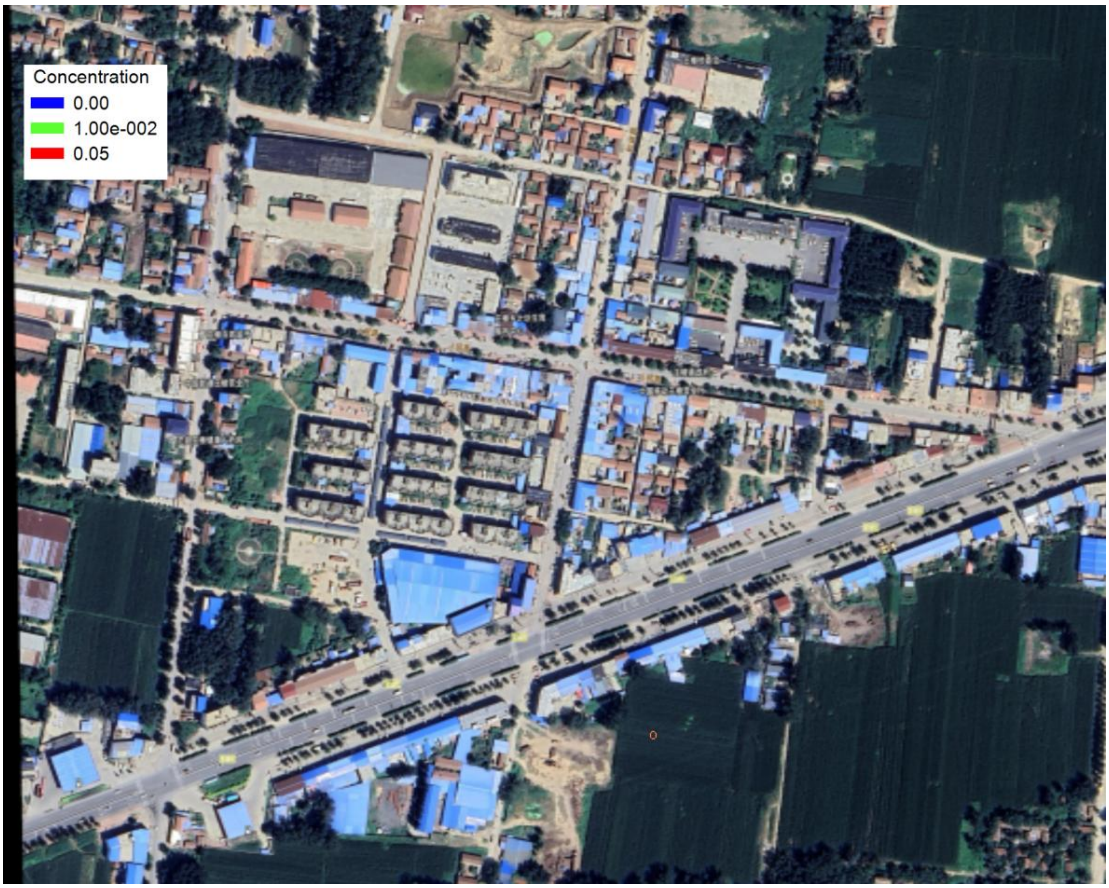
图5.3-13　地下水石油类污染含水层预测图

5.3.2.2 运营期采出水回注井渗漏（浅层水）石油类预测结果

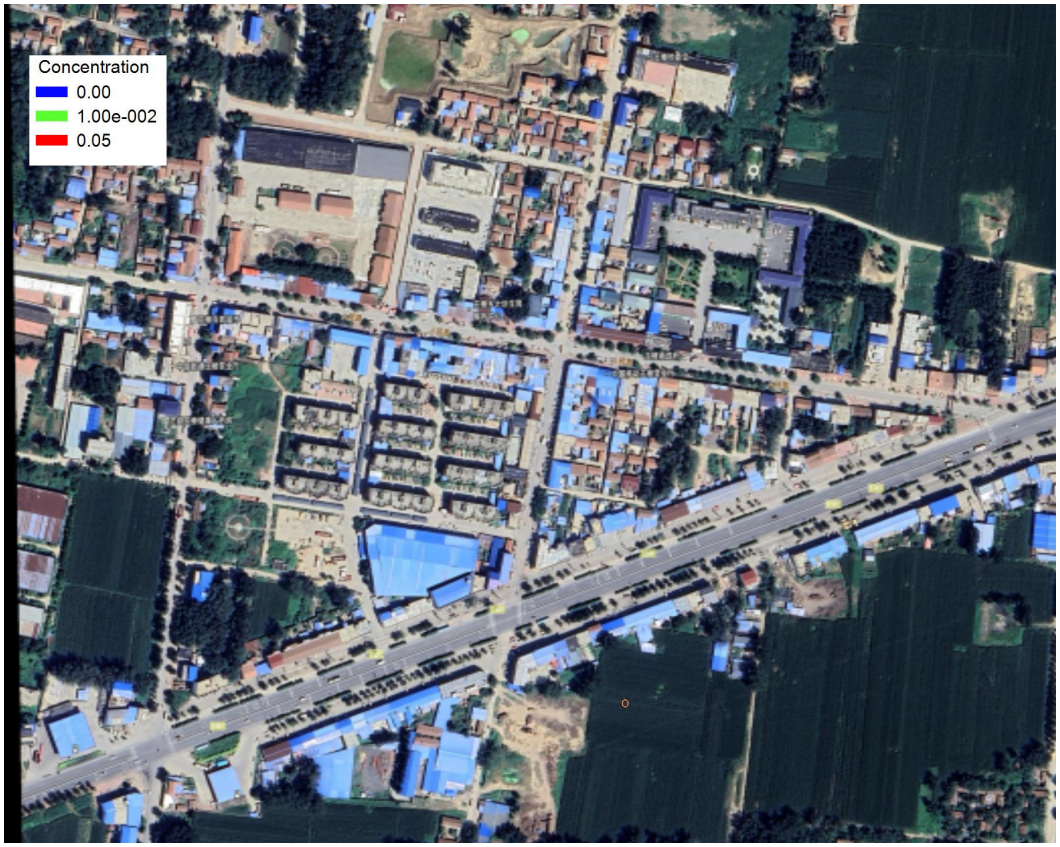
根据图5.3-14预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；渗漏发生1000天后，检出范围0m^2；超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-10。

表5.3-10　地下水石油类污染预测结果表

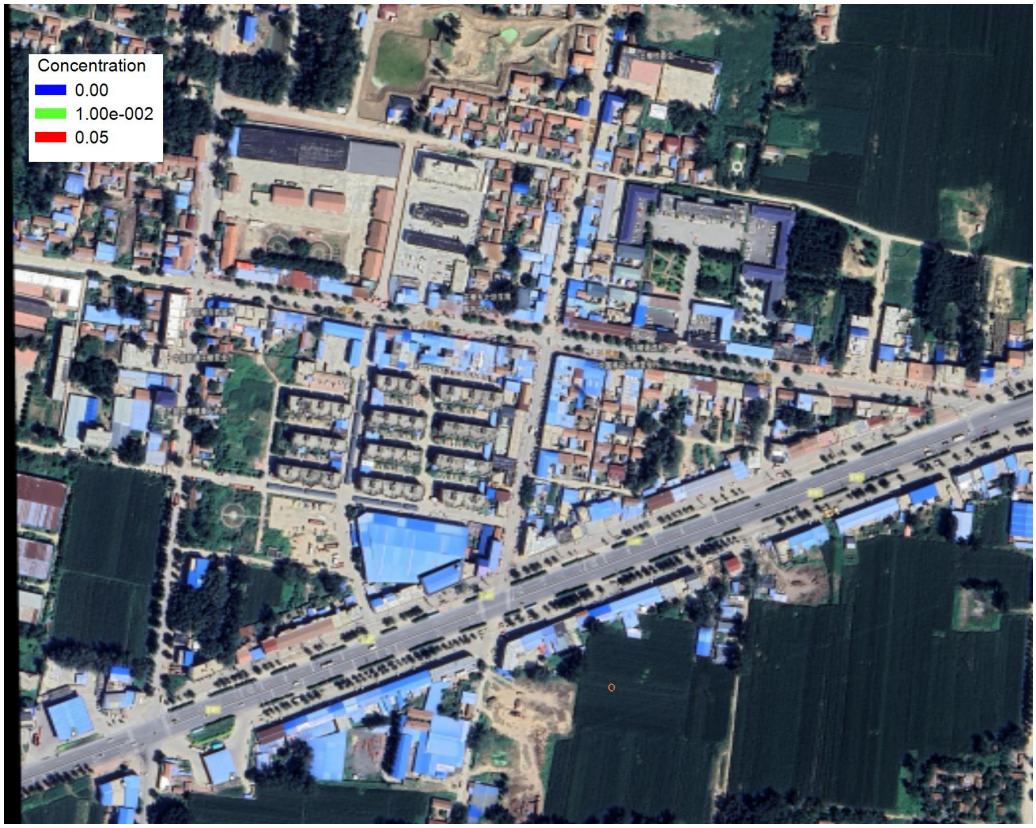
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	0	0	0	0
1000d	0	0	0	0
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



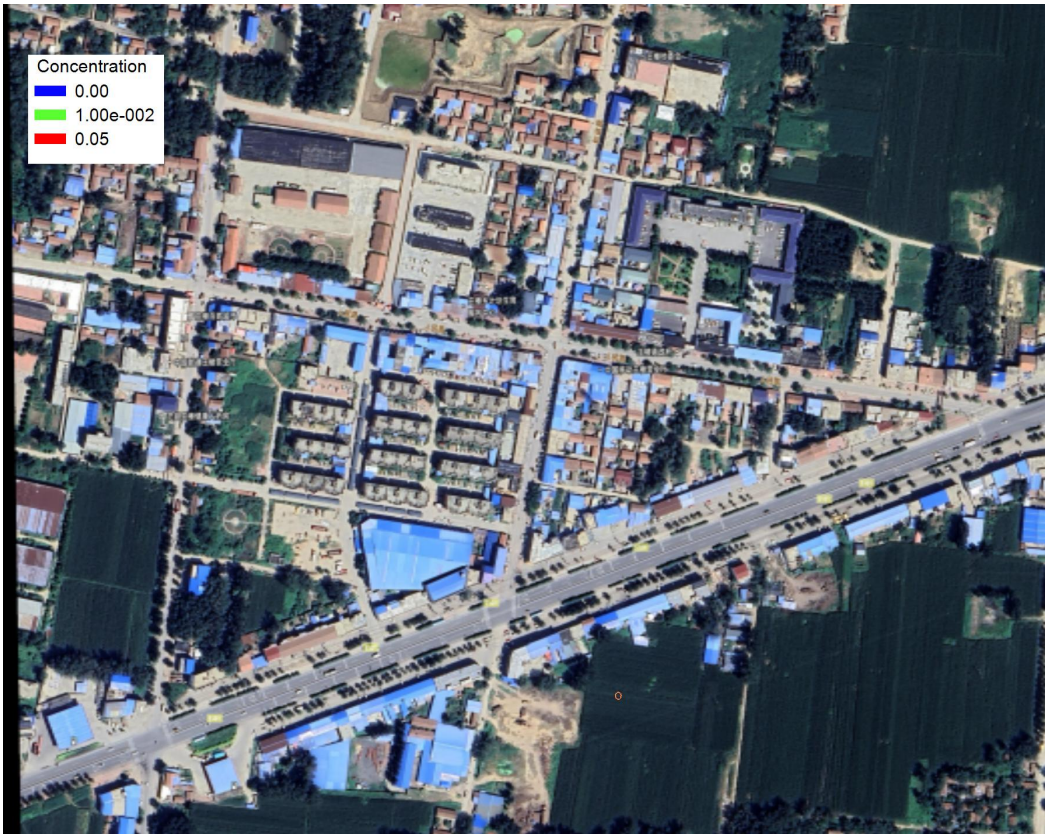
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

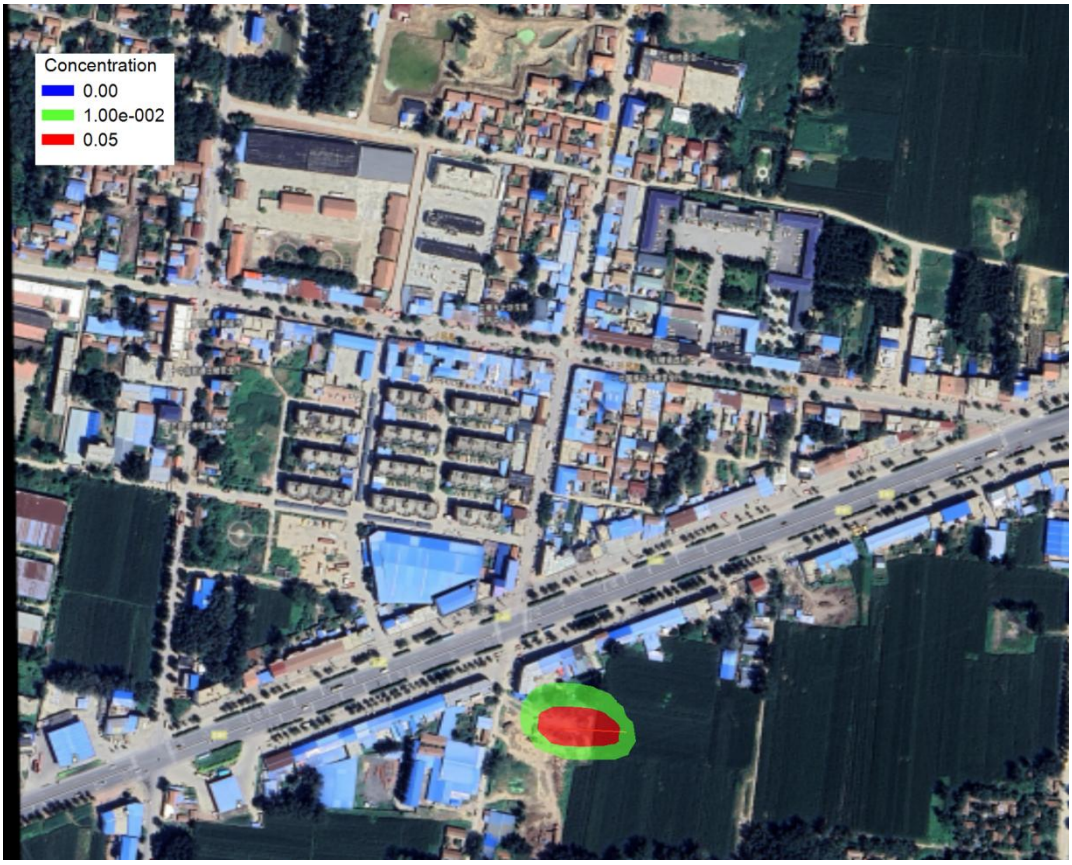
图5.3-14　地下水石油类污染含水层预测图

5.3.2.3 运营期输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏（浅层水）石油类预测结果

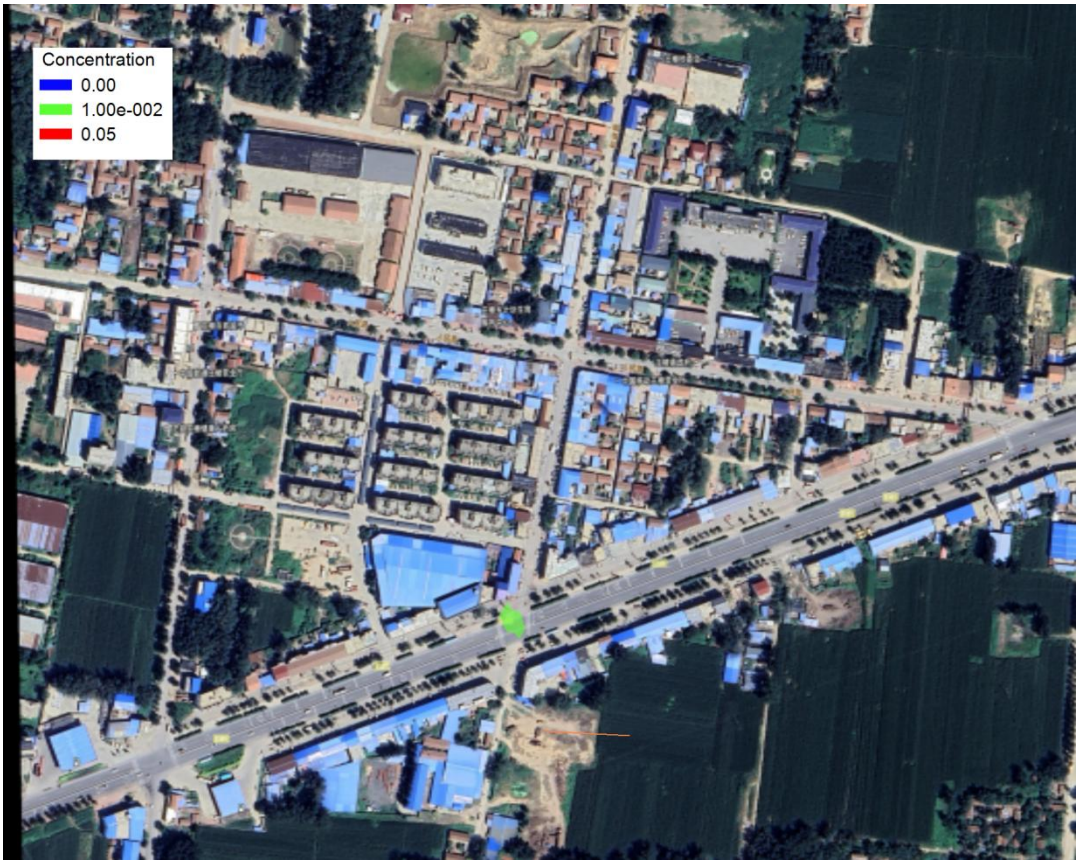
根据图5.3-15预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围4194.85m^2，超标范围1459.15m^2，最大超标距离22.0m，最大运移距离40.2m；渗漏发生1000天后，检出范围249.72m^2；超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离105.7m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-11。

表5.3-11　地下水石油类污染预测结果表

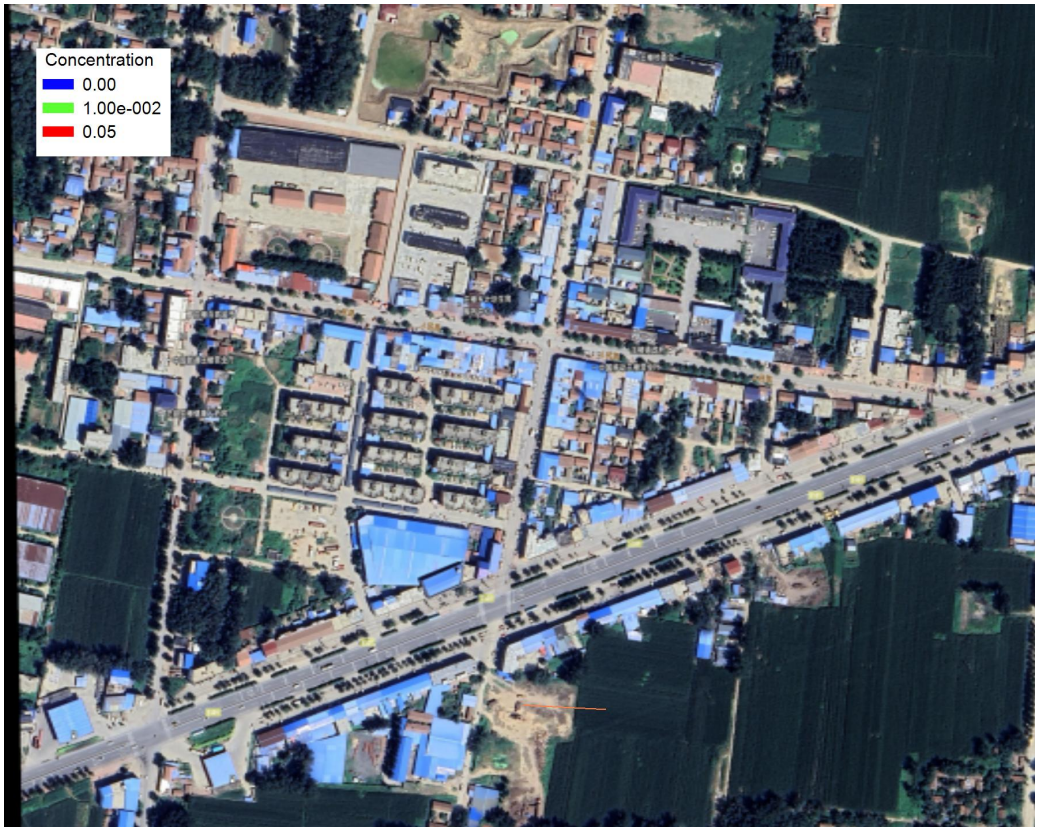
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	4194.85	1459.15	22.0	40.2
1000d	249.72	0	0	105.7
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



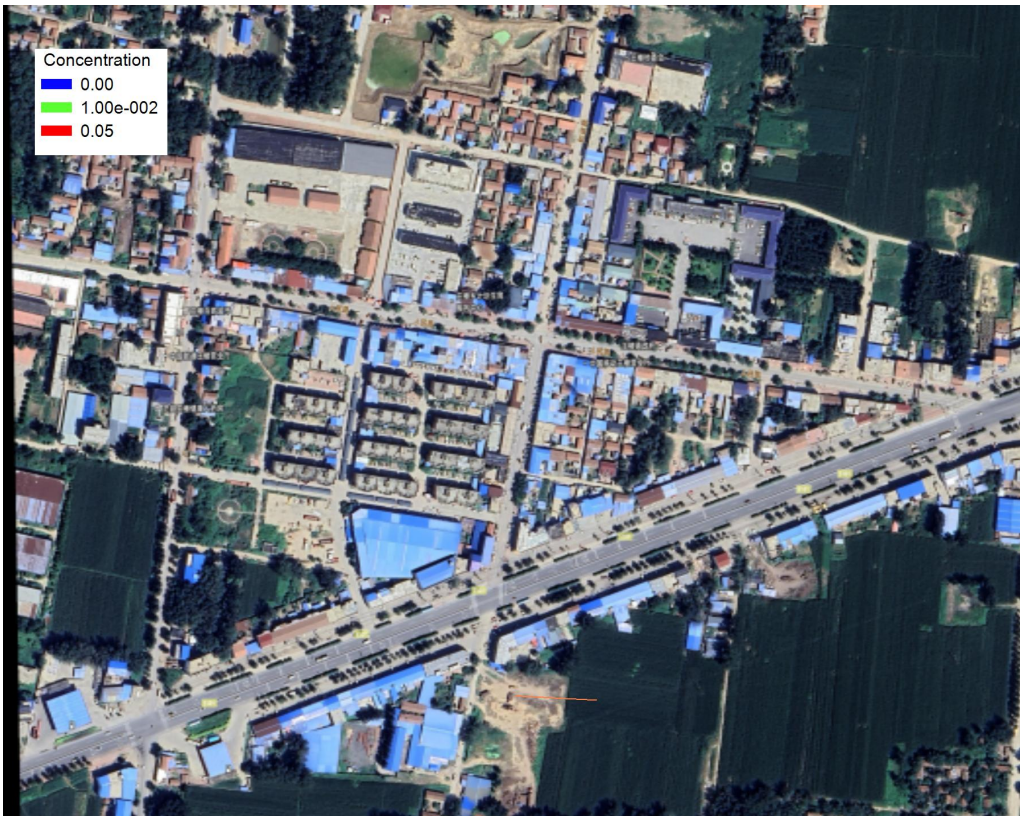
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

图5.3-15　地下水石油类污染含水层预测图

5.3.2.4 运营期注水罐破裂地面防渗裂缝泄漏（浅层水）石油类预测结果

根据图5.3-16预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围757.69m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离6.6m；渗漏发生1000天后，检出范围0m^2；超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-12。

表5.3-12　地下水石油类污染预测结果表

污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	757.69	0	0	6.6
1000d	0	0	0	0
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

图5.3-16　地下水石油类污染含水层预测图

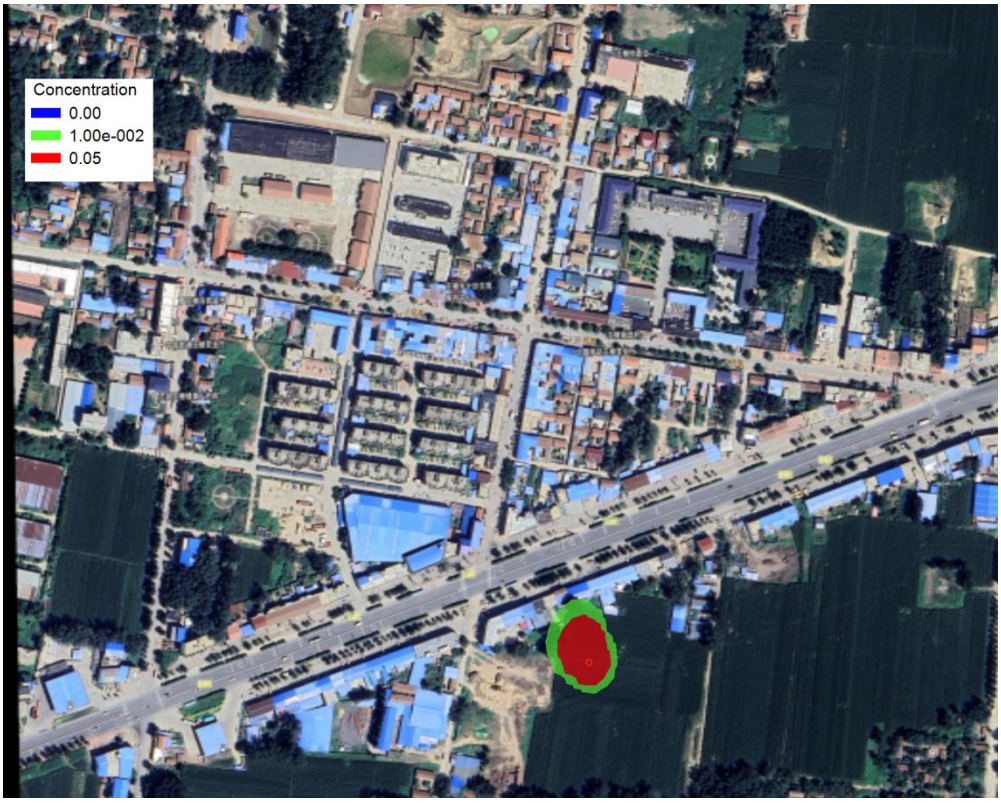
5.3.2.5 套损造成的原油泄漏（浅层水、中深层水）石油类预测结果

5.3.2.5.1 浅层水石油类预测结果

根据图5.3-17预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围3626.21m^2，超标范围2791.56m^2，最大超标距离43.1m，最大运移距离58.5m；渗漏发生1000天后，检出范围16444.64m^2；超标范围4296.47m^2，最大超标距离150.3m，最大运移距离210.6m；10年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-13。

表5.3-13　地下水石油类污染预测结果表

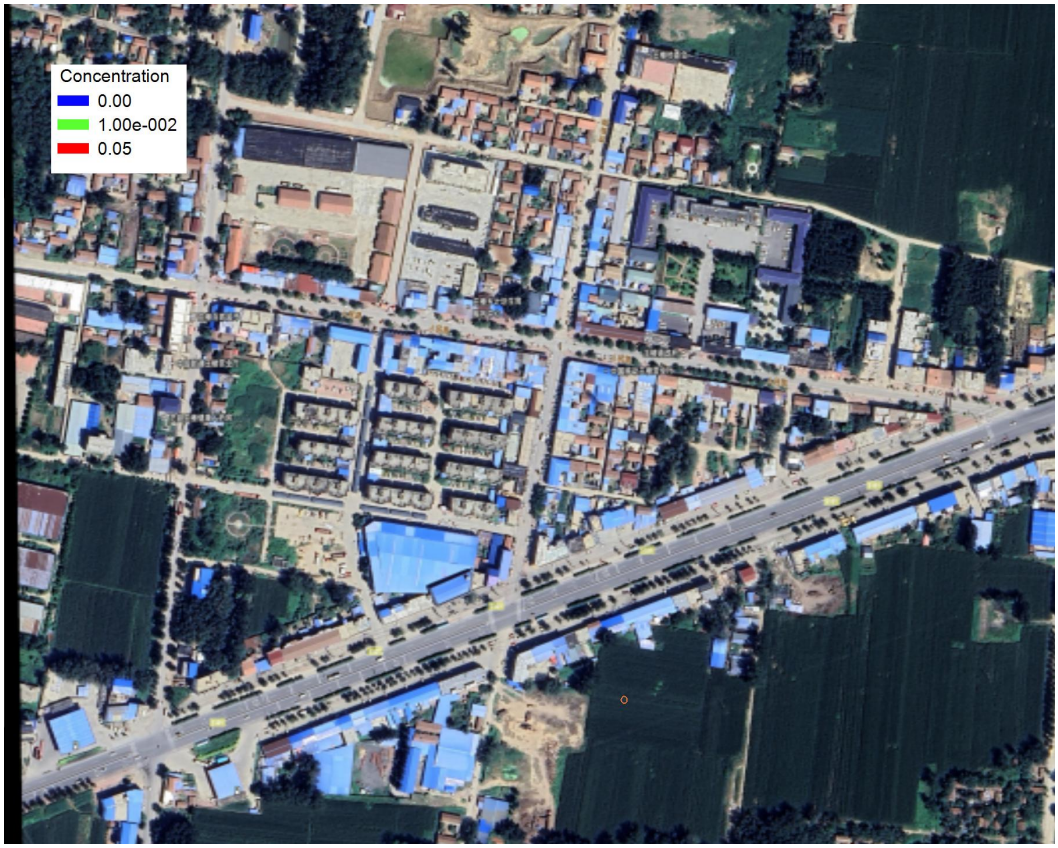
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	3626.21	2791.56	43.1	58.5
1000d	16444.64	4296.47	150.3	210.6
10a	0	0	0	0
20a	0	0	0	0



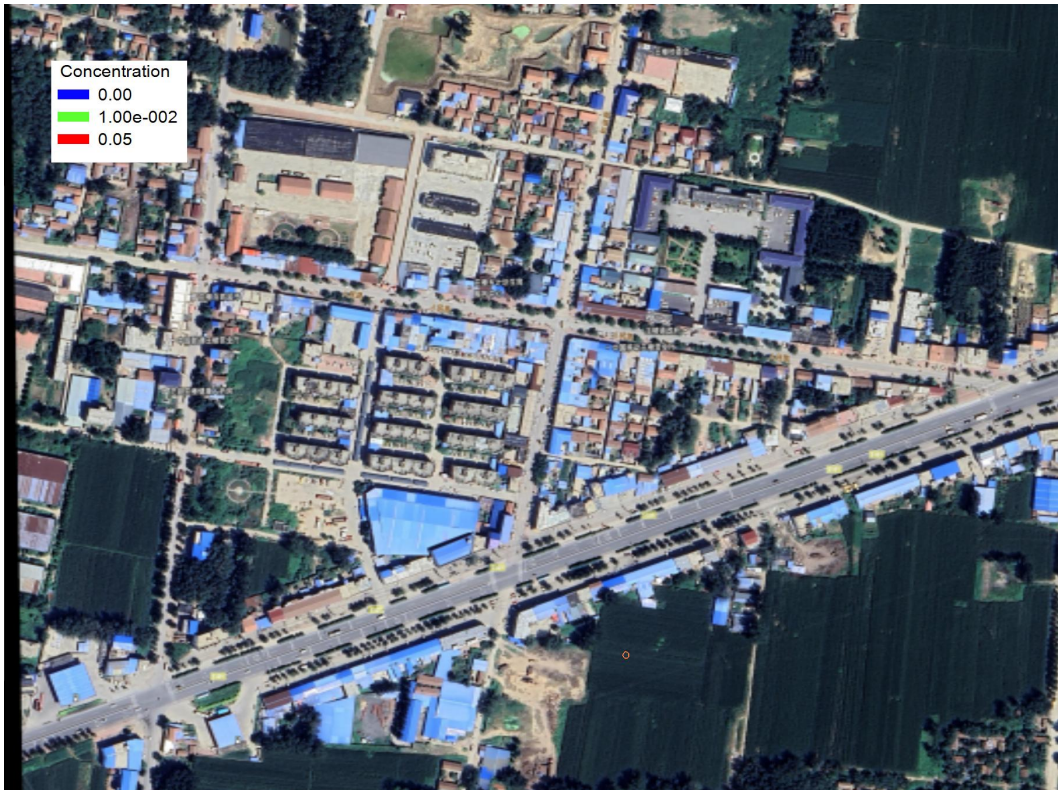
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

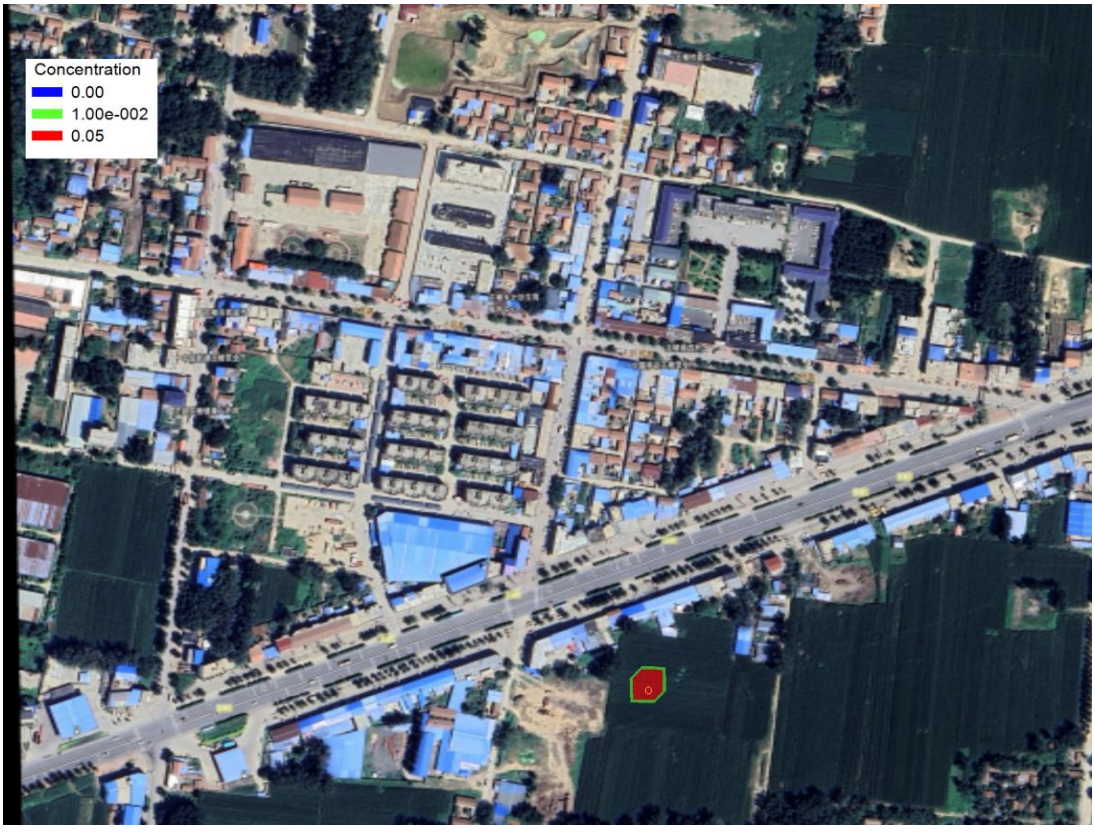
图5.3-17　地下水石油类污染含水层预测图

5.3.2.5.2 中深层水石油类预测结果

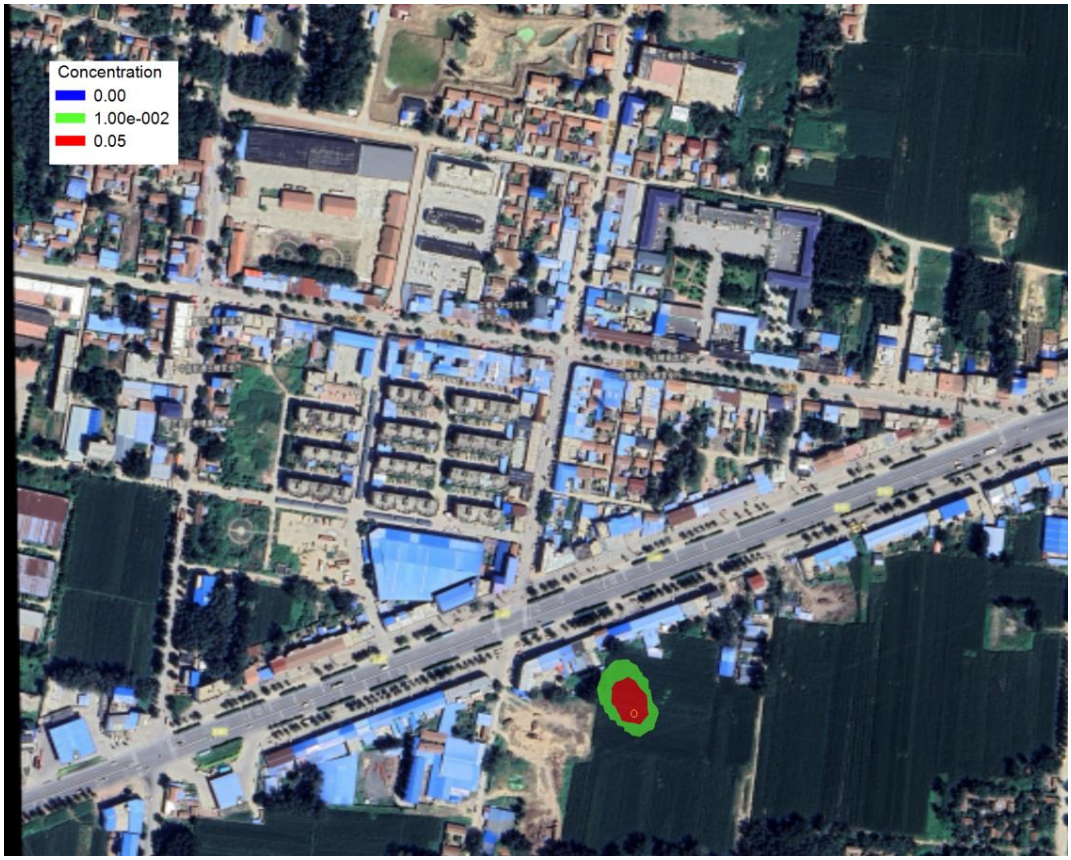
根据图5.3-18预测结果表明，渗漏发生100天后，检出范围833.33m^2，超标范围692.23m^2，最大超标距离15.5m，最大运移距离18.6m；渗漏发生1000天后，检出范围2309.31m^2；超标范围837.24m^2，最大超标距离31.3m，最大运移距离42.3m；10年后，检出范围1994.25m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离66.1m；20年后，检出范围0m^2，超标范围0m^2，最大超标距离0m，最大运移距离0m，详见表5.3-14。

表5.3-14　地下水石油类污染预测结果表

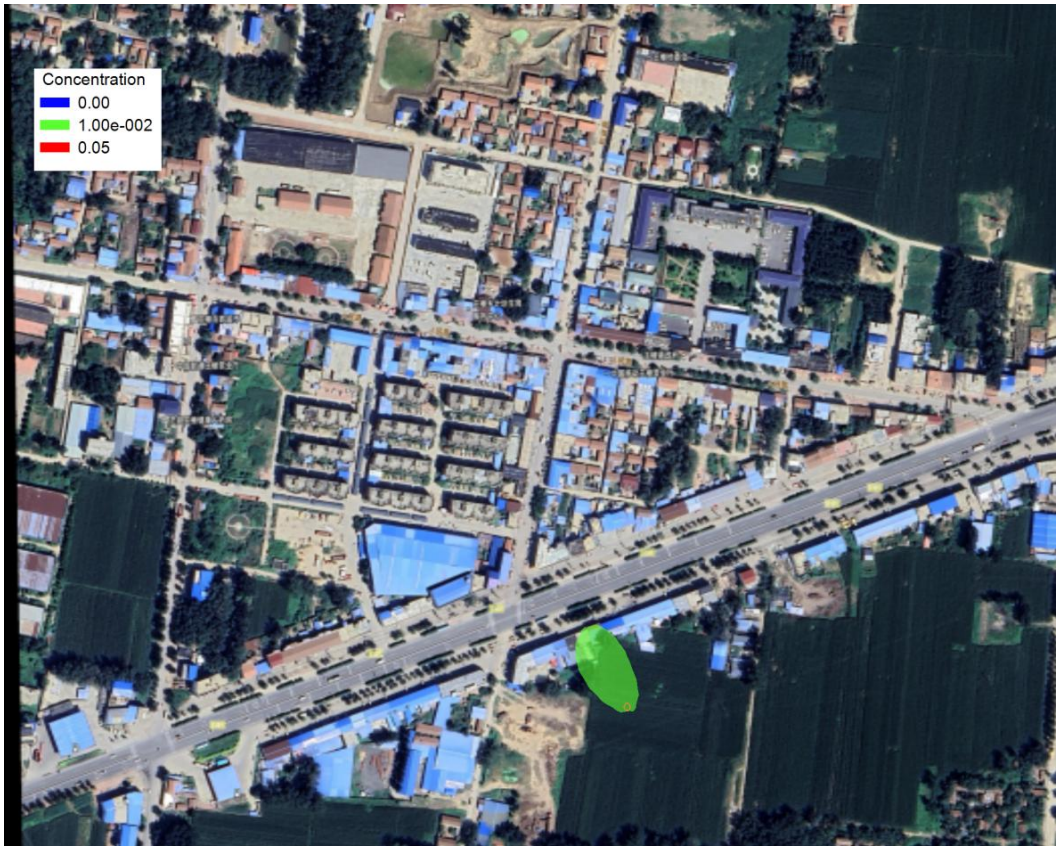
污染年限	检出范围（m^2）	超标范围（m^2）	最大超标距离（m）	最大运移距离（m）
100d	833.33	692.23	15.5	18.6
1000d	2309.31	837.24	31.3	42.3
10a	1994.25	0	0	66.1
20a	0	0	0	0



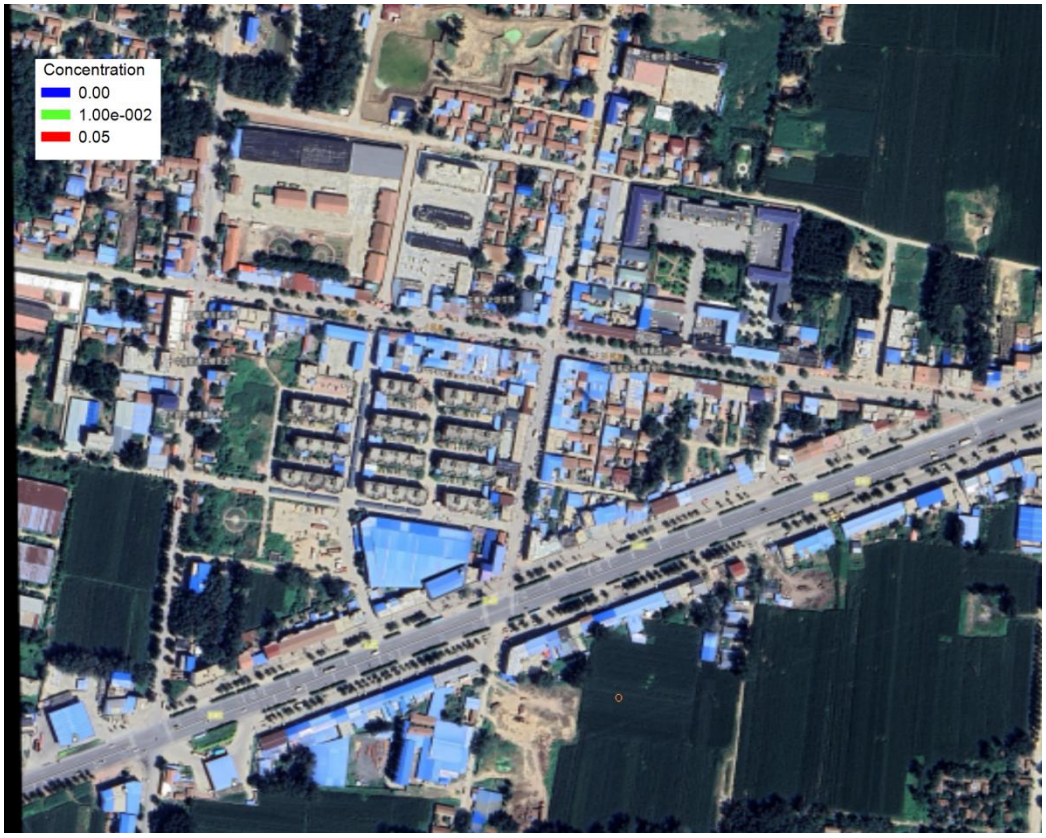
（1）100天污染晕运移分布图



（2）1000天污染晕运移分布图



（3）10年污染晕运移分布图



（4）20年污染晕运移分布图

图5.3-18　地下水石油类污染含水层预测图

5.3.2.6 对敏感目标影响分析

预测期内各种情景下泄漏后污染物运移距离最远为496.9m，污染物运移范围内不存在地下水敏感点，故假定非正常工况泄漏预测时间段内对该下游地下水敏感目标的环境影响程度可接受。

5.3.2.7 对含水层影响分析

根据预测结果，在非正常情况下，泄漏初期含水层中污染物存在超标现象，但范围有限，且随着污染源的切断，在地下水稀释-对流弥散作用下，污染浓度逐渐降低，故非正常状况下泄漏污染物对地下水含水层产生一定污染，但从泄漏概率、地面破损概率综合考虑，油井、罐区破裂渗入地下是概率很小的事件，如果采取适当的预防措施和应急处理措施，可以把对地下水环境的影响控制到地下水环境容量可以接受的程度。

5.3.2.8 区域地下水环境的影响

根据现有工程地下水监控点位监测数据表明（详见表2.4-17），濮城采油厂2021~2024年周边地下水环境质量现状各点位监测因子除总硬度、溶解性总固体、氨

氮、挥发酚外均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅲ类标准要求，因此，项目建设对区域地下水环境影响较小。

5.3.3 评价结论

（1）非正常工况下输油管线、注水罐区等泄漏污染物直接进入含水层，污染物迁移方向和地下水流向基本一致，由东南向西北。且在地下水的弥散-稀释作用下，污染物浓度逐渐降低，超标范围逐渐减小，最大检出距离496.9m，且污染物运移范围内不存在地下水敏感点，故假定非正常工况泄漏预测时间段内对该下游地下水敏感目标的环境影响程度可接受。

（2）非正常工况下采油井因破损石油类污染物直接进入中深层水含水层，污染物迁移方向和地下水流向基本一致。且在地下水的弥散-稀释作用下，污染物浓度逐渐降低，超标范围逐渐减小，最大检出距离97.4m，且污染物运移范围内不存在地下水敏感点，故假定非正常工况泄漏预测时间段内对该下游地下水敏感目标的环境影响程度可接受。

（3）运营期，在事故工况下不考虑包气带对污染物的自净、吸附、生化作用等阻滞效应，地下水污染模拟预测结果显示：在模拟期内，污染物渗漏对含水层造成污染，并出现局部超标现象，但检出范围和超标范围内均无敏感目标，故建设项目对地下水环境影响较小，但是仍需要对各污染单元进行长期地下水水质监测，一旦发现监测井出现异常，由建设单位负责地下水污染治理等措施。

5.4 声环境影响预测与评价

5.4.1 施工期声环境影响预测与评价

5.4.1.1 噪声源

根据工程分析，本项目钻井过程中的噪声源主要是钻机、钻井泵和柴油发电机组等；储层改造工程噪声源主要是通井机、修井机、压裂设备和柴油发电机组等；本项目钻前工程、油气集输及地面工程和油气处理工程施工中使用的机械、设备和运输车辆主要有挖掘机、推土机、电焊机、柴油发电机组、切割机等。施工期噪声对环境的影响是暂时的，影响时间短。本项目施工期噪声源情况调查清单统计表详见表 3.2-3。

5.4.1.2 预测模式

鉴于施工期噪声的复杂性和施工噪声影响的区域性、阶段性，本评价仅根据《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011），针对不同施工阶段计算出不同施工设备的噪声影响范围，估算出施工噪声可能影响到的居民点的距离，以便施工单位在施工时结合实际情况采取适当的噪声污染防治措施。

预测时考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中的点声源几何发散衰减模式进行计算，预测模式如下：

$$L_A（r）= L_A（ro）- 20L_g(r/r_o) - \Delta L$$

式中：

L_A（r）—距声源 r 处的施工噪声预测值，dB（A）；

L_A（r_0）—距声源 r_0 处的参考声压级，dB（A）；

r—预测点距声源的距离，m；

r_0—参考点距声源的距离，m。

ΔL—各种衰减量（除发散衰减外），dB（A）。室外噪声源ΔL取为零。

5.4.1.3 预测结果

（1）钻井工程

本项目钻井施工过程的噪声源主要是钻机、钻井泵和柴油发电机组等产生的噪声。通过选用低噪声设备、合理布局，设置隔声、减振基础等进行降噪措施，钻井施工过程其综合降噪量约20dB。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）要求，本项目选取声环境保护目标最近的井场（P158-3井场）预测钻井施工过程所有噪声源对厂界和声环境保护目标的影响。对P158-3井场周边200m范围内的最近居民点孟洼村（北侧35m）进行预测。

表 5.4-1　钻井施工过程噪声源强调查清单　单位：dB（A）

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声压级/距声源距离 1m		
1	柴油发电机组	G12V190 型	23	22	1.5	100/1	隔声、低噪声设备、基础减振等	连续、稳定、昼夜运行
2	钻机	ZJ70	19	22	1.5	95/1		
3	钻井泵 1	1600HP	17	17	1.5	95/1		
4	钻井泵 2	1600HP	21	17	1.5	95/1		
5	钻井泵 3	1600HP	26	17	1.5	95/1		

序号	声源名称	型号	空间相对位置/m			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声压级/距声源距离 1m		
6	动力机 1	/	12	50	1.5	95/1		
7	动力机 2	/	17	50	1.5	95/1		
8	动力机 3	/	22	26	1.5	95/1		
9	振动筛	/	27	15	1.5	80/1		
10	负压振动筛 1	/	11	14	1.5	80/1		
11	负压振动筛 2	/	15	13	1.5	80/1		
12	离心机 1	/	14	17	1.5	80/1		
13	离心机 2	/	14	20	1.5	80/1		

根据钻井时期噪声源强调查清单（室外声源），通过噪声预测软件（EIAProN2021）中的噪声衰减分布计算模式计算，钻井施工过程噪声影响计算结果见表5.4-2。钻井工程噪声贡献值预测图见图5.4-1。

表 5.4-2　钻井施工过程噪声影响计算结果统计表　单位：dB（A）

项目		贡献值	噪声标准		超标和达标情况	
			昼间	夜间	昼间	夜间
钻井施工场地	厂界东	51.18	70	55	达标	达标
	厂界南	51.10	70	55	达标	达标
	厂界西	50.71	70	55	达标	达标
	厂界北	51.43	70	55	达标	达标
	孟洼村	38.53	60	50	达标	达标

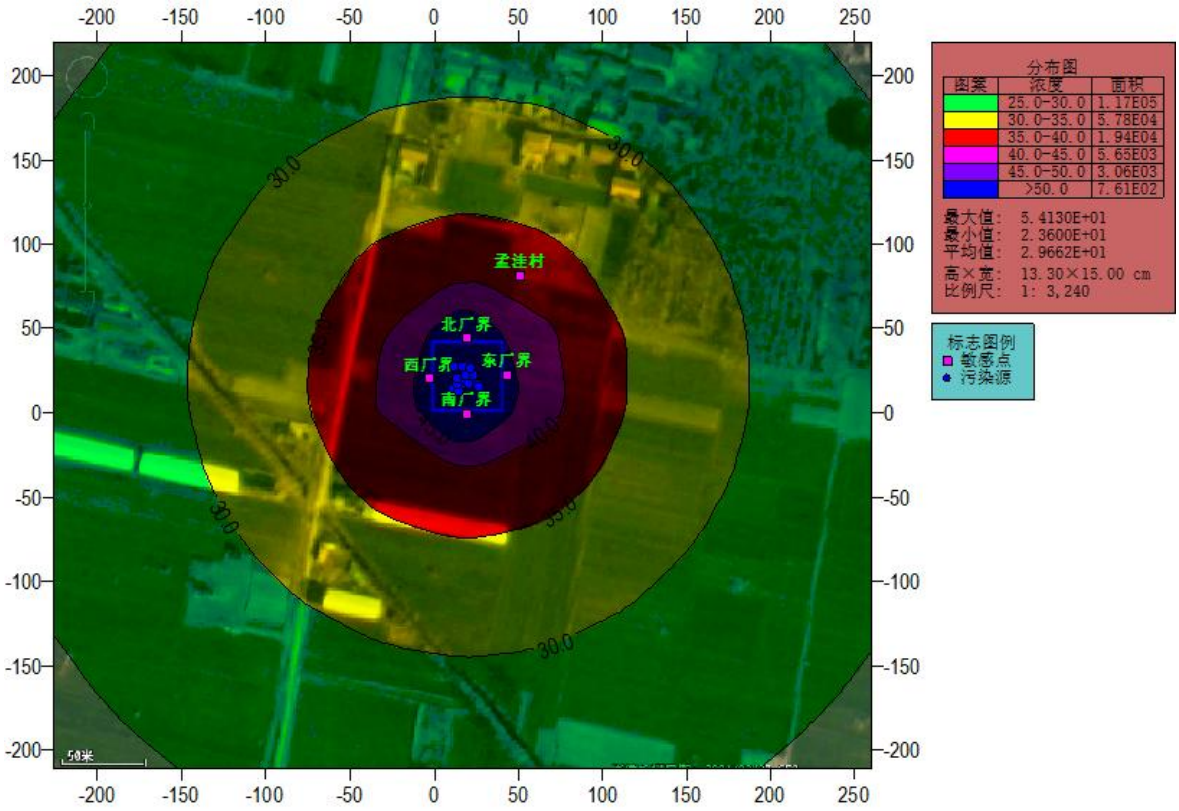


图 5.4-1　钻井施工场地噪声预测等声级线图

根据预测，在采取各项措施后，本项目井场施工期四周厂界噪声能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，对声环境影响较小。其声环境保护目标昼、夜间噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）2 类标准，项目施工期钻井过程对周围敏感目标影响较小。

（2）钻前工程、油气集输及地面工程、油气处理工程及储层改造工程

本项目钻前工程、油气集输及地面工程、油气处理工程施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 5.4-3。

表 5.4-3　噪声影响计算结果统计表　单位：dB（A）

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级dB（A）	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
柴油发电机组	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	48.0	32	178
离心机	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	28.0	3	18
通井机	93	73.0	59.0	53.0	49.5	47.0	43.5	41.0	14	79

噪声源		离施工点不同距离处的噪声估算值（dB（A））							噪声衰减至70dB（A）时的距离（m）	噪声衰减至55dB（A）时的距离（m）
名称	声压级dB（A）	10m	50m	100m	150m	200m	300m	400m		
修井机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100
压裂设备	100	80.0	66.0	60.0	56.5	54.0	50.5	48.0	32	178
推土机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100
挖掘机	92	72.0	58.0	52.0	48.5	46.0	42.5	40.0	13	71
电焊机	80	60.0	46.0	40.0	36.5	34.0	30.5	28.0	3	18
切割机	95	75.0	61.0	55.0	51.5	49.0	45.5	43.0	18	100

根据表 5.4-3 预测结果可知，本项目钻前工程、油气集输及地面工程、油气处理工程及储层改造工程主要施工机械产生噪声昼间在 32m 以外，夜间在 178m 以外方可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）中的标准限值（昼间 70dB（A）、夜间 55dB（A））。

本项目距离最近的敏感点为 P3-35 注气井场南侧 5m 处的北关村居民，该井场为现有井场，施工期仅安装设备，因此施工期产生的噪声较小。评价要求合理安排施工时间，尽量避免夜间施工，针对各井场、站场周边居民点分布情况调整设备布局，使主要噪声源远离居民分布一侧，降低施工噪声扰民。如若必须在夜间或居民休息期间施工，需在距离居民较近一侧设置屏障或者围栏，并且提前告知居民，征得居民同意后继续施工。在采取有效的降噪措施、优化施工平面布局的前提下，施工期噪声对周围村民影响较小，本项目施工周期较短，噪声影响是短期的、暂时的，随着施工期的结束，影响将会消失，因此施工期噪声对环境的影响较小。

5.4.2 运营期声环境影响预测与评价

5.4.2.1 噪声源

根据工程分析，本项目运营期噪声源主要是各采油井场抽油机噪声；注气井场立式分离器、电驱往复式压缩机、回注泵等新增噪声源；濮三中转站过滤式分离器和电驱往复式压缩机等新增噪声源，100#计量站过滤式分离器等新增噪声源；5#扩站混输泵、撬装离心泵和三相分离器等新增噪声源。本项目运营期噪声源强调查清单见表 3.2-12。

5.4.2.2 噪声预测模式

本次将运营期各设备噪声源作为点源，分别预测每个噪声源在厂界贡献值，进行叠加后作为最终的噪声贡献值。本次预测考虑声源在传播过程中经过距离衰减，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4－2021）中的无指向性点声源几何发散衰减模式。

噪声贡献值计算公式如下：

$$L_{eqg} = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_{i} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：

L_{eqg} —建设项目在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{Ai}—i 声源在预测点产生的 A 声级，dB；

T—预测计算的时间段，s；

t_i—i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

声预测点的贡献值和背景值按能量叠加方法计算得到的声级，公式为：

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

式中：

L_{eq}—预测点的噪声预测值，dB；

L_{eqg}—建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值，dB；

L_{eq}—预测点的背景噪声值，dB。

露天单台建筑机械可视为点源，本次评价采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中无指向性半自由声场点声源几何发散衰减计算公式进行预测计算，噪声预测模式如下：

$$L_A(r) = L_{Aw} - 20\lg r - 8$$

式中：L_A（r）—距声源 r 处的 A 声级，dB（A）；

L_{Aw}—点声源 A 计权声功率级，dB（A）；

r—预测点距声源的距离。

5.4.2.3 噪声预测结果及影响分析

本次项目对采油井场距抽油机不同距离下的噪声影响进行预测；对 P3-35 注气井场回注泵不同距离下的噪声影响进行预测；由于濮 158-6 注气井场与濮 158-2 注

气井场噪声源相同，濮三中转站与100#计量站噪声源相同，因此本次选取典型注气井场（濮158-2注气井场）、典型站场（100#计量站及5#扩站）进行噪声影响预测。

（1）采油井场噪声预测及影响分析

本项目采油井场噪声影响预测评价计算结果见表5.4-4。

表5.4-4　不同距离下的噪声预测值　单位：dB（A）

离声源距离(m)	5	20	30	40	50	80	100
抽油机	61.02	48.98	45.46	42.96	41.02	36.94	35.00

从上表预测结果可以看出，本项目运营期噪声昼间5m范围外能达到《声环境质量标准》中2类标准昼间要求，夜间噪声在井场周围20m范围可降至48.98dB（A），能达到《声环境质量标准》中2类标准夜间要求，项目各采油井场附近20m范围内无居民，故各采油井场运行产生噪声对周围环境影响较小。

（2）典型注气井场（P3-35注气井场）噪声预测及影响分析

1）厂界噪声预测分析

本项目P3-35注气井场仅新增一台回注泵，本项目通过选用低噪声设备、合理布局，设置减振基础等进行降噪措施，其综合降噪量约15dB，降噪后回注泵源强为75dB（A）。本项目P3-35注气井场运营期设备运行时厂界噪声预测结果见表5.4-5。

表5.4-5　P3-35注气井场运营期厂界噪声预测结果　单位：dB（A）

项目		背景值		贡献值		预测值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
P3-35注气井场	东厂界	52	44	44.09	44.09	52.65	47.06	60	50	达标	达标
	南厂界	53	44	43.65	43.65	53.48	46.84	60	50	达标	达标
	西厂界	52	46	45.15	45.15	52.82	48.61	60	50	达标	达标
	北厂界	54	44	46.45	46.45	54.70	48.41	60	50	达标	达标

注：P3-35注气井场声环境现状背景值类比濮158-2注气井场，其现状噪声源相同，且周围均为村庄，环境相似，具有可类比性。

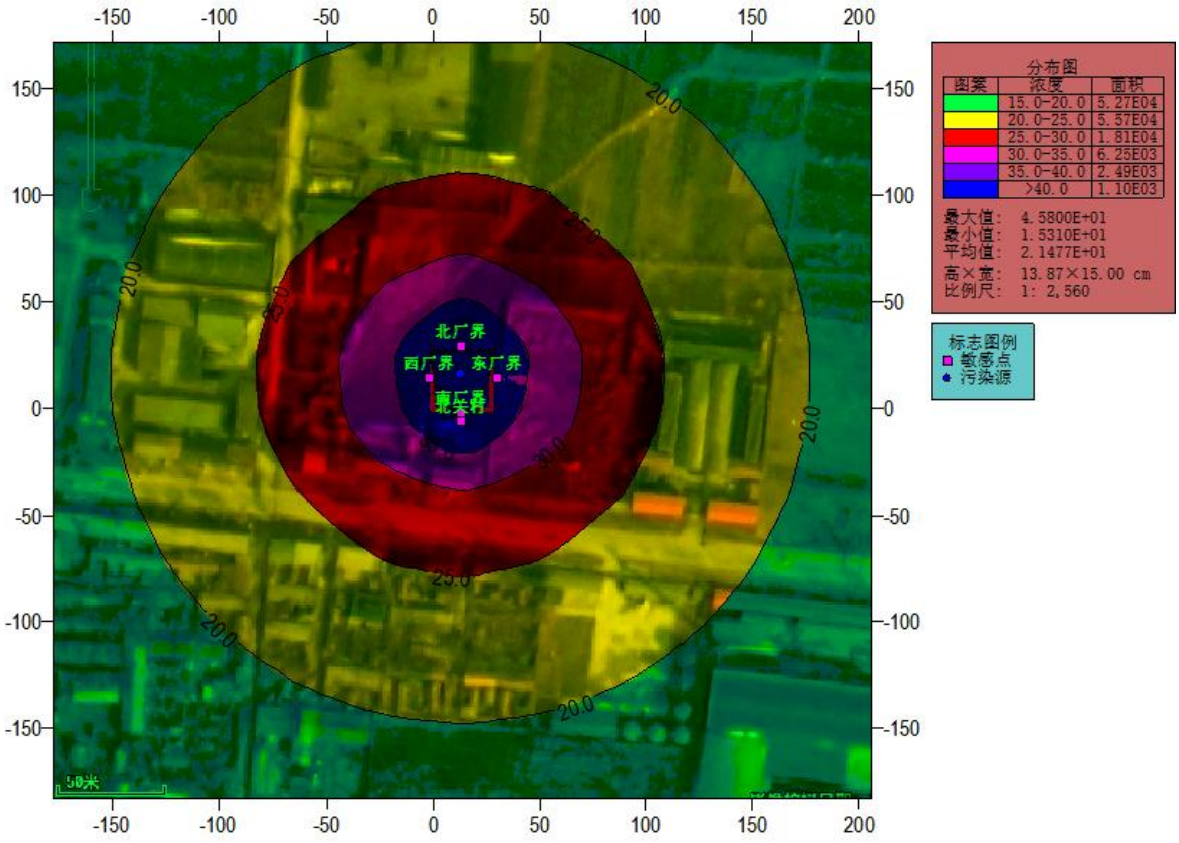


图5.4-2　本项目P3-35注气井场运营期昼、夜间噪声等值线图

根据预测，本项目 P3-35 注气井场运营期四周厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值（昼间≤60dB（A）夜间≤50dB（A）），对声环境影响较小。

2）环境保护目标影响预测分析

本次对 P3-35 注气井场周边 200m 范围内的居民点（南侧 5m）进行预测。预测结果见表 5.4-6。

表5.4-6　声环境保护目标噪声预测表　单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
P3-35注气井场	北关村	50	43	50	43	60	50	40.88	40.88	50.50	45.08	0.50	2.08	达标	达标

根据预测，本项目 P3-35 注气井场周边 200m 范围内的声环境保护目标为距厂界南侧 5m 处的北关村，本项目将设备布置在远离声环境保护目标一侧，其昼、夜

间噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）2 类标准，项目运营期对周围敏感目标影响较小。

（3）典型注气井场（濮158-2注气井场）噪声预测及影响分析

1）厂界噪声预测分析

本项目濮 158-2 注气井场运营期设备运行时厂界噪声预测结果见表 5.4-7。

表5.4-7　濮158-2注气井场运营期厂界噪声预测结果　单位：dB（A）

项目		背景值		贡献值		预测值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
濮158-2注气井场	东厂界	52	44	28.60	28.60	52.02	44.12	60	50	达标	达标
	南厂界	53	44	44.91	44.91	53.63	47.49	60	50	达标	达标
	西厂界	52	46	33.57	33.57	52.06	46.24	60	50	达标	达标
	北厂界	54	44	28.35	28.35	54.01	44.12	60	50	达标	达标

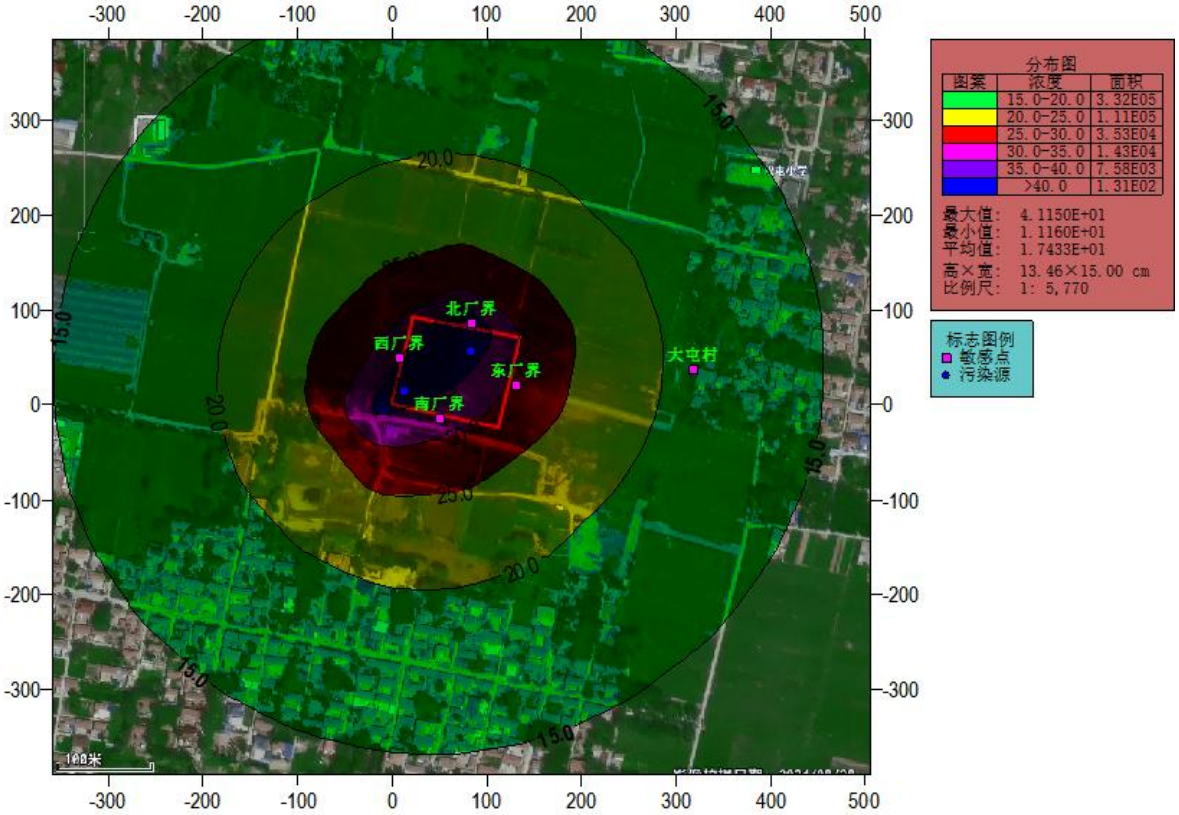


图 5.4-3　本项目濮 158-2 注气井场运营期昼、夜间噪声等值线图

根据预测，本项目濮 158-2 注气井场运营期四周厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值（昼间≤60dB（A）夜

间≤50dB（A）），对声环境影响较小。

2）环境保护目标影响预测分析

本次对濮158-2注气井场周边200m范围内的居民点（东侧171m）进行预测。预测结果见表5.4-8。

表5.4-8　声环境保护目标噪声预测表　单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
濮158-2注气井场	大屯村	52	43	52	43	60	50	18.73	18.73	52.00	43.01	0	0.01	达标	达标

注：大屯村声环境现状背景值类比杨李店村，其周边无高噪声源，且周围均为村庄，环境相似，具有可类比性。

根据预测，本项目濮158-2注气井场周边200m范围内的声环境保护目标昼、夜间噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）2类标准，项目运营期对周围敏感目标影响较小。

（4）典型站场（100#计量站、濮三中转站及5#扩站）噪声预测及影响分析

1）厂界噪声预测分析

本项目100#计量站运营期设备运行时厂界噪声预测结果见表5.4-9，5#扩站运营期设备运行时厂界噪声预测结果见表5.4-10，濮三中转站运营期设备运行时厂界噪声预测结果见表5.4-11。

表5.4-9　100#计量站运营期厂界噪声预测结果　单位：dB（A）

项目		背景值		贡献值		预测值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
100#计量站	东厂界	51	43	32.03	32.03	51.05	43.33	60	50	达标	达标
	南厂界	52	44	43.35	43.35	52.56	46.70	60	50	达标	达标
	西厂界	49	41	36.10	36.10	49.22	42.22	60	50	达标	达标
	北厂界	56	43	36.41	36.41	56.05	43.86	60	50	达标	达标

表5.4-10　5#扩站运营期厂界噪声预测结果　单位：dB（A）

项目		贡献值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
5#扩站	东厂界	32.03	32.03	60	50	达标	达标
	南厂界	43.35	43.35	60	50	达标	达标
	西厂界	36.10	36.10	60	50	达标	达标
	北厂界	36.41	36.41	60	50	达标	达标

表5.4-11　濮三中转站运营期厂界噪声预测结果　单位：dB（A）

项目		背景值		贡献值		预测值		噪声标准		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
濮三中转站	东厂界	49.00	45.00	17.20	17.20	49.00	45.01	60	50	达标	达标
	南厂界	47.00	45.00	13.74	13.74	47.00	45.00	60	50	达标	达标
	西厂界	50.00	47.00	18.17	18.17	50.00	47.01	60	50	达标	达标
	北厂界	48.00	44.00	24.21	24.21	48.02	44.05	60	50	达标	达标

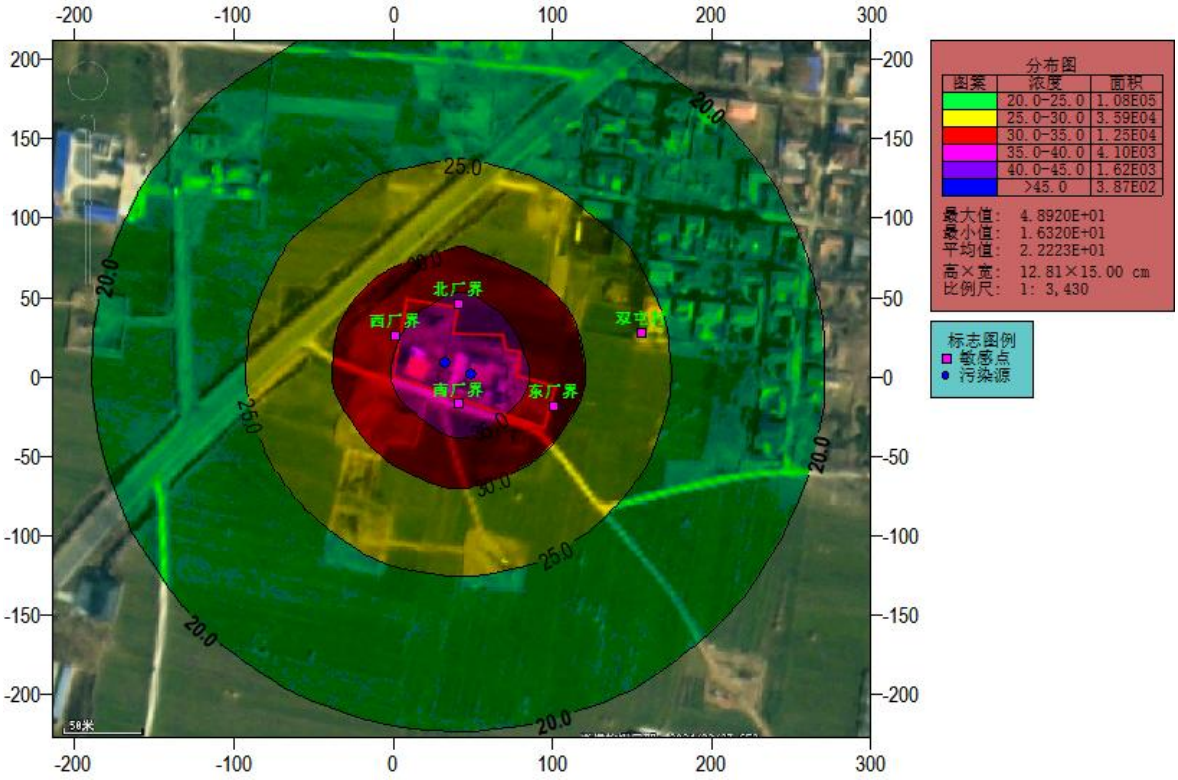


图 5.4-4　本项目 100#计量站运营期昼、夜间噪声等值线图

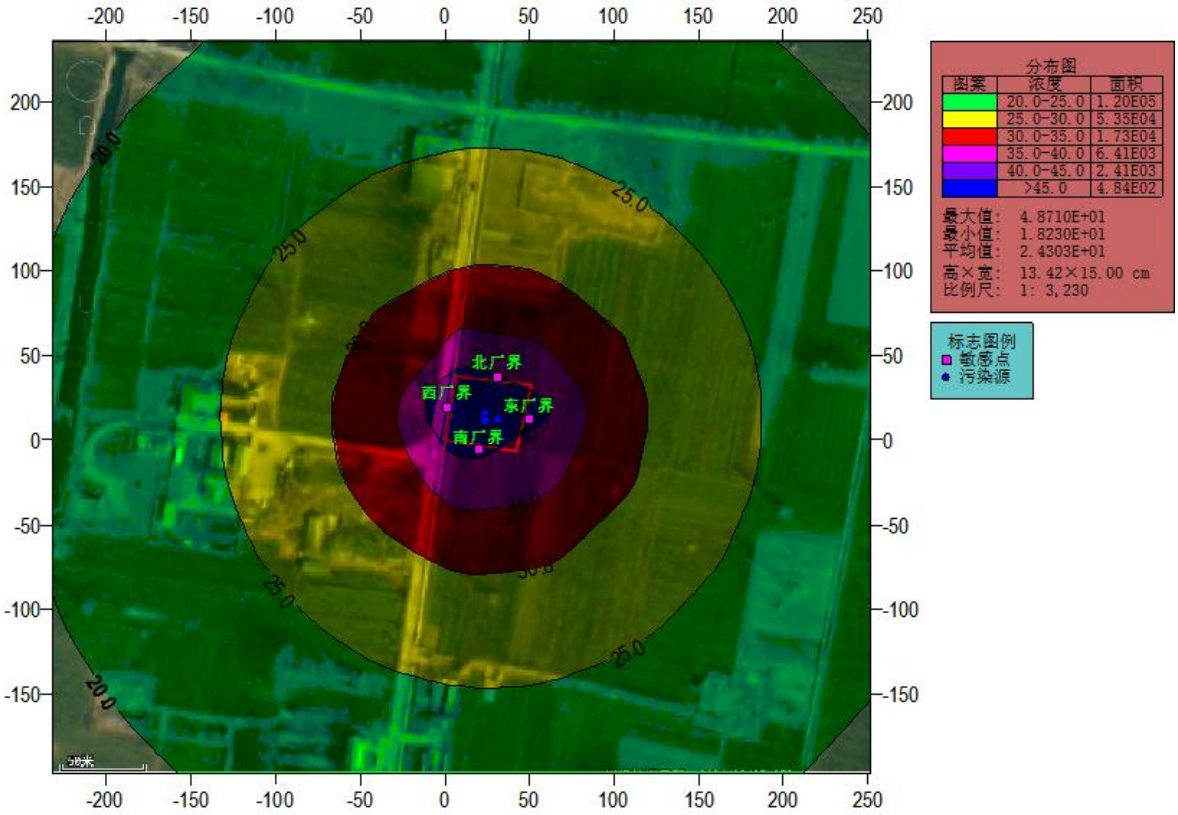


图 5.4-5　本项目 5#扩站运营期昼、夜间噪声等值线图

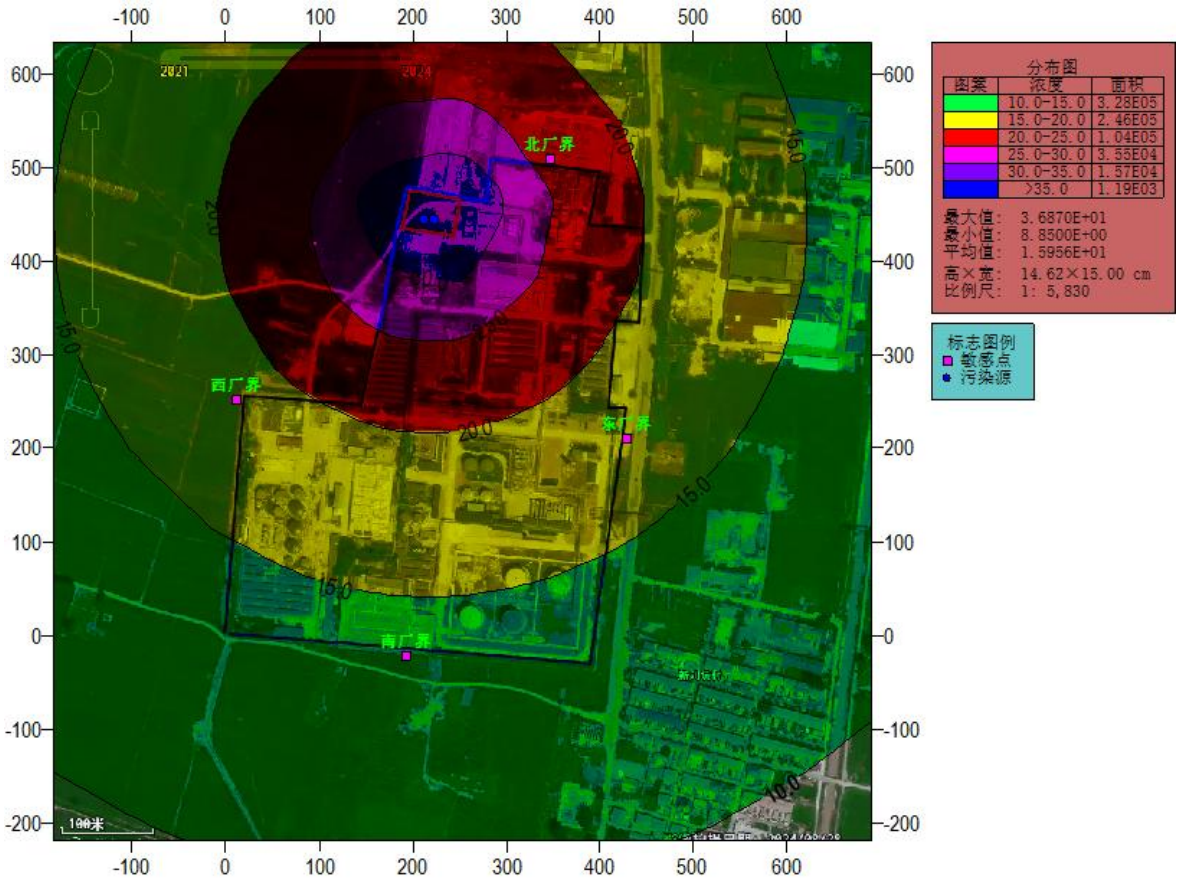


图 5.4-6　本项目濮三中转站运营期昼、夜间噪声等值线图

2）环境保护目标影响预测分析

本项目 5#扩站周边 200m 范围内无声环境保护目标，因此，本次对 100#计量站和濮三中转站周边 200m 范围内的居民点双屯村（北侧 55m）、新刘坑村（东侧 36m）进行预测。预测结果见表 5.4-12。

表5.4-12　声环境保护目标噪声预测表　单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
100#计量站	双屯村	52	43	52	43	60	50	26.12	26.12	52.01	43.09	0.01	0.09	达标	达标
濮三中转站	新刘坑村	50	43	50	43	60	50	7.81	7.81	50	43	0	0	达标	达标

注：双屯村声环境现状背景值类比杨李店村，其周边无高噪声源，且周围均为村庄，环境相似，具有可类比性；新刘坑村声环境现状背景值类比北关村，位于城镇中，环境相似，具有可类比性。

根据预测，本项目 100#计量站及濮三中转站周边 200m 范围内的声环境保护目

标昼、夜间噪声均可满足《声环境质量标准》（GB3096－2008）2 类标准，项目运营期对周围敏感目标影响较小。

综上，项目运营期经采取有效治理措施后，对周围声环境影响较小。

5.5 固体废物环境影响分析

5.5.1 施工期固体废物影响分析

本项目施工期产生的固体废物主要有钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、其他固废（粘油废防渗膜、废弃包装袋、废机油及其包装桶）、建筑垃圾、施工废料、拆除管线以及生活垃圾等。

5.5.1.1 钻井固废

根据《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号，2025年1月1日起施行）及《危险废物排除管理清单（2021年版）》可知，本项目产生的废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑不属于危险废物，属于一般固体废物。按照《一般固体废物分类与代码》（GB/T 39198-2020）对一般固废进行编码，水基钻井液钻井过程中产生的废弃水基钻井泥浆一般固体废物代码为072-999-99-02；产生的水基钻井岩屑一般固体废物代码为072-999-99-01。油基钻井岩屑和废弃油基钻井泥浆危险废物代码为HW08-071-002-08。

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

5.5.1.2 落地油

井下作业往往会有一部分原油散落。污油属于危险废物，散落地面不进行收集将对井场土壤造成污染，污染主要集中在土壤表层，影响土壤通透性和养分释放，降低土壤生物及微生物活性，使土壤综合肥力下降。

经核实，落地油回收率达100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准），收集后暂存于井场临时危废贮存点，并采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不得露天堆放危险废物，设置围堰或托盘，定期委托有资质单位转运及处置。采取上述措施后，井下作业过程产生的落地油对环境的影响可以降低到最低限度，对环境影响小。

5.5.1.3 其他固废

本项目施工期其他固废包括粘油废防渗膜、废弃包装袋、废机油及其包装桶等，粘油废防渗膜属于危险废物，收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置。废包装材料收集后交由资源回收单位处置。废机油及其包装桶属于危险废物，废机油进入原油集输流程资源化利用，废机油包装桶收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置。采取上述措施后，其他固废对环境影响小。

5.5.1.4 建筑垃圾、施工废料

本项目施工期所产建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设。施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运。

采取上述措施后，建筑垃圾、施工废料对周围的环境影响较小。

5.5.1.5 拆除管线

本项目拆除管线经无害化处理后暂存于物资库综合利用。采取上述措施处理后，拆除管线对周围的环境影响较小。

5.5.1.6 生活垃圾

本项目施工期生活垃圾暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，委托中原油田社区环卫部门统一处理。施工期生活垃圾对周围环境影响较小。

综上分析，本项目施工期产生的各种固体废物均得到合理处置和无害化处理，对周围环境影响较小。

5.5.2 运营期固体废物影响分析

本项目运营期产生的固体废物主要包括钻井固废、落地油、含油污泥、注水残渣、清管废渣、粘油废防渗膜、各类机械设备更换下来的废机油及其包装桶。

目前濮城采油厂落地油回收率达100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准）。

废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

按照《国家危险废物名录（2025年版）》（部令第36号，2025年1月1日起施行）、《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》分类，除废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑外，上述固废均属于危险废物，废物类别为HW08废矿物油与含矿物油废物。

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

注水残渣属于一般固体废物，用于调剖回注处理。本项目清管废渣主要成分为油泥砂、少量铁屑，属于危险废物，经收集后交由有资质的单位处置。废机油进入原油集输流程资源化利用，落地油、含油污泥、粘油废防渗膜及废机油包装桶集中收集后定期交有资质单位转运及处置。根据《关于企业回收利用自身产生的危险废物是否属于危险废物经营活动的复函》（国家环保总局〔2005〕203号），回收利用企业内部产生的危险废物，不属于利用危险废物的经营活动，但必须遵照危险废物申报登记、转移联单制度，将危险废物的产生、转移、利用及处置情况向生态环境部门进行申报和登记，并保证危险废物回收利用符合相应的环保标准，得到妥善无害化处置。

通过采取以上措施，本项目所产生的各类固体废物均能得到妥善地处置，不会对周围环境产生影响。

5.6 土壤环境影响分析与评价

5.6.1 土壤环境影响类型判定及识别分析

5.6.1.1 影响类型的划分依据

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中定义，土壤环境生态影响是指由于人为因素引起土壤环境特征变化导致其生态功能变化的过程或状态；土壤环境污染影响是指因人为因素导致某种物质进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面特性的改变，导致土壤质量恶化的过程或状态。

本项目开采过程中分离的采出水泄漏有可能会引起地下水水位的变化导致土壤的盐化，新建的井场等石油开采及处理工程可能发生的污染物泄漏、沉降等也可能会导致土壤环境变化。

通过分析可知，本项目的土壤影响类型属污染影响型和生态影响型兼有。

5.6.1.2 石油开采项目的影响特点

石油开采项目从钻井、采油、集输、原油处理到采出水回注，开发的各个环节均可能对土壤环境产生污染，但均发生在事故排放下，其影响主要是由于石油类污染物排入土壤环境后造成土壤结构的改变、降低土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。在一定条件下，石油烃中不被土壤吸收的部分还可能渗入地下继而污染地下水。

开采过程中分离的采出水（含油污水）处理达标后回注到油层，正常情况下不会对土壤和地下水环境造成污染。事故状态下，泄漏的采出水可能对地下水水质造成一定不利影响，使水质矿化度增高。

5.6.1.3 项目土壤环境影响类型与影响途径识别

根据导则要求，土壤环境影响评价在工程分析的基础上，结合土壤环境敏感目标，根据建设项目施工期、运营期具体特点，识别土壤环境影响类型与影响途径。

原油污染主要是石油开采及作业过程中，由于跑冒滴漏等现象会产生一定量的落地原油。本项目污染影响型土壤环境影响途径主要通过油井井下作业施工过程中从井底带出散落在井场的落地原油、输油管线泄漏产生的少量落地原油以及 5#扩站沉降罐和注水罐等泄漏的含油污水。石油的流动性较差，泄漏后对土壤的垂直影响范围主要集中在 0～20cm 左右的表层，通过及时采取应急处置措施，石油开发过程对土壤的污染影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，且主要集中在井场、管线及站场占地范围内。

生态影响型土壤环境影响途径主要是水驱采油过程中注水管因发生穿孔事故而造成浓盐水进入土壤环境。发生穿孔的原因主要是管道长时间被浓盐水腐蚀而造成

的。项目土壤环境影响识别表见表 5.6-1、表 5.6-2、表 5.6-3。

表 5.6-1　石油开发项目土壤环境影响类型与影响途径表

不同阶段	污染影响型				生态影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他	盐化	碱化	酸化	其他
施工期	/	/	√	/	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/	√	/	/	/

表5.6-2　污染影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

污染源	工艺流程/节点	污染途径	全部污染物指标[a]	特征因子	备注[b]
（一）施工期					
钻井废水、废弃泥浆及岩屑	钻井工程	垂直入渗	SS、COD、氯化物、石油烃（C_{10}-C_{40}）等	氯化物、石油烃（C_{10}-C_{40}）	非正常工况
柴油储罐	施工期场地	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	石油烃（C_{10}-C_{40}）	
（二）运营期					
采油井场	井下作业	垂直入渗	泄漏原油	石油烃（C_{10}-C_{40}）	非正常工况
输油管线	原油集输	垂直入渗	泄漏原油	石油烃（C_{10}-C_{40}）	非正常工况
5#扩站	沉降罐、注水罐	垂直入渗	含油污水	石油烃（C_{10}-C_{40}）	非正常工况
注：[a]根据工程分析结果填写。 [b]应描述污染源特征，如连续、间断、正常、事故等，涉及大气沉降途径的，应识别建设项目周边的土壤环境敏感目标。					

表5.6-3　生态影响型建设项目土壤环境影响源及影响因子识别表

影响结果	影响途径	具体指标	土壤环境敏感目标
盐化	物质输入（采出水管线泄漏）	含盐量	/

5.6.2 施工期土壤环境影响分析与评价

项目施工期对土壤环境的影响主要表现为土壤性质和土壤污染两个方面。

5.6.2.1 土壤性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工践踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

（1）破坏土壤结构层

地表开挖必定扰乱和破坏土壤表层，这种扰乱和破坏，除开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤结构，土壤结构一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，若不实施分层开挖、分层堆放及表土的保存，该工程对土壤表层的影响较严重，但受损的土壤表层可随着生态恢复工程等活动逐步恢复。

（2）混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤在形成过程中，由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程的土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型的破坏，将明显地改变土体中物质和能量的运动变化规律，使表层通气透水性变差，使亚表层保水性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

（3）影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至进行掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

5.6.2.2 土壤污染影响

（1）钻井废水、废弃钻井泥浆及岩屑对土壤环境的影响

根据工程分析，本项目钻井废水通过密闭罐车拉运至濮一、濮二和濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。所产生的废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至第三方处置单位，固液分离后用于制砖，资源化利用。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

因此，在开发建设过程中，钻井废水、废弃钻井泥浆及岩屑对土壤环境影响较小。

（2）柴油对土壤环境的影响

正常工况条件下，柴油储罐不会污染土壤，但是一旦发生泄漏风险事故时会对井场的土壤产生一定的污染，项目柴油罐为地上罐，且罐区采取铺设防渗布及围堰等措施，在发生柴油罐发生泄漏时可及时得到处置，因此也不会对周围土壤环境产

生影响。

5.6.3 运营期土壤环境影响分析与评价

5.6.3.1 污染影响型土壤环境影响评价

油田集输生产过程中，石油类进入土壤的途径主要通过油井井下作业施工过程中从井底带出散落在井场的落地原油、输油管线泄漏产生的少量落地原油以及 5#扩站沉降罐和注水罐等泄漏的含油污水。定期对站内沉降罐和注水罐等进行检查可有效储罐泄漏污染土壤，濮城采油厂原油集输全部采用密闭管道输送，并且管道定期检修，尽可能防止跑冒滴漏现象发生，根据实际调查，原油在集输过程中基本无落地原油产生。因此本项目重点评价油井井场井下作业施工过程中落地原油泄漏时对土壤的影响。由于油井作业时采用污油污水回收装置回收污油污水，同时将作业范围严格控制在井场占地范围内，因此可有效减少石油类进入土壤，根据对现有油田土壤的类比调查结果，得出在采油井井场附近，离井位越近，土壤中石油的含量越多，污染程度越重；反之，离井位越远，土壤中石油含量越低，污染程度越轻。从平面上看，石油污染物集中在离井 20～30m 的范围内，约占总量 90%以上。在此范围之外，土壤中的石油含量迅速降低，在离井 100m 处已经接近背景值。在垂直方向上，土壤石油污染主要集中在 0～20cm 的表层土壤中。由于土壤本身具有的吸附和生物降解等自净作用，石油在土壤中的迁移深度较浅。

所以，油田建设土壤环境污染的分布为：污染主要集中在井场附近等，各种污染物尤其是石油类污染物主要集中在土壤上层，迁移深度较浅。

事故时排放的落地油量大且集中，其危害主要表现为降低土壤透气、透水性，改变土壤微生物种群结构，消耗土壤氮素，使植物生长受阻，体内残留量增加，恶化土壤—植物及土壤—食物链系统的环境质量。因此，油田生产中，一定要严防原油跑、冒事故的发生，一旦发生事故，应立即采取事故应急措施，及时对落地油进行回收，最大限度地恢复地表原貌，从而为利用土壤的自净作用创造条件，在尽可能短的时间使土壤环境得到恢复。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中“8.7.3 污染影响型建设项目，其评价工作等级为一级、二级的，预测方法可参见附录 E 或进行类比分析”，本项目污染影响型土壤环境影响评价等级为一级、二级，采用类比分析法进行评价。

濮城采油厂现有采油井场与本项目所属区域生态环境一致，均位于河南省濮阳县和范县境内，现有采油井场开发工艺、产污及污染途径、污染防治措施等基本一致，因此本项目土壤影响可以类比濮城采油厂现有采油井场土壤环境现状监测结果。

根据企业 2024 年 4 月 17 日土壤例行监测报告（HB-2024-03-TR08）可知，现有井场所在区域监测点石油烃（C_{10}-C_{40}）监测结果均未检出（详见表 5.6-4），均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600-2018）中“第二类用地”筛选标准“石油烃（C_{10}-C_{40}）4500mg/kg”，说明企业在项目实施之后较好地落实污染防治措施，油田开发对土壤环境影响较小。

综上，项目罐区等采取严格防渗措施，加强生产管理，避免生产过程中物料洒落侵入土壤，从而造成土壤污染，另外项目设置三级防控体系，事故状态下废水得到妥善处置，因此，项目正常生产对厂区内土壤不会造成明显的环境影响。

表5.6-4　濮城采油厂现有井场土壤监测结果统计表　单位：mg/kg

监测点位	采样深度	pH（无量纲）	石油烃（C_{10}-C_{40}）
W51-48C1 井场内	0.1m	7.3	未检出
W51-48C1 井场内	0.7m	7.6	未检出
P2-48 井场内	0.1m	7.6	未检出
P2-48 井场内	0.6m	7.2	未检出
XP3-79 井场内	0.1m	7.1	未检出
XP3-79 井场内	0.6m	7.1	未检出

5.6.3.2 生态影响型土壤环境影响评价

（1）预测模式

本项目生态影响型土壤环境影响预测方法选择导则中推荐的土壤盐化综合评分预测方法，预测模式如下：

$$S_a = \sum_{i=1}^{n} W_{xi} \times I_{xi}$$

式中：S_a—土壤盐化综合评分值；

n—影响因素指标数目；

I_{xi}—影响因素 i 指标评分；

W_{xi}—影响因素 i 指标权重。

根据导则附录 F，土壤盐化影响因素赋值表见表 5.6-5。

表 5.6-5　土壤盐化影响因素赋值表

影响因素	分值				权重
	0 分	2 分	4 分	6 分	
地下水埋深（GWD）/(m)	GWD≥2.5	1.5≤GWD<2.5	1.0≤GWD<1.5	GWD<1.0	0.35
干燥度（蒸降比值）（EPR）	EPR<1.2	1.2≤EPR<2.5	2.5≤EPR<6	EPR≥6	0.25
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	SSC<1	1≤SSC<2	2≤SSC<4	SSC≥4	0.15
地下水溶解性总固体（TDS）/(g/L)	TDS<1	1≤TDS<2	2≤TDS<5	TDS≥5	0.15
土壤质地	黏土	砂土	壤土	砂壤、粉土、砂粉土	0.1

（2）预测结果

本项目土壤盐化各影响因素取值见表 5.6-6。

表 5.6-6　本项目土壤盐化影响因素分值表

影响因素	数值	分值	权重	备注
地下水埋深（GWD）/（m）	/	0	0.35	所在区域地下水位埋深较大，根据监测结果地下水埋深仍将大于 2.5m
干燥度（蒸降比值）（EPR）	3.4	4	0.25	/
土壤本底含盐量 SSC/（g/kg）	0.6~3.4	4	0.15	/
地下水溶解性总固体（TDS）/（g/L）	0.688~1.61	2	0.15	/
土壤质地	轻壤土	4	0.1	/
盐化综合评分值 S_a		2.3		/

表 5.6-7　土壤盐化预测结果表

土壤盐化综合评分值（Sa）	Sa<1	1≤Sa<2	2≤Sa<3	3≤Sa<4.5	Sa≥4.5
土壤盐化综合评分预测结果	未盐化	轻度盐化	中度盐化	重度盐化	极重度盐化

经计算，本项目土壤盐化综合评分分值（Sa）为 2.3 分。对照导则附录 F 中土壤盐化预测表（见表 5.6-7），本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果中度盐化。

由于本项目的建设不会导致干燥度、土壤含盐量及土壤质地等发生明显变化，因此，项目建设后不会导致区域土壤发生进一步盐化的趋势。

5.6.4 区域土壤环境的影响

根据现有工程土壤监控点位监测数据结果可知（详见表2.4-20），本项目近段时间土壤环境监测指标均为达标状态，且无明显变化趋势，与本项目有关的特征因子石油烃（C_{10}-C_{40}）监测结果远小于4500mg/kg。因此，项目建设对区域土壤环境影响较小。

5.6.5 土壤环境影响分析小结

综上分析，项目建设区及周边区域土壤环境质量现状良好；根据预测评价，本项目施工期、运营期对其土壤环境影响较小；在严格落实土壤环境保护措施的条件下，本项目对土壤环境影响风险较小。从土壤保护的角度考虑，项目建设基本可行。

5.7 生态环境影响分析与评价

5.7.1 施工期生态影响分析

5.7.1.1 土地利用影响分析

（1）永久占地影响评价

本项目永久占地为井场、站场、道路等占地，占地面积15hm^2，占地类型为旱地、乔木林地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将旱地、乔木林地、坑塘水面等变为建设用地，这种影响是永久性的，但这部分占地面积较小，对区域土地利用格局影响在可接受范围内。

（2）临时占地影响分析

项目的临时占地主要在施工期，占地类型为农用地等。在管线施工过程中，施工便道、穿跨越工程施工作业场地以及管道施工作业带等均为临时占用土地，一般仅为施工阶段造成沿线土地利用的暂时改变，大部分用地在施工结束后短期内能恢复原有的利用功能。

1）管道施工作业带占地

管道工程大部分临时占地是在管道开挖掩埋施工过程中，由于管道施工分段进行，施工时间较短，每段管线从施工到重新覆土约为三个月的时间，施工完毕后，管道敷设完成，该地段土地利用大部分可恢复为原利用状态。

2）施工场地、施工便道占地

施工场地在施工结束后绝大部分将恢复为原来的用地性质，不会对区域土地利用产生较大影响。

管道施工便道属于临时性工程占地，施工结束后大部分即可恢复原有用地使用性质，一部分的施工便道将作为农村道路或为了管道维护的方便而保持下来，虽然改变了其原有的用地性质，但由于保留的施工便道比较少，不会对区域土地利用产生较大的影响。

施工便道多按具体的施工工段设置，施工便道以依托现有县乡道路为主。施工期间，施工范围内的植被将被清除铲掉，施工便道需压实；施工结束后，施工便道占用的植被可恢复原有种植。

3）临时占地的环境影响分析

①对季节性水体的影响分析

由于部署井位置限制，本项目集输管线需穿越水渠。本项目调整施工时序，在旱季地表水体枯水期进行施工，不会对季节性地表水体的水质产生不利影响。

②对农用地的影响分析

管道开挖使原地面地表植被遭到破坏，使表层土壤松散、裸露，原有的农作物、植被受到破坏，失去原有植被的防护、固土功能，从而在风力、水力作用下容易出现冲刷、垮塌的现象，增加新的水土流失。开挖后边坡及时进行支护，并做好周围排水设施，以利于边坡稳定和水土流失。对施工场地采取修筑排水沟，对开挖后裸露的边坡采取植草或砌体防护等水土流失措施，防止产生新增水土流失。在工程完工后，对植被进行恢复，以防止水土流失及生态恶化。植被恢复工作必须在雨季到来之前形成较好的生长态势，避免因地表裸露产生水土流失而影响恢复效果。

由于管道两侧5m范围内禁止种植深根植物，因此管线所经过的林地需改种农作物。本项目穿越林地较少，且项目对自然体系生产能力影响较小，不会造成区域内生物总量明显影响，评价区自然体系基本可以恢复稳定状态。

经采取植被恢复保护措施后，该临时占地一般在1年内基本可恢复原有土地利用功能，恢复目标为与临时占地被占用前植被覆盖度相当。

因此，本项目施工期对土地利用功能影响不大。

③土壤侵蚀和水土保持影响分析

拟建管道工程水土流失主要发生在施工期。管沟开挖、施工便道的平整等建设将破坏原有相对稳定的地貌，使土壤结构疏松，作业区地表植被丧失，产生一定面积的裸露地面；穿越河流、公路管段的施工作业，将产生泥浆或弃土等，这也将增加土壤侵蚀量和水土流失。

主要影响：

——原地表耕作层遭到破坏，土地肥力和生产力下降

工程建设施工与运行维护将占用和破坏部分耕地，对原地表土壤结构造成破坏，使土壤养分流失、土地生产力下降。

——危害工程安全：开挖回填形成的裸露坡地，如不采取护坡、护脚、拦挡等有效工程措施加以防护，将可能造成局部的崩塌和滑坡等现象，影响工程建筑物安全和整个项目的正常运行。

——损坏水土保持设施，破坏植被，加速了土壤侵蚀。

本项目建设时不同程度的占压和扰动耕地，导致土壤结构改变，植被覆盖度降低，形成裸露面，降低了原地表的水土保持功能。工程竣工后，原临时占用土地的植被遭到破坏，如果不及时采取措施，随着水土流失的发生，土壤中的肥力流失，进而导致土地贫瘠。

一般而言，施工期土壤侵蚀的影响待施工结束后基本消除；运营期地表复原后，只要严格实施相应的水土保持措施，不会造成新的土壤侵蚀。本项目分段进行建设，且遵循边开挖边回填的作业工序要求，每一管段施工周期相对较短。本项目水土保持时段划分为施工期和运营期，其中管道建设水土流失主要集中在施工期。鉴于沿线工程占地多耕地，施工结束后临时性工程占用的耕地段即可恢复，运营期对地表植被影响不大。因此，本次评价水土保持预测时段按不同施工项目扰动持续时间各异，管沟开挖、施工便道平整拟定约2个月。

综上，水土流失量主要发生在沿线工程扰动区内，对局部地区而言，新增土壤侵蚀量不大。

（3）对永久基本农田的影响

根据《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地预审的通知》（自然资规〔2018〕3号）、《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）明确“国家级规划明确的且符合国家产业政策的能源开采、油气管线、水电、核电项目”经批准可以占用永久基本农田。本项目属于能源开采项目，在施工中将占用永久基本农田。对于临时占用的基本农田，虽短期内对基本农田的利用产生不利的影响，但施工结束后，土地利用性质很快得到恢复，影响较小。对于永久占用的基本农田，建设单位将经济补偿土地使用者，且占用面积较小，因此本项目对占用永久基本农田的影响较小。

5.7.1.2 植被影响分析

（1）井场工程对植被影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。土地平整将清除井场内及井场扩建区域全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，地表裸露，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。同时，施工尘土附着在植物叶片表面，影响植物的光合作用，尤其是会对植物幼苗生理特性产生影响。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对植被的生长产生不利影响。

本项目井场占地的植被以农田为主，可见少量稀疏灌草，工程占地将造成植物群落物种个体数量减少，植被生产力下降，植被覆盖率降低，生物多样性减少，从而导致其环境功能的下降，生物量减少，但破坏农田面积占评价区总面积的比例较小，因此，井场建设对植被的影响在可接受范围内。施工结束采取植物恢复措施后，生物量在2年～3年后可全部恢复。因此，井场工程对评价范围植被的影响在可接受范围内。

（2）管线工程对植被影响分析

经实地勘察，评价区在植被区划中属暖温带落叶阔叶林区域，主要栽培树种是白杨林、柳树、榆树等；粮食作物主要有水稻、小麦、玉米、红枣、苹果等。由于受人为干扰较重，缺少天然森林植被，植被类型较简单。

本项目的开发建设对环境的影响主要表现为对生态环境的影响。植物作为生态环境中的一个重要的组成部分，对水土保持、稳定生态系统结构起着重要的作用。油田开发对植被的影响主要表现为植被的破坏。

根据该项目的特点，对植被产生不利影响主要包括开发建设期，阶段分占地、落地污染物、大气污染物、人为踩踏及不同时段的工程事故等影响因素。其中以占地对植被的影响最为严重，也是工程建设影响植被的主要因素。

为了降低工程建设对植被生物量的影响，本次评价建议施工单位在施工前应对可以移植的树木尽量进行移栽，对于临时占地要采取相应的生态恢复措施，最大限度地缓解工程建设对植被生物量造成的影响。

1）工程占地对植被的影响分析

①对陆生植被损毁的影响分析

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，其管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧2.5m的范围内，植被将遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏；在管沟两侧2.5m～4m的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重；管沟两侧4m～5m的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。

拟建工程的建设都将占用土地，破坏原生地貌、直接破坏地表植被，使地表裸露，改变原有自然景观。施工期所有工程建设无法避免地临时占用周边土地，扰动地表、破坏周边的土壤植被，对环境产生的影响较明显。

②对生物多样性的影响

项目施工期管线施工作业会造成占地范围内的植被损失，对植物多样性产生一定影响。施工占用部分动物生境，施工活动会对周边的动物产生干扰，对周边动物多样性造成一定影响。

经现场调查，占地范围内未发现重点保护植物分布，占地范围内的植被类型均为周边常见植被，施工不会导致评价区的植被类型减少。因此，施工期对植物多样性的影响较小。同时，由于管线施工属于临时占地，随着施工完成，临时占地将采取相应的植被恢复措施，工程建成之后会使植被在一定时间内得到恢复。本项目施工期对植被造成的损失量较小，且占用植被类型均为常见物种，在施工结束后采取相应的植被恢复措施，对植物多样性的影响较小。

③对生物量的影响分析

本项目对植被的影响主要为预埋管道工程、表土堆放场、土石方平衡及弃渣等施工占地区域对植被的影响，其影响途径主要是通过对地表植被和土壤结构的破坏，导致植被覆盖度降低，生物量减少，对局域生态环境造成一定影响。

本项目需采取的生态恢复措施有：

施工完成后，临时占地必须进行生态恢复。在进行生态恢复之前，施工过程中造成的任何干扰地表和切割坡面必须进行地貌恢复：切割坡面要求将不稳定的土石全部清除，在满足工程设计的稳定性要求后再进行工程加固或生态恢复；作业带内所有在运营过程中不需要保留的干扰地面则全部进行平整和覆土处理。

总体而言，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。因此，尽管项目建设会使原有植被遭到局部损失，但不会使该地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。施工临时占地造成的植被损失，在施工后经过采取恢复措施，可恢复原状。

2）大气污染物对植被的影响分析

工程开发建设中的扬尘、废气是对植被生长产生影响的因素之一，而以扬尘产生的影响为主，扬尘产生的颗粒物质在植物地表以上器官（叶、茎、花和果实）的沉降将对植物产生直接影响。沉降物在植物表面的扬尘以干粉尘、泥膜等形式累积，造成植物表面气孔阻塞，导致气体交换减少，叶片温度升高，光合作用下降，叶片黄化干缩，植物干物质生产受到影响。

一般情况下，大范围内较低浓度的颗粒物慢性沉降不至于对自然生态系统产生不利影响，只有当颗粒物的沉降速率很高时才会造成生态问题，扬尘过程对植物的伤害程度取决于空气中颗粒物浓度、沉降速率以及所处的环境和地形。本项目所在区域地处北亚热带向暖温带过渡地区，属于北亚热带季风性大陆气候，大气中的扬尘易于扩散；而且管道工程建设过程施工时间短、施工点分散，因此在正常情况下扬尘浓度低，持续时间短，对植被的影响不大。

3）固体废物对植被的影响分析

在管道工程中，管道防腐是不可缺少的一个重要工序，是防止事故发生的重要保护措施；在施工现场对管线进行防腐处理，不可避免地要有一些防腐材料散落在环境中，对土壤和植被产生一定的影响；施工废物和塑料袋、矿泉水瓶等生活垃圾胡乱丢弃会造成白色污染而影响土壤，在大风季节塑料袋被吹挂在植物体上，不仅影响景观，也会影响植物生长；需要加强施工过程管理和对施工人员的环保宣传与教育，减少对环境的影响。

5.7.1.3 动物影响分析

（1）对兽类影响分析

项目所在区的野生动物组成比例比较简单，种类较少。根据现场调查及资料记载，目前该区的野生动物有地鼠、野兔、野鸡等，均为适应性强、分布广泛常见的野生动物；项目区无珍稀保护动物分布，非野生动物迁徙通道。评价单位现场踏勘过程中未发现保护动物。

在施工期对兽类的影响主要体现在对动物栖息、觅食地所在生境的破坏，施工区植被的破坏、施工设备产生的噪声、施工人员以及施工机械的干扰等均会使施工区及其周边环境发生改变，迫使动物迁徙至他处，使施工范围内动物的种类和数量减少。由于本评价区域野生动物主要以小型哺乳动物和鸟类为主，其迁徙和活动能力较强，能迁移至附近受干扰小的区域，对整个区域内的动物数量影响不大。工程建成后，随着植被的逐渐恢复，生态环境的好转，人为干扰逐渐减少，许多外迁的兽类会陆续回到原来的栖息地。

（2）对鸟类影响分析

项目所在区内无珍稀保护动物分布，该地区常见的鸟类为乌鸦、喜鹊、麻雀，其活动能力强、活动范围大。

施工期间，人为活动的增加以及管沟的开挖、机械的振动、噪声，均会惊吓、干扰鸟类，破坏其原有生活环境，使施工范围内的鸟类无法在此觅食、筑巢和繁殖，从而影响施工区域内的鸟群数量。由于鸟类本身具有躲避危险的本能，可通过迁移和飞翔至临近区域内与其生活环境类似的区域避免工程对其造成的影响。环评要求优化施工时序，避开鸟类的繁殖季节，减少对鸟类的影响。本项目施工对区域内的鸟类影响不大，不会造成鸟类数量的下降。

（3）对两栖类影响分析

两栖动物的防御、扩散、迁移的能力弱，对环境依赖性大，它们大多昼伏夜出，白天多隐蔽，黄昏至黎明时活动频繁，酷热或严寒时以夏蛰或冬眠方式度过。两栖类动物一般栖息于季节性水泡周围，管沟开挖、建设施工便道等过程会对两栖类动物产生一定的驱赶作用，但不会对它们的取食以及繁殖造成影响，因此本项目管线施工对两栖类影响很小。

（4）对爬行类影响分析

爬行类动物常出没于生境较好的树林、灌丛中。同时，它们基本属于个体较小的种类。因此，在林地施工期间，管沟开挖等活动对它们将产生轻微的影响，同时由于它们扩散、迁移能力较两栖类要强，因此，受到的影响较小。

（5）对水生生物的影响分析

工程不涉及水产种质资源保护区，水生生物保护目标主要为穿越的河流中的鱼类和浮游生物，但穿越河流一般安排在枯水期，水生生物几乎绝迹，对水生生物几乎没有影响。

5.7.1.4 景观影响分析

（1）景观格局影响分析

本项目施工期主要是对原有景观的破坏，站场、井组建设破坏其所占地及其附近的原有景观，形成片状人工景观；管线工程、道路工程和施工便道等线状项目的建设，对原有景观的连通性造成一定程度的破坏影响，同时将形成线状景观。本项目不会使评价区内的基底景观格局发生变化，但将增加评价区范围的廊道和斑块的数量和多样性，使景观格局的破碎化程度有所增大。由于工程占地面积相对较少，临时占地施工完工后很快可以得到恢复，评价认为本项目对评价区景观格局影响小。

（2）生态景观影响分析

从景观生态功能和生态关系分析，管线工程、道路工程及施工便道的建设，会造成项目所涉及的地表两侧一定程度上的景观隔离，但从生物传播关系来看，这种隔离作用仅限于土壤微生物和对以根系作为传播途径的植物有较大的影响，对花粉和种子传播植物以及动物的隔离作用较小。从生态系统中的食物链关系以及更广范围的生物互惠关系来看，由于项目在区域总面积中所占比重很小，其影响相对较小。

5.7.1.5 农田生态系统影响分析

（1）对农作物产量的影响

本项目井场及其管线、道路、站场等占地类型主要为耕地，主要种植农作物为小麦。施工结束后，临时占地恢复到原有生产力期间的短期损失为暂时损失；永久占地在运营期每年的农业损失为永久损失。临时占地影响当季农作物收成，但农作物生长周期短，一般低于半年。工程结束后，临时占地通过场地清理、土地复垦等措施，可以逐步恢复其原有农业种植功能。因此，施工期占用耕地不会影响评价范围农田生态系统结构和功能。

（2）对农业生产的影响

本项目施工期对农业生产的影响主要是占用耕地，破坏农作物，导致农作物无法正常生长。因此，施工期井场选址、管线路由尽量不占或少占耕地，减少对农业生产的影响。

井场内钻井废弃泥浆、钻井岩屑存在进入土壤的可能性，污染物经雨水淋溶流入农田，从而污染土壤，导致农田土壤结构变化，降低土壤肥力而影响农作物生长发育，导致减产。本项目在正常情况下井场内废弃泥浆、钻井废弃物不会对井场外农业生产造成影响，不会影响当地农业生产结构。

井场、站场等永久占地面积占评价范围总面积的比例较小，对农田生态景观格局影响可以接受。井场、站场和管线临时占地将耕地转变为建设用地，对农田景观产生的影响属于短期不利影响，施工结束后即可进行土地复垦，土壤经过1年～2年的恢复期，农作物产量可恢复到施工前的水平，对评价区农业生产的影响在可接受范围内。

5.7.1.6 水土流失影响分析

井场、站场、管线及道路等施工过程将扰动地表、破坏植被、增大地表裸露面积，使土壤变得疏松，破坏原有水土保持稳定状态，引起一定程度的水土流失。本项目施工期水土流失类型主要为水力侵蚀，自然恢复期间，水土流失量有所减少。

井场。站场工程施工期可采用机械碾压的方式，使地面硬化，减少土壤流失量。管线工程施工将对地表剥离、土方开挖和堆放，使原有土地利用类型、局部地貌发生变化。施工场地为裸露地面，遇到雨天，水土流失加剧。

管线工程开挖面积小，施工期短，土方可做到挖填平衡，无外运，实际新增水土流失量小。但施工过程中需对占地范围内的耕作层土壤进行表土剥离，单独堆放。本项目考虑将表土采用就近堆放的原则进行临时堆放，并采取临时防护措施，可有效减少水土流失。完钻后表土用于各类池体回填后的表层覆盖土，同时对临时表土堆放场进行复垦。通过采取以上措施后，工程产生的水土流失量在可接受范围内。

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。施工期是水土流失防治的重点时期，应加强水土保持工作。

施工期引起的水土流失影响待施工结束后逐渐消失，运营期地表复原后，只要严格实施各项水土保持措施，不会造成新的水土流失。

5.7.2 运营期生态影响分析

（1）对土地利用的影响

本项目新增永久占地面积不会改变土地利用格局、改变原有的地形地貌和自然景观，对土地利用影响较小。

（2）对植被的影响

按照生态学理论，管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工完成而终止。根据管线所经地区的土壤、气候等自然条件分析，施工结束后，恢复原有地貌，及时复耕。

运营期水土保持主要为植被恢复期引起的间接水土保持，采取相应植被恢复措施后，运营期水土保持可得到有效控制。

（3）对动物的影响

与施工期相比，运营期间对野生动植物的影响较小。虽然管道沿线近侧不能再行种植深根植物，但根据现场调查，受工程影响的陆生植被均属一般常见种，其生长范围广，适应性强，不存在因局部植被生境破坏而导致植物种群消失或灭绝，对植物生长影响不大。管道工程完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地，由管道施工造成的对动物活动的影响逐渐消失。因此，不会对野生动物的活动产生影响。

（4）对景观的影响

根据各临时工程周围环境特征，按不同环境特征采取合适的整理、平整，恢复原有地貌，对沿线景观的影响较小。

总体而言，本项目集输管线敷设在地下，进行密闭输送，运营后沿线工程扰动区域内的原有人工植被及自然植被逐渐恢复，对沿线区域景观生态环境影响相对较小。

（5）对生态结构完整性和功能连续性的影响

管道沿线区域主要植被类型为耕地等，项目建设过程及建成后会占用一定面积的耕地，但不会造成沿线植被类型分布状况和植物群落结构的改变。

综上所述，本区域内绝大部分的植被面积和植被类型没有发生变化，亦即对本区域生态环境起控制作用的组分未变动，生境的异质性没有发生大的改变，因此，项目建设不会改变现有生态系统的完整性和功能的连续性。

5.8 退役期环境影响预测与评价

退役期，对废弃井应拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥沙，避免对浅层地下水造成污染。对废弃井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

退役期地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃设备及建筑垃圾、落地油，废弃设备及建筑垃圾应集中清理收集，大部分可外售或回收再利用，不能回收再利用的外运至附近垃圾处理厂处理。落地油作为危险废物应委托有资质单位拉运进行无害化处理。

井场退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

退役期进场道路在征求当地群众的基础上，农业生产能够利用的继续保留，不能就地利用的需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。井场永久占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，而农田生态景观的连通性得以恢复，有助于增加区域绿化面积、改善区域生态环境质量。

通过采取以上措施，在采取各项措施后，本项目退役期的各种污染物均可得到妥善处置，对环境影响较小。

6 环境保护措施及其可行性

6.1 生态保护措施

6.1.1 施工期生态环境保护措施

濮城采油厂2026-2028年度产能建设项目对生态环境产生不利影响的活动内容主要包括：钻井工程、集输工程和道路工程。其中钻井工程、道路工程长期不可逆生态影响主要表现为占地影响，使土地利用方式发生改变，短期可逆生态影响表现为对周边地表的碾压和植被破坏；集输工程对生态的影响主要表现为植被破坏及扰动土层，属于短期可逆影响。

针对以上各工程采取对应的生态保护措施：

（1）钻井工程生态保护措施

1）钻井施工前严格按照《中原油田土地房产管理办法》（中原油勘制〔2024〕6号）办理施工场地手续。临时用地使用前，用地单位编制土地复垦方案。

本项目施工期钻井井场临时占地及永久占地严格按照规定尺寸进行，严禁超出标准占地；井场用地严格按照《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）执行；泥浆池、污水池用地严格执行油田有关企业标准《中原油田钻井井场土地复垦管理实施细则（暂行）》；各类临时用地标准严格执行《石油天然气工程项目用地控制指标》（国土资规〔2016〕14号），禁止超出标准占地。

2）不得改变临时用地批准用途，严禁在临时用地上修建永久性建筑物和构筑物。要督导施工单位对施工区域进行清理，做到“工完、料净、场地清”。钻井结束后，立即对井场临时占用的土地进行平整、清理杂物，并进行复耕，修复农田生态环境。

3）在新井建设过程中实行井场修复“一体化”管理，对每一口新钻井实行全过程监控管理，加强跟踪监督，减少耕地占用，确保井场用地在完井后得到及时修复。同时，加强对井场复垦的监督和验收，确保征用土地经过复垦达到耕种标准，实现退耕还农。

4）钻井井场土地及时复垦

钻井井场土地复垦是指油田钻井施工后泥浆池处理和临时用地复垦工作的总称。严格按照《中原油田土地房产管理办法》（中原油勘制〔2024〕6号）进行复垦。

①新完钻的钻井井场必须制定井场土地复垦计划和修复方案，并严格按照方案进行施工。

②在临时用地期限内完成井场土地复垦和提请验收工作。

③要加强临时用地使用和复垦现场的监控、巡查，建立巡查、整改记录，发现问题及时向施工单位发出整改通知书，责令限期整改，做好“一宗一档”的资料归档工作。

④严格管理，尽可能降低对井场以外区域地表的碾压及植被的破坏，钻井结束后对泥浆池进行填埋处理，上层覆土50~60cm，3~5个月后进行复耕，修复生态环境。

⑤在钻井井场土地复垦施工过程中，要邀请被占地村委（组、户）全程监督并在复垦验收确认单上签字确认。

（2）道路工程生态保护措施

道路工程及地面建设工程建设时严格按照油田井场道路尺寸标准进行征地，严禁超出标准占地，道路施工过程中严格管理，尽可能缩小对道路两边植被破坏或地表碾压的范围，施工结束后及时恢复道路两边的生态环境；施工便道、道路临时占地在施工结束后，属草地或荒地的播撒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。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。

（3）集输工程生态保护措施

1）分层开挖，挖出的土方有序分开堆放；

2）铺入管线后按“原序”回填土方，恢复地表原貌，严禁回填后出现低凹不平的现象；

3）施工结束后及时复耕或种植原有的植被。

（4）选址选线避让措施

1）钻井井场、管线、道路等各种地面建设工程在设计时，特别是管线穿越基本农田时，应对选址选线进行方案比选，合理选址、选线；

2）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；

3）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；

4）为减少农业生产损失，施工工期应尽量避开农作物生长季节，且应尽量减少占用农田。

5）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管线工程作业范围控制在管线两侧6m范围内；

③道路作业范围

1.泥结碎石路作业范围控制在道路两侧2m范围内；

2.巡井道路尽量利用现有地方道路，如需修建施工作业范围控制在道路两侧2m范围内。

（5）水土流失保护措施

井场工程施工期可采用机械碾压的方式，使井场地面硬化，减少土壤流失量。

管线工程施工过程中需对占地范围内的耕作层土壤进行表土剥离，单独堆放。本项目考虑将表土采用就近堆放的原则进行临时堆放，并采取临时防护措施，可有效减少水土流失。完钻后表土用于各类池体回填后的表层覆盖土，同时对临时表土堆放场进行复垦。

为有效控制工程施工准备期、施工期和自然恢复期各种水土流失的发生，本项目施工过程中临时堆土采取土工布遮盖、四周拦挡和修建临时排水沟等临时防护措施，有效防止雨水冲刷。施工结束后，对临时占地及时进行土地整治、植被恢复和土地复垦。

6.1.2 运营期生态环境保护措施

（1）施工结束后，应严格执行水土保持方案，在钻井作业区等场地周围及伴行道路两边进行地表植被恢复，减少水土流失。

（2）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；

（3）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，对周围环境和人群健康带来的危害。

6.1.3 退役期生态环境保护措施

6.1.3.1 生态恢复与重建目标

根据油田区域生态环境特征，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》（GB/T50434-2018）等有关要求，确定项目生态恢复与重建目标为土地恢复治理率95%。

6.1.3.2 井场生态恢复与重建

退役期场站应拆除采油设备、井下打水泥塞封好井口、拆除井场围墙，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土、地表恢复。

6.1.3.3 道路、管线生态恢复与重建

（1）管线的回收会破坏原地表现状以及管线沿线的土壤结构，回收后要及时进行就地恢复；

（2）井区进场道路，可以他用的，可不进行地表恢复；

（3）加强对管线的环境保护教育，增强其环保意识，禁止挖掘废弃的管道，以避免对地表产生破坏和干扰，加速水土流失。

（4）输油管线更换时，本次评价要求：

1）管线预处理：更换前需用清水或专用溶剂清洗管线内部残留油品，避免施工中油品挥发或遇空气引发安全事故及大气污染；

2）现场防护布置：在施工区域周边设置围挡，防止扬尘扩散；地面铺设防渗膜，重点覆盖管线挖掘范围及油料存放区，同时挖掘临时截水沟和集水池，拦截可能的泄漏液体；

3）污染应急物资储备：提前准备吸油毡、围油栏、防渗沙袋、泄漏处理剂等物资，确保突发泄漏时能快速响应

4）管线铺设完成后，恢复地表植被时，选择当地适生的品种，避免生态破坏；

5）旧管线需清理残留油品后，交由专业单位处理，禁止随意遗弃。

6.1.4 永久基本农田保护措施

（1）严格执行相关法律法规关于永久基本农田的保护规定

项目建设将临时占用部分永久基本农田，建设单位应严格执行《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国基本农田保护条例》《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》（自然资规〔2019〕1 号）、《关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）等文件中相关规定，取得临时用地批复，并采取基本农田保护措施。

临时用地到期后，建设单位应按照相关规定和复垦方案及时复垦恢复原种植条件，做好覆土复耕。建设单位在补偿因临时占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接

损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。

（2）永久基本农田保护措施

①建设前期

1）优化选址、管道选线。项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程中应注意尽量避开永久基本农田、不破坏其水利设施。

2）合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

3）施工便道应尽量避开永久基本农田，减少对永久基本农田的占用。

4）建设单位应严格执行国家及地方法律法规有关永久基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

5）建设单位在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置永久基本农田。

6）划定施工范围，减小作业带宽度，减少对永久基本农田的占用。

②施工期

1）占用永久基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

2）严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用永久基本农田。

3）严格按照《中华人民共和国基本农田保护条例》《土地复垦条例》和《土地复垦条例实施办法》等相关规定和要求，严格做好对永久基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域永久基本农田地力。

4）妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

5）本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于永久基本农田内。

6）施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染永久基本农田土壤。

7）施工结束后，建设单位负责开垦与所占永久基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定交纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

6.1.5 生态恢复与补偿措施

（1）井场生态功能

本项目新钻井40口，永久占地面积5.6hm²，临时占地面积29.6hm²，工程结束后，对井场29.6hm²临时占地内的土地进行土地平整，恢复地貌。施工结束初期，对井场永久占地范围内地表进行压实硬化，以减少侵蚀量。

（2）管线生态恢复

本项目新建管线合计102.76km，施工作业带宽度为6.0m。施工过程中注意保护土壤成分和结构，分层开挖，分层回填管沟，覆土压实。

（3）验收要求

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T394-2007）和《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ612-2011），确定本项目竣工环境保护验收调查范围为工程开发建设的油井、各种管网等区域。生态环境主要调查范围与项目临时占地面积一致。调查本项目建设范围内井场及各种管网占地情况，工程建设对地表的扰动及恢复情况，路基、边坡、管线及井场的防护情况。井场永久占地范围内地表进行硬化临时占地项目在施工过程中注意保护土壤成分和结构，分层开挖，分层回填管沟，覆土压实。

本项目的环境保护设施坚持与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的原则。另外，根据主体工程施工进度及区域环境特点，确定完成生态环境恢复和补偿的期限和年度安排。

表6.1-1 油田开发建设项目工程生态恢复和补偿实施计划

序号	影响因素	生态恢复与补偿措施
一	施工期	
1	生态环境保护	现场施工作业机具在施工中严格管理，划定活动范围，不得在道路、井场以外的地方行驶和作业，保持路外植被不被破坏
		井场施工建设前，严格规定临时占地的范围
		施工作业结束后，施工单位应负责及时清理现场，使之尽快恢复原状，将施工期对生态环境的影响降低到最低程度
		施工产生的弃土，应合理规划，合理利用。对于开挖管道产生的弃土，平填在管垄处，弃土不集中产生
		严禁施工人员猎捕野生动物，禁止侵扰野生动物栖息地
2	生态恢复与补	对于占用土地按照相关规定，给予适当的费用补偿

序号	影响因素	生态恢复与补偿措施
	偿措施	对于拟永久使用的道路以及井场等，建设完成后，进行压实，防止沙化
		合理安排施工时间：挖填方施工尽量避开大风季节；并将土方单侧堆放成梯形，尽量减小土方坡度，以减少风蚀引起的水土流失
		严格按规划的施工范围进行作业，不得随意开辟施工便道和扩大取土范围，在地形平坦处，施工车辆不得随意驶离车道
		完钻或管道施工结束后，立即对施工现场进行回填平整，形成新的合适坡度，并覆土压实，工程回填物首先考虑弃土、弃石和弃渣，并力求做到挖填平衡
		施工后期，及时做好施工场地清理工作，包括土地平整，创造局部小环境以利于植被的恢复等。可通过添加有机物料、改善土壤透气性等措施改良土壤，为植被生长创造良好土壤条件
		为了保证生态恢复工程的成功，因地制宜地选择恢复植被种类。根据当地生态条件，选择合适的植被种子或种苗进行补种。工程结束后撒播草籽恢复植被。播种或种植时，注意密度和布局，模拟其自然生长状态
二	油田运营期	
1	生态环境保护	在道路边、油田区设置保护环境的宣传警示牌，从管理上对作业人员加强宣传教育，切实提高保护油田区生态环境的意识
		施工结束后，完成永久性标志、安全标志设置
		做好油田的水土保持工作，必要的施工动土需请求相关部门的批准
三	退役期	
1	退役期生态环境保护措施	服役后期，完成采油的废弃井，应封堵内外井眼，拆除井口装置，截去地下 1m 管头，清理场地，清除、填埋各种固体废物，恢复地貌
		保留各类绿化、防洪工程、生态保护设施，使油田开发区域生态环境功能不变
		保证对各类废弃井采取的固井、封井措施有效可行，防止发生油水串层，成为污染地下水的通道

表6.1-1列出了本项目的生态恢复和补偿实施计划。该计划贯穿工程的全过程，包括工程施工建设期、运营期和退役期，涉及生态环境保护、生态恢复和补偿以及水土流失防治措施等方面内容。

6.1.6 生态环境管理与监控

（1）生态管理及监控内容

根据项目建设的性质、规模、生态影响的程度和范围、项目所在地的自然地理和社会经济等条件提出如下生态监管内容：

1）工程临时占地是否控制在最小的范围内。

2）工程临时占地是否恢复。

3）废弃的井场是否清理并恢复原貌。

4）施工场地有无随意排弃含油固体废物及含油污水。

（2）管理计划

1）管理体系

濮城采油厂应设生态环保专人1～2名，负责工程的生态环保计划实施及监督。

项目施工单位应有专人负责项目的生态环境管理工作。

2）管理机构的职责

①贯彻执行国家及省市各项环保方针、政策和法规，制定本项目的生态环境管理办法。

②对项目实施涉及的生态环保工作进行监督管理，制定项目的生态环境管理与工作计划并实施，负责项目建设中各项生态环保措施实施的监督和日常管理工作。

③组织开展本项目的生态环保宣传，提高各级管理人员和施工人员的生态环保意识和管理水平。

④组织、领导项目在施工期、运营期的生态环保科研和信息工作，推广先进的生态环保经验和技术。

⑤下达项目在施工期、运营期的生态环境监测任务。

⑥负责项目在施工期、运营期的生态破坏事故的调查和处理。

⑦做好生态环保工作方面的横向和纵向协调工作，负责生态环境监测和科研等资料汇总整理工作，及时上报各级生态环境部门，积极推动项目生态环保工作。

6.1.7 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。因油田开发主要生态扰动与破坏活动集中在施工期，因此本次生态监测计划重点针对施工期提出，并兼顾运行期的生态保护目标影响及生态恢复工程效果影响以及退役期的闭井及复垦工程效果监测。油田地面工作组应结合现有地面巡井计划，配套制定油田生态环境动态监管方案，以长期监管、定期巡查与专业技术相结合，通过有效的全流程监管以预防和控制各类环境事故，做到防患于未然。

6.2 地下水环境保护措施

本项目在非正常状况下污废水的下渗可能会对地下水水质产生污染，需要在项目运营期注意保护地下水环境。按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的

地下水污染防治总体原则，本项目将从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应采取全方位的控制措施。

6.2.1 源头控制措施

源头控制主要包括在工艺、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。

6.2.1.1 施工期

（1）钻井施工的地下水污染防治与保护措施

1）由于钻井作业容易破坏地下水层的封闭性，为防止串槽，保证地下水封闭性，施工中应确保每口井都下表层套管，表层套管深度应达到地下水层以下，用以解决因固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。表层套管全部选用高强度套管。钻井过程中分段钻进，在钻完一个井段后实施固井作业，将套管（无缝钢管）下入井中，并在套管与井眼间填注水泥，封固井壁，隔离井筒内外环境，分隔油、气、水层，并防止窜层，保护油、水、气层；地层油气资源采出过程中受到油管、2层套管（表套及技套）、三层水泥固井措施的防护，极大程度地保护了地下各层内外环境不受破坏；

2）钻井作业中，从钻开表面土层起，直到钻开基岩30m以上，必须采用无毒无害的清水泥浆，避免钻井液对浅层地下水的污染。

3）严格操作程序，减少钻井液的跑、冒、滴、漏进而污染地下水环境，老井钻井液可用于新井钻井，减少废钻井液的产生量。

4）钻井过程中及时对钻探情况进行监测，一旦发现异常，立即停钻采取相应措施，严防井漏事故的发生。

5）按《陆上油气田采出水地下注入环境保护技术规范》（SY/T7784-2024）相关要求做好注水井钻井过程的钻井、固井工作。

（2）井场的地下水污染防治与保护措施

1）井场施工时应在井场铺设防渗膜，及时回收落地油，保证落地油回收率达到100%，以防落地油对地下水环境造成污染。产生的含油污水并要求进罐，送联合站处理达标后回注，严禁外排、偷排。

2）井场施工期间，加强对污水管理，严禁乱排污染环境，污油、钻井药品妥善保管、回收利用，禁止随意丢弃。

（3）其他地下水污染防治与保护措施

1）预防

采用双层套管，表层套管完全封闭。各含水层，油井固井水泥均上返至地面，这样，在各含水层与井筒间形成双层套管；施工时，选择优质的防腐钢质套管，严格控制固井质量。

对废弃油井，如已确实没有利用价值，不管它是否发生过隐蔽污染事件，应做挤水。

2）治理

一旦发生地下水污染，及时展开隐蔽污染源调查，查明隐蔽污染源位置，采取果断措施，截断污染源的扩散；记录整个污染事故的发生及处理过程，并报上一级管理部门存档。

采取以上措施后，施工对地下水环境影响在可接受范围内，处置措施可行。

6.2.1.2 运营期

（1）站场设备重点区域采取重点防渗措施，基础地面采用HDPE环保防渗材料，其渗透系数不应大于1.0×10^{-10}cm/s；

（2）定期现场检查站场、井场等，防止设备“跑冒滴漏”现象发生；

（3）建立巡检制度，定期对管道进行检测，一旦发现异常，及时更换管道，杜绝管道泄漏次生事件的发生，防止对土壤及浅层地下水造成污染。

6.2.2 分区防控措施

本项目分区防渗应参照地下水导则要求采取防渗措施，重点防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，6m厚的粘土层等效。一般防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，1.5m厚的粘土层等效。

施工期钻井井场分区防渗情况见表6.2-1。

表6.2-1　施工期井场分区防渗要求

防渗区域	包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗分区
井口区域、井场临时危废贮存点、柴油罐区、泥浆处理区等	弱	易	石油类等	重点防渗
发电机、钻井其他设备处、材料暂存区、泵房、初期雨水收集池等		易	其他	一般防渗

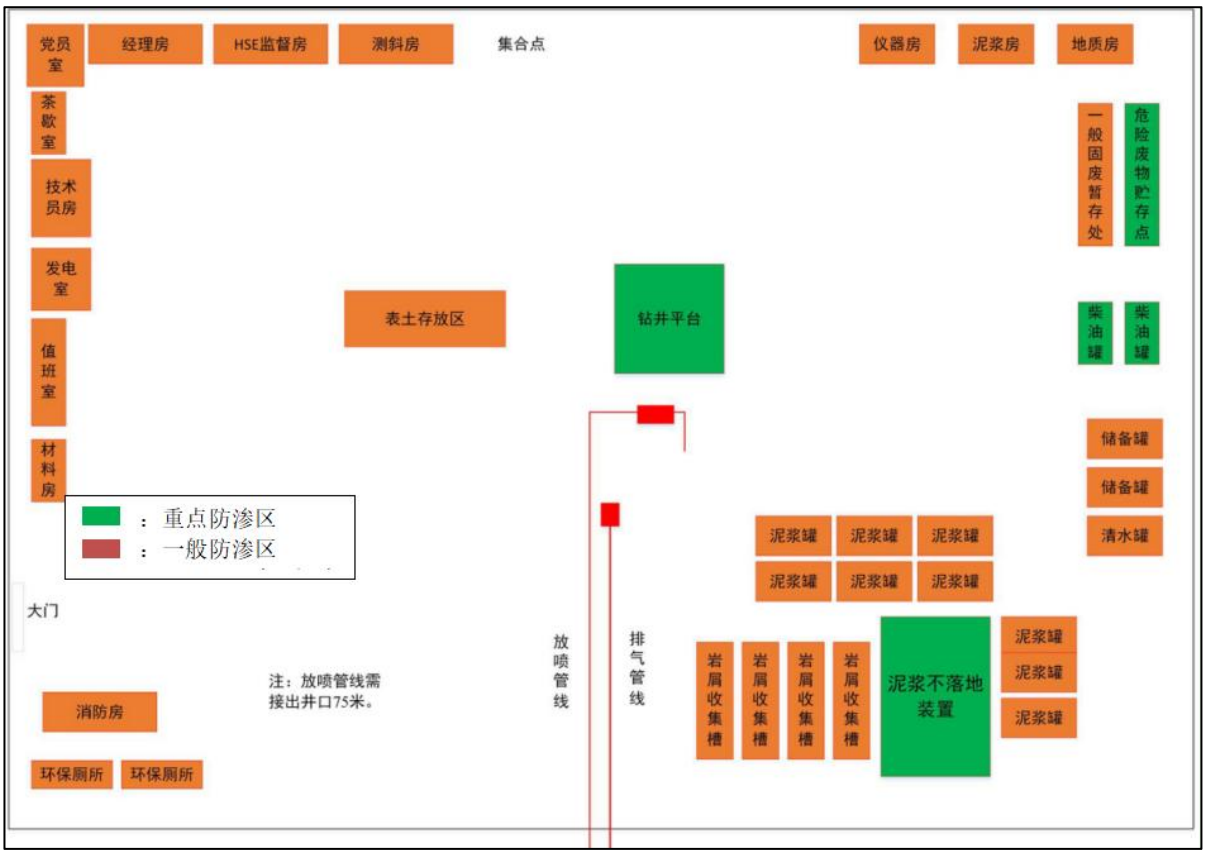


表6.2-1　施工期井场分区防渗

本项目运营期各井场内仅设置采油设备，无人值守，无地下水污染源，因此井场采取一般防渗。本项目站场均按照要求进行了分区防渗，本次仅为局部改造，分区防渗按照现有布局。

运营期站场分区防渗情况见表6.2-2。

表6.2-2　运营期站场区防渗要求

站场	防渗区域	包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗分区
5#扩站	三相分离器、混输泵	弱	易	石油类	重点防渗
	注水罐、离心泵机组		易	其他	一般防渗
濮三中转站	压缩机、过滤分离器		易	其他	
100#计量站	过滤分离器		易	其他	
158-2、158-6井场	压缩机、分离器		易	其他	

（1）重点防渗区

重点防渗区指地下水污染风险比较高的区域，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。各类防渗材料的要求详见下表 6.2-3。

表 6.2-3　重点防渗分区各类防渗材料的要求

序号	防渗结构名称	材料名称	材料厚度	渗透系数
1	天然材料	等效黏土防渗层	≥6.0m	≤1.0×10^{-7}cm/s
2	刚性防渗	水泥基渗透结晶型抗渗混凝土+水泥基渗透结晶型防渗涂层	≥ 150mm+ ≥ 0.8mm	≤1.0×10^{-10}cm/s
3	复合防渗	土工膜+抗渗混凝土	≥ 1.5mm+ ≥ 100mm	≤1.0×10^{-11}cm/s+≤ 1.0×10^{-6}m/s

采取任一防渗结构，均须确保防渗性能与 6m 厚的粘土层等效（粘土渗透系数 1.0×10^{-10}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。

重点防渗区的水池和水沟应满足以下条件：

①水池结构厚度不应小于 250mm；

②混凝土的抗渗等级不应低于 P8，且水池的内表面应涂刷水泥基渗透结晶型或喷涂聚脲等防水涂料，或在混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂；

③水泥基渗透结晶型防水涂料厚度不应小于 1.0mm，喷涂脲醛防水涂料厚度不应小于 1.5mm；

④当混凝土内掺加水泥基渗透结晶型防水剂时，掺量宜为胶凝材料总量的 1%～2%。在涂刷防水材料之前水池应进行蓄水试验。

重点防渗区地面四周应设置一定高度的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳下可能泄漏的物质。所有混凝土结构的接缝要采用 HDPE 防漏设计。

（2）一般防渗区

一般防渗区主要指地下水污染风险比较低的区域，一般防渗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。各类防渗材料的要求详见下表 6.2-4。

表 6.2-4　一般防渗分区各类防渗材料的要求

序号	防渗结构名称	材料名称	材料厚度	渗透系数
1	天然材料	等效黏土防渗层	≥1.5m	≤1.0×10^{-7}cm/s
2	刚性防渗	抗渗混凝土	≥100mm	≤1.0×10^{-8}cm/s
3	柔性防渗	土工膜	≥1.5mm	≤1.0×10^{-11}m/s

采取任一防渗结构，均须确保防渗性能与 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。

一般防渗区的水池和水沟应满足以下条件：

①水池结构厚度不应小于 250mm；

②混凝土的抗渗等级不应低于 P8。

此外，一般防渗区地面四周应设置高度不低于150mm的围堰，围堰的具体高度应根据装置区可能泄漏物质的量确定，要保证能容纳整个装置区可能泄漏的物质；所有混凝土结构的接缝要采用HDPE防漏设计。

6.2.3 回注井运行地下水防控措施

（1）加强压裂返排液处理站的运行管理，确保回注水满足SY/T6596要求。

（2）加强回注井日常运行管理。建立回注井资料台账，持续对回注井井口压力、套管压力、环孔压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，发现回注压力、套管压力异常应及时进行回注井井筒完整性测试。

（3）定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过3年。定期更换防腐封隔器和环空保护液，防止腐蚀的蔓延。

（4）回注井为三层套管结构，固井质量合格、井筒材质能够承受设计回注压力和防腐等。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试，从井身结构、固井质量、井筒材质等方面对井筒完整性进行评价。回注井应至少每2年进行1次井筒完整性监测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

（5）注水水质满足SY/T6596的要求，确保不会形成二次沉淀堵塞地层，回注层有足够的储集空间，能满足气田生产期内的回注要求；总的回注量影响范围内无断层、

无地表露头或出露点。

（6）按《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《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）要求，在回注井上下游布设地下水监控井，定期监测地下水水质。

采取上述措施后，能够尽可能降低回注井运营期对地下水环境影响，措施可行。

6.2.4 地下水环境监测与管理

依据地下水监测原则，参照《地下水环境监测技术规范》（HJ 164-2020）的要求，结合调查区水文地质条件，依托濮城采油厂10口例行地下水监测井。监测计划、孔深、监测层位、监测项目、监测频率等基本情况见表6.2-5。

表6.2-5　地下水跟踪监测计划一览表

序号	监测点位	井深（米）	经度	纬度	监测频率	监测项目	监测单位
1	濮1井	92.5	115°22′40″	35°43′14″	每半年1次	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}、pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类等	厂内环保监测站设立地下水动态监测小组负责监测
2	濮2井	92.5	115°22′40″	35°43′17″			
3	濮3井	92.5	115°22′29″	35°43′14″			
4	濮4井	80	115°40′72″	35°74′56″			
5	濮5井	80	115°40′53″	35°74′33″			
6	濮6井	80	115°24′29″	35°44′43″			
7	濮7井	86	115°21′36″	35°42′15″			
8	濮8井	86	115°21′32″	35°42′24″			
9	濮9井	86	115°21′30″	35°42′26″			
10	濮10井	85	115°21′21″	35°42′16″			

（2）信息公开计划

评价建议企业在其公司网站或地方政府网站及时公开地下水监测结果。公示内容：监测时间、监测点位、监测因子及监测结果、达标分析等内容。

6.2.5 应急响应

为了应对事故状况下可能会发生污染地下水的事故，应该制定地下水污染应急响应预案，明确污染状况下应采取的控制污染源、切断污染途径等措施，以防止受污染

的地下水扩散。

（1）应急响应预案

制定风险事故应急预案的目的是在发生风险事故时，能以最快的速度发挥最大的效能，有序地实施救援，尽快控制事态的发展，降低事故对潜水含水层的污染。针对应急工作需要，参照相关技术导则，结合地下水污染治理的技术特点，制定地下水污染应急治理程序见图6.2-2。

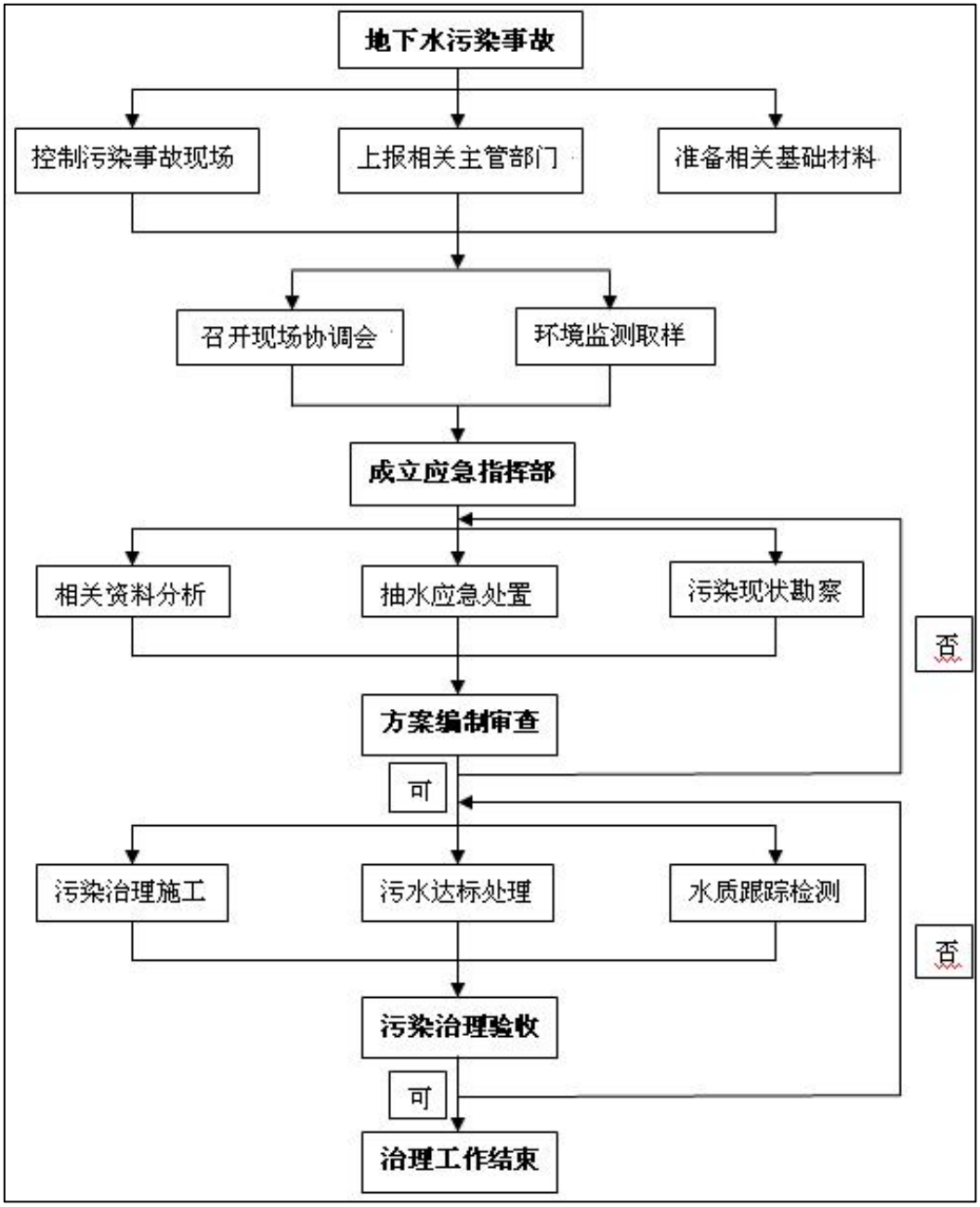


图6.2-2　地下水污染应急治理程序框图

（2）预防治理措施

1）一旦发现井场、管道、中转站、采出水处理站、危废暂存间等地面及池体出

现裂缝，应立即进行维修，防止发生污染物泄漏，造成地下水污染。

2）当确定发生地下水异常情况时，按照制订的地下水应急预案，在第一时间内尽快上报主管领导，通知附近地下水用户，密切关注地下水水质变化情况。

3）组织专业队伍对事故现场进行调查、监测，查找环境事故发生点、分析事故原因。如果产生污水处理设施渗漏造成地下水污染的，应立即停止生产，及时对污染源进行补漏，防止事故的扩散、蔓延及连锁反应，尽量缩小地下水污染事故对人员和财产的影响，将污染降至最低。

4）当通过监测发现对周围地下水造成污染时，根据观测井的反馈信息，对污染区地下水进行人工抽采形成地下水降落漏斗，控制污染区地下水流场，防止污染物扩散，并将抽取的已污染的地下水送厂内采出水处理站处理。

5）对事故后果进行评估，并制定防止类似事件发生的措施。

6）必要时应请求社会应急力量协助处理。

（3）应注意问题

地下水污染的治理相对于地表水来说更加复杂，在进行具体的治理时，还需要考虑以下因素：

1）在具体的地下水污染治理中，往往要多种技术结合使用。一般在治理初期，先使用物理法或水动力控制法将污染区封闭，然后尽量收集纯污染物如油类等，最后再使用抽出处理法或原位法进行治理。

2）因为污染区域的水文地质条件和地球化学特性都会影响到地下水污染的治理，因此地下水污染的治理通常要以水文地质工作为前提。

3）受污染地下水的修复往往还要包括土壤的修复。地下水和土壤是相互作用的，如果只治理了受污染的地下水而不治理土壤，由于雨水的淋滤或地下水位的波动，污染物会再次进入地下水体，形成交叉污染，使地下水的治理前功尽弃。

4）在地下水污染治理过程中，地表水的截流也是一个需要考虑的问题，要防止地表水补给地下水，以免加大治理工作量。

6.3 地表水环境保护措施

6.3.1 施工期

本项目施工期废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂返排液、废射孔液和管道试压废水、生活污水。

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至第三方处置单位，固液分离后固体用于制砖，资源化利用，液体经收集后拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。

钻井期产生的洗井废水、压裂返排液、废射孔液、试压废水通过密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。

钻井施工期产生的所有生活污水排入环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排。采取上述措施后，施工期废水可妥善处理。

6.3.2 运营期

本项目运营期产生的废水主要包括气田采出水以及井下作业废水，全部依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站、5#扩站处理达标后回注地层，用于驱油。

濮城采油厂采出水处理系统由濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站组成，目前濮城采油厂废水处理工艺主要采用物理处理方法：均采用重力除油+斜板混凝沉降改性工艺。经计算，濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站的采出水处理站剩余处理能力远大于每年度产生的废水量。因此，从废水处理量分析，本项目产生的采出水依托濮一中转站、濮二中转站、濮三中转站采出水处理站处理可行。

根据中原油田环保监测总站对濮城采油厂各采出水处理站2024年1月~2024年11月注水水质普查公报（见附件六），采出水处理站处理后悬浮固体含量、含油量浓度满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）III类水质标准，达标率均为100%，说明濮城采油厂采出水处理站废水处理工艺是可行的。

采出水基本情况和可行性分析具体情况见章节2.5.3.6.2。

6.4 土壤环境保护措施

6.4.1 施工期

6.4.1.1 源头控制措施

（1）钻井过程中各种活动占地严格按照濮城采油厂的规定进行，杜绝占用额外土地。

（2）对钻井内耕地地块进行表土剥离，并放置在表土堆存场集中堆置防护，用于后期植被恢复。钻井结束后，立即对井场临时占用的土地进行平整、清理杂物，并进行复耕，修复农田生态环境。

（3）钻井结束后对泥浆池进行填埋处理，上层覆土50~60cm，3~5个月后进行复耕，修复生态环境。

（4）在管道开挖施工过程中注重开挖土壤的分层堆放，回填过程中采用分层覆土，尽可能地减少土壤层次的混合。土壤回填过程中，注重回填的土壤紧实度，注意将固体废物清除干净不埋入土中。工程完成后进行临时占地的植被及耕地的修复，并尽可能修复其原貌。

（5）在新井建设过程中实行井场修复“一体化”管理，对每一口新钻井实行全过程监控管理，加强跟踪监督，减少耕地占用，确保井场用地在完井后得到及时修复。同时，加强对井场复垦的监督和验收，确保征用土地经过复垦达到耕种标准，实现退耕还农。

钻井期应按濮城采油厂运行经验严格要求，钻井泥浆池采用渗透系数不小于10^{-7}cm/s的土工膜防渗布进行防渗，避免污染工程周边土壤环境。

钻井工程井身结构设计采用油管、2层套管（表套及技套）、三层水泥固井措施保障井筒与地层外环境的隔离，采用先进的工艺技术、优质材料，提高固井完井质量，严把质量关。加强钻井机械设备的维护保养，减少机械设备油类的跑、冒、滴、漏对土壤环境的影响。

钻井产生的废水集中收集后全部采用罐车运入附近的采油厂采出水处理站处理达标后回注，杜绝随意排入地表水体。

利用现有工程的收油队收集钻井及作业过程中产生的落地油。

作业过程中在井场铺设防渗材料，防护作业过程落地油对土壤及地下水的污染。

钻井过程中废弃泥浆及岩屑一同存放在防渗的泥浆池中，钻井结束后无害化固化后填埋处理。

对于服役期满的油井井场占地，覆土后进行复耕，在达到耕种要求后，还给农民。

6.4.1.2 过程防控措施

（1）施工区域严格落实分区防渗措施，设置了重点防渗区和一般防渗区，重点防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，6m厚的粘土层等效。一般防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，1.5m厚的粘土层等效，具体分区防渗措施见6.2.2章节；

（2）柴油储罐区和机油桶设置围堰，防止柴油和机油意外泄漏污染土壤；

（3）废弃钻井泥浆、岩屑排入“泥浆不落地系统”，防止泥浆泄漏污染土壤；

（4）固体废物合理处置，严禁随意乱排；

（5）井场内用于存放含油废弃物的临时危废贮存点，应采取符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）规定的防渗措施；

（6）压裂液储罐、污水罐等罐体地面采取重点防渗措施，采用符合质量要求的储罐，专人定期巡视罐体完整情况。

6.4.1.3 污染治理措施

（1）井场施工结束后，及时清理施工过程产生的固体废物；

（2）井场竣工交付前，对永久和临时占地进行检查，对遗留的固体废物进行二次清理。

6.4.2 运营期

6.4.2.1 源头控制措施

本次产能建设开采出的原油进入现有的集输系统处理后外输。现有集输系统已经采取了相应的措施，主要包括在工艺、管道、设备、废水池等采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度。并定期检查，定期更换管道。具体见现有工程采取的措施。

6.4.2.2 过程控制措施

（1）土壤防治措施

利用微生物降解技术治理修复油污污染土地；对于盐碱化土地，采取的主要措施是加水稀释，用大量淡水对盐碱地进行浸泡，通过水分下渗过程不断将土壤中的盐分带入深层土壤，从而使表层土壤中的盐分含量不断下降，不断接近正常值，同时播撒草籽，通过植物对土壤进行改良。目前措施已经取得显著效果。

（2）作业过程防治措施

改变回注水的水质（偏碱性），添加缓蚀剂等、减少回注水对管线的腐蚀。钻井区域钻井泥浆池、作业过程中的井场等均采取防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，

即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至中转站处理；末端控制采取分区防渗原则。

（3）污染防治分区

根据可能泄漏至地面区域污染物的性质和生产单元的构筑方式，以及潜在的土壤、地下水污染源分类分析，按照包气带抗污染性能，根据生产功能单元可能产生污染的地区，划分为重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区，具体见地下水防渗分区。

6.4.2.3 跟踪监测措施

根据项目生产特点和主要污染源及污染物排放情况，结合《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017），《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），制定本项目土壤跟踪监测计划见表6.4-1。

表6.4-1 运行期环境现状监测计划表

类别	监测项目	监测点	监测频率	控制指标
土壤环境	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬、挥发酚、溶解性总固体、硫化物、耗氧量、氨氮、含盐量、pH	5#扩站内、井场3座站内以及站外下风向处、回注管线周围	表层土壤：1次/年；深层土壤：1次/3年	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

6.4.3 退役期土壤修复要求

项目退役期采油设施、部分输油管线的拆除过程会产生落地油，可能会对土壤环境造成影响。评价要求井口和管线拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处置，彻底清理回收井场内的落地油及输油管线内残余的原油，避免对土壤和浅层地下水造成污染。地下管线按照地方生态环境部门和技术规范要求，尽量以原地封堵方式进行淘汰。

退役后应按照《污染地块土壤环境管理办法（试行）》的有关规定，开展土壤环境调查及风险评估，并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

（1）经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块，应制定风险管控方案，移除或者清理污染源，采取污染隔离、阻断等措施，防止污染扩散。

（2）经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平，且需要开发利用的污染地块，应开展治理与修复，并达到相应规划用地土壤环境质量要求。污染地块治理与修复期间，施工单位应当采取措施，防止对地块及周边环境造成二次污染，治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物，应当依照国家有关规定进行处理处置，并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固

6.5 固体废物污染防治措施

6.5.1 施工期

本项目施工期固体废物主要包括废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、废弃油基钻井泥浆、废弃包装袋、沾油废防渗膜、废机油及其包装桶、建筑垃圾及施工废料、生活垃圾。

（1）废弃水基钻井泥浆和岩屑

废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至第三方处置单位，固液分离后用于制砖，资源化利用，有效降低了废弃泥浆及岩屑的产生量，措施可行。

建设单位已与濮阳天地人环保科技股份有限公司签订了钻井泥浆不落地施工和后续固废综合利用处置合同，见附件十一。

濮阳天地人环保科技股份有限公司位于濮阳市清丰县六塔乡刘村清丰县利民新型建材有限公司厂区内，《濮阳天地人环保科技股份有限公司年处理12万方水基钻井液不落地集中处理综合利用项目环境影响报告表》已于2021年8月26日经原清丰县环境保护局批复，批复文件号为清环审〔2021〕39号，见附件十一，处理能力为12万m^3/a，本项目废气水基钻井泥浆和岩屑产生量为3.5893万m^3/a（96910.9t/a），远小于现有处置能力，依托可行。

（2）废弃油基钻井泥浆和岩屑

废弃油基钻井泥浆和岩屑进入“泥浆不落地”处理，密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

为提高废弃油基钻井泥浆和岩屑现场管理水平，现提出以下管理要求：

1）油基岩屑泥浆应储存在专用的储存池中，防止岩屑、泥浆中剩余的含油液体渗漏、外溢。

2）运输车辆应符合国家和地方法律法规的安全要求和地方环保部门的相关规定，运输途中应避开交通事故、岩屑外溢、洒漏等情况，造成环境污染。

3）遵循减量化、无害化、资源化的原则，优先采用环保型泥浆处理技术和设备。严禁将未经处理的油基岩屑及油基钻井泥浆直接排放到环境中。

4）纳入应急预案，当出现突然停电、设备故障、泄漏等异常情况时，能够迅速采取有效的应急措施，防止事故扩大，减少对环境和人员的危害。

（3）废弃包装袋

施工期钻井添加剂产生的废弃包装袋收集后，交由资源回收单位处置。

（4）粘油废防渗膜

施工现场产生的粘油废防渗膜收集后交由有资质单位处置。

（5）建筑垃圾及施工废料

施工期产生的建筑垃圾作为铺设井场、道路基础的材料；施工废料优先回收利用，不能利用的交由当地环卫部门进行清运。

（6）落地油

目前濮城采油厂有专门的收油班组，落地油回收率达100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准），收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置。

（7）废机油及废油桶

废机油经收集后进入原油集输流程资源化利用，机油是由原油分馏后的重质馏分经深度精制（如溶剂精制、加氢处理）并添加功能添加剂制成，经过高度精练和功能化后的产物，成分经过严格设计，性能稳定，适合特定工况（高温、高压等）；与原油中重油成分相近，无原油中的硫、氮杂质，金属含量极低，因此废机油进入原油集输流程资源化利用是可行的。废油桶收集后经井场临时危险废物贮存库暂存后，定期委托有资质单位转运及处置。

（8）拆除管线

钻井施工期间拆除的管线无害化处理后暂存于物资库作为废旧资源外售或综合利用。

（9）生活垃圾

钻井期生活垃圾在钻井场分类堆放，贮存在施工现场垃圾桶内，由当地环卫部门统一处理。

综上，项目施工期产生的各种固体废物均可得到合理处置，措施可行。

6.5.2 运营期

本项目运营期产生的固体废物主要包括钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、含油污泥、粘油废防渗膜、各类机械设备更换下来的废机油及其包装桶、注水残渣和清管废渣。

（1）钻井固废

本项目运营期井下作业侧钻过程中会产生钻井固废，主要包括废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑等。废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。废弃油基钻井泥浆和油基钻井岩屑密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置。

（2）落地油

目前濮城采油厂有专门的收油班组，落地油回收率达100%（具体收油方法为：用铁锹将井场周围或管线周边被落地原油污染的土壤铲起装入袋中，铲起的深度以目视土壤中无明显的油渍为标准），收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置。

（3）含油污泥

设备维修产生的含油污泥，收集后经危险废物贮存库暂存后，交由有资质单位处置。

（4）粘油废防渗膜、废机油及其包装桶、清管废渣

本项目侧钻过程中会产生粘油废防渗膜，收集后交由有资质单位处置。

本项目运行过程中设备维修产生的废机油及其包装桶，废机油收集后暂存濮三中转站危废贮存库，交由有资质单位处置，措施可行。

废油桶收集后交由有资质单位处置。本项目清管废渣主要成分为油泥砂、少量铁屑，属于危险废物，经收集后交由有资质的单位处置，措施可行。

（5）注水残渣

濮城采油厂濮一、濮二、濮三采出水处理站产生的注水残渣直接调剖回注，不暂存。

1）注水残渣性质

注水残渣是分离出的采油废水在处理过程中产生的污泥，因采油废水呈酸性，为了调节其pH值，在处理过程中添加大量的氢氧化钙调整其pH达到中性，以减轻回注时对管线的腐蚀；另外回注水对SS要求严格，因此在废水处理过程中投加有助凝剂（聚丙酰胺）和絮凝剂（聚合氯化铝）。因此，注水残渣主要成分为钙盐及其他杂质，其风干后的成分分析见表6.5-1。

表6.5-1　注水残渣成分

碳酸钙	碳酸镁	硫化铁	硫酸钙	氢氧化钙	水分
65%	6%	2%	6%	3.5%	17.5%

根据注水残渣浸出毒性监测结果，并对站《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）、《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》（GB5085.1-2007）判定，注水残渣不具有腐蚀性和浸出毒性。具体监测结果统计表见3.2.2.4章节。

2）注水残渣调剖回注工程可行性

残渣调剖回注工艺主要用于非均质油藏层，其目的是应用残渣填堵地层中的孔洞、调整油藏产生剖面，改善油层渗流通道，提高驱油效果，利于地层原油开采。

濮城采油厂残渣调剖回注的目的层为沙二上1和沙二上2+3：其中沙二上1油藏属于典型的中、高渗透油藏，该层系属非均质程度高，渗透性好，连通率高的亲水油藏；沙二上2+3油藏岩性为石英砂岩，平均孔隙度为20.4%，平均空气渗透率为0.0516μm^2，岩石胶结类型主要为孔隙式。这两个油藏层具备了地层渗透性好，注入压力低，对应油井生产正常，具备残渣大剂量注入的条件。

其次，残渣掺水稀释后流动性较好，悬浮性要好于钙土调剖液，更容易推向地层深部，可以用管道输送至回注点；残渣颗粒直径均小于3μm，为残渣顺利注入地层提供了有利条件。

中原油田自2003-2005年，先后在东区沙二上1油藏、南区沙二上2+3油藏开展了残渣调剖技术，共实施22井次，共注入残渣调剖剂59400m^3，平均单井注入2700m^3，措施前平均油压9.5Mpa、日注水158m^3/口，措施后平均油压12Mpa、日注水146.9m^3/口，平均油压升高4.1Mpa/口，日注水基本保持不变。通过跟踪监测对应油井，未发现异常现象。

为进一步分析注水残渣回注的可行性，2005年中原油田通过采油二厂工艺研究所进行了为期一年的注水残渣回注现场试验，取得了较好的结果，试验结果表明：残渣回注具有工艺简单、处理过程安全、环保等优点。目前，该工艺已被各采油厂推广应用。本次评价依据采油二厂的《残渣回注调剖工程可行性报告》中相关研究结论进一步阐述注水残渣调剖回注工艺的可行性。

经过2003~2008年共6年时间的研究与探索，目前，注水残渣调剖回注已在中原油田各采油（气）厂全面推广应用，在2010~2018年期间，中原油田不仅将油田每年产生的污泥全部回注，还将油田以往生产堆积在渣场的污泥也全部回注，解决了环保欠账。目前，油田各渣场均无存放剩余污泥的现象。

通过实践证明，残渣调剖回注项目施工工艺简单，处理过程和结果安全、环保，不但解决了环境污染问题，同时残渣堵塞注水大孔道，有效改善水井的吸水剖面，启动了差层，提高了水驱动用储量，达到层间调剖的目的。残渣注入地层，主要成分为$CaCO_3$，不会对地层造成伤害；施工过程中跟踪监测没有发现残渣产出，表明残渣对地层具有适应性。另外，施工井的压力也没有明显上升，可以大量的注入，地层大量注入残渣后不但不会对其它生产井造成危害，反而可以对周边对应油井增加受效方向，提高油井采收率，取得了较好的增油效果。

综上所述，濮城采油厂具有地质构造复杂、断块破碎的地质特点，属于非均质油藏层，具备残渣回注的基本条件；其次，濮城采油厂目前已进入后期的开发阶段，原油采出量逐年下降，为进一步提高产能，除对现有的采油井进行技术改造外，还需向地层中补充一定的“能量”，增大油压、降低采出难度，而残渣回注不仅可以改善油藏层地质条件，还可以增加地层“能量”。通过各采油厂连续的实际应用，说明注水残渣调剖回注工程在中原油田是可行的，说明该方案具有较高的可靠性。

另外，濮城采油厂在钻井过程中，每钻完一个井段后实施固井作业，将套管（通常为无缝钢管）下入井中，并在套管与整段井眼间填注水泥，封固井壁，隔离井筒内

外环境，分隔油、水层，并防止窜层，保护油层，同时也保护了地下水，因此，残渣调剖回注过程不会影响浅层及中深层地下水环境。

6.5.3 危险废物暂存、运输及处置措施和要求

6.5.3.1 危险废物贮存库

本项目施工期产生的落地油、废油桶、粘油废防渗膜收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质的单位进行处理。评价要求井场临时危废贮存点按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求采取防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施。贮存点选址远离井口、生活区、办公区及水源保护区的区域，避开人员密集和易受洪水、雨水冲刷的地带，地势需相对较高且排水通畅，防止雨水倒灌。同时，要与井场主要作业区域保持合理安全距离，减少对正常钻井作业的干扰，且交通便利，便于危险废物的转运。

本项目运营期产生的危险废物含油污泥、废机油及其包装桶，收集后暂存于危险废物贮存库，定期委托有资质的单位进行处理。濮城采油厂现已建成 1 座混凝土危废贮存库，并已完善相应配套设施，该危废贮存库位于濮三中转站东面，设计型式为地上仓储式，建设规模为 350m^2，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求采取了防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐等措施。现已具备贮存危废的能力，实现了危险废物安全存贮、合规存贮的要求，避免了环境污染和安全事故的发生。在贮存库暂存后送有资质单位进行处理。

6.5.3.2 措施及要求

（1）危险废物暂存及处置措施

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。

（2）危险废物运输污染防治措施

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

2）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《道路运输危险货物车辆标志》（GB13392-2023）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。

（3）日常管理要求

要求企业履行申报登记制度、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、接收单位及当地环保部门进行跟踪联单。

（4）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数量。

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账，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

6.6 大气环境保护措施

6.6.1 施工期

施工期的环境空气影响主要来自施工场地扬尘、柴油机烟气、施工机械尾气、放喷燃烧废气、管道焊接、防腐废气。施工过程中采取以下技术方案：

（1）施工场地扬尘污染防治措施

1）临时土方集中堆放在背风侧，且不宜堆积过久、过高，堆放过程中应在顶部加盖篷布；遇四级以上大风天气停止土方作业。

2）定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或类似设备，定期进行洒水抑尘；

3）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。

4）合理规划施工进度，及时开挖，及时回填，防止土方风化失水而起沙起尘；

5）开挖过程中，土方应放置于背风一侧，尽量平摊，由开挖处往地面送土时，施工人员应当低抛；

6）施工期施工场地严格执行“六个百分之百”要求，场界扬尘排放超过《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）的立即停工整改，严格落实施工工地重污染天气应急减排措施。

上述环保措施均具有可操作性，通过加强施工管理，能够有效降低扬尘影响，措施合理可行。

（2）柴油机废气

1）采用节能环保型柴油动力设备，减少污染物排放对环境空气的影响；

2）钻井发电机和钻井柴油机采用符合《车用柴油》（GB19147-2016）的柴油；

3）钻井结束之后及时关闭钻井设备，减少不必要的排放。

在采取以上措施后，柴油机组废气对环境影响可进一步降低，尤其是采用电网提供动力时，污染防治措施合理可行。

（3）施工机械尾气

1）采用节能环保型燃油车辆，减少污染物排放对环境空气的影响。

2）选用符合国VI标准的优质轻柴油。

3）定期对燃油车辆进行维护，提高柴油的燃烧效率，减少废气排放。

在采取以上措施后，施工机械尾气对环境影响可进一步降低，污染防治措施合理可行。

（4）管道焊接、防腐废气

本项目管线焊接采用半自动焊接，焊烟产生量较小，管线焊接严格执行技术标准，保证焊接质量，选用密封良好的设备、阀门等设备，以有效控制气体泄漏。在施工过程中先布管后进行焊接，焊接点位沿管线布设，在同一个焊接点排放污染物较少。管线防腐作业选用无污染、无溶剂的固体涂料，且施工场地地势开阔，利于焊接、防腐废气扩散。

通过采取以上措施，管线焊接、防腐废气对区域环境空气质量影响较小。随着施工期的结束，影响将会消失，管线焊接、防腐废气污染防治措施可行。

（5）放喷燃烧废气

1）合理设置放喷管口位置，尽可能避让周边环境保护目标；

2）配备多种点火装置，保证放喷天然气完全燃烧；

3）优化放喷测试流程，尽可能减少放喷时间；

通过采取以上措施，放喷燃烧废气对区域环境空气质量影响较小。随着施工期的结束，影响将会消失，放喷燃烧废气污染防治措施可行。

6.6.2 运营期

本项目运营期废气污染源主要为井场、站场、阀组等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体，污染物为非甲烷总烃。为减少无组织气体排放，采取以下措施：

（1）降低原油输送温度，采用低压低温输送工艺，此方案已在各采厂试验，可显著降低集输过程中总烃无组织损失量；

（2）降低原油稳定压力，使轻组分物质尽可能进入伴生气回收系统，此方案已在濮城采油厂试验，经济效益显著；

（3）加强油区监控管理、巡视管理，杜绝人为破坏（偷气、盗油），减少油气泄漏事故；

（4）探索新的采油技术，减少油井事故率，提高油井维修工作效率，缩短含油管线在空气中的暴露时间。

（5）濮城采油厂油气产能集输处理过程中加热炉所用燃料全部采用自产天然气，含硫量极低，根据对现状各水套加热炉废气污染源监测调查，现有水套加热炉废气可以满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）排放标准要求，同时满足《河南省2019年工业炉窑治理专项方案》（豫环文〔2019〕84号）中的排放限值要求。但各排气筒高度不能满足不低于15m标准要求的，建议加高排气筒至15m。

采取以上大气污染防治措施后，运营期无组织废气可得到有效地控制和减缓，排放量减少。

6.7 声环境保护措施

6.7.1 施工期

本项目施工期的噪声主要来源于施工现场的各类机械设备产生的机械噪声和物料运输车辆产生的交通噪声，采取如下噪声控制措施：

（1）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；同时做好施工机械的维护和保养，有效降低机械设备运转的噪声源强。

（2）在进行设备安装时，高噪声设备基础采取减振措施，设置橡胶垫或弹簧减振器，降低振动噪声。

（3）井场各种管材轻拿轻放，减少撞击性噪声。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必要的劳动防护用品。

（4）定期对设备维修、养护，减少机械设备由于松动部件的振动等而增加其工作时的声级，对闲置不用的设备及时关闭，运输车辆进入施工现场严禁鸣笛。

（5）在井场选址时，要避开当地村民居住点等声环境敏感目标，避免产生噪声扰民现象。另外，在开始钻井前应认真做好居民的协调和沟通工作，争取得到受噪声影响居民的理解和支持，确保钻井工程的顺利进行。

（6）压裂和测试放喷作业等完井作业设备种类数量较多，噪声强度大，应安排在昼间进行，以减轻噪声影响。测试放喷仅在白天实施，会造成放喷口周边100m范围内居民均会受到不同程度影响。但钻井施工作业时间短，施工结束后影响消失。对受影响的居民，应提前做好告知和沟通工作，同时加快施工进度。

在采取上述噪声控制措施后，施工期噪声对环境影响较小，可以满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）的要求，随施工结束，影响消失。

6.7.2 运营期

本项目运营期各采油井场噪声源主要为井场抽油机噪声；注气井场新增噪声源主要为立式分离器、电驱往复式压缩机、回注泵；濮三中转站新增噪声源主要为过滤式分离器和电驱往复式压缩机；100#计量站新增噪声源主要为过滤式分离器；5#扩站噪声源主要为混输泵、撬装离心泵和三相分离器等，噪声源强为75～90dB（A）。通过选用低噪声设备、加装基础减振、定期维修保养等控制措施，合理布局总图。本项目注气井和注二氧化碳气井的注气设备均为撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减震垫等减振降噪措施；加压泵优选低噪声设备，采取安装减震垫等减振降噪措施。通过以上措施，噪声源强可得到一定控制，站场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）2类标准（昼间60dB（A）、夜间50dB（A））要求。在采取上述噪声控制措施后，运营期噪声对环境影响较小，措施可行。

6.8 温室气体管控

本项目从改进生产工艺、设备改进、建设新能源等方面采取了一系列减污降碳措施，具体如下。

（1）原料清洁代替

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

（2）设备改进

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

（3）建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

6.9 退役期环境保护措施

（1）退役井封井措施

当生产井资源枯竭或探井未发现可利用资源时，按要求开展废弃井封井作业。

1）根据《废弃井封井回填技术指南（试行）》（生态环境部，2020 年 2 月）（以下简称指南）要求，对废弃井进行环境风险等级判定。

2）根据风险等级判定结果按照指南及《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）中要求制定废弃井施工方案。

3）依据经审批的废弃井施工方案，实施井筒封填、拆除井口，焊接钢板，并在井口设立标识牌。

4）拆除井场围墙，挖松夯实和固化的地面，并对井场土地进行平整、覆土、植被恢复。

（2）退役管线封堵措施

因管道改线、换管、资源枯竭等原因形成的且以后不再利用的管段，需按要求采取如下处置措施。

1）根据管道的现场实际情况，按照技术要求，编制管道无害化处置实施方案。

2）采用物理、化学方法，利用水、清管器、高温蒸汽等对管道内残液、残气进行清除。管道清洗完成后，由有资质的检测单位对管内可燃气体浓度进行检测，可燃气体浓度应达到爆炸浓度下限的 10%以下。

3）向管道中注入泥浆、水泥浆、水泥砂浆或满足设计要求的其他介质。

6.10 环境保护措施的投资估算

根据《建设项目环境保护设计规定》有关要求，环保投资必须纳入工程投资概算，为环保设施实现“三同时”提供了资金保障。本项目开发方案中未给出详细的环保投资估算，评价根据所采取的环保措施估算该工程的环境保护投资2546.252万元，占工程建设总投资15.64亿元的1.5%，具体估算见表6.10-1。

表6.10-1　环保投资估算

项目		污染源	治理措施、设施	单价	数量	投资额/万元
施工期	废气	施工扬尘	加强施工及车辆运输管理、定期洒水抑尘	0.2万元/井	37口井	7.4
		施工机械尾气	采用达标油品，加强机械或车辆维护	/	/	/
		柴油机烟气	采用达标油品，加强机械或车辆维护	/	/	/
		放喷燃烧废气	测试放喷阶段三相分离产生的伴生气经点火燃烧排放	/	/	/
		管道焊接、防腐废气	焊接严格执行技术标准，保证焊接质量，选用密封良好的设备、阀门等设备；管线防腐选用无污染、无溶剂的固体涂料	/	/	/
	废水	钻井废水	通过密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	依托现有工程		/
		洗井废水				
		废射孔液				
		压裂返排液				
		管道试压废水				
		生活污水	施工现场设环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排	/	/	50
	噪声	钻井高噪声设备	选择低噪声设备、设备基础减振	0.2万元/井	37口井	7.4
	固废	废弃水基钻井泥浆	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	50元/t	80880.57t	404.4
		水基钻井岩屑				
		废弃油基钻井泥浆	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	1000元/t	2696.96	269.7
		油基钻井岩屑				
		落地油	收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置	0.1万元/井场	33井场	3.3
		废机油	进入原油集输流程资源化利用	/	/	/
		废油桶	收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置	0.2万元/井场	37井场	7.4
		粘油废防渗膜				
		废弃包装袋	收集后交由资源回收单位处置	/	/	/
		建筑垃圾和	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺	/	/	20

项目		污染源	治理措施、设施	单价	数量	投资额/万元
		施工废料	设；施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运			
		拆除管线	无害化处理后暂存于物资库作为废旧资源外售或综合利用	/	/	/
		生活垃圾	暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，由当地环卫部门统一处理	500元/井场	37井场	1.85
	环境风险防控	钻井过程中，井口安装防喷器及配套井控设备，防止发生井喷事故；施工现场进行分区防渗；施工井场周围设置围堰，防止钻井废水溢流		/	/	纳入工程投资
	地下水防渗	井口区域、井场临时危废贮存点、柴油罐区、泥浆处理区等重点防渗，基础地面采用2mmHDPE环保防渗材料，其渗透系数不应大于1.0×10^{-10}cm/s，发电机、钻井机设备处、材料暂存区、泵房、初期雨水收集池等一般防渗，其渗透系数小于1.0×10^{-7}cm/s，防渗性能满足一般防渗区要求。		若干		100
	生态	生态破坏	井场、管线生态破坏植被恢复费用	2元/m^2	86.076hm^2	172.152
	环境管理费用		环评、施工期监测、竣工环保验收	100万元	1套	105
	小计			—	—	1148.602
运营期	废气	无组织废气	密闭输送	不计入		—
		放空气体	清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体经计量站及各注气井场拟建放散管排放			
	废水	采出水	依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站、5#扩站处理达标后回注地层，用于驱油	依托现有		—
		井下作业废水				
	噪声	本项目注气井和注二氧化碳气井的注气设备均为撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减震垫等减振降噪措施；加压泵优选低噪声设备，采取安装减震垫等减振降噪措施；其他设备设施均优选低噪声设备，采取隔声、减振措施		纳入工程施工		—
	固体废物	废弃水基钻井泥浆	进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	50元/t	203294.28	1016.47
		水基钻井岩屑				
		废弃油基钻井泥浆	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	1000元/t	1830.08	183
		油基钻井岩屑				

项目		污染源	治理措施、设施	单价	数量	投资额/万元
		落地油	收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置	0.3万元/井场	93井场	27.9
		含油污泥	经收集后交由有资质单位处置			
		粘油废防渗膜	经收集后交由有资质单位处置			
		注水残渣	用于调剖回注处理	—		—
		清管废渣	经收集后交由有资质单位处置	依托原有危险废物贮存库		—
		废油桶	经收集后交由有资质单位处置			
		废机油	进入原油集输流程资源化利用	—		—
	环境风险防控	井口、场站安装泄漏报警器装置，设备及管线定期检漏		计入工程投资		—
	地下水和土壤防范措施	依托现有的 10 个例行地下水监测点位，定期对地下水进行跟踪监测		/		100
		非作业阶段井场 非作业时段的井场地面为简单防渗区，地面平整并进行夯实处理，防渗性能满足简单防渗区防渗技术要求。 5#扩站三相分离器、200 方玻璃钢储罐重点防渗，其余地面一般防渗，重点防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s，6m 厚的粘土层等效。一般防渗区防渗性能与渗透系数≤1.0×10^{-7}cm/s，1.5m 厚的粘土层等效。				
	生态	井场、道路绿化补栽维护		—		20
	小计			—	—	1347.37
退役期		井场恢复及废弃管道、设备处理、道路恢复与重建		10元/m^2	5.28hm^2	50.28
合计				—	—	2546.252

6.11 环境影响经济损益分析

油田开发建设工程具有良好的经济效益和社会效益。但任何一种开发或生产活动和行为，都不可避免地会对环境（资源）产生一定的影响。为了减少不利的环境影响造成的经济损失，本项目在清洁生产工艺和污染防治方面均采取了一定的措施。本报告书根据该工程可能产生的环境影响，结合工程建设区域的自然环境条件，对该工程提出了环境保护的具体措施和要求，建设单位需要对实施这些环保措施投入相应的费用。因此，在考虑本项目所产生的经济效益的同时，本章节将对该建设工程实施环保

措施的投资及其产生的经济社会效益进行简要的分析。

6.11.1 经济效益分析

本项目的主要产品为原油，油田投产后将新建原油产能10.93×10⁴t。工程采用密闭集输的集输工艺，在设计中通过优化钻井方案，在满足产品质量要求的同时，可降低能耗、减少污染和占地。项目投产后具有一定的盈利能力。

6.11.2 社会效益分析

本项目建设具有明显的社会效益，具体如下：

（1）稳定国家的石油供应；本项目完成后，最大产油量为10.93×10⁴t。

（2）增加国家、地方财政税收及企业利润。

本项目对国民经济和企业发展均有较大贡献，将极大地增加国家和地方财政收入，促进濮阳地区经济的发展；

（3）拉动内需，促进国民经济的发展

本项目的建设，将会有力地带动工程所在地相关行业的发展，创造更大的国民经济价值；

（4）稳定就业，保持秩序稳定

本项目依托中原油田现有工程建设，其用工主要在中原油田现有职工中调配，可有效利用油田内部的劳动力资源，有利于社会稳定；

（5）有利于推动地方经济发展

本项目建成后，将对濮阳地区的经济发展产生积极影响，其生产的原油在很大程度上供应当地及华北地区的生产需求，为这一地区经济发展带来很好的契机。

本项目还可以带动以石油为原料的石化项目的建设，使石化工业保持高速增长，有效地推动当地农业、机械、建筑、轻纺、电子、轻工等相关产业的发展，从而促进地区经济的发展。

综上所述，本项目的建设对濮阳地区、河南省以及华北地区均有良好的社会效益。

6.11.3 环境经济损益分析

6.11.3.1 环保设施及投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比

较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若不合理地开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最优经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

根据以上原则，表6.10-1详细列出了本项目的环保设施清单，本项目环保投资共计2546.252万元，本项目总投资为15.64亿元，环保投资占总投资额的1.5%，可以满足本项目环境保护的要求。

6.11.3.2 环境损失分析

本项目在建设过程中，由于井场建设、管线敷设等都需要占用一定量的土地，并因此带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、地表植被及其生境破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏的经济损失。间接损失指由土地资源损失而引起的生态问题，如生物多样性及地表植物初级生产力下降等造成的环境经济损失。本项目将扰动、影响荒漠生态系统，项目建设规模小，结合区域生态环境现状，其生态经济损失较小。

本项目所在地属于戈壁，自然环境恶劣，区域内基本无植被。本项目临时占地，区域内的地表将受到建设工程机械的破坏，施工后得以逐步恢复。

本项目在开发建设过程中，不可避免地会产生一些污染物，包括无组织挥发的非甲烷总烃、井下作业废水、各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田区域的环境。

6.11.3.3 环境投资收益分析

本项目建设符合国家产业政策要求，同时具备油气资源可靠、产品市场前景良好和产品价格竞争能力较强的行业优势，再加上该项目具有良好的外部条件和采用可靠的工艺技术，确保了项目实施后良好的经济效益和社会效益。

油田开发过程中不可避免地会对所在区域的自然环境和社会环境产生一定影响，一方面，通过油田的开发，可带动当地社会经济的发展，提高当地人民的生活水平；另一方面，由于油田的大面积开发建设，需要建设集油管线、井场、道路等地面工程设施，同时要向外环境排放废水、废气、固体废物等污染物，必然会对周围自然生态环境造成一定的影响。

油田开发及生产过程中产生的固体废物，采取集中处理的方式，减轻固废对地表土壤、地下水等环境要素的影响。对产生的工业噪声，采取隔声、减振等技术措施，控制噪声对周围环境的影响。采取适当的绿化措施，可以改善职工的工作和生活环境，说明生态保护的一次性投资具有较好的环境经济效益。

经过本项目所采取的环保设施治理后，可以减少生产过程中排放到环境中的各种污染物数量，有利于环境保护，减轻本地区生态平衡的破坏，减少各种资源的损失以及对人体健康的损害。废气、废水的污染物排放都有比较完善的处理措施，可以实现达标排放，减轻对环境的污染，具有比较明显的环境效益。

6.11.4 小结

本项目开发总投资15.64亿元，项目实施将会为中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂带来良好的经济收益，同时也将会带动濮阳市地方经济发展，并产生良好的社会效益。

本项目的环保投资共计2546.252万元，占总投资的1.5%，经上述论证，项目环保投资能够满足所在区域环境保护的要求。

项目经分析具有良好的经济效益和社会效益。项目占地和排污等将带来一定的环境损失。因而在油田开发过程中，需要投入必要的资金用于污染防治和恢复地貌等。实施相应环保措施后，可使项目外排污染物实现达标排放；地貌得到恢复和有效防止水土流失，可有效减轻对环境的影响，使本项目的开发建设符合社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

7 环境风险评价

环境风险评价应以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对建设项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提出科学依据。

遵照《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号）和《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号）的精神，以《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）为指导，通过对本项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.1 评价工作程序

本项目评价工作程序见图7.1-1。

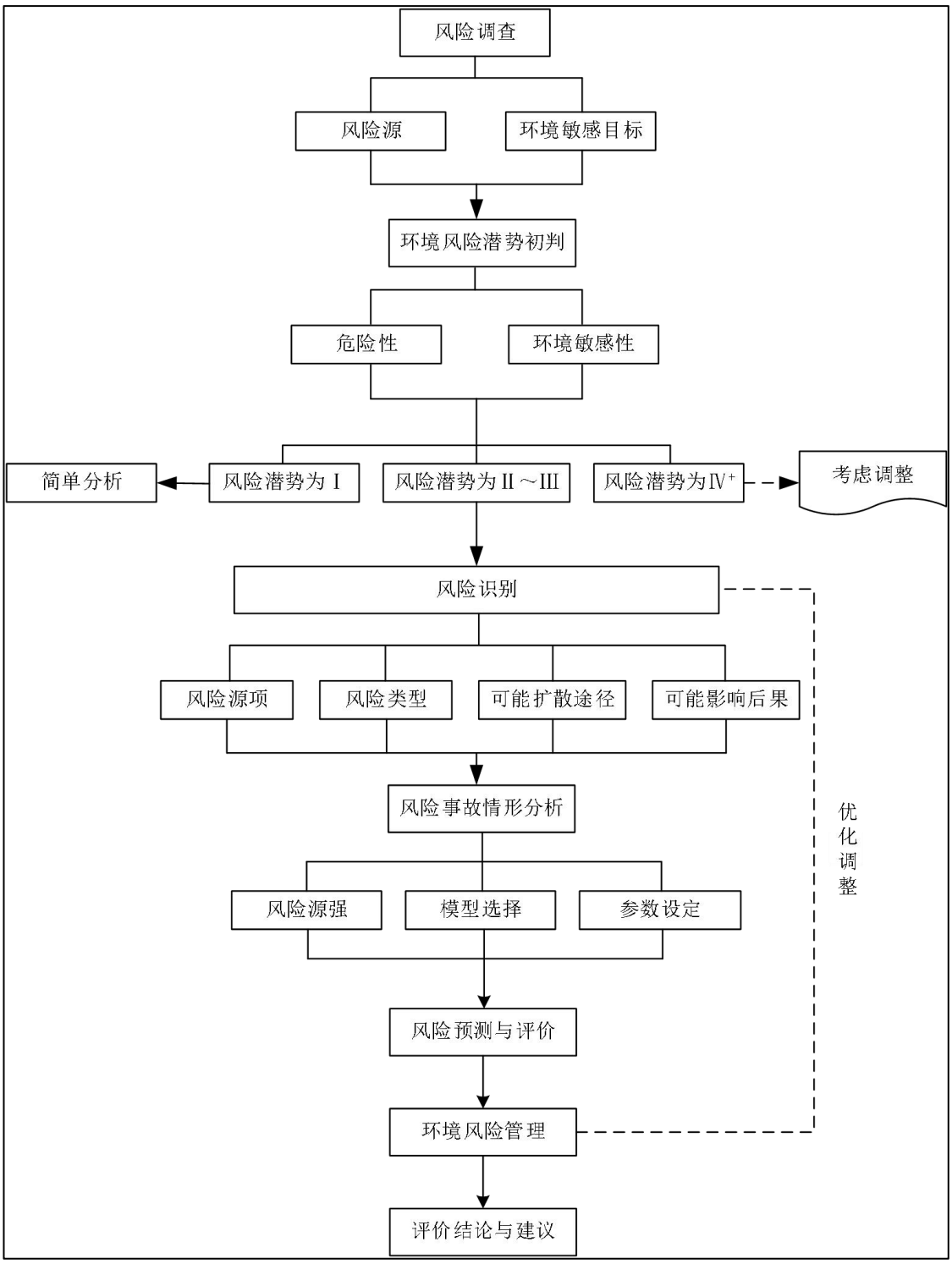


图7.1-1　评价工作程序图

7.2 风险调查

7.2.1 环境风险源调查

本项目属于石油开采项目，涉及石油开发、原油集输、原油稳定和临时存储等，所使用原料及产品为原油，属于易燃、易爆物质。本项目主体工程主要包括部署新部署35口采油井，注水井4口，注气井1口，共计40口井的钻井工作和原油的集输作业等，原油稳定和临时存储、各种公用工程和环保、消防设施依托现有工程。

根据调查可知，原油集输过程中风险类型主要是管线泄漏可能造成土壤污染；钻井中常见可能诱发事故的因素有井漏、井涌等，主要事故为井喷。环境影响有大气污染、水体污染、土壤污染。

根据本项目特点，施工期环境风险源柴油，最大储存量为20t，运营期每条管线作为一个风险单元，主要风险物质为天然气和原油，站场储罐作为一个风险单元，主要风险物质为天然气和原油，风险物质计算表见表7.2-1。

表7.2-1　各危险单元划分表

序号	起点	终点	设计压力/MPa	长度/km	内径/mm	危险单元类别	危险物种类	危险物质存在量/t
	名称	名称						
1	濮三中转站	100#站	3.9	2.3	205	注气管线	天然气	1.94
2	100#站	P158-2	3.9	1.2	205	注气管线	天然气	1.01
3	100#站	P158-6	3.9	1.7	205	注气管线	天然气	1.44
4	P158-6	P158-3	50	0.85	50.1	注气管线	天然气	0.55
5	V42-51 和 V42-49	就近阀组	0.2	0.965	65	采油管线	原油	96.34×10^{-3}
6	V42-55 和 V68-19	就近阀组	0.2	0.72	65	采油管线	原油	71.88×10^{-3}
7	V68-18 和濮卫 1 井区 3#	就近阀组	0.2	0.62	65	采油管线	原油	61.89×10^{-3}
8	V79-35	就近阀组	0.2	1.03	65	采油管线	原油	102.83×10^{-3}
9	濮 1-408	就近阀组	0.2	0.59	65	采油管线	原油	58.90×10^{-3}
10	濮 1-409	就近阀组	0.2	0.99	65	采油管线	原油	98.83×10^{-3}
11	濮 1-410	就近阀组	0.2	0.058	65	采油管线	原油	5.79×10^{-3}
12	濮 5-203	就近阀组	0.2	0.575	65	采油管线	原油	57.40×10^{-3}

序号	起点	终点	设计压力/MPa	长度/km	内径/mm	危险单元类别	危险物种类	危险物质存在量/t
	名称	名称						
13	濮 5-204	就近阀组	0.2	1.055	65	采油管线	原油	105.32×10^{-3}
14	濮 6-184	就近阀组	0.2	0.766	65	采油管线	原油	76.47×10^{-3}
15	濮 6-185	就近阀组	0.2	0.78	65	采油管线	原油	77.87×10^{-3}
16	濮 7-185	就近阀组	0.2	0.354	65	采油管线	原油	35.34×10^{-3}
17	濮 7-186	就近阀组	0.2	0.599	65	采油管线	原油	59.80×10^{-3}
18	V31-19 和 V31-22	就近阀组	0.2	0.412	65	采油管线	原油	41.13×10^{-3}
19	V85-2 、 V85-1 、V31-24、V31-20	就近阀组	0.2	1.458	65	采油管线	原油	145.55×10^{-3}
20	V31-23	就近阀组	0.2	0.484	65	采油管线	原油	48.32×10^{-3}
21	濮卫 1 井区 1#和濮卫 1 井区 2#	就近阀组	0.2	0.32	65	采油管线	原油	31.95×10^{-3}
22	文古 4 块 1#和卫 383-3H	就近阀组	0.2	1.396	65	采油管线	原油	139.36×10^{-3}
23	文古 4 块 2#	就近阀组	0.2	0.185	65	采油管线	原油	18.47×10^{-3}
24	文古 4 块 3#	就近阀组	0.2	0.771	65	采油管线	原油	76.97×10^{-3}
25	濮 7601 井区 1#和濮 7601 井区 2#	就近阀组	0.2	0.822	65	采油管线	原油	82.06×10^{-3}
26	濮 153 东 1#和濮 153 东 2#	就近阀组	0.2	0.526	65	采油管线	原油	52.51×10^{-3}
27	陈 10	就近阀组	0.2	1.536	65	采油管线	原油	153.34×10^{-3}
28	风险单元名称		容积（m^3）			危险单元	危险物质	存在量/t
	5#扩站三相分离器		85			储罐	原油	2.56
							天然气	0.34

7.3 环境敏感目标调查

根据现场调查，本项目占地范围内本项目涉及的环境保护目标有饮用水水源保护区、河流区等。环境敏感目标见第1章表1.9-2～表1.9-6。

7.4 环境风险潜势初判

7.4.1 危险性物质数量与临界量比值（Q）

计算所涉及的每种危险物质最大存在总量与其在《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Q。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即Q；

当存在多种危险物质时，则按照下式计算物质的总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1+q_2/Q_2+q_3/Q_3+\cdots\cdots+q_n/Q_n$$

式中：q_1，q_2，q_3……，q_n—每种危险物质最大存在总量，t；

Q_1，Q_2，Q_3……，Q_n—每种危险物质临界量，t。

当Q<1时，该项目环境风险潜势为I。

当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

本项目施工期、运营期涉及的危险物质与临界量比值Q见表7.4-1

表7.4-1　施工期井场危险物质与临界量比值Q一览表

序号	施工时段	危险物质名称	最大存在总量（t）qn	临界量（t）Qn	该种危险物质Q值
1	施工期	柴油	20	2500	0.008

表7.4-2　运营期危险物质与临界量比值Q一览表

序号	管线名称		危险物质种类	CAS号	危险物质存在量/t	临界量/t	危险物质与临界量比值Q
	起点	终点					
1	5#扩站三相分离器		原油	8030-30-6	2.56	2500	0.002
			天然气	74-82-8	0.34	10	0.034
2	濮三中转站	100#站	天然气	74-82-8	1.94	10	0.194
3	100#站	P158-2	天然气	74-82-8	1.01	10	0.101
4	100#站	P158-6	天然气	74-82-8	1.44	10	0.144
5	P158-6	P158-3	天然气	74-82-8	0.55	10	0.055
6	V42-51 和 V42-49	就近阀组	原油	8030-30-6	96.34×10^{-3}	2500	39×10^{-6}
7	V42-55 和 V68-19	就近阀组	原油	8030-30-6	71.88×10^{-3}	2500	29×10^{-6}
8	V68-18 和濮卫 1 井区 3#	就近阀组	原油	8030-30-6	61.89×10^{-3}	2500	25×10^{-6}
9	V79-35	就近阀组	原油	8030-30-6	102.83×10^{-3}	2500	41×10^{-6}
10	濮 1-408	就近阀组	原油	8030-30-6	58.90×10^{-3}	2500	24×10^{-6}
11	濮 1-409	就近阀组	原油	8030-30-6	98.83×	2500	40×10^{-6}

序号	管线名称		危险物质种类	CAS号	危险物质存在量/t	临界量/t	危险物质与临界量比值Q
	起点	终点					
					10^{-3}		
12	濮 1-410	就近阀组	原油	8030-30-6	5.79×10^{-3}	2500	2×10^{-6}
13	濮 5-203	就近阀组	原油	8030-30-6	57.40×10^{-3}	2500	23×10^{-6}
14	濮 5-204	就近阀组	原油	8030-30-6	105.32×10^{-3}	2500	42×10^{-6}
15	濮 6-184	就近阀组	原油	8030-30-6	76.47×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
16	濮 6-185	就近阀组	原油	8030-30-6	77.87×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
17	濮 7-185	就近阀组	原油	8030-30-6	35.34×10^{-3}	2500	14×10^{-6}
18	濮 7-186	就近阀组	原油	8030-30-6	59.80×10^{-3}	2500	24×10^{-6}
19	V31-19 和 V31-22	就近阀组	原油	8030-30-6	41.13×10^{-3}	2500	16×10^{-6}
20	V85-2、V85-1、V31-24、V31-20	就近阀组	原油	8030-30-6	145.55×10^{-3}	2500	58×10^{-6}
21	V31-23	就近阀组	原油	8030-30-6	48.32×10^{-3}	2500	19×10^{-6}
23	濮卫 1 井区 1#和濮卫 1 井区 2#	就近阀组	原油	8030-30-6	31.95×10^{-3}	2500	13×10^{-6}
24	文古 4 块 1#和卫 383-3H	就近阀组	原油	8030-30-6	139.36×10^{-3}	2500	56×10^{-6}
25	文古 4 块 2#	就近阀组	原油	8030-30-6	18.47×10^{-3}	2500	7×10^{-6}
26	文古 4 块 3#	就近阀组	原油	8030-30-6	76.97×10^{-3}	2500	31×10^{-6}
27	濮 7601 井区 1#和濮 7601 井区 2#	就近阀组	原油	8030-30-6	82.06×10^{-3}	2500	33×10^{-6}
28	濮 153 东 1#和濮 153 东 2#	就近阀组	原油	8030-30-6	52.51×10^{-3}	2500	21×10^{-6}
29	陈 10	就近阀组	原油	8030-30-6	153.34×10^{-3}	2500	61×10^{-6}

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）当Q＜1时，该项目环境风险潜势为I；当Q≥1时，将Q值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

经计算可知，本项目施工期Q=0.008，运营期Q均归入Q＜1的类别，则该项目环境风险潜势为I。

7.4.2 评价工作等级确定

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表1（即表7.4-3）对项目风险评价工作等级划分。

表7.4-3　评价工作等级划分

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一	二	三	简单分析a
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。				

由以上分析可知，本项目环境风险潜势为I，由上表可知，评价工作等级判定为简单分析。

7.5 环境风险识别

7.5.1 物质危险性识别

物质危险性识别的范围：主要原辅材料、燃料、中间产品、最终产品、副产品、污染物、火灾和爆炸伴生/次生物等。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录B，本项目所涉及物料危险性识别结果见表7.5-1~7.5-3。

（1）原油

原油理化性质见表7.5-1

表7.5-1　原油理化性质及毒理性质一览表

类别	项目	原油
理化性质	外观及性状	红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体
	分子量	—
	沸点（℃）	60℃~280℃
	相对密度	相对水 0.78-0.97（绥中36-1原油密度0.97） 温度20℃
	饱和蒸汽压（kPa）	—
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂

类别	项目	原油
燃烧爆炸危险性	危险性类别	第3.2类中闪点易燃液体
	闪点/引燃温度（℃）	<-18/350
	爆炸极限（vol%）	1.1-8.7
	稳定性	稳定
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热时极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
	储运注意事项	远离火种、热源。仓温不宜超过30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。
毒理	毒性	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）
性质	健康危害	其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。
	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	食入	误服者给充分漱口、饮水，就医
泄漏处置		疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其他惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量 泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。

1）火灾爆炸危险性：原油属中闪点易燃液体，根据《石油天然气工程设计防火规范》的规定，原油火灾危险性为甲类物质；

2）易蒸发性：尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；

3）毒性物质：原油具有一定的毒性；

4）易积聚静电荷：静电放电是导致火灾爆炸事故的一个重要原因；

5）易流淌、扩散性：原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸汽一般比空气重，易沿地表扩散；

6）热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。

（2）天然气（伴生气）

天然气（伴生气）主要理化性质见表 7.5-2。

表 7.5-2　天然气（伴生气）的理化性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas
	分子式：CH_4		分子量：16
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：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
	气体平均密度：0.7086kg/m^3		相对平均密度：（空气=1）0.638
	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（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2、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		
	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		
毒理性质	LC_{50}：—		IDLH：—
	MAC：300（mg/m^3）		居民区：—

	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒物危害分级IV类
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，若不及时逃离，可致窒息死亡
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（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。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。露天储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。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留

由表7.5-2可以看出，天然气具有以下特性：

1）易燃性

天然气属于甲B类可燃气体，易燃易爆。在空气中只要较小的点燃能量就会燃烧，因此具有较大的火灾危险性。

火灾的特点是：火焰传播速度较快，质量燃烧速率大；火焰温度高、辐射热强，易形成大面积火灾，具有复燃、复爆性，难以扑灭。

2）易爆性

天然气与空气组成混合气体，其浓度处于一定范围时，遇火即发生爆炸。天然气（甲烷）的爆炸极限范围为5.3～15（%V/V），爆炸浓度极限范围愈宽，爆炸下限浓度值越低，物质爆炸危险性就越大。

3）毒性

天然气为烃类混合物，属低毒性物质，但长期接触可导致神经衰弱综合征。天然气的主要成分为甲烷，甲烷属“单纯窒息性”气体，高浓度时因缺氧窒息而引起中毒，空气中甲烷浓度达到25%～30%时出现头晕，呼吸加速、运动失调。

（3）柴油

柴油作为柴油机的燃料，主要用于钻井和修井过程，使用比较分散，施工期采用储罐储存。柴油的主要理化性质见表7.5-3。

表 7.5-3　柴油理化性质

标识	中文名：柴油	英文名：Dieseloil；Dieselfuel
	分子式：CXHY	分子量：190～220
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化性质	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：282～338
	相对密度：（水=1）0.87～0.9	禁忌物：强氧化剂、卤素
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：易燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：65
	最小点火能（MJ）：0.2	最大爆炸压力（MPa）：0.82
	燃烧热：9700 大卡/kg	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高温、容器内压力增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处保持火场容器冷却，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	

7.5.2 生产系统危险性识别

油田开发过程中所涉及的功能单元，从表 7.5-4 可以看出，石油天然气开采工程环境风险诱发因素较多，其中影响范围较广的风险事故主要为井喷，井场火灾等几种类型。井喷带来的环境风险主要出现在钻井、井下作业、完井等过程中，事故成因一般是地下压力过大，导致原油等风险物质喷出外泄，对井场周边生态环境、环境空气、土壤环境、地表水环境等造成污染。油田开发中后期，原油泄漏是主要风险事故，事故成因是腐蚀、设备老化、检修不及时、操作失误及原油运输罐车交通事故等。

表 7.5-4　本项目各功能单元潜在的危害性分析

功能单元	主要事故类型	产生原因
钻（完）井	柴油罐泄漏	柴油罐等意外破损将引起周边土壤污染
	井喷和井喷失控	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	钻井液密度选择范围变小，容易出现井漏和井塌或者钻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。
采油及井下作业	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；未按要求安装井控装置、违章操作等导致井喷；采油作业时因井控失效发生井喷。
	油气及含油废水泄漏	采油作业中井口装置泄漏（如阀门盘根、法兰、阀体与前后阀盖连接处等），井场原油储罐发生泄漏（阀门、罐体等）。
	火灾、爆炸	井喷失控可导致火灾爆炸事故；流程管线损坏、接箍未上紧、丝扣损坏、密封不良等可导致油气泄漏，泄漏油气遇火源着火、爆炸。
井场	火灾、爆炸	管道、设备穿孔、破裂，将导致可燃物质（原油）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；设备发生腐蚀导致严重泄漏或者违章操作、操作失误等引起超压爆炸事故。
集输管线	原油泄漏	因管线本身设计，管线制造、操作运行和管理环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致破裂。
	火灾爆炸	因管线本身设计，管线制造、操作运行和管理环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致破裂，使石油天然气泄漏，在空气中形成爆炸性气体，遇明火会发生火灾、爆炸事故。
	天然气泄漏	因管线本身设计，管线制造、操作运行和管理环节存在的缺陷和失误或者因为各种自然灾害而导致破裂。

建设项目环境风险以安全事故和自然因素引起的环境风险为主，主要为井喷、管线泄漏和井场火灾爆炸引起的环境污染。

（1）井喷事故

通过对项目开发区块内的已钻井压力监测和完钻井测试，油层压力分布规律已基本掌握，储层物性及基本特征已基本清楚。

由于油田地处空旷区域，周围无环境敏感点，即使发生井喷事故，其对周边环境的影响较小，油田成熟的压井措施以及对井喷事故的控制能力可以将工程井喷失控的发生概率降低至最低水平。

（2）管线泄漏

长期使用管线腐蚀过薄甚至穿孔、焊缝开裂、密封损坏、附件失灵等是造成原油泄漏以及火灾、爆炸等较大安全事故的主要因素。只要加强日常管理和维护，发生泄漏事故的概率很小。原油集输过程中，因管线腐蚀穿孔、观测不及时等原因而造成原油、污水泄漏（外溢），会对环境产生较大危害。

7.5.3 危险物质向环境转移途径识别

根据项目的危险物质的性质，项目潜在的环境风险主要是存放的过程中由于管理或操作的失误导致危险物质的泄漏，泄漏物进入周围环境空气、地表水、土壤，从而导致对周围环境空气、土壤和地下水的污染，进而影响人体健康。环境风险识别见表7.5-5。

表7.5-5　环境风险影响途径一览表

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
集输	采油管线	原油	泄漏	大气、土壤、水环境
		原油	火灾、爆炸	大气、土壤、水环境
钻井	采油井	原油	泄漏	大气、土壤、水环境
		泥浆	泄漏	土壤、水环境
注气	注气管线	天然气	泄漏	大气
		天然气	火灾、爆炸	大气

7.5.4 风险识别结果

根据本项目风险物质的理化性质、毒理性质以及危险特征等，判断本项目突发环境风险事故的种类、影响途径以及可能受影响的目标，具体见表7.5-6。

表 7.5-6　风险识别一览表

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	环境敏感目标
集输	采油管线	原油	泄漏	大气、土壤、水环境	居民、地表水、地下水、土壤
		原油	火灾、爆炸	大气、土壤、水环境	居民、地表水、地下水、土壤
钻井	采油井	原油	泄漏	大气、土壤、水环境	居民、地表水、地下水、土壤

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	环境敏感目标
		泥浆	泄漏	土壤、水环境	地表水、地下水、土壤
注气	注气管线	天然气	泄漏	大气	居民
		天然气	火灾、爆炸	大气	居民

7.6 环境风险分析

7.6.1 单井管线泄漏影响分析

本项目管线泄漏的影响包括原油或含油污水泄漏对环境产生的影响，主要表现为对环境空气，生态，地表水及地下水环境的影响。

（1）对土壤环境的影响分析

原油泄漏时，原油类污染物进入土壤后，由于原油的疏水性，土壤中绝大部分原油类物质吸附在固体表面。在土壤环境条件下，原油的吸附是干态或亚干态的吸附，除了吸附态以外，原油类物质在土壤中还有两种存在形式：一是存在于水相中，二是逸散于气态环境中。这样的吸附状态原油污染使生长于地表面的植物受到破坏和死亡，短期内不能恢复，导致土壤抗蚀能力下降，土地风沙化严重，还有就是泄漏原油流入土壤孔隙，可降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。

原油洒落地区形成土壤的局部污染，一般而言，原油集中于土壤表层0-20cm范围内，这便使得根系分布于此深度的植物不能生长。油类对土壤的污染，可造成土地肥力下降，改变土壤理化性质、破坏土壤元素平衡、破坏土壤团粒结构，降低生物利用率，降低土壤质量，造成营养供应的缺乏；另外分解油污的微生物与植物争夺土壤营养元素，而且微生物分解原油烃时能产生过量交换态锰、铁，对植物造成毒害。溶解态的原油类物质随水流可以相对自由地向土层深处迁移或发生平面扩散运动；逸散在大气中的部分原油类物质可由空气携带漂移，漂移过程中易于吸附在大气的粉尘上，随着粉尘的降落而进入远离污染源的地表土壤，使污染物发生了长距离的迁移。

濮城采油厂回注用水主要采用深层地下水，含盐量较高，注水管道穿孔泄漏会造成土壤盐碱化现象。

（2）对地表水的影响分析

原油或含油污水泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体（洪水期）；另一种是原油或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将地面原油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。本项目位于华北平原地带，南距黄河约14.3km，黄河的河底高程高于地面数米，且有大堤相隔，不通过人为措施地面径流是进入不到黄河河道内的，但本项目距离黄河的一级支流金堤河约120m，原油泄漏若进入金堤河，可能对金堤河水生生物造成影响。

濮城采油厂发生原油管道泄漏后，一般在30min内就能发生问题并及时阻止原油继续泄漏，油膜的扩散能控制在1.5km范围内，对周边河流及沿岸生态环境会有一定的污染影响，但影响相对较小。

同时本项目处于华北少雨地区，暴雨期短且降雨较少，产生地表径流量很少。本项目无金堤河滩区新井开发方案，因此对金堤河影响较小。

据有关资料，原油或含油污水进入地表水体后，将产生如下危害：

1）薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取。

2）以石油类为主要污染物的污染源进入水中后，可造成水中生物的大量死亡。

3）在缺氧条件下，河流生物死亡率大大增加。

4）原油或含油污水污染地表水，致使水中多环芳烃浓度超过0.03～0.1μt/L时，则对人、水体中的动物有致癌作用。

因此，本项目在开发工程中，应加强管理，杜绝风险事故的发生，消除可能对金堤河产生影响的条件，确保金堤河水质安全。

（3）对地下水的影响

管线泄漏事故会导致浅部隐蔽性污染源的产生，泄漏油品下渗可能导致地下水污染风险的发生，发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查，加强检修力度，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂管线，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。当泄漏事故不可控时，油品经管线渗漏，经土层渗漏，通过包气带进入含水层。根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林文）中结论：风沙土尽管颗粒较粗、结构较松散、孔隙比较大，但对石油类

物质的截留作用是非常显著的，石油类很难在土壤剖面中随水下渗迁移，基本上被截留在0cm~10cm或0cm~20cm表层土壤中，其中表层0cm~5cm土壤截留了90%以上的泄漏原油。因此，即使发生输油管线泄漏事故，通过监控系统及时发现，及时清运泄漏原油及被石油污染的土壤，运至危废贮存库妥善处置。因此原油泄漏对深层地下水影响较小。

7.6.2 油水井内套管、固井措施的泄漏影响分析

油水井内套管、固井措施发生泄漏的事故概率很小，但对环境影响非常严重，而且因泄漏点的不同，可能会对地下水各个含水层的水质造成影响。

根据章节5.3.2.5，从预测结果可以看出，在非正常情况下，泄漏初期含水层中污染物存在超标现象，但范围有限，且随着污染源的切断，在地下水稀释-对流弥散作用下，污染浓度逐渐降低，故非正常状况下泄漏污染物对地下水含水层产生一定污染，但从泄漏概率、地面破损概率综合考虑，油井、罐区破裂渗入地下是概率很小的事件，如果采取适当的预防措施和应急处理措施，可以把对地下水环境的影响控制到地下水环境容量可以接受的程度。

回注用水中的石油类含量较低，对地下水的影响相对较小，但在注水时一般都做加压处理，所以注水管道如果发生泄漏事故，回注用水在地下水中影响速度将会很快，也会造成地下水的污染。

经以上分析可知，原油或含油污水发生泄漏会对地下水造成较大影响，且影响时间不能恢复。因此，必须从根本上杜绝这种风险事故的发生。对本项目而言，应加强以下预防措施：

（1）按照规范要求严格操作固井措施，严格检查套管材质，修井过程中对抽出的油管进行检修；

（2）下井或注水施工前，切实做好套管螺纹的检测，避免安装或运行过程中发生泄漏事故；

（3）提高落地油回收率，并对落地油污染的土壤做及时处理，避免石油下渗形成永久性污染源；

（4）输油管线和设备均采用高质量防腐设备，减少腐蚀穿孔现象的发生；

（5）切实做好输油管线的检测工作，通过试压或超声波检验等方法定期对输油管线进行检查，发现泄漏情况立即处理，避免长时间污染地下水。

采取以上措施后，集输管线及油井内套管、固井措施发生泄漏的概率很小，加强维护、检修工作，减少或杜绝原油管线泄漏，及时采取必要的处理措施，不会形成永久性污染源，使造成的污染可控制在局部环境内，不会造成大面积的区域性污染。

7.6.3 井喷影响分析

井喷发生后，有两种可能后果，一是原油大量外泄，污染生态、水及大气环境；另一种可能是油气外泄后遇明火，引燃原油发生火灾，火灾类型一般为池火灾，灾害类型主要表现为池火灾和热辐射伤害，在热辐射的作用下，受到伤害或破坏的目标可能是人员、设备、设施、建筑物等。所以，井喷一旦发生，最容易受到污染的环境因子是大气和生态环境，不能及时回收处理的原油通过土壤渗透，有可能影响浅层地下水。

井喷事故对生态环境的影响主要有两条途径：第一，在发生井喷时排放的原油、天然气等污染物，可能导致事故区域内植物体的死亡，从而引起野生动物生存环境（栖息场所）的恶化；第二，井喷过程排出的污染物，通过大气、水体、土壤等环境介质，进入生物体，并对其产生危害。喷出的原油散落于井口周围，并向四周漫流，可造成土壤污染，并威胁覆盖区域植被的生命。而引发火灾事故后则会直接导致该区域内生态系统的极度恶化。

一旦发生井喷事故，污染物排放是连续的，排放的主要污染物初期主要为泥浆，后期主要为原油和地层水。喷射出的液体所造成的污染范围一般限制在井口周围100m～200m范围内，而引发火灾事故后次生的CO、SO_2等污染物对环境的影响范围将扩大至500m范围左右。

发生井喷的原因是对钻开的地层压力情况不清或预计不准，使用的钻井液密度不足以平衡地层压力，导致地层流体大量涌入井筒，再加上地面控制系统失灵无法有效控制。为避免井喷事故造成影响，建议采取以下措施：

（1）在油气勘探中，气测录井是利用气测录井仪器检测钻井液从井底返到井口所携带上来的烃类气体；在钻井过程中，只要油气层被打开，油气层内的烃类气体或多或少都要混入钻井液中被携带到地面上来，通过气测录井分析出气体含量大小，在判断油气层的同时，也能利用接单根气预防井涌、井喷事故发生。

（2）控制在油气层钻进时的机械转速，以防因钻速过快而造成油气进入井筒。

（3）根据三个地层压力剖面设计合理的井身结构，防止上喷下漏或下喷上漏造成液柱压力下降而引起井喷。

（4）按井的类别正确选用井控装置，发现溢流应及时使用井控装备，以防止井喷的发生等。

（5）采用预防井喷的钻井液技术，选用合理的钻井液密度；进入油、气、水层前，调整好钻井液性能；严防井漏；及时排除气体；注意观测钻井液的体积；储备一定数量的加重钻井液；分段循环钻井液。

发生井喷后的事故处理：

（1）正确的关井方式，关井方式有“硬关井”和“软关井”，其中“硬关井”是在发生溢流或井喷之后，在防喷器和四通的旁侧通道全部关闭的情况下关闭防喷器。该种方式容易超出允许压力，导致发生其他问题。“软关井”是在发生溢流和井喷时，在节流阀通道开启而其他旁侧通道关闭的情况下关闭防喷器，然后再关闭节流阀，这样做可以避免硬关井容易产生的液击现象，所以现在多采用软关井方式。

（2）进行压井数据计算。

（3）选择正确的压井方法。

（4）对压井过程中异常情况的检测与处理。

（5）对员工培训，避免井控中最容易出现的错误操作。

（6）针对不同的井喷形式对失控井喷进行处理。

（7）对大气、水体、土壤等进行环境即时监测，确定危险物质的组成及浓度，确定污染区域范围，对事故造成的环境影响进行评估，制定环境修复方案并组织实施。

（8）井喷事故处理后及时清运泄漏原油及被石油污染的土壤，运至危废暂存间妥善处置，并恢复原有地貌。

采取以上措施，可将井喷的影响降至最低。

7.6.4 井场火灾、爆炸影响分析

通过类比调查可知，井场可能发生因设备阀门缺陷、人员误操作等引起的原油泄漏，若遇明火，则可能发生火灾爆炸事故，继而产生火灾热辐射伤害，原油燃烧过程中同时会伴生大量的CO等，将对周围大气环境产生影响。

为了尽量降低影响范围，本项目建设方采取严密的防范措施，严防事故的发生，濮城采油厂于2024年3月已制定《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂突发环境事件应急预案》，并由濮阳市生态环境局范县分局、濮阳市生态环境局濮阳县分局备案（备案编号分别为：410926-2024-002-L、4109282024027L），详见附件五。确保一旦发生突发环境事件可以行之有效的办法进行处理。

7.6.5 原油泄漏对环境的影响分析

（1）油气泄漏对地下水环境影响分析

一般情况下原油的泄漏不会直接影响地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水。资料研究结果表明，一般石油类污染物在土壤中绝大部分集中在0～10cm及10～30cm层位中，且主要积聚在土壤表层80cm以内，一般很难下渗至2m以下。由此可见，原油泄漏一般不会对潜水含水层造成影响。油气集输管线等发生泄漏时，伴生气会直接气化进入大气，不会对地下水环境产生影响。

区域周边有饮用水开发利用价值的水源地见章节1.9，根据地下水预测，预测期内各种情景下泄漏后污染物运移距离最远为494.7m，污染物运移范围内不存在地下水敏感点，故假定非正常工况泄漏预测时间段内对该下游地下水敏感目标的环境影响程度可接受。根据资料收集和现场调查，项目所在区域距离上述水源地较远，油气集输管线等发生泄漏时，不会对其产生影响。在油田开发过程中，应加强管理，防止井喷事故发生，做到本质安全，尽量避免风险事故的发生；定期检修，全线每年至少检修一次，对管道易腐蚀部位定期更换部件或进行维护，保证管线无腐蚀、无泄漏，做到提前发现问题及时处理。同时与中石油内部维抢修单位和地方环境应急部门密切配合，一旦发生事故，应立即启动事故应急预案，将事故影响降至最低。

（2）油品泄漏对土壤环境影响分析

油品泄漏对土壤环境的影响是比较显著的。泄漏的石油覆盖于地表可使土壤透气性下降、土壤理化性状发生变化。泄漏的油品如果进入土壤，渗入土壤孔隙，则使土壤透气性和呼吸作用减弱，从而使土壤质地、结构发生改变，影响到土地功能，进而影响荒漠植被的生长，并可影响局部的生态环境。油气集输管线等发生泄漏时，伴生气会直接气化进入大气，不会对土壤环境产生影响。

泄漏到土壤中的原油对环境的污染将受到物理分散作用的影响。原油沿土壤表面横向散开会增大污染面积，但同时将有助于低分子量的烃类挥发。由重力和毛细

管力引起的垂直渗透作用会妨碍蒸发，减少生物降解的可利用养分，而且可能引起地下水的污染。

泄漏的原油在进入土壤环境中后会发生分散、挥发和淋滤等迁移转化过程。

1）分散

在事故性泄漏情况下，被污染土壤的面积取决于很多因素。如泄漏量、事故发生时的环境温度、原油粘度、地面形状、土壤孔隙度等是主要因素；而地表粗糙度、植被和天气情况也可成为影响泄漏油分布的重要因素。

2）挥发

渗透到地表下疏松土壤中的挥发性烃类其蒸发损失是有限而缓慢的。

3）淋滤

原油在无污染的土壤中运动，一般以多相流的形式出现，此时油和水是不混合的。随着烃类被风化作用和生物降解作用乳化与增溶，该系统以接近于单一的水相流动。

土壤对油的吸收能力是变化的，但明显低于其蓄水能力。据报道，排水良好的农业土壤吸收的油至多只相当于其含水能力的1/3。油被吸附到土壤有机质上面，对油的暂时固定起着重要的作用。

7.6.6 柴油泄漏对环境的影响分析

柴油储罐布置在井场地势较高处，风险影响主要是罐体区泄漏的火灾爆炸。油罐设置在水泥基础上，基础周边设置围堰。油罐密闭，柴油发生大量泄漏的概率很小，一般情况管道阀门泄漏，少量跑冒漏滴均收集在隔油池内，可有效进行防止污染。罐体破裂导致柴油大量泄漏的概率很小，一旦产生废油泄漏主要污染罐体周边土壤。一般情况下，发生事故而泄漏于地表的柴油数量有限，若处理及时得当，对周围环境影响可得到有效地控制。

7.6.7 压裂返排液转运过程泄漏事故影响分析

本项目压裂返排液严格按照规定带罐作业，作业结束后通过密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排。根据线路分析，项目压裂返排液拉运路线穿越主要为乡村道路和

省道，在罐车行驶至河流（含河沟等）较近位置或者穿越河流（含河沟等）的道路时，放慢行驶速度、谨慎通过，防止车辆事故原因造成的酸化压裂返排液外溢，加强转运过程管理后，对环境影响较小。

压裂返排液转运采用罐体装载污水，罐体为钢板密封罐，发生翻车泄漏的概率很小，且废水无剧毒物质，主要是pH、石油类、SS，罐车单次运输量不大，不会产生严重后果。压裂返排液罐车转运过程中发生事故污染的可能性极小，加强转运风险防范措施后，其环境风险值在环境可接受范围内。

7.6.8 危废转运过程泄漏事故影响分析

危险废物按照《危险废物转移管理办法》《道路危险货物运输管理规定》委托道路危险货物运输许可证书的专业运输单位运输，运输单位应按照《道路危险货物运输管理规定》配备相应的应急预案、应急物资。承担运输过程的环境风险防范和应急主体责任，建设单位应协助。危险废物转运过程发生泄漏事故后通过及时清理对环境的影响较小，环境风险可控。

7.6.9 地表水、地下水风险事件影响分析

本项目地表水环境风险主要来自穿越水渠段采油管线、注水管线泄漏。本项目穿越水渠的管道泄漏不会直接流入地表水，根据建设单位对河流穿越工程的安全要求，在管道外加装套管。当管道发生泄漏时，泄漏的采出液、回注水被阻挡在套管内，若套管也发生破裂泄漏，泄漏的采出液、回注水则会进入地下水及土壤中。采出液、回注水会随着地下水的流动而扩散，其扩散方向不会直接指向河床，泄漏的采出液、回注水向各方向扩散后，少量采出液、回注水穿过水渠底部土壤后对地表水的风险不大。评价要求采油管线、注水管线穿越河流段应提高管线等级，穿越处做好护坡等工作，防止外界对管线产生影响。

井漏、采出水回注井渗漏、输油管线渗漏、注水罐破裂等风险事件发生后对地下水环境的影响分析相关内容见5.3.2节。

7.6.10 天然气泄漏对环境的影响分析

本项目新建注气管线，注气管线泄漏会造成天然气泄漏，可能造成窒息事故影响的物质为甲烷。发生天然气泄漏火灾爆炸产生的CO会对周边环境空气质量产生影

响，但随着可燃气体燃烧殆尽和火灾扑救工作的开展，CO的产生量逐渐减少并消失，对周边环境的影响也会逐渐消失。

7.7 风险防范措施

7.7.1 管线泄漏风险防范措施

（1）严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。

管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

（2）在管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

（3）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止原油、天然气泄漏事故的发生。

（4）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（5）完善各井场的环境保护工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾的发生。

（6）定期对管线进行超声检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患，减少环境风险事故的发生。

（7）定期对管线进行巡视，加强管线和警示标志的管理工作。

（8）优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通信畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

（9）定期进行管道壁厚的测量，对严重减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故的发生。每半年检查集输干线等安全保护系统（如截断阀、安全阀、放空系统等），使项目管道在超压时能够得到安全处理，使危害影响范围减小到最低程度。加大巡线频率，提高巡线的有效性；定期检查管道施工带，查看地表情况，并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。站场事故放空时，应注意防火。

（10）在运营期，建设单位应加强与当地相关规划管理的沟通，协助规划部门做好管道、场站周边的规划。按照《石油天然气管道保护条例》的要求，禁止在管道两侧5m范围新建居民住宅；50m范围内禁止爆破、开凿和修筑大型建筑物、构筑物

工程；在管道中心线两侧各50m至500m范围内进行爆破的，应当事先征得管道企业同意，在采取安全保护措施后方可进行；加强石油管道安全宣传工作，减少第三方破坏活动的发生。

7.7.2 井喷事故风险防范措施

钻井进入油气层后，有可能遇到异常高压气流，如果井内泥浆密度值过低，达不到平衡井内压力要求，就可能发生井喷，此时利用防喷器迅速封闭井口，若井口压力过高，则打开防喷管线阀门泄压，放喷的天然气立即点火烧掉，主要污染物为NOx。事故放喷时间短，属临时排放。

井喷事故时井口喷出的原油、油泥砂等固体废物集中收集并暂存于井场临时危险废物贮存点，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的要求进行设计和建设，进行严格的防渗处理，基础必须防渗，铺设2mm厚HDPE防渗膜进行防渗，渗透系数≤10^{-10}cm/s。事故结束后，放喷池中的固体废物委托有资质单位统一调配、处置。

此外，井喷事故风险防范措施如下：

（1）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，对井口压力实施实时监控，在井口安装防喷器和控制装置，防止井喷的发生。

（2）各井场主要采取安装防喷器和井控装置来防止井喷事故的发生。井口安装地面安全阀和地下安全阀，如果一级调节阀出口压力过高或过低，地面安全阀自动关闭，保护管线系统，如果井口附近失火，地下安全阀自动关闭，切断气源。

（3）制定严密的施工计划、合理地布置井场、加强作业人员操作技能和综合素质，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，严禁违规操作，发生事故。在油气层中钻进，每班进行一次防喷操作演习。

（4）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

（5）严格遵守平台钻井的安全规定，在钻井过程中为防止井喷事故发生，工程上均采取在井口安装防喷器和控制装置的措施，由此可以避免井喷。井喷事故发生后，在不失火的情况下可强行加装井口阀控制井喷。

7.7.3 钻井、井下作业事故风险预防措施

（1）设计、生产中采取有效预防措施，严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。

（2）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，在危险的油层中钻井时每30分钟检查一次。

（3）在钻开油层前必须加重泥浆的密度，使泥浆的液柱压力大于地层压力约3～5MPa，井场的重泥浆储备量必须为井筒容积的1.5～2倍，并且还应储备足够量的泥浆加重剂。

（4）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。在油层中钻井，每班进行一次防喷操作演习。

（5）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，以备井喷时钻台照明。

（6）定时清除柴油机排气管内的积炭，并在排气管上安装防火冷却水管线，以防井喷时排气管迸出火星引起着火，排气管出口与井口相距不少于15m。

（7）柴油储罐设置在井场主导风向下风向，与井口的距离不得小于50m，并修筑防火墙。

（8）按消防规定配备泡沫灭火器、干粉灭火器、消防铁锹和其他消防器材。

（9）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）井下作业之前，在井场周围划分高压区和低压区，高压泵、高压汇管、井口装置等高压设备均布置于高压区内，施工过程中，高压区无关人员全部撤离，并设置安全警戒岗。

（11）每一次井下作业施工前，必须对高压汇管进行试压，试压压力大于施工压力5MPa，施工后必须探伤，更换不符合要求的汇管。

7.7.4 柴油储罐事故风险防范措施

（1）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。

（2）竣工投产前，各类油罐、压力管道等设施严格按照有关图纸说明书和相关规范进行试漏、试压、试运转，合格后方可投入运行。

（3）每年对管线进行定期排查，对于老旧、破损储罐须及时进行维修、更换，防止储罐泄漏污染周围土壤、地下水及地表水体。

（4）在钻井平台，泥浆不落地系统以及柴油机组，在井场设置储罐，一旦井场发生“跑冒滴漏”现象，及时收集。

（5）柴油储罐区地面应做硬化，罐底设置防渗膜，并在四周设置围堰，围堰高度不小于15cm，同时配备相应应急物资。

7.7.5 废水、危险废物等转运风险防范措施

（1）运输车辆管理措施

1）按照《道路货物运输及站场管理规定》中有关车辆管理的规定，维护、检测、使用和管理专用车辆，确保专用车辆技术状况良好；严厉禁止报废车、自行改装车参与运营；定期对罐体、车辆进行安全检查，及时排除隐患，确保罐车不带病上路；

2）运输车辆必须配备应急处理器材、安全防护设施设备和专用车辆标志，例如配备专用灭火器、铁钎等灭火器材；必须配备具有行驶记录功能的卫星定位装置；加装避电杆，行驶过程中确保避电杆接触地面；

3）运输罐车应当到具备道路危险货物运输车辆维修资质的企业进行维修；

4）适时清洗罐内沉积物，严格按清罐安全要求，以防发生中毒和爆炸事故。

（2）运输作业管理措施

1）严格遵守交通规则，自觉维护交通秩序，文明驾驶、礼貌行车，切实做到“三先、五慢、七不超”；

2）运输车辆在行驶过程中，必须严格遵守交通、消防、治安等法规，根据道路的实际状况控制车速，保持与前车的安全距离，严禁违章超车，随意停车，并尽量避免紧急制动，确保行车安全；

3）无关人员不得搭车，确保按规定的线路、速度行驶，停放，禁止在公共场所、人员密集的场所和易散发火花的地点停留；

4）合理安排罐车运输路线，严格遵守有关部门关于危险货物运输线路、时间、速度方面的有关规定，并遵守有关部门关于剧毒、爆炸危险品道路运输车辆在重大节假日通行高速公路的相关规定，避开城镇中心、居民集中居住区等；

5）当罐车发生故障时及时靠右停车，打开警示灯，车辆前后设立警示标志，请求救援，避免车辆失控造成风险；

6）罐车发生风险事故后，罐车司机或车辆监控员及时向应急管理部门汇报，及时处理。在确保安全的情况下，在事故现场设立警示标志，排除周边明火，检查罐体、阀门等有无破损，采取措施尽量使废水不出罐，罐体发生破裂后，在泄漏区域设置围堰，及时调用罐车进行倒罐清理，防止废水进一步扩散；

7）加强罐车司机技能及安全培训，避免人为因素造成的风险事故。

（3）罐车经过河流的风险防范措施

罐车跨越的主要河流为金堤河及其支流，为了最大限度地避免废水泄漏对河流的影响，环评提出以下防范措施：

1）加强罐车驾驶员的安全教育与培训，提高其安全意识，车辆途经水源保护区减速慢行；

2）严格进行管理记录工作，建立排采水拉运台账，定期报濮城采油厂安全环保部门备案登记；

3）加强拉运工作的监控管理，定期组织检查，确保拉运工作的安全顺利进行。

由于此类事故的发生概率较小，通过采取以上措施可进一步减少事故发生的概率，将对河流水质的影响降至最低。

7.7.6 5#扩站压缩机组风险防范措施

（1）5#扩站

5#扩站主要环境风险为采出液或分离出的原油泄漏造成环境污染，为最大限度避免环境污染，提出以下风险防范措施：

1）定期对三相分离器等设施进行全面检测，包括容器的耐压性能、焊缝的密封性等，及时发现并处理设备的磨损、腐蚀、泄漏等问题。对阀门、法兰、密封垫等易泄漏部位进行重点检查，确保密封良好，螺栓连接牢固，对罐体周围设置围堰。

2）在设计和建设阶段，选用质量可靠、密封性能好的三相分离器和相关处理设备。确保设备的安装符合规范要求，基础牢固，管道连接正确，避免因设备本身的缺陷或安装不当导致泄漏。

3）根据设备的性能和工艺要求，合理设置三相分离器的运行参数，如压力、温度、液位等，避免超温、超压、超负荷运行，防止因参数异常引发泄漏。

4）利用视频监控系统，对站场工艺区域、罐区等可能发生泄漏的部位和区域进行监控，结合人工巡检及时发现泄漏点。

（2）注气压缩机

1）选用符合国家标准和行业规范的注气压缩机，确保其质量可靠，具备良好的性能和稳定性，降低设备故障引发环境风险的可能性。

2）注气压缩机应安装在通风良好、干燥、远离火源和易燃物的区域，与其他设备和建筑物保持足够的安全距离，以防止发生火灾或爆炸时蔓延。同时，要确保压缩机的安装基础牢固，避免因振动等原因导致设备损坏或泄漏。

3）建立定期维护保养制度，对注气压缩机进行日常巡检和定期检查，及时发现并处理设备的磨损、泄漏等问题，确保设备正常运行。同时，要注意对压缩机的冷却系统、润滑系统等关键部件进行维护，保证其工作性能良好。

7.7.7 输油管线更换风险防范措施

（1）更换前需用清水循环冲洗管线内部残留油品，避免施工中油品挥发造成大气污染或泄漏污染土壤；若旧管线存在历史泄漏点，需提前标记，明确污染范围，避免施工扰动导致污染扩散。

（2）在施工区域全域铺设高密度聚乙烯防渗膜，重点覆盖管线挖掘区、油料存放区及临时堆土区；同时在防渗膜外围挖掘临时截水沟与集水池，配备抽水泵，拦截施工期雨水或泄漏油品，防止渗入地下水。

（3）提前储备吸油毡、围油栏、防渗沙袋、活性炭（用于吸附油污）等物资，确保风险可实时控制。

7.7.8 管理风险防范措施

除采取上述分项防范措施外，还应通过提高人员素质，加强责任心教育，完善有关操作条例等方法来防止人为因素引发的事故。

（1）加强各级干部、职工的风险意识和环境意识教育，增强安全、环保意识。建立健全各种规章制度、规程，使制度落到实处，严格遵守，杜绝违章作业。

（2）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。

（3）经常对职工进行爱岗教育，使职工安心本职工作，遵守劳动纪律，避免因责任心不强、操作中疏忽大意、擅离职守等原因造成的事故。

（4）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。对本项目具有较大危险因素的重点部位（如：站场、井控装置、集输管线等）进行必要的定期巡检。

（5）不断提高管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通信畅通，在及时发现管道风险隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免风险事故发生。

（6）施工、设备、材料应按规章进行认真检查、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。

（7）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。

（8）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。

（9）重视和加强巡检制度，在日常工作中，濮城采油厂作业区分大小班进行巡检，小班员工每4小时巡检一次，大班员工不定时巡检。以保证及时发现事故隐患，防范风险事故的发生。

（10）定期组织环境风险培训、演练，每年根据法规变化、技术升级修订培训与演练方案，严格执行档案管理相关要求，对演练方案、过程记录（照片/视频）、评估报告及整改记录等进行存档。

（11）在现有站场可能产生易燃易爆介质泄漏的地方，对设置的可燃气体检测报警器定期进行校验，确保气体报警器完好有效，以便及时发现事故风险隐患，降低环境风险。

（12）对依托站场设置自动化控制系统和紧急停车联锁系统做好日常更新及维护，采用电脑自动监测和报警机制，根据工艺参数变化对事故风险迅速做出判断，降低环境风险。

7.8 突发环境事件应急预案

本项目由中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂建设和管理，濮城采油厂于2024年3月已制定《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂突发环境事件应急预案》，并由濮阳市生态环境局范县分局、濮阳市生态环境局濮阳县分局备案（备案编号分别为：410926-2024-002-L、4109282024027L），详

见附件五。本项目属于濮城采油厂原开发区块，本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系，项目建成后，结合本次滚动开发建设内容和周围敏感点分布情况，对现有应急预案及时进行更新完善，并在属地生态环境部门备案，配齐环境应急物资储备，定期开展突发环境事件应急演练。基本内容包括适用范围、事件风险分析、应急组织及职责、处置程序、处置措施等。

7.8.1 应急组织体系

濮城采油厂应急组织机构由濮城采油厂应急指挥中心（以下简称应急指挥中心）、应急指挥中心办公室、各部门、现场应急指挥部、基层单位应急领导小组、相关合作单位组成，濮城采油厂应急领导小组是突发事件应急管理工作的最高领导机构。应急组织体系如图7.8-1所示。

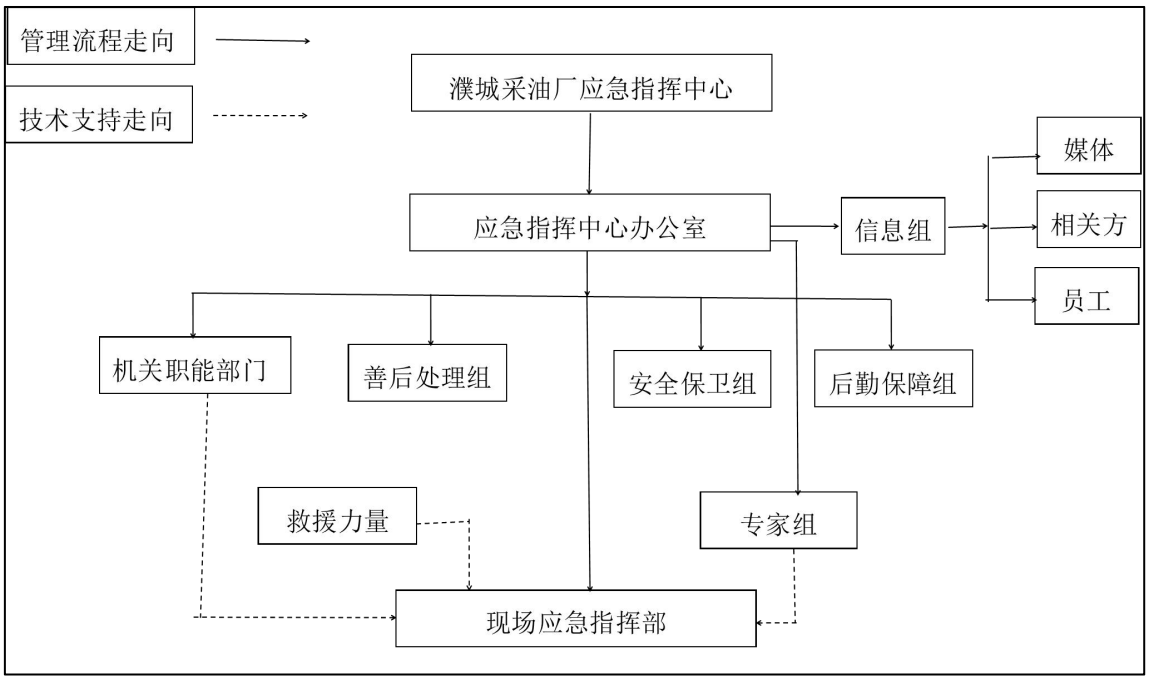


图7.8-1　应急组织机构图

7.8.2 组织机构与职责

7.8.2.1 中原油田分公司濮城采油厂应急指挥中心

机构组成

总指挥：厂长

副总指挥：党委书记、副厂长

职责

1）总指挥职责

根据突发环境事件实际情况，成立相应救援专业组，确定相应报警级别，对重大问题做出决策，决定通报外部机构，决定请示外部救援，决定撤离疏散方案，下达救援抢险命令，全面组织指挥应急救援工作。

2）副总指挥职责

配合总指挥做好应急抢险工作的实施，具体指挥协调各应急救援组的抢险救援工作，向总指挥报告抢险情况。在总指挥不在或受总指挥委托担任总指挥时，履行总指挥职责。

3）应急指挥中心职责

①根据突发环境事件实际情况，成立相应救援专业组，确定相应报警级别，对重大问题做出决策，决定通报外部机构，决定请示外部救援，决定撤离疏散方案，下达救援抢险命令，全面组织指挥公司应急救援工作。

②建立和完善突发环境事件的应急反应机制，组织制定突发环境事件应急预案；

③组建应急指挥中心办公室，协调事故现场有关工作；

④负责指挥突发环境事件的应急处置，根据事态情况，决定预警发布和预案启动及终止；

⑤组织协调应急人员、资源配备，向社会救援机构求助；

⑥突发环境事件信息的上报工作，保护突发环境事件现场；

⑦接受政府部门的指令和调动；

⑧决定应急响应行动方案的终止；

⑨组织应急预案的编制、演练，根据事件情况及时修订预案。

7.8.2.2 濮城采油厂应急指挥中心办公室

（1）负责人：生产指挥中心主任

（2）成员：采油管理区、集输项目部负责人、机关职能部门、抢维修队伍等单位主要负责人

（3）职责：

1）应急指挥中心办公室是应急指挥中心的日常办事机构，负责24小时应急值班，随时接收突发事件报告，并立即向处应急指挥中心报告。

2）根据应急指挥中心要求，负责总体应急指挥工作，针对事态发展制定和调整现场应急抢险方案，迅速使灾害事故得到控制，尽可能防止次生灾害或二次事故发生。

3）掌握突发环境事件的性质、类型、规模、分布和严重程度，建立突发环境事故应急响应系统。如地方政府启动应急预案，在地方政府的领导下开展应急救援工作。

4）负责收集、传递现场信息，接受突发环境事件预警，并根据预警信息判断和确定事件等级。

5）负责组织实施救援、抢救和事故处置行动。

6）及时向应急指挥中心和地方政府汇报应急处置情况。

7）向应急指挥中心提交现场应急工作总结报告。

8）执行应急指挥中心的命令，组织事故现场处置、调查、应急监测和专家咨询工作，组织开展事故责任调查、影响评估，并提出灾后恢复生产和环境修复的意见。

7.8.2.3 现场应急指挥部

（1）机构组成

根据应急预案的要求组建现场应急指挥部，或根据突发环境事件的性质、严重程度、可控性和影响范围等因素进行及时调整。现场指挥长由应急指挥中心总指挥临时指派。成员由现场指挥长根据突发事件

类别按照预案要求抽调相关人员组成，一般包括各业务部门负责人、管理区负责人、工程技术人员和应急抢险队伍的负责人。

（2）职责

1）接受应急指挥中心办公室的行动指令，及时准确报告现场情况。

2）负责指挥实施救援、抢修、警戒、疏散和事故处置行动。

3）负责决定救援行动深入推进和放弃撤离。

7.8.2.4 现场应急队伍

（1）警戒保卫组职责：

1）负责现场治安，第一时间对事件现场进行警戒、封闭，同时及时汇报地方政府相关部门，并禁止非应急人员随意进出；

2）根据环保监测情况及时调整封闭区域，并对危险范围内的人群进行疏散。

责任单位：治保巡检大队、安全环保室、采油管理区、人力资源中心（对外关系办公室）

（2）技术抢险组职责：对事件现场进行技术处置，负责事件现场流程切换、设备调整、抢维修、溢油回收及施工作业。

责任单位：生产指挥中心、经营管理室、技术管理室、采油管理区、集输项目部。

（3）监测分析组职责：

1）负责事故现场的监测、分析工作；

2）在应急响应行动中，配合技术抢险组，按现场指挥的要求，对污染场所进行跟踪监测，防止污染物的进一步扩散；

3）及时对受危害环境区域进行监测，提供事故监测数据，确定污染区域范围，对可能存在较长时间环境影响的区域发出警告；

4）对事故造成的环境影响进行评估，确定有效防治环境污染的对策；

5）监督检查应急响应行动中环保处理措施的落实和保障。

责任单位：安全环保室、采油管理区、集输项目部。

（4）后勤保障组职责：

1）负责抢险救灾物资的供应和运输；

2）负责救援人力资源的后续支持；

3）接到应急预警通报，立即调动应急物资到指定地点，根据指挥部要求清点应急物资，如发现不足，马上向上级或外部救援单位申请援助；

4）负责集合地点的人数清点，并上报指挥部；

5）负责被疏散群众的安置工作；

6）负责日常应急物资储备、保管和供应，救援人员的生活后勤保障。

责任单位：综合办公室、生产指挥中心、技术管理室、经营管理室、计划财务室、对外办公室、生产服务中心、采油管理区、集输项目部。

（5）医疗救护组职责：

1）负责现场事故受伤人员的现场急救护理，将严重受伤人员送医院救治；

2）负责日常医疗救护救助知识的宣传教育；

3）负责药品器具的贮备工作。

责任单位：群众工作办公室、采油管理区、集输项目部

（6）通讯保障组职责：协助现场指挥部与各应急工作组及政府人员信息沟通，跟踪、真实记录事件发展及应急抢险每一个具体细节，全面做好痕迹管理工作。

责任单位：生产指挥中心、群众工作办公室、采油管理区、集输项目部

（7）物资供应组职责：负责应急物资的日常维护；建立并管理应急救援的信息资料、档案；危险物质数据库：危险物质名称、数量、存放地点及其物理化学特性；应急救援物资和设备名称、数量、型号大小、存放地点，负责人和调动方式；确保在第一时间供应充沛的应急物资。

责任单位：技术管理室、纪检监察室、计划财务室、生产服务中心

（8）应急消防组职责：

1）接到通知后，迅速集合队伍奔赴现场，根据事件情形正确佩戴个人防护用具，协助事件发生单位迅速切断事件源和排除现场的易燃易爆物质；

2）开启现场固定消防装置进行灭火；

3）负责现场灭火过程的通讯联络，视火灾情况及时向指挥部报告，请求消防力量救援；

4）有计划地开展灭火预案的演习，熟悉消防重点的灭火预案，提高灭火抢救的战斗力；

5）有计划、有针对性地预测设备、管道泄漏部位，进行计划性检修，并进行封、围、堵等抢救措施的训练和实战演习。

主要负责部门：综合办公室、安全环保室。

7.8.2.5 专家组

（1）专家组组成由中原油田分公司安全环保部、濮城采油厂安全环保室牵头，从中原油田分公司、濮城采油厂内部突发环境应急专家库中抽选、组织有关专家，成立专家组。

（2）专家组职责

1）配合应急领导小组展开应急救援工作，为现场响应、处置提供生产管理、工艺技术、设备电气、安全环保、应急处置等方面的专业技术支持，为应急领导小组的决策提供依据；

2）参与制定并提出突发环境事故应急方案；

3）对事故现场、起因、事故情形进行全面调查研究，以及信息收集和资料分析，对事故进行全面分析和研究判断，拿出应对方案。同时，找出事故原因，防止再发生类似的事故；

4）帮助修正突发环境事件应急预案，吸取事故教训，采取有效措施，进行预案整改。

7.8.3 预案分级响应

7.8.3.1 响应条件

符合以下条件之一时，应启动本预案：

（1）中原油田要求濮城采油厂启动应急预案时；

（2）市、县级人民政府要求濮城采油厂启动应急预案时；

（3）发生III级及III级以上事件时；

（4）所属单位请求时。

7.8.3.2 分级响应

应急指挥中心组织有关部门和专家，根据事件的类型、特性和处置方法，进行分级或分类响应。

按照环境事件的级别、危害的程度、事故现场的位置及事故现场情况分析结果，人员伤亡及环境破坏严重程度，濮城采油厂应急响应根据事件级别分为厂级以上级响应、厂级响应、基层单位级响应。

启动基层单位级响应：出现事件分级中基层单位级事件，如因管道、阀门、接头泄漏等引起的污染事故或污染防治设施运行不正常等情况。需疏散、转移群众500人以下的，因环境污染造成直接经济损失20万元以下的。利用本班在岗人员或基层单位内应急力量能够及时处理、解决的事故，启动基层单位级响应。

启动厂级响应：出现事件分级中厂级事件，如站场储罐区或装置区发生泄漏、井场高架罐泄漏，污染物能够被拦截在站内，需疏散、转移群众500人以上1000人以下的，因环境污染造成直接经济损失20万元以上50万元以下的。为此需启动厂级响应，拨打0393-4841315、119、120急救电话，并迅速通知周边友邻单位及应急指挥部，在启动此预案的同时启动相应的专项预案。

启动厂级以上级响应：出现事件分级中厂级以上级事件，如站场储罐区、装置区或井场高架罐发生大量泄漏，引发火灾爆炸、人员伤亡或中毒等事故，因环境污染可能发生的厂级事件、基层单位级事件以外的环境风险应急事件，需立即启动此预案，立即发布厂级以上级预警，拨打环境应急电话0393-4841315、119、120，并立即通知应急指挥部、周边单位、环保部门、地方政府和中原油田分公司，联动政府请求立即派出外部支援力量，同时出动消防车沿周边广播，疏散影响范围内居民，特别是下风向的居民。

7.8.4 事故应急控制措施和程序

7.8.4.1 井喷失控处置措施

（1）发出井喷信号，关闭井场范围内的所有引火源；

（2）迅速封闭事件现场，撤离无关人员至安全区域；禁止无关人员进入现场，并实行交通管制；禁止外人进入现场，控制事态发展；

（3）当井喷伴有可燃气体时，架设足够的防爆通风设备，降低可燃气体浓度；监测有毒有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府疏散现场及周边无关人员；

（4）停注相对应注水井，尽可能地减少地层压力；

（5）井场四周围堤，将喷出物引流至排污池，减少环境污染；

（6）针对井喷不同情况采取有效抢险措施实施关井；现场人员生命受到威胁、井口失控、撤离现场无望时，针对气井井喷，现场应急指挥应立即发出气井点火指令；

（7）对于气井，观察井口压力变化，若井口压力持续升高，应采取间隔向井内灌注加重压井液或井口放压，使井口压力控制在井口承压安全范围之内；

（8）视喷出物种类、数量，结合本区块相关资料，用合适比重的压井液，实施压井作业。施工时，不能在施工现场同时进行可能干扰抢险施工的其他作业。

（9）当出现如下情况时，应组织遇险人员紧急撤离。

1）井喷失控后，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全或引起重大火灾无法控制时；

2）由于各种原因导致设施发生火灾，经采取措施无效，危及设施及人员生命安全时；

3）由于各种原因导致设施发生爆炸，危及整个设施和人员生命安全时。

7.8.4.2 站场泄漏处置

（1）站场设备、储罐泄漏

1）若站场设备、储罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

2）关断泄漏处两端阀门或关停设备，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

3）对泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处，防止发生火灾、爆炸事故；

4）采取围堰堵截的方式，使泄漏物不外流，防止污染物扩散，确保总排口阀门处于关闭状态，如果发生大型泄漏或火灾事故，启用事故应急池导流设施将物料或消防水引至消防废水池；

5）现场密切监测泄漏物、泄漏点状况，当泄漏无法控制时，人员在切断泄漏点与生产系统的连接后，根据风向标的指示，紧急撤离至安全区域；

6）如果发生泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，并采用抽油泵或收油机对原油进行回收，杜绝泄漏物流入雨排管网；

7）事件发生后，监测分析组及时对发生事故的站场进行监测，确定是否有泄漏物质进入附近水体、下水道等场所，评价泄漏的污染物对大气环境、水环境等造成的环境污染程度；

8）事件发生后，监测分析组同时对厂区、周围敏感目标大气污染物浓度进行布点监测，若监测能力不足，及时请求外部监测单位进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

（2）伴有甲烷、二氧化碳等有毒有害气体逸散时

1）应迅速封闭事故现场，抢救现场窒息人员，发出甲烷、二氧化碳报警信号，进行交通管制，禁止外人进入现场，控制事态发展；

2）监测有害气体浓度，根据现场风向，协同当地政府部门疏散现场及周边无关人员；

3）现场人员生命受到威胁、撤离现场无望时，现场应急指挥应立即发出点火指令。

（3）引发火灾、爆炸时

1）采取隔离、警戒和疏散措施，避免无关人员进入事发危险区域，并合理布置消防和救援力量；

2）迅速将受伤、中毒人员送医院抢救；组织医疗专家，保障治疗药物和器材供应；

3）根据油气储存设施特点及风向，合理组织扑救工作；

4）采取防泄漏、防扩散控制措施，防止火势蔓延；

5）对附近受威胁的油气储存设施，及时采取冷却、倒罐、置换、泄压等措施，防止升温、升压而引起次生或衍生火灾爆炸；

6）在扑救火灾过程中，应有足够数量的灭火用水、泡沫液、消防车辆装备，以应对沸溢和喷溅等突发情况；

7）当疏散现场周边大面积人群时，现场应急指挥部应协助当地政府机构做好相关工作；

8）灭火完毕后，继续冷却至常温状态，清理火灾现场，组织力量利用消防水掩护对泄漏点的封堵抢修作业。

（4）油罐车装卸现场、运输途中泄漏。

原油罐车在运输途中或装卸过程中会遇到各种意外事件（特别是遭遇交通事故时）会发生不同程度的泄漏情况，可能引发人员伤亡、火灾、爆炸等恶性事故；随车人员应视情况迅速采取相应的应急处理措施。

7.8.4.3 管道泄漏处置

（1）立即停输：切断管道泄漏源，封闭事件现场和危险区域。

（2）限制漏油扩散：根据漏油点位置明确漏油类型（陆地漏油和水中漏油），估算泄漏量，制定现场拦油方案与设施，避免污染面扩大；并对漏油点附近其他管道或电缆采取必要的保护措施。

（3）隔离疏散：立即采取隔离和疏散措施，避免无关人员进入事件发生区域，并合理布置消防和其他救援力量；及时疏散受影响区域附近的居民，并通知停用一切明火。

（4）警戒：管道泄漏初始警戒范围不低于60m，并设置明显警示标识；根据情况决定周边群众疏散的范围。

（5）监测：监测分析组人员携带便携式气体检测仪对泄漏现场可燃气、有毒气体浓度进行检测，提供警戒疏散范围参考依据；对于受限空间作业，还需对氧含量进行检测；加强救援人员的个人防护。

（6）救护：迅速将受伤、中毒人员转移到泄漏点上风侧或其他安全地带，医疗救护组先期对其进行急救，同时拨打急救电话进行报警，送往医院抢救，并根据需要配备医疗救护人员、治疗药物和器材。

（7）查清地下设施：查清管道泄漏现场是否存在交叉、并行的明渠、暗渠、管涵及其走向，当发现原油流入其他单位所辖设施内，应立即联系相关单位业主，查清原油流向，避免形成爆炸空间，杜绝次生灾害的发生。

（8）地下设施防爆处置：对泄漏原油进行明渠、暗沟、管涵内进行泡沫或惰性气体覆盖、水雾稀释等有效措施，在确保安全情况下进行开挖。

（9）扩大疏散：请求地方政府对泄漏原油可能进入的明渠、暗沟、管涵及沿途危险区域等进行封锁、人员疏散，禁止一切明火等措施。

（10）环境控制：当事件发生区域的可燃物料存量较多时，应尽量采取工艺处理措施，转移可燃物料，切断危险区与外界装置、设施的联通，组织专家组制定方案；

（11）联动：配合政府信息发布，与政府现场应急指挥部人员信息互通，跟踪记录现场应急处置过程；

（12）物资供应：接收、登记外部进场的救援物资；转送、保管、调配、发放现场救援物资；

（13）开挖：开挖作业坑，消防车对开挖现场下方可能存在暗渠（涵）的施工过程进行喷打泡沫液等消防监护，以防液压破碎锤或铲斗撞击到石块、预制板等坚硬物体产生火花；

（14）抢险：对于断裂或大面积撕裂的管道按程序进行封堵、换管等抢修作业；对于油气浓度超标的现场，采取吹扫、泡沫覆盖等进行油气稀释与隔离，确保动火安全；

（15）实时技术指导：管道抢修过程中，专家组应根据危险区的危害因素和事件现场发展趋势进行动态评估，及时提出指导意见；当现场失控，危及维抢修人员生命安全时，应立即指挥现场全部人员撤离至安全区域；

（16）后勤：统一调配现场车辆，备足一定数量的防爆对讲手机，联系临近宾馆、饭店，提供现场指挥部及被疏散群众的交通、通信、食宿等工作、生活保障；

（17）危废处置：抢修完毕，及时清理现场，按照法律法规要求，按照事先与地方有处置资质单位签订的危险废物处置协议，对废弃物和污染物进行妥善处置；

（18）若穿跨越河流段管道泄漏：1）立即切断泄漏点两侧的截断阀，停止输送作业；2）立即报告水利、环保部门，请求进行封闭溢油水域；3）围堵、回收溢油；4）条件允许时，进行封堵、抢修等工作；5）同时启动《突发环境事件水污染专项应急预案》。

7.8.4.4 井场高架罐泄漏处置

（1）井场高架罐泄漏时

1）若井场高架罐出现泄漏，确定泄漏源的位置；

2）关井，对泄漏处进行紧急堵漏处理；

3）采取围堰堵截的方式，使原油不外流；

4）对泄漏的原油进行有效防护或转移到安全处；

5）现场密切监测泄漏物、泄漏点状况；

6）如果少量泄漏，采取用砂石填埋、泡沫覆盖的方式处理，杜绝泄漏物流入周围水体；如果大量泄漏，则用工具进行收集；

7）事件发生后，应急监测小组对井场、周围敏感目标大气污染物浓度进行监测，及时、准确地确定超标的项目及超标量，立即向应急指挥中心汇报监测结果。

（2）引发火灾、爆炸时

1）现场发生火灾、爆炸，应立即阻断火源，并组织灭火；

2）井场高架罐四周设围堤，污染物污染环境；

3）确定警戒范围，撤离无关人员。

7.8.4.4 单井拉油罐车发生泄漏处置

（1）立即停车熄火，车辆周围严禁火种，并设法消除泄漏点。迅速撤离人员至安全区。及时用车载GPS系统、手机等通信工具向濮城采油厂应急救援领导小组报告（电话见领导小组名单）。由于原油具有挥发性，发生泄漏时，空气中烃类气体浓度大，人员在撤离过程中，应戴好防毒口罩，在无防毒面具的情况下，通过烃类气体弥漫区时，不能剧烈跑步，应屏住呼吸，用湿毛巾捂住口、鼻部位，慢慢地朝逆风方向，或指定地点撤离。

（2）隔离泄漏区，设立警戒线。泄漏点周围100m内禁止火种、对来往汽车进行告知，引导分流；禁止在泄漏区内使用手机；根据气象情况（风向等）来调整隔离警戒区范围。

（3）立即报警。根据泄漏事故发展态势及时向当地119或政府部门报警。濮城采油厂应急救援领导小组接报后，将立即启动应急救援程序进行救援。

（4）抢救伤员。对中毒、受伤人员应立即救治并电话通知120急救。

（5）尽可能切断泄漏源。建议应急处理人员作业时应戴自给正压呼吸器，穿消防防护服。

（6）泄漏控制方法：构筑围堤；用沙土、不燃吸附物混合吸收、用泡沫覆盖降低蒸气灾害；进行收集回收或无害化处理，减少环境污染。

7.8.5 应急演练

濮城采油厂严格按照突发事件应急预案要求定期组织应急演练，演练内容包括5000方储罐火灾应急处置演练、井喷突发事件应急预案演练及油气泄漏突发环境事件应急预案演练等，演练照片见图7.8-2。



图7.8-2 濮城采油厂集输管线泄漏事故应急预案演练照片

7.9 环境风险评价小结

（1）根据对项目的物料危险性、工艺过程危险性等危险性因素的分析结果看，本项目的环境风险主要为井喷、管线泄漏引起的火灾爆炸次生污染事故对周围大气和土壤环境造成污染事故。项目引起的事故环境风险极小，环境风险水平可接受。

（2）为了尽量降低影响范围，本项目建设方应采取严密的防范措施，严防事故的发生，确保一旦发生事故可以行之有效的办法进行处理。

（3）本项目由中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂建设和管理，濮城采油厂于2024年3月已制定《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂突发环境事件应急预案》，并由濮阳市生态环境局范县分局、濮阳市生态环境局濮阳县分局备案（备案编号分别为：410926-2024-002-L、4109282024027L），详见附件五。本项目环境风险应急预案纳入现有应急预案管理体系，并与公司制定的各项应急预案保持衔接和联动。濮城采油厂注重各应急预案之间的衔接以及各部门之间的联动响应，当事件一旦发生时可以迅速加以控制，使危害和损失降低到尽可能低的程度。

综上所述，本项目通过坚决贯彻落实事故风险防范措施，加强管理，严格落实建设单位已有的各项环境风险管理制度，完善有效的应急预案，可使得本项目的环境风险水平控制在可接受的水平。

8 环境管理与监测计划

通过制订系统的、科学的环境管理计划，使本项目针对建设过程中产生的负面环境影响所提出的防治或减缓措施，在该项目的设计、施工期和运营期中逐步得到落实，从而使得环境建设和本项目的建设符合国家同步设计、同步施工和同步投产使用的“三同时”制度要求。为环境保护措施得以有计划地落实和地方环保部门对其进行监督提供依据。

通过环境管理计划的实施，将本项目各类建设内容对周围环境带来的不利影响减缓到相应法规和标准限值要求之内，使工程建设的经济效益和环境效益得以协调、持续和稳定发展。

8.1环境管理

8.1.1环境管理机构

中原油田分公司濮城采油厂设置了环保管理机构，负责企业具体的环境保护管理工作，管理人员具有大专以上学历的环保安全专业人员，人数不少于2人。同时，建设单位成立安全环保小组，建立实施HSE管理体系，建立各岗位的HSE责任制。濮城采油厂定期监督承包商在项目进行过程中遵守HSE管理要求的情况，并对现场发现的问题提出整改要求和意见；承包商承担其施工现场的风险管理与控制；HSE人员为风险的辨识、评价和控制提供技术支持和实施监督管理；安全环保小组通过定期检查和业绩考核等方式强化HSE职责的落实，同时监督环保设施的“三同时”实施情况。

环境保护管理机构的主要职能见表8.1-1。

表8.1-1　环境管理机构的职能

项目	管理内容
施工期管理	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；

项目	管理内容
	7.由专人负责监督，放空废气全部通过火炬燃烧，减少温室气体的排放； 8.制定施工期环保与生态恢复计划，认真做好各项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
运营期管理	1.建立和实施项目运行的 QHSE 管理体系； 2.结合本项目生产和环保实际情况，根据政府和上级主管部门的环保法律法规、标准，制定管理规章制度，并贯彻执行； 3.项目产生的废气全部达标排放；废水综合利用不外排；通过采取减振、隔声、消音等措施确保厂界噪声达标排放；危险废物设置储存设施，交有资质单位进行处置。加强井场周围绿化和温室气体排放管控； 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.将温室气体管控措施编入岗位手册中，纳入日常工作； 7.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
退役期	采用符合环保规定的运输车辆和拆除设备，使用环保达标燃油，定期维修和保养，保证车辆和设备正常运行，燃料充分燃烧，减少温室气体排放
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。

8.1.2环境保护管理人员

为了做好生产全过程的环境保护工作，减轻本项目外排污染物对环境的影响程度，建设单位应高度重视环境保护工作。濮城采油厂设立了内部环境保护管理机构，专人负责环境保护工作，实行定岗定员，岗位责任制，负责各生产环节的环境保护管理，保证环保设施的正常运行。环保管理机构和专职环保管理人员的主要职责和工作：

（1）贯彻执行国家和河南省的环境保护方针、政策、法律、法规和有关环境标准的实施。

（2）制定各部门的环境保护管理制度，并监督和检查执行情况。

（3）制订并组织实施全厂的环境保护规划和年度计划，以及科研与检测计划。负责联络各级环境保护主管部门和环境监测部门。

（4）监督并定期检查各部门环保设施的管理和运行情况，发现问题及时会同有关部门解决，保证全厂环保设施处于完好状态。

（5）负责组织环保设施的日常检测工作，整理检测数据，负责环保技术资料的日常管理和归档工作。存档并上报环境保护主管部门。

（6）预防和处理突发性环保事故。

（7）推广应用环保先进技术与经验，组织和推广实施清洁生产工作。

（8）组织全厂环保工作人员和环保岗位工人的日常业务技术学习、专业进修和业务技术培训。

（9）组织全厂的环保评比考核，严格执行环保奖惩制度。

部门兼职环保管理工作人员，要负责管理好本区域的环保设施，发现问题及时向上一级环保管理人员汇报；同时要注意新出现的环保问题，协助上级环保管理人员落实相应措施。

8.1.3资料建档

企业应建立详细、全面的基础资料及数据档案，具体内容为：

（1）国家地方颁发的有关环保标准、环保法律法规及主管部门下发的文件；

（2）环境保护及污染防治措施的设计资料，设计图纸及使用说明书，操作方法、运行状况及维护等方面的详细资料；

（3）企业各污染源的例行监测资料。

（4）建设项目环境影响评价报告及批复文件、项目验收报告、污染指标考核资料等。

8.1.4培训计划

（1）对所有职工进行环保法律、法规教育，提高其环境保护意识；

（2）对有关专职、兼职环保管理和环保设施操作人员进行环境保护设施的正确操作、安全运行及维护检修等方面的培训，包括环保设施性能、作用，运行的标准化作业程序、维修方法，设备安全、作业人员健康保护，环境保护一般常识等；

（3）环保管理专职人员应具备环保法律、法规，清洁生产审核的方法，以及环境保护方面的专业知识；

（4）企业领导应了解环境保护法律、法规；环境保护与经济可持续发展战略的意义及内容；清洁生产的意义和作用等方面的专业知识。

8.1.5 环境管理计划

8.1.5.1 施工期

（1）施工期环境管理要求

1）拟定施工期的环境保护计划，对施工期产生的施工机械废气、施工扬尘、生活污水、生活垃圾、施工垃圾、噪声等应进行有效处理，对施工噪声应尽可能控制，对工程造成的绿地破坏应尽快恢复，对基础资料收集、整理、存档。

2）因地制宜利用各种形式宣传环境保护，提高施工人员环境意识。

3）环境管理人员与施工、质量管理人员密切配合，严格跟踪建设期环保管理“三同时”各项要求。

4）环境管理人员要参与建设项目的建设全过程，从可研、设计到施工。

5）建设项目运行前，应全面检查施工现场环境恢复情况，保证达到环保有关要求。

6）加强企业内部环保部门的联系，以便更好地履行环境管理职责。

（2）施工期环境监控计划

在工程建设施工阶段，应按照濮阳市生态环境局的有关规定，在工程开工前根据地方管理要求向工程所在地生态环境分局申报该项目的项目名称、施工场所和期限以及可能产生的环境影响及拟采取的污染防治措施。施工过程中注意保护现场周围环境，防止或减轻粉尘、噪声、废水、振动等对周围居民的危害。日常工作中应接受环保管理部门的监督检查，落实环保措施，切实做到“三同时”，同时应注意发现未预见的其他不利环境的影响，及时采取防范措施。

在项目竣工时，主动并及时开展竣工验收，对应采取的环保措施及相应的环境影响评价报告书进行验收，形成竣工验收报告，对验收中查出的问题限期解决并全流程进行信息公开。

（3）施工期环境管理的范围和内容

施工期环境管理的范围一般包括工程施工区域和施工影响区域。环境管理包含的主要内容如下：

本项目施工期环境管理监督内容见表8.1-2。

表8.1-2　施工期环境管理内容

重点地段	重点管理内容	目的
管线道路沿线农田	1.是否严格执行了“分层开挖、分层堆放、分层回填”； 2.施工作业场地设置是否合理，施工、运输车辆是否按指定路线行驶； 3.施工人员是否超越施工作业带施工； 4.施工人员是否超越施工活动范围； 5.垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理； 6.施工结束后临时用地是否彻底恢复。	减少土壤和农作物破坏
管线道路沿线植被	1.减少管道穿越对植被造成的损坏； 2.是否超越施工作业带施工； 3.施工是否利用现有便道。	保护道路沿线植被，减少损失
村庄敏感点	1.施工噪声对居民的影响； 2.施工路段是否定时洒水； 3.粉状材料堆放时是否覆盖； 4.施工物料远离居民水井，储存地是否有防渗措施。	防止施工噪声影响居民正常生活；减少施工扬尘对居民的影响；防止施工设备用油污染村民水井

8.1.5.2运营期

根据有关规定，为确保该项目环境保护工作的实施，濮城采油厂设置了环境管理机构，其基本任务是负责组织、制定、落实监督厂区的环境保护管理制度和环境保护规划，检查环境监测计划的落实情况、污染源调查及建档、环境统计工作，进行必要的环境教育、技术培训和技术攻关等。

（1）项目竣工后，建设单位及时组织验收，检查各项环保措施是否落实。

（2）加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转。

（3）配合环境监测机构实施环境监测计划。

（4）执行各项环境制度。

（5）更换新型加热炉，安全、设计、环保、安装等要求应满足《水套加热炉通用技术要求》（GB/T33840—2025）（2025年11月1日实施）要求。

8.2 环境监测计划

环境监测是企业环境管理的重要组成部分，既是掌握内部生产工艺过程三废污染物排放浓度和排放规律，正确评价环保设施净化效率，制定控制和治理污染方案

的有效依据，也是建立健全环保监测制度与计划，预防环境污染，强化风险事故防范以及保护环境的重要手段。建设单位认真履行环境监测计划，主要包含污染源监测和环境质量监测。

污染源监测的主要任务是对废气、噪声、废水等进行检测。环境质量监测的主要任务是对土壤、地下水、环境空气等进行检测。根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017）《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）制定了自行监测计划，主要内容见表8.2-1。

表8.2-1 环境监测工作内容一览表

要素		监测点位	检测项目	检测频次	执行标准
污染源检测	无组织废气	5#扩站、100#计量站、158-6井	非甲烷总烃	1次/季度	非甲烷总烃：《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）
	噪声	5#扩站、100#计量站、158-6井等典型井场	等效A声级	1次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）
	采出水	5#扩站采出水处理后	含油量、悬浮物含量、粒径中值	1次/年	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）
环境质量监测	环境空气	户部寨、濮城镇	非甲烷总烃	1次/半年	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准
	地下水	依托现有的10个例行地下水监测点位，定期对地下水进行跟踪监测	pH、耗氧量、氨氮、石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬	2次/年	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类标准
	土壤	5#扩站、100#计量站、158-6井等井场以及周围耕地	石油类、石油烃（C_6~C_9）、石油烃（C_{10}~C_{40}）、砷、六价铬	1次/年	《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）》

8.3排污许可管理

根据《排污许可管理办法》（生态环境部令第32号），本项目应严格按照相关排污许可证改革的要求，在本项目取得环境影响评价审批意见后，排污单位应当在

实际排污行为发生之前，向其生产经营场所所在地设区的市级以上地方人民政府生态环境主管部门申请取得排污许可证。应将项目建设内容、产品方案、建设规模、采用的工艺流程、工艺技术方案、污染防治措施、环保设施和治理措施、各类污染物排放总量、在线监测和自主监测要求、环境安全防范措施、环境应急体系和应急设施等，全部按装置、设施载入排污许可证。企业在设计、建设和运营过程中，需按照排污许可证管理要求进行监测和申报，发生变更应及时进行申报，重大变更应重新进行环境影响评价和申请许可证变更，积极配合环保管理部门的监督核查。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，濮城采油厂 2025 年 8 月 19 日重新申请办理排污许可，并取得排污许可证，在运行过程中根据实际情况进行变更，排污许可编号（编号：91410900719176285H002U），有效期为：2025 年 8 月 19 日 至 2030 年 8 月 18 日，本项目不涉及新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号 2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，本项目继续沿用濮城采油厂已有排污许可证。

8.4 项目“三同时”一览表

根据《中华人民共和国环境保护法》规定，建设项目污染防治设施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投入运行，本项目为改扩建项目，建设单位应尽快落实本环评中提出的各项整改措施，“三同时”具体实施计划为：

（1）环境监测部门对项目正常生产各排污口排放的污染物浓度进行检测；

（2）本项目所涉及的各项环保措施必须按照“三同时”的要求落实到位，各项环保措施“三同时”验收项目见表8.4-1。

表8.4-1　环保措施“三同时”验收一览表

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
施工期	废水	钻井废水	通过密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理	/	经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排
		洗井废水		/	
		废射孔液		/	

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
		压裂返排液		/	
		管道试压废水		/	
		生活污水	施工现场设环保厕所，定期清掏用作农肥，不外排	/	不外排
	废气	施工扬尘	场站施工场地设置围挡，定期洒水抑尘	若干	施工场界执行《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）
		施工机械废气	采用达标油品，加强机械或车辆维护	/	
		柴油机废气		/	
		放喷燃烧废气	测试放喷时间较短，且污染物产生量较小，并将随测试放喷结束而消除	/	
		管道焊接、防腐废气	焊接严格执行技术标准，保证焊接质量，选用密封良好的设备、阀门等设备；管线防腐选用无污染、无溶剂的固体涂料	/	
	噪声	机械设备	选择低噪声设备、设备基础减振	/	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值
	固废	废弃水基钻井泥浆	废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	/	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023
		水基钻井岩屑		/	
		废弃油基钻井泥浆	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	/	
		油基钻井岩屑		/	
		落地油	收集后暂存于井场临时危废贮存点，定期委托有资质单位转运及处置	/	
		废机油	进入原油集输流程资源化利用	/	
		废油桶	收集后暂存于井场临时危废贮存点，最终交由有相关处理资质的单位安全处置	/	
		粘油废防渗膜		/	

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
		废弃包装袋	收集后交由资源回收单位处置	/	
		建筑垃圾和施工废料	建筑垃圾作为井场及道路基础的铺设；施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环境卫生主管部门清运	/	
		拆除管线	无害化处理后暂存于物资库综合利用	/	
		生活垃圾	暂存于施工场地临时设置的垃圾桶内，委托当地环境卫生主管部门统一处理	/	
运营期	废气	井场、阀组、站场等设备动静密封点泄漏的无组织烃类气体	采用密闭集输	/	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中规定要求
		清管作业、站场设备检修和超压放空产生的烃类气体	经计量站及各注气井场拟建放散管排放	/	
	废水	油田含油污水、作业废水	依托濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理达标后回注地下开采层	/	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）类标准
	噪声	井场、站场设备噪声	本项目注气井和注二氧化碳气井的注气设备均为撬装式设备，优选低噪声设备，压缩机位于密闭厢体内，墙体配备吸声材料，并采取安装减震垫等减振降噪措施；加压泵优选低噪声设备，采取安装减震垫等减振降噪措施；其他设备设施均优选低噪声设备，采取隔声、减振措施	/	执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准限值
	固废	废弃水基钻井泥浆	废弃水基钻井泥浆和水基钻井岩屑进入“泥浆不落地”处理后由密闭罐收集，由罐车运输至濮阳天地人环保科技股份有限公司进行处置，固液分离后固相用于制砖，液相由密闭罐车拉运至濮一采出水处理站、濮二采出水处理站、濮三采出水处理站处理，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注油层，无外排	/	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
		水基钻井岩屑		/	
		废弃油基钻井泥浆	密闭罐装收集，委托有资质单位拉运、处置	/	

分期	污染类别	污染源	治理措施、设施	数量	治理效果
		油基钻井岩屑		/	
		落地油	收集后暂存于濮三中转站危废贮存库，定期委托有资质单位转运及处置	/	
		含油污泥	经收集后交由有资质单位处置	/	
		粘油废防渗膜	经收集后交由有资质单位处置	/	
		注水残渣	用于调剖回注处理	/	
		清管废渣	经收集后交由有资质单位处置	/	
		废油桶	经收集后交由有资质单位处置	/	
		废机油	进入原油集输流程资源化利用	/	
地下水污染防治			本项目施工期井口区域、井场临时危废贮存点、柴油罐区、泥浆处理区等采用重点防渗；发电机、钻井机设备处、材料暂存区、泵房、初期雨水收集池等采用一般防渗；运营期各井场内仅设置采油设备，无人值守，无地下水污染源，因此井场采取一般防渗	/	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）和《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
环境风险			采取一系列风险防范措施和应急措施，降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响	/	/
生态环境			项目永久性占地补偿、临时用地复耕、生态恢复	若干	/
退役期			作业时严格执行环保措施，控制污染物的外排量，保证“工完料净场地清”等	/	/

8.6 与排污许可证衔接

根据《关于做好环境影响评价制度与排污许可制度衔接相关工作的通知》中相关内容：

（1）“三、环境影响评价审批部门要做好建设项目环境影响报告书(表)的审查，结合排污许可证申请与核发技术规范，核定建设项目的产排污环节、污染物种类及污染防治设施和措施等基本信息；依据国家或地方污染物排放标准、环境质量

标准和总量控制要求等管理规定，按照污染源源强核算技术指南、环境影响评价要素导则等技术文件，严格核定排放口数量、位置以及每个排放口的污染物种类、允许排放浓度和允许排放量、排放方式、排放去向、自行监测计划等与污染物排放相关的主要内容”。

（2）“六、建设项目发生实际排污行为之前，排污单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。环境影响报告书（表）2015 年 1 月 1 日（含）后获得批准的建设项目，其环境影响报告书（表）以及审批文件中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证。建设项目无证排污或不按证排污的，建设单位不得出具该项目验收合格的意见，验收报告中与污染物排放相关的主要内容应当纳入该项目验收完成当年排污许可证执行年报。”

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》要求，濮城采油厂 2025 年 8 月 19 日重新申请办理排污许可，并取得排污许可证，在运行过程中根据实际情况进行变更，排污许可编号（编号：91410900719176285H002U），有效期为：2025 年 8 月 19 日 至 2030 年 08 月 18 日，本项目不涉及新建加热炉，污染物排放口位置、排放方式、排放去向、种类、排放量及排放浓度均未发生变化，根据《排污许可管理条例》（中华人民共和国国务院令第 736 号 2021 年 3 月 1 日施行）第十五条要求，本项目继续沿用濮城采油厂已有排污许可证。建设单位制定了年度监测计划，在排污设施正常运行后修订监测计划。

9 环境影响评价结论

9.1 项目工程概况

项目名称：2026-2028年产能建设项目；

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司濮城采油厂；

建设地点：濮阳市范县、濮阳县；

建设性质：改扩建；

建设内容：部署35口采油井、1口勘探井转为采油井、敷设配套的17.02km单井集输管线；部署4口注水井，敷设配套的4.57km注水管线；部署4口注气井，其中新钻1口（注天然气），2口由采油井转为注气井（注天然气），1口由注水井转为注气井（注二氧化碳），同时建设4口注气井配套的地面集输工程，包括敷设6.05km注气（天然气）管线，0.42km低压注气（二氧化碳）管线；对区域内计量站等站场进行优化改造，包括在濮三中转站、100#计量站、注气井场新增过滤、增压等配套设备；新建1座5#扩站，包含分离流程、采出水处理流程；开展采出水系统升级改造，对南五注水干线、南四注水干线、老旧注水支线和单井注水管线进行升级改造或原路由更换，支干线管线改造20.05km，单井注水管线改造54.65km；同时新建10.2km井场道路，以及其他配套供电、通信、自控等工程。

投资规模：15.64亿元；

工作进度：2026年～2028年。

9.2 环境质量现状

9.2.1环境空气

项目所在区域内空气污染因子PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3部分因子不满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单中二级标准的要求，判定项目所在区域为不达标区。非甲烷总烃满足《大气污染物综合标准详解》中规定的小时均值2.0mg/m^{3}要求。监测点位TSP日均值满足国家《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及修改单中的二级标准。项目所在地区环境空气质量总体状况良好。

9.2.2地表水环境

2024年1月~2024年12月，濮阳市一支渠（金堤河子路堤桥）监测断面高锰酸盐指数、总磷均满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV类水体标准要求。2024年2月氨氮浓度最大值超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中IV类水质要求，超标率为13%。超标原因是农村生活污水、农业面源的污染严重，上游及支流来水水质不稳定，且断面上游接纳濮阳市第三污水处理厂处理后的尾水，内源污染呈加重趋势，局部河段泥位较深，一支渠及其支流沿岸存在规模化养殖，天然径流匮乏，污净比较高，因此水质情况较差。

9.2.3地下水环境

本项目对项目所在区域的潜水含水层和承压水含水层进行了监测，除部分监测点氟化物、溶解性总固体、总硬度外，其他各项检测因子均满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III类标准限值要求，石油类满足《生活饮用水卫生标准》（GB 5749-2022）III类水质标准（≤0.05mg/L），说明本地区地下水环境质量现状良好。拆标原因主要为背景水文地质，非本项目生产运行导致。

9.2.4声环境

本次评价期间对声环境质量进行了现场监测，声环境质量均满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类区标准要求。

9.2.5土壤环境

通过对项目永久占地内的土壤环境质量现状监测结果可知，各监测因子均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）表1、表2中第二类用地筛选值要求。通过对拟建项目占地外的土壤环境质量现状监测结果可知，区域内耕地土壤中各因子均满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1中其他用地风险筛选值要求。

9.2.6生态环境

本项目全线穿越段为平原区。本项目所在区域多已开辟为农田，人类活动较为频繁。植被以农作物植被为主。评价区域内地段属于半人工的农业生态系统，具有相对

的稳定性及功能完整性，由于人工的有效管理及能量补给，系统可以得到较稳定的维持和发展，具有一定的抗干扰能力。

9.3 污染物防治措施和环境影响

9.3.1环境空气

施工期界外扬尘满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）中无组织排放监控浓度限值；施工期柴油发电机燃烧废气满足《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）限值要求。

本项目大气环境评价等级为二级，经估算预测非甲烷总烃小时值最大浓度贡献值占标率别小于100%，环境影响是可接受的。运营期井场、场站排放的非甲烷总烃厂界《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中4.0mg/m^{3}要求。依托场站加热装置燃烧烟气满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）标准。

9.3.2地表水环境

本项目产生的各类废水均进行了妥善处理，不排入地表水体，不会对地表水环境产生影响。本项目的开发建设在施工期及正常生产情况下，由于采取了较为完善的环境保护措施，对地表水环境产生影响的可能性较小。但在事故状态下，尤其是发生集输管线泄漏的情况下，若发现或处理不及时会对地表水环境产生一定影响，建议对地表水附近的现有油井设置围堰，控制事故情况下影响范围，加强检测、巡检巡视，及时发现问题及时处理，尽量避免事故的发生，降低事故发生后对环境的影响程度和范围。

9.3.3地下水环境

本项目各个阶段均进行了防渗分区防控，在正常且各项环境保护措施落实到位情况下对地下水环境影响较小，但在事故状态下可能对地下水环境造成影响，但在各项地下水污染防控措施及应急措施落实到位的情况下，对地下水环境影响较小。

9.3.4声环境

在采取选用低噪声设备，采用减振、隔声等降噪措施，注意对设备的维护保养适当的降噪措施后，本项目施工期场界噪声部分时段不能满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求，但噪声最远影响范围内没有居民等敏感点分布；运营期各井、站场边界噪声可以满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准要求，不会对周边居民产生明显影响。

9.3.5固体废物

（1）施工期

钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、其他固废（粘油废防渗膜、废弃包装袋、废机油及其包装桶）、建筑垃圾、施工废料、拆除管线以及生活垃圾等，均合规处置。

（2）运营期

本项目运营期产生的固体废物主要包括钻井固废（废弃水基钻井泥浆、水基钻井岩屑、废弃油基钻井泥浆、油基钻井岩屑）、落地油、含油污泥、粘油废防渗膜、各类机械设备更换下来的废机油及其包装桶、注水残渣和清管废渣等，均合规处置。

本项目对施工期和运营期产生的各类固体废弃物均进行了合理的处置，能够实现固废的减量化、资源化和无害化，对环境影响较小。

9.3.6土壤环境

本项目所在地土壤环境现状较好，根据土壤环境影响分析结果，正常工况下本项目对土壤环境的影响较小，非正常工况如产生落地油等，可能会对土壤造成影响，但项目施工过程中均铺设防渗布，落地油不会沾染土壤，因此项目对土壤环境影响较小。

9.3.7生态环境

通过采取本环评要求的生态环境防控措施，使工程对生态环境的影响降低至可接受程度。因此，本项目生产建设对周围生态环境影响小，生态环境质量不会出现明显变化，项目建设是可行的。

9.3.8环境风险

本项目的主要环境风险是各类风险物质的泄漏和火灾爆炸，对区域内的环境空气、地下水环境和生态环境有潜在危害性。在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以降低事故的发生率和事故情况下对周围环境的影响。同时建设单位已建立了较为完善的应急预案，基本上能满足本项目发生突发性事件时应急的需要，环境风险可控。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，增加事故应急监测及事故评估等规定内容并定期演习，避免重大污染事故的发生。

9.4 总量控制

本项目废水依托现有工程处理达标后回用于注水开发，不外排，不涉及水污染物总量控制指标，实施总量控制的指标为大气污染物NO_X、非甲烷总烃。濮城采油厂区块伴生气不含硫，烟气中SO_2未检出，现有工程原油产能为31.26×10^4t/a，NOx排放总量为7.193t/a，VOCs排放量为：25.345t/a。本项目原油产能为10.93×10^4t/a，NOx排放总量为2.514t/a，非甲烷总烃排放量为2.8242t/a。濮城采油厂目前已进入开发末期，地层能量不足，原油产量逐年递减，近三年老井原油产能衰减量为11.05t，衰减率在9.9%～13.3%，本项目产能为10.93×10^4t/a，主要用于弥补现有工程衰减产能，实现稳产的目的。本项目建设完成后，总体产能未增加，污染物排放总量不新增，且未超过下发总量，故无需申请新增总量。

9.5 环境影响经济损益分析结论

该项目的建设，为确保油田的可持续发展、建设百年油田提供了强有力的保证，对保障我国石油供应、发展我国石油化工、繁荣经济、促进改革和社会发展，都将发挥重要的作用。同时，该项目的建设还可以提高项目所在地的税收、增加就业机会、带动当地第三产业的发展，提高当地的生活水平，实现当地经济环境的协调发展。

9.6 信息公开

2025年5月28日，濮城采油厂委托河南油田工程科技股份有限公司（以下简称“油田科技公司”）对濮城采油厂2026-2028年产能建设项目开展环境影响评价工作

（见附件一）。接受委托后，油田科技公司成立了评价工作组，于2025年6月3日在《濮阳生活网》网站上进行了第一次环境影响评价信息公开，征询公众对项目建设的初步意见；2025年6月组织有关技术人员进行现场实地踏勘和调研，收集和研究与项目有关的技术资料；通过对现有工程回顾、现有问题调查、提出以新带老整改措施、对本项目分析、影响预测、措施论证。在征求意见稿完成后，于2025年7月15日在《濮阳热线》网站上发布第二次网络公示，并进行两次报纸公示（河南工人日报）和现场（周围村庄）张贴公示。2025年10月29日在《濮阳生活网》网站上进行了报批前环境影响评价信息公开。在公示期间未收到关于本项目的建议。

9.7 综合结论

综上所述，本项目符合《产业结构调整指导目录（2024年本）》要求，属于鼓励类建设项目。油田产能正常情况下对环境的影响较小，工程施工过程中可能出现的各类风险事故，在相应的污染防治措施、生态保护措施及事故应急措施得以切实有效实施的前提下，能够确保区域环境不受污染。从环境保护角度分析，本项目对生态环境影响可接受，本项目建设是可行的。