

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司

文留采油厂（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

中原油田分公司文留采油厂

评价单位：河南启河环保技术有限公司

二〇二五年十二月



编制单位和编制人员情况表

项目编号	jlljqr		
建设项目名称	中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目		
建设项目类别	05--007陆地石油开采		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂		
统一社会信用代码	91410900719176285H		
法定代表人（签章）	张庆生		
主要负责人（签字）	王纪红		
直接负责的主管人员（签字）	郭保金		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	河南保技环保科技有限公司		
统一社会信用代码	91410100MA47MXN01K		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张闪闪	03520240541000000060	BH044888	张闪闪
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张昭月	概述、总则、碳排放评价、结论与建议、环境质量现状调查与评价、环境经济损益分析、环境管理及环境监测计划	BH048133	张昭月
张闪闪	工程分析、环境影响预测与评价、环境保护措施及其可行性论证、环境风险分析、VOCs专章	BH044888	张闪闪

建设项目环境影响报告书（表） 编制情况承诺书

本单位河南启河环保技术有限公司（统一社会信用代码91410100MA47MXN07C）郑重承诺：本单位符合《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》第九条第一款规定，无该条第三款所列情形，不属于（属于/不属于）该条第二款所列单位；本次在环境影响评价信用平台提交的由本单位主持编制的中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目环境影响报告书（表）基本情况信息真实准确、完整有效，不涉及国家秘密；该项目环境影响报告书（表）的编制主持人为张闪闪（环境影响评价工程师职业资格证书管理号035202405410000000060，信用编号BH044888），主要编制人员包括张闪闪（信用编号BH044888）、张昭月（信用编号BH048133）（依次全部列出）等2人，上述人员均为本单位全职人员；本单位和上述编制人员未被列入《建设项目环境影响报告书（表）编制监督管理办法》规定的限期整改名单、环境影响评价失信“黑名单”。

承诺单位(公章):

2025年9月22日



环境影响评价工程师

Environmental Impact Assessment Engineer

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



姓名：张闪闪
证件号码：110101199102260060
性别：女
出生年月：1991年02月
批准日期：2024年05月26日
管理号：03520240541000000060



河南省社会保险个人参保证明
(2025 年)



单位：元

证件类型	居民身份证		证件号码	412725199102048625		
社会保障号码			姓 名	张闪闪	性别	女
单位名称		险种类型	起始年月		截止年月	
河南启河环保技术有限公司		企业职工基本养老保险	202104		-	
河南启河环保技术有限公司		失业保险	202104		-	
河南启河环保技术有限公司		工伤保险	202104		-	

缴费明细情况

月份	基本养老保险		失业保险		工伤保险	
	参保时间	缴费状态	参保时间	缴费状态	参保时间	缴费状态
	2021-04-01	参保缴费	2021-04-01	参保缴费	2021-04-23	参保缴费
	缴费基数	缴费情况	缴费基数	缴费情况	缴费基数	缴费情况
01	3756	●	3756	●	3756	-
02	3756	●	3756	●	3756	-
03	3756	●	3756	●	3756	-
04	3756	●	3756	●	3756	-
05	3756	●	3756	●	3756	-
06	3756	●	3756	●	3756	-
07	3756	●	3756	●	3756	-
08	3756	●	3756	●	3756	-
09	3756	●	3756	●	3756	-
10	3756	●	3756	●	3756	-
11	3831	●	3831	●	3831	-
12		-		-		-

说明：

- 1、本证明的信息，仅证明参保情况及在本年内缴费情况，本证明自打印之日起三个月内有效。
- 2、扫描二维码验证表单真伪。
- 3、●表示已经实缴，△表示欠费，○表示外地转入，-表示未制定计划。
- 4、工伤保险个人不缴费，如果工伤保险基数正常显示，-表示正常参保。
- 5、若参保对象存在在多个单位参保时，以参加养老保险所在单位为准。

打印时间：2025-11-26



统一社会信用代码
91410100MA47MXN07C

营业执照

(副本) (1-1)



扫描二维码登录
'国家企业信用
信息公示系统'
了解更多登记、
备案、许可、监
管信息。

名称 河南启河环保技术有限公司

类型 有限责任公司(自然人独资)

法定代表人 吕宝玉

经营范围

一般项目：环保咨询服务；资源再生利用技术研发；技术服务、技术开发、技术咨询、技术交流、技术转让、技术推广；余热余压余气利用技术研发；资源循环利用服务技术咨询；非常规水源利用技术研发；安全咨询服务；环境保护监测；土壤污染治理与修复服务；土壤环境污染防治服务；环境保护专用设备制造；环境保护专用设备销售；农业面源和重金属污染防治技术服务；节能管理服务；运行效能评估服务；合同能源管理；水土流失防治服务；水利相关咨询服务；环境应急治理服务；水环境污染防治服务；大气污染防治；土地调查评估服务；土地整治服务；社会稳定风险评估；农林废物资源化无害化利用技术研发；大气环境污染防治服务；生态环境监测及检测仪器仪表销售；水资源管理；大气污染监测及检测仪器仪表销售；碳减排、碳转化、碳捕捉、碳封存技术研发；森林固碳服务；燃煤烟气脱硫脱硝装备销售；新型催化材料及助剂销售；建筑废弃物再生技术研发；生态资源监测；水质污染监测及检测仪器仪表销售；环境应急检测仪器仪表销售；气体、液体分离及纯净设备销售；卫星遥感应用系统集成；工程管理服务；光污染治理服务；污水处理及其再生利用；土壤及场地修复装备销售；噪声与振动控制服务；生态恢复及生态保护服务；防洪除涝设施管理；气候可行性论证咨询服务；环境应急技术装备销售（除依法须经批准的项目外，凭营业执照依法自主开展经营活动）

注册资本 壹佰万圆整

成立日期 2019年11月06日

住所 河南省郑州市高新技术产业开发区
长椿路国家大学科技园西区孵化
1号楼6层602

登记机关



2025 年 10 月 1 日

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司

文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目环境影响报告书修改说明

专家评审意见	修改内容说明
一、项目概况 1、完善项目建设由来和编制依据；完善各站点（中转站、计量站、集输站、污水处理站）主要设施及功能（包括各站点之间的关系）；核实各站水套加热炉参数及运行情况；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产能及对应污染物变化情况。 2、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；补充油田开发以来环境影响回顾性评价，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。 3、细化本次依托现有工程内容；完善新钻井、侧钻井和油气集输等工程内容介绍，细化各项工程建设时序安排，明确每年度产能建设计划；细化单井钻井工程主要原辅材料消耗，完善压裂液组分及其理化性质，细化水平衡；按照工程内容对应完善新增生产设施设备。 4、补充施工平面布置图，完善施工组织方案；补充新建油气集输工程管道设计参数（压力、管径、材质）；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；补充注气站对应采出油气集、输工艺介绍。 5、完善每年度各项工程临时、永久占地面积，校核土石方平衡；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。补充项目井场、管线等选址选线比选方案内容。	1、项目建设由来和编制依据（详见 P1-1~P1-2）；各站点（中转站、计量站、集输站、污水处理站）主要设施及功能（包括各站点之间的关系）（详见 P3-8~P3-14）；各站水套加热炉参数及运行情况（详见 P3-7~P3-8）；各年度产能递减率、油水含水量变化情况（详见 P3-4），现有工程每年度产能及对应污染物变化情况（详见 P3-15~P3-23）。 2、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（详见 P3-15~P3-24），核实现有工程污染物排放总量（详见 P3-56~P3-57）；补充油田开发以来环境影响回顾性评价（详见 P3-31~P3-49），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（详见 P3-57）。 3、细化本次依托现有工程内容（详见 P3-97~P3-103）；完善新钻井、侧钻井和油气集输等工程内容介绍（详见 P3-89~P3-90），细化各项工程建设时序安排，明确每年度产能建设计划（详见 P3-58）；细化单井钻井工程主要原辅材料消耗（详见 P3-82~P3-83），完善压裂液组分及其理化性质（详见 P3-87~P3-88），细化水平衡（详见 P3-93）；按照工程内容对应完善新增生产设施设备（详见 P3-88、P3-91~P3-92）。 4、补充施工平面布置图（详见 P3-86），完善施工组织方案（详见 P3-95~P3-97）；补充新建油气集输工程管道设计参数（压力、管径、材质）（详见 P3-89~P3-90）；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（详见 P3-113~P3-117）；补充注气站对应采出油气集、输工艺介绍（详见 P3-114~P3-117）。 5、完善每年度各项工程临时、永久占地面积，校核土石方平衡（详见 P3-94~P3-95）；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（详见 <u>P3-173~P3-176</u> ）。补充项目井场、管线等选址选线比选方案内容（详见 <u>P2-73~P2-74</u> ）。
二、产业政策	专家认为项目建设符合国家产业政策要求，但还需完善与油田开发规划及相关政策文件相符性分析。	专家认为项目建设符合国家产业政策要求，但还需完善与油田开发规划及相关政策文件相符性分析（详见 <u>P2-62~P2-64</u> ）。
三、厂址选择及区域环境情况	1、专家认为还需细化调查本次工程各类管线和井场周围环境保护目标分布情况，补充相关示意图。 2、专家认为还需完善生态、地下水、土壤现状调查评价内容。	1、专家认为还需细化调查本次工程各类管线和井场周围环境保护目标分布情况，补充相关示意图（详见 <u>P2-28~P2-49</u> ）。 2、专家认为还需完善生态、地下水、土壤现状调查评价内容（详见 <u>P4-23、P4-42、P4-44~P4-47</u> ）。
四、工程分析与污染防治措施	（一）废水 1、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。 2、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。	（一）废水 1、完善每年度钻井废水产生量（详见 <u>P3-125</u> ），细化钻井废水(完钻后废弃泥浆上清液)处置方案（详见 <u>P3-125~P3-127</u> ）。 2、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（详见 <u>P3-158~P3-159</u> ）。
	（二）废气 专家认为还需核实各年度新增产能依托现有设施新增燃料废气产排情况，完善新增油气产能及站点 VOCs 无组织排放量。	（二）废气 专家认为还需核实各年度新增产能依托现有设施新增燃料废气产排情况，完善新增油气产能及站点 VOCs 无组织排放量（详见 <u>P3-138~P3-153</u> ）。
	（三）噪声 专家认为需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。	（三）噪声 专家认为需核实钻井期高噪声设备及数量（详见 <u>P3-128~P3-129</u> ）、注气压缩机位置，完善降噪措施（详见 <u>P5-134、P5-137~P5-138、P6-3~P6-4</u> ）。
	（四）固体废物 1、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，补充资质、能力等相关附件。 2、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。 3、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。	（四）固体废物 1、核算每年度废弃钻井泥浆、岩屑产生量（详见 <u>P3-130~P3-131</u> ），细化依托处置方案及可行性分析，补充资质、能力等相关附件（详见 <u>P3-131~P3-132、附件 11</u> ）。 2、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（详见 <u>P3-130~P3-131</u> ）。 3、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（详见 <u>P3-111~P3-159、P3-162</u> ）。

	（五）地下水 专家认为需细化钻井各阶段采取的地下水防护措施。	（五）地下水 专家认为需细化钻井各阶段采取的地下水防护措施（详见 P6-7~P6-9）。
五、环境影响	（一）大气 专家认为还需结合核实后的废气源强，完善大气环境影响分析内容。	（一）大气 专家认为还需结合核实后的废气源强，完善大气环境影响分析内容（详见 P5-12~P5-14）。
	（二）地表水 还需结合本次产能建设情况，完善废水依托现有污水处理措施可行性分析。	（二）地表水 还需结合本次产能建设情况，完善废水依托现有污水处理措施可行性分析（详见 P6-19~P6-20）。
	（三）噪声 专家认为需结合井场周边敏感点的分布特点，强化噪声控制措施，完善施工期及注气压缩机噪声预测内容。	（三）噪声 专家认为需结合井场周边敏感点的分布特点，强化噪声控制措施，完善施工期及注气压缩机噪声预测内容（详见 P5-137~P5-138）。
	（四）地下水 1、结合工程建设特点，核实本次地下水调查评价范围。 2、完善区域水文地质条件介绍，校核渗透系数等预测参数，补充完善情景设置，完善地下水环境影响分析。	（四）地下水 1、结合工程建设特点，核实本次地下水调查评价范围（详见 P5-25）。 2、完善区域水文地质条件介绍，校核渗透系数等预测参数（详见 P5-76），补充完善情景设置（详见 P5-95~P5-97），完善地下水环境影响分析（详见 P5-99~P5-124）。
	（五）土壤 1、完善评价等级判定依据； 2、根据行业污染特点和评价等级要求，完善土壤环境影响分析有关内容。	（五）土壤 1、完善评价等级判定依据（详见 P5-139~P5-142）； 2、根据行业污染特点和评价等级要求，完善土壤环境影响分析有关内容（详见 P5-142~P5-146）。
	（六）生态环境 1、完善项目影响区域内的基本农田保护措施，结合项目施工进度安排，明确生态复垦措施和时序要求。 2、完善退役期生态恢复措施。 3、补充完善水土流失保护措施。	（六）生态环境 1、完善项目影响区域内的基本农田保护措施，结合项目施工进度安排，明确生态复垦措施和时序要求（详见 P6-13~P6-15）。 2、完善退役期生态恢复措施（详见 P6-39）。 3、补充完善水土流失保护措施（详见 P6-12~P6-13）。
六、环境风险	专家认为还需细化各站点、管线环境风险防范措施，完善注气压缩机等点位环境风险防范措施。	专家认为还需细化各站点、管线环境风险防范措施，完善注气压缩机等点位环境风险防范措施（详见 P7-28~P7-30）。
七、总量控制	专家认为需核算各年度废气污染物排放总量。	专家认为需核算各年度废气污染物排放总量（详见 P3-138~P3-169、P3-190）。
八、其他问题	1、完善环境管理、污染物排放清单、应急监测及自行监测计划；完善“三笔账”计算。	1、完善环境管理（详见 P9-2~P9-4）、污染物排放清单（详见 P9-6~P9-8）、应急监测及自行监测计划（详见 P7-7~P7-8、P9-10）；

	2、核实项目环保投资，完善“三同时”验收一览表；完善附图附件。	完善“三笔账”计算（<u>详见 P3-170~P3-172</u>）。 2、核实项目环保投资，完善“三同时”验收一览表（<u>详见 P6-42~P6-45</u>）；详见附图附件。

关于《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目环境影响报告书》专家复核意见

2025年10月29日，濮阳市生态环境局组织专家对《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目环境影响报告书》进行评审，专家提出了本报告的修改意见，环评单位（河南启河环保技术有限公司）修改后经专家再次审核，经沟通后认为本报告已修改到位，能够满足审批的技术条件，同意按照程序上报。

专家组长：张新

2025年12月1日

目 录

第 1 章 概述	1-1
1.1 项目背景	1-1
1.2 建设项目工程特点	1-2
1.3 建设项目环境特点	1-3
1.4 环境影响评价的工作过程	1-4
1.5 关注的主要环境问题及环境影响	1-5
1.6 分析判定情况	1-7
1.7 环境影响评价的主要结论	1-9
第 2 章 总则	2-1
2.1 编制依据	2-1
2.2 评价对象	2-10
2.3 评价目的和原则	2-11
2.4 环境影响识别与评价因子筛选	2-11
2.5 环境影响评价执行标准	2-13
2.6 评价工作等级	2-19
2.7 评价范围及环境保护目标	2-26
2.8 专题设置	2-50
2.9 产业政策相符性分析	2-50
2.10 与相关法律法规、规章、政策等相符性分析	2-51
2.11 与相关规划、区划相符性分析	2-66
2.12 选址合理性分析	2-73
第 3 章 工程分析	3-1
3.1 现有项目工程分析	3-1
3.2 拟建项目工程分析	3-57
第 4 章 环境质量现状调查与评价	4-1

4.1 自然环境概况	4-1
4.2 环境质量现状调查与评价	4-6
4.3 环境质量现状评价小结	4-50
第 5 章 环境影响预测与评价	5-1
5.1 大气环境影响预测与评价	5-1
5.2 地表水环境影响分析与评价	5-17
5.3 地下水质量影响分析与评价	5-23
5.4 噪声环境影响分析与评价	5-130
5.5 土壤环境影响分析与评价	5-139
5.6 固体废物环境影响分析与评价	5-147
5.7 生态影响分析与评价	5-156
第 6 章 环境保护措施及其可行性论证	6-1
6.1 施工期环境保护措施及其可行性	6-1
6.2 运营期环境保护措施及其可行性	6-15
6.3 退役期环境保护措施及其可行性	6-38
6.4 拟建项目“三同时”验收及环保投资估算	6-40
第 7 章 环境风险评价	7-1
7.1 评价思路	7-1
7.2 现有工程环境风险回顾性评价	7-2
7.3 本项目环境风险评价	7-9
7.4 评价结论与建议	7-48
第 8 章 环境经济损益分析	8-1
8.1 环境经济损益分析的目的	8-1
8.2 社会效益分析	8-1
8.3 经济效益分析	8-1
8.4 环保投资及效益分析	8-1

8.5 生态环境效益分析	8-3
8.6 小结	8-3
第 9 章 环境管理及环境监测计划	8-1
9.1 环境管理	9-1
9.2 污染物排放管理	9-6
9.3 环境监测	9-8
9.4 竣工环境保护验收	9-11
第 10 章 碳排放评价	10-1
10.1 核算边界	10-1
10.2 排放源	10-1
10.3 核算方法	10-3
10.4 核算结果	10-7
10.5 温室气体减排措施建议	10-7
第 11 章 VOCs 专章	11-1
11.1 VOCS 污染因子产、排情况分析	11-1
11.2 VOCs 污染因子环境影响预测	11-1
11.3 VOCs 污染因子污染防治措施	11-1
11.4 拟建项目 VOCs 治理与相关文件、标准要求相符性分析	11-2
第 12 章 结论与建议	12-1
12.1 项目概况	12-1
12.2 环境质量现状	12-1
12.3 污染物产生及处理措施可行性分析	12-2
12.4 主要环境影响分析	12-7
12.5 环境风险分析	12-10
12.6 环境经济效益分析	12-11
12.7 环境管理与监测计划	12-11

12.8 公众意见采纳情况	12-11
12.9 评价结论	12-11
12.10 建议	12-12

附图：

- 附图 1 文留采油厂地理位置图
- 附图 2 区域地表水系图
- 附图 3 文留采油厂开采区域与彭楼水源保护区关系图
- 附图 4 现状监测点位图
- 附图 5 现有钻井及站场分布图
- 附图 6 拟建项目井位图
- 附图 7 拟建项目临近地下水源分布图
- 附图 8 评价范围内土地利用现状图
- 附图 9 评价范围内土壤类型图
- 附图 10 评价范围内植被类型图
- 附图 11 现状照片

附件：

- 附件 1 委托书
- 附件 2 采矿证明
- 附件 3 现有工程环评批复
- 附件 4 排污许可证
- 附件 5 突发环境事件应急预案备案表
- 附件 6 注水残渣（污泥）急性毒性筛选报告
- 附件 7 注水残渣（污泥）浸出毒性鉴别报告

附件 8 钻井泥浆浸出毒性鉴别报告

附件 9 钻井废弃物固体废物鉴别报告

附件 10 环境质量现状监测报告

附件 11 水基钻井固废依托处置单位环保手续

附件 12 技术评审意见及专家签到表

附表：

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

第 1 章 概述

1.1 项目背景

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂是中国石油化工股份有限公司中原油田分公司下属的一个分支机构，由原采油一厂和原采油四厂于 2018 年 11 月合并后更名而来。文留采油厂位于河南省濮阳县域内，主要从事采油、注水、集输等工作。

文留采油厂下辖文留油田，文留油田构造位于东濮凹陷中央隆起带文留构造内，由文中、文东、文南三个油田组成，主要含油层古近系沙河街组沙二下、沙三上和沙三中亚段，属多类型复杂断块油气藏。1979 年以来文留油田陆续投入开发。截至 2024 年底，文留采油厂现有总井数 2865 口，其中油井 1528 口（开井 1126 口），注水井 1337 口（开井 761 口）；管辖中转站 3 座、注水站 53 座、计量站 146 座、输油管线 666.8km，采出水处理站 3 座。

为实现稳定发展和扭亏脱困的核心目标，文留采油厂以增加储量为中心，紧紧围绕“增储、治理、补能、提效”八字方针，加强富油区周边及岩性、致密油气藏研究力度，拓资源、增储量；深化油藏研究、精水驱、提产能、控含水、降递减，降盈亏平衡点，全面提升文留油田效益开发水平，从而确保高质量完成“十五五”规划部署。为应对以上工作要求，中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（以下简称“文留采油厂”）拟实施“中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目”，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。

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目计划在东濮凹陷河南省濮阳开采区域投资 118000 万元，在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺 $20.4711 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 3591m），均为新建井场；侧钻井总进尺 $8.7305 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 727m），依托现有井场建

设；新增原油产能共计 23.567 万 t。同时配套建设集输管线约 20.66km，新建道路 35.1km。本次未计划天然气勘探开发方案，天然气产能保持现状不变。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），“5、石油和天然气开采业”中规定“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设）应编制报告书”。文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目在原有东濮凹陷河南开采区域采油，不新增区块，但项目建设影响范围涉及环境敏感区（第三条以居住、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公为主要功能的区域），因此，应编制环境影响报告书。

受中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂的委托，河南启河环保技术有限公司承担了“中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目”的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。评价单位接受委托后，对拟建项目所在地的环境进行了现场踏勘、环境调查与监测、在收集现有工程资料并进行调查和工程分析的基础上，按照国家、河南省和行业有关法律、法规规定及环评技术导则要求，编制完成了本项目环境影响报告书。

在本报告书编制的过程中，得到了濮阳市生态环境局及濮阳县分局等的大力支持和配合，在此一并表示感谢！

1.2 建设项目工程特点

根据现场勘查以及对拟建项目建设内容、生产工艺分析，拟建项目具有以下特点：

（1）拟建项目为改扩建项目，建设地点主要位于东濮凹陷河南开采区域濮阳县境内文留采油厂现有开采区域。拟建项目公用工程及辅助工程全部依托现有工程。

（2）拟建项目主要目的为开采石油，属于《产业结构调整指导目录（2024 年）》中鼓励类“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然

气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

（3）拟建项目属于石油开采，在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺 $20.4711 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 3591m），均为新建井场；侧钻井总进尺 $8.7305 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 727m），依托现有井场建设；新增原油产能共计 23.567 万 t。同时配套建设集输管线约 20.66km，新建道路 35.1km。

（4）拟建项目施工期、运营期及退役期产生的废水、废气、固废等均通过合理有效的措施处理后可实现达标排放。

（5）拟建项目涉及石油勘探开发、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。通过切实做好输油管线的检测工作，采用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；提高落地油回收率，并及时处理落地油污染的土壤等措施，在确保环境风险防范措施落实的基础上，拟建项目环境风险水平是可以接受的。

1.3 建设项目环境特点

1.3.1 项目位置

拟建项目不开采新区块，位于现有东濮凹陷河南开采区域濮阳县境内，主要涉及濮阳县文留镇。开采区内主要环境体系由农田、村庄、水系等构成。成片村庄零散分布在整个开采区，与采油厂设施（油水井及原油处理设施）交错在一起。现有原油处理设施（计量站、联合站、集输干线）全部布置在远离主要河道、水源地、文物古迹等敏感目标以外的农田区域内。所有油水井布置在农田区域内，无油水井布置在金堤河河道滩区、水源地保护区地带内。

1.3.2 水系特征

1.3.2.1 地表水系

文留采油厂勘探开发建设的过程中产生的废水经现有采出水处理系统处理达标后全部回注，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。根据濮阳市生态环境局发布的濮阳市环境质量月报，金堤河宋海桥断面 2024 年除 2 月、9 月外，其余月份水质状况可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准要求。

1.3.2.2 饮用水源

根据《河南省濮阳市城市饮用水水源地环境保护规划》及《河南省濮阳市地下饮用水源地调整及保护区划分技术报告》和《河南省人民政府关于调整部分集中式饮用水水源保护区的通知》，文留采油厂开采区域内不涉及濮阳市水源地保护区，拟建项目均不在濮阳县乡镇集中式饮用水水源地保护范围内，距离本项目井场最近的饮用水源井为文留镇集中式饮用水水源地 3--5 井，约 190m，不在其保护范围内。

1.3.3 环境空气

2020 年-2024 年濮阳市 PM_{2.5} 年均浓度、PM₁₀ 年均浓度、O₃ 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。

根据环境空气现状监测结果，各监测点所测得非甲烷总烃浓度值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中限值（2.0mg/m³）要求，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

1.4 环境影响评价的工作过程

建设项目环境影响评价工作一般分为三个阶段，即前期准备、调研和工作方案阶段；分析论证和预测评价阶段以及环境影响评价文件编制阶段。环境评价工作程序见图 1.4-1。

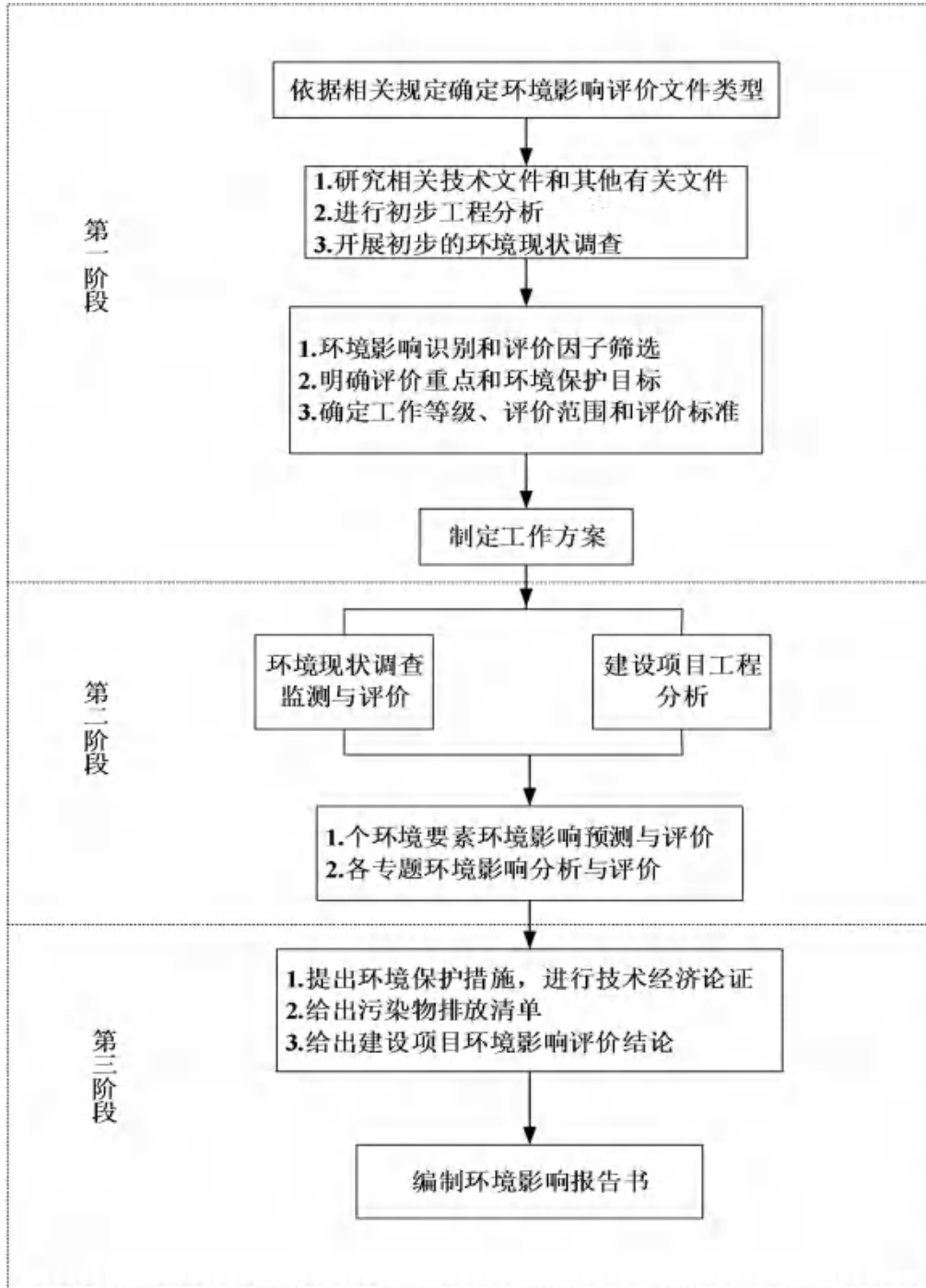


图 1.4-1 环境影响评价工作程序示意图

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

建设项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

（1）废气：拟建项目施工期会产生施工扬尘、施工废气及焊接烟尘等大气污染物；运营期主要为井场无组织废气及站场加热炉燃料燃烧废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

（2）废水

施工期废水主要包括固液分离出的钻井废水、施工作业废水、管道清管试压废水、压裂返排液及生活污水。钻井废水、施工作业废水、管道清管试压废水、压裂返排液由罐车就近拉运至文一/文二/文三采出水处理站，处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中水质主要控制指标要求，回用于油田注水开发，不外排；生活污水排入移动式环保厕所，定期清运。

运营期废水主要包括采出水、井下作业废水，依托文一/文二/文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）表 1 中水质主要控制指标要求后，回注地层，用于油田注水开发，不外排。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性。

退役期集油管线清理过程中会产生清管废水，收集后经文一/文二/文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）表 1 中水质主要控制指标要求后，回注地层，用于油田注水开发，不外排。

（3）固体废物

施工期固体废物主要有水基钻井固废、油基钻井固废、建筑垃圾及施工废料、生活垃圾、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、落地油、油泥砂等。拟建项目采用“泥浆不落地工艺”，水基钻井固废委托中原油田分公司油气加工技术服务中心处置，处置后用于制砖或铺垫井场；建筑垃圾及施工废料能回收利用部分回收利用，剩余废料由施工单位清运；生活垃圾贮存在垃圾桶内，由中原油田物业服

务中心统一处理。油基钻井固废、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、落地油、油泥砂属于危险废物，收集后暂存至现有危险废物暂存间，定期委托有资质单位处理处置。

运营期固体废物主要有油泥砂及落地油、废润滑油及油桶、注水残渣。废润滑油及油桶、油泥砂、落地油全部暂存于现有危险废物暂存间，定期委托有资质单位处理处置。注水残渣属于一般固体废物，作为调剖剂回注。

退役期固体废物主要有废弃设备及建筑垃圾、油泥沙。其中废弃设备及建筑垃圾应集中清理分类收集，能回收利用的回收利用，不能回收利用的外运至环卫部门指定地点处理；少量油泥砂（含落地油、清管废渣等），及时委托有资质单位处理，不外排。

环评中主要关注钻井固废、油泥砂等处理方式的可行性。

（4）噪声：施工期噪声污染源主要是钻机、泥浆泵、挖掘机、推土机等；运营期主要是抽油机、压缩机等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

（5）环境风险：施工期环境风险主要是钻井过程中的井喷、井漏事故；运营期环境风险主要是输油管线泄漏并引发火灾、爆炸事故。环评中主要关注泄漏、火灾爆炸等突发环境事件的环境影响。

1.6 分析判定情况

1.6.1 政策符合性分析

拟建项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”中“第七条石油、天然气”中“第 1 款常规石油、天然气勘探与开采”的范畴，属于鼓励类项目。

拟建项目采用清洁生产工艺和技术，废水全部回注地层，均不外排；工业固体废物资源化及无害化处置达到 100%。项目的建设符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 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》（环办环评函[2019]910 号）的相关要求。

1.6.2 选址符合性分析

拟建项目尽可能依托老井场，减少土地占用；选址区内油藏丰富；新建井场及新建管线不涉及生态保护红线、饮用水水源保护区。占用基本农田时，根据《基本农田保护条例》及《中华人民共和国土地管理法》要求办理相关手续。评价范围内无国家及省级重点、珍稀濒危保护野生动植物分布。选址选线基本合理。

1.6.3 规划符合性分析

拟建项目开发区域位于河南省濮阳市濮阳县境内，项目的建设符合《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号）、《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 号）、《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）等的要求。

1.6.4 “三线一单”符合性分析

文留采油厂不属于高耗能、高污染、装备水平低、环保设施差的企业；项目不在划定的生态保护红线区范围内，不涉及自然保护区；拟建项目不涉及饮用水源保护区；拟建项目距离海岸线较远，不会损害海岸地形地貌和生态环境的活动；拟建项目采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中水质主要控制指标要求后回注地层用于油田注水开发，不外排；拟建项目不涉及燃煤设施；拟建项目采取遮盖、设置围栏、及时清运、洒水抑尘等措施尽量减少施工扬尘排放；拟建项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期；文留采油厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前已经有 1 套成熟的环境风险应急预案；拟建项目对施工期和运营期产生的废水进行合理的治理和综合利用，以先进工艺、设备对污水储存和处理，尽可能从源头上减少了污染物泄漏的可能性和泄漏量，并提出了相应的土壤环境保护措施；拟建项目针对废弃井场、管线等

相关构筑物提出了生态保护措施，处置措施应按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《油气集输管道弃置技术要求》（Q/SH1020 2769-2020）进行处置。

拟建项目不涉及水源保护区，不涉及地下水开采；拟建项目不属于大规模排放大气污染物的项目；废气均能达标排放；拟建项目不涉及废水外排；拟建项目固体废物均得到合理处置。

综上，拟建项目的建设符合《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》（河南省生态环境厅公告 2024 年 2 号）的相关要求；正常工况下，施工期和运营期对项目区环境影响较轻；项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行，环境风险可控，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

1.7 环境影响评价的主要结论

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规、规范；正常工况下，施工期、运营期和退役期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境和声环境影响较小，不改变区域的环境功能。项目从钻井、采油、集输 3 个方面分析清洁生产水平，该项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。拟建项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，项目突发环境事件的概率较低，在采取安全防范措施和突发环境事件应急预案、落实各项安全环保措施并执行完整，确保风险防范和应急措施切实有效，在满足国家相关环境保护和安全法规、标准要求的前提下，拟建项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，拟建项目的建设可行。

第2章 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家环境保护法律

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015年1月1日）；
- (2) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018年12月29日修订）；
- (3) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修订）；
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》（2017年6月27日修订）；
- (5) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2022年6月5日施行）；
- (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）；
- (8) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012年7月1日）；
- (9) 《中华人民共和国水法》（2016年7月2日修订）；
- (10) 《中华人民共和国水土保持法》（2011年3月1日修订）；
- (11) 《中华人民共和国土地管理法》（2019年8月26日修订）；
- (12) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010年10月1日）；
- (13) 《中华人民共和国节约能源法》（2018年10月26日修订）；
- (14) 《中华人民共和国环境保护税法》（2018年10月26日修订）；
- (15) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018年10月26日修订）；
- (16) 《中华人民共和国安全生产法》（2021年6月10日修订）；
- (17) 《中华人民共和国城乡规划法》（2019年4月23）；
- (18) 《中华人民共和国矿产资源法》（2009年8月27日）；
- (19) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2023年5月1日）；
- (20) 《中华人民共和国湿地保护法》（2022年6月1日）；
- (21) 《中华人民共和国黄河保护法》（2023年4月1日）。

2.1.2 国家法规及政策

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017年7月16日修订）；
- (2) 《危险化学品安全管理条例》（2013年12月7日修订）；
- (3) 《地下水管理条例》（国务院第784号令）；
- (4) 《基本农田保护条例》（国务院第257号令）；
- (5) 《排污许可管理条例》（国务院令第736号）；
- (6) 《排污许可管理办法》（生态部令第32号）；
- (7) 《企业环境信息依法披露管理办法》（2022年2月8日）；
- (8) 《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部第32号令）；
- (9) 《关于发布危险废物产生单位管理计划制定指南的公告》（环保部公告2016年第7号）；
- (10) 《危险废物转移管理办法》（部令第23号）；
- (11) 《环境影响评价公众参与办法》（部令第4号，2019年1月1日起施行）；
- (12) 《建设项目环境保护分类管理名录》（2021年版）；
- (13) 《产业结构调整指导目录（2024年本）》；
- (14) 《固定污染源排污许可分类管理名录（2019年版）》；
- (15) 《国家危险废物名录（2025年版）》；
- (16) 《关于发布重点监管单位土壤污染隐患排查指南（试行）的公告》（公告2021年第1号）；
- (17) 《碳排放权交易管理办法（试行）》（部令第19号）；
- (18) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告2017年第43号）；
- (19) 《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207号）；
- (20) 《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2022〕129号）；

(21) 《关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）。

(22) 《国务院关于印发<空气质量持续改善行动计划>的通知》（国发〔2023〕24 号）；

(23) 《国务院关于印发<水污染防治行动计划>的通知》（国发〔2015〕17 号）；

(24) 《国务院关于印发<土壤污染防治行动计划>的通知》（国发〔2016〕31 号）；

(25) 《关于印发<地下水污染防治实施方案>的通知》（环土壤〔2019〕25 号）；

(26) 《国务院关于印发<打赢蓝天保卫战三年行动计划>的通知》（国发〔2018〕22 号）；

(27) 《关于印发<控制污染物排放许可制实施方案>的通知》（国办发〔2016〕18 号）；

(28) 《关于全面加强危险化学品安全生产工作的意见》（2020 年 2 月 26 日）；

(29) 《关于构建现代环境治理体系的指导意见》（2020 年 3 月 3 日）；

(30) 《国务院关于印发《关于加快建立健全绿色低碳循环发展经济体系的指导意见》（国发〔2021〕4 号）；

(31) 《中共中央、国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021 年 11 月）；

(32) 《国务院办公厅关于印发强化危险废物监管和利用处置能力改革实施方案的通知》（国办函〔2021〕47 号）；

(33) 《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函〔2005〕125 号）；

(34) 《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199 号）；

- (35) 《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)；
- (36) 《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)；
- (37) 《突发环境事件应急预案管理暂行办法》(环发〔2010〕113号)；
- (38) 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150号)；
- (39) 《关于加强化工企业等重点排污单位特征污染物监测工作的通知》(环办监测函〔2016〕1686号)；
- (40) 《建设项目环境保护事中事后监督管理办法(试行)》(环发〔2015〕163号)；
- (41) 《关于加强规划环境影响评价与建设项目环境影响评价联动工作的意见》(环发〔2015〕178号)；
- (42) 《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》(环办环评〔2017〕84号)；
- (43) 《关于坚决遏制固体废物非法转移和倾倒进一步加强危险废物全过程监管的通知》(环办土壤函〔2018〕266号)；
- (44) 《关于强化建设项目环境影响评价事中事后监管的实施意见》(环环评〔2018〕11号)；
- (45) 《关于提升危险废物环境监管能力、利用处置能力和环境风险防范能力的指导意见》(环固体〔2019〕92号)；
- (46) 《关于印发地下水污染防治实施方案的通知》(环土壤〔2019〕25号)；
- (47) 《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)；
- (48) 《生态环境部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)；

- (49) 《关于加强环境影响报告书（表）编制质量监管工作的通知》（环办环评函〔2020〕181 号）；
- (50) 《关于印发<2020 年挥发性有机物治理攻坚方案>的通知》（环大气〔2020〕33 号）；
- (51) 《关于印发<环评与排污许可监管行动计划（2021-2023 年）>〈《生态环境部 2021 年度环评与排污许可监管工作方案》的通知》（环办环评函〔2020〕463 号）；
- (52) 《关于加强土壤污染防治项目管理的通知》（环办土壤〔2020〕23 号）；
- (53) 《关于开展重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点的通知》（环办环评函〔2020〕463 号）；
- (54) 《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的指导意见》（试行）（环环评〔2021〕108 号）；
- (55) 《关于印发“十四五”土壤、地下水和农村生态环境保护规划的通知》（环土壤〔2021〕120 号）；
- (56) 《关于开展工业固体废物排污许可管理工作的通知》（环办环评〔2021〕26 号）；
- (57) 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）；
- (58) 关于印发《生态保护红线生态环境监督办法（试行）》的通知（国环规生态〔2022〕2 号）；
- (59) 《关于进一步做好基础设施建设使用临时用地保障工作的通知》（自然资办函〔2024〕2159 号）；
- (60) 《自然资源部关于规范临时用地管理的通知》（自然资规〔2021〕2 号）；
- (61) 《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）；
- (62) 《关于进一步加强绿色矿山建设的通知》（自然资规〔2024〕1 号）；

(63) 《关于印发<生态环境分区管控管理暂行规定>的通知》（环环评【2024】41号）；

(64) 《关于落实大气污染防治行动计划严格环境影响评价准入的通知》（环办〔2014〕30号）；

(65) 《关于印发<建设项目环境影响评价信息公开机制方案>的通知》（环发〔2015〕162号）；

(66) 《国家发展改革委关于印发<完善能源消费强度和总量双控制度方案>的通知》（发改环资〔2021〕1310号）；

(67) 《关于发布<高耗能行业重点领域节能降碳改造升级实施指南（2022年版）>的通知》（发改产业〔2022〕200号）；

(68) 《关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》（环环评〔2021〕45号）；

(69) 《关于加强重点行业建设项目区域削减措施监督管理的通知》（环办环评〔2020〕36号）；

(70) 《关于印发<减污降碳协同增效实施方案>的通知》（环综合〔2022〕42号）；

(71) 《工业和信息化部关于印发<“十四五”工业绿色发展规划>的通知》（工信部规〔2021〕178号）；

(72) 《关于印发<重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020年修订版）>的函》（环办大气函〔2020〕340号）；

(73) 《中共中央、国务院关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》（中发〔2021〕36号）。

2.1.3 地方性法规及政策

(1) 《河南省大气污染防治条例》（2021年7月30日修正）；

(2) 《河南省水污染防治条例》（2019年10月1日）；

(3) 《河南省土壤污染防治条例》（2021年10月1日）；

- (4) 《河南省固体废物污染环境防治条例》（2012 年 1 月 1 日）；
- (5) 《河南省减少污染物排放条例》（2014 年 1 月 1 日）；
- (6) 《河南省黄河河道管理条例》（2023 年 3 月 29 日）；
- (7) 《河南省人民政府关于印发<河南省蓝天工程行动计划>的通知》（豫政〔2014〕32 号）；
- (8) 《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）》；
- (9) 《河南省人民政府关于印发<河南省碧水工程行动计划（水污染防治工作方案）>的通知》（豫政〔2015〕86 号）；
- (10) 《河南省人民政府关于印发<河南省清洁土壤行动计划>的通知》（豫政〔2017〕13 号）；
- (11) 《河南省环境保护厅关于加强环评管理防范环境风险的通知》（豫环文〔2012〕159 号）；
- (12) 《关于印发河南省“两高”项目管理目录（2023 年修订）的通知》（豫发改环资〔2023〕38 号）；
- (13) 《河南省生态环境厅办公室关于服务好重大项目建设“三个一批”活动的通知》（豫环办〔2021〕53 号）；
- (14) 《河南省生态环境厅关于印发<河南省工业大气污染防治 6 个专项方案>的通知》（豫环文〔2019〕84 号）；
- (15) 《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 号）；
- (16) 《中共河南省委河南省人民政府关于深入打好污染防治攻坚战的实施意见》（2022 年 5 月 26 日发布）；
- (17) 《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〔2020〕37 号）；
- (18) 《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》(2024.02.05)；

(19) 《河南省生态环境厅办公室关于深化环评“放管服”改革及实施环评审批正面清单的通知》(豫环办〔2020〕22 号)；

(20) 《河南省城市集中式饮用水源保护区划》(豫政办[2007]125 号)；

(21) 《关于“十四五”推进沿黄重点地区工业项目入园及严控高污染、高耗水、高耗能项目的通知》(豫发改工业[2021]812 号)；

(22) 《河南省县级集中式饮用水源保护区划》(豫政办[2013]107 号)；

(23) 《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)；

(24) 《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)；

(25) 河南省生态环境保护委员会办公室关于印发《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》《河南省 2025 年柴油货车污染治理攻坚战实施方案》(豫环委办〔2025〕6 号)；

(26) 《河南省人民政府关于印发河南省空气质量持续改善行动计划的通知》(豫政〔2024〕12 号)；

(27) 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)；

(28) 《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)；

(29) 《濮阳市 2023 年工业企业污染防治攻坚方案》(濮环委办[2023]14 号)；

(30) 《濮阳县乡镇集中式饮用水水源保护区划分技术报告》。

2.1.4 中石化、中原油田分公司的相关环保规定

- (1) 《关于印发<中国石化油气田钻井和作业污染防治管理规定>的通知》（中国石化安[2011]745号）；
- (2) 《关于印发<中国石化建设项目环境保护管理规定>的通知》（中国石化能[2018]165号）；
- (3) 《关于印发<中国石化石油与天然气井井控管理规定>的通知中国石化安[2011]907号》；
- (4) 《关于印发<中国石化区域应急联防管理规定>的通知》（中国石化安[2011]1045号）；
- (5) 《关于进一步加强建设项目环保管理工作的通知》（中国石化能[2014]50号）；
- (6) 《关于印发<中国石化建设项目“三同时”管理规定>的通知（中国石化计[2014]188号）》；
- (7) 《中国石化建设项目环境影响评价及环保验收文件全本公开的指导意见》（中国石化能[2015]3号）；
- (8) 《关于印发<中国石化环境保护管理办法>的通知》（中国石化能[2015]191号）；
- (9) 《关于印发油气田企业清洁生产审核验收办法和清洁生产评价指标体系的通知》（中国石化安环[2009]18号）；
- (10) 《关于印发<中国石化安全生产应急管理规定>的通知》（中国石化安[2015]288号）；
- (11) 《关于印发<中国石化清洁生产管理办法>的通知》（中国石化能[2015]491号）；
- (12) 《中原油田环境保护管理办法》（中原油勘安技[2020]87号）；
- (13) 《中原油田建设项目环境保护管理办法》（中原油勘安技[2020]85号）；
- (14) 《中原油田固体废物污染防治管理办法》（中油局安技[2018]244号）；

(15) 《中原油田油水气井生产作业污染防治管理办法》（中油局安技[2018]245 号）；

(16) 《中原油田清洁生产管理办法》（中原油勘安技[2020]86 号）。

2.1.5 技术规范

(1) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；

(2) 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

(3) 《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

(4) 《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

(5) 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

(6) 《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

(7) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

(8) 《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）；

(9) 《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）

(10) 《危险废物污染防治技术政策》（环发[2011]199 号文）

(11) 《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告 2017 年第 43 号）

(12) 《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/T 7466-2020）；

(13) 《陆上石油开采区土壤环境调查技术指南》（SY/T7465-2020）

(14) 《侧钻井施工作业及完井工艺要求》（SY/T5792-2018）

2.1.6 项目有关文件

(1) 环境影响评价委托书（见附件 1）；

(2) 项目环境质量现状监测报告；

(3) 建设单位提供并认可的其他有关本项目的资料。

2.2 评价对象

本次评价对象为中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目，同时对中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂现有工程进行回顾性评价。

2.3 评价目的和原则

2.3.1 评价目的

在调查区域环境质量现状的基础上，分析评价项目所在区域的环境质量状况；掌握项目所在区域的污染源状况、自然环境和社会经济状况；对项目的工艺设备条件、生产水平及污染物控制进行分析，对污染物的排放和环境影响进行识别分析。结合项目实际情况和管理水平，对项目拟采取的减污、治污措施进行评价，提出切实可行的环保建议；在此基础上预测项目建设对环境的影响，分析项目污染物排放总量是否满足区域总量控制要求，为项目环境管理提供技术依据。

2.3.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

（1）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务环境管理。

（2）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

（3）突出重点

根据建设项目的工程内容及特点，明确与环境要素间的作用效应关系，根据规划环境影响评价结论和审查意见，充分利用符合时效的数据资料及成果，对建设项目主要环境影响予以重点分析和评价。

2.4 环境影响识别与评价因子筛选

2.4.1 环境影响因素识别

根据工程特点，本项目环境影响评价包括产能建设期（包括钻井期和地面工程建设期）、运营期即原油生产期、退役期（油气井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能时段）三个时段。环境影响识别结果见下表。

表 2.4-1 环境影响因子识别表

工程活动		自然环境因素			生态环境因素				社会环境因素	
		大气	地表水	声环境	土壤	植被	景观	水土流失	土地利用	经济
施工期	钻井工程	-1S		-2S	-2S	-2S	-2S	-2S	-1L	
	作业	-1S		-2S	-2S		-2S	-2S		
	道路修建	-1S	-1S	-1S	-1L	-1L				+2L
	施工临时占地				-1S	-1S			-1S	
	地面施工活动		-1S	-1S	-2L	-1L			-1S	+1S
运营期	工程永久占地				-2L				-2L	+2L
	采油（气）工程	-1L		-1L						+2L
	集输工程	-1L			-1S					+1L
	井下作业	-1S	-1S	-1S						+1S
退役期	井口封堵	-1S								
	设备拆除			-1S						
	井场清理	-1S			-1S					

注：表中“1”表示影响较小；“2”表示影响较大；“+”表示有利影响；“-”表示不利影响；“L”表示长期影响；“S”表示短期影响。

由上表可知，本项目运营期产生的废水、废气、噪声和固体废物将对项目周围自然环境产生一定的不利影响。

2.4.2 评价因子筛选

根据工程各类特征污染物产生情况，结合周围区域环境，筛选本次评价工作的评价因子见下表。

表 2.4-2 评价因子筛选

环境要素	现状评价因子	影响评价因子	总量控制因子
环境空气	PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、NO ₂ 、SO ₂ 、CO、O ₃ 、NH ₃ 、TSP、 总烃、非甲烷总烃、硫化氢	SO ₂ 、氮氧化物、 颗粒物、硫化氢、 非甲烷总烃	SO ₂ 、氮氧化物、非甲烷总烃

地表水	pH、COD、总磷、氨氮	治理达标的废水全部回注	/
地下水	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、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、细菌总数、石油类。	石油类、耗氧量、挥发酚	/
土壤	①建设用地：砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、全盐量。 ②农用地：pH 值、总镉、总汞、总砷、总铅、铬、总铜、总镍、总锌、石油烃、全盐量	石油烃	/
生态	植被覆盖率、生物量、农业产量、生态敏感点分布、抗干扰能力、可持续发展能力	定量计算施工期和运营期农业减产量；定性分析运营期对土壤植被的影响	/
声环境	等效连续 A 声级（Leq）	Leq	/

2.5 环境影响评价执行标准

2.5.1 环境质量标准

本项目环境质量评价执行标准见下表。

表 2.5-1 环境质量标准

环境要素	标准名称及级（类）别	项目	标准限值	
环境空气	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级及2018年修改单	O ₂	年平均	60μg/m ³
			24 小时平均	150μg/m ³
			1 小时平均	500μg/m ³

		NO ₂	年平均	40μg/m ³
			24 小时平均	80μg/m ³
		PM ₁₀	1 小时平均	200μg/m ³
			年平均	70μg/m ³
			24 小时平均	150μg/m ³
		PM _{2.5}	年平均	35μg/m ³
			24 小时平均	75μg/m ³
		CO	24 小时平均	4mg/m ³
			1 小时平均	10mg/m ³
		O ₃	日最大 8 小时平均	160μg/m ³
			1 小时平均	200μg/m ³
		氮氧化物	小时浓度	250μg/m ³
			24h 平均	100μg/m ³
			年平均	50μg/m ³
	《大气污染物综合排放标准详解》	非甲烷总烃	小时平均浓度	2.0mg/m ³
	《环境影响评价技术导则大气环境》 (HJ2.2-2018) 附录 D	硫化氢	1h 平均	10μg/m ³
地表水	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) IV类	pH	6~9	
		COD	≤30mg/L	
		氨氮	≤1.5mg/L	
		总磷	≤0.3mg/L	
地下水	《地下水质量标准》 (GB/T14848-2017) III类	pH	6.5~8.5 (无量纲)	
		总硬度	450mg/L	
		氯化物	250mg/L	
		氟化物	1.0mg/L	
		高锰酸盐指数	3.0mg/L	
		氨氮	0.5mg/L	
		硝酸盐	20mg/L	
		亚硝酸盐	1.00mg/L	
		溶解性总固体	1000mg/L	
		挥发性酚类	0.002mg/L	
		砷	0.01mg/L	
		汞	0.001mg/L	
		镉	0.005mg/L	
		铬(六价)	0.05mg/L	

		铅	0.01mg/L
		铁	0.3mg/L
		锰	0.1mg/L
		氰化物	0.05mg/L
		硫酸盐	250mg/L
		总大肠杆菌	3.0MPN/100mL
		细菌总数	100CFU/mL
		K ⁺	/
		Na ⁺	/
		Ca ⁺	/
		Mg ²⁺	/
		CO ₃ ²⁻	/
		HCO ₃ ⁻	/
		Cl ⁻	/
		SO ₄ ²⁻	/
		石油类	0.05mg/L (参照《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准限值)
声环境	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2类	L _{Aeq}	昼间 60dB(A)、夜间 50dB(A)
土壤环境	《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 第二类用地筛选值	砷	60mg/kg
		镉	65mg/kg
		铬(六价)	5.7mg/kg
		铜	18000mg/kg
		铅	800mg/kg
		汞	38mg/kg
		镍	900mg/kg
		四氯化碳	2.8mg/kg
		氯仿	0.9mg/kg
		氯甲烷	37mg/kg
		1,1-二氯乙烷	9mg/kg
		1,2-二氯乙烷	5mg/kg
		1,1-二氯乙烯	66mg/kg
		顺-1,2 二氯乙烯	596mg/kg
		反-1,2 二氯乙烯	54mg/kg
		二氯甲烷	61mg/kg
		1,2-二氯丙烷	5mg/kg

		1,1,1,2-四氯乙烷	10mg/kg	
		1,1,2,2-四氯乙烷	6.8mg/kg	
		四氯乙烯	53mg/kg	
		1,1,1-三氯乙烷	840mg/kg	
		1,1,2-三氯乙烷	2.8mg/kg	
		三氯乙烯	2.8mg/kg	
		1,2,3-三氯丙烷	0.5mg/kg	
		氯乙烯	0.43mg/kg	
		苯	4mg/kg	
		氯苯	270mg/kg	
		1,2-二氯苯	560mg/kg	
		1,4-二氯苯	20mg/kg	
		乙苯	28mg/kg	
		苯乙烯	1290mg/kg	
		甲苯	1200mg/kg	
		间二甲苯+对二甲苯	570mg/kg	
		邻二甲苯	640mg/kg	
		硝基苯	76mg/kg	
		苯胺	260mg/kg	
		2-氯酚	2256mg/kg	
		苯并[a]蒽	15mg/kg	
		苯并[a]芘	1.5mg/kg	
		苯并[b]荧蒽	15mg/kg	
		苯并[k]荧蒽	151mg/kg	
		蒽	1293mg/kg	
		二苯并[a,h]蒽	1.5mg/kg	
		茚并[1,2,3-cd]芘	15mg/kg	
		奈	70mg/kg	
		石油烃	4500mg/kg	
		全盐量	/	
	《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 筛 选值标准（pH>7.5）	pH	pH>7.5	6.5<pH≤7.5
		镉	0.6mg/kg	0.3mg/kg
		汞	3.4mg/kg	2.4mg/kg
		砷	25mg/kg	30mg/kg
		铅	170mg/kg	120mg/kg
		铬	250mg/kg	200mg/kg
		铜	100mg/kg	100mg/kg

		镍	190mg/kg	100mg/kg
		锌	300mg/kg	250mg/kg
		土壤盐分	/	/

2.5.2 污染物排放标准

本项目污染物排放执行标准见下表。

表 2.5-2 施工期评价执行的污染物排放标准

环境要素	标准编号	标准名称	执行级别	主要污染物限值					
噪声	GB12523-2011	《建筑施工期场界环境噪声排放标准》	/	昼间	≤70dB(A)				
				夜间	≤55dB(A)				
废气	GB16297-1996	《大气污染物综合排放标准》	/	颗粒物	≤1.0mg/m ³		周界外浓度最高点		
				SO ₂	≤0.4mg/m ³				
				NO _x	≤0.12mg/m ³				
				非甲烷总烃	≤4.0mg/m ³				
				颗粒物	120mg/m ³		柴油机废气		
				SO ₂	550mg/m ³				
				NO _x	240mg/m ³				
	GB20891-2014	《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）》	/	CO	3.5g/（kW·h）		P _{max} >560kW		
				NO _x	3.5g/（kW·h）				
				PM ₁₀	0.1g/（kW·h）				
				烃类	0.4g/（kW·h）				
				CO	3.5g/（kW·h）		130≤P _{max} ≤560kW		
				NO _x	2.0g/（kW·h）				
				PM ₁₀	0.025g/（kW·h）				
				烃类	0.19g/（kW·h）				
	GB36886-2018	《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》	/	光吸收系数	1.05m-1.25		Ⅱ类	P _{max} ≥37kW	
				林格曼黑度级数	1				
固废	GB18599-2020	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》，贮存过程应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。							
	GB18597-2023	危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》							
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）								
	指标		限值						
	储层空气渗透率，μm ²		≤0.01	≥0.01～≤0.05		≥0.05～	≥0.5～	≥2.0	

				<u>≤0.5</u>	<u>≤2.0</u>	
	水质标准分级	<u>I</u>	<u>II</u>	<u>III</u>	<u>IV</u>	<u>V</u>
控制 指标	悬浮固体含量, mg/L	<u>≤8.0</u>	<u>≤15.0</u>	<u>≤20.0</u>	<u>≤25</u>	<u>≤35</u>
	悬浮物颗粒直径中值, μm	<u>≤3.0</u>	<u>≤5.0</u>	<u>≤5.0</u>	<u>≤5.0</u>	<u>≤5.5</u>
	含油量, mg/L	<u>≤5.0</u>	<u>≤10.0</u>	<u>≤15</u>	<u>≤30</u>	<u>≤100.0</u>
	平均腐蚀率, mm/a	<u>≤0.076</u>				
注：本项目回注水执行 III 类水质标准后回注，用于驱油						

表 2.5-3 运营期评价执行的污染物排放标准

环境要素	标准编号	标准名称	执行级别	主要污染物限值			
噪声	GB12348-2008	《工业企业厂界环境噪声排放标准》	2 类	昼间	≤60dB(A)		
				夜间	≤50dB(A)		
废气	DB41/1066-2020	《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》	/	颗粒物	≤30mg/m³		
				SO ₂	≤200mg/m³		
				NO _x	≤300mg/m³		
	GB39728-2020	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》	二级	硫化氢	≤0.06mg/m³（周界外浓度最高点）		
					非甲烷总烃	≤120mg/m³（有组织）	
						≤4mg/m³（周界外浓度最高点）	
固废	GB18599-2020	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》，贮存过程应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。					
	GB18597-2023	危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》					
废水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）						
	指标		限值				
	储层空气渗透率，μm²		≤0.01	$\frac{>0.01\sim}{\leq 0.05}$	$\frac{>0.05\sim}{\leq 0.5}$	$\frac{>0.5\sim\leq 2.0}{\geq 2.0}$	
	水质标准分级		I	II	III	IV V	
	控制指标	悬浮固体含量，mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25	≤35
		悬浮物颗粒直径中值，μm	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
		含油量，mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15	≤30	≤100.0
		平均腐蚀率，mm/a	≤0.076				
	注：本项目回注水执行 III 类水质标准后回注，用于驱油						

注: ①非甲烷总烃排放浓度同时满足《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》(豫环攻坚办〔2017〕162 号文件)有组织限值 80mg/m³, 厂界外限值 2.0mg/m³ 要求。

2.6 评价工作等级

2.6.1 环境空气

选择正常有组织排放和无组织排放的主要污染物及排放参数,采用《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)推荐的估算模式,计算各污染物的最大地面浓度占标率 P_i (第 i 个污染物) 和第 i 个污染物的地面浓度达标准 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$, 然后按评价工作分级判据进行分级, 等级判定依据详见下表。

表 2.6-1 环境空气评价工作等级判据

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

根据估算模式计算得出各污染源占标率详见下表。

表 2.6-2 污染源估算模式计算结果一览表

类型	污染源	评价因子	最大地面浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 $P_{\max}(\%)$	$D_{10\%}$ (m)	评价 等级
有组织 废气	文一中转站 水套加热炉	颗粒物	0.323	0.07	0	三级
		二氧化硫	0.158	0.03	0	三级
		氮氧化物	5.37	2.15	0	二级
	文二中转站 水套加热炉	颗粒物	0.425	0.09	0	三级
		二氧化硫	0.209	0.04	0	三级
		氮氧化物	7.11	2.84	0	二级
	文三中转站 水套加热炉	颗粒物	0.266	0.06	0	三级
		二氧化硫	0.133	0.03	0	三级
		氮氧化物	4.46	1.78	0	二级
无组织 废气	文 88-68 井场	非甲烷总烃	9.84	0.00	0	三级
		硫化氢	0.006	0.06	0	三级

由上表可知,拟建项目占标率最大的污染因子为文二中转站水套加热炉排气筒排放的氮氧化物,其占标率为 2.84%; 根据评价工作分级判据可知,拟建项目

大气环境影响评价等级为二级，可不进行进一步预测与评价，只对污染物排放量进行核算。

2.6.2 地表水环境

本项目原油开发新增采出水及作业废水全部依托文一、文二及文三采出水处理站处理达标后回注地下，不外排。根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）有关规定，确定本项目地表水评价等级为三级 B，仅针对废水经现有采出水处理站处理及回注地下可行性进行分析。

表 2.6-3 地表水评价工作等级判据

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

2.6.3 地下水环境

(1) 项目所属行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A，油田开发项目类别属其中“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”I 类和 II 类项目。根据导则要求，本项目涉及多个场地，各场地分别判定评价工作等级，线性工程根据所涉及地下水环境敏感程度和主要井场位置进行分段判定评价等级。

(2) 地下水敏感程度

地下水环境敏感程度分级下表。

表 2.6-4 地下水环境敏感程度分级见下表

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

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

根据《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)、《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)和《河南省人民政府关于调整部分集中式饮用水水源保护区的通知》(豫政文[2019]19号),本项目新增设井位均不在集中式饮用水源准保护区及以外的补给径流区范围内。

根据实地调查,拟建项目新增设井位及集输管线均不在集中式饮用水源保护区内,但项目区所在区域区域范围内地下水径流上、下游方向有农村居民分散式饮用水水源,以民井为主。根据地下水环境敏感程度分级表,地下水环境敏感程度为“较敏感”。

(3) 建设项目地下水环境影响评价工作等级划分

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016),建设项目地下水环境影响评价工作等级划分原则见下表。

表 2.6-5 拟建项目地下水环境影响评价工作等级划分判据一览表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一(井场、站场)	二(集输管线工程)	三
不敏感	二	三	三

综上,本项目地下水评价工作等级站场工程为一级,集输工程为二级。

2.6.4 声环境

根据《环境影响评价技术导则 声环境》(HJ2.4-2021)中评价工作分级的规定,确定本次声环境影响评价工作等级为二级。划分依据详见下表。

表 2.6-6 声环境评价工作等级划分一览表

项目	指标
建设项目所处的声环境功能区	2 类区
工程建设前后评价范围内噪声级增高量	预计<3dB(A)
受噪声影响人口数量	数量变化不大
评价等级	二级

2.6.5 土壤环境

2.6.5.1 项目影响类型

(1) 影响类型的划分依据

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），“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，结合本报告 4.2.6 章节对土壤环境质量现状的检测，本项目所在区域土壤属于未盐化、无酸化、无碱化地区，本项目土壤影响类型为污染影响型。本项目所在区域土壤盐化、酸化、碱化情况分析如下。

表 2.6-7 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 < 1.8 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

表 2.6-8 本项目所在区域土壤盐化、酸化、碱化情况分析表

检测因子	检测值范围	盐化、酸化、碱化情况判断

pH	8.30~8.49	无酸化、无碱化
含盐量 (g/kg)	0.7~1.6	未盐化

(2) 石油开采项目的影响特点

从钻井、采油、集输、原油处理到采出水处理，石油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后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。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并污染地下水。

③石油开采项目的影响途径

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，石油开发对土壤的污染影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，并主要集中在井场或管线占地范围内。

通过在场内地内修建围堰、事故应急池等事故收集设施，可防止污染物随降水等地表径流进入站内。

④项目影响类型的判定

通过以上分析，确定本项目的土壤环境影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响。

2.6.5.2 评价等级的判定

1、项目类别

拟建项目为石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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），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 类建设项目开展土壤环境影响评价；油类和废水等输送管道，按照 II 类建设项目开展土壤环境影响评价。

综上，本项目石油开采井场属于 I 类项目，油类和废水管线属于 II 类项目。

2、占地规模

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。

结合工程占地统计，项目各拟建井、站场及管线占地均小于 5hm^2 ，占地规模均属于小型。

3、土壤环境敏感程度

土壤环境敏感程度判别依据见下表。

表 2.6-9 污染影响型敏感程度分级表

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

根据调查情况，本项目井场及管线周边分布有耕地，敏感程度属于“敏感”。

4、评价等级

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，本项目污染影响型土壤评价工作等级具体划分情况见下表。

表 2.6-10 建设项目土壤质量影响分析等级划分

项目	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级（井场、站场）	二级	二级	二级（集输工程）	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作

综上，本项目污染影响型土壤评价工作等级站场工程为一级，集输工程为二级。

2.6.6 生态环境

经过工程分析和项目所在地环境特征初步分析，本项目总占地总面积 2018760m²。其中永久占地面积 231600m²，临时占地面积 1787160m²，占地均不涉及环境敏感区，为一般区域。依据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）中的等级划分原则和评价工作级别划分判据，详见下表。

表 2.6-11 生态环境评价工作等级划分表

判定依据	判定内容	项目情况	判定
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	拟建项目不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境	不涉及
b)	涉及自然公园时，评价等级为二级	拟建项目不涉及自然公园	不涉及
c)	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级	拟建项目井场和管线均不涉及生态红线内	不涉及
d)	根据 HJ 2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	拟建项目不属于水文要素影响型建设项目	不涉及
e)	根据 HJ 610、HJ 964 判断地下水水位或土壤影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级	本项目为陆地石油开采项目，不会引起地下水水位变化，土壤影响范围内无天然林、公益林、湿地等生态保护目标	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	老井场改扩建无新增占地；新增井场及管线临时工程占地和永久工程占地 2.02km ² ；	不涉及
g)	除本条 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外的情况，评价等级为三级	拟建项目属于 a)、b)、c)、d)、e)、f) 以外情况	涉及，评价等级为三级

表 2.6-12 生态影响评价等级确定的其他依据

	评价等级确定其他依据	拟建项目情况
6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	不属于
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水	永久占地及临时占

	生生态分别判定评价等级	地不涉及水域
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不属于
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	不属于
6.1.7	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。	不属于
6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不属于

拟建项目管线工程及改扩建井场不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区；管线工程及改扩建井场临时占地面积小于 20km²；评价范围内井场及管线不涉及生态保护红线；依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）评价等级判定原则，拟建项目管线工程及改扩建井场生态环境影响评价等级为三级。

2.6.7 环境风险

拟建项目生产、加工、运输、使用或贮存中涉及可燃、易燃危险性物质（原油（以采出液形式存在）、伴生气、柴油等），经计算可知，本项目 $Q=0.137244$ ，归入 $Q<1$ 的类别，则本次工程环境风险潜势为I。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），对项目风险评价工作等级划分。

表 2.6-13 建设项目环境风险评价工作等级划分

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。

由上表可知，本项目环境风险评价工作等级判定为简单分析。

2.7 评价范围及环境保护目标

2.7.1 评价范围

根据项目评价等级及环境保护范围，结合项目所在区域环境特征，确定各单项环境要素评价范围，详见下表及图。

表 2.7-1 项目各环境要素评价范围

环境要素	评价等级	评价范围
环境空气	二级	以各井场、中转站为中心，边长 5km 的矩形区域
地表水	三级 B	分析依托文一、文二及文三采出水处理站处理的可行性
地下水	一级	场地外围油井整体范围向外扩 1.5-3km 左右，其中：东西两边界以垂直于等水位线为零通量边界，南北边界以平行于等水位线为定水头边界。调查评价区面积约 345.73km ²
声	二级	井场、临时道路及管线、中转站周边 200m 范围
环境风险	简单分析	/
土壤	污染影 二级（管线）	管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围
	响型 一级（井场）	新钻井站场内及站外、中转站占地内及占地外 1km 范围
生态	三级	管线两侧外延 300m，井场场界周围 50 米为评价范围

2.7.2 环境保护目标

根据项目性质及周围环境特征，确定本项目环境保护目标，详见下表。

表 2.7-2 环境空气保护目标一览表

序号	环境空气保护目标名称	环境特征	坐标		保护内容 (人口)	保护级别	参照井场	相对方位	与参照井场的距离(m)
			经度(°)	纬度(°)					
1	戚庄村	居民区	115.3138304	35.71028709	432	《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)二级	文 101-56C1	NE	3401
2	榆园村	居民区	115.3057623	35.70505142	327			NE	2333
3	单寨村	居民区	115.3037024	35.69964409	468			NE	1867
4	田楼村	居民区	115.311234	35.70127487	571			NE	2392
5	双寨村	居民区	115.2934456	35.70573807	632			NE	1997
6	小寨村	居民区	115.2905703	35.71262598	497			NE	2768
7	杨李店村	居民区	115.2852058	35.70921421	687			NW	2626
8	左店村	居民区	115.2863646	35.70107102	210			NW	1483
9	高庄村	居民区	115.2954412	35.68329334	485			E	373
10	肖庄村	居民区	115.3057623	35.68470955	345			E	1308
11	马庄村	居民区	115.2839828	35.6833148	245		文 101-8C1	E	16
12	房刘庄村	居民区	115.2626538	35.68674803	324			NW	1393
13	申庄村	居民区	115.2822876	35.67802548	489		文 101-17C1	S	48
14	后邢屯村	居民区	115.2726746	35.67810059	487			SW	629
15	小濮州村	居民区	115.3083587	35.66981792	567		文 16-38C1	NW	434
16	黑马庄村	居民区	115.3222954	35.67253232	467			NE	1414
17	前郭龙村	居民区	115.3276277	35.67080498	872			NE	1606
18	后郭龙村	居民区	115.3330994	35.67634106	576			NE	2232
19	后赵楼村	居民区	115.3012884	35.66607356	498		文 16-42C1	NE	109
20	前赵楼村	居民区	115.2955484	35.66295147	673			W	427

21	巴庄村	居民区	<u>115.2874696</u>	<u>35.66239357</u>	<u>563</u>	文 10-100C1	<u>NE</u>	<u>262</u>
22	东邢屯村	居民区	<u>115.2694559</u>	<u>35.66865921</u>	<u>278</u>	文 10-79C1	<u>NW</u>	<u>543</u>
23	西邢屯村	居民区	<u>115.2642202</u>	<u>35.66898108</u>	<u>637</u>		<u>NW</u>	<u>969</u>
24	王明屯村	居民区	<u>115.2523971</u>	<u>35.67286491</u>	<u>892</u>	文 38-40C1	<u>NE</u>	<u>1029</u>
25	林庄村	居民区	<u>115.2432132</u>	<u>35.66615939</u>	<u>203</u>		<u>NW</u>	<u>369</u>
26	杨庄村	居民区	<u>115.2524614</u>	<u>35.65979719</u>	<u>106</u>		<u>SE</u>	<u>327</u>
27	前草场村	居民区	<u>115.2574611</u>	<u>35.65329552</u>	<u>254</u>		<u>SE</u>	<u>1076</u>
28	后杜垌村	居民区	<u>115.2345228</u>	<u>35.6693244</u>	<u>347</u>	文 38-103	<u>NW</u>	<u>1073</u>
29	前杜垌村	居民区	<u>115.2336645</u>	<u>35.6612134</u>	<u>431</u>	文 38-102	<u>NW</u>	<u>200</u>
30	翟庄村	居民区	<u>115.2270126</u>	<u>35.66524744</u>	<u>278</u>	文 19-14C1	<u>NW</u>	<u>560</u>
31	顾头村	居民区	<u>115.2140522</u>	<u>35.66608429</u>	<u>126</u>		<u>NW</u>	<u>1199</u>
32	高庙村	居民区	<u>115.2001476</u>	<u>35.67483902</u>	<u>421</u>		<u>NW</u>	<u>2828</u>
33	新村	居民区	<u>115.2193737</u>	<u>35.68056822</u>	<u>126</u>		<u>NW</u>	<u>2449</u>
34	顾家庄	居民区	<u>115.2099109</u>	<u>35.64981937</u>	<u>489</u>	文 79-218	<u>SW</u>	<u>1125</u>
35	西寺上村	居民区	<u>115.199976</u>	<u>35.65099955</u>	<u>234</u>		<u>W</u>	<u>1775</u>
36	丈古集村	居民区	<u>115.2086449</u>	<u>35.64604282</u>	<u>376</u>		<u>SW</u>	<u>1380</u>
37	花园社区	居民区	<u>115.2425802</u>	<u>35.64588189</u>	<u>1986</u>	文 38-19C1	<u>E</u>	<u>33</u>
38	后草场村	居民区	<u>115.2685332</u>	<u>35.65736175</u>	<u>1983</u>	文 10-47C1	<u>W</u>	<u>40</u>
39	前盆城村	居民区	<u>115.2802277</u>	<u>35.64831734</u>	<u>963</u>	文 10-51C1	<u>S</u>	<u>142</u>
40	金庄村	居民区	<u>115.3227675</u>	<u>35.66000104</u>	<u>241</u>	文 16-21C1	<u>NE</u>	<u>753</u>
41	后许棚村	居民区	<u>115.3188729</u>	<u>35.65683603</u>	<u>436</u>		<u>SE</u>	<u>448</u>
42	卜庄村	居民区	<u>115.3285074</u>	<u>35.65881014</u>	<u>643</u>		<u>E</u>	<u>1297</u>
43	前许棚村	居民区	<u>115.3194523</u>	<u>35.65239429</u>	<u>426</u>	文 16-4C1	<u>NE</u>	<u>614</u>
44	贾文村	居民区	<u>115.3121567</u>	<u>35.65293074</u>	<u>356</u>		<u>N</u>	<u>275</u>

45	陈楼村	居民区	115.3139162	35.6473732	425			S	34
46	河湾村	居民区	115.3336358	35.65410018	211			NE	1825
47	刘集村	居民区	115.3348374	35.65026999	164			E	1883
48	桃园村	居民区	115.3207612	35.64226627	287			SE	818
49	张赵楼村	居民区	115.3284645	35.64342499	64			SE	1284
50	吴庄村	居民区	115.3354812	35.64181566	238			SE	2061
51	董庄村	居民区	115.299561	35.64702988	276			W	664
52	后盆城村	居民区	115.2926517	35.6501627	164		文 16-7C1	W	1262
53	朱家庄村	居民区	115.219084	35.64456224	465			NW	516
54	王龙庄村	居民区	115.2271736	35.64036727	589		文 107C1	S	10
55	窦楼村	居民区	115.2153182	35.63636541	349			SW	1025
56	鲁河镇	居民区	115.2324414	35.64007759	763			S	113
57	前南孟村	居民区	115.2341151	35.63490629	416		文 38-3C1	S	113
58	赵庄村	居民区	115.2424192	35.63467026	236			SE	364
59	安庄村	居民区	115.2470648	35.63788354	892		文 318	SW	110
60	盛庄村	居民区	115.2574933	35.63637614	421		文 25-105	W	25
61	文留镇	居民区	115.2545643	35.63016415	2896		文 15-88C1	NE	117
62	任庄村	居民区	115.2620316	35.62575459	289		文 25-94C1	NW	105
63	吉庄村	居民区	115.2783877	35.63077033	679		文 25-3C1	E	103
64	侍郎寨村	居民区	115.2834678	35.62870502	379		文 13-445	SW	145
65	东张庄村	居民区	115.2893257	35.63421965	376		文 13-447	N	261
66	新东北庄	居民区	115.3039062	35.63379049	587		文 13-603C1	SE	189
67	东王庄村	居民区	115.271194	35.62624812	895		文 65-37C1	E	22
68	新楼村	居民区	115.3273058	35.63471317	643		文 13-603C1	E	1717

69	曹塘村	居民区	<u>115.3271771</u>	<u>35.62559366</u>	<u>439</u>		文 245C1	<u>NE</u>	<u>1075</u>
70	于庄村	居民区	<u>115.3227997</u>	<u>35.6213665</u>	<u>386</u>			<u>E</u>	<u>681</u>
71	常庄村	居民区	<u>115.3272629</u>	<u>35.62123775</u>	<u>721</u>			<u>E</u>	<u>1287</u>
72	小屯村	居民区	<u>115.3347516</u>	<u>35.62055111</u>	<u>386</u>			<u>E</u>	<u>1768</u>
73	孙庄村	居民区	<u>115.3147745</u>	<u>35.610466</u>	<u>268</u>			<u>S</u>	<u>1092</u>
74	漫渡村	居民区	<u>115.3013849</u>	<u>35.61766505</u>	<u>479</u>			<u>SW</u>	<u>827</u>
75	小寨村	居民区	<u>115.3025651</u>	<u>35.60400724</u>	<u>148</u>		文 92-78C1	<u>SE</u>	<u>419</u>
76	韦庙村	居民区	<u>115.3166843</u>	<u>35.60415745</u>	<u>413</u>			<u>E</u>	<u>1793</u>
77	新王称堌村	居民区	<u>115.3293228</u>	<u>35.60271978</u>	<u>137</u>			<u>E</u>	<u>2925</u>
78	冯楼村	居民区	<u>115.2864075</u>	<u>35.6101656</u>	<u>643</u>		文 92-96C1	<u>S</u>	<u>359</u>
79	胡家庄村	居民区	<u>115.2436316</u>	<u>35.62254667</u>	<u>564</u>		文 15-32C1	<u>E</u>	<u>73</u>
80	高炉庄村	居民区	<u>115.239737</u>	<u>35.61834097</u>	<u>789</u>			<u>SE</u>	<u>185</u>
81	韩李庄村	居民区	<u>115.2357566</u>	<u>35.62123775</u>	<u>462</u>			<u>NW</u>	<u>95</u>
82	东酸庙村	居民区	<u>115.217979</u>	<u>35.62218189</u>	<u>745</u>		文 220-3C1	<u>E</u>	<u>128</u>
83	西酸庙村	居民区	<u>115.2123141</u>	<u>35.62250376</u>	<u>982</u>			<u>W</u>	<u>103</u>
84	杜庄村	居民区	<u>115.2062094</u>	<u>35.6336081</u>	<u>238</u>		文 298C1	<u>NE</u>	<u>891</u>
85	孟英村	居民区	<u>115.1979375</u>	<u>35.63222408</u>	<u>416</u>			<u>N</u>	<u>647</u>
86	杨肖寨村	居民区	<u>115.190599</u>	<u>35.6235981</u>	<u>876</u>			<u>W</u>	<u>411</u>
87	柳合寨村	居民区	<u>115.1776385</u>	<u>35.61825514</u>	<u>743</u>			<u>SW</u>	<u>1640</u>
88	龙宿村	居民区	<u>115.1954699</u>	<u>35.64449787</u>	<u>492</u>			<u>NW</u>	<u>2151</u>
89	贾庄村	居民区	<u>115.182209</u>	<u>35.63891888</u>	<u>296</u>			<u>NW</u>	<u>1807</u>
90	汤庄村	居民区	<u>115.1880026</u>	<u>35.63724518</u>	<u>387</u>			<u>NW</u>	<u>1481</u>
91	前柏桃村	居民区	<u>115.1737547</u>	<u>35.65093517</u>	<u>490</u>			<u>NW</u>	<u>3311</u>
92	李肖寨村	居民区	<u>115.2002442</u>	<u>35.61750412</u>	<u>763</u>		文 250C1	<u>SW</u>	<u>160</u>

93	西肖寨村	居民区	<u>115.2076149</u>	<u>35.61467171</u>	<u>563</u>			<u>SE</u>	<u>390</u>
94	荆台村	居民区	<u>115.2583301</u>	<u>115.2583301</u>	<u>492</u>			<u>NE</u>	<u>197</u>
95	刘庄村	居民区	<u>115.2609801</u>	<u>35.61589479</u>	<u>376</u>		文 13-341C1	<u>NE</u>	<u>818</u>
96	安楼村	居民区	<u>115.2632654</u>	<u>35.60829878</u>	<u>390</u>		文 13-154C1	<u>NE</u>	<u>231</u>
97	尚楼村	居民区	<u>115.2621067</u>	<u>35.60456514</u>	<u>245</u>		文 13-153C1	<u>NE</u>	<u>94</u>
98	马寨村	居民区	<u>115.2787685</u>	<u>115.2787685</u>	<u>671</u>		文 13-197C1	<u>E</u>	<u>144</u>
99	贯头寨村	居民区	<u>115.2859998</u>	<u>35.60143232</u>	<u>479</u>			<u>NW</u>	<u>471</u>
100	陈苗庄	居民区	<u>115.2995718</u>	<u>35.59133649</u>	<u>367</u>		文 92-98C1	<u>SE</u>	<u>891</u>
101	蜜城村	居民区	<u>115.3153324</u>	<u>35.58763504</u>	<u>2489</u>			<u>E</u>	<u>2296</u>
102	中车庄村	居民区	<u>115.27143</u>	<u>35.5970335</u>	<u>872</u>		文 13-443	<u>W</u>	<u>12</u>
103	曹楼村	居民区	<u>115.2976298</u>	<u>35.59962988</u>	<u>292</u>		文 92-平 7C1	<u>SE</u>	<u>226</u>
104	官庄村	居民区	<u>115.29248</u>	<u>35.5881393</u>	<u>348</u>		文 203-66C1	<u>SE</u>	<u>694</u>
105	朱庄村	居民区	<u>115.2891326</u>	<u>35.58162689</u>	<u>247</u>			<u>SE</u>	<u>816</u>
106	徐楼村	居民区	<u>115.2803779</u>	<u>35.58473825</u>	<u>987</u>		文 203-60C1	<u>SW</u>	<u>127</u>
107	南王庄村	居民区	<u>115.2647835</u>	<u>35.59015632</u>	<u>463</u>		新文 13-239C1	<u>NW</u>	<u>80</u>
108	寺台村	居民区	<u>115.2401018</u>	<u>35.59276342</u>	<u>376</u>		文 235 侧 1	<u>NW</u>	<u>44</u>
109	袁庄村	居民区	<u>115.2460671</u>	<u>35.61121702</u>	<u>267</u>			<u>NE</u>	<u>541</u>
110	周庙村	居民区	<u>115.2274418</u>	<u>35.59819221</u>	<u>471</u>		文 273-3C1	<u>SW</u>	<u>1149</u>
111	银岗村	居民区	<u>115.2282572</u>	<u>35.60535908</u>	<u>357</u>			<u>W</u>	<u>965</u>
112	苗屯村	居民区	<u>115.2140307</u>	<u>35.59106827</u>	<u>346</u>			<u>W</u>	<u>230</u>
113	金刚集村	居民区	<u>115.2223563</u>	<u>35.58574677</u>	<u>426</u>		文 92-11C1	<u>SE</u>	<u>274</u>
114	郭庄村	居民区	<u>115.2158117</u>	<u>35.58119774</u>	<u>143</u>			<u>SW</u>	<u>830</u>
115	东赵庄村	居民区	<u>115.2057695</u>	<u>35.58536053</u>	<u>214</u>			<u>SW</u>	<u>1100</u>
116	梁庄村	居民区	<u>115.1846981</u>	<u>35.59578896</u>	<u>894</u>		文 13-239C1	<u>SW</u>	<u>1348</u>

<u>117</u>	荒庄村	居民区	<u>115.1883459</u>	<u>35.60450077</u>	<u>412</u>			<u>NW</u>	<u>1314</u>
<u>118</u>	马坊村	居民区	<u>115.1762867</u>	<u>35.60295582</u>	<u>641</u>			<u>NW</u>	<u>2281</u>
<u>119</u>	靳庄村	居民区	<u>115.19665</u>	<u>35.60014486</u>	<u>712</u>			<u>NW</u>	<u>486</u>
<u>120</u>	黄苏庄村	居民区	<u>115.2063489</u>	<u>35.60138941</u>	<u>349</u>			<u>NE</u>	<u>304</u>
<u>121</u>	陈于屯周村	居民区	<u>115.2041817</u>	<u>35.59158325</u>	<u>547</u>			<u>S</u>	<u>594</u>
<u>122</u>	葛寨村	居民区	<u>115.1955557</u>	<u>35.58188438</u>	<u>346</u>		<u>文 269-19C1</u>	<u>NW</u>	<u>836</u>
<u>123</u>	于寨村	居民区	<u>115.1968002</u>	<u>35.57385921</u>	<u>478</u>			<u>NW</u>	<u>928</u>
<u>124</u>	何寨村	居民区	<u>115.2009094</u>	<u>35.57591915</u>	<u>364</u>			<u>NW</u>	<u>836</u>
<u>125</u>	东穆楼村	居民区	<u>115.1859856</u>	<u>35.57349443</u>	<u>571</u>			<u>NW</u>	<u>1758</u>
<u>126</u>	辛寨村	居民区	<u>115.1728964</u>	<u>35.56750774</u>	<u>310</u>		<u>文 79-4H</u>	<u>NW</u>	<u>1537</u>
<u>127</u>	谷楼村	居民区	<u>115.1710939</u>	<u>35.58201313</u>	<u>137</u>			<u>NW</u>	<u>2656</u>
<u>128</u>	史楼村	居民区	<u>115.1662445</u>	<u>35.56789398</u>	<u>573</u>			<u>NW</u>	<u>1992</u>
<u>129</u>	西刘寨村	居民区	<u>115.1783037</u>	<u>35.56154251</u>	<u>478</u>			<u>NW</u>	<u>715</u>
<u>130</u>	王枣林村	居民区	<u>115.1613092</u>	<u>35.55943966</u>	<u>643</u>			<u>W</u>	<u>2161</u>
<u>131</u>	后楼村	居民区	<u>115.1924014</u>	<u>35.56016922</u>	<u>473</u>			<u>NE</u>	<u>244</u>
<u>132</u>	尹窑村	居民区	<u>115.1990318</u>	<u>35.56070566</u>	<u>375</u>			<u>NE</u>	<u>734</u>
<u>133</u>	西坡村	居民区	<u>115.185535</u>	<u>35.5522728</u>	<u>534</u>			<u>SW</u>	<u>631</u>
<u>134</u>	杨堎堆村	居民区	<u>115.1868868</u>	<u>35.54763794</u>	<u>216</u>			<u>S</u>	<u>1056</u>
<u>135</u>	红屯村	居民区	<u>115.226208</u>	<u>35.57352662</u>	<u>578</u>		<u>文 92-69C1</u>	<u>W</u>	<u>31</u>
<u>136</u>	兰庄村	居民区	<u>115.2382135</u>	<u>35.57040453</u>	<u>367</u>		<u>新文 38-24 侧 1</u>	<u>SE</u>	<u>486</u>
<u>137</u>	刘楼村	居民区	<u>115.2537918</u>	<u>35.57941675</u>	<u>239</u>		<u>文 13-113C1</u>	<u>NW</u>	<u>259</u>
<u>138</u>	化庄村	居民区	<u>115.2341366</u>	<u>35.58392286</u>	<u>482</u>		<u>文 38-20C1</u>	<u>W</u>	<u>42</u>
<u>139</u>	南张庄村	居民区	<u>115.2610445</u>	<u>35.57796836</u>	<u>864</u>		<u>文 72-231C1</u>	<u>W</u>	<u>15</u>
<u>140</u>	关庄村	居民区	<u>115.2695847</u>	<u>35.57436347</u>	<u>485</u>		<u>文 203-68</u>	<u>N</u>	<u>7</u>

141	姜马李村	居民区	115.2833283	35.57510376	340		文 203-73	E	882
142	庞楼村	居民区	115.2828026	35.57118773	276			SE	870
143	戚来庄村	居民区	115.2969003	35.57506084	320			NE	2105
144	毛庄村	居民区	115.3088522	35.57334423	431			E	3127
145	时楼村	居民区	115.3109336	35.56846261	275			SE	3450
146	白堍乡	居民区	115.2962351	35.56186438	1896		文 79-216	NE	1721
147	刘林寨村	居民区	115.2754426	35.55677891	418		文 72-261	SE	245
148	南杨楼村	居民区	115.2893257	35.55658579	348			SE	1189
149	西常寨村	居民区	115.2801633	35.55240154	364			SE	808
150	东常寨村	居民区	115.2938747	35.54573894	184			SE	2525
151	大杨庄村	居民区	115.2857637	35.54411888	127			SE	1979
152	闫林寨村	居民区	115.2681041	35.55373192	267			SW	572
153	庞寨村	居民区	115.2539635	35.54377556	316		文 72-248C1	SE	739
154	后夹堍村	居民区	115.2397263	35.54939747	421		文 201C1	N	61
155	前夹堍村	居民区	115.237484	35.5447197	376			S	133
156	西阎村	居民区	115.2662158	35.537467	212		文 13-317C1	E	1983
157	董家楼村	居民区	115.2910423	35.53781033	346			E	4285
158	后彭贯寨村	居民区	115.2493501	35.53030014	271			SE	546
159	后朱寨村	居民区	115.2280963	35.53189874	845		文新 72-107C1	SE	94
160	东朱寨村	居民区	115.2322161	35.52987099	479		文 72-274C1	S	65
161	腾飞社区	居民区	115.2157098	35.54205894	946		文 79-220	SW	83
162	王楼村	居民区	115.2094603	35.53327203	721		文 15-133	S	27
163	李郭村	居民区	115.209589	35.54190874	821		文 176 侧 1	S	149
164	王郭村	居民区	115.2096105	35.54950476	215			NW	224

165	尹郭村	居民区	115.2034736	35.54856062	149			NW	355
166	安居苑	居民区	115.2140951	35.52716732	491		文 33-150C1	NW	195
167	长乐亭村	居民区	115.1717162	35.49026012	321		文 72-平 201	NW	1007
168	孔店村	居民区	115.158906	35.48214912	264			SW	2179
169	马寨村	居民区	115.1786041	35.47729969	141			SW	1220
170	北王寨村	居民区	115.1864147	35.47644138	110			SW	1109
171	陈寨村	居民区	115.1760721	35.47021866	164			SW	1952
172	桑寨村	居民区	115.1640558	35.46648502	213			SW	2963
173	丁寨村	居民区	115.1973152	35.47884464	315			SE	1117
174	李寨村	居民区	115.1880455	35.47032595	147			S	1795
175	后闫寨村	居民区	115.2038598	35.47566891	164			SE	1817
176	六市村	居民区	115.2135801	35.47695637	179			SE	2248
177	程寨村	居民区	115.1930881	35.48837185	496		文 179-24	SE	11
178	青谷庄村	居民区	115.1979375	35.48614025	248			SE	696
179	董家寨	居民区	115.2028942	35.49219131	321		文 14-58	SW	327
180	曹庄村	居民区	115.2104902	35.48983097	267			SE	672
181	前范寨村	居民区	115.2147818	35.48556089	451			SE	1284
182	天保寨村	居民区	115.233407	35.52274704	120		文 79-130C2	NE	426
183	西兰溪村	居民区	115.2479553	35.51654577	341			E	1736
184	高黄庄村	居民区	115.2358532	35.5122757	169		文 138-18C1	SE	1186
185	袁黄庄村	居民区	115.2289867	35.50978661	219			SE	827
186	宋黄庄村	居民区	115.2262294	35.51590204	756			SW	125
187	刘黄庄村	居民区	115.2192074	35.51458776	497			E	131
188	任楼村	居民区	115.2134728	35.51098824	319			SW	760

189	翟忠陵村	居民区	115.2343082	35.50141811	413		文 318-8	NE	2200
190	李忠陵村	居民区	115.2345228	35.49669743	378			E	2292
191	武忠陵村	居民区	115.241003	35.49371481	478			SE	2660
192	晁楼村	居民区	115.2016711	35.49602151	261		文 14-58	SW	28
193	徐镇中学	学校	115.2040207	35.51876664	132		文 248-6	E	119
194	吉寨村	居民区	115.1978731	35.5215776	456			NW	103
195	后大寨村	居民区	115.1922512	35.51246881	751		文 269-3C1	NE	56
196	屠八劝村	居民区	115.1737118	35.51742554	487			NW	930
197	李九章村	居民区	115.1634979	35.51884174	315			NW	2066
198	后九章村	居民区	115.1520824	35.51897049	578			W	3280
199	梁大寨村	居民区	115.1882064	35.50793052	297		文 72-226C1	NW	37
200	刘八劝村	居民区	115.1718664	35.50639629	187		文 33-319 侧 1	NW	348
201	晁寨村	居民区	115.1554298	35.50987244	564			NW	1956
202	黄寨村	居民区	115.1528978	35.50519466	237			W	2170

表 2.7-3 声环境保护目标一览表

序号	声环境保护目标名称	环境特征	坐标		保护内容 (人口)	保护级别	参照井场	相对方位	与参照井场的距离 (m)
			经度 (°)	纬度 (°)					
1	后赵楼村	居民区	115.3012884	35.66607356	498	《声环境质量标准》 GB309 6-2008 2 类	文 16-42C1	NE	109
2	后草场村	居民区	115.2685332	35.65736175	1983		文 10-47C1	W	40
3	前盆城村	居民区	115.2802277	35.64831734	963		文 10-51C1	S	142
4	吉庄村	居民区	115.2783877	35.63077033	679		文 25-3C1	E	103
5	东王庄村	居民区	115.271194	35.62624812	895		文 65-37C1	E	22
6	徐楼村	居民区	115.2803779	35.58473825	987		文 203-60C1	SW	127

7	胡家庄村	居民区	115.2436316	35.62254667	564		文 15-32C1	E	73
8	高炉庄村	居民区	115.239737	35.61834097	789			SE	185
9	韩李庄村	居民区	115.2357566	35.62123775	462			NW	95
10	王龙庄村	居民区	115.2271736	35.64036727	589		文 107C1	S	10
11	东酸庙村	居民区	115.217979	35.62218189	745		文 220-3C1	E	128
12	西酸庙村	居民区	115.2123141	35.62250376	982			W	103
13	李肖寨村	居民区	115.2002442	35.61750412	763		文 250C1	SW	160
14	化庄村	居民区	115.2341366	35.58392286	482		文 38-20C1	SW	42
15	南张庄村	居民区	115.2610445	35.57796836	864		文 72-231C1	W	15
16	后夹堽村	居民区	115.2397263	35.54939747	421		文 201C1	N	61
17	前夹堽村	居民区	115.237484	35.5447197	376			S	133
18	后朱寨村	居民区	115.2280963	35.53189874	845		文新 72-107C1	SE	94
19	东朱寨村	居民区	115.2322161	35.52987099	479		文 72-274C1	S	65
20	李郭村	居民区	115.209589	35.54190874	821		文 176 侧 1	S	149
21	腾飞社区	居民区	115.2157098	35.54205894	946		文 79-220	SW	83
22	宋黄庄村	居民区	115.2262294	35.51590204	756		文 138-18C1	SW	125
23	刘黄庄村	居民区	115.2192074	35.51458776	497			E	131
24	王楼村	居民区	115.2094603	35.53327203	721		文 15-133	S	27
25	徐镇中学	学校	115.2040207	35.51876664	132		文 248-6	E	119
26	吉寨村	居民区	115.1978731	35.5215776	456			NW	103
27	后大寨村	居民区	115.1922512	35.51246881	751		文 269-3C1	NE	56
28	梁大寨村	居民区	115.1882064	35.50793052	297		文 72-226C1	NW	37
29	前楼村	居民区	115.1858568	35.55603862	642		文 79-4H	SW	47
30	文留镇实验中学	学校	115.2486956	35.64302266	873		文 72-平 203	SE	75

31	程寨村	居民区	<u>115.1930881</u>	<u>35.48837185</u>	<u>496</u>		文 179-24	<u>SE</u>	<u>11</u>
32	马庄村	居民区	<u>115.2839828</u>	<u>35.6833148</u>	<u>245</u>		文 101-8C1	<u>E</u>	<u>16</u>
33	申庄村	居民区	<u>115.2822876</u>	<u>35.67802548</u>	<u>489</u>		文 101-17C1	<u>S</u>	<u>48</u>
34	陈楼村	居民区	<u>115.3139162</u>	<u>35.6473732</u>	<u>425</u>		文 16-4C1	<u>S</u>	<u>34</u>
35	新东北庄	居民区	<u>115.3039062</u>	<u>35.63379049</u>	<u>587</u>		文 13-603C1	<u>SE</u>	<u>189</u>
36	侍郎寨村	居民区	<u>115.2834678</u>	<u>35.62870502</u>	<u>379</u>		文 13-445	<u>SW</u>	<u>145</u>
37	盛庄村	居民区	<u>115.2574933</u>	<u>35.63637614</u>	<u>421</u>		文 25-105	<u>W</u>	<u>25</u>
38	任庄村	居民区	<u>115.2620316</u>	<u>35.62575459</u>	<u>289</u>		文 25-94C1	<u>NW</u>	<u>105</u>
39	新车庄村	居民区	<u>115.287416</u>	<u>35.61844826</u>	<u>721</u>		文 13-255C1	<u>S</u>	<u>17</u>
40	关庄村	居民区	<u>115.2695847</u>	<u>35.57436347</u>	<u>485</u>		文 203-68	<u>N</u>	<u>7</u>
41	马林寨村	居民区	<u>115.2708721</u>	<u>35.55701494</u>	<u>398</u>		文 72-261	<u>S</u>	<u>114</u>
42	前杜垌村	居民区	<u>115.2336645</u>	<u>35.6612134</u>	<u>431</u>		文 38-102	<u>NW</u>	<u>200</u>
43	花园社区	居民区	<u>115.2425802</u>	<u>35.64588189</u>	<u>1986</u>		文 38-19C1	<u>E</u>	<u>33</u>
44	安庄村	居民区	<u>115.2470648</u>	<u>35.63788354</u>	<u>892</u>		文 318	<u>SW</u>	<u>110</u>
45	文留镇	居民区	<u>115.2545643</u>	<u>35.63016415</u>	<u>2896</u>		文 15-88C1	<u>NE</u>	<u>117</u>
46	前南孟村	居民区	<u>115.2341151</u>	<u>35.63490629</u>	<u>416</u>		文 38-3C1	<u>S</u>	<u>113</u>
47	中车庄村	居民区	<u>115.27143</u>	<u>35.5970335</u>	<u>872</u>		文 13-443	<u>W</u>	<u>12</u>
48	马寨村	居民区	<u>115.2787685</u>	<u>115.2787685</u>	<u>671</u>		文 13-197C1	<u>E</u>	<u>144</u>
49	尚楼村	居民区	<u>115.2621067</u>	<u>35.60456514</u>	<u>245</u>		文 13-153C1	<u>NE</u>	<u>94</u>
50	荆台村	居民区	<u>115.2583301</u>	<u>115.2583301</u>	<u>492</u>		文 13-341C1	<u>NE</u>	<u>197</u>
51	寺台村	居民区	<u>115.2401018</u>	<u>35.59276342</u>	<u>376</u>		文 235 侧 1	<u>NW</u>	<u>44</u>
52	狮子寺村	居民区	<u>115.251689</u>	<u>35.56175709</u>	<u>467</u>		文 101-58C1	<u>W</u>	<u>61</u>
53	葛寨村	居民区	<u>115.2447903</u>	<u>35.55625319</u>	<u>786</u>		文 101-61C1	<u>S</u>	<u>60</u>
54	红屯村	居民区	<u>115.226208</u>	<u>35.57352662</u>	<u>578</u>		文 92-69C1	<u>W</u>	<u>31</u>

55	安居苑	居民区	115.2140951	35.52716732	491		文 33-150C1	NW	195
56	晁楼村	居民区	115.2016711	35.49602151	261		文 14-58	SW	28
57	南王庄村	居民区	115.2647835	35.59015632	463		新文 13-239C1	NW	80

表 2.7-4 本项目所在区域地下水保护目标一览表

饮用水水源地名称	地理位置	水源井编号	水源地方位		保护区范围	与最近井场的距离 (m)
			E	N		
濮阳县梨园乡东闫村地下水井	濮阳县梨园乡东闫村南	3-1#	115°16'2.076"	35°31'46.632"	取水井外围西 30m、北 30m，东南分别至供水站边界的区域	2454
濮阳县白堽乡关庄地下水井群	濮阳县白堽乡关庄村南	9-1#	115°16'19.141"	35°34'12.970"	取水井连线向外径向 30m 和水厂边界形成的区域	518
		9-2#	115°16'17.698"	35°34'12.661"		583
		9-3#	115°16'15.037"	35°34'16.137	取水井外围 30m 的区域	603
梁庄乡集中式饮用水水源地	子白路北侧供水站内 (SE)	2--1	115°11'30.15"	35°35'23.30"	供水站厂区及外围西、北 30 米、东至南小堤水水干渠、南至 S307 省道的区域	1435
	子白路北侧供水站内 (NW)	2--2	115°11'28.60"	35°35'24.01"		1464
文留镇集中式饮用水水源地	刘楼村	3--1	115°15'10.91"	35°34'38.86"	取水井外围 30 米的区域	431
	崔庄村	3--2	115°14'59.96"	35°37'07.70"	取水井外围 30 米的区域	928
	供水站 (前草场) (SW)	3--3	115°15'37.50"	35°39'33.32"	供水站厂区及外围东 30 米、西至 Z020 县道、南至文留镇法庭、北 30 米的区域	718
	供水站 (前草场) (NE)	3--4	115°15'40.05"	35°39'33.81"		1201
	供电所北侧 (新)	3--5	115°14'57.67"	35°38'02.88"	取水井外围 30 米的区域	190

王称堽乡集中式饮用水水源地	藕塘北侧（漫渡村）	5--1	115°18'42.45''	35°37'10.91''	水厂厂区及外围 30 米的区域	425
	敬老院（漫渡村）	5--2	115°18'42.17''	35°37'16.44''	取水井外围 30 米的区域	276
徐镇镇集中式饮用水水源地	供水站（王楼村）（NW）	7--1	115°13'08.63''	35°31'41.71''	水厂厂区及外围东 30 米、西 30 米、南 30 米、北 75 米的区域	387
	供水站（王楼村）（SE）	7--2	115°13'09.58''	35°31'39.75''		350
鲁河镇集中式饮用水水源地	寨上村	10--1	115°12'31.90''	35°37'42.03''	寨上村水厂厂区及外围 30 米的区域	975
	供水站内（前杜庄）（SE）	10--2	115°12'29.51''	35°37'46.10''	前杜庄水厂厂区及外围 30 米的区域	1037
	供水站内（前杜庄）（NW）	10--3	115°12'28.90''	35°37'47.36''		1081
	供水站（前杜庄）外	10--4	115°12'27.56''	35°37'38.45''	取水井外围 30 米的区域	843
户部寨镇集中式饮用水水源地	供水站（左店村）内	11--1	115°17'04.05''	35°41'28.63''	水厂厂区及外围东 40 米、西 70 米、南 15 米、北 50 米的区域	774
	供水站（左店村）外（E）	11--2	115°17'06.49''	35°41'27.91''		741
	供水站（左店村）外（SW）	11--3	115°17'02.58''	35°41'26.92''		745
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 2.7-5 地表水保护目标一览表

名称	标准	功能	与最近井场的距离 (m)
金堤河	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) IV 类水体	灌溉、防洪、景观	4271
清碱沟		灌溉、防洪排涝	889
南游干渠		灌溉、防洪排涝	55
长亨支渠		灌溉、防洪排涝	28
杜垆沟		灌溉、防洪排涝	147
南小堤输水总干渠		灌溉、防洪排涝	170
董楼沟		灌溉、防洪排涝	90
芽豆屯渠		灌溉、防洪排涝	55
房楼沟		灌溉、防洪排涝	10
房刘庄沟		灌溉、防洪排涝	21
新村干渠		灌溉、防洪排涝	50
梁干渠		灌溉、防洪排涝	170

表 2.7-6 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 2.7-7 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

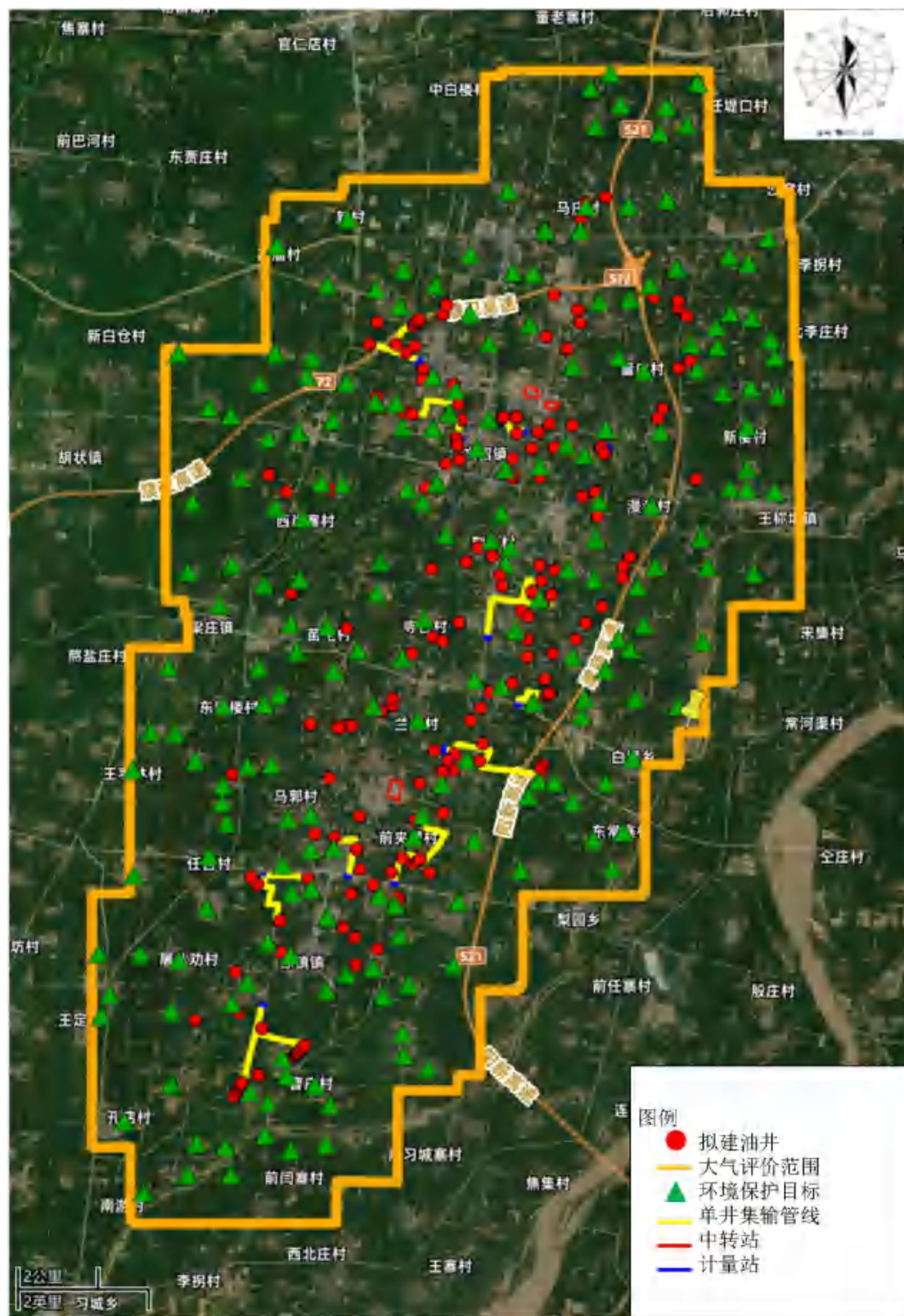


图 2.7-1 大气评价范围及环境空气保护目标图

2-43

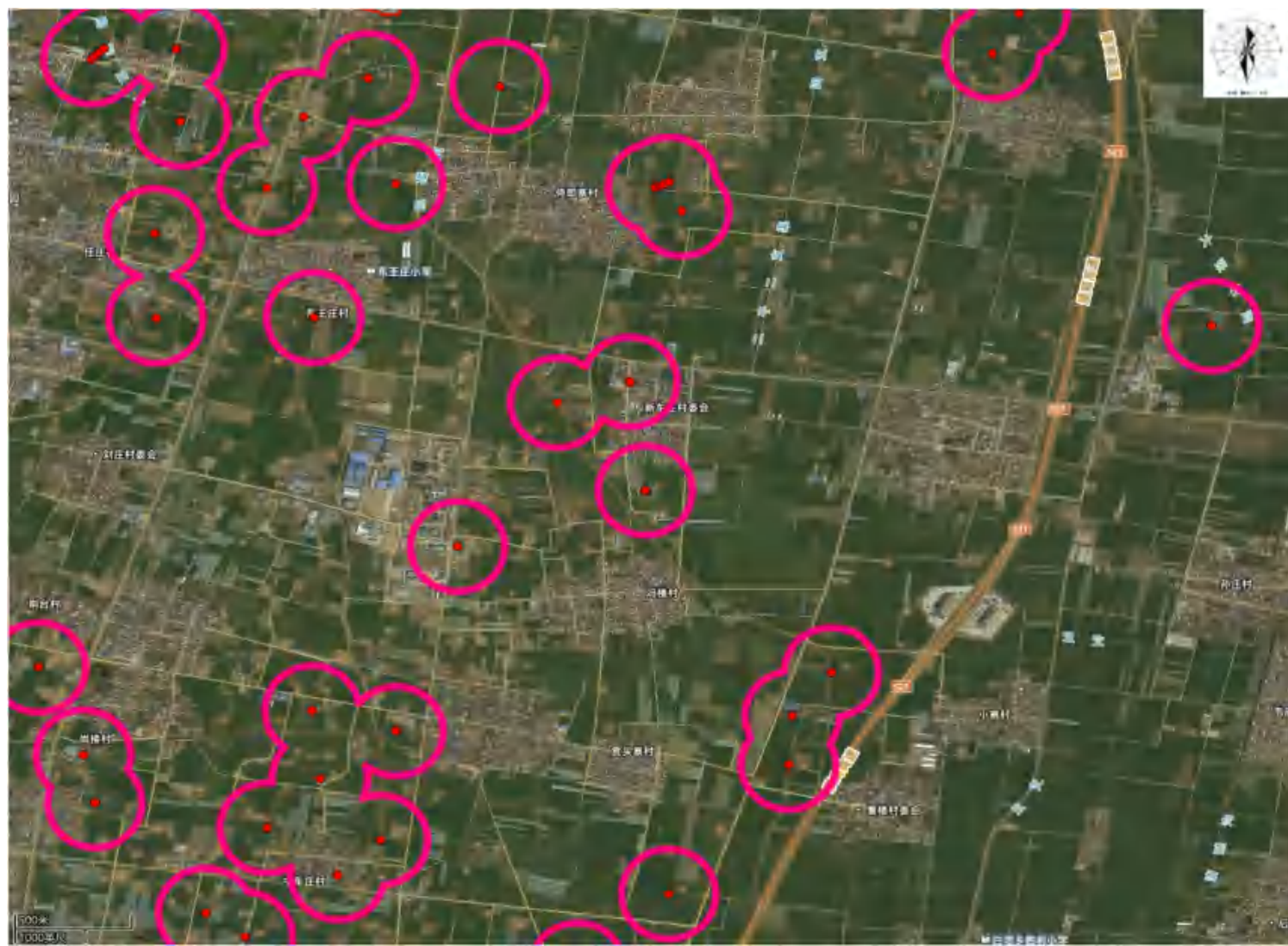


图 2.7-3 声评价范围及保护目标图 (2)



图 2.7-4 声评价范围及保护目标图 (3)

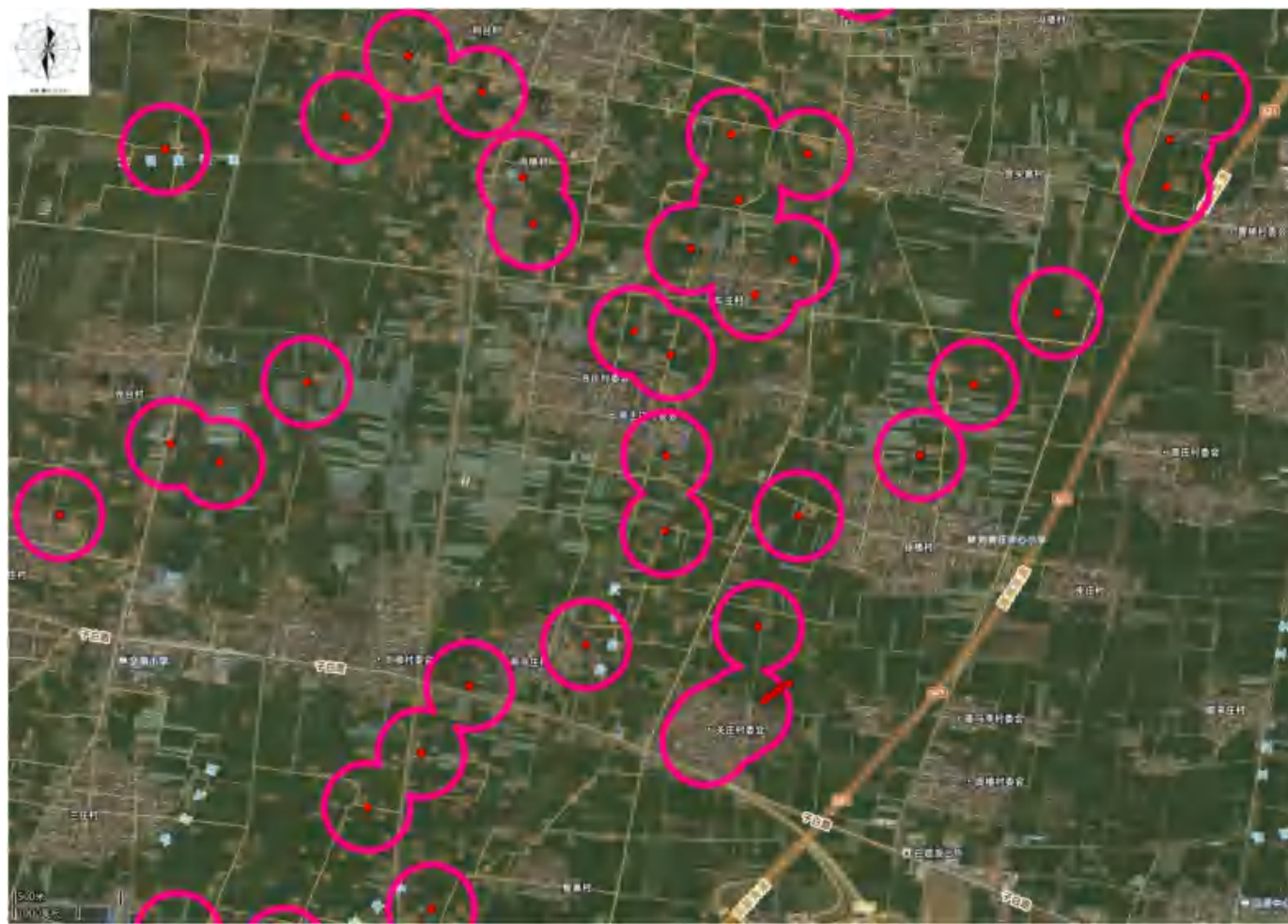


图 2.7-5 声、生态评价范围及保护目标图（4）



图 2.7-6 声评价范围及保护目标图 (5)

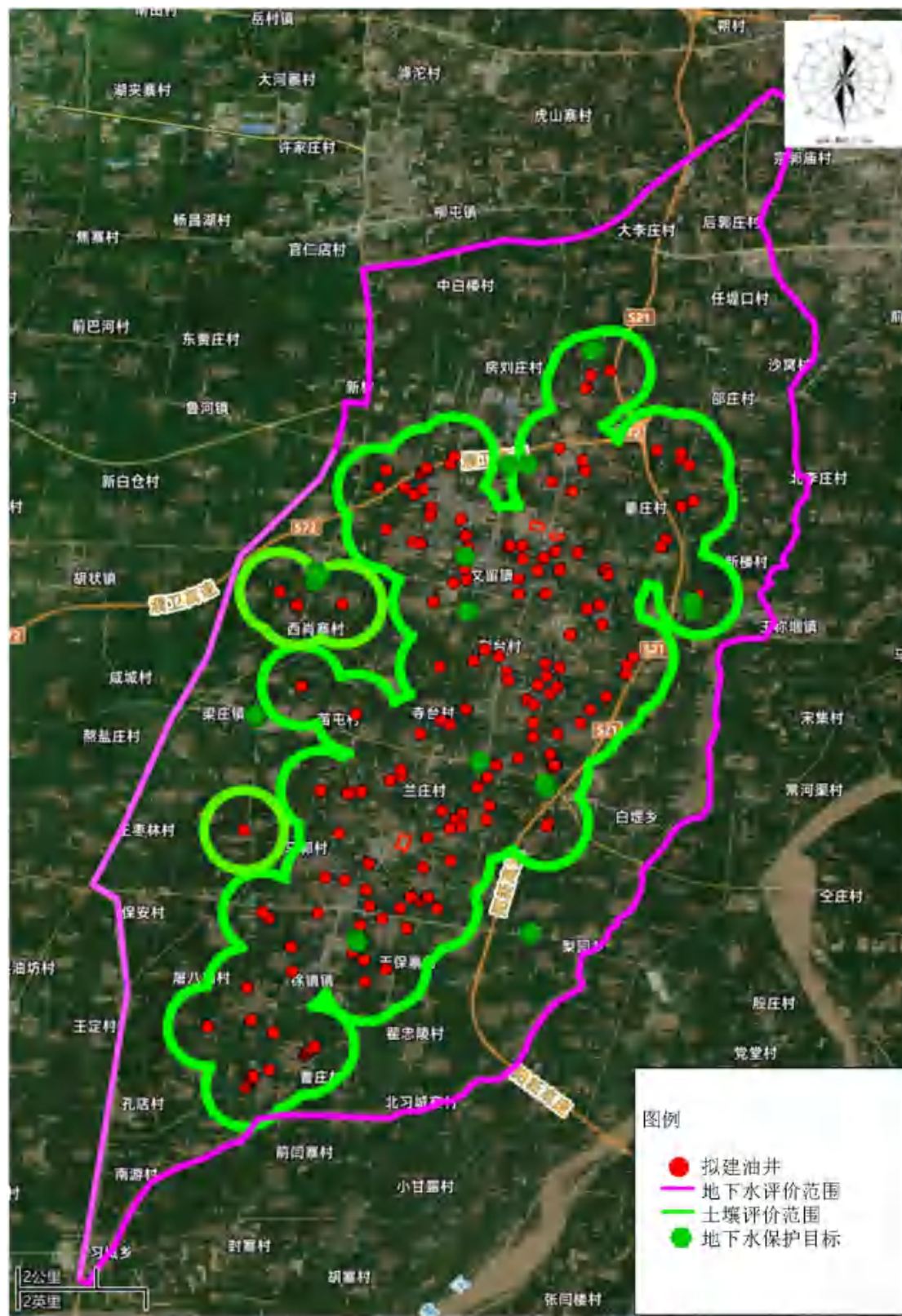


图 2.7-8 土壤、地下水评价范围及保护目标图

2.8 专题设置

本次评价设置以下专题：

- (1) 概述
- (2) 总则
- (3) 工程分析
- (4) 环境现状调查与评价
- (5) 环境影响预测与评价
- (6) 环境保护措施及其可行性论证
- (7) 环境风险评价
- (8) 环境影响经济损益分析
- (9) 环境管理与监测计划
- (10) 碳排放评价
- (11) VOCs 专章
- (12) 环境影响评价结论与建议

根据工程特点和区域环境质量现状，确定本次评价重点为：

- (1) 工程分析
- (2) 环境影响预测与评价
- (3) 环境风险评价
- (4) 环境保护措施及其可行性论证

2.9 产业政策相符性分析

拟建项目属于陆地石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

2.10 与相关法律法规、规章、政策等相符性分析

2.10.1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性分析

按照《石油天然气开采业污染防治技术政策》中关于“清洁生产”、“生态保护”、“污染治理”、“鼓励研发的新技术”、“运行管理和风险防范”提出的具体要求，逐条对比分析，具体见下表。

表 2.10-1 项目与《石油天然气开采业污染防治技术政策》相符性分析

石油天然气开采业污染防治技术政策		拟建项目情况	相符性
一、总则			
1	①到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；②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拟建项目运营期生产采出水处理达标后全部回注；固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%；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环境污染和生态破坏事故的发生	相符
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拟建项目区块开发总体布局合理，评价在施工期和运行期提出了严格、可行的污染防治和生态保护措施，建设单位确保严格执行；②拟建项目清洁生产总体达到国内先进水平，多方面发展了“减量化、再使用、再循环”的循环经济，拟采取成熟有效的污染防治和生态保护措施	相符
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	评价对拟建项目的环境影响进行了充分的论证，建设单位承诺严格执行环评文件提出的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施	相符
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	拟建项目建设符合河南省社会经济发展“十四五”规划、符合河南省矿产资源规划。建设单位制定了合理的开采方案，布局采取优化设计，尽量减少了占地和油气损失，实现油气和废	相符

		物的集中收集、处理处置	
5	油气田开发不得使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂，逐步淘汰微毒及以上油气田化学剂，鼓励使用无毒油气田化学剂	拟建项目钻进过程中主要使用水基钻井液，所用化学药品不含有国际公约禁用化学物质的油气田化学试剂，以及微毒及以上油气田化学试剂	相符
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%	建设单位通过工艺、设备优化，井下作业过程中配备泄油器、刮油器等，地面铺设防渗膜，落地油回收率 100%	相符
7	在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用	本项目拟采用环境友好的钻井液体系，目前钻井液循环率达到 95%以上，钻井过程产生的废水回用	相符
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%	本项目压裂残液和返排液全部收集入罐，统一处置	相符
9	在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注	本项目采出水处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求后回注油层	相符
10	在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放	本项目油气集输采取密闭集输，最大限度地减少了烃类气体的排放	相符
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	本项目结合实际情况，采取定向井钻井技术，减少了污染物的产生和占地	相符
12	在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上	本项目伴生气回收用作加热炉燃料，回收利用率可达到 80%以上	相符
13	井场周围应设置围堤或井界沟	本项目采用标准化井场设计，井场周围设置井界沟	相符
四、污染治理			
14	在钻井和井下作业过程中，鼓励油污、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的油污、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外	本项目在钻井、井下作业、生产运营过程中产生的废水经处理达标后全部回注油层	相符

	排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用凝析气浮和生化处理相结合的方式		
15	固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施；试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池	本项目钻井采用泥浆不落地系统，无需安装钻井液贮池	相符
16	回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置	本项目对井场落地油进行100%回收；含油污泥属于危险固废，在现有危废暂存间暂存后，委托有资质单位进行处置	相符
五、鼓励研发的新技术			
17	废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术	本项目产生的废弃钻井液、井下作业废液及含油污泥采取相应无害化处置技术	相符
六、运行管理与风险防范			
18	油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系	建设单位已建立了完善的环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系	相符
19	在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水	建设单位拟采取有效的油井套管的检测和维护措施，可有效防止原油泄漏污染地下水	相符
20	油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗	建设单位已建立了完善的环境保护人员培训制度，所有人员均培训后上岗	相符
21	油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物检测工作，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	建设单位对生产过程环境风险因素识别；制定了突发环境事件应急预案并定期进行演练。开展特征污染物检测工作，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	相符

综上所述，拟建项目总体符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求。

2.10.2 与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）相符性分析

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）相符性分析见下表。

表 2.10-2 与环办环评函〔2019〕910号相符性分析

环办环评函〔2019〕910号文中相关内容	拟建项目情况	相符性
（四）油气开采项目(含新开发和滚动开发项目)原则上应当以区块为单位开展环评(以下简称区块环评), 一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险, 提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。滚动开发区块产能建设项目环评文件中还应对现有工程环境影响进行回顾性评价, 对存在的生态环境问题和环境风险隐患提出有效防治措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的, 应当论证其可行性和有效性。	拟建项目以区块为单位进行评价, 评价内容为部分新井、侧钻井、集输管线及配套工程等; 本项目为滚动开发区块产能建设项目, 本次评价对现有工程环境影响进行回顾性评价, 对现有工程存在的生态环境问题和环境风险隐患提出了有效防治措施, 并对依托设施论证了可行性和有效性	相符
（五）未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块, 建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后, 原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的, 可以纳入区块环评。自2021年1月1日起, 原则上不以单井形式开展环评。过渡期间, 项目建设单位可以根据实际情况, 报批区块环评或单井环评。在本通知印发前已经取得环评批复、不在海洋生态环境敏感区内、未纳入油气开采区块产能建设项目环评且排污量未超出原环评批复排放总量的海洋油气开发工程调整井项目, 实施环境影响登记表备案管理。	拟建项目在已确定产能的油气开采区块进行, 不属于单井环评	相符
（七）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。	拟建项目不新增劳动定员, 生活污水、试压废水不外排; 不涉及水污染物总量控制指标	相符
（八）涉及废水回注的, 应当论证回注的环境可行性, 采取切实可行的地下水污染防治和监控措施, 不得回注与油气开采无关的废水, 严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前, 回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注, 同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为	拟建项目钻井废水、采出水等收集后进入文一、文二及文三采出水处理站采出水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层, 用于油田开发回注,	相符

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相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形除外。	不外排。	
(十) 陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。	拟建项目除个别油井外，全部采用管线进行油气集输，伴生气用于加热炉使用，最大程度减少了废气无组织排放；加热炉采用天然气作为燃料，废气排放满足国家和地方大气污染物排放标准要求	相符
(十一) 施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	拟建项目施工期优化施工方案、减少施工占地、缩短施工时间、落实生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备使用网电、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，及时落实环评提出的生态保护措施	相符
(十二) 陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。	拟建项目管线选线阶段避让环境敏感区，尽量远离沿线居民，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。制定环境风险应急预案，通过管材选用、严把施工质量、远程控制、定期巡护、定期检测等途径将环境风险降至最低	相符
(十四) 油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。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。	拟建项目可纳入现有环境风险应急预案中，环境风险应急预案应进行定期演练及修订	相符
(十五) 油气企业应当切实落实生态环境保护主体责任	建设单位已建立 HSE 管理体系	相符

任,进一步健全生态环境保护管理体系和制度,充分发挥企业内部生态环境保护部门作用,健全健康、安全与环境(HSE)管理体系,加强督促检查,推动所属油气田落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。项目正式开工后,油气开采企业应当每年向具有管辖权的生态环境主管部门书面报告工程实施或变动情况、生态环境保护工作情况,涉及自然保护区和生态保护红线的,应当说明工程实施的合规性以及对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响,接受生态环境主管部门依法监管。	系,加强督促检查,推动落实规划、建设、运营、退役等环节生态环境保护措施。本项目纳入文留采油厂HSE管理体系统一管理	
(十八)建设单位或生产经营单位按规定开展建设项目竣工环境保护验收,并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台。分期建设、分期投入生产或者使用的建设项目,其相应的环境保护设施应当分期验收。	拟建项目建设完毕后将开展建设项目竣工环境保护验收工作,并录入全国建设项目竣工环境保护验收信息平台	相符
(二十一)油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求,主动公开油气开采项目环境信息,保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	拟建项目环评执行环境影响评价公众参与办法等有关要求,在网站进行公示,并附报告全文链接	相符

综上所述,拟建项目符合《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)相关要求。

2.10.3 与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相符性

表 2.10-3 与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相符性分析

序号	集输要求	拟建项目情况	相符性
1	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置,以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求	拟建项目钻井废物的收集、贮存、运输符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求,拟建项目不建设危险废物利用、处置设施	相符
2	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置,对液相尽可能进行回	拟建项目利用高效固液分离技术,实现废弃钻井液重复利用。废弃油基钻井液	相符

	收再利用。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法实施钻井液或油的回收,优先考虑钻井液的回收	罐装收集后,委托有资质单位处理处置	
3	钻井废物处置过程中应采取措施,保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境,避免造成环境污染和生态破坏	拟建项目钻井采用泥浆不落地工艺,井场作业区域铺设防渗膜,钻井泥浆、钻井岩屑均在罐内暂存可有效保护环境,避免造成环境污染和生态破坏	相符
4	钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求,产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求	拟建项目采用泥浆不落地技术,循环利用后的水基钻井废弃泥浆收集后委托中原油田油气加工技术服务中心处理,处理后用于铺垫井场,或者用于制砖及其他建材;油基钻井拟建罐装收集后定期委托有资质单位处理处置。固体废物处置符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求;环境噪声符合国家和地方相关排放标准要求	相符
5	钻井废物经无害化处置后,对其进行资源化(如作为建筑材料)利用,应符合相关质量标准和污染控制标准要求	拟建项目钻井废物经收集后进行资源化利用,评价要求进行资源化利用时应符合相关质量标准和污染控制标准要求	相符

综上所述,拟建项目与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相关要求相符。

2.10.4 与《基本农田保护条例》相符性

表 2.10-4 项目与《基本农田保护条例》的相符性分析

名称	相关法规、技术政策等(摘录)	本项目情况	相符性
基本农田保护条例	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。	1、拟建项目选址已尽量避让基本农田;2、拟建项目穿越基本农田为地下穿越,地面仅在施工期间临时占用,通过回填、复耕后不改变原有土地性质	相符
	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。	拟建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,在采取分层开挖、分层回填,控制作业面等措施后,基本农田土壤结构可以得到恢复。	相符

	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。	拟建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

综上所述，拟建项目与《基本农田保护条例》相关要求相符。

2.10.5 与《关于印发河南省“两高”项目管理目录（2023 年修订）的通知》（豫发改环资〔2023〕38 号）相符性分析

根据《关于印发河南省“两高”项目管理目录（2023 年修订）的通知》（豫发改环资〔2023〕38 号），河南省“两高”项目管理目录第一类：煤电、石化、化工、煤化工、钢铁（不含短流程炼钢项目及钢铁压延加工项目）、焦化、建材（非金属矿物制品，不含耐火材料项目）、有色（不含铜、铅锌、铝、硅等有色金属再生冶炼和原生、再生有色金属压延加工项目）等 8 个行业年综合能耗量 5 万吨标准煤（等价值）及以上项目。第二类：8 个行业中 19 个细分行业年综合能耗 1-5 万吨标准煤（等价值）的项目。

拟建项目属于陆地石油开采项目，不在“两高”项目管理目录中。因此不属于《河南省“两高”项目管理目录通知》中规定的“两高”项目。

2.10.6 与《关于印发<减污降碳协同增效实施方案>的通知》（环综合〔2022〕42 号）相符性分析

本项目与《关于印发<减污降碳协同增效实施方案>的通知》（环综合〔2022〕42 号）有关要求相符性分析见下表。

表 2.10-5 与环综合〔2022〕42 号相符性分析

主要内容		本项目情况	相符性
加强生态环境准入	坚决遏制高耗能、高排放、低水平项目盲目发展，高耗能、高排放项目审批要严格落实国家产业规划、产业政策、“三线一单”、环评审批、取水许可审批、节能审查以及污染物区域削减替代等要求，采取先进适	拟建项目行业类别不在“两高”名录内。污染物排放量不大，项目属于允许类，符合“三线	相符

管理	用的工艺技术和装备，提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗、水耗要达到清洁生产先进水平。大气污染防治重点区域严禁新增钢铁、焦化、炼油、电解铝、水泥、平板玻璃（不含光伏玻璃）等产能。	一单”，采取先进适用的工艺技术和装备，提升高耗能项目能耗准入标准，能耗、物耗、水耗达到国内清洁生产先进水平	
推动能源绿色低碳转型	严控煤电项目，“十四五”时期严格合理控制煤炭消费增长、“十五五”时期逐步减少。重点削减散煤等非电用煤，严禁在国家政策允许的领域以外新(扩)建燃煤自备电厂。持续推进北方地区冬季清洁取暖。新改扩建工业炉窑采用清洁低碳能源，优化天然气使用方式，优先保障居民用气，有序推进工业燃煤和农业用煤天然气替代。	拟建项目不属于煤电项目	相符

由上表分析可知，拟建项目建设符合《关于印发<减污降碳协同增效实施方案>的通知》（环综合〔2022〕42号）有关要求。

2.10.7 与《关于印发<河南省减污降碳协同增效实施方案>的通知》（豫环〔2023〕6号）相符性分析

本项目与《关于印发<河南省减污降碳协同增效实施方案>的通知》（豫环〔2023〕6号）有关要求相符性分析见下表。

表 2.10-6 与豫环〔2023〕6号）相符性分析

主要内容		本项目情况	相符性
协同推进生态保护源头控制	2. 推进绿色低碳产业发展。严格落实“两高一低”项目会商联审机制，按照产能置换、“三线一单”、煤炭消费替代、区域污染物削减等政策要求，强化项目环评及“三同时”管理。支持符合条件的新建、扩建“两高一低”项目采用先进的工艺技术和装备，单位产品能耗、物耗、水耗和污染物排放强度等应达到清洁生产先进水平。原则上严禁新增钢铁（不含短流程炼钢项目及钢铁压延加工）、电解铝、水泥熟料、平板玻璃、传统煤化工、焦化、铝用碳素、砖瓦窑、铅锌冶炼等行业产能，合理控制煤制油气产能，严控新增炼油产能。	拟建项目行业类别不在“两高”名录内。本项目符合产业政策、“三线一单”等要求。本项目建成后工艺技术和设备先进，能够达到清洁生产先进水平	相符
	3. 探索实施碳排放影响评价。把碳排放评价作为环境影响评价的重要内容，在环评文件中设置碳排放评价专章，开	拟建项目设置碳排放评价	相符

	展碳排放量核算，落实区域和行业达峰行动方案、清洁能源替代、清洁运输、煤炭消费总量控制等政策要求，推动实现碳排放作为建设项目环评管理的约束指标，建立碳排放源头控制机制。按照国家统一部署，初步建立以绿色低碳为导向的重大经济、技术政策生态环境影响论证工作机制。		
协同推进能源领域减污降碳	4. 大力推动煤电结构优化调整。优化煤电项目布局，推进煤电“以大代小”、“以新换旧”容量替代建设；在豫东、豫南等电力缺口较大地区有序建设大型先进支撑性和调节性煤电项目，在存在重大供热缺口的区域新建保障性民生热电项目。严格控制燃煤发电机组装机规模，禁止新建自备燃煤机组，淘汰 20 万千瓦及以下且设计寿命期满的纯凝燃煤机组，积极推进 30 万千瓦及以上热电联产电厂供热合理半径范围内的燃煤小机组（含自备电厂）和燃煤锅炉整合退出。稳步推进许昌、平顶山等城区煤电项目“退城进郊园”，加快推进洛阳市主城区内燃煤电厂基本“清零”。推动具备上网条件的现役自备燃煤机组纳入电网统一调度。	拟建项目不属于煤电项目	相符

由上表分析可知，拟建项目建设符合《关于印发<河南省减污降碳协同增效实施方案>的通知》（豫环〔2023〕6号）有关要求。

2.10.8 与《工业和信息化部关于印发<“十四五”工业绿色发展规划>的通知》（工信部规〔2021〕178号）相符性分析

本项目与《工业和信息化部关于印发<“十四五”工业绿色发展规划>的通知》（工信部规〔2021〕178号）相关内容相符性分析见下表。

表 2.10-7 本项目与工信部规〔2021〕178号相符性分析

实施意见中相关要求内容	本项目情况	相符性
推动传统行业绿色低碳发展。加快钢铁、有色金属、石化化工、建材、纺织、轻工、机械等行业实施绿色化升级改造，推进城镇人口密集区危险化学品生产企业搬迁改造。落实能耗“双控”目标和碳排放强度控制要求，推动重化工业减量化、集约化、绿色化发展。对于市场已饱和的“两高”项目，主要产品设计能效水平要对标行业能耗限额先进值或国际先进水平。严格执行钢铁、水泥、平板玻璃、电解铝等行业产能置换政策，严控尿素、磷铵、电石、烧碱、黄磷等行业新增产能，新建项目应实施产能等量或减量置换。强化环保、能耗、	拟建项目位于濮阳县，不在城镇人口密集区。拟建项目清洁生产达到国内先进水平，本项目不属于钢铁、水泥、尿素、烧碱等行业，不需要进行产能置换	相符

水耗等要素约束，依法依规推动落后产能退出。		
提升清洁能源消费比重。鼓励氢能、生物燃料、垃圾衍生燃料等替代能源在钢铁、水泥、化工等行业的应用。严格控制钢铁、煤化工、水泥等主要用煤行业煤炭消费，鼓励有条件地区新建、改扩建项目实行动煤减量替代。	不涉及	/

由上表分析可知，拟建项目建设符合《工业和信息化部关于印发<“十四五”工业绿色发展规划>的通知》（工信部规〔2021〕178 号）相关要求。

2.10.9 与《河南省人民政府关于印发河南省空气质量持续改善行动计划的通知》（豫政〔2024〕12 号）的相符性分析

表 2.10-8 项目与豫政〔2024〕12 号文相符性分析一览表

主要内容	拟建项目情况	相符性
二、优化产业结构，促进产业绿色发展		
（一）严把“两高”项目准入关口。 严格落实国家和我省“两高”项目相关要求，严禁新增钢铁产能。严格执行有关行业产能置换政策，被置换产能及其配套设施关停后，新建项目方可投产。国家、省绩效分级重点行业以及涉及锅炉炉窑的其他行业，新（改、扩）建项目原则上达到环境绩效 A 级或国内清洁生产先进水平。推进钢铁、焦化、烧结一体化布局，大幅减少独立烧结、球团和热轧企业及工序，推动高炉—转炉长流程炼钢转型为电炉短流程炼钢，淘汰落后煤炭洗选产能。统筹落实国家“以钢定焦”有关要求，研究制定焦化行业产能退出实施方案。到 2025 年，全省短流程炼钢产量占比达 15%以上，郑州市钢铁企业全部退出。	拟建项目行业类别不在“两高”名录内。	相符
三、优化能源结构，加快能源绿色低碳发展		
（二）严格合理控制煤炭消费总量。 制定实施煤炭消费总量控制行动计划，确保完成国家下达的“十四五”煤炭消费总量控制任务。重点压减非电行业煤炭消费，煤矸石、原料用煤不纳入煤炭消费总量考核内容。对新（改、扩）建用煤项目实施煤炭等量或减量替代，替代方案不完善的不予审批，不得将使用石油焦、焦炭、兰炭等高污染燃料作为煤炭减量替代措施。	拟建项目不直接消耗煤炭	相符
（三）积极开展燃煤锅炉关停整合。 全省原则上不再新增自备燃煤机组、不再新建除集中供暖外的燃煤锅炉，鼓励自备燃煤机组实施清洁能源替代。全面淘汰 35 蒸吨/小时以下的燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶，基本淘汰储粮	拟建项目不建设燃煤机组，项目中转站供热依托现有水套加热炉，燃料为	相符

烘干设备、农产品加工等燃煤设施。加快热力管网建设，开展远距离供热示范，充分发挥热电联产电厂的供热能力，2025 年年底前，对 30 万千瓦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燃煤锅炉和落后燃煤小热电机组（含自备电厂）进行关停或整合。	石油开采过程中的伴生气	
（四）实施工业炉窑清洁能源替代 全省不再新增燃料类煤气发生炉，新（改、扩）建加热炉、热处理炉、干燥炉、熔化炉原则上采用清洁低碳能源。2024 年年底前，分散建设的燃料类煤气发生炉完成清洁能源替代或园区集中供气改造。2025 年年底前，使用高污染燃料的加热炉、热处理炉、干燥炉、熔化炉改用清洁低碳能源，淘汰不能稳定达标的燃煤锅炉和以煤、石油焦、渣油、重油等为燃料的工业窑炉，完成固定床间歇式煤气发生炉新型煤气化工艺改造。	拟建项目现有水套加热炉燃料为石油开采过程中的伴生气，属于清洁燃料。	相符
五、强化面源污染治理，提升精细化管理水平		
（一）深化扬尘污染综合治理。 严格落实扬尘治理“两个标准”要求，加强施工围挡、车辆冲洗、湿法作业、密闭运输、地面硬化、物料覆盖等精细化管理，鼓励建筑项目积极采用装配式建造等绿色施工技术。市政道路、水务等长距离线性工程实行分段施工，逐步推动 5000 平方米以上建筑工地安装在线监测和视频监控设施并接入当地监管平台。将防治扬尘污染费用纳入工程造价。持续开展城市清洁行动，强化道路扬尘综合整治，对长期未开发的建设裸地进行排查整治。到 2025 年，城市建成区主次干道机械化清扫率达到 90%以上，城市大型煤炭、矿石等干散货码头物料堆场基本完成抑尘设施建设和物料输送系统封闭改造。	拟建项目施工期严格落实扬尘治理要求，加强施工围挡、车辆冲洗、湿法作业、密闭运输、地面硬化、物料覆盖等精细化管理	相符

综上，拟建项目建设符合《河南省人民政府关于印发河南省空气质量持续改善行动计划的通知》（豫政〔2024〕12 号）文件相关要求。

2.10.10 与黄河保护有关法律法规政策文件相符性分析

表 2.10-9 项目与黄河保护有关政策文件相符性分析一览表

文件名称	文件要求	本项目情况	相符性
中华人民共和国黄河保护法	第二十六条 黄河流域省级人民政府根据本行政区域的生态环境和资源利用状况，按照生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的要求，制定生	本项目属于石油开采项目，不属于禁止建	相符

	态环境分区管控方案和生态环境准入清单，报国务院生态环境主管部门备案后实施。生态环境分区管控方案和生态环境准入清单应当与国土空间规划相衔接。 禁止在黄河干支流岸线管控范围内新建、扩建化工园区和化工项目。禁止在黄河干流岸线和重要支流岸线的管控范围内新建、改建、扩建尾矿库；但是以提升安全水平、生态环境保护水平为目的的改建除外。	设的新建、扩建化工园区和化工项目以及尾矿库项目	
《关于“十四五”推进沿黄重点地区工业项目入园及严控高污染、高耗水、高耗能项目的通知》（豫发改工业〔2021〕812号）	1、沿黄地区：濮阳市含濮阳县、范县、台前县 2、各有关地区要坚持从严控制，对已备案但尚未开工的拟建工业项目，要指导督促和协调帮助企业将项目调整转入合规工业园区内建设。对不符合产业政策、“三线一单”生态环境分区管控方案、规划环评以及能耗、水耗等有关要求的工业项目，一律不得批准或备案。拟建工业项目清理规范工作于2021年12月底前全部完成。“十四五”时期沿黄重点地区拟建的工业项目，一律按要求进入合规工业园区。	1、文留采油厂开采区位于濮阳县，属于沿黄地区； 2、本项目属于石油开采项目，符合产业政策、“三线一单”生态环境分区管控方案等	相符
河南省黄河河道管理条例	第三十五条 黄河河道堤防安全保护区外二百米范围内，禁止擅自进行爆破作业；确需进行爆破作业的，应当由设区的市级公安机关批准后实施。 第三十六条 在黄河河道管理范围内新建或者改建各类工程，施工时应当保护原有的河道工程及附属设施，确需拆除的，须经省级黄河河道主管机关批准，工程完工后由建设单位恢复或者予以赔偿。 禁止在黄河主河槽内、控导、护滩工程护坝地和堤防工程安全保护区内建设开发项目。 禁止在堤顶行驶非防汛抢险的履带机动车、硬轮车辆及其他可能损害路面的机具。 第四十一条 禁止在黄河河道管理范围内堆放、倾倒、掩埋、排放污染水体的物体；禁止在黄河河道内清洗装贮过油类或者有毒污染物的车辆、容器。 第四十三条 在黄河河道管理范围内进行下列活动，应当报经黄河河道主管机关批准；涉及其他部门的，由黄河河道主管机关会同有关部门批准：	本项目属于石油开采项目，文留采油厂开采区开采范围不涉及黄河河道滩区	/

	<u>（一）取土、淘金；</u> <u>（二）爆破、钻探、挖筑鱼塘；</u> <u>（三）在河道滩地存放物料；</u> <u>（四）在河道滩地开采地下资源及进行考古发掘。</u> <u>第四十四条 禁止损毁堤防、控导、护岸、闸坝等水工程建筑物和防汛设施、通信设施、水文监测和测量设施、河岸地质监测设施以及照明设施等。</u> <u>第四十五条 禁止非管理人员操作黄河河道上的涵闸闸门，禁止任何组织和个人干扰黄河河道管理单位的正常工作。</u> <u>第四十六条 在黄河河道管理范围内，禁止下列活动：</u> <u>（一）建设妨碍行洪的建筑物、构筑物，从事影响河势稳定、危害河岸堤防安全和其他妨碍河道行洪的活动；</u> <u>（二）弃置、堆放阻碍行洪的物体，修建围堤、阻水渠道、阻水道路，设置拦河渔具，倾倒或者弃置矿渣、石渣、煤灰、泥土、垃圾等；</u> <u>（三）在黄河滩区建设光伏发电项目、黏土墙材企业、污染工矿企业、化工厂，设置尾矿库、永久渣场；</u> <u>（四）建设蹦极塔、滑索、玻璃栈道等设施；</u> <u>（五）违法利用、占用河道、水域和岸线；</u> <u>（六）其他有关法律、法规禁止的活动。</u>		

综上，本项目与黄河保护有关法律法规政策文件相符要求相符。

2.10.11 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）相符性分析

表 2.10-10 项目与濮环委办[2025]1 号文相符性分析一览表

主要内容	本项目情况	相符性
濮阳市 2025 年蓝天保卫战实施方案		

(一) 结构 优化 升级 专项 攻坚	3.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。督促范县利福特瓦业有限公司于2025年10月底前完成煤气发生炉淘汰或清洁能源替代，未完成替代改造的不得投入运行。	本中试项目不涉及燃煤锅炉/炉窑	相符
(二) 工业 企业 提标 治理 专项 攻坚	6.深入开展低效失效治理设施排查整治。对照《低效失效大气污染防治设施排查整治技术要点》，持续开展低效失效大气污染防治设施排查，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防治设施排查情况，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。	拟建项目采取的污染防治措施不属于低效大气污染防治措施。	相符
濮阳市2025年碧水保卫战实施方案			
(一) 动构 建上 下游 贯通 一体 的生态 环境治 理体系	5、持续强化水资源节约集约利用。打造节水控水示范区，加快推进高标准农田建设和大中型灌区建设改造；严格用水总量与强度双控管理，分解下达区域年度用水计划；开展水效“领跑者”遴选工作和水效对标达标活动，开展2025年工业废水循环利用标杆企业和园区遴选，进一步提升工业水资源集约节约利用水平。	拟建项目钻井废水、采出废水经文一、文二及文三采出水处理站处理后回注。	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	1、强化土壤污染源头防控。加强源头预防，工业园区加强对天能企业涉重金属重点排放口和周边环境进行定期监测，评估对中变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。各县（区）指导辖区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	拟建项目不属于涉重金属行业企业，并按要求对开采用地范围内的土壤进行定期监测。	相符

	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。		
濮阳市 2025 年柴油货车污染攻坚战实施方案			
强化非道路移动源污染防治	11.强化高排放非道路移动机械禁用区监管。施工工地、物流园区、工矿企业以及港口、码头、机场、铁路货场等地的非道路移动机械所有人或使用人(单位)是非道路移动机械排气污染防治的第一责任人,应当制定非道路移动机械管理制度,对进场使用的非道路移动机械进行检查核实,确保符合使用要求。	拟建项目钻井施工场地按要求制定非道路移动机械管理制度,对进场使用的非道路移动机械进行检查核实,确保符合使用要求。	相符

综上,拟建项目建设符合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)文件相关要求。

2.11 与相关规划、区划相符性分析

2.11.1 与国家 and 地方相关规划的相符性分析

表 2.11-1 与国家 and 地方相关规划的相符性分析表

序号	相关规划	规划要求	拟建项目情况	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。	拟建项目属于油气勘探开发项目,拟建项目的实施有利于完成石油产量达标任务	相符
2	《河南省“十四五”生态环境保护和生态经济	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	拟建项目为石油开采类滚动开发,在原有区块开采。生产工艺中主要采用石油	相符

3	发展规划》豫政 (2021) 44 号	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。	开采过程中的伴生气（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 排放量较少，对环境的影响较小。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。	拟建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”和“两个禁止”等扬尘污染防治措施；落实施工现场“三员”管理；拟建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	相符
	《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	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。重点推进濮阳市新型化工基地、清丰县先进制造业开发区等工业园区 VOCs 整治，确保园区内涉气企业废气收集、处理设施正常运行，废气收集率和达标排放率明显提升。全面深化涉气行业废气治理。结合实际，深入开展石化、化	拟建项目运营期生产工艺实现原油全密闭输送，减少 VOCs 排放。	相符

		工、家具制造、包装印刷、工业涂装、塑料制品、汽车维修等 7 个行业 VOCs 治理，制定“一园一策”综合治理方案。推进涉 VOCs 工业园区建设“绿岛”项目，对石化、化工类园区推进统一泄漏检测与修复信息管理系统，有机溶剂使用量大的建设集中回收处置中心，普遍采用活性炭吸附有机废气的建设统一的脱附、再生处理中心。开展原油、成品油、有机化学品等涉 VOCs 储罐排查，逐步取消炼油、石化、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。强化餐饮油烟排放治理，定期巡检油烟净化设备运行及维护状况，推进城区重点餐饮企业安装油烟在线监测系统，全市大型餐饮服务单位全部实现在线监控，市级监控平台基本实现与县（区）联网运行		
		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”），规模以上施工工地（建筑面积 5000 平方米及以上的建筑工地，长度 200 米以上的市政、国省干线公路、中标价 1000 万元以上且长度 1 公里以上的河道治理等线性工程和中型规模以上水利枢纽工程等）安装扬尘在线监测监控设备，并与主管部门联网。	严格执行“六个百分之百”和“两个禁止”等扬尘污染防治措施；落实施工现场“三员”管理。拟建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 类标准要求施工期和运营期的噪声治理和管理	相符
7	濮阳县国土空间总体规划（2021-2035）	从严核实优化永久基本农田：保障区域粮食安全和重要农产品供给的底线，永久基本农田实行永久特殊保护，不得擅自占用或改变用途。	拟建项目部分位于张店镇，属于农产品主产区，拟建项目占地涉及耕地，评价要求建设单位落实占补平衡和耕地补充机制，按照“先补后占、占一补一、占优补优、占水田补水田”	相符

			的要求，落实占补平衡责任。	

2.11.2 饮用水水源地保护区规划

文留采油厂开采区域主要分布在濮阳市下辖的濮阳县文留镇，濮阳市及油田开采区所涉及的濮阳县饮用水源地情况如下。

1、濮阳市及濮阳县饮用水源地

根据《河南省濮阳市城市饮用水水源地环境保护规划》、《河南省濮阳市地下饮用水源地调整及保护区划分技术报告》和《河南省人民政府关于调整部分集中式饮用水水源保护区的通知》（豫政文[2019]19号），濮阳市主要有三个市级饮用水水源地，分别为中原油田彭楼地下水源地、濮阳市西水坡饮用水水源保护区和濮阳市李子园地下水井群（共23眼井）饮用水水源保护区。根据调查，距离文留采油厂开采区与最近的水源地保护区中原油田彭楼地下水源地，其保护区划分情况如下：

一级保护区：黄河干流彭楼引水口下游100米至上游10#坝河道濮阳市界内至黄河左岸连坝坡角线外50米的区域，彭楼引水口至彭楼闸之间输水渠两侧生产堤内的区域，彭楼闸至水源取水口下游100米之间输水渠及两侧50米的区域。

二级保护区：一级保护区外，黄河干流彭楼引水口至上游范县界河道、濮阳市界内至黄河左岸生产堤内的区域，彭楼闸至彭楼取水口下游300m之间的输水渠及两侧1000m至黄河大堤外侧的区域。

文留采油厂开采区域东边界距离该水源地二级保护区最近约为7.8km，不在其保护范围内，该采油厂目前在彭楼地表水源地保护区内无油气水井及油田生产设施，且本项目涉及井场及集输管线均不在该水源地保护区范围内。中原油田彭楼地表水源地保护区与文留采油厂位置关系详见附图3。

2、濮阳县乡镇集中式饮用水水源地保护区

根据《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》、《濮阳县乡镇集中式饮用水水源保护区划分技术报告》（2015年

和 2019 年）可知，文留采油厂地下水评价范围内涉及濮阳县乡镇集中式饮用水水源井见表 2.7-4。由表 2.7-4 可知，拟建项目均不在濮阳县乡镇集中式饮用水水源地保护范围内，距离本项目井场最近的饮用水源井为文留镇集中式饮用水水源地 3--5 井，约 190m，不在其保护范围内。

2.11.3 与“三线一单”相符性分析

根据《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》（河南省生态环境厅公告 2024 年 2 号），拟建项目建设与所在地“三线一单”的相符性分析如下：

经比对，项目涉及 2 个河南省环境管控单元，其中优先保护单元 0 个，重点管控单元 1 个，一般管控单元 1 个。

表 2.11-2 项目涉及河南省环境管控单元一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	管控单元分类	管控要求		项目情况	相符性
ZH41092830001	濮阳县一般管控单元	一般	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.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。	不涉及	/
			污染物排放管控	/	/	/
			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。	不涉及	/
			资源开发效率要求	/	/	相符
ZH41092820001	濮阳县先进制造业开发区	重点	空间布局约束	1、新建、改建、扩建“两高”项目须符合生态环境保护法律法规和相关法定规划，满足重点污染物排放总量控制、碳排放达峰目标、生态环境准入清单、相关规划环评和相应行业	1、本项目不属于两高项目；2、不涉及；3、不涉及	相符

				建设项目环境准入条件、环评文件审批原则要求。2、禁止高耗能、高污染和环境风险大的化工、制造业、冶金、印染、皮革、污染重的原料药及化学合成和发酵制药类项目等入驻。3、鼓励发展符合集聚区主导产业的光电子项目和医用新材料项目（医用新材料项目仅包括聚异戊二烯及其下游产品的深加工或类似的特色医用新材料项目），积极发展医疗仪器设备和器械制造业		
			污染物排放管控	1、严格执行污染物排放总量控制制度，采取集中供热、调整能源结构、加强污染治理等措施，严格控制大气污染物的排放。2、实施污水集中处理及中水回用工程，减少废水排放量，保证污水处理设施的正常运行，确保污水处理厂出水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级标准的 A 标准。定期对地下水水质进行监测，发现问题，及时采取有效防治措施，避免对地下水造成污染。	1、本项目严格执行污染物排放总量控制制度；2、本项目废水处理达标后回注地层	相符
			环境风险防控	1、加强集聚区环境安全管理工作，严格危险化学品管理，建立集聚区风险防范体系以及风险防范应急预案，在基础设施和企业内部生产运营管理中，认真落实环境风险防范措施，杜绝发生污染事故。	本项目建成后按要求修订现有应急预案	相符
			资源开发效率要求	1、加强工业节水技术，通过采用先进的工艺技术和辅助设备，减少工业用水量，提高水资源的利用效率。	本项目废水处理达标后回注地层，减少取水量	相符

综上可知，本项目建设与“三线一单”要求相符。

2.12 选址合理性分析

1、井场选址原则

(1) 拟建项目尽可能依托老井场，减少土地占用，便于统一管理，减少巡井人员。

(2) 选址区内油藏丰富

文留采油厂针对油藏进行了精细油藏地质综合研究，在油藏的成藏规律、沉积相及储层展布等方面取得了新的认识。根据目前的开采现状，项目开发区块剩余油富集，因此拟对开采区油气开采潜力进行挖掘。

由于油气开发工程选址选择性较窄，项目开发区块丰富的油藏资源决定了拟建的井场应在油藏附近区域，同时本项目新建井场均不涉及生态保护红线内。因此，项目选址是适宜的。

2、管线选线原则

拟建项目新建管线均为单井管线，不涉及干线的改扩建。单井管线均在新建井场周边，由于部分新建井场涉及永久基本农田。因此，拟建项目新建管线无法完全避让基本农田。

为减少对基本农田的不利影响，新建管线路由尽量沿着现有道路、沟渠等，尽量避开整片的基本农田。施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复。拟建项目属于能源类项目，符合《自然资源部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）中重大建设项目范围：（四）能源类国家级规划明确的能源项目。电网项目，包括 500 千伏及以上直流电网项目和 500 千伏、750 千伏、1000 千伏交流电网项目，以及国家级规划明确的其他电网项目。其他能源项目，包括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。根据《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1号），重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用

地预审。

文留采油厂针对项目区块油藏进行了精细油藏地质综合研究,根据目前的开采现状,项目开发区块剩余油富集,因此需进行挖潜。建设单位需根据《基本农田保护条例》(国务院令〔2011〕588号修正)及《中华人民共和国土地管理法》(主席令〔2019〕32号修正)办理相关手续,建设单位将对拟建项目工程征地的有关经济补偿费用进行综合考虑。解决好基本农田协调工作、并开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地。

拟建项目新建管线不涉及生态保护红线、饮用水水源保护区。管线在设计选线时尽量保持顺直、平缓,并尽量减少与天然、人工障碍物交叉,路由尽量靠近或沿着现有道路。选择有利地形,确保管线长期、安全、可靠运行。施工过程中对施工作业带周边生态环境会有一定的影响,管线施工结束后及时覆土,恢复地貌。新建管线选址基本合理。

3、周边环境敏感性

拟建项目新建井场、新建油气集输工程不涉及《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)规定的生态敏感区中的法定禁止开发区域。

(1) 居民分布

拟建项目井场周围 200m 范围内存在居住区。

1) 施工期、退役期

施工期和退役期的主要废气为施工废气和施工烟尘,扩散范围小,持续时间较短,属局部短期影响,施工作业结束后,该影响将消失。

对于井场周围 200m 内存在居住区的井场,施工期采用网电钻机,设备基础安装减振垫层,加强设备维护与保养等,采取以上措施后,声环境敏感目标处昼间、夜间噪声值均满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准要求,施工噪声对周围居民影响较小。

2) 运营期

拟建项目投产运营后,各污染源排放的污染物贡献浓度较小,对周围环境影

响较小。

运营期噪声源主要为井场抽油机噪声，根据运营期噪声预测结果可知，井场厂界、声环境敏感目标处噪声预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的2类声环境功能区环境噪声限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））要求。

综上所述，拟建项目投产后，对周围居住区影响不大。

（2）生态敏感区分布

根据现状调查，井场、管线新增占地类型主要为耕地、林地等，生态评价范围内无重要物种及重要生境，无生态保护红线区，井场、管线所在位置均不在生态保护红线区范围内，且不在其内部设任何工程内容，对生态敏感区影响可接受。

（3）饮用水水源保护区分布

根据 2.12.2 节分析，拟建项目不会对饮用水源地造成影响。

拟建项目钻井废水循环利用，钻井结束后产生的废水由罐车运至文一、文二及文三采出水处理站处理后，全部回注，不外排；施工作业废液全部依托文一、文二及文三采出水处理站处理，运营期和退役期产生的废水收集后，依托现有文一、文二及文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）中水质标准，回注地层，用于油田注水开发，不外排；危险废物全部委托具备危废处理资质单位进行处置。

拟建项目不在饮用水水源保护区内设置任何工程内容，不排放废水，固体废物均能妥善处置。因此，拟建项目对饮用水源影响较小。

第 3 章 工程分析

3.1 现有项目工程分析

3.1.1 文留采油厂开发区块概况

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂是中国石油化工股份有限公司中原油田分公司下属的一个分支机构，由原采油一厂和原采油四厂于 2018 年 11 月合并后更名而来。文留采油厂位于河南省濮阳县域内，主要从事采油、注水、集输等工作。

文留采油厂下辖文留油田，文留油田构造位于东濮凹陷中央隆起带文留构造内，由文中、文东、文南三个油田组成，主要含油层古近系沙河街组沙二下、沙三上和沙三中亚段，属多类型复杂断块油气藏。1979 年以来文留油田陆续投入开发。截至 2024 年底，文留采油厂现有总井数 2865 口，其中油井 1528 口（开井 1126 口），注水井 1337 口（开井 761 口）；管辖着中转站 3 座、注水站 53 座、计量站 146 座、输油管线 666.8km，采出水处理站 3 座。2024 年原油产量 40.41 万 t，采出液产量 721.93 万 t。

3.1.2 环保“三同时”手续履行情况

从 2008 年到 2020 年该采油厂产能建设项目环境影响评价均合并在中国石油化工股份有限公司中原油田分公司（河南区域）中进行评价，2019-2020 年及 2021 年 2025 年产能建设项目单独进行评价。具体见表 3.1-1。

表 3.1-1 现有工程环境保护“三同时”执行情况一览表

年份	环评项目	审批	验收	备注
2007 年及以前	各厂分别进行了产能项目环境影响评价工作	濮阳市环保局审批	已验收	/
2008-2010 年	中原油田分公司 2008~2010 年产能建设项目（河南部分）	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（河南部分）	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（河南部分）	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（河南部分）	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（河南部分）	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（河南部分）	濮环审表【2018】20 号	已验收	/
2019 年-2020 年	中原油田分公司 2019-2020 年产能建设项目（文留采油厂）	濮环审表【2020】18 号	已验收	/
2021 年-2025 年	中原油田分公司文留采油厂（2021-2025 年）产能建设项目	濮环审【2022】22 号	中期已验收	/

3.1.3 排污许可证及应急预案管理情况

3.1.3.1 排污许可证申领情况

根据《中华人民共和国环境保护法》和《国务院办公厅关于印发控制污染物排放许可制度实施方案的通知》的相关规定，文留采油厂属于《固定污染源排污许可分类管理名录》（2019 年版）中“07 石油和天然气开采”中“涉及通用工序——水处理”中“除纳入重点排污单位名录的，日处理能力 2 万吨及以上的水处理设施”，需实行排污许可简化管理。文留采油厂于 2025 年 7 月 22 日取得排污许可证（编号：91410900719176285H004Q），有效期为 2025 年 07 月 23 日~2030 年 07 月 22 日（具体见附件 4）。

3.1.3.2 排污许可证执行情况

文留采油厂建立了例行监测制度，目前已按照排污许可要求开展自行

监测。文留采油厂各污染防治设施正常运行，设置了规范的排污口和环境标志。建立了环境管理台账记录制度，详细记录了污染防治设施的运行情况，在生产过程中严格执行了排污许可要求。

3.1.3.3 应急预案备案情况

文留采油厂已修编完成《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂突发环境事件应急预案》，并于 2024 年 3 月 13 日在濮阳市生态环境局濮阳县分局备案（具体见附件）。

3.1.4 文留采油厂现状基本情况

文留油田属文留采油厂管辖，构造位于东濮凹陷中央隆起带文留构造内，由文中、文东、文南三个油田组成，井别包括油井、注水井等。中转站 3 座，即文一中转站、文二中转站和文三中转站。截至 2024 年 12 月，文留采油厂勘探开采区基本情况见下表。

表 3.1-2 文留采油厂基本情况一览表

工程名称		工程规模	
主体工程	油井、注水井	油井	总井 1528 口，其中开井 1126 口，开井率 73.69%
		注水井	总井 1337 口，其中开井 761 口，开井率 56.92%
	油气集输工程	单井拉油井场	105 座，18 座 40m ³ 高架罐，65 座 28m ³ 多功能罐，均为电加热
		计量站	共计 146 座
		集油管网	总长度 666.8km，其中集油干支线 168.0km，单井集油管线 498.8km
		加热设备	计量站、中转站水套加热炉 116 台（71 台在用、5 台备用、40 台不再使用），中转站锅炉 5 台（1 台在用、1 台备、3 台不再使用）。加热设备以伴生气为燃料。
	注水工程	注水站	53 座
		注水管线	注水干支线 146.17km，单井注水管线 522.0km。
		回水管线	回水干支线 82.72km
	站场工程	中转站	3 座，即文一中转站、文二中转站、文三中转站

环保工程	废气治理	井口伴生气	安装油套连通套管气回收装置
		锅炉燃烧烟气	安装低氮燃烧装置
		伴生气处理	依托天然气产销厂脱水站
	废水治理	3座采出水处理站，即文一、文二、文三采出水处理系统。	
	噪声治理	选用低噪声设备，各类设备减振，站场厂界围墙隔声、注水站注水泵房隔声。	
	固废治理	油泥沙、落地油	危险废物，委托有资质单位处理处置
		废沾油防渗材料	危险废物，由井下作业施工单位回收后委托有危废处理资质单位进行处理，无外排。
		废润滑油	危险废物，危废间暂存，委托有危废处理资质单位进行处理，无外排。
		注水残渣	一般固废，作为调剖剂回注。
		生活垃圾	中原油田物业服务中心统一处理
	生态	对临时占地进行了生态恢复。	
	风险	配备应急物资；建立健全环境风险应急预案；委托监测等	
依托工程	柳屯油库		原油依托柳屯油库外售
	天然气产销厂		伴生气、天然气净化处理

3.1.5 开发现状

文留采油厂现有工程近年油气开发现状见下表。

表 3.1-3 文留采油厂近年油气开发现状表

年份	采出液产量（万 t/a）	原油产量（万 t/a）	采出水产量（万 t/a）	产能递减率（%）	衰减产能（万 t/a）	油水含水量变化情况（%）
2024	721.93	40.41	681.52	7.7	8.288	94.55
2023	725.78	39.03	686.75	9.02	7.812	94.47
2022	715.43	38.55	676.89	10.56	7.918	94.7
2021	679.05	38.56	640.49	8.13	/	94.37

根据上表分析，文留采油厂近年度产液量及产油量处于相对整体动态平衡。

3.1.6 主体工程

3.1.6.1 油井

截至 2024 年底，文留采油厂现有油井 1528 口。文留采油厂在运行采油井的采油装置全部为游梁式抽油机。截至 2024 年底，文留采油厂有抽油机约 1528 台。

文留采油厂现有 105 座单拉井场，均位于文南油田一区。

3.1.6.2 油气集输

1、集输流程

文留采油厂油田技术管网较为完善，多数油井采用密闭管输的集输方式，目前偏远区块尚有少量油井采用单井拉油的集输方式，主要集中在文南油田。

单井拉油流程：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（多功能罐），高架罐（多功能罐）采用电加热，定期由拉油车拉运至中转站进行处理。

集输流程：距离计量站较近的油井采出液首先进入单井集油管线，通过单井集油管线就近进入计量站，经过加热后通过集输干线输送至中转站。

从计量站管输来的采出液就近进入文一、文二、文三中转站进一步处理。采出液首先在站内进行三相分离，分离出的合格原油最终外输至柳屯油库；分离出的采出水进入文一、文二、文三采出水处理站经过沉降、过滤后输送至注水站；分离出的伴生气经集气管线送至中原油田天然气产销厂处理，处理后合格干气经干气管线送至文留采油厂各中转站、计量站各加热炉。

文留采油厂油气集输流程示意图见下图。

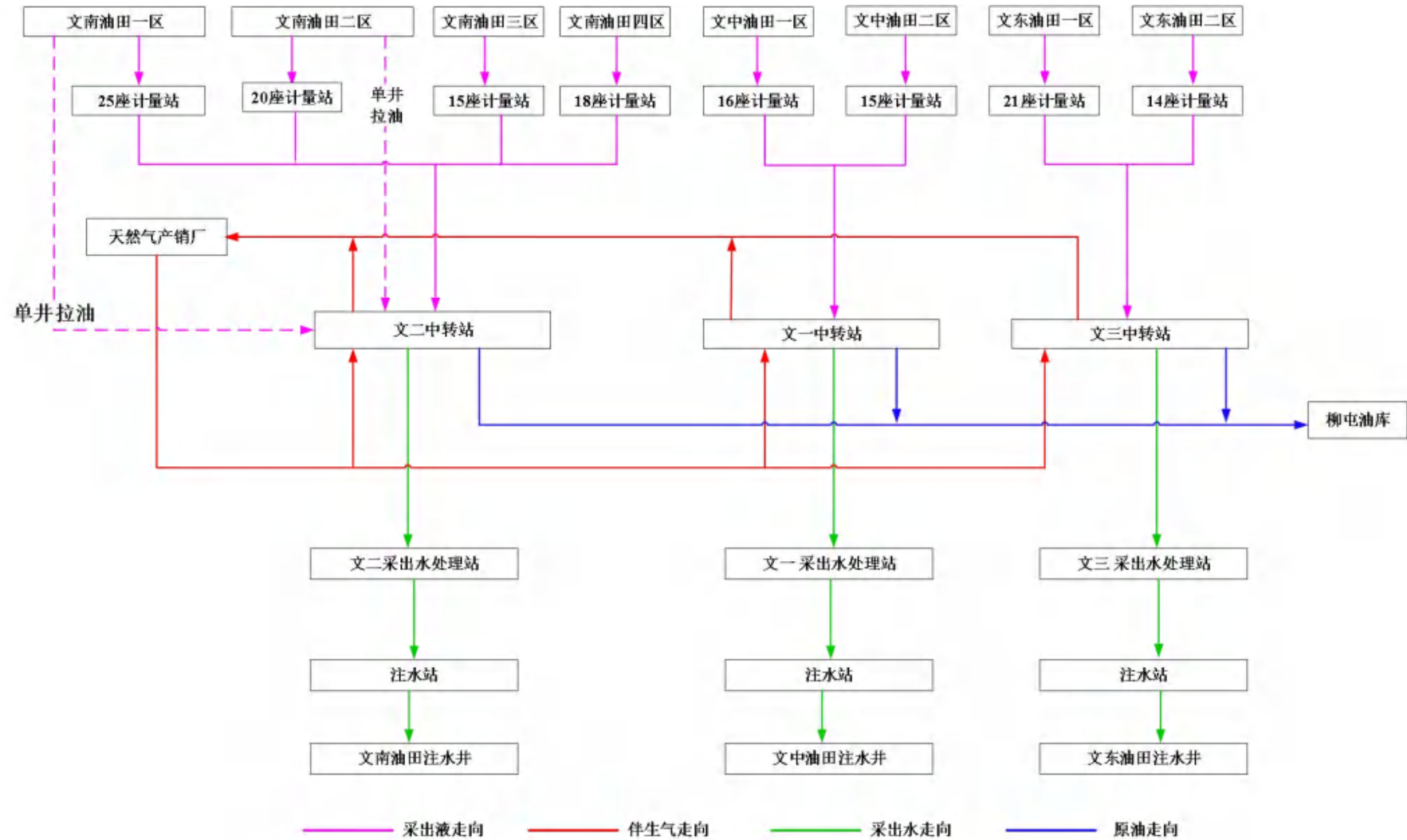


图 3.1-1 文留采油厂油气集输流程及注水流程示意图

2、集输管网

截至 2024 年底，文留采油厂共有计量站 146 座，其中文南油田 78 座、文中油田 31 座、文东油田 35 座；集油管线总长度 666.8km，其中集油干支线 168.0km，单井集油管线 498.8km。

3、计量站

截至 2024 年底，文留采油厂共有计量站 146 座，其中文南油田 78 座、文中油田 31 座、文东油田 35 座。各个油田计量站设置情况详见下表。

表 3.1-4 文留采油厂计量站情况一览表

序号	区域	运行中（座）
1	文南油田	78
2	文中油田	31
3	文东油田	35
4	合计	146

4、集输加热设备

截至 2024 年底，文留采油厂现有加热设备 121 台，其中有计量站、中转站加热炉 116 台，中转站锅炉 5 台。加热设备以天然气脱硝厂净化后干气为燃料。各加热设备统计情况详见下表。

表 3.1-5 文留采油厂现状燃气锅炉和水套加热炉设置情况

名称	位置	规格/型号	台数	备注
现状燃气锅炉设置情况	文一中转站	<u>4t/h; WNS4-1.25-YQ</u>	<u>3 台</u>	<u>1 台备用，2 台不再使用</u>
	文二中转站	<u>12t/h; YSF12063</u>	<u>1 台</u>	<u>在用</u>
		<u>15t/h; YSD15099</u>	<u>1 台</u>	<u>不再使用</u>
合计		<u>5 台燃气锅炉，1 台在用，1 台备用，3 台不再使用</u>		
水套加热炉情况	文一中转站	<u>1000kw</u>	<u>2 台</u>	<u>1 台使用，2 台备用</u>
		<u>1750kw</u>	<u>1 台</u>	
	文二中转站	<u>1250kW</u>	<u>1 台</u>	<u>1 台使用，2 台备用</u>

		800kW	1 台	
		250kW	1 台	
	文三中转站	500kW	2 台	1 台使用, 1 台备用
	计量站	250kW	108 台	68 台在用, 40 台不再使用
	合计	116 台水套加热炉, 71 台在用、5 台备用、40 台不再使用		

3.1.6.3 注水工程

采出水经各中转站内采出水处理站进行处理, 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)标准要求后, 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。

文留采油厂现有注水干支线 146.17km, 单井注水管线 522.0km, 回水干支线 82.72km。

3.1.6.4 站场工程

文留采油厂有 3 座中转站, 分别为文一中转站、文二中转站和文三中转站, 主要担负文留采油厂产液的处理任务, 即油气水进行分离、沉降脱水、计量、加压等工艺手段后外输和回注的任务。中转站运行情况见下表。

表 3.1-6 中转站运行工况一览表

液量($\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$)		油量($\times 10^4 \text{t/a}$)		进站		出站	
设计能力	实际处理	设计能力	实际外输	温度($^{\circ}\text{C}$)	压力(MPa)	温度($^{\circ}\text{C}$)	压力(MPa)
文一中转站							
500	330	150	37.0	47	0.33	45	0.31
文二中转站							
500	430	150	20.0	42	0.32	75	0.6
文三中转站							
350	160	150	7.8	40	0.34	60	0.46

文留采油厂各中转站主要生产设施见下表。

表 3.1-7 文留采油厂主要生产设备一览表

站点	主要生产设施	规格型号	数量	备注
文一 中转 站	卧式分离器	Φ3000×9610	8 台	/
	立式分离器	Φ2400×9791	6 台	/
	输油泵	DYK60-50×4	5 台	/
	天然气压缩机	LG3.5/0.1-1.0	2 台	/
	油罐	5000m ³	2 座	应急处置使用
	水套加热炉	1000kW	2 台	备用
	水套加热炉	1750kW	1 台	在用
	燃气锅炉	4t/h 燃气锅炉	3 台	1 台备用, 2 台不再使用
	消防罐	1000m ³	4 座	/
文二 中转 站	卧式分离器	Φ2400×6504	11 台	/
	污水泵	MCZ40-315	5 台	/
	输油泵	DYK25-50×3	6 台	/
	缓冲罐	50m ³	2 座	/
	水罐	500m ³	2 座	/
	燃气锅炉	12t/h 燃气锅炉	1 台	在用
		15t/h 燃气锅炉	1 台	不再使用
	水套加热炉	1250kW	1 台	在用
		800kW	1 台	备用
		250kW	1 台	备用
文三 中转 站	卧式分离器	Φ3000×9610	3 台	/
		Φ2400×6512	2 台	/
	立式分离器	Φ2400×9791	2 台	/

	输油泵	DYK45-50×4	4 台	/
	缓冲罐	50m ³	1 座	/
	油罐	<u>500m³</u>	<u>2 座</u>	<u>应急处置使用</u>
	水罐	3000m ³	3 座	/
	<u>水套加热炉</u>	<u>500kW</u>	<u>2 台</u>	<u>1 台使用，1 台备用</u>
	消防罐	1000m ³	2 座	/

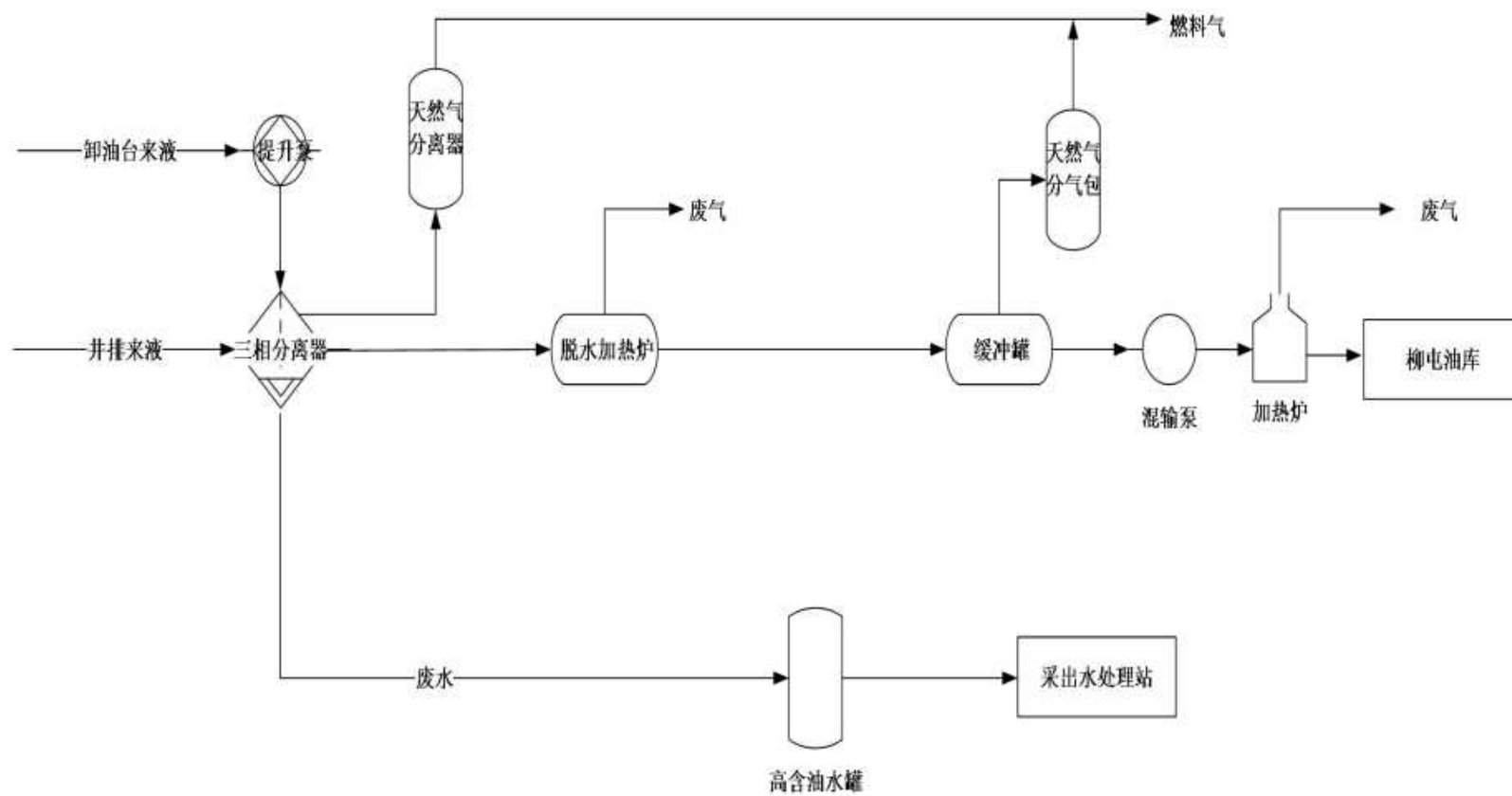


图 3.1-2 中转站采出液处理系统工艺流程图

3.1.6.5 环保工程

3.1.6.5.1 废气处理设施

文留采油厂现有工程废气主要包括加热炉废气、井场废气。中转站原油罐为应急油罐，正常工况下不运行，不产生呼吸废气。

其中井场废气目前是通过安装套管气回收装置回收 VOCs，来减少井口 VOCs 挥发，油套连通套管气回收装置是通过封闭套管阀门，经过单流阀连通器、防锯管线连接到生产流程上。套管气经憋压大于管线回压后进入流程外输，由于设置单流阀，即使套压低于回压，流程中的采出液也不会倒流。

高架罐和多功能罐是通过罐体密闭，设置气体平衡系统，来减少其挥发；燃气加热炉采油伴生气全部配套建设有排气筒。

3.1.6.5.2 采出水处理站

文留采油厂有 3 座采出水处理站，文一采出水处理站、文二采出水处理站和文三采出水处理站，总设计处理规模均为 49000m³/d，工艺为“重力除油+斜板混凝沉降改性工艺”，目前实际处理规模约为 29415m³/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/T5329-2022）标准要求后全部回注采油层，不向外部环境地表水体中排放。

表 3.1-8 文留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	处理能力（m ³ /d）	
				设计处理能力	实际处理量
1	文留采油厂	文一污	三段式密闭工艺（除油—沉淀—过滤工艺）	16000	10235
2		文二污		18000	12984
3		文三污		15000	6196
4	总计		/	49000	29415

采出水处理站主要设施设备见下表。

表 3.1-9 文留采油厂采出水站主要生产设备一览表

名称	主要设施	功能	规格型号	数量	备注
文一 采出 水处 理站	加压泵	净化水加压	500m ³ /h	3 台	2 用 1 备
	提升泵	净化水提升压力	450m ³ /h	3 台	2 用 1 备
	注泥泵	注水残渣回注	12m ³ /h	2 台	一用一备
	反洗泵	滤罐反冲洗	450m ³ /h	2 台	一用一备
	排污池泵	各种处理水回收	40m ³ /h	7 台	在用
	回流池泵	各种处理水回收	200m ³ /h	3 台	2 用 1 备
	消防泵	消防备用	288m ³ /h	4 台	备用
	缓冲罐	产出水处理	300m ³	4 座	在用
	沉降罐	产出水处理	1500m ³	2 座	在用
	危废暂存间	危废处理暂存缓冲	300m ²	1 座	在用
	排污池	污水存储	2500m ³	1 座	在用
	回流池	储存污水	2500m ³	1 座	在用
	污泥池	储存污泥	250m ³	3 座	在用
	滤罐	净化水过滤	Φ3000	10 座	在用
文二 采出 水处 理站	沉降罐缓冲罐	产出水处理	300m ³	2 座	在用
	反应器	产出水处理	80m ³	2 座	在用
	滤罐	净化水过滤	Φ3000	10 座	在用
	注水罐	净化水缓冲储存	1000m ³	2 座	在用
	消防罐	消防水储存	1000m ³	2 座	在用
	污水池	污水存储缓冲	600m ³	1 座	在用
	污水池	排污水储存缓冲	5000m ³	1 座	在用
	排涝池	落地水/雨水回收池	120m ³	1 座	在用
	危废暂存房间	危废处理暂存缓冲	300m ²	1 座	在用
文三 采出 水处 理站	提升泵	采出水处理	150FB-35A	3 台	在用
	注泥泵	注水残渣回注	12m ³	2 台	一用一备
	加压泵	采出水处理	MCZ150-400A	10 台	在用
	加药泵	采出水处理	IHF50-32-200-305	2 台	在用
	搅拌机	采出水处理	XLD-8	3 台	在用
	污水池	排污水储存缓冲	5000m ³	1 座	在用
	污水池	排污水储存缓冲	200m ³	2 座	在用
	缓冲罐	产出水处理	300m ³	4 座	在用
	沉降罐	产出水处理	1500m ³	24 座	在用
	滤罐	净化水过滤	Φ3000	10 座	在用

采出水处理工艺见下图。

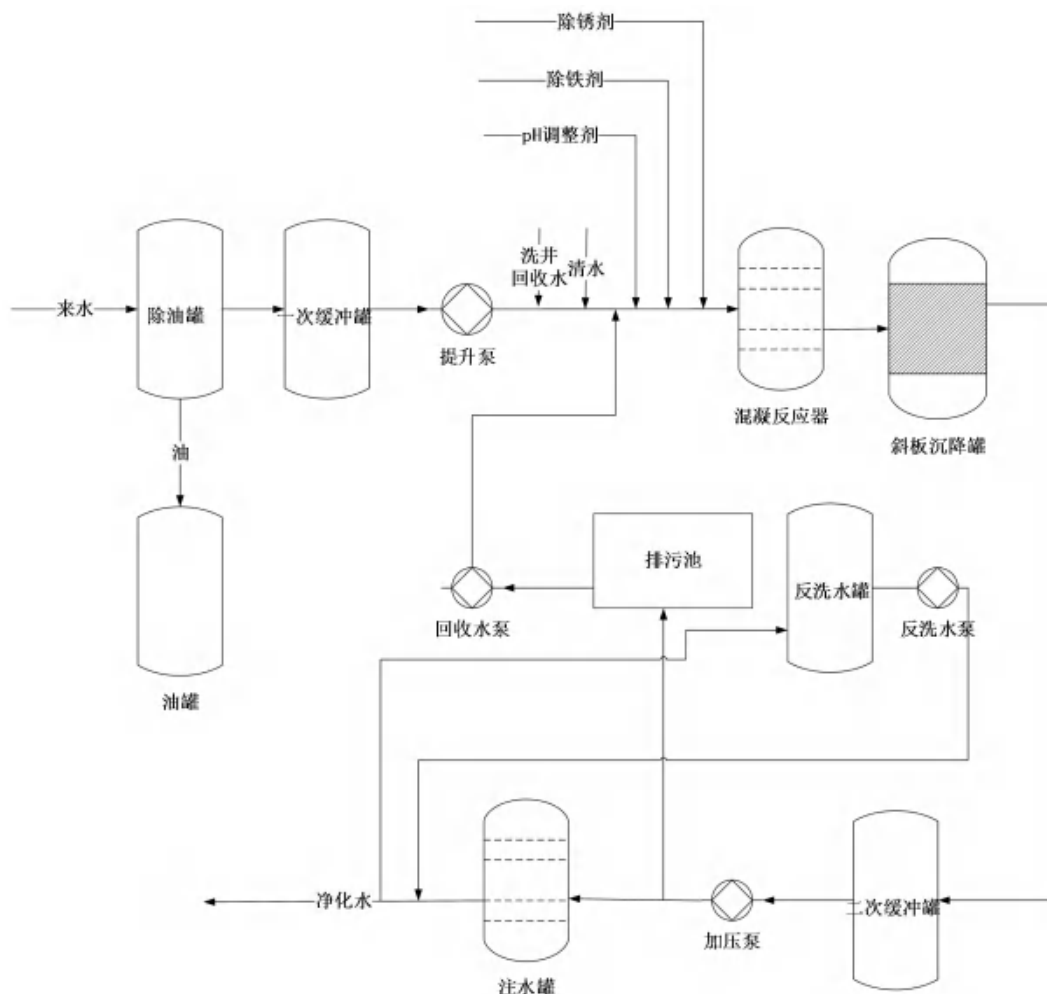


图 3.1-3 文留采油厂采出水处理站采出水处理工艺示意图

3.1.6.5.3 固废处理措施

文留采油厂现已建成 2 座危废暂存间，位于文一采出水处理站和文二采出水处理站，占地面积均为 350m²。危废暂存库现状建设满足《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）相关要求。油泥砂、落地油、废润滑油等危废暂存在危废暂存间，最终委托危废单位进行处置。

3.1.6.6 依托工程

3.1.6.6.1 柳屯油库

柳屯油库位于河南省濮阳市工贸新区柳屯镇，设计库容为 $36 \times 10^4 \text{m}^3$ ，分为 $16 \times 10^4 \text{m}$ 和 $20 \times 10^4 \text{m}$ 两个库区，年设计输油能力 $800 \times 10^4 \text{t}$ ，占地面积 $21.61 \times 10^4 \text{m}^2$ 。 $16 \times 10^4 \text{m}$ 库区有 $5 \times 10^4 \text{m}$ 外浮顶油罐 2 座， $2 \times 10^4 \text{m}$ 外浮油罐 3 座，于 1984 年 12 月 28 日建成投产； $20 \times 10^4 \text{m}$ 库区有 $5 \times 10^4 \text{m}$ 外浮油罐 4 座，自 1986 年建成后一直未投用，处于停用状态。设有装车栈桥一座，用于部分外销原油的装运，设计装车能力为 $40 \times 10^4 \text{t/a}$ 。

柳屯油库担负着中原油田 85% 以上的原油计量交接、储运和外销任务，年设计输油能力 $800 \times 10^4 \text{t}$ ，因原油产量逐年递减，实际生产能力逐年下降，现年输油量为 $150 \times 10^4 \text{t}$ ，即负责接收中原油田 4 个采油厂原油计量交接、储存，计量外销。

3.1.6.6.2 天然气产销厂

文留采油厂产生的伴生气通过管线输送至天然气产销厂进行脱水处理。

来自各集气站来气首先经重力式分离器、多螺旋旋风分离器分离后，再经聚结分离器过滤，除去原料气中携带的少量游离水和固体杂质后，自下而上在吸收塔泡罩塔盘上与上部进入的 TEG（三甘醇）贫液逆流接触，天然气中所含的水分被脱除，98%~99.5% 的 TEG 贫液变成 93%~97% 的 TEG 富液。脱水后的干气经过除沫丝网后从塔顶排出，再经干气—贫液换热器换热后进入输气干管。

3.1.7 污染物产生、排放情况及影响回顾性分析

根据文留采油厂连续四年产液量统计数据，2021 年~2024 年产油量在 $38.54 \times 10^4 \sim 40.41 \times 10^4 \text{t}$ ；2021 年~2024 年产液量为 $679.05 \times 10^4 \sim 725.78 \times 10^4 \text{t}$ 。近四年年度产液量及产油量相对整体动态平衡。污染物产生量与采出液和原油产量相关，因此，现有工程污染物产生量也处于相对动态平

衡,不会发生较大波动。本次现有工程污染物排放情况以 2024 年进行核算,可以代表文留采油厂整体污染物排放情况。

表 3.1-9 文留采油厂连续四年产量基本情况表

年份	采出液产量 (万 t/a)	原油产量 (万 t/a)
2024	721.93	40.41
2023	725.78	39.03
2022	715.43	38.55
2021	679.05	38.56

3.1.7.1 废气产生、排放情况及影响回顾性分析

文留采油厂运营期废气主要包括有组织废气及无组织废气。其中有组织废气主要为计量站及中转站加热炉废气。无组织废气主要为油井、中转站、采出水处理站等产生的无组织废气。

1、废气产生、排放情况

(1) 无组织废气

1) 现有工程采取的无组织控制措施

经实际调查可知,现有工程无组织废气处理措施如下:

A、井场

a、油井井场均设置油套连通套管气回收装置,减少烃类气体挥发;

b、加强巡检,定期检修阀门,确保接口密封完好,无跑冒滴漏现象,减少烃类气体无组织排放。

c.多功能罐为压力罐、设有压力平衡系统。装载废气目前采取的措施主要为液下装载,以减少 VOCs 排放。

B、罐区:中转站储油罐均为应急油罐,正常工况下不运行。各个储罐管道互通相联,同时加强油罐区附属设备的维修、保持油罐的严密性、改进油罐的操作管理,每年彻底检查两次,做到气密性符合要求。

C、装置区:采出液处理装置为密闭装置,管道采取密闭方式输送。

D、管线与阀门连接处等废气治理措施

加强巡检，定期检修阀门，确保接口密封完好，无跑冒滴漏现象，减少烃类气体无组织排放。

2) 污染物排放量**①井场无组织挥发废气****A.油井井口无组织挥发的烃类废气**

采油井口无组织挥发烃类废气主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，油井井口均为密闭集输，可有效抑制伴生气的无组织挥发。根据类比调查，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井口无组织挥发烃类量计算公式如下：

$$G_{\text{损耗}} = M \times \lambda \times \rho \times \eta \times \beta$$

式中：

$G_{\text{损耗}}$ —油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M —油井产油能力，t/a；

λ —气油比，m³/t；

ρ —伴生气的密度，kg/m³；

η —油气集输系统损耗率，‰，取 5‰；

β —管输井场井口挥发轻烃占油气集输系统总损耗的百分比，取 20%，

拉油井场取 100%；井口无组织挥发非甲烷总烃量计算公式如下：

$$G_{\text{非甲烷总烃损耗}} = G_{\text{轻烃损耗}} \times \alpha$$

式中：

α —伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，%。

井口烃类无组织排放情况详见下表。

表 3.1-10 文留采油厂伴生气成分组成表

序号	成分	单位	数值
1	N ₂	%	0.512
2	CO ₂	%	2.03

3	CH ₄	%	82.293
4	C ₂ H ₆	%	8.0
5	C ₃ H ₈	%	1.23
6	iC ₄ H ₁₀	%	1.79
7	nC ₄ H ₁₀	%	0.927
8	iC ₅ H ₁₂	%	1.49
9	nC ₅ H ₁₂	%	0.689
10	C ₆	%	0.499
11	C ₇	%	0.404
12	C ₈	%	0.117
13	C ₉	%	0.019
14	C ₁₀	%	0
15	硫化氢	%	≤0.001
16	高位发热量	MJ/m ³	45.42
17	真实密度	kg/m ³	0.8899

表 3.1-11 文留采油厂井场无组织挥发烃类废气排放量统计表

项目	管输	单井	合计
2024 年原油产生量 (10 ⁴ t)	35.16	5.25	40.41
气油比 (m ³ /t)	175	175	—
伴生气平均密度 (kg/m ³)	0.8899	0.8899	—
硫化氢占比 (%)	0.001	0.001	—
非甲烷总烃占比 (%)	14.126	14.126	—
井口总烃挥发量 (t/a)	5.4756	4.0880	9.5635
井场非甲烷总烃挥发量 (t/a)	0.7735	0.5775	1.3509
硫化氢挥发量 (kg/a)	0.00005	0.00004	0.0001

综上，按 2024 年原油产量计算，文留采油厂油井井场无组织挥发的烃类废气中总烃为 9.5635t/a，其中非甲烷总烃挥发量为 1.3509t/a，硫化氢挥发量 0.0001t/a。

B.拉油井场装车废气

目前有 105 口油井采用单井拉油，拉油井场装车过程中产生装车废气，主要成分为非甲烷总烃。参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中“5.2.3.1.4 挥发性有机液体装载过程排放的挥发性有机

物年许可排放量”计算，计算过程如下：

挥发性有机液体装载过程的挥发性有机物许可排放量采用下式计算。

$$E_{\text{装载}} = \frac{L_L \times Q}{1000} (1 - \eta_{\text{去除}})$$

式中：

L_L ——挥发性有机液体装载过程排放系数， kg/m^3 ，本项目采用下式计算：

Q ——排污单位设计物料装载量， m^3/a ；

$\eta_{\text{去除}}$ ——去除效率，%。

$$L_L = 1.20 \times 10^{-4} \times \frac{S \times P_T \times M_{\text{vap}}}{273.15 + T}$$

式中：

S ——饱和系数，无量纲，一般取值 0.6，船舶装载汽油和原油以外的油品时取值 0.5；

P_T ——温度 T 时装载物料的真实蒸气压，原油真实蒸气压为 1440Pa；

M_{vap} ——油气分子量，取 50g/mol；

T ——装载物料温度，取 40℃；

表 3.1-12 装车过程非甲烷总烃无组织排放情况

参数	文留采油厂
Q (m^3/a)	2994.7
L_L (kg/m^3)	0.0166
$\eta_{\text{去除}}$ (%)	0
E (t/a)	0.0497

根据核算，2024 年现有工程拉油井场装车无组织非甲烷总烃排放量为 0.0497t/a。

②站场无组织挥发的烃类废气

文留采油厂目前共有 3 座中转站。井场采出液经站内三相分离器，分离后的原油由管线直接送至柳屯油库，文一、文三中转站内各有 2 座常压固定顶油罐（为应急油罐，正常工况下不使用）。则中转站内烃类废气无组织挥发主要来自于站内设备动静密封点废气。

A.动静密封点废气

根据在《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），文留采油厂 3 座中转站现有管线集输及站场处理流程中包含三相分离器、油气分离器等压力容器，工艺采用全密闭生产工艺，理论上无逸散，但在实际生产中可能逸散少量油气，由于所在行业站场无组织废气污染核算暂未发布污染源强核算技术指南、排污系数等文件，本次评价参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ853-2017）设备与管线组件动静密封点 VOCs 泄漏量计算过程如下：

$$E_{\text{设备}} = 0.003 \times \sum_{i=1}^n \left(e_{\text{TOC},i} \times \frac{WF_{\text{VOCs},i}}{WF_{\text{TOC},i}} \times t_i \right)$$

式中：

$E_{\text{设备}}$ —设备与管线组件密封点泄漏的挥发性有机物的年许可排放量，kg/a；

n —挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数；

$e_{\text{TOC},i}$ —密封点 i 的总有机碳（TOC）排放速率，kg/h；

$WF_{\text{VOCs},i}$ —流经密封点 i 的物料中挥发性有机物的设计平均质量分数，%；

$WF_{\text{TOC},i}$ —流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）的设计平均质量分数，%；

t_i —密封点 i 的年运行时间，取 8760h/a。

参考石油炼制工业， $WF_{\text{VOCs},i}/WF_{\text{TOC},i}$ 的比值按 1 计算，设备与管线

组件动静密封点排放速率详见下表。

表 3.1-13 设备与管线组件动静密封点排放速率（参考石油炼制工业）

序号	设备类型	排放速率（kg/h 排放源）
1	泵	0.074
2	阀门	0.064
3	法兰	0.085
4	开口阀或开口管线	0.030
5	连接件及取样连接系统	0.028
6	压缩机、搅拌器、泄压装置	0.073
7	其他	0.073

各中转站设备与管线组件动静密封点挥发性有机物无组织排放情况见下表。

表 3.1-14 中转站动静密封点挥发性有机物无组织排放情况

设备类型	排放速率 $e_{\text{TOC},i}$ /（kg/h/排放源）	数量（个）	污染物排放量（t/a）
泵	0.074	87	0.1692
阀门	0.064	797	1.3405
法兰	0.085	1452	3.2435
开口阀或开口管线	0.030	58	0.0457
连接件及取样连接系统	0.028	407	0.2995
压缩机、搅拌器、泄压装置	0.073	102	0.1957
其他	0.073	0	0
合计			5.2941

B.卸油废气

目前有 105 口油井采用单井拉油，拉油井场卸车过程中产生卸油废气，主要成分为非甲烷总烃。参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》（HJ 853-2017）中“5.2.3.1.4 挥发性有机液体装载过程排放的挥发性有机物年许可排放量”，卸油废气非甲烷总烃排放量与装车过程非甲烷总烃排放量相同，因此卸油废气非甲烷总烃排放量为 0.0497t/a。

③无组织挥发废气排放量合计

文留采油厂 2024 年无组织废气排放量合计如下：

表 3.1-15 无组织废气排放情况统计表

污染物	站场排放量(t/a)	井场排放量(t/a)	合计(t/a)
非甲烷总烃	5.3438	1.4006	6.7444
硫化氢	0	0.0001	0.0001

(2) 有组织废气

①燃料燃烧废气排放量

现有工程水套加热炉燃料废气直接经 15m 高排气筒排放，文留采油厂于 2019 年年底对现有燃气锅炉进行低氮改造，经处理后通过一根 8m 高排气筒排放。改造完成后，一直未运行。因此，本次不再核算锅炉废气排放量。

根据文留采油厂燃气量的统计数据，2024 年燃气量约为 $587 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，依据《关于发布〈排放源统计调查产排污核算方法和系数手册〉的公告》（公告 2021 年第 24 号），《工业源产排污核算方法和系数手册》中“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产污系数表—燃气工业锅炉”，废气量按照燃烧 1Nm^3 天然气约产生 10.7753Nm^3 的烟气计算，则废气产生量为 $6325.10 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本次现有工程污染物排放浓度取现有工程加热炉监测数据的最大值，则加热炉颗粒物排放浓度为 $8.0\text{mg}/\text{m}^3$ ，氮氧化物排放浓度为 $134\text{mg}/\text{m}^3$ ，二氧化硫排放浓度 $4\text{mg}/\text{m}^3$ 。

表 3.1-16 燃料消耗及污染物排放情况一览表

污染源	燃气量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	废气排放量 ($10^4 \text{m}^3/\text{a}$)	污染物	排放情况	
				浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)
加热炉	587	6325.10	SO ₂	4.0	0.2530
			NO _x	134	8.4770
			颗粒物	8.0	0.5062

文留采油厂加热炉废气污染物中 SO₂ 排放量为 0.2530t/a、烟尘排放量为 0.5062t/a、氮氧化物排放量为 8.477t/a。

③中转站污染物排放量

文二采出水处理站已对污水池进行密闭改造，废气经管道收集后经“两

级喷淋吸收+光催化氧化”装置处理，处理后分别经 15m 排气筒排放，文一、文三采出水处理站未进行改造。根据中原油田分公司环保监测总站 2024 年对文二采出水处理站废气处理装置废气的监测结果，计算得文二中转站采出水处理站废气中非甲烷总烃排放量为 2.7541t/a。详见下表。

表 3.1-17 中转站有组织废气污染物排放情况一览表

污染源	满负荷废气量(m^3/h)	污染物	排放情况	
			浓度 (mg/m^3)	排放量 (t/a)
文二中转站	8000	VOCs	39.3	2.7541

注：按照年运行 365d，8760h 计。

2、影响回顾性分析

①加热炉燃料废气

本次评价引用中原油田分公司环保监测总站于 2023~2024 年对中原油田分公司文留采油厂中转站、计量站内部分燃气设施排污情况的例行监测数据来说明加热炉燃料废气的达标情况，各类加热炉燃料废气统计结果具体见下表。

表 3.1-18 原油集输处理过程加热设施燃料废气污染物排放监测结果

污染物 污染源	烟尘 (mg/Nm^3)	SO_2 (mg/Nm^3)	NO_x (mg/Nm^3)
采油厂水套加热炉	4.1~8.0	3~4	68~134
《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB41/1066-2020)表 1 标准	30	200	300

由上表可知，现有水套加热炉废气可以满足《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB41/1066-2020)表 1 排放标准要求（烟尘：30 mg/m^3 、 SO_2 ：200 mg/m^3 、 NO_x ：300 mg/m^3 ）。

②锅炉燃料废气

文留采油厂于 2019 年年底对现有燃气锅炉进行低氮改造，经处理后通过一根 8m 高排气筒排放。改造完成后燃气锅炉一直处于停运状态。本次收集到濮东采油厂燃气锅炉 2020 年监测数据，濮东采油厂锅炉（3t/h）和

文留采油厂（4t/h）于 2019 年进行了低氮燃烧改造，气源均为原油伴生气。本项目锅炉本次评价燃气锅炉 SO₂、NO_x 排污情况参照濮东采油厂锅炉低氮燃烧后 2020 年 1 月监测数据，烟尘参照其它厂监测报告，具体见下表。

表 3.1-19 锅炉废气污染物排放监测结果

污染源 \ 污染物	烟尘 (mg/Nm ³)	SO ₂ (mg/Nm ³)	NO _x (mg/Nm ³)
采油厂锅炉	2.8~3.4	未检出	27~29
《锅炉大气污染物排放标准》 (DB41/2089-2021) 表 1 燃气锅炉	5	10	30

由上表可知，现有工程经低氮改造后的燃气锅炉废气中烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度均能满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB41/2089-2021）燃气锅炉污染物排放限值标准要求。

③采出水处理站有组织废气

根据中原油田分公司环保监测总站 2024 年对文二采出水处理站废气处理装置废气的监测结果，采出水处理站废气排放见下表。

表 3.1-20 采出水处理站废气监测数据

污染源 \ 污染物	非甲烷总烃 (mg/Nm ³)
文二采出水处理站	1.23~39.3
豫环攻坚办[2017]162 号) 其它行业	80

由上表可知，经处理后，采出水处理站废气处理设施排放口非甲烷总烃排放浓度 1.23~29.3mg/m³，满足《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162 号）其它行业，非甲烷总烃有组织排放浓度≤80mg/m³的要求。

2、无组织废气

文留采油厂开采区域无组织废气主要产生在原油集输、原油处理过程和采出水处理站采出水处理过程，主要无组织废气为烃类物质。

根据中原油田分公司环保监测总站 2024 年监测数据,文留采油厂无组织废气监测结果见下表。

表 3.1-21 文留采油厂无组织废气监测数据

采油厂		非甲烷总烃 (mg/m ³)
文留采油厂	文一中转站厂界	0.42~1.04
	文二中转站厂界	0.46~1.18
	文三中转站厂界	0.40~0.74
	文一采出水处理站厂界	0.76~1.00
	文三采出水处理站厂界	0.63~1.03
	文中一区 6#站厂界	0.48~0.61
	文中一区 25#站厂界	0.46~0.71
	标准	2.0

由上表可知文留采油厂厂界无组织非甲烷总烃浓度范围为 0.40~1.18mg/m³,非甲烷总烃无组织排放浓度符合《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》(豫环攻坚办[2017]162 号文)的要求(厂界非甲烷总烃≤2mg/m³)。

另外,文一、文三采出水处理站尚未按照《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂(2021-2025 年)产能建设项目环境影响报告书》以及批复要求,对万方池、污油池、排污池进行加盖密闭。根据中原油田分公司环境监测站 2023 年~2024 年对采出水处理站万方池和排污池等敞开液面上方 100mm 处监测结果(见下表),VOCs 浓度为 8.9μmol/mol~38.9μmol/mol,小于 100μmol/mol。因此,文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》含 VOC 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 100μmol/mol 的相关要求。

表 3.1-22 运营期采出水处理站敞开池

监测点(液面上 100mm 处)	监测值(μmol/mol)	标准(μmol/mol)
文一采出水处理站污水池	8.9~26.1	100
文三采出水处理站污水池	22~38.9	

3.1.7.2 废水产生、排放情况及影响回顾性分析

采出的原油中所含水分在文一、文二、文三采出水处理站进行处理；各种废水经采出水处理站处理达标后全部回注地下。文留采油厂现共有 3 座采出水处理站，总设计处理能力为 $49000\text{m}^3/\text{d}$ ，目前实际处理量平均约为 $29415\text{m}^3/\text{d}$ 。

本次评价收集了中原油田环保监测总站对文一、文二、文三采出水处理站 2024 年注水水质普查公报，详见下表。

表 3.1-23 各采出水处理站注水水质一览表

污染因子 时间		pH	溶解氧 mg/L	S ²⁻ mg/L	SS mg/L	含油 mg/L	总铁 mg/L	SRB 个/mL	TGB 个/mL	IB 个/mL
文一采 出水处 理站	2024 年 1 月	8.5	0.01	0.02	0.2	1.33	0.18	0.5	0.5	1.3
	2024 年 2 月	8.5	0.02	0.02	0.4	0.19	0.05	0.5	2.0	2.5
	2024 年 3 月	8.5	0.02	0.02	0.8	0.95	0.12	0.6	0.6	2.5
	2024 年 4 月	8.3	0.02	0.02	1.3	0.76	0.12	0.6	0.6	2.0
	2024 年 5 月	8.5	0.02	0.03	0.5	1.15	0.08	0.6	1.3	2.0
	2024 年 6 月	8.2	0.01	0.02	0.3	1.14	0.11	0.6	20.0	2.5
	2024 年 7 月	8.3	0.01	0.01	0.6	0.60	0.22	1.3	2.0	2.5
	2024 年 8 月	8.3	0.01	0.04	0.2	0.56	0.18	2.0	1.3	2.5
	2024 年 9 月	8.1	0.02	0.03	1.0	0.72	0.19	0.5	20.0	2.5
	2024 年 10 月	8.1	0.02	0.03	0.2	0.69	0.15	1.3	1.3	2.5
	2024 年 11 月	8.1	0.02	0.03	0.5	0.44	0.23	0.9	1.3	2.5
	2024 年 12 月	8.5	0.02	0.02	0.5	0.72	0.14	5.0	1.3	2.0

第 3 章 工程分析

文二采 出水处 理站	2024 年 1 月	8.0	0.01	0.01	0.3	0.52	0.11	0.6	0.6	1.3
	2024 年 2 月	7.7	0.01	0.01	0.4	0.68	0.08	0.5	6.0	2.5
	2024 年 3 月	7.6	0.01	0.02	0.5	0.19	0.12	2.5	1.3	2.5
	2024 年 4 月	7.3	0.01	0.03	0.9	0.37	0.07	2.5	2.0	1.3
	2024 年 5 月	7.7	0.01	0.03	0.5	0.17	0.08	0.5	0.6	1.3
	2024 年 6 月	7.3	0.02	0.02	0.4	0.33	0.18	1.3	1.2	2.5
	2024 年 7 月	7.5	0.01	0.12	1.1	0.52	0.13	2.0	1.3	2.5
	2024 年 8 月	7.8	0.02	0.25	0.3	1.07	0.26	2.0	2.0	2.5
	2024 年 9 月	7.7	0.01	0.06	0.2	1.12	0.24	0.6	20.0	2.5
	2024 年 10 月	7.5	0.02	0.03	0.4	1.31	0.23	0.5	0.6	5.0
	2024 年 11 月	7.8	0.01	0.03	0.5	1.08	0.23	1.3	2.0	2.5
	2024 年 12 月	8.3	0.01	0.01	1.3	0.63	0.22	0.6	20.0	2.5
文三采 出水处	2024 年 1 月	8.5	0.01	0.02	0.6	0.8	0.19	0.6	1.3	2.5
	2024 年 2 月	8.5	0.01	0.02	0.5	0.96	0.21	0.5	1.3	2.0

理站	2024 年 3 月	8.1	0.01	0.03	0.5	0.57	0.14	0.5	1.3	2.5
	2024 年 4 月	7.7	0.01	0.02	0.5	0.57	0.14	0.5	1.3	2.5
	2024 年 5 月	8.2	0.02	0.03	0.9	0.93	0.11	1.3	1.3	2.5
	2024 年 6 月	8.3	0.02	0.03	0.9	0.14	0.14	0.6	0.6	2.5
	2024 年 7 月	8.3	0.01	0.18	0.9	0.18	0.20	0.5	5.0	2.0
	2024 年 8 月	8.3	0.01	0.08	0.5	0.21	0.24	0.6	1.3	2.5
	2024 年 9 月	8.3	0.01	0.04	0.5	0.19	0.25	0.5	12.0	2.5
	2024 年 10 月	8.4	0.02	0.04	1.4	1.10	0.12	2.0	1.3	2.5
	2024 年 11 月	8.4	0.02	0.04	0.8	1.68	0.27	0.5	0.6	2.5
	2024 年 12 月	8.5	0.02	0.03	0.4	1.01	0.17	0.6	0.6	2.5
标准		/	/	/	5.0	15.0	/	≤25	0~10000	0~1000

注：SRB 即硫酸盐还原菌；TGB 即腐生菌；IB 即铁细菌。

由上表可知，三个采出水处理站注水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准要求，全部回注地下，用于水驱采油。建设单位严格按照油田回注水水质相关要求，禁止外来废水进入回注，以确保持水质稳定达标回注。

3.1.7.3 固体废物产生、排放情况及影响回顾性分析

①注水残渣

根据实际统计，2024 年文留采油厂废水处理注水残渣平均产生量为 20000t/a，为一般固废，产生的注水残渣用于调剖回注处理，不再暂存。

②落地原油和油泥砂

文留采油厂开采区现状产生的油泥砂来源于中转站/中转站三相分离器、油罐等清罐时产生的罐底污泥及管线穿孔所产生的落地油泥，均属于危险废物，危废代码为 071-001-08。文留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 年文留采油厂废弃油泥砂及落地原油量约为 988t，在中转站危废暂存间内暂存，定期委托有资质单位处理处置。

③废润滑油

柴油发电机、油品储罐等设备检修维护会产生废润滑油，属于危险废物，危废代码为 900-214-08。根据调查，文留采油厂 2024 年废润滑油产生量约 8.0t，在危废暂存间暂存后定期交有资质单位处理。

综上，现有工程各类固体废物均得到有效处置，本次认为现有工程固废防治措施有效。

3.1.7.4 噪声产生、排放情况及回顾性分析

由于至今文留采油厂中转站、计量站和注水站内设备种类及数量变化不大，噪声源基本无变化，因此，本次评价利用 2023 年-2024 年中原油田环保监测总站对文留采油厂高噪声区域的厂界噪声监测数据来说明采油厂噪声影响状况，详见下表。

表 3.1-24 油田开采区主要产噪站点厂界噪声监测结果（dB(A)）

监测项目	昼间等效连续 A 声级				夜间等效连续 A 声级			
监测地点	东界	南界	西界	北界	东界	南界	西界	北界

文一中转站	51-53	51-54	48-52	50-52	44-49	44-47	42-46	44-47
文二中转站	49-54	50-52	51-54	53-55	45-48	44-49	44-50	44-48
文三中转站	49-52	51-52	50-52	49-51	42-46	41-48	43-48	44-47
27号站（文南二区）	52	51	46	46	49	48	46	44
44号站（文南四区）	53	52	51	48	49	48	47	47
73号站（文南四区）	44	45	48	52	45	48	46	48
文南二区 70#站	58	55	56	55	48	46	46	48
文南二区 77#站	54	54	55	53	43	45	46	45
文南二区 44#站	54	54	55	53	43	45	46	45
文南二区 83#站	54	56	57	56	47	44	49	46
文南三区 86#站	56	54	58	57	44	46	46	47

现场调查到本采油厂中转站内主要设施集中在厂内中心位置布置，主要产噪设备距厂界均较远、且大多为低声源设备；计量站内设备较少、设备声源值也较低，根据验收监测结果及例行监测结果，各中转站、计量站厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

3.1.8 区域环境质量回顾性分析

3.1.8.1 大气环境质量回顾分析

现有工程产生的废气主要为采出水处理站废气、中转站及计量站等水套加热炉和供热锅炉废气、站场无组织排放的非甲烷总烃等，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 3.1-25 环境空气质量监测统计结果一览表（单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）

监测点位	污染物	年评价指标	现状浓度	二类区		
				评价标准	占标率%	是否达标
2020年	SO ₂	年平均质量浓度	10	60	16.67	达标

	NO ₂	年平均质量浓度	30	40	75	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	92	70	131.43	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	59	35	168.57	不达标
	CO	第 95 百分位数日均值	1600	4000	40	达标
	O ₃	第 90 百分位数日均值	164	160	102.5	不达标
2021 年	SO ₂	年平均质量浓度	8.48	60	14.13	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	27.53	40	68.83	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	94.46	70	134.94	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	52.45	35	149.86	不达标
	CO	第 95 百分位数日均值	1266.2 5	4000	31.66	达标
	O ₃	第 90 百分位数日均值	165.3	160	103.31	不达标
2022 年	SO ₂	年平均质量浓度	10	60	16.67	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	25	40	62.50	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	79	70	112.9	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	53	35	151.4	不达标
	CO	第 95 百分位数日均值	1200	4000	30.0	达标
	O ₃	第 90 百分位数日均值	168	160	105.0	不达标
2023 年	PM ₁₀	年平均质量浓度	88	70	125.7	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	51	35	145.7	不达标
	SO ₂	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	24	40	60.0	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1000	4000	25.0	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位浓度	168	160	105.0	不达标
2024 年	SO ₂	年平均浓度	7	60	11.7	达标
		日平均第 98 百分位数	21	150	14	达标
	NO ₂	年平均浓度	22	40	55	达标
		日平均第 98 百分位数	54	80	67.5	达标
	PM ₁₀	年平均浓度	77	70	110	不达标
		日平均第 95 百分位数	141	150	94	达标
	PM _{2.5}	年平均浓度	47	35	134.3	不达标
		日平均第 95 百分位数	117	75	156	不达标
	CO	日平均第 95 百分位数	1100	4000	27.5	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位数	167	160	104.4	不达标

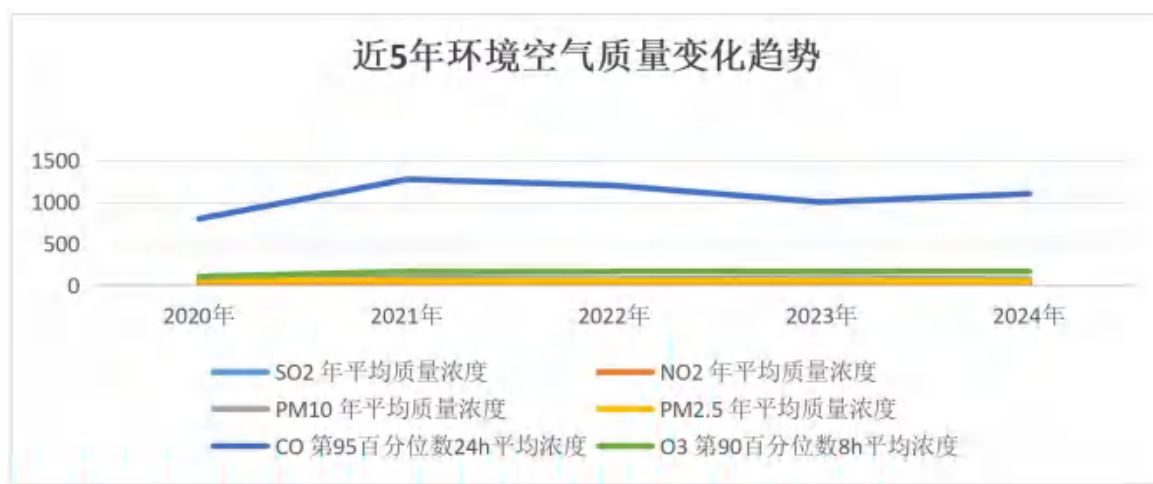


图 3.1-5 近5年环境空气质量变化趋势 单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$

由上表可知，2020年-2024年濮阳市 $\text{PM}_{2.5}$ 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。根据图表分析，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。

3.1.8.2 土壤环境质量回顾分析

1、污染因素

现有工程钻井均采用水基泥浆，主要成分是无机物、有机物、膨润土等，另外，钻井均采用了泥浆不落地工艺，因此，减少了泥浆对土壤影响。

运营阶段正常工况下对土壤不会造成影响，对土壤影响主要体现在井场、管线及储罐接口运行过程的跑冒滴漏，另外，井下作业期间落地油非正常工况下泄漏对周围土壤造成影响。

2、土壤影响调查

占地范围内主要调查井场占地范围内井口周边、站场占地范围内储油罐、污水池周边土壤环境质量现状情况；占地范围外主要调查井场外土壤环境质量现状情况，详见下表。

表 3.1-26 土壤调查监测点一览表（部分）

类型	监测位置	具体位置	采样深度	监测时间	来源
站场内	文一中转站	文一中转站井排来油北 5 米	0.1m	2024.03.01	例行监测
		文一中转站 4 号分离器南 1 米	0.15m	2024.03.01	
		文一中转站 2 号储油罐南 8 米	0.6m	2024.03.01	
		文一中转站 2 号沉降罐西 5 米	0.55m	2024.03.01	
		文一污水站 10 号滤罐南 1 米	0.6m	2024.03.21	
		文一污水站排污池北 8 米	0.6m	2024.03.21	
		文一污水站沉降池东 2 米	0.7m	2024.03.21	
		文一污水站回流池南 3 米	0.15m	2024.03.21	
	文二中转站	文二中转站 1 号污水罐北 3 米	0.5m	2024.03.01	
		文二中转站 2 号储油罐西 5 米	0.6m	2024.03.01	
		文二中转站 10 号分离器西 3 米	0.1m	2024.03.01	
		文二中转站 3 号加热炉西 6 米	0.6m	2024.03.01	
	文三中转站	文三中转站 2 号储油罐北 8 米	0.6m	2024.03.01	
		文三中转站 1 号储油罐北 9 米	0.2m	2024.03.01	
		文三中转站 2 号加热炉东 10 米	0.6m	2024.03.01	
		文三中转站 6 号分离器南 4 米	0.1m	2024.03.01	
井场	井场内	文留采油厂文 38-38 井场内	0.1m	2024.03.04	例行监测
		文留采油厂文 38-38 井场内	0.7m	2024.03.04	
		文留采油厂文 209-65 井场内	0.2m	2024.03.04	
		文留采油厂文 209-65 井场内	0.6m	2024.03.04	
		文留采油厂文 234-1 井场内	0.2m	2024.03.04	
		文留采油厂文 234-1 井场内	0.7m	2024.03.04	
	井场外	文留采油厂文 95-99 井场外西 30m	0.2m	2024.03.04	例行监测
		文 19-9 井西 2m0 农田	0.11m	2023.8.31	验收报告
		文 92-平 7 西 5m 农田	0.15m	2023.8.31	
		文 33-185 井场北 20m 农田	0.1m	2023.8.31	
		文 38-75 侧 1 井场西 17m 农田	0.2m	2023.8.31	

表 3.1-27 占地范围内现有工程周边土壤环境质量调查结果汇总表（1）（单位：mg/kg，pH 无量纲）

采样日期	2024.03.01				2024.03.21				标准限值
监测点位	文一中转站井排来油北 5m	文一中转站 4 号分离器南 1m	文一中转站 2 号储油罐南 8m	文一中转站 2 号沉降罐西 5m	文一污水站 10 号滤罐南 1m	文一污水站排污池北 8m	文一污水站沉降池东 2m	文一污水站回流池南 3m	
采样深度	0.1m	0.15m	0.6m	0.55m	0.6m	0.6m	0.7m	0.15m	
pH 值	6.9	6.8	6.9	6.6					/
铜	7	11	11	8	27	31	28	15	18000
铅	4.2	6.5	9.8	2.3	4.6	5.4	3.6	2.4	800
镉	0.06	0.10	0.09	0.06	0.17	0.13	0.09	0.01	65
镍	20	26	25	20	27	38	30	30	900
六价铬	未检出	未检出	0.6	0.6	6.5	6.5	6.5	6.5	5.7
总汞	0.984	1.43	0.558	0.544	0.717	0.86	0.942	1.86	38
总砷	5.49	6.31	4.40	6.32	11.3	4.44	8.59	11.9	60
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66
顺式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596
反式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	54
三氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5

1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
1,2,3-三氯 丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200
间+对-二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	190
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15

苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70
石油烃（C10-C40）	未检出	未检出	未检出	未检出	61	33	未检出	10	4500

表 3.1-28 占地范围内现有工程周边土壤环境质量调查结果汇总表（2）（单位：mg/kg，pH 无量纲）

采样日期	2024.03.01								标准限值
监测点位	文二中转站 1 号污水罐北 3m	文二中转站 2 号储油罐西 5m	文二中转站 10 号分离器西 3m	文二中转站 3 号加热炉西 6m	文三中转站 2 号储油罐北 8m	文三中转站 1 号储油罐北 9m	文三中转站 2 号加热炉东 10m	文三中转站 6 号分离器南 4m	
采样深度	0.5m	0.6m	0.1m	0.6m	0.6m	0.2m	0.6m	0.1m	
pH 值	6.9	7.1	7.2	7.3	7.3	7.1	7.3	6.9	/
铜	14	7	17	5	14	10	12	12	18000
铅	24.5	20.2	12.5	5.2	9.4	未检出	7.0	4.7	800
镉	0.28	0.19	0.44	0.06	0.07	0.05	0.07	0.31	65
镍	35	31	35	34	32	24	32	34	900
六价铬	1.2	0.8	1.0	未检出	0.8	0.6	0.8	0.8	5.7
总汞	1.59	0.707	1.13	1.21	1.30	0.792	0.790	1.36	38
总砷	8.24	8.36	7.31	8.17	6.34	9.31	7.48	6.67	60
四氯化碳	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9

1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66
顺式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596
反式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	54
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28
苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200
间+对-二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640

硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	190
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70
石油烃（C10-C40）	未检出	未检出	80	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4500

表 3.1-29 占地范围内现有工程周边土壤环境质量调查结果汇总表（3）（单位：mg/kg，pH 无量纲）

采样时间	2024.03.04						标准限值
采样点位	文 38-38 井场内		文 209-65 井场内		文 234-1 井场内		
采样深度	0.1m	0.7m	0.2m	0.6m	0.2m	0.7m	
pH 值	7.3	7.4	7.4	7.2	7.2	7.2	/
铜	14	19	19	20	11	11	18000
铅	3.8	0.2	1.9	3.2	3.7	7.4	800
镉	0.09	0.03	0.06	0.08	0.03	0.06	65
镍	36	35	36	39	40	40	900
六价铬	0.9	0.9	0.7	未检出	未检出	未检出	5.7
总汞	1.19	1.07	0.727	0.900	1.12	0.997	38

总砷	8.57	7.29	6.99	8.35	8.76	8.16	60
四氯化碳, $\mu\text{g/kg}$	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
氯仿	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.9
1,1-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	9
1,2-二氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
1,1-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	66
顺式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	596
反式-1,2-二氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	54
二氯甲烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	616
1,2-二氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	5
1,1,1,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	10
1,1,2,2-四氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	6.8
四氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	53
1,1,1-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	840
1,1,2-三氯乙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2.8
三氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	
1,2,3-三氯丙烷	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.5
氯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	0.43
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4
氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	270
1,2-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	560
1,4-二氯苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	20
乙苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	28

苯乙烯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1290
甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1200
间，对-二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	570
邻二甲苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	640
硝基苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	190
苯胺	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	260
2-氯酚	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	2256
苯并[a]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯并[a]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
苯并[b]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯并[k]荧蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	151
蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1293
二苯并[a,h]蒽	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	1.5
茚并[1,2,3-cd]芘	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	15
苯	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	70
石油烃（C10-C40）	6	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	4500

从监测数据可知，井场及站场内土壤各项监测指标满足《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）中表1和表2中第二类用地的筛选值要求。说明采油厂运行期间，未对周边土壤造成污染。

表 3.1-30 占地范围外现有工程周边土壤环境质量调查结果汇总表（4）（单位：mg/kg，pH 无量纲）

采样时间	采样点位	采样深度	pH	铜	锌	铅	镉	镍	铬	汞	砷	石油烃 (C10-C40)

2024.03.04	文 95-99 井场外西 30m 农田	0.2m	7.3	17	44	5.3	0.13	28	88	1.74	6.18	未检出
标准限值 ($6.5 < \text{pH} \leq 7.5$)			/	100	250	120	0.3	100	200	2.4	30	826
2023.8.31	文 19-9 井西 20m 农田	0.11m	7.8	10	56	8.4	0.2	28	29	3.13	7.78	66
	文 92-平 7 西 5m 农田	0.15m	7.8	21	63	22.3	0.2	17	43	2.23	10.8	89
	文 33-185 井场北 20m 农田	0.1m	7.8	18	56	13	0.24	15	38	1.32	8	68
	文 38-75 侧 1 井场西 17m 农田	0.2m	8.2	13	66	6.3	0.12	32	27	3.27	10.5	72
标准限值 ($\text{pH} > 7.5$)			/	100	300	170	0.6	190	250	3.4	25	826

从监测数据可知，井场外土壤各项监测指标满足《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 15618-2018）中表 1 筛选值要求，石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中表 1 中第一类用地筛选值（826mg/kg）。说明采油厂运行期间，未对周边土壤造成污染。

3、现有工程土壤污染防治措施

(1) 工程措施

1) 施工期

施工期目前已经结束，经现场调查，施工期采取分层开挖、堆放及分层回填方式。控制施工作业带面积，尽量减少大型机械对土壤破坏。另外，钻井采用泥浆不落地工艺，可有效预防泥浆泄漏污染土壤。

2) 运营期

①站场地面采取水泥硬化措施，预防土壤污染。

②危险废物直接委托具备危废资质单位处置，随产随清，不贮存。

③站场储油罐、采出水罐、管线选取耐磨耐腐蚀材料，并保证良好焊接。

④管线穿孔可能产生落地油，实际运行中将落地油及污染土壤全部挖出，直接委托具备危废处理资质单位处置。

(2) 环境管理措施

1) 设置完善相关制度

文留采油厂制定土壤相关环保制度，并对相关人员开展培训，保证各项环保制度落实。

2) 开展土壤污染隐患排查

文留采油厂定期开展土壤污染隐患排查，摸清管线、站场、井场等跑冒滴漏情况，并对土壤隐患排查出问题进行了及时整改，有效防止污染进一步扩大，降低企业污染风险。

3) 加强例行监测

文留采油厂设有土壤例行监测计划，对重点装置区域土壤环境质量进行例行监测。通过监测，可及时发现污染情况，并采取处置措施。

4) 严控新增污染

拆除设备前，制定残留污染物清理、安全处置方案和土壤污染防治方

案，报有关单位备案，并严格按照采油厂相关规定实施安全处置，防范拆除活动污染土壤。

5) 强化突发事件应急预案中土壤污染防治

文留采油厂突发环境事件应急预案中制定了土壤污染专项应急预案，可有效应对发生井喷、原油泄漏等事故后的土壤应急处置，配备相应应急物资，保证各项风险防范措施有效落实。

3.1.8.3 地下水环境质量回顾性分析

1、污染因素

站场油罐区、池体、工艺流程区等防渗不到位，井下作业导致废水泄漏污染地下水。文留采油厂现有地下水监测井共有10处，地下水监测井统计情况见下表。

表 3.1-31 现有地下水监测井数据表

序号	监测点编号	坐标	位置
1	SZDX2025-01	经度：115°16'27" 纬度：35°38'21"	文1井（文一中转站内）
2	SZDX2025-02	经度：115°16'16" 纬度：35°38'31"	文2井（文一中转站内）
3	SZDX2025-03	经度：115°16'34" 纬度：35°38'25"	文3井（文一中转站内）
4	SZDX2025-04	经度：115°13'58" 纬度：35°33'22"	文4井（文二中转站内）
5	SZDX2025-05	经度：115°13'53" 纬度：35°33'12"	文5井（文二中转站内）
6	SZDX2025-06	经度：115°13'51" 纬度：35°33'19"	文6井（文二中转站内）
7	SZDX2025-07	经度：115°16'31" 纬度：35°37'24"	文7井（文三中转站内）
8	SZDX2025-08	经度：115°16'34" 纬度：35°37'4"	文8井（文三中转站内）
9	SZDX2025-09	经度：115°16'40"	文9井（文三中转站内）

		纬度：35°36′40"	
10	SZDX2025-10	纬度：35°38′51 " 经度：115°14′11"	文10井（文中采油管理二区18#站）

2、影响回顾性分析

因此本次评价引用文留采油厂地下水例行监测井的监测数据评价区域地下水环境质量，详见下表。

表 3.1-32 地下水监控井例行检测数据一览表（单位：mg/L，pH 无量纲）

采样位置	采样时间	分析项目及结果													
		pH 值	溶解性总固体	氯化物	硝酸盐氮	亚硝酸盐氮	氨氮	挥发酚	耗氧量	铅	镉	总汞	总砷	六价铬	石油类
文 4 井	2023.03.15	7.1	6720	764	0.18	0.003	0.368	0.0025	1.9	ND	ND	0.00016	0.0008	ND	0.04
文 5 井		7.4	2040	503	0.09	0.005	0.633	0.0016	1.7	ND	0.00515	0.00008	0.0004	0.005	0.03
文 6 井		7.5	2170	396	0.07	0.005	0.664	0.0014	2.5	ND	ND	0.00012	0.001	0.006	0.02
文 1 井		7.3	7820	1510	0.37	0.009	10.4	0.0017	4.2	ND	0.00027	0.00012	0.0012	0.004	0.04
文 2 井		7.4	9470	1260	0.3	0.006	10.2	0.0015	4	ND	0.00025	0.0001	0.0006	0.004	0.03
文 8 井	2023.03.16	7.2	1260	923	0.11	0.006	0.428	0.0016	2.2	ND	ND	0.00012	0.0014	ND	0.03
文 9 井		7	880	833	0.12	0.003	0.394	0.0011	2.5	ND	ND	0.00012	0.0012	ND	0.04
文 10 井		7.6	1250	958	0.09	0.004	0.148	0.0018	2	ND	ND	0.0001	0.001	ND	0.03
文 5 井	2023.08.08	7.9	3210	1430	0.39	0.006	0.915	0.0014	3.5	ND	ND	0.00012	0.001	ND	0.02

文 6 井		<u>7.9</u>	<u>3200</u>	<u>1540</u>	<u>0.24</u>	<u>0.008</u>	<u>0.409</u>	<u>0.0016</u>	<u>3.7</u>	<u>ND</u>	<u>ND</u>	<u>0.00013</u>	<u>0.0013</u>	<u>ND</u>	<u>0.01</u>
文 1 井	2024. 02.20	<u>7.3</u>	<u>2320</u>	<u>9070</u>	<u>0.29</u>	<u>0.014</u>	<u>0.507</u>	<u>0.0032</u>	<u>79</u>	<u>0.0096</u>	<u>0.00427</u>	<u>0.00009</u>	<u>0.001</u>	<u>0.009</u>	<u>0.02</u>
文 8 井		<u>7.5</u>	<u>738</u>	<u>78</u>	<u>0.06</u>	未检出	<u>0.222</u>	<u>0.0033</u>	<u>1.7</u>	<u>ND</u>	<u>ND</u>	<u>0.0001</u>	<u>0.0008</u>	<u>ND</u>	<u>0.02</u>
文 9 井		<u>7.5</u>	<u>696</u>	<u>207</u>	<u>0.08</u>	<u>0.009</u>	<u>0.38</u>	<u>0.0039</u>	<u>1.7</u>	<u>ND</u>	<u>ND</u>	<u>0.00004</u>	<u>0.0006</u>	<u>0.007</u>	<u>0.01</u>
文 4 井		<u>7.3</u>	<u>4390</u>	<u>1230</u>	<u>0.1</u>	<u>0.018</u>	<u>0.271</u>	<u>0.0032</u>	<u>3.9</u>	<u>ND</u>	<u>ND</u>	<u>0.00006</u>	<u>0.0004</u>	<u>0.008</u>	<u>0.02</u>
文 6 井		<u>7.4</u>	<u>2820</u>	<u>912</u>	<u>0.24</u>	<u>0.022</u>	<u>0.559</u>	<u>0.004</u>	<u>4</u>	<u>ND</u>	<u>ND</u>	<u>0.00004</u>	<u>0.0008</u>	<u>ND</u>	<u>0.02</u>
标准限值		<u>6.5≤ pH≤ 8.5</u>	<u>1000</u>	<u>250</u>	<u>20</u>	<u>1</u>	<u>0.5</u>	<u>0.002</u>	<u>3</u>	<u>0.01</u>	<u>0.005</u>	<u>0.001</u>	<u>0.01</u>	<u>0.05</u>	<u>0.05</u>
达标情况		<u>达标</u>	<u>不达标</u>	<u>不达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>不达标</u>	<u>不达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>	<u>达标</u>

根据上表分析，文留采油厂文一、文二、文三中转站及文中采油管理二区 18#站地下水监测井中溶解性总固体、氯化物、挥发分、氨氮、耗氧量出现不同程度的超标，不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中相关标准要求。溶解性总固体、氯化物、挥发分、氨氮、耗氧量超标主要与区域水文地质环境有关。

3、地下水保护措施

(1) 禁止下列污染或者可能污染地下水的行为：

①私设暗管等逃避监管的方式排放水污染物；

②利用废弃井场等贮存油泥沙、废沾油防渗材料等危险废物；

③利用无防渗漏措施的沟渠、坑塘等输送或者贮存危险废物、井下作业废液、采出水等；

(2) 井下作业过程采用铁质围堰，铺设防渗膜；采出水、井下作业废液进入站场采出水处理站，所有废水全部处理达标后回注地层；

(3) 加强对管线的巡线，定期对原油集输管线进行壁厚监测，对腐蚀严重的管线及时更换，防止管线泄漏引起地下水污染。

(4) 危险废物全部交由资质单位进行处置，并采取防风防雨防晒、地面防渗等措施，避免危废物料散落地面污染地下水。

(5) 井场工程区

①井场四周应设置井界沟，减少受污染的雨水量，同时防止井场内污水或落地油等随地面径流进入外环境。

②修井、洗井等井下作业要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，禁止作业废液落地，严禁外排。井下作业过程属于重点污染防治区，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $Mb \geq 6.0m$ ，渗透系数 $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$ 。另外，重点防渗区还要满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）中要求，采用铁制围堰，铺设防渗膜，落地油回收率可达 100%。

(6) 管线工程区

①设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少原油泄漏量。

②定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是管线使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成管线泄漏的隐患。

③加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。

(7) 污染治理措施

①井场运营过程中，加强监管，制定井控管理规定，确保油田采出水及井下作业废液按要求集中输送至采出水处理站进行处理；

②井场、站场运营过程中，对井场装置、集油管线、多功能罐进行定期巡查，一旦发现有漏油位置，及时修理，防止泄漏的原油对周边地下水环境造成污染。

(8) 回注井检测措施

回注井运行过程中，建设单位持续对回注井口压力、套管压力、环空压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m³/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m³/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。

(9) 末端控制措施

主要包括井场、站场内污染区地面的防渗措施和泄漏、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，根据固废性质，危险废物委托有危废处理资质单位进行处置，一般固废则拉运至市政部门指定地点，由环卫部门处置。

3.1.8.4 生态环境影响回顾性分析

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 7.2.5 对于改扩建、分期实施的建设项目，应调查既有工程、前期已实施工程的实际生态影响以及采取的生态保护措施。

根据实际调研结果，文留采油厂严格按照环评批复及排污许可相关管

理要求进行管控，对临时占地及时复垦复耕，对报废井及时进行封井。根据文留采油厂统计资料，文留采油厂运行至今，未发生较大的突发环境污染事故。本次调查期间，未发现存在重要生态环境问题。

1、现有工程生态影响回顾

（1）景观影响调查

截至 2024 年底，文留采油厂现有总井数 1528 口，中转站 3 座。这些人工景观在建设时改变了原有农田、荒地及其他用地的状态，均改变为建设用地，该类占地都呈点状和线状分布，除油区道路外，其余井场和站场景观基本不连续。这种破坏方式使景观变得破碎化，影响总体功能的发挥，其中井场是引起景观破碎化的主要原因，油田开发区域内各种人工景观密度是比较高的，油田景观拼块之间通过油区道路彼此相连，更加重了开发区域景观破碎化趋势。

景观的破碎化主要出现两种后果：首先是造成原景观间的割裂，有可能阻隔相邻景观间的联系，造成萎缩和退化。对此，文留采油厂已经采取了一定的减缓措施，如油区主干道路尽量采用低路基方案，即路面与地表高度相同，尽量利用现有市政道路、乡道等，减少新建进井路。同时新钻井尽量依托老井场建设，不新增永久占地。文留采油厂近年产液量、产油量处于动态平衡，随着报废井封井和井场生态恢复，不会出现大规模占地情况；其次是景观破碎化对栖息鸟类的将产生一定的影响。

（2）植被的影响

经调查，现有工程施工结束后，对临时占地均进行了恢复，且植被生长情况与周围未占用处差别不大。另外，油田开发具有点状且分布范围广特点，工程对区域植被影响不属于灭绝性，目前文留采油厂开发区域野生植被以白茅等为主，在开发区域内分布范围广泛。人工植被均为农作物。油田设施局部的干扰和破坏不会对整体造成不可逆影响。

虽然早期油田开发的施工期钻井过程中各种工程车辆较多，车辆在井

场附近作业，对地表植被碾压，造成植被的明显破坏，甚至会造成植被在短期内难以恢复，但工程结束后，植被一般在2年~3年均可恢复原貌。正常运营阶段，主要是修井、洗井等作业工程车辆，工程活动均在井场内，对附近植被破坏程度较少。因此，对植被种类及区系影响不大。

(3) 动物的影响

①对鸟类影响调查

文留采油厂开发区域井场、站场周边栖息的鸟类主要为常见鸟类，如家燕、麻雀、喜鹊等。油田占用的各类景观面积相对于区域整个面积较小，但占地形式分散，仍会对当地鸟类生存环境产生一定的影响。

栖息地影响：鸟类选择栖息地的条件最主要的是食物，其次夜宿和避敌条件也是选择条件，油田开发活动对上述栖息地选择条件都有可能产生一定的干扰。由于油田开发活动的干扰，机械噪声、灯光、道路、人员及车辆活动等都有可能使鸟类的夜宿条件和避敌条件下降，给鸟类选择栖息地带来困难。油田的这些开发活动主要集中表现在油田开发的初期，进入稳定生产期后，生产活动主要有修井、洗井等井下作业、抽油机检修、现场巡护等，生产人员较少，一般一个井场井下作业人员仅有4~6人，每口井修井周期一般1年1次，巡护人员每天每口井1人次左右。因此，进入生产期，人员活动的频度、强度及范围都明显下降，对鸟类栖息地的干扰也随之降低，鸟类也逐渐适应了油区内环境，因此，鸟类数量逐渐恢复。

种群及数量影响：油田开发对鸟类影响不属于伤害性影响，鸟类具有飞翔能力，区域鸟类均为常年种，适宜生境较多。经过多年开发，鸟类逐渐适应生产环境。因此，油田开发对鸟类种群及数量影响不大。

②对其他动物影响调查

油田开发区域野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。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，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。

因此，生产运营期不会对野生动物的活动产生影响。

(4) 土壤的影响

现有工程施工期土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕作层结构，混合土壤层次，改变土体构型，影响土壤紧实度，降低土地生产力。现有工程通过采用严格控制占地面积、分层开挖、分层回填等措施后，将施工期对土壤的影响降到最低，通过土地复垦，随着时间的推移对土地生产力可逐步恢复。

运营期间，正常生产过程中现有工程不会对土壤环境造成影响。在发生跑冒滴漏等情况时会对土壤造成污染。文留采油厂在井下作业过程中采用铁制围堰，铺设防渗膜，同时采取分区防渗等措施，减少污染的发生，在发生泄漏时及时采取措施，切断泄漏源并回收泄漏的物料并清理被污染的土壤，通过采取以上措施，现有工程未对周围土壤造成显著影响。

2、现有工程生态保护及恢复情况

(1) 生态环境保护措施

①管线生态保护措施

工程措施：加强管线防腐，设置保护套管。

植物措施：管线临时占地均恢复平整，部分区域沿线采取了绿化措施。

管理措施：文留采油厂各管理区制定详细的巡线制度，并设置专门巡线工，每天开展巡线工作。另外，管理区通过信息系统定期查看管线外输液量，发现瞬时流量波动异常时通知基层队落实原因，采取相应措施。

②井场生态保护措施

A.生产井采取措施：

a.工程措施：井下作业采用铁制围堰，铺设防渗膜，收集到的落地油及时委托有资质单位处置。井下作业废水依托中转站采出水处理站处理达标后用于油田注水开发，均不外排。对生态环境影响较轻。

b.植物措施：钻井过程使用的临时占地均采取了生态恢复措施。

c.管理措施：井场均按“四化”要求设置了监控、自控、通信等设施，各管理区、中转站可对井场进行远程实时监控。同时，文留采油厂严格按照环评批复及排污许可相关管理要求进行管控，落实了各项风险防范措施，对土壤、地下水等要素进行跟踪监测。日常管理较为严格，设立了各种奖惩制度、环保管理制度等。根据文留采油厂提供资料，近年来未发生较大的突发环境污染事故。本次调查期间，未发现存在环保问题。

B.报废井保护措施：

a.工程措施：按照相关规范进行封井。

b.植物措施：对井场均进行了土地平整，开展生态恢复。

c.管理措施：文留采油厂对于可能有后期开发价值或潜力的井，继续观察，采取暂时封井（射孔段上方注悬空水泥塞），作为储备待今后开发；对于通过摸排潜力后证明无法利用的废弃井，计划进行封井预算，待封井。对封闭井建立了日常检查制度，确保井口可控，定期巡护，确保发现问题及时处置。

③站场措施

a. 工程措施：站场内大部分生产区域采取地面防渗硬化措施，采取绿化措施。站内分离出的采出水经各采出水处理站处理达标后全部回注用于油田注水开发，无外排。危险废物全部委托有资质单位进行处置，不外排。

b. 植物措施：站场及周边采取了绿化措施。

c. 管理措施：站内制定详细的巡检制度，设置专门人员按时对设备区进行巡检。站场设有监控系统，实时监控各装置运行情况，发现问题及时采取应急处置措施。

（2）生态恢复措施

①植被恢复措施

农田恢复措施：现有工程部分井场钻井施工过程、管线敷设过程临时占用农田，已由建设单位出资开展农田生态恢复，按照相关要求开展土地

复垦工作。

a.土地数量保证措施：临时占地占用的农田全部进行了复垦，耕地数量未减少。

b.土地质量保证措施：首先进行土地平整，因地制宜实行深松浅翻，最后将剥离的表土均匀回填并夯压整平，表土回填时可混合基肥或土壤改良剂以利于复垦；其次，位于农田区域的井场配套有田间道路，田间道路和乡村公路相连，形成一体的道路系统，方便村民生产耕作。

实际运行中，通过一系列的保护性耕作制度，提高土壤有机质含量，平衡土壤养分，实现用地与养地结合，多措并举保护提升耕地产能。

草地恢复措施：大部分区域采取自然恢复，少部分地区采取播撒草籽进行恢复。利用先进的松土机械深翻土壤。土壤深翻当年和以后，每年施用肥料，并灭虫、灭草 3 遍~5 遍。

深翻后第 5 年开始，为促进植物生长，每年重耙一次。由于草地土壤结构性能不良，肥力水平较低，植物恢复困难，在植被恢复时使用土壤盐碱改良剂，一定程度上能够松土、保湿、改良土壤理化性状，促进植物对养分和水分的吸收。

林地恢复措施：现有工程少部分钻井施工过程、管线敷设过程可能占用人工林地，由建设单位出资开展林地恢复工作。

	
管道沿线恢复情况	道路沿线恢复情况



图 3.1-6 井场周边及管线沿线复耕和植被恢复

②生态恢复效果

文留采油厂对施工期临时占地均进行了较好的生态恢复，现有工程对生态环境的影响较小。经实际现场踏勘，井场、管线、站场周围植被生长状况良好，经过多年恢复，与其他未占用区域农田、植被等没有明显差别。

（3）报废井场、长停井及管线处置措施

①报废井场、长停井处置措施

经调查，采油井废弃时，一般在6个月内将打开的油气层和井口封闭。经调研，文留采油厂对于可能有后期开发价值或潜力的，继续观察，采取暂时封井（射孔段上方注悬空水泥塞），作为储备待今后开发；对于通过摸排潜力后证明无法利用的废弃井，进行封井预算，按照《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）等规定进行封井处理。

②管线无害化处置措施

为减轻废弃管线的对周边环境的不利影响，文留采油厂一般采用原油回收、清管后就地封存的方式处理，消除管道隐患。废弃管道清管产生的含油废水收集后拉运至采出水处理站处理达标后回注用于油田注水开发，均不外排。清管完成后，对于两端设置阀门的管线直接关闭阀门。对于未设置阀门的管线，两端安装盲板隔断流程并封堵。

综上可知。文留采油厂严格按照环评批复及排污许可相关管理要求进行管控，落实各项风险防范措施，对土壤、地下水等要素进行跟踪监测。日常管理较为严格，设立了各种奖惩制度、环保管理制度等，根据文留采油厂统计资料，文留采油厂运行至今，未发生较大的突发环境污染事故。本次调查期间，未发现存在重要生态环境问题。

3.1.9 污染物产排总量情况

文留采油厂现有工程“三废”排放总量一览表见下表。

表 3.1-33 现有工程“三废”排放总量一览表

污染物		产生量	削减量	排放量
废水	废水量（万 m ³ /a）	1074.032	1074.032	0
废气	有组织	废气量（万 m ³ /a）	0	6325.1
		烟尘（t/a）	0	0.5062
		SO ₂ （t/a）	0	0.2530
		NO _x （t/a）	0	8.4770
		非甲烷总烃（t/a）	0	2.7541
	无组织	非甲烷总烃（t/a）	0	6.7444
		硫化氢（t/a）	0	0.0001
	合计	废气量（万 m ³ /a）	0	6325.1
		烟尘（t/a）	0	0.5062
		SO ₂ （t/a）	0	0.2530
		NO _x （t/a）	0	8.4770
		非甲烷总烃（t/a）	0	9.4985
		硫化氢（t/a）	0	0.0001
固废	注水残渣（t/a）	20000	20000	0

	落地原油和油泥砂 (t/a)	988	988	0
	废润滑油 (t/a)	8.0	8.0	0

3.1.10 现有工程主要环境问题

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 3.1-34 油田开采现状存在的主要环境问题及解决方案

序号	开采现状存在的主要环保问题	解决方案	实施期限
1	根据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》(HJ1248-2022)表 2，废水处理系统废气排放口除监测非甲烷总烃外，还需监测硫化氢，现有工程仅对非甲烷总烃进行监测，未监测硫化氢	文二采出水站废水处理系统废气排放口例行监测增加硫化氢因子	即时实施
2	根据调查，文南采油管理四区南二注水干线因运行时间长，出现多次穿孔，且部分管线被占压，存在较大的安全、环保隐患，亟待治理	对南二注水干支线进行优化改造，将东一注水干线上 的 2#、49#泵站和 39#、56# 卫星站的常压注水调整到南二注水干线，对占压部分采取新路由铺设。	2026 年 5 月前

3.2 拟建项目工程分析

3.2.1 拟建项目基本情况

项目名称：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂
(2026-2028 年) 产能建设项目

建设地点：河南省濮阳市濮阳县

建设性质：改扩建；

行业类别：石油开采 (B0710)

建设单位：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂

建设投资：总投资 118000 万元，其中环保投资 6064 万元

建设规模：本项目计划在东濮凹陷开采区内新建采油井 58 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺 $20.4711 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 3591m），均为新建井场；侧钻井总进尺 $8.7305 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 727m），依托现有井场建设；新增原油产能共计 23.567 万 t。同时配套建设集输管线约 20.66km，新建道路 35.1km。

3.2.2 原油开发计划

2026-2028 年度原油开发工程计划见下表。

表 3.2-1 2026-2028 年度产能建设工程建设时序计划表

年度	新钻采油井	井下作业改造井	产能（万吨）
2026 年	17 口	35 口（其中 1 口井改为二氧化碳气驱采油井）	7.027
2027 年	18 口	40 口（其中 1 口井改为二氧化碳气驱采油井）	7.475
2028 年	22 口	45 口（其中 1 口井改为二氧化碳气驱采油井）	9.065
合计	58 口	120 口	23.567
注：单井管线、配套工程与井场同年度建设			

表 3.2-2 2026-2028 年度原油开发工程计划一览表（续表）

年份	序号	项目类型	油田	区块	井号	井别	设计进尺（万米）	新建产能（万吨）
2026	1	新建油井	文南	文 88 东	文 317	油井	0.4235	0.15
	2		文中	文 15 块周边	文 318	油井	0.2856	0.15
	3		文南	文 88 东	文 319	油井	0.4315	0.24
	4		文南	文 88 东	文 184-43	油井	0.4325	0.24
	5		文南	文 88 东	文 72-平 102	油井	0.4330	0.24
	6		文中	文 15 块周边	文 72-平 202	油井	0.2845	0.18
	7		文中	文 15 块周边	文 72-平 203	油井	0.2845	0.18
	8		文南	文 79 块	文 79-219	油井	0.3345	0.15
	9		文南	文 79 块	文 79-220	油井	0.3365	0.15
	10		文南	文 79 块	文 79-221	油井	0.3285	0.15
	11		文中	文 15 块	文 15-133	油井	0.2615	0.15
	12		文中	文 15 块	文 15-134	油井	0.2685	0.15
	13		文中	文 15 块	文 15-135	油井	0.2655	0.15
	14		文东	文 13 东块	文 13-441	油井	0.3765	0.21
	15		文东	文 13 东块	文 13-442	油井	0.3865	0.21
	16		文东	文 13 东块	文 13-443	油井	0.3940	0.21
	17		文东	文 13 东块	文 13-444	油井	0.3890	0.21
	18	井下作业改造井	文南	文 33 块	文 235 侧 1	油井	0.0678	0.105
	19		文南	文 33 块	新文 38-24 侧 1	油井	0.0673	0.105
	20		文南	文 33 块	文 209-16 侧 1	油井	0.0789	0.105

	21		文南	文 33 块	文 14-52 侧 1	油井	0.0839	0.105
	22		文南	文 33 块	文 92-113 侧 1	水井	0.0911	0.105
	23		文南	文 72 块文 85	文 101-12 侧 1	油井	0.0839	0.105
	24		文南	文 72 块文 85	文 25-82 侧 1	油井	0.0842	0.105
	25		文南	文 72 块文 135	文 33-103 侧 1	油井	0.1017	0.105
	26		文南	文 72 块文 135	文 79-45 侧 1	油井	0.0831	0.105
	27		文南	文 72 块文 135	文 13-348 侧 1	油井	0.0945	0.105
	28		文南	文 79 块	文 176 侧 1	油井	0.0627	0.105
	29		文南	文 79 块	文 101-50C2	油井	0.0936	0.126
	30		文南	文 138 块	文 33-319 侧 1	油井	0.0998	0.108
	31		文南	文 72 东块	文 138-18C1	油井	0.0890	0.09
	32		文南	文 88 块	文新 72-107C1	油井	0.0635	0.108
	33		文中	文 10 块	文 10-51C1	水井	0.0768	0.105
	34		文中	文 10 块	文 10-31C2	油井	0.0944	0.105
	35		文中	文 25 东块	文 65-29C2	油井	0.0806	0.12
	36		文中	文 25 西块	文 25-90C1	油井	0.0660	0.105
	37		文中	文 10 块	文 10-47C1	油井	0.0700	0.09
	38		文中	文 38 块	文 38-43C1	水井	0.0610	0.105
	39		文中	文 38 块	文 38-41C1	水井	0.0500	0.105
	40		文中	文 15 块	文 15-84C1	水井	0.0350	0.09
	41		文中	文 220 块	文 240C2	油井	0.0640	0.09
	42		文中	文 220 块	文 220-3C1	油井	0.0760	0.135
	43		文东	文 115 块	文 203-60C1	水井	0.0770	0.12

	44		文东	文 115 块	文 92-129C1	油井	0.0730	0.12
	45		文东	文 115 块	文 92-98C1	水井	0.0720	0.12
	46		文东	文 110 块	文 92-78C1	油井	0.0603	0.11
	47		文东	文 110 块	文 92-平 7C1	油井	0.0988	0.15
	48		文东	文 92 南块	文 92-96C1	水井	0.0820	0.12
	49		文东	文 92 北块	文 8C1	油井	0.0780	0.12
	50		文东	文 16 块	文 16-44C1	水井	0.0705	0.13
	51		文东	文 16 块	文 16-21C1	油井	0.0721	0.13
	52		文东	文 13 西块	文 13-154C1	油井	0.0850	0.15
2027	1	新建油井	文南	文 179 东	文 72-平 201	油井	0.3855	0.15
	2		文南	文东 1 块	文 79-216	油井	0.4485	0.15
	3		文南	文 179 东	文 200-11	油井	0.3850	0.21
	4		文南	文 179 东	文 319-1	油井	0.3850	0.21
	5		文南	文东 1 块	文 72-261	油井	0.4455	0.24
	6		文南	文 179 东	文 79-4H	油井	0.3765	0.165
	7		文南	文 179 东	文 72-263	油井	0.3785	0.165
	8		文南	文 179 东	文 179-23	油井	0.3850	0.165
	9		文南	文 179 东	文 179-24	油井	0.3865	0.165
	10		文南	文 179 东	文 179-25	油井	0.3865	0.165
	11		文中	文 25 西块	文 25-105	油井	0.2850	0.15
	12		文中	文 25 西块	文 25-106	油井	0.2850	0.15
	13		文中	文 25 西块	文 25-107	油井	0.2850	0.15
	14		文中	文 25 西块	文 25-108	油井	0.2850	0.15

	15		文东	文 13 北部	文 13-445	油井	0.3650	0.18
	16		文东	文 13 北部	文 13-446	油井	0.3650	0.18
	17		文东	文 13 北部	文 13-447	油井	0.3660	0.18
	18		文东	文 13 北部	文 13-448	油井	0.3670	0.18
	19	井下作业改造井	文南	文 72 块沙三中	新文 79-9C1	油井	0.0560	0.105
	20		文南	文 179 块	文 138-10C1	油井	0.0600	0.105
	21		文南	文 95 块	文 269-19C1	油井	0.0485	0.09
	22		文南	文 294 块	文 13-239C1	油井	0.1115	0.105
	23		文南	文 72 块沙三中	文 101-43C2	油井	0.0720	0.105
	24		文南	文 33 块	文 38-20C1	油井	0.0910	0.105
	25		文南	文 95 块	文 72-305C1	油井	0.0865	0.105
	26		文南	文 138 块	文 269-3C1	油井	0.0990	0.105
	27		文南	文 99	文 72-274C1	油井	0.0520	0.09
	28		文南	文 72 东块	文 79-130C2	油井	0.0680	0.09
	29		文南	文 88 块	文 79-13C1	油井	0.0730	0.09
	30		文南	文 72 块文 135	文 201C1	油井	0.0550	0.09
	31		文南	文 269 块	文 82-3C1	油井	0.0820	0.105
	32		文南	文 33 块	文 92-69C1	油井	0.0620	0.105
	33		文南	文 72 块沙三中	文 13-113C1	油井	0.0510	0.09
	34		文南	文 79 块-136	文 79-64C1	油井	0.0710	0.105
	35		文南	文 72-134 块	文 184-41C1	水井	0.0665	0.105
	36		文中	文 25 东块	文 203-12C1	油井	0.0580	0.105
	37		文中	文 25 东块	文 65-79C1	油井	0.0750	0.105

第 3 章 工程分析

	38		文中	文 101 块	文 101-56C1	油井	0.0690	0.09
	39		文中	文 10 块	文 10-100C1	水井	0.0550	0.09
	40		文中	文 25 东块	文 25-3C1	油井	0.0760	0.105
	41		文中	文 15 块	文 107C1	油井	0.0430	0.09
	42		文中	文 38 块	文 38-1C2	水井	0.0620	0.105
	43		文中	文 38 块	文 38-19C1	油井	0.0740	0.105
	44		文中	文 38 块	文 38-63C1	水井	0.0790	0.12
	45		文中	文 38 块	文 38-16C1	油井	0.0670	0.105
	46		文中	文 38 块	文 38-40C1	油井	0.0560	0.105
	47		文东	文 13 东块	文 13-218C1	油井	0.0890	0.15
	48		文东	文 13 东块	文 13-219C1	油井	0.0780	0.14
	49		文东	文 13 西块	文 13-153C1	油井	0.0850	0.15
	50		文东	文 13 西块	文 13-367C1	水井	0.0680	0.12
	51		文东	文 16 块	文 16-4C1	油井	0.0580	0.12
	52		文东	文 16 块	文 16-38C1	水井	0.0570	0.12
	53		文东	文 13 北块	文 13-37C1	油井	0.0500	0.12
	54		文东	文 13 北块	文 13-255C1	油井	0.0780	0.13
	55		文东	文 110 块	文 92-59C1	油井	0.0790	0.11
	56		文东	文 115 块	文 92-123C1	油井	0.0620	0.11
	57		文东	文 203 块	文 203-20C1	油井	0.0920	0.15
	58		文东	文 203 块	新文 13-239C1	水井	0.0730	0.13
2028	1	新建油井	文南	文 318 块	文 14-58	油井	0.3850	0.15
	2		文中	文 38 南	文 38-92	油井	0.3150	0.15

	3		文南	文 318 块	文 92-9H	油井	0.3850	0.24
	4		文南	文 318 块	文 15-118	油井	0.3950	0.24
	5		文南	文 318 块	文 203-2H	油井	0.3950	0.24
	6		文中	文 38 南	文 79-218	油井	0.3200	0.15
	7		文中	文 38 南	文 306-1	油井	0.3200	0.15
	8		文南	文 318 块	文 318-5	油井	0.3950	0.21
	9		文南	文 318 块	文 318-6	油井	0.3850	0.21
	10		文南	文 318 块	文 318-7	油井	0.3650	0.21
	11		文南	文 318 块	文 318-8	油井	0.3750	0.21
	12		文南	文 318 块	文 318-9	油井	0.3845	0.21
	13		文中	文 38 南	文 38-101	油井	0.3150	0.12
	14		文中	文 38 南	文 38-102	油井	0.3150	0.12
	15		文中	文 38 南	文 38-103	油井	0.3150	0.12
	16		文中	文 38 南	文 38-104	油井	0.3150	0.12
	17		文东	文 203 块	文 203-68	油井	0.3850	0.18
	18		文东	文 203 块	文 203-69	油井	0.3850	0.18
	19		文东	文 203 块	文 203-70	油井	0.3850	0.18
	20		文东	文 203 块	文 203-71	油井	0.3850	0.18
	21		文东	文 203 块	文 203-72	油井	0.3850	0.18
	22		文东	文 203 块	文 203-73	油井	0.3850	0.18
	23	井下作业改造井	文南	文 209 块	文 92-11C1	油井	0.0560	0.09
	24		文南	文 33 块	文 33-2C1	油井	0.0620	0.105
	25		文南	文 33 块	文 33-75C1	油井	0.0710	0.105

	26		文南	文 72 块文 85	文 101-58C1	水井	0.0715	0.105
	27		文南	文 72 块沙三中	文 92-124C1	油井	0.0650	0.09
	28		文南	文 33 块	文 91C2	油井	0.0730	0.105
	29		文南	文 138 块	文 16-39C1	油井	0.0710	0.105
	30		文南	文 72 块沙三中	文 72-231C1	油井	0.0960	0.12
	31		文南	文 72 块沙三中	文 209-39C1	油井	0.0750	0.105
	32		文南	文 79 南	文 92-112C1	油井	0.0755	0.105
	33		文南	文 79 南	文 248-6	油井	0.0850	0.12
	34		文南	文 179 块	文 88-42C1	油井	0.0630	0.09
	35		文南	文 72 块沙三中	文 101-61C1	油井	0.0710	0.105
	36		文南	文 72 东块	文 72-53C1	油井	0.0630	0.105
	37		文南	文 88 块	文 33-150C1	油井	0.0750	0.105
	38		文南	文 72 东块	文 13-317C1	油井	0.0650	0.105
	39		文南	文 88 块	文 72-208C1	油井	0.0830	0.12
	40		文南	文 88 块	文 72-248C1	油井	0.0810	0.12
	41		文中	文 25 东块	文 65-37C1	水井	0.0690	0.09
	42		文中	文 101 块	文 101-8C1	油井	0.0770	0.105
	43		文中	文 101 块	文 101-17C1	油井	0.0520	0.105
	44		文中	文 25 东块	文 25-94C1	油井	0.0800	0.12
	45		文中	文 25 西块	文 25-99C1	油井	0.0880	0.09
	46		文中	文 10 块	文 10-79C1	油井	0.0640	0.12
	47		文中	文 25 西块	文 65-9C1	油井	0.0910	0.09
	48		文中	文 38 块	文 38-3C1	油井	0.0590	0.105

	49		文中	文 15 块	文 15-32C1	水井	0.0650	0.105
	50		文中	文 15 块	文 15-88C1	油井	0.0610	0.12
	51		文中	文 220 块	文 250C1	油井	0.0760	0.135
	52		文中	文 15 块	文 15-86C1	油井	0.0640	0.09
	53		文中	文 220 块	文 298C1	油井	0.0910	0.135
	54		文中	文 19 块	文 19-14C1	油井	0.0880	0.12
	55		文东	文 13 东块	文 13-298C1	油井	0.0910	0.15
	56		文东	文 13 东块	文 13-124C1	油井	0.0780	0.15
	57		文东	文 13 西块	文 215-6C1	油井	0.0890	0.15
	58		文东	文 13 西块	文 13-341C1	油井	0.0870	0.15
	59		文东	文 16 块	文 16-7C1	油井	0.0590	0.13
	60		文东	文 16 块	文 16-29C1	油井	0.0580	0.13
	61		文东	文 16 块	文 16-42C1	水井	0.0890	0.12
	62		文东	文 13 北块	文 13-7C1	水井	0.0530	0.12
	63		文东	文 13 北块	文 13-603C1	水井	0.0520	0.12
	64		文东	文 203 块	文 203-66C1	油井	0.0790	0.13
	65		文东	文 115 块	文 13-197C1	油井	0.0680	0.12
	66		文东	文 200 块	文 245C1	水井	0.0750	0.12
	67		文东	文 273 块	文 273-3C1	水井	0.0500	0.11

3.2.3 项目组成

本项目组成见下表。

表 3.2-3 拟建项目组成一览表

项目组成	项目内容			建设性质
主体工程	钻井工程	钻前工程	井场平整、基础建设。拟建项目共分布在 177 座井场，其中 57 座新建井场，其余均依托老井场建设	新建/依托
		钻井工程	在现有开采范围内新建 57 口采油井	新建
		井下作业	对现有 120 口采油井进行侧钻改造，改为侧钻井。其中改建过后有 24 口转为注水井，96 口仍为采油井	改建
	采油工程	抽油机	新增 57 台游梁式抽油机	新建
	储层改造工程	完井方式	采用套管射孔完井方式	/
	油气集输系统	油井井口装置	57 套	新建
		单井集输管线	管线 $\Phi 65 \times 4\text{mm}$ 、设计压力 1.6MPa、长度 20.66km	新建
		计量站	依托现有计量站	依托
		中转站	依托现有中转站	依托
	注水工程	注水站	依托现有注水站	依托
	注气工程		利用中原大化二氧化碳，气驱采油，拟建项目设置 3 口气驱井，井号分别为文 10-51C1、文 65-79C1、文 72-248C1	新建
辅助工程	道路工程	通井道路	宽 4m、长 35.1km	新建
	供电工程	井口供电电源	依托附近计量站变压器	依托
	自控工程	监控系统	井场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
公用工程	给水	职工用水	值班职工饮用水采用桶装车运提供	依托
	排水	旱厕	值班职工生活污水排放依托各计量站、管理区等场所内的旱厕；井场雨水自然外排	依托
环保工程	废水	钻井废水、作业废水、采出水等	依托文一、文二、文三采出水处理站处理达标后回注地层，用于注水开发	依托
	废气	井口伴生气	每口油井安装 1 套油套连通回收装置进流程或多功能罐，单拉井用于加热原油	新建
	固废	钻井固废	井场设置“泥浆不落地装置”，分离出的钻井固废	依托

			全部委托第三方单位综合利用，处理后可用于铺垫井场，或制作免烧砖等	
		建筑垃圾及施工废料	作为道路基础的敷设，剩余废料由施工单位清运回收	依托
		生活垃圾	贮存在垃圾桶内，由中原油田后勤服务项目部统一处理	依托
		废弃油泥砂、落地原油和废沾油防渗材料、废润滑油、废润滑油桶	废弃油泥砂、落地原油和废沾油防渗材料暂存于现有危废暂存间，最终委托有资质的单位进行处理	依托
	噪声	噪声治理	选用低噪声设备	新建
	生态	生态恢复	对临时占地进行生态恢复	新建
	风险	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；委托监测等	新建、依托

3.2.4 主体工程

3.2.4.1 钻前工程

钻前作业的主要工作在于准备钻井条件。拟建项目分布于 177 座井场，其中 57 座新建井场，其余均依托老井场建设。

拟建项目钻前作业的主要工作有：

（1）井场建设

井场是钻井工程以及后续地面工程的主要场地。按照中原油田要求，本项目井场采用标准化方式建设，钻前需对井场地面进行清理和平整，再采用素土填筑，分层压实，每层厚度不大于 30cm，压实系数不小于 0.94。

钻井井场四周修筑外环沟，便于排除场地内雨水。另外，为满足钻井期间废水不渗入井场，井场内泥浆循环系统区域和不落地装置区域设置排污沟。

（2）进井路建设

新建进井路土路道路宽 4m。

(3) 活动板房、钻井设备等安装

柴油罐区、泥浆不落地等区域铺设防渗材料，钻井设备、活动板房等搬运及安装。本项目每座井场配套设置生活区、办公区、材料堆放区、消防器材区、罐区等，全部采用活动板房吊装即可。

(4) 泥浆不落地系统安装，包括处理设备及相关储液罐等。

(5) 施工设备

钻前工程阶段主要施工机械包括装载机、推土机、载重汽车等，钻前工程仅昼间施工。

3.2.4.2 钻井工程

1、井场部署

拟建项目共部署 177 口井，其中 57 口新建采油井，120 口井下作业改造井，详见下表。

表 3.2-4 拟建项目钻井情况统计一览表

年份	序号	项目类型	油田	区块	井号	井别	井场编号	设计进尺 (万米)	新建产能 (万吨)	建设性质	井场建设情况
2026	1	新建 油井	文南	文 88 东	文 317	油井	1#	0.4235	0.15	新建	新建井场
	2		文中	文 15 块周边	文 318	油井	2#	0.2856	0.15	新建	新建井场
	3		文南	文 88 东	文 319	油井	3#	0.4315	0.24	新建	新建井场
	4		文南	文 88 东	文 184-43	油井	4#	0.4325	0.24	新建	新建井场
	5		文南	文 88 东	文 72-平 102	油井	5#	0.4330	0.24	新建	新建井场
	6		文中	文 15 块周边	文 72-平 202	油井	6#	0.2845	0.18	新建	新建井场
	7		文中	文 15 块周边	文 72-平 203	油井	7#	0.2845	0.18	新建	新建井场
	8		文南	文 79 块	文 79-219	油井	8#	0.3345	0.15	新建	新建井场
	9		文南	文 79 块	文 79-220	油井	9#	0.3365	0.15	新建	新建井场
	10		文南	文 79 块	文 79-221	油井	10#	0.3285	0.15	新建	新建井场
	11		文中	文 15 块	文 15-133	油井	11#	0.2615	0.15	新建	新建井场
	12		文中	文 15 块	文 15-134	油井	12#	0.2685	0.15	新建	新建井场
	13		文中	文 15 块	文 15-135	油井	13#	0.2655	0.15	新建	新建井场
	14		文东	文 13 东块	文 13-441	油井	14#	0.3765	0.21	新建	新建井场
	15		文东	文 13 东块	文 13-442	油井	15#	0.3865	0.21	新建	新建井场
	16		文东	文 13 东块	文 13-443	油井	16#	0.3940	0.21	新建	新建井场
	17		文东	文 13 东块	文 13-444	油井	17#	0.3890	0.21	新建	新建井场
	18	井下 作业 改造	文南	文 33 块	文 235 侧 1	油井	18#	0.0678	0.105	改建	依托现有井场
	19		文南	文 33 块	新文 38-24 侧 1	油井	19#	0.0673	0.105	改建	依托现有井场
	20		文南	文 33 块	文 209-16 侧 1	油井	20#	0.0789	0.105	改建	依托现有井场

第3章 工程分析

	21	井	文南	文 33 块	文 14-52 侧 1	油井	21#	0.0839	0.105	改建	依托现有井场
	22		文南	文 33 块	文 92-113 侧 1	水井	22#	0.0911	0.105	改建	依托现有井场
	23		文南	文 72 块文 85	文 101-12 侧 1	油井	23#	0.0839	0.105	改建	依托现有井场
	24		文南	文 72 块文 85	文 25-82 侧 1	油井	24#	0.0842	0.105	改建	依托现有井场
	25		文南	文 72 块文 135	文 33-103 侧 1	油井	25#	0.1017	0.105	改建	依托现有井场
	26		文南	文 72 块文 135	文 79-45 侧 1	油井	26#	0.0831	0.105	改建	依托现有井场
	27		文南	文 72 块文 135	文 13-348 侧 1	油井	27#	0.0945	0.105	改建	依托现有井场
	28		文南	文 79 块	文 176 侧 1	油井	28#	0.0627	0.105	改建	依托现有井场
	29		文南	文 79 块	文 101-50C2	油井	29#	0.0936	0.126	改建	依托现有井场
	30		文南	文 138 块	文 33-319 侧 1	油井	30#	0.0998	0.108	改建	依托现有井场
	31		文南	文 72 东块	文 138-18C1	油井	31#	0.0890	0.09	改建	依托现有井场
	32		文南	文 88 块	文新 72-107C1	油井	32#	0.0635	0.108	改建	依托现有井场
	33		文中	文 10 块	文 10-51C1	水井	33#	0.0768	0.105	改建	依托现有井场
	34		文中	文 10 块	文 10-31C2	油井	34#	0.0944	0.105	改建	依托现有井场
	35		文中	文 25 东块	文 65-29C2	油井	35#	0.0806	0.12	改建	依托现有井场
	36		文中	文 25 西块	文 25-90C1	油井	36#	0.0660	0.105	改建	依托现有井场
	37		文中	文 10 块	文 10-47C1	油井	37#	0.0700	0.09	改建	依托现有井场
	38		文中	文 38 块	文 38-43C1	水井	38#	0.0610	0.105	改建	依托现有井场
	39		文中	文 38 块	文 38-41C1	水井	39#	0.0500	0.105	改建	依托现有井场
	40		文中	文 15 块	文 15-84C1	水井	40#	0.0350	0.09	改建	依托现有井场
	41		文中	文 220 块	文 240C2	油井	41#	0.0640	0.09	改建	依托现有井场
	42		文中	文 220 块	文 220-3C1	油井	42#	0.0760	0.135	改建	依托现有井场
	43		文东	文 115 块	文 203-60C1	水井	43#	0.0770	0.12	改建	依托现有井场

第 3 章 工程分析

	44		文东	文 115 块	文 92-129C1	油井	44#	0.0730	0.12	改建	依托现有井场
	45		文东	文 115 块	文 92-98C1	水井	45#	0.0720	0.12	改建	依托现有井场
	46		文东	文 110 块	文 92-78C1	油井	46#	0.0603	0.11	改建	依托现有井场
	47		文东	文 110 块	文 92-平 7C1	油井	47#	0.0988	0.15	改建	依托现有井场
	48		文东	文 92 南块	文 92-96C1	水井	48#	0.0820	0.12	改建	依托现有井场
	49		文东	文 92 北块	文 8C1	油井	49#	0.0780	0.12	改建	依托现有井场
	50		文东	文 16 块	文 16-44C1	水井	50#	0.0705	0.13	改建	依托现有井场
	51		文东	文 16 块	文 16-21C1	油井	51#	0.0721	0.13	改建	依托现有井场
	52		文东	文 13 西块	文 13-154C1	油井	52#	0.0850	0.15	改建	依托现有井场
2027	1	新建 油井	文南	文 179 东	文 72-平 201	油井	53#	0.3855	0.15	新建	新建井场
	2		文南	文东 1 块	文 79-216	油井	54#	0.4485	0.15	新建	新建井场
	3		文南	文 179 东	文 200-11	油井	55#	0.3850	0.21	新建	新建井场
	4		文南	文 179 东	文 319-1	油井	56#	0.3850	0.21	新建	新建井场
	5		文南	文东 1 块	文 72-261	油井	57#	0.4455	0.24	新建	新建井场
	6		文南	文 179 东	文 79-4H	油井	58#	0.3765	0.165	新建	新建井场
	7		文南	文 179 东	文 72-263	油井	59#	0.3785	0.165	新建	新建井场
	8		文南	文 179 东	文 179-23	油井	60#	0.3850	0.165	新建	新建井场
	9		文南	文 179 东	文 179-24	油井	61#	0.3865	0.165	新建	新建井场
	10		文南	文 179 东	文 179-25	油井	62#	0.3865	0.165	新建	新建井场
	11		文中	文 25 西块	文 25-105	油井	63#	0.2850	0.15	新建	新建井场
	12		文中	文 25 西块	文 25-106	油井	64#	0.2850	0.15	新建	新建井场
	13		文中	文 25 西块	文 25-107	油井	65#	0.2850	0.15	新建	新建井场
	14		文中	文 25 西块	文 25-108	油井	66#	0.2850	0.15	新建	新建井场

	15		文东	文 13 北部	文 13-445	油井	67#	0.3650	0.18	新建	新建井场
	16		文东	文 13 北部	文 13-446	油井	68#	0.3650	0.18	新建	新建井场
	17		文东	文 13 北部	文 13-447	油井	69#	0.3660	0.18	新建	新建井场
	18		文东	文 13 北部	文 13-448	油井	70#	0.3670	0.18	新建	新建井场
	19	井下 作业 改造 井	文南	文 72 块沙三中	新文 79-9C1	油井	71#	0.0560	0.105	改建	依托现有井场
	20		文南	文 179 块	文 138-10C1	油井	72#	0.0600	0.105	改建	依托现有井场
	21		文南	文 95 块	文 269-19C1	油井	73#	0.0485	0.09	改建	依托现有井场
	22		文南	文 294 块	文 13-239C1	油井	74#	0.1115	0.105	改建	依托现有井场
	23		文南	文 72 块沙三中	文 101-43C2	油井	75#	0.0720	0.105	改建	依托现有井场
	24		文南	文 33 块	文 38-20C1	油井	76#	0.0910	0.105	改建	依托现有井场
	25		文南	文 95 块	文 72-305C1	油井	77#	0.0865	0.105	改建	依托现有井场
	26		文南	文 138 块	文 269-3C1	油井	78#	0.0990	0.105	改建	依托现有井场
	27		文南	文 99	文 72-274C1	油井	79#	0.0520	0.09	改建	依托现有井场
	28		文南	文 72 东块	文 79-130C2	油井	80#	0.0680	0.09	改建	依托现有井场
	29		文南	文 88 块	文 79-13C1	油井	81#	0.0730	0.09	改建	依托现有井场
	30		文南	文 72 块文 135	文 201C1	油井	82#	0.0550	0.09	改建	依托现有井场
	31		文南	文 269 块	文 82-3C1	油井	83#	0.0820	0.105	改建	依托现有井场
	32		文南	文 33 块	文 92-69C1	油井	84#	0.0620	0.105	改建	依托现有井场
	33		文南	文 72 块沙三中	文 13-113C1	油井	85#	0.0510	0.09	改建	依托现有井场
	34		文南	文 79 块-136	文 79-64C1	油井	86#	0.0710	0.105	改建	依托现有井场
	35		文南	文 72-134 块	文 184-41C1	水井	87#	0.0665	0.105	改建	依托现有井场
	36		文中	文 25 东块	文 203-12C1	油井	88#	0.0580	0.105	改建	依托现有井场
	37		文中	文 25 东块	文 65-79C1	油井	89#	0.0750	0.105	改建	依托现有井场

第3章 工程分析

	38		文中	文 101 块	文 101-56C1	油井	90#	0.0690	0.09	改建	依托现有井场
	39		文中	文 10 块	文 10-100C1	水井	91#	0.0550	0.09	改建	依托现有井场
	40		文中	文 25 东块	文 25-3C1	油井	92#	0.0760	0.105	改建	依托现有井场
	41		文中	文 15 块	文 107C1	油井	93#	0.0430	0.09	改建	依托现有井场
	42		文中	文 38 块	文 38-1C2	水井	94#	0.0620	0.105	改建	依托现有井场
	43		文中	文 38 块	文 38-19C1	油井	95#	0.0740	0.105	改建	依托现有井场
	44		文中	文 38 块	文 38-63C1	水井	96#	0.0790	0.12	改建	依托现有井场
	45		文中	文 38 块	文 38-16C1	油井	97#	0.0670	0.105	改建	依托现有井场
	46		文中	文 38 块	文 38-40C1	油井	98#	0.0560	0.105	改建	依托现有井场
	47		文东	文 13 东块	文 13-218C1	油井	99#	0.0890	0.15	改建	依托现有井场
	48		文东	文 13 东块	文 13-219C1	油井	100#	0.0780	0.14	改建	依托现有井场
	49		文东	文 13 西块	文 13-153C1	油井	101#	0.0850	0.15	改建	依托现有井场
	50		文东	文 13 西块	文 13-367C1	水井	102#	0.0680	0.12	改建	依托现有井场
	51		文东	文 16 块	文 16-4C1	油井	103#	0.0580	0.12	改建	依托现有井场
	52		文东	文 16 块	文 16-38C1	水井	104#	0.0570	0.12	改建	依托现有井场
	53		文东	文 13 北块	文 13-37C1	油井	105#	0.0500	0.12	改建	依托现有井场
	54		文东	文 13 北块	文 13-255C1	油井	106#	0.0780	0.13	改建	依托现有井场
	55		文东	文 110 块	文 92-59C1	油井	107#	0.0790	0.11	改建	依托现有井场
	56		文东	文 115 块	文 92-123C1	油井	108#	0.0620	0.11	改建	依托现有井场
	57		文东	文 203 块	文 203-20C1	油井	109#	0.0920	0.15	改建	依托现有井场
	58		文东	文 203 块	新文 13-239C1	水井	110#	0.0730	0.13	改建	依托现有井场
2028	1	新建 油井	文南	文 318 块	文 14-58	油井	111#	0.3850	0.15	新建	新建井场
	2		文中	文 38 南	文 38-92	油井	112#	0.3150	0.15	新建	新建井场

	3		文南	文 318 块	文 92-9H	油井	113#	0.3850	0.24	新建	新建井场
	4		文南	文 318 块	文 15-118	油井	114#	0.3950	0.24	新建	新建井场
	5		文南	文 318 块	文 203-2H	油井	115#	0.3950	0.24	新建	新建井场
	6		文中	文 38 南	文 79-218	油井	116#	0.3200	0.15	新建	新建井场
	7		文中	文 38 南	文 306-1	油井	117#	0.3200	0.15	新建	新建井场
	8		文南	文 318 块	文 318-5	油井	118#	0.3950	0.21	新建	新建井场
	9		文南	文 318 块	文 318-6	油井	119#	0.3850	0.21	新建	新建井场
	10		文南	文 318 块	文 318-7	油井	120#	0.3650	0.21	新建	新建井场
	11		文南	文 318 块	文 318-8	油井	121#	0.3750	0.21	新建	新建井场
	12		文南	文 318 块	文 318-9	油井	122#	0.3845	0.21	新建	新建井场
	13		文中	文 38 南	文 38-101	油井	123#	0.3150	0.12	新建	新建井场
	14		文中	文 38 南	文 38-102	油井	124#	0.3150	0.12	新建	新建井场
	15		文中	文 38 南	文 38-103	油井	125#	0.3150	0.12	新建	新建井场
	16		文中	文 38 南	文 38-104	油井	126#	0.3150	0.12	新建	新建井场
	17		文东	文 203 块	文 203-68	油井	127#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	18		文东	文 203 块	文 203-69	油井	128#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	19		文东	文 203 块	文 203-70	油井	129#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	20		文东	文 203 块	文 203-71	油井	130#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	21		文东	文 203 块	文 203-72	油井	131#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	22		文东	文 203 块	文 203-73	油井	132#	0.3850	0.18	新建	新建井场
	23	井下 作业 改造	文南	文 209 块	文 92-11C1	油井	133#	0.0560	0.09	改建	依托现有井场
	24		文南	文 33 块	文 33-2C1	油井	134#	0.0620	0.105	改建	依托现有井场
	25		文南	文 33 块	文 33-75C1	油井	135#	0.0710	0.105	改建	依托现有井场

26	井	文南	文 72 块文 85	文 101-58C1	水井	136#	0.0715	0.105	改建	依托现有井场
27		文南	文 72 块沙三中	文 92-124C1	油井	137#	0.0650	0.09	改建	依托现有井场
28		文南	文 33 块	文 91C2	油井	138#	0.0730	0.105	改建	依托现有井场
29		文南	文 138 块	文 16-39C1	油井	139#	0.0710	0.105	改建	依托现有井场
30		文南	文 72 块沙三中	文 72-231C1	油井	140#	0.0960	0.12	改建	依托现有井场
31		文南	文 72 块沙三中	文 209-39C1	油井	141#	0.0750	0.105	改建	依托现有井场
32		文南	文 79 南	文 92-112C1	油井	142#	0.0755	0.105	改建	依托现有井场
33		文南	文 79 南	文 248-6	油井	143#	0.0850	0.12	改建	依托现有井场
34		文南	文 179 块	文 88-42C1	油井	144#	0.0630	0.09	改建	依托现有井场
35		文南	文 72 块沙三中	文 101-61C1	油井	145#	0.0710	0.105	改建	依托现有井场
36		文南	文 72 东块	文 72-53C1	油井	146#	0.0630	0.105	改建	依托现有井场
37		文南	文 88 块	文 33-150C1	油井	147#	0.0750	0.105	改建	依托现有井场
38		文南	文 72 东块	文 13-317C1	油井	148#	0.0650	0.105	改建	依托现有井场
39		文南	文 88 块	文 72-208C1	油井	149#	0.0830	0.12	改建	依托现有井场
40		文南	文 88 块	文 72-248C1	油井	150#	0.0810	0.12	改建	依托现有井场
41		文中	文 25 东块	文 65-37C1	水井	151#	0.0690	0.09	改建	依托现有井场
42		文中	文 101 块	文 101-8C1	油井	152#	0.0770	0.105	改建	依托现有井场
43		文中	文 101 块	文 101-17C1	油井	153#	0.0520	0.105	改建	依托现有井场
44		文中	文 25 东块	文 25-94C1	油井	154#	0.0800	0.12	改建	依托现有井场
45		文中	文 25 西块	文 25-99C1	油井	155#	0.0880	0.09	改建	依托现有井场
46		文中	文 10 块	文 10-79C1	油井	156#	0.0640	0.12	改建	依托现有井场
47		文中	文 25 西块	文 65-9C1	油井	157#	0.0910	0.09	改建	依托现有井场
48		文中	文 38 块	文 38-3C1	油井	158#	0.0590	0.105	改建	依托现有井场

	49	文中	文 15 块	文 15-32C1	水井	159#	0.0650	0.105	改建	依托现有井场
	50	文中	文 15 块	文 15-88C1	油井	160#	0.0610	0.12	改建	依托现有井场
	51	文中	文 220 块	文 250C1	油井	161#	0.0760	0.135	改建	依托现有井场
	52	文中	文 15 块	文 15-86C1	油井	162#	0.0640	0.09	改建	依托现有井场
	53	文中	文 220 块	文 298C1	油井	163#	0.0910	0.135	改建	依托现有井场
	54	文中	文 19 块	文 19-14C1	油井	164#	0.0880	0.12	改建	依托现有井场
	55	文东	文 13 东块	文 13-298C1	油井	165#	0.0910	0.15	改建	依托现有井场
	56	文东	文 13 东块	文 13-124C1	油井	166#	0.0780	0.15	改建	依托现有井场
	57	文东	文 13 西块	文 215-6C1	油井	167#	0.0890	0.15	改建	依托现有井场
	58	文东	文 13 西块	文 13-341C1	油井	168#	0.0870	0.15	改建	依托现有井场
	59	文东	文 16 块	文 16-7C1	油井	169#	0.0590	0.13	改建	依托现有井场
	60	文东	文 16 块	文 16-29C1	油井	170#	0.0580	0.13	改建	依托现有井场
	61	文东	文 16 块	文 16-42C1	水井	171#	0.0890	0.12	改建	依托现有井场
	62	文东	文 13 北块	文 13-7C1	水井	172#	0.0530	0.12	改建	依托现有井场
	63	文东	文 13 北块	文 13-603C1	水井	173#	0.0520	0.12	改建	依托现有井场
	64	文东	文 203 块	文 203-66C1	油井	174#	0.0790	0.13	改建	依托现有井场
	65	文东	文 115 块	文 13-197C1	油井	175#	0.0680	0.12	改建	依托现有井场
	66	文东	文 200 块	文 245C1	水井	176#	0.0750	0.12	改建	依托现有井场
	67	文东	文 273 块	文 273-3C1	水井	177#	0.0500	0.11	改建	依托现有井场

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目计划在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造。根据调查，拟建项目井场均不在饮用水源保护区范围内，也不在文物保护单位的保护范围内，也不在金堤河的堤防及护堤地安全保护区内。结合《中华人民共和国文物保护法》（2017 年 11 月 4 日修订）、《中华人民共和国河道管理条例》（1988 年）、《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》以及《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2014），为将钻井工程的环境影响降至最低，同时使评价提出的环保措施具有针对性及有效性，评价提出新开发井选址原则性要求，具体如下：

①禁止在濮阳市生态保护红线范围内、濮阳市三线一单禁止建设区、濮阳市饮用水保护区、濮阳县饮用水保护区饮用水保护区范围内布设开发井、勘探井及相关设施。

②禁止在文物保护单位的保护范围内布设开发井；如在文物保护单位的建设控制地带内布设开发井，需取得文物保护单位行政主管部门的同意。

③禁止在金堤河的堤防及护堤地安全保护区内布置开发井；如在金堤河滩地内布设开发井，应首先取得金堤河河道主管部门的批复意见。

④开发井选址位置必须满足《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2014）中井场安全间距要求。

2、井身结构

拟建项目井型包括定向井和侧钻井（井下作业改造井）。

新钻井（定向井）钻井深度在 4000m 以上的采用导管+三开井身结构，新钻井（定向井）钻井深度在 4000m 以下的采用导管+二开井身结构。

①导管+三开井

导管阶段采用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻至井深 300m，下 $\Phi 508\text{mm}$ 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。

一开阶段使用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻进至井深 2200m 左右，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管，水泥浆返至地面，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。

二开阶段使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3000m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，封目的底地层以上易漏、易垮地层，为三开安全钻进创造条件，水泥返至地面。

三开阶段使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻进至完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水泥浆返至地面。

②导管+二开井

导管阶段采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 300m，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 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，为下一开安全钻井创造条件。

一开阶段采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 2200m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，封目的底地层以上易漏、易垮地层，为二开安全钻进创造条件，水泥返至地面。

三开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水泥浆返至地面。

侧钻井井型结构基本相同，在现有的井筒内开窗，即在原井一开、二开已下的基础上开窗侧钻，钻头钻至完钻井深。开窗点下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管，水泥浆返至地面。

井身结构见下图。

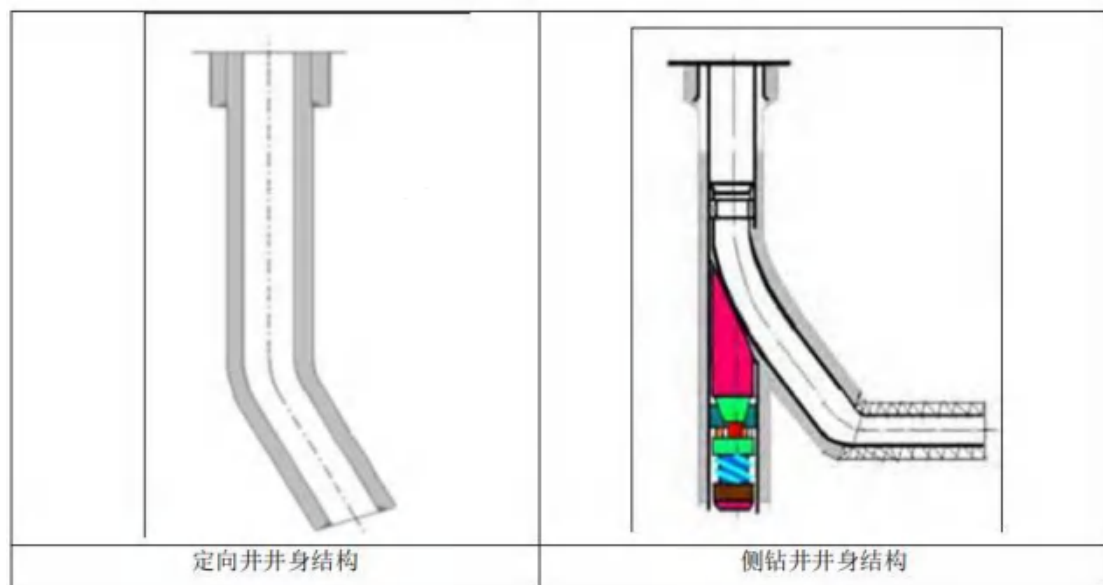


图 3.2-1 钻井井身结构图

3、钻机选型

以设计井深和最大工作钩载作为钻机选型依据。设计井深应在钻机名义钻深范围之内，最大工作钩载应不大于所选钻机实际最大钩载的 80%。定向井主要采用 ZJ40 钻机、ZJ50 钻机，井下改造作业选用车载 750 钻机，均为网电钻机。具体见下表。

表 3.2-5 ZJ50 型钻机主要钻井设备一览表

序号	设备名称	主要技术参数	单位	数量
1	天车	最大静负荷 3150kN	台	1
2	游车大钩	最大钩载 3150kN	台	1
3	水龙头	最大静负荷 4500kN，最高工作压力 35MPa，中心管内径 75mm	台	1
4	转盘	最大静负荷与通孔直径分别为：5850kN，952.5mm	台	1
5	井架	最大静负荷 2250kN	套	1
6	井架底座	前台 7.5m，净空高 6.3m，后台绞车底座 1.4m，其余 0.8m。转盘梁最大静载 3150kN。钻台下设吊防喷器导轨。	套	1
7	钻井泵	单台功率不小于 1200kW（1600HP）	台	1
8	钻井液循环罐	含搅拌机，单罐有效容积不小于 50m ³	个	3
9	振动筛	/	套	1
10	除砂器	/	台	1
11	离心机	/	台	1~2
12	钻井参数仪	/	套	1

表 3.2-6 ZJ40 型钻机主要钻井设备一览表

序号	设备名称	主要技术参数	单位	数量
1	天车	最大静负荷 2250kN	台	1
2	游车大钩	最大钩载 2250kN	台	1
3	水龙头	最大静负荷 2250kN，最高工作压力 34MPa，中心管内径 75mm	台	1
4	转盘	最大静负荷与通孔直径分别为：3150kN，520mm	台	1
5	井架	最大静负荷 2250kN	套	1
6	井架底座	钻台面高度≥5m，转盘梁最大静载荷 2250kN，立根盒容量（直径 114mm 钻杆，28m 立根）4000m	套	1
7	钻井泵	单台功率 960kW（1300HP），最大泵压 35MPa	台	2
8	钻井液循环罐	含搅拌机，单罐有效容积不小于 50m ³	个	3
9	振动筛	/	套	1
10	除砂器	/	台	1
11	离心机	/	台	1~2
12	钻井参数仪	/	套	1

表 3.2-7 车载 750 钻机主要钻井设备一览表

序号	设备名称	主要技术参数	单位	数量
1	天车	TC180，最大静负荷 1800kN	台	1
2	游车大钩	最大钩载 2250kN	台	1
3	水龙头	SL225，最大静负荷 2250kN，最高工作压力 34MPa，中心管内径 75mm	台	1
4	转盘	ZP275，最大静负荷 2750kN，通孔直径分别为 520mm	台	1
5	井架	JJ1800/38-K，最大静负荷 1800kN	套	1
6	井架底座	ZT180，钻台面高度 6m，转盘梁最大静载荷 1800kN	套	1
7	钻井泵	3NB-1300C，单台功率不小于 960kW（1300HP），最大泵压 35MPa	台	1
8	钻井液循环罐	含搅拌机，单罐有效容积不小于 0m ³	个	3
9	振动筛	ZHXS336	套	2
10	除砂器	ZQJ300×2	台	1
11	离心机	70/90	台	1
12	钻井参数仪	/	套	1

4、钻井液体系

本项目新钻井一开采用膨润土钻井液体系；新钻井二开井段及井下作业改造井井段采用低固相聚合物钻井液体系；新钻井三开井段采用白油基钻井液体系。

本项目钻井液体系见表 3.2-8，单井主要原辅材料消耗见表 3.2-9 和表 3.2-10。

表 3.2-8 钻井液体系一览表

开钻类型	钻井阶段	钻井液类型	钻井液体系	钻井液配方
定向井	一开	水基钻井液	预水化膨润土钻井液	淡水+4%~6%膨润土+0.2%~0.3%Na ₂ CO ₃ +0.1%~0.3%HV-CMC
	二开	水基钻井液	低固相聚合物钻井液	淡水+4%~5%膨润土+0.2%~0.5%Na ₂ CO ₃ +0.2%~0.3%包被絮凝剂+0.5%~1%LV-CMC+0.3%~1.0%聚合物降滤失剂
	三开	油基钻井液	白油基钻井液体系	白油基液+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。
井下作业改造井	开窗	水基钻井液	预水化膨润土钻井液	淡水+4%~6%膨润土+0.2%~0.3%Na ₂ CO ₃ +0.1%~0.3%HV-CMC
	造斜井段	水基钻井液	低固相聚合物钻井液	淡水+4%~5%膨润土+0.2%~0.5%Na ₂ CO ₃ +0.2%~0.3%包被絮凝剂+0.5%~1%LV-CMC+0.3%~1.0%聚合物降滤失剂
	稳斜井段	水基钻井液	聚合物钾盐钻井液	3%~5%膨润土+0.5%~1%LV-CMC+0.3%~1.0%聚合物降滤失剂+2%~4%抗高温树脂+0.3%NaOH+3%~7%KCl+0.3%~0.5% ZYP-1

表 3.2-9 新建油井主要原辅材料消耗一览表

序号	材料名称		主要成分	用量（t）	备注
1	基础材料		膨润土	18	主要成分为膨润土，不含重金属等有毒有害物质
2	基础材料		Na ₂ CO ₃	2	主要成分为 Na ₂ CO ₃
3	钻井助剂	增粘剂	HV-CMC	1	羧甲基纤维素钠盐
4		钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂	LV-CMC	1.5	低粘羧甲基纤维素钠盐
			COP-HFL/LFL	1.5	/
			SMP-2	1	磺化酚醛树脂
5		防塌润滑剂	NH ₄ HPA	1.5	水解聚丙烯腈铵盐
6	高分子絮凝剂	PAM	1	聚丙烯酰胺	

7		氯化钾	KCl	2	/
8		超细碳酸钙	CaCO ₃	1	/
9		聚胺抑制剂	ZYPA-1	0.5	/
10		白油基液	矿物质油	30	
11		加重剂	BaSO ₄	1.8	
12		有机土	有机质	2.0	以泥炭化成土过程为主，富含有机质的自然土壤类型
13		氯化钙	CaCl ₂	1.5	
14	能源消耗	柴油	/	50	/
		水	/	150	/

注：钻井液材料消耗是估算值，实际钻井根据情况调整。

表 3.2-10 井下作业改造井钻井液材料消耗量一览表

序号	材料名称		主要成分	用量（t）	备注
1	基础材料		膨润土	30	主要成分为膨润土，不含重金属等有毒有害物质
2	基础材料		Na ₂ CO ₃	2	主要成分为 Na ₂ CO ₃
3	钻井助剂	增粘剂	HV-CMC	1	羧甲基纤维素钠盐
4		钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂	LV-CMC	1.5	低粘羧甲基纤维素钠盐
			COP-HFL/LFL	1.5	/
			SMP-2	1	磺化酚醛树脂（抗高温树脂）
5		高分子絮凝剂	PAM	1	聚丙烯酰胺
6	能源消耗	柴油	/	50	/
		水	/	150	/

注：钻井液材料消耗是估算值，实际钻井根据情况调整。

表 3.2-11 原辅材料理化性质一览表

序号	主要组分	理化性质
1	膨润土	膨润土是一种黏土岩、亦称蒙脱石黏土岩；一般为白色、淡黄色，因含铁量变化又呈浅灰、浅绿、粉红、褐红、砖红、灰黑色等；具蜡状、土

		状或油脂光泽；膨润土有的松散如土，也有的致密坚硬。主要化学成分是二氧化硅、三氧化二铝和水；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，可做净化脱色剂、粘结剂、触变剂、悬浮剂、稳定剂、充填料、饲料、催化剂等，广泛用于农业、轻工业及化妆品、药品等领域。
2	碳酸钠	分子式为 Na_2CO_3 ，俗名纯碱、苏打、无沫，为白色粉末，密度为 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ 。易溶于水，水溶液呈碱性，pH 值为 11.5。易吸收空气中的水分结成硬块，吸收空气中的 CO_2 变成 Na_2CO_3 。 Na_2CO_3 在钻井液中通过离子交换和沉淀作用，使钙质膨润土变为钠质膨润土，目前配制钻井液多用钙质膨润土，因此在配制钻井液时需加入一定量 Na_2CO_3 ，就是为了改善膨润土水化分散性能，提高膨润土造浆率，另外， Na_2CO_3 可用来除掉石膏或水泥浸入到钻井液中的 Ca^{2+} ，改善钻井液的性能
3	增稠剂 HV-CMC	也称羧甲基纤维素钠盐，无臭、无味，具吸湿性。易于分散在水中成澄清胶状液，在乙醇等有机溶剂中不溶，可用作钻井液增黏剂和降滤失剂等，具有较强的抗盐能力，适用于各种类型的水基钻井液体系
4	钻井液用抗高温抗盐防塌降滤失剂	又称降失水剂，用来减少钻井液的液相滤失量或液相向地层渗漏的损失量的外加剂。按化学成分分类，降滤试剂可分为矿物类，天然有机物及其改性物类（如褐煤碱液、预胶化或改性淀粉）、合成有机物类（如甲基纤维素及聚丙烯酸盐类）等
5	低粘羧甲基纤维素钠盐	缩写 LV-CMC，白色或淡黄色粉末，低粘羧甲基纤维素钠盐的悬浮性和成膜性，既能作为泥浆把大量钻土带出，又能使井壁得到维护，是经济适用的钻井泥浆助剂。不易腐蚀蜕变，对钻井液增粘和降滤失有很好的效果，同时还具有较强抗盐性，适用于各品种型的水基钻井液体系
6	磺化酚醛树脂	是在苯环单元引入磺酸基，苯环间又以碳原子相连。磺化酚醛树脂作为深井泥浆处理剂，具有高温高压降失水好、抗盐、抗钙好，降低泥饼摩擦系数等良好性能，对于巩固井壁、防塌、防卡具有重要作用。建议加量 1-3%。
7	防塌润滑剂水解聚丙烯腈铵盐	由聚丙烯腈在高温高压下降解而形成，淡黄色粉末，溶于水，含有 $-\text{COOH}$ 、 $-\text{COONH}_4$ 、 $-\text{CONH}_4$ 、 $-\text{CONH}_2$ 、 $-\text{CN}$ 等基团，分子量在 10000~50000 之间，有降低钻井液降滤失量和高温高压滤失量，抗温能力强，抗热稳定性好等作用，具有一定的抑制粘土水化和防塌能力，同时具有较好的抗盐以及抗污染的能力
8	聚丙烯酰胺	外观为白色或微黄色粉末、无毒、无腐蚀、易溶于水，主要用于不分散低固相水基钻井液的选择性絮凝剂，兼有降失水、改善钻井液流变性能、减少摩阻等性能
9	氢氧化钠	分子式为 NaOH ，外观乳白色晶体，水溶液呈强碱性。烧碱容易吸收空气中的水分和二氧化碳。主要用于调节钻井液的 pH 值
10	抗钙磺化处理	磺甲基褐煤，俗名磺化褐煤，成品为黑褐色粉末或颗粒易溶于水，是一

	剂 SMC	种新型的改性处理剂，它在降低钻井液失水的同时，有一定的稀释作用，抗温达 200-220℃，使用时可直接加入到钻井液中，由于磺甲基褐煤抗盐、抗钙能力较差，适用于在淡水钻井液中降低失水
11	碳酸钙	酸溶性的可溶性云石粉，用于钻井液、完井液和修井液的交联剂，也可用作油性或水性泥土非损伤性堵漏或交联材料，当钻至储层的时候，能够防止压差卡钻或泥土损失。属于钻井液中常用的添加剂，具有很强的防渗漏和封堵作用，产品酸溶，不伤害储层，适用于各类钻井液体系
12	柴油	柴油为无色到浅黄的透明液体，主要是由烷烃、烯烃、环烷烃、芳香烃、多环芳烃与少量硫（2~60g/kg）、氮（<1g/kg）及添加剂组成的混合物。目前国内应用的轻柴油按凝固点分为 6 个牌号：5# 柴油、0# 柴油、-10# 柴油、-20# 柴油、-35# 柴油和-50 柴油。柴油为白色或淡黄液体，相对密度 0.85，熔点-29.56℃，沸点 180~370℃，闪点 40℃，蒸气密度 4，蒸气压 4.0kPa，蒸气与空混合物可燃限 0.7~5.0%，不溶于水，遇热、火花、明火易燃，可蓄积静电，引起电火花。分解和燃烧产物为 CO、CO ₂ 和 SO ₂ 。柴油的毒性类似于煤油，但由于添加剂（如硫化酯类）的影响，毒性可能比煤油略大。主要有麻醉和刺激作用。
13	白油	是高度精炼产品，无色、无味，无毒。主要用途：用于化纤、合纤，纺织机械橡胶增塑，精密仪器，合成树脂等。比重小于，闪点 130℃运动粘度 4-5（cSt），倾点-5℃。

5、固井方式

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。

6、钻井井场平面布置

单个新井钻井井场占地面积为 9000m²（100m×90m），其中永久占地面积为 1600m²（40m×40m），临时占地面积为 7400m²。钻井井场设置钻井平台 1 套，钻井废弃物不落地处理系统 1 套及临时生活区。井下作业改造井不新增永久占地，仅新增临时占地。钻井平面布置见下图。



图 3.2-2 钻井井场平面布置示意图

7、钻井周期

拟建项目钻井周期平均 15d/口井，钻井总周期合计 2655d，考虑地面设施和管线施工内容较少，地面工程施工周期约 100d。拟建项目钻井、采油、地面工程施工采用不同地点同时施工的方式，加快钻井进度。

3.2.4.3 储层改造工程

1、完井方式

拟建项目新钻井均采用套管射孔完井方式。

2、射孔

表 3.2-12 拟射孔参数表

项目	参数
射孔方式	油管输送/电缆
射孔枪	102/89
孔径	13.2mm
孔密	8-16 孔/m（根据压裂需求）
相位角	60°
布孔方式	螺旋布孔

3、压裂施工

钻井完成后开展压裂作业，压裂作业是指地面高压泵车将压裂液以大排量注入地层，憋起高压，使地层产生人工裂缝，然后继续注入带有支撑剂的携砂液，支撑剂填充在裂缝中并向前伸展，压裂完成后，压裂液返排出来，支撑剂留在地层内，形成一定几何尺寸和高导流能力的裂缝，扩大油气的渗流面积。压裂施工液体流动过程见下图。



图 3.2-3 压裂施工时液体流动过程

①压裂液体系

拟建项目 57 口新钻井均采用压裂工艺，压裂液体系为滑溜水，属于水基压裂液（滑溜水压裂液中 95%~99%是混砂水，添加剂一般占滑溜水总体积的 0.5%~2.0%，包括破胶剂、防垢剂和助排剂等）。低黏度的滑溜水体系大排量注入有利于形成复杂缝网，相对于传统的凝胶压裂液体系，滑溜水压裂液体系具有高效、低成本的特点，能够提高页岩油层渗透率、增加导流能力、优化生产条件、减少地层伤害等。拟建项目压裂液主要成分理化性质见下表。

表 3.2-13 压裂液主要成分一览表

序号	主要成分	药品代号	占比（%）
1	多功能乳液减阻稠化剂	MEH-SL	0.15

2	高效助排剂	ME-2	0.2
3	高效防膨剂	GF-1	0.5
4	液体破胶剂	LEB-1	0.02
5	水	/	99.13

表 3.2-14 拟建项目压裂液主要成分理化性质

序号	主要组分	理化性质
1	支撑剂	主要为石英砂、陶粒等，保持裂缝处于张开位置，获得高倒流能力，增大排油面积，降低流体流动阻力，起到增产效果。
2	酸碱调节剂	通常使用柠檬酸、氢氧化钠等，主要用于调节 pH 值。
3	破胶剂	主要成分为过硫酸铵、生物纤维素酶等。主要用于延缓中、高温储层压裂液冻胶破胶，在压裂施工中使冻胶保持较高的黏度，有利于造缝和携砂，施工后可使压裂液彻底破胶水化，利于返排，降低施工风险，减少压裂液对支撑裂缝导流能力的伤害。
4	减阻剂	主要成分为聚丙烯酰胺，滑溜水压裂施工中泵速较大，因而会产生较高摩阻。减阻剂的作用是减少压裂液流动时的摩擦系数，从而减少施工压力，改善钻井液流变性能、减少摩阻等性能。
5	缓蚀剂	低分子量聚季铵盐，在金属表面定向吸附而形成保护膜，同时还可抑制酸与金属间的电极反应，避免设备腐蚀，起到抗蚀、阻蚀、缓蚀作用。
6	交联剂	保持压裂液的悬砂、造缝能力，降低滤失。
7	助排剂	有效成分为烷基酚聚氧乙烯醚与三乙醇胺，在压裂液中加入助排剂的主要目的是降低表面张力，降低返排压裂液需要克服的地层喉道毛管力，从而促进压裂液返排。在致密油、气和页岩油、气的开采过程中，压裂液的滞留会对储层造成严重的水相圈闭损害，因此助排剂在这些开采过程中不可或缺。
8	防垢剂	防止沉积物附着于作业设备上
9	凝胶剂	起到提高压裂液支撑性作用
10	黏土防膨剂	小分子阳离子复合物，有效成分为四甲基氯化铵，增吸附在黏土颗粒表面，防止水敏性矿物水化膨胀及分散运移对油气层造成的伤害，增强油层的胶结强度，防止地层出砂。

②压裂设备

拟建项目压裂设备配备情况见下表。

表 3.2-15 拟建项目压裂设备配备情况

设备名称	数量
压裂泵车	2 台
混砂车	1 台
仪表车	1 台

管汇车	1台
提液泵	1台

③压裂液用量

拟建项目单口井压裂阶段注入压裂液量平均为 1500m³/井，常规压裂时压裂液返排约为压裂液投加量的 10%，压裂液返排量约为 150m³/井。压裂返排液收集后由罐车就近运送至采出水处理站处理达标后，回注采油。

④返排规律

按照控制、稳定、连续的原则组织排液。压裂施工完毕以后立即采用 3mm～4mm 油嘴控制开井排液，排液过程中根据井口压力情况动态调整油嘴大小，返排液通常在初期集中排出，后期随采出液进入油气处理流程。

⑤压裂周期

拟建项目油井压裂 2～3 段，采用分段压裂作业，约 3 段/天，拟建项目压裂作业周期约 67d。

3.2.4.4 采油工程

拟建项目油井主要采用注水开发，部分采用注气（二氧化碳）开发，57 口新建采油井新建 57 台游梁式抽油机用于采油，其余采油井依托现有游梁式抽油机。

3.2.4.5 集输工程

拟建项目油气集输主要依托现有工程集输干线，总长度 666.8km，其中集油干支线 168.0km，单井集油管线 498.8km。同时本次拟新建 20.66km 集输管线（支管）。项目集输管道建设情况见下表。

表 3.2-16 新增集输管线一览表

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	文 317 至 43#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.53	埋地
2	文 318 至 13#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.35	埋地
3	文 319 至 43#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.36	埋地

4	文 184-43 至 56#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.29	埋地
5	文 72-平 102 至 56#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.47	埋地
6	文 72-平 202 至 13#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.42	埋地
7	文 72-平 203 至 13#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.43	埋地
8	文 79-219 至 28#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.35	埋地
9	文 79-220 至 28#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.34	埋地
10	文 79-221 至 28#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.33	埋地
11	文 15-133 至 13#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.27	埋地
12	文 15-134 至 13#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.29	埋地
13	文 15-135	柔性复合管线	DN65	1.6	0.31	埋地
14	文 13-441 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.51	埋地
15	文 13-442 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.36	埋地
16	文 13-443 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.37	埋地
17	文 13-444 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.46	埋地
18	文 72-平 201 至 77#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.32	埋地
19	文 79-216 至 48#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.36	埋地
20	文 200-11 至 77#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.38	埋地
21	文 319-1 至 77#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.42	埋地
22	文 72-261 至 48#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.45	埋地
23	文 79-4H 至 82#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.53	埋地
24	文 72-263 至 82#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.39	埋地
25	文 179-23 至 82#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.34	埋地
26	文 179-24 至 82#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.32	埋地
27	文 179-25 至 82#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.33	埋地
28	文 25-105 至 8#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.35	埋地
29	文 25-106 至 8#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.34	埋地
30	文 25-107 至 8#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.39	埋地
31	文 25-108 至 8#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.31	埋地
32	文 13-445 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.42	埋地
33	文 13-446 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.46	埋地
34	文 13-447 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.63	埋地
35	文 13-448 至 63#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.37	埋地
36	文 14-58 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.46	埋地
37	文 38-92 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.26	埋地
38	文 92-9H 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.24	埋地
39	文 15-118 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.27	埋地
40	文 203-2H 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.35	埋地

41	文 79-218 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.36	埋地
42	文 306-1 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.24	埋地
43	文 318-5 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.21	埋地
44	文 318-6 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.36	埋地
45	文 318-7 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.34	埋地
46	文 318-8 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.45	埋地
47	文 318-9 至 76#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.24	埋地
48	文 38-101 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.33	埋地
49	文 38-102 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.24	埋地
50	文 38-103 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.53	埋地
51	文 38-104 至 80#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.5	埋地
52	文 203-68 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.3	埋地
53	文 203-69 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.26	埋地
54	文 203-70 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.28	埋地
55	文 203-71 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.26	埋地
56	文 203-72 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.29	埋地
57	文 203-73 至 70#站	柔性复合管线	DN65	1.6	0.34	埋地

拟建项目建成投产后，文留采油厂油田油井采出液通过单井集油管线输送至现有计量站，通过现有集油干线输送至中转站进行油水的分离、处理。处理后合格原油输送至柳屯油库；分离出的采出水输送至文一/文二/文三采出水处理站，处理达标后回注采油；分离出的伴生气输送至天然气产销厂进一步脱水后，输送至文留采油厂现有站场，作为水套加热炉燃料使用。

3.2.4.6 注水工程

文留采油厂建有完善的注水系统，主要包括注水站、配水间、管网等。拟建项目部署 24 口注水井，均为井下作业改造后的侧钻井，回注水水源来自文一/文二/文三采出水处理系统外输的回注水，通过附近现有注水站经依托注水管线输送至各注水井注入。

3.2.4.7 注气工程

本项目拟部署三口二氧化碳气驱采油井（2026 年、2027 年、2028 年各部署一口），井号分别为文 10-51C1、文 65-79C1、文 72-248C1。二氧化碳气源出自

河南省中原大化集团有限责任公司，二氧化碳气驱采油井设备清单见下表。

表 3.2-17 二氧化碳气驱采油井设备清单表

序号	名称	规格型号	数量	作用
1	油气增压撬	油气增压撬 0-5T/H	1 台	增压注二氧化碳
2	二氧化碳储罐	100 方二氧化碳储罐	2 具	储存二氧化碳
3	注气井口	600 型注气井口（承受压力 60MPa）	1 座	注入二氧化碳

3.2.5 公用工程

3.2.5.1 给排水工程

1、给水工程

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；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。本工程不新增员工，从现有工程职工中进行调剂。

2、排水工程

施工期钻井废水、施工作业废水依托文一采出水处理站、文二采出水处理站和文三采出水处理站处理；管线清管和试压废水、压裂返排液等收集后由罐车拉至文一、文二或文三采出水处理站进行处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排；施工场地设置环保厕所，生活污水定期清掏肥田。

运营期井下作业废水、采出水依托文一采出水处理站、文二采出水处理站和文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；计量站内值班人员少量生活污水依托附近的旱厕，定期清掏肥田；中转站、采出水处理站及管理区生活污水排入采出水处理站进行处理，处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

井场内雨水自然外排。

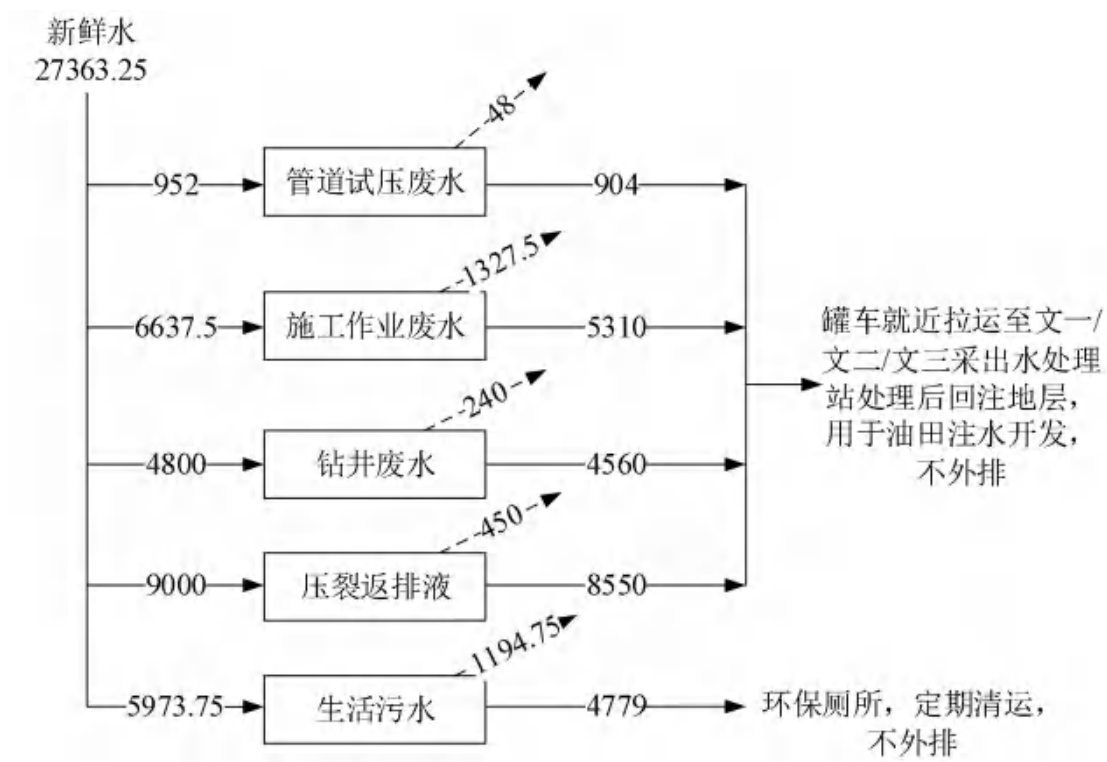


图 3.2-4 施工期水平衡图 (单位: t/a)

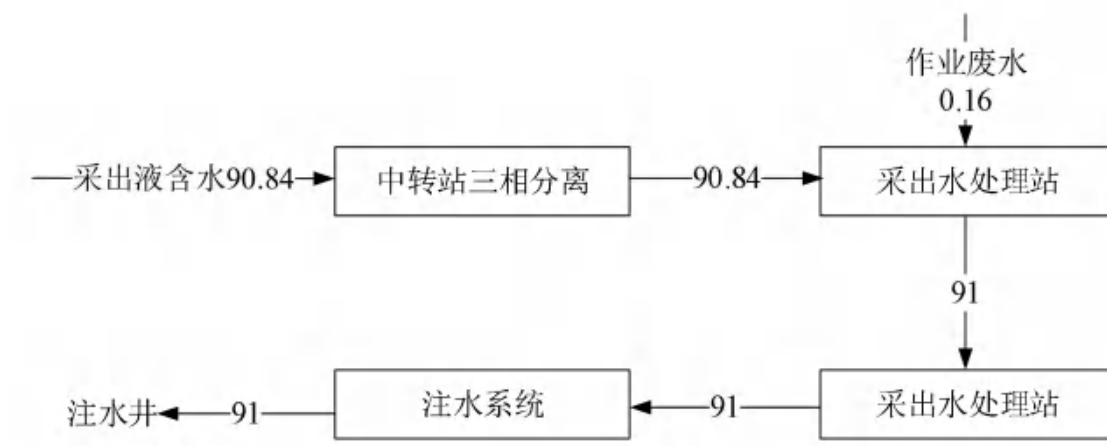


图 3.2-5 运营期水平衡图 (单位: 万 t/a)

3.2.5.2 供配电工程

本项目按照尽量利用现有井场供配电系统的原则，项目电源引自附近线路。

3.2.5.3 道路工程

通井道路大部分可依托周边现有道路，本次合计新建 35.1km 通井道路，用于将新建井场与周边现有道路连接，新建通井土路设计车速 15km/h，路基宽度

4.0m，道路横坡为2%。土路平均填土高度为0.5m，边坡1:1.5。

3.2.5.4 供热工程

本项目原油管道保温依托现有水套加热炉用于原油管道保温。

3.2.6 项目占地和土石方平衡

3.2.6.1 项目占地

本项目占地面积为201.876hm²，工程占地包括临时占地和永久占地。

永久占地包括井场、道路等永久征地，永久征地面积为23.16hm²，占地类型主要为耕地、草地和灌木林地等；临时占地包括井场、道路施工等的施工场所临时占地，占地面积约178.716hm²，占地类型为耕地、草地、灌木林地、工矿用地、交通运输用地及耕地等。改造站场均在现有占地范围内，不新增占地。具体情况见下表。

表 3.2-18 项目占地情况统计表 单位：hm²

序号	项目	数量	临时占地	永久占地	合计	备注
1	井场	新建 57 座	51.3	9.12	60.42	临时占地 100m×90m/座计、永久占地 40m×40m/座计
		依托现有 120 座	108	0	108	永久占地按照实际占地，临时占地按 100m×90m/座计
3	集输管线	20.66km	12.396	0	12.396	集输管线均埋地敷设，占地均为临时占地，管线临时施工占地宽度按 6m 计
3	进新建井场道路	35.1km	7.02	14.04	21.06	永久占地宽度按 4.0m 计，临时占地宽度按 2.0m 计
合计			178.716	23.16	201.876	/

3.2.6.2 土石方平衡

本项目井场和道路占地地势较平坦，平均扰动土方厚度为30cm，井场和道路永久占地面积为23.16hm²，井场区土方总开挖量为扰动土方厚度乘以永久占地面积，则井场区土方总开挖量为6.948万m³，其中表层剥离厚度约为20cm，则

表土剥离量约为 4.632 万 m^3 ，分区堆放，开挖土方全部回填，无弃方，不设弃土场。

表 3.2-19 本项目土石方平衡表 单位：万 m^3

序号	工程类型	挖方量	堆方量	借方量	弃方量	备注
1	井场和道路	6.948	6.948	0	0	用于场地填方及边坡防护治理

3.2.7 劳动定员

拟建项目不新增劳动定员，由文留采油厂内部调剂解决。

3.2.8 施工方案及施工组织

3.2.8.1 施工方案

施工期包括钻井工程、井下作业、地面工程等三部分。

(1) 钻井工程

钻井主要包括钻前准备、钻进、固井。

①钻前准备

1) 井场及设备基础准备：根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）。

2) 其他：钻井设备搬运及安装、井口准备等。

②钻进

钻井钻进过程是钻井作业的核心环节，主要包括钻头破碎岩石、钻柱旋转传递动力、泥浆循环排屑等步骤。

③固井

表层套管固井采用常规注水泥全井段封固的方案；油层套管外水泥环返至最高油层顶界以上 200m。

(2) 井下作业

①射孔作业

射孔是采用特殊聚能器材进入井眼预定层位进行爆炸开孔让井下地层内流

体进入孔眼的作业活动。本项目采用电缆传输射孔。

②完井作业

在钻至油层并完成最后一个井段的钻进和固井后，根据油藏情况，完成井筒和油气层的特定连接方式，安装采油树。整个过程包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

(3) 地面工程

主要包括井口设备安装、撬装注聚系统安装、井场及道路建设、管线敷设、供配电系统建设、仪表通信设施的建设等内容。

①管道敷设工程工艺

管道部分工程施工主要采用开槽法。明槽开挖：开挖沟槽，土堆存于沟两侧，在农田地区开挖时，应将表层耕作土和底层生土分层堆放，管槽挖好进行沟底垫层或铺设细砂，敷设管道后回填土，然后平整恢复原貌。

施工时，首先要进行作业线路清理，并修建必要的施工便道。在完成管沟开挖，公路、河流穿越等基础工作以后，按照施工规范，现场将管道进行焊接、补口、补伤、接口防腐等，然后下到管沟内，对管道进行试压，试压合格后对管道外表面进行清扫，然后覆土回填，清理作业现场，恢复地表植被。

本项目一般地段采用开槽法，管道埋设深度（管顶覆土）为1~1.2m。根据“管沟回填土应高出地面0.3m”的要求，本项目一般地段的土方量在回填后不产生弃土。施工完毕后，清理作业现场，恢复地表植被。

3.2.8.2 施工组织及施工顺序

本项目施工组织方案及施工顺序为：钻前工程—钻井工程—井下作业工程—标准化井场建设—管线敷设，其中井场施工、管线施工可同步实施，施工组织方为建设单位，负责施工组织管理，施工方为第三方。

3.2.8.3 施工建设计划和建设周期

本项目预计2026年2月开始施工建设，建设周期为3年，项目为滚动开发

项目，施工期贯穿整个建设周期，本项目单井施工期约 15 天，包含钻井、井下作业、管道敷设、地面设备安装等。

3.2.9 依托工程

拟建项目涉及的现有工程依托环节主要包括井下作业改造井依托现有老井场；依托现有计量站、注水站、集输管线及中转站等；施工期钻井废水、作业废水、压裂废液、管线清管和试压废水处理依托现有采出水处理站；运营期油气集输及处理、采出水处理、井下作业废水处理依托现有采出水处理站；危险废物暂存依托现有危废暂存间等。

3.2.9.1 计量站

拟建项目依托现有 70 座计量站，目前依托计量站均运行正常。拟建项目依托现有计量站情况具体见下表。

表 3.2-19 拟建项目钻井依托现有计量站情况一览表

年份	序号	项目类型	油田	井号	井别	依托计量站
2026	1	新建油井	文南	文 317	油井	40#计量站
	2		文中	文 318	油井	12#计量站
	3		文南	文 319	油井	56#计量站
	4		文南	文 184-43	油井	50#计量站
	5		文南	文 72-平 102	油井	52#计量站
	6		文中	文 72-平 202	油井	10#计量站
	7		文中	文 72-平 203	油井	13#计量站
	8		文南	文 79-219	油井	27#计量站
	9		文南	文 79-220	油井	29#计量站
	10		文南	文 79-221	油井	33#计量站
	11		文中	文 15-133	油井	11#计量站
	12		文中	文 15-134	油井	33#计量站
	13		文中	文 15-135	油井	14#计量站
	14		文东	文 13-441	油井	25#计量站
	15		文东	文 13-442	油井	30#计量站
	16		文东	文 13-443	油井	37#计量站
	17		文东	文 13-444	油井	62#计量站

	<u>18</u>	井下作业改造井	文南	文 235 侧 1	油井	2#计量站
	<u>19</u>		文南	新文 38-24 侧 1	油井	18#计量站
	<u>20</u>		文南	文 209-16 侧 1	油井	15#计量站
	<u>21</u>		文南	文 14-52 侧 1	油井	10#计量站
	<u>22</u>		文南	文 92-113 侧 1	水井	13#计量站
	<u>23</u>		文南	文 101-12 侧 1	油井	36#计量站
	<u>24</u>		文南	文 25-82 侧 1	油井	66#计量站
	<u>25</u>		文南	文 33-103 侧 1	油井	38#计量站
	<u>26</u>		文南	文 79-45 侧 1	油井	57#计量站
	<u>27</u>		文南	文 13-348 侧 1	油井	78#计量站
	<u>28</u>		文南	文 176 侧 1	油井	25#计量站
	<u>29</u>		文南	文 101-50C2	油井	35#计量站
	<u>30</u>		文南	文 33-319 侧 1	油井	71#计量站
	<u>31</u>		文南	文 138-18C1	油井	33#计量站
	<u>32</u>		文南	文新 72-107C1	油井	73#计量站
	<u>33</u>		文中	文 10-51C1	水井	1#计量站
	<u>34</u>		文中	文 10-31C2	油井	2#计量站
	<u>35</u>		文中	文 65-29C2	油井	5#计量站
	<u>36</u>		文中	文 25-90C1	油井	7#计量站
	<u>37</u>		文中	文 10-47C1	油井	3#计量站
	<u>38</u>		文中	文 38-43C1	水井	51#计量站
	<u>39</u>		文中	文 38-41C1	水井	47#计量站
	<u>40</u>		文中	文 15-84C1	水井	12#计量站
	<u>41</u>		文中	文 240C2	油井	34#计量站
	<u>42</u>		文中	文 220-3C1	油井	80#计量站
	<u>43</u>		文东	文 203-60C1	水井	70#计量站
	<u>44</u>		文东	文 92-129C1	油井	76#计量站
	<u>45</u>		文东	文 92-98C1	水井	73#计量站
	<u>46</u>		文东	文 92-78C1	油井	73#计量站
	<u>47</u>		文东	文 92-平 7C1	油井	76#计量站
	<u>48</u>		文东	文 92-96C1	水井	74#计量站
	<u>49</u>		文东	文 8C1	油井	70#计量站
	<u>50</u>		文东	文 16-44C1	水井	61#计量站
	<u>51</u>		文东	文 16-21C1	油井	66#计量站
	<u>52</u>		文东	文 13-154C1	油井	42#计量站
<u>2027</u>	<u>1</u>	新建油井	文南	文 72-平 201	油井	77#计量站
	<u>2</u>		文南	文 79-216	油井	69#计量站

3		文南	文 200-11	油井	80#计量站
4		文南	文 319-1	油井	82#计量站
5		文南	文 72-261	油井	23#计量站
6		文南	文 79-4H	油井	72#计量站
7		文南	文 72-263	油井	77#计量站
8		文南	文 179-23	油井	79#计量站
9		文南	文 179-24	油井	77#计量站
10		文南	文 179-25	油井	80#计量站
11		文中	文 25-105	油井	6#计量站
12		文中	文 25-106	油井	8#计量站
13		文中	文 25-107	油井	9#计量站
14		文中	文 25-108	油井	47#计量站
15		文东	文 13-445	油井	21#计量站
16		文东	文 13-446	油井	29#计量站
17		文东	文 13-447	油井	36#计量站
18		文东	文 13-448	油井	38#计量站
19	井下作业改造井	文南	新文 79-9C1	油井	36#计量站
20		文南	文 138-10C1	油井	77#计量站
21		文南	文 269-19C1	油井	79#计量站
22		文南	文 13-239C1	油井	84#计量站
23		文南	文 101-43C2	油井	35#计量站
24		文南	文 38-20C1	油井	62#计量站
25		文南	文 72-305C1	油井	80#计量站
26		文南	文 269-3C1	油井	71#计量站
27		文南	文 72-274C1	油井	48#计量站
28		文南	文 79-130C2	油井	75#计量站
29		文南	文 79-13C1	油井	73#计量站
30		文南	文 201C1	油井	55#计量站
31		文南	文 82-3C1	油井	73#计量站
32		文南	文 92-69C1	油井	86#计量站
33		文南	文 13-113C1	油井	48#计量站
34		文南	文 79-64C1	油井	72#计量站
35		文南	文 184-41C1	水井	36#计量站
36		文中	文 203-12C1	油井	5#计量站
37		文中	文 65-79C1	油井	15#计量站
38		文中	文 101-56C1	油井	27#计量站
39		文中	文 10-100C1	水井	16#计量站

	<u>40</u>		文中	文 25-3C1	油井	9#计量站
	<u>41</u>		文中	文 107C1	油井	3#计量站
	<u>42</u>		文中	文 38-1C2	水井	18#计量站
	<u>43</u>		文中	文 38-19C1	油井	18#计量站
	<u>44</u>		文中	文 38-63C1	水井	47#计量站
	<u>45</u>		文中	文 38-16C1	油井	47#计量站
	<u>46</u>		文中	文 38-40C1	油井	51#计量站
	<u>47</u>		文东	文 13-218C1	油井	21#计量站
	<u>48</u>		文东	文 13-219C1	油井	25#计量站
	<u>49</u>		文东	文 13-153C1	油井	37#计量站
	<u>50</u>		文东	文 13-367C1	水井	38#计量站
	<u>51</u>		文东	文 16-4C1	油井	69#计量站
	<u>52</u>		文东	文 16-38C1	水井	72#计量站
	<u>53</u>		文东	文 13-37C1	油井	62#计量站
	<u>54</u>		文东	文 13-255C1	油井	52#计量站
	<u>55</u>		文东	文 92-59C1	油井	74#计量站
	<u>56</u>		文东	文 92-123C1	油井	73#计量站
	<u>57</u>		文东	文 203-20C1	油井	38#计量站
	<u>58</u>		文东	新文 13-239C1	水井	38#计量站
2028	<u>1</u>	新建油井	文南	文 14-58	油井	77#计量站
	<u>2</u>		文中	文 38-92	油井	18#计量站
	<u>3</u>		文南	文 92-9H	油井	77#计量站
	<u>4</u>		文南	文 15-118	油井	72#计量站
	<u>5</u>		文南	文 203-2H	油井	72#计量站
	<u>6</u>		文中	文 79-218	油井	80#计量站
	<u>7</u>		文中	文 306-1	油井	51#计量站
	<u>8</u>		文南	文 318-5	油井	72#计量站
	<u>9</u>		文南	文 318-6	油井	72#计量站
	<u>10</u>		文南	文 318-7	油井	72#计量站
	<u>11</u>		文南	文 318-8	油井	72#计量站
	<u>12</u>		文南	文 318-9	油井	72#计量站
	<u>13</u>		文中	文 38-101	油井	18#计量站
	<u>14</u>		文中	文 38-102	油井	19#计量站
	<u>15</u>		文中	文 38-103	油井	26#计量站
	<u>16</u>		文中	文 38-104	油井	26#计量站
	<u>17</u>		文东	文 203-68	油井	74#计量站
	<u>18</u>		文东	文 203-69	油井	76#计量站

<u>19</u>		文东	文 203-70	油井	70#计量站
<u>20</u>		文东	文 203-71	油井	71#计量站
<u>21</u>		文东	文 203-72	油井	71#计量站
<u>22</u>		文东	文 203-73	油井	80#计量站
<u>23</u>	井下作业改造井	文南	文 92-11C1	油井	60#计量站
<u>24</u>		文南	文 33-2C1	油井	3#计量站
<u>25</u>		文南	文 33-75C1	油井	6#计量站
<u>26</u>		文南	文 101-58C1	水井	36#计量站
<u>27</u>		文南	文 92-124C1	油井	38#计量站
<u>28</u>		文南	文 91C2	油井	15#计量站
<u>29</u>		文南	文 16-39C1	油井	27#计量站
<u>30</u>		文南	文 72-231C1	油井	40#计量站
<u>31</u>		文南	文 209-39C1	油井	55#计量站
<u>32</u>		文南	文 92-112C1	油井	29#计量站
<u>33</u>		文南	文 248-6	油井	29#计量站
<u>34</u>		文南	文 88-42C1	油井	82#计量站
<u>35</u>		文南	文 101-61C1	油井	46#计量站
<u>36</u>		文南	文 72-53C1	油井	17#计量站
<u>37</u>		文南	文 33-150C1	油井	76#计量站
<u>38</u>		文南	文 13-317C1	油井	45#计量站
<u>39</u>		文南	文 72-208C1	油井	40#计量站
<u>40</u>		文南	文 72-248C1	油井	52#计量站
<u>41</u>		文中	文 65-37C1	水井	6#计量站
<u>42</u>		文中	文 101-8C1	油井	20#计量站
<u>43</u>		文中	文 101-17C1	油井	28#计量站
<u>44</u>		文中	文 25-94C1	油井	8#计量站
<u>45</u>		文中	文 25-99C1	油井	7#计量站
<u>46</u>		文中	文 10-79C1	油井	17#计量站
<u>47</u>		文中	文 65-9C1	油井	6#计量站
<u>48</u>		文中	文 38-3C1	油井	18#计量站
<u>49</u>		文中	文 15-32C1	水井	12#计量站
<u>50</u>		文中	文 15-88C1	油井	11#计量站
<u>51</u>		文中	文 250C1	油井	14#计量站
<u>52</u>		文中	文 15-86C1	油井	10#计量站
<u>53</u>		文中	文 298C1	油井	13#计量站
<u>54</u>		文中	文 19-14C1	油井	80#计量站
<u>55</u>		文东	文 13-298C1	油井	29#计量站

56	文东	文 13-124C1	油井	25#计量站
57	文东	文 215-6C1	油井	82#计量站
58	文东	文 13-341C1	油井	41#计量站
59	文东	文 16-7C1	油井	67#计量站
60	文东	文 16-29C1	油井	66#计量站
61	文东	文 16-42C1	水井	67#计量站
62	文东	文 13-7C1	水井	52#计量站
63	文东	文 13-603C1	水井	42#计量站
64	文东	文 203-66C1	油井	70#计量站
65	文东	文 13-197C1	油井	35#计量站
66	文东	文 245C1	水井	76#计量站
67	文东	文 273-3C1	水井	72#计量站

3.2.9.2 注水站

拟建项目依托现有注水站，目前依托的现有工程注水站运行正常。

3.2.9.3 中转站

拟建项目依托的中转站包括文一中转站、文二中转站、文三中转站。中转站工艺及运行工况见“现有工程 3.1.6.4 站场工程章节”，项目依托中转站处理能力分析详见表 3.2-20。由表 3.2-20 可以看出，拟建项目依托现有中转站具有可行性。

3.2.9.4 采出水处理站

拟建项目施工期钻井废水、作业废水、压裂废液、管线清管和试压废水就近拉运至文一/文二/文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）表 1 中水质主要控制指标要求后回用于油田注水开发，不外排。

运营期采出水、井下作业废水经文一/文二/文三采出水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中水质主要控制指标要求后回用于油田注水开发，不外排。

拟建项目依托的采出水处理站包括文一采出水处理系统、文二采出水处理系

统和文三采出水处理系统。采出水处理系统工艺及运行工况见“现有工程 3.1.6.5 采出水处理站章节”。项目依托污水处理站处理能力分析详见表 3.2-20。由表可以看出，拟建项目依托现有采出水处理系统具有可行性。

3.2.9.5 危废暂存间

文留采油厂建有 2 座危废暂存间，建筑面积共计 700m²。油泥砂、落地油等依托现有危废暂存间暂存，最终委托有资质单位处理处置。

3.2.9.6 拟建项目依托可行性分析

拟建项目部分公用设施依托现有工程，现有工程公辅设施齐全，拟建项目涉及依托工程主要包括现有文一/文二/文三中转站、采出水处理系统、危废暂存间等。依托工程满足“三同时”要求，满足国家环保要求。拟建项目依托工程可行性分析见下表。

表 3.2-20 拟建项目依托工程可行性情况表

依托内容	依托工程					拟建项目需求	依托可行性	
	名称	处理工艺	设计规模	最大处理量	富余能力	能力		
采出液/采出水处理	文一中转站	采出液处理系统	油气分离	500×10 ⁴ t/a	330×10 ⁴ t/a	170×10 ⁴ t/a	$\frac{86.285 \times 10^4 \text{t}}{3\text{a}}$ $28.76 \times 10^4 \text{t/a}$	可行
		采出水处理系统	除油—沉淀—过滤	16000m ³ /d	10235m ³ /d	5765m ³ /d	2198.42m ³ /d	可行
	文二中转站	采出液处理系统	油气分离	500×10 ⁴ t/a	430×10 ⁴ t/a	70×10 ⁴ t/a	$\frac{142.232 \times 10^4 \text{t}}{3\text{a}}$ $47.41 \times 10^4 \text{t/a}$	可行
		采出水处理系统	除油—沉淀—过滤	18000m ³ /d	12984m ³ /d	5016m ³ /d	3623.13m ³ /d	可行
	文三中转站	采出液处理系统	油气分离	350×10 ⁴ t/a	160×10 ⁴ t/a	190×10 ⁴ t/a	$\frac{99.72 \times 10^4 \text{t}}{3\text{a}}$ $33.24 \times 10^4 \text{t/a}$	可行
		采出水处理系统	除油—沉淀—过滤	15000m ³ /d	6196m ³ /d	8804m ³ /d	2539.96m ³ /d	可行
固废暂存与处理	危废暂存处理		危废暂存间有效面积 700m ² ，满足拟建项目暂存需求，最终委托有危废处理资质的单位进行处理，无外排。				可行	

由上表可以看出，拟建项目依托现有工程具有可依托性。

3.2.10 原油开发主要生产工艺流程及产污环节分析

文留采油厂 2026-2028 年度产能建设项目包含钻井施工以及管线、道路施工（施工期）、油气采掘集输净化外输（运营期）、服务期满（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。文留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。

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。

本项目油井开采以及采油过程中不使用放射性物质。油井开采后由专业录井公司采用录井仪器完成录井数据，通过数据进行综合分析进行岩性解释、归位，确定含油、气、水的元素状况，本次评价不包括辐射有关内容的评价，需另行委托有资质单位对辐射相关内容进行评价。

本次原油开发施工期主要活动为：钻井工程及地面建设工程；运营期主要活动为：采油、原油集输、井下作业；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：

3.2.10.1 原油开发施工期

钻井主要包括钻前准备、钻进、测井、固井、钻完井。文留采油厂钻井施工严格执行《中国石油化工股份有限公司石油工程（钻、测、录）管理规定（试行）》（石化股份油（2016）184 号）、《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）和《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2014）等行业技术规范，确保各项施工作业符合健康、安全、环境（HSE）管理的有关规定，努力实现零事故、零污染和零伤害。地面工程主要包括井口抽油机及计量设施安装、集输管

线和供配电、仪表通信设施的建设，井场道路的建设等内容。

1、钻前工程

拟建项目钻前工程主要包括修建通往井场的运输用路；根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）；搬运、安装钻井设备；钻井用水、电的配备、器材的准备，以及备齐开钻钻具和钻井液、压裂液等用料，安装泥浆不落地设备等。

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，文留采油厂 2026-2028 年度在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，采用定向及水平钻井工艺。钻井目的层为沙三上、沙三中等地层，钻井平均井深 3591m。

（2）新钻井

拟建项目新钻井采用二开和三开结构形式。

新钻井（定向井）钻井深度在 4000m 以上的采用导管+三开井身结构，新钻井（定向井）钻井深度在 4000m 以下的采用导管+二开井身结构。

①导管+三开井

导管阶段采用 $\Phi 660.4\text{mm}$ 钻头钻至井深 300m，下 $\Phi 508\text{mm}$ 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。

一开阶段使用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻进至井深 2200m 左右，下入 $\Phi 339.7\text{mm}$ 套管，水泥浆返至地面，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。

二开阶段使用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 3000m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，封目的底地层以上易漏、易垮地层，为三开安全钻进创造条件，水泥返至地面。

三开阶段使用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻进至完钻，下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水

泥浆返至地面。

②导管+二开井

导管阶段采用 $\Phi 444.5\text{mm}$ 钻头钻至井深 300m，下 $\Phi 339.7\text{mm}$ 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。

一开阶段采用 $\Phi 311.2\text{mm}$ 钻头钻至井深 2200m 左右，下入 $\Phi 244.5\text{mm}$ 技术套管，封目的底地层以上易漏、易垮地层，为二开安全钻进创造条件，水泥返至地面。

三开采用 $\Phi 215.9\text{mm}$ 钻头钻至完钻井深，下 $\Phi 139.7\text{mm}$ 油层套管，水泥浆返至地面。

侧钻井井型结构基本相同，在现有的井筒内开窗，即在原井一开、二开已下的基础上开窗侧钻，钻头钻至完钻井深。开窗点下入 $\Phi 139.7\text{mm}$ 套管，水泥浆返至地面。

(3) 钻完井

钻井完成后，对钻井设备进行拆除、搬运，对临时占地进行绿化恢复。

(4) 测井

将测井仪下入油井，对油层信息进行收集，绘制测井曲线以了解油气水界面，确定储集层的位置。

(5) 录井

记录并录取钻井过程中的各种相关信息，如岩心资料、油气显示等，以评估油气储藏情况，以期尽早发现油气。

(6) 试油

试油是利用专用的设备和方法，对通过地震勘察、钻井录井、测井等间接手段初步确定的可能含油层位进行直接的测试，并取得目的层的产能、压力、温度、油气水性质以及地质资料的工艺过程，为储量计算和油气合理开发提供可靠数据。

3、储层改造与井下作业

(1) 储层改造

①射孔

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

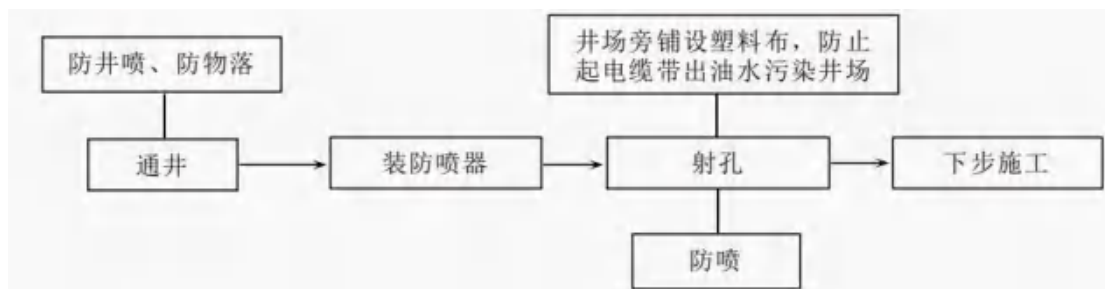


图 3.2-6 射孔作业工艺流程图

②压裂

压裂主要用于低渗透油层的改造。利用地面高压泵，将高黏液体以大大超过地层吸收能力的排量注入井中，随即在井底附近产生高压，当压力超过井壁附近地应力和岩石抗张强度后，在地层中形成裂缝，继续将带有支撑剂（石英砂或陶粒）的压裂液注入裂缝中。停泵后，压裂液返排至地面，支撑剂则留在地层中，形成填砂（或陶粒）裂缝带，可提高油层渗透性，从而达到增产的目的。

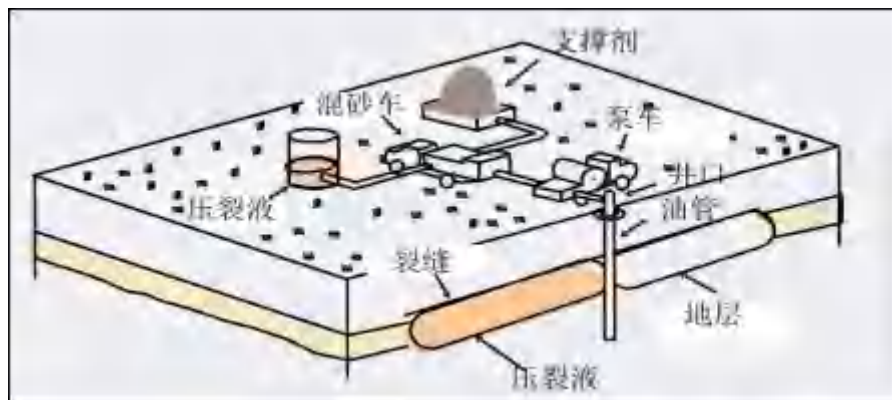


图 3.2-7 压裂工程示意图

(2) 井下作业

井下作业即对现有老井基础进行侧钻改造。侧钻井侧钻点一般选在套管外水泥胶结质量比较好、无接箍，且套管质量也比较好的井段，后期悬挂尾管。造斜段应处于岩性比较稳定的地层，避免在岩石破碎带、漏失地层、流沙层等地层，

以免出现井下复杂情况，影响定向施工。

①井口、井筒准备

由于部分老井已进行封井，因此，侧钻前首先打开封井水泥塞。把老井原有的油层套管起出，井口安装防喷器进行试压，通井至设计窗口底部以下 30m，用套管刮削器对设计窗口上下 5m 间套管进行刮削，封隔器下至设计尾管悬挂器深度下方 30m 部位，对封隔器以上套管试压，按照相关规定挤封原井射孔层位。

②侧钻作业

a、下入并固定导斜器

导斜器有三种，根据实际情况可选择机械式导斜器，用钻杆携带锚定封隔器至设计位置，进行坐封、脱手，起出钻杆。用钻杆携带领眼导斜板、斜口插头下至锚定封隔器上 5m 时，以 2m/min 的速度缓慢下放至遇阻，完成导斜板与锚定封隔器的对接。

b、窗口定向

测出井内锚定封隔器定向键方位，焊接固定插头与导斜板位置，下钻完成导斜板与封隔器的对接，使用机械式导斜器定向，锚定封隔器下井口充分洗井。

c、开窗

调整循环液性能达到设计要求，段铣器下至窗口顶部深度后定点磨铣将套管磨铣至窗口底部，注水泥塞封固段铣窗口，水泥塞顶面高于窗口顶部 10m，底面低于窗口底部 10m，用转盘钻塞至窗口顶部以下 4m 至 6m，下入弯螺杆钻具至塞面，启动螺杆钻，钻压小于 0.5kN，钻进参数保持至钻深超过窗口底部 5m。段铣开窗时，钻井液上返速度大于 0.8m/s。

d、钻进

用直钻具试钻 5m 至 10m，随后下入弯螺杆钻具进行增斜钻进。当井斜达到设计要求后进行稳斜钻机，每 30m 至 40m 测井眼轨迹一次，下钻至窗口上部 50m 先进行钻井液循环洗井，以后进入窗口每 100m 循环一次，待泵压、排量正常后再开始钻进。当钻至油层上部 30m 时，按照设计使钻井液符合油层保护要求，

起钻前投入多点测斜仪，利用起钻将井斜、方位多点测出。

(3) 完井

在钻至油层并完成最后一个井段的钻进和固井后，根据油藏情况，完成井筒和油气层的特定连接方式，安装采油树。整个过程包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

(3) 完井

在钻至油层并完成最后一个井段的钻进和固井后，根据油藏情况，完成井筒和油气层的特定连接方式，安装采油树。整个过程包括下油管、装油管头和采油树，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

4、地面建设工程

新建油井的地面建设工程主要为道路修建工程、集输管线修建工程，此外还包括供电等其他辅助工程。文留采油厂 2026-2028 年度产能建设项目配套新建 20.66km 集输管线修建工程以及约 35.1km 的道路修建工程。

(1) 道路建设工程

本次合计新建 35.1km 通井道路，用于将新建井场与周边现有道路连接，新建通井土路设计车速 15km/h，路基宽度 4.0m，道路横坡为 2%。土路平均填土高度为 0.5m，边坡 1: 1.5。

(2) 管线建设工程

①管线敷设

本次合计新建 20.66km 集油管线，管线开挖宽度 0.5m，深 1.2m。

②管线施工

首先，对现有管线进行清管，清管废水收集后由罐车最终拉运至文一、文二及文三采出水处理站处理，然后采用分段封堵措施对清洗完毕的拟更换管段进行处理。考虑到部分管段的占压，管线自地下取出的投资较大，且经清管、封堵后的管段不会再有环境风险危害，故就地封堵，不再挖出。

对于新管线敷设，首先要测量定线，清理施工现场、平整施工作业带，修筑

施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接，无损探伤，补口及防腐检漏；在完成管沟开挖、顶管穿越等基础工作以后，按照施工规范，将在现场处理后的管道下到管沟内。

本项目管道施工时穿越沥青路采用顶管法进行穿越。套管顶部距公路路面不小于 1.2m，距路边沟渠底面不小于 0.5m。顶管施工技术是国内外比较成熟的一项非开挖敷设管线的施工技术，目前国内采用较多的是采用大推力的千斤顶直接将预制套管压入土层中，再在管内利用人工或机械掏挖土石、清除余土而成管的施工方法。

顶管施工工艺流程为：测量放线→做顶管工作井→搭设平台→安装后背→铺设导轨→顶镐、顶铁、油泵就位→复测高程及中心线→安装管线→开挖管前土方→顶进。

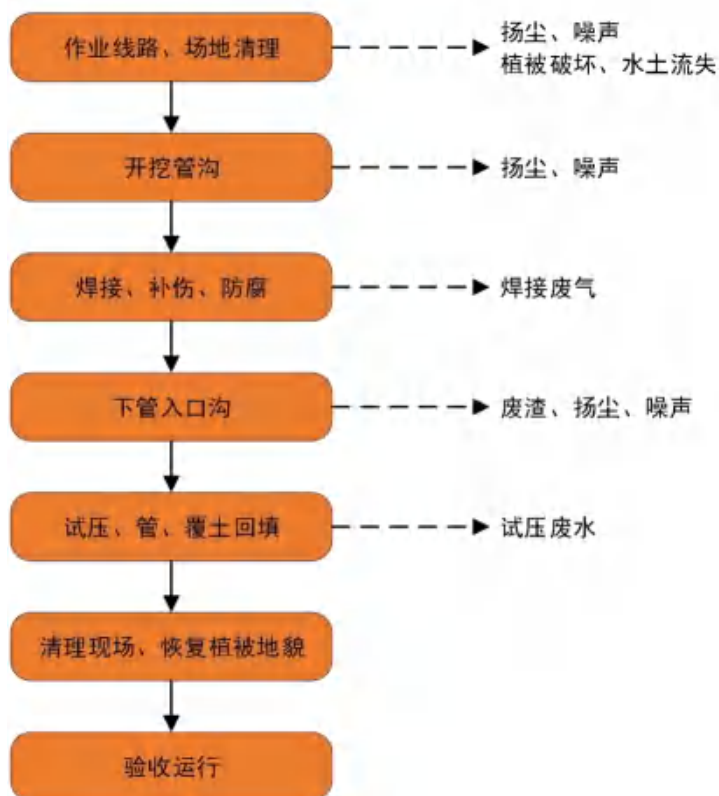


图 3.2-8 管道施工工艺流程图

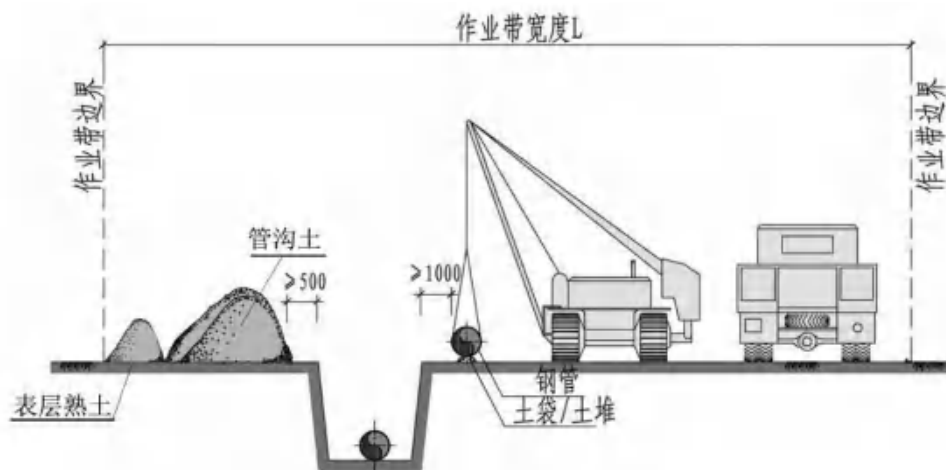


图 3.2-9 管道挖沟法作业示意图

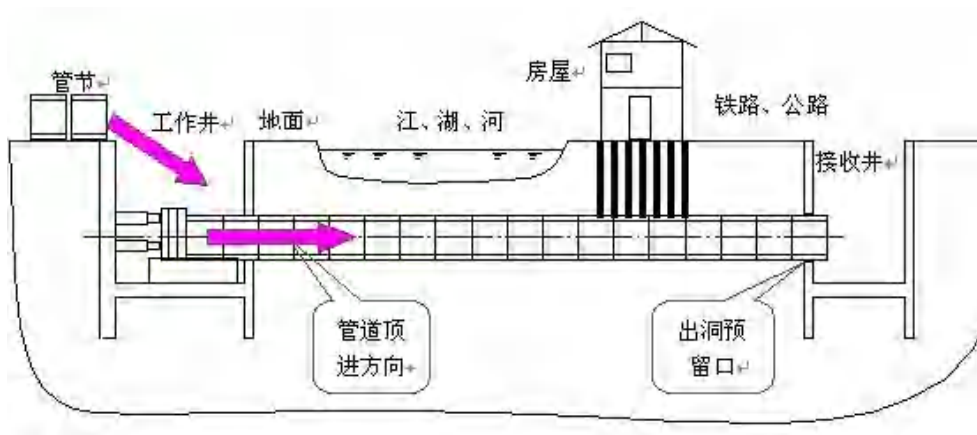


图 3.2-10 管线顶管施工示意图

③清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清除管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。当吹扫出的气体无铁锈、尘土、石块、水等脏物时为吹扫合格，吹扫合格后应及时封堵。

a) 管线清管

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。

吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。

吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无烟尘时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

b) 管线试压

管线液体压力试验介质为洁净水, 强度试验压力为设计压力的 1.5 倍。液体压力试验时, 必须排净系统内的空气。升压应分级缓慢, 达到试验压力后停压 2h, 然后降至设计压力, 进行严密性试验, 达到试验压力后停压 4h, 不降压、无泄漏和无变形为合格。然后缓慢降压进行试验水的排放。

产污环节: 施工期产生的施工扬尘、施工废气、施工噪声、压裂返排液、钻井废水、管线清管和试压废水、建筑垃圾和施工废料。另外, 施工人员会产生生活污水和生活垃圾。

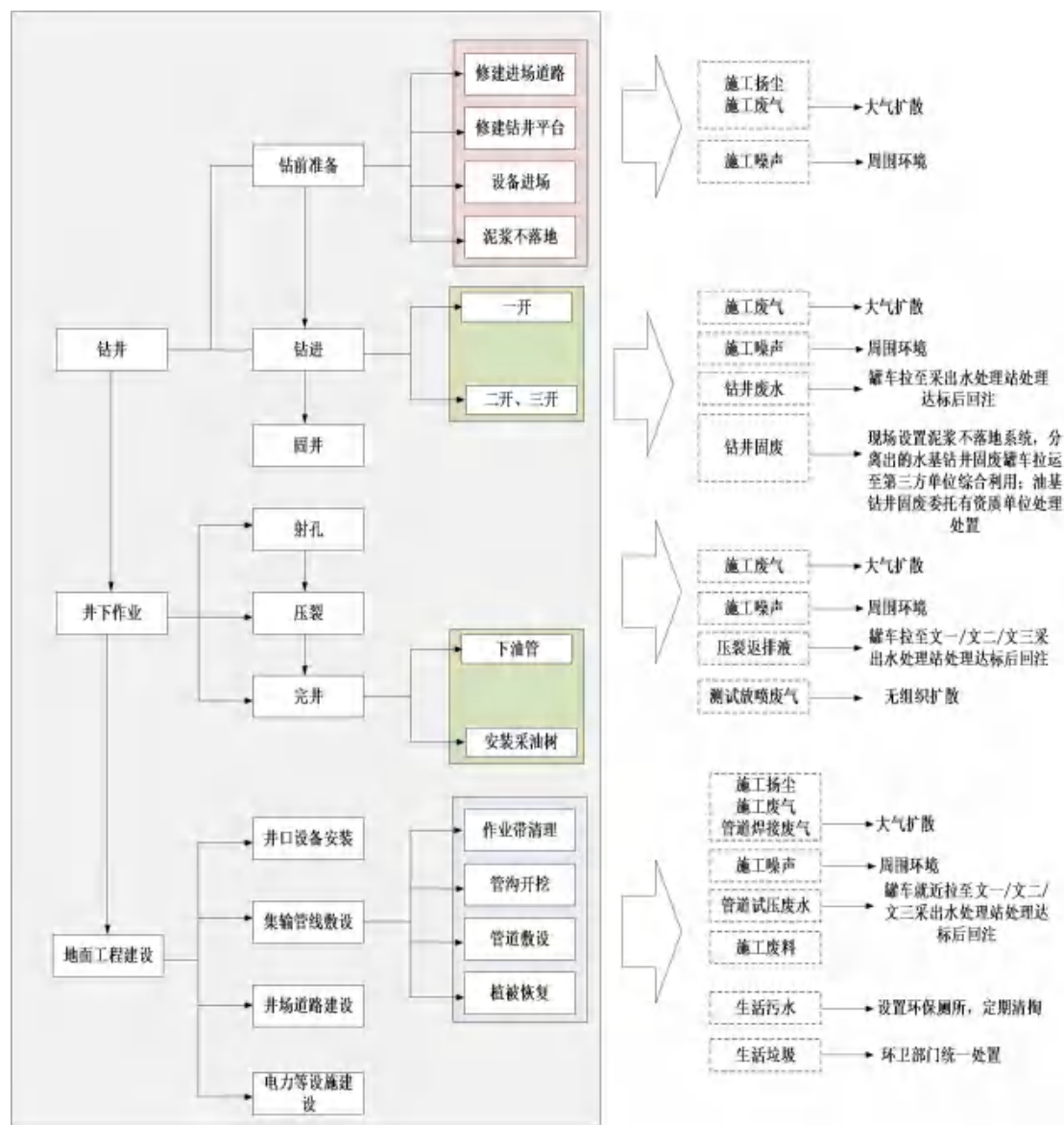


图 3.2-11 施工期工艺流程及产污环节图

3.2.10.2 原油开发运营期

运营期主要活动内容为采油、油气集输、油气水处理、注水、井下作业等工程。

1、采油工程

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。油田开采的主要设备是抽油机和抽油泵。抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵做固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。游梁式抽油机构造示意图见下图。

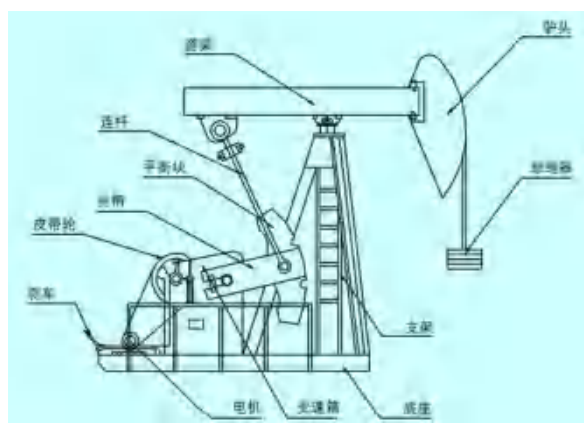


图 3.2-12 游梁式抽油机构造示意图

当活塞上行时，游动阀受油管内活塞以上液柱的压力作用而关闭，并排出活塞冲程一段液体。固定阀由于泵筒内压力下降，被油套环形空间液柱压力顶开，井内液体进入泵筒内，充满活塞上行所让出的空间。当活塞下行时，由于泵筒内液柱受压，压力增高，而使固定阀关闭。活塞继续下行，泵内压力继续升高，当泵筒内压力超过油管内液柱压力时，游动阀被顶开，液体从泵筒内经空心活塞上行进入油管。

拟建项目油井采用机械注水、注二氧化碳气驱采油方式。

1) 水驱采油

水作为油田驱采介质，选择处理后的采出水进行回注，通过注水泵集中注水，通过注水管网通过注水井回注地下。此过程无废水产生，主要污染因素为注水站

注水泵噪声污染。本项目依托现有注水站，不新增，注水站注水泵噪声不新增。

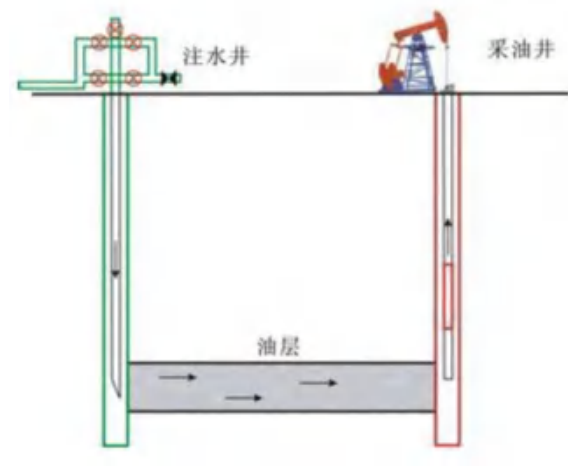


图 3.2-13 注水采油示意图

2) 二氧化碳气驱采油

二氧化碳气驱采油是通过向油藏注入二氧化碳实现原油增采的采油方法。

液态二氧化碳由专用的低温槽车从中原大化运输至井场，通过软管与撬装注入装置的卸车接口连接，将液态二氧化碳输送至现场的储罐储存，用于二氧化碳气驱采油。注气工艺具体如下：

①初级增压

首先储罐中液态二氧化碳首先进入低压喂液泵或增压器，小幅提升压力，防止高压泵发生“气蚀”，这是保证泵高效稳定运行的关键前提。

②高压注入

通过初级增压的二氧化碳再通过高压注入泵加压到所需的注入压力。注入压力取决于油藏深度和地层渗透性等因素，通常非常高，可达 20MPa 以上，甚至数十兆帕。在增压过程中，二氧化碳的温度和压力会急剧上升，通常会超过其临界点（临界温度：31.1℃，临界压力：7.39MPa），从而转变为超临界态。超临界二氧化碳既不是气体也不是液体，它兼具气体的高扩散性和液体的高密度特性。这种状态使其极易溶于原油，并能显著降低原油黏度，提高流动性，是驱油效率最高的形态。

③计量与分配

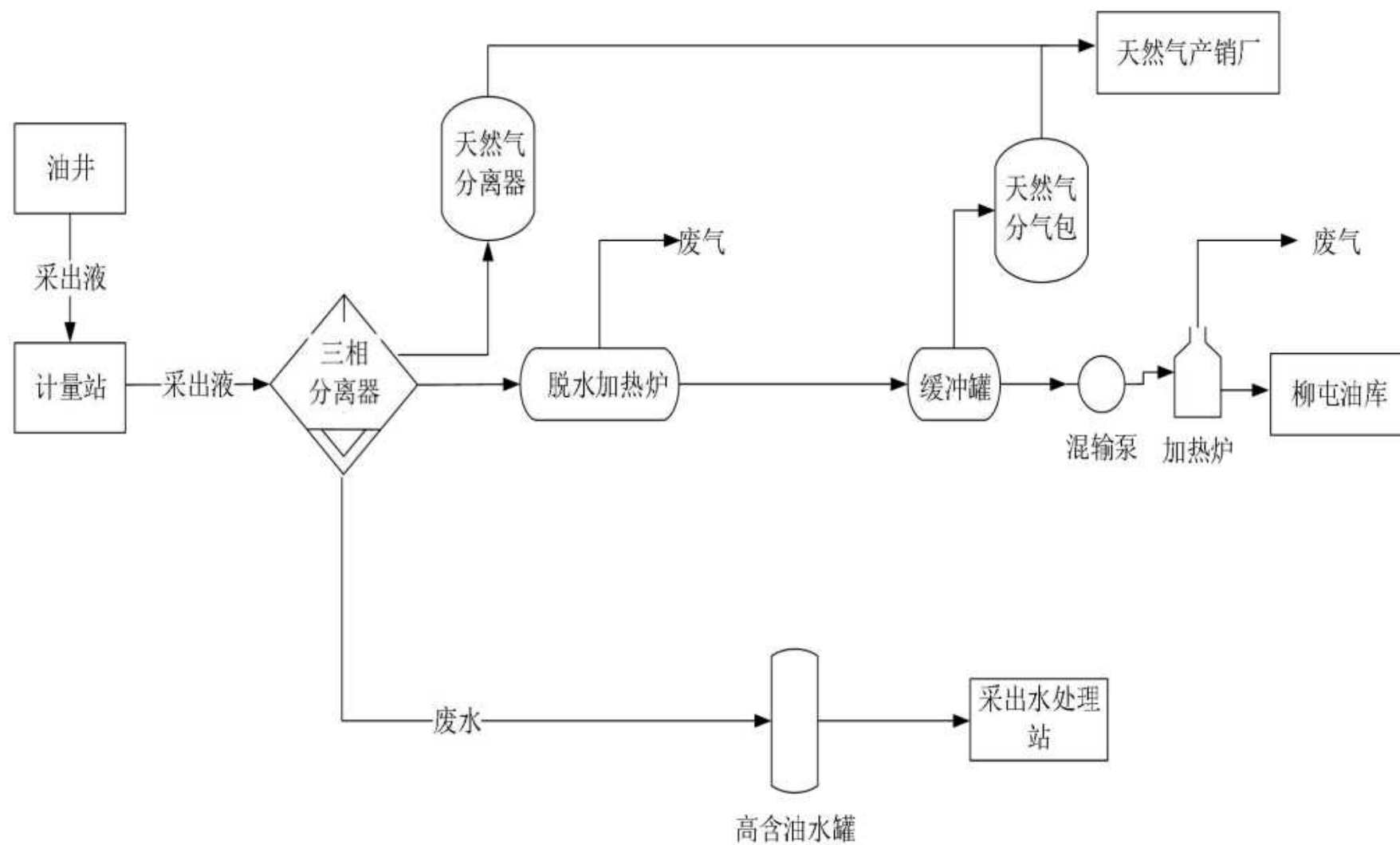


图 3.2-15 采油集输及油气水分离工艺流程示意图

本项目采出液采用密闭管道输送,污染源主要为管道接口等挥发的少量烃类气体(本次评价以非甲烷总烃计)以及硫化氢。油气水分离过程污染源为分离产生的采出水、中转站加热炉燃料废气、站场设备运行噪声等;油气废水处理过程中产生的注水残渣(即污泥)、油气集输处理过程产生的油泥沙及落地油。

3、井下作业

运营期的井下作业主要包括压裂、洗井、修井、清蜡、除砂等。压裂工艺过程与施工期相同。洗井、修井、清蜡和除砂作业均是在采油井使用一段时间后,因腐蚀、结垢、机具磨损和损坏等所采取的工艺措施。

井下作业环节基本相同,污染物主要为机械设备运行噪声、起管柱过程散落的少量落地油、刮削作业过程产生的含油污泥、烃类气体挥发、井下作业废水。

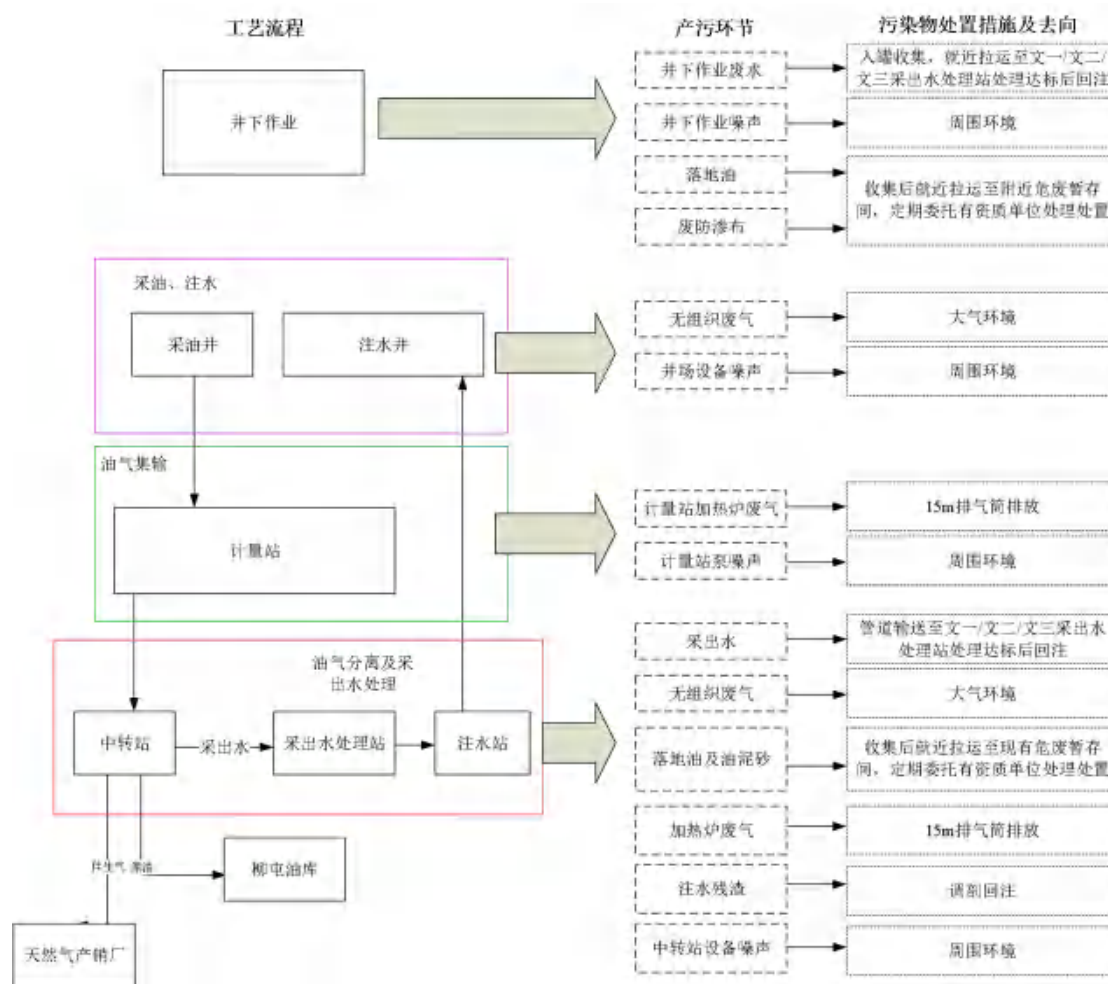


图 3.2-16 运营期主要工艺流程及产污环节示意图

3.2.10.3 原油开发退役期

退役期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后作业内容包括拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口，拆除地面管线等施工过程。

封井作业按照国家石油天然气行业标准《废弃井及长停井处置指南》（SYT6646-2006）和中石化企业标准《中国石油化工股份有限公司废弃管理办法》、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）等规定进行。其中，《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）对中石化所属的陆上油气田废弃井封井施工具有明确的措施和要求，包括废弃井的风险分类、封井方式、技术要求及工艺方法、质量检验、井口处置及记录档案等。其中，封井措施的主要工序如下：

①井口处理

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

②套内处理

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

③套外处理

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

实现永久封固。

④封后井口处理

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

退役期产污环节主要是采油设备、部分输油管线的拆除和清理过程产生的落地油、含油污泥以及废弃设备管线和建筑垃圾等固体废物；封井前通洗井和管线清理废水等。

⑤生态修复措施

井口封闭后，对井场和道路占地进行生态恢复，恢复原有用地功能。

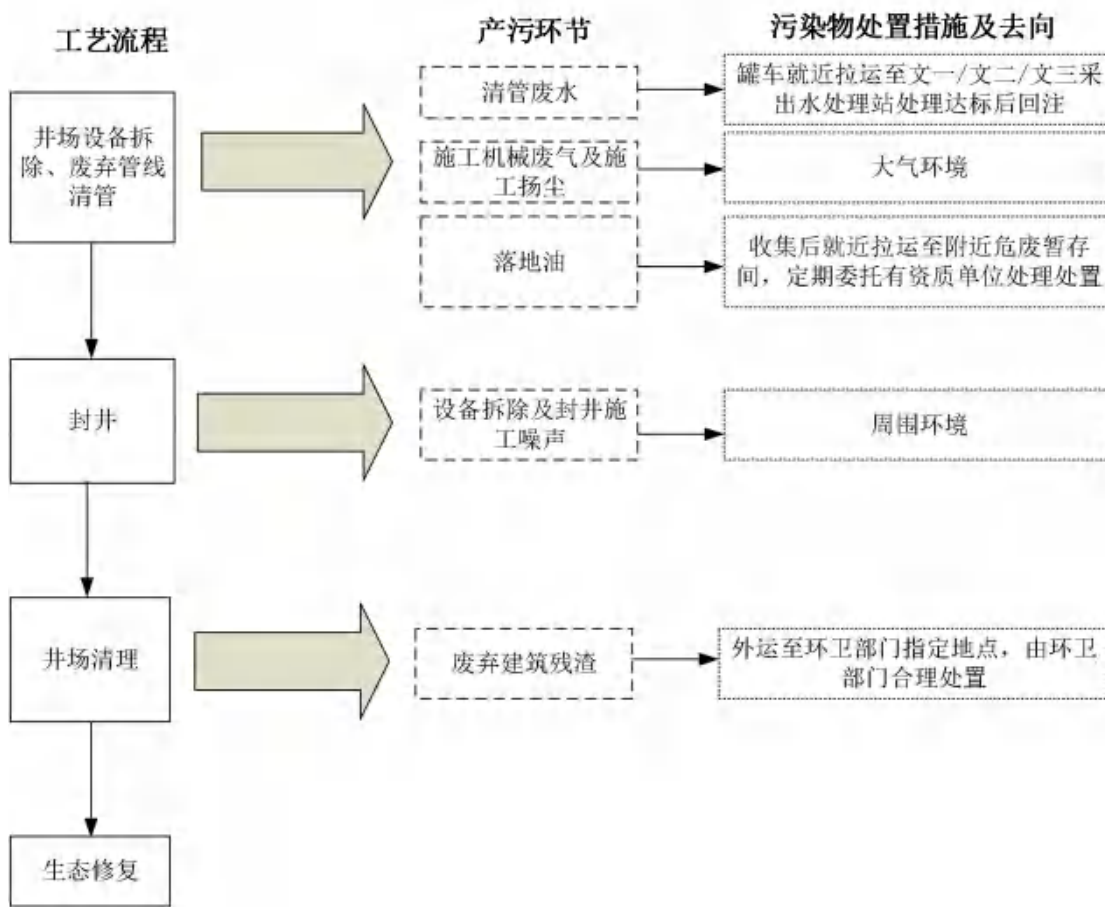


图 3.2-17 退役期主要工艺流程及产污环节示意图

产污环节：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

等过程中施工机械废气、施工扬尘，清管过程产生的施工废水，设备拆除及封井施工噪声、废弃建筑残渣以及部分输油管线的拆除过程会产生落地油。

3.2.10.4 主要产污环节分析汇总

拟建项目原油开采主要产污环节分析见下表。

表 3.2-21 拟建项目产污环节分析一览表

开发作业		环境影响因素	主要产污环节
施 工 期	钻井工程	废气	施工扬尘、施工废气、测试放喷废气
		废水	钻井废水、生活污水、压裂返排液
		固废	钻进固废、废防渗膜、施工废料等
		噪声	钻井设备噪声
		生态	占地、植被破坏、土地利用类型改变等
	地面工程	废气	施工扬尘、施工废气（车辆与机械尾气）、焊接烟尘
		废水	管线清管和试压废水、生活污水
		固废	建筑垃圾和施工废料、生活垃圾等
		噪声	施工噪声
		生态	占地
运 营 期	采油	固废	落地原油
		噪声	井场设备噪声（采油设备噪声、注水设备噪声、注气设备噪声）
	油气集输	噪声	计量站泵噪声
		废弃	无组织挥发烃类废气及硫化氢、计量站加热炉废气
	油气水分 离	废气	计量站加热炉废气、未收集的无组织废气
		废水	采出水
		固废	油气废水处理过程中产生的注水残渣（即污泥）、油气集输处理过程产生油泥沙
		噪声	中转站、采出水处理站设备噪声

	井下作业	废水	井下作业废水
		噪声	井下作业噪声
		固废	落地油、废防渗布
退役期	设备拆除、	废气	施工扬尘、施工机械废气
	废弃管线	废水	清管过程产生的施工废水
	清管、封	固废	废弃建筑残渣、落地油
	井、井场清理	噪声	设备拆除及封井施工噪声

3.2.11 原油开发施工期污染物产生及排放情况

3.2.11.1 施工期废气

施工期大气污染物主要包括施工扬尘、施工废气、焊接烟尘、测试放喷废气。

1、施工扬尘

拟建项目井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。

施工期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，其中受风力因素的影响最大，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。车辆运输也会产生扬尘污染，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。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。

按照《濮阳市扬尘污染防治条例》、《濮阳市 2025 年蓝天保卫战实施方案》等要求，施工单位应当采取以下扬尘控制措施：

(1) 建立扬尘污染防治责任制，采取遮盖、围挡、密闭、喷洒、冲洗、绿化等防尘措施，施工工地内车行道路应当采取硬化等降尘措施，裸露地面铺设细石或者其他功能相当的材料，或者采取覆盖防尘布或者防尘网等措施，保持施工场所和周围环境的清洁。

(2) 进行管线和道路施工还应当对回填的沟槽，采取洒水、覆盖等措施，防止扬尘污染。

(3) 运送物料的车辆采取篷盖、密闭等有效防尘措施的。

(4) 避免大风天气进行管线开挖施工。

(5) 物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆放在库房内，以降低施工扬尘对环境的影响。

通过采取以上措施后，可有效减少扬尘对周围环境空气的影响。

2、施工废气

本项目钻井均采用网电钻机，不涉及使用钻井柴油发电机。项目施工废气主要包括施工车辆与机械尾气、焊接烟尘。

(1) 车辆与机械尾气

拟建项目井场建设、车辆运输过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物的扩散，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。

拟建项目施工时各种机械设备应选用尾气排放达标的设备，运输车辆均使用满足《车用柴油》国家标准第1号修改单（GB19147-2016/XG1-2018）要求的国VI标准柴油，排放污染物相对较少，同时加强运输车辆管理和维护。拟建项目所在地较空旷，空气流动性好，污染物扩散能力快，施工期排放的大气污染物将随施工的结束而消失。因此施工废气对周围环境的影响在可接受范围内。

拟建项目地面工程施工周期约为 100d，施工期预计最多使用的燃油机械情况见下表。

表 3.2-22 施工期主要流动源一览表

序号	设备名称	台数	类别 (kW)	级别	燃料	燃料用量 kg/d·辆
1	挖掘机	10	150	VI	柴油	150
2	装载机	10	160	VI	柴油	120
3	20t 载重汽车	10	247	VI	柴油	100
4	50t 吊车	5	235	VI	柴油	60

5	混凝土搅拌机	5	210	VI	柴油	50

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）》中非道路移动源机械排放因子，具体见下表。

表 3.2-23 非道路移动源机械排放因子表（单位：g/kgFuel）

类别	级别	PM ₁₀	PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
G<37kW	国VI	2.50	2.38	5.00	27.30	22.75
37<G<75kW	国VI	1.66	1.52	4.76	16.67	21.42
75<G<130kW	国VI	1.22	1.12	3.91	13.66	21.96
G>130kW	国VI	0.90	0.80	1.00	14.00	15.00

拟建项目非道路移动源污染物排放情况见下表。

表 3.2-24 施工期主要流动源污染物排放情况一览表

序号	设备名称	PM ₁₀	PM _{2.5}	THC	NO _x	CO
1	挖掘机	0.135	0.12	0.15	2.1	2.25
2	装载机	0.108	0.096	0.12	1.68	1.8
3	20t 载重汽车	0.09	0.08	0.1	1.4	1.5
4	50t 吊车	0.027	0.024	0.03	0.42	0.45
5	混凝土搅拌机	0.0225	0.02	0.025	0.35	0.375
施工合计（t）		0.3825	0.34	0.425	5.95	6.375

根据上表计算，拟建项目施工期 PM₁₀、PM_{2.5}、THC、NO_x、CO 排放总量分别为 0.3825t、0.34t、0.425t、5.95t、6.375t；该排放量为间歇性无组织排放。由于施工机械单车排放系数较大，但较分散且周边开阔，有利于气态污染物的扩散，因此施工期大气污染程度相对较轻。

（2）焊接烟尘

焊接烟尘是由焊接材料与焊条/焊丝在过热条件下产生的蒸汽经氧化和冷凝而形成的，主要污染因子包括 Fe₂O₃、SiO₂、MnO 等。拟建项目管径较小，焊接烟尘产生量较小，通过选用专业化施工队伍、规范焊接施工、优先采用低毒无毒焊条，同时采用移动式焊接烟尘净化器进行收集等措施降低焊接烟尘的环境影响，且施工现场比较空旷，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小。

3、测试放喷废气

拟建项目测试放喷期间分离出的伴生气经管线点燃放空，过程排放的废气量较小，在加强管理，保证分离设备正常运行的情况下，不会对周边大气环境产生较大影响。

3.2.11.2 施工期废水

本项目施工期废水主要包括钻井废水、管线清管和试压废水、施工作业废水、压裂返排液、生活污水等。

1、钻井废水

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：

①pH 值高。在 8.5~9.0 之间；

②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；

③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沙、表土层等，悬浮物含量在 1000~7500mg/L 以上。

为分析拟建项目钻井废水水质情况，本次评价收集了中原油田分公司 2010~2014 年多年钻井废水水质监测报告（2014 年以后中原油田分公司未再对钻井废水水质情况进行监测），监测结果下表。

表 3.2-25 中原油田分公司钻井废水水质监测结果

采样地点	监测日期	监测项目						
		pH	COD (mg/L)	石油类 (mg/L)	SS (mg/L)	挥发酚 (mg/L)	六价铬 (mg/L)	总铬 (mg/L)
文 82-9 井	2010.07.15	8.34	5640	32.5	6070	2.02	/	/
文 88-59 井	2011.05.17	6.13	745	5.95	/	0.578	0.353	0.36
文 38-66 井	2012.09.27	6.5	1400	22.8	/	2.12	0.226	0.31

文 25-侧 25	2013.04.01	7.13	6700	18.0	/	7.75	0.198	0.593
文 79-34 井	2013.04.01	7.34	7050	3.99	/	8.56	0.134	0.398
文 48-7	2013.06.20	7.87	2770	19.6	/	--	0.341	0.573
文 42 侧	2014.03.14	9.58	1500	49.0	/	4.86	0.322	1.18

类比文留采油厂 2010~2014 年的钻井废水水质实测情况,确定拟建项目钻井废水中主要污染物源强见下表。

表 3.2-26 拟建项目钻井废水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	SS	挥发酚	六价铬	总铬
监测浓度 (mg/L)	6.5~9.6	745~7050	3.99~49.0	6070	0.578~8.56	0.134~0.341	0.31~1.18

根据中原油田钻井污染物产排经验数据,平均每钻 1 口井(平均井深 3000m 左右)废水产生量为 100~150m³,平均按照每钻 1 口井产生 150m³的钻井废水计算;平均每钻 1 口侧钻井废水产生量为 20~36m³,本次按照每钻 1 口侧钻井产生 36m³的钻井废水计算。根据文留采油厂计划钻井工程量计算钻井废水产生量,详见下表。

表 3.2-27 拟建项目钻井废水产生情况

年份	单位	钻井工程废水产生量		合计
		新建采油井	井下作业改造井(侧钻井)	
2026 年	m ³	3300	1260	4560
2027 年	m ³	2700	1440	4140
2028 年	m ³	3300	1620	4920
合计	m ³	9300	4320	13620

根据《钻井液固相废弃物现场处理技术要求》(Q/SH1020 2438-2015),“泥浆不落地”工艺即“随钻随治”工艺。钻井过程中产生的钻井废水和钻井固废一起被收集至钻机配套的循环系统,利用除泥器、除砂器、振动筛、离心机等设备将固液分开,对固相采用固液分离设备进一步分离,得到液相尽可能循环利用,最后由罐车拉运至文一/文二/文三采出水处理站处理;该环节使用水基泥浆的,得到固体由罐车转运至中原油田分公司油气加工技术服务中心处置;该环节使用油基泥浆的,得到的固体由罐车拉运至文留采油厂现有危废暂存间暂存,定期交

有资质单位处理处置。

“泥浆不落地”工艺介绍：

根据《钻井液固相废弃物现场处理技术要求》（Q/SH10202438-2015），本项目钻井前安装“泥浆不落地”装置。钻井过程中产生的泥浆液，包括钻井废水和钻井固废，一起被收集至钻机配套的循环系统，利用除泥器、除砂器、振动筛、离心机等设备将固液分开，液相进入泥浆罐循环利用，对固相采用固液分离设备进一步分离，分出的废水由罐车拉运至文一/文二/文三采出水处理站；分离出废弃水基钻井泥浆和岩屑由中原油田分公司油气加工技术服务中心综合利用，废弃油基钻井泥浆和油基岩屑属于危险废物，委托有资质的危险废物处置单位进行处理。

本项目泥浆不落地处置过程分两种方式，一种为现场固液分离的情形（使用油基泥浆的井场），另一种现场不固液分离的情形（仅使用水基泥浆的井场），分别介绍如下：

①现场固液分离情形

现场固液分离的“泥浆不落地”工艺流程示意图见下图。

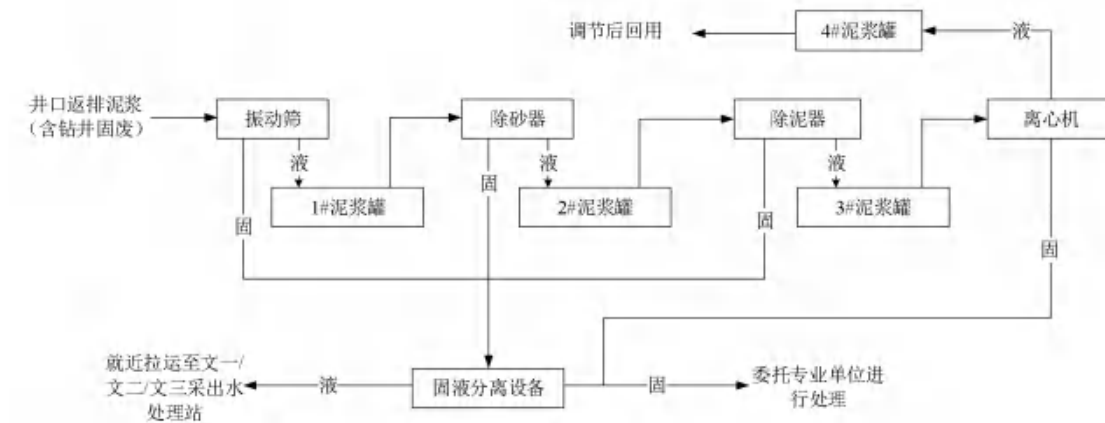


图 3.2-18 “泥浆不落地”工艺流程示意图（现场固液分离）

②现场不固液分离的情形

现场不固液分离的“泥不落地”工艺流程示意图见下图。

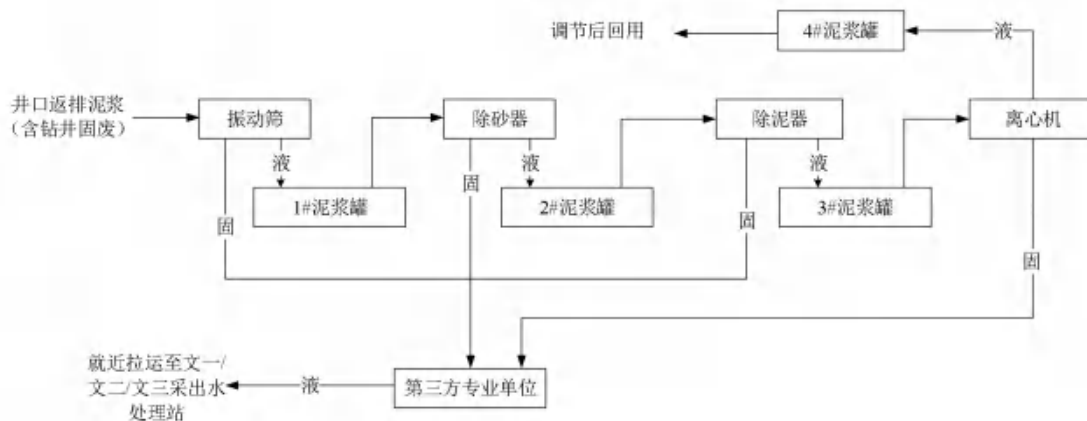


图 3.2-19 “泥浆不落地” 工艺流程示意图（非现场固液分离）

2、管线清管和试压废水

管线采用分段试压方式，试压用水一般采用清洁水，拟建项目新建 20.66km 集输管线。经核算，管线清管和试压废水排放量约为 904m³，考虑到作业过程中的损耗，管线清管和试压总用水量约 952m³。主要污染物为石油类和悬浮物，收集后由罐车就近拉运至文一、文二或文三采出水处理站处理达标后回注地层，用于油田注水开发，无外排。

3、施工作业废水

施工期作业废水主要是洗井废水等。根据中原油田文留采油厂现有运行经验，每口井施工作业产生的废水量约为 30m³，拟建项目共部署 177 口井，则拟建项目施工作业废水产生量为 5310m³。考虑到作业过程中的损耗，施工作业总用水量约 6637.5m³。施工作业废水从井口返排，通过管线排入废液罐暂存，由罐车就近拉运至文一、文二或文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）表 1 中水质主要控制指标要求后回注地层用于油田注水开发，无外排。

4、压裂返排液

拟建项目新钻油井均需要实施压裂作业，根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017），拟建项目产生的压裂返排液成分为水基压裂液属于一般固废。拟建项目单口新钻油井压裂工艺单井压裂液用量约为 1500m³，常规压裂时压裂液返排率约 10%，投加量的 90%则渗入油层中，后期随采出液返至地面并

进入油气集输流程。拟建项目新钻井单井压裂液返排量约 150m^3 ，压裂返排液合计产生量为 8550m^3 。目前油田使用的压裂液一般为水基环保型压裂液，其中主要成分为清水。添加剂中含稠化剂、交联剂、破胶剂等成分。添加剂中占主要成分的为稠化剂，约占压裂液总体积的 5%，稠化剂主要成分是植物胶及其衍生物，如瓜尔胶及其衍生物等。压裂液常用配方物料不在《国家危险废物名录》（2025 年版）中，故不属于危废。压裂废液由罐车拉运至文一、文二或文三污水处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 中水质主要控制指标要求后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

5、钻井期生活污水

文留采油厂钻井工程平均每钻井队人数为 45 人，拟建项目施工总周期为 2655d，一般生活用水量约 $50\text{L}/(\text{人}\cdot\text{d})$ ，总用量为 5973.75m^3 ，生活污水排放量为用水量的 80%，则生活污水排放量为 4779m^3 。在施工现场设置移动式环保厕所，定期清运不外排。

3.2.11.3 施工期噪声

油田施工期噪声影响较明显，流动声源亦较多，主要噪声源为钻井作业中的泥浆泵、振动筛、泥浆不落地装置、钻机、压裂设备等，以及钻前、管线、道路、站场施工过程中的推土机、挖掘机等施工机械和运输车辆，按声源种类又可分为固定声源和流动声源，其噪声源强数据参考《噪声控制工程》（高红武主编，2003 年 07 月第 1 版）。钻井过程中局部采取了消声、减振、软连接等降噪减振措施，有一定的降噪效果，降噪效果数据参考《噪声控制工程》（刘惠玲主编，2002 年 10 月第 1 版）。

（1）钻前及管线、道路施工工程

钻前及管线、道路、站场施工工程的噪声主要是推土机、挖掘机等产生的噪声，噪声声级范围在 $80\sim 94\text{dB}(\text{A})$ 。钻前及管线、道路施工工程量小，仅昼间施工。噪声声级范围源强见下表。钻前及管线、道路夜间不施工，不涉及夜间最大 A 声级。

表 3.2-28 拟建工程施工期主要噪声源特性

序号	设备名称	声源强度（距设备 1m 处）	声源性质	运行时间
1	推土机	83~92	流动声源	间断，<4h
2	装载机	80~94	流动声源	间断，<2h
3	挖掘机	80~94	流动声源	间断，<2h
4	吊车	85~90	流动声源	间断，<4h
5	运输车辆	80~85	流动声源	间断，<2h
6	吊管机	85~90	间歇声源	间断，<2h
7	电焊机	80~87	间歇声源	间断，<2h
8	磨光机	85~90	间歇声源	间断，<2h

（2）钻井工程

钻井工程施工期的噪声源主要由钻井施工过程中泥浆泵工作以及钻机机械传动等设备和各类施工机械、施工运输车辆产生，其中以钻机最为严重，影响最为强烈。

钻井井场一般露天摆放的主要设备有井架一座、绞车 1 台、钻井泵 2 台、自动压风机 1 台、联动机 3 台。各种钻井设备同时启动，协调工作，多种高、中频噪声叠加形成的复合稳态噪声，在中心点声压级可高达 105dB(A)，起下钻具时绞车紧急刹车瞬时噪声最高可达 110dB(A)，其分布特点是声源露天无屏障，高、中、低频机械噪声源高度集中，昼夜不停连续排放；钻井完成，噪声消失。地面工程施工建设中使用的机械、设备和运输车辆主要有移动发电机、挖掘机、推土机、载重车、吊车及运输车辆等，其产生的间断噪声，通常只在短时间对局部环境造成影响，源强在 70~95dB(A)之间。主要噪声源详见下表。

表 3.2-29 拟建工程施工期主要噪声源特性

噪声设备	数量	单台源强 dB (A)	采取的降噪措施	降噪后源强	噪声特征	排放时间	声源种类
		(1m 处)		dB (A)			
钻机	1 台/队	90~100	置于钻井井场内，基础安装减振垫层	85~95	机械	昼夜连续	固定声源
泥浆泵	2 台/队	81~95		76~90	机械	昼夜连续	固定声源
泥浆不落地装置	套/队	75~88		70~83	机械	昼夜间断	固定声源

3.2.11.4 施工期固体废物

《建设项目危险废物环境影响评价指南》（环保部公告〔2017〕43号）提出对建设项目生产过程中产生的各类固体废物进行评价。根据《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）规定，判断建设项目生产过程中产生的副产物是否属于固体废物。根据《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（环保部公告【2021】74号），文留采油厂施工期固体废物具体产生及处置情况如下：

（1）钻井固废

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：

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

式中：V——钻井岩屑量，t；

D——井眼直径；

h——钻深；

A——井眼扩大率，1.2；

$\rho_{\text{岩屑}}$ ——取 2.7t/m³。

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：

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

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%；

$\rho_{\text{泥浆}}$ ——t/m³（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）。

拟建钻井固废产生量见下表。

表 3.2-29 项目钻井固废产生情况一览表

钻井液 类别	来源	钻井进尺 (m)	钻井废弃 泥浆 (t)	钻井岩屑 (t)	钻井固废（泥浆 +岩屑）(t)
水基	导管、一开、二开、侧钻	283841	2186	67930	70116
油基	三开	8145	80	1949	2029

根据上表可知，本项目水基钻井岩屑产生量约为 67930t，废弃水基钻井泥浆产生量约为 2186t，油基钻井岩屑产生量约为 1949t，废弃油基钻井泥浆产生量约为 80t。本项目水基钻井固废（泥浆+岩屑）总产生量约为 70116t，油基钻井固废（泥浆+岩屑）总产生量约为 2029t。

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）》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。根据《固体废物分类与代码目录》，钻井固废属于“SW12 钻井岩屑”，废物代码为“071-001-S12，水基钻井岩屑和泥浆（石油）。以水为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的废弃钻井岩屑和泥浆（不包括废弃聚磺体系泥浆）。”水基钻井固废采用“泥浆不落地系统”处理后密闭罐收集，罐车拉运至中原油田分公司油气加工技术服务中心综合利用，处理后可用于铺垫井场，或制作免烧砖等。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，油基钻井岩屑和废弃油基钻井泥浆属于危险废物，类别为 HW08，代码为 071-002-08。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。

水基钻井固废依托可行性分析：中原油田分公司油气加工技术服务中心现建有“中原油田东濮老区钻井泥浆资源化利用项目”，主要处理文留采油厂、濮城采油厂、濮东采油厂、文卫采油厂、天然气产销厂、储气库管理中心等单位钻井过程产生的废弃水基泥浆及岩屑，设计处理能力 400m³/d（13.2 万 m³/a，折合 19.8 万 t/a），其处理工艺：一开（清水钻）的钻井废弃物，储存至单独的泥浆储存池内，采用加药脱稳+离心分离的方式单独处理；水基岩屑先采用甩干机分离粒径较大岩屑，分离后岩屑直接暂存，定期外运；剩余液相与小颗粒岩屑混合物与其余水基泥浆一同采用“加药（脱稳—混凝—调节）—压滤机分离”的工艺进行处理。该项目于 2024 年 2 月 28 日取得环评批复，批复文号：濮环工服审【2024】2 号；2025 年 5 月完成竣工环境保护验收。本项目钻井固废依托“中原油田东濮老区钻井泥浆资源化利用项目”可行性分析见下表所示。

表 3.2-30 项目钻井固废依托处理可行性分析一览表

设计处理能力 (万 t/a)	现有处置量(万 t/a)	剩余处理能力 (万 t/a)	本项目产生量(万 t/a)	结论
19.8	6.2	13.6	7.0116 (3 年)	依托可行

综上,本项目水基钻井固废依托“中原油田东濮老区钻井泥浆资源化利用项目”处理可行。

2、建筑垃圾及施工废料

施工期产生的建筑垃圾主要是地面工程建设时产生,拟建项目产生的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及施工过程中产生的废混凝土等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道,拟建项目新建管道共计 20.66km,因此,施工废料产生量约为 0.41t。根据《固体废物分类与代码目录》,建筑垃圾及施工废料属于“SW72 工程垃圾”,废物代码为“900-001-S72,工程垃圾。各类建筑物、构筑物等建设过程中产生的弃料。”施工废料临时暂存在施工作业区,采取遮盖和围挡措施,不在施工作业区内长期存放。施工废料尽可能回收利用,不能利用的剩余废料由施工单位负责清运。

3、生活垃圾

施工期生活垃圾主要由从事钻井、井下作业、地面工程建设等工作的施工人员产生。施工人员生活垃圾产生量按 0.5kg/(人·d) 计算,人员按照 45 人计算,拟建项目建设周期约为 2655d,则生活垃圾产生量约 59.74t。所产生活垃圾统一收集,由中原油田物业服务中心统一收集,交由环卫清运处理。

4、落地油

井下作业采用铁质围堰防止原油落地污染土壤、地下水,但不可避免有少量落地油产生,产生量约 12.39t,非正常原因导致原油散落地面形成的油土混合物,属于危险废物(HW08 071-001-08 石油开采和中转站贮存产生的油泥和油脚)。

本项目井下作业产生少量的落地油,随产随清,委托有危险废物处置资质单位进行处置。

5、废沾油防渗材料

根据现场调查，运营期井下作业需在井口铺防渗材料，废沾油防渗材料需要不定期更换，根据《陆上油气田开采行业危险废物管理指南》及文留采油厂运行经验，每口井更换量约为 0.01t，则拟建项目共产生废油防渗材料 1.77t，根据《国家危险废物名录（2025 版）》，废防渗材料为危险废物（HW08 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。更换下来的废沾油防渗材料，分类、单独暂存于中转站危废暂存间，最终委托有相应类别危废处理资质的单位进行无害化处理。

6 废润滑油

施工废润滑油主要来自钻井等设备的维修保养。根据文留采油厂以往运行经验，拟建项目施工期废润滑油产生量约为 1t/a。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），属于“HW08 废矿物油与含矿物油废物”，废物代码 900-214-08 “车辆、轮船及其它机械维修过程中产生的废发动机油、制动器油、自动变速器油、齿轮油等废润滑油”。全部桶装收集，暂存于中转站危废暂存间，委托有资质单位处理。

7、废润滑油桶

设备进行维护保养的过程中会产生少量的废润滑油桶等。根据文留采油厂以往运行经验，拟建项目废润滑油桶产量约为 0.9t/a。

根据《国家危险废物名录》（2025 年版），属于“HW085 废矿物油与含矿物油废物”，废物代码 900-249-08 “其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物”。废润滑油桶及时收集，暂存于文留采油厂中转站危废暂存间，委托有资质单位处理。

拟建项目固体废物产排情况详见下表。

表 3.2-30 项目固废产排情况一览表

序号	名称	产生量(t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量(t)
				废物类别	废物代码		

1	水基钻井固废	7011 6	岩屑、泥浆	一般 固废	071-001- S12	采用“泥浆不落地工艺”，全部委托 第三方单位综合利用，处理后可用于 铺垫井场，或制作免烧砖等	0
2	建筑垃圾及施 工废料	3.548	废混凝土、废 防腐材料	一般 固废	900-001- S72	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， 不能利用的剩余废料由施工单位 负责清运	0
3	生活垃圾	59.74	生活废物	一般 固废	900-005- S62	由中原油田物业服务中心统一收 集，交由环卫清运处理。	0
4	落地油	12.39	石油类	危险 废物	071-001- 08	收集后暂存至中转站危废暂存间， 定期委托有资质单位处理处置	0
5	沾油废防渗材 料	1.77	石油类	危险 废物	900-249- 08		0
6	废润滑油	1	石油类	危险 废物	900-214- 08		0
7	废润滑油桶	0.9	石油类	危险 废物	900-249- 08		0
8	油基钻井固废	2029	石油类	危险 废物	071-002- 08		0

3.2.11.5 施工期生态环境

拟建项目实施过程中新井钻井工程、道路和管道工程都会发生非污染生态影响，主要表现为土地利用方式的改变、破坏植被、土壤翻动、碾压表土等。

1、土地利用方式改变

在钻井作业实施前要进行准备工作，如修路、平整场地、布置营房、设备器材搬迁运输等；地面工程建设包括井场道路的修筑、管线的敷设等。其影响类型主要为生态环境的影响，表现为对土地资源（包括植被、土壤、野生动植物生境）占用和破坏。

评价建议拟建项目施工期采取以下生态保护措施：

①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，钻井结束后及时拆除临时占地内的设施，恢复生态环境。

②保护表土。根据施工工艺，为了有效地保护利用表层土资源，在施工前，

根据需求和项目布置的实际情况，对各工程进行表土剥离。施工过程中在各区空闲地内设置临时堆土场用于堆放剥离的表土，设置表土防护措施，防止表土流失或发生坍塌。主要措施如下：临时堆土场应密闭覆盖并洒水降尘，堆土场四周坡脚采用袋装土加固，防止水土流失；临时堆土场四周沿坡脚外侧 50cm 开挖排水沟，以排除雨水及渗水。根据现场地形，排水沟要按地势做成一定坡度，形成排水体系；存储区回填顶部向外侧做成一定坡度，以利于排水。待施工期结束后作为临时占地植被恢复用土。

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，钻井结束后及时恢复周边生态环境。

2、施工期对地表植被的影响

拟建项目钻井工程、道路和管网在建设过程中需要开挖土方，需要进行基坑开挖，施工过程中，施工范围内的植物地上部分与根系均被铲除，同时还伤及附近植物的根系；施工带内植被由于挖掘出的土方堆放、人员践踏、施工车辆和机械碾压等，会造成地上部分破坏甚至去除。这些将会造成施工区域植被的破坏，影响区域内植被覆盖度及植物群落组成和数量分布，使区域植被生产能力降低。

根据文留采油厂已有经验，通过严格控制施工占用土地、农田进行复垦等措施后，植物生物量基本可维持现状。工程结束后，一般来说临时占地植被恢复较为容易，只需将表层土壤回填即可，而施工临时道路恢复植被有一定难度，主要是土壤理化结构遭到一定破坏，可以首先通过整地措施和种植一些浅草性草本植物先期绿化，待土壤结构缓慢恢复和改善后再种植农作物或绿化。

项目永久占地主要为农田，农田是一种半自然的人工生态系统，系统结构简单，作物种类较少。根据按照《中华人民共和国土地管理法》：“国家实行占用

耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地”。拟建项目按照规定进行复垦。届时永久占地损失的生物量将得到改善。除永久占地和临时占地对地表植被造成影响外，在施工过程中由于机械碾压、施工人员践踏以及不按照设计使用临时占地（例如扩宽施工便道、扩大管沟开挖作业带）等也会对植被造成一定破坏。评价建议：加强施工过程中的监督和管理，增强施工人员的环境意识，将这类破坏降低至最低。

3、施工期对动物的影响

拟建项目施工过程产生的噪声、灯光等可能会对施工周边区域动物的栖息和觅食产生一定的影响。但由于拟建项目单井施工周期短，且动物具有一定的运行性，一般情况下，动物会回避噪声影响带，暂时迁往其他地方。根据调查，拟建项目评价区无珍稀濒危或重点保护的动物及鸟类分布，区内活动的动物及鸟类均为当地常见物种，其食源及栖息场所比较广泛，因此拟建项目的施工活动对区域动物的影响不大，且随着施工的结束这种影响也随之消失。

4、施工期对农业的影响

（1）临时占地对土壤耕作层的影响分析

施工期对土壤的影响主要是钻井基础开挖、道路、管网开挖敷设等，挖填后的土壤层次、土壤紧实度、土壤结构均将受到一定程度的影响。

土壤耕作层是农作物根系生长和发育的主要层次，是土壤肥力最集中和土壤结构最良好的层次，其深度一般为15~25cm，拟建项目管网开挖深度在1m，施工临时道路压实，土壤耕作层将被全部扰动。因此施工过程中应严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土。

根据国内外有关资料统计，施工对土壤养分的影响与土壤的理化性状关系密切相关，在实行分层堆放及分层覆土的措施下，土壤中的有机质将下降30%~40%，土壤养分将下降30%~50%，其中氮下降43%、磷下降40%、钾下降43%，这种

影响将会持续 1~3 年，施工结束后土壤的生产能力有所下降，影响农作物的生长和产量。

（2）永久占地的农田占补平衡

拟建项目永久占地拟占用农田，工程占用农田应当按照当地人民政府的要求，将所占用农田耕作层的土壤用于新开垦农田、劣质地或者其他农田的土壤改良。对失去土地的农户，按照土地征用补偿费进行补偿，以确保其生活质量不受影响。综上所述，施工期临时占用的农田将导致耕地土壤在 1~3 年内生产力下降，影响农作物的生长和产量；永久占用的耕地通过土地征用补偿费进行补偿，以确保其生活质量不受影响。

5、水土流失影响

井场、管线、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。拟建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。拟建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，拟建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。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。

根据文留采油厂实际运行情况，经采取措施后，项目钻井及配套设施施工对周围生态环境影响较小。

3.2.12 原油开发运营期污染物产生及排放情况

3.2.12.1 运营期废气

拟建项目运营期废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃料废气、采出水处理站废气以及油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织气体。

1、油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织气体

本项目新增产能 23.567 万 t/a，均采用管线集输。根据原油损耗统计资料，开放式流程损耗为 1.4%~2.0%，密闭流程小于 0.2%（石油天然气开采业清洁生产指标体系的研究，李何，《油气田环境保护》2003 年 3 月）。伴生气产气量按照地层原始气油比的 50%到达地面计算，估算运营期烃类气体无组织排放量为 $2062.113 \times 10^4 \text{m}^3$ （折合 36.701t），非甲烷总烃排放量为 5.184t。具体见下表。

表 3.2-31 拟建项目各井场产生及排放的无组织废气

井场 编号	井号	设计进尺 (万米)	新建产能 (万吨)	油气比 (m ³ /t)	伴生气产 量 (10 ⁴ m ³ /a)	烃类气体 损耗 (10 ⁴ m ³ /a)	烃类气 体质量 (t/a)	非甲 烷总 烃占 比(%)	非甲烷 总烃排 放量 (t/a)	损耗 系数 (%)	硫化 氢含 量(%)	硫化氢 排放量 (t/a)
1#	文 317	0.4235	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
2#	文 318	0.2856	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
3#	文 319	0.4315	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
4#	文 184-43	0.4325	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
5#	文 72-平 102	0.433	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
6#	文 72-平 202	0.2845	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
7#	文 72-平 203	0.2845	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
8#	文 79-219	0.3345	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
9#	文 79-220	0.3365	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
10#	文 79-221	0.3285	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
11#	文 15-133	0.2615	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
12#	文 15-134	0.2685	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
13#	文 15-135	0.2655	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
14#	文 13-441	0.3765	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
15#	文 13-442	0.3865	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
16#	文 13-443	0.394	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
17#	文 13-444	0.389	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
18#	文 235 侧 1	0.0678	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
19#	新文 38-24 侧 1	0.0673	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001

第 3 章 工程分析

20#	文 209-16 侧 1	0.0789	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
21#	文 14-52 侧 1	0.0839	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
22#	文 92-113 侧 1	0.0911	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
23#	文 101-12 侧 1	0.0839	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
24#	文 25-82 侧 1	0.0842	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
25#	文 33-103 侧 1	0.1017	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
26#	文 79-45 侧 1	0.0831	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
27#	文 13-348 侧 1	0.0945	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
28#	文 176 侧 1	0.0627	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
29#	文 101-50C2	0.0936	0.126	175	11.025	0.022	0.196	14.126	0.0277	0.2	0.001	0.00002
30#	文 33-319 侧 1	0.0998	0.108	175	9.450	0.019	0.168	14.126	0.0238	0.2	0.001	0.00001
31#	文 138-18C1	0.089	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
32#	文新 72-107C1	0.0635	0.108	175	9.450	0.019	0.168	14.126	0.0238	0.2	0.001	0.00001
33#	文 10-51C1	0.0768	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
34#	文 10-31C2	0.0944	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
35#	文 65-29C2	0.0806	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
36#	文 25-90C1	0.066	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
37#	文 10-47C1	0.07	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
38#	文 38-43C1	0.061	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
39#	文 38-41C1	0.05	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
40#	文 15-84C1	0.035	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
41#	文 240C2	0.064	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
42#	文 220-3C1	0.076	0.135	175	11.813	0.024	0.210	14.126	0.0297	0.2	0.001	0.00002
43#	文 203-60C1	0.077	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002

第 3 章 工程分析

44#	文 92-129C1	0.073	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
45#	文 92-98C1	0.072	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
46#	文 92-78C1	0.0603	0.11	175	9.625	0.019	0.171	14.126	0.0242	0.2	0.001	0.00001
47#	文 92-平 7C1	0.0988	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
48#	文 92-96C1	0.082	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
49#	文 8C1	0.078	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
50#	文 16-44C1	0.0705	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
51#	文 16-21C1	0.0721	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
52#	文 13-154C1	0.085	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
53#	文 72-平 201	0.3855	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
54#	文 79-216	0.4485	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
55#	文 200-11	0.385	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
56#	文 319-1	0.385	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
57#	文 72-261	0.4455	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
58#	文 79-4H	0.3765	0.165	175	14.438	0.029	0.257	14.126	0.0363	0.2	0.001	0.00002
59#	文 72-263	0.3785	0.165	175	14.438	0.029	0.257	14.126	0.0363	0.2	0.001	0.00002
60#	文 179-23	0.385	0.165	175	14.438	0.029	0.257	14.126	0.0363	0.2	0.001	0.00002
61#	文 179-24	0.3865	0.165	175	14.438	0.029	0.257	14.126	0.0363	0.2	0.001	0.00002
62#	文 179-25	0.3865	0.165	175	14.438	0.029	0.257	14.126	0.0363	0.2	0.001	0.00002
63#	文 25-105	0.285	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
64#	文 25-106	0.285	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
65#	文 25-107	0.285	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
66#	文 25-108	0.285	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
67#	文 13-445	0.365	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002

第3章 工程分析

68#	文 13-446	0.365	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
69#	文 13-447	0.366	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
70#	文 13-448	0.367	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
71#	新文 79-9C1	0.056	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
72#	文 138-10C1	0.06	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
73#	文 269-19C1	0.0485	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
74#	文 13-239C1	0.1115	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
75#	文 101-43C2	0.072	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
76#	文 38-20C1	0.091	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
77#	文 72-305C1	0.0865	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
78#	文 269-3C1	0.099	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
79#	文 72-274C1	0.052	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
80#	文 79-130C2	0.068	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
81#	文 79-13C1	0.073	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
82#	文 201C1	0.055	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
83#	文 82-3C1	0.082	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
84#	文 92-69C1	0.062	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
85#	文 13-113C1	0.051	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
86#	文 79-64C1	0.071	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
87#	文 184-41C1	0.0665	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
88#	文 203-12C1	0.058	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
89#	文 65-79C1	0.075	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
90#	文 101-56C1	0.069	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
91#	文 10-100C1	0.055	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001

第 3 章 工程分析

92#	文 25-3C1	0.076	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
93#	文 107C1	0.043	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
94#	文 38-1C2	0.062	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
95#	文 38-19C1	0.074	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
96#	文 38-63C1	0.079	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
97#	文 38-16C1	0.067	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
98#	文 38-40C1	0.056	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
99#	文 13-218C1	0.089	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
100#	文 13-219C1	0.078	0.14	175	12.250	0.025	0.218	14.126	0.0308	0.2	0.001	0.00002
101#	文 13-153C1	0.085	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
102#	文 13-367C1	0.068	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
103#	文 16-4C1	0.058	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
104#	文 16-38C1	0.057	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
105#	文 13-37C1	0.05	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
106#	文 13-255C1	0.078	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
107#	文 92-59C1	0.079	0.11	175	9.625	0.019	0.171	14.126	0.0242	0.2	0.001	0.00001
108#	文 92-123C1	0.062	0.11	175	9.625	0.019	0.171	14.126	0.0242	0.2	0.001	0.00001
109#	文 203-20C1	0.092	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
110#	新文 13-239C1	0.073	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
111#	文 14-58	0.385	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
112#	文 38-92	0.315	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
113#	文 92-9H	0.385	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
114#	文 15-118	0.395	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003
115#	文 203-2H	0.395	0.24	175	21.000	0.042	0.374	14.126	0.0528	0.2	0.001	0.00003

116#	文 79-218	0.32	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
117#	文 306-1	0.32	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
118#	文 318-5	0.395	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
119#	文 318-6	0.385	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
120#	文 318-7	0.365	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
121#	文 318-8	0.375	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
122#	文 318-9	0.3845	0.21	175	18.375	0.037	0.327	14.126	0.0462	0.2	0.001	0.00003
123#	文 38-101	0.315	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
124#	文 38-102	0.315	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
125#	文 38-103	0.315	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
126#	文 38-104	0.315	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
127#	文 203-68	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
128#	文 203-69	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
129#	文 203-70	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
130#	文 203-71	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
131#	文 203-72	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
132#	文 203-73	0.385	0.18	175	15.750	0.032	0.280	14.126	0.0396	0.2	0.001	0.00002
133#	文 92-11C1	0.056	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
134#	文 33-2C1	0.062	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
135#	文 33-75C1	0.071	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
136#	文 101-58C1	0.0715	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
137#	文 92-124C1	0.065	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
138#	文 91C2	0.073	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
139#	文 16-39C1	0.071	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001

第3章 工程分析

140#	文 72-231C1	0.096	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
141#	文 209-39C1	0.075	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
142#	文 92-112C1	0.0755	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
143#	文 248-6	0.085	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
144#	文 88-42C1	0.063	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
145#	文 101-61C1	0.071	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
146#	文 72-53C1	0.063	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
147#	文 33-150C1	0.075	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
148#	文 13-317C1	0.065	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
149#	文 72-208C1	0.083	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
150#	文 72-248C1	0.081	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
151#	文 65-37C1	0.069	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
152#	文 101-8C1	0.077	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
153#	文 101-17C1	0.052	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
154#	文 25-94C1	0.08	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
155#	文 25-99C1	0.088	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
156#	文 10-79C1	0.064	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
157#	文 65-9C1	0.091	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
158#	文 38-3C1	0.059	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
159#	文 15-32C1	0.065	0.105	175	9.188	0.018	0.164	14.126	0.0231	0.2	0.001	0.00001
160#	文 15-88C1	0.061	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
161#	文 250C1	0.076	0.135	175	11.813	0.024	0.210	14.126	0.0297	0.2	0.001	0.00002
162#	文 15-86C1	0.064	0.09	175	7.875	0.016	0.140	14.126	0.0198	0.2	0.001	0.00001
163#	文 298C1	0.091	0.135	175	11.813	0.024	0.210	14.126	0.0297	0.2	0.001	0.00002

第 3 章 工程分析

164#	文 19-14C1	0.088	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
165#	文 13-298C1	0.091	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
166#	文 13-124C1	0.078	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
167#	文 215-6C1	0.089	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
168#	文 13-341C1	0.087	0.15	175	13.125	0.026	0.234	14.126	0.0330	0.2	0.001	0.00002
169#	文 16-7C1	0.059	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
170#	文 16-29C1	0.058	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
171#	文 16-42C1	0.089	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
172#	文 13-7C1	0.053	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
173#	文 13-603C1	0.052	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
174#	文 203-66C1	0.079	0.13	175	11.375	0.023	0.202	14.126	0.0286	0.2	0.001	0.00002
175#	文 13-197C1	0.068	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
176#	文 245C1	0.075	0.12	175	10.500	0.021	0.187	14.126	0.0264	0.2	0.001	0.00002
177#	文 273-3C1	0.05	0.11	175	9.625	0.019	0.171	14.126	0.0242	0.2	0.001	0.00001
合计			23.567	/	2062.113	4.124	36.701	/	5.184	/	/	0.00317

表 3.2-32 拟建项目各井场无组织废气排放情况

年份	井场编号	井号	非甲烷总烃 (kg/h)	硫化氢 (kg/h)
2026	1#	文 317	0.0038	0.000002
	2#	文 318	0.0038	0.000002
	3#	文 319	0.0060	0.000004
	4#	文 184-43	0.0060	0.000004
	5#	文 72-平 102	0.0060	0.000004
	6#	文 72-平 202	0.0045	0.000003
	7#	文 72-平 203	0.0045	0.000003
	8#	文 79-219	0.0038	0.000002
	9#	文 79-220	0.0038	0.000002
	10#	文 79-221	0.0038	0.000002
	11#	文 15-133	0.0038	0.000002
	12#	文 15-134	0.0038	0.000002
	13#	文 15-135	0.0038	0.000002
	14#	文 13-441	0.0053	0.000003
	15#	文 13-442	0.0053	0.000003
	16#	文 13-443	0.0053	0.000003
	17#	文 13-444	0.0053	0.000003
	18#	文 235 侧 1	0.0026	0.000002
	19#	新文 38-24 侧 1	0.0026	0.000002
	20#	文 209-16 侧 1	0.0026	0.000002
	21#	文 14-52 侧 1	0.0026	0.000002
	22#	文 92-113 侧 1	0.0026	0.000002
	23#	文 101-12 侧 1	0.0026	0.000002
	24#	文 25-82 侧 1	0.0026	0.000002
	25#	文 33-103 侧 1	0.0026	0.000002
	26#	文 79-45 侧 1	0.0026	0.000002
	27#	文 13-348 侧 1	0.0026	0.000002
	28#	文 176 侧 1	0.0026	0.000002
	29#	文 101-50C2	0.0032	0.000002
	30#	文 33-319 侧 1	0.0027	0.000002
	31#	文 138-18C1	0.0023	0.000001
	32#	文新 72-107C1	0.0027	0.000002
	33#	文 10-51C1	0.0026	0.000002
	34#	文 10-31C2	0.0026	0.000002

	35#	文 65-29C2	0.0030	0.000002
	36#	文 25-90C1	0.0026	0.000002
	37#	文 10-47C1	0.0023	0.000001
	38#	文 38-43C1	0.0026	0.000002
	39#	文 38-41C1	0.0026	0.000002
	40#	文 15-84C1	0.0023	0.000001
	41#	文 240C2	0.0023	0.000001
	42#	文 220-3C1	0.0034	0.000002
	43#	文 203-60C1	0.0030	0.000002
	44#	文 92-129C1	0.0030	0.000002
	45#	文 92-98C1	0.0030	0.000002
	46#	文 92-78C1	0.0028	0.000002
	47#	文 92-平 7C1	0.0038	0.000002
	48#	文 92-96C1	0.0030	0.000002
	49#	文 8C1	0.0030	0.000002
	50#	文 16-44C1	0.0033	0.000002
	51#	文 16-21C1	0.0033	0.000002
	52#	文 13-154C1	0.0038	0.000002
2027	53#	文 72-平 201	0.0038	0.000002
	54#	文 79-216	0.0038	0.000002
	55#	文 200-11	0.0053	0.000003
	56#	文 319-1	0.0053	0.000003
	57#	文 72-261	0.0060	0.000004
	58#	文 79-4H	0.0041	0.000003
	59#	文 72-263	0.0041	0.000003
	60#	文 179-23	0.0041	0.000003
	61#	文 179-24	0.0041	0.000003
	62#	文 179-25	0.0041	0.000003
	63#	文 25-105	0.0038	0.000002
	64#	文 25-106	0.0038	0.000002
	65#	文 25-107	0.0038	0.000002
	66#	文 25-108	0.0038	0.000002
	67#	文 13-445	0.0045	0.000003
	68#	文 13-446	0.0045	0.000003
	69#	文 13-447	0.0045	0.000003
	70#	文 13-448	0.0045	0.000003
	71#	新文 79-9C1	0.0026	0.000002

72#	文 138-10C1	0.0026	0.000002
73#	文 269-19C1	0.0023	0.000001
74#	文 13-239C1	0.0026	0.000002
75#	文 101-43C2	0.0026	0.000002
76#	文 38-20C1	0.0026	0.000002
77#	文 72-305C1	0.0026	0.000002
78#	文 269-3C1	0.0026	0.000002
79#	文 72-274C1	0.0023	0.000001
80#	文 79-130C2	0.0023	0.000001
81#	文 79-13C1	0.0023	0.000001
82#	文 201C1	0.0023	0.000001
83#	文 82-3C1	0.0026	0.000002
84#	文 92-69C1	0.0026	0.000002
85#	文 13-113C1	0.0023	0.000001
86#	文 79-64C1	0.0026	0.000002
87#	文 184-41C1	0.0026	0.000002
88#	文 203-12C1	0.0026	0.000002
89#	文 65-79C1	0.0026	0.000002
90#	文 101-56C1	0.0023	0.000001
91#	文 10-100C1	0.0023	0.000001
92#	文 25-3C1	0.0026	0.000002
93#	文 107C1	0.0023	0.000001
94#	文 38-1C2	0.0026	0.000002
95#	文 38-19C1	0.0026	0.000002
96#	文 38-63C1	0.0030	0.000002
97#	文 38-16C1	0.0026	0.000002
98#	文 38-40C1	0.0026	0.000002
99#	文 13-218C1	0.0038	0.000002
100#	文 13-219C1	0.0035	0.000002
101#	文 13-153C1	0.0038	0.000002
102#	文 13-367C1	0.0030	0.000002
103#	文 16-4C1	0.0030	0.000002
104#	文 16-38C1	0.0030	0.000002
105#	文 13-37C1	0.0030	0.000002
106#	文 13-255C1	0.0033	0.000002
107#	文 92-59C1	0.0028	0.000002
108#	文 92-123C1	0.0028	0.000002

	<u>109#</u>	<u>文 203-20C1</u>	<u>0.0038</u>	<u>0.000002</u>
	<u>110#</u>	<u>新文 13-239C1</u>	<u>0.0033</u>	<u>0.000002</u>
<u>2028</u>	<u>111#</u>	<u>文 14-58</u>	<u>0.0038</u>	<u>0.000002</u>
	<u>112#</u>	<u>文 38-92</u>	<u>0.0038</u>	<u>0.000002</u>
	<u>113#</u>	<u>文 92-9H</u>	<u>0.0060</u>	<u>0.000004</u>
	<u>114#</u>	<u>文 15-118</u>	<u>0.0060</u>	<u>0.000004</u>
	<u>115#</u>	<u>文 203-2H</u>	<u>0.0060</u>	<u>0.000004</u>
	<u>116#</u>	<u>文 79-218</u>	<u>0.0038</u>	<u>0.000002</u>
	<u>117#</u>	<u>文 306-1</u>	<u>0.0038</u>	<u>0.000002</u>
	<u>118#</u>	<u>文 318-5</u>	<u>0.0053</u>	<u>0.000003</u>
	<u>119#</u>	<u>文 318-6</u>	<u>0.0053</u>	<u>0.000003</u>
	<u>120#</u>	<u>文 318-7</u>	<u>0.0053</u>	<u>0.000003</u>
	<u>121#</u>	<u>文 318-8</u>	<u>0.0053</u>	<u>0.000003</u>
	<u>122#</u>	<u>文 318-9</u>	<u>0.0053</u>	<u>0.000003</u>
	<u>123#</u>	<u>文 38-101</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>124#</u>	<u>文 38-102</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>125#</u>	<u>文 38-103</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>126#</u>	<u>文 38-104</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>127#</u>	<u>文 203-68</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>128#</u>	<u>文 203-69</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>129#</u>	<u>文 203-70</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>130#</u>	<u>文 203-71</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>131#</u>	<u>文 203-72</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>132#</u>	<u>文 203-73</u>	<u>0.0045</u>	<u>0.000003</u>
	<u>133#</u>	<u>文 92-11C1</u>	<u>0.0023</u>	<u>0.000001</u>
	<u>134#</u>	<u>文 33-2C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>135#</u>	<u>文 33-75C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>136#</u>	<u>文 101-58C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>137#</u>	<u>文 92-124C1</u>	<u>0.0023</u>	<u>0.000001</u>
	<u>138#</u>	<u>文 91C2</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>139#</u>	<u>文 16-39C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>140#</u>	<u>文 72-231C1</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>141#</u>	<u>文 209-39C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>142#</u>	<u>文 92-112C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>
	<u>143#</u>	<u>文 248-6</u>	<u>0.0030</u>	<u>0.000002</u>
	<u>144#</u>	<u>文 88-42C1</u>	<u>0.0023</u>	<u>0.000001</u>
	<u>145#</u>	<u>文 101-61C1</u>	<u>0.0026</u>	<u>0.000002</u>

146#	文 72-53C1	0.0026	0.000002
147#	文 33-150C1	0.0026	0.000002
148#	文 13-317C1	0.0026	0.000002
149#	文 72-208C1	0.0030	0.000002
150#	文 72-248C1	0.0030	0.000002
151#	文 65-37C1	0.0023	0.000001
152#	文 101-8C1	0.0026	0.000002
153#	文 101-17C1	0.0026	0.000002
154#	文 25-94C1	0.0030	0.000002
155#	文 25-99C1	0.0023	0.000001
156#	文 10-79C1	0.0030	0.000002
157#	文 65-9C1	0.0023	0.000001
158#	文 38-3C1	0.0026	0.000002
159#	文 15-32C1	0.0026	0.000002
160#	文 15-88C1	0.0030	0.000002
161#	文 250C1	0.0034	0.000002
162#	文 15-86C1	0.0023	0.000001
163#	文 298C1	0.0034	0.000002
164#	文 19-14C1	0.0030	0.000002
165#	文 13-298C1	0.0038	0.000002
166#	文 13-124C1	0.0038	0.000002
167#	文 215-6C1	0.0038	0.000002
168#	文 13-341C1	0.0038	0.000002
169#	文 16-7C1	0.0033	0.000002
170#	文 16-29C1	0.0033	0.000002
171#	文 16-42C1	0.0030	0.000002
172#	文 13-7C1	0.0030	0.000002
173#	文 13-603C1	0.0030	0.000002
174#	文 203-66C1	0.0033	0.000002
175#	文 13-197C1	0.0030	0.000002
176#	文 245C1	0.0030	0.000002
177#	文 273-3C1	0.0028	0.000002

2、新增原油集输处理过程中加热设施燃烧废气

主要为采油厂中转站水套加热炉及锅炉燃料废气。因锅炉用气量较少及用时较短，因此本次加热设施源强按加热炉各污染物排放浓度的统计最大值来进行核算。加热设施所用燃料均为原油伴生气。根据文留采油厂运营期加热设施燃料消

耗统计,集输处理单位原油平均消耗伴生气量为 18.5m^3 。根据统计,输送至文一、文二及文三中转站等处理的原油产量为 23.567 万吨,则 3 年累计新增消耗伴生气量为 435.9895万 m^3 。

拟建项目新增油气全部依托现状集输系统稳定、分离后外输。现状文一、文二及文三中转站水套加热炉废气采用 15m 高排气筒排放、燃气锅炉废气采用 15m 高的排气筒排放。本次评价引用中原油田分公司环保监测总站于 2024 年对中原油田分公司文留采油厂中转站、计量站内部分燃气设施排污情况的例行监测数据来说明加热炉燃料废气的达标情况,具体见下表。

表 3.2-33 本次油气集输处理过程中各类燃料设施废气污染物排放情况

污染物 污染源	烟尘 (mg/Nm^3)	SO_2 (mg/Nm^3)	NO_x (mg/Nm^3)
采油厂水套加热炉	4.1~8.0	3~4	68~134
《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》 (DB41/1066-2020) 表 1 标准	30	200	300

由上表可知,文留采油厂油气集输处理过程中现有水套加热炉废气可以满足《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB41/1066-2020)表 1 排放标准要求(烟尘: $30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 : $200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x : $300\text{mg}/\text{m}^3$)。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》及《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)产排污系数,燃气工业锅炉污染物产生系数为每一万立方米燃料产生废气量 10775317Nm^3 。本次根据现有工程加热炉监测数据评价保守考虑,确定加热炉燃料废气中烟尘、 SO_2 和 NO_x 排放浓度为 $9.3\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $11\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $178\text{mg}/\text{m}^3$,则本次新增油气集输加热设施燃料废气排放情况见下表。

表 3.2-34 拟建项目新增油气集输加热设施燃料废气排放情况

项目	2026 年	2027 年	2028 年	合计
增加油气产能	原油 (万 t)	原油 (万 t)	原油 (万 t)	原油 (万 t)
	7.027	7.475	9.065	23.567
新增原油集输过程加热设施消耗 燃料气量 (万 m^3)	129.9995	138.2875	167.7025	435.9895

新增油气集输加热设施燃料废气污染排放量	废气量 (万 m ³)	1400.78	1490.09	1807.04	4697.92
	SO ₂ (t/a)	0.0560	0.0596	0.0723	0.1879
	烟尘 (t/a)	0.1121	0.1192	0.1446	0.3758
	NO _x (t/a)	1.8771	1.9967	2.4214	6.2952

3、采出水处理站废气

拟建项目依托现有文一、文二及文三采出水处理站处理废水，现有文二采出水处理站污油池、排污池等均加盖密闭，废气收集后经 1 套“两级碱液喷淋吸收+光催化氧化”装置处理，处理后通过 15m 高排气筒排放；其他采出水处理站污油池、排污池等敞开。

根据文留采油厂统计数据，2012~2024 年文留采油厂原油含水率均呈小幅上升趋势，根据实际调查，2024 年采油含水率已经达到 94.55%。原油经三相分离后，废水中的石油类含量较小，因此废水挥发出的 VOCs 较小。根据调查，现文留采油厂配套的三个采出水处理站仅有文二采出水处理站设置有废气收集处理设施（两级碱液喷淋吸收+光催化氧化+15m 排气筒），文一及文三采出水处理站均未设置相关废气收集处理设施。

根据中原油田分公司环保监测总站 2024 年对文二采出水处理站废气处理装置废气的监测结果（见表 3.1-18），文二采出水处理站废气处理设施排放口非甲烷总烃排放浓度 1.23~29.3mg/m³，满足《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162 号）其它行业，非甲烷总烃有组织排放浓度≤80mg/m³的要求。

根据中原油田分公司环境监测站 2023 年及 2024 年对文一、文三采出水处理站万方池和排污池敞开液面上方 100mm 处监测结果可知，VOCs 浓度为 8.9μmol/mol~38.9μmol/mol，小于 100μmol/mol。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822）中含 VOCs 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 100μmol/mol 的相关要求。

本项目建成后采出水站处理规模不增加，本次不再核算采出水处理站废气排放情况。

4、废气排放汇总

根据中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂(2026-2028年)产能建设项目新增集输油气量计算各种加热设施燃料废气及无组织烃类气体产生情况见下表。

表 3.2-35 拟建项目新增油气集输加热设施燃料废气及无组织烃类气体排放情况

项目		2026 年	2027 年	2028 年	合计
增加油气产能		原油 (万 t)	原油 (万 t)	原油 (万 t)	原油 (万 t)
		7.027	7.475	9.065	23.567
新增原油集输过程加热设施消耗燃料气量 (万 m ³)		129.9995	138.2875	167.7025	435.9895
新增油气集输加 热设施燃料废气 污染排放量	废气量 (万 m ³)	1400.78	1490.09	1807.04	4697.92
	SO ₂ (t/a)	0.0560	0.0596	0.0723	0.1879
	烟尘 (t/a)	0.1121	0.1192	0.1446	0.3758
	NO _x (t/a)	1.8771	1.9967	2.4214	6.2952
油气集输过程放 空、挥发、泄漏产 生的无组织排放	新增烃类气体无组织排 放量 (t/a)	10.9433	11.6410	14.1172	36.7015
	新增非甲烷总烃无组织排 放量 (t/a)	1.5459	1.6444	1.9942	5.1845
	硫化氢无组织排放量 (t/a)	0.0009	0.0010	0.0012	0.0031
备注：因燃气锅炉用气量较少及用时较短，因此本次加热设施源强按加热炉各污染物排放浓度的统计最大值来进行核算。					

3.2.12.2 运营期废水

1、废水产生情况

拟建项目原油集输过程中产生的废水主要包括中转站产生的采出水和新井投入生产后产生的作业废水。

(1) 采出水

拟建项目主要为水驱动力采油，目前已进入开采末期，原油含水率逐年递增，本次评价收集了文留采油厂 2012~2024 年原油含水率，分析文留采油厂原油含水率变化规律，综合确定本项目采出原油平均含水率。文留采油厂 2012~2024

年原油含水率见下表。

表 3.2-36 文留采油厂 2012~2024 年原油含水率统计表 单位：%

年份 含水率	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年
含水率	88.5	89.56	90.13	92.6	92.94	93.75	94.26	94.19	94.37	94.7	94.47	94.55

根据上表可知，2012~2024 年文留采油厂原油含水率呈小幅度上升趋势，综合考虑，本次评价文留采油厂 2012~2024 年度新开发井采出的原油平均含水率确定为 92.84%。

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（2021 版）》中“07 石油和天然气开采业行业系数手册”-“石油与天然气开采行业系数表”中工业废水量的产污系数（ $A/(1-A)$ ）吨/吨-产品，A 表示原油含水率）对工程采出水产生量进行核算。经计算，本项目采出水产生量见表 3.2-43。

本次评价收集了文一、文二、文三采出水处理站 2024 年采出水水质监测报告，监测结果见下表。

表 3.2-37 文一、文二、文三采出水处理站进水水质监测结果

采样地点	采样时间	监测项目							
		pH	COD (mg/L)	石油类 (mg/L)	硫化物 (mg/L)	挥发酚 (mg/L)	全盐量 (mg/L)	氯化物 (mg/L)	氨氮 (mg/L)
文二污进水	2024.3.18	6.4	6460	22.6	0.159	1.21	144000	59800	102
文一污进水	2024.3.19	6.2	5910	28.6	0.164	0.973	169500	105000	114
文三污进水	2024.3.19	6.6	5090	22.9	0.158	0.998	125000	95400	124

类比文留采油厂采出水水质实测数据，确定拟建项目采出水中主要污染物浓度见下表。

表 3.2-38 拟建项目采出水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	硫化物	挥发酚	全盐量	氯化物	氨氮

监测浓度 (mg/L)	6.2-6.6	5090-646	22.6-28.6	0.158-0.164	0.973-1.21	125000-169500	59800-105000	102-124

(2) 作业废水

采油厂生产期间部分油井需进行压裂、酸洗、大修等作业内容，此过程会产生一定量的作业废水。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。根据文留采油厂生产经验，单口新井平均作业次数为1次/年，每次作业平均废水产生量为30m³。故本项目作业废水产生量见表3.2-43。

本次评价收集了文留采油厂2017~2021年油井作业废水水质监测报告，监测结果见下表。

表 3.2-39 文留采油厂油井作业废水水质监测结果

监测对象	受检单位	采样地点	监测日期	监测项目				
				pH	COD (mg/L)	石油类 (mg/L)	六价铬 (mg/L)	总铬 (mg/L)
作业废水	文留采油厂	文 15-侧 22	2017.07.13	5.96	3820	2.67	0.38	0.72
		文 88-侧 3	2018.07.20	7.82	2960	4.24	0.24	0.39
		文 10-侧 97	2019.06.15	7.30	1980	1.76	0.028	0.046
		文侧 6-92	2020.03.04	6.25	1870	9.09	0.014	0.024
		文侧 72-16 (作业)	2020.03.19	6.60	4160	10.0	0.008	0.014
		文 11-侧 43	2021.05.18	6.20	4860	2.04	0.006	0.009
		文 79-侧 52	2021.05.18	6.10	3570	2.52	0.016	0.025
		范围	/	5.96~ 7.82	1870~ 4860	1.76~ 10.0	0.006~ 0.38	0.009~ 0.72

类比文留采油厂油井作业废水水质实测数据，确定拟建项目作业废水中主要污染物浓度见下表。

表 3.2-40 拟建项目作业废水污染物源强

污染物	pH	COD	石油类	六价铬	总

监测浓度 (mg/L)	5.96~7.82	1870~4860	1.76~10.0	0.006~0.38	0.009~0.72

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,确定拟建项目新增采出水及作业废水产生情况见下表。

表 3.2-43 拟建项目新增采出水及作业废水产生情况及去向一览表

项目	2026 年			2027 年			2028 年			合计		
所属油田	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东
增加原油产能	2.907	2.01	2.11	3.48	1.725	2.27	3.825	2.46	2.78	10.212	6.195	7.16
采出水产生量(万 m ³)	37.58	25.98	27.28	44.99	22.30	29.35	49.45	31.80	35.94	132.02	80.09	92.56
作业废水产生量 (万 m ³)	0.07	0.05	0.04	0.08	0.05	0.05	0.08	0.06	0.06	0.23	0.16	0.15
日均采出水产生量 (m ³ /d)	1029.60	711.90	747.32	1232.55	610.96	803.99	1354.74	871.28	984.62	3616.89	2194.15	2535.93
日均作业废水产生量 (m ³ /d)	1.81	1.32	1.15	2.22	1.23	1.32	2.22	1.73	1.56	6.25	4.27	4.03
依托采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站
合计进入采出水处理站的废水量 (m ³ /d)	1031.41	713.22	748.47	1234.77	612.19	805.30	1356.96	873.01	986.18	3623.13	2198.42	2539.96
采出水处理站处理余量 (m ³ /d)	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016
依托可行性	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行
注：文留采油厂 2026-2028 年度无气井开发计划。文留采油厂原油伴生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。												

由上表可知，本项目采出水及作业废水均依托现有文一/文二/文三采出水处理站处理，文一/文二/文三采出水处理站处理能力余量能满足本项目要求。根据调查，中原油田 2024 年 1 月~2024 年 12 月油田注水水质普查公报，文一、文二、文三采出水处理站现状出水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，全部回注地下，用于水驱采油。

综上，本项目采出水及作业废水依托现有文一/文二/文三采出水处理站处理处理可行。

3.2.12.3 运营期噪声

运营期噪声源主要为采油设备噪声，运营期主要噪声源情况见下表。

表 3.2-44 拟建项目运营期噪声源统计表

序号	生产运行项目	设备名称	声压级（dB	防治措施	降噪后（dB
			（A））		（A））
1	采油设备噪声	抽油机	65	选用低噪声设备，加强管理等。	65
2	注水设备噪声	注水泵	80	选用低噪声设备，加强管理，设置减振基座等。	80
3	注气设备噪声	压缩机	80	选用低噪声设备，加强管理，设置减振基座等。	80

3.2.12.4 运营期固体废物

主要为新增的油气废水处理过程中产生的注水残渣（即污泥）、新增油气集输处理过程产生的少量落地原油、油泥砂、废润滑油及废油桶等。

1、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 85~88%）产生量为 1.8kg/m³，经类比计算，经计算，经计算，2026-2028 年度文留采油厂新增注水残渣产生量见下表。

表 3.2-43 2026-2028 年度产能建设项目新增注水残渣产生量

年份	2026 年	2027 年	2028 年	合计
新增废水量（万 m ³ ）	91	96.81	117.39	305.2
新增注水残渣产生量（t/a）	1638	1742.58	2113.02	5493.6

注水残渣主要是在采出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，根据该检测报告结果，注水残渣不具有急性毒性，不属于危险废物。

中原油田 2009 年 6 月将马寨采出水处理站及文一采出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，其监测结果见下表。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 月中原油田将文一采出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，监测结果见下表，依据国家规定的 GB5085 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。

综上所述，采油厂采出水处理站产生的注水残渣为一般工业固废。

表 3.2-46 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	马寨采出水处理站注水残渣	9.25	0.13	0.002	0.007	0.0006
	文一采出水处理站注水残渣	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	马寨采出水处理站注水残渣	0.02	<0.01	0.00004	0.0004	0.053
	文一采出水处理站注水残渣	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	马寨采出水处理站注水残渣	0.0007	0.0007	0.0007	0.76	<0.002
	文一采出水处理站注水残渣	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: 15mg/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 3.2-47 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 3.2-48 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 3.2-49 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，文留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，在采出水站污泥池中暂存，计量后通过泵输送至调剖站直接调剖回注。

2、废弃的落地原油及油泥砂

（1）废弃落地原油

依据中原油田各采油厂实际运行情况，每口井的落地油产生量为 0.05t/a，拟建项目共包含 153 口油井，拟建项目井下作业过程中产生的落地油量为 7.65t/a。

表 3.2-50 2026-2028 年度产能建设项目新增落地原油产生量

年份	2026 年	2027 年	2028 年	合计
井口数（口）	43	51	59	153
落地原油产生量（t/a）	2.15	2.55	2.95	7.65

（2）废弃油泥砂

废弃油泥砂主要产生于原油储罐、三相分离器清罐作业。根据文留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，2026-2028 年度产能建设新增油泥砂回收量及损失量见下表。

表 3.2-51 2026-2028 年度产能建设项目新增油泥砂产生量

年份	2026 年	2027 年	2028 年	合计
新增原油产能（万 t）	7.027	7.475	9.065	23.567
油泥砂产生量（t/a）	20.45	21.75	26.38	68.58

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废弃的落地原油及油泥砂废物属于危险废物，废物类别 HW08 废矿物油与含矿物油废物，其代码为 071-001-08，具有 T（毒性）、I（易燃性）类危害特性。油泥砂及落地原油清理出后进入中转站危废暂存间暂存，定期委托有资质单位处理处置。

3、废润滑油及油桶

①废润滑油

设备维护过程会产生少量的润滑油，根据《国家危险废物名录（2025 年版）》，废润滑油为危险废物（HW08 900-217-08，使用工业齿轮油进行机械设备润滑过程中产生的废润滑油）。根据建设单位经验，本项目废润滑油产生量约为 1.2t/a，

产生后暂存至现有危废暂存间，定期委托具备危险废物处理资质的单位进行处置。

②废润滑油桶

采油厂对设备进行维护保养的过程中会产生废润滑油桶。根据《国家危险废物名录（2025年版）》，废润滑油桶为危险废物（HW08 900-249-08 其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物）。根据现有工程产生量预测，本项目废润滑油桶产生量为 1.5t/a，产生后暂存至现有危废暂存间，定期委托具备危险废物处理资质的单位进行处置。

综上，拟建项目运营期固体废物产生情况见下表。

表 3.2-50 2026-2028 年新增固废产生情况

年份	2026 年	2027 年	2028 年	合计
注水残渣（t/a）	1638	1742.58	2113.02	5493.6
落地油（t/a）	2.15	2.55	2.95	7.65
废弃油泥砂（t/a）	20.45	21.75	26.38	68.58
废润滑油（t/a）	1.2	1.2	1.2	3.6
废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	1.5	4.5

根据调查，文一采出水处理站、文二采出水处理站各建设一座危废暂存间（均为 350m²），对危险废物进行分类收集、暂存，然后定期委托有资质的危险废物处理单位进行清运处理。按照《建设项目危险废物环境影响评价编制指南》，拟建项目危险废物产生汇总见下表。

表 3.2-51 拟建项目危险废物汇总表

序号	名称	危险废物类别	危废代码	产生量	产生工序及装置	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	油泥砂	HW08 类废矿物油及含矿物油废物	071-001-08	68.58t/3a	中转站三相分离器、油罐等装置	固态	石油类	石油类	2~3 年	T, I	收集后暂存至现有危废暂存间，定期交有资质单位处理
2	落地油		071-001-08	7.65t/3a	原油集输过程管线穿孔	固态	石油类	石油类	1 次/年	T, I	
3	废润滑油		900-217-08	3.6t/3a	设备维修	液态	石油类	石油类	1 次/月	T, I	

4	废润滑油桶		900-249-08	4.5t/3a		固态	石油类	石油类	1 次/月	T, I	

现有危废库总建筑面积 700m²。按照每平方米贮存 1.5t 计，最大贮存量约 1050t。根据文留采油厂实际统计数据，2024 年落地油及油泥砂、废润滑油总产生量约为 996t/a，拟建项目运营期危险废物产生量为 28.11t/a，每年转运 2 次以上，现有 2 座危废库可满足新建项目暂存需要。

3.2.12.5 运营期生态环境

拟建项目生产运营期对生态环境的影响较小，主要为作业过程产生的废物对地表土壤的污染以及事故条件下对生态环境的影响等。运营期将采取以下生态保护及补偿措施：

（1）加强风险防范

拟建项目事故条件下将对生态环境造成较大的影响，因此须对事故风险严加防范和控制。加强日常生产监督管理和安全运行检查工作，制定安全生产操作规程，加强职工安全意识教育和安全生产技术培训。一旦发现事故应及时采取相应的补救措施，尽量减少影响和损失。

（2）废物及时处理

对于作业过程中产生的各类废物及时进行妥善处置和处理，不得长期在环境中堆存，避免对景观环境、土壤和水体造成影响。

（3）加强日常管理

对各种设备、管线、阀门定期进行检查，防止跑、冒、滴、漏，及时巡检，消除事故隐患。

3.2.13 原油开发退役期污染物产生及排放情况

3.2.13.1 废气

退役期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理恢复、管线封存和拆除等过程中，将有少量施工扬尘和施工废气产生，主要污染物为颗粒物、SO₂、NO₂、CmHn

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，有利于废气的扩散，对局部地区的环境影响较轻。

3.2.13.2 废水

退役期集油管线清理过程中会产生清管废水，产生的少量清管废水收集后拉运至文一、文二或文三采出水处理站采出水处理系统进行处理，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）表1中水质主要控制指标要求后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

3.2.13.3 固体废物

（1）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃井口管线设备及废弃建筑垃圾，废旧管线设备交由中原油田物资管理部门处置，建筑垃圾集中收集，运至环卫指定地点处置。

（2）地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，收集后暂存至采油厂危废暂存间，或直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

退役期废弃管线按《油气集输管道弃置技术要求》（Q/SH10202769-2020）进行弃置，按技术要求规定的“3 一般要求、4 处置流程、5 处置方式、6 管道清洗”，对不同管段选择适宜的处置方式。拆除设备按照《企业设备、建（构）筑物拆除活动污染防治技术指南》（T/CAEPI16-2018）要求处置。

3.2.13.4 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，影响范围在声源周围200m范围内。闭井时期对环境的影响是短暂的，在油井全部闭井后，影响随即消失。

3.2.13.5 生态

退役期间，油井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、

井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤、地下潜水和生态环境造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。

建设单位应严格按照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH0653-2015）及废弃井的实际情况对废弃井进行封井处理，废弃管线按《油气集输管道弃置技术要求》（Q/SH10202769-2020）进行规范弃置。

1、管理要求

设备拆除前，应根据《企业拆除活动污染防治技术规定（试行）》（环保部公告（2017）78号）编制《企业拆除活动污染防治方案》、《拆除活动环境应急预案》，并报县级环境保护主管部门和县级工业和信息化部门备案；拆除活动结束后，业主单位应组织编制《企业拆除活动环境保护工作总结报告》。

2、污染防治措施

根据《关于发布<企业拆除活动污染防治技术规定（试行）>的公告》（公告78号）和《企业设备、建（构）筑物拆除活动污染防治技术指南》（TCAEPI16-2018）应采取以下污染防治措施：

（1）划分活动施工区域

将拆除活动现场划分为拆除区域、设备集中拆解区、设备集中清洗区、临时贮存区等，实现污染物集中产生、集中收集，防止和减少污染扩散。不同区域应设立明显标志标识，标明污染防治要点、应急处置措施等，并绘制拆除作业区域分布平面图。

①拆除区域

拆除区域可划分为高风险拆除区域、低风险拆除区域。

②设备集中拆解区

设立集中拆解区域，需要现场拆解的遗留设备移至该区域进行拆解。

③设备集中清洗区

设立集中清洗区，并利用原有设施收集清洗废水。

④临时贮存区

需要在拆除活动现场临时贮存的遗留物料、固体废物、废水、污染土壤和疑似污染土壤等，根据环境风险程度，依托具有防淋溶、防渗、防逸散等条件的区域，划定临时贮存区，分类贮存。

（2）清理遗留物料、残留污染物

1）分类清理

拆除施工作业前对拆除区域内各类遗留物料和残留污染物进行分类清理。

2）包装和盛装

收集的清罐底泥须用密闭的容器贮存。应满足现场收集、转移要求，防止遗撒、泄漏等。

（3）拆除遗留设备

拆除现场遗留设备时，需对设备进行清洗，清洗水收集后罐车拉运至现有采出水处理站对清洗废水进行处理，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）标准后回注地层，用于油田注水开发，不外排。拆除遗留设备产生的危险废物收集后暂存至采油厂危废暂存间，或直接由具备危险废物处理资质的单位拉运并进行无害化处理。

3、生态修复措施

根据优先复垦为原土地利用类型的原则，同时考虑复垦区周边土地利用方式，选择不同的复垦方案，规划为农田的土地恢复为农田，规划为荒草地的土地可根据实际情况进行自然恢复，规划为建设用地的土地由当地土地收购储备中心回收用于其他项目。农田土地复垦措施主要包括废渣剥离、场地清理、翻耕、覆土、平整、施肥翻耕等。

3.2.14 拟建项目污染物排放情况汇总

拟建项目“三废”排放总量统计见下表。

表 3.2-52 拟建项目“三废”排放总量统计表

年份	项目		污染物	产生量	削减量/利 用量	排放量
2026 年	废水		废水量（万 m³/a）	91	91	0
	废气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	1400.78	0	1400.78
			SO ₂ （t/a）	0.056	0	0.056
			烟尘（t/a）	0.1121	0	0.1121
			NOx（t/a）	1.8771	0	1.8771
		烃类气体（t/a）		10.9433	0	10.9433
		非甲烷总烃（t/a）		1.5459	0	1.5459
		硫化氢（t/a）		0.0009	0	0.0009
	固废	一般固废	注水残渣（t/a）	1638	1638	0
		危险废物	落地油（t/a）	2.15	2.15	0
			油泥砂（t/a）	20.45	20.45	0
			废润滑油（t/a）	1.2	1.2	0
			废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	0
2027 年	废水		废水量（万 m³/a）	96.82	96.82	0
	废气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	1490.09	0	1490.09
			SO ₂ （t/a）	0.0596	0	0.0596
			烟尘（t/a）	0.1192	0	0.1192
			NOx（t/a）	1.9967	0	1.9967
		烃类气体（t/a）		11.641	0	11.641
		非甲烷总烃（t/a）		1.6444	0	1.6444
		硫化氢（t/a）		0.001	0	0.001
	固废	一般固废	注水残渣（t/a）	1742.58	1742.58	0
		危险废物	落地油（t/a）	2.15	2.15	0
			油泥砂（t/a）	21.75	21.75	0
			废润滑油（t/a）	1.2	1.2	0
			废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	0
2028 年	废水		废水量（万 m³/a）	117.39	117.39	0
	废气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	1807.04	0	1807.04
			SO ₂ （t/a）	0.0723	0	0.0723
			烟尘（t/a）	0.1446	0	0.1446
			NOx（t/a）	2.4214	0	2.4214
		烃类气体（t/a）		14.1172	0	14.1172
		非甲烷总烃（t/a）		1.9942	0	1.9942
		硫化氢（t/a）		0.0012	0	0.0012
	固废	一般固废	注水残渣（t/a）	2113.02	2113.02	0

合计	危险废物	落地油（t/a）		2.95	2.95	0	
		油泥砂（t/a）		26.38	26.38	0	
		废润滑油（t/a）		1.2	1.2	0	
		废润滑油桶（t/a）		1.5	1.5	0	
	废水		废水量（万 m³/a）		305.21	305.21	0
	废气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）		4697.92	0	4697.92
			SO ₂ （t/a）		0.1879	0	0.1879
			烟尘（t/a）		0.3758	0	0.3758
			NOx（t/a）		6.2952	0	6.2952
		烃类气体（t/a）		36.7015	0	36.7015	
		非甲烷总烃（t/a）		5.1845	0	5.1845	
		硫化氢（t/a）		0.0031	0	0.0031	
	固废	一般固废	注水残渣（t/a）		5493.6	5493.6	0
		危险废物	落地油（t/a）		7.65	7.65	0
			油泥砂（t/a）		68.58	68.58	0
			废润滑油（t/a）		3.6	3.6	0
			废润滑油桶（t/a）		4.5	4.5	0

3.2.15 全厂主要污染物“三本账”

拟建项目完成后全厂污染物排放情况统计见下表。

表 3.2-53 项目建设前后污染物排放“三本账”一览表

污染物 类型	污染物名称	现有工程排放量		本项目		以新代老 削减量	现有工程产能 衰减削减量	增减量	本项目建成后 最终排放量
		产生量	排放量	产生量	排放量				
废气	废气量 (万 m ³ /a)	6325.1	6325.1	4697.92	4697.92	0	4787.821	-89.901	6235.199
	SO ₂ (t/a)	0.253	0.253	0.1879	0.1879	0	0.1915	-0.0036	0.2494
	烟尘 (t/a)	0.5062	0.5062	0.3758	0.3758	0	0.383	-0.0072	0.499
	NO _x (t/a)	8.477	8.477	6.2952	6.2952	0	6.4157	-0.1205	8.3565
	非甲烷总烃 (t/a)	/	9.4985	5.1845	5.1845	0	5.283	-0.0985	9.4
	硫化氢 (t/a)	0.0001	0.0001	0.0031	0.0031	0	0.0032	-0.0001	0
废水	废水 (万 m ³ /a)	1074.032	0	305.21	0	0	0	0	0
固体废 物	注水残渣 (t/a)	20000	0	5439.6	0	0	0	0	0
	落地油及油泥砂 (t/a)	988	0	76.23	0	0	0	0	0
	废润滑油 (t/a)	8	0	3.6	0	0	0	0	0
	废润滑油桶 (t/a)	0	0	4.5	0	0	0	0	0

3.2.16 非正常工况

(1) 油井停运

拟建项目为石油天然气开采项目，油井投入生产后，一般情况下会一直处于运行状态，但为保证油气井正常生产，需要对个别油气井开展井下作业而使油气井停运。井下作业过程可能会产生井下作业废水、油泥砂、作业噪声等环境污染，在运营期中已作介绍，此处不再赘述。当油井发生风险事故时，也会导致油井停运。另外，遇到断电，外输泵等集输设备故障状况也会导致油井停运。

(2) 管线泄漏事故

运行过程中，拟建项目集输管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会污染管线周围的土壤或者环境空气。发生事故后应及时维修，并将被污染的土壤挖出，并以油泥砂的形式委托有资质的单位进行处置。

管线因腐蚀、老化或其他原因破损泄漏属油田产能工程的多发事故，文留采油厂具备完善的事故应急预案及风险防范措施，定期巡线，将事故扼杀于萌芽状态，可以大大降低事故的发生概率。

3.2.17 清洁生产分析

清洁生产主要从内部环节来减少对环境的影响，包括清洁的生产工艺、清洁的能源和清洁的产品，其目标是通过控制污染的产生来预防环境污染，改善环境质量，解决生产与环保的矛盾。清洁生产重视源头控制，以预防和治本为主，通过改进工艺技术，加强系统管理，来减少环境污染。

根据本项目的工艺过程及污染物排放情况，按照清洁生产审计的要求，对污染物进行全过程控制，以节能、降耗、减污为目标，按照利用清洁原料，采用清洁生产工艺及有效的物料循环和综合利用，加强清洁生产管理的思路，对本项目工艺情况、节能、综合利用等主要环节进行分析。

3.2.17.1 清洁生产工艺技术和措施分析

(1) 钻井过程的清洁生产工艺

①钻采方案的设计技术先进、实用成熟，具有良好的可操作性。井身结构设计能够满足油田开发和钻井作业的要求；科学的进行了钻井参数设计；钻井设备和泥浆泵均能够保证直井安全施工的需要。

②作业井场采用泥浆不落地工艺、废油品回收专用罐等环保设施，泥浆循环利用率（重复利用）达到 95%以上，最大限度地减少了废泥浆的产生量和污染物的排放量。

具体做法如下：

a 通过完善和加强作业废液的循环利用系统，将作业井场的钻井废液回收入罐，并进行集中处理。

b 钻井过程中使用小循环，转换钻井泥浆及完井泥浆回收处理利用。

c 配备先进完善的固控设备，并保证其运转使用率，努力控制钻井液中无用固相含量为最低，保证其性能优良，从而大大减少了废弃泥浆产生量。

③ 采用水基聚合物钻井液，不含有毒物质，属于一种无毒无害的清洁钻井液体系；同时尽量减少泥浆浸泡油层时间，保护储层。严格限制使用油基钻井液，仅在复杂地层（如超深井、高温高压井）必需时，选用低毒性的合成基钻井液，并制定严格的回收和处置方案。

④钻井废水、废钻井泥浆等钻井废物排放均控制在井场范围内，并采取了防渗措施，以避免对土壤和地下水环境造成污染影响。

⑤完钻后剩余的泥浆统一回收后供新钻井使用，不能回用的废泥浆及岩屑运至第三方专业处置单位综合利用。

（2）运营期清洁生产工艺

①在井场加强油井井口的密闭，减少井口轻烃类的无组织挥发。

②采油井口的清蜡过程采用油罐车及时清理排出的油污及蜡块。

③在井下作业过程中，对产生的废液采用循环作业罐（车）收集，收集的废油、落地油运至原油集输系统进入原油预处理流程。

（3）原油集输及处理清洁生产工艺

①原油集输采用密闭集输流程

在集输方案的设计上进行了优化,充分考虑和利用油藏的自然能量,确定合理的采油方式和油井回压。在集输流程上,原油从井口至计量站,再输送至处理站,采用密闭流程。降低了原油的损耗,减少轻烃类物质的挥发量,从而节约了能源,降低了对大气环境的污染影响。

②优化布局,减少建设用地

对井场按工艺流程进行优化组合,布置紧凑。油水管线、道路等沿地表自然走向敷设,最大限度地减少对自然环境和景观的破坏。

(4) 基本农田保护

①在项目规划和选址阶段,优先避让基本农田保护区。若因资源分布无法完全避让,须进行不可避让性论证,并选择对农田影响最小的方案。

②在基本农田区域内施工前,必须将 30-50cm 的耕作层表土进行剥离、编号、单独堆放,并采取防风防雨措施。施工结束后,立即将表土回覆,恢复土地原貌和肥力。

③采用定向井技术,将井口布置在基本农田范围之外,钻井轨迹从下方穿过农田,实现“地上保护,地下开采”。

④在基本农田区及下游设置土壤和地下水监测点,定期监测石油类、重金属等特征污染物,建立长期监控体系,确保环境安全。

⑤制定高于国家标准的土地复垦方案,并与地方政府签订协议。对临时占用的基本农田,确保复垦后地力不下降。按规定缴纳相关费用,用于区域基本农田的维护和质量提升。

(5) 节能及其它清洁生产措施分析

①选用节能型电气设备。井场的动力、供电等设备根据设计所确定的用电负荷,在保证安全要求的前提下,选择节能型的设备,防止造成大量能耗,从而降低生产成本。

②地面工程各类机泵采用变频控制,降低设备能耗。

③开发过程中所产生的各种污水，包括含油污水等，全部进入联合站进行处理，达标后作为回注水注入油层。

④采用完善的监控体系，杜绝“跑、冒、滴、漏”，提高用水效率。

3.2.17.1.1采油专业清洁生产评价指标体系对比

为规范油气田企业清洁生产，中国石油化工集团公司制定实施了《陆上油气田企业清洁生产评价指标体系》（Q/SH0730-2018）。

清洁生产评价指标分为两级：一级指标为综合指标，包括生产工艺及装备、资源能源消耗、资源综合利用、污染物产生和控制、施工作业治理和清洁生产管理6类指标。根据专业性质不同，各一级指标可能包含全部6类指标，也可能只包含其中的部分指标；二级指标为特征指标，主要包括反映油气田企业各专业特点、清洁生产特征且具有代表性的、易于评价和考核的指标。

清洁生产评价指标基准值分为三级：

I级基准值相当于国际同行清洁生产指标领先水平；

II级基准值相当于国内清洁生产指标领先水平；

III级基准值相当于国内同行清洁生产指标平均水平。

3.2.17.1.2钻井工程

拟建项目钻井行业技术指标见表3.2-57。

拟建项目钻井过程中除新鲜水消耗为II级外，其余指标均为I级。

3.2.17.1.3采油工程

拟建项目采油工程技术指标见表3.2-58。

拟建项目采油过程中指标均为I级。

3.2.17.1.4井下作业

拟建项目井下作业技术指标见表3.2-59。

拟建项目井下作业过程中指标均为I级。

3.2.17.1.5原油集输

拟建项目原油集输技术指标见表 3.2-60。

拟建项目原油集输过程中指标均为 I 级。

表 3.2-57 钻井专业清洁生产技术指标

一级指标	二级指标					拟建项目指标	实际水平
指标项	序号	指标项	I级基准值	II级基准值	III级基准值		
生产工艺及装备指标	1	泥浆	环境友好泥浆： EC ₅₀ ≥25000mg/L， BOD ₅ /COD>0.3	环境友好泥浆：EC ₅₀ ≥0000mg/L，BOD ₅ /COD>0.15		环境友好泥浆： EC ₅₀ ≥25000mg/L， BOD ₅ /COD>0.3	I级
资源能源消耗指标	1	新鲜水消耗/ (t/100m 进尺)	≤10	≤15	≤25	13.91	II级
资源综合利用指标	1	泥浆回收利用率/%	≥60	≥40	≥20	100	I级
	2	钻井污水回用率/%	≥90	≥70	≥50	100	I级
施工作业质量指标	1	井身质量合格率/%	100			100	I级
	2	固井质量合格率/%	100	≥99	≥98	100	I级
污染物产生和控制指标	1	钻井废水产生量/ (t/100m 进尺)	≤5	≤8	≤11	4.66	I级
	2	废弃泥浆产生量/ (t/100m 进尺)	≤5	≤7	≤10	0.86	I级
清洁生产管理指标	1	*产业政策符合性	未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等			符合产业政策	I级
	2	*环境污染事故预防	按照国家相关规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施，杜绝重大环境污染事故发生。			按照规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施	I级
	3	*危险废物安全处置	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理 after 综合利用率≥80%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理 after 综合利用率≥70%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理 after 综合利用率≥60%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理 after 综合利用率100%。	I级

	4	建立健全环境管理	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备、有效。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案≥80%，达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备、有效。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案≥60%，部分达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备、有效。	I级
	5	清洁生产组织机构及管理制度	建有专门负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产工作规划及年度工作计划，对规划、计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥80%。	建有专门负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产工作规划及年度工作计划，对规划、计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥70%。	建有兼职负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；制定有清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产年度工作计划，对计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标指标、方案实施率≥60%。	建有专门负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产工作规划及年度工作计划，对规划、计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥80%。	I级
	6	能源管理机构、管理制度及管控措施	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，并有效发挥作用；建立有	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，有效发挥作用；制定有能	有能源管理机构和管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，能有效发挥作用；制定有能源管	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，并有效发挥作用；建立有	I级

			能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥90%。	源管理规划和年度工作计划并组织落实；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥80%。	理年度工作计划，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥70%。	能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥90%。	
	7	清洁生产审核活动	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥60%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产流程中部分生产工序定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥50%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	I级
注：表中带*的指标为否决性指标，发生不符合时为 0 分。							

表 3.2-58 采油清洁生产技术指标考核表

一级指标	二级指标					拟建项目指标	实际水平
指标项	序号	指标项	I级基准值	II级基准值	III级基准值		
生产工艺及装备指标	1	采油	优化开发方案，稳油控水，地层堵水和井筒堵水，生物采油、二氧化碳驱油，伴生气（套管气）处理回收利用，井下油水分离可再生资源辅助加热，稠油热采集中供热。			伴生气（套管气）处理回收利用	I级
	2	注水	采油采出水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水注水水质合格≥85%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术。	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水注水水质合格率≥83%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水	采油污水处理工艺和设施完备、采油污水注水水质合格率≥80%、注水井井身结构符合设计规范。	根据《2024 年油田注水水质普查公报》，文留采油厂注水综合水质合格率≥96%，采油采出水处理工艺和设施完备、注水井井身结构符合设	I级

第3章 工程分析

				处理技术。		计规范，使用高频杀菌阻垢水处理技术	
	3	原油集转	密闭集输及原油稳定，轻烃回收，浮顶罐；管线防腐和自动在线智能泄漏检测，密闭装卸，原油常温集输，联合站（集中处理站）自动控制。			密闭集输、中转站自动控制	I级
资源能源消耗指标	1	机采系统效率/%	≥29	≥27	≥23	31	I级
	2	注水系统效率/%	≥54	≥50	≥45	55	I级
资源综合利用指标	1	套管气气回收利用率/%	≥90	≥85	≥70	≥92	I级
	2	采出污水回注率/%	100			100	I级
污染物产生和控制指标	1	原油损耗率/‰	≤4	≤4.5	≤5	2	I级
清洁生产管理指标	1	*产业政策符合性	未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等			未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等。	I级
	2	*环境污染事故预防	按照国家相关规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施，杜绝重大环境污染事故发生。			按照国家相关规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施，杜绝重大环境污染事故发生。	I级
	3	*总量控制	企业污染物排放总量及能源消耗总量满足国家及地方政府相关规定要求。			符合总量管控要求	I级
	4	*危险废物安全	建有相关管理制度，台账记	建有相关管理制度，台账	建有相关管理制度，台	转移联单齐全，危险废	I级

		处置	录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥80%。	记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥70%。	账记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥60%。	物无害化处置后综合利用率 100%	
5	建立健全环境管理	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备、有效。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案。≥60%，部分达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案。≥60%，部分达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备。	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件及作业文件齐备、有效。	I级
6	清洁生产组织机构及管理制度	建有专门负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产工作规划及年度工作计划，对规划、计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥80%。	建有专门负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产工作规划及年度工作计划，对规划、计划提出的目标、指标、清洁生产方案认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥70%。	建有兼职负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；制定有清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产年度工作计划，对计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥60%。	建有兼职负责清洁生产的领导机构，各成员单位及主管人员职责分工明确；制定有清洁生产管理制度和奖励管理办法，有执行情况检查记录；制定有清洁生产年度工作计划，对计划提出的目标、指标、清洁生产方案，认真组织落实；目标、指标、方案实施率≥80%。	建有专门负责清洁生产的领导机构，职责分工明确；有健全的清洁生产管理制度和奖励管理办法；有清洁生产工作规划及年度工作计划；目标、指标、方案实施率≥80%。	I级

	7	能源管理机构、管理制度及管控措施	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，并有效发挥作用；建立有能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥90%。	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，有效发挥作用制定有能源管理规划和年度工作计划并组织落实；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥80%。	有能源管理机构和管理制度，各成员单位及主管人员；职责分工明确，能有效发挥作用；制定有能源管理年度工作计划，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥70%。	有健全的能源管理机构、管理制度，人员职责分工明确；建立有能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率≥90%。	I级
	8	清洁生产审核活动	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥60%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产流程中部分生产工序定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥50%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	I级

注：表中带*的指标为否决性指标，发生不符合时为 0 分。

表 3.2-59 井下作业清洁生产技术指标考核表

一级指标	二级指标					拟建项目指标	实际水平
	序号	指标项	I级基准值	II级基准值	III级基准值		
生产工艺及装备指标	1	常规作业装备	配备带压作业、带压洗井装备、井下泄油器。			配备带压作业、带压洗井装备、井下泄油器。	I级
	2	酸化、压裂作业	优化酸化设计、密闭酸化、使用环境友好型压裂液，酸化压裂液不落地。	优化酸化设计、密闭酸化，酸化压裂液不落地。		拟建项目使用了环境友好型压裂液，不涉及酸化。	I级

第3章 工程分析

	3	防污染装备	配备污水循环罐、提抽标防污染井口装置、井口自封装置、抽汲井口防喷盒、方钻杆自封封井器。			配备污水循环罐、提抽标防污染井口装置、井口自封装置、抽汲井口防喷盒、方钻杆自封封井器	I级
资源综合利用指标	1	落地油回收率/%	≥99	≥98	≥95	100	I级
	2	废液回收处理率/%	100			100	I级
污染物产生和控制指标	1	落地油产生量/(kg/层次)	≤30	≤50	≤80	5	I级
清洁生产管理指标	1	*产业政策符合性	未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等			未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等	I级
	2	*环境污染事故预防	按照国家相关规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施，杜绝重大环境污染事故发生			按照规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施	I级
	3	*危险废物安全处置	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥80%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥70%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率≥60%。	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化处理后综合利用率100%。	I级
	4	建立健全环境管理	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理手	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案≥80%，达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序文件	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并能有效运行；完成年度环境目标、指标和环境管理方案≥60%，部分达到环境持续改进的要求；环境管理手册、程序	建立有 GB/T24001 环境管理体系，并取得认证，能有效运行；全部完成年度环境目标、指标和环境管理方案，并达到环境持续改进的要求；环境管理	I级

			册、程序文件及作业文件 齐备、有效	及作业文件齐备、有效	文件及作业文件齐备	手册、程序文件及作业文 件齐备、有效	
	5	清洁生产组织机构 及管理制度	建有专门负责清洁生产的 领导机构，各成员单位及 主管人员职责分工明确； 有健全的清洁生产管理制 度和奖励管理办法，有执 行情况检查记录；制定有 清洁生产工作规划及年度 工作计划，对规划、计划 提出的目标、指标、清洁 生产方案，认真组织落实； 目标、指标、方案实施率 ≥80%。	建有专门负责清洁生产的 领导机构，各成员单位及 主管人员职责分工明确； 有健全的清洁生产管理制 度和奖励管理办法，有执 行情况检查记录；制定有 清洁生产工作规划及年度 工作计划，对规划、计划 提出的目标、指标、清洁 生产方案，认真组织落实； 目标、指标、方案实施率 ≥70%。	建有兼职负责清洁生产的 领导机构，各成员单位及 主管人员职责分工明确； 制定有清洁生产管理制度 和奖励管理办法，有执行 情况检查记录；制定有清 洁生产年度工作计划，对 计划提出的目标、指标、 清洁生产方案，认真组织 落实；目标指标、方案实 施率≥60%。	建有专门负责清洁生产 的领导机构，各成员单位 及主管人员职责分工明 确；有健全的清洁生产管 理制度和奖励管理办法， 有执行情况检查记录；制 定有清洁生产工作规划 及年度工作计划，对规 划、计划提出的目标、指 标、清洁生产方案，认真 组织落实；目标、指标、 方案实施率≥80%。	I级
	6	能源管理机构、管 理制度及管控措施	有健全的能源管理机构、 管理制度，各成员单位及 主管人员职责分工明确， 并有效发挥作用；建立有 能源管理体系并有效运 行；建立有能源管理控制 中心，制定有企业用能和 节能发展规划，年度管控 目标完成率≥90%。	有健全的能源管理机构、 管理制度，各成员单位及 主管人员职责分工明确， 有效发挥作用；制定有能 源管理规划和年度工作计 划并组织落实；建立有能 源管理控制中心，制定有 企业用能和节能发展规 划，年度管控目标完成率 ≥80%。	有健全的能源管理机构、 管理制度，各成员单位及 主管人员职责分工明确， 有效发挥作用；制定有能 源管理规划和年度工作计 划并组织落实；建立有能 源管理控制中心，制定有 企业用能和节能发展规 划，年度管控目标完成率 ≥70%。	有健全的能源管理机构、 管理制度，各成员单位及 主管人员职责分工明确， 并有效发挥作用；建立有 能源管理体系并有效运 行；建立有能源管理控制 中心，制定有企业用能和 节能发展规划，年度管控 目标完成率≥90%。	I级

第3章 工程分析

	7	清洁生产审核活动	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥60%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产流程中部分生产工序定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥50%。	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率≥80%。	I级

注：表中带*的指标为否决性指标，发生不符合时为0分

表 3.2-60 原油集输清洁生产技术指标考核表

一级指标	二级指标					拟建项目指标	实际水平
指标项	序号	指标项	I级基准值	II级基准值	III级基准值		
生产工艺及装备指标	1	集输	密闭集输及原油稳定，轻烃回收，浮顶罐；管线防腐和自动在线智能泄漏检测，站（库）自动控制。			密闭集输、密闭装卸，中转站自动控制	I级
污染物产生和控制指标	1	原油损耗率/‰	≤3	≤3.5	≤4	2	I级
清洁生产管理指标	1	*产业政策符合性	未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等			未采用国家明令禁止和淘汰的生产工艺、装备、产品、材料等	I级
	2	*环境污染事故预防	按照国家相关规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施，杜绝重大环境污染事故发生			按照规定要求，建立健全环境管理制度及污染事故防范措施	I级
	3	*总量控制	企业污染物排放总量及能源消耗总量满足国家及地方政府相关规定要求			符合总量管控要求	I级
	4	*危险废物安全处置	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无害化	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。无	建有相关管理制度，台账记录，转移联单齐全。	I级

第3章 工程分析

			处理后综合利用率≥80%。	害化处理后综合利用率 ≥70%。	害化处理后综合利用率 ≥60%。	无害化处理后综合利用 率 100%。	
5	建立健全环境管 理	建立有 GB/T24001 环境管 理体系,并取得认证,能有 效运行;全部完成年度环境 目标、指标和环境管理方 案,并达到环境持续改进的 要求;环境管理手册、程序 文件及作业文件齐备、有效	建立有 GB/T24001 环境 管理体系,并能有效运行; 完成年度环境目标、指标 和环境管理方案≥80%,达 到环境持续改进的要求; 环境管理手册、程序文件 及作业文件齐备、有效	建立有 GB/T24001 环境管 理体系,并能有效运行; 完成年度环境目标、指标 和环境管理方案≥60%,部 分达到环境持续改进的要 求;环境管理手册、程序 文件及作业文件齐备	建立有 GB/T24001 环境 管理体系,并取得认证, 能有效运行;全部完成 年度环境目标、指标和 环境管理方案,并达到 环境持续改进的要求; 环境管理手册、程序文 件及作业文件齐备、有 效	I级	
6	清洁生产组织机 构及管理制度	建有专门负责清洁生产的 领导机构,各成员单位及主 管人员职责分工明确;有健 全的清洁生产管理制度和 奖励管理办法,有执行情况 检查记录;制定有清洁生产 工作规划及年度工作计划, 对规划、计划提出的目标、 指标、清洁生产方案,认真 组织落实;目标、指标、方 案实施率≥80%。	建有专门负责清洁生产的 领导机构,各成员单位及 主管人员职责分工明确; 有健全的清洁生产管理制 度和奖励管理办法,有执 行情况检查记录;制定有 清洁生产工作规划及年度 工作计划,对规划、计划 提出的目标、指标、清洁 生产方案,认真组织落实; 目标、指标、方案实施率 ≥70%	建有兼职负责清洁生产的 领导机构,各成员单位及 主管人员职责分工明确; 制定有清洁生产管理制度 和奖励管理办法,有执 行情况检查记录;制定有清 洁生产年度工作计划,对 计划提出的目标、指标、 清洁生产方案,认真组织 落实;目标指标、方案实 施率≥60%	建有专门负责清洁生产 的领导机构,各成员单 位及主管人员职责分工 明确;有健全的清洁生 产管理制度和奖励管理 办法,有执行情况检查 记录;制定有清洁生产 工作规划及年度工作计 划,对规划、计划提出 的目标、指标、清洁生 产方案,认真组织落实; 目标、指标、方案实施 率≥80%。	I级	

	7	能源管理机构、管理制度及管控措施	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，并有效发挥作用；建立有能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率 $\geq 90\%$	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，有效发挥作用；制定有能源管理规划和年度工作计划并组织落实；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率 $\geq 80\%$	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，有效发挥作用；制定有能源管理规划和年度工作计划并组织落实；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率 $\geq 70\%$	有健全的能源管理机构、管理制度，各成员单位及主管人员职责分工明确，并有效发挥作用；建立有能源管理体系并有效运行；建立有能源管理控制中心，制定有企业用能和节能发展规划，年度管控目标完成率 $\geq 90\%$	I级
	8	清洁生产审核活动	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率 $\geq 80\%$	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率 $\geq 60\%$	制订有清洁生产审核工作计划，对生产流程中部分生产工序定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率 $\geq 50\%$	制订有清洁生产审核工作计划，对生产全流程定期开展清洁生产审核活动，中、高费方案实施率 $\geq 80\%$	I级
注：表中带*的指标为否决性指标，发生不符合时为 0 分							

3.2.17.2 持续清洁生产

本项目使用的技术符合国家关于清洁生产的政策、法规，在工艺选择、设备选型及资源消耗等方面均比较先进，基本符合清洁生产的要求。但清洁生产是一个相对的概念，推行清洁生产是一个不间断的过程。建设单位还要依据有关环保法规、节能节水规定和循环经济的要求，在工程的开发建设和生产运营中，制定相应的预防污染计划和措施，并根据工程进展情况和公司的经营情况，有组织、有计划地安排和协调，有序地实行清洁生产；广泛收集新的工艺信息，国内外先进技术信息，清洁生产技术信息，不断地开发研究和应用新的清洁生产技术；同时还不断地对员工进行培训，提高他们对清洁生产的认识和自觉推行清洁生产的意识，把清洁生产持续地推向各个生产岗位。

3.2.17.3 建议

本项目较好地考虑了清洁生产的要求，但为更好地、持续地进行清洁生产，根据企业清洁生产验收审核要求及建议，以及本工程特点，评价提出以下建议：

- (1) 进一步提高钻井泥浆的循环利用率，以减少钻井废弃泥浆的产生量。
- (2) 积极创新、改进工艺，进一步降低采油耗新鲜水量和采油综合能耗。
- (3) 在开发施工期和运营期严格执行“四到位”节水制度，即：用水计划到位；节水目标到位；节水措施到位；管水制度到位。
- (4) 更新观念，寻求生产与环保之间协调统一的新途径。
- (5) 提高管理技巧，增强职工的主人翁意识和责任感。
- (6) 加强内部管理，减少生产过程中的“跑、冒、滴、漏”现象。
- (7) 加强人员培训，提高职工的清洁生产意识。
- (8) 确定管理目标，与地方有关部门协作，确保油田的安全运行。

3.2.18 污染物排放总量控制分析

3.2.18.1 废气重点污染物总量控制指标

拟建项目运营期废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃料废气以及油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织气体。

表 3.2-58 拟建项目新增大气污染物总量控制指标一览表

年份	污染物	运营期新增总量控制指标
2026 年	SO ₂ (t/a)	0.0560
	烟尘 (t/a)	0.1121
	NO _x (t/a)	1.8711
	非甲烷总烃 (t/a)	1.5459
2027 年	SO ₂ (t/a)	0.0596
	烟尘 (t/a)	0.1192
	NO _x (t/a)	1.9967
	非甲烷总烃 (t/a)	1.6444
2028 年	SO ₂ (t/a)	0.0723
	烟尘 (t/a)	0.1446
	NO _x (t/a)	2.4214
	非甲烷总烃 (t/a)	1.9942
合计	SO ₂ (t/a)	0.1879
	烟尘 (t/a)	0.3758
	NO _x (t/a)	6.2592
	非甲烷总烃 (t/a)	5.1845

3.2.18.2 废水重点污染物总量控制指标

拟建项目废水经文一、文二、文三采出水处理系统处理达标后回注，不外排，无需新增废水污染物总量控制指标。

3.2.18.3 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颗粒物、SO₂、NO_x、非甲烷总烃。

现有工程原油产能为 $40.41 \times 10^4 \text{t}$ ，NO_x 排放总量为 8.477t/a，VOCs 排放量为 9.4985t/a，SO₂ 排放总量为 0.2530t/a，颗粒物排放总量为 0.5062t/a。本项目原油产能为 $23.567 \times 10^4 \text{t}$ ，NO_x 排放总量为 6.25921t/a，VOCs 排放量为 5.1845t/a，

SO₂排放总量为 0.1879t/a，颗粒物排放总量为 0.3758t/a。文留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 24.018×10^4 t，衰减率在 7.77%~10.56%。本项目新增原油产能为 23.567×10^4 t，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。

第4章 环境质量现状调查与评价

4.1 自然环境概况

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 $35^{\circ}20'0''\sim 36^{\circ}12'23''$ ，东经 $114^{\circ}52'0''\sim 116^{\circ}5'4''$ 之间，东西长 125km，南北宽 100km。全市土地面积 4188km²，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。

文留采油厂位于河南省濮阳县境内，集中分布在金堤河以南评价区域的文留一带，地理位置见附图 1。

4.1.2 地形地貌

4.1.2.1 地质

濮阳的大地构造属华北地台，其辖区位于东濮凹陷之上。东濮凹陷夹在鲁西隆起区、太行山隆起带、秦岭隆起带大构造体系之间。东有兰聊断裂，南接兰考凸起，北界马陵断层，西连内黄隆起。东濮凹陷是一个以结晶变质岩系及其上地台构造层为基底，在新生代地壳水平拉张应力作用下逐渐裂解断陷而成的双断式凹陷，走向北窄南宽，呈琵琶状。该凹陷形成过程中，在古生界基岩上，沉积了一套巨厚以下第三系为主的中、新生界陆相沙泥岩地层，是油气生成与储存的极有利地区。

4.1.2.2 地貌

系中国第三级阶梯的中后部，属于黄河冲积平原的一部分。地势较为平坦，自西南向东北略有倾斜，地面自然坡降南北为 1/4000~1/6000，东西为 1/6000~1/9000。地面海拔一般在 48~58m 之间。濮阳县西南滩区局部高达 61.8m，台前县东北部最低仅 39.3m。由于历史上黄河沉积、淤塞、决口、改道等作用，造就了濮阳平地、岗洼、沙丘、沟河相间的地貌特征。境内有临黄堤、金堤及一些故道残堤。平地约占全市面积的 70%，洼地约占 20%，沙丘约占 7%，水域约占 3%。

4.1.3 气候气象

濮阳县位于中纬地带，常年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，春季干旱多沙，夏季炎热雨量大，秋季晴和日照长，冬季干旱少雨雪。濮阳县主要气象特征见下表。

表 4.1-1 区域气候特征一览表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温 (°C)		15.95		
累年极端最高气温 (°C)		38.66	2009-06-25	41.4
累年极端最低气温 (°C)		-12.59	2021-01-07	-17.1
多年平均气压 (hPa)		1010.28		
多年平均水汽压 (hPa)		13.26		
多年平均相对湿度 (%)		67.14		
多年平均最大日降水量 (mm)		81.41	2010-09-07	147
多年平均年降水量 (mm)		608.54		
灾害天气 统计	多年平均雷暴日数 (d)	17.1		
	多年平均沙暴日数 (d)	0.3		
	多年平均冰雹日数 (d)	0.5		
	多年平均大风日数 (d)	2.9		
多年实测极大风速 (m/s)		20.84	2006-04-12	24.2
多年平均风速 (m/s)		1.98		
多年主导风向、风向频率 (%)		S12.65%		
多年静风频率 (风速≤0.2m/s) (%)		6.85		

4.1.4 水文

4.1.4.1 地表水资源

濮阳市以金堤河为界，分属两大流域，南为黄河流域、北为海河流域。其中，海河流域面积 1830km²，涉及濮阳县（城关、清河头、柳屯）、市区、清丰县、南乐县，均为平原地区。

濮阳市境内有河流 97 条，多为中小河流，分属于黄河、海河两大水系。过境河主要有黄河、金堤河和卫河。另外，较大河流还有天然文岩渠、马颊河、濮龙河、徒骇河等。

拟建项目所在区域内主要河流为金堤河。金堤河发源于新乡县司张排水沟，自安阳市滑县王爷庙入濮阳境，流经濮阳、濮阳县、台前 3 县，于台前县吴坝乡张庄村北入黄河，境内流长 125km，流域面积 1750km²，约占全市总面积的 41%。

文留采油厂采油废水经文一、文二和文三污水处理站处理达标后全部回注地层，不进入地表水体中。区域地表水系见附图 2。

4.1.4.2 地下水资源

濮阳县地下水从上到下分为浅层淡水、咸水、深层淡水三种。浅层淡水呈零星分布，主要存在于第四系全新统地层的精细砂、亚砂土的孔隙、粘土的裂隙中，水流方向为南西-北东方向。从西北到东南由小到大，由薄到厚。

浅层淡水的主要补给来源是大气降水、地表水及灌溉回归水。浅层淡水底板埋深 10~20m，单位涌水量一般大于 2.5m/h·m，浅层淡水占全县总面积的 60%，咸水占全县总面积的 40%。

深层淡水主要储存于咸水层以下，水温高、水质好、单井出水量大，地层储水量大，是全县地下水的主要开采对象。第一开采段底板埋深大约 40~160m，矿化度为 0.6~0.8g/L；第二开采段的底板埋深大约 240~260m，矿化度 0.5~0.6g/L；第四开采段的底板埋深 430~470m，径流及坑塘蓄水对周围地下水也有一定补给。

濮阳县西部地下水埋深一般大于 10m，东部埋深较浅，为 2~4m，其地下水流向为西南向东北。同时，根据区域水文地质资料及现场调查，评价区域浅层地

下水水位埋深 22.0m，年变幅 1~2m。

4.1.5 土壤类型

濮阳城区地表均为第四纪冲积松散沉积物覆盖，主要土层为粉土、砂土及粘土。地层岩组类型单一，属简单场地。高新区属于黄河故道工程地质区，土质为黏土（土层约 19m 以上）和砂质黏土（土层深约 29m 以下）。

濮阳市的土壤类型有潮土、风砂土和碱土 3 个土类，9 个亚类，15 个土属，62 个土种。潮土为主要土壤，占全市土地面积的 97.2%，分布在除西北部黄河故道区以外的大部分地区。潮土表层呈灰黄色，土层深厚，熟化程度较高，土体疏松，沙黏适中，耕性良好，保水保肥，酸碱适度，肥力较高，适合栽种多种作物，是农业生产的理想土壤。风砂土有半固定风砂土和固定风砂土两个亚类，共占全市土地总面积的 2.6%，主要分布在西北部黄河故道，华龙区、清丰县和南乐县的西部。风砂土养分含量少，理化性状差，漏水漏肥，不利耕作，但适宜植树造林，发展园艺业。碱土只有草甸碱土一个亚类，占全市土地面积的 0.2%，主要分布在黄河背河洼地。碱土因碱性太强，一般农作物难以生长，改良后可种植水稻。

中原油田开发区域内主要土壤类型为潮土，主要分布在金堤河与黄河之间的滞洪区域。其次为脱潮土，集中分布在金堤河以北评价区域的六塔、瓦屋头、岳村、柳屯一带。另分布有盐化潮土和碱化潮土，主要分布在金堤河与黄河之间的南半部。

4.1.6 动植物资源

濮阳市野生动物中，兽类主要有野兔、狐狸、獾、鼠、黄鼬、刺猬等。据 1997 年调查结果，全市鸟类还有 38 种，主要有鹊、雀、燕、猫头鹰、啄木鸟、布谷、鸽子、画眉等；水生动物主要有蛙、蟾、鱼、虾；昆虫种类繁多，常见的有 11 目 45 科，害虫天敌有 9 目 44 科 70 种。

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、西蓝花、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。

拟建项目所在区域无国家重点保护动植物种类。

4.1.7 文物古迹

濮阳居中原要冲，悠久的历史、激烈的争逐、灿烂的文化给这块大地留下了许多珍贵的文化遗产和名胜古迹。如“造字圣人”仓颉陵和仓颉庙，孔子讲学遗址“学堂岗圣庙”，被江泽民总书记称为春秋时期的“联合国”——戚城遗址，濮阳历史地位的象征中心阁四牌楼，古代重型建筑的杰作濮阳八都坊，刘邓大军强渡黄河纪念碑。濮阳西水坡仰韶文化遗址发掘的“中华第一龙”，把中国龙的图腾向前推移了千余年。还有子路墓祠、回銮碑、普照寺大雄宝殿、文庙大成殿、二帝陵、蚩尤冢、长乐亭、宣房宫、南乐牌坊、龙虎福寿碑等。

现场调查到各文物保护单位四周 1000m 内均无油田勘探开发活动内容。根据《中华人民共和国文物保护法》第十七条：文物保护单位的保护范围内不得进行其他建设工程或者爆破、钻探、挖掘等作业。但是，因特殊情况需要在文物保

护单位的保护范围内进行其他建设工程或者爆破、钻探、挖掘等作业的，必须保证文物保护单位的安全，并经核定公布该文物保护单位的人民政府批准，在批准前应当征得上一级人民政府文物行政部门同意。

根据现场调查，拟建项目建设不涉及文物保护单位的区域。

4.2 环境质量现状调查与评价

4.2.1 环境空气质量现状监测与评价

4.2.1.1 区域环境空气质量现状

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，对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。项目所在区域达标判断：城市环境空气质量达标情况评价指标为 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 CO 和 O_3 ，六项污染物全部达标即为城市环境空气质量达标。

根据大气功能区划分，项目所在地为二类功能区，环境空气执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准。本次评价收集了濮阳市 2020~2024 年环境空气污染物 SO_2 、 NO_2 、 PM_{10} 、 $\text{PM}_{2.5}$ 、 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，详见下表。

表 4.2-1 环境空气质量监测统计结果一览表（单位： $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）

监测点 位	污染物	年评价指标	现状浓 度	二类区		
				评价标准	占标率%	是否达标
2020 年	SO_2	年平均质量浓度	10	60	16.67	达标
	NO_2	年平均质量浓度	30	40	75	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	92	70	131.43	不达标
	$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	59	35	168.57	不达标
	CO	第 95 百分位数日均值	1600	4000	40	达标
	O_3	第 90 百分位数日均值	164	160	102.5	不达标
2021 年	SO_2	年平均质量浓度	8.48	60	14.13	达标
	NO_2	年平均质量浓度	27.53	40	68.83	达标
	PM_{10}	年平均质量浓度	94.46	70	134.94	不达标
	$\text{PM}_{2.5}$	年平均质量浓度	52.45	35	149.86	不达标

	CO	第 95 百分位数日均值	1266.25	4000	31.66	达标
	O ₃	第 90 百分位数日均值	165.3	160	103.31	不达标
2022 年	SO ₂	年平均质量浓度	10	60	16.67	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	25	40	62.50	达标
	PM ₁₀	年平均质量浓度	79	70	112.9	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	53	35	151.4	不达标
	CO	第 95 百分位数日均值	1200	4000	30.0	达标
	O ₃	第 90 百分位数日均值	168	160	105.0	不达标
2023 年	PM ₁₀	年平均质量浓度	88	70	125.7	不达标
	PM _{2.5}	年平均质量浓度	51	35	145.7	不达标
	SO ₂	年平均质量浓度	8	60	13.3	达标
	NO ₂	年平均质量浓度	24	40	60.0	达标
	CO	日平均第 95 百分位浓度	1000	4000	25.0	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值的第 90 百分位浓度	168	160	105.0	不达标
2024 年	SO ₂	年平均浓度	7	60	11.7	达标
		日平均第 98 百分位数	21	150	14	达标
	NO ₂	年平均浓度	22	40	55	达标
		日平均第 98 百分位数	54	80	67.5	达标
	PM ₁₀	年平均浓度	77	70	110	不达标
		日平均第 95 百分位数	141	150	94	达标
	PM _{2.5}	年平均浓度	47	35	134.3	不达标
		日平均第 95 百分位数	117	75	156	不达标
	CO	日平均第 95 百分位数	1100	4000	27.5	达标
	O ₃	日最大 8 小时滑动平均值第 90 百分位数	167	160	104.4	不达标

由上表可知，2020 年-2024 年濮阳市 PM_{2.5} 年均浓度、PM₁₀ 年均浓度、O₃ 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。

针对项目所在区域大气环境质量超标现象，濮阳市人民政府积极采取措施，根据《濮阳市 2025 年蓝天保卫战实施方案》，采取的主要措施为（节选相关部分）：

（一）结构优化升级专项攻坚

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。全市严禁新改扩建烧结砖瓦项目，有序退出 6000 万标砖/年以下和城市规划区内的烧结砖及烧结空心砌块生产线，2025 年 4 月组织开展烧结砖瓦行业专项整治“回头看”，原则上对达不到 B 级及以上绩效水平的烧结砖瓦企业实施停产整治；持续推动生物质小锅炉关停整合。2025 年 4 月底前制定年度落后产能淘汰退出工作方案，排查建立淘汰退出任务台账。2025 年 9 月底前整合淘汰现有 5 台 2 蒸吨及以下生物质锅炉。

2.推进产业集群综合整治。加快推动台前县橡胶制品制造集群综合整治，2025 年底前完成 23 家橡胶制品企业升级改造，从生产工艺、产品质量、产能规模、能耗水平、燃料类型、原辅材料替代、污染治理和区域环境综合整治等方面提升集群绿色发展水平。支持各县（区）因地制宜谋划实施集中供热中心、集中喷涂中心、有机溶剂集中回收处置中心、活性炭集中再生中心等“绿岛”项目。

3.加快工业锅炉炉密整治。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。督促范县利福特瓦业有限公司于 2025 年 10 月底前完成煤气发生炉淘汰或清洁能源替代，未完成替代改造的不得投入运行。

4.持续推进散煤治理。巩固清洁取暖改造成果，严格落实高污染燃料禁燃管理有关要求，严禁农业种植、养殖、储粮烘干、农产品加工等使用燃煤设施。加快推进集中供热管网改造，2025 年底前改造老旧供热管网 6 公里，新增供热面积 100 万平方米。深入开展市、县、乡、村四级燃煤散烧治理专项行动，依法依

规整治违规销售、储存、运输、使用散煤的行为，严防散煤复烧。

（二）工业企业提标治理专项攻坚

5.高质量完成重点行业超低排放改造。加快推进水泥行业全工序、全流程超低排放改造，严把工程质量，加强运行管理，推动河南省同力水泥有限公司濮阳水泥分公司、濮阳宏宇建材有限公司 2 家独立水泥粉磨站实现绿色低碳转型升级。2025 年 9 月底前，经开区督促河南省同力水泥有限公司濮阳水泥分公司完成无组织、清洁运输超低排放改造评估监测，力争完成中国水泥协会公示；范县做好濮阳宏宇建材有限公司的监管帮扶工作，确保其复工前完成无组织、清洁运输超低排放改造评估监测，力争完成中国水泥协会公示。对辖区内燃煤锅炉超低排放改造工作开展“回头看”，确保其全部完成。对全面完成超低排放改造并公示的企业，可开展 A 级绩效评级工作，重污染天气预警期间 A 级企业可采取自主减排措施；未完成的纳入秋冬季错峰生产调控。

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。

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，在夏季臭氧污染凸显前，组织开展一轮次活性炭更换，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。

8.加快工业企业深度治理。加强燃煤锅炉、生物质锅炉、除尘、脱硫、脱硝设施运行管理，推动燃煤电厂精准喷氨设施升级改造，强化工业源烟气脱硫脱硝氨逃逸防控，推进燃气锅炉、炉密低氮燃烧改造，对不能稳定达标排放的垃圾焚烧发电、生物质锅炉、砖瓦窑、耐火材料等行业企业实施提标治理。2025 年 9 月底前，完成濮阳首创环保能源有限公司垃圾焚烧发电企业提标改造任务；10 月底前，完成河南汇丰麟晟能源科技有限公司天然气锅炉低氮燃烧改造任务。强化全过程排放控制和监督帮扶力度，严禁不正常使用或未经批准擅自拆除、闲置、停运污染治理设施，严禁生物质锅炉掺烧煤炭、垃圾、工业固体废物等其他物料。开展砂石骨料企业全流程综合治理，推动砂石骨料行业装备升级，实施清洁化、智能化、绿色化改造。完善动态管理机制，严防“散乱污”企业反弹。2025 年 9 月底前，完成现有 28 家砂石骨料企业综合治理任务。

.....

经采取以上措施后，当地环境空气质量将有所好转。

4.2.1.2 环境空气质量现状补充监测

(1) 其他污染物补充监测点位

结合本次评价区域局地地形条件、风频分布特征及环境功能区、环境空气保护目标所在方位，评价范围内共设置 2 个监测点位。监测单位：河南蓝呈检测技术有限公司，检测时间：2025 年 8 月 18 日-8 月 25 日。监测点位功能特征及位置详见下表及附图 4-1。

表 4.2-2 其他污染物补充监测点位基本信息一览表

序号	监测点名称	相关位置	监测因子	备注
G1	后夹岗村	文二中转站东南 727m 处	硫化氢、非甲烷总烃	现场监测
G2	肖垌堆村	文二中转站西北 72m 处		现场监测
G3	东王庄村	文三中转站西北 749m 处		现场监测
G4	前盆城村	文一中转站东北 908m 处		现场监测

G5	马庄	开采区域外北侧 110m 处		现场监测

(2) 监测因子及分析方法

针对拟建项目排污特点及评价区域环境特征,本次环境空气质量现状监测因子为:非甲烷总烃、H₂S。监测因子及分析方法见下表。

表 4.2-3 环境空气现状监测分析方法

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
硫化氢	环境空气 硫化氢亚甲基蓝分光光度法《空气和废气监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2003 年)	/	0.001mg/L	752G 紫外可见分光光度计
非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³	GC7900 气相色谱仪

(3) 监测因子、时间、频率及执行标准

表 4.2-4 环境空气质量标准一览表

监测因子	监测内容	标准值	监测频次	标准来源
H ₂ S	1 小时平均	10μg/m ³	连续 7 天,每天采样 4 次(2:00, 8:00, 14:00, 20:00), 每次不少于 45min	《环境影响技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018 附录 D)
非甲烷总烃	1 小时平均	2000μg/m ³	连续 7 天,每天采样 4 次(2:00, 8:00, 14:00, 20:00), 每次不少于 45min	《大气综合污染物排放标准详解》第四章标准值说明
备注:监测期间同步进行风向、风速、气温、气压等气象要素观测,同时标定采样点经纬度坐标				

(4) 评价方法

采用单因子指数法对环境空气质量现状进行评价,计算公式如下:

$$S_i = \frac{C_i}{C_{i0}}$$

式中: S_i: i 污染物的标准指数;

C_i: i 污染物的实测浓度, mg/Nm³;

C_{i0}: i 污染物的环境空气质量评价标准, mg/Nm³。

(5) 环境空气质量监测结果统计与评价

环境空气质量现状监测数据统计结果见下表。

表 4.2-5 监测数据统计结果及评价分析一览表

监测点 位	监测项目		浓度范围 (mg/m ³)	标准浓度限值 (mg/m ³)	最大污染 指数	超标率 (%)	达标情况
G1	非甲烷总烃	1h 平均	0.47~0.68	2	0.34	0	达标
	硫化氢	1h 平均	未检出	0.01	\	\	达标
G2	非甲烷总烃	1h 平均	0.49~0.67	2	0.335	0	达标
	硫化氢	1h 平均	未检出	0.01	\	\	达标
G3	非甲烷总烃	1h 平均	0.49~0.63	2	0.315	0	达标
	硫化氢	1h 平均	未检出	0.01	\	\	达标
G4	非甲烷总烃	1h 平均	0.47~0.63	2	0.315	0	达标
	硫化氢	1h 平均	未检出	0.01	\	\	达标
G5	非甲烷总烃	1h 平均	0.53~0.65	2	0.325	0	达标
	硫化氢	1h 平均	未检出	0.01	\	\	达标

由上表可知：各监测点位非甲烷总烃能够满足《大气污染物综合排放标准详解》推荐值；H₂S 均能够满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 要求。

4.2.2 地表水环境质量现状调查与评价

根据项目所在区域地表水环境状况，本次地表水调查水体为金堤河。拟建项目地表水环境质量现状评价金堤河宋海桥市控断面执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准。根据濮阳市生态环境局发布的《濮阳市环境质量月报》（2024 年 1 月-2024 年 12 月）中的数据，金堤河宋海桥断面常规监测统计结果见下表。

表 4.2-6 金堤河宋海桥断面常规监测资料统计

河流	断面	时间		水质类别	达标情况
金堤河	宋海桥	2024 年	1 月	IV类	达标
			2 月	V类	不达标
			3 月	II类	达标
			4 月	II类	达标

			5 月	Ⅲ类	达标
			6 月	Ⅲ类	达标
			7 月	Ⅱ类	达标
			8 月	Ⅳ类	达标
			9 月	Ⅴ类	不达标
			10 月	Ⅲ类	达标
			11 月	Ⅲ类	达标
			12 月	Ⅳ类	达标

根据濮阳市生态环境局发布的濮阳市环境质量月报，金堤河宋海桥断面 2024 年除 2 月、9 月外，其余月份水质状况可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）Ⅳ类标准要求。

4.2.3 地下水环境质量现状监测与评价

4.2.3.1 点位布设

根据地下水埋藏特征、地下水流向以及周边敏感点分布状况，采用控制性布点和功能性布点结合的原则，参照《地下水环境监测技术规范》（HJ164-2020）要求，本次评价布设地下水水质监测点 7 个，水位监测点 14 个，本次监测委托河南蓝呈检测技术有限公司开展检测工作，检测时间：2025 年 8 月 23 日-2025 年 8 月 24 日。地下水监测点位信息见下表，地下水监测点位见附图 4-2。

表 4.2-7 地下水监测点位

监测点编号	监测点位置	与油田主要设施位置关系	监测水层	功能	监测因子
1#	孔店村	近距离内无相关设施	浅层地下水	对照点	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、高锰酸盐指数、硫酸盐、氯化物、硫化物、总大肠菌群、细菌总数、石油类、K ⁺ 、Na ⁺ 、Ca ²⁺ 、Mg ²⁺ 、CO ₃ ²⁻ 、HCO ₃ ⁻ 、Cl ⁻ 、
2#	后朱寨村	文 82-46C1 井场附近	浅层地下水	影响点	
3#	红屯村	文 33-159C1 井场附近	浅层地下水	影响点	
4#	靳庄村	文 123-22C1 井场附近	浅层地下水	影响点	
5#	荆台村	文 13-341C1 井场附近	浅层地下水	影响点	
6#	前杜堎村	文 38-104 井场附近	浅层地下水	影响点	
7#	单寨村	近距离内无相关设施	浅层地下水	影响点	

					SO ₄ ²⁻ ，同时监测井深、水位及水温
8#	王定村	近距离内无相关设施	浅层地下水	/	井深、水位及水温
9#	前楼村	文 179-21 井场附近	浅层地下水	/	
10#	朱庄村	近距离内无相关设施	浅层地下水	/	
11#	孟英村	近距离内无相关设施	浅层地下水	/	
12#	新楼村	近距离内无相关设施	浅层地下水	/	
13#	巴庄村	文 10-100C1 井场附近	浅层地下水	/	
14#	任堤口村	近距离内无相关设施	浅层地下水	/	

4.2.3.2 监测因子分析方法

地下水质量现状监测因子分析方法详见下表。

表 4.2-8 地下水监测因子分析方法

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
pH 值	水质 pH 值的测定电极法	HJ 1147-2020	/	PHB-4 便携式 pH 计
K ⁺	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
Na ⁺	水质钾和钠的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
Ca ²⁺	水质钙的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7476-1987	2 mg/L	滴定管
Mg ²⁺	水质钙和镁的测定原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.002mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
CO ₃ ²⁻	碱度（总碱度、重碳酸盐、碳酸盐）酸碱指示剂滴定法 《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局（2002 年）	/	/	酸式滴定管
HCO ₃ ⁻	碱度（总碱度、重碳酸盐、碳酸盐）酸碱指示剂滴定法 《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局（2002 年）	/	/	酸式滴定管

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
Cl ⁻	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法	HJ 84-2016	0.007mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
SO ₄ ²⁻	水质无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定离子色谱法	HJ84-2016	0.018mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法	HJ535-2009	0.025mg/L	752G 紫外可见分光光度计
硝酸盐	水质硝酸盐氮的测定酚二磺酸分光光度法	GB/T7480-1987	0.02mg/L	752G 紫外可见分光光度计
亚硝酸盐	水质亚硝酸盐氮的测定分光光度法	GB/T7493-1987	0.003 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法(方法 1 萃取分光光度法)	HJ503-2009	0.0003mg/L	752G 紫外可见分光光度计
氰化物	水质氰化物的测定分光光度法(方法 4 吡啶-巴比妥酸分光光度法)	HJ 484-2009	0.002mg/L	752G 紫外可见分光光度计
砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ 694-2014	0.3μg/L	ZAF-3100 原子荧光光度计
汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法	HJ 694-2014	0.04μg/L	ZAF-3100 原子荧光光度计
铬(六价)	水质六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004mg/L	752G 紫外可见分光光度计
总硬度	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标 (10.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法)	GB/T 5750.4-2023	1.0mg/L	滴定管
铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	10μg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
氟化物	水质氟化物的测定离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05mg/L	PXSJ-270F 氟离子计
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	1μg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
铁	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
锰	水质铁、锰的测定火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标（11.1 称量法）	GB/T 5750.4-2023	/	JJ124BF 万分之一电子天平
高锰酸盐指数（耗氧量）	水质高锰酸盐指数的测定	GB/T 11892-1989	0.5mg/L	酸式滴定管
硫酸盐	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定离子色谱法	HJ 84-2016	0.018mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
氯化物	水质无机阴离子（F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻ ）的测定离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
总大肠菌群	总大肠菌群多管发酵法《水和废水监测分析方法》（第四版）国家环境保护总局（2002 年）	/	/	SPN-250B 生化培养箱
菌落总数	水质细菌总数的测定平皿计数法	HJ 1000-2018	/	SPN-250B 生化培养箱
石油类	水质石油类和动植物油类的测定红外分光光度法	HJ 637-2018	0.06mg/L	GH-6700 红外测油仪

4.2.3.3 评价标准及评价方法

（1）评价标准

本次地下水评价标准执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，详见下表。

表 4.2-9 地下水环境评价质量标准 单位：mg/L（pH 无量纲）

序号	项目	标准值
1	pH（无量纲）	6.5~8.5
2	氨氮（以 N 计）	≤0.50
3	硝酸盐（以 N 计）	≤20
4	亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.0
5	溶解性总固体	≤1000

6	硫酸盐	≤ 250
7	氯化物	≤ 250
8	总硬度(CaCO ₃ 计)	≤ 450
9	耗氧量 (COD _{Mn})	≤ 3.0
10	挥发酚	≤ 0.002
11	氰化物	≤ 0.05
12	氟化物	≤ 1.0
13	铅	≤ 0.01
14	镉	≤ 0.005
15	铁	≤ 0.3
16	锰	≤ 0.10
17	砷	≤ 0.01
18	汞	≤ 0.001
19	铬(六价)	≤ 0.05
20	铜	≤ 1.0
21	锌	≤ 1.0
22	硫化物	≤ 0.02
23	总大肠菌群	$\leq 3.0\text{CFU}/100\text{mL}$
24	细菌总数	$\leq 100\text{CFU}/\text{mL}$
25	石油类	/

(2) 评价方法

根据地下水质量现状监测结果,采用单因子污染指数法对地下水质量现状进行评价。未检出时按检出限的一半进行计算。

单因子污染指数公式如下:

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{sj}$$

式中, $S_{i,j}$ -污染因子 i 在 j 点的污染指数;

$C_{i,j}$ -污染因子 i 在 j 点的实测浓度, mg/L;

C_{sj} -污染因子 i 的评价标准限值, mg/L。

pH 的标准指数为:

$$S_{\text{pH},j} = \frac{7.0-\text{pH}_j}{7.0-\text{pH}_{\text{sd}}} \quad \text{pH}_j \leq 7.0$$

$$S_{\text{pH},j} = \frac{\text{pH}_j-7.0}{\text{pH}_{\text{su}}-7.0} \quad \text{pH}_j > 7.0$$

式中, $S_{\text{pH},j}$ -pH 在第 j 点的标准指数;

pH_j -j 点 pH 值；

pH_{sd} -地下水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} -地下水水质标准中规定的 pH 值上限。

4.2.3.4 地下水质量监测结果统计及评价

地下水质量现状监测结果及统计分析情况见下表。

表 4.2-10 地下水质量现状检测结果统计分析

序号	监测因子	单位	孔店村				后朱寨村				红屯村			
			监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况	监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况	监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况
1	K ⁺	mg/L	1.36	/	/	达标	1.14	/	/	达标	1.34	/	/	达标
2	Na ⁺	mg/L	43.4	/	/	达标	51.8	/	/	达标	52.1	/	/	达标
3	Ca ²⁺	mg/L	74.2	/	/	达标	71.6	/	/	达标	73.2	/	/	达标
4	Mg ²⁺	mg/L	31.2	/	/	达标	30.6	/	/	达标	35.4	/	/	达标
5	CO ₃ ²⁻	mg/L	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标
6	HCO ₃ ⁻	mg/L	309	/	/	达标	286	/	/	达标	328	/	/	达标
7	Cl ⁻	mg/L	41.4	/	/	达标	44.6	/	/	达标	48.8	/	/	达标
8	SO ₄ ²⁻	mg/L	74.4	/	/	达标	75.2	/	/	达标	71.9	/	/	达标
9	pH 值	无量纲	7.6	/	/	达标	7.7	/	/	达标	7.8	/	/	达标
10	氨氮	mg/L	0.126	0.5	0	达标	0.207	0.5	0	达标	0.193	0.5	0	达标
11	硝酸盐	mg/L	2.73	20	0	达标	2.54	20	0	达标	2.69	20	0	达标
12	亚硝酸盐	mg/L	未检出	1	0	达标	未检出	1	0	达标	未检出	1	0	达标
13	挥发酚（类）	mg/L	未检出	0.002	0	达标	未检出	0.002	0	达标	未检出	0.002	0	达标
14	氰化物	mg/L	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标
15	砷	mg/L	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标
16	汞	mg/L	未检出	0.001	0	达标	未检出	0.001	0	达标	未检出	0.001	0	达标
17	六价铬	mg/L	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标
18	总硬度	mg/L	412	450	0	达标	385	450	0	达标	367	450	0	达标

19	铅	mg/L	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标
20	氟化物	mg/L	0.35	1	0	达标	0.38	1	0	达标	0.41	1	0	达标
21	镉	mg/L	未检出	5	0	达标	未检出	5	0	达标	未检出	5	0	达标
22	铁	mg/L	未检出	0.3	0	达标	未检出	0.3	0	达标	未检出	0.3	0	达标
23	锰	mg/L	未检出	0.1	0	达标	未检出	0.1	0	达标	未检出	0.1	0	达标
24	溶解性总固体	mg/L	606	1000	0	达标	587	1000	0	达标	536	1000	0	达标
25	耗氧量	mg/L	1.15	3	0	达标	1.33	3	0	达标	0.99	3	0	达标
26	硫酸盐	mg/L	74.4	250	0	达标	75.2	250	0	达标	71.9	250	0	达标
27	氯化物	mg/L	41.4	250	0	达标	44.6	250	0	达标	48.8	250	0	达标
28	石油类	mg/L	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	0.5	/	达标
29	总大肠菌群	CFU/100mL	未检出	3	0	达标	未检出	3	0	达标	未检出	3	0	达标
30	菌落总数	CFU/mL	60	100	0	达标	80	100	0	达标	80	100	0	达标

表 4.2-11 地下水质量现状检测结果统计分析

序号	监测因子	单位	靳庄村				荆台村				前杜垌村				单寨村			
			监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况	监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况	监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况	监测值	标准 限值	超标 倍数	达标 情况
1	K ⁺	mg/L	1.27	/	/	达标	1.17	/	/	达标	1.18	/	/	达标	1.14	/	/	达标
2	Na ⁺	mg/L	49.3	/	/	达标	60.2	/	/	达标	57.5	200	0	达标	48.2	/	/	达标
3	Ca ²⁺	mg/L	71.8	/	/	达标	75.9	/	/	达标	73.3	/	/	达标	72.5	/	/	达标
4	Mg ²⁺	mg/L	32.1	/	/	达标	30.4	/	/	达标	33.1	/	/	达标	34.6	/	/	达标
5	CO ₃ ²⁻	mg/L	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标
6	HCO ₃ ⁻	mg/L	308	/	/	达标	302	/	/	达标	298	/	/	达标	323	/	/	达标

第 4 章 环境现状调查与评价

7	Cl ⁻	mg/L	47.6	/	/	达标	43.9	/	/	达标	42.4	/	/	达标	40.3	/	/	达标
8	SO ₄ ²⁻	mg/L	73.5	/	/	达标	70.8	/	/	达标	72.5	/	/	达标	69.4	/	/	达标
9	pH 值	无量纲	7.4	/	/	达标	7.8	/	/	达标	7.5	/	/	达标	7.8	/	/	达标
10	氨氮	mg/L	0.184	0.5	0	达标	0.089	0.5	0	达标	0.106	0.5	0	达标	0.172	0.5	0	达标
11	硝酸盐	mg/L	3.31	20	0	达标	3.58	20	0	达标	2.67	20	0	达标	3.33	20	0	达标
12	亚硝酸盐	mg/L	未检出	1	0	达标	未检出	1	0	达标	未检出	1	0	达标	未检出	1	0	达标
13	挥发酚 (类)	mg/L	未检出	0.002	0	达标	未检出	0.002	0	达标	未检出	0.002	0	达标	未检出	0.002	0	达标
14	氰化物	mg/L	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标
15	砷	mg/L	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标
16	汞	mg/L	未检出	0.001	0	达标	未检出	0.001	0	达标	未检出	0.001	0	达标	未检出	0.001	0	达标
17	六价铬	mg/L	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标	未检出	0.05	0	达标
18	总硬度	mg/L	353	450	0	达标	395	450	0	达标	375	450	0	达标	356	450	0	达标
19	铅	mg/L	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标	未检出	10	0	达标
20	氟化物	mg/L	0.39	1	0	达标	0.42	1	0	达标	0.36	1	0	达标	0.45	1	0	达标
21	镉	mg/L	未检出	5	0	达标	未检出	5	0	达标	未检出	5	0	达标	未检出	5	0	达标
22	铁	mg/L	未检出	0.3	0	达标	未检出	0.3	0	达标	未检出	0.3	0	达标	未检出	0.3	0	达标
23	锰	mg/L	未检出	0.1	0	达标	未检出	0.1	0	达标	未检出	0.1	0	达标	未检出	0.1	0	达标
24	溶解性总 固体	mg/L	596	1000	0	达标	567	1000	0	达标	532	1000	0	达标	577	1000	0	达标
25	耗氧量	mg/L	1.09	3	0	达标	1.28	3	0	达标	1.24	3	0	达标	1.12	3	0	达标
26	硫酸盐	mg/L	73.5	250	0	达标	70.8	250	0	达标	72.5	250	0	达标	69.4	250	0	达标
27	氯化物	mg/L	47.6	250	0	达标	43.9	250	0	达标	42.4	250	0	达标	40.3	250	0	达标

第 4 章 环境现状调查与评价

28	石油类	mg/L	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	/	/	达标	未检出	0.5	/	达标
29	总大肠菌群	CFU/100mL	未检出	3	0	达标	未检出	3	0	达标	未检出	3	0	达标	未检出	3	0	达标
30	菌落总数	CFU/mL	70	100	0	达标	70	100	0	达标	60	100	0	达标	60	100	0	达标

由上表可知，本次监测地下水环境质量现状各点位各因子监测值均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。

表 4.2-12 地下水水位统计

调查日期	检测点位置	检测结果		
		井深(m)	水位(m)	水温 (°C)
2025.8.24	孔店村	25	3.4	17.8
	后朱寨村	22	3.4	18.1
	红屯村	21	1.4	17.3
2025.8.23	靳庄村	23	3.6	18
	荆台村	21	4.7	17.4
	前杜垌村	22	7.1	17.9
2025.8.22	单寨村	23	9.3	17.6
2028.8.24	王定村	25	3.4	17.5
	前楼村	24	2.1	18.3
	朱庄村	23	7.2	17.9
2025.8.23	孟英村	23	3.3	16.5
	新楼村	24	3.9	17.3
	巴庄村	25	8.3	17.3
2025.8.22	任堤口村	22	8.6	18.2

4.2.3.5 现有工程地下水环境质量调查

文留采油厂每年定期进行地下水环境质量现状例行检测，根据“3.1.10.3 地下水环境质量回顾分析”，文留采油厂文一、文二、文三中转站及文中采油管理二区 18#站地下水监测井中溶解性总固体、氯化物、挥发分、氨氮、耗氧量出现不同程度的超标，不能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，其余各项指标均满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准；石油类满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中相关标准要求。溶解性总固体、氯化物、挥发分、氨氮、耗氧量超标主要与区域水文地质环境有关。

4.2.4 包气带现状监测

4.2.4.1 监测点位和监测因子

本项目为扩建项目，依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）的相关要求，在可能造成地下水污染的主要装置或设施附近应开展包

气带污染现状调查。建设单位委托河南蓝呈检测技术有限公司于2025年8月20日取样监测，包气带污染现状调查监测点位布设见下表和附图4-3。

表 4.2-13 包气带监测点位情况一览表

监测点位		位置	功能	分层取样	监测因子
文一	1#	文一中转站外南	背景点	0~20cm、 20~100cm、 100~200cm、 200~300cm, 各取 一个样, 每层取接 近底层的样	pH、高锰酸盐 指数、石油类、 挥发酚、砷、铬 (六价)、镉、 铅、氯化物、硫 酸盐
	2#	文一中转站污油池南侧	污染监测点		
文二	3#	文二中转站外南	背景点		
	4#	文二中转站污油池北侧	污染监测点		
文三	5#	文三中转站外东南	背景点		
	6#	文三中转站污油池南侧	污染监测点		

4.2.4.2 分析方法

分析方法见下表。

表 4.2-14 包气带检测项目分析方法

检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限/最低检出浓度
pH 值	水质 pH 值的测定电极法 HJ 1147-2020	pH 计台式、PHS-3E、ZHTJ/JY-154	\
高锰酸盐指数	水质高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	\	\
石油类	水质石油类的测定紫外分光光度法（试行）HJ 970-2018	紫外可见分光光度计、SP-756P、ZHTJ/JY-016	0.01 mg/L
挥发酚	水质挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法）HJ503-2009	可见分光光度计、722N、ZHTJ/JY-005	0.0003mg/L
铬（六价）	生活饮用水 标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标（13.1 铬（六价）二苯碳酰二肼分光光度法）GB/T5750.6-2023	可见分光光度计、722N、ZHTJ/JY-005	0.004mg/L
砷 铅 镉	生活饮用水标准检验方法第 6 部分：金属和类金属指标 4.4 电感耦合等离子体发射法 GB/T5750.6-2023	ICP、5800、ZHTJ/JY-007	35μg/L 20μg/L 4μg/L
氯化物	生活饮用水标准检验方法第 5 部	\	1.0mg/L

	分：无机非金属指标（5.1 氯化物 硝酸银容量法）GB/T5750.5-2023		
硫酸盐	水质硫酸盐的测定铬酸钡分光光度法（试行）HJ/T342-2007	可见分光光度计、 722N、ZHTJ/JY-006	8mg/L

4.2.4.3 监测结果

包气带环境质量现状监测结果见下表。

表 4.2-15 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	1#文一中转站外南			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.53	7.22	7.26	7.49
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬（六价）(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷(μg/L)	35L	35L	35L	35L
镉(μg/L)	4L	4L	4L	4L
铅(μg/L)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	212	228	248	231
硫酸盐(mg/L)	212	215	239	243

表 4.2-16 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	2#文一中转站污油池南侧			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.15	7.28	7.28	7.46
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1	1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬（六价）(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷(μg/L)	35L	35L	35L	35L
镉(μg/L)	4L	4L	4L	4L
铅(μg/L)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	204	241	192	238
硫酸盐(mg/L)	266	268	307	283

表 4.2-17 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	3#文二中转站外南测			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.61	7.03	7.22	7.39
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1.1	1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷(μg/L)	35L	35L	35L	35L
镉(μg/L)	4L	4L	4L	4L
铅(μg/L)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	224	186	230	214
硫酸盐(mg/L)	302	269	262	266

表 4.2-18 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	4#文二中转站污油池北侧			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.47	7.58	7.15	7.47
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1.2	1.1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷(μg/L)	35L	35L	35L	35L
镉(μg/L)	4L	4L	4L	4L
铅(μg/L)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	204	197	235	244
硫酸盐(mg/L)	260	306	332	300

表 4.2-19 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	5#文三中转站外东南			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.32	7.39	7.44	7.28
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.2	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L

铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	200	214	214	223
硫酸盐(mg/L)	323	269	262	266

表 4.2-20 包气带环境质量现状监测结果

检测点位	6#文三中转站污油池南侧			
	0-20m	0-50m	50-150m	150-300m
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.13	7.09	7.35	7.42
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.2	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	202	234	257	240
硫酸盐(mg/L)	269	283	251	222

因包气带浸溶液无评价标准,本次浸溶液各因子留作背景值。根据开采区土壤质量及地下水水质监测情况,未出现因工程原因导致的土壤环境及地下水水质超标现象,说明包气带污染情况尚未导致土壤质量超标及未导致地下水水质明显变化。项目所在区域包气带环境质量较好。

4.2.5 声环境质量现状监测与评价

4.2.5.1 监测点布设

根据项目周围环境实况,本次评价设置声环境监测点位详见下表及附图 4-4。

表 4.2-21 噪声监测点位表

测点编号	监测点位	布设意义
N1	程寨村	声环境敏感目标
N2	晁楼村	声环境敏感目标
N3	梁大寨村	声环境敏感目标

N4	后大寨村	声环境敏感目标
N5	吉寨村	声环境敏感目标
N6	安居苑	声环境敏感目标
N7	王楼村	声环境敏感目标
N8	东朱寨村	声环境敏感目标
N9	腾飞社区	声环境敏感目标
N10	后夹岗村	声环境敏感目标
N11	文二中转站南厂界	项目声环境现状
N12	文二中转站东厂界	项目声环境现状
N13	文二中转站北厂界	项目声环境现状
N14	文二中转站西厂界	项目声环境现状
N15	肖垌堆村	项目声环境现状
N16	狮子寺村	声环境敏感目标
N17	红屯村	声环境敏感目标
N18	关庄村	声环境敏感目标
N19	南张庄村	声环境敏感目标
N20	化庄村	声环境敏感目标
N21	南王庄村	声环境敏感目标
N22	马寨村	声环境敏感目标
N23	胡家庄	声环境敏感目标
N24	文三中转站南厂界	项目声环境现状
N25	文三中转站东厂界	项目声环境现状
N26	文三中转站北厂界	项目声环境现状
N27	文一污水站南厂界	项目声环境现状
N28	文一污水站东厂界	项目声环境现状
N29	文一污水站北厂界	项目声环境现状
N30	文一污水站西厂界	项目声环境现状
N31	文一中转站南厂界	项目声环境现状
N32	前盆城村	声环境敏感目标
N33	陈楼村	声环境敏感目标
N34	申庄村	声环境敏感目标
N35	马庄村	声环境敏感目标

4.2.5.2 监测时间及监测频率

连续监测 2 天，每天昼、夜各监测一次。河南蓝呈检测技术有限公司于 2025 年 8 月 25 日~2025 年 8 月 26 日对布设点位进行监测。

4.2.5.3 评价方法

根据声环境现状监测结果，采用等效声级法，结合噪声评价标准，对项目声环境质量现状进行评价。

4.2.5.4 评价标准

本项目位于声环境类区。因此执行声环境质量标准 2 类。本次声环境质量评价标准见下表。

表 4.2-22 声环境质量评价标准

声环境功能区类别	昼间[dB(A)]	夜间[dB(A)]
2 类	60	50

4.2.5.5 监测结果统计及评价

本次声环境质量现状监测数据统计分析结果见下表。

表 4.2-23 声环境质量现状监测结果统计一览表 单位：dB（A）

检测日期	检测点位置	检测结果					
		昼间	标准值	是否达标	夜间	标准值	是否达标
2025.08.22 ~08.23	马庄村	55	60	达标	46	50	达标
	申庄村	57	60	达标	46	50	达标
	陈楼村	55	60	达标	48	50	达标
	前盆城村	56	60	达标	46	50	达标
	文一中转站南厂界	57	60	达标	46	50	达标
	文一污水站北厂界	55	60	达标	46	50	达标
	文一污水站西厂界	59	60	达标	45	50	达标
	文一污水站南厂界	56	60	达标	48	50	达标
	文一污水站东厂界	57	60	达标	44	50	达标
	文三中转站北厂界	56	60	达标	44	50	达标
	文三中转站东厂街	57	60	达标	44	50	达标
	文三中转站南厂街	56	60	达标	45	50	达标
	胡家庄	56	60	达标	46	50	达标
	马寨村	56	60	达标	48	50	达标
	南王庄村	57	60	达标	44	50	达标
	化庄村	56	60	达标	45	50	达标

	南张庄村	57	60	达标	45	50	达标
	关庄村	55	60	达标	44	50	达标
	红屯村	55	60	达标	45	50	达标
	狮子寺村	57	60	达标	44	50	达标
	肖垌堆村	56	60	达标	45	50	达标
	文二中转站南厂界	54	60	达标	44	50	达标
	文二中转站东厂界	58	60	达标	45	50	达标
	文二中转站西厂界	58	60	达标	45	50	达标
	文二中转站北厂界	57	60	达标	45	50	达标
	后夹岗村	54	60	达标	44	50	达标
	腾飞社区	59	60	达标	45	50	达标
	东朱寨村	57	60	达标	46	50	达标
	王楼村	54	60	达标	47	50	达标
	安居苑	57	60	达标	47	50	达标
	吉寨村	59	60	达标	46	50	达标
	后大寨村	54	60	达标	45	50	达标
	梁大寨村	57	60	达标	46	50	达标
	晁楼村	59	60	达标	46	50	达标
	程寨村	56	60	达标	46	50	达标
2025.08.23 ~08.24	马庄村	58	60	达标	46	50	达标
	申庄村	57	60	达标	46	50	达标
	陈楼村	54	60	达标	48	50	达标
	前盆城村	59	60	达标	46	50	达标
	文一中转站南厂界	57	60	达标	44	50	达标
	文一污水站北厂界	56	60	达标	46	50	达标
	文一污水站西厂界	57	60	达标	45	50	达标
	文一污水站南厂界	56	60	达标	48	50	达标
	文一污水站东厂界	56	60	达标	44	50	达标
	文三中转站北厂界	56	60	达标	44	50	达标
	文三中转站东厂街	57	60	达标	44	50	达标
	文三中转站南厂街	57	60	达标	44	50	达标
	胡家庄	56	60	达标	46	50	达标
	马寨村	56	60	达标	48	50	达标
	南王庄村	56	60	达标	45	50	达标
	化庄村	56	60	达标	44	50	达标
	南张庄村	57	60	达标	45	50	达标
	关庄村	55	60	达标	44	50	达标

	红屯村	54	60	达标	45	50	达标
	狮子寺村	57	60	达标	44	50	达标
	肖垌堆村	56	60	达标	44	50	达标
	文二中转站南厂界	54	60	达标	44	50	达标
	文二中转站东厂界	58	60	达标	45	50	达标
	文二中转站西厂界	55	60	达标	45	50	达标
	文二中转站北厂界	59	60	达标	45	50	达标
	后夹岗村	56	60	达标	44	50	达标
	腾飞社区	54	60	达标	45	50	达标
	东朱寨村	55	60	达标	46	50	达标
	王楼村	59	60	达标	47	50	达标
	安居苑	56	60	达标	48	50	达标
	吉寨村	57	60	达标	46	50	达标
	后大寨村	56	60	达标	45	50	达标
	梁大寨村	54	60	达标	46	50	达标
	晁楼村	58	60	达标	46	50	达标
	程寨村	57	60	达标	46	50	达标

由上表可知，声环境保护目标及采油厂中转站处监测值均可以满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2类标准限值要求，区域声环境质量较好。

4.2.6 土壤环境质量现状监测与评价

4.2.6.1 监测点位及监测因子

根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）相关规定，本项目属于污染影响型和生态影响型项目，污染影响型评价工作等级为一级，生态影响型评价工作等级为二级。本次评价共设置 13 个监测点位，土壤监测点位布设见下表和附图 4。

表 4.2-24 土壤监测点位布设一览表

监测点编号	监测点位置	功能	监测因子	监测层位
T1	马白邱村东边农田	背景点（占地范围外）	pH、GB15618-2018 基本因子、石油烃、全盐量及理化特性	表层样，0.2m 深处取一个样
T2	文二中转站污油池附近	中转站	pH、GB36600-2018 中	柱状样，0.5m、

T3	文二中转站油气分离装置区附近		45 项基本因子、石油烃、全盐量及理化特性	1.5m、3m 各取一个样
T4	文三中转站污油池附近	中转站		
T5	文一中转站污油池附近	污水站		
T6	文一中转站油气分离装置区附近	中转站		
T7	文 33-203C1 井场内	本次侧钻井	pH、GB36600-2018 中 45 项基本因子、石油烃、全盐量及理化特性	表层样，0.2m 深处
T8	文 88-67 井场内	本次新建产能井	pH、GB15618-2018 基本因子、石油烃、全盐量及理化特性	
T9	文 15-134 井场内	本次新建调整井		
T10	文 72-216C1 井场外 30m 处	占地范围外	pH、GB15618-2018 基本因子、石油烃、全盐量及理化特性	表层样，0.2m 深处
T11	文 33-238C1 井场外 30m 处	占地范围外		
T12	前夹岗村南侧农田	占地范围外		
T13	安庄村东北侧农田	占地范围外		

4.2.6.2 监测因子及监测分析方法

本次土壤环境质量监测各因子监测分析方法详见下表。

表 4.2-25 土壤各监测因子及分析方法一览表

检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限\最低检出浓度
pH 值	土壤 pH 值的测定电位法 HJ 962-2018	pH 计台式、PHS-3E、ZHTJ/JY-154	\
总砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T22105.2-2008	原子荧光光度计、AFS-10B、ZHTJ/JY-003	0.01mg/kg
镉	土壤质量铅、镉的测定石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	原子吸收光谱仪-石墨炉、PinAAcle900Z、ZHTJ/JY-002	0.01mg/kg
铬（六价）	土壤和沉积物六价铬的测定碱溶液提取-火焰原子吸收分	原子吸收分光光度计火焰、SP-3530AA、	0.5mg/kg

	光光度法 HJ1082-2019	ZHTJ/JY-001	
总汞	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 1 部分：土壤中总汞的测定 GB/T22105.1-2008	原子荧光光度计、AFS-10B、ZHTJ/JY-004	0.002mg/kg
铜	土壤和沉积物铜、锌、铅、镍、铬的测定火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	原子吸收分光光度计火焰、SP-3530AA、ZHTJ/JY-001	1mg/kg
铅			10mg/kg
镍			3mg/kg
铬			4mg/kg
锌			1mg/kg
四氯化碳	土壤和沉积物挥发性有机物的测定吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪、5977B+8860、ZHTJ/JY-013	1.3μg/kg
氯仿			1.1μg/kg
氯甲烷			1.0μg/kg
1,1-二氯乙烷			1.2μg/kg
1,2-二氯乙烷			1.3μg/kg
1,1-二氯乙烯			1.0μg/kg
顺-1,2-二氯乙烯			1.3μg/kg
反-1,2-二氯乙烯			1.4μg/kg
二氯甲烷			1.5μg/kg
1,2-二氯丙烷			1.1μg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
四氯乙烯			1.4μg/kg
1,1,1-三氯乙烷			1.3μg/kg
1,1,2-三氯乙烷			1.2μg/kg
三氯乙烯			1.2μg/kg
1,2,3-三氯丙烷			1.2μg/kg
氯乙烯			1.0μg/kg
苯			1.9μg/kg
氯苯			1.2μg/kg
1,2-二氯苯			1.5μg/kg
1,4-二氯苯			1.5μg/kg
乙苯			1.2μg/kg
苯乙烯			1.1μg/kg
甲苯			1.3μg/kg
间二甲苯+对二甲苯			1.2μg/kg

邻二甲苯			1.2μg/kg
硝基苯	土壤和沉积物半挥发性有机物的测定气相色谱-质谱法 HJ834-2017	气相色谱-质谱联用仪、5977B+8860、ZHTJ/JY-012	0.09mg/kg
苯胺			0.06mg/kg
2-氯酚			0.06mg/kg
苯并[a]蒽			0.1mg/kg
苯并[a]芘			0.1mg/kg
苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
蒽			0.1mg/kg
二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
萘			0.09mg/kg
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定气相色谱法 HJ1021-2019	气相色谱仪、8860、ZHTJ/JY-009	6mg/kg
全盐量	土壤检测第16部分：土壤水溶性盐总量的测定 NY/T 1121.16-2006	电子天平（百分之一）、XY600-2C、ZHTJ/JY-137	\

4.2.6.3 评价标准

本次土壤环境质量评价对项目厂区内执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》(GB36600-2018)表1 建设用地土壤污染风险筛选值（基本项目）。厂区外农田土壤评价执行《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）表1（基本项目）风险筛选值标准。

表 4.2-26 建设用地土壤污染风险筛选 单位：mg/kg

序号	评价因子	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》 (GB36600-2018)筛选值 第二类用地
1	镉	65
2	镍	900
3	铅	800
4	六价铬	5.7
5	铜	18000
6	砷	60
7	汞	38
8	四氯化碳	2.8

9	氯仿	0.9
10	氯甲烷	37
11	1,1-二氯乙烷	9
12	1,2-二氯乙烷	5
13	1,1-二氯乙烯	66
14	顺-1,2-二氯乙烯	596
15	反-1,2-二氯乙烯	54
16	二氯甲烷	616
17	1,2-二氯丙烷	5
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8
20	四氯乙烯	53
21	1,1,1-三氯乙烷	840
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8
23	三氯乙烯	2.8
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
25	氯乙烯	0.43
26	苯	4
27	氯苯	270
28	1,2-二氯苯	560
29	1,4-二氯苯	20
30	乙苯	28
31	苯乙烯	1290
32	甲苯	1200
33	对、间二甲苯	570
34	邻二甲苯	640
35	硝基苯	76
36	苯胺	260
37	2-氯酚	2256
38	萘	70
39	苯并[a]蒽	15
40	蒽	1293
41	苯并[b]荧蒽	15
42	苯并[k]荧蒽	151
43	苯并[a]芘	1.5
44	二苯并[a,h]蒽	1.5
45	茚并[1,2,3-cd]芘	15

46	石油烃	4500

表 4.2-27 农用地土壤污染风险筛选值（基本项目）（单位：mg/kg）

序号	污染物项目①②		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5<pH≤6.5	6.5<pH≤7.5	pH>7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
3	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
4	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
5	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
6	铜	水田	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	镍		60	70	100	190
8	锌		200	200	250	300

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。
②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

4.2.6.4 评价方法及统计分析结果

本次评价采用标准值与监测值直接比较的方法进行评价，对超标因子给出超标倍数。本次土壤环境质量现状监测数据统计分析结果见下表。

表 4.2-28 土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg

检测点位	T1 马白邱村 东边农田	T8 文 88-67 井 场内	T9 文 15-134 井 场内	T10 文 72-216C1 井场外 30m 处	T11 文 33-238C1 井场外 30m 处	T12 前夹岗村 南侧农田	T13 安庄村 东北侧农田		
	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm	0-20cm		
检测项目	检测结果							标准值	是否达标
pH 值(无量纲)	8.33	8.37	8.4	8.43	8.41	8.37	8.37	\	\
镉	0.09	0.11	0.09	0.09	0.09	0.09	0.09	0.6	达标
总汞	0.055	0.094	0.069	0.066	0.057	0.129	0.086	3.4	达标
总砷	13.3	5.4	5.07	9.7	8.44	4.24	6.85	25	达标
铅	23	26	24	25	26	28	27	170	达标
铬	67	73	75	77	68	29	71	250	达标
铜	21	22	23	21	25	21	22	100	达标
镍	39	42	43	44	41	39	38	190	达标
锌	62	72	63	58	59	58	59	300	达标
石油烃(C10-C40)	12	30	29	ND	6	ND	9	\	达标
全盐量(g/kg)	1300	500	900	1100	1500	1400	1300	\	达标

表 4.2-29 土壤环境质量现状监测结果 单位: mg/kg

检测点位	T2 文二中转站污水池 附近			T3 文二中转站油气分 离装置区附近			T4 文三中转站污油池 附近			T5 文一中转站污油池 附近			T6 文一中转站油气分离 装置附近			T7 文 33-203C1 井场内		
	0-50c m	50-1 50cm	150- 300c m	0-50c m	50-15 0cm	150-3 00cm	0-50c m	50-15 0cm	150- 300c m	0-50c m	50-15 0cm	150- 300c m	0-50c m	50-15 0cm	150-3 00cm	0-20cm		

第 4 章 环境现状调查与评价

检测项目	检测结果																标准 值	是否 达标
pH 值(无量纲)	8.36	8.31	8.4	8.35	8.3	8.41	8.32	8.34	8.49	8.47	8.35	8.38	8.42	8.47	8.47	8.24	\	\
总砷	12.6	12.3	10.5	11.8	11	10.5	10.6	9.82	9.05	8	8.02	7.15	6.98	6.33	5.03	8.53	60	达标
镉	0.08	0.09	0.09	0.09	0.08	0.07	0.06	0.07	0.07	0.09	0.07	0.07	0.07	0.08	0.09	0.11	65	达标
铬（六价）	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	5.7	达标
铜	25	22	23	24	23	25	24	23	24	23	25	24	23	25	23	21	18000	达标
铅	25	24	25	26	28	24	26	25	26	25	28	27	26	25	24	28	800	达标
总汞	0.056	0.067	0.058	0.053	0.06	0.117	0.089	0.066	0.064	0.054	0.055	0.062	0.054	0.053	0.057	0.098	38	达标
镍	41	41	42	38	39	41	42	39	38	37	38	37	39	40	42	41	900	达标
四氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	53	达标
1,1,1-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	840	达标
1,1,2-三氯乙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	2.8	达标
三氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	2.8	达标
1,2,3-三氯丙烷	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.5	达标
氯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	0.43	达标
苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	4	达标
氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	270	达标
1,2-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	560	达标
1,4-二氯苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	20	达标

第 4 章 环境现状调查与评价

乙苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	28	达标
苯乙烯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1290	达标
甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1200	达标
间二甲苯+ 对二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	570	达标
邻二甲苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	640	达标
硝基苯	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	76	达标
苯胺	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	260	达标
2-氯酚	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	2256	达标
苯并[a]蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	15	达标
苯并[a]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.5	达标
苯并[b]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	15	达标
苯并[k]荧蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	151	达标
蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1293	达标
二苯并[a,h] 蒽	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	1.5	达标
茚并 [1,2,3-cd]芘	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	15	达标
蔡	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	ND	70	达标
石油烃 (C10-C40)	55	15	17	18	83	24	20	25	ND	19	50	38	42	28	30	47	4500	达标
全盐量 (g/kg)	0.9	0.9	1	0.9	700	1000	1100	1600	1400	1300	1000	900	1300	900	800	600	\	达标

由上表可知,各监测点位各项因子均能满足《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB36600-2018)及《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准(试行)》(GB15618-2018)标准筛选值要求。

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境(试行)》(HJ964-2018)相关要求,本次土壤理化性质调查结果详见下表。

表 4.2-30 土壤理化性质一览表

点号		T2	时间	2025.8.18
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
经度		115.23885252		
纬度		35.55570057		
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	团状结构	团状结构	团状结构
	质地	轻壤土	中壤土	中壤土
	砂砾含量	20	15	10
	其他异物	无	无	无
实验室测定	pH 值	460	210	75
	阳离子交换量 (cmol/kg)	8.11	8.09	8.10
	氧化还原电位	6.70	6.01	5.30
	饱和导水率 (%)	0.15	0.14	0.13
	土壤容重 (g/cm ³)	1.41	1.46	1.50
	孔隙度 (%)	54	51	56
照片	景观照片		剖面图照片	
				
点号		T5	时间	2025.8.18
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
经度		115.27582987		
纬度		35.64182141		
现场	颜色	棕黄	棕黄	棕黄

记录	结构	粒状	粒状	粒状
	质地	沙壤土	沙壤土	沙壤土
	砂砾含量	草根	无	无
	其他异物	2.5	3.3	2.5
实验室测定	pH 值	327	335	319
	阳离子交换量 (cmol/kg)	7.62	7.55	7.49
	氧化还原电位	15.3	15.6	15.0
	饱和导水率 (%)	1.26	1.18	1.36
	土壤容重 (g/cm ³)	0.945	0.948	0.943
	孔隙度 (%)	52	55	49
照片	景观照片		剖面图	
				
点号		T6	时间	2025.8.18
层次		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
经度		115.27493861		
纬度		35.649897		
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	粒状	粒状	粒状
	质地	沙壤土	沙壤土	沙壤土
	砂砾含量	草根	无	无
	其他异物	2.7	4.0	3.3
实验室测定	pH 值	335	348	315
	阳离子交换量 (cmol/kg)	7.94	7.43	7.58
	氧化还原电位	15.2	15.1	15.5
	饱和导水率 (%)	1.51	1.29	1.23
	土壤容重 (g/cm ³)	0.940	0.938	0.943
	孔隙度 (%)	34	39	35
照片	景观照片		剖面图	



4.2.6.5 现有工程土壤环境质量调查

文留采油厂每年定期进行土壤环境质量现状例行检测，根据“3.1.10.2 土壤环境质量回顾分析”，项目建设用地区域土壤符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中标准要求。

综上，项目区域现有工程及拟建工程土壤均符合相关标准要求，项目区域土壤环境质量较好。

4.2.7 生态环境质量现状调查与评价

濮阳市土地已被垦殖，无天然林，主要是人工林，生态系统为人工生态系统。评价范围内主要是农田、林地。文留采油厂开发建设范围主要为文留镇、徐镇镇、户部寨镇等，没有大片的林地，稀疏的树木分布在耕地的周围，当地以农业生态为主，野生动物的种类及数量均很少，主要生长着一些鸟类、鼠类、蛙类及蛇类等动物。家养动物有猪、羊、牛、兔、鸡、狗等，水生生物主要是人工养殖的鱼类。评价范围内无自然保护区等敏感对象。

4.2.7.1 濮阳市生态功能区划

根据《濮阳市生态功能区划》可知，濮阳市生态功能划分见下表。

表 4.2-31 《濮阳市生态功能区划》

生态区	范围与面积	生态类	主要生态功能类型及其

		型	重要性
原黄河下游城市饮用水水源涵养功能亚区	开发区区域内的胡村、王助；市区的孟轲；濮阳县的城关镇、子岸乡、五星乡、渠村乡；范县的城关镇、辛庄；台前的城关镇、清丰的城关镇、南乐的城关镇，共涉及 13 个乡镇	农田人工生态类型	本区主要生态功能类型为城市水源地水源涵养，其次为生物多样性及其维持、沙漠化控制和生态旅游，生态保护为中等重要
豫北平原黄河下游农田灌溉水源涵养功能亚区	本区包括濮阳县的清河头、两门镇、海通乡、郎中乡、习城乡、徐镇、梨园乡；清丰乡的马庄桥、柳格、古城、大流、高堡、马村、仙庄、巩营；南乐县的梁村、寺庄、近德固、杨村、西邵、谷金楼、张果屯、韩张镇、千口、福堪；范县的杨集、白衣阁、陈庄、龙王庙、陆集、孟楼、高码头、艳村铺、张庄；台前县的侯庙、清水河、马楼、后方、孙口、打渔陈、夹河、吴坝，共涉及 42 个乡镇	农田人工生态类型	本区主要生态功能类型为农田灌溉水源涵养，其重要性级别为中等重要，其次为生物多样性及其维持、营养物质循环、沙漠化控制，其重要性级别为重要
豫北平原黄河下游矿产资源（石油）开发生态修复功能亚区	本区包括濮阳县的庆祖镇、八公桥乡、胡状乡、鲁河乡、柳屯镇、梁庄乡、文留镇、白堍乡、王称堍乡、户部寨乡；范县的濮城镇、王楼乡，共涉及 12 个乡镇	农田人工生态类型	本区主要生态功能类型为矿产资源开发生态修复，其重要性级别为极重要，其次为水源涵养、土壤保持、营养物质循环、生物多样性，其重要性级别为重要
流域陡骇马颊河水系营养物质循环功能亚区	本区包括市区的岳村乡、清丰县的双庙乡、六塔乡、瓦屋头镇、纸房乡，共涉及 5 个乡镇	农田人工生态类型	本区主要生态功能类型为营养物质循环，其重要性级别为中等重要，其次为水源涵养、土壤保持，其重要性级别为重要

文留采油厂开发建设范围主要为濮阳县文留镇、徐镇镇、户部寨镇等，由上表可知，文留采油厂属于原黄河下游城市饮用水水源涵养功能亚区、豫北平原黄河下游农田灌溉水源涵养功能亚区和豫北平原黄河下游矿产资源（石油）开发生态修复功能亚区，均属于农田人工生态类型。

4.2.7.2 生态系统类型

经现场调查，拟建项目所在区域绝大部分土地都已被人类开发使用，生物多

样性程度偏低。评价范围内人口众多，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。从总体上来看，沿线区域受人为干扰较强，生态系统类型主要为农田生态系统，农田中种植有小麦等农作物，植被种类较丰富，生产力较高，故农田生态系统的恢复稳定性和阻抗稳定性都较强。在农田生态系统中还镶嵌着水域湿地生态系统、草地生态系统、人工林生态系统、城镇生态系统及其他类型的生态系统，使整个评价区生态系统的结构和功能呈现出一定的多样性，并保持着动态稳定性。

从沿线区域整体生态现状和生态功能来看，评价区内生态系统保持着一定的稳定性与完整性。

4.2.7.3 土地利用现状评价

理清评价区的土地利用状况，对于生态影响评价尤为重要，为此，本次评价以评价区所在区域的卫星影像为基础数据，采用遥感与地理信息系统手段，对评价区的土地利用及覆盖情况进行研究。

1、研究方法过程

（1）数据来源

本次评价采用的基本数据为第三次全国国土调查数据。

（2）土地利用分类系统

根据全国土地利用/覆盖分类系统及卫星影像数据，结合拟建项目的实际，本次评价共确定区分出以下 11 种土地利用和地表覆盖景观类型。

耕地：包括水浇地、旱田等；

园地：包括果园、其他园地等；

林地：包括乔木林地、灌木林地、其他林地等；

草地：包括其他草地；

商服用地：包括其他商服用地等；

工矿仓储用地：包括工业用地、采矿用地等；

住宅用地：包括城镇住宅用地、农村宅基地等；

公共管理与公共服务用地：包括机关用地、教育用地、公用设施用地等；

交通运输用地：包括公路用地、农村道路等；

水域及水利设施用地：包括河流水面、坑塘水面、沟渠、干渠等；

其他用地：包括空闲地、设施农用地、裸土地等。

(3) 图像处理

本次评价采用野外调查与资料收集相结合的方法，首先通过野外实地考察，运用 GPS 定位技术，对土地利用现状和各种土地利用类型进行踩点记录，然后结合第三次全国国土调查数据，在室内对数据进行监督分类，得到评价区的土地利用图，同时获得评价区土地利用的主要拼块类型和特征。

2、土地利用现状

根据土地利用现状图和现状调查，以及景观单元受人类影响的程度，将拟建项目评价区的土地利用类型分为耕地、园地、林地、草地、商服用地、工矿仓储用地、住宅用地、公共管理与公共服务用地、水域及水利设施用地、其他用地等 11 类。统计结果见下表，评价区土地利用现状见附图 8。

表 4.2-32 评价区土地利用现状统计表

土地利用分类		评价范围	
一级类	二级类	面积（公顷）	占比（%）
01 耕地	0102 水浇地	1107.75	59.14
	0103 旱地	7.18	0.38
02 园地	0201 果园	0.15	0.01
	0204 其他园地	0.04	0.00
03 林地	0301 乔木林地	32.08	1.71
	0305 灌木林地	0.30	0.02
	0307 其他林地	2.29	0.12
04 草地	0404 其他草地	14.64	0.78
05 商服用地	0507 其他商服用地	35.86	1.91
06 工矿仓储用地	0601 工业用地	157.01	8.38
	0602 采矿用地	67.51	3.60
07 住宅用地	0701 城镇住宅用地	37.18	1.98
	0702 农村宅基地	237.86	12.70

08 公共管理与公共服务用地	0801 机关用地	2.18	0.12
	0803 教育用地	8.34	0.45
	0809 公用设施用地	1.00	0.05
010 交通运输用地	1003 公路用地	24.52	1.31
	1006 农村道路	35.31	1.89
11 水域及水利设施用地	1101 河流水面	18.70	1.00
	1104 坑塘水面	6.24	0.33
	1107 沟渠	17.36	0.93
	1107A 干渠	3.16	0.17
12 其他土地	1201 空闲地	0.53	0.03
	1202 设施农用地	55.11	2.94
	1206 裸土地	0.68	0.04
合计		1873.01	100.00

根据分析结果，评价区总面积为 1873.01hm²，其中耕地为 1114.94hm²，占总面积的 59.93%；园地为 0.19hm²，占总面积的 0.01%；林地为 34.67hm²，占总面积的 1.85%；草地为 14.64hm²，占总面积的 0.78%；商服用地为 35.86hm²，占总面积的 1.91%；工矿服务用地为 224.52hm²，占总面积的 11.99%；住宅用地为 275.04hm²，占总面积的 14.68%；公共管理与公共服务用地为 11.52hm²，占总面积的 0.62%；交通服务用地为 59.83hm²，占总面积的 3.19%；水域及水利设施用地为 45.47hm²，占总面积的 2.43%；其他土地为 56.32hm²，占总面积的 3.01%。

评价区内无基本草原、公益林、天然林分布，评价区林地仅为村庄周边种植的人工林，主要以杨、柳、榆、国槐、椿树等林为主。

4.2.7.4 植物资源现状调查

濮阳市内主要的植被覆盖类型分为农作物植被、阔叶林、灌丛等。

(1) 农作植被

农作植被是濮阳市内的植被主体，由小麦、玉米、棉花、瓜果、蔬菜等栽培农作物组成。基本熟制是一年两熟或二年三熟，植被随季节变化而更替，其伴生植物为田间杂草。

(2) 阔叶林

濮阳市属于平川落叶阔叶林带，刺槐林主要分布在西北部黄河故道区的沙丘沙垄地带；枣林分布在西北部平铺沙地上；柳林分布在黄河滩区和背河洼地区。大部粮区是农桐间作林网，苹果、杏、桃、山楂等经济林种呈星散分布。“四旁”树种主要有杨、柳、槐、椿、枣、桑等，分布十分广泛，是平原植被的重要组成部分。

评价范围内为农田生态系统，植被以农作物植被和灌木为主。根据现场调查以及查阅有关资料，本次钻井工程 500m 范围内无国家重点保护珍稀植物。

评价范围内植被类型见下表及附图 10。

表 4.2-33 评价区植被类型统计表

植被群系	评价范围	
	面积（公顷）	占比（%）
玉米、小麦等作物植被	141.69	64.97
杨、柳、榆、国槐、椿树等林	0.60	0.28
苦楝、泡桐等林	0.19	0.08
蒿类、狗尾草、茅草、马唐等草丛	1.75	0.80
无植被区	67.02	30.73
水体	6.85	3.14
合计	218.09	100.00

4.2.7.5 动物资源现状调查

1、动物分布规律

文留采油厂河南区域范围内饲养动物主要为家畜、家禽。家畜主要有牛、马、驴、骡、猪、羊等。家禽主要有鸡、鸭、鹅等。野生动物包括黄鼠狼、刺猬、野兔、燕、雁、喜鹊、啄木鸟等。

2、评价区动物现状

评价区环境异质性较低，呈现动物种类较贫乏的特点。爬行类中广布种类较多，农田中以捕食鼠和其他小型动物为主。鸟类有麻雀、喜鹊、家燕、杜鹃等；兽类动物资源相对贫乏，全区兽类优势种为鼠类，常见的有褐家鼠和小家鼠。此外，还有种类和数量众多的昆虫。区域内养殖动物有牛、猪、羊、驴、狗、猫等。

由于人类活动干扰，区域内动物种群和数量分布极不稳定，许多动物种类仅在该区短期旅居，很难形成稳定的种群。

根据现场调查以及查阅有关资料，本次钻井工程 500m 范围内无国家重点保护珍稀野生动物。

4.2.7.6 农田生态系统现状调查

(1) 农田分布与类型

文留采油厂开发临时占用的农田是评价区内主要的用地类型之一，调查范围内农田全部为旱田，农田植被类型比较简单，主要为小麦和玉米等。

(2) 农业气候

濮阳位于中纬地带，常年受东南季风环流的控制和影响，属暖温带半湿润季风型大陆性气候。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。光辐射值高，能充分满足农作物一年两熟的需要。

本区域有效积温和年均日照时数较高，属于暖温带半湿润区，有利于农作物的生长。

(3) 农田生态系统生产力

农田生态系统属于比较典型的人工生态系统，带有强烈的人工干扰，因此其生产力水平视人工投入量的多少而定。该区域属暖温带半湿润季风型大陆性气候，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。光辐射值高，能充分满足农作物一年两熟的需要，农业生产条件较好。

4.2.7.7 土壤种类及区域生态环境问题

1、土壤种类

濮阳市农用地面积占全市土地面积的 73.09%，其中耕地面积占农用地总面积的 63.61%，园地面占农用地总面积的 1.39%，林地面积占农用地总面积的 2.98%。濮阳市农用地占较大比例，耕地面积占绝对优势。

濮阳地处黄河冲积平原，地势平坦，气候温和，光照充足，土壤质地较好。

中原油田地处濮阳市东部，金堤河的两岸区域，金堤河北为黄河冲积平原，土地平坦，土壤多为潮土，质地较好，肥力较高，适于各种农作物的生长。金堤河南为黄泛平原，地势低平，为黄河滞洪区，土壤以潮土为主，但有一定的盐渍现象。潮土主要分布在黄泛冲积平原的黄泛故道、背河洼地及河流两岸，适于种植小麦、玉米。母质上层为人工灌淤淤积物，其下为河流冲积物。pH 为 8.0~8.5，微碱性。该土种耕层质地适中，疏松易耕，适耕期长。但灌淤层较薄，仅 30-50cm，其下的河流冲积物为砂土层。砂土层养分含量低，漏水漏肥，土壤养分易流失，作物生长中后期易脱水脱肥，而且耕层结构不良，大部分为碎块状结构，新近灌淤的为片状，物理性状差，肥力低，作物产量低而不稳。应继续引水灌淤，增厚灌淤层，这是改良的治本措施。另外，增施有机肥，或粮、肥间作；合理施用化肥，增加土壤有机质含量，改良土壤结构。

濮阳市土壤地貌景观受黄河冲积影响较大，西北为黄河故道区，区内沙丘连绵，起伏不平，土质松散，熟化程度低，易风易旱，保水保肥能力差，金堤南、北两岸为黄河冲积平原，适合农作物的耕种，南部沿黄背洼地区，靠近黄河，地势低洼，排水不畅，因受黄河浸润渗透涝碱严重，是有名的重灾区。黄河滩区位于最南部黄河河槽和黄河大堤之间，该区由于受黄河泥沙沉积作业，形成槽高滩低根洼的特殊地貌，区域冲沟串凹纵横，地势不平，土壤多变，是“一麦一水”区。

文留采油厂开发区域内主要土壤类型为潮土，集中分布在金堤河以南评价区域的文留镇、徐镇镇、户部寨镇一带。

2、生态环境问题

(1) 土壤侵蚀、沙化

濮阳市沙化面积占土地总面积的 2.6%，主要集中在濮阳市西北部黄河故道沙区及黄河河滩地区。在黄河改道或河床断流、床面沙层干燥的情况下，特别是在冬春季风时易为风力吹扬、搬运、常年堆积成沙丘，当风速达到 4~5.6m/s 时，便使沙粒移动，从而形成风沙流，导致了沙丘的发育，为土地沙质荒漠化的发生

提供了基础。

(2) 灾害频繁，中低产田面积较大

濮阳市位于大陆型季风气候区，由于受季风气候影响，年降雨不均，年季变化较大，旱涝交替发生，给农田生产造成极大损失。

4.3 环境质量现状评价小结

4.3.1 环境空气质量现状评价小结

2020 年-2024 年濮阳市 $\text{PM}_{2.5}$ 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。

根据本次环境空气质量现状监测，各监测点位非甲烷总烃能够满足《大气污染物综合排放标准详解》推荐值； H_2S 均能够满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 要求。

4.3.2 地表水环境质量现状评价小结

宋海桥断面为金堤河的市控常规监控断面，根据濮阳市生态环境局发布的濮阳市环境质量月报，金堤河宋海桥断面 2024 年除 2 月、9 月外，其余月份水质状况可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准要求。

4.3.3 地下水环境质量现状评价小结

根据监测数据表明，本次监测地下水环境质量现状各点位各因子监测值均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。根据包气带污染监测结果，三组对照结果显示中转站/中转站内各监测因子浓度与井场外背景值相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

4.3.4 声环境质量现状评价小结

声环境保护目标及采油厂中转站/中转站处监测值均可以满足《声环境质量

标准》（GB3096-2008）2类标准限值要求，区域声环境质量较好。

4.3.5 土壤环境质量现状评价小结

由监测数据可知，各建设用地土壤监测点中各监测因子均小于《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）风险筛选值；各农田土壤监测点中各监测因子均小于《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB15618-2018）风险筛选值。

4.3.6 生态环境质量现状调查小结

文留采油厂开采区域属于原黄河下游城市饮用水水源涵养功能亚区、豫北平原黄河下游农田灌溉水源涵养功能亚区和豫北平原黄河下游矿产资源（石油）开发生态修复功能亚区，均属于农田人工生态类型。根据现场调查以及查阅有关资料，本次钻井工程 500m 范围内无国家重点保护珍稀野生植物和动物。

第 5 章 环境影响预测与评价

5.1 大气环境影响预测与评价

5.1.1 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等产生的施工扬尘及施工机械、运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2 、 NO_2 、 CmHn 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。

5.1.1.1 施工扬尘影响分析

拟建项目施工期扬尘主要产生于井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程。

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。

井场的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 $3\text{mg}/\text{m}^3$ 以上，25m 处为 $1.53\text{mg}/\text{m}^3$ ，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的条件下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

汽车运输也会产生扬尘污染，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、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效降低运输扬尘对周围环境空气的影响。

按照《濮阳市扬尘污染防治条例》、《濮阳市 2025 年蓝天保卫战实施方案》等要求，施工单位应当采取以下扬尘控制措施：

（1）建立扬尘污染防治责任制，采取遮盖、围挡、密闭、喷洒、冲洗、绿化等防尘措施，施工工地内车行道路应当采取硬化等降尘措施，裸露地面铺设细石或者其他功能相当的材料，或者采取覆盖防尘布或者防尘网等措施，保持施工场所和周围环境的清洁。

（2）进行管线和道路施工还应当对回填的沟槽，采取洒水、覆盖等措施，防止扬尘污染。

（3）运送物料的车辆应采取篷盖、密闭等有效防尘措施的。

（4）避免大风天气进行管线开挖施工。

（5）物料集中堆放，表面采取遮盖或集中堆放在库房内，以降低施工扬尘对环境的影响。

通过采取以上措施后，可有效减少扬尘对周围环境空气的影响。

5.1.1.2 施工机械废气影响分析

1、车辆与机械废气

拟建项目管线敷设、井场建设过程中，将产生少量的施工车辆与机械废气，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，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小。

2、焊接烟尘影响分析

拟建项目管径较小，焊接烟尘产生量较小，且施工现场比较空旷，有利于空气的扩散。同时焊接工序是随管道的敷设情况分段进行的，焊接烟尘具有间歇性和流动性，随着焊接工作的结束而结束。因此焊接烟尘对周边环境的影响较小。

3、测试放喷废气影响分析

拟建项目测试放喷期间分离出的伴生气经管线点燃放空，过程排放的废气量较小，因此对局部地区的环境影响可接受。

5.1.2 运营期大气环境影响分析与评价

拟建项目位于濮阳市濮阳县，根据 HJ 2.2-2018 有关要求，本次采用的长期气象观测资料是濮阳市气象站（54900）气象数据统计。该气象站位于濮阳县，地理坐标为 E115.0317°，N35.7000°，海拔高度 55m，拥有长期的气象观测资料。文留采油厂开采区位于该气象站东南侧 12.376km 处，地理特征相似，气象特征基本一致，满足 HJ 2.2-2018 有关气象数据的要求。

5.1.2.1 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型大陆性气候，四季分明：春季干旱多风，夏季炎热多雨，秋季晴朗，冬季干冷少雨雪。主导风向为南风、北风，次主导风向为东南风。

1、多年地面气象要素

本次大气环境影响预测地面气象资料源于濮阳县气象站（54900），该气象站位于河南省濮阳市濮阳县，该气象站 2005～2024 年气象数据统计分析整编表如表 5.1-1 所示：

表 5.1-1 濮阳县气象站多年气象数据（2005-2024）统计表

统计项目		统计值	极值出现时间	极值
多年平均气温（℃）		15.95		
累年极端最高气温（℃）		38.66	2009-06-25	41.4
累年极端最低气温（℃）		-12.59	2021-01-07	-17.1
多年平均气压（hPa）		1010.28		
多年平均水汽压（hPa）		13.26		
多年平均相对湿度（%）		67.14		
多年平均最大日降水量（mm）		81.41	2010-09-07	147
多年平均年降水量（mm）		608.54		
灾害天气统计	多年平均雷暴日数（d）	17.1		
	多年平均沙暴日数（d）	0.3		
	多年平均冰雹日数（d）	0.5		
	多年平均大风日数（d）	2.9		
多年实测极大风速（m/s）		20.84	2006-04-12	24.2
多年平均风速（m/s）		1.98		

多年主导风向、风向频率（%）	S12.65%		
多年静风频率（风速≤0.2m/s）（%）	6.85		

根据濮阳市气象观测站近 20 年地面风向的观测资料统计，当地全年各风向频率见表 5.1-2，多年气象观测风向玫瑰图见图 5.1-1。

表 5.1-2 濮阳市多年及各季风向频率（%）

风向 风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
春季	11.37	6.52	4.57	3.53	2.94	3.85	8.02	13.68	16.53	9.87	4.26	2.26	0.72	0.59	0.77	1.81	8.70
夏季	6.61	4.80	4.89	4.30	3.94	8.02	12.18	11.28	16.89	7.52	5.34	2.31	1.27	1.99	2.13	3.13	3.40
秋季	15.02	8.75	4.53	4.21	5.40	8.33	9.29	7.51	5.59	3.21	2.56	1.83	1.92	2.66	3.34	6.04	9.80
冬季	11.72	12.64	7.60	4.17	4.08	5.82	5.36	8.15	7.55	6.46	2.29	2.11	1.42	2.06	2.56	3.39	12.64
全年	11.17	8.16	5.40	4.05	4.09	6.50	8.72	10.17	11.67	6.77	3.62	2.13	1.33	1.82	2.20	3.59	8.62

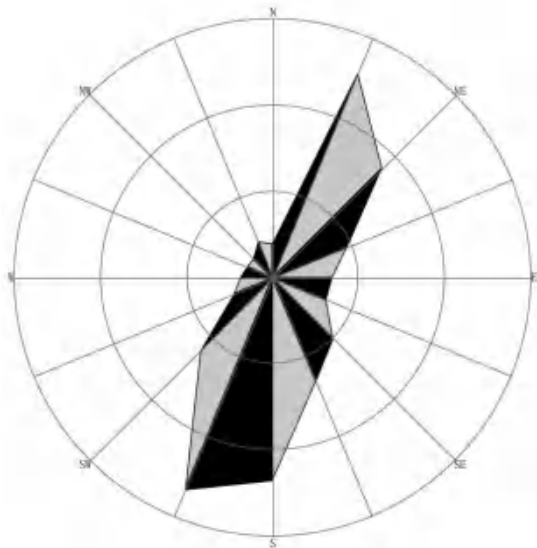


图 5.1-1 濮阳市近 20 年全年及各季度的风频玫瑰图

由图表可见：濮阳市最多风向为 S 风，频率 11.67%；次主导风向为 N 风，频率 11.17%，全年静风频率 4.01%。若将主导风向、次主导风向及其相邻风向一并统计，SSE-SSW 扇形方位风向频率之和为 28.61%；NNW-NNE 扇形方位风向频率之和为 22.92%。由此可见，偏 S 风最多，偏 N 风次多构成了该地风向的基本格局。

就地面风向而言，污染源主要影响的是 S 和偏 N 方向上的环境敏感点。

2、近年来地面气象要素

本项目地面气象数据由环境保护部环境工程评估中心国家环境保护环境影

响评价重点实验室提供，地面气象站点信息详见表 5.1-3。

表 5.1-3 地面气象站点信息

站点名称	距离本项目距离	站点编号	站点类型	经度	纬度	海拔高度
濮阳	1.3km	54900	一般站	E115.0317°	N35.7000°	55m

气象数据时限为 2024 年 1 月 1 日 0 时~2024 年 12 月 31 日 23 时；数据频次为：全年逐日，一日 24 次；数据要素包括小时时序、干球温度、风向、风速、总云量。

(1) 温度

2024 年各月平均气温统计结果分别见下表和下图。

表 5.1-4 平均气温月变化(°C)

月份	1 月	2 月	3 月	4 月	5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	全年
温度	0.25	2.41	11.27	17.95	22.48	28.46	27.71	28.61	23.90	15.86	10.80	1.42	15.93

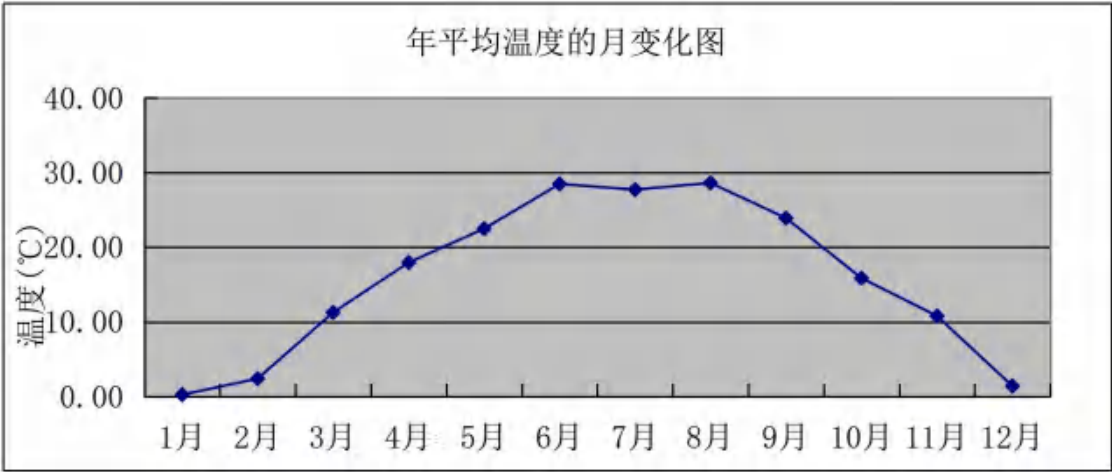


图 5.1-2 平均气温的月变化(°C)

由图表可见：2024 年平均气温 15.93℃，其中 1 月~3 月、10 月~12 月的平均气温在年均气温之下，1 月份气温最低，为 0.25℃。4~9 月份平均气温在年均值以上，8 月份最高，为 28.61℃。

(2) 风速

表 5.1-5 全年及各月平均风速 (m/s)

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
风速	1.68	2.32	2.44	2.31	2.01	1.93	1.86	1.66	2.13	1.42	1.40	1.26	1.87

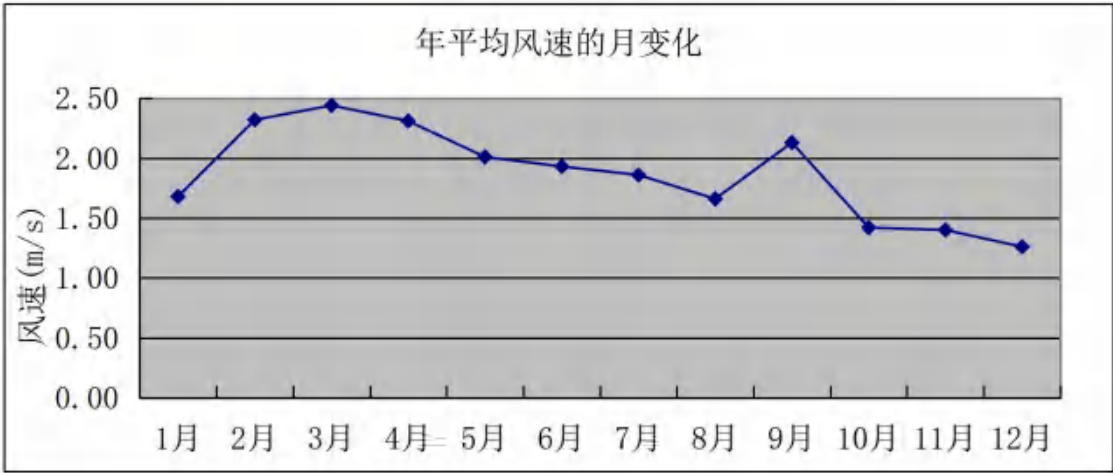


图 5.1-3 平均风速月变化(°C)

由图表可见：2024 年全年平均风速为 1.87m/s，全年中以 3 月份平均风速最大 2.44m/s，12 月份平均风速最小 1.26m/s。

(3) 季小时平均风速的日变化

根据对该区域 2024 年全年逐日地面气象观测资料进行统计，各季节每小时平均风速见表 5.1-6 和图 5.1-4。

表 5.1-6 2024 年季小时平均风速的日变化情况表

小时(h) 风速(m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.44	1.65	1.75	1.71	1.55	1.63	1.71	2.16	2.71	2.94	3.12	3.29
夏季	1.27	1.32	1.28	1.23	1.29	1.28	1.64	1.88	2.13	2.31	2.46	2.56
秋季	1.22	1.16	1.12	1.27	1.34	1.28	1.26	1.52	1.95	2.27	2.53	2.45
冬季	1.36	1.37	1.37	1.37	1.44	1.56	1.56	1.37	1.64	2.02	2.15	2.37
小时(h) 风速(m/s)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	3.26	3.29	3.36	3.30	2.96	2.39	1.87	1.71	1.70	1.58	1.49	1.46
夏季	2.54	2.60	2.50	2.45	2.44	2.05	1.70	1.52	1.35	1.20	1.30	1.33
秋季	2.55	2.46	2.38	2.15	1.72	1.40	1.33	1.34	1.22	1.27	1.21	1.10
冬季	2.54	2.55	2.56	2.36	2.03	1.71	1.51	1.50	1.42	1.34	1.32	1.39

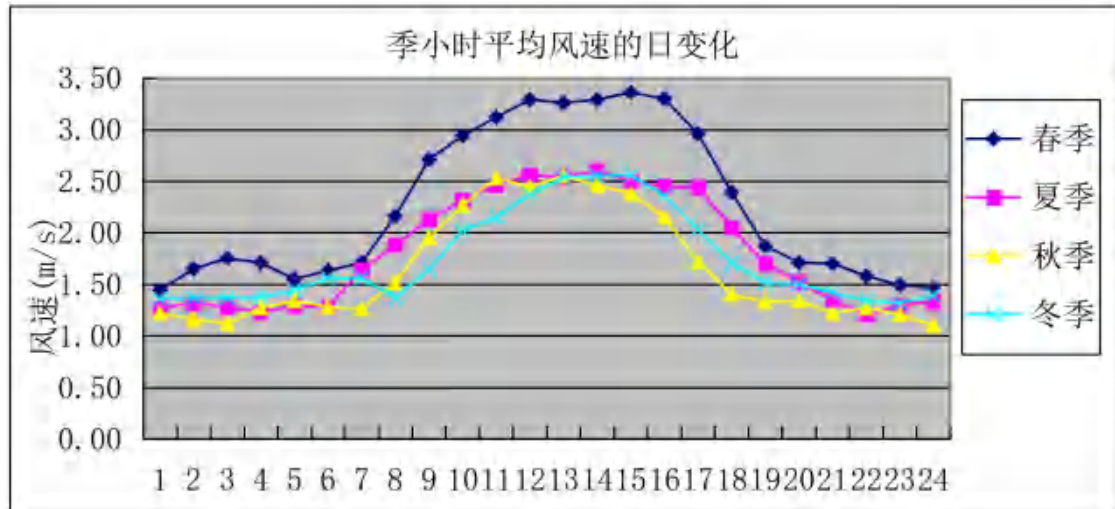


图 5.1-4 2024 年季小时平均风速的日变化曲线图

所在区域内春季平均风速最大，冬季平均风速最小。从总体分析，不论春夏秋冬，风速从早晨 6 时左右开始增加，到 14 时左右达到最大，然后逐渐降低。

(4) 风向、风频

根据濮阳市 2024 年地面气象数据，2024 年各月、季及全年各风向平均风频的变化情况见表 5.1-7，2024 年全年及各季度的风频玫瑰图见下图。

表 5.1-7 各月风向出现频率 (%)

风向风频	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
1 月	15.19	11.16	5.78	4.03	4.44	4.97	4.84	7.93	8.33	5.78	2.02	1.48	1.21	2.42	2.69	3.23	14.52
2 月	14.66	16.52	11.06	4.31	3.59	5.03	4.02	8.19	5.75	7.61	1.29	1.29	0.72	1.15	2.01	2.59	10.20
3 月	12.63	6.18	6.72	4.44	3.76	4.03	5.11	11.69	14.92	10.89	5.51	4.03	1.08	1.08	1.08	2.42	4.44
4 月	14.31	7.64	2.64	1.94	1.81	3.89	11.25	16.81	15.56	8.06	2.64	0.83	0.56	0.00	0.28	1.53	10.28
5 月	7.26	5.78	4.30	4.17	3.23	3.63	7.80	12.63	19.09	10.62	4.57	1.88	0.54	0.67	0.94	1.48	11.42
6 月	3.47	2.50	3.06	3.75	3.89	9.17	14.86	13.75	19.72	9.31	5.28	2.92	1.67	1.11	1.39	1.67	2.50
7 月	9.68	5.65	5.65	3.23	3.76	6.45	12.10	12.10	19.49	6.45	2.82	1.88	0.81	2.96	2.82	2.69	1.48
8 月	6.59	6.18	5.91	5.91	4.17	8.47	9.68	8.06	11.56	6.85	7.93	2.15	1.34	1.88	2.15	4.97	6.18
9 月	29.17	12.36	5.00	4.58	3.61	7.50	6.67	7.36	3.75	1.11	0.69	0.83	0.56	0.83	3.06	7.64	5.28
10 月	8.74	7.80	4.17	3.49	7.26	10.48	11.16	8.33	7.12	3.49	1.48	1.48	2.02	2.02	2.96	4.70	13.31
11 月	7.36	6.11	4.44	4.58	5.28	6.94	10.00	6.81	5.83	5.00	5.56	3.19	3.19	5.14	4.03	5.83	10.69
12 月	5.51	10.48	6.18	4.17	4.17	7.39	7.12	8.33	8.47	6.05	3.49	3.49	2.28	2.55	2.96	4.30	13.04
春季	11.37	6.52	4.57	3.53	2.94	3.85	8.02	13.68	16.53	9.87	4.26	2.26	0.72	0.59	0.77	1.81	8.70
夏季	6.61	4.80	4.89	4.30	3.94	8.02	12.18	11.28	16.89	7.52	5.34	2.31	1.27	1.99	2.13	3.13	3.40
秋季	15.02	8.75	4.53	4.21	5.40	8.33	9.29	7.51	5.59	3.21	2.56	1.83	1.92	2.66	3.34	6.04	9.80
冬季	11.72	12.64	7.60	4.17	4.08	5.82	5.36	8.15	7.55	6.46	2.29	2.11	1.42	2.06	2.56	3.39	12.64
全年	11.17	8.16	5.40	4.05	4.09	6.50	8.72	10.17	11.67	6.77	3.62	2.13	1.33	1.82	2.20	3.59	8.62

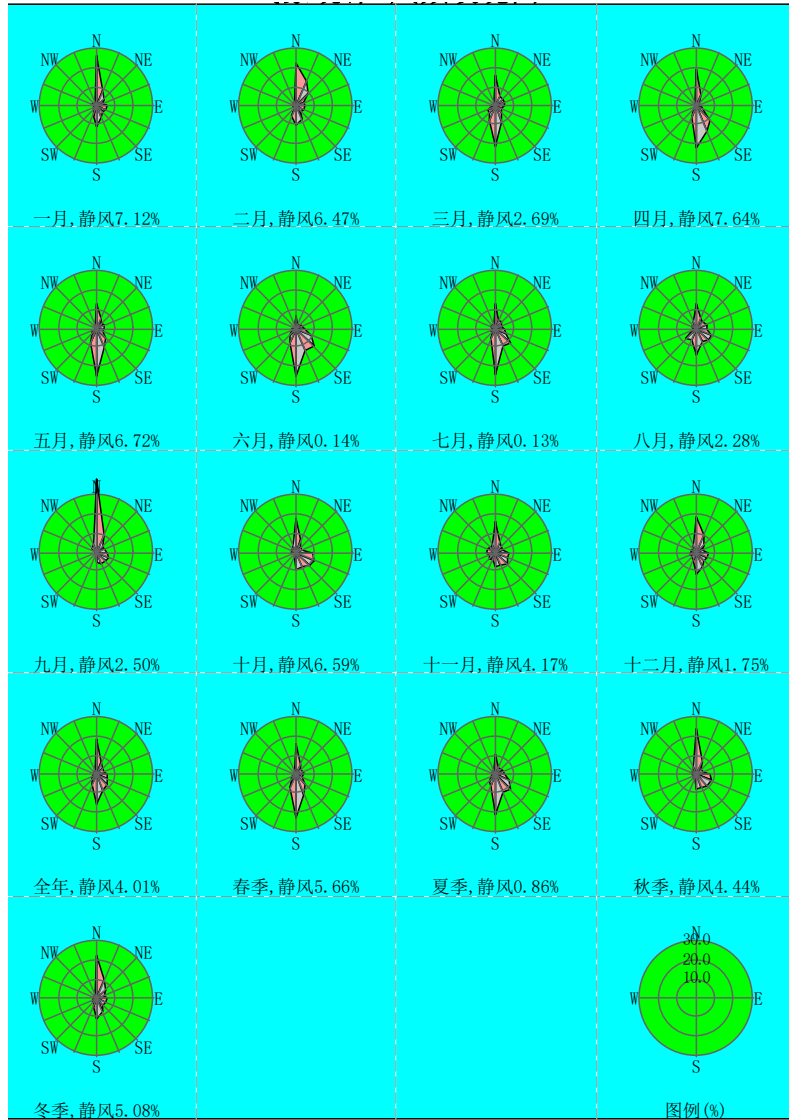


图 5.1-5 全年及各季度的风频玫瑰图

3、常规高空气象资料

本次环境空气预测常规高空气象资料采用中尺度气象模式模拟的 50km 内的格点气象资料，调查时段为 2024 年 1 月至 2024 年 12 月，探空数据主要包括：时间、层数、气压、离地高度、气温、风向、风速等。

5.1.2.2 环境空气质量影响预测参数

1、评价因子

根据本项目大气污染物的产排特征，按照《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求，评价选取非甲烷总烃、硫化氢、二氧化硫、氮氧化物、颗

颗粒物共计 5 个评价因子。

2、评价标准

本次环境影响预测执行标准详见下表。

表 5.1-8 评价标准

污染物名称	标准限值($\mu\text{g}/\text{m}^3$)		标准来源
非甲烷总烃	小时浓度	2000	参考《大气污染物综合排放标准详解》
硫化氢	小时浓度	10	《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D
二氧化硫	小时浓度	500	《环境空气质量标准》（GB3096-2012）二级，其中颗粒物 1 小时平均值是按《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）要求对颗粒物日均浓度（ $150\mu\text{g}/\text{m}^3$ ）乘以 3 倍得到的
	24h 平均	150	
	年平均	60	
氮氧化物	小时浓度	250	
	24h 平均	100	
	年平均	50	
PM ₁₀	小时浓度	450	
	24h 平均	150	
	年平均	70	

5.1.2.3 评价等级判定依据

利用附录 A 推荐模型中的 AERSCREEN 估算模式对项目的大气环境评价工作进行分级。

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 B 中“B6.1”当项目周边 2.5km 半径范围内一半以上面积属于城市建成区或者规划区时，选择城市，否则选择农村。本项目周边 2.5km 半径范围内一半以上不属于城市建成区及规划区，本项目估算模型中“城市/农村选项”选择农村。具体估算模型参数见下表。

表 5.1-9 本项目估算模型参数一览表

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/ $^{\circ}\text{C}$		41.4
最低环境温度/ $^{\circ}\text{C}$		-17.1

土地利用类型		农作地
区域湿度条件		中等湿度气候
是否考虑地形	考虑地形	■是 □否
	地形数据分辨率/m	90m
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	□是 ■否
	岸线距离/km	/
	岸线方向/°	/

本次评价采用《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）推荐模式清单中的估算模式，选择本工程中排污量大、环境质量标准限值低的污染因子进行估算，计算拟建项目主要污染源污染物的最大落地浓度及其出现距离，估算模式计算方法如下：

评价根据 AERSCREEN 估算模式分别计算每一种污染物的最大地面质量浓度占标率 P_i （第 i 个污染物），及第 i 个污染物的地面质量浓度达标准限值 10% 时所对应的最远距离 $D_{10\%}$ 。其中 P_i 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：

P_i —第 i 个污染物的最大地面质量浓度占标率，%；

C_i —采用估算模式计算出的第 i 个污染物最大地面质量浓度， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ ；

C_{0i} —第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准， $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

C_{0i} 一般选用《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）中 1h 平均质量浓度的二级浓度限值，如项目位于一类环境空气功能区，应选择一级浓度限值。

5.1.2.4 无组织排放废气影响分析

1、无组织排放源排放参数

根据本项目特点，本项目油气集输过程中主要考虑站场储罐、装置区设备动静密封点泄漏和采油井口挥发所排放的烃类气体，以及极少量的硫化氢。根据工程分析，拟建项目油气集输依托现有集输干线、中转站等。因此，本次评价无组

织排放废气主要考虑采油井口挥发所排放的烃类气体对大气环境影响。

综上，本次选取无组织烃类排放量较大、下风向距离环境保护目标较近，且为新建井场的文 184-43 井场作为预测对象，分析项目无组织排放对环境空气的影响。主要无组织废气污染源排放参数见下表。

表 5.1-10 本次项目主要废气污染物排放面源源强及参数

编号	名称	面源中心坐标/m		面源海拔高度	面源长度	面源宽度	与正北方向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数	排放工况	污染物排放速率 (kg/h)	
		X	Y	/m	/m	/m			/h		非甲烷总烃	硫化氢
4#	文 184-43	659	-1954	55	40	40	0	5	8760	连续	0.0060	0.000004

2、预测结果

表 5.1-11 无组织污染源估算模式计算结果一览表

类型	污染源	评价因子	最大地面浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 Pmax(%)	D10% (m)	评价等级
无组织废气	文 184-43	非甲烷总烃	9.84	0.00	0	三级
		硫化氢	0.006	0.06	0	三级

根据预测结果，井场下风向 0~2500m 范围内非甲烷总烃和硫化氢未出现超标，其中非甲烷总烃下风向最大落地浓度为 $9.84\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率为 0，硫化氢下风向最大落地浓度为 $0.006\mu\text{g}/\text{m}^3$ ，最大占标率分别为 0。本项目无组织废气非甲烷总烃最大落地浓度低于《大气污染物综合排放标准详解》中 $2.0\text{mg}/\text{m}^3$ 参照值，无组织硫化氢最大落地浓度低于《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中附录 D 中 $10\mu\text{g}/\text{m}^3$ 参照值；项目井场选址处扩散条件较好，污染物可以得到较好扩散，并不会使区域环境空气质量发生显著改变，项目建设对区域大气环境的影响可以保持在环境可接受的范围之内。

5.1.2.5 有组织排放气体影响分析

1、有组织排放源排放参数

本项目原油集输采用水套加热炉供热，水套加热炉以伴生气为原料，按照最不利原则，假设原油加热均采用中转站水套加热炉，则加热炉源强见下表。

表 5.1-13 本次项目主要废气污染物排放点源源强及参数 (2)

编号	名称	排气筒底部中心坐标/m		排气筒底部 海拔高度/m	排气筒 高度 /m	排气筒 出口内 径/m	烟气流速 /(m ³ /h)	烟气温 度/°C	年排放小 时数/h	排放 工况	污染物排放速率(kg/h)		
		X	Y								颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
1	文一中转站水套加热炉	3425	9564	54	15	0.15	634	100	8760	连续	0.0045	0.0022	0.0750
2	文二中转站水套加热炉	-9	-229	54	15	0.15	836	100	8760	连续	0.0070	0.0035	0.1166
3	文三中转站水套加热炉	3985	6438	53	15	0.15	526	100	8760	连续	0.0051	0.0022	0.0848

2、预测结果

表 5.1-14 有组织污染源估算模式计算结果一览表

类型	污染源	评价因子	最大地面浓度 ($\mu\text{g}/\text{m}^3$)	最大占标率 Pmax(%)	D10%	评价 等级
					(m)	
有组织废气	文一中转站水套加热炉	颗粒物	0.323	0.07	0	三级
		二氧化硫	0.158	0.03	0	三级
		氮氧化物	5.37	2.15	0	二级
	文二中转站水套加热炉	颗粒物	0.425	0.09	0	三级
		二氧化硫	0.209	0.04	0	三级
		氮氧化物	7.11	2.84	0	二级
	文三中转站水套加热炉	颗粒物	0.266	0.06	0	三级
		二氧化硫	0.133	0.03	0	三级
		氮氧化物	4.46	1.78	0	二级

由上表可知,拟建项目占标率最大的污染因子为文二中转站水套加热炉排气筒排放的氮氧化物,其占标率为 2.84%;根据评价工作分级判据可知,拟建项目大气环境影响评价等级为二级,可不进行进一步预测与评价,只对污染物排放量进行核算。

5.1.2.6 污染物排放量核算

本项目大气污染物有组织排放量核算结果见下表。

表 5.1-15 大气污染物有组织排放量核算表

排放口编号	污染物	核算年排放量 (t/a)	核算排放速率 (mg/m^3)	核算排放浓度 (kg/h)
一般排放口				
文一中转站水套加热炉	二氧化硫	0.0222	3.99	0.0022
	颗粒物	0.0443	7.98	0.0045
	氮氧化物	0.7426	133.71	0.0750
文二中转站水套加热炉	二氧化硫	0.0305	4.00	0.0035
	颗粒物	0.0610	8.00	0.0070
	氮氧化物	1.0217	134.05	0.1166
文三中转站水套加	二氧化硫	0.0196	4.00	0.0025

热炉	颗粒物	0.0392	7.99	0.0051
	氮氧化物	0.6571	133.91	0.0848
有组织排放量汇总				
合计	二氧化硫（t/a）	0.0723		
	颗粒物（t/a）	0.1446		
	氮氧化物（t/a）	2.4214		
备注：2028 年原油产量最多，以 2028 年为核算基准年				

本项目大气污染物无组织排放量核算结果见下表。

表 5.1-16 大气污染物无组织排放量核算表

产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量 (t/a)
			标准名称	浓度限值 (mg/m ³)	
井场	非甲烷总烃	加强管理	豫环攻坚办〔2017〕162 号、 《陆上石油天然气开采工 业大气污染物排放标准》 (GB39728-2020)、《大气 污染物综合排放标准》 (GB16297-1996)	2.0	1.9942
	硫化氢		《恶臭污染物排放标准》 (GB14554-93)	0.06	0.0012

本项目大气污染物年排放量核算结果见下表。

表 5.1-17 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量
1	非甲烷总烃 (t/a)	1.9942
2	硫化氢 (t/a)	0.0012
3	二氧化硫 (t/a)	0.0723
4	颗粒物 (t/a)	0.1446
5	氮氧化物 (t/a)	2.4214

5.1.2.7 大气环境保护距离

根据《环境影响评价技术导则-大气环境》(HJ2.2-2018)中：“对于项目厂界浓度满足大气污染物厂界浓度限值，但厂界外大气污染物短期贡献浓度超过环

境质量浓度限值的，可以自厂界向外设置一定范围的大气环境防护区域，以确保大气环境防护区域外的污染物贡献浓度满足环境质量标准”。根据推荐的估算模式预测本项目各无组织排放源预测值均未超过环境质量浓度限值，因此本项目无需设置大气环境防护距离。

5.1.2.8 评价结论

综上分析，从大气环境影响角度考虑，拟建项目对评价区环境空气质量的影响是可以接受的，即在切实落实各项环境保护治理措施的前提下，从环境空气影响角度考虑，该工程建设具有环境可行性。

5.1.2.9 大气环境影响评价自查表

大气环境影响评价自查表见下表。

表 5.1-18 大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目			
评价等级及范围	评价等级	一级 ☐	二级 ☒		三级 ☐
	评价范围	边长=50km ☐	边长 5-50km ☐		边长=5km ☒
评价因子	SO ₂ +NO _x 排放量	≥ 2000t/a ☐	≥ 500-2000t/a ☐		<500t/a ☒
	评价因子	基本污染物（二氧化硫、氮氧化物、PM ₁₀ ） 其他污染物（硫化氢、非甲烷总烃）		包括二次 PM _{2.5} ☐ 不包括二次 PM _{2.5} ☒	
评价标准	评价标准	国家标准 ☒	地方标准 ☐	附录 D ☒	其他标准 ☐
现状评价	环境功能区	一类区 ☐		二类区 ☒	一类区及二类区 ☐
	评价基准年	(2024) 年			
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据 ☐		主管部门发布的数据 ☒	现状补充监测 ☐
	现状评价	达标区 ☐		不达标区 ☒	
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源 ☐ 本项目非正常排放源 ☒ 现有污染源 ☐		拟替代的污染源 ☐	其他在建、拟建项目污染源 ☐ 区域污染源 ☐

大气环境 影响预测与 评价	预测模型	AERM OD ☐	ADMS ☐	AUSTAL2 000 ☐	EDMS/A EDT ☐	CALPU FFA ☐	网格模型 ☐	其他 ☐
	预测范围	边长 $\geq 50\text{km}$ ☐			边长 5-50km ☐		边长=5km ☐	
	预测因子	预测因子 ()			包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐ 不包括二次 $\text{PM}_{2.5}$ ☐			
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 100\%$ ☐			$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $>100\%$ ☐			
	正常排放年评价浓度贡献值	一类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 10\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $>10\%$ ☐			
		二类区	$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $\leq 30\%$ ☐		$C_{\text{本项目}}$ 最大占标率 $>30\%$ ☐			
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长 () h		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $\leq 100\%$ ☐		$C_{\text{非正常}}$ 占标率 $>100\%$ ☐		
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	$C_{\text{叠加}}$ 达标 ☐			$C_{\text{叠加}}$ 不达标 ☐			
区域环境质量的整体变化情况	$k \leq -20\%$ ☐			$k > -20\%$ ☐				
环境监测计划	污染源监测	监测因子：(硫化氢、非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物)			有组织废气监测 ☒ 无组织废气监测 ☒		无监测 ☐	
	环境质量监测	监测因子：(硫化氢、非甲烷总烃、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物)			监测点位数：(2)		无监测 ☐	
评价结论	环境影响	可以接受 ☒			不可以接受 ☐			
	大气环境防护距离	无须设置						
	污染源年排放量	颗粒物 0.1446 t/a; 二氧化硫: 0.0723t/a、氮氧化物 2.4214 t/a、硫化氢 0.0012t/a、非甲烷总烃 1.9942t/a						
注：“ ☐ ”为勾选项，填“ ☒ ”；“()”为内容填写项								

5.2 地表水环境影响分析与评价

5.2.1 施工期地表水环境影响分析与评价

拟建项目施工期产生的废水包括钻井废水、施工作业废液、管线清管和试压废水、压裂返排液、生活污水，钻井废水、施工作业废液、管线清管和试压废水、

压裂返排液均由罐车就近拉运至文一、文二或文三采出水处理站处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不外排；施工人员的生活污水排入井场临时环保厕所，定期清掏用作农肥，不会直接外排于区域环境中；施工期废水均得到合理有效处置，施工废水对周边地表水环境影响较轻。

经采取以上污染防治措施后，拟建项目施工期产生的废水对周围地表水环境影响较小。

5.2.2 运营期地表水环境影响分析与评价

5.2.2.1 评价等级与评价范围

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），建设项目地表水环境影响评价工作等级划分原则见下表。

表 5.2-1 建设项目地表水环境影响评价工作等级划分依据

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

拟建项目运营期污水主要为采出水、井下作业废水，采出水和井下作业废水依托文一、文二或文三采出水处理站处理，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）标准后回用于油田注水开发，不外排。根据 HJ2.3-2018 有关规定，确定拟建项目地表水评价等级为三级 B。

2、评价范围

拟建项目废水处理达标后回用于油田注水开发，不外排。因此仅对依托现状废水处理工程进行处理的可行性及回注可行性进行分析。

5.2.2.2 拟建项目废水依托现状废水处理工程进行处理的可行性

拟建项目落实后需处理废水量变化情况见下表。

表 5.2-2 拟建项目新增采出水及作业废水产生情况及去向一览表

项目	2026 年			2027 年			2028 年			合计		
所属油田	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东
增加原油产能	2.907	2.01	2.11	3.48	1.725	2.27	3.825	2.46	2.78	10.212	6.195	7.16
采出水产生量(万 m ³)	37.58	25.98	27.28	44.99	22.30	29.35	49.45	31.80	35.94	132.02	80.09	92.56
作业废水产生量 (万 m ³)	0.07	0.05	0.04	0.08	0.05	0.05	0.08	0.06	0.06	0.23	0.16	0.15
日均采出水产生量 (m ³ /d)	1029.60	711.90	747.32	1232.55	610.96	803.99	1354.74	871.28	984.62	3616.89	2194.15	2535.93
日均作业废水产生量 (m ³ /d)	1.81	1.32	1.15	2.22	1.23	1.32	2.22	1.73	1.56	6.25	4.27	4.03
依托采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站
合计进入采出水处理站的废水量 (m ³ /d)	1031.41	713.22	748.47	1234.77	612.19	805.30	1356.96	873.01	986.18	3623.13	2198.42	2539.96
采出水处理站处理余量 (m ³ /d)	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016
依托可行性	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行
注：文留采油厂 2026-2028 年度无气井开发计划。文留采油厂原油伴生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。												

由上表可知，文一/文二/文三采出水处理站处理余量远远大于拟建项目新增废水量。因此，从废水处理量分析，可以确定 2026-2028 年新增原油产能增加的废水量完全可以进入现状采出水处理站进行处理。

根据表 3.1-6 的数据分析可知，文一、文二或文三采出水处理站出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求，全部回注地下，用于水驱采油。

综上分析可知，拟建项目新增产能排放的废水依托文留采油厂现状文一、文二或文三采出水处理设施进行处理是可行的。

5.2.2.3 废水回注可行性分析

水驱采油工艺是当前国内外石油开采行业普遍采用的一种采油方式，其目的主要有两点：第一，采用回注水补充因原油采出而降低的地层能量；第二，采用回注水驱赶开采层原油汇集，形成富油区，便于开采。文留采油厂采用水驱采油工艺，采用的回注水由两部分构成，第一是处理达标的采出水，第二为人工开采的中深层地下水。回注的水在回注前不添加任何物质，仅在处理采出水处理时需添加水处理剂。

采出水实质属于一个循环系统，每次注入地层后小部分又随原油采出，在地面经沉淀、过滤工艺处理达到回注标准后又送回至开采层。采出水在地面处理过程中所添加的助剂主要为水质改性剂氢氧化钙（因原油采出废水呈酸性，投加碱调整水质 pH 值达到中性），其次添加少量的助凝剂及絮凝剂（聚丙烯酰胺、聚合氯化铝），但这些物质最终都形成沉淀物，进入回注水中的量很少，根据各采出水处理站的水质分析，处理后废水中 SS 及各细菌含量均满足回注要求，不会对回注管道造成损害，也不会对地下原油造成不利影响，因此，经处理达标的采出水回注是可行的。

文留采油厂采油工艺主要为水驱采油，回注水主要包括处理达标的污水（包括采出水、作业废水、钻井废水和中转站工作人员极少量的生活污水）及开采的地下水（开采地下 200m~400m 的水层，其水质为苦咸水，与生产、生活用水不

属于同一开采层），回注目的层为 3000m 左右的原油开采层，均为地质构造封闭地层。回注水量中生活污水占比较小，且水质比其他几股水的水质简单，污染因子少，即回注水除中转站少量生活污水外不涉及其它与油气田生产无关的废水，且根据采出水处理站的水质分析，回注的废水可以达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，文留采油厂同步采取加强管理、严控回注水水质达标等措施，防治污染，因此文留采油厂废水回注能满足《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》第八条中关于废水回注的相关要求。

5.2.2.4 地表水环境影响评价自查表

拟建项目地表水环境影响评价自查情况见下表。

表 5.2-3 地表水环境影响评价自查表

工作内容		自查项目	
影响识别	影响类型	水污染影响型 ☒ ；水文要素影响型 ☐	
	水环境保护目标	饮用水源保护区 ☐ ；饮用水取水口；涉水的自然保护区 ☐ ；重要湿地 ☐ ；重点保护与珍稀水生生物的栖息地 ☐ ；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道、天然渔场等渔业水体 ☐ ；涉水的风景名胜区 ☐ ；其他 ☒	
	影响途径	水污染影响型	水文要素影响型
		直接排放 ☐ ；间接排放 ☐ ；其他 ☒	水温 ☐ ；径流 ☐ ；水域面积 ☐
评价等级	影响因子	持久性污染物 ☐ ；有毒有害污染物 ☐ ；非持久性污染物 ☒ ；pH 值 ☐ ；热污染 ☐ ；富营养化 ☐ ；其他 ☐	水温 ☐ ；水位（水深） ☐ ；流速 ☐ ；流量 ☐ ；其他 ☐
	评价等级	水污染影响型 一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 A ☐ ；三级 B ☒	水文要素影响型 一级 ☐ ；二级 ☐ ；三级 ☐
现状调查	区域污染源	调查项目	数据来源
		已建 ☒ ；在建 ☒ ；拟建 ☐ ；拟替代的污染源 ☐	排污许可证 ☒ ；环评 ☒ ；环保验收 ☒ ；既有实测 ☒ ； 现场监测 ☐ ；入河排污口数据 ☐ ；其他 ☐
	受影响水体水环境质量	调查项目	数据来源
		丰水期 ☒ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☒ ；冰封期 ☐ ；春季 ☒ ；夏季 ☒ ；秋季 ☒ ；冬季 ☒	生态环境保护主管部门 ☒ ；补充监测 ☒ ；其他 ☐
	区域水资源开发利用状况	未开发 ☐ ；开发量 40%以下 ☐ ；开发量 40%以上 ☐	
	水文情势调查	调查项目	数据来源

第五章 环境影响预测与评价

		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	水行政主管部门 ☐ ；补充监测 ☐ ；其他 ☐	
	补充监测	监测时期	监测因子	监测断面或点位
		丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ ；春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐	(/)	监测断面或点位个数 (/) 个
现状评价	评价范围	河流：长度 (/) km；湖库、河口及近岸海域：面积 (/) km ²		
	评价因子	(/)		
	评价标准	河流、湖库、河口：I类 ☐ ；II类 ☐ ；III类 ☐ ；IV类 ☒ ；V类 ☐ 近岸海域：第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ 规划年评价标准（III类）		
		评价时期	丰水期 ☒ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☒ ；冰封期 ☐ 春季 ☒ ；夏季 ☒ ；秋季 ☒ ；冬季 ☒	
	评价结论		水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标 ☐ ；不达标区 ☒ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标 ☐ ；不达标区 ☒ 水环境保护目标质量状况：达标 ☒ ；不达标区 ☐ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标 ☒ ；不达标区 ☐ 底泥污染评价 ☐ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价 ☐ 水环境质量回顾评价 ☐ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况 ☐	
			达标区 ☐ 不达标区 ☒	
影响预测	预测范围	河流：长度 (/) km；湖库、河口及近岸海域：面积 (/) km ²		
	预测因子	(/)		
	预测时期	丰水期 ☐ ；平水期 ☐ ；枯水期 ☐ ；冰封期 ☐ 春季 ☐ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐ 设计水文条件 ☐		
		预测情景	建设期 ☐ ；生产运行期 ☐ ；服务期满后 ☐ 正常工况 ☐ ；非正常工况 ☐ 污染控制和减缓措施方案 ☐ 区（流）域环境质量改善目标要求情景 ☐	
	预测方法		数值解 ☐ ；解析解 ☐ ；其他 ☐ 导则推荐模式 ☐ ；其他 ☐	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标区 ☒ ；替代削减源 ☐		
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求 ☐		

	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标 ☒ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求 ☒ 水环境控制单元或断面水质达标 ☒ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求 ☐ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求 ☐ 水文要素影响型建设项目时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价 ☐ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价 ☐ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求区 ☒				
污染源排放量核算（按入外环境量）	污染物名称		排放量（t/a）		排放浓度（mg/L）
	COD		/		/
	NH ₃ -N		/		/
替代源排放情况	污染源名称	排污许可证编号	污染物名称	排放量（t/a）	排放浓度（mg/L）
	（/）	（/）	（/）	（/）	（/）
生态流量确定	生态流量：一般水期（/）m ³ /s；鱼类繁殖期（/）m ³ /s；其他（/）m ³ /s 生态水位：一般水期（/）m；鱼类繁殖期（/）m；其他（/）m				
防治措施	环保措施				
	污水处理设施 ☒ ；水文减缓措施 ☐ ；生态流量保障措施 ☐ ；区域削减 ☐ ；依托其他工程措施 ☐ ；其他 ☐				
		环境质量		污染源	
	监测方式	手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐		手动 ☐ ；自动 ☐ ；无监测 ☐	
	监测点位	（/）		（厂区总排口）	
	监测因子	（/）		（/）	
	污染物排放清单 ☒				
评价结论	可以接受 ☒ ；不可以接受 ☐				

注：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。

5.3 地下水质量影响分析与评价

5.3.1 地下水评价等级、评价范围及环境保护目标

5.3.1.1 地下水评价等级

（1）项目所属行业类别

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）中附录 A，油田开发项目类别属其中“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、

天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”Ⅰ类和Ⅱ类项目。根据导则要求，本项目涉及多个场地，各场地分别判定评价工作等级，线性工程根据所涉及地下水环境敏感程度和主要井场位置进行分段判定评价等级。

（2）建设项目对地下水的敏感程度分级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级划分原则见下表。

表 5.3-1 拟建项目地下水环境影响评价工作等级划分判据一览表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区，除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水环境敏感区。

根据《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水源保护区划的通知》（豫政办[2007]125号）、《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）和《河南省人民政府关于调整部分集中式饮用水水源保护区的通知》（豫政文[2019]19号），本项目新增设井位均不在集中式饮用水水源准保护区及以外的补给径流区范围内。

根据实地调查，拟建项目新增设井位及集输管线均不在集中式饮用水水源保护区内，但项目区所在区域区域范围内地下水径流上、下游方向有农村居民分散式饮用水水源，以民井为主。根据地下水环境敏感程度分级表，地下水环境敏感程度为“较敏感”。

（3）建设项目地下水环境影响评价工作等级划分

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），建设项目地下水环境影响评价工作等级划分原则见下表。

表 5.3-2 拟建项目地下水环境影响评价工作等级划分判据一览表

项目类别 环境敏感程度	I类项目	II类项目	III类项目
敏感	一	一	二
较敏感	一（井场）	二（集输管线）	三
不敏感	二	三	三

综上，本项目地下水评价工作等级井场工程为一级，集输工程为二级。

5.3.1.2 地下水环境现状调查评价范围

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）一级评价调查面积为 $\geq 20\text{km}^2$ 。同时，本项目场地比较分散，且距离相对较远。因此，为了查明本项目周边地下水流场的变化等基本情况，本次调查范围为场地外围油井整体范围向外扩 1.5-3km 左右，其中：东西两边界以垂直于等水位线为零通量边界，南北边界以平行于等水位线为定水头边界。调查评价区面积约 345.73km^2 。

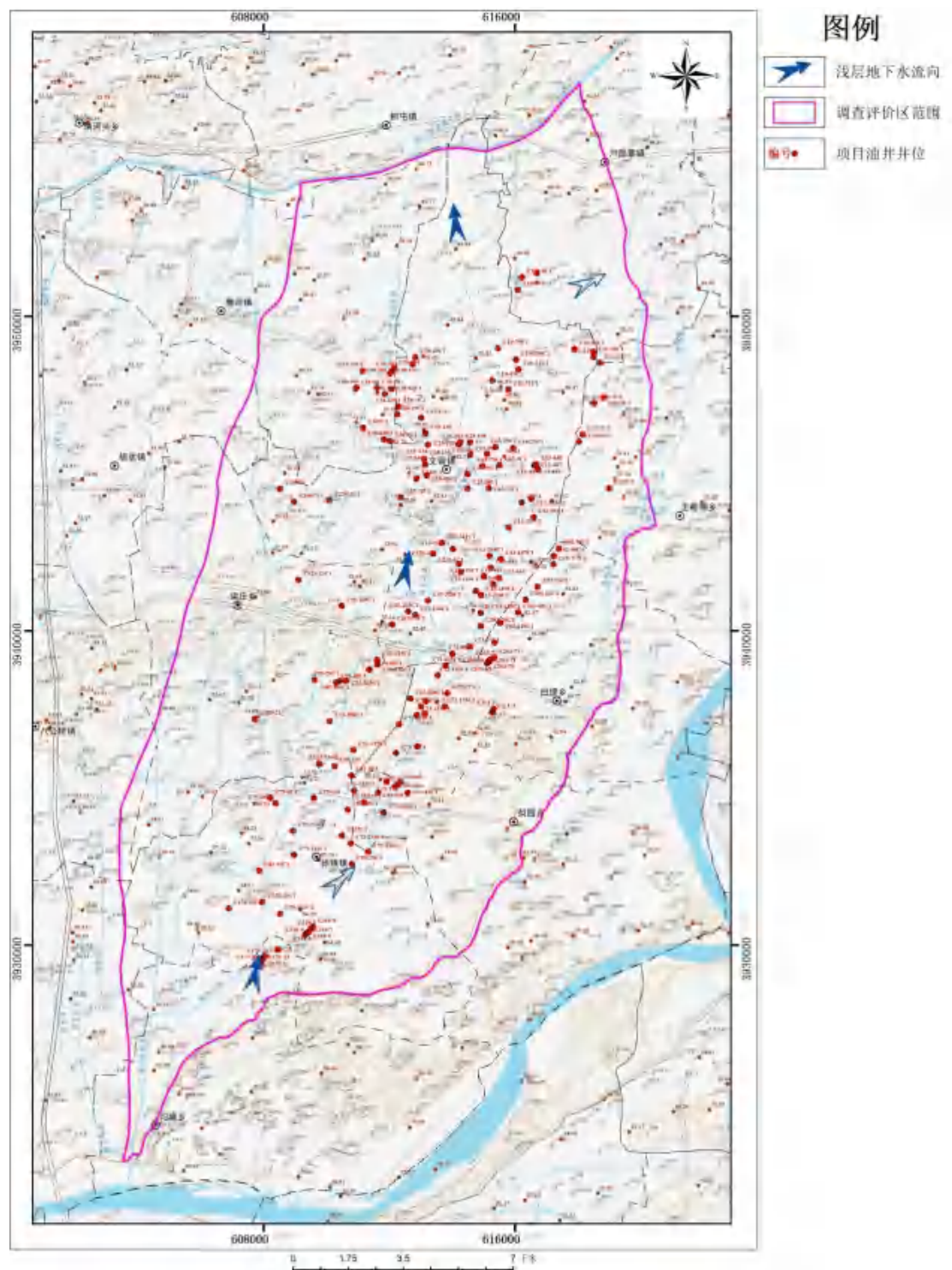


图 5.3-1 地下水调查评价范围图

5.3.1.3 地下水环境保护目标

依据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）要求，结合调查区内地下水环境敏感点分布状况及区域水文地质条件，保护目标为镇、农村安全饮用水水源井以及场地和周边地下水松散岩类孔隙水含水层（浅层和中深层）。

表 5.3-3 调查评价区内地下水环境保护目标基本情况一览表

饮用水水源地名称	地理位置	水源井编号	水源地方位		保护区范围	距拟建项目最近距离（m）
			E	N		
濮阳县鲁河镇水杨家地下水井	濮阳县鲁河镇水杨家村东	1-1#	115°11'42.208"	35°41'13.598"	取水井外围东 30m、西 30m、南 30m、北至供水站边界的区域	4392
濮阳县梨园乡西马李地下水井	濮阳县梨园乡西马李村西	2-1#	115°16'43.231	35°29'20.109"	取水井外围东 50m、西 30m、北 30m、南至供水站边界的区域	5804
濮阳县梨园乡东闫村地下水井	濮阳县梨园乡东闫村南	3-1#	115°16'2.076"	35°31'46.632"	取水井外围西 30m、北 30m，东南分别至供水站边界的区域	2465
濮阳县梨园乡梅寨地下水井	濮阳县梨园乡梅寨村西	4-1#	115°18'31.151"	35°30'7.321"	取水井外围西 30m、北 30m、南至供水站边界、东至连山寺干渠的区域	7217
濮阳县习城乡张相楼地下水井	濮阳县习城乡张相楼村西	5-1#	115°11'41.331"	35°27'17.496"	取水井外围东 30m、西 30m、南 30m、北至供水站边界的区域	3642
濮阳县白堙乡关庄地下水井群	濮阳县白堙乡关庄村南	9-1#	115°16'19.141"	35°34'12.970"	取水井连线向外径向 30m 和水厂边界形成的区域	14029
		9-2#	115°6'17.698"	35°34'12.661"		15529
		9-3#	115°16'15.037"	35°34'16.137	取水井外围 30m 的区域	14047
胡状镇集中式饮用水水源地	供水站（董楼村）（SE）	1--1	115°06'58.27"	35°37'37.82"	供水站厂区及外围 30 米西至 106 国道的区域	7409
	供水站（董楼村）（NW）	1--2	115°06'56.64"	35°37'38.87"		7442
	胡状镇政府西侧	1--3	115°08'19.75"	35°37'52.92"	取水井外围 30 米的区域东至胡状镇政府的区域	5401
梁庄乡集中式饮用水水源地	子白路北侧供水站内（SE）	2--1	115°11'30.15"	35°35'23.30"	供水站厂区及外围西、北 30 米、东至南小堤水水干渠、南至 S307 省道	1443

	子白路北侧供水站内（NW）	2--2	115°11'28.60''	35°35'24.01''	的区域	1463
文留镇集中式饮用水水源地	刘楼村	3--1	115°15'10.91''	35°34'38.86''	取水井外围 30 米的区域	433.8
	崔庄村	3--2	115°14'59.96''	35°37'07.70''	取水井外围 30 米的区域	928
	供水站（前草场）（SW）	3--3	115°15'37.50''	35°39'33.32''	供水站厂区及外围东 30 米、西至 Z020 县道、南至文留镇法庭、北 30 米的区域	1246
	供水站（前草场）（NE）	3--4	115°15'40.05''	35°39'33.81''		1194
	供电所北侧（新）	3--5	115°14'57.67''	35°38'02.88''	取水井外围 30 米的区域	258.9
王称堙乡集中式饮用水水源地	藕塘北侧（漫渡村）	5--1	115°18'42.45''	35°37'10.91''	水厂厂区及外围 30 米的区域	416.9
	敬老院（漫渡村）	5--2	115°18'42.17''	35°37'16.44''	取水井外围 30 米的区域	272.3
徐镇镇集中式饮用水水源地	供水站（王楼村）（NW）	7--1	115°13'08.63''	35°31'41.71''	水厂厂区及外围东 30 米、西 30 米、南 30 米、北 75 米的区域	442.4
	供水站（王楼村）（SE）	7--2	115°13'09.58''	35°31'39.75''		494.1
鲁河镇集中式饮用水水源地	寨上村	10--1	115°08'31.90''	35°41'42.03''	寨上村水厂厂区及外围 30 米的区域	8733
	供水站内（前杜庄）（SE）	10--2	115°12'29.51''	35°37'46.10''	前杜庄水厂厂区及外围 30 米的区域	1108
	供水站内（前杜庄）（NW）	10--3	115°12'28.90''	35°37'47.36''		1098
	供水站（前杜	10--4	115°12'27.56''	35°37'38.45''	取水井外围 30 米的区域	874

	庄) 外					
户部寨镇集中式 饮用水水源地	供水站 (左店 村) 内	11--1	115°17'04.05''	35°41'28.63''	水厂厂区及外围东 40 米、西 70 米、 南 15 米、北 50 米的区域	789
	供水站 (左店 村) 外 (E)	11--2	115°17'06.49''	35°41'27.91''		736
	供水站 (左店 村) 外 (SW)	11--3	115°17'02.58''	35°41'26.92''		750

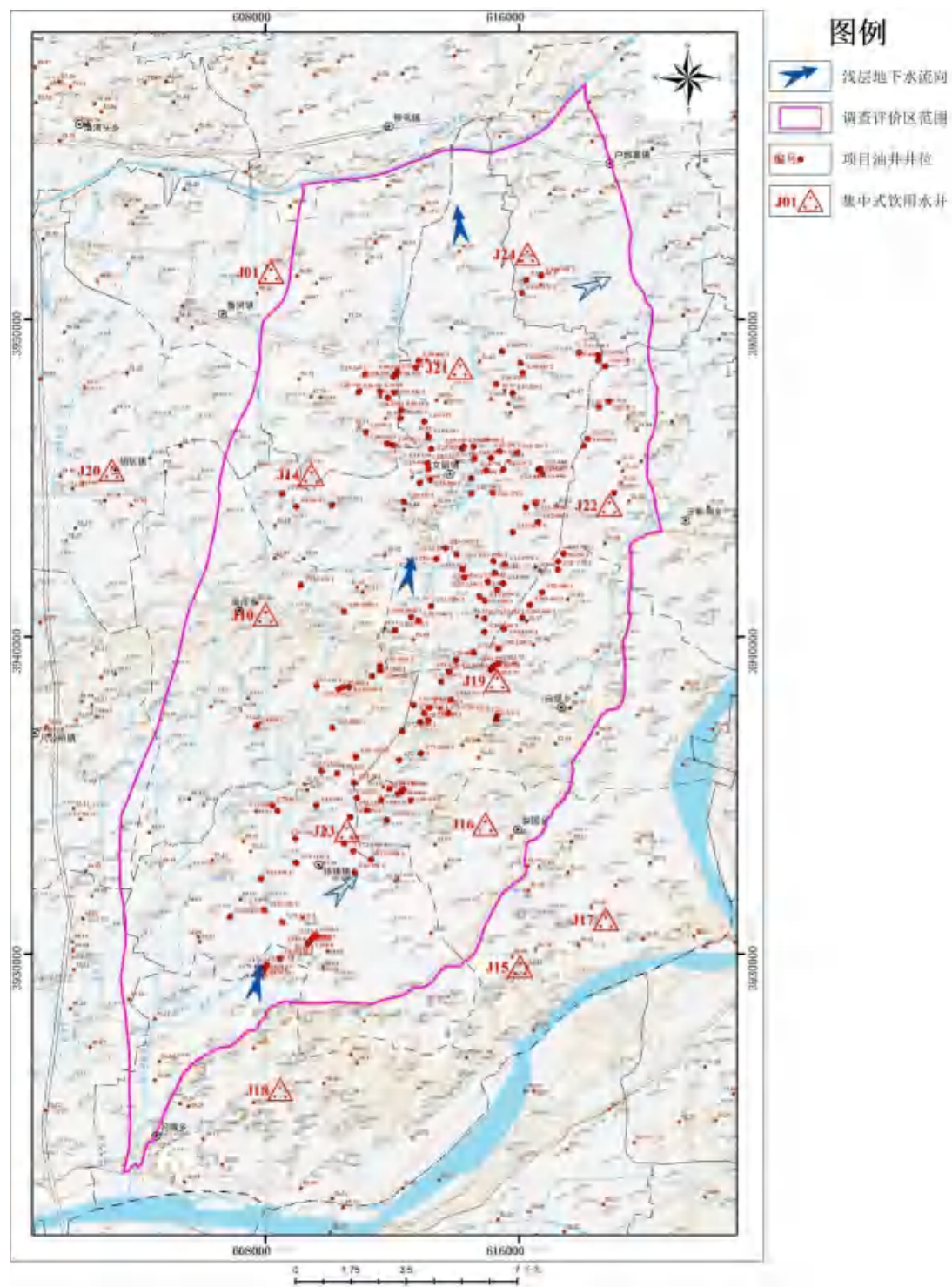


图 5.3-2 调查评价范围内地下水保护目标分布图

5.3.2 区域水文地质条件

5.3.2.1 气象

濮阳市位于北半球中纬度地带，从气候类型划分，该地区为属暖温带半湿润

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 15.95℃，极端最高气温 41.4℃，极端最低气温-17.1℃。多年平均降雨量 608.54mm，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。濮阳市多年月平均降水量分布见下图。

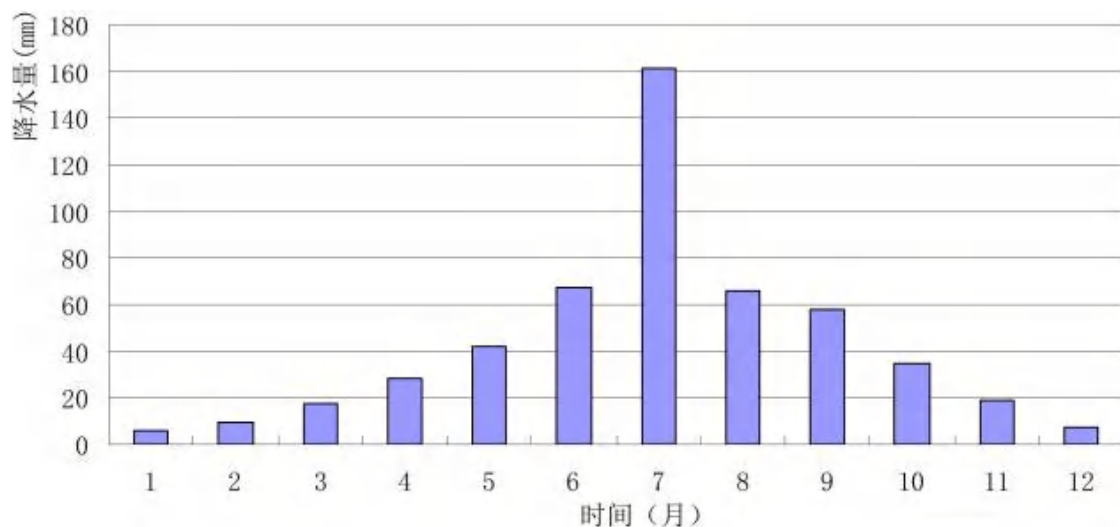


图 5.3-3 濮阳市多年月均降水量分布图

5.3.2.2 水文

区内主要有黄河、金堤河、马颊河、潞龙河、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。

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 454km²，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 1083m³/s，多年平均径流量为 3.42×10¹⁰m³。

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 $7.044 \times 10^8 \text{m}^3$ ，枯水年（196 年）径流量 $0.13 \times 10^8 \text{m}^3$ ，多年平均径流 $2.486 \times 10^8 \text{m}^3$ 。

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 $4.65 \text{m}^3/\text{s}$ ，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 $2.31 \text{m}^3/\text{s}$ 。河水位高出地下水位 10~20m，河水以垂渗方式补给地下水。

褚龙河：厂址及灰场紧邻褚龙河，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 ，褚龙河防洪除涝标准 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 $32 \text{m}^3/\text{s}$ 。1972 年扩大治理，排涝流量仍为 $32 \text{m}^3/\text{s}$ ，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 $0.442 \text{m}^3/\text{s}$ 。1999 年经过冲淤净化，止污，砌衬，河流水质大为改善。

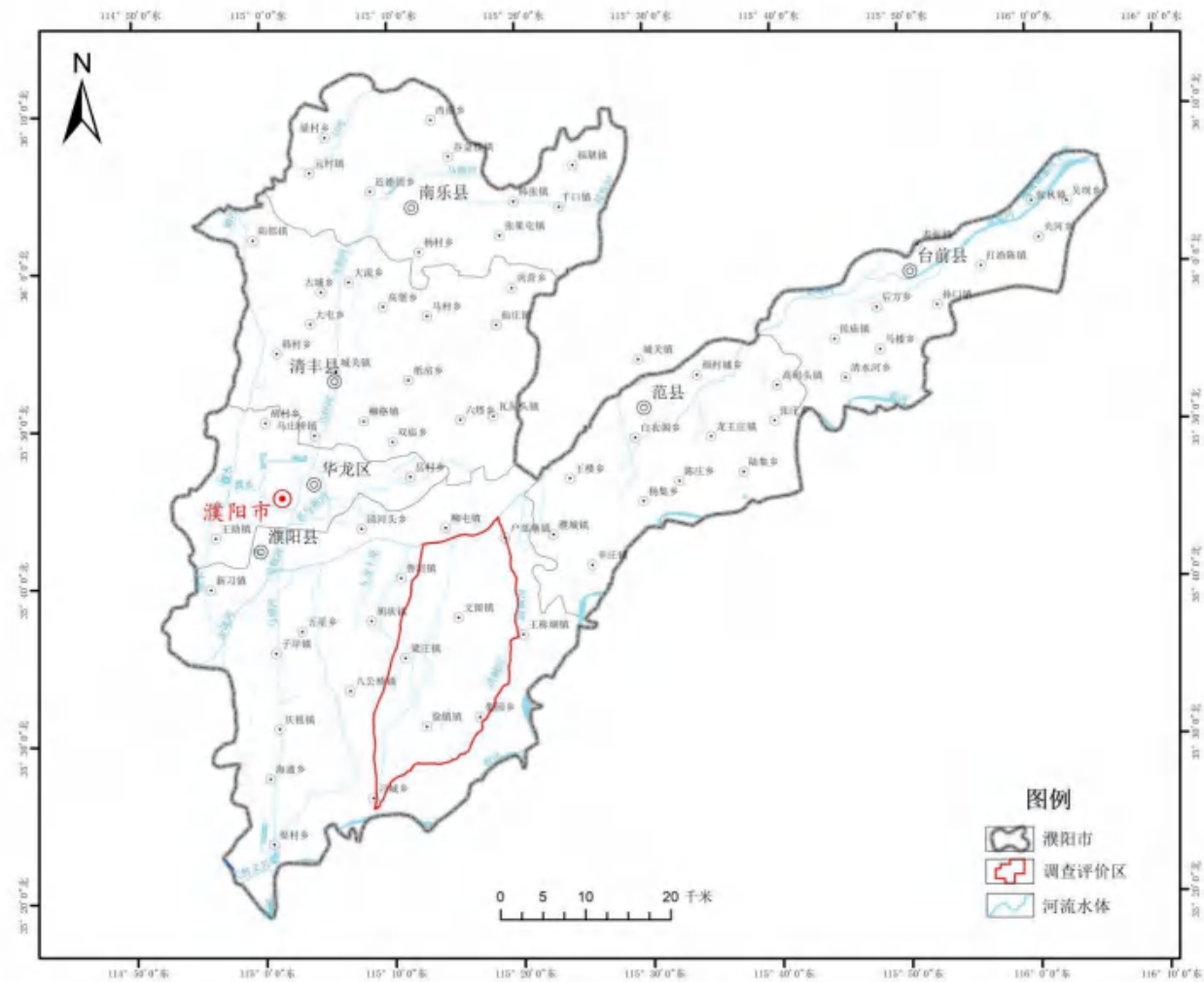


图 5.3-4 濮阳市水系图

5.3.2.3 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。

I、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。

II、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。

III、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）。

IV、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。

5.3.2.4 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，为区域性拗陷型河湖相沉积，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，为区域性拗陷型河湖相沉积，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、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 (Qp¹)

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 45°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（Qp²）

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（Qp³）

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、粉砂为生，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^{col}）：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^{lal}）：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”。

5.3.2.5 地质构造

5.3.2.5.1 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。

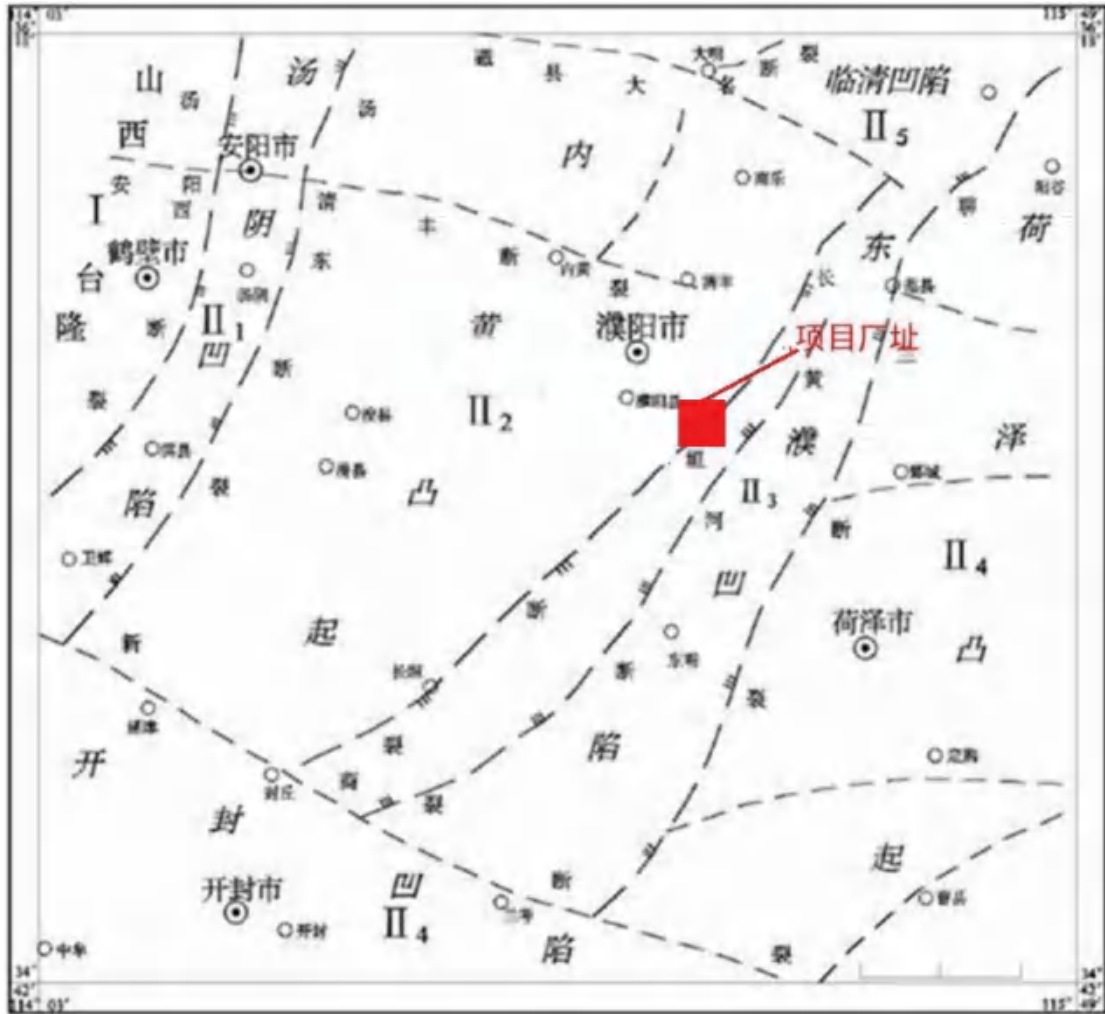


图 5.3-5 区域构造体系图

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、东濮凹陷、开封凹陷相邻，面积约 7000km²。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 400km²。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。

5.3.2.5.2 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-大名断裂的东段和郛城断裂的西段。

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 $20^{\circ}\sim 30^{\circ}$, 倾向北西, 倾角 $50^{\circ}\sim 70^{\circ}$, 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) 郛城断裂: 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。

表 5.3-4 近场区断层活动性一览表

断层 编号	断层名称	产状			最新活动时代	最新活动 性质
		走向	倾向	倾角		
1	安阳南断裂	NWW	N	$70^{\circ}\sim 80^{\circ}$	早、中更新世	正断
2	长垣断裂	NWW	NNE	$70^{\circ}\sim 80^{\circ}$ (视 倾角)	早、中更新世	正断
3	黄河断裂	NNE	NW	$40^{\circ}\sim 70^{\circ}$	早、中更新世	正断
4	聊兰断裂	NNE	NW	$40^{\circ}\sim 70^{\circ}$	晚更新世-全新世 早期	正断右旋
5	郛城断裂	近 EW	N	$50^{\circ}\sim 70^{\circ}$	晚更新世	正断左旋
6	磁县-大名断裂	NWW	N	/	全新世-晚更新世	左旋正断

5.3.2.6 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。

5.3.2.6.1 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3000-5000m³/d)、富水区(单井涌水量1000-3000m³/d)、中等富水区(单井涌水量500-1000m³/d)和弱富水性(单井涌水量<500m³/d)。

(1) 强富水区(单井涌水量3000-5000m³/d)

分布在新习镇附近区域。

(2) 富水区(单井涌水量1000-3000m³/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 $500-1000\text{m}^3/\text{d}$)

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-胡状-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),含水层均粉砂、粉细砂、细砂局部中砂。

(4) 水量贫乏区($<500\text{m}^3/\text{d}$)

分布于濮阳县八公-梁庄乡,范县龙王庄乡,分布面积较小。

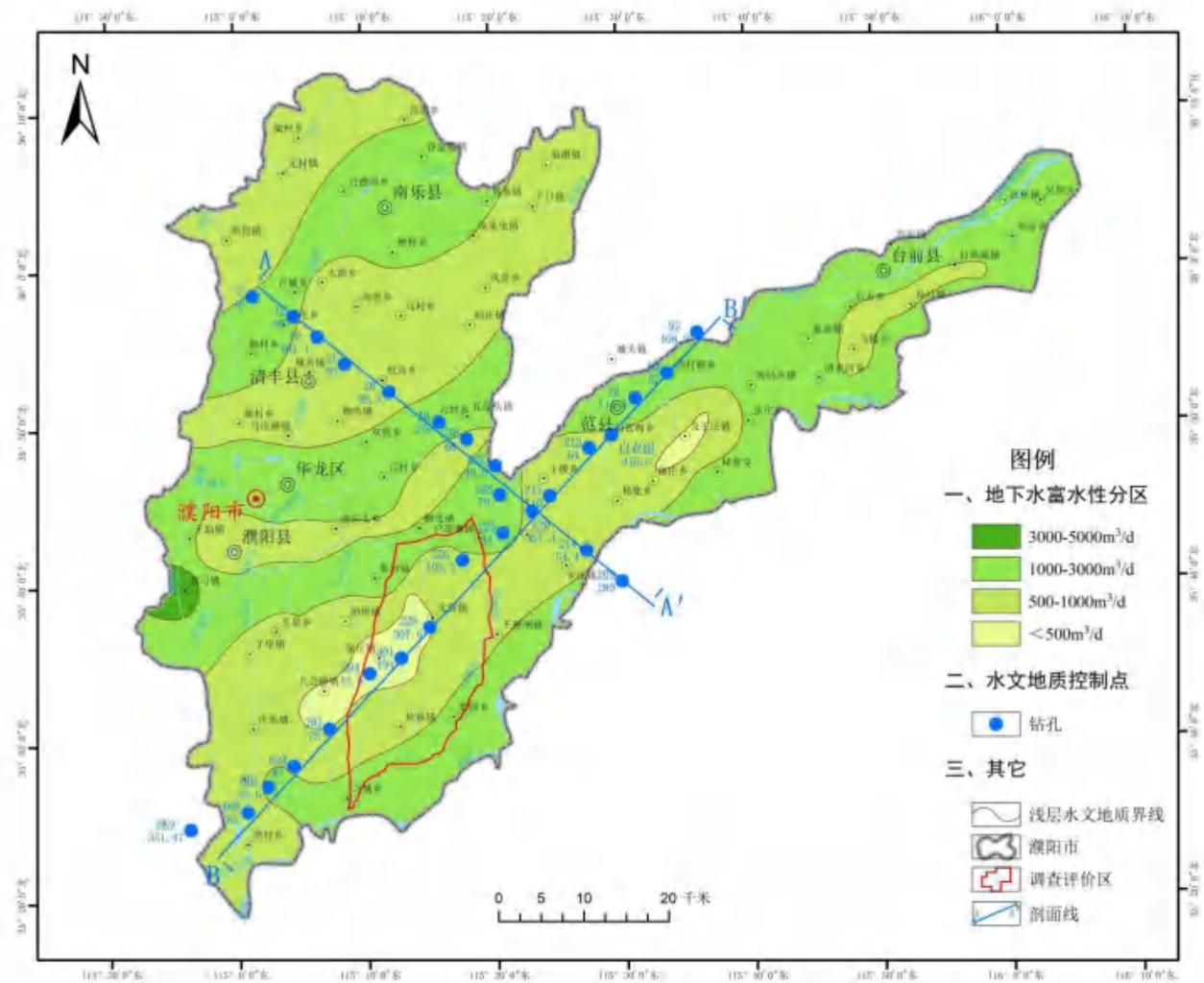


图 5.3-6 濮阳市浅层水文地质图

5.3.2.6.2 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 3000-5000m³/d）、富水区（单井涌水量 1000-3000m³/d）和中等富水区（单井涌水量 500-1000m³/d）。

（1）强富水区（单井涌水量 3000-5000m³/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。

（2）富水区（单井涌水量 1000-3000m³/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 500-1000m³/d）

零星分布于龙王庄镇等区域。

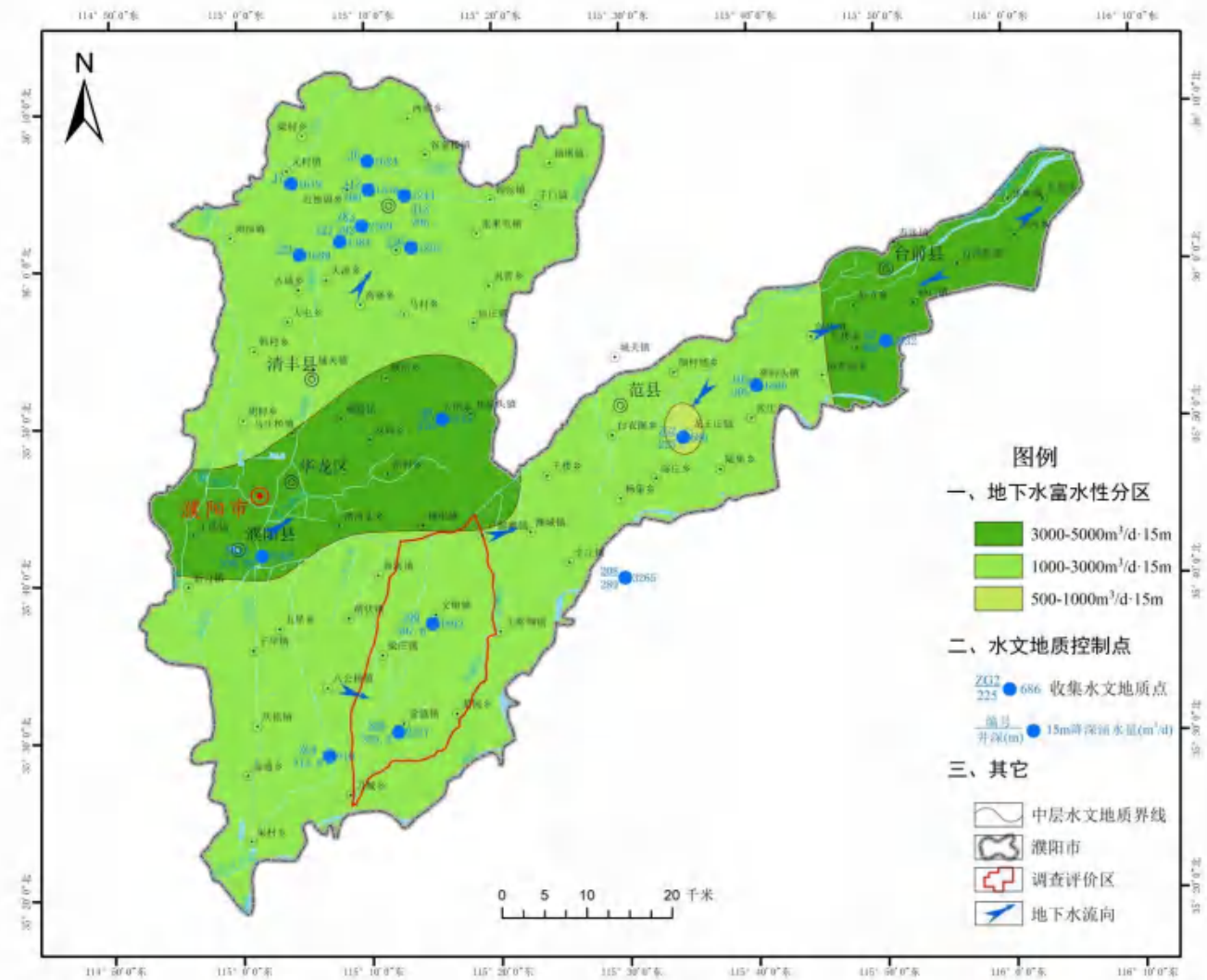


图 5.3-7 濮阳市中层水文地质图

5.3.2.6.3 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 3000-5000m³/d）和富水区（单井涌水量 1000-3000m³/d）。

（1）强富水区（单井涌水量 3000-5000m³/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 1000-3000m³/d）

除强富水区域以外的其他区域。

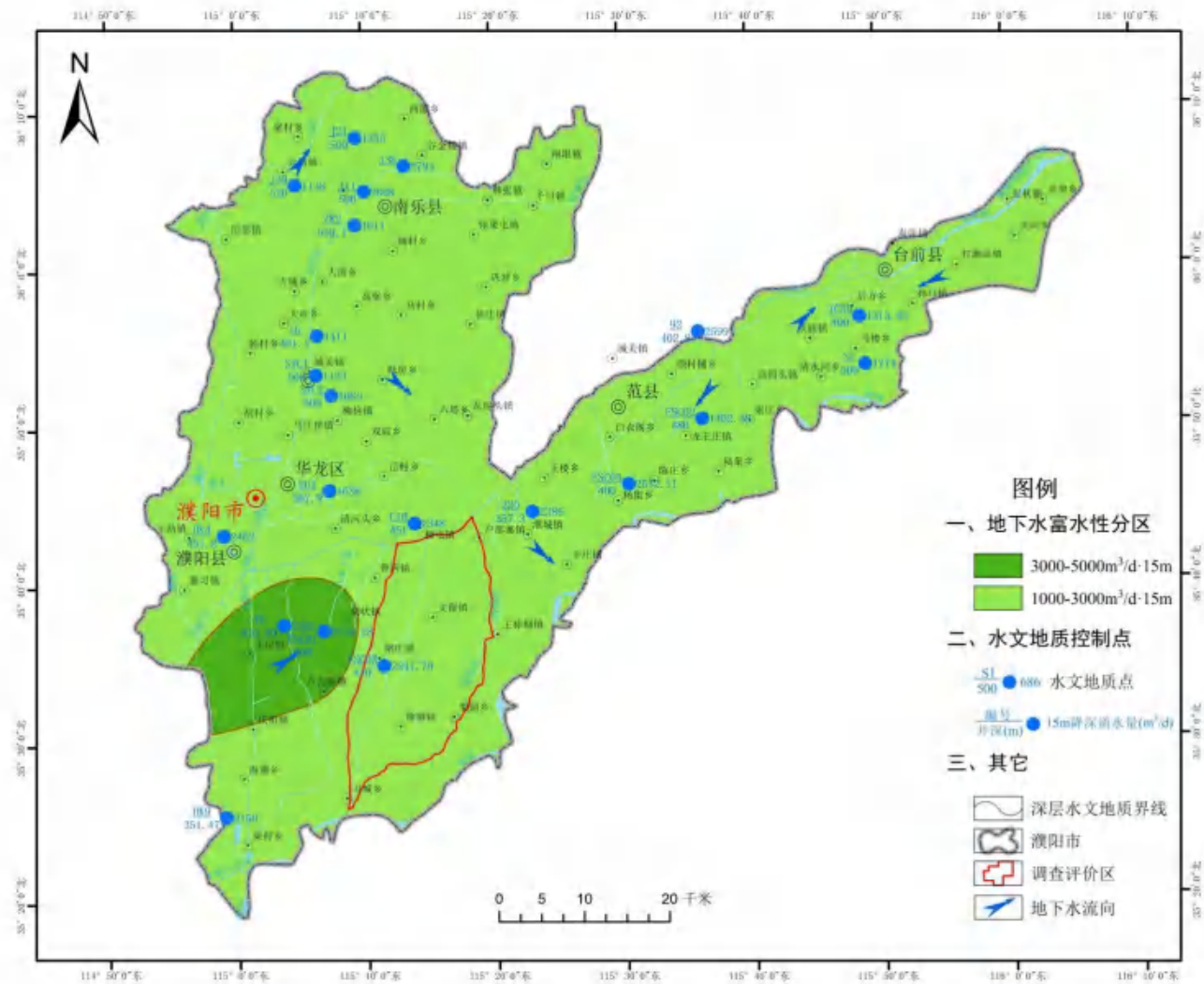


图 5.3-8 濮阳市深层水文地质图

5.3.2.6.4 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，地下水向开采集集中区域径流，水力坡度 0.36‰-3.3‰。

5.3.2.6.5 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 $B=2147.4$ 。

5.3.2.6.6 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。

5.3.2.6.7 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 $\text{Na}\cdot\text{Mg}$ 、 $\text{Na}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 型为主，阴离子以 HCO_3 、 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}$ ($\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3$) 型为主，局部地区为 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4$ ($\text{SO}_4\cdot\text{HCO}_3$)、 $\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ ($\text{Cl}\cdot\text{SO}_4$)、 $\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\cdot\text{Cl}$ 型。

5.3.2.7 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 30m~50m，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 6.3319-7.524 亿 m^3 , 占总供水量的 36.80%-47.03%。

5.3.3 调查评价区水文地质条件

5.3.3.1 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 47m 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I₁

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I₂

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 4 个微地貌单元。

①决口扇形地II₃

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。

②缓平坡地II₄

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。

③浅平洼地II₅

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。

④背堤槽状洼地II₆

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，宏观故道呈一条岗地，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。

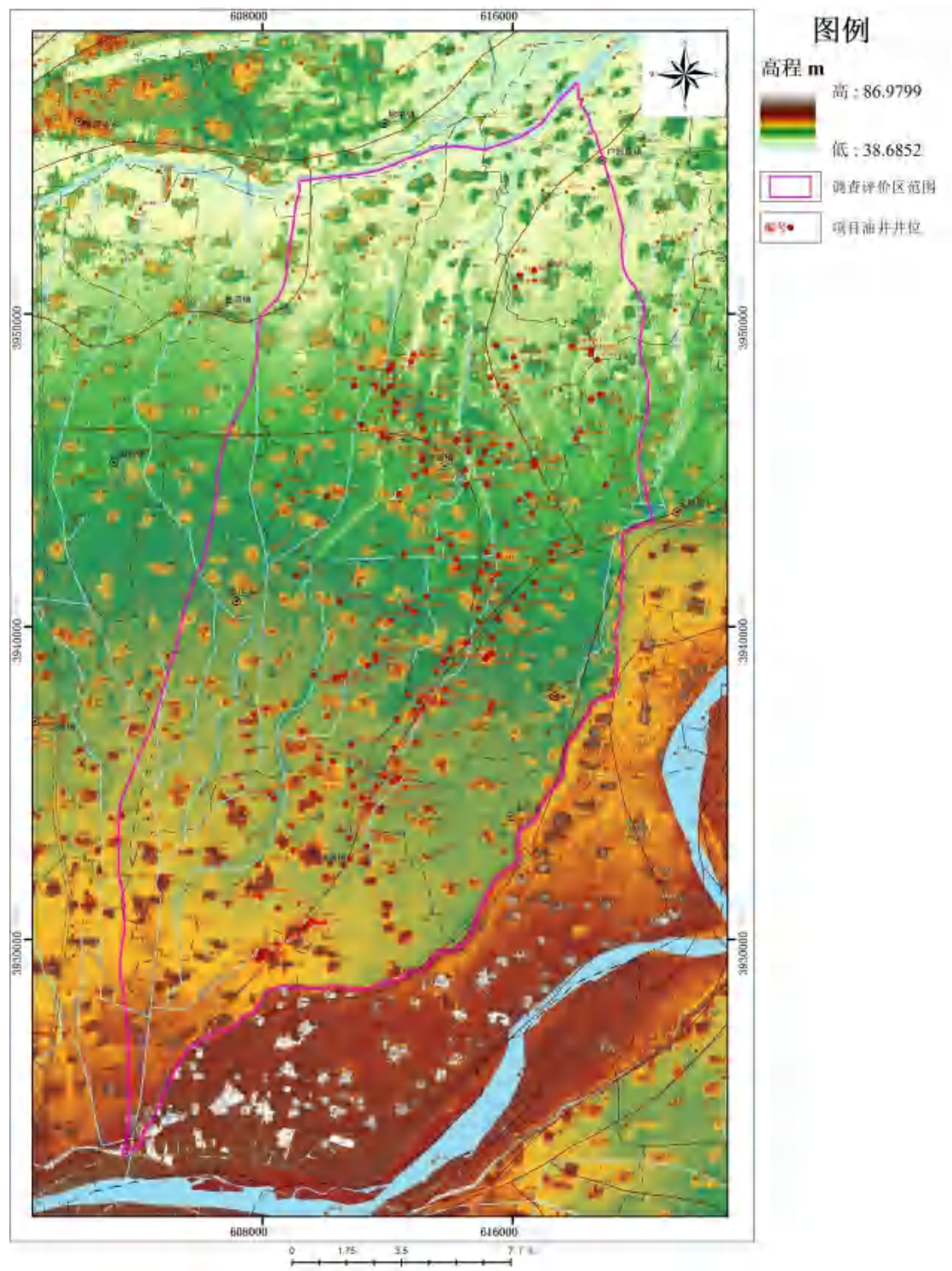


图 5.3-9 调查评价区地形图

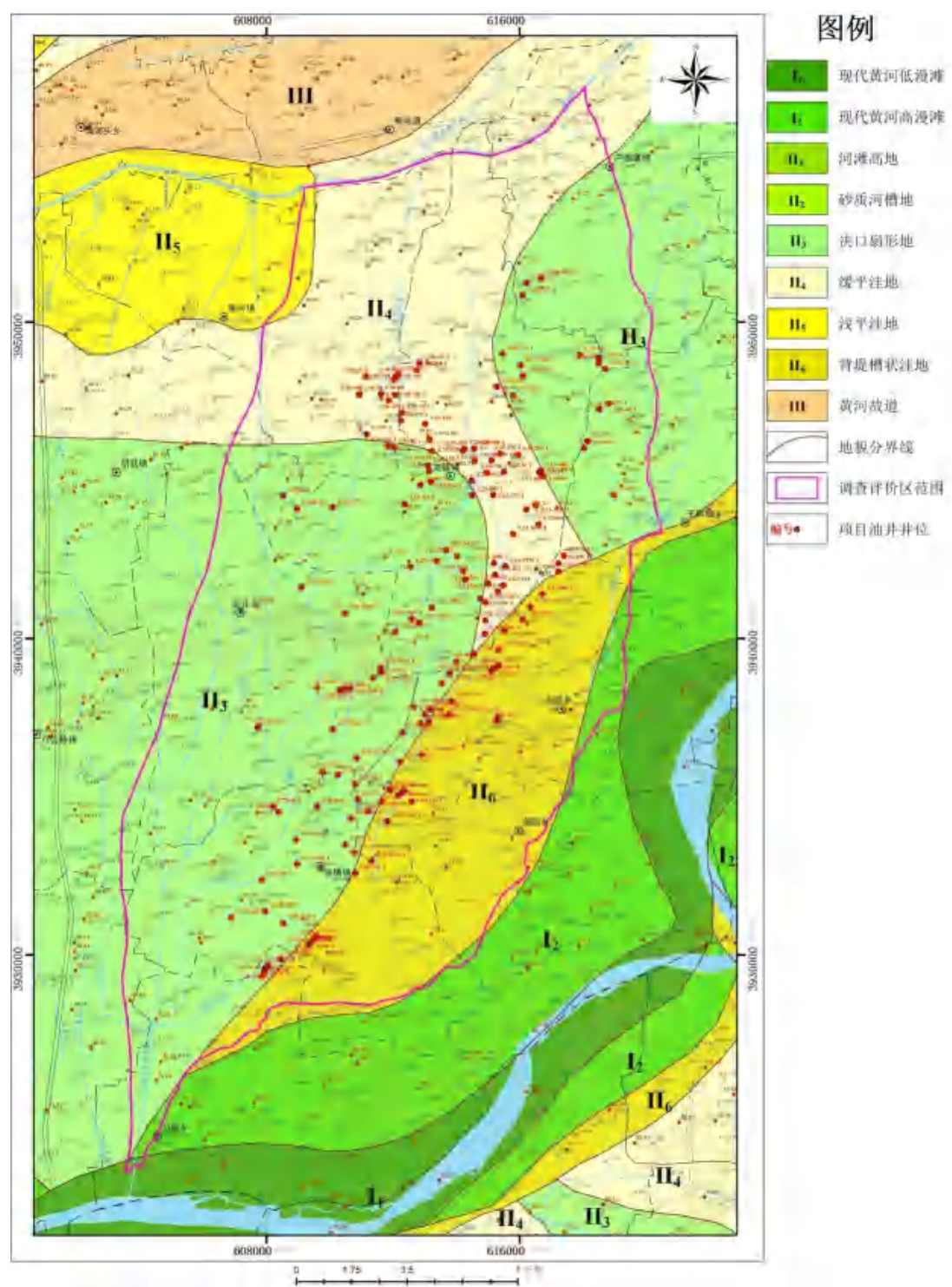


图 5.3-10 调查评价区地貌类型图

5.3.3.2 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(Qp¹)

黏性土断面粗糙,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(Qp²)

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(Qp³)

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。

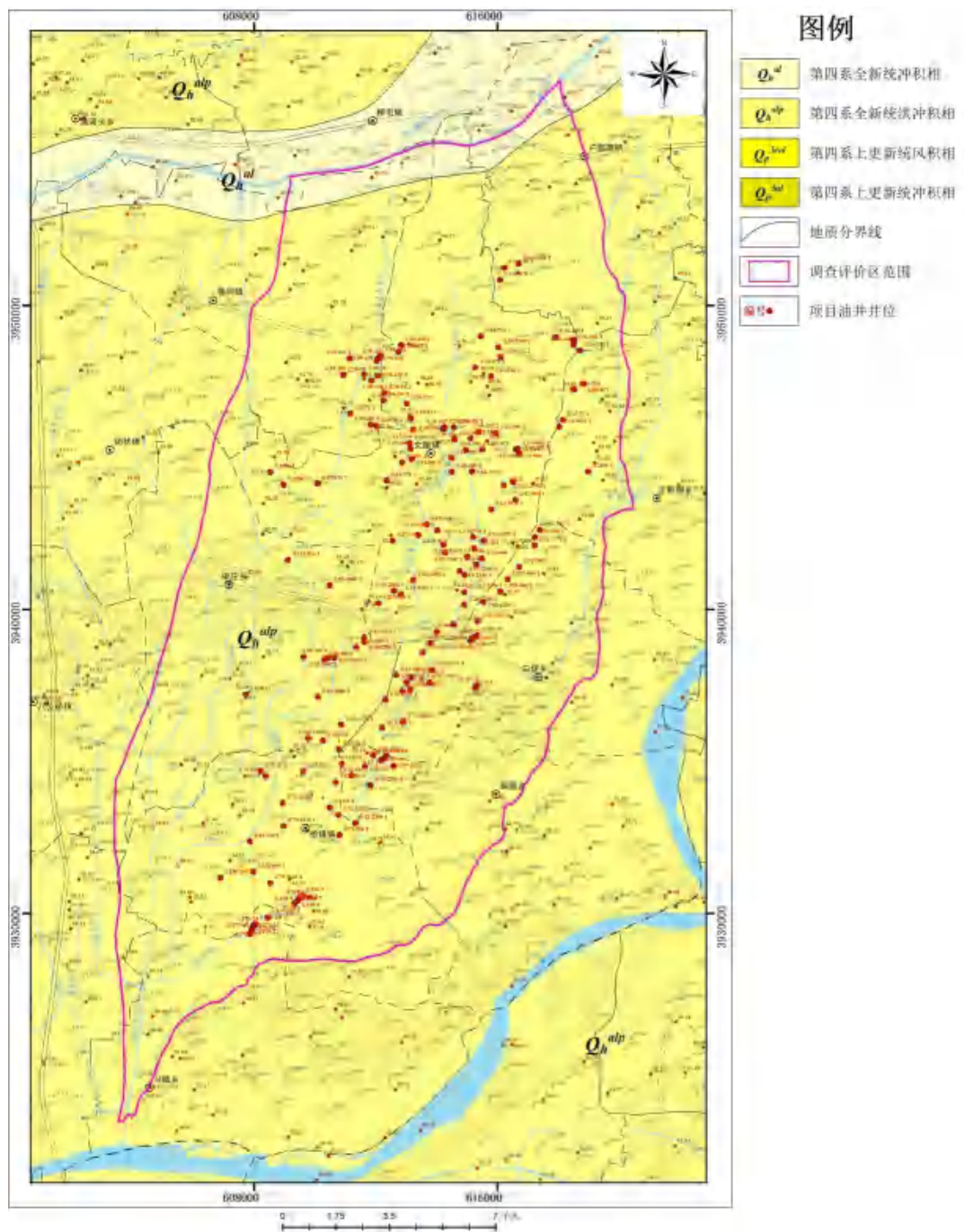


图 5.3-11 调查评价区地质图

5.3.3.3 地下水类型及含水层组划分

查评价区内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）、

中深层含水岩组（150-300m）。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为浅层含水岩组、中深层含水岩组水文地质情况。

5.3.3.3.1 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。

（1）浅层水(潜水或微承压水)

主要由全新统、上更新统和中更新统三个岩组组成，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，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。

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。

全区均为黄河冲积层。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 3000-5000m³/d)、富水区(单井涌水量 1000-3000m³/d)、中等富水区(单井涌水量 500-1000m³/d)和弱富水性(单井涌水量<500m³/d)。现分述如下:

水量丰富区(1000~3000m³/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 1000~1300m³/d,最大可达 1600~1900m³/d。水化学类型一般为 HCO₃-Mg·Ca·Na 型。

水量中等区(500~1000m³/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。水化学类型一般为 HCO₃-Ca·Mg 型、HCO₃-Ca·Na 型。

水量弱区(<500m³/d):主要分布在调查评价区内梁庄乡附近。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<500m³/d。水化学类型一般为 HCO₃-Ca·Mg 型、HCO₃-Ca·Na 型。

(2) 中深层水(承压水)

主要为下更新统,指 200~300m 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,底板埋深 280~300m 左右。含水砂层厚 20~30m,含水层岩性以细砂、中砂为主,局部为粗砂,在评价区内普遍分布,属河湖相沉积物,其物质来源于西部和西南部。

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 3000-5000m³/d）。

强富水区（单井涌水量 3000-5000m³/d）：调查区中深层水含水层顶板埋深 140~150m 左右，岩性为中细砂、细中砂。按统一降深 15m 换算的涌水量进行富水性分区，15m 降深涌水量 1892m³/d 左右，其富水程度为水量丰富区（1000-3000m³/d）。分布于整个调查评价区范围内。

5.3.3.3.2 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，该层平均厚度 15m，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。

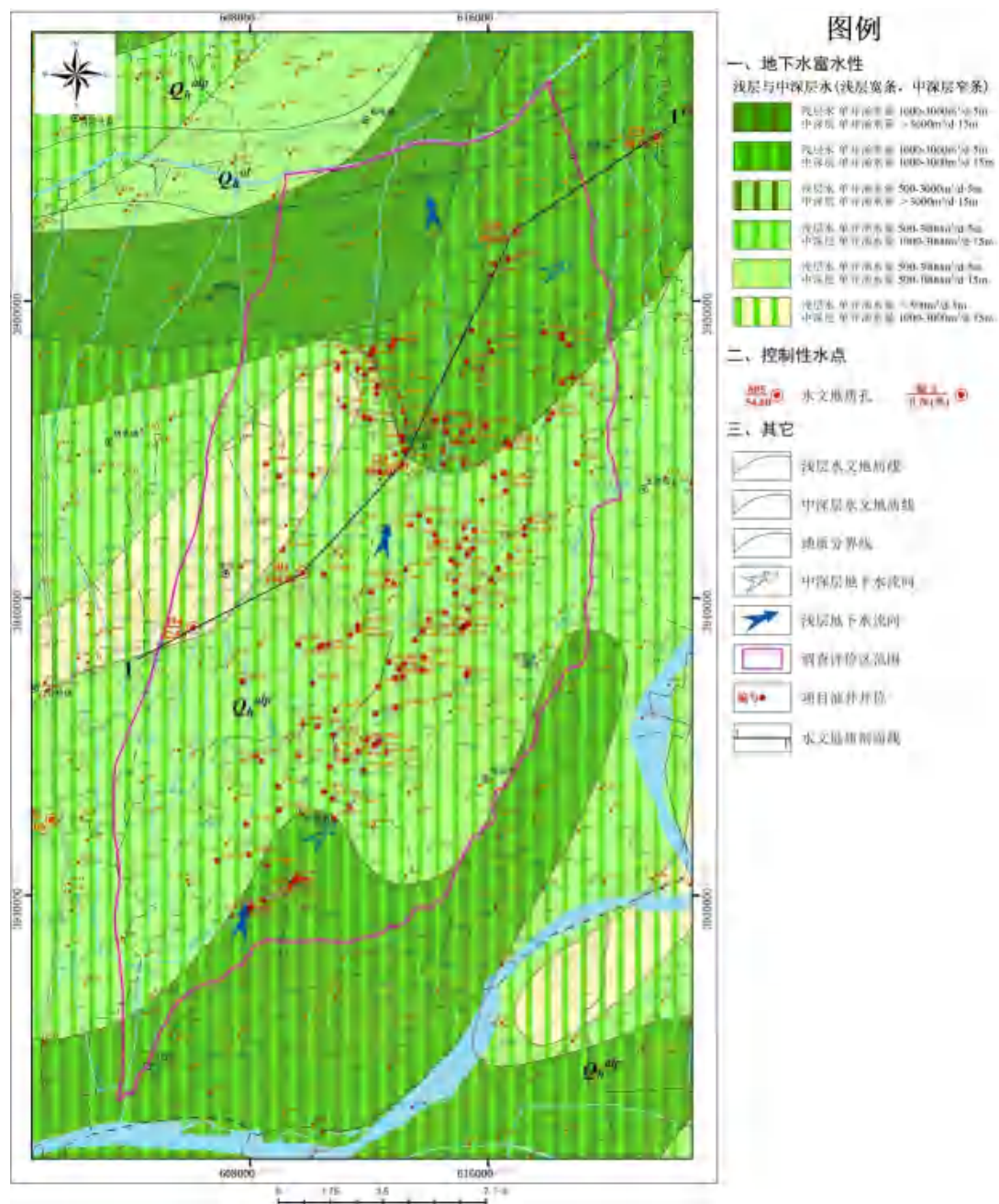


图 5.3-12 调查评价区水文地质图

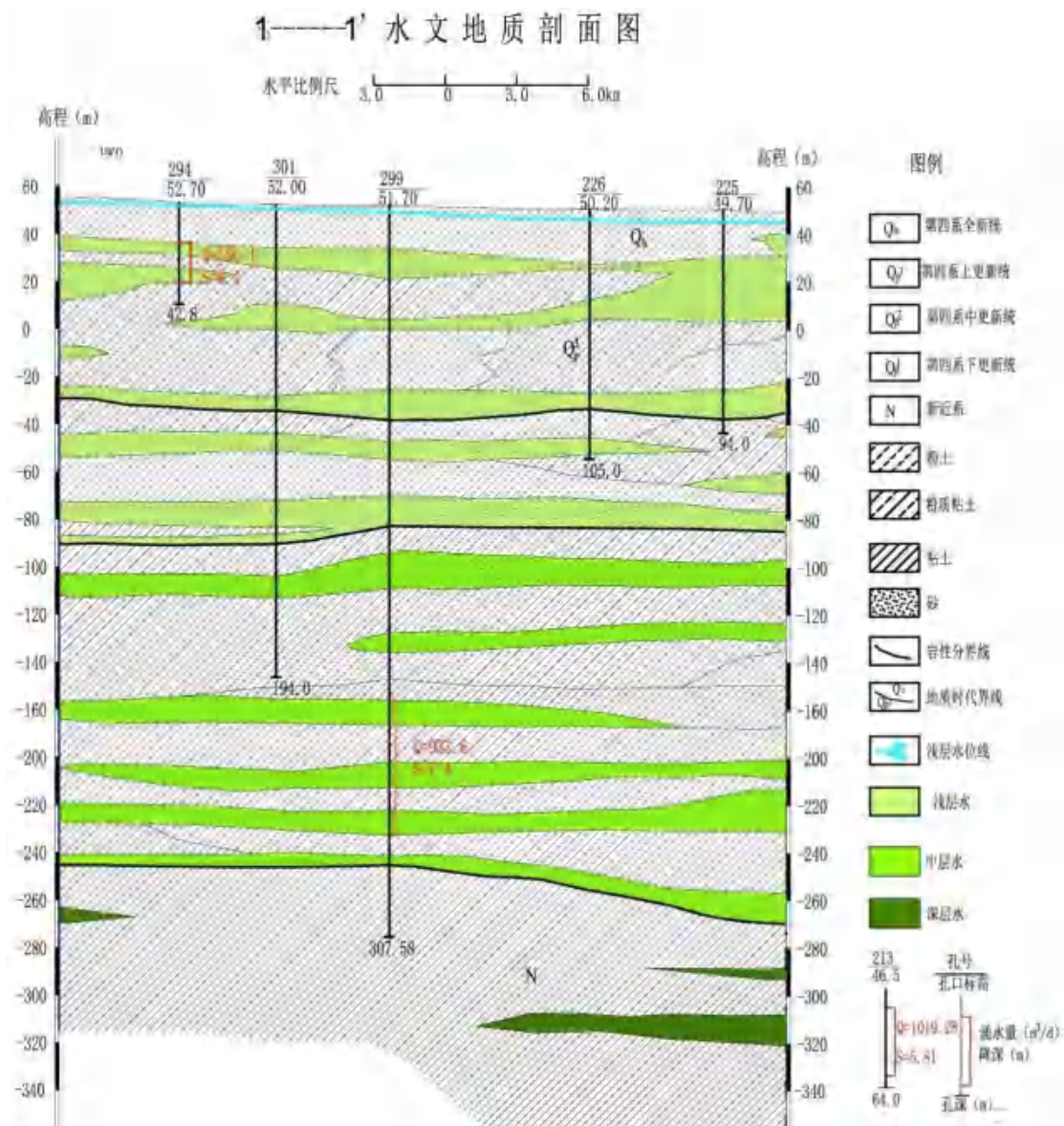


图 5.3-13 1-1'水文地质剖面图

5.3.3.4 地下水补径排、流场及动态特征

5.3.3.4.1 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，区内总的地形较为平坦，地下水亦随地形自西南向东北缓慢流动。本次调查区内，浅层地下水

由金堤河南岸及灌溉渠区域向北部井灌区径流，水力坡度 0.258‰-0.274‰。

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 15m 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。

5.3.3.4.2 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 9 月（丰水期）对调查评价区内的浅层地下水水位进行了监测，具体见下表，并绘制了浅层地下水枯、丰水期流场图，具体见下图。

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西南向东北径流流动，水力坡度 0.258‰左右。枯水期水位埋深 3.86-9.96m，水位标高 43.33-51.73m。

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西南向东北径流流动，水力坡度 0.274‰左右。丰水期水位埋深 2.53-8.16m，水位标高 44.63-53.13m。

表 5.3-5 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
Y13	618087.02	3952139.22	50.15	30	6.52	43.63	5.02	45.13

Y14	618055.71	3950986.00	49.98	30	6.35	43.63	4.85	45.13
Y15	617879.04	3947895.90	50.43	40	5.49	44.94	4.09	46.34
Y16	616771.63	3941036.50	51.66	40	4.58	47.08	3.08	48.58
Y17	615990.35	3938291.59	52.88	50	5.05	47.83	3.75	49.13
Y18	611928.03	3934543.13	53.79	50	3.86	49.93	2.66	51.13
Y19	611780.72	3934804.83	54.03	30	4.66	49.37	3.26	50.77
Y36	610164.14	3953762.48	48.80	50	4.38	44.42	3.38	45.42
Y37	614026.51	3954886.30	48.76	30	5.33	43.43	4.13	44.63
Y38	618615.15	3955070.16	51.56	30	7.84	43.72	6.34	45.22
Y39	619070.01	3951850.61	50.01	40	6.28	43.73	4.88	45.13
Y40	615917.93	3952218.97	49.29	40	5.46	43.83	4.16	45.13
Y41	613659.94	3953179.99	50.27	50	6.33	43.94	4.83	45.44
Y42	609963.38	3951779.70	50.56	50	7.23	43.33	5.43	45.13
Y43	611013.57	3949510.22	51.32	30	7.22	44.11	5.62	45.71
Y44	614019.43	3949305.45	50.79	50	6.53	44.26	5.13	45.66
Y45	616618.86	3949284.97	50.26	30	6.37	43.89	4.87	45.39
Y46	619800.90	3949297.27	50.47	30	6.15	44.32	4.65	45.82
Y47	608700.45	3948535.60	50.92	40	6.18	44.74	4.78	46.14
Y48	608457.08	3946258.97	51.62	40	5.94	45.68	4.44	47.18
Y49	611503.70	3946993.28	51.43	50	5.71	45.72	4.41	47.02
Y50	614496.92	3947309.93	50.40	50	4.88	45.51	3.68	46.71
Y51	619199.48	3945664.70	51.64	30	5.56	46.08	4.16	47.48
Y52	619719.73	3943335.20	51.41	50	4.02	47.39	3.02	48.39
Y53	617208.13	3943195.34	51.59	30	4.94	46.65	3.74	47.85
Y54	613740.27	3943851.22	51.98	30	5.55	46.43	4.05	47.93
Y55	610513.76	3943435.07	51.98	40	4.58	47.40	3.18	48.80
Y56	607600.80	3943281.34	52.32	40	4.56	47.76	3.26	49.06
Y57	607724.50	3940767.75	53.79	50	6.16	47.63	4.66	49.13
Y58	611333.53	3940540.95	52.68	50	5.35	47.33	3.55	49.13
Y59	614034.86	3940733.86	52.16	30	4.63	47.53	3.03	49.13
Y60	619023.19	3940666.36	53.74	50	6.62	47.12	5.22	48.52
Y61	605232.19	3936699.65	53.66	30	4.03	49.63	2.53	51.13
Y62	607988.11	3937788.31	53.83	30	4.75	49.08	3.25	50.58
Y63	610857.34	3937299.47	53.18	40	4.84	48.34	3.44	49.74
Y64	614569.12	3938056.29	52.79	40	5.16	47.63	3.66	49.13
Y65	618675.05	3937881.81	53.41	50	5.84	47.58	4.54	48.88
Y66	616847.06	3934749.47	56.92	50	8.49	48.43	7.29	49.63

Y67	614086.96	3934368.88	53.12	30	3.96	49.16	2.56	50.56
Y68	607551.22	3934318.87	54.79	50	4.66	50.13	3.66	51.13
Y69	603903.21	3934432.69	53.97	30	4.04	49.93	2.84	51.13
Y70	605057.31	3931211.46	55.11	30	5.48	49.63	3.98	51.13
Y71	607685.59	3931240.76	54.61	40	4.88	49.73	3.48	51.13
Y72	610971.04	3932057.24	55.48	40	5.65	49.83	4.35	51.13
Y73	613269.29	3932073.44	53.81	50	4.18	49.63	2.68	51.13
Y74	614958.88	3931425.25	59.29	50	9.96	49.33	8.16	51.13
Y75	612975.65	3929267.38	54.43	30	4.90	49.53	3.30	51.13
Y76	610684.66	3928842.25	54.86	50	5.13	49.73	3.73	51.13
Y77	607871.47	3928357.82	59.23	50	9.60	49.63	8.10	51.13
Y78	604830.86	3928184.29	57.76	50	7.05	50.71	5.55	52.21
Y79	604337.21	3924827.12	58.39	50	6.66	51.73	5.26	53.13

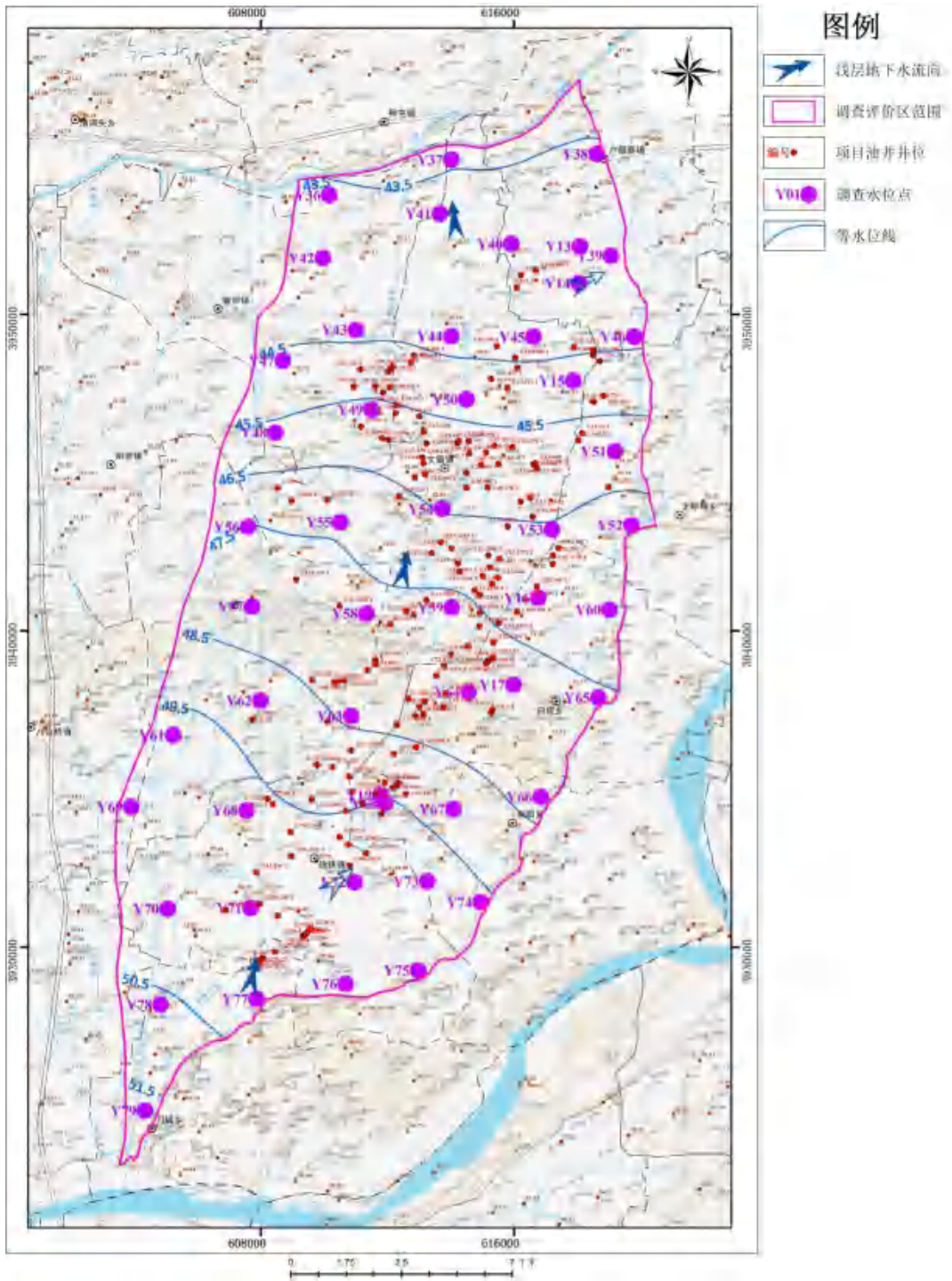


图 5.3-14 浅层地下水枯水期等水位线图

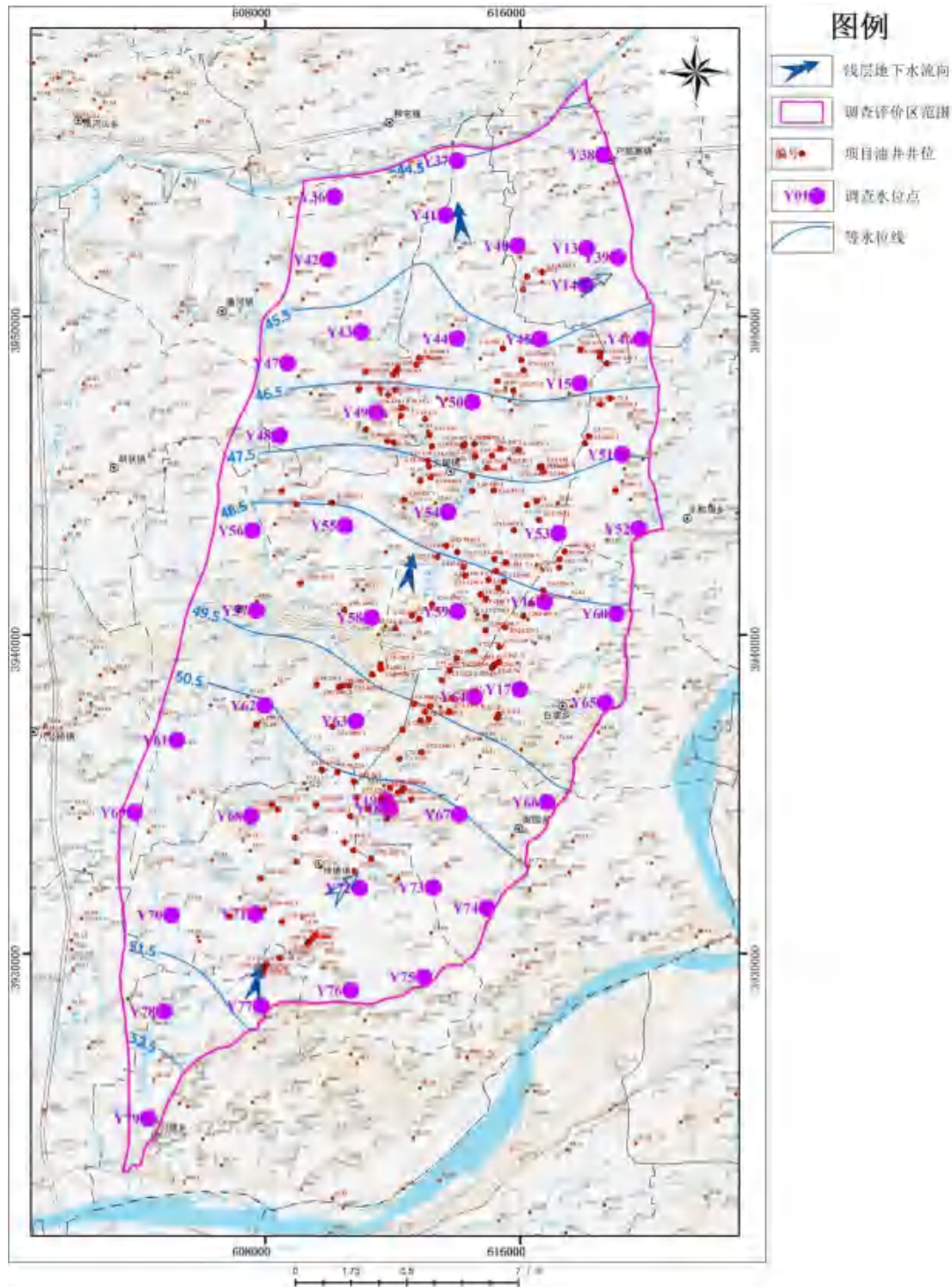


图 5.3-15 浅层地下水丰水期等水位线图

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，近河区域浅层地下水向金堤河排泄，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小，与地下水有直接水力联系。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，其它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 300m 左右，取水含水层为埋深 200-300m 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。

5.3.3.4.3 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”。

5.3.3.5 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 8 处,井深为 300m 左右,开采层位为 200~300m 之间的中细砂、粉细砂层含水层,类型为承压水,开采量约 43200m³/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/km²,井深 30-50m。主要农作物为小麦和玉米。根据河南省水利厅《用水定额》(DB41/T385-2014),在灌溉保证率 75%的情况下,豫北平原区小麦灌溉定额 175m³/亩,玉米灌溉定额 95m³/亩。

(3) 工业开采地下水现状

调查区评价区内工业开采井开采层位为 200~500m 之间的中细砂、粉细砂层含水层,类型为深层承压水。

5.3.3.6 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。

5.3.3.6.1 浅层原生劣质水

据《区域水文地质调查报告郛城幅(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 $\text{HCO}_3\text{-Na}\cdot\text{Ca}$ 型逐渐转变为 $\text{HCO}_3\cdot\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Ca}\cdot\text{Mg}$ 型、 $\text{Cl}\cdot\text{HCO}_3\cdot\text{SO}_4\text{-Na}$ 型和 $\text{Cl}\cdot\text{SO}_4\text{-Na}\cdot\text{Mg}$ 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。

5.3.3.6.2 中深层原生劣质水

据《区域水文地质调查报告郛城幅（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 $<1\text{g/L}$ 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 $1\text{-}3\text{g/L}$ 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 $1\text{-}3\text{g/L}$ 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。

5.3.4 场地水文地质特征

5.3.4.1 场地水文地质勘察

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 $130\text{m}\text{-}145\text{m}$ 以浅范围内地层为第四系全新统、上更新统、中更新统冲积物，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 $0.4\text{-}0.5\text{m}$ 为耕植土。该层在场地内均有分布。

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。该层在场地内均有分布。

层③₁粉土（Qh）：黄褐色，硬塑，含有少量铁锰质氧化物，偶见钙质结核。该层在砂层中分布不连续，主要分布在西南位置。

层③₂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。该层在砂层中分布不连续，主要分布在东南位置。

层④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。该层在场地内均有分布。

层⑤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⑥中、细砂（ Qp^3 ）：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。该层在场地内均有分布。

层⑦粉质粘土（ Qp^2 ）：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。该层分布连续。

5.3.4.2 场地水文地质特征

由场地水文地质剖面图可知，场地及周边浅层地下水属松散岩类孔隙水，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，层底埋深 130~145m。根据现场 294 井抽水试验结果，含水层渗透系数为 5.54m/d，抽水影响半径 136.40m，降深 6.40m 单井涌水量为 566.4m³/d，换算为 5m 降深单井涌水量为 442.5m³/d。

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，由西南向东北径流，水力坡度为 0.258~0.274‰，水化学类型以 $HCO_3-Na\cdot Ca$ 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，枯水期水位埋深 3.86-9.96m，丰水期水位埋深 2.53-8.16m，年变幅 1.0~1.6m。

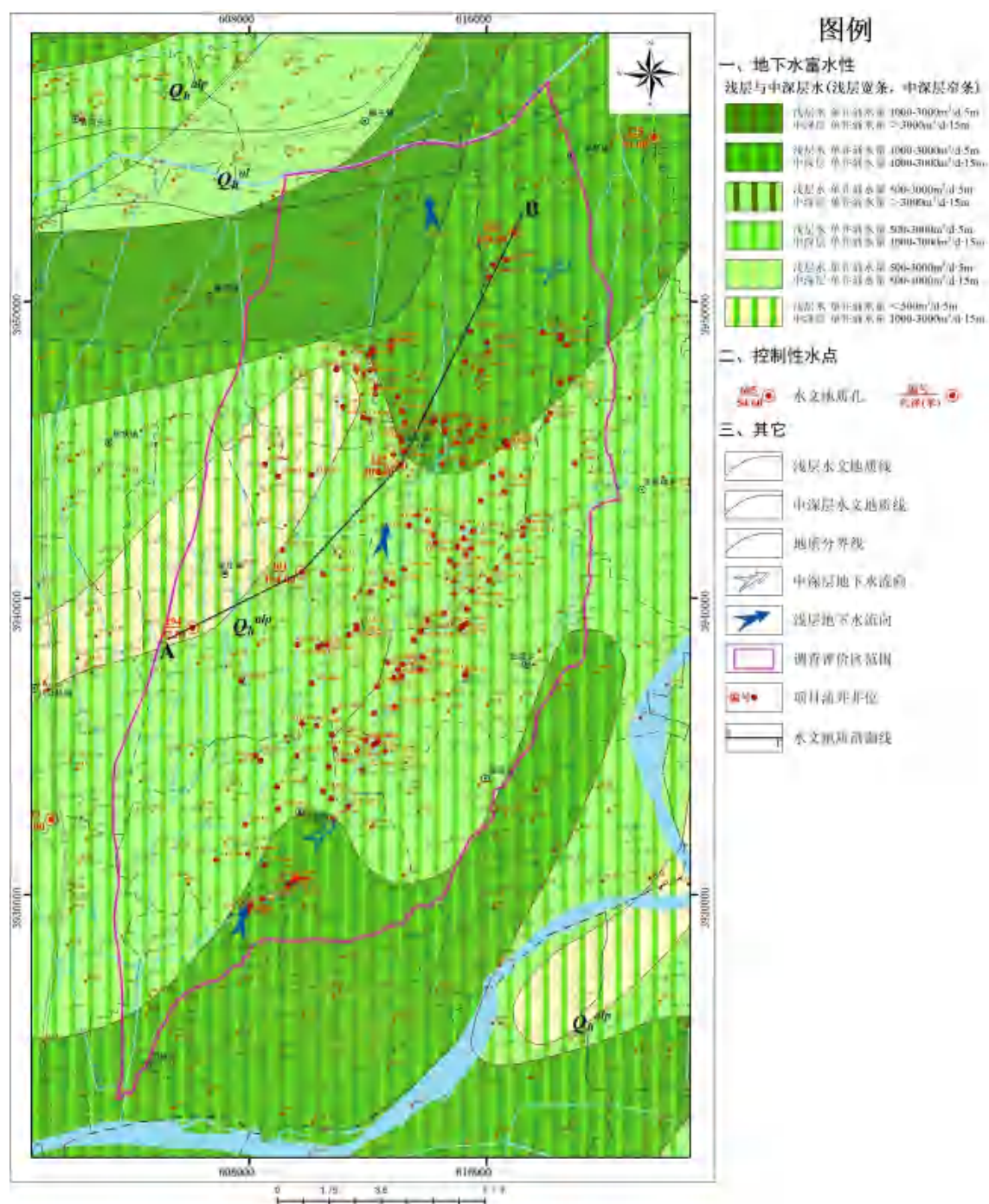


图 5.3-16 场地水文地质图

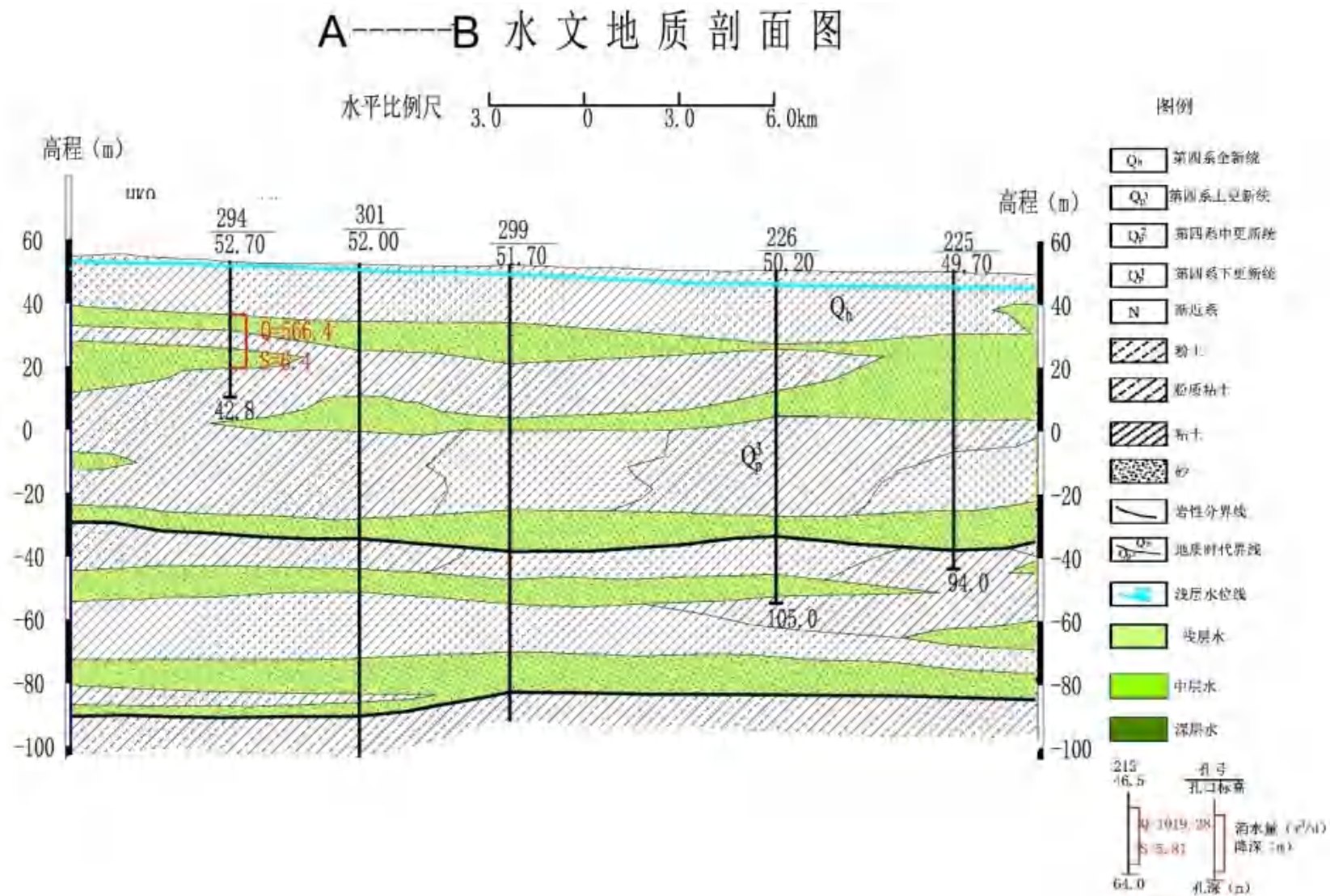


图 5.3-17 场地 A-B 水文地质剖面图

5.3.4.3 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 25~32m，平均厚度 28m。据收集的渗水试验资料，粉土包气带垂向平均渗透系数为 $8.21 \times 10^{-5} \text{cm/s}$ 。综合判定，场地内浅表部包气带防污性能为“中”。

5.3.4.4 水文地质试验

5.3.4.4.1 包气带渗水试验

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 1 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。

5.3.4.4.2 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 1 组双环渗水试验，具体位置见下图。

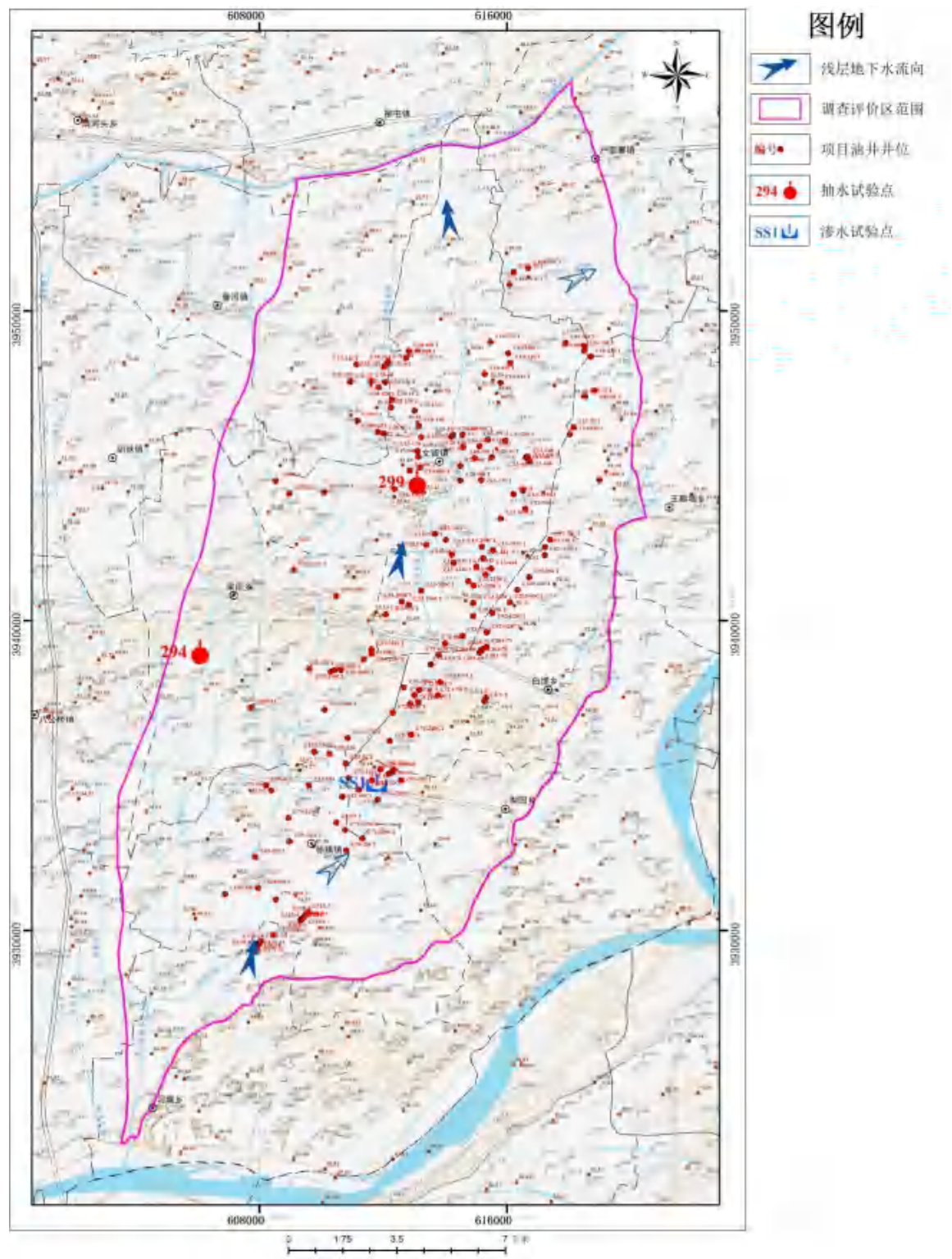


图 5.3-18 水文地质试验点位置图

5.3.4.4.3 包气带岩性特征

收集的各渗水试验点情况见下表。

表 5.3-6 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
		经度°	纬度°	
SS1	后朱寨村北	115.2326775	35.53619001	粉土

5.3.4.4.4 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用洛阳铲探明渗水试验的渗入深度。

5.3.4.4.5 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，cm²。

H---试验水头，cm；

Ha---试验土层毛细上升高度，cm，取经验值；

Z---渗水试验的渗入深度，cm。

5.3.4.4.6 试验结果

场地包气带双环渗水试验计算成果数据见下表 2。

表 5.3-7 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	6.21×10 ⁻³	8.21×10 ⁻⁵	8.21×10 ⁻⁵

5.3.4.5 抽水试验

5.3.4.5.1 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 2 组抽水试验，浅层抽水井编为 294 井，中深层抽水井编号为 299 井，具体位置见图 4.4-1。同时，了解各抽水井的地层结构、含水层厚度等参数。

5.3.4.5.2 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 4.5-3。

5.3.4.5.3 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：

$$R = 2S\sqrt{HK}$$

式中：

K—含水层渗透系数 (m/d)；

Q—抽水井流量 (m³/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 5.3-8 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)
294	42.80	0.15	566.40	20.5	6.40	8	5.54	136.40
299	307.58	0.30	933.60	49.0	7.40	24	3.18	132.08

由上表可知，场地周边浅层地下水含水层渗透系数为 5.54m/d，影响半径为 136.40m；中深层地下水含水层渗透系数为 3.18m/d，影响半径为 132.08m。

5.3.5 环境质量现状监测与评价

地下水水质现状监测见第四章。

5.3.6 地下水污染模拟预测

5.3.6.1 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为物理模型。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。

5.3.6.2 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：

$$\begin{cases} \frac{\partial}{\partial x}(K_x \frac{\partial h}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y}(K_y \frac{\partial h}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z}(K_z \frac{\partial h}{\partial z}) + \varepsilon = \mu \frac{\partial h}{\partial t} & x, y, z \in \Omega \\ h(x, y, z) = h_0 & x, y, z \in \Omega \\ h(x, y, z)|_{\Gamma_1} = \varphi(x, y, z) & x, y, z \in \Gamma_1 \\ K_n \frac{\partial h}{\partial n} \Big|_{\Gamma_2} = q(x, y, z) & x, y, z \in \Gamma_2 \end{cases}$$

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, y, 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;

$\hat{n}$ —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 ($\text{m}^3/\text{d}/\text{m}$) , 流入为正, 流出为负, 隔水边界为零。

5.3.6.3 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。

5.3.6.4 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。

5.3.6.5 水流数值模型的建立

5.3.6.5.1 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 475.69km²,模型预测评价范围如图 5.3-19。

(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 Q₄ 和 Q₃ 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 Q₂ 和 Q₁ 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 50~351.47m。

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。

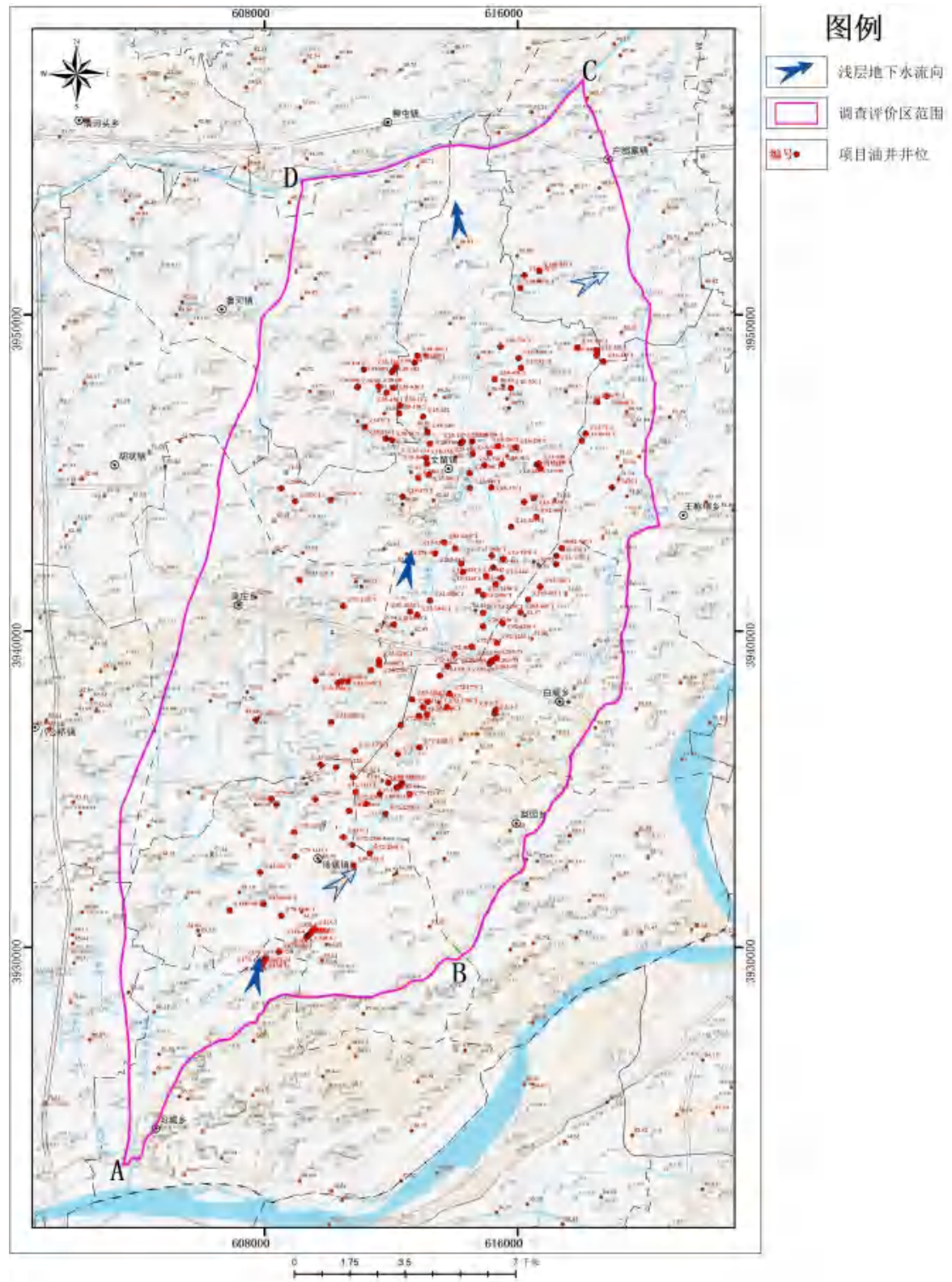


图 5.3-19 模型预测评价范围图

(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。

5.3.6.5.2 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（图 5.3-20）进行模拟。以 2025 年 9 月统测的地下水流场作为模拟流场进行拟合对比分析。

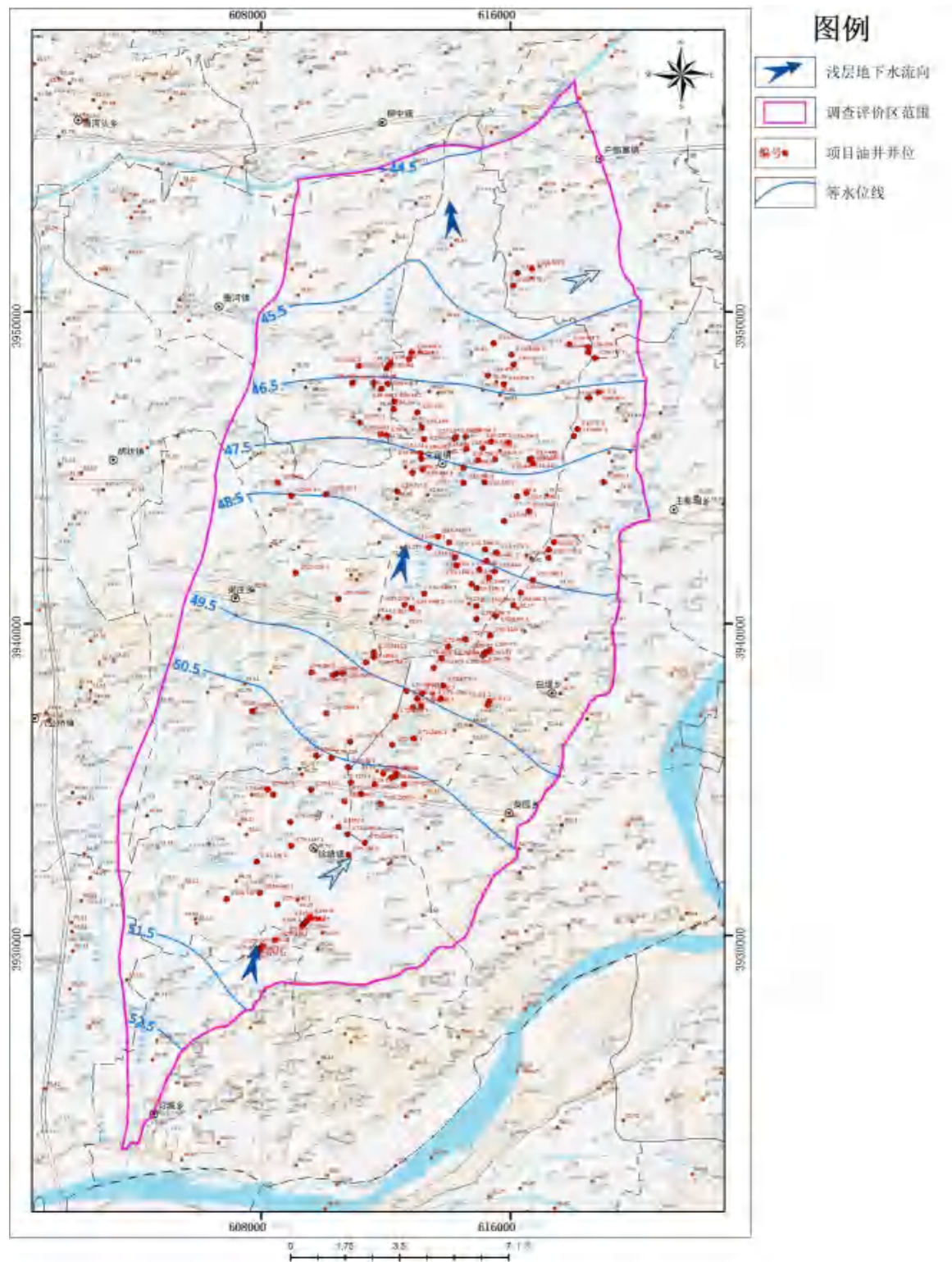


图 5.3-20 模型初始流场图

(2) 模拟区剖分

模拟区网格剖分单元格 113.90m×171.52m，泄漏区域网格加密单元格 28.47m×42.88m，网格剖分图见 5.3-21 至图 5.3-22。

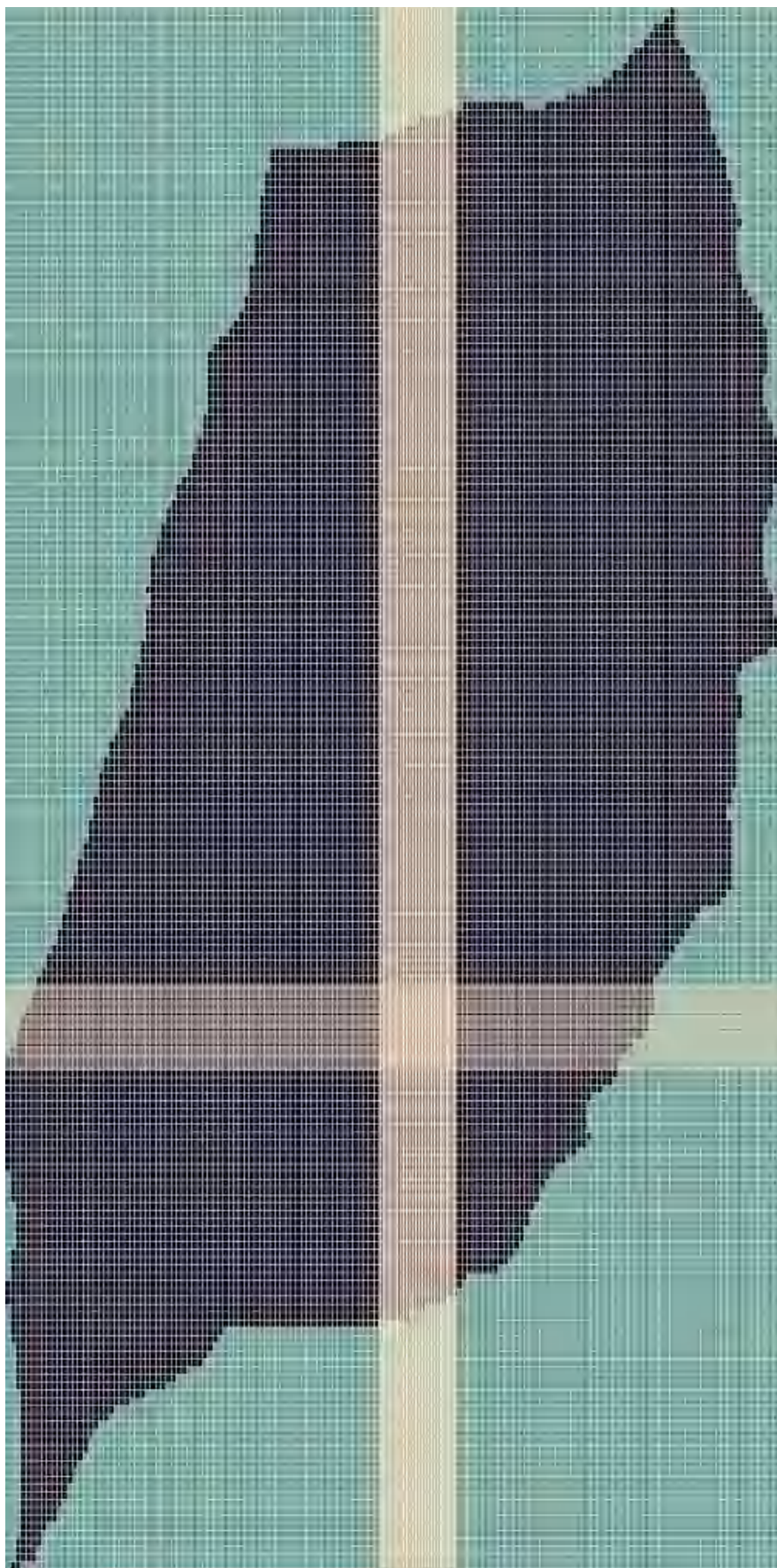


图 5.3-21 网格剖分

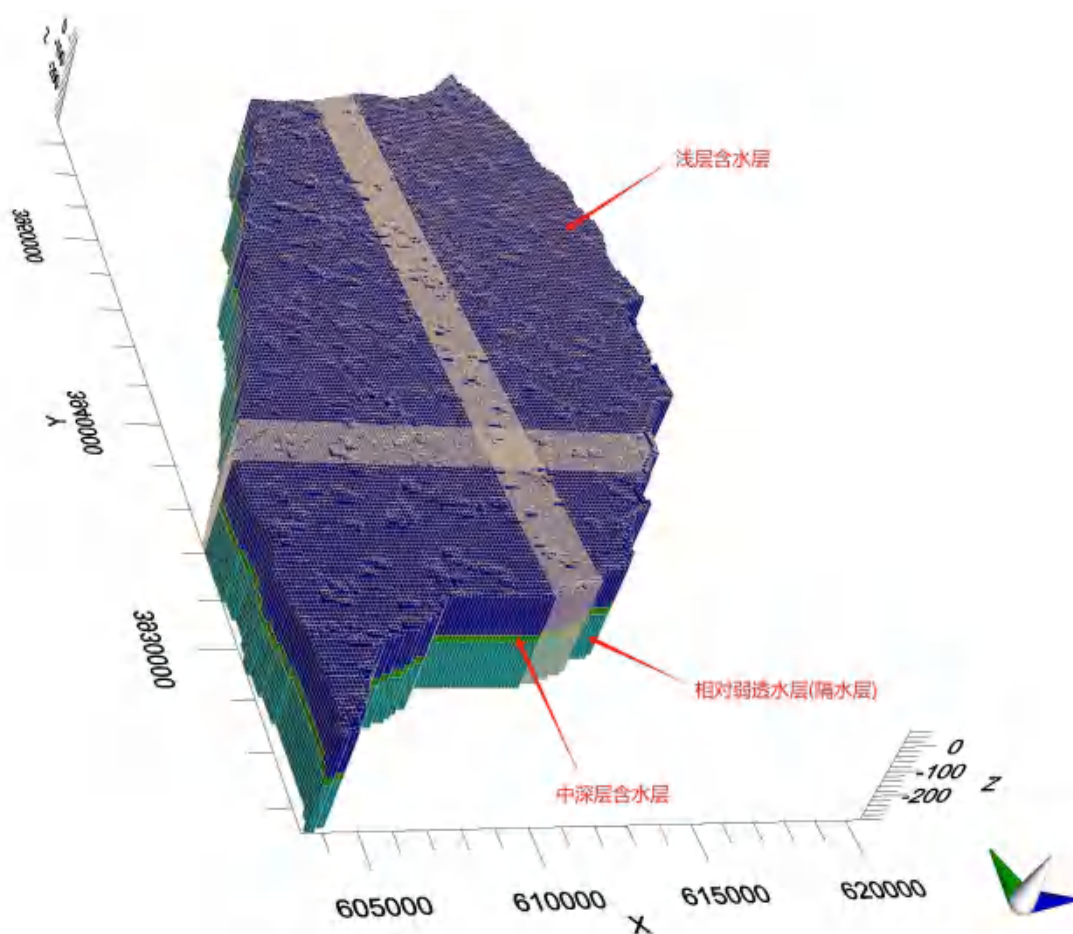


图 5.3-22 模拟区三维网格剖分图

(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 5 月到 2025 年 9 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 5.3-23~5.3-24，模型识别参数见表 5.3-9。



图 5.3-23 浅层含水层水文地质参数分区图

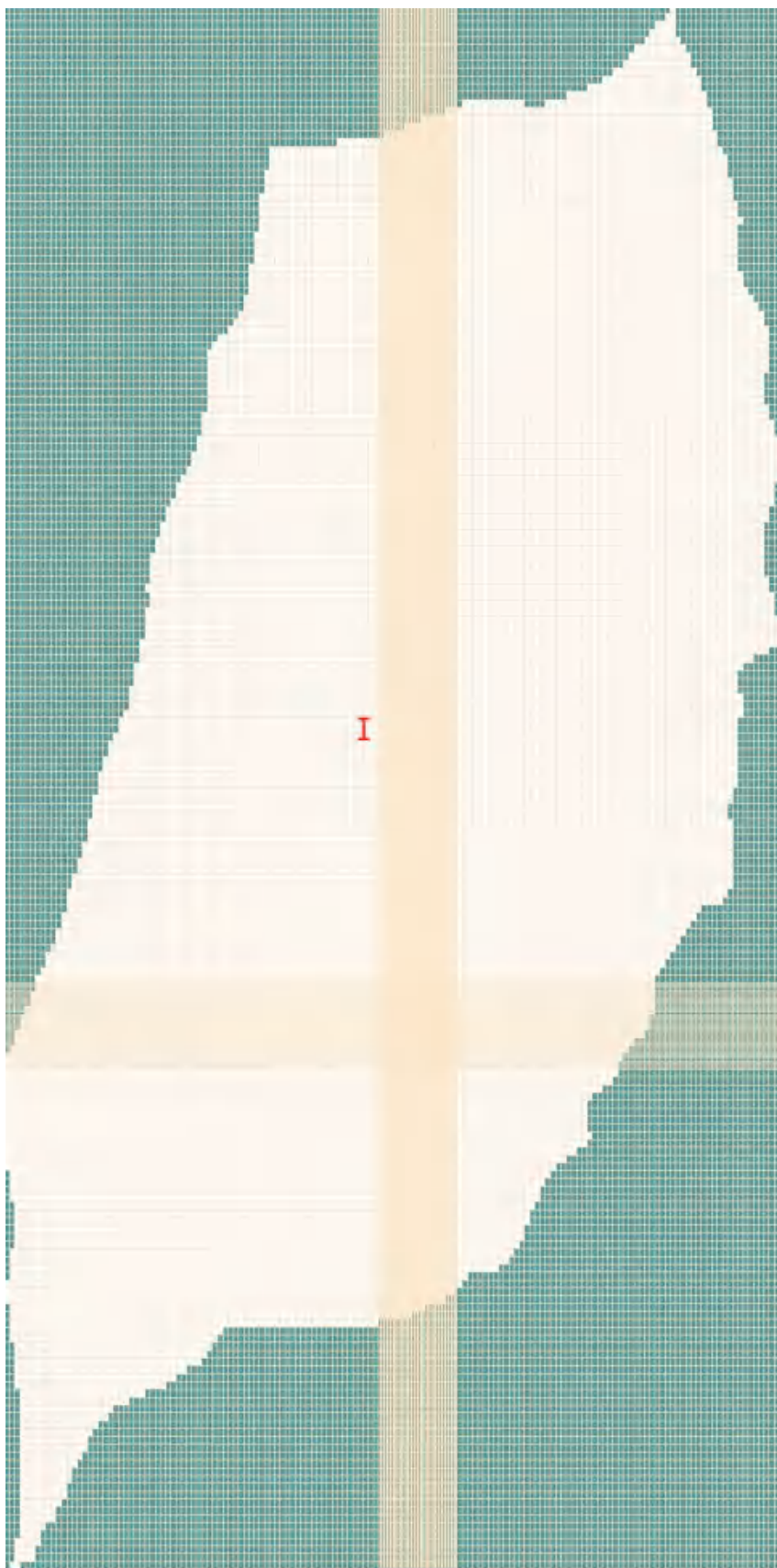


图 5.3-24 中深层含水层水文地质参数分区图

表 5.3-9 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	5.54	0.554	0.15	0.18	0.20
	II	19.84	1.984	0.20	0.20	0.11
	III	25.11	2.511	0.22	0.22	0.20
弱透水层	--	0.05	0.005	0.02	0.00	0.00
中深层水	I	3.18	0.318	0.25	0.00	0.00

含水层的模拟流场与实际流场对比见下图。

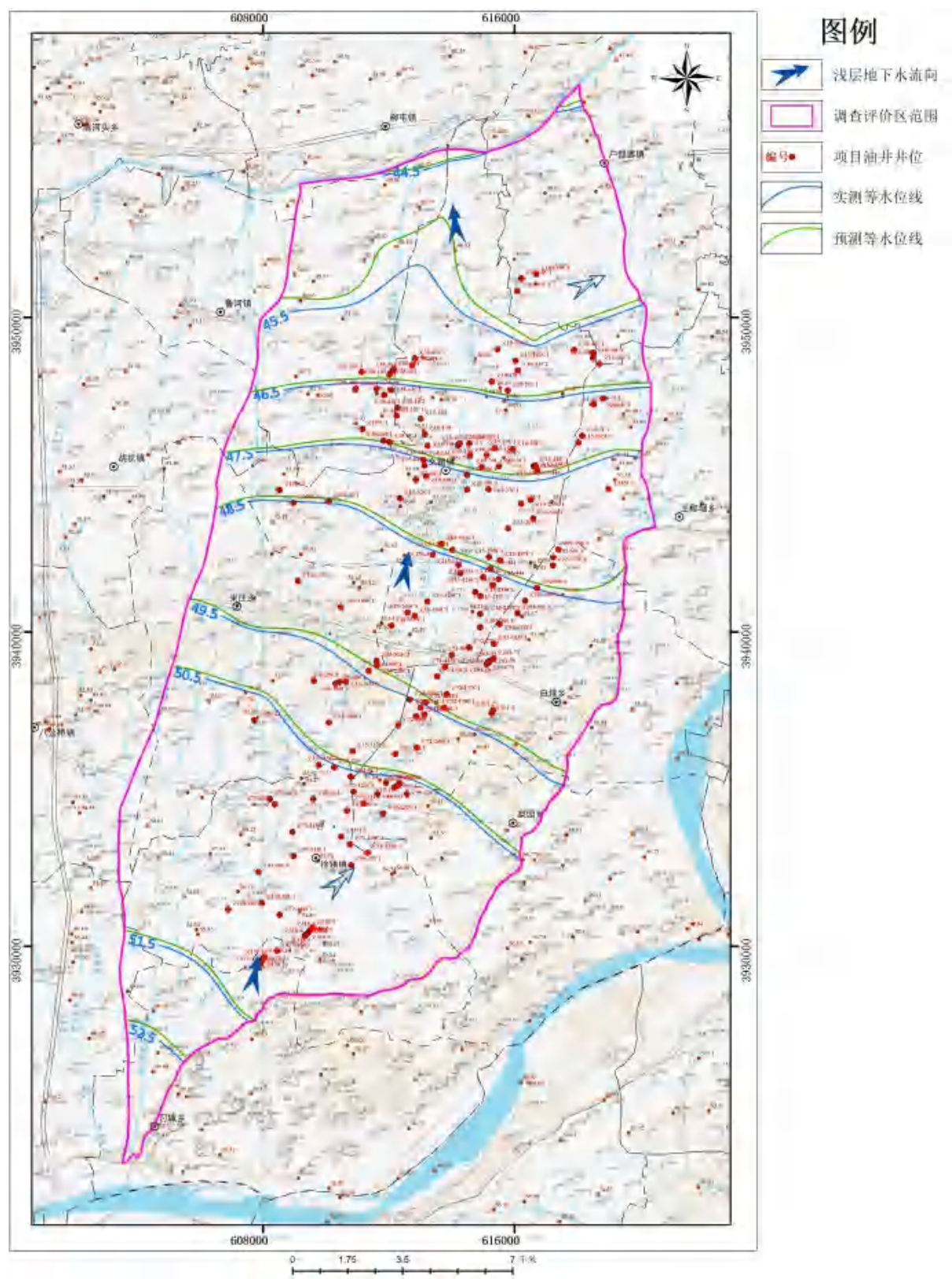


图 5.3-25 2025 年 9 月含水层流场模拟拟合效果图

5.3.6.6 预测模型的建立

5.3.6.6.1 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。

5.3.6.6.2 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导，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，见下图。识别后的纵向弥散度为 10m/d，横向弥散度为 1m/d。

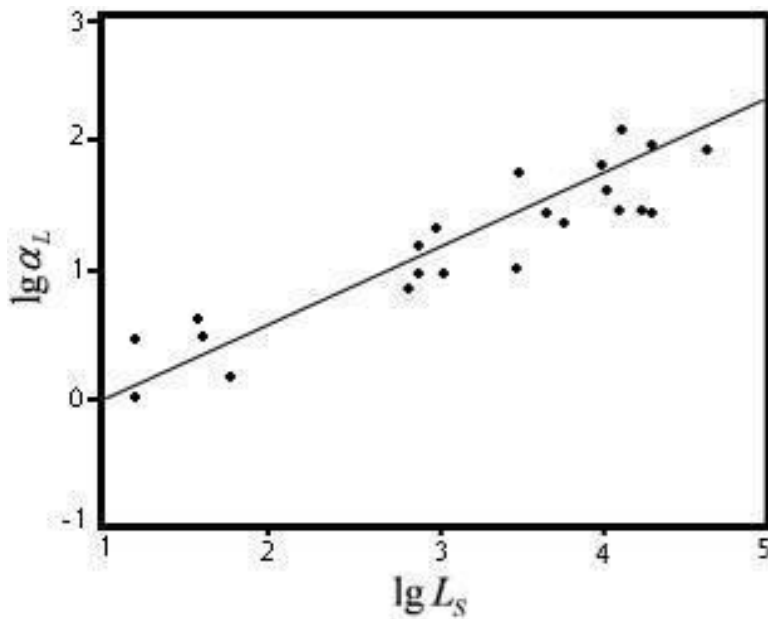


图 5.3-26 孔隙介质 2 维数值模型的 $\lg \alpha_L$ - $\lg L_s$ 图

1、正常工况下

(1) 施工期污染物对地下水环境影响分析

拟建项目施工期工程内容主要为钻完井施工、地面工程建设等，产生的废水主要为钻井废水、施工作业废液、管线试压废水、压裂废液及生活污水。拟建项目钻井施工过程中采用下套管注 G 级水泥固井完井方式，水泥浆均返至地面，

对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。项目井深超过 1000m，超出了项目所在区域地下水含水层深度，正常情况下，不会对地下水产生影响。

①钻井废水、钻井固废对地下水环境影响分析

拟建项目施工期采用“泥浆不落地”工艺，钻井废水收集至泥浆罐中，大部分循环利用，不能利用的由罐车拉运至文一、文二或文三采出水处理站采出水处理系统处理达标后用于注水开发，不外排。钻井固废暂存于设备中，施工结束后委托专业单位拉运处理，综合利用。钻井废水、钻井固废的处理方式对地下水环境影响较轻。

②施工作业废液、压裂废液对地下水环境影响分析

拟建项目施工作业废液、压裂废液由罐车拉运至文一、文二或文三采出水处理站采出水处理系统处理达标后用于注水开发，不外排，对地下水环境影响较轻。

③管线试压废水对地下水环境影响分析

管道采用分段试压方式，均采用清洁水，主要污染物为悬浮物，管线试压废水进入文一、文二或文三采出水处理站采出水处理系统处理达标后用于油田注水开发，不外排。

④生活污水对地下水环境影响分析

拟建项目施工期设置移动环保厕所，生活污水排入移动环保厕所，定期清掏，不会直接外排于区域环境中，对地下水环境影响较轻。

(2) 运营期污染物对地下水环境影响分析

①废水对地下水环境影响

拟建项目运营期中转站三相分离装置分离出的采出水依托文一、文二或文三采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排；井下作业过程中采取船型围堰施工、带罐作业，确保井下作业废液不会泄漏至环境中，运营期井下作业废液收集后由罐车拉至文一、文二或文三采出水处理系统处理，处理后达

到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回用于油田注水开发，不外排。

拟建项目运营期废水均妥善处理，不外排，不会对地下水造成影响。

②固体废弃物对地下水环境影响分析

井下作业采取船型围堰，带罐作业，产生的油泥砂委托有资质单位处理，不外排。油泥砂属危险废物，按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）等相关标准转运、处置，对地下水环境影响较小。

③采出水回注对地下水环境影响分析

A.井身结构按相关规范设计，实践证明满足开发要求且安全可靠。

沙二、沙三段油层多属于常温常压系统，根据井身结构设计执行标准《井身结构设计方法》（SY/T 5431-2017）要求，文留采油厂自投入开发以来，已完钻注水井上百口井，证明井身结构能够满足开发要求且安全可靠。

B.固井工艺整体适应性较好，固井优良率 100%。

本项目固井设计执行《固井作业规程第1部分：常规固井》（SY/T 5374.1-2016）等标准，表层套管采用内插法固井水泥返至地面，油层套管采用常规法固井，水泥返至地面。在固井实施过程中，采取一系列措施，确保固井质量优良：一是实施过程中控制井径扩大率在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼；二是合理使用套管扶正器，保证套管居中度大于 70%；三是在保证井眼安全的前提下，尽可能提高注替排量，提高顶替效率；四是使用合理的水泥浆体系，控制水泥浆自由水小于 1.50ml，失水量小于 100ml；五是施工过程中保证注水泥施工的连续性。已实施井固井优良率 100%，表明固井工艺整体适应性较好。

C.回注层可注性

1) 储层厚度大、连通率高，可注性好

文留采油厂沙三段砂体厚度 20~60m，已完全井砂体连通率 80%以上。储层孔隙度为 14.6-25.3%，可注性好。目前注水压力 15-30.0MPa，单井注入量 15-40m³/d。

2) 合理的注采井网，确保注水能力

本项目设计注采井距合理，确保注水井和采油井形成有效的注采连通关系，一方面满足油井能量补充，提高开发效果的需要；另一方面，不会因为只注不采形成高压导致注入能力降低。并且方案对物性相对差的层位或区域采取压裂、径向射流等工艺措施增大渗流范围，提高注入能力效果。

本项目注入水通过精细过滤，达到油田污水回注的较高标准，不易造成地层堵塞。

D.回注层封闭性和隔离性

潜水层一般指地表第一个稳定水层，依靠降水和地表水通过下渗补给。潜水层是重要的供水水源，埋藏一般在12~40m左右。

本项目常规注水量单井15-40m³/d，油田油藏埋深1500~3500m，其地层厚度870~980m，该段地层泥岩为主。注水目的层所在层属于岩石完整、致密、较均质、少裂隙的地层，地层稳定性较高，项目回注量影响范围内地质结构稳定，无断层、无地表露头和出露点，封闭能力强。本项目注水不会对潜水含水层、具有地下水开发利用价值的含水层造成影响。

拟建项目采出水、井下作业废液经处理达标后通过周边注水井回注油气层，用于补充地层能量。回注水水质经处理后满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中推荐水质标准，回注层均位于深层油气层，无具备饮用功能的地下水，不会对地下水造成影响。

（3）退役期污染物对地下水影响分析

拟建项目退役期拆除采油设备，彻底清理回收井场内的含油污泥，避免对浅层地下水造成污染；对废弃油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；清管废水由罐车拉运至文一、文二或文三采出水处理系统处理达标后回注地层，用于油田注水开发，不外排。

综上，正常工况下，本项目建设均按照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、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液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；运营期的输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏、套管损造成的原油泄漏等情景。

①泄漏点设定

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-输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏；
- c.运营期浅层水和中深层水-套管损造成的原油泄漏。

非正常工况下，各设定泄漏点的位置见下图。



图 5.3-27 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（CODMn）、石油类、石油类等。

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），CODCr 是高锰酸盐指数（CODMn）的 2.7 倍，因此 CODCr 浓度为 7050mg/L 折算成 CODMn（耗氧量）浓度为 2611mg/L。

由于施工期钻井工程一般 15 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 15 天后随即采取应急补救措施，截断污染源。

根据文留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 100~150m³，平均按照每钻 1 口井产生 150m³ 的钻井废水计算，钻井施工时间为 15d，保守考虑钻井废水全部泄漏，则经计算钻井废水泄漏量为 10m³/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 10m/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 2611mg/L、石油类浓度为 49mg/L、挥发酚浓度为 8.56mg/L。

2) 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。

根据工程分析，本项目文一、文二及文三采出水处理站进水石油类最大浓度为 28.6mg/L，根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）表 1 采油废水水质指标，石油类在水中的溶解浓度范围在 20mg/L~200mg/L，本次评价为

求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 200mg/L。

3) 运营期间浅层水和中深层水-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 5m³/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。

根据工程分析，本项目文一、文二及文三采出水处理站进水石油类最大浓度为 28.6mg/L，根据《采油废水治理工程技术规范》（HJ2041-2014）表 1 采油废水水质指标，石油类在水中的溶解浓度范围在 20mg/L~200mg/L，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，石油类浓度取 200mg/L。

地下水污染物的预测源强见下表。

表 5.3-10 非正常状况下污染预测源强

情景设定	渗漏点		特征污染物	浓度 mg/L	类型
非正常 工况	施工期	文 319 井漏（浅层水、中深层水）	耗氧量	2611	泄漏 15 天
			石油类	49	
			挥发酚	8.56	
	运营期	输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏（浅层水）	石油类	200	泄漏 1 天
		套损造成的原油泄漏（浅层水、中深层水）	石油类	200	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《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）和《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）中Ⅲ类标准，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。各指标具体情况见下表。

表 5.3-11 拟采用污染物检出下限及其水质标准限值

模拟预测因子	检出限值（mg/L）	标准限值（mg/L）
耗氧量	0.5	3.0
石油类	0.01	0.05
挥发酚	0.0003	

⑤观测点设置

若非正常工况发生泄漏，地下水中污染因子在泄漏点下游最近的后夹堤村分散式水源井处（距离1.1km）观测点污染扩散浓度曲线变化见下图，观测点位置见下图。



图 5.3-28 下游最近的后夹堤村分散式水源井处观测点位置图

5.3.6.7 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：

1.施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）耗氧量预测结果

预测结果表明，渗漏发生 100 天后，超标范围 0m²，检出范围 335.55m²，最大超标距离 0m，最大运移距离 8.9m；渗漏发生 1000 天后，超标范围 0m²，检出范围 0m²，最大超标距离 0m，最大运移距离 0m；10 年后，超标范围 0m²，检出范围 0m²，最大超标距离 0m，最大运移距离 0m；20 年后，检出范围 0m²，超标范围 0m²，最大超标距离 0m，最大运移距离 0m。详见下表。

表 5.3-12 施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）耗氧量预测结果表

污染年限	污染物中心浓度 (mg/L)	超标范围 (m ²)	检出范围 (m ²)	最大超标距离 (m)	最大运移距离 (m)
100d	2.01473	0	335.55	0	8.9
1000d	0.18315	0	0	0	0
10a	0.04297	0	0	0	0
20a	0.02073	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 5.3-29 施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）耗氧量预测结果图

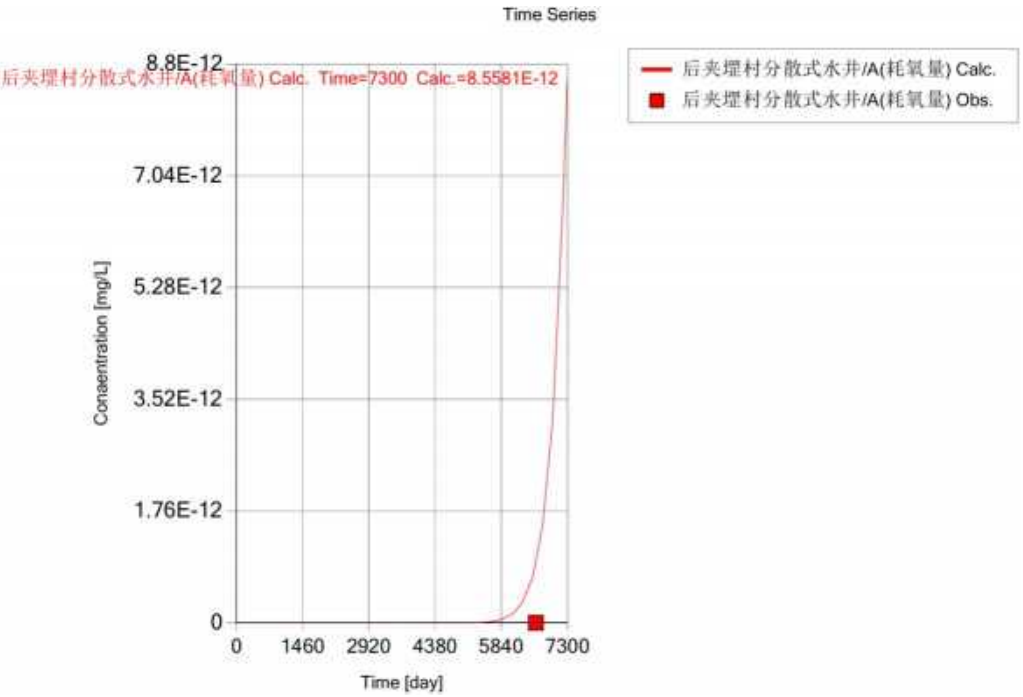


图 5.3-30 泄漏时后夹埕村分散式水源井处浓度变化图

上图显示了耗氧量泄漏情景下项目油井及管线下游后夹埕村分散式水源井处污染物浓度随时间的变化趋势。从情景模拟结果看，观测点处污染物曲线一直上升，在 7300 天时，污染物浓度达到最大为 $8.5581 \times 10^{-12} \text{mg/L}$ ，小于标准值 3.0mg/L 和检出限值 0.5mg/L 。对下游最近的敏感目标未产生影响。

因此，情景设置为项目区内文 319 井漏（浅层、中深层水）后，排放 15d 后得到有效处理，利用耗氧量源强进行运移模拟发现，在持续泄漏后的 20 年内，污染物对厂界下游最近的后夹埕村分散式水源井敏感点未产生影响。

2、施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）石油类预测结果

预测结果表明，渗漏发生 100 天后，超标范围 0m^2 ，检出范围 322.19m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 8.8m ；渗漏发生 1000 天后，超标范围 0m^2 ，检出范围 0m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 0m ；10 年后，超标范围 0m^2 ，检出范围 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 ，详见下表。

表 5.3-13 施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）石油类预测结果表

污染年限	污染物中心浓度 (mg/L)	超标范围 (m ²)	检出范围 (m ²)	最大超标距离 (m)	最大运移距离 (m)

100d	0.03781	0	322.19	0	8.8
1000d	0.00344	0	0	0	0
10a	0.00081	0	0	0	0
20a	0.00039	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 5.3-31 施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）石油类污染含水层预测图

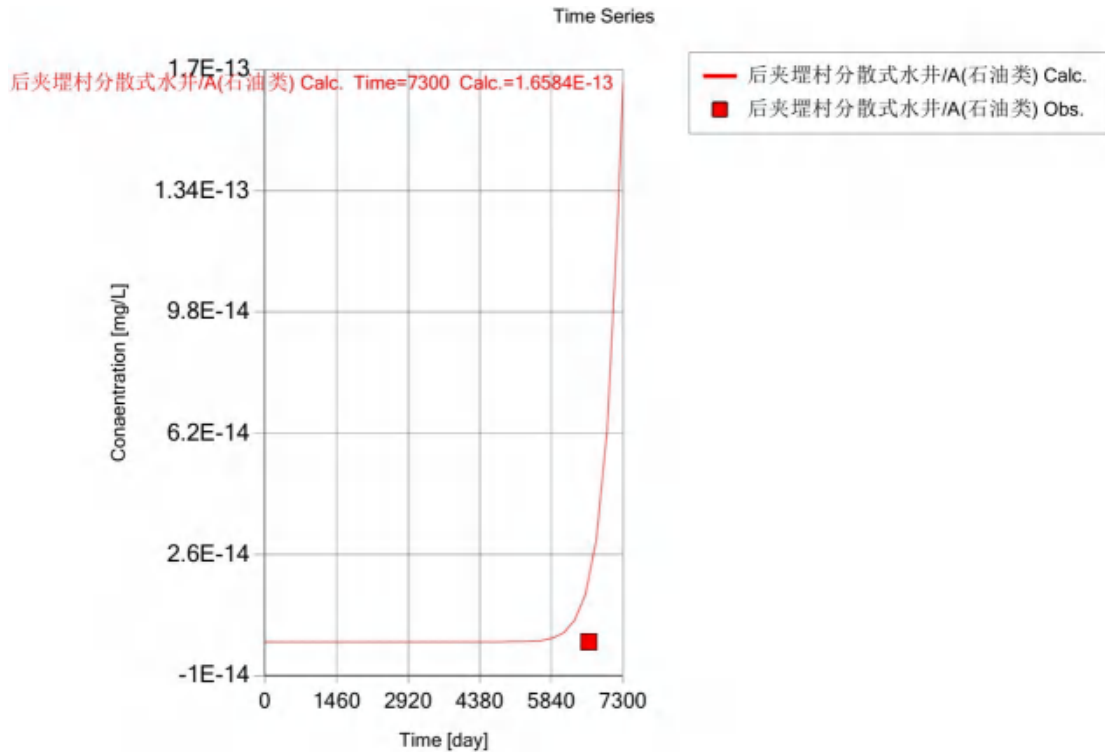


图 5.3-32 泄漏时后夹堽村分散式水源井处浓度变化图

上图显示了石油类泄漏情景下项目油井及管线下游后夹堽村分散式水源井处污染物浓度随时间的变化趋势。从情景模拟结果看，观测点处污染物曲线一直上升，在 7300 天时，污染物浓度达到最大为 $1.6584 \times 10^{-13} \text{mg/L}$ ，小于标准值 0.05mg/L 和检出限值 0.01mg/L 。对下游最近的敏感目标未产生影响。

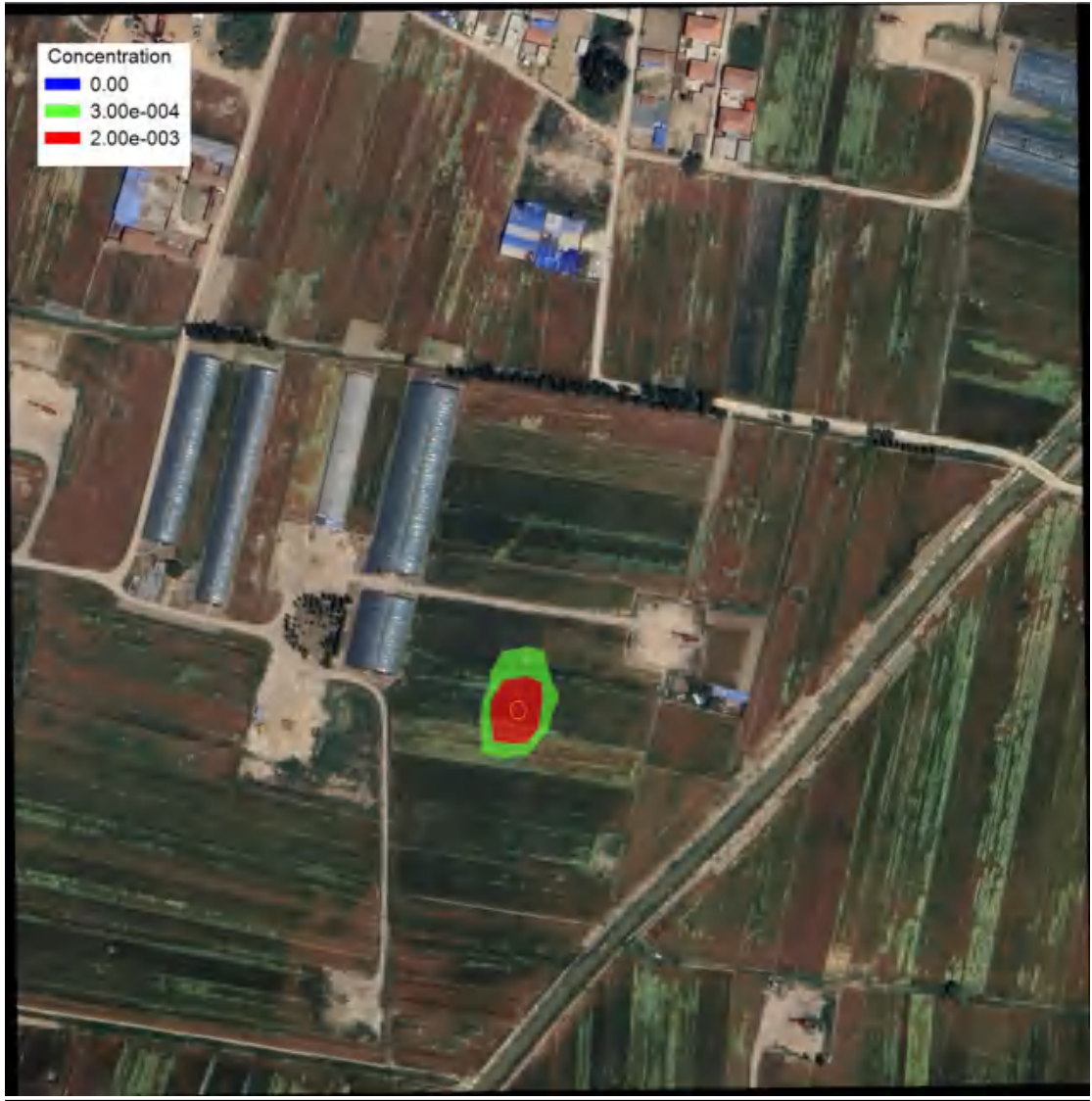
因此，情景设置为项目区内文 319 井漏（浅层、中深层水）后，排放 15d 后得到有效处理，利用石油类源强进行运移模拟发现，在持续泄漏后的 20 年内，污染物对厂界下游最近的后夹堽村分散式水源井敏感点未产生影响。

3.施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）挥发酚预测结果

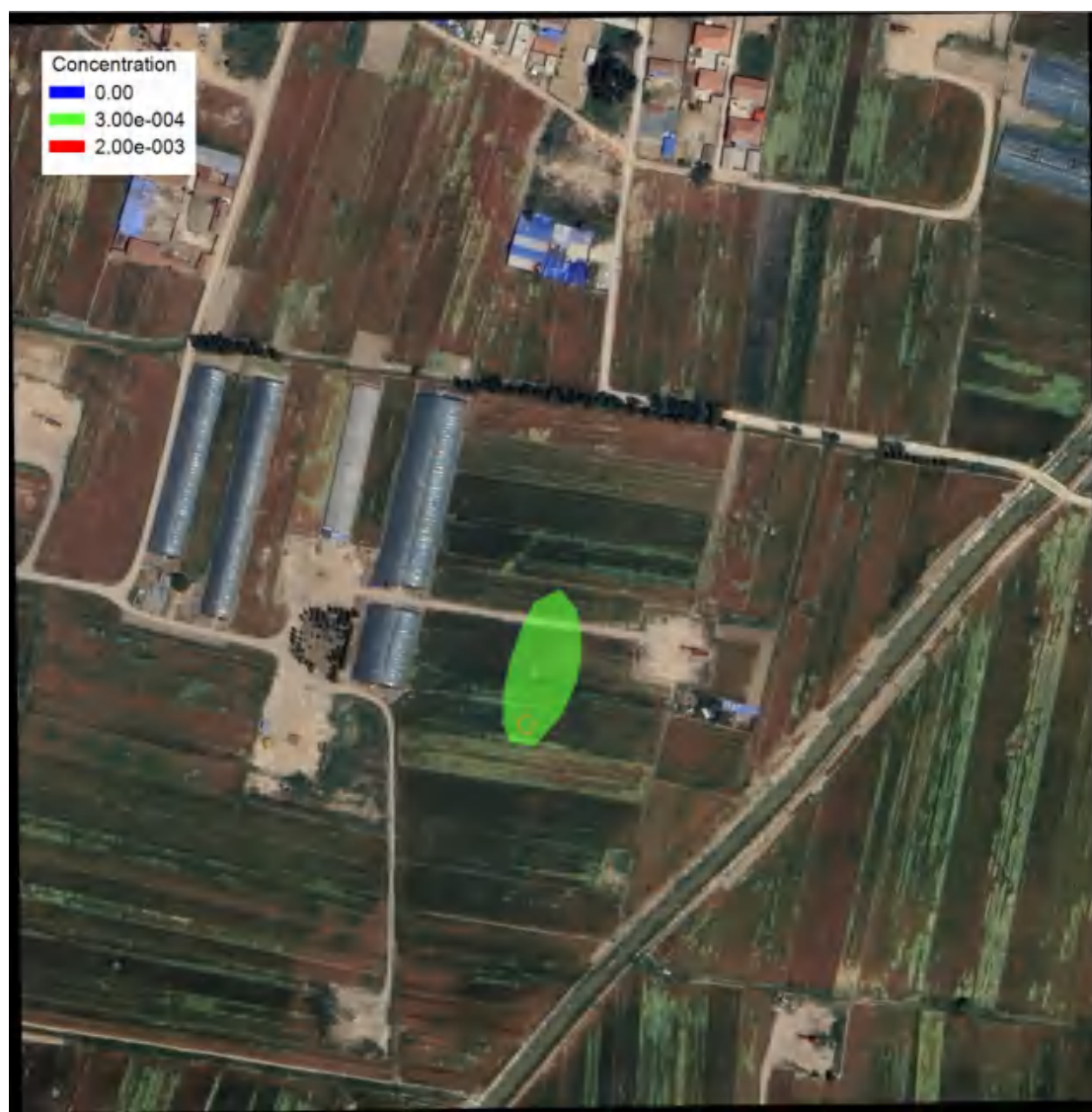
预测结果表明，渗漏发生 100 天后，超标范围 477.10m^2 ，检出范围 1059.89m^2 ，最大超标距离 11.7m ，最大运移距离 25.7m ；渗漏发生 1000 天后，超标范围 0m^2 ，检出范围 1725.22m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 64.1m ；10 年后，超标范围 0m^2 ，检出范围 0m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 0m ；20 年后，检出范围 0m^2 ，超标范围 0m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 0m ，详见下表。

表 5.3-14 施工期文 319 井漏（浅层、中深层水）挥发酚预测结果表

污染年限	污染物中心浓度 (mg/L)	超标范围 (m ²)	检出范围 (m ²)	最大超标距离 (m)	最大运移距离 (m)
100d	0.00660	477.10	1059.89	11.7	25.7
1000d	0.00060	0	1725.22	0	64.1
10a	0.00014	0	0	0	0
20a	6.79×10 ⁻⁵	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 5.3-33 地下水挥发酚污染含水层预测图

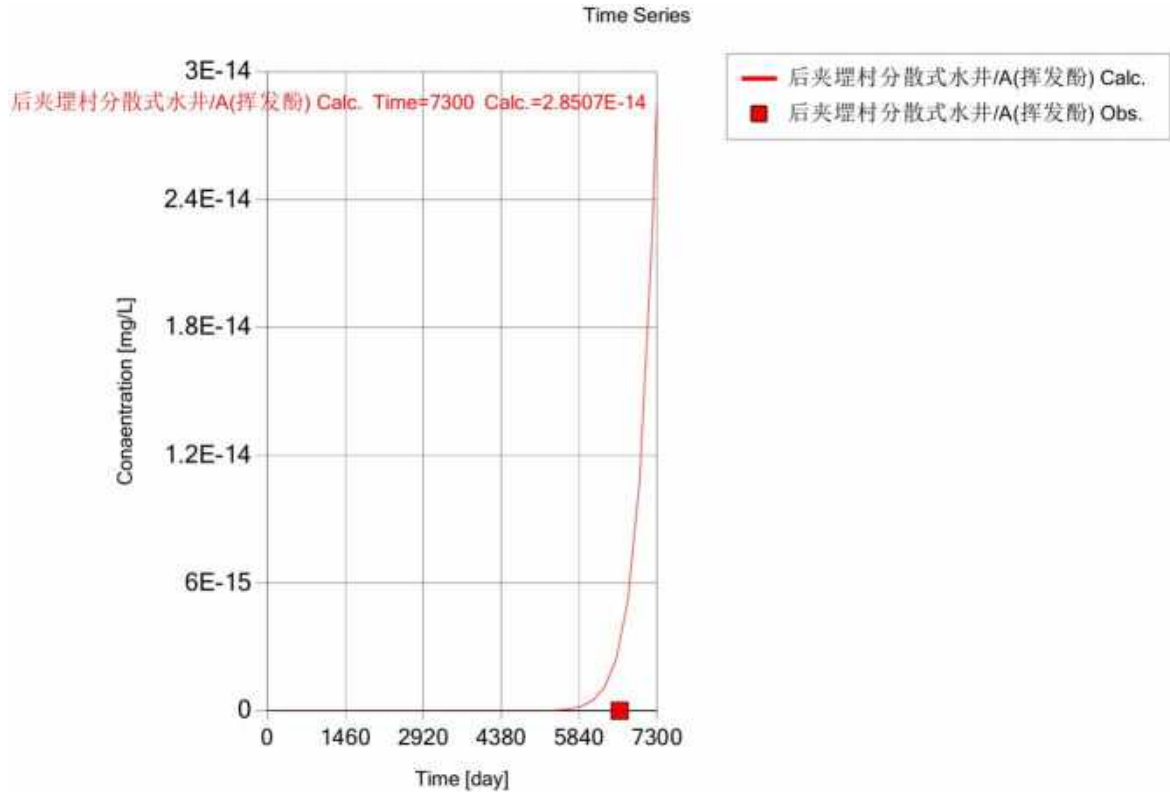


图 5.3-34 泄漏时后夹堤村分散式水源井处浓度变化图

图 6.2-6 显示了挥发酚泄漏情景下项目油井及管线下游后夹堤村分散式水源井处污染物浓度随时间的变化趋势。从情景模拟结果看，观测点处污染物曲线一直上升，在 7300 天时，污染物浓度达到最大为 $2.8507 \times 10^{-14} \text{mg/L}$ ，小于标准值 0.002mg/L 和检出限值 0.0003mg/L 。对下游最近的敏感目标未产生影响。

因此，情景设置为项目区内文 319 井漏（浅层、中深层水）后，排放 15d 后得到有效处理，利用挥发酚源强进行运移模拟发现，在持续泄漏后的 20 年内，污染物对厂界下游最近的后夹堤村分散式水源井敏感点未产生影响。

4.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

预测结果表明，渗漏发生 100 天后，超标范围 0m^2 ，检出范围 0m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 0m ；渗漏发生 1000 天后，超标范围 0m^2 ，检出范围 0m^2 ，最大超标距离 0m ，最大运移距离 0m ；10 年后，超标范围 0m^2 ，检出范围 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 ，详见下表。

表 5.3-15 运营期输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏（浅层水）石油类污染预

测结果表

污染年限	污染物中心浓度 (mg/L)	超标范围 (m ²)	检出范围 (m ²)	最大超标距离 (m)	最大运移距离 (m)
100d	0.00963	0	0	0	0
1000d	0.00176	0	0	0	0
10a	0.00043	0	0	0	0
20a	0.00021	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 5.3-35 地下水石油类污染含水层预测图

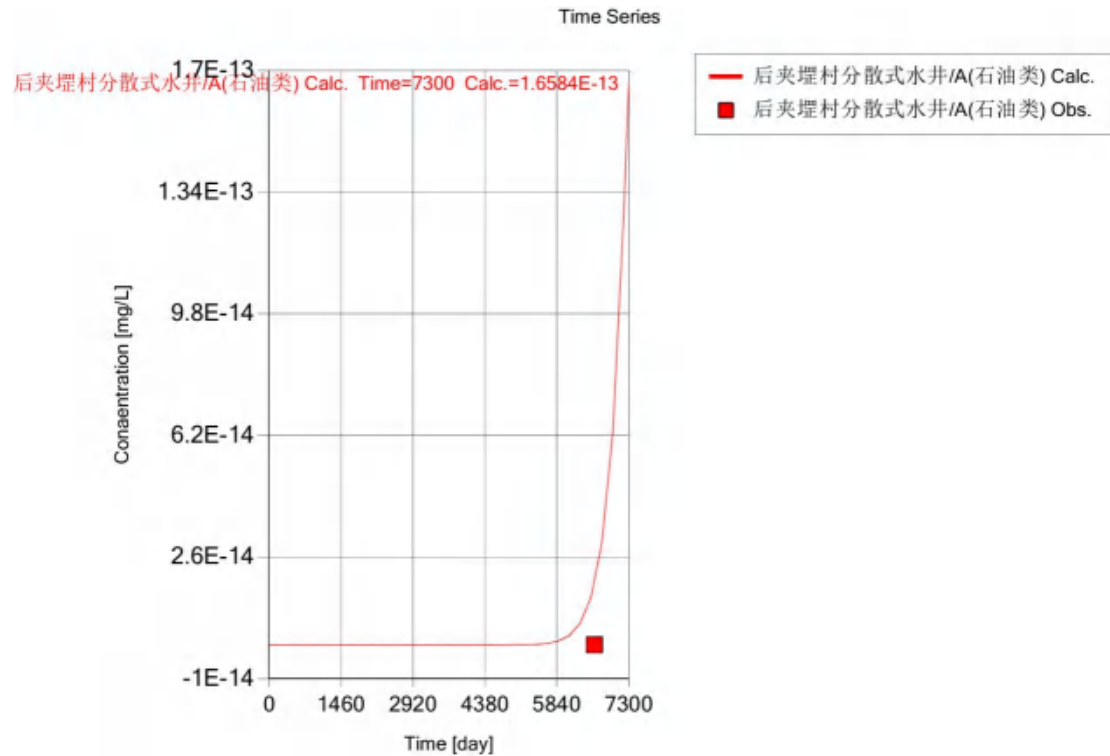


图 5.3-36 泄漏时后夹堤村分散式水源井处浓度变化图

上图显示了石油类泄漏情景下项目油井及管线下游后夹堤村分散式水源井处污染物浓度随时间的变化趋势。从情景模拟结果看，观测点处污染物曲线一直上升，在 7300 天时，污染物浓度达到最大为 1.6584×10^{-13} mg/L，小于标准值 0.05mg/L 和检出限值 0.01mg/L。对下游最近的敏感目标未产生影响。

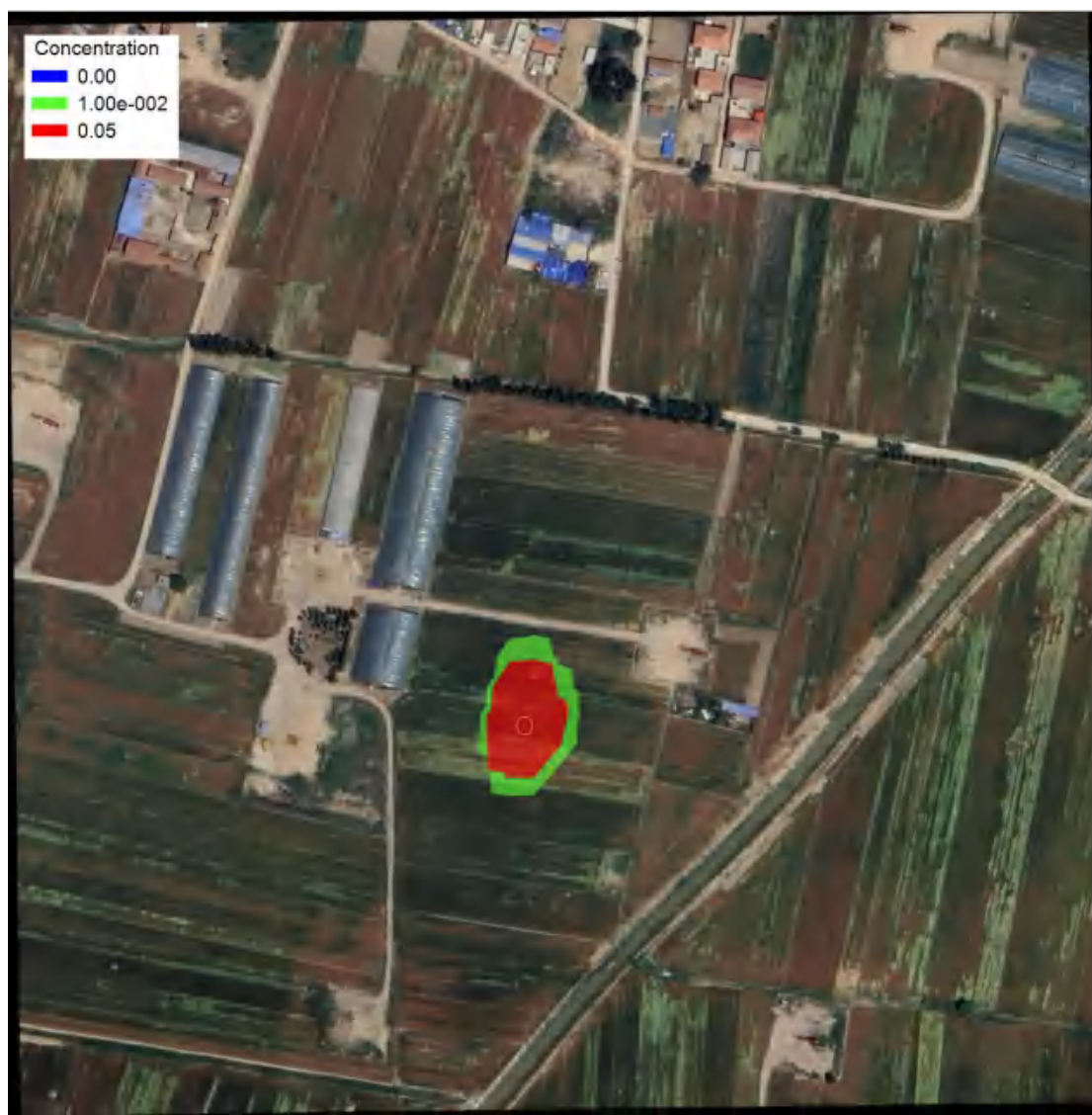
因此，情景设置为项目区内输油管线腐蚀造成的含油物质渗漏（浅层水）后，排放 1d 后得到有效处理，利用石油类源强进行运移模拟发现，在持续泄漏后的 20 年内，污染物对厂界下游最近的后夹堤村分散式水源井敏感点未产生影响。

5.运营期套损造成的原油泄漏（浅层、中深层水）石油类预测结果

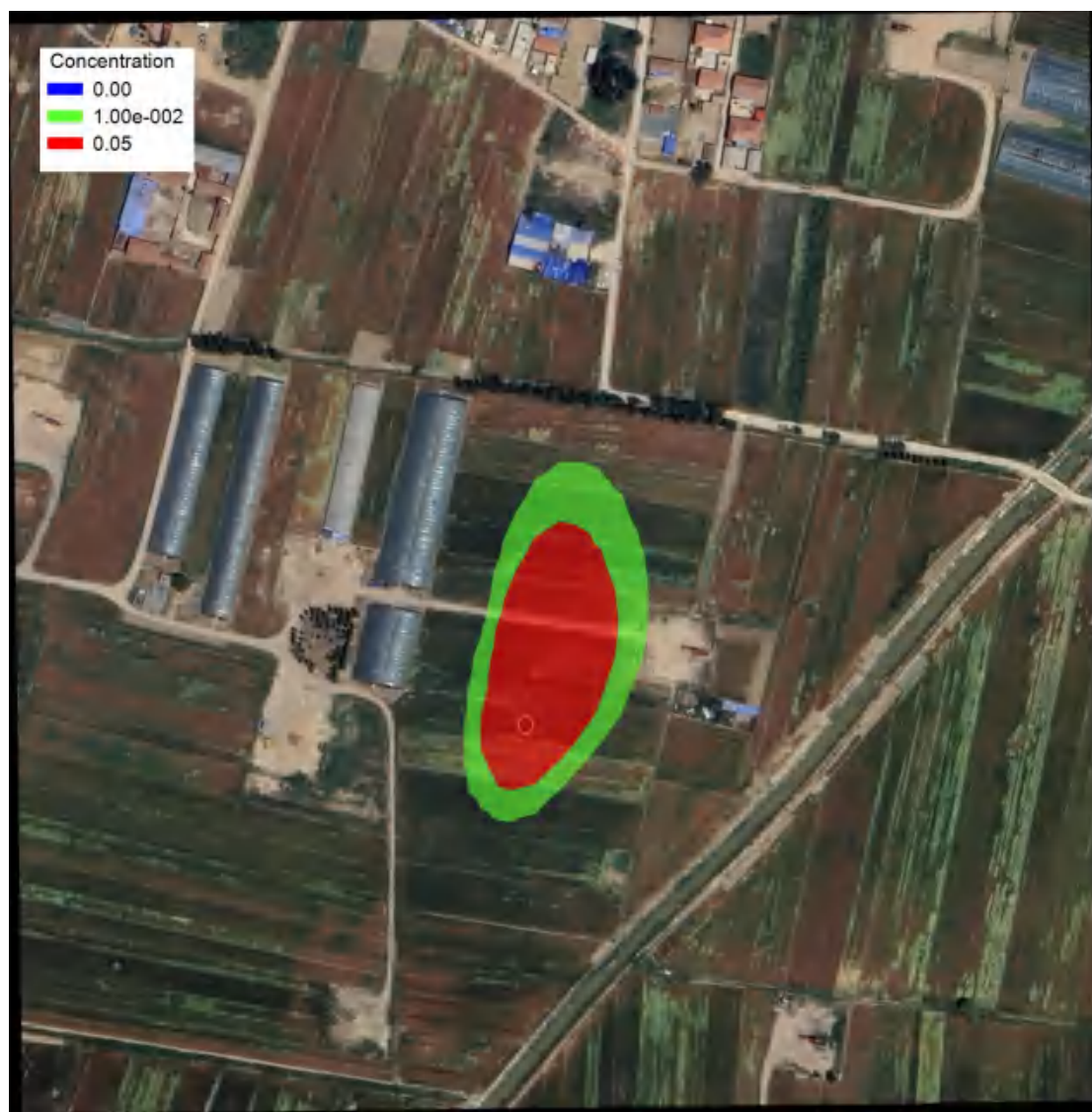
预测结果表明，渗漏发生 100 天后，超标范围 1315.63m^2 ，检出范围 2242.98m^2 ，最大超标距离 26.1m，最大运移距离 40.7m；渗漏发生 1000 天后，超标范围 6219.19m^2 ，检出范围 11169.23m^2 ，最大超标距离 94.3m，最大运移距离 126.5m；10 年后，超标范围 3748.57m^2 ，检出范围 18015.78m^2 ，最大超标距离 183.9m，最大运移距离 262.3m；20 年后，超标范围 18834.93m^2 ，检出范围 0m^2 ，最大超标距离 0m，最大运移距离 409.7m，详见下表。

表 5.3-16 运营期套损造成的原油泄漏（浅层、中深层水）石油类预测结果表

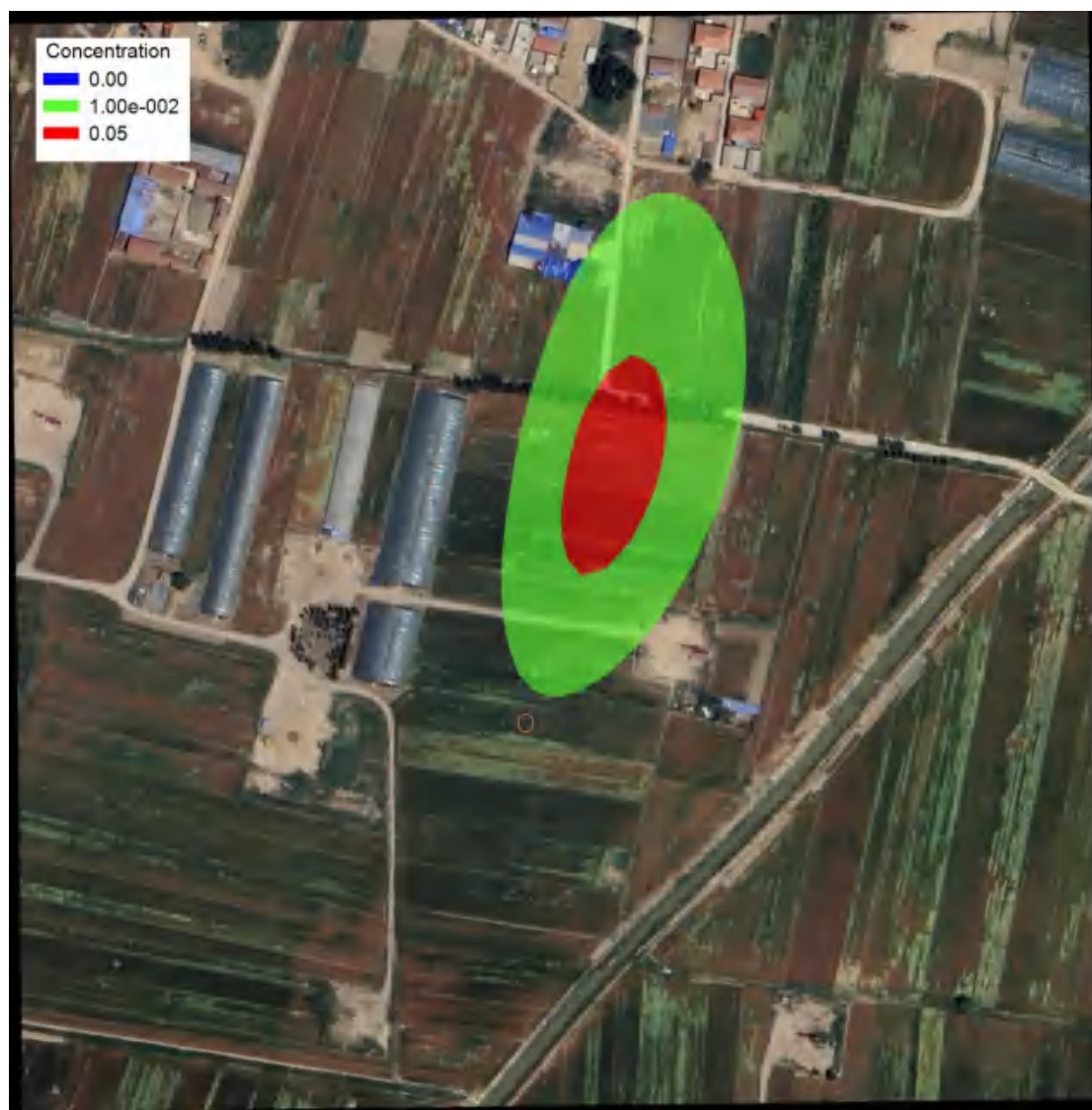
污染年限	污染物中心浓度 (mg/L)	超标范围 (m ²)	检出范围 (m ²)	最大超标距离 (m)	最大运移距离 (m)
100d	1.20877	1315.63	2242.98	26.1	40.7
1000d	0.18012	6219.19	11169.23	94.3	126.5
10a	0.05200	3748.57	18015.78	183.9	262.3
20a	0.01920	0	18834.93	0	409.7



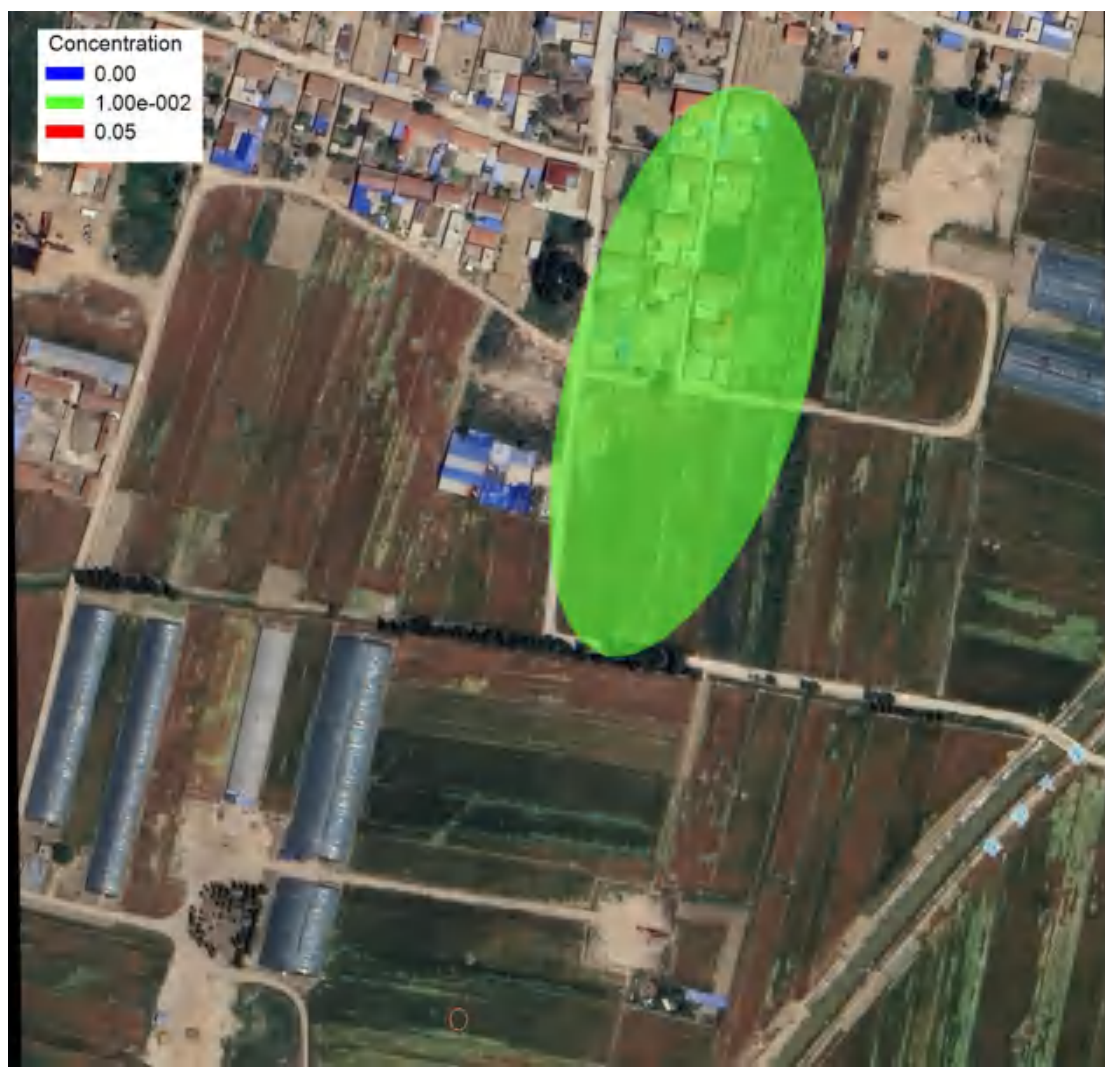
(1) 100 天污染晕运移分布图



(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 5.3-37 地下水石油类污染含水层预测图

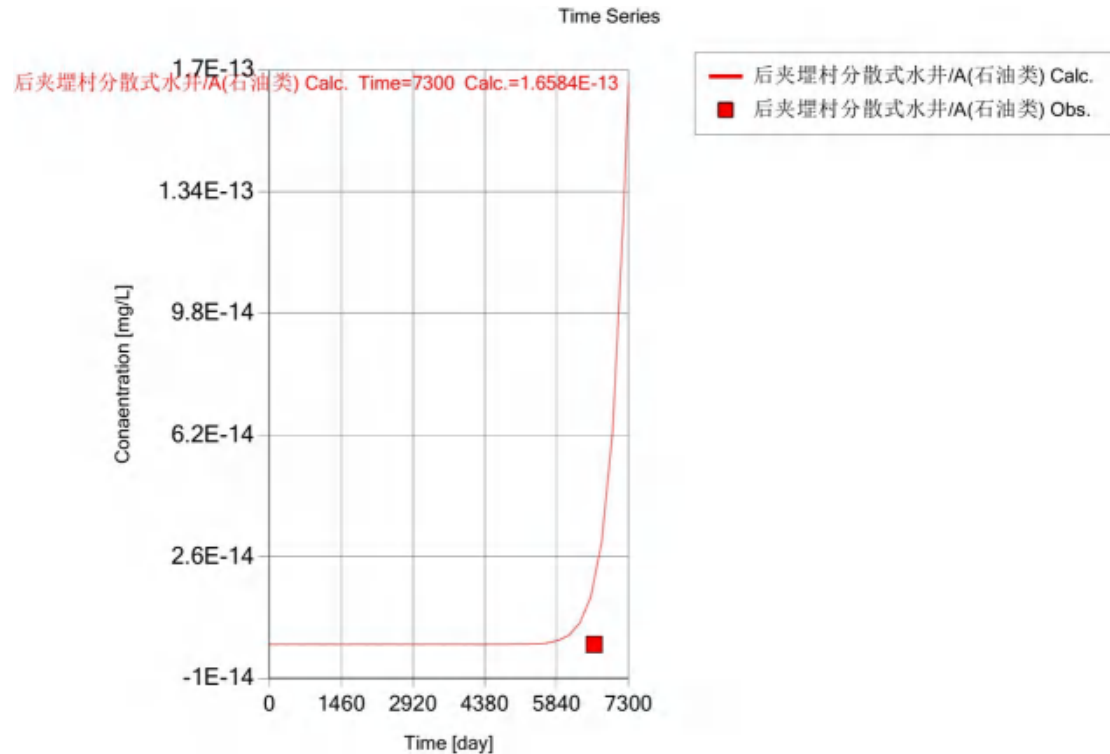


图 5.3-38 泄漏时后夹堠村分散式水源井处浓度变化图

上图显示了石油类泄漏情景下项目油井及管线下游后夹堠村分散式水源井处污染物浓度随时间的变化趋势。从情景模拟结果看，观测点处污染物曲线一直上升，在 7300 天时，污染物浓度达到最大为 $1.6584 \times 10^{-13} \text{mg/L}$ ，小于标准值 0.05mg/L 和检出限值 0.01mg/L 。对下游最近的敏感目标未产生影响。

因此，情景设置为项目区内套损造成的原油泄漏（浅层水、中深层水）后，排放 180d 后得到有效处理，利用石油类源强进行运移模拟发现，在持续泄漏后的 20 年内，污染物对厂界下游最近的后夹堠村分散式水源井敏感点未产生影响。

5.3.6.8 对敏感目标影响分析

预测期内各种情景下泄露后污染物运移距离最远为 409.7m，污染物运移范围内不存在地下水敏感点（下游最近的后夹堠村分散式水源井），故假定非正常工程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。

5.3.6.9 对含水层影响分析

根据预测结果，在非正常情况下，泄露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，故非正常状况下泄露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、管线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。

5.3.6.10 评价结论

(1) 非正常工况下输油管线等泄漏污染物直接进入浅层水含水层，污染物迁移方向和地下水流向基本一致，由西南向东北。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 409.7m，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) 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。

经预测分析，项目在运行期间，管道管线等发生泄漏后石油类污染物在下游后夹埕村分散式水源井处浓度观测点预测浓度均能满足《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ标准要求。

针对其余突发事故，在做好油田区防渗的同时，需加强对监测点日常特征因子（包括石油类）每半年一次的监测要求，一旦检测到异常，可以采取必要的防渗措施，阻止继续污染地下水的可能，泄漏污染范围仍在油井及管线内小范围区域内，可以避免污染物运移到下游村庄水源井的发生，采取环保措施后，地下水水质可以满足《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）和《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）中Ⅲ标准要求。

综上所述，本项目建设满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ

610-2016) 中 10.4.1 结论要求, 该项目对地下水环境的影响是可以接受的。

5.3.7 地下水污染监控与应急措施

本项目从事石油开采, 各生产过程中产生的废污水主要工业废水和生活污水为主, 产生废污水的构建筑物较多, 若不采取合理的防治措施和监控措施, 则废污水有可能渗入包气带, 从而影响土壤和浅层地下水。为针对场地内可能发生的地下水污染, 本项目地下水污染防治措施将按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则, 从污染物的产生、入渗、扩散、应急响应全方位进行控制。

5.3.7.1 源头控制措施

企业在建设发展的同时, 应注重加强生态环境保护, 建立严格的环境保护门槛, 选择先进、成熟、可靠的工艺技术和清洁的原辅材料为主的生产项目, 把工艺技术落后的项目拒之门外, 尽可能从源头上控制污染物的产生。同时, 相关部门应该优化排水系统设计, 将不同类型的工业废水、生活污水以及雨水分类收集、处理, 以防止和降低污染物的跑、冒、滴、漏, 将污染物泄漏的环境风险事故从源头上降到最低程度。

由于存在地面作业, 免不了在地面会留存污染物, 故在降雨过程中, 这些污染物会被雨水冲刷进入地表径流, 形成雨污径流, 其污染物浓度随降雨过程的推迟而明显下降, 一般来说, 径流产生后的前 15min 污染物浓度较高, 称为“初期雨污水”。由于调查区地势西南高、东北低, 金堤河的水域位于场地北侧, 按地表水流向, 场地位于金堤河上游, 故建议设立截雨沟, 对初期雨污水进行收集, 导入规划的雨水管道, 避免随地形径流, 污染北侧的金堤河地表水体。

5.3.7.2 地下水污染分区防治措施

据本次收集水文地质勘探成果可知, 企业场地内包气带岩性以粉土为主, 粉质粘土厚度 25~32m, 垂直渗透系数均值为 $8.21 \times 10^{-5} \text{cm/s}$, 包气带综合防污性能为“中”。针对企业内不同类型的生产项目, 要充分依据各项目场地包气带的天然

防污性能、污染物控制难易程度和污染物特性,相关企业在建设相关项目的同时,应提前开展相应场地的地下水勘察工作,根据勘察成果,严格按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ610-2016)中要求做好分区防渗措施,防止污染物下渗影响地下水。地下水污染防治分区参照下表。

表 5.3-14 地下水污染防治分区表

防渗分区	天然包气带 防污性能	污染控制难 易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久 性有机物污 染物	等效粘土防渗层 $Mb \geq 6.0m$, $K \leq 1.55 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易-难	其他类型	等效粘土防渗层 $Mb \geq 1.5m$, $K \leq 1.0 \times 10^{-7} cm/s$; 或参照 GB18598 执行
	中-强	难		
	中	易	重金属、持久 性有机污染 物	
单防渗区	强	易	其他类型	一般地面硬化
	中-强	易		

5.3.7.3 地下水污染监控系统

5.3.7.3.1 地下水监测计划

为了及时准确地掌握企业及其周边地区地下水环境质量状况的动态变化,应建立覆盖各企业的地下水长期监控系统,包括科学、合理地设置地下水污染监控井,建立完善的监测制度,配备先进的检测仪器和设备,以便及时发现并及时控制。

目前尚没有针对建设项目地下水环境监测的法律法规或规程规范,本项目地下水环境监测主要参考《地下水环境监测技术规范》(HJ 164-2020),结合调查区含水层系统和地下水径流系统特征,考虑潜在污染源、环境保护目标等因素,布置地下水监测点。

5.3.7.3.2 地下水监测原则

- (1) 重点污染防治区加密监测原则；
- (2) 以浅层地下水监测为主的原则；
- (3) 上、下游同步对比监测原则；

(4) 水质监测项目参照《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)相关要求和潜在污染源特征污染因子确定，各监测井可依据监测目的的不同适当增加和减少监测项目。企业安全环保部门设立地下水动态监测小组，专人负责监测。

5.3.7.3.3 监测井布置

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，地下水水质监测井可依托采油厂现有敌袭水监测井。

5.3.7.4 监测数据管理

上述监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向企业环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开，特别是对项目所在区域的居民进行公开，满足法律中关于知情权的要求。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

5.3.8 地下水污染应急措施

5.3.8.1 应急治理程序

针对应急工作需要，参照“场地环境保护标准体系”的相关技术导则，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下图。

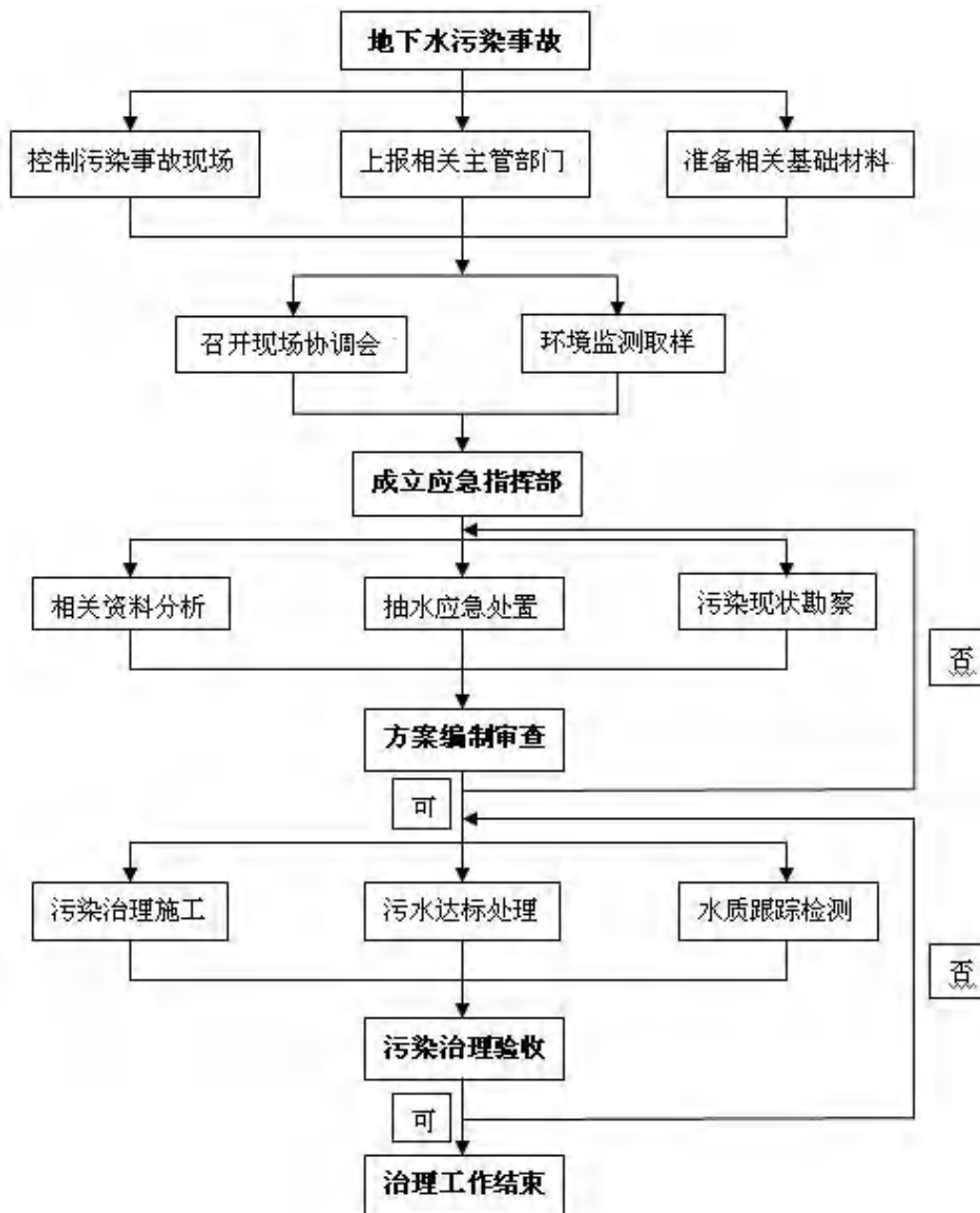


图 5.3-39 地下水污染应急治理程序框图

5.3.8.2 地下水污染治理措施

地下水污染治理技术归纳起来主要有：物理处理法、水动力控制法、抽出处理法、原位处理法等。

5.3.8.3 建议治理措施

项目区浅层和中深层地下水含水层岩性以细砂和中砂为主，其富水性及导水性能较好，当发生污染事故时，污染物的运移速度较快，污染范围较大，因此建

议采取如下污染治理措施。

①一旦发生地下水污染事故，应立即启动应急预案。

②查明并切断污染源。

③探明地下水污染深度、范围和污染程度。

④依据探明的地下水污染情况和污染场地的岩性特征，合理布置抽水井的深度及间距，并进行试抽工作。

⑤依据抽水设计方案进行施工，抽取被污染的地下水水体，并根据各井孔出水情况进行调整。

⑥将抽取的地下水进行集中收集处理，并送实验室进行化验分析。

⑦当地下水中的特征污染物浓度满足地下水功能区划的标准后，逐步停止井点抽水，并进行土壤修复治理工作。

5.3.8.4 应注意的问题

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。

5.4 噪声环境影响分析与评价

5.4.1 施工期环境影响评价

本项目钻井施工期噪声主要来源于钻机、泥浆泵、振动筛等连续性噪声以及压裂噪声；地面工程施工期噪声主要来源于各种施工机械设备，如使用的挖掘机、推土机、装载机、运输车辆等，大多为不连续性噪声。

1、钻井噪声

钻井施工期噪声主要为钻井噪声。钻井噪声主要来源于钻井设备、泥浆泵、振动筛等连续性噪声，噪声源强在 65~100dB(A)，对环境影响较大。目前钻井噪声处理难度较大，要减轻钻井噪声影响，主要还是通过钻井过程中采取相应的降噪措施。主要有：在泥浆泵等设备下加衬弹性垫料，并在场界设置施工围挡、在钻井过程中平稳操作，避免产生非正常的噪声，通过以上措施可以降低噪声约 5dB(A)左右。

主要施工机械噪声随距离衰减见下表。

表 5.4-1 钻井期主要施工机械在不同距离处的噪声值

名 \ 距	10m	20m	32m	40m	50m	80m	100m	178m	200m	400m
钻机	75	69	65	63	61	57	55	50	49	43
泥浆泵	70	66	60	60	56	54	50	45	44	38
泥浆不落地	63	57	53	51	49	45	43	38	37	31

根据上表可知，距离钻井施工设备 100m 处昼、夜间均可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）要求。拟建井场 100m 范围内存在敏感点。施工期钻井不可避免需要夜间施工，因此，在施工前应取得民众谅解，并合理安排施工机械数量，严格限定施工范围，选用低噪声设备，同时控制钻井施工时间，针对井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，降低钻井施工噪声扰民。在采取有效的降噪措施、优化施工平面布局的前提下，钻井施工期噪声对周围村民影响较小，且随着施工期的结束，影响将会消失。

（2）管线等地面工程施工噪声

在工程建设过程中，由于运输、平整场地、管沟开挖及回填、建筑物修建等

要使用各种车辆和机械,其产生的噪声,对施工区周围的环境将产生一定的影响。由于施工设备大多属于移动声源,要准确预测施工场地各厂界噪声值较困难,因此本评价只预测各噪声源单独作用时的超标范围,见下表。

表 5.4-2 钻井期主要施工机械在不同距离处的噪声值

名 距	1m	10m	18m	56m	100m	178m	200m	400m
推土机	92	72	67	57	52	47	46	40
装载机	94	74	69	59	54	49	48	42
挖掘机	94	74	69	59	54	49	48	42
吊车	90	70	65	55	50	45	44	38
运输车辆	85	65	60	50	45	40	39	33
吊管机	90	70	65	55	50	45	44	38
电焊机	87	67	62	52	47	42	41	35
磨光机	95	75	70	60	55	50	49	43

地面工程施工设备距离厂界 18m 内昼间噪声可满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)要求,夜间有超标,距离厂界 100m 处昼、夜间均可达标;在距声源强度最高的磨光机 56m 处声环境敏感点噪声昼间可满足《声环境质量标准》(GB3096-2008)2 类标准,夜间有超标,在 178m 处昼、夜间均可达标。本项目地面工程夜间不施工,因此施工期间地面工程超标范围为 56m。施工期应合理安排施工作业时间,且将高噪声设备布设在远离居民一侧,避免噪声扰民。施工期间施工噪声对周边居民影响较小,且随着施工结束,噪声也随即消失。

3、施工期噪声影响减缓措施

根据现场实地踏勘,部分拟开发井与周围存在的敏感目标较近,为确保施工时尽量减少对他们的影响,并确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准要求,评价提出以下噪声防治措施:

1、减少交通噪声

尽量减少夜间运输量,限制大型载重车的车速,对运输车辆定期维修、养护,路过村庄等路段减速、禁鸣,合理安排运输路线,杜绝超载。

2、施工现场布局 and 施工设备

(1) 在距离居民区较近的地方施工，同时加快施工进度；

(2) 选用低噪声施工设备，从根本上降低源强；

(3) 要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声；钻机等整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各种机泵等高噪声设备应设置隔声罩、安装减振基础，最大限度地降低噪声源的噪声；

(4) 合理布局施工现场，在不影响施工的条件下，尽量将强噪声设备布局在距离居民区等较远的部位。尽量不在同一地点布设大量高噪声设备，以免噪声源强超标；

3、合理安排施工作业时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工尽量安排在昼间，施工场地 200m 范围内有居民区的地方，夜间 22:00~次日 6:00、午间 12:00~14:00 严禁施工(如确需连续作业的除外，夜间施工应告知周围居民)。

4、建设单位在施工前作好与当地民众的沟通工作，争取得到项目周边民众的理解和支持。

经采取以上措施后，可最大限度的降低对周围环境的噪声干扰，通过距离衰减后对其影响较小，因此施工期在采取上述防治措施后，产生的噪声对敏感点及周围环境影响较小，随着工程的结束，其影响也随之消失。

5.4.2 运营期环境影响评价

5.4.2.1 评价等级及评价范围

1、评价等级

根据《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）“5 评价工作等级中 5.1 评价等级划分”进行声环境评价等级的确定。

拟建项目建设所处声环境功能区为《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类区，评价范围内声环境敏感目标噪声级增高量小于 3dB（A）以下受影响人口数量变化不大。因此确定拟建项目声环境评价等级为二级评价。

2、评价范围

按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，拟建项目声环境影响评价范围为厂界外 200m 范围。

5.4.2.2 评价标准

井场厂界预测点评价标准为《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））；新建井场 200m 范围内声环境敏感目标执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类区排放限值（昼间 60dB（A），夜间 50dB（A））。

5.4.2.3 预测方案及主要噪声源

本项目运营期噪声主要来自井场和站场运行时产生的噪声。本次评价对井场采油作业噪声、站内外输泵等设备运行产生的噪声进行预测分析。并对井场、站场 200m 范围内最近敏感保护目标噪声影响进行预测分析。

根据表 2.8-2 分析，拟建项目井场离敏感点最近的是文 203-68 井场，敏感点位于井场北侧约 7m 处，文 203-68 井场为新建井场，本次最终确定对文 203-68 井场进行预测分析，并对文 203-68 井场北侧约 7m 的声环境保护目标进行预测，以其达标判定情况来确定其他井场周边敏感目标的声环境达标情况。

本项目新增 3 个注二氧化碳气驱采油井，分别为文 10-51C1、文 65-79C1、文 72-248C1，现场布置注二氧化碳撬装设备。根据表 2.8-2 分析，距离敏感点最近的为文 10-51C1，敏感点前盆城村位于井场南侧 142m 处。本次最终确定对文 10-51C1 井场进行预测分析，并对文 10-51C1 井场南侧约 142m 的声环境保护目标进行预测，以其达标判定情况来确定其他注二氧化碳气驱采油井场周边敏感目标的声环境达标情况。

本次中转站、计量站等均依托现有，不新增设备，不新增噪声源，故本次不再预测中转站、计量站等对声环境的影响。

5.4.2.4 噪声预测条件与模式

为说明项目井场运营期噪声对周围环境的影响程度,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)中的相关模式进行计算,预测模式如下:

(1) 点声源的几何发散衰减:

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

式中:

$L_p(r)$ —噪声源在预测点的声压级, dB(A);

$L_p(r_0)$ —参考位置处的声压级, dB(A);

r_0 —参考位置距声源中心的位置, m;

r —声源中心至预测点的距离, m;

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

(2) 声源在预测点产生的等效声级贡献值:

多个声源发出的噪声在同一受声点的共同影响, 噪声在预测点处产生的等效声级贡献值叠加的计算公式如下:

$$L_{eqg} = 10\lg\left[\frac{1}{T}\left(\sum_{i=1}^N t_i 10^{0.1L_{A_i}} + \sum_{j=1}^M t_j 10^{0.1L_{A_j}}\right)\right]$$

式中:

L_{eqg} —建设项目声源在预测点产生的噪声贡献值, dB;

T —用于计算等效声级的时间, s;

N —室外声源个数;

t_i —在 T 时间内 i 声源工作时间, s;

M —等效室外声源个数;

t_j —在 T 时间内 j 声源工作时间, s。

(3) 总声压级

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

式中：

L_{eqg} —建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB；

L_{eqb} —预测点的背景值，dB。

5.4.2.5 井场采油作业噪声预测及影响分析

1、噪声源强

生产井场主要噪声源为抽油机，正常运行时噪声很小，皆为低频噪声，详见下表。

本次按照《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中附录 D 建设项目声环境影响评价表格要求给出具有代表性的井场的主要噪声源强调查清单，具体见下表。

表 5.4-3 运营期井场主要噪声源源强

场地名称	新增声源名称	空间相对位置/m			声源源强 /dB (A)	声源控制措施
		X	Y	Z		
文 203-68	抽油机	4.39	1.1	1.5	65	选用低噪声设施，设置减振基础
文 10-51C1	抽油机	17.9	-34.61	1.5	65	
	压缩机	13.83	-34.25	1.5	80	

表 5.4-4 声环境保护目标调查一览表

场地名称	空间相对位置/m			距厂界最近距离/m	方位	执行标准
	X	Y	Z			
关庄村	-26.75	-6.25	1.2	7	N	《声环境质量标准》 (GB3096-2008) 2 类标准
前盆城村	24.41	-138.16	1.2	142	S	

2、噪声预测结果

为了进一步了解噪声对环境的影响，本次评价采用环安科技噪声预测软件进行噪声影响预测，考虑距离衰减、区域地形等影响后，井场厂界噪声预测结果及周围敏感点噪声预测结果见下表。

表 5.4-5 运营期文 203-68 井场厂界及敏感点噪声预测结果一览表

预测点位		时段	贡献值	背景值	预测值	标准限值	达标情况
文 203-68 井场	东厂界	昼间	34.87	/	34.87	60	达标
		夜间	34.87	/	34.87	50	达标
	南厂界	昼间	28.14	/	28.14	60	达标
		夜间	28.14	/	28.14	50	达标
	西厂界	昼间	33.18	/	33.18	60	达标
		夜间	33.18	/	33.18	50	达标
	北厂界	昼间	30.58	/	30.58	60	达标
		夜间	30.58	/	30.58	50	达标
关庄村		昼间	23.84	55	55.00	60	达标
		夜间	23.84	40	44.04	50	达标



图 5.4-1 运营期间文 203-68 井场噪声贡献值等声级线图

根据上表，井场运营期昼夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值；敏感点能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，因此可以得出本项目所有井场周边 200m 范围内的居民点均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，对声环境影响较小。

表 5.4-6 运营期文 10-51C1 井场厂界及敏感点噪声预测结果一览表

预测点位		时段	贡献值	背景值	预测值	标准限值	达标情况
文	东厂界	昼间	45.67	/	45.67	60	达标

10-51C1 井场	南厂界	夜间	45.67	/	45.67	50	达标
		昼间	49.33	/	49.33	60	达标
		夜间	49.33	/	49.33	50	达标
	西厂界	昼间	48.68	/	48.68	60	达标
		夜间	48.68	/	48.68	50	达标
	北厂界	昼间	48.16	/	48.16	60	达标
		夜间	48.16	/	48.16	50	达标
		前盆城村		昼间	27.14	56	56.01
夜间	27.14			46	46.06	50	达标



图 5.4-2 运营期间文 10-51C1 井场噪声贡献值等声级线图

根据上表，井场运营期昼夜间厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准限值；敏感点能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，因此可以得出本项目所有井场周边 200m 范围内的居民点均能满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准，对声环境影响较小。

5.4.3 声环境影响评价自查表

声环境影响评价自查表见下表。

表 5.4-7 声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
评价等级	评价等级	一级 ☐	二级 ☒	三级 ☐
与范围	评价范围	200m ☒	大于 200m ☐	小于 200m ☐

评价因子	评价因子	等效连续 A 声级 ☒ 最大 A 声级 ☐ 计权等效连续感觉噪声级 ☐					
评价标准	评价标准	国家标准 ☒ 地方标准 ☐ 国外标准 ☐					
现状评价	环境功能区	0 类区 ☐	1 类区 ☐	2 类区 ☒	3 类区 ☐	4a 类区 ☐	4b 类区 ☐
	评价年度	初期 ☒		近期 ☐		中期 ☐	
	现状调查方法	现场实测法 ☒ 现场实测加模型计算法 ☐ 收集资料 ☐					
	现状评价	达标百分比		100%			
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测 ☒ 已有资料 ☐ 研究成果 ☐					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型 ☒			其他 ☐		
	预测范围	200m ☒ 大于 200m ☐			小于 200m ☐		
	预测因子	等效连续 A 声级 ☒		最大 A 声级 ☐		计权等效连续感觉噪声级 ☐	
	厂界噪声贡献值	达标 ☒ 不达标 ☐					
	声环境保护目标处噪声值	达标 ☒ 不达标 ☐					
环境监测计划	排放监测	厂界监测 ☒ 固定位置监测 ☐ 自动监测 ☐ 手动监测 ☐ 无监测 ☐					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子:(等效连续 A 声级)			监测点位数 (1)		无监测 ☐
评价结论	环境影响	可行 ☒ 不可行 ☐					

注“☐”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项。

5.5 土壤环境影响分析与评价

5.5.1.1 项目影响类型

(1) 影响类型的划分依据

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），“土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作”。根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中附录 D 表 D.1 土壤盐化分级标准及表 D.2 土壤酸化、碱化分级标准，结合本报告 4.2.6 章节对土壤环境质量现状的检测，本

项目所在区域土壤属于未盐化、无酸化、无碱化地区，本项目土壤影响类型为污染影响型。本项目所在区域土壤盐化、酸化、碱化情况分析如下。

表 5.5-1 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 $< 1.5\text{m}$ 的地势平坦区域；或土壤含盐量 $> 4\text{g/kg}$ 的区域	$\text{pH} \leq 4.5$	$\text{pH} \geq 9.0$
较敏感	建设项目所在地干燥度 > 2.5 且常年地下水位平均埋深 $\geq 1.5\text{m}$ 的，或 $1.8 < \text{干燥度} \leq 2.5$ 且常年地下水位平均埋深 < 1.8 的地势平坦区域；建设项目所在地干燥度 > 2.5 或常年地下水位平均埋深 $< 1.5\text{m}$ 的平原区；或 $2\text{g/kg} < \text{土壤含盐量} \leq 4\text{g/kg}$ 的区域	$4.5 < \text{pH} \leq 5.5$	$8.5 \leq \text{pH} < 9.0$
不敏感	其他	$5.5 < \text{pH} < 8.5$	

表 5.5-2 本项目所在区域土壤盐化、酸化、碱化情况分析表

检测因子	检测值范围	盐化、酸化、碱化情况判断
pH	8.30~8.49	无酸化、无碱化
含盐量 (g/kg)	0.7~1.6	未盐化

(2) 石油开采项目的影响特点

从钻井、采油、集输、原油处理到采出水处理，石油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后造成土壤结构的改变、降低了土壤质量，影响同外界的物质、能量交换，影响植被生长。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并污染地下水。

③石油开采项目的影响途径

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 $0 \sim 20\text{cm}$ 左右的表层，通过及时采取应急处置措施，石油开发对土壤的污染影响可基本控制在泄漏点周边小范围内，并主要集中在井场或管线占地范围内。

通过在场内修建围堰、事故应急池等事故收集设施，可防止污染物随降水等地表径流进入站内。

④项目影响类型的判定

通过以上分析，确定本项目的土壤环境影响类型为污染型影响，影响途径主要是发生泄漏后的垂直入渗影响。

5.5.1.2 评价等级的判定

1、项目类别

拟建项目为石油开采项目，根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）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），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类建设项目开展土壤环境影响评价；油类和废水等输送管道，按照Ⅱ类建设项目开展土壤环境影响评价。

综上，本项目石油开采井场属于Ⅰ类项目，油类和废水管线属于Ⅱ类项目。

2、占地规模

根据《环境影响评价技术导则—土壤环境（试行）》（HJ964-2018），将建设项目占地规模分为大型（ $\geq 50\text{hm}^2$ ）、中型（ $5\sim 50\text{hm}^2$ ）、小型（ $\leq 5\text{hm}^2$ ），建设项目占地主要为永久占地。

结合工程占地统计，项目各拟建井、站场及管线占地均小于 5hm^2 ，占地规模均属于小型。

3、土壤环境敏感程度

土壤环境敏感程度判别依据见下表。

表 5.5-3 污染影响型敏感程度分级表

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

根据调查情况，本项目井场及管线周边分布有耕地，敏感程度属于“敏感”。

4、评价等级

根据土壤环境影响评价项目类别、占地规模与敏感程度划分评价工作等级，

本项目污染影响型土壤评价工作等级具体划分情况见下表。

表 5.5-4 建设项目土壤质量影响分析等级划分

项目	I 类			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级(井场、站场)	二级	二级	二级(集输工程)	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-
注：“-”表示可不开展土壤环境影响评价工作									

综上，本项目污染影响型土壤评价工作等级站场工程为一级，集输工程为二级。

5.5.1.3 评价范围

本项目石油开采（井场、站场）土壤环境评价等级为一级，输油管线、注水管线土壤环境评价等级为二级，根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018），项目的调查评价范围为：

井、站场取占地范围内及占地范围外 1km 范围，管线取管线占地范围内及占地范围外 0.2km 范围。

5.5.2 土壤环境影响分析

5.5.2.1 施工期

施工期对土壤质量的影响主要为人为扰动、车辆行驶和机械施工、各种废弃物污染影响。

（1）钻井作业对土壤环境的影响

本项目施工期施工占地，将对地表土壤产生破坏性影响，如钻井井场等占地，以及堆积、挖掘、碾压、践踏等均改变原有的土壤结构。油田施工期间，占地都将改变原有土壤的理化性质和土壤结构，使原有土壤结构和性状难以恢复。但是

施工期对土壤的影响程度轻，影响特征是部分可逆，影响时间为短期。

本项目部署新钻井 57 口，侧钻井 120 口，钻井作业均采用“泥浆不落地系统”对废弃泥浆和岩屑进行收集处置，对土壤的环境影响轻微。

（2）地面工程施工对土壤环境的影响

油田开发过程中，不可避免地要对土壤进行人为扰动，主要是井场建设、管道敷设和道路建设过程中，车辆行驶和机械施工碾压和踩踏破坏土壤结构。本项目管道工程管道施工作业带宽度控制在 6m 范围内，施工带内的土壤均会受到严重扰动和破坏。在施工作业带以外的直接影响区域表现为施工活动中施工机械、车辆碾压、施工人员践踏等对土壤的扰动，改变土壤的紧密度和坚实度，可能造成土壤板结。由于植被被毁，土壤表面压实，土壤板结，通透性差，使土壤水量降低，同时加剧了土壤的蒸发作用，导致盐碱化加重。井场和管道的施工场地、临时施工营地等都存在这种影响。

（3）水土流失影响分析

油田工程建设对当地水土流失影响的方式包括扰动、损坏、破坏原地貌、地表土壤结构及植被。项目施工及占地呈点线状分布，所造成的水土流失因管线所经过的区域不同而不同。施工期施工车辆对地表的大面积碾压，使所经过地段的植被和地表结构遭到不同程度的破坏；在地面构筑物建设中，最直接而且易引起水土流失的是施工过程中使影响范围内的地表保护层变得松散，增加风蚀量。本项目建设内容主要为钻井工程、管线等工程的建设等。临时占地范围内的土壤地表表层遭到破坏，下层的粉细物质暴露在地层表面，在风力的作用下，风蚀量会明显加大，这种影响在短时间内不会完全恢复。但随着时间的推移，风蚀量会随着地表新保护层的逐渐形成而减弱。永久占地范围内的地表彻底改变，地表经过砾石铺垫或者其他硬化措施，风蚀量很少，不易发生水土流失。

5.5.2.2 运营期

根据“5.5.1.1 章节”分析，本项目土壤影响类型属于污染影响型。

本项目运营期废水主要为采出水和井下作业废水，未向外环境排放污水，不

会造成废水地面漫流影响；非正常状况井场管线连接处出现泄漏，可能通过垂直入渗的形式对土壤造成影响。

拟建项目土壤环境影响类型与影响途径识别见下表。

表 5.5-5 拟建项目土壤环境影响类型与影响途径一览表

不同时段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
建设期	/	/	/	/
运营期	/	/	√	/
服务期满后	/	/	/	/

注：在可能产生的土壤环境影响类型处打“√”

2、拟建项目土壤环境影响源及影响因子识别

拟建项目污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别见下表。

表 5.5-6 拟建项目污染影响型土壤环境影响源及影响因子识别一览表

时期	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物	特征因子	备注
钻井期	泥浆罐	泥浆循环罐破裂造成废弃泥浆连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	含油废水	石油烃	事故
	柴油罐（备用）	柴油罐（备用）破裂造成油类连续渗漏污染土壤环境	垂直入渗	柴油	石油烃	事故
运营期	集油管线	非正常工况下，集油管线、高架罐等破裂，导致采出液连续渗漏污染土壤	垂直入渗	采出液	石油烃	事故
	井场	非正常工况下，船型围堰破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	落地油	石油烃	事故
	*采出水处理站	采出水处理池破碎、渗漏	垂直入渗	采出水、作业废水等	石油烃	事故
	*中转站危险废物暂存间	危废暂存地面破损	垂直入渗	废弃落地油和油泥沙	石油烃	事故

*注：拟建项目依托现有中转站采出水处理站和危废暂存间。

5.5.3 污染影响型土壤环境影响预测与评价

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）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，采用类比分析法进行评价。

文留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文留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 日例行监测报告可知，现有井场所在区域监测点石油烃（C₁₀-C₄₀）监测结果均可满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中“第二类用地”筛选标准“石油烃（C₁₀-C₄₀）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。

表 5.5-7 采油厂现有井场土壤监测结果统计表 单位：mg/kg

采样点位	采样深度	pH（无量纲）	石油烃
文一中转站井排来油北 5 米	0.1m	6.9	未检出
文一中转站 4 号分离器南 1 米	0.15m	6.8	未检出
文一中转站 2 号储油罐南 8 米	0.6m	6.9	未检出
文一中转站 2 号沉降罐西 5 米	0.55m	6.6	未检出
文一污水站 10 号滤罐南 1 米	0.6m		61
文一污水站排污池北 8 米	0.6m		33
文一污水站沉降池东 2 米	0.7m		未检出
文一污水站回流池南 3 米	0.15m		10
文二中转站 1 号污水罐北 3 米	0.5m	6.9	未检出
文二中转站 2 号储油罐西 5 米	0.6m	7.1	未检出
文二中转站 10 号分离器西 3 米	0.1m	7.2	80
文二中转站 3 号加热炉西 6 米	0.6m	7.3	未检出
文三中转站 2 号储油罐北 8 米	0.6m	7.3	未检出
文三中转站 1 号储油罐北 9 米	0.2m	7.1	未检出
文三中转站 2 号加热炉东 10 米	0.6m	7.3	未检出
文三中转站 6 号分离器南 4 米	0.1m	7.9	未检出
文留采油厂文 38-38 井场内	0.1m	7.3	6
文留采油厂文 38-38 井场内	0.7m	7.4	未检出
文留采油厂文 209-65 井场内	0.2m	7.4	未检出
文留采油厂文 209-65 井场内	0.6m	7.2	未检出
文留采油厂文 234-1 井场内	0.2m	7.2	未检出

文留采油厂文 234-1 井场内	0.7m	7.2	未检出

5.5.4 土壤环境影响评价自查表

表 5.5-7 土壤环境影响评价自查表

工作内容		完成情况				备注
影响识别	影响类型	污染影响型 ☒ ; 生态影响型 ☐ ; 两种兼有 ☐				
	土地利用类型	建设用地 ☒ ; 农用地 ☒ ; 未利用地 ☒				
	占地规模	(201.876) hm ²				
	敏感目标信息	敏感目标 (/)、方位 (/)、距离 (/)				
	影响途径	大气沉降 ☐ ; 地面漫流 ☐ ; 垂直入渗 ☒ ; 地下水位 ☐ ; 其他		(/)		
	全部污染物					
	特征因子	石油烃				
	所属土壤环境影响评价项目类别	I类 ☒ ; II类 ☒ ; III类 ☐ ; IV类 ☐				
	敏感程度	敏感 ☒ ; 较敏感 ☐ ; 不敏感 ☐				
评价工作等级		一级 ☒ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐				
现状调查内容	资料收集	a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☐ ; d) ☐				
	理化特性	见附件				同附录 C
	现状监测点位		占地范围内	占地范围外	深度	点位布置图
		表层样点数	3	4		
		柱状样点数	5			
现状监测因子	GB36600-2018 基本因子 45 项、GB15618-2018 基本因子 8 项、pH、石油烃、全盐量					
现状评价	评价因子	GB36600-2018 基本因子 45 项、GB15618-2018 基本因子 8 项、pH、石油烃、全盐量				
	评价标准	GB 15618 ☒ ; GB 36600 ☒ ; 表 D.1 ☐ ; 表 D.2 ☐ ; 其他 ()				
	现状评价结论	达标				
影响预测	预测因子	石油烃				
	预测方法	附录 E ☒ ; 附录 F ☒ ; 其他 ()				
	预测分析内容	影响范围 (/) 影响程度 (/)				
	预测结论	达标结论: a) ☐ ; b) ☐ ; c) ☒ 不达标结论: a) ☐ ; b) ☐				
防治措	防控措施	土壤环境质量现状保障 ☒ ; 源头控制 ☒ ; 过程防控 ☒ ; 其他 ()				
	跟踪监测	监测点数	监测指标		监测频次	

工作内容		完成情况			备注
施		8 个	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）、砷、镉、六价铬、汞、土壤盐分等	表层土每年一次，深层土 3 年一次	
	信息公开指标	土壤环境影响可接受			
评价结论		项目所在区域土壤环境质量达标			
注 1：“□”为勾选项，可√；“（ ）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。					
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的， 分别填写自查表。					

5.6 固体废物环境影响分析与评价

5.6.1 固体废物处置原则

为防止固体废物污染环境，保障人体健康，对固体废物的处置首先考虑合理使用资源，充分回收利用，尽可能减少固体废物的产生；其次考虑对其采取安全、合理、卫生的处置方式，力求以最经济和最可靠的方式实现固体废物的减量化、资源化和无害化，最大限度降低其对环境的不利影响。

5.6.2 固体废物产生及处置情况

根据《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《固体废物鉴别标准 通则》（GB34330-2017）、《危险废物鉴别标准 通则》（GB5085.7-2019）、《国家危险废物名录》（2025 年版）等判定，拟建项目固体废物产生及处置情况分述如下。

5.6.2.1 施工期固体废物

拟建项目施工期固体废物主要为钻井固废、建筑垃圾及施工废料和生活垃圾、落地油、废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶等。施工期固体废物排放情况汇总见下表。

表 5.6-1 施工期固废产排情况一览表

序号	名称	产生量(t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量(t)
				废物类别	废物代码		
1	水基钻井固废	7011	岩屑、泥浆	一般	071-001-S1	采用“泥浆不落地工艺”，全部委	0

		6		固废	2	托中原油田油气加工技术服务 中心处理,处理后用于铺垫井场 或制砖等	
2	建筑垃圾及施 工废料	3.548	废混凝土、废 防腐材料	一般 固废	900-001-S7 2	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,不能利用的剩余废料由施工 单位负责清运	0
3	生活垃圾	59.74	生活废物	一般 固废	900-005-S6 2	由中原油田物业服务中心统一 收集,交由环卫清运处理。	0
4	落地油	12.39	石油类	危险 废物	071-001-08	收集后暂存至中转站危废暂存 间,定期委托有资质单位处理处 置	0
5	沾油废防渗材 料	1.77	石油类	危险 废物	900-249-08		0
6	废润滑油	1	石油类	危险 废物	900-214-08		0
7	废润滑油桶	0.9	石油类	危险 废物	900-249-08		0
8	油基钻井固废	2029	石油类	危险 废物	071-002-08		0

5.6.2.2 运营期固体废物

运营期固体废物主要包括在采出液及采出水处理过程会产生油泥砂、注水残渣、落地油等。运营期固体废物的性质及产生量见下表。

表 5.6-2 运营期固废产排情况一览表

序号	名称	产生量 (t)	主要成分	固废分类		处置方式	排放量 (t)
				废物类别	废物代码		
1	注水残渣	5493.6t/3a	污泥	一般固废	900-099-S59	泵至计量配水间作为 调剖剂回注	0
2	油泥砂	68.58t/3a	石油类	危险废物	071-001-08	委托有资质单位处理	0
3	落地油	0.06t/3a	石油类	危险废物	900-249-08		0
4	废润滑油	3.6t/3a	石油类	危险废物	900-217-08		0
5	废油桶	4.5t/3a	石油类	危险废物	900-249-08		0

5.6.2.3 退役期固体废物

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。

5.6.3 固体废物转移、贮存、处置措施

拟建项目产生的固体废物对环境的影响主要表现在固废周转及临时贮存过程。本次评价按一般固体废物及危险废物分别分析其环境影响。

5.6.3.1 一般固体废物的产生和收集

施工期钻井固废、施工废料，运营期注水残渣以及退役期废弃设备等属于一般工业固体废物，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）进行管理处置。

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，由罐车运输至中原油田分公司油气加工技术服务中心进行处置，固液分离后固相用于制砖或铺垫井场，液相由密闭罐车拉运至文一/文二/文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。注水残渣经北京化工大学鉴定，不属于危险废物，属于一般固废，拉运计量配水间作为调剖剂回注。

施工期生活垃圾暂存于垃圾桶内，委托中原油田物业服务中心统一处理。

拟建项目一般固废均采用可行的处理处置措施，对环境影响较小。

5.6.3.2 危险废物的收集、贮存、处置措施

拟建项目施工期、运营期、退役期产生的危险废物，依托文留采油厂现有危废暂存间暂存，定期委托有资质单位处理处置。

文留采油厂现有危废暂存间2座，占地面积均为350m²，危废库严格按照《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求进行建设，设置警示标志，对地面进行防渗，具备防风、防雨、防晒、通风、消防、报警等功能，内部设置导流渠收集泄漏液

（收集后作为危险废物），建立台账及危废管理制度。

危险废物的收集、贮存、转移、运输等需严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物污染防治技术政策》（环发[2001]199号）、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《危险废物转移管理办法》（自2022年1月1日实施）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》（公告2017年第43号）等要求进行。

1、危险废物的产生和收集

1）危险废物收集包括两个方面，一是在危险废物产生节点将危险废物集中到适当的包装容器中或运输车辆上的活动；二是将已包装或装到运输车辆上的危险废物集中到危险废物产生单位内部临时贮存设施的内部转运。

2）根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、危险废物特性、废物管理计划等因素制定收集计划。

3）危险废物的收集制定详细的操作规程。

4）作业人员根据工作需要配备必要的个人防护装备，如手套、防护服或口罩等。

5）采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防火、防中毒、防感染、防泄漏、防飞扬、防雨或其它防止污染环境的措施。

6）根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素确定包装形式，具体包装应符合如下要求：

①包装材质要与危险废物相容，可根据废物特性选择塑料等材质。

②性质类似的废物可收集到同一容器中，性质不相容的危险废物不应混合包装。

③危险废物包装能有效隔断危险废物迁移扩散途径，并达到防渗、防漏要求。

④包装好的危险废物设置相应的标签，标签信息应填写完整翔实。

⑤盛装过危险废物的包装袋或包装容器破损后按危险废物进行管理和处置。

⑥根据《危险货物运输包装通用技术条件》（GB12463-2009）的有关要求

进行运输包装。

7) 危险废物的收集作业应满足如下要求:

①根据收集设备、转运车辆以及现场人员等实际情况确定相应作业区域,同时设置作业界限标志和警示牌。

②作业区域内设置危险废物收集通道和人员避险通道。

③收集时配备必要的收集工具和包装物及应急装备。

④填写记录表,并将记录表作为危险废物管理的重要档案妥善保存。

⑤收集结束后清理和恢复收集作业区域,确保作业区域环境整洁安全。

⑥收集过危险废物的容器、设备、设施、场所及其它物品转作他用后要消除污染,确保其使用安全。

8) 危险废物内部转运作业应满足如下要求:

①综合考虑厂区的实际情况确定转运路线,尽量避开办公区和生活区。

②采用专用的工具,危险废物内部转运应填写危险废物厂内转运记录表。

③危险废物内部转运结束后对转运路线进行检查和清理,确保无危险废物遗失在转运路线上,并对转运工具进行清洗。

9) 收集不具备运输包装条件的危险废物且危险特性不会对环境 and 操作人员造成重大危害,可在临时包装后进行暂时贮存,但正式运输前按标准要求进包装。

10) 建设单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》(环保部公告 2016 年第 7 号)等要求,填写《危险废物产生单位台账》。

2、危险废物的贮存

危险废物贮存场所面积满足贮存需求,定期清运,贮存时间不超过一年。危险废物存放场所按照《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)、《环境保护图形标志 固体废物贮存(处置)场》(GB15562.2-1995)设置标志。危险废物使用专用容器存放,设置专用存放场地,存放区地面使用环氧地坪,并设有顶棚,满足防风、防雨、防晒要求,避免了危险废物散落、泄露对环境造成的

污染。

拟建项目依托现有危废暂存库暂存，危险废物贮存场所基本情况见下表。

表 5.6-3 危险废物贮存场所基本情况

贮存场所名称	危废名称	危废类别	危废代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力(t)	贮存周期
危废暂存间	油泥沙	HW08	071-001-08	文留采油厂现有中转站内	700m ²	收集后，分区存放	无长期堆放	
	落地油	HW08	071-001-08					
	废润滑油	HW08	900-214-08					
	废润滑油桶	HW08	900-249-08					
	沾油废防渗材料	HW08	900-249-08					
	油基钻井固废	HW08	071-002-08					

依托的贮存场所的贮存能力能够满足贮存要求。

(2) 危废暂存间选址的合理性分析

根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，危险废物暂存间选址需要满足以下要求：

①贮存设施选址应满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，建设项目应依法进行环境影响评价。

②集中贮存设施不应选在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不应建在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区。

③贮存设施不应选在江河、湖泊、运河、渠道、水库及其最高水位线以下的滩地和岸坡，以及法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。

④贮存设施场址的位置以及其与周围环境敏感目标的距离应依据环境影响评价文件确定。

拟建项目危险废物暂存依托现有危废暂存库，危废暂存库的建设满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，因此危废暂存库选址合理。

3、危险废物的转移和运输

(1) 由持有危险废物经营许可证的单位按照其许可证的经营范围组织实施，

承担危险废物运输的单位获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。运输危险废物的人员，应当接受专业培训，经考核合格后，方可从事运输危险废物的工作。运输危险废物的单位应当制定在发生意外事故时采取的应急措施和防范措施。

(2) 危险废物公路运输按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令【2005】第 9 号）、《汽车运输危险货物规则》（JT617-2004）以及《汽车运输、装卸危险货物作业规程》（JT618）执行。运输时，发生突发性事故必须立即采取措施消除或者减轻对环境的污染危害，及时通报给附近的单位和居民，并向事故发生地县级以上人民政府环境保护行政主管部门和有关部门报告，接受调查处理。

(3) 废弃危险化学品的运输执行《危险化学品安全管理条例》有关运输的规定。

(4) 运输单位承运危险废物时在危险废物包装上按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）设置标志。

(5) 运输车辆按《道路运输危险货物车辆标志》（GB13392-2005）设置车辆标志。

(6) 危险废物运输时的中转、装卸过程遵守如下技术要求：

- ① 卸载区的工作人员熟悉废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备。
- ② 卸载区配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。
- ③ 危险废物装卸区设置隔离设施，液态废物卸载区应设置收集槽和缓冲罐。

拟建项目危险废物的运输由有资质的运输单位按照其许可证的经营范围组织实施。建设单位应制定内部转移、转运制度，在转移、运输过程中严格执行《危险废物转移管理办法》（自 2022 年 1 月 1 日实施）。建设单位应根据《危险废物产生单位管理计划制定指南》（环保部公告 2016 年第 7 号）等要求，填写《危险废物管理计划》、《危险废物产生单位台账》，并向当地环保部门备案登记；填写《危险废物转移联单》并进行处置。

建设单位可与危险废物处置单位共同研究危险废物运输的有关事宜，运输路

线尽量避绕饮用水水源保护区、居民集中居住区等环境敏感区域，并制定具体可操作的环境风险应急预案，确保危险废物的运输安全可靠，减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

5.6.4 固体废物处置环境影响分析

5.6.4.1 一般固体废物环境影响分析

拟建项目一般固废产生量较小，成分简单，全部进行综合利用和安全处置，对环境的影响较小。

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，由罐车运输至中原油田分公司油气加工技术服务中心进行处置，固液分离后固相用于制砖或铺垫井场，液相由密闭罐车拉运至文一/文二/文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。注水残渣经北京化工大学鉴定，不属于危险废物，属于一般固废，拉运计量配水间作为调剖剂回注。

严格落实本次评价提出的处置措施后，拟建项目产生的一般固体废物全部进行综合利用和安全处置，对环境的影响较小。

5.6.4.2 危险废物环境影响分析

拟建项目施工期、运营期、退役期产生的危险废物，暂存后及时委托有资质单位拉运进行无害化处理。

1、危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

（1）贮存场选址可行性分析

危险废物临时贮存场所依托文留采油厂现有危废暂存库，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求，设置警示标志，对地面进行防渗，满足防风、防雨、防晒、防盗等要求，建立台账及危废管理制度。

拟建项目依托的危险废物暂存场地所处位置地质结构稳定，满足生态环境保护法律法规、规划和“三线一单”生态环境分区管控的要求，不在严重自然灾害

影响的地区，不在法律法规规定禁止贮存危险废物的其他地点。因此，拟建项目依托的危险废物暂存场所选址是可行的。

（2）危险废物产生量、贮存期限等环境影响分析

拟建项目产生的油泥沙、废润滑油及废润滑油桶不长期贮存，委托有资质的单位无害化处置。依托的危废暂存间的贮存能力能够满足拟建项目危险废物贮存要求。

（3）危险废物对环境要素及环境敏感目标影响分析

拟建项目危险废物贮存周期短，含轻质油品极少，挥发性较小，对环境空气影响较小。拟建项目依托的危险废物暂存场所已对可能产生泄漏、渗漏的途径均进行有效预防，在确保各项防渗措施得以落实，并加强维护和环境管理的前提下，可有效控制污染物外漏现象，对区域地表水、地下水、土壤及周边环境敏感目标环境影响较小。

2、运输过程环境影响分析

拟建项目危险废物从产生环节运输到现有危废暂存库距离较短，运输过程中要求盛装危险废物的容器材质和衬里要与危险废物相容（不相互反应）且完好无损，危险废物在运输过程中采用密闭运输，严格执行《危险废物收集、贮存、运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求。且避开环境敏感目标。严格落实上述要求后，危险废物对运输路线沿线环境敏感点的影响较小。

3、处置可行性分析

目前文留采油厂已开发多年，油泥砂、落地油依托河南省内有危废处理资质单位处理，可满足拟建项目油泥砂处理需求。

5.6.5 退役期固体废物处置环境影响分析

油井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。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中会产生少量油泥砂，应及时回收，防止对局部区域造成污染，以利于井场土地资源后续利用。回收后的油泥砂及时

委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理，防止退役期对周围环境造成新的影响。

5.6.6 固体废物环境影响结论

综上所述，拟建项目施工期、运营期、退役期采取的固体废物处置措施合理可行，符合固体废物的“减量化、资源化、无害化”的处置原则。只要建设单位认真落实本次环评中提出的固体废物处理、处置措施，可以确保项目固体废物对周围环境影响不大。

5.7 生态影响分析与评价

5.7.1 评价等级及范围

5.7.1.1 评价等级

根据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）要求，依据建设项目影响区域的生态敏感性和影响程度，评价等级划分为一级、二级和三级。具体见下表。

表 5.7-1 生态影响评价等级确定依据

评价等级确定原则		判定结果
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。	不属于
b	涉及自然公园时，评价等级为二级。	不属于
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	不属于
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。	不属于
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。	不属于
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。	不属于
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级。	属于
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	不属于

表 5.7-2 生态影响评价等级确定的其他依据

评价等级确定其他依据		拟建项目情况
6.1.3	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	不属于
6.1.4	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时，可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级	永久占地及临时占地不涉及水域
6.1.5	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级	不属于
6.1.6	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	不属于
6.1.7	涉海工程评价等级判定参照 GB/T19485。	不属于
6.1.8	符合生态环境分区管控要求且位于原厂界（或永久用地）范围内的污染影响类改扩建项目，位于已批准规划环评的产业园区内且符合规划环评要求、不涉及生态敏感区的污染影响类建设项目，可不确定评价等级，直接进行生态影响简单分析。	不属于

拟建项目管线工程及改扩建井场不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境等生态敏感区；管线工程及改扩建井场临时占地面积小于 20km²；评价范围内井场及管线不涉及生态保护红线；依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）评价等级判定原则，拟建项目管线工程及改扩建井场生态环境影响评价等级为三级。

5.7.1.2 评价范围的确定

依据《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）评价范围应依据评价项目对生态因子的影响方式、影响程度和生态因子之间的相互影响和相互依存关系确定。

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/T349-2023）中关于生态影响评价范围的要求，确定拟建项目评价范围为井场外扩 50m 范围内。

5.7.1.3 工作程序

生态影响评价工作一般分为三个阶段，具体工作程序见图 5.7-1。

第一阶段，收集、分析建设项目工程技术文件以及所在区域国土空间规划、

生态环境分区管控方案、生态敏感区以及生态环境状况等相关数据资料，开展现场踏勘，通过工程分析、筛选评价因子进行生态影响识别，确定生态保护目标，有必要的补充提出比选方案。确定评价等级、评价范围。

第二阶段，在充分的资料收集、现状调查、专家咨询基础上，根据不同评价等级的技术要求开展生态现状评价和影响预测分析。涉及比选方案的，应对不同方案开展同等深度的生态环境比选论证。

第三阶段，根据生态影响预测和评价结果，确定科学合理、可行的工程方案，提出预防或减缓不利影响的对策和措施，制定相应的环境管理和生态监测计划，明确生态影响评价结论。

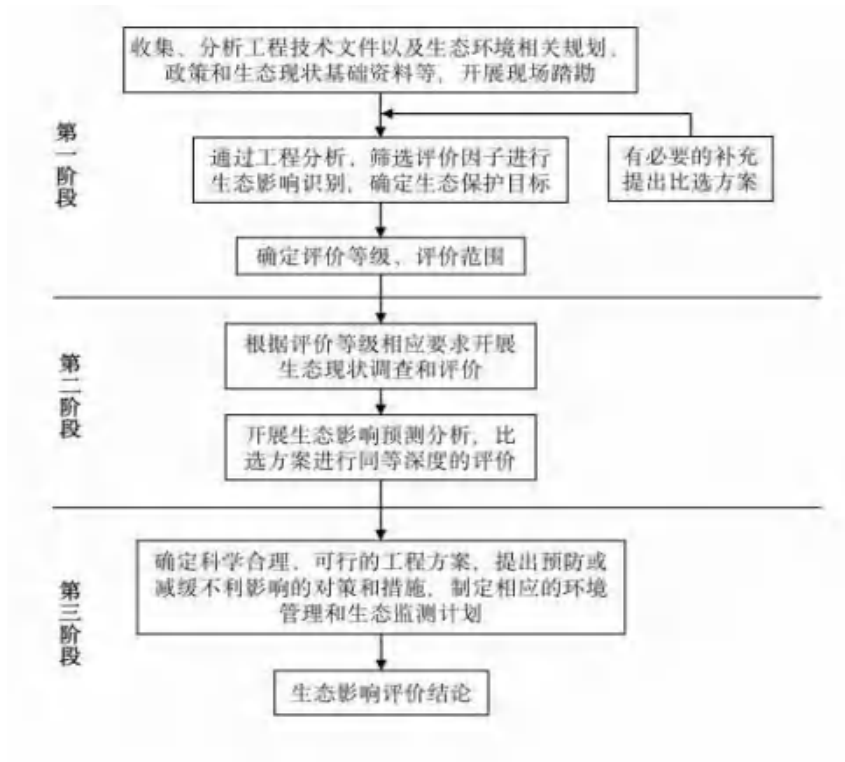


图 5.7-1 生态影响评价工作程序

5.7.1.4 评价时段

拟建项目评价时段为施工期、运营期和退役期。

5.7.2 生态环境影响识别

拟建项目包括施工期（钻井、完井及地面井场建设）、运营期、退役期三个

阶段，施工期对生态环境的影响较大，而运营期、退役期影响较小。

项目开发建设阶段进行的工程活动，如钻井、地面井场建设、管线敷设等，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。

①施工期间的暂时性影响：施工期间工程建设对生态环境影响属于高强度、低频率的局地性破坏。钻井施工、管线铺设作业都要占用大面积土地，但机械、运输车辆碾压、人员践踏、材料堆放、土体翻出堆放地表等活动占用的土地面积超过工程本身。这类占地属暂时性临时占地，使的原有生态受到较强的干扰。

②投产后的永久性影响：油田工程设施施工完毕后，高强度的临时性占地和影响将消除。永久性占地使原来连续分布的生态环境中形成生态斑块，产生地表温度、水分等物理异常，以及干扰地面植被和野生动物繁殖、迁移和栖息，影响生态环境的类型和结构。

拟建项目在确定生产设施的位置时已充分考虑了生态环境现状，开发期内尽可能利用油田和地方已有的基础设施，减少永久或临时征地。此外，还考虑了对各保护目标的避让。因此，工程对生态环境的潜在影响将会明显减小。

项目运行区对生态环境的影响主要表现为占用土地、改变土地利用性质、扰动土层、破坏植被。另外，由于建设活动是分阶段、分区域进行，在同一时间段内的施工活动较少，相对降低了潜在影响的规模和程度。

5.7.3 施工期生态影响分析与评价

5.7.3.1 土地利用影响分析

1) 永久占地影响评价

拟建项目永久占地为井场占地、道路占地，占地面积 231600m²，占地类型为草地、耕地。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将草地、农田变为建设用地，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

拟建项目临时占地为井场施工占地和集输管线施工占地，管线工程施工方式为地下埋设。管线工程临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中，占地类型为草地、农田。管线施工一般采用分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。由于管线沿线两侧约 5m 范围内不能种植深根植物，一般情况下，施工完成后对土地复垦，以改善景观、防止水土流失。

从宏观整体区域看，管线施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在管线服务期满后，管线 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用的影响也将逐渐消失。

总之，在短期内，临时占地将影响管线沿线土地的利用状况，施工结束后即可覆土恢复原貌，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

5.7.3.2 农田生态系统影响分析

1、对农作物产量的影响

拟建项目总占地面积 201.876hm²，其中永久占地面积 23.16hm²，临时占地面积 178.716hm²。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；永久占地在运营期间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。

井场、管线敷设工程施工期一般为 1 个月~3 个月，单季损失采用以下公式计算：

$$Y_1 = A_1 W_1$$

式中：

Y_1 ——某一农作物损失量（kg）；

A_1 ——某一农作物农田施工带占地面积（hm²）；

W_1 ——某一农作物单位面积 (kg/hm^2) 的产量。

临时占地在施工结束后第二年便可恢复种植,但恢复能力约 2 季~3 季,对农业生产造成一定的经济损失,这部分临时性损失计算模式如下:

$$Y_2=A_2 \times (n+1) \times (W_1-W_2)$$

式中:

Y_2 ——拟建项目对农业造成的临时性损失, kg;

A_2 ——拟建项目临时性占地面积, hm^2 ;

W_1 ——施工前耕地粮食的单产量, kg/hm^2 ;

W_2 ——施工后耕地粮食的单产量,按施工前 50%计, kg/hm^2 ;

n ——耕地粮食产量恢复至施工前状态所需时间(季)。

永久损失计算公式与单季损失计算公式相同。

(1) 临时占地农业损失

钻井与地面施工会临时占用耕地,当季无法种植作物,将耽误全年收成。项目建成投产后暂时影响区内的农田可以恢复种植,但土层翻动使肥力下降。

①施工期临时占地农业损失

本次以项目所在区域主要种植的农作物计算农业损失。拟建项目以施工对粮食产量的影响作为评价标准,计算农业生产损失情况见下表。

表 5.7-3 施工期临时占地农业损失统计表

占地类型	作物类型	面积 (hm^2)	产量 (t/hm^2)	损失量 (t)
耕地	小麦	187.6080	6.5	1161.654

由上表可知,施工期临时占地将可能造成的农业损失量为 1161.654t。

②恢复期临时占地农业损失

施工结束后及时对临时占地进行土地复垦,第二年便可恢复种植,但耕地生产力的恢复期一般为 2 年,第 3 年可完全恢复产量,对农业生产造成一定的经济损失。施工临时占地恢复期第一年的作物产量以正常作物产量的 50%计算(损失 50%),恢复期第二年以正常作物产量的 75%(损失 25%),临时占地运营期的农作物损失量见下表。

表 5.7-4 恢复期临时占地农作物损失量统计表

作物种类	面积 (hm ²)	产量 (t/hm ²)	正常年一年的 产量 (t/a)	第一年农作物 产量损失 (t)	第二年农作物产 量损失 (t)	恢复期农作物 产量损失 (t)
小麦	178.716	6.5	1161.654	580.827	290.414	871.241
玉米	178.716	6.5	1161.654	580.827	290.414	871.241
合计	——	——	2323.308	1161.654	580.827	1742.481

注：恢复期按照一季小麦一季玉米的轮作制度。

由上表可知，临时占地一年农作物产量为 2323.308t，临时占地在恢复期造成农作物损失量约 1742.481t。临时占地导致当季无法种植农作物，而且将破坏施工地面已有的农作物，这些都将造成一定的经济损失。管线维修养护也将影响农业收入。因此，环评建议建设单位合理安排工期，尽量避开农作物生长期，减少对农田生态系统的不利影响。

(2) 永久占地农业损失

永久占地农作物损失量见下表。

表 5.7-5 永久占地农作物损失量统计表

占地类型	作物类型	面积 (hm ²)	产量 (t/hm ²)	损失量 (t)
耕地	小麦	23.16	6.5	150.54
	玉米	23.16	6.5	150.54
合计	——	——	——	301.08

由上表可知，永久占地一年农作物产量为 301.08t。由于项目永久占地面积较少，因此，对失去土地的农户，按照土地征用补偿费进行补偿，同时按照“占多少、补多少”的原则进行耕地调整补偿。

2、对农业生产的影响

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。拟建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。

5.7.3.3 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。

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、通井道路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，主要栽培树种是杨树、松树、刺槐等；粮食作物主要有小麦、玉米等。由于受人为干扰较重，缺少天然森林植被，植被类型较简单。管道沿线无珍稀野生植物，由于施工扰动，导致原有的植被破坏，相应减少植被的数量。但拟建项目施工作业面很窄，局段施工期短暂，施工期结束后随着人工恢复与补偿措施及自然演替过程，不会对植

被的数量及多样性产生影响。

在管线施工过程中，开挖管沟区将底土翻出，将使土体结构几乎完全改变，挖掘区的植被全部遭到毁灭性破坏，管线两侧其他区域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~5m 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 5m~10m 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。

管道沿线的植被破坏具有暂时性，一般施工结束后终止。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，周围植物渐次侵入，开始进入恢复演替过程。如果采用人工植树种草的措施恢复植被的覆盖度，比自然恢复可以加快恢复进程，一般区域 2~3 年可恢复草本植被，3~5 年恢复灌木植被。拟建项目采用复耕和人工植树种草相结合的方式。

5.7.3.4 动物影响分析

施工期对动物的影响方式主要包括井场建设迫使动物远离原有生境，各种车辆和机械噪声对野生动物的惊扰，这种影响是短暂的。根据类比调查，井场噪声影响范围为距井场边界 500m 以内，即钻井过程可能对井场周围 500m 范围内的野生动物造成惊吓和干扰，影响范围很小，受工程影响的动物数量较少。

根据现场踏勘和走访调查，项目评价范围内野生动物种类、数量均不丰富，项目周围未发现国家和河南省重点保护野生动物，项目开发活动对区域野生动物的影响不属于永久性和伤害性影响，只是造成短时间的干扰，随着施工结束，对野生动物的干扰也随之消失。因此，拟建项目对野生动物种群和数量影响较小。

5.7.3.5 土壤影响分析

1、土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响，如扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了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，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较严重。

工程土方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。同时由于管线埋入，挖出的土方回填后需要保护地面与原地面高度一致，必须用机械碾压夯实，这些都将直接影响土壤的结构和孔隙状况，导致土壤结构体特别是良性结构体的破坏和土壤透气孔隙的减少。另外由于作业采用大型机械，加上施工中不规范作业，一般将心土和表土相混合，造成土壤质量下降。

管线工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。根据有关资料统计，在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有有机质、土壤养分均会下降。这表明即使在管线施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管线工程对土壤养分仍有明显的影响。事实上，在管线施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，导致对土壤养分的影响进一步加深，从而降低了土地生产力。

2、土壤污染影响

（1）钻井过程对土壤环境影响

①钻井废弃泥浆和钻井岩屑对土壤影响

拟建项目井场配备随钻泥浆不落地装置，分离出的钻井固废委托第三方专业单位处理后，用于铺垫井场，或用于制砖及其他建材。在加强管理的前提下，泥浆不会外泄。因此，钻井废弃泥浆、钻井岩屑对周围土壤环境质量影响较小。

②钻井废水

钻井过程将产生大量的钻井废水，如不注意及时收集而任意排放，则会对井

场附近土壤造成污染。拟建项目对钻井废水进行有效收集后，拉运至附近文一、文二或文三采出水处理站进行处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排。因此，项目产生的钻井废水对土壤环境质量影响较小。

(2) 施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

5.7.3.6 水土流失影响分析

1、水土流失分析

根据现场调查，钻井工程、道路及管网在施工准备阶段主要是清除作物根系、剥离种植表土、场地平整等造成原地貌扰动，地表覆盖物（农作物）被清除，大面积地表裸露。水土流失主要来源于施工期挖方和表土的临时堆放形成的边坡而产生的中度水蚀。

2、水土流失预测

(1) 预测模式

拟建项目水土流失量即为建设过程中挖、扰动、破坏原地貌造成的水土流失量，各项指标计算公式如下：

土壤流失量预测按以下公式计算：

$$W = \sum_{j=1}^2 \sum_{i=1}^n F_{ji} \times M_{ji} \times T_{ji}$$

式中：

W ——土壤流失量，t；

j ——预测时段， $j=1, 2$ ，即指施工期（含施工准备期）和自然恢复期两个

时段:

i ——预测单元, 1、2、3、…… n ;

F_{ji} ——第 j 预测时段、第 i 预测单元的预测面积 (km^2);

M_{ji} ——第 j 预测时段、第 i 预测单元的土壤侵蚀模数 [$\text{t}/(\text{km}^2 \cdot \text{a})$];

T_{ji} ——第 j 预测时段、第 i 预测单元的预测时段长 (a)。

因项目区生产建设活动新增加的水土流失量 W_c : $W_c = W - W_0$

(2) 预测结果

根据专家咨询, 结合现场调查, 确定工程建设扰动范围内原地貌的土壤侵蚀背景值和扰动后土壤侵蚀模数。工程施工期及自然恢复期的扰动地表水土流失量预测结果见表 5.7-6。拟建项目预测时段共划分为施工期 (含施工准备期) 和恢复期两个预测时段, 拟建项目钻井施工期总工期为 1 个月。施工期按 1 个月计算; 根据拟建项目所在区自然条件特点, 确定拟建项目自然恢复期预测时间为 2 年。

表 5.7-6 施工期扰动地表水土流失量预测结果

预测单元	预测时段	土壤侵蚀 背景值 $\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$	扰动后 侵蚀模数 $\text{t}/\text{km}^2 \cdot \text{a}$	侵蚀 面积 m^2	侵蚀 时间 a	背景 流失量 t	预测 流失量 t	新增 流失量 t
永久占地	施工期	500	2500	231600	0.08	9.26	46.32	37.06
临时占地	施工期	500	2500	1787160	0.08	71.49	357.43	285.95
	自然恢复期 第一年	500	1200	1787160	1	893.58	2144.59	1251.01
	自然恢复期 第二年	500	500	1787160	1	893.58	893.58	0
合计	施工期	/	/	/	/	80.75	403.75	323.00
	自然恢复期	/	/	/	/	1787.16	3038.17	1251.01

注: 1、拟建项目永久占地恢复期为抽油机, 不考虑恢复期水土流失。2、数据依据项目区土壤侵蚀遥感资料, 同时经过对项目区地形、地貌、土壤结构、植被条件、降水强度等水土流失影响因子调查确定。

通过预测, 拟建项目水土流失量预测为 3441.92t, 新增水土流失量为 144.155t。由此可见, 拟建项目在建设过程中, 实施水土保持工程与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用十分必要。如果不采取相应的水土保持措施, 对区域附近

的农田、防护绿地、道路等的安全会造成危害，直接影响附近区域群众的生活和生产。

（3）可能造成水土流失及危害

在工程建设期间，由于扰动、开挖原地表，使原地表土壤遭到破坏，增加裸露面积，土层的抗蚀能力减弱，加剧了区域内的水土流失，其主要危害表现在：

①加剧项目区水土流失

拟建项目所在区现状占地以耕地为主，工程建设产生的水土流失对周边的土壤产生一定的不利影响，若不采取任何防护措施将加剧项目区水土流失，造成土质大量流失，使土地功能下降；道路临时堆土的堆积，易产生严重的水土流失，造成道路泥泞，影响工程施工，降低工效，延长工期，增加工程投资费用；大风天气水土流失会造成扬尘污染。

②损坏水土保持设施

施工对原地貌水土保持设施造成破坏，对生态环境造成损坏。施工活动改变了土体结构。地表裸露，抗蚀能力降低，一些含有丰富有机质的表层土被侵蚀，降低了土壤肥力。

施工中土石方开挖、填筑、碾压等活动，造成原地表水土保持设施损坏，而植被的损坏使其截留降水、涵蓄水分、滞缓径流、固土拦泥的作用降低，造成水土保持功能下降，加剧水土流失。

水土流失危害往往具有潜在性，若形成水土流失危害后才实施治理，不但造成土地资源破坏和土地生产力下降、淤积水系等问题，而且治理难度大费用高，因此必须根据有关经验采取相应防治措施：对施工期表土采取临时保存措施，钻井工程场地在开挖前在下游坡脚设置挡土墙，在场地内设排水沟，以排除场地内积水；挖方时尽量将表层土与下层土分开，将剥离的表层土单独堆放，待施工结束后回覆表土，单独堆放的表层土设临时挡护，并用密目防护网进行覆盖；施工结束后采取植被恢复措施，可将项目建设的水土流失影响降到最低。

5.7.3.7 生态保护红线区影响分析

文留采油厂开采区域主要位于河南省濮阳市濮阳县，通过与地质研究所、技术管理科和相关采油管理区沟通，并与三线一单平台对比，确认在拟建项目中不会在濮阳市生态保护红线区域内开发新井或建设油田相关设施，也不在濮阳市生态保护红线区域内设置油田勘探开发活动。

5.7.4 运营期生态影响分析与评价

5.7.4.1 运营期对土地利用现状的影响

1、永久占地土地利用方式的改变

拟建项目钻井工程和道路建设后永久占地的土地利用类型将发生变化，临时占地将恢复为原有地貌，拟建项目永久占地土地面积为 23.16ha，从耕地变为建设用地。

2、临时占地土地利用方式的影响

(1) 钻井工程和道路

拟建项目施工期临时占地 178.716ha，主要用于钻井工程、临时道路和管网，施工结束后立即对新建临时施工道路和临时占地进行复垦。

(2) 集输管道

根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》在管道线路中心线两侧各 5m 地域范围内，禁止下列危害管道安全的行为：种植乔木、灌木、藤类、芦苇、竹子或者其他根系深达管道埋设部位可能损坏管道防腐层的深根植物；取土、采石、用火、堆放重物、排放腐蚀性物质、使用机械工具进行挖掘施工；挖塘、修渠、修晒场、修建水产养殖场、建温室、建家畜棚圈、建房以及修建其他建筑物、构筑物。因此，这将使输油管线沿线土地利用方式受到使用限制。

拟建项目集输管线主要连接新钻井到现有输油管线，施工方式采用单边堆土及单边施工作业方式。施工结束立即复垦。

评价区内植被类型主要为农田植被。农作物有小麦、玉米、花生、大豆、红薯等，均不属于深根植物。因此，农田复垦是可行的，也不会改变现状土地利用

方式。

5.7.4.2 运营期对植被的影响

钻井工程投入运营后，永久占地内的地表植被完全被破坏，取而代之的是抽油机。随着临时占地的恢复，项目区植被可逐渐恢复至原有水平。在项目区及周边采取植树种草等措施，增加场地及周边区域的植被覆盖率，改善小区域的生态环境质量。

1、钻井工程运行对植被影响

拟建项目不在国家和省级重点保护的野生植物分布区域，钻井工程属于点状分布，根据文留采油厂运行 40 年经验，运营期正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若落地油回收不及时，可能洒落地面，影响植被生长。因此，修井过程采取船型围堰措施，及时回收落地油，减少落地油污染土壤途径。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

2、输油管线对植被影响

输油油温对地表植被和野生动物的影响：根据调查，中原油田输油油温约为 40℃，输油管线埋深 1.2m~1.5m。根据温度对植物的影响，温度升高，植物的生理活动、生长发育加速。根据《近 30 年河南省冻土的时空分布》，河南省最大冻土深度为 41cm，中原油田输油管线位于冻土层以下，埋深较深，因此输油油温对地表的温度影响较小，根据文留采油厂运行 40 年经验，在冬季时确实出现输油管线两侧植物比周边植物生长旺盛，但是，输油管线生长速率在可承受范围之内，而且植物未出现明显减产，因此输油油温对地表植被影响较小。因此，正常情况下输油管线运营期对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如漏油、爆炸等，产生的原油和废气会对周边植被产生不利影响。运营期间加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

综上，运营期在采取相关生态恢复及生态保护措施的情况下，拟建项目运营

不会对区域生态系统造成明显不利影响。

5.7.4.3 运营期对动物的影响

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声和修井作业噪声可能对鸟类产生影响。

抽油机运行噪声，属低频稳态噪声，与钻井噪声相比明显下降，井场边界噪声一般在 50dB（A）以下。研究表明，小于 50dB（A）的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，井场边界以外区域鸟类的正常活动无明显影响。拟建项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

拟建项目井下机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，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，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

5.7.4.4 运营期对土壤的影响

运营期油气开采很少在大面积范围内造成污染，主要是在油井修井过程附近形成局部污染，如修井过程可能产生落地油和井下作业废液，如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

拟建项目修井作业过程中产生的作业废液、采油污水就近由文一、文二或文三采出水处理站处理，处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排；运营期应加强修井过程的管理，文明作业，提高修井效率，减少修井次数，在采取以上环保措施后，运营期井场工程不会对井场周围土壤造成显著影响。

5.7.4.5 运营期对景观生态的影响

拟建项目原有景观为平原景观，虽然这是一种自然景观，但人们的视觉效果

往往会感到枯燥、疲倦，如果出现红蓝相间的抽油机，这不但会减轻人们的视觉疲劳，也会使人们的视觉感到是一种享受。因此要求拟建项目的地面建设要尽量简洁、流畅。拟建项目建成后能够按规划，有计划的实施植被恢复，种植当地农作物、灌草等形成规模，将使场区形成一个结构合理、系统稳定的生态环境，而且可以起到以点代面、示范推广的作用，营运期对景观生态影响较小。

5.7.5 退役期生态影响分析与评价

退役期间，油、气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此。闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中收集，外运至指定的固体废物填埋场填埋处理。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定填埋场填埋处理。

退役期，退役期进场道路在征求当地群众意见的基础上，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，而农田景观的连通性得以恢复，有助于增加区域耕地和林地面积、改善区域生态环境质量。

5.7.6 生态环境影响评价结论

综上所述，项目施工期、运营期、退役期将对周围生态环境产生一定影响，通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建项目的开发建设对生态环境的影响得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

5.7.7 生态环境影响评价自查表

拟建项目生态环境影响分析自查见下表。

表 5.7-7 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑；施工活动干扰☑；改变环境条件☑；其他□
	评价因子	物种□（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） 生态群落□（物种组成、群落结构等） 生态系统□（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能等）生物多样性□（物种丰富度、均匀度、优势度等） 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能等）自然景观□（景观多样性、完整性等） 自然遗迹□() 其他□（土地利用类型）
评价等级		一级□；二级□；三级☑；生态影响简单分析□；
评价范围		陆域面积：（2.11）km ² ；水域面积：（0）km ²
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法□；其他☑
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季□；丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他□
	评价内容	植被/植物群落□；土地利用□；生态系统□；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量□
	评价内容	植被/植物群落□；土地利用□；生态系统□；生物多样性□；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他☑
生态保护对策措施	对策措施	避让□；减缓□；生态修复□；生态补偿□；科研□；其他☑
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规□；无□
	环境管理	环境监理☑；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□

注：“□”为勾选项，可√；“()”为内容填写项。

第6章 环境保护措施及其可行性论证

6.1 施工期环境保护措施及其可行性

6.1.1 废水排放控制措施

废水包括钻井废水、施工作业废水、管道试压废水、压裂返排液、生活污水等。施工期所采取的废水环保措施技术经济可行性分析见下表。

表 6.1-1 施工期废水环保措施经济技术可行性分析

废水类型	产生量 (m ³)	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
钻井废水	13620	收集后拉运至文一、文二或文三采出水处理站处理，处理达标后回注地层，不外排	采出水处理站采用“重力除油+斜板混凝沉降改性”工艺处理。	处理后的废水回注地层用于注水开发	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)表1中水质主要控制指标要求后回注地层用于油田注水开发，无外排。	可行
施工作业废水	5310	收集后拉运至文一、文二或文三采出水处理站处理，处理达标后回注地层，不外排	采出水处理站采用“重力除油+斜板混凝沉降改性”工艺处理。	综合利用，不外排，可节约大量用于注水驱油的新鲜水并达到环保目标	控制指标要求后回注地层用于油田注水开发，无外排。	可行
管线清管和试压废水	904	收集后拉运至文一、文二或文三采出水处理站处理	采用清洁水作管道试压水，废水收集至附近文一、文二或文三采出水处理站进行处理。	分段试压，降低清洁水耗损量；处理后的废水回注地层用于注水开发。	无外排。	可行
生活污水	4779	井场设置环保厕所，定期清掏	施工人数有限，且短期施工。	作农肥有助农作物生长。	不外排	可行
压裂返排液	8550	由罐车分批次拉运至文一、文二或文三采出水处理站进行处理。	废液收集后拉运至文一、文二或文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)表1中水质主要控制指标要求后回注地层用于油田注水开发，无外排。	实现资源减量化、循环化、无害化。	回注，不外排。	可行

另外，施工期应加强环境管理措施落实，具体管理措施如下：

A. 施工期间，施工单位应严格执行《建设工程施工场地文明施工及环境管理暂行规定》，对污水加强管理，严禁乱排污染环境；

B. 清洁设备采用擦洗，避免直接冲洗，以防止废水大量产生和减轻废水储存容量负担，并减轻废水后续处理难度；

C. 严禁在水体附近清洗施工器具、机械等；加强施工机械维护，防止施工机械漏油，若有漏油现象应及时收集，并用专门容器盛装后统一处理；施工人员生活污水严禁随意排放；

D. 在场地内设置环保厕所，定期清掏；

E. 压裂废水收集后由专用罐车就近拉运至文一/文二/文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地层，用于油田注水开发，不外排。

通过采取上述措施，施工期对地表水影响较小，措施可行。

6.1.2 废气排放控制措施

施工期产生废气包括施工扬尘、机械设备的施工废气及焊接烟尘等。施工期所采取的废气环保措施技术经济可行性分析见下表。

表 6.1-2 施工期废气环保措施经济技术可行性分析

废气类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
施工扬尘	少量	①采用硬化道路；②道路定期洒水抑尘；③控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施；④大风天停止作业。	施工现场均在野外，有利于扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，施工周期短	防尘网、井场围板投资较少，为经济可行的扬尘处理措施	施工场地无大量起尘	可行
施工废气	少量	①选择技术先进的动力机械设备，主要是优良发动机；②选择符合国家标准要求的燃油。		投资较少，经济可行	参照《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中标准	可行

焊接 烟尘	少量	①规范焊接操作；②使用低 毒或无毒焊条等施		投资较少，经 济可行	焊接烟尘较少且很 快扩散	可行

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

6.1.3 噪声影响减缓措施

根据现场实地踏勘，部分拟开发井与周围存在的敏感目标较近，为确保施工时尽量减少对他们的影响，并确保施工场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准要求，评价提出以下噪声防治措施：

1、减少交通噪声

尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护，路过村庄等路段减速、禁鸣，合理安排运输路线，杜绝超载。

2、施工现场布局 and 施工设备

（1）在距离居民区较近的地方施工，同时加快施工进度；

（2）选用低噪声施工设备，从根本上降低源强；

（3）要加强检查、维护和保养工作，减少运行振动噪声；钻机等整体设备要安放稳固，并与地面保持良好接触，各种机泵等高噪声设备应设置隔声罩、安装减振基础，最大限度地降低噪声源的噪声；

（4）合理布局施工现场，在不影响施工的条件下，尽量将强噪声设备布局在距离居民区等较远的部位。尽量不在同一地点布设大量高噪声设备，以免噪声源强超标；

3、合理安排施工作业时间

制定施工计划时，尽可能避免高噪声设备同时施工。同时，高噪声设备施工尽量安排在昼间，施工场地 200m 范围内有居民区的地方，夜间 22:00~次日 6:00、午间 12:00~14:00 严禁施工（如确需连续作业的除外，夜间施工应告知周围居民）。

4、建设单位在施工前作好与当地民众的沟通工作，争取得到项目周边民众的理解和支持。

经采取以上措施后，可最大限度的降低对周围环境的噪声干扰，通过距离衰

减后对其影响较小,因此施工期在采取上述防治措施后,产生的噪声对敏感点及周围环境影响较小,随着工程的结束,其影响也随之消失。

6.1.4 固体废物处置措施及管理要求

拟建项目施工期主要固体废物包括钻井固废(泥浆和岩屑)、建筑垃圾和施工废料、生活垃圾等。

表 6.1-3 施工期固废环保措施经济技术可行性分析

固废类型	产生量	环保措施			治理效果	是否可行
		内容	技术论证	经济论证		
水基钻井固废	70116t	采用“泥浆不落地工艺”,全部委托中原油田油气加工技术服务中心处理,处理后用于铺垫井场或制砖	泥浆不落地工艺成熟高效,可减少钻井固废排放;处理后可用于铺垫井场,或制作免烧砖等	实现资源减量化、循环化、无害化	零排放	可行
建筑垃圾和施工废料	3.548t	建筑垃圾尽量用于井场及道路基础的铺设,剩余部分拉运至环卫部门指定地点堆放,由环卫部门处理;施工废料能利用的部分由建设单位回收利用,不能利用的部分全部拉运至环卫部门指定地点,依托当地环卫部门清运处理	区块土壤属砂土、与剩余混凝土能满足铺路材料要求;施工废料主要是废钢材、下脚料、废焊条、废防腐材料,均可回收外售	节省道路铺设成本;外售废料可获取正收益	无堆积垃圾,零排放	可行
生活垃圾	59.74t	施工场地临设垃圾桶内,由施工单位交由当地环卫部门处理	施工人员数量有限,临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置,不外排	可行
落地油	12.39t	随产随清,委托相关有资质的危险废物处置单位进行处置	根据固体废物环境影响分析,依托暂存及委托处理具有可行性	处理费用合理,企业可以承担	全部拉运作无害化处置,不外排	可行
废沾油防渗	1.77t	委托相关有资质的	根据固体废物环	处理费用合	全部拉运	可行

材料		危险废物处置单位 进行处置	境影响分析，依 托暂存及委托处 理具有可行性	理，企业可以 承担	作无害化 处置，不 外排	
废润滑油	1t	委托相关有资质的 危险废物处置单位 进行处置	根据固体废物环 境影响分析，依 托暂存及委托处 理具有可行性	处理费用合 理，企业可以 承担	全部拉运 作无害化 处置，不 外排	可行
废润滑油桶	0.9t	委托相关有资质的 危险废物处置单位 进行处置	根据固体废物环 境影响分析，依 托暂存及委托处 理具有可行性	处理费用合 理，企业可以 承担	全部拉运 作无害化 处置，不 外排	可行
油基钻井固 废	2029t	委托相关有资质的 危险废物处置单位 进行处置	根据固体废物环 境影响分析，依 托暂存及委托处 理具有可行性	处理费用合 理，企业可以 承担	全部拉运 作无害化 处置，不 外排	可行

经分析，针对施工期固废采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

6.1.5 土壤保护措施

6.1.5.1 源头控制措施

(1) 废水

①建议井场四周设置井界沟，防止井场内污水随地面径流进入外环境。

②本项目采用泥浆不落地工艺，钻井废水排至泥浆不落地装置进行固液分离处理后，分出的废水暂存在泥浆循环罐内，大部分可实现循环利用，钻井废水最终拉运至现有采出水处理系统进行处理，不外排。

泥浆不落地工艺无需设置泥浆池，最大限度降低泥浆泄漏的可能性和泄漏量，使项目区污染物对土壤的影响降至最低。

(2) 固体废物

①钻井过程中贯彻清洁生产要求，选用无毒无害钻井泥浆。钻井泥浆循环利用，钻井完毕后，废弃泥浆和一般岩屑采用“泥浆不落地工艺”处理；

②加强泥浆循环设备的维护保养，减少跑、冒、滴、漏，减少设备破损和泄漏发生。

(3) 其他

①提高施工效率，缩短施工时间，减少施工期土壤流失量。采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状。

②管线在投产前按要求试压、检查焊缝质量，以保证施工质量。

③按照四化标准进行建设，具备全程监控系统。管理区工作人员在调度中心能根据计算机演算结果、压力数据变化等，确定管道是否泄漏，当风险发生时，立即停输，使泄漏量降低到最小。

针对以上措施的实施，实际施工期井队对机械设备做检修保养记录，并制定环境保护管理制度，设环保专员负责检查井场内废水、固废等处置情况，保证废物得到有效处理，从而达到减少对周围土壤环境污染的预期效果。

6.1.5.2 过程防控措施

严格按照操作规程施工，提高固井质量，避免因发生固井质量问题造成含油污水泄漏而引起地下水污染。加强施工管理，发现问题及时解决。

(1) 钻井区

①保证钻井废水全部进入泥浆循环罐中，无随意漫流现象，杜绝钻井泥浆流失。

②泥浆循环罐地面需采取防渗、防漏措施。循环罐底部加铺人工防渗材料，切断污染土壤途径，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ，且罐内污染物量不能超过有效容积的 80%，留足防雨水外溢容量。建议在泥浆循环罐周围设置约 50cm~60cm 防渗污水收集渠或事故截污沟，阻止暴雨时或其他事故情况下池水满溢外排。

(2) 生活区

钻井期井场均设有环保厕所，定期清掏，用作农肥。

(3) 其他区域

柴油罐暂存区属于一般污染防治区，采取“下铺上盖”措施，地面铺设防渗材

料，切断污染土壤途径，防渗技术要求为等效黏土防渗层 $M_b \geq 1.5\text{m}$ ，渗透系数 $K \leq 10^{-7}\text{cm/s}$ ，以防止和降低可能污染物的跑、冒、滴、漏，将柴油泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

6.1.6 地下水污染防治措施

6.1.6.1 源头防控

1、采油井的建设管理要求

(1) 采油井的建设要严格照《常规修井作业规程 第3部分：油气井压井、替喷、诱喷》（SY/T5587.3-2013）的要求进行固井作业，按照国家和地方环境保护要求，严格回收处理废弃钻井液及各类废弃物；

(2) 采油井在井段建设时，要严格依据设计进行钻井液配置，预防地下水水质受到污染；

(3) 钻井一开下套管外用水泥封固后，要对封井质量进行检查，防止后期下部层段建设钻井液对地下水造成污染。

2、废水收集及回用措施

(1) 钻井废水

①保证钻井废水及废弃泥浆不产生溢流现象，做到废水不外排；

②严格操作程序，减少钻井液的“跑、冒、滴、漏”，减少废钻井液产生量。

(2) 生活污水处理

项目建设阶段，井场施工过程施工人员产生的生活污水量少且污染负荷轻，本项目管线施工人员利用周边居民点；钻井施工队在场内设置移动式环保厕所，生活污水定期清掏，用于肥田，不外排。

3、防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

钻井过程中产生的废弃钻井泥浆（固相）及岩屑采用“泥浆不落地”装置进行收集，全部入罐暂存，暂存装置采取防渗漏、防流失、防扬散措施，送至第三方专业处置单位处置。

4、集输管线的运行管理要求

(1) 对各类管线采用环氧冷缠带加锌阳极防腐工艺、阴极保护、有机涂层套管内涂层等技术进行防腐处理，或使用新型防腐管材，预防因腐蚀造成的井管及输油管线破裂事故污染地下水。

(2) 石油输送管线敷设前，应将管沟底部黄土压实、平整。

(3) 集输管线关闭前，对输油管线内残留的原油和采出水，回注管线内残留的回注水进行回收处理，并进行清管。

6.1.6.2 分区防治措施

1) 污染防治分区

对场区可能产生污染的地面进行防渗处理，并及时地将泄漏、渗漏的废水、固废收集起来进行处理，可有效防治洒落地面的废水与潜在污染物渗入地下。

根据建设项目污染物泄漏的途径和生产功能单元所处的位置，将场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。

重点污染防治区：位于地下或半地下的生产功能单元，污染地下水环境的物料或污染物泄漏后，不易及时发现和处理的区域或部位。本项目的采油井井口区域为重点污染防治区。

一般污染防治区：裸露于地面的生产功能单元，污染土壤、地下水环境的物料或污染物泄漏后，可及时发现和处理的区域或部位。本项目井场及可视的采油、集输管线、阀门等位置属一般污染防治区。

非污染防治区：没有原油或污染物泄漏，不会对土壤、地下水环境造成污染的区域或部位。本项目重点污染防治区、一般污染防治区以外的其他区域。

(2) 分区防渗措施

一般污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 1.5m 厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；重点污染防治区防渗层的防渗性能应不低于 6.0m 厚，渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能。

地面防渗设计：地面防渗宜采用粘土防渗层，粘土防渗层上面宜设厚度不小

于 200mm 的砂石层。当项目场地不具有符合要求的粘土时，地面防渗可采用抗渗混凝土等其他防渗性能等效的材料。

地下管道防渗设计：地下污油（水）管道宜采用钢管，连接方式应采用焊接。管道设计壁厚应加厚，腐蚀余量可取 2mm，且外防腐的防腐等级应提高一级。

6.1.7 生态保护与恢复措施

油田开发是网状布局，单井点状分布，群井面状分布，这种开发性质会对区域的多种系统造成干扰，因此，采取严格的生态保护措施至关重要。本项目涉及工程内容较为复杂，主要包含井场、集输管线以及道路等主体及辅助工程，评价按照工程内容不同提出相应的生态保护恢复措施，有的放矢，针对性强、具体可操作性。

6.1.7.1 替代方案和避让措施

（1）井场、管线和道路等地面建设工程在设计时，应对选址、选线进行多方案比选，合理选址、选线；

（2）为减少农业损失，合理安排施工时间，尽量避开农作物生长和收获季节；

（3）尽量利用已有道路和生活设施，减少施工临时用地，尤其是少占农田；施工便道的选线应避免和尽量减少对地表植被的破坏和影响。

6.1.7.2 井场生态保护措施

本项目新建井场 57 座，依托现有井场 120 座，临时占地 23.16hm²，永久占地 178.716hm²，其中永久占地主要占地类型为耕地，永久占地面积占用非常小，未造成区块范围内的土地利用结构的较大改变。临时占地主要占地类型为耕地，临时占地对土地利用的影响虽然也直接表现在改变土地利用现状，导致各种类型的土地面积发生改变，但是这种影响是暂时的，随着施工期结束及采取的恢复措施，土地利用现状能够得以恢复。

对于施工结束后井场周边生态保护及井场生态恢复提出以下措施：

(1) 控制井场作业面范围，钻井、井下作业与地面工程设施建设应尽量减少临时占地和永久占地；

(2) 对井场建设必须砍伐的树木，应首先考虑异地移栽；无法异地移栽的，必须在其周围或附近地区等面积补种；

(3) 钻井作业必须采取防止油污外泄和渗漏等有效措施，油污要及时回收，废弃油污应当交由有资质单位转运及处置；

(4) 做好井场泥浆罐等的防漏防渗处理，防止污染土壤环境；对钻井过程中产生的废弃水基泥浆，运至中原油田油气加工技术服务中心集中处理；

(5) 加强对落地油回收利用、处理。井场地面铺上防渗膜，收集井下作业时散落的原油，采取上述措施后可大大减轻对井场周围土壤的污染；

(6) 临时占地在施工结束后，要及时将土回填，平整地面，及时复耕，土地复耕前应依法开展土壤污染状况调查。

6.1.7.3 管线生态保护措施

本项目管线施工作业时必须平整场地，形成施工作业带，地表植被将会破坏，对于管线生态采取以下保护措施：

(1) 在开挖地表、平整土地时，尽可能将表土集中堆放于开挖区另一侧（位于施工作业带范围内），施工完毕，应尽快整理施工现场，将表土覆盖在原地表，以恢复植被；对施工中产生的临时堆土和弃渣采取编织袋挡土墙临时拦挡；施工结束后，对管沟及时进行回填平整；对临时占地及弃土（渣）坡面进行植被恢复或平整，恢复原有用地性质。严格执行分段施工、分层开挖、分层堆放、分层回填的作业制度；

(2) 按施工作业带宽度确定植被恢复范围，尽量采用乡土物种和作业带范围内原有物种进行植被恢复；

(3) 选择最佳时间施工，既便于管线敷设，又利于水土保持；既保证工程质量，又节约经费开支；

(4) 施工便道、管线临时占地在施工结束后，尽快复垦并与周围生态景观

协调一致。

管线施工生态保护措施平面布置示意图如下图所示。

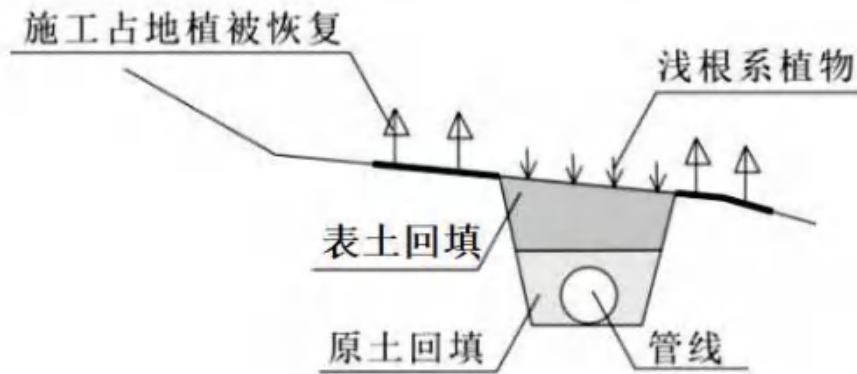


图 6.1-1 管线施工临时占地植被恢复示意图

6.1.7.4 道路工程生态保护措施

本项目拟新建井场道路占地面积约 21.06hm²，其中永久占地 14.04hm²，临时占地 7.02hm²。对道路工程生态保护及恢复提出以下措施：

（1）严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能减少原有植被和土壤的破坏；

（2）施工便道、道路临时占地在施工结束后，尽快复垦并于周围生态景观协调一致；

（3）道路施工过程中土方作业应将表层土、底层土分层堆放、单独存放，回填时应分层回填，恢复原土层，保护土壤肥力，以利后期植被恢复；

（4）道路施工时，划定施工活动范围，严格控制和管理车辆及重型机械的活动范围，所有车辆采用“一”字型作业法，避免并行开辟新路，以减少地表侵蚀的范围；

（5）一切作业尽量利用原有道路，沿已有车辙行驶，若无原有道路，则要严格执行先修道路，后建点施工的原则。杜绝车辆乱碾乱压的情况发生，不得随意开设便道；

（6）施工作业结束后，临时占地部分尽快恢复地貌原状，减少水土流失，

尽快复耕，土地复耕前应依法开展土壤污染状况调查。

6.1.7.5 水土流失防治措施

1、防治措施布设的原则

根据不同水土流失防治分区特点和水土流失状况，确定各分区防治重点和措施配置。措施配置中以工程措施控制面积大、强度高的水土流失，并为植物措施的实施创造条件；措施布置应注重功效性，坚持工程措施、临时措施和植物措施相结合，做到措施布设不重不漏、系统全面，提高水土保持效果、节省工程投资、改善生态环境。

2、工程措施布设的原则

（1）根据工程建设布局和水土流失特点，因地制宜布设水土保持工程措施，发挥其速效保障功能；

（2）从保证主体工程安全出发，合理界定工程措施防护标准；

（3）永久工程措施与临时工程措施相结合原则；

（4）工程措施与植物措施有机结合原则。

3、植被措施布设原则

根据本项目的自然环境，结合周边现状及项目运行管理需要，因地制宜、适地适树、适地适草，建造水土保持植被和环境美化植被。

根据当地自然条件、绿化目的和立地条件选择确定植物措施的树种、草种，既要考虑水土保持又要兼顾绿化美化。植物措施树种、草种的选择应遵循以下原则：

（1）根系发达，根系萌发力强，固土能力强；

（2）生长旺盛，郁闭迅速，树冠浓密，落叶丰富，且易分解，可较快形成松软的枯枝落叶层，具有改良土壤性能，能提高土壤的保水保肥能力；

（3）有较强的适应性和抗逆性；

（4）具有一定的经济价值，兼顾当地群众开展多种经营的需要；

（5）根据不同的立地条件选择相应的树种。

在此基础上，按照“适地适树、适地适草”的原则，结合立地条件及植被特点，根据成活率和适应性的综合分析，选择当地耐寒、耐瘠薄、生长迅速的优良树、草种，使项目区尽快恢复植被，达到防治水土流失和改善生态环境的目的。

4、临时措施布设原则

- (1) 及时性原则，对临时堆土、松散的裸露面及时布设苫盖等防护措施；
- (2) 有序排水原则，在料场根据地形布设排水系统，控制土壤侵蚀；
- (3) 保护优先的原则，在施工便道和施工生产生活区布置周边排水沟等边界线，控制临时占地范围，减少对原地面的扰动。

针对本项目的特点，水土流失防治措施：

- (1) 对施工区可剥离区域进行表土剥离及回覆，剥离的表土单独堆放；在堆放期间采用纤维网进行苫盖，用于管线施工作业带覆土。临时堆土设置临时性措施，用编织袋装土拦挡。
- (2) 井场施工结束，表土用于场内绿化，管线施工结束立即回填并回覆表土。
- (3) 裸露地表区域、施工扰动区域采取洒水抑尘措施进行防治。
- (4) 施工结束后立即开展植被恢复工作。

6.1.7.6 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，做好复土复耕。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建设在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。

6.2 运营期环境保护措施及其可行性

6.2.1 废水

6.2.1.1 废水来源

拟建项目运营期产生的废水主要包括中转站采出水、作业废水。采出水、作业废水全部依托文一、文二及文三采出水处理站处理达标后回注地下开采层，不外排。

6.2.1.2 文一、文二及文三采出水处理站现状

目前文留采油厂建有文一、文二及文三采出水处理站，主要负责处理原油脱水、作业、钻井、洗井废水及少量冷却水和排涝水。

目前文留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。

表 6.2-1 文留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	处理能力（m ³ /d）	
				设计处理能力	实际处理量
1	文留采油厂	文一污	三段式密闭工艺（除油—沉淀—过滤工艺）	16000	10235
2		文二污		18000	12984
3		文三污		15000	6196
4	总计		/	49000	29415

主要采出水处理工艺见下图。

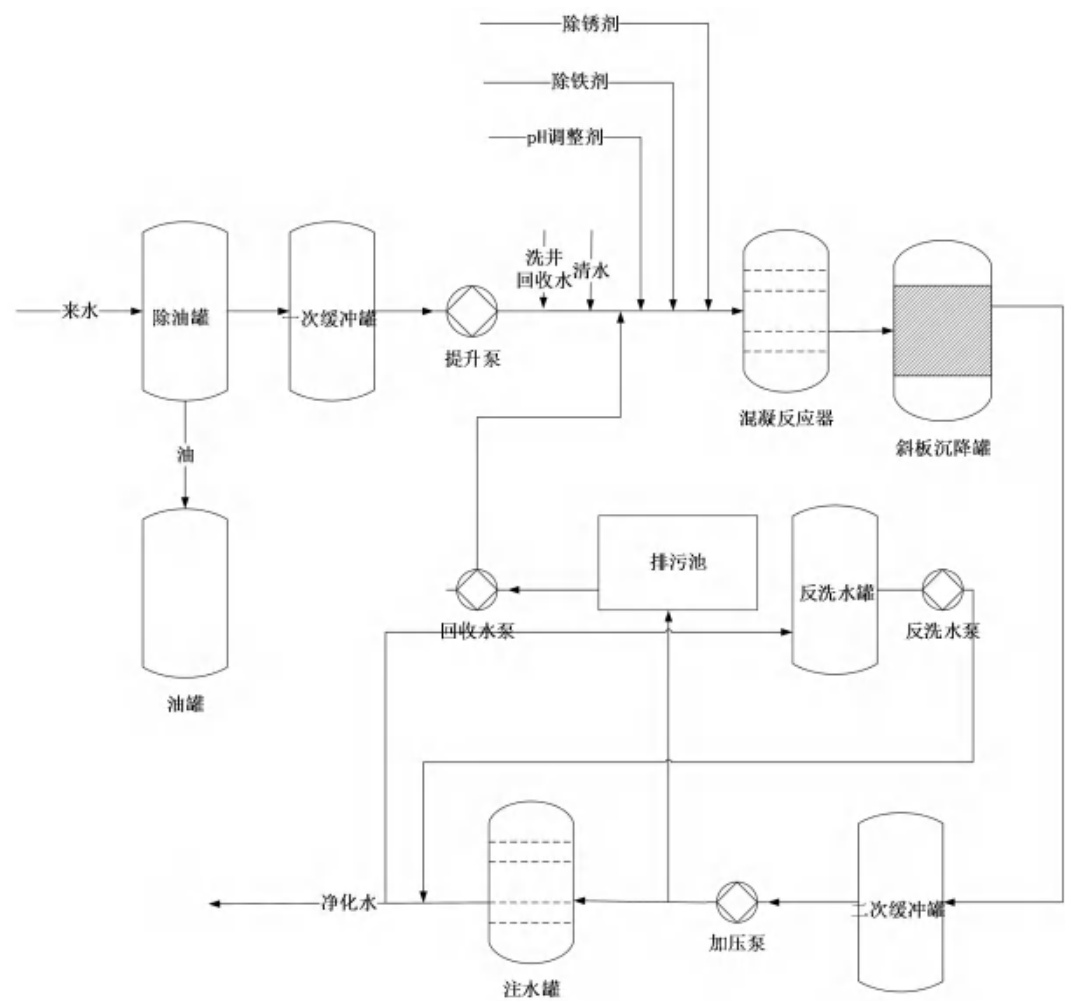


图 6.2-1 文留采油厂采出水处理站采出水处理工艺示意图

6.2.1.3 文一、文二及文三采出水处理站工艺可行性分析

文留采油厂对所辖文一、文二及文三采出水处理站制定了严格的监测制度，每个采出水处理站均配置独立的化验室，每天监测记录采出水处理站进、出水要求控制的污染因子。同时，中原油田分公司下属的环保监测总站每月对文一、文二及文三采出水处理站进行一次例行监测，以月报的形式公布（即中原油田分公司油田注水水质普查公报）。

本次评价收集了中原油田环保监测总站对文一、文二及文三采出水处理站 2024 年 1 月~2024 年 12 月注水水质普查公报，见下表。

表 6.2-2 采出水处理站出水水质情况

污染因子 时间	pH	溶解氧 mg/L	S ²⁻ mg/L	SS mg/L	含油 mg/L	总铁 mg/L	SRB 个/mL	TGB 个/mL	IB 个/mL

文一采出水处理站	2024 年 1 月	8.5	0.01	0.02	0.2	1.33	0.18	0.5	0.5	1.3
	2024 年 2 月	8.5	0.02	0.02	0.4	0.19	0.05	0.5	2.0	2.5
	2024 年 3 月	8.5	0.02	0.02	0.8	0.95	0.12	0.6	0.6	2.5
	2024 年 4 月	8.3	0.02	0.02	1.3	0.76	0.12	0.6	0.6	2.0
	2024 年 5 月	8.5	0.02	0.03	0.5	1.15	0.08	0.6	1.3	2.0
	2024 年 6 月	8.2	0.01	0.02	0.3	1.14	0.11	0.6	20.0	2.5
	2024 年 7 月	8.3	0.01	0.01	0.6	0.60	0.22	1.3	2.0	2.5
	2024 年 8 月	8.3	0.01	0.04	0.2	0.56	0.18	2.0	1.3	2.5
	2024 年 9 月	8.1	0.02	0.03	1.0	0.72	0.19	0.5	20.0	2.5
	2024 年 10 月	8.1	0.02	0.03	0.2	0.69	0.15	1.3	1.3	2.5
	2024 年 11 月	8.1	0.02	0.03	0.5	0.44	0.23	0.9	1.3	2.5
	2024 年 12 月	8.5	0.02	0.02	0.5	0.72	0.14	5.0	1.3	2.0
文二采出水处理站	2024 年 1 月	8.0	0.01	0.01	0.3	0.52	0.11	0.6	0.6	1.3
	2024 年 2 月	7.7	0.01	0.01	0.4	0.68	0.08	0.5	6.0	2.5
	2024 年 3 月	7.6	0.01	0.02	0.5	0.19	0.12	2.5	1.3	2.5
	2024 年 4 月	7.3	0.01	0.03	0.9	0.37	0.07	2.5	2.0	1.3
	2024 年 5 月	7.7	0.01	0.03	0.5	0.17	0.08	0.5	0.6	1.3
	2024 年 6 月	7.3	0.02	0.02	0.4	0.33	0.18	1.3	1.2	2.5
	2024 年 7 月	7.5	0.01	0.12	1.1	0.52	0.13	2.0	1.3	2.5
	2024 年 8 月	7.8	0.02	0.25	0.3	1.07	0.26	2.0	2.0	2.5
	2024 年 9 月	7.7	0.01	0.06	0.2	1.12	0.24	0.6	20.0	2.5
	2024 年 10 月	7.5	0.02	0.03	0.4	1.31	0.23	0.5	0.6	5.0
	2024 年 11 月	7.8	0.01	0.03	0.5	1.08	0.23	1.3	2.0	2.5

	2024 年 12 月	8.3	0.01	0.01	1.3	0.63	0.22	0.6	20.0	2.5
文 三 采 出 水 处 理 站	2024 年 1 月	8.5	0.01	0.02	0.6	0.8	0.19	0.6	1.3	2.5
	2024 年 2 月	8.5	0.01	0.02	0.5	0.96	0.21	0.5	1.3	2.0
	2024 年 3 月	8.1	0.01	0.03	0.5	0.57	0.14	0.5	1.3	2.5
	2024 年 4 月	7.7	0.01	0.02	0.5	0.57	0.14	0.5	1.3	2.5
	2024 年 5 月	8.2	0.02	0.03	0.9	0.93	0.11	1.3	1.3	2.5
	2024 年 6 月	8.3	0.02	0.03	0.9	0.14	0.14	0.6	0.6	2.5
	2024 年 7 月	8.3	0.01	0.18	0.9	0.18	0.20	0.5	5.0	2.0
	2024 年 8 月	8.3	0.01	0.08	0.5	0.21	0.24	0.6	1.3	2.5
	2024 年 9 月	8.3	0.01	0.04	0.5	0.19	0.25	0.5	12.0	2.5
	2024 年 10 月	8.4	0.02	0.04	1.4	1.10	0.12	2.0	1.3	2.5
	2024 年 11 月	8.4	0.02	0.04	0.8	1.68	0.27	0.5	0.6	2.5
	2024 年 12 月	8.5	0.02	0.03	0.4	1.01	0.17	0.6	0.6	2.5
标准		/	/	/	5.0	15.0	/	≤25	0~10000	0~1000

由上表可知，2024 年 1 月~2024 年 12 月采出水处理站出水水质达标率均为 100%，说明现状文一、文二及文三采出水处理站废水处理工艺是可行的。

6.2.1.4 拟建项目废水依托现状采出水处理站处理的可行性

1、处理能力依托可行性

文留采油厂 2026-2028 年度产能建设项目落实后需处理废水量变化情况见下表。

表 6.2-3 拟建项运营期废水产生及处理情况一览表

项目	2026 年			2027 年			2028 年			合计		
所属油田	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东	文南	文中	文东
增加原油产能	2.907	2.01	2.11	3.48	1.725	2.27	3.825	2.46	2.78	10.212	6.195	7.16
采出水产生量(万 m ³)	37.58	25.98	27.28	44.99	22.30	29.35	49.45	31.80	35.94	132.02	80.09	92.56
作业废水产生量 (万 m ³)	0.07	0.05	0.04	0.08	0.05	0.05	0.08	0.06	0.06	0.23	0.16	0.15
日均采出水产生量 (m ³ /d)	1029.60	711.90	747.32	1232.55	610.96	803.99	1354.74	871.28	984.62	3616.89	2194.15	2535.93
日均作业废水产生量 (m ³ /d)	1.81	1.32	1.15	2.22	1.23	1.32	2.22	1.73	1.56	6.25	4.27	4.03
依托采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站	文二采出水处理站	文一采出水处理站	文三采出水处理站
合计进入采出水处理站的废水量 (m ³ /d)	1031.41	713.22	748.47	1234.77	612.19	805.30	1356.96	873.01	986.18	3623.13	2198.42	2539.96
采出水处理站处理余量 (m ³ /d)	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016	8804	5765	5016
依托可行性	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行	可行
注：文留采油厂 2026-2028 年度无气井开发计划。文留采油厂原油伴生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。												

由上表可知，文一、文二及文三采出水处理站完全可以接纳新增产能建设项目增加的废水量，因此，从废水处理量分析，可以确定新增原油产能增加的废水量完全可以进入现状采出水处理站进行处理。

2、出水水质可行性

根据调查中原油田 2024 年 1 月~2024 年 12 月油田注水水质普查公报，文一、文二及文三采出水处理站注水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准要求。

综上分析可知，拟建项目新增产能排放的废水依托文留采油厂现状采出水处理设施进行处理是可行的。

6.2.1.5 废水回注可行性分析

水驱采油工艺是当前国内外石油开采行业普遍采用的一种采油方式，其目的主要有两点：第一，采用回注水补充因原油采出而降低的地层能量；第二，采用回注水驱赶开采层原油汇集，形成富油区，便于开采。

文留采油厂采用水驱采油工艺，采用的回注水由两部分构成，第一是处理达标的采出水，第二为人工开采的中深层地下水。回注的水在回注前不添加任何物质，仅在处理采出水时需添加水处理剂。

采出水实质属于一个循环系统，每次注入地层后小部分又随原油采出，在地面经沉淀、过滤工艺处理达到回注标准后又送回至开采层。采出水在地面处理过程中所添加的助剂主要为水质改性剂氢氧化钙（因原油采出废水呈酸性，投加碱调整水质 pH 值达到中性），其次添加少量的助凝剂及絮凝剂（聚丙烯酰胺、聚合氯化铝），但这些物质最终都形成沉淀物，进入回注水中的量很少，根据各采出水处理站的水质分析，处理后废水中 SS、含油量、SRB、TGB、IB 等因子均满足回注要求，不会对回注管道造成损害，也不会对地下原油造成不利影响，因此，经处理达标的采出水回注是可行的。

文留采油厂为水驱采油，回注水主要包括处理达标的污水（包括采出水、作业废水、钻井废水和中转站工作人员极少量的生活污水）及地下水，回注目的层

为 3000m 左右的原油开采层，均为地质构造封闭地层。回注水量中生活污水占比较小（3.7%），且水质比其他几股水的水质简单，污染因子少，即回注水除中转站少量生活污水外不涉及其它与油气田生产无关的废水，且根据各采出水处理站的水质分析，回注的废水可以达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，文留采油厂同步采取加强管理、严控回注水水质达标等措施，防治污染。根据调查目前胜利油田、江苏油田、华北油田、江汉油田等中转站生活污水均与采出水一起经厂内采出水处理达标后回注地下。因此文留采油厂废水回注能满足《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》第八条中关于废水回注的相关要求。

6.2.1.6 废水回注对地下水环境影响的防治措施

目前，文留采油厂回注地下开采层的水均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求的水，该水回注到对应地层，对地下水环境基本不会产生影响，但回注过程中回注水泄漏到外环境可能会对地下水环境产生影响，为避免回注水泄漏对下水环境产生影响的现象发生，采油厂对注水井，回注水管道及废水回注全过程采用了一些防治措施，具体如下：

1、注水井的选择

为回注方便对于注水井的选择，基本遵循以下几点：

- （1）注水井必须井况完好，无套漏。
- （2）注水井必须能够满足注入压力的需要。
- （3）回注水必须回到地质构造封闭相应地层。

2、注水管线防护

（1）定期巡查，及时维护保养；定期检测注水管线，对不达标管线及时更换。

（2）加强注水管线泄漏管理，发生泄漏及时采取措施排除故障，及时回收泄漏废液。

（3）制订注水管线穿孔泄漏应急预案，定期组织演练。

3、环境管理防护措施

(1) 加强环境保护宣传教育，提高员工环保意识。

(2) 定期对注水水质进行监测，确保注入水水质达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求后才能回注。

(4) 控制系统注水压力，平稳操作，避免压力波动。

6.2.2 废气

6.2.2.1 废气来源

拟建项目运营期废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃料废气以及原油处理过程、采出水处理站、油泥暂存池等产生的无组织排放烃类气体，大气污染物主要包括总烃、SO₂、NO_x、烟尘。其中 SO₂、NO_x、烟尘主要是油气集输过程中加热炉燃料废气排放；总烃属于油气开采集输工艺中的特征污染因子，也是油气开发过程中排放量较大的污染因子。

6.2.2.2 加热炉燃料废气污染防治措施

文留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《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）表 1 排放标准要求（烟尘：30mg/m³、SO₂：200mg/m³、NO_x：300mg/m³）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。

6.2.2.3 供暖锅炉燃料废气污染防治措施

根据《河南省污染防治攻坚战领导小组办公室关于印发河南省 2019 年大气污染防治攻坚战实施方案的通知》（豫环攻坚办[2019]25 号）中的“河南省 2019 年度锅炉综合整治方案”要求，2019 年 10 月底前，各省辖市和县（市）建成区内 4 蒸吨及以上的燃气锅炉完成低氮改造，改造后在基准氧含量 3.5%的条件下，

烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 5、10、50mg/m³，对照该文件，文留采油厂于 2019 年 10 月对现有 1 台 3t/h 的燃气锅炉进行低氮改造，改造后的锅炉废气能满足《锅炉大气污染物排放标准》（DB41/2089-2021）表 1 燃气锅炉排放限值要求，同时能满足《河南省 2019 年度锅炉综合整治方案》（烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 5、10、50mg/m³）的要求。

6.2.2.4 现状工艺废气控制措施

总烃是原油开采及集输过程中以无组织形式排放，主要排放源为井口、各站点、管线衔接处、未收集的原油伴生气、原油储罐等设施，其中密闭的集输设施及回收原油中的伴生气及轻组分气体可最大程度降低总烃排放量。

文留采油厂原油集输的工艺特点如下：

- （1）原油集输全部采用密闭管道流程；
- （2）采出的原油进入中转站后首先进行三相分离，回收伴生气，伴生气进入天然气处理系统；分离废水及伴生气后的原油再经稳定塔脱除轻组分气体，这部分气体也收集进入天然气处理系统；
- （3）各站点定时、定期检测各种容器设施的壓力、温度等参数，避免因油气泄漏对环境产生的事故性污染。

根据文留采油厂原油集输工艺及设施可知，该油气开采区已较大程度的控制了总烃的无组织排放量。但根据多年监测数据显示，该区域总烃浓度水平总体略高，经调查分析，评价认为区域总烃来源有以下几方面：

- （1）原油开采时长已达 40 年，无组织工艺废气持续排放造成的环境积累影响，排放源主要有各中转站原油储罐及污油储罐小呼吸、井口无组织排放、各站点非正常工况排放等。

- （2）作业过程无组织排放的烃类废气。

根据以上分析，除不可控制工艺废气无组织排放外，文留采油厂近几年也在探索减轻集输过程中总烃无组织排放量的途径，主要控制措施如下：

- （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，此方案已在文留采油厂试验，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。

6.2.2.5 采出水处理站恶臭、VOCs 管控措施

文留采油厂各采出水处理站都设置有万方池、污油池和排污池，根据现场调查，文二采出水处理站已对各池上方安装盖板，通过管线连接吸收排出的废气，采用密闭引风方式收集废气，收集的废气经 1 套“两级喷淋吸收+光催化氧化”装置处理后，经 1 根 15m 高排气筒排放。文一及文三采出水处理站万方池、污油池和排污池等为敞开状态，根据中原油田分公司环境监测站 2023 年~2024 年对采出水处理站万方池和排污池等敞开液面上方 100mm 处监测结果，VOCs 浓度为 $8.9\mu\text{mol/mol}$ ~ $38.9\mu\text{mol/mol}$ ，小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》含 VOC 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 的相关要求。

6.2.3 噪声

针对拟建项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，设计采取以下降噪措施：

(1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；

(2) 加强对抽油机等设备的维护、减少作业次数。

(3) 维持设备处于良好的运转状态。

(4) 距离居民区较近的井应采取网电作业等措施降低对声环境的影响。

(5) 井下作业时，高噪声设备施工时间尽量安排在日间，尽量避免夜间施

工。

采用以上措施后，拟建项目投产后厂界噪声可稳定达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，措施可行。

6.2.4 固体废物

拟建项目运营期固废包括注水残渣（即污泥）、油泥沙、落地原油废润滑油及油桶等。

6.2.4.1 注水残渣治理措施及可行性分析

目前，文留采油厂文一、文二、文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出水在处理过程中产生的污泥，因采出水呈酸性，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（聚丙烯酰胺）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下表。

表 6.2-4 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%

中原油田 2009 年 6 月将马寨采出水处理厂及文一采出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，根据结果判定注水残渣不具有腐蚀性和毒性。2014 年 2 月中原油田将采油一厂文一采出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，依据国家规定的 GB5085 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。

2014 年 4 月中原油田再次将注水残渣委托北京华测北方检测技术有限公司测定其浸出毒性，结果见表 6.2-5（见附件）。此次检测结果进一步说明注水残

渣性质稳定，其浸出液不具有毒害性。经确定注水残渣为一般性质的固体废物。

表 6.2-5 注水残渣浸出毒性监测

监测项目	结果		《危险废物鉴别标准—浸出毒性鉴定》（GB5085.3-2007）表 1	单位
	文一污	明一污		
样品状态	褐色、土黄色、潮、块状		/	/
六价铬	<0.004	<0.004	5	mg/L
铜（以总铜计）	0.005	0.017	100	mg/L
锌（以总锌计）	0.034	<0.006	100	mg/L
汞（以总汞计）	<0.0002	<0.0002	0.1	mg/L
砷（以总砷计）	0.0002	0.0006	5	mg/L
镉（以总镉计）	0.0014	0.0017	1	mg/L
铅（以总铅计）	0.034	0.022	5	mg/L
钡（以总钡计）	0.283	0.211	100	mg/L
镍（以总镍计）	<0.01	<0.01	5	mg/L
总银	0.0348	0.0167	5	mg/L
总铬	<0.01	<0.01	15	mg/L
苯酚	<0.005	0.188	3	mg/L
苯	0.737	<0.005	1	mg/L
丙烯腈	<0.005	<0.005	20	mg/L

综上所述可以看出，文留采油厂产生的注水残渣为一般性质的固体废物。

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。残渣回注调剖进入含油层不会产生不良影响。

文留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 $0.0516\mu\text{m}^2$ ，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 $3\mu\text{m}$ ，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 59400m³，平均单井注入 2700m³，措施前平均油压 9.5Mpa、日注水 158m³/口，措施后平均油压 12Mpa、日注水 146.9m³/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。

(1) 注入井站的选择

为回注方便对于注入井站的选择，基本遵循以下几点：

- a、且注入井距计量站较近；
- b、注入井必须井况完好，无套漏；
- c、注入井必须能够满足注入压力、排量的需要。

试验阶段，通过对濮一污和濮三污周围井站的详细了解，最终确定了 9 个计量站的 14 口井作为残渣调剖回注井。评价以濮一污试点情况介绍。

针对濮一污附近，试验阶段选择了 105#、106#、73#三个计量站作为残渣调剖回注的站点，3 个计量站共有注水井 37 口（105#站有 9 口，106#站有 14 口井，73#站有 14 口井）。经过地质动态分析，确定了 6 口井作为注入井，注入井情况具体见表 6.2-6，井站、采出水处理站分布以及地面管网示意图 6.2-2。

表 6.2-6 濮一污残渣调剖回注井情况

计量站	井号	层位	厚度/层数 (m/n)	注水压力 (Mpa)	配注 (m ³ /d)	日注 (m ³ /d)	回水 管线
106#	2-115	XS2S1.6-9	3.8/6	3.7	50	51	有
	3-145	XS2S1.2-2.7	24.6/12	3.7	40	40	有
105#	2-105	XS2S5.3-3.7	53.6/14	7.5	100	110	有

	2-107	XS2S3.2-6	41.2/7	3	40	44	有
73#	2-138	XS2S5.3-3.5	14.2/3	10	100	150	有
	3-77	XS2S2.6-3.7	26.2/5	16.3	100	107	有

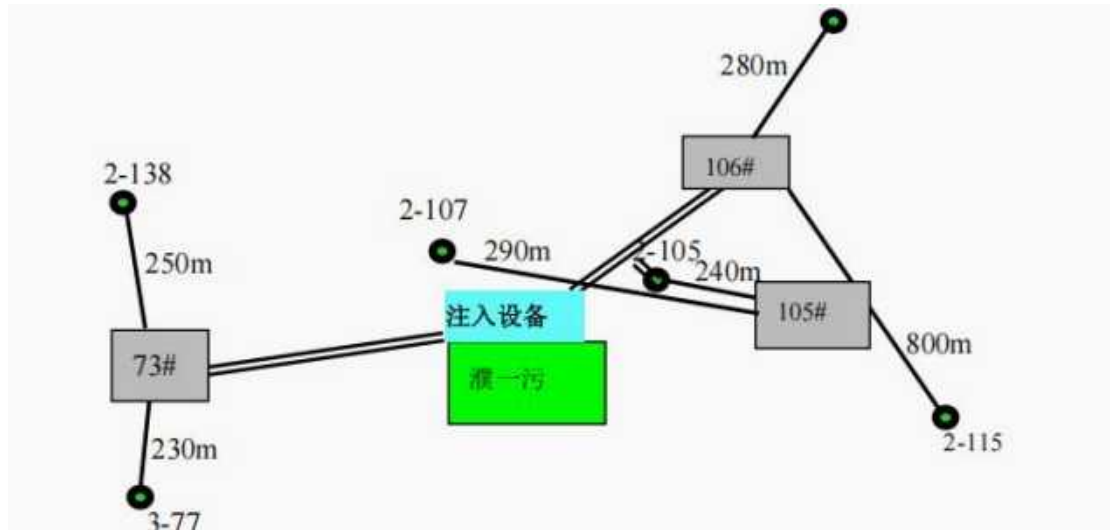


图 6.2-2 井站、采出水处理站分布以及地面管网示意图

(2) 残渣调剖回注试验阶段工艺流程

a、将 2000m³ 污水池内的残渣提升至 40m³ 配液池内加水搅拌，按设计要求浓度配制，开启残渣泵注入地层；同时，配备另一 40m³ 搅拌池调配残渣，当 1# 搅拌池内残渣注完，转入已搅拌好的 2# 搅拌池，不停泵持续注入。

b、若由于设备等因素故障不能实现连续注入时，立即注清水 200m³ 将残渣顶至井筒以外 3m，不允许放溢流，关好井口处理故障，防止残渣沉淀堵塞井筒。

c、在注入一段时间后，如出现注入压力升高，达到 18Mpa 时，进行酸化处理解决地层堵塞。

(3) 保障措施

资料录取要求：施工过程中，做好压力和排量监测工作，每 1 小时记录一次压力和排量数据，遇到方案调整时，应加大资料的录取力度；施工完成后，应及时进行指示曲线、压降曲线、吸水剖面等的测试，并注意监测周围油井动态变化。

施工注意事项：施工过程中，应根据压力变化对施工参数进行适当调整，并保证调剖剂注入压力在 18Mpa 以下；同时密切注意周围对应油井情况，及时采取调整措施；调剖剂注入过程中，若出现突然停泵现象，应立即注水，将调剖剂全部顶入地层，若泵车或注水管线挤不进，则反洗井，将调剖剂洗出；严格遵守

各项安全规定，不得违章指挥、违章操作，施工全过程必须有技术人员在场，高压区设置安全警示标志，无关人员不准进入高压区；注意环保，保证施工安全。

（4）残渣调剖回注井施工情况

评价以濮 2-105#为例分析。濮 2-105#于 2006 年 2 月 17 日正式注残渣，初始泵压 3.7Mpa，正常日注残渣液量约 260 方，折合干泥 32 方，至 2006 年 3 月 20 日，注入压力升至 14.5Mpa，累计注残渣液 7840 方，累计折算干残渣量 937.31 吨。注入压力及累计注入残渣液量曲线见下图。

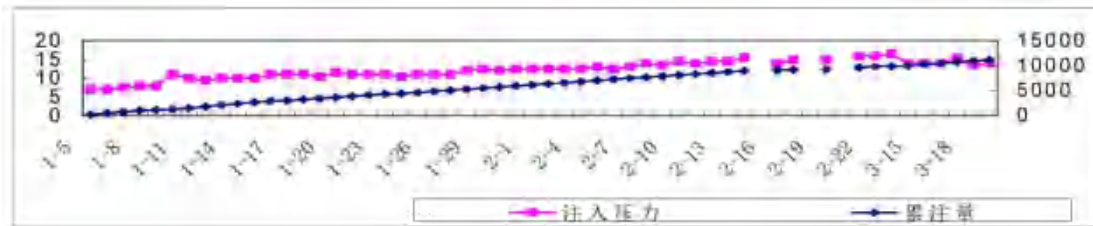


图 6.2-3 注入压力及累计注入残渣液量曲线图

（5）实施可行性评价

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，残渣回注调剖项目施工工艺简单，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。

原油开采过程产生的含油污泥主要来自采油采出水处理系统（注：中原油田采出水量较大，污泥主要来自投加的水质改性剂，因此中原油田将其通俗称为注水残渣），含油污泥成分构成随各油田采油污水水质及添加的改性剂差异较大。

目前采用较多的含油污泥处理方法主要有直接调剖。根据调查，国内各地油田如胜利油田、普光油田等含油污泥均直接调剖回注。根据分析论证，含油污泥产自地层，组分包括水、泥沙、原油、蜡质等，与地层有良好的配伍性，将含油污泥进行适当的处理后变成活性稠化的调剖剂，与其他化学类调剖剂相比，含油污泥调剖剂具有较好的稳定性、抗剪切性以及抗污染性，适合大剂量注入，而且成本低、效果好。

西南石油大学及延长油田股份有限公司联合研究污泥调剖工艺后，也给出污泥调剖技术是为含油污泥无害化处理与资源化利用的途径，也为油田的综合治理、降低生产成本提供了可靠的技术支撑，具有广泛的意义。注水残渣回注调剖符合《陆上石油天然气开采行业危险废物环境管理指南（征求意见稿）》中采出水处理过程产生的含油污泥在论证环境可行性基础上可用于原油储层调剖使用。

综上所述，文留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，文留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”。通过中原油田各采油厂连续的实际应用，说明注水残渣回注调剖工程是可行的，说明该方案具有较高的可靠性。

另外，文留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。

6.2.4.2 废弃落地原油、废弃油泥砂、废润滑油及油桶治理措施及可行性分析

废弃落地原油、废弃油泥砂清理出后进入危废暂存间暂存，定期委托具有相应处理资质的单位进行处理。文留采油厂现已建成2座混凝土危废贮存场所并已

完善相应配套设施，该危废贮存场所位于文一、文二采出水处理站内，建设规模均为 400m³。现已具备贮存危废的能力，实现了油泥砂和落地油、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。在暂存场暂存后送有资质单位进行处理。

拟建项目危险废物产生汇总见表 6.2-7，危险固废暂存情况见表 6.2-8。

表 6.2-7 拟建项目危险废物汇总表

序号	名称	危险废物类别	危废代码	产生量	产生工序及装置	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	油泥砂	HW08 类废矿物油及含矿物油废物	071-001-08	68.58t/3a	中转站三相分离器、油罐等装置	固态	石油类	石油类	2~3 年	T, I	收集后暂存至现有危废暂存间，定期交有资质单位处理
2	落地油		071-001-08	7.65t/3a	原油集输过程管线穿孔	固态	石油类	石油类	1 次/年	T, I	
3	废润滑油		900-217-08	3.6t/3a	设备维修	液态	石油类	石油类	1 次/月	T, I	
4	废润滑油桶		900-249-08	4.5t/3a		固态	石油类	石油类	1 次/月	T, I	

表 6.2-8 拟建项目危险固废暂存情况一览表

序号	贮存场所（设施）名称	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	占地面积	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危废暂存间	油泥砂	HW08 类废矿物油及含矿物油废物	071-001-08	位于文一、	50m ²	袋装	250t	半年
2		落地油		071-001-08	文二采出水	10m ²	袋装	50t	半年
3		废润滑油		900-217-08	处理站内，	5m ²	桶装	7.5t	半年
4		废润滑油桶		900-249-08	占地面积均为 350m ²	5m ²	袋装	7.5t	半年

拟建项目废弃落地原油、废弃油泥砂清理出后用两层防渗袋包装后，进入文一、文二采出水处理站危废暂存间暂存，定期委托具有相应处理资质的单位进行处理。文留采油厂现已建成 2 座混凝土危废贮存场所，并已完善相应配套设施，

该危废暂存间位于文一、文二采出水处理站内，占地均为 350m²。根据现场调查，现有危废暂存间严格按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《危险废物收集、贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）相关要求建设，有符合要求的专用标志，危废暂存间为混凝土结构，设置有防渗措施和渗漏收集措施以及应急防护设施，防风、防雨、防晒、防渗漏。危废暂存间池底与池壁都做防渗处理，采用抗渗混凝土（P8）+高密度聚乙烯（HDPE）膜防渗层结构。废弃油泥砂和落地油有两层防渗袋包装，文留采油厂定期对所贮存的危险废物包装容器及贮存设施进行检查，发现破损，应及时采取措施清理更换。包装好的危险废物由有资质的危险废物处理单位承担运输，未随意堆存或者倾倒。

现有危废暂存间已具备贮存危废的能力，实现了油泥砂和落地油安全存贮、合规存贮的要求，避免了环境污染和事故的发生。在暂存场暂存后送有资质单位进行处理。现有危废暂存间占地均为 350m²，可以满足拟建项目需求，评价建议危废暂存间必须有专人进行管理，除做好危废转移联单记录工作外，还应做好每日的安全巡检工作，根据生产工况情况，及时处理暂存的危废，禁止危废暂存间内危废大量存放或某类废物长期积存，杜绝安全隐患。

综上所述，拟建项目可以依托现有危废暂存间暂存危废可行。评价建议文留采油厂及时将危废交有资质单位处理。

6.2.5 地下水

6.2.5.1 源头控制

1、采油井及集输管线运行管理要求

（1）在采油井投入使用后，一是对采油井定期巡检，定期开展检修工作；二是按照地下水环境检测计划定期对采油井下游地下水检测点取样检测，建立台账、及时对比分析水质变化。

（2）井下作业过程中，井场铺设防渗膜，防止原油落地，作业废水全部拉运处理达标后回注地层。

(3) 加强对集油管线和油井的监测和管理工作，定期检查，及时发现、修补坏损井，减少管线破坏、减少原油泄漏量；

①一旦发生油井出油异常，应及时查明原因，若是套管损坏，应及时采用水泥灌浆等措施封堵套管，防止含油污水泄漏污染地下水；

②对破损、服役期满的管线要及时更换，防止原油对浅层地下水的污染；

③对井口装置、集油管线、高架罐等易发生泄漏的部位进行巡回检查，减少或杜绝油井跑冒滴漏，以及原油泄漏事件的发生；

2、废水收集及回用措施

①油田生产废水包括采出水、井下作业废水(修井、洗井废水)等，其特点是含油量高，并含有一定量的泥沙；

②采出液油水分离后，通过管道直接进入采出水处理设施处理；井下作业废水全部通过罐车就近运至文一/文二/文三采出水处理站进行处理；

③生产废水经采出水和作业废水处理设施处理后达到标准后全部回注区块开发油层。要求生产废水处理率和回注率均达到 100%，严禁采出水外排；

④严禁以渗坑储存等形式处置含油污水；

⑤优化水资源配置，节约和保护水资源，提高水资源利用效率和效益，制定节水方案，生产废水回注率要求达到 100%，使有限的水资源得到合理利用。

3、防止固废淋溶水下渗污染地下水的措施

①运营期间修井作业往往会有部分原油散落在油井周围成为落地油，要按照“铺设作业、带罐上岗”的作业模式，及时回收落地油。

②对落地油必须严格按照清洁生产的原则，在源头上加以控制，使之尽量“不落地”。

6.2.5.2 分区防渗

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

体见下表。

表 6.2-9 防渗分区情况一览表

序号	名称		防渗区域及部位	防渗等级	备注
1	井场	施工期	井口区域、泥浆循环系统区域、柴油罐（备用）区	重点防渗	本次需要采取
2		运营期	多功能储罐	重点防渗	
3	集输管道		管道采用耐腐蚀材料	重点防渗	
4	中转站	余热综合利用区	地面	简单防渗	现有工程已经采取了防渗措施
5		原油处理区	三相分离区域	重点防渗	
6		危废暂存间	地面	重点防渗	
7		采出水处理站	污水池、污油池	重点防渗	
8		其他（维修间、办公区等）	地面	简单防渗	
9	现有集输管道		管道采用耐腐蚀材料	重点防渗	

6.2.5.3 防渗要求

参考《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）有关要求，重点防渗区防渗层的防渗性能应不低于 6.0m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能；简单防渗区防渗层的防渗性能应不低于 1.5m 厚渗透系数为 $1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的粘土层的防渗性能。

6.2.5.4 应急响应

制定地下水风险事故应急预案，并应与其它应急预案相协调。地下水应急预案应包括以下内容：

- （1）应急预案的日常协调和指挥机构；
- （2）相关部门在应急预案中的职责和分工；
- （3）地下水环境保护目标的确定，采取的紧急处置措施和潜在污染源评估；
- （4）特大事故应急救援组织状况和人员、装备情况，平常的训练和演习；
- （5）特大事故的社会支持和援助，应急救援的经费保障。

6.2.5.5 应急处置

(1) 一旦发现井场、管道、中转、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。如果产生采出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。

6.2.6 土壤

6.2.6.1 源头控制措施

(1) 施工期

①钻井过程中各种活动占地严格按照文留采油厂的规定进行,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本项目采用泥浆不落地工艺,钻井废水排至泥浆不落地装置进行固液分离处理后,分出的废水暂存在泥浆循环罐内,大部分可实现循环利用,钻井废水最终拉运至现有采出水处理系统进行处理,不外排。

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。

⑥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。

⑦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。

⑧由采油厂现场作业人员收集钻井及作业过程中产生的落地油。

⑨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。

⑩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。

（2）运营期

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。

6.2.6.2 过程控制措施

（1）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。

(2) 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，划分为重点防渗区、简单防渗区等，具体见地下水防渗分区。

6.2.6.3 应急响应措施

一旦发现土壤污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制土壤、地下水污染，并使污染得到治理。

6.2.7 生态保护与恢复措施

6.2.7.1 井场的生态保护与恢复措施

(1) 井下作业按照“铺设作业、带罐上岗”作业模式，及时回收落地油；

(2) 洗井和修井产生的含油污水由罐车就近运往文一/文二/文三采出水处理站集中处理，不得随地排放，避免对土壤和水体造成影响；

(3) 加强对偏远井场的管理，杜绝“跑、冒、滴、漏”，对装卸平台地面采取一般防渗措施，防止落地油进入土壤环境；

6.2.7.2 管线生态保护措施

(1) 在管线上方设置标识标牌，以防各类施工活动对管线的破坏；管道维修二次开挖回填时，应尽量按原有土层进行回填，以使植被得到有效恢复、减轻对农作物生长的影响；

(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；加强对管线沿线生态环境的监测与评估，及时发现滑坡、坍塌等隐患点位提前

采取防治措施：

(3) 加强宣传教育，禁止在管线沿线附近取土，以避免造成管线破坏、导致原油泄漏污染事件；

(4) 加强管线巡检力度，对腐蚀、老化的管线及时更换，降低泄漏事故的发生概率。

6.2.7.3 道路生态保护措施

(1) 对道路尚未硬化易产生扬尘的路段，采取洒水抑尘、设限速标示等措施，减少道路的无组织扬尘产生量，以保护道路两侧生态环境；

(2) 定期对路基边坡进行管理维护，并根据情况不断进行改进，加以巩固和完善，提高其防护能力，防止土壤受到侵蚀。

6.3 退役期环境保护措施及其可行性

6.3.1 污染防治措施

1) 清管废水依托文一、文二或文三采出水处理站处理系统，处理达标后回注用于油田开发。

2) 及时回收拆除采油设备过程中产生的落地油，收集后委托资质单位处理。

3) 控制机械噪声、车辆运输噪声，避免对动物生存环境的干扰。

4) 地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、设备，废弃建筑垃圾。废弃管道、设备交由中原油田物资管理部门，废弃建筑残渣外运至指定环卫部门指定的处置点处理，不外排。

6.3.2 生态环境保护与恢复措施

6.3.2.1 井场生态恢复与重建

(1) 退役期油井退役或报废后，在半年内将打开的油气层和井口封闭；井场应拆除采油设备、封好井口，挖松固化地面，并对井场土地进行平整、覆土；

(2) 在采油设备拆除过程中产生的落地油，统一运往指定地点回收、处置，

防止污染周围土壤环境：

(3) 保留各类绿化、生态保护设施，使油田开发区生态环境功能不变，生态环境质量不低于目前现状。

6.3.2.2 道路生态保护措施

(1) 对井场道路的永久占地要进行生态恢复，恢复原有植被和生态景观，使整个油田开发区与区域生态景观和谐一致；

(2) 油区进场道路，在征求当地群众意见后，可作为当地农业生产使用的，不必恢复；否则要恢复地表植被覆盖。

6.3.2.3 管线处置措施

①对于废弃地下集油管线主要采取进行清管处理，根据实际情况考虑留置地下、两端进行封堵，或者进行回收。

②清管废水用罐车拉运至附近的中转站进行处理，处理达标后回注油层，不外排。

6.3.3 固体废物污染控制措施

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油泥等危险废物，委托有危废处理资质的单位无害化处置；废旧管线设备交由中原油田物资管理部门处置；建筑垃圾运至环卫指定地点处置。

6.3.4 地下水和土壤污染防治措施

(1) 采油井关闭时，要对其进行套内、套外和井口处理，利用水泥等防渗材料对采油井从井口到井底的所有空间进行永久性封堵，封井后要进行定位，在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周边建筑物必须有一定的安全距离，并建账存档，便于以后调档查阅。

(2) 报废退役井应按照《陆上石油天然气生产环境保护推荐作法》（SY/T

6628)、《废弃井及长停井处置指南》(SY/T 6646)和《废弃井封井回填技术指南(试行)》的相关要求严格落实,对符合退役条件的油井进行环境调查和风险分析,识别废弃井及周边可能存在的污染源和敏感受体,判断废弃井成为污染通道的可能性,研判废弃井对地下水环境造成的影响。评估为无风险的废弃油井可根据其他相关规定封井回填;评估为低风险、中风险、高风险的废弃井按照相关要求开展封井回填等。

(3)项目退役期采油设施的拆除过程可能会产生落地油,可能会对土壤环境造成影响。评价要求采油设施拆除作业过程中产生的固体废物应按要求妥善处理,彻底清理回收井场内的落地油,避免对土壤和浅层地下水造成污染。

闭井后,应按照《污染地块土壤环境管理办法(试行)》的有关规定,开展土壤环境调查及风险评估,并按照相关管理规定对污染地块采取治理与修复措施。

经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平,且暂不开发利用或者现阶段不具备治理与修复条件的污染地块,应制定风险管控方案,移除或者清理污染源,采取污染隔离、阻断等措施,防止污染扩散。

经风险评估确认地块污染风险超过可接受水平,且需要开发利用的污染地块,应开展治理与修复,并达到相应规划用地土壤环境质量要求。污染地块治理与修复期间,施工单位应当采取措施,防止对地块及周边环境造成二次污染,治理与修复过程中产生的废水、废气和固体废物,应当依照国家有关规定进行处理处置,并达到国家或者地方规定的环境保护标准。治理与修复过程中清理或者产生的固体废物以及拆除的生产设备设施、构筑物等属于危险废物的,应当按照国家有关危险废物的规定进行处理处置。

6.4 拟建项目“三同时”验收及环保投资估算

拟建项目“三同时”验收及环保投资见下表。

表 6.4-1 拟建项目“三同时验收”及环保投资估算一览表

序号	项目	污染源		环保措施内容	验收标准	投资估算 (万元)	备注
1	施工期	废水	钻井废水	采用泥浆不落地技术,现场固液分离出的钻井废水用罐车就近运至文一、文二或文三采出水处理达标后回注地层,用于油田注水开发;非现场固液分离的废弃水基钻井固废连同钻井废水用罐车运至中原油田油气加工技术服务中心固液分离后,分离出的钻井废水用罐车就近运至文一、文二或文三采出水处理达标后回注地层,用于油田注水开发。	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	1000	采出水处理站依托现有
			管线清管和试压废水、压裂返排液、施工作业废水	收集后由罐车就近拉运至文一、文二或文三采出水处理达标后回注地层,用于油田注水开发,无外排		/	
			生活污水	施工期生活污水排入移动式环保厕所,定期清掏肥田,不外排	/	180	
		废气	施工扬尘	控制施工区域、场地定期洒水抑尘,或控制车辆装、硬化道路、载量并采取密闭或者遮盖等	/	300	/
			施工车辆与机械尾气	周围无组织排放	/	/	/
		噪声	设备噪声	选用低噪声设备;安装消声器等	《建筑施工场界环境噪声排放标准(GB12523-2011)》	180	/
			地面施工噪声	合理安排施工时间,尽可能避免高噪声设备同时施工;尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备,以避免局部声级过高;合理安排运输路线,减少施工交通噪声		/	/
		固废	水基钻井固废(泥浆和岩屑)	采用泥浆不落地技术,现场固液分离的废弃水基钻井固废用罐车运至中原油田油气加工技术服务中心,用于用于铺垫井场,或制作免烧砖等。非现场固液分离的废弃水基钻井固废连同钻	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》 (GB18599-2020)	/	/

第 6 章 环境保护措施及其可行性论证

				井废水用罐车运至中原油田油气加工技术服务中心固液分离后，固体部分用于用于铺垫井场，或制作免烧砖等。			
			建筑垃圾和施工废料	尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运		/	/
			生活垃圾	贮存在施工现场的垃圾桶内，委托中原油田社区环卫部门统一处理	/	5	/
			油基钻井固废（泥浆和岩屑）	采用泥浆不落地技术，循环利用后的废弃油基钻井固废用罐车运至现有危废暂存间暂存，定期交有资质单位处理处置	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	/	依托现有
			落地油、废沾油防渗材料、废润滑油、废润滑油桶	收集后运至现有危废暂存间暂存，定期交有资质单位处理处置			
			生态	道路施工填土尽量利用周边土埂，不得随意取土和破坏地表植被；对施工占地上的植被，应在施工挖掘过程中注意保护，减少植被损失量；井场、道路等地面设施施工中，应按设计要求范围进行，尽量减少占地面积；管道铺设不随意改线，车辆严格在设计道路上行驶，不随意增开便道，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能缩小施工作业带宽度；在施工结束后及时清理现场，清运各种污物，使之尽量恢复原状；挖掘管沟时将表层土与底层土分开堆放，管沟回填时，再分层回填，表层土回填在表面，最大化降低对区域的生态环境影响	最大化降低对区域生态环境影响	100	/
2	运营期	废水	中转站采出水以及作业废水	依托文一、文二或文三采出水处理站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）	/	采出水处理站依托现有
		废气	加热炉废气	依托现有水套加热炉，经 15m 高排气筒排放	《河南省工业炉窑大气污染	/	依托现有

第 6 章 环境保护措施及其可行性论证

					物排放标准》 (DB41/1066-2020)		
			供暖锅炉废气	依托现供暖锅炉，经 15m 高排气筒排放	《锅炉大气污染物排放标准》(DB41/2089-2021)	/	依托现有
			无组织废气	井口加强密封，井口安装油套连通套管气回收装置，加强日常运行管理	《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822-2019)	49	/
		噪声	采油设备及作业设备噪声	设备选型尽可能选择低噪声设备；加强对抽油机等设备的维护、减少作业次数	《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)	150	/
		固废	注水残渣	直接调剖回注	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)	/	/
			油泥沙、落地原油、废润滑油及油桶	收集后进入现有危废暂存间暂存，定期委托具有相应处理资质的单位进行处理	《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)	/	依托现有
			生态	加强 HSE 管理，确保抽油机、管线等设备设施的良好运行，加强巡线和管线监测，确保不发生管线泄漏等事故	不发生污染事故，不对土壤、植被、地下水造成破坏	/	/
3	退役期	废气	施工废气	控制施工区域、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖；选用专业作业车辆及设备，使用品质较好的燃油，加强设备和运输车辆的检修和维护	/	/	/
		噪声	设备	尽量避免在同一地点安排大量的高噪声设备，以避免局部声级过高；选用低噪声施工设备，从根本上降低源强。	/	/	/
		固废	废弃设备、建筑垃圾、油泥砂	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，不能回收再利用的交由当地环卫部门处理；油泥砂应委托有资质单位拉运进行无害化处理	《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》	/	依托现有

第 6 章 环境保护措施及其可行性论证

				(GB18597-2023)		
		生态	井场设备拆除，土地平整，生态恢复，复耕	减少占地，恢复生态，土地复耕前依法开展土壤污染状况调查	3000	/
4	地下水、土壤	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）	1000		
5	环境风险	加强 HSE 管理，确保抽油机、管线等设备设施的良好运行，加强巡线和管线监测，确保不发生管线泄漏等事故；完善突发环境事件应急预案并定期演练	确保环境风险可控	50	/	
6	环境管理与环境监测	制定环境管理制度与检测计划，委托有资质的单位定期进行检测，建立健全环保设施运行记录；设置地下水监测点	/	50	/	
合计		/	/	6064	/	

由上表可知, 拟建项目环保投资估算为 4064 万元, 占总投资 118000 万元的 5.13%, 所占比例较小, 环保资金由文留采油厂环保科预算后上报油田总部申请解决。

第 7 章 环境风险评价

环境风险评价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供科学依据。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 评价思路

本次风险评价回顾现有工程环境风险评价内容,对现有工程风险防范措施实际建设情况进行评估,按照 HJ169-2018 要求,通过对本次工程环境风险的调查,识别环境敏感目标、风险源;给出环境风险潜势初判,分析其危险性及环境敏感性,确定风险评价等级;从风险源项、风险类型、可能扩散途径和可能影响后果等方面对项目环境风险进行识别,确定风险事故情形,进一步开展风险预测与评价,结合预测与评价结果,提出环境风险管理要求。分析本项目与现有工程风险防范措施的依托关系,结合现有应急物资储备、应急监测能力等提出修订应急预案、补充应急物资、完善应急监测计划等要求,最后给出环境风险结论与建议。环境风险评价工作程序见下图。

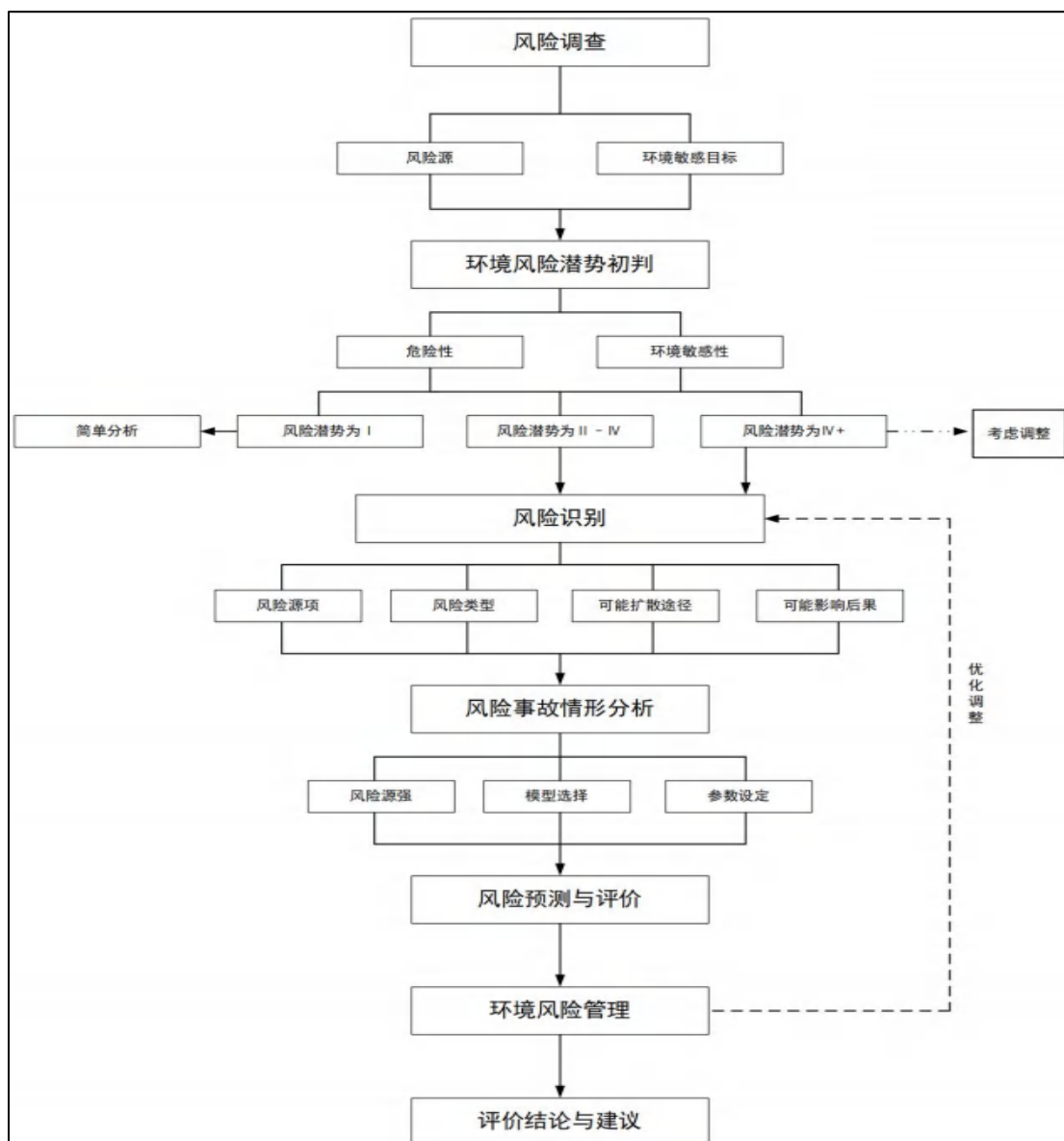


表 7.1-1 环境风险评价流程图

7.2 现有工程环境风险回顾性评价

7.2.1 风险源调查

(1) 危险物质

现有工程涉及的危险化学品主要为原油、伴生气和天然气。主要分布在油井、集油管线、气井及天然气管线、计量站、文一中转站、文二中转站、文三中转站等等。

(2) 危险生产工艺

现有工程不涉及重点监管的危险化工工艺目录中提到的危险工艺。

(3) 危险生产设施

文一中转站、文二中转站、文三中转站内均设有油罐区（均作为应急储罐使用，日常不储存油品），单井拉油井场设置有多功能罐，项目区建设有输油、输气管线，其贮存、输送的物料为原油及天然气，可能在运营过程中发生风险事故。其主要危险特征为火灾、爆炸、物料泄漏。

(4) 风险识别

现有工程风险类型包括火灾、爆炸和泄漏。

7.2.2 现有突发环境事件应急预案

文留采油厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前采油厂已编制有《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂突发环境事件应急预案》。

《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂突发环境事件应急预案》包括突发环境事件综合应急预案、专项应急预案以及现场处置方案，内容包含组织机构及职责、预防与预警、信息报告程序、应急处置、应急物资与装备保障等。文留采油厂开发区域主要位于河南省濮阳市濮阳县，已于 2024 年 3 月 13 日在濮阳市生态环境局濮阳县分局备案，备案编号：4109282024026L（见附件 5）。

文留采油厂现有应急预案中，包含了钻井井喷，以及各类站场、油气集输管线、注水及注聚管线发生环境风险事故的应急处置程序。目前文留采油厂各单位针对重大突发事件及突发环境事件制定有详细的应急演练计划，能够做到定期组织开展应急演练。

7.2.3 现有环境风险防控与应急措施情况

7.2.3.1 常规环境管理措施

(1) 严格执行国家的安全、环保标准规范及相关的法律法规。

(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、制度和标准。

(3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。对全体员工进行 HSE 培训教育、制定 HSE 管理目标。

(4) 在施工、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) 总结经验，吸取教训，研究各种定型事故，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。

7.2.3.2 建筑及场地布置方面采取的措施

(1) 总体布局严格执行国家的有关防火、防爆和环境标准、规范，满足生产工艺流程的需要，符合生产过程中对防火、防爆、运输、安装及检修的要求。

(2) 火灾爆炸危险场所的建构筑物的结构形式以及选用材料符合防火防爆要求。

(3) 建筑结构抗震按当地地震的基本烈度设防。

(4) 合理设计装置内外竖向标高，使雨水排放顺畅。

(5) 在中转站罐区周围设置防火堤，防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染。事故发生时，首先通过防火堤收集物料，各中转站油罐防火堤高度为 1.25m。

7.2.3.3 危险化学品贮运防范措施

原油、伴生气属于危险化学品，危险化学品的储存、运输、处置、废弃均遵守《危险化学品安全管理条例》要求。

(1) 按有关规定在建筑物内设置强制通风，以防止有害气体的积聚。严格遵守防护工作制度和有毒物品管理制度。加强宣传教育，加强医疗卫生预防措施，讲究环境卫生和个人卫生，训练工人学习防毒急救技术，学习使用防毒面具。

(2) 定期检修设备，改进密封结构和加强泄漏检验以消除设备、管道的跑冒滴漏，尽可能采用机械化自动化先进技术，以隔绝毒物与操作人员的接触。

(3) 建(构)筑物增加相应的防雷措施。对于爆炸、火灾危险场所内可能产生静电危险的设备和管道,均采取静电接地措施。

(4) 对于储存或输送腐蚀性物料的设备、管道及与其接触的仪表等,根据介质的特殊性采取防腐蚀、防泄漏措施;对腐蚀严重部位的设备及管线,选用耐腐蚀材料。

7.2.3.4 工艺、管道、设备采取的措施

(1) 为防止可燃、有毒物质泄漏,采用密闭管道集输。

(2) 对不同工艺介质及操作条件分别选用耐腐蚀性能良好的金属材料和非金属材料;凡接触腐蚀性介质的管道、设备均采用耐腐蚀材料。

(3) 设备、管道选材、结构设计、强度计算、制造、检验严格遵循国家及行业标准规范。

(4) 油罐设液位监测及高、低液位报警,油水界面监测,温度监测;

(5) 油罐区设置可燃气体报警装置,当可燃气体浓度超过设定值时,进行报警。

(6) 设置防泄漏检测装置,一旦发现管道压力异常,立即切断泄漏源。

(7) 管线敷设线路应设置永久性标志,提醒人们在管线两侧 20m~50m 范围内进行各项施工活动时注意保护管线,减少由此可能造成的事故。

(8) 严禁在管道线路两侧 50m 范围内修筑大型工程,在 10m 范围内禁止种植乔木、灌木及其它深根植物。

(9) 跨越水体段管线设置保护套管,防范事故状态下对地表水体造成影响。

(10) 地表水体跨域处设置标志牌,防止其他工程施工破坏管线。

7.2.3.5 消防、防毒

(1) 按规范设置消防系统。

(2) 工艺装置密闭化、管道化,防止有毒物质泄漏、外逸。

(3) 各岗位按最大班人数配备必要的劳动保护用品,如自给式呼吸器、防

毒面具、防护眼镜、防护手套、防护鞋、防护服等。

(4) 根据定员设置更衣室、男女卫生间、淋浴室等辅助卫生设施。

7.2.3.6 储油罐泄漏应急、救援及减缓措施

(1) 根据事故级别启动应急预案；

(2) 切断泄漏罐所有进油阀门，现场指挥部根据储油罐泄漏情况迅速制定抢修方案，并立即组织抢修；

(3) 文一中转站、文三中转站、文二中转站的净化油罐、原油缓冲罐等都具备双罐流程，启用备用罐或倒通另一组流程，停运泄漏罐，确保处理事件期间，集输生产的正常运行；

(4) 油罐泄漏点在中上部位时，净化油罐通过加大外输量，缓冲罐通过底部放水将罐内原油打尽或排空；

(5) 发生大量原油泄漏时，现场指挥部迅速组织力量，对泄漏现场采取警戒措施，同时加高加固罐区消防堤，防止原油外溢；若已发生外溢，对重点区域（如配电室、加热炉、电缆沟等）要加强防护，组织人员筑土设坝，防止原油泄漏面积的无控制蔓延和火灾事故的发生；若已蔓延到配电室和加热炉区时，要立即组织临时性停产，局部流程切换为超越或循环流程，停电停炉；

(6) 油品外溢量大，站区大面积跑油，安全存在严重威胁时，经现场指挥部同意，组织临时性停产。如果需要关井，待中转站所属全部需要关停的油井关停完毕，再组织中转站临时性停产；

(7) 中原油田分公司消防支队应急救援五、六大队接到指令，迅速赶赴现场，预防和处理火灾事故的发生。

7.2.3.7 油气外输管线泄漏应急处置

(1) 根据事故级别启动应急预案；

(2) 停运原油外输泵，切断泄漏管线两端阀门，现场指挥部根据油气外输管线泄漏情况迅速制定抢修方案，并立即组织抢修；

(3) 原油库存量大、罐液位超过安全高度时，经现场指挥部同意，立即组织部分井的临时性关井；

(4) 监测有害气体浓度，根据现场风向，加强现场人员的个人防护，疏散现场及周边无关人员。

7.2.3.8 应急监测计划

发生突发环境事件时，文留采油厂委托事件发生地所在地市或县区环境监测站承担应急监测工作。按照突发环境事件的类型和程度，监测站对环境因子进行选择监测，一般如下：

(1) 对于陆域原油泄漏事故，且泄漏的原油未发生火灾爆炸，可以仅监测泄漏点周边土壤和地下水，以及事故现场大气环境中的非甲烷总烃；对于土壤监测应以事故地点为中心，按一定间隔的圆形布点采样；

(2) 对于水域泄漏事故，除对泄漏点周边土壤、地下水、环境空气进行监测外，还需要对受污染地表水体进行监测，且监测点主要应包括对照断面（点）、控制断面（点）、消减断面（点），在事故影响区域内饮用水取水口和农灌区取水口处必须设置采样断面（点），一般设置在泄漏点上游 500m、泄漏点、含油膜河段、取水口等敏感目标。具体依据《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ589-2010）进行设置；

(3) 当泄漏的原油发生火灾爆炸时，需要增加对大气环境中 CO、SO₂ 的监测。

(4) 进行监测采样时，需要采集平行样品，一份在现场进行检测，一份加入保护剂后尽快送至实验室分析。

中原油田分公司文留采油厂应急监测方案见下表。

表 7.2-1 应急监测方案明细

监测要素	监测位置	监测因子	执行标准	监测频率	监测方式
土壤	离污染源最近的土壤	pH、石油烃	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》（试）	事故发生后和事故处理	委托中国石油

			(GB15618-2018)	完毕后各 1	化工股
地下水	事故地点所在区域 地下水流向下游	pH、石油 类、挥发酚	《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017) III类	次	股份有限 公司中
地表水	对照断面(点)、控 制断面(点)、消减 断面(点)	pH、COD、 氨氮、砷、 六价铬、石 油类、SS	《地表水环境质量标准》 (GB3838-2002) 中相应标准	事故发生及 处理过程中 进行实时监 测, 过后 30min 一次 直至应急结 束	原油田 分公司 环保监 测总站 进行监 测
大气环 境	事故地点当时风向 下风向 3 个; 当时风 向上风向 1 个或 2 个	非甲烷总 烃、二氧化 物、CO、SO ₂	CO、SO ₂ 执行《环境空气质量 标准》(GB3095-2012) 二级; 非甲烷总烃执行《大气污染物 综合排放标准详解》中推荐值 (2.0mg/m ³)		

7.2.3.9 应急资源配备情况

文留采油厂内发生突发环境事件时其应急物资依托全厂应急物资储备, 根据需求就近进行调拨。根据文留采油厂工程布局特点, 其应急物资主要存放在文留采油厂生产区域内文一、文二、文三中转站等, 所有应急物资均按相关有效期要求使用并及时更换, 目前所有应急物资均处于有效期内。文留采油厂应急物资情况见下表。

表 7.2-2 文留采油厂现有应急物资一览表

序号	器材名称	器材型号	单位	数量
1	应急照明灯	FW6101/BT	个	8
2	便携式可燃气体浓度检测仪	K112060051	个	8
3	复合式可燃气体浓度报警仪 H ₂ S/O ₂ /CO	MA218-026103	套	7
4	高温防火服	/	套	8
5	正压式消防空气呼吸器	RHZKF6.8/30 HUD	套	24
6	自吸过滤式防毒面具	TF-A	套	20
7	救生圈	/	个	20
8	救生衣	WYC5564	套	40
9	雨裤	/	条	26
10	防噪耳塞	/	个	20
11	防噪声耳罩	3M 经济型耳罩-1426	个	20
12	噪声监测仪	TES-1352S	台	3
13	安全绳		套	6
14	吸油专用吸垫	/	箱	42

15	防渗布	/	卷	4
16	维修工具	/	套	2
17	水桶	/	个	12
18	抽水泵	JBQ5.5/9.0	台	1
19	拦油围栏	/	个	5
20	冲锋舟		艘	1
21	救护药品	/	箱	10
22	火花熄灭器	/	个	10
23	排水管	/	米	200
24	彩条布	/	米	100
25	护目镜	/	个	5
26	防静电工作服	/	套	20
27	深筒胶鞋	/	双	30
28	麻袋	/	条	100
29	堵漏凝湿绷带	/	卷	100
30	镢头	/	把	30
31	方锹	/	把	30
32	编织袋	/	条	300
33	转盘式收油机		台	1

由上表可知，现有工程已有风险应急设施，具有一定的风险应急能力，评价建议企业尽快定期按照应急预案备案管理的相关要求加强应急预案演练。

7.2.4 现有工程风险防范措施和预案的有效性

中原油田分公司文留采油厂自建成以来，通过制定详细的风险应急预案，采取严格的风险防范措施，未发生重大风险事故。通过现场勘查与资料调研，厂区现有工程环境风险管理、防范措施较完善，能够有效降低环境风险事故发生概率，并对发生的环境风险事故做到有效控制，对今后生产过程中应对环境风险事故奠定了较好的基础。

7.3 本项目环境风险评价

7.3.1 风险源调查

7.3.1.1 风险物质

本项目涉及的化学物质主要为原油、伴生气、废润滑油、油泥砂及落地油、柴油、钻井液、压裂液。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），拟建项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在）、伴生气、柴油、废润滑油等，见表 7.3-1、其理化性质见表 7.3-2～表 7.3-5。

表 7.3-1 本项目风险物质危险类别一览表

序号	危险化学品名称	物质危险性
1	柴油	易燃液体
2	原油（本项目为采出液）	易燃液体
3	原油伴生气	易燃气体
4	废润滑油	易燃液体

表 7.3-2 柴油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：柴油	英文名：dieseloil
理化性质	外观与性状：稍有黏性的棕色液体	相对于水的密度：0.845
	相对于水的密度：0.845	
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：<55°C	爆炸上限（V%）：
	爆炸下限（V%）：	燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：切断火源。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。	
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。	
泄漏	切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	

表 7.3-3 原油危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
理化性质	外观与性状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点(°C)：-259.2	沸点(°C)：120~200
	相对密度 0.8316~0.9800（水=1）	稳定性：稳定

危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：<28	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD50：500mg/kg~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
特性分析	①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大；②易挥发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，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：原油属于低毒类物质；④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢；⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，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。	

表 7.3-4 伴生气危险有害特性及安全技术资料一览表

标识	中文名：甲烷	英文名：Methane
理化性质	外观与形状：无色无臭无味	自燃温度：537°C
	相对于水的密度是 0.825~0.904	相对于空气密度是 0.6383~0.6993
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(°C)：-50	爆炸上限(V%)：15
	爆炸下限(V%)：5.3	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。	
健康危害	空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%~30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。	
泄漏	①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体	

	（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。

表 7.3-5 废润滑油危险有害特性及安全技术资料一览表

名称	废润滑油	英文名称	wastelubricantsoil		
相对密度 （水）	934.1	自燃点(°C)	300-350	沸点(°C)	-252.8
饱和蒸汽压 （kpa）	0.13（145.8°C）	相对密度（空气）	0.85	闪点(°C)	120-340
外观与性状	淡黄色黏稠液体				
货品危险特征	危险特性：可燃，遇明火、高温可燃。健康危害：许多石油产品对人体都有害，接触皮肤如不及时清洗干净，则可能轻者引起皮炎、疙瘩，重者发生皮疹或皮瘤。误入口内或吸入体内，轻者发生肠胃病或肺炎，重者可能导致癌症，因而极应注意不要把石油弄到食品上，不要弄进呼吸道里，也不要弄到满身是油或满地是油。				
储运运输注意事项	用油罐、油罐车、油船、铁桶、塑料桶等盛装，盛装时切不可装满，要留出必要的安全空间。储存于阴凉、通风处。远离火种、热源。罐储时要有防火技术措施。				
溢漏处理	根据液体流动影响区域划定警戒区，无关人员从侧风、上风向撤离至安全区。消除所用点火源。应急人员应采取关闭阀门或堵漏等措施切断泄漏源。如果储罐或槽车发生泄漏，可通过倒罐转移尚未泄漏的液体。构筑围堤或挖坑收容泄漏物，防止流入河流、下水道、排洪沟等地方。用泡沫覆盖泄漏物，减少挥发收容的泄漏物用防爆泵转移到槽车或专用收集器内。残夜用沙土或其他不燃物吸收，也可以在保证安全的情况下就地焚烧。				
急救措施	皮肤接触：脱去被污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。				
灭火方式	消防人员必须穿全身消防服，佩戴空气呼吸器，在上风向灭火喷水冷却燃烧罐和临近罐，直至灭火结束。处在火场中的储罐发生异常变化或发出异常声音，须马上撤离。				

表 7.3-6 硫化氢危险有害特性及安全技术资料一览表

物质名称硫化氢分子式：H ₂ S 危规号：21006

物化特性			
沸点(℃)-60.4℃	饱和蒸汽压(kPa)2026.5 (25.5℃)	饱和蒸汽压 (kPa) 4053 (16.8℃)	熔点(℃)-85.5℃
蒸气密度（空气=1） 1.19	溶解性溶于乙醇、水	外观与气味：无色有恶臭气味	
火灾爆炸危险数据			
闪点(℃) <-50		爆炸极限 4.0%～46.0%	
灭火剂	雾状水、泡沫		
灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体，喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
危险特性	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险		
反应活性数据			
稳定性	不稳定		
禁忌物	强氧化剂、碱类		
燃烧（分解）产物	氧化硫		
健康危害	本品是强烈的神经毒物，对黏膜有强烈的刺激作用。高浓度时可直接抑制呼吸中枢，引起迅速窒息而死亡。当浓度为 70～150mg/m3 时，可引起眼结膜炎、鼻炎、咽炎、气管炎；浓度为 700mg/m3 时，可引起急性支气管炎和肺炎；浓度为 1000mg/m3 以上时，可引起呼吸麻痹，迅速窒息而死亡。长期接触低浓度的硫化氢，引起神衰症候群及自主神经紊乱等症 状。		
泄漏紧急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并隔离直至气体散尽，切断火源。应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。切断气源，喷雾状水稀释、溶解，注意收集并处理废水。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水洗塔或与塔相连的通风橱内。或使其通过三氯化铁水溶液，管路装止回装置以防溶液吸回。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。		
储运注意事项	易燃有毒的压缩气体。储存于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。配备相应品种和数量的消防器材。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。验收时要注意品名，注意验瓶日期，先进仓的先发用。平时要注意检查容器是否有泄漏现象。搬运时轻装轻卸，防止钢瓶及附件破损。运输按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留		

7.3.1.2 风险单元

本项目可能存在的风险单元包括钻采井场、原油集输管线等。

(1) 井场

①钻采作业

在钻井过程中,当钻穿高压油气层时,因处理不当等原因可能造成井喷事故。喷出的原油覆盖植被、污染土壤,大量烃类气体会污染环境空气。

钻井井场设置柴油储罐,钻井施工过程中柴油罐如果发生泄漏会对环境造成一定程度的影响。

②采油注水

采油井由于固井质量差或井管发生井漏事故造成采出液在井管外流动上返污染地下水;采出水回注井发生井管破裂,进而导致套外返水时,可能会穿透含水层污染地下水。

(2) 原油集输管线

原油集输管线发生泄漏事故后,泄漏原油进入土壤,会对土壤、植被造成影响;管线穿越沟道、水体时泄漏,会对下游地表水体造成污染,以及泄漏原油通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

7.3.1.3 生产工艺特点

拟建项目属于石油开采,涉及危险物质的使用和临时贮存,不涉及重点监管的危险化工工艺目录中提到的危险工艺。

7.3.2 环境风险潜势初判

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 C,当存在多种危险物质时,按下式计算物质总量与其临界量比值(Q):

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n}$$

式中:

$q_1, q_2, \dots, q_n$ —每种危险物质的最大存在总量, t;

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

拟建项目所涉及危险物质主要是柴油、原油(以采出液形式存在)、伴生气等。危险物质数量与临界量比值结果见下表。

表 7.3-7 拟建项目涉及的危险物质 Q 值确定表

时期	独立单元名称	危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q 值
					q _i (t)	Q _i (t)	
施工期	钻井井场	柴油	柴油罐	40m ³	34	2500	0.0136
	井场	废润滑油	危废间	—	1	2500	0.0004
运营期	单井集油管线	原油	管线	Φ65×4mm 20.66km	8.59	2500	0.003436
		原油伴生气			1.338	10	0.1338
		硫化氢			0.00002	2.5	0.000008
项目 Q 值Σ							0.137244
注：采出液含水率按照 98.84%计，原油密度取 0.9172t/m ³ ，气油比取 175m ³ /t、伴生气密度 0.8899kg/m ³ ，硫化氢按伴生气体积浓度的 0.001%计。							

由上表分析可知, 拟建项目危险物质总量与临界量比值 Q 为 0.137244。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中附录 C 要求, 当 $\Sigma Q < 1$, 则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

7.3.3 评价工作等级划分

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 对项目风险评价工作等级划分。

表 7.3-8 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。

7.3.4 环境敏感目标调查

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）要求，结合拟建项目环境风险评价等级，确定环境风险敏感目标如下：

（1）大气环境敏感目标

以井站场为中心，半径 500m 范围及管线两侧 200m 范围的叠加区域内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。

（2）地表水敏感目标

经调查，拟建项目 500m 范围内周围地表水体主要为金堤河，水体功能为《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的Ⅳ类水体。但拟建项目废水不外排，因此无受纳水体。

（3）地下水敏感目标

拟建项目厂区地下水评价范围内存在集中式饮用水源、分散式饮用水源地等地下水环境敏感目标。拟建项目地下水保护目标为地下水潜水层。根据水文地质调查，项目所在区域包气带防污性能为中（D2）。

（4）噪声环境敏感目标

以井站场为中心，半径 200m 范围内的居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构。

拟建项目环境风险敏感目标分布情况见下表。

表 7.3-9 环境敏感目标分布情况表

类别	环境敏感特征					
	序号	敏感目标名称	相对方位	距离（m）	属性	人口数
环境空气	1	高庄村	E	373	居民区	485
	2	马庄村	E	16	居民区	245
	3	申庄村	S	48	居民区	489
	4	小濮州村	NW	434	居民区	567
	5	后赵楼村	NE	109	居民区	498
	6	前赵楼村	W	427	居民区	673
	7	巴庄村	NE	262	居民区	563
	8	林庄村	NW	369	居民区	203

9	杨庄村	SE	327	居民区	106
10	前杜垌村	NW	200	居民区	431
11	花园社区	E	33	居民区	1986
12	后草场村	W	40	居民区	1983
13	前盆城村	S	142	居民区	963
14	后许棚村	SE	448	居民区	436
15	贾文村	N	275	居民区	356
16	陈楼村	S	34	居民区	425
17	王龙庄村	S	10	居民区	589
18	鲁河镇	S	113	居民区	763
19	前南孟村	S	113	居民区	416
20	赵庄村	SE	364	居民区	236
21	安庄村	SW	110	居民区	892
22	盛庄村	W	25	居民区	421
23	文留镇	NE	117	居民区	2896
24	任庄村	NW	105	居民区	289
25	吉庄村	E	103	居民区	679
26	侍郎寨村	SW	145	居民区	379
27	东张庄村	N	261	居民区	376
28	新东北庄	SE	189	居民区	587
29	东王庄村	E	22	居民区	895
30	小寨村	SE	419	居民区	148
31	冯楼村	S	359	居民区	643
32	胡家庄村	E	73	居民区	564
33	高炉庄村	SE	185	居民区	789
34	韩李庄村	NW	95	居民区	462
35	东酸庙村	E	128	居民区	745
36	西酸庙村	W	103	居民区	982
37	杨肖寨村	W	411	居民区	876
38	李肖寨村	SW	160	居民区	763
39	西肖寨村	SE	390	居民区	563
40	荆台村	NE	197	居民区	492
41	安楼村	NE	231	居民区	390
42	尚楼村	NE	94	居民区	245
43	马寨村	E	144	居民区	671
44	贯头寨村	NW	471	居民区	479
45	中车庄村	W	12	居民区	872

46	曹楼村	SE	226	居民区	292
47	徐楼村	SW	127	居民区	987
48	南王庄村	NW	80	居民区	463
49	寺台村	NW	44	居民区	376
50	苗屯村	W	230	居民区	346
51	金刚集村	SE	274	居民区	426
52	靳庄村	NW	486	居民区	712
53	黄苏庄村	NE	304	居民区	349
54	后楼村	NE	244	居民区	473
55	红屯村	W	31	居民区	578
56	兰庄村	SE	486	居民区	367
57	刘楼村	NW	259	居民区	239
58	化庄村	W	42	居民区	482
59	南张庄村	W	15	居民区	864
60	关庄村	N	7	居民区	485
61	刘林寨村	SE	245	居民区	418
62	后夹堙村	N	61	居民区	421
63	前夹堙村	S	133	居民区	376
64	后朱寨村	SE	94	居民区	845
65	东朱寨村	S	65	居民区	479
66	腾飞社区	SW	83	居民区	946
67	王楼村	S	27	居民区	721
68	李郭村	S	149	居民区	821
69	王郭村	NW	224	居民区	215
70	尹郭村	NW	355	居民区	149
71	安居苑	NW	195	居民区	491
72	程寨村	SE	11	居民区	496
73	董家寨	SW	327	居民区	321
74	天保寨村	NE	426	居民区	120
75	宋黄庄村	SW	125	居民区	756
76	刘黄庄村	E	131	居民区	497
77	晁楼村	SW	28	居民区	261
78	徐镇中学	E	119	学校	132
79	吉寨村	NW	103	居民区	456
80	后大寨村	NE	56	居民区	751
81	梁大寨村	NW	37	居民区	297
82	刘八劝村	NW	348	居民区	187

	500m 范围内环境风险影响范围人口数					47106
	大气环境敏感程度值					E1
地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 流经范围（km）	
	1	/	/		/	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离（M）	
	1	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离（m）
	1	其他地区	较敏感 G2	Ⅲ类	D2	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

7.3.5 环境风险识别

根据陆上石油开采特点, 本次评价将从施工期和运营期两个时段分析可能产生的事故类型主要环境影响途径, 详见下表。

表 7.3-10 拟建项目主要事故类型、来源及影响环境的途径等

影响时段	事故类型	来源	危险物质	影响环境的途径	可能影响的环境敏感目标	
施工期	井喷	钻井过程	原油	①井喷时, 原油、原油伴生气及天然气泄漏后直接进入大气环境或挥发进入大气环境, 遇火易引发爆炸; ②原油泄漏进入地表, 阻塞土壤孔隙, 使土壤板结, 降低通透性, 不利于植物生长; ③原油泄漏进入地表水体, 形成油膜, 降低水体溶解氧浓度, 使水质变差。	大气敏感目标	井场周围 500m 范围内居住区
					地表水环境敏感目标	具有水环境功能的水体
					地下水环境敏感目标	周围具有饮用水功能的潜层地下水
	井漏	钻井过程	钻井液等	钻井液等沿裂缝漏失进入地下土层, 污染地下水水质。	地下水环境敏感目标	周围具有饮用水功能的潜层地下水
	火灾爆炸	钻井过程	伴生气及次生污染物	井喷产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸, 污染大气, 同时破坏周围地表植被。	大气敏感目标	井场周围 500m 范围内居住区

			CO 等			
	火灾爆炸	柴油储罐	柴油	储罐内油气通过入孔法兰盖间隙外溢，与空气形成爆炸性混合物，污染大气环境。	大气敏感目标	井场周围 500m 范围内居住区
	泄漏、遗撒	钻井固废运输	钻井岩屑、废弃泥浆运输	运输过程罐车洒漏，车辆事故翻车等会导致钻井固废（泥浆、岩屑）泄漏，污染进入地表，固废中含水量较高，主要污染物为 COD、石油类，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，降低通透性，不利于植物生长，污染浅层地下水，流入附近沟渠会污染地表水环境。	地下水环境敏感目标	周围潜层地下水、土壤环境
					土壤敏感目标	周边农田、林地、居住地等。
运营期					地表水环境敏感目标	具有水环境功能的水体
	泄漏	集油/集气管线	原油、伴生气、天然气	①原油泄漏进入地表环境，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；②原油泄漏进入地表水体，形成油膜，降低水体溶解氧浓度，使水质变差；③泄漏后聚积地面，通过地面渗透进入地下含水层，影响地下水质；④伴生气、天然气含有甲烷、一氧化碳，进入大气环境，污染周边环境空气。	大气敏感目标	井场周围 500m 范围内居住区
	火灾爆炸	集油/集气管线	伴生气及次生污染物 CO 等	产生的有害气体遇明火发生火灾或爆炸，污染大气，同时破坏周围地表植被。	地表水环境敏感目标	具有水环境功能的水体
					大气敏感目标	井场周围 500m 范围内居住区
	套管外返水	采油井	原油	固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，可能会穿透含水层污染承压水，对地下水环境造成影响。	地下水环境敏感目标	周围潜层地下水

7.3.6 环境风险分析

7.3.6.1 大气环境影响分析

1) 对周围人群影响分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油、天然气、伴生气从井口敞喷进入环境当中，原油、气体在喷射过程中若遇明火则

会引发火灾等危害极大的事故。喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此，喷出的原油中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、河流和植被等。

原油的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，遇明火就会引发火灾，对周围的环境及人群造成影响。

2) 对大气环境影响分析

钻井过程中最大的风险事故是井喷失控事故，井喷失控可能引发系列环境风险事故。在钻井或修井过程中，若出现井喷失控，天然气在地层压力作用下将以极高的动能速度从井口喷出，若自始至终未遇火源，将在其自身动量与气象条件控制下，喷涌后与空气混合、扩散形成 H_2S 毒性云团，将造成严重的人员中毒伤亡，并对周围环境造成严重的污染。天然气喷射速率，将随着井内泥浆液柱的减小而增大，当井内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速率，其值取决于井的最大物阻流量。发生井喷的过程主要是泥浆溢流→井涌→井喷。在钻井过程中，井下监控措施监控发现井内泥浆溢流量达 1m^3 时报警，达到 2m^3 时马上采取关井措施。当所有关断措施全部失效，井口失控后，即发生井喷事故。由此看出，井喷不是突如其来的。

据不完全统计，中国在油气勘探开发的 40 年间（1950 年～1990 年），累计发生井喷失控事故 230 次，占完井总数的 2.41%，其中，井喷失控着火 78 次，占井喷失控总数的 34%，因此，井喷失控的事故率约为 0.603×10^{-4} 次/a，其中井喷失控着火事故率约为 0.203×10^{-4} 次/a，未着火事故率约为 0.4×10^{-4} 次/a。

3) 集油、集气管线事故

集油、集气管线破裂导致的原油泄漏事故若遇明火引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时间的不利影响。其影响程度取决于泄漏量、燃烧持续时间及气温、风速、风向等大气条件，泄漏量越多、气温越高、燃烧持续时间越长，则因此而造成的下风向气体污染也越严重，反之则污染不显

著。

泄漏事故发生时，其中的气体组分（烃组分、硫化氢等）逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，局部大气中烃类浓度可能高出正常情况的数倍或更多，但不会超过井喷时因伴生气排放对大气的影晌强度，不会导致大气环境的明显恶化。

拟建项目新建集油、集气管线均为单井管线，管线长度较短，管线内气体的暂存量较低。若发生泄漏，产生火灾爆炸事故，燃烧时间较短，产生的CO、二氧化硫量较少，影响范围较小。且文留采油厂伴生气及天然气中硫化氢含量极低，对环境影晌较小。如果发生伴生气泄漏事故，文留采油厂现场值班人员在5min内关闭管线两端阀门，并且会第一时间内将燃烧损坏的管段挖出更换新管线。

7.3.6.2 地表水环境风险影响分析

拟建项目对地表水环境造成影晌的风险事故主要为井喷和管线泄漏。

1、井喷事故

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类黏附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流的水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

拟建项目所在区域主要河流是金堤河、顾头沟、梁干三支渠、房刘庄沟、房楼沟等，由于井喷压力大，喷射距离远且高，在顺风状态下也可能进入距离较近的水体中对其造成污染，进而影响以该水体作为灌溉的植被。

2、管线泄漏事故

采出液泄漏对地表水环境的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体；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落地原油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。

原油泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。拟建项目管线不穿越河流。由于井场设置有井界沟，一般不会发生原油进入水体的情况。但由于采出液中可能含有高盐化的采出水，可能会导致泄漏处土壤盐渍化的情况。

一旦发生泄漏至周边坑塘水面、沟渠、河流中，文留采油厂将立即启动环境风险应急预案，立刻通过吸油毡回收浮油，并加药除菌。及时堵截并对进入水体中的原油进行收集，在靠近地表水体的油井井场准备挡板、围栏等设备，并配备一定数量的吸油毡。

在及早发现事故并采取堵截措施后，原油泄漏事故对地表水环境产生的影响较小。

7.3.6.3 地下水环境风险影响分析

拟建项目对地下水环境造成影响的风险事故主要为井喷、井漏、管线泄漏、井管泄漏。

1、井喷事故

发生井喷后，会有大量原油从井口敞喷进入环境当中，且初始喷射会携带大量的泥浆和岩屑落在周围地表。井喷事故发生后，文留采油厂会启动环境风险应急预案，散落于地表的原油和泥浆岩屑等污染物，会被及时收集，并转运处理。

在钻井和洗井等过程中，在井场周围均可能散落落地油，根据该项目工程设计，通过设置围堰、铺设防渗布进行收集的方法，回收率可达到 100%。

2、井漏事故

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，造成地下含水层水质污染。就钻井源漏失而言，发生在局部且持续时间较短。

拟建项目一开钻井泥浆主要成分为膨润土和碳酸钠等，不含有毒有害物质，一开井深约为 300m，基本涵盖了可能具有使用功能的地下水，因此拟建项目一开钻井过程不会对可能具备使用功能的地下水造成影响。二开施工时，表层套管

已完成固井，因此钻井泥浆不会在表层套管范围内漏失，漏失发生在表层套管以下的二开范围内，二开范围内的地层地下水埋深较深，不具备使用功能。井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，如具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。文留采油厂自开发以来，在油气资源勘探过程中未发现不稳定地质因素。另外，施工单位针对井漏制定有完善的应对措施，钻井过程中一旦发现异常，施工单位将立即停钻采取添加封堵剂、打水泥塞等措施，防止井漏事故的发生，可有效减轻井漏对地下水的影响。

3、管线泄漏

原油泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，将事故产生的油泥砂运往现有危废暂存间集中贮存。此类事故原油泄漏量小，处理及时，对地下水产生影响较小。

上述事故若处理不当或不彻底而导致原油残留在包气带的可能性，在重力和土壤毛细力的驱动下，垂直向下迁移，同时也横向扩展，由于原油残余量较小，且项目所在区域包气带普遍较厚，因此原油将全部被截留在包气带中。但是，在淋滤作用下，原油中易溶解的组分不断被淋滤水带入包气带，当经过足够长的时间和淋滤作用后，石油类污染物才有可能迁移至毛细带，此后在浮力、毛细力等的作用下，加之原油量较小，将很难到达潜水面，随地下水流运移的石油类污染物也微乎其微。相较而言，这些事故状态下的污染程度和范围都很小，因此对地下水环境的影响较小。

4、井管泄漏

井管泄漏事故对地下水的污染是采出液漏失于地下水含水层中，由于其含石油类，易造成地下含水层水质污染。

就井管泄漏漏失而言，其径流型污染的范围不大，发生在局部且持续时间较短。受管材材质、地层滑移、蠕动等情况造成井管破裂，从破坏处产生井漏而进入潜水含水层造成污染，其风险性是存在的。因此，拟建项目使用符合标准的管材，定期检测，可以有效控制井管在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。

7.3.6.4 生态环境影响分析

1、对土壤的污染和影响

(1) 井喷事故影响

井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在食物中积累，影响食物的品质，并通过食物链，危害人类健康。一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

(2) 管线泄漏影响

事故性原油的大规模泄漏可影响水域与农田生态系统，降低水域生产力，危害动物与植物生长。其中，对植物的影响尤为显著，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中黏附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。总之，原油泄漏会引起植被退化，会改变生态系统各组成成分的生态位置，改变群落组成、生态系统结构及对人类的服务功能，对生态系统产生显在与潜在的累积影响。

随着泄漏时间的增加，污染面积及污染半径明显增加。拟建项目管线沿途主要是农田，应加强巡线检查，在发现泄漏及时采取措施的情况下，事故对土壤及生态的影响甚微。

2、对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液放于喷口周边的自然植被、农作物上，使植物、农作物受到一定程度的污染；若喷出的原油遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

在事故状态下，若能够及时采取应急处置措施，并及时对周边生态环境进行修复的情况下，事故对生态的影响是可控的。

7.3.7 环境风险防范措施

7.3.7.1 常规环境管理措施

(1) 严格执行国家的安全、卫生标准规范及相关的法律法规。在项目建设的同时，对安全、防火、防爆、劳动保护等方面综合考虑。

(2) 制定安全生产方针、政策、计划和各种规范，完善安全管理制度和安全操作规程，建立健全环境管理体系和监测体系，完善各种规章、制度和标准。

(3) 对施工单位及人员定期进行环保、安全教育，增强职工的环保意识和安全意识。

(4) 在施工、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) 总结经验，吸取教训，研究各种定型事故，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。

7.3.7.2 钻井过程风险防范措施

(1) 钻进中遇有钻时突然加快、起跳、放空、悬重增加、泵压下降等现象，应立即停钻观察并提出方钻杆，根据实际情况采取相应措施。

(2) 钻进中应有专人观察记录泥浆出口管，发现泥浆液面升高、油气浸严重、泥浆密度降低、黏度升高等情况时，应停止钻进，及时汇报，采取相应措施。

(3) 起钻过程中，若遇拔活塞，灌不进泥浆，应立即停止起钻，接方钻杆灌泥浆或下钻到底，调整泥浆性能，达到不涌不漏，进出口平衡再起钻。

(4) 下钻要控制速度，防止压力激动造成井漏。必须分段循环，防止后效诱喷；下钻到底先顶通水眼，形成循环再提高排量，以防堵漏地层中断循环，失去平衡，造成井喷。

(5) 钻开油气层前，按设计储备足够的泥浆和一定量的加重材料、处理剂。

(6) 钻开油气层起钻，控制起钻速度，不得用高速，全井用低速起钻，起完钻立即下钻，尽量缩短空井时间。

(7) 完井后或中途电测起钻前，应调整泥浆，充分循环达到进出口平衡，

钻头起到套管鞋位置应停止起钻，进行观察，若发现有溢流应下钻到底加重，达到密度合适均匀、性能稳定、溢流停止，方可起钻。

(8) 完井电测时要有专人观察井口，每测一趟灌满一次泥浆，发现溢流，停止电测作业，起出电缆或将电缆剁断，强行下钻，若电测时间过长，及时下钻通井。

(9) 修井时，在井口上安装防喷器和控制装置，防止井喷事故发生。

7.3.7.3 井喷事故风险防范措施

在项目有关完井、井下作业的各种操作规范与技术规定中，均应对井喷的防范措施做出相应的规定与要求。特别是在各井的《钻井工程设计》中，应有针对性地规定防止井喷的一系列具体的管理、设备选用、钻井液配制、操作人员技术要求和异常情况（溢流、井涌）的处理程序与方法等，主要包括：

(1) 根据钻井所用套管的抗内压强度、套管所处裸眼地层的破裂压力和预计所承受的最大井口压力来确定井控装置的压力级别。

(2) 各开井必须进行试压，同时规定了每一开的试压程序及试压要求。

(3) 开钻或井下作业必须安装符合要求的井控装置，并有专人负责。

(4) 固井作业后，套管中心线与井眼中心线的偏差不大于 10mm。四通出口中心线离地面 45~55cm；防喷器侧面出口应正对井场。

(5) 必须装齐闸板锁紧轴手动操作杆，靠手轮端应支撑牢固，其中心线与紧锁轴偏差不大于 30°。

(6) 防喷器安装完毕后，校正井口、转盘、天车，中心偏差不大于 5mm，并用 16mm 的钢丝绳对角绷紧，固定牢靠。

(7) 井场必须储备将井筒容积 1.5 倍钻井液加至 $1.35\sim 1.40\text{g/cm}^3$ 的加重剂，重钻井液密度的确定按最大密度附加 0.10g/cm^3 。

(8) 凡直接指挥和参加钻井操作的有关人员都应通过培训取得有效的操作合格证后方能指挥生产或操作。

(9) 必须进行井控演练，井控演练时要明确岗位分工，相对固定，各司其

职；使每个班组都必须熟练掌握各种情况下的井控操作。

(10) 各种情况下的井控演练按《石油天然气钻井井控技术规范》(GB/T31033-2014)附录《关井操作程序》进行，达到熟练程度后，每一种情况下的井控操作应在 5 分钟内完成，进入油气层前井队系统做一次井控演练（进入油气层后原则上不进行空井井控演习）。井队应不定期进行井控演习，抽查工人井控操作的熟练程度。

(11) 二开井控装置安装试压完毕后，需经有关主管部门验收合格后，方可开钻。同时做好随钻地层压力检测工作，二开不得滞后 100m，并依据检测的压力及井的实际调整钻井液密度。

(12) 钻开油气层前，认真落实一、二、三级井控措施，加强一级井控，把握二级井控，避免三级井控，做好井控演习。

(13) 井控设备的闸阀必须有编号，并挂牌标明开关状态。

(14) 若发生井喷，应及时通知有关部门，启动突发环境应急预案。

7.3.7.4 站场环境风险防范措施

(1) 站场罐区设有围堰。

(2) 站场污水处理系统设有储罐，可作为事故罐暂存泄漏原油及事故污水。

(3) 污水处理系统大都与中转站合建，泄漏原油及事故污水可站内处理。

(4) 站场运行依靠“采油厂监控系统”对全厂工程区域运行情况进行监控，该系统数据可在中控室和集输班值班室显示。

①采油厂生产运营中心值班室 24h 有人值守，对系统运行情况进行实时监控，每隔 2h 记录一次运行数据。系统设有高液位自动报警功能装置，液位过高，系统将自动报警；

②中控室由值班人员 24h 轮流值守，对系统运行情况进行实时监控，中控室也具备高液位自动报警功能，液位过高，系统将自动报警；

③油罐区、卸油区、油气分离器区均设置可燃气体报警装置；油罐设置液位检测仪，信号远传至仪表值班室。

7.3.7.5 管线环境风险防范措施

(1) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。集输管线敷设前，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) 在集输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，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 完善各站场的环境保护工程，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) 在集输系统运营期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；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；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，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(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) 严禁在管线两侧各 50m 范围内修筑工程，在管线上方及近旁严禁动土开挖和修建超过管道负荷的建筑物。

(9) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(10) 建立腐蚀监测系统，随时监测介质的腐蚀状况，了解和掌握区域系统的腐蚀原因，有针对性制定、调整和优化腐蚀控制措施。

7.3.7.6 注二氧化碳设备风险防范措施

(1) 选用高品质压缩机，其轴封、阀门、管件等具有极高的密封性能。

- (2) 工艺管道采用优质焊接，最大限度减少法兰连接点。
- (3) 压缩机尽可能露天布置，若在厂房内，必须设置强力防爆通风系统，确保空气流通，防止 CO₂ 聚集。
- (4) 在低洼、可能积聚 CO₂ 的区域设置警示标识，禁止无关人员靠近。
- (5) 为压缩机加装隔声罩，在进气口和排气口安装消声器。
- (6) 在压缩机周边低位安装固定式 CO₂ 浓度检测报警器和氧气浓度检测仪。报警信号应联动控制室。
- (7) 为巡检人员配备便携式 CO₂ 和氧气检测仪，进入风险区域前必须检测。
- (8) 在风险区域明显位置配备正压式空气呼吸器、长管呼吸器和急救箱。
- (9) 制定明确的应急疏散路线和集合点。
- (10) 制定严格的安全操作规程，严禁违章作业。
- (11) 对全体员工进行 CO₂ 危害、风险识别、应急处置和心肺复苏的定期培训和演练。

7.3.7.7 压裂作业风险防范措施

- (1) 生产中采取有效预防措施，严格遵守压裂作业的安全规定，在井口安装防喷器和控制装置，杜绝井喷的发生。
- (2) 井场设置风向标，以便发生事故时人员能迅速向上风向疏散。
- (3) 井场严格按防火规范进行平面布置，井场内的电气设备及仪表按防爆等级不同选用不同的设备。井场内所有设备、管线均应做防雷、防静电接地。
- (4) 在油气可能泄漏和积聚的场所设置可燃气体浓度检测报警装置。
- (5) 压裂作业之前，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。
- (6) 每一次压裂作业施工前，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) 压裂作业时要求带罐操作，最大限度避免落地原油产生，原油落地污染的土壤交由有相应处理资质的单位进行回收、处置。

7.3.7.8 硫化氢泄漏事故风险防范措施

本项目可能存在伴生气中硫化氢含量高的情况，若处理不当可能造成硫化氢中毒事故，必须加强安全管理，加强事故防范措施。发生突发性事故的诱发因素很多，其中被认为重要的因素有以下几个方面：

- (1) 设计上存在缺陷：设备质量差，或过度超时、超负荷运转；
- (2) 管理或指挥失误：违章操作。

因此，对突发性污染事故的防治对策，应从以下几点严格控制和管理，加强事故措施和事故应急处理的技能，懂得紧急救援的知识。“预防为主，安全第一”是减少事故发生、降低污染事故损害的主要保障。

针对本项目特点，本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

(1) 在含硫油气田进行钻井作业时，应严格执行《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T5087-2017）的规定，采取预防措施，防止和减轻硫化氢溢出的危害。

(2) 井场及钻井设备的布置

①井场应有两个以上出入口，便于应急时采取抢救措施和疏散人员。

②钻井设备的安放位置应考虑当地的主要风向和钻开含硫油气层时的季节风风向。井场值班室、工程室、钻井液室、消防器材室等应设置在井场主要的上风方向。井场发电房、储油罐的摆放，以及电气设备、照明器具及输电线路的安装应按照《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T5225-2019）中的相应规定执行。在道路入口处、井架上、值班房等处安装风向指示器。

③设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以

及接地装置。在伴生气总管及空气总管上宜装设防爆板或防爆阀。在伴生气管道上应设高压报警装置。生产及输配的所有设备和管道应经常检查，严防跑、冒、滴、漏。管道应有紧急切断装置及联锁装置。井场及钻井设备的摆放应考虑当地季风风向，尽量让季风畅通，设置风向标或飘带。井场值班室、工程室、泥浆室应在井场季风的上风口。

(3) 配备足够的正压呼吸器，并放在使用方便、清洁的地方，定期检查，做好记录；配 H_2S 超标报警仪。第一级报警值应设置在 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，但不启动报警音响，仅向施工人员提示 H_2S 的浓度值；第二级报警值设置在 $20\text{mg}/\text{m}^3$ 。空气中 H_2S 含量接近 20ppm 时，工作人员必须佩戴正压呼吸器，且不能一人单独作业，以便于救护。一旦发现 H_2S 含量超标，应迅速往上风口转移，确保安全。

(4) 设备、管道、管件等均采用可靠的密封技术，使贮存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

(5) 在可能有气体泄漏或聚集危险的关键地点装设检测器，报警信号送到控制室和消防门，并建立定期巡回检查制度。

(6) 对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

(7) 在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

(8) 建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，做到警钟长鸣。安全环保科由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

(9) 职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

(10) 企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，

并辅以适当的通讯工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

(11) 对于高含硫化氢井场，调查井场一定范围内的民宅、学校、厂矿，记录联系方式，并告知危害，必要时可设置广播，当发生硫化氢泄漏事故时，有可行的联系方式通知人员离开。

(12) 在钻进含硫油气层前，应将泵房、循环系统等处设置的防风护套等撤除，冬季施工时，对保温设备可采取相应的通风措施，保证工作场所空气流通。

(13) 钻井队应按照产品说明书检查和保养硫化氢监测仪器、防护器具，保证其处于良好的备用状态，建立使用台账，按时送往具有资质的检验单位检验。

(14) 作业班除进行常规放喷演习外，还应佩戴硫化氢防护器具进行放喷演习；防护器具每次使用后应对其所有部件的完好性和安全性进行检查，在硫化氢环境中使用过的防护器具应进行全面的清洁和消毒工作。同时，对工作人员进行硫化氢监测工作和人身安全防护措施进行培训。

(15) 运营期应定期清管，排除管线内的积水和污物，以减轻管道内腐蚀；每三年进行管道壁厚的测量，对严重管壁减薄的管段，及时维修更换，避免爆管事故发生；在公路、河流穿越点的标志不仅清楚、明确，并且其设置应能从不同方向，不同角度均可看清。

(16) 加强巡线，发现泄漏发生，及时上报管理区采取应急处置措施。

(17) 输油管道穿（跨）越敏感水体时，设置紧急停泵、截断阀关闭、围堵导流等风险防控措施。

7.3.7.9 套外返水、套管损坏防范措施

(1) 为防范套外返水、套管损坏等事故造成的地下水污染，首先应加强固井质量管理，从设计、原辅材料使用、施工过程及工程验收均应严格执行有关规定规范。

(2) 对于套管破损问题，建议采用丛式井组套管阴极保护技术，该工艺以套管为保护对象，以丛式井组为单元形成保护系统，有效克服了井组单井井间保

护电位不平衡和保护电流不均衡的问题。由于采用电工长寿命元件及共用一个深阳极,所以初期单井投资较低,保护可靠性得到有效提高。

(3) 为提高固井质量,还应注意以下几个方面:

①保证井身质量、搞好井眼净化。保持井径规则,钻进过程中尽量避免定点循环造成对井壁的冲蚀,良好的钻井液性能和加快钻进速度是井径规则的最好保证;控制好井身剖面轨迹,尽量避免大幅度扭方位,确保全角变化率达到设计要求;通井时进行短起下钻作业,将钻具起到造斜点处,再下至井底,清除岩屑床,修整井壁,削平井眼拐点,确保井眼畅通。

②搞好井眼净化。研究表明,在井斜角大于 35° 的井眼内,钻井液中的岩屑在其重力作用下容易在井眼下侧产生堆积,形成岩屑床。清除岩屑床是提高大斜度井段和水平井段顶替效率的关键措施之一。在通井过程中,采取在大斜度井段及水平井段多次短起下钻作业,通过钻具的上下往复运动,破坏岩屑床,并大排量紊流洗井,清除岩屑,提高钻井液动塑比,一般控制在 $0.4\sim 0.5$ 。增强其悬浮、携砂能力,实践表明:通井钻具组合使用扶正器,对于破坏岩屑床有明显的效果。

③降低泥饼摩阻,保证套管顺利下入。降低摩阻是确保套管顺利下入的另一重要措施,在钻井液中加入液体润滑剂石墨粉 $1.5\%\sim 3\%$ 、固体润滑剂塑料小球 3% 左右,可以大大降低套管下入摩阻。采用高强度的铝质引鞋并使之起到居中导向作用,并在靠近引鞋处固定一个双弓弹性扶正器,以使引鞋起到“抬头走”的作用,也是保证套管顺利下入的有效措施。

④提高套管居中度。普遍认为居中度至少要达到 67% 以上,才不至于引起严重的窜槽。提高套管在井眼中的居中度最有效的办法是合理加放套管扶正器。

⑤尽量缩短下套管辅助时间和钻井液静置时间。通井前重新校正井口,做到三点一线,防止套管错扣;使用快卸护丝;在吊套管上钻台的间隙灌浆,避免集中灌浆,以尽量防止套管黏卡及其他复杂情况发生,并缩短钻井液在井内的静置时间,减少固相沉淀。

⑥优选水泥浆体系。包括控制水泥浆游离液为0；严格控制水泥浆失水量在50mL以内；在水泥浆中加入膨胀剂；使水泥浆在凝固过程中体积产生微膨胀；提高水泥浆的沉降稳定性；缩短水泥浆稠化时间。

7.3.7.10 防火防爆安全对策措施

(1) 工艺必须安全可靠，便于操作。设计中所选用的管道、管件及阀门等材料，应保证有足够的机械强度及使用期限。管道的设计、安装、试压等技术条件应符合国家标准和规范。

(2) 部分设备与仪器必须从有资质的生产厂家购买，其设计制造必须符合国家有关标准，必须有严格的质量检查验收，消除设备本身的不安全因素。

(3) 配置应急工具和消防设施，包括一定数量的防毒面具、自给式空气呼吸器，一定数量的手提式干粉灭火器，定期组织演练，并会正确使用。

(4) 各装置均选择成熟、可靠、先进、能耗低的工艺技术和设备，严防“跑、冒、滴、漏”，实现全过程密闭化生产，减少泄漏、火灾、爆炸和中毒的可能性，在设计中考虑余量，具有一定的操作弹性。具体采取以下防范措施：

- ①工艺系统以及重要设备均设立安全阀等防爆泄压系统；
- ②定期对设备、管道、阀门等进行检查和维修，并做好运转记录；
- ③设备设置静电接地装置及防雷接地装置，并定期检查，保证设备正常使用；
- ④当装置发生火灾或爆炸时，应根据事故级别启动应急预案。

7.3.7.11 施工期钻井固废、施工废水运输过程风险防范措施

(1) 运输过程绕避水源保护区，不得与其他固废混装；

(2) 采用密闭罐车运输，运输前承运单位应检查罐车，确保车辆罐体密闭性，罐车处于良好状态；

(3) 定期开展车载罐体质量安全隐患排查，严禁超载、超速、疲劳驾驶；

(4) 车辆经过居住区、农田、林地等区域时，应减速缓行；

(5) 严禁使用擅自改装、拼装、检验检测不合格和其他不符合国家规定的

车辆从事运输。

7.3.7.12 其他管理措施

针对拟建项目特点，本次评价建议在设计、施工、运营阶段应考虑下列安全防范措施，以避免事故的发生：

①设备布置严格执行国家有关防火防爆的规范、规定，设备之间保证有足够的安全距离，并按要求设计消防通道。电气设备必须有防爆措施和防雷设施，以及接地装置。

②设备、管线、管件等均采用可靠的密封技术，使储存等过程都在密闭的情况下进行，防止易燃易爆物料泄漏。

③对火灾爆炸危害场所内可能产生静电危害的物体采取工业静电防范处理措施。

④在生产岗位设置事故柜和急救器材、救生器防护面罩、护目镜、胶皮手套、耳塞等防护、急救用具、用品。

⑤建设单位领导应该提高对突发性事故的警觉和认识，做到警钟长鸣。安全环保部门由企业领导直接领导，全权负责。主要负责检查和监督安全生产和环保设施的正常运转情况。对安全和环保应建立严格的防范措施，制定严格的管理规章制度，列出潜在危险的过程、设备等清单，严格执行设备检验和报废制度。

⑥职工安全生产的经验不足，一定程度上会增加事故发生的概率，因此企业对生产操作工人必须进行上岗前专业技术培训，严格管理，提高职工安全环保意识。

⑦企业对具有高危害设备设置保险措施，可设置消防装置等必备设施，并辅以适当的通信工具，定期进行安全环保宣传教育以及紧急事故模拟演习，提高事故应变能力。

7.3.7.13 依托现有工程环境风险防范措施

拟建项目依托现有工程包括危废暂存库、污水处理站等，危废暂存间、污水

处理站均采用防渗措施，且设有围堰，现有风险防范措施均可满足拟建项目风险防范措施要求。

7.3.8 突发环境事件应急预案

7.3.8.1 现有应急预案

文留采油厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前采油厂已编制有《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂突发环境事件应急预案》。

《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂突发环境事件应急预案》包括突发环境事件综合应急预案、专项应急预案以及现场处置方案，内容包含组织机构及职责、预防与预警、信息报告程序、应急处置、应急物资与装备保障等。文留采油厂开发区域主要位于河南省濮阳市濮阳县，已于 2024 年 3 月 13 日在濮阳市生态环境局濮阳县分局备案，备案编号：4109282024026L（见附件 5）。

本项目建设内容纳入企业应急预案体系中统一管理。

7.3.8.2 应急组织体系

文留采油厂应急组织体系详见下图。

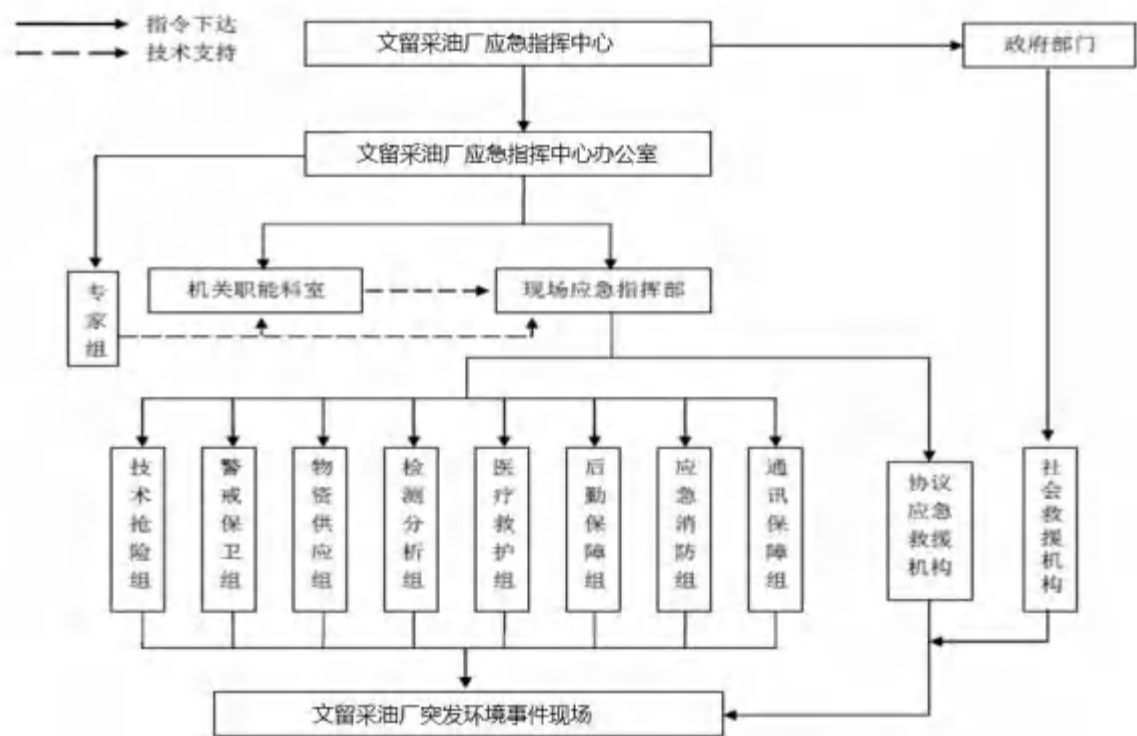


表 7.3-11 文留采油厂突发环境事件应急组织机构图

7.3.8.3 指挥机构及职责

1、中原油田分公司文留采油厂应急指挥中心

(1) 机构组成总指挥：厂长

副总指挥：党委书记、副厂长

(2) 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，全面组织指挥公司应急救援工作。

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。

2、文留采油厂应急指挥中心办公室

(1) 负责人：生产调度室主任

(2) 成员：各采油管理区负责人、机关职能科室、基层单位主要负责人

(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。

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，一般包括各业务科室负责人、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。

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、安全环保办公室、采油管理区、群众工作办公室

(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：经营管理室、技术管理室、设备管理室、采油管理区

(3) 监测分析组职责如下：

- 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：安全环保办公室、采油管理区。

(4) 后勤保障组责任如下：

- 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：生产调度室、技术管理室、经营管理室、财务资产室、设备管理室、后勤服务项目部、物资供应站、采油管理区。

(5) 医疗救护组责任如下：

- 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：人力资源室、群众工作办公室、采油管理区

(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具体细节，全面做好痕迹管理工作。

责任单位：生产调度室、群众工作办公室、采油管理区

(7) 物资供应组职责如下：

- 1) 负责应急物资的日常维护；
- 2) 建立并管理应急救援的信息资料、档案；
- 3) 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；
- 4) 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；

5) 确保在第一时间供应充沛的应急物资。责任单位：物资供应站、设备管理室、安全环保办公室、财务管理室。

(8) 应急消防组职责如下：

- 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和；
- 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。

主要负责科室：厂长办公室、安全环保办公室。

5、专家组

(1) 专家组组成由中原油田分公司安全环保处、文留采油厂安全环保办公室牵头，请求濮阳市生态环境局等协助，从中原油田分公司、文留采油厂内部及濮阳市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。

6、文留采油厂机关职能部门

包括党委组织室、纪检监察室、厂长办公室、党委办公室、群众工作办公室、人力资源室等科室。当事故发生时，机关职能部门听从应急指挥中心办公室调派，相互沟通、配合，及时参与应急救援工作。

7.3.8.4 应对流程

1、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，文留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、采油管理区级响应。

启动采油管理区级响应：出现事件分级中采油管理区级事件，如因管道、阀门、接头泄漏等引起的微小污染事故或污染防治设施运行不正常等情况。利用本班在岗人员或采油管理区内应急力量能够及时处理、解决的事故，启动采油管理区级响应，运行现场处置方案。

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，不进入外环境。为此需启动厂级响应，拨打 0393-4851191、0393-4854229、119、120 急救电话，并迅速通知周边友

邻单位及应急指挥中心，在启动此预案的同时启动相应的专项预案，不失时机地对文留采油厂周边居住区居民、站内人员等进行应急疏散、救援，特别是下风向范围内人员。

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、采油管理区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 0393-4851191、0393-4854229、119、120，并立即通知应急指挥中心、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。

2、应对程序

突发环境事件应急救援针对事件危害程度、影响范围和单位控制事态的能力，将事件分为不同的等级，按照分级负责的原则，明确应急响应级别。应急响应的过程为接警、应急启动、控制及应急行动、扩大应急。

扩大或提高应急响应级别的主要依据是：

（1）突发环境事件的危险程度；

（2）突发环境事件的影响范围；

（3）突发环境事件的控制事态能力。发生重大的原油泄漏等突发环境事件，总指挥决定扩大应急范围后，立即按程序上报，启动相应级别的应急预案。文留采油厂应急响应程序见下图。

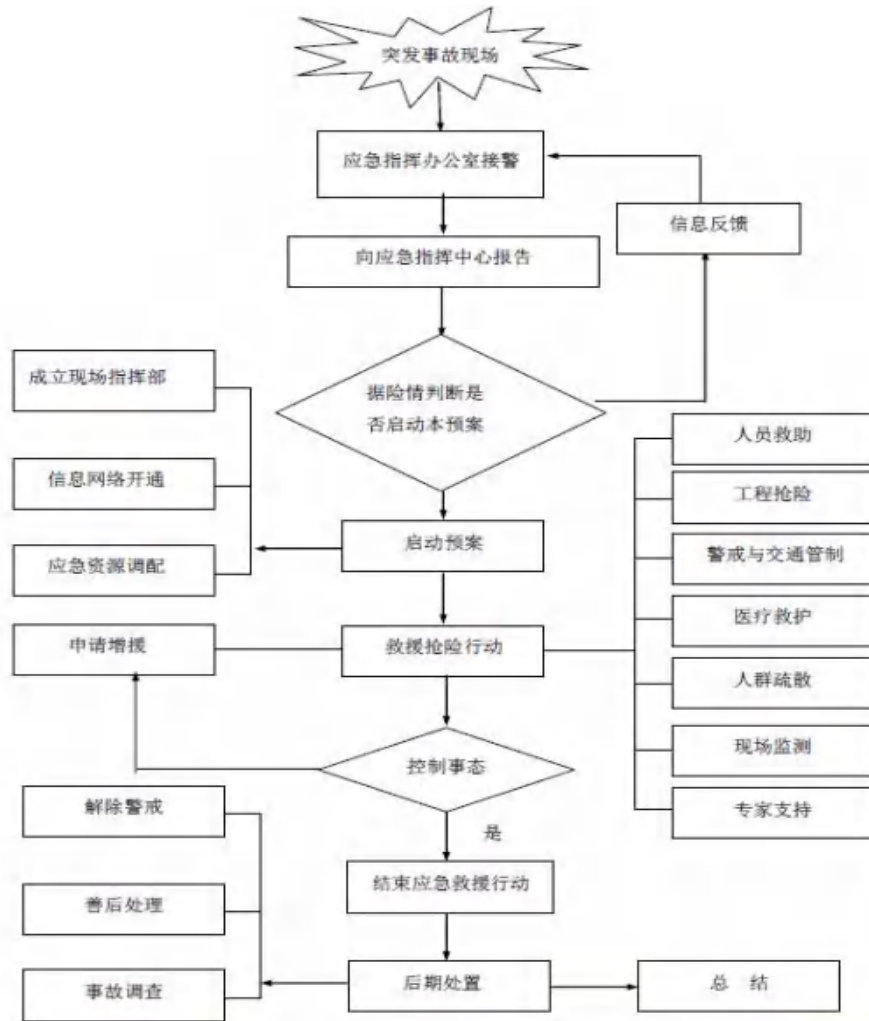


图 7.3-1 应急响应程序图

7.3.8.5 应急处置措施

1、污染源控制原则

(1) 最大限度的保障人员的生命安全：将保障人员生命安全作为应急处置过程的首要原则，最大限度减少突发事件所造成的人员伤亡；

(2) 最大限度的避免次生灾害：在应急处置过程中，应充分考虑、研判次生灾害及其可能的影响范围，在确保救援人员人身安全的前提下，落实相应的防控措施，避免灾害的扩大；

(3) 最大限度的降低负面社会舆论风险与影响：通过网络、电视等手段，实事求是、客观公正、及时准确的报道各类事件，正面引导社会舆论，控制并消除负面影响；

(4) 最大程度的提高应急响应能力：将灾害发生后的“第一时间”作为应急响应的准则，做到就近处置、高效联动，提高应急处置实效；

(5) 最大程度的发挥主管部门应急牵头职责和专业技术力量：依靠专业部门、人员、队伍，采用科学的方法，做出快速的响应，确保突发事件处置的合理性、高效性；

(6) 最大程度的发挥事发单位“第一处置”的作用：高度重视突发事件的先期处置，严格落实事发单位的主体责任，快速、有效的进行事件先期处置，控制事态、降低危害。

2、应急处置措施

应急处置措施详见 7.2.3 节。

7.3.8.6 应急监测

1、应急检测方案的确定

①突发环境事件时，根据应急指挥中心的指示，环境监测部门根据事件的实际情况，迅速制定检测方案，在尽可能短的时间内做出判断，以便及时对事件进行正确处理和开展应急检测。

②在现场检测时，一方面利用快速测定仪进行快速测定，另一方面中原油田环境监测中心或委托事件发生地所在地市或县区环境监测站进行现场实验和分析，对污染物进行定性、定量分析并确定污染范围。根据不同形式的环境事故，确定好检测对象、检测点位、检测项目、检测方法、检测频次、质控要求，同时做好分工，由小组组长分配好任务。

③现场采样与检测。由应急检测组进行突发性环境污染事故应急检测的技术指导和应急检测技术研究工作

④根据事态的变化适当调整检测方案

应急检测终止后应当根据检测情况向领导汇报，并分析事故的后续影响，提出追踪检测方案。

(2) 主要污染物现场及实验室应急监测方法

现场检测应当优先使用试纸、气体检测管、水质速测管及便携式测定仪等对于现场无法进行检测的，应当尽快送至实验室进行分析，应急检测结束后需用精密度、准确度等指标检验其方法的适用性。

2、应急监测方案

应急监测方案详见 7.2.3.8 节。

7.3.8.7 应急终止

1、终止条件

凡符合下列条件之一的，即满足应急终止条件：

- (1) 事件现场得到控制，事件影响已经消除；
- (2) 污染源的泄漏或释放已降至规定限值以内；
- (3) 事件造成的危害已彻底消除，无继发可能；
- (4) 事件现场的各种专业应急处置行动已无继续的必要；
- (5) 采取了必要的防护措施以保护公众免受再次危害，并使事件可能引起的中长期影响趋于合理且尽量低的水平；
- (6) 事件发生后产生的污染物全部合理合法处置，对周边环境敏感区不造成影响。

2、终止程序

(1) 经现场连续跟踪监测，环境污染事故已消除或污染源已得到有效控制，在主要污染物质指标已达到国家规定标准的前提下，现场应急指挥部确认终止时机，经应急指挥中心核查后，按突发环境事件的响应级别，现场救援指挥部下达应急终止命令。

(2) 事故救援工作结束时，现场应急指挥部向所属各专业应急救援队伍下达应急终止命令；告知相关单位和周边保护目标，事件危险已解除。

3、现场评估

恢复现场前，进行必要的评估工作，将事件评估材料移交事件调查组。

4、总结上报

应急结束后，按照要求上报事件情况，并向事件调查组移交相关材料，做好事件工作总结报告。

5、应急终止后的后期处置行动

应急状态终止后，应急指挥中心办公室应组织善后处理、原因分析、评估应急响应情况，提供最终报告。另外，除继续进行跟踪环境监测和评估，还需进行以下后期处置：

（1）通知文留采油厂各科室，各管理区，以及事故发生地周边企业、村庄、社区危险已经解除；

（2）对现场危险区中暴露的应急人员和受污染设备进行洗消；

（3）对此次发生的环境事故的起因、过程和结果向有关部门做详细报告；

（4）全力配合上级或政府部门事件调查小组，提供事故相关情况的以及事故相关报告；

（5）弄清事故发生的原因，调查事故造成的损失并明确事故责任；

（6）做好应急仪器设备的维护、保养；

（7）评估分析整个应急处置过程，总结经验教训；

（8）针对此次突发环境事件，总结经验教训，并对突发环境事件应急预案进行修订。

7.4 评价结论与建议

7.4.1 结论

拟建项目涉及《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 中的突发环境风险物质，主要是原油（以采出液形式存在，属于油类物质）、原油伴生气、柴油、润滑油等。可能存在的风险单元包括钻采井场、输油管线等。通过采取可靠的安全防范措施，及规范的设计和严格正确的操作，能有效的防止泄漏、火灾、爆炸等事故的发生。一旦发生事故，依靠装置内的安全防护设施和事故应急措施也能及时控制事故，防止事故的蔓延，减少事故带来的人员伤亡、

财产损失和环境影响，项目风险水平可以接受。

7.4.2 建议

(1) 拟建项目具有潜在的事故风险，文留采油厂应从建设、生产、储运等方面积极采取防护措施，以防止潜在风险事故的发生。

(2) 为了防范事故和减少危害，当出现事故时，建设单位需立即采取应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。

建设项目环境风险简单分析内容见下表。

表 7.4-1 项目环境风险简单分析内容表

建设项目名称	中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年） 产能建设项目			
建设地点	河南省濮阳市濮阳县			
地理坐标	经度	115.266323	纬度	35.643208
主要危险物质及分布	危险物质有原油、原油伴生气、润滑油、柴油等，危险单元主要分布于井场和集输管线。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	井喷事故、原油泄漏和采油井套外返水事故对环境空气及水体的污染。原油泄漏发生火灾事故会导致周围环境空气受到污染，原油泄漏会污染土壤和水体，井喷释放的原油和伴生气会对当地大气环境、土壤和水体造成影响，采油井套外返水会污染地下水。			
风险防范措施要求	对输油管道设立明显标识并加强巡检；针对可能发生的重大环境风险事故，制定、修订环境风险应急预案，储备应急物资，定期组织演练			
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）				
经判定，各风险单元最大危险物质数量与临界量比值均 Q<1，环境风险潜势为I，评价等级为简单分析。				

第 8 章 环境经济损益分析

8.1 环境经济损益分析的目的

环境经济损益分析是建设项目进行决策的重要依据之一。任何项目的建设，除了它本身取得的经济效益和带来的社会效益外，项目对环境总会带来一定的影响。因此，权衡环境损益与经济发展之间的平衡就十分重要。环境经济损益分析的主要任务就是衡量建设项目需要投入的环保投资及所能收到的环境保护效果，通过对环境保护措施经济合理性分析及评价，更合理地选择环保措施，从而促进建设项目更好地实现环境效益、经济效益与社会效益的统一。

8.2 社会效益分析

拟建项目建设具有明显的社会效益，具体如下：

（1）本项目符合我国“发展西部，稳定东部”的石油工业战略，可缓解经济发展对石油造成的需求压力，增加国内石油产量。

（2）项目可将当地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发区建设的经济带动作用，促进地方经济发展。

（3）井区开发建设对促进当地经济发展、增加地方税收具有重要意义。

综上所述，项目建设具有良好的社会效益。

8.3 经济效益分析

根据文留采油厂产建方案及同类工程投资类比调查核实，项目总投资约 118000 万元，将实现年产 $6.727 \times 10^4 \text{t/a}$ 原油（开采第一年），目前国际油价以 63 美元/桶计，1 吨约为 7 桶，目前汇率约为 7.14，则每吨原油以 3165 元计，年产值可达 21290 万元，具有较好的经济效益。

8.4 环保投资及效益分析

8.4.1 环保投资情况

从经济学角度讲，油气资源属于不可再生的资源，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，倘若人们不合理的开发利用，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。

拟建项目的建设以“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：凡属于治理污染、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。

拟建项目总投资 118000 万元，其中环保投资 6064 万元，占总投资的 5.13%。主要包括废水治理、废气治理、固体废弃物处理与处置、噪声控制、防渗、绿化等费用。环保设施及其投资情况详见表 6.4-1。

8.4.2 环保效益分析

拟建项目环保投资的主要环境效果体现在以下几个方面：

- 1) 经处理达标后的采出水回用注水开发，从而减少排污税及减少新鲜水用量。
- 2) 抽油机等噪声设备较多，噪声级较高，设置减振、隔声等措施减少噪声，具有较好的环境效益。
- 3) 环境风险防范措施、环境管理等均体现了保护环境的宗旨。
- 4) 根据“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”的原则，不同分区按照相应标准 规范要求 进行防渗，避免污染地下水和土壤。

综上分析，拟建项目通过一定的环保投资，采取技术上可行、经济上合理的

环保措施，对其生产过程中产生的“三废”进行了综合治理或妥善处置，这些措施的实施即取得了一定的经济效益，又减少了项目对环境造成的污染，达到了削减污染物排放和保护环境的目的，其环境保护效果显著。

8.5 生态环境效益分析

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、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

拟建项目占地总面积 2018760m²，其中永久占地包括井场占地和进井路占地，永久占地面积 231600m²，临时占地面积 1787160m²。当工程完工，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为农田，同时还有部分野生杂草散布于田间、道路两侧。草地生态系统对生态环境具有一定的调节作用，可以在某种程度上控制水土流失，改良土壤状况，保持土壤水分，防止侵蚀，从而保护地下水资源、野生动物资源、维持生态平衡。

项目的开发建设中对草地的占用产生一定程度的生态负效应。但数年内，周围植被就能恢复到一定的水平，再附之以有效的防护措施和生态修复措施，这种影响将会被局限在较小的范围内，不会呈现放大的效应。

8.6 小结

拟建项目总投资 118000 万元，项目的实施将会为文留采油厂带来良好的经济收益，同时也将会带动濮阳县的地方经济的发展，并产生良好的社会效益。

拟建项目环保投资 6064 万元，占总投资的 5.13%，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，后期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，可使各类污染物得到妥善处理，环境风险降到最低，使拟建项目的开发建设能够满足社会效益、经济效益、环境效益相互促进的原则。

第9章 环境管理及环境监测计划

环境管理是企业管理的一项重要内容，加强环境监督管理力度，尽可能的减少“三废”排放数量及提高资源的合理利用率，把对环境的不良影响减小到最低限度，是企业实现环境、生产、经济协调持续发展的重要措施。环境监测是环境管理的重要组成部分，是工业污染防治和环境监督管理工作的依据，加强环境监测是了解和掌握项目排污特征，研究污染发展趋势及防治对策的重要依据与途径。

拟建项目对环境的影响主要来自施工期的各种作业活动及运行期的风险事故。无论是施工期的各种作业活动还是运行期的事故，都将会给生态环境带来较大的影响。为最大限度地减轻施工作业对生态环境的影响，减少事故的发生，确保工程建设与安全运行，本章针对本项目在施工期和运行期的生态破坏和环境污染特征，提出了施工期和运营期的环境管理、HSE 管理和环境监测计划的内容。

9.1 环境管理

开展企业环境管理的目的是在项目施工和运行阶段履行监督与管理职责，确保项目在各阶段执行并遵守有关环保法规，协助地方环保管理部门做好监督监测工作，了解项目明显与潜在的环境影响，制定针对性的监督管理计划与措施。

9.1.1 环境管理要求

9.1.1.1 环境管理现状

目前中原油田已有一套行之有效的环境管理体系和措施，建立了 HSE 组织机构，按照集团公司 HSE 管理体系标准制定了《HSE 环境管理手册》，并设立了 HSE 管理委员会和 HSE 管理部门。文留采油厂属于中原油田分公司管辖的其中一个采油厂，环境管理总体要求如下：

——厂属各部门、各单位应严格落实环境保护及清洁生产管理要求，建立领导分级负责制和机关部门环保责任制，健全环境风险评估和隐患排查治理机制，把环境保护措施纳入油气开发、生产、经营、建设、科研全过程管控，同步规划、

实施、发展，健全环境风险评估和隐患排查治理机制。

——利用与资源、环保相关税收优惠政策，采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施，从源头削减油气开发、后勤辅助及办公活动产生的废气、废水、固体废物及噪声污染的产生。并根据经济、技术条件对产生的注水残渣等固体废物优先进行综合利用。

——按照国家排污申报、污染物达标排放、总量控制要求，对产生、治理、达标排放各环节实施全过程监督管理，做好污染防治和生态保护工作；及时、如实向社会公开相关环境信息，按时足额缴纳环境保护税。

9.1.1.2 环境管理制度

(1) 建设单位依据国家和地方环保部门颁发的环境质量标准、污染物排放标准及有关规定和要求。制定出本厂环境监测计划和工作方案，健全环保机构的各项规章制度：

①关于对污染治理及规划的管理，对采出水处理设施进行检查、监督、随时掌握运转状况，污染物净化效果，外排废气、废水是否符合排放标准等；发现问题立即采取必要措施、研究解决办法，严防超标排放和事故性排放。

②积极开展清洁生产审核，减少能耗物耗，注意废弃物的回收和开发利用。

③按环保部门的规定和要求填报各种环境管理报表。

④配合环保部门参加企业环保设施竣工验收。

⑤参加生产过程中发生的污染事故调查、监测和分析化验工作并写出调查报告。

⑥处理日常各种环保有关的事宜，积累企业环保设施运转情况、治理效果、污染物排放、能耗、废物综合利用、工艺技改等各种基础资料；注意并收集应用环保新法规、新技术、新标准与科研最新成果资料；按照清洁生产的要求进行经常性的清洁生产内部监督和审计。

⑦收集、传达、处理、反馈企业内部和外部各方面有关环境问题的信息，做到信息畅通、处理及时、反馈有效。

⑧将公司环境管理目标分解下达给各相关单位，由专人负责将废水、废气及固体废物的排放控制在管理目标之内，确保稳定达标排放。

⑨在制定工艺条件和操作规程过程中，宣传、推荐清洁生产和环经济的新工艺将环境保护的要求考虑在内，并以管理手段将环境保护的要求列入岗位责任制。

⑩对可能具有重大环境影响的运行与活动的关键特性进行例行监测，对企业环境目标和指标符合情况的跟踪信息记录，为确保环境目标和指标，防止环境污染事故，建立纠正和预防措施程序、应急准备与响应程序，对可能发生的污染事故采取相应的应急预防措施，减少对环境的影响。

9.1.1.3 环境管理计划

油田开发建设各阶段环境保护管理工作计划重点内容见下表。

表 9.1-1 环境管理工作计划重点内容

阶段	主要任务内容
项目建设前期	1、参与项目建设前期各阶段环境保护和环境工程设计方案工作 2、企业环境保护计划，委托环评单位开展项目环境影响评价 3、积极配合可研及环评单位开展项目区现场踏勘与调研工作 4、针对油田运行特点，建立健全公司内部环境管理与监测制度 5、委托设计单位依据环评报告及批复文件要求，落实工程环保设计
施工期	1、按照工程环保设计，落实环保设施建设，严格执行“三同时”制度 2、建立规范化操作程序与施工监理档案，监督检查，并处理施工中偶发的环境纠纷 3、严格执行土地复垦规定，监督和考核各施工单位责任书完成情况 4、认真做好各项环保设施的施工监理与验收，及时与当地环保行政主管部门沟通
运营期	1、对照环评文件、批复文件及设计报告核查环保设施落实情况 2、检验环保工程效果和运行状况，建立记录档案，要求与主体工程同步投入运行 3、检查环保机构设置及人员配备、环境管理制度、环境监理资料档案等是否健全 4、贯彻执行国家和地方环境保护法律法规和标准 5、严格执行各项生产及环境管理规章制度，保证生产正常运行 6、按照环境管理监测计划开展定期、不定期环境与污染源监测，发现问题及时处理

	7、完善环境管理目标任务与污染防治措施方案，配合地方环境保护部门制定区域生态恢复、水土保持与环境综合整治规划 8、加强国家环保政策宣传，提高员工环保意识，提升企业环境管理水平 9、推行清洁生产，实现污染预防，减污增效 10、修订企业突发环境应急预案：
环境管理工作重点	1、加强污染源监控与管理，提高水资源、能源和一般工业固废的综合利用率 2、坚持“预防为主、防治结合、综合治理”原则，强化企业污染防治设施管理力度 3、严格控制生产全过程废气、废水和噪声排放及危险固废的安全处置，保证污染物实现达标排放、排放总量与环境风险得到有效控制。

9.1.2 环境管理台账制度

根据《排污单位环境管理台账及排污许可证执行报告技术规范 总则（试行）》（HJ944-2018）要求，项目应以作业区为单位建立环境管理台账制度和排污许可证执行报告，以便于环保检查查询，并提高项目环境管理水平，具体细节执行HJ944-2018相关要求。

（1）项目环评报批及验收资料

- ①营业执照；
- ②环境影响报告书/报告表批复文件，登记表网上备案文件；
- ③环境影响报告书/报告表全本；
- ④环境保护设施验收批复、自主验收文件、验收监测（调查）报告；

（2）排污许可证——排污许可证（正、副本）

（3）污染治理设施（包括在线监测设备）运行台账

- ①生产废水、废气等污染治理设施设计方案及工艺流程图；
- ②污染治理设施运行台账及维护记录（包括运行维护记录、加药记录、活性炭更换记录等台账）；

③在线监测设备的安装、验收、使用及定期校验资料；

（4）排污口分布及污染物监测台账

- ①排污口规范化设置情况表、排污口标志分布图、排污口标志照片；
- ②企业自行监测计划、自行监测报告、重点企业自行监测公开情况；

（5）固体废物产生及处置台账

①固体废物申报登记及转移管理（通过省固体废物信息管理平台开展固体废物申报登记、严格执行危险废物转移计划报批和转移联单制度）；

②与有资质单位签订的危险废物处置合同；

③危险废物管理台账（包括危险废物产生环节记录表、贮存环节记录表、内部自行利用/处置情况记录表、月度危险废物台账报表等）；

④按照标准规范建设的危险废物贮存场所及设置相应警示标志和标签的照片；

⑤危险废物应急预案、内部管理制度（危险废物管理组织架构、管理制度、公开制度、培训制度、档案管理制度）；

（6）环境应急管理台账

①环境应急预案、环境风险评估报告、环境应急资源调查报告以及专家评审意见、环保部门备案意见；

②环境应急培训、应急演练方案、照片和总结；

③环境安全隐患排查治理档案、环境污染强制责任保险资料；

（7）其它环保管理台账

①重点企业清洁生产审核报告及验收文件；

②企业环保管理责任架构图及其它环保管理制度；

③环保部门下达的行政处罚、限期改正通知及整改台账；

9.1.3 信息公开制度

根据《企业环境信息依法披露管理办法》（部令第 24 号），企业是环境信息依法披露的责任主体。企业应当建立健全环境信息依法披露管理制度，规范工作规程，明确工作职责，建立准确的环境信息管理台账，妥善保存相关原始记录，科学统计归集相关环境信息。企业年度环境信息依法披露报告应当包括以下内容：

（1）企业基本信息，包括企业生产和生态环境保护等方面的基础信息；

（2）企业环境管理信息，包括生态环境行政许可、环境保护税、环境污染

责任保险、环保信用评价等方面的信息；

(3) 污染物产生、治理与排放信息，包括污染防治设施，污染物排放，有毒有害物质排放，工业固体废物和危险废物产生、贮存、流向、利用、处置，自行监测等方面的信息；

(4) 碳排放信息，包括排放量、排放设施等方面的信息；

(5) 生态环境应急信息，包括突发环境事件应急预案、重污染天气应急响应等方面的信息；

(6) 生态环境违法信息；

(7) 本年度临时环境信息依法披露情况；

(8) 法律法规规定的其他环境信息。

9.2 污染物排放管理

9.2.1 排污许可证办理

根据《排污许可证管理条例》，本项目内容应该纳入文留采油厂现有排污许可证内容进行管理。

9.2.2 污染物排放管理

本项目污染物排放清单见下表。

表 9.2-1 本项目污染物排放清单

年份	项目		污染物	产生量	削减量/利 用量	排放量
2026 年	废水		废水量 (万 m ³ /a)	91	91	0
	废气	加热设施 燃料废气	废气量 (万 m ³)	1400.78	0	1400.78
			SO ₂ (t/a)	0.056	0	0.056
			烟尘 (t/a)	0.1121	0	0.1121
			NO _x (t/a)	1.8771	0	1.8771
			烃类气体 (t/a)	10.9433	0	10.9433
			非甲烷总烃 (t/a)	1.5459	0	1.5459
			硫化氢 (t/a)	0.0009	0	0.0009
	固	一般固废	注水残渣 (t/a)	1638	1638	0

第 9 章 环境管理及环境监测计划

	废	危险废物	落地油（t/a）	2.15	2.15	0
			油泥砂（t/a）	20.45	20.45	0
			废润滑油（t/a）	1.2	1.2	0
			废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	0
2027 年	废水		废水量（万 m³/a）	96.82	96.82	0
	废 气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	1490.09	0	1490.09
			SO ₂ （t/a）	0.0596	0	0.0596
			烟尘（t/a）	0.1192	0	0.1192
			NOx（t/a）	1.9967	0	1.9967
		烃类气体（t/a）		11.641	0	11.641
		非甲烷总烃（t/a）		1.6444	0	1.6444
		硫化氢（t/a）		0.001	0	0.001
	固 废	一般固废	注水残渣（t/a）	1742.58	1742.58	0
		危险废物	落地油（t/a）	2.55	2.55	0
			油泥砂（t/a）	21.75	21.75	0
			废润滑油（t/a）	1.2	1.2	0
			废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	0
2028 年	废水		废水量（万 m³/a）	117.39	117.39	0
	废 气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	1807.04	0	1807.04
			SO ₂ （t/a）	0.0723	0	0.0723
			烟尘（t/a）	0.1446	0	0.1446
			NOx（t/a）	2.4214	0	2.4214
		烃类气体（t/a）		14.1172	0	14.1172
		非甲烷总烃（t/a）		1.9942	0	1.9942
		硫化氢（t/a）		0.0012	0	0.0012
	固 废	一般固废	注水残渣（t/a）	2113.02	2113.02	0
		危险废物	落地油（t/a）	2.95	2.95	0
			油泥砂（t/a）	26.38	26.38	0
			废润滑油（t/a）	1.2	1.2	0
			废润滑油桶（t/a）	1.5	1.5	0
合计	废水		废水量（万 m³/a）	305.21	305.21	305.21
	废 气	加热设施 燃料废气	废气量（万 m³）	4697.92	0	4697.92
			SO ₂ （t/a）	0.1879	0	0.1879
			烟尘（t/a）	0.3758	0	0.3758
			NOx（t/a）	6.2952	0	6.2952
		烃类气体（t/a）		36.7015	0	36.7015
		非甲烷总烃（t/a）		5.1845	0	5.1845

	固 废	硫化氢 (t/a)		0.0031	0	0.0031
		一般固废	注水残渣 (t/a)	5439.60	5439.60	0
		危险废物	落地油 (t/a)	7.65	7.65	0
			油泥砂 (t/a)	68.58	68.58	0
			废润滑油 (t/a)	3.6	3.6	0
			废润滑油桶 (t/a)	4.5	4.5	0

9.2.3 排污口管理

按照《排污口规范化整治技术要求》，项目排污口规范化管理要求见下表。

表 9.2-2 排污口规范化管理要求表

项目	主要要求内容
基本原则	1、凡向环境排放污染物的一切排污口必须进行规范化管理； 2、排污口设置应便于采样和计量监测，便于日常现场监督、检查； 3、如实向环保行政主管部门申报排污口位置与排放去向等方面情况
技术要求	1、排污口位置必须按照相关要求实行规范化管理； 2、具体设置应符合《污染源监测技术规范》中的规定和要求
立标管理	1、污染物排放口必须实行规范化管理，应按照国家《环境保护图形标志》的相关规定，设置环保图形标志牌； 2、环保图形标志牌位置应距污染物排放口及固废贮存(处置)场较近且醒目； 3、本项目为一般排污单位，污染物排放口可根据实际情况设置立式或平面固定式标志牌； 4、对危险废物贮存点，必须设置警告性环境保护图形标志牌。
建档管理	1、使用《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容； 2、严格按照环境管理监控计划及排污口管理要求，工程建成运行后将主要污染物种类、数量、排放浓度与去向，立标及环保设施运行情况记录在案，并及时上报； 3、选派专职环保员对油田环保设施进行监督管理，防止“跑、冒、滴、漏”污染环境并引发重大环境风险事故，要求责任到人，奖罚分明

9.3 环境监测

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。环境监测计划的制定与执行将保证环境管理措施的实施和落实，并及时发现问题，促进环境管理措施的修正和持续改进。

9.3.1 环境监测管理

- (1) 运营期间的污染源及环境监测由中原油田环保监测总站承担；
- (2) 从事监测工作人员必须经过专业培训，持证上岗；
- (3) 建立健全污染源监控和环境监测技术档案，掌握三废排放变化状况，强化作业区环境管理，并接受当地和上级环保行政部门的指导、监督和检查。

9.3.2 环境监测计划

中原油田分公司属于土壤污染监管重点单位，依据《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《工业企业土壤和地下水自行监测技术指南（试行）》（HJ1209-2021）、《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）等标准导则，结合本企业土壤和地下水环境自行监测方案，确定项目主要环境监测计划，监测结果应及时向社会公开。后期发布新的国家或地方相关的石油天然气自行监测相关导则、标准等，应按照新标准导则实施。本项目监测计划纳入文留采油厂年度自行监测计划。具体的监测计划见下表。

表 9.3-2 本项目运营期环境监测计划

监测项目	监测因子		监测点位	监测频率	执行标准	执行机构	监督机构
噪声	等效连续 A 声级		中转站四周厂界、采油井场、计量站等(场站内声源装置稳定运行且厂界环境噪声远低于标准限值的小型场站可不开展厂界环境噪声监测)	1 次/季度	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 2 类	中原油田分公司环保监测总站及厂内化验站	濮阳市环保局
废气	无组织	非甲烷总烃、硫化氢	中转站四周厂界、典型井场上下风向	1 次/季度	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 和豫环攻坚办[2017]162 号文		
	有组织	非甲烷总烃	污水处理站废气处理措施排气筒	1 次/月	《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》(GB39728-2020)、豫环攻坚办[2017]162 号文		
		H ₂ S		1 次/半年	《锅炉大气污染物排放标准》(GB41/2089-2021)		
		SO ₂ 、NO _x 、烟尘、林格曼黑度	现有锅炉	1 次/年	《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》(DB41/1066-2020)		
			现有加热炉烟囱				
废水	废水量、COD、BOD ₅ 、NH ₃ -N、挥发酚、总磷、石油类等		采出水处理站出水口	每天 1 次	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)		
环境空气	非甲烷总烃、硫化氢、二氧化硫、氮氧化物、颗粒物		肖垌堆村、马庄和文留镇	1 次/半年	《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级及 2018 年修改单		
土壤	石油烃(C ₁₀ ~C ₄₀)、砷、镉、六价铬、汞、土壤盐分等		中转站油气水分离装置区附近、采出水处理站主装置区附近、危废暂存场所附近	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) 表 1 第二类用地筛选值		
地下水	石油类、砷、镉、六价铬、汞、耗氧量、氨氮、挥发酚		文留采油厂现有地下水监测井	1 次/半年	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017) 中Ⅲ类标准		

回注井运行过程中，应持续对回注井口压力、套管压力、环孔压力、回注流体的流量、水质等指标进行监测，油田注水水质满足 SY/T5329 要求；定期开展套管腐蚀和水泥环状况检测，检测周期不超过 3 年。新启用或检维修后初次启用的回注井运行前，应进行井筒完整性测试；平均注入量大于等于 300m³/d 的回注井应每年至少进行 1 次井筒完整性检测，注入量小于 300m³/d 的回注井应至少每 2 年进行 1 次井筒完整性检测，检测发现井筒完整性失效，应立即停止回注。井筒完整性监测计划见下表。

表 9.3-2 回注井监测计划

类别	监测项目	监测点位置	监测频率	控制标准
回注井	储层空气渗透率	注水井	1 次/半年	满足《环境影响评价 技术导则·陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）要求；水质满足《碎屑岩油藏注水水质技术要求及分析方法》（SY/T5329）要求
	配注率、配注量、注水压力、平均腐蚀率		1 次/季	
	井筒完整性		1 次/2 年	

此外，退役期应对退役油井周边地下水环境、土壤环境开展跟踪监测，监测点位应根据具体退役井的位置进行布设，主要位于井口周边。

9.4 竣工环境保护验收

竣工环境保护验收清单见 6.4 节。

第 10 章 碳排放评价

根据《重点行业建设项目碳排放环境影响评价试点技术指南（试行）》，在环境影响报告书中增加碳排放环境影响评价专章，按照《工业企业污染治理设施污染物去除协同控制温室气体核算技术指南（试行）》（2017 年 9 月）要求，分析建设项目碳排放是否满足相关政策要求，明确建设项目二氧化碳产生节点，开展碳减排及二氧化碳、甲烷与污染物协同控制措施可行性论证，核算二氧化碳、甲烷产生和排放量，分析建设项目二氧化碳、甲烷排放水平，提出建设项目碳排放环境影响评价结论。

本次报告中相关的方法、计算公式及参数选取根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号）、《工业企业温室气体排放核算和报告通则》（GB/T32150-2015）等规范要求。

10.1 核算边界

企业法人或视同法人的独立核算单位为边界，核算和报告边界内所有生产设施产生的温室气体排放。生产设施范围包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运各个业务环节的基本生产系统。其中辅助生产系统包括厂区内的动力、供电、采暖、制冷、机修、化验、仪表、仓储、运输等，附属生产系统包括生产指挥管理系统（厂部）一级厂区内生产服务的部门和单位（如职工食堂、车间浴室等）。

拟建项目涉及设施范围有油气开采系统，油气处理、油气储运、辅助生产系统均依托现有，相比文留采油厂现有生产能力，拟建项目占比较小，本次评价不进行计算。本次评价碳排放核算边界为拟建项目新建改建的油井以及新建的余热综合利用系统。

10.2 排放源

10.2.1 排放源和气体种类

核算与报告的排放源类别和气体种类主要包括燃料燃烧二氧化碳（CO₂）排放、火炬燃烧 CO₂ 和甲烷（CH₄）排放、工艺放空 CO₂ 和 CH₄ 排放、设备泄漏 CH₄ 逃逸排放、CH₄ 回收利用量、CO₂ 回收利用量以及净购入电力和热力隐含的 CO₂ 排放，具体见下图。

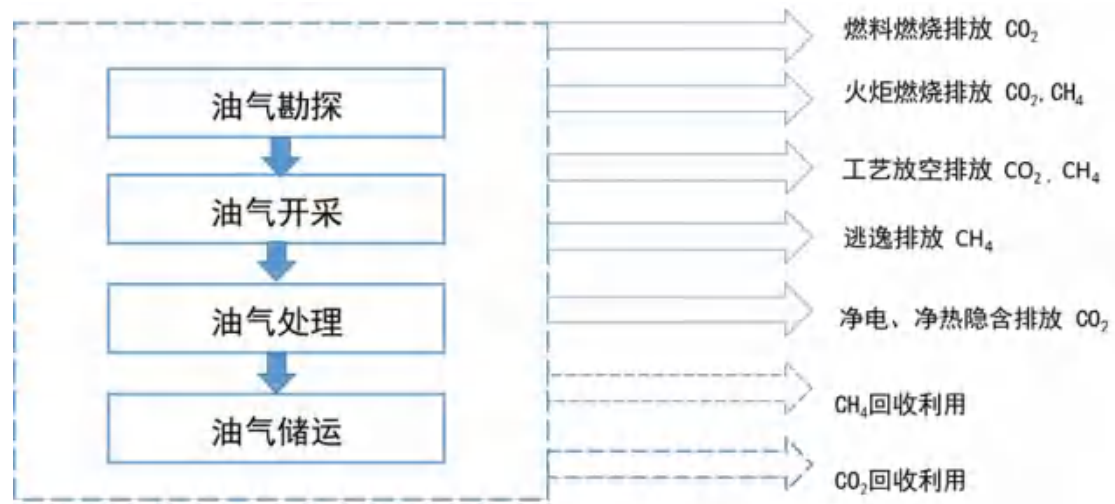


图 10.2-1 温室气体来源

10.2.2 拟建项目温室气体来源

拟建项目主要排放源见下表。

表 10.2-1 温室气体排放业务环节识别

排放源类别	气体种类	识别结果
燃料燃烧 CO ₂ 排放，主要指石油天然气生产各个环节化石燃料用于动力或热力供应的燃烧过程产生的 CO ₂ 排放；	拟建项目原油加热过程涉及天然气燃烧排放，燃料天然气采用伴生气	涉及燃料燃烧 CO ₂ 排放
火炬燃烧排放，出于安全等目的，石油天然气生产企业通常将各生产活动产生的可燃废气集中到一至数只火炬系统中进行排放前的燃烧处理。火炬燃烧除了 CO ₂ 排放外，还可能产生少量的 CH ₄ 排放，石油天然气生产的火炬系统需同时核算 CO ₂ 和 CH ₄ 排放；	拟建项目不涉及火炬燃烧，因此无燃料燃烧 CO ₂ 和 CH ₄ 排放。	不涉及
工艺放空排放，主要指石油天然气生产各环节通过工艺装置泄放口或安全阀门有意释放大气中的 CH ₄ 或 CO ₂ 气体，如驱动气动装置运转的天然气排放、泄压排放、设备吹扫排放、工艺过程尾气排放、储罐溶解气排放等。石油天然气生产企业业务环节较多且各具特	工艺开采取放空 CH ₄ 排放；油气处理业务工艺放空主要发生在天然气处理过程产生的温室气体 CO ₂ 和 CH ₄ ，拟建项目不涉及；油气储运环节工艺放空主要源于压气站/增压站、管线（逆止阀）、计	不涉及

色,其工艺放空排放应区分不同业务环节分开核算。	量站/分输站、清管站等的放空活动,这些主要针对天然气输送,拟建项目不涉及。	
CH ₄ 逃逸排放,主要是指石油天然气生产各环节由于设备泄漏产生的无组织 CH ₄ 排放,如阀门、法兰、泵轮密封、压缩机密封、减压阀、取样接口、工艺排水、开口管路、套管、储罐泄漏及未被定义为工艺放空的其他压力设备泄漏;石油天然气生产企业业务环节较多且各具特色,其逃逸排放应区分不同业务环节分开核算;	油气开采业务 CH ₄ 逃逸排放;油气储运业务 CH ₄ 逃逸排放,原油输送过程中产生的 CH ₄ 逃逸排放	油气开采业务、油气储运业务 CH ₄ 逃逸排放
CH ₄ 回收利用量,主要指企业通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH ₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH ₄ 。CH ₄ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除;	①拟建项目伴生气回收利用,为工艺开采回收,不属于通过节能减排技术回收工艺放空废气流中携带的 CH ₄ 从而免于排放到大气中的那部分 CH ₄	不涉及
CO ₂ 回收利用量,主要指企业回收燃料燃烧或工艺放空过程产生的 CO ₂ 作为生产原料或外供产品从而免于排放到大气中的那部分 CO ₂ 。CO ₂ 回收利用量可从企业总排放量中予以扣除。因缺乏适当的核算方法暂不考虑 CO ₂ 地质埋存或驱油的减排问题;	拟建项目利用中原大化二氧化碳,气驱采油,共设置 3 口气驱井,其中 2026 年、2027 年、2028 年各设置 1 口气驱采油井。	回收利用二氧化碳
净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放,该部分排放实际上发生在生产这些电力或热力的企业,但由报告主体的消费活动引起,依照约定也计入报告主体名下。	拟建项目年均用电量约 1438 万 kWh。	新增电力消耗

10.3 核算方法

根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南(试行)》(发改办气候〔2014〕2920 号)的要求,拟建项目温室气体排放量计算公式如下:

1、排放总量计算公式

$$E_{\text{GHG}} = E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} + E_{\text{GHG-火炬}} + \sum_s (E_{\text{GHG-工艺}} + E_{\text{GHG-逃逸}})_s - R_{\text{CH}_4\text{-回收}} \\ \times \text{GWP}_{\text{CH}_4} - R_{\text{CO}_2\text{-回收}} + E_{\text{CO}_2\text{-净电}} + E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$$

式中：

E_{GHG} ——企业温室气体排放总量，单位为吨 CO_2 当量；

$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}}$ ——企业由于化石燃料燃烧活动产生的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{GHG-火炬}}$ ——企业因火炬燃烧导致的温室气体排放，单位为吨 CO_2 当量；

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

$E_{\text{GHG-逃逸}}$ ——企业各业务类型的设备逃逸排放，单位为吨 CO_2 当量；

S ——企业涉及的业务类型，包括油气勘探、油气开采、油气处理、油气储运业务；

$R_{\text{CH}_4\text{-回收}}$ ——企业的 CH_4 回收利用量，单位为吨 CH_4 ；

GWP_{CH_4} —— CH_4 相比 CO_2 的全球变暖潜势（GWP）值。根据 IPCC 第二次评估报告，100 年时间尺度内 1 吨 CH_4 相当于 21 吨 CO_2 的增温能力，因此 GWP_{CH_4} 等于 21；

$R_{\text{CO}_2\text{-回收}}$ ——企业的 CO_2 回收利用量，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净电}}$ ——企业净购入电力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 ；

$E_{\text{CO}_2\text{-净热}}$ ——企业净购入热力隐含的 CO_2 排放，单位为吨 CO_2 。

2、燃料燃烧排放 CO_2 核算

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

$$E_{\text{CO}_2\text{-燃烧}} = \sum_j \sum_i \left(AD_{i,j} \times CC_{i,j} \times OF_{i,j} \times \frac{44}{12} \right)$$

式中：

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

i ——化石燃料的种类；

j ——燃烧设施序号；

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

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

$OF_{i,j}$ ——燃烧的化石燃料 i 的碳氧化率，取值范围为 0~1。

3、油气开采业务工艺放空排放计算公式

油气开采工艺放空 CH_4 排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\_开采放空} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\_开采放空}$ ——油气开采环节产生的工艺放空 CH_4 排放量，单位为吨 CH_4 ；

j ——油气开采系统中的装置类型，包括原油开采的井口装置、单井储油装置、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等；

Num_j ——第 j 个装置的数量，单位为个；

EF_j ——第 j 个装置的工艺放空 CH_4 排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)。

4、 CH_4 逃逸排放

油气开采业务 CH_4 逃逸排放可根据油气开采环节各类设施的数量及不同设施的 CH_4 逃逸排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{-开采逃逸}} = \sum_j (Num_{oil,j} \times EF_{oil,j}) + \sum_j (Num_{gas,j} \times EF_{gas,j})$$

式中：

$E_{CH_4\text{-开采逃逸}}$ ——原油开采或天然气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、接转站、联合站及天然气开采中的井口装置、集气站、计量/配气站、储气站等）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)；

$Num_{gas,j}$ ——天然气开采业务所涉及的泄漏设施类型数量，单位为个；

$EF_{gas,j}$ ——天然气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)。

5、油气储运业务 CH_4 逃逸排放

油气储运环节的工艺放空排放主要源于压气站/增压站、管线（逆止阀）、计量站/分输站、清管站等的放空活动。这些设施产生的工艺放空排放根据设施数量及不同设施的工艺放空排放因子进行计算：

$$E_{CH_4\text{-气输放空}} = \sum_j (Num_j \times EF_j)$$

式中：

$E_{CH_4\text{-气输放空}}$ ——天然气输送环节产生的工艺放空排放量，单位为吨 CH_4 ；

j ——天然气输送环节不同的设施类型，包括压气站/增压站、计量站/分输站、管线（逆止阀）、清管站等；

Num_j ——第 j 个油气输送设施的数量，单位为个；

EF_j ——第 j 个油气输送设施的工艺放空排放因子，单位为吨 CH_4 /(年·个)。

10.4 核算结果

拟建项目温室气体排放量核算结果见下表。

表 10.4-1 温室气体排放量核算

业务环节	参数选择	计算结果
燃料燃烧排放 CO ₂ 核算	拟建项目伴生气燃烧量为 162.153 万 Nm ³ （开发第 3 年），伴生气含碳量为 7.11 吨碳/万 Nm ³ ，碳氧转化率为 0.98	1129.85tCO ₂
油气开采业务 CH ₄ 逃逸排放	拟建项目未设置单井储油装置，集气站、中转站、计量站、天然气处理储运、采出液处理储运依托现有，温室气体排放量纳入整体排放中，本次环评评价不再单独进行核算。 拟建项目设置油井 153 口，其中 2028 年设置 59 口，数量最多，油气开采业务 CH ₄ 逃逸排放以 2029 年为基准。根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号），常规原油开采井口装置设施逃逸 CH ₄ 排放因子为 0.23 吨/年·个。	13.57tCH ₄
油气储运业务 CH ₄ 逃逸排放	拟建项目原油输送管道年输送量 8.765×10 ⁴ t（开发第 3 年），根据《中国石油天然气生产企业温室气体排放核算方法与报告指南（试行）》（发改办气候〔2014〕2920 号），原油输送管道设施逃逸 CH ₄ 排放因子为 753.29 吨/亿吨。	0.066tCH ₄
CO ₂ 回收利用量	拟建项目利用中原大化二氧化碳，气驱采油，共设置 3 口气驱井，其中 2028 年设置 1 口。气驱采油注汽量为 20t/d	-7300tCO ₂
净购入电力和热力隐含的 CO ₂ 排放	拟建项目年用电量约 1438 万 kW·h，根据《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）的河南省电网平均 CO ₂ 排放因子，即 EF=0.6369CO ₂ /MWh。	9158.62tCO ₂
合计	GWPC _{H4} =21	3274.826tCO ₂

综上，拟建项目温室气体排放量总计为 E_{GHG}=3274.826tCO₂。

10.5 温室气体减排措施建议

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

1) 原料清洁代替

从钻井液的角度分析，钻井液需要稀释和化学添加剂的加入，如果采用钻井液固相控制技术就可以减少水耗和添加剂的使用。井下角度分析主要是通过两方面来体现，一是在井下装入磁性液体控制机，防止油井结蜡结垢，从而减少修井

的次数，很大程度上的减少了人力和物力的消耗；同时在油井口安装自动装置，出现异常情况时井口就会自动关闭，降低了污染扩散的可能。原油的采集和输送也是节能减排的一个重要方面，可开发对太阳能技术和风能技术的使用，减少电能和天然气的消耗。钻井施工过程利用网电替代柴油机发电减少碳排放。

2) 设备改进

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

3) 建设新能源

充分利用井场闲置土地建设分布式光伏电站，减少外购网电。

第 11 章 VOCs 专章

11.1 VOCS 污染因子产、排情况分析

根据工程分析可知，拟建项目 VOCs 最大产生总量为 1.9942t/a，最大排放总量为 1.9942t/a。

11.2 VOCs 污染因子环境影响预测

根据第四章环境质量影响预测与评价章节可以看出，在基准年气象条件下，VOCs 污染因子 1 小时平均质量浓度贡献值均未超标。

11.3 VOCs 污染因子污染防治措施

11.3.1 原油输送和中转站

拟建项目拟采取井口加强密封，井口安装油套连通套管气回收装置，加强日常运行管理；拟建项目原油集输全部采用密闭管道流程；采出的原油进入中转站后首先进行三相分离，回收伴生气，伴生气进入中原油田分公司天然气处理系统进行处理；生产所用设备均为密闭设备，以尽可能减少设备生产过程中的无组织排放量。

11.3.2 采出水处理站

文二采出水处理站排污池加盖密闭，废气引入 1 套“吸收法+光催化氧化”装置处理，通过 1 根 15m 高排气筒排放。

根据中原油田分公司环境监测站 2023 年及 2024 年对文一、文三采出水处理站万方池和排污池敞开液面上方 100mm 处监测结果可知，VOCs 浓度为 $8.9\mu\text{mol/mol}$ ~ $38.9\mu\text{mol/mol}$ ，小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822）中含 VOCs 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 的相关要求。

11.4 拟建项目 VOCs 治理与相关文件、标准要求相符性分析

拟建项目 VOCs 治理与河南省生态环境厅《关于印发河南省工业大气污染防治 6 个专项方案的通知》（豫环文[2019]84 号）中的《河南省 2019 年挥发性有机物治理方案》、《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）以及《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气[2019]53 号）等文件的相符性分析见下表。

11.4.1 与《河南省 2019 年挥发性有机物治理方案》（豫环文[2019]84 号）相符性分析

拟建项目与《河南省 2019 年挥发性有机物治理方案》相符性分析见下表。由表可看出，拟建项目与该方案相符。

表 11.4-1 与《河南省 2019 年挥发性有机物治理方案》相符性分析一览表

要求	拟建项目实际情况	相符性
推进石油炼制、石油化学行业全面达标排放治理。2019 年 8 月底前，全省石油炼制、石油化学企业全面完成 VOCs 深度治理和 LDAR（泄漏检测与修复）治理。有机液体储罐应采用压力罐、低温罐、高效密封的浮顶罐或安装顶空联通置换油气回收装置的拱顶罐。有机液体装卸采取全密闭、液下装载等方式，并使用具备油气回收接口的运输车辆。强化废水处理系统等逸散废气收集治理，废水集输、储存、处理处置过程中高浓度 VOCs 逸散环节应采用密闭收集措施，并回收利用，难以回收的应安装高效治理设施。加强有组织工艺废气治理，工艺弛放气、酸性水罐工艺尾气、氧化尾气、重整催化剂再生尾气等工艺废气优先回收利用，难以利用的，应送火炬系统处理，或采用催化焚烧、热力焚烧等销毁措施。非正常工况排放的有机废气送火炬系统处理。石油化学企业 VOCs 排放全面达到《石油化学行业污染物排放标准（GB31571-2015）》特别排放限值要求	拟建项目属于石油开采业，原油输送依托现有工程，原油输送采用密闭管道输送，原油经分离后经管道输送至柳屯油库。文二采出水处理站排污池加盖密闭，废气引入 1 套“吸收法+光催化氧化”装置处理，通过 1 根 15m 高排气筒排放。根据中原油田分公司环境监测站 2023 年及 2024 年对文一、文三采出水处理站万方池和排污池敞开液面上方 100mm 处监测结果可知，VOCs 浓度为 8.9 μmol/mol~38.9 μmol/mol，小于 100 μmol/mol。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822）中含 VOCs 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 100μmol/mol 的相关要求。	相符

11.4.2 与《挥发性有机物无组织排放污染控制标准》的相符性分析

拟建项目与《挥发性有机物无组织排放污染控制标准》相符性分析见下表。由表可看出，拟建项目与该标准相符。

表 11.4-2 与《挥发性有机物无组织排放污染控制标准》相符性分析一览表

类别	要求		拟建项目实际情况	相符性
VOCs 物料 储存无组织 排放控制要 求	VOCs 物料应储存于密闭的容器、包装袋、储罐、储库、料仓中。盛装 VOCs 物料容器或包装袋应存放于室内，或存放于设置有雨棚、遮阳和防渗设施的专用场地。盛装 VOCs 物料的容器或包装袋在非取用状态时应加盖、封口，保持密闭。储存真实蒸气压 $\geq 76.6\text{kPa}$ 的挥发性有机液体储罐，应采用低压罐、压力罐或其他等效措施。储存真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 但 $< 76.6\text{kPa}$ 且储罐容积 $\geq 75\text{m}^3$ 的挥发性有机液体储罐，以及储存真实蒸气压 $\geq 5.2\text{kPa}$ 但 $< 27.6\text{kPa}$ 且储罐容积 $\geq 150\text{m}^3$ 的挥发性有机液体储罐，应符合下列规定之一：a) 采用浮顶罐。对于内浮顶罐，浮顶与罐壁之间应采用浸液式密封、机械式鞋形密封等高效密封方式；对于外浮顶罐，浮顶与罐壁之间应采用双重密封，且一次密封应采用浸液式密封、机械式鞋形密封等高效密封方式。b) 采用固定顶罐，排放的废气应收集处理并满足相关行业排放标准的要求（无行业排放标准的应满足 GB16297 的要求），或者处理效率不低于 90%。c) 采用气相平衡系统。d) 采取其他等效措施		拟建项目原油输送采用密闭管道输送，原油经密闭三相分离系统分离后，直接经密闭管道输送至柳屯油库，不暂存	相符
VOCs 物料 转移和输送 无组织排放 控制要求	液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送。采用非管道输送方式转移液态 VOCs 物料时，应采用密闭容器、罐车。粉状、粒状 VOCs 物料应采用气力输送设备、管状带式输送机、螺旋输送机等密闭输送方式，或者采用密闭的包装袋、容器或罐车进行物料转移		拟建项目原油和处理后的油品均采用密闭管道输送	相符
工艺过程 VOCs 无组 织排放控制 要求	物料投加 和卸放	a) 液态 VOCs 物料应采用密闭管道输送方式或采用高位槽（罐）、桶泵等给料方式密闭投加。无法密闭投加的，应在密闭空间内操作，或进行局部气体收集，废气应排至 VOCs 废气收集处理系统；b) 粉状、粒状 VOCs 物料应采用气力输送方式或采用密闭固体投料器等给料方式密闭投加。无法密闭投加的，应在密闭空间内操作，或进	拟建项目原油和处理后的油品均采用密闭管道输送，不涉及粉状、粒状 VOCs 物料	相符

		行局部气体收集，废气应排至除尘设施、VOCs 废气收集处理系统。 C)VOCs 物料卸（出、放）料过程应密闭，卸料废气应排至 VOCs 废气收集处理系统；无法密闭的，应采取局部气体收集措施，废气应排至 VOCs 废气收集处理系统		
	其他	工艺过程产生的含 VOCs 废料（渣、液）应按要求进行储存、转移和输送。盛装过 VOCs 物料的废包装容器应加盖密闭	拟建项目废水存储采用封闭水池存储，为密闭存储方式，输送采用密闭管道输送	相符
敞开液面 VOCs 无组织排放控制 要求	废水集输系统	对于工艺过程排放的含 VOCs 废水，集输系统应符合下列规定之一： a) 采用密闭管道输送，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施； b) 采用沟渠输送，若敞开液面上方 100mm 处 VOCs 检测浓度 $\geq 200\mu\text{mol/mol}$ ，应加盖密闭，接入口和排出口采取与环境空气隔离的措施	拟建项目废水集输过程均采用密闭管道进行输送。文二采出水处理站排污池加盖密闭，废气引入 1 套“吸收法+光催化氧化”装置处理，通过 1 根 15m 高排气筒排放。 根据中原油田分公司环境监测站 2023 年及	相符
	废水储存、处理设施	含 VOCs 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处 VOCs 检测浓度 $\geq 200\mu\text{mol/mol}$ ，应符合下列规定之一：a) 采用浮动顶盖；b) 采用固定顶盖，收集废气至 VOCs 废气收集处理系统；c) 其他等效措施	2024 年对文一、文三采出水处理站万方池和排污池敞开液面上方 100mm 处监测结果可知，VOCs 浓度为 $8.9\mu\text{mol/mol}$ ~ $38.9\mu\text{mol/mol}$ ，小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822）中含 VOCs 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 的相关要求，可不采取与环境空气隔离的措施。	相符
VOCs 无组织排放废气收集处理系统	基本要求	VOCs 废气收集处理系统应与生产工艺设备同步运行。VOCs 废气收集处理系统发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应停止运行，待检修完毕后同步投入使用；生产工艺设备不能停止运行或不能及时停止运行的，应设置废气应急处理设施或采取其他替代措施	要求企业制定非正常工况的操作规程和污染控制措施。并设置备用电源和备用泵	相符
要求	废气收集	企业应考虑生产工艺、操作方式、废气性质、处理方法等因素，对	拟建项目原油输送采用密闭管道输送，原油经	相符

	系统要求	VOCs 废气进行分类收集。废气收集系统排风罩（集气罩）的设置应符合 GB/T16758 的规定。采用外部排风罩的，应按 GB/T16758、AQ/T4274-2016 规定的方法测量控制风速，测量点应选取在距排风罩开口面最远处的 VOCs 无组织排放位置，控制风速不应低于 0.3m/s（行业相关规范有具体规定的，按相关规定执行）。废气收集系统的输送管道应密闭。废气收集系统应在负压下运行，若处于正压状态，应对输送管道组件的密封点进行泄漏检测，泄漏检测值不应超过 500 μ mol/mol，亦不应有感官可察觉泄漏。泄漏检测频次、修复与记录的要求按照规定执行	密闭三相分离系统分离后，直接经密闭管道输送至柳屯油库，不暂存	
	VOCs 排放控制要求	VOCs 废气收集处理系统污染物排放应符合 GB16297 或相关行业排放标准的规定。收集的废气中 NMHC 初始排放速率 $\geq 3\text{kg/h}$ 时，应配置 VOCs 处理设施，处理效率不应低于 80%；对于重点地区，收集的废气中 NMHC 初始排放速率 $\geq 2\text{kg/h}$ 时，应配置 VOCs 处理设施，处理效率不应低于 80%；采用的原辅材料符合国家有关低 VOCs 含量产品规定的除外。进入 VOCs 燃烧（焚烧、氧化）装置的废气需要补充空气进行燃烧、氧化反应的，排气筒中实测大气污染物排放浓度，应按式（1）换算为基准含氧量为 3%的大气污染物基准排放浓度。利用锅炉、工业炉窑、固废焚烧炉焚烧处理有机废气的，烟气基准含氧量按其排放标准规定执行。进入 VOCs 燃烧（焚烧、氧化）装置中废气含氧量可满足自身燃烧、氧化反应需要，不需另外补充空气的（燃烧器需要补充空气助燃的除外），以实测质量浓度作为达标判定依据，但装置出口烟气含氧量不得高于装置进口废气含氧量。吸附、吸收、冷凝、生物、膜分离等其他 VOCs 处理设施，以实测质量浓度作为达标判定依据，不得稀释排放。排气筒高度不	文留采油厂所在区域为重点地区。VOCs 废气收集处理系统污染物排放均满足 GB16297、《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162 号）文件要求等。	相符

		低于 15m（因安全考虑或有特殊工艺要求的除外），具体高度以及与周围建筑物的相对高度关系应根据环境影响评价文件确定。当执行不同排放控制要求的废气合并排气筒排放时，应在废气混合前进行监测，并执行相应的排放控制要求；若可选择的监控位置只能对混合后的废气进行监测，则应按各排放控制要求中最严格的规定执行	

11.4.3 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》（环大气[2019]53 号）的相符性分析

拟建项目与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》相符性分析见下表。由表可看出，拟建项目与该方案相符。

表 11.4-3 与《重点行业挥发性有机物综合治理方案》相符性分析一览表

类别	《方案》要求	拟建项目实际情况	相符性
重点区域	京津冀及周边地区：北京市，天津市，河北省石家庄、唐山、邯郸、邢台、保定、沧州、廊坊、衡水市以及雄安新区，山西省太原、阳泉、长治、晋城市，山东省济南、淄博、济宁、德州、聊城、滨州、菏泽市，河南省郑州、开封、安阳、鹤壁、新乡、焦作、濮阳市（含河北省定州、辛集市，河南省济源市） 长三角地区：上海市、江苏省、浙江省、安徽省汾渭平原：山西省晋中、运城、临汾、吕梁市，河南省洛阳、三门峡市，陕西省西安、铜川、宝鸡、咸阳、渭南市以及杨凌示范区（含陕西省西咸新区、韩城市）	拟建项目位于濮阳市濮阳县，根据重点区域划分范围，拟建项目所在位置属于重点区域	相符
重点控制的 VOCs 物质	O ₃ 前体物：间/对二甲苯、乙烯、丙烯、甲醛、甲苯、乙醛、1,3-丁二烯、三甲苯、邻二甲苯、苯乙烯等 PM _{2.5} 前体物：甲苯、正十二烷、间/对二甲苯、苯乙烯、正十一烷、正癸烷、乙苯、邻二甲苯、1,3-丁二烯、甲基环己烷、正壬烷等恶臭物质：甲胺类、甲硫醇、甲硫醚、二甲二硫、二硫化碳、苯乙烯、异丙苯、苯酚、丙烯酸酯类等高毒害物质：苯、甲醛、氯乙烯、三氯乙烯、丙烯腈、丙烯酰胺、环氧乙烷、1,2-二氯乙	拟建项目属于石油开采行业，不涉及排放恶臭物质及高毒害物质	/

	烷、异氰酸酯类等		
石化行业 VOCs 综合治 理	全面加大石油炼制及有机化学品、合成树脂、合成纤维、合成橡胶等行 VOCs 治理力度。重点加强密封点泄漏、废水和循环水系统、储罐、有机液体装卸、工艺废气等源项 VOCs 治理工作，确保稳定达标排放。重点区域要进一步加大其他源项治理力度，禁止熄灭火炬系统长明灯，设置视频监控装置；推进煤油、柴油等在线调和工作；非正常工况排放的 VOCs，应吹扫至火炬系统或密闭收集处理；含 VOCs 废液废渣应密闭储存；防腐防水防锈涂装采用低 VOCs 含量涂料	拟建项目原油采用密闭管道输送。含 VOCs 废渣密闭储存在危废暂存间	相符
	深化 LDAR 工作。严格按照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》规定，建立台账，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。加强备用泵、在用泵、调节阀、搅拌器、开口管线等检测工作，强化质量控制；要将 VOCs 治理设施和储罐的密封点纳入检测计划中。参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》有关设备与管线组件 VOCs 泄漏控制监督要求，对石化企业密封点泄漏加强监管。鼓励重点区域对泄漏量大的密封点实施包裹法检测，对不可达密封点采用红外法检测	拟建项目建议参照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》规定，建立台账、质量控制、记录管理等工作。参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》有关设备与管线组件 VOCs 泄漏控制监督要求，对石化企业密封点泄漏加强监管	相符
	加强废水、循环水系统 VOCs 收集与处理。加大废水集输系统改造力度，重点区域现有企业通过采取密闭管道等措施逐步替代地漏、沟、渠、井等敞开式集输方式。全面加强废水系统高浓度 VOCs 废气收集与治理，集水井（池）、调节池、隔油池、气浮池、浓缩池等应采用密闭化工艺或密闭收集措施，配套建设燃烧等高效治污设施。生化池、曝气池等低浓度 VOCs 废气应密闭收集，实施脱臭等处理，确保达标排放。加强循环水监测，重点区域内石化企业每六个月至少开展一次循环水塔和含 VOCs 物料换热设备进出口总有机碳（TOC）或可吹扫有机碳（POC）监测工作，出口浓度大于进口浓度 10%的，要溯源泄漏点并及时修复	拟建项目废水集输过程均采用密闭管道进行输送。	相符
	强化储罐与有机液体装卸 VOCs 治理。加大中间储罐等治理力度，真实蒸气压大于等于 5.2 千帕（kPa）的，要严格按照有关规定采取有效控制措施。鼓励重点区域对真	拟建项目原油输送采用密闭管道输送，原油经密闭三相分离系统分离后，	相符

	实蒸气压大于等于 2.8kPa 的有机液体采取控制措施。进一步加大挥发性有机液体装卸 VOCs 治理力度，在重点区域推广油罐车底部装载方式，推进船舶装卸采用油气回收系统，试点开展火车运输底部装载工作。储罐和有机液体装卸采取末端治理措施的，要确保稳定运行	直接经密闭管道输送至柳屯油库，不存储	
	深化工艺废气 VOCs 治理。有效实施催化剂再生废气、氧化尾气 VOCs 治理，加强酸性水罐、延迟焦化、合成橡胶、合成树脂、合成纤维等工艺过程尾气 VOCs 治理。推行全密闭生产工艺，加大无组织排放收集。鼓励企业将含 VOCs 废气送工艺加热炉、锅炉等直接燃烧处理，污染物排放满足石化行业相关排放标准要求。酸性水罐尾气应收集处理。推进重点区域延迟焦化装置实施密闭除焦（含冷焦水和切焦水密闭）改造。合成橡胶、合成树脂、合成纤维等推广使用密闭脱水、脱气、掺混等工艺和设备，配套建设高效治污设施	拟建项目废水集输过程均采用密闭管道进行输送。	相符

11.4.4 与《河南省挥发性有机物污染控制技术指南》相符性分析

拟建项目与《河南省挥发性有机物污染控制技术指南》相符性分析见下表。由表可看出，拟建项目与该指南相符。

表 11.4-4 与《河南省挥发性有机物污染控制技术指南》相符性分析

类别	《方案》要求	拟建项目实际情况	相符性
过程控制	1、推进使用先进设备：推进设备改良，采用减少或改变设备密封点的方法从源头控制 VOCs 的无组织排放，比如泵类采用无轴式泵、双机械轴封、密闭抽气系统等高效控制技术，气体阀门、挥发性有机液体阀门推荐采用隔膜阀，释压阀采用破裂盘、密闭集气系统，管线尽量采用焊接，减少法兰连接，压缩机采用隔膜阀、止漏流体密封并密闭抽气，含挥发性有机物的采样应采用密闭采样或等效设施	拟建项目设备均采用密闭设备	相符
	2、挥发性有机液体储罐 VOCs 控制合理选择罐型及密封方式，加大中间储罐等治理力度。1）储存真实蒸气压 $\geq 76.6\text{kPa}$ 的挥发性有机液体应采用压力储罐。2）储存真实蒸气压 $\geq 2.8\text{kPa}$ 但 $< 27.6\text{kPa}$ 且设计容积 $\geq 150\text{m}^3$ 的挥发性有机液体储罐，以及储存真实蒸气压 $\geq 27.6\text{kPa}$ 但 $< 76.6\text{kPa}$ 且设计容积 $\geq 75\text{m}^3$	拟建项目不涉及	--

	的挥发性有机液体储罐，应符合下列规定之一：a) 采用内浮顶罐的，内浮顶罐的浮盘与罐壁之间应采用浸液式、机械式鞋形、双封式等高效密封方式。b) 采用外浮顶罐的，外浮顶罐的浮盘与罐壁之间应采用双封式密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式。c) 采用固定顶罐的，应安装密闭排气系统至有机废气回收或处理装置。3) 鼓励企业采用压力罐、浮顶罐等替代固定顶罐		
	合理使用涂漆。选择罐壁涂料颜色时，应尽可能在满足相关规范要求的前提下，选择白色罐壁涂料，同时选用不易由于化学变化而降低其反射太阳辐射性能的涂料。另外，储罐涂层应定期重刷，以保护罐体不被腐蚀，并保持良好的反射阳光的性能	拟建项目不涉及	--
	定期检查浮盘密封。浮顶罐浮盘上的开口、缝隙密封设施，以及浮盘与罐壁之间的密封设施在工作状态下应保持密闭。对浮盘的检查至少每 6 个月进行一次，每次检查应记录浮盘密封设施的状态，记录应保存至少 1 年以上	拟建项目不涉及	--
	加强维护。罐体应保持完好，不应有孔洞、缝隙，浮顶边缘密封不应有破损。附件开口（孔），除采样、计量、例行检查、维护和其他正常活动外，应密闭。浮顶罐支柱、导向装置等储罐附件穿过浮顶时，应采取密封措施。浮顶罐除储罐排空作业外，浮顶应始终漂浮于储存物料的表面。浮顶罐自动通气阀在浮顶处于漂浮状态时应关闭且密封良好，仅在浮顶处于支撑状态时开启。除自动通气阀、边缘呼吸阀外，浮顶罐的外边缘板及所有通过浮顶的开孔接管均应浸入液面下。定期检查固定顶罐呼吸阀的定压是否符合设定要求	拟建项目不涉及	--
挥发性有机液体装载 VOCs 控制	挥发性有机液体装车优先采用底部装载方式；底部装载结束并断开快接头时，滴洒量不应超过 10mL，滴洒量取连续 3 次断开操作的平均值。无法实现底部装载的应采用带有机锁紧式密封鹤管的顶部浸没式装载方式，出口距离罐底高度应小于 200mm；并定期检测密封部件，保障废气收集效率。装载过程排放的废气应收集处理并满足排放标准，或连接至气相平衡系统	拟建项目采用密闭管道输送，部分产能并采用单车拉油形式输送，采出液优先采用底部装载方式；底部装载结束并断开快接头时，滴洒量不超过 10mL，滴洒量取连续 3 次断开操作的平均值。	--

生产过程 VOCs 控制	设备与管线组件泄漏检测与修复。严格按照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》规定，建立台账，开展泄漏检测、修复、质量控制、记录管理等工作。参照《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB37822)有关设备与管线组件 VOCs 泄漏控制监督要求，对石化企业密封点泄漏加强监管。鼓励对泄漏量大的密封点实施包袋法检测，对不可达密封点采用红外法检测。应对 VOCs 流经的泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、法兰及其他连接件、泄压设备、取样连接系统及其他密封设备进行泄漏检测与修复。其中泵、压缩机、阀门、开口阀或开口管线、气体/蒸汽泄压设备、取样连接系统至少每 3 个月检测一次；法兰及其他连接件、其他密封设备至少每 6 个月检测一次；对于 VOCs 流经的初次开工开始运转的设备和管线组件，应在开工后 30 日内对其进行第一次检测；挥发性有机液体流经的设备和管线组件每周应进行目视观察，检查其密封处是否出现滴液迹象。当检测到泄漏时，在可行条件下应尽快维修，一般不晚于发现泄漏后 15 日；首次（尝试）维修不应晚于检测到泄漏后 5 日，首次尝试维修应当包括拧紧密封螺母或压盖、在设计压力及温度下密封冲洗等措施；若检测到泄漏后，在不关闭工艺单元的条件下，在 15 日内进行维修技术上不可行，则可以延迟维修，但不应晚于最近一个停工期	评价建议企业严格按照《石化企业泄漏检测与修复工作指南》规定，建立台账，开展质量控制、记录管理等工作	相符
	物料输送（转移）、投加、分离、抽真空与干燥重点推荐使用低（无）泄漏的泵、压缩机、过滤器、离心机、干燥设备等。采用无泄漏泵或高位槽投加液体物料，采用管道自动计量并投加粉体物料，或者采用投料器密闭投加粉体物料。采用全自动密闭式（氮气或空气密封）的压滤机及全自动密闭或半密闭式的离心机，压滤和离心产生的母液须密闭收集，因正压产生的废气应收集后接入废气处理系统；蒸馏、抽真空、抽滤等物料分离产生的废气须收集后接入废气处理系统。真空系统应采用干式真空泵，真空排气应排至 VOCs 收集处理系统；若使用液环（水环）真空泵、水（水蒸气）喷射真空泵等，工作介质的循环槽（罐）应密闭，真空排气、循环槽（罐）排气应排至 VOCs 废气收集处理系统。挥发性物料干燥操作单元应采用密闭式的干燥设备，干燥过程中挥发的有机废气应收集、处理	拟建项目原油输送采用密闭管道，经三相分离后的油品直接经密闭管道输送至柳屯油库，不暂存	相符
废水集输、 储存、处理 处置过程 VOCs 控制	用于集输、储存、处理含 VOCs 的废水设施应密闭，产生的废气应接至废气回收或处理装置集中处置。密闭设施上的开口应设置封盖，封盖与密闭体应设密封垫，开口在不使用时应密封。废气收集系统应在负压下运行。废水系统的接入口和排出口应采取与环境空气隔离的措施	拟建项目废水收集和输送过程均为封闭设施	相符

循环水系统 VOCs 控制	加强循环水监测，每六个月至少开展一次循环水塔和含 VOCs 物料换热设备进出口总有机碳（TOC）或可吹扫有机碳（POC）监测工作，出口浓度大于进口浓度 10%的，要溯源泄漏点并及时修复	文留采油厂循环水均为间接接触冷却，不涉及 VOCs	--
化学品仓库、危险废物暂存库 VOCs 控制	对于化学品仓库、固废仓库应密闭、整体通风换气，置换的废气送废气处理设施处理	拟建项目为石油开采行业，不涉及化学品仓库；危废暂存间主要暂存废弃的落地油和油泥砂，主要含重馏分，且采用两层密闭袋装，因此产生的 VOCs 气体较少	基本相符
强化控制火炬 VOCs 排放	可以采用装置排放控制、设置可燃气回收设施、加强消烟设施、提高火炬无烟处理等手段有效控制。针对火炬排放 VOCs，优先推荐设置火炬墙技术，采用多个火炬串联工作，根据实际工况，合理选择火炬的开启和关闭，以保证 VOCs 的达标排放。火炬燃烧装置应当用于工艺装置开停车、火灾事故、公用工程事故及其他事故等紧急状态下，无法进行有效回收的可燃性气体的应急处置，不得作为日常大气污染处理设施。企业应连续监测、记录各类紧急状态下引燃设施和火炬的工作状态（火炬气流量、火炬头温度、火种气流量、火种温度等），并保存记录至少 1 年以上	拟建项目不涉及	--
采样过程 VOCs 控制	现状为开口管线采样的，应进行改造，加装或更换密闭式采样系统。新建企业应设计密闭式采样系统	拟建项目采样管线为密闭式采样系统	相符

第 12 章 结论与建议

12.1 项目概况

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目计划在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺 $20.4711 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 3591m），均为新建井场；侧钻井总进尺 $8.7305 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 727m），依托现有井场建设；新增原油产能共计 23.567 万 t。同时配套建设集输管线约 20.66km，新建道路 35.1km。

12.2 环境质量现状

12.2.1 环境空气

濮阳市 2020-2024 年濮阳市 PM_{10} 年平均浓度、 $\text{PM}_{2.5}$ 年平均浓度与第 95 百分位数日平均质量浓度、 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。项目所在区域属于环境空气质量不达标区。

根据环境空气现状监测结果，各监测点所测得非甲烷总烃浓度值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中限值（ 2.0mg/m^3 ）要求，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

12.2.2 地表水

宋海桥断面为金堤河的市控常规监控断面，根据濮阳市生态环境局发布的濮阳市环境质量月报，金堤河宋海桥断面 2024 年除 2 月、9 月外，其余月份水质状况可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准要求。

12.2.3 地下水

根据监测数据表明，本次监测地下水环境质量现状各点位各因子监测值均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准要求。根据包气带污染监测结果，对照结果显示中转站内各监测因子浓度与井场外背景值相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

12.2.4 土壤

根据土壤环境质量现状监测结果，占地范围内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（ $\text{pH}>7.5$ ），石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，因此评价区土壤环境质量良好。

12.2.5 声

根据声环境现状监测结果，项目周围环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类区相关标准限值；现有站场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。评价区声环境质量较好。

12.3 污染物产生及处理措施可行性分析

12.3.1 施工期

12.3.1.1 废水

拟建项目施工期废水主要包括钻井废水、管线清管和试压废水、压裂返排液、生活污水等。

钻井废水、管线清管和试压废水、压裂返排液由罐车运往文一、文二或文三采出水处理站依托现有采出水处理设施处理达标后回注地下开采层，不向外环境

排放。

钻井施工期产生的所有生活污水排入井场生活区临时环保厕所，定期清掏。采取上述措施后，施工期废水可妥善处理。

12.3.1.2 废气

拟建项目施工期废气包括井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等产生的施工扬尘及施工机械、运输车辆排放的烟气。

施工期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，其中受风力因素的影响最大，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。通过控制施工区域、硬化道路、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖等措施，可有效减少施工扬尘对周围环境空气的影响。

本项目井场建设、车辆运输过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于大气污染物的扩散，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。

综上所述，项目施工期废气对周围环境影响较小。

12.3.1.3 噪声

施工期间钻机等高噪声设备工作时会对井场周围声环境产生一定的影响，但因钻井周期较短，噪声影响持续时间短，随着钻井工程的结束而结束。

拟建项目在钻井期对周围声环境产生的一定程度的影响，应尽量避免夜间施工，对受影响的农户及时沟通，但施工期噪声影响是暂时的且影响较小，随着施工期的结束施工噪声将消失。

12.3.1.4 固体废物

项目施工期产生的落地油、沾油废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、油基钻井固废等危险废物收集后暂存至现有危险废物暂存点暂存，定期交有资质单位

处置，不外排。施工期水基钻井固废（废泥浆及岩屑）采用“泥浆不落地工艺”，全部委托中原油田油气加工技术服务中心综合利用，处理后可用于铺垫井场，或制作免烧砖等。建筑垃圾及施工废料尽可能回收利用，不能利用的剩余废料由施工单位清运。施工场所产生活垃圾统一收集，由中原油田物业服务中心统一收集，交由环卫清运处理；施工期生活垃圾全部收集后运往环卫部门，由环卫部门统一合规处置。

因此，项目产生的固体废物采取有效措施，经过合理处置后对环境的影响较小。

12.3.1.5 生态

拟建项目实施过程中新井钻井工程、道路工程都会发生非污染生态影响，主要表现为土地利用方式的改变、破坏植被、土壤翻动、碾压表土等。评价建议项目钻井期采取以下生态保护措施：①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，钻井结束后及时拆除临时占地内的设施，恢复生态环境；②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；③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，钻井结束后及时恢复周边生态环境。

根据文留采油厂实际运行情况，经采取措施后，项目钻井施工对周围生态环境影响较小。

12.3.2 运营期

12.3.2.1 废水

原油集输过程中产生的废水主要包括中转站产生的采出水，此外，新井投入生产后每年会产生一定量的作业废水。全部依托现状采出水处理站。现状采出水处理站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，目前采用“三段式密闭工艺（除油—沉淀—过滤工艺）”组合工艺，总设计处理

为 49000m³/d，目前实际处理废水量 29415m³/d。根据中原油田分公司环保监测总站对该采出水处理站的例行监测数据以及调查了解的日常监测数据，2024 年现状采出水处理站全年出水水质达标率均为 100%，说明现状采出水处理站废水处理工艺是可行的。另外，根据调查中原油田 2024 年 1 月-12 月油田注水水质普查公报，文留采油厂文一、文二、文三采出水处理站注水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

综上分析可知，拟建项目新增产能排放的废水依托现有厂文一、文二、文三采出水处理设施进行处理是可行的。

12.3.2.2 废气

拟建项目运营期废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃料废气以及原油处理过程、采出水处理站、油泥暂存池等产生的无组织排放烃类气体。

1、加热炉燃料废气

现有水套加热炉废气可以满足《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066）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。

2、原油处理过程、油泥暂存等产生的无组织排放烃类气体

总烃是油气开采及集输过程中以无组织形式排放，主要排放源为井口、各站点、管线衔接处、未收集的原油伴生气、原油储罐等设施，其中密闭的集输设施及回收原油中的伴生气及轻组分气体可最大程度降低总烃排放量。文留采油厂通过降低原油输送温度，采用低压低温输送工艺，可显著降低集输过程中总烃无组织损失量；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；加强油区巡视管理，杜绝人为破坏（偷气、盗油），减少油气泄漏事故；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。

3、采出水处理站废气

文留采油厂各采出水处理站都设置有万方池、污油池和排污池，根据现场调

查，文二采出水处理站已对各池上方安装盖板，通过管线连接吸收排出的废气，采用密闭引风方式收集废气，收集的废气经 1 套“两级喷淋吸收+光催化氧化”装置处理后，经 1 根 15m 高排气筒排放。文一及文三采出水处理站万方池、油污池和排污池等为敞开状态，根据中原油田分公司环境监测站 2023 年~2024 年对采出水处理站万方池和排污池等敞开液面上方 100mm 处监测结果，VOCs 浓度为 $8.9\mu\text{mol/mol}$ ~ $38.9\mu\text{mol/mol}$ ，小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》含 VOC 废水储存和处理设施敞开液面上方 100mm 处小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 的相关要求。

采取以上措施后，文留采油厂在今后的开发过程中可进一步降低总烃的无组织排放量，减轻原油开发对区域环境空气的影响。

12.3.2.3 固体废物

拟建项目运行期固废包括注水残渣（即污泥）、废弃油泥沙、废弃落地原油、废润滑油及油桶。注水残渣直接调剖回注，不暂存；废弃落地原油、油泥砂、废润滑油及油桶清理出后进入现有危废暂存间暂存，定期委托具有相应处理资质的单位进行处理。

文留采油厂现已建成 2 座混凝土危废贮存场所并已完善相应配套设施，建设规模为 350m^2 。现已具备贮存危废的能力，实现了油泥砂和落地油安全存贮、合规存贮的要求，避免了环境污染和事故的发生。在暂存场暂存后送有资质单位进行处理。

综上所述，拟建项目运行期固体废物均可得到合理处置。

12.3.2.4 噪声

拟建项目噪声主要为采油厂在开采过程中进行井下作业时部分设备、设施产生间歇性的工作噪声。针对拟建项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，设计中采取降噪措施有：

- （1）设备选型尽可能选择低噪声设备；

(2) 加强对设备的维护管理等。

采用以上措施后，可有效地减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

12.3.3 退役期

12.3.3.1 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、SO₂、NO₂、CmHn 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。

12.3.3.2 废水

退役期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现有采出水处理站，依现有采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回用于油田注水开发，不外排。

12.3.3.3 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、废弃采气树、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油泥砂，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

油井进入闭井期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输过程。

12.4 主要环境影响分析

12.4.1 施工期

12.4.1.1 大气

本项目施工期产生的大气污染物主要为施工扬尘、施工废气。施工期废气产生量较小且属于短期排放，并将随施工期的结束而消除，故对环境空气影响较小。

12.4.1.2 废水

施工期产生的钻井废水、施工作业废液、清罐废水均依托附近站场采出水处理系统处理达标后回注，不外排，对周围地表水影响较小。管道试压废水主要污染物是悬浮物，经沉淀后用于洒水抑尘，禁止排至具有饮用水功能水体。

本项目钻井施工过程中采用下套管注水泥固井完井方式，对含水层进行了封固处理，有效保护地下水层，同时严格要求套管下入深度，可有效控制钻井液在地层中的漏失，减轻对地下水的影响。本项目平均井深超过 1000m、超出了项目所在区域地下水潜水含水层深度，正常情况下，不会对地下水产生影响。在严格采取设计的防渗措施和本报告提出的其他地下水保护措施前提下，从地下水环境保护角度，本项目建设是可行的。

12.4.1.3 噪声

施工期钻井、地面等施工噪声对于井场附近居民具有一定的影响，施工期采取以下措施：选用低噪声设备，设备基础安装减振基础，加强设备维护与保养等。采取以上措施后，经预测可知，井场厂界及敏感目标处噪声预测值均满足相应标准要求，对周围声环境影响是可接受的。施工期影响短暂，随施工结束后噪声影响即消除。

12.4.1.4 固废

项目施工期产生的落地油、沾油废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶、油基钻井固废等危险废物收集后暂存至胡状中转站现有危险废物暂存点暂存，定期交有资质单位处置，不外排。施工期水基钻井固废（废泥浆及岩屑）采用“泥浆不落地工艺”，全部委托中原油田油气加工技术服务中心综合利用，处理后可用于铺垫井场，或制作免烧砖等。建筑垃圾及施工废料尽可能回收利用，不能利用的剩余废料由施工单位清运。施工现场所产生活垃圾统一收集，由中原油田物业服

务中心统一收集,交由环卫清运处理;施工期生活垃圾全部收集后运往环卫部门,由环卫部门统一合规处置。

因此,项目产生的固体废物采取有效措施,经过合理处置后对环境的影响较小。

12.4.2 运营期

12.4.2.1 大气

1) 本项目大气环境影响评价等级为二级,根据估算模型 AERSCREEN 计算结果,本项目污染物最大落地浓度占标率 $<10\%$ 。本项目投产运营后,井场面源、加热炉点源等排放的污染物贡献浓度较小,对周围环境影响较小。

2) 本项目不需设置大气环境保护距离,本项目排放方案合理。

12.4.2.2 废水

采出水、井下作业废液等经现有采出水处理系统处理达标后回注,不外排。因此,本项目的废水对地表水环境影响很小。

12.4.2.3 噪声

经预测,运营期井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值要求,敏感目标处噪声预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类声环境功能区环境噪声限值要求。项目经采取噪声防治措施后不会对周围声环境造成较大影响。因此,从声环境角度分析,本项目可行的。

12.4.2.4 固废

运营期固体废物主要为落地油、废气油泥砂、注水残渣、废润滑油及油桶等,落地油、废气油泥砂、废润滑油及油桶为危险废物,危险废物全部委托由具备危废处理资质的单位无害化处置;注水残渣属于一般固废,用于调剂剂调剂回注。本项目产生的固体废物全部进行了妥善处置,均不外排,对周围环境影响较小。

12.4.3 退役期

12.4.3.1 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、SO₂、NO₂、CmHn 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。

12.4.3.2 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油泥砂，均应统一收集后委托有资质单位拉运进行无害化处理。

12.4.3.3 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，影响范围在声源周围 200m 范围内。

12.4.3.4 废水

退役期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现有采出水处理站，依托采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回用于油田注水开发，不外排。

12.5 环境风险分析

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气等，环境风险潜势综合判断为I，可进行简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防

范措施，同时制定了本项目的应急预案。在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设运行带来的环境风险是可控的，项目建设可行。

12.6 环境经济损益分析

总体上看，本项目有较好的经济效益和社会效益，当确保污染治理设施正常运转、污染物达标排放时，项目基本实现社会、经济和环境效益的统一，环境效益显著。

12.7 环境管理与监测计划

根据工程排污特点及项目实际情况，由质量安全环保科负责项目运行期间的环保设施正常运营、环保措施的落实及环境监测计划的完成。

12.8 公众意见采纳情况

按照《环境影响评价公众参与办法》的相关规定，建设单位委托环评后在“生态环境公示网”发布了项目环境影响评价信息公示；项目环境影响报告书征求意见稿形成后，在涉及的村庄通过张贴公告的方式进行公示，同时分别于 2025 年 9 月 11 日和 9 月 16 日分两次在《河南工人报》上进行了登报公示。与此同时在“生态环境公示网”发布了网络公示并提供了征求意见稿浏览网址。整个公示期间建设单位和环评单位均未收到关于本项目的反馈意见。

12.9 评价结论

本项目属于鼓励类项目，符合国家和地方产业政策及相关规划；项目选址与选线符合环境功能区划的要求。项目建设导致的环境影响可采取相应环保措施予以减缓；项目施工与运行采用的生产工艺先进，符合清洁生产的要求。在严格落实报告书提出的各项环境保护措施、避让环境敏感目标，落实环境风险防范措施和应急预案后，项目的环境影响和环境风险后果能够控制在可接受的范围内，从环境保护的角度分析，项目的建设是可行的。

12.10 建议

根据开发区域的环境特点和本项目待解决的环境问题，提出下述建议：

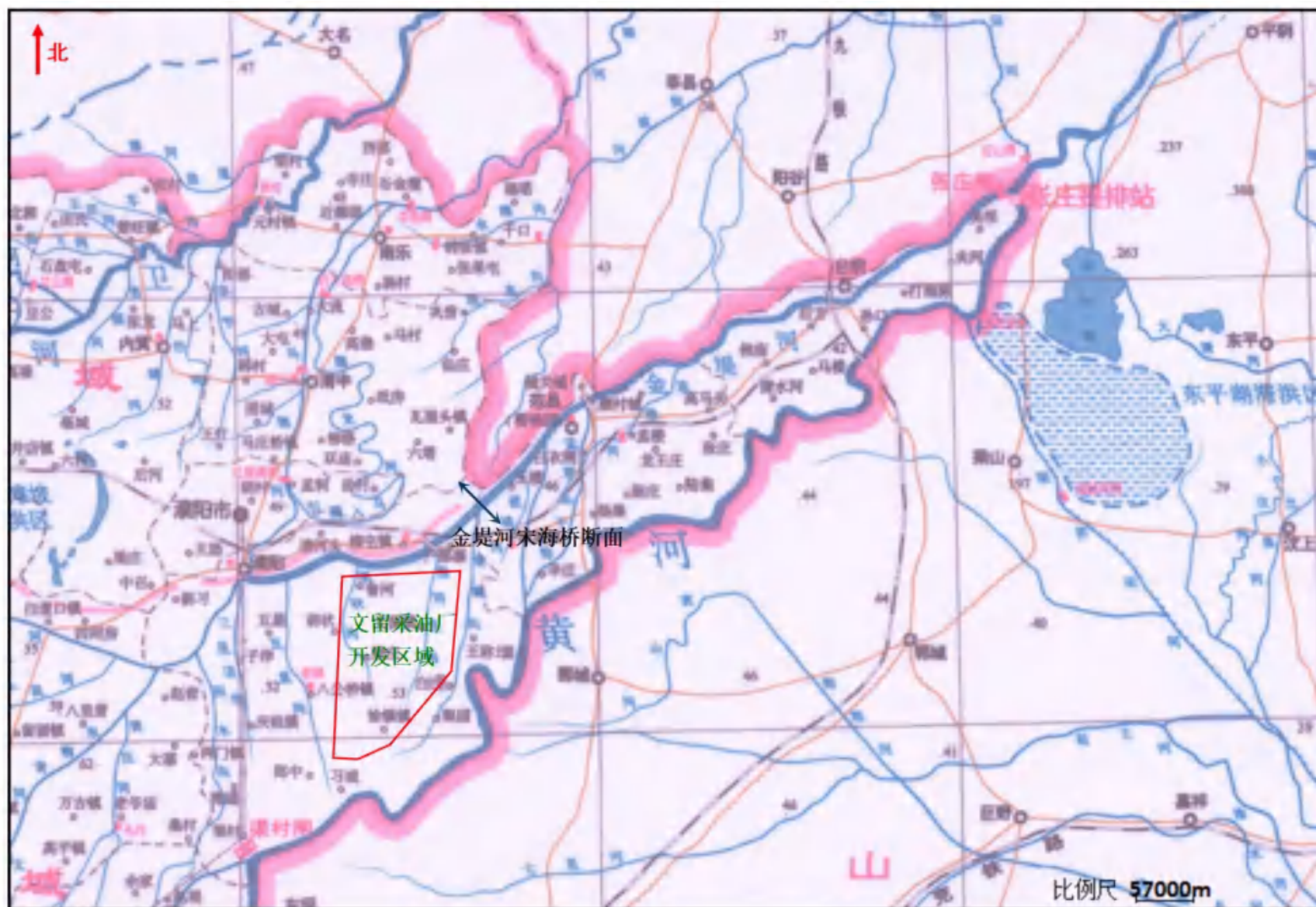
（1）项目钻井作业和地面建设工程结束后，必须认真进行施工后的地表恢复，清理井场及其周围各种化学处理剂的空桶、废弃的钻井设备等工作，并进行严格的检查验收。

（2）项目开发完成后，应采取必要的闭井措施，以利于当地生态环境的恢复。站场运行完毕后，拆除设备，最后清理场地，清除、处置好各种固体废物，恢复原有地貌。

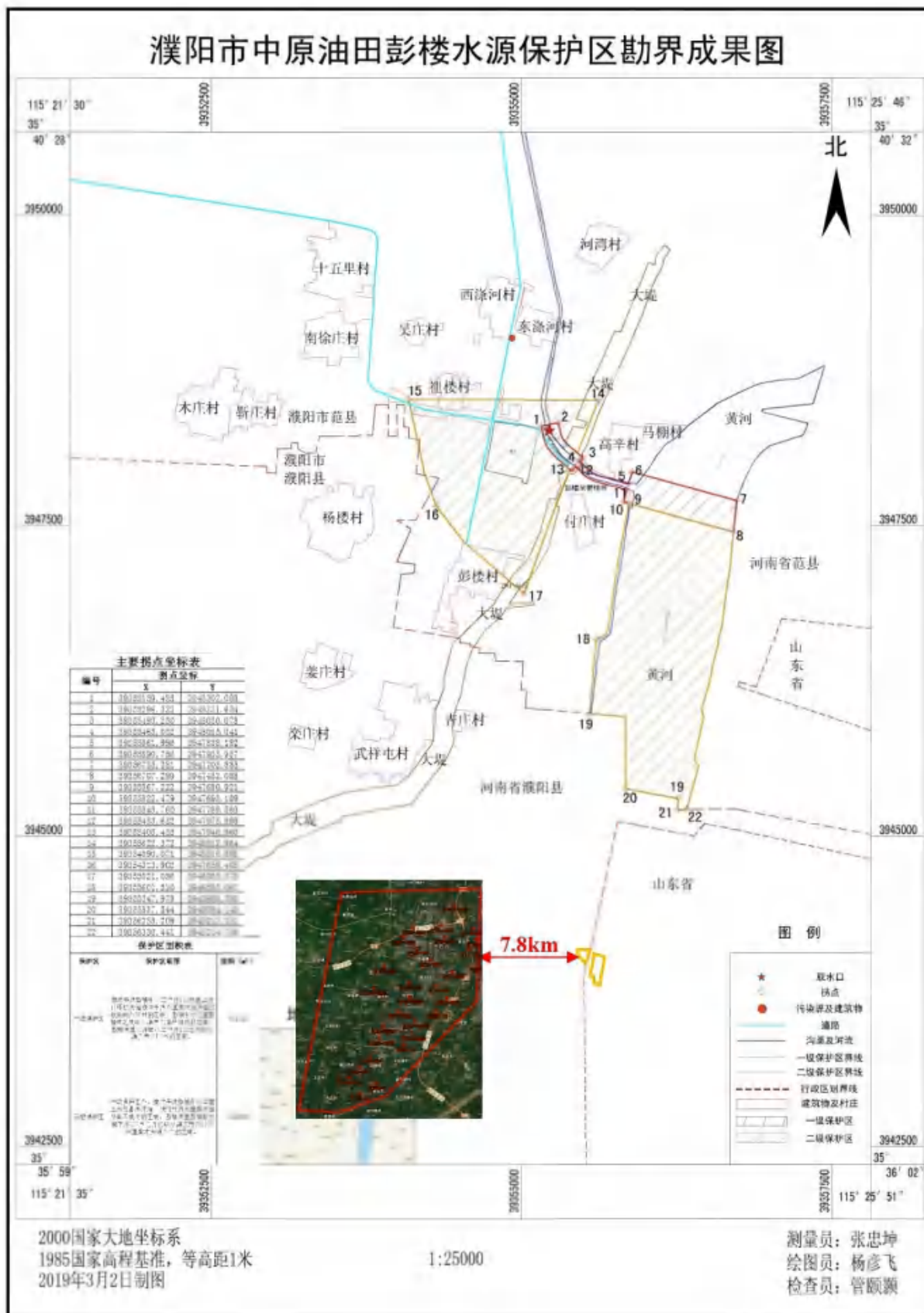
（3）建议油田有关部门和地方政府加强结合，针对油田开发和城市规划建设，在布局、规划以及环境功能区划等方面及时沟通交流，以达到保护环境和油气资源开发并举的目的。



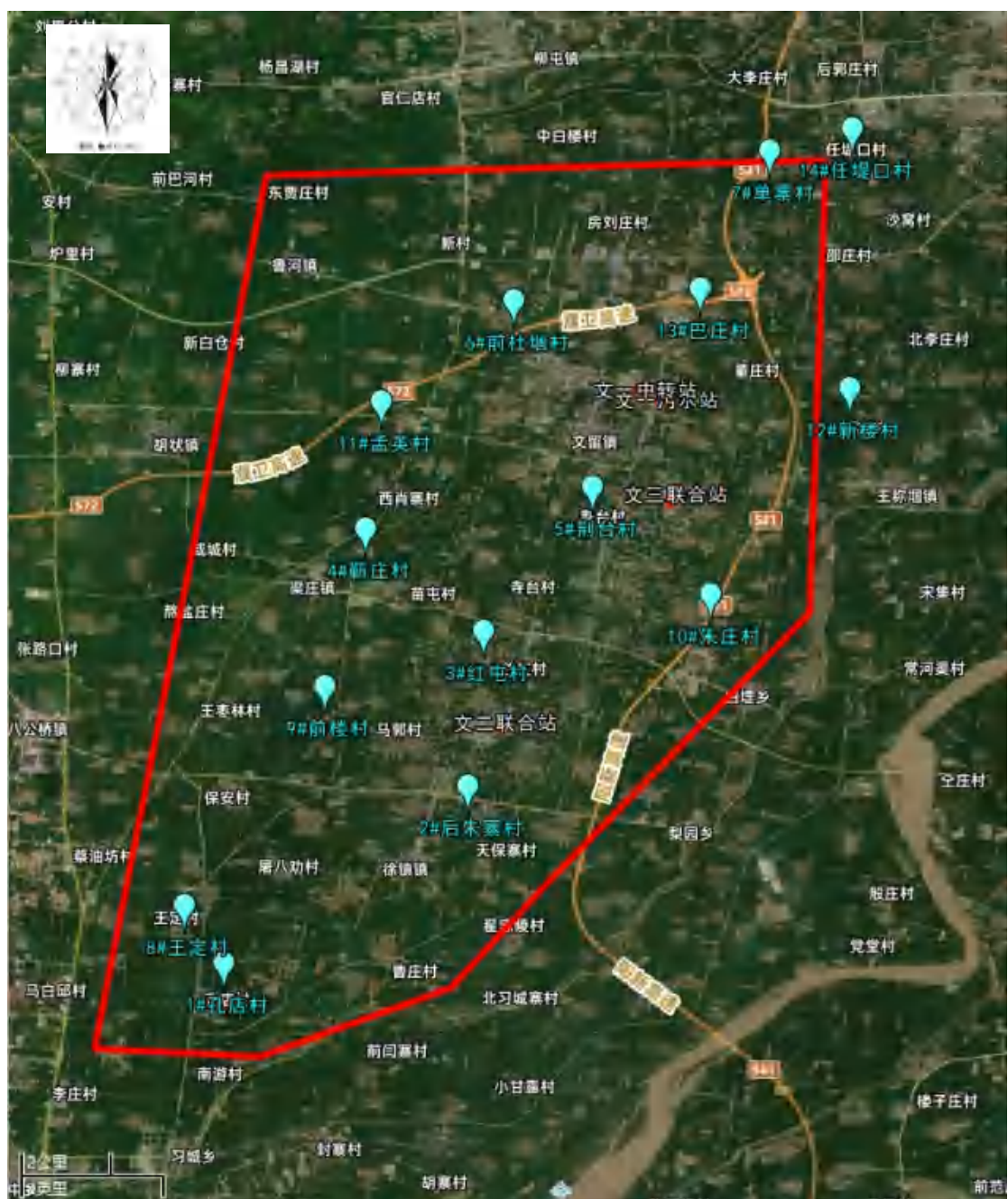
附图1 文留采油厂地理位置图



附图 2 区域地表水系图

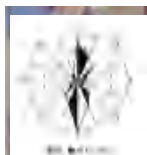


附图 3 文留采油厂开采区域与彭楼水源保护区关系图



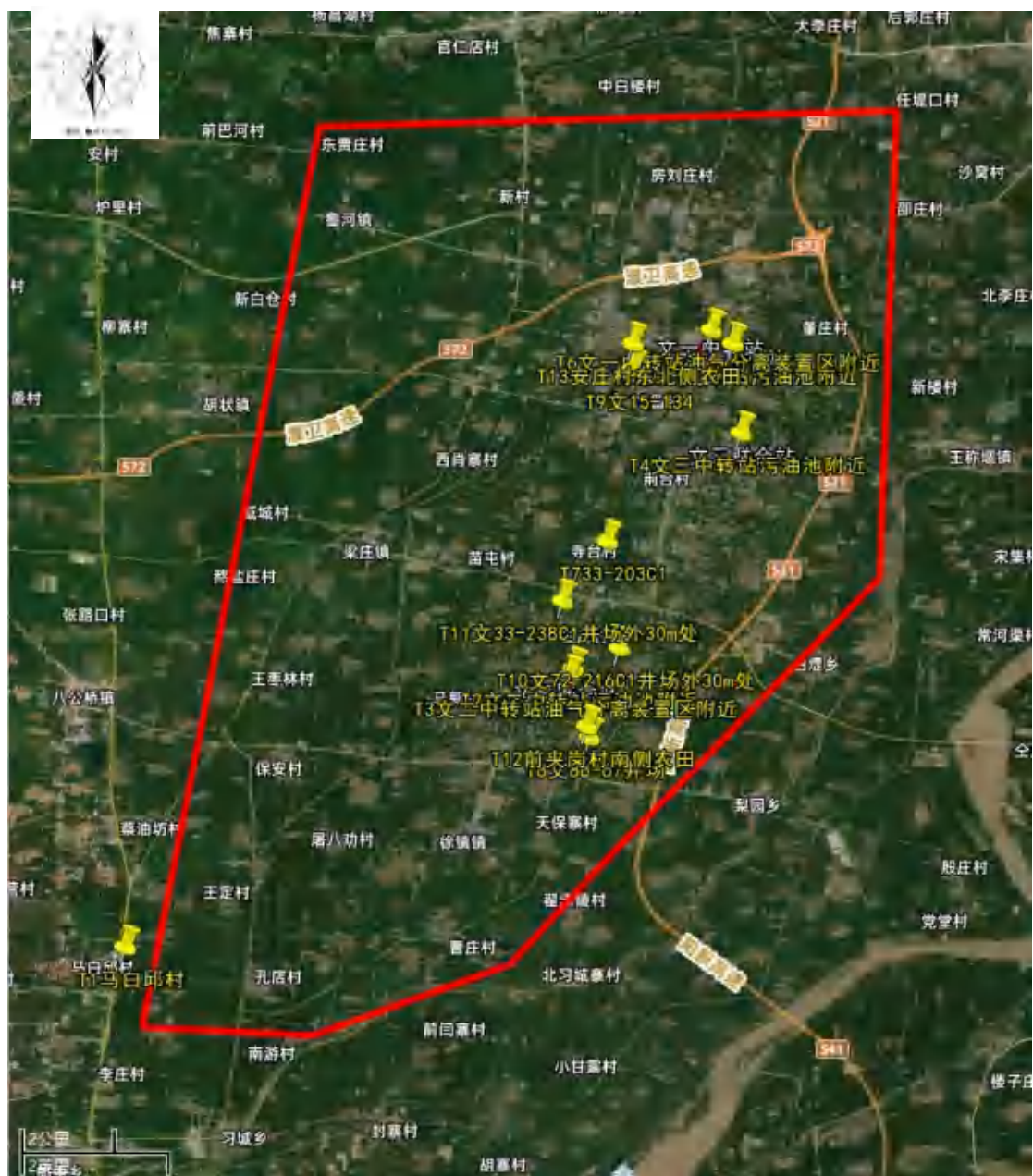
附图 4-2 地下水环境现状监测点位





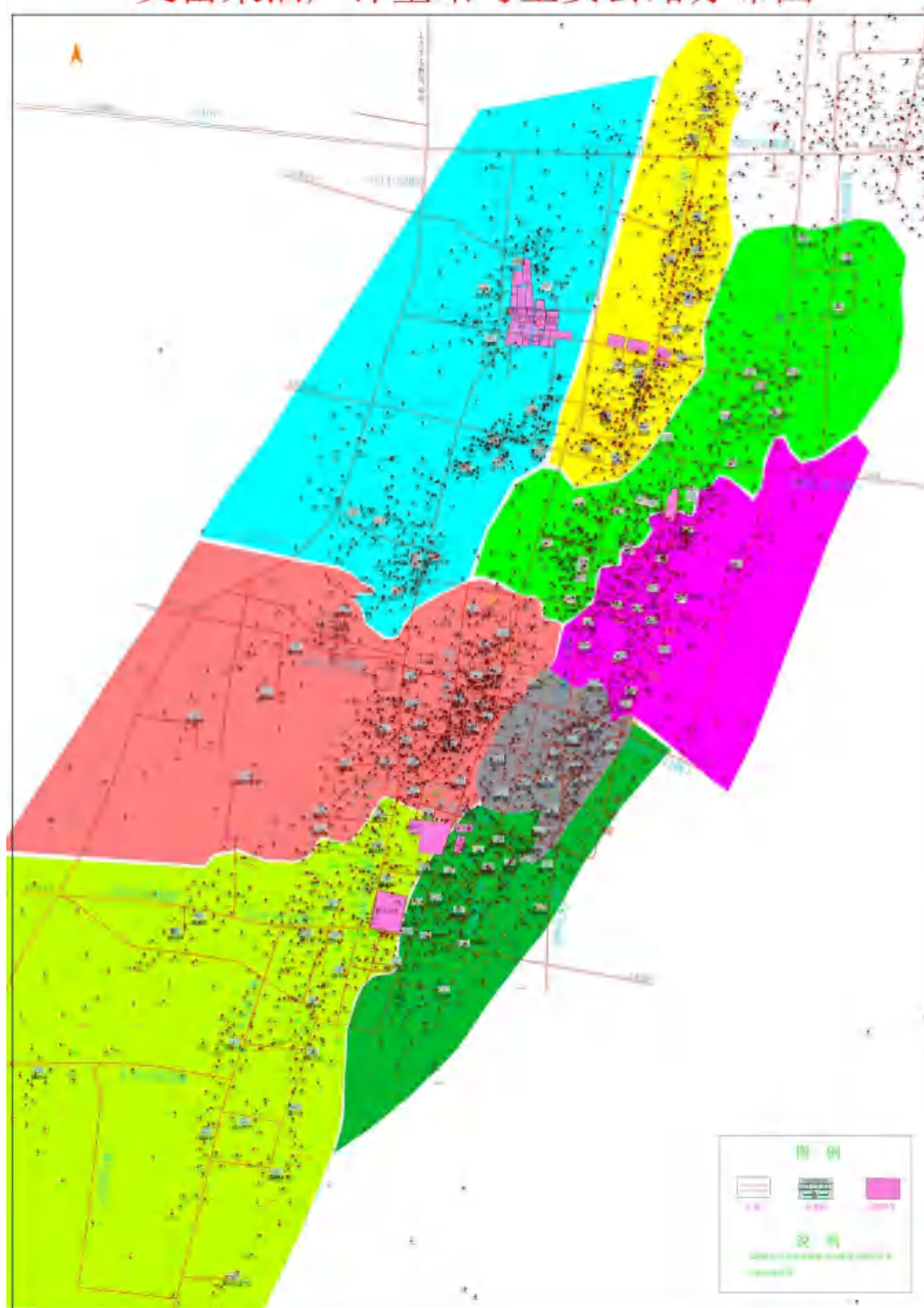


附图 4-3 包气带现状监测点位



附图 4-5 土壤环境现状监测点位

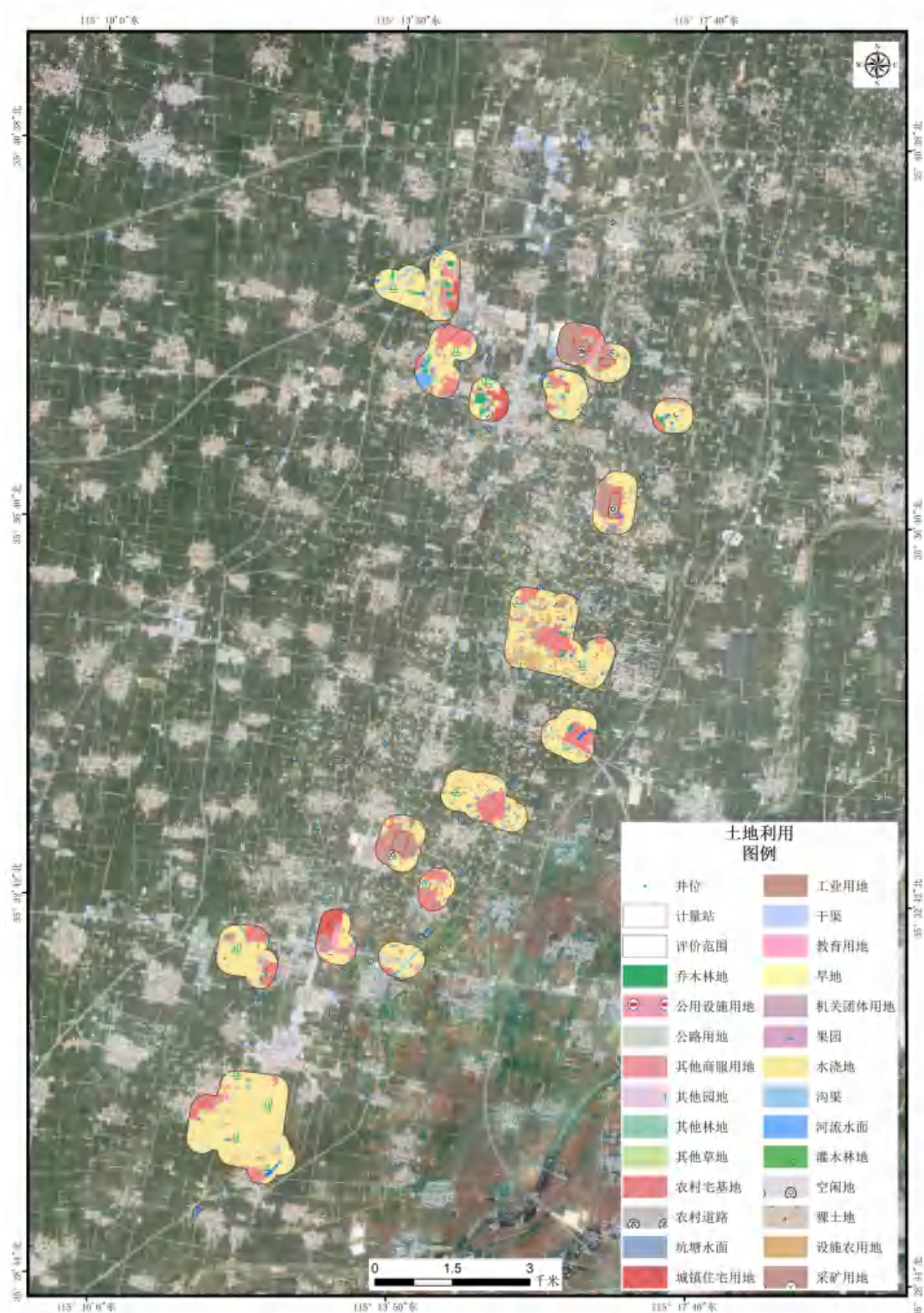
文留采油厂计量站与主要公路分布图



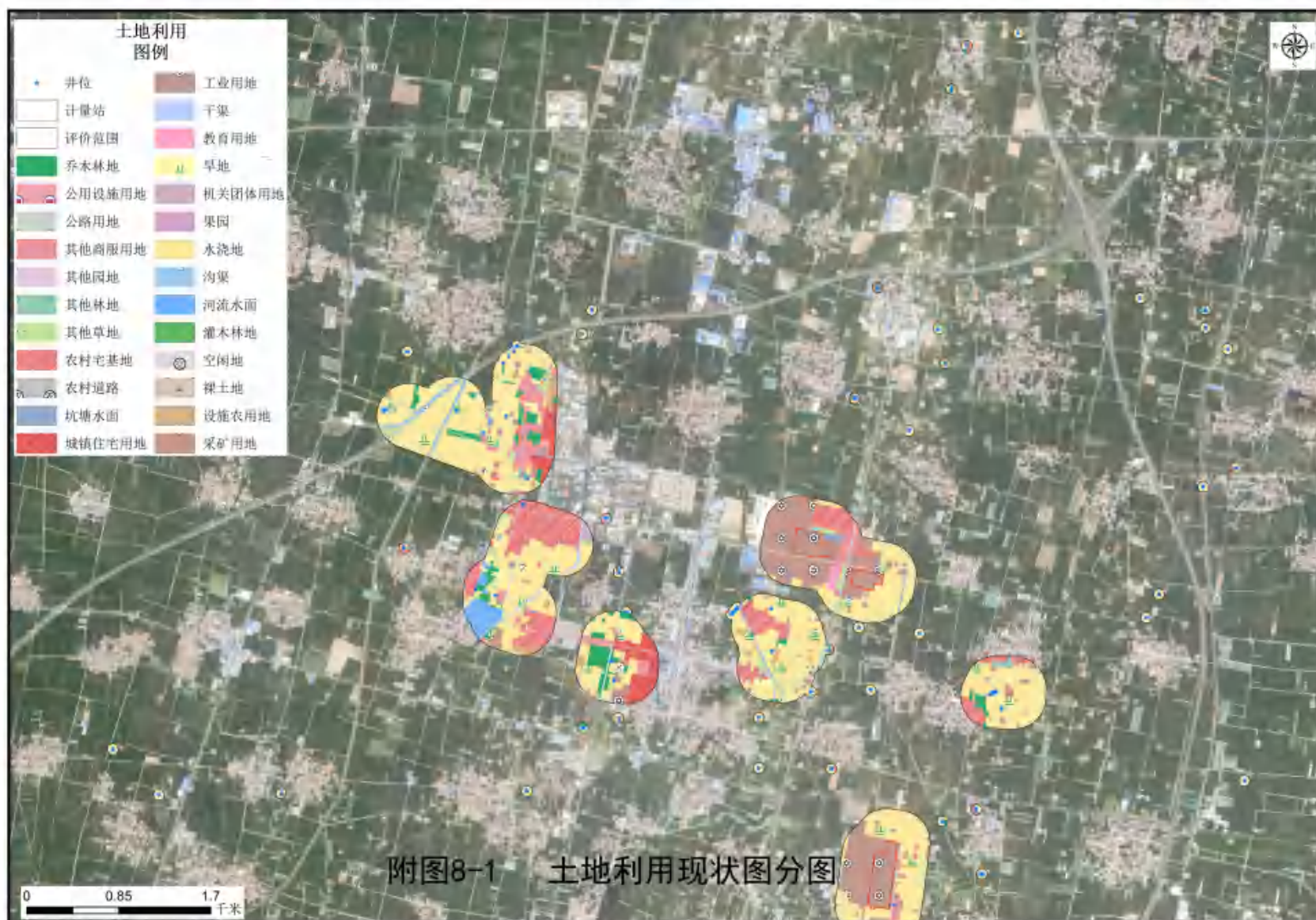
附图 5 现有钻井及站场分布图

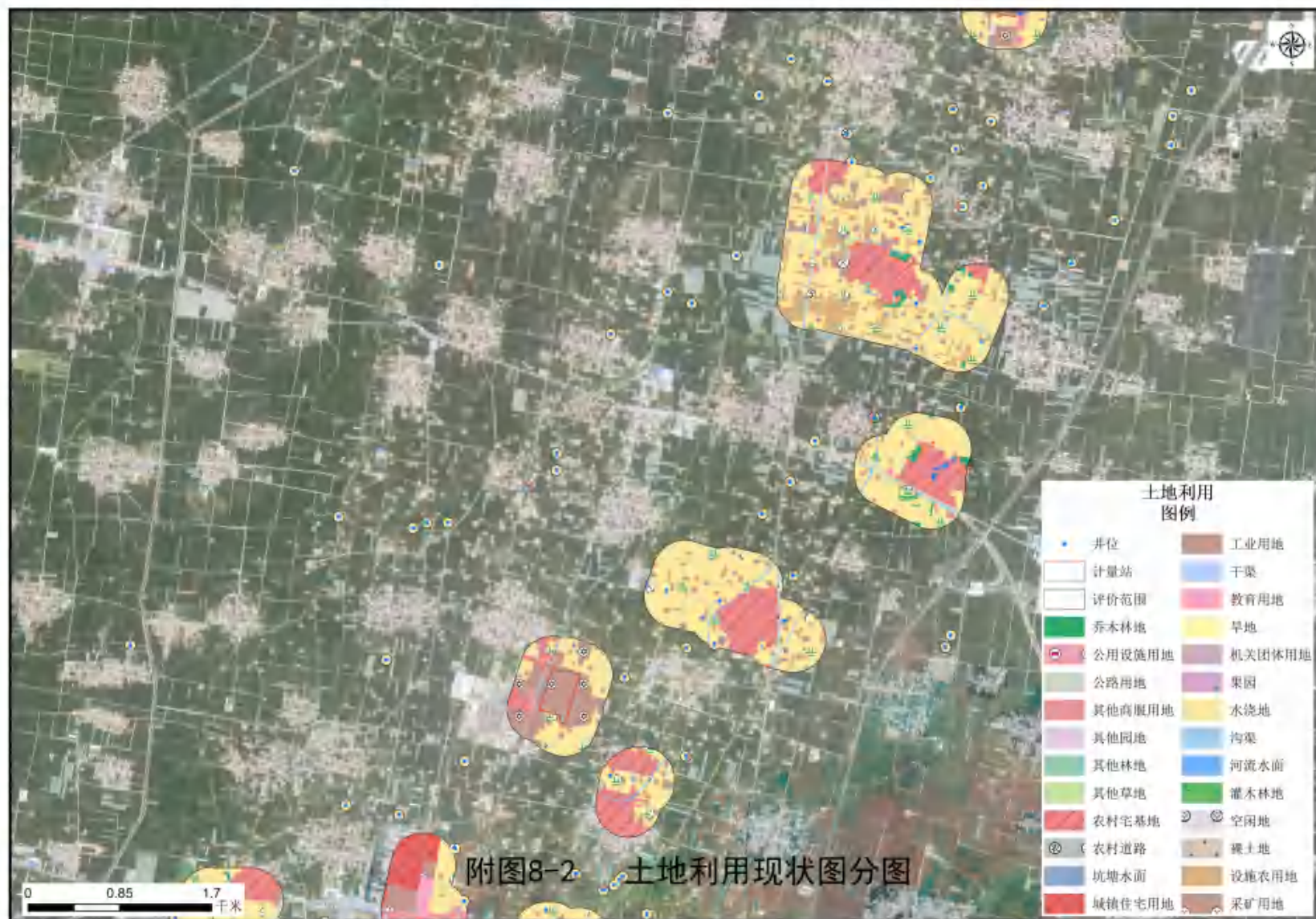


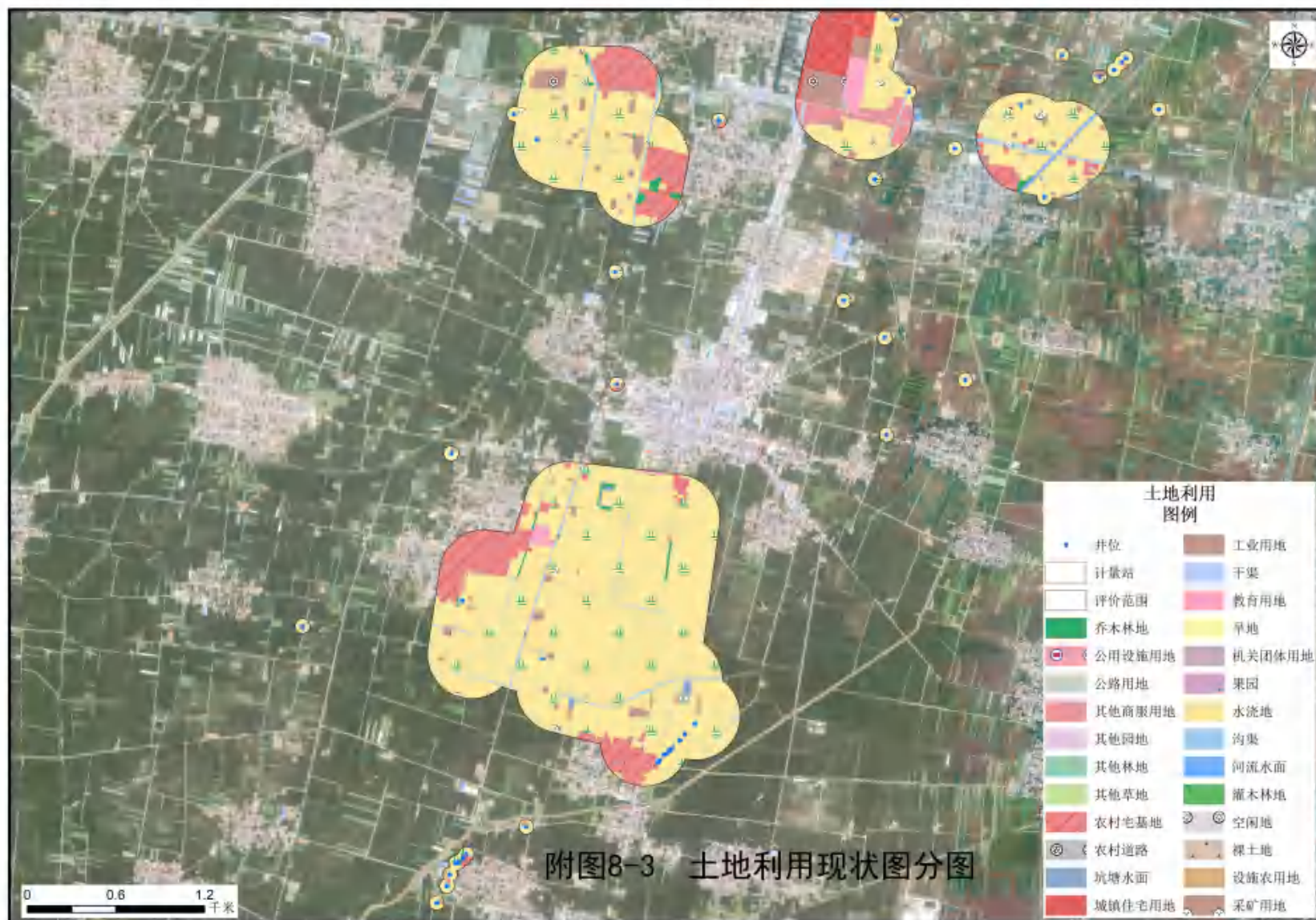
附图 6 拟建项目井位图

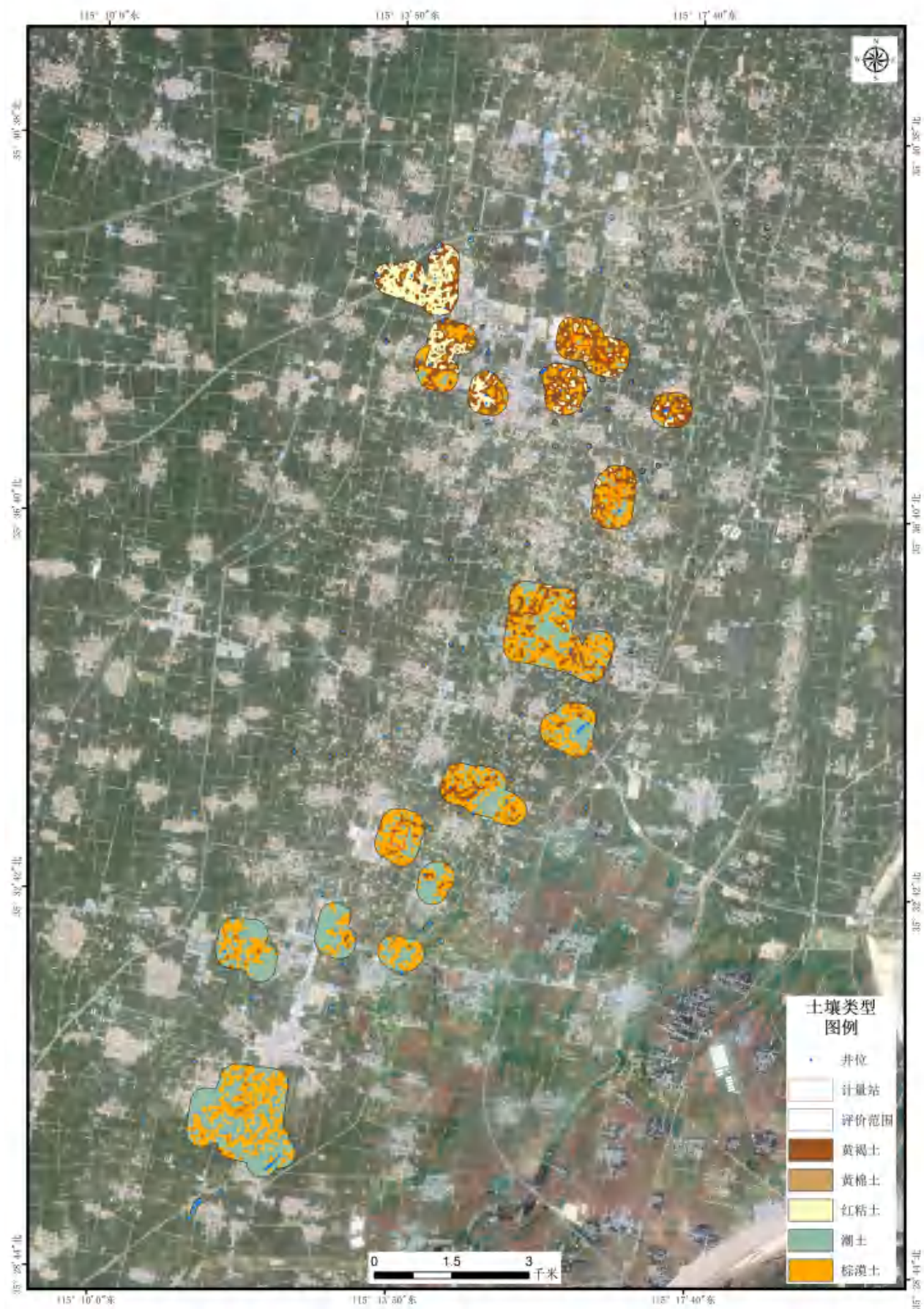


附图 8 评价范围内土地利用现状图

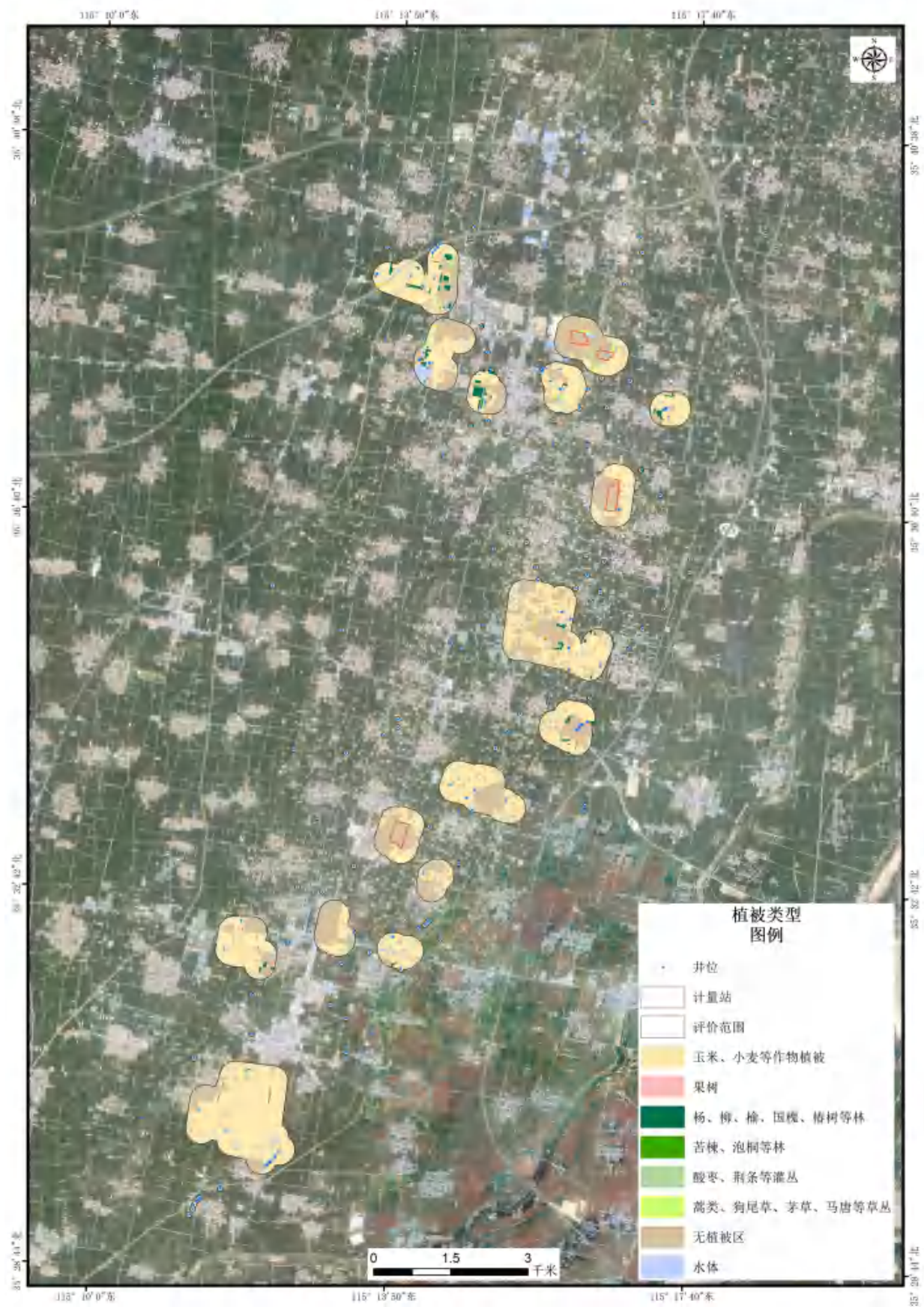




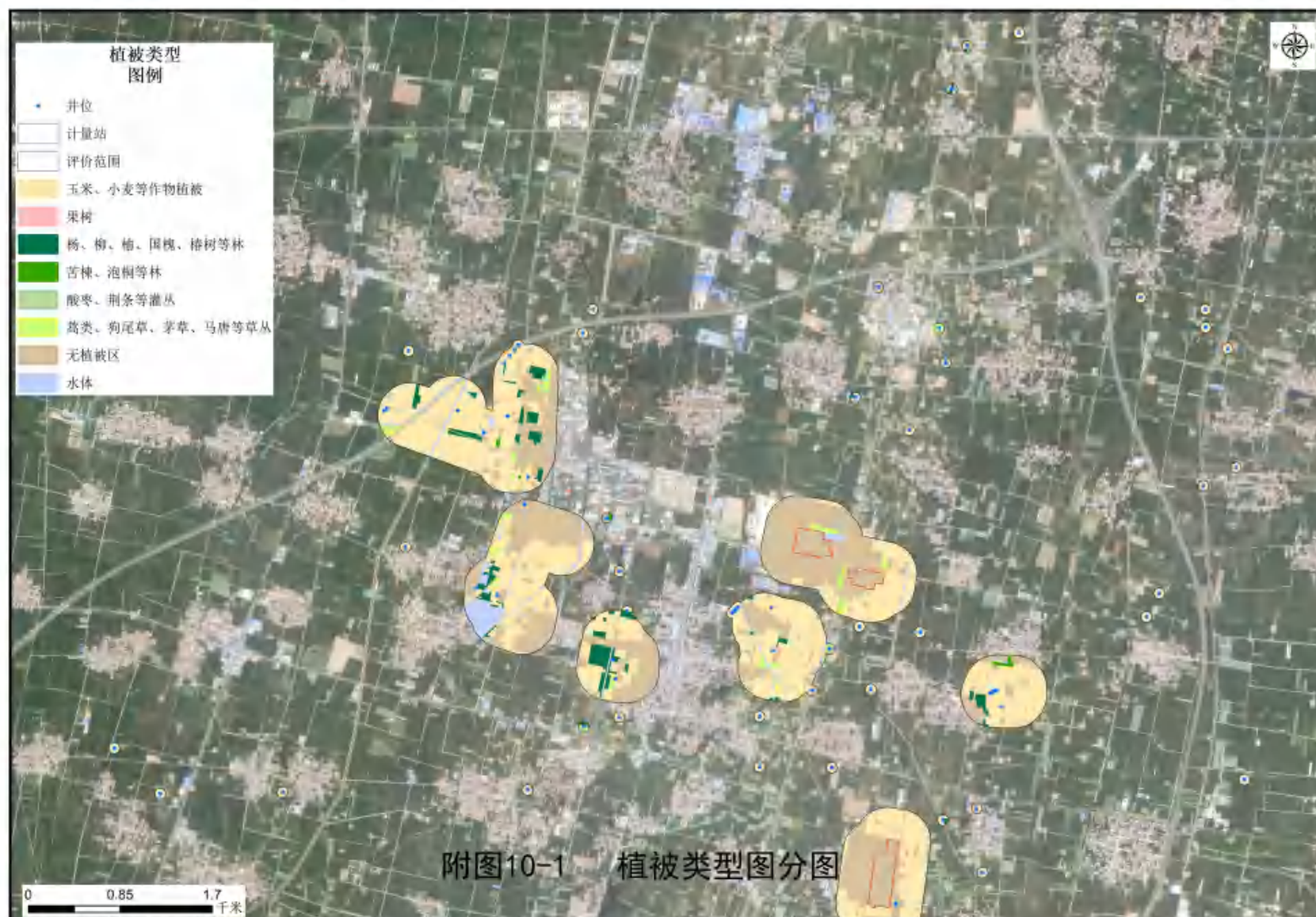


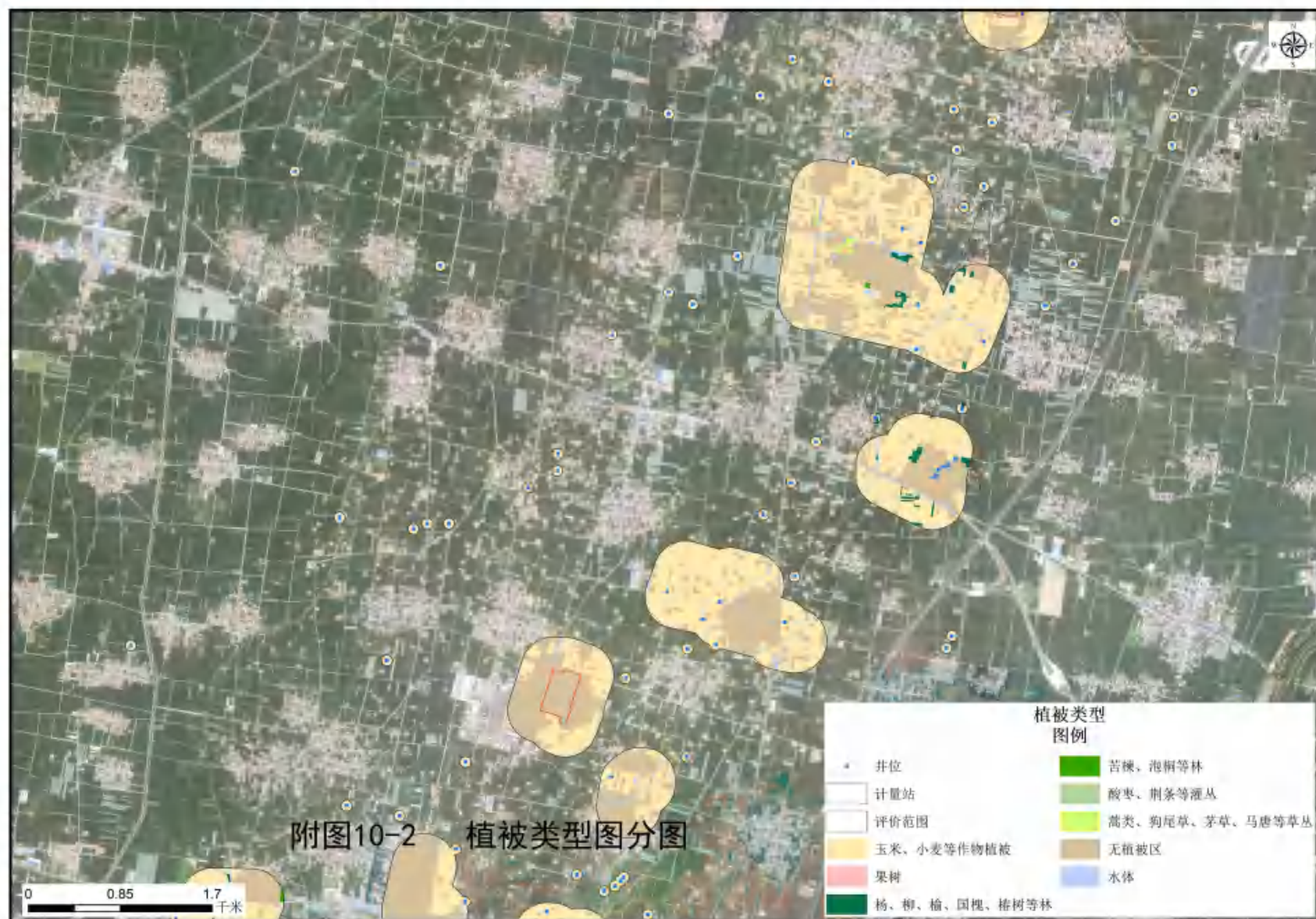


附图 9 评价范围内土壤类型图

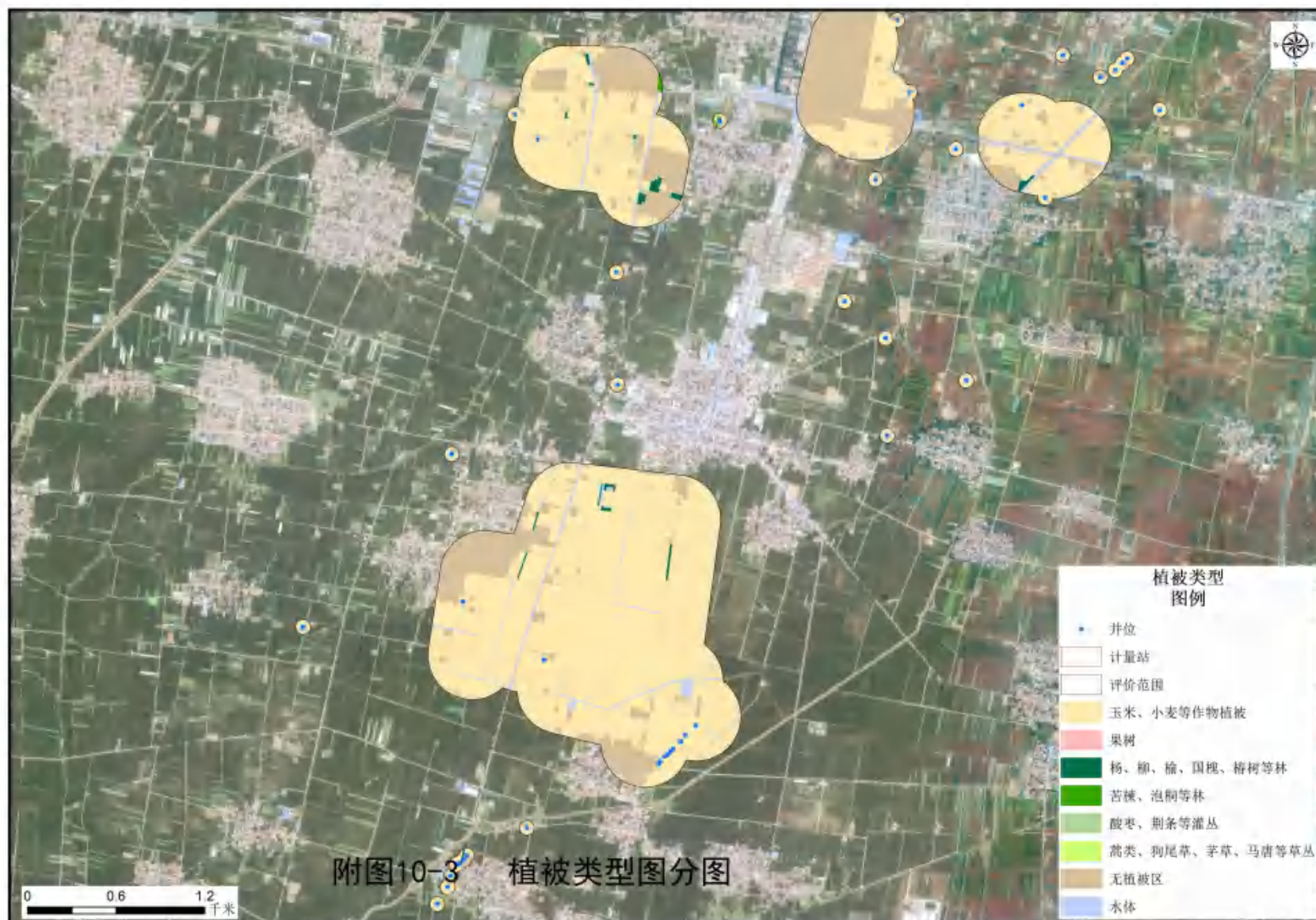


附图 10 评价范围内植被类型图





附图10-2 植被类型图分图





采出水站过滤罐区



中转站水套加热炉



现有采油井



中转站三相分离器



中转站危废暂存间现状



工程师现场踏勘

附图 现场照片

委托书

河南启河环保技术有限公司：

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》和《建设项目环境保护管理条例》，我单位委托贵单位对中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目进行环境影响评价，并承诺对提供的所有资料的真实性、准确性、有效性负责。望你单位接受委托后，尽快组织有关技术人员开展编制工作。

特此委托！

委托单位：中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂

日期：2025 年 7 月 10 日



中华人民共和国
采 矿 许 可 证

(副本)

证号： 02000000720094

采矿权人：中国石油化工股份有限公司

地 址：北京市朝阳区惠新东街甲六号

矿 山 名 称：河南省东濮凹陷陷文留南部油气田

经济类型：股份有限公司

开采矿种：石油

开采方式：地下开采

生产规模：52万吨/年

矿区面积：125.416平方公里

有效期限：陆拾年 自2007年10月至 2067年10月



中华人民共和国国土资源部印制

矿区范围拐点坐标：

点号	经度	纬度	点号	经度	纬度
1, 115° 11' 0", 35° 36' 0"	25, 115° 7' 0", 35° 29' 30"		26, 115° 7' 15", 35° 29' 30"		
2, 115° 12' 30", 35° 36' 0"	27, 115° 7' 15", 35° 31' 0"		28, 115° 7' 45", 35° 31' 0"		
3, 115° 12' 30", 35° 35' 30"	29, 115° 7' 45", 35° 31' 30"		30, 115° 8' 0", 35° 31' 30"		
4, 115° 14' 0", 35° 35' 30"	31, 115° 8' 0", 35° 31' 45"		32, 115° 8' 15", 35° 31' 45"		
5, 115° 14' 0", 35° 35' 45"	33, 115° 8' 15", 35° 32' 15"		34, 115° 8' 45", 35° 32' 15"		
6, 115° 15' 15", 35° 35' 45"	35, 115° 8' 45", 35° 33' 15"		36, 115° 9' 30", 35° 33' 15"		
7, 115° 15' 15", 35° 34' 45"	37, 115° 9' 30", 35° 34' 30"		38, 115° 10' 0", 35° 34' 30"		
8, 115° 17' 0", 35° 34' 45"	39, 115° 10' 0", 35° 35' 15"		40, 115° 11' 0", 35° 35' 15"		
9, 115° 17' 0", 35° 32' 45"					
10, 115° 15' 45", 35° 32' 45"					
11, 115° 15' 45", 35° 31' 30"					
12, 115° 14' 45", 35° 31' 30"					
13, 115° 14' 45", 35° 30' 30"					
14, 115° 13' 15", 35° 30' 30"					
15, 115° 13' 15", 35° 29' 30"					
16, 115° 12' 0", 35° 29' 30"					
17, 115° 12' 0", 35° 28' 15"					
18, 115° 10' 15", 35° 28' 15"					
19, 115° 10' 15", 35° 30' 0"					
20, 115° 8' 45", 35° 30' 0"					
21, 115° 8' 45", 35° 29' 30"					
22, 115° 8' 0", 35° 29' 30"					
23, 115° 8' 0", 35° 28' 30"					
24, 115° 7' 0", 35° 28' 30"					

开采深度： 由0米至3800米标高

附件 2 采矿许可证

中华人民共和国

采矿许可证

(副本)

证号: 02000000720083

采矿权人: 中国石油化工股份有限公司
地址: 北京市朝阳区惠新东街甲六号
矿山名称: 河南省东濮凹陷文留北部油气田
经济类型: 股份有限公司
开采矿种: 石油
开采方式: 地下开采
生产规模: 58万吨/年
矿区面积: 96.312平方公里
有效期限 肆拾陆年 自007年10月 至053年10月



中华人民共和国国土资源部印制

矿区范围拐点坐标:

点号	经度	纬度	点号	经度	纬度
1, 115° 16' 0", 35° 42' 0"			41, 115° 16' 45", 35° 38' 30"		
2, 115° 17' 30", 35° 42' 0"			42, 115° 17' 0", 35° 38' 30"		
3, 115° 17' 30", 35° 39' 45"			43, 115° 17' 0", 35° 38' 45"		
4, 115° 20' 30", 35° 39' 45"			44, 115° 17' 15", 35° 38' 45"		
5, 115° 20' 30", 35° 37' 30"			45, 115° 17' 15", 35° 39' 15"		
6, 115° 19' 15", 35° 37' 30"			46, 115° 17' 0", 35° 39' 15"		
7, 115° 19' 15", 35° 36' 15"			47, 115° 17' 0", 35° 40' 0"		
8, 115° 18' 15", 35° 36' 15"			48, 115° 17' 15", 35° 40' 0"		
9, 115° 18' 15", 35° 35' 15"			49, 115° 17' 15", 35° 41' 15"		
10, 115° 17' 30", 35° 35' 15"			50, 115° 15' 0", 35° 41' 15"		
11, 115° 17' 30", 35° 34' 45"			51, 115° 15' 0", 35° 41' 30"		
12, 115° 15' 15", 35° 34' 45"			52, 115° 16' 0", 35° 41' 30"		
13, 115° 15' 15", 35° 35' 45"					
14, 115° 11' 0", 35° 35' 45"					
15, 115° 14' 0", 35° 35' 30"					
16, 115° 12' 30", 35° 35' 30"					
17, 115° 12' 30", 35° 36' 0"					
18, 115° 11' 15", 35° 36' 0"					
19, 115° 11' 15", 35° 38' 0"					
20, 115° 12' 30", 35° 38' 0"					
21, 115° 12' 30", 35° 39' 45"					
22, 115° 13' 45", 35° 39' 45"					
23, 115° 13' 45", 35° 40' 15"					
24, 115° 11' 30", 35° 40' 15"					
25, 115° 14' 30", 35° 41' 0"					
26, 115° 15' 0", 35° 41' 0"					
27, 115° 15' 0", 35° 40' 15"					
28, 115° 15' 15", 35° 40' 15"					
29, 115° 15' 15", 35° 39' 0"					
30, 115° 15' 30", 35° 39' 0"					
31, 115° 15' 30", 35° 38' 30"					
32, 115° 16' 30", 35° 38' 30"					
33, 115° 16' 30", 35° 35' 45"					
34, 115° 16' 45", 35° 35' 45"					
35, 115° 16' 45", 35° 36' 0"					
36, 115° 17' 0", 35° 36' 0"					
37, 115° 17' 0", 35° 36' 30"					
38, 115° 17' 15", 35° 36' 30"					
39, 115° 17' 15", 35° 37' 0"					
40, 115° 16' 45", 35° 37' 0"					

共有52个拐点圈定

开采深度: 由-4000米至0米标高

濮阳市生态环境局文件

濮环审〔2022〕22 号

濮阳市生态环境局 关于对中国石油化工股份有限公司中原油 田分公司文留采油厂（2021-2025 年）产能 建设项目环境影响报告书的批复

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂：

你公司（91410900719176285H）报送的由河南嘉和绿洲环保技术有限公司编制完成的《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2021-2025 年）产能建设项目环境影响报告书（报批版）》（以下简称《报告书》）收悉。经研究，批复如下：

一、《报告书》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境管理规定，评价结论可信，我局批准该《报告书》。原则同意你公司按照《报告书》所列项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护对策进行项目建设。

二、你公司应向社会公众主动公开经批准的《报告书》，并接受相关方的咨询。

三、你公司应全面落实《报告书》提出的各项环境保护措施，确保各项环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，确保各项污染物达标排放。

（一）向设计单位提供《报告书》和本批复文件，确保项目设计按照环境保护设计规范要求，落实防治环境污染和生态破坏的措施以及环保设施投资概算。

（二）依据《报告书》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物、噪声、振动等污染，以及因施工对自然、生态环境造成的破坏，采取相应的防治措施。

（三）项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。按照大气污染防治攻坚要求，施工期严格落实扬尘管控要求，防治施工扬尘污染。原油集输处理过程依托现有加热炉，燃烧废气经 15m 排气筒排放，污水处理站恶臭密闭收集后经 3 套“两级喷淋吸收+光氧化装置”处理，同时通过井口加强密封、井口安装油套连通套管气回收装置、加强日常运行管理日常管理减少无组织废气排放。废气排放应满足《工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2020）表 1 标准、《锅炉大气污染物排放标准》（DB41/2089-2021）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）、《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162 号）及《挥发性有机

物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）相关要求。

2. 废水。施工期钻井废水部分用于配置泥浆，部分排入泥浆池，上清液依托现有污水处理设施处理后回注；管线清管、试压废水运至文一、文二、文三污水处理站处理后回注；生活污水定期运至附近文一或文二或文三污水处理站处理。运营期联合站采油废水、作业废水依托文一、文二、文三污水处理站处理后回注。废水回注时应满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）标准要求。

3. 噪声。施工噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）；运营期厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

4. 固废。施工期钻井泥浆综合利用，建筑垃圾清运至建筑垃圾处置场，施工废料、生活垃圾交环卫部门，废防渗膜、废润滑油委托有资质单位处置；运营期注水残渣调剖回注，废弃油泥沙、废弃落地原油、废润滑油、废灯管委托有资质单位处理；闭井期废弃设备、建筑垃圾外售或综合利用，废弃油泥砂委托有资质单位处理。

5. 环境风险防范。落实报告书所提的风险防范措施，严防项目因安全事故引发的环境污染事件。

（四）本项目建成后，主要污染物排放量满足建设项目主要污染物总量控制指标要求。

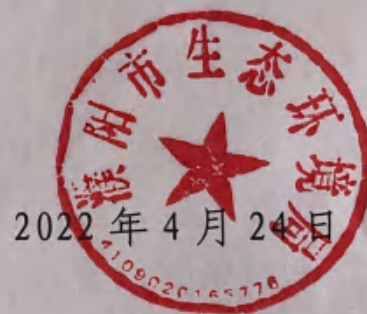
（五）如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标准，届时你公司应按新的排放标准执行。

四、项目建成后，按相关规定及时进行项目竣工环境保

护验收。项目建设及运行过程中，由市生态环境综合行政执法支队负责项目的日常环境管理和环境监督管理。

五、本项目自批复日起5年内逾期未开工建设，其环境影响报告书应报我局重新审核。项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应当重新报批项目的环境影响评价文件。

六、对此批复若有异议，可自该文下达之日起60日内向河南省生态环境厅或濮阳市人民政府申请复议，逾期复议无效。



抄送：市生态环境综合行政执法支队

濮阳市生态环境局办公室

2022年4月24日印发

濮阳市生态环境局文件

濮环审表〔2020〕18号

濮阳市环境保护局关于对中原油田分公司 2019-2020年产能建设项目（文留采油厂） 环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂：

你公司报送的由国环宏博（北京）节能环保科技有限责任公司编制完成的《中原油田分公司2019-2020年产能建设项目（文留采油厂）环境影响报告表（报批版）》（以下简称《报告表》）收悉。经研究，批复如下：

一、《报告表》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境管理规定，评价结论可信，我局批准该《报告表》。原则同意你公司按照《报告表》所列项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护对策进行项目建设。

二、你公司应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162号）文件要求，主动向社会公开

项目开工前、施工过程中、建成后的信息，并接受相关方的咨询。

三、你公司应全面落实《报告表》提出的各项环境保护措施，确保各项环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，确保各项污染物达标排放。

（一）向设计单位提供《报告表》和本批复文件，确保项目设计按照环境保护设计规范要求，落实防治环境污染和生态破坏的措施以及环保设施投资概算。

（二）依据《报告表》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物、噪声、振动等污染，以及因施工对自然、生态环境造成的破坏，采取相应的防治措施。

（三）项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。按照大气污染防治攻坚要求，施工期严格落实“8个100%”管理要求，防治施工扬尘污染。原油集输处理过程中加热炉依托现有设施，锅炉实施低氮燃烧改造，水套加热炉排气筒高度不低于15m，燃气锅炉排气筒高度不低于8m。水套加热炉废气处理后应满足《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066-2015）表1标准及《河南省2019年工业炉窑治理专项方案》（豫环文[2019]84号）排放限值要求，锅炉废气处理后应满足河南省2019年度锅炉综合整治方案要求，VOCs（挥发性有机物）排放执行《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162号）排放限值要求。

2. 废水。本项目废水全部依托现有污水处理设施。钻井

期生活污水定期运至附近污水处理站处理，钻井废水排入泥浆池，上清液运往附近污水处理站处理达标后回注地下；原油集输过程产生的废水依托现状文一、文二、文三处理站处理达标后回注地下。污水经处理后回注时应满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）A2 标准。

生产过程中采取泥浆池防渗、无害化处理后复土植被、对于落地原油及时处理、工程中严把质量关，采用先进的工艺技术和优质材料进行固井，确保固井质量等措施降低项目对地下水环境的影响。

3. 噪声。落实《报告表》中提出的噪声污染防治措施。产生高噪声的设备，如钻机、采油机、泥浆泵、压缩机等应采取减振、消声等措施，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

4. 固废。落实《报告表》中提出的固废污染防治措施，严格按照相关标准建设固废临时堆场，落实“三防”措施，不得造成二次污染。钻井泥浆、岩屑存放于经防渗处理的泥浆池中，钻井结束后添加无害固化剂固化处理后填埋，适时开展泥浆不落地试点。注水残渣为一般固废，直接调剖回注，落地原油、油泥沙为危险废物，暂存于危废暂存间，定期委托有资质单位处理。各种固废按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）进行控制，不得随意弃置。

5. 环境风险防范。落实报告表所提的风险防范措施，严防项目因安全事故引发的环境污染事件。

(四) 如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标准, 届时你公司应按新的排放标准执行。

四、项目建成后, 按相关规定及时进行项目竣工环境保护验收。如需对本项目环评批复文件同意的有关内容进行调整, 必须以书面形式向我局报告, 并按有关规定办理相关手续。

五、你公司应建立健全环保责任制度, 指定专人负责环保管理工作, 确保已建成的各项治污设施正常稳定运行。运行过程中, 要自觉接受市生态环境综合行政执法支队的日常监督管理。

六、对此批复若有异议, 可自该文下达之日起 60 日内向河南省环保厅或濮阳市人民政府申请复议, 逾期复议无效。



抄送: 市生态环境综合行政执法支队

濮阳市生态环境局办公室

2020 年 04 月 22 日印发

濮阳市环境保护局文件

濮环审表〔2018〕20号

濮阳市环境保护局

关于对中原油田分公司 2018 年度产能建设项目（河南部分）环境影响报告表的批复

中原油田分公司：

你公司报送的由河南省正大环境科技咨询工程有限公司编制完成的《中原油田分公司 2018 年度产能建设项目（河南部分）环境影响报告表（报批版）》（以下简称《报告表》）收悉。经研究，批复如下：

一、《报告表》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境管理规定，评价结论可信，我局批准该《报告表》。原则同意你公司按照《报告表》所列项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护对策进行项目建设。

二、你公司应按照《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》（环发〔2015〕162 号）文件要求，主动向社会公开

项目开工前、施工过程中、建成后的信息，并接受相关方的咨询。

三、你公司应全面落实《报告表》提出的各项环境保护措施，确保各项环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，确保各项污染物达标排放。

（一）向设计单位提供《报告表》和本批复文件，确保项目设计按照环境保护设计规范要求，落实防治环境污染和生态破坏的措施以及环保设施投资概算。

（二）依据《报告表》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物、噪声、振动等污染，以及因施工对自然、生态环境造成的破坏，采取相应的防治措施。

（三）项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。按照大气污染防治攻坚要求，施工期建筑工地严格落实“6个100%”管理要求，合理安排施工时间及施工方式，加强对非移动式机械的管理，定时对工地 $PM_{2.5}$ 、 PM_{10} 数值开展监测，防止施工扬尘污染。钻井柴油机燃烧产生的废气、新增原油和天然气集输处理过程中各种加热设施燃料废气依托现有装置处理。各项废气处理后应满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表3标准及《关于全省开展工业企业挥发性有机物专项治理工作中排放建议值的通知》（豫环攻坚办[2017]162号）中其他行业标准。

2. 废水。本项目废水全部依托现有污水处理设施。生活污水定期运至附近采油厂污水处理站处理；钻井废水排入泥浆污水池，上清液运往各采油分厂污水处理站处理，达标后

回注地层；油气集输阶段产生的废水进入污水处理站进行处理，污水站出水用于回注采油。污水经处理后回注时应满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）A2 标准。

生产过程中应采取泥浆池防渗、无害化处理后覆土植被、回收落地油等措施，采取先进技术工艺和优质材料进行古井，确保固井等措施；工程中严把质量关，降低项目对地下水环境的影响。

3. 噪声。落实《报告表》中提出的噪声污染防治措施。产生高噪声的设备，如钻机、采油机、泥浆泵、压缩机等应采取减振、消声等措施，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

4. 固废。落实《报告表》中提出的固废污染防治措施，严格按照相关标准建设固废临时堆场，落实“三防”措施，不得造成二次污染。钻井工序产生的泥浆、岩屑为一般固废，存放于井场设置的泥浆池中，钻井结束后添加无害固化剂固化处理后填埋。注水残渣为一般固废，直接回注调剖或脱水后暂存在堆场，后期经稀释后用于回注。落地原油由专人进行回收，送入污水处理站进行收油处理，油泥沙为危险废物，依托现有收油装置进行处理，用于回注调剖。各种固废按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）进行控制，不得随意弃置。

5. 环境风险防范。落实报告表所提的风险防范措施，严

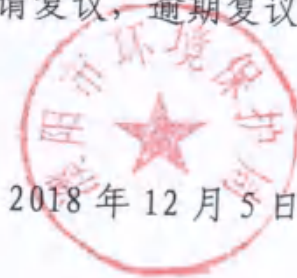
防项目因安全事故引发的环境污染事件。

(四)如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标准,届时你公司应按新的排放标准执行。

四、项目建成后,按相关规定及时进行项目竣工环境保护验收。如需对本项目环评批复文件同意的有关内容进行调整,必须以书面形式向我局报告,并按有关规定办理相关手续。

五、你公司应建立健全环保责任制度,指定专人负责环保管理工作,确保已建成的各项治污设施正常稳定运行。运行过程中,要自觉接受濮阳市环境监察支队的日常监督管理。

六、对此批复若有异议,可自该文下达之日起60日内向河南省环保厅或濮阳市人民政府申请复议,逾期复议无效。



抄送:濮阳市环境监察支队。

濮阳市环境保护局办公室

2018年12月5日印发

濮阳市环境保护局文件

濮环审〔2017〕4号

濮阳市环境保护局 关于对中原油田分公司2016年产能建设项目 (河南部分)环境影响报告书的批复

中原油田分公司:

你公司报送的由河南省正大环境科技咨询工程有限公司编制完成的《中原油田分公司2016年产能建设项目(河南部分)环境影响报告书(报批版)》(以下简称《报告书》)收悉。经研究,批复如下:

一、《报告书》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境管理规定,评价结论可信,我局批准该《报告书》。原则同意你公司按照《报告书》所列项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护对策进行项目建设。

二、你公司应向社会公众主动公开业经批准的《报告书》,并接受相关方的垂询。

三、你公司应全面落实《报告书》提出的各项环境保护措施，确保各项环境保护设施与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，确保各项污染物达标排放。

（一）向设计单位提供《报告书》和本批复文件，确保项目设计按照环境保护设计规范要求，落实防治环境污染和生态破坏的措施以及环保设施投资概算。

（二）依据《报告书》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物、噪声、振动等污染，以及因施工对自然、生态环境造成的破坏，采取相应的防治措施。

（三）项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。落实《报告书》中提出的废气污染防治措施。钻井柴油机燃烧产生的废气、新增原油和天然气集输处理过程中各种加热设施燃料废气依托现有装置处理。各项废气处理后应满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1、表2标准、《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2标准及《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级标准。

2. 废水。本项目废水全部依托现有污水处理设施。生活污水定期运至附近采油厂污水处理站处理；钻井废水排入泥浆污水池，上清液运往各采油分厂污水处理站处理，达标后回注地层；油气集输阶段产生的废水进入污水处理站进行处理，污水站出水用于回注采油。污水经处理后回注时应满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-94）A2标准。

生产过程中应采取泥浆池防渗、无害化处理后覆土植被、回收落地油等措施，采取先进生产工艺和优质材料进行固井，确保固井等措施，工程中严把质量关，降低项目对地下水环境的影响。

3. 噪声。落实《报告书》中提出的噪声污染防治措施。产生高噪声的设备，如钻机、采油机、泥浆泵、压缩机等应采取减振、消声等措施，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中2类标准要求。

4. 固废。落实《报告书》中提出的固废污染防治措施，严格按照相关标准建设固废临时堆场，落实“三防”措施，不得造成二次污染。钻井工序产生的泥浆、岩屑为一般固废，存放于井场设置的泥浆池中，钻井结束后添加无害固化剂固化处理后填埋。注水残渣为一般固废，直接回注调剖或脱水后暂存在堆场，后期经稀释后用于回注。落地原油由专人进行回收，送入污水处理站进行收油处理，油泥沙为危险废物，依托采油四厂文二联合站收油装置进行处理，用于回注调剖。各种固废按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）进行控制，不得随意弃置。

5. 环境风险防范。落实报告书所提的风险防范措施，严防项目因安全事故引发的环境污染事件。

（四）本项目建成后，主要污染物排放量满足建设项目主要污染物总量指标备案表控制指标要求。

（五）如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标

准，届时你公司应按新的排放标准执行。

四、项目建成后，须及时申请竣工环境保护验收。未经验收或验收不合格，不得正式投入生产。如需对本项目环评批复文件同意的有关内容进行调整，必须以书面形式向我局报告，并按有关规定办理相关手续。

五、你公司应建立健全环保责任制度，指定专人负责环保管理工作，确保已建成的各项治污设施正常稳定运行。运行过程中，要自觉接受濮阳市环境监察支队的日常监督管理。

六、对此批复若有异议，可自该文下达之日起60日内向河南省环保厅或濮阳市人民政府申请复议，逾期复议无效。



抄送：濮阳市环境监察支队。

濮阳市环境保护局办公室

2017年4月13日印发

濮阳市环境保护局文件

濮环审〔2015〕52号

濮阳市环境保护局

关于中原油田分公司2014-2015年产能建设项目（河南部分）环境影响报告书批复

中原油田分公司：

你公司报送的由河南省正大环境科技咨询工程有限公司编制完成的《中原油田分公司2014-2015年产能建设项目（河南部分）环境影响报告书（报批版）》（以下简称《报告书》）收悉。经研究，批复如下：

一、该《报告书》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境影响评价规定，评价结论可信。我局批准该《报告书》。同时提醒你公司按照《报告书》所列项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺和环境保护对策措施进行项目建设。

二、你公司应向社会公众主动公开业经批准的《报告书》，并接受相关方的咨询。

二、贵公司应全面落实《报告书》提出的各项环境保护措施，并与主体工程同时设计，同时施工，同时投入使用，确保各类污染物达标排放。

(一) 向设计单位提供《报告书》和本批复文件，落实防治环境污染和生态破坏的措施，确保项目设计符合环境保护设计规范要求。

(二) 根据《报告书》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物等污染，以及因施工对生态环境的影响，采取相应的防治措施。

(三) 项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。落实《报告书》中提出的废气污染防治措施。油气处理工艺中各加热炉、锅炉、脱水撬、压缩机组均以天然气为燃料，产生的烟气通过排气筒高空排放；伴生气及脱轻组分气体收集进入天然气处理系统；采取有效措施减少油气储运过程中产生的无组织排放。各项废气处理后应满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）表1、表2标准、《工业炉窑大气污染物排放标准》（GB9078-1996）表2标准及《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2二级标准。

2. 废水。落实《报告书》中提出的废水污染防治措施。钻井废水部分用于配制泥浆，剩余排入泥浆池，压液液运往各采油厂污水处理站处理；油气集输阶段产生的污水进入污水处理站进行处理，污水站出水用于回注采油。污水经处理站处理后满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法

注》（GB 15529-94）A2 标准。

生产过程中应采取泥池防渗、无害化处理后覆土植被、回收落地油等措施，采取先进技术工艺和优质材料进行布设，确保防渗等措施，工程中严把质量关，降低项目对地下水环境影响。

3. 噪声。落实《报告书》中提出的噪声污染防治措施，对产生噪声的设备，如钻机、采油机、泥浆泵、压缩机等应采取减振、消声等措施，厂界噪声应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。

4. 固废。落实《报告书》中提出的固废污染防治措施，严格按照相关标准建设固废临时堆场，落实“三防”措施，不得造成二次污染。钻井工序产生的泥浆、岩屑为一般固废，存放在堆场设置的泥浆池中，钻井结束后添加无害固化剂固化处理后填埋。注水残渣为一般固废，直接回注调配或脱水后暂存在堆场，后期经稀释后用于回注。落地油由专人进行回收，送入污水处理站进行收油处理。油泥沙为危险废物，依托采油四厂文口联合站收油装置进行处理，用于回注调配。各种固废按照《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2001）及《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）进行控制，不得随意弃置。

（四）本项目建成后，主要污染物排放量满足建设项目主要污染物总量减排备案表控制指标要求。

（五）如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标准，届时你公司应按新的排放标准执行。

“三同时”制度，及时落实竣工环境保护验收，未经验收或验收不合格，不得正式投入生产。如需对三同时环评批复文件不适应的有关内容进行调整，必须以书面形式向我局报告，并按有关规定办理相关手续。

四、你公司应建立健全环保责任制度，指定专人负责环保管理工作，确保已建成的各项治污设施正常运行，运行过程记录，自觉接受濠阳镇环境监察支队的日常监督管理。

六、对此批复若有异议，可自该文下达之日起10日内向濠阳镇环境保护所及濠阳镇人民政府申请复议，逾期复议无效。



抄送：濠阳镇环境监察支队。

濠阳镇环境保护所

2015年11月19日发



排污许可证

证书编号: 91410900719176285H004Q

单位名称: 中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂

注册地址: 河南省濮阳市中原路277号

法定代表人: 赵泽宗

生产经营场所地址: 河南省濮阳市濮阳县文留镇

行业类别: 石油和天然气开采业, 锅炉, 工业炉窑, 水处理通用工序

统一社会信用代码: 91410900719176285H

有效期限: 自2025年07月23日至2030年07月22日止

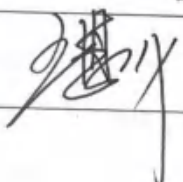


发证机关: (盖章) 濮阳市生态环境局

发证日期: 2025年07月23日

备案编号: 4109282024026L

企业事业单位突发环境事件应急预案备案表

单位名称	中国石油化工股份有限公司 中原油田分公司文留采油厂	机构代码	91410900719176285H
法定代表人	王恩成	联系电话	0393-4853369
联系人	郭保金	联系电话	0393--4854316
传真	0393-4851318	电子邮箱	Aqk4851323@163.com
地址	河南省濮阳市濮阳县文留镇花园村 中心经度 115°14'46" 中心纬度 35°38'14"		
预案名称	中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂 突发环境事件应急预案		
风险级别	一般		
本单位于 2024 年 3 月 12 日签署发布了突发环境事件应急预案, 备案条件具备, 备案文件齐全, 现报送备案。 本单位承诺, 本单位在办理备案中所提供的相关文件及其信息均经本单位确认真实, 无虚假, 且未隐瞒事实。 预案制定单位(公章)			
预案签署人		报送时间	2024.3.12

突发环境事件应急预案备案文件目录	1. 突发环境事件应急预案备案表； 2. 环境应急预案及编制说明： 环境应急预案（签署发布文件、环境应急预案文本）； 编制说明（编制过程概述、重点内容说明、征求意见及采纳情况说明、评审情况说明）； 3. 环境风险评估报告； 4. 环境应急资源调查报告； 5. 环境应急预案评审意见。		
备案意见	该单位的突发环境事件应急预案文件已于 2024 年 3 月 13 日收讫，文件齐全，予以备案。  备案受理部门（公章） 2024 年 3 月 13 日		
备案编号	4109282024026L		
报送单位	中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂		
所跨县级以上行政区域			
受理部门负责人	张	经办人	鲁继光

注：1、本表一式两份，分别由企业和县级环保部门留存。

2、备案编号由企业事业单位所在地县级行政区划代码、年份、流水号、企业环境风险级别（一般 L、较大 M、重大 H）及跨区域（T）表征字母组成。例如，河南省濮阳市濮阳县**重大环境风险非跨区域企业环境应急预案 2021 年备案，是濮阳县环保部门当年受理的第 1 个备案，则编号为：410928-2021-001-H；如果是跨区域的企业，则编号为：410928-2021-001-HT。



(2004)鉴认(随)字(62433)号

河南省职业病防治研究所

附件 6 注水残渣(污泥)急性毒性筛选报告

检 验 报 告

HZF [2006]第 31-002-0460 号

样品名称: 污泥

检验项目: 急性毒性初筛

送检单位: 中原油田采油三厂

地 址: 河南省郑州市康复中街 3 号

电 话: 0371-66974421

邮 编: 450052

说 明

1. 对本检验报告有异议者，请于受到报告之日起三十日内向本所提出。
2. 本检验报告只对送检样品负责。
3. 检验工作依据有关法规、协议和技术标准进行，其结果只向委托单位和有关卫生行政管理部门报告。
4. 本报告涂改无效。
5. 本报告共 5 页。

污泥急性毒性初筛试验报告

1. 样品

送检样品污泥，为黑色膏状油性物，由中原油田采油三厂提供。送样时间为2006年10月31日。

2. 浸出液制备

将样品100 g置于三角瓶中，加入100 ml蒸馏水（即固液1:1），在常温下静止浸泡24 h，用滤纸过滤，滤液留待灌胃用。

3. 实验动物

10只体重18~24 g的昆明小白鼠，由郑州大学实验动物中心提供。实验动物在本室二级标准动物房（合格证号：豫医动字第99005号）中饲养与进行试验。整个试验过程中，动物自由摄食饮水，室温18~22℃，相对湿度65~75%。

4. 试验方法

4.1 灌胃：按GB 7919—87中5.2规定的急性毒性经口的灌胃方法，对于10只小白鼠进行一次灌胃。

4.2 灌胃量：0.4 ml/20 g（小鼠体重）。

5. 试验结果

对灌胃后的小白鼠进行中毒症状的观察，记录48 h内的死亡数，结果见表1。

表1 污泥急性毒性初筛试验结果

动物编号	体重 (mg/kg)	灌胃量 (ml)	中毒症状	死亡情况
1	20.0	0.40	无	无
2	21.5	0.43	无	无
3	22.0	0.44	无	无
4	19.5	0.39	无	无
5	18.0	0.36	无	无
6	20.5	0.41	无	无
7	19.0	0.38	无	无
8	19.5	0.39	无	无
9	20.0	0.40	无	无
10	19.0	0.38	无	无

6. 结论

本次试验结果显示, 将由中原油田采油三厂提供的样品一污泥的浸出液, 对小白鼠经口灌胃, 经过 48 h, 小白鼠死亡数为 0, 依据国家标准 GB 5085.2-1996《危险废物鉴别标准——急性毒性初筛》判定, 该样品不是具有急性毒性的危险废物。

(以下空白)

试验人员:	杨振中	2006. 11. 4
报 告:	刘涛	2006. 11. 4
审 核:	吕永昆	2006. 11. 4
签 发:	刘成	2006. 11. 4





(2005)量认(国)字(F0339)号

附件 7 注水残渣(污泥)浸出毒性鉴别报告

浸出毒性鉴别报告

委托单位: 中原油田

废物名称: “注水残渣”(回注水处理污泥)

监测日期: 2009年5月14日-2009年5月27日

采样地点: 中原油田马寨污水站注水残渣堆放场

报告日期: 2009年6月25日

国土资源部郑州矿产资源监督检测中心

碳酸钙、聚丙烯酰胺、水。

2、结论

1) 根据委托方提供的资料、监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析, 国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中所有无机元素及化合物项目的监测结果均远远低于国家危险废物认定限值。

2) 国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中规定的有机物均为人工合成有机化合物。在污水治理过程中添加的有机物和国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中所有有机化合物项目均不相同, 且在其污水治理过程中, 均无生成国标中规定有机物的条件和成分, 而且产生污泥的废水中含油量很低(小于 10mg/L)。因此, 这种注水残渣中不可能浸出国标中规定的有机化合物。

3) 监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析, 国家《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》标准中所规定的酸碱度指标, 符合指标要求。

根据以上分析, 对照国家危险废物鉴别的相关标准规范, 我们认为“注水残渣”(回注水处理污泥)不具有浸出毒性和腐蚀性, 不属于危险废物。

附件 1: 现场取样照片

附件 2: 浸出毒性检测报告



(2005)鉴认(国)字(F0339)号

浸出毒性鉴别报告

委托单位: 中原油田

废物名称: 钻井泥浆

监测日期: 2009年5月14日-2009年5月27日

采样地点: 中原油田采油五厂 39-28 钻井井场泥浆池

报告日期: 2009年6月25日

国土资源部郑州矿产资源监督检测中心

根据该行业规范及企业操作规程，钻井过程中不允许直接打出地层油。正常情况下，钻井在到达设计的目的层时完钻。之后，再经过测井、录井、固井、射孔作业等一系列程序后，最后交采油厂负责进行原油开采。据此分析，中原油田再利用的钻井泥浆均为非混油泥浆，泥浆中不含有地层原油。

2) 钻井泥浆主要成分

根据钻井过程中所添加物质及常规地质情况，判断钻井泥浆主要成分为：水、岩屑、膨润土、重晶石、氢氧化钠、碳酸钠、聚阴离子纤维素（高）、聚阴离子纤维素（低）、聚丙烯酰胺（增粘剂）、聚合醇、水解聚丙烯铵盐、无机盐复合物（固相清洁剂）

2、结论

1)、根据委托方提供的资料、监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析，国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中所有无机元素及化合物项目的监测结果均远远低于国家危险废物认定限值。

2)、国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中规定的有机物均为人工合成有机化合物。在其中添加的有机物和国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中所有有机化合物项目均不相同。因此，这种钻井泥浆中不可能浸出国标中规定的有机化合物。

3)、监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析，国家《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》标准中所规定的酸碱度指标，符合指标要求。

根据以上分析，对照国家危险废物鉴别的相关标准规范，我们认为钻井泥浆不具有浸出毒性和腐蚀性，不属于危险废物。

附件 1：现场取样照片

附件 2：浸出毒性检测报告



(2005)量认(国)字(Q70339)号

编号:
2009 年
批次号 B211

检测报告

样品名称: 注水残渣、钻井泥浆

样品数量: 3 个

委托单位: 中原油田

报告日期: 2009年5月27日

国土资源部郑州矿产资源监督检测中心
河南省岩石矿物测试中心



检测批号: 2009年 B211 号

委托单位: 中原油田

取样日期: 2009年5月14日

检验类别: 委托检验

样品名称: 注水残液、钻井泥浆

数量: 3 个

共 2 页 第 1 页

送样号	化验号	检 测 结 果				
		$\rho(B)/mg.L^{-1}$				
		Cu	Pb	Zn	Cd	Cr
马寨污水站	0659	0.13	0.002	0.007	0.0006	0.020
文一污	0660	0.042	0.008	0.039	0.001	0.051
钻井	0661	0.16	0.10	0.32	0.006	0.56
		Cr ⁶⁺	Hg	Be	Ba	Ni
马寨污水站	0659	<0.01	0.00004	0.0004	1.58	0.053
文一污	0660	<0.01	0.00002	0.0004	13.4	0.10
钻井	0661	<0.01	0.00001	0.012	15.3	0.42
		Ag	As	Se	F	CN ⁻
马寨污水站	0659	0.0007	0.0007	0.0007	0.76	<0.002
文一污	0660	0.0005	0.0006	0.0005	2.07	<0.002
钻井	0661	0.004	0.0056	0.0016	1.08	<0.002
		pH	*	*	*	*
马寨污水站	0659	9.25	*			
文一污	0660	8.24	*			
钻井	0661	9.62	*			
		检 测 结 果				
		$\omega(B)/10^{-2}$				
		含水率	*			
马寨污水站	0659	30.52	*			
文一污	0660	23.25	*			
钻井	0661	54.15	*			
		以下空白				
		注: 按环境保护行业标准HJ/T299-2007, 按液固比10:1(L/kg)浸出液。				

批准:

审核:

编制: 李振

检测报告

报告编号: GTZJ09 B211

检测批号: 2009年 B211 号

共 2 页 第 2 页

共 2 页 第 2 页			
样品状态	块状	样品包装	袋装
收样日期	2009年5月14日	检测日期	2009年5月15日至2009年5月27日
检测项目与参数		检测方法依据	主要检测仪器
Cu、Zn、Cr、Pb、Cd		GB5085-2007	XSERIES 2 电感耦合等离子体质谱仪
Ba、Ag、Be、Ni		GB5085-2007	XSERIES 2 电感耦合等离子体质谱仪
As、Hg、Se		GB5085-2007	AFS-8130双道原子荧光光度计
pH		GB5085-2007	PHS-3C数字酸度计
F		GB5085-2007	PXSJ-216离子分析仪
Cr ⁶⁺		GB5085-2007	*
含水率		HJ/T299-2007	*
*		*	*
分包项目与参数		分包单位	
*		*	

附件 9 钻井废弃物固体废物鉴别报告

固体废物鉴别报告

委托单位: 中国石化中原油田分公司

废物名称: 钻井废弃物

监测日期: 2011 年 2 月 26 日

采样地点: 胡 19-60、文 79-40 井、文 203-22、卫 68-C6 井

报告日期: 2011 年 3 月 19 日

北京化工大学
化学工程学院

固体废物鉴别报告

北京化工大学化学工程学院

受中原油田分公司委托,对中原油田在钻井完井后废弃物进行了取样监测和分析,并根据有关环保法规标准进行分析,编制本报告。

一、基本情况

1. 采样、监测、分析依据标准

《工业固体废物采样制样技术规范》 HJ/T 20-1998

《固体废物浸出毒性浸出方法硫酸硝酸法》 HJ/T 299-2007

《危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别》 GB 5085.3-2007

《危险废物鉴别标准腐蚀性鉴别》 GB 5085.1-2007

《危险废物鉴别标准 急性毒性初筛》 GB 5085.2-2007

2. 固体废物情况

表1 样品信息

名称	样品来源	外观性状	基本成分
胡 19-60	采油五厂胡 19-60 井	灰黑、潮、块状	岩屑、膨润土、重晶石、碳酸钠
文 79-40	采油四厂文 79-40 井	灰黑、潮、块状	岩屑、膨润土、重晶石、碳酸钠
文 203-22	采油一厂文 203-22 井	灰黑、潮、块状	岩屑、膨润土、重晶石、碳酸钠
卫 68-C6	采油二厂卫 68-C6 井	灰黑、潮、块状	岩屑、膨润土、重晶石、碳酸钠

3. 采样情况

(1) 样品: 胡 19-60

时间: 2014 年 2 月 26 日 10 时 10 分

地点: 胡 19-60 井场

废物总量: 约 120 万

采样数量: 分层采样 2 份

采样现场人员: 刘研萍

(2) 样品: 文 79-40

时间：2014年2月26日10时50分

地点：文79-40井场

废物总量：约80方

采样数量：分层采样2份

采样现场人员：刘研萍

(3) 样品：文203-22

时间：2014年2月26日14时20分

地点：文203-22井场

废物总量：约100方

采样数量：分层采样2份

采样现场人员：刘研萍

(4) 样品：卫68-C6

时间：2014年2月26日16时00分

地点：卫68-C6井场

废物总量：约90方

采样数量：分层采样2份

采样现场人员：刘研萍

4. 分析情况

时间：2014年3月10日—2014年3月18日

分析项目及标准见表2：

表2 检测类别项目标准

检测项目	标准（方法）名称及编号（含年号）
固废（浸出）铬（六价）	固体废物六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T15555.4-1995
固废（浸出）铜（以总铜计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）锌（以总锌计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废（浸出）汞（以总汞计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录B 电感耦合等离子体质谱法
固废（浸出）砷（以总砷计）	固体废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录E 原子荧光法
固废（浸出）镉（以总镉计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录E 原子荧光法
固废（浸出）镍（以总镍计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）铅（以总铅计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）铊（以总铊计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录A 电感耦合等

	离子发射光谱法
固废（浸出）铜（以总铜计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）镍（以总镍计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）总银	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）总铬	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）苯酚	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 K
固废（浸出）苯	气相色谱质谱法 GB5085.3-2007 附录 O
固废（浸出）丙烯腈	气相色谱质谱法 GB5085.3-2007 附录 O
腐蚀性	固体废物腐蚀性测定玻璃电极法 GB/T1555-1995
急性毒性	危险废物鉴别标准急性毒性初筛 GB5085-2007

分析人员：陈雪

分析结果审核人员：孟颖

5. 废物产生情况

（1）钻井废弃物产生情况

钻井施工通过钻井液把岩屑从井底携带至地面，中原油田使用的泥浆体系为水基钻井液，成分以粘土和重晶石粉为主。钻井液循环使用，岩屑排放至井场中铺有防渗布的防渗池中，完井后，防渗池中的废水回收处理，钻井液回收，余下的钻屑和少量钻井液即为本次监测分析物。

（2）固化施工情况

钻井废弃物固化主要是根据泥浆固化处理设计要求将配料（硅酸盐、氧化物、氯化物、磷肥、粉煤灰等）均匀撒入泥浆池内，从上至下反复搅拌，确保其混合均匀，然后平整井场，上层覆土厚度大于 60cm。

二、测定结果与分析

根据国家固体废物采样及监测分析规范，获得的监测结果见表3、4、5。

1. 浸出毒性鉴别

表3 浸出毒性无机元素及有机化合物测定结果

检测项目	结果				危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别 GB5085.3—2007	单位
	胡 19-60	文 79-40	文 203-22	卫 68-C6		
铬（六价）	<0.004	<0.004	0.022	<0.004	5	mg/L
铜（以总铜计）	0.012	0.069	2.85	0.040	100	mg/L
锌（以总锌计）	<0.006	0.030	<0.006	0.018	100	mg/L
汞（以总汞计）	<0.0002	<0.0002	<0.0002	0.0003	0.1	mg/L
砷（以总砷计）	0.0011	0.0057	<0.0002	0.0044	5	mg/L
硒（以总硒计）	0.0007	<0.0002	<0.0002	0.0024	1	mg/L
镉（以总镉计）	<0.0002	0.0004	<0.0002	0.014	1	mg/L
铅（以总铅计）	<0.001	<0.001	<0.001	0.363	5	mg/L
铍（以总铍计）	<0.0003	<0.0003	0.00605	<0.0003	0.02	mg/L
钡（以总钡计）	0.160	0.362	0.296	0.0094	100	mg/L
镍（以总镍计）	<0.01	<0.01	<0.01	0.09	5	mg/L
总银	<0.0002	0.0013	<0.0002	<0.0002	5	mg/L
总铬	<0.01	0.04	0.0665	<0.01	15	mg/L
苯酚	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	3	mg/L
苯	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	1	mg/L
丙烯腈	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	20	mg/L

从表3中可看出，样品中的无机元素及有机化合物含量远远低于《危险废物鉴别标准 毒性物质含量鉴别》（GB5085.6-2007）中的标准限值。

2.腐蚀性鉴别

表4 样品pH值

检测项目	结果				危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别 GB5085.1—2007	单位
	胡 19-60	文 79-40	文 203-22	卫 68—C6		
pH	7.54	7.30	7.23	7.73	pH≥12.5 或 pH<2.0	/

从表4可以看出，样品的pH值不满足GB5085.1-2007《危险废物鉴别标准腐蚀性鉴别》中符合危险废物标准的标准值pH≥12.5或者pH<2.0的要求，因此，钻井废弃物的固化物从腐蚀性鉴别，不属于危险废物的范畴。

3.急性毒性鉴别

表5 供试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)
胡 19-60	10	♀	20.6±1.1	29.5±1.7	30.0±1.8	29.5±2.4	29.2±2.3
		♂	22.0±0.8	32.7±1.6	34.7±1.9	36.0±2.2	35.1±1.7
文 79-40	10	♀	21.0±1.5	29.5±1.3	29.9±1.3	30.8±1.1	29.4±1.3
		♂	22.6±1.2	34.4±2.4	37.6±2.3	39.2±2.5	36.1±3.3
文 203-22	10	♀	24.5±1.6	31.6±3.3	31.6±3.2	32.4±2.9	33.5±3.0
		♂	24.8±1.4	33.3±1.4	36.2±2.1	37.1±3.0	37.4±2.7
卫 68—C6	10	♀	21.4±1.9	26.5±1.5	28.2±1.8	29.6±1.7	29.3±2.0
		♂	22.4±1.0	29.9±1.1	33.2±1.4	36.5±1.9	37.8±2.2

在本实验条件下, 没有观察到供试品对 ICR 小鼠的急性毒性反应, 病理检查结果未观察到供试品对小鼠心、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。

三、结论

1. 根据检测结果以及委托方提供的资料, 对照国家危险废物相关鉴别标准分析, 国家《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》标准中无机元素及化合物项目的监测结果均远远低于国家危险废物认定限值。

2. 监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析, 国家《危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别》标准中所规定的酸碱度指标, 不属于危险废物的范畴。

3. 样品对小鼠无急性毒性反应。

依据国家规定的GB5085鉴别标准中腐蚀性、浸出毒性、急性毒性中测定结果判定钻井废弃物属于不具有危险特性的工业固体废物。

附件: 检测报告

固体废物鉴别报告

委托单位: 中国石化中原油田分公司

废物名称: 注水残渣

监测日期: 2014 年 2 月 26 日

采样地点: 采油一厂文一污水处理站

报告日期: 2014 年 3 月 19 日

北京化工大学
化学工程学院



固体废物鉴别报告

北京化工大学化学工程学院

受中原油田分公司委托,对采油一厂在油气开采过程中产生的注水残渣(回注水处理污泥)进行了取样监测和分析,并根据有关环保法规标准进行分析,编制本报告。

一、基本情况

1. 采样、监测、分析依据标准

《工业固体废物采样制样技术规范》 HJ/T 20-1998

《固体废物浸出毒性浸出方法硫酸硝酸法》 HJ/T 299-2007

《危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别》 GB 5085.3-2007

《危险废物鉴别标准腐蚀性鉴别》 GB 5085.1-2007

《危险废物鉴别标准 急性毒性初筛》 GB 5085.2-2007

2. 固体废物情况

表1 样品信息

名称	样品来源	外观性状	基本成分
文一污污泥(注水残渣)	文一污水处理站	褐色、潮、块状	碳酸钙、聚合氯化铝

3. 采样情况

样品: 文一污污泥

时间: 2014年2月26日9时30分

地点: 文一污水处理站“注水残渣”(回注水处理污泥)存放场

废物总量: 约500吨

采样数量: 100单点样

采样现场人员: 刘研萍

4. 分析情况

时间: 2014年3月10日—2014年3月18日

分析项目及标准见表2:

表2 检测类别项目标准

检测项目	标准（方法）名称及编号（含年号）
固废（浸出）铬（六价）	固体废物六价铬的测定二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T15555.4-1995
固废（浸出）铜（以总铜计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）锌（以总锌计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）汞（以总汞计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 B 电感耦合等离子体质谱法
固废（浸出）砷（以总砷计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 E 原子荧光法
固废（浸出）硒（以总硒计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 E 原子荧光法
固废（浸出）镉（以总镉计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）铅（以总铅计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废（浸出）钡（以总钡计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）镍（以总镍计）	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）总铬	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子发射光谱法
固废（浸出）苯酚	危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别法 GB5085.3-2007 附录 K
固废（浸出）苯	气相色谱质谱法 GB5085.3-2007 附录 O
固废（浸出）丙烯腈	气相色谱质谱法 GB5085.3-2007 附录 O
腐蚀性	固体废物腐蚀性测定玻璃电极法 GB/T1555-1995
急性毒性	危险废物鉴别标准急性毒性初筛 GB5085-2007

分析人员：陈琳子

分析结果审核人员：刘春梅

5. 废物产生情况

油田在采油时，因地下压力不够，需采用水驱油工艺。即把水压入油井，把油水混合物一起采出，然后通过工艺进行油水分离，分离后的污水经过处理后再进行回注。由于油水分离后的拟回注水酸度较高且含有微量残油，需调微碱性后（添加物为石灰乳）再回注。该部分污水处理过程中产生部分污泥经压滤后即对本次监测分析物。

（1）污水站工艺流程

污水处理站按 16000m³/d 处理规模设计。污水处理站工艺流程及控制参数如图 1：

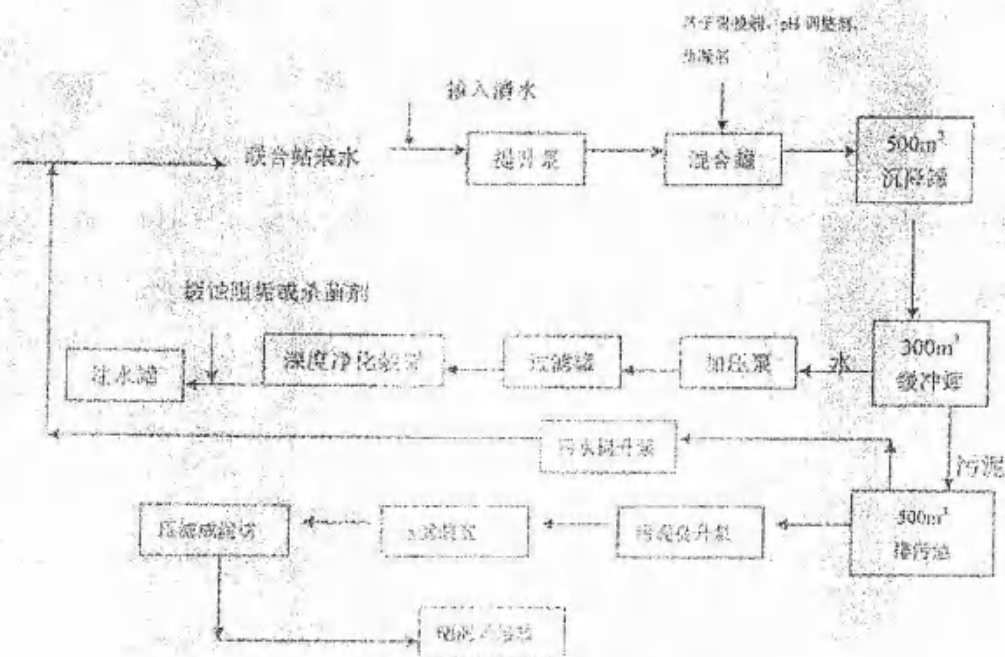


图1 污水处理工艺流程图

注:

联合站来水含油量 $\leq 30\text{mg/L}$

500m³ 沉降罐出口水含油量 $\leq 10\text{mg/L}$

过滤罐出口水含油量 $\leq 5\text{mg/L}$

联合站来的污水掺入清水后(因采出水不够回注用,所以掺入清水),经提升泵提升进入混合罐,在混合罐投加三种药剂/三种药剂分段投加,间隔时间 20s 左右,充分混合后进入 700m³ 沉降罐沉降,沉降后的污水自流到 500m³ 缓冲罐,经加压泵提升至三滤料过滤罐和深度净化装置过滤,滤后水进入 1000m³ 注水罐,经注水泵增压至各计量配水间后注入注水井。

(2) 药剂的筛选及投加

在采油废水处理过程中,为防止设备及管线的腐蚀、结垢,控制悬浮固体、提高处理效率,抑制有害细菌增生,需投加相应的化学处理药剂。

委托单位中原油田根据采油废水水质特性,目前主要投加以下几种化学药剂:离子调理剂、pH 值调整剂、助凝剂、缓蚀阻垢剂、杀菌剂等。

(1) 污水处理药剂种类

将采油废水处理至符合注入水要求,主要是净化和稳定。净化:除去污水中堵塞地层的固体悬浮物、溶解性的有害成分(铁、S, CO₂ 等);稳定:消除引起处理好的污水再注入过程中发生变化的因素,保证污水水质在注入过程中不发

生改变。

中原油田采油污水站投加药剂配方为：离子调整剂加量 150mg/L；pH 调整剂加量为 300mg/L；助凝剂加量为 150mg/L(干粉浓度为 2-3mg/L)；缓蚀阻垢剂 10mg/L。(以上浓度均为水剂的投加浓度)

② 药剂加入顺序

加药顺序影响处理效果，实验确定加药顺序为离子调整剂、pH 调整剂、助凝剂，均在混合罐处投加。缓蚀阻垢剂加在滤后，主要稳定站外水质作用，杀菌剂间歇投加(15 天投加一次，浓度 100mg/L)，用于控制站外细菌的孳生。

③ 药剂的主要成分

离子调整剂——聚合氯化铝复配物，水溶液；

pH 调整剂—— $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 水溶液；

助凝剂——高分子聚丙烯酰胺混合物，水溶液；

缓蚀阻垢剂——咪唑林复配物，水溶液；

杀菌剂——1227(十二烷基二甲基苄基氯化铵)，水溶液。

二、测定结果与分析

根据国家固体废物采样及监测分析规范，获得的监测结果见表3、4、5。

1. 浸出毒性鉴别

表3 浸出毒性无机元素及有机化合物测定结果

检测项目	结果	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB5085.3—2007 表 1	单位
	文一污污泥		
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
镉(以总镉计)	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

从表3中可看出,样品中的无机元素及有机化合物含量远低于《危险废物鉴别标准毒性物质含量鉴别》(GB5085.6-2007)中的标准限值。

2.腐蚀性鉴别

表4 样品pH值

检测项目	结果	危险废物鉴别标准 腐蚀性鉴别 GB5085.1—2007	单位
	文一污污泥		
pH	10.19	$\text{pH} \geq 12.5$ 或 $\text{pH} < 2.0$	/

从表4可以看出,样品的pH值不满足GB5085.1-2007《危险废物鉴别标准腐蚀性鉴别》中符合危险废物标准的标准值 $\text{pH} \geq 12.5$ 或者 $\text{pH} < 2.0$ 的要求,因此,“注水残渣”从腐蚀性鉴别,不属于危险废物的范畴。

3.急性毒性鉴别

表5 供试品对小鼠体重的影响(单位: $\text{g} \pm \text{SD}$)

供试品	动物数	性别	Day1 (禁食)	Day4	Day7	Day10	Day14 (禁食)
文一污污泥	10	♀	21.0 ± 0.3	30.0 ± 1.1	30.7 ± 1.1	31.1 ± 1.1	30.2 ± 1.4
		♂	23.0 ± 0.7	33.8 ± 1.5	36.0 ± 2.0	37.6 ± 2.2	35.3 ± 2.1

在本实验条件下,没有观察到供试品对ICR小鼠的急性毒性反应,病理检查结果未观察到供试品对小鼠心、肝、脾、肺、肾、胃等主要脏器的毒性损伤作用。 $\text{LD}_{50} > 5\text{g/Kg}$,远大于口服毒性半数致死量($\text{LD}_{50} \leq 200\text{mg/kg}$),证明样品无急性毒性。

三、结论

1.根据检测结果以及委托方提供的资料,对照国家危险废物相关鉴别标准分析,国家《危险废物鉴别标准浸出毒性鉴别》标准中无机元素及化合物项目的监测结果均远低于国家危险废物认定限值。

2.监测结果对照国家危险废物相关鉴别标准分析,国家《危险废物鉴别标准腐蚀性鉴别》标准中所规定的酸碱度指标,不属于危险废物的范畴。

3.样品对小鼠无急性毒性反应。

依据国家规定的GB5085鉴别标准中腐蚀性、浸出毒性、急性毒性中测定结果判定“注水残渣”(同注水处理污泥)属于不具有危险特性的工业固体废物。

附件:检测分析报告

北京华测北方检测技术有限公司



2011010432U

資質有效期至:2014.12.13

检测报告

报告编号 EDD46G000941

第 1 页 共 12 页

委托单位 北京化工大学

委托单位地址 北京市朝阳区北三环东路 15 号

受测单位 北京化工大学化学工程学院

受测单位地址 北京市朝阳区北三环东路 15 号

检测类别 固废（浸出）

编 制:

审 核:

签 发:

签发人职位:

实验室经理

签发日期: 2014 年 05 月 14 日

接样日期: 2014 年 04 月 03 日

检测日期: 2014年04月03~22日

北京市北京经济技术开发区科创十四街99号汇龙森科技园21号楼 联系电话: 010-56930692 查询码: 1857067554

CENTRO TRINIDAD INTERAMERICANA DE INVESTIGACION

For the 1000×1000 matrix $A = (a_{ij})$, $a_{ij} = 1$ if $i = j$ and $a_{ij} = 0$ if $i \neq j$, we have

(6) Hollis
 154-2934-933
 9/24/77-per-140

检测结果

报告编号

EDD46G000941

第 4 页 共 12 页

接上表:

检测项目	结果			危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 表 1	单位
	高 6-112 (10.24)	XN2013 082207	胡 19-60		
邻苯二甲酸二丁酯	<0.005	<0.005	<0.005	2	mg/L
邻苯二甲酸二辛脂	<0.005	<0.005	<0.005	3	mg/L
苯并(a)芘	<0.0001	<0.0001	<0.0001	0.0003	mg/L
多氯联苯	2-氯联苯	<0.0002	<0.0002	0.002	mg/L
	3,3'-二氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,4,5-三氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,2',4,4'-四氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,3',4,5',6-五氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,2',3,3',6,6'-六氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,2',3,4,5,5',6-七氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,2',3,3',4,4',5,5'-八氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	2,2',3,3',4,4',5,5',6-九氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
	十氯联苯	<0.0002	<0.0002		mg/L
三氯甲烷	<0.005	<0.005	0.010	3	mg/L
苯	<0.005	<0.005	<0.005	1	mg/L
四氯化碳	<0.005	<0.005	<0.005	0.3	mg/L
三氯乙烯	<0.005	<0.005	<0.005	3	mg/L
甲苯	<0.005	0.015	<0.005	1	mg/L
四氯乙烯	<0.005	<0.005	<0.005	1	mg/L
氯苯	<0.005	<0.005	<0.005	2	mg/L
乙苯	<0.005	<0.005	<0.005	4	mg/L
二甲苯	<0.005	<0.005	<0.005	4	mg/L
1,4-二氯苯	<0.005	<0.005	<0.005	4	mg/L
1,2-二氯苯	<0.005	<0.005	<0.005	4	mg/L
丙烯腈	<0.005	<0.005	<0.005	20	mg/L

注: 1. 只对当时送检的样品负责。

2. 以上执行标准由客户指定。

3. *“不得检出”指甲基汞<10ng/L, 乙基汞<20ng/L。

检测结果

报告编号

EDD46G000941

第 6 页 共 12 页

接上表:

检测项目	结果					危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 表 1	单位
	文 79-40	明 377H	2HF	文 203-22	0 区 炉渣		
铬(六价)	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	<0.004	5	mg/L
铜(以总铜计)	0.069	0.008	0.002	0.002	<0.001	100	mg/L
锌(以总锌计)	0.030	<0.006	<0.006	0.0065	<0.006	100	mg/L
汞(以总汞计)	<0.0002	<0.0002	<0.0002	<0.0002	<0.0002	0.1	mg/L
砷(以总砷计)	0.0057	0.0023	0.0005	0.004	0.0010	5	mg/L
镉(以总镉计)	0.0004	<0.0002	<0.0002	0.0014	<0.0002	1	mg/L
铅(以总铅计)	<0.001	<0.001	<0.001	0.014	<0.001	5	mg/L
钡(以总钡计)	0.362	0.175	0.049	0.045	/	100	mg/L
镍(以总镍计)	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	5	mg/L
总银	0.0013	<0.0002	<0.0002	0.0085	/	5	mg/L
总铬	0.04	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	15	mg/L
苯酚	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	/	3	mg/L
苯	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	/	1	mg/L
丙烯腈	<0.005	<0.005	<0.005	<0.005	/	20	mg/L

注: 1. 只对当时送检的样品负责。

2. 以上执行标准由客户指定。

3. “/”表示该样品客户未要求检测此项目。

质控信息

报告编号

EDD46G000941

第 8 页 共 12 页

项目		相对误差%
烷基汞	甲基汞	-6.67 (标准样品值 0.150 μ g/mL)
	乙基汞	-1.33 (标准样品值 0.150 μ g/mL)
硝基苯		-1.50 (标准样品值 0.400 μ g/mL)
对硝基氯苯		3.72 (标准样品值 0.800 μ g/mL)
五氯酚及五氯酚钠		-0.75 (标准样品值 0.400 μ g/mL)
2,4-二硝基氯苯		1.42 (标准样品值 5.000 μ g/mL)
苯酚		-6.04 (标准样品值 10.000 μ g/mL)
2,4-二氯苯酚		5.90 (标准样品值 10.000 μ g/mL)
2,4,6-三氯苯酚		-8.50 (标准样品值 10.000 μ g/mL)
二硝基苯	间二硝基苯	6.60 (标准样品值 10.000 μ g/mL)
	邻二硝基苯	-3.38 (标准样品值 10.000 μ g/mL)
	1,4-二硝基苯	5.72 (标准样品值 8.000 μ g/mL)
邻苯二甲酸二丁酯		2.11 (标准样品值 8.000 μ g/mL)
邻苯二甲酸二辛酯		1.82 (标准样品值 8.000 μ g/mL)
苯并(a)芘		1.98 (标准样品值 8.000 μ g/mL)
多氯联苯	2-氯联苯	0.73 (标准样品值 1.965 μ g/mL)
	3,3'-二氯联苯	3.22 (标准样品值 1.965 μ g/mL)
	2,4,5-三氯联苯	-2.06 (标准样品值 0.197 μ g/mL)
	2,2',4,4'-四氯联苯	0.27 (标准样品值 0.196 μ g/mL)
	2,3',4,5',6-五氯联苯	-1.26 (标准样品值 0.196 μ g/mL)
	2,2',3,3',6,6'-六氯联苯	0.07 (标准样品值 0.197 μ g/mL)
	2,2',3,4,5,5',6-七氯联苯	5.87 (标准样品值 0.098 μ g/mL)
	2,2',3,3',4,4',5,5'-八氯联苯	5.06 (标准样品值 0.098 μ g/mL)
	2,2',3,3',4,4',5,5',6-九氯联苯	9.72 (标准样品值 0.098 μ g/mL)
	十氯联苯	3.83 (标准样品值 0.098 μ g/mL)

报告说明

报告编号

EDD46G000941

第 10 页 共 12 页

1. 本次检测的依据:

检测类别	项目	标准(方法)名称及编号(含年号)
固废(浸出)	氟化物 ^a	离子色谱法 GB 5085.3-2007 附录 G
固废(浸出)	无机氟化物	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 离子色谱法 GB 5085.3-2007 附录 F
固废(浸出)	铬(六价)	固体废物 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 15555.4-1995
固废(浸出)	铜(以总铜计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废(浸出)	锌(以总锌计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废(浸出)	汞(以总汞计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 B 电感耦合等离子体质谱法
固废(浸出)	砷(以总砷计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 E 原子荧光法
固废(浸出)	硒(以总硒计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 E 原子荧光法
固废(浸出)	镉(以总镉计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废(浸出)	铅(以总铅计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废(浸出)	铍(以总铍计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废(浸出)	钡(以总钡计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废(浸出)	镍(以总镍计)	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废(浸出)	总银	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 C 石墨炉原子吸收光谱
固废(浸出)	总铬	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 A 电感耦合等离子体发射光谱法
固废(浸出)	烷基汞	水质 烷基汞的测定 气相色谱法 GB/T 14204-1993
固废(浸出)	硝基苯	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 J
固废(浸出)	对硝基氯苯	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 L
固废(浸出)	五氯酚及五氯酚钠	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 L
固废(浸出)	2,4-二硝基氯苯	危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别 GB 5085.3-2007 附录 L

报告说明

报告编号 EDD46G000941

第 12 页 共 12 页

2. 检测地点:

CTI 实验室 北京市北京经济技术开发区科创十四街99号汇龙森科技园21号楼。

3. 本报告无CTI报告章无效。

4. 本报告不得涂改、增删。

5. 本报告只对采样/送检样品检测结果负责。

6. 送检样品的样品信息由客户提供, 本报告不对送检样品信息真实性及检测目的负责。

7. 检测目的为自测的报告不能应用于环境管理用途。

8. 本报告未经同意不得作为商业广告使用。

9. 未经CTI书面批准, 不得部分复制检测报告。

10. 对本报告有异议, 请在收到报告10天之内与本公司联系。

11. 除客户特别申明并支付样品管理费, 所有超过标准规定时效期的样品均不再做留样。

12. 委托检测结果及其对结果的判定结论只代表检测时污染物排放状况, 以上排放标准由客户提供。

13. 除客户特别申明并支付档案管理费, 本次检测的所有记录档案保存期限为三年。

报告结束



检 测 报 告

报告编号：ZHTJ/HJ-2508034

项目名称	中国石油化工股份有限公司
	中原油田分公司文留采油厂
	(2026-2028 年)产能建设项目
委托单位:	河南蓝呈检测技术有限公司
检测类别:	土壤
报告日期:	2025 年 09 月 03 日

河南中航泰洁科技有限公司

(检验检测专用章)



检测报告说明

- 1.本报告无本公司检验检测专用章、骑缝章及  章无效。
- 2.报告内容需填写齐全，无审核签发人签字无效。
- 3.检验检测数据需填写清楚，涂改无效。
- 4.由委托单位自行采集的样品，我单位仅对来样负责，检测结果仅反映对该样品的评价。
- 5.委托单位对结果如有异议，应努力通过友好协商解决；如协商不成，可向乙方所在地人民法院提起诉讼。
- 6.本报告未经本单位同意不得用于广告宣传。
- 7.未经本单位同意，不得部分复制（全文复制除外）本报告。

地址：郑州市航空港区新港大道锦荣信息科技园 15 号楼 6 楼

网址：<http://www.hnzhtj.com/>

邮政编码：451162

联系电话：0371-89908885

1 基本信息

委托单位:	河南蓝呈检测技术有限公司	项目名称:	中国石油化工股份有限公司 中原油田分公司文留采油厂 (2026-2028 年)产能建设项目
联系人:	王毫杰	联系电话:	18703606273
检测类型:	委托检测	样品来源:	送样
样品类型:	土壤	样品数量:	134 个
送样日期:	2025.08.20	分析日期:	2025.08.20~2025.09.02
备注:	土壤测定结果低于分析方法检出限时, 以 “ND” 表示。		

2 检测内容

检测类别	检测项目	检测频次
土壤	pH 值、总砷、镉、铬（六价）、铜、铅、总汞、镍、铬、锌、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、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、蒽、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)、全盐量	检测 1 次

3 分析方法

检测类别	检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限/最低检出浓度
土壤	pH 值	土壤 pH 值的测定 电位法 HJ 962-2018	pH 计台式、PHS-3E、ZHTJ/JY-154	/
	总砷	土壤质量总汞、总砷、总铅的测定原子荧光法第 2 部分：土壤中总砷的测定 GB/T22105.2-2008	原子荧光光度计、AFS-10B、ZHTJ/JY-003	0.01mg/kg
	镉	土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法 GB/T17141-1997	原子吸收光谱仪-石墨炉、PinAAcle900Z、ZHTJ/JY-002	0.01mg/kg
	铬（六价）	土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法 HJ 1082-2019	原子吸收分光光度计 火焰、SP-3530AA、ZHTJ/JY-001	0.5mg/kg

检测类别	检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限/最低检出浓度
土壤	总汞	土壤质量 总汞、总砷、总铅的测定 原子荧光法 第1部分:土壤中总汞的测定 GB/T 22105.1-2008	原子荧光光度计、AFS-10B、ZHTJ/JY-004	0.002mg/kg
	铜	土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法 HJ491-2019	原子吸收分光光度计 火焰、SP-3530AA、ZHTJ/JY-001	1mg/kg
	铅			10mg/kg
	镍			3mg/kg
	铬			4mg/kg
	锌			1mg/kg
	四氯化碳	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪、5977B+8860、ZHTJ/JY-013	1.3μg/kg
	氯仿			1.1μg/kg
	氯甲烷			1.0μg/kg
	1,1-二氯乙烷			1.2μg/kg
	1,2-二氯乙烷			1.3μg/kg
	1,1-二氯乙烯			1.0μg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯			1.3μg/kg
	反-1,2-二氯乙烯			1.4μg/kg
	二氯甲烷			1.5μg/kg
	1,2-二氯丙烷			1.1μg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷			1.2μg/kg
	四氯乙烯			1.4μg/kg
	1,1,1-三氯乙烷			1.3μg/kg
	1,1,2-三氯乙烷			1.2μg/kg
	三氯乙烯			1.2μg/kg
	1,2,3-三氯丙烷			1.2μg/kg
	氯乙烯			1.0μg/kg
	苯			1.9μg/kg
	氯苯			1.2μg/kg
	1,2-二氯苯			1.5μg/kg
	1,4-二氯苯			1.5μg/kg

检测类别	检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限/最低检出浓度
土壤	乙苯	土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法 HJ 605-2011	气相色谱-质谱联用仪、5977B+8860、ZHTJ/JY-013	1.2 μ g/kg
	苯乙烯			1.1 μ g/kg
	甲苯			1.3 μ g/kg
	间二甲苯+对二甲苯			1.2 μ g/kg
	邻二甲苯			1.2 μ g/kg
	硝基苯	土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法 HJ 834-2017	气相色谱-质谱联用仪、5977B+8860、ZHTJ/JY-012	0.09mg/kg
	苯胺			0.06mg/kg
	2-氯酚			0.06mg/kg
	苯并[a]蒽			0.1mg/kg
	苯并[a]芘			0.1mg/kg
	苯并[b]荧蒽			0.2mg/kg
	苯并[k]荧蒽			0.1mg/kg
	蒎			0.1mg/kg
	二苯并[a,h]蒽			0.1mg/kg
	茚并[1,2,3-cd]芘			0.1mg/kg
	萘			0.09mg/kg
	石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)	土壤和沉积物 石油烃(C ₁₀ -C ₄₀)的测定 气相色谱法 HJ 1021-2019	气相色谱仪、8860、ZHTJ/JY-009	6mg/kg
	全盐量	土壤检测第16部分:土壤水溶性盐总量的测定 NY/T 1121.16-2006	电子天平(百分之一)、XY600-2C、ZHTJ/JY-137	/

4 检测质量保证

本次样品分析均严格按照国家相关标准的要求进行,实施全程序质量控制。具体质控要求如下:

4.1 分析检测:所有项目按国家有关规定及我公司质控要求进行质量控制。

4.2 检测分析方法采用国家颁布的标准(或推荐)分析方法,检测人员经过考核并持有合格证书。

4.3 所有检测仪器经过计量部门校准/检定合格并在有效期内。

4.4 检测数据严格实行三级审核。

5 检测分析结果

表 5-1 土壤检测结果

送样标识	25276TR010101-1 25276TR010101-2
样品编号	HJ2508034-0001
检测项目	检测结果
pH 值(无量纲)	8.33
铜(mg/kg)	0.09
总汞(mg/kg)	0.0548
总砷(mg/kg)	13.3
铅(mg/kg)	23
铬(mg/kg)	67
铜(mg/kg)	21
镍(mg/kg)	39
锌(mg/kg)	62
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	12
全盐量(g/kg)	1.3

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR020101-1 25276TR020101-2 25276TR020101-3	25276TR020102-1 25276TR020102-2 25276TR020102-3	25276TR020103-1 25276TR020103-2 25276TR020103-3	25276TR030101-1 25276TR030101-2 25276TR030101-3
样品编号	HJ2508034-0002	HJ2508034-0003	HJ2508034-0004	HJ2508034-0005
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	8.36	8.31	8.40	8.35
总砷(mg/kg)	12.6	12.3	10.5	11.8
镉(mg/kg)	0.08	0.09	0.09	0.09
铬(六价)(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
铜(mg/kg)	25	22	23	24
铅(mg/kg)	25	24	25	26
总汞(mg/kg)	0.0556	0.0669	0.0575	0.0530
镍(mg/kg)	41	41	42	38
四氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
乙苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND

送样标识	25276TR020101-1 25276TR020101-2 25276TR020101-3	25276TR020102-1 25276TR020102-2 25276TR020102-3	25276TR020103-1 25276TR020103-2 25276TR020103-3	25276TR030101-1 25276TR030101-2 25276TR030101-3
样品编号	HJ2508034-0002	HJ2508034-0003	HJ2508034-0004	HJ2508034-0005
检测项目	检测结果			
苯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
甲苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
硝基苯(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯胺(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
2-氯酚(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
萘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$) (mg/kg)	55	15	17	18
全盐量(g/kg)	0.9	0.9	1.0	0.9

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR030102-1	25276TR030103-1	25276TR040101-1	25276TR040102-1
	25276TR030102-2	25276TR030103-2	25276TR040101-2	25276TR040102-2
	25276TR030102-3	25276TR030103-3	25276TR040101-3	25276TR040102-3
样品编号	HJ2508034-0006	HJ2508034-0007	HJ2508034-0008	HJ2508034-0009
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	8.30	8.41	8.32	8.34
总砷(mg/kg)	11.0	10.5	10.6	9.82
镉(mg/kg)	0.08	0.07	0.06	0.07
铬(六价)(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
铜(mg/kg)	23	25	24	23
铅(mg/kg)	28	24	26	25
总汞(mg/kg)	0.0601	0.117	0.0894	0.0662
镍(mg/kg)	39	41	42	39
四氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
乙苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND

送样标识	25276TR030102-1 25276TR030102-2 25276TR030102-3	25276TR030103-1 25276TR030103-2 25276TR030103-3	25276TR040101-1 25276TR040101-2 25276TR040101-3	25276TR040102-1 25276TR040102-2 25276TR040102-3
样品编号	HJ2508034-0006	HJ2508034-0007	HJ2508034-0008	HJ2508034-0009
检测项目	检测结果			
苯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
甲苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
硝基苯(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯胺(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
2-氯酚(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
萘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$) (mg/kg)	83	24	20	25
全盐量(g/kg)	0.7	1.0	1.1	1.6

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR040103-1 25276TR040103-2 25276TR040103-3	25276TR050101-1 25276TR050101-2 25276TR050101-3	25276TR050102-1 25276TR050102-2 25276TR050102-3	25276TR050103-1 25276TR050103-2 25276TR050103-3
样品编号	HJ2508034-0010	HJ2508034-0011	HJ2508034-0012	HJ2508034-0013
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	8.49	8.47	8.35	8.38
总砷(mg/kg)	9.05	8.00	8.02	7.15
镉(mg/kg)	0.07	0.09	0.07	0.07
铬(六价)(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
铜(mg/kg)	24	23	25	24
铅(mg/kg)	26	25	28	27
总汞(mg/kg)	0.0643	0.0535	0.0554	0.0622
镍(mg/kg)	38	37	38	37
四氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
乙苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND

送样标识	25276TR040103-1 25276TR040103-2 25276TR040103-3	25276TR050101-1 25276TR050101-2 25276TR050101-3	25276TR050102-1 25276TR050102-2 25276TR050102-3	25276TR050103-1 25276TR050103-2 25276TR050103-3
样品编号	HJ2508034-0010	HJ2508034-0011	HJ2508034-0012	HJ2508034-0013
检测项目	检测结果			
苯乙烯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
甲苯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
硝基苯(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯胺(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
2-氯酚(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
萘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$) (mg/kg)	ND	19	50	38
全盐量(g/kg)	1.4	1.3	1.0	0.9

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR060101-1 25276TR060101-2 25276TR060101-3	25276TR060102-1 25276TR060102-2 25276TR060102-3	25276TR060103-1 25276TR060103-2 25276TR060103-3	25276TR070101-1 25276TR070101-2 25276TR070101-3
样品编号	HJ2508034-0014	HJ2508034-0015	HJ2508034-0016	HJ2508034-0017
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	8.42	8.47	8.47	8.24
总砷(mg/kg)	6.98	6.33	5.03	8.53
镉(mg/kg)	0.07	0.08	0.09	0.11
铬(六价)(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
铜(mg/kg)	23	25	23	21
铅(mg/kg)	26	25	24	28
总汞(mg/kg)	0.0538	0.0530	0.0570	0.0976
镍(mg/kg)	39	40	42	41
四氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,1-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,1,2-三氯乙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
三氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2,3-三氯丙烷 ($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯乙烯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,2-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
1,4-二氯苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND
乙苯($\mu\text{g/kg}$)	ND	ND	ND	ND

送样标识	25276TR060101-1 25276TR060101-2 25276TR060101-3	25276TR060102-1 25276TR060102-2 25276TR060102-3	25276TR060103-1 25276TR060103-2 25276TR060103-3	25276TR070101-1 25276TR070101-2 25276TR070101-3
样品编号	HJ2508034-0014	HJ2508034-0015	HJ2508034-0016	HJ2508034-0017
检测项目	检测结果			
苯乙烯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
甲苯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
间二甲苯+对二甲苯 ($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
邻二甲苯($\mu\text{g}/\text{kg}$)	ND	ND	ND	ND
硝基苯(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯胺(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
2-氯酚(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[a]芘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[b]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
苯并[k]荧蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
蒽(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
二苯并[a,h]蒽 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
茚并[1,2,3-cd]芘 (mg/kg)	ND	ND	ND	ND
萘(mg/kg)	ND	ND	ND	ND
石油烃($\text{C}_{10}\text{-C}_{40}$) (mg/kg)	42	28	30	47
全盐量(g/kg)	1.3	0.9	0.8	0.6

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR080101-1 25276TR080101-2	25276TR090101-1 25276TR090101-2	25276TR100101-1 25276TR100101-2	25276TR110101-1 25276TR110101-2
样品编号	HJ2508034-0018	HJ2508034-0019	HJ2508034-0020	HJ2508034-0021
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	8.37	8.40	8.43	8.41
镉(mg/kg)	0.11	0.09	0.09	0.09
总汞(mg/kg)	0.0944	0.0695	0.0660	0.0567
总砷(mg/kg)	5.40	5.07	9.70	8.44
铅(mg/kg)	26	24	25	26
铬(mg/kg)	73	75	77	68
铜(mg/kg)	22	23	21	25
镍(mg/kg)	42	43	44	41
锌(mg/kg)	72	63	58	59
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	30	29	ND	6
全盐量(g/kg)	0.5	0.9	1.1	1.5

表 5-1 续 土壤检测结果

送样标识	25276TR120101-1 25276TR120101-2	25276TR130101-1 25276TR130101-2
样品编号	HJ2508034-0022	HJ2508034-0023
检测项目	检测结果	
pH 值(无量纲)	8.37	8.37
镉(mg/kg)	0.09	0.09
总汞(mg/kg)	0.129	0.0862
总砷(mg/kg)	4.24	6.85
铅(mg/kg)	28	27
铬(mg/kg)	69	71
铜(mg/kg)	21	22
镍(mg/kg)	39	38
锌(mg/kg)	58	59
石油烃(C ₁₀ -C ₄₀) (mg/kg)	ND	9
全盐量(g/kg)	1.4	1.3

编制人: 张智文

审核人: 王振强

签发人: 张智文

日期: 2025.9.3

河南中航泰洁科技有限公司

(检验检测专用章)

检验检测专用章

—— 报告结束 ——

检验检测专用章

附件:

1 检测内容

检测类别	检测项目	检测频次
包气带	pH 值、高锰酸盐指数、石油类、挥发酚、砷、铬（六价）、镉、铅、氯化物、硫酸盐	检测 1 次

备注: 测定结果低于分析方法检出限时, 以“方法检出限”加标志位“L”表示。

2 分析方法

检测类别	检测项目	检测方法	仪器设备名称、型号及编号	检出限/最低检出浓度
包气带	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法 HJ 1147-2020	pH 计台式、PHS-3E、 ZHTJ/JY-154	/
	高锰酸盐指数	水质高锰酸盐指数的测定 GB 11892-89	/	/
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行） HJ 970-2018	紫外可见分光光度计、 SP-756P、ZHTJ/JY-016	0.01 mg/L
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法（方法 1 萃取分光光度法） HJ 503-2009	可见分光光度计、722N、 ZHTJ/JY-005	0.0003mg/L
	铬（六价）	生活饮用水标准检验方法第 6 部分:金属和类金属指标（13.1 铬（六价）二苯碳酰二肼分光光度法） GB/T5750.6-2023	可见分光光度计、722N、 ZHTJ/JY-005	0.004mg/L
	砷	生活饮用水标准检验方法第 6 部分: 金属和类金属指标 4.4 电感耦合等离子体发射法 GB/T5750.6-2023	ICP、5800、ZHTJ/JY-007	35μg/L
	铅			20μg/L
	镉			4μg/L
	氯化物	生活饮用水标准检验方法第 5 部分:无机非金属指标（5.1 氯化物 硝酸银容量法） GB/T5750.5-2023	/	1.0mg/L
	硫酸盐	水质 硫酸盐的测定 铬酸钡分光光度法（试行） HJ/T 342-2007	可见分光光度计、722N、 ZHTJ/JY-006	8mg/L

3 检测分析结果

表 3-1 包气带检测结果

送样标识	25276TR140101-1	25276TR140102-1	25276TR140103-1	25276TR140104-1
	25276TR140101-2	25276TR140102-2	25276TR140103-2	25276TR140104-2
	25276TR140101-3	25276TR140102-3	25276TR140103-3	25276TR140104-3
样品编号	HJ2508034-0024	HJ2508034-0025	HJ2508034-0026	HJ2508034-0027
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.53	7.22	7.26	7.49
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	212	228	248	231
硫酸盐(mg/L)	212	215	239	243

表 3-1 续 包气带检测结果

送样标识	25276TR150101-1	25276TR150102-1	25276TR150103-1	25276TR150104-1
	25276TR150101-2	25276TR150102-2	25276TR150103-2	25276TR150104-2
	25276TR150101-3	25276TR150102-3	25276TR150103-3	25276TR150104-3
样品编号	HJ2508034-0028	HJ2508034-0029	HJ2508034-0030	HJ2508034-0031
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.15	7.28	7.28	7.46
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1.0	1.0	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	204	241	192	238
硫酸盐(mg/L)	266	268	307	283

表 3-1 续 包气带检测结果

送样标识	25276TR160101-1	25276TR160102-1	25276TR160103-1	25276TR160104-1
	25276TR160101-2	25276TR160102-2	25276TR160103-2	25276TR160104-2
	25276TR160101-3	25276TR160102-3	25276TR160103-3	25276TR160104-3
样品编号	HJ2508034-0032	HJ2508034-0033	HJ2508034-0034	HJ2508034-0035
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.61	7.03	7.22	7.39
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1.1	1.0	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	224	186	230	214
硫酸盐(mg/L)	302	269	262	266

表 3-1 续 包气带检测结果

送样标识	25276TR170101-1	25276TR170102-1	25276TR170103-1	25276TR170104-1
	25276TR170101-2	25276TR170102-2	25276TR170103-2	25276TR170104-2
	25276TR170101-3	25276TR170102-3	25276TR170103-3	25276TR170104-3
样品编号	HJ2508034-0036	HJ2508034-0037	HJ2508034-0038	HJ2508034-0039
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.47	7.58	7.15	7.47
高锰酸盐指数(mg/L)	1.1	1.2	1.1	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	204	197	235	244
硫酸盐(mg/L)	260	306	332	300

表 3-1 续 包气带检测结果

送样标识	25276TR180101-1	25276TR180102-1	25276TR180103-1	25276TR180104-1
	25276TR180101-2	25276TR180102-2	25276TR180103-2	25276TR180104-2
	25276TR180101-3	25276TR180102-3	25276TR180103-3	25276TR180104-3
样品编号	HJ2508034-0040	HJ2508034-0041	HJ2508034-0042	HJ2508034-0043
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.32	7.39	7.44	7.28
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.2	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	200	214	214	223
硫酸盐(mg/L)	323	269	262	266

表 3-1 续 包气带检测结果

送样标识	25276TR190101-1	25276TR190102-1	25276TR190103-1	25276TR190104-1
	25276TR190101-2	25276TR190102-2	25276TR190103-2	25276TR190104-2
	25276TR190101-3	25276TR190102-3	25276TR190103-3	25276TR190104-3
样品编号	HJ2508034-0044	HJ2508034-0045	HJ2508034-0046	HJ2508034-0047
检测项目	检测结果			
pH 值(无量纲)	7.13	7.09	7.35	7.42
高锰酸盐指数(mg/L)	1.2	1.2	1.2	1.1
石油类(mg/L)	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L
挥发酚(mg/L)	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L
铬(六价)(mg/L)	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L
砷($\mu\text{g/L}$)	35L	35L	35L	35L
镉($\mu\text{g/L}$)	4L	4L	4L	4L
铅($\mu\text{g/L}$)	20L	20L	20L	20L
氯化物(mg/L)	202	234	257	240
硫酸盐(mg/L)	269	283	251	222

说 明

- 1、本报告无本公司“检验检测专用章”、骑缝章及MA章无效。
- 2、本报告无编制人、审核人、签发人签字无效。
- 3、本报告发生涂改、增删无效。
- 4、本报告仅对本次采样/送检样品的检测结果负责。
- 5、本报告未经同意不得以任何方式复制及广告宣传，经同意复制的复印件，应由我公司加盖“检验检测专用章”确认。
- 6、对本报告若有异议，请于收到检测报告之日起十五日内向本公司提出书面复验申请，逾期不予受理。

检测单位：河南蓝呈检测技术有限公司

联系地址：郑州市高新区莲花街 352 号联东 U 谷 3 号楼 2 单元 2 层

联系电话：0371-60339080 邮政编码：450001

网 址：<http://www.lcjczx.com>

1 前言

受中国石油化工股份有限公司中原油田分公司（联系人：郭总，联系电话：19939312216）委托，我公司于 2025 年 08 月 18 日至 25 日对该公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目环境现状监测，并根据检测结果编制本报告。

2 检测内容

2.1 环境空气检测内容见表 1。

表 1 环境空气检测内容一览表

检测点位置	检测项目	检测频次
后夹岗村、肖垌堆村、东王庄村、前盆城村、马庄	硫化氢、非甲烷总烃	测小时值，连续监测 7 天，每天采样 4 次（采样时间:2: 00、8: 00、14: 00、20: 00），每次保证至少有 45 分钟采样时间

2.2 地下水检测内容见表 2。

表 2 地下水检测内容一览表

检测点位置	检测项目	检测频次
孔店村、后朱寨村、红屯村、靳庄村、荆台村、前杜垌村、单寨村	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、挥发酚、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、高锰酸盐指数（耗氧量）、硫酸盐、氯化物、总大肠菌群、菌落总数、石油类	取样 1 次

2.3 声环境检测内容见表 3。

表 3 声环境检测内容一览表

检测点位置	检测项目	检测频次
程寨村、晁楼村、梁大寨村、后大寨村、吉寨村、安居苑、王楼村、东朱寨村、腾飞社区、后夹岗村、文二联合站南厂界、文二联合站东厂界、文二联合站北厂界、文二联合站西厂界、肖垌堆村、狮子寺村、红屯村、关庄村、南张庄村、化庄村、南王庄村、马寨村、胡家庄、文三中转站南厂界、文三中转站东厂界、文三中转站北厂界、文一污水站南厂界、文一污水站东厂界、文一污水站北厂界、文一污水站西厂界、文一中转站南厂界、前盆城村、陈楼村、申庄村、马庄村	环境噪声	昼夜各 1 次、连续监测 2 天

3 分析方法及检测使用仪器

检测过程中采用的分析方法及检测仪器见表 4。

表 4 检测分析方法一览表

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
环境空气				
硫化氢	环境空气 硫化氢亚甲基蓝分光光度法《空气和废气监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2003 年)	/	0.001mg/L	752G 紫外可见分光光度计
非甲烷总烃	环境空气 总烃、甲烷和非甲烷总烃的测定直接进样-气相色谱法	HJ 604-2017	0.07mg/m ³	GC7900 气相色谱仪
地下水				
pH 值	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	/	PHB-4 便携式 pH 计
氨氮	水质 氨氮的测定纳氏试剂分光光度法	HJ 535-2009	0.025 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
硝酸盐	水质 硝酸盐氮的测定酚二磺酸分光光度法	GB/T 7480-1987	0.02 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
K ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.05 mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
Na ⁺	水质 钾和钠的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11904-1989	0.01 mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
Ca ²⁺	水质 钙的测定 EDTA 滴定法	GB/T 7476-1987	2 mg/L	滴定管
Mg ²⁺	水质 钙和镁的测定 原子吸收分光光度法	GB/T 11905-1989	0.002 mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
Cl ⁻	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
SO ₄ ²⁻	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻)的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	0.018 mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
CO ₃ ²⁻	碱度(总碱度、重碳酸盐、碳酸盐) 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》(第四版增补版)国家环境保护总局(2002 年)	/	/	酸式滴定管

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
HCO ₃ ⁻	碱度(总碱度、重碳酸盐、碳酸盐) 酸碱指示剂滴定法《水和废水监测分析方法》(第四版增补版) 国家环境保护总局(2002 年)	/	/	酸式滴定管
亚硝酸盐	水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法	GB/T 7493-1987	0.003 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法(方法 1 萃取分光光度法)	HJ 503-2009	0.0003 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
氰化物	水质 氰化物的测定 分光光度法(方法 4 吡啶-巴比妥酸分光光度法)	HJ 484-2009	0.002 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
砷	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.3 µg/L	ZAF-3100 原子荧光光度计
汞	水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法	HJ 694-2014	0.04 µg/L	ZAF-3100 原子荧光光度计
铬(六价)	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T 7467-1987	0.004 mg/L	752G 紫外可见分光光度计
总硬度	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分: 感官性状和物理指标 (10.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法)	GB/T 5750.4-2023	1.0 mg/L	滴定管
铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	10 µg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
氟化物	水质 氟化物的测定 离子选择电极法	GB/T 7484-1987	0.05 mg/L	PXSJ-270F 氟离子计
镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法	GB/T 7475-1987	1 µg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
铁	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.03 mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
锰	水质 铁、锰的测定 火焰原子吸收分光光度法	GB/T 11911-1989	0.01 mg/L	TAS-990AFG 原子吸收分光光度计
溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 第 4 部分: 感官性状和物理指标 (11.1 称量法)	GB/T 5750.4-2023	/	JJ124BF 万分之一电子天平
高锰酸盐指数(耗氧量)	水质 高锰酸盐指数的测定	GB/T 11892-1989	0.5 mg/L	酸式滴定管
硫酸盐	水质 无机阴离子(F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	0.018 mg/L	CIC-D100 离子色谱仪

检测项目	方法名称	方法编号	检出限/最低检出浓度	仪器名称/型号
氯化物	水质 无机阴离子 (F ⁻ 、Cl ⁻ 、NO ₂ ⁻ 、Br ⁻ 、NO ₃ ⁻ 、PO ₄ ³⁻ 、SO ₃ ²⁻ 、SO ₄ ²⁻) 的测定 离子色谱法	HJ 84-2016	0.007 mg/L	CIC-D100 离子色谱仪
总大肠菌群	总大肠菌群 多管发酵法《水和废水监测分析方法》(第四版) 国家环境保护总局(2002年)	/	/	SPN-250B 生化培养箱
菌落总数	水质 细菌总数的测定 平皿计数法	HJ 1000-2018	/	SPN-250B 生化培养箱
石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法	HJ 637-2018	0.06 mg/L	GH-6700 红外测油仪

噪声

厂界环境噪声	工业企业厂界环境噪声排放标准	GB 12348-2008	/	AWA5688 多功能声级计

4 检测质量保证

本次检测严格按照国家相关标准的要求进行, 实施全程序质量控制。具体质控要求如下:

- 4.1 所有检测项目按国家有关规定及我公司质控要求进行质量控制。
- 4.2 采样方法和分析方法均采用现行有效国家或行业标准, 采样和检测人员均经过培训并持有上岗证。
- 4.3 所有检测仪器均检定或校准合格并在有效期内。
- 4.4 检测数据严格实行三级审核制度。

5 检测分析结果

表 5 环境空气检测结果

采样时间		后来岗村		肖垌堆村		东王庄村		前盆城村		马庄	
		硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)
2025. 08.18	08:00	<0.001	0.56	<0.001	0.56	<0.001	0.54	<0.001	0.58	<0.001	0.60
	14:00	<0.001	0.59	<0.001	0.58	<0.001	0.58	<0.001	0.59	<0.001	0.59
	20:00	<0.001	0.47	<0.001	0.59	<0.001	0.55	<0.001	0.58	<0.001	0.60
2025. 08.19	02:00	<0.001	0.50	<0.001	0.61	<0.001	0.59	<0.001	0.53	<0.001	0.53
	08:00	<0.001	0.68	<0.001	0.65	<0.001	0.60	<0.001	0.59	<0.001	0.66
	14:00	<0.001	0.62	<0.001	0.67	<0.001	0.55	<0.001	0.61	<0.001	0.57
2025. 08.20	20:00	<0.001	0.56	<0.001	0.62	<0.001	0.56	<0.001	0.58	<0.001	0.56
	02:00	<0.001	0.55	<0.001	0.60	<0.001	0.57	<0.001	0.56	<0.001	0.59
	08:00	<0.001	0.48	<0.001	0.58	<0.001	0.60	<0.001	0.62	<0.001	0.62
2025. 08.21	14:00	<0.001	0.50	<0.001	0.56	<0.001	0.62	<0.001	0.61	<0.001	0.64
	20:00	<0.001	0.56	<0.001	0.60	<0.001	0.58	<0.001	0.59	<0.001	0.58
	02:00	<0.001	0.58	<0.001	0.61	<0.001	0.62	<0.001	0.57	<0.001	0.56

采样时间		后夹岗村		肖垱堆村		东王庄村		前盆城村		马庄	
		硫化氢 (mg/m³)	非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	非甲烷总烃 (mg/m³)
2025. 08.21	08:00	<0.001	0.62	<0.001	0.58	<0.001	0.57	<0.001	0.62	<0.001	0.57
	14:00	<0.001	0.65	<0.001	0.60	<0.001	0.55	<0.001	0.60	<0.001	0.55
	20:00	<0.001	0.59	<0.001	0.62	<0.001	0.61	<0.001	0.57	<0.001	0.54
2025. 08.22	02:00	<0.001	0.62	<0.001	0.64	<0.001	0.63	<0.001	0.59	<0.001	0.53
	08:00	<0.001	0.55	<0.001	0.58	<0.001	0.59	<0.001	0.57	<0.001	0.59
	14:00	<0.001	0.53	<0.001	0.57	<0.001	0.56	<0.001	0.54	<0.001	0.60
2025. 08.23	20:00	<0.001	0.60	<0.001	0.59	<0.001	0.62	<0.001	0.59	<0.001	0.62
	02:00	<0.001	0.61	<0.001	0.62	<0.001	0.63	<0.001	0.62	<0.001	0.65
	08:00	<0.001	0.63	<0.001	0.49	<0.001	0.56	<0.001	0.49	<0.001	0.58
2025. 08.24	14:00	<0.001	0.65	<0.001	0.53	<0.001	0.58	<0.001	0.47	<0.001	0.59
	20:00	<0.001	0.58	<0.001	0.59	<0.001	0.49	<0.001	0.53	<0.001	0.63
	02:00	<0.001	0.60	<0.001	0.62	<0.001	0.54	<0.001	0.56	<0.001	0.65
2025. 08.24	08:00	<0.001	0.54	<0.001	0.58	<0.001	0.58	<0.001	0.62	<0.001	0.59
	14:00	<0.001	0.52	<0.001	0.57	<0.001	0.59	<0.001	0.63	<0.001	0.62

采样时间		后夹岗村		肖垌堆村		东王庄村		前盆城村		马庄	
		硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)	硫化氢 (mg/m ³)	非甲烷总烃 (mg/m ³)
2025.08.24	20:00	<0.001	0.55	<0.001	0.62	<0.001	0.61	<0.001	0.58	<0.001	0.63
2025.08.25	02:00	<0.001	0.57	<0.001	0.59	<0.001	0.58	<0.001	0.60	<0.001	0.59

-----本页以下空白-----

表6 地下水检测结果

[illegible]

检测因子	采样日期、 单位	2025.08.24			2025.08.23			2025.08.22
		孔店村	后朱寨村	红屯村	靳庄村	荆台村	前杜烟村	
氰化物	mg/L	0.002 (L)	0.002 (L)	0.002 (L)	0.002 (L)	0.002 (L)	0.002 (L)	0.002 (L)
砷	mg/L	0.0003 (L)	0.0003 (L)	0.0003 (L)	0.0003 (L)	0.0003 (L)	0.0003 (L)	0.0003 (L)
汞	mg/L	0.00004 (L)	0.00004 (L)	0.00004 (L)	0.00004 (L)	0.00004 (L)	0.00004 (L)	0.00004 (L)
六价铬	mg/L	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004
总硬度	mg/L	412	385	367	353	395	375	356
铅	mg/L	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010	<0.010
氟化物	mg/L	0.35	0.38	0.41	0.39	0.42	0.36	0.45
镉	mg/L	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001	<0.001
铁	mg/L	0.03 (L)	0.03 (L)	0.03 (L)	0.03 (L)	0.03 (L)	0.03 (L)	0.03 (L)
锰	mg/L	0.01 (L)	0.01 (L)	0.01 (L)	0.01 (L)	0.01 (L)	0.01 (L)	0.01 (L)
溶解性总 固体	mg/L	606	587	536	596	567	532	577
高锰酸盐 指数	mg/L	1.15	1.33	0.99	1.09	1.28	1.24	1.12
硫酸盐	mg/L	74.4	75.2	71.9	73.5	70.8	72.5	69.4
氯化物	mg/L	41.4	44.6	48.8	47.6	43.9	42.4	40.3

检测因子	采样日期、 单位		2025.08.24			2025.08.23			2025.08.22
			孔店村	后朱寨村	红屯村	靳庄村	荆台村	前杜垌村	
石油类	mg/L		0.06 (L)	0.06 (L)	0.06 (L)	0.06 (L)	0.06 (L)	0.06 (L)	单寨村 0.06 (L)
总大肠菌群	CFU/100mL		未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出
菌落总数	CFU/mL		60	80	80	70	70	60	60
样品状态描述			无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油	无色、无味、 透明、无浮油

-----本页以下空白-----

表 7 声环境噪声检测结果

检测日期	检测点位置	检测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
2025.08.22 ~08.23	马庄村	55	46
	申庄村	57	46
	陈楼村	55	48
	前盆城村	56	46
	文一中转站南厂界	57	46
	文一污水站北厂界	55	46
	文一污水站西厂界	59	45
	文一污水站南厂界	56	48
	文一污水站东厂界	57	44
	文三中转站北厂界	56	44
	文三中转站东厂街	57	44
	文三中转站南厂街	56	45
	胡家庄	56	46
	马寨村	56	48
	南王庄村	57	44
	化庄村	56	45
	南张庄村	57	45
	关庄村	55	44
	红屯村	55	45
	狮子寺村	57	44
	肖堎堆村	56	45
	文二联合站南厂界	54	44
	文二联合站东厂界	58	45

检测日期	检测点位置	检测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
2025.08.22 ~08.23	文二联合站西厂界	58	45
	文二联合站北厂界	57	45
	后夹岗村	54	44
	腾飞社区	59	45
	东朱寨村	57	46
	王楼村	54	47
	安居苑	57	47
	吉寨村	59	46
	后大寨村	54	45
	梁大寨村	57	46
	晁楼村	59	46
	程寨村	56	46
2025.08.23 ~08.24	马庄村	58	46
	申庄村	57	46
	陈楼村	54	48
	前盆城村	59	46
	文一中转站南厂界	57	44
	文一污水站北厂界	56	46
	文一污水站西厂界	57	45
	文一污水站南厂界	56	48
	文一污水站东厂界	56	44
	文三中转站北厂界	56	44
	文三中转站东厂街	57	44
	文三中转站南厂街	57	44

检测日期	检测点位置	检测结果 dB (A)	
		昼间	夜间
2025.08.23 ~08.24	胡家庄	56	46
	马寨村	56	48
	南王庄村	56	45
	化庄村	56	44
	南张庄村	57	45
	关庄村	55	44
	红屯村	54	45
	狮子寺村	57	44
	肖垸堆村	56	44
	文二联合站南厂界	54	44
	文二联合站东厂界	58	45
	文二联合站西厂界	55	45
	文二联合站北厂界	59	45
	后夹岗村	56	44
	腾飞社区	54	45
	东朱寨村	55	46
	王楼村	59	47
	安居苑	56	48
	吉寨村	57	46
	后大寨村	56	45
	梁大寨村	54	46
	晁楼村	58	46
	程寨村	57	46

6 检测分析人员

陈君、赵娇娇、孙宁

编制人: 李佳佳 审核人: 王高杰

签发人: 张皓羊 日期: 2025.9.8

河南蓝呈检测技术有限公司

(加盖检验检测专用章)



——报告结束——

附件

附表 1 环境空气气象参数统计表

采样日期	时段	气温 (°C)	气压 (kPa)	风速 (m/s)	风向	天气状况
2025. 08.18	08:00	29.3	100.1	1.5	西南风	晴
	14:00	34.7	99.9	1.7	西南风	晴
	20:00	30.3	100.1	2.0	西南风	晴
2025. 08.19	02:00	28.5	100.1	2.2	西南风	晴
	08:00	29.6	100.1	1.6	西南风	晴
	14:00	35.2	99.8	1.4	西南风	晴
	20:00	31.4	100.0	1.8	西南风	晴
2025. 08.20	02:00	28.7	100.1	2.2	西南风	晴
	08:00	28.7	100.1	1.5	西南风	晴
	14:00	35.1	100.0	1.7	西南风	晴
	20:00	31.7	100.0	2.0	西南风	晴
2025. 08.21	02:00	28.7	100.1	2.0	西南风	晴
	08:00	30.1	100.1	1.4	西南风	晴
	14:00	36.4	99.9	1.8	西南风	晴
	20:00	31.7	100.1	1.8	西南风	晴
2025. 08.22	02:00	27.9	100.1	2.1	西南风	晴
	08:00	28.4	100.1	1.5	西南风	少云
	14:00	33.7	100.0	1.6	西南风	少云
	20:00	30.6	100.0	1.8	西南风	少云
2025. 08.23	02:00	25.8	100.1	2.2	西南风	少云
	08:00	27.8	100.1	1.6	西北风	多云
	14:00	33.0	100.0	1.6	西北风	多云
	20:00	28.4	100.1	1.6	西北风	多云
2025. 08.24	02:00	25.6	100.1	2.1	西北风	多云

采样日期	时段	气温（℃）	气压（kPa）	风速（m/s）	风向	天气状况
2025. 08.24	08:00	25.8	100.1	1.4	北风	多云
	14:00	27.6	100.1	1.6	北风	多云
	20:00	25.6	100.1	1.7	北风	多云
2025. 08.25	02:00	24.4	100.2	2.0	北风	多云

附表 2 地下水现场调查情况一览表

调查日期	检测点位置	检测结果				
		井深 (m)	水位 (m)	水温 (℃)	坐标	
					经度	纬度
2025. 08.24	孔店村	25	3.4	17.8	115.158317	35.483123
	后朱寨村	22	3.4	18.1	115.226751	35.531497
	红屯村	21	1.4	17.3	115.226376	35.572966
2025. 08.23	靳庄村	23	3.6	18.0	115.200610	35.597766
	荆台村	21	4.7	17.4	115.261675	35.609856
	前杜垌村	22	7.1	17.9	115.232967	35.659836
2025. 08.22	单寨村	23	9.3	17.6	115.312367	35.700742
2025. 08.24	王定村	25	3.4	17.5	115.147420	35.504637
	前楼村	24	2.1	18.3	115.186561	35.556278
	朱庄村	23	7.2	17.9	115.288638	35.578740
2025. 08.23	孟英村	23	3.3	16.5	115.198339	35.632056
	新楼村	24	3.9	17.3	115.338736	35.630620
	巴庄村	25	8.3	17.3	115.287106	35.658737
2025. 08.22	任堤口村	22	8.6	18.2	115.324698	35.706294

文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目

环境现状监测土壤、包气带样品编号及坐标

点位	采样时间	分层	样品编号	经度	纬度	备注
T1 马白邱村东边农田	8.18	0~20cm	25276TR010101	115.12690439	35.48638144	土壤
T2 文二中转站污油池附近	8.18	0~50cm	25276TR020101	115.23885252	35.55570057	土壤
	8.18	50cm~150cm	25276TR020102			
	8.18	150cm~300cm	25276TR020103			
T3 文二中转站油气分离装置区附近	8.18	0~50cm	25276TR030101	115.23942059	35.55372632	土壤
	8.18	50cm~150cm	25276TR030102			
	8.18	150cm~300cm	25276TR030103			
T4 文三中转站污油池附近	8.18	0~50cm	25276TR040101	115.28235781	35.61595701	土壤
	8.18	50cm~150cm	25276TR040102			
	8.18	150cm~300cm	25276TR040103			
T5 文一中转站污油池附近	8.18	0~50cm	25276TR050101	115.27582987	35.64182141	土壤
	8.18	50cm~150cm	25276TR050102			
	8.18	150cm~300cm	25276TR050103			
T6 文一中转站油气分离装置区附近	8.18	0~50cm	25276TR060101	115.27493861	35.649897	土壤
	8.18	50cm~150cm	25276TR060102			
	8.18	150cm~300cm	25276TR060103			
T7 文33-203C1井场内	8.18	0~20cm	25276TR070101	115.24242997	35.58869595	土壤
T8 文88-67井场内	8.18	0~20cm	25276TR080101	115.23782730	35.53905358	土壤
T9 文15-134井场内	8.18	0~20cm	25276TR090101	115.24883509	35.63239555	土壤
T10 文72-216C1井场外30m处	8.18	0~20cm	25276TR100101	115.24542332	35.56152213	土壤
T11 文33-238C1井场外30m处	8.18	0~20cm	25276TR110101	115.23102522	35.57361798	土壤
T12 前夹	8.18	0~20cm	25276TR120101	115.24121015	35.54290285	土

岗村南测 农田						壤
T13 安庄 村东北侧 农田	8.18	0~20cm	25276TR130101	115. 25390952	35. 63974605	土壤
1#文一联 合站外南	8.18	0~20cm	25276TR140101	115. 27225374	35. 64136530	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR140102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR140103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR140104			
2#文一联 合站污油 池南侧	8.18	0~20cm	25276TR150101	115. 27557332	35. 64140260	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR150102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR150103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR150104			
3#文二联 合站外南 测	8.18	0~20cm	25276TR160101	115. 23697595	35. 55309901	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR160102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR160103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR160104			
4#文二联 合站污油 池北侧	8.18	0~20cm	25276TR170101	115. 23915280	35. 55632923	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR170102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR170103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR170104			
5#文三联 合站外东 南	8.18	0~20cm	25276TR180101	115. 28346363	35. 60934952	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR180102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR180103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR180104			
6#文三联 合站污油 池南侧	8.18	0~20cm	25276TR190101	115. 28191736	35. 61589550	包 气 带
	8.18	0~50cm	25276TR190102			
	8.18	50cm~150cm	25276TR190103			
	8.18	150cm~300cm	25276TR190104			

河南蓝星监测技术有限公司

日期: 2025 年 09 月 09 日

检验检测专用章

濮阳市生态环境局工业园区服务中心

濮环工服审〔2024〕2号

关于对中原油田分公司油气加工技术服务中心 中原油田东濮老区钻井泥浆资源化利用项目 环境影响报告表的批复

中原油田分公司油气加工技术服务中心：

你公司（统一社会信用代码：914109008699539913）报送的由河南启河环保技术有限公司编制完成的《中原油田分公司油气加工技术服务中心中原油田东濮老区钻井泥浆资源化利用项目环境影响报告表（报批版）》（以下简称《报告表》）收悉。经研究，批复如下：

一、《报告表》内容符合国家有关法律法规要求和建设项目环境管理规定，评价结论可信，我中心批准该《报告表》。根据项目环境影响评价结论，在你单位严格执行国家、省有关环保法律、法规和标准，落实《报告表》及批复提出的各项环保对策措施，切实有效做好环境风险防范和污染防治工作的前提下，从环境保护角度，原则同意项目建设。

二、你公司应向社会公众主动公开经批准的《报告表》，并接受相关方的咨询。

三、你公司应全面落实《报告表》提出的各项环境保护措施，确保各项环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用，确保各项污染物达标排放。

（一）向设计单位提供《报告表》和本批复文件，确保项目设计按照环境保护设计规范要求，落实防治环境污染和生态破坏的措施以及环保设施投资概算。

（二）依据《报告表》和本批复文件，对项目建设过程中产生的废水、废气、固体废物、噪声等污染，以及因施工对生态环境造成的破坏，采取相应的防治措施和生态环境影响减缓措施。

（三）项目运行时，外排污染物应满足以下要求：

1. 废气。本项目废气为非甲烷总烃，主要来源为危废间，通过加强对危废间的管理和检测，外排废气应满足《挥发性有机物无组织排放标准》（GB37822-2019）。

2. 废水。项目营运期生产废水为固液分离产生的压滤液和设备冲洗水，收集后暂存于水罐中，由罐车送往采油厂（河南区域）9座污水处理站（濮一、濮二、濮三、文一、文二、文三、胡状、胡二、马寨污水站）进行处理，其主要工艺均为重力除油+混凝沉淀+过滤工艺，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推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后全部回注采油层，不向外环境地表水体中排放。

3. 固废。本项目产生的一般固体废物主要为废包装袋；危险废物主要为废润滑油、废液压油、废油桶。项目产生的一般固废

暂存依托现有 160m² 一般固废暂存间，收集后定期由厂家回收。危险废物依托现有 10m² 危废暂存间，定期交由有资质单位转移处置。

4. 噪声。营运期噪声主要为项目噪声源主要为各种泵、生产设施等设备在运行过程中产生的噪声，通过采用低噪产品、基础减振、噪声较大的设备均放置在厂房内等措施后，项目运营期厂界四周噪声昼夜叠加值应满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准的要求。

（四）按国家有关规定设置规范的污染物排放口，并设立明显标志。

（五）环境风险防范。经对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169—2018）附录 B，生产过程中所涉及的主要危险物质为废润滑油和废液压油，废润滑油和废液压油如保管不当会对土壤和地下水进行污染。总体来说，本项目存在一定的环境风险隐患，建设单位应从建设、生产、贮存等各方面积极采取防护措施，制定事故应急预案，发生事故时，采取相应的应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。本项目通过加强风险管理和风险防范措施，制定应急预案，能够将风险降至最低，在此基础上，项目的环境风险是可以接受的。

（六）本项目建成后，主要污染物排放量满足建设项目主要污染物总量控制指标要求。

（七）如果今后国家或我省颁布污染物排放限值的新标准，届时你公司应按新的排放标准执行。

四、项目建成后，按相关规定及时进行项目竣工环境保护验收。项目建设及运行过程中，由工业园区服务中心负责项目的日常环境管理工作。

五、本项目自批复日起5年内逾期未开工建设，其环境影响报告表应报我中心重新审核。项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或防治污染、防止生态破坏的措施发生重大变动的，应当重新报批项目的环境影响评价文件。

六、对此批复若有异议，可自该文下达之日起60日内向河南省生态环境厅或濮阳市人民政府申请复议，逾期复议无效。



#	项目名称	建设单位名称	项目建设地点	创建时间	提交时间	提交状态	操作
1	中原油田分公司油气加工技术服务中心中原油田濮阳市范县庆盛源油化项目	中原油田分公司油气加工技术服务中心	河南省濮阳市濮阳县 濮阳市濮阳县濮阳工业园区中原油田分公司油气加工工程	2025-05-08 16:32:30	2025-05-08 17:13:08	已提交	去修改 去打印
2	中原油田分公司油气加工技术服务中心范县范县庆盛源油化项目	中原油田分公司油气加工技术服务中心	河南濮阳工业园区 省道209与黄河东路交叉以东200米路北	2023-10-13 14:49:17	2023-10-13 14:56:06	已提交	去修改 去打印

附件 12 技术评审意见及专家签到表

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司

文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目环境影响报告书

技术评审意见

2025 年 10 月 29 日，濮阳市生态环境局在濮阳市主持召开了《中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目》（以下简称“报告书”）的技术评审会。会议特邀了 5 名专家负责技术评审（名单附后），参加会议的还有建设单位中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂、报告编制单位河南启河环保技术有限公司等单位代表，共 13 人出席会议。

与会专家和代表现场查看了中转站、现状工程开采区域及周边环境保护目标等，会上与会专家和代表听取了建设单位、评价单位对项目建设和报告内容的介绍，经过认真讨论，形成专家技术评审意见如下：

一、项目概况

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂是中国石油化工股份有限公司中原油田分公司下属的一个分支机构，由原采油一厂和原采油四厂于 2018 年 11 月合并后更名而来。文留采油厂位于河南省濮阳县域内，主要从事采油、注水、集输等工作。

文留采油厂下辖文留油田，文留油田构造位于东濮凹陷中央隆起带文留构造内，由文中、文东、文南三个油田组成，主要含油层古近系沙河街组沙二下、沙三上和沙三中亚段，属多类型复杂断块油气藏。1979 年以来文留油田陆续投入开发。截至 2024 年底，文留采油厂现有总井数 2865 口，其中油井 1528 口（开井 1126 口），注水井 1337 口（开井 761 口）；管辖着中转站 3 座、注水站 53 座、配水间 53 座、计量站 128 座、输油管线 666.8km，采出水处理站 3 座。2024 年原油产量 40.4123 万 t，采出液产量 721.9316 万 t。

为保持文留采油厂原油产量，文留采油厂拟建设“中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028 年）产能建设项目”，计划在东濮凹陷河南省濮阳开采区域投资 118000 万元，在东濮凹陷开采区内新建采油井 57 口，同时对现有 120 口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺 $20.4711 \times 10^4 \text{m}$ （平均井深 3591m），均为新建井场；侧钻井总进尺

8.7305×10⁴m（平均井深 727m），依托现有井场建设；新增原油产能共计 23.567 万 t。同时配套建设集输管线约 96.2km，新建道路 35.1km，新建注水管线 81.2km。本次未计划天然气勘探开发方案，天然气产能保持现状不变。

专家认为还需在以下几个方面进行补充完善：

1、完善项目建设由来和编制依据；完善各站点（中转站、计量站、集输站、污水处理站）主要设施及功能（包括各站点之间的关系）；核实各站水套加热炉参数及运行情况；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产能及对应污染物变化情况。

2、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。补充油田开发以来环境影响回顾性评价，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。

3、细化本次依托现有工程内容；完善新钻井、侧钻井和油气集输等工程内容介绍，细化各项工程建设时序安排，明确每年度产能建设计划；细化单井钻井工程主要原辅材料消耗，完善压裂液组分及其理化性质，细化水平衡；按照工程内容对应完善新增生产设施设备。

4、补充施工平面布置图，完善施工组织方案；补充新建油气集输工程管道设计参数（压力、管径、材质）；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；补充注气站对应采出油气集、输工艺介绍。

5、完善每年度各项工程临时、永久占地面积，校核土石方平衡；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。补充项目井场、管线等选址选线比选方案内容。

二、产业政策

拟建项目属于陆地石油开采项目，根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类“七、石油天然气”中“1. 石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发”，符合国家产业政策要求。

专家认为项目建设符合国家产业政策要求，但还需完善与油田开发规划及相关政策文件相符性分析。

三、厂址选择及区域环境情况

（一）工程位置

拟建项目不开采新区块，位于现有东濮凹陷河南开采区域濮阳县境内，主要涉及濮阳县文留镇。开采区内主要环境体系由农田、村庄、水系等构成。成片村庄零散分布在整個开采区，与采油厂设施（油水井及原油处理设施）交错在一起。现有原油处理设施（计量站、联合站、集输干线）基本全部布置在远离主要河道、水源地、文物古迹等敏感目标以外的农田区域内。所有油水井布置在农田区域内，无油水井布置在金堤河河道滩区、水源地保护区地带内。

（二）环境保护目标

文留采油厂内主要环保保护目标有：油气设施周边的村庄，新钻井站场内及站外 1km 范围内土壤，新建输油管线边界两侧向外延伸 0.2km；区域地表水环境保护目标为金堤河，属于黄河流域。

结合《中华人民共和国文物保护法》（2017 年 11 月 4 日修订）、《中华人民共和国河道管理条例》（1988 年）、《关于在国土空间规划中统筹划定落实三条控制线的指导意见》以及《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2014），为将钻井工程的环境影响降至最低，同时使评价提出的环保措施具有针对性及有效性，评价提出新开发井选址原则性要求，具体如下：

①禁止在濮阳市生态保护红线范围内、濮阳市三线一单禁止建设区、濮阳市饮用水保护区、濮阳县饮用水保护区饮用水保护区范围内布设开发井、勘探井及相关设施。

②禁止在文物保护单位的保护范围内布设开发井；如在文物保护单位的建设控制地带内布设开发井，需取得文物保护单位行政主管部门的同意。

③禁止在金堤河的堤防及护堤地安全保护区内布置开发井；如在金堤河滩地内布设开发井，应首先取得金堤河河道主管部门的批复意见。

④开发井选址位置必须满足《钻井井场、设备、作业安全技术规程》（SY5974-2014）中井场安全间距要求。

专家认为还需细化调查本次工程各类管线和井场周围环境保护目标分布情况，补充相关示意图。

（二）环境质量现状情况及区域污染源调查

（1）环境空气

2020 年-2024 年濮阳市 PM_{2.5} 年均浓度、PM₁₀ 年均浓度、O₃ 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。

根据环境空气现状监测结果，各监测点所测得非甲烷总烃浓度值均符合《大气污染物综合排放标准详解》中限值（2.0mg/m³）要求，硫化氢小时浓度均满足《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 中其他污染物空气质量浓度参考限值。

（2）地表水

宋海桥断面为金堤河的市控常规监控断面，根据濮阳市生态环境局发布的濮阳市环境质量月报，金堤河宋海桥断面 2024 年除 2 月、9 月外，其余月份水质状况可满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）IV 类标准要求。

（3）地下水

根据监测数据表明，本次监测地下水环境质量现状各点位各因子监测值均能满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准要求。根据包气带污染监测结果，中转站内各监测因子浓度与井场外背景值相差不大，表明现有工程未造成包气带土壤污染，包气带现状较好。

（4）土壤

根据土壤环境质量现状监测结果，占地范围内土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求。占地范围外土壤监测点的各项指标均符合《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）风险筛选值，其他标准限值要求（pH>7.5），石油烃满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值要求，因此评价区土壤环境质量良好。

（5）声环境

根据声环境现状监测结果，项目周围环境敏感点声环境质量满足《声环境质量标准》（GB3096—2008）中 2 类区相关标准限值；现有站场厂界噪声满足《工

业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准要求。评价区声环境质量较好。

专家认为：还需完善生态、地下水、土壤现状调查评价内容。

（四）厂址选择可行性结论

专家认为：厂址选择可行。

四、工程分析及污染防治措施

1、废水

拟建项目施工期废水主要包括钻井废水、管线清管和试压废水、压裂返排液、生活污水等。钻井废水、管线清管和试压废水、压裂返排液由罐车运往文一、文二或文三采出水处理站依托现有采出水处理设施处理达标后回注地下开采层，不向外环境排放。钻井施工期产生的所有生活污水排入井场生活区临时环保厕所，定期清掏。采取上述措施后，施工期废水可妥善处理。

原油集输过程中产生的废水主要包括中转站产生的采出水，此外，新井投入生产后每年会产生一定量的作业废水。全部依托现状采出水处理站。现状采出水处理站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，目前采用“三段式密闭工艺（除油—沉淀—过滤工艺）”组合工艺，总设计处理为 49000m³/d，目前实际处理废水量 29415m³/d。根据中原油田分公司环保监测总站对该采出水处理站的例行监测数据以及调查了解的日常监测数据，2024 年现状采出水处理站全年出水水质达标率均为 100%，说明现状采出水处理站废水处理工艺是可行的。另外，根据调查中原油田 2024 年 1 月-12 月油田注水水质普查公报，文留采油厂文一、文二、文三采出水处理站注水水质均可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求。

综上分析可知，拟建项目新增产能排放的废水依托现有厂文一、文二、文三采出水处理设施进行处理是可行的。

专家认为需补充完善以下内容：

1、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。

2、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。

2、废气

拟建项目施工期废气包括井场道路修建、管线敷设、井场建设、车辆运输过程等产生的施工扬尘及施工机械、运输车辆排放的烟气。

施工期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，其中受风力因素的影响最大，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。通过控制施工区域、硬化道路、场地定期洒水抑尘，或控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖等措施，可有效减少施工扬尘对周围环境空气的影响。

本项目井场建设、车辆运输过程中，将有少量的施工车辆与机械废气产生，主要污染物为 SO_2 、 NO_x 、 CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于大气污染物的扩散，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。

拟建项目运营期废气主要为原油集输处理过程中加热炉燃料废气、污水处理站废气以及油气集输过程放空、挥发、泄漏产生的无组织排放烃类气体。

①加热炉燃料废气

现有水套加热炉废气可以满足《河南省工业炉窑大气污染物排放标准》（DB41/1066）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。

②原油处理过程、油泥暂存等产生的无组织排放烃类气体

总烃是油气开采及集输过程中以无组织形式排放，主要排放源为井口、各站点、管线衔接处、未收集的原油伴生气、原油储罐等设施，其中密闭的集输设施及回收原油中的伴生气及轻组分气体可最大程度降低总烃排放量。文卫采油厂通过降低原油输送温度，采用低压低温输送工艺，可显著降低集输过程中总烃无组织损失量；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；加强油区巡视管理，杜绝人为破坏（偷气、盗油），减少油气泄漏事故；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。

③采出水处理站废气

文留采油厂各采出水处理站都设置有万方池、污油池和排污池，根据现场调

查，文二采出水处理站已对各池上方安装盖板，通过管线连接吸收排出的废气，采用密闭引风方式收集废气，收集的废气经1套“两级喷淋吸收+光催化氧化”装置处理后，经1根15m高排气筒排放。文一及文三采出水处理站万方池、污油池和排污池等为敞开状态，根据中原油田分公司环境监测站2023年~2024年对采出水处理站万方池和排污池等敞开液面上方100mm处监测结果，VOCs浓度为 $8.9\mu\text{mol/mol}$ ~ $38.9\mu\text{mol/mol}$ ，小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 。因此，文一、文三采出水处理站均能满足《挥发性有机物无组织排放控制标准》含VOC废水储存和处理设施敞开液面上方100mm处小于 $100\mu\text{mol/mol}$ 的相关要求。

采取以上措施后，文留采油厂在今后的开发过程中可进一步降低总烃的无组织排放量，减轻原油开发对区域环境空气的影响。

专家认为还需核实各年度新增产能依托现有设施新增燃料废气产排情况，完善新增油气产能及站点VOCs无组织排放量。

3、噪声

施工期间钻机等高噪声设备工作时会对井场周围声环境产生一定的影响，但因钻井周期较短，噪声影响持续时间短，随着钻井工程的结束而结束。

拟建项目噪声主要为采油厂在开采过程中的抽油机噪声。针对拟建项目噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，设计中采取降噪措施有：

(1) 设备选型尽可能选择低噪声设备；

(2) 加强对设备的维护管理等。

采用以上措施后，可有效地减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

专家认为：还需完善生态、地下水、土壤现状调查评价内容。

4、固体废物

项目施工期产生的落地油、沾油废防渗材料、废润滑油、废润滑油桶等危险废物全部收集在依托的危险废物暂存点暂存，定期交有资质单位收集处置，不外排；施工期产生的其他一般固废，可回收利用充分利用，不可回收拉运至环卫部门，由环卫部门统一合规处置；施工期生活垃圾全部收集后运往环卫部门，由环卫部门统一合规处置。

因此，项目产生的固体废物采取有效措施，经过合理处置后对环境的影响较小。

拟建项目运行期固废包括注水残渣（即污泥）、废弃油泥沙、废弃落地原油和废 UV 灯管。注水残渣直接调剖回注，不暂存；废 UV 灯管以及废弃落地原油、油泥砂清理出后进入现有危废暂存间暂存，定期委托具有相应处理资质的单位进行处理。

文留采油厂现已建成 2 座混凝土危废贮存场所并已完善相应配套设施，建设规模为 400m³。现已具备贮存危废的能力，实现了油泥砂和落地油安全存贮、合规存贮的要求，避免了环境污染和事故的发生。在暂存场暂存后送有资质单位进行处理。

综上所述，拟建项目运营期固体废物均可得到合理处置。

专家认为还需完善以下内容：

1、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。

2、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。

3、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。

5、地下水

文留采油厂现有采出水处理站、集输管线、油井、作业等管理不到位可能会对地下水产生影响，废水污染因子主要为石油类等，在企业严格执行环评提出的风险管理及防渗要求下对区域地下水环境影响较小。

专家认为：专家认为需细化钻井各阶段采取的地下水防护措施。

五、环境影响

（一）大气

（1）本项目施工期产生的大气污染物主要为施工扬尘、施工废气。施工期废气产生量较小且属于短期排放，并将随施工期的结束而消除，故对环境空气影响较小。

（2）本项目运营期大气环境影响评价等级为二级，根据估算模型 AERSCREEN 计算结果，本项目污染物最大落地浓度占标率<10%。本项目投产运营后，井场面源、加热炉点源等排放的污染物贡献浓度较小，对周围环境影响

较小。

(3) 本项目不需设置大气环境防护距离，本项目排放方案合理。

专家认为还需结合核实后的废气源强，完善大气环境影响分析内容。

(二) 地表水

采出水、井下作业废液等经现有采出水处理系统处理达标后回注，不外排。因此，本项目的废水对地表水环境影响很小。

专家认为：还需结合本次产能建设情况，完善废水依托现有污水处理措施可行性分析。

(三) 噪声

经预测，运营期井场厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008) 2 类区排放限值要求，敏感目标处噪声预测值满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的 2 类声环境功能区环境噪声限值要求。项目经采取噪声防治措施后不会对周围声环境造成较大影响。因此，从声环境角度分析，本项目可行的。

专家认为需结合井场周边敏感点的分布特点，强化噪声控制措施，完善施工期及注气压缩机噪声影响预测内容。

(四) 地下水

(1) 非正常工况下输油管线等泄漏污染物直接进入浅层水含水层，污染物迁移方向和地下水流向基本一致，由西南向东北。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 80.1m，且污染物迁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) 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。

经预测分析，项目在运行期间，管道管线等发生泄漏后石油类污染物在下游后夹堙村分散式水源井处浓度观测点预测浓度均能满足《地表水环境质量标准》

(GB 3838-2002) 中Ⅲ标准要求。

针对其余突发事故,在做好油田区防渗的同时,需加强对监测点日常特征因子(包括石油类)每半年一次的监测要求,一旦检测到异常,可以采取必要的防渗措施,阻止继续污染地下水的可能,泄漏污染范围仍在油井及管线内小范围内,可以避免污染物运移到下游村庄水源井的发生,采取环保措施后,地下水水质可以满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)和《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中Ⅲ标准要求。

综上所述,本项目建设满足《环境影响评价技术导则 地下水环境》(HJ 610-2016)中 10.4.1 结论要求,该项目对地下水环境的影响是可以接受的。

专家认为应完善以下内容:

- 1、结合工程建设特点,核实本次地下水调查评价范围。
- 2、完善区域水文地质条件介绍,校核渗透系数等预测参数,补充完善情景设置,完善地下水环境影响分析。

(五) 土壤

1、污染影响型

集油管线由于开裂或腐蚀磨损等原因,造成采出液少量泄漏,污染评价因子为石油烃。发生泄漏后,最先污染表层土壤,时间越久,污染物向土壤下方运移越深,泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重。本项目所在地土壤渗透系数相对较大,包气带防污性能较弱,污染物下渗速度较快。当污染物泄漏约 100d 后,石油类迁移至-160cm 处,这说明在不考虑吸附、沉淀、生物吸收、化学与生物降解等作用的情况下,泄漏 100d 时污染物即可穿透包气带,进入地下水含水层,对渗漏处包气带土壤造成影响。因此本次环评要求项目在建设过程中加强管道的防腐,以及源头控制和分区防渗措施,在运行过程中加强巡线和维护,减少非正常工况下污染物渗漏对土壤的影响。

根据中原油田分公司文留采油厂多年运行经验,一般输油管线泄漏反应时间在 30min。采出液泄漏事故发生时,生产单位会按照应急预案及时关闭生产管线,采取现场污染物治理措施,将事故产生的落地油委托具备危废处理资质单位进行处置,此类事故原油泄漏量较小,很少形成大面积的污染。

2、生态影响型

本项目生态影响型土壤环境影响主要涉及到的是非正常情况下依托的采出水回注管线破裂、依托注水井回注过程造成的地下水错层和串层，从而造成浅层地下水水位埋深变动引起的土壤盐化。经计算，本项目土壤盐化综合评分分值 $Sa=4\times 0.25+2\times 0.15+4\times 0.1=1.7>1$ 。因此，本项目所在区域土壤盐化综合评分预测结果为轻度盐化。

专家认为需完善以下几点内容：

- 1、完善评价等级判定依据；
- 2、根据行业污染特点和评价等级要求，完善土壤环境影响分析有关内容。

（六）生态环境

项目施工期、运营期、退役期将对周围生态环境产生一定影响，通过采取相应的生态保护与恢复措施后，拟建项目的开发建设对生态环境的影响得到有效减缓，对生态环境的影响在可接受范围内。

专家认为还需完善以下内容：

- 1、完善项目影响区域内的基本农田保护措施，结合项目施工进度安排，明确生态复垦措施和时序要求。
- 2、完善退役期生态恢复措施。
- 3、补充完善水土流失保护措施。

六、环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气等，环境风险潜势综合判断为I，可进行简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了本项目的应急预案。在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设运行带来的环境风险是可控的，项目建设可行。

专家认为还需细化各站点、管线环境风险防范措施，完善注气压缩机等点位环境风险防范措施。

七、总量控制

根据中原油田分公司 2018 年排污许可证（豫环许可濮阳 2018-005 号），SO₂ 允许排放总量为 55.46t/a、氮氧化物允许排放总量为 169.29t/a。中原油田分公司

下达给文留采油厂的总量指标为，SO₂允许排放总量为 8.26t/a、氮氧化物允许排放总量为 24.52t/a。

现有工程 SO₂排放总量为：0.8566t/a，氮氧化物排放总量为 14.3275t/a，VOCs 排放量为：0.0003t/a（有组织），烟尘排放量为：0.4277t/a。

拟建项目新增 SO₂排放量为 0.0723t/a，氮氧化物排放量为 2.4214t/a，VOCs 排放量为：1.9942t/a，烟尘排放量为 0.1446t/a。

拟建项目实施后全厂 SO₂排放总量为 0.9279t/a，氮氧化物排放总量为 16.7489t/a，VOCs 排放量为 1.9945t/a，烟尘排放量为 0.5723t/a。

SO₂、NO_x现有总量指标可以满足要求；非甲烷总烃需按照要求申请总量控制指标。

拟建项目废水经中转站内采出水处理系统处理后回注，不外排，不需申请废水污染物总量控制指标。

专家认为：专家认为需核算各年度废气污染物排放总量。

八、其他问题

1、完善环境管理、污染物排放清单、应急监测及自行监测计划；完善“三笔账”计算。

2、核实项目环保投资，完善“三同时”验收一览表；完善附图附件。

九、编制单位相关信息及审核情况

报告书编制主持人张闪闪（信用编号 BH044888）参加会议并进行汇报，专家现场核实其个人信息及现场查勘影像齐全，有环境影响评价质控记录。

十、总结论

综上所述，该项目建设不存在重大环境制约因素，报告书编制较规范，评价内容基本符合有关导则要求，所提生态环境保护和污染防治措施原则可行，评价结论总体可信，经专家表决，报告书按上述专家意见认真修改后可上报。

专家组长：张闪闪

2025 年 10 月 29 日

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文卫、文留、濮东采油厂
2026-2028 年度老区产能恢复建设项目（河南区域）环境影响报告书
技术评审会专家组名单

姓 名		单 位	职务/职称	签 名
组 长	张 静	河南厚骥环境科技有限公司	高工	张静
成 员	邢文听	河南省化工研究所有限责任公司	正高	邢文听
	李 峰	河南省地质局生态环境地质服务中心	正高	李峰
	刘振钢	河南真境环保科技有限公司	高工	刘振钢
	梁德权	河南荣丰石油机械有限公司	高级工程师	梁德权

建设项目环境影响报告书审批基础信息表

填表单位（盖章）：

中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂

填表人（签字）：

项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称		中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂（2026-2028年）产能建设项目				建设内容		本项目计划在东濮凹陷开采区内新建采油井57口，同时对现有120口油井进行侧钻改造，采用水平井及定向钻井技术，新建油井钻井总进尺20,471.1×104m（平均井深3591m），均为新建井场；侧钻井钻井总进尺8,730.5×104m（平均井深727m），依托现有井场建设；新增原油产能共计23,567万t。								
	项目代码		2511-410900-04-01-565715														
	环评信用平台编号		jlljqr														
	建设地点		河南省濮阳市濮阳县				建设规模		本项目计划新建采油井57口，同时对现有120口油井进行侧钻改造，新增原油产能共计23,567万t。								
	项目建设周期（月）		36.0				计划开工时间		2026年1月								
	建设性质		改建				预计投产时间										
	环境影响评价行业类别		五、石油和天然气开采业 07				国民经济行业类型及代码		石油开采（B0711）								
	现有工程排污许可证或排污登记表编号（改、扩建项目）		91410900719176285H004Q		现有工程排污许可管理类别（改、扩建项目）		项目申请类别		新申项目								
	规划环评开展情况						规划环评文件名										
	规划环评审查机关						规划环评审查意见文号										
建设地点中心坐标（非线性工程）		经度	115.245724	纬度	115.266323	占地面积（平方米）		2018760		环境影响报告书							
建设地点坐标（线性工程）		起点经度		起点纬度		终点经度				工程长度（千米）							
总投资（万元）		118000.00				环保投资（万元）		6064.00		所占比例（%）							
单位名称		中国石油化工股份有限公司中原油田分公司文留采油厂		法定代表人		张庆生		单位名称		河南启河环保技术有限公司							
统一社会信用代码（组织机构代码）		91410900719176285H		联系电话		13903930682		编制主持人		张闪闪							
通讯地址		河南省濮阳市濮阳县				评价单位		单位名称		河南启河环保技术有限公司							
								姓名		张闪闪							
								信用编号		BFH044888							
								职业资格证书管理号		03520240541000000060							
								通讯地址		郑州高新技术产业开发区长椿路国家大学科技园西区孵化1号楼6楼0602							
污染物排放量	污染物		现有工程（已建+在建）		本工程（拟建或调整变更）		④“以新带老”削减量（吨/年）		⑤区域平衡替代本工程削减量（吨/年）		⑥预测排放总量（吨/年）		⑦排放增减量（吨/年）		区域削减来源（国家、省级审批项目）		
			①实际排放量（吨/年）		②许可排放量（吨/年）		③预测排放量（吨/年）										
	废水	废水量（万吨/年）															
		COD															
		氨氮															
		总磷															
		总氮															
		铅															
		汞															
		镉															
		铬															
		类金属砷															
	其他特征污染物																
	废气	废气量（万标立方米/年）		6325.100		4697.92		4787.8210				6235.20		-89.9010			
		二氧化硫		0.2530		0.1879		0.1915				0.25		-0.0036			
		氮氧化物		8.4770		6.2952		6.4157				8.36		-0.1205			
		颗粒物		0.5062		0.3738		0.3830				0.50		-0.0072			
		氟化物															
		氨气															
		挥发性有机物		9.4985		5.1845		5.2830				9.40		-0.0985			
		铅															
		汞															
		镉															
		铬															
		类金属砷															
氟																	
氯化氢																	
硫酸雾																	
项目涉及法律法规规定的保护区情况	生态保护目标		影响及主要措施		名称		级别		主要保护对象（目标）		工程影响情况		是否占用		占用面积（公顷）		
	生态保护红线																
	自然保护区																
	饮用水水源保护区（地表）																
																生态防护措施	
																☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）	
																☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）	
																☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）	

		饮用水水源保护区（地下）				/	一级保护区、二级保护区、准保护区				☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）				
		风景名胜区				/	核心景区、一般景区				☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）				
		其他									☐ 避让 ☐ 减缓 ☐ 补偿 ☐ 重建（多选）				
主要原料及燃料信息		主要原料						主要燃料							
		序号	名称		年使用量	计量单位	有毒有害物质及含量（%）		序号	名称		灰分（%）	硫分（%）	年最大使用量	计量单位
		1													
		2													
大气污染治理与排放信息	有组织排放（主要排放口）	序号（编号）	排放口名称	排气筒高度（米）	污染防治设施工艺			生产设施		污染物排放					
					序号（编号）	名称	污染防治设施处理效率	序号（编号）	名称	污染物种类	排放浓度（毫克/立方米）	排放速率（千克/小时）	排放量（吨/年）	排放标准名称	
		1													
		2													
	无组织排放	序号（编号）	无组织排放源名称				污染物排放								
							污染物种类		排放浓度（毫克/立方米）		排放标准名称				
		1	采出水处理站、油气开采、技术过程				非甲烷总烃		2		豫环攻坚办〔2017〕162号、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）				
		2					硫化氢		0.06						
	水污染治理与排放信息（主要排放口）	车间或生产设施排放口	序号（编号）	排放口名称	废水类别	污染防治设施工艺			排放去向	污染物排放					
						序号（编号）	名称	污染防治设施处理水量（吨/小时）		污染物种类		排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称	
		总排放口（间接排放）	序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳污水处理厂		受纳污水处理厂排放标准名称	污染物排放					
						名称	编号	污染物种类		排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称			
总排放口（直接排放）		序号（编号）	排放口名称	污染防治设施工艺	污染防治设施处理水量（吨/小时）	受纳水体			污染物排放						
						名称	功能类别		污染物种类		排放浓度（毫克/升）	排放量（吨/年）	排放标准名称		
固体废物信息		废物类型	序号	名称	产生环节及装置	危险废物特性	危险废物代码	产生量（吨/年）	贮存设施名称	贮存能力	自行利用工艺		自行处置工艺		是否外运
		一般工业固体废物	1	注水残渣	采出水处理系统	/	/	5439.6				调剖回注			否
	危险废物		1	油泥砂	联合站三相分离器、油罐等装置	T, I	071-001-08	68.58	危险废物暂存间	700平方米					是
		2	落地油	原油集输过程管线穿孔	T, I	071-001-08	7.65	危险废物暂存间	700平方米					是	
		3	废润滑油	设备维护	T, I	900-217-08	3.6	危险废物暂存间	700平方米					是	
		4	废润滑油桶	设备维护	T, I	900-249-08	4.5	危险废物暂存间	700平方米					是	