

建设项目竣工环境保护验收调查报告

项目名称： 荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目

委托单位： 中国石油化工股份有限公司
江汉油田分公司荆州采油厂

编制单位：湖北荣大环境检测有限公司

二〇二六年六月

修改清单

2026 年 6 月 16 日，中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂组织了“荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目”竣工环境保护验收会。会议邀请 3 名专家（名单附后）负责验收的技术评估工作，通过评估，专家对该项目竣工环境保护验收监测报告提出了一些指导性意见。现针对专家意见做出修改，修改内容如下。

专家建议修改清单

专家意见	修改位置
1、补充危废处置联单；	已补充危废处置联单，见附件 10。
2、加强运营期环境管理。	已补充建设单位的环境保护工作管理规定，详见附件 11。

目 录

前 言	1
1、综述	2
1.1 编制依据	2
1.2 调查目的及原则	3
1.3 调查方法	4
1.4 调查范围、验收标准	4
1.5 验收调查内容	7
1.6 工作程序	7
2、工程概况及变更影响调查	9
2.1 项目基本情况	9
2.2 主要验收内容	10
2.3 项目变更情况分析	11
2.4 依托工程	13
2.5 工艺流程	13
3、环境影响报告书主要结论及审批文件回顾	19
3.1 环境影响报告书主要结论	19
3.2 审批文件回顾	19
4、环境保护措施落实情况调查	23
4.1 环保设施投资及“三同时”落实情况	23
4.2 环评批复落实情况	25
5、建设过程环境影响调查	29
5.1 废水环境影响及环境保护措施调查	29
5.2 废气环境影响及环境保护措施调查	29
5.3 噪声环境影响及环境保护措施调查	29
5.4 固废环境影响分析及治理措施	30
5.5 地下水及土壤环境影响分析及治理措施	30
5.6 生态环境影响及环境保护措施调查	31
5.7 环境污染事件和环境保护投诉事件调查	31

6、	污染环境影晌调查	32
6.1	污染环境影晌调查工作内容	32
6.2	调查分析方法与质量保证	34
6.3	污染环境影晌调查结果	38
6.4	污染环境影晌调查结论	43
7、	生态保护措施及影晌调查	46
7.1	自然环境概况	46
7.2	工程占地影晌调查	50
7.3	生态敏感目标调查	51
7.4	水土流失影晌调查	51
7.5	主要生态问题及采取的保护措施调查	51
8、	清洁生产调查	53
8.1	已采取的清洁生产措施	53
8.2	技术政策清洁生产指标	54
8.3	清洁生产水平分析	55
9	社会环境影晌调查	56
9.1	社会经济概况	56
9.2	拆迁安置影晌调查	57
9.3	文物保护措施调查	59
10、	公众意见调查	60
10.1	调查目的	60
10.2	调查方法	60
10.3	调查内容	60
10.4	结果统计与分析	60
10.5	公众意见调查结论	61
11、	污染物排放总量控制调查	62
12、	环境风险事故防范及应急措施调查	63
12.1	环境风险因素	63
12.2	风险事故环境影晌分析	64

13、环境管理及环境监测计划落实情况调查	66
13.1 荆州采油厂环境管理现状	66
13.2 环境监测计划落实情况调查及建议	69
14、调查结论及建议	70
14.1 工程概况结论	70
14.2 环境保护工作执行情况	70
14.3 生态影响调查结论	70
14.4 污染类要素环境影响调查结论	70
14.5 社会环境影响调查结论	72
14.6 清洁生产调查结论	72
14.7 总量控制指标调查结论	73
14.8 环境风险调查结论	73
14.9 环境管理与环境监测计划落实情况调查结论	73
14.10 公众意见调查	73
14.11 验收调查综合结论及后续管理建议	74

附图：

附图 1 地理位置图

附图 2 本次验收检测布点图

附图 3 项目现场图

附件：

附件 1-1 环评批复-2014 年稳产开发建设项目

附件 1-2 环评批复-陵 72 站危废站

附件 1-3 网上申报截图-陵 72 站危废站

附件 2 本项目验收检测报告

附件 3 突发环境事件应急预案备案表（荆州区）

附件 4 固定污染源排污登记回执-荆州区

附件 5 危险废物处置合同

附件 6 泥浆不落地处置合同

附件 7 一般工业固体废物资源化利用处置合同

附件 8 公众参与

附件 9 环境管理的意见

附件 10 危险废物转移联单

附件 11 环境保护工作管理规定

附件 12 专家意见及签字表

附件 13 专家复核意见

附表：

建设项目竣工环境保护验收“三同时”登记表

前 言

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂（以下简称“建设单位”）位于荆州市荆州区荆南路，于 2010 年 10 月成立，该公司经营范围主要为石油天然气勘探开发、开采、销售、管道运输等。

目前，荆州油区采油开发已进入注水开发中后期，油田综合含水逐渐递增，地层压力降低，原有的采油井有的产量降低或已无开采价值而导致采出油减少。荆州油区每年需通过新增钻井、对现有区块进行开发调整，配套技术革新、改造，提高有效注水量，达到采油产量稳定的目的。

建设单位于 2014 年 11 月 18 日委托潜江市环境保护工程院承担“荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书”的编制工作，并于 2016 年 2 月 17 日获取了荆州市环境保护局下发的《关于荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》的批复（荆环保审文[2016]22 号）。建设单位组织本项目的环境保护设施竣工验收工作，受建设单位的委托，湖北荣大环境检测有限公司承担本项目的监测及验收报告编制工作。

根据《建设项目环境保护管理条例》、《国务院关于修改〈建设项目环境保护管理条例〉的决定》（国务院令第 682 号）、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》（国环规环评[2017]4 号）、《建设项目竣工环境保护验收技术规范石油天然气开采》

（HJ612-2011）的相关规定，湖北荣大环境检测有限公司于 2026 年 04 月 07 日起，组织相关技术人员对废气、噪声、土壤、地下水进行了现场采样，并于 2026 年 05 月 12 日完成《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目检测报告（荣大检字（2026）第 365 号）》。湖北荣大环境检测有限公司查阅和分析了有关文件，并结合现场勘察的实际情况和现场监测结果，编制完成《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目竣工环境保护验收调查报告》。

1、综述

1.1 编制依据

1.1.1 建设项目环境保护相关法律法规、规章和规范

- 1、《中华人民共和国环境保护法》，主席令第九号，2015 年 1 月 1 日施行；
- 2、《中华人民共和国环境影响评价法》，主席令第二十四号（2018 年修正），2018 年 12 月 29 日施行；
- 3、《中华人民共和国大气污染防治法》，主席令第十六号，2018 年 10 月 26 日施行；
- 4、《中华人民共和国水污染防治法》，主席令第七十号，2018 年 1 月 1 日施行；
- 5、《中华人民共和国噪声污染防治法》，主席令第一〇四号，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》，主席令第四十三号，2020 年 9 月 1 日施行；
- 7、《建设项目环境保护管理条例》，中华人民共和国国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行；
- 8、《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》，原环境保护部，环发[2012]77 号，2012 年 7 月 3 日发布；
- 9、《湖北省水污染防治条例》，2014 年 7 月 1 日施行，2022 年 3 月 31 日修正；
- 10、《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025），2026 年 1 月 1 日实施；
- 11、《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008），2008 年 10 月 1 日实施；
- 12、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020），2021 年 7 月 1 日实施；
- 13、《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023），2023 年 7 月 1 日实施。

1.1.2 建设项目竣工环境保护验收技术规范

- 1、《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》，国环规环评[2017]4 号，2017 年 11

月 20 日施行；

2、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 生态影响类》（HJ/T 394-2007），2008 年 2 月 1 日实施；

3、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 污染影响类》（公告，2018 年第 9 号），2018 年 5 月 16 日印发；

4、《建设项目竣工环境保护验收管理办法》，2010 年部令第 16 号修改；

5、《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》（HJ 612-2011），2011 年 6 月 1 日实施；

6、《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819-2017），2017 年 6 月 1 日实施。

1.1.3 建设项目环境影响报告书、审批部门审批决定及检测报告

1、《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书（报批本）》（潜江市环境保护工程院，2016 年 01 月）；

2、荆州市环境保护局于 2016 年 2 月 17 日下发的《关于荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》的批复（荆环保审文[2016]22 号）；

3、《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目检测报告（荣大检字（2026）第 365 号）》。

1.2 调查目的及原则

1.2.1 调查目的

（1）调查工程在施工和管理等方面落实环境影响报告中所提出环保措施的情况，以及是否履行了各级环保行政主管部门批复的各项要求；

（2）调查本工程已采取的生态保护及污染控制措施，并通过对项目所在区域环境现状监测结果的评价，分析各项措施实施的有效性，针对该工程已产生的实际环境问题及可能潜在的环境影响提出切实可行的补救和应对措施，对已实施的尚不完善的措施提出改进意见；

(3) 通过公众参与调查，了解公众对本项目勘探期环境保护工作的意见，对当地经济的作用、对沿线居民工作和生活的情况，针对公众提出的合理要求提出解决建议；

(4) 根据工程环境影响的调查结果，从技术角度，客观、公正地论证工程是否符合环境保护验收条件。

1.2.2 调查原则

- (1) 认真贯彻国家与地方的环境保护法律、法规及有关规定；
- (2) 坚持污染防治与生态保护并重的原则；
- (3) 坚持客观、公正、科学、实用的原则；
- (4) 坚持利用已有资料与实地踏查、现场调研、现状监测相结合的原则；
- (5) 坚持对工程勘探期环境影响进行全过程分析的原则。

1.3 调查方法

(1) 原则上采用《环境保护设施竣工验收监测管理有关问题的通知》和《竣工环境保护技术规范生态影响类》及《建设项目竣工环境保护验收技术规范 石油天然气开采》(HJ 612-2011) 中的要求执行，并参照《环境影响评价技术导则》规定的相关方法；

(2) 验收调查采用资料调研、现场调查和实测相结合的方法；

(3) 调查采用“以点为主、点面结合、统筹全局”的方法；

(4) 环境保护措施有效性分析采用改进已有措施与提出替代方案、补救措施相结合的方法。

1.4 调查范围、验收标准

1.4.1 调查范围

(1) 确定依据

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范·石油天然气开采》(HJ612-2011) 的要求，验收调查范围原则上应与环境影响评价文件的评价范围相一致。当工程实际建设

内容或环境影响特征发生变化时，需根据实际建设情况、已采取的环境保护措施效果及现场勘查结果，对调查范围进行合理调整与确定。

(2) 调查范围确定

根据《环境保护设施竣工验收工作单位意见调查表》及现场核实：

①污染源阶段性特征明显：施工期各类产污设备（如柴油机）已拆除，废水、固废等均已在施工期内按环评要求完成处置，无持续排放的污染源。

②环境保护措施已落实：各项生态恢复措施（如临时占地植被恢复）已基本完成，现场无遗留环境问题。

③环境影响具有瞬时性与可恢复性：施工期的扬尘、噪声、废水等影响随作业结束而终止。

基于以上“施工结束、源强消失、措施落实”的项目特点，本次验收调查的核心为核实施工期环境保护措施的落实效果及生态恢复情况。因此，本次调查不设置对环境空气、地表水、声环境的现状监测范围，重点对土壤和生态环境进行现场调查。

(3) 各环境要素调查范围

环境空气、水环境、声环境与环境风险：鉴于施工期产污环节已终止，临时污染源已拆除，且无遗留持续排放源。本次验收不开展上述要素的现状监测调查，其调查内容以资料复查、措施核实及现场巡视为主。

土壤环境：为核实施工期可能因物料跑冒滴漏对土壤造成的潜在影响，调查范围确定为“井场及各类临时作业场地的占地范围，以及其可能影响的外延周边区域”。

生态环境：为核实施工期临时占地的生态恢复效果及工程活动对周边植被、土地的直接影响，调查范围确定为“项目批准的永久及临时占地范围，以及施工活动可能直接扰动或影响的周边邻近区域”。

1.4.2 验收标准

根据《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书（报批本）》及荆州市环境保护局于 2016 年 2 月 17 日下发的《关于荆州采油厂 2014 年稳产开发建设

项目环境现状评价报告书》的批复（荆环保审文[2016]22 号）的要求，确定本次验收监测工作执行的标准。

（1）废气执行标准

井场无组织排放的非甲烷总烃参照满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”限值，污染物排放标准详见下表。

表 1-1 本项目废气无组织排放标准一览表

标准名称	适用类别	标准限值		评价对象
		参数名称	标准限值	
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	/	非甲烷总烃	4mg/m ³	井场边界废气

（2）噪声执行标准

项目噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类区域标准，具体限值详见下表。

表 1-2 噪声验收监测评价标准一览表

评价对象	标准号及名称	类（级）别	污染物名称	排放限值	
厂界噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）	1 类	等效声级 Leq（A）	昼间	≤55dB
				夜间	≤45dB

（3）地下水执行标准

项目周边区域地下水环境质量标准详见下表。

表 1-3 地下水环境质量标准一览表 单位：mg/L，pH 除外

标准名称	检测项目	标准值	计量单位
《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准	pH	[6.5, 8.5]	无量纲
	溶解性总固体	1000	mg/L
《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准	石油类	0.05	mg/L

（4）土壤执行标准

本项目井场内的土壤总石油烃（C₁₀~C₄₀）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 中的第二类用地筛选值要求；井场外及封井周边的土壤总石油烃（C₁₀~C₄₀）参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求。土壤执行标准具体限值详见下表。

表 1-4 土壤验收监测评价标准一览表

评价对象	标准号及名称	类（级）别	污染物名称	排放限值
场地内、外土壤	《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 中的第二类用地筛选值	石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	4500mg/kg

1.5 验收调查内容

- （1）环境影响评价制度、“三同时”制度及其他环境保护规章制度执行情况；
- （2）实际工程建设内容、工程变更及环境影响情况；
- （3）环境敏感保护目标基本情况及变化情况；
- （4）环境影响评价文件及其审批文件中提出的主要环境影响、环境保护设施和措施要求（含以新带老），以及环境保护设施和措施的落实情况及其效果；
- （5）工程施工期和运行期实际存在的环境问题及公众反映强烈的环境问题；
- （6）环境影响评价文件对污染因子达标情况预测结果与验收调查结果符合性；
- （7）环境风险防范和应急措施的落实及有效性调查；
- （8）施工期环境管理制度（包括环境监理）的实施情况及有效性调查，并对提出的环境保护措施落实情况进行调查；
- （9）健康、安全和环境（HSE）管理体系建立及运行情况；
- （10）清洁生产水平和污染物排放总量情况；
- （11）环境保护投资情况；
- （12）针对其他新发现的问题，如环境保护政策变化带来的要求变化等，提出后续实施、改进的建议。

1.6 工作程序

验收调查工作分准备、初步调查、制定工作方案、详细调查、编制调查报告 5 个阶段进行。具体工作程序见图 1-1。

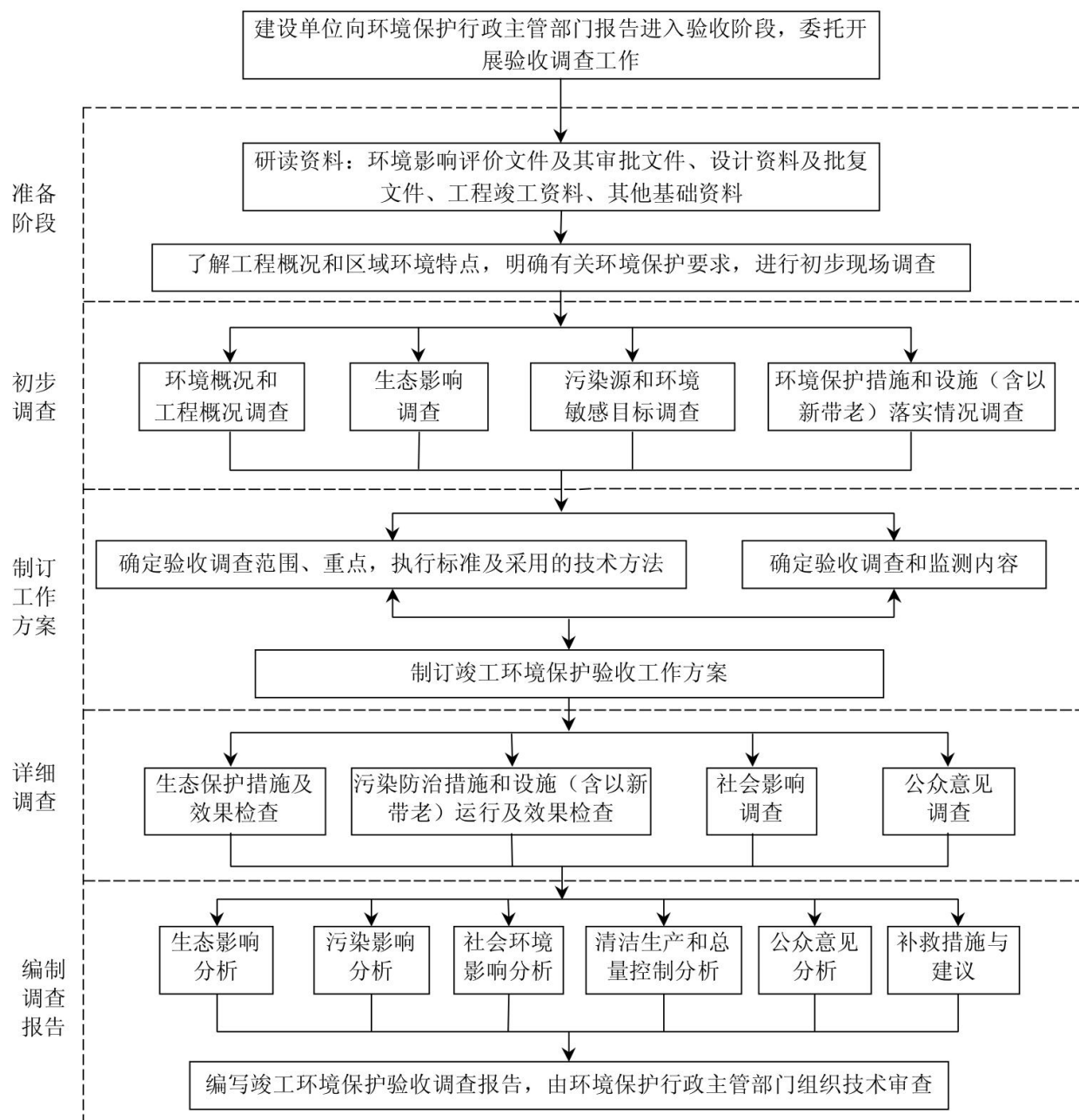


图 1-1 验收调查工作程序图

2、工程概况及变更影响调查

2.1 项目基本情况

项目名称：荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目

建设地点：荆州市荆州区、江陵县境内

项目性质：扩建

行业类别：B0710 石油开采

建设单位：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂

验收范围：荆州区 2 口采油井（陵 76 斜-4-1、陵 76 斜-4-3）、1 口注水井（李 1 斜-1）、1 口封井（陵 66 斜-4）；江陵县 5 口长停井（耀 1、耀 1 斜-1、耀斜 2、耀斜 5、金 9 斜-1）、1 口封井（金斜 9）。其中，耀斜 5、金 9 斜-1 为项目实施阶段新增的 2 口采油井（未纳入原环评范围），目前均处于长停状态。本次验收共涉及 10 口井，较原环评 8 口增加 2 口（增加 25%）。

2.2 主要验收内容

根据《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》及其环评批复要求，本次验收重点针对项目涉及的油井、水井、封井及长停井开展环境保护设施现场核查与竣工环保验收。项目实际建设范围涵盖荆州区与江陵县两个行政区，各类井位状态及分布详见下表。

表 2-1 荆州采油厂 2014 年稳产开发项目验收油/水井信息一览表

序号	环评范围 内/外	井名	井区	环评时 期类别	目前实 际状态	所在地区	变化情况
1	环评范围 内的 8 口井	金斜 9	金 9 井区	采油井	封井	江陵县马家寨乡	环评设计为采油井，目前已完成开采任务并实施永久性封井作业，井口设施已拆除，场地恢复原貌
2		耀斜 2	耀 1 井区	采油井	长停井	江陵县马家寨乡	环评设计为采油井，现阶段转为长停井，井口装置完好，按长停井管理要求落实巡查与环境监测，暂无复产计划
3		耀 1	耀 1 井区	采油井	长停井	江陵县马家寨乡	环评设计为采油井，现阶段转为长停井，井口装置完好，按长停井管理要求落实巡查与环境监测，暂无复产计划
4		耀 1 斜-1	耀 1 井区	采油井	长停井	江陵县马家寨乡	与环评设计一致，正常生产运行
5		陵 66 斜-4	陵 66 井区	采油井	封井	荆州区城南街道	环评设计为采油井，目前已完成开采任务并实施永久性封井作业，井口设施已拆除，场地恢复原貌
6		李 1 斜-1	李 1 井区	注水井	注水井	荆州区太湖港街道	与环评设计一致，正常生产运行
7		陵 76 斜-4-1	陵 76 井区	采油井	采油井	荆州区李埠镇	与环评设计一致，正常生产运行
8		陵 76 斜-4-3	陵 76 井区	采油井	采油井	荆州区李埠镇	与环评设计一致，正常生产运行
9	环评范围 外的 2 口井	金 9 斜-1	金 9 井区	无	长停井	江陵县马家寨乡	未纳入项目原环评井位布设方案，系项目建设实施阶段新增井，项目建成后现状为长期停
10		耀斜 5	耀 1 井区	无	长停井	江陵县马家寨乡	未纳入项目原环评井位布设方案，系项目建设实施阶段新增井，项目建成后现状为长期停

依据上表信息，本次验收依据《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》及环评批复要求，针对荆州区范围内 2 口采油井（陵 76 斜-4-1、陵 76 斜-4-3）、1 口注水井（李 1 斜-1）、1 口封井（陵 66 斜-4），以及江陵县 5 口长停井（耀 1、耀 1 斜-1、耀斜 2、耀斜 5、金 9 斜-1）、1 口封井（金斜 9），共计 10 口井全面开展了环境保护设施竣工验收现场验收工作。

2.3 项目变更情况分析

原环评批复阶段共设计 8 口井（包含 7 口采油井、1 口注水井）。项目实际实施过程中，于金 9 井区新增金 9 斜-1 采油井、耀 1 井区新增耀斜 5 采油井，上述 2 口井均未纳入原环评范围，目前均处于长停状态。本次验收实际井位总数为 10 口，新钻井数量较原环评增加 25%，但产能总规模未发生变化，且未新增污染物排放类型与总量。

为判定项目变动性质，依据《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）第十七条相关要求，逐项开展重大变动对照分析，具体比对结果见下表。

表 2-2 本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号）对照表

重大变动判定指标	原环评/批复基准	实际变更情况	是否触发
新钻井总数量增加比例 $\geq 30\%$	8 口井	新增 2 口井，增加比例为 25%，低于 30% 阈值	否
产能总规模增加 $\geq 30\%$	基于 8 口井的设计产能	新增井均为长停井，未贡献产能，产能总规模未增加	否
回注井增加	1 口注水井（李 1 斜-1）	未新增回注井，回注井数量不变	否
占地面积范围内新增环境敏感区	原评价范围无自然保护地、饮用水源保护区等	新增井位于原有井区（金 9 井区、耀 1 井区），未涉及新增环境敏感区	否
井位/站场变化导致环境敏感目标数量增加	评价范围内敏感目标已核定	新增井位未导致评价范围内敏感目标数量增加	否
开发方式、生产工艺、井类别变化导致新增污染物或排放量增加	常规采油工艺+注水	井类别仍为采油井；目前长停状态，无采出液、无新增污染物排放；生产工艺未变更	否
危险废物实际产生种类增加或数量增加，处置方式弱化	按环评及规范处置	长停井未产生危险废物，未新增种类或数量，现有处置方式未弱化	否

主要生态环境保护措施或环境风险防范措施弱化/降低	环评提出的环保措施及风险防范要求	新增井执行同一环保标准（长停井巡查、井口完好、环境监测），措施未弱化	否
--------------------------	------------------	------------------------------------	---

由上表对照结果可知：新钻井总数增加 25%，低于《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）第十七条规定的 30%变动阈值；其余各项判定指标（产能规模、回注井数量、环境敏感区、敏感目标、生产工艺、危险废物及环保措施等）均未达到重大变动认定标准。因此，本项目不构成重大变动。

为进一步明确本项目变动的合规属性，现依据《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》（环办[2015]52 号）进行补充论证。该通知规定，建设项目的性质、规模、地点、生产工艺及环境保护措施五个因素中，若一项或一项以上发生重大变动且可能导致环境影响显著变化（尤其是不利环境影响加重），则界定为重大变动；反之，不属于重大变动的项目应纳入竣工环境保护验收管理。对照本项目新增 2 口井的实际情况：项目性质仍为原油开采，未发生改变；规模方面，井数增加 2 口（增加比例 25%），低于石油天然气行业重大变动通常参照的 30%阈值，且新增井均未投产，产能总规模未增加；地点方面，新增井分布于原有金 9 井区和耀 1 井区内，未进入新的地理区块，未涉及自然保护区、饮用水水源保护区等环境敏感区，评价范围内敏感目标数量未增加；生产工艺与原环评一致（常规采油工艺及注水方式），未发生变化；环境保护措施方面，新增井严格遵循原环评提出的环保管理要求（长停井定期巡查、井口装置完好性检查、周边环境监测等），各项措施未发生弱化或降级。综合上述五方面要素，本项目均未构成重大变动，且实际建设及运营未导致不利环境影响加重，完全符合《环办[2015]52 号》关于非重大变更的认定条件。

综上所述，荆州采油厂 2014 年稳产开发项目实际建设内容与原环评相比，虽然新增 2 口油井，但新钻井总数增加比例（25%）未达 30% 的行业重大变动阈值，产能总规模未增加，无新增污染物排放，且项目性质、建设地点、生产工艺及环保措施均未发生重大变化。变动内容未导致不利环境影响加重，不属于重大变动情形。

因此，本次变动纳入竣工环境保护验收管理，无需重新报批环评文件，可继续开展竣工环保验收后续工作。

2.4 依托工程

本项目依托工程主要见下表。

表 2-3 依托工程情况一览表

序号	依托工程	依托情况
1	陵 76 站	荆州区、江陵县井场采出水经收集后，依托陵 76 站回注水处理设施处理
3	陵 72 站危废暂存间	荆州区、江陵县井场产生的危险废物依托陵 72 站危废暂存间进行暂存，委托荆州市昌盛环保工程有限公司清运处置。

依托工程基本情况：

①陵 76 站回注水系统基本情况

陵 76 站（占地面积 6614m²）位于八岭山油区，于 1982 年建成投产，地理坐标为：东经 112° 8′ 45.9″，北纬 30° 19′ 29.2″，该站承担着井区 14 口油井来液的原油脱水、装车外输、污水处理及区块的注水工作。站内工艺流程主要包含原油处理、回注水处理两大部分。回注水处理流程主要由除油罐、沉降罐、缓冲罐、注水罐、过滤器、注水泵组成，水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后回注地层。陵 76 站服务范围：陵 76 井区。

②陵 72 站危废暂存间基本情况

陵 72 站危险废物暂存间位于荆州市荆州区八岭山镇马跑泉村陵 72 站站内，站区地理坐标为：东经 112° 02′ 49.3″，北纬 30° 24′ 30.1″。为了规范化管理，荆州采油厂在陵 72 站厂内南侧建设标准化危废暂存间（间内池体 6.6m×2.7m×0.8m），暂存规模为：20t。建设内容如下：

①砌筑标准化危废暂存间（6.6m×2.7m×0.8m），池体 24cm 水泥砂浆，池底 20cm 水泥砂浆；暂存间内池内壁、底板、顶面面层涂抹三道成品环氧树脂防渗涂料。

②危废暂存间操作平台及砖砌台阶，砖混结构。

③危废暂存间雨棚屋面重新铺设 0.526mm 厚纳米彩铝板。

④围墙四周建排水沟，雨水经排水沟及外排水管线排至雨水池，不外排。

2.5 工艺流程

2.5.1 施工期工艺流程及产污环节

本项目施工期主要包括钻井工程和管道工程建设两部分内容。

（一）钻井工程工艺流程

钻井工程是确认地下含油构造、油气储量以及进行采油生产的唯一手段，根据钻井目的不同可分为钻探井、试采井和生产井。本项目钻井工艺按顺序分为钻前准备、钻进工程、固井完井工程三个阶段。

钻前准备阶段主要包括井位测量、铺垫进井场道路和井场、打钻井基础和钻机安装等地面工程。施工期井场设施主要包括钻井平台、钻房、钻机、泥浆罐、水罐、柴油机房、库房、机房、料房、综合录井房、地质房、井控操作台及控制台、值班室等，其中钻井平台在施工结束后保留，用于安装抽油机，其余设施均为临时工程，施工结束时拆除并恢复原有地貌。进场道路以能通行重型车为标准修建，一般为土路；钻井基础采用预制件；钻机安装主要是立井架和安装钻井设备。该阶段主要产生土地占用与生态破坏、扬尘、施工机械噪声和汽车尾气等污染物。

钻进工程阶段主要包括钻进、洗井、接单根和起下钻四个步骤。钻进是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱将地面动力传给钻头；洗井是利用钻井液（主要为泥浆）将钻进过程中产生的岩屑携带至地面；接单根是指随着井不断加深，逐根接入钻杆以加长钻柱；起下钻主要是为了更换磨损的钻头，同时将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注水泥浆封闭地层，保护地下水环境。该阶段主要产生钻井废水、废弃泥浆、岩屑、柴油机烟气和钻机噪声等污染物。

固井完井工程阶段，固井是在井眼内下入套管柱，在套管柱与井壁环形空间注入水泥浆进行封固的过程。其目的是封隔疏松、易塌、易漏等地层，封隔油、气、水层防止互相串通，形成油气通道，安装井口控制油气流，以利于钻进和生产。根据套管的功用，一口井内下入的套管可分为表层套管、技术套管和油层套管。表层套管下入深度从几十米到几百米，管外水泥通常返至地面；技术套管用于封堵复杂地层，水泥返高一般应返至所封地层 100m 以上，高压气井常将水泥返至地面；油层套管用以将不同压力的油、气、水层与其它地层分隔开来，水泥浆一般返至封隔油气层以上 100m，高压气井则返至地面。

油田油藏开发中后期为满足分段酸化压裂、分段采油、分段注水的需要，采用光套管+筛管的复合尾管柱完井方式，光套管下至水平段入口点，水平段主井眼下筛管；入

口点以上注水泥封固，或采用一定数量的遇油/遇水膨胀式套管外封隔器封隔；水平段采用遇油膨胀式管外封分段完井。该阶段主要产生水泥浆废液和施工噪声等污染物。

（二）管道工程工艺流程

本项目管道工程主要为注水管道敷设，沿途以农业耕作区为主，采用沟埋敷设方式，以热煨弯管、弹性敷设满足管道变向安装要求。项目管线施工不设施工营地和材料场地，不设施工便道，充分利用现有油区道路；施工期管道开挖土石方沿线堆放在管道两侧作业带内，不设取、弃土场，下管后土石方及时回填；不涉及穿跨越工程。

管道施工工艺流程依次为施工准备、管沟开挖、管道敷设、管沟回填和地貌恢复。施工准备主要包括测量放线、清理作业带和材料进场检验；管沟开挖采用机械开挖与人工开挖结合的方式，施工作业带宽度为 6m，注水管线统一埋深管顶距自然地坪 2.00m，管线经过硬质土区、多石地带时，管底应铺设 150mm 厚的细砂或软土垫层；管道敷设完成后进行管沟回填，先用人工回填细砂或软土至管顶以上 200mm 并逐层压实，再使用机械回填原土；最后进行土地平整和植被恢复。该阶段主要产生土石方开挖与回填扰动、植被破坏、扬尘和施工机械噪声等污染物。

2.5.2 运营期工艺流程及产污环节

本项目运营期生产过程主要为原油开采过程，同时进行洗、修井等井下作业。项目地块油藏主要为轻质油，采用常温有杆泵采油方式，这是目前我国最主要的采油方式。

（一）注水工程

油田在开采过程中为保持地层压力，提高原油采收率，需要向油层中注水。注水井将水注入油层，驱动油层流体向采油井流动，再通过抽油机将原油采出。本项目区域注水工艺采用清水回注或处理达标的污水回注，清水直接回注，污水经水处理系统处理后达到《碎屑岩油藏注水水质及推荐指标及分析方法》要求后回注。该阶段主要产生注水泵噪声。

（二）采油工程

采油工程工艺流程依次为原油举升、井口集油、原油储存和原油外输。原油举升是通过抽油机带动深井泵，将原油从油层举升至地面；井口集油是原油从井口流出后进入集油管线；原油储存是将原油输送至储油罐临时储存；原油外输是通过罐车将原油运输

至集油站进行进一步处理。该阶段主要产生抽油机噪声、无组织废气、储罐大呼吸和小呼吸废气，以及跑冒滴漏产生的含油废水和油泥。

（三）井下作业

采油过程中对油井的维护作业主要包括洗井和修井。

（1）洗井作业

洗井作业是为防止采油井因结蜡影响抽油效果、杂质堵塞油层而降低注水水质定期采取的措施，一般每 3 个月进行一次。本项目油井洗井采用大排量热洗管柱工艺，主要工艺过程为将热洗车内温度为 80~90℃ 的热水注入油井并在井内循环，使井内温度达到蜡的熔点，蜡融化后，洗井废水经罐车送至集中输油站回注水处理站进行处理。该阶段主要产生洗井废水和洗井车噪声。

（2）修井作业

修井作业主要是对损坏的油杆、油管、深井泵和井垫等进行维修及更换，对原油凝固封堵的井口进行解堵作业，采用专用作业修井车。在更换及检修井下设备前，为防止井内压力过高导致原油外喷，需要用热水进行循环冲洗压井；对于结蜡封堵状况的修井采用热冲洗套管解堵修井工艺。修井作业主要包括清蜡、冲砂和检泵三个工序：

①清蜡：立井架、穿大绳、拆除抽油井口并换上作业井口，将井内油管起出，利用蒸汽的高压蒸汽熔化并冲洗管内外的结蜡，然后将清洗后的油管放回，检查电路和流程后启动抽油。

②冲砂：立井架、穿大绳、拆除抽油井口并换上作业井口，检查泵及储水罐并连接地面管线，用冲砂管柱探砂面，冲砂工具距油层 20m 时放慢下放速度，离砂面 3m 以上开泵循环，正常后下放管柱冲砂至设计深度，出口含砂量小于 0.1% 视为冲砂合格。

③检泵：立井架、穿大绳、拆除抽油井口并换上作业井口，将活塞提出泵筒，接好反压井管线，先放套管气至见油，管线试压 8~10MPa，压井前先替入热水清洗管壁结蜡，替出井内油气，然后泵入压井液进行压井；压井后提起抽油杆，卸掉防喷盒，起出全部抽油杆及活塞，再起出井内全部管柱，用蒸汽刺洗干净并排放整齐，检查深井泵、活塞、凡尔等部件，丈量油管和抽油杆长度并做好记录，按设计要求计算下泵深度；最后下活塞与抽油杆，转回驴头，上紧悬绳器上的光杆紧固器，检查电路和流程后启动抽油。

修井作业阶段主要产生修井废水、油泥、废防渗布和修井车噪声等污染物。

2.5.3 封井施工工艺

完成测井、录井及井下资料收集后，对无工业开采价值的油井实施封井作业。封井措施严格执行中石油企业标准《废弃井封井处置规范》（QSH0653-2015），核心目标是阻断地层流体与地表环境的连通通道，防止地下水、土壤污染及层间窜流，消除废弃井安全隐患并恢复土地使用功能。

（一）封井核心目的

封井作业以环境保护和安全生产为首要原则，通过科学规范的施工工艺，实现多重防护目标。一是保护浅层淡水含水层免受地层流体或地表水窜入造成的污染，这是封井作业最核心的环保要求；二是有效隔离已开采井段与未利用层段，防止不同压力体系的油气水层相互串通；三是彻底阻断地层流体向地表的迁移路径，避免土壤和地表水环境受到污染；四是防止层间压力干扰影响周边邻井的正常开发生产；五是消除废弃井可能存在的井喷、泄漏等安全隐患，为后续土地复垦和利用创造条件。

（二）主要施工流程

封井施工遵循“由下至上、分层封堵、全程受控”的原则，按照标准化流程有序开展。施工前先进行井口准备与泄压作业，带压钻孔打开井口，用清水灌满井筒观察 1 小时，确认无溢流、无井喷风险后，切割焊接安装 250 型井口及 SFZ18-21 手动半封单闸板防喷器。防喷器需严格按照标准进行试压，试压压力 21MPa，稳压 30 分钟且压降不超过 0.5MPa 为合格，确保整个施工过程的井控安全。

井口准备完成后，采用三级水泥塞封堵工艺实现不同层位的有效隔离。首先进行油层段封堵，在目的油层段注入 G 级油井水泥浆形成油层水泥塞，彻底封隔油气产出层，防止油气向上窜流；待油层水泥塞凝固并试压合格后，在油层塞以上至浅层淡水层底部之间注入水泥浆形成中间水泥塞，进一步阻断纵向流体通道；最后在井口以下适当深度注入水泥浆形成地表水泥塞，阻止地表水渗入井内，同时防止井内流体溢出地表。每级水泥塞凝固后均需进行清水试压，试压压力 15MPa，稳压 30 分钟且压降不超过 0.5MPa 为合格，确保每一层封堵都达到设计要求。

三级水泥塞全部试压合格后，进行井口封闭与标识工作。拆卸井口装置，用厚度不小于 10mm 的圆形钢板焊牢套管头，在焊痕处清晰标注井号、施工单位及封井日期，然

后浇筑井口水泥台进行永久固定。在井口位置设置醒目的永久性警示标志，使用 GPS 对井口坐标进行重新定位，建立完整的封井档案并存档备查，为后续管理提供准确依据。

最后开展场地清理与生态恢复工作。对井场内可重复利用的设备设施进行搬迁回收，不能利用的废弃物按照类别进行收集处置。拆除临时构筑的设备基础，全面平整作业场地，清除场内所有固体废物，对钻井平台以外的临时占地实施复垦，恢复原有地貌和植被，最大限度减少施工对生态环境的影响。

（三）关键控制要求

封井施工全过程实施严格的井控与质量控制。施工前配齐并检验所有井控器材，禁止使用超过检修期的设备，建立完善的井控设备台账，明确各岗位人员分工及职责。严格控制起下管柱速度，普通管柱不超过 40 根/小时，带有大直径井下工具时不超过 25 根/小时。压井液准备量不少于井筒总容积的 1.5 倍，施工过程中持续补灌压井液，保持井筒压力平衡，安排专人 24 小时坐岗观察井口溢流情况，同时做好有毒有害气体检测工作。下井管柱需逐根刺洗干净，确保下井工具清洁无杂物，管柱及工具丈量准确，累计复核误差每 1000m 小于 0.2m，所有施工数据真实完整，取全取准各项原始资料。

施工过程中严格落实各项环保控制要求。作业区实施分区防渗，管杆摆放区、井口周围及修井机下方先全面铺设防渗膜，再在四周设置围堰，防止污油水外流污染土壤和地下水。施工产生的压井废液、水泥浆废液全部收集至专用容器，经罐车统一送至油田集中回注水处理站处理达标后回注油层。废机油、油泥、废防渗布等危险废物分类存放于专用防渗容器，委托有资质的危险废物处置单位进行安全处置。施工结束后对井场进行全面清理，做到“工完、料尽、场地清”。

3、环境影响报告书主要结论及审批文件回顾

3.1 环境影响报告书主要结论

本项目符合国家相关产业政策和城市总体规划。项目在建设中将产生一定程度的废气、污水、噪声及固体废物的污染，在落实清洁生产、严格采取环评中提出污染防治措施，并实现项目“三同时”，实施环境管理与监测计划以及主要污染物总量控制方案以后，项目对周围环境的影响可以控制在国家有关标准和要求的允许范围以内。因此，该项目的建设方案和规划，在环境保护方面是可行的。

3.2 审批文件回顾

根据荆州市环境保护局于 2016 年 2 月 17 日下发的《关于荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》的批复（荆环保审文[2016]22 号），确定该项目的环保要求如下：

你公司《关于审批<荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书>的请示》收悉。经研究，审查意见如下：

一、该项目选址位于江陵凹陷采油区域，总投资约 11700 万元，建设规模为通过新增钻井等稳产措施，使原油产量规模维持在 9 万吨/年，同时副产 134 万立方米伴生气。项目主要建设内容包括：新钻井 8 口（其中油井 7 口，水井 1 口），主要分布为耀 1 井区油井 3 口、金 9 井区油井 1 口、陵 66 斜 1 井区油井 1 口、李 1 井区水井 1 口、陵 76 井区油井 2 口。站场、井场（除新井外）、管线等主体工程，生活基地、给排水、供热等公用工程，加热炉烟气处理设施、含油污水处理设施、油泥砂处理设施、钻屑及废弃泥浆处理设施等环保工程依托现有。项目于 2014 年建成运行，属未批先建。江汉油田环境监测中心站出具的现状监测报告表明，该项目各项污染物能够稳定达标排放。

二、在此基础上，我局原则同意该项目进一步完善环境管理相关手续。你公司应加紧各项环保治理设施的运行和调试工作，向我局申请项目竣工环境保护验收，完善环境管理相关手续。下一步生产营运和环境管理工作应重点做好以下几个方面：

（一）石油开采伴生气经集中收集后，密闭输送至站场加热炉进行燃烧处理，废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相关标准限值要求。

（二）根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步优化污水处理方案，并切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施。含油废水经集油站处理分离出油类后，进入现有污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用泵提升至注水站回注地层；项目钻井废水经组合撬装式污水处理装置处理后回用。生产废水均不外排，严禁进行污水回注。

（三）选用低噪声设备，降低设备噪声源强。优化厂区平面布置，合理布置高噪声设备。对高噪声设备采取隔声、消声等降噪措施，厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。

（四）严格按照有关规定，对固体废物实施分类处理、处置和管理，做到“资源化、减量化、无害化”。认真甄别固体废物性质，立足于无害化处理处置和综合利用，落地油、油水混合废液和油泥砂等属于危险废物，均应交有资质的单位进行处理处置，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其他相关规定建设好场区内临时贮存设施，危险废物储存时间不得超过一年，完善转运和处理处置“五联单”管理制度；废钻井泥浆和钻屑进行固化处理后就地覆土填埋；生活垃圾交由环卫部门统一清运。固体废物做到零排放。

（五）加强环境风险防范措施。合理设置管线防护距离，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《储罐区防火堤设计规范》（GB50351-2005）有关规定，对井场周围设置防火堤。做好井喷油品泄露的控制、截留和清理工作。制定环境风险应急防范预案，落实环境风险事故预防和应急处理措施，加强职工培训，定期开展环境风险应急防范预案演练。

（六）加强施工期环境保护管理，防止水土流失、施工扬尘、生态破坏和噪声污染。施工期废水收集后按照报告书要求进行处理；采取道路洒水、运输车辆覆盖等措施减少施工扬尘；施工垃圾应按要求妥善处置；控制施工过程噪声污染，科学安排施工作业时间，优先选用低噪声施工设备，避免噪声扰民。

（七）认真做好地下水和土壤污染防治工作。油罐区、污水收集池、事故水应急池、污水收集池、污水管道及危废暂存库应纳入重点防渗区，地面应硬化，做好防渗处理，

回注水管道和污水管道采用防渗管，污水收集池和事故池采用钢筋混凝土池体并在表面涂装防渗涂料，定期进行检查和维修，防止对场址周围土壤的污染。

（八）按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。

（九）落实报告书提出的卫生防护距离，防护距离内不得新建居民住宅、学校、医院等环境敏感点。

（十）项目试运行和营运期应制定详细的环境监测和管理计划，报当地环保部门备案。定期开展厂界及周围空气环境中非甲烷总烃、氮氧化物、二氧化硫、粉尘颗粒物等污染物浓度的监测和调查工作，将监测和调查结果报送当地环保部门，根据监测结果完善废气污染物尤其是特征污染物的防治工作。厂区及周围区域应按相关标准和规范设置地下水监测井和土壤环境质量监测采样点，定期开展地下水和土壤环境环境监测工作，并根据监测结果完善相关污染防治措施。

（十一）应根据《中华人民共和国环境保护法》、环保部《企业事业单位环境信息公开办法》和《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等法律法规的要求，制定建设项目环境信息公开计划，向社会公开单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式、生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等基础信息；公开试运行期和营运期主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及污染防治措施、执行的污染物排放标准、核定的排放总量、建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况、突发事件应急预案、危险废物产生及处理处置情况等环境信息。依法依规做好公众对项目环境信息质询的沟通回复工作，确保公众对项目建设环境影响的知情权、参与权、监督权和其他权益。

（十二）油井停产封井后，应清除所有环境污染源和环境风险源，做好场址及周围的生态环境修复工作。

三、荆州市环境监察支队负责该项目运营期的环境保护监督检查工作，市环保局荆州分局和江陵县环保局配合做好相关工作。

四、你公司应在收到本审查意见后 20 个工作日内，将本审查意见送荆州市环境监察支队、荆州市环境保护局荆州分局和江陵县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。

4、环境保护措施落实情况调查

4.1 环保设施投资及“三同时”落实情况

表 4-1 环保投资变更一览表（万元）

类别	环评阶段治理措施及投资			验收范围内治理措施及投资		
	名称	环评设计治理措施	设计投资	名称	验收范围内治理措施	实际投资
废气	烃类气体	井口密封	22	施工期：施工扬尘、钻井时柴油发电机排放的废气、车辆排放的尾气、伴生气燃烧废气	定期清扫散落在施工场地的泥土，配备洒水车或其它洒水设备，及时对施工作业面进行洒水抑尘。采用高效柴油机和低硫柴油，减少污染物的排放。定期对运输车辆进行维护和保养，保证发动机正常运行。试油期伴生气通过放喷管线燃烧后放空，加强放喷管线、放喷池的运营维护，定期检查气体燃烧放空设备，确保伴生气充分燃烧。	29
				运营期：烃类气体	采油井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出；储油罐做好日常维护工作，按最大填充系数满装运输，减少运输频次以减少储罐大呼吸频次；加强对井场视频监控和巡井，防止油罐底板泄漏引发烃类无组织挥发。	
废水	钻井废水	组合撬装式污水连续处理装置处理	18	施工期：钻井废水、生活污水、试油废水	钻井废水用于配置泥浆，经固液分离后上清液回用，污水经收集罐收集后运至集油站回注水处理设施处理后回注。施工场地设移动厕所，生活污水经化粪池处理后用作农肥。经井场收集罐收集后送至集油站回注水处理系统处置。	24
				运营期：井下作业废水、采油废水	井下作业废水集中收集后拉运至对应集油站污水处理站，采油废水经罐车输送至对应输油站回注水处理系统，两类废水均处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准限值后回注地层用于油田注水开发，无废水外排。	
噪声	噪声	钻井施工期隔声屏障等	8	施工期：设备噪声	施工期已选用低噪声设备、安装了减震降噪措施，合理安排了作业时间，柴油机噪声设备位于隔音房。	10

				运营期：采油作业噪声	采油设备均选用低噪声型号并配套安装减振基础；设备易摩擦部件加注专用润滑剂、采用弹性耦合连接；建立并执行设备定期维护保养制度，避免异常噪声排放。经监测，厂界噪声满足相应标准限值要求。	
固废	废钻井泥浆、钻屑	就地固化后覆土填埋	50	施工期：废泥浆、岩屑、落地油及废弃沾油防渗膜、生活垃圾	泥浆不落地工艺，废钻井泥浆和钻井岩屑经固化处理后用于砖场制砖。送至危废暂存间暂存后委托荆州市昌盛环保工程有限公司处置，回收率达到 100%；定期送往指定地点后由环卫公司统一收集及时清运处置。	66
		钻屑外收集至泥浆池中进行固化处理后就地覆土填埋	2	运营期：落地油、含油污泥、废弃含油防渗布	收集后送至危废暂存间暂存，定期委托荆州市昌盛环保工程有限公司集中处理。	7
		依托江汉采油厂油泥砂处理厂处理	3			
生态	植被恢复	泥浆池覆土达到规定厚度，未恢复的地表植被或恢复不好的植被进行恢复，废弃井场进行场地平整、清理、恢复植被	116	生态恢复	正常生产并非生产区域及周边临时占地完成植被恢复，生产区域无油污污染；长停井落实临时封井及安全防护，闲置区域复绿，未使用油罐采取封闭防护；永久封井按《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）执行，场地按农田标准复垦；所有施工临时占地完成植被恢复，井区辅助道路可用于农业生产；闭井施工落实降尘措施，产生的固体废物均已规范处置。	152
风险	井喷控制	在井口安装防喷器和控制装置，防泄漏备用隔栅、清理材料	20	防污控制、应急管理	荆州采油厂已编制完善环境风险应急防范预案，明确组织机构、响应程序及处置措施，并落实预防和应急配套工作。企业于 2024 年 3 月、2025 年 3 月分别组织花园站西支线泄漏水体污染和陵 72 站南计量点来液管线泄漏实战演练，模拟原油泄漏、水体污染、含硫化氢气体等险情，启动厂级预案，依次实施流程切断、围油栏布设、原油回收、污染水体处置、气体监测、危废收集、管线抢修等实操。演练前组织人员熟悉预案、明确分工，演练后讲评评估，针对风向标设置、气体全程监测、可燃气体着火风险等问题完成整改。同时，企业配置吸油毡、气体检测仪、正压式空气呼吸器等物资，并与相关队伍建立应急联动机制，通过常态化培训和实战演练持续提升职工应急能力，切实落实了环评批复中“制定预案、落实措施、加强培训、定期演练”的全部要求。 荆州采油厂已按照要求编制《突发环境事件应急预案》，并在荆州市生态环境局荆州区分局完成备案，详见附件 4。	26
合计			239	/	/	314

4.2 环评批复落实情况

表 4-2 环评批复及落实情况一览表

环评报告及批复要求	实际建设情况	落实情况
1、石油开采伴生气经集中收集后，密闭输送至站场加热炉进行燃烧处理，废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相关标准限值要求。	本项目实际建设未配备加热炉（锅炉），无天然气/伴生气燃烧设备，无燃烧废气产生，故批复中相关燃烧废气处理要求不适用于本工程。 施工期：施工扬尘、柴油机废气、焊接烟气通过地面硬化、洒水抑尘、场地围挡等措施控制，同时加强施工管理，规范封井作业，减少施工废气对周边环境的影响。 运营期：加强井口密封管控，定期更换密封件、开展封井检测及管线检漏，减少油气泄漏；储油罐定期检漏维护，拉油作业按规范运输，降低呼吸损耗，闲置罐已按要求处置；强化井场监控与巡井，排查泄漏隐患，防控烃类无组织排放；设备定期维护，废气管控到位，确保稳定达标。 根据实际检测，本次验收涉及的井场周边，上风向非甲烷总烃浓度范围为 0.31mg/m³~1.49mg/m³，下风向非甲烷总烃浓度范围为 1.07mg/m³~2.70mg/m³。所有监测点位非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”限值。	已落实
2、根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步优化污水处理方案，并切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施。含油废水经集油站处理分离出油类后，进入现有污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用泵提升至注水站回注地层；项目钻井废水经组合撬装式污水处理装置处理后回用。生产废水均不外排，严禁进行污水回注。	施工期：本项目所有井场均为已完井，施工期（钻井、试油、压裂阶段）已全部结束，相关废水处理措施均按环评及批复要求落实完成，施工期废水全部回用无外排，无遗留环保问题。 运营期：项目仅在用井场产生少量采出水，采出水经罐车输送至集油站回注水处理系统处理，回注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准限值；封井、长停井场无运营期废水产生，无新增井下作业废水。 经现场调查，施工及运营期各类废水均采取严格管控措施，无污水随意排放现象；所有井场均设置土围堰，有效防止污水、污油等流入农田，周边农田正常耕种，未造成不利影响。	已落实

3、选用低噪声设备，降低设备噪声源强。优化厂区平面布置，合理布置高噪声设备。对高噪声设备采取隔声、消声等降噪措施，厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2类标准，确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。	施工期：本项目井场施工期（钻井、完井阶段）已全部完成，施工期间已按环评及批复要求落实高噪声设备减振隔音、柴油机消声、减少夜间施工等噪声防控措施，无遗留施工噪声影响。 运营期：项目仅在用井场存在少量设备运行噪声，已通过选用低噪声设备、定期维护保养等方式控制噪声；封井、长停井场无持续噪声源，对周边环境无不利影响。 经检测，本次验收涉及的7口井场，厂界各测点昼间噪声值为45.0~50.0dB(A)，均低于55dB(A)限值；夜间噪声值为39.0~43.0dB(A)，均低于45dB(A)限值。所有测点噪声监测值均满足1类功能区排放限值要求。	已落实
4、严格按照有关规定，对固体废物实施分类处理、处置和管理，做到“资源化、减量化、无害化”。认真甄别固体废物性质，立足于无害化处理处置和综合利用，落地油、油水混合废液和油泥砂等属于危险废物，均应交有资质的单位进行处理处置，并按《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）及其他相关规定建设好场区内临时贮存设施，危险废物储存时间不得超过一年，完善转运和处理处置“五联单”管理制度；废钻井泥浆和钻屑进行固化处理后就地覆土填埋；生活垃圾交由环卫部门统一清运。固体废物做到零排放。	施工期：本项目井场施工期已全部完成，施工期产生的水基泥浆、钻井岩屑已按环评及批复要求固化处理，检测满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）要求后综合利用；落地含油污泥、沾油防渗膜等危险废物均已委托有资质单位处置完毕，无遗留固废问题。 运营期：仅在用井场产生少量落地油、废弃含油防渗布等危险废物，收集后送至危废暂存间暂存，定期委托有资质单位集中处置，暂存过程执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求；生活垃圾收集于密闭垃圾桶内，由当地环卫部门定期清运。封井、长停井场无新增运营期固体废物产生。 本项目各类固体废物均得到妥善处置，实现零排放，未对周边环境造成二次污染。	已落实
5、加强环境风险防范措施。合理设置管线防护距离，根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《储油罐区防火堤设计规范》（GB50351-2005）有关规定，对井场周围设置防火堤。做好井喷油品泄露的控制、截留和清理工作。制定环境风险应急预案，落实环境风险事故预防和应急处理措施，加强职工培训，定期开展环境风险应急预案	荆州采油厂已编制完善环境风险应急预案，明确组织机构、响应程序及处置措施，并落实预防和应急配套工作。企业于2024年3月、2025年3月分别组织花园站西支线泄漏水体污染和陵72站南计量点来液管线泄漏实战演练，模拟原油泄漏、水体污染、含硫化氢气体等险情，启动厂级预案，依次实施流程切断、围油栏布设、原油回收、污染水体处置、气	已落实

演练。	体监测、危废收集、管线抢修等实操。演练前组织人员熟悉预案、明确分工，演练后讲评评估，针对风向标设置、气体全程监测、可燃气体着火风险等问题完成整改。同时，企业配置吸油毡、气体检测仪、正压式空气呼吸器等物资，并与相关队伍建立应急联动机制，通过常态化培训和实战演练持续提升职工应急能力，切实落实了环评批复中“制定预案、落实措施、加强培训、定期演练”的全部要求。 荆州市生态环境局荆州区分局于 2023 年 6 月 7 日收讫，予以备案，备案编号：421003-2023-010-L，详见附件 3，企业事业单位突发环境事件应急预案备案表。	
6、加强施工期环境保护管理，防止水土流失、施工扬尘、生态破坏和噪声污染。施工期废水收集后按照报告书要求进行处理；采取道路洒水、运输车辆覆盖等措施减少施工扬尘；施工垃圾应按要求妥善处置；控制施工过程噪声污染，科学安排施工作业时间，优先选用低噪声施工设备，避免噪声扰民。	本项目施工期已全部完成，施工期间已按环评及批复要求落实水土流失防治、场地洒水抑尘、施工垃圾妥善处置、低噪声设备选用及合理施工时间安排等环保管理措施，有效防控了施工期扬尘、噪声及生态破坏问题，无遗留环保隐患。	已落实
7、认真做好地下水和土壤污染防治工作。油罐区、污水收集池、事故水应急池、污水收集池、污水管道及危废暂存库应纳入重点防渗区，地面应硬化，做好防渗处理，回注水管道和污水管道采用防渗管，污水收集池和事故池采用钢筋混凝土池体并在表面涂装防渗涂料，定期进行检查和维修，防止对场址周围土壤的污染。	地下水防治方面，施工及试油阶段已通过铺设防渗苫布、含油污水全量回收处理等措施，实现落地油 100%回收，未对地下水环境造成污染；运营期井场对油罐区、污水收集设施等重点区域采取地面硬化及防渗处理，回注水管线采用防渗管材，定期开展设施检查维护，严防跑冒滴漏。土壤防治方面，已按要求落实重点区域防渗措施，并结合项目特点开展土壤环境跟踪监测，未发现污染迹象。	已落实
8、按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。	本项目无新增污染物排放口；危险废物暂存设施、一般固体废物临时堆放点均按规范设置，并已设立相应标识牌，符合相关环境管理要求。	已落实
9、落实报告书提出的卫生防护距离，防护距离内不得新建居民住宅、学校、医院等环境敏感点。	本项目已按环评及批复要求落实卫生防护距离管控，各井场卫生防护距离为 50m；经现场核查，防护距离范围内无居民住宅、学校、医院等环境敏感目标，未新增敏感建筑，符合相关规定。	已落实
10、项目试运行和运营期应制定详细的环境监测和管理计划，报当地环保部门备案。定期开展厂界及周围空气环境中非甲烷总烃、氮氧化物、	本次验收阶段已结合项目实际工况，按规范开展了必要的环境监测工作，结果均满足相关标准要求。后续运营期将按环评及批复要求，落实环	已落实

二氧化硫、粉尘颗粒物等污染物浓度的监测和调查工作，将监测和调查结果报送当地环保部门，根据监测结果完善废气污染物尤其是特征污染物的防治工作。厂区及周围区域应按相关标准和规范设置地下水监测井和土壤环境质量监测采样点，定期开展地下水和土壤环境环境监测工作，并根据监测结果完善相关污染防治措施。	境监测与管理相关工作，定期开展相关监测并按规定报送结果，持续完善污染防治措施。	
11、应根据《中华人民共和国环境保护法》、环保部《企业事业单位环境信息公开办法》和《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等法律法规的要求，制定建设项目环境信息公开计划，向社会公开单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式、生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等基础信息；公开试运行期和营运期主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及污染防治措施、执行的污染物排放标准、核定的排放总量、建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况、突发事件应急预案、危险废物产生及处理处置情况等环境信息。依法依规做好公众对项目环境信息质询的沟通回复工作，确保公众对项目建设环境影响的知情权、参与权、监督权和其他权益。	本项目已按《中华人民共和国环境保护法》及《企业环境信息依法披露管理办法》等法律法规要求，制定了环境信息公开计划，后续将依法依规公开项目基础信息、污染物排放及防治措施执行情况、危险废物处置情况等相关环境信息，保障公众知情权、参与权与监督权，做好公众沟通回复工作。	已落实
12、油井停产封井后，应清除所有环境污染源和环境风险源，做好场址及周围的生态环境修复工作。	本项目已封井的井场均按规范清除了各类环境污染源及环境风险源，完成了场地清理及生态环境修复；后续油井停产封井时，将严格按照要求开展污染源清除、场地清理及生态修复工作，消除环境风险。	已落实

5、建设过程环境影响调查

5.1 废水环境影响及环境保护措施调查

本项目施工期钻井、试油、压裂等作业已全部完成，施工期钻井废水排入井场防渗设施内循环回用，洗井及各类施工废水统一收集后依托集油站污水处理系统处理达标后回注地层，施工生活污水经预处理后农用回用，施工期废水全部回用、无外排。

运营期项目包含采油井、注水井、封井及长停井，仅在用井场产生少量采出水，采出水经罐车转运至集油站处理达标后回注地层；封井、长停井场无运营生产废水产生，无新增井下作业废水。全场严格执行雨污分流、清污分流要求，各类管网做好防腐防渗措施，井场周边设置土围堰，有效阻隔污油、废水流入周边农田。

现场调查结果：施工期、运营期各类废水均得到规范收集与处置，无随意排放现象，废水处置方式符合环保管理要求，未对周边水环境造成不利影响。

5.2 废气环境影响及环境保护措施调查

施工期通过场地硬化、洒水抑尘、场地围挡、裸土及物料覆盖等措施控制扬尘污染；选用合规清洁燃油，加强施工机械日常维护，减少柴油机废气排放；规范井口及封井作业流程，最大限度减少无组织油气挥发。

运营期持续落实废气管控措施，加强井口密封日常检修维护，定期更换密封配件，减少油气跑冒滴漏；井场储油罐做好日常巡检与维护，规范原油拉油运输作业，降低储罐呼吸损耗；常态化开展井场巡护，及时排查无组织废气挥发隐患。

现场调查结果：经现场监测，各井场周边非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）相关限值要求，施工及运营阶段大气污染物排放可控，未对周边大气环境造成不良影响。

5.3 噪声环境影响及环境保护措施调查

施工期已选用低噪声施工设备，对高噪声机械设备采取减振、消声、隔音等降噪措施；合理优化施工时序，严格管控夜间高噪声作业，从源头降低施工噪声影响。

运营期仅在用井场存在少量设备运行噪声，通过定期设备检修、润滑保养，稳定控制噪声源强；封井、长停井场无持续性噪声源产生。

现场调查结果：验收监测数据显示，各井场厂界昼间、夜间噪声值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1类功能区限值要求，项目施工及运营期间未发生噪声扰民情况。

5.4 固废环境影响分析及治理措施

施工期产生的钻井泥浆、钻井岩屑采用合规工艺固化处理后综合利用；落地含油污泥、废弃沾油防渗膜等危险废物统一收集，送至危废暂存间规范贮存，定期委托有资质单位清运处置；施工生活垃圾集中收集，由属地环卫部门定期清运。

运营期仅在用井场产生少量落地油、废弃含油防渗布等危险废物，统一收集后送至危废暂存间，按规范贮存并执行危废转运管理制度，定期委托有资质单位无害化处置；封井、长停井场无新增运营期固体废物产生；井场生活垃圾定点密闭收集，由当地环卫部门常态化清运。

一般固废贮存执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020），危险废物暂存严格遵循《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

现场调查结果：项目施工期、运营期产生的各类固体废物均做到分类收集、规范贮存、合规处置，实现减量化、无害化、资源化管理，无随意丢弃、乱堆乱放现象，未造成二次环境污染。

5.5 地下水及土壤环境影响分析及治理措施

施工及试油作业阶段，井场作业区域铺设防渗苫布，做好含油污水、落地油污全量回收，防范污染物下渗影响地下水。

运营期将油罐区、污水收集区域、危废暂存间划为重点防渗区域，场地采取硬化及防渗涂层处理；回注及集输管线选用防渗管材，定期开展管线、设施检查维护，严防跑冒滴漏。同步开展地下水、土壤环境跟踪监测。

现场调查结果及监测表明：项目区域地下水各项指标基本满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准，局部指标超标为原生地质背景所致，与项目施工、运营

活动无关。土壤所有监测点位总石油烃（C₁₀~C₄₀）均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选值要求。

5.6 生态环境影响及环境保护措施调查

施工期严格控制作业占地范围，减少对耕地、植被的扰动破坏；对临时占地表土进行剥离、单独堆放并做好防护；施工期间采取洒水抑尘、规范清运建筑垃圾等措施，防控水土流失与生态扰动。施工结束后及时拆除临时设施，平整场地、恢复地貌及植被。

已封井井场均按要求清理各类污染源及风险源，完成场地整治与生态修复；后续油井停产封井后，也将按规范开展污染源清理、场地平整及生态恢复工作。

现场调查结果：各井场土石方实现场内平衡，无永久弃方；施工临时占地均已完成植被恢复和土地复垦，植被恢复状况良好，水土流失防控及生态保护措施落实到位，未遗留生态破坏问题。

5.7 环境污染事件和环境保护投诉事件调查

项目建设及运营全过程严格落实各项环保管控措施，健全环境风险防范体系，常态化开展环境隐患排查整改。

经现场走访及向属地生态主管部门核实，项目自开工建设以来，未发生废水、废气、固废泄漏及井喷等环境污染事故，也未收到周边群众有关生态环境的信访、投诉事件。

6、污染环境的影响调查

6.1 污染环境的影响调查工作内容

(1) 废气排放检测

表 6-1 无组织废气检测内容

名称	类别	检测点位（点位编号见附图）	监测项目	监测频次	备注
耀 1 斜-1	长停井	上风向 1 个参照点 OG1，下风向 3 个 监控点 OG2、OG3、OG4	非甲烷总 烃	3 次/天， 监测 2 天	监测点位 视监测当 天现场情 况而定
陵 76 斜 -4-1	采油井	上风向 1 个参照点 OG5，下风向 3 个 监控点 OG6、OG7、OG8			
陵 76 斜 -4-3	采油井	上风向 1 个参照点 OG9，下风向 3 个 监控点 OG10、OG11、OG12			
耀斜 2	长停井	上风向 1 个参照点 OG13，下风向 3 个 监控点 OG14、OG15、OG16			
耀 1	长停井	上风向 1 个参照点 OG17，下风向 3 个 监控点 OG18、OG19、OG20			
金 9 斜-1	长停井	上风向 1 个参照点 OG21，下风向 3 个 监控点 OG22、OG23、OG24			
耀斜 5	长停井	上风向 1 个参照点 OG25，下风向 3 个 监控点 OG26、OG27、OG28			

执行标准：《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”厂界标准限值 4.0mg/m³。

(2) 噪声检测

表 6-2 噪声检测内容

名称	类别	检测点位（点位编号见附图）	点位编号	监测频次
耀 1 斜-1	长停井	东侧边界外 1m	N1	2 次/天（昼夜各一次）， 监测 2 天
		南侧边界外 1m	N2	
		西侧边界外 1m	N3	
		北侧边界外 1m	N4	
陵 76 斜 -4-1	采油井	东侧边界外 1m	N5	
		南侧边界外 1m	N6	
		西侧边界外 1m	N7	
		北侧边界外 1m	N8	
陵 76 斜 -4-3	采油井	东侧边界外 1m	N9	
		南侧边界外 1m	N10	
		西侧边界外 1m	N11	
		北侧边界外 1m	N12	
耀斜 2	长停井	东侧边界外 1m	N13	
		南侧边界外 1m	N14	

		西侧边界外 1m	N15
		北侧边界外 1m	N16
耀 1	长停井	东南侧边界外 1m	N17
		西南侧边界外 1m	N18
		西北侧边界外 1m	N19
		东北侧边界外 1m	N20
金 9 斜-1	长停井	东侧边界外 1m	N21
		南侧边界外 1m	N22
		西侧边界外 1m	N23
		北侧边界外 1m	N24
耀斜 5	长停井	东南侧边界外 1m	N25
		西南侧边界外 1m	N26
		西北侧边界外 1m	N27
		东北侧边界外 1m	N28

执行标准：厂界四周执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类标准（昼间≤55dB(A)，夜间≤45dB(A)）。

（3）土壤质量检测

表 6-3 土壤质量检测内容

名称	类别	检测点位（点位编号见附图）	点位编号	监测项目	监测频次	备注
耀 1 斜-1	长停井	耀 1 斜-1 井场内	S1	总石油烃 (C ₁₀ ~C ₄₀)	1 次/天， 监测 1 天	表层 样
		耀 1 斜-1 井场外	S2			
陵 76 斜-4-1	采油井	陵 76 斜-4-1 井场内	S3			
		陵 76 斜-4-1 井场外	S4			
陵 76 斜-4-3	采油井	陵 76 斜-4-3 井场内	S5			
		陵 76 斜-4-3 井场外	S6			
耀斜 2	长停井	耀斜 2 井场内	S7			
		耀斜 2 井场外	S8			
耀 1	长停井	耀 1 井场内	S9			
		耀 1 井场外	S10			
金 9 斜-1	长停井	金 9 斜-1 井场外	S11			
		金 9 斜-1 井场内	S12			
耀斜 5	长停井	耀斜 5 井场内	S13			
		耀斜 5 井场外	S14			
陵 66 斜-4	封井	封井周边	S15			
金斜 9	封井	封井周边	S16			
李 1 斜-1	注水井	李 1 斜-1 井场内	S17			
		李 1 斜-1 井场外	S18			

执行标准：井场内的土壤总石油烃（C₁₀~C₄₀）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 中的第二类用地筛选值要求（总石油烃（C₁₀~C₄₀）≤4500mg/kg）；井场外及封井周边的土壤总石油烃（C₁₀~C₄₀）参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求（总石油烃（C₁₀~C₄₀）≤4500mg/kg）。

（4）地下水质量检测

表 6-4 地下水环境质量检测内容

名称	类别	检测点位（点位编号见附图）	点位编号	监测项目	监测频
陵 76 斜-4-1	采油井	76 站站内	DW1	pH、溶解性总固体、石油类	1 次/天，检测 1 天
耀斜 2	长停井	耀斜 2 东南侧约 300m 处	DW2		
金 9 斜-1	长停井	金 9 斜-1 东南侧约 430m 处	DW3		
陵 66 斜-4	封井	陵 66 斜-4 东南侧 10m 处	DW4		
李 1 斜-1	注水井	李 1 斜-1 东北侧约 40m 处	DW5		

执行标准：pH、溶解性总固体满足地下水执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准（6.5≤pH≤8.5，溶解性总固体≤1000mg/L）；石油类参照执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准（石油类≤0.05mg/L）。

（5）回注水检测

表 6-5 回注水水质检测内容

位置	检测点位	点位编号	检测项目	检测频次
76 站回注水	76 站站内	W1	SS、石油类	1 次/天，检测 1 天

执行标准：《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 相关标准限值（SS：8.0mg/L，石油类：5.0mg/L）。

6.2 调查分析方法与质量保证

6.2.1 调查分析方法

本次验收监测包括无组织废气、地下水、土壤、噪声，其各监测项目及监测分析方法见下表。

表 6-6 监测分析方法和方法来源

检测项目		分析方法	方法来源	仪器名称及编号	检出限
无组织废气	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	GC9790II 非甲烷总烃气相色谱仪 GC1 (RD-045)	0.07mg/m ³
废水	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法	GB 11901-89	WRLDN-5800 型恒温恒湿称重系统(RD-044)/AUW120D 电子天平 (RD-072)	0.2mg/L

	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	RN3001 红外分光测油仪 (RD-028)	0.06mg/L
地下水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法	HJ1147-2020	PHBJ-260 型便携式 PH 计 (RD-121)	/
	溶解性总固体	重量法	《水和废水监测分析方法》(第四版增补版) 国家环保总局(2002 年)	ATX224R 电子天平 (RD-141)	1mg/L
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法	HJ 970-2018	UV-8000PC 紫外可见分光光度计 (RD-080)	0.01mg/L
土壤	总石油烃 (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	磐诺 A60 (RD-096)	6mg/kg
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 (RD-114)	/

6.2.2 质量控制和质量保证

本次监测严格执行国家生态环境部颁发的相关环境监测技术规范、分析标准及方法，实施全过程质量控制，具体措施如下：

1、所有检测分析仪器均在有效检定/校准期内，并参照有关计量检定规程定期校验和维护。

2、严格按照相应的标准分析方法进行检测，采样人员、分析人员均经考核合格，持证上岗。

3、样品的采集、运输、保存和数据计算全过程均按照相关技术规范要求进行。

4、声级计测量前后在现场进行声学校准，前、后校准示值偏差均小于 0.5dB，符合规范要求。

5、实验室采用空白样、平行样、质控样品测定等措施进行质量控制：地下水、土壤样品平行样相对偏差均 $\leq 10\%$ ，空白样均未检出目标污染物，质控样品测定结果均在允许范围内。

表 6-7 噪声质量控制表

检测项目	质量控制措施	检测结果(dB(A))	方法允许范围(dB(A))	评价
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格

噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格

表 6-8 平行样检测结果

检测类别	检测项目	检测结果 (mg/m ³)	平均值 (mg/m ³)	相对偏差 (%)	方法允许相对偏差 (%)	评价
废气	非甲烷总烃	2.01	2.10	4.3	≤±20	合格
		2.18				
		1.55	1.57	1.3	≤±20	合格
		1.59				
		1.78	1.78	0.6	≤±20	合格
		1.79				
		1.88	1.84	2.7	≤±20	合格
		1.79				
		1.10	1.10	0.9	≤±20	合格
		1.11				
		1.21	1.22	0.8	≤±20	合格
		1.22				
		1.17	1.18	0.8	≤±20	合格
		1.18				
		1.66	1.64	1.2	≤±20	合格
		1.63				
		1.28	1.30	2.3	≤±20	合格
		1.33				
		1.34	1.37	2.2	≤±20	合格
		1.40				
		1.56	1.58	1.9	≤±20	合格
		1.61				
		1.13	1.14	1.8	≤±20	合格
		1.16				
		1.67	1.67	0	≤±20	合格
		1.67				
		1.56	1.56	0.6	≤±20	合格
		1.55				
		2.10	2.11	0.5	≤±20	合格
		2.12				
		2.70	2.70	0.4	≤±20	合格
		2.71				
		1.49	1.48	0.7	≤±20	合格
		1.47				
		1.45	1.42	2.1	≤±20	合格
		1.40				
		2.05	2.10	2.9	≤±20	合格

		2.16				
		2.26	2.14	5.6	$\leq \pm 20$	合格
		2.02				
		1.64	1.65	0.6	$\leq \pm 20$	合格
		1.66				
		1.42	1.44	2.1	$\leq \pm 20$	合格
		1.47				
		1.59	1.62	1.9	$\leq \pm 20$	合格
		1.65				
		1.40	1.42	1.4	$\leq \pm 20$	合格
		1.44				
		1.17	1.16	0.9	$\leq \pm 20$	合格
		1.15				
		1.53	1.54	0.6	$\leq \pm 20$	合格
		1.55				
		1.21	1.22	0.8	$\leq \pm 20$	合格
		1.23				
		1.13	1.14	0.9	$\leq \pm 20$	合格
		1.15				

6.3 污染环境影响调查结果

6.3.1 无组织废气检测结果

井场周边非甲烷总烃的无组织废气排放情况见下表。

表 6-9 井场周边非甲烷总烃无组织废气监测结果表 (mg/m³)

检测因子	检测时间	检测位置	检测频次	检测结果			标准限值
				耀 1 斜-1	耀 1	金 9 斜-1	
非甲烷总烃	2026-04-07	1#上风向	1	0.89	1.49	0.56	≤ 4.0
			2	0.90	1.66	0.58	≤ 4.0
			3	0.94	1.20	0.61	≤ 4.0
			4	0.96	1.15	0.59	≤ 4.0
		2#下风向	1	2.03	1.94	1.35	≤ 4.0
			2	1.81	1.88	1.32	≤ 4.0
			3	1.84	1.74	1.36	≤ 4.0
			4	1.83	1.75	1.31	≤ 4.0
		3#下风向	1	1.81	1.77	1.12	≤ 4.0
			2	2.10	1.78	1.10	≤ 4.0
			3	2.29	1.99	1.13	≤ 4.0
			4	2.23	1.96	1.19	≤ 4.0

	2026-04-08	4#下 风向	1	1.51	1.70	1.32	≤4.0
			2	1.66	1.71	1.22	≤4.0
			3	1.53	1.60	1.29	≤4.0
			4	1.57	1.84	1.22	≤4.0
		1#上 风向	1	0.92	0.73	0.85	≤4.0
			2	0.81	0.71	0.73	≤4.0
			3	0.83	0.72	0.74	≤4.0
			4	0.84	0.73	0.77	≤4.0
		2#下 风向	1	1.19	1.15	1.48	≤4.0
			2	1.16	1.10	1.56	≤4.0
			3	1.11	1.13	1.49	≤4.0
			4	1.21	1.39	1.51	≤4.0
		3#下 风向	1	1.51	1.19	1.52	≤4.0
			2	1.18	1.30	1.58	≤4.0
			3	1.19	1.16	1.69	≤4.0
			4	1.20	1.17	1.74	≤4.0
		4#下 风向	1	1.22	1.20	1.76	≤4.0
			2	1.24	1.23	1.11	≤4.0
			3	1.42	1.28	1.12	≤4.0
			4	1.64	1.37	1.14	≤4.0

注：非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”厂界标准限值 4.0mg/m³。

表 6-10 井场周边非甲烷总烃无组织废气监测结果表（mg/m³）

检测因子	检测时间	检测位置	检测频次	检测结果				标准限值
				陵 76 斜 -4-1	陵 76 斜 -4-3	耀斜 2	耀斜 5	
非甲烷总烃	2026-04-10	1#上 风向	1	0.94	0.55	0.97	0.46	≤4.0
			2	1.00	0.83	0.88	0.38	≤4.0
			3	1.16	0.60	0.85	0.36	≤4.0
			4	0.73	0.51	0.88	0.38	≤4.0
		2#下 风向	1	1.42	2.09	1.32	1.92	≤4.0
			2	1.51	2.14	1.39	1.96	≤4.0
			3	1.54	2.06	1.55	2.08	≤4.0
			4	1.50	2.18	1.48	2.03	≤4.0
		3#下 风向	1	1.62	2.16	1.50	2.11	≤4.0
			2	1.67	2.11	1.48	2.10	≤4.0
			3	1.70	2.27	1.34	1.98	≤4.0
			4	1.69	2.07	1.42	1.99	≤4.0
		4#下 风向	1	1.78	1.98	1.41	1.97	≤4.0
			2	1.79	2.23	1.43	2.06	≤4.0

			3	1.60	2.50	1.55	2.29	≤4.0
			4	1.56	2.70	1.42	2.14	≤4.0
	2026-04-11	1#上 风向	1	0.49	0.42	0.53	0.40	≤4.0
			2	0.50	0.43	0.42	0.35	≤4.0
			3	0.53	0.45	0.31	0.31	≤4.0
			4	0.56	0.45	0.36	0.33	≤4.0
		2#下 风向	1	1.68	1.67	1.07	1.37	≤4.0
			2	1.55	1.98	1.10	1.49	≤4.0
			3	1.41	1.89	1.32	1.51	≤4.0
			4	1.59	1.51	1.14	1.54	≤4.0
		3#下 风向	1	1.62	1.55	1.13	1.22	≤4.0
			2	1.65	1.62	1.16	1.22	≤4.0
			3	1.67	1.32	1.19	1.24	≤4.0
			4	1.67	1.39	1.23	1.25	≤4.0
		4#下 风向	1	1.64	1.33	1.35	1.16	≤4.0
			2	1.54	1.34	1.42	1.12	≤4.0
			3	1.36	1.37	1.56	1.18	≤4.0
			4	1.44	1.42	1.54	1.14	≤4.0

注：非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”厂界标准限值 4.0mg/m³。

根据表 6-9 和表 6-10 可知，本次验收涉及的井场周边，上风向非甲烷总烃浓度范围为 0.31mg/m³~1.49mg/m³，下风向非甲烷总烃浓度范围为 1.07mg/m³~2.70mg/m³。所有监测点位非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”限值。

6.3.2 地下水检测结果

井场周边地下水水质监测结果见下表。

表 6-11 地下水检测结果一览表 单位：mg/L（pH 值为无量纲）

检测时间	检测因子	检测结果					标准限值
		陵 76 斜 -4-1 DW1	耀斜 2 DW2	金 9 斜-1 DW3	陵 66 斜-4 DW4	李 1 斜-1 DW5	
2026-04-07	pH 值（水温）	7.3（9.2）	6.8（9.8）	7.8（8.7）	8.3（9.2）	7.3（9.5）	6.5~8.5
	溶解性总固体	1.72×10 ³	1.36×10 ³	344	464	466	≤1000
	石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	≤0.05

注：方法检出限加标志位“L”表示检测结果低于方法检出限；pH、溶解性总固体执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中III类标准限值。

由上表可知，各点位 pH 值范围为 6.8~8.3，石油类浓度均低于 0.01mg/L；溶解性总固体浓度范围为 344~1720mg/L。其中，陵 76 斜-4-1、耀斜 2 点位溶解性总固体超出《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值，金 9 斜-1、陵 66 斜-4、李 1 斜-1 点位溶解性总固体满足III类标准。

陵 76 斜-4-1、耀斜 2 点位的溶解性总固体超标主要受江汉盆地局部地层天然高矿化度的地质背景控制，属于原生水文地质条件所致。本次检测中达标点位多于超标点位，未出现普遍性超标，现有监测数据尚不支持上述超标与项目工程活动存在直接关联。本项目将按现有环境管理要求，持续做好井场防渗设施、集输管线及采出水处理设施的日常巡检维护，防范跑冒滴漏，确保工程活动不对地下水造成额外影响。

6.3.3 土壤检测结果

井场周边土壤检测结果见下表。

表 6-12 场地周边土壤检测结果表 单位：mg/kg

井名	井类别	检测位置	点位编号	监测项目	监测结果	标准限值
耀 1 斜-1	长停井	采油井场地内	S1	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	14.0	≤4500
		采油井场地外	S2	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
陵 76 斜-4-1	采油井	采油井场地内	S3	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		采油井场地外	S4	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
陵 76 斜-4-3	采油井	采油井场地内	S5	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		采油井场地外	S6	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
耀斜 2	长停井	长停井场地内	S7	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		长停井场地外	S8	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
耀 1	长停井	长停井场地内	S9	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		长停井场地外	S10	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
金 9 斜-1	长停井	长停井场地内	S11	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		长停井场地外	S12	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
耀斜 5	长停井	长停井场地内	S13	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		长停井场地外	S14	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
陵 66 斜-4	封井	封井周边	S15	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
金斜 9	封井	封井周边	S16	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
李 1 斜-1	注水井	注水井场地内	S17	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500
		注水井场地外	S18	总石油烃（C ₁₀ ~C ₄₀ ）	未检出	≤4500

注：井场内执行《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 中的第二类用地筛选值要求；井场外及封井周边参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求。

由上表可知,除耀 1 斜-1 井场内 S1 点位检出低浓度总石油烃($C_{10}\sim C_{40}$)为 14.0mg/kg 外,其余 17 个点位均未检出目标污染物。所有点位检测结果均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（试行）（GB36600-2018）表 1 中的第二类用地筛选值要求（总石油烃（ $C_{10}\sim C_{40}$ ） $\leq 4500\text{mg/kg}$ ）。

6.3.4 噪声检测结果

井场四周噪声检测结果见下表。

表 6-13 井场四周噪声检测结果 单位：dB（A）

井名	类别	测点编号	测点位置	2026-04-07		2026-04-08	
				昼间	夜间	昼间	夜间
耀 1 斜-1	长停井	N1	东侧边界外 1m	45	40	47	42
		N2	南侧边界外 1m	46	41	45	41
		N3	西侧边界外 1m	47	41	47	41
		N4	北侧边界外 1m	47	40	47	41
耀 1	长停井	N17	东侧边界外 1m	45	42	46	42
		N18	南侧边界外 1m	46	41	46	41
		N19	西侧边界外 1m	46	42	46	40
		N20	北侧边界外 1m	47	41	46	39
金 9 斜-1	长停井	N21	东侧边界外 1m	48	40	47	41
		N22	南侧边界外 1m	46	39	47	41
		N23	西侧边界外 1m	46	40	46	41
		N24	北侧边界外 1m	47	40	47	40

注：厂界四周执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类标准（昼间 $\leq 55\text{dB(A)}$ ，夜间 $\leq 45\text{dB(A)}$ ）。

表 6-14 井场四周噪声检测结果 单位：dB（A）

井名	类别	测点编号	测点位置	2026-04-10		2026-04-11	
				昼间	夜间	昼间	夜间
陵 76 斜-4-1	采油井	N5	东侧边界外 1m	47	41	45	42
		N6	南侧边界外 1m	47	41	47	40
		N7	西侧边界外 1m	48	41	47	41
		N8	北侧边界外 1m	48	40	47	41
陵 76 斜-4-3	采油井	N9	东侧边界外 1m	50	42	48	43
		N10	南侧边界外 1m	49	42	48	40
		N11	西侧边界外 1m	50	41	49	40
		N12	北侧边界外 1m	49	41	50	40
耀斜 2	长停井	N13	东侧边界外 1m	48	41	49	42
		N14	南侧边界外 1m	50	40	49	41

耀斜 5		N15	西侧边界外 1m	49	42	48	41
		N16	北侧边界外 1m	50	41	48	41
	长停井	N25	东侧边界外 1m	46	42	47	42
		N26	南侧边界外 1m	47	41	47	41
		N27	西侧边界外 1m	48	41	47	40
		N28	北侧边界外 1m	47	41	46	41

注：厂界噪声四周执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类标准（昼间≤55dB(A)，夜间≤45dB(A)）。

由上表可知，本次验收涉及的 7 口井场，厂界各测点昼间噪声值为 45.0~50.0dB(A)，均低于 55dB(A)限值；夜间噪声值为 39.0~43.0dB(A)，均低于 45dB(A)限值。所有测点噪声监测值均满足 1 类功能区排放限值要求。

6.3.5 陵 76 站回注水水质情况

建设单位委托湖北荣大环境检测有限公司，于 2026 年 04 月 10 日对陵 76 站回注水开展采样检测工作，检测结果如下表。

表 6-15 76 站回注水水质检测结果 单位：mg/L

采样位置	采样时间	悬浮固体含量	含油量
陵 76 站	2026-04-10	4.8	2.27

注：回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 相关标准限值（SS：8.0mg/L，石油类：5.0mg/L）。

由上表可知，陵 76 站回注水中悬浮固体含量（4.8mg/L）、含油量（2.27mg/L）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）相关标准限值要求。

6.4 污染环境影响调查结论

6.4.1 废气

本次验收监测的 7 口井场周边，非甲烷总烃无组织排放浓度均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB 39728-2020）厂界标准限值要求，项目无组织废气排放对周边大气环境影响较小。

6.4.2 地下水

地下水各监测点位 pH 值、石油类均满足标准要求；2 个点位溶解性总固体超标，主要受区域原生高矿化度地质背景控制，与本项目工程活动无直接关联。本项目将持续做好井场防渗设施、集输管线及采出水处理设施的日常巡检维护，建立巡检台账，对重

点部位每月至少巡检 1 次，发现渗漏立即采取封堵、清理措施，确保工程活动不对地下水造成额外影响。同时，对超标点位每半年开展 1 次跟踪监测，持续关注地下水水质变化。

6.4.3 土壤

除耀 1 斜-1 井场内检出低浓度总石油烃外，其余点位均未检出；所有点位检测结果均远低于《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）第二类用地筛选值，项目运营未对周边土壤环境造成明显污染影响。

6.4.4 噪声

所有井场厂界噪声监测值均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）1 类功能区排放限值要求，项目噪声排放对周边声环境影响较小。

6.4.5 回注水

根据《江汉油田分公司注入水水质监测公报（第一期）》（2026 年 2 月 9 日印发）中陵 76 站 2026 年 1 月例行监测数据，该站回注水悬浮固体含量（7.59mg/L）、含油量（3.37mg/L）、平均腐蚀率（0.0696mm/a）均符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）II 类水质限值要求，但悬浮物颗粒直径中值（5.60 μm）超出限值约 12%，主要因细颗粒杂质去除不彻底、絮凝及过滤工艺运行管控不当等因素导致。针对该长期运行隐患，建设单位已制定针对性整改方案，后续将通过工艺优化、运行管控及源头治理等措施，确保回注水全指标稳定达标。

2026 年 4 月本次验收专项检测结果显示，陵 76 站回注水中悬浮固体含量（4.8mg/L）、含油量（2.27mg/L）两项核心验收指标，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）相关标准限值要求，本次验收阶段水质满足项目竣工环保验收条件。

6.4.6 固体废物

施工期产生的水基泥浆、钻井岩屑经固化处理，检测满足《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB 18599-2020）要求后用于砖场制砖；落地含油污泥及沾油防渗膜送至危废暂存间暂存，定期委托荆州市昌盛环保工程有限公司集中处理；生活垃圾由当地环卫部门统一清运。

运营期产生的落地油、废弃含油防渗布等危险废物，收集后送至危废暂存间暂存，定期委托有资质单位集中处置，暂存过程执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求；运营期生活垃圾收集于密闭垃圾桶内，由当地环卫部门定期清运处置。

本项目固体废物均得到妥善处置，未对周边环境造成二次污染。

7、生态保护措施及影响调查

7.1 自然环境概况

7.1.1 地理位置

(1) 荆州区地理位置

荆州区为湖北省荆州市中心城区，地处湖北省中南部、江汉平原腹地，坐落于长江中游北岸，地理坐标介于东经 $111^{\circ} 45' \sim 112^{\circ} 15'$ 、北纬 $30^{\circ} 10' \sim 30^{\circ} 40'$ 之间。市域东与沙市区相连，西接枝江市、松滋市，南邻公安县，北毗当阳市、荆门市。全区东西最大横距约 52 公里，南北最大纵距约 38 公里，国土总面积 1045.8 平方公里，常用耕地面积 74.54 万亩；行政区划辖 3 个街道、7 个镇、2 个农场管理区及 1 个高新技术产业园区，户籍人口约 60 万人，常住人口 58 万余人。本项目地点位于荆州市荆州区辖区范围内。荆州区分布陵 76 斜-4-1（采油井）、陵 76 斜-4-3（采油井）、李 1 斜-1（注水井）、陵 66 斜-4（封井），具体地理位置见附图 1。

(2) 江陵县地理位置

江陵县为湖北省荆州市下辖县，地处湖北省中南部、江汉平原腹地，位于长江中游北岸，地理坐标介于东经 $112^{\circ} 12' \sim 112^{\circ} 44'$ ，北纬 $29^{\circ} 54' \sim 30^{\circ} 16'$ 之间。县域东与潜江市、监利市毗邻，西接荆州区、松滋市，南濒长江，与公安县隔江相望，北连沙市区、沙阳县。全县东西最大横距约 56 公里，南北最大纵距约 42 公里，国土总面积 1048.74 平方公里，常用耕地面积 97.6 万亩；行政区划辖 9 个镇、2 个乡、1 个省级经济开发区，户籍人口约 64 万人，常住人口约 30 万人。江陵县分布耀 1（长停井）、耀 1 斜-1（长停井）、耀斜 2（长停井）、耀斜 5（长停井）、金斜 9（封井）、金 9 斜-1（长停井），具体地理位置见附图 1。

7.1.2 地形、地貌、地质地震

(1) 荆州区地形、地貌、地质地震

荆州区地处荆山余脉向江汉平原延伸的过渡衔接地带，整体地势西北高东南低，自西北向东南缓缓倾斜。以荆州古城为天然分界，城区西北部属丘陵岗地地貌，岗岭起伏平缓；城区东南部为江河冲积平原地貌，平原地势开阔平坦、由西北向东南微倾，形成

岗地—平原复合型地貌格局。市域地貌面积构成：丘陵岗地 387 平方公里，占全域总面积 37%；平原湖区 658.8 平方公里，占比 63%。海拔梯度差异平缓：西北岗地海拔 50～105m；全市最高点为西北部八岭山主峰落帽冢子，海拔 101.05m；东南部平原湖区海拔 28～44m，区域最低洼处海拔约 27.5m。地质构造上，荆州区位于江汉拗陷盆地中西部，地处扬子准地台中部、新华夏系第二沉降带晚近期构造带。中生代燕山运动奠定市域基本地质与地貌轮廓，促使区域基底构造定型；第四纪喜马拉雅运动进一步改造地形，市域整体以缓慢沉降为主，西北边缘呈轻微抬升特征。市域地质构造相对稳定，褶皱构造平缓，断裂构造不发育，不属于地震活动高发区域。依据湖北省地震局地震危险区划与抗震设防烈度区划成果，荆州区全域全部区域划定为地震基本烈度Ⅵ度设防区，抗震设防加速度 0.05g。

（2）江陵县地形、地貌、地质地震

江陵县地处江汉平原腹地，为鄂西山地向江汉平原延伸的末端平缓地带，全域地势西北略高、东南稍低，整体地势坦荡开阔、起伏极小，无山地丘陵地貌，以河湖冲积平原为主，全境呈现平塬—滨湖平原单一地貌格局，素有“一平二水七分田”之说。县域地貌面积构成：冲积平原 926 平方公里，占全域总面积 88.3%；滨湖滩地及水域 122.74 平方公里，占比 11.7%。全域海拔高差较小，西北部岗塬地带海拔 35～42m；全县最高点位于北部资市镇岗地，海拔 43.8m；东南部滨湖平原海拔 26～32m，最低点位于南部长江外滩及三湖周边低洼地带，海拔 25.3m。地质构造上，江陵县位于江汉拗陷盆地中心区域，地处扬子准地台江汉断拗构造单元，全境被巨厚第四纪河湖相松散沉积物覆盖。中生代燕山运动奠定江汉盆地拗陷沉降基本格局，县域处于持续沉降核心区；第四纪以来受喜马拉雅运动影响，全域整体呈匀速弱沉降特征，无明显褶皱与断裂构造发育，地质结构单一、地壳稳定性良好。依据湖北省地震局地震危险区划与抗震设防烈度区划成果，江陵县全域大部分区域划定为地震基本烈度Ⅵ度设防区，抗震设防加速度 0.05g。

7.1.3 水文水系

（1）荆州区水文水系

荆州区境内河网密布、湖库塘堰交织，水系发育成熟，全域划分为长江干流、沮漳河、虎渡河、太湖港四大水系单元。境内分布天然湖泊 6 处，含长湖、北湖、南湖、余

湖、竹篙湖等，湖泊正常水位总面积 33.02 平方公里，总蓄水量 6895 万 m^3 ；在册水库 18 座，含大（二）型水库 1 座、中型水库 1 座、小（一）型水库 6 座、小（二）型水库 10 座，各类堰塘遍布全域，水域调蓄与灌溉能力充沛。长江荆州区段岸线绵长，是长江中游重要航道与生态屏障，长江干流荆州区段水质常年稳定保持《地表水环境质量标准》Ⅱ类标准。沮漳河为长江重要支流，汇沮河、漳河来水后入境荆州区，最终汇入长江；虎渡河为荆江分洪主要河道，太湖港作为四湖流域源头，串联库湖形成独特“四库连江”水系格局。区域内长江、沮漳河过境多年平均径流量充沛，水资源禀赋优越。本项目地处江汉平原腹地荆州区，区域周边主要地表水体为长江干流、沮漳河及太湖港水系。

（2）江陵县水文水系

江陵县境内河网交织、湖泊密布，水系极其发达，全域划分为长江干流、沮漳河、虎渡河、内荆河四大水系单元。境内分布自然湖泊 4 个，主要有三湖、白鹭湖、龙渊湖等，湖泊总库容 4800 万 m^3 ；在册水库 12 座，均为小型水库，其中小（一）型水库 2 座、小（二）型水库 10 座，各类堰塘共计 16800 余口，县域灌溉、调蓄、排涝水系体系完善。长江江陵段岸线总长 50.1 公里，是长江荆江河段重要堤防防护及输水通道，长江干流江陵段水质常年稳定保持《地表水环境质量标准》Ⅱ类标准。虎渡河、沮漳河横穿县域西部及北部，内荆河纵贯县域东部，承接上游来水并连通境内湖库，多年平均过境径流量充沛，是县域生产生活及农业灌溉主要水源。本项目地处长江北岸江汉平原腹地江陵县，区域周边主要地表水体为长江干流、虎渡河及内荆河水系。

7.1.4 气候气象

（1）荆州区气候气象

荆州区属北亚热带季风性湿润气候，具备气候温和湿润、四季分明、雨热同季、光照适宜、雨量丰沛、无霜期长的典型特征。多年平均气温 $16.2^{\circ}\text{C}\sim 16.6^{\circ}\text{C}$ ，年内气温分布差异明显，7 月为最热月份，月平均最高气温 32.5°C ；1 月为最冷月份，月平均最高气温 8.0°C ，区域极端最低气温可达 -9.8°C 。市域年日照总时数区间 1823~1978 小时，多年平均日照时数 1890 小时；年平均降水量约 1200mm，降水时空分布不均，4~10 月汛期降雨量占全年总量 80%，整体呈现岗地略大于平原湖区的分布规律。全年无霜期 242~263 天，区域年均相对湿度 79%，湿度区间 75%~84%。市域常年主导风向为东北

偏北风及北风，次主导风向为东南风；年平均风速 2.1m/s，实测最大风速 24.5m/s。主要灾害性天气包括春季低温阴雨、夏秋伏旱、汛期洪涝、秋冬寒潮、短时大风及雷击等。

(2) 江陵县气候气象

江陵县属亚热带过渡性季风气候，气候温和湿润、四季分明，具有霜期短、阳光充足、雨量充沛、雨热同季的特点。多年平均气温 16.0℃~16.4℃，最热月在 7 月，月平均最高温度为 32.1℃，最冷月在 1 月，月平均最高温度仅为 8.2℃。全年总日照为 1590 小时~1890 小时，平均日照总时数 1698.6 小时。年平均降雨量在 900~1100 毫米左右，且多集中在 5-10 月的汛期，约占全年降雨总量的 71%。全年无霜期为 258 天，相对湿度在 74%~83%之间，年均湿度为 78%。全年主导风向为北风和东北风，平均风速约 2.0m/s，最大风速为 25.6m/s。江陵县主要灾害性天气为春季低温阴雨、伏旱、洪涝、寒潮、冰冻（雹）、雷击、大风。

7.1.5 矿产资源

(1) 荆州区矿产资源

荆州区矿产资源类型以非金属矿产和能源矿产为主，金属矿产储量匮乏，区域成矿条件良好。全市已发现及探明矿产资源 5 类 5 种，具备工业开采价值的矿产 5 种，主要包括石油、玄武岩、膨润土、砖瓦用粘土、天然矿泉水等，矿种为荆州市中心城区主要产出类型。荆州区石油资源隶属于江汉油田开采范围，主要分布于北部岗地一带；膨润土、玄武岩、石灰石等非金属矿产集中分布于八岭山、川店等西北丘陵区域，砖瓦用粘土遍布平原岗地。全区已探明有储量矿产地 20 余处，以小型矿床及零散矿点为主，无中型及以上规模矿床，矿产开发以就地小规模民用建材开采为主，无大型采掘产业。区域无资源枯竭型矿产，矿产资源开发与生态保护协同发展。

(2) 江陵县矿产资源

江陵县矿产资源禀赋良好，地处江汉平原油气盐成矿核心区，已发现及探明的矿产资源有 6 类 20 种，可供开采的矿产资源有石油、岩盐、卤水、膨润土、石灰石、砖瓦用粘土、天然矿泉水等 17 种。江陵县是江汉平原重要的石油、岩盐主产区，油气资源隶属于江汉油田重点勘探开采区块，岩盐及地下卤水储量大、埋藏浅、品位优。全县已探明矿产储量的有 17 种，有矿产地 68 处，其中小型矿床 52 处、小矿 6 处、零散矿 10

处，矿产品种位列荆州市平原县前列。县域无煤炭资源分布，未纳入资源枯竭型城市名录，目前重点推进石油、岩盐、地下卤水及非金属建材矿产绿色集约开发，产业发展潜力突出。

7.1.6 土地资源

（1）荆州区土地资源

荆州区土壤普查结果表明，全市有水稻土、潮土、黄棕壤土、石灰（岩）土、红壤土、沼泽土、草甸土 7 个不同的土壤类别。其中水稻土分布最广，面积占土壤总面积的 60.2%，以潴育型水稻土为主，适宜粮油作物种植；潮土面积占土壤总面积的 18.5%，以灰潮土为主体，集中分布于长江沿岸及平原湖区；黄棕壤土面积占土壤总面积的 11.8%，呈连片分布于西北八岭山及川店、马山等丘陵岗地；石灰（岩）土、红壤土、沼泽土、草甸土占比较小，呈局域零散分布特征。荆州区西北岗地土壤偏黏重，西南及沿河地带土壤偏砂质，平原地区土壤质地整体由沿河砂质向腹地粘质平缓过渡。受长江、沮漳河流水分选沉积作用影响，市域河流沿岸沉积物的颗粒大小及泥沙比例呈现规律性水平分布特征，区域土壤种类与质地也相应形成从滨河岸带砂质向内陆腹地粘质渐变的分布规律。

（2）江陵县土地资源

江陵县土壤普查结果表明：全县有水稻土、潮土、黄棕壤土、石灰（岩）土、红壤土、沼泽土、草甸土 7 个不同的土壤类别。水稻土面积占土壤总面积的 62.3%，其中潴育型占水稻土面积的 89.8%；潮土面积占土壤总面积的 19.2%，其中灰潮土占潮土面积的 93.2%；黄棕壤土面积占土壤总面积的 10.5%，呈零星插花地分布于西北边缘岗地地带；石灰（岩）土及其他土类占比相对较小。江陵县平原地区土壤质地从砂质逐渐向粘质过渡，西北零星岗地分布少量黄棕壤，中部、东部以及长江沿岸平原湖区则广泛分布着潮土、草甸土等。由于流水的分选作用，长江及境内支流沉积物的颗粒大小及泥沙比例呈有规律的水平分布，土壤种类也相应具有从砂质向粘质过渡的分布规律。

7.2 工程占地影响调查

本工程占地均为临时用地，已按照国家和地方有关土地管理法律法规办理了临时用地审批手续，用地程序规范。项目井场分布于荆州市荆州区、江陵县境内，占地类型以农用地为主，少量涉及建设用地。工程建设过程中严格控制在批准的红线范围内，未发生超占、乱占现象。施工期间，建设单位对临时占地采取了表土剥离、分层堆放、防尘网覆盖等保护措施，减少了土壤养分流失。施工结束后，对井场及临时作业区进行了全面清理，拆除临时建（构）筑物，平整场地，恢复土地原有使用功能。目前，各井场临时占地已基本恢复原状，未对区域土地利用格局造成明显影响，未涉及居民拆迁及安置问题，社会影响较小。

7.3 生态敏感目标调查

根据现场踏勘及资料核实，本项目评价范围内不涉及自然保护区、风景名胜区、世界文化和自然遗产地、饮用水水源保护区等法定生态敏感区，也不占用国家级和省级生态公益林。项目周边主要生态类型为农业生态系统和灌草丛生态系统，植被以农作物及常见灌草为主，未发现国家及省级重点保护野生植物分布。野生动物多为常见小型啮齿类、鸟类及昆虫，无珍稀濒危物种栖息地。工程建设未对区域生态敏感目标造成不利影响，周边生态环境保持稳定。

7.4 水土流失影响调查

本工程水土流失影响主要集中在钻前施工期，主要表现为场地平整、管沟开挖等作业对地表植被的扰动和土石方临时堆放。施工过程中，建设单位采取了分层开挖、分层回填、临时苫盖、设置排水沟等水土保持措施，有效控制了水土流失。施工期短、扰动面积有限，且土石方在场地内平衡，无永久弃方。施工结束后，及时对扰动区域进行了土地平整和植被恢复。现场调查表明，井场及周边无明显水土流失迹象，水土保持措施落实良好，符合环评及水土保持相关要求。

7.5 主要生态问题及采取的保护措施调查

本项目主要生态问题为施工期临时占地造成的植被破坏、土壤扰动及短期水土流失。针对上述问题，建设单位在施工及完井阶段采取了以下保护措施：

优化占地布局：合理布置井场和施工便道，优先利用既有道路开展施工作业，最大限度减少新增临时占地规模，降低对区域土地利用格局的扰动。

表土资源保护：对耕地及植被条件较好的区域实施表土剥离，单独分区堆放并配套拦挡、防雨苫盖措施，施工结束后将剥离表土回覆至临时占地区域，用于土地复垦及植被恢复，保护土壤肥力。

植被恢复与复垦：完井后及时拆除所有临时设施，全面清理井场及作业现场，平整扰动场地，对临时占地开展植被恢复或土地复垦工作，恢复土地原有使用功能。

水土流失防控：施工期间在作业场地周边设置临时排水沟、沉砂池，对开挖裸露面采取土工布苫盖措施，减少雨水冲刷引发的水土流失，降低地表扰动影响。

固体废物规范处置：施工过程中产生的废弃泥浆、钻井岩屑等固体废物，经固化处理后全部外送砖厂综合利用，防止固体废物随意堆放污染土壤及周边生态环境。

根据现场调查，各项生态保护措施已基本落实到位，井场及周边植被恢复状况良好，土地复垦效果满足相关要求，未遗留明显生态破坏问题。项目施工期产生的短期生态影响已得到有效缓解和恢复，符合竣工环保验收相关要求。

8、清洁生产调查

荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目位于荆州市荆州区、江陵县境内，已取得环评批复并开展竣工环保验收。清洁生产以整体预防的环境战略贯穿生产全周期，项目从开工即建立健全 HSE 管理体系，施工及运营阶段全面落实清洁生产措施，本次结合验收资料及公众反馈，对清洁生产内容进行系统完善。

8.1 已采取的清洁生产措施

项目勘探及施工全过程严格遵循相关行业规范，以源头减量、资源化利用为核心，全面落实各项清洁生产措施，运营期持续保持高水平污染控制，清洁生产水平稳固提升。

（1）水资源循环利用措施

项目推行水资源闭路循环体系：施工期采用泥浆不落地工艺，钻井液循环率 $\geq 95\%$ ，废水全部回用于配制泥浆；洗井、试油废水经处理后回注地层，生活污水经处理后回用。运营期井下作业废水、采油废水经处理达标后 100%回注地层，实现废水零排放，无含油废水外排或违规储存。

（2）固体废物减量化与资源化措施

项目按“减量化、资源化、无害化”原则管控固废：采用环境友好型钻井液体系，减少有毒有害物质排放；钻井岩屑、废泥浆固化后送砖厂综合利用；井下作业配备专用设备，落地原油回收率 100%；含油危废分类收集、合规处置，转移台账完整；生活垃圾由环卫部门统一清运，各类固废处置率 100%，无二次污染。

（3）大气污染物减排措施

施工期采用低硫柴油，定期维护机械减少废气排放，采取洒水、遮盖措施控制扬尘；运营期加强井口密封管理，落实储油罐维护，优化运输频次，降低无组织烃类排放；试油期伴生气经燃烧放空，确保充分燃烧。验收监测显示，厂界无组织非甲烷总烃浓度达标。

（4）噪声控制与节能降耗措施

设备优先选用低噪声型号，采取减振、消声措施；定期维护设备，合理安排施工时间，减少噪声影响；优化施工工艺，提高能源利用效率。运营期对产噪设备定期保养，厂界噪声满足相关标准，噪声防护设备运转率 100%。

(5) 地下水环境保护及生态恢复措施

地下水保护方面，回注水回注率 100%，井下作业采用“绿色作业、带罐上岗”模式，废水全回收处理；定期开展地下水跟踪监测，防控隐蔽性污染风险。生态恢复方面，施工期表土单独堆放并采取防护措施，完井后拆除设施、平整井场、恢复植被，目前井场区域植被恢复良好，生态功能有效修复。

8.2 技术政策清洁生产指标

结合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求，本项目清洁生产指标符合性对比分析见下表，所有涉及指标均满足国家技术政策要求。

表 8-1 清洁生产指标对比一览表

清洁生产指标	本项目相应处理方式	相符性
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。	纳入荆州采油厂整体开发规划，依托现有设施实现废物集中处置，井场布局减少新增占地。	符合
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。	未使用禁用化学剂，全部采用无毒或低毒环境友好型油气田化学剂。	符合
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%。	井下作业配备专用设备，落地原油回收率 100%，含油废物合规暂存处置。	符合
在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95% 以上；钻井过程产生的废水应回用。	采用环境友好型钻井液体系，钻井液循环率≥95%，废水均回用，井下及采油废水处理回注地层。	符合
在井下作业过程中，酸化液和压裂液宜集中配制，酸化残液、压裂残液和返排液应回收利用或进行无害化处置，压裂放喷返排入罐率应达到 100%。酸化、压裂作业和试油（气）过程应采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	酸化、压裂液集中配制，残液回收利用或无害化处置，返排入罐率 100%，作业过程采取防喷防漏措施。	符合
在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理达标后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水处理达标后全部回注地层，无废水外排。	符合

在油气集输过程中，应采用密闭流程，减少烃类气体排放。新建 3000m ³ 及以上原油储罐应采用浮顶形式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。	油气集输采用密闭流程，依托现有储罐，新建储罐按要求采用浮顶形式并安装泄漏报警系统。	符合
在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	本项目为原油开采项目，不涉及天然气净化环节。	不涉及

由上表分析可知，本项目所有涉及的清洁生产指标均符合《石油天然气开采业污染防治技术政策》要求，不涉及的指标不影响项目清洁生产水平评价。

8.3 清洁生产水平分析

从工程设计、施工期管理、运营期持续改进等维度综合分析，本项目清洁生产水平达到国内同行业先进水平，具体如下：

（1）工程设计层面

设计阶段充分融入清洁生产理念，优化井场布局和集输流程，选用低能耗、低噪声设备，采用密闭集输工艺，配套完善的环保设施，同步考虑地下水监控和生态恢复，从源头实现清洁生产系统化布局。

（2）施工过程层面

施工期全面推行清洁生产技术，泥浆不落地工艺应用率 100%，钻井液循环率 $\geq 95\%$ ，废水零排放；固废分类处置、资源化利用率高；严格控制扬尘和噪声，完井后及时恢复植被，井场生态恢复良好。

（3）运营期环境管理与持续改进

项目建立完善的 HSE 管理体系，明确环保职责，常态化开展环保培训与审核。运营期持续落实采出水全回注、危废合规处置、地下水跟踪监测、无组织排放管控等措施，编制突发环境事件应急预案并备案，无环境污染事件发生，清洁生产成效显著。

综上，本项目严格执行国家设计规范和清洁生产要求，生产工艺、设备与国内同类油田先进水平相当，资源能源利用效率高，污染物产生量少，废物资源化利用程度高，地下水及生态保护措施严密，环境管理体系健全，符合清洁生产要求，清洁生产水平达到国内同行业先进水平。

9 社会环境影响调查

9.1 社会经济概况

（1）荆州区社会经济概况

荆州区为湖北省荆州市中心城区，地处湖北省中南部、荆州市西北部，坐落于江汉平原腹地，西北承接荆山余脉向江汉平原过渡地带。市域东临沙市区，南毗公安县，西连松滋市、枝江市、当阳市，北接荆门市，全区国土总面积 1045.8 平方千米。截至 2022 年末，荆州区常住人口 57.86 万人，数据源自荆州区 2022 年国民经济和社会发展统计公报，权威准确。

荆州区是荆州市政治、文化、科教中心，坐拥丘岗平原相间的地貌与优质农业资源禀赋，是全国优质粮油生产基地、淡水生态养殖重点产区、都市休闲农业示范基地，素有荆州古城、楚都腹地城市美誉。综合实力稳居市域前列，先后入选中部地区综合竞争力百强区、全国市辖区旅游综合实力百强区；坐拥国家级荆州高新区工业发展平台，聚力培育形成石油机械装备、文旅康养、农产品预制菜三大主导产业，其中石油机械装备产业集群成功入选省级重点成长型产业集群。

2024 年，荆州区经济运行稳中向好、量质齐升，全年实现地区生产总值 453.2 亿元，同比增长 6.5%，经济总量位居荆州各县市区第三位；固定资产投资同比增长 10.0%、社会消费品零售总额同比增长 5.8%；规模以上工业增加值增速 13.2%，位居荆州第四位，文旅消费、高端制造成为经济增长核心引擎。

荆州区位战略价值突出，处于宜荆荆恩城市群、武汉城市圈、洞庭湖生态经济圈联动交汇节点，交通区位优势持续放大。境内荆荆铁路建成通车，沪渝高速、二广高速过境而过，李埠长江公铁大桥加快建设。2024 年全区完成公路水路交通固定资产投资稳步增长。当前荆州区正加快构建全域联通城乡路网，完善城区快速路网体系，加密区域干线公路，聚力打造铁路通达、高速成网、公铁过江、城乡畅联的现代化综合交通新格局。

（2）江陵县社会经济概况

江陵县为湖北省荆州市下辖县，地处湖北省中南部、荆州市东北部，坐落于江汉平原西部、长江荆江段左岸平原地带。县域东临潜江市、监利市，西接荆州区，南濒长江

与公安县隔江相望，北连沙洋县，全县国土总面积 1048.74 平方千米。截至 2022 年末，江陵县常住人口 30.01 万人，数据源自江陵县 2022 年国民经济和社会发展统计公报，权威准确。

江陵县是荆州新兴工业县域，坐拥滨江平原优良耕地与长江岸线资源禀赋，获评全国粮食生产大县、全国水产健康养殖示范县、省级生态示范县，素有千里江陵、千年古城城市美誉。综合实力加速跃升，入选湖北省县域经济进位发展先进县；搭建江陵经济开发区工业发展平台，聚力培育形成绿色煤化工、新能源新材料、纺织服装、农产品加工四大主导产业，华鲁恒升、华电能源等龙头企业落地集聚，化工新材料产业成为县域核心增长极。

2024 年，江陵县经济运行增速领跑、跨越式发展，全年实现地区生产总值 185.15 亿元，同比增长 11.2%，经济总量位居荆州各县市末位、增速稳居全市前列；固定资产投资保持两位数增长、社会消费品零售总额稳步回升；规模以上工业增加值增速 37.9%，位居荆州全市第一位，工业经济成为拉动县域经济的核心支撑。

江陵区位优势价值突出，处于宜荆荆恩城市群、武汉城市圈辐射联动节点，坐拥长江黄金水道与浩吉铁路国家级能源通道交汇优势。境内荆州长江公铁大桥贯通南北，沙公高速、江北高速过境成型，干线公路互联互通。2024 年全县持续加大交通基础设施建设投入，完善港区物流配套。当前江陵县正加快优化县域骨干路网，提升荆州港江陵港区货运吞吐能力，聚力打造铁路能源通道、高速全域覆盖、港口临港物流、公铁水协同联动的现代化综合交通新格局。

9.2 拆迁安置影响调查

9.2.1 临时用地审批合规性

本次荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目竣工环保验收实际共涉及 10 口井，其中环评范围内 8 口井（7 口采油井、1 口水井），环评范围外 2 口采油井；所有验收井场仅分布于荆州区、江陵县两大行政区域。

江陵县马家寨乡分布 6 口井：金斜 9、耀斜 2、耀 1、耀 1 斜-1、金 9 斜-1；荆州区城南街道、太湖港街道、李埠共分布 4 口井：陵 66 斜-4、李 1 斜-1、陵 76 斜-4-1、陵 76 斜-3。

各井场均为油气钻井及采油配套临时用地，按属地管理要求履行了临时用地报批流程，用地程序规范，符合国家及地方土地使用相关管理规定。

项目各井场勘测定界用地以农用地为主，仅少量涉及配套建设用地，全场 10 处井场均不涉及居民住宅、民房及村落拆迁，无人口搬迁、异地安置情况。用地未占用基本农田保护范围，按要求落实临时用地管控及后期复垦相关要求。

9.2.2 合同核心约定

针对荆州区、江陵县辖区内全部验收井场，荆州采油厂均与属地对应村集体经济组织签订临时用地合同。合同明确约定用地年限、期满复垦时限，补偿执行当地农作物补偿标准，遵循占一季赔一季地方惯例，仅针对临时占地及农作物损失进行补偿，无任何拆迁安置补偿相关内容。

合同约定补偿款于协议签订后按约定时限，一次性拨付至指定村集体账户，足额保障农户生产权益。同时明确荆州采油厂为复垦责任主体，用地期满后负责拆除临时建筑（构）筑物、开展土地平整与灌排设施修复。本次验收涵盖封井、长停井、正常采油井、注水井，均只涉及临时占地及后期场地恢复，不涉及民居拆迁和人员安置。

9.2.3 费用监管与耕地保护

项目占地补偿款、复垦资金、生态治理费用均由荆州采油厂专项承担、专款专用，复垦资金按要求实行专户管控或采用保函方式管理，接受主管部门全程监督。

属地管理部门对各井场实行开工核查、日常巡查、动态台账、到期全过程监管；待用地期满复垦完成后开展联合验收，验收合格依规退还相关保证金，对不复垦或复垦不合格的，按规定处置并由责任方承担相关费用。

施工期间各井场均采取表土剥离、分层堆放等耕地保护措施，复垦后纳入属地耕地管护体系。本项目验收范围内所有井场无房屋拆迁、无村民搬迁、无安置人口及安置地块需求，仅涉及农用地临时占用、农作物补偿与后期土地复垦，未产生拆迁安置相关纠纷及环境、社会影响。

9.3 文物保护措施调查

根据项目荆州区、江陵县所有验收井场实地核查，结合属地文物主管部门核实确认，验收范围内未发现文物古迹、历史建筑、革命纪念设施及地下文物埋藏区。项目选址及实际井位布设均避让文物保护区域，后续持续落实动态巡查机制，若施工及后期运维中发现文物线索，立即停工上报并配合做好文物保护工作。

10、公众意见调查

10.1 调查目的

本次公众参与调查，旨在掌握项目周边受影响人群对本项目的态度，核查项目实施产生的各类环境影响，为项目环境保护设施运营维护及竣工环境保护验收提供依据。

10.2 调查方法

本次采用现场发放调查表的方式开展调查。调查人员向受访者介绍项目建设规模、环保治理措施及环境影响情况，由受访者自愿填写问卷，完成后统一汇总分析。调查范围覆盖荆州市荆州区、江陵县项目涉及区域。

10.3 调查内容

本次调查重点了解公众对区域环境质量、征地补偿政策的满意度，以及群众重点关注的环境问题。

10.4 结果统计与分析

建设单位于 2026 年 6 月 11 日，向项目周边居民及相关单位开展问卷调查。本次共发放调查表 25 份，其中单位问卷 5 份、个人问卷 20 份，回收有效问卷 25 份，问卷回收率、有效率均为 100%，调查结果详见下表。

表 10-1 公众参与调查统计一览表

序号	姓名	性别	住址	联系电话	态度
1					支持
2					支持
3					支持
4					支持
5					支持
6					支持
7					支持
8					支持
9					支持
10					支持
11					支持
12					支持
13					支持

14									支持
15									支持
16									支持
17									支持
18									支持
19									支持
20									支持
序号	单位名称				地址			联系电话	态度
1									支持
2									支持
3									支持
4									支持
5									支持

由上表可知，全部受访对象均支持本项目建设。项目各项环保措施已按环评要求落实到位，各类污染物得到有效管控，生态修复工作完成。公众认为项目产生的环境影响可有效消减，能够接纳项目运行带来的相关影响，本次调查未收到反对意见及环境相关投诉。

10.5 公众意见调查结论

本次调查结果显示，受访公众及相关单位均支持本项目实施，认可项目可带动区域经济发展。调查确认项目未对区域生态及自然环境造成破坏，公众参与程序合规、结果有效。

11、污染物排放总量控制调查

本次荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目竣工环保验收范围内共涉及 10 口井场（江陵县 6 口、荆州区 4 口），包含封井、长停井、正常采油井及注水井。根据各井实际运行状态及污染物排放特征，总量控制执行情况如下：

（1）大气污染物排放总量

项目运营期不新增锅炉、加热炉等燃料燃烧类有组织废气排放设施，无新增有组织废气排放源。验收涉及的 10 口井中，封井（金斜 9、陵 66 斜-4）、长停井（耀斜 2、耀 1、耀 1 斜-1、金 9 斜-1、耀斜 5）已停止采油作业，无生产性废气产生；正常采油井（陵 76 斜-4-1、陵 76 斜-4-3）及注水井（李 1 斜-1）均依托现有密闭集输工艺，无组织挥发通过泄漏检测与修复、加强巡检等措施控制。因此，本项目不涉及二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）等常规大气污染物的有组织排放，无需申请相应总量控制指标。无组织排放不纳入区域总量控制管理范畴，不影响区域大气环境总量控制目标。

（2）水污染物排放总量

验收范围内各井产生的生产废水（含采油废水、洗井废水等）均依托荆州采油厂现有回注水处理设施集中处理，达标后全部回注地层，实现废水零排放，不排入地表水体。其中：封井及长停井（共 6 口）已无生产废水产生；正常采油井（3 口）产生的采油废水随原油进入集输系统后分离处理；注水井（1 口）仅涉及注水作业，洗井废水按规范收集处理。全厂无新增外排废水环节，不涉及化学需氧量（COD）、氨氮（NH₃-N）等水污染物排放，无需申请相应总量控制指标。

综上所述，本项目无新增有组织废气排放源和外排废水排放口，不涉及 SO₂、NO_x、COD、NH₃-N 等主要污染物的排放，无需新增污染物排放总量控制指标，符合区域污染物总量控制管理要求。

12、环境风险事故防范及应急措施调查

12.1 环境风险因素

12.1.1 风险物质调查

本工程属于石油开采行业，其中原油属于低毒性物质，原油生产过程无组织挥发产生的烃类物质属低毒性物质，主要有麻醉、刺激和窒息性作用，通常通过呼吸及皮肤接触吸收进入人体。

表 12-1 原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：8002-05-9
理化性质	外观与形状：黑色、墨绿色等颜色，有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：难溶于水，溶于多数有机溶剂
	凝固点（℃）：14.0-16.6℃	沸点（℃）：120~200℃
	相对密度：0.85（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（℃）：<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、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD ₅₀ ：500~5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

12.1.2 风险类型调查

油田开发过程中常见的事故主要有：钻井过程中发生的井喷及泥浆泄漏；油气集输过程中原油、伴生气及含油污水的泄漏；贮运系统中原油冒罐引起的泄漏；以及由自然灾害和人为操作不当所引起的事故等。

表 12-2 风险类型调查表

序号	名称	类型	发生位置	备注
1	井喷	泄露	井口	施工期
2	井下作业物料泄露	泄露	井下	施工期、运营期
3	原油储罐泄露	泄露	井场	运营期

4	暴雨、洪水等自然灾害	自然灾害	全部区域	--
---	------------	------	------	----

12.1.3 风险事故调查

根据调查了解，本工程所在区域的江汉油田从上次规划至今未发生风险事故，评价根据危险物质泄漏、火灾、爆炸等突发事件可能造成的环境风险类型，收集和准备建设项目工程资料，周边环境资料，国内外同行业、同类型事故统计分析 & 典型事故案例资料。

表 12-3 相关事故统计案例分析

时间	事故情况	事故单位	事故原因	危害性分析
2012 年 4 月	钻井井喷	沈阳采油厂	打穿承压水	无人员伤亡，泥浆喷出
2014 年 8 月	井场火灾	长庆油田采油厂六场	违规操作，钻井液直接排放至排污池，闪爆着火	无人员伤亡和，未造成环境污染
2015 年 3 月	原油泄漏	长庆油田公司第四采油厂	原油输油管线破裂	污染面积长 80m，宽 1m，泄漏量约 2m ³
2017 年 7 月	井场火灾	长庆油田采油厂五场	施工过程中在井口实施关井作业中使用非防爆工具关井，碰撞产生火花	1 死 4 伤，未造成环境污染
2021 年 9 月	井喷、火灾	大港油田集团有限责任公司第二钻井工程公司	操作失误	1 人死亡，未造成环境污染

由上表可以看出，曾经发生的事故主要为井喷、泄漏及火灾。井喷事故多在油田开发初期探井钻探过程中发生，主要原因是对地下情况了解掌握较少，井内蓄积压力过大而操作人员疏于观测所致。若在钻井过程中，随时注意参数变化，采取相应处理措施，是可以避免部分井喷发生的。从井喷事故发生概率看，已完钻的探井和生产近万口，只发生过以上几次井喷事故，可见井喷的概率极低。原油泄漏一般在油田运行中后期发生，一些输油管线和储罐在内外腐蚀作用下，易穿孔，在不同地貌环境下，所产生不同程度的环境影响。无论是井喷还是原油泄漏都会导致小范围内的突发性污染事故，对周围地表水、土壤、植被等危害极大。

12.2 风险事故环境影响分析

本项目位于荆州市荆州区、江陵县境内，为石油开采稳产改扩建项目，验收范围包含 3 口采油井、1 口注水井、2 口封井及 4 口长停井。项目主要环境风险物质为原油、油气无组织烃类、含油废水、钻井作业废液及含油类危险废物，原油属于中闪点易燃液体，具有易燃、易挥发、难溶于水特性。主要潜在环境风险包括钻井修作业井喷、井口及井场原油渗漏、集输设施储罐跑冒滴漏、火灾爆炸，以及暴雨洪涝引发的次生水土污染，一旦发生事故，易对区域大气、土壤及地下水造成不利影响。

项目施工严格遵循钻井井控及油气开采环保规范，施工土石方实现内部平衡调配，临时占地及施工道路均已完成平整复绿，生态扰动已全面修复。建设已完成荆州区、江陵县两地突发环境事件应急预案备案，风险等级均为一般；各井场配套井口防喷装置，井场及陵 72 站危废暂存间均配套重点防渗设施，井下实行绿色作业模式；各类废水依托陵 76 站设施处理后全部回注，钻井固废实现资源化利用，含油危废规范暂存并委托资质单位处置，同时配齐应急物资，建立管线、土壤及地下水常态化巡检机制。

项目建设及试运行期间未发生井喷、泄漏、火灾等突发环境事件，无环保投诉，废气、噪声、土壤、地下水、回注水各项监测指标均达标。现有风险防控设施、管理制度及应急预案体系完备，整体环境风险处于可控可接受水平。后续持续强化现场隐患排查、管线日常巡检及应急演练，可长期保障区域生态与环境安全。

13、环境管理及环境监测计划落实情况调查

13.1 荆州采油厂环境管理现状

13.1.1 管理机构

为保障项目建设期及运行期环境管理工作有序开展，需设置专职管理机构及人员，严格贯彻国家生态环境保护法律法规，督查各项环保措施及环保设施运行情况，掌握区域环境质量变化，切实做好项目及周边生态环境保护工作。

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂设置安全环保总监，同步设立QHSE管理室，作为全厂生态环境保护与环境监测专职管理部门，负责相关工作的规划、监督、指导与统筹协调。

项目勘探开发阶段，由厂技术管理中心牵头落实各项环保措施，开展环保工程核查与预验收，对接生态、自然资源等主管部门，完成环保文件与技术资料收集归档；同时委托工程监理单位，全过程监督设计及施工单位环保措施落地执行。

试油阶段由QHSE管理室统一统筹项目环保管理，负责环保文件与技术资料归档，协助主管部门开展环保工程验收，承担运行期环境监测、环境事故防范及对外协调等相关工作。

13.1.2 环境管理职责

（1）开发期的环境管理

- ①建立并推行基建施工作业HSE管理体系；
- ②对项目开发建设全过程环保措施及配套环保工程实施监督检查；
- ③落实施工作业环境监管制度，严控施工对土壤及生态的扰动破坏，重点管控施工扬尘、土石方堆场、道路植被及施工污水排放、迹地恢复等内容，发现问题及时上报主管部门；
- ④负责与生态环境主管部门沟通协调，依规组织项目环保“三同时”验收相关工作。

（2）生产运行期的环境管理

- ①建立并运行油田开发作业HSE管理体系；
- ②传达落实环保法律法规及行业标准，结合厂区实际制定内部环保管理制度并严格

执行；

- ③统筹厂区生态修复、污染治理、日常环境监测等环保常规工作；
- ④制定污染事故防控措施，定期开展环保安全隐患排查；
- ⑤健全环境基础资料、统计报表及环保技术档案规范化管理；
- ⑥编制突发环境应急处置预案；
- ⑦组织全员生态环境保护专业培训。

13.1.3 管理制度

荆州采油厂已建立完善的环保管理规章制度体系，涵盖生态保护、三废治理、环境风险、清洁生产、竣工验收等相关管理规定，主要管理制度详见下表。

表 13-1 企业管理制度一览表

序号	管理制度名称	制度编号	主办部门	生效日期
1	江汉油田环境保护工作管理规定	JJHYT-B0901-42-342-2023-4	安全环保质量管理部	2023 年 11 月 29 日
2	江汉油田污染防治管理规定	JJHYT-B0904-43-194-2025-3		2025 年 5 月 24 日
3	江汉油田建设项目环境保护管理办法	JJHYT-B0909-43-184-2025-3		2025 年 5 月 10 日
4	江汉油田环境因素识别、环境风险评估与控制管理办法	JJHYT-B0906-43-117-2025-2		2025 年 4 月 8 日
5	江汉油田环境应急管理辦法	JJHYT-B0906-43-177-2025-1		2025 年 5 月 24 日
6	江汉油田环境监测管理办法	JJHYT-B0908-43-178-2025-1		2025 年 5 月 24 日
7	荆州采油厂环境保护工作管理规定	GJZCYC-B0901-43-008-2022-2	QHSE 管理室	2022 年 7 月 31 日
8	荆州采油厂污染防治管理规定	GJZCYC-B0904-43-012-2025-3		2025 年 10 月 15 日

13.1.4 HSSE 管理体系

2018 年 9 月 27 日《中国石化 HSSE 管理体系》正式发布，2019 年 1 月 1 日起全面实施。

(1) HSE 管理内容

江汉油田高度重视 HSE 体系建设，2003 年首次发布 HSE 管理手册，后续于 2017 年、2019 年、2021 年先后四次修订完善。油田以 HSE 体系有效运行为主线，以责任落实为抓手，以风险防控为目标，持续推进管理工作系统化、规范化、科学化。

2022 年江汉油田新版 HSE 管理体系手册修订发布，荆州采油厂全面承接并落实，同步发布本厂 HSE 管理体系手册。建设期 HSE 管理涵盖工程优化设计、节能节水降耗、

安全环保设施三同时建设、规范安全施工等内容；运行期 HSE 管理包含组织机构设置、制度体系建设、风险识别管控、事故应急处置、人员教育培训及体系常态化运行维护等工作。

（2）HSE 管理组织结构

荆州采油厂 HSE 管理工作隶属于江汉油田 HSE 管理委员会统一领导，厂内设立 HSE 管理委员会，配备四名专职 HSE 管理员，负责日常 HSE 管理事务。

（3）HSE 管理员的职责

负责生产运行阶段环境管理方案编制与落地检查；分析生产运行中存在的环境问题；监督现场环保措施落实；协助宣贯环保法律法规；组织全员环保教育培训；定期上报环境管理现状并提出优化建议；各级管理人员及作业人员需熟知环保责任与环境影响，严格依规作业，发现隐患及时上报整改。

（4）培训工作

对项目管理及作业人员实行上岗培训、考核上岗制度。培训重点为环保法律法规宣贯，提升全员环保意识；同时开展环保实操技能、环境事件应急处置能力培训。

（5）审核及检查

工程建设期间开展不定期环境与 HSE 专项检查，工程完工同步开展工程质量及 HSE 工作审核验收。

（6）HSE 环境管理要求

①废水、废泥浆、废气管控：采用蒸汽冲洗钻台钻具，从源头减少污染物产生；统一收集处置生产生活废水，实现资源化综合利用；井场配套足量废浆罐，严禁钻井液外排；钻井药剂专人管控，防止流失污染。

②钻屑管理：钻井返出岩屑统一收集，综合利用处置。

③噪声控制：钻机柴油机配套消音设施；合理压缩钻井作业时长，敏感区域可设置移动式声屏障降噪。

④钻井材料和油料管理：物资油料集中管控，杜绝跑冒滴漏；收发油料严格按流程操作；废机油、废油料统一回收，严禁就地倾倒。

⑤地下水保护：通过固井注水泥实现地层隔离；井场设置隔离防护，严防污水、钻

井液流入周边农田及地表水体。

⑥完井环境管理：完井后对废弃泥浆、污水及固废开展无害化处置；做到工完场清、场地整洁；平整井场、恢复地貌，依规办理环保相关手续。

（7）风险管理要求

严格执行职业健康体检制度，职业禁忌人员不得从事对应作业；按规定配发并督促全员规范佩戴劳保用品；特种作业配备专用防护器具；易燃易爆场所严禁配发穿戴化纤、铁钉类防护用品；定期开展作业场所职业危害监测，配齐防护设施；建立职业健康监护档案；开展急救与自救培训；发生人身伤害及时送医处置。

13.2 环境监测计划落实情况调查及建议

荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目勘探作业严格遵循《钻井井控技术规程》《陆上石油天然气钻井环境保护技术规范》等标准规范施工。本次验收范围内的井场状态为：环评范围内 8 口井中，3 口为采油井、1 口为注水井、2 口为封井、2 口为长停井；环评范围外 2 口井均为长停井。项目现阶段无持续性生产排污环节，经现场核查，项目井场土石方实现内部平衡无外弃方，临时占地已完成场地整治、道路修缮及植被恢复，生态治理措施落实到位。综上，本项目现阶段无需另行布设及安排专项环境监测计划。

14、调查结论及建议

14.1 工程概况结论

本项目为荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目，位于湖北省荆州市荆州区、江陵县境内。验收范围包括 10 口井：其中荆州区分布陵 76 斜-4-1（采油井）、陵 76 斜-4-3（采油井）、李 1 斜-1（注水井）、陵 66 斜-4（封井），江陵县分布耀 1 斜-1（长停井）、耀 1（长停井）、耀斜 2（长停井）、耀斜 5（长停井）、金斜 9（封井）、金 9 斜-1（长停井）。建设单位为中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂，验收监测及报告编制单位为湖北荣大环境检测有限公司。

荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环评设计总投资 11700 万元，环保投资 239 万元，占总投资的 2.04%；实际建设投资约 15342 万元，环保实际投资约 314 万元，约占实际总投资的 2.05%。工程建设过程中严格执行了各项环保审批手续，实际建设内容与环评阶段相比未发生重大变更，符合竣工环保验收条件。

14.2 环境保护工作执行情况

验收组通过实地踏查、资料核查及人员访谈表明：建设单位认真执行了环境保护“三同时”制度。环评文件及其批复中提出的废水、废气、噪声、固废及生态保护措施均得到较好落实，施工期环境管理规范，环保设施与生产运行同步。当前各井场（采油井、注水井、长停井、封井）环境保护设施运行正常，现场无遗留环境污染问题，各项污染物排放满足现行标准要求。

14.3 生态影响调查结论

施工期间建设单位严格控制临时占地规模，优化井场布局，最大限度减少对耕地、林地的破坏；井场及管线施工实现土石方平衡，无永久弃方。目前，正常生产井场非生产区域及临时占地已完成植被恢复或土地复垦，长停井及封井场地完成了场地清理、生态修复及农田复垦。现场核查表明：临时占地未造成永久性生态破坏，场地边界清晰，无环境纠纷，区域农业生态系统保持稳定。公众意见调查也印证周边居民对生态恢复现状表示认可。项目对生态环境的影响主要集中在施工期，随施工结束及生态修复措施的落实，影响已降至最低，区域生态功能未受到明显损害。

14.4 污染类要素环境影响调查结论

14.4.1 水环境影响调查结论

(1) 地表水环境影响调查结论

钻前生活污水依托周边农户设施；钻井期移动环保厕所处理生活污水，施工结束后作为农肥还田；钻井废水回用于泥浆配制，试油压裂返排液全部罐车送至周边回注水处理系统处理达标后回注油层；运营期采出水经罐车转运至周边回注水处理系统处理后回注地层。施工及运营全过程实现废水零外排，未对周边地表水体产生影响。

(2) 地下水环境影响调查结论

验收监测结果显示：各井场周边地下水 pH 值范围为 6.8~8.3，石油类浓度均低于 0.01mg/L，满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III类标准限值。部分点位（陵 76 斜-4-1、耀斜 2）溶解性总固体分别为 1720mg/L、1360mg/L，超出 1000mg/L 限值，经分析属江汉盆地局部地层天然高矿化度地质背景所致，与工程活动无直接关联；其余监测点位溶解性总固体均达标。项目采取分区防渗、管线巡检等措施，未造成地下水污染。

(3) 回注水调查结论

验收监测结果显示：陵 76 站回注水中悬浮固体含量（4.8mg/L）、含油量（2.27mg/L）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）相关标准限值要求。

14.4.2 环境空气影响调查结论

施工期项目通过场地硬化、洒水抑尘、裸土覆盖管控扬尘，选用合规燃油、维保施工机械削减尾气排放，规范井口作业以减少油气无组织挥发；运营阶段依托井口密封检修、储油罐日常巡检、常态化井场巡护等措施管控无组织废气逸散。本次验收对验收范围内的采油井和长停井分别布设上风向参照点与下风向监控点位，连续 2 天、每日 3 次开展非甲烷总烃监测，实测上风向浓度区间 0.31mg/m³~1.49mg/m³、下风向浓度区间 1.07mg/m³~2.70mg/m³，全部监测结果均满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）厂界 4.0mg/m³ 控制限值，项目各阶段废气管控有效、污染物排放可控，未对区域大气环境产生不利影响。

14.4.3 声环境影响调查结论

施工期项目选用低噪声施工设备，对高噪机械配套减振、消音、隔音措施，优化施工时段、严控夜间高噪声作业以削减施工噪声；运营阶段仅在用井产生设备运

行噪声，依托设备定期检修保养控制声源强度，封井、长停井无持续性噪声源。本次验收对 7 处井场厂界布设噪声监测点位，连续 2 天、昼夜各开展 1 次监测，实测厂界昼间噪声 45.0~50.0dB(A)、夜间 39.0~43.0dB(A)，全部监测结果满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）1 类区限值要求，项目建设及运营全过程未出现噪声扰民问题，噪声污染得到有效管控，未对区域声环境造成不利影响。

14.4.4 土壤环境影响调查结论

本次验收在项目各采油井、长停井、封井及注水井的井场内、井场外/封井周边共布设 18 个土壤表层监测点位，开展总石油烃（C₁₀~C₄₀）指标单日监测，土壤执行《土壤环境质量建设用土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）第二类用地筛选限值（≤4500mg/kg）；监测结果显示仅耀 1 斜-1 井场内 S1 点位检出总石油烃 14.0mg/kg，其余 17 个点位均未检出该污染物，全部监测数据均远低于标准限值。项目井场防渗、废液围堰等土壤防控设施落实到位，施工及运营过程未造成土壤污染，区域土壤环境质量满足相关规范要求。

14.4.5 固体废物环境影响调查结论

施工期钻井泥浆、钻屑经固化处理后综合资源化利用，落地含油污泥、沾油防渗膜等危险废物集中贮存于危废暂存间、定期委托资质单位处置，生活垃圾交由属地环卫清运；运营阶段仅在用井产生落地油、废含油防渗布等危废，统一规范暂存并委托有资质单位无害化处置，封井、长停井无新增生产固废，井场生活垃圾定点密闭收集后由环卫常态化清运。经现场核查，项目全周期固体废物分类收集、贮存、处置流程合规，落实减量化、无害化、资源化管理要求，无乱堆乱弃现象，未造成二次环境污染。

14.5 社会环境影响调查结论

项目不涉及拆迁安置，临时用地已依法办理审批手续（分别与荆州区、江陵县村集体签订临时用地合同），复垦费用预存专户，土地复垦责任明确。占地范围内未发现需保护的文物古迹。工程建设带动当地临时用工及道路修缮，公众调查中 100%受访者认为项目建设对社会经济具有积极促进作用或无负面影响。

14.6 清洁生产调查结论

本项目在设计、开发方案、生产工艺、设备选型及污染物控制与回收利用等方面均考虑了清洁生产要求。采用环境友好型钻井液体系，钻井液循环率 $\geq 95\%$ ；井下作业配备专用设备，落地原油回收率 100%；生产废水全部回用或回注；固废资源化利用率高。生产工艺成熟，与国内同类油田先进水平相当，符合清洁生产要求。

14.7 总量控制指标调查结论

本项目运营期无新增有组织废气排放设施（不涉及锅炉、加热炉等），无组织排放不纳入总量控制指标；生产废水及生活污水全部回用/回注，实现零外排，不设废水排污口。因此，本项目无需申请污染物排放总量指标，符合区域总量控制管理要求。

14.8 环境风险调查结论

建设单位建立了完善的井控、防喷及应急体系，编制了《突发环境事件应急预案》并完成备案（荆州市生态环境局荆州分局备案）。施工及关井期间未发生井喷、泄漏、火灾等环境风险事故。井场配备围堰、防渗设施及应急物资，依托周边危废暂存间重点防渗，风险防范措施有效，环境风险处于可接受水平。

14.9 环境管理与环境监测计划落实情况调查结论

荆州采油厂已构建覆盖项目全周期的环境管理体系，设置安全环保总监及QHSE 管理室，制定了《江汉油田环境保护工作管理规定》等 8 项核心环保制度，全面承接中国石化 HSE 管理体系，配备 4 名专职 HSE 管理员。施工及运行期废水处理、固废管控、地下水保护等管理要求执行到位，无环境违法违规行。鉴于项目现阶段包含封井、长停井及正常生产井，正常生产井依托集输系统无持续高排水产污，暂时按照现行管理要求开展日常巡检；验收组建议后续转为规模化生产或根据排污许可要求及时恢复并落实包含废水、废气、噪声、土壤及地下水的跟踪监测方案。

14.10 公众意见调查

验收期间共发放调查表 25 份（个人 20 份、单位 5 份），回收率 100%。调查结果显示：100%受访者支持项目建设，100%赞同项目通过竣工环保验收；受访公众及相关单位均支持本项目实施，认为施工及运营期间未造成环境污染事件，临时用地

补偿及复垦承诺得到落实。公众普遍希望后续加强环境管理并定期公开信息，无反对意见及环保投诉，项目公众认同度高，社会稳定风险极低。

14.11 验收调查综合结论及后续管理建议

通过对荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目的实地勘查、资料核查、环境监测及公众意见综合分析，验收组认为：本项目建设过程中认真执行了国家和地方环保法律法规，环评及批复提出的各项污染防治措施和生态保护要求基本落实，环保“三同时”执行良好。施工期废水、废气、噪声、固废均得到妥善处置，未发生环境污染事故；临时占地严格管控，土石方平衡无弃方，封井及长停井场地已完成土地平整、植被复垦等生态修复工作，在役生产井配套环保设施运行稳定。验收监测各项因子达标，区域环境质量未因工程建设而恶化；建设单位环境管理体系健全，风险应急预案完备，100%公众支持项目通过验收。

鉴于项目涵盖在用采油井、注水井以及封井、长停井等多类型井场现状，建议：强化长期生态监测与土地复垦跟踪，对在用生产井每年开展周边农田土壤和地下水监测；完善开采期环境风险防控，动态更新应急预案并定期演练；落实清洁生产持续改进，做好密闭集输工艺运维管控、减少 VOCs 无组织排放；保持公众沟通渠道畅通，常态化公开项目环境管理相关信息。综上，在建设单位履行生态修复承诺、落实管理建议并保证环保设施正常运行的前提下，该项目已基本具备环境保护竣工验收条件，可申请通过验收。

建设项目工程竣工环境保护“三同时”验收登记表

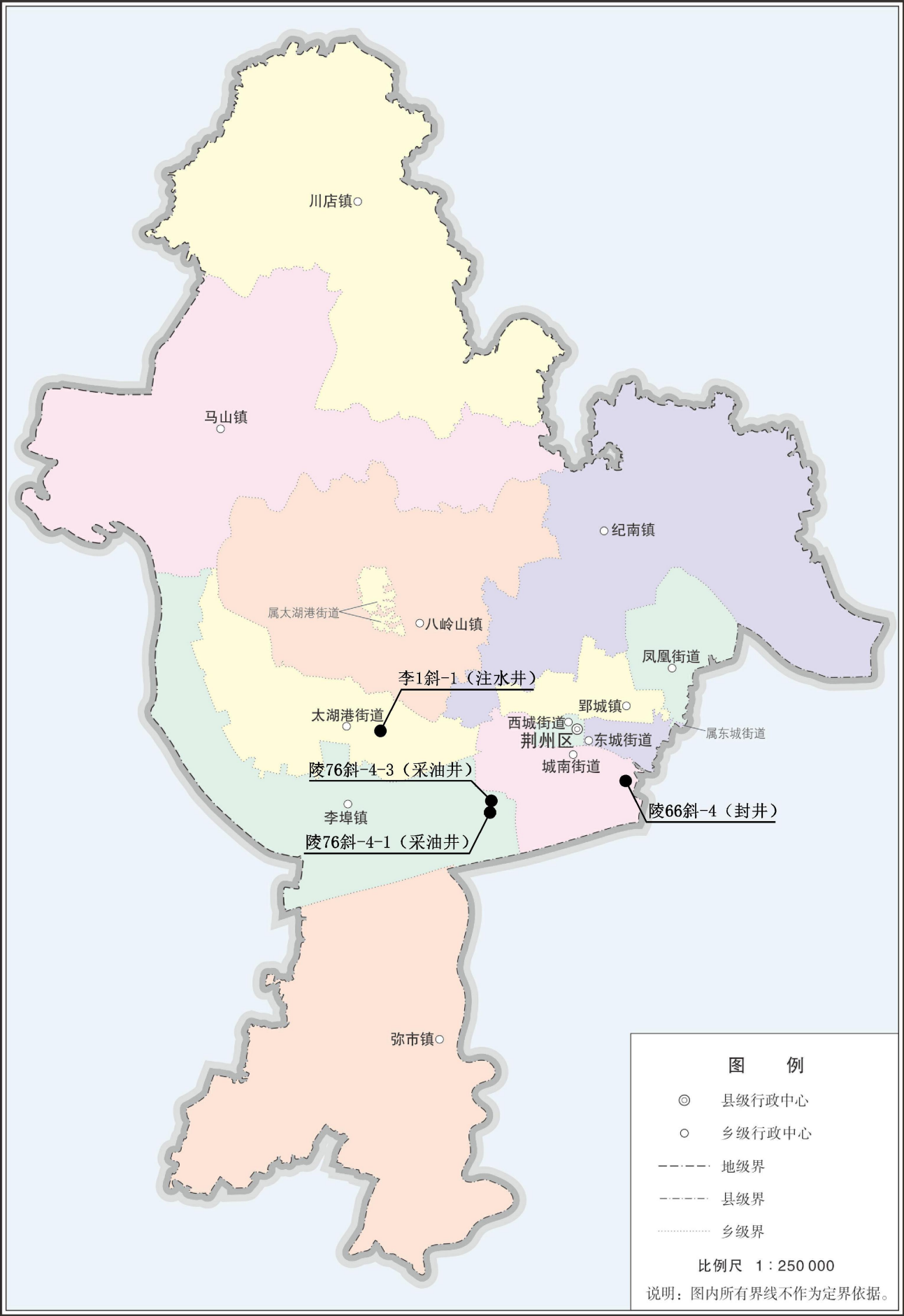
填表单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂

填表人（签字）：崔艳

项目经办人（签字）：崔艳

建设项目	项 目 名 称	荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目					建 设 地 点	荆州市荆州区、江陵县境内								
	行 业 类 别	B0711 陆地石油开采					建 设 性 质	扩建								
	设 计 生 产 能 力	新增产能 0.65 万吨/年		建 设 项 目 开 工 日 期		2016 年 2 月		实 际 生 产	实际产能 0.28 万吨/年		投 入 试 运 行 日 期		2017 年 2 月			
	投资总概算（万元）	11700					环保投资总概算（万元）	239		所 占 比 例 （ % ）		2.04				
	环 评 审 批 部 门	荆州市环境保护局					批准文号		荆环保审文[2016]22 号		批准时间		2016 年 2 月 17 日			
	环 保 验 收 审 批 部 门	— —					批准文号		— —		批准时间		— —			
	环 保 设 施 设 计 单 位	— —			环保设施施工单位		— —		环保设施监测单位		— —					
	实际总投资（万元）	15342					实际环保投资（万元）	314		所 占 比 例 （ % ）		2.05				
	废 水 治 理 （ 万 元 ）	24	废气治理（万元）		29	噪声治理（万元）		10	固 废 治 理 （ 万 元 ）	73	绿化及生态（万元）		152	其它（万元）		26
	新增废水处理设施能力	0					新增废气处理设施能力		0		年 平 均 工 作 时		8760h/a			
建 设 单 位	中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂					联 系 电 话		0716-8450769		环 评 单 位		湖北星瑞环保科技有限公司				
污染物排放总量控制（工业建设项目填）	污 染 物	原有排放量(1)	本期工程实际排放浓度(2)	本期工程允许排放浓度(3)	本期工程产生量(4)	本期工程自身削减量(5)	本期工程实际排放量(6)	本期工程核定排放总量(7)	“以新带老”削减量(8)	全厂实际排放总量(9)	全厂核定排放总量(10)	区域平衡替代削减量(11)	排放增减量(12)			
	废 水	0	/	/	0.0375	0.0375	0	/	/	0	0	/	0			
	化 学 需 氧 量	0	0	/	1.017	1.017	0	/	/	0	0	/	0			
	氨 氮	0	0	/	0.021	0.021	0	/	/	0	0	/	0			
	废 气	0	/	/	0	0	0	0	/	0	0	/	0			
	颗 粒 物	0	0	/	0	0	0	0	/	0	0	/	0			
	二 氧 化 硫	0.037	0	/	0	0	0	0	/	0.037	0.037	/	0			
	氮 氧 化 物	0.233	0	/	0	0	0	0	/	0.233	0.233	/	0			
	工 业 固 体 废 物	0	/	/	0	0	0	/	/	0	0	/	0			
其 它 特 征 污 染 物	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/	/			

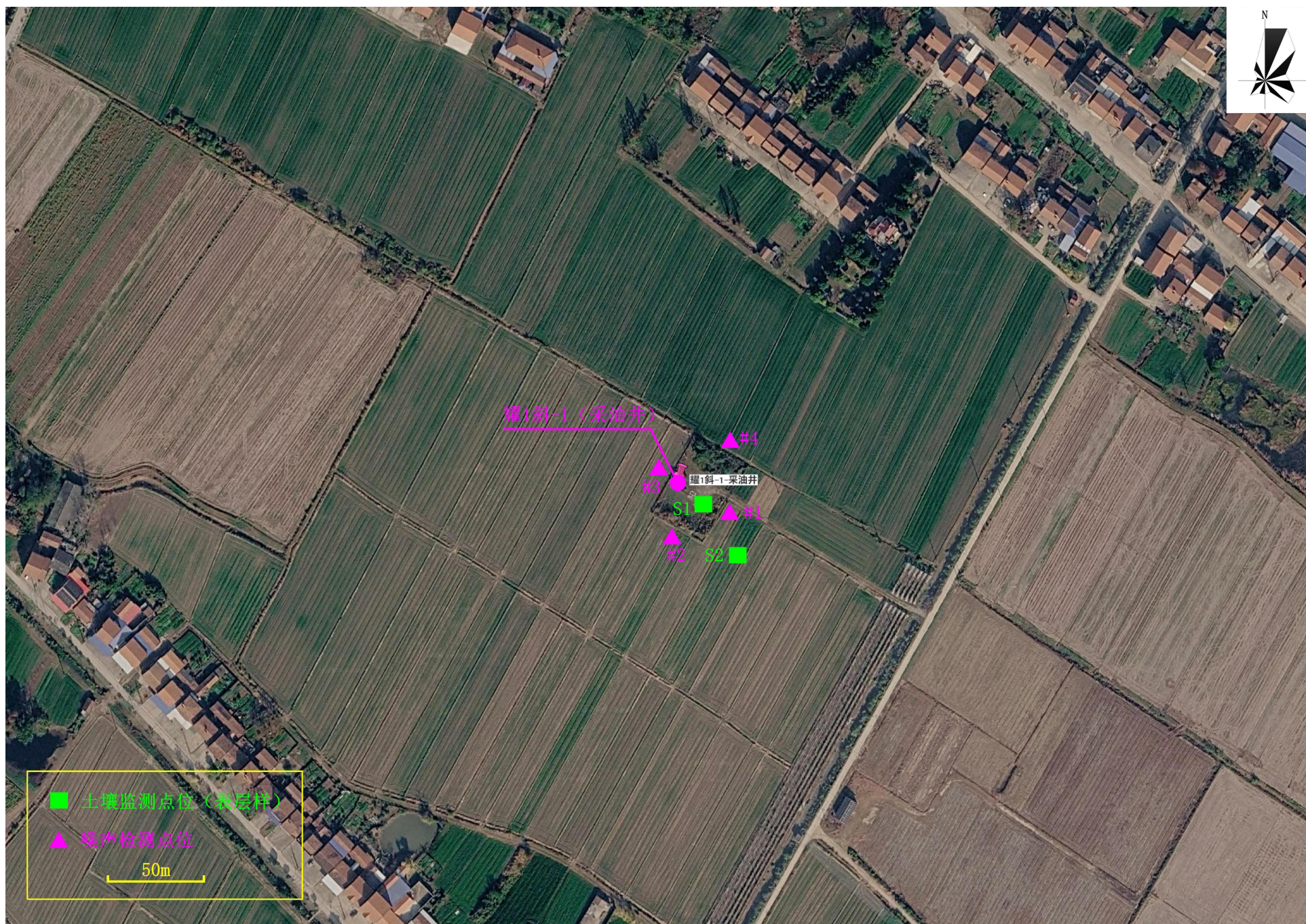
注：1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少
2、(12)=(6)-(8)-(11)，（9）=(4)-(5)-(8)-(11)+（1）
3、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——吨/年；水污染物排放浓度——毫克/升；大气污染物排放浓度——毫克/立方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年。



附图 1-1 地理位置图（荆州区）



附图 1-2 地理位置图（江陵县）



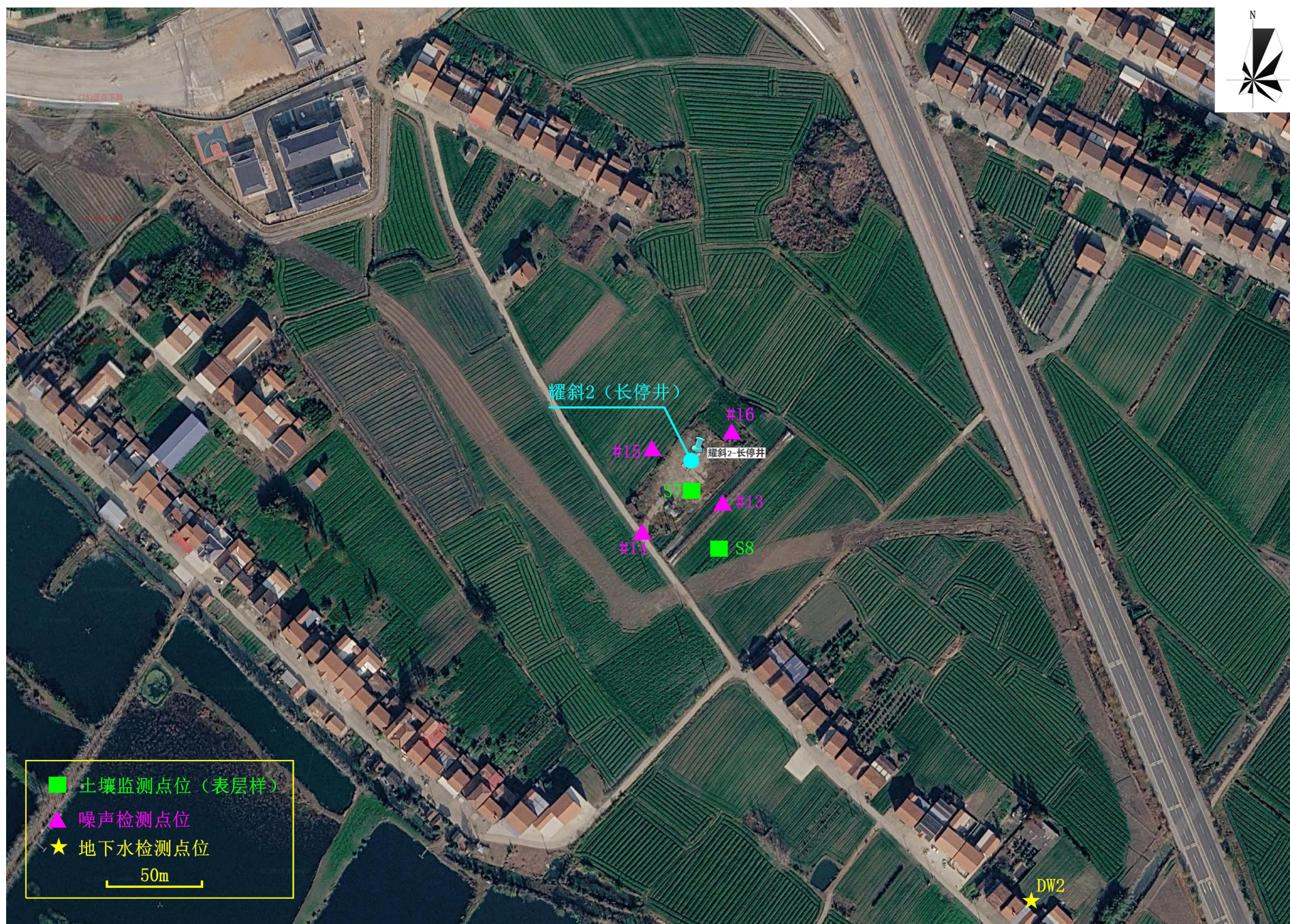
附图 2-1 耀 1 斜-1 (采油井) 检测布点图



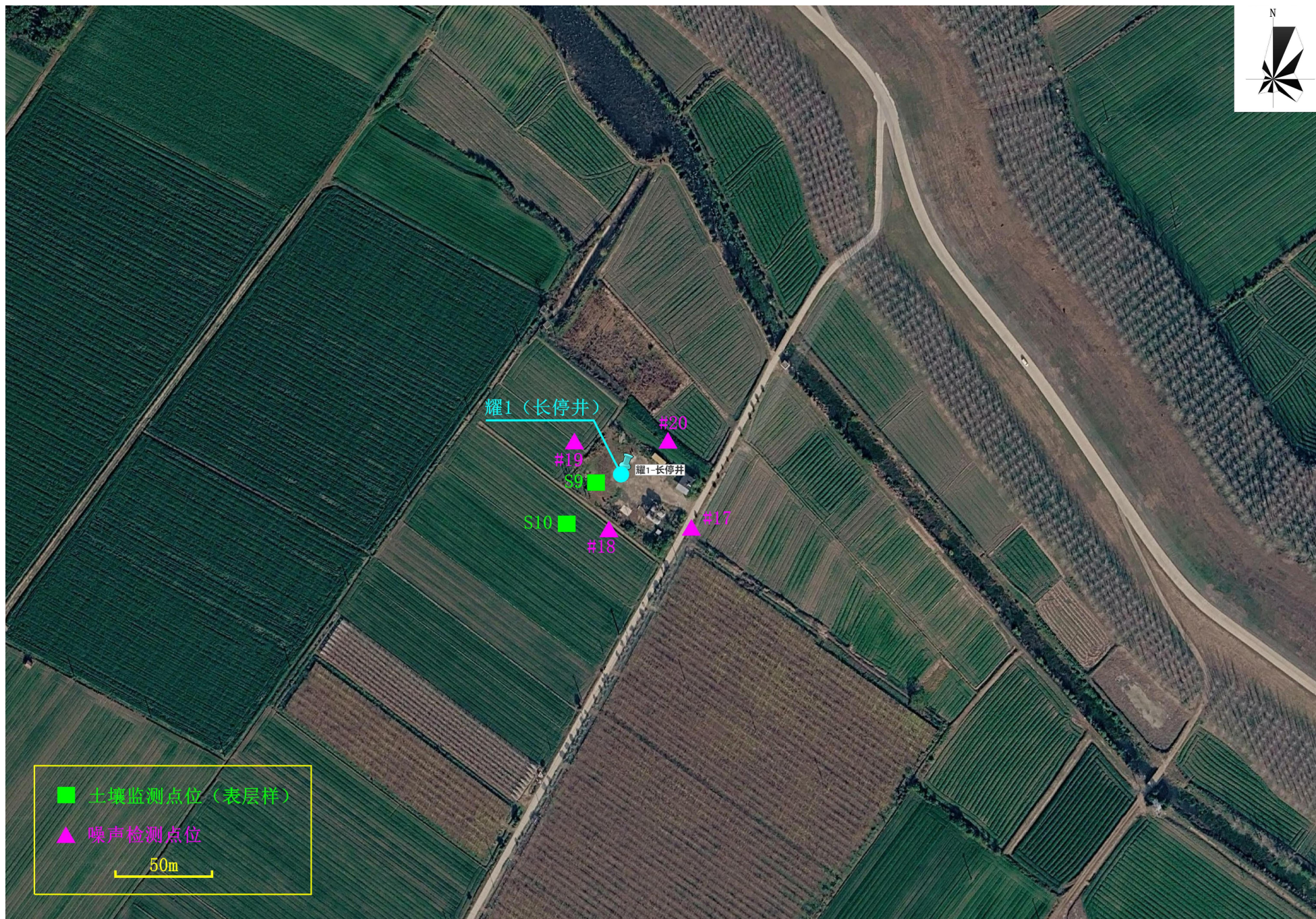
附图 2-2 陵 76 斜-4-1 (采油井) 检测布点图



附图 2-3 陵 76 斜-4-3 (采油井) 检测布点图



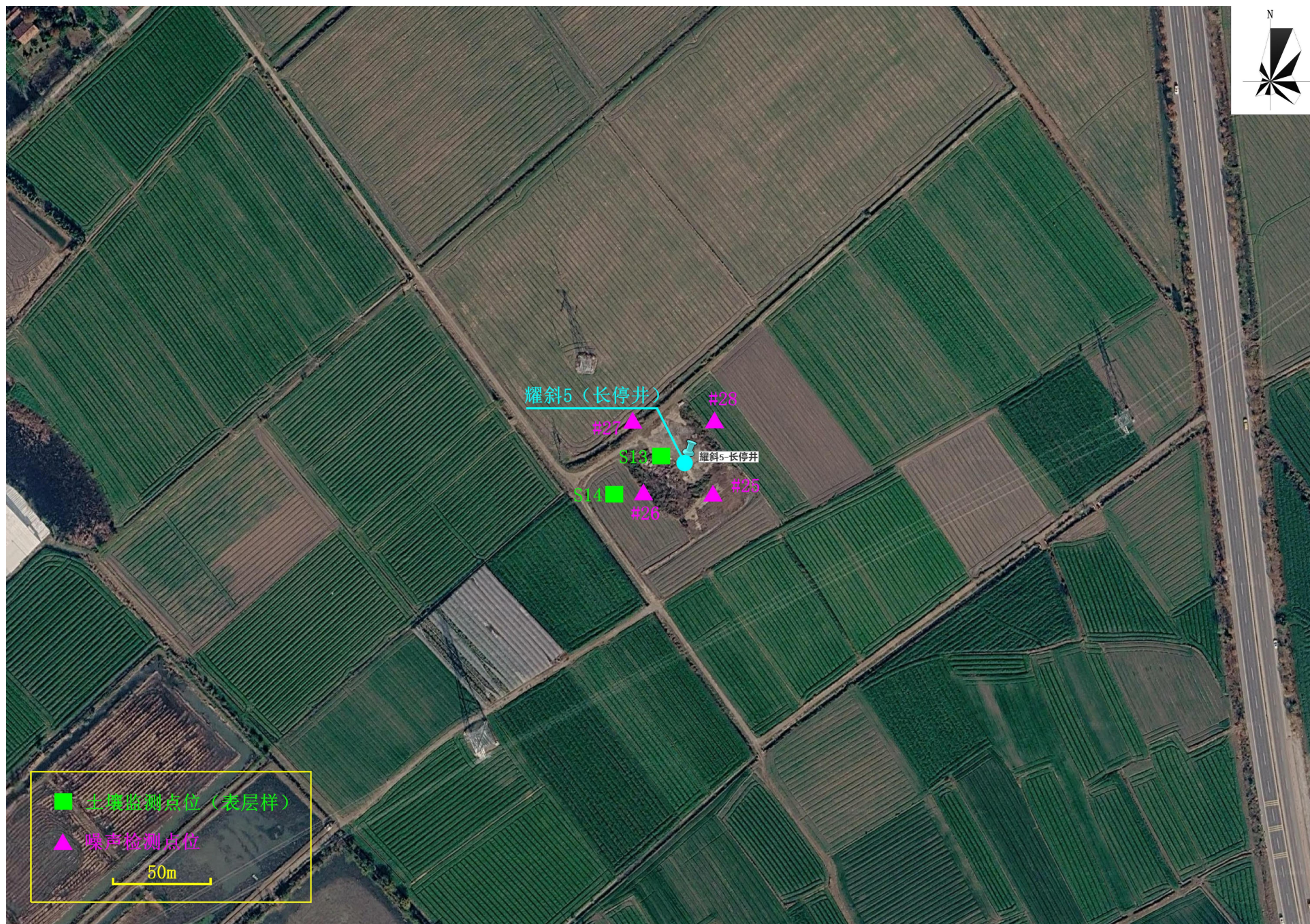
附图 2-4 耀斜 2 (长停井) 检测布点图



附图 2-5 耀 1 (长停井) 检测布点图



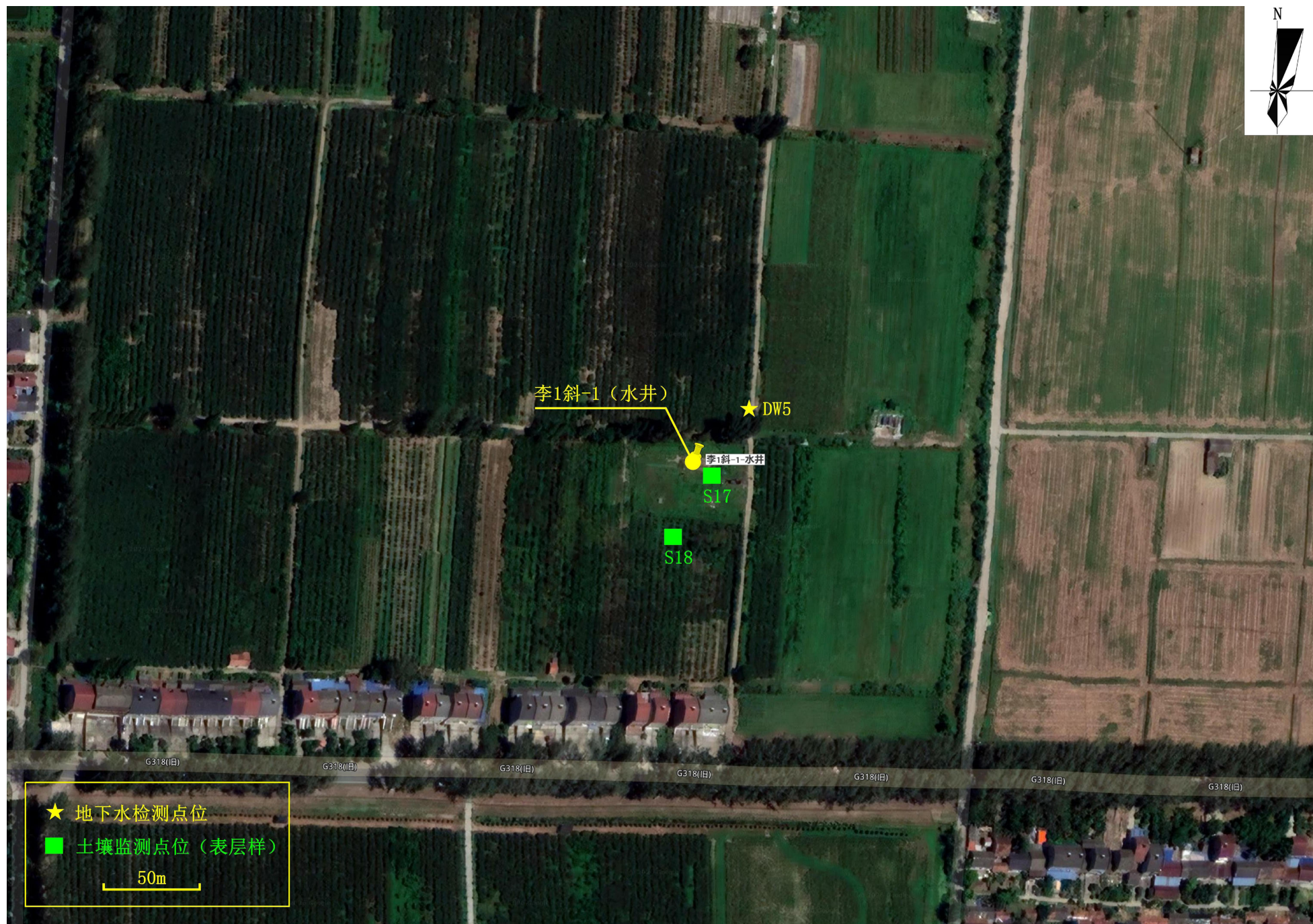
附图 2-6 金 9 斜-1 (长停井)、金斜 9 (封井) 检测布点图



附图 2-7 耀斜 5 (长停井) 检测布点图



附图 2-8 陵 66 斜-4 (封井) 检测布点图



附图 2-9 李 1 斜-1 (注水井) 检测布点图



陵 76 斜-4-1 (采油井)



陵 76 斜-4-3 (采油井)



陵 66 斜-4 (封井)



李 1 斜-1 (注水井)



金 9 斜-1 (长停井)



金 9 斜 (封井)



耀 1 斜-1 (采油井)



耀 1 (长停井)



耀斜 2 (长停井)



耀斜 5 (长停井)

附图 3 项目现场图

荆州市环境保护局文件

荆环保审文〔2016〕22号

关于荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目 环境现状评价报告书的审查意见

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂：

你公司《关于审批<荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书>的请示》收悉。经研究，审查意见如下：

一、该项目选址位于江陵凹陷采油区域，总投资约11700万元，建设规模为通过新增钻井等稳产措施，使原油产量规模维持在9万吨/年，同时副产134万立方米伴生气。项目主要建设内容包括：新钻井8口（其中油井7口，水井1口），主要分布为耀1井区油井3口、金9井区油井1口、陵66斜-1井区油井1口、李1井区水井1口、陵76井区油井2口。站场、井场（除新井外）、管线等主体工程，生活基地、给排水、供热等公用工程，加热炉烟气处

理设施、含油污水处理设施、油泥砂处理设施、钻屑及废弃泥浆处理设施等环保工程依托现有。项目于2014年建成运行，属未批先建。江汉油田环境监测中心站出具的现状监测报告表明，该项目各项污染物能够稳定达标排放。

二、在此基础上，我局原则同意该项目进一步完善环境管理相关手续。你公司应加紧各项环保治理设施的运行和调试工作，向我局申请项目竣工环境保护验收，完善环境管理相关手续。下一步生产营运和环境管理工作应重点做好以下几个方面：

（一）石油开采伴生气经集中收集后，密闭输送至站场加热炉进行燃烧处理，废气排放执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）相关标准限值要求。

（二）根据“雨污分流、清污分流、分质处理、一水多用”的原则建设给排水系统，进一步优化污水处理方案，并切实做好各类管网的防腐、防漏和防渗措施。含油废水经集油站处理分离出油类后，进入现有污水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）标准后用泵提升至注水站回注地层；项目钻井废水经组合撬装式污水处理装置处理后回用。生产废水均不外排，严禁进行污水回注。

（三）选用低噪声设备，降低设备噪声源强。优化厂区平面布置，合理布置高噪声设备。对高噪声设备采取隔声、消声等降噪措施，厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》

(GB12348-2008) 2 类标准, 确保噪声对环境敏感目标的影响满足环境功能要求。

(四) 严格按照有关规定, 对固体废物实施分类处理、处置和管理, 做到“资源化、减量化、无害化”。认真甄别固体废物性质, 立足于无害化处理处置和综合利用, 落地油、油水混合废液和油泥砂等属于危险废物, 均应交有资质的单位进行处理处置, 并按《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001) 及其他相关规定建设好场区内临时贮存设施, 危险废物储存时间不得超过一年, 完善转运和处理处置“五联单”管理制度; 废钻井泥浆和钻屑进行固化处理后就地覆土填埋; 生活垃圾交由环卫部门统一清运。固体废物做到零排放。

(五) 加强环境风险防范措施。合理设置管线防护距离, 根据《石油天然气工程设计防火规范》(GB50183-2004) 和《储罐区防火堤设计规范》(GB50351-2005) 有关规定, 对井场周围设置防火堤。做好井喷油品泄露的控制、截留和清理工作。制定环境风险应急防范预案, 落实环境风险事故预防和应急处理措施, 加强职工培训, 定期开展环境风险应急防范预案演练。

(六) 加强施工期环境保护管理, 防止水土流失、施工扬尘、生态破坏和噪声污染。施工期废水收集后按照报告书要求进行处理; 采取道路洒水、运输车辆覆盖等措施减少施工扬尘; 施工垃圾应按要求妥善处置; 控制施工过程噪声污染, 科学安排施工作

业时间，优先选用低噪声施工设备，避免噪声扰民。

（七）认真做好地下水和土壤污染防治工作。油罐区、污水收集池、事故水应急池、污水收集池、污水管道及危废暂存库应纳入重点防渗区，地面应硬化，做好防渗处理，回注水管道和污水管道采用防渗管，污水收集池和事故池采用钢筋混凝土池体并在表面涂装防渗涂料，定期进行检查和维修，防止对场址周围土壤的污染。

（八）按照国家和地方有关规定设置规范的污染物排放口和固体废物堆放场，并设立标志牌。

（九）落实报告书提出的卫生防护距离，防护距离内不得新建居民住宅、学校、医院等环境敏感点。

（十）项目试运行和营运期应制定详细的环境监测和管理计划，报当地环保部门备案。定期开展厂界及周围空气环境中非甲烷总烃、氮氧化物、二氧化硫、粉尘颗粒物等污染物浓度的监测和调查工作，将监测和调查结果报送当地环保部门，根据监测结果完善废气污染物尤其是特征污染物的防治工作。厂区及周围区域应按相关标准和规范设置地下水监测井和土壤环境质量监测采样点，定期开展地下水和土壤环境环境监测工作，并根据监测结果完善相关污染防治措施。

（十一）应根据《中华人民共和国环境保护法》、环保部《企业事业单位环境信息公开办法》和《建设项目环境影响评价信息公开机制方案》等法律法规的要求，制定建设项目环境信息公开

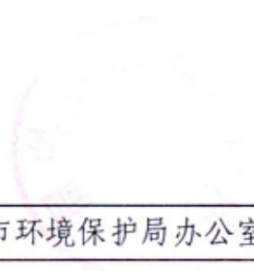
计划，向社会公开单位名称、组织机构代码、法定代表人、生产地址、联系方式、生产经营和管理服务的主要内容、产品及规模等基础信息；公开试运行期和营运期主要污染物及特征污染物的名称、排放方式、排放口数量和分布情况、排放浓度和总量、超标情况，以及污染防治措施、执行的污染物排放标准、核定的排放总量、建设项目环境影响评价及其他环境保护行政许可情况、突发事件应急预案、危险废物产生及处理处置情况等环境信息。依法依规做好公众对项目环境信息质询的沟通回复工作，确保公众对项目建设环境影响的知情权、参与权、监督权和其他权益。

（十二）油井停产封井后，应清除所有环境污染源和环境风险源，做好场址及周围的生态环境修复工作。

三、荆州市环境监察支队负责该项目运营期的环境保护监督检查工作，市环保局荆州分局和江陵县环保局配合做好相关工作。

四、你公司应在收到本审查意见后 20 个工作日内，将本审查意见送荆州市环境监察支队、荆州市环境保护局荆州分局和江陵县环保局，并按规定接受各级环境保护行政主管部门的监督检查。





荆州市环境保护局办公室

2016 年 2 月 17 日印发

荆州市生态环境局荆州区分局文件

荆环分审文〔2020〕26号

关于中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂陵72站危险废物暂存点标准化改造项目环境影响报告表的批复

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂：

你单位报送的《陵72站危险废物暂存点标准化改造项目环境影响报告表》及相关材料已收悉。经研究，批复如下：

一、拟建项目位于荆州市荆州区八岭山镇马跑泉村，暂存点位于陵72站（地理坐标为：东经112°02′49.3″，北纬30°24′30.1″）场内，用地面积约65平方米。预计项目总投资20万元，全部用于环保投资。其主要建设内容为：针对现有发电机及电控柜、抽油机基础、三步砖砌台阶、雨棚屋面等设施；在拆除位新建标准化危废暂存间，配套建设危废池操作混凝土场地、地坪、雨棚围挡等设施。危险废物主要来源于采油管理二区，包括陵72站、陵76站、花园站及

耀金站，收集暂存间后定期交由有资质的单位转移处置。

该项目符合国家产业政策，建设地点符合荆州市城市总体规划和土地利用规划，在落实报告表提出的环境保护措施后，污染物可达标排放。我局原则同意按照报告表所列项目的性质、规模、地点、环境保护对策措施及相关要求进行项目建设。

二、污染物产生和排放预测情况

（一）项目建成后大气污染物主要是危险废物在储存过程中产生的非甲烷总烃，无组织排放量 0.005t/a。

（二）项目建成后的生产废水主要为油泥沙产生的渗滤液，项目渗滤液产生量约 1t/a~2t/a，随危废交由有资质的单位转移处理，不外排。项目生活废水依托现有工作人员，无新增的生活废水产生。

（三）项目建成后噪声源主要为运输车辆噪声。

（四）项目建成后产生的固体废物依托原有的工作人员，无新增生活垃圾。

三、项目建设还应重点做好以下工作：

项目危险废物收集过程必须严格按照《危险废物污染防治技术政策》（环发〔2001〕199号）、《危险废物转移联单制度》、《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）及《湖北省固体（危险）废物转移管理办法》（鄂环发[2011]11号）等相关规定要求执行；危险废物暂存方式必须严格按照

《危险废物污染防治技术政策》(环发〔2001〕199号)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及《危险废物收集贮存运输技术规范》(HJ2025-2012)等相关规定要求暂存。

严格落实《报告表》提出的环境风险防范措施。建立健全风险防控体系和事故排放污染物收集系统,确保事故情况下污染物不排入外环境。完善环境风险事故预防和应急处理措施,加强职工培训,建立与当地政府环境风险防范和应急联动机制,并定期开展演练。

四、建设单位必须严格执行配套的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的环境保护“三同时”制度。加强项目环境保护管理工作,建立健全环境管理规章制度,加强环境保护设施的定期维护保养,确保其正常运行,并注意落实报告表中提出的其他建议,确保各项污染防治措施落实到实处。

五、建设单位是建设项目竣工环境保护验收的责任主体,新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证,纳入排污许可的所有企事业单位必须按期持证排污、按证排污、不得无证排污。环境保护设施未与主体工程同时建成的,或者应当取得排污许可证但未取得的,建设单位不得对该建设项目环境保护设施进行调试。违反本规定要求的,承担相应环保法律责任。

六、本批复下达之日起5年内有效。以上批复仅限《报告表》中确定的内容，若项目的建设地点、性质、规模等发生重大变化，须重新办理环保审批手续。

七、你公司收到批复按规定接受环境保护行政主管部门的监督管理。

2020年11月16日



项目信息自验情况一览

建设项目基本信息

企业基本信息

建设单位名称	中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂	建设单位法人	戴军华
代码类型	统一社会信用代码	统一社会信用代码（组织机构代码/营业执照号）	914210007570080391
建设单位联系人	崔艳	固定电话（选填）	
手机号码	13545686860	电子邮箱	905326255@qq.com
建设单位所在地	湖北荆州荆州区	建设单位详细地址	荆州市荆州区荆南路20号

建设项目基本信息

项目名称	陵72站危险废物暂存点标准化改造项目	项目代码	
建设性质	改扩建	环评文件类型	报告表
行业类别（分类管理名录）	版本：2018 100-危险废物（含医疗废物）利用及处置	行业类别（国民经济代码）	N7724-危险废物治理
项目类型	污染影响类	工程性质	非线性
建设地点	湖北荆州荆州区荆州市荆州区八岭山镇马跑泉村	中心坐标	东经 112度 4分 34秒 北纬 30度 24分 18秒
环评文件审批机关	荆州市生态环境局荆州分局	环评审批文号	荆环分审文〔2020〕26号
环评批复时间	2020-11-16	排污许可批准时间	
本工程排污许可证编号	无	项目实际环保投资(万元)	25
项目实际总投资(万元)	25		



检测报告

— — Test Report — —

荣大检字 (2026) 第 365 号

项目名称： 荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目

委托单位： 中国石油化工股份有限公司
江汉油田分公司荆州采油厂

检测类别： 验收检测

报告日期： 2026 年 05 月 08 日

湖北荣大环境检测有限公司
(加盖检测报告专用章)

Hubei Rongda environmental testing Co.,Ltd

报告说明

1、检测报告无本公司检测报告专用章（包括骑缝章）无效；无三级审核无效；涂改无效；部分复印无效；无授权签字人签名报告无效。

2、检测结果仅对当时的生产工况、排污状况、环境现状及样品检测数据负责，自送样仅对该样品检测数据负责，不对自送检样品来源负责，不对客户提供信息的准确性、完整性负责。

3、本检测报告的使用仅限于检测报告中所规定的检测目的，当使用目的与检测报告中的检测目的不一致时，本检测报告无效。

4、委托方若对本检测报告有异议，须于收到本检测报告之日起三个工作日内以书面形式向本公司提出，逾期不受理。样品超出有效期和复现的样品不受理申诉。

5、不得以任何方式对检测报告进行曲解、误导第三方，本检测报告及数据不得用于商品广告宣传，违者我方有权追究法律责任。

6、如果项目左上角标注“*”，表示该项目不在本单位的 CMA 资质认定范围内。

湖北荣大环境检测有限公司

电话：0728-6245898

邮编：433100

地址：湖北省潜江市经济开发区信心村二组

一、基本情况

检测单位：湖北荣大环境检测有限公司
委托单位：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂
监测内容：无组织废气、废水、地下水、土壤、噪声
采样日期：2026 年 04 月 07 日-04 月 08 日 、04 月 10 日-04 月 11 日
分析日期：2026 年 04 月 07 日-04 月 28 日

二、检测方案

表 1 检测类别、检测点位、检测因子/频次及采样方法

检测类别	检测点位		检测因子	检测频次	采样方法
无组织废气	耀 1 斜-1	1#上风向	非甲烷总烃	2 天，4 次/天	大气污染物无组织排放监测技术导则（HJ/T 55-2000）
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	陵 76 斜-4-1	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	陵 76 斜-4-3	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	耀斜 2	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	耀 1	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	金 9 斜-1	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			
	耀斜 5	1#上风向			
		2#下风向			
		3#下风向			
		4#下风向			

（续上表）

检测类别	检测点位		检测因子	检测频次	采样方法
废水	76 站回注水（76 站站内 W1）		悬浮物、石油类	1 天，1 次/天	污水监测技术规范（HJ 91.1-2019）
地下水	陵 76 斜-4-1 （76 站站内 DW1）		pH 值、溶解性总 固体、石油类	1 天，1 次/天	地下水环境监测技 术规范（HJ 164-2020）
	耀斜 2（东南侧约 300m 处 DW2）				
	金 9 斜-1（东南侧约 430m 处 DW3）				
	陵 66 斜-4（东南约 10m 处 DW4）				
	李 1 斜-1（东北侧约 40m 处 DW5）				
土壤	耀 1 斜-1 井场内		总石油烃 （C ₁₀ ~C ₄₀ ）	1 天，1 次/天	土壤环境监测技术 规范 （HJ/T166-2004）
	耀 1 斜-1 井场外				
	陵 76 斜-4-1 井场内				
	陵 76 斜-4-1 井场外				
	陵 76 斜-4-3 井场内				
	陵 76 斜-4-3 井场外				
	耀斜 2 井场内				
	耀斜 2 井场外				
	耀 1 井场内				
	耀 1 井场外				
	金 9 斜-1 井场内				
	金 9 斜-1 井场外				
	耀斜 5 井场内				
	耀斜 5 井场外				
	陵 66 斜-4 封井周边				
	金斜 9 封井周边				
	李 1 斜-1 井场内				
	李 1 斜-1 井场外				
噪声	耀 1 斜-1	东侧边界外 1m N1	等效连续A声级	2 天，2 次/天 （昼夜各 1 次）	《工业企业厂界环 境噪声排放标准》 （GB 12348-2008）
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			
	陵 76 斜 -4-1	东侧边界外 1m N1			
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			

（续上表）

检测类别	检测点位		检测因子	检测频次	采样方法
噪声	陵 76 斜 -4-3	东侧边界外 1m N1	等效连续A声级	2 天，2 次/天 （昼夜各 1 次）	《工业企业厂界环境噪声排放标准》 （GB 12348-2008）
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			
	耀斜 2	东侧边界外 1m N1			
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			
	耀 1	东侧边界外 1m N1			
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			
	金 9 斜-1	东侧边界外 1m N1			
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			
	耀斜 5	东侧边界外 1m N1			
		南侧边界外 1m N2			
		西侧边界外 1m N3			
		北侧边界外 1m N4			

----- 本页完 -----

三、检测分析方法

表 2 分析方法一览表

检测项目		分析方法	方法来源	仪器名称及编号	检出限
无组织废气	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	GC9790II 非甲烷总烃气相色谱仪 GC1 (RD-045)	0.07mg/m³
废水	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法	GB 11901-89	WRLDN-5800 型恒温恒湿称重系统 (RD-044) /AUW120D 电子天平(RD-072)	0.2mg/L
	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	RN3001 红外分光测油仪 (RD-028)	0.06mg/L
地下水	pH 值	水质 pH 值的测定 电极法	HJ 1147-2020	PHBJ-260 型便携式 PH 计 (RD-121)	/
	溶解性总固体	重量法	《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环保总局（2002 年）	ATX224R 电子天平 (RD-141)	1mg/L
	石油类	水质 石油类的测定 紫外分光光度法	HJ 970-2018	UV-8000PC 紫外可见分光光度计 (RD-080)	0.01mg/L
土壤	总石油烃 (C10-C40)	土壤和沉积物 石油烃 (C10-C40) 的测定 气相色谱法	HJ 1021-2019	磐诺 A60 (RD-096)	6mg/kg
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 (RD-114)	/

四、检测结果

表 3 气象参数统计表

检测日期	气温 (℃)	气压 (kPa)	风速 (m/s)	风向
2026-04-07	24.6	102.46	2.0	北
2026-04-08	22.3	101.26	1.9	北
2026-04-10	21.5	102.04	2.1	南
2026-04-11	23.2	101.23	2.2	南

----- 本页完 -----

表 4 无组织废气检测结果

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-07	耀 1 斜-1	1#上风向	1	0.89	4.0	mg/m ³
				2	0.90		
				3	0.94		
				4	0.96		
			2#下风向	1	2.03		
				2	1.81		
				3	1.84		
				4	1.83		
			3#下风向	1	1.81		
				2	2.10		
				3	2.29		
				4	2.23		
			4#下风向	1	1.51		
				2	1.66		
				3	1.53		
				4	1.57		
非甲烷总烃	2026-04-08	耀 1 斜-1	1#上风向	1	0.92	4.0	mg/m ³
				2	0.81		
				3	0.83		
				4	0.84		
			2#下风向	1	1.19		
				2	1.16		
				3	1.11		
				4	1.21		
			3#下风向	1	1.51		
				2	1.18		
				3	1.19		
				4	1.20		
			4#下风向	1	1.22		
				2	1.24		
				3	1.42		
				4	1.64		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-10	陵 76 斜 -4-1	1#上风向	1	0.94	4.0	mg/m ³
				2	1.00		
				3	1.16		
				4	0.73		
			2#下风向	1	1.42		
				2	1.51		
				3	1.54		
				4	1.50		
			3#下风向	1	1.62		
				2	1.67		
				3	1.70		
				4	1.69		
			4#下风向	1	1.78		
				2	1.79		
				3	1.60		
				4	1.56		
非甲烷总烃	2026-04-11	陵 76 斜 -4-1	1#上风向	1	0.49	4.0	mg/m ³
				2	0.50		
				3	0.53		
				4	0.56		
			2#下风向	1	1.68		
				2	1.55		
				3	1.41		
				4	1.59		
			3#下风向	1	1.62		
				2	1.65		
				3	1.67		
				4	1.67		
			4#下风向	1	1.64		
				2	1.54		
				3	1.36		
				4	1.44		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-10	陵 76 斜 -4-3	1#上风向	1	0.55	4.0	mg/m ³
				2	0.83		
				3	0.60		
				4	0.51		
			2#下风向	1	2.09		
				2	2.14		
				3	2.06		
				4	2.18		
			3#下风向	1	2.16		
				2	2.11		
				3	2.27		
				4	2.07		
			4#下风向	1	1.98		
				2	2.23		
				3	2.50		
				4	2.70		
非甲烷总烃	2026-04-11	陵 76 斜 -4-3	1#上风向	1	0.42	4.0	mg/m ³
				2	0.43		
				3	0.45		
				4	0.45		
			2#下风向	1	1.67		
				2	1.98		
				3	1.89		
				4	1.51		
			3#下风向	1	1.55		
				2	1.62		
				3	1.32		
				4	1.39		
			4#下风向	1	1.33		
				2	1.34		
				3	1.37		
				4	1.42		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-10	耀斜 2	1#上风向	1	0.97	4.0	mg/m ³
				2	0.88		
				3	0.85		
				4	0.88		
			2#下风向	1	1.32		
				2	1.39		
				3	1.55		
				4	1.48		
			3#下风向	1	1.50		
				2	1.48		
				3	1.34		
				4	1.42		
			4#下风向	1	1.41		
				2	1.43		
				3	1.55		
				4	1.42		
非甲烷总烃	2026-04-11	耀斜 2	1#上风向	1	0.53	4.0	mg/m ³
				2	0.42		
				3	0.31		
				4	0.36		
			2#下风向	1	1.07		
				2	1.10		
				3	1.32		
				4	1.14		
			3#下风向	1	1.13		
				2	1.16		
				3	1.19		
				4	1.23		
			4#下风向	1	1.35		
				2	1.42		
				3	1.56		
				4	1.54		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-07	耀 1	1#上风向	1	1.49	4.0	mg/m ³
				2	1.66		
				3	1.20		
				4	1.15		
			2#下风向	1	1.94		
				2	1.88		
				3	1.74		
				4	1.75		
			3#下风向	1	1.77		
				2	1.78		
				3	1.99		
				4	1.96		
			4#下风向	1	1.70		
				2	1.71		
				3	1.60		
				4	1.84		
非甲烷总烃	2026-04-08	耀 1	1#上风向	1	0.73	4.0	mg/m ³
				2	0.71		
				3	0.72		
				4	0.73		
			2#下风向	1	1.15		
				2	1.10		
				3	1.13		
				4	1.39		
			3#下风向	1	1.19		
				2	1.30		
				3	1.16		
				4	1.17		
			4#下风向	1	1.20		
				2	1.23		
				3	1.28		
				4	1.37		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-07	金 9 斜-1	1#上风向	1	0.56	4.0	mg/m ³
				2	0.58		
				3	0.61		
				4	0.59		
			2#下风向	1	1.35		
				2	1.32		
				3	1.36		
				4	1.31		
			3#下风向	1	1.12		
				2	1.10		
				3	1.13		
				4	1.19		
			4#下风向	1	1.32		
				2	1.22		
				3	1.29		
				4	1.22		
非甲烷总烃	2026-04-08	金 9 斜-1	1#上风向	1	0.85	4.0	mg/m ³
				2	0.73		
				3	0.74		
				4	0.77		
			2#下风向	1	1.48		
				2	1.56		
				3	1.49		
				4	1.51		
			3#下风向	1	1.52		
				2	1.58		
				3	1.69		
				4	1.74		
			4#下风向	1	1.76		
				2	1.11		
				3	1.12		
				4	1.14		

（续上表）

检测项目	检测日期	检测点位		检测频次	检测结果	标准限值	单位
非甲烷总烃	2026-04-10	耀斜 5	1#上风向	1	0.46	4.0	mg/m ³
				2	0.38		
				3	0.36		
				4	0.38		
			2#下风向	1	1.92		
				2	1.96		
				3	2.08		
				4	2.03		
			3#下风向	1	2.11		
				2	2.10		
				3	1.98		
				4	1.99		
			4#下风向	1	1.97		
				2	2.06		
				3	2.29		
				4	2.14		
非甲烷总烃	2026-04-11	耀斜 5	1#上风向	1	0.40	4.0	mg/m ³
				2	0.35		
				3	0.31		
				4	0.33		
			2#下风向	1	1.37		
				2	1.49		
				3	1.51		
				4	1.54		
			3#下风向	1	1.22		
				2	1.22		
				3	1.24		
				4	1.25		
			4#下风向	1	1.16		
				2	1.12		
				3	1.18		
				4	1.14		
说明		执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中“5.9 企业边界污染物控制要求”。（标准由委托方指定）					

表 5 废水检测结果

时间、次数 检测项目	2026-04-10	标准限值	单位
	76 站回注水 W1		
悬浮物	4.8	8.0	mg/L
石油类	2.27	5.0	mg/L
说明	执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）表 1 相关标准限值；（标准由委托方指定）		

表 6 地下水检测结果

时间、次数 检测项目	2026-04-07					标准限值	单位
	陵 76 斜 -4-1 DW1	耀斜 2 DW2	金 9 斜-1 DW3	陵 66 斜-4 DW4	李 1 斜-1 DW5		
pH 值（水温）	7.3（9.2）	6.8（9.8）	7.8（8.7）	8.3（9.2）	7.3（9.5）	6.5-8.5	无量纲 （℃）
溶解性总固体	1.72×10 ³	1.36×10 ³	344	464	466	1000	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.05	mg/L
说明	方法检出限加标志位“L”表示检测结果低于方法检出限						
	pH、溶解性总固体执行《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）3 类标准；石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中 3 类标准限值。（标准由委托方指定）						

表 7 土壤检测结果

时间、次数 检测项目	2026-04-07							标准限值	单位
	金 9 斜 -1 井场内	金 9 斜 -1 井场外	金斜 9 封井周边	耀 1 井场内	耀 1 井场外	耀 1 斜 -1 井场内	耀 1 斜 -1 井场外		
总石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	14.0	未检出	≤4500	mg/kg
说明	井场内执行《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 中的第二类用地筛选值要求；井场外及封井周边参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求。（标准由委托方指定）								

表 8 土壤检测结果

时间、次数 检测项目	2026-04-10						标准限值	单位
	耀斜 2 井场内	耀斜 2 井场外	陵 76 斜 -4-1 井 场内	陵 76 斜 -4-1 井 场外	陵 76 斜 -4-3 井 场内	陵 76 斜 -4-3 井 场外		
总石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	≤4500	mg/kg
说明	井场内执行《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 中的第二类用地筛选值要求；井场外及封井周边参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求。（标准由委托方指定）							

----- 本页完 -----

表 9 土壤检测结果

检测项目	2026-04-10					标准 限值	单位
	耀斜 5 井场内	耀斜 5 井场外	陵 66 斜-4 封井周边	李 1 斜-1 井场内	李 1 斜-1 厂外井场 外		
总石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）	未检出	未检出	未检出	未检出	未检出	≤4500	mg/kg
说明	井场内执行《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 中的第二类用地筛选值要求；井场外及封井周边参照执行《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 中的第二类用地筛选值要求。（标准由委托方指定）						

表 10 耀 1 斜-1 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-07			2026-04-08			标准 限值	单位
		昼 (13:00--15:00)	夜 (23:00--01:00)		昼 (13:00--15:00)	夜 (23:00--01:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	45	40	53.1	47	42	59.4	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	46	41	55.4	45	41	51.4		dB(A)
N3	厂界西侧	47	41	58.5	47	41	56.2		dB(A)
N4	厂界北侧	47	40	54.4	47	41	54.6		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区 限值。（标准由委托方指定）							

表 11 陵 76 斜-4-1 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-10			2026-04-11			标准 限值	单位
		昼 (13:00--15:00)	夜 (00:00--02:00)		昼 (13:00--15:00)	夜 (01:00--03:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	47	41	55.9	45	42	54.8	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	47	41	53.0	47	40	53.4		dB(A)
N3	厂界西侧	48	41	51.6	47	41	55.4		dB(A)
N4	厂界北侧	48	40	54.3	47	41	51.5		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区 限值。（标准由委托方指定）							

----- 本页完 -----

表 12 陵 76 斜-4-3 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-10			2026-04-11			标准 限值	单位
		昼 (16:00--17:00)	夜 (02:00--04:00)		昼 (16:00--18:00)	夜 (02:00--04:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	50	42	55.1	48	43	58.6	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	49	42	52.1	48	40	52.5		dB(A)
N3	厂界西侧	50	41	52.4	49	40	54.8		dB(A)
N4	厂界北侧	49	41	55.0	50	40	53.4		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区 限值。（标准由委托方指定）							

表 13 耀斜 2 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-10			2026-04-11			标准 限值	单位
		昼 (08:00--09:00)	夜 (22:00--23:00)		昼 (09:00--11:00)	夜 (22:00--00:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	48	41	52.5	49	42	57.6	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	50	40	52.0	49	41	57.4		dB(A)
N3	厂界西侧	49	42	54.6	48	41	55.2		dB(A)
N4	厂界北侧	50	41	53.6	48	41	55.6		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区限值。（标准由委托方指定）							

表 14 耀 1 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-07			2026-04-08			标准 限值	单位
		昼 (15:00--17:00)	夜 (00:00--02:00)		昼 (15:00--16:00)	夜 (00:00--02:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	45	42	56.2	46	42	58.6	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	46	41	58.2	46	41	54.9		dB(A)
N3	厂界西侧	46	42	57.0	46	40	51.5		dB(A)
N4	厂界北侧	47	41	53.6	46	39	51.4		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区限值。（标准由委托方指定）							

----- 本页完 -----

表 15 金 9 斜-1 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-07			2026-04-08			标准 限值	单位
		昼 (10:00--12:00)	夜 (22:00--23:00)		昼 (09:00--11:00)	夜 (22:00--23:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	48	40	55.3	47	41	52.8	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	46	39	54.2	47	41	54.9		dB(A)
N3	厂界西侧	46	40	51.5	46	41	53.0		dB(A)
N4	厂界北侧	47	40	54.8	47	40	54.8		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区 限值。（标准由委托方指定）							

表 16 耀斜 5 噪声检测结果

测点 编号	测点位置	2026-04-10			2026-04-11			标准 限值	单位
		昼 (10:00--12:00)	夜 (23:00--01:00)		昼 (11:00--13:00)	夜 (23:00--01:00)			
		Leq	Leq	Lmax	Leq	Leq	Lmax		
N1	厂界东侧	46	42	54.2	47	42	56.4	昼 55 夜 45	dB(A)
N2	厂界南侧	47	41	55.6	47	41	52.2		dB(A)
N3	厂界西侧	48	41	56.9	47	40	52.2		dB(A)
N4	厂界北侧	47	41	55.2	46	41	51.9		dB(A)
说明		执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）表 1 中 1 类功能区 限值。（标准由委托方指定）							

五、质量控制与质量保证

- 1、质量控制与质量保证严格执行国家环保部颁发的相关环境监测技术规范、分析的标准及方法，实施全过程的质量控制。
- 2、所有检测分析仪器均在有效检定/校准期内，并参照有关计量检定规程定期校验和维护。
- 3、严格按照相应的标准分析方法进行检测。
- 4、为确保检测数据的准确、可靠，在样品的采集、运输、保存和数据计算的全过程均按照相关技术规范的要求进行。
- 5、声级计测量前后在现场进行声学校准，且前、后校准示值偏差小于 0.5dB。
- 6、实验室采用空白样、平行样、质控样品的测定等措施对检测全过程进行质量控制
- 7、技术人员经考核合格，持证上岗。

表 17 噪声质量控制表

检测项目	质量控制措施	检测结果(dB(A))	方法允许范围 (dB (A))	评价
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.7 测量后 93.8	≤ 0.5	合格
噪声	现场校正	校准值 94.0 测量前 93.8 测量后 93.7	≤ 0.5	合格

----- 本页完 -----

表 18 平行样检测结果

检测类别	检测项目	检测结果(mg/m ³)	平均值(mg/m ³)	相对偏差(%)	方法允许相对偏差(%)	评价
废气	非甲烷总烃	2.01	2.10	4.3	≤±20	合格
		2.18				
		1.55	1.57	1.3	≤±20	合格
		1.59				
		1.78	1.78	0.6	≤±20	合格
		1.79				
		1.88	1.84	2.7	≤±20	合格
		1.79				
		1.10	1.10	0.9	≤±20	合格
		1.11				
		1.21	1.22	0.8	≤±20	合格
		1.22				
		1.17	1.18	0.8	≤±20	合格
		1.18				
		1.66	1.64	1.2	≤±20	合格
		1.63				
		1.28	1.30	2.3	≤±20	合格
		1.33				
		1.34	1.37	2.2	≤±20	合格
		1.40				
		1.56	1.58	1.9	≤±20	合格
		1.61				
		1.13	1.14	1.8	≤±20	合格
		1.16				
		1.67	1.67	0	≤±20	合格
		1.67				
		1.56	1.56	0.6	≤±20	合格
		1.55				
		2.10	2.11	0.5	≤±20	合格
		2.12				
		2.70	2.70	0.4	≤±20	合格
		2.71				
		1.49	1.48	0.7	≤±20	合格
		1.47				
		1.45	1.42	2.1	≤±20	合格
		1.40				

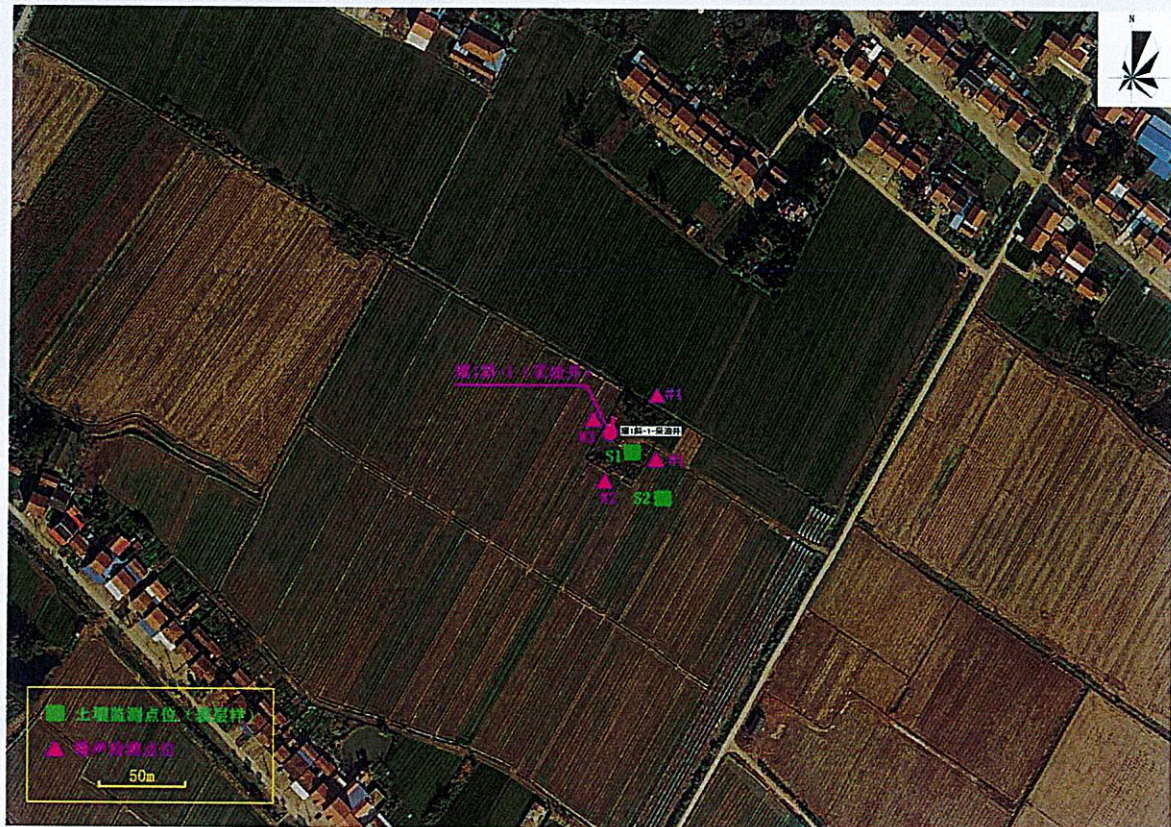
（续上表）

检测类别	检测项目	检测结果(mg/m³)	平均值(mg/m³)	相对偏差(%)	方法允许相对偏差(%)	评价
废气	非甲烷总烃	2.05	2.10	2.9	≤±20	合格
		2.16				
		2.26	2.14	5.6	≤±20	合格
		2.02				
		1.64	1.65	0.6	≤±20	合格
		1.66				
		1.42	1.44	2.1	≤±20	合格
		1.47				
		1.59	1.62	1.9	≤±20	合格
		1.65				
		1.40	1.42	1.4	≤±20	合格
		1.44				
		1.17	1.16	0.9	≤±20	合格
		1.15				
		1.53	1.54	0.6	≤±20	合格
		1.55				
		1.21	1.22	0.8	≤±20	合格
		1.23				
		1.13	1.14	0.9	≤±20	合格
		1.15				

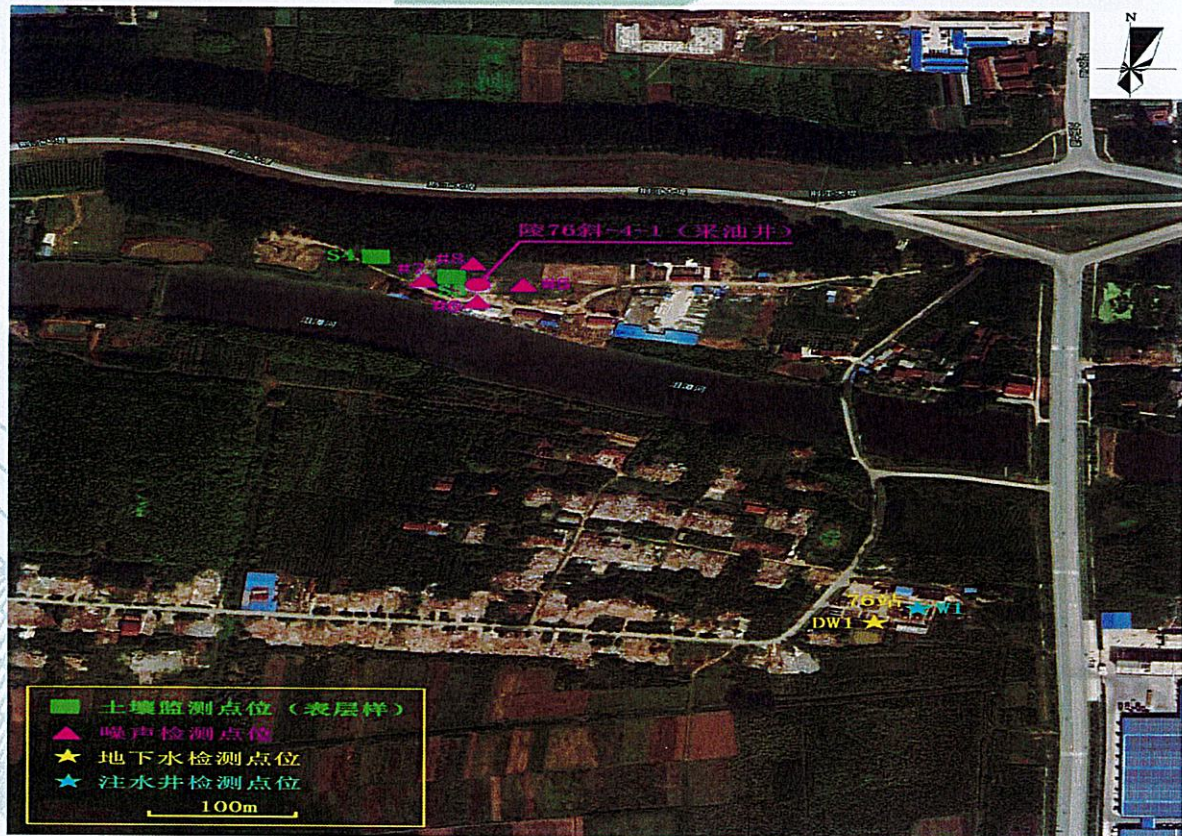
-----本页完-----

六、附件

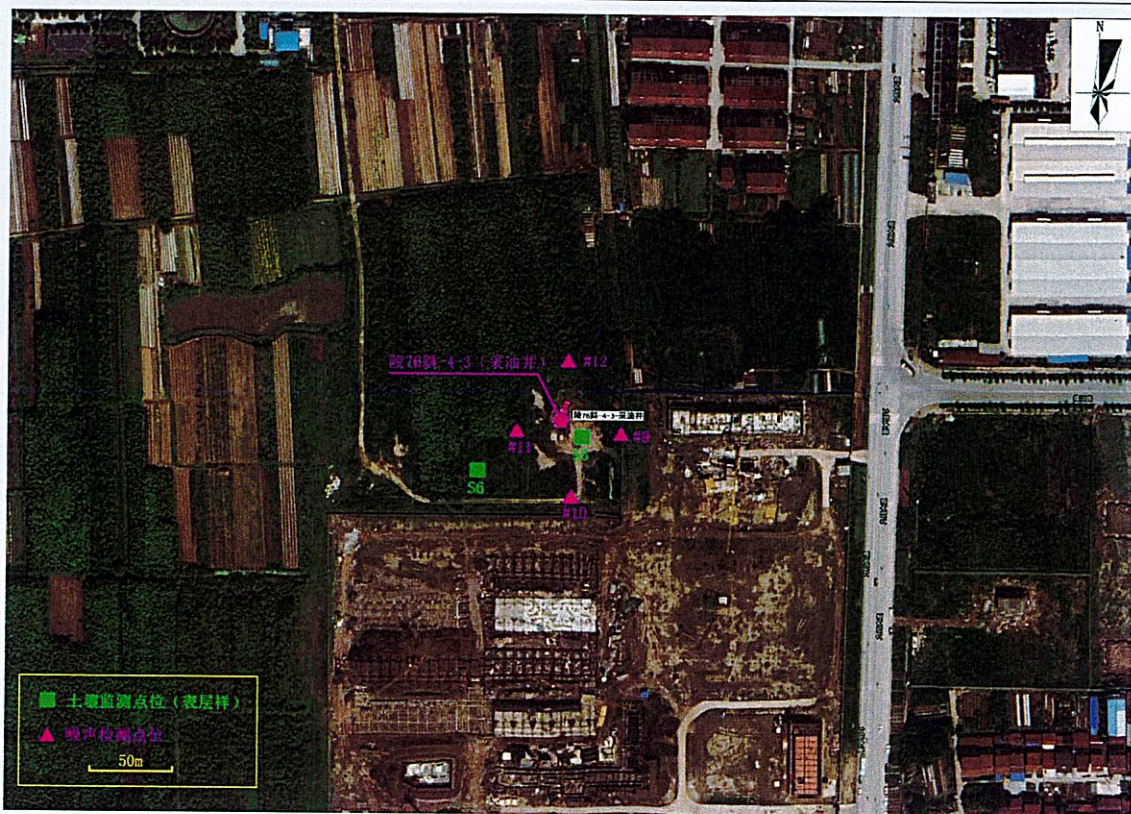
（1）监测布点



附图1 耀1斜-1 采油井监测点位设置示意图



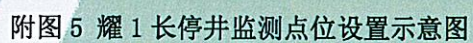
附图2 陵76斜-4-1 采油井监测点位设置示意图

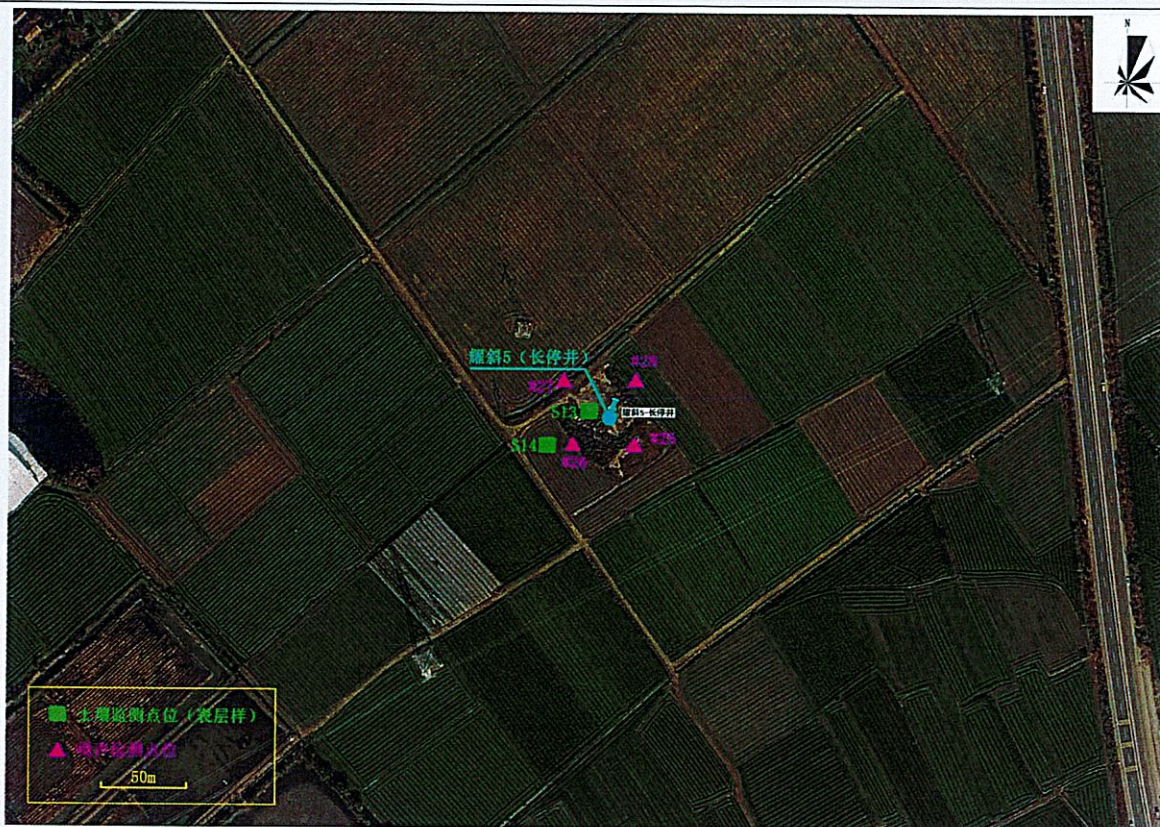


附图 3 陵 76 斜-4-3 采油井监测点位设置示意图



附图 4 耀斜 2 长停井监测点位设置示意图

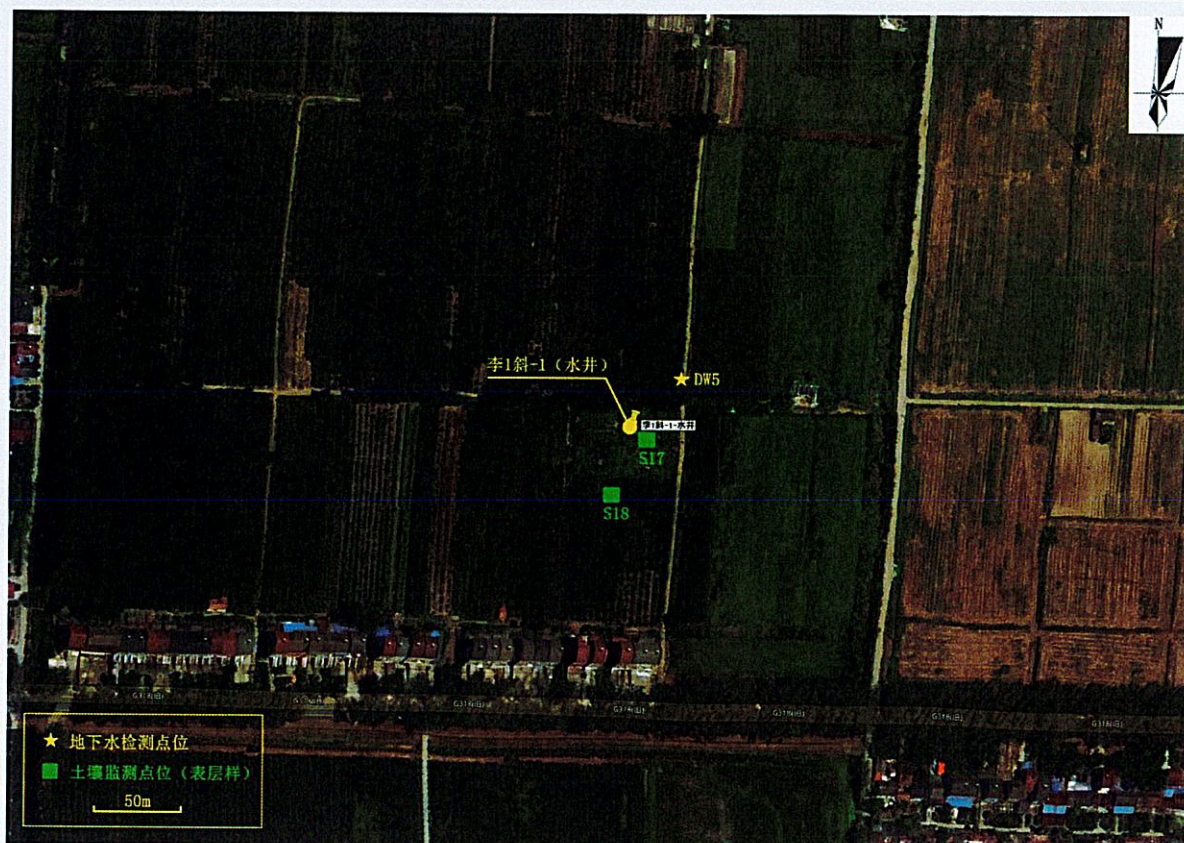




附图 7 耀斜 5 长停井监测点位设置示意图



附图 8 陵 66 斜-4 封井监测点位设置示意图



附图9 李1斜-1注水井监测点位设置示意图

(2) 现场照片



4月7日耀1斜-1 1#上风向



4月7日 2#下风向



4月7日 3#下风向



4月7日 4#下风向



4月8日耀1斜-1 1#上风向



4月8日 2#下风向



4月8日 3#下风向



4月8日 4#下风向



4月10日陵76斜-4-1 1#上风向



4月10日 2#下风向



4月10日 3#下风向



4月10日 4#下风向



4月11日陵76斜-4-1 1#上风向



4月11日 2#下风向



4月11日 3#下风向



4月11日 4#下风向



4月10日陵76斜-4-3 1#上风向



4月10日 2#下风向



4月10日 3#下风向



4月10日 4#下风向



4月11日陵76斜-4-3 1#上风向



4月11日 2#下风向



4月11日 3#下风向



4月11日 4#下风向



4月10日耀斜2 1#上风向



4月10日 2#下风向



4月10日 3#下风向



4月10日 4#下风向



4月11日耀斜2 1#上风向



4月11日 2#下风向



4月11日 3#下风向



4月11日 4#下风向



4月7日耀1 1#上风向



4月7日 2#下风向



4月7日 3#下风向



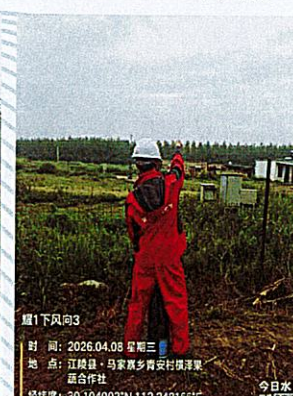
4月7日 4#下风向



4月8日耀1 1#上风向



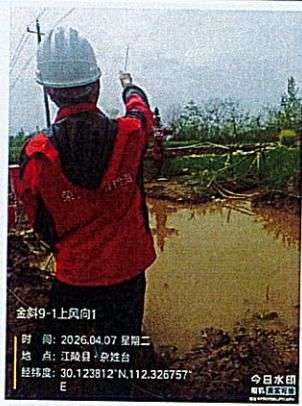
4月8日 2#下风向



4月8日 3#下风向



4月8日 4#下风向



4月7日金9斜-1 1#上风向



4月7日 2#下风向



4月7日 3#下风向



4月7日 4#下风向



4月8日金9斜-1 1#上风向



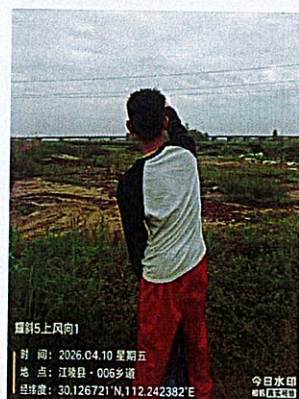
4月8日 2#下风向



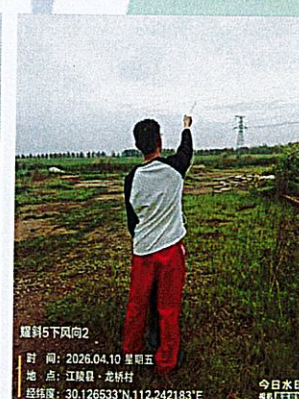
4月8日 3#下风向



4月8日 4#下风向



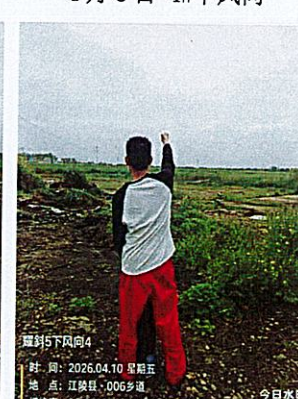
4月10日耀斜5 1#上风向



4月10日 2#下风向



4月10日 3#下风向



4月10日 4#下风向



4月11日耀斜5 1#上风向



4月11日 2#下风向



4月11日 3#下风向



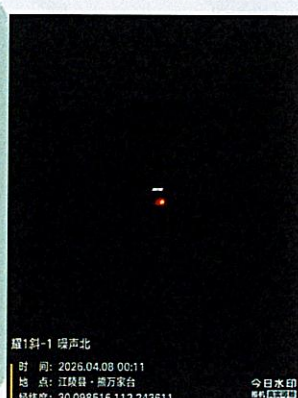
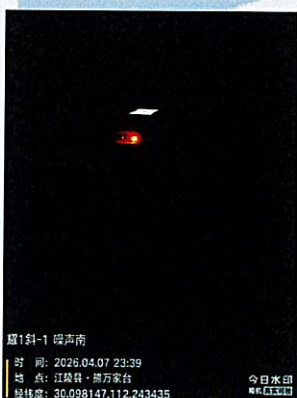
4月11日 4#下风向



4月7日耀1斜-1 噪声东△N1 4月7日 噪声南△N2

4月7日 噪声西△N3

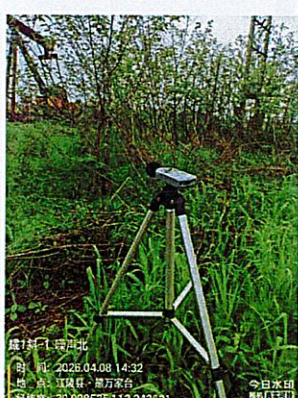
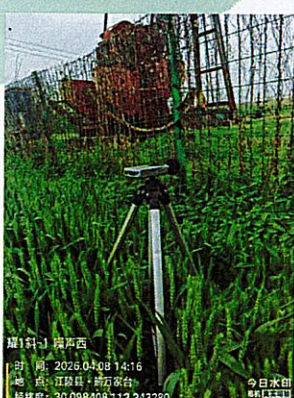
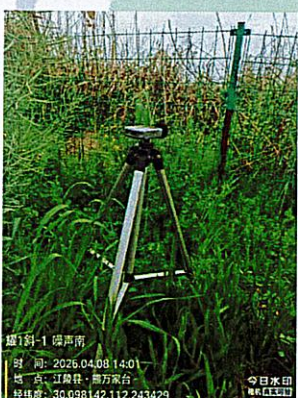
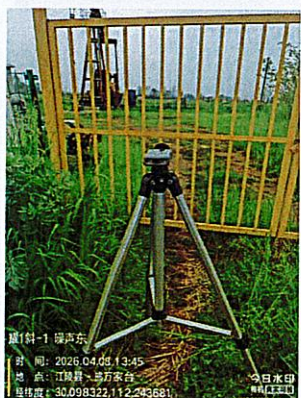
4月7日 噪声北△N4



4月7日耀1斜-1 噪声东夜△N1 4月7日 噪声南夜△N2

4月7日 噪声西夜△N3

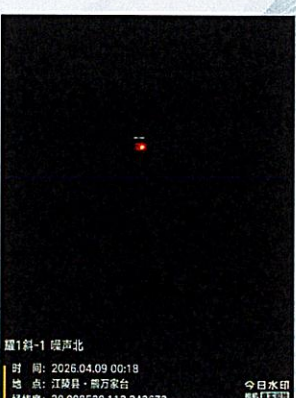
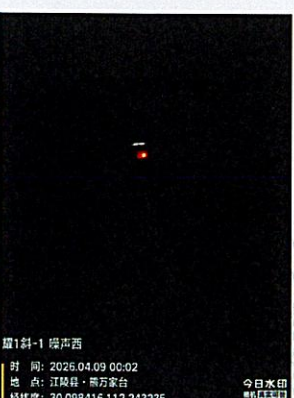
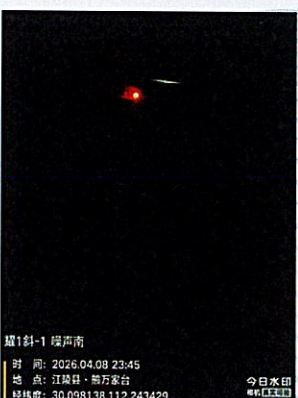
4月7日 噪声北夜△N4



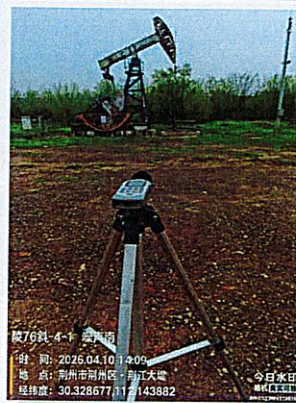
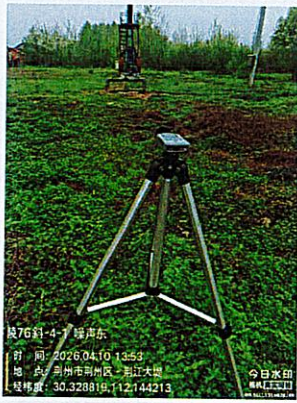
4月8日耀1斜-1 噪声东△N1 4月8日 噪声南△N2

4月8日 噪声西△N3

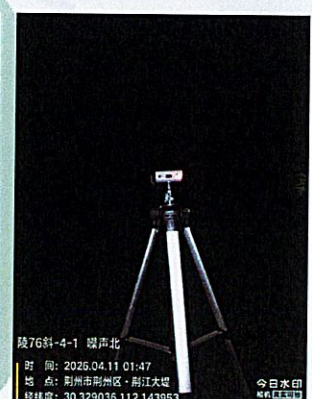
4月8日 噪声北△N4



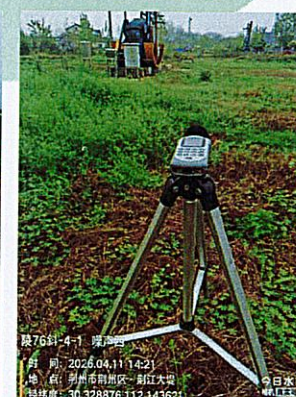
4月8日耀1斜-1 噪声东夜△N1 4月8日 噪声南夜△N2 4月8日 噪声西夜△N3 4月8日 噪声北夜△N4



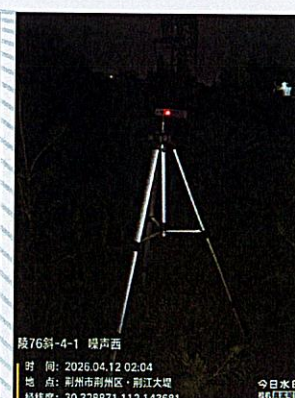
4月10日陵76斜-4-1 噪声东△N1 4月10日 噪声南△N2 4月10日 噪声西△N3 4月10日 噪声北△N4



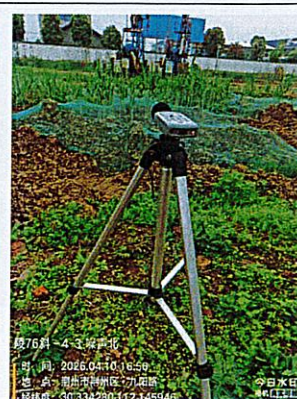
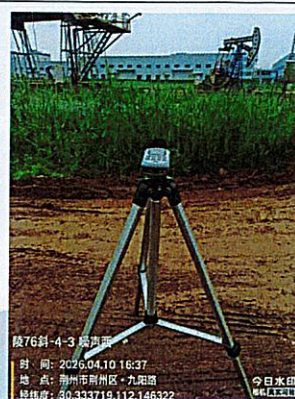
4月10日陵76斜-4-1 噪声东夜△N1 4月10日 噪声南夜△N2 4月10日 噪声西夜△N3 4月10日 噪声北夜△N4



4月11日陵76斜-4-1 噪声东△N1 4月11日 噪声南△N2 4月11日 噪声西△N3 4月11日 噪声北△N4



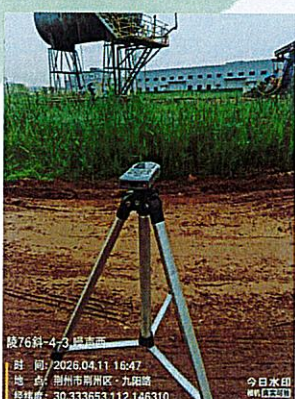
4月11日陵76斜-4-1 噪声东夜△N1 4月11日 噪声南夜△N2 4月11日 噪声西夜△N3 4月11日 噪声北夜△N4



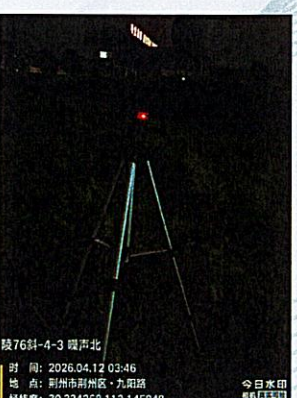
4月10日陵76斜-4-3 噪声东 Δ N1 4月10日 噪声南 Δ N2 4月10日 噪声西 Δ N3 4月10日 噪声北 Δ N4



4月10日陵76斜-4-3 噪声东夜 Δ N1 4月10日 噪声南夜 Δ N2 4月10日 噪声西夜 Δ N3 4月10日 噪声北夜 Δ N4



4月11日陵76斜-4-3 噪声东 Δ N1 4月11日 噪声南 Δ N2 4月11日 噪声西 Δ N3 4月11日 噪声北 Δ N4



4月11日陵76斜-4-3 噪声东夜 Δ N1 4月11日 噪声南夜 Δ N2 4月11日 噪声西夜 Δ N3 4月11日 噪声北夜 Δ N4



4月10日耀斜2 噪声东 Δ N1



4月10日 噪声南 Δ N2



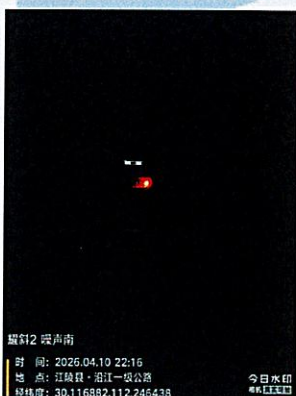
4月10日 噪声西 Δ N3



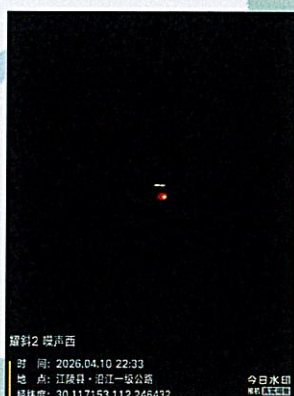
4月10日 噪声北 Δ N4



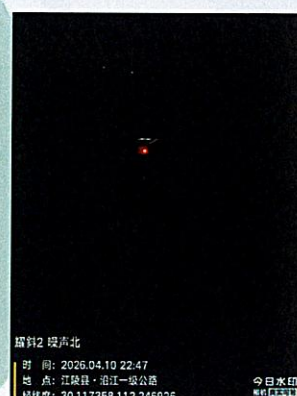
4月10日耀斜2 噪声东夜 Δ N1



4月10日 噪声南夜 Δ N2



4月10日 噪声西夜 Δ N3



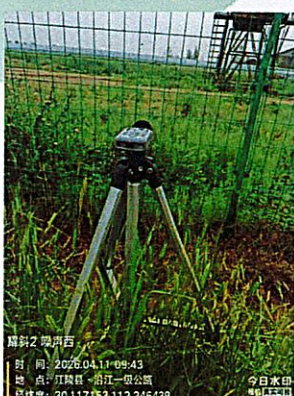
4月10日 噪声北夜 Δ N4



4月11日耀斜2 噪声东 Δ N1



4月11日 噪声南 Δ N2



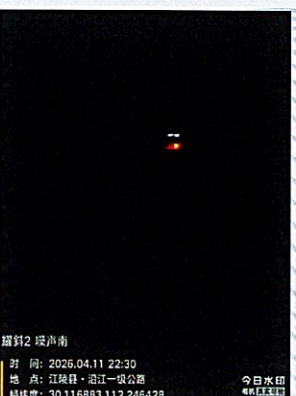
4月11日 噪声西 Δ N3



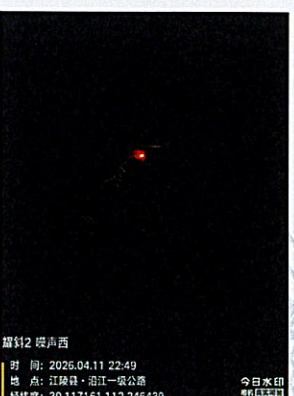
4月11日 噪声北 Δ N4



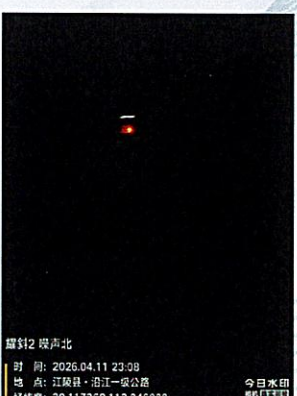
4月11日耀斜2 噪声东夜 Δ N1



4月11日 噪声南夜 Δ N2



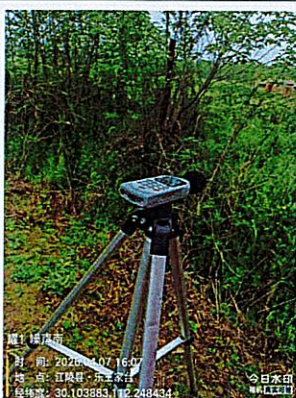
4月11日 噪声西夜 Δ N3



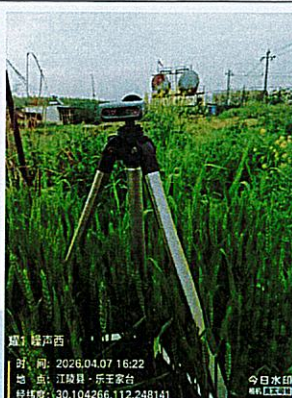
4月11日 噪声北夜 Δ N4



4月7日耀1 噪声东△N1



4月7日 噪声南△N2



4月7日 噪声西△N3



4月7日 噪声北△N4



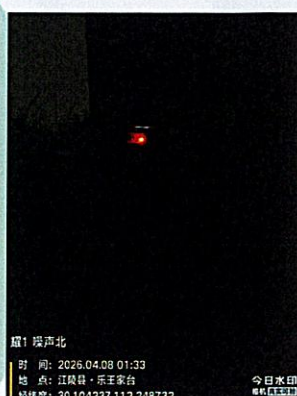
4月7日耀1 噪声东夜△N1



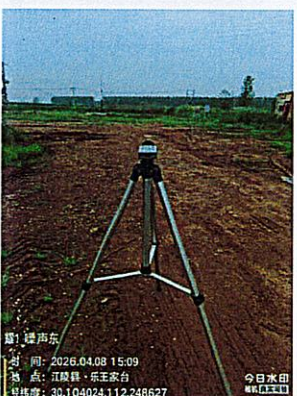
4月7日 噪声南夜△N2



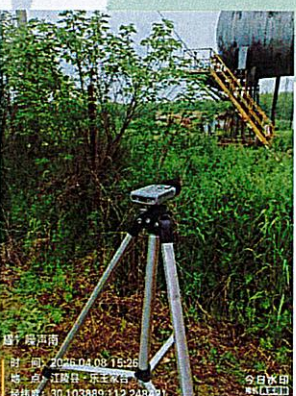
4月7日 噪声西夜△N3



4月7日 噪声北夜△N4



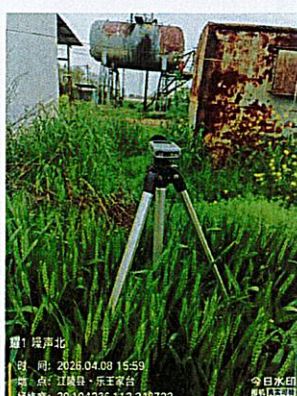
4月8日耀1 噪声东△N1



4月8日 噪声南△N2



4月8日 噪声西△N3



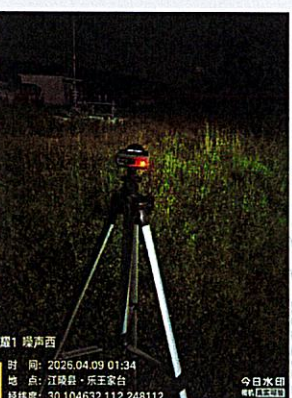
4月8日 噪声北△N4



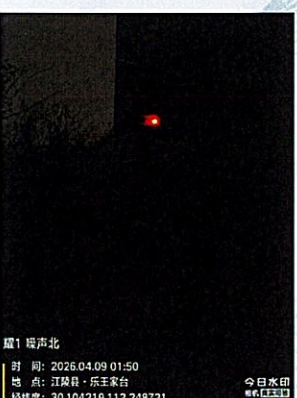
4月8日耀1 噪声东夜△N1



4月8日 噪声南夜△N2



4月8日 噪声西夜△N3



4月8日 噪声北夜△N4



4月7日金9斜-1 噪声东 Δ N1



4月7日 噪声南 Δ N2



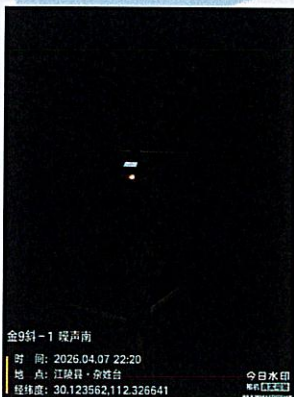
4月7日 噪声西 Δ N3



4月7日 噪声北 Δ N4



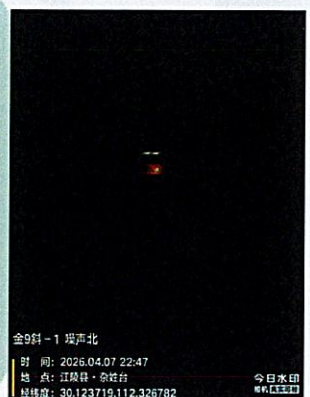
4月7日金9斜-1 噪声东夜 Δ N1



4月7日 噪声南夜 Δ N2



4月7日 噪声西夜 Δ N3



4月7日 噪声北夜 Δ N4



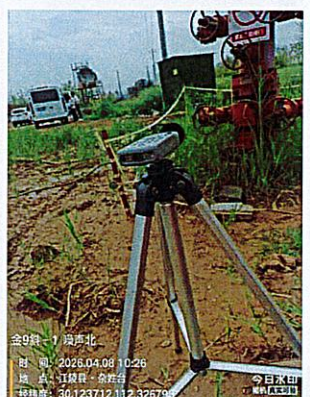
4月8日金9斜-1 噪声东 Δ N1



4月8日 噪声南 Δ N2



4月8日 噪声西 Δ N3



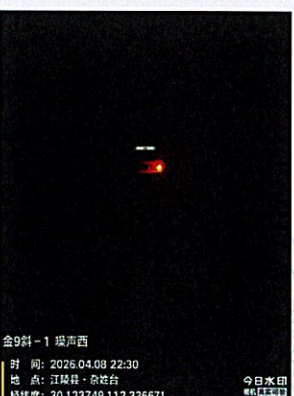
4月8日 噪声北 Δ N4



4月8日金9斜-1 噪声东夜 Δ N1



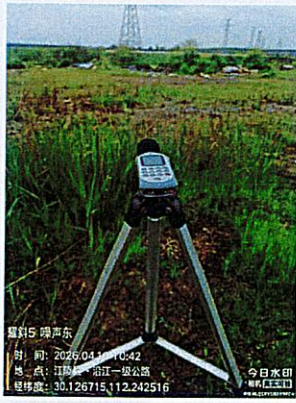
4月8日 噪声南夜 Δ N2



4月8日 噪声西夜 Δ N3



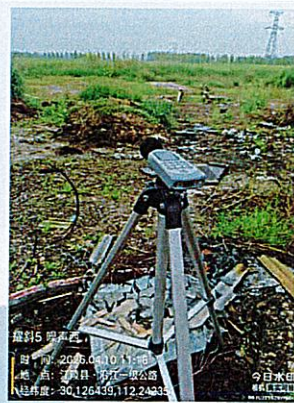
4月8日 噪声北夜 Δ N4



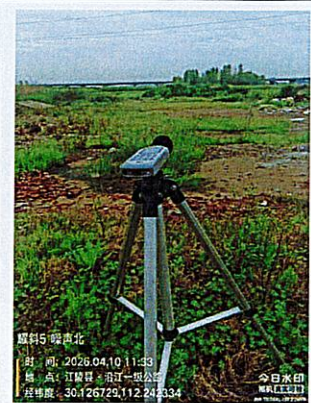
4月10日耀斜5 噪声东 Δ N1



4月10日 噪声南 Δ N2



4月10日 噪声西 Δ N3



4月10日 噪声北 Δ N4



4月10日耀斜5 噪声东夜 Δ N1



4月10日 噪声南夜 Δ N2



4月10日 噪声西夜 Δ N3



4月10日 噪声北夜 Δ N4



4月11日耀斜5 噪声东 Δ N1



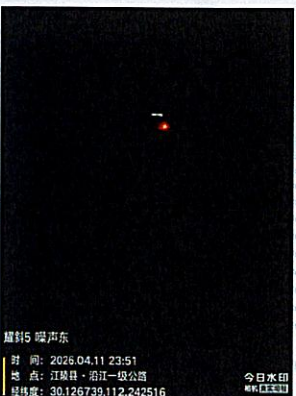
4月11日 噪声南 Δ N2



4月11日 噪声西 Δ N3



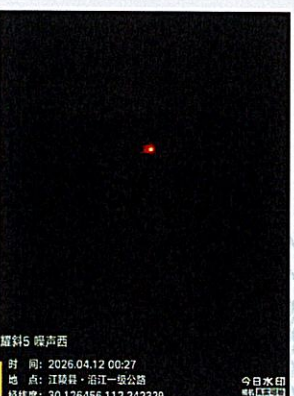
4月11日 噪声北 Δ N4



4月11日耀斜5 噪声东夜 Δ N1



4月11日 噪声南夜 Δ N2



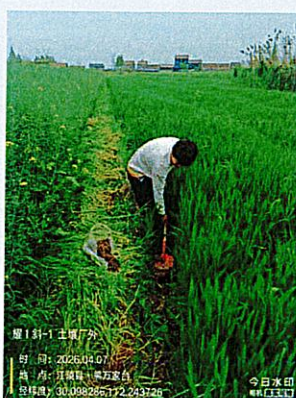
4月11日 噪声西夜 Δ N3



4月11日 噪声北夜 Δ N4



耀1斜-1井场内土壤



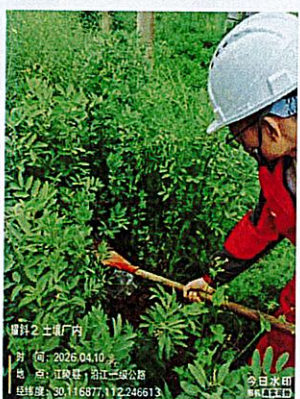
耀1斜-1井场外土壤



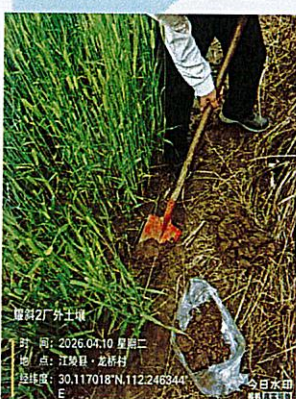
陵76斜-4-1井场内土壤



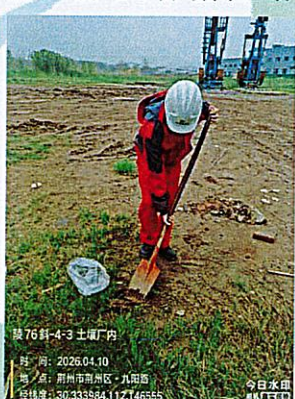
陵76斜-4-1井场外土壤



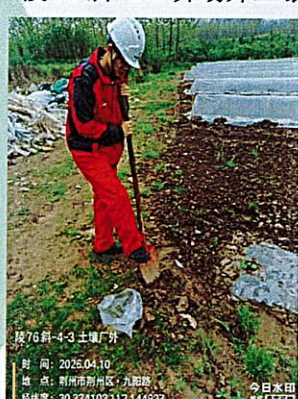
耀斜2井场内土壤



耀斜2井场外土壤



陵76斜-4-3井场内土壤



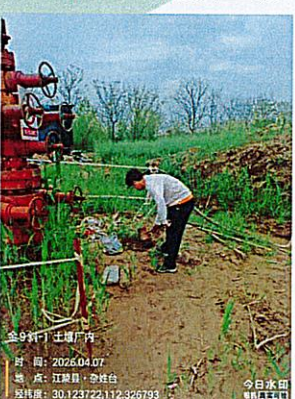
陵76斜-4-3井场外土壤



耀1井场内土壤



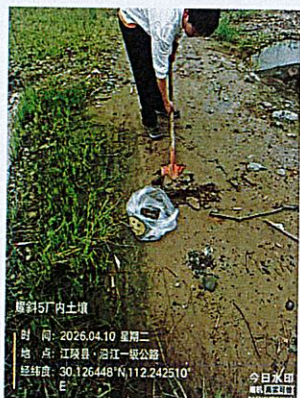
耀1井场外土壤



金9斜-1井场内土壤



金9斜-1井场外土壤



耀斜 5 井场内土壤



耀斜 5 井场外土壤



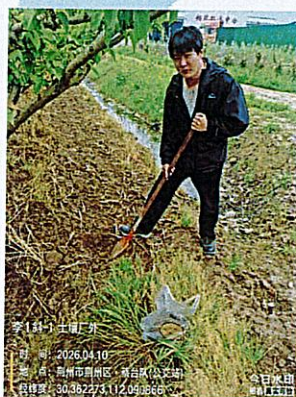
陵 66 斜-4 封井周边土壤



金斜 9 井封井周边土壤



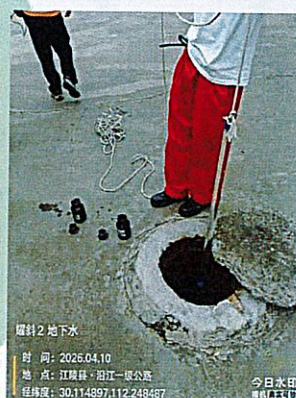
李 1 斜-1 井场内土壤



李 1 斜-1 井场外土壤



陵 76 斜-4-1 地下水 DW1



耀斜 2 地下水 DW2



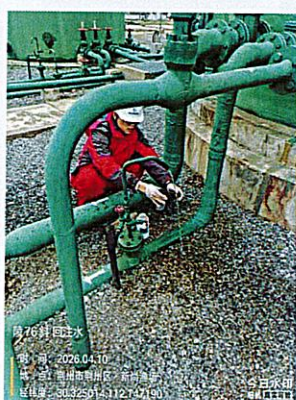
金 9 斜-1 地下水 DW3



陵 66 斜-4 地下水 DW4



李 1 斜-1 地下水 DW5



76 站回注水废水

报告结束

编制: 马 3306

审核: 刘 芳

签发: 薛 磊

日期: 2026.5.8

日期: 2026.5.8

日期: 2026.5.8

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 江汉油田分公司荆州采油厂	机构代码	914210007570080391
法定代表人	汤新	联系电话	07168451136
联系人	崔艳	联系电话	13545686860
座机电话	办公电话: _____ / 传真电话: _____ /	电子邮箱	/
地 址	详细地址: 荆州市荆州区 中心经度: E112.107639° 中心纬度: N30.395242°		
预案名称	中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂荆州区油气开采 区块(第三版)突发环境事件应急预案		
风险级别	一般		
本单位于2016年6月3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。  预案定制单位(公章)			
预案签署人	汤新	报送时间	2016.6.3

固定污染源排污登记回执

登记编号：914210007570080391001X

排污单位名称：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂（荆州市）	
生产经营场所地址：湖北省荆州市荆州区	
统一社会信用代码：914210007570080391	
登记类型： ☐ 首次 ☐ 延续 ☒ 变更	
登记日期：2025年08月26日	
有效期：2025年08月26日至2030年08月25日	

注意事项：

（一）你单位应当遵守生态环境保护法律法规、政策、标准等，依法履行生态环境保护责任和义务，采取措施防治环境污染，做到污染物稳定达标排放。

（二）你单位对排污登记信息的真实性、准确性和完整性负责，依法接受生态环境保护检查和社会公众监督。

（三）排污登记表有效期内，你单位基本情况、污染物排放去向、污染物排放执行标准以及采取的污染防治措施等信息发生变动的，应当自变动之日起二十日内进行变更登记。

（四）你单位若因关闭等原因不再排污，应及时注销排污登记表。

（五）你单位因生产规模扩大、污染物排放量增加等情况需要申领排污许可证的，应按规定及时提交排污许可证申请表，并同时注销排污登记表。

（六）若你单位在有效期满后继续生产运营，应于有效期满前二十日内进行延续登记。



更多资讯，请关注“中国排污许可”官方公众微信号

江汉油田 2025-2027 年江汉油区危险废物处置工程（荆州）

甲方（委托方）：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂

住所地：[湖北省荆州市荆州区荆南路 20 号]

法定代表人（负责人）：曾熠

统一社会信用代码：914210007570080391

纳税人类型：[法人]

乙方（受托方）：华新（南漳）再生资源利用有限公司

住所地：[湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道 1 号]

法定代表人（负责人）：占卫国

统一社会信用代码：91420624MA493PGN76

纳税人类型：[一般增值税纳税人]

甲、乙双方依据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《危险废物经营许可证管理办法》《危险废物转移管理办法》及地方法规、规章及规范性文件要求，就甲方委托乙方处置危险废物事宜，经友好协商一致，特订立本合同，以资互约遵守。

第一条 定义

在本合同(含附件)中，除非上下文另有所指，下列词语具有以下含义：

1.1 危险废物：是指甲方生产经营过程中产生的列入国家危险废物名录或者根据国家规定的危险废物鉴别标准和鉴别方法认定的具有危险特性的废物。

1.2 收集：是指将分散的危险废物进行集中的活动。

1.3 贮存：是指将危险废物临时置于特定设施或者场所中的活动。

1.4 运输：是指以贮存、利用或者处置危险废物为目的，使用专用的交通工具，通过水路、铁路或公路将危险废物从移出人的场所移入接受人场所的活动。承担危险废物运输的主体应获得交通运输部门颁发的危险货物运输资质。

1.5 利用：是指从危险废物中提取物质作为原材料或者燃料的活动。

1.6 处置：是指将危险废物焚烧和用其他改变危险废物的物理、化学、生物特性的方法，达到减少已产生的危险废物数量、缩小危险废物体积、减少或者消除其危险成分的活动，或者将危险废物最终置于符合环境保护规定要求的填埋场的活动。本合同所指的处置除以上含义外，还包括乙方按甲方要求对危险废物进行利用以及在危险废物利用处置过程中附带的装卸、暂管、贮存、运输等处置相关服务。

1.7 危险废物经营许可证：按照经营方式，分为危险废物收集、贮存、处置综合经营许可证和危险废物收集经营许可证。领取危险废物综合经营许可证的单位，必须从事许可证中规定的各类别危险废物的收集、贮存、处置经营活动；领取危险废物收集经营许可证的单位，只能从事危险废物收集经营活动。

1.8 处置单价包含但不限于包装费、装卸费、保管费、贮存费、运输费及车辆驻场台班费、人工费、分析检测费、预处理费、填埋处置方式的渗滤液处理费等处置相关全部费用。

第二条 危险废物种类、数量和计量

2.1 危险废物的名称、类别、代码、包装形式、成份、数量等详见附件1《危险废物处置清单》。

2.2 运输数量以甲方出具的或经甲方认可的过磅单为准。甲方和乙方应当现场确认运输数量，并填写在纸质或电子危险废物转移联单上，所确认的数量作为双方结算的依据。

第三条 处置程序、规范及标准

3.1 乙方应取得处置本合同约定危险废物的经营许可证，并具备危险废物经营许可证所要求的场地、设施、污染防治措施、工艺技术能力、检测分析能力和专业技术人员等条件，乙方危险废物经营许可证有效期限应满足本合同约定期限要求。在环境风险可控的前提下，将同省（区、市）内一家危险废物产生单位产生的一种危险废物，用于环境治理或工业原料生产的替代原料进行定向利用的且被该省（区、市）政府列入“点对点”危险废物定向利用经营许可豁免管理范围的单位，豁免持有危险废物综合经营许可证。

3.2 乙方在处置危险废物过程中，必须按照危险废物经营许可证中规定的核准经营方式和处置方式进行处置，同时必须采取防流失、防扬散、防渗漏、防异味扰民或者其他防止污染环境的措施，不得擅自倾倒、堆放、丢弃、遗撒、掩埋危险废物。

3.3 乙方应按照国家、地方政府和甲方有关要求，建立健全危险废物运输、处置档案，有关责任人签字确认。

3.4 乙方应使用具有危险货物道路运输经营许可证的专项运输车辆，其运输司机及押运人员到甲方厂区进行危险废物运输过程中，需携带有效《道路危险货物运输/押运人员资格证》（或复印件），每车必须专人押运；在交接过程中，甲方工作人员、乙方驾驶员应签字确认或在国家（地方）固废管理系统线上确认，运输车辆牌照按规定登记。

3.5 由乙方负责运输，但乙方不能自主运输的，乙方应经甲方同意后，与具备危险废物运输相关资质的第三方危险废物运输公司签订危险废物运输协议。危险废物运输公司《道路运输经营许可证》核定范围应明确包括危险废物。危险废物运输公司从事危险废物道路运输的驾驶人员、押运人员、装卸管理人员应当取得相应的道路危险货物运输从业资格。

3.6 乙方应确保在合同期内有[HW08 类处理量 > 1000 吨/年、HW49 类处理量 > 100 吨/年]吨危险废物的处置能力，保证满足甲方合同约定数量危险废物的合规处置需求。乙方如遇生产检修、生产负荷调整或安全环保专项检查等特

特殊情况，应预留出足够的暂存空间，确保随时接收甲方的危险废物。在甲方提供的危险废物符合合同要求的前提下，乙方不得拒绝接收危险废物。

3.7 乙方在接收甲方危险废物后，需在[30]日内完成处置工作，不得暂存超过[/]日，处置完成后，乙方应于[/]日内向甲方书面反馈处置情况证明，证明需包括处置时间、处置方式以及无害化处置后的利用信息，由处置单位签字、盖章并反馈甲方。

3.8 除本合同另有约定外，乙方不得将危险废物转移或分包给第三方进行处置。

3.9 乙方接到甲方通知[12]小时内，应安排具有危险废物运输资质的车辆拉运转移、处置甲方危险废弃物。

3.10 危险废物在处置过程中如需要中转和临时存放，乙方应获得所在地政府生态环境部门认可，采取的措施必须符合国家 and 地方环境保护和安全有关要求。

3.11 乙方危险废物处置地点必须与转移联单一致。

3.12 处置标准(1)按照与所经营的危险废物类别相适应的处置技术和工艺对危险废物进行处置，必须达到《危险废物焚烧污染控制标准》(GB18484-2020)、《危险废物填埋污染控制标准》(GB18598-2019)、《危险废物收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)、《水泥窑协同处置固体废物污染控制标准》(GB30485-2013)、《水泥窑协同处置固体废物技术规范》(GB 30760-2024)等标准规范。乙方应委托具有检测资质的单位对处理后的废渣进行检验检测，保证协同处置后的水泥熟料及水泥熟料浸出重金属达到《水泥窑协同处置固体废物技术规范》(GB30760-2024)要求及国家和地方环保部门管理规定和技术标准要求。

(2)处置期间乙方应严格落实地表水、地下水、土壤、环境空气及声环境保护措施，要求：地表水环境质量满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)II类标准限值要求；地下水环境质量满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)III类标准限值要求，石油类达到《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)附录A中的标准限值要求；环境空气质量满足《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准限值要求；声学环境质量达到《声环境质量标准》(GB3096-2008)2类标准限值要求；土壤环境质量满足《土壤环境质量标准》(GB15618-2018)二级

标准要求，并满足《水泥窑协同处置固体废物环境保护技术规范》（HJ 662-2013）要求。综合利用的处理过程中产生的废油、废水、废渣等应具备对应的回收处置设施，进行无泄漏，无排放，完整回收处理，必须达到国家和地方相关环保要求。

(3) 乙方不得将未经处理的危险废物直接转卖。

3.13 危废预处置地点：（经度：/，纬度：/）。危废处置地点：湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道1号（经度：东经111°49'45"，纬度：北纬31°45'2"）。

3.14 其他：/

第四条 处置费用及支付

4.1 处置费用：4.1.2。

4.1.1 固定总价：含税价为：/元，不含税价为：/元。

4.1.2 固定单价，根据实际处置量据实结算：暂估总价¥3000000元（不含税），结算价款（不含税）=实际危废处置量×单价（不含税），其中单价为¥950元/吨（不含税）。处置单价及暂定处置量详见附件2《危险废物处置价格清单》。

4.1.3 固定单价、总价封顶：[/]。

4.1.4 其他：[/]。

4.2 发票类型①（①增值税专用发票②增值税专用发票（代开）③增值税普通发票④增值税电子普通发票⑤其他[/]），税率[6%]。税收分类编码简称为[研发和技术服务]，服务项目为[危废处置]。如遇国家税率调整或乙方纳税人类型由一般纳税人变更小规模纳税人，依据不含税价格不变原则，按照新税率重新计算合同含税价格。不再就税率进行合同变更。若为暂定价，实际支付总金额超暂定总价部分不应超过暂定总价的10%。

4.3 委托费用的支付方式及时间：4.3.2。

4.3.1 一次性支付及时间

甲方应在本合同约定的所有危险废物处置完毕后 / 日内，以银行转账或银行票据方式向乙方结算 [/]。

4.3.2 分期支付及时间按季度进行结算，每季度首月 15 日前，乙方必须开具合格的增值税专用发票，不含税总价不变，税率随国家政策变化。

甲乙双方确认进度、验收后，乙方应 30 天内将结算资料交于甲方办理结算手续，若因乙方原因造成结算逾期的，甲方按照合同总金额 5%进行下浮结算，跨年逾期结算按合同总金额 10%进行下浮结算。

双方确认服务完成、工程（项目）验收合格后 90 天内以银行转账、银行承兑汇票或者财务公司承兑汇票方式支付，承兑汇票支付比例经双方协商一致。

4.4 收款信息

账号：[554774205762]

开户行：[中国银行股份有限公司南漳支行]

户名：[华新(南漳)再生资源利用有限公司]

第五条 处置期限

自合同签订之日至2027 年 12 月 31 日，该期限在乙方危险废物经营许可证有效期内有效。该期限范围内的单项危险废物处置时间以甲方具体要求为准。

[/]

第六条 甲方的权利和义务

6.1 甲方有权随时监督乙方的处置工艺，对乙方不符合约定或者法定的处置方式、流程、规范等，甲方有权提出整改要求，并有权进入乙方处置场所进行检查。

6.2 甲方已知悉并核实乙方的经营许可证范围，已核查乙方处置能力，甲方承诺遵守本合同约定及国家、地方关于环境保护的法律、法规、标准及主管部门的要求，按规定对危险废物进行安全分类和包装，在包装物明显位置标注危险废物名称和主要成分；在收集和临时存放过程中，甲方应将同类形态、同类物质、同类危险成分的危险废物进行统一存放，不得与其它物品进行混放，并详细标注危险废物特性与危险禁忌。对可能具有爆炸性、放射性和剧毒性等高

危特殊废物，甲方有责任在运输前告知乙方危险废物的具体情况，确保运输和处置的安全。

6.3 甲方应委派专人负责危险废物转移的交接工作，转移联单的申请，协调危险废物的装载、运输等工作。

6.4 甲方负责对乙方进入甲方场地的相关作业人员进行安全培训教育。

6.5 甲方应按照本合同的约定及时足额地向乙方支付危险废物处置费用。

6.6 甲方应严格执行《危险废物转移管理办法》及地方相关规定。

6.7 甲方有责任向乙方提供所产生危险废物的真实信息，并为提供虚假信息造成的后果承担法律责任。

6.8 甲方的生产工艺发生变化导致危险废物性质变化时，甲方须告知乙方，并更新相关危险废物信息。

6.9 甲方应向乙方提供本合同约定的危险废物名称、数量、危害、理化性质、应急措施等相关资料。

6.10 甲方有权在乙方服务过程中自行或委托监测部门进行现场取样监测

第七条 乙方的权利和义务

7.1 乙方装运前有权对甲方产生的危险废物进行采样分析，如确定不符合合同约定或乙方安全环保处置要求的可暂停装运，并及时告知甲方。

7.2 乙方现场作业必须遵守甲方的 HSE 管理规定和承包商管理规定，发生安全事故，按甲方承包商安全管理规定处理。

7.3 乙方车辆运输过程中严格执行国家危险品道路运输相关法律法规，不得有超载、超范围经营等违法违规现象发生。

7.4 乙方进厂车辆严格遵守现场要求，待命车辆及人员不得在厂区及现场随意停留及走动。

7.5 乙方现场作业过程中，严格按照现场指挥人员安排进行，不得与其他作业进行交叉作业，不得造成危险废物洒漏、遗失，对洒漏的危险废物应立即进

行清理收集工作，不得对环境造成污染，否则对作业过程中造成的一切后果由乙方承担。

7.6 乙方应做好运输应急预案，确保突发环境事件时能够及时进行处理，杜绝运输过程中发生环保事故，不得造成二次污染，道路运输过程中发生的环保事件和相应损失，一切责任及后果由乙方自行承担。

7.7 乙方在接收危险废物后，若发生泄漏产生的污染事故、物理或化学因素导致的人身伤害等紧急情况的，乙方应采取一切相关法律和法规所要求的行动，包括第一时间通知相关的政府管理部门，同时通知甲方。

7.8 乙方保证，未经甲方事先书面同意，不将其获得的有关甲方的信息用于履行本合同之外的目的，并不向第三方披露该信息，国家机关或司法机构要求信息披露的除外。

7.9 乙方在承担上述业务时必须遵守国家的相关法律法规，依据国家和地方的危险废物有关规定进行工作，履行环境保护职责，严防二次污染。

7.10 乙方及其委托的运输方必须遵守甲方的管理制度及安全规定，并按甲方的安全作业要求做好安全防范措施，随车配备满足泄漏抢险所需的应急物资，以确保安全文明作业，不产生环境污染。

7.11 乙方应当按照本合同约定的处置方式及要求进行危险废物的处置。

7.12 乙方应当建立环保管理制度和环境污染事件应急预案，危险废物转移至乙方指定车辆上后发生环境污染事件及在处置甲方交付的危险废物过程中发生事故的，应当迅速采取有效措施组织抢救，防止事态进一步扩大，并在半小时内如实告知甲方，不得隐瞒不报、谎报，确保经营处置危险废物过程依约进行、依法合规。

7.13 乙方必须使用具有危险废物运输资格和条件的车辆对甲方交付的危险废物进行运输并按甲方要求的时间内将危险废物转移以及安全处置。

7.14 乙方发生停产整改、企业关闭等情况时应及时通知甲方。

7.15 乙方在甲方生产区域内作业时应遵守甲方的管理规定。

7.16 乙方每车次危险废物运输到达目的地后，应在3个工作日内完成危险废物转移联单确认封闭，并按甲方要求提供运输及装卸车影像等资料，乙方应将危险废物运输情况、接受情况、利用或者处置结果的相关证明资料以书面形式及时告知甲方。

7.17 乙方不得在甲方生产区域现场拍摄和传播突发事件，否则由此造成的一切后果由乙方承担，且向甲方承担违约责任并赔偿甲方相应的损失。

7.18 乙方应严格执行《危险废物转移管理办法》及地方相关规定。

7.19 乙方未及时提供发票或提供的发票不合规，应予以更换，相应付款期限顺延，因此造成的一切损失由乙方承担。

第八条 风险负担

8.1 危险废物装上乙方指定车辆后，所发生的环境污染等一切风险责任均由乙方负全责，但甲方对风险的发生有过错的，应当承担相应的责任。

8.2 乙方在履行合同约定义务期间，应当全面履行相关安全、环保责任，因履行合同义务而引起的安全环保责任事故由乙方自行承担。履行本合同期间乙方应对其设备和人员向保险公司投保。如在施工中因乙方施工方原因或其他不可预见的不可抗力因素造成事故、人员伤亡或给任何他方造成损害的，由乙方负责向保险公司索赔，甲方不承担责任。

第九条 诚信合规

9.1 合同双方已相互提示就本合同各条款作全面、准确的理解，并应对对方要求作了相应的说明，签约各方对本合同的含义认识一致。

9.2 合同双方保证其根据其成立地的法律法规依法定程序设立，有效存在且相关手续完备，未被列入失信被执行人名单，未进入破产清算程序。

9.3 乙方保证具有甲方需求处置的危险废物类别对应所需的危险废物经营许可证及其他法律法规要求的资质、许可，如以上资质、许可有效期届满、发生变化，被相应政府机关吊销、暂扣、收回，乙方应立即书面通知甲方。

9.4 乙方应严格按照合同约定亲自履约，任何情况下未经甲方书面许可不得将甲方危险废物转交第三方进行处置或利用。

9.5 乙方仅能按照乙方经营许可和本合同约定的方式对合同标的物进行处置或利用。

9.6 合同双方知晓并将严格遵守与执行本合同相关的法律法规、监管规则、标准规范，依法依规行使合同权利，履行合同义务，不得从事任何可能导致合同方承担任何行政、刑事责任或处罚的行为。

9.7 乙方不得利用本合同开展质押或其他融资业务；不得就本合同项下发生应收账款业务向其他第三方机构或个人办理应收账款保理业务；未经甲方书面同意不得将本合同权利义务全部或部分进行转让，甲方对发票和应收账款金额等信息的确认不具有特殊认可的效力。如乙方违反上述约定，应按合同（框架合同按实际发生业务）总金额的 30%支付违约金，同时，甲方有权解除本合同。

9.8 合同双方及其工作人员履行本合同应坚持诚实守信原则，恪守商业道德，不存在任何行贿行为，不利用职权和职务上的便利谋取不正当利益。合同一方发现相对方工作人员存在行贿、变相行贿、索贿、变相索贿、刁难勒索、要挟胁迫等行为时，应予以明确拒绝并有权向有关部门报告或举报，并有配合提供真实证据和作证的义务。但未经相对方书面同意，任何一方不得向任何新闻媒体、第三人述及有关相对方工作人员恪守商业道德方面的负面、不实评价和信息，否则相对方有权追究其违约责任。

9.9 各方在本合同签订时已知晓各方委托代理人获得了签订本合同的内部合规授权及其职责权限，已取得相关授权文件。各方应明确其委托代理人，提供授权委托书并明确其职责权限，各方知晓且同意其委托代理人签署本合同的代理行为。

9.10 甲方针对民企和中小企业清欠拖欠线索信访联系方式：： 江汉油田民企清欠拖欠线索信访联系方式详见官方网站（<http://jhof.sinopec.com/jhof/>）信息公开栏。乙方对合同结算及款项支付等存在异议的，应优先向甲方反映问题，甲方应积极核办处理。

9.10 乙方应当严格按照《保障农民工工资支付条例》（国务院令 第 724 号）的规定直接、及时、按月、足额支付农民工工资，不得拖欠农民工工资，乙方应当在工程项目开工之日起三十日内为该项目建立农民工工资专用账户，甲方按照约定拨付工程款时应当按照工程承包合同金额的 30%或者乙方提供的人工费用数额，将应付工程款中的人工费用按期拨付到农民工工资专用账户。实行

专用或劳务分包单位农民工工资委托承包人代发制度，专用或劳务分包单位负责按月计算每位农民工当月应得工资额，并交承包人通过银行代发工资。实行工资保证金制度、实名制用工管理制度及施工现场维权信息公示制度。乙方应当采取有效措施督促分包单位足额及时支付农民工工资，杜绝各类涉稳事件发生。若存在拖欠情形的，甲方有权从应付乙方款项中直接支付民工工资，并按照《江汉油田承包商管理办法》（GJHYT-B0602-43-196-2022-1）的规定追究乙方责任。

9.11 乙方发生《江汉油田承包商管理办法》GJHYT-B0602-43-196-2022-1 所列情形的，依照该办法扣款金额承担违约责任。

第十条 合同的变更和解除

10.1 甲乙双方协商一致可变更本合同，但应采用书面形式。

10.2 有下列情形之一的，可以解除合同：

10.2.1 因不可抗力致使不能实现合同目的；

10.2.2 双方协商一致解除合同；

10.2.3 履行期限届满之前，一方明确表示或以实际行动表明不履行合同义务的，另一方可以解除合同；

10.2.4 因一方违约致使合同无法继续履行，另一方可以解除合同。

10.3 有下列情形之一的，甲方有权单方解除本合同：

10.3.1 乙方资质届满前[7]日内仍没有取得新的许可手续且甲方不同意中止合同履行的；

10.3.2 乙方在运输、处置、装卸过程中造成环境污染，受到行政处罚及引发诉讼或给甲方造成损害的；

10.3.3 乙方违法违规作业，经甲方提出拒不改正的；

10.3.4 乙方违反甲方场所相关制度及本合同三、七、八、九条约定的，经甲方提出拒不改正的；

10.3.5 如乙方因违法违规被吊销或被停止经营资质，应立即告知甲方，甲方有权解除合同，给甲方造成损失的，乙方应赔偿相应损失；

10.3.6 在处置期限内，因乙方原因而未按甲方要求转移甲方的危险废物的；

10.3.7 乙方转包或未经甲方书面同意分包危险废物处置业务；

10.3.8 因乙方所在地相关环保法规、经营许可、产业政策导向以及乙方及上级单位战略调整等因素，导致乙方无法正常履行合同约定；

10.4 甲方未能按照本合同约定支付处置费，经乙方催告后仍不支付的，乙方有权单方解除合同。

第十一条 违约责任

11.1 若甲方未按合同约定支付费用，应按未支付部分当月全国银行间同业拆借中心公布的贷款市场报价利率（LPR）的利息向乙方支付违约金。

11.2 若乙方在接到通知[12]小时内，没有安排处置工作，乙方应承担违约责任，违约金为合同总金额的 0.1 %；如造成甲方损失的，乙方应赔偿甲方的一切损失。乙方承担违约和赔偿责任并不能免除其继续履行合同义务的责任。

11.3 如乙方被吊销或被停止经营资质，应立即书面告知甲方，甲方有权单方解除合同，乙方应协助甲方委托有资质的单位进行处置，给甲方造成损失的，乙方必须赔偿相应的损失。若乙方未及时告知甲方，导致甲方受到行政处罚或产生其他损失的，全部的责任均由乙方承担。

11.4 乙方在运输、处置危险废物时，若造成污染的，由乙方承担经济损失的赔偿责任，并承担一切法律责任。甲方因乙方上述行为承担的相关费用或受到行政处罚等损失的，可向乙方追偿。

11.5 乙方在运输途中发生交通事故的，由乙方承担相应的法律责任，给甲方造成损失的，还应赔偿。

11.6 乙方在处置危险废物过程中给第三人造成损害的，由乙方承担相应的责任，给甲方造成损失的，还应赔偿。

11.7 乙方未按时完成危废转运出厂工作的，每晚一天扣除 5000 元作为违约金，并按日累计扣除，并承担厂内倒运危险废物产生的一切费用。甲方结算时有权对违约金及倒运费用予以扣除。甲方根据乙方的违约情况，有权决定乙方 1 年内不得再次参与甲方的危险废物处置选商工作。

11.8 如果合同一方未能履行其在本合同项下的诚信合规义务，守约方可书面通知违约方并要求违约方在收到该通知之日起三十（30）日内对该违约予以补救。如果该违约无法补救，或未能在规定时间内予以补救，守约方有权解除合同。因违约方的违约行为导致守约方承担责任或遭受损失，守约方有权要求违约方给予经济赔偿。

11.9 乙方如违反本合同项下的义务，应赔偿给甲方造成的全部损失，该损失包括但不限于直接经济损失、间接损失、相关诉讼费、仲裁费、鉴定费、公告费、保全费、保全保险费、公证费、律师费等。

11.10 本合同终止后，乙方的不合规行为引发诉讼等造成的甲方一切损失，均由乙方赔偿。

11.11 乙方员工[包括临时工、分包方人员（如有）]进入甲方生产区域或办公区域工作时，不得擅自制作、传播可能损害甲方合法权益、损害甲方形象声誉、引发负面网络舆情的文字、图片、视频等信息，包括但不限于：甲方的涉密装置、涉密部位画面，甲方安全生产及环保异常事件，甲方企业改革管理举措等敏感信息。

第十二条 争议解决

本合同如发生争议或纠纷，甲、乙双方应协商解决，解决不了时， 12.2

12.1 由 仲裁委员会仲裁，按照该会的仲裁规则进行仲裁。仲裁裁决是终局的，对双方均有约束力。

12.2 向荆州市荆州区人民法院起诉。

12.3 提交中国石化法律纠纷调处机构调处。

第十三条 安全环保

详见附件 3《安全环保协议》。

第十四条 通知和送达

本合同要求的或允许的任何通知、要求、报价或其他书面文件应当由发出该通知的一方书面签署，并以专人送递或邮寄或传真的方式送至对方下述地址，在取得对方接收确认或到达指定电子通讯设施后，即被认为已送达。

甲方联系人：崔艳

电话：/

手机：13545686860

传真：/

电子邮件：/

地址：荆州市荆州区荆南路 20 号

乙方联系人：陈闽

电话：/

手机：18627020047

传真：/

电子邮件：chenmin hb@huaxincem.com

地址：武汉市洪山区高新大道 426 号华新大厦

因本合同引起的诉讼或仲裁，双方指定的上述联系方式为送达地址，法院或仲裁委员会等国家司法机关、组织等按照上述地址邮寄或发送相关传票、判决书、裁定书等法律文书或通知等。因上述地址不准确导致邮件被退回的，邮件退回之日视为已送达，所造成的任何损失或法律责任，由乙方自行承担。上述地址如有变更，乙方应当在变更后三日内书面告知甲方，逾期未告知的，仍然以上述送达地址为准。

第十五条 其他

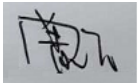
15.1 本合同未尽事宜，双方协商签订补充协议。本合同的附件及补充协议是本合同组成部分，与本合同具有同等法律效力。

15.2 保密：本合同的各项条款属于双方经营活动内容，任何一方未经对方当事人书面允许不得对外泄露。

15.4【合同交易方（或各方）】明确授权其代理人代表【合同交易方（或各方）】在【中石化电子签约平台】进行注册，并通过 CA 证书进行签约。【合同交易方（或各方）】将妥善保管有关【中石化电子签约平台】的账户信息、密码以及 CA 证书。【合同交易方（或各方）】知晓且同意通过代理人密码登录账户后的所有操作视为【合同交易方（或各方）】的行为，【合同交易方（或各方）】承担由此产生的一切法律后果。【合同交易方（或各方）】的代理人包括在【中石化电子签约平台】完成认证并具有相应盖章、签字权限的管理员、盖章人或签名人。

合同双方同意，本合同的签署将使用电子签名、电子合同。一方通过登陆电子签约平台，在相关电子合同通过 CA 证书进行电子签名的，视为一方有效签署合同。本合同在双方通过 CA 证书进行电子签名后生效。如各方的电子签名时间不一致的，以最后电子签名的时间为准。电子签名与在纸质合同上手写签名或者盖章具有同等的法律效力。

(本页为签字盖章页，无正文)

甲方：中国石油化工股份有限公司江汉 油田分公司荆州采油厂	乙方：华新（南漳）再生资源利用有限 公司
甲方法定代表人 或委托代理人签字： 	乙方法定代表人 或委托代理人签字：
甲方地址： <u>荆州市荆州区荆南路 20 号</u>	乙方地址： <u>湖北省襄阳市南漳县城关 镇南背村华新大道 1 号</u>
甲方开户银行： <u>中国工商银行湖北荆 州支行</u>	乙方开户银行： <u>中国银行股份有限公司 南漳支行</u>
银行账号： <u>1813090129200051646</u>	银行账号： <u>554774205762</u>
签订时间：	签订时间：
签订地点： <u> </u>	签订地点： <u> </u>



江汉油田



江汉油田

江汉油田



合同附件：

- 1. 危险废物处置清单
- 2. 危险废物处置价格清单
- 3. 安全环保协议

附件 1 危险废物处置清单

序号	废物名称	类别	废物代码	主要成分	危险成分	危险特性	物理形态	包装方式	处置方式
1	油泥砂等含油污泥	HW08	071-001-08	多环芳烃、烯烃、苯系物、酚类等	石油类物质	易燃性、毒性	半固态		C1 水泥窑处置
2	沾油废弃包装物、防渗膜	HW08	900-249-08	多环芳烃、烯烃、苯系物、酚类等	石油类物质	易燃性、毒性	固态		C1 水泥窑处置
3	废机油、废润滑油等废油品	HW08	900-214-08	多环芳烃、烯烃、苯系物、酚类等	石油类物质	易燃性、毒性	液态		C1 水泥窑处置
4	废油漆桶、废滤料	HW49	900-041-49	多环芳烃、烯烃	残留危化品等	毒性	固态		C1 水泥窑处置
5									
6									
7									
8									
9									
10									
11									



附件 2 危险废物处置价格清单

序号	废物名称	类别	废物代码	数量 (吨)	处置单价（元/ 吨）含税	处置单价（元/吨） 不含税
1	油泥砂等含 油污泥	HW08	071-001-08		1007	950
2	沾油废弃包 装物、防渗 膜	HW08	900-249-08		1007	950
3	废机油、废 润滑油等废 油品	HW08	900-214-08		1007	950
4	废油漆桶、 废滤料	HW49	900-041-49		1007	950
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						

附件 3

安全环保协议

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国安全生产法》《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》等法律文件相关规定，结合危险废物收集、运输、处置等的实际情况，经甲、乙双方平等协商、意见一致，自愿签订本协议，并共同遵守本协议所列条款。

本协议履行期限与主合同保持一致。

一、甲方的责任、义务和权利

1、甲方有责任依据实际产废量建设危险废物储存库房，在收集、贮存废物过程中，杜绝将具有自燃性、爆炸性、放射性、剧毒品、特殊高危物品、不明物等混入双方已确认待转运的危险废物中。

2、实验室实验过程中产生混合废液的，甲方有责任将瓶装试剂原有标签应尽量保存完好，或重新张贴标签列明化学试剂名称；桶装试剂收集过程中应如实确认废液主要成分，并在包装物明显位置张贴标签。确保容器内废液主要成分与容器标签信息内容保持一致。

3、在工业生产过程中收集液态废物，甲方有责任将包装物注明废液的主要成分并确保完好；固态、半固态废物中应确保物质的单一性，杜绝将手套，棉丝等垃圾，螺丝螺母，铁丝，塑料块，木块，石块，混凝土等坚硬杂物混入待转运处置废物当中，确保各种废物分类安全收集。

4、对于人力无法装载的包装件，甲方需协助提供装载设备并负责现场安全装载工作。

5、甲方有权对乙方现场操作工作的安全进行监督检查，如发现违反安全管理制度和规定的行为和事故，有权劝阻、制止，或停止其作业。

6、甲方有义务对乙方提出的安全工作要求积极提供支持帮助。

7、甲方有权对乙方提供的废物包装物进行现场安全确认，一旦甲方接收后视同包装物合格，在甲方现场废物罐装过程中出现的泄露、遗撒、反应等事故，责任由甲方承担。

8、在甲方负责管理区域内共同工作过程中发生各种安全、环境事故，甲方有义务采取各种有效应急措施；乙方有义务服从甲方现场各种应急指挥。由于甲方应急措施失当造成的经济损失、人员伤亡、社会影响由甲方负责。

[/]

二、乙方的责任、义务和权利

1、乙方应严格遵守国家和地方有关法律、法规，符合国家及所在地地方政府的有关环保/安全/职业健康等方面的法律/法规/行业标准。

2、乙方安排有资质的运输车辆进行危险废物运输和有上岗资格证的工作人员进行现场操作。

3、乙方有权拒绝在甲方现场进行废液罐装工作并拒绝装载无标签或包装物损坏的废物，确保装载和运输过程的安全。

4、在施工作业中，对甲方违章指挥、强令冒险作业，乙方有权拒绝执行，有权向上级有关部门说明具体实际情况。

5、HSE 管理要求

5.1 司机在上岗前接受专业培训，并已取得《中华人民共和国危险品从业资格证书》。

5.2 运输车辆均配有安全押运员，押运员应取得国家颁发的危险品押运证书。

5.3 所有到江汉油区运输固废危废的车辆必须安装单北斗设备（北斗车载定位终端，型号 HB-T3），信号传入油田车辆管理系统，固危废管控平台与车辆管理系统联通，实时监控轨迹。

5.4 运输过程中加强行车安全，经过环境敏感地区和事故多发地段时应谨慎驾驶，以免发生事故造成环境污染。

5.5 车上备有防雨篷布或 2 毫米厚的高密度聚乙烯，用于预防雨天危险废物接触雨水。

5.6 运输车辆上备有各种应急处理工具。

5.7 转运前检查确认包装物是否完好。

三、本协议如遇有同国家和地方有关法律、法规及规范性文件等不符合项，按相关的法律、法规、规章及规范性文件执行。

四、本协议自双方签字并盖章之日起生效，作为合同正本的附件一式三份，甲方执两份，乙方执一份，与合同具有同样法律效力。

□

甲方：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂

乙方：华新（南漳）再生资源利用有限公司

2025-2027 年建设项目泥浆不落地处置

委托人（甲方）：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂签订地点：_

受托人（乙方）：湖北地洁工程有限公司签订时间：2025年2月27日

根据《中华人民共和国民法典》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》及有关法律地方法规、规章及规范性文件要求，甲乙双方遵循平等自愿、协商一致和诚实信用的原则，现就荆州采油厂 2025-2027 年建设项目泥浆不落地处置签订合同如下：

第一条 委托事项与定义

1.1 委托事项

甲方委托乙方处置甲方钻井过程产生的固体废弃物。

1.2 定义

固体废物：分为生活垃圾、工业固体废物和危险废物三大类。固体废物是指在生产、生活和其他活动中产生的丧失原有利用价值或者虽未丧失利用价值但被抛弃或者放弃的固态、半固态和置于容器中的气态的物品、物质以及法律、行政法规规定纳入固体废物管理的物品、物质。

收集：是指对各种来源的固体废物进行收集，分类，并将其转运到处理工地。

贮存：是指将固体废物临时置于特定设施或者场所中的活动。

运输：是指以贮存、利用或者固体危险废物为目的，使用交通工具，通过水路、铁路或公路将固体废物从移出人的场所移入接受人场所的活动。承担废物运输的主体应获得相关部门颁发的货物运输资质。

利用：是指从废物中提取物质作为原材料或者燃料的活动。

处置：是指将废物焚烧和用其他改变废物的物理、化学、生物特性的方法，达到减少已产生的废物数量、缩小废物体积、减少或者消除其危险成分的活动，或者将废物最终置于符合环境保护规定要求的填埋场的活动。本合同所指的处置除以上含义外，还包括乙方按甲方要求对废物进行利用以及在废物利用处置过程中附带的装卸、暂管、贮存、运输等处置相关服务。

处置单价包含但不限于包装费、装卸费、保管费、贮存费、运输费及车辆驻场台班费、

人工费、分析检测费、预处理费、填埋处置方式的渗滤液处理费等处置相关全部费用。

第二条 期限和具体工作内容

1. 期限：自合同签订之日起至 2027 年 12 月 31 日。
2. 具体工作内容：2025-2027 年钻井（总进尺约 60000 米）产生的钻井岩屑及约 7000 方废弃泥浆等固废的收集、转运、压滤及资源化利用。

2.1 固体废弃物种类：一般固体废物

2.2 处置方式：/

3. 处置要求：/

第三条 对委托工作的具体要求

1. 乙方进入甲方的工作场所，必须遵守甲方有关的规章制度，并对其员工进行安全教育。
2. 乙方接到甲方通知 8 小时内，应安排清运处置甲方固体废弃物。
3. 乙方在固体废物清运过程中，必须遵守交通运输的有关规定，运输车辆必须具备防雨、防渗的功能，固体废物在运输和处置过程中如需要中转和临时存放，采取的措施必须符合国家和地方环境保护和安全有关要求。自甲方固体废弃物装载到乙方车辆时起，保管、运输、处置过程中的所有风险均由乙方承担。
4. 乙方清运处置固体废弃物的数量由乙方负责汇总，以书面形式交付甲方确认，以甲方核实的清运处置数量为准。
5. 乙方对甲方的固体废弃物进行安全无害化处置时，不得造成二次污染，若造成污染的，乙方必须立即采取措施消除污染，并及时报告有关部门和甲方。
6. 乙方应向甲方书面提供固体废弃物的处置方案，并按月向甲方提供固体废弃物的处置量和处置地点，甲方负责固体废物处置中的监督抽查工作。
7. 乙方应妥善处理其雇佣员工的劳资纠纷，不得拖欠员工工资，包括但不限于农民工。
8. 其他：乙方在处置过程中产生的违反法律法规及其他事项，甲方不承担连带责任并保留追责权利。

第四条 委托费用

1. 委托费用的计算方式：

钻屑 79.05 元/米=93 元/米（基准价）×（1-15%），废弃泥浆 382.5 元/方=450 元/方（基准价）×（1-15%）（不含增值税），总费用依据实际工作量结算。

2. 委托费用为（含税）：/，大写：/，税率：9%，不含税总金额：/，大写：/，总税金：/，大写：/。

3. 委托费用的支付方式：按每口井进行结算。双方确认服务完成，工程（项目）经验收合格后甲方 90 天内以银行转账、银行承兑汇票或者财务公司承兑汇票方式支付价款，承兑汇票支付比例经双方协商一致。

甲乙双方确认进度、验收后，乙方应 30 天内将结算资料交于甲方办理结算手续，若因乙方原因造成结算逾期的，甲方按照合同总金额 5% 进行下浮结算，跨年逾期结算按合同总金额 10% 进行下浮结算。

第五条 双方其他约定的事项

1. 发票开具的要求：开具合格的增值税专用发票，不含税总价不变，税率随国家调整变化。

2. 乙方应在确认结算金额或检验、验收之日起 3 个工作日内向甲方开具合法等额增值税专用发票。乙方未及时提供发票或提供的发票不合规，应予以更换，相应付款期限顺延，因此造成的一切损失由乙方承担。

第六条 通知

甲方联系人：崔艳地址：荆州市荆州区荆南路 20 号电话：13545686860 传真：/

乙方联系人：李江松 地址：湖北省荆州市公安县埠河镇江南新区发展一路 电话：13797466900 传真：/

第七条 违约责任

1. 若甲方未按合同约定支付合同费用，应按未支付部分银行同期利率的利息向乙方支付违约金。乙方如属于中小企业，超过合同规定日期付款，迟延支付部分应当按合同订立时 1 年期贷款市场报价利率的利息向乙方支付违约金。

2. 若乙方在接到通知 8 小时内，没有安排处置工作，乙方必须承担违约责任，违约金为委托费用总额的 5%；如造成甲方经济损失的，乙方应赔偿甲方的经济损失。乙方承担违约和赔偿责任并不能免除其继续履行合同义务的责任。

3. 如乙方被吊销或被停止经营资质，应立即告知甲方，甲方有权终止合同，乙方应协助甲方委托有资质的单位进行处置，如果造成甲方经济损失的，乙方必须赔偿相应的损失。停止经营资质包含因乙方违反相关法律法规而被相关政府行政部门书面要求停止本协议履行相关的经营业务并接受调查，但尚未正式吊销固废处置经营资质的情况。

4. 乙方在运输、处置固体废物时，若造成污染的，由乙方承担经济损失的赔偿责任，并承担一切法律责任。

5. 若因乙方拖欠工资，致其员工向甲方主张工资待遇的，乙方应积极处理，若发生群体性劳资纠纷导致甲方权利受损的，甲方有权单方解除本合同，并按上一结算周期金额的 /%



向乙方主张违约金。

6. 如果合同一方未能履行其在本合同项下的合规义务，守约方可书面通知违约方并要求违约方在收到该通知之日起三十（30）日内对该违约予以补救。如果该违约无法补救，或未能在规定时间内予以补救，守约方有权解除合同。因违约方的违约行为导致守约方承担责任或遭受损失，守约方有权要求违约方给予经济赔偿。

7. 其他：/。

第八条 不可抗力

1. 甲乙双方的任何一方由于法定不可抗力因素不能履行本合同时，应在 8 小时内向对方通知，并应在 3 天内提供权威机关的书面证明。

2. 受不可抗力影响的一方或双方有义务采取措施，将因不可抗力造成的损失降低到最低限度。

第九条 合同的变更和解除

1. 甲乙双方协商一致可变更本合同，但应采用书面形式。

2. 有下列情形之一的，可以解除合同：

（1）因不可抗力致使不能实现合同目的。

（2）双方协商一致解除合同。

（3）履行期限届满之前，一方明确表示或以实际行动表明不履行合同义务的，另一方可以解除合同。

（4）因一方违约致使合同无法继续履行，另一方可以解除合同。

3. 其他：/。

第十条 合规条款和违约救济

1. 乙方理解并接受甲方对商业合作伙伴的合规管理要求，同意配合合规检查，并不得隐瞒任何可能对甲方利益造成影响的信息。

2. 乙方严格遵守国家、地区、行业以及公司的安全生产和环境保护有关规定，明确具备相关从业资质，确立固体废物处置、仓储、运输等业务流程的内部管理制度和程序。

3. 合同各方保证其根据其成立地的法律法定程序设立，有效存在且相关手续完备，已取得开展合同项下业务所需的所有政府审批、许可或资质；合同各方知晓并将严格遵守与执行本合同相关的法律法规、监管规则、标准规范，依法依规行使合同权利，履行合同义务，不得从事任何可能导致合同方承担任何行政、刑事责任或处罚的行为。

4. 各方在本合同签订时已知晓对方委托代理人获得了签订本合同的内部合规授权及其

职责权限，已取得相关授权文件。各方应明确其委托代理人，提供授权委托书并明确其职责权限，对方知晓且同意其委托代理人签署本合同的代理行为。

第十一条 争议解决

本合同如发生争议或纠纷，甲、乙双方应协商解决，解决不了时，按以下第 2 项处理：

1. 由 仲裁机构仲裁。
2. 向荆州市荆州区人民法院起诉。
3. 提交中石化内部法律纠纷调解小组调处。

第十二条 廉政条款

双方应签订廉洁从业责任书，并履行廉洁从业义务。

第十三条 其他

1. 本合同未尽事宜，双方协商签订补充协议。本合同的附件及补充协议是本合同组成部分，与本合同具有同等法律效力。

2. 保密：本合同的各项条款属于双方经营活动内容，任何一方未经对方当事人书面允许不得对外泄露。

3. 送达：合同约定的地址为函件、文书的有效送达地址，如该地址发生变更应在变更前 3 日书面通知对方，若未履行通知义务，变更一方在此明确：本合同中地址仍为有效送达地址，向该地址发送的文书均视为送达有效。双方均应当及时签收对方送达至联系地址和接收人的来往信函，拒不签收的，视为送达。

4. 双方承诺执行《保障农民工工资支付条例》（国务院令 第 724 号）、《工程建设领域农民工工资专用账户管理暂行办法》等规定和要求，以及合同约定，不拖欠农民工工资。

5. 双方承诺本合同项下的付款方式、付款期限、验收期限、结算方式等均符合行业规范、交易习惯，属于双方自由协商的结果。

6. 甲方民企清欠拖欠线索信访联系方式：江汉油田民企清欠拖欠线索信访联系方式详见官方网站（<http://jhof.sinopec.com/jhof/>）信息公开栏。乙方对合同结算及款项支付等存在异议的，应优先向甲方及甲方上级单位（江汉油田）反映问题，甲方应积极核办处理。

7. 本合同自双方签字并盖章之日起生效。本合同一式 4 份，乙方执 2 份，甲方执 2 份。

（签字盖章页，本页无正文）

甲方（盖章）

乙方（盖章）

单位地址: 荆州市荆州区荆南路

法定代表人(负责人): 曾熠

签约代表:

联系电话:

开户银行: 中国工商银行荆州古城支行营业
部

账号: 1813090129200051646

邮政编码:

签订日期:

单位地址: 荆州市荆州区南环路南侧江畔天
城第6栋2单元8层3号

法定代表人(负责人): 沈之然

签约代表:

联系电话:

开户银行: 中国建设银行股份有限公司荆州
古城支行

账号: 42050162630800000578

邮政编码:

签订日期:

一般工业固体废物资源化利用处置合同

甲方:湖北地洁工程有限公司

乙方:枝江市超鸿科技有限公司

为深入推进国家固体废物污染防治工作,充分合理利用固体废物和无害化处置固体废物的原则,促进清洁生产和循环经济发展,根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》、《中华人民共和国合同法》及相关法律法规规定,经甲乙双方平等协商,现甲方委托乙方进行钻屑转运处置,特签订本合同。

一、服务内容

甲方将枝江超鸿科技有限公司《利用工业废渣及建筑垃圾年产 4000 万块新型墙体材料技改项目》环评内容所需的一般固废,委托乙方进行处置(做砖、瓦等建筑材料)。

二、甲方责任义务

- 1、甲方负责联系乙方进行处置活动,负责安排机械进行装车,乙方需服从甲方在钻屑转载过程中所制定的安全环保措施。
- 2、甲方不得在钻屑中掺杂其它固废杂质物质(包括危险废物),含水率不得高于 50%,不准用水泥拌干。

3、甲方运输车辆进入乙方园区时，必须严格遵守乙方园区各公司安全管理制度及作业操作规程。

三、乙方责任义务

1、乙方应按照甲方要求签订《安全告知书》及《相关方安全、环保、内保管理责任书》。

2、乙方必须按规定对钻屑进行处置，处置过程中不得擅自倾倒堆放、丢弃、遗撒等违法违规行为，一旦发现，甲方有权立即终止合同，随之产生的一切安全环保处置问题及相关法律责任甲方概不负责。

3、钻屑运出甲方所在园区外后，乙方全权负责所在园区内产生的一切责任和义务，承担相应的法律责任。

4、乙方所转运钻屑需全部用于制造砖、瓦等建筑材料，不得出现其他违法违规处置行为。

5、乙方负责钻屑暂存场所“三防”措施的落实，若落实不到位因环保部门检查出现问题甲方概不负责。

四、费用结算方式

甲方按 100 元/吨包干价支付乙方处置费用，由甲方负责根据钻屑过磅单开具完工单，预先支付- -吨定金。

五、其他事项



1、甲乙双方建立固废转动处置台账，每批次转动处置完成后，甲乙双方签字确诊。

2、乙方不按合同规定进行作业，并给甲方造成不良影响，甲方每次给予考核 1214 元，从劳务费中扣除。由此造成的经济损失由乙方承担。

3、甲方不按时支付乙方合同费用，乙方可暂停履行合同。

4、本合同自双签字盖章后生效。本合同一式叁份，甲方执贰份，乙方执壹份，具同等法律效力，未尽事宜双方协商解决，协商不成的，由甲方所在地人民法院裁决。

5、本合同期限为：2024年 12月 28日至2027年 12月 28日止。



以下为《一般工业固体废物资源化利用处置合同》签署页，无正文

甲方：



乙方：



签订时间：2024年 12 月 28 日

八. 17

**中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂
2014年稳产开发建设项目、2025年产能建设项目的守法证明**

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目中，位于荆州区的陵 76 斜-4-1（采油井）、陵 76 斜-4-3（采油井）、李 1 斜-1（注水井）、陵 66 斜-4（封井）设施，已取得《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》批复（荆环保审文〔2016〕22 号），建设审批程序符合生态环境保护相关法律法规要求。

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂 2025 年产能建设项目中，位于荆州区八岭山镇的陵 29-斜 7（采油井）、位于荆州区纪南镇的陵 30 斜-1 侧（采油井）设施，已取得《荆州采油厂 2025 年产能建设项目环境影响报告书》批复（荆环审文〔2025〕61 号），建设审批程序符合生态环境保护相关法律法规要求。

在我局日常环境管理过程中，未发现上述两个项目存在环境违法行为，也未接到相关环境问题投诉。

荆州市生态环境局荆州区分局

2026 年 6 月 9 日



中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂

2014 年稳产开发建设项目的证明

中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目中，位于江陵县的耀 1 斜-1（长停井）、耀 1（长停井）、耀斜 2（长停井）、耀斜 5（长停井）、金斜 9（封井）、金 9 斜-1（长停井）设施，已取得《荆州采油厂 2014 年稳产开发建设项目环境现状评价报告书》批复（荆环保审文[2016]22 号），未发生重大环境影响事故。

荆州市生态环境局江陵县分局

2026 年 6 月 10 日



危险废物转移联单



联单编号：2026420000338074

第一部分 危险废物移出信息（由移出人填写）								
单位名称：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂					应急联系电话：13544686860			
单位地址：荆州市								
经办人：崔艳				联系电话：13545686860		交付时间：2026年06月05日 15时39分54秒		
序号	废物名称	废物代码	危险特性	形态	有害成分名称	包装方式	包装数量	移出量（吨）
1	油泥砂等含油污泥	071-001-08	毒性,易燃性	SS半固态	石油类物质	其他	1	11.6880
第二部分 危险废物运输信息（由承运人填写）								
单位名称：湖北鹏达联合运输有限公司					营运证件号：420281100235			
单位地址：大冶大道155号					联系电话：15971518860			
驾驶员：邓杨					联系电话：15572108326			
运输工具：汽车					牌号：鄂B63070			
运输起点：荆州市					实际起运时间：2026年06月05日 15时40分43秒			
经由地：荆州市-襄阳市								
运输终点：湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道1号					实际到达时间：			
第三部分 危险废物接受信息（由接受人填写）								
单位名称：华新（南漳）再生资源利用有限公司					危险废物经营许可证编号：S42-06-24-0104			
单位地址：湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道1号								
经办人：杨全涛				联系电话：13995756782		接受时间：		
序号	废物名称	废物代码	是否存在重大差异	接受人处理意见	拟利用处置方式	接受量（吨）		
1	油泥砂等含油污泥	071-001-08						

危险废物转移联单



联单编号：2026420000111782

第一部分 危险废物移出信息（由移出人填写）								
单位名称：中国石油化工股份有限公司江汉油田分公司荆州采油厂					应急联系电话：13544686860			
单位地址：荆州市								
经办人：崔艳				联系电话：13545686860		交付时间：2026年02月25日 18时24分22秒		
序号	废物名称	废物代码	危险特性	形态	有害成分名称	包装方式	包装数量	移出量（吨）
1	沾油废弃包装物、防渗膜等	900-249-08	毒性,易燃性	S固态	石油类物质	其他	4	1.0480
2	油泥砂等含油污泥	071-001-08	毒性,易燃性	SS半固态	石油类物质	其他	29	13.8220
第二部分 危险废物运输信息（由承运人填写）								
单位名称：湖北鹏达联合运输有限公司					营运证件号：420281100235			
单位地址：大冶大道155号					联系电话：15971518860			
驾驶员：刘善伟					联系电话：15872329063			
运输工具：汽车					牌号：鄂B66408			
运输起点：荆州市					实际起运时间：2026年02月25日 18时25分45秒			
经由地：南漳								
运输终点：湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道1号					实际到达时间：2026年02月25日 23时07分36秒			
第三部分 危险废物接受信息（由接受人填写）								
单位名称：华新（南漳）再生资源利用有限公司					危险废物经营许可证编号：S42-06-24-0104			
单位地址：湖北省襄阳市南漳县城关镇南背村华新大道1号								
经办人：杨全涛				联系电话：13995756782		接受时间：2026年02月26日 11时01分58秒		
序号	废物名称	废物代码	是否存在重大差异	接受人处理意见	拟利用处置方式	接受量（吨）		
1	沾油废弃包装物、防渗膜等	900-249-08	无	接受	C1水泥窑共处置	1.0480		
2	油泥砂等含油污泥	071-001-08	无	接受	C1水泥窑共处置	13.8220		

企业制度-执行类

 中国石化 SINOPEC	制度名称	荆州采油厂环境保护工作管理规定		
	制度编号			
	制度版本	3	主办部门	生产指挥中心 QHSE 管理室
所属业务类别	能源环境管理/环保监督管理		会签部门	党群管理中心 技术管理中心
下位制度制定	/		审核部门	经营管理中心
监督检查者	生产指挥中心 QHSE 管理室		签发日期	2025 年 月 日
解释权归属	生产指挥中心 QHSE 管理室		生效日期	2025 年 月 日
制定目的	贯彻落实党中央生态文明建设工作要求,落实生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单要求,严格执行国家环保法律法规,建立并不断完善 HSE 管理体系环保内容,规范荆州采油厂环境保护工作。			
制定依据	《中华人民共和国环境保护法》《中国石化环境监测管理规定》《中国石化环保统计管理规定》《中国石化生态保护管理办法》《江汉油田环境保护工作管理规定》等			
适用范围	各中心、各班组			
涉及的相关制度	《荆州采油厂污染防治管理规定》《荆州采油厂建设项目环境保护管理办法》			
废止说明	原《荆州采油厂环境保护工作管理规定》(GJZCYC-B0901-43-008-2022-2)同时废止			

荆州采油厂环境保护工作管理规定

1 总则

1.1 目的依据

为贯彻落实党中央生态文明建设工作要求,全面实施绿色高质量发展战略,按照分公司 HSE 管理体系要求,建立并不断完善厂 HSE 管理体系环保内容,规范荆州采油厂(下称采油厂)环境保护工作。

1.2 适用范围

本规定适用于采油厂各岗位、各班组。

1.3 管理原则

1.3.1 秉承“环保优先、预防为主、依法合规、全员参与”的理念,当生产经营发展等活动与环境保护相矛盾时,优先保护生态环境,落实“一票否决制”。

1.3.2 坚持全过程绿色生产,执行严于国家和地方排放标准要求,按照“减量化、资源化、无害化”原则开展污染防治;全面推行清洁生产,实行能源环境一体化管理,实现节能、降耗、减污、增效的协同效果。

1.3.3 厂主要负责人是本厂环境保护工作的第一责任人,对本厂环境保护工作负总责,履行相应环境保护职责。其他班子成员对分管业务范围内的环境保护工作负责,履行分管业务线条相应的环境保护管理职责。

— 2 —

2.3 各岗位、各班组履行业务范围内环境保护管理责任,按照“管专业管环保”要求落实环保责任。

2.3.1 投资计划岗负责将环保规划、计划纳入厂发展规划或生产经营计划,采取有效措施降低生产经营对环境的影响。财务管理岗负责依法缴纳环境保护税,积极争取环境保护税减免,充分使用国家有关环境保护和综合利用的税收优惠政策。

2.3.2 工程技术岗加大环保科技研发,持续开展绿色工艺、清洁生产、污染防治和应急处置等环保新技术、新工艺、新产品、成套设备的研究、开发和应用。积极探索实施减污降碳协同治理技术研究。

2.3.3 基建设备岗在工程项目建设、设备引进上应加大环保新工艺、新技术应用,积极探索从源头实施减污降碳。优先采购和使用有利于节约资源、保护环境的产品、技术、设备和设施。

2.3.4 组织人事岗负责环保机构和岗位人员配置,组织、指导和协调环保培训工作。

2.3.5 党群工作岗负责培育绿色企业文化,推动形成绿色生产方式和生活方式。

3 工作内容与要求

3.1 生态保护

3.1.1 生产过程中生态保护管理

3.1.1.1 投资计划岗制定发展规划和产业布局时应规

1.3.4 厂各岗位、各班组全体员工都有保护环境的义务。各单位应当防止、减少环境污染和生态破坏,对所造成的损害依法承担责任,积极组织、开展或参与生态环境公益活动。员工应当严格遵守国家和地方生态环境保护法律法规以及油田相关制度要求,增强生态环境保护意识,履行岗位环境保护职责和义务。

2 组织管理与职责

采油厂应建立全员环境保护责任制,明确管理职责和岗位环境保护责任,严格环境绩效考核,健全环境保护责任追究制度。及时开展环境保护法律法规有效性识别、评估、转化、承接。将环保要求融入各专业制度、流程,做到“管专业必须管环保”。

2.1 厂 HSE 委员会是厂生态环境保护工作的决策机构,负责贯彻落实国家和地方政府环保法律法规、方针政策和集团公司、分公司环保标准、制度,审定厂生态环境保护发展规划、重大环境保护事项等,并通过各岗位、各班组组织落实和实施;负责体系中环保相关要素管理要求落实,跟踪体系运行环保监测指标情况,完善环保运行机制。

2.2 QHSE 管理室在 HSE 委员会领导下,负责对厂生态环境保护工作进行统一监督和管理。负责依据国家、地方政府和集团公司环境保护发展规划及相关法律法规政策要求编制环境保护规划、计划。负责制定环保目标、指标,并进行任务分解和监督考核。

— 3 —

避生态保护红线区域,项目可行性研究报告应提出生态保护措施,设计阶段应严格落实环境影响报告书(表)及批复中的生态保护措施。

3.1.1.2 项目施工期环境保护计划应包含生态保护措施和修(恢)复治理内容,并按要求落实。工程技术岗、基建设备岗应结合生态保护相关要求,合理安排施工时间、施工方式,落实生态保护措施,最大限度减少对生态的影响。

3.1.1.3 应严格生产运营的作业管理,降低生产经营对生态环境的扰动,保护生物多样性,保障生态安全。

3.1.1.4 对新选址(选线)项目,QHSE 管理室在开展环评时,同步进行场地生态环境背景调查。生产设施关停、退役后,生产运行岗按要求组织对原有场地进行生态环境现状调查和评估,根据调查和评估结果,开展污染治理和生态修(恢)复。

3.1.2 生态修复补偿

3.1.2.1 项目建设和运营时,要努力把生态破坏降低到最低程度。对生态破坏造成的损失,应按要求进行生态修复。对在开发区域内无法修复的,可按要求进行异地修复。不具备生态修复能力的,可委托第三方进行修复。

3.1.2.2 按照要求对发生因污染环境或破坏生态导致生态环境损害的事件,委托生态环境损害鉴定评估机构,评估污染环境或破坏生态行为所导致生态环境损害的范围和程度,提出生态环境修复措施,量化生态环境损坏数额,并

— 4 —

— 5 —

按要求进行生态修复或生态赔偿。

3.1.3 生态敏感区管理

3.1.3.1 项目建设和运营必须满足国家和地方政府关于饮用水源保护区、自然保护区等保护区的相关管理规定。

3.1.3.2 由生产运行岗组织识别所在区域及周边关联区域内的生态敏感区，及时识别国家和地方政府划定（调整）的生态敏感区，评估生产活动对所涉及生态敏感区的影响，编写年度关联分析报告，提出对应的管理策略。

3.1.3.3 投资计划岗在项目前期和可研阶段充分识别规划区域内生态敏感区。规划布局、产业结构调整时充分考虑并落实生态红线的管控要求。

3.1.3.4 严格遵守国家和地方政府相关生态敏感区专项管理规定。新建项目要优先避让生态敏感区，确实不能避让的，由生产运行岗按照生态敏感区主管部门要求开展专项论证，取得主管部门允许穿（跨）越许可。未按要求取得允许穿（跨）越许可时，项目不得开工建设。

3.1.3.5 禁止在生态红线区内建设列入“负面清单”的项目，已建项目要按要求关停退出。确实不能避让的生态红线区，生产运行岗应积极协调推动地方政府调整相关功能区划。

3.1.3.6 QHSE 管理室每年 11 月 30 日前组织对涉及生态敏感区的生产设施进行排查，重点排查生产设施手续合法性、环境风险可控性以及存在的环境隐患，对存在的问

题制定整改计划，组织整改，降低环境风险，消除环境隐患。

3.1.4 其他要求

3.1.4.1 环境影响报告书（表）及批复中要求开展生态监测的项目，QHSE 管理室负责组织开展监测，定期评估生态环境质量及开发建设活动对生态环境的影响，提出应对措施。

3.1.4.2 生产运行岗负责建立涉及的生态敏感区、生态补偿等管理台账，并动态更新。

3.1.4.3 各岗位、各班组织积极配合各级政府部门、集团公司和油田开展的涉及生态敏感区的专项检查，对于检查发现的问题限期进行整改，并将整改情况逐级上报。

3.2 建设项目环境保护管理

3.2.1 建设项目应符合国家和所在区域的发展规划、产业政策、环境功能区划和环境承载能力等要求，严控高耗能高排放项目，新（改、扩）建项目严格执行环境影响评价、环境保护“三同时”、竣工环境保护验收、排污许可及环境影响后评价等制度，按照要求开展环境监理。

3.2.2 建设项目未依法进行环境影响评价并取得批复（或登记备案），或发生重大变动未重新报批，不得开工建设。配套建设的环境保护设施未通过竣工环保验收，主体工程不得正式投入生产或者使用。在项目建设、运行过程中产生不符合经审批的环境影响评价文件情形的，建设单位应当组织环境影响的后评价，报原环境影响评价文件审批部门和

建设项目审批部门备案，并落实环境影响后评价提出的补救方案和改进措施。

3.2.3 建设项目污染防治设施及措施应严格落实环境影响评价文件及其批复要求，新征土地建设项目应开展土壤及地下水环境质量背景调查与评价。

3.2.4 优先采购和使用节能、节水、节材等有利于保护环境的产品、技术、设备和设施，研究并充分利用国家和地方的相关财税政策。

3.2.5 按所在地生态环境部门要求将温室气体排放影响评价纳入环境影响评价，在保证污染物达标排放和环境可接受前提下，优先选择碳排放量最小的污染防治措施。

3.2.6 将环境保护技术咨询服务方、建设项目承包商环境保护管理纳入甲方日常管理，不得“以包代管”。

3.3 污染防治

3.3.1 深入开展清洁生产，采用清洁工艺技术、装备、资源、能源，从生产装置的设计、施工、运行全生命周期，提高能源资源利用效率，从源头和生产过程减少污染物产生。不得生产、销售或者转移、使用严重污染环境的工艺、设备和产品。定期开展清洁生产审核。

3.3.2 生产工艺技术开发应同步研究解决该技术带来的生态环境问题。

3.3.3 污染防治设施纳入生产设施统一管理，并保证其正常运行，在停用、拆除污染防治设施之前需经油田安全

环保质量管理部、基建工程部（设备管理部）和所在地生态环境主管部门批准。因异常工况导致污染物超标排放时，应及时向油田安全环保质量管理部和地方生态环境主管部门报备。

3.3.4 按照国家和地方环境保护标准的要求，工程技术岗、基建设备岗应采取有效措施防治在建设、生产、检维修、异常工况及其他经营活动中产生的废气、废水、固废、噪声、恶臭气体、扬尘等对环境与人员的污染和危害。

3.3.5 QHSE 管理室按要求定期开展土壤和地下水环境现状调查，根据调查情况采取相应污染防治措施，防止土壤和地下水污染。各班组负责严格施工期和运营期的厂站、场地管理，避免外部因素导致土壤、地下水污染。

3.3.6 QHSE 管理室负责严格执行国家及地方排污许可管理要求，持证排污、按证排污。新增污染物排放口经所在地生态环境部门批准，并纳入排污许可，未取得排污许可不得排放污染物。

3.3.7 经所在地生态环境部门批准向环境排放废水、废气的排污口，应按照国家排污口相关标准规范进行建设和管理；固体废弃物收集、转运、储存、处理处置过程和设施，应符合相关法规和标准要求。

3.3.8 产能建设、管道项目退役后，按照环境影响报告书（表）及其批复的要求，组织开展生态修复（恢复）。

3.3.9 规范设置环境保护图形标志，样式、信息展示

满足国家、地方及集团公司和分公司监管要求。

3.4 环境监测

3.4.1 QHSE 管理室负责编制环境监测工作方案、年度环境监测工作计划，监测方案和监测工作计划应满足国家、地方、集团公司和油田的环保管理要求，落实排污许可证自行监测方案内容。

3.4.2 委托具备资质的第三方环境监测机构按照国家环保法律法规、集团公司及分公司要求，开展环境质量监测、污染源监督监测、应急监测等工作。

3.4.3 安全环保部负责安装排放口标识牌，展示环境监测点位图并标注监测项目等信息。工程设备部负责按照环境监测技术规范要求，设计、建设、维护污染物排放口和采样平台。

3.5 环保统计

3.5.1 环保统计工作实行统一管理、分级负责。环保统计工作应遵循实事求是、科学准确、及时有效、严格保密的原则。

3.5.2 巡检站负责建立健全生产经营活动及其环境保护设施运行的原始记录、统计台账。环保统计信息由安全环保部环保统计人员按照审核程序上报至分公司安全环保部。

3.5.3 安全环保部负责按照要求及时填报环境保护的资料和报表。环境统计月报填报时间为次月5日前，环境统计年报填报时间为次年1月15日前。

— 10 —

要环境因素、环境风险源进行管控。

3.6.3 生产指挥中心每季度组织环境隐患排查，落实整改措施，及时消除环境隐患。

3.6.4 各部门应积极配合国家、地方生态环境督查、检查，问题及时整改。对各类检查督查发现的环境保护问题立行立改，存在投诉举报、行政处罚风险的事项，建立法律源头介入机制，化解争议；对造成生态环境损害的违规行为，主动开展修复，经监测认定后向生态环境主管部门报备及销项。

3.7 环境应急管理

3.7.1 建立分类环境、分级负责的突发环境事件应对应急管理机制。

3.7.2 安全环保部负责按照国家、地方及分公司要求开展突发环境事件应急预案编制、修订及备案。生产指挥中心负责建立应急救援队伍，配备应急物资，与地方政府和系统内外企业建立区域联防联控机制。

3.7.3 生产指挥中心负责定期组织开展应急预案培训和演练，通过总结评估不断完善应急预案和现场应急处置方案。

3.7.4 发生环境事件时巡检站应立即启动应急预案或应急处置方案，采取有效措施，减少环境影响；党政办公室做好环境舆情监控、研判和处置。

3.7.5 发生环境事件时，生产指挥中心应及时向分公

3.5.4 环保统计报表中各项指标应当与上期、往年同期以及控制标准进行对比分析，对上下浮动在10%以上及超标数据详细说明原因。

3.5.5 环保统计报表通过中石化环境保护信息系统按时填报、审核后上传至分公司安全环保部。

3.5.6 新建项目通过验收并取得排污许可开始排污后，应将新建项目排污情况立即纳入环保统计；生产装置关停后，应当按照其当年实际排污情况进行统计。

3.5.7 受到国家和地方督察检查发现问题的，相关信息当日报送油田安全环保部；因环境保护问题被国家和地方挂牌督办、通报、受到环境行政处罚、因环境问题被提起诉讼或被媒体曝光等负面环境信息应在1个工作日内报送油田安全环保部。

3.5.8 按照国家、集团公司及分公司相关档案管理规定建立环保统计档案。对外披露环保统计资料应执行集团公司及分公司有关档案管理和保密管理规定。

3.6 环境因素、风险与隐患管理

3.6.1 实施环境风险、环境保护隐患分级负责制，制定管理要求和技术规范，定期监督、检查和考核。

3.6.2 安全环保部每半年组织巡检站开展环境因素识别、环境风险评估，建立环境因素识别评价清单和环境风险源突发环境事件风险指数评估表，。生产指挥中心组织巡检站制定有效措施，落实防控措施、责任单位和责任人，对重

— 11 —

司生产运行管理部上报，安全环保部应按相关程序向政府生态环境主管部门和分公司安全环保部及时上报。

3.8 环境保护信息管理

3.8.1 促进环境保护信息化建设与应用，提升环境保护信息化管理水平。安全环保部按要求向政府主管部门报送各类环境信息；按时准确填报集团公司环境保护管理信息系统各类环境信息；紧急重要环境保护类信息及时通过电话、公文等途径上报。

3.8.2 受到国家级督察检查发现问题的，相关信息当日报送，因环境保护问题被国家和地方挂牌督办、通报、受到环境行政处罚、因环境问题被提起诉讼或被媒体曝光等负面环境信息应立即报分公司安全环保部。

3.8.3 严格落实环境信息公开要求，及时如实公开环境信息，并接受社会监督。

3.8.4 建立与周边社区居民生态环境信息沟通机制，积极参与或开展生态环境公益活动。

4 检查与监督

实行季度和年度HSE绩效考核，厂HSE委员会对各部门（单位）环境保护管理规定落实情况进行监督、检查，检查结果纳入HSE考核。

— 12 —

— 13 —