项目编号：7a2g88

江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目

环境影响报告书

建设单位：中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司

编制单位：湛江天和环保有限公司

2026 年 5 月

打印编号：1762769377000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	7a2g88
建设项目名称	江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目
建设项目类别	05--007陆地石油开采
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司
统一社会信用代码	91321091720598O8X8
法定代表人（签章）	钟志国
主要负责人（签字）	刘子漩
直接负责的主管人员（签字）	王林
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	湛江天和环保有限公司
统一社会信用代码	91440800MA4UK4HU5M
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
王文广	08354443508440206	BH016643	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
韩丽金	环境现状调查与评价、环境保护措施及其可行性论证	BH029237	
王欣怡	环境影响经济损益分析、环境管理与监测计划	BH076063	
王文广	概述、总则、现有工程分析、工程分析、环境影响预测与评价、环境风险评价、结论	BH016643	

目 录

1 概述 1
1.1 项目由来 1
1.2 建设项目特点 2
1.3 环境影响评价的工作程序及过程 3
1.4 分析判定相关情况 5
1.4.1 政策相符性 5
1.4.2 规划相符性 19
1.4.3 “三线一单”相符性 20
1.5 关注的主要环境问题及环境影响 25
1.6 环境影响评价的主要结论 26
2 总则 27
2.1 编制依据 27
2.1.1 国家法律、法规及政策 27
2.1.2 地方性法规及规范性文件 29
2.1.3 环境影响评价技术导则及技术规范 31
2.1.5 项目相关文件、资料 32
2.2 评价因子与评价标准 32
2.2.1 环境影响因素识别 32
2.2.2 评价因子筛选 34
2.2.3 评价标准 36
2.3 评价工作等级和评价重点 47
2.3.1 评价工作等级 47
2.3.2 评价工作重点 60
2.4 评价范围及环境敏感区 61
2.4.1 评价范围 61
2.4.2 主要环境保护目标 61
3 现有工程分析 75
3.1 现有项目概况 75
3.1.1 徐闻油区概况 75
3.1.2 环评批复及验收情况 77
3.3 现有工程 78
3.3.1 现有工程组成 78
3.3.2 江苏油田环境管理情况 89
3.3.4 现有工程存在的环保问题及以新代老措施 93
4 工程分析 94
4.1 本项目概况 94
4.2 油气地质特征 103
4.2.1 构造特征 103
4.2.2 储层特征 103
4.2.3 油藏特征 103
4.3 油气地质特征 103
4.3.1 原油物性 103
4.3.2 伴生气 104

4.4 区块开发规划 105
4.4.1 开发方式与计划 105
4.4.2 开发规模及指标 105
4.5 项目组成 106
4.6 主体工程 107
4.6.1 井场工程 107
4.6.2 钻井工程 108
4.6.3 采油工程 116
4.6.4 地面工程 118
4.6.5 管线铺设 121
4.6.6 注水工程 122
4.6.7 油气集输工程 123
4.6.8 闭井计划与老井封堵工程 126
4.7 辅助工程 127
4.7.1 供电工程 127
4.7.2 自控系统 127
4.8 公用工程 128
4.8.1 给水 128
4.8.2 排水 128
4.8.3 消防工程 128
4.9 依托工程 128
4.10 能源消耗 129
4.11 工程占地 129
4.12 劳动定员 129
4.13 工艺流程及产污环节分析 129
4.13.1 施工期 129
4.13.2 运营期 140
4.13.3 闭井期 143
4.14 水平衡 144
4.15 主要污染物排放及治理措施 145
4.15.1 施工期污染物排放情况 145
4.15.2 运营期污染物排放情况 152
4.15.3 闭井期污染物排放情况 164
4.15.4 非正常工况 164
4.15.5 本项目污染物排放情况汇总 164
4.16 清洁生产分析 166
4.16.1 清洁生产指标体系及评价 166
4.16.2 清洁生产措施分析 169
4.16.3 清洁生产总体评价 170
5 环境现状调查与评价 171
5.1 自然环境现状调查与评价 171
5.1.1 地理位置 171
5.1.2 地形、地貌、地质 172
5.1.3 气候气象 173

5.1.4 水文特征 174
5.1.5 自然资源 176
5.2 环境质量现状调查与评价 178
5.2.1 大气环境质量现状监测与评价 178
5.2.2 地表水环境质量现状监测与评价 185
5.2.3 声环境质量现状监测与评价 189
5.2.4 地下水环境质量现状监测与评价 190
5.2.5 土壤环境质量现状监测与评价 203
5.2.6 包气带环境质量现状监测与评价 217
5.3 生态环境质量现状调查 220
5.3.1 生态功能定位 220
5.3.2 调查时间及样地样线设置 220
5.3.3 植被及植物多样性调查 226
5.3.4 动物多样性 267
5.3.5 自然遗迹调查 273
5.3.6 土地利用现状 273
5.3.7 生态系统现状 276
5.3.8 主要生态问题调查 276
5.3.9 生态现状调查评价结论 276
6 环境影响预测与评价 277
6.1 大气环境影响分析 277
6.1.1 施工期大气环境影响分析 277
6.1.2 运营期大气环境影响预测与评价 278
6.1.3 闭井期大气环境影响分析 290
6.2 地表水环境影响分析 290
6.2.1 施工期废水环境影响分析及防治对策 290
6.2.2 运营期地表水环境影响评价 290
6.2.3 闭井期地表水环境影响评价 290
6.3 固体废物环境影响分析 290
6.3.1 施工期固体废物环境影响分析 290
6.3.2 运营期固体废物环境影响评价 291
6.3.3 闭井期固体废物环境影响分析 293
6.4 噪声环境影响分析 294
6.4.1 施工期噪声环境影响分析 294
6.4.2 运营期噪声环境影响评价 301
6.4.3 闭井期噪声影响分析 306
6.5 生态环境影响分析 306
6.5.1 施工期生态环境影响分析 306
6.5.2 运营期生态环境影响分析 319
6.5.3 闭井期生态环境影响评价 321
6.6 土壤环境影响分析 322
6.6.1 施工期土壤环境影响分析及防治对策 322
6.6.2 运营期土壤环境影响分析 323
6.6.3 闭井期土壤环境影响分析 332

6.7 地下水环境影响分析 333
6.7.1 区域水文地质概况 333
6.7.2 场地水文地质条件 346
6.7.3 正常工况地下水境影响分析 386
6.7.4 非正常工况地下水境影响预测分析 387
6.7.5 预测结果 400
6.7.6 废弃井影响分析 425
6.7.7 地下水环境影响评价小结 425
7 环境风险评价 426
7.1 总论 426
7.1.1 评价原则 426
7.1.2 评价工作程序 426
7.2 评价依据 427
7.2.1 建设项目风险源调查 427
7.2.2 环境风险潜势初判 428
7.3 评价等级 434
7.4 风险识别 435
7.4.1 主要危险物质识别 435
7.4.2 生产系统风险识别 440
7.4.3 危险物质环境转移途径识别 442
7.4.4 风险识别结果 442
7.4.5 现有工程环境风险事故回顾 443
7.5 风险事故情形分析 445
7.5.1 风险事故情形 445
7.5.2 源项分析 446
7.6 风险预测预评价 450
7.6.1 有毒有害物质在大气中的扩散 450
7.6.2 有毒有害物质在地表水环境中的运移扩散 457
7.6.3 有毒有害物质在地下水环境中的运移扩散 459
7.6.4 井喷事故环境影响分析 460
7.6.5 小结 461
7.7 风险事故防范措施 462
7.7.1 各类储罐泄漏事故风险防范措施 462
7.7.2 伴生气处理系统风险防范措施 468
7.7.3 钻井井漏预防措施 468
7.7.4 井喷事故风险防范措施 469
7.7.5 油气集输过程中的泄漏事故及处理措施 470
7.7.6 采出液运输中的事故及处理措施 472
7.7.7 多功能罐破损事故防范措施 473
7.7.8 采出液火灾爆炸风险防控措施 473
7.7.9 环境风险防控和应急管理制度 475
7.8 事故应急措施 476
7.8.1 采出液泄漏应急处置措施 476
7.8.2 危险废物管理过程突发环境事件应急措施 478

7.8.3 场地污染事件的应急处置措施 478
7.8.4 与地方环境应急机构的衔接 479
7.9 突发环境事件应急预案编制要求 480
7.10 应急监测 481
7.10.1 地表水环境污染事故监测 481
7.10.2 地下水环境污染事故监测 481
7.10.3 大气环境污染事故监测 482
7.10.4 土壤环境污染事故监测 482
7.11 结论 482
8 环境保护措施及其可行性论证 484
8.1 施工期环境保护措施论证 484
8.1.1 废水污染防治措施 484
8.1.2 废气污染防治措施 486
8.1.3 噪声控制措施 487
8.1.4 固体废物处置措施 489
8.1.5 地下水污染防治措施 490
8.1.6 土壤污染防治措施 494
8.1.7 生态保护与补偿措施 495
8.2 运营期环境保护措施论证 505
8.2.1 废水污染防治措施 505
8.2.2 废气污染防治措施 511
8.2.3 噪声控制措施 512
8.2.4 固体废物处置措施 513
8.2.5 土壤、地下水污染防治措施 514
8.2.6 生态保护与补偿措施 516
8.3 闭井期环境保护措施论证 516
8.3.1 长停井环境保护管理要求 516
8.3.2 封井环境保护管理要求 517
8.3.3 闭井期巡检制度 518
8.4“三同时”验收一览表 519
9 环境影响经济损益分析 522
9.1 社会效益分析 522
9.2 环境效益分析 522
9.3 经济效益分析 522
9.4 环保投资 523
10 环境管理与监测计划 524
10.1 环境管理目的 524
10.2 环境保护管理计划 524
10.2.1 机构及人员设置 524
10.2.2 项目建设期的环境管理 524
10.2.3 项目运营期的环境管理 525
10.2.4 开发后期管理 526
10.2.5 环境管理台账 526
10.3 排污口规范化设置 526

10.3.1 排污口设置要求 526
10.3.2 排放口二维码管理技术要求 527
10.3.3 排污口建档管理 528
10.4 污染物排放清单 529
10.5 环境监测计划 531
10.5.1 监测机构 531
10.5.2 施工期环境监测计划 531
10.5.3 营运期环境监测计划 531
11 结论 534
11.1 建设项目概况 534
11.2 环境现状评价结论 534
11.3 污染物产生及排放情况 535
11.3.1 施工期 535
11.3.2 运营期 536
11.4 主要环境影响 538
11.4.1 施工期 538
11.4.2 运营期 539
11.5 环境风险 540
11.6 公众意见采纳情况 540
11.7 环境影响经济损益分析 541
11.8 环境管理与监测计划 541
11.9 清洁生产分析 541
11.10 产业政策及选址选线可行性 541
11.11 结论 541

1 概述

1.1 项目由来

在全球能源消费结构中，石油始终占据着主导地位。石油凭借其能量密度高、易于储存和运输等特性，成为交通运输领域的主要能源，全球大部分汽车、飞机、船舶依赖石油制品作为燃料；在工业生产中，石油更是不可或缺的原材料，塑料、橡胶、纤维等众多化工产品都源自石油的加工提炼。对于国家而言，稳定的石油供应是能源安全的重要保障。随着经济的快速发展，国内对石油的需求持续增长。国内石油开采在保障石油供应方面发挥着不可替代的作用，能有效应对国际能源市场的波动。

江苏石油勘探局组建于 1975 年 4 月 23 日，直属于中国石油化工集团公司，是勘探开发一体化，油气生产、加工与销售配套，农、工、科、贸兼营，跨地区、跨行业的综合性大型国有企业，是我国南方最大的陆上石油工业基地。油气开采区域分布在江苏、安徽两省的 6 个地级市以及广东徐闻地区等。油气当量已连续十年稳定在 100 万吨以上，主力油区为采油一厂（厂部扬州市江都真武镇）和采油二厂（厂部淮安市金湖县）。2000 年 1 月，根据《中国石油化工集团公司整体重组改制后管理体制和机构设置方案》，设立中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司，经营原江苏石油勘探局油气勘探与生产、炼油与销售业务，原江苏石油勘探局相关的资产、负债和权益整体划入。新设立的江苏油田分公司与现江苏石油勘探局，统称江苏油田。

江苏油田分公司勘探开发技术领先，独树一帜，多年的不懈努力，形成了具有在地上水网密布、地下构造复杂，素有“地质家考场”之称的长江金三角地带，从事复杂小断块群油气藏滚动评价开发的成功经验和技术；拥有全行业第一套全三维处理软件以及用于油藏早期描述评价的无井 LOG 反演技术；发展配套了以全三维地震、精细油藏描述等四项技术为核心的复杂断块地区滚动评价开发综合配套技术，建立起一套高速、高效增储上产的技术系列，百万吨产能建设投资水平居同行业前列。全油田内已完成信息网络基础设施建设，广泛应用于勘探、开发、生产、科研、经营、管理等领域，新技术的使用在全国中小油田处于领先水平。

徐闻新区地理位置位于广东省湛江市徐闻县，自 2004 年开始进行勘探，2013 年 1 月发现徐闻 6 断块，2024 年 3 月徐闻 101 斜、徐闻 103 斜井试获高产油流，申报探明含油面积 2.75 平方千米，探明储量 114.58 万吨。作为江苏油田域外增储上产的关键阵地，为了加快徐闻油

区开发进程，切实保障国家能源安全，现启动江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目（简称“本项目”）。本项目主要工程内容包括：共部署 44 口井，其中：新钻油井 15 口，勘探井转开发井 29 口（其中包括 4 口注水井）；新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场；新建 40 套 12 型抽油机；新建 600 型压驱注水装置 3 套；新建多功能罐 24 座，三相分离器橇 1 套；新建集油管线 3.3km，新建注水管线 1.4km。同时配套建设供配电、自控、通信及道路等工程。

江苏油田始终牢记“端牢能源饭碗”殷切嘱托，在国家能源战略全局中把握大势，于广东省北部湾盆地徐闻新区率先获得油气勘探重大发现。这一具备经济开采价值的储量，不仅填补了华南地区陆上石油天然气规模开采的空白，更对保障国家能源安全具有深远意义。

根据《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），本项目以江苏油田分公司在徐闻境内的油气探矿权范围为整体区块开展油气开采项目环评。根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目需占用永久基本农田，属于“五、石油和天然气开采业 0711 陆地石油开采”中“石油开采新区块开发；页岩油开采；涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设)，应编制环境影响评价报告书。建设单位委托湛江天和环保有限公司对本项目进行环境影响评价。在接受委托之后，环评单位在现有、拟建井场及周边开展了现场踏勘、调研，向建设单位收集了项目所采用的工艺技术资料及污染防治措施技术参数等，按照《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）等相关技术规范的要求，编制了《广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目环境影响报告书》，为项目建设提供环保技术支持，为生态环境主管部门提供审批依据。

1.2 建设项目特点

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范，项目的建设可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇，同时，该区块的开发也能够拉动相关产业的发展，对促进区域社会和经济发展等有积极意义。

1.3 环境影响评价的工作程序及过程

湛江天和环保有限公司接受建设单位委托后，在项目所在地开展了现场踏勘、调研，向建设单位收集了项目所采用的工艺技术资料及污染防治措施技术参数等。对照国家和地方有关环境保护法律法规、标准、政策、规范及规划，分析了开展环评的必要性，进而核实了项目的废气、废水、固体废物等污染物的产生和排放情况，以及各项环保治理措施的可达性。在此基础上，编制了该项目的环境影响报告书，为项目建设提供环保技术支持，为生态环境主管部门提供审批依据。

根据《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）等相关技术规范的要求，本次环境影响评价的工作过程及程序见图 1.3-1。

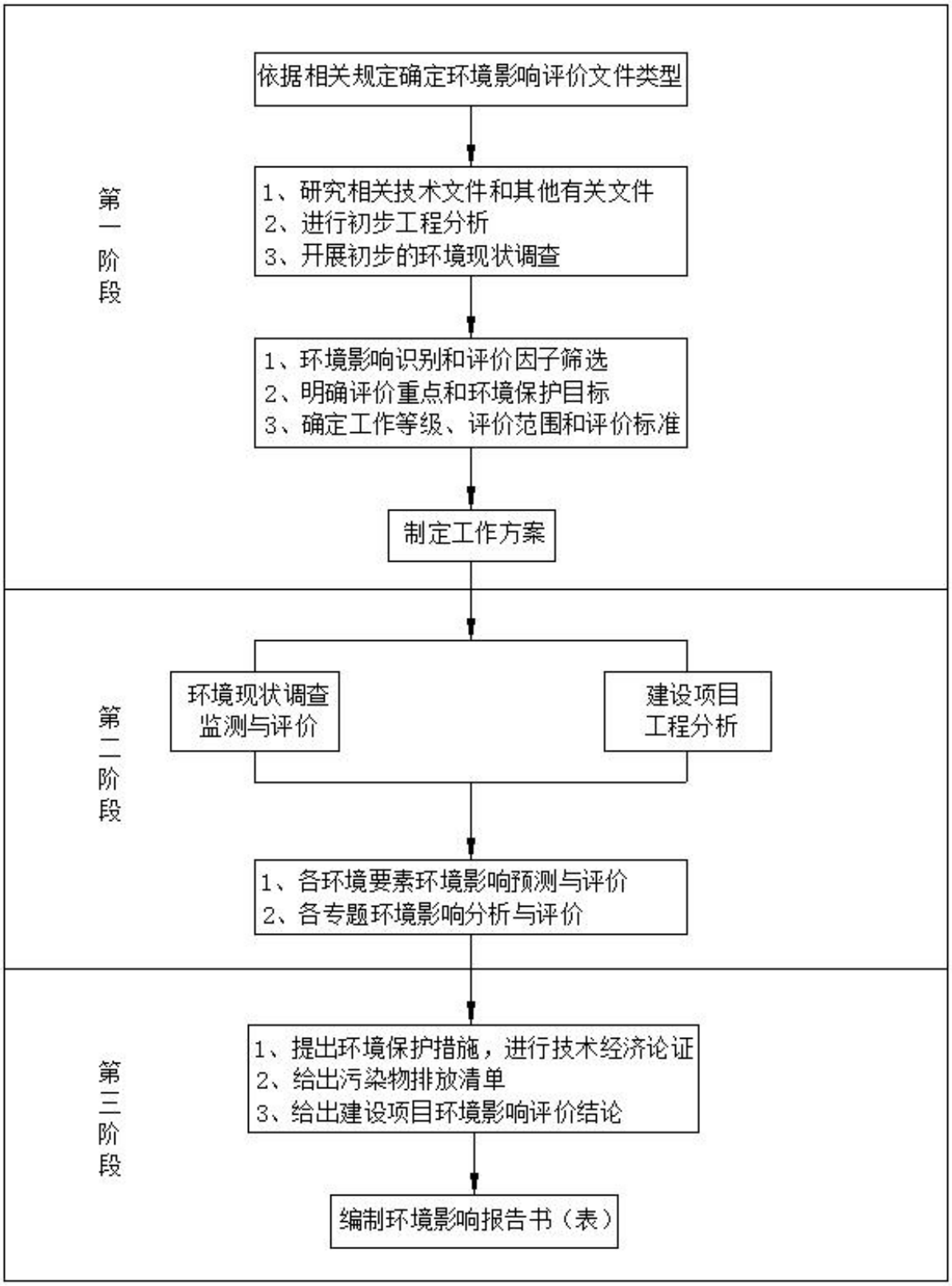


图 1.3-1 建设项目环境影响评价工作程序图

1.4 分析判定相关情况

1.4.1 政策相符性

（1）与产业政策的相符性

根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），本项目属于该目录中“七、石油、天然气 ．石油天然气开采：常规石油、天然气勘探与开采，页岩气、页岩油、致密油（气）、油砂、天然气水合物等非常规资源勘探开发 2．油气管网建设：原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设、技术装备开发与应用”，为鼓励类项目，符合国家产业政策。

（2）与《石油天然气开采业污染防治技术政策》的相符性

根据《石油天然气开采业污染防治技术政策》（2012 年 3 月 7 日），本项目符合文件相关要求，详见表 1.4-1。

因此，本项目的建设符合国家及地方产业政策要求。

表 1.4-1 与《石油天然气开采业污染防治技术政策》符合性分析一览表

文件要求	项目情况	符合情况
一、总则（（一）、（二）条为文件说明性条款）		
（三）到 2015 年末，行业新、改、扩建项目均采用清洁生产工艺和技术，工业废水回用率达到 90%以上，工业固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。要遏制重大、杜绝特别重大环境污染和生态破坏事故的发生。要逐步实现对行业排放的石油类污染物进行总量控制。	项目采用清洁生产工艺和技术，生产废水回用率达到 100%，固体废物资源化及无害化处理处置率达到 100%。	符合
（四）石油天然气开采要坚持油气开发与环境保护并举，油气田整体开发与优化布局相结合，污染防治与生态保护并重。大力推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	开发同时开展污染防治与生态保护的措施。持续推行清洁生产，发展循环经济，强化末端治理，注重环境风险防范，因地制宜进行生态恢复与建设，实现绿色发展。	符合
（五）在环境敏感区进行石油天然气勘探、开采的，要在开发前对生态、环境影响进行充分论证，并严格执行环境影响评价文件的要求，积极采取缓解生态、环境破坏的措施。	本项目建设地点部分占用基本农田，属于《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）环境敏感区，本次评价对项目的环境影响开展了充分论证，并采取了针对性的污染防治措施，有效降低项目对生态环境的影响。	符合
二、清洁生产		
（一）油气田建设应总体规划，优化布局，整体开发，减少占地和油气损失，实现油气和废物的集中收集、处理处置。	本项目油气和废物均集中收集、处理与处置。	符合
（二）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。	油气田开发不使用含有国际公约禁用化学物质的油气田化学剂。	符合
（三）在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中	本项目将采取防止原油落地的措施，井下	符合

文件要求	项目情况	符合情况
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%。	作业过程中配备泄油器、刮油器等。发生原油落地时做到及时回收，回收率达到 100%。	
（四）在油气勘探过程中，宜使用环保型炸药和可控震源，应采取防渗等措施预防燃料泄漏对环境的污染。	本项目不涉及爆炸作业。	符合
（五）在钻井过程中，鼓励采用环境友好的钻井液体系；配备完善的固控设备，钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水应回用。	本项目采用环保型钻井液，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处理后全部回用。	符合
（六）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。	本项目无酸化工艺。本项目使用环境友好型压裂液，施工时，压裂液集中配置。本项目在徐闻 101 站建成前不进行压裂工艺，压裂过程产生的压裂残液和返排液经收集后在徐闻 101 站建成后，运至徐闻 101 站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。压裂施工过程将采取防喷、地面管线防刺、防漏、防溢等措施。	符合
（七）在开发过程中，适宜注水开采的油气田，应将采出水处理满足标准后回注；对于稠油注汽开采，鼓励采出水处理后回用于注汽锅炉。	采出水经站场污水处理系统处理后回注地层，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022），采出水达到回注水技术要求后 100%回注。	符合
（八）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型式，新、改、扩建油气储罐应安装泄漏报警系统。新、改、扩建油气田油气集输损耗率不高于 0.5%，2010 年 12 月 31 日前建设的油气田油气集输损耗率不高于 0.8%。	油气集输部分井场采用密闭管输流程。部分井场采出液进入密闭多功能罐暂存，本项目原有中转储罐为 1000m^3，采用固定顶罐储存。采用顶部浸没装载的方式通过罐车密闭拉运至站场进一步处理，出料管口距离罐底部小于 200mm。	符合
三、生态保护		
（一）油气田建设宜布置丛式井组，采用多分支井、水平井、小孔钻井、空气钻井等钻井技术，以减少废物产生和占地。	本项目布置丛式井、水平井，采用空气钻井技术或依托老井场，可大大减少废物产生和占地。	符合
（二）在油气勘探过程中，应根据工区测线布设，合理规划行车线路和爆炸点，避让环境敏感区和环境敏感时间。对爆点地表应立即进行恢复。	本项目中油气勘探不涉及爆炸工作。	符合
（三）在测井过程中，鼓励应用核磁共振测井技术，减少生态破坏；运输测井放射源车辆应加装定位系统。	本项目不涉及核磁共振测井及放射源。	符合
（四）在开发过程中，伴生气应回收利用，减少温室气体排放，不具备回收利用条件的，应充分燃烧，伴生气回收利用率应达到 80%以上；站场放空天然气应充分燃烧。燃烧放空设施应避开鸟类迁徙通道。	项目开发过程中，伴生气尽可能回收利用，回收利用率达到 80%以上。伴生气回收后利用或外销，回收后的伴生气一部分作为站场加热炉的燃料，其余进行集中收集后外销。	符合
（五）在油气开发过程中，应采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围应设置围堤或井界沟。应设立地下水水质监测井，加强对油气田地下水水质的监控，防止回注过程对地下水造成污染。	在油气开发过程中，本项目采取措施减轻生态影响并及时用适地植物进行植被恢复。井场周围设置围堤或井界沟。井场周围设置井界沟，企业将在徐闻 101 站设立地下水水质监测井。	符合
（六）位于湿地自然保护区和鸟类迁徙通道上的油田、	本项目占地范围内无湿地自然保护区、鸟	符合

文件要求	项目情况	符合情况
油井，若有较大的生态影响，应将电线、采油管线地下敷设。在油田作业区，应采取措施，保护零散自然湿地。	类迁徙通道等敏感目标。	
（七）油气田退役前应进行环境影响后评价，油气田企业应按照后评价要求进行生态恢复。	退役前拟进行环境影响后评价，建设单位将按照后评价要求进行生态恢复。	符合
四、污染治理		
（一）在钻井和井下作业过程中，鼓励污油、污水进入生产流程循环利用，未进入生产流程的污油、污水应采用固液分离、废水处理一体化装置等处理后达标外排。在油气开发过程中，未回注的油气田采出水宜采用混凝气浮和生化处理相结合的方式。	本项目采出液进入站场内，经站内三相分离，采出水经处理后回注地层，不外排。钻井、洗井废水在徐闻 101 站建成前拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后钻井、洗井废水、压裂废水送徐闻 101 站污水集中处理系统处理后回注地层，油田注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，采出水达到回注水技术要求后 100%回注。	符合
（三）固体废物收集、贮存、处理处置设施应按照标准要求采取防渗措施。试油（气）后应立即封闭废弃钻井液贮池。	固体废物收集、贮存、处置设施按照标准要求采取了防渗措施。	符合
（四）应回收落地原油，以及原油处理、废水处理产生的油泥（砂）等中的油类物质，含油污泥资源化利用率应达到 90%以上，残余固体废物应按照《国家危险废物名录》和危险废物鉴别标准识别，根据识别结果资源化利用或无害化处置。	本项目原油不落地。原油处理、废水处理产生的油泥（砂）委托有资质单位资源化利用，含油污泥资源化利用率达到 100%。	符合
（五）对受到油污染的土壤宜采取生物或物化方法进行修复。	正常工况下土壤不会受到污染，事故状态下，建设单位将启动应急预案及时处理受污染土壤。	符合
五、鼓励研发的新技术		
（一）环境友好的油田化学剂、酸化液、压裂液、钻井液，酸化、压裂替代技术，钻井废物的随钻处理技术，提高天然气净化厂硫回收率技术。	本项目无酸化工艺。本项目使用环境友好型压裂液，施工时，压裂液集中配置。本项目在徐闻 101 站建成前不进行压裂工艺，压裂过程产生的压裂残液和返排液经收集后在徐闻 101 站建成后，运至徐闻 101 站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。	符合
（二）二氧化碳驱采油技术，低渗透地层的注水处理技术。	本项目采用注水的开发方式。	符合
（三）废弃钻井液、井下作业废水及含油污泥资源化利用和无害化处置技术，石油污染物的快速降解技术，受污染土壤、地下水的修复技术。	本项目废弃钻井液、井下作业废水及含油污泥资源化利用和无害化处置技术。含油污泥委托有资质单位处理。	符合
六、运行管理与风险防范		
（一）油气田企业应制定环境保护管理规定，建立并运行健康、安全与环境管理体系。	制定了环境保护管理规定，建立并运行了健康、安全与环境管理体系。	符合
（二）加强油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。油气田建设过程应开展工程环境监理。	加强了油气田建设、勘探开发过程的环境监督管理。	符合
（三）在开发过程中，企业应加强油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	建设单位加强了油气井套管的检测和维护，防止油气泄漏污染地下水。	符合
（四）油气田企业应建立环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员应经培训合格后上岗。	建立了环境保护人员培训制度，环境监测人员、统计人员、污染治理设施操作人员均经培训合格后上岗。	符合

文件要求	项目情况	符合情况
（五）油气田企业应对勘探开发过程进行环境风险因素识别，制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。应开展特征污染物监测工作，采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	企业对勘探开发过程进行了环境风险因素识别，部分井场已制定突发环境事件应急预案并定期进行演练。本项目完成后将进一步完善应急预案，并采取环境风险防范和应急措施，防止发生由突发性油气泄漏产生的环境事故。	符合

（3）与《土壤污染源头防控行动计划的通知》（环土壤〔2024〕80 号）相符性分析

根据《土壤污染源头防控行动计划的通知》（环土壤〔2024〕80 号）：

二、完善土壤污染源头预防政策体系

（一）落实生态环境分区管控。加强农用地分类管理，衔接国土空间规划，根据土壤污染程度和相关标准，动态调整优先保护类、安全利用类和严格管控类农用地的数量和边界，细化并落实分类管理措施。城镇开发边界外不得规划建设各类开发区，区内各类开发建设活动应严格落实生态环境准入清单。严格重点建设用地安全利用。完善地下水环境风险管控划定技术要求.....

（二）加快产业绿色化转型。严格落实产业结构调整指导目录要求。.....

（三）推动重点行业强制性清洁生产审核。对重有色金属矿采选业、重有色金属冶炼业、化学原料及化学制品制造业等涉重金属行业企业依法开展强制性清洁生产审核，强化气态及粉尘等无组织排放、防渗漏、防流失、防扬散等审核及监管要求。.....

（四）加强未污染土壤保护。.....新建涉重金属排放企业，要在相关建设项目中加强重金属排放对周边耕地土壤的累积性风险分析，存在风险的，要采取防控措施。

三、严格落实污染防治措施

（五）强化重点单位环境管理。严格环境监管重点单位名录管理，确保土壤污染重点监管单位和地下水污染防治重点排污单位应纳尽纳。加强以排污许可为核心的环境管理，督促土壤污染重点监管单位按照排污许可证规定和标准规范落实控制有毒有害物质排放、土壤污染隐患排查、自行监测等要求。.....排放涉镉等重金属的大气、水环境重点排污单位，依法对排放口和周边环境进行定期监测，评估对周边农用地土壤重金属累积性风险，并采取有效措施防范环境风险。

（六）严防污水废液渗漏。.....深入推进化工园区突发水污染事件环境应急三级防控体系建设。持续推进涉重金属行业水污染物排放标准制修订。.....

（七）减少涉重金属废气排放。.....推动有色金属矿采选、冶炼行业颗粒物深度治理，实施颗粒物治理升级改造工程，加强除尘工艺废气、生产车间低空逸散烟气收集处理。

（八）推进固体废物源头减量和综合利用。加强一般工业固体废物规范化环境管理，开展历史遗留固体废物堆存场摸底排查和分级分类整改，全面完善防渗漏、防流失、防扬散等措施。严密防控危险废物环境风险.....

相符性分析：本项目正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能。本项目废水、废气、固废均得到合理处置，噪声对周边影响较小。在落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求；本项目对井口开展周边土壤、地下水环境质量监测，根据监测结果判定是否存在污染，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《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）的要求，积极落实相关措施。

根据报告中土壤环境质量现状的监测结果，项目所在区域土壤环境能够达到相应指标限值，总体质量良好。且建设单位已根据相关的法律法规要求按照“源头控制、过程控制、跟踪监测”的原则制定了有效可行的土壤污染防治措施，包括严格落实各类废气污染物的防治措施、设置分区防渗方案等，尽量减少项目运营期对周边土壤的污染影响，符合上述文件的要求。

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

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 1.4-2。

表 1.4-2 与环办环评函[2019]910 号符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管道和电缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性。	本项目属于新开发项目，建设内容包括了拟建的新井、站场、设备、管道和电缆及其配套工程等，本报告提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施。	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。	本项目为新区块开发，本项目工程内容包含勘探井转为生产井，已纳入本项目环评。	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）等排放标准要求。	本项目采出水经处理后回注地层，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，采出水达到回注水技术要求后100%回注，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标。	符合
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。	本项目涉及废水回注，采出水经站场污水处理系统处理后回注地层，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，采出水达到回注水技术要求后100%回注，不外排至地表水体，不涉及水污染物总量控制指标。在第 7 章充分论证了回注的环境可行性，回注水均为油田开采过程产生废水，采取了严格的地下水污染防治和监控措施，回注地层为当前徐闻油区现役油层。本次评价已对钻井液、压裂液成分进行分析，不含重金属等有毒有害物质。	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价。	本项目中钻井全部采用水或水基泥浆，相应钻井固废属于一般工业固体废物。油泥油砂属于危险废物，委托有资质单位处置。本项目产生的固体废物全部按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。本项目危险废物按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求开展了评价。	符合
6	涉及高含硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、	经检测，本项目气田井中天然气硫化氢未检出，不涉及井场脱硫；站场加热炉燃料使用伴生气，排放的大气污染物满足国家和地方大气污染物排放标准要求。本次评价提出了切实可行	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。	的环境风险防范措施。	
7	施工期应当尽量减少施工占地、缩短施工时间、选择合理施工方式、落实环境敏感区管控要求以及其他生态环境保护措施，降低生态环境影响。钻井和压裂设备应当优先使用网电、高标准清洁燃油，减少废气排放。选用低噪声设备，避免噪声扰民。施工结束后，应当及时落实环评提出的生态保护措施。	本项目对施工期环境影响进行了重点分析并提出生态环境保护措施。钻井和压裂设备使用网电，选用低噪声设备，避免噪声扰民。本次评价对施工期噪声提出相应措施。	符合
8	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开。	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见。本次评价已在相关章节提出环境信息公开相关要求。	符合

综上所述，本项目符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》的要求。

（5）与《国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》（自然资函〔2020〕71 号）相符性

根据《国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》中“（一）核心保护区 6.已依法设立的铀矿矿业权勘查开采；已依法设立的油气探矿权勘查活动；已依法设立的矿泉水、地热采矿权不扩大生产规模、不新增生产设施，到期后有序退出；其他矿业权停止勘查开采活动。（二）一般控制区 除满足国家特殊战略需要的有关活动外，原则上禁止开发性、生产性建设活动。仅允许以下对生态功能不造成破坏的有限人为活动：8.战略性矿产资源基础地质调查和矿产远景调查等公益性工作；已依法设立的油气采矿权在不扩大生产区域范围，以及矿泉水、地热采矿权在不扩大生产规模、不新增生产设施的条件下，继续开采活动；其他矿业权停止勘查开采活动。”

本项目建设范围不涉及自然保护区，因此本项目的建设符合《国家林业和草原局关于做好自然保护区范围及功能分区优化调整前期有关工作的函》的要求。

（6）与《农用地土壤环境管理办法（试行）》相符性

根据《农用地土壤环境管理办法（试行）》，“第十二条 禁止在农用地排放、倾倒、使用污泥、清淤底泥、尾矿（渣）等可能对土壤造成污染的固体废物”。本项目在施工过程中，不在农用地排放废水及泥浆，且对泥浆处理区铺设防渗膜，不会对农用地排放造成污染的固体

废物。

因此本项目的建设符合《农用地土壤环境管理办法（试行）》。

（7）与《中华人民共和国基本农田保护条例》相符性

根据《中华人民共和国基本农田保护条例》第十五条：“基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征收土地的，必须经国务院批准。”

根据现场勘查，本项目输油管道穿越农田保护区，采用埋地敷设方式，不涉及永久占地；本项目井场、站场需要占用部分农田土地。根据《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）：“（六）各级生态环境主管部门在审批区块环评时，不得违规设置或保留水土保持、规划选址用地（用海）预审、行业或下级生态环境主管部门预审等前置条件。涉及自然保护地、饮用水水源保护区、生态保护红线等法定保护区域的，在符合法律法规的前提下，主管部门意见不作为环评审批的前置条件。对于已纳入区块环评且未产生重大变动情形的单项工程，各级生态环境主管部门不得要求重复开展建设项目环评。”根据通知精神，本项目作为作为广东油区北部湾盆地徐闻新区区块环评，选址用地预审不作为本项目环评的审批前置条件。本项目部分井场已办理了临时用地手续，并且徐闻县人民政府发布了本项目部分井场的征地公告。

本项目后续开展过程中应依据《中华人民共和国基本农田保护条例》“国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准”的要求，上报国务院批准。

（8）与《自然资源部 农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规〔2019〕1 号）相符性

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

“一般建设项目不得占用永久基本农田；重大建设项目选址确实难以避让永久基本农田的，在可行性研究阶段，省级自然资源主管部门负责组织对占用的必要性、合理性和补划方案的可行性进行严格论证，报自然资源部用地预审；农用地转用和土地征收依法报批。

临时用地一般不得占用永久基本农田，建设项目施工和地质勘查需要临时用地、选址确实难以避让永久基本农田的，在不修建永久性建（构）筑物、经复垦能恢复原种植条件的前提下，土地使用者按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经县级自然资源主管部门批准可临时占用，并在市级自然资源主管部门备案，一般不超过两年，同时，通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。”

石油天然气属战略性矿产，应在保护永久基本农田的同时，做好矿产资源勘查和开发利用。通过向沿线相关的土地管理部门了解，得知对于工程永久占用的基本农田，应按照规定程序办理征地手续，并缴纳基本农田开发补偿费。以上所交纳费用，专门用于耕地开发和农田建设。土地管理部门将以后的土地利用规划中对基本农田的分布进行相应的调整，以确保基本农田数量不减少。

（9）油田施工临时用地相关法律法规相符性

国家法律法规和土地管理政策中对临时用地的认定、审批、年限、合同签订等有明确规定，为促进油气资源开发的有序进行，《土地管理法》第五十七条规定，建设项目施工和地质勘查需要临时使用国有土地或者农民集体所有的土地的，由县级以上人民政府土地行政主管部门批准；《土地管理法实施条例》第二十八条规定：建设项目施工和地质勘查需要临时占用耕地的，土地使用者应当自临时用地期满之日起 1 年内恢复种植条件。《矿产资源法实施细则》第十六条中规定，探矿权人有权根据工程需要临时使用土地。《国土资源部办公厅关于开展 2013 年度全国土地变更调查临时用地审核工作的通知》（国土资发〔2014〕15 号）将临时用地分为工程项目建设施工临时用地、地质勘查临时用地、抢险救灾临时用地、采矿用地等方式改革试点临时用地等 4 大类。其中，工程项目建设施工临时用地项下又细分为交通（指铁路、公路、机场、港口码头等项目）、水利（含水电，指水库、河渠等项目）、能源（指火力发电、核电、石油天然气等项目）、管线（指输油、输气干线项目）、采矿（指除采矿用地方式改革试点之外的采矿项目）临时用地等 5 个子项。国土资源部 1999 年的《关于石油天然气行业钻井及配套设施建设用地的复函》（国土资函〔1999〕219 号）规定，石油天然气行业钻井及配套设施建设用地，根据其特点，可先由所在地县级人民政府土地行政主管部门按临时用地批准使用，办理有关手续。2000 年国土资源部《关于新疆维吾尔自治区石油钻井及配套设施建设占用基本农田意见的函》（国土资厅函〔2000〕67 号）明确答复，石油钻井及配套设施建设临时占

用基本农田和基本农田以外的耕地应严格执行《关于石油天然气行业钻井及配套设施建设用地的复函》（国土资函〔1999〕219 号），复函中明确的有关事项，尽可能节约用地，不占或少占耕地，在做好被用地群众工作的前提下，依法办理临时用地手续，及时缴纳临时使用土地补偿费，临时用地期满，未确定为建设用地的，应及时复垦还耕。

根据以上法律法规，本项目建设施工道路、管线时临时占用基本农田需要办理临时用地手续，根据《土地管理法》第五十七条规定，临时用地使用期限一般不超过 2 年，临时用地到期后的复垦恢复期限为 1 年。建设单位应当按照各地临时用地相关规定办理临时用地手续，一是和原来的土地权利人签订临时用地合同，支付临时用地补偿费用，二是报县级以上国土资源部门审批。临时用地申请经国土资源部门核准后，临时用地单位应当按土地复垦方案确定的标准缴纳土地复垦保证金，复垦保证金实行专户管理，做到专款专用。本项目占地不涉及林地。

（10）临时用地期满后续管理政策

《土地管理法》第五十七条规定，地质勘查需要临时使用国有土地或者农民集体所有的土地的，由县级以上人民政府土地行政主管部门批准。土地使用者应当根据土地权属，与有关土地行政主管部门或者农村集体经济组织、村民委员会签订临时使用土地合同，并按照合同的约定支付临时使用土地补偿费。临时使用土地的使用者应当按照临时使用土地合同约定的用途使用土地，并不得修建永久性建筑物。临时使用土地期限一般不超过两年。

1）临时用地复垦还耕政策：临时用地结束后，未确定为建设用地的，应依照合同及时归还原土地权利人。如果造成土地损毁的，必须经过复垦，恢复原来的土地用途后归还原土地权利人。

2）临时用地转建设用地：依据法律规定，临时用地使用期限一般不能超过两年，临时用地期满，需要转为建设用地的，应当依据土地管理法律法规和相关文件规定，及时办理建设用地报批手续，依法取得建设用地使用权。

（11）与深入打好污染防治攻坚战相符性

本项目与国家、地方及项目涉及地已公布的工作方案相符性分析表 1.4-3，可见本项目符合文件相关要求。

表 1.4-3 与深入打好污染防治攻坚战相符性分析

政策名称	相关要求		本项目情况	相符性
《中共中央国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》（2021年11月8日）	加快推动绿色低碳发展	（六）推动能源清洁低碳转型。在保障能源安全的前提下，加快煤炭减量步伐，实施可再生能源替代行动。 （九）加强生态环境分区管控。衔接国土空间规划分区和用途管制要求，将生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线的硬约束落实到环境管控单元，建立差别化的生态环境准入清单，加强“三线一单”成果在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的应用。	本项目生产过程中消耗一定的水、电能源，不使用煤炭；本项目符合相关国土空间规划分区和用途管制要求，符合涉及省、市的“三线一单”要求。	符合
	深入打好蓝天保卫战	（十二）着力打好臭氧污染防治攻坚战。聚焦夏秋季臭氧污染，大力推进挥发性有机物和氮氧化物协同减排。 （十四）加强大气面源和噪声污染治理。强化施工、道路、堆场、裸露地面等扬尘管控，加强城市保洁和清扫。	本项目正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能。本项目废水、废气、固废均得到合理处置，噪声对周边影响较小。在落实各项安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求；本项目对井口开展周边土壤、地下水环境质量监测，根据监测结果判定是否存在污染，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，积极落实相关措施。	符合
	深入打好碧水保卫战	（十六）持续打好长江保护修复攻坚战。推动长江全流域按单元精细化分区管控。		符合
	深入打好净土保卫战	（二十二）深入推进农用地土壤污染防治和安全利用。实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。 （二十三）有效管控建设用地土壤污染风险。 （二十五）加强新污染物治理。制定实施新污染物治理行动方案。 （二十六）强化地下水污染协同防治。		符合
《中共广东省委 广东省人民政府关于深入打好污染防治攻坚战的实施意见》	深入开展绿色低碳行动	(二)推动构建清洁低碳能源体系。 (三)加强生态环境分区源头管控。加强“三线一单”成果在政策制定、环境准入、园区管理、执法监管等方面的应用。严格规划环评审查和项目环评准入，开展重大经济技术政策的生态环境影响分析和重大生态环境政策的社会经济影响评估。	本项目生产过程中消耗一定的水、电能源，不使用煤炭；本项目符合相关国土空间规划分区和用途管制要求，符合涉及省、市的“三线一单”要求。	符合
	深入开展大气污染防治攻坚行动	(六) 全力打好臭氧污染防治攻坚战。以石化、化工、涂装、医药、包装印刷等行业为重点，安全高效推进挥发性有机物综合治理。强化无组织排放排查整治。实施原辅材料和产品源头替代工程。健全油品储运销全链条监管体系，严厉打击成品油走私和违法生产经营行为。推进钢铁、水泥行业超低排放改造和玻璃、铸造、石灰等行业深度治理。深化工业炉窑分级管理，加大工业锅	本项目正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响小，不改变区域的环境功能。本项目废水、废气、固废均得到合理处置，噪声对周边影响较小。在落实各项	符合

政策名称	相关要求		本项目情况	相符性
		炉整治力度，推动燃气锅炉实施低氮燃烧改造和生物质锅炉的淘汰整治。开展涉气产业集群排查及分类治理，在涉挥发性有机物产业集聚区统筹规划建设一批集中处理中心。 (八)加强大气面源和噪声污染精细化管理。	安全环保措施并执行完整以及确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求；本项目不在《市场准入负面清单（2025年版）内，生产活动不会对当地生态环境造成影响；对井口开展周边土壤、地下水环境质量监测，根据监测结果判定是否存在污染，按照《中华人民共和国土壤污染防治法》《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB 36600）的要求，积极落实相关措施。	
	深入开展碧水攻坚行动	(十一)高水平保障饮用水源安全。加强重点优良水体和重要江河源头保护，推进入河入库重要支流治理。加快推进县级及以上城市集中式饮用水水源地规范化建设，确保水质全面稳定达标。加强农村水源地保护，基本完成镇级饮用水水源保护区划定和勘界立标工作，并开展环境问题排查整治。(十二)巩固提升重点断面水质。统筹好上下游、左右岸、干支流、城市和乡村的综合治理，强化源头管控与精准治污。		符合
	深入开展近岸海域污染防治攻坚行动	(十六)加强重点河口海湾生态系统修复。实施最严格的围填海管控，严格保护自然岸线，实施受损岸线治理修复工程，开展红树林保护修复行动。分类建设一批具有示范价值的美丽海湾		符合
	深入开展土壤污染防治攻坚行动	(十九)依法推进农用地分类管理。实施农用地土壤镉等重金属污染源头防治行动。(二十)严格建设用地准入监管。严格建设用地土壤污染风险管控和修复名录内地块准入管理。 二十一)强化地下水污染协同防治。分批次推进地下水基础环境状况调查评估和地下水环境分级分类监测评价，划定地下水型饮用水水源补给区和地下水污染重点区并强化污染风险管控。开展水土环境风险协同防控。在地表水、地下水交互密切的典型地区实施污染综合防治试点。		符合
	深入开展固体废物污染防治攻坚行动	（二十三)强化固体废物环境管理。深入推进污泥无害化处置和建筑垃圾分类处理，加快建成生活垃圾分类处理系统。提高农业废弃物回收利用和处置水平，开展秸秆综合利用。推进工业固体废物多产业、多品种协同利用。加强医疗废物收集转运和集中处置。推动危险废物利用处置能力与产废情况总体匹配。依法打击固体废物非法转移、倾倒、处置等环境违法犯罪行为，全面禁止进口“洋垃圾”。(二十四)加强新污染物治理。开展持久性有机污染物、内分泌干扰物等新污染物环境调查监测和风险评估。严格涉新污染物建设项目准入，强化有毒有害化学物质环境风险管理。落实新污染物禁止、限制、限排等环境风险管控措施。		符合
	守牢生态环境安全底线	(二十五)强化生态系统保护。制定实施生物多样性保护、重点流域水生生物多样性保护工作方案。加快推进典型生态系统、重点物种、重要生物遗传资源等调查、观测、评估，推进重要生态系统修复工程。		符合

（12）与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》（SY/T 7298- 2016）相符性分析

表 1.4-4　与《陆上石油天然气开采钻井废物处置污染控制技术要求》相符性分析

技术要求		技术政策符合情况分析	相符性
一、一般要求			
1	钻井废物的收集、贮存、运输、利用、处置，以及钻井废物处置工程的选址、设计、施工、验收和运行应符合国家和地方相关固体废物污染防治法律法规与标准的要求。	本项目钻井过程采用“泥浆不落地”随钻随治处理工艺，钻井泥浆采用泥浆罐收集暂存，岩屑采用岩屑罐收集暂存，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用。	符合
2	钻井废物处置过程宜使用环境友好的原材料与添加剂。	本项目采用环境友好的环保型钻井液。	符合
3	对水基钻井液体系钻井废物宜实施固液分离处置，对液相尽可能进行回收再利用。对油基钻井液体系钻井废物应采用萃取、脱附等方法实施钻井液或油的回收，优先考虑钻井液的回收。	本项目使用水或水基泥浆，钻井泥浆通过振动筛除去岩屑后重复利用于钻井作业，泥浆的重复利用率可达 95%。	符合
4	钻井废物处置过程中应采取必要措施，保护处置场地周边地表水、地下水、土壤、空气、植被以及野生动植物栖息环境，避免造成环境污染和生态破坏。	钻井过程中，井场内不开挖泥浆池，泥浆存于泥浆罐内，岩屑暂存在岩屑罐内，储罐底部铺设防渗布。	符合
5	钻井废物处置过程排放的废水和废气污染物、环境噪声应符合国家和地方相关排放标准的要求，产生固体废物的处理处置应符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	本项目施工期噪声、扬尘采取相应措施后对敏感点影响较小；徐闻 101 站建成前无法回用的钻井废水由罐车运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，运至徐闻 101 站处理达标后回用于油田注水开发，不外排。钻井泥浆、岩屑集中处置，符合国家和地方相关固体废物污染控制标准要求。	符合
6	钻井废物经无害化处置后，对其进行资源化（如作为建筑材料等）利用的，应符合相关质量标准和污染控制标准要求。	一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用。	符合
二、收集和贮存及运输			
1	对钻井废物宜采取现场不落地收集措施。	本项目钻井废物采取了泥浆不落地工艺。	符合
2	I 类和Ⅱ类一般钻井废物的贮存应分别符合 GB 18599 中对 I 类和Ⅱ类一般工业固体废物的污染控制规定。	本项目采取的泥浆不落地工艺，可以利用的部分循环利用，无法利用的集中处置。	符合
3	危险钻井废物的贮存应符合 GB 18597 和 HJ 2025 的要求，回收废矿物油还应符合 HJ 607 的规定。	本项目钻井液采取清水或水基钻井液，钻进过程无危险废物产生。	符合
4	危险钻井废物的运输应符合 HJ 2025 的规定，回收废矿物油还应符合 HJ 607 的规定。	本项目钻井液采取清水或水基钻井液，钻进过程无危险废物产生。	符合
5	钻井废物在实施最终处置前的临时贮存时间不应超过 12 个月。	钻井泥浆和岩屑在井场钻井结束后及时外运处置。	符合

（13）与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）的符合性分析

项目管线主要是输油管线和供注水管线。本项目管线沿途所经区域占地主要以农用地为主。管线在设计选线时走向力求顺直、平缓，并尽量减少与天然、人工障碍物交叉；尽量靠近和利用现有道路；选择有利地形，确保管线长期、安全、可靠运行。输油管线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）中选线原则进行对比见表 1.4-5。

表 1.4-5　管线选线与《输油管道工程设计规范》（GB50253-2014）相符性分析

序号	规范要求	项目情况	相符性
1	管道不应通过饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区的核心区。	项目管线沿线不涉及饮用水源地一级保护区、飞机场、火车站、海（河）港码头、军事禁区、国家重点文物保护区、自然保护区。	符合
2	原油、成品油管道与城镇居民点或重要公共建筑的距离不应小于 5m。	项目输油管线两侧 5m 范围内无城镇居民点或重要公共建筑。	符合
3	原油、成品油管道临近飞机场、海(河)港码头、大中型水库和水工建(构)筑物敷设时，间距不宜小于20m。	项目管线不涉及机场、码头、水库和水工建筑物。	符合
4	输油管道与铁路并行敷设时，管道应敷设在铁路用地范围边线 3m 以外，且原油、成品油管道距铁路线不应小于 25m 、液化石油气管道距铁路线不应小于 50m 。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得铁路管理部门的同意。	项目管线不涉及铁路。	符合
5	输油管道与公路并行敷设时，管道应敷设在公路用地范围边线以外，距用地边线不应小于 3m。如受制于地形或其他条件限制不满足本条要求时，应征得公路管理部门的同意。	项目管线无公路伴行段。	符合
6	原油、成品油管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的最小距离应同有关部门协商确定。液化石油气管道与军工厂、军事设施、炸药库、国家重点文物保护设施的距离不应小于100m。	项目管线沿线不涉及军工厂、军事设施、炸药库和国家重点文物保护设施。	符合

（13）与《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）的符合性分析

《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T5466-2013）中要求：发电房与井口距离不小于30m、油罐区与井口距离不小于 30m 及发电房与油罐区的距离不小于 20m 的要求。油、气井井口距高压线及其他永久性设施不小于 75m，距民宅不小于 100m，距铁路、高速公路不小于200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于 500m 的要求。

本项目各井场的发电房与井口距离均不小于 30m、油罐区与井口距离均不小于 30m 及发电房与油罐区的距离均不小于 20m，发电房、值班房、录井房和储油罐等的摆放满足安全要求；

钻台上下、机泵房周围不放置杂物及易燃易爆物；不使用电焊、气焊等设备，满足防火防爆安全要求。本项目各油井口距高压线及其他永久性设施均不小于 75m，距民宅均不小于 100m，距铁路、高速公路均不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所不小于均 500m。所以本项目井场布局总体合理。

1.4.2 规划相符性

（1）与《广东省生态环境保护“十四五”规划》相符性分析

相关规划内容：以臭氧协同防控为重点，加强大气污染防治能力建设，持续完善大气污染联防联控机制，强化高污染燃料禁燃区管理，提升大气污染防治精细化管理水平。实施空气质量精细化管理。建立省市联动的大气污染源排放清单管理机制和挥发性有机物（VOCs）源谱调查机制，推进区域和城市源排放清单编制与更新工作常态化，鼓励地市以道路机动车排放为重点，绘制动态更新的移动源污染地图。建立宏观经济、能源、产业、交通运输、污染排放和气象等数据信息的共享机制，深化大数据挖掘分析和综合研判，提升预测预报能力。统筹考虑臭氧污染区域传输规律和季节性特征，加强重点区域、重点时段、重点领域、重点行业治理，强化分区分时分类差异化精细化协同管控，到 2025 年全省臭氧浓度进入下降通道。

全面统筹规划饮用水水源地，加强重要江河湖库水质保护，持续推进饮用水水源地“划、立、治”，保障饮用水水源地水质稳定达标。

深入开展土壤和地下水环境调查评估，严控新增土壤污染，加强土壤污染重点监管单位规范化管理，提升土壤和地下水污染源头防控能力。

坚持保护优先、自然恢复为主的基本方针，强化系统观念，统筹推进山水林田湖草沙系统治理，推动实施重大生态保护修复工程，建立完善生态保护监管体系，守住自然生态安全边界，筑牢南粤生态安全屏障。

本项目为石油开采项目，涉及的大气污染物为挥发性有机物、颗粒物、二氧化硫和氮氧化物等，根据大气环境影响预测结果，本项目正常运营时大气污染物对区域环境空气质量影响较小，符合大气环境功能区要求；本项目涉及的采油废水均经处理后回注，不外排；本项目产生的固体废物均妥善处置，严禁固废外排；本项目采用低噪声设备并配套降噪措施，避免降低周边声环境质量；本项目在施工期、运行期均采取严格的防渗措施，避免土壤、地下水污染的发生；本项目井位选取均不涉及生态红线或生态空间管控区；本项目采取有针对性的环境风险防范措施，可有效降低事故状态下对周边环境质量的影响。

因此，本项目符合《广东省生态环境保护“十四五”规划》中相关要求。

（2）与《“十四五”现代能源体系规划》相符性分析

相关规划内容：“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标是：能源保障更加安全有力。到2025年，国内能源年综合生产能力达到46亿吨标准煤以上，原油年产量回升并稳定在2亿吨水平，天然气年产量达到2300亿立方米以上……加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。积极扩大非常规资源勘探开发，加快页岩油、页岩气、煤层气开发力度。石油产量稳中有升，力争2022年回升到2亿吨水平并较长时期稳产。天然气产量快速增长，力争2025年达到2300亿立方米以上。

本项目对徐闻新油区进行开发，旨在保障持续稳产增产，积极扩大油气资源勘探开发，因此符合《“十四五”现代能源体系规划》相关要求。

（3）与《湛江市国土空间总体规划（2021—2035年）》相符性分析

根据《湛江市国土空间总体规划（2021—2035年）》：严格耕地“占补平衡”。因建设确需占用耕地的，严格落实非农建设占用耕地“先补后占”和“占一补一、占优补优、占水田补水田”，积极拓宽补充耕地途径，补充可长期稳定利用的耕地。

本项目位于湛江市徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡。本项目为石油开采项目，属能源基础设施项目。石油钻井及配套设施建设临时占用基本农田和基本农田以外的耕地在严格执行相关临时用地手续的条件下，项目用地符合当地国土空间总体规划。永久用地占用现状永久基本农田的应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，并在进入闭井期后对永久占地进行恢复。本项目部分井场已办理了临时用地手续，并且徐闻县人民政府发布了本项目部分井场的征地公告。本项目已取得部分区域的采矿权许可证，见附件5，正在办理部分区域矿权手续，见附件7。临时用地手续以及征地公告资料详见附件8、附件9。

1.4.3 “三线一单”相符性

1.4.3.1 “三线一单”相关文件介绍

（1）国家层面

根据环保部发布的《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》要求切实

加强环境影响评价管理，落实“生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和环境准入负面清单”约束，建立项目环评审批与规划环评、环境管理、区域环境质量联动机制，更好地发挥环评制度从源头防范环境污染和生态破坏的作用，加快推进改善环境质量。

（2）广东省“三线一单”生态环境分区管控方案

根据《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（粤府〔2020〕71号）中发布的《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》，将广东省环境管控单元分为优先保护、重点管控和一般管控单元三类。其中具体生态环境分区的划分和管控要求以各地市颁布的“三线一单”生态环境分区管控方案为准。

（3）湛江市“三线一单”生态环境分区管控方案

根据《湛江市人民政府关于印发湛江市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（湛府[2021]30号），本项目所在地属于“徐闻县西部一般管控单元”（单元编码：ZH44082530013），具体见表1-3。具体见附图16。

表1-3 项目所在环境管控单元情况一览表

环境管控单元编码	环境管控单元名称	行政区划			管控单元分类	要素细类
		省	市	区		
ZH44082530010	徐闻县西部一般管控单元	广东省	湛江市	徐闻县	一般管控单元	大气环境一般管控区（YS4408253310001）、水环境一般管控区（YS4408253210002、YS4408253210002）、生态空间一般管控区（YS4408253110009）
ZH44082520032	下桥-城北-迈陈镇重点管控单元	广东省	湛江市	徐闻县	重点管控单元	徐闻县生态空间一般管控区(YS4408253110009)、流沙河下桥-迈陈-城北乡控制单元水环境农业污染重点管控区(YS4408252230002)、大气环境一般管控区(YS4408253310001)

1.4.3.2 项目与“三线一单”相关文件符合性分析

（1）与国家与广东省生态环境保护管控方案的符合性分析

依据广东省人民政府关于印发的《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》（粤府〔2020〕71号）、《环境保护部国家发展改革委生态保护红线划定技术指南》（环办生态〔2017〕48号）和中共中央办公厅、国务院办公厅《关于划定并严守生态保护红线的若干意见》等相关政策要求，划分区域生态空间，并将生态空间内保护性区域纳入生态保护红线。根据广东省环境保护厅与广东省发展和改革委员会（粤环〔2014〕7号）《关于印发广东省主体功能区规划的配套环保政策的通知》，将广东省主体功能区划确定的禁止开发区和广东省环境保护规划划定

的严格控制区纳入生态红线进行严格管理。

根据《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（粤府[2020]71 号）中发布的《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》，将广东省环境管控单元分为优先保护、重点管控和一般管控单元三类。本项目涉及一般管控单元和重点管控单元。

一般管控单元执行区域生态环境保护的基本要求：根据资源环境承载能力，引导产业科学布局，合理控制开发强度，维护生态环境功能稳定。

重点管控单元执行区域生态环境保护的基本要求：以推动产业转型升级、强化污染减排、提升资源利用效率为重点,加快解决资源环境负荷大、局部区域生态环境质量差、生 态环境风险高等问题。

本项目为油气资源开采项目，本项目建设符合重点及一般管控单元的总体管控要求。

本项目与《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析见表1-4。

表 1-4 与《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》（粤府 202071 号）符合性分析

类别	项目与广东“三线一单”符合性	符合性
生态保护红线	本项目位于湛江市徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡，项目选址不属于自然保护区，不属于风景保护区，不属于基本农田保护区，不属于森林公园，不属于文物保护单位，不涉及生态保护红线。	符合
环境质量底线	根据现状监测结果可知，项目所在区域地表水、大气、声环境质量基本能够满足相应功能区划要求。在严格落实各项污染防治措施的前提下，本项目的建设对周边环境影响较小，建成后不会突破当地环境质量底线。	符合
资源利用上线	项目石油开采过程中通过内部管理和污染治理等多方面采取合理可行的防治措施，以“节能、降耗、减污”为目标，有效的控制污染。	符合
环境准入负面清单	本项目符合国家和广东省产业政策，查阅《市场准入负面清单》，本项目不存在其禁止准入类和许可准入类别，因此本项目符合《市场准入负面清单》（2025 年本）要求	符合

本项目所在地涉及重点管控单元和一般管控单元，项目的建设符合《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》相关的要求。

（2）与《湛江市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

国家和省级“三线一单”属于上层指导性层面文件，具体分区方案和管控细则要求均以《湛江市“三线一单”生态环境分区管控方案》中的要求为准。以下着重对项目所在环境管控单元中与项目相关的要求进行符合性分析，具体表1-5。

表1-5 项目与《湛江市“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析

管控维度	徐闻县西部一般管控单元管控要求	本项目情况	符合性判断
区域布局管控	1-1.【产业/鼓励引导类】适度发展风电等新能源产业，鼓励发挥资源优势集约发展生态农业，推进农副食品加工行业绿色转型。 1-2.【产业/限制类】从严控制“两高一资”产业在沿海地区布局。 1-3.【生态/禁止类】生态保护红线内，自然保护地的核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。 1-4.【生态/限制类】一般生态空间内，可开展生态保护红线内允许的活动；在不影响主导生态功能的前提下，还可开展国家和省规定不纳入环评管理的项目建设，以及生态旅游、畜禽养殖、基础设施建设、村庄建设等人为活动。 1-5.【生态/禁止类】湛江徐闻灯楼角地方级湿地自然公园应当依据《湿地保护管理规定》《广东省湿地公园管理暂行办法》等法律法规规定和相关规划实施强制性保护，湿地公园内禁止开矿、采石、修坟以及生产性放牧等，禁止从事房地产、度假村、高尔夫球场等任何不符合主体功能定位的建设项目和开发活动。 1-6.【水/禁止类】划定的畜禽养殖禁养区、水产养殖禁养区和高位池养殖禁养区内，禁止任何单位和个人建立养殖场和养殖小区。	1-1 本项目不属于管控要求中鼓励类产业。 1-2 本项目不属于两高一资产业。 1-3 本项目用地不属于生态保护红线范围。 1-4 本项目用地不属于一般生态空间范围。 1-5 本项目用地不属于湛江徐闻灯楼角地方级湿地自然公园。 1-6 本项目不属于养殖行业。	符合
能源资源利用	2-1.【能源/综合类】规模化开发海上风电，因地制宜发展陆上风电，合理布局光伏发电。 2-2.【水资源/综合类】严格实施水资源消耗总量和强度“双控”，大力推广应用高效节水灌溉、农艺节水、林业节水等综合节水技术，提高灌溉用水效率。 2-3.【土地资源/禁止类】严禁占用永久基本农田挖塘造湖、植树造林、建绿色通道、堆放固体废弃物及其他毁坏永久基本农田种植条件和破坏永久基本农田的行为。	2-1、2-2 与本项目无关。 2-3 本项目永久用地占用现状永久基本农田的应依法办理农用地转用和土地征收审批手续，按规定补划永久基本农田，并在进入闭井期后对永久占地进行恢复。	符合
污染物排放管控	3-1.【水/综合类】加快补齐镇级生活污水收集和处理设施短板，因地制宜建设农村生活污水处理设施。 3-2.【水/限制类】城镇污水处理设施出水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918）一级 A 标准及广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26）的较严值。 3-3.【水/禁止类】禁止将不符合农用标准和环境保护标准的固体废物、废水施入农田或者排入沟渠，防止有毒有害物质污染地下水。 3-4.【水/综合类】积极推进农副食品加工行业企业清洁化改造。 3-5.【水/综合类】开展高位池养殖排查和分类整治，推动养殖	3-1、3-2 与本项目无关。 3-3 本项目不将固体废物、废水排入农田或沟渠。 3-4、3-5、3-6 与本项目无关。	符合

	尾水达标排放或资源化利用。 3-6.【水/综合类】实施种植业“肥药双控”，加强畜禽养殖废弃物资源化利用，加快规模化畜禽养殖场粪便污水贮存、处理与利用配套设施建设。		
环境风险防控	4-1.【风险/综合类】企业事业单位和其他生产经营者要落实环境安全主体责任，定期排查环境安全隐患，开展环境风险评估，健全风险防控措施，按规定加强突发环境事件应急预案管理。	4-1 建设单位及时制定环境风险应急预案，加强环境风险管控，健全风险防控措施。	符合
管控维度	**下桥-城北-迈陈镇重点管控要求**	**本项目情况**	**符合性判断**
区域布局管控	1-1.【产业/鼓励引导类】鼓励发展符合主体功能准入条件的水果、甘蔗、蔬菜、蚕桑等特色生态农业和农副食（海、水产）品加工业、现代物流业。 1-2.【产业/限制类】从严控制”两高一资”产业在沿海地区布局。 1-3.【生态/禁止类】生态保护红线内，自然保护地的核心保护区原则上禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。 1-4.【生态/限制类】一般生态空间内，可开展生态保护红线内允许的活动；在不影响主导生态功能的前提下，还可开展国家和省规定不纳入环评管理的项目建设，以及生态旅游、畜禽养殖、基础设施建设、村庄建设等人为活动。 1-5.【水/禁止类】划定的畜禽养殖禁养区、水产养殖及高位池养殖禁养区内，禁止任何单位和个人建立养殖场和养殖小区。 1-6.【水/禁止类】单元涉及三阳桥水库饮用水水源保护区，按照《中华人民共和国水污染防治法》《广东省水污染防治条例》等相关法律法规条例实施管理。禁止在饮用水水源一级保护区内新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目；禁止在饮用水水源二级保护区内新建、改建、扩建排放污染物的建设项目。	1-1 本项目不属于管控要求中鼓励类产业。 1-2 本项目不属于两高一资产业。 1-3 本项目用地不属于生态保护红线范围。见附图 18。 1-4 本项目用地不属于一般生态空间范围。 1-5 本项目不属于养殖行业。 1-6 本项目不涉及三阳桥水库饮用水水源保护区。	符合
能源资源利用	2-1.【能源/综合类】规模化开发海上风电，因地制宜发展陆上风电。 2-2.【能源/综合类】推进农副食品加工行业企业清洁生产、能效提升、循环利用等技术升级。 2-3.【水资源/限制类】大力推广应用高效节水灌溉、农艺节水、林业节水等综合节水技术，提高灌溉用水效率。	2-1、2-2、2-3 与本项目无关。	符合

污染物排放管控	3-1.【水/综合类】加快补齐镇级生活污水收集和处理设施短板，因地制宜建设农村生活污水处理设施。 3-2.【水/限制类】城镇污水处理设施出水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918）一级 A 标准及广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26）的较严值。 3-3.【水/综合类】开展高位池养殖排查和分类整治，推动养殖尾水达标排放或资源化利用。 3-4.【水/综合类】畜禽养殖场、养殖小区应当依法对畜禽养殖废弃物实施综合利用和无害化处理，养殖专业户、畜禽散养户应当采取有效措施防止畜禽粪便、污水渗漏、溢流、散落。 3-5.【水/综合类】配套土地充足的养殖场户，粪污经无害化处理后还田利用具体要求及限量应符合《畜禽粪便无害化处理技术规范》（GB/T36195）和《畜禽粪便还田技术规范》（GBT/ 25246），配套土地面积应达到《畜禽粪污土地承载力测算技术指南》要求的最小面积。对配套土地不足的养殖场户，粪污经处理后应符合《畜禽养殖业污染物排放标准》（DB44/613）。用于农田灌溉的，应符合《农田灌溉水质标准》（GB5084）。 3-6.【水/综合类】持续推进化肥、农药减量增效，深入推进测土配方施肥和农作物病虫害统防统治与绿色防控。	3-1~3-6 与本项目无关。	符合
环境风险防控	4-1.【风险/综合类】企业事业单位和其他生产经营者要落实环境安全主体责任，定期排查环境安全隐患，开展环境风险评估，健全风险防控措施，按规定加强突发环境事件应急预案管理。 4-2.【海洋/其他类】装卸油类的港口、码头、装卸站和船舶必须编制溢油污染应急计划、并配备相应的溢油污染应急设备和器材。	4-1 建设单位及时制定环境风险应急预案，加强环境风险管控，健全风险防控措施。 4-2 与本项目无关。	符合

综上所述，本项目涉及重点管控单元和一般管控单元。本项目属于油气资源开采项目，在开采过程中采取有效的治理措施，对周围环境影响不大。项目的建设符合“三线一单”相关文件要求。

1.5 关注的主要环境问题及环境影响

本项目关注的主要环境问题及环境影响如下：

1）废气：本项目施工期会产生扬尘、施工废气和焊接烟尘等大气污染物；运营期废气主要为采油井场无组织挥发的非甲烷总烃，站场储油罐大小呼吸废气，站场加热炉燃烧废气等；注水井无废气。本次评价主要关注以上大气污染物对大气环境的影响以及相应的大气污染防治措施的可行性和可靠性。

2）废水：本项目施工期废水主要为钻井废水、洗井废水、压裂废水、管道试压废水和生活污水。钻井废水、洗井废水、压裂废水在徐闻 101 站建成前由罐车运至湛江市官渡工业园污

水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，运至徐闻 101 站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排；管道试压废水经沉淀后用于周边洒水抑尘；生活污水部分依托就近民房的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。运营期废水主要为井下作业废水、采出水和生活污水。作业废水由罐车拉运至徐闻 101 站污水集中处理系统处理达标后回注地层；采出水经站内污水处理装置处理达标后回注。生活污水由罐车运至徐闻污水处理厂集中处理达标后排放。环评中主要关注废水处理及回注的可行性和可靠性。

3）噪声：本项目施工期噪声污染源主要是钻机、泥浆泵、压裂泵车等，运营期主要为抽油机、通井机、机泵等。环评中主要关注噪声的环境影响以及控制措施的可行性。

4）固废：本项目施工期会产生钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾等。本项目采用“泥浆不落地工艺”，一开阶段采用清水钻进，产生的钻井泥浆、岩屑经脱水后形成泥饼，经检测合格后用于井场铺路；二开泥浆脱水后形成泥饼与施工废料均委外综合利用。运营期正常工况不产生固废，检修作业产生的固体废物主要为油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布和废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料，产生的危险废物委托有资质单位处置。环评中主要关注钻井固废、油泥油砂处理方式的可行性。

5）环境风险：项目钻井施工过程中环境风险主要是钻井过程中的井喷、井漏事故等，运营期的环境风险主要是泄漏、火灾、爆炸事故。环评中主要关注采出液泄漏等突发环境事件的环境影响。

1.6 环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响较小，不改变区域的环境功能；项目从钻井、采油、集输 3 个方面分析清洁生产水平，该项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低且环境风险潜势较低，在落实各项安全环保措施并确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 国家法律、法规及政策

（1）《中华人民共和国环境保护法》，2014 年 4 月 24 日修订；

（2）《中华人民共和国水污染防治法》，2017 年 6 月 27 日修订；

（3）《中华人民共和国大气污染防治法》，2018 年 10 月 26 日修订；

（4）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》，2018 年 12 月 29 日修订；

（5）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》，2020 年 4 月 29 日修订；

（6）《中华人民共和国土壤污染防治法》，2019 年 1 月 1 日实施；

（7）《中华人民共和国环境影响评价法》，2018 年 12 月 29 日修订；

（8）《中华人民共和国清洁生产促进法》，2012 年 2 月 29 日颁布；

（9）《中华人民共和国循环经济促进法》，2018 年 10 月 26 日颁布；

（10）《中华人民共和国土地管理法》，2019 年 8 月 26 日修订；

（11）《危险化学品安全管理条例》（国务院令第 645 号修正，2013 年）；

（12）《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号）；

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

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

（15）《产业结构调整指导目录（2024 年本）》；

（16）《排污许可管理办法》，2024 年 4 月 1 日；

（17）《排污许可管理条例》（国务院令第 736 号，2021 年 1 月 24 日）；

（18）《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）；

（19）《危险废物转移联单管理办法》（环保总局令 1999 年第 5 号）；

（20）《污染源自动监控管理办法》（环保总局令 2005 年第 28 号）；

（21）《企业事业单位环境信息公开办法》（环保部令 2014 年第 31 号）；

（22）《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号修改，2017 年）；

（23）《中华人民共和国基本农田保护条例》，2011 年 1 月 8 日修订；

（24）《永久基本农田保护红线管理办法》，2025 年 10 月 1 日；

（25）《国家危险废物名录》（2025 年版）；

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

（27）《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号）；

（28）《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；

（29）《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）>的通知》（环办〔2013〕103 号）；

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

（31）《关于印发<建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法>的通知》（环发〔2014〕197 号）；

（32）《关于印发〈企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）〉的通知》（环发〔2015〕4 号）；

（33）《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评〔2016〕150 号）；

（34）《关于做好环境影响评价制度与排污许可制衔接相关工作的通知》（环办环评〔2017〕84 号）；

（35）《关于印发土壤污染源头防控行动计划的通知》（环土壤〔2024〕80 号）；

（36）《关于印发<市场准入负面清单(2025 年版)>的通知》(发改体改规〔2025〕466 号)，2025 年 4 月 24 日；

（37）《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）；

（38）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环境保护部公告 2012 年第 18 号），2012 年 3 月 7 日；

（39）《关于石油开采行业回灌污水适用标准问题的复函》（环函〔2000〕103 号），2000 年 3 月 10 日；

（40）《关于油田回注采油废水和油田废弃钻井液适用标准的复函》（环函〔2005〕125 号），2005 年 4 月 14 日；

（41）《突发环境事件应急管理办法》，环境保护部第 34 号，2015 年 3 月 19 日通过，自 2015 年 6 月 5 日起施行；

（42）《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》（环大气〔2021〕65 号 ），2021 年 8 月 4 日；

（43）《生态环境部办公厅关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号），2019 年 12 月 13 日；

（44）《关于印发<危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采>等七项危险废物环境管理指南的公告》，生态环境部公告 2021 年 第 74 号。

2.1.2 地方性法规及规范性文件

（1）《广东省环境保护条例》（2022 年 11 月 30 日修订）；

（2）《广东省水污染防治条例》（2021 年 9 月 29 日修订）；

（3）《广东省大气污染防治条例》（2022 年 11 月 30 日修订）；

（4）《广东省固体废物污染环境防治条例》（2022 年 11 月 30 日修订）；

（5）《广东省污染源排污口规范化设置导则》（粤环〔2008〕42 号）；

（6）《广东省地下水功能区划》（粤水资源〔2009〕19 号）；

（7）《广东省地表水环境功能区划》（粤府函〔2011〕29 号）；

（8）《广东省地下水保护与利用规划》（粤水资源函〔2011〕377 号）；

（9）《广东省人民政府关于印发广东省企业投资项目实行清单管理意见（试行）的通知》（粤府〔2015〕26 号）；

（10）《广东省人民政府关于印发广东省水污染防治行动计划实施方案的通知》（粤府〔2015〕131 号）；

（11）《广东省人民政府关于印发广东省土壤污染防治行动计划实施方案的通知》（粤府〔2016〕145 号）；

（12）《广东省人民政府关于印发部分市乡镇集中式饮用水源保护区划分方案的通知》（粤府函〔2015〕17 号）；

（13）《广东省人民政府办公厅关于印发广东省建设工程施工扬尘污染防治管理办法（试行）的通知》（粤办函〔2017〕708 号）；

（14）《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（粤府〔2020〕71 号）；

（15）《关于发布广东省生态环境厅审批环境影响报告书（表） 的建设项目名录（2024 年本）的通知》（粤环办〔2024〕394 号）；

（16）《广东省人民政府关于印发广东省生态文明建设“十四五”规划的通知》（粤府〔2021〕61 号）；

（17）《广东省生态环境厅关于印发广东省生态环境保护“十四五”规划的通知》（粤环〔2021〕10 号）；

（18）《关于贯彻落实生态环境部关于加强高耗能、高排放建设项目生态环境源头防控的指导意见》的通知（粤环函[2021]392 号）；

（19）《广东省坚决遏制“两高”项目盲目发展的实施方案》（粤发改能源[2021]368 号）；

（20）《广东省发展改革委关于印发广东省“两高”项目管理目录（2022 年版）的通知》（粤发改能源函〔2022〕1363 号）；

（21）《湛江市 2023 年“三线一单”生态环境分区管控成果更新调整成果》（湛环〔2024〕52 号）；

（22）《湛江市生态环境保护“十四五”规划》（湛江市生态环境局，2022 年 3 月 9 日）；

（23）《广东省人民政府关于调整湛江市地表水饮用水源保护区的批复》（粤府函〔2004〕141 号）；

（24）《广东省人民政府关于印发部分市乡镇集中式饮用水源保护区划分方案的通知》（粤府函〔2015〕17 号）；

（25）《广东省人民政府关于调整湛江市部分饮用水水源保护区的批复》（粤府函〔2019〕275 号）；

（26）《广东省县级以上城市饮用水水源保护区名录（2023 年）》；

（27）《广东省湿地保护条例》（2021 年 1 月 1 日起施行）；

（28）《广东省自然资源厅 广东省生态环境厅 广东省林业局关于严格生态保护红线管理的通知（试行）》（粤自然资发〔2023〕11 号）；

（29）《广东省应急管理厅关于印发危险化学品建设项目安全监督管理实施细则的通知》（粤应急规〔2023〕2 号）；

（30）《湛江市红树林湿地保护条例》（2024 年 1 月 10 日起施行）；

（31）《湛江市城市声环境功能区划分（2020 年修订）》（2020 年 7 月）；

（32）《湛江市土壤与地下水污染防治“十四五”规划》（湛江市生态环境局，2022 年 10 月 28 日）；

（33）《湛江市人民政府关于印发湛江市新型城镇化规划（2021-2035 年）的通知》（湛府[2023]19 号）；

（34）《湛江市人民政府关于印发湛江市制造业高质量发展“十四五”规划的通知》（湛府〔2021〕45 号）；

（35）《湛江市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（粤府函〔2023〕248 号，广东省人民政府 2023 年 10 月 12 日批复）。

2.1.3 环境影响评价技术导则及技术规范

（1）《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2022）；

（7）《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

（8）《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ/T349-2023）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《危险化学品重大危险源辨别》（GB18218-2018）；

（11）《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》；

（12）《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）

（13）《油田注水工程设计规范》（GB 50391-2014）；

（14）《采油废水治理工程技术规范》（HJ 2041-2014）；

（15）《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ 607-2011）；

（16）《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T 50934-2013）；

（17）《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）；

（18）《废矿物油回收利用污染控制技术规范》（HJ607-2011）；

（19）《钻井井场设备作业安全技术规程》（SY/T 5974-2020）

（20）《钻前工程及井场布置技术要求》（SY/T 5466-2013）

（21）《硫化氢环境钻井场所作业安全规范》（SY/T 5087-2017）

（22）《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）

（23）《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）

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

（25）《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）；

（26）《污染源源强核算技术指南 准则》（HJ884-2018）；

（27）《排污单位自行监测技术指南 陆上石油天然气开采工业》（HJ 1248—2022）。

2.1.5 项目相关文件、资料

（1）江苏油田分公司现有项目环评及批复；

（2）江苏油田分公司排污许可证；

（3）江苏油田分公司突发环境事件应急预案及备案表。

2.2 评价因子与评价标准

2.2.1 环境影响因素识别

2.2.1.1 施工期环境影响因素

（1）本项目中井场、管线等地面建设施工带来对土地表层的扰动、地貌改变、地表植被的破坏、土地利用格局变化；施工临时道路占用土地，会造成水土流失和地表植被破坏；

（2）施工期钻井废水、洗井废水、压裂废水管道试压废水、施工人员产生的生活污水等对地表水、地下水环境、生态环境保护目标的影响；

（3）施工机械排放的废气、施工产生的扬尘、备用柴油发电机产生的废气对大气环境的影响；

（4）施工期施工机械产生的机械噪声、设备设施转场等及材料运输噪声对周围声环境及

生态环境保护目标的影响；

（5）施工期产生的钻井固废、施工垃圾、生活垃圾等对周围环境的影响。

2.2.1.2 运行期环境影响因素

项目建成运营后，将促进项目周边地区经济发展，改善人民生活条件和水平，也可能导致产业结构的变化，同时也会带来一些环境问题，主要表现在以下几个方面：

（1）地面工程永久占地将改变土地利用结构，影响土地生产力，改变原有的生态景观；

（2）站场储罐大小呼吸产生的废气、站场加热炉燃烧废气、井场无组织废气对大气环境产生影响；

（3）采油设备、机泵等的噪声对周围声环境及生态环境保护目标的影响；作业期间机械设备产生的噪声对周围声环境的影响；运输油气车辆产生的噪声对沿线道路周边的居民的影响；

（4）井下作业废水、回注水、生活污水对地表水、地下水环境及生态环境保护目标的影响；

（5）石油、天然气等危险物质泄漏，以及火灾、爆炸、井喷等安全生产风险事故引发的伴生/次生污染物对生态环境的影响。

2.2.1.3 闭井期环境影响因素

1）闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO_2、NO_X、C_mH_n 等，对大气环境产生一定的影响；

2）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾、油泥油砂等固体废物，会对周围环境造成一定的影响；

3）井场设备拆卸和车辆运输产生的噪声会对周围声环境产生影响。

通过表 2.2-1 可以看出，本项目在建设施工期与闭井期对环境影响较小且多为短期影响，在运行期的各种活动所产生的污染物对环境资源的影响是长期的，且影响程度有所不同。本项目的环境影响主要体现在对大气环境、声环境等方面。据此可以确定，本次评价时段为施工期和运行期，运营期对周围环境影响因子主要为废气、噪声，其次是废水及固体废物等。

表 2.2-1　环境影响矩阵识别表

环境要素 / 工程阶段		自然环境						生态环境						
		环境空气	地表水	地下水	声环境	土壤环境	环境风险	物种	生物群落	生境	生态系统	生物多样性	生态敏感区	自然景观
施工期	钻前工程	-1	/	/	-1	-1	/	-1	-1	-2	-2	/	/	-1
	钻井工程	-2	-1	-2	-2	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	储层改造工程	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
	油气集输工程	-2	-1	-1	-1	-1	/	-1	-1	-1	-1	/	/	-1
	油气处理工程	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
运营期	油气集输工程	/	-1	-1	/	-1	-1	/	/	/	/	/	-1	/
	油气处理工程	-2	-1	-1	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/
退役期	工程车辆	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/
	井场	-1	/	-1	-1	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	集输管线	-1	/	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/
	站场	-1	/	/	-1	/	/	/	/	/	/	/	/	/

注：3—重大影响；2—中等影响；1—轻微影响；“ —”—不利影响

2.2.2 评价因子筛选

拟建项目环境影响评价因子如表 2.2-2 所示。

表 2.2-2　　建设项目环境影响评价因子一览表

项目	现状评价因子	影响评价因子	总量控制因子
大气	SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、O_3、CO、非甲烷总烃、硫化氢、TSP、TVOC	非甲烷总烃、H_2S	VOCs
地表水	pH 值、水温、COD、BOD_5、氨氮、高锰酸盐指数、总氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、悬浮物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅及其他有关水文要素	COD、石油类	/
土壤	pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、镍、锌、四氯化碳、氯仿、氯甲烷、1,1-二氯乙烷，1,2-二氯乙烷、1,1-二氯乙烯、顺-1,2-二氯乙烯、反-1,2-二氯乙烯、二氯甲烷、1,2-二氯丙烷，1,1,1,2-四氯乙烷、1,1,2,2-四氯乙烷、四氯乙烯、1,1,1-三氯乙烷、1,1,2-三氯乙烷，三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a、h]蒽、茚并[1,2,3-cd]芘、萘、石油烃、理化性质	石油烃	—
噪声	连续等效 A 声级 Leq（A）	连续等效 A 声级 Leq（A）	—
地下水	K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠杆菌、细菌总数、硫化物、石油类、总硬度、钡	石油类、耗氧量	—
固废	/	/	工业固体废弃物的排放量
生态环境	土地利用现状、植被类型、动植物物种及分布、土壤类型、生态敏感目标	农业生产损失、生物多样性等	—

2.2.3 评价标准

2.2.3.1 大气评价标准

（1）环境质量标准

本项目评价范围环境空气质量功能为二类区，环境空气中 SO_2、NO_2、NO_x、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3、TSP 执行《环境空气质量标准》（GB3095-2026）过渡阶段二级标准要求，非甲烷总烃参照执行《大气污染物综合排放标准详解》，硫化氢、TVOC 执行《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 限值要求。具体标准值如表 2.2-3 所示。

表 2.2-3 大气环境质量标准

污染物	取值时间	二级标准浓度限值（μg/m³）	标准来源
SO_2	1 小时平均	500	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）
	日平均	150	
	年平均	60	
NO_x	1 小时平均	250	
	日平均	100	
	年平均	50	
NO_2	1 小时平均	200	
	日平均	80	
	年平均	40	
CO	1 小时平均	10000	
	日平均	4000	
O_3	1 小时平均	200	
	日最大 8 小时平均	160	
PM_{10}	日平均	120	
	年平均	60	
$PM_{2.5}$	日平均	60	
	年平均	30	
TSP	日平均	300	
	年平均	200	
非甲烷总烃	一次	2000	《大气污染物综合排放标准详解》
硫化氢	1 小时平均	10	《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)附录 D
TVOC	8 小时平均	600	

（2）污染物排放标准

施工期燃烧柴油的施工设备应采用符合《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国 III、IV 阶段）》（GB20891-2014）及其修改单（2020）及《非道路移动柴油机械排气烟度限值及测量方法》（GB36886-2018）中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第 III 阶段）的设备，详见表 2.2-4。根据《环保部信箱关于 GB16297-1996 的适用范围的回复》，柴油发电机尾气执行《大气污染物排放限值》(DB44/27-2001) 第二时段二级标准，

具体见表 2.2-5。

本项目运营期所依托站场的热水炉使用伴生气作为燃料，热水炉废气排放参照执行《锅炉大气污染物排放标准》（DB 44/765-2019）表 2 燃气锅炉标准和《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 1 挥发性有机物排放限值，氮氧化物执行特别排放限值具体见表 2.2-5。

表 2.2-4　非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值（第 III 阶段）

额定净功率（Pmax）（kw）	CO（g/kwh）	HC+NOx（g/kwh）	PM（g/kwh）
Pmax＞560	3.5	6.4	0.20
130≤Pmax≤560	3.5	4.0	0.20
75≤Pmax＜130	5.0	4.0	0.30
37≤Pmax＜75	5.0	4.7	0.40
Pmax＜37	5.5	7.5	0.60

表 2.2-5　大气污染物排放限值

项目	污染物	限值（mg/m³）	标准来源	污染物排放监控位置
柴油发电机尾气	颗粒物	120	《大气污染物排放限值》(DB44/27-2001)	烟囱或烟道
	二氧化硫	500		
	氮氧化物	120		
	非甲烷总烃	120		
热水炉	颗粒物	20	《锅炉大气污染物排放标准》（DB 44/765-2019）表 2，氮氧化物执行特别排放限值；《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 1	烟囱或烟道
	二氧化硫	50		
	烟气黑度（林格曼黑度）	1		
	氮氧化物	50		
	NMHC	80		
	TVOC*	100		

*注：TVOC 在有国家监测方法发布后执行该标准值。

本项目无组织废气主要来源于施工扬尘、开采废气、部分井场伴生气燃烧废气及站场的相关无组织排放。颗粒物、二氧化硫、氮氧化物执行《大气污染物排放限值》(DB44/27-2001)表 2 中无组织排放监控浓度限值，井/站场边界非甲烷总烃执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求，井口非甲烷总烃执行《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 3 中规定限值，井场边界硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 要求，具体见表 2.2-6。

表 2.2-6 无组织废气排放限值

污染物	监控点	浓度限值（mg/m³）	依据
颗粒物	井/站场边界	1	《大气污染物排放限值》（DB44/27-2001）表 2
二氧化硫		0.4	
氮氧化物		0.12	
非甲烷总烃	井/站场边界	4.0	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求
	厂界内	6 mg/m³（1h 平均浓度值）；20 mg/m³（任意一次浓度值）	《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 3
硫化氢	井/站场边界	0.06	《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）表 1

本项目原油的储存执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）表 2 原油储存控制要求，具体见表 2.2-7。徐闻油田原油真实蒸气压属于＞66.7kPa，原油仅贮存于徐闻 101 站，原油储罐使用固定顶罐，储罐大小呼吸产生的 VOC 进入伴生气处理装置分离出的天然气经收集管道引入热水炉作为燃料燃烧处理。

表 2.2-7 原油储存控制要求

物料	物料真实蒸气压，kPa	单罐设计容积，m³	排放控制要求
原油	＞66.7	≥75	①
	≥27.6 但≤66.7	≥75	②
① 符合下列要求之一： a）采用压力罐或低压罐； b）采用固定顶罐，采取油罐烃蒸气回收措施； c）采取其他等效措施。 ② 符合下列要求之一： a）采用浮顶罐。外浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用双重密封，且一次密封采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式；内浮顶罐的浮盘与罐壁之间采用浸液式、机械式鞋形等高效密封方式； b）采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于 80%； c）采用气相平衡系统； d）采取其他等效措施。			

另外，本项目执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的挥发性有机液体装载排放控制、废水集输和处理系统排放控制、设备与组件泄漏排放控制等相关要求。

2.2.3.2 地表水评价标准

（1）环境质量标准

本项目附近主要河流为迈陈河、大水桥平渠，根据《广东省地表水环境功能区划》（粤环〔2011〕14 号）规定，迈陈河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准；大水桥平渠参照大水桥河执行《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中 III 类标准，具体环境功

能区划见附表 1-3 和图 2.2.3-1。



图 2.2.3-1　湛江市地表水环境功能区划图

表 2.2-8　地表水环境质量标准限值单位（pH 值无量纲，其余为 mg/L）

项目	III 类标准	标准来源
pH（无量纲）	6~9	《地表水质量标准》（GB3838-2002）
化学需氧量	≤20	
BOD_5	≤4	
氨氮	≤1.0	
总磷	≤0.2	
石油类	≤0.05	
硫化物	≤0.2	
高锰酸盐指数	6	
总氮	1.0	
挥发酚	0.005	
悬浮物	/	
阴离子表面活性剂	0.2	
汞	0.0001	
总铬	/	
六价铬	0.05	
镉	0.005	
砷	0.05	
镍	/	
铅	0.05	

（2）污染物排放标准

施工期：徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行（处理规模 250m^3/d），经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。生活污水部分依托附近民房的化粪池，部分排入施工现场设置临时防渗旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。运营期：本项目污水经站场的污水处理装置处理达标后回注油井地层，不外排。油田注水水质指标执行中华人民共和国石油天然气行业推荐标准，即《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准。生活污水经化粪池处理达到徐闻污水处理厂入水标准后由罐车运至徐闻污水处理厂，污水厂设计出水均达到《城镇污水处理厂污染物排放标准 》（GB18918-2002）中一级标准的 A 标准和广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段一级标准两者中之较严者，处理后的废水排入大水桥

河。污水接管标准和排放标准见下表。

表 2.2-9-1　推荐水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率，μm^2		（0.05，0.5）
控制指标	水质标准分级	III
	悬浮固体含量，mg/L	≤10.0
	悬浮颗粒直径中值μm	≤5.0
	含油量，mg/L	≤15.0
	平均腐蚀率，mm/年	≤0.076

表 2.2-9-2 污水排放标准值表（单位：mg/L，pH 无量纲）

污染物名称	官渡工业园污水处理厂入水标准	官渡工业园污水处理厂排放标准	徐闻污水处理厂入水标准	徐闻污水处理厂排放标准
pH	6~9	6~9	6~9	6~9
COD_{Cr}	500	40	280	40
SS	250	20	150	10
氨氮	25	8	30	5（8）
总磷	3	1	4	0.5
总氮	40	20	40	15
石油类	20	3	/	/

注：括号外数值为水温>12℃时的控制指标，括号内数值为水温≤12℃时的控制指标。

2.2.3.3 地下水评价标准

根据《广东省地下水功能区划》（粤水资源〔2009〕19 号），项目所在地涉及湛江市浅层地下水功能区中“粤西桂南沿海诸河湛江雷州西海岸地质灾害易发区（H094408002S04）、粤西湛江徐闻分散式开发利用区（H094408001Q06）”，属于湛江市深层地下水功能区中“粤西湛江徐闻集中式供水水源区（H094408001P05(深)）”见图 2.2.3-2 和 2.2.3-3。

地下水水质保护目标为《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）III 类标准，具体执行标准值摘录详见表 2.2-10。

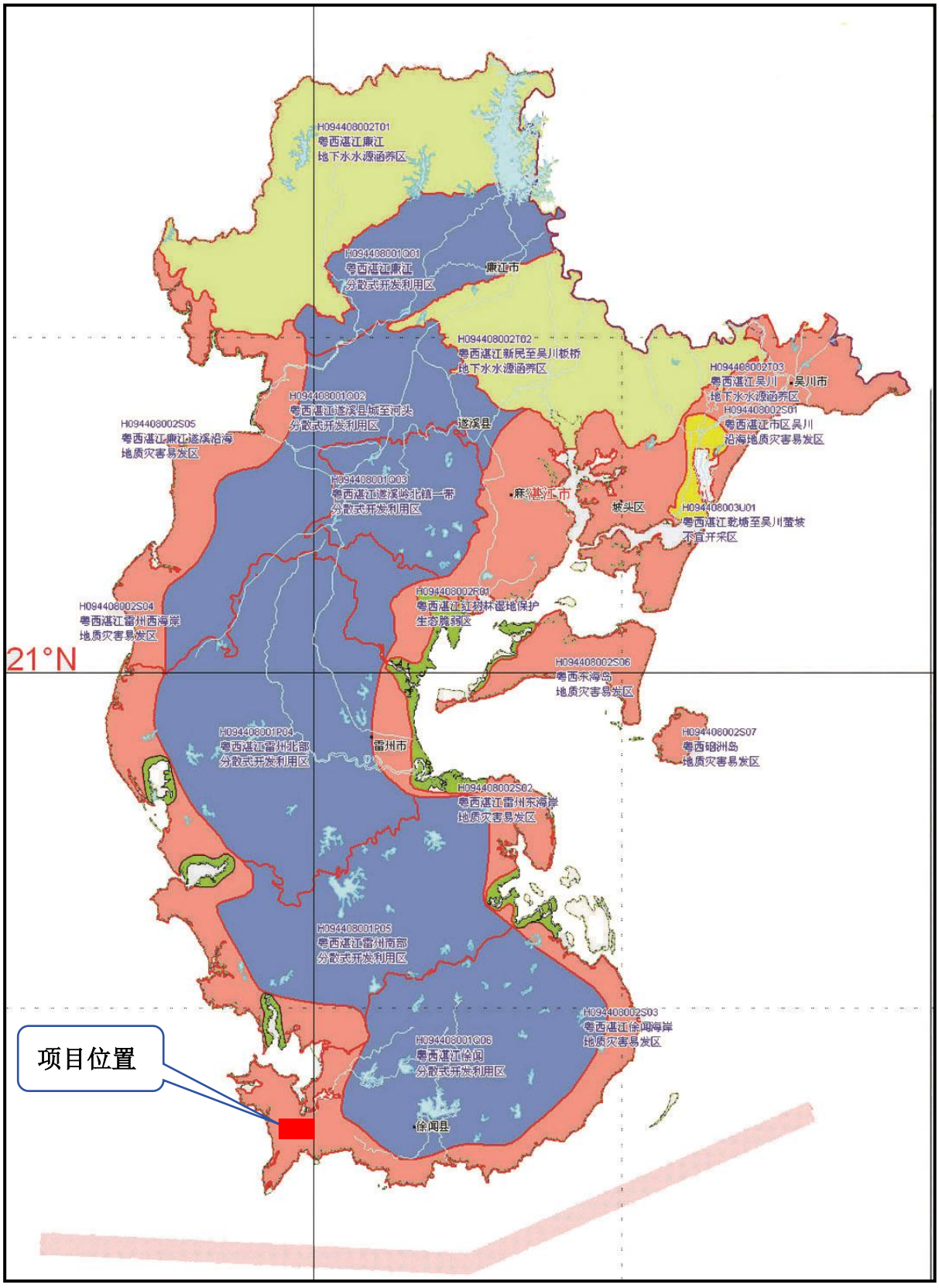


图 2.2.3-2　湛江市浅层地下水环境功能区划图



图 2.2.3-3　湛江市深层地下水环境功能区划图

表 2.2-10　地下水质量分类指标（pH 值无量纲，其余为 mg/L）

项目	Ⅲ类标准
pH 值	6.5~8.5
氨氮（以 N 计）	≤0.50
硝酸盐（以 N 计）	≤20
亚硝酸盐（以 N 计）	≤1.00
挥发性酚类（以苯酚计）	≤0.002
氰化物	≤0.05
砷	≤0.01
汞	≤0.001
铬（六价）	≤0.05
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	≤450
铅	≤0.01
氟化物	≤1.0
镉	≤0.005
铁	≤0.3
锰	≤0.10
溶解性总固体	≤1000
耗氧量（CODmn 法，以 O_2 计）	≤3.0
硫酸盐	≤250
氯化物	≤250
镍	≤0.02
钠	≤200
菌落总数/（CFL/mL）	≤100
项目	限值
石油类*	0.3

***注：石油类参照执行《生活饮用水卫生标准》(GB5749-2006)**

2.2.3.4 声环境评价标准

（1）环境质量标准

本项目选址位于农村地区，没有进行声环境功能区划，根据《关于确定江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目噪声执行标准的意见复函》（附件 18），本项目井场周边执行 2 类声环境功能区要求。

表 2.2-11　　声环境质量标准

类别	昼间 Leq[dB(A)]	夜间 Leq[dB(A)]	依据
2	60	50	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准

（2）污染物排放标准

项目施工期噪声执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）中标准，运营期厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准，具体标准值见表 2.2-12、表 2.2-13。

表 2.2-12　建筑施工噪声排放标准（单位:dB(A)）

昼间	夜间	依据
70	55	《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）

注：夜间噪声最大声级超过限值的幅度不得高于 15dB（A）。

表 2.2-13　工业企业厂界环境噪声排放标准（单位：dB（A））

类别	昼间	夜间	依据
2 类	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

2.2.3.5 土壤评价标准

井场内土壤质量执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中第二类用地的筛选值；井场外农用地监测因子执行《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中农用地土壤污染风险筛选值标准，具体如表 2.2-14 所示。

表 2.2-14（a） 土壤环境质量评价标准（mg/kg）

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
重金属和无机物						
1	砷	7440-38-2	20①	60①	120	140
2	镉	7440-43-9	20	65	47	172
3	铬（六价）	18540-29-9	3.0	5.7	30	78
4	铜	7440-50-8	2000	18000	8000	36000
5	铅	7439-92-1	400	800	800	2500
6	汞	7439-97-6	8	38	33	82
7	镍	7440-02-0	150	900	600	2000
挥发性有机物						
8	四氯化碳	56-23-5	0.9	2.8	9	36
9	氯仿	67-66-3	0.3	0.9	5	10
10	氯甲烷	74-87-3	12	37	21	120
11	1,1-二氯乙烷	75-34-3	3	9	20	100
12	1,2-二氯乙烷	107-06-2	0.52	5	6	21
13	1,1-二氯乙烯	75-35-4	12	66	40	200
14	顺-1,2-二氯乙烯	156-59-2	66	596	200	2000
15	反-1,2-二氯乙烯	156-60-5	10	54	31	163
16	二氯甲烷	75-09-2	94	616	300	2000
17	1,2-二氯丙烷	78-87-5	1	5	5	47
18	1,1,1,2-四氯乙烷	630-20-6	2.6	10	26	100
19	1,1,2,2-四氯乙烷	79-34-5	1.6	6.8	14	50
20	四氯乙烯	127-18-4	11	53	34	183
21	1,1,1-三氯乙烷	71-55-6	701	840	840	840
22	1,1,2-三氯乙烷	79-00-5	0.6	2.8	5	15
23	三氯乙烯	79-01-6	0.7	2.8	7	20
24	1,2,3-三氯丙烷	96-18-4	0.05	0.5	0.5	5
25	氯乙烯	75-01-4	0.12	0.43	1.2	4.3

序号	污染物项目	CAS 编号	筛选值		管制值	
			第一类用地	第二类用地	第一类用地	第二类用地
26	苯	71-43-2	1	4	10	40
27	氯苯	108-90-7	68	270	200	1000
28	1,2-二氯苯	95-50-1	560	560	560	560
29	1,4-二氯苯	106-46-7	5.6	20	56	200
30	乙苯	100-41-4	7.2	28	72	280
31	苯乙烯	100-42-5	1290	1290	1290	1290
32	甲苯	108-88-3	1200	1200	1200	1200
33	间二甲苯+对二甲苯	108-38-3, 106-42-3	163	570	500	570
34	邻二甲苯	95-47-6	222	640	640	640
半挥发性有机物						
35	硝基苯	98-95-3	34	76	190	760
36	苯胺	62-53-3	92	260	211	663
37	2-氯酚	95-57-8	250	2256	500	4500
38	苯并[a]蒽	56-55-3	5.5	15	55	151
39	苯并[a]芘	50-32-8	0.55	1.5	5.5	15
40	苯并[b]荧蒽	205-99-2	5.5	15	55	151
41	苯并[k]荧蒽	207-08-9	55	151	550	1500
42	䓛	218-01-9	490	1293	4900	12900
43	二苯并[a,h]蒽	53-70-3	0.55	1.5	5.5	15
44	茚并[1,2,3-cd]芘	193-39-5	5.5	15	55	151
45	萘	91-20-3	25	70	255	700
石油烃类						
46	石油烃（C_{10}~C_{40}）	-	826	4500	4500	9000
注：具体地块土壤中污染物检测含量超过筛选值，但等于或者低于土壤环境背景值水平的，不纳入污染地块管理。土壤环境背景值可参见附录 A。						

表 2.2-14（b） 农用地土壤环境质量评价标准 （单位：mg/kg）

序号	污染物项目		pH≤5.5		5.5＜pH≤6.5		6.5＜pH≤7.5		pH＞7.5	
			筛选值	管制值	筛选值	管制值	筛选值	管制值	筛选值	管制值
1	镉	水田	0.3	1.5	0.4	2.0	0.6	3.0	0.8	4.0
		其他	0.3		0.3		0.3		0.6	
2	汞	水田	0.5	2.0	0.5	2.5	0.6	4.0	1.0	6.0
		其他	1.3		1.8		2.4		3.4	
3	砷	水田	30	200	30	150	25	120	20	100
		其他	40		40		30		25	
4	铅	水田	80	400	100	500	140	700	240	1000
		其他	70		90		120		170	
5	铬	水田	250	800	250	850	300	1000	350	1300
		其他	150		150		200		250	
6	铜	果园	150	/	150	/	200	/	200	/
		其他	50		50		100		100	
7	镍		60	/	70	/	100	/	190	/
8	锌		200	/	200	/	250	/	300	/
9	石油烃		500							

注：①重金属和类金属砷均按元素总量计。
②对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。
③石油烃参考执行全国土壤污染状况调查建议的评价标准。

2.2.3.6 固体废物贮存标准

本项目危险废物与一般固废的暂存场所分别执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）、《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相关要求。

2.3 评价工作等级和评价重点

2.3.1 评价工作等级

根据污染物排放特征、项目所在地区的地形特点和环境区划功能，按照《环境影响评价技术导则》所规定的方法，确定本次环境评价等级。

2.3.1.1 大气评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）的要求，选择项目污染源正常排放的主要污染物及排放参数，采用 AERSCREEN 估算分别计算项目污染源的最大影响，然后按评价工作分级判据进行分级。

根据项目污染源初步调查结果，分别计算项目排放主要污染物的最大地面空气质量浓度占标率 Pi，及第 i 个污染物的地面空气质量浓度达到标准值的 10%时所对应的最远距离 D10%。其中 Pi 定义为：

$$P_i = \frac{C_i}{C_{0i}} \times 100\%$$

式中：P_i—第 i 个污染物的最大地面空气质量浓度占标率，%；

C_i—采用估算模式计算出的第 i 个污染物的最大 1h 空气地面质量浓度，μg/m³；

C_{0i}—第 i 个污染物的环境空气质量浓度标准，μg/m³。一般选用 GB3095 中 1 小时平均质量浓度的二级浓度限值。

AERSCREEN 模式所需参数详见下表 2.3-1。项目所在区域地形见图 2.3-1。

表 2.3-1 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		38.4℃
最低环境温度		2.7℃
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		湿润
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

评价等级按下表 2.3-2 进行划分，计算结果见下表 2.3-3。

表 2.3-2 评价等级判定表

评级工作等级	评价工作分级依据
一级	P_{max}≥10%
二级	1≤P_{max}＜10%
三级	P_{max}＜1%

预测点位选取原则：

①由于采油井场无组织挥发废气共涉及 40 口油井，由于本项目井场较多，本次拟选取代表性井场进行预测分析，从规模方面，徐闻 101 站、徐闻 6-1 井场及徐闻 6 井场井口较大、井口较多，且产污较高，对周边环境影响较其他井场高，从地形方面，本项目井场均处在平原区域，各井场地形地势基本一致，故地形地势因素对预测影响较小。综上，本次评价采油井场无组织挥发废气选取徐闻 101 站、徐闻 6-1 井场及徐闻 6 井场作为代表井场进行预测。

②由于多功能罐废气共涉及徐闻 6 断块、徐闻 9 断块中的 6 口油井，本次拟选取代表性井场进行预测分析，从规模方面，徐闻 6-1 井场井口较多（徐闻 6-1 井、徐闻 6-2 井），且产油量较高（约占徐闻 6 断块、徐闻 9 断块总采油量的 1/3），对周边环境影响较其他井场高，从地形方面，本项目井场均处在平原区域，各井场地形地势基本一致，故地形地势因素对预测影响较小。综上，本次评价多功能罐废气选取徐闻 6-1 井场作为代表井场进行预测。

③DA001 排气筒 3km 范围内不涉及大型水体（海或湖），故不考虑海岸线熏烟。本项目估算模型参数表见表 6.1.2-9，估算源强见表 6.1.2-10、表 6.1.2-11。

表 2.3-3 废气排放估算模式计算结果表

污染源		污染物	最大落地浓度 Ci (μg/m³)	Pmax（%）	评价等级
有组织排放	徐闻 101-1 站场热水炉	NO_X	7.290	3.65	二级
		SO_2	0.2210E-01	0.442E-02	三级
		PM_{10}	2.506	0.278	三级
		非甲烷总烃	3.759	0.19	三级
无组织排放	徐闻 101-1 站	非甲烷总烃	9.310	0.47	三级
	徐闻 101-6 站	非甲烷总烃	4.830	0.24	三级
		NO_X	1.897	0.95	三级
		SO_2	0.2415E-02	0.48E-03	三级
		PM_{10}	0.2415	0.027	三级
	徐闻 6-1 站	非甲烷总烃	4.517	0.19	三级

由以上 ARESCREEN 估算模式对各污染源污染物的计算可知，综合以上分析，考虑最不利情况下 Pmax 最大值为徐闻 101 站场氮氧化物，最大占标率为 3.65%，低于 D10%，故大气评价等级为二级，评价范围为以拟建井场厂址为中心，边长 5km 矩形。

2.3.1.2 地表水评价工作等级

本项目施工期排放的废水主要为施工过程中产生的钻井作业废水和人员产生的生活污水

等。钻井废水、洗井废水在徐闻 101 站建成前由罐车运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水运至徐闻 101 站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油田地下作业区，不外排。生活污水的主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮和 SS 等，污染物浓度较低。生活污水部分依托附近民房的化粪池，部分在井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥。

本项目运营期污水主要为井下作业废水、采出水和生活污水，本项目作业废水采用罐车拉运的方式送至附近站场的污水处理装置处理达标回用于油田注水开发，站场分离出的采出水经站内污水处理装置处理达标后回注，不外排。生活污水经罐车运至当地污水处理厂处理后排放。

根据《环境影响评价技术导则 地表水环境》（HJ2.3-2018），本项目废水不外排，地表水环境影响评价等级为三级 B。

2.3.1.3 地下水评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016），建设项目的地下水环境敏感程度可分为敏感、较敏感、不敏感三级，分级原则见下表。

表 2.3-4 地下水环境敏感程度分级

分级	项目场地的地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源地（包括已建成的在用、备用、应急水源地，在建和规划的水源地）准保护区；除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区。
较敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区。
不敏感	上述地区之外的其它地区。

本次石油开发涉及的作业区位于徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡，油田开发项目区块大，涉及范围广，但是站场、井场等各单项工程分散布置，其中主要污染源产生点在站场、井场，其对地下水环境的影响一般局限于场址附近。其中各区块开采范围内没有集中式饮用水水源地、除集中式饮用水水源地以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其它保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区，距离徐闻 101-02 井场西南侧 655 米为迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区，其敏感程度为“敏感”。区块范围内各零散居民住户以分散式地下水水源井为供水水源，具体供水方式可分为联村、联片、单村、联户或单户等，其敏感程度为“较

敏感”。

根据《广东省地下水功能区划》（粤水资源[2009]19 号），项目所在地区属于湛江市浅层地下水功能区中“粤西湛江徐闻海岸地质灾害易发区（H094408002S03）、粤西湛江徐闻分散式开发利用区（H094408001Q06）”、湛江市深层地下水功能区中“粤西湛江徐闻集中式供水水源区（H094408001P05(深)）”。鉴于区域深层地下水功能区属于“粤西湛江徐闻集中式供水水源区”，，其敏感程度为“较敏感”。综上，项目所在区域地下水敏感程度界定为“敏感”。

表 2.3-5 评价工作等级分级表

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

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）附录 A，确定本项目工程涉及的项目类别属其中“F 石油、天然气”中“37、石油开采”和“41、石油、天然气、成品油管线（不含城市天然气管线）”，“37、石油开采”所属的地下水环境影响评价项目类别为Ⅰ类，“油类和废水等输送管道”所属的地下水环境影响评价项目类别为Ⅱ类。结合前文分析，建设项目地下水环境敏感程度敏感，因此，本项目地下水环境影响评价等级为一级。

2.3.1.4 噪声评价工作等级

拟建项目所在地为《声环境质量标准》（GB3096-2008）中的 2 类区，项目建设前后周边敏感目标噪声级增加小于 3dB(A)，根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，判定拟建项目施工期及营运期声环境评价工作等级为二级。

2.3.1.5 环境风险评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则（HJ169-2018）》，对环境风险评价工作等级进行判定。

1、危险物质及工艺系统危险性（P）的分级确定

（1） 危险物质及工艺系统危险性(P)的分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，危险物质及工艺系统危害性(P)应根据危险物质数量与临界量的比值(Q)和行业及生产工艺(M)共同确定。

①危险物质数量及临界量比值(Q)

计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按式（C.1）计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q = \frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \cdots \frac{q_n}{Q_n}$$

式中，q1，q2…，qn--每种危险物质的最大存在总量，t。

Q1，Q2…Qn—每种危险物质的临界量，t。

当 Q＜1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q＜10；②10≤Q＜100；③Q≥100。

对未列入导则表 B.1，但根据风险调查需要分析计算的危险物质，其临界量可按照导则表 B.2 中推荐值选取。

拟建项目涉及到新建管道，拉油点井场会新增多功能罐，以每个井场作为一个风险单元计算其危险物质最大存在总量，本项目涉及危险物质 q/Q 值计算见表 2.3-6。

表 2.3-6　本项目 Q 值确定表

站场/井场/管线	存放位置	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn（t）	临界量 Q（t）	该种危险物质 Q 值	单元 Q 值 Σ
徐闻 101	1 座 1000m³ 储罐，集油管线 0.3km，1 座 22.5m³ 气罐，1 座 20m³ 混烃罐	原油	/	645.20	2500	0.2585	1.544
		干气、混烃	68476-85-7	12.85	10	1.2854	
徐闻 101-6	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13-2	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13-4	集油管线 0.05km	原油	68476-85-7	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	7783-06-4	0.01	10	0.0013	
徐闻 103	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 1	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	

徐闻101-02	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻101-11	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻101-12	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻101-13	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 102	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-3	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-4	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-5	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 104	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 105	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 106	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 6	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 6-1	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 602	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 9	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 901	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 9-01	1个40m³多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 13-01	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-3	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-5	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-6	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 17	1个40m³多功能罐，56m³气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
迈陈 1	1个40m³多功能罐，	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832

	56m³ 气瓶（6MPa）	伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103 至徐闻 101	集油管线 0.5km	原油	/	2.00	2500	0.0008	0.0140
		伴生气	68476-85-7	0.13	10	0.0132	
徐闻 101 至徐闻 101-6	集油管线 1.3km	原油	/	5.21	2500	0.0020	0.0346
		伴生气	68476-85-7	0.33	10	0.0326	
徐闻 101-6 至徐闻 13	集油管线 1km	原油	/	4.00	2500	0.0016	0.0281
		伴生气	68476-85-7	0.26	10	0.0265	
徐闻 13-2 支线	集油管线 0.1km	原油	/	0.40	2500	0.0002	0.00281
		伴生气	68476-85-7	0.03	10	0.0026	
徐闻 13-4 支线	集油管线 0.4km	原油	/	1.60	2500	0.0006	0.0108
		伴生气	68476-85-7	0.10	10	0.0102	

注：采出液含水率以 20%计，原油密度取 0.805t/m³;气油比取 73m³/t;伴生气中硫化氢未检出，伴生气密度取 0.9139kg/m³，多功能罐、储罐储量按照容积的 80%计。

由表 2.3-6 可知，本项目除了徐闻 101 站，其余各独立单元 Q 值均小于 1，最大危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 0.3832，属于 Q＜1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C，当 Q_{max}＜1，本项目除徐闻 101 站之外，其余井场及管线环境风险潜势为Ⅰ，可开展简单分析。

②行业及生产工艺(M)

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照下表评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。

表 1.3.1-8 行业及生产工艺 M 判定结果一览表

行业	评估依据	分值
煤炭、电力、石化、化工、医药、轻工、纺织、化纤	涉及光气及光气化工艺、电解工艺(氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解(裂化)工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采(含净化)，气库(不含加气站的气库)，油库(不含加气站的油库)、油气管线(不含城市天然气管线)	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5
a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力(P)≥10.0 MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，行业及生产工艺 M 划分为：(1)M＞20；(20)10＜M≤20；(3)5＜M≤10；(4)M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。

本项目属于石油天然气行业，涉及石油开采以及油气管线，并且本项目涉及危险物质使用、贮存。分值为 15，为 M2。

③危险物质及工艺系统危险性(P)分级

由上述分析可知，本项目建成后徐闻 101 站物质总量与临界量比值 1≤Q＜10；由表 6.3.2-2 可知，项目行业及生产工艺 M=15，为 M2。由表 6.3.2-3 可知，本项目危险物质及工艺系统危险性(P)分级属于 P3。具体判定结果见下表。

表 1.3.1-9 拟建项目 P 值确定表

危险物质数量与临界量的比值 Q	行业及生产工艺			
	M1	M2	M3	M4
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

（2）环境敏感程度(E)的确定

①大气环境

依据保护目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表所示。

表 1.3.1-10 大气环境敏感性(E)分级原则一览表

类别	环境风险受体情况
E1	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500 m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500 m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500 m 范围内人口总数小于 500 人油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据收集资料及现场勘查并对照表可知，企业周边 5 公里范围内大于 5 万人，满足类型 1 的环境风险受体，无其他需要特殊保护区域。因此本项目周边的环境风险受体敏感性类别是 E1 类型。

②地表水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见下表。

表 1.3.1-11 地表水功能敏感性分区

类型	地表水环境敏感性分区
敏感 F1	排放点进入地表水水域功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到排放点算起，排放到受纳水体河流最大流速时，24 小时流经范围跨越国界的；
较敏感 F2	排放点进入地表水水域功能为Ⅲ类，或海水水质分类为第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到排放点算起，排放到受纳水体河流最大流速时，24 小时流经范围跨越省界的；
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

本项目徐闻 101 站附近无地表水。因此判定区域地表水功能性分区敏感程度为 F3。

表 1.3.1-12　环境敏感目标分级

类型	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水流向)10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区(包括一级保护区、二级保护区及准保护区)；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游(顺水方向)10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游(顺水流向)10km 范围内，近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。

经现场勘查，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 表 D.4，判定区域地表水环境保护目标分级为 S3。

依据事故情况下危险物质泄漏到水体排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标，地表水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 1.3.1-13　地表水环境敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

由环境敏感目标分级、地表水功能敏感性分区可知，地表水环境敏感程度为 E3。

③地下水环境

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见下表。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 1.3.1-14　地下水功能敏感性分区

敏感性	地下水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源)准保护区；除集中式饮用水源以外的国家或地方政府设定的地下环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水源(包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水源)准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源(如热水、矿泉水、温泉等)保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a

不敏感 G3	上述地区之外的其他地区
a：“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区	

本项目所在区域有迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区且深层地下水属于集中式供水水源区，地下水属于环境敏感区，因此地下水功能为敏感(G1)。

表 1.3.1-15　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb＜1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0*10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩土层不满足上述“D2”和“D3”条件
Mb:岩土层单层厚度。K：渗透系数	

根据包气带防污性能调查可知，本项目包气带防污性能分级为 D1。

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，地下水环境敏感程度共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见下表。

表 1.3.1-16　地下水环境敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E1	E2	E3

由区域地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级可知，区域地下水环境环境敏感程度判定为 E1。

综上，大气环境敏感程度分级为 E1；地表水环境敏感程度分级为 E3；地下水环境敏感程度分级为 E1。

（3）风险潜势初判结果

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)划分依据，本项目大气环境风险潜势为Ⅳ+、地表水风险潜势为Ⅳ、地下水风险潜势为Ⅲ。环境风险潜势划分结果见下表。

表 1.3.1-17 拟建项目环境风险潜势确定表

类别	环境敏感程度 E	危险物质及工艺系统危害性 P			
		极高危害 P1	高度危害 P2	中度危害 P3	轻度危害 P4
环境空气	环境高度敏感区 E1	Ⅳ$^{+}$	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
	环境中度敏感区 E2	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
	环境轻度敏感区 E3	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
地	环境高度敏感区 E1	Ⅳ$^{+}$	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ

表水	环境中度敏感区 E2	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
	环境轻度敏感区 E3	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
地下水	环境高度敏感区 E1	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
	环境中度敏感区 E2	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
	环境轻度敏感区 E3	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

项目危险物质及工艺系统危险性等级判定为 P3，各要素环境风险潜势判定如下：

①大气环境敏感程度为 E1，环境风险潜势为Ⅲ。

②地表水环境敏感程度为 E3，环境风险潜势为Ⅱ。

③地下水环境敏感程度为 E1，环境风险潜势为Ⅲ。

本项目综合环境风险潜势划分为Ⅲ。

（4）评价工作等级划分

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，结合实际情况，判定本项目环境空气风险、地下水评价等级均为二级，地表水风险评价等级为三级。本项目环境风险评价等级为二级。具体判定结果见下表。

表 1.3.1-18　评价工作等级划分表

环境风险潜势	Ⅳ+、Ⅳ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
评价工作等级	一级	二级	三级	简单分析

项目各要素评价工作等级判定如下：

①大气环境风险潜势为Ⅲ，评价等级为二级。

②地表水环境风险潜势为Ⅱ，评价等级为三级。

③地下水环境风险潜势为Ⅲ，评价等级为二级。

2.3.1.6 生态评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ 19-2022）中 6.1.2 生态评价等级确定原则，项目生态评价等级判定过程详见下表。

表5　　项目生态等级判定过程一览表

序号	原则	本项目	评价等级
a	涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境时，评价等级为一级。	不涉及	/
b	涉及自然公园时，评价等级为二级。	不涉及	/
c	涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级。	不涉及	/
d	根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级。	本项目为污染影响型。	/

e	根据 HJ610、HJ964 判断地下水水位或土壤 影响范围内分布有天然林、公益林、湿地等生态保护目标的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；	不涉及	/
f	当工程占地规模大于 20km^{2}时（包括永久和临时占用陆域和水域），评价等级不低于二级；改扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；	本项目新增永久占地约 20.375hm^2，临时占地约 3hm^2，小于 20km^2。	三级
g	除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；	三级	三级
h	当评价等级判定同时符合上述多种情况时，应采用其中最高的评价等级。	三级	三级
①	建设项目涉及经论证对保护生物多样性具有重要意义的区域时，可适当上调评价等级。	/	/
②	建设项目同时涉及陆生、水生生态影响时， 可针对陆生生态、水生生态分别判定评价等级。	本项目仅涉及陆生生态影响。	/
③	在矿山开采可能导致矿区土地利用类型明显改变，或拦河闸坝建设可能明显改变水文情势等情况下，评价等级应上调一级。	不涉及	/
④	线性工程可分段确定评价等级。线性工程地下穿越或地表跨越生态敏感区，在生态敏感区范围内无永久、临时占地时，评价等级可下调一级。	本项目管线不涉及生态敏感区。	/
综上所述，本项目生态影响评价等级确定为三级。			

2.3.1.7 土壤评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“7.4 依据 HJ 964 的规定，土壤盐化、酸化和碱化地区，建设项目应按照土壤污染影响型和生态影响型，按相应等级分别开展评价工作；非土壤盐化、酸化和碱化地区，按照土壤污染影响型，按相应等级开展评价工作。”

项目位于湛江市徐闻县，属于湿润地区，根据项目监测报告，项目区含盐量最大值为 0.48g/kg（SSC＜1），地区土壤 pH 值在 6.21～7.07，根据《环境影响评价技术导则土壤环境试行》（HJ964-2018）附录 D，项目区属于非土壤盐化、酸化和碱化地区，故项目土壤影响分析按照土壤污染影响型类别进行分析评价。污染影响途径主要是非正常状况下的垂直入渗。

根据污染影响型敏感程度分级表，项目周边存在农田，故环境敏感程度为敏感。本工程永久占地为井场及井场道路，占地面积为 20.375hm^2，按照新增永久占地规模，规模为中型。对照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本项目“石油开采”

和“石油输送管线”分别属于Ⅰ类和Ⅱ类项目；对照表 2.3-9，本项目井场/站场属于一级评价，管线属于二级评价。

表 2.3-8 污染影响型敏感程度分级表

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

表 2.3-9 污染影响型评价工作等级划分表

占地规模 / 评价工作等级 / 敏感程度	Ⅰ类项目			Ⅱ类项目			Ⅲ类项目		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	—	—
注：“—”表示可不开展土壤环境影响评价工作。									

2.3.2 评价工作重点

根据本项目的环境影响特征和项目所处区域的环境现状情况，结合当前环保管理的有关要求，确定本次评价重点如下：

1）通过现场调查与工程分析，确定工程建设过程以及运营过程中的环境影响要素，并对各要素的影响程度和影响范围进行分析和预测；

2）依据国家有关法律、法规以及技术规范的要求，对项目拟采取的环境保护措施进行分析、论证、评价，判定项目拟采取的环保措施是否可行，并针对存在的不足提出切实可行的改善措施；

3）对工程建设过程以及运营过程进行环境风险分析、预测、评价，对项目拟采取的风险控制措施进行评价，并针对存在的不足提出切实可行的措施；

4）在以上各项工作的基础上对项目进行综合评价，从环境保护角度判断项目是否满足环境容量、生态系统的要求，从而整体判定项目是否具有环境可行性。

2.4 评价范围及环境敏感区

2.4.1 评价范围

根据建设项目污染物排放特点及当地气象条件、自然环境状况，结合各《导则》的要求确定各环境要素评价范围见表 2.4-1。各要素评价范围图见附图 1~附图 6。

表 2.4-1 本项目评价范围表

环境要素	评价等级	评价范围
大气	二级	以井场为中心，边长 5km 的矩形区域
地表水	三级 B	论述废水依托处置可行性
噪声	二级	井场周围 200m 范围，管线两侧各 200m
地下水	二级	评价范围根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ610-2016）要求，一级评价项目调查的评价范围应≥20km^2。结合本项目场地所处位置及其周边的水文地质条件、地形地貌特征及附近的地下水环境保护目标分布等多种因素，本次评价范围以补水边界、排水边界划分完整的水文地质单元，评价范围已包括所有的井场/站场和新建集油管线等，以及周边的环境保护目标和敏感区域，确定面积确定为 120.46km^2，评价边界坐标为东经 109°53′55.64″~110°03′56.87″，北纬 20°17′57.65″~20°23′41.41″。
土壤	一级	井场厂界外 1000m 范围内；管线两侧 200m 范围内
生态	二级	井场、站场外扩 50m 范围，管线外扩 300m 范围
风险评价	二级	大气：距徐闻 101 站边界 5km 范围、输油管道中心线外两侧延 200m 范围；地下水：徐闻 101 站周边 6km^2~20km^2 范围、输油管道中心线外两侧延 200m 范围；地表水：排放点至下游 3km

2.4.2 主要环境保护目标

根据现状调查，区域内无自然保护区、风景名胜区等其他需特殊保护的环境敏感区。本次油田开发活动涉及的环境保护目标主要为迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区、粤西湛江徐闻集中式供水水源区以及评价范围内的村庄、地表水、区域生态系统等。

按环境要素划分的环境保护目标见表 2.4.2-1。环境敏感目标分布图见附图 1、附图 2、附图 6。

表2.4.2-1　　按环境要素划分的环境保护目标表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	迈陈河	徐闻 13-01 北侧	地表水水质	地表水Ⅲ类标准
	大水桥干渠	流经油区	地表水水质	地表水Ⅲ类标准
地下水	居民分散式饮用水井和迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区	/	地下水水质	地下水Ⅲ类标准
	粤西湛江徐闻集中式供水水源区			
环境空气	评价范围内居民点	居民点相对站场、管线和井场位置见表 2.4.2-2~表 2.4.2-5。	空气质量	《环境空气质量标准》二级标准
环境噪声	井场、站场、管线 200m 范围内的居民点等敏感点		声环境质量	《声环境质量标准》2 类标准
生态环境	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等	各区块及周边范围	生态环境质量	生态系统完整性与稳定性
土壤环境	场站周边 1km 及管线两侧 0.2km 的耕地、居民区、学校等敏感目标		土壤环境	土壤环境质量筛选值

2.4.2.1 环境空气保护目标

表2.4.2-2　　大气敏感目标分布表

序号	敏感目标	坐标（经纬度）	保护内容	人数	环境功能区划	相对站场/井场位置		
						相对最近井场/站场	方位	相对厂界距离（m）
1	打银村	109.983122,20.330724	人群健康	354	二类区	徐闻 13-4	SE	770
2	报仔村 1	109.982650，20.336056		78	二类区	徐闻 13-4	SE	570
3	迈陈镇	109.993722，20.332303		7800	二类区	徐闻 101-02	SW	120
4	迈陈第二中学	109.996405，20.325492		300	二类区	徐闻 105	NW	1030
5	迈陈下村	110.002649,20.329195		192	二类区	徐闻 105	NW	480
6	迈陈镇中心小学迈陈分教点	110.003464，20.326740		100	二类区	徐闻 105	NW	475
7	迈陈上村	110.009397，20.329990		90	二类区	徐闻 105	S	620
8	迈汶村	110.011055，20.340608		168	二类区	徐闻 101-13	NE	70
9	迈汶上村	110.014075，20.342338		150	二类区	徐闻 101-13	NE	560
10	青桐新村	110.021961，20.342132		1350	二类区	徐闻 101-13	NE	1350
11	报仔村 2	110.029439，20.338561		180	二类区	徐闻 101-13	E	1880
12	那斗村	110.033355，20.344989		330	二类区	徐闻 X6	SW	1250
13	迈陈镇那斗小学	110.032427，20.343691		60	二类区	徐闻 X6	SW	1560
14	牛角湖村	110.019042，20.349657		93	二类区	徐闻 101-13	NE	1250
15	迈凡村	110.015813，20.358458		20	二类区	徐闻 101-13	NE	2250
16	新村	110.018420.20.360923		144	二类区	徐闻 101-13	NE	2500
17	青桐西村	110.021574,20.361596		189	二类区	徐闻 X9	NW	2150
18	青桐北村	110.024107，20.364503		186	二类区	徐闻 X9	NW	2120
19	南迈村	110.023409，20.355521		39	二类区	徐闻 901	E	2150
20	生山水村	110.026338,20.353258		87	二类区	徐闻 901	NE	1820
21	青桐村	110.029557.20.357030		820	二类区	徐闻 901	E	840
22	九亩村	110.034084.20.364523		108	二类区	徐闻 X9	NW	1110
23	迈增村	110.043483.20.365217		81	二类区	徐闻 X9	NW	560
24	东井岭	110.047061.20.363206		45	二类区	徐闻 X9	NE	390
25	南坡仔村	110.040178,20.375104		115	二类区	徐闻 X9	N	1740
26	盐坡村	110.040865，20.382406		312	二类区	徐闻 X9	N	2140

27	那练村	110.047882，20.377397		756	二类区	徐闻 X9	N	1650
28	青桐小学	110.027454，20.357523		200	二类区	徐闻 X9	E	1780
29	那种村	110.068953，20.365690		222	二类区	徐闻 X9	NE	2320
30	社朗仔村	110.066593,20.355129		150	二类区	徐闻 901	E	1900
31	昌化村	110.054555，20.353037		120	二类区	徐闻 901	SE	470
32	田寮村	110.037410，20.350723		246	二类区	徐闻 X6	NW	780
33	坡立村	110.020931，20.330915		48	二类区	徐闻 101-13	SE	1150
34	冯宅湖村	110.023141，20.334466		110	二类区	徐闻 101-13	SE	1320
35	太平村	110.011294,20.324491		66	二类区	徐闻 105	NE	275
36	八伍村	110.023066，20.320588		296	二类区	徐闻 105	E	1260
37	北村	110.032228,20.326177		180	二类区	徐闻 602	SW	2250
38	南村	110.032432，20.323641		150	二类区	徐闻 602	SW	2320
39	白坡小学	110.033441，20.325080		50	二类区	徐闻 602	SW	2450
40	讨岭村	110.038955，20.323118		165	二类区	徐闻 602	SW	1870
41	迈戴村	110.041595，20.333078		255	二类区	徐闻 602	SW	930
42	谭园村	110.045350，20.326800		126	二类区	徐闻 602	SW	1270
43	边古村	110.060241，20.337746		213	二类区	徐闻 602	E	370
44	龙山村	110.071764，20.334265		390	二类区	徐闻 602	SE	1210
45	大黄中心小学	110.068395，20.330965		100	二类区	徐闻 602	SE	1600
46	徐闻县大黄中学	110.069726,20.331448		100	二类区	徐闻 602	SE	1670
47	陶毓幼儿园	110.070734,20.332263		50	二类区	徐闻 602	SE	1760
48	大水锅村	110.069768，20.329466		60	二类区	徐闻 602	SE	1700
49	社长村	110.069447，20.347021		324	二类区	徐闻 6-3	NE	1390
50	社长托福幼儿园	110.070391，20.346739		50	二类区	徐闻 6-3	NE	1850
51	新村仔村	110.074468，20.343983		150	二类区	徐闻 6-3	NE	1980
52	石榴山村	110.076163，20.323178		126	二类区	徐闻 602	SE	2450
53	迈才园村	110.068502，20.317866		84	二类区	徐闻 602	SE	2400
54	边姓村	110.081012,20.314727		252	二类区	徐闻 602	SE	3360
55	水锅仔村	110.061679，20.324466		96	二类区	徐闻 602	SE	1380
56	边古仔村	110.058074，20.325633		60	二类区	徐闻 602	SE	1170
57	三笃塘村	110.059490，20.321508		168	二类区	徐闻 602	SE	1500
58	坡塘村	110.022712,20.310863		282	二类区	徐闻 105	SE	1730

59	迈霖村	110.012841，20.313882		300	二类区	徐闻 105	SE	480
60	潭板村	110.002670,20.318067		198	二类区	徐闻 105	SW	470
61	潭板小学	110.002799，20.316900		50	二类区	徐闻 105	SW	730
62	讨墩村	109.995632，20.317222		333	二类区	迈陈 1	E	90
63	地罗村	110.011554,20.302572		168	二类区	徐闻 105	S	2030
64	烧灰村	110.004945,20.306758		225	二类区	迈陈 1	SW	1320
65	新地仔村	110.004237，20.292973		330	二类区	徐闻 104	SW	2080
66	提姑村	110.010030，20.286874		1050	二类区	徐闻 104	SW	2750
67	新地小学	110.008593，20.290779		200	二类区	徐闻 104	SW	2940
68	北海仔	109.995718,20.294039		168	二类区	徐闻 104	SW	1730
69	东莞小学	109.992864，20.294764		100	二类区	徐闻 104	SW	1720
70	田圮村	109.991856，20.298346		630	二类区	徐闻 104	SW	860
71	东莞村	109.988401，20.293596		450	二类区	徐闻 104	SW	1510
72	那策村	109.987950,20.305490		348	二类区	徐闻 104	S	188
73	南田村	109.982972，20.313540		138	二类区	徐闻 104	NW	370
74	北兰村	109.972479，20.284821		600	二类区	徐闻 106	SW	1870
75	蔡宅村	109.976020，20.284600		420	二类区	徐闻 106	SW	2150
76	本宫村	109.987736，20.320885		342	二类区	徐闻 101-6	SW	1350
77	北英村	109.976707，20.323983		240	二类区	徐闻 101-6	SW	1000
78	龙马村	109.976192，20.320724		240	二类区	徐闻 101-6	SW	1285
79	提塘仔村	109.971471，20.321971		231	二类区	徐闻 101-6	S	900
80	龙角村	109.972672，20.326599		132	二类区	徐闻 101-6	S	580
81	堤塘村	109.966063，20.328330		390	二类区	徐闻 101	SW	138
82	东园仔村	109.957180,20.331468		165	二类区	徐闻 101	NW	30
83	坑头村	109.951215，20.330865		204	二类区	徐闻 103	NW	590
84	刘宅村	109.950442，20.329617		150	二类区	徐闻 103	NW	550
85	坑头小学	109.947824,20.330060		50	二类区	徐闻 103	NW	1130
86	迈案村	109.948683，20.327444		96	二类区	徐闻 103	NW	850
87	北湖村	109.947095，20.327002		150	二类区	徐闻 103	NW	1080
88	拥妥村	109.944005，20.331992		165	二类区	徐闻 103	NW	1440
89	九皮村	109.943876，20.329658		120	二类区	徐闻 103	NW	1440
90	北福村	109.940357，20.327847		150	二类区	徐闻 103	NW	1780
91	东场村	109.932804,20.329537		672	二类区	徐闻 103	NW	2350
92	谈才仔村	109.945507，20.320361		300	二类区	徐闻 103	NW	1930

93	谈才村	109.945250，20.320160		180	二类区	徐闻 103-4	W	1030
94	北湖仔村	109.948683，20.322615		52	二类区	徐闻 103-4	SW	810
95	养逢村	109.938469，20.315653		348	二类区	徐闻 103-4	SW	2000
96	苞西村	109.947653，20.309072		810	二类区	徐闻 103-5	SW	1530
97	北胜村	109.944413，20.302633		414	二类区	徐闻 103-5	SW	2230
98	小备村	109.942567，20.298527		330	二类区	徐闻 106	SW	2800
99	潭鳌小学	109.944026，20.299453		100	二类区	徐闻 106	SW	2780
100	大备村	109.939864，20.295549		411	二类区	徐闻 106	SW	2970
101	孟宁村	109.944434,20.292771		354	二类区	徐闻 106	SW	2420
102	北注村	109.962523，20.299393		804	二类区	徐闻 106	SW	600
103	昌南村	109.973338,20.301204		234	二类区	徐闻 106	SE	380
104	新村	109.972351，20.309656		198	二类区	徐闻 106	W	170
105	迈墩村	109.949520,20.338667		273	二类区	徐闻 13-5	W	1240
106	南岭	109.968912，20.335488		126	二类区	徐闻 101-6	NW	140
107	昌奉村	109.961321,20.343601		216	二类区	徐闻 13-5	N	230
108	南仔村	109.941248,20.346890		531	二类区	徐闻 13-6	W	2000
109	港头村	109.935690,20.348721		120	二类区	徐闻 13-6	W	2890
110	东山村	109.957545，20.354948		330	二类区	徐闻 13-6	NW	610
111	那朗村	109.975612，20.355330		1500	二类区	徐闻 102	W	160
112	那朗小学	109.978273，20.356115		200	二类区	徐闻 102	NW	760
113	塘口村	109.972522，20.366153		576	二类区	徐闻 13-6	NE	1450
114	英产村	109.966342，20.374099		480	二类区	徐闻 13-6	NE	2220
115	赤岭村	109.959841，20.362592		180	二类区	徐闻 13-6	NW	1160
116	西坡村	109.961278，20.368104		120	二类区	徐闻 13-6	NW	1720
117	北插仔村	109.957094，20.368506		360	二类区	徐闻 13-6	NW	1800
118	铺仔	109.951751，20.369633		150	二类区	徐闻 13-6	NW	2270
119	边板下村	109.949069,20.373757		210	二类区	徐闻 13-6	NW	2800
120	西连镇	109.936001，20.372308		1200	二类区	徐闻 17	SE	880
121	西连中心小学	109.939606，20.372992		100	二类区	徐闻 17	SE	2180
122	西连中学	109.932890，20.372027		200	二类区	徐闻 17	SE	1560
123	北插村	109.926367，20.362753		300	二类区	徐闻 17	SE	1435
124	下堂村	109.918642，20.361506		120	二类区	徐闻 17	S	1780
125	新兴村	109.916153，20.359816		228	二类区	徐闻 17	S	1945
126	承梧小学	109.918449，20.358086		100	二类区	徐闻 17	S	2300

127	昌盆村	109.919951，20.359213		180	二类区	徐闻 17	SE	1650
128	承梧上村	109.918256，20.355853		180	二类区	徐闻 17	S	2400
129	肖家村	109.909823，20.365549		126	二类区	徐闻 17	SW	1530
130	肖北村	109.908257，20.363538		120	二类区	徐闻 17	SW	1830
131	肖南村	109.908471，20.362371		240	二类区	徐闻 17	SW	1970
132	昌南村	109.898322,20.360198		264	二类区	徐闻 17	SW	2780
133	龙逢村	109.900832，20.365549		300	二类区	徐闻 17	SW	2110
134	会球村	109.895339，20.368144		165	二类区	徐闻 17	SW	2420
135	田西小学	109.894974,20.370377		100	二类区	徐闻 17	SW	2500
136	田西村	109.891949,20.370055		390	二类区	徐闻 17	SW	2470
137	后村	109.892979，20.377357		78	二类区	徐闻 17	SW	2480
138	东岭村	109.907398，20.371443		114	二类区	徐闻 17	SW	1160
139	老张村	109.912999,20.371443		102	二类区	徐闻 17	SW	810
140	内村	109.906985，20.381441		120	二类区	徐闻 17	NW	1050
141	新村	109.909372，20.383150		138	二类区	徐闻 17	NW	840
142	东新村	109.911368,20.384639		45	二类区	徐闻 17	NW	780
143	台楼村	109.911046，20.386831		75	二类区	徐闻 17	NW	980
144	东园仔村	109.898150,20.392976		504	二类区	徐闻 17	NW	1960
145	金土幼儿园	109.898869,20.396737		50	二类区	徐闻 17	NW	2750
146	金土小学	109.897302，20.396445		100	二类区	徐闻 17	NW	2850
147	金土村	109.895854,20.396294		84	二类区	徐闻 17	NW	2800
148	下寮仔村	109.904931，20.397772		60	二类区	徐闻 17	NW	2400
149	西化楼村	109.906282，20.399864		138	二类区	徐闻 17	NW	2450
150	塘仔村	109.908020，20.396626		102	二类区	徐闻 17	NW	1870
151	英邱村	109.914865，20.398557		285	二类区	徐闻 17	N	1800
152	英民村	109.919007，20.397853		135	二类区	徐闻 17	N	1660
153	油河村	109.920530，20.401895		120	二类区	徐闻 17	N	2230
154	北田村	109.923921，20.394816		300	二类区	徐闻 17	NE	1420
155	乐琴下村	109.926238,20.384478		654	二类区	徐闻 17	NE	500
156	永欣小学	109.927912，20.383190		100	二类区	徐闻 17	NE	970
157	乐琴上村	109.929049，20.381259		72	二类区	徐闻 17	NE	850
158	东坡村	109.934156，20.380696		144	二类区	徐闻 17	E	1500
159	陈宅村	109.941494，20.377619		420	二类区	徐闻 17	E	1780
160	龙才村	109.928126，20.401755		111	二类区	徐闻 17	NE	2520

161	乌土村	109.934049，20.396847		120	二类区	徐闻 17	NE	2270
162	丰隆村	109.940400，20.400347		390	二类区	徐闻 17	NE	2730
163	大井小学	109.939113，20.401835		100	二类区	徐闻 17	NE	3180
164	谭星村	109.938555，20.386509		99	二类区	徐闻 17	NE	1950
165	罗宅村	109.940529，20.383573		63	二类区	徐闻 17	NE	2070
166	迈陈中心小学	109.992902，20.338274		100	二类区	徐闻 13-3	SW	500
167	迈陈中学	109.994291，20.338023		200	二类区	徐闻 13-3	SW	510
168	英斐村	109.997907，20.341529		600	二类区	徐闻 101-11	NW	85
169	湖南村	109.999731，20.354203		255	二类区	徐闻 13-3	NE	1020
170	大湖村	110.000305，20.356024		81	二类区	徐闻 13-3	NE	1300
171	湖北村	110.000353，20.358830		165	二类区	徐闻 13-3	NE	1620
172	峙头村	110.027320，20.379499		420	二类区	徐闻 X9	NW	2660

2.4.2.2 声环境保护目标

本项目声环境保护目标为井场、站场、管线周围200m范围内的居民点。经调查，井/站场声环境保护目标具体情况见表2.4.2-3，管线声环境敏感目标分布情况详见表2.4.2-4。

表2.4.2-3 站场200m 范围声环境保护目标分布表

井/站场	自然村	经纬度	人数	保护对象	保护内容	相对管线位置	
						方位	距离（m）
徐闻 102	那朗村	109.975612°，20.355330°	1500	居民	声环境	W	160
徐闻 101-6	南岭	109.968912°，20.335488°	126	居民	声环境	SW	140
徐闻 101	东园仔村	109.957180°，20.331468°	165	居民	声环境	NW	30
徐闻 101	提塘村	109.966063°，20.328330°	390	居民	声环境	SW	124
徐闻 106	新村	109.972351°，20.309656°	198	居民	声环境	W	170
迈陈 1	讨墩村	109.995632°，20.317222°	333	居民	声环境	E	90
徐闻 101-02	迈陈镇	109.993722°，20.332303°	7800	居民	声环境	SW	120
徐闻 101-11	英斐村	110.002627°，20.340603°	600	居民	声环境	N	90
徐闻 101-12	英斐村	110.002627°，20.340603°	600	居民	声环境	NW	90
徐闻 101-13	迈汶村	110.011055°，20.340608°	168	居民	声环境	NE	70
徐闻 13-3	英斐村	110.002627°，20.340603°	600	居民	声环境	SE	140

表2.4.2-4 管线两侧200m 范围声环境保护目标分布表

油/水管线	自然村	经纬度	人数	保护对象	保护内容	相对管线位置	
						方位	距离（m）
徐闻 101-6 至徐闻 13 管线	南岭	109.968912，20.335488	126	居民	声环境	西侧	120
徐闻 101-6 至徐闻 101 管线	提塘村	109.966063，20.328330	390	居民	声环境	南侧	60
	东园仔村	109.957180，20.331468	165	居民	声环境	北侧	40

2.4.2.3 地下水环境保护目标

本项目地下水评价范围内分布的饮用水源地见下表，位置见附图 4。

表 2.4.2-5　本项目调查评价区内饮用水源保护区分布表

序号	保护区名称	保护区级别	水质保护目标	陆域保护范围	与本项目位置关系
1	迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区	一级	III类	以 E109° 59′ 26.039"、N20° 20′ 7.590"，E109° 59′ 26.212"、N20° 20′ 6.470"，E109° 59′ 27.820"、N20° 20′ 6.714"，E109° 59′ 27.591"、N20° 20′ 7.849"四个点形成的多边形区域	距离徐闻 101-02 井场西南侧 655 米

表2.4.2-6　本项目调查评价区分散式饮用水取水点一览表

序号	分散式供水点	经度	纬度	镇	村委会	井深 m
1	英斐村	109°59′45.75″	20°20′34.06″	迈陈镇	迈市社区居委会	200
2	迈汶村	110°00′27.37″	20°20′13.86″	迈陈镇	迈市社区居委会	180
3	迈陈中学	109°59′26.90″	20°20′24.90″	迈陈镇	迈市社区居委会	200
4	本宫村	109°58′56.20″	20°19′45.22″	迈陈镇	打银村民委员会	190
5	提塘村、龙角村、南岭仔村	109°57′49.52″	20°19′40.34″	迈陈镇	打银村民委员会	220
6	迈增村	110°02′38.53″	20°21′52.09″	迈陈镇	青桐村民委员会	200
7	青桐村、九里村	110°01′27.01″	20°21′47.54″	迈陈镇	青桐村民委员会	200
8	青桐西村	110°00′59.73″	20°21′37.24″	迈陈镇	青桐村民委员会	180
9	田寮村	110°02′05.07″	20°21′04.10″	迈陈镇	青桐村民委员会	150
10	那斗村	110°01′45.02″	20°20′31.38″	迈陈镇	白坡村民委员会	180
11	迈戴村	110°02′30.83″	20°19′58.76″	迈陈镇	白坡村民委员会	200
12	讨岭、谭园村	110°02′02.71″	20°19′36.11″	迈陈镇	白坡村民委员会	200
13	白坡村	110°01′32.66″	20°19′32.83″	迈陈镇	白坡村民委员会	200
14	把伍村	110°01′06.53″	20°19′26.27″	迈陈镇	白坡村民委员会	200
15	坡塘村	110°00′57.49″	20°18′43.64″	迈陈镇	白坡村民委员会	200
16	迈霖村	110°00′43.82″	20°18′52.27″	迈陈镇	迈陈村民委员会	180
17	地罗村	110°00′27.19″	20°18′12.23″	迈陈镇	新地村民委员会	200
18	烧灰村	109°59′51.30″	20°18′29.95″	迈陈镇	新地村民委员会	200
19	迈陈第二中学	109°59′35.53″	20°19′43.11″	迈陈镇	迈陈村民委员会	200
20	迈陈下村	109°59′54.02″	20°19′41.02″	迈陈镇	迈陈村民委员会	180
21	迈陈上村	109°59′56.58″	20°19′34.68″	迈陈镇	迈陈村民委员会	180
22	潭板村	109°59′57.73″	20°19′06.50″	迈陈镇	迈陈村民委员会	200
23	讨墩村	109°59′24.81″	20°19′16.75″	迈陈镇	迈陈村民委员会	180
24	后垌、南田村	109°58′48.16″	20°18′49.75″	迈陈镇	东莞村民委员会	200
25	那策村	109°58′57.46″	20°18′36.98″	迈陈镇	东莞村民委员会	180
26	东莞村	109°59′05.75″	20°17′59.89″	迈陈镇	东莞村民委员会	180
27	田圯村	109°59′25.65″	20°18′05.58″	迈陈镇	东莞村民委员会	200
28	那巢村	109°59′19.92″	20°18′10.76″	迈陈镇	东莞村民委员会	200
29	北英村	109°58′26.70″	20°19′43.31″	迈陈镇	打银村民委员会	200

30	提塘仔村	109°57′52.65″	20°19′26.36″	迈陈镇	打银村民委员会	210
31	坑头、东园、刘宅、北湖仔村	109°57′04.61″	20°19′53.00″	迈陈镇	坑头村民委员会	230
32	迈案 迈案新村	109°56′47.72″	20°19′36.33″	迈陈镇	坑头村民委员会	150
33	谈才村	109°56′40.30″	20°19′23.66″	迈陈镇	坑头村民委员会	200
34	九皮、雍妥村	109°56′24.75″	20°19′47.21″	迈陈镇	坑头村民委员会	200
35	谈才仔村	109°56′10.48″	20°19′28.37″	迈陈镇	坑头村民委员会	200
36	北福村	109°56′06.47″	20°19′51.19″	迈陈镇	坑头村民委员会	120
37	东场村	109°55′56.99″	20°20′00.29″	迈陈镇	坑头村民委员会	200
38	那朗村	109°58′25.54″	20°21′32.11″	迈陈镇	那朗村民委员会	200
39	塘口	109°57′57.90″	20°22′05.52″	迈陈镇	那朗村民委员会	200
40	打银村	109°58′34.37″	20°19′48.54″	迈陈镇	打银村民委员会	180
41	迈墩村	109°56′34.97″	20°20′33.13″	迈陈镇	坑头村民委员会	230
42	昌奉村	109°57′48.12″	20°20′38.25″	迈陈镇	打银村民委员会	180
43	东山村	109°57′19.67″	20°21′26.88″	迈陈镇	那朗村民委员会	180
44	赤岭村	109°57′26.26″	20°22′06.19″	迈陈镇	那朗村民委员会	220
45	市尾村	109°58′58.68″	20°20′13.93″	迈陈镇	迈市社区居委会	220
46	迈糖社区	109°59′04.00″	20°20′21.76″	迈陈镇	迈市社区居委会	120
47	龙马村	109°58′35.37″	20°19′20.48″	迈陈镇	打银村民委员会	200
48	新村仔村	110°04′01.37″	20°20′36.09″	城北乡	大黄村民委员会	150
49	社长村	110°03′51.79″	20°20′49.02″	城北乡	大黄村民委员会	200
50	社朗仔村	110°03′59.31″	20°21′36.92″	城北乡	大黄村民委员会	200
51	昌化村	110°03′08.32″	20°21′11.99″	城北乡	大黄村民委员会	200
52	边古村	110°03′12.33″	20°20′31.81″	城北乡	大黄村民委员会	200
53	水埚仔村、边古仔村、三笃塘村	110°03′22.61″	20°19′22.64″	城北乡	大黄村民委员会	200
54	龙山村、大黄村	110°03′50.29″	20°20′08.22″	城北乡	大黄村民委员会	180
55	英产、新村仔、西挖村	109°57′19.63″	20°22′47.08″	西连镇	北海村民委员会	200
56	边板村、陈宅、铺仔、北插仔	109°56′50.90″	20°22′29.46″	西连镇	边板村民委员会	200
57	西连镇	109°56′04.95″	20°22′30.33″	西连镇	西连村民委员会	180
58	乐琴村	109°55′23.71″	20°23′09.23″	西连镇	乐琴村民委员会	200
59	台楼新村	109°54′10.98″	20°22′54.00″	西连镇	瓜藤村民委员会	200
60	迈谷村	109°56′22.51″	20°21′01.08″	西连镇	迈谷村民委员会	300
61	瓜藤村	109°55′39.97″	20°22′15.43″	西连镇	瓜藤村民委员会	200
62	北插村	109°55′18.24″	20°22′01.51″	西连镇	承梧村民委员会	200
63	承梧村	109°54′50.57″	20°21′40.65″	西连镇	承梧村民委员会	200
64	肖家村、东岭村	109°54′08.98″	20°22′07.12″	西连镇	承梧村民委员会	200
65	老张村、东岭村	109°54′28.86″	20°22′20.03″	西连镇	田西村民委员会	200
66	罗宅村、谭星村	109°56′10.63″	20°22′45.09″	西连镇	西连村民委员会	200
67	昌寸村	109°58′09.03″	20°18′22.64″	角尾乡	北注村民委员会	200
68	养逢村	109°55′56.52″	20°19′14.09″	角尾乡	潭鳌村民委员会	200
69	苞西村	109°56′45.93″	20°18′44.04″	角尾乡	苞西村民委员会	200
70	北注村	109°57′41.29″	20°18′14.37″	角尾乡	北注村民委员会	200

2.4.2.4 地表水环境保护目标

表2.4.2-7 评价区内主要地表水分布表

环境要素	保护对象	相对位置	保护内容	保护目标
地表水	迈陈河	徐闻 13-01 北侧	地表水水质	地表水Ⅲ类标准
	大水桥干渠	流经油区	地表水水质	地表水Ⅲ类标准

2.4.2.5 土壤环境保护目标

产建工程对土壤的影响途径主要为垂直入渗，根据对土壤环境影响评价范围内的环境进行调查，本次开发工程土壤环境敏感目标主要为评价范围内的耕地、居民区等。

2.4.2.6 环境风险保护目标

本项目徐闻101站场评价范围为5km，大气风险评价范围内的敏感目标见下表。

表2.4.2-8 徐闻101站评价范围保护目标一览表

序号	敏感目标	坐标（经纬度）	人数	相对站场/井场位置	
				方位	相对厂界距离（m）
1	打银村	109.983122,20.330724	354	E	1750
2	报仔村	109.982650，20.336056	78	NE	1910
3	迈陈镇	109.993722，20.332303	7800	NE	2300
4	迈陈第二中学	109.996405，20.325492	300	SE	3350
5	迈陈下村	110.002649,20.329195	192	SE	3800
6	迈陈镇中心小学迈陈分教点	110.003464，20.326740	100	SE	4000
7	迈陈上村	110.009397，20.329990	90	E	4520
8	迈汶村	110.011055，20.340608	168	NE	4820
9	昌弄仔村	109.926281，20.352111	96	NW	4160
10	西角埔村	109.919350，20.352835	78	NW	4800
11	潭板村	110.002670,20.318067	198	SE	4070
12	潭板小学	110.002799，20.316900	50	SE	4420
13	讨墩村	109.995632，20.317222	333	SE	3370
14	烧灰村	110.004945,20.306758	225	SE	4800
15	田圮村	109.991856，20.298346	630	SE	4160
16	东莞村	109.988401，20.293596	450	SE	4520
17	那策村	109.987950,20.305490	348	SE	3250
18	南田村	109.982972，20.313540	138	SE	2650
19	北兰村	109.972479，20.284821	600	SE	4620
20	本宫村	109.987736，20.320885	342	SE	2720
21	北英村	109.976707，20.323983	240	SE	1420
22	龙马村	109.976192，20.320724	240	SE	1470
23	提塘仔村	109.971471，20.321971	231	SE	1080
24	龙角村	109.972672，20.326599	132	SE	870
25	堤塘村	109.966063，20.328330	390	SE	138
26	东园仔村	109.957180,20.331468	165	NW	30
27	坑头村	109.951215，20.330865	204	NW	800

28	刘宅村	109.950442，20.329617	150	W	820
29	坑头小学	109.947824,20.330060	50	W	1400
30	迈案村	109.948683，20.327444	96	SW	1200
31	北湖村	109.947095，20.327002	150	SW	1410
32	拥妥村	109.944005，20.331992	165	W	1680
33	九皮村	109.943876，20.329658	120	W	1660
34	北福村	109.940357，20.327847	150	SW	2180
35	东场村	109.932804,20.329537	672	W	2580
36	谈才仔村	109.945507，20.320361	300	W	1970
37	谈才村	109.945250，20.320160	180	SW	1860
38	北湖仔村	109.948683，20.322615	52	SW	1530
39	养逢村	109.938469，20.315653	348	SW	2840
40	苞西村	109.947653，20.309072	810	SW	2240
41	北胜村	109.944413，20.302633	414	SW	3220
42	小备村	109.942567，20.298527	330	SW	3880
43	潭鳌小学	109.944026，20.299453	100	SW	3940
44	大备村	109.939864，20.295549	411	SW	4340
45	孟宁村	109.944434,20.292771	354	SW	3760
46	北注村	109.962523，20.299393	804	S	3160
47	昌南村	109.973338,20.301204	234	SE	3080
48	新村	109.972351，20.309656	198	SE	2330
49	迈墩村	109.949520,20.338667	273	NW	1340
50	南岭	109.968912，20.335488	126	NE	560
51	昌奉村	109.961321,20.343601	216	N	1160
52	南仔村	109.941248,20.346890	531	NW	2410
53	港头村	109.935690,20.348721	120	NW	3280
54	东山村	109.957545，20.354948	330	NW	2470
55	那朗村	109.975612，20.355330	1500	NE	2350
56	那朗小学	109.978273，20.356115	200	NE	3130
57	塘口村	109.972522，20.366153	576	NE	3660
58	英产村	109.966342，20.374099	480	NE	4500
59	赤岭村	109.959841，20.362592	180	N	3330
60	西坡村	109.961278，20.368104	120	N	3960
61	北插仔村	109.957094，20.368506	360	N	3880
62	铺仔	109.951751，20.369633	150	NW	4270
63	边板下村	109.949069,20.373757	210	NW	4790
64	西连镇	109.936001，20.372308	1200	NW	4860
65	北插村	109.926367，20.362753	300	NW	4900
66	迈陈中心小学	109.992902，20.338274	100	NE	3180
67	迈陈中学	109.994291，20.338023	200	NE	3310
68	英斐村	109.997907，20.341529	600	NE	3500
69	湖南村	109.999731，20.354203	255	NE	4450
70	大湖村	110.000305，20.356024	81	NE	4630
71	湖北村	110.000353，20.358830	165	NE	4810

2.4.2.7 生态环境保护目标

根据现场调查，本工程主要生态保护目标见表2.4.2-9。

表2.4.2-9　　调查范围及评价范围内生态保护目标一览表

范围	保护对象	保护目标	与工程位置关系
占地范围（管线施工作业带范围，井场、道路占地范围）	永久基本农田	按照《基本农田保护条例》办理相关手续	井站场占地范围及施工临时占地范围内，管线施工临时占地范围内
	土壤、植被、景观、水土流失、生态系统等	生态系统完整性与稳定性	本项目所有井场、站场、管线、道路占地

3 现有工程分析

3.1 现有项目概况

3.1.1 徐闻油区概况

徐闻油区地理位置位于广东省湛江市徐闻县，自 2004 年开始进行勘探，2013 年 1 月发现徐闻 6 断块，2024 年 3 月徐闻 101 斜、徐闻 103 斜井试获高产油流，申报探明含油面积 2.75 平方千米，探明储量 114.58 万吨。徐闻油区构造位置位于迈陈凹陷东部，包括东部陆上及部分海域，矿权面积 574km^2，徐闻油区目前勘探井 29 口（其中已建成并验收 10 口勘探井，已批在建 19 口勘探井）。

表 3.1.1-1 现有井场信息表

序号	区块	井场编号	井号	井型
1	徐闻 101 断块	徐闻 101	徐闻 101 斜	定向井
			徐闻 101-01	定向井
			徐闻 101-2	定向井
			徐闻 101-3	定向井
			徐闻 101-4	定向井
			徐闻 101-5	定向井
2		徐闻 101-6	徐闻 101-6	定向井
			徐闻 101-7	定向井
			徐闻 101-8	定向井
			徐闻 101-9	定向井
3	徐闻 102 断块	徐闻 102	徐闻 102 斜	定向井
4	徐闻 103 断块	徐闻 103	徐闻 103 斜	定向井
			徐闻 103-01A	定向井
			徐闻 103-2	定向井
5	徐闻 104 断块	徐闻 104	徐闻 104 斜	定向井
6	徐闻 105 断块	徐闻 105	徐闻 105 斜	定向井
7	徐闻 106 断块	徐闻 106	徐闻 106 斜	定向井
8	徐闻 6 断块	徐闻 6	徐闻 X6	定向井
			徐闻 601	定向井
9		徐闻 6-1	徐闻 6-1	定向井
			徐闻 6-2	定向井
10		徐闻 6-3	徐闻 6-3	定向井
11		徐闻 602	徐闻 602 斜	定向井
12	徐闻 9 断块	徐闻 9	徐闻 X9	定向井
13		徐闻 901	徐闻 901	定向井
14		徐闻 9-01	徐闻 9-01	定向井
15	徐闻 13 断块	徐闻 13	徐闻 13	定向井
16	徐闻 17 断块	徐闻 17	徐闻 17	定向井
17	迈陈 1 断块	迈陈 1	迈陈 1	定向井

图 3.1-2 本项目现有井场分布图（井场位置涉密隐藏）

3.1.2 环评批复及验收情况

本项目相关油田开发环评及验收情况见表 3.2-1。

表 3.2-1 现有勘探井环评及验收情况

序号	环评名称	批复时间及文号	验收情况
1	徐闻地区石油勘探阶段工程项目	2013.12.31；徐环建(2013)38 号	2019.12.3；自主验收
2	江苏油田徐闻油区原油产能建设项目勘探工程	2021.12.28；徐环建(2021)13 号	2024.11.30；自主验收
3	中国石油化工集团有限公司2023年在广东省油气开发产能建设项目(徐闻 102 斜等勘探井项目)	2025.1.9；徐环建[2025]3 号	正在建设中
4	中国石油化工集团有限公司2024年在广东省油气开发产能建设项目(2024 年第二批)	2025.1.23；徐环建[2025]4 号	正在建设中
5	中国石油化工集团有限公司2025年在广东省油气开发产能建设项目(2025 年第一批)一期	2025.4.23；徐环建〔2025]7 号	正在建设中
6	中国石油化工集团有限公司2025年在广东省油气开发产能建设项目（2025 年第一批）（1000m^3 储油罐项目）	2025.8.22；徐环建〔2025]11 号	正在建设中

3.3 现有工程

3.3.1 现有工程组成

3.3.1.1 徐闻地区石油勘探阶段工程项目（已批已验）

（1）工程概况

该项目位于广东省徐闻县迈陈镇和城北乡境内。共部署 12 口勘探井，包括徐闻 X1、徐闻 X2、徐闻 X3、徐闻 6、徐闻 6-1、徐闻 6-2、徐闻 6-3、徐闻 X7、徐闻 X8、徐闻 X9、徐闻 X10、徐闻 X11，共 12 口井，其中徐闻 6、徐闻 6-1、徐闻 6-2、徐闻 6-3、徐闻 9 已通过验收，其余勘探井均已封井并复耕。该项目工程组成情况详见表 3.3-1。

表 3.3-1 该项目工程组成一览表

项目类别	工程名称		工程实际建设内容
主体工程	钻前工程		井场道路建设、井场平整、设备搬运及安装
	钻井工程		钻井平均进尺约 3200m，下表层套管、水泥浆固井、测井、井壁取芯
	完井作业		洗井、完井电测、井壁取芯、通井、下油层套管、水泥浆固井、测声幅试压、装进口装置
	射孔作业		电缆输送射孔
	试油作业		下抽汲管柱、抽汲求产、测试及资料录取
	井场拆除作业		根据情况进行临时封井、永久封井，井场拆除搬迁，井场临时用地进行覆土、复耕、复貌。
辅助工程	泥浆循环系统		包括泥浆罐，搅拌器，泥浆枪等
	储备罐		储备罐 65m^3
	柴油罐区		柴油罐 20 m^3
	辅助用房		材料房、机修房、消防房、发电房、配电房、泵房区、录井房、驻井房、值班房等
公用工程	供电		柴油发电机组供电，配备柴油发电机 3 台（2 用 1 备）
	供水		周边自来水管网提供
	排水		清污分流制，井场周边设置界沟排泄井场范围内的雨水
环保工程	废气	施工扬尘	洒水降尘、控制车速等
		机械车辆尾气	使用符合国家标准的燃油
		柴油机发电尾气	使用符合国家标准的柴油，符合环保要求的柴油发电机组
		试采废气	主要为烃类气体，无组织排放
	废水	钻井废水、作业废水	经钻井废物随钻处理装置处理后回用，处理后不可回用的钻井废水拉运至官渡工业园污水处理厂处理
		生活污水	经移动旱厕处理后由当地农民清掏用作农肥
	噪声	钻机、柴油发电	低噪声设备、合理布局、基础减振

项目类别	工程名称		工程实际建设内容
		机等	
	固废	生活垃圾	垃圾箱收集，交由环卫部门清运
		钻井固废	岩屑、泥饼经泥饼槽、岩屑槽收集，通过专用密闭运输车作建材制砖材料综合利用
	生态		严格限制施工作业范围，表土妥善保存，临时占地补偿，施工结束后临时用地进行覆土、复耕、复貌
	风险		配备井控设备、灭火器、消防器材、防爆电器系统，制定应急预案

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

探井仅包含施工期，污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-2。

表 3.3-2 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	施工扬尘	扬尘	少量	少量	施工场地进行围挡，物料集中堆放，施工现场洒水抑尘，控制车辆装置量
	柴油设备及车辆尾气	NO_X、SO_2、烟尘	少量	少量	采用合格燃油，加强设备维护
	试采废气	非甲烷总烃	少量	少量	加强管理，保证设备正常运行
废水	钻井废水	SS、COD、石油类	少量	少量	经钻井废物随钻处理装置处理后回用，处理后不可回用的钻井废水拉运至官渡工业园污水处理厂处理
	生活污水	COD、氨氮、SS	少量	0	经移动旱厕处理后由当地农民清掏用作农肥
固体废物	钻井固废	钻井岩屑、废弃泥浆	少量	0	岩屑、泥饼经泥饼槽、岩屑槽收集，通过专用密闭运输车作建材制砖材料综合利用

3.3.1.2 江苏油田徐闻油区原油产能建设项目勘探工程（已批已验）

（1）工程概况

该项目位于广东省徐闻县迈陈镇和西连镇内。计划部署 9 口勘探井，其中徐闻 12-1、徐闻 12-2 未实施，增补徐闻 601 斜，实际勘探井数量为 8 口。目前徐闻 13、徐闻 101-2、徐闻 103 斜、徐闻 101 斜、徐闻 601 斜完成钻探后发现有良好的油流，井口保留采油树，待转为产能井，以上 5 口井已通过验收。徐闻 12、徐闻 14 斜、徐闻 15 侧完成钻探后不具备开采价值，处于封井状态，已对临时用地进行了恢复。勘探工程不含运营期，施工期包含钻井、测井、试油、封

井等工序。该项目工程组成情况详见表 3.3-3。

表 3.3-3 该项目工程组成一览表

项目类别	工程名称		工程实际建设内容
主体工程	钻前工程		井场道路建设、井场平整、设备搬运及安装
	钻井工程		钻井进尺约 2531.5~4075m，下表层套管、水泥浆固井、测井、井壁取芯
	完井作业		洗井、完井电测、井壁取芯、通井、下油层套管、水泥浆固井、测声幅试压、装进口装置
	射孔作业		电缆输送射孔
	试油作业		下抽汲管柱、抽汲求产、测试及资料录取
	井场拆除作业		根据情况进行临时封井、永久封井，井场拆除搬迁，井场临时用地进行覆土、复耕、复貌。
辅助工程	泥浆罐		泥浆罐：30m^3×6，搅拌器：2×6，泥浆枪：2×6
	储备罐		储备罐 65m^3
	柴油罐区		柴油罐 20 m^3
	辅助用房		材料房、机修房、消防房、发电房、配电房、泵房区、录井房、驻井房、值班房等
公用工程	供电		柴油发电机组供电，配备柴油发电机 3 台（2 用 1 备）
	供水		周边自来水管网提供
	排水		清污分流制，井场周边设置界沟排泄井场范围内的雨水
环保工程	废气	施工扬尘	洒水降尘、控制车速等
		机械车辆尾气	使用符合国家标准的燃油
		柴油机发电尾气	使用符合国家标准的柴油，符合环保要求的柴油发电机组
		伴生油气	试油阶段采出液通过密闭管线进入单井罐
	废水	钻井废水	经钻井废物随钻处理装置处理后回用，处理后不可回用的钻井废水拉运至官渡工业园污水处理厂处理
		生活污水	经移动旱厕处理后由当地农民清掏用作农肥
	噪声	钻机、柴油发电机等	低噪声设备、合理布局、基础减振
	固废	生活垃圾	垃圾箱收集，交由环卫部门清运
		钻井固废	岩屑、泥饼经泥饼槽、岩屑槽收集，通过专用密闭运输车运至徐闻县磊鑫新型环保墙体材料有限公司综合利用
		施工废料	经 5m^2 一般工业固废暂存库收集，交由物资回收公司处理
	生态		严格限制施工作业范围，表土妥善保存，临时占地补偿，施工结束后临时用地进行覆土、复耕、复貌
	风险		配备井控设备、灭火器、消防器材、防爆电器系统，制定应急预案

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

勘探井仅包含施工期，污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-4。

表 3.3-4 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	施工扬尘	扬尘	少量	少量	施工场地进行围挡，物料集中堆放，施工现场洒水抑尘，控制车辆装置量
	柴油设备及车辆尾气	NO_X、SO_2、烟尘	少量	少量	采用合格燃油，加强设备维护
	试采废气	非甲烷总烃	少量	少量	加强管理，保证设备正常运行
废水	钻井废水	SS、COD、石油类	1788m^3	少量	经钻井废物随钻处理装置处理后回用，处理后不可回用的钻井废水拉运至官渡工业园污水处理厂
	生活污水	COD、氨氮、SS	518m^3	0	由当地农民清掏用作农肥
固体废物	钻井固废	钻井岩屑、废弃泥浆	泥饼 3075.4t，钻井岩屑共产生 2841.54t	0	岩屑、泥饼经泥饼槽、岩屑槽收集，通过专用密闭运输车运至徐闻县磊鑫新型环保墙体材料有限公司综合利用
	施工废料	废包装袋、废防腐材料和废混凝土	270t	0	交由物资回收公司处理
	生活垃圾	果皮、纸屑	8.1t	0	垃圾箱收集，交由环卫部门清运

3.3.1.3 中国石油化工集团有限公司 2023 年在广东省油气开发产能建设项目（徐闻 102 斜等勘探井项目）（已批正在建设中）

（1）工程概况

该项目位于广东省徐闻县迈陈镇和城北乡内。计划部署 3 口勘探井，其中徐闻 102 斜井、徐闻 103-1 井分别位于广东省湛江市徐闻县迈陈镇那朗村、提塘村，徐闻 602 斜井位于广东省湛江市徐闻县城北乡边古村。目前该项目已获得批复，正在建设中。该项目仅为石油勘探项目，仅有施工期，施工期包含钻井、试采等工序，无运营期。3 口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井。该项目工程组成情况详见表 3.3-5。

表 3.3-5 该项目工程组成一览表

工程类别	项目		工程内容
主体工程	钻前工程		井场道路钻杆排铺设、钻井场地平整、设备搬运及安装
	钻井工程		垂深：2720m~2930m，包括钻进（起下钻）、钻井取芯、录井、测井、井壁取芯、固井等
	完井		洗井、测井、取芯、通井、下套管、固井、设井口装置等
	射孔、压裂		电缆输送射孔，水力压裂
	试采		下抽汲管柱、抽汲求产、测试及资料录取等
	井场拆除		井口处置、井场其余设施拆除
辅助工程	施工便道		新建临时施工便道，采用钻杆排铺设，与现有道路连接
	泥浆循环系统		包括泥浆罐，搅拌器，泥浆枪等
	罐区		包括 1 个 20m^3 备用柴油罐、38m^3 水罐等
	应急供电设备		柴油发电机作为应急发电设备，同时设置活动板房作为发电房，设置柴油储罐储存柴油
	井场配套设施		在井场内设置临时厕所；设置临时活动板房，包括消防房、机修房、材料房、录井房、值班房、驻井房、经理房及钻井监督房等
环保工程	废气	施工扬尘	施工场地洒水降尘、控制车速、设置围挡、遮盖
		车辆尾气	加强车辆管理和维护
		试采废气	主要为烃类气体，无组织排放
	废水	钻井废水、洗井废水、压裂废水	钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后不在厂区暂存，直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放
		生活污水	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥
		初期雨水	施工现场设初期雨水池 1 个，30m^3。污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后不在厂区暂存，直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放
	固废	钻井固废	钻井水基泥浆岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
		施工废料	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理
		生活垃圾	垃圾箱收集，交由环卫部门清运
	噪声	钻机、柴油发电机等	合理布置施工现场，选用低噪声设备，采用基础减振等措施
	生态		合理规划，尽量减少临时占地；施工结束后，土地复垦，生态恢复
	环境风险		重点区域防渗、防流失，配备井控设备、灭火器、消防器材、防爆电器系统，制定应急预案
依托工程	湛江市官渡工业园污水处理厂		采用“A2/O 微曝氧化沟”工艺，设计处理能力 10000t/d
	供水		市政用水
	排水		钻井废水、洗井废水、压裂废水、初期雨水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水由湛江市官渡工业园污水处理厂处理，生活污水由当地居民清掏用作农肥

	供电	当地电网
临时工程	临时占地	井场临时占地 16200m^2，施工便道临时占地 1520m^2
生态恢复工程	场地植被恢复	项目开工前对表土进行单独开挖，妥善保存，分层开挖，项目完井后进行分层回填，场地恢复为原有类型的农作物，并保证原有生物量

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

勘探井仅包含施工期，污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-6。

表 3.3-6 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	施工扬尘	扬尘	少量	少量	施工场地进行围挡，物料集中堆放，施工现场洒水抑尘，控制车辆装置量
	柴油设备及车辆尾气	NO_X、SO_2、烟尘	少量	少量	采用合格燃油，加强设备维护
	试采废气	非甲烷总烃	少量	少量	加强管理，保证设备正常运行
废水	钻井废水	SS、COD、石油类	1546m^3	少量	钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后不在厂区暂存，直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放
	生活污水	COD、氨氮、SS	204m^3	0	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥
	初期雨水	SS、COD、石油类	466.6m^3	少量	污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后不在厂区暂存，直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放
固体废物	钻井固废	钻井岩屑、泥饼	1205.3t	0	钻井水基泥浆岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
	施工废料	废包装袋、废防腐材料和废混凝土	96t	0	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理
	生活垃圾	果皮、纸屑	2.4t	0	垃圾箱收集，交由环卫部门清运

3.3.1.4 中国石油化工集团有限公司 2024 年在广东省油气开发产能建设项目（2024 年第二批）（已批正在建设中）

（1）工程概况

本项目在 7 个地点共钻探 11 口勘探井（徐闻 101-01、徐闻 101-3、徐闻 101-4、徐闻 101-5、徐闻 101-6、徐闻 9-01、徐闻 901、徐闻 17 斜、徐闻 104 斜井、徐闻 105 斜井、徐闻 106 斜井），各勘探井位于广东省徐闻县西连镇、迈陈镇、角尾乡。目前该项目已获得批复，正在建设中。该项目仅为石油勘探项目，仅有施工期，施工期包含钻井、试采等工序，无运营期。11 口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井。该项目工程组成情况详见表 3.3-7。

表 3.3-7 该项目工程组成一览表

工程类别	项目		工程内容
主体工程	钻前工程		清理场地植被、场地平整、井场道路钻杆排铺设、设备运输及安装
	钻井工程		垂深：2710m~3580m，包括钻进（起下钻）、钻井取芯、录井、测井、井壁取芯、固井等
	完井		洗井、测井、取芯、通井、下套管、固井、设井口装置等
	射孔、压裂		电缆输送射孔，水力压裂
	试采		下抽汲管柱、抽汲求产、测试及资料录取等
	井场拆除		井口处置、井场其余设施拆除
辅助工程	施工便道		新建临时施工便道，采用钻杆排铺设，与现有道路连接
	泥浆循环系统		包括泥浆罐，搅拌器，泥浆枪等
	罐区		包括 1 个 20m^3 备用柴油罐、38m^3 水罐等
	应急供电设备		柴油发电机作为应急发电设备，同时设置活动板房作为发电房，设置柴油储罐储存柴油
	井场配套设施		在井场内设置临时厕所；设置临时活动板房，包括消防房、机修房、材料房、录井房、值班房、驻井房、经理房及钻井监督房等
环保工程	废气	施工扬尘	施工场地洒水降尘、控制车速、设置围挡、遮盖
		车辆尾气	加强车辆管理和维护
		试采废气	主要为烃类气体，无组织排放
	废水	钻井废水、洗井废水	钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放
		生活污水	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥
		初期雨水	每个施工现场设 1 个 30m^3 初期雨水池。污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放
	固废	钻井固废	钻井水基泥浆岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
		施工废料	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理

		生活垃圾	垃圾箱收集，交由环卫部门清运
	噪声	钻机、柴油发电机等	合理布置施工现场，选用低噪声设备，采用基础减振等措施
	生态		合理规划，尽量减少临时占地；施工结束后，土地复垦，生态恢复
	环境风险		重点区域防渗、防流失，配备井控设备、灭火器、消防器材、防爆电器系统，制定应急预案
依托工程	湛江市官渡工业园污水处理厂		采用“A^2/O 微曝氧化沟”工艺，设计处理能力 10000t/d
	供水		市政用水
	排水		钻井废水、洗井废水、初期雨水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水由湛江市官渡工业园污水处理厂处理，生活污水由当地居民清掏用作农肥
	供电		当地电网
临时工程	临时占地		总临时占地 40068m^2，其中，井场临时占地 39400m^2，施工便道临时占地 668m^2
生态恢复工程	场地植被恢复		项目开工前对表土进行单独开挖，妥善保存，分层开挖，项目完井后进行分层回填，场地恢复为原有类型的农作物，并保证原有生物量

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

勘探井仅包含施工期，污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-8。

表 3.3-8 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	施工扬尘	扬尘	少量	少量	施工场地进行围挡，物料集中堆放，施工现场洒水抑尘，控制车辆装置量
	柴油设备及车辆尾气	NO_X、SO_2、烟尘	少量	少量	采用合格燃油，加强设备维护
	试采废气	非甲烷总烃	少量	少量	加强管理，保证设备正常运行
废水	钻井废水	SS、COD、石油类	4619m^3	少量	钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放
	生活污水	COD、氨氮、SS	748m^3	0	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥
	初期雨水	SS、COD、石油类	647m^3	少量	污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后不在厂区暂存，直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放

固体废物	钻井固废	钻井岩屑、泥饼	4383.5t	0	钻井水基泥浆岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
	施工废料	废包装袋、废防腐材料和废混凝土	352t	0	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理
	生活垃圾	果皮、纸屑	10.6t	0	垃圾箱收集，交由环卫部门清运

3.3.1.5 中国石油化工集团有限公司 2025 年在广东省油气开发产能建设项目（2025 年第一批）一期（已批正在建设中）

（1）工程概况

本项目在 3 个地块共钻探 6 口勘探井，其中徐闻 101-7、8、9、10 共 4 口井在同一片区域，间隔 6m 依次排列。各勘探井位于广东省徐闻县迈陈镇。目前该项目已获得批复，正在建设中。该项目仅为石油勘探项目，仅有施工期，施工期包含钻井、试采等工序，无运营期。6 口井依次实施，待上一口井测试求产后再实施下一口井。该项目工程组成情况详见表 3.3-9。

表 3.3-9 该项目工程组成一览表

工程类别	项目		工程内容
主体工程	钻前工程		清理场地植被、场地平整、井场道路钻杆排铺设、设备运输及安装
	钻井工程		垂深：2720m~5100m，包括钻进（起下钻）、钻井取芯、录井、测井、井壁取芯、固井等
	完井		洗井、测井、取芯、通井、下套管、固井、设井口装置等
	射孔、压裂		电缆输送射孔，水力压裂。压裂工序根据地质情况可能会有此工序。
	试采		下抽汲管柱、抽汲求产、测试及资料录取等，试采油运到附近炼油厂处理
	井场拆除		井口处置、井场其余设施拆除
辅助工程	施工便道		新建临时施工便道，采用钻杆排铺设，与现有道路连接
	泥浆循环系统		包括泥浆罐，搅拌器，泥浆枪等
	罐区		包括 1 个 20m^3 备用柴油罐、38m^3 水罐等
	应急供电设备		柴油发电机作为应急发电设备，同时设置活动板房作为发电房，设置柴油储罐储存柴油
	井场配套设施		在井场内设置临时厕所；设置临时活动板房，包括备用发电机房、消防间、机修间、储物间、配电房、机房、泵房、录井房、值班房、驻井房、办公用房等
环保工程	废气	施工扬尘	施工场地洒水降尘、控制车速、设置围挡、遮盖
		车辆尾气	加强车辆管理和维护
		试采废气	主要为烃类气体，无组织排放
	废水	钻井废水、洗井废水	钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放
		生活污水	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥

		初期雨水	每个施工现场设 1 个 30m³ 初期雨水池。污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放
	固废	钻井固废	钻井水基泥浆采用 2 个容积 18m³ 泥浆罐收集暂存，岩屑采用 1 个容积 18m³ 岩屑罐收集暂存，泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
		施工废料	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理
		生活垃圾	垃圾箱收集，交由环卫部门清运
	噪声	钻机、柴油发电机等	合理布置施工现场，选用低噪声设备，采用基础减振等措施
	生态		合理规划，尽量减少临时占地；施工结束后，土地复垦，生态恢复
	环境风险		重点区域防渗、防流失，配备井控设备、灭火器、消防器材、防爆电器系统，制定应急预案
依托工程	湛江市官渡工业园污水处理厂		采用“A2/O 微曝氧化沟”工艺，设计处理能力 10000t/d
	供水		市政用水
	排水		钻井废水、洗井废水、压裂废水、初期雨水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水由湛江市官渡工业园污水处理厂处理，生活污水由当地居民清掏用作农肥
	供电		当地电网
临时工程	临时占地		总临时占地 18200m²，其中，井场临时占地 17280m²，施工便道临时占地 920m²
生态恢复工程	场地植被恢复		项目开工前对表土进行单独开挖，妥善保存，分层开挖，项目完井后进行分层回填，场地恢复为原有类型的农作物，并保证原有生物量

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

勘探井仅包含施工期，污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-10。

表 3.3-10 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	施工扬尘	扬尘	少量	少量	施工场地进行围挡，物料集中堆放，施工现场洒水抑尘，控制车辆装置量
	柴油设备及车辆尾气	NO_X、SO_2、烟尘	少量	少量	采用合格燃油，加强设备维护
	试采废气	非甲烷总烃	少量	少量	加强管理，保证设备正常运行
废水	钻井废水	SS、COD、石油类	1619m³	少量	钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放

	生活污水	COD、氨氮、SS	408m³	0	井场设置移动旱厕，由当地居民清掏用作农肥
	初期雨水	SS、COD、石油类	352m³	少量	污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场水罐车储罐内，储罐装满后直接拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放
固体废物	钻井固废	钻井岩屑、泥饼	5282.6t	0	钻井水基泥浆岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用
	施工废料	废包装袋、废防腐材料和废混凝土	60t	0	尽量回收利用，不能回收利用的打包交给环卫部门处理
	生活垃圾	果皮、纸屑	5.8t	0	垃圾箱收集，交由环卫部门清运

3.3.1.6 中国石油化工集团有限公司 2025 年在广东省油气开发产能建设项目（2025 年第一批）（1000m³ 储油罐项目）（已批正在建设中）

（1）工程概况

由于 101 井场试采油量较多，为了满足勘探试油阶段原油暂存需要，建设单位需要建设 1 个 1000m³ 临时原油中转罐用于试采期间原油储存中转。本项目配套设施主要包括：原油原油三相分离（本项目实际只气、液两相分离）、伴生气增压设施和气罐、1 个热水炉。该项目工程组成情况详见表 3.3-11。

表 3.3-11 该项目工程组成一览表

工程名称	建设名称		工程内容	备注
主体工程	储油罐		1 个 1000m³ 固定顶油罐	储量 839.2m³
	热水炉		1 台，350Kw	热水用于换热器加热
辅助工程	围堰		面积 1000m²，高度 1.3m	混凝土硬底化
公用工程	给水		通过罐车运送自来水	设置 1 个 5m³ 水箱
	排水		无废水外排	无废水外排
	电力		附近电网供给	/
环保工程	废气	热水炉废气	通过 15m 高烟囱排放	
	废水	热水炉排污水	废水全部用于绿化	废水全部用于站内绿化，不外排
	危险废物	储油罐油泥	2t/a	定期委托有资质单位抽走处理

（2）污染物产生、排放情况及处理措施

污染物排放情况及处理措施详见表 3.3-12。

表 3.3-12 该项目施工期污染物排放情况及处理措施

内容	污染源	污染物名称	污染物产生量	污染物排放量	处理措施
废气	储罐大小呼吸废气、热水炉废气	非甲烷总烃	18.97t/a	0.556t/a	储罐大小呼吸废气作为热水炉（配置低氮燃烧器）的燃料燃烧后排放
		烟尘	0.055t/a	0.055t/a	
		NO_X	0.159t/a	0.159t/a	
		SO_2	4.6×10^{-4}t/a	4.6×10^{-4}t/a	
固体废物	罐底油泥	油泥	2t	0	由有资质单位从油罐中直接抽走清理

3.3.1.7 项目建设过程中采取的环保措施

建设单位在勘探过程中采取了一系列环保措施，废水和渣土岩屑处理协议见附件 17。建设过程中采取的环保措施和复垦复绿图片见图 3.3-1。



泥浆岩屑脱水板框压滤机



脱水后的泥浆



井场内铺设的防渗膜



徐闻 12 复绿图



徐闻 14 复耕图



徐闻 15 复耕图

图 3.3-1 项目施工期间环保设施和生态恢复照片

3.3.2 江苏油田环境管理情况

3.3.2.1 江苏油田环境管理制度

中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司建立了一些列环保管理规定，如《江苏油田钻井施工和井下作业环境保护实施细则》（GJSYT-B0901-43-034-2022-2）、《江苏油田建设项目环境保护管理实施细则》（ GJSYT-B0909-43-033-2022-3）、《江苏油田环境保护工作管理办法》（ GJSYT-B0901-42-019-2022-3 ）、《江苏油田环境保护设施管理细则》（ GJSYT-B0901-43-020-2022-2 ）、《江苏油田噪声污染防治管理细则》（ GJSYT-B0904-43-023-2022-1 ）、《江苏油田废水污染防治管理细则》（ GJSYT-B0904-43-024-2022-2 ）、《江苏油田废气污染防治管理细则》（ GJSYT-B0904-43-025-2022-2 ）、《江苏油田固体废物污染防治管理细则》（GJSYT-B0904-43-026-2022-2 ）、《江苏油田突发环境事件风险与应急管理细则》（ GJSYT-B0906-43-027-2022-2 ）、《江苏油田环保隐患治理管理细则 》（GJSYT-B0901-43-022-2022-2）等，通过一系列的内部管理制度的实施，对公司内部环境管理进行管控，提升现场污染治理及应急防范水平。

企业安全环保处负责制定环保管理制度，取得排污许可证，组织环境监测，组织开展污染防治和生态保护工作。

（1）废水管理措施

江苏油田及二级单位应按照“清污分流、污污分治、分级控制、分类利用、达标排放、总

量控制全过程管理”的原则进行水污染防治。在采油（气）过程中做好稳油控水，源头减少油田采出水产生量。采出水达到回注水技术要求后100%回注，站库工业废水零排放。

工程技术服务单位在钻井施工需满足《钻井井场环境保护规范》（Q/SHJS0805-2015）要求，。钻井和井下作业施工过程中非道路移动机械和重型柴油机车排放污染物符合相关要求；施工过程产生的包装物由施工单位回收。

（2）废气管理措施

油气生产单位油（气）开采、储运过程中应采取有效措施，回收利用可燃性气体，最大限度减少废气污染物排放；严格控制有害气体的泄漏，加强有害气体、烟尘、粉尘治理，确保废气达标排放；

（3）固体废弃物管理措施

依照“减量化、资源化、无害化”原则进行固体废物污染防治。油田在勘探开发时采用环境友好型钻井泥浆体系；提高泥浆循环利用率，减少钻井泥浆产生量；泥浆不落地，钻井泥浆、岩屑综合利用。

（4）噪声管理措施

油田及二级单位应在建设项目场址选择、井位布设、高噪声设备在站场中布局时，应远离居民房屋等环境敏感点，应采购低噪声泵、电机等设备，从源头削减噪声排放强度。各二级单位和基层单位在居民区附近进行连续性生产施工的作业活动时，应尽量避免夜间施工，确需夜间施工的，应采取有效措施降低噪声排放，避免噪声扰民。各二级单位对固定点源产生噪声和震动的设备、装置，应采取消音、隔音、减振等有效措施，减轻噪声影响降噪治理。

（4）土壤及地下水污染防治措施

油田及二级单位应在开展新、改、扩建项目环境影响评价时，按照国家有关技术规范，开展工矿用地土壤和地下水环境现状调查，制定土壤污染和地下水风险管控措施。油田环保主管部门应将生产装置、储罐和管道，或者污水池、应急池等存在土壤污染风险的设施用地区域内的土壤和地下水纳入环境监测计划，定期开展监测。工程技术服务单位钻井施工中应确保表层套管深度，水泥返高至地面；钻井、井下作业施工时做好防污染措施，采用绿色修井作业，加强油水井套管的检测和维护，防止油水泄漏污染土壤和地下水；油田及二级单位应对生产装置、储罐和管道污水池等重点设施，按照有关标准和规范采取防渗、防腐蚀、防泄漏等措施，预防

土壤和地下水污染。经调查存在污染的应按要求制定并落实污染土地土壤及地下水修复方案。采出水处理后符合标准要求；定期排查油水井套损，及时治理套损井。

（5）生态管理措施

应在项目立项时，应规避生态红线区域；项目施工时，应防止植被破坏、水土流失等，对现处于生态保护红线区内的项目，生态空间管控区域范围应不再新增产能，落实维护性生产措施；国家级生态保护红线范围应有计划地清理或迁离生态保护红线区，并实施生态恢复工作。

（6）应急预案

按照“简明实用、分级分类”原则，建立油田突发事件应急预案体系，油田及二级单位编制应急预案（综合预案、专项预案），基层单位、岗位编制现场处置方案和应急处置卡。定期开展应急演练，制定年度应急演练计划，针对重大风险、生产异常、设备设施故障等情况，以熟练掌握预案为目的定期组织应急演练。应急演练应做到全员参与，并覆盖所有应急预案。

（7）环境隐患排查制度

江苏油田分公司 2022 年 3 月更新发布《江苏油田环保隐患治理管理细则》要求企业各相关部门及下属二级单位每季度开展环境隐患排查，按照“谁主管、谁负责”、“谁的业务、谁负责”和“全员、全过程、全方位、全天候”的原则，做到实时动态管理。

1）隐患治理按照“五定”要求（定方案、定资金、定期限、定责任人、定预案），及时组织治理，实行闭环管理。

2）一般隐患治理应由基层单位负责。对于较大隐患，二级单位要专题研究，立项治理。对重大隐患，二级单位应向相关业务部门申报立项，治理计划落实后及时组织治理。

3）隐患治理方案必须符合法律法规和标准规范的要求，立足源头治理，强化过程控制，防止发生新的隐患。

4）二级单位应落实隐患治理过程中的防控措施，防止发生突发环境事件。

5）隐患治理验收后应及时销项，更新台账。

6）治理项目应按规定组织环境后评估，评估内容至少应包括项目运行稳定性、污染物去除率、达标率等内容。

（8）其他环境管理措施

建立清洁生产长效机制，将清洁生产理念贯穿生产经营活动的全过程。按照“领导负责、

人人参与、全过程控制、持续改进”的原则开展清洁生产工作。开展创建清洁生产示范点工作，每年对清洁生产工作进行小结，二级单位和基层单位每 3 年完成一轮持续清洁生产验收工作，油田每五年完成一轮持续清洁生产总结工作。

油田和二级单位应在每年年初围绕绿色发展、绿色能源、绿色生产、绿色服务、绿色科技、绿色文化六大行动计划，全面梳理油田绿色发展存在的短板，分阶段提出绿色发展目标，明确具体可执行的措施，编制“一方案两清单”，明确牵头部门和责任人、配合部门、具体实施单位，抓好落实，确保绿色企业建设工作顺利开展。

油田环保主管部门根据生产经营过程污染物产生排放的实际情况、周边环境质量状况，制定年度环境监测计划。采油厂委托第三方按计划开展例行环境监测和应急环境监测，污染源调查和环境质量现状调查。环保统计数据通过环保统计报表或环境保护信息系统按照月、季、年度节点报告集团公司及地方政府。

（9）近 3 年环保投诉和处罚情况

江苏油田分公司近三年无环保投诉和处罚情况。

3.3.2.2 排污许可申报情况

根据《排污许可管理条例》、《固定污染源排污许可分类管理名录》等相关文件，中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司现有项目实行排污登记管理。

根据《固定污染源排污许可分类管理名录（2019 年版）》（2019 年 11 月 20 日）中第六条：“属于本名录第 1 至 107 类行业的排污单位，按照本名录第 109 至 112 类规定的锅炉、工业炉窑、表面处理、水处理等通用工序实施重点管理或者简化管理的，只需对其涉及的通用工序申请取得排污许可证，不需要对其他生产设施和相应的排放口等申请取得排污许可证。”

江苏油田分公司目前已实施的均为勘探工程，不需要申领排污许可证。

3.3.4 现有工程存在的环保问题及以新代老措施

本项目已建成的现有项目只涉及施工期，其余现有项目均为在建状态，根据现场调查项目施工期未发现环保问题。

4 工程分析

4.1 本项目概况

项目名称：江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目

建设地点：广东省湛江市徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡

建设性质：新建

建设单位：中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司

建设投资：总投资 2 亿元

建设内容：本项目开采范围为徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡境内，主要开发层位为迈陈凹陷斜坡带涠二段和涠三段。共部署 44 口井，其中新钻油井 15 口，勘探井转开发井 29 口（其中包括 4 口注水井）。新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场。新建 40 套 12 型抽油机，新建 600 型压驱注水装置 3 套；新建多功能罐 24 座，三相分离器橇 1 套，伴生气回收装置 1 套，依托 1000m^3 中转储油罐。新建集油管线 3.3km，新建注水管线 1.4km。同时配套建设供配电、自控、通信及道路等工程。未来根据情况可能新建管线，新建管线部分另行编制环评报批。

本项目建设周期约 5 年，拟于 2026 年 8 月开工，2031 年 1 月竣工。项目实施后最大产油能力 4.25×10^4t/a（第 6 年），最大产液量 7.29×10^4t/a（第 10 年）；项目预计动用地质储量 1126×10^4t。

本项目地理位置示意图见图 4.1-1。

图 4.1-1 本项目开发井分布情况（涉密隐藏）

表 4.1-1 江苏油田石油产能开发项目开发井概况（井位坐标和井深参数涉密隐藏）

序号	油田	断块	井场/站场编号	井号	坐标（°）	井型	输送方式	井深 m	井别	占地面积 m^2	开发方式	备注	井场建设性质	占用基本农田情况 m^2
1	徐闻油田	徐闻 1 断块	徐闻 1	徐闻 X1		定向井	拉油		油井	5080	天然能量开发	新建	新建井场	5080
2		徐闻 101 断块	徐闻 101 站场	徐闻 101 斜		定向井	管输		油井	17100	天然能量开发/注水开发	探转采	依托徐闻 101 井场并扩建	17100
				徐闻 101-01		定向井	管输		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
				徐闻 101-2		定向井	管输		水井		/	探转采		
				徐闻 101-3		定向井	管输		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
				徐闻 101-4		定向井	管输		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
				徐闻 101-5		定向井	管输		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
3			徐闻 101-6	徐闻 101-6		定向井	管输		油井	6450	天然能量开发/注水开发	探转采	依托徐闻 101-6 井场	6450
				徐闻 101-7		定向井	管输		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
				徐闻 101-8		定向井	管输		水井		/	探转采		
				徐闻 101-9		定向井	管输		水井		/	探转采		
4			徐闻 101-02	徐闻 101-02		定向井	拉油		油井	5180	天然能量开发/注水开发	新建	新建井场	5180
5			徐闻 101-11	徐闻 101-11		定向井	拉油		油井	5650	天然能量开发/注水开发	新建	新建井场	5650
6			徐闻	徐闻 101-12		定向井	拉油		油井	5650	天然能量开发/注水	新建	新建井场	5600

			101-12								开发			
7			徐闻 101-13	徐闻 101-13		定向井	拉油		油井	5150	天然能量开发/注水开发	新建	新建井场	5150
8		徐闻 102 断块	徐闻 102	徐闻 102 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 102 井场	4320
9		徐闻 103 断块	徐闻 103	徐闻 103 斜		定向井	管输		油井	5550	天然能量开发	探转采	依托徐闻 103 井场	5550
				徐闻 103-01A		定向井	管输		油井		天然能量开发	探转采		
				徐闻 103-2		定向井	管输		油井		天然能量开发	探转采		
10			徐闻 103-3	徐闻 103-3		定向井	拉油		油井	4950	天然能量开发	新建	新建井场	4950
11			徐闻 103-4	徐闻 103-4		定向井	拉油		油井	4950	天然能量开发	新建	新建井场	4950
12			徐闻 103-5	徐闻 103-5		定向井	拉油		油井	5100	天然能量开发	新建	新建井场	5100
13		徐闻 104 断块	徐闻 104	徐闻 104 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 104 井场	5400
14		徐闻 105 断块	徐闻 105	徐闻 105 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 105 井场	5400
15		徐闻 106 断块	徐闻 106	徐闻 106 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 106 井场	2160
16		徐闻 6 断块	徐闻 6	徐闻 X6		定向井	拉油		油井	5420	天然能量开发/注水开发	探转采	依托徐闻 6 井场	0
				徐闻 601		定向井	拉油		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		
17			徐闻 6-1	徐闻 6-1		定向井	拉油		油井	5220	天然能量开发/注水开发	探转采	依托徐闻 6-1 井场	0
18				徐闻 6-2		定向井	拉油		油井		天然能量开发/注水开发	探转采		

			徐闻 6-3	徐闻 6-3		定向井	/		水井	4750	/	探转采	依托徐闻 6-3 井场	0
19			徐闻 602	徐闻 602 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发/注水开发	探转采	依托徐闻 602 井场	5400
20		徐闻 9 断块	徐闻 9	徐闻 X9		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 9 井场	5400
21			徐闻 901	徐闻 901		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 901 井场	2700
22			徐闻 9-01	徐闻 9-01		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 9-01 井场	5400
23		徐闻 13 断块	徐闻 13	徐闻 13		定向井	管输		油井	4700	天然能量开发	探转采	依托徐闻 13 井场	0
24			徐闻 13-01	徐闻 13-01		定向井	拉油		油井	5250	天然能量开发	新建	新建井场	3150
				徐闻 101 平 1		水平井	拉油		油井		天然能量开发	新建		
25			徐闻 13-2	徐闻 13-2		定向井	管输		油井	4950	天然能量开发	新建	新建井场	500
26			徐闻 13-3	徐闻 13-3		定向井	拉油		油井	4950	天然能量开发	新建	新建井场	4950
27			徐闻 13-4	徐闻 13-4		定向井	管输		油井	4950	天然能量开发	新建	新建井场	4950
28			徐闻 13-5	徐闻 13-5		定向井	拉油		油井	5040	天然能量开发	新建	新建井场	4950
29			徐闻 13-6	徐闻 13-6		定向井	拉油		油井	4910	天然能量开发	新建	新建井场	5040
30		徐闻 17 断块	徐闻 17	徐闻 17 斜		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托徐闻 17 井场	4910
31		迈陈 1 断块	迈陈 1	迈陈 1		定向井	拉油		油井	5400	天然能量开发	探转采	依托迈陈 1 井场	5400

4.2 油气地质特征（99~103 页内容涉密隐藏）

4.2.1 构造特征（内容涉密隐藏）

4.2.2 储层特征（内容涉密隐藏）

4.2.3 油藏特征（内容涉密隐藏）

4.3 油气地质特征

4.3.1 原油物性

徐闻区块地面原油性质及地层水分析详见表 4.3.1-1。

表 4.3.1-1 地面原油物性表（数据涉密隐藏）

油区	原油密度（t/m³）	动力粘度（mPa.s）	凝固点(℃)	气油比（Nm³/t）
徐闻油区				

4.3.2 伴生气

徐闻区块油井产液含伴生气较多，目前已对徐闻 101 井产伴生气进行了分析化验，具体组分见表 4.3.2-1。根据目前伴生气产生情况，伴生气产生量为 73m³/t 油，最大产油能力 4.25×10⁴t/a，则伴生气最大量为 3.102×10⁶m³/a。

表 4.3.2-1 伴生气成分表及物理性质（检验结果数据涉密隐藏）

类别	序号	项目	检验结果	检出限
成分	1	总硫（mg/m³）		1
	2	H_2S（mg/m³）		0.1
	3	甲烷(%,V/V)		/
	4	乙烷(%,V/V)		/
	5	丙烷(%,V/V)		/
	6	异丁烷(%,V/V)		/
	7	正丁烷(%,V/V)		/
	8	新戊烷(%,V/V)		0.01
	9	异戊烷(%,V/V)		/
	10	正戊烷(%,V/V)		
	11	二氧化碳(%,V/V)		/
	12	氧气(%,V/V)		0.01
	13	氮气(%,V/V)		/
	14	氢气(%,V/V)		0.01
	15	一氧化碳(%,V/V)		0.01
	16	庚烷(%,V/V)		0.01
	17	己烷(%,V/V)		0.01
物理性质	1	低位发热量		20℃,101.3kpa
	2	高位发热量		
	3	密度		

4.4 区块开发规划

4.4.1 开发方式与计划

本次区块开发采用天然能量开发和注水方式进行开发。注水开发为通过向油层中注水的方式来提高油层压力，为地层中的岩石和流体补充弹性能量，使地层中岩石和流体新的压力平衡无法建立，地层流体可以始终流向油井，从而能够采出仅靠天然能量不能采出的石油。

根据本项目工程设计资料，各站场、油井、注水井等按照 5 年分批建设，并同步建设配套集输管线，计划 2025 年开始建设，2030 年全部建设完成。

根据江苏油田现有钻井施工设备及人员能力，本次开发同时钻井施工井数不超过 3 口，同一井场或相邻井场不同时钻井，每年项目建设新增投资、土地利用面积、建成产能等指标不得超过国家能源局审批的“中国石油化工集团有限公司在广东省油气开发产能建设项目”各年度备案确认单的相应指标。本项目仅涉及徐闻油区，徐闻 101 站为徐闻油区采出废水处理站点。

4.4.2 开发规模及指标

表 4.4-1 本项目 15 年开发指标预测表

徐闻产量预测	徐闻油区		
时间（年）	年产液（万吨）	年产油（万吨）	年产气（万 m^3）
1	1.63	1.22	88.9
2	2.43	1.80	131.4
3	3.40	2.45	178.9
4	4.41	3.10	226.3
5	5.40	3.70	270.1
6	6.37	4.25	310.3
7	6.75	4.20	306.6
8	7.05	4.10	299.3
9	7.25	3.90	284.7
10	7.29	3.55	259.2
11	7.27	3.05	222.7
12	7.24	2.50	182.5
13	7.28	1.98	144.5
14	7.25	1.44	105.1
15	7.22	1.01	73.7
合计	88.24	42.25	3084.2

4.5 项目组成

本项目由主体工程、辅助工程、公用工程、环保工程等组成，工程组成汇总情况见表 4.5-1。

表 4.5.1-1 徐闻油区工程组成一览表

项目组成	工程名称	工程内容	建设内容	备注
主体工程	井场工程	井口	共部署 44 口井，其中新钻油井 15 口，勘探井转开发井 29 口（其中包括 4 口注水井）	/
		井场	新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场	/
	采油工程	抽油机	抽油机 40 个	新建
		采油井口装置	40 个	新增
	油气集输	集油管线	共 3.3km，采油井场管线长度	新建
		多功能罐	24 个 40m^3 多功能罐（0.4MPa）	新建
		拉油点	24 个拉油点	新建
		三相分离器	1 套，处理能力 200m^3/d 的 DN1400×5890	依托现有
		储油罐	1 座，1000m^3 固定顶罐（D11.5m×9.51m）	
		混烃缓冲罐	1 座，20m^3（卧式罐，D2.03m×7.08m），设计压力 1.77MPa	新建
		功图量油装置	40 套	新建
		伴生气回收装置	1 套，处理能力 16800m^3/d	新建
	注水系统	注水管线	注水管线 1.4km，注水井与注水干线管线长度	新建
辅助工程	电力设施	变压器	新建井场配套 400kVA 变压器 14 台	新增
	道路	井场道路	井场道路 6.2km	新建
公用工程	供水工程		施工用水采用罐车拉运，部分为循环利用的钻井废水；运营期为市政给水	
	供热工程		徐闻 101 站场内 1 台 350kW 热水炉，热水炉均燃用伴生气，废气通过 15m 高排气筒排放	
环保工程	废水	施工期：①徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行（处理规模 250m^3/d），经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。②试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；③生活污水：部分依托附近民房的化粪池，部分在井场设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排		
		运营期：①井下作业废水：经站场污水集中处理系统处理后回注，不外排；②采出水：处理后由注水井回注地层；③纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理后回注，不外排。④生活污水：经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理		
	固废	施工期：①钻井水基泥浆采用泥浆罐收集暂存，岩屑采用岩屑罐收集暂存，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于		

		井场铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用；②施工废料尽可能回收，剩余废料由环卫部门处理
		运营期：①油泥油砂随产随清，委托有资质单位处置；②废沾油防渗材料③废含油抹布、废含油手套④废润滑油⑤污泥⑥废滤料，以上危废产生后暂存于徐闻 6-3 站场的危废暂存间（20m²），定期委托有资质单位处置。⑦废反渗透膜：经收集后外售综合利用。⑧生活垃圾：委托当地环卫部门处置
	废气	施工期：①施工扬尘：对施工材料采取密闭或遮盖措施，减少运输扬尘；②尽可能缩短施工周期，加强施工期环境管理
		运营期：徐闻 101 站 1000m³ 罐大小呼吸产生的废气作为场内热水炉（配有低氮燃烧器）燃料燃烧处理，热水炉燃烧废气经 15m 高的排气筒排放
	噪声	施工期：合理布置井位，尽量避开居民区等声环境敏感目标
		运营期：选用低噪声设备，加强设备维护
	生态	对临时占地进行生态恢复
临时工程	施工营地	井场、管线施工不设置施工营地，就近租用民房
	堆管场	不设置堆管场，依托管线附近站场、井场做堆管场

4.6 主体工程

4.6.1 井场工程

本项目共部署 44 口井，其中新钻油井 15 口，勘探井转开发井 29 口（其中包括 4 口注水井）。新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场。本项目井号、投产方式、井别、建设性质、投产方式等见表 4.1-1。

本项目采油井场地面工程较为简单，主要设施由采油机、阀组、管道构成，多个井可共用井场。

本项目主要工程内容为：①井别：在徐闻油区范围内新建或改建井，包括新建采油井，将现有勘探井改建为采油井、注水井；②设备安装：包括抽油机基础施工，注水设施安装等；③配套管线：根据新建或改建井的性质配套新增注水管线或集油管线。

新建井场工程需新增永久占地，其主要工程内容为：①井别：徐闻油区内新建采油井；②输油管线敷设：部分新建采油井需配套输油管线，部分新建注水井需配套注水管线；③设备安装：采油井、注水井等井口设备以及多功能罐等；④井场道路：新建井场道路，方便后期运营管理使用。

典型的井场布置见下图：



图 4.6.1.1-1 单井采油井场



图 4.6.1.1-2 多井采油井场

4.6.2 钻井工程

本项目涉及新建采油井、探井转采油井、探井转注水井。根据工程内容将钻井工程分为新钻井及改建井，新钻井包括新钻采油井；改建井主要为勘探井转采油井、勘探井转注水井。

4.6.2.1 新钻采油井工程

4.6.2.1.1 采油井井身结构

井身结构设计依据所在区域地层孔隙压力、地层破裂压力、地层岩性剖面等参数，同时参考相邻区块井、同区块邻井实钻资料，井身质量执行江苏石油勘探局企业标准 Q/SHJS 0307-2017《钻井井身质量要求》，本次新钻采油井 15 口，探井转采油井 25 口。钻井工程方案按照不同井深及地层结构设计，采油井工程均为定向井方式进行开发。

典型采油井井身结构设计见表 4.6.2.1-1~3。

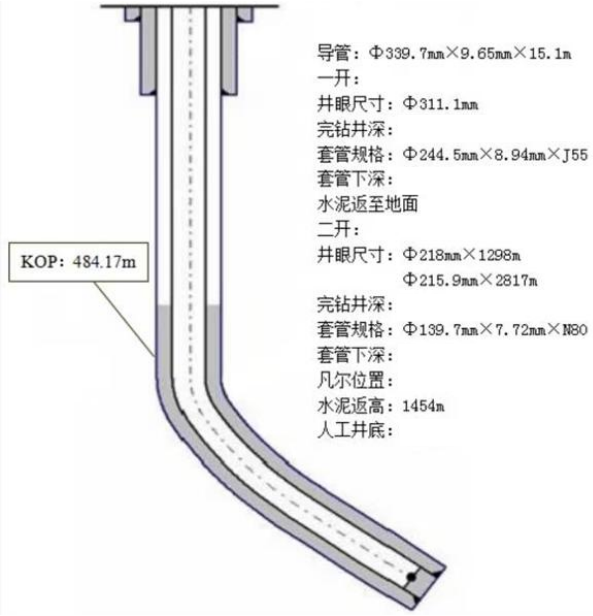


图4.6.2.1-1 徐闻101-1井身结构图（涉及深度数据涉密隐藏）

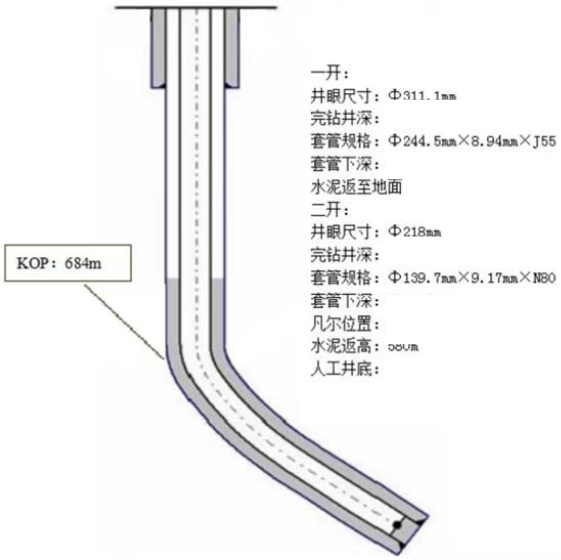


图4.6.2.1-2 徐闻101-2井身结构图（涉及深度数据涉密隐藏）

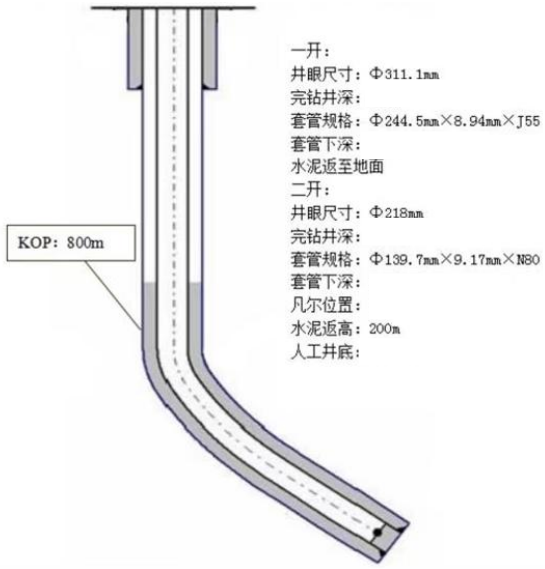


图4.6.2.1-3 徐闻101-2井井身结构图（涉及深度数据涉密隐藏）

表4.6.2-1 各井相关参数（涉及深度数据涉密隐藏）

井号	开钻次序	井深 m	井眼尺寸 mm	套管尺寸 mm	套管下深 m	水泥返高 m
徐闻 101-1	一开		311.1	244.5		返至地面
	二开		218	139.7		1454
徐闻 101-2	一开		311.1	244.5		返至地面
	二开		218	139.7		580
徐闻 101-3	一开		311.1	244.5		返至地面
	二开		218	139.7		200

4.6.2.1.2 采油井钻井设备及钻具情况

钻井设备情况见表 4.6.2-2。

表 4.6.2-2（1） 钻井主要设备情况

序号	名称	规格型号	主要技术参数		数量台/套	用途
			参数	单位		
一、钻井设备						
1	井架	JJ450/10.5-K14	4500	KN	1	钻机组成部分，主要用于钻进，起下钻杆等
2	底座	DZ450/10.5-X11	4500	KN	1	
3	钻机	ZJ70	7000	m	1	
4	钻机	ZJ40	4000	m	1	
5	天车	TC7-450	4500	KN	1	
6	游车	YC-450	4500	KN	1	
7	大钩	DG-450	4500	KN	1	
8	水龙头	SL-450II	4500	KN	1	
9	顶驱装置	500T	350	Ton	1	
10	转盘	ZP-375	5850	KN	1	

11	绞车	JC-70D	1470	KW	1	
12	钻井泵	F-1600HL	1600	HP	2	泥浆四级固控循环系统组成部分，保证泥浆的循环使用
13	泥浆泵	F-1600	1600	HP	1	
14	高压管汇	70MPa	70	MPa	1	
15	振动筛	/	200	m^3/h	1	
16	除气器	2CQ360-360	360	m^3/h	1	
17	除砂、除泥一体机	/	200	m^3/h	1	
18	泥浆循环罐	/	420	m^3	8	
19	离心泵	/	60	m^3/h	1	
20	环形防喷器	FH35-35	35	MPa	1	井控系统，防止井喷
21	双闸板防喷器	2FZ35-35	35	MPa	1	
22	钻井四通	FS35-35	35	MPa	1	
23	节流管汇	JG35	35	MPa	1	
24	压井管汇	YG35	35	MPa	1	
25	控制系统	FKQ800-7	21	MPa	1	
26	柴油储罐	/	20	m^3	1	/
二、钻井随钻处理装置						
1	程控隔膜压滤机	XMZG180/1250-U	180	m^3	1	钻井泥浆固液分离
2	一号收集罐	/	18	m^3	1	钻井泥浆收集
3	岩屑收集罐	/	18	m^3	1	岩屑收集
4	加药罐	/	20	m^3	1	钻井泥浆加药
5	搅拌罐	/	35	m^3	1	钻井泥浆加药后反应
6	水罐	/	38	m^3	1	水收集
三、完井						
1	修井机	XJ350	600	KN	1	起下油管等
2	通井机	XT-12	3000	m	1	抽汲
3	水泥车	YLC70-450	70	MPa	1	/
4	水罐车	/	20	m^3	3	/
5	双闸板防喷器	2FZ18-35	35	MPa	1	井控系统，防止井喷
6	控制系统	FK-125	21	MPa	1	
7	节流管汇	JG35	35	MPa	1	
8	压井管汇	YG35	35	MPa	1	
9	油水计量罐	/	15	m^3	2	/
10	油水计量小罐	/	2	m^3	1	/
11	压裂车	YLC105-1490	105	MPa	10	压裂车组
12	压裂液立罐	/	25	m^3	1	/
13	发电机	/	50	KW	1	临时用电
四、测井设备						
1	成像测井系统	Eclips5700	/	/	1	
五、录井设备						
1	综合录井仪	/	/	/	1	
六、试气设备						

1	临界速度流量计	/	/	/	2	测试井下油层
2	垫圈流量计	/	/	/	2	
3	压差计	1000mm	1000	Mm	4	
4	压力表	Y-100	1.6-6	MPa	4	
5	温度计	-30~50℃	/	/	10	
6	电子压力计	/	/	/	2	
7	拉力器	120kN	/	/	1	
8	黏度计	Fann35	/	/	1	
9	秒表	/	/	/	2	
10	量筒	/	20mL	/	2	
11	量筒	/	10L	/	2	
12	密度天平	/	/	/	1	
七、安全检测防护设备						
1	正压式呼吸器	RHZKF6.9/30-1	/	/	8	个人防护
2	防毒面具	200LS 型	/	/	8	
3	充气机	/	/	/	1	
4	可燃气体检测仪	/	/	/	6	
5	四合一检测	MSA 四合一	/	/	2	
6	差速防坠器	TS35-00	/	/	1	
7	安全逃跑器	/	/	/	5	

表 4.6.2-2（2） 压裂设备情况

序号	名称	规格型号	主要技术参数		数量台/套	用途
			参数	单位		
1	压裂车	YLC105-1490	105	MPa	10	压裂车组
2	压裂液立罐	/	25	m^3	1	/

4.6.2.1.3 采油井钻井液情况

1、采油井钻井使用钻井液体系

本项目采油井一开阶段采用清水，二开阶段使用的钻井液主要为水基钻井液，钻井液设计依据《钻井液设计规范》（SY/T7377-2017）。本项目使用的钻井液需满足《钻井液环保性能评价技术规范》（SYT7467-2020）。

新钻油井的钻井液体系见表 4.6.2-3。

表 4.6.2-3 钻井液体系一览表

井段 m	钻井液体系
一开	清水
二开	水基钻井液

2、钻井液使用量

采油井的钻井液基本情况见表 4.6.2-4。

表 4.6.2-4 主要原辅料及能源消耗

序号	名称		原材料	消耗量/t		最大存储量/t	来源及运输
				15 口井	1 口井		
1	水基钻井液	膨润土（钻井级）	含蒙脱石不少于 85%的粘土矿物	109.5	7.3	2.19	材料房\货车运输
2		纯碱 Na_2CO_3	/	16.5	1.1	0.33	
3		聚合物 PMHA-Ⅱ	阴离子单体、阳离子单体以及非离子单体等多种烯类单体	27	1.8	0.54	
4		乳液包被剂	硬脂酸钙、烷基磺酸钙、烷基苯磺酸钙	10.95	0.73	0.22	
5		水解聚丙烯腈铵盐 NH_4-HPAN	腈纶丝或腈纶废料	43.5	2.9	0.87	
6		降粘剂 MSO	/	11.1	0.74	0.22	
7		烧碱 NaOH	/	18	1.2	0.36	
8		低荧光沥青 MFJ-1	/	66	4.4	1.32	
9		低荧光防塌剂 FT-342	/	43.5	2.9	0.87	
10		聚胺抑制剂	阳离子胺基聚合物	22.5	1.5	0.45	
11		超细碳酸钙 QS-4	天然石灰岩或大理石等石灰石	219	14.6	4.38	
12		单向压力封闭剂 KD-23	/	27	1.8	0.54	
13		桥塞堵漏剂	/	27	1.8	0.54	
14		羧甲基纤维素钠盐 MV-CMC	天然纤维素，包括精制棉、木浆等	4.5	0.3	0.09	
15		抗高温降滤失剂 DSP-2	/	90	6	1.80	
16		超低渗透处理剂 LXJ-1	/	55.5	3.7	1.11	
17		石灰石粉 $CaCO_3$	/	1095	73	21.90	
18		复合加重剂	$BaSO_4$ 为主要成分的天然矿石	876	58.4	17.52	
19		水基润滑剂（一级）KD-21C	/	22.5	1.5	0.45	
20		塑料小球 HZN-102	/	6	0.4	0.12	
21		氯化钾 KCl	/	766.5	51.1	15.33	
22		双亲承压堵漏剂	/	33	2.2	0.66	
23		环保型生物润滑剂 JS-LUB-1	/	16.5	1.1	0.33	
24		微纳米封堵剂	/	33	2.2	0.66	
25		聚阴离子纤维素 LV-PAC	精制棉	43.5	2.9	0.87	
26		固体润滑剂 RH102	/	16.5	1.1	0.33	
27	压裂	压 减阻剂（桶装）	15%HCl+2.0%缓蚀剂	1800	120	36.00	

	材料	裂液	防膨剂（桶装）	+1.5%助排剂+2.0%粘土稳定剂+1.5%铁离子稳定剂配比形成的非均质不稳定的化学体系	600	40	12.00	
			助排剂（桶装）		360	24	7.20	
28	应急发电		0#柴油（罐装）	/	75	5	1.5	
29	固井		水泥	/	3765	251	109.5	

4.6.2.7 转注井工程

本项目涉及转注水井 4 口，均在现有勘探井基础上进行施工作业。

探井转注水井：因油层吸水能力与其平面上卸压能力相互影响，采用注水开发驱动的油田其油层注采剖面具有较好的对应关系，为提高注采对应率，恢复地层能量及水驱储量，完善油藏井网，对部分探油井进行改建，由探井转为注水井。

以转注水井为例，其主要工程内容包括：

（1）新增管线：检查井口装置，新增新的注水管线；

（2）洗井：用热水对原采油井筒内的物质进行清理，把井筒内的物质携带至地面；

（3）更换设备：将现有的采油井设备更换为注水设备；

（4）试压投产：连通注水管汇后，进行试压作业。

4.6.2.8 固井设计

固井是在已钻成的井眼内下入钢制套管，然后在套管与井壁之间空隙内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程。目的是防止井下复杂情况，保证安全继续钻进下一段井眼，同时封隔发达地下水系，防止钻井液漏失。固井作业主要包括下套管和注固井液两个过程。固井现场施工前根据实际情况要作固井液配方及性能复核试验，若钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

本项目使用的固井方式为内管柱固井，采油井、注水井等均使用内管柱固井方式。

内管柱固井方式：把与钻柱连接好的插入头插入套管的密封插座内，然后通过钻注注水泥进行固井作业。内管柱固井主要用于大尺寸套管或表层套管的固井，其优点是可减少水泥浆的污染，减小水泥浆的浪费，有效保证固井质量。

本项目使用的表层套管固井水泥浆密度为 1.88±0.03g/cm^3，水泥返出地面。套管固井前必须做出相应的固井施工设计，设计中对套管柱进行强度校核，计算注水泥量，根据实钻情况确定施工方案和制定出详细的工艺技术措施。套管下至设计深度后，根据井下具体情况，缓慢活动套管，释放下套管过程中的压应力，根据设计水泥返高计算出套管自由段的收缩距、实际联

入。先向套管内灌满泥浆，再用单凡尔开泵，待钻井液返出正常稳定后，逐步增大排量循环，待携净沉砂后，调整好钻井液性能，以达到固井施工要求。

表 4.6.2-5 本项目涉及的套管柱类型汇总情况

套管程序	井段 m	钻井液密度 g/cm³	规范		重量			长度 m	钢级	壁厚 mm
			尺寸 mm	扣型	每米重 km/m	段重 t	累计重 t			
表层套管	0~250	1.10	244.5	长圆	53.57	13.34	13.34	249	J55	8.94
	0~260	1.10	244.5	长圆	53.57	13.87	13.87	259	J55	8.94
	0-380	1.08	244.5	长圆	53.57	20.3	20.3	279	J55	8.94
油层套管	使用Φ139.7mm×N80×7.72mm 套管，加强检验并配合使用套管专用螺纹密封胶脂									

表 4.6.2-6 典型单井套管柱情况（涉及井深参数涉密隐藏）

套管程序	套管规范				顶深 m	下深 m	段长 m	重量 t		安全系数			
	外径 mm	钢级扣型	壁厚 mm	公称重量 kg/m				段重	累计重	抗内压	抗挤	抗拉	三轴
导管	508.0	J-55，BTC	12.70	158.5	0			3.17	3.17	/	/	/	/
表层套管	273.1	J-55，STC	8.89	60.27	0			51.11	51.11	1.80	1.22	2.79	2.07
生产套管	177.8	N80Q，TPCQ	10.36	43.60	0			159.05	159.05	1.92	1.10	1.99	1.51
生产套管	127	N80,TP-FJ	9.19	27.19	3450			11.09	11.09	4.18	1.74	15.54	2.02

表 4.6.2-7 本项目水泥用量示例（涉及井深参数涉密隐藏）

套管程序	套管尺寸 mm	钻头尺寸 mm	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥塞底深度 m	水泥浆密度 g/cm³	水泥等级	注灰 t	固井方式
表层套管	244.5	311.1	地面	365	380	1.85	G	30	常规法
	244.5	311.1	地面	245	260	1.85	G	21	常规法
	244.5	311.1	地面	235	250	1.85	G	20	常规法
油层套管	139.7	215.9	待定，水泥用量根据完钻后实测井径计算						

表 4.6.2-8 典型单井水泥用量情况（涉及井深参数涉密隐藏）

套管程序	套管尺寸 mm	井眼尺寸 mm	水泥浆返深 m	水泥塞面深度 m	水泥塞底深度 m	水泥浆密度 g/cm³	水泥等级	注水泥 t
表层套管	273.1	406	地面			1.85	G	
生产套管	177.8	241.3+222.2	地面			1.5+1.85	G	
生产套管	127	152.4	地面			1.90	G	
注：水泥用量根据完钻后实测井径计算，177.8mm 生产套管固井，- m 井段采低密度水泥浆体系，- mm 井段采用常规密度水泥浆体系。								

4.6.2.9 施工周期及开发时序

根据本项目工程设计资料，每口井平均钻井周期 30 天，各油井、注水井等按照 5 年分批建设，并同步建设配套单井管线，计划 2026 年开始建设，2030 年全部建设完成。

4.6.2.10 完井、投产方式

为利于油井开发各阶段的油层保护，恢复或提高油层产能，本项目完井方式采用常规套管射孔完井技术，简易井口装置管头规范尺寸为Φ244.5×Φ139.7，完井后需戴好井口护帽点焊牢并标记好井号。

4.6.3 采油工程

本项目采油工程主要为在新钻油井、探井转开发井新建抽油机，本次共计 40 口油井（15 口新钻油井、25 口探井转开发井），新建抽油机 40 个，同时配套建设采油井口装置 40 套，井口采液采用示功图远传计量装置。

1、采油工艺

油田开采的主要设备是抽油机和抽油泵，本项目采用油田广泛应用的传统油游梁式抽油机，由普通交流异步电动机直接拖动，抽油机曲柄带以配重平衡块带动抽油杆，驱动井下抽油泵作固定周期的上下往复运行，把井下的油送到地面。

当活塞上行时，游动阀受油管内活塞以上液柱的压力作用而关闭，并排出活塞冲程一段液体。固定阀由于泵筒内压力下降，被油套环形空间液柱压力顶开，井内液体进入泵筒内，充满活塞上行所让出的空间。

当活塞下行时，由于泵筒内液柱受压，压力增高，而使固定阀关闭。活塞继续下行，泵内压力继续升高，当泵筒内压力超过油管内液柱压力时，游动阀被顶开，液体从泵筒内经空心活塞上行进入油管。抽油机构造示意图见下图。

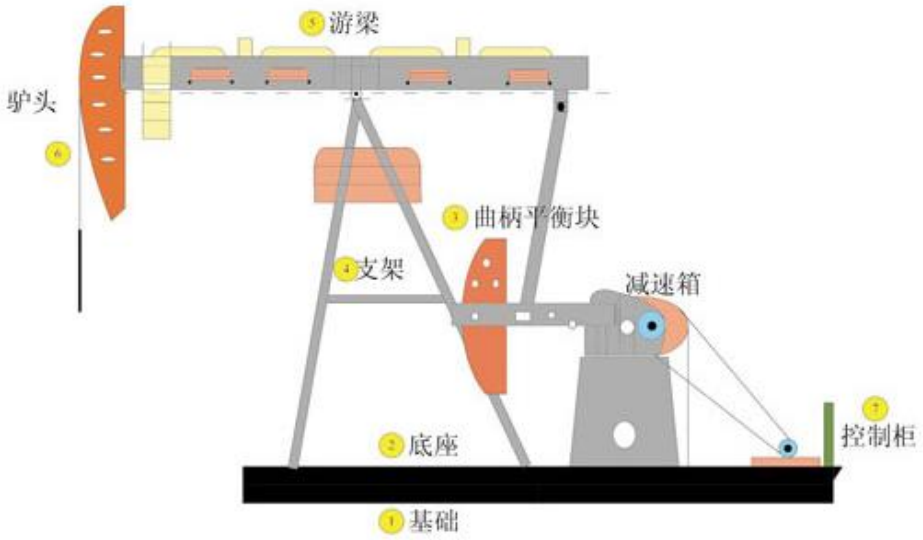


图 4.6.3-1 抽油机构造示意图

本项目采用功图法油井计量技术，是依据抽油机井深井泵工作状态与油井产液量变化关系，把定向井有杆泵抽油系统视为一个复杂的振动系统，该系统在一定的边界条件和一定的初始条件下，对外部激励产生相应。通过建立定向井有杆泵抽油系统的力学、数学模型，计算出给定系统在不同井口示功图激励下的泵功图相应，然后对此泵功图进行分析，从而确定泵有效冲程，进而求出地面折算有效排量。

在站场对井场数据进行统计，通过设置示功图远传计量装置并进行升级，可实现油压/套压自动采集，电流/电压自动监测，井场图像实时监测，抽油机井远程自动启停，注水井压力/流量监测等功能，实现生产数据的自动采集和传输，为实现数字化油田搭建技术平台。

2、运营期采油井场按照标准化井场进行建设，井场的平面布置大致相同，标准化井场见下图。

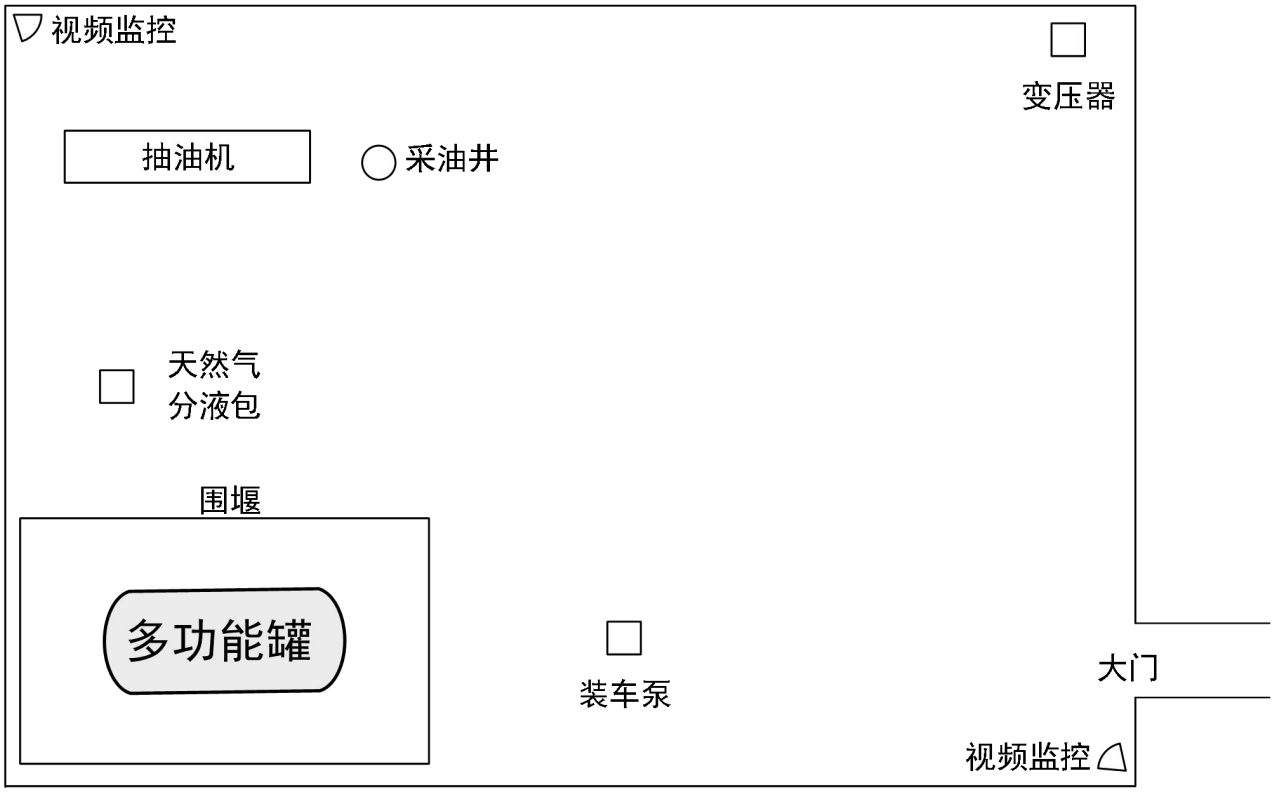


图 4.6.3-2　标准化井场

4.6.4 地面工程

1、井站场部署

本项目部署井站场 31 座（新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场），采油井 40 口、注水井 4 口，其中新建井场均按标准化井场建设，根据井场具体地形对平面布置进行调整。

2、井场平面布置

①采油井场

井场由井口装置、抽油机、井场围栏等装置组成。

②徐闻 6-3 注水井场

徐闻6-3站场主要工程量见表4.6.4-1。平面布置图见附图17-2。

表 4.6.4-2　徐闻 6-3 井场设备表

序号	主要设备/构筑物	单位	数量
1	采出水泵 Q=10m³ /h H=30m N=5.5KW	套	1
2	30m³ 注水罐	座	1
3	30m³ 缓冲罐	座	1

3、徐闻 101-1 站场平面布置

在徐闻 101-1 站场新建 1 座 1000m^3 储油罐，含供热、收气、轻油回收、采出水处理及注水、伴生气回收等，其余相关配套，满足生产及产能需求。同时建设生活基地及相关配套。

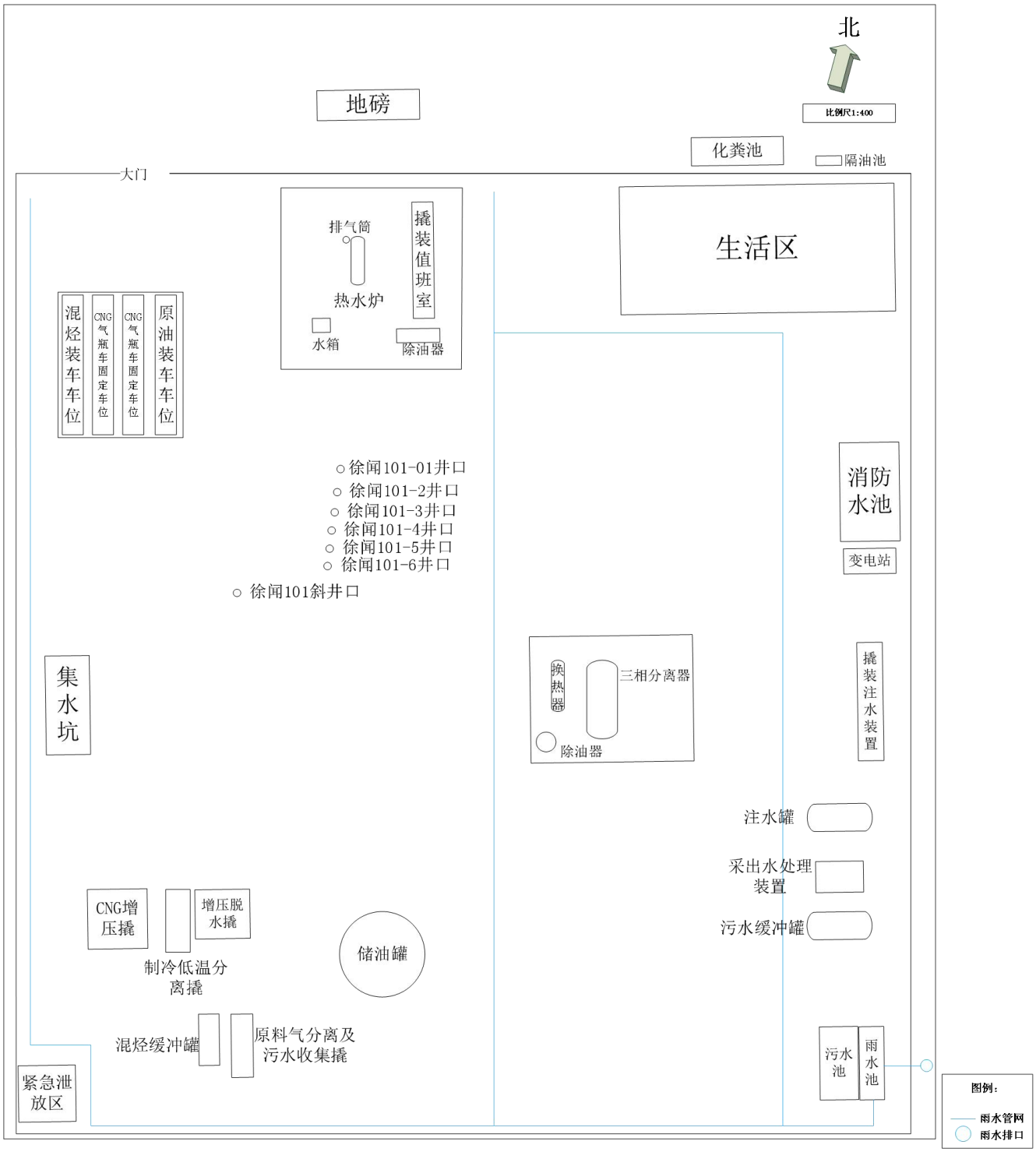


图 4.6.4-1 徐闻 101 站平面布置图

表 4.6.4-2 徐闻 101 站设备表

序号	主要设备设施	单位	数量	备注
一、徐闻 101 站				
（一）油气集输部分				
1	三相分离器（DN1400×5890）	套	1	橇装设备（含油气水路调节计量）
2	1000m³油罐（D=11500，H=9510）	套	1	配套内外防、保温、爬梯平台
3	橇装装车泵 Q=50m³/h H=50m N=15kW	台	1	/
4	橇装热水循环泵Q=15m³/h H=50m N=18.5kW	台	1	/
5	热水炉 350kW	套	1	橇装
6	PN0.6 DN1200 气体除油器	座	1	/
7	PN0.6 DN100 汽车装车鹤管（浸没式）	套	1	/
8	加药计量装置 2.0MPa 0.5l/h，500L	套	1	橇装
9	气压式自动增压泵 Q=3m³/h H=20m N=1.1kW	套	1	/
10	紧急卸放管 DN80 H=10m	套	1	/
11	5m³水箱（4.0m×2.8m×2.0m）配软化水装置	套	1	含内外防
12	切底水泵 Q=5m³/h H=50m/hN=5.5kW	套	1	/
13	橇装仪表室（3.0m×6.0m）	座	1	/
14	单管流程抽油井井口安装	套	5	/
15	浮头换热器 S=50m²	套	1	/
16	压缩分离橇（处理规模 10000Nm³/d）	套	1	/
（二）采出水处理及注水部分				
1	30m³ 注水罐	座	1	/
2	30m³ 缓冲罐	座	1	/
3	水处理装置，包括	座	1	/
	聚结除油装置、长效过滤器、提升泵等			/
4	橇装注水装置Q=6.5m³/h H=25MPa	套	1	/
（三）混烃装置部分				
1	原料计量分离及污水收集橇（1×10⁴Nm³/d）	套	1	/
2	制冷低温分离橇	套	1	/
3	增压脱水橇（规模1×10⁴Nm³/d）	套	1	/
4	混烃缓冲橇（20m³）	套	1	/
5	CNG 压缩橇（进口/出口压2.07MPa/21.4MPa）	套	1	/
6	定量装车橇	套	1	/

4.6.5 管线铺设

本次工程新建集油管线长度 3.3km。注水管线 1.4km，与部分集油管线重合，同沟铺设。

本项目管线两侧 10m 范围内避让居民点。管线施工不设置施工营地和材料场地，施工便道尽量依托周边村庄道路，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，下管后土石方加固回填。管线距离均较短，不设阀室。

图 4.6.5-1　本项目管线路径图（涉密隐藏）

1、管线敷设方式

集油管线、注水管线采用沟埋敷设方式，开挖方式为机械开挖与人工开挖结合，埋深为 1.2m。本项目管线距离较短，施工期短，在施工期内不会产生基坑水。

2、施工作业带宽度

本项目集油管线、注水管线施工作业带宽度为 5m，井场道路施工尽可能利用现有道路，部分井场需布设施工便道，井场道路施工作业带宽度为 4.5m。

3、管道转向

管线在改变方向或适应地形时，采用弹性敷设与热煨弯头，并优先采用弹性敷设。当弹性敷设难以实现时，采用热煨弯头转向。

本项目管线涉及穿越乡村土路 4 处，均采用顶管穿越方式。不涉及穿跨越河流。

表 4.6.5-1 本项目管线穿越道路情况

类别	穿越道路	穿越次数/次	穿越长度/m	穿越方式	穿越形式
管线	乡道	4	16	顶管	下穿

4、管道防腐与保温

表面处理：达到《涂装前钢材表面处理规范》（SY/T 0407-2012）中规定的 Sa2.5 级的要求。

涂层结构：无溶剂液体环氧涂料 2 道，总干膜厚度≥450μm。

防腐保温结构：2PE 复合防腐层（胶粘剂层厚度≥170μm；防腐层厚度≥1.8mm）+硬质聚氨酯泡沫塑料保温层（厚 40mm）+聚乙烯塑料保护层（夹克层厚度≥1.4mm）。

5、管道试压

管道完成对接后，要对管线进行试压检测，本项目采取同介质试压，管线均采用清水试压。

4.6.6 注水工程

为改善断块油藏开发效果，及时补充地层能量，采用注水方式进行压力驱动，本次工程共探井转注水井 4 口，并配套新建 1.4km 注水管线，以注采出水方式提高区块的采油量。注入水水质严格按照 SYT5329-2022 标准执行，并按工程确定的方案进行防膨处理和注入水配伍。

注水工艺：根据井口断块构造部位，以注水井对应砂体为准，按其对应油井的初期日产液量进行配注，根据注水井对应一线采油井的数量、距离，测算需动用储量，根据射孔作业后射开层生产情况与注采对应连通关系，确定注水井注水层位。注水井注水作业一段时间后根据对应采油井的动态反映情况对注水量做适当调整。注水井作业时需录取注水时间、泵压、油压、套压、全井注水量、分层注水量、洗井资料、静压、水质化验和吸水剖面资料。注水初期需密切监测油水井生产动态情况，及时调整配注比例。注水稳定一个月后，测取指示曲线和吸水剖面，分析层系水驱效果，对采收率进行核算。

表 4.6.6-1 本项目各注水井及新建注水管线情况统计表

序号	井号	注水方式	注水水源	配水量 m^3/d	新建注水管线（m）	管径（mm）	所在井场
1	徐闻 101-2	常规注水	采出水	60	1400	DN76	徐闻 101
2	徐闻 101-8	常规注水	采出水	60			徐闻 101-6
3	徐闻 101-9	常规注水	采出水	60			
4	徐闻 6-3	常规注水	采出水	60			徐闻 6-3

备注：徐闻 101-8 和徐闻 101-9 不同时注水，一备一用。本项目第十五年采出水产生量为 170m^3/d。

4.6.7 油气集输工程

4.6.7.1 采油集输

本项目井口采出液提升至地面后，通过集输管线或者拉油的方式运至站场。

4.6.7.1.1 管道输送

油井采出液通过管线集输方式或拉油方式输送至站场进一步处理，本项目共有 30 座井场，1 座站场。其中 5 座井场，1 座站场采出液采用管线集输方式，采出液通过管道集输至徐闻 101 站集中处理。新建总长度 3.3kmDN89 输油管线，集油管线均采用埋地敷设方式，埋深管顶距地面不应小于 1.2m，穿越土路采用顶管方式施工，不穿越公路、沟渠、河流等。

表 4.6.7-1 新建采出液管线情况（管道数据涉密隐藏）

序号	场内井号	井场/站场性质	所在井场/站场	管线起点坐标（°）		管线终点坐标（°）		新建管线长度（km）	管径(mm)	站场
				东经	北纬	东经	北纬			
1	徐闻 101 斜	依托现有	徐闻 101	/	/	/	/	/	/	站内处理
2	徐闻 101-01									
3	徐闻 101-3									
4	徐闻 101-4									
5	徐闻 101-5									
6	徐闻 101-6	依托现有	徐闻 101-6							徐闻 101
7	徐闻 101-7									
8	徐闻 103 斜	依托现有	徐闻 103							徐闻 101
9	徐闻 103-1									
10	徐闻 103-2									
11	徐闻 13	依托现有	徐闻 13							徐闻 101
12	徐闻 13-2	新建	徐闻 13-2							徐闻 101
13	徐闻 13-4	新建	徐闻 13-4							徐闻 101

4.6.7.1.2 罐车拉运

本次共有 24 座井场采用罐车拉运方式直接输送至徐闻 101 站场，每个井场配置 1 个 40m^3 密闭多功能罐，24 座井场共分布 27 口采油井，新建 40m^3 多功能罐 24 座，井口采出液提升至地面后进入井场多功能罐，定期通过罐车拉运至徐闻 101 站进一步处理。

表 4.6.7-2 车拉油井场集输情况

序号	拉油井场	油井	多功能罐数量（个）	储罐容量（m^3）	输送去向
1	徐闻 X1	徐闻 X1	1	40	徐闻 101 站
2	徐闻 101-02	徐闻 101-02	1	40	
3	徐闻 101-11	徐闻 101-11	1	40	
4	徐闻 101-12	徐闻 101-12	1	40	
5	徐闻 101-13	徐闻 101-13	1	40	
6	徐闻 102	徐闻 102	1	40	
7	徐闻 103-3	徐闻 103-3	1	40	
8	徐闻 103-4	徐闻 103-4	1	40	
9	徐闻 103-5	徐闻 103-5	1	40	
10	徐闻 104	徐闻 104	1	40	
11	徐闻 105	徐闻 105	1	40	
12	徐闻 106	徐闻 106	1	40	
13	徐闻 13-01	徐闻 13-01	1	40	
14		徐闻 101 平 1			
15	徐闻 13-3	徐闻 13-3	1	40	
16	徐闻 13-5	徐闻 13-5	1	40	
17	徐闻 13-6	徐闻 13-6	1	40	
18	徐闻 17	徐闻 17	1	40	
19	迈陈 1	迈陈 1	1	40	
20	徐闻 6	徐闻 X6	1	40	
21		徐闻 601			
22	徐闻 6-1	徐闻 6-1	1	40	
23		徐闻 6-2			
24	徐闻 602 斜	徐闻 602	1	40	
25	徐闻 X9	徐闻 X9	1	40	
26	徐闻 901	徐闻 901	1	40	
27	徐闻 9-01	徐闻 9-01	1	40	

4.6.7.2 伴生气回收工艺

本次拟对伴生气回收装置进行技术改造，改造后的工艺为“循环增压、脱水干燥、冷凝分离、干气增压”。分离出来的混烃外销，脱出来的干气一部分作为燃料燃烧，其余用于集中收

集外销或发电。本次伴生气回收装置按照设计处理规模为 16800Nm³/d 的装置。

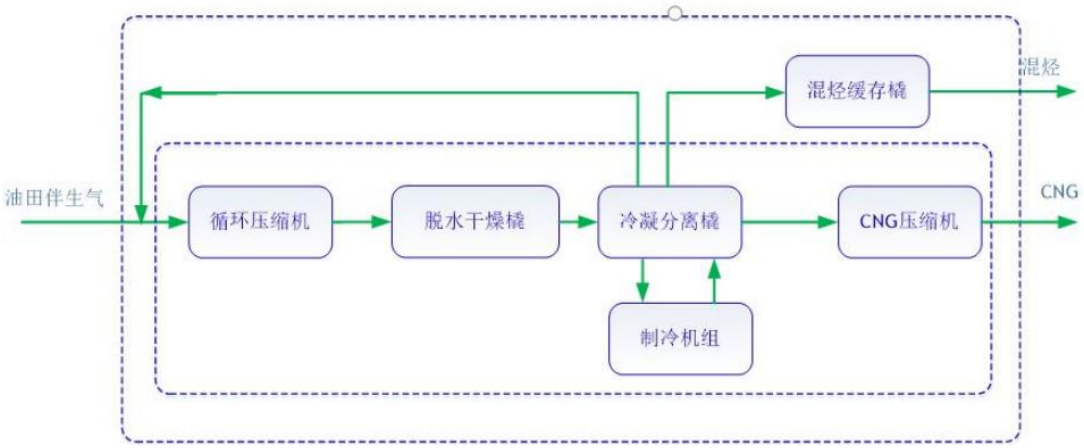


图 4.6.7-1 伴生气回收装置工艺流程图

4.6.7.3 注水集输

徐闻油田注水主要来源为油田采出水及开发产生的作业污水等，由站场处理达标后经注水管道、注水泵、注水井回注油层。注水主要通过管道输送，无法接管的站场采用罐车拉运采出水。

本次共有新建注水管线 1.4km，输水管线建设情况见下表。

表 4.6.7-3 本项目输水管线建设情况（数据涉密隐藏）

性质	管线起点		管线终点坐标		水管长度（km）	管径(mm)
新建						

4.6.8 闭井计划与老井封堵工程

长停井的闭井计划需根据每年开展油水井技术现状排查后确定，根据排查结果逐年分批次按照实际情况进行长停井、暂闭井的废弃计划。根据废弃井封井回填工作流程包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤。根据测井、机械找漏等方式排查油水井套管情况，地质、工程分析结果制定工艺方案并安排施工计划。废弃井封井执行 SY_T 6646-2017《废弃井及长停井处置指南》、QSH 0653-2015《废弃井封井处置规范》、SY_T5587.14-2013《常规修井作业规程 第 14 部分注塞钻塞》等标准，按照废弃井封井的规范要求，在射孔生产层、上层套管管鞋处及井口 3 处分别挤（注）水泥塞 3 个，井口上封井帽，盖井口房后完井。

封井使用的水泥按 SY/T5587.14 规定执行，低渗层采用超细水泥。

4.7 辅助工程

4.7.1 供电工程

井场配电设计按照“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”标准进行设计，每个井场配备 1 台 400kv 变压器，共计 31 台。

4.7.2 自控系统

按照油田“标准化设计、模块化建设、标准化采购、信息化提升”管理工作的要求，每个井场/站场各配套建设 1 套自动化控制系统，共计 31 套，同时每个井场/站场均设置 1 套视频监控系统。

（1）井场数据采集系统

井场数据采集系统由无线载荷-位移传感器、无线温度-压力变送器、电参采集器、高清摄像球机、扬声器、红外双鉴、通讯控制箱、无线网桥/光线通讯组成。

通过抽油井载荷功图、电参数、温度压力测量以及井场视频传输，可实现油井的远程实时监控及单井产液量计量，在控制中心实现油井远程启停、调冲次，降低职工劳动强度，通过载荷功图实现单井产液量计量，舍弃计量站，实现单井流程串联集输，通过对油井温度、压力连续自动监测，实现油井集输工艺状况监控。

通过井场的高清视频监控系统，实现电子巡井，闯入报警、井场状态监控、关键设备监控，减少人力成本，提高监控效果。

电参数采集器：在抽油机上安装电参数采集模块，采集抽油机电机三相电流、电压、功率因数、电功等参数，用于抽油机运行状态监测，同时可以接受上位机控制指令，实现抽油机远程启停。

（2）注水井稳流配水及监控系统

系统功能：采集注水压力、流量信号，通过传输设备和电动执行机构，改变传统的注水井管理方式，实现手工调控——自动稳流配水——远程调配和监控。此功能适用于油田注水压力波动频繁的单井定量注水，掺药输送需要，可达到精确注水、稳流控水、节能增效、无需值守、数字化管理的目的。

系统组成：稳流配水阀组采用排式结构，由总进水管及多条电井管线构成，单井管线分别由平衡式高压截流截止阀、一体式高压流量自控仪、压力变送器、稳流配水控制 RTU 等组成。

单井流量范围为 0.3~30m³/h，在最大流量时不超过 0.1MPa。

4.8 公用工程

4.8.1 给水

施工期的生产用水主要包括钻井液配置用水、钻井设备冲洗用水、管道试压用水。生产用水部分由罐车拉运至施工现场，部分为循环利用钻井废水，施工人员生活用水采用桶装车运送。

运营期生产用水为油田注水，主要采用回注水。生活用水由市政管网供水。

4.8.2 排水

施工期：①徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行（处理规模 250m³/d），经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。②试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；③生活污水：部分依托附近民房的化粪池，部分在井场设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。④每个施工现场设 1 个 30m³ 初期雨水池。污染的雨水排入井场内的初期雨水池，再泵入随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂处理达标后排放。

运营期：①井下作业废水：经站场污水集中处理系统处理后回注，不外排；②采出水：处理后由注水井回注地层；③生活污水：经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。④纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理后回注，不外排。⑤徐闻 101 站场初期雨水经初期雨水池输送至采出水污水处理系统处理后回注，不外排。

4.8.3 消防工程

各站场内均配备足够的手提式灭火器，推车式灭火器等消防设备。根据《石油天然气工程设计防火规范》GB 50183 中 8.1.2、8.4.10 条，徐闻 101 站储油罐设置烟雾灭火装置，装车车位、混烃处理区设置半固定消防冷却水系统，配以移动式灭火器具。

4.9 依托工程

本项目依托情况见表 4.9-1。

表 4.9-1 本次工程与现有项目设备的依托关系一览表

现有设备	本工程	依托关系
徐闻 101-1 站设有热水炉 1 台	不新增	依托现有的热水炉处理储罐大小呼吸废气
徐闻 101-1 站设有三相分离器 1 座	不新增	对采出液进行三相分离
徐闻 101-1 站设有 1000m^3 储油罐 1 座	不新增	对分离后的原油进行暂存
徐闻 101-1 站设有 22.5m^3 气瓶车 2 辆（一备一用）	不新增	对分离后的伴生气进行暂存

4.10 能源消耗

本项目运营期均使用网电，依托周边现有的电网，主要能源消耗统计见表 4.10-1。

表 4.10-1 能源消耗统计

类别	电（万 kw·h）	天然气（万 m^3/a）
用量	127.5	29.13

4.11 工程占地

本工程占地总面积 23.375hm^2，其中永久占地面积 20.375hm^2（其中新建井场永久占地面积 17.495hm^2，道路永久占地面积 2.88hm^2），占用永久基本农田面积 16.5hm^2(井场占地 13.9hm^2，道路占地 2.6hm^2)；临时占地面积 3hm^2（其中施工道路临时占地面积 1.35hm^2，管线临时占地面积 1.65hm^2，井场不涉及临时占地），占用基本农田 2.72hm^2。本工程永久占地与临时占地均不得占用生态红线。永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。本项目用地与基本农田位置关系见附图 19。

4.12 劳动定员

本项目劳动定员 20 人，由江苏油田采油一厂内部调剂解决。

4.13 工艺流程及产污环节分析

4.13.1 施工期

施工期包括钻井、井下作业、地面工程建设、管线敷设、道路建设等内容。

4.13.1.1 钻井施工

施工活动为钻前工程（井场、井场道路建设、设备搬运及安装）、钻井（固井、录井）、完井作业。施工期主要工艺流程及产污环节见图 4.13-1。

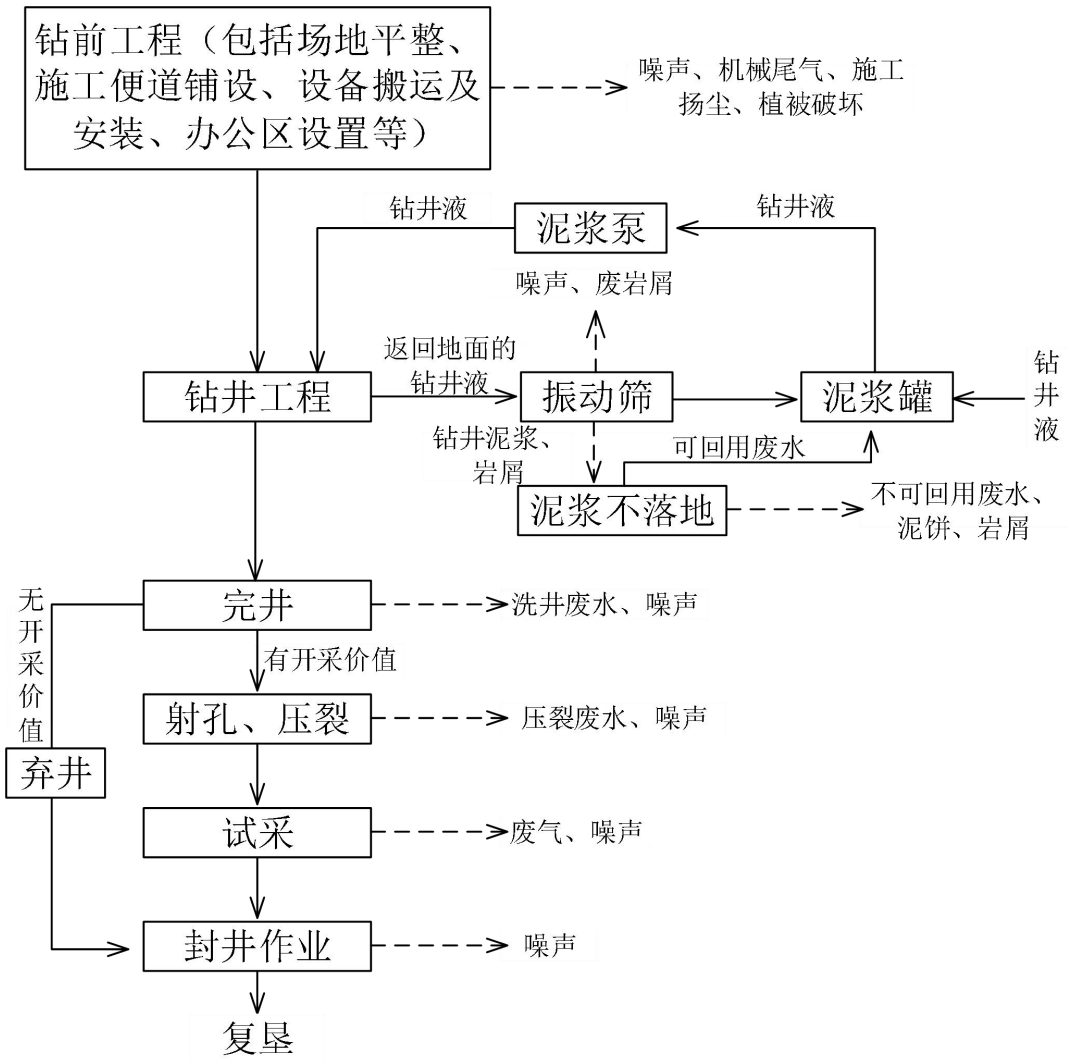


图 4.13-1 钻井施工期工艺流程及产污环节图

4.13.1.1.1 钻前准备

钻前工程包括局部施工便道及井场道路修建、钻井场地平整、设备搬运及安装。主要工程如下：

①修通井道路：修建通往井场道路以便运送钻井设备及器材等。

②井场及设备基础准备：根据井的深浅、设备的类型及设计的要求来平整场地，进行设备基础施工（包括钻机、井架、钻井泵等基础设备）。

③钻井设备搬运及安装。

④井口准备。

施工便道采用 4m 宽钻杆排铺设，临时占压土壤，满足进场条件后用汽车将钻井设备运到井场安装，钻井物料运至井场存放，同时修建排水沟，铺设防渗膜。若是利用老井场，依托现有的道路，不需施工便道。钻前工程主要的环境影响为占用土地并造成土壤和地表植被破坏，

地表裸露可能导致水土流失。车辆行驶和设备装卸噪声可能导致区域声环境质量超标，施工机械尾气和扬尘可能对区域大气环境造成不良影响。

4.13.1.1.2 钻井工程

钻井工程是指开钻到全井钻完所进行的施工。根据地质与工程设计到全井进尺钻完所进行的施工。根据地质与工程设计的不同要求，本项目分为一次开钻、二次开钻。钻井工程的具体内容包括钻进（起下钻）、钻井取芯、录井、测井、井壁取芯、中途固井等。

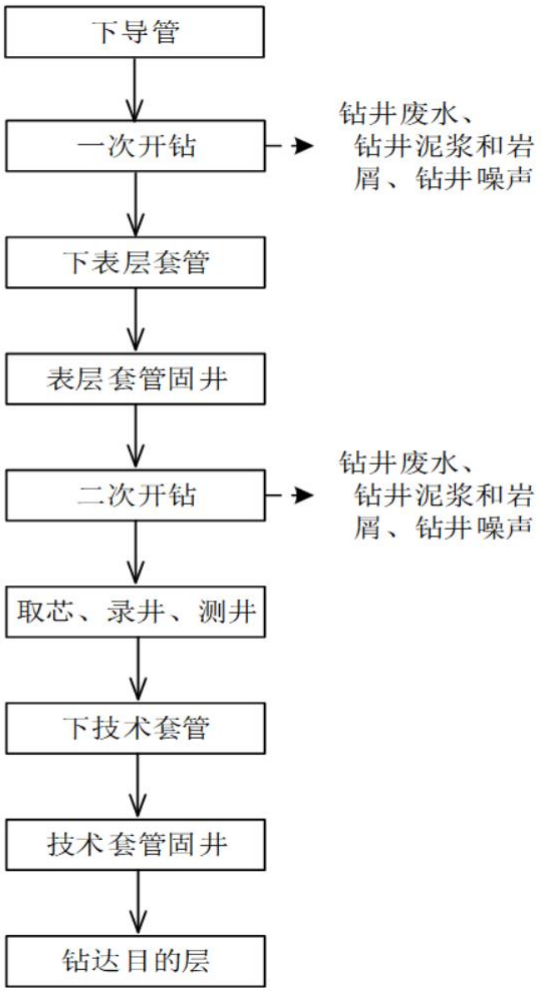


图 4.13-2 钻井工艺流程

本项目新钻采油井全部为定向井、二开式井身结构。

一开：本项目油井钻至 301m，下入Φ244.5mm 表层套管，下深 300m，然后进行固井，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起。

二开：本项目油井钻至设计井深，下入Φ139.7mm 的油层套管。然后进行固井，在油层套管和井壁之间的环形空间内注入水泥，将套管和地层固结在一起；筛管顶部注水泥固井。

钻井工程依托当地电网，应急状态情况下使用柴油发电机。钻机以电机为动力，通过转盘带动钻杆切削地层，同时将钻井液泵入钻杆注入井内高压冲刷井底地层，将切削下的岩屑经钻杆外环空不断地带入地面，经泥浆四级固控系统和泥浆不落地设备对泥浆进行固液分离处理，钻井液重复利用于后续钻井，使整个钻井过程得以循环进行，使井身不断加深，直至钻至目的层。钻井作业为 24h 连续作业，钻井中途会停钻，以便起下钻具更换钻头、固井和设备检修。

固井是在已钻成的井眼内下入钢制套管，然后在套管与井壁之间空隙内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起的工艺过程。目的是防止井下复杂情况，保证安全继续钻进下一段井眼，同时封隔发达地下水系，防止钻井液漏失。固井作业主要包括下套管和注固井液两个过程。固井现场施工前根据实际情况要作固井液配方及性能复核试验，若钻进中井漏严重，则应考虑采用双凝水泥浆体系固井，从而提高固井质量，防止因为井漏事故造成地下水环境污染。

按照最新井控细则，以正钻井井眼为中心，300m 半径范围内与设计井钻遇层相对应的所有井，或其他可能对钻井安全生产造成影响的注水井，在钻达该层前 48h，由采油厂落实相应的停注、泄压和停抽等措施，特殊情况可提前实施，直到相应层位套管固井候凝完为止。

钻井期间钻井液在井筒和地面间循环，将钻头切削下的岩屑带至地面，同时钻井液还可以预防漏失、保证井壁稳定，预防卡钻以及保护油气层。

钻井过程中会产生钻井平台冲洗及废弃钻井液产生的不可回用的钻井废水；钻井过程产生的废弃钻井泥浆和岩屑；钻井过程产生的钻井噪声。

4.13.1.1.3 完井作业

完井作业是钻井工程的最后环节，当钻至目的层后，对钻井进行完井作业，以取得该井施工段流体性能、测试产能、地层压力等详细工程资料，如目的层中有石油，则设置简易井口装置，戴好井口护帽点焊牢并标记井号。完井作业主要包括洗井、测井、取芯、通井、下套管、固井、设井口装置等过程。

完井作业产生洗井废水，通井过程会产生短暂通井噪声。

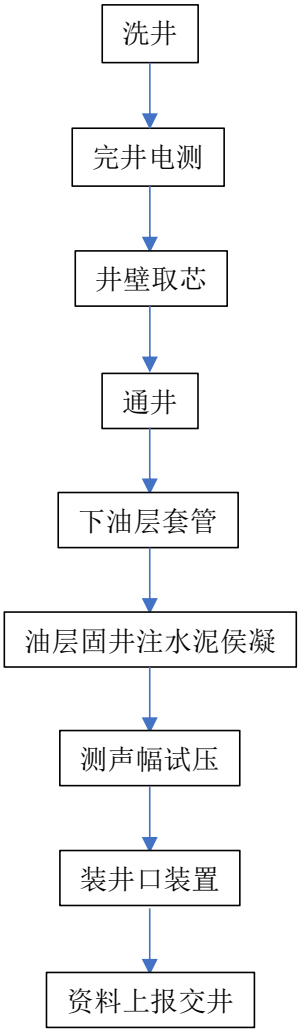


图 4.13-3 完井作业工艺流程

4.13.1.1.4 井场拆除

测试完井后，要换装井口装置，其余设施将拆除、搬迁。钻井液材料将全部进行回收，不得遗弃在井场；钻井过程中产生的各类废水拉运处理，废泥浆和岩屑采用不落地工艺后综合利用。钻井单位负责做到工完、料净、场地清，并对后续可能出现的环保问题负责。若该井无开采价值，则将井口用水泥封固，不留井口。

4.13.1.1.5 弃井

如目的层无石油，或无开采价值，则按照苏油分技管[2016] 4 号《江苏油田井控实施细则（试行）》及石化股份[2016]140 号（关于印发《中国石油化工股份有限公司废弃井管理办法》的通知）进行弃井作业，落空的裸眼井，采用在井口、套管鞋、设计的目的层打 3 段跨层的悬空水泥塞，水泥塞从封堵层以下 25 米到封堵层以上 25 米，如图 4.13-4 所示。

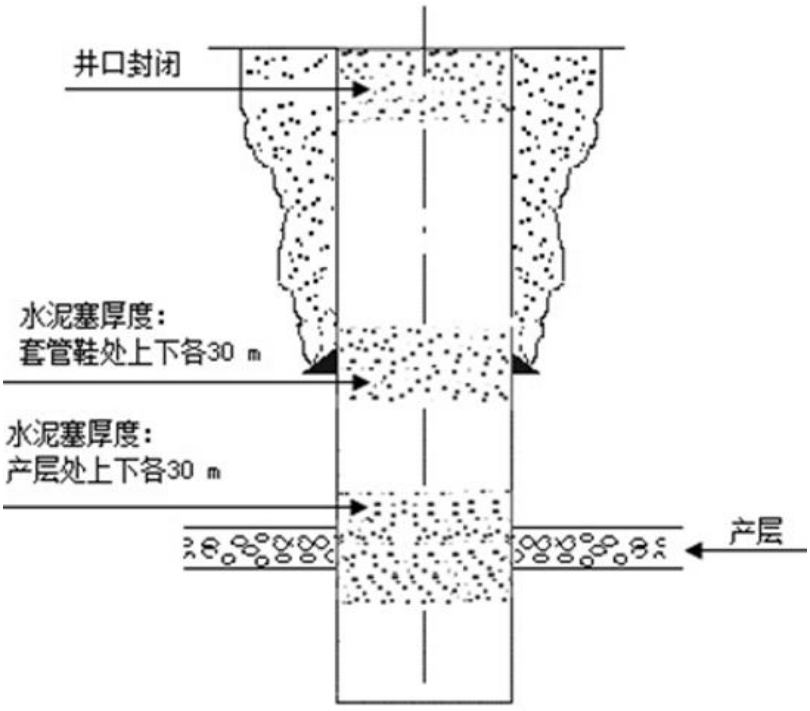


图 4.13-4 弃井封闭工艺流程

弃井技术执行《废弃井封井处置规范》（QSH 0653-2015）、《江苏油田井控实施细则（试行）》（苏油分技管[2016]4 号）及《中国石油化工股份有限公司废弃井管理办法》（石化股份油[2016]140 号）。井口处置应满足现场要求，在确保井控安全前提下，陆地上的井，井口切割至地表以下 2.0m。

水泥塞封固位置及长度：单段封井水泥塞最小长度要求 50m，井口水泥塞的位置距离井口 200m 以内。一开完钻的废弃井或完钻深度为 1200m 以内的较浅以内的较浅井宜采用全井灌注水泥进行封堵，其中对于干井，宜采用全井填砂或重晶石的方法。对一些偏远井或小井眼井（尤其是油管或其它井下设备不能从井里起出时）可采用小油管注水泥进行全井封井。周边存在注采井干扰的废弃井封固前，应暂停周边干扰井的生产或注水等作业，待地层压力稳定后，对可能存在井间干扰的层位进行挤注封堵。

封井质量检验：采用探水泥塞面和压差检验的方法对封堵效果进行检验。水泥塞封堵后，进行正向泵注加压 15MPa，稳压 30min 压降不大于 0.5Mpa，加压检验合格。

4.13.1.1.6 泥浆处理

本项目采用“泥浆不落地工艺”处理泥浆，钻井泥浆从井口返出后，进入钻井泥浆处理系统，经过絮凝固液分离，分离后的液态泥浆进入泥浆罐中经搅拌循环使用，分离出的钻井固废经压

滤后，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场铺路；二开的泥浆和屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用。

4.13.1.1.7 小结

本项目钻井过程中的主要产污环节：施工期产生的施工扬尘、施工废气、钻井废水、钻井固废、施工噪声等。另外，施工期人员会产生生活污水和生活垃圾。

表 4.13-1 钻井施工期产污汇总表

序号	类别	产污环节	主要污染因子
1	废气	施工扬尘	TSP
2		车辆尾气	CO、碳氢化合物、NOx、颗粒物
3	废水	钻井废水	COD、SS、石油类
4		洗井废水	COD、SS、石油类
5		生活污水	COD、SS、氨氮、总磷、总氮
6	噪声	设备噪声	等效 A 声级
7	固废	一般固废	钻井泥浆、岩屑、施工废料
9		生活垃圾	塑料、纸等
10	生态	场地平整	植被破坏、水土流失

4.13.1.2 井下作业

本项目井下作业主要包括射孔、压裂。

4.13.1.2.1 射孔作业

射孔是指下入生产套管封固产层后用射孔弹将套管、水泥环、部分产层射穿，形成油气流通道。射孔孔眼是沟通产层和产油井筒的唯一通道，射孔工艺可以获得更理想的产能。射孔采用电缆输送射孔。射孔作业不产生污染物。

4.13.1.2.2 压裂作业

本项目压裂作业只在徐闻 101 站建成后才会进行。压裂是油气井增产的一项主要措施，油气层压裂工艺过程用压裂车，把高压大排量具有一定黏度的液体挤入油层，当把油层压出许多裂缝后，加入支撑剂（如石英砂等）充填进裂缝，提高油气层的渗透能力，以增加注水量（注水井）或产油量（油井）。

本工程采用水力压裂，利用地面压裂车组将一定粘度的液体以足够高的压力和足够大的排量沿井筒注入井中。由于注入速度远远大于油气层的吸收速度，所以多余的液体在井底憋起高压，当压力超过岩石抗张强度后，油气层就会开始破裂形成裂缝。当裂缝延伸一段时间后，继

续注入携带有支撑剂的混秒液扩展延伸裂缝，并使之充填支撑剂。施工完成后，由于支撑剂的支撑作用，裂缝不致闭合或至少不完全闭合，因此即可在油气层中形成一条具有足够长度、宽度和高度的填砂裂缝。此裂缝具有很高的渗滤能力，并且扩大了油气水的渗滤面积，故油气可畅流入井，注入水可沿裂缝顺利进入地层，从而达到增产增注的目的。

压裂过程产生压裂废水、短时压裂噪声。

4.13.1.2.4 小结

井下作业过程中的主要产污环节：施工废气、压裂废水、施工噪声等。另外，施工期人员会产生生活污水和生活垃圾。

表 4.13-5 井下作业产污汇总表

序号	类别	产污环节	主要污染因子
1	废气	施工扬尘	TSP
3		车辆尾气	CO、碳氢化合物、NOx、颗粒物
4	废水	压裂废水	COD、SS、石油类
7	噪声	射孔噪声	等效 A 声级，短时噪声
8		压裂噪声	等效 A 声级，短时噪声
9	生态	场地平整	植被破坏、水土流失

4.13.1.3 地面工程

地面工程建设主要包括抽油机、多功能罐等设备的安装，集油管线、注水管线的敷设，以及站场建设等内容。

4.13.1.3.1 井场设备安装

本项目新钻 15 口油井、25 口探井转采油井、4 口探井转注水井。需要配套安装游梁式抽油机 40 台，注水井井口装置 4 套，多功能罐 24 座。按照“施工准备→基础验收划线→机座安装→抽油机主体安装→电机安装→电控箱安装→加注润滑油坚固螺栓→试运”的顺序完成抽油机的安装。

4.13.1.3.2 管线敷设

本项目管线敷设方式主要为埋地敷设。管道施工时穿越土路采用顶管的方式进行穿越，套管顶部距路面不小于 1.2m，距路边沟渠底面不小于 0.5m。

施工过程要经过测量定线、清理施工现场、平整工作带、修筑施工便道（以便施工人员、施工车辆、管材等进入施工场地），管材经过防腐绝缘后运到现场，开始布管、组装焊接、探

伤、补口及防腐检漏。在完成管沟开挖工作以后下沟，分段试压后对管沟覆土回填，然后清理作业现场，做好恢复地貌、地表植被工作，最后通过竣工验收。管线敷设施工流程示意图见图4.13-5。

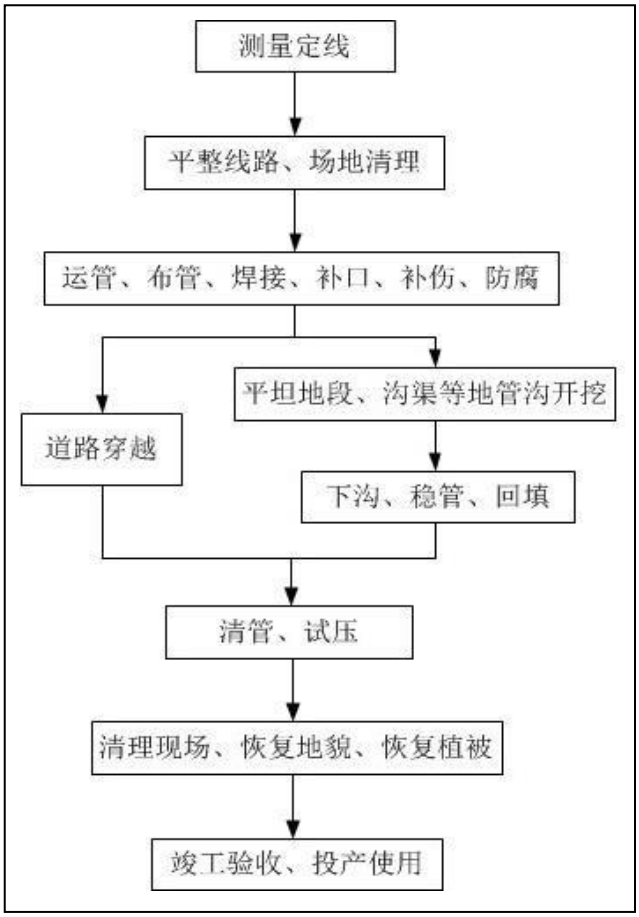


图 4.13-5 管线敷设施工流程示意图

（1）管沟开挖施工

本项目管线尽量沿周边道路敷设，管沟施工全部采用大开挖方式，穿越土路时采用顶管穿越方式。施工临时占地为农田，管线安装完毕后，立即按原貌恢复地面和路面。一般地段管线施工方式断面示意图见图4.13-6。

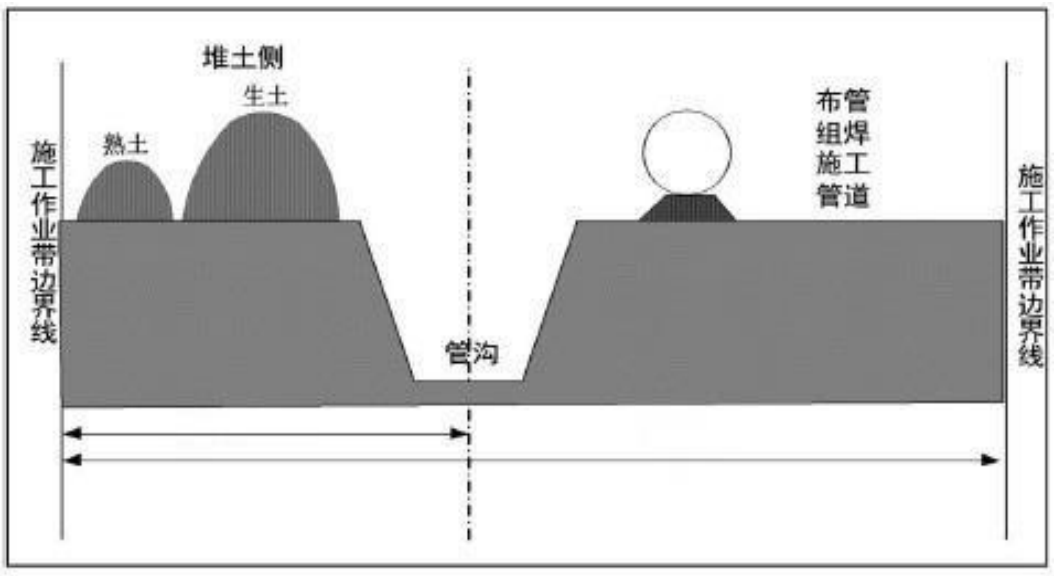


图 4.13-6 大开挖施工方式断面示意图

（2）顶管穿越施工

顶管施工是垂直地面做工作井，然后用高压液压千斤顶，将水泥或者钢制管道涂抹润滑介质从操作坑顶至接收坑，与此同时，也就把紧随工具管后的管道埋设在两井之间，以期实现非开挖敷设地下管道的施工方法。

顶管施工主要分两个阶段：

a、挖操作坑

按照施工方案进行操作坑的开挖。设置后背墙，安装轨道，固定设备，留好施焊的空间。为使后背墙、套管在顶进过程中受力均匀，液压设备与后背应加钢板和道木。

b、套管顶进施工

用吊车将套管管节轻放在导轨上，开动千斤顶将套管缓慢顶进，首节管顶入后，在放第二根套管前，应先进行管内清土。安装第二根套管时，在两套管接口处按要求进行密封，确保接口处于刚性连接。液压缸退回到起始位置，将第二管节吊装就位后再依次顶进，直至顶入设计的长度，完成顶管作业。

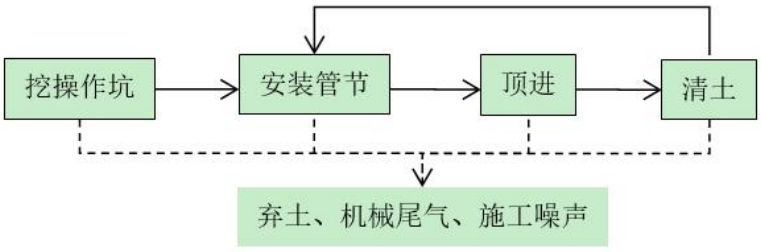


图 4.13-7 顶管钻穿越施工工艺流程及产排污环节图

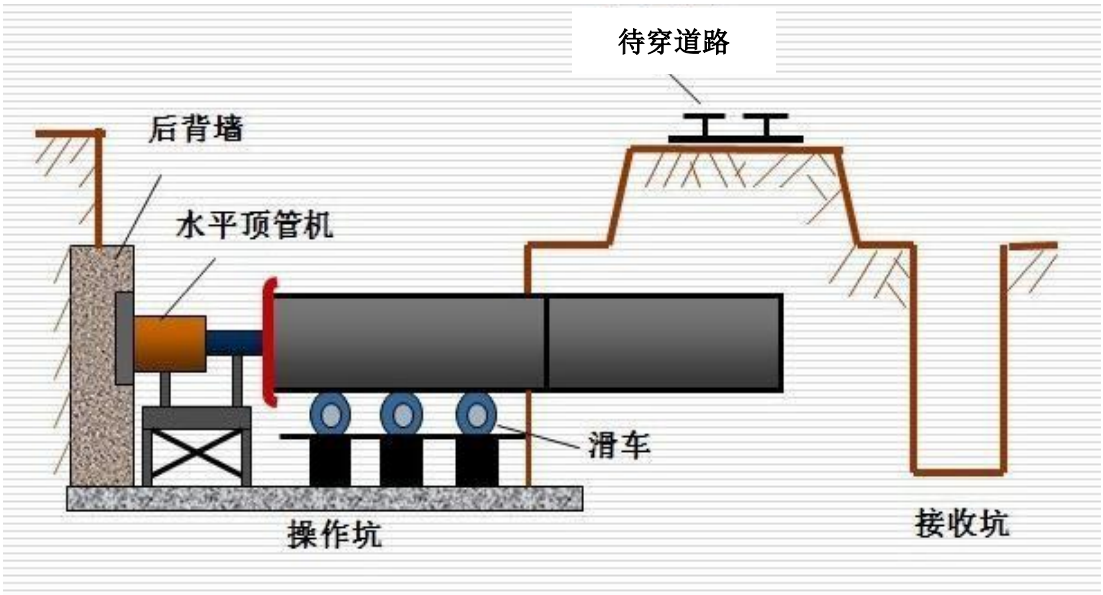


图 4.13-8 顶管穿越示意图

（3）清管及试压

管线系统安装完毕后，在投入生产前，必须进行吹扫及试压，清出管线内部的杂物并检验管线及焊缝的质量。

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

管线系统压力试验合格后，应进行吹扫，吹扫采用空气吹扫。吹扫前将设备进、出口隔断，将流量计、过滤器、调节阀等设备或仪表拆除。吹扫压力不超过设备和管线系统设计压力。吹扫时进行间断性吹扫，并以最大量进行，空气流速不得小于 20m/s。吹扫过程中，当目测排气无颗粒物时，在排出口用白布或涂白色油漆的靶板检查，在 5min 内，靶板上无铁锈及其他杂物为合格。

4.13.1.2.3 小结

地面工程施工过程中的主要产污环节：施工废气、试压废水、施工废料、施工噪声、场地平整，管道铺设等。另外，施工期人员会产生生活污水和生活垃圾。

表 4.13-6 地面工程施工期产污汇总表

序号	类别	产污环节	主要污染因子
1	废气	施工扬尘	TSP
2		车辆尾气	CO、碳氢化合物、NOx、颗粒物
3	废水	试压废水	SS
4		生活污水	COD、SS、氨氮、总磷、总氮
5	噪声	设备噪声	等效 A 声级
6	固废	一般固废	施工废料
7		生活垃圾	塑料、纸等
8	生态	场地平整，管道铺设	植被破坏、水土流失

4.13.1.4 产污环节汇总

综上，施工期主要产污环节见表 4.13-7。

表 4.13-7 本项目施工期主要产污环节分析

工程内容	废气	废水	固体废物	噪声
钻井	施工扬尘、施工废气	钻井废水、洗井废水、生活污水	钻井泥浆（不含油）、岩屑（不含油）、施工废料、生活垃圾	施工噪声
井下作业	施工废气	压裂废水、生活污水	生活垃圾	施工噪声
地面工程	施工扬尘、施工废气、车辆尾气	试压废水、生活污水	施工废料、生活垃圾	施工噪声

4.13.2 运营期

本项目运营期主要工艺是采油、油气集输、注水、油气水处理等内容。另外，还包括油井的井下作业等辅助工程。

4.13.2.1 采油工程

（1）采油工程

本项目建成后共有 40 口采油井（15 口新钻油井、25 口探井转开发井），均采用机械采油方式，选用 12 型加重型游梁式抽油机。本项目油井采用天然能量开发或注水开发的方式。

采油井使用静音抽油机，抽油过程无废水、固废产生，采出液输送至接转站处理，井口有少量未回收完全的伴生气逸散。

（2）油井集输工程

本项目管输井场采油井将采出液提升至地面后，通过管线管输至站场进一步处理；采出液分离出的伴生气一部分用作加热炉的燃料，其余进行集中收集外销。管道输送过程无污染物产生。

本项目拉油点采油井将采出液提升至地面后进入井场多功能罐，定期通过罐车拉运至站场进一步处理；徐闻 6 断块、徐闻 9 断块拉油井场的多功能罐采取燃烧伴生气和电加热的方式给采出液提供热量，其余断块拉油井场的多功能罐采用电加热，伴生气采用撬装回收装置进行收集。多功能罐装卸有少量废气无组织逸散。

采油工程主要工艺流程及产污环节见图 4.13-9。

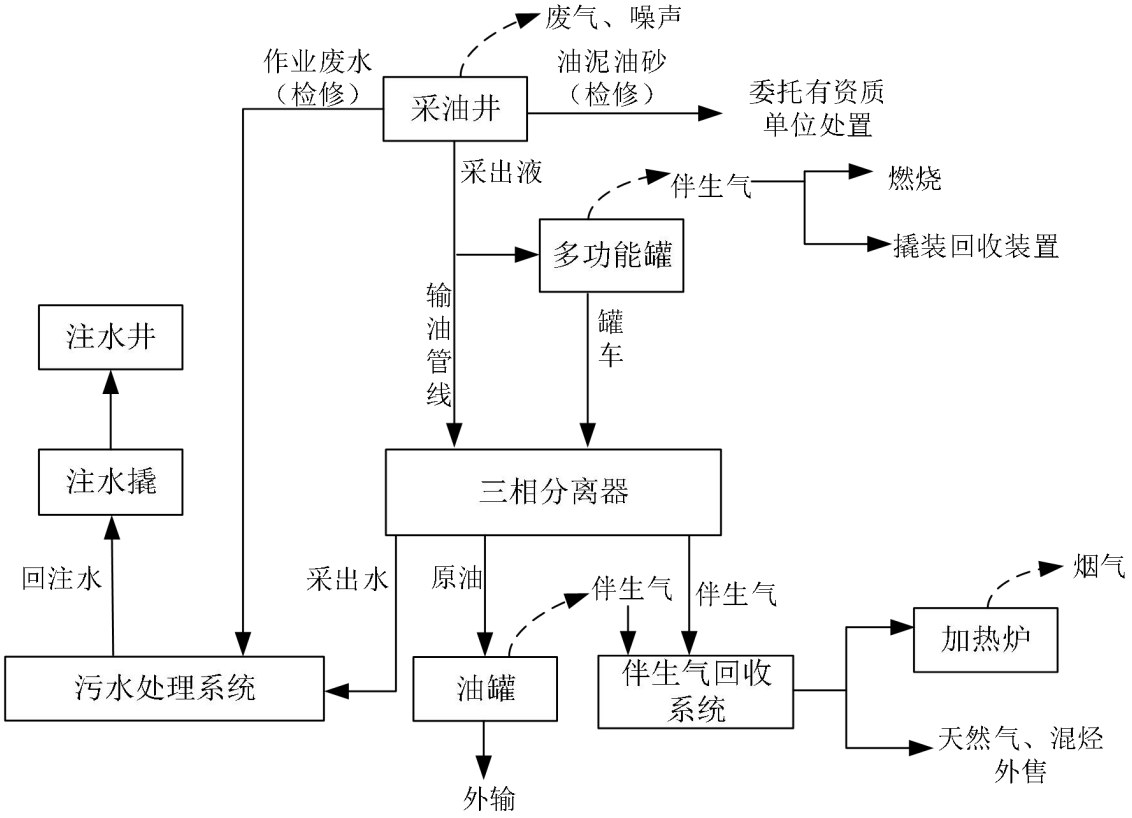


图 4.13-9 采油工程主要工艺流程及产污环节

4.13.2.3 注水工程

本项目 4 口注水井采用常规方式进行注水，配套建设注水管线，注水水源主要为处理达标后的作业废水及采出水，通过注水撬、注水井注入地层，从而驱动地层中的原油通过采油井采出，注水过程无污染物排放。主要流程：三分出水后投加破乳剂➡缓冲罐➡聚结除油器➡过滤器➡清水罐➡回注至注水井。

聚结除油器：油水介质通过进口进入除油器，经整流板后形成规整层流，层流经过 2 级聚结波纹板形成“粗粒化”，再经过除油波纹板多层“浅池”作用，使油粒沿着波纹板通道向上，污泥向下形成快速分离，油从上部收油口收走，水、污泥从下部出口排除。具有耐腐蚀：设备整体复合材料化，设计使用寿命 20 年；安全、环保：密闭处理，无 VOCs 排放等特点；除油

效率高：玻璃钢聚结填料亲油疏水，兼具润湿聚结和碰撞聚结性能，除油效率达到75%以上。

过滤器：污水由提升泵提升后通过上部布水器使进水均匀分布，利用改性滤料的静电吸附、聚结、筛滤、拦截性能，将污水中的悬浮物、油、机械杂质等进行过滤，实现污水精细处理，达到回注水质要求。具有表面永久性带负电荷、滤料100%反洗再生、不板结等特点。

采出水处理过程中会产生浮油和污泥、废过滤材料。浮油经回收外销。污泥和废过滤材料作为危废处置。

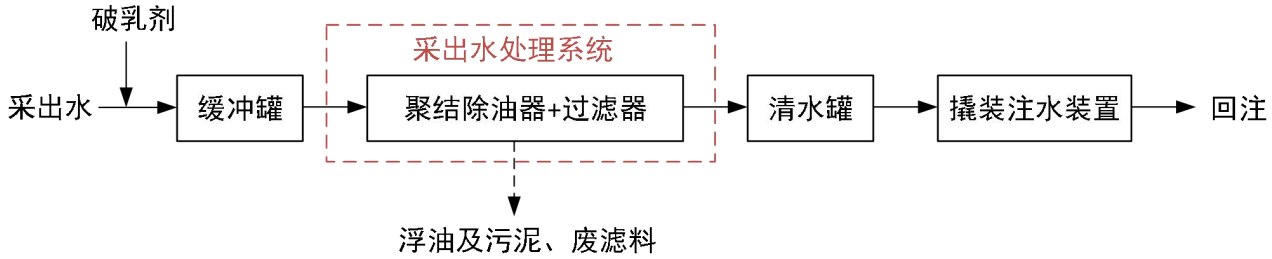


图 4.13-9 采出水处理工艺流程及产污环节

表 4.13-8 本项目采出水原辅料用量

原辅材料	重要组分/规格	年用量（t/a）	最大暂存量(t/a)	包装方式
破乳剂	30%十八烷基醇聚氧乙烯醚，5%甲醇，水余量	7	1	桶装

4.13.2.5 井下作业

本项目井下作业是针对生产井实施的不定期作业，如：冲砂、检泵、下泵、清防蜡、防砂、配注、堵水、封串、挤封、二次固井、打塞、钻塞、套管整形、修复、打捞等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。

井下作业过程产生作业废水及固废（油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油），井下作业有通井机、机泵等噪声。

4.13.1.6 产污环节汇总

综上，工程运营期的主要产污环节有：井场无组织挥发废气、多功能罐废气、井下作业过程中产生的井下作业废水、采出水、油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、采油设备噪声、井下作业噪声噪声。另外，工作人员会产生生活污水和生活垃圾。

本项目运营期主要产污环节分析见表4.13-9。

表 4.13-9 工程运营期主要产污环节分析表

阶段	工程内容	污染物			
		废气	废水	固体废物	噪声
运营期	采油	无组织挥发废气	——	——	采油噪声
	注水	——	——	污泥、废过滤材料	注水泵噪声
	油气集输	储罐废气、热水炉废气	——	纯水制备废反渗透膜、油泥油砂	车辆运输噪声、站场内设备噪声
	油气处理	——	采出水、生活污水	废含油抹布、废含油手套、废润滑油、油泥油砂	
	井下作业	——	作业废水	废沾油防渗材料、生活垃圾、废含油抹布、废含油手套、废润滑油	井下作业噪声

4.13.3 闭井期

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除，井口封存，清理井场等过程。参考《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），在油气开发过程中，存在需要永久性报废处理或对其部分井段的封堵作业，在此作业中出于对环境的考虑，需要了解井筒中可能对浅水层造成污染的风险性。需要在井筒中注水泥塞以保护浅水层，并防止地层油气水在井内运移。

运营期结束后进入闭井期，闭井期主要是把井场设备拆除，井口封存，清理井场等过程。在油气开发过程中，存在需要永久性报废处理或对其部分井段的封堵作业，在此作业中出于对环境的考虑，需要了解井筒中可能对浅水层造成污染的风险性。需要在井筒中注水泥塞以保护浅水层，并防止地层油气水在井内运移。

根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017），对于闭井的主要要求为：

a) 保护淡水层免受地层流体或地表水窜入的污染；

b) 隔离开注采井段与未开采利用井段；

c) 保护地表土壤和地面水不受地层流体污染；

d) 隔离开处理污水的层段；

e) 将地面土地使用冲突降低到最小程度。

目前江苏油田分公司的闭井的作业方式主要为“三段水泥塞法”：对于常规井在射孔层段底界以下，对射孔层注水泥封堵，并在射孔层以上留 30m 水泥塞，带压侯凝；在套管水泥返高以下注 50m 水泥塞；在距井口深度 200m 以内注一个 50m 水泥塞；对于重点复杂井在射孔层底界以下 30m，对射孔层段挤注灰浆，封堵半径大于井眼半径 0.3m～0.5m，并在油层以上留

50m～100m 水泥塞；在油层套管水泥返高以下注 50m 水泥塞；在距井口深度 200m 以内注一个 50m 的水泥塞。

封井措施完成后，进行试压，泵注压力为 15MPa，稳压时间不少于 30min，允许压降不超过 0.5Mpa。已封堵的井口套管接头应露出地面，用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期。并修建 500mm×500mm×400mm 水泥台保护，标明井号和封堵日期。同时对生态环境进行恢复，使土地能够进行再利用，并定期巡检。

表 4.13-10 本项目闭井期主要产污环节一览表

工程内容	污染物			
	废气	废水	固体废物	噪声
设备拆除	机械废气 施工扬尘	清管废水	废弃井口设备及废弃建筑残渣	设备拆除施工噪声

4.14 水平衡

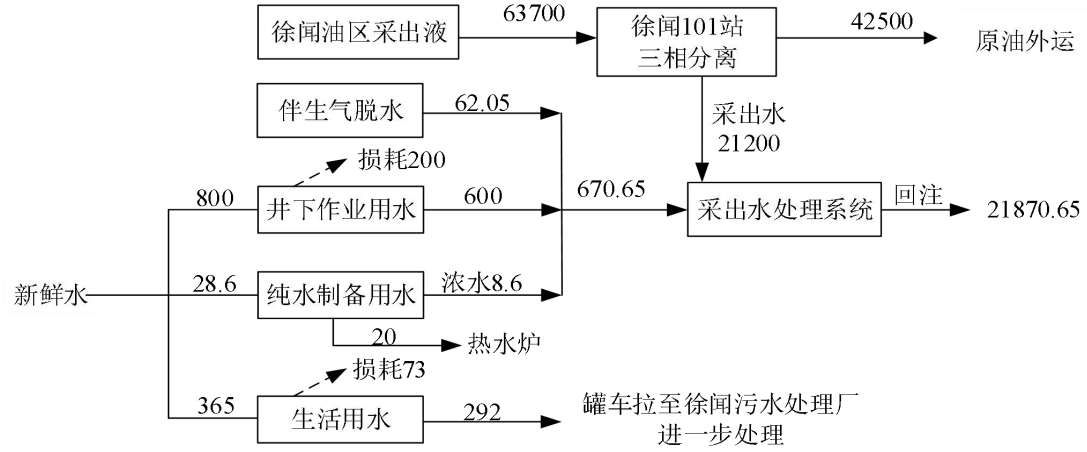


图 4.14-1 运营期水平衡（第六年）（t/a）

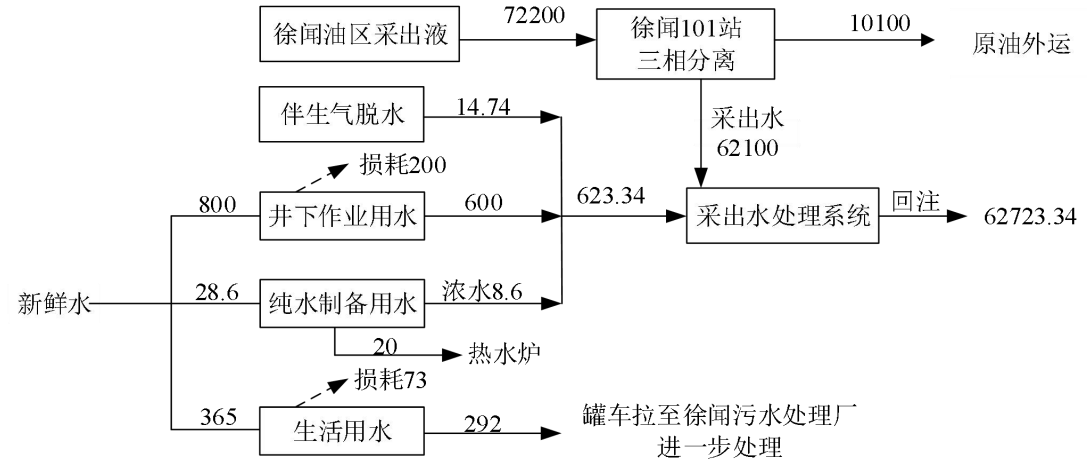


图 4.14-2 运营期水平衡（第十五年）（t/a）

4.15 主要污染物排放及治理措施

4.15.1 施工期污染物排放情况

4.15.1.1 废气

本项目施工期大气污染物主要包括施工扬尘、施工车辆与机械尾气、焊接颗粒物、试采废气和柴油燃烧废气。

（1）施工扬尘

本项目钻井施工、管线敷设、井场建设、站场改造及车辆运输过程等均会产生少量施工扬尘。施工期产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力因素的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

汽车运输也会产生扬尘污染，其扬尘量、粒径大小等与多种因素如路面状况、车辆行驶速度、载重量和天气情况等相关。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快，其影响范围主要集中在运输道路两侧，如果采用硬化道路、道路定期洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施，可有效减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

（2）施工车辆与机械尾气

钻井施工期间各种车辆较多，汽车尾气主要为 CO、碳氢化合物、NOx 和烟尘等，汽车排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于每个钻井井场的车辆数量与每辆车燃烧的油料种类不易确定，且属短期影响，因此本次评价不对其定量分析。

（3）焊接颗粒物

焊接颗粒物来源于金属结构与管道焊接过程，主要污染物为颗粒物。通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接颗粒物环境影响。

（4）试采废气

本项目施工阶段其油井产油量尚不能确定，完井测试后如确定为油井，进行射孔穿透油层，试采期间有少量烃类气体逸散，其烃类挥发损耗较小，释放到大气环境中很快被稀释，可忽略不计，且试采过程中，由井口接密闭的管线进入储罐。整个试采过程中，严禁井筒出来的流体散落到地面，正常工况下不会产生落地油，试采液暂存储液罐，预计本项目只会产生极少量的试采废气。本项目不进行定量分析，对环境影响较小。

（5）柴油燃烧废气

本项目用电依托当地电网，仅在电网停电等特殊情况时，使用备用发电机发电，发电机燃料为柴油，工作时会产生燃油废气，其中主要含有烟尘、SO_2、NOx 等污染物。

临时发电时，柴油发电机满足《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》(GB 20891-2014）及《非道路柴油移动机械排气烟度限值及测量方法》(GB 36886-2018）中第Ⅲ类限值要求，同时柴油发电机排放污染物参照《大气污染物综合排放标准》(DB32/4041-2021）。本项目调节好柴油的运行工况，再加之施工所在区域较为开阔，柴油发电机的烟气扩散较快，对周边大气环境的影响较小。

4.15.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、试压废水、生活污水等产生的污水。

（1）钻井废水

钻井废水主要是经泥浆不落地设备压滤后不可回用的废水及设备冲洗水，据江苏油田钻井现场经验，钻井废水产生量 20t/hm 进尺、回用量 14.2t/hm 进尺，因此，钻井废水排放量 5.8t/hm 进尺，按照 0.058t/m 进行核算。本项目新增钻井 15 口，总进尺约为 44000m，则钻井废水排放总量为 2552m^3，主要污染物为悬浮物、COD、石油类等。

钻井废水中主要污染物为 COD、SS、石油类。其具有 pH 值高、悬浮物含量高、有机污染物含量高等特点。根据江苏油田勘探井项目中的实测数据，钻井废水污染物源强为 COD3500~8000mg/L、SS1000～7500mg/L、石油类 30~50mg/L。本次环评取 COD5000mg/L、SS5000mg/L、石油类 50mg/L。

（2）洗井废水

完钻探井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时产生少量的洗井废水。洗井废水产生量为 0.01m^3/m，因此洗井废水产生量为 440m^3。废水污染物主要为探井中残留的钻井废液，根据江苏油田勘探井项目中的实测数据，洗井废水污染物源强为 SS1500mg/L、COD400mg/L、石油类 20mg/L。

（3）压裂废水

压裂工序属于根据地下含油层情况决定是否需要采取此工序。根据钻井设计资料，压裂车每次压裂液泵入时间约 2～3 小时，均在白天进行。压裂液注入量约 10m^3/hm 进尺。

本项目类比江苏油田同类型压裂废水产生量，本项目压裂废水量为 0.015m^3/m，因此压裂废水的产生量为 660m^3。根据江苏油田勘探井项目中的实测数据，压裂废水污染物源强为 COD3000mg/L、SS300mg/L、石油类 50mg/L。

（4）试压废水

管道采用分段试压方式，本项目新建采出液管线 3.3km（DN89），注水管线 1.4km（DN76）。经核算，管道试压废水产生量约为 26.8m³，试压废水中主要污染物为悬浮物（≤70mg/L），经收集沉淀后用于周边洒水抑尘。

（5）生活污水

本项目施工期生活污水主要来自钻井井场、地面工程建设等过程中施工人员产生的生活污水。施工队约 30 人，施工队住宿及生活用水依托当地旅馆或租用民房，在施工作业区设置移动式厕所，对施工期间及井场值班人员产生的生活污水进行收集。按人均用水量 50L/d 计，生活污水按用水量的 80%计，则每天生活污水产生量为 1.2t/d。本项目新增 16 口采油井，每口井钻井工期为 30 天，因此本项目钻井施工周期 450 天；管道施工周期约为 80 天；地面工程施工周期合计约为 170 天。因此施工期生活污水产生量为 840m³，部分依托附近民房的化粪池，部分通过在施工现场设置临时防渗旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

表 4.15-2　钻井期废水源强核算

废水	污染物	产生浓度 mg/L	废水量 m³	产生量 t	处理措施	排放浓度 ①mg/L	排放量 t ③	污水去向
钻井废水	COD	5000	2552	12.76	随钻处理装置	450	1.3464	徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行（处理规模 250m³/d），经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。
	SS	5000		12.76		86	0.2573	
	石油类	50		0.1276		1.28	0.0038	
洗井废水	COD	400	440	0.1760		/	/	
	SS	1500		0.66		/	/	
	石油类	20		0.0088		/	/	
压裂废水②	COD	3000	660	1.98		/	/	
	SS	300		0.198		/	/	
	石油类	50		0.0330		/	/	
生活污水	COD	285	840	0.2394	/	/	0	部分依托附近民房的化粪池，部分在施工现场设置临时防渗旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排
	SS	250		0.2100		/	0	
	氨氮	28.3		0.0238		/	0	
	总磷	4.1		0.0034		/	0	
	总氮	39.4		0.0331		/	0	
试压废水	SS	70	26.8	0.0019	沉淀池	/	0	周边洒水抑尘

备注：①随钻处理装置去除效率参考钻井泥浆破胶处理相关学术论文（《废弃钻井泥浆絮凝及固化处理试验研究》，河南农业大学，董明坤）的实测数据。②在徐闻 101 站建成前，不进行压裂工艺。③该排放浓度为企业提供的随钻处置装置处理后的废水检测报告中的数据，详见附件 16。徐闻 101 站建成后，施工废水经处理后回注，不外排。

4.15.1.3 固体废物

本项目施工期主要固体废物主要包括钻井固废、施工废料、生活垃圾。施工期井场建设产生的多余混凝土直接作为井场及道路基础的铺设，不产生建筑垃圾。

（1）钻井固废

钻井固废主要包括钻井过程中无法利用或钻井完工后压滤的钻井泥浆和钻井过程岩石经钻头和泥浆的研磨而破碎成的岩屑。

钻井泥浆的排放量随着井深的改变而变化，采用《油田开发环境影响评价文集》中的经验公式进行计算：

$$V = \frac{1}{8}\pi D^2 h + 18\left(\frac{h-1000}{500}\right) + 116$$

式中：V——废弃泥浆量，t；

D——井眼的平均直径，m；一开平均直径为 0.3111m，二开平均直径为 0.2159m。

h——钻深，m；

钻井岩屑的排放量随着井深的改变而变化，采用以下经验公式进行计算：

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

式中：V——钻井岩屑量，t；

D——井眼的平均直径，m；一开平均直径为 0.3111m，二开平均直径为 0.2159m。

h——钻深，m；

A——井眼扩大率，1.2；

ρ岩屑——取 2.5t/m^3。

根据上述公式，本项目泥浆和岩屑产生情况如下。

表 4-7 泥浆和岩屑产生情况表

井口数	钻深/m		钻井泥浆/t		岩屑/t	
	一开	二开	一开	二开	一开	二开
15	8000	36000	672	1600	2188	3688
合计	/	/	2272		5876	

注：钻深=二开井深-一开井深，以此类推；一开使用清水、二开使用水基泥浆。

由上表可知，本项目产生钻井泥浆 2272t（其中一开阶段 672t），产生岩屑 5876t（其中一开阶段 2188t）。

本项目钻井一开阶段使用清水钻进，二开阶段使用水基钻井液钻进，钻井泥浆、岩屑采用“泥浆不落地工艺”进行处理，钻井泥浆不落地处理采用随钻处理模式，处理工艺为固液分离压滤技术，首先将钻井过程中各个固控设备排放的泥浆统一收集至搅拌罐中，在搅拌罐内进行稀释搅拌，使泥浆各处性质均匀便于处理，最后进入压滤机，将压滤分离出的水分排出，固体被压制成板块状送至泥饼收集罐储存。

本项目一开阶段产生的钻井泥浆及岩屑经压滤收集后形成泥饼，经检测合格后制备铺路基土用于周边井场铺路；二开阶段产生的钻井泥浆及岩屑经压滤收集后送至有处理能力的单位制成建材。

（2）施工废料

施工废料主要包括管道焊接作业中产生废焊条、防腐作业中产生的废防腐材料等。施工废料产生量约为 20kg/km 管道，本项目新建管线 4.7km，因此本项目施工废料产生量为 0.094t。施工废料尽可能回收利用，不能利用的依托当地环卫部门清运。

（3）生活垃圾

项目施工期生活垃圾主要来自钻井、管线和地面工程施工现场。施工垃圾按照 0.5kg/（人·d）计算，人员按照 30 人计算，本项目钻井、管线和地面工程钻井施工周期 700d，则生活垃圾产生量约 10.5t。所产生活垃圾暂存于施工场地临时垃圾桶内，委托当地环卫部门统一处理，不外排。

固体废物属性判定：根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2025）的规定，判断每种废物是否属于固体废物。

表 4.15-3　项目副产物产生情况汇总表

序号	副产物名称	产生工序	形态	主要成分	种类判断		
					固体废物	副产品	判定依据
1	钻井岩屑	钻井	固态	岩土	√	-	GB34330-2025 中 4.1
2	钻井泥浆	钻井	半固态	废钻井液、泥浆	√	-	GB34330-2025 中 4.1
3	施工废料	钻井	固态	废包装、废防腐材料等	√	-	GB34330-2025 中 4.1

危险废物属性判定：根据《国家危险废物名录》（2025 年版）、《建设项目危险废物环境影响评价指南》以及《危险废物鉴别标准》，判定建设项目的固体废物是否属于危险废物。

根据《中国石化勘探开发水基废弃钻井液性质鉴别及环境安全性研究报告》对江苏油田

11 处井场使用的钻井液（钻井泥浆）、废弃钻井液（钻井泥浆、岩屑）的危险特性鉴别，主要结论如下：

中国石化勘探开发所用水基钻井液不具有反应性、易燃性、腐蚀性、浸出毒性、急性毒性，毒性物质含量等均远远低于《危险废物鉴别标准》（GB5085-2007）中规定的标准限值。不属于危险废物。

废弃钻井液的浸出液各项指标均远低于《危险废物鉴别标准 浸出毒性鉴别》（GB5085.3-2007）所规定的限值，毒性物质含量低于《危险废物鉴别标准 毒性物质含量》（GB5085.6-2007）鉴定标准，依据国家规定的 GB5085 鉴别标准和 GB5086 及 GB/T15555 鉴别方法中测定结果判定，废弃钻井液不具有反应性、易燃性、腐蚀性、急性毒性，不属于危险废物。

表 4.15-4 钻井期废物分析结果汇总表

序号	废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	钻井岩屑	/	/	钻井	固态	岩土	无	连续	/	一开泥浆和岩屑用于井场铺路；二开泥浆和岩屑委外综合利用
2	钻井泥浆	/	/	钻井	半固态	废钻井液、泥浆	无	连续	/	
3	施工废料	/	/	钻井	固态	废包装、废防腐材料和废混凝土	无	连续	/	回收利用或环卫清运

表 4.15-5 建设项目固体废物产生、处置情况一览表

序号	固废名称	废物类型	形态	主要成分	预测产生量（t）	综合利用量（t）	处置量（t）	处置方式
1	钻井岩屑	一般固废	固态	岩屑等	5876	5876	0	一开泥浆和岩屑用于井场铺路；二开泥浆和岩屑委外综合利用
2	钻井泥浆	一般固废	半固态	泥浆等	2272	2272	0	
3	施工废料	一般固废	固态	废包装、废防腐材料	0.094	0	0.094	回收利用或环卫清运
4	生活垃圾	生活垃圾	固态	瓜壳果皮、纸、生活垃圾	10.5	0	10.5	环卫清运

4.15.1.4 噪声

本项目主要噪声源为钻机、泥浆泵、振动筛、除砂器等其他机械转动所产生的的噪声，各噪声源强约 80～90dB（A）。由于钻井过程为 24 小时连续运行，对当地声环境影响大的主要为钻井过程中的泥浆泵、钻机等设备产生的连续性噪声。井场基础施工期推土机、挖掘机等施工机械为间歇噪声。另外，管线和井场、站场建设中的推土机、挖掘机、装载机、起重安装机械设备等施工机械以及各类运输车辆。根据类比调查，本项目机械噪声源强见下表。

表 4.15-6 施工期噪声源统计表

设备名称	数量（台/套）	高度 m	单台噪声值 dB（A）	降噪措施	声学特性
钻井施工					
钻机	1	1	85	消声器	连续
钻井泵	2	1	90	消声器，隔声屏	连续
振动筛	1	1	90	消声器，隔声屏	连续
除砂器	1	1	90	消声器，隔声屏	连续
离心器	1	1	80	消声器	连续
除气器	1	1	80	消声器	连续
泥浆泵	1	1	90	消声器，隔声屏	连续
推土机	1	1	90~105	合理调配，隔声屏	间歇
挖掘机	1	1	80~95	合理调配，隔声屏	间歇
柴油发电机	2（备用）	1	100	远离敏感点，低噪声设备，消音器	间歇
地面施工					
挖掘机	1	1	92	远离敏感点，低噪声设备，消音器	间歇
推土机	1	1	92		间歇
载重汽车	2	1	85		间歇
电焊机	1	1	87		间歇

井下作业主要包括通井、射孔、压裂、下泵、起下管柱，井下作业为间歇作业，作业中使用的大噪声设备主要有通井时使用的通井机，压裂时使用的压裂车。压裂作业噪声源为不固定场点的大型开放性接噪声源，噪声主要来自增压机作业造成。参考相关文献数据及同类项目环评，压裂泵车噪声值为 93~110dB（A），本项目取较高值 110dB（A）。源强详见下表。

表 4.15-7 井下作业噪声源强表

设备名称	数量（台/套）	高度 m	单台噪声值 dB（A）	降噪措施	削减噪声值 dB（A）	声学特性
通井机	1	1	85	/	/	间歇
压裂车	1	1	110	合理调配，减振基座	10	间歇

4.15.1.5 生态

（1）施工作业带清理和管沟开挖

本项目所在区域以农田为主，油田在开发阶段中的钻井、地面建设、新建道路等过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。本项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。

集油管道管沟开挖过程中，造成的土体扰动将使土壤的结构、组成及理化性质特性等发生变化，进而造成对土壤的侵蚀，影响植被的恢复、农作物的生长发育等。本项目管道主要采用沟埋方式敷设，管道敷设施工作业带控制在 5m 范围内。管沟开挖作业带范围内的土壤和植被都会受到扰动或者破坏，尤其是在开挖管沟约 5m 的范围内，植被破坏严重。

（2）工程占地

本工程占地总面积 23.375hm^2，其中永久占地面积 20.375hm^2（其中新建井场永久占地面积 17.495hm^2，道路永久占地面积 2.88hm^2），占用永久基本农田面积 16.5hm^2(井场占地 13.9hm^2，道路占地 2.6hm^2)；临时占地面积 3hm^2（其中施工道路临时占地面积 1.35hm^2，管线临时占地面积 1.65hm^2，井场不涉及临时占地），占用基本农田 2.72hm^2。永久占地将改变土地利用性质，对环境产生一定影响。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

4.15.2 运营期污染物排放情况

4.15.2.1 废气

本项目运营期间产生的大气污染物主要为采油井场无组织挥发废气、站场油罐大小呼吸废气、站场热水炉燃烧废气、多功能罐废气；注水不涉及废气的排放。

（1）井场无组织挥发废气

采油井运行过程中井口会有无组织废气产生，废气主要源于采出液中所含伴生气的无组织挥发，油气集输过程采用密闭流程，井口密封并设紧急截断阀，通过油井安装油套连通套管气回收装置可极大地减少无组织挥发量。

根据类比调查，参考《滨州油区 2021-2022 年滚动开发项目环境影响报告书》《单家油田产能建设工程环境影响报告书》等同类报告，结合各油田的经验数据并咨询行业专家，井场非甲烷总烃、硫化氢无组织挥发量计算公式如下：

$$G\ 非甲烷总烃=M\times\lambda\times\rho轻烃\times\eta\times\beta\times\alpha$$

$$G\ H_2S=M\times\lambda\times\eta\times\beta\times\gamma$$

式中：

G 轻烃损耗——油井轻烃（油气）损耗量，kg/a；

M——油井产油能力，t/a；

λ——气油比，m^3/t；

ρ——井口挥发轻烃的密度，kg/m^3；

η——油气集输系统损耗率，按清洁生产一级水平取 4‰；

β——井口挥发占油气集输系统总损耗的百分比，管输井场取 20%；拉油井取 100%；

α—伴生气中非甲烷总烃的质量百分比含量，%；

γ——伴生气中硫化氢的浓度，mg/m^3；

表 4.15-8 本项目采油井场非甲烷总烃、硫化氢排放情况

油区	平均气油比 m^3/t	伴生气密度 kg/m^3	非甲烷总烃含量%	硫化氢浓度 mg/m^3
徐闻油区	73	0.9139	29.5	未检出

备注：硫化氢未检出，按照其检出限的一半计算，检出限为 0.1mg/m^3。

该公式以伴生气为污染源，可对单一井场非甲烷总烃及硫化氢进行独立核算，较符合本项目的实际。

表 4.15-9 本项目采油井场非甲烷总烃、硫化氢排放情况

序号	油田	采出液输送方式	采油井数	年产油量 10^4t	非甲烷总烃排放量 t/a	硫化氢排放 t/a
1	徐闻油区	管输井	13	2.88	0.453	8.4×10^{-8}
		拉油井	27	1.37	1.078	2.0×10^{-7}
合计			40	4.25	1.531	2.84×10^{-7}

根据本项目 15 年开发指标，最大年产油量为 $4.25\times10^4t/a$（开发完成第 6 年）。井场无组织挥发烃类废气按照其最大产油时进行核算，则 40 口油井的井口无组织挥发非甲烷总烃为 1.531t/a，硫化氢无组织排放量为 $2.84\times10^{-7}t/a$。硫化氢产生量较小，不再进行定量计算。代表性井场伴生气排放源强见下表。

表 4.15-10 本项目代表性井场非甲烷总烃排放情况

序号	井场类型	井场/站场	单井场最大油井数	面积 m^2	高度 m	非甲烷总烃 t/a
1	管输站场	徐闻 101	6	16300	1.5	0.194
2	拉油井场	徐闻 6-1	2	5170	1.5	0.083
3	拉油井场	徐闻 6	2	4470	1.5	0.083

（2）站场储油罐呼吸废气

呼吸排放是由于温度和大气压力的变化引起蒸气的膨胀和收缩而产生的蒸气排出。大呼吸是指当原油输入储罐时，因装料的结果，罐内压力超过释放压力时，蒸气从罐内排出；小呼吸是指由于日常温度的变化，导致罐内蒸汽膨胀和压力变大，管内压力超过呼吸阀压力，导致蒸气排出。本项目原油从储油罐输入油罐车时采取了油气平衡措施。

①小呼吸 NMHC 产生量

固定顶罐的呼吸排放可用下式估算其污染物的排放量：

$L_B=0.191\times M(P/(100910-P))^{0.68}\times D^{1.73}\times H^{0.51}\times \triangle T^{0.45}\times F_P\times C\times K_C$

式中：L_B—固定顶罐的呼吸排放量（kg/a）；

M—储罐内物料的蒸气分子量；

P—在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa）；

D—罐的直径（m）；

H—平均蒸气空间高度（m）；

△T—一天之内的平均温度差（℃）；

F_P—涂层因子（无量纲），根据油漆状况取值在 1~1.5 之间；

C—用于小直径罐的调节因子（无量纲）；

直径在 0~9m 之间的罐体，$C=1-0.0123(D-9)^2$；罐径大于 9m 的 C=1；

K_C—产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）。

式中：M 取伴生气平均分子量 50；P 值按照本项目原油蒸气压 70700Pa；储罐直径 D 为 11.5m；平均蒸汽空间高度 H 取 6m；日平均温差取 10℃；涂层因子 1.0；小直径罐调节因子 1.0；产品因子原油 0.65。

经以上公式计算，小呼吸 NMHC 产生量为 5.319t/a。

②大呼吸 NMHC 产生量

大呼吸 NMHC 产生量按以下公式计算：

固定顶罐的工作排放可由下式估算：

$L_W=4.188\times 10^{-7}\times M\times P\times K_N\times K_C\times Q$

式中：L_W—固定顶罐的工作损失（kg/a 投入量）；

M—储罐内物料的蒸气分子量；

P—在大量液体状态下，真实的蒸气压力（Pa）；

K_N—周转因子（无量纲），取值按年周转次数（K）确定。

$K \leq 36$，$K_N=1$

$36 < K \leq 220$，$K_N=11.467 \times K^{-0.7026}$

$K>220$，$K_N=0.26$

K_C—产品因子（石油原油 K_C 取 0.65，其他的有机液体取 1.0）

Q 年入储量，单位 m^3/a。

式中：K_N：本项目年周转取 57 次，取值 0.67。

V_L：年周转量 42500t，密度 0.791t/m^3，年周转量 45512m^3。

根据上式计算，大呼吸 NMHC 产生量为 49.931t/a。

综合以上计算，本项目储罐大小呼吸 NMHC 产生量为 52.25t/a。

本项目原油储罐呼吸废气通过储罐 VOC 收集管道引入伴生气处理装置处理，因此，本项目储罐没有有组织 VOC 废气排放。

（3）站场热水炉废气

本项目徐闻 101 站的 1 台 0.35MW 的热水炉为换热器和储油罐加热原油提供热能，其中换热器 24h 需要热能。保守起见，本项目按照热水炉满负荷运行计算污染物产生情况。热水炉加热水量为 15t/h，热水循环加热使用，年供热水量 13.14 万 t。热水炉使用伴生气回收处理装置处理后的天然气（主要为 C1、C2）作为燃料，采取低氮燃烧措施，所产生的燃烧烟气污染物为颗粒物、氮氧化物、二氧化硫，废气经 1 根 15m 高排气筒高空排放。

①燃气量计算

本项目热水炉功率 350KW，合 1260MJ/h。使用分离出液态烃后的天然气作为燃料，天然气中甲烷 77.93%，乙烷 20.36%，氮气 0.93%，二氧化碳 0.77%，经计算平均热值 42.10MJ/m^3，按照热效率 90%计算，需要燃气量 33.25m^3/h（29.13 万 m^3/a），合 23.85kg/h，年用气量 209.0t/a。

②烟气量计算

本项目热水炉烟气量计算方法采用经验公式估算法，根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》中 5.2.3.2 基准烟气量取值表中经验公式计算，具体公式如下：

单位气体燃料燃烧所需的理论空气量按式（3）计算，基准烟气量按式（4）计算。

$$V_0 = 0.0476\left[0.5\varphi(CO)+0.5\varphi(H_2)+1.5\varphi(H_2S)+\sum\left(n+\frac{m}{4}\right)\varphi(C_nH_m)-\varphi(O_2)\right] \quad (3)$$

$$V_{gy} = 0.01\left[\varphi(CO_2)+\varphi(CO)+\varphi(H_2S)+\sum m\varphi(C_nH_m)\right]+0.79V_0+\frac{\varphi(N_2)}{100}+(\alpha-1)V_0 \quad (4)$$

式中：V_0—理论空气量，标立方米/立方米；

V_{gy}—基准烟气量，标立方米/立方米；

$\varphi(CO_2)$—二氧化碳体积百分数，百分比；

$\varphi(N_2)$—氮体积百分数，百分比；

$\varphi(CO)$—一氧化碳体积百分数，百分比；

$\varphi(H_2)$—氢体积百分数，百分比；

$\varphi(H_2S)$—硫化氢体积百分数，百分比；

$\varphi(C_mH_n)$—烃类体积百分数，百分比，n 为碳原子数，m 为氢原子数；

$\varphi(O_2)$—氧体积百分数，百分比；

α—过量空气系数，燃料燃烧时实际空气供给量与理论空气需要量之比值，燃气锅炉的过量空气系数为 1.2，对应基准氧含量为 3.5%。

式中各气体百分数根据表 2.5-3 伴生气检测报告中分离出液态烃后各气体体积百分数取值。通过以上公式计算，本项目基准烟气量为 15.15m^3/m^3 燃气，因此本项目热水炉废气量为 504m^3/h，计 441.27 万 m^3/a。

③污染物计算

本项目热水炉燃烧废气大气污染物主要为颗粒物、氮氧化物、二氧化硫和 NMHC。由于本项目伴生气为各类烃类混合气体，主要以甲烷、乙烷为主，污染物产生系数按照天然气燃烧产生系数计算。

天然气燃烧产生的颗粒物产生系数参考《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（第十分册）燃烧天然气的工业锅炉烟尘排放系数 2.4kg/万 m^3 燃料。氮氧化物、二氧化硫污染物产生系数参考《4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册》。NMHC 产生量参考《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中石化企业加热炉产污系数天然气（0.293kg/t 燃料）、液化气（0.688kg/t 燃料）的平均值 0.49kg/t 燃料。本项目热水炉废气污染物见表 4.2.1-1。

表 4.2.1-1 锅炉烟气排放情况一览表

类别	污染物	系数	排放量 kg/a	排放浓度 mg/m³	标准值 mg/m³	评价
热水炉废气	颗粒物	2.4kg/万 m³	69.84	15.88	20	达标
	氮氧化物	6.97kg/万 m³	202.83	46.12	50	达标
	二氧化硫	0.02kg/万 m³	0.58	0.13	50	达标
	NMHC	0.49kg/t 燃料	122.2	27.78	80	达标

注：本项目伴生气含硫量 1mg/m³。

（4）动静密封点废气

设备密封点泄漏是指各种工艺管线和设备密封点的密封失效致使内部蕴含 VOCs 物料逸散至大气中的现象。工艺管线和设备动静密封点一般包括泵、搅拌器、压缩机、阀门、连接件、法兰、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统等。参考《排污许可证申请与核发技术规范 石化工业》中石油炼制行业系数，设备密封点泄漏的 VOCs 产生量计算公式如下：

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

式中：

$E_{设备}$—设备与管线组件动静设备密封点泄漏的 VOCs 产生量，kg/a；

t_i—密封点 i 的运行时间，小时，8760h；

$e_{TOCs,i}$—密封点 i 的 TOCs 泄漏速率，千克/小时；

$WF_{VOCs,i}$—流经密封点 i 的物料中 VOCs 的平均质量分数；

$WF_{TOC,i}$—流经密封点 i 的物料中 TOC 的平均质量分数；

按 $\frac{WF_{voc,i}}{WF_{TOC,i}}=1$ 计

N_i—密封点的个数。

表 4.2.1-2 徐闻 101 站场设备密封点泄漏产生情况一览表

设备类型	泄漏系数 e_{TOC}（kg/h/排放源）	泄漏速率 e_{TOC}（kg/h）	动静点数量（个/台）	泄漏量（t/a）
开口阀或开口管线	0.03	0.00315	35	0.028
阀门	0.064	0.032256	168	0.283
压缩机	0.073	0.005256	24	0.046
泵	0.074	0.001776	8	0.016
法兰	0.085	0.09078	356	0.795
合计				1.167

本项目动静密封点泄漏废气 VOC 无组织排放量为 1.167t/a。

（5）多功能罐废气

徐闻 6 断块、徐闻 9 断块拉油井场的多功能罐采取燃烧伴生气和电加热的方式给采出液提供热量，其中电加热不产生废气。燃烧伴生气过程会产生燃烧废气，废气中的污染物主要为颗粒物、氮氧化物、二氧化硫和 NMHC。由于本项目伴生气为各类烃类混合气体，主要以甲烷、乙烷为主，污染物产生系数按照天然气燃烧产生系数计算。根据企业提供的资料，徐闻 6 断块、徐闻 9 断块预计一天的产液量为 3t，按照最大含油量 75%来计算，一天的产油量为 2.25t，则一年的产油量为 821.25t。徐闻油区气油比为 73m^3/t，则伴生气产生量约为 6 万 m^3/a（43t/a）。

天然气燃烧产生的颗粒物产生系数参考《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（第十分册）燃烧天然气的工业锅炉烟尘排放系数 2.4kg/万 m^3 燃料。氮氧化物、二氧化硫污染物产生系数参考《4430 工业锅炉（热力供应）行业系数手册》。NMHC 产生量参考《工业源挥发性有机物通用源项核算系数手册》中石化企业加热炉产污系数天然气（0.293kg/t 燃料）、液化气（0.688kg/t 燃料）的平均值 0.49kg/t 燃料。多功能罐燃烧废气燃烧后无组织排放，井场周边均为农田，释放到大气环境中很快被稀释，对周边环境影响较小。本项目多功能罐燃烧废气污染物见表 4.2.1-3。

表 4.2.1-3 伴生气燃烧废气一览表

类别	污染物	系数	排放量 kg/a
多功能罐燃烧废气	颗粒物	2.4kg/万 m^3	14.4
	氮氧化物	15.87kg/万 m^3	95.22
	二氧化硫	0.02kg/万 m^3	0.12
	NMHC	0.49kg/t 燃料	21.07

（6）非正常工况

非正常工况主要指生产过程中的开停车、检修、污染物排放控制措施达不到应有效率、工艺设备运转异常等。

本项目建成运行后非正常工况下废气排放情况主要考虑废气处理装置处理效率无法达到设计效率（事故状态下废气去除效率降低至 0，非正常工况年排放时间按 1h 计算），废气在未经有效处理的情况排放，非正常工况下废气排放详见下表。环评要求企业定期排查检查尾气处理装置，严格管理，避免失效工况发生。

表 4.2.1-3　非正常工况下项目有组织废气排放量核算一览表

非正常排放源	非正常排放原因	污染物	浓度 mg/m^3	非正常排放速率 kg/h	单次持续时间/h	年发生频次/次
热水炉排气筒	低氮燃烧器发生故障，废气不经处理排放	氮氧化物	82.82	0.043	1	1

4.15.2.2 废水

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、生活污水、纯水制备浓水、伴生气脱水废水。

（1）井下作业废水

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、冲洗水、冷却水（机械污水）及油泥油砂渗滤废水。每次修井用水量为 40m^3，产生的废液量约 30m^3，按每年单井修井 0.5 次计算，本项目井下作业废水产生量为 600m^3/a，主要污染物为石油类及悬浮物。作业废水收集后由罐车就近拉运至徐闻 101 站集中处理系统进行处理，经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（2）采出水

油井采出液通过管输或车拉油送入徐闻 101 站进行三相分离，分离出的水相即为采出水，依据本项目开发指标预测表，采出水最大产量出现在开发第 15 年，采出水产生量为 6.21×10^{4}t/a，主要污染物为石油类及悬浮固体。采出水由徐闻 101 站污水处理系统进行处理，经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。采出水处理系统可以满足本项目实施后十五年内采出水处理需求，但随着采出液含水率的增加，后期采出水量增加，超过了采出水处理系统的处理能力，应当根据处理水量的变化适时增加区域内的采出水处理装置，提升处理能力，满足本项目后期的处理需求。

（3）纯水制备浓水

本项目配备 1 套纯水制备设备，源水为自来水，采用反渗透工艺处理。本项目徐闻 101 热水炉需要纯水量为 20m^3/a，纯水制备效率为 70%，则所需自来水量 28.6m^3/a，浓水产生量为 8.6m^3/a，纯水制备浓水经采出水处理系统处理后回注，不外排。

（4）伴生气脱水废水

根据企业提供的资料，伴生气回用装置每天处理 10000m^3 伴生气会脱出 0.2m^3/d 废水。本项目第六年处理伴生气最大量为 310.25 万 m^3。则产生的脱水废水量为 62.05m^3/a，脱水废水经采出水处理系统处理后回注，不外排。

（5）生活污水

本项目运营期新增劳动定员 20 人，按人均用水量 50L/d 计，生活污水按用水量的 80%计，则每天生活污水产生量为 0.8m^3/d，即 292m^3/a。

表 4.15-12 运营期废水源强核算

废水	污染物	浓度 mg/L	废水量 m^3/a	产生量 t/a	处理措施	排放浓度 mg/L	排放量 t/a	污水去向
井下作业废水	COD	400	600	0.24	/	/	0	输送至站场污水集中处理系统处理达标后回注
	SS	1500		0.9		/	0	
	石油类	50		0.03		/	0	
采出水	COD	400	62100	8.48		/	0	
	SS	300		6.36		/	0	
	石油类	50		1.06		/	0	
纯水制备浓水	SS	30	8.6	0.0003		/	0	
伴生气脱水废水	COD	400	62.05	0.025		/	0	
	SS	300		0.017		/	0	
	石油类	50		0.003		/	0	
生活污水	COD	285	292	0.0832	化粪池	241	0.0704	经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理
	SS	250		0.0730		125	0.0365	
	氨氮	28.3		0.0083		27.9	0.0081	
	总磷	4.1		0.0012		3.6	0.0011	
	总氮	39.4		0.0115		34.8	0.0102	

4.15.2.3 固体废物

本项目运营期间产生的固体废物主要为油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废过滤材料、污泥、废润滑油、废反渗透膜、生活垃圾。

（1）油泥油砂

本项目原油集输、修井及清管等作业过程中，站场的油罐底部和原油集输管道等会产生油泥油砂，为保证各类设施正常运行，需要定期对其进行清理，清理出来的泥沙即为油泥油砂；另外，管线因腐蚀、老化、人为破坏等原因发生穿孔、破裂时，会导致原油泄漏，污染周围土壤，从而产生一部分油泥油砂，这部分油泥油砂产生量存在较大的不确定性。

根据油田开发经验，本项目油泥油砂产生量按每 1×10^4t 原油产生油泥油砂量为 2t，本项目最大年产油 4.25×10^4t/a，则本项目油泥油砂的产生量为 8.5t/a。

油泥油砂为危险废物（HW08 废矿物油及含矿物油废物），随产随清，委托有资质单位处置。

（2）废沾油防渗材料

本项目修井作业过程中，井场设置船型围堰、铺设防渗材料，修井作业结束后会产生一定量的废沾油防渗材料。根据油田开发经验，本项目废沾油防渗材料产生量按每口油井每两年 1

次修井产生废沾油防渗材料量为0.1t计算，本项目40口油井废沾油防渗材料的产生总量为2.00t/a。

根据《国家危险废物名录（2025版）》，废防渗材料为危险废物，代码为HW49 其他废物 900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。废沾油防渗材料作业完成后暂存于徐闻6-3危废暂存间，定期委托有资质单位进行处置。

（3）废含油抹布、废含油手套

设备维护过程会产生少量的废含油抹布、废含油手套。通过对照《国家危险废物名录（2025版）》可知，设备维修过程中产生的废含油抹布、废含油手套危废代码应为HW49 其他废物900-041-49含有或沾染毒性、感染性危险废物的废弃包装物、容器、过滤吸附介质。废含油抹布、废含油手套产生量为0.05t/a，收集后暂存于徐闻6-3危废暂存间，定期委托有资质单位进行处置。

（4）废润滑油

江苏油田各类设备维护过程中会产生废润滑油。通过对照《国家危险废物名录（2025版）》可知，设备维修过程中产生的废润滑油危险废物代码为900-249-08其他生产、销售、使用过程中产生的废矿物油及沾染矿物油的废弃包装物，根据建设单位提供资料，废润滑油产生量为0.5t/a，收集后暂存于徐闻6-3危废暂存间，定期委托有资质单位进行处置。

（5）污泥

本项目采出水回注前通过采出水处理装置等处理会产生污泥。根据企业提供的资料，本项目污泥产生量约 2t/a，收集后暂存于徐闻6-3危废暂存间，定期委托有资质单位进行处置。

（7）废滤料

运营期采出水处理流程中的过滤器定期跟换废滤料，更换周期一般 5～8 年/次，废弃的滤料产生量为0.5t/a，收集后暂存于徐闻6-3危废暂存间，定期委托有资质单位进行处置。

（8）废反渗透膜

本项目徐闻站场热水炉需要使用纯水，纯水制备装置采用反渗透工艺制备纯水，每年产生废反渗透膜为0.005t，经收集后外售综合利用。

（9）生活垃圾

本项目运行期间站场劳动定员20人，生活垃圾产生量按1.0kg/人•d计，年运行365天；

生活垃圾产生总计 7.3t/a。运行期站场工作人员将产生一定量的生活垃圾，集中分类收集在站内设置的生活垃圾装置，由环卫部门定期清运处置。

固体废物属性判定：根据《固体废物鉴别标准通则》（GB34330-2025）的规定，判断每种废物是否属于固体废物。

表 4.15-13 项目固废产生情况汇总表

序号	固废名称	产生工序	形态	主要成分	种类判断		
					固体废物	副产品	判定依据
1	油泥油砂	清罐、清池及修井等作业	半固态	油泥、岩屑	√	-	GB34330-2025 中 4.1
2	废沾油防渗材料	修井作业	固态	油泥、防渗膜	√	-	GB34330-2025 中 4.1
3	废含油抹布、废含油手套	作业	固态	油泥、布	√	-	GB34330-2025 中 4.1
4	废润滑油	设备维护	液态	油	√	-	GB34330-2025 中 4.1
5	污泥	采出水处理	半固态	油	√	-	GB34330-2025 中 5.2
6	废滤料	采出水处理	固态	油、滤料	√	-	GB34330-2025 中 5.2
7	生活垃圾	日常生活	固态	废纸、果皮	√	-	GB34330-2025 中 4.1

表 4.15-14 运营期危险废物分析结果汇总表

序号	废物名称	类别	危险废物代码	产生工序及装置	形态	主要成分	有害成分	产量 t/a	产废周期	危险特性	污染防治措施
1	油泥油砂	HW08	071-001-08	原油集输及修井等作业	半固态	油泥、岩屑	石油类	8.5	间歇	T，I	随产随清，委托有资质单位处置
2	废沾油防渗材料	HW49	900-041-49	修井作业	固态	油泥、防渗膜	石油类	2.0	间歇	T，In	委托有资质单位处置
3	废含油抹布、废含油手套	HW49		作业	固态	油泥、布	石油类	0.05	间歇	T，In	委托有资质单位处置
4	废滤料	HW49		采出水处理	固态	油、滤料	石油类	0.5	间歇	T，In	委托有资质单位处置
5	废润滑油	HW08	900-217-08	设备维护	液态	油	石油类	0.5	间歇	T，I	委托有资质单位处置
6	污泥	HW08	900-210-08	采出水处理	半固态	油	石油类	2	间歇	T，I	委托有资质单位处置

4.15.2.4 噪声

本项目运营期噪声源主要包括：采油、注水设备噪声、井下作业噪声及泵类设备噪声。

项目运营期主要噪声源统计情况见表 4.15-16。

表 4.15-16 项目运营期噪声源统计表

序号	情景	生产运行项目	设备名称	声压级（dB（A））	防治措施	降噪后（dB（A））	声学特性
1	采油	采油设备噪声	抽油机	62	静音抽油机	62	连续
2	油气集输	油气集输设备噪声	装油泵	80	减振、隔声	60	间歇
			输油泵	80	减振、隔声	60	连续
			循环水泵	80	减振、隔声	60	连续
			热水炉风机	80	减振、隔声	60	连续
3	伴生气回收	伴生气回收备噪声	气体压缩装置	80	减振、隔声	60	连续
4	注水	注水设备噪声	注水泵	80	减振、隔声	60	间歇
5	大修	井下作业噪声	通井机	100	/	100	间歇
			机泵	80	/	80	间歇
6		泵类设备噪声	混输螺杆泵	75	减振、隔声	55	间歇
			污水提升泵	90	减振、隔声	70	间歇

4.15.2.5 生态

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

（1）加强风险防范

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

（2）废物及时处理

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

（3）加强日常管理

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

4.15.3 闭井期污染物排放情况

4.15.3.1 废气

闭井期井场设备的拆除、井口封堵、井场清理等过程中，将有少量施工扬尘和施工机械废气产生，主要污染物为颗粒物、SO_2、NO_2、CmHn 等。由于废气量较小，且施工现场均在野外，有利于污染物扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较小。

4.15.3.2 固体废物

地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、建筑垃圾，应集中收集清理。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中被原油污染的土壤或油渣等危险固废，随产随清，委托有资质单位处理。

4.15.3.3 噪声

油井进入闭井期时，噪声主要源自井场设备拆卸和车辆运输，影响范围在声源周围200m范围内。

4.15.4 非正常工况

本项目为油田采掘类项目，油井一旦投入采油会一直处于运行状态，除非井下作业或者发生风险事故。江苏油田具备完善的事故应急预案及风险防范措施，并定期巡线。因此，发生事故的概率很低。

运行过程中，项目集油管线可能由于腐蚀、老化或其他原因破损泄漏，会对周围的土壤造成一定污染。发生事故后，应及时维修，并将被污染的土壤挖出作为油泥，委托有资质的单位进行处置，修井产生的污染物已在运营期中核算。

4.15.5 本项目污染物排放情况汇总

本项目施工期和运营期的各种污染物排放情况见表 4.15-18。

表 4.15-18 本项目施工期和运营期的各种污染物排放

项目	阶段	污染源	主要污染工序	污染物	主要处理措施	排放情况
废气	施工期	施工扬尘	管沟开挖、场地平整	扬尘	合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、等	/
		施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、CmHn	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油	
	运营期	无组织挥发废气	采油	非甲烷总烃	采用油套连通套管气回收装置、加强日常运行管理	VOCs：2.841t/a 颗粒物：
				硫化氢		
		热水炉废气	供热	颗粒物	低氮燃烧器	

				氮氧化物 二氧化硫 NMHC		0.084t/a 氮氧化物：0.298 SO_2：0.0007
		井场多功能罐废气	装卸	非甲烷总烃 硫化氢	密闭储罐、罐车顶部浸没装卸	
		井场多功能罐伴生气燃烧废气	供热	颗粒物 氮氧化物 二氧化硫 NMHC	无组织排放	
	闭井期	施工扬尘	井场设备的拆除、井口封堵、井场清理	扬尘	合理化管理、控制作业面积、土堆适当喷水、土堆和建筑材料遮盖、等	/
		施工废气	车辆与机械废气	SO_2、NO_2、CmHn	采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油	
废水	施工期	钻井废水	钻井过程	COD、石油类等	徐闻 101 站建成前，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，运至徐闻 101 站进行处理，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排	/
		洗井废水	钻井期作业	悬浮物		
		压裂废水	压裂施工	COD、石油类		
		管道试压废水	管道试压	悬浮物	收集沉淀后用于道路洒水抑尘	
		生活污水	施工人员生活	悬浮物、COD	施工设置临时防渗旱厕，由当地村民清运做农肥，不外排	回收利用，不外排
	运营期	作业废水	井下作业	COD、悬浮物、石油类	收集运至站场污水集中处理系统处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	全部回注，不外排
		采出水	油气处理	COD、石油类、悬浮物、硫化物	站场污水处理系统处理达标后回注地层用于油田注水开发，无外排	
固废	施工期	钻井泥浆岩屑	钻井	无	采用“泥浆不落地”工艺，钻井固废部分用于周边井场铺路，部分外运作建材制砖材料综合利用	废物均妥善处置
		施工废料	施工建设过程	无	回收利用，剩余废料由环卫部门清运	
		生活垃圾	施工人员生活	无	拉运指定位置，由环卫部门统一清运	
	运营期	油泥油砂	原油集输及修井等作业	石油类	随产随清，送有资质单位处理	固废均妥善处置
		废沾油防渗材料	修井作业	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	
		废含油抹布、废含油手套	作业	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	
		废润滑油	设备维护	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	
		污泥	采出水处理	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	

		废滤料	采出水处理	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	
		废反渗透膜	纯水制备	/	外售综合利用	
		生活垃圾	日常生活	废纸、果皮	环卫清运	
	闭井期	废弃管线	地面设施拆除、井场清理	石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	固废均妥善处置
		建筑垃圾		/	委托有资质单位处理	
		被原油污染的土壤或油渣		石油类	委托有危废处理资质的单位进行无害化处理	

本项目运行期污染物产生、排放情况见表 4.15-19。

表 4.15-19 本项目污染物排放量统计（t/a）

种类	污染物名称	产生量	削减量	排入外环境量
废水	废水量	22162.65	21870.65	292
	COD	8.75	8.733	0.0117
	SS	7.28	7.274	0.00292
	石油类	1.09	1.09	0
	氨氮	0.0083	0.00684	0.00146
	总磷	0.0012	0.001054	0.000146
	总氮	0.0115	0.00712	0.00438
废气	颗粒物	0.084	0	0.084
	氮氧化物	0.298	0	0.298
	二氧化硫	0.0007	0	0.0007
	NMHC	2.84	0	2.84
固废	危险废物	13.555	13.555	0
	一般固废	/	/	0
	生活垃圾	7.3	7.3	0

4.16 清洁生产分析

4.16.1 清洁生产指标体系及评价

本项目以《油气田企业清洁生产生产规范》（Q/SH 0454-2012）为依据进行评价。根据当前的行业技术和装备水平，共分为三级，一级代表国际清洁生产先进水平，二级代表国内清洁生产先进水平，三级代表国内清洁生产基本水平。

4.16.1.1 钻井

本项目钻井工程技术指标与《油气田企业清洁生产规范》（Q/SH 0454-2012）技术要求对比情况见表 4.16-1。

表 4.16-1 钻井清洁生产技术要求对照表

清洁生产指标	一级	二级	三级	本项目情况	达标情况
一、生产工艺与装备要求					
1.钻井	空气钻井、分支井、水平井、欠平衡井、丛式井、小井眼井	水平井、欠平衡井、丛式井、小井眼井	丛式井、小井眼井	丛式井、水平井、空气钻井	一级
2.钻机	顶驱钻机、空气钻井设备、电动钻机	使用年限<12 年；综合能耗优于行业平均水平	使用年限<18 年；综合能耗达到行业平均水平	空气钻井设备、电动钻机	一级
3.泥浆	环境友好泥浆：EC_{50}≥25000mg/L，BOD_5/COD＞0.3	环境友好泥浆：EC_{50}≥10000 mg/L，BOD_5/COD＞0.15		环境友好泥浆：EC_{50}≥25000mg/L，BOD_5/COD＞0.3	一级
4.固控	配备高速振动筛、高速离心机、除砂器、除泥器、泥浆清洁器	配备除砂器、离心机、除泥器、泥浆清洁器		配备高速振动筛、高速离心机、除砂器、除泥器、泥浆清洁器	一级
5.污染防治	泥浆随钻处理、井场清污分流；废泥浆、岩屑无害化处理率 100%；设有泥浆回收处理站；防渗泥浆池（渗透系数<10^{-7}cm/s）；配备钻井固废和钻井污水处理设备、生活污水处理利用设施和生活垃圾处理设备，噪声控制，厂界噪声值≤55dB（A）	抑制造浆，初浆回用，钻井污水有效控制；废泥浆、岩屑无害化处理率 100%；防渗泥浆池（渗透系数<10^{-7}cm/s）；配备生活污水处理利用设施、生活垃圾回收设施，噪声控制，厂界噪声值≤60dB（A）	抑制造浆，初浆回用，钻井污水有效控制；废泥浆、岩屑无害化处理率 100%；防渗泥浆池；配备生活污水、生活垃圾回收设施；噪声控制	泥浆随钻处理、井场清污分流；废泥浆、岩屑无害化处理率 100%；采用泥浆不落地工艺，不设泥浆池；配备钻井固废和钻井污水处理设备、生活污水处理利用设施和生活垃圾处理设备，噪声控制，对高噪声设备进行控制，降噪措施可行	一级
6.井控措施	井控设备设施齐全，符合设计要求，放喷池符合防渗要求			井控设备设施齐全，符合设计要求	一级
二、资源能源利用指标					
1.钻井井场占地面积	符合设计要求			符合设计要求	一级
2.新鲜水消耗/（t/hm 进尺）	≤10	≤15	≤25	≤10	一级
3.柴油机效率/%	≥50	≥40	≥30	全面使用网电	一级
三、污染物控制指标					

井 深(m)	钻井污水/m^3			废弃泥浆及岩屑/m^3		钻井污水/m^3	废弃泥浆及岩屑/m^3	达标情况
	一般地区	丰水地区	探井	一般钻井	探井			
<1500	<80	<100	<120	<160	<200	<240	<310	二级
1500-2000	<120	<160	<180	<210	<270			
2000-3000	<180	<240	<320	<310	<400			
3000-4000	<260	<320	<380	<500	<670			
4000-4500	<320	<380	<450	<560	<800			

4500-5000	<400	<480	<520	<620	<950			
5000 以上	<450	<500	<580	<740	<1100			
四、废物回收利用								
1.泥浆回收利用率/%	≥60		≥40		≥20	95		一级
2.钻井污水回用率/%	≥90		≥70		≥50	100		一级

本项目钻井工程指标均达到或超过清洁生产二级指标。综合判断，本项目钻井行业清洁生产达到国内清洁生产先进水平。

4.16.1.2 采油（含集输）工程

采油（含集输）工程技术指标见表 4.16-2。

表 4.16-2 采油（含集输）清洁生产技术指标考核表

清洁生产指标	一级	二级	三级	本项目情况	达到情况
一、生产工艺与装备要求					
1.采油	优化开发方案，稳油控水，地层堵水和井筒堵水，生物采油、二氧化碳驱油，伴生气（套管气）处理回收利用，井下油水分离，可再生能源辅助加热，稠油热采集中供热			稳油控水，地层堵水和井筒堵水，伴生气处理回收利用	一级
	中高渗透油田油井免修期在 450 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 320 天以上	中高渗透油田油井免修期在 400 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 300 天以上	中高渗透油田油井免修期在 350 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 280 天以上	中高渗透油田油井免修期在 450 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 320 天以上	一级
2.注水	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水有效回注率 100%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水回注率 100%、有效回注率≥80%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术	采油污水处理工艺和设施完备、采油污水回注率 100%、有效回注率≥60%、注水井井身结构符合设计规范	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水有效回注率 100%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术	一级
3.集输	密闭集输及原油稳定，轻烃回收，浮顶罐；管线防腐和自动在线智能泄漏检测，密闭装卸，原油常温集输，联合站（集中处理站）自动控制			均符合要求	一级
4.污染防控	采油污水回收处理，三次采油污水深度处理回收利用；油泥砂回收处理（处理后砂中含油率≤3‰）；噪声控制；锅炉烟气控制设施配备符合环保要求；配备低氮燃烧器，使用燃煤固硫剂；生活污水处理利用	采油污水回收处理，油泥砂回收处理（处理后砂中含油率≤6‰）；噪声控制；锅炉烟气控制设施配备符合环保要求；配备低氮燃烧器，使用燃煤固硫剂；生活污水处理利用	采油污水回收处理，油泥砂回收处理；噪声控制；锅炉烟气控制设施配备符合环保要求；生活污水处理利用	采油污水回收处理，采油污水深度处理回收利用；油泥砂委托有资质单位处理；施工使用网电；热水炉低氮燃烧，伴生气不含硫；生活污水处理利用	一级

二、资源能源利用指标					
1.机采系统效率%	≥29	≥26	≥21	≥29	一级
2.注水系统效率%	≥52	≥47	≥42	≥52	一级
3.集输系统效率%	≥60	≥50	≥40	≥60	一级
4.锅炉平均效率%	≥90	≥85	≥80	/	/
5.加热炉平均效率（燃气、燃油）/%	≥90	≥88	≥86	≥90	一级
6.原油损耗率/‰	≤4	≤5	≤6	≤4	一级
三、污染物控制指标					
1.COD（mg/L）	≤60	≤100	≤150	≤60	一级
2.石油类（mg/L）	≤5	≤10	≤20	≤5	一级
3.SO_2（燃油、燃煤）/（mg/m^3）	≤900		≤1200	≤50	一级
4.NO_x/（mg/m^3）	≤300	≤350	≤400	≤50	一级
5.厂界噪声值/[dB(A)]	≤55	≤60	≤65	≤60	二级
四、废物回收利用指标					
1.落地油回收率/%	100			100	一级
2.油泥砂回收利用率/%	100			100	一级
3.油井伴生气回收利用率/%	≥90	≥85	≥70	≥90	一级

根据表 4.16-2，本项目采油（含集输）工程均达到或超过清洁生产二级指标。综合判断，本项目采油（含集输）行业清洁生产达到国内清洁生产先进水平。

4.16.2 清洁生产措施分析

本项目采取的清洁生产措施如下：

1）本项目区块钻井作业部分为丛式井组。

采用丛式井组可满足钻井工程上某些特殊需要；可加快油田勘探开发速度，节约钻井成本；

便于完井后油井的集中管理，减少集输流程，节省人、财、物的投资，不但最大限度减少废物排放，而且减少了井场占地，从而减轻了对土壤植被的影响。

2）钻井采用清水或水基钻井泥浆，钻井泥浆为无毒泥浆。

3）本项目采用“泥浆不落地工艺”，泥浆循环利用率能达到95%左右，剩余5%临时储存于井场废水罐内，通过罐车拉运至站场污水处理系统进行处理后回注，不外排。钻井产生的钻井泥浆和岩屑经泥浆不落地系统处理后用于井场铺路或委托第三方单位综合利用，处置利用率达到100%。

4）在钻井时，井口安装井控装置，最大限度的避免井喷事故的发生；在修井时，安装封井器，避免原油、污水喷出。

5）在井场、道路等系统施工后立即复垦绿化，可有效降低工程施工对环境的影响。

6）本项目采用油套连通套管气回收装置，套管内伴生气进入回收系统，避免因放空造成的环境污染及资源浪费。

7）本项目采出水全部后回注地层，用于油田注水开发，不外排，节约了油田注水开发的新鲜水消耗。

4.16.3 清洁生产总体评价

由前述可知，本项目在钻井、采油、集输等多方面均采取了大量的清洁生产工艺装备，减少了资源、能源的消耗，削减了污染物的产生量，为油田持续、稳定、清洁开发打下了坚实的基础。

在环境管理方面，本项目对能源资源消耗和污染物产生实行严格的定额管理，考核机制健全。

5 环境现状调查与评价

5.1 自然环境现状调查与评价

5.1.1 地理位置

徐闻县位于广东省西南部，地处我国大陆及雷州半岛的最南端，隶属湛江市管辖。东临南海，南隔琼州海峡与海南省相望，西濒北部湾，北邻雷州市。陆地面积 1862.6km^2，海岸线长度 372km。调查区位于徐闻县西侧迈陈镇、西连镇、角尾乡、城北乡，项目场地主要分布在迈陈镇周边，部分分布在城北乡社长村西面及西连镇西北侧。场地内中心地理坐标为东经 109º58′43.59″，北纬 20º20′05.68″。

徐闻县交通较便利，G15 沈海高速、湛海线、G207 国道由北部向南部穿过徐闻县城，其中湛海线与海南相连。从徐闻县城通过省道 S376 可到达迈陈镇、西连镇，从迈陈镇通过 698 县道进入角尾乡，经过各村之间的村道可到达项目场地。

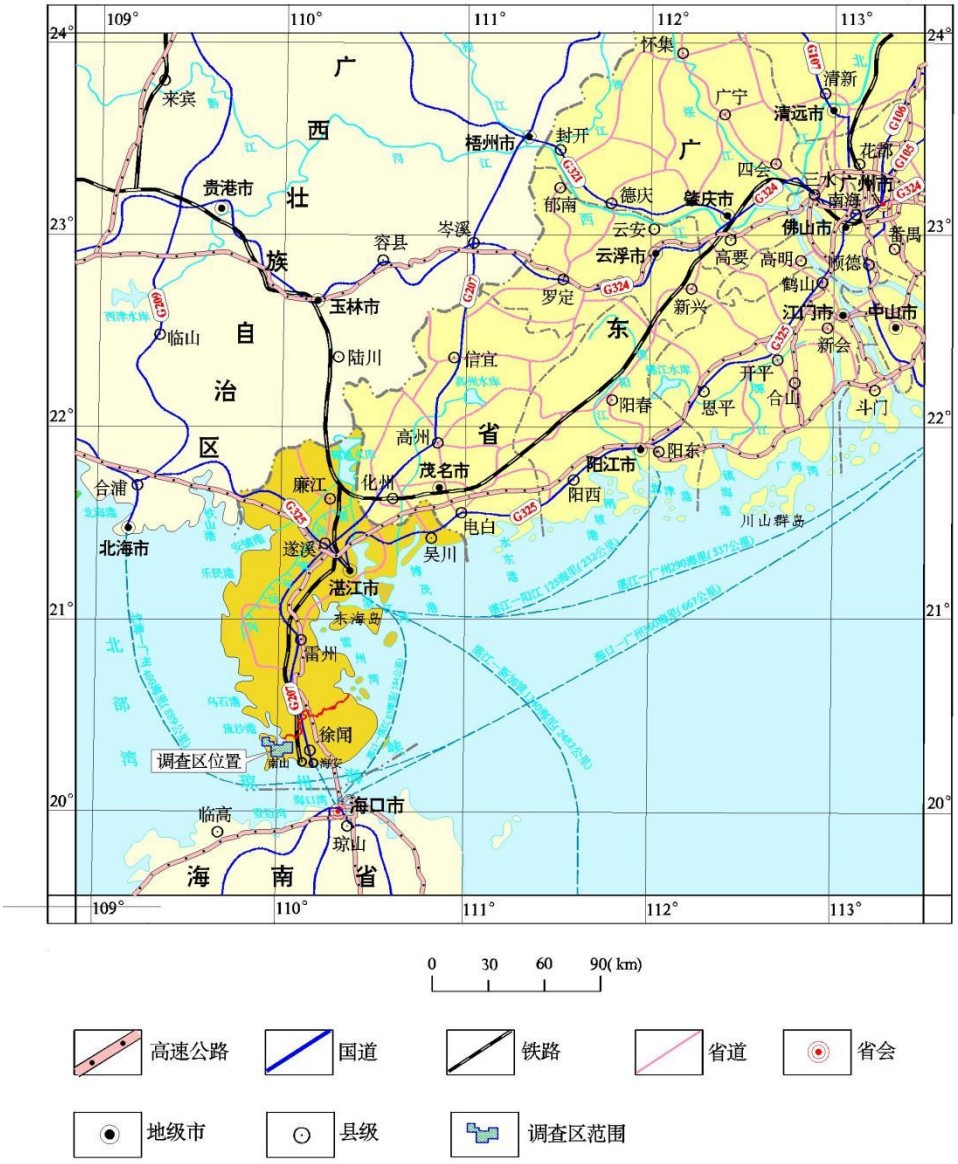


图 5-1-1　交通位置图

5.1.2 地形、地貌、地质

雷州市南段和徐闻县全境属于雷琼断陷盆地雷南火山岩台地，地貌形态似一个“扇贝”，东、南、西三面环海，近岸有新寮、六极、冬松、北莉和罗斗沙等岛屿分布。以海拔 259.3m 的石茆岭为制高点，次为石板岭(245.4m)、仕礼岭(226.0m)、嘉山岭(182.4m)，这些火山锥控制着该区地势呈中北部高，向东、南、西三面沿海逐级递降，火山台地标高一般 40～70m；仅沿海或河流边岸有小面积滨海平原及河谷低地分布，标高 2～10m。调查区内较高处主要位于东面的城北乡一带，调查区及周边区域地形东北高西低，主要为火山岩台地、海成或风成地形。

5.1.3 气候气象

徐闻县地处北回归线以南的低纬度地带，冬夏季风交替明显，终年气温较高，偶有阵寒，但冬无严寒，夏无酷热，年日温差较小，属热带海洋性季风气候。冬春季多干旱，夏秋季炎热多雨、多雷、多台风。

据湛江市气象科技信息服务中心及湛江水文局资料，本区年平均气温 23.4℃，7 月平均气温 28.9℃，1 月平均气温 15.6℃,历史极端最高气温 38.4℃(2015 年 5 月 30 日)，历史极端最低气温 2.7℃(2016 年 1 月 25 日）；雨量充沛，年平均降雨量 1536.2mm，5－9 月为雨季，占年降雨量的 79%，秋夏间雷暴雨较多；最大日暴雨量为 273.8mm(2004 年 7 月 19 日)；冬末和春季有雾，主要集中于 12 月－次年 4 月，但雾浓度轻微，一般出现在晚上，多年平均雾天数 24.9 天；历年平均年雷暴日 117.7 天，5－9 月雷暴日月均在 13～16 天；年平均相对湿度 80.8%；多年平均蒸发量为 1690.5mm，7 月蒸发最强，多年月平均蒸发量达 193.3mm。

徐闻位于为西太平洋和南海的台风多发区，调查区属东南沿海台风Ⅳ7 区，季节风较明显，4 至 9 月盛行东风、东南风，10 月至次年 3 月盛行北风、偏东风，全年最多为东风和东南东风，强风向为东风和东北东风，年平均风速为 5.2m/s；5 至 11 月有台风（热带风暴），其中 7 至 9 月较多，登陆机率达 46%。根据湛江气象台多年气象资料统计显示，历年湛江登陆台风（热带风暴）（指登陆时中心最大风力 8 级或 8 级以上）平均每年 0.8 次，最多年份有 3 次。近 10 年录得最大台风为 2024 年 9 月 26 日登陆的台风“魔羯”，其中心最大风力达 17 级。

统计近 10 年最低月的气温数据，见表 5.1.3-1。

表 5.1.3-1 徐闻近 10 年最低气温统计表

2013.12		2014.2		2015.2	
小于10℃	7天	小于10℃	7天	小于10℃	0天
最低	6℃	最低	7℃	最低	11℃
2016.2		2017.2		2018.2	
小于10℃	2天	小于10℃	0天	小于10℃	7天
最低	8℃	最低	12℃	最低	6℃
2019.2		2020.2		2021.2	
小于10℃	0天	小于10℃	0天	小于10℃	0天
最低	18℃	最低	10℃	最低	14℃
2022.2		2023.2		2024.1	
小于10℃	4天	小于10℃	0天	小于10℃	0天
最低	8℃	最低	14℃	最低	10℃

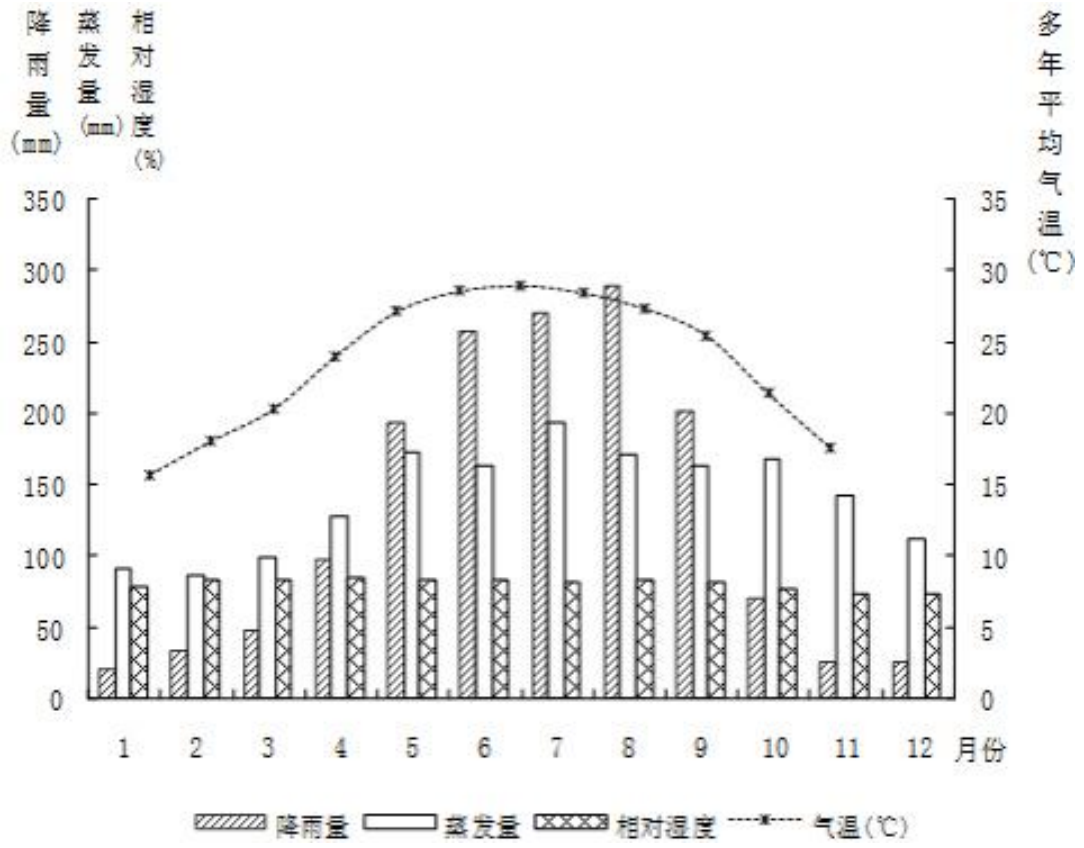


图 5.1-2 多年平均气象要素图(1990－2018 年)

5.1.4 水文特征

1.陆地水文

徐闻县地表水系不发育，境内无大江大河，地表河流甚少，多为源近流短的小溪流，仅有小溪 30 多条，其中集雨面积在 100km^2 以上单独出海的河流只有 6 条。

①迈陈河：发源于下桥塘口山，贯穿下桥镇全境，流经迈陈区注入流沙港出海，主槽长 46km，控制集雨面积 236.53km^2。

②大水桥河：发源于下桥石板岭，主流经后塘、迈文、信桥，在北水与东支流汇合后流经大水桥、大水桥农场入海安港出海，全长 30km，控制集雨面积 262km^2。

③流沙溪：发源于本县石板岭之西北部，位于徐闻县与雷州市交界处。河道全长 31 公里，河域总集雨面积为 254km，其中属本县境内的集雨面积为 82km^2。

④黄定河：发源于曲界金满堂之北面，流经高西、石灵溪、黄定、西洋、赤坎、东角入北腊港出海。河道全长 35km，集雨面积 165km^2。

⑤那板河：发源于曲界头炮岭，流经田洋、南胜、凤山、红星、那板入北门港出海，河流长度 26km，集雨面积 118km^2。

⑥北松河：发源于曲界区大园山南部，流经佛图、城家、甲村、北松、前山、曾家、冯村、丁村、南安、外墩，入挖仔港出海。河流长度 23km，集雨面积 132km^2。

县境内河流多以北部边境中段的石板岭为发源地，向东、南、西三方辐射独流入海，流程短、河床狭窄。水位和流量具有夏雨型暴涨暴落和下游感潮特征。县域内大部分河流都被拦截蓄成水库，较大的有大水桥水库、鲤鱼潭水库、三阳桥水库和迈胜水库等。连接水库的输水渠道主要有南北干渠、大水桥干渠、英雄渠和鲤鱼潭干渠等。

县境内地表径流量约为降雨量的 35%。年径流量的分布特点与降雨量基本一致，有着自北东向西南递减的分布规律，并具有年际变化较大和年内分配不均的特点，5~10 月的地表径流量占全年的 75%，尤其集中 6~10 月。由于境内天然地表径流量小并主要集中在汛期，致使大部分降雨以洪水形式暴流，且地表源头少，渗水性强，河流短浅、稀少，水利工程调蓄水量能力低，以致径流量的 70%独流入海难以利用，使本地地表水资源短缺，枯旱期频发。

2.海洋水文

徐闻县位于雷州半岛南部，边岸海域海水潮汐较复杂：南部海岸的博赊港以东的海域为不正规半日潮；博赊港至海安港的海域为不正规日潮；海安港以西的南部、西部海域为正规全日潮。潮差较大，一般 1.0～1.5m。最低潮水位于海安潮站，标高为-1.1m；最高潮位于东部新寮岸段，标高大于 5.0m(风暴潮水位)。平均海面，西部标高 0.25m，东部标高 0.30m。

3.水文地质概况

区域内地下水类型主要有松散岩类孔隙水、火山岩孔洞裂隙水、基岩裂隙水和碳酸盐岩类裂隙溶洞水。本项目及周边地下水类型包括松散岩类孔隙水及火山岩类裂隙水两类，区域属亚热带季风性气候区，雨量充沛，降雨量大于蒸发量，总体上雨季地下水位升高，旱季地下水降低。

项目所在区域地貌单元属雷州半岛台地地貌，为区域上地下水排泄区，补给来源除大气降雨外，尚有地表水体（北部湾）或同一含水层渗透补给，径流交替作用强烈，水位年变化幅度 1.5～3m。地表水与地下水呈互补关系，雨季时地表水补给地下水（洪潮期间尤为明显），枯水期地下水补给地表水。但由于平均海水位低于地下水位，地下水流向大海，其运移方向是由东向西流，径流途径长，径流方向多垂直或斜交海岸线。地下水径流途径长，属地下水循环交替弱的环境，地下水有矿化度较高的特点。区域地下水排泄的主要途径是向地表水体的排泄，

一部分通过裂隙转为埋藏型基岩裂隙水。地下水排泄的另一途径为地表蒸发和植物叶面蒸腾排泄。地下水位分布受到降雨补给和地形控制。地下水径流较通畅，水力坡度与岩性和地形关系密切。浅层地下水接受大气降水、水库入渗补给后，潜水水位升高形成调节存储，然后以消耗调节存储来增强水平径流和垂向向下越流，即潜水一部分潜流入海，一部分继续垂向越流补给微承压水和中、深层承压水。

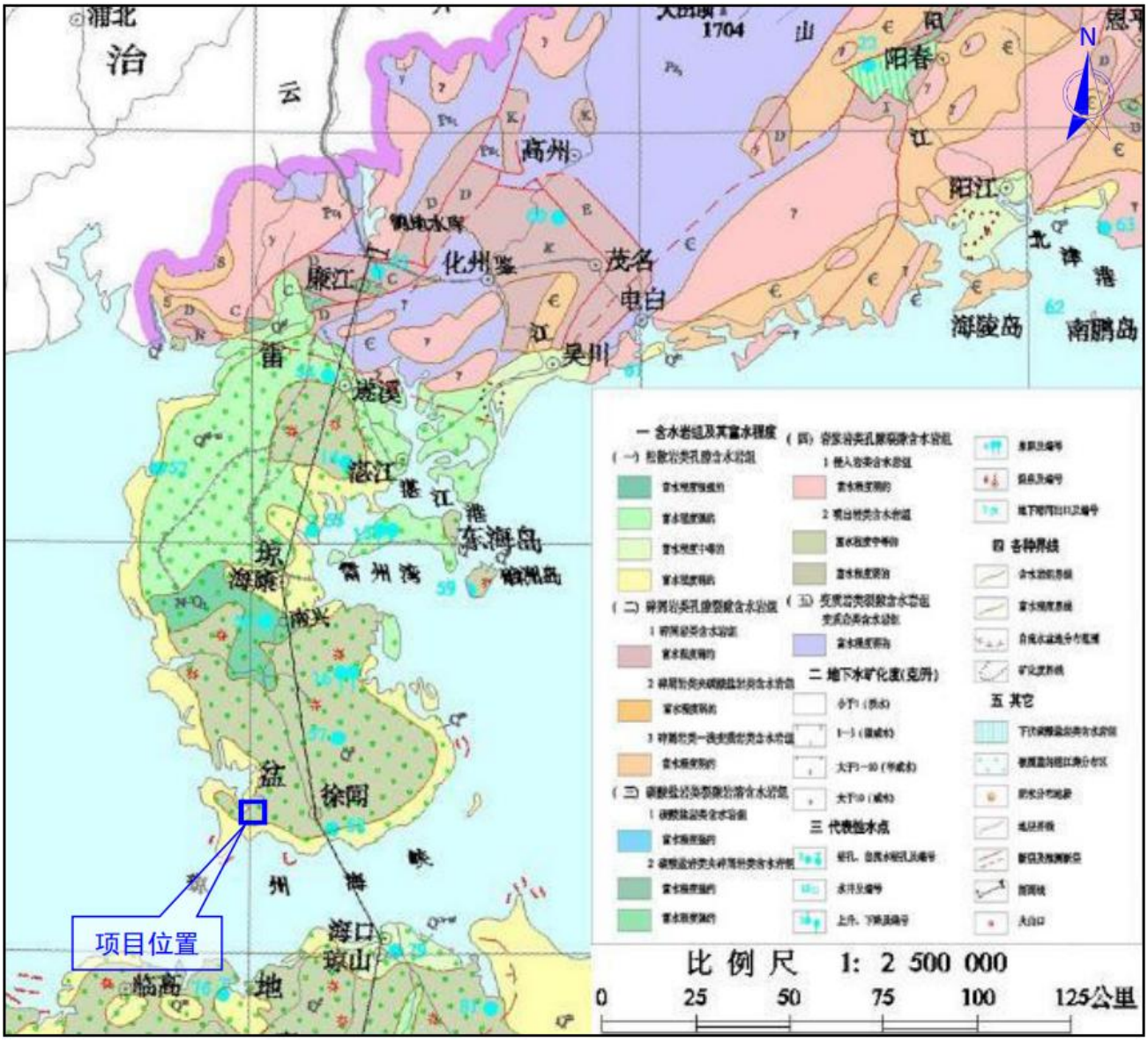


图 5.1-1 项目地区域水文地质图

5.1.5 自然资源

1.水资源

徐闻县地表水较贫乏，常年降水量不均匀，7—9 月份降雨占全年的 70%，东北部多年平均雨量在 1795 毫米左右，西南沿海多年平均降雨量 1364.1 毫米，多年平均径流深 466 毫米，

地表径流量 6.9 亿立方米。

徐闻县主要溪水有 54 条，其中较大溪流有大水桥、流沙、迈陈、黄定、那板、北松等 6 条，控制集雨面积共 1167.5 平方千米。大部分被拦截建成水库，常年蓄水量 3.15 亿立方米，年可供水总量 4.42 亿立方米。枯水入海水量每年 1.94 亿立方米。

徐闻县可开采利用地下水为 113.98 万立方米/日，总储量为 2.05 亿立方米/年，其中浅层地下水 1.39 亿立方米。按年径流总量 8.29 亿立方米计，全县年人均拥有水量 1829 立方米，为全省人均水量 3546 立方米的 51.6%。

2.土地资源

徐闻县土地总面积 1979.6 平方千米(包含东方红农场在徐闻县区划内面积 25.2 平方千米)，其中农垦土地总面积 371.4 平方千米。龙塘镇土地总面积 184.1 平方千米，在全县 15 个乡镇（街道）中面积最大；徐城街道土地总面积 34.3 平方千米，在全县 15 个乡镇（街道）中面积最小。该县土地资源丰富，耕地土层深厚，疏松肥沃，利于耕种。全县土壤分为 7 个土类，12 个亚类，32 个土属，72 个土种，其中以砖红壤土类、水稻土类和滨海沙土类为主。

3.海洋资源

徐闻县三面环海，海岸线长达 371.5 千米，其中岛岸线长 102.51 千米，是广东省海岸线较长的县份之一。已建海堤 139.86 千米。境内岛屿众多，港湾星罗棋布，拥有天然港湾 60 多个，主要岛屿有新寮岛、六极岛、北莉岛、冬松岛、罗斗沙等，主要港口有海安港、粤海铁路北港码头、海安新港、外罗、新地、苞西、丰隆、博赊、赤坎、大井、水尾、石马、三塘、山海等。

东部有浅海渔场、二卡渔场、沙角渔场、浑沟口渔场、外卡头渔场，南部有四塘渔场、三墩渔场，西部有包西渔场、外沙渔场，还有北部湾、海南岛四周和西沙群岛等渔场。鱼类资源丰富，盛产黄花鱼、马友鱼、鲳鱼、带鱼、鲍鱼、鲶鱼、青鳞鱼、西刀鱼、鲨鱼等经济鱼类。

徐闻县潮间带面积 25.45 万亩，其中红树林面积 21785 亩，可供养殖面积 99880 亩，占 39.25%，全县低潮带至 10 米等深浅海面积 148.25 万亩，其中可养殖面积 7.73 万亩。东部浅海可养殖鱼虾蟹类，西部浅海适宜养殖海参、珍珠等。中部浅海可养殖鲍鱼及藻类。

西部沿海年均日照 2120.9 小时，平均蒸发量 1881.5 毫米，海水含盐量 30—35‰，宜盐滩涂 5377 公顷，其中包西盐场原盐年产量 5 万吨左右。

4.生物资源

徐闻县动物植物种类繁多，截至 2012 年，食用植物有 80 多种，林用植物有 130 多种，药用植物 70 多种，观赏植物 40 多种。徐闻县常年种植水稻、番薯、玉米、高粱等粮食作物，也种植甘蔗、菠萝、芒果、香蕉和北运蔬菜等经济作物，野生动物有黄鼠狼、果子狸、穿山甲、大田鼠、山龟、毛鸡、山鸡、猫头鹰、斑鸠、青蛇、蟒蛇、眼镜蛇、黑花蛇、水蛇、蜗牛、蚯蚓、蟋蟀、蜈蚣等。徐闻县东北部的和安、锦囊、新寮、下洋，西部的迈陈、角尾、西连，不同程度分布着的红树林。保护最好的是和安半岛、和安五大岛屿、新寮岛、锦囊六极岛、外罗半岛东西两侧的红树林。2012 年徐闻县境内有红树林近 30000 亩。主要品种有红树植物 15 种，其中真红树 10 种：木榄、秋茄、红海榄、桐花树、白骨壤、海漆、海桑、榄李、老鼠勒、银叶树。半红树 5 种：卤蕨、节槿、杨叶肖槿、水黄皮、海芒果。浮游植物 96 种，底栖硅藻 158 种，鱼 127 种，贝 110 种，虾蟹 61 种，鸟类 192 种，昆虫 258 种，其他动物 26 种。

5.矿产资源

徐闻县主要蕴藏着石油、钛锆砂、硅藻土、褐铁矿和铝土矿等矿产资源，还有少量的石英砂、菱铁、磁铁矿、橄榄石、电气石、伊利石及陶瓷土等。钛锆砂矿，全县储量为 70 多万吨，面积为 36 平方千米，主要分布在和安、新寮、锦和、外罗、下洋、前山、龙塘一带的沿海砂地，其中下洋柳尾、和安冬松、新寮后湖矿区储量最多。硅藻土储量全国最大，达 1 亿零 50 吨，面积为 9.26 平方千米，硅藻含量 70—80%，主要分布在曲界田洋村和大黄九亩村。褐铁矿储量 194 万吨，面积为 74.5 平方千米，主要分布在海安麻斜、加洋一带。铝土矿，总储量为 1.93 万吨，面积 25.3 平方千米，主要分布在曲界三河村一带。石油主要分布在县中西部地区。2013 年中石化油井开始试采油，单井年可产油 2000 多吨。

5.2 环境质量现状调查与评价

5.2.1 大气环境质量现状监测与评价

5.2.1.1 区域环境空气质量

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）规定，项目所在区域达标判定，优先采用国家或地方生态环境主管部门公开发布的评价基准年环境质量公告或环境质量报告中的数据或结论，本项目选取评价基准年为 2024 年。根据《湛江市生态环境质量年报简报（2024 年）》，2024 年，湛江市二氧化硫、二氧化氮年浓度值分别为 9ug/m^3、12ug/m^3，PM_{10} 年浓

度值为 33ug/m³，一氧化碳(24 小时平均)全年第 95 百分位数浓度值为 0.8mg/m³，均低于《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中标准限值；$PM_{2.5}$ 年浓度值为 21ug/m³，臭氧(日最大 8 小时平均)全年第 90 百分位数为 134ug/m³，均低于《环境空气质量标准》(GB 3095-2026)中标准限值，因此，本项目所在区域属于达标区。

表 5.2.1-1　区域空气质量现状评价表

污染物	年评价指标	现状浓度/（μg/m³）	评价标准/（μg/m³）	最大浓度占标率/%	达标情况
SO_2	年平均质量浓度	9	60	15	达标
NO_2	年平均质量浓度	12	40	30	达标
$PM_{2.5}$	年平均质量浓度	21	30	62	达标
PM_{10}	年平均质量浓度	33	60	55	达标
CO	全年第 95%百分位数日平均质量浓度	800	4000	20	达标
O_3	全年第 90%百分位数 8 小时平均质量浓度	134	160	83.75	达标

5.2.1.2 环境空气质量现状补充监测

（1）监测点设置

在大气环境评价范围内以考虑大气环境功能区及环境敏感保护目标，并兼顾均匀布点原则，在评价范围内共补充 4 个监测点位，具体详见附表 5.2.1-2 和附图 7。

表 5.2.1-2 大气环境质量补充监测点位和因子

编号	监测点名称	监测点坐标/°		监测因子
		经度	纬度	
G1	那斗村	110.030508	20.348155	H_2S、非甲烷总烃、TSP、TVOC
G2	龙角村	109.969149	20.328867	
G3	迈墩村	109.946801	20.340816	
G4	新村	109.906802	20.385282	

（2）监测点位合理性分析

本项目设置的 4 处监测点位均处于区块内或井场厂址为中心，边长 5km 矩形范围内，监测因子均包含本项目特征污染因子“H_2S、非甲烷总烃、TSP、TVOC”，各个监测点处均取得 7 天有效数据，符合《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）规定，因此本项目监测点位设置合理。

（3）监测时间和频次

同时记录监测点经纬度、风向、风速、温度、气压等气象参数。

监测时间及频次见下表。

表 5.2.1-3 监测时间及频次

油区	监测时间	监测因子	监测频次	检测单位
徐闻	2025年7月28日~2025年8月3日	H_2S	连续监测7天，每天监测4次，监测时间为2:00、8:00、14:00、20:00	广东中科检测技术股份有限公司
		非甲烷总烃	连续监测7天，每天监测4次，监测时间为2:00、8:00、14:00、20:00	
		TSP	连续监测7天，每天1次24小时均值	
		TVOC	连续监测7天，每天监测3次8小时均值	

（4）监测及分析方法

大气环境监测及分析方法见表5.2.1-4。

表 5.2.1-4 监测分析方法

分析项目	分析方法	检出限
非甲烷总烃	HJ604-2017 《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》	0.07mg/m^3
H_2S	亚甲基蓝分光光度法 《空气和废气监测分析方法》（第四版）国家环保总局（2003）	0.001mg/m^3
TSP	HJ1263-2022《环境空气总悬浮颗粒物的测定重量法》	7 μ g/m^3
TVOC	GB/T18883-2002《室内空气质量标准》附录C 室内空气中总挥发性有机物（TVOC）的检验方法（热解吸/毛细管气相色谱法）	5×10^{-4}mg/m^3

（5）评价方法

采用污染物最大质量浓度占标百分比法对环境空气质量现状监测结果进行评价，其计算公式如下：

$$Pi=Ci/Csi\times100\%$$

其中：Pi——污染物的最大质量浓度值占标百分比，即各取值时间最大质量浓度占相应标准质量浓度限值的百分比；

Ci——各取值时间最大质量浓度值，mg/m^3；

Csi——相应标准质量浓度限值，mg/m^3。

当 Pi >100%时，则该污染物超标。

（6）气象条件

表 5.2.1-5 大气环境质量监测期间的气象参数

编号	监测点位	监测日期	采样时间	温度（℃）	气压（kPa）	相对湿度(%)	风向	风速（m/s）
G1	那斗村	2025.07.28	02:00-03:00	26.3	100.2	69.6	西	3.2
			08:00-09:00	28.6	99.9	64.8	西	3.0
			14:00-15:00	34.0	99.8	53.8	西	2.2
			20:00-21:00	29.1	100.1	64.9	西	2.8
			08:00-16:00	29.6	100.0	62.7	西	2.8

			02:09-次日 02:09	29.5	100.0	63.3	西	2.8
		2025.07.29	02:00-03:00	26.2	100.2	69.6	西	3.1
			08:00-09:00	28.4	100.1	64.8	西	2.8
			14:00-15:00	33.0	99.7	53.9	西	2.3
			20:00-21:00	29.5	100.2	64.9	西	3.1
			08:00-16:00	29.2	100.0	62.8	西	2.7
			02:33-次日 02:33	29.3	100.1	63.3	西	2.8
		2025.07.30	02:00-03:00	26.2	100.4	69.0	西南	3.0
			08:00-09:00	28.3	100.1	64.8	西南	2.8
			14:00-15:00	33.2	99.9	53.6	西南	2.2
			20:00-21:00	29.2	100.4	64.5	西南	2.9
			08:00-16:00	29.2	100.1	62.5	西南	2.7
			02:51-次日 02:51	29.2	100.2	63.0	西南	2.7
		2025.07.31	02:00-03:00	26.5	100.4	68.7	西南	2.9
			08:00-09:00	28.5	99.9	64.3	西南	2.6
			14:00-15:00	33.4	99.8	53.2	西南	2.6
			20:00-21:00	29.0	100.1	64.7	西南	2.6
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.1	西南	2.7
			03:16-次日 03:16	29.4	100.1	62.7	西南	2.7
		2025.08.01	02:00-03:00	26.7	100.2	68.9	西南	2.9
			08:00-09:00	28.7	100.0	64.7	西南	2.7
			14:00-15:00	34.0	99.7	54.0	西南	2.3
			20:00-21:00	29.0	100.4	63.9	西南	2.8
			08:00-16:00	29.8	100.0	62.5	西南	2.6
			03:39-次日 03:39	29.6	100.1	62.9	西南	2.7
		2025.08.02	02:00-03:00	26.4	100.2	69.1	西南	2.9
			08:00-09:00	28.5	100.1	65.3	西南	2.6
			14:00-15:00	33.3	99.7	52.7	西南	2.4
			20:00-21:00	28.9	100.3	65.0	西南	2.9
			08:00-16:00	29.4	100.0	62.4	西南	2.6
			04:01-次日 04:01	29.3	100.1	63.0	西南	2.7
		2025.08.03	02:00-03:00	26.7	100.5	68.7	西南	2.7
			08:00-09:00	28.8	100.0	64.9	西南	2.7
			14:00-15:00	34.2	99.9	53.0	西南	2.6
			20:00-21:00	29.2	100.3	63.9	西南	3.1
			08:00-16:00	29.9	100.1	62.2	西南	2.7
			04:20-次日 04:20	29.7	100.2	62.6	西南	2.8
G2	龙角村	2025.07.28	02:00-03:00	26.6	100.2	69.7	西	2.9
			08:00-09:00	28.3	100.1	65.3	西	2.9
			14:00-15:00	33.5	99.7	52.7	西	2.4
			20:00-21:00	29.5	100.3	64.1	西	2.8
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.6	西	2.7
			02:17-次日 02:17	29.5	100.1	63.0	西	2.8
		2025.07.29	02:00-03:00	26.6	100.4	69.4	西	2.9
			08:00-09:00	29.0	100.0	65.2	西	3.0
			14:00-15:00	34.3	99.8	52.8	西	2.2

			20:00-21:00	29.1	100.4	64.1	西	2.7
			08:00-16:00	30.0	100.1	62.5	西	2.7
			02:38-次日 02:38	29.8	100.2	62.9	西	2.7
		2025.07.30	02:00-03:00	26.5	100.5	68.6	西南	3.0
			08:00-09:00	28.5	100.1	65.2	西南	2.6
			14:00-15:00	34.0	99.6	52.9	西南	2.6
			20:00-21:00	29.1	100.1	64.6	西南	2.7
			08:00-16:00	29.7	100.1	62.2	西南	2.7
			02:56-次日 02:56	29.5	100.1	62.8	西南	2.7
		2025.07.31	02:00-03:00	26.8	100.4	68.7	西南	2.7
			08:00-09:00	28.5	100.0	64.5	西南	2.6
			14:00-15:00	33.3	99.9	52.6	西南	2.7
			20:00-21:00	29.1	100.3	64.4	西南	2.7
			08:00-16:00	29.5	100.1	61.9	西南	2.7
			03:19-次日 03:19	29.4	100.2	62.6	西南	2.7
		2025.08.01	02:00-03:00	26.4	100.3	68.6	西南	2.9
			08:00-09:00	28.3	100.0	64.3	西南	3.0
			14:00-15:00	33.5	99.9	52.6	西南	2.4
			20:00-21:00	29.4	100.4	64.8	西南	2.6
			08:00-16:00	29.4	100.1	61.8	西南	2.8
			03:43-次日 03:43	29.4	100.2	62.6	西南	2.7
		2025.08.02	02:00-03:00	26.6	100.5	69.1	西南	2.9
			08:00-09:00	28.5	100.0	64.9	西南	3.0
			14:00-15:00	33.0	99.6	52.8	西南	2.5
			20:00-21:00	28.8	100.1	64.3	西南	3.0
			08:00-16:00	29.4	100.0	62.3	西南	2.8
			04:05-次日 04:05	29.2	100.1	62.8	西南	2.9
		2025.08.03	02:00-03:00	26.9	100.5	69.0	西南	2.9
			08:00-09:00	29.0	99.9	64.8	西南	2.9
			14:00-15:00	33.9	99.7	53.5	西南	2.7
			20:00-21:00	28.8	100.4	64.8	西南	2.7
			08:00-16:00	29.9	100.0	62.4	西南	2.8
			04:24-次日 04:24	29.7	100.1	63.0	西南	2.8
G3	迈墩村	2025.07.28	02:00-03:00	26.9	100.2	69.2	西	2.7
			08:00-09:00	28.9	100.0	64.3	西	3.0
			14:00-15:00	33.7	99.9	53.0	西	2.6
			20:00-21:00	29.4	100.4	64.7	西	2.8
			08:00-16:00	29.8	100.0	62.2	西	2.8
			02:31-次日 02:31	29.7	100.1	62.8	西	2.8
		2025.07.29	02:00-03:00	26.6	100.5	68.7	西	2.9
			08:00-09:00	28.8	100.0	64.4	西	2.7
			14:00-15:00	33.0	99.6	53.2	西	2.6
			20:00-21:00	29.1	100.2	64.8	西	2.7
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.1	西	2.7
			02:55-次日 02:55	29.4	100.1	62.8	西	2.7
		2025.07.30	02:00-03:00	26.3	100.2	69.5	西南	2.9
			08:00-09:00	28.3	100.0	65.2	西南	2.9

			14:00-15:00	33.5	99.8	53.6	西南	2.3
			20:00-21:00	29.1	100.1	63.5	西南	2.9
			08:00-16:00	29.4	100.0	62.8	西南	2.7
			03:18-次日 03:18	29.3	100.0	63.0	西南	2.8
		2025.07.31	02:00-03:00	26.5	100.4	69.6	西南	2.9
			08:00-09:00	28.6	99.9	64.3	西南	3.0
			14:00-15:00	33.3	99.6	54.0	西南	2.6
			20:00-21:00	29.1	100.3	64.5	西南	2.7
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.6	西南	2.8
			03:37-次日 03:37	29.4	100.1	63.1	西南	2.8
		2025.08.01	02:00-03:00	26.4	100.4	68.8	西南	3.0
			08:00-09:00	28.8	100.1	64.3	西南	3.0
			14:00-15:00	34.1	99.6	54.0	西南	2.5
			20:00-21:00	29.2	100.3	63.8	西南	2.6
			08:00-16:00	29.8	100.0	62.4	西南	2.8
			03:59-次日 03:59	29.6	100.1	62.7	西南	2.8
		2025.08.02	02:00-03:00	26.2	100.3	68.7	西南	3.1
			08:00-09:00	29.1	100.0	65.4	西南	2.7
			14:00-15:00	33.3	99.9	53.9	西南	2.2
			20:00-21:00	28.9	100.2	65.0	西南	2.8
			08:00-16:00	29.5	100.1	62.7	西南	2.7
			04:18-次日 04:18	29.4	100.1	63.3	西南	2.7
		2025.08.03	02:00-03:00	26.7	100.5	69.2	西南	3.0
			08:00-09:00	29.1	100.0	64.7	西南	2.6
			14:00-15:00	33.0	99.7	52.6	西南	2.4
			20:00-21:00	29.2	100.4	64.5	西南	3.0
			08:00-16:00	29.6	100.1	62.2	西南	2.7
			04:40-次日 04:40	29.5	100.2	62.8	西南	2.8
G4	新村	2025.07.28	02:00-03:00	26.9	100.2	68.9	西	2.8
			08:00-09:00	28.9	100.1	64.6	西	2.6
			14:00-15:00	33.4	99.8	53.8	西	2.2
			20:00-21:00	29.2	100.2	64.8	西	2.8
			08:00-16:00	29.7	100.0	62.4	西	2.5
			02:12-次日 02:12	29.6	100.1	63.0	西	2.6
		2025.07.29	02:00-03:00	26.8	100.3	68.9	西	2.7
			08:00-09:00	28.3	100.0	64.4	西	2.9
			14:00-15:00	33.4	99.6	53.3	西	2.7
			20:00-21:00	28.9	100.1	64.7	西	2.8
			08:00-16:00	28.5	100.2	65.2	西	2.8
			02:29-次日 02:29	28.5	100.2	65.2	西	2.8
		2025.07.30	02:00-03:00	26.9	100.5	68.7	西南	3.1
			08:00-09:00	28.4	99.9	64.3	西南	2.7
			14:00-15:00	33.2	99.7	54.0	西南	2.6
			20:00-21:00	29.5	100.2	64.7	西南	2.6
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.3	西南	2.8
			02:57-次日 02:57	29.5	100.1	62.9	西南	2.8
		2025.0	02:00-03:00	26.9	100.5	69.0	西南	2.7

		7.31	08:00-09:00	28.7	100.1	65.4	西南	2.6
			14:00-15:00	33.6	99.8	53.5	西南	2.6
			20:00-21:00	29.1	100.1	65.0	西南	3.1
			08:00-16:00	29.7	100.1	62.6	西南	2.6
			03:19-次日 03:19	29.6	100.1	63.2	西南	2.8
		2025.08.01	02:00-03:00	26.7	100.5	68.6	西南	2.7
			08:00-09:00	28.7	99.9	64.2	西南	2.7
			14:00-15:00	33.7	99.6	53.6	西南	2.7
			20:00-21:00	28.9	100.2	63.9	西南	2.6
			08:00-16:00	29.7	100.0	62.1	西南	2.7
			03:45-次日 03:45	29.5	100.1	62.6	西南	2.7
		2025.08.02	02:00-03:00	26.8	100.5	69.1	西南	2.7
			08:00-09:00	28.9	99.9	64.3	西南	2.9
			14:00-15:00	33.5	99.7	53.5	西南	2.7
			20:00-21:00	28.9	100.2	63.8	西南	2.6
			08:00-16:00	29.7	100.0	62.3	西南	2.7
			04:07-次日 04:07	29.5	100.1	62.7	西南	2.7
		2025.08.03	02:00-03:00	26.6	100.5	69.2	西南	3.0
			08:00-09:00	28.5	99.9	64.3	西南	2.9
			14:00-15:00	33.5	99.7	52.7	西南	2.4
			20:00-21:00	29.0	100.1	64.0	西南	2.7
			08:00-16:00	29.5	100.0	62.1	西南	2.8
			04:30-次日 04:30	29.4	100.1	62.6	西南	2.8

（7）监测结果

表 5.2.1-6 大气环境质量监测结果

编号	监测点位	污染物	平均时间	评价标准（μg/m³）	最小值（μg/m³）	最大值（μg/m³）	最大浓度占标率(%)	超标率(%)	达标情况
G1	那斗村	非甲烷总烃	小时平均	2000	110	260	13	0	达标
G2	龙角村			2000	100	250	12.5	0	达标
G3	迈墩村			2000	100	260	13	0	达标
G4	新村			2000	110	260	13	0	达标
G1	那斗村	硫化氢	小时平均	10	1L	1L	10	0	达标
G2	龙角村			10	1L	1L	10	0	达标
G3	迈墩村			10	1L	1L	10	0	达标
G4	新村			10	1L	1L	10	0	达标
G1	那斗村	TSP	小时平均	300	55	94	31.3	0	达标
G2	龙角村			300	57	90	30	0	达标
G3	迈墩村			300	50	92	30.7	0	达标
G4	新村			300	52	97	32.3	0	达标
G1	那斗村	TVOC	小时平均	600	105	193	32.2	0	达标
G2	龙角村			600	110	198	33	0	达标
G3	迈墩村			600	96	224	37.3	0	达标
G4	新村			600	125	197	32.8	0	达标

根据区域环境空气质量现状监测结果及评价指数来看，所有监测点位非甲烷总烃、硫化氢、TSP、TVOC 监测因子最大占标率均小于 1，均符合相应质量标准要求。

5.2.2 地表水环境质量现状监测与评价

5.2.2.1 区域地表水环境质量

根据湛江市生态环境局发布的《湛江市生态环境质量年报简报（2024 年）》中相关内容：

（1）省控湖库：2024 年湛江市 4 个省控湖库中，湖光岩湖水质类别为 I 类，水质状况优，营养状态为中营养;鹤地水库水质类别为 II 类，水质状况良好，营养状态为轻度富营养；大水桥水库水质类别为 I 类，水质状况优，营养状态为中营养;长青水库（岭背下）水质类别为 IV 类，水质状况轻度污染，营养状态为轻度富营养；长青水库（仙人域）水质状况为 IV 类，水质状况轻度污染，营养状态为中度富营养。

（2）国考地表水：湛江市有国家地表水考核断面（点位）7 个，分别为鉴江黄坡、博茂减洪河黄竹尾水闸、九洲江排里、九洲江营仔、南渡河南渡河桥、雷州青年运河赤坎水厂（塘口取水口）及鹤地水库渠首。

2024 年湛江市 7 个国家地表水考核断面（点位）水质优良（I~II 类）比例、水质达标率均为 85.7%，无劣 V 类断面（点位）。未达优良及未达标断面为赤坎水厂（塘口取水口），超标项目为化学需氧量:

（3）省考地表水：湛江市有省级地表水考核断面（点位）12 个，分别为遂溪河罗屋田大水桥河文部村、湖光岩湖、大水桥水库、长青水库（以岭背下、仙人域点位的平均值评价）及 7 个国考断面（点位）。

2024 年，12 个省级地表水考核断面（点位）的水质优良（I~II 类）比例及水质达标率均为 75.0%，无劣 V 类断面（点位）。未达优良及未达标断面（点位）均为赤坎水厂（塘口取水口）、罗屋田、长青水库。其中，赤坎水厂（塘口取水口）断面超标项目为化学需氧量；罗屋田断面超标项目为溶解氧、化学需氧量、五日生化需氧量、氨氮、总磷；长青水库点位超标项目为化学需氧量、五日生化需氧量、总磷。

（4）国控入海河流

2024 年湛江市 3 个国控入海河流监测断面水质状况总体良好。其中鉴江黄坡断面的水质类别为 I 类，水质状况为优;九洲江营仔、博茂减洪河黄竹尾水闸断面的水质类别均为 I 类，水

质状况均为良好。

5.2.2.2 地表水环境质量监测及评价

（1）地表水环境质量现状监测

①监测断面布设

根据现场勘察，地表水环境现状评价在迈陈河布设 1 个监测断面，见附图 11。

表5.2.2-1 地表水环境质量现状监测布点

序号	监测河流	断面位置
W1	迈陈河	经度 109.997520，纬度 20.352005

②监测项目

地表水环境质量现状监测因子包括：pH 值、水温、COD、BOD_5、氨氮、高锰酸盐指数、总氮、总磷、石油类、挥发酚、硫化物、悬浮物、阴离子表面活性剂、汞、总铬、六价铬、镉、砷、镍、铅及其他有关水文要素。同时记录当时的采样时间、水温、流量、流速、河宽、河深。

③监测时间和频率

本项目地表水环境质量监测采样频率为连续 3 天，每天监测一次。

④监测和分析方法

采样方法执行《地表水和污水监测技术规范》（HJ/T11-2002）。监测分析方法按照《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）中规定的方法执行。

（2）监测结果

地表水监测数据见表 5.2.2-2

表 5.2.2-2 地表水水质监测结果 单位：mg/L

监测因子	采样时间	检测点位及结果
		W1
pH 值	2025.07.28	6.8
	2025.07.29	6.9
	2025.07.30	6.7
悬浮物	2025.07.28	8
	2025.07.29	10
	2025.07.30	9
高锰酸盐指数	2025.07.28	4.0
	2025.07.29	3.9
	2025.07.30	4.2
化学需氧量（COD_{Cr}）	2025.07.28	17
	2025.07.29	16
	2025.07.30	18
五日生化需氧量（BOD_5）	2025.07.28	3.9
	2025.07.29	3.4
	2025.07.30	3.5
氨氮	2025.07.28	0.154

	2025.07.29	0.172
	2025.07.30	0.128
总磷	2025.07.28	0.14
	2025.07.29	0.12
	2025.07.30	0.17
总氮	2025.07.28	0.94
	2025.07.29	0.82
	2025.07.30	0.96
砷	2025.07.28	0.0003L
	2025.07.29	0.0003L
	2025.07.30	0.0003L
总汞	2025.07.28	0.00004L
	2025.07.29	0.00004L
	2025.07.30	0.00004L
铅	2025.07.28	0.00009L
	2025.07.29	0.00009L
	2025.07.30	0.00009L
镉	2025.07.28	0.00005L
	2025.07.29	0.00005L
	2025.07.30	0.00005L
镍	2025.07.28	0.00152
	2025.07.29	0.00144
	2025.07.30	0.00138
总铬	2025.07.28	0.00011L
	2025.07.29	0.00011L
	2025.07.30	0.00011L
六价铬	2025.07.28	0.004L
	2025.07.29	0.004L
	2025.07.30	0.004L
挥发酚	2025.07.28	0.0003L
	2025.07.29	0.0003L
	2025.07.30	0.0003L
石油类	2025.07.28	0.01L
	2025.07.29	0.01L
	2025.07.30	0.01L
阴离子表面活性剂	2025.07.28	0.05L
	2025.07.29	0.05L
	2025.07.30	0.05L
硫化物	2025.07.28	0.01L
	2025.07.29	0.01L
	2025.07.30	0.01L

（3）评价方法

现状监测结果按标准指数法进行单项水质参数评价，计算公式如下：

$$S_{i,j}=C_{i,j}/C_{si}$$

式中：$S_{i,j}$——水质参数 i 在 j 点的标准指数，无量纲，$S_{i,j}\geq 1$ 为超标、否则为未超标；

$C_{i,j}$——水质参数 i 在 j 点的监测值，mg/L；

C_{si}——水质参数 i 的标准值，mg/L。

其中，pH 的标准指数为：

$$S_{pH,j}=\frac{7.0-pH_j}{7.0-pH_{sd}} \qquad pH_j \le 7.0$$

$$S_{pH,j}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0} \qquad pH_j > 7.0$$

式中：$S_{pH,j}$—— pH 的标准指数；

pH_j —— pH 的实测值；

pH_{sd} ——地表水水质标准中规定的 pH 值下限；

pH_{su} ——地表水水质标准中规定的 pH 值上限。

当 Si ≤1 时，表明该水体水质符合相应的水质功能区标准；

当 Si >1 时，表明该水体水质不符合相应的水质功能区标准。

一个监测断面只要有一项污染指标的 Si>1，则该断面的水质就不能满足其相应的水质功能标准要求

（4）评价标准

本项目迈陈河执行《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的 III 类标准，详见表 5.2.2-4。

表 5.2.2-4　地表水环境质量标准　单位：mg/L，pH 无量纲

污染物名称	III 类
pH	6～9
COD	≤20
BOD_5	≤4
总氮	≤1.0
氨氮	≤1.0
总磷	≤0.2
挥发酚	≤0.005
石油类	≤0.05
硫化物	≤0.2
高锰酸盐指数	≤6
阴离子表面活性剂	≤0.2
汞	≤0.0001
六价铬	≤0.05
镉	≤0.005
砷	≤0.05
铅	≤0.05

（5）评价结果

根据计算结果可以看出，迈陈河现状检测各项监测因子均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准要求。

5.2.3 声环境质量现状监测与评价

5.2.3.1 声环境质量现状监测

（1）监测点设置

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）二级级评价的要求，同时根据项目声源特点及评价区环境特征，本次评价在项目周边敏感目标点布设 13 个现状监测点，监测因子为连续等效声级 Leq（A）。监测点位置见附图 8。

（2）监测时间及频次

监测时间及频次见表 5.2.3-1。

表 5.2.3-1 监测时间及频次表

油区	监测时间	监测点位	点位名称	监测点位置	频次	检测单位
徐闻	2025.07.30~7.31、2025.07.31~08.01	N1	迈汶村	最近房屋外 1m	连续监测两天，每天昼间、夜间各测一次	广东中科检测技术股份有限公司
		N2	英雯村	最近房屋外 1m		
		N3	英雯村	最近房屋外 1m		
		N4	英雯村	最近房屋外 1m		
		N5	迈陈镇区	最近房屋外 1m		
		N6	那朗南村	最近房屋外 1m		
		N7	讨墩村	最近房屋外 1m		
		N8	东园仔村	最近房屋外 1m		
		N9	提塘村	最近房屋外 1m		
		N10	南田村东边园	最近房屋外 1m		
		N11	南岭仔村北田	最近房屋外 1m		
		N12	提塘村	最近房屋外 1m		
		N13	管线北侧零散居民点	最近房屋外 1m		

（3）监测点位合理性分析

本项目设置的 13 处监测点位均属于井场、站场、管线周围 200m 范围内的居民点，符合《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）规定，因此本项目监测点位设置合理。

（4）监测因子和监测方法

监测因子为连续等效声级 Leq(A)；监测方法参照《声环境质量标准》（GB/3096-2008）中规定的方法。

（5）评价标准

拟建项目周边敏感点执行《声环境质量标准》（GB/3096-2008）2 类标准。

5.2.3.2 声环境质量现状评价

（1）监测结果

噪声监测结果见表 5.2.3-2。

表 5.2.3-2　噪声现状监测结果　单位：dB（A）

测点编号	测点名称	2025.07.30~7.31		2025.07.31~08.01	
		昼间	夜间	昼间	夜间
N1	迈汶村	49	42	48	40
N2	英雯村	50	43	51	42
N3	英雯村	45	40	45	42
N4	英雯村	49	41	47	40
N5	迈陈镇区	46	40	45	40
N6	那朗南村	53	42	51	41
N7	讨墩村	45	40	47	43
N8	东园仔村	50	42	52	41
N9	提塘村	53	42	52	40
N10	南田村东边园	47	39	49	41
N11	南岭仔村北田	51	40	50	42
N12	提塘村	50	41	50	43
N13	管线北侧零散居民点	51	40	50	41

（2）评价结果

监测结果表明，拟建项目附近保护目标处昼夜声环境质量满足《声环境质量标准》（GB/3096-2008）2 类区标准。

5.2.4 地下水环境质量现状监测与评价

5.2.4.1 地下水环境质量现状监测

（1）监测布点设置及监测因子

根据地下水导则现状监测要求，按地下水流向本项目共设置 20 个地下水监测点位，见附图 12。

表 5.2.4-1　地下水监测点位

序号	点位名称	监测数据
D1	徐闻 6-1 井场	地下水质现状监测因子选取基本水质因子：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、CO_3^{2-}、HCO_3^-、Cl^-、SO_4^{2-}；pH、氨氮、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、铬（六价）、总硬度、铅、氟、镉、铁、锰、溶解性固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、总大肠杆菌、细菌总数、硫化物、石油类、钡，同步监测地下水水位。*
D2	那斗村（民用井）	
D3	徐闻 X6 井场	
D4	昌化村（民用井）	
D5	青桐北村（民用井）	
D6	迈汶村（民用井）	
D7	那朗南村（民用井）	
D8	太平村（民用井）	
D9	北注村（民用井）	
D10	徐闻 13 井场	
D11	徐闻 101-6 井场	
D12	徐闻 101 井场	
D13	瓜北村（民用井）	

D14	台楼村（民用井）	
D15	迈墩村（民用井）	
D16	东山村（民用井）	
D17	英雯村北侧	
D18	边古村（民用井）	
D19	那朗南村东侧	
D20	迈陈镇自来水厂	

注：*结合钻井、完井及石油开采注水等场合所用化学添加剂，本项目地下水环境现状监测因子（含特征因子：石油类、钡）选择合理。

（2）监测点位合理性分析

项目整体设置水质监测点 20 个，水位监测点 20 个，监测点位与《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）符合性分析见表 5.2.4-2。

表 5.2.4-2 地下水监测点位设置合理性分析一览表

点位数量					
潜水含水层水质监测点数量	导则要求数量	是否符合	具有饮用水开发利用价值的含水层水质监测点数量	导则要求数量	是否符合
19	≥7	是	13（D2、D4~D9、D13~D17、D18、D20）	3~5	是
潜水含水层水位监测点数量	导则要求数量	是否符合	具有饮用水开发利用价值的含水层水位监测点数量	导则要求数量	是否符合
19	≥14	是	13（D2、D4~D9、D13~D17、D18、D20）	6~10	是

同时对照《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）中“涉及两个或两个以上站场时，可根据评价等级优化调整地下水环境现状监测点布设，每个场地下游至少保证一个监测点，整体数量应满足最高评价等级的监测点数要求”，具体补点依据如下。

①以徐闻 X9、徐闻 901、徐闻 X6、徐闻 601 斜、徐闻 6-1、徐闻 6-2、徐闻 6-3、徐闻 9-01、徐闻 602 斜作为整体区域，上游设 D18 监测点位，下游设 D5 监测点位；两侧 D2、D4 点位。

②以徐闻 105、迈陈 1、徐闻 104 斜井、徐闻 106 斜井作为整体区域，上游设 D8 监测点位，下游设 D9 监测点位；

③以徐闻 101-2、徐闻 101-11、徐闻 101-12、徐闻 101-13、徐闻 13-3 作为整体区域，上游设 D8 监测点位，下游设 D17 监测点位；侧方 D6 点位。

④以徐闻 102 作为整体区域，上游设 D7 监测点位，下游设 D19 监测点位；

⑤以徐闻 103-3、徐闻 103-4、徐闻 103-5 作为整体区域，上游设 D11 监测点位，下游设 D9 监测点位；

⑥以徐闻 1、徐闻 13、徐闻 13-2、徐闻 13-4、徐闻 13-5、徐闻 101、徐闻 101-02、徐闻 101-6、徐闻 103、徐闻 103-3、徐闻 103-4、徐闻 103-5 作为整体区域，上游设 D11 监测点位，下游设 D15 监测点位；

⑦以徐闻 13-6 作为整体区域，上游设 D7 监测点位，下游设 D16 监测点位；

⑧以徐闻 17 斜作为整体区域，上游设 D13 监测点位，下游设 D14 监测点位。

综上，本项目监测点位设置符合《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）及《环境影响评价技术导则 陆地石油天然气开发建设项目》（HJ349-2023）规定。

（3）监测时间、频次

监测时间及频次见下表。

表 5.2.4-3 监测时间及监测单位情况

油区	监测时间	监测频次	检测单位
徐闻	2025 年 3 月 2 日、2025 年 7 月 28 日~2025 年 7 月 31 日	地下水水位调查二期，枯丰期各一期。地下水水质监测一期	广东中科检测技术股份有限公司

对照《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）中表 4，本项目分布区属于滨海区，同时根据广东省水利厅发布的数据，广东省的降雨集中期一般为 4~9 月，称之为丰水期，其它时期为枯水期，故本项目地下水监测时间及频次符合导则要求。

（4）监测分析方法

按照《环境监测技术规范》及《水和废水监测分析方法》（第四版）有关要求执行。分析方法：分别按照相关规定和要求执行。详见表 5.2.4-4。

表 5.2.4-4 地下水监测分析方法

样品类别	检测项目	检测方法	检出限	单位
地下水	pH 值	HJ 1147-2020 《水质 pH 值的测定 电极法》	——	无量纲
		GB/T 5750.4-2023（8.1） 《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》玻璃电极法	——	无量纲
	总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	GB/T 7477-1987 《水质 钙和镁总量的测定 EDTA 滴定法》	5.0	mg/L
	溶解性总固体	GB/T 5750.4-2023（11.1） 《生活饮用水标准检验方法 第 4 部分：感官性状和物理指标》称量法	——	mg/L
	氯化物	GB/T 11896-1989 《水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法》	10	mg/L
	氟化物	GB/T 7484-1987 《水质 氟化物的测定 离子选择电极法》	0.05	mg/L

	氟化物（F^-）	HJ 84-2016《水质 无机阴离子（F^-、Cl^-、NO_2^-、Br^-、NO_3^-、PO_4^{3-}、SO_3^{2-}、SO_4^{2-}）的测定 离子色谱法》	0.006	mg/L
	氯化物（Cl^-）		0.007	mg/L
	硝酸盐 NO_3^-（以 N 计）		0.016	mg/L
	硫酸盐（SO_4^{2-}）		0.018	mg/L
	挥发酚	HJ 503-2009《水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法》	0.0003	mg/L
	高锰酸盐指数（耗氧量）	GB/T 5750.7-2023（4.1）《生活饮用水标准检验方法 第 7 部分：有机物综合指标》	0.05	mg/L
	氨氮	HJ 535-2009《水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法》	0.025	mg/L
	硫化物	HJ 1226-2021《水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法》	0.003	mg/L
	CO_3^{2-}	DZ/T 0064.49-2021《地下水质检验方法 滴定法测定碳酸根、重碳酸根和氢氧根》	5	mg/L
	HCO_3^-		5	mg/L
	Na^+	HJ 812-2016《水质可溶性阳离子（Li^+、Na^+、NH_4^+、K^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}）的测定 离子色谱法》	0.02	mg/L
	K^+		0.02	mg/L
	Mg^{2+}		0.02	mg/L
	Ca^{2+}		0.03	mg/L
	石油类	HJ 970-2018《水质 石油类的测定 紫外分光光度法》	0.01	mg/L
	总大肠菌群	《水和废水监测分析方法》（第四版增补版）国家环境保护总局 2002 年 多管发酵法（B）5.2.5（1）	——	MPN/100mL
	细菌总数	HJ 1000-2018《水质 细菌总数的测定 平皿计数法》	——	CFU/mL
	亚硝酸盐（以 N 计）	GB/T 7493-1987《水质 亚硝酸盐氮的测定 分光光度法》	0.003	mg/L
	氰化物	GB/T 5750.5-2023（7.1）《生活饮用水标准检验方法 第 5 部分：无机非金属指标》	0.002	mg/L
	六价铬	GB/T 5750.6-2023（13.1）《生活饮用水标准检验方法 第 6 部分：金属和类金属指标》	0.004	mg/L
	砷	HJ 694-2014《水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法》	0.0003	mg/L
	总汞		0.00004	mg/L
	铜	HJ 700-2014《水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法》	0.00008	mg/L
	锌		0.00067	mg/L
	铅		0.00009	mg/L
	镉		0.00005	mg/L
	铁		0.00082	mg/L
	锰		0.00012	mg/L
	钡		0.00020	mg/L

（5）监测结果

水位监测结果见表 5.2.4-5，水质监测结果见表 5.2.4-6。

表 5.2.4-5 地下水水质监测结果（1）（涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检测结果					单位
	采样日期：2025.07.28				采样日期：2025.07.29	
	徐闻 6-1 井场 D1（ ）	那斗村 D2（E 110.029491°，N 20.346903°）	徐闻 X6 井场 D3（ ）	昌化村（民用井）D4（E 110.050685°，N 20.353974°）	青桐北村（民用井）D5（E 110.017694°，N 20.364279°）	
感官状态描述	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	——
pH 值	7.3	6.8	6.9	6.9	7.2	无量纲
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	282	204	63.3	37.2	126	mg/L
溶解性总固体	394	330	90	60	244	mg/L
氟化物（F^-）	0.044	0.045	0.019	0.006L	0.066	mg/L
氯化物（Cl^-）	44.2	58.4	5.00	8.45	17.0	mg/L
硝酸盐 NO_3^-（以 N 计）	18.8	8.65	3.97	7.41	0.572	mg/L
硫酸盐（SO_4^{2-}）	104	63.1	12.6	0.564	7.10	mg/L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.54	0.60	2.76	0.67	0.58	mg/L
氨氮	0.132	0.058	0.192	0.101	0.076	mg/L
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
Na^+	23.5	30.1	3.56	8.20	37.9	mg/L
K^+	1.19	2.66	4.82	3.18	3.73	mg/L
Mg^{2+}	29.9	21.3	3.91	3.80	15.1	mg/L
Ca^{2+}	62.8	45.9	19.2	8.49	25.0	mg/L
CO_3^{2-}	5L	5L	5L	5L	5L	mg/L
HCO_3^-	149	142	58	30	233	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
总大肠菌群	<2	<2	<2	<2	<2	MPN/100mL
细菌总数	53	68	62	60	45	CFU/mL
亚硝酸盐（以 N 计）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	mg/L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	mg/L
砷	0.0006	0.0003L	0.0011	0.0003L	0.0010	mg/L

总汞	0.00012	0.00016	0.00018	0.00014	0.00018	mg/L
铅	0.00012	0.00403	0.00062	0.00012	0.00009L	mg/L
镉	0.00005L	0.00014	0.00005L	0.00005	0.00005L	mg/L
铁	0.0282	0.00373	0.194	0.00576	0.0185	mg/L
锰	0.00547	0.00029	0.00135	0.00064	0.00074	mg/L
钡	0.0184	0.0468	0.0234	0.0806	0.00653	mg/L

表 5.2.4-5 地下水水质监测结果（2）（涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检测结果					单位
	采样日期：2025.07.29	采样日期：2025.07.30	采样日期：2025.07.31		采样日期：2025.07.29	
	迈汶村（民用井）D6（E 110.003993°，N 20.343884°）	那朗南村（民用井）D7（E 109.971245°，N 20.354286°）	太平村（民用井）D8（E 110.007303°，N 20.327854°）	北注村（民用井）D9（E 109.962611°，N 20.305928°）	徐闻 13 井场 D10（ ）	
感官状态描述	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	——
pH 值	7.0	7.2	7.2	7.4	6.9	无量纲
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	213	101	143	241	265	mg/L
溶解性总固体	342	142	202	363	336	mg/L
氟化物（F^-）	0.010	0.082	0.051	0.030	0.012	mg/L
氯化物（Cl^-）	56.1	11.6	17.8	59.3	38.0	mg/L
硝酸盐 NO_3^-（以 N 计）	5.76	3.73	0.147	18.7	19.3	mg/L
硫酸盐（SO_4^{2-}）	79.9	12.4	10.2	62.2	10.1	mg/L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.93	2.44	0.56	0.63	2.34	mg/L
氨氮	0.121	0.392	0.088	0.060	0.148	mg/L
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
Na^+	27.6	10.6	17.8	36.9	17.0	mg/L
K^+	2.52	5.11	1.84	1.18	4.28	mg/L
Mg^{2+}	26.0	8.41	15.1	26.1	17.7	mg/L
Ca^{2+}	42.0	26.9	31.8	52.9	61.6	mg/L
CO_3^{2-}	5L	5L	5L	5L	5L	mg/L
HCO_3^-	145	102	180	148	150	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
总大肠菌群	<2	<2	<2	<2	<2	MPN/100mL
细菌总数	58	50	52	67	51	CFU/mL
亚硝酸盐（以 N 计）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	mg/L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	mg/L
砷	0.0006	0.0003L	0.0021	0.0003L	0.0003L	mg/L

总汞	0.00016	0.00014	0.00033	0.00015	0.00015	mg/L
铅	0.00088	0.00110	0.00009L	0.00009L	0.00156	mg/L
镉	0.00005L	0.00008	0.00008	0.00011	0.00011	mg/L
铁	0.0232	0.0216	0.0420	0.00960	0.0166	mg/L
锰	0.0409	0.00425	0.00124	0.00022	0.00126	mg/L
钡	0.0173	0.0546	0.00496	0.00432	0.0918	mg/L

表 5.2.4-5 地下水水质监测结果（3）（涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检测结果					单位
	采样日期：2025.07.29		采样日期：2025.07.31	采样日期：2025.07.30		
	徐闻 101-6 井场 D11（ ）	徐闻 101 井场 D12（ ）	瓜北村（民用井）D13（E 109.922749°，N 20.376121°）	台楼村（民用井）D14（E 109.906901°，N 20.388808°）	迈墩村（民用井）D15（E 109.946685°，N 20.340665°）	
感官状态描述	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	——
pH 值	6.6	6.8	7.1	6.7	6.6	无量纲
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	382	207	37.9	260	180	mg/L
溶解性总固体	514	338	61	438	272	mg/L
氟化物（F^-）	0.243	0.042	0.006L	0.050	0.123	mg/L
氯化物（Cl^-）	169	59.0	8.66	60.0	30.3	mg/L
硝酸盐 NO_3^-（以 N 计）	0.727	8.67	7.34	0.716	17.5	mg/L
硫酸盐（SO_4^{2-}）	41.1	64.0	0.714	106	70.1	mg/L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.63	0.85	1.06	0.63	1.88	mg/L
氨氮	0.055	0.090	0.132	0.099	0.085	mg/L
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
Na^+	30.5	30.9	8.23	42.1	23.7	mg/L
K^+	4.86	2.62	3.18	2.48	1.41	mg/L
Mg^{2+}	41.6	21.8	3.81	26.7	19.0	mg/L
Ca^{2+}	72.4	46.6	8.61	59.4	40.4	mg/L
CO_3^{2-}	5L	5L	5L	5L	5L	mg/L
HCO_3^-	218	150	30	205	92	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
总大肠菌群	<2	<2	<2	<2	<2	MPN/100mL
细菌总数	64	60	46	55	64	CFU/mL
亚硝酸盐（以 N 计）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	mg/L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	mg/L
砷	0.0003L	0.0084	0.0003L	0.0021	0.0003L	mg/L

总汞	0.00018	0.00016	0.00037	0.00015	0.00016	mg/L
铅	0.00024	0.00009L	0.00026	0.00009L	0.00020	mg/L
镉	0.00017	0.00005L	0.00005L	0.00005L	0.00005L	mg/L
铁	0.00628	0.00425	0.00648	0.00666	0.0101	mg/L
锰	0.0113	0.0284	0.00625	0.00059	0.00018	mg/L
钡	0.106	0.0186	0.0373	0.00812	0.0642	mg/L

表 5.2.4-5 地下水水质监测结果（4）

检测项目	检测结果					单位
	采样日期：2025.07.31		采样日期：2025.07.28	采样日期：2025.07.30		
	东山村（民用井）D16（E 109.953323°，N 20.355347°）	英雯村北侧 D17（E 109.987323°，N 20.348583°）	边古村（民用井）D18（E 110.055908°，N 20.339277°）	那朗南村东侧 D19（E 109.978521°，N 20.352107°）	迈陈镇集中式地下饮用水水源保护区 D20（E 109.990666°，N 20.335344°）	
感官状态描述	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	无色、无气味、无浮油	——
pH 值	7.0	6.8	7.2	6.8	7.2	无量纲
总硬度（以 $CaCO_3$ 计）	248	223	68.1	184	191	mg/L
溶解性总固体	372	335	95	294	301	mg/L
氟化物（F^-）	0.049	0.039	0.137	0.038	0.053	mg/L
氯化物（Cl^-）	70.8	54.2	3.37	39.2	62.7	mg/L
硝酸盐 NO_3^-（以 N 计）	6.17	5.53	0.038	7.87	0.519	mg/L
硫酸盐（SO_4^{2-}）	50.2	52.9	6.30	48.5	51.3	mg/L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
高锰酸盐指数（耗氧量）	0.52	0.84	0.55	0.62	0.53	mg/L
氨氮	0.066	0.074	0.090	0.076	0.134	mg/L
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
Na^+	28.4	26.1	7.70	30.4	28.5	mg/L
K^+	1.38	2.19	0.87	2.78	2.72	mg/L
Mg^{2+}	20.7	25.8	1.28	20.0	19.9	mg/L
Ca^{2+}	64.4	46.1	25.1	40.4	43.4	mg/L
CO_3^{2-}	5L	5L	5L	5L	5L	mg/L
HCO_3^-	194	186	84	158	132	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
总大肠菌群	<2	<2	<2	<2	<2	MPN/100mL
细菌总数	62	51	54	49	63	CFU/mL
亚硝酸盐（以 N 计）	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
氰化物	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	mg/L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	mg/L

砷	0.0020	0.0006	0.0003L	0.0053	0.0021	mg/L
总汞	0.00014	0.00015	0.00014	0.00012	0.00013	mg/L
铅	0.00009L	0.00050	0.00012	0.00009L	0.00009L	mg/L
镉	0.00005L	0.00014	0.00015	0.00005L	0.00005L	mg/L
铁	0.00850	0.0131	0.0131	0.0157	0.0198	mg/L
锰	0.0936	0.0427	0.00320	0.0104	0.00198	mg/L
钡	0.0115	0.0104	0.00836	0.0332	0.0101	mg/L
备注	“L”表示检测结果低于方法检出限；“——”表示不适用。					

表 5.2.4-6　地下水水位监测结果

点位	丰水期				枯水期	
	地面高程	井深	水位埋深	水位高程	水位埋深	水位高程
D1	36.97	37.31	11.34	25.63	14.61	22.36
D2	25.91	25.61	3.78	22.13	6.93	18.98
D3	16.89	24.34	1.04	15.85	5.60	11.29
D4	32.1	28.34	13.01	19.09	18.38	13.72
D5	13.5	23.6	3.59	9.91	6.53	6.97
D6	20.66	24.6	3.21	17.45	6.6	14.06
D7	14.5	22.4	3.4	11.1	6.25	8.25
D8	29.64	26.3	2.88	26.76	7.29	22.35
D9	11.94	25.3	2.01	9.93	7.62	4.32
D10	15.76	22.7	4.45	11.31	7.74	8.02
D11	17.18	18.66	1.15	16.03	4.53	12.65
D12	17.3	15.2	2.43	14.87	5.94	11.36
D13	19.02	35.3	1.26	17.76	6.13	12.89
D14	10.36	23.16	2.73	7.63	5.71	4.65
D15	9.74	24.4	1.98	7.76	4.54	5.20
D16	6.02	30.3	1.07	4.95	3.04	2.98
D17	8.02	11.6	2.49	5.53	3.32	4.70
D18	37.95	28.6	7.6	30.35	11.81	26.14
D19	6.56	12.1	2.71	;3.85	3.26	3.30
D20	31.62	189.3	15.17	16.45	18.19	13.43

5.2.4.2 地下水环境现状评价

（1）评价标准

地下水环境现状评价标准详见《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）Ⅰ~V 级标准。

（2）评价结果

由表 5.2.4-4 可知，拟建项目所在地及周边地下水环境质量监测结果：各地下水监测点各因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的 III 类标准要求。

5.2.5 土壤环境质量现状监测与评价

5.2.5.1 土壤环境质量现状监测

（1）监测点位及监测因子

本项目在土壤评价范围内布设 11 个土壤环境现状监测点位，其中 5 个柱状样点，6 个表层样点。土壤评价范围及监测点位见附图 10，监测点位及监测因子见表 5.2.5-1。

表 5.2.5-1 土壤测点位及监测因子

序号	布点位置	取样深度	监测因子	备注
T1	徐闻 X6 井场内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样	土壤环境质量 建设地土壤污染风险管控标准（试行）》GB36600 表 2 基本项目 45 项+ 石油烃（C_{10}~C_{40}）、pH 和土壤盐分含量、石油类、石油烃（C_6~C_9）	柱状样
T2	徐闻 6-1 井场内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样		柱状样
T3	徐闻 101 井场内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样		柱状样
T4	徐闻 101-6 井场内	0-0.2m		表层样
T5	徐闻 13 井场内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样		柱状样
T6	徐闻 103 井场内	0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3m 分别取样		柱状样
T7	徐闻 X1 井场内	0-0.2m		表层样
T8	提塘村	0-0.2m		表层样
T9	昌奉村	0-0.2m		表层样
T10	输油管线旁耕地	0-0.2m	《土壤环境质量 农用地土壤污染风险管控标准》GB15618 基本项目+石油烃、pH 和土壤盐分含量、石油类、石油烃（C_6~C_9）、六价铬	表层样
T11	徐闻 101 井场外耕地	0-0.2m		表层样

监测期间 T2、T3 监测点位同时调查记录土壤理化性质调查表。

（2）监测点位合理性分析

项目整体设置土壤监测点 1 个，其中 5 个柱状样点，6 个表层样点，监测点位与《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）符合性分析见表 5.2.5-2。

表 5.2.5-2 土壤监测点位设置合理性分析一览表

点位数量					
占地范围内柱状样监测点数量	导则要求数量	是否符合	占地范围内表层样监测点数量	导则要求数量	是否符合
5（T1、T2、T3、T5、T6）	≥5	是	2（T4、T7）	≥2	是
占地范围外表层样监测点数量		导则要求数量		是否符合	
4		≥4		是	

由上表可知，项目设置的监测点位数量满足《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018）要求。本项目为油田开发项目，属于零散占地，占地范围不连续，但均为井场占地，不涉及接转站等，部分油田紧密相连且有交叉，无明确的分区，故在点位选择上，在不同区域、断面选择代表性井场，徐闻 X6 井场、徐闻 6-1 井场、徐闻 101 井场、徐闻 101-6 井场、徐闻 101-6 井场、徐闻 13 井场、徐闻 103 井场、徐闻 X1 井场分布在各个断面，且规模较大，故本项目点位选择合理。

（3）监测时间和频次

监测时间及频次见表 5.2.5-3。

表 5.2.5-3 监测时间及频次

油区	监测时间	频次	检测单位
徐闻	2025 年 7 月 28 日、2025 年 7 月 29 日	采样一次	广东中科检测技术股份有限公司

（4）监测方法

采样及分析方法按照《环境监测技术规范》等有关要求执行。符合环境监测技术规范中规定的要求。

表 5.2.5-4 采样点土壤监测分析方法

样品类别	检测项目	检测方法	检出限	单位
土壤	四氯化碳	HJ 605-2011 《土壤和沉积物 挥发性有机物的测定 吹扫捕集/气相色谱-质谱法》	0.0013	mg/kg
	氯仿		0.0011	mg/kg
	氯甲烷		0.0010	mg/kg
	1,1-二氯乙烷		0.0012	mg/kg
	1,2-二氯乙烷		0.0013	mg/kg
	1,1-二氯乙烯		0.0010	mg/kg
	顺-1,2-二氯乙烯		0.0013	mg/kg
	反-1,2-二氯乙烯		0.0014	mg/kg
	二氯甲烷		0.0015	mg/kg
	1,2-二氯丙烷		0.0011	mg/kg
	1,1,1,2-四氯乙烷		0.0012	mg/kg
	1,1,2,2-四氯乙烷		0.0012	mg/kg
	四氯乙烯		0.0014	mg/kg
	1,1,1-三氯乙烷		0.0013	mg/kg
	1,1,2-三氯乙烷		0.0012	mg/kg

	三氯乙烯		0.0012	mg/kg
	1,2,3-三氯丙烷		0.0012	mg/kg
	氯乙烯		0.0010	mg/kg
	苯		0.0019	mg/kg
	氯苯		0.0012	mg/kg
	1,2-二氯苯		0.0015	mg/kg
	1,4-二氯苯		0.0015	mg/kg
	乙苯		0.0012	mg/kg
	苯乙烯		0.0011	mg/kg
	甲苯		0.0013	mg/kg
	间,对-二甲苯		0.0012	mg/kg
	邻-二甲苯		0.0012	mg/kg
	氧化还原电位	HJ 746-2015 《土壤 氧化还原电位的测定 电位法》	——	mV
	阳离子交换量	NY/T 295-1995 《中性土壤阳离子交换量和交换性盐基的测定》	——	cmol/kg（+）
	渗滤率 （饱和导水率）	LY/T 1218-1999 《森林土壤渗滤率的测定》	——	mm/min
	土壤容重	NY/T 1121.4-2006 《土壤检测第 4 部分：土壤容重的测定》	——	g/cm3
	孔隙度	LY/T 1215-1999 《森林土壤水分-物理性质的测定》	——	%
	全盐量	LY/T 1251-1999 《森林土壤水溶性盐分分析》质量法 3.1	——	g/kg
	pH 值	HJ 962-2018 《土壤 pH 值的测定 电位法》	——	无量纲
	石油类	HJ 1051-2019 《土壤 石油类的测定 红外分光光度法》	4	mg/kg
	砷	HJ 680-2013 《土壤和沉积物 汞、砷、硒、铋、锑的测定 微波消解/原子荧光法》	0.01	mg/kg
	汞		0.002	mg/kg
	铅	GB/T 17141-1997 《土壤质量 铅、镉的测定 石墨炉原子吸收分光光度法》	0.1	mg/kg
	镉		0.01	mg/kg
	六价铬	HJ 1082-2019 《土壤和沉积物 六价铬的测定 碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法》	0.5	mg/kg
	铬	HJ 491-2019 《土壤和沉积物 铜、锌、铅、镍、铬的测定 火焰原子吸收分光光度法》	4	mg/kg
	锌		1	mg/kg
	铜		1	mg/kg
	镍		3	mg/kg
	石油烃（C10-C40）	HJ 1021-2019 《土壤和沉积物 石油烃（C10-C40）的测定气相色谱法》	6	mg/kg
	石油烃（C6-C9）α	HJ 1020-2019 《土壤和沉积物 石油烃（C6-C9）的测定 吹扫捕集气相色谱法》	0.04	mg/kg
	硝基苯	HJ 834-2017 《土壤和沉积物 半挥发性有机物的测定 气相色谱-质谱法》	0.09	mg/kg
	苯胺		0.01	mg/kg
	2-氯酚		0.06	mg/kg

	苯并[a]蒽		0.1	mg/kg
	苯并[a]芘		0.1	mg/kg
	苯并[b]荧蒽		0.2	mg/kg
	苯并[k]荧蒽		0.1	mg/kg
	䓛		0.1	mg/kg
	二苯并[a,h]蒽		0.1	mg/kg
	茚并[1,2,3-cd]芘		0.1	mg/kg
	萘		0.09	mg/kg

（5）监测结果

表 5.2.5-5　土壤环境质量现状监测结果　单位：mg/kg，pH 无量纲（表中涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检 测 结 果（采样日期：2025.07.28）									单位
	T1（　　）			T2（　　）			T3（　　）			
重金属等采样断面深度	0.20-0.50	1.00-1.40	2.20-2.60	0.20-0.50	0.90-1.40	2.10-2.60	0.20-0.50	1.00-1.30	2.20-2.60	m
挥发性有机物采样断面深度	0.26	1.20	2.30	0.28	1.10	2.20	0.25	1.10	2.40	m
全盐量	0.35	0.27	0.21	0.29	0.22	0.27	0.18	0.25	0.14	g/kg
pH 值	6.86	7.07	6.80	6.64	6.98	6.70	6.51	6.77	6.63	无量纲
石油类	40	35	40	85	96	99	123	103	114	mg/kg
砷	3.10	1.68	2.58	4.16	2.57	2.44	2.01	1.83	1.86	mg/kg
汞	0.380	0.266	0.292	0.226	0.259	0.232	0.313	0.312	0.296	mg/kg
铅	29.2	9.4	21.0	11.5	11.3	15.5	12.7	17.7	11.1	mg/kg
镉	0.36	0.17	0.24	0.35	0.44	0.28	0.25	0.28	0.25	mg/kg
六价铬	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	mg/kg
铜	19	11	16	79	78	68	61	64	63	mg/kg
镍	44	23	36	266	228	148	152	163	171	mg/kg
四氯化碳	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
氯仿	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
氯甲烷	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
1,1-二氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1-二氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
二氯甲烷	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,2-二氯丙烷	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
四氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
三氯乙烯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg

苯	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	mg/kg
氯苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,4-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
乙苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
苯乙烯	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
甲苯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
间,对-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
邻-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
硝基苯	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
苯胺	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/kg
2-氯酚	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	mg/kg
苯并[a]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[a]芘	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[b]荧蒽	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	mg/kg
苯并[k]荧蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
䓛	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
萘	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
石油烃（C10-C40）	71	22	12	52	20	15	39	28	17	mg/kg
石油烃（C6-C9）α	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	mg/kg

表 5.2.5-5 土壤环境质量现状监测结果　单位：mg/kg，pH 无量纲（续）（表中涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检 测 结 果							单位
	采样日期：2025.07.28	采样日期：2025.07.29			采样日期：2025.07.28			
	T4（　　）	T5（　　）			T6（　　）			
重金属等采样断面深度	0-0.20	0.20-0.50	1.00-1.40	2.10-2.60	0.20-0.50	0.90-1.40	2.20-2.50	m
挥发性有机物采样断面深度	0.11	0.29	1.33	2.26	0.22	0.95	2.30	m
全盐量	0.17	0.41	0.34	0.38	0.37	0.30	0.32	g/kg
pH 值	6.19	6.59	6.75	6.88	6.58	6.96	6.70	无量纲
石油类	90	81	80	82	105	110	99	mg/kg
砷	0.655	1.07	1.20	1.12	1.55	1.36	1.17	mg/kg
汞	0.231	0.220	0.228	0.224	0.253	0.292	0.264	mg/kg
铅	8.5	13.9	11.4	6.5	13.8	25.5	8.0	mg/kg
镉	0.24	0.27	0.28	0.29	0.34	0.28	0.31	mg/kg
六价铬	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	0.5L	mg/kg
铜	64	78	79	84	89	79	72	mg/kg
镍	152	157	155	200	182	182	230	mg/kg
四氯化碳	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
氯仿	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
氯甲烷	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
1,1-二氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1-二氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
二氯甲烷	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,2-二氯丙烷	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
四氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
三氯乙烯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg

氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
苯	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	0.0019L	mg/kg
氯苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,4-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
乙苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
苯乙烯	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
甲苯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
间,对-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
邻-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
硝基苯	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
苯胺	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/kg
2-氯酚	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	0.06L	mg/kg
苯并[a]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[a]芘	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[b]荧蒽	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	0.2L	mg/kg
苯并[k]荧蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
䓛	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
萘	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
石油烃（C10-C40）	51	40	28	16	90	43	18	mg/kg
石油烃（C6-C9）α	0.11	0.04	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	0.04L	mg/kg

表 5.2.5-5 土壤环境质量现状监测结果　单位：mg/kg，pH 无量纲（续）（表中涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检 测 结 果			单位
	采样日期：2025.07.29	采样日期：2025.07.28	采样日期：2025.07.29	
	T7（　　）	T8（E 109.963480°，N 20.330999°）	T9（E 109.954871°，N 20.346932°）	
重金属等采样断面深度	0-0.20	0-0.20	0-0.20	m
挥发性有机物采样断面深度	0.11	0.08	0.10	m
全盐量	0.48	0.43	0.44	g/kg
pH 值	6.66	6.95	6.96	无量纲
石油类	106	100	102	mg/kg
砷	2.06	1.40	1.87	mg/kg
汞	0.263	0.276	0.700	mg/kg
铅	6.5	9.0	32.7	mg/kg
镉	0.37	0.38	0.45	mg/kg
六价铬	0.5L	0.5L	0.5L	mg/kg
铜	102	89	85	mg/kg
镍	206	196	154	mg/kg
四氯化碳	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
氯仿	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
氯甲烷	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
1,1-二氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1-二氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
顺-1,2-二氯乙烯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
反-1,2-二氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
二氯甲烷	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,2-二氯丙烷	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
1,1,1,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,1,2,2-四氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
四氯乙烯	0.0014L	0.0014L	0.0014L	mg/kg
1,1,1-三氯乙烷	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
1,1,2-三氯乙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
三氯乙烯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2,3-三氯丙烷	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg

氯乙烯	0.0010L	0.0010L	0.0010L	mg/kg
苯	0.0019L	0.0019L	0.0019L	mg/kg
氯苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
1,2-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
1,4-二氯苯	0.0015L	0.0015L	0.0015L	mg/kg
乙苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
苯乙烯	0.0011L	0.0011L	0.0011L	mg/kg
甲苯	0.0013L	0.0013L	0.0013L	mg/kg
间,对-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
邻-二甲苯	0.0012L	0.0012L	0.0012L	mg/kg
硝基苯	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
苯胺	0.01L	0.01L	0.01L	mg/kg
2-氯酚	0.06L	0.06L	0.06L	mg/kg
苯并[a]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[a]芘	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
苯并[b]荧蒽	0.2L	0.2L	0.2L	mg/kg
苯并[k]荧蒽	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
䓛	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
二苯并[a,h]蒽	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
茚并[1,2,3-cd]芘	0.1L	0.1L	0.1L	mg/kg
萘	0.09L	0.09L	0.09L	mg/kg
石油烃（C10-C40）	44	48	73	mg/kg
石油烃（C6-C9）α	0.04L	0.04L	0.04L	mg/kg

表 5.2.5-5 土壤环境质量现状监测结果　单位：mg/kg，pH 无量纲（续）

检测项目	检 测 结 果（采样日期：2025.07.29）		单位
	T10（E 109.966619°，N 20.336501°）	T11（E 109.957023°，N 20.333178°）	
采样断面深度	0-0.20	0-0.20	m
全盐量	0.12	0.15	g/kg
pH 值	6.21	6.33	无量纲
石油类	72	101	mg/kg
砷	1.38	2.15	mg/kg
汞	0.470	0.320	mg/kg
铅	6.4	14.6	mg/kg
镉	0.24	0.24	mg/kg
六价铬	0.5L	0.5L	mg/kg
铬	53	61	mg/kg
锌	100	94	mg/kg
铜	49	46	mg/kg
镍	62	65	mg/kg
甲苯	0.0013L	0.0013L	mg/kg
石油烃（C10-C40）	22	21	mg/kg
石油烃（C6-C9）α	0.04L	0.04L	mg/kg
备注	“L”表示检测结果低于方法检出限； “α”表示该项目为分包项目，分包至（资质编号：202219121580）广东天鉴检测技术服务股份有限公司。		

表 5.2.5-6　土壤理化性质（表中涉及井场坐标涉密隐藏）

点位		T2（　　）		
采样深度（m）		0.20-0.50	0.90-1.40	2.10-2.60
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	颗粒状	颗粒状	颗粒状
	质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
	氧化还原电位（mV）	463	442	416
	砂砾含量（%）	45	40	36
	其他异物	无	无	无
实验室测定	阳离子交换量（cmol/kg（+））	7.61	8.40	7.92
	渗滤率（饱和导水率）（mm/min）	7.72	7.92	8.64
	土壤容重（g/cm^3）	1.62	1.44	1.51
	孔隙度（%）	53.0	57.2	56.4
点位		T3（　　）		
采样深度（m）		0.20-0.50	1.00-1.30	2.20-2.60
现场记录	颜色	棕	棕	棕
	结构	颗粒状	颗粒状	颗粒状
	质地	轻壤土	轻壤土	轻壤土
	氧化还原电位（mV）	506	473	438
	砂砾含量（%）	50	45	39
	其他异物	无	无	无
实验室测定	阳离子交换量（cmol/kg（+））	7.91	8.24	6.78
	渗滤率（饱和导水率）（mm/min）	8.02	8.34	7.84
	土壤容重（g/cm^3）	1.53	1.49	1.51
	孔隙度（%）	55.1	53.0	55.8
点位		T4（　　）		
采样深度（m）		0-0.20		
现场记录	颜色	棕		
	结构	颗粒状		
	质地	轻壤土		
	氧化还原电位（mV）	572		

	砂砾含量（%）	53
	其他异物	无
实验室测定	阳离子交换量（cmol/kg（+））	8.42
	渗滤率（饱和导水率）（mm/min）	8.13
	土壤容重（g/cm^3）	1.65
	孔隙度（%）	49.7
点位		**T11（E 109.957023°，N 20.333178°）**
采样深度（m）		0-0.20
现场记录	颜色	黄棕
	结构	颗粒状
	质地	轻壤土
	氧化还原电位（mV）	403
	砂砾含量（%）	48
	其他异物	无
实验室测定	阳离子交换量（cmol/kg（+））	7.01
	渗滤率（饱和导水率）（mm/min）	8.42
	土壤容重（g/cm^3）	1.53
	孔隙度（%）	52.8

5.2.5.2 土壤环境质量现状评价

（1）评价标准

结合评价范围内土壤目前和将来可能的功能用途，本项目的项目场区内的建设用地土壤执行《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值的第二类用地标准；项目区附近耕地执行《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的表 1 农用地土壤污染风筛选值。

表 5.2.5-7 建设用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

项目	第二类用地	项目	第二类用地
砷	60	1,2,3-三氯丙烷	0.5
镉	65	氯乙烯	0.43
铬	5.7	苯	4
铜	18000	氯苯	270
铅	800	1,2-二氯苯	560
汞	38	1,4-二氯苯	20
镍	900	乙苯	28
四氯化碳	2.8	苯乙烯	1290
氯仿	0.9	甲苯	1200
氯甲烷	37	间二甲苯+对二甲苯	570
1,1-二氯乙烷	9	邻二甲苯	640
1,2-二氯乙烷	5	硝基苯	76
1,1-二氯乙烯	66	苯胺	260
顺-1,2-二氯乙烯	596	2-氯酚	2256
反-1,2-二氯乙烯	54	苯并[a]蒽	15
二氯甲烷	616	苯并[a]芘	1.5
1,2-二氯丙烷	5	苯并[b]荧蒽	15
1,1,1,2-四氯乙烷	10	苯并[k]荧蒽	151
1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	䓛	1293
四氯乙烯	53	二苯并[a,h]蒽	1.5
1,1,1-三氯乙烷	840	茚并[1,2,3-cd]芘	15
1,1,2-三氯乙烷	2.8	萘	70
三氯乙烯	2.8	石油烃（C10~C40）	4500

表 5.2.5-8 农用地土壤污染风险筛选值 单位：mg/kg

项目	其他（6.5＜pH≤7.5）
砷	30
镉	0.3
铬	200
铜	100
铅	120
汞	2.4
镍	190
锌	250
石油烃（C10~C40）	4500

（2）评价结果

监测结果表明，场内各监测点土壤因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值的第二类用地标准；项目附近耕地满足《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的表 1 农用地土壤污染风筛选值，说明项目周边土壤环境质量现状符合标准要求。

5.2.6 包气带环境质量现状监测与评价

5.2.6.1 包气带环境质量现状监测

（1）监测点设置

为了解评价区域内井场包气带的环境质量现状，在井场及周边布设 5 个包气带监测点。监测点位见表 5.2.6-1 和附图 13。

表 5.2.6-1 包气带监测点位及监测因子

监测点名称	监测因子	采样深度	监测时段
徐闻 X6 井场	pH、六价铬、砷、汞、铅、铜、锌、镉、挥发酚、氟化物、氯化物、硫化物、石油类、钡	0.2m；0.8m	2025 年 7 月 28 日
徐闻 6-1 井场			
徐闻 6-1 井场北侧耕地（对照点）			
徐闻 13 井场			
徐闻 13 井场西侧耕地（对照点）			

（2）监测时间和频次

本次包气带调查监测时间为 2025 年 7 月 28 日，取样一次。

（3）监测方法

采样及分析方法按照《环境监测技术规范》等有关要求执行。符合环境监测技术规范中规定的要求。

表 5.2.6-2 包气带监测分析方法

项目	检测方法
石油类	《水质 石油类的测定 紫外分光光度法（试行）》（HJ 970-2018）
pH	DZ/T 0064.5-1993 地下水质检验方法 玻璃电极法测定 pH 值 HJ 1147-2020 水质 pH 值的测定 电极法
六价铬	DZ/T 0064.17-1993 地下水质检验方法 二苯碳酰二肼分光光度法测定铬 GB/T 5750 6-2006(10 1)生活饮用水标准检验方法 金属指标
砷	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法
铅	HJ 700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法
汞	HJ 694-2014 水质 汞、砷、硒、铋和锑的测定 原子荧光法
铜	HJ 700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法
锌	HJ 700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法
镉	HJ 700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法
挥发酚	HJ 503-2009 水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法
氟化物	GB 7484-1987 水质 氟化物的测定 离子选择电极法 HJ 84-2016 水质 无机阴离子的测定 离子色谱法
氯化物	GB 11896-1989 水质 氯化物的测定 硝酸银滴定法
硫化物	HJ 1226—2021 水质 硫化物的测定 亚甲基蓝分光光度法
钡	HJ 700-2014 水质 65 种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法

5.2.6.2 包气带环境质量现状评价

（1）监测结果

监测结果见表 5.2.6-3。由监测结果可知，井场包气带监测结果未高于周边背景点监测结果。

表 5.2.6-3 包气带监测结果（涉及井场坐标涉密隐藏）

检测项目	检 测 结 果（采样日期：2025.07.28）										单位
	S1 徐闻 X6 井场（ ）		S2 徐闻 6-1 井场（ ）		S3 徐闻 6-1 井场北侧耕地（对照点）（E 110.047945°，N 20.344911°）		S4 徐闻 13 井场（ ）		S5 徐闻 13 井场西侧耕地（对照点）（E 109.968211°，N 20.344693°）		
采样深度	0-0.20	0.50-0.80	0-0.20	0.50-0.80	0-0.20	0.50-0.80	0-0.20	0.50-0.80	0-0.20	0.50-0.80	m
pH 值	7.26	7.01	7.11	6.95	7.20	7.08	6.93	7.04	7.18	7.10	无量纲
氯化物（Cl-）	12	13	13	14	14	14	16	16	13	12	mg/L
氟化物（F-）	0.73	0.75	0.69	0.71	0.65	0.66	0.44	0.42	0.85	0.81	mg/L
挥发酚	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
硫化物	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	mg/L
石油类	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
六价铬	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	0.004L	mg/L
砷	0.0036	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	0.0003L	mg/L
总汞	0.00014	0.00014	0.00014	0.00013	0.00008	0.00014	0.00010	0.00011	0.00013	0.00014	mg/L
铜	0.00209	0.0186	0.00921	0.00861	0.00190	0.00433	0.00329	0.00258	0.00203	0.00096	mg/L
锌	0.0563	0.0440	0.0234	0.0209	0.0150	0.00881	0.0347	0.00982	0.0106	0.0178	mg/L
铅	0.00095	0.00635	0.00096	0.00066	0.00009L	0.00019	0.00055	0.00009L	0.00009L	0.00009L	mg/L
镉	0.00138	0.00005L	0.00005L	0.00005L	0.00005L	0.00005L	0.00011	0.00005L	0.00009	0.00016	mg/L
钡	0.483	0.0662	0.0776	0.0911	0.109	0.0342	0.422	0.113	0.0406	0.0854	mg/L
备注	“L”表示检测结果低于方法检出限。										

5.3 生态环境质量现状调查

5.3.1 生态功能定位

根据《广东省环境保护规划纲要(2006－2020 年)》，本工程位于徐闻中部台地森林生态防护与水土保持生态功能区、徐闻南部沿海台地农林生态防护生态功能区。

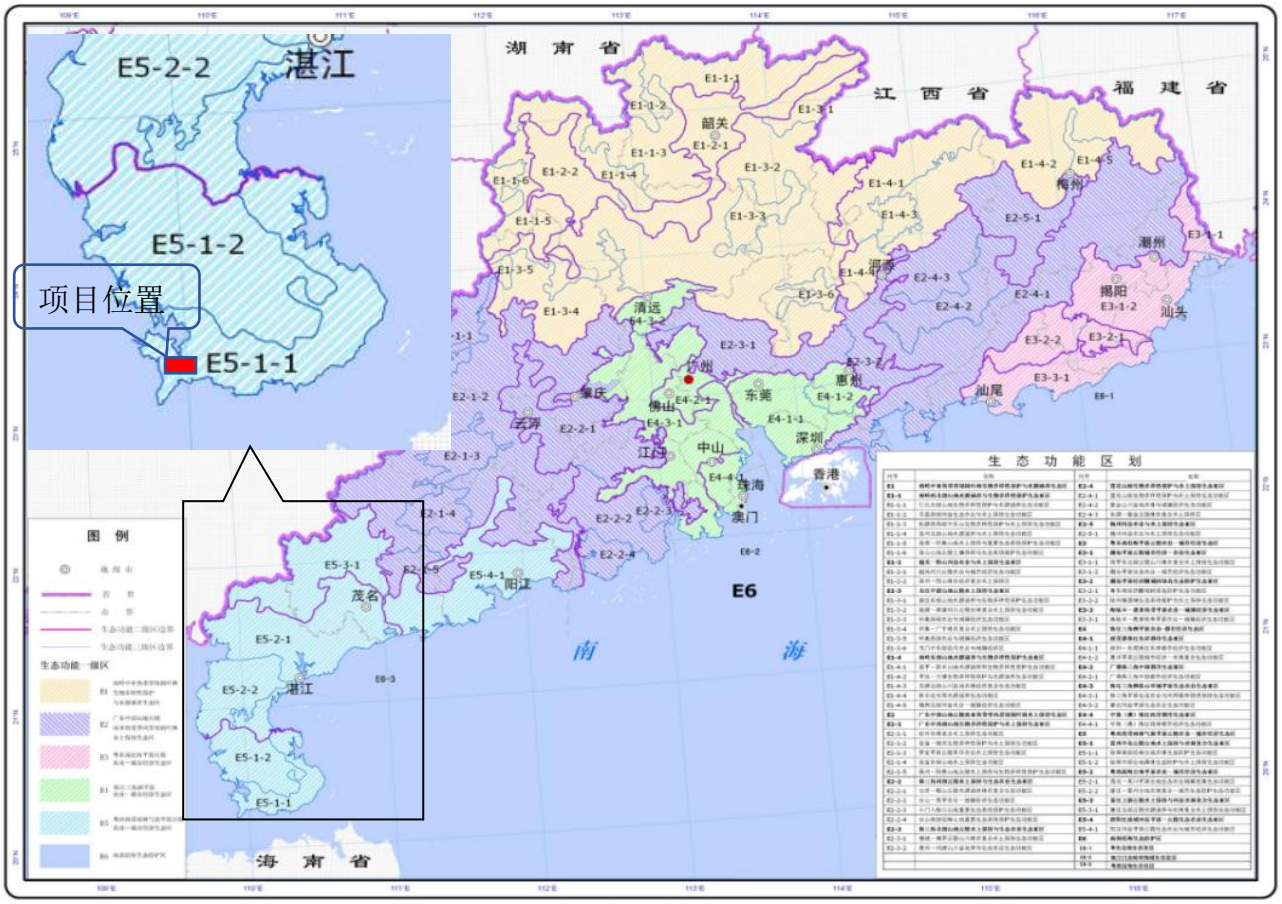


图 5.3-1　工程与广东省生态功能区划位置关系图

该生态功能区存在的生态问题是水土流失问题及农业对生态环境污染问题。

5.3.2 调查时间及样地样线设置

5.3.2.1 调查内容

（1）陆生生态现状调查内容主要包括：评价范围内的植物区系、植被类型，植物群落结构及演替规律，群落中的关键种、建群种、优势种；动物区系、物种组成及分布特征；生态系统的类型、面积及空间分布；重要物种的分布、生态学特征、种群现状，迁徙物种的主要迁徙路线、迁徙时间，重要生境的分布及现状。

（2）水生生态现状调查内容主要包括：评价范围内的水生生物、水生生境和渔业现状；重要物种的分布、生态学特征、种群现状以及生境状况；鱼类等重要水生动物调查包括种类组成、种群结构、资源时空分布等。

（3）收集评价区的相关规划资料、图件、数据，调查评价范围内有无重点生态区及珍稀动植物分布等。

（4）调查区域存在的主要生态问题，如水土流失、沙漠化、石漠化、盐渍化、生物入侵和污染危害等。调查已经存在的对生态保护目标产生不利影响的干扰因素。

表 5.3-1 植被类型分布

植物类型	面积（m^2）	占比（%）
灌丛	84065.1	3.52%
人工植被	2173531.85	90.91%
森林植被	133327.01	5.58%
总面积	2390923.96	100.00%

图 5.3-2（1） 周边植被类型分布图 1

图 5.3-2（2） 周边植被类型分布图 2

图 5.3-2（3） 周边植被类型分布图 3

图 5.3-2（4）周边植被类型分布图 4

图 5.3-2（5） 周边植被类型分布图 5

5.3.2.2 陆生生物调查方法

（1）植物调查

①植物群落调查方法

在实地调查的基础上，确定典型的群落地段，采用样地记录法进行群落调查，乔木群落样方面积为 10×10m^2，灌木样方为 5×5m^2，草本样方为 1×1m^2，记录样地的所有植物种类，并按 Braun-Blanquet 多优度—群聚度记分；利用 GPS 确定样地位置。分别对各样地的基本生境状况、乔木层、灌木层、更新层和草本层进行调查，在此基础上调查测定各样方的生物量。其中，乔木层进行每木检尺，分别对树种、树高、胸径及林分郁闭度等指标进行调查；灌木层分种类、数量（或多度）、高度（平均高）、盖度等指标调查；草本层由于在本次调查中不属于调查重点，只做一般描述；环境因子主要就地形特点、海拔进行调查。

②植物种类调查方法

植物种类调查主要采取路线调查与重点调查相结合的方法。

在调查过程中，确定评价区内的自然植物种类、经济植物种类及资源状况、珍稀濒危植物的种类及生存状况等。野外实地调查采取样线调查与重点样地调查相结合的方法，对于没有原生植被的区域采取路线调查，在重点施工区域以及植被状况良好的区域实行重点调查；对国家重点保护植物和地方古树名木的调查采取野外踏查和访问调查相结合的方法进行。对调查中遇到的疑问植物和国家重点保护植物进行凭证标本采集和现场照片拍摄。

（2）野生动物调查

①鸟类

为掌握区域内鸟类的种类组成、分布和种群动态为观测目标，根据保护区不同的生境类型，结合不同鸟类的生态习性，采用样线、样点法相结合的方法进行实地调查，在周边分别选择具有代表性的生境和区域设置样线、样点。参考相关文献，并将实地调查结果与调查资料进行汇总，对鸟类名录进行整理。

②两栖、爬行类、小型兽类

根据两栖、爬行、小型兽类动物的活动特征，调查同时兼顾各类不同生境设置调查样线和样点，如农田、湖泊、河流等，并结合走访调查对新项目评价区的两栖、爬行动物资源进行了比较全面的调查。

本次调查中，主要采用野外观察法，对评价范围内的两栖、爬行类动物资源进行了调查。同时结合相关文献，汇总了两栖、爬行类、小型兽类动物名录。

5.3.2.3 调查原则

根据评价范围植被分布特点，所选取的样方应具有代表性，能通过尽可能少的抽样获得较为准确的有关总体的特征，调查结果中的植被应包括了绝大部分主要植被类型，在样点选取中应遵循以下原则：

从整体性角度考虑，针对本工程评价范围的植被类型进行生态调查，尽量在接近井场及管线沿线的地方设置样点，并考虑前线布点的均匀性：

①所选取的样点植被为评价区分布比较普遍的类型；

②样点的设置中避免对同一植被进行重复设点，特别重要的植被根据林内植物变化较大的情况进行增加设点，尽量避免非取样误差，避免选择路边易到之处。

5.3.2.4 生态现状调查方法

（1）资料收集

收集整理评价区及邻近地区现有的生物多样性资料，在综合分析现有资料的基础上，确定实地考察路线和重点考察区域。

（2）野外实地考察

①GPS 地面类型取样

GPS 样点是卫星遥感影像判读各景观类型的基础，结合室内解译判读的区域植被分布图和土地利用类型初图，野外实地验正遥感解译的精度，并根据实际考察结果调整和完善影像资料，对每个 GPS 取样点作如下记录：

- 海拔表读出测点的海拔值和经纬度；
- 以群系为单位，记录样点植被类型和主要优势物种；
- 观察记录样点的动物出现情况；
- 拍摄记录典型植被样方的形态和结构特征。

②样方布设原则

植被调查取样的主要目的是要通过样方调查准确地推测评价区植被的总体，因此调查中所选取的样方应具有代表性，能尽可能反应评价区域的植被总体特征，植被调查结果中应包括评价区绝大部分的主要植被类型。根据植物群落类型（以群系为调查单元）设置调查样地，二级评价每种群落类型设置的样方数量不少于 3 个，调查时间宜选择植物生长旺盛季节，本次调查选择在春季时段。

- 样方设置尽量考虑布点均匀性。
- 所选取的样方植被为评价区分布比较普遍的类型。
- 样方的设置避免对同一种植被进行重复设点，特别重要的植被则根据林内植物变化较大的情况进行增加设点。
- 尽量避免非取样误差，避免选择路边易到之处。

③样线布设原则

样线法是野生动物种群数量调查的常用方法之一。首先根据地形地貌、生境类型、重要环境要素、面积等因素，选定处代表地段，并在该地段的一侧设一条线（基线），然后沿基线用

随机或系统取样选出待测点（起点），沿起点分别布线进行调查。样线布设二级评价不少于 3 条，评价尽量获得野生动物繁殖期、越冬期、迁徙期等关键活动期的现状资料。

● 样线设置尽量考虑布设均匀性。

● 根据不同动物的生活习性，选择清晨、黄昏、中午、傍晚等时间点进行调查。

● 尽量避免非取样误差，避免选择路边易到之处。

④样点布设原则

样点法是在一定时间内，在固定的观察点进行观察计数。

● 尽量在拟建工程评价范围植被多样性较好地方设置样点，减少农田内布点，并考虑布点均匀性。

● 样点半径的大小应保证该半径范围内所有的动物都能被发现，并考虑布点均匀性。

● 观察点的间隔应选择合适的距离，太近可能重复计数。

● 尽量避免非取样误差，避免选择路边易到之处。

5.3.3 植被及植物多样性调查

5.3.3.1 样方调查情况

根据当地的实际情况，对井场周边 50 m 及管线周边 300 m 范围的植被进行了调查。按照地形及群落分布情况设置样方，对样方中的物种进行全面调查。项目组共设置样地 9 个，合计 17 个样方，调查样地海拔为 10m。

样方调查采用样地记录法，乔木群落样方面积为 20m×20m，灌木样方为 5m×5m，草本样方为 1m×1m，记录样方的调查时间、调查及记录人、位置（GPS 坐标）、群落类型、面积、编号、地形地貌特征、干扰状况、群落高度、结构、层次及各自的总盖度等信息，再详细调查群落的各层次。植被调查样点分布见下表。

表 5.3-2 评价区植物群落样方位置等信息

样地号	群落名称	位置	工程位置	经纬度	
				东经	北纬
样地 1	乔木群落、灌木群落、草本群落	徐闻县大黄乡	徐闻 6-1 站北侧	110.047332°	20.344717°
样地 2		徐闻县阉鸡岛	徐闻 13-3 井场西北侧	109.955258°	20.331549°
样地 3		徐闻县东园仔村	管道沿线东侧	110.047332°	20.344717°
样地 4	灌木群落、草本群落	徐闻县那郎南村	徐闻 102 斜东侧	109.978162°	20.352209°
样地 5		徐闻县村东园	徐闻 13 井场北侧	109.968734°	20.344759°
样地 6		徐闻县北坡新村	徐闻 17 斜井场南侧	109.914578°	20.382480°
样地 7	草本群落	徐闻县讨墩村	迈陈 1 井场北侧	109.988424°	20.319598°
样地 8		徐闻县东园仔村	徐闻 101 站北侧	109.957882°	20.333575°
样地 9		徐闻县大黄乡	徐闻 101-13 井场南侧	110.047332°	20.344717°

5.3.3.2 评价区植被类型

根据调查统计，评价区共记录到维管植物 33 科 48 属 50 种，均为被子植物，有 33 科 48 属 50 种，主要组成部分均为双子叶植物 33 科 48 属 50 种，植物多样性低。

表 5.3-3 维管植物科内属组成

植物类型			科	属	种
种子植物	被子植物	双子叶植物	33	48	50
维管植物合计			33	48	50

表 5.3-4 评价区维管植物名录

序号	科名	属名	中文名	拉丁名
被子植物 ANGIOSPERMAE				
双子叶植物纲 Dicotyledoneae				
1	白花丹科	白花丹属	白花丹	Plumbago zeylanica L.
2	大戟科	大戟属	白苞猩猩草	Euphorbia heterophylla L.
3	大戟科	野桐属	粗糠柴	Mallotus philippensis (Lamarck) Müll. Arg.
4	大戟科	野桐属	石岩枫	Mallotus repandus (Willd.) Müll. Arg.
5	豆科	黄檀属	黄花梨*	Dalbergia odorifera T. C. Chen
6	豆科	含羞草属	光荚含羞草	Mimosa bimucronata (DC.) Kuntze
7	豆科	决明属	望江南	Senna occidentalis (L.) Link
8	豆科	银合欢属	银合欢	Leucaena leucocephala (Lam.) de Wit
9	番杏科	假海马齿属	假海马齿	Trianthema portulacastrum L.
10	禾本科	臂形草属	四生臂形草	Brachiaria subquadripara (Trin.) Hitchc.
11	禾本科	穇属	牛筋草	Eleusine indica (L.) Gaertn.
12	禾本科	黍属	铺地黍	Panicum repens L.
13	胡椒科	胡椒属	假蒟	Piper sarmentosum Roxb.
14	葫芦科	红瓜属	红瓜	Coccinia grandis (L.) Voigt
15	夹竹桃科	弓果藤属	弓果藤	Toxocarpus wightianus Hook. & Arn.
16	锦葵科	赛葵属	赛葵	Malvastrum coromandelianum (L.) Garcke
17	菊科	鬼针草属	大花鬼针草	Bidens pilosa L.
18	菊科	飞机草属	飞机草	Chromolaena odorata (L.) R. M. King & H. Rob.
19	菊科	银胶菊属	银胶菊	Parthenium hysterophorus L.
20	楝科	楝属	苦楝	Melia azedarach L.
21	马鞭草科	马缨丹属	马缨丹	Lantana camara L.
22	马齿苋科	马齿苋属	马齿苋	Portulaca oleracea L.
23	葡萄科	蛇葡萄属	蛇葡萄	Ampelopsis glandulosa (Wall.) Momiy.
24	葡萄科	崖爬藤属	崖爬藤	Tetrastigma obtectum (Wall.) Planch.
25	茜草科	鸡屎藤属	鸡屎藤	Paederia foetida L.
26	茜草科	九节属	蔓九节	Psychotria serpens L.
27	茄科	洋酸浆属	苦蘵	Physalis angulata L.
28	茄科	茄属	少花龙葵	Solanum americanum Mill.
29	茄科	茄属	假烟叶树	Solanum erianthum D. Don
30	伞形科	茴香属	茴香	Foeniculum vulgare Mill.
31	桑科	鹊肾树属	鹊肾树	Streblus asper Lour.
32	山柚子科	山柑藤属	山柑藤	Cansjera rheedei J. F. Gmel.
33	莎草科	莎草属	香附子	Cyperus rotundus L.
34	鼠李科	勾儿茶属	铁包金	Berchemia lineata (L.) DC.
35	桃金娘科	桉属	桉树*	Eucalyptus robusta Sm.

36	无患子科	倒地铃属	倒地铃	Cardiospermum halicacabum L.
37	无患子科	荔枝属	荔枝*	Litchi chinensis Sonn.
38	西番莲科	西番莲属	龙珠果	Passiflora foetida L.
39	苋科	牛膝属	倒扣草	Achyranthes aspera L.
40	旋花科	小牵牛属	小苞片牵牛	Jacquemontia tamnifolia (L.) Griseb.
41	鸭跖草科	鸭跖草属	饭包草	Commelina benghalensis L.
42	杨柳科	刺篱木属	刺篱木	Flacourtia indica (Burm. F.) Merr.
43	叶下珠科	黑面神属	黑面神	Breynia fruticosa (L.) Hook. f.
44	叶下珠科	白饭树属	白饭树	Flueggea virosa (Roxb. ex Willd.) Voigt
45	芸香科	酒瓶簕属	东风橘	Atalantia buxifolia (Poir.) Oliv.
46	芸香科	黄皮属	假黄皮	Clausena excavata N. L. Burman
47	芸香科	小芸木属	大管	Micromelum falcatum (Lour.) Tanaka
48	樟科	木姜子属	潺槁树	Litsea glutinosa (Lour.) C. B. Rob.
49	紫草科	基及树属	福建茶	Carmona microphylla (lam.) G. Don
50	酢浆草科	酢浆草属	酢浆草	Oxalis corniculata L.

5.3.3.3 评价区实地调查生境描述

本项目合计设 9 个样地，共 17 个样方，本次调查范围内的陆地维管束植物共有 33 科 48 属 50 种，均为被子植物，无蕨类植物和裸子植物，无古树名木。其中乔木 2 种，分别是桉树和黄花梨，均为栽培种；灌木 27 种，草本 21 种。

表 5.3-5　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县大黄乡	样地号：001	样方面积：10 × 10 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
乔木	黄花梨	Dalbergia odorifera	花	15	10.41	100%	7.27	100%

表 5.3-6　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县大黄乡	样地号：001	样方面积：5 ×5m²
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	福建茶	Carmona microphylla	花	1	/	25%	1.4	3.16%
	白饭树	Flueggea virosa	叶	1	/	25%	2	7.08%
	马缨丹	Lantana camara	花	1	/	25%	1.6	7.08%
	假烟叶树	Solanum erianthum	果	1	/	25%	1.5	3.16%

表 5.3-7　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县大黄乡	样地号：001	样方面积：1 × 1 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本1	蛇葡萄	Ampelopsis glandulosa	果	1	/	52.63%	7.5	100%
	假蒟	Piper sarmentosum	花	1	/	47.37%	0.2	90%
草本2	假蒟	Piper sarmentosum	花	1	/	94.75%	0.5	90%
	白花丹	Plumbago zeylanica	叶	1	/	5.25%	0.54	5%
草本3	鸡屎藤	Paederia foetida	叶	1	/	18.18%	0.6	20%
	大花鬼针草	Bidens pilosa.	花果	1	/	63.64%	1.4	70%
	龙珠果	Passiflora foetida	花果	1	/	18.18%	0.49	20%

表 5.3-8　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县阉鸡岛	样地号：002	样方面积：10 × 10 m^2
经度：109.955258	纬度：20.331549	海拔（m）：7.4
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
乔木	桉树	Eucalyptus robusta	叶	73	7.12	100%	9.79	90%

表 5.3-9　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县阉鸡岛	样地号：002	样方面积：5 ×5 m^2
经度：109.955258	纬度：20.331549	海拔（m）：7.4
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	鹊肾树	Streblus asper	叶	1	/	14.29%	0.54	1.35%
	五色梅	Lantana camara	花	1	/	14.29%	1.16	3.14%
	福建茶	Carmona microphylla	花	1	/	14.29%	1.05	0.50%
	苦楝	Melia azedarach	叶	1	/	14.29%	1.5	3.14%
	假黄皮	Clausena excavata	叶	1	/	14.29%	0.7	0.79%
	叶被木	Streblus taxoides	叶	1	/	14.29%	0.5	0.13%
	石岩枫	Mallotus repandus	果	1	/	14.29%	0.41	0.25%

表 5.3-10　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县阉鸡岛	样地号：002	样方面积：1 ×1 m^2
经度：109.955258	纬度：20.331549	海拔（m）：7.4
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本 1	崖爬藤	etrastigma obtectum	叶	2	/	100%	1.5	100%
草本 2	鸡屎藤	Paederia foetida	叶	1	/	14.29%	0.2	10%
	倒扣草	Achyranthes aspera	果	3	/	42.86%	0.6	40%
	飞机草	Chromolaena odorata	叶	3	/	42.86%	1.4	50%
草本 3	大花鬼针草	Bidens pilosa	花、果	3	/	33.33%	0.2	20%
	香附子	Cyperus rotundus	花	6	/	66.67%	0.2	20%

表 5.3-11　植物样方调查表（图中涉及管线位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县东园仔村	样地号：样地 3	样方面积：10 × 10 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
乔木	桉树	Eucalyptus robusta	叶	29	10.41	100%	11.6	90%

表 5.3-12　植物样方调查表（图中涉及管线位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县东园仔村	样地号：样地 3	样方面积：5 × 5 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	鹊肾树	Streblus asper	叶	4	/	21.05%	1.1	5%
	东风橘	Atalantia buxifolia	叶	2	/	10.53%	0.9	2%
	潺槁树	Litsea glutinosa	叶	6	/	31.58%	0.9	5%
	五色梅	Lantana camara	花	1	/	5.26%	1.3	1%
	石岩枫	Mallotus repandus	果	1	/	5.26%	1.6	1%
	福建茶	Carmona microphylla	叶	1	/	5.26%	0.7	1%
	刺篱木	Flacourtia indica	叶	1	/	5.26%	0.5	1%
	大管	Micromelum falcatum	叶	1	/	5.26%	0.7	0.1%
	黑面神	Breynia fruticosa	叶	1	/	5.26%	0.5	0.1%
	铁包金	Berchemia lineata	花	1	/	5.26%	0.5	0.1%

表 5.3-13　植物样方调查表（图中涉及管线位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县东园仔村	样地号：样地 3	样方面积：1×　1 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本 1	倒地铃	Cardiospermum halicacabum	花、果	3	/	100%	0.7	90%
草本 2	酢浆草	Oxalis corniculata	花	5	/	83.33%	0.3	30%
	少花龙葵	Solanum americanum	花、果	1	/	16.67%	0.8	15%
草本 3	蔓九节	Psychotria serpens	叶	4	/	66.67%	0.8	20%
	飞机草	Chromolaena odorata	叶	2	/	33.33%	0.5	20%

表 5.3-13　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县那郎南村	样地号：样地 4	样方面积：5 × 5 m^2
经度：109.9781621780367	纬度：20.352209381620153	海拔（m）：7
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株(丛)数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	弓果藤	Toxocarpus wightianus	叶	1	/	9.09%	1.2	8%
	簕仔树	Mimosa bimucronata	花	2	/	18.18%	2	25%
	鹊肾树	Streblus asper	叶	1	/	9.09%	1.3	2%
	赛葵	Malvastrum coromandelianum	叶	1	/	9.09%	0.3	0.1%
	石岩枫	Mallotus repandus	果	1	/	9.09%	1.5	15%
	光荚含羞草	Mimosa bimucronata	叶	3	/	27.27%	2.8	50%

表 5.3-14　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县那郎南村	样地号：样地 4	样方面积：1 × 1 m^2
经度：109.9781621780367	纬度：20.352209381620153	海拔（m）：7
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株(丛)数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本 1	少花龙葵	Solanum americanum	花、果	6	/	100%	1.3	100%
草本 2	四生臂形草	Brachiaria subquadripara	果	3	/	42.86%	0.3	20%
	苦蘵	Physalis angulata	叶	2	/	28.57%	0.7	20%
	龙珠果	Passiflora foetida	果	1	/	14.29%	0.8	20%
	红瓜	Coccinia grandis	花	1	/	14.29%	0.8	20%
草本 3	飞机草	Chromolaena odorata	叶	3	/	60%	1.3	30%
	崖爬藤	Tetrastigma obtectum	叶	2	/	40%	0.4	100%

表 5.3-15　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县村东园	样地号：样地 5	样方面积：5 × 5 m^2
经度：109.96873491871631	纬度：20.344759757843384	海拔（m）：12
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	荔枝	Litchi chinensis	果实	5	/	100%	2.8	75

表 5.3-16　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县北坡新村	样地号：样地 6	样方面积：5 × 5 m^2
经度：109.9145781806151	纬度：20.382480257473468	海拔（m）：13
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
灌木	石岩枫	Mallotus repandus	果	1	/	16.67%	2	30%
	五色梅	Lantana camara	花	1	/	16.67%	1.5	25%
	鹊肾树	Streblus asper	叶	1	/	16.67%	1.3	20%
	粗糠柴	Mallotus philippensis	果	1	/	16.67%	2.8	10%
	银合欢	Leucaena leucocephala	叶	1	/	16.67%	2.9	10%

表 5.3-17　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县北坡新村	样地号：样地 6	样方面积：1 ×1 m^2
经度：109.9145781806151	纬度：20.382480257473468	海拔（m）：13
调查日期：2025 年 5 月 14 日		

种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本 1	红瓜	Coccinia grandis	花	1	/	14.29%	2	50%
	大花鬼针草	Bidens pilosa	花	6	/	85.71%	1.5	10%
草本 2	少花龙葵	Solanum americanum	果	8	/	80%	1.3	50%
	红瓜	Coccinia grandis	花	2	/	20%	2	50%

表 5.3-18　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县讨墩村	样地号：样地 7	样方面积：1 × 1 m^2
经度：109.98842400124585	纬度：20.31959890283792	海拔（m）：17
调查日期：2025 年 5 月 14 日		



种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本	白苞猩猩草	Euphorbia heterophylla	花	3	/	13.64%	0.33	20
	大花鬼针草	Bidens pilosa	花	8	/	36.36%	0.7	50
	牛筋草	Eleusine indica	花	4	/	18.18%	0.31	15
	铺地黍	Panicum repens	花	6	/	27.27%	0.24	20
	小苞片牵牛	Jacquemontia tamnifolia	花	1	/	4.55%	0.13	5

表 5.3-19　植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县东园仔村	样地号：样地 8	样方面积：1 × 1 m^2
经度：109.95788273129207	纬度：20.3335756475706	海拔（m）：16
调查日期：2025 年 5 月 14 日		



种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本	望江南	Senna occidentalis	叶	2	/	10%	0.5	20
	银胶菊	Parthenium hysterophorus	花	3	/	15%	0.49	25
	大花鬼针草	Bidens pilosa	花	2	/	10%	0.5	10
	香附子	Cyperus rotundus	叶	12	/	60%	0.26	55
	假海马齿	Trianthema portulacastrum	叶	1	/	5%	0.1	5

表 5.3-20 植物样方调查表（图中涉及井位位置涉密隐藏）

样方地点：徐闻县大黄村	样地号：样地 9	样方面积：1 × 1 m^2
经度：110.04733299686403	纬度：20.344717021280353	海拔（m）：29
调查日期：2025 年 5 月 14 日		



种类	中文名	拉丁名	物候期	株（丛）数	胸径（cm）	多度	平均高度/m	盖度/%
草本	银胶菊	Parthenium hysterophorus	花	4	/	33.33%	0.3	40
	马齿苋	Portulaca oleracea	花	2	/	16.67%	0.23	12
	铺地黍	Panicum repens	花	2	/	16.67%	0.1	5
	饭包草	Commelina benghalensis	叶	1	/	8.33%	0.16	14
	茴香	Foeniculum vulgare	花	1	/	8.33%	0.15	15
	少花龙葵	Solanum americanum	花果	2	/	16.67%	0.19	30

本次调查范围内的陆地维管束植物共有 33 科 48 属 50 种，均为被子植物，无蕨类植物和裸子植物，无古树名木。其中乔木 2 种，分别是桉树和黄花梨，均为栽培种；灌木 27 种，草本 21 种。

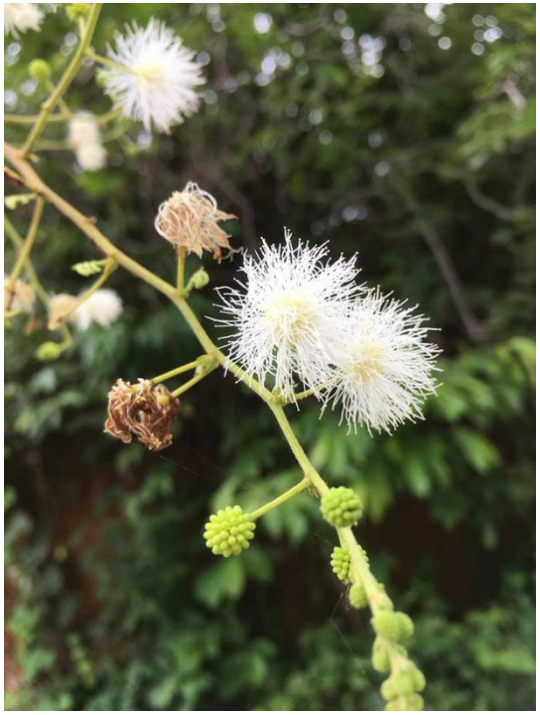
表 5.2-17 项目周边木本植物汇总

序号	中文名	拉丁名	科名	属名	生活型	图片
1	假蒟	*Piper sarmentosum* Roxb.	胡椒科	胡椒属	草本	
2	潺槁树	*Litsea glutinosa* (Lour.) C. B. Rob.	樟科	木姜子属	灌木	

3	饭包草	*Commelina benghalensis* L.	鸭跖草科	鸭跖草属	草本	
4	香附子	*Cyperus rotundus* L.	莎草科	莎草属	草本	
5	四生臂形草	*Brachiaria subquadripara* (Trin.) Hitchc.	禾本科	臂形草属	草本	

6	牛筋草	*Eleusine indica* (L.) Gaertn.	禾本科	穇属	草本	
7	铺地黍	*Panicum repens* L.	禾本科	黍属	草本	
8	蛇葡萄	*Ampelopsis glandulosa* (Wall.) Momiy.	葡萄科	蛇葡萄属	草本	

9	崖爬藤	*Tetrastigma obtectum* (Wall.) Planch.	葡萄科	崖爬藤属	草本	
10	黄花梨*	Dalbergia odorifera T. C. Chen	豆科	黄檀属	乔木	

11	银合欢	*Leucaena leucocephala* (Lam.) de Wit	豆科	银合欢属	灌木	
12	光荚含羞草	*Mimosa bimucronata* (DC.) Kuntze	豆科	含羞草属	灌木	

13	望江南	*Senna occidentalis* (L.) Link	豆科	决明属	草本	
14	铁包金	*Berchemia lineata* (L.) DC.	鼠李科	勾儿茶属	灌木	

15	鹊肾树	*Streblus asper* Lour.	桑科	鹊肾树属	灌木	
16	红瓜	*Coccinia grandis* (L.) Voigt	葫芦科	红瓜属	草本	

17	酢浆草	*Oxalis corniculata* L.	酢浆草科	酢浆草属	草本	
18	白苞猩猩草	*Euphorbia heterophylla* L.	大戟科	大戟属	草本	

19	石岩枫	*Mallotus repandus* (Willd.) Müll. Arg.	大戟科	野桐属	灌木	
20	粗糠柴	*Mallotus philippensis* (Lamarck) Müll. Arg.	大戟科	野桐属	灌木	

21	黑面神	*Breynia fruticosa* (L.) Hook. f.	叶下珠科	黑面神属	灌木	
22	白饭树	*Flueggea virosa* (Roxb. ex Willd.) Voigt	叶下珠科	白饭树属	灌木	

23	龙珠果	*Passiflora foetida* L.	西番莲科	西番莲属	草本	
24	刺篱木	*Flacourtia indica* (Burm. F.) Merr.	杨柳科	刺篱木属	灌木	
25	桉树*	*Eucalyptus robusta* Sm.	桃金娘科	桉属	乔木	

26	倒地铃	*Cardiospermum halicacabum* L.	无患子科	倒地铃属	草本	
27	荔枝*	*Litchi chinensis* Sonn.	无患子科	荔枝属	灌木	

28	东风橘	*Atalantia buxifolia* (Poir.) Oliv.	芸香科	酒瓶簕属	灌木	
29	假黄皮	*Clausena excavata* N. L. Burman	芸香科	黄皮属	灌木	

30	大管	*Micromelum falcatum* (Lour.) Tanaka	芸香科	小芸木属	灌木	
31	苦楝	*Melia azedarach* L.	楝科	楝属	灌木	

32	赛葵	*Malvastrum coromandelianum* (L.) Garcke	锦葵科	赛葵属	灌木	
33	山柑藤	*Cansjera rheedei* J. F. Gmel.	山柚子科	山柑藤属	灌 3 木	

34	白花丹	*Plumbago zeylanica* L.	白花丹科	白花丹属	草本	
35	倒扣草	*Achyranthes aspera* L.	苋科	牛膝属	草本	
36	假海马齿	*Trianthema portulacastrum* L.	番杏科	假海马齿属	草本	

37	马齿苋	*Portulaca oleracea* L.	马齿苋科	马齿苋属	草本	
38	鸡屎藤	*Paederia foetida* L.	茜草科	鸡屎藤属	草本	

39	蔓九节	*Psychotria serpens* L.	茜草科	九节属	草本	
40	弓果藤	*Toxocarpus wightianus* Hook. & Arn.	夹竹桃科	弓果藤属	灌木	

41	福建茶	*Carmona microphylla* (lam.) G. Don	紫草科	基及树属	灌木	
42	小苞片牵牛	*Jacquemontia tamnifolia* (L.) Griseb.	旋花科	小牵牛属	草本	
43	苦蘵	*Physalis angulata* L.	茄科	洋酸浆属	草本	

44	少花龙葵	*Solanum americanum* Mill.	茄科	茄属	草本	
45	假烟叶树	*Solanum erianthum* D. Don	茄科	茄属	灌木	
46	马缨丹	*Lantana camara* L.	马鞭草科	马缨丹属	灌木	

47	大花鬼针草	*Bidens pilosa* L.	菊科	鬼针草属	草本	
48	飞机草	*Chromolaena odorata* (L.) R. M. King & H. Rob.	菊科	飞机草属	草本	
49	银胶菊	*Parthenium hysterophorus* L.	菊科	银胶菊属	草本	

50	茴香	*Foeniculum vulgare* Mill.	伞形科	茴香属	草本	

5.3.3.4 生态现状评价

①生态入侵

根据中华人民共和国生态环境部发布的《中国自然生态系统外来入侵物种名单》（共四批），调查范围内的 1 级入侵植物有 5 种，2 级入侵植物 6 种。入侵草本植物名录如下表所示。

表 5.3-22 样地区域草本植物入侵名录

植物名	拉丁名	入侵等级
光荚含羞草	Mimosa bimucronata	1
马缨丹	Lantana camara	1
大花鬼针草	Bidens pilosa	1
飞机草	Chromolaena odorata	1
银胶菊	Parthenium hysterophorus	1
铺地黍	Panicum repens	2
银合欢	Leucaena leucocephala	2
白苞猩猩草	Euphorbia heterophylla	2
龙珠果	Passiflora foetida	2
赛葵	Malvastrum coromandelianum	2
假烟叶树	Solanum erianthum	2

根据各草本样地内物种多度和覆盖度统计结果显示，区域内植物群落中生态入侵较为严重，应定期对区域内生物入侵种进行清除，确保区域生态系统的稳定性。

②物种多样性和生态稳定性

本次调查范围内的陆地维管束植物共有 33 科 48 属 50 种，均为被子植物，无蕨类植物和裸子植物，无古树名木。其中乔木 2 种，分别是桉树和黄花梨，均为栽培种；灌木 27 种，草本 21 种。

5.3.3.5 重点保护植物种类分布

参照《国家重点保护野生植物名录》（2021 年调整）、《濒危野生动植物种国际贸易公约（CITES）》附录（2019）、《中国生物多样性红色名录——高等植物卷》（2013）、《世界自然保护联盟（IUCN）红色名录》（2020）、《广东省重点保护野生植物名录（第一批）》（2018），调查区未发现重点保护及珍稀濒危野生植物。

参照《古树名木鉴定规范》（LY/T 2737-2016）和《古树名木普查技术规范》（LY/T 2738-2016）、《广东省古树名木信息管理》系统，调查过程中调查区未发现古树名木。

5.3.4 动物多样性

5.3.4.1 样线调查情况

根据项目区周边地形及环境特点，本次陆生动物调查共设置相同的 2 条样线，主要沿项

目所在的管线周边设置。

表 5.3-23 评价区动物群落样方位置等信息

样方号	地名	生境类型	经纬度	长度	调查类群
001	徐闻 101 站向西沿道路 1.5km	村庄、农田	起点：E109.9580738°；N20.3338335° 终点：E109.9687382°；N20.3355609°	1.5km	哺乳类、鸟类、两栖类、爬行类
002	南岭村东坡地—徐闻 13 站	村庄、农田	起点：E109.9677244°；N20.3371595° 终点：E109.9687382°；N20.3446187°	1.1km	

评价区的陆生脊椎动物包括两栖类、爬行类、鸟类和哺乳类。根据现场调查、资料收集整理，在评价区记录到陆生野生脊椎动物共 15 目 36 科 50 种，其中包括两栖类 1 目 5 科 6 种，爬行类 2 目 7 科 10 种，鸟类 9 目 21 科 30 种，哺乳类 3 目 3 科 4 种，统计详细情况见表 5.3-24。评价区内记录到的野生动物均为常见种，记录物种以鸟类占多数。

表 5.3-24 野生脊椎动物概况

类群	目数	科数	种数	占评价区物种数比例（%）
两栖类	1	5	6	12
爬行类	2	7	10	20
鸟类	9	21	30	60
哺乳类	3	3	4	8

5.3.4.2 两栖类

物种鉴定及分类系统依据《中国两栖动物及其分布彩色图鉴》（费梁等，2012）、《广东省两栖动物和爬行动物》（黎振昌等，2011）、中国两栖、爬行动物更新名录（王剀等，2020）。

本次调查结合访问记录，在评价区共记录到两栖动物 6 种，隶属 1 目 5 科；评价区内未记录到国家级和省级重点保护的野生两栖类动物

表 5.3-25 两栖类动物名录

序号	目	科名	中文名	拉丁学名	区系	生态类型	保护等级	数据来源	数量登记
1	无尾目	蟾蜍科	黑眶蟾蜍	Duttaphrynus melanostictus	O-W	TQ	3	H	++
2	无尾目	蛙科	沼水蛙	Boulengerana guentheri	W	TQ	-	W	+
3	无尾目	叉舌蛙科	泽陆蛙	Fejervarya multistriata	W	TQ	-	W	+
4	无尾目	树蛙科	斑腿泛树蛙	Polypedates megacephalus	C-S	TQ	-	W	+
5	无尾目	姬蛙科	饰纹姬蛙	Microhyla fissipes	O-W	TQ	-	W	+
6	无尾目	姬蛙科	花狭口蛙	Kaloula pulchra	S	TQ	-	W	++

注：1.区系：C-S：华中、华南二区共有种，O-W：东洋界三区（华中区、华南区、西南区）三区共有种，W：广布种，S：华南区种；2.生态类型：TQ-陆栖静水型，Q-静水型；3.保护等级：3-国家保护的有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物（三有保护动物），nt,en-近危，濒危（《中国脊椎动物红色名录》，2020）；4.数据来源：H-野外记录活体，W-文献和访问调查；5.数量等级：+-罕见种，++-少见种，+++-常见种。

5.3.4.3 爬行类

物种鉴定参考《广东省两栖动物和爬行动物》（黎振昌等，2011），分类系统依据《中国

两栖、爬行动物更新名录》（王剀等，2020）。

在评价区共记录到爬行动物有 10 种，隶属 2 目 7 科；在评价区未记录到国家级和省级重点保护的爬行动物。

表 5.3-26 爬行类动物名录

序号	目	科名	中文名	拉丁学名	区系	生态类型	保护等级	数据来源	数量登记
1	有鳞目	鬣蜥科	变色树蜥	Calotes versicolor	S	A	3	H	++
2	蜥蜴目	壁虎科	原尾蜥虎	Hemidactylus bowringii	C-S	Te	3	W	+
3	有鳞目	壁虎科	疣尾蜥虎	Hemidactylus frenatus	S	Te	3	W	+
4	有鳞目	石龙子科	中国石龙子	Plestiodon chinensis	C-S	Te	3	W	+
5	蜥蜴目	石龙子科	铜蜓蜥	Sphenomorphus indicus	S	Te	3	W	+
6	有鳞目	水游蛇科	黄斑鱼游蛇	Xenochrophis flavipunctatus	O-W	QA	3	W	++
7	有鳞目	水蛇科	中国水蛇	Myrrophis chinensis	S	Q	-	W	+
8	有鳞目	眼镜蛇科	舟山眼镜蛇	Naja atra	O-W	Q	VU	W	++
9	有鳞目	眼镜蛇科	银环蛇	Bungarus multicinctus	O-W	Q	VU	W	+
10	有鳞目	蝰科	白唇竹叶青蛇	Trimeresurus albolabris	C-S	Q	LC	W	++

注：1.区系：C-S：华中、华南二区共有种，O-W：东洋界三区（华中区、华南区、西南区）三区共有种，W：广布种，S：华南区种；2.生态类型：TQ-陆栖静水型，Q-静水型；3.保护等级：3-国家保护的有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物（三有保护动物），nt,en-近危，濒危（《中国脊椎动物红色名录》，2020）；4.数据来源：H-野外记录活体，W-文献和访问调查；5.数量等级：+-罕见种，++-少见种，+++-常见种。

5.3.4.4 鸟类

1.物种组成与多样性

物种鉴定参考《中国鸟类野外手册》（约翰·马敬能等，2000）、《广东陆生脊椎动物分布名录》（邹发生，2016）、《中国香港及华南鸟类野外手册》（尹琏等，2017）为主，分类系统依据《中国鸟类分类与分布名录 第四版》（郑光美等，2023）。

评价区调查共记录到鸟类 9 目 21 科 30 种，占广东省已记录鸟类 553 种（邹发生等，2016）的 5.42%，占中国已记录 1371 种（郑光美，2011）的 2.19%，以雀形目为主，共计 20 种，占评价区鸟类总数的 66.67%。

在这 30 种鸟类中，鹃形目 1 科 1 种，佛法僧目 1 科 1 种，鹰形目 1 科 1 种，鹈形目 1 科 3 种，雨燕目 1 科 1 种，隼形目 1 科 1 种，鹤形目 1 科 1 种，鸽形目 1 科 1 种，雀形目 13 科 20 种。雀形目鸟类占该区域调查到所有鸟类种数的 66.67%，鹈形目占 10%，其他各目均占 3.33%。

未记录到国家级重点保护野生动物；国家“三有”保护物种 45 种；广东省重点保护动物：

9 种，分别为黑水鸡（Gallinula chloropus）、黑翅长脚鹬（Himantopus himantopus）、苍鹭（Ardea cinerea）、红嘴鸥（Chroicocephalus ridibundus）、大白鹭（Ardea alba）、白鹭（Egretta garzetta）、牛背鹭（Bubulcus ibis）、池鹭（Ardeola bacchus）、黄斑苇鳽（Ixobrychus sinensis）。

表 5.3-27　各目鸟类不同分类阶元数量统计表

序号	目	科	种	比例%
1	鹃形目	1	1	3.33
2	佛法僧目	1	1	3.33
3	鹰形目	1	1	3.33
4	鹈形目	1	3	10
5	雨燕目	1	1	3.33
6	隼形目	1	1	3.33
7	鹤形目	1	1	3.33
8	鸽形目	1	1	3.33
9	雀形目	13	20	66.67
合计			30	100

表 5.3-28　鸟类名录

序号	科名	中文名	拉丁学名	区系	居留型	保护等级	数据来源	数量登记
鹃形目 Cuculiformes								
1	杜鹃科	褐翅鸦鹃	Centropus sinensis	C	R	-	H	++
佛法僧目 Coraciiformes								
2	翠鸟科	白胸翡翠	Halcyon smyrnensis	C	R	-	H	+
鹰形目 Accipitriformes								
3	鹰科	黑翅鸢	Elanus caeruleus	O	S	3	H	+
鹈形目 Pelecaniformes								
4	鹭科	池鹭	Ardeola bacchus	C	R	-	H	+
5	鹭科	白鹭	Egretta garzetta	C	R	G，3	W	+++
6	鹭科	牛背鹭	Bubulcus coromandus	C	R	-	W	+
雨燕目 Apodiformes								
7	雨燕科	小白腰雨燕	Apus nipalensis	S	R	-	W	+
隼形目 Falconiformes								
8	隼科	红隼	Falco tinnunculus	P	W	2	W	+
鹤形目 Gruiformes								
9	秧鸡科	白胸苦恶鸟	Amaurornis phoenicurus	P	W	-	W	+
鸽形目 Columbiformes								
10	鸠鸽科	珠颈斑鸠	Spilopelia chinensis	C	R	-	H	++
雀形目 Passeriformes								
11	伯劳科	棕背伯劳	Lanius schach	O	R	-	H	+++
12	卷尾科	黑卷尾	Dicrurus macrocercus	C	S	-	H	++
13	扇尾莺科	长尾缝叶莺	Orthotomus sutorius	O	R	-	H	++
14	鹎科	白喉红臀鹎	Pycnonotus aurigaster	O	R	-	H	++
15	燕科	家燕	Hirundo rustica	C	S	-	H	+++
16	鹎科	白头鹎	Pycnonotus sinensis	O	R	-	H	++
17	雀科	麻雀	Passer montanus	C	R	-	H	++
18	鹟科	鹊鸲	Copsychus saularis	O	R	-	W	+++

19	鸭科	红耳鸭	Pycnonotus jocosus	O	R	-	W	+
20	鹡鸰科	白鹡鸰	Motacilla alba	C	R	-	W	+++
21	鹡鸰科	田鹨	Anthus richardi	C	W	-	W	+
22	山雀科	大山雀	Parus minor	O	R	-	W	+
23	鹡鸰科	树鹨	Anthus hodgsoni	O	R	-	W	+
24	卷尾科	黑卷尾	Dicrurus macrocercus	C	S	-	W	++
25	绣眼鸟科	暗绿绣眼鸟	Zosterops simplex	O	R	-	W	++
26	鸫科	乌鸫	Turdus mandarinus	C	R	-	W	++
27	鹟科	黑喉石䳭	Saxicola maurus	C	W	-	W	++
28	伯劳科	红尾伯劳	Lanius cristatus	P	W	-	W	+
29	柳莺科	黄腰柳莺	Phylloscopus proregulus	C	W	-	W	+
30	鹟科	北红尾鸲	Phoenicurus auroreus	C	W	-	W	+

注：1.区系：P-古北界，O-东洋界，C-广布种；
2.居留型：R-留鸟，W-冬候鸟，S-夏候鸟，P-旅鸟；
3.保护等级：二-国家二级重点保护野生动物，I/II-被列入 CITES 附录 I/II 的野生动物，G-广东省重点保护野生动物，3-国家保护的有重要生态、科学、社会价值的陆生野生动物（三有保护动物）；nt-近危（《中国脊椎动物红色名录》，2020）；
4.数据来源：H-野外记录活体，W-文献和访问调查；
5.数量等级：+-罕见种，++-少见种，+++-常见种。

2.区系分析

评价区调查到的鸟类中，广布种占比 48.89%；东洋界物种占比 28.89%；古北界物种占比 22.22%。各区系占比如图 5.3-3 所示。

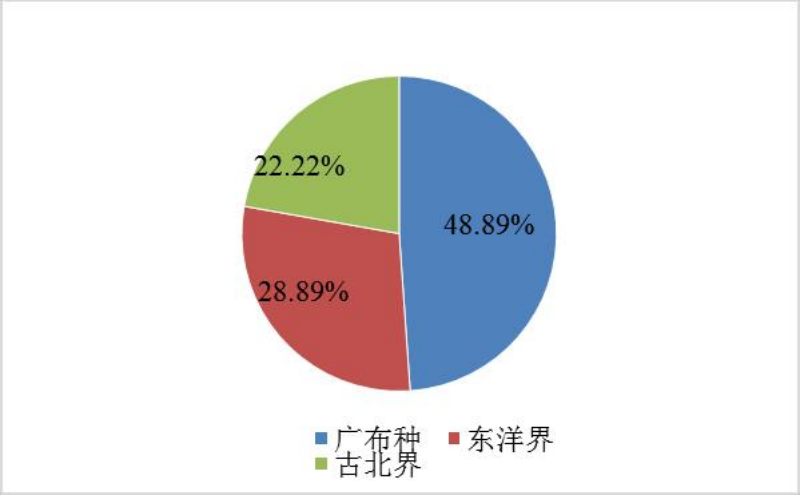


图 5.3-3 鸟类区系组成

3.居留型分析

调查范围内调查到的 30 种鸟类中，旅鸟占比 2.22%；留鸟占比 53.33%；夏候鸟占比 6.67%；冬候鸟占比 37.78%。各居留型占比如图 5.3-4 所示。

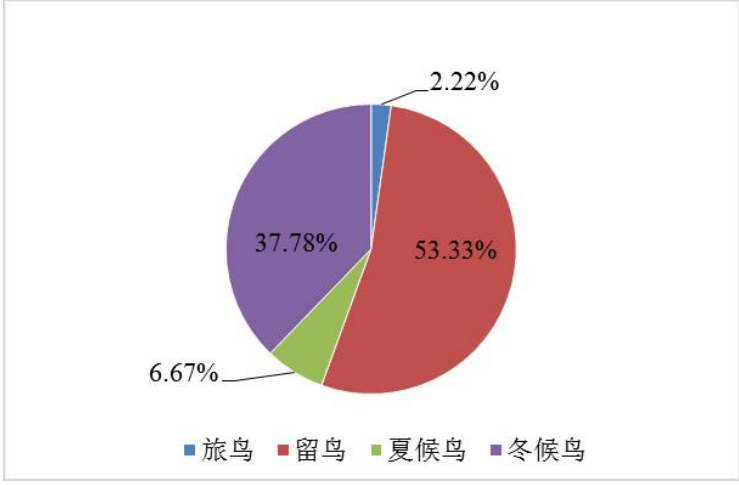


图 5.3-4 鸟类居留型组成

5.3.4.5 哺乳类

物种鉴定参考《中国兽类图鉴》（刘少英&吴毅主编，2019）为主，分类系统依据《中国哺乳动物多样性（第 2 版）》（蒋志刚等，2017）。

在评价区共记录到哺乳动物 3 目 3 科 4 种，其中鼩鼱目 1 科 1 种，翼手目 1 科 1 种，啮齿目 1 科 2 种，有臭鼩（Suncus murinus）、东亚伏翼（Pipistrellus abramus）、褐家鼠（Rattus norvegicus）、小家鼠（Mus musculus）、倭花鼠（Tamiops maritimus）等。在评价区未记录到国家级和省级重点保护的野生哺乳动物（详见表 5.3-29）。

表 5.3-29 哺乳类动物名录

序号	目	科名	中文名	拉丁学名	区系	保护等级	数据来源	数量登记
1	鼩鼱目	鼩鼱科	臭鼩	Suncus murinus	O	-	W	+
2	翼手目	蝙蝠科	普通伏翼	Pipistrelluspipistrellus	C	-	W	+
3	啮齿目	鼠科	小家鼠	Mus musculus	C	-	W	++
4	啮齿目	鼠科	褐家鼠	Rattus norvegicus	C	-	W	+++

注：1.区系：O-东洋界，C-广布种；2.数据来源：H-野外记录活体，W-文献和访问调查；3.数量等级：+-罕见种，++-少见种，+++-常见种。



白鹭



白头鹎

图 5.3-5 现场调查期间的鸟类照片

5.3.5 自然遗迹调查

根据资料调查和实地走访调查显示，评价区内无需要保护的自然遗迹分布。

5.3.6 土地利用现状

表 5.3-31 土地利用现状

用地类型	面积（m^2）	占比（%）
村庄	168776.43	6.55%
灌丛	84065.1	3.26%
园地	101663.59	3.94%
林地	133327.01	5.17%
农田	2071868.26	80.36%
水体	18753.74	0.73%
总面积	2578354.13	100.00%

图 5.3-6（1） 土地利用类型现状图 1（图中涉及井位管线位置涉密隐藏）

图 5.3-6（2） 土地利用类型现状图 2（图中涉及井位位置涉密隐藏）

图 5.3-6（3） 土地利用类型现状图 3（图中涉及井位位置涉密隐藏）

图 5.3-6（4） 土地利用类型现状图 4（图中涉及井位位置涉密隐藏）

图 5.3-6（5） 土地利用类型现状图 5（图中涉及井位位置涉密隐藏）

5.3.7 生态系统现状

各类型生态系统面积和见表 5.3-32。

表 5.3-32 生态系统现状分布

生态系统类型	面积（m^2）	占比（%）
城镇生态系统	168776.43	6.55%
灌木生态系统	84065.1	3.26%
森林生态系统	133327.01	5.17%
农田生态系统	2173531.85	84.30%
湿地生态系统	18753.74	0.73%
总面积	2578354.13	100.00%

5.3.8 主要生态问题调查

结合对评价区域的实地调查，经分析，评价区内的主要生态问为生物多样性受到人为活动的威胁。长期以来，周边地区化肥和农药的使用、生活污水和垃圾的排放以及高密度围网养殖，对区域的土壤和水质造成污染。随着时间的推移、污染物的积累，区域内的污染物质逐渐富集到鸟类体内，对珍禽产生影响，进而引起生物多样性丧失。

5.3.9 生态现状调查评价结论

评价区生态系统主要为农田生态系统，受人类长期干扰的影响，植被类型相对单一。评价区土地类型主要为农田，土地利用类型较为单一。

评价区周边人为活动频繁，人为活动的干扰在一定程度上降低生态系统的稳定性，增加了水污染和土壤污染、生境扰动等方面的风险，对生物多样性及评价区评价区发育、野生动物栖息地等产生不同程度的影响。

评价区现已记录维管植物 33 科 48 属 50 种，未发现国家级和广东省重点保护及珍稀濒危野生植物，未发现古树名木；记录到陆生野生脊椎动物共 15 目 36 科 50 种，未记录到国家级重点保护野生动物。

评价区的主要生态问题为植被物种相对单一，对生态环境波动的抵抗能力不强。

6 环境影响预测与评价

6.1 大气环境影响分析

6.1.1 施工期大气环境影响分析

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2、NO_2、C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。本次评价主要利用同类项目的建设经验和监测结果，类比分析本项目施工期对沿线和井场周围大气环境的影响。

本项目施工期扬尘主要产生于三个部分：井场施工、管线施工、车辆运输过程。

施工期产生的扬尘（粉尘）污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响最大，随着风速的增大，施工扬尘（粉尘）的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大。

井场、管线的地面开挖、填埋、土石方堆放过程为分段进行，施工时间较短，作业带内产生的扬尘（粉尘）为无组织面源排放，根据类似工程的实际现场调查：在大风情况下施工现场下风向 1m 处扬尘浓度可达 3mg/m^3 以上，25m 处为 1.53mg/m^3，下风向 60m 范围内 TSP 浓度超标。但由于施工过程为分段进行，施工时间较短，在严格执行分层开挖、分层回填的操作制度、避免长距离施工、工程措施与生物措施相结合的条件下，施工作业扬尘污染是短时的，且影响不会很大，各大气保护目标在施工期内受到施工扬尘的影响较小。

施工阶段汽车运输过程中，也会产生扬尘污染。扬尘量、粒径大小等与多种因素有关，如路面状况、车辆行驶速度、载重量、天气情况等。其中风速、风向等天气状况直接影响扬尘的传输方向和距离。由于汽车运输过程中产生的扬尘时间短、扬尘落地快、影响范围主要集中在运输道路两侧，故汽车运输扬尘对周边的环境空气影响程度和范围较小，影响时间也较短。如果采用硬化道路、道路定时洒水抑尘、控制车辆装载量并采取密闭或遮盖措施，可大大减少运输扬尘对周围环境空气的影响。

由于施工期使用柴油机等设备，将有少量的燃烧烟气产生，主要污染物的 SO_2、NO_2、C_mH_n 等。由于废气量较小，且施工场地较空旷，有利于废气的扩散，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对局部地区的环境影响较轻。

为防止和减少施工期间废气和扬尘的污染，施工单位应加强统一、严格、规范管理制度和措施，纳入本单位环保管理程序。按照国家有关建筑施工的有关规定，采取如下措施：

（1）在开挖土方和土方回填过程中会产生一定的扬尘，在施工过程中应注意文明施工，做到洒水作业，减少扬尘对周围环境的污染；

（2）建设过程中需要使用大量的建筑材料，这些建材在装卸、堆放、拌和过程中会产生大量粉尘外逸，施工单位必须加强施工区的规划管理，将建筑材料（主要是黄砂、石子）的堆场定点定位，并采取防尘抑尘措施，如在大风天气，对散料堆场采用水喷淋防尘，并用蓬布遮盖建筑材料；

（3）施工期间泥尘量大，进出施工现场车辆将使地面起尘，因此运输车辆进出的主干道应定期洒水清扫，保持车辆出入口路面清洁、湿润，以减少汽车轮胎与路面接触而引起的地面扬尘污染，并尽量减缓行驶车速；

（4）运输沙、石、水泥、剩余弃土、垃圾的车辆装载高度应低于车箱上沿，不得超高超载。实行封闭运输，以免车辆颠簸撒漏。坚持文明装卸，运输车辆装卸完货后应清洗车厢。施工车辆及运输车辆在驶出施工区之前，需作清泥除尘处理，不得将泥土尘土带出工地。

（5）加强对机械、车辆的维修保养，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少对应污染物的排放。

6.1.2 运营期大气环境影响预测与评价

6.1.2.1 污染气象特征分析

6.1.2.1.1 气象资料来源及代表性分析

湛江市气象站为基准站，位于湛江市麻章区，110.3°E、21.15°N，海拔高度 53.3m，于 1951 年 1 月设立，观测项目有气温、气压、相对湿度、绝对湿度、风速和风向、降水、日照、蒸发量、云等观测项目。

6.1.2.1.2 长期气象要素统计

调查收集湛江市气象站近二十年（2002~2022 年）的主要气候统计资料，包括年平均风速和风玫瑰图，最大风速与月平均风速，年平均气温，极端气温与月平均气温，年平均相对湿度，年平均降水量，降水量期限，日照等。

湛江地处于北回归线以南的低纬地区，属北热带亚湿润气候，终年受热带海洋暖温气流活动的制约，北方大陆性冷气团的参与，形成本区独特的气候特征。这些特征表现为多风害，雷暴频繁，旱季长，雨量集中，夏长冬短而温和，夏无酷暑，冬无严寒，冰霜罕见。

本项目濒临南海，属亚热带海洋性季风气候区。具有明显的海洋气候特点，常年气候温和，日照充足，雨量充沛。冬季受东北季风影响，夏季多受偏南季风控制。每年 7~9 月受台风和暴雨影响。根据湛江气象站近 20 年来气象观测资料进行较全面的统计，其结果见表 6.1.2-1。可见，当地降雨量较大，年平均风速较大，静风频率很低。

表 6.1.2-1　湛江气象站近 20 年的主要气候资料统计结果

项目	数值
年平均风速(m/s)	3.2
最大风速(m/s)及出现的时间	36.2 相应风向：NW 出现时间：2015 年 10 月 4 日
年平均气温（℃）	23.4
极端最高气温（℃）及出现的时间	38.4 出现时间：2015 年 5 月 30 日
极端最低气温（℃）及出现的时间	2.7 出现时间：2016 年 1 月 25 日
年平均相对湿度（%）	83
年均降水量（mm）	1663.8
年最大降水量（mm）及出现的时间	2361 出现时间：2023 年
年最小降水量（mm）及出现的时间	1068.5 出现时间：2004 年
年平均日照时数（h）	1862.7
近五年平均风速(m/s)	2.84

⑴温度

湛江市多年各月平均气温变化情况见表 6.1.2-2 和图 6.1.2-1。湛江市多年平均温度为 23.4℃，4-10 月的月平均气温均高于多年平均值，其它月份均低于多年平均值，7 月份平均气温最高为 28.8℃，1 月份平均温度最低为 15.7℃。

表 6.1.2-2　湛江市 20 年各月平均温度变化统计表　单位：℃

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
气温	15.7	17.3	20.2	23.6	27.1	28.7	28.8	28.2	27.4	25.0	22.0	17.3	23.4

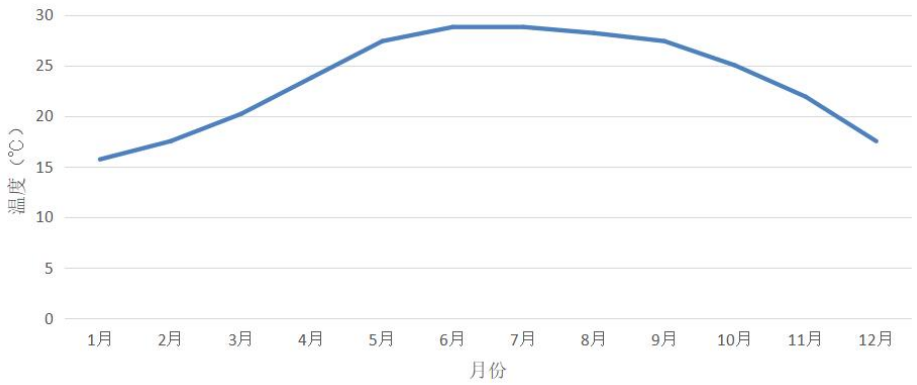


图 6.1.2-1　湛江市 20 年各月平均温度变化曲线图

⑵风速

多年各月平均风速变化情况见表 6.1.2-3 和图 6.1.2-2。湛江市多年平均风速为 3.2m/s，3 月份平均风速最大为 3.6m/s，8 月份平均风速最小为 2.8m/s。

表 6.1.2-3　湛江市 20 年各月平均风速变化统计表　单位：m/s

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年平均
风速	3.5	3.6	3.6	3.4	3.0	2.6	3.0	2.6	2.8	3.2	3.4	3.4	3.2



图 6.1.2-2　湛江市 20 年各月平均风速变化曲线图

⑶风向、风频

项目所在区域多年平均风速和各方位风向频率变化统计结果见表 6.1.2-4，风频玫瑰图见图 6.1.2-3。

该地区全年盛行风向为 E~ESE~SE 风，年均频率合计为 42.7%。夏季偏东南风，冬季盛行偏北风或偏东风，静风年均频率为 1.4%。

表 6.1.2-4　湛江市 20 年各风向方位风向频率统计表

风向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
频率	11.5	6.3	6.8	10.2	18.6	16.0	8.3	4.3	2.3
风向	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C	
频率	1.3	1.4	1.7	1.4	2.1	2.4	4.7	1.2	

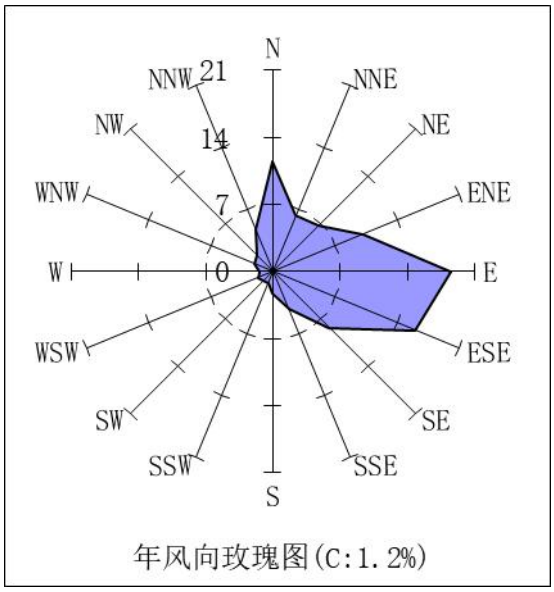


图 6.1.2-3 近 20 年湛江气象站风向玫瑰图

6.1.2.2 预测模式

根据《环境影响评价技术导则　大气环境》（HJ2.2-2018），选择推荐模式中的估算模式，结合工程分析结果，计算各污染物的最大影响程度和最远影响范围。

估算模式是一种单源预测模式，可计算点源、面源和体源等污染源的最大地面浓度，以及建筑物下洗和熏烟等特殊条件下的最大地面浓度，估算模式中嵌入了多种预设的气象组合条件，包括一些最不利的气象条件，此类气象条件在某个地区有可能发生，也有可能不发生。经估算模式计算出的最大地面浓度大于进一步预测模式的计算结果。

6.1.2.3 源强参数

本项目运营期间产生的大气污染物主要为采油井场无组织挥发废气、站场油罐大小呼吸废气、站场热水炉燃烧废气、多功能罐废气。

预测点位选取原则：

①由于采油井场无组织挥发废气共涉及 40 口油井，由于本项目井场较多，本次拟选取代表性井场进行预测分析，从规模方面，徐闻 101 站、徐闻 6-1 井场及徐闻 6 井场井口较大、井

口较多，且产污较高，对周边环境影响较其他井场高，从地形方面，本项目井场均处在平原区域，各井场地形地势基本一致，故地形地势因素对预测影响较小。综上，本次评价采油井场无组织挥发废气选取徐闻 101 站、徐闻 6-1 井场及徐闻 6 井场作为代表井场进行预测。

②由于多功能罐废气共涉及徐闻 6 断块、徐闻 9 断块中的 6 口油井，本次拟选取代表性井场进行预测分析，从规模方面，徐闻 6-1 井场井口较多（徐闻 6-1 井、徐闻 6-2 井），且产油量较高（约占徐闻 6 断块、徐闻 9 断块总采油量的 1/3），对周边环境影响较其他井场高，从地形方面，本项目井场均处在平原区域，各井场地形地势基本一致，故地形地势因素对预测影响较小。综上，本次评价多功能罐废气选取徐闻 6-1 井场作为代表井场进行预测。

③DA001 排气筒 3km 范围内不涉及大型水体（海或湖），故不考虑海岸线熏烟。本项目估算模型参数表见表 6.1.2-9，估算源强见表 6.1.2-10、表 6.1.2-11。

表 6.1.2-9 估算模型参数表

参数		取值
城市农村/选项	城市/农村	农村
	人口数(城市人口数)	/
最高环境温度		38.4℃
最低环境温度		2.7℃
土地利用类型		农作地
区域湿度条件		湿润
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率(m)	90
是否考虑海岸线熏烟	考虑海岸线熏烟	否
	海岸线距离/km	/
	海岸线方向/°	/

表 6.1.2-10 徐闻 101 站点源参数表

编号	名称	排气筒中心坐标		排气筒高度（m）	排气筒出口内径（m）	烟气流速（m/s）	烟气温度（℃）	年排放小时数（h）	排放工况	污染物排放速率（kg/h）			
		经度	纬度							NMHC	SO_2	NO_X	烟尘
1	DA001	119.242924	33.336075	15	0.12	12.3	150	8760	正常	0.014	7×10^{-5}	0.023	0.008

表 6.1.2-11 井场废气污染源参数一览表

污染源名称	海拔高度(m)	矩形面源		污染物排放速率(kg/h)			
		长面积(m^2)	有效高度(m)*	非甲烷总烃	SO_2	NO_X	颗粒物
徐闻 101 站	10	16300	1.5	0.155	/	/	/
徐闻 6-1 井场	10	5220	1.5	0.010	5×10^{-6}	0.004	5×10^{-4}
徐闻 6 井场	10	4470	1.5	0.009	/	/	/

注：*本项目井场管线、采油机等产污设备高度不一，故本次预测参数取设备高度平均值，以 1.5m 计

6.1.2.4 估算模式结果

本项目估算模式计算结果见表 6.1.2-12、表 6.1.2-13。

表 6.1.2-12　正常排放时徐闻 101 站 DA001 排气筒估算模型计算结果表

下风向距离/m	NMHC（有组织）		SO_2（有组织）		NO_X（有组织）		颗粒物（有组织）	
	预测浓度/ug/m³	占标率（%）	预测浓度/ug/m³	占标率（%）	预测浓度/ug/m³	占标率（%）	预测浓度/ug/m³	占标率（%）
1	0.147E-06	0.73E-08	0.6418E-09	0.128E-09	0.220E-06	0.11E-06	0.73E-07	0.81E-09
25	1.044	0.053	0.5352E-02	0.107E-02	2.560	1.28	0.5352	0.059
50	0.5763	0.028	0.2956E-02	0.591E-03	1.8616	0.93	0.2956	0.033
75	0.6059	0.030	0.3107E-02	0.621E-03	1.9057	0.95	0.3107	0.035
100	0.6688	0.033	0.3430E-02	0.686E-03	2.1258	1.06	0.3430	0.038
125	0.6604	0.033	0.3386E-02	0.677E-03	1.9872	0.99	0.3386	0.038
150	0.6200	0.031	0.3179E-02	0.636E-03	1.9268	0.96	0.3179	0.035
175	0.5671	0.028	0.2908E-02	0.582E-03	1.8477	0.92	0.2908	0.032
200	0.5140	0.026	0.2636E-02	0.527E-03	1.7684	0.88	0.2636	0.029
225	0.4766	0.024	0.2444E-02	0.489E-03	1.7125	0.86	0.2444	0.027
250	0.4438	0.022	0.2276E-02	0.455E-03	1.6634	0.83	0.2276	0.025
275	0.4123	0.021	0.2114E-02	0.423E-03	1.6163	0.81	0.2114	0.023
300	0.3829	0.020	0.1964E-02	0.393E-03	1.5724	0.79	0.1964	0.022
325	0.3560	0.018	0.1826E-02	0.365E-03	1.5322	0.77	0.1826	0.020
350	0.3316	0.017	0.1701E-02	0.340E-03	1.4958	0.75	0.1701	0.019
375	0.3095	0.015	0.1587E-02	0.317E-03	1.4627	0.73	0.1587	0.018
400	0.2896	0.014	0.1485E-02	0.297E-03	1.4328	0.72	0.1485	0.017
425	0.2715	0.014	0.1392E-02	0.278E-03	1.4058	0.70	0.1392	0.015
450	0.2551	0.013	0.1308E-02	0.262E-03	1.3813	0.69	0.1308	0.015
475	0.2402	0.012	0.1232E-02	0.246E-03	1.3591	0.68	0.1232	0.014
500	0.2267	0.011	0.1163E-02	0.233E-03	1.3389	0.67	0.1163	0.013
1000	0.1402	0.007	0.6133E-03	0.123E-03	0.8103	0.42	0.0701	0.008
2000	0.942E-01	0.005	0.4121E-03	0.824E-04	0.4413	0.22	0.0471	0.005
2500	0.835E-01	0.004	0.3654E-03	0.31E-04	0.3253	0.16	0.0418	0.005
下风向最大质量浓度及占标率（%）	1.044	0.053	0.5352E-02	0.107E-02	2.560	1.28	0.5352	0.059
最大落地距离（m）	25		25		25		25	
D10%最远距离/m	/		/		/		/	
评价等级	三级		三级		二级		三级	

表 6.1.2-13 主要污染源估算模型计算结果表

离源距离(m)	徐闻 101 站		徐闻 6 井场	
	非甲烷总烃预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%	非甲烷总烃预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%
1	6.067	0.30	2.313	0.12
25	6.416	0.32	3.805	0.19
50	6.760	0.34	4.517	0.23
75	7.094	0.35	3.954	0.20
100	7.409	0.37	2.741	0.14
125	7.980	0.40	2.030	0.10
150	8.296	0.41	1.583	0.08
175	8.562	0.43	1.281	0.06
200	8.841	0.44	1.067	0.05
225	9.106	0.46	0.9079	0.05
250	9.310	0.47	0.7859	0.04
275	9.280	0.46	0.6898	0.03
300	8.869	0.44	0.6124	0.03
325	7.696	0.38	0.5488	0.03
350	7.172	0.39	0.4959	0.02
375	6.420	0.32	0.4513	0.02
400	5.826	0.29	0.4133	0.02
425	5.340	0.27	0.3806	0.02
450	4.936	0.25	0.3520	0.02
475	4.593	0.23	0.3270	0.02
500	4.296	0.21	0.3048	0.02
1000	3.279	0.16	0.2267	0.01
2000	2.423	0.12	0.1589	0.01
2500	2.010	0.10	0.1278	0.01
下风向最大质量浓度及占标率/%	9.310	0.47	4.517	0.23
D10%最远距离/m	250		50	
评价等级	三级		三级	

表 6.1.2-14 主要污染源估算模型计算结果表

离源距离(m)	徐闻 6-1 井场							
	SO_2 预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%	NO_X 预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%	颗粒物预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%	非甲烷总烃预测质量浓度/（μg/m³）	占标率/%
1	0.9885E-03	0.20E-03	0.7766	0.39	0.9885E-01	0.011	1.977	0.10
25	0.1450E-02	0.29E-03	1.139	0.57	0.1450	0.016	2.901	0.15
50	0.1929E-02	0.39E-03	1.515	0.76	0.1929	0.021	3.858	0.19
75	0.2415E-02	0.48E-03	1.897	0.95	0.2415	0.027	4.830	0.24
100	0.2382E-02	0.47E-03	1.872	0.94	0.2382	0.026	4.765	0.24
125	0.2118E-02	0.42E-03	1.664	0.83	0.2118	0.024	4.236	0.21
150	0.1877E-02	0.38E-03	1.474	0.74	0.1877	0.021	3.753	0.19
175	0.1701E-02	0.34E-03	1.336	0.67	0.1701	0.019	3.402	0.17
200	0.1569E-02	0.32E-03	1.232	0.62	0.1569	0.017	3.138	0.16

225	0.1462E-02	0.29E-03	1.149	0.57	0.1462	0.016	2.925	0.15
250	0.1371E-02	0.27E-03	1.077	0.54	0.1371	0.015	2.743	0.14
275	0.1293E-02	0.26E-03	1.016	0.51	0.1294	0.014	2.587	0.13
300	0.1224E-02	0.24E-03	0.9615	0.48	0.1224	0.014	2.448	0.12
325	0.1163E-02	0.23E-03	0.9140	0.46	0.1163	0.013	2.327	0.12
350	0.1162E-02	0.23E-03	0.9130	0.46	0.1162	0.013	2.324	0.12
375	0.1162E-02	0.23E-03	0.8694	0.43	0.1107	0.012	2.213	0.11
400	0.1057E-02	0.21E-03	0.8305	0.42	0.1057	0.012	2.114	0.11
425	0.1013E-02	0.20E-03	0.7956	0.40	0.1013	0.011	2.025	0.10
450	0.9725E-03	0.19E-03	0.7640	0.38	0.9725E-01	0.011	1.945	0.10
475	0.9360E-03	0.19E-03	0.7353	0.37	0.9360E-01	0.010	1.872	0.09
500	0.9026E-03	0.18E-03	0.7091	0.35	0.9026E-01	0.010	1.805	0.09
1000	0.5549E-03	0.11E-03	0.4359	0.22	0.5549E-01	0.006	1.110	0.06
2000	0.4863E-03	0.10E-03	0.3820	0.19	0.4863E-01	0.005	0.9726	0.05
2500	0.4403E-03	0.09E-03	0.3459	0.17	0.4403E-01	0.005	0.8805	0.04
下风向最大质量浓度及占标率/%	0.2415E-02	0.48E-03	1.897	0.95	0.2415	0.027	4.830	0.24
D10%最远距离/m	75		75		75		75	
评价等级	三级		三级		三级		三级	

6.1.2.5 异味影响分析

本项目井场会产生的 H_2S 等污染物，具有异味，经核算，由于硫化氢产生浓度较低，故对周边影响不大。

（1）异味主要危害

①危害呼吸系统。人们突然闻到异味，就会产生反射性的抑制吸气，使呼吸次数减少，深度变浅，甚至会暂时停止吸气，妨碍正常呼吸功能。

②危害循环系统。随着呼吸的变化，会出现脉搏和血压的变化。如氨、苯肼刺激性异味气体会使血压出现先下降后上升，脉搏先减慢后加快的现象。

③危害消化系统。经常接触异味，会使人厌食、恶心，甚至呕吐，进而发展为消化功能减退。

④危害内分泌系统。经常受异味刺激，会使内分泌系统的分泌功能紊乱，影响机体的代谢活动。

⑤危害神经系统。长期受到一种或几种低浓度异味物质的刺激，会引起嗅觉脱失、嗅觉疲劳等障碍。

⑥对精神的影响。异味使人精神烦躁不安，思想不集中，工作效率减低，判断力和记忆力

下降，影响大脑的思考活动。

（2）异味影响分析

根据美国纳德提出将臭气感觉强度从“无气味”到“臭气强度极强”分为五级，具体分法见表6.1.2-16。

表 6.1.2-15 恶臭影响范围及程度

范围（米）	0~15	15~30	30~100
强度	0	0	0

表 6.1.2-16 恶臭强度分级

臭气强度分级	臭气感觉强度	污染程度
0	无气味	无污染
1	轻微感觉到有气味	轻度污染
2	明显感到有气味	中等污染
3	感到有强烈气味	重污染
4	无法忍受的强臭味	严重

恶臭随距离的增加影响减小，井场正常运行时 H_2S 逸散量较低，根据计算，H_2S 最大落地点浓度小于嗅阈值，臭气感觉强度为无气味，对周围环境无明显影响，大气环境影响程度较小，但仍应加强污染控制管理，减少非正常排放情况的发生。

6.1.2.6 大气环境防护距离

根据 AERSCREEN 估算结果，本项目污染物最大落地浓度占标率＜10%，本项目不需设置大气环境防护距离。

6.1.2.7 大气环境影响评价小结

（1）大气估算模式计算结果表明，本项目各因子的最大占标率均小于评价标准的 10%，确定评价等级为二级。

（2）正常工况下，本项目 P_{max} 最大值出现为徐闻 101 站 DA001 排气筒排放的 NO_X，P_{max} 值为 1.28。因此，本项目运营期排放的大气污染物对环境空气质量影响较小。

（3）根据计算，本项目正常情况下，场界外各污染物的短期贡献浓度值未出现超标情况，因此，本项目不需设置大气环境防护距离。

本项目大气污染物排放量核算表见下表。

表 6.1.2-17　大气污染物有组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放浓度/（mg/m³）	核算排放速率/（kg/h）	核算年排放量/（t/a）
一般排放口					
1	DA003	SO_2	0.13	6×10^{-5}	0.00058
		NO_X	46.12	0.023	0.203
		颗粒物	15.880	0.008	0.070
		非甲烷总烃	27.780	0.014	0.122
一般排放口合计		SO_2			0.00058
		NO_X			0.203
		颗粒物			0.070
		非甲烷总烃			0.122
有组织排放合计					
有组织排放总计		SO_2			0.00058
		NO_X			0.203
		颗粒物			0.070
		非甲烷总烃			0.122

表 6.1.2-18 本项目大气无组织排放量核算表

序号	排放口编号	产污环节	污染物	主要污染防治措施	国家或地方污染物排放标准		年排放量/(t/a)
					标准名称	浓度限值/(μg/m³)	
1	井场	采油、装卸	非甲烷总烃	采用油套连通套管气回收装置、加强日常运行管理	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求	4000	1.531
2	徐闻 6 断块、徐闻 9 断块拉油井场	多功能罐燃烧伴生气	SO_2			400	0.00012
			NO_X			120	0.095
			颗粒物			1000	0.014
			非甲烷总烃			4000	0.021
3	徐闻 101 站	动静密封点	非甲烷总烃			4000	1.167
无组织排放总计							
无组织排放总计				非甲烷总烃	2.719		
				SO_2	0.00012		
				NO_X	0.095		
				颗粒物	0.014		

表 6.1.2-19 大气污染物年排放量核算表

序号	污染物	年排放量/（t/a）
1	非甲烷总烃	2.841
2	SO_2	0.0007
3	NO_X	0.298
4	颗粒物	0.084

本次大气环境影响评价完成后，对大气环境影响评价主要内容与结论进行自查，详见表 6.1.2-20。

表 6.1.2-20 建设项目大气环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="8">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价等级与范围</td><td>评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级√</td><td colspan="2">三级□</td></tr>
<tr><td>评价范围</td><td colspan="3">边长=50 km□</td><td colspan="3">边长 5～50 km□</td><td colspan="2">边长=5 km√</td></tr>
<tr><td rowspan="2">评价因子</td><td>SO_2 +NO_x 排放量</td><td colspan="3">≥2000 t/a□</td><td colspan="3">500～2000 t/a□</td><td colspan="2">＜500 t/a√</td></tr>
<tr><td>评价因子</td><td colspan="5">基本污染物（SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3）
其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢、TSP、TVOC）</td><td colspan="2">包括二次 $PM_{2.5}$□
不包括二次 $PM_{2.5}$√</td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td>评价标准</td><td colspan="3">国家标准√</td><td colspan="2">地方标准 □</td><td>附录D√</td><td>其他标准√</td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>环境功能区</td><td colspan="3">一类区□</td><td colspan="3">二类区√</td><td colspan="2">一类区和二类区□</td></tr>
<tr><td>评价基准年</td><td colspan="8">（2024）年</td></tr>
<tr><td>环境空气质量现状调查数据来源</td><td colspan="3">长期例行监测数据□</td><td colspan="3">主管部门发布的数据√</td><td colspan="2">现状补充监测√</td></tr>
<tr><td></td><td>现状评价</td><td colspan="4">达标区☑</td><td colspan="4">不达标区☐</td></tr>
<tr><td>污染源调查</td><td>调查内容</td><td colspan="3">本项目正常排放源√
本项目非正常排放源√
现有污染源□</td><td>拟替代的污染源□</td><td colspan="3">其他在建、拟建项目污染源□</td><td>区域污染源√</td></tr>
<tr><td rowspan="9">大气环境影响预测与评价</td><td>预测模型</td><td>AERMOD ☑</td><td>ADMS □</td><td colspan="2">AUSTAL2000□</td><td colspan="2">EDMS/AEDT □</td><td>CALPUFF □</td><td>网格模型 □</td><td>其他 □</td></tr>
<tr><td>预测范围</td><td colspan="2">边长≥ 50 km□</td><td colspan="4">边长 5～50 km □</td><td colspan="2">边长= 5 km☑</td></tr>
<tr><td>预测因子</td><td colspan="4">预测因子（/）</td><td colspan="4">包括二次 $PM_{2.5}$ □
不包括二次 $PM_{2.5}$ ☑</td></tr>
<tr><td>正常排放短期浓度贡献值</td><td colspan="4">本项目最大占标率≤100%☑</td><td colspan="4">本项目最大占标率＞100% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">正常排放年均浓度贡献值</td><td>一类区</td><td colspan="3">本项目最大占标率≤10%□</td><td colspan="4">本项目最大标率＞10% □</td></tr>
<tr><td>二类区</td><td colspan="3">本项目最大占标率≤30%☑</td><td colspan="4">本项目最大标率＞30% □</td></tr>
<tr><td>非正常排放1 h 浓度贡献值</td><td colspan="2">非正常持续时长（/）h</td><td colspan="3">非正常占标率≤100% □</td><td colspan="3">非正常占标率＞100%□</td></tr>
<tr><td>保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值</td><td colspan="4">叠加达标 □</td><td colspan="4">叠加不达标 □</td></tr>
<tr><td>区域环境质量的整体变化情况</td><td colspan="4">k ≤−20% □</td><td colspan="4">k＞−20% □</td></tr>
<tr><td rowspan="2">环境监测计划</td><td>污染源监测</td><td colspan="4">监测因子:（非甲烷总烃、颗粒物、SO_2、NO_X、硫化氢）</td><td colspan="3">有组织废气监测 √
无组织废气监测 √</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td>环境质量监测</td><td colspan="4">监测因子:（氮氧化物、非甲烷总烃）</td><td colspan="3">监测点位数（1）</td><td>无监测□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">评价结论</td><td>环境影响</td><td colspan="5">可以接受 √</td><td colspan="4">不可以接受 □</td></tr>
<tr><td>大气环境防护距离</td><td colspan="9">距（/）厂界最远（ / ）m</td></tr>
<tr><td>污染源年排放量</td><td colspan="2">SO_2:（0.0007）t/a</td><td colspan="2">NO_x:（0.298）t/a</td><td colspan="2">颗粒物：（0.084）t/a</td><td colspan="2">VOC_s:（2.841）t/a</td></tr>
<tr><td colspan="10">注：填“□” 为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项。</td></tr>
</table>

6.1.3 闭井期大气环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分粉尘，类似施工期的大气环境影响，在采取对应的污染防治措施前提下，闭井期只会对大气有短期的影响，且影响较小。

6.2 地表水环境影响分析

6.2.1 施工期废水环境影响分析及防治对策

本项目施工期产生的废水包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、试压废水、生活污水等。

①徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放;徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。②试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；③生活污水：部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

6.2.2 运营期地表水环境影响评价

本项目运营期废水主要有采出水、井下作业废水、纯水制备浓水、脱水废水及生活污水。

①井下作业废水：经站场污水集中处理系统处理后回注，不外排；②采出水：采出水由徐闻 101 站污水处理系统进行处理后由注水井回注地层；③纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理后回注，不外排。④生活污水：经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。

6.2.3 闭井期地表水环境影响评价

闭井只有短暂的施工，地面设施拆除、井场清理等工作过程中，在施工期和运营期累积的油泥砂，及时回收，防止对局部区域造成污染，铲除明显油污层，将受污染的土壤表层清理干净，对地表水几乎不会有影响。

6.3 固体废物环境影响分析

6.3.1 施工期固体废物环境影响分析

废弃钻井水基泥浆采用泥浆罐收集暂存，不含油岩屑采用岩屑罐收集暂存，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场

铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用；施工废料尽可能回收，剩余废料由环卫部门处理。

施工期产生的固体废物产生后均委托有关单位或部门进行合理处理，无固体废物外排。

6.3.2 运营期固体废物环境影响评价

6.3.2.1 固体废物产生情况

本项目运营期的固体废物主要为油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料、废反渗透膜、生活垃圾等。运营期固废的性质及产生量见表 6.3.2-1。

表 6.3.2-1 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量 t/a	主要成分	固废分类		处置方式
				废物类别	危废代码	
1	油泥油砂	8.5	油泥、岩屑	HW08	071-001-08	5 年清理一次，随产随清，委托有资质单位处置
2	废沾油防渗材料	2.0	油泥、防渗膜	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
3	废含油抹布、废含油手套	0.05	油泥	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
4	废润滑油	0.5	油	HW08	900-217-08	委托有资质单位处置
5	污泥	2	油	HW08	900-210-08	委托有资质单位处置
6	废滤料	0.5	油、滤料	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
7	废反渗透膜	0.005	废反渗透膜	/	/	外售综合利用
8	生活垃圾	7.3	生活垃圾	/	/	环卫清运

6.3.2.2 固体废物环境影响分析

（1）危险废物贮存场所（设施）环境影响分析

本项目运营期检修作业产生油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料、废反渗透膜等。单个采油井检修作业约 2 年开展 1 次，作业时间约 15 天，危险废物产生量约 1 吨。本项目危废暂存于徐闻 6-3 井场危废暂存间，危险废物的种类和特性进行分区、分类贮存，设置防雨、防火、防雷、防扬散、防渗漏装置及泄漏液体收集装置。

本项目产生的废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料需存于专用容器内，暂存在危废仓库中，并委托有资质单位安全处置。本项目产生的危险废物均委托有资质单位处置。

（2）运输过程的环境影响分析

本项目转运的危险废物主要是从各个井场作业产生的油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料、废反渗透膜等。转运过程均采用专门运输车辆，

正常情况下不会扬散和洒漏。一旦发生交通事故，有可能会造成危险废物撒漏，这时建设单位应立即启动应急预案，对危险废物进行清理，采取必要措施降低对地表水、地下水、大气以及土壤的影响。

（3）委托利用或者处置的环境影响分析

本项目拟处置的危险废物产生量、危废类别均在相应公司核准经营危险废物类别、设计处置能力内。危废处置单位均会办理相关环评及“三同时”验收手续，正常运行情况下不会对周围环境造影响。

综上所述，建设项目产生的固体废物得到了妥善处置和利用，实现零排放，对外环境的影响可减至最小程度，不会产生二次污染，对环境影响较小。

（4）危险废物处置的环境影响分析

本项目危险废物委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

危险废物跨省转移全面推行电子联单，联合交通运输部门加快扩大运输电子运单和转移电子联单对接试点，实时共享危险废物产生、运输、利用处置企业基础信息与运输轨迹信息。危险废物产生、经营企业在省内转移时要选择有资质并能利用“电子运单管理系统”进行信息比对的危险货物道路运输企业承运危险废物。

本项目周边区域内具有相应危险固体废弃物资质的单位为广东同畅环境科技有限公司（许可证编号：440823230302）等。上述公司已取得了广东省环保厅颁发的《危险废物经营许可证》。

广东同畅环境科技有限公司位于广东省湛江市遂溪县建新镇县道 x687，许可证编号为440823230302，其许可证有效期为 2024 年 3 月 26 日至 2029 年 3 月 25 日，经营危险废物的类别包括表面处理废物（HW17 类中的 336-050-17、336-052-17、336-054~059-17、336-062~064-17、336-066-17），4.5 万吨/年；含铜废物（HW22 类中的 304-001-22、398-005-22、398-051-22），2.25 万吨/年；废有机溶剂与含有机溶剂废物（HW06 类中的 900-405-06），1000 吨/年、其他废物（HW49 类中的 900-039-49），4000 吨/年；含镍废物（HW46 类中的 900-037-46），500 吨/年、废催化剂（HW50 类中的 251-016~019-50），4500 吨/年；均仅限（半）固态，共 77500 吨/年。废矿物油与含矿物油废物（HW08 类中的 071-001~002-08、072-001-08、251-002~006-08、251-010~011-08、900-199~200-08、900-210-08、900-215-08、900-221-08），仅限污泥、残渣，共 30000 吨/年。废矿物油与含矿物油废物（HW08 类中的 251-001-08、900-199~201-08、

900-203~205-08、900-209-08、291-001-08、398-001-08、900-213~214-08、900-216~220-08、900-249-08），仅限废油，36000 吨/年；精（蒸）馏残渣（HW11 类中的 261-012-11），18000 吨/年；共 54000 吨/年。废药物、药品（HW03 类）、废有机溶剂与含有机溶剂废物（HW06 类中的 900-402-06、900-404~405-06、900-407-06，900-409-06)、精(蒸)馏残渣（HW11 类中的 251-013-11、252-001~016-11、451-001-11、451-003-11、261-130-11、261-106-11、772-001-11、900-013-11）、染料、涂料废物（HW12 类中的 264-011~013-12、900-250~256-12、900-299-12)、有机树脂类废物（HW13 类中的 265-101~104-13、900-014~016-13）、有机磷化合物废物（HW37 类中的 261-061~063-37）、含酚废物（HW39 类中的 261-070~071-39）、含醚废物（HW40 类中的 261-072-40）、其他废物（HW49 类中的 900-041~042-49、900-047-49、900-999-49，不包括废铁质包装桶)，共 30000 吨/年。医药废物（HW02 类中的 271-001~005-02、272-001-02、272-003-02、272-005-02、275-001~006-02、275-008-02、276-001~005-02）、农药废物（HW04 类中的 263-001~012-04）、废有机溶剂与含有机溶剂废物（HW06 类中的 900-405-06、900-407-06、900-409-06）、焚烧处置残渣（HW18 类中的 772-002-18），共 3500 吨/年。油/水、烃/水混合物或乳化液（HW09 类中的 900-005~007-09）7000 吨/年、废酸（HW34 类中的 251-014-34、261-057~058-34）20000 吨/年、废碱（HW35 类中的 251-015-35、261-059-35）20000 吨/年、感光材料废物（HW16 类中的 266-009~010-16、231-001~002-16、398-001-16、900-019-16）5000 吨/年、无机氰化物废物（HW33 类中的 336-104-33、900-027~028-33）3000 吨/年，均仅限液态，共 55000 吨/年。 合计 25 万吨/年。

广东同畅环境科技有限公司可处置本项目产生的危险废物：071-001-08、900-041-49、900-217-08、900-210-08，项目产生的危险废物可交由其进行处置，或交由其他同类型的资质单位处置，项目建设后危废处置可落实，因此，对周边环境影响较小。

综上所述，建设项目产生的固体废物均得到了妥善处置和合理利用，可做到固废“零排放”，对环境的影响可减至最小程度。

6.3.3 闭井期固体废物环境影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理等工作会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集后外运。

地面设施拆除、井场清理等工作过程中，在施工期和运营期累积的油泥砂，应及时回收，

防止对局部区域造成污染，铲除明显油污层，将受污染的土壤表层清理干净，以利于井场土地资源的后续利用。回收后的油泥砂委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处理，防止闭井期对周围环境造成新的影响。

综上所述，在采取各项措施后，本项目施工期、运营期、闭井期的各种固体废物均可得到妥善处置，对环境影响较小。

6.4 噪声环境影响分析

6.4.1 施工期噪声环境影响分析

6.4.1.1 钻井工程噪声环境影响分析

本项目钻井工程噪声主要为钻机、泥浆泵、振动筛、泥浆泵、井场基础施等，根据建设单位核实，拟建项目钻井等过程均采用网电，供给动力的柴油发电机组作为备用电源。其中，部分设备是连续运行的，部分是间歇性的噪声，施工期间，本项目机械噪声源强见表 6.4.1-1。

表 6.4.1-1 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置*/m			声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
钻井施工								
1	钻机	ZJ40、ZJ70	30	40	1	85	消声器	24h/d
2	钻井泵	F-1600HL	60	60	1	90	消声器，隔声屏	24h/d
3	振动筛	/	40	50	1	90	消声器，隔声屏	24h/d
4	除砂器	/	20	30	1	90	消声器，隔声屏	24h/d
5	离心泵	/	60	20	1	80	消声器	24h/d
6	除气器	2CQ360-360	30	50	1	80	消声器	24h/d
7	泥浆泵	F-1600	40	40	1	90	消声器，隔声屏	24h/d
8	推土机	/	30	50	1	105	合理调配，隔声屏	12h/d
9	挖掘机	/	20	30	1	95	合理调配，隔声屏	12h/d
10	柴油发电机（备用）	/	50	40	1	100	远离敏感点，低噪声设备，消音器	12h/d
地面施工								
11	挖掘机	/	30	50	1	92	合理调配，隔声屏	12h/d
12	推土机	/	40	50	1	92	合理调配，隔声屏	12h/d
13	载重汽车	/	30	40	1	85	合理调配，隔声屏	12h/d
14	电焊机	/	30	40	1	87	合理调配，隔声屏	12h/d

（2）噪声评价方法

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价，评价范围为井场周边 200m 范围。

根据工程分析提供的噪声源参数，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）

规定的声级计算公式进行影响预测。

①对在预测点产生的等效声级贡献值，计算公式如下：

$$Leqg = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{n} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—为声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T—为预测计算的时间段，s；

t_i—为 i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—为预测点的背景值，dB（A）。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

（3）钻井噪声影响预测分析

正常工况上，钻井过程均采用网电，钻井过程的噪声源主要来源于钻机、泥浆泵和振动筛等设备产生的连续机械噪声，要减轻钻井噪声的影响，主要还是通过在钻井过程中采取相应的降噪措施。钻井过程中采取的噪声防治措施：选用相对低噪声设备，泥浆泵可加衬弹性垫料和安装消声装置以达到减噪目的；同时在钻井过程中平稳操作，避免特种作业时产生非正常的噪声。在布设方式上使得各噪声源尽量远离周边敏感点，降低钻井期间各产噪设备对周边敏感点的影响。本次选取典型井场（徐闻 101 站）进行预测，钻井过程不存在同一井场多井同时钻的情况，钻井期间噪声预测结果见表 6.4.1-2。

表 6.4.1-2 施工厂界各测点噪声预测结果表（单位：dB(A)）

预测点	预测值	标准值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	49.73	70	55	达标	达标
南厂界	47.42			达标	达标
西厂界	44.38			达标	达标
北厂界	47.83			达标	达标

施工期预测选取噪声评价范围内需要施工井口附近的噪声敏感点作为预测点，噪声源强为钻机、泵房等噪声的叠加值（79.77dB）。预测井场噪声对井口周边 200m 范围敏感点的贡献值及与敏感点昼夜背景值叠加的预测值，预测结果见表 6.4.1-3。

表 6.4.1-3 钻井期周边敏感点噪声预测值 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	迈汶村（徐闻 101-13 井口 110m 处）	48	41	48	41	55	45	38.94	38.94	48.51	43.10	+0.51	+2.10	达标	达标
2	英雯村（徐闻 101-11 井口 140m 处）	51	43	51	43	55	45	26.85	26.85	51.02	43.10	+0.02	+0.10	达标	达标
3	英雯村（徐闻 101-12 井口 190m 处）	45	41	45	41	55	45	24.29	24.29	45.04	41.09	+0.04	+0.09	达标	达标
4	英雯村（徐闻 13-3 井口 190m 处）	48	41	48	41	55	45	24.29	24.29	48.02	41.09	+0.02	+0.09	达标	达标
5	迈陈镇区（徐闻 101-2 井口 170m 处）	46	40	46	40	55	45	25.16	25.16	46.04	40.14	+0.04	+0.14	达标	达标
6	那朗南村（徐闻 102 斜井口 190m 处）	52	41	52	41	55	45	24.29	24.29	52.01	41.09	+0.01	+0.09	达标	达标
7	讨墩村（迈陈 1 井口 130m 处）	46	42	46	42	55	45	27.49	27.49	46.06	42.15	+0.06	+0.15	达标	达标
8	东园仔村（徐闻 101-1 井口 105m 处）	51	42	51	42	55	45	39.35	39.35	51.29	43.88	+0.29	+1.88	达标	达标
9	提塘村（徐闻 103-3 井口 180m 处）	53	41	53	41	55	45	24.66	24.66	53.01	41.10	+0.01	+0.10	达标	达标
10	南田村东边园（徐闻 104 斜井口 150m 处）	48	40	48	40	55	45	26.25	26.25	48.03	40.18	+0.03	+0.18	达标	达标
11	南岭仔村北田（徐闻 101-9 井口 180m 处）	51	41	51	41	55	45	24.66	24.66	51.01	41.10	+0.01	+0.10	达标	达标
12	提塘村（徐闻 101DZ 井口 190m 处）	50	42	50	42	55	45	24.29	24.29	50.01	42.07	+0.01	+0.07	达标	达标
13	管线北侧零散居民点（徐闻 101-1 井口 230m 处）	51	41	51	41	55	45	17.93	17.93	51.00	41.02	0	+0.02	达标	达标

根据预测结果，经采取有效的基础减振、隔声等措施，经距离衰减后，项目场界噪声贡献值能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）昼夜噪声限值要求。

经预测，施工期噪声在井场周边敏感点贡献值与敏感点噪声背景值叠加后的预测值仍能够达到相应噪声环境质量标准。

6.4.1.2 压裂工程噪声环境影响分析

本项目压裂工程噪声主要为压裂车，连续运行。

表 6.4.1-4 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置*/m			声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	压裂车	YLC105-1490	60	50	1	110	合理调配，隔声屏	24h/d

（2）噪声评价方法

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ2.4-2021）中关于工作等级划分的要求，声环境影响预测按二级进行评价，评价范围为井口周边 200m 居民。

根据工程分析提供的噪声源参数，采用《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）规定的声级计算公式进行影响预测。

①对在预测点产生的等效声级贡献值，计算公式如下：

$$Leqg = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_{i=1} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—为声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T—为预测计算的时间段，s；

t_i—为 i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—为预测点的背景值，dB（A）。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_A(\mathrm{r}) = L_{\mathrm{A}}(\mathrm{r}_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

（3）压裂噪声影响预测分析

本次选取典型井场（徐闻 101 站）进行预测，压裂过程不存在同一井场多井同时压裂的情况，压裂期间噪声预测结果见表 6.4.1-5。

表 6.4.1-5 施工厂界各测点噪声预测结果表（单位：dB(A)）

预测点	预测值	标准值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	52.30	70	55	达标	不达标
南厂界	53.52			达标	不达标
西厂界	52.97			达标	不达标
北厂界	52.11			达标	不达标

施工期预测选取噪声评价范围内需要施工井口附近的噪声敏感点作为预测点，噪声源强为压裂车的噪声值（80dB），选用低噪声设备，设备基础安装减振垫层，敏感目标处设置隔声屏障，加强设备维护与保养等措施后，可降噪 20dB。预测井场噪声对井口周边 200m 范围敏感点的贡献值及与敏感点昼夜背景值叠加的预测值，预测结果见表 6.4.1-6。

表 6.4.1-6 压裂期周边敏感点噪声预测值 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	迈汶村（徐闻 101-13 井口 110m 处）	48	41	48	41	55	45	39.17	39.17	48.53	43.19	+0.53	+2.19	达标	达标
2	英雯村（徐闻 101-11 井口 140m 处）	51	43	51	43	55	45	37.08	37.08	51.17	43.99	+0.17	+0.99	达标	达标
3	英雯村（徐闻 101-12 井口 190m 处）	45	41	45	41	55	45	34.42	34.42	45.36	41.86	+0.36	+0.86	达标	达标
4	英雯村（徐闻 13-3 井口 190m 处）	48	41	48	41	55	45	34.42	34.42	48.18	41.86	+0.18	+0.86	达标	达标
5	迈陈镇区（徐闻 101-2 井口 170m 处）	46	40	46	40	55	45	35.39	35.39	46.36	41.29	+0.36	+1.29	达标	达标
6	那朗南村（徐闻 102 斜井口 190m 处）	52	41	52	41	55	45	34.42	34.42	52.08	41.86	+0.08	+0.86	达标	达标
7	讨墩村（迈陈 1 井口 130m 处）	46	42	46	42	55	45	37.27	37.27	46.55	43.26	+0.55	+1.26	达标	达标
8	东园仔村（徐闻 101-1 井口 105m 处）	51	42	51	42	55	45	39.58	39.58	51.30	43.97	+0.30	+1.97	达标	达标
9	提塘村（徐闻 103-3 井口 180m 处）	53	41	53	41	55	45	34.89	34.89	53.07	41.95	+0.07	+0.95	达标	达标
10	南田村东边园（徐闻 104 斜井口 150m 处）	48	40	48	40	55	45	36.48	36.48	48.30	41.60	+0.30	+1.60	达标	达标
11	南岭仔村北田（徐闻 101-9 井口 180m 处）	51	41	51	41	55	45	34.89	34.89	51.11	41.95	+0.11	+0.95	达标	达标
12	提塘村（徐闻 101DZ 井口 190m 处）	50	42	50	42	55	45	34.42	34.42	50.12	42.70	+0.12	+0.70	达标	达标
13	管线北侧零散居民点（徐闻 101-1 井口 230m 处）	51	41	51	41	55	45	32.77	32.77	51.06	41.61	+0.06	+0.61	达标	达标

根据预测结果，经采取有效的基础减振、隔声等措施，经距离衰减后，项目场界噪声贡献值能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）昼夜噪声限值要求。

经预测，施工期噪声在井场周边敏感点贡献值与敏感点噪声背景值叠加后的预测值仍能够达到相应噪声环境质量标准。

6.4.1.3 噪声影响减缓措施

综合上述分析，整个钻井期间，各种作业噪声会对周围声环境敏感目标造成一定程度影响，但这种影响持续不长，随着施工作业的结束，当地声环境质量将恢复至原有状况。为防止噪声对周围居民的生活造成影响，建设单位应在施工期间采取如下措施：

①加强施工管理，合理安排施工作业进度，严格按照施工噪声管理的相关规定执行，尽可能的压缩施工作业周期。

②做好机械设备的维护和保养，有效降低机械设备的噪声源强。

③在工业网电条件具备的地方，尽可能以工业电网替代柴油发电机为钻机提供动力，减少备用电源柴油发电机的使用频次，以降低对井场周边的环境空气污染及噪声污染。

④优化钻井平台布局，使柴油发电机等高噪声源尽可能远离声环境敏感目标，或加装隔声墙等临时措施。

⑤确因施工而受影响的周围居民，油田开发部门应作出相应措施予以解决（比如临时安排居民搬迁、或经济上给予相应的补偿等等）。

项目钻井施工周期较短，噪声影响是短期的、暂时的。施工结束后噪声影响将随之消除。

6.4.2 运营期噪声环境影响评价

6.4.2.1 源强参数

本项目运营期噪声源主要包括各采油井场及徐闻 101 站场运营过程产生的噪声。

（1）各采油井场噪声源强

本项目运营期噪声源主要包括：采油设备噪声、注水设备噪声、井下作业噪声及泵类设备噪声。拟建项目新增抽油机均为静音抽油机，静音抽油机采用永磁电机，属于电磁换向，根据胜利油田使用静音抽油机后井口噪声监测结果，静音抽油机井口的声压级只有 62 分贝，拟建项目新增的采油设备噪声声压级取 62 dB（A），根据项目运营期主要噪声源统计情况见表 6.4.2-1。

表 6.4.2-1　工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置*/m			声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	抽油机	DN1400×5890	20	30	1	62	减振、隔声	24h/d
2	注水泵	Q=50m³/h H=50m N=15kW	15	10	1	80	减振、隔声	24h/d
3	通井机	Q=15m³/h H=50m N=18.5kW	40	20	1	100	减振、隔声	24h/d
4	机泵	PN0.6 DN1200	50	40	1	80	减振、隔声	24h/d
5	混输螺杆泵	Q=3m³/h H=20m N=1.1kW	20	20	1	75	减振、隔声	24h/d
6	污水提升泵	10000Nm³/d	50	40	1	90	减振、隔声	24h/d

备注：*坐标轴取井场西南角作为原点，确定设备空间相对位置。

（2）徐闻 101 站噪声源强

本项目运营期噪声源主要包括：采油设备噪声、注水设备噪声、井下作业噪声及泵类设备噪声。拟建项目新增抽油机均为静音抽油机，静音抽油机采用永磁电机，属于电磁换向，根据胜利油田使用静音抽油机后井口噪声监测结果，静音抽油机井口的声压级只有 62 分贝，拟建项目新增的采油设备噪声声压级取 62 dB（A），根据项目运营期主要噪声源统计情况见表 6.4.2-2。

表 6.4.2-2 工业企业噪声源强调查清单（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置*/m			声功率级/dB(A)	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z			
1	三相分离器	DN1400×5890	80	55	1	75	隔声减振	24h/d
2	橇装装车泵	Q=50m³/h H=50m N=15kW	30	80	1	85	隔声减振	24h/d
3	橇装热水循环泵	Q=15m³/h H=50m N=18.5kW	50	100	1	85	隔声减振	24h/d
4	气体除油器	PN0.6 DN1200	60	100	1	75	隔声减振	24h/d
5	气压式自动增压泵	Q=3m³/h H=20m N=1.1kW	50	40	1	80	隔声减振	24h/d
6	压缩分离橇	10000Nm³/d	25	25	1	85	隔声减振	24h/d
7	水处理装置	/	80	40	1	75	隔声减振	24h/d

备注：*坐标轴取徐闻 101 站西南角作为原点，确定设备空间相对位置。

表 6.4.2-3　本项目噪声产生源强调查清单（室内声源）　单位：dB(A)

序号	声源名称	数量	声源源强	声源控制措施	空间相对位置*/m			距室内边界距离/m	室内边界噪声级	运行时段	建筑物插入损失	建筑物外噪声	
					X	Y	Z					声压级	建筑物外距离/m
1	橇装注水装置	1	80	固定基座、基础减振、厂房隔声	30	10	1	西：2	75	昼/夜	25	50	1
2	CNG 压缩橇	1	85		15	25	1	西：2	80		25	55	1

备注：*坐标轴取徐闻 101 站西南角作为原点，确定设备空间相对位置。

6.4.2.2 预测模式

根据工程分析提供的噪声源参数，采用点声源等距离衰减预测模型，参照气象条件修正值进行计算，并考虑多声源叠加。噪声预测模型及方法使用《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）提供的方法。

①对在预测点产生的等效声级贡献值，计算公式如下：

$$Leqg = 10\lg\left(\frac{1}{T}\sum_{i=1} t_i 10^{0.1L_{Ai}}\right)$$

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{Ai}—为声源在预测点产生的 A 声级，dB（A）；

T—为预测计算的时间段，s；

t_i—为 i 声源在 T 时段内的运行时间，s。

②预测点的预测等效声级（Leq）计算公式：

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

式中：L_{eqg}—为建设项目声源在预测点的等效声级贡献值，dB（A）；

L_{eqb}—为预测点的背景值，dB（A）。

③户外声传播衰减计算

户外声传播衰减包括几何发散（Adiv）、大气吸收（Aatm）、地面效应（Agr）、屏障屏蔽（Abar）、其他多方面效应（Amisc）引起的衰减。

距声源点 r 处的 A 声级按下式计算：

$$L_A(r) = L_A(r_0) - \left(A_{div} + A_{atm} + A_{bar} + A_{gr} + A_{misc}\right)$$

在预测中考虑反射引起的修正、屏障引起的衰减、双绕射、室内声源等效室外声源等影响和计算方法。

6.4.2.3 预测结果及分析

（1）各采油井场噪声预测

考虑单口采油井或注水井运行时，对厂界的声环境影响。注水噪声为间歇噪声，经隔声、减震措施后低于抽油机噪声，因此本次选择采油井（声压级 62dB（A））预测厂界噪声情况，井场规模以 900m^2 计算，噪声设备距离厂界最近 15m，预测结果见表 6.4.2-3。

表 6.4.2-3 厂界噪声预测结果 单位：dB(A)

厂界	昼间			夜间		
	贡献值	评价标准	评价结果	贡献值	评价标准	评价结果
东厂界	37.85	60	达标	37.85	50	达标
南厂界	37.85	60	达标	37.85	50	达标
西厂界	37.85	60	达标	37.85	50	达标
北厂界	37.85	60	达标	37.85	50	达标

（2）徐闻 101 站噪声预测

本项目徐闻 101 站运营期东、南、西、北四侧厂界及敏感点噪声预测结果见下表。

表 6.4.2-4 各测点噪声预测结果表（单位：dB(A)）

预测点	预测值	标准值		达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间
东厂界	41.11	60	50	达标	达标
南厂界	39.35			达标	达标
西厂界	40.82			达标	达标
北厂界	42.09			达标	达标
东园仔村	36.60			达标	达标

经过预测，本项目徐闻 101 站噪声预测值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。

（3）敏感目标的预测结果

根据实际情况模拟采油井或注水井场噪声对周边敏感目标的影响，考虑部分井场内有多口采油井，以较不利情况计算，采油井场噪声源强全部取 4 口井叠加噪声（68.02dB），预测结果见表 6.4.2-4。

表 6.4.2-4 运营期周边敏感点噪声预测值 单位：dB（A）

序号	声环境保护目标名称	噪声背景值/dB(A)		噪声现状值/dB(A)		噪声标准/dB(A)		噪声贡献值/dB(A)		噪声预测值/dB(A)		较现状增量/dB(A)		超标和达标情况	
		昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
1	迈汶村（徐闻 101-13 井口 110m 处）	48	41	48	41	60	50	27.19	27.19	48.04	41.18	+0.04	+0.18	达标	达标
2	英雯村（徐闻 101-11 井口 140m 处）	51	43	51	43	60	50	22.09	22.09	51.01	43.04	+0.01	+0.04	达标	达标
3	英雯村（徐闻 101-12 井口 190m 处）	45	41	45	41	60	50	19.43	19.43	45.01	41.03	+0.01	+0.03	达标	达标
4	英雯村（徐闻 13-3 井口 190m 处）	48	41	48	41	60	50	19.43	19.43	48.01	41.03	+0.01	+0.03	达标	达标
5	迈陈镇区（徐闻 101-2 井口 170m 处）	46	40	46	40	60	50	20.40	20.40	46.01	40.05	+0.01	+0.05	达标	达标
6	那朗南村（徐闻 102 斜井口 190m 处）	52	41	52	41	60	50	19.43	19.43	52.00	41.03	0	+0.03	达标	达标
7	讨墩村（迈陈 1 井口 130m 处）	46	42	46	42	60	50	22.73	22.73	46.02	42.05	+0.02	+0.05	达标	达标
8	东园仔村（徐闻 101-1 井口 105m 处）	51	42	51	42	60	50	27.26	27.26	51.02	42.14	+0.02	+0.14	达标	达标
9	提塘村（徐闻 103-3 井口 180m 处）	53	41	53	41	60	50	19.90	19.90	53.00	41.03	0	+0.03	达标	达标
10	南田村东边园（徐闻 104 斜井口 150m 处）	48	40	48	40	60	50	21.49	21.49	48.01	40.06	+0.01	+0.06	达标	达标
11	南岭仔村北田（徐闻 101-9 井口 180m 处）	51	41	51	41	60	50	19.90	19.90	51.00	41.03	0	+0.03	达标	达标
12	提塘村（徐闻 101DZ 井口 190m 处）	50	42	50	42	60	50	19.43	19.43	50.00	42.02	0	+0.02	达标	达标
13	管线北侧零散居民点（徐闻 101-1 井口 230m 处）	51	41	51	41	60	50	10.02	10.02	51	41	0	0	达标	达标

由以上结果可知，运营期正常工况下厂界噪声能满足对应的排放标准，周边村庄叠加本底值后，仍能满足对应的环境质量标准。非正常工况即需要大修情况下，均在白天发生，且发生时间短，本次不再具体预测，但非正常工况影响明显高于正常工况，故在大修期间应做好隔声减震，尽量减少大修次数。

6.4.3 闭井期噪声影响分析

油井退役后地面设施拆除、井场清理及车辆运输等工作会产生部分噪声，车辆运输过程中村庄附近减少鸣笛，拆除过程时间短暂，对声环境影响较小。

6.5 生态环境影响分析

根据现场踏勘，本项目主要涉及农田生态系统与聚落生态系统。农田生态系统是以作物为中心的农田中，生物群落与其生态环境间在能量和物质交换及其相互作用上所构成的一种生态系统，是农业生态系统中的一个主要亚系统。农田生态系统中的生物群落结构较简单，优势群落往往只有一种或数种作物；伴生生物为杂草、昆虫、土壤微生物、鼠、鸟及少量其他小动物；大部分经济产品随收获而移出系统，留给残渣食物链的较少；养分循环主要靠系统外投入而保持平衡。农田生态系统的稳定依赖于一系列耕作栽培措施的人工养地，在相似的自然条件下，土地生产力远高于自然生态系统。聚落生态系统指城乡居民点及其以外的工况、交通等人工生态系统。本项目主要分析对农田生态系统的影响。

6.5.1 施工期生态环境影响分析

6.5.1.1 土地利用影响分析

（1）永久占地影响评价

本项目永久占地为井场和道路占地，占地类型为农田。工程永久占地改变现有土地利用类型、性质和功能，将耕地变为建设用地，导致耕地面积减少，造成无法耕种，这种影响是永久性的。

建议建设单位与地方政府及有关职能部门积极协调，在施工前认真落实地方有关征地补偿手续及其费用，配合地方政府解决工程扰动区域内的土地占补平衡问题；同时在施工和运营期间要落实本报告书中的有关环境保护措施，将永久性工程占地对沿线地区土地利用的影响减到最小。

（2）临时占地影响分析

①管线工程临时占地

管线工程大部分临时占地主要集中在管线开挖埋设施工过程中，管线施工一般采取分段施工方式，施工时间较短，在管线敷设完成后该地段土地利用大部分可恢复为原用地类型。由于管线沿线两侧约 5m 范围内不能种植深根植物，一般情况下，该地段可以种植根系不发达的草本植物或一般农作物，以改善景观、防止水土流失。

本项目临时占地仅占用耕地，从宏观整体区域看，管线施工临时占地与扰动将不会影响到该区域的土地利用结构。在管线服务期满后，管线 5m 范围外可以重新种植深根作物，对土地利用的影响也将逐渐消失。

②钻井施工临时占地

钻井施工临时占用耕地造成农作物减产或无法耕种，对于临时占地造成的农作物减产，除应对其进行经济补偿外，在施工结束后应进行耕地的复垦工作，进行必要的土壤抚育，可使用有机肥，恢复临时占用耕地的生产力。临时占地一般仅在施工阶段会造成沿线土地利用功能的暂时改变，大部分用地在施工结束后、短期内（1 年～2 年）能恢复原有的土地利用功能。

总之，在短期内，临时占地将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

6.5.1.2 对动植物影响分析

6.5.1.2.1 对植物的影响分析

（1）井场工程对植被的影响分析

井场工程对植被的影响主要为钻前工程的土地平整、钻机安置、施工机械碾压、施工人员及车辆踩踏等施工活动对植被的破坏。土地平整将清除井场内全部植被，最直接的影响就是造成植物死亡，地表裸露，将造成评价范围植被生物量和生产力下降。同时，施工尘土附着在植物叶片表面，影响植物的光合作用，尤其是会对植物幼苗生理特性产生影响。另外，施工人员踩踏和施工机械设备碾压也会对植被的生长产生不利影响。

井场占地占评价范围总面积的比例较小，对植被影响的特征是形成建设用地斑块，而对植物群落的演替基本没有影响。施工结束采取植物恢复措施后，生物量在 2 年～3 年后可全部恢复。因此，井场工程对评价范围植被的影响在可接受范围内。

（2）管线工程对植被影响分析

管线工程建设对植被的影响主要体现在管沟开挖造成林地被的破坏和面积的减少。在管线施工过程中，开挖管沟将底土翻出，使土体结构几乎完全改变。挖掘区植被全部被破坏，管线两侧的植被则受到不同程度的破坏和影响。

以管沟为中心两侧 2.5m 的范围内，植被将遭到严重破坏，原有植被成分基本消失，植物的根系也受到彻底破坏，被破坏的植被要恢复到原有的程度相对比较困难；在管沟两侧 2.5m～5m 的范围内，由于挖掘施工中各种机械、车辆和人员活动的碾压、践踏以及挖出土的堆放，造成植被的破坏较为严重，破坏了植物的浅根系；管沟两侧 5m～10m 的范围内，由于机械、车辆和人员活动较少，对植被的破坏程度相对较轻。因此，施工作业中对管沟两侧 5m 范围内自然植被的影响是非常严重的，植被的恢复需要较长的时间。

管线工程占地为临时占地，施工结束管线中心线两侧 5m 范围内可种植浅根系植物，管线中心线两侧 5m 范围外植被可根据原用地类型恢复原貌，因此管线工程对植被影响较小。

6.5.1.2.2 对动物的影响分析

（1）对两栖、爬行动物的影响

栖息地占用：工程施工期间由于施工人员、机械的进场，施工永久及临时占地和施工干扰等将使得生活在施工区域附近的两栖、爬行动物被迫迁移它处，个别未及时迁出的个体或处于休眠期的个体将可能死亡。施工道路、料场等，都会造成两栖爬行动物栖息地缩小或直接碾压导致死亡。

水体污染：施工人员的生活垃圾、生活废水和粪便，施工机械产生的废水，特别是燃油泄漏，以及施工引起的水土流失，如果对水体造成污染，将对两栖类的繁殖和幼体成长造成直接影响，导致其难以繁衍，亦可能导致部分个体死亡。对生活在河流水域附近的爬行类也会造成影响。

总体上，工程周边适合两栖爬行类动物栖息的环境广泛分布，且受影响物种在区域广泛分布，迁出施工区域的物种在临近区域可得到很好的栖息和繁衍，施工区周围两栖爬行类的数量会有一定减少，但不会造成整个区域物种种群下降或消失。相对于局部区域来说，施工影响期较为短暂，工程施工仅对施工区的两栖爬行动物种群数量和分布产生短暂不利影响，施工结束后，部分两栖、爬行动物种类和数量在施工区域将逐渐恢复到原来水平。

（2）对哺乳类动物的影响

工程施工期间，由于施工机械及施工人员的进场，施工临时占地、开挖等将引起兽类向周边地区迁移。其中对半地下生活的中小型兽类影响相对较大，如鼠等。它们一般在林地、田野中地面活动觅食，栖息、避敌于洞穴中，有的也在地下寻找食物。施工期间会占用这些小型兽类的部分栖息地，开挖引起地面震动，将迫使它们远迁。施工期造成的植被局部破坏也将对工程区内的小型兽类产生一定影响。

由于工程区小型兽类分布较广泛，繁殖力也较强，且均具有较强的适应环境变化能力，工程施工期不会对它们造成明显的影响，施工结束后向外迁移的兽类会逐步返回到原栖息地。

（3）对鸟类的影响

工程施工期间，由于施工机械及施工人员的进场，施工临时占地、施工活动的干扰将对本地区鸟类的觅食、栖息和繁殖有一定影响，侵占部分栖息地，使得施工区鸟类物种出现暂时性减少。施工期的噪音、粉尘污染以及对部分鸟类栖息地的破坏，将使一些原在此栖息、觅食的鸟类迁往别处。

区内分布的白鹭等保护鸟类主要活动区域为湿地、农田、林地，由于鸟类栖息环境分布广泛，且施工区常见鸟类活动范围较广，加之鸟类自身的迁移能力强，会使鸟类在受到干扰时及时避让到临近区域栖息、觅食和繁衍。施工结束后，施工区域鸟类数量将逐年恢复到原来水平。

（4）对重点保护野生动物的影响

施工期的影响包括施工中对动物的干扰、生境扰动以及可能发生的人为猎捕。施工期间，由于运输车辆的增加，各种施工噪声增多，施工造成空气中扬尘增加，施工人员活动频繁等因素，对施工地周围的野生动物造成一定的干扰，其中受影响较大的是鸟类和鼠类，施工时其将暂时迁往它处，使施工区野生动物种类和数量暂时减少，施工结束后野生动物将逐渐迁回。

施工期施工区域内自然植被的破坏，会使一些野生动物失去部分觅食地、栖息场所和活动区域，本项目油井数量较多，但单独井场施工占地面积或管道施工占地面积较小，对野生动物的生存环境只会产生轻微的不利影响。并且施工过程占用的土地主要是农用地，生境本身受人为活动影响较为剧烈，在施工区周围具有替代生境，受影响的动物可以向周围相似生境转移。随着施工活动结束，原有生境将逐渐恢复，因此由于生境的暂时扰动对动物的影响相对较弱。此外，通过对施工人员的培训教育，可避免人为猎捕带来的不良效应。

因此，总体来说工程施工对动物的影响较小，不会对工程区存在的这些物种的生存、繁衍构成威胁。

6.5.1.3 农田生态系统影响评价

（1）对农作物的影响

项目井场、管线等占地类型全部为耕地，主要种植农作物以水稻为主。施工结束后，临时占地恢复到原有生产力期间的短期损失，为暂时损失；永久占地在运营期每年的农业损失，为永久损失。临时占地影响当季农作物收成，但农作物生长周期短，一般低于半年。工程结束后，临时占地通过场地清理、土地复垦等措施，可以逐步恢复其原有农业种植功能。因此，施工期占用耕地不会影响评价范围农田生态系统结构和功能。

井场、管线敷设工程施工期一般为 1 个月～3 个月，单季损失采用以下公式计算：

$$Y_1=A_1*W_1$$

式中：Y_1——某一农作物损失量（kg）；

A_1——某一农作物农田施工带占地面积（hm^2）；

W_1——某一农作物单位面积（kg/hm^2）的产量。

国家统计局广东调查总队发布的数据显示，广东省 2024 年水稻亩产 408.2kg，经核算，水稻单产量约 6123kg/hm^2。

临时占地在施工结束后第二年便可恢复种植，但恢复能力约 2 季～3 季，对农业生产造成一定的经济损失，这部分临时性损失计算模式如下：

$$Y_2=A_2\times（n+1）\times（W_1-W_2）$$

式中：

Y_2——本工程对农业造成的临时性损失，kg；

A_2——本工程临时性占地面积，hm^2；

W_1——施工前耕地粮食的单产量，kg/hm^2；

W_2——施工后耕地粮食的单产量，kg/hm^2；

n——耕地粮食产量恢复至施工前状态所需时间（季），本次评价取 2 季水稻。

永久损失计算公式与单季损失计算公式相同。

1）临时占地农业损失

钻井与地面施工会临时占用耕地，当季无法种植作物，将耽误全年收成。项目建成投产后暂时影响区内的农田可以恢复种植，但土层翻动使肥力下降。

① 施工期临时占地农业损失

本次以项目所在区域主要种植的农作物计算农业损失。本项目以施工对粮食产量的影响作为评价标准，计算农业生产损失情况见表 6.5.2-1。

表 6.5.2-1 施工期临时占地农业损失统计表

作物类型	面积（hm^2）	产量（kg/hm^2）	损失量（t）
水稻	3	6123	18.369

② 恢复期临时占地农业损失

施工结束后及时对临时占地进行土地复垦，第二年便可恢复种植，但耕地生产力的恢复期一般为 2 年，第 3 年可完全恢复产量，对农业生产造成一定的经济损失。施工临时占地恢复期第一年的作物产量以正常作物产量的 50%计算（损失 50%），恢复期第二年以正常作物产量的 75%（损失 25%），临时占地运营期的农作物损失量见表 6.5.2-2。

表 6.5.2-2 恢复期临时占地农业损失统计表

临时占地面积（hm^2）	正常年一年的产量（t/a）	第一年农作物产量损失（t/a）	第二年农作物产量损失（t/a）	恢复期农作物产量损失（t/a）
3	6.123	18.369	9.185	27.554

注：恢复期按照二季水稻。

由表 6.5.1-2 可知，临时占地造成农作物损失量约 45.923t/a。临时占地导致当季无法种植农作物，而且将破坏施工地面已有的农作物，这些都将造成一定的经济损失。管道维修养护也将影响农业收入。因此，建议建设单位合理安排工期，尽量避开农作物生长期，减少对农田生态系统的不利影响。

2）永久占地农业损失

永久占地农作物损失量见表 6.5.2-3。建设单位给予一定的经济补偿。

表 6.5.2-3 永久占地农业损失统计表

耕地类型	作物类型	面积（hm^2）	产量（t/hm^2）	损失量（t/a）
水田	水稻	20.375	6.123	249.512
合计	——	——	——	249.512

（2）对农业生产的影响

施工期对农业生产的影响主要是占用耕地，破坏农作物，导致农作物无法正常生长。因此，施工期井场选址、管线路由尽量不占或少占耕地，减少对农业生产的影响。

本项目采用泥浆不落地工艺，不需要挖泥浆池，废弃泥浆、岩屑不会对井场外农业生产造成影响，不会影响当地农业生产结构。

井场永久占地面积占评价范围总面积的比例较小，对农田生态景观格局影响可以接受。井场和管线临时占地将耕地转变为建设用地，对农田景观产生的影响属于短期不利影响，施工结束后即可进行土地复垦，土壤经过 1 年～2 年的恢复期，农作物产量可恢复到施工前的水平，对评价区农业生产的影响在可接受范围内。

6.5.1.4 土壤影响分析

（1）土壤理化性质影响

施工过程中，土石方开挖、堆放、回填及材料堆放、人工踩踏、机械设备碾压等活动将对土壤理化性质产生影响。

1）扰乱土壤耕作层，破坏土壤耕作层结构

土壤耕作层是土壤肥力集中、有机质含量高、水分相对优越的土壤，平均深度一般为15cm～25cm，土层松软，团粒结构发达，能够较好的调节植物生长的水、肥、气、热条件。地表开挖必定扰乱和破坏土壤耕作层，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤耕作层及其结构。由于耕作层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤耕作层的影响较严重。

2）混合土壤层次，改变土体构型

无论是自然土壤还是农业土壤，在形成过程中由于物质和能量长期垂直分异的结果，形成质地、结构、性质和厚度差异明显的土壤剖面构型。工程土石方的开挖与回填，使原土壤层次混合，原土体构型破坏。土体构型被破坏，将明显的改变土体中物质和能量的转移和传递规律，使表层通气透水性变差，亚表层保水、保肥性能降低，从而造成对植物的生长、发育及其产量影响。

3）影响土壤紧实度

自然土壤在自重作用下，形成上松下紧的土壤紧实度垂直差异。施工过程中的机械碾压，尤其在坡度较大的地段，甚至进行掺灰固结，这种碾压或固结，将大大改变土壤的紧实程度，与原有的上松下紧结构相比，极不利于土壤的通气、透水作用，影响作物生长。

（2）土壤肥力影响

土体构型是土壤剖面中各种土层的组合情况，不同土层的特征及理化性质差异较大。就养分而言，表土层远高于心土层，其有机质、全氮、速效磷、钾等含量高，紧实度、孔隙状况适中，适耕性强。施工过程扰动原有土体构型，使土壤养分状况受到影响，严重者使土壤性质恶化，并影响的植被生长，甚至难以恢复。

管线工程对土壤养分的影响与土壤的理化性状密切相关。根据有关资料统计，在实行分层堆放，分层覆土的措施下，土壤中有机质、土壤养分均会下降。这表明即使在管线施工过程中实行分层堆放和分层覆土等保护措施，管线工程对土壤养分仍有明显的影响。事实上，在管线施工过程中，难以严格保证对表土实行分层堆放和分层覆土，导致对土壤养分的影响进一步加深，从而降低了土地生产力。

（3）土壤污染影响

1）钻井过程对土壤环境影响

本项目采用“泥浆不落地”工艺，钻井固废对土壤不会造成影响。钻井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至官渡污水处理厂集中处理达标后排放。因此，钻井过程中产生的钻井固废和钻井废水，不会对土壤造成影响。

2）施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工过程中将产生施工垃圾、生活垃圾等固体废物，这些固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量。因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。因此，项目产生的施工废物对土壤环境质量影响较小。

6.5.1.5 施工期生态环境环境保护与恢复措施

（1）常规保护措施

1）强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

2）管线工程施工期应严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破

坏施工作业带以外的植物。

3）妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段的生态环境造成重大污染，特别是对坑塘水面及土壤的影响。

4）提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

（2）工程占地保护措施

1）施工人员、施工车辆以及各种设备应按规定的路线行驶、操作，不得随意破坏土地和道路设施。

2）井场工程区材料堆放、施工机械设备等布置在施工临时占地范围内，应采取一定的拦挡防护措施或设置仓库等，避免物料扩散。

3）管线工程区加强施工期工程污染源的监督工作，管线应尽量沿既有道路敷设，减少占地。

4）施工前作业带场地清理，应注意表层土壤的堆放及防护问题，避免雨天施工，造成水土流失危害并污染周边环境；临时用地使用完后，立即实施恢复措施；加强临时占地恢复的管理工作。

（3）农田生态系统保护与恢复措施

1）避让措施

①合理选址，并对管线路由进行优化，尽量避开农作物生长区，尽量不占或少占耕地，无法绕避的适当缩减施工作业带宽度。

②合理安排工期，尽量避开农作物的生长期和收获期，以减少农业生产损失。

2）减缓措施

①提高施工效率，缩短施工工期，以保持耕作层肥力，减少农业生产的损失。

②施工要处理好与农田水利项目的关系，尽可能减少对现有农田水利设施的破坏。

③施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括田埂等妥善处理，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

④文明施工，有序作业，尽量减少农作物的损失。

⑤确保各项生产设施和环保设施正常运行，避免非正常情况下产生的污染物对生态环境产生影响。

3）恢复措施

施工结束后，及时对临时占地进行植被恢复。

根据当地条件和因地制宜原则，在植被恢复过程中，应考虑其原有使用功能，对生态环境进行恢复和重建。临时用地在确保与周边现状一致的情况下复垦为原有土地功能。本工程土地复垦前需进行土地平整，将表土进行回填。表土回填时可混合基肥或土壤改良剂以利于复垦。表土应均匀回填并夯压整平，回填整平后尽快复垦以防表土流失。

本项目井场和管线临时占地在施工结束后按照《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）的相关要求及时进行土地复垦，但根据《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日），管道两侧 5m 范围内禁止种植深根植物，因此结合项目排放的特征污染物及当地生态环境要求，本项目管线两侧 5m 范围内种植浅根系绿化植物或一般农作物，管道两侧 5m 范围外恢复原有土地功能。

4）补偿措施

根据《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

根据《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）、《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）的规定，项目需对项目占地进行补偿。

（4）植物保护及恢复措施

1）尽量减少施工人员及施工机械对作业场外的灌木草丛的破坏；严格规定施工车辆的行驶便道，防止施工车辆在有植被的地段任意行驶。禁止乱压乱碾，破坏井场范围以外的植被。

2）施工便道尽量利用现有道路，通过改造或适当拓宽，一般能满足施工要求即可，避免穿越林地和农作物生长茂密区域。

3）加强施工管理，划定适宜的堆料场，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

4）耕地内的管道开挖、布管和回填等施工活动尽量采用人工方式，以减少对耕地的破坏。产生的多余土方严禁在耕地内随意堆放，减少对植被的占用。

5）加强施工管理，划定适宜的堆料场，施工作业场内的临时建筑尽可能采用成品或简易拼装方式，严禁施工材料乱堆乱放，妥善处理施工场地各类污染物，防止扩大对植物的破坏范围。

（5）动物保护措施

1）科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被

野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量的减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

2）加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2018 年 10 月 26 日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

3）及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此，施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

（6）土壤保护措施

1）合理安排施工进度及施工时间，尽量避开雨季施工，不能避免时，保证施工期排水通畅，减少项目造成的水土流失。项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

2）管线开挖应采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方式，减少因施工生土上翻，表土层养分损失，有利于未来植被恢复。本项目剥离的表土单独收集后集中堆放至临时堆放场，临时堆放场根据就近原则，在项目附近就近堆放并采取临时防护措施，如采取土工布遮盖、修建临时土质排水沟等。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良，最终得到合理利用。

3）合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

4）明确钻井工具和钻井材料堆放处，施工废弃物应集中堆放并及时清运处理，严禁乱堆乱放，严格管理井场各类产污环节。施工结束后，对装置区空地进行土地整治，地面采用机器碾压，减少水土流失。

5）钻井废水、废弃泥浆、岩屑的污染防治措施

①加强钻井废水管理，防止废水洒落，防止钻井废水、废弃泥浆对土壤造成污染；

②选择环保型泥浆，最大限度减少污染；

③提高泥浆的重复利用水平；

④废弃泥浆和岩屑的无害化处理。本项目产生的废弃泥浆和岩屑采用“泥浆不落地”工艺进行处理，不会对周围环境造成影响。

6）油泥砂的污染防治措施

油泥砂及时清运处理，严禁随意弃置污染周围土壤，委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

7）管沟回填后多余的土方均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过度，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管线，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

（7）水土保持措施

1）井场工程区

井场区施工前剥离表土，集中堆放于井场区的施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

2）管线工程区

本工程管线沿线均为平原地段，管段均采取沟埋方式敷设。管道工程施工前需剥离表土，集中堆放于管线施工作业带一侧，并采取拦挡、土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施。敷设结束后，管线回填后形成管堤，因此需在雨季后进行土地平整，待沉降稳定后，应恢复原有地表径流系统，并增加必要的径流防护通道进行防护。

综上可知，本工程施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期、尽量避开雨季施工，保证施工期排水通畅，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。避免汛期进行管线开挖作业，平缓地带尽可能地先焊接管道再开挖管沟敷设，缩短管沟暴露时间。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

6.5.1.6 临时占用基本农田的影响分析

本项目管线不可避免穿越基本农田，主要农作物为水稻。在管线建设中，管沟范围内农作物的地上部分与根系均被开挖铲除，同时还会伤及附近农作物的根系，施工带中心线两侧各3m 范围内的农作物由于挖掘出的土石堆放、人员践踏、施工车辆的碾压，造成耕地及植被的破坏。

按照生态学理论，管道沿线的基本农田、耕地及植被破坏具有暂时性，评价要求穿越基本农田、耕地区段施工应尽量选择合理的施工时段，避开播种和植物生长期，尽可能选择在农作物收获后的时段施工。施工过程中应分层开挖分层堆放，施工结束后分层回填、种植应季农作物、植被恢复等措施，可以加快耕地及植被恢复进程。

项目临时占地对农林生产的影响累计时限约为 3 年，评价中对于临时占地的农林损失按照损失 1 年产量，影响 2 年产量计算（竣工后第一年 20%，第二年 10%），随着临时占地在 2～3 年内的恢复，损失将逐渐消失。因此应该对拟建项目进行占地农业补偿。因此，对于临时占基本农田，农民一般只需停产 1 年，而得到的补偿费用相当于 3 年的农业产出，既可弥补借地带来的农业损失，又可提高农民收入。

本项目施工作业带涉及的耕地中有一部分为基本农田，本项目占用基本农田，企业应按法定程序申请临时用地并编制土地复垦方案，经自然资源主管部门批准可临时占用，并在自然资

源主管部门备案，同时，通过耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。临时用地到期后土地使用者应及时复垦恢复原种植条件，自然资源主管部门会同农业农村等相关主管部门开展土地复垦验收，验收合格的，继续按照永久基本农田保护和管理，经过上述申请占用手续办理、占地补偿、耕地恢复种植等办法后，项目实施对于基本农田的影响是短暂地可以恢复的。

6.5.2 运营期生态环境影响分析

6.5.2.1 对植被的影响分析

（1）修井过程对植被影响

运营期井场正常运行不会对井场外周围植被产生影响，但在修井作业过程中，若落地油回收不及时，可能洒落地面，影响植被生长。因此，修井过程采取船型围堰措施，及时回收落地油，减少落地油污染土壤途径。通过采取以上措施后，运营期修井作业不会对周围土壤和植被造成显著影响。

（2）管线运行对植被影响

运营期正常情况下，管线所经地区处于正常状态，对地表植被无不良影响。非正常（事故）状况下，如泄漏、火灾、爆炸等，泄漏的原油、伴生气以及产生的废气会对周边植被产生不利影响。运营期加强巡线，发现问题及时采取紧急关闭阀门、及时维修等措施，管线泄漏一般影响时间较短，造成植被损失较小。

6.5.2.2 对动物的影响分析

与施工期相比，运营期对野生动植物的影响较小，主要是抽油机运行噪声、修井作业噪声、注水噪声可能对鸟类产生影响。

（1）抽油机运行噪声影响

拟建项目新增抽油机均为静音抽油机，静音抽油机采用永磁电机，属于电磁换向，根据同类油田使用静音抽油机后井口噪声监测结果，静音抽油机井口的声压级只有 62 分贝，10m 处即可降至 50dB（A）。研究表明，小于 50dB（A）的噪声对鸟类的正常活动无明显影响，据此推算，工程噪声影响范围为井场范围内区域，井场范围外鸟类的正常活动无明显影响。本项目所在区域分布的鸟类均为一般种类，鸟类飞翔能力强，因此运营期对鸟类影响较小。

（2）修井机械噪声影响

修井机械声功率一般为 80dB（A）～100dB（A），排放规律是间歇的。根据计算，32m 处可衰减至 70dB（A），满足《建筑施工噪声排放标准》（GB 12523-2011）昼间场界噪声要求。修井机械噪声周期较短，且均为白天，在施工时对周围环境的影响是可以接受的。

根据调研，野生动物在环境噪声提高时，首先会因警惕行为而驻足倾听，而后随环境噪声增至 60dB（A）时出现避让奔逃的现象，至距离噪声源 60m 以上时停止奔逃，但群体仍处于躁动状态直至平静。本项目修井机械噪声是暂时的，只在短时期对局部环境造成影响，待施工结束后这种影响也随之消失，不会对野生动物造成伤害。因此，本项目修井机械噪声对野生动物造成的影响在可接受范围内。

根据现状调查，受工程影响的野生动物均为常见种类，分布范围广，适应性强。项目完工后，随着植被的恢复、施工影响的消失，动物的生存环境得以复原，不会因局部生境破坏而导致种群消失或灭绝，部分暂时离开的动物将回到原来的栖息地。因此，运营期不会对野生动物的活动产生影响。

6.5.2.3 对土壤的影响分析

运营期，油气开采很少在大面积范围内造成污染，主要是在油井修井过程附近形成局部污染，如修井过程可能产生落地油和井下作业废液，如回收不及时可能对土壤环境产生一定影响。

本项目产生的固体废物全部收集后妥善处置；修井作业废水经附近站场污水处理设施处理达标后回注，出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注油田地下作业区，不外排。运营期应加强修井过程的管理，文明作业，提高修井效率，减少修井次数，在采取以上环保措施后，运营期井场工程不会对井场周围土壤造成显著影响。

6.5.2.4 对生态的影响分析

运营期影响主要集中在井场内，很少大规模形成污染，因此，运营期应加强井下作业过程的管理，文明作业，提高作业效率，减少作业次数。

本项目所在井口位置不在生态敏感区范围内，施工期及运营期井场及配套管线均不得占用生态红线。本项目施工期相对运营期污染程度较大，施工期时间较短，在落实对应的污染防治措施的前提下，本项目对红线区生态环境影响较小。

本项目施工期生态保护措施图见图 6.5.3-1。

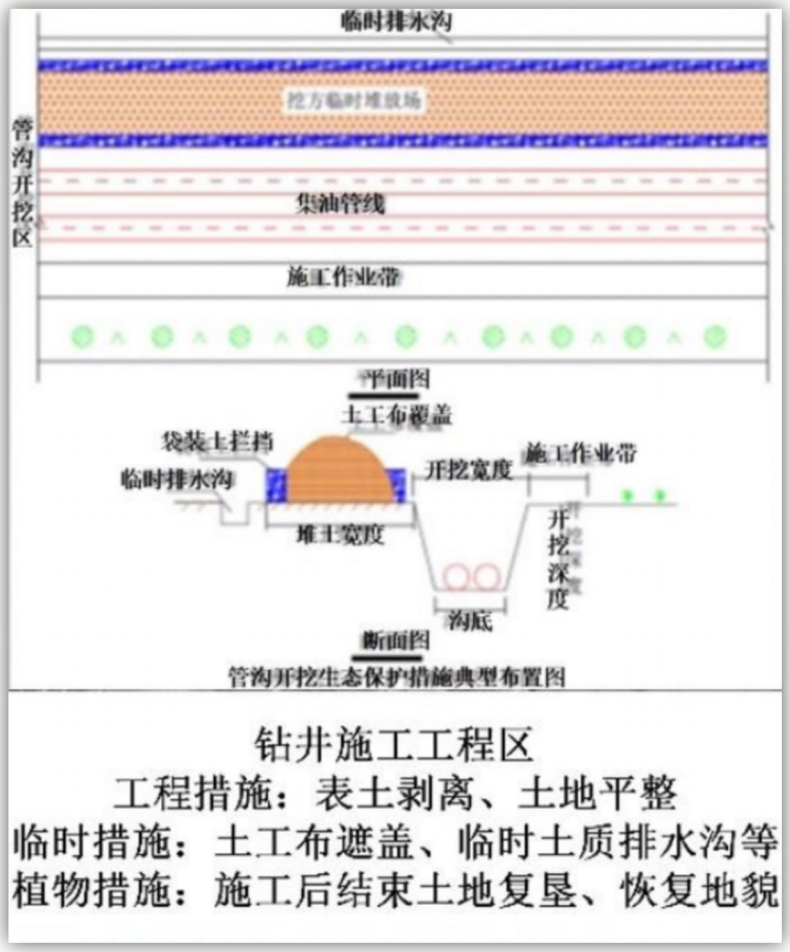


图 6.5.2-1 施工期生态保护措施图

6.5.3 闭井期生态环境影响评价

闭井期，油、气井停采后将进行一系列清理工作，包括地面设施拆除、封井、井场清理等，将会产生少量扬尘和固体废物。若不采取有效的生态保护措施，管线中残存的少量原油有可能对管线沿线的土壤和地下潜水造成污染，对当地的生态环境产生不利影响。因此。闭井施工操作中应注意采取降尘措施，同时，将产生的固体废物集中收集，外运至指定的固体废物处理场所。

另外，井场清理等工作还会产生部分废弃管线、废弃建筑残渣，对这些废弃管线、残渣将进行集中清理收集，管线外运经清洗后可回收再利用，废弃建筑残渣外运至指定处置场处理。

闭井期进场道路在征求当地群众意见的基础上，农业生产能够利用的继续保留，不能就地利用的需进行绿化，恢复地表植被，尽可能对当地生态环境进行补偿。井场永久占地通过采取植被恢复措施后，使项目区内人工景观比例下降，而农田景观的连通性得以恢复，有助于增加

区域耕地和林地面积、改善区域生态环境质量。

6.6 土壤环境影响分析

6.6.1 施工期土壤环境影响分析及防治对策

（1）土壤理化性质影响

施工期对土壤理化性质的影响主要是施工期的土石方开挖、施工机械设备碾压等活动，可扰乱土壤表层、破坏土壤结构，这种扰乱和破坏，除了开挖处受到直接的破坏外，挖出土方的堆放将直接占压开挖处附近的土地，破坏土壤表层及其结构。由于表层的团粒结构是经过较长的历史时期形成的，一旦遭到破坏，短期内难以恢复，在生境恶劣的环境下尤其困难。因此，在整个施工过程中，该工程对土壤表层的影响较大。

（2）土壤肥力影响

土地平整的开挖与回填中，将有可能扰动甚至打乱原有土体构型，使土壤养分含量及肥力状况受到影响。根据相关资料，开挖与回填对土壤养分的影响相当明显，即使实行分层堆放、分层回填措施，土壤表土的有机质也将下降 43%，黏粒含量减少 60%～80%，磷下降 40%，钾下降 43%。但这种影响一般持续 2 年～3 年，随时间推移逐渐消失，土壤的肥力将逐渐恢复。

（3）土壤环境质量影响

1）钻井过程对土壤环境影响

钻井过程会产生废弃泥浆，二开废弃泥浆主要含有重晶石、防塌剂、膨润土等，若不集中收集并进行妥善处理，进入土壤后可能会污染土壤表层，影响土壤理化性质，降低土壤肥力等，甚至可能会影响当地的地下水环境。因此施工时必须对固体废弃物进行统一回收和处置。

本项目产生的钻井废弃泥浆和岩屑一起被收集至钻机配套的循环系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至井场废液罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分出固相则进固液分离设备、干化设备进一步固液分离，分离出的钻井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至徐闻污水处理厂集中处理达标后排放。分离出的钻井固废委托专业公司进行处理。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，避免新的有害材料的添加和增量，实现了对钻井废弃物的现场减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井固废不会对当地的土壤环境产生影响。

2）施工期废弃物对土壤环境质量影响

施工期对土壤环境质量的影响主要是施工期的固体废物堆存及施工设备漏油等，造成污染物进入土壤环境。

施工过程固体废物可能含有难以生物降解的物质，如不妥善管理，回填入土，将影响土壤质量，因此，施工时必须对固体废物进行严格管理，统一回收和专门处理，不得随意抛撒。正常情况下，施工中不应有施工机械的含油污水产生，但在机械的维修过程中可能产生污油，因此，在机械维修时，应把产生的污油收集，集中处理，避免污染环境；平时使用中要注意施工机械的维护，防止漏油事故的发生。

采取上述措施后，施工期废弃物基本不会对项目区土壤环境造成影响。

6.6.2 运营期土壤环境影响分析

6.6.2.1 土壤环境影响识别

（1）土壤环境影响类型

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），本项目土壤环境影响类型为污染影响型。

（2）土壤环境影响途径

根据工程组成，可分为施工期、运营期、闭井期三个阶段对土壤的环境影响。

施工期环境影响识别主要针对施工过程施工机械开挖、碾压、施工人员踩踏、废水及固体废物在临时储存及处理过程中对土壤环境产生的影响等。

运营期环境影响识别主要针对井下作业、油气集输等过程中对土壤环境产生的影响等。项目井场设计了相应的分级防渗措施，但在施工和运行过程中，难免发生因防治措施不到位，或自然、人为等因素造成的原油泄漏事故。在以上非正常情况下，原油等污染物泄漏可能对土壤环境造成污染。遇降雨条件，还可能对地下水造成污染。结合项目特点，主要分析石油类对土壤环境的污染影响，以及对土壤理化性质的影响和累积影响。在非正常情况下，本项目仍存在土壤污染影响型因素，建设项目运营期管线破损泄漏的原有等可能进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面的特性的变化，导致土壤质量恶化。根据建设项目开发活动特点，可能产生土壤环境污染的途径如下：①井场污染物随地表径流入渗包气带； ②集油管线破损，污染物入渗包气带; 一旦上述污染途径存在，进入土壤的污染物（石油类等)与土壤溶液、空气、

矿物质、有机质和微生物之间发生物理、化学和生物变化，形成污染物在表土层和土体中滞留、土壤溶液驱动下污染物迁移、污染物化学与生物转化将形成局地土壤污染。土壤污染物迁移详见下图。

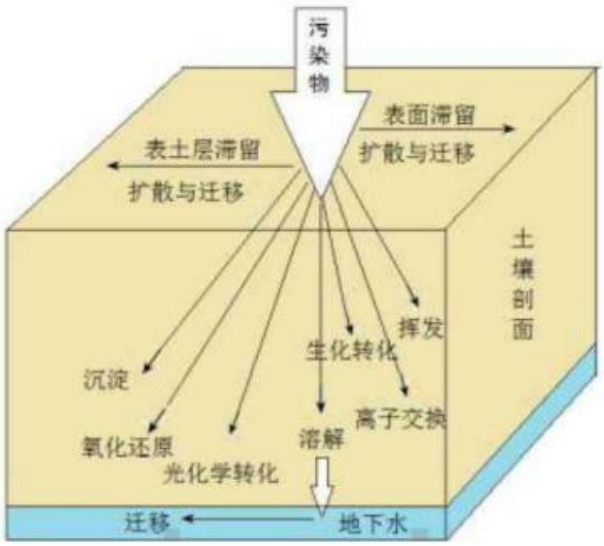


图 6.6.2-1 土壤影响示意图

闭井期环境影响识别主要针对采油设备拆除过程对土壤环境产生的影响等。本项目土壤环境影响类型与影响途径识别情况见表 6.6.2-1。

表 6.6.2-1 项目土壤环境影响类型与影响途径识别表

阶段	污染影响型			
	大气沉降	地面漫流	垂直入渗	其他
施工期	/	/	√	/
运营期	/	/	√	/
闭井期	/	/	√	/

6.6.2.2 土壤环境影响源与影响因子

本项目土壤环境影响途径主要为垂直入渗型，土壤环境影响源与影响因子识别情况见表 6.6.2-2。

表 6.6.2-2 土壤环境影响源与影响因子识别表

阶段	污染源	工艺流程/节点	污染途径	污染物种类	污染介质	可能污染区域	备注
运营期	集油管线	事故状态下，集油管线破裂导致原油连续渗漏污染土壤	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下
	井场	事故状态下，井下作业防渗材料破裂导致落地油污染土壤或落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

闭井期	采油设备	采油设备拆除过程可能产生落地油随雨水间断入渗污染土壤	垂直入渗	石油烃（C_{10}-C_{40}）	表层土壤、深层土壤	井场及其周围区域	事故情况下

6.6.2.3 土壤环境影响预测与评价

（1）预测情形的设定

1）正常工况

本项目运营期正常生产过程无外排废水、固废等进入土壤环境。井场可视场所若发生渗漏，可立即采取措施，根据企业多年运行经验，井下作业落地油回收率可达 100%。因此，只有地下埋设的输油管线等非可视部分发生小面积渗漏时，才可能有少量采出液通过泄漏点逐渐入渗污染土壤。因此，正常工况下一般不会有污染物渗漏。

2）非正常工况

在实际生产过程中，由于采取了压力检测与控制等措施，加之作业现场有人员巡视，发现若出现严重泄漏（如全管径断裂）时会及时采取关停措施，关停时间一般不超过 30min，污染土壤及时清运，污染物通常不会继续下渗，造成进一步污染。本次土壤污染预测情景主要针对非正常工况，井场内各储罐地面均已硬化，且设有围堰，储罐一旦发生泄漏能有效收集泄漏物，并防止污染进入土壤。但井场内集油管线与土壤直接接触，泄漏事故对土壤环境影响较大，本次情景设定集油管线开裂或腐蚀磨损等发生小孔泄漏，难以发现，导致采出液发生渗漏污染土壤。

故本次主要选择井场内油罐及井场外集油管线对土壤环境影响的泄漏作为事故情形。

（2）预测因子

本次选择石油类作为预测因子。

（3）预测范围

本项目土壤污染影响型评价等级为一级，土壤现状调查范围为井场占地范围内及占地范围外 1km 范围及管线外扩 300m 范围。

（4）预测方法

采用《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018）中附录 E 中推荐的一维非饱和溶质运移模型预测，适用于某种污染物以点源形式垂直进入突然环境的影响预测，重点预测污染物可能影响达到的深度。

a）一维非饱和溶质垂向运移控制方程：

$$\frac{\partial(\theta c)}{\partial t}=\frac{\partial}{\partial z}\left(\theta D\frac{\partial c}{\partial z}\right)-\frac{\partial}{\partial z}(qc) \qquad \text{(E.4)}$$

式中：c—污染物介质中的浓度，mg/L；

D—弥散系数，m^2/d；

q—渗流速率，m/d；

z—沿 z 轴的距离，m；

t—时间变量，d；

θ—土壤含水率，%。

b）初始条件

$$c(z,t)=0 \qquad t=0,L\leq z<0 \qquad (E.5)$$

c）边界条件

第一类 Dirichlet 边界条件，其中 E.6 适用于连续点源情景，E.7 适用于非连续点源情景。

$$c(z,t)=c_0 \qquad t>0,z=0 \qquad (E.6)$$

$$c(z,t)=\begin{cases}c_0 & 0<t\leq t_0\\ 0 & t>t_0\end{cases} \qquad (E.7)$$

第二类 Neumann 零梯度边界。

$$-\theta D\frac{\partial c}{\partial z}=0 \qquad t>0,z=L \qquad (E.8)$$

d）模型概化

水流模型上边界概化为稳定的污染物定水头补给边界，下边界为自由排泄边界；溶质运移模型上边界概化为定浓度补给边界，下边界为零浓度梯度边界。

（5）模型离散

本次预测模型以区域钻孔柱状图为参考，假设入渗面以下的非饱和带作为模拟剖面，入渗面作为上边界，潜水面作为下边界，本次模拟厚度设置 10.0m，根据岩性特征分为 3 层，包含 3 种岩性，以岩性分层剖分垂向网格，剖分间隔为 0.01m，最大剖分间隔为 0.5m，模型周期为 9 年。时间剖分方式采用变时间步长法，初始时间步长设定为 0.001d，最大步长为 5d。根据收敛 0 迭代次数来调整时间步长，即采用自动控制时间步长的方法来处理迭代的收敛性。

土壤水分模型采用单孔模型中的 VanGenuchten-Mualem 模型，忽略水分滞后效应，不考虑

土壤吸附作用。模型中水流模拟的上边界为定水头边界，水流模拟的下边界为自由排水边界。土壤溶质运移模拟的上边界为溶质浓度通量边界，下边界为溶质浓度零梯度边界，即自由下渗边界。

（6）预测参数选取

表 6.6.2-3 垂直入渗预测模型参数一览表

土壤质地	厚度（m）	Qr	Qs	A1pha	N	Ks(cm/d)	I
素填土	0.6	0.021	0.29	0.017	1. 14	22	0.5
粉土	1.2	0.039	0.39	0.017	1.29	32	0.5
粉质黏土	1.2	0.067	0.45	0.02	1.41	10.8	0.5

注：渗流速率参考监测单位土壤理化性质监测的土壤饱和导水率或经验值取较不利情况，弥散系数采用计算值。

①井场区

结合项目特点，本次井场区土壤污染预测情景主要针对非正常工况，根据厂区包气带条件及情景设定，本项目选取徐闻 101 站内多功能罐作为本次评价土壤预测点，假定多功能罐开裂或腐蚀磨损等发生小孔泄漏。多功能罐泄漏的物料为采出液，主要污染物为石油类，多功能罐容积均为 40m^3，最大采出液量按多功能罐 80%的容积计，则单个多功能罐最大采出液量为 32m^3，采出液含水率最低为 20%，则最大原油储存量约为 25.6t。假设多功能罐发生泄漏，地面原油向四周流淌，该情形会被及时发现并关闭采油井，并及时清理泄漏原油及被污染土壤。假设罐内采出液全部泄漏，按照江苏油田正常的事故处理标准，回收率为 100%，但假设事故状态处理不当的情况下，回收率假设为 90%，则泄漏点污染物泄漏进入土壤中的量为 2.56t（约 3.5m^3）。石油烃比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油烃可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L，预测源强表见表 6.6.2-4。

表 6.6.2-4 垂直入渗预测模型参数一览表

情景设定	渗漏点	特征污染物	浓度（mg/L）	泄漏量	渗漏特征
徐闻 101 站内多功能罐泄漏	多功能罐	石油烃（C10-C40）	18	3.5m^3	连续（24h）

观测点和时间设置：预测石油烃（C_{10}-C_{40}）在模型不同深度分布设置深度不同的 4 个观测点：N1（1m）、N2（2m）、N3（5m）、N4（10m）（包气带底部），来研究不同深度污染物浓度随时间变化的情况。分布计算模型运行时间为 T1（30d）、T2（100d）、T3（1000d）、T4（3000d）。

②管线区

结合项目特点，本次管线区土壤污染预测情景主要针对非正常工况，根据厂区包气带条件及情景设定，本项目选取场外输油管线处作为本次评价土壤预测点，假定集油管线开裂或腐蚀磨损等发生小孔泄漏。由于输送管道采取了压力检测与控制等措施，若出现泄漏时会及时采取关停措施。假设破裂泄漏孔径按 5mm 计，泄漏速率 1.5m/s，则物料（以水为基准）的泄漏量：3.14×0.0052 ×1.5m/s×3600s/h×24h/d= 10.17m^3，则泄漏点污染物泄漏进入土壤中的量为 10.17m^3。石油烃比水轻，且在水中的溶解度较低，参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，石油烃可溶态污染物的最高浓度值约为 18mg/L，预测源强表见表 6.6.2-5。

表 6.6.2-5 垂直入渗预测模型参数一览表

情景设定	渗漏点	特征污染物	浓度（mg/L）	泄漏量	渗漏特征
场外管线区泄漏	管道	石油烃（C10-C40）	18	10. 17m^3	连续（24h）

观测点和时间设置：预测石油烃（C_{10}-C_{40}）在模型不同深度分布设置深度不同的 4 个观测点：N1（1m）、N2（2m）、N3（5m）、N4（10m）（包气带底部），来研究不同深度污染物浓度随时间变化的情况。分布计算模型运行时间为 T1（30d）、T2（100d）、T3（1000d）、T4（3000d）。

（7）土壤污染预测结果

①井场区

预测结果情况详见下图。

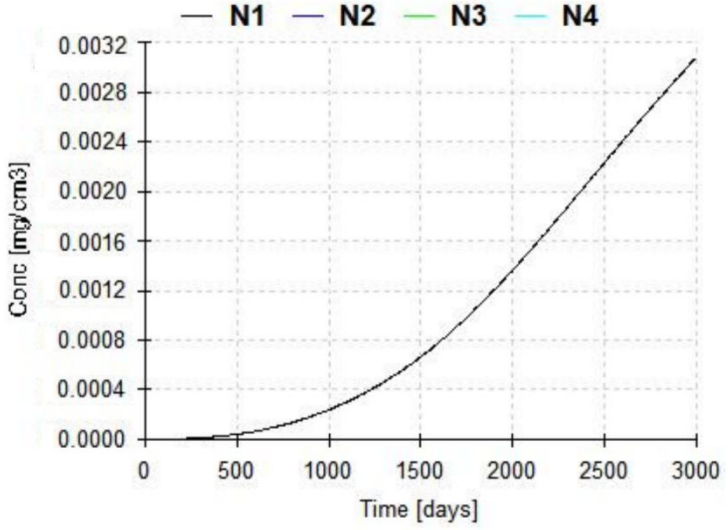


图 6.6.2-2 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

表 6.6.2-6 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

泄漏情景	序号	天数（d）	土壤水中最大浓度（mg/cm³）	土壤最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度(m)
石油类	1	30	0.000017	0.03	-0.2
	2	100	0.000109	0.07	-0.3
	3	1000	0.000312	0.17	-1.1
	4	3000	0.003081	0.28	-1.9

由于站场内多功能罐泄漏，污染物垂直入渗进入包气带土壤，并随着逐渐积累对土壤环境造成污染。在 0.2m 观测点处 ，约 30d 时石油类浓度达到最大值 0.03mg/kg；在 0.3m 观测点处，约 100d 时石油类浓度达到最大值 0.07mg/kg；在 1.1m 观测点处，约 1000d 时石油类浓度达到最大值 0.17mg/kg；在 1.9m 观测点处，约 3000d 时石油类浓度达到最大值 0.28mg/kg。由于浓度含量较低，说明石油类物质泄漏入渗对土壤环境影响小，污染物下渗对土壤环境影响不大。

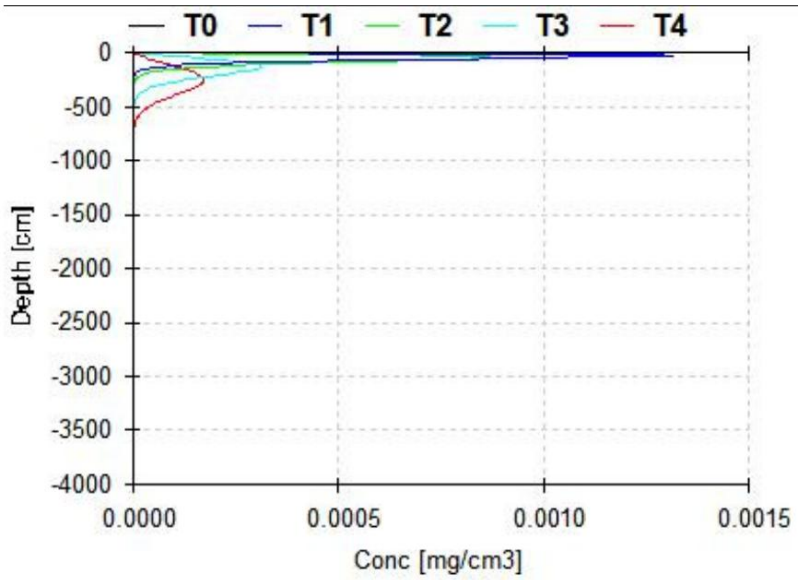


图 6.6.2-3 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

表 6.6.2-7 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

泄漏情景	序号	天数（d）	土壤水中最大浓度（mg/cm³）	土壤最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度(m)
石油类	1	30	0.000228	0.12	-0.2
	2	100	0.000338	0.21	-2.3
	3	1000	0.000825	0.54	-5.1
	4	3000	0.001318	0.76	-7.9

从不同水平年来看，污染物垂直入渗进入包气带土壤后，在 30d 时，在约 0.2m 处石油类

浓度达到最大值 0.12mg/cm^3；在 100d 时，在约 2.3m 处石油类浓度达到最大值 0.21mg/cm^3；在 1000d 时，在约 5.1m 处石油类浓度达到最大值 0.54mg/cm^3；在 3000d 时，在约 7.9m 处石油类浓度达到最大值 0.76mg/cm^3。

②管线区

预测结果情况详见下图。

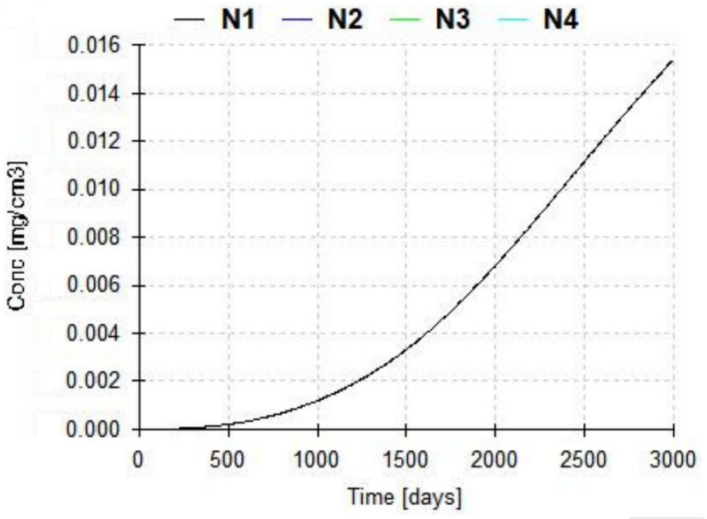


图 6.6.2-4 不同观测点处石油类浓度-时间变化曲线图

表 6.6.2-8 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

泄漏情景	序号	天数（d）	土壤水中最大浓度（mg/cm^3）	土壤最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度(m)
石油类	1	30	0.0001417	0.11	-0.3
	2	100	0.0006277	0.20	-0.4
	3	1000	0.00134	0.56	-1.3
	4	3000	0.01563	0.84	-2.5

由于集输管线泄漏，污染物垂直入渗进入包气带土壤，并随着逐渐积累对土壤环境造成污染。在 0.3m 观测点处 ，约 30d 时石油类浓度达到最大值 0.11mg/kg；在 0.4m 观测点处，约 100d 时石油类浓度达到最大值 0.20mg/kg；在 1.3m 观测点处，约 1000d 时石油类浓度达到最大值 0.56mg/kg；在 2.5m 观测点处，约 3000d 时石油类浓度达到最大值 0.84mg/kg。由于浓度含量较低，说明石油类物质泄漏入渗对土壤环境影响小，污染物下渗对土壤环境影响不大。

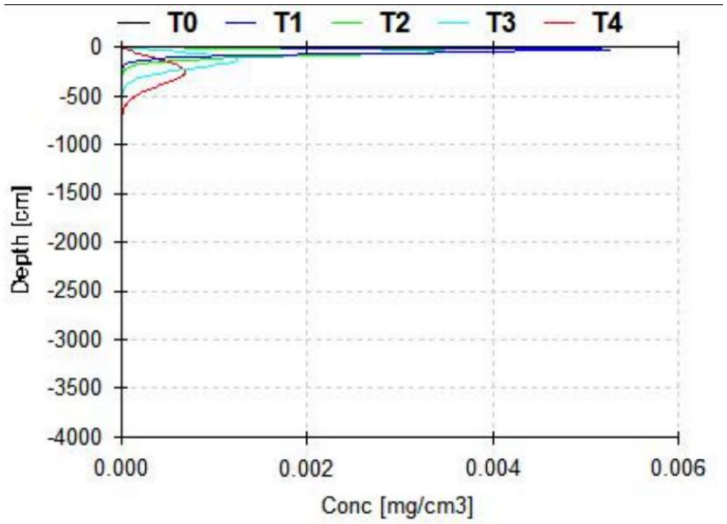


图 6.6.2-5 不同时刻石油类浓度-剖面深度变化曲线图

表 6.6.2-9 石油类一维非饱和溶质运移估算结果

泄漏情景	序号	天数（d）	土壤水中最大浓度（mg/cm³）	土壤最大浓度（mg/kg）	最大浓度对应深度(m)
石油类	1	30	0.0009766	0.31	-0.2
	2	100	0.002409	0.55	-2.4
	3	1000	0.004175	1.47	-4.4
	4	3000	0.005353	2.04	-6.3

从不同水平年来看，污染物垂直入渗进入包气带土壤后，在 30d 时，在约 0.2m 处石油类浓度达到最大值 0.31mg/cm^3；在 100d 时，在约 2.4m 处石油类浓度达到最大值 0.55mg/cm^3；在 1000d 时，在约 4.4m 处石油类浓度达到最大值 1.47mg/cm^3；在 3000d 时，在约 6.3m 处石油类浓度达到最大值 2.04mg/cm^3。

综上可知，发生泄漏后，最先污染表层土壤，时间越久，污染物向土壤下方运移越深，泄漏发生后短期内对表层土壤环境影响严重，且本项目所在区域地下水埋深较浅，即事故状态下，石油烃（C_{10}-C_{40}）先后会污染土壤及地下水，预测结果表明污染物迁移过程中对土壤影响较小。本项目通过采取防腐、阴极防护、泄漏检测系统、定期巡护等监控管理体系，根据企业同类站场运营经验，事故反应时间控制在 10min 内，泄漏事故发生时，生产单位会按照应急预案中提出的措施及时关闭生产管线，采取现场污染物治理措施，将事故产生的油泥及时委托有危废处理资质的单位拉运进行无害化处置，此类事故泄漏量较小，很少形成大面积的污染。如果出现污染事故，企业将在短时间内采取措施，不会出现长时间的持续泄漏，故即使出现事故情形，对土壤影响结果也会小于预测结果。本项目现状监测部分点位布置在改建井场，由监测结果可知，改建井场监测结果未明显高于新建井场，现状土壤未出现明显污染事件。

6.6.2.4 小结

1）根据本项目内容和工程特点，本项目特征污染物为石油烃（C_{10}-C_{40}）。

2）根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ 964-2018），确定本项目井场/站场属于一级评价，管线属于二级评价，评价范围为井场厂界外 1000m 范围内；管线两侧 200m 范围内。

3）土壤环境质量现状调查结果表明，场内各监测点土壤因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值的第二类用地标准；项目附近耕地满足《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的表 1 农用地土壤污染风筛选值，说明项目周边土壤环境质量现状符合标准要求。

4）通过分析，本项目正常运行状态下基本不会对土壤造成污染；非正常工况下，污染物随时间推移不断下渗。应该采取以下措施：①设置截断阀，发现泄漏时可尽快关断阀门，尽可能减少原油泄漏量。②采取防腐措施和定期防腐检测。③定期对管线的厚度及焊缝情况进行测试，特别是管线使用期超过 5 年，壁厚低于规定要求管段应及时更换，消除因腐蚀造成管线泄漏的隐患。④加强管线的监控和巡线工作，发现失压或泄漏等现象立即启动应急预案，及时封堵和进行清理。本次评价针对各类污染物均提出对应的污染治理措施，可确保污染物达标排放及防止渗漏发生，从源头上控制项目对区域土壤环境的污染源强，确保项目对区域土壤环境的影响处于可接受水平。

5）建设单位在严格落实环评提出的污染防治措施及土壤环境跟踪监测计划的前提下，项目对区域土壤环境影响是可接受的。从土壤环境影响的角度，项目建设是可行的。

6.6.3 闭井期土壤环境影响分析

闭井期，采油设备拆除过程或封井过程可能产生落地油，若不及时回收，可能随雨水入渗污染土壤。本项目产生的被原油污染的土壤等危险废物委托有危险废物处理资质的单位进行无害化处置，同时对井场永久占地进行土地复垦及植被恢复。因此，闭井期施工活动对土壤环境在可接受范围内。

6.7 地下水环境影响分析

6.7.1 区域水文地质概况

6.7.1.1 区域地质特征

1.地形地貌特征

雷州市南段和徐闻县全境属于雷琼断陷盆地雷南火山岩台地，地貌形态似一个“扇贝”，东、南、西三面环海，近岸有新寮、六极、冬松、北莉和罗斗沙等岛屿分布。以海拔 259.3m 的石茆岭为制高点，次为石板岭(245.4m)、仕礼岭(226.0m)、嘉山岭(182.4m)，这些火山锥控制着该区地势呈中北部高，向东、南、西三面沿海逐级递降，火山台地标高一般 40～70m；仅沿海或河流边岸有小面积滨海平原及河谷低地分布，标高 2～10m。调查区内较高处主要位于东面的城北乡一带，调查区及周边区域地形东北高西低，主要为火山岩台地、海成或风成地形。

地貌属于雷琼断陷盆地雷南火山岩台地南部。区域以火山地貌为主体，大部分陆地为火山岩台地，分布连续，约占总面积的 70%。火山地形主要由火山台地及其散布其上的火山锥等构成。台面上多以火山锥群为轴心，向海呈辐射状分布有树枝状狭窄的河谷阶地；在台地前缘环绕有带状的海成平原；偶见由湛江组构成的剥蚀侵蚀台地零星分布于台地边缘。按其成因、划分的地貌类型和单元详见表 6.7.1-1、图 6.7-1。

表 6.7.1-1 地貌成因形态类型划分表

成因类型	地貌单元		成因类型	地貌单元
剥蚀侵蚀地形	湛江组台地(Ⅱ2)		侵蚀堆积地形	三级阶地(Ⅴ3)
				二级阶地(Ⅴ2)
火山地形	玄武岩台地	四级台地(Ⅲ4)	海成地形	海蚀阶地(Ⅷ2)
		三级台地(Ⅲ3)		砂堤砂地(Ⅷ4)
		二级台地(Ⅲ2)		海积平原(Ⅷ5)
		一级台地(Ⅲ1)		海漫滩(Ⅷ6)

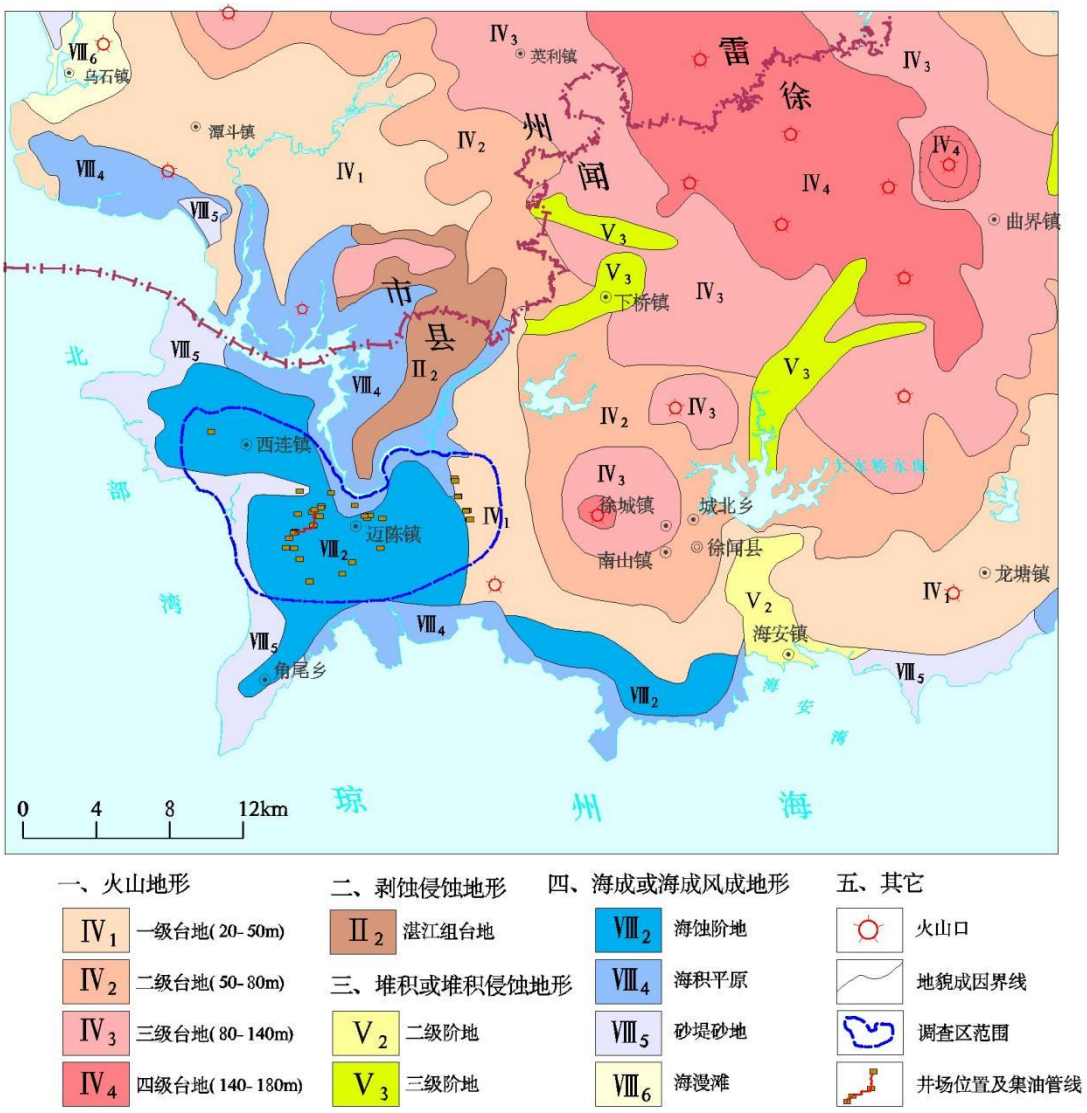


图 6.7-1　区域地貌图

2.地层年代

雷州半岛自第四纪以来，在上地幔物质隆起底部热构造力和来自北西-南东向区域水平主压应力共同作用下，项目调查区新构造运动的表现特征为：①早更新世，地壳发生间歇性升降运动并抬升为陆地，沉积海陆交互相湛江组，伴随小规模基性火山喷溢；②中更新世至晚更新世，基底断裂深切活动加强，控制多期次基性火山喷发达到高潮，形成雷南、雷北大面积分布的喜山早晚期火山岩，形成多级玄武岩台地地貌及海岸线基本轮廓，台地上火山口排列方向以西北向为主，表明北西向基底断裂活动较强，同时在更新世湛江组、北海组中生成节理、小断层和褶曲构造；③全新世，地壳、地幔物质处于重力均衡调节活动状态，地壳以间歇性缓慢上升为主，标高 5～20m 的海岸带普遍发育二至三级海蚀阶地和海积阶地；④现代地壳以差异

性的升降运动为主，基底断裂仍在活动，导致地热释放形成地热异常区，地震时有发生。总体上现今基底断裂活动较弱，地壳基本稳定。

3.地质构造

区内新生代沉积厚度巨大，地表均被第四系松散沉积层及火山岩风化残积层覆盖，构造形迹出露不明显。根据物探重磁、卫片解译、火山活动遗迹及钻探等资料推测，区内构造格架主要由北东向及北西向基底断裂组成，次为东西向及南北向基底断裂，均为隐伏基底断裂。由于断裂差异性活动，控制基底形成中间高两边低并向南倾伏的形态。即北部边缘至南部海滨的中间地段，为一由北向南倾伏的南北向垄状凸起，谓之雷南斜坡的南段；斜坡的东侧由北向南，顺次为锦和断陷、前山断陷；斜坡西侧为迈陈断陷。并控制沉积作用，火山活动、地震及地热异常区。北东向断裂有西连断裂（F10）、迈陈断裂（F11）、加乐园断裂（F12）和龙塘断裂（F13）共四条；北西向断裂包括山狗吼断裂（F21）、前山断裂（F22）、土秀湖—鱼塘岭断裂（F23）、顶岭—北良断裂（F24）、石板岭断裂（F25）、黄定断裂（F26）和南华—木棉断裂（F27）、下桥断裂（F28）、石岭断裂（F29）、那练断裂（F30）共 10 条；东西向断裂有龙门—调风断裂（F34）、乌石—锦和断裂（F35）、潭家岭断裂（F36）、芒海断裂（F37）、三塘断裂（F38）；南北向断裂仅有徐闻断裂（F39）一条。

断陷内新生代沉积物厚度较大，区内以迈陈断陷为沉积中心，厚度达 3200m，前山断陷沉积厚度为 1800m；锦和断陷沉积厚度达 1600m。断隆内新生界厚度较薄，沉积厚度一般小于 1200m。断隆测区有徐闻断隆，分布于迈陈断陷以东徐闻县—下桥一带，向北与区外石茆岭断隆相连。

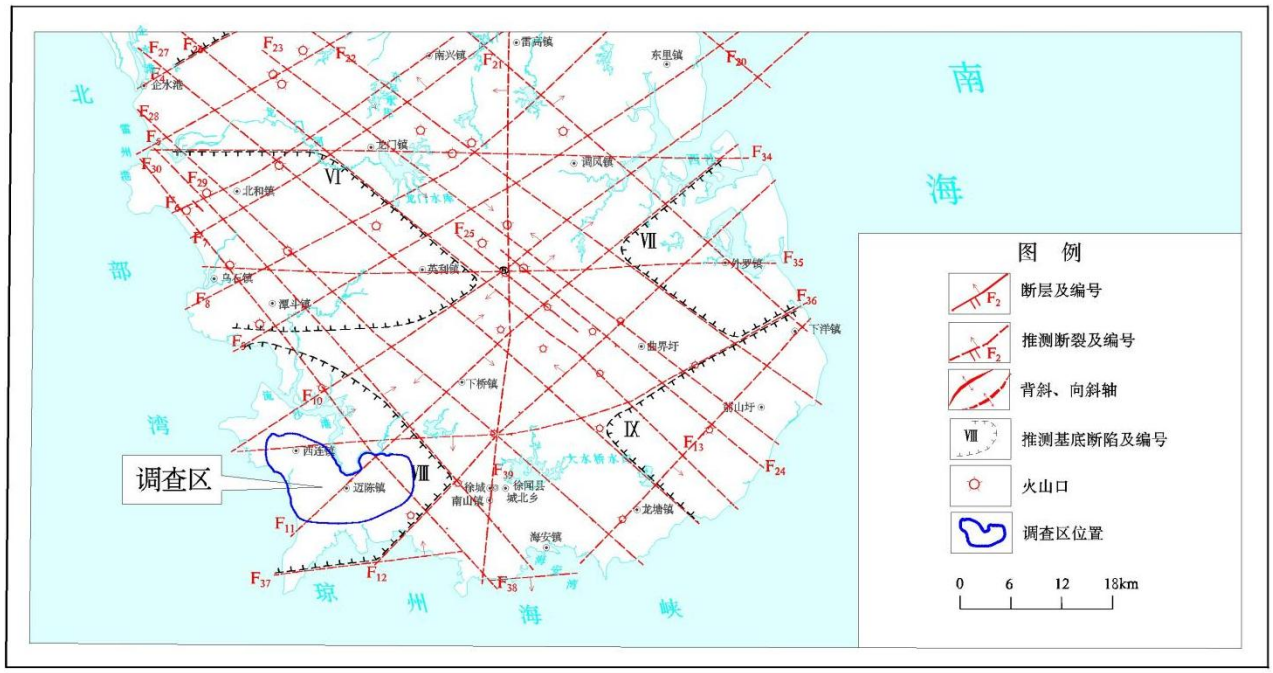


图 6.7-2　区域地质构造图

6.7.1.2 区域地层岩性

地表均为第四纪松散层、火山岩及其风化残积土，据钻孔揭露地层自上而下依次为第四系和第三系，基底为白垩系和元古系。

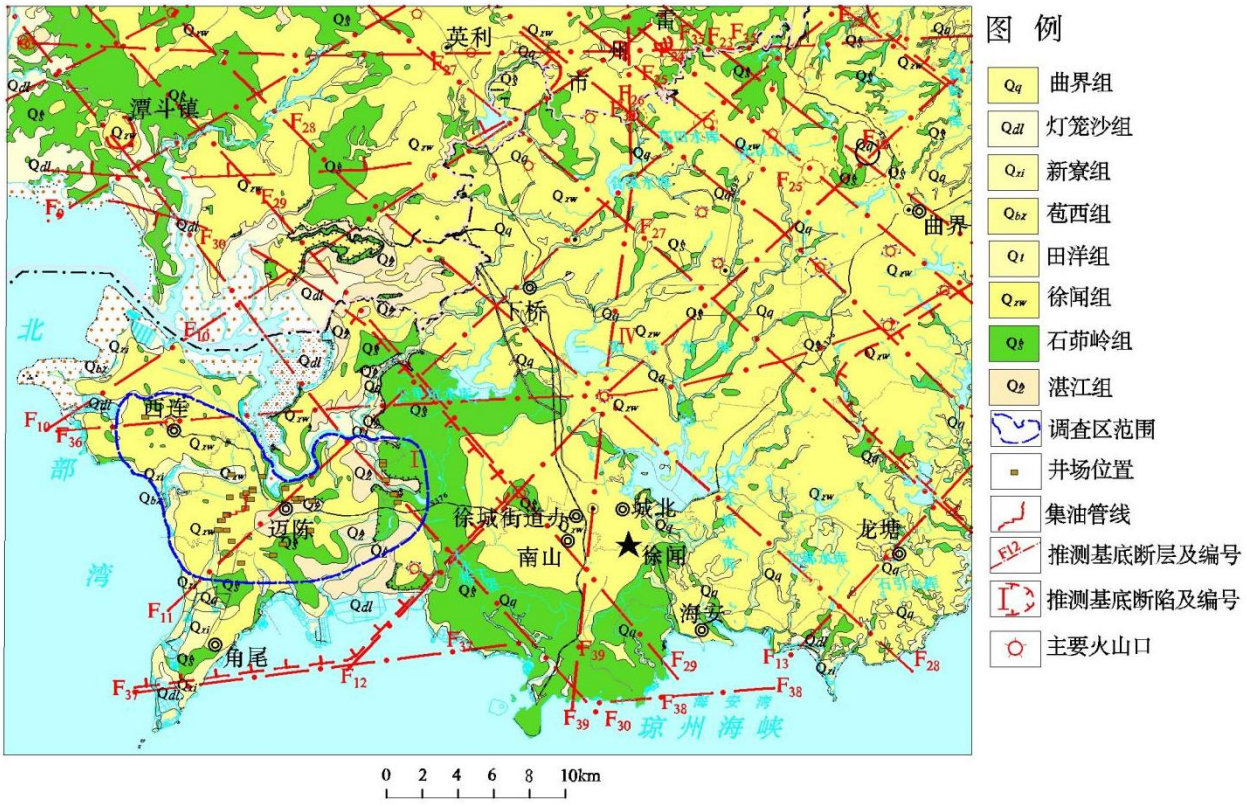


图 6.7-3　区域地质图

1、元古纪云开群（Pty）

云开群是目前钻孔揭露到的最老地层，遍布全区地下。岩性为灰、灰白、灰绿色石英砂岩、板岩、千枚岩、硅化岩、泥质灰岩、混合岩等。顶板埋深 796.50~3061.50m，揭露厚度 141.68～743.21m，在基底断陷区比断隆区埋深大。为地槽浅海相沉积，后期经历了区域变质作用。大部分地区上覆早第三纪地层，局部断陷区被白垩纪三丫江组不整合覆盖。

2、白垩纪三丫江组(Ksy)

分布于迈陈等基底断陷区。岩性为褐红、砖红、褐黄色的砾岩、砂岩、泥岩、凝灰质砂岩、粗面安山岩、安山岩、凝灰岩组成。厚度 302.00～791.5m，顶板埋深 1502.00～2270.00m。为炎热干燥的气候条件下断陷湖盆相沉积，并伴随多次的中性火山喷发。与下伏元古纪云开群呈不整合接触，其上被早第三纪地层平行不整合覆盖。

3、第三系

（1）下第三系(E)

①长流组(Ech)

仅分布于迈陈断陷区。为一套杂色碎屑岩，为棕红、棕褐色泥岩、灰白色粉砂岩、细砂岩与灰黑色泥岩不等厚互层，下部夹钙质砂岩，局部夹一层灰黑色玄武岩。厚 356～650m，顶板埋深 1914～2572m。白垩纪三丫江组呈不整合接触，上被流沙港组整合覆盖。

②流沙港组(El)

仅分布于迈陈断陷区。为一套灰色碎屑岩，为灰黑、绿灰色泥岩与灰白色中、细砂岩不等厚互层。厚 56.5～452m，顶板埋深 1857.5～2854.5m。为温暖潮湿的气候条件下断陷湖盆相沉积。呈整合覆于长流组之上，其上被涠洲组平行不整合覆盖。

（2）上第三系

①涠洲组(Nw)

分布于迈陈等断陷及边缘区。为一套杂色碎屑岩，为棕红、绿灰、紫色、灰白色泥岩、粉砂质泥岩、砂岩、砂砾岩互层组成。厚 48.00～1194m，顶板埋深 806.00～1660.5m，由断隆往断陷中心加深。属干热气候条件下海陆交互作用的三角洲相。与下伏流砂港组及三丫江组呈不整合接触，其上被下洋组平行不整合覆盖。

②下洋组(Nx)

除龙塘断隆中部缺失外，其余地区均有分布。为一套粗碎屑物，处于半成岩状态，以灰色、灰绿色中细砂、含砾粗砂、砂砾为主，夹灰、灰绿色粉砂质粘土、粘土、亚砂土等，局部夹有一层灰黑色玄武岩。厚 20.1～535.5m，顶板埋深 3.49~1136.5m。属滨海—浅海相，以滨海相为主。与下伏涠洲组呈平行不整合接触，在断隆区超覆不整合于八村群之上，其上被湛江组不整合覆盖。

4、第四系

雷州半岛第四系有更新统的湛江组(Qz)、石茆岭组(Qs)、田洋组(Qt)、徐闻组(Qxw)、苞西组(Qbx)和全新统的新寮组(Qxi)、灯笼沙组(Qdl)和曲界组(Qq)。

（1）更新统

①湛江组(Qz)

多分布于地下，地表零星出露于徐闻县迈陈、峙头及雷州市望楼等地，海安至赤坎仔一线的海岸有小块状出露，于北部的石板岭及南部的前山和龙塘等地段局部缺失。顶板埋深 0.00～152.02m，自火山岩低台地往高台地加深，厚 0.00～78.30m。岩性以棕红、褐黄、浅灰、灰紫杂色粘土、粉细砂和薄层状粘土不等厚互层为主，夹灰白色中细砂、中粗砂及粗砂等，局部夹有数层铁质砂岩层及一层灰黑色玄武岩。为陆相为主的河控三角洲相沉积。与下伏下洋组平行不整合接触。

②石茆岭组(Qs)

主要分布于徐闻县迈陈、城北乡及雷州市潭斗镇一带，其他地方零星分布。岩性为灰—灰黑色橄榄玄武岩、橄榄粗玄岩、伊丁石化橄榄玄武岩、蛇纹石化玄武岩及灰—灰黄色层凝灰岩、火山角砾岩等，属火山喷发堆积。在火山锥附近为火山角砾岩、集块岩，多被风化坡残积土（褐红—砖红色粘土、粉质粘土）或第四纪松散沉积物覆盖，厚 0.66~>293.50m，火山口附近厚度较大，远离火山口厚度变薄。不整合覆于湛江组或下洋组之上。

③田洋组(Qt)

仅分布于徐闻田洋、那练等破火山口湖盆中，地表仅在那练破火山口南缘的九亩村出露，出露面积 0.48km^2。岩性主要为灰—灰白色粘土质硅藻土、硅藻土质粘土、硅藻土和含硅藻粘土，局部夹砂和粘土。厚 0.20～179.17m，顶板埋深 0.00～43.23m。属沼泽相堆积。与下伏石茆岭组呈不整合接触，上覆下录组或曲界组。

④徐闻组(Qxw)

广泛分布区内，由石茆岭组火山岩风化坡残积而成。本组岩性单一，主要以褐红、褐黄、棕红或暗红色粘土为主，局部为粉质粘土，含玄武岩风化碎块和灰黑～褐紫、紫红色铁豆砂。钻孔揭露厚度 0.00～28.00m，一般为 10.0～15.00m，与下伏石茆岭组呈渐变过渡接触关系，局部平行不整合覆于湛江组之上。

⑤苞西组(Qbx)

零星分布于西海岸孟宇村南，金土村北等地。为海滩岩及生物碎屑岩，分布标高 0.0～5.5m。厚度 0.5～5.4m。与下伏湛江组、石茆岭组呈平行不整合接触，其上被新寮组整合覆盖。

（2）全新统

①新寮组(Qxi)

主要分布区内于西南部海滨地带，呈条带状或垄状平行海岸展布。长 0.5～10.2km，宽数十米至数千余米不等。分布标高 0.0～45.20m 不等。岩性以黄、浅黄、灰黄、灰白色细砂为主，局部为中砂、粉细砂、贝壳砂层，层理发育。厚度一般为 0.6～15.0m，局部达 41.72m。属海风混合堆积。与下伏湛江组、石茆岭组、徐闻组或陆丰组呈平行不整合接触。

②灯笼沙组(Qdl)

分布于海湾、滨海、海叉、海成阶地等海岸带。分布标高 0.0～15.00m，多呈条带状、树枝状，局部呈碟状展布。岩性主要为灰、深灰、灰黑色淤泥、淤泥质粘土、粉土，局部夹灰褐色粉细砂、粘土和含炭粘土，普遍富含有机质、贝壳碎屑。厚 0.65～20.49m。属滨海、三角洲相沉积。与下伏湛江组、石茆岭组、徐闻组、陆丰组呈平行不整合接触，与新寮组或曲界组呈渐变过渡关系。

③曲界组(Qq)

分布于河流、沟谷、坳谷或洼地中，呈树枝状或条带状断续展布。岩性以褐黄、土黄、灰黄、暗灰、灰褐色粘土、淤泥质粘土、粉质粘土、粉土为主，局部夹粘土质砂及泥炭土，普遍含腐植质。揭露厚度 0.50～6.93m。属冲洪积相。与下伏湛江组、石茆岭组、徐闻组呈平行不整合接触，与灯笼沙组呈渐变过渡接触。

（二）岩石

区域位于喜马拉雅岩浆活动期形成的粤西火山活动亚带，雷琼火山喷发盆地。岩石主要有

喜马拉雅岩浆活动期形成的火山岩系列，多呈岩被产出，主要为中更新世强烈爆发和喷嗌的基性火山岩。广泛出露于雷州市英利镇和徐闻县下桥、曲界、龙塘、徐城及其以西的大黄、迈陈、西连和角尾等地。岩性主要为为灰—灰黑色橄榄玄武岩、橄榄粒玄武岩、伊丁石化橄榄玄武岩、蛇纹石化玄武岩及灰—灰黄色凝灰岩和火山角砾岩、集块岩等。厚 0.66～＞293.5m。岩石节理裂隙和孔洞发育，表层球状风化或成暗红色粘土。根据火山岩夹的红层或红顶，表明火山活动属多期间歇性喷发，石茆岭组可划分为 6 个亚期、19 个喷发韵律。不整合于湛江组之上。

另外，三丫江组、长流组、涠洲组、下洋组和湛江组均夹有薄层玄武岩。

6.7.1.3 区域地下水赋存条件

区域位于雷琼自流盆地南段，盆地内组成物为巨厚的松散岩类及第四纪火山岩，松散岩类含水层具有多层结构，岩性主要为湛江组、下洋组及涠洲组的砂、砾层，所赋存的地下水以松散岩类孔隙水为主，湛江组、下洋组砂性土层是地下水赋存的主要层位。火山岩岩性主要为玄武岩，赋存的地下水以火山岩孔洞裂隙水为主，存在于玄武岩的裂隙中。

6.7.1.4 区域地下水类型及富水性

根据区内地下水赋存条件、水理性质和水力特征，将区内地下水划分为松散岩类孔隙水和火山岩孔洞裂隙水两大类。松散岩类孔隙水按含水层埋深、水力特征和开采条件，又分为潜水－微承压水（浅层水，含水层埋深小于 30m）；中层承压水（含水层埋深 30~200m）；深层水（含水层埋深>200m）。火山岩孔洞裂隙水根据含水层岩性又划分为：玄武岩为主的孔洞裂隙水和火山碎屑岩为主的孔隙裂隙水。

(一)松散岩类孔隙水

1、浅层水（潜水～微承压水）

（1）砂堤砂地潜水

分布于徐闻县西部海岸东场—放坡、雷州市乌石镇及潭斗镇提统村等地。以海相堆积为主，含水层岩性为中细砂、粉土、贝壳中粗砂，东场、放坡一带为珊瑚及生物碎屑砂岩。厚度一般为 2～8m，放坡一带为淡水透境体，大量开采将出现咸水。民井出水量 100～254.6m^3/d，水化学类型主要为 SO4·Cl·HCO_3-Na·Ca 型和 Cl-Na·Ca 型。

（2）湛江组微承压水

主要分布徐闻县西部的官田、迈陈、迈增、北街和雷州市潭斗镇南部的望楼村、田头村等

地，海蚀阶地、红土较薄且切割较强烈的地段也有零星分布。含水层以湛江组的砂层为主，一般由 2～4 个小层组成。含水层岩性为中砂、细砂，砂层总厚度 3～26.5m。富水性以中等为主，次为贫乏。水化学类型主要为 HCO_3-Na 型、Cl-Na 型和 Cl-Na·Mg 型。

2、中层承压水

区内除石板岭-勇士农场、南华农场五队-潭家岭一带玄武岩厚度超过 200m，南部沿海的海安和龙塘镇东角因基底隆起致使含水层相变缺失外，其余广泛分布，含水层岩性有砾砂、粗砂、细砂、粉砂等，主要为中砂和细砂，次为粗砂，砂层总厚度 36～160m。含水层地层主要为下洋组。水化学类型主要为 HCO_3-Ca、HCO_3-Ca·Mg、HCO_3-Ca·Na 型、HCO_3-Mg·Ca 型和 HCO_3-Na·Ca 型等。富水性属中等－丰富，单井出水量 269～8525m^3/d。

3.深层承压水

县内广泛分布，含水层以下洋组为主，含水层岩性为砾砂、粗砂、中砂、细砂和粗、中、细砂岩。可细分为 3～10 层，总厚度 53～265m，单层厚度变化较大，从几到 100 多 m 不等。富水性属较丰富－极丰富，单井出水量 1085～13917m^3/d，水化学类型主要为 HCO_3-Ca·Mg、HCO_3-Na 型、次为 HCO_3-Na·Ca 型和 HCO_3-Na·Mg 型等。

(二)火山岩孔洞裂隙水

区内浅层第四纪火山岩分布较广，根据含水层岩性分为玄武岩为主的孔洞裂隙水和火山碎屑岩为主的孔隙裂隙水两个亚类。富水性有较丰富～极贫乏。水化学类型主要有 HCO_3-Ca·Mg、HCO_3-MgCa 型、次为 HCO_3Cl-Ca·Mg 型和 HCO3Cl-Ca·Na 型等。以玄武岩为主的孔洞裂隙水富水性为极贫乏～较丰富，钻孔单井出水量一般 101～4356m^3/d；以火山碎屑岩为主的孔洞裂隙水富水性为中等～较丰富，推算 10m 口径 219m 涌水量 442.5～3394.8m^3/d。

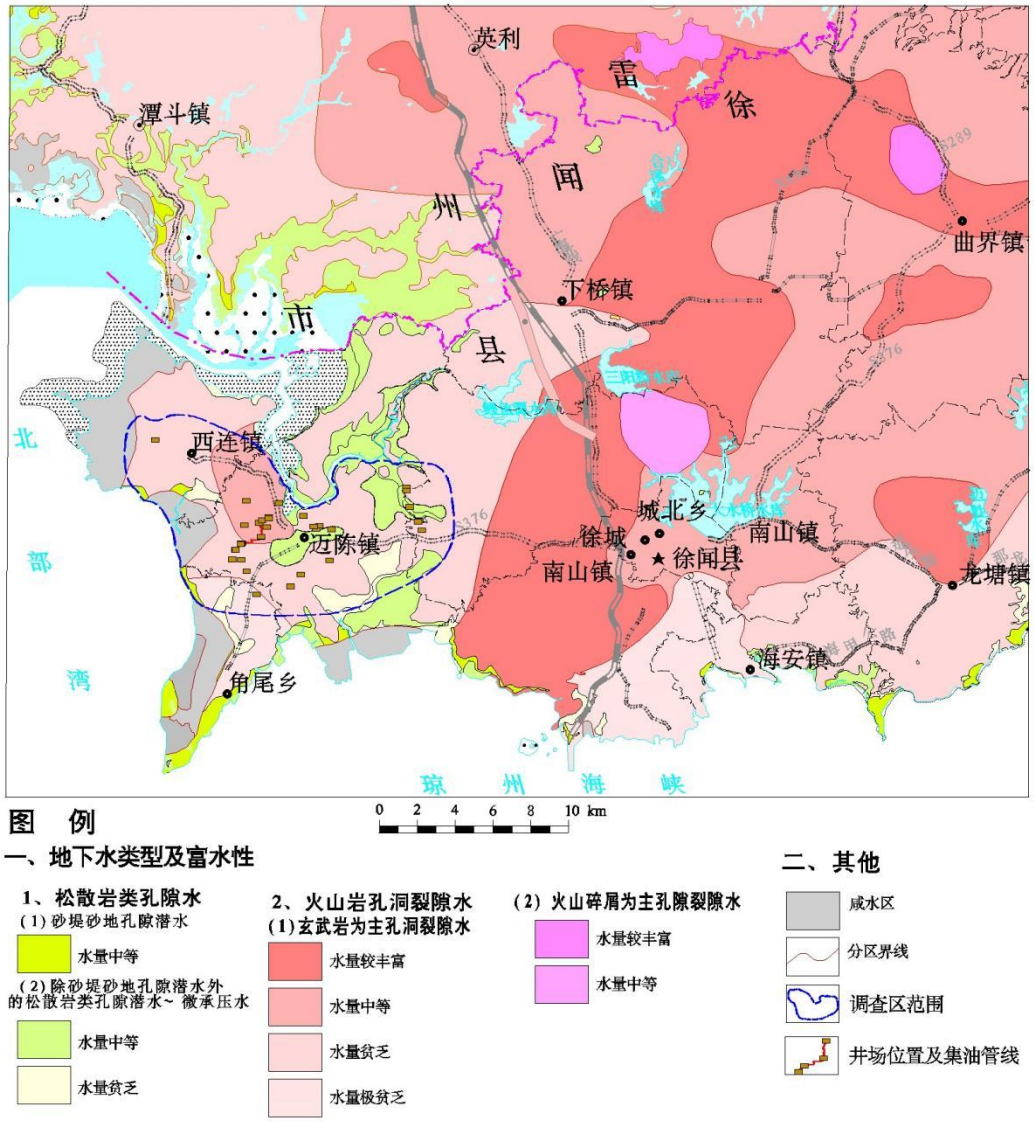


图 6.7-4 区域浅层水文地质图

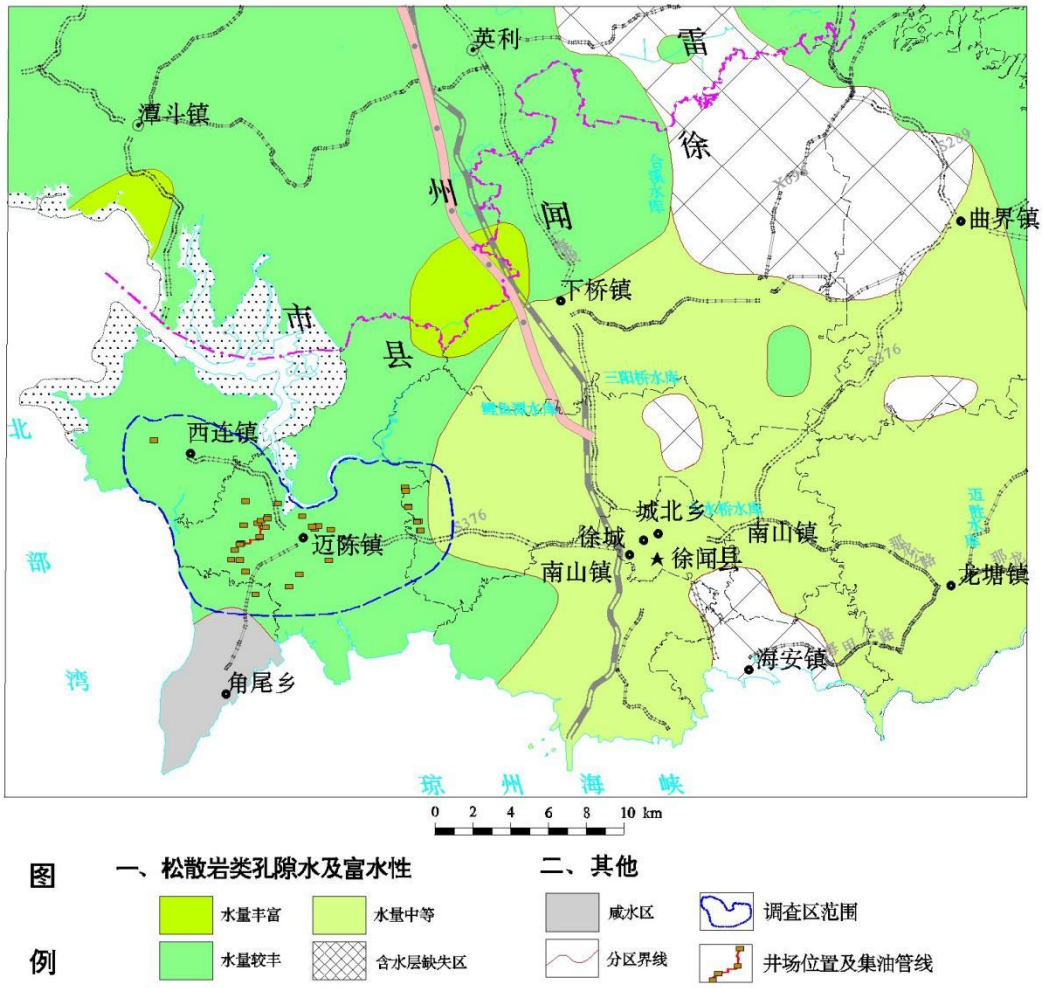


图 6.7-5 区域中层水文地质图

6.7.1.5 区域地下水补径排条件

区内出露地表的松散孔隙岩类和孔洞裂隙火山岩类，是良好的透水介质；众多的第四纪火山喷发通道以及隔水层尖灭和错开的含水层“天窗”，将各含水层串通，是降水下渗补给地下水的良好途径。地下水以北部边缘的石板岭为中心，向东、南、西三个方向辐射径流，自成一个相对独立的地下水循环系统。地下水在径流过程中，不断地接受垂向和水平方向补给或排泄出地表，并相互转化，最后排泄于大海。

(一)地下水的补给

区域内地下水以当地大气降水补给为主，兼有地表水下渗补给。据地下水的补给特征，将地下水大致可划分为降雨及地表水渗入补给型、越流补给型二种，其中，降雨、地表水渗入补给型为浅层水和玄武岩孔洞裂隙水的主要补给类型，越流补给型为中、深层承压水的主要补给类型。

1、降雨及地表水渗入补给

属这种补给型的地下水主要有：

①砂堤砂地孔隙潜水：主要分布于西部沿海边岸的砂堤砂地，含水层由细砂、中砂和亚砂土组成，透水性极强，降水是其主要的补给来源，次为凝结水。地势低洼的沿海，尚有部分地段接受下伏孔隙承压水的顶托补给。

②松散岩类孔隙潜水—微承压水：零星分布于徐闻县西部官田、迈陈、迈增、北街及雷州市望楼村等地段，含水层主要由湛江组上段之砂层组成，结构松散，地表切割中等，接受降雨及地表水的下渗补给。

③火山岩类孔洞裂隙水：广泛分布的火山台地，地形比较平坦，地表由玄武岩和火山碎屑岩及其风化红土组成，孔洞、节理裂隙、孔隙较发育，透水性良好，接受降雨、水库和渠道水渗漏的补给。

2、越流补给

主要发生在地面标高大于 10m 的火山台地，局部发生在剥蚀侵蚀台地和海成平原地段，这些地段的火山岩孔洞裂隙潜水、浅层松散岩类孔隙潜水－微承压水，水位均高于下伏（中深层）松散岩类孔隙承压水。水位差由地势高处（补给区）向地势低处（排泄区）逐渐变小。在水头压力作用下，潜水、潜水—微承压水通过火山喷发通道、隔水层缺失的“天窗”以及弱隔水层缓慢入渗补给承压水。在火山岩厚度大的地段和火山口附近，火山岩孔洞裂隙水同时以越流和侧向两种方式补给承压水。

(二)地下水的径流与排泄

1、潜水、潜水－微承压水

砂堤砂地潜水接受降雨补给之后，主要表现在水位升高，同时径流量开始增加，受地形控制，地下水自砂脊向两侧流入海。由于水位埋深浅，径流微弱，主要消耗于地面蒸发和叶面蒸腾，其次是水平排泄于海或呈片状泉水溢出。

孔隙潜水-微承压水径流方向依地势由高往低流动，多以潜流的形式排泄入海，少数以泉水的形式排泄于河溪，部分耗于开采、地面蒸发和叶面蒸腾。由于开采分散且量少，降水补给充分，径流、排泄条件基本保持原状。

2、火山岩孔洞裂隙水

火山岩孔洞裂隙水接受降雨补给后，首先表现为调节储存。随着水位变化，水头差增大，地下径流（包括侧向流动和下渗）增加，流向明显受地形控制，自火山锥向四周呈放射状流向沟谷，在侵蚀基准面以上常以泉的形式排泄于沟谷或河流。侵蚀基准面以下排泄极其微弱。垂直排泄主要为越流补给中、深层承压水和耗于开采，在水位埋深较浅的地方还消耗于蒸发和植物蒸腾。

3、承压水

孔隙承压水在获得补给后主要反应为水头压力增加，成为弹性储存。在天然状态下径流缓慢。承压水以北部中段近边缘的石板岭地段为中心，由此向东、南、西三面的海流动。在台地区从浅到深水位逐层下降，在水头压力下产生逐层排泄补给；在沿海及河谷阶地水位逐层上升，在水头压力下出现逐层顶托排泄补给上覆含水层。径流方向以北部中段边缘石板岭为中心，向东、南、西三面辐射排泄入海，部分耗于开采的垂直排泄。

6.7.1.6 区域地下水动态特征

（一）砂堤砂地孔隙潜水动态

受降水影响明显，水位升降次数多，年变幅 1～3m 左右。由于受凝结水补给，泉流量变化的时间较其它地段的孔隙潜水-微承压水稍滞后，枯、丰水期流量变幅不大。水温年变幅不大，一般为 0.5～3.0℃。水化学组份一般民井自枯水期到丰水期，Cl^-、Na^+和矿化度普遍增高，但泉水中的这些指标却略有降低。这显然与砂地砂堤地段水位埋藏较浅、蒸发和毛细水上升作用强烈，盐份在表层聚集后被雨水淋溶渗入有关，在淡水与咸水过渡地段，枯水期由于受咸水影响，Cl^-、Na^+和矿化度增高。水化学组份的变化总体上是不大的，属较稳定。

（二）湛江组孔隙微承压水动态

与降水关系密切，局部地段受开采和渠道放水影响。水位升降与降雨量大小基本吻合，但滞后 0.5～1 个月。年水位变幅一般为 0.5～9.45m。渠道附近在水库放水期水位上升。水化学组份的变化总体上不大，属较稳定。

（三）火山岩孔洞裂隙水动态

主要受降雨影响，局部地段受地表水和开采的影响。水位一般在 9～11 月份最高，升降与降雨量波动在时间上基本吻合，但随深度增加稍有滞后，年变幅 4.2～9.14m。泉水流量变化幅度大，据调查和观测资料，有部分泉或泉群在雨季流量可达 10～50L/s,而到枯季干枯或断流。

泉水流量一般 10～11 月份最大，年变幅一般 1～34 倍。水温受气温影响，但随深度增加而减小，年变幅 0.5～6.5℃左右。水化学组份自枯水期到丰水期，大部分地段具有矿化度和 Cl-、pH 值增高的变化规律，但变幅很小。大部分水化学组分有变化。

（四）孔隙承压水动态

受气象、潮汐和人工开采影响。气象因素的影响广泛，主要引起水位的年变化，但随深度增加影响变小。水位一般 9～12 月份最高，年变幅 1～10m。

潮汐波动对承压水的影响仅局限于沿海边岸宽 2～5km 地段，主要引起承压水水位的日内周期性变化。水位和流量随潮汐升降而升降或增减。潮差越大，影响幅度越大；一般离海边越远、含水层颗粒越细和埋深越大，影响强度减弱，相对潮汐涨落而升降的时间越加滞后。高低潮引起的承压水水位差，一般 0.04～1.2m。相对潮汐涨落而升降滞后的时间 1～5h。

开采对承压水动态的影响，因开采规模不大，影响是局部的，未形成明显的区域性水位降落漏斗。

承压水水质基本稳定，水化学组份自枯水期到丰水期，Cl^-、矿化度普遍略有增高，但各化学组份的的变化总体上不大。

6.7.2 场地水文地质条件

6.7.2.1 地形地貌特征

调查区位于徐闻县西部，区内地貌有玄武岩台地、海蚀阶地、海积平原和砂堤砂地，其中海蚀阶地分布较广。区内地势平缓，地面标高<40m，地形坡度一般小于 5°。调查区东侧地貌为玄武岩台地，北侧为海积平原；区内中部及西北侧地貌为海蚀阶地，西侧部分为砂堤砂地。项目场地多数分布在海蚀阶地，少部分分布在玄武岩台地上。

地表水体主要为水库、河流、水渠和水塘。大水桥干渠横穿调查区，干渠起点为大水桥水库，据访问大水桥干渠目前的作用主要为汇集和排放农田内的积水。调查区东部分布有三笃塘水库和曲坑水库，头岭村、迈陈村等多个村庄分别保留有水塘，东北角有一条由大黄水库流出最后入海的小河流，调查区南侧有数条小溪流向调查区外，调查区北侧靠海处有多个鱼塘、虾塘。调查区内耕地占大部分，主要种植荔枝、香蕉、韭菜、花生等。

	
（a）井场之一	（b）大水桥干渠
	
（c）河流	（d）鱼塘
	
（e）海蚀阶地	（f）玄武岩台地

图 6.7-6　调查区地形地貌

6.7.2.2 岩土结构特征

1、地层

根据区域地质资料及野外调查，调查区地表出露的地层主要为第四系，包括更新统的湛江组(Qz)、石茆岭组(Qs)、田洋组(Qt)、徐闻组(Qxw)和全新统的新寮组(Qxi)、灯笼沙组(Qdl)和曲界组(Qq)。

（1）更新统

①湛江组(Qz)

面积较大，多分布于地下，地表出露于迈陈镇、青桐村至田寮村、白坡村、边古仔村、烧

灰村。岩性以棕红、褐黄、浅灰、灰紫杂色粘土、粉细砂和薄层状粘土不等厚互层为主，夹灰白色中细砂、中粗砂及粗砂等。

②石茆岭组(Qs)

面积较大，主要分布于调查区东侧昌化村一带、潭园村至边古村、讨墩村至谭板村，零星分布在迈汶村、乐琴村等地。岩性为灰—灰黑色玄武岩，其上多被风化坡残积土（褐红—砖红色粘土、粉质粘土）覆盖。

③田洋组(Qt)

面积较少，地表仅在九亩村出露，岩性主要为灰—灰白色粘土质硅藻土、硅藻土质粘土、硅藻土和含硅藻粘土，局部夹砂和粘土。

④徐闻组(Qxw)

面积最大，广泛分布于调查区内，由石茆岭组火山岩风化坡残积而成，岩性主要以褐红、褐黄、棕红或暗红色粘土为主。

（2）全新统

①新寮组(Qxi)

面积较少，分布在西部的昌弄仔村附近。岩性以黄、浅黄、灰黄、灰白色细砂为主，局部为中砂、粉细砂、含贝壳砂层。

②灯笼沙组(Qdl)

面积较少，分布于调查区北侧和东山村南侧，岩性主要为深灰、灰黑色淤泥质粘土、粉土，局部夹灰褐色粉细砂、粘土，普遍富含有机质、贝壳碎屑。

③曲界组(Qq)

面积较少，分布于调查区东侧河流中，岩性以褐黄、土黄、灰黄、灰褐色粘土、粉质粘土为主，局部夹粘土质砂及泥炭土，普遍含腐植质。

2、岩石

调查区内的岩石主要为火山岩，火山岩零星出露在调查区东部、北部、西部，岩性主要为石茆岭组(Qs)灰—灰黑色玄武岩。



图 6.7-7　调查区地质构造图

6.7.2.3 地下水类型及富水性

调查区内地下水类型主要有松散岩类孔隙水和玄武岩孔洞裂隙水两大类型，区内广泛分布，松散岩类孔隙水按含水层埋藏深度、水力特征和开采条件又可分为浅层水（潜水～微承压水，包括砂堤砂地孔隙潜水和孔隙潜水～微承压水，含水层埋深小于 30m）、中层承压水（含水层埋深 30～200m）和深层承压水（含水层埋深>200m），玄武岩孔洞裂隙水含水层以浅层为主。

1、松散岩类孔隙水

松散岩类孔隙水按其含水层埋藏深度、水力特征和开采条件划分为浅层水（含水层埋深小于 30m）、中层承压水（含水层埋深 30～200m）和深层承压水（含水层埋深>200m）。

（1）浅层水

该层根据含水层的水力特征，又可以分为砂堤砂地孔隙潜水、孔隙潜水—微承压水两个亚类。

砂堤砂地孔隙潜水：主要分布于调查区西侧，含水层岩性主要为新寮组地层的中细砂、粉土、贝壳中粗砂，根据区域水文地质资料，富水性为中等。

孔隙潜水—微承压水：含水层主要以湛江组砂层及曲界组和灯笼沙组地层底部的砂砾层为主，徐闻组玄武岩底部也略有分布。湛江组砂层一般由 2～4 个小层组成，岩性为中砂、细砂。根据区域水文地质资料，调查区浅层水富水性以中等为主，主要分布在调查区中部和东部，局部水量贫乏，分布在南侧。

（2）中层承压水

含水层主要由湛江组和下洋组组成，岩性为砾砂、粗砂、细砂、粉砂，主要为中砂和细砂，次为粗砂。根据区域水文地质资料，调查区中层承压水富水性以较丰富为主，广泛分布。局部地区为水量中等，在调查区东部。

2、火山岩孔洞裂隙水

区内浅层第四纪火山岩分布较广，其含水层主要为气孔状玄武岩、风化破碎玄武岩，；其富水性主要受控于火山岩的孔洞裂隙发育程度、岩性、厚度及补给条件，水量中等～极贫乏，面积较大区域的富水性主要为贫乏，局部富水性中等区域分布于调查区中北部，富水性极贫乏区域分布于调查区南部，水质良好。

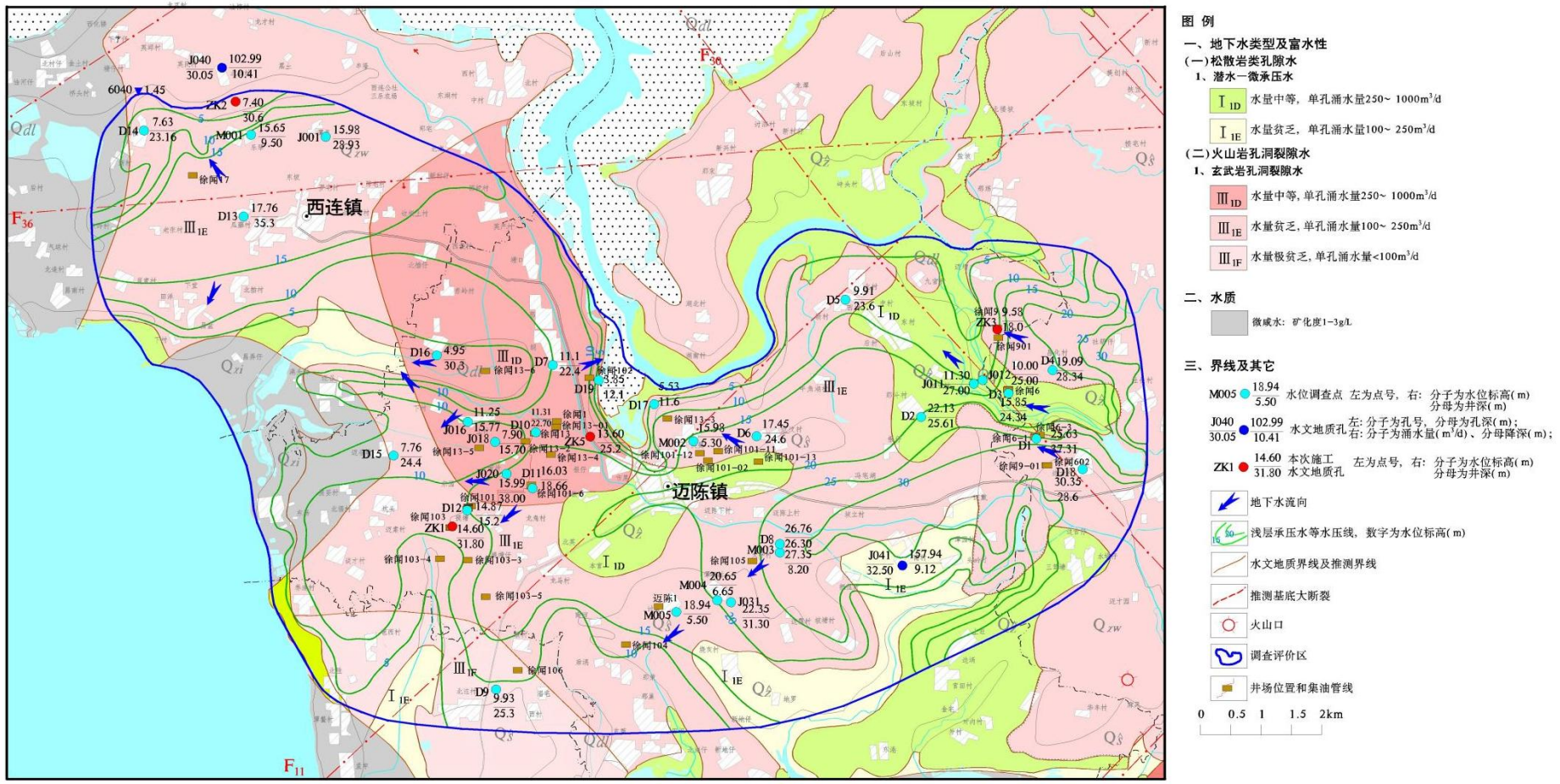


图 6.7-8　调查区浅层水文地质图

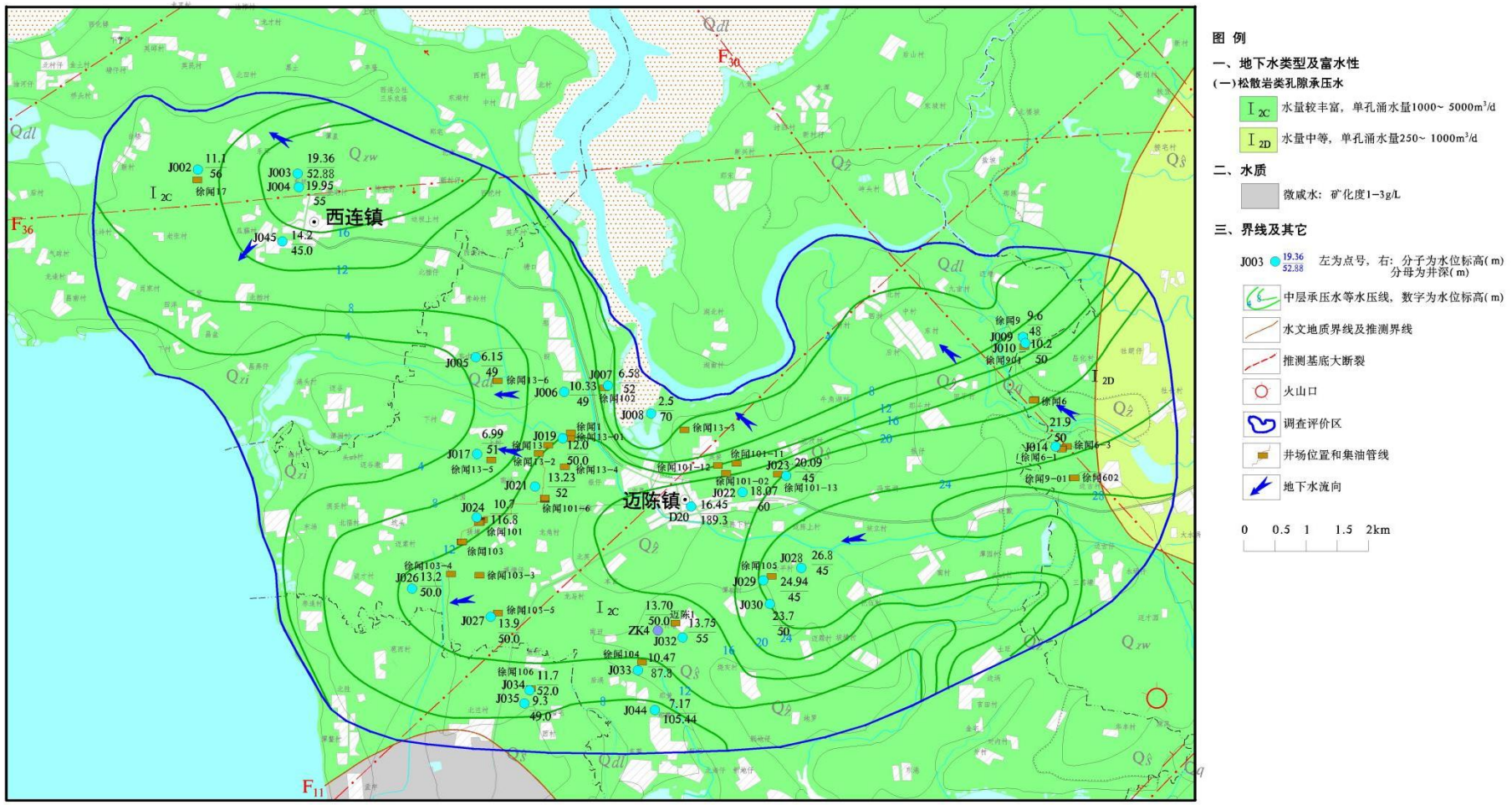


图 6.7-9　调查区中层承压水文地质图

6.7.2.4 地下水补径排特征

1、地下水补给

调查区的地下水补给类型可按补给水源和补给途径分为：降雨和地表水入渗补给型，以及越流补给型两大类型，前者为浅层水的主要补给类型，后者为承压水的主要补给类型。

（1）降雨及地表水入渗补给型

这种类型主要发生在浅部，属这种补给型的地下水主要有：

①砂堤砂地孔隙潜水：分布于调查区西部岸边的砂堤砂地区，含水层由中细砂、粉土、贝壳中粗砂组成，松散、透水性极强。大气降水是其主要的补给来源。

②松散岩类孔隙潜水-微承压水：主要分布于海蚀阶地。含水层埋深一般小于 30m，由全新世-早更新世上部之砂、砂砾和粉土构成，结构松散，透水性强，有利于降水及地表水下渗补给。

③火山岩孔洞裂隙水：广泛分布调查区。含水层主要由玄武岩及其风化残积土。其孔洞、节理裂隙及孔隙较发育，透水性良好，接受降雨、水库和渠道水渗漏的补给。

（2）越流补给型

主要发生在地面标高大于 10m 的火山台地，这些地段的火山岩孔洞裂隙潜水、浅层松散岩类孔隙潜水－微承压水，水位均高于下伏（中深层）松散岩类孔隙承压水。水位差由地势高处（补给区）向地势低处（排泄区）逐渐变小。在水头压力作用下，潜水、潜水—微承压水通过火山喷发通道、隔水层缺失的“天窗”以及弱隔水层缓慢入渗补给承压水。在火山岩厚度大的地段和火山口附近，火山岩孔洞裂隙水同时以越流和侧向两种方式补给承压水。

2、地下水径流与排泄

（1）潜水、潜水－微承压水

砂堤砂地潜水接受降雨补给之后，主要表现在水位升高，同时径流量开始增加，受地形控制，地下水自砂脊向两侧流入海。由于水位埋深浅，径流微弱，主要消耗于地面蒸发和叶面蒸腾，其次是水平排泄于海或呈片状泉水溢出。

孔隙潜水-微承压水径流方向依地势由高往低流动，多以潜流的形式排泄入海，少数以泉水的形式排泄于河溪，部分耗于开采、地面蒸发和叶面蒸腾。由于开采分散且量少，降水补给充分，径流、排泄条件基本保持原状。

（2）火山岩孔洞裂隙水

火山岩孔洞裂隙水接受降雨补给后，首先表现为调节储存。随着水位变化，水头差增大，地下径流（包括侧向流动和下渗）增加，流向明显受地形控制，自火山锥向四周呈放射状流向沟谷，在侵蚀基准面以上以泉的形式排泄于河流。侵蚀基准面以下排泄极其微弱。垂直排泄主要为越流补给中、深层承压水和耗于开采，在水位埋深较浅的地方还消耗于蒸发和植物蒸腾。

（3）承压水

孔隙承压水在获得补给后主要反应为水头压力增加，成为弹性储存。在天然状态下径流缓慢。承压水由东部向北、南、西三面的海流动。在台地区从浅到深水位逐层下降，在水头压力下产生逐层排泄补给；在沿海及河谷阶地水位逐层上升，在水头压力下出现逐层顶托排泄补给上覆含水层。径流方向向北、南、西三面辐射排泄入海。调查区内村民生活用水以开采中层地下水为主，部分耗于开采的垂直排泄。

6.7.2.5 地下水动态

本次水文地质勘察阶段，在建设场地及其外围施工了 5 个水文地质钻孔，钻孔深度 18.00~50.00m，总进尺 155.60m。

从本次勘察钻孔及引用钻孔揭露的地层来看，场区及周边分布的地层按岩土层的成因类型、成因时代及工程性质等自上而下划分为 5 个工程地质层组，分别为：第四系全新统曲界组(Qq)、灯笼沙组(Qdl)，上更新统徐闻组(Qxw)、中更新统石茆岭组(Qs)、下更新统湛江组(Qz)，现分述如下：

（1）第四系全新统曲界组(Qq)

①黏土：灰黄色，软可塑，黏性较好，夹少量砂粒，含腐植质，透水性差。面积较少，仅场地东侧徐闻 6 井场的 6365 引用孔有揭露，该处井场位于河流堆积阶地。揭露层厚 2.00m，层顶埋深 0m，层顶高程 15.20m。

（2）第四系全新统灯笼沙组(Qdl)

②淤泥质黏土：深灰色，湿，软可塑，以粉黏粒为主组成，富含有机质及少量贝壳碎屑。该层面积较少，分布于调查区北侧和东山村南侧。据附近钻孔资料，揭露层厚 2.50m，层顶埋深 0m，层顶高程 5.10m。

（3）上更新统徐闻组徐闻组(Qxw)

③粉质黏土：褐红、褐黄、暗红色等，硬可塑，以粉黏粒为主组成，主要由石茆岭组火山岩风化坡残积而成。面积最大，广泛分布于重点调查区内。该层 ZK1~ZK4 钻孔有分布，揭露层厚 2.40~4.30m，层顶埋深 0.00m，层顶高程 8.50~17.28m。

（4）中更新统石茆岭组(Qs)

④强风化玄武岩：黄褐色，原岩结构破坏严重，风化不均匀，裂隙发育，岩心破碎呈碎块状。该层分布广泛，几乎所有场地均有分布。钻孔揭露层厚 1.80~7.40m，层顶埋深 2.40~4.30m，层顶高程 2.60~12.48m。

⑤中风化玄武岩：青灰色，隐晶质结构，块状构造，部分有气孔构造，风化不均匀，裂隙稍发育，岩心呈块~柱状。该层分布广泛，几乎所有场地均有分布。钻孔揭露层厚 5.90~21.10m，层顶埋深 5.30~18.10m，层顶高程-1.60~8.98m。

（5）下更新统湛江组(Qz)

⑥黏土：浅黄色，深灰色，软可塑~硬可塑，以粉黏粒为主组成，切面光滑，局部具层理，层理面夹薄层粉砂。该层分布广泛，几乎所有场地均有分布。本次钻探 ZK2、ZK4 有揭露，揭露层厚 14.10~15.8m，层顶埋深 13.60~26.50m，层顶高程-5.10~-10.00m。

⑦粉细砂：深灰色，饱和，松散，分选较差，以粉细砂粒为主组成，含较多黏粒，局部可见贝壳。该层分布广泛。本次钻探 ZK1、ZK2、ZK4 有揭露，揭露层厚 3.60~7.70m，层顶埋深 11.20~36.30m，层顶高程-2.70~-19.80m。

地质剖面分层情况详见图 6.7-11~图 6.7-14。

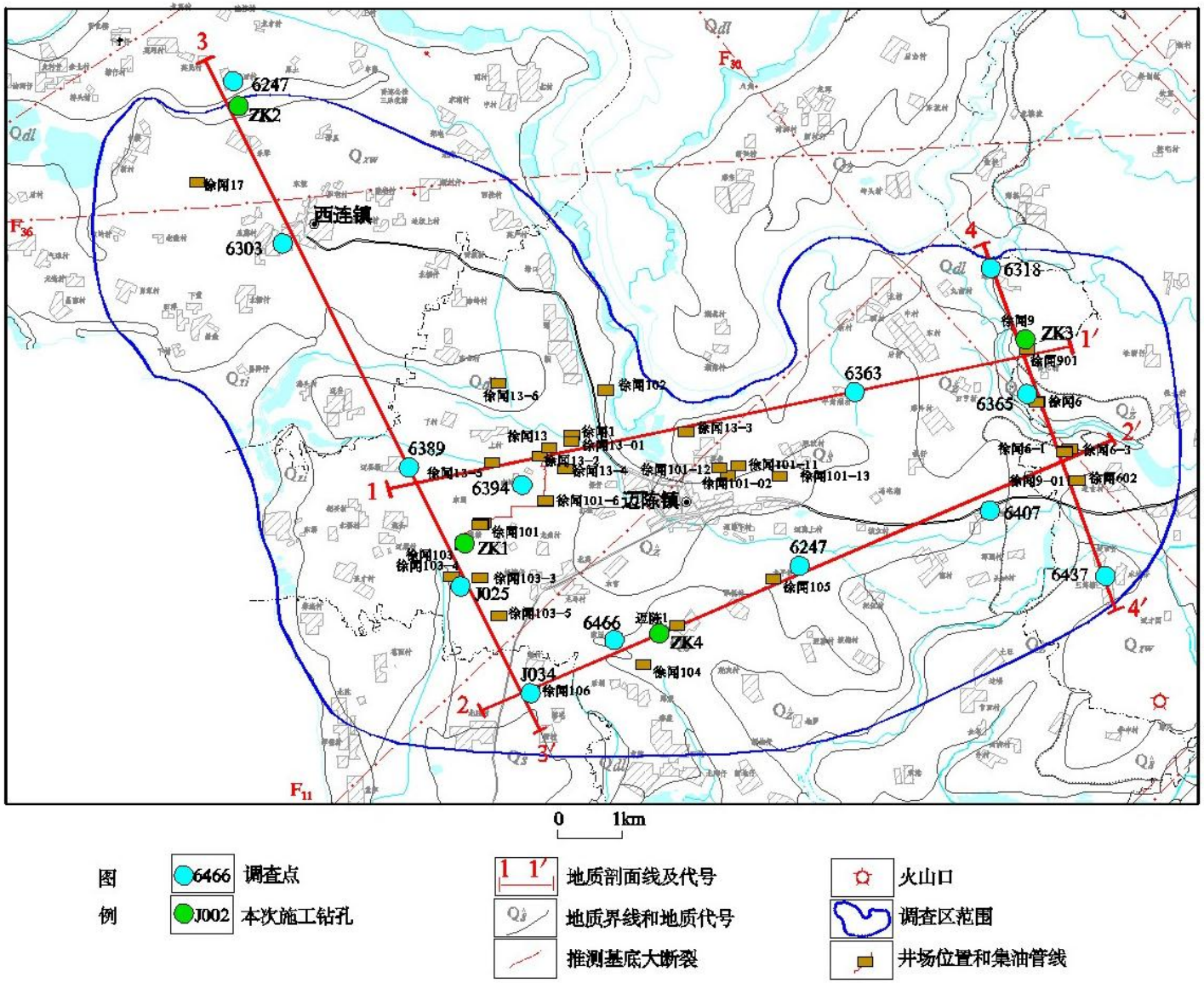


图 6.7-10　地质剖面线分布图

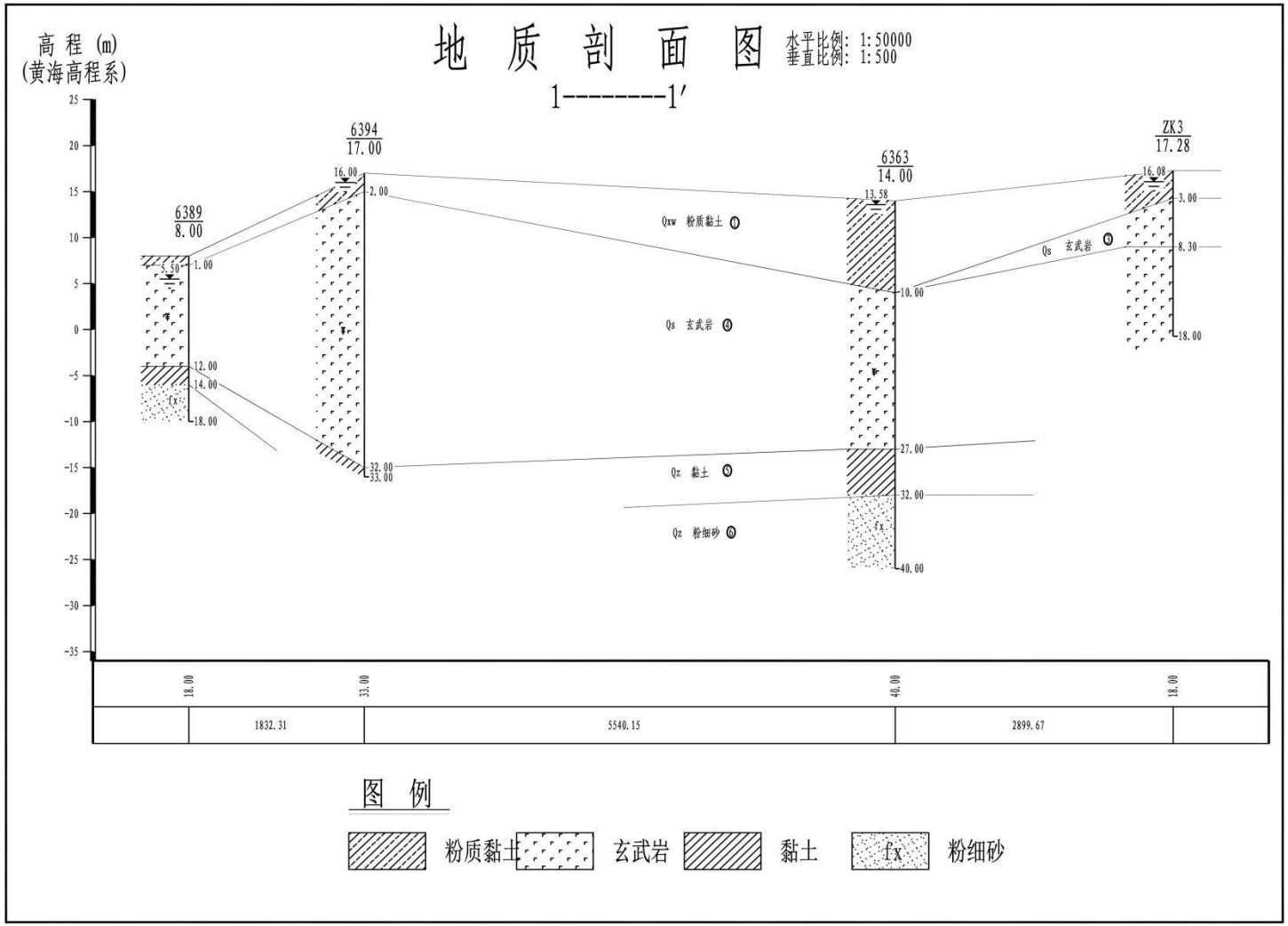


图 6.7-11　项目场地 1-1’地质剖面图

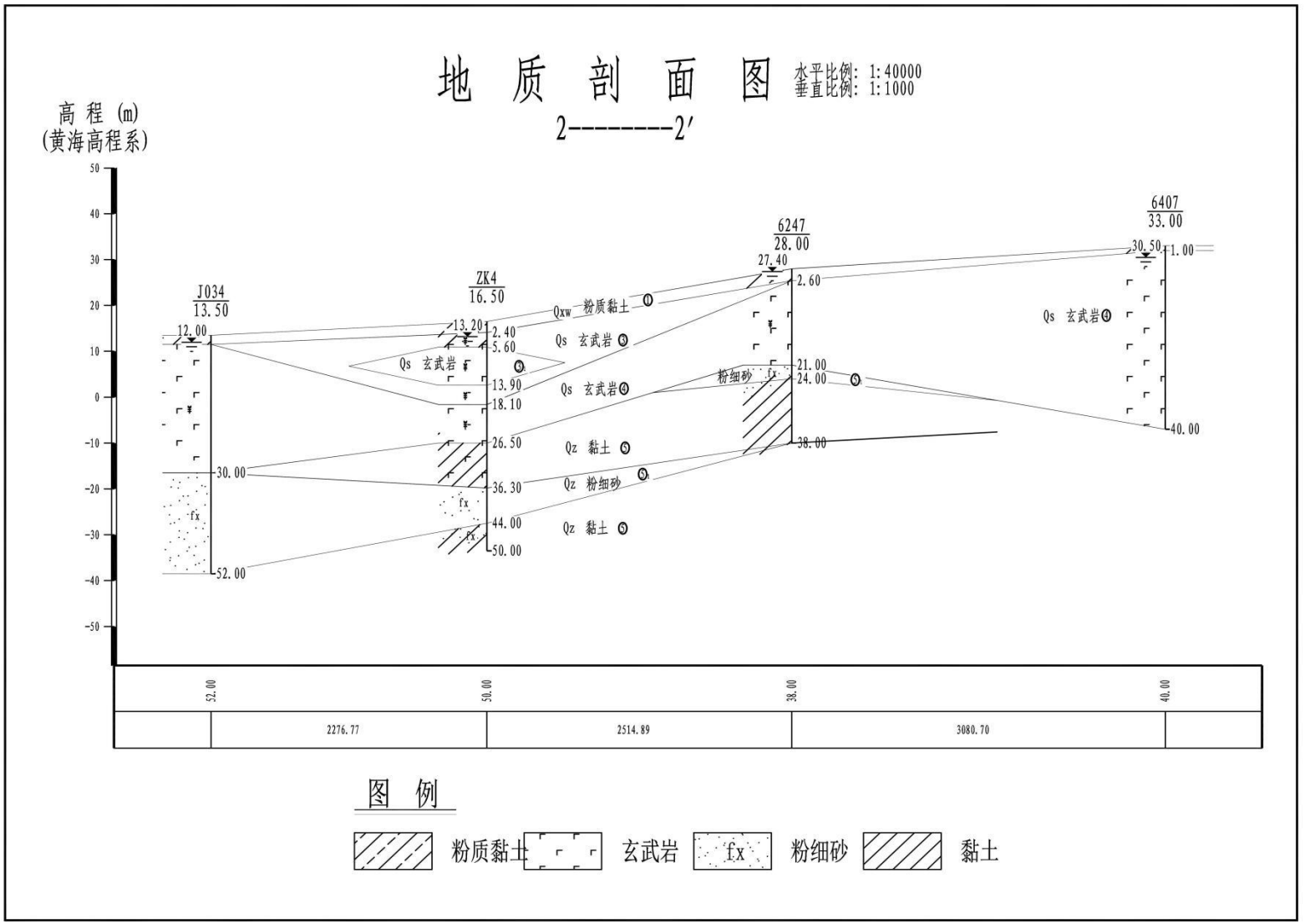


图 6.7-12　项目场地 2-2’地质剖面图

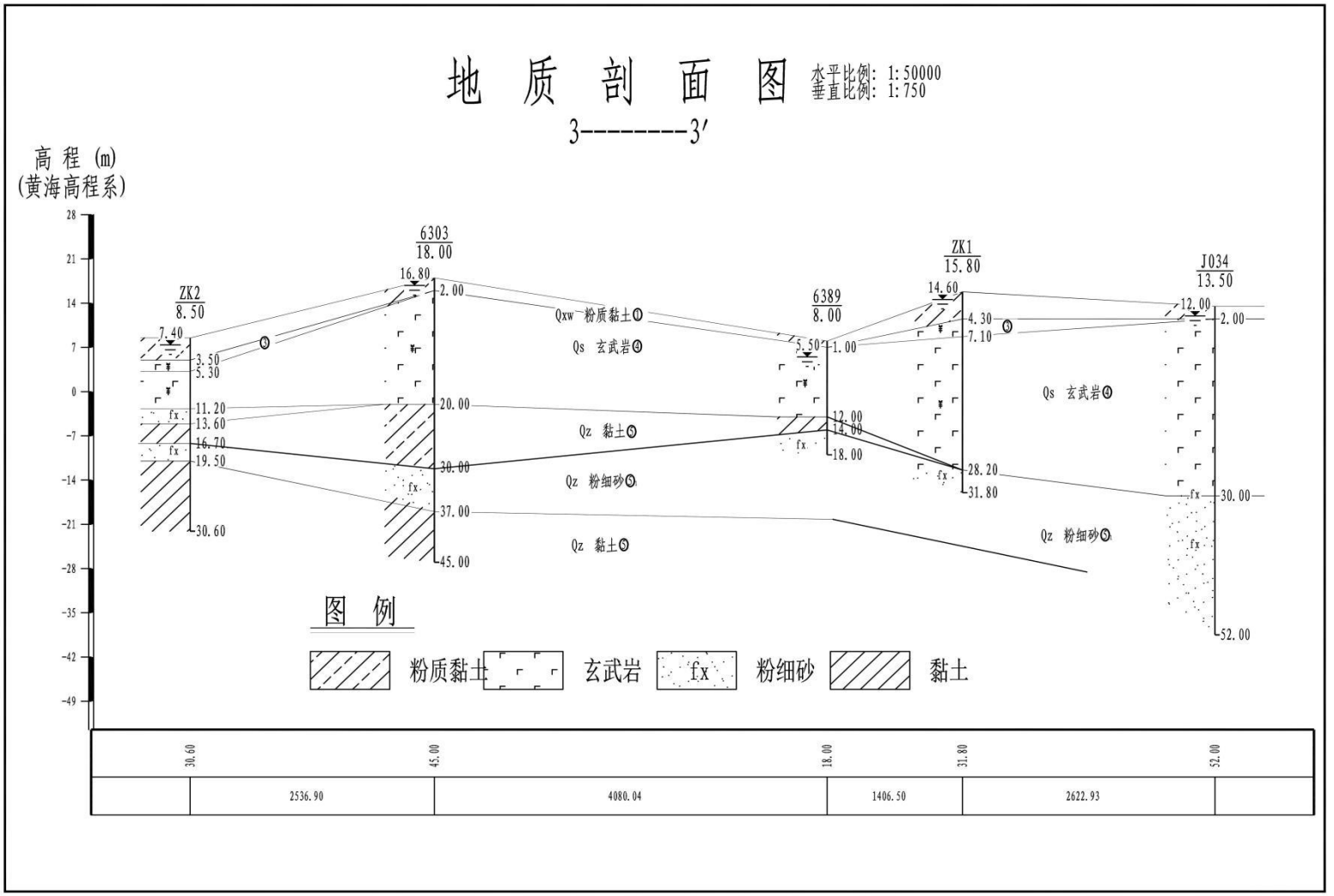


图 6.7-13　项目场地 3-3’地质剖面图

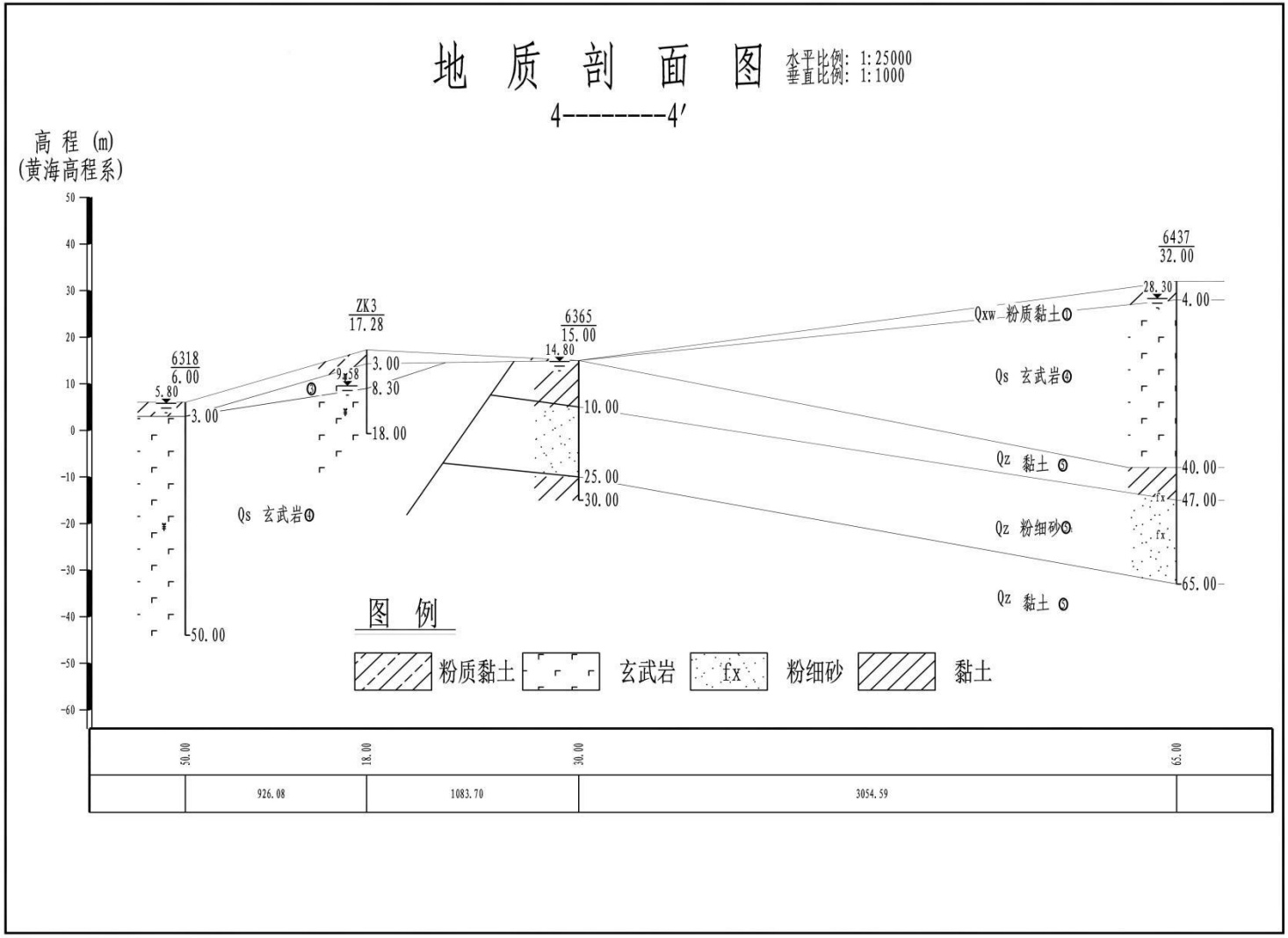


图 6.7-14　项目场地 4-4’地质剖面图

6.7.2.6 包气带特征

根据本次施工的钻孔揭露场地的地层分布及地下水埋深情况得知，场地地下水水位埋深0.20～7.70m，可确定包气带厚度为0.20～7.70m。包气带地层至上而下可划分为曲界组黏土(Qq)、灯笼沙组淤泥质黏土(Qdl)、徐闻组粉质黏土(Qxw)、石茆岭组强~中风化玄武岩(Qs)、湛江组黏土(Qz)。

曲界组黏土(Qq)：主要分布于东部徐闻6井场，层厚约3m，不整合于湛江组黏土之上，分布连续且稳定。根据双环渗水试验，该层渗透系数为3.92×10^{-4}cm/s，属于弱透水层，防污性能弱。

灯笼沙组淤泥质黏土(Qdl))：主要分布于西部徐闻13-6井场，层厚约2m，不整合于徐闻组粉质黏土之上，分布连续且稳定。根据双环渗水试验，该层渗透系数为9.82×10^{-4}cm/s，属于弱透水层，防污性能弱。

徐闻组粉质黏土(Qxw)：分布广泛于大多数井场，层厚2.40~4.30m，分布连续且稳定。根据双环渗水试验及渗透系数土工试验，该层渗透系数为5.14×10^{-4}，属于弱透水层，防污性能弱。

石茆岭组强~中风化玄武岩(Qs)：该层埋深较浅且水位埋深较大时为包气带，主要分布于东侧、东南侧井场，包括徐闻9、徐闻901、徐闻602、徐闻104、迈陈1、徐闻13-01井场。根据本次钻孔揭露，层厚7.70~24.10m，分布连续且稳定。根据双环渗水试验及渗透系数土工试验，该层渗透系数在2.61×10^{-4}~6.91×10^{-4}cm/s之间，属于弱透水层，防污性能弱。

湛江组黏土(Qz)：该层作为包气带仅分布于徐闻101-13井场，据周边钻孔6405，层厚17.00m，分布连续且稳定。根据双环渗水试验，该层渗透系数为4.45×10^{-4}，属于弱透水层，防污性能弱。

6.7.2.7 场地及周边含水层与隔水层特征

1.含水层特征

重点调查区地下水类型为第四系松散岩类孔隙水和火山岩孔洞裂隙水。

（1）第四系松散岩类孔隙水

场地内松散岩类孔隙水按其含水层埋藏深度、水力特征和开采条件划分为浅层水（含水层埋深小于30m）和中层承压水（含水层埋深30～200m）。

①浅层水

含水层主要为湛江组砂层的孔隙潜水—微承压水。湛江组砂性土与黏土层互层，一般存在1个含水层。含水层岩性主要为粉细砂及中粗砂，据场地周边钻孔6365、6405揭露，含水层顶板埋深10.0~17.0m，层厚15.0~16.0m，层顶标高0.0~5.0m。含水层上部覆盖粉质粘土和地下水具微承压性。根据本次施工钻孔ZK2的抽水试验资料所得实际涌水量换算成统一口径219mm，降深为10m的单井涌水量为182.5m^3/d，可得知项目场地内的浅层水水量贫乏。

②中层承压水含水层

据本次施工钻孔ZK4及周边钻孔揭露，含水层岩性主要为第四系湛江组的砂层，含水层顶板埋深为30.0~47.0m，层顶标高为-12.0~-19.8m，单层厚度一般为7.0~22.0m。含水层上部均覆盖有黏土层，使得地下水具有承压性，属承压水。根据区域水文地质资料，调查区中层承压水富水性以较丰富为主，广泛分布。局部地区为水量中等，在调查区东部。本次施工钻孔由于钻孔深度不大，揭穿含水层数量不多，利用抽水资料换算成统一口径和降深后，水量仅为贫乏。

（2）火山岩孔洞裂隙水

区内浅层第四纪火山岩分布较广，其含水层主要为气孔状玄武岩、风化破碎玄武岩，其富水性主要受控于火山岩的孔洞裂隙发育程度、岩性、厚度及补给条件。根据本次施工钻孔ZK1、ZK3的抽水试验资料所得实际涌水量换算成统一口径219mm，降深为10m的单井涌水量为91.4m^3/d、24.0m^3/d，富水性为极贫。结合区域水文资料，该含水层富水性主要为贫乏，局部富水性中等区域分布于调查区中北部，富水性极贫乏区域分布于调查区南部，水质良好。

2.隔水层特征

重点调查区的隔水层主要为第四系①层曲界组黏土、②层灯笼沙组淤泥质黏土，③层徐闻组粉质黏土、⑥层湛江组黏土。

①层曲界组黏土分布于场地东部，揭露层厚2.00m，层顶埋深0m，层顶高程15.20m。

②层灯笼沙组淤泥质黏土分布于调查区北侧和东山村南侧，揭露层厚2.50m，层顶埋深0m，层顶高程5.10m。

③层徐闻组粉质黏土广泛分布于重点调查区内。揭露层厚2.40~4.30m，层顶埋深0.00m，层顶高程8.50~17.28m。

⑥层湛江组黏土几乎所有场地均有分布。揭露层厚14.10~15.8m，层顶埋深13.60~26.50m，层顶高程-5.10~-10.00m。

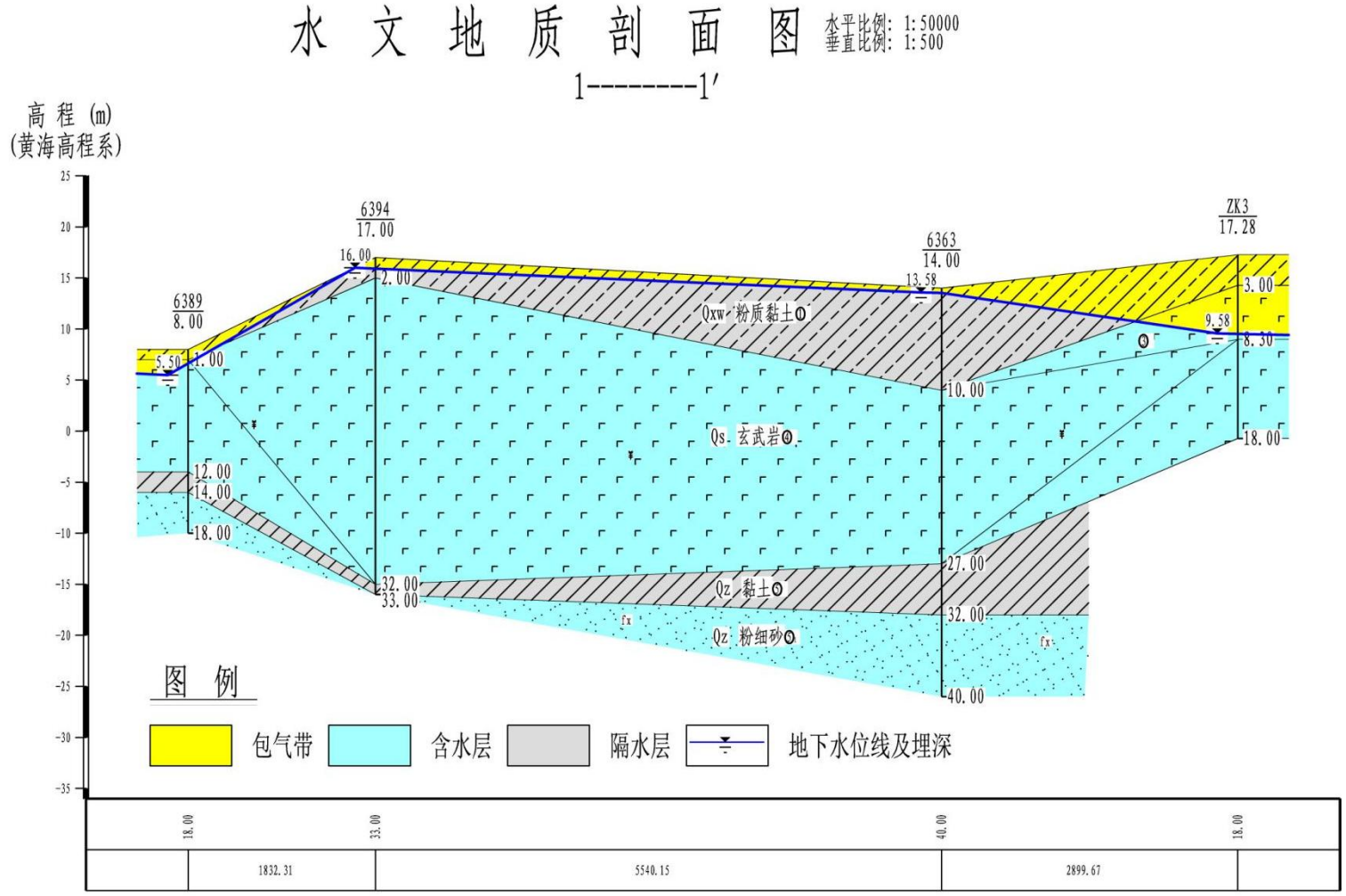


图 6.7-15　1-1′ 水文地质剖面线分布图

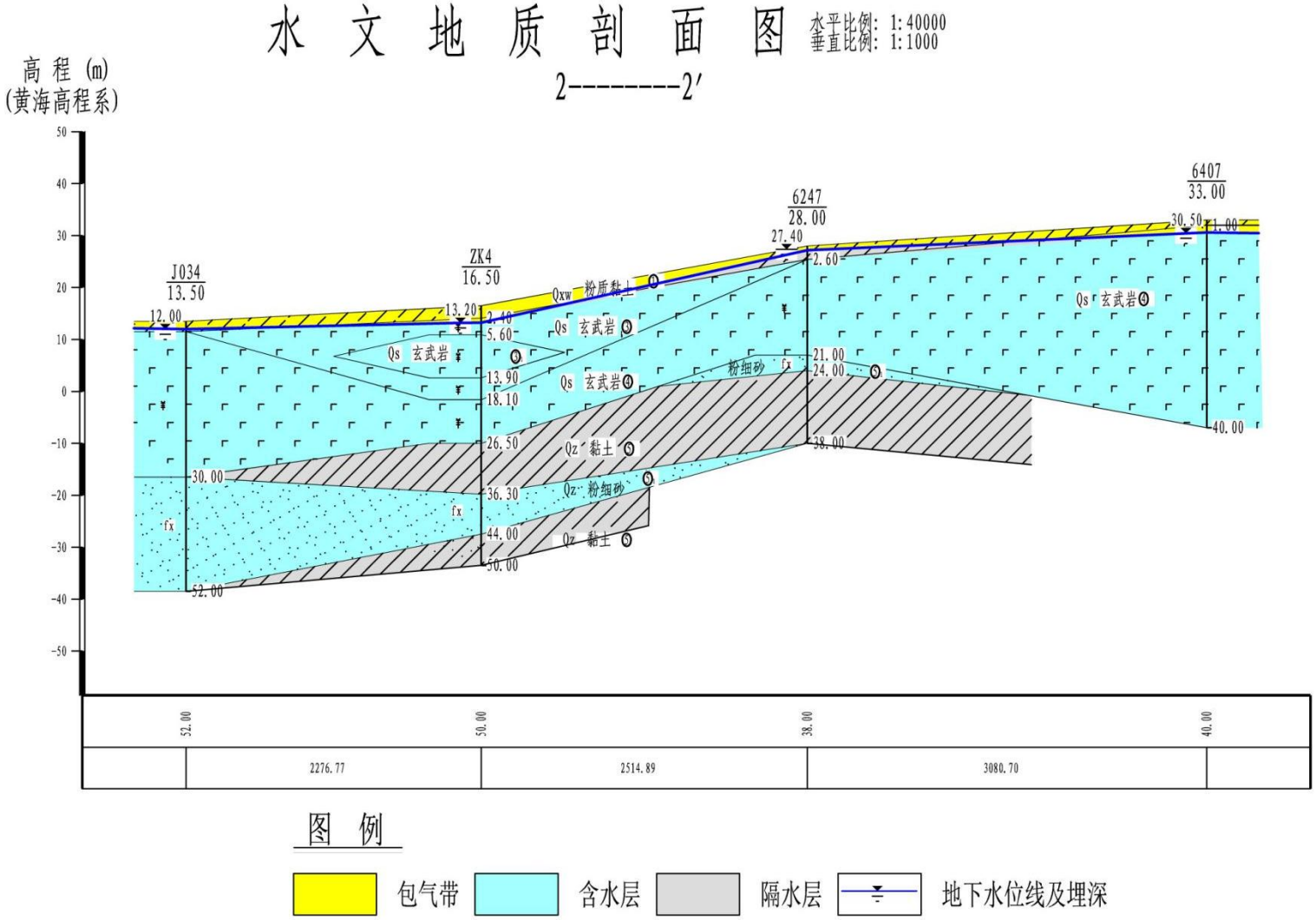


图 6.7-16　2-2′ 水文地质剖面线分布图

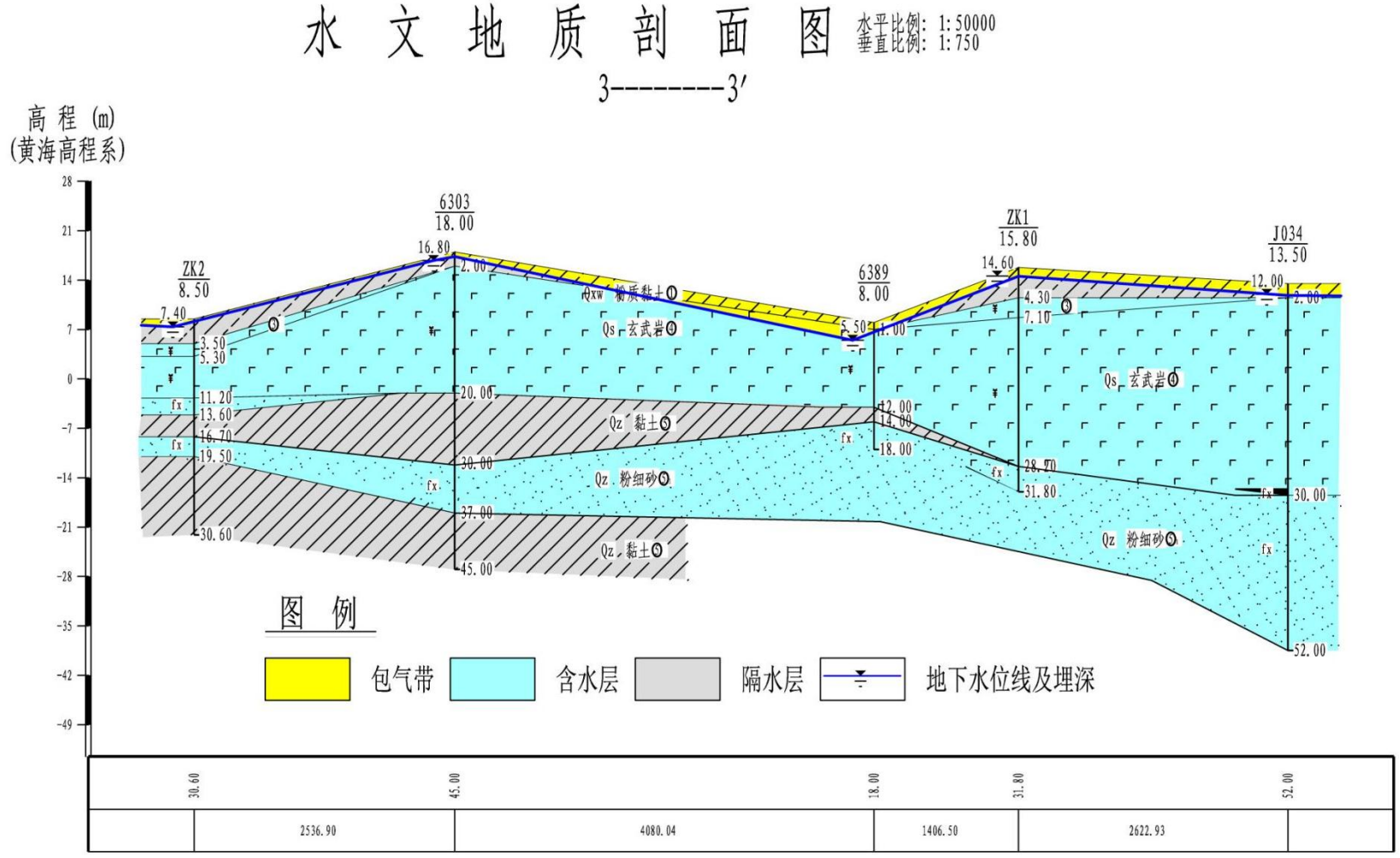


图 6.7-17　3-3′水文地质剖面线分布图

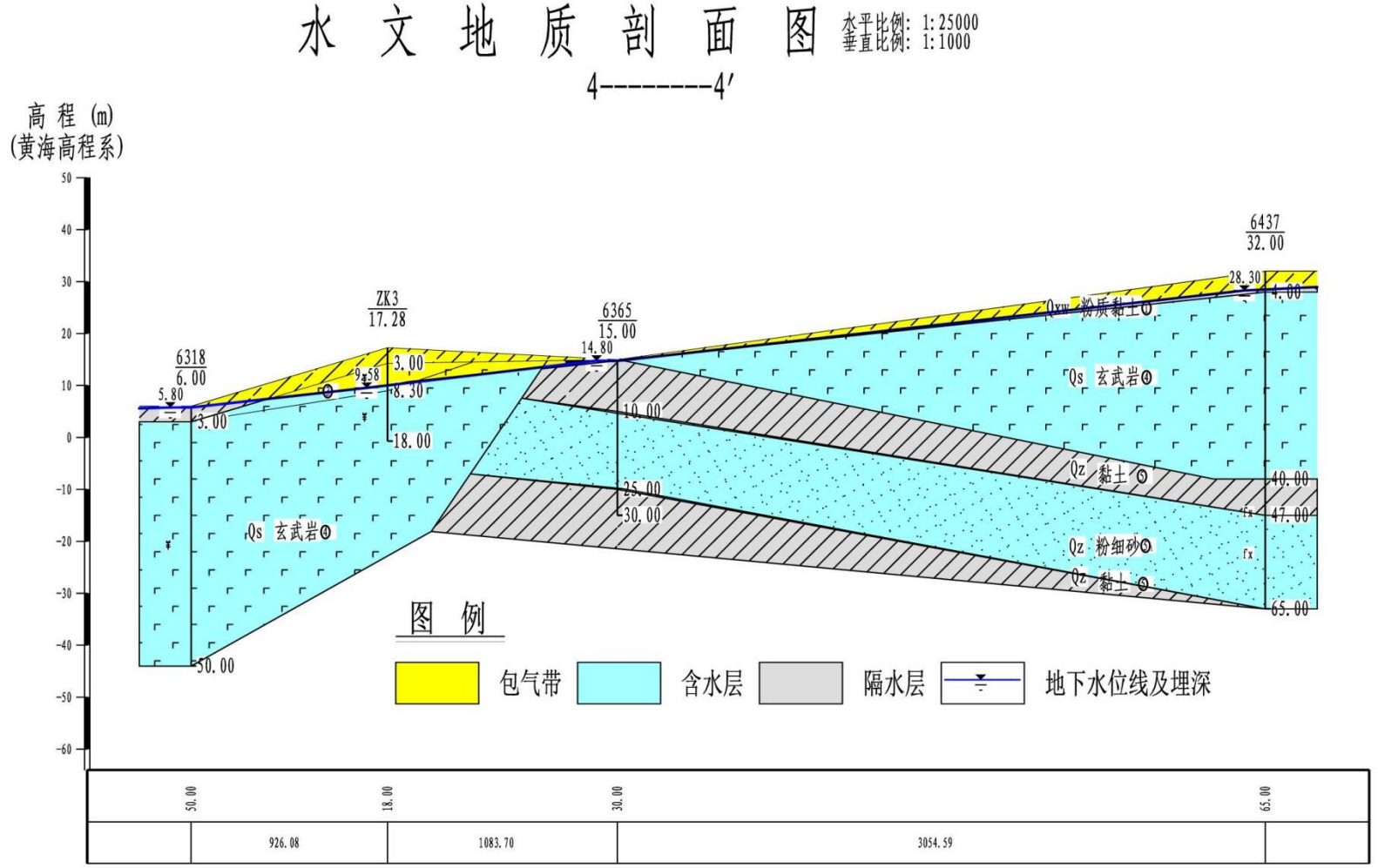


图 6.7-18　4-4′水文地质剖面线分布图

6.7.2.8 地下水污染源调查

地下水污染源一般包括生活污染源、农业污染源和工业污染源。

（1）生活污染源

从本次调查情况看，调查区 80%面积为农用地，其余为居民区和村庄，未见有工业企业活动。居民区的生活污水集中排放到污水处理厂，85%以上的村庄已有污水治理系统，通过建设农村生活污水处理设施等方式集中处理村内产生的生活污水。个别地方存在农村居民生活污水未经任何处理直接排放的现象，导致浅层地下水受到污染威胁。

总体而言，调查区内现有居民生活污染物排放量较小，对调查区内地下水水质影响不大。

（2）农业污染源

调查区农业主要为一般家庭种植业和家禽养殖业。调查区内大面积种植水稻、玉米、韭菜，其余种植桉树、荔枝、香蕉、花生等，存在少量喷洒农药和施用肥料，对局部地区地下水造成轻微污染，但对整个调查区而言，可认为其污染影响较小。

区内无大型禽畜养殖场，仅为村民家庭散养鸡鸭鹅等，因养殖规模小，故养殖过程产生的污染对调查区地下水水质影响不大。

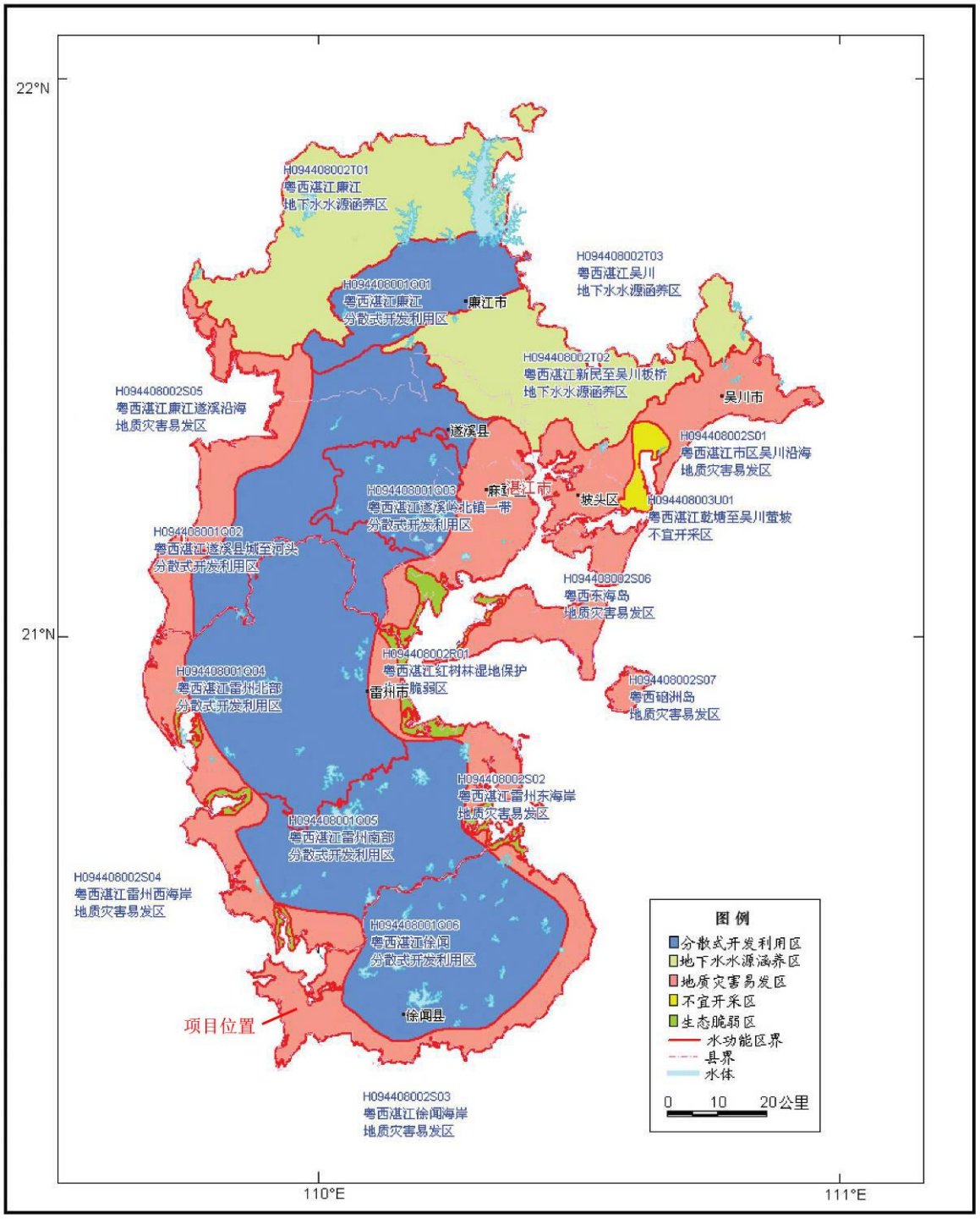
（3）工业污染源

调查区工业活动较弱，暂无可引起地下水污染的重要工业项目。

6.7.2.9 地下水开发利用现状

2009 年 8 月，广东省水利厅正式发布了《广东省地下水功能区划》（粤水资源[2009]19 号），将地下水功能区按两级进行划分。一级功能区划分为开发区、保护区和保留区三类。在地下水一级功能区划的框架内，根据地下水资源的主导功能，再划分为八类地下水二级功能区。其中，开发区划分为集中式供水水源区和分散式开发利用区；保护区划分为生态脆弱区、地质灾害易发区和地下水水源涵养区；保留区划分为不宜开采区、储备区和应急水源区。

根据《广东省地下水功能区划》（粤水资源[2009]19 号），项目所在区域地下水功能区划分浅层水和深层水两部分。



.A17.

图 6.7-19　湛江市浅层地下水功能区划图

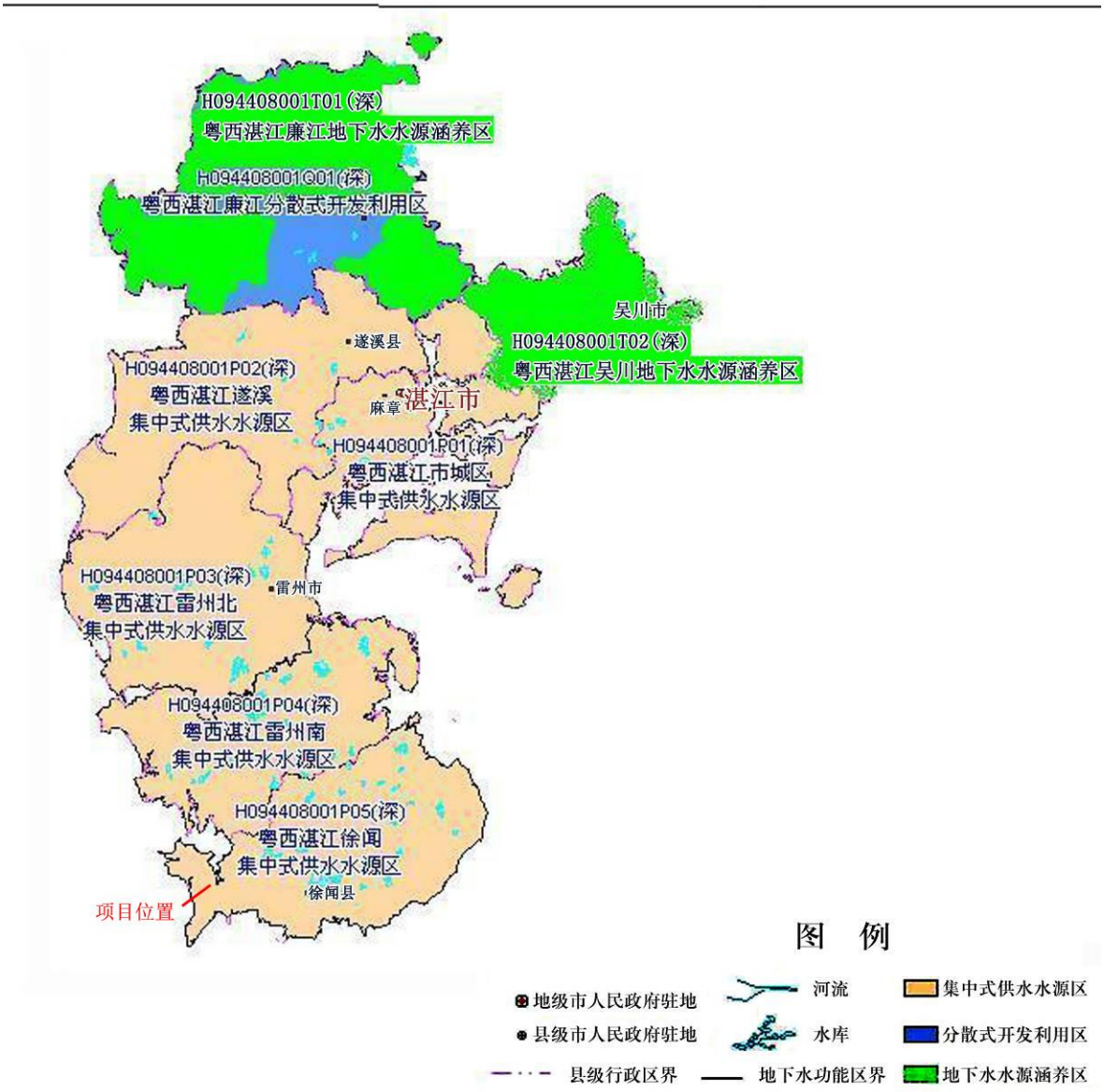


图 6.7-20　湛江市深层地下水功能区划图

（1）浅层潜水-微承压水

徐闻县地下水开发利用具有悠久的历史，解放前后浅层地下水是各村生活供水主要水源，因其具有分布范围广、水位埋深小、开采技术简单且成本低等特点，因此，基本家家户户都有自建水井，主要是开挖民井、大锅锥井和施工机井取用 30m 以浅的浅层地下水，开采方式以分散式开采为主。目前根据调查了解到，多数老井已停采，少数浅井用于生活用水和农业灌溉。

（2）中深层孔隙承压水

中深层地下水是人民生活饮用和当地农业生产的重要水源。自实行农村集中供水以来，以一个村为中心供水点向相近几个村辐射供水，开采井深度一百多米至两百多米不等，开采的地

下水主要集中供给村内居民生活使用。

农田中分布较多机井，深度一般为三十多米至一百米，主要用于灌溉周边的农作物。

调查区内未见工业企业。

（3）调查区地下水开采量

据调查，评价区内有 15 个行政村共约 68 条自然村，区内生活用水、农业灌溉用水均以开采地下水为主。调查区内大部分村庄打有深 200m 左右的深水井作自来水源井，供村里每户居民生活用水，仅有少部分村庄是每家每户打浅井作为自家的生活用水。初步统计，调查区现有村庄居民人口总数约 35895 人（不包括企业员工）。根据广东省用水定额标准体系《用水定额第 3 部分：生活》（DB44/T 1461.3-2021），湛江市徐闻县为农村Ⅱ区，农村居民生活用水量按 130L/人•日计，则调查区生活用水开采地下水量为 167.98 万 m^3/a。

调查区总面积为 $92km^2$，其中约 20%为居民区和村庄，约 80%（即 $92\times80\%=73.6km^2\approx11.04$ 万亩）地区被农作物覆盖，按季节耕种水稻、荔枝、花生、玉米、蕃薯、蔬菜等。区内农业灌溉用水主要依靠浅、中层地下水，开采深度大部分 30～100m。根据《广东省用水定额》（DB44/T 1461.1-2021），不同作物在不同生长期或种收期，用水定额亦存在较大差别，因此，综合考虑调查区主要农作物类型及其种植面积所占比例，本次农业用水定额值取 $150m^3/$亩·年。经计算，调查区农业灌溉活动开采地下水水量为 1656 万 m^3/a。区内禽畜养殖主要为家庭式散养，养殖数量少、用水量较少。

综上所述，调查区居民生活用水开采地下水量为 157.19 万 m^3/a，农业灌溉活动开采地下水量为 1656 万 m^3/a。调查区地下水开采量为粗略概算，与实际存在有所出入，略有差异。

表 6.7.2-1　调查区地下水开采量一览表

序号	行政村	村名称	备注	人口	地下水开采量	
				(人)	(m^3/d)	(万 m^3/a)
1	迈市社区居委会	迈汶村、大湖村、英斐村、市尾村、东成街	生活用水	5000	650.00	23.40
2	迈陈村民委员会	迈陈下村、讨墩村、潭板村、迈霖村、迈陈上村	生活用水	3970	516.10	18.58
3	新地村民委员会	地罗村、烧灰村	生活用水	880	114.40	4.12
4	东莞村民委员会	后垌村	生活用水	260	33.80	1.22
5	打银村民委员会	本宫村、打银村、北英村、龙角村、昌奉村、龙马村、提塘村、提塘仔村	生活用水	5650	734.50	26.44
6	那朗村民委员会	东山村、塘口村、那朗北村、那朗南村、赤岭村	生活用水	2370	308.10	11.09
7	青桐村民委员会	青桐上村、牛角湖村、生山水	生活用水	4680	608.40	21.90

		村、田寮村、南迈村、迈增村、青桐北村、青桐后村、青桐西村、青桐中村、青桐下村、九亩村、迈凡村				
8	白坡村民委员会	报仔村、潭园村、白坡村、迈戴村、头岭村、那斗村、把伍村、坡塘村、坡立宫村	生活用水	5140	668.20	24.05
9	西连村民委员会	市北村、罗宅村、潭星村、市南村	生活用水	1440	187.20	6.74
10	承梧村民委员会	北插上村、北插下村、昌盆村、新兴村、田洋村、肖南村、肖北村	生活用水	1320	171.60	6.18
11	田西村民委员会	东岭村	生活用水	230	29.90	1.07
12	瓜藤村民委员会	瓜南村、瓜中村、瓜北村、东新村、台楼村	生活用水	2095	272.35	9.80
13	乐琴村民委员会	乐琴下村、乐琴上村、东坡村	生活用水	2000	260.00	9.36
14	大黄村民委员会	昌化村、边古仔村	生活用水	350	45.50	1.64
15	北注村民委员会	昌寸、潘宅	生活用水	510	66.30	2.39
小计						167.98
全区农业灌溉用水水量						1656.0
合计（万 m^3/a）						1823.98

6.7.2.10 水文地质实验

环境水文地质勘察与试验是在充分收集已有相关资料和开展地下水环境现状调查的基础上，针对某些需要进一步查明的环境水文地质问题和为获取预测评价中必要的水文地质参数而进行的工作。

为获取项目场地及其周边地区含水层渗透系数、影响半径、富水性等参数，本次勘察过程中，选择新施工的 5 个水文地质孔开展了抽水试验和采用双环法渗水试验在重点调查区进行了 4 组渗水试验。试验点分布位置见图 6.7-21。

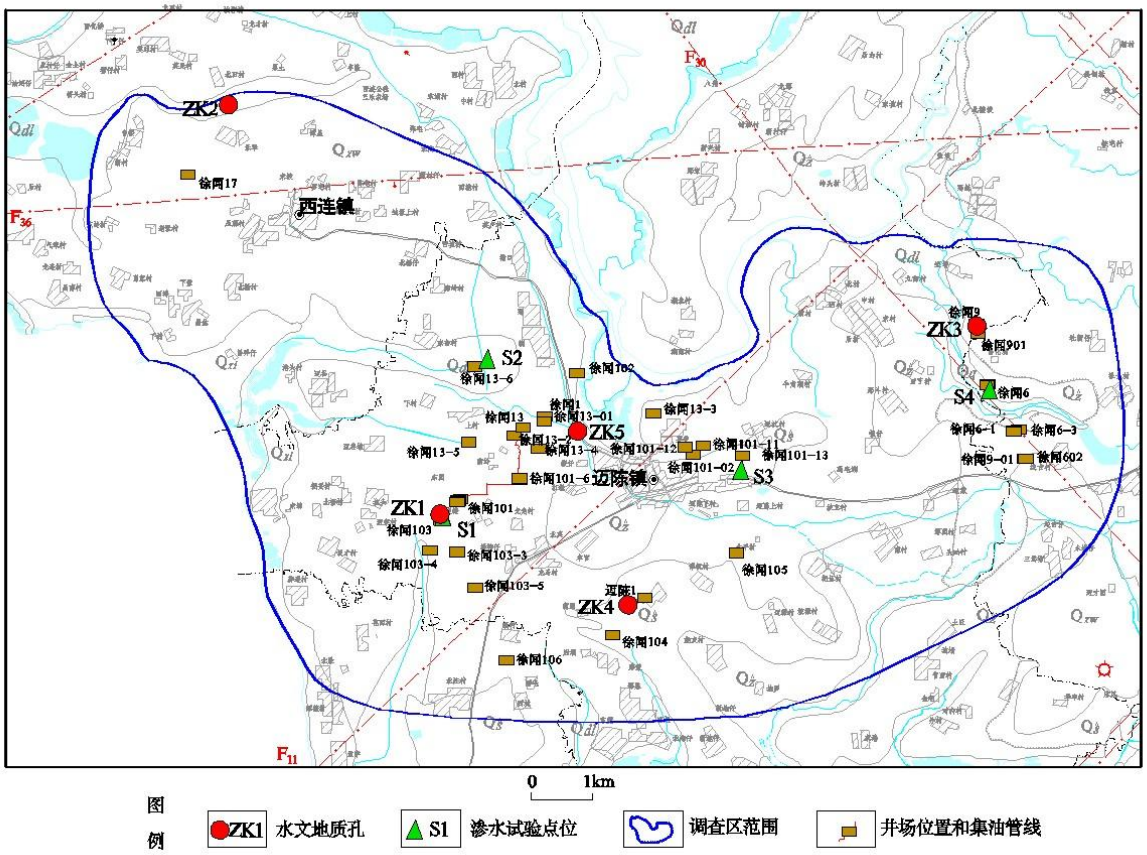


图 6.7-21　环境水文地质试验点分布图

（1）抽水试验孔基本信息

①ZK1 孔

ZK1 抽水试验孔位于项目场地中部，钻孔深度 31.80m，井径 110mm，管材为 PVC。钻孔揭露岩性为：0~4.30m 为粉质黏土；4.30~7.10m 为强风化玄武岩；7.10~28.20m 为中风化玄武岩；28.20~31.80m 为粉细砂。本孔揭穿的地下水含水层岩性主要为强~中风化玄武岩，为本次抽水试验含水层。

②ZK2 孔

ZK2 抽水试验孔位于项目场地下游西北角，钻孔深度 30.60m，井径 110mm，管材为 PVC。钻孔揭露岩性为：0~3.50m 为粉质黏土；3.50~5.30m 为强风化玄武岩；5.30~11.20m 为中风化玄武岩；11.20~13.60m 为粉细砂；13.60~16.70m 为粉质黏土；16.70~19.50m 为粉细砂；19.50~30.60m 为黏土。本孔揭露的地下水含水层岩性主要为粉细砂。

③ZK3 孔

ZK3 抽水试验孔位于项目场地上游东部，钻孔深度 18.00m，井径 110mm，管材为 PVC。钻孔揭露岩性为：0~3.00m 为粉质黏土；3.00~8.30m 为强风化玄武岩；8.30~18.00m 为中风化玄武岩。本孔揭露的地下水含水层岩性主要为强~中风化玄武岩。

④ZK4 孔

ZK4 抽水试验孔位于项目场地中南部，钻孔深度 50.00m，井径 150mm，管材为 PVC。钻孔揭露岩性为：0~2.40m 为粉质黏土；2.40~26.50m 为强~中风化玄武岩；26.50~36.30m 为黏土；36.30~44.00m 为粉细砂；44.00~50.00m 为黏土。本孔揭露的地下水含水层岩性主要为粉细砂。

⑤ZK5 孔

ZK5 抽水试验孔位于项目场地下游北部，钻孔深度 25.20m，井径 110mm，管材为 PVC。钻孔揭露岩性为：0~14.40m 为粉质黏土；14.40~25.20m 为强~中风化玄武岩。本孔揭露的地下水含水层岩性主要为强~中风化玄武岩。

监测井结构图与钻孔抽水成果见图 6.7-22~6.7-26。

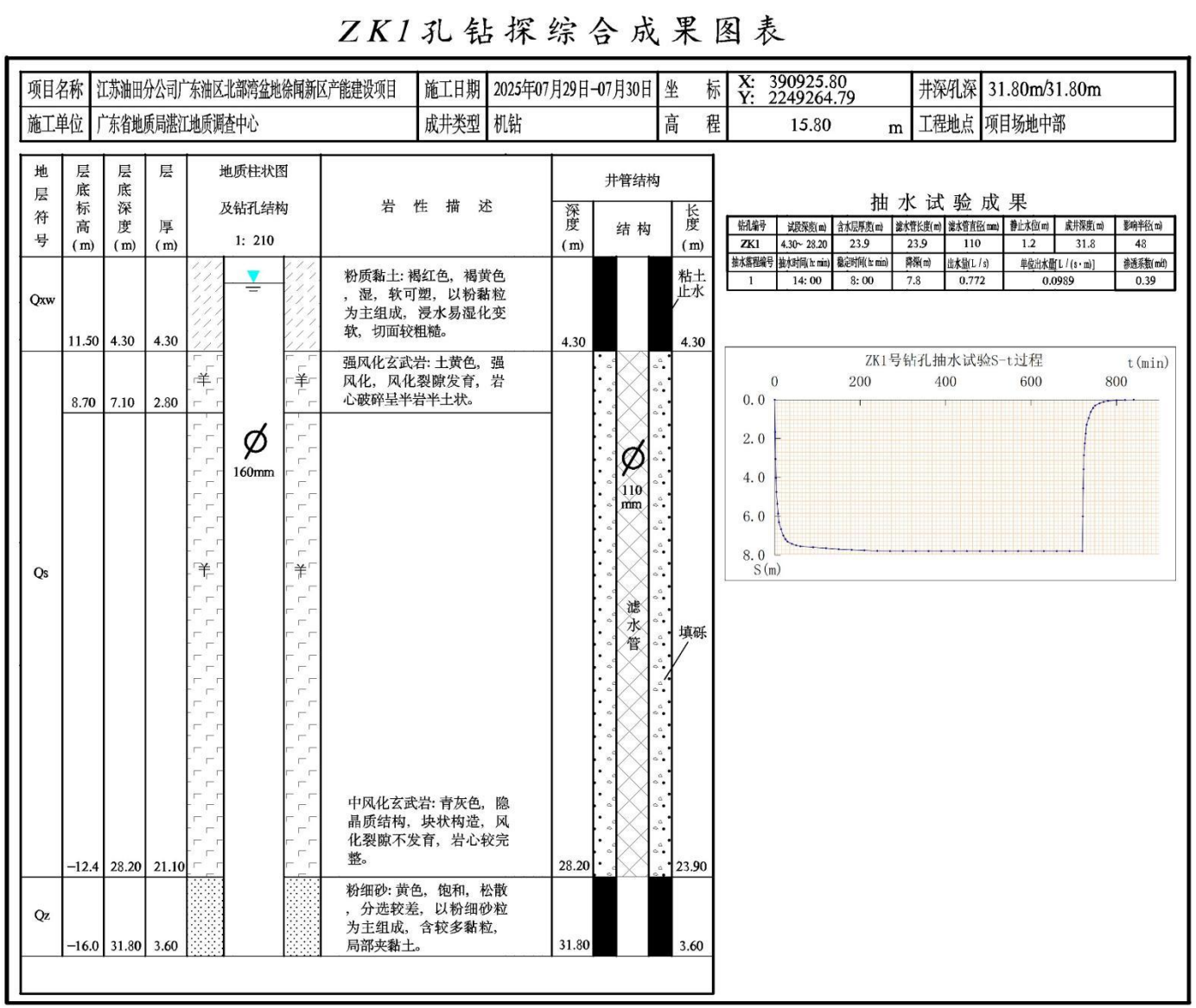


图 6.7-22　ZK1 空钻探综合成果图

ZK2孔钻探综合成果图表

项目名称	江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目	施工日期	2025年08月02日-08月03日	坐　标	X: 387350.64 Y: 2256366.27	井深/孔深	30.60m/30.60m
施工单位	广东省地质局湛江地质调查中心	成井类型	机钻	高　程	8.50 m	工程地点	项目场地下游西北角

地层符号	层底标高(m)	层底深度(m)	层厚(m)	岩性描述
Qxw	5.00	3.50	3.50	粉质黏土: 土黄色，湿，软可塑，以粉黏粒为主组成。浸水易湿化变软，切面较粗糙。
Qs	3.20	5.30	1.80	强风化玄武岩: 土黄色，强风化，风化裂隙发育，岩心破碎呈半岩半土状。
	-2.70	11.20	5.90	中风化玄武岩: 青灰色，隐晶质结构，块状构造，风化裂隙不发育，岩心较完整。
Qz	-5.10	13.60	2.40	粉细砂: 黄色，饱和，松散，分选较差，以粉细砂粒为主组成，含较多黏粒，局部夹黏土。
	-8.20	16.70	3.10	黏土: 灰色，硬可塑，以粉黏粒为主组成，切面较光滑。
	-11.00	19.50	2.80	粉细砂: 灰色，饱和，松散，分选较差，以粉细砂粒为主组成，含较多黏粒，局部可见贝壳。
	-22.10	30.60	11.10	黏土: 灰色，软可塑，以粉黏粒为主组成，切面较光滑，具层理，层理面夹薄层粉砂。

地质柱状图及钻孔结构 1: 200

井管结构：深度(m) / 结构 / 长度(m)

深度(m)	结构	长度(m)
11.20	Ø 110 mm	11.20
19.50	滤水管	8.30
30.60		11.10

粘土止水　填砾　Ø 160mm

抽水试验成果

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK2	11.20~ 19.50	5.20	5.20	110	1.10	30.60	79
抽水落程编号	抽水时间(t/min)	稳定时间(t/min)	降深(m)	出水量(L/s)	单位出水量[L/(s·m)]		渗透系数(m/d)
1	13: 30	8: 30	3.85	0.843	0.2189		4.20

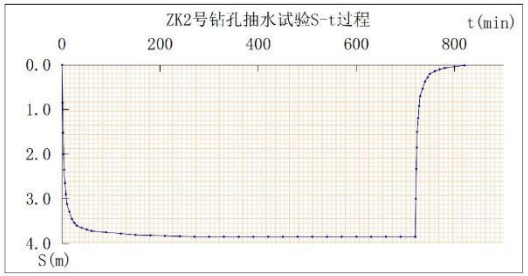


图 6.7-23　ZK2 空钻探综合成果图

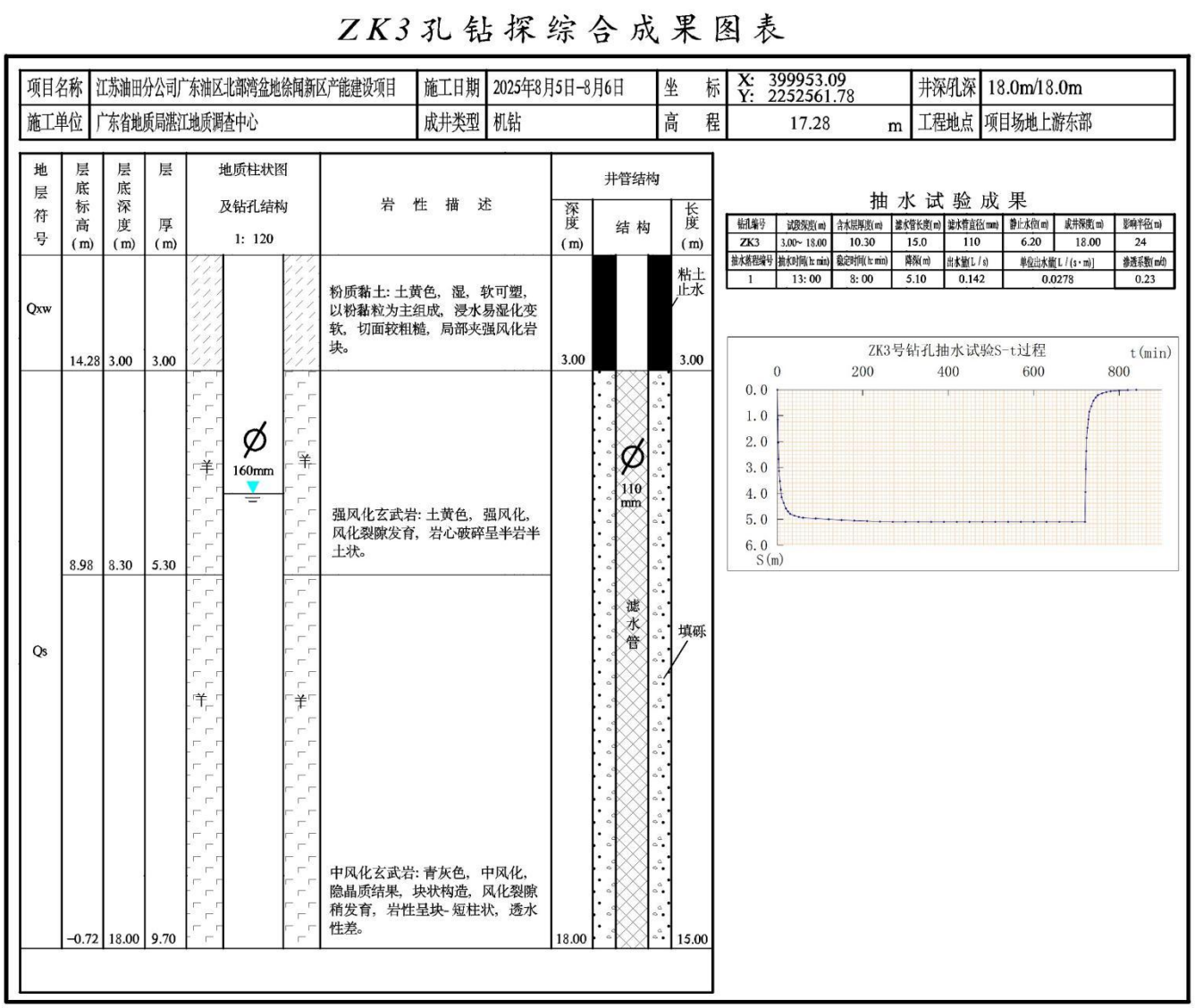


图 6.7-24　ZK3 空钻探综合成果图

ZK4孔钻探综合成果图表

项目名称	江苏油田分公司广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目	施工日期	2025年8月8日-8月9日	坐　标	X: 394048.37 Y: 2247827.17	井深孔深	50.0m/50.0m
施工单位	广东省地质局湛江地质调查中心	成井类型	机钻	高　程	16.50　m	工程地点	项目场地中南部

地层符号	层底标高(m)	层底深度(m)	层厚(m)	岩性描述	井管结构 深度(m)	结构	长度(m)
Qxw	14.10	2.40	2.40	粉质黏土: 土黄色，湿，软可塑，以粉黏粒为主组成，浸水易湿化变软，切面较粗糙。			粘土止水
Qs	10.90	5.60	3.20	强风化玄武岩: 土黄色，强风化，风化裂隙发育，岩心破碎呈半岩半土状。			
	2.60	13.90	8.30	中风化玄武岩: 青灰色，隐晶质结构，块状构造，风化裂隙不发育，岩心较完整。		Ø 150 mm	
	−1.60	18.10	4.20	强风化玄武岩: 土黄色，强风化，风化裂隙发育，岩心破碎呈半岩半土状。			
	−10.00	26.50	8.40	中风化玄武岩: 青灰色，隐晶质结构，块状构造，风化裂隙不发育，岩心较完整。			
Qz	−19.30	36.30	9.80	黏土: 黄色，深灰色，软-硬可塑，以粉黏粒为主组成，切面较粗糙。	36.30		36.30
	−27.50	44.00	7.70	粉细砂: 深灰色，饱和，稍密，分选较差，以粉细砂粒为主组成，岩心成型，含较多黏粒，局部夹黏土。	44.00	滤水管	填砾 7.70
	−33.50	50.00	6.00	黏土: 深灰色，软-硬可塑，以粉黏粒为主组成，切面较光滑，具层理，层理面夹薄层粉砂。	50.00		6.00

Ø 300mm

抽水试验成果

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK4	36.30~ 44.00	7.70	7.70	150	2.80	50.00	278
抽水落程编号	抽水时间(hr:min)	稳定时间(hr:min)	降深(m)	出水量(L/s)	单位出水量[L/(s·m)]		渗透系数(m/d)
1	14: 00	8: 30	18.47	2.856	0.1546		2.27

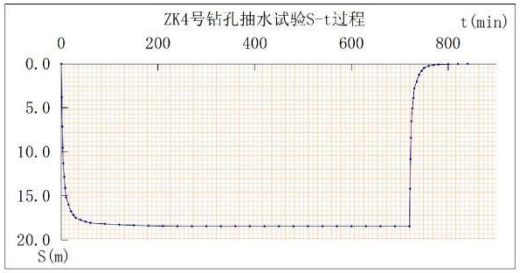


图 6.7-25　ZK4 空钻探综合成果图

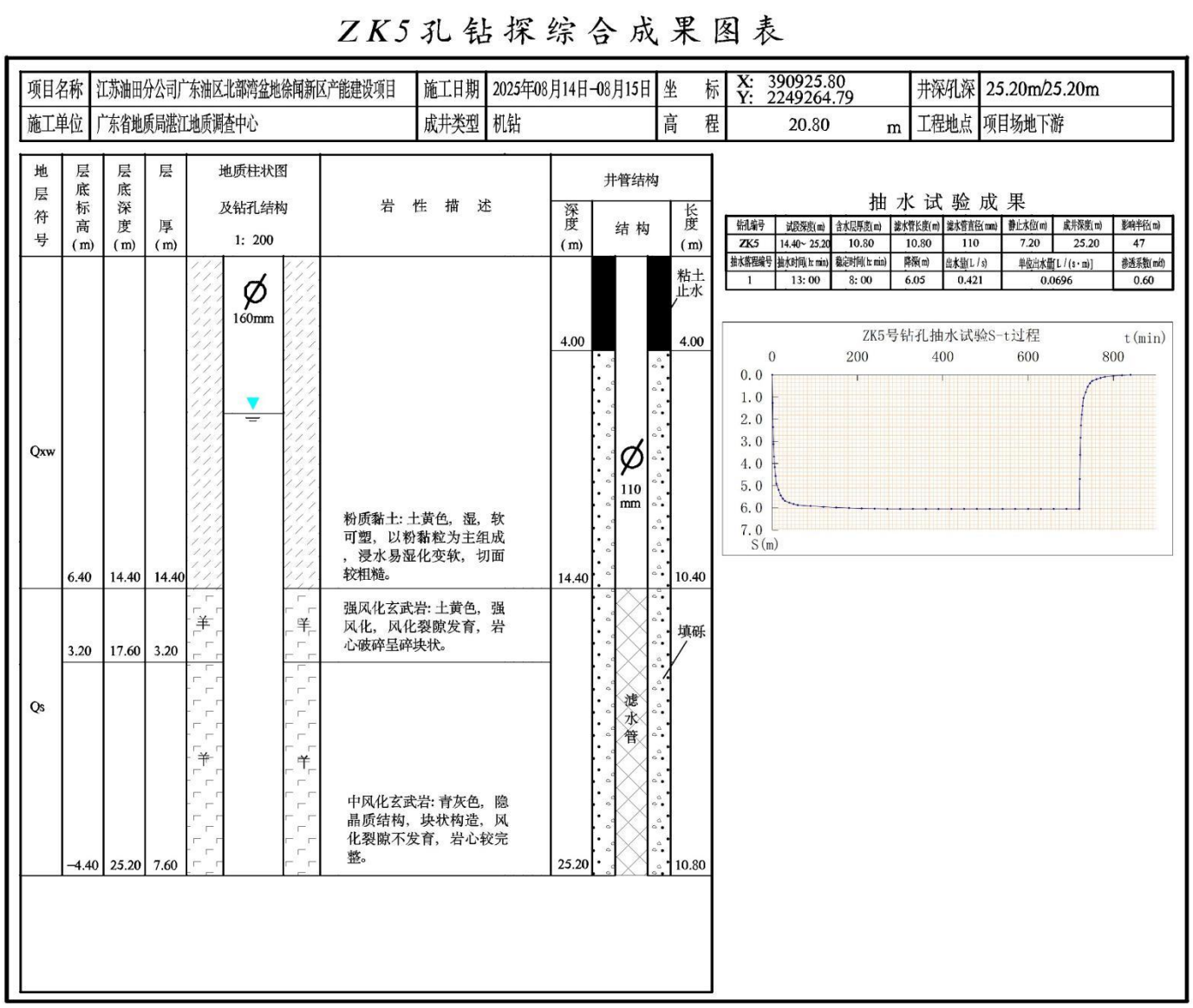


图 6.7-26　ZK5 空钻探综合成果图

（2）抽水试验过程与水文地质参数计算

①ZK1 孔

1、抽水试验过程

2025 年 7 月 31 日 8:00 开始进行抽水试验，抽水前孔内静止水位埋深 1.20m，持续抽水一段时间后，水位降至 9.00m 并达到稳定，地下水位最大降深 7.80m，保持水位稳定时间达 8 小时后，进行水位恢复试验。抽水工具为潜水泵，抽水后稳定涌水量为（Q=66.67m^3/d）。

2、水文地质参数计算

ZK1 孔含水层岩性为强~中风化玄武岩，埋深 4.3~28.20m，其上为徐闻组粉质粘土。该孔静止水位埋深 1.20m，地下水类型为火山岩孔洞裂隙水，微承压水，钻孔孔深 31.80m，揭穿整个含水层，并在整个含水层段下入滤水管，属完整井。根据行业标准《抽水试验规程》（YS5215-2000），承压水完整井情况下，单孔抽水试验渗透系数 k 宜采用第 5.3.7 条公式（如下）计算，影响半径 R 采用第 5.2.8 条（如下）经验公式计算。

$$k=\frac{0.366Q}{mS}\lg\frac{R}{r}$$

$$R=10S\sqrt{k}$$

式中：

Q—涌水量（m^3/d）；

m—含水层厚度（m）；

S—抽水孔水位降深值（m）；

R—影响半径（m）；

r—抽水井半径（m）。

经计算，含水层渗透系数 k=4.46×10^{-4}cm/s=0.39m/d，影响半径 R=48.43m；参照《水文地质手册》土层渗透性分类标准可知，含水层属弱透水层。

本孔管径为 110mm，降深 7.80m 时的涌水量为 66.67m^3/d，换算为 219mm 管径降深 10m 时的涌水量为 91.40m^3/d。根据雷州半岛地下水富水性等级划分标准：涌水量 0~100m^3/d，水量极贫。由此可知，项目场地微承压水富水性属极贫级别。

抽水试验成果详见表 6.7.2-2。

表 6.7.2-2　　ZK1 钻孔抽水试验成果表

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK1	4.30~28.20	23.90	23.90	110	1.20	31.80	48
抽水落程编号	**抽水时间(h:min)**	**稳定时间(h:min)**	**降深(m)**	**出水量(L/s)**	**单位出水量(L/s.m)**		**渗透系数(m/d)**
1	14:00	8:00	7.80	0.772	0.0989		0.39

②ZK2 孔

1、抽水试验过程

2025 年 8 月 4 日 8:00 开始进行抽水试验，持续抽水一段时间，水位降至 4.95m 并达到稳定，保持水位稳定时间 8 小时后，进行水位恢复试验。抽水工具为潜水泵。抽水前孔内静止水位埋深 1.10m，抽水后稳定涌水量为（Q=72.80m^3/d）

2、水文地质参数计算

ZK2 孔含水层岩性为粉细砂，埋深 11.20~13.60、16.70~19.50m，其上为粉质黏土及玄武岩。该孔静止水位埋深 1.10m，地下水类型为松散岩类孔隙承压水，钻孔孔深 30.60m，揭穿整个含水层，并在整个含水层段下入滤水管，属完整井。

经计算，渗透系数 k=4.86×10^{-3}cm/s=4.20m/d，影响半径 R=78.91m；参照《水文地质手册》土层渗透性分类标准可知，含水层属中等透水层。

本孔管径为 110mm，降深 3.85m 时的涌水量为 72.80m^3/d，换算为 219mm 管径降深 10m 时的涌水量为 182.5m^3/d。根据雷州半岛地区地下水富水性等级划分标准：涌水量 100~250m^3/d，水量贫乏。由此可知，项目场地该井附近微承压水富水性贫乏。

抽水试验成果详见表 6.7.2-3。

表 6.7.2-3　　ZK2 钻孔抽水试验成果表

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK2	11.20~13.60、16.70~19.50	5.20	5.20	110	1.10	30.60	79
抽水落程编号	**抽水时间(h:min)**	**稳定时间(h:min)**	**降深(m)**	**出水量(L/s)**	**单位出水量(L/s.m)**		**渗透系数(m/d)**
1	13:30	8:30	3.85	0.843	0.2189		4.20

③ZK3 孔

1、抽水试验过程

2025 年 8 月 7 日 8:30 开始进行抽水试验，持续抽水一段时间，水位降至 12.80m 并达到稳

定，保持水位稳定时间 8 小时后，进行水位恢复试验。抽水工具为潜水泵。抽水前孔内静止水位埋深 7.70m，抽水后稳定涌水量为（Q=12.24m^3/d）

2、水文地质参数计算

ZK3 孔含水层岩性为强~中风化玄武岩，埋深 3.00~18.00m，其上为粉质黏土。该孔静止水位埋深 7.70m，含水层厚度 10.30m，地下水类型为火山岩孔隙承压水，钻孔孔深 18.00m，揭穿整个含水层，并在整个含水层段下入滤水管，属完整井。

经计算，渗透系数 k=2.61×10^{-4}cm/s=0.23m/d，影响半径 R=24.22m；参照《水文地质手册》土层渗透性分类标准可知，含水层属弱透水层。

本孔管径为 110mm，降深 5.10m 时的涌水量为 12.24m^3/d，换算为 219mm 管径降深 10m 时的涌水量为 24.0m^3/d。根据雷州半岛地区地下水富水性等级划分标准：涌水量 0~100m^3/d，水量极贫。由此可知，项目场地该井附近微承压水富水性极贫。

抽水试验成果详见表 6.7.2-4。

表 6.7.2-4　　ZK3 钻孔抽水试验成果表

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK3	3.00~18.00	10.30	15.0	110	6.20	18.00	24
抽水落程编号	**抽水时间(h:min)**	**稳定时间(h:min)**	**降深(m)**	**出水量(L/s)**	**单位出水量(L/s.m)**		**渗透系数(m/d)**
1	13:00	8:00	5.10	0.142	0.0278		0.23

④ZK4 孔

1、抽水试验过程

2025 年 8 月 10 日 8:30 开始进行抽水试验，持续抽水一段时间，水位降至 21.27 并达到稳定，保持水位稳定时间 8 小时后，进行水位恢复试验。抽水工具为潜水泵。抽水前孔内静止水位埋深 2.80m，抽水后稳定涌水量为（Q=246.76m^3/d）。

2、水文地质参数计算

ZK4 孔含水层岩性为湛江组砂层，埋深 36.30~44.00m，其上为玄武岩和粉质黏土。该孔静止水位埋深 2.80m，含水层厚度 7.70m，地下水类型为松散岩类孔隙承压水，钻孔孔深 50.00m，揭穿整个含水层，并在整个含水层段下入滤水管，属完整井。

经计算，渗透系数 k=2.62×10^{-3}cm/s=2.27m/d，影响半径 R=278m；参照《水文地质手册》土层渗透性分类标准可知，含水层属中等透水层。

本孔管径为 150mm，降深 21.27m 时的涌水量为 246.76m^3/d，换算为 219mm 管径降深 10m 时的涌水量为 151.94m^3/d。根据雷州半岛地区地下水富水性等级划分标准：涌水量 100~250m^3/d，水量贫乏。由此可知，项目场地该井附近微承压水富水性为贫乏。

抽水试验成果详见表 6.7.2-5。

表 6.7.2-5　　ZK4 钻孔抽水试验成果表

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK4	36.30~44.00	7.70	7.70	150	2.80	50.00	278
抽水落程编号	抽水时间(h:min)	稳定时间(h:min)	降深(m)	出水量(L/s)	单位出水量(L/s.m)		渗透系数(m/d)
1	14:00	8:30	18.47	2.856	0.1546		2.27

⑤ZK5 孔

1、抽水试验过程

2025 年 8 月 15 日 8:00 开始进行抽水试验，持续抽水一段时间，水位降至 13.25m 并达到稳定，保持水位稳定时间 8 小时后，进行水位恢复试验。抽水工具为潜水泵。抽水前孔内静止水位埋深 7.20m，抽水后稳定涌水量为（Q=36.36m^3/d）。

2、水文地质参数计算

ZK5 孔含水层岩性为强~中风化玄武岩，埋深 14.40~25.20m，其上为粉质黏土。该孔静止水位埋深 7.20m，含水层厚度 10.80m，地下水类型为火山岩孔隙承压水，钻孔孔深 25.2m，揭穿整个含水层，并在整个含水层段下入滤水管，属完整井。

经计算，渗透系数 k=6.91×10^{-4}cm/s=0.60m/d，影响半径 R=47m；参照《水文地质手册》土层渗透性分类标准可知，含水层属弱透水层。

本孔管径为 110mm，降深 6.05m 时的涌水量为 36.36m^3/d，换算为 219mm 管径降深 10m 时的涌水量为 61.8m^3/d。根据雷州半岛地区地下水富水性等级划分标准：涌水量 0~100m^3/d，水量极贫。由此可知，项目场地该井附近微承压水富水性极贫。

抽水试验成果详见表 6.7.2-6。

表 6.7.2-6　　ZK5 钻孔抽水试验成果表

钻孔编号	试段深度(m)	含水层厚度(m)	滤水管长度(m)	滤水管直径(mm)	静止水位(m)	成井深度(m)	影响半径(m)
ZK5	14.40~25.20	10.80	10.80	110	7.20	25.20	47
抽水落程编号	抽水时间(h:min)	稳定时间(h:min)	降深(m)	出水量(L/s)	单位出水量(L/s.m)		渗透系数(m/d)
1	13:00	8:00	6.05	0.421	0.0696		0.60

⑥抽水试验成果小结

根据各孔抽水试验成果，对各含水层的渗透性评价见表 6.7.2-7。

表 6.7.2-7　拟建项目场地各含水层的渗透性评价一览表

点号	层号	土层名称	地质代号	坐　标		渗透系数（k）		渗透性
				X	Y	cm/s	m/d	
ZK1	④~⑤	强~中风化玄武岩	Qs	390925.80	2249264.79	4.46×10^{-4}	0.39	弱透水
ZK2	⑦	粉细砂	Qz	387350.64	2256366.27	4.86×10^{-3}	4.20	中等透水
ZK3	④~⑤	强~中风化玄武岩	Qs	399953.09	2252561.78	2.61×10^{-4}	0.23	弱透水
ZK4	⑦	粉细砂	Qz	394048.37	2247827.17	2.62×10^{-3}	2.27	中等透水
ZK5	④~⑤	强~中风化玄武岩	Qs	393200.19	2250743.18	6.91×10^{-4}	0.60	弱透水

综上所述，场地内主要含水层强~中风化玄武岩层渗透系数为 2.61×10^{-4}~6.91×10^{-4}，含水层属弱透水层；粉细砂层渗透系数为 2.62×10^{-3}~4.86×10^{-3}，含水层属中等透水层。

（3）室内渗透试验及成果

在拟建项目场地内开展渗水试验，测定地表土层的垂直渗透系数，了解包气带土层的渗透性能及防污性能。常用的方法有试坑法、单环法和双环法，

本次采用双环法进行渗水试验，主要测试地表填土层的垂直渗透系数，在重点调查区进行了 4 组渗水试验。双环法是试坑底嵌入两个铁环，形成同心圆。外环直径 50cm，内环直径 25cm。试验时往铁环内注水，控制内外环水柱均保持 10cm 高度。根据内环取得的资料按上述方法确定地表填土层的渗透系数。由于内环中的水只产生垂直方向的渗入，排除了侧向渗流带来的误差。内外环之间渗入的水，主要是侧向散流及毛细管吸收，内环则是土层在垂直方向的实际渗透。

在拟建项目场地开展 4 处渗水试验，渗水试验点位见图 6.7-27。各试验段情况如下：

试验点 S1 位于场地南部，地表岩性为粉质黏土(Qxw)，褐黄色，湿，软可塑，以粉黏粒为主组成，切面较粗糙。

试验点 S2 位于场地北部，地表岩性为淤泥质黏土(Qdl)，深灰色，湿，软可塑，以粉黏粒为主组成，富含有机质及少量贝壳碎屑。

试验点 S3 位于场地中部，地表岩性为黏土(Qz)，深灰色，软可塑~硬可塑，以粉黏粒为主组成，切面光滑，局部具层理，层理面夹薄层粉砂。

试验点 S4 位于场地东部，地表岩性为黏土(Qq)，灰黄色，软可塑，黏性较好，夹少量砂粒，含腐植质，透水性差。



S1 试验点



S2 试验点



S3 试验点



S4 试验点

图 6.7-27　双环法渗水试验现场

垂直渗透系数 k 计算公式如下：

$$k = \frac{Q \times l}{F(H_k + Z + l)}$$

式中：Q ——稳定渗入量（cm3/min）；

F ——内环渗水面积（cm2），为 490.875cm^2；

Z ——内环中水柱度（cm），为 10cm；

Hk ——毛细压力水头（cm）；

l ——试验结束时水的渗入深度（cm）。

经计算，场地内包气带土层素填土渗透系数 k1 为 8.57×10^{-6}cm/s，即 0.0074m/d；k2 为 7.22×10^{-5}cm/s，即 0.0624m/d；k2 为 1.07×10^{-4}cm/s，即 0.0926m/d，详见表 6.7.2-8。

表 6.7.2-8　拟建项目场地包气带土层垂直渗透试验结果一览表

点号	土层名称	地质代号	坐　标		计算参数					渗透系数（k）	
			X	Y	Q	F	Z	Hk	l		
					cm^3/min	cm^2	cm	cm	cm	cm/s	m/d
S1	粉质黏土	Qxw	390921.44	2249262.04	2.68	490.875	10	80	5.2	5.14×10^{-4}	0.4441
S2	淤泥质黏土	Qdl	391665.12	2251893.90	2.5	490.875	10	80	12	9.85×10^{-4}	0.8510
S3	黏土	Qz	395935.13	2250031.36	2.4	490.875	10	80	5	4.45×10^{-4}	0.3853
S4	黏土	Qq	400113.77	2251390.00	3.4	490.875	10	80	3	3.92×10^{-4}	0.3387

注：毛细压力水头数值来源于《工程地质手册》第四版 1014 页。

参照《水文地质手册》（刘正峰主编）土层渗透性分类标准（表 6.7.2-9），该项目建设场地上部粉质黏土层（Qxw）、淤泥质黏土层（Qdl）、黏土层（Qz）、黏土层（Qq）均具弱透水性。

表 6.7.2-9　岩土层渗透性分类

岩土层渗透性类型		不透水（隔水）	微透水	弱透水	中等透水	强透水
渗透系数	m/d	<0.001	0.001～0.01	0.01～1	1～10	>10
	cm/s	<1.16E-06	1.16E-06~ 1.16E-05	1.16E-05~ 1.16E-03	1.16E-03~ 1.16E-02	>1.16E-02
注：参照《水文地质手册》（刘正峰主编）						

本项目通过野外抽水试验、双环法渗水试验等多种工作手段，获取了场地及周边包气带土层的相关渗透系数值。

表 6.7.2-10　包气带土层渗透系数及防污性能分级综合表

序号	地形代号	岩性	抽水试验法（cm/s）	双环渗水试验法（cm/s）	渗透性等级	防污性能	备注
1	Qq	粉质黏土	—	3.92×10^{-4}	弱透水	弱	包气带土层
2	Qdl	淤泥质黏土	—	9.85×10^{-4}	弱透水	弱	包气带土层
3	Qxw	粉质黏土	—	5.14×10^{-4}	弱透水	弱	包气带土层
4	Qz	黏土	—	4.45×10^{-4}	弱透水	弱	包气带土层
5	Qs	强~中风化玄武岩	—	$2.61\sim6.91\times10^{-4}$	弱透水	弱	微承压水含水层（水位线上为包气带土层）

根据规范《环境影响评价技术导则-地下水环境》（HJ610-2016）的分级参照表，黏土层（Qq）渗透系数值为 3.92×10^{-4}cm/s，具弱透水性，防污性能弱；淤泥质黏土层（Qdl）渗透系数值为 9.85×10^{-4}cm/s，具弱透水性，防污性能弱；粉质黏土层（Qxw）渗透系数值为 5.14×10^{-4}cm/s，具弱透水性，防污性能弱；黏土层（Qz）渗透系数值为 4.45×10^{-4}cm/s，具弱透水性，防污性能弱；强~中风化玄武岩（Qs），渗透系数值为 $2.61\sim6.91\times10^{-4}$cm/s，具弱透水性，防污性能弱。

综上所述，包气带土层防污性能弱。

6.7.3 正常工况地下水境影响分析

（1）施工期

本项目施工期水污染物主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、试压废水、生活污水等。

①徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放;徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

②试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；

③生活污水：部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

综合以上分析，施工期产生的各类废水均得到了有效收集和处理，且施工期较短，正常状况下不会对地下水环境产生影响。

（2）营运期

根据工程分析运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、纯水制备浓水、脱水废水及生活污水。

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、洗井废水，主要污染物为石油类及悬浮物。运营期井下作业废水收集后由罐车就近拉运至徐闻 101 站污水集中处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

采出水经站场污水处理系统进行处理，经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

员工生活污水经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。

在钻井、试油、修井、洗井等作业过程中均会有落地油产生。落地油一般呈点状散落在井

场，并主要积聚在土壤表层。落地油中的水份和轻质易挥发组分在短时间内即可挥发掉。根据土壤原油蒸发试验的资料显示，原油中的主要挥发组分在 8h 内就可蒸发掉，蒸发量占原油含量的 22.7～28.1%。由于落地油的粘度较大，且与水的相溶性又很差，因此在粘性土中渗透能力极弱，通常难以渗入到地表 2m 以下的深度。调查范围内少雨，很少形成大量降水的淋滤条件，故在正常状态下，落地油对浅层水质的影响甚微。

综合以上分析，正常状况下，运营期各类废水均可得到有效收集和处理，不会对地下水环境产生影响。

6.7.4 非正常工况地下水境影响预测分析

从前述工程分析内容来看，本项目对地下水环境威胁较大的主要为原油产生、运输、工艺处理、储存等场所，其中原油储存、运输场所对地下水的威胁较大。

因此，本次主要考虑油管、油罐、污水罐渗漏污染地下水水质问题为重点，对运营期非正常工况下的地下水污染情况进行预测与评价，预测过程通过结合项目所在地的区域地质和水文地质条件等来建立地下水数值模型进行模拟，并根据模拟结果进行地下水环境影响评价。

6.7.4.1 污染情景设定及预测因子

根据导则要求，并结合项目特点，预测因子选择应在导则要求的基础上，充分考虑选取与其排放的污染物有关的特征因子。根据废水排放中污染物排放量和排放浓度，预测因子为建设项目排放的污染物有关的特征因子。考虑到本项目位于农村地区，石油类泄漏后在包气带中迁移，受到微生物降解，吸附和沉淀作用较大，至潜水面时浓度会显著降低，因此，据污染物的标准指数，本次选取对地下水环境质量影响负荷较大的石油类进行影响预测与评价。

6.7.4.2 泄漏源强

（1）施工期

徐闻 101-6、徐闻 101-02、徐闻 9-01 井场钻井期钻井液泄漏。

假设钻井泥浆泄漏，按风险最大原则，采用未按规范下套管固井且未采取防渗措施（即天然防渗情况）的事故工况，污染物直接进入地下水主采层，按照含水层实际渗透能力入渗 2 天（入渗量按每小时渗漏 0.4t 计），则入渗量为 19.2t。

由于钻井泥浆泄漏量较少，研究区主采层垂向渗透系数较小，且各含水层之间有致密粘土形成的隔水层，水力联系不紧密，污染物垂向运移有限，综上所述，承压水层的预测仅预测非

正常工况下的污染物在研究区主采层水平运移情况。

从污染物的来源分析，钻井过程泥浆泄露主要污染物为 COD、石油类，根据江苏油田勘探井项目中的实测数据，钻井废水污染物源强为 COD3500~8000mg/L，考虑到石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值。本次环评 COD 取中间值 5750mg/L、石油类 18mg/L，则 COD 的输入源强为 0.11t，石油类的输入源强为 0.346kg。

（2）营运期

①徐闻 101-6、徐闻 101-02、徐闻 9-01 井场多功能罐泄漏

多功能罐用来临时存储井口采出液，一旦多功能罐发生泄漏，采出液直接泄漏至地面，采出液会直接进入表土层，通过表层土包气带下渗。当地下水水位埋深较浅时，由于土粒或砂粒过滤吸附及微生物降解作用有限，包气带距离短，采出液容易穿过包气带进入浅层地下水，对较大范围内地下水质量形成影响；当地下水水位埋深较深时，由于土粒或砂粒过滤吸附及微生物降解作用较为明显，包气带距离长，采出液穿过表土和包气带进入浅层地下水需要一定的时间，对地下水质量的影响范围和程度相对小一些。

多功能罐泄漏的物料为采出液，主要污染物为石油类，多功能罐容积均为 40m^3，最大采出液量按多功能罐 80%的容积计，则单个多功能罐最大采出液量为 32m^3，采出液含水率最低为 20%，则最大原油储存量约为 25.6t。假设多功能罐发生泄漏，地面原油向四周流淌，该情形会被及时发现并关闭采油井，并及时清理泄漏原油及被污染土壤。假设罐内采出液全部泄漏，按照江苏油田正常的事故处理标准，回收率为 100%，但假设事故状态处理不当的情况下，回收率假设为 90%，则残留在包气带的原油量约为 2.56t。选择石油类作为预测因子，考虑到石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，则石油类的输入源强为 0.057kg。

②徐闻 101 站油罐泄漏

根据工程分析，本项目选择徐闻 101 站油罐破裂的非正常工况，石油渗漏到地下水的预测情景。事故情形设定为设备腐蚀或法兰连接破损引发原油泄漏，根据导则，泄漏时间设定为 30min，采用伯努利方程计算液体经小孔泄漏的速度：

$$Q = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q*L*——液体泄漏速度，kg/s；

C*d*——液体泄漏系数，按表 F.1 选取 0.5；

A——裂口面积，m²，泄漏孔径取 10mm；

ρ——液体密度，kg/m³，取 805kg/m³；

P——容器内压力，Pa，取 101325Pa；

P_0——环境压力，Pa，取 101325Pa；

g——重力加速度，9.81m/s²；

h——裂口之上液位高度，m，取 5m。

经计算，原油泄漏速率约为 0.31kg/s，泄漏 30min 后发现并关闭设备，设备关闭前外泄原油量为 0.558t。选择石油类作为预测因子，考虑到石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，则石油类的输入源强为 0.012kg。

③采出液管线泄漏

考虑到采出液原油含量较高，本次评价为求得事故状态下对地下水的最大影响，一旦集油管线发生泄漏，采出液直接泄漏至地面，采出液会直接进入表土层，通过表层土包气带下渗。当地下水水位埋深较浅时，由于土粒或砂粒过滤吸附及微生物降解作用有限，包气带距离短，采出液容易穿过包气带进入浅层地下水，对较大范围内地下水质量形成影响；当地下水水位埋深较深时，由于土粒或砂粒过滤吸附及微生物降解作用较为明显，包气带距离长，采出液穿过表土和包气带进入浅层地下水需要一定的时间，对地下水质量的影响范围和程度相对小一些。

采用伯努利方程计算液体经小孔泄漏的速度：

$$Q = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q*L*——液体泄漏速度，kg/s；

C*d*——液体泄漏系数，按表 F.1 选取 0.5；

A——裂口面积，m²，取 0.002m²；

ρ——液体密度，kg/m³，取 733kg/m³；

P——容器内压力，Pa，取 1000000Pa；

P_0——环境压力，Pa，取 101325Pa；

g——重力加速度，9.81m/s^2；

h——裂口之上液位高度，m，取 3m。

本次采用伯努利方程计算采出液经小孔泄漏的速度约 47.7kg/s，若管线发生泄漏，管线压力发生变化，管理员会及时发现并关闭阀门，若泄漏时间 5min，泄漏量约为 14.31t。选择石油类作为预测因子，考虑到石油类只有变为可溶态才会随水迁移扩散，因此参照 TPHCWG（1997）中关于石油类污染物的溶解度等相关文献，取 18mg/L 为石油类可溶态污染物的最高浓度值，则石油类的输入源强为 0.32kg。

④采出水回注井在含水层中发生泄漏

采出水回注井在含水层中发生泄漏时，假设回注水从套管腐蚀的管孔隙中流出，因此将泄漏点作为点状污染源，如果泄漏量较大，渗漏发生后注水压力会明显改变，工作人员能及时发现从而采取相应措施，影响相对较小。因此本次评价假设少量持续泄漏，将泄漏点概化为平面瞬时点源，在预测评价过程中考虑最不利的工程状况，如此一来，渗漏发生后的影响也较大，以便于对危害做出最大化的评估预测。

根据新建回注井的设计规模，单井配水量最大为 20m^3/d，假设当天回注水发生泄漏后 12 小时之内可以切断回注系统阀组，并及时采取有效措施，使得回注系统停止注水，防止回注水继续泄漏，本次评价以石油类回注标准（100mg/L）作为预测源强浓度，则石油类源强为 1kg。

表 6.7.4-1 地下水预测情景源强

预测工段	预测井场	预测情景	预测因子	浓度（mg/L）	泄漏量
施工期	徐闻 101-6 井场	钻井期钻井液泄漏	COD	8000	110kg
			石油类	18	0.346kg
	徐闻 101-02 井场	钻井期钻井液泄漏	COD	8000	110kg
			石油类	18	0.346kg
	徐闻 9-01 井场	钻井期钻井液泄漏	COD	8000	110kg
			石油类	18	0.346kg
营运期	徐闻 101-6 井场	多功能罐泄漏	石油类	18	0.057kg
	徐闻 101-02 井场	多功能罐泄漏	石油类	18	0.057kg
	徐闻 9-01 井场	多功能罐泄漏	石油类	18	0.057kg
	徐闻 101 站	油罐泄漏	石油类	18	0.012kg
		注水井	石油类	100	1kg
	集油管线	采出水管线泄漏	石油类	18	0.064kg

6.7.4.3 预测范围及边界条件

（1）场地水文地质概况和含水层概化

根据前述水文地质条件调查可知，模拟区域地下水主要分为潜水-微承压水（浅层水）、中层承压水、深层承压水。模拟区域中层承压水和深层承压水均上覆隔水层，不易被污染，与浅层地下水水力联系较弱，浅层地下水易受地表污染物影响，因此本次仅针对浅层地下水进行模拟。项目及其周边浅层地下水主要为松散岩类孔隙潜水-微承压水，潜水-微承压水含水层岩性以湛江组上部砂层为主，本次预测主要对该含水层进行模拟预测。本次简化计算下将其概化为各向同性、非稳定地下水流系统。

（2）源汇项概化

模拟区含水层的补给来源主要为大气降水垂直入渗补给，其次为地表水的入渗补给，地下水主要排泄入海，部分耗于地面蒸发和叶面蒸腾。将目标含水层自由水面设置为系统的上边界，通过该边界与系统外发生垂向水量交换，如接受大气降水入渗补给、蒸发排泄等。

（3）地下水动力特征

模拟区内，地下水径流方向依地势由高往低运动，径流比较通畅，水力坡度与岩性和地形关系密切，径流多为潜流，主要排泄入海。由于人工开采分散，降水补给充分，未形成开采降落漏斗，径流、排泄条件基本保持原状。从空间上看，评价区地下水流整体上以水平运动的流动特征，将评价区的地下水流作为三维稳定流处理。

（4）水力特性

地下水系统符合质量守恒定律和能量守恒定律；含水层分布广、厚度大，在常温常压下地下水运动符合达西定律；考虑污染物运移以及软件的特点，地下水运动可概化成空间三维流；地下水水位在枯、丰时期变化幅度不大视为稳定流；参数随空间变化，体现了系统的非均质性，对于大部分没有明显方向性的参数则概化成各向同性。

（5）地下水和地表水联系

本区域内地下水下径流通畅，自高往低最终排泄入海，海岸线较长，与地表水联系较为紧密。

（6）预测范围

本次地下水预测模型的边界的确定，参考水文地质勘察的范围，并保持一致。

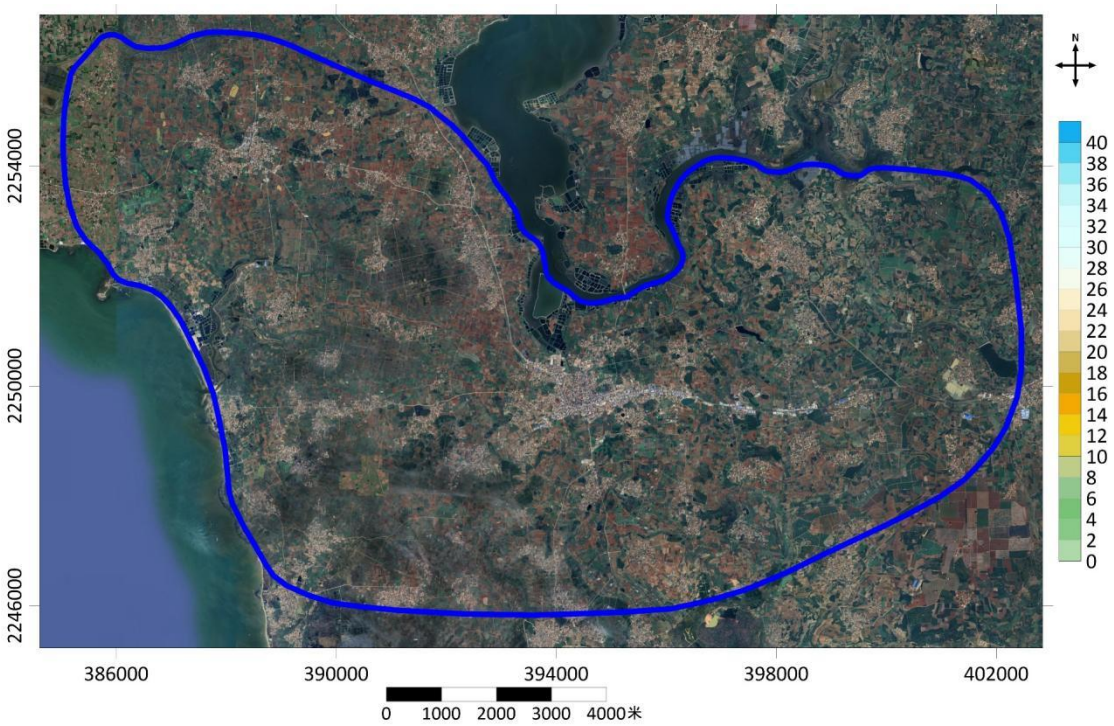


图 6.7-28 地下水数值模拟范围

本次研究区域地形情况，如下图所示。

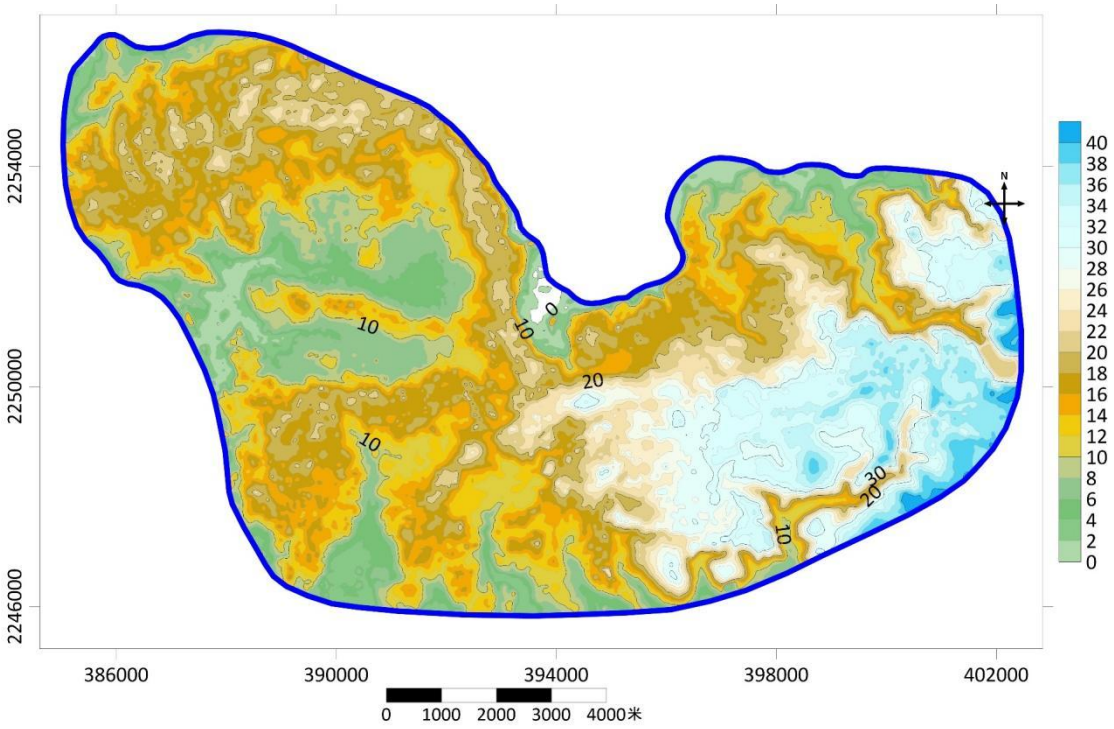


图 6.7-29 评价区地形

6.7.4.4 预测模型选取

（1）模型选取

本次工作选用 GMS 模拟软件中的 MODFLOW 和 MT3DMS 建模。MODFLOW 是一款专

门用于孔隙介质中地下水流动的三维有限差分数值模拟软件。MT3DMS 可以用来模拟可溶性污染物在地下水中的对流、弥散和扩散作用和一些基本的化学反应。

（2）水动力场数值模型

含水层的补给项主要是大气降水和边界侧向补给，排泄项主要是地表水排泄和蒸发排泄。三维地下水流动模型可以用下面偏微分方程和初始边界条件描述：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial}{\partial x}\left(K_{xx}\dfrac{\partial h}{\partial x}\right)+\dfrac{\partial}{\partial y}\left(K_{yy}\dfrac{\partial h}{\partial y}\right)+\dfrac{\partial}{\partial z}\left(K_{zz}\dfrac{\partial h}{\partial z}\right)+w=\mu_s\dfrac{\partial h}{\partial t} \\ h(x,y,z,t)|_{t=0}=h_0(x,y,z) \\ h(x,y,z,t)|_{(x,y,z)\in B_1}=h_1(x,y,z,t) \\ -K_n\dfrac{\partial h}{\partial n}|_{(x,y,z)\in B_2}=q(x,y,z,t) \end{cases}$$

式中：

Kxx、Kyy、Kzz 为沿 x,y,z 方向的渗透系数；

h 为边界水头；

ww 为补给量和排泄量；

u_s 为单位储水系数

t 为时间；

h_0（x,y,z）为流场初始水位；

B_1 为一类边界条件；

B_2 为二类边界条件；

q（x,y,z,t）二类边界上单位面积已知流量。。

（3）溶质运移数值模型

本次对污染物运移模型的识别和计算，受到资料的限制，模拟过程不考虑污染物在含水层中的吸附、挥发、生物化学反应，模型中各项参数予以保守性考虑。污染物在地下水中的运移非常复杂，影响因素除对流、弥散作用以外，还存在物理、化学、微生物等作用，这些作用常常会使污染物衰减。目前对这些作用参数的准确获取还存在困难，从保守型角度考虑，假设污染物质在运移中不与含水层介质发生反应，只考虑运移过程中的对流、弥散作用。

地下水动力弥散方程及定解条件如下：

$$\begin{cases} \text{控制方程：} \\ R\theta\dfrac{\partial C}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial x}\left(D_{ij}\dfrac{\partial c}{\partial x}\right)-\dfrac{\partial}{\partial y}(\theta v_i C)-WC_s-WC-\lambda_1\theta C-\lambda_2\rho_b\overline{C} \\ \text{初始条件：} \\ C(x,y,z,0)=C_0(x,y,z) \\ \text{定解条件：} \\ C(x,y,z,t)\big|_{\Gamma_1}=c(x,y,z,t) \\ \theta D_{ij}\dfrac{\partial C}{\partial x_j}\Big|_{\Gamma_2}=f_i(x,y,z,t) \\ (\theta D_{ij}\dfrac{\partial C}{\partial x_j}-q_i C)\big|_{\Gamma_2}=g_i(x,y,z,t) \end{cases}$$

式中：

R——迟滞系数，无量纲。$R=1+\dfrac{\rho_b}{\theta}\dfrac{\partial\overline{C}}{\partial C}$；

ρ_b——介质密度，kg/（dm）^{3}；

θ——介质孔隙度，无量纲；

C——组分的浓度，g/L；

$\overline{C}$——介质骨架吸附的溶液浓度，g/kg；

t——时间，d；

x，y，z——空间位置坐标，m；

Dij——水动力弥散系数张量，m^2/d；

W——水流的源汇项，l/d；

Cs——组分的浓度，g/L；

λ_1——溶解相一级反应速率，l/d；

λ_2——吸附相反应速率，l/d；

C0（x，y）——已知浓度分布；

Ω——模型模拟区域；

Γ_2——通量边界；

c（x，y，z，t）——定浓度边界上的浓度分布；

fi（x，y，z，t）——边界 上已知的弥散通量函数；

gi（x，y，z，t）—— 上已知的对流-弥散总的通量函数。

6.7.4.5 模型概化

1.地层概化

参考场地已有监测井资料、工程勘察资料所揭示的地下地层结构和区域地质背景资料，综合确定地层模型。本次模拟需要计算潜水－微承压水（潜水含水层水，含水层埋深小于 30m）；中层承压水（含水层埋深 30~200m）。本次建模按照地层的年代和含水层性质，概化地层，建立统一的三维地质模型。

本次模拟把曲界组、灯笼沙组、石卯岭组及其风化层概化为一层，统称为浅层含水层。本层主要通过降雨和地表径流补给，受重力控制运移，向两侧流入海或入溪流。这些地层位于地表，整体厚度薄，分布不均匀，不适合逐层建模。所以，本次建模把这些地层统一建立为一层，厚度为 30 米。该套地层的顶面采用地表高程数据。

中层含水层主要为湛江组和下洋组地层。下洋组：以灰色、灰绿色中细砂、含砾细砂、砂砾为主，夹灰、灰绿色粉质粘土、粘土、粉土等；湛江组，杂色粘土、砂砾、粉土及薄层状粘土互层。下洋组以砂为主半成岩状态；湛江组以泥为主，砂泥互层结构。本次决定两套地层分开建模。通过已钻井的层位数据，插值计算得到湛江组顶面。湛江组顶面标高见图 4。下洋组的顶面采用钻井分层数据，用井插值的方式计算。下洋组顶面标高见图 5。下洋组顶面分别向下延拓 100 米、200 米、300 米，把下洋组地层分为上、中、下，共计 3 层。中层含水层主要为承压水含水层。图中标明参考井孔的具体位置。

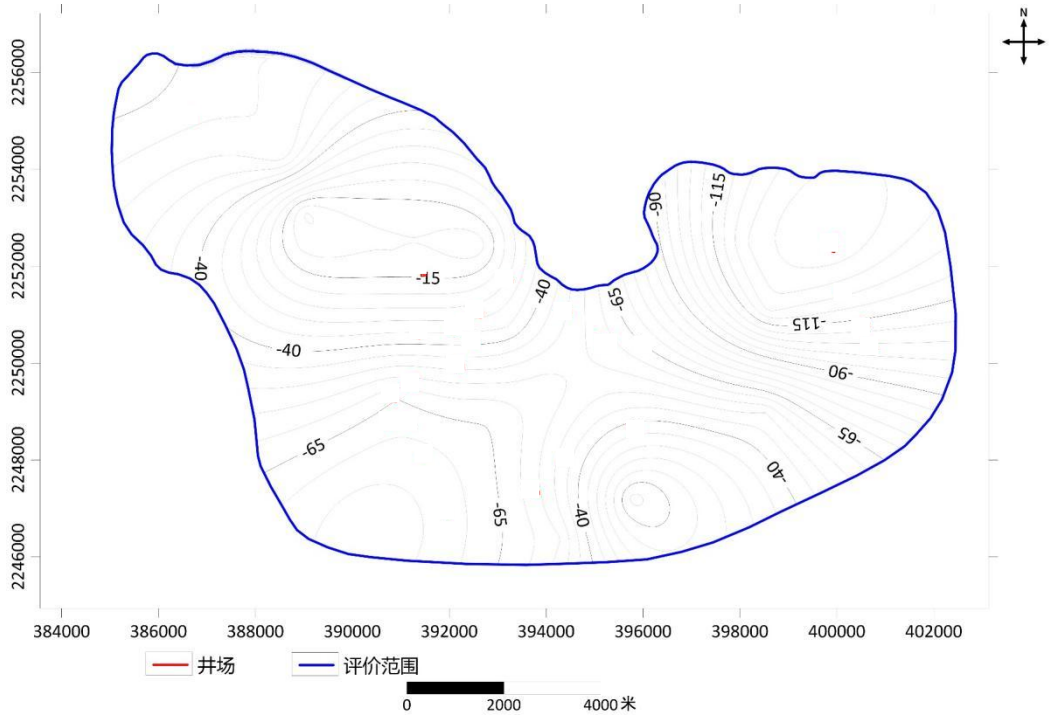


图 6.7-30 下洋组顶面标高（井场位置涉密隐藏）

2.源汇项概化

模拟区的源汇项主要包括补给项和排泄项。含水层的补给项主要为大气降水的垂直入渗面状垂直补给；排泄项以蒸发和河流、溪流和海洋排泄为主。目标含水层自由水面为系统的上边界，通过该边界与系统外发生垂向水量交换，如接受大气降水入渗补给等。

3.地下水流动特征

模拟区内，含水层主要接受大气降水入渗补给。地下水从模拟区的高部位往附近的溪流和河流排泄。从空间上看，评价区地下水流整体上以水平运动为主的流动特征。本次模拟将评价区的地下水流作为三维稳定流场处理。

地下水系统符合质量守恒定律和能量守恒定律；含水层分布广、厚度大，在常温常压下地下水运动符合达西定律；考虑污染物运移以及软件的特点，地下水运动可概化成空间三维流；地下水水位在枯、丰两个时期变化幅度不大(变幅约为 1.0～3.0 米)，视为稳定流；参数随空间变化，体现了系统的非均质性，但没有明显的方向性，所以参数概化成各向同性。本区潜水与地表水体间联系较密切。

综上所述，评价区可概化成非均质各向同性、空间三维结构、稳定地下水流系统，即地下水系统的概念模型。

6.7.4.6 边界条件及参数设置

（1）模型参数和初始条件给定

徐闻县平均降雨量 1536.2 毫米。本区地下水和地表水联系密切。地下水在向低洼地排泄的过程中，同时也补充地下水。参考实际地表径流情况，模拟范围内建立了溪流。在模型计算中，采用 MODFLOW 中的溪流模块(Stream)。

（2）含水层数值模型处理

本次地下水模拟面积达 91 平方公里，地层厚度超过 300 米，范围大，厚度深。本次模拟采用 ModFlow-LGR 模块，分为区域模型和局部模型，分开计算，既保证了计算精度，同时减少了计算机消耗。具体操作为：先计算整个区域模型，然后把重点关注区域细化为局部模型，细化模型精度，开展溶质运移研究。

区域网格为横向 50 米网格大小，垂向分为 5 层，分别为浅层地层，湛江组地层，下洋组上、中、下三层。垂向网格剖分详图 6.7-31。浅层地层的水平网格剖分详见图 6.7-32。区域模型的活跃网格数量为 1506455 个。

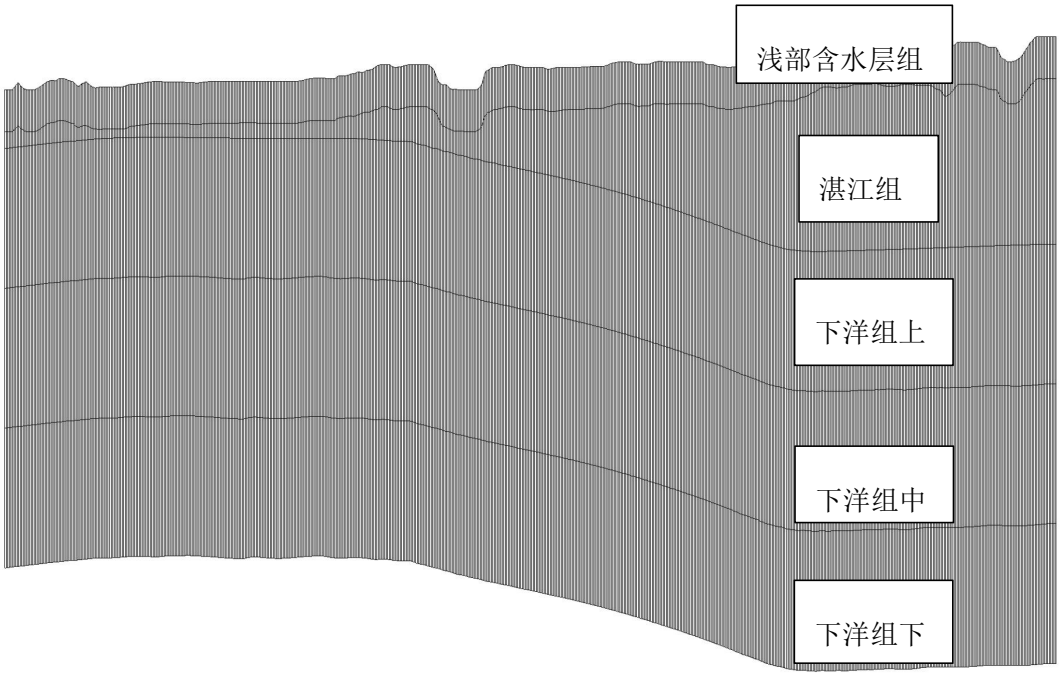


图 6.7-31 垂向网格剖分图

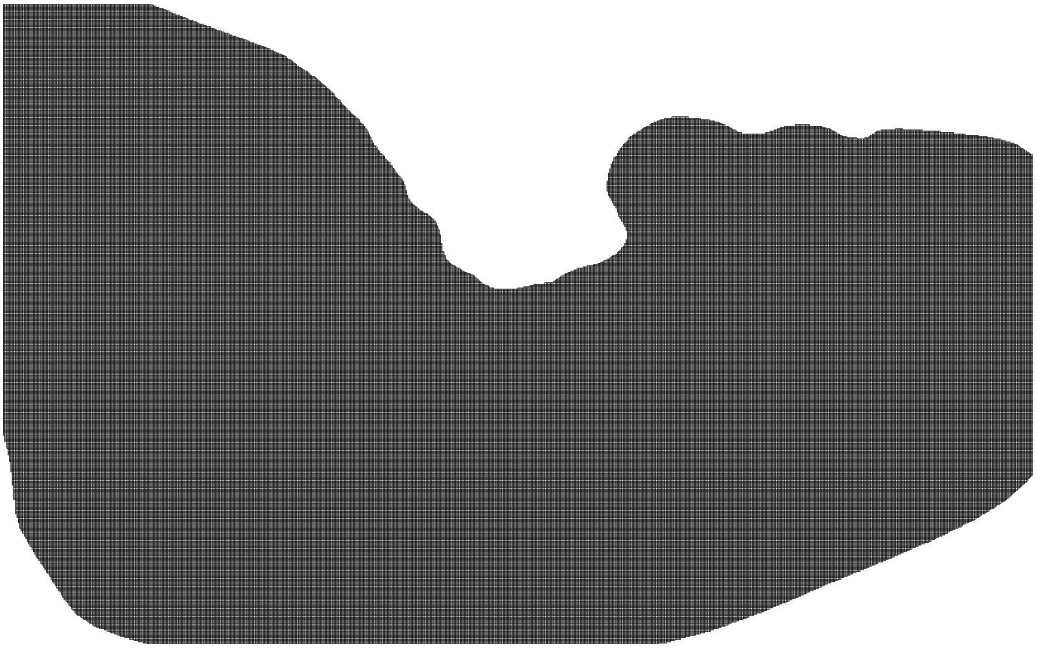


图 6.7-32 浅层地层平面网格剖分图

（3）稳定流场

在模拟期内，采用勘察报告的地下水监测数据，插值得到水位等值线，做为模型的初始水位，得到模型的初始流场。通过降雨补给量、蒸发、径流排泄、地表水文地质参数等来校正初始流场，得到最终的稳定流场。

（4）溶质模型参数取值

在本场地溶质运移模型中，横向弥散度取 10m，纵向弥散度取 1m，孔隙度取 0.3；不考虑介质对污染物的吸附引起的迟滞和反应。

表 6.7.4-2 含水层参数表

参数	水平渗透系数(m/d)	垂直渗透系数(m/d)	横向弥散度(m)	纵向弥散度(m)
潜水含水层参数	2	0.2	10	1
湛江组地层	1	0.1	10	1
下洋组地层	0.5	0.05	10	1

（5）地下水流场预测结果分析

通过软件自动计算，本模型的地下水流场模拟结果见下图。模拟地下水流场图和实测地下水流场图总体一致。本次建立的数值模型基本合理，可以用于地下水环境影响预测评价。

我们选取了实际测量的水位数据和模拟结果的水头高度做了对比。对比结果显示，地下流场预测结果的误差在 0~2 米左右。

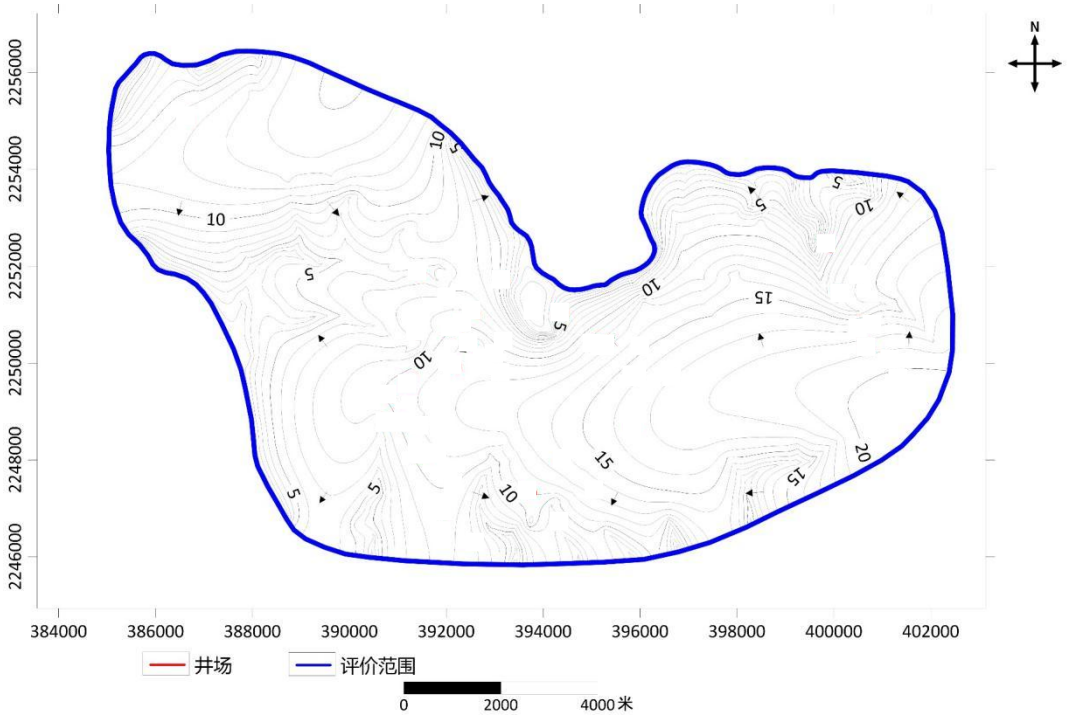
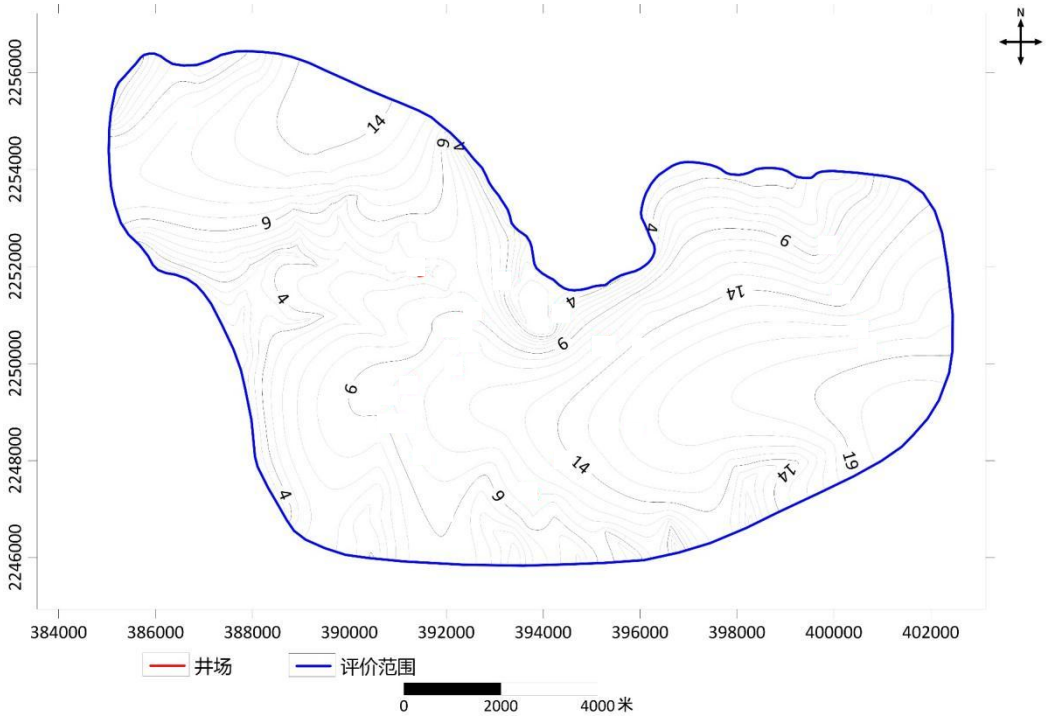
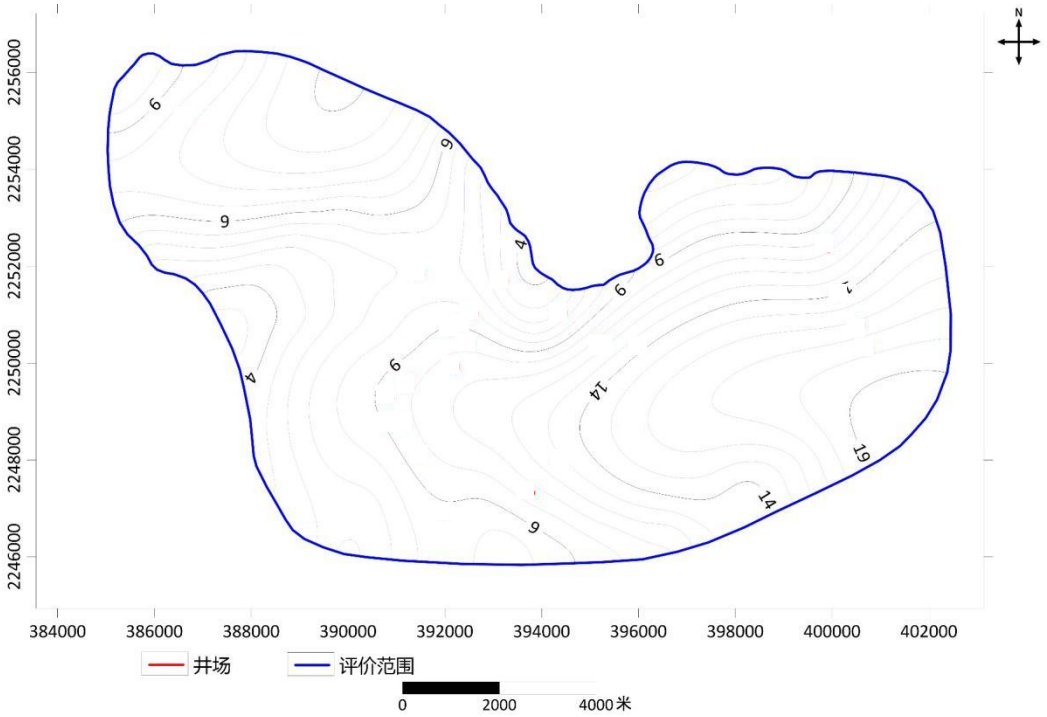


图 6.7-33 潜水含水层流场模拟结果（井场位置涉密隐藏）



6.7-34 湛江组地下水流场模拟结果（井场位置涉密隐藏）



6.7-35 下洋组地下水流场模拟结果（井场位置涉密隐藏）

6.7.4.7 预测时间

根据《环境影响评价技术导则-地下水环境》(HJ610-2016)第 9.3 节要求，地下水环境影响评价预测时段应选取可能产生地下水污染的关键时段，至少包括污染发生后 100d、1000d、服务年限或能反映特征因子迁移规律的其他重要的时间节点。本次预测仅针对发生渗漏后的第 100 天、365 天、1000 天、5 年、10 年、15 年、20 年的地下水污染情况进行预测。

6.7.5 预测结果

污染物泄漏进入地下水后，存在多种过程对其迁移产生影响：对流、弥散和混合作用。在对流作用下，污染物随着地下水一起发生迁移；在弥散作用下，污染物在运移过程中，由浓度高的地方向浓度低的地方迁移；混合作用下，污染物会发生稀释。整体上，在地下水流的控制下，污染物往地下水下游方向迁移。

6.7.5.1 徐闻 9-01 井场多功能储罐泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 9-01 井场多功能储罐泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。在潜水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-1 和图 6.7-36~图 6.7-38。潜水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐步排泄到下游河道中。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.005mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

在整个污染物迁移过程中，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类逐渐消失。

表 6.7.5-1　石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	-	-	0.005
渗漏后 365 天	-	-	0.001
渗漏后 1000 天	-	-	-

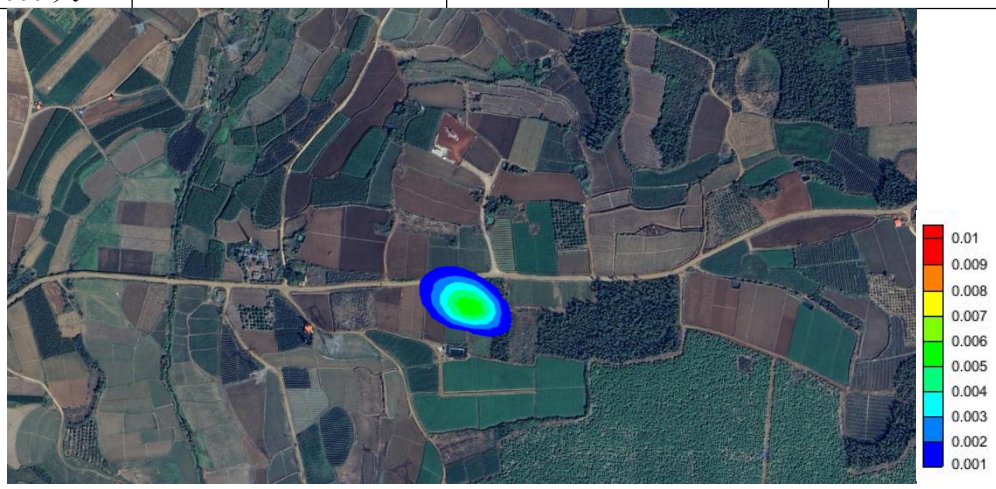


图 6.7-36　徐闻 9-01 站油罐泄漏 100 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-37 徐闻 9-01 站油罐泄漏 365 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-38 徐闻 9-01 站油罐泄漏 1000 天后,潜水含水层石油类污染晕

6.7.5.2 徐闻 101-06 井场多功能储罐泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101-06 井场的多功能储罐泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。在潜水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-2 和图 6.7-39~图 6.7-42。潜水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移。泄露发生 100 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.01mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。泄露发生 1000 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.001mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

在整个污染物迁移过程中，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类浓度逐渐消失。

表 6.7.5-2 污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	-	-	0.01
渗漏后 365 天	-	-	0.002
渗漏后 1000 天	-	-	0.001
渗漏后 5 年	-	-	-



图 6.7-39 徐闻 10-6 站油罐泄漏 100 天后，潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-40 徐闻 10-6 站油罐泄漏 365 天后，潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-41 徐闻 10-6 站油罐泄漏 1000 天后，潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-42 徐闻 10-6 站油罐泄漏 5 年后，潜水含水层石油类污染晕

6.7.5.3 徐闻 101-02 井场多功能储罐泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101-02 井场多功能储罐泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。在潜水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-3 和图 6.7-43~图 6.7-44。潜水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，排泄到下游河道中。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.002mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

在整个污染物迁移过程中，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类逐渐消失。

表 6.7.5-3　污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	-	-	0.002
渗漏后 365 天	-	-	0.0007
渗漏后 1000 天	-	-	-

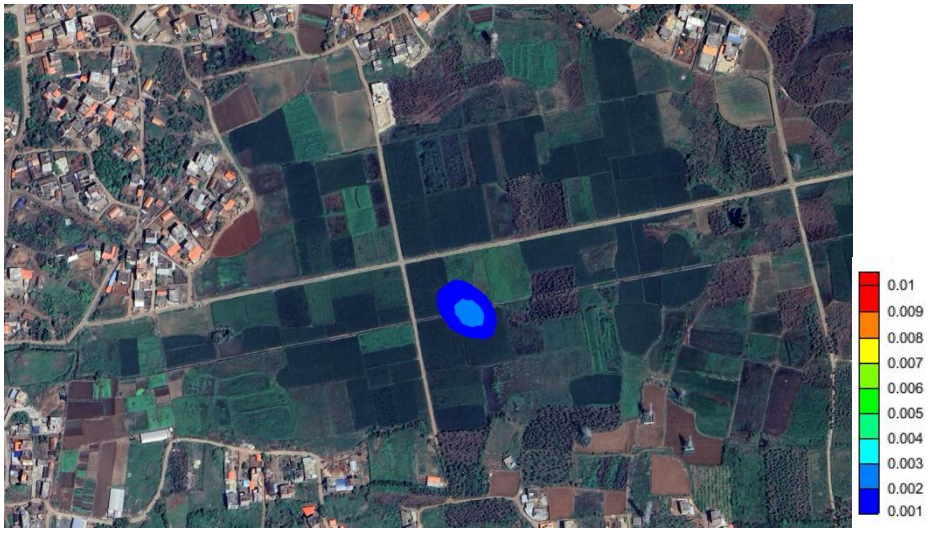


图 6.7-43 徐闻 101-02 站油罐泄漏 100 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-44 徐闻 101-02 站油管泄漏 365 天后,潜水含水层石油类污染晕

6.7.5.4 徐闻 101 站油罐泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101 站油罐泄露，致污染物石油类污染潜水含水层。在潜水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-4 和图 6.7-45~图 6.7-47。潜水含水层的污染物石油类逐渐向西方向迁移，排泄到下游河道中。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.003mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

在整个污染物迁移过程中，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类逐渐消失。

表 6.7.5-4　污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	-	-	0.003
渗漏后 365 天	-	-	0.001
渗漏后 1000 天	-	-	-



图 6.7-45　徐闻 101 站油罐泄漏 100 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-46 徐闻 101 站油罐泄漏 365 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-47 徐闻 101 站油罐泄漏 1000 天后,潜水含水层石油类污染晕

6.7.5.5 徐闻集油管线采出水管线泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101 站油管泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。在潜水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-5 和图 6.7-48~图 6.7-51。潜水含水层的污染物石油类逐渐向西方向迁移，排泄到下游河道中。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.010mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。渗漏第 5 年后，石油类浓度最高值为 0.002mg/L，石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类逐渐消失。泄露发生 365 天之后，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

表 6.7.5-5　污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	8	121	0.255
渗漏后 365 天	-	-	0.010
渗漏后 1000 天	-	-	0.004
渗漏后 5 年	-	-	0.002



图 6.7-48 采出水管线泄漏 100 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-49 采出水管线泄漏 365 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-50 采出水管线泄漏 1000 天后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-51 采出水管线泄漏 5 年后,潜水含水层石油类污染晕



图 6.7-52 采出水管线泄漏 10 年后,潜水含水层石油类污染晕

6.7.5.6 徐闻 101 站采出水回注井在中层含水层发生泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101 站采出水回注井在中层含水层发生泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-6 和图 6.7-53~图 6.7-57 所示。中层水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.143mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)的面积位 252 平方米,最远迁移距离位 13 米。泄露发生 10 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.017mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类逐渐消失。5 年之后，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

表 6.7.5-6 回注井泄漏，污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	11	260	0.255
渗漏后 365 天	13	252	0.143
渗漏后 1000 天	13	95	0.054
渗漏后 5 年	-	-	0.033
渗漏后 10 年	-	-	0.017



图 6.7-53 回注井泄漏 100 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-54 回注井泄漏 365 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-55 回注井泄漏 1000 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-56 回注井泄漏 5 年后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-57 回注井泄漏 10 年后，中层水含水层石油类污染晕

6.7.5.7 徐闻 101-6 井场钻井液泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101-6 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-7 和图 38~图 44 所示。中层水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.71mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L) 的面积为 490 平方米，最远迁移距离为 16 米。泄露发生 10 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.12mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L) 的面积为 873 平方米，最远迁移距离为 35 米。泄露发生 20 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.06mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)的面积为 521 平方米，最远迁移距离为 45 米。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类的浓度逐渐降低。

表 6.7.5-7　钻井液泄漏，污染物 COD 迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	16	626	306
渗漏后 365 天	22	851	228
渗漏后 1000 天	29	1290	124
渗漏后 5 年	37	1751	60
渗漏后 10 年	52	2419	31



图 6.7-58　钻井液泄漏 100 天后，中层水含水层 COD 污染晕

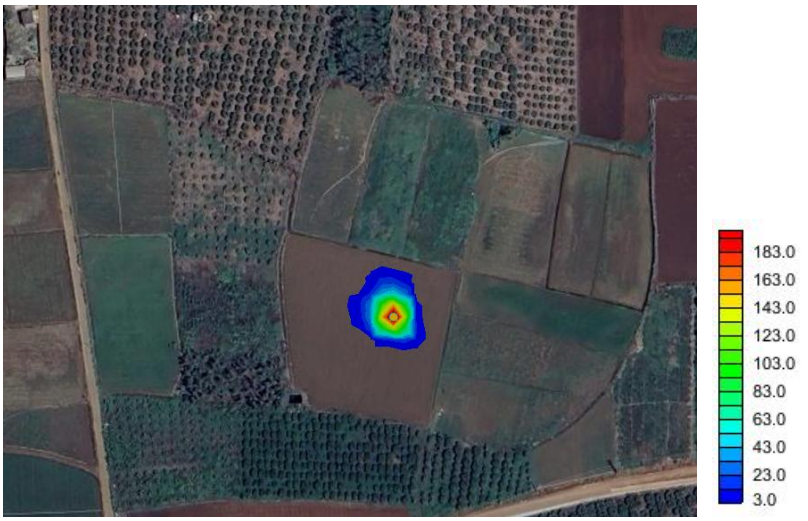


图 6.7-59　钻井液泄漏 365 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-60 钻井液泄漏 1000 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-61 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-62 钻井液泄漏 10 年后，中层水含水层 COD 污染晕

本次模拟徐闻 101-6 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。

在中层水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-8 和图 6.7-63~图 6.7-67 所示。中层水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.71mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L) 的面积为 490 平方米，最远迁移距离为 16 米。泄露发生 10 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.12mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L) 的面积为 873 平方米，最远迁移距离为 35 米。泄露发生 20 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.06mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)的面积为 521 平方米，最远迁移距离为 45 米。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类的浓度逐渐降低

表 6.7.5-8　钻井液泄漏，污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	13	386	0.95
渗漏后 365 天	16	490	0.71
渗漏后 1000 天	21	669	0.38
渗漏后 5 年	26	790	0.21
渗漏后 10 年	35	873	0.12



图 6.7-63 钻井液泄漏 100 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-64 钻井液泄漏 365 天后，中层水含水层石油类污染晕

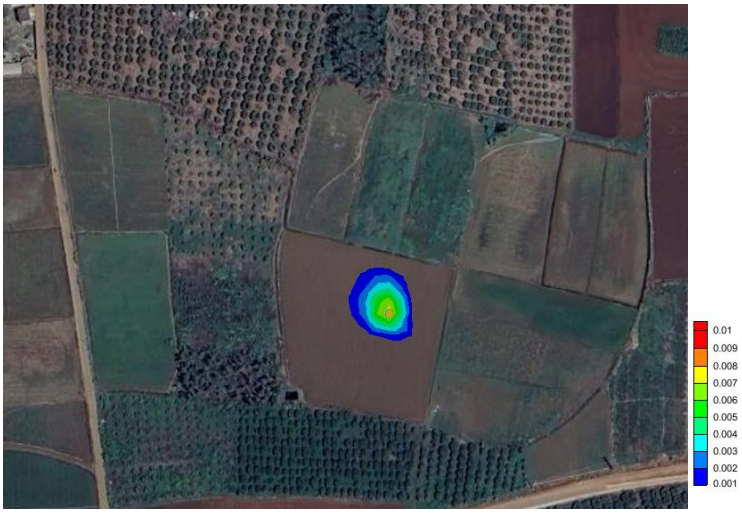


图 6.7-65 钻井液泄漏 1000 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-66 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-67 钻井液泄漏 10 年后，中层水含水层石油类污染晕

6.7.5.8 徐闻 101-02 井场钻井液泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 101-2 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物 COD 污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物 COD 的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-9 和图 6.7-68~图 6.7-72 所示。中层水含水层的污染物 COD 逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物 COD 最高浓度值为 67mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L）的面积为 1688 平方米，最远迁移距离为 35 米。泄露发生 10 年后，污染物 COD 最高浓度值为 10mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L)的面积为 4159 平方米，最远迁移距离为 116 米。泄露发生 20 年后，污染物 COD 最高浓度值为 4mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L)的面积为 3422 平方米，最远迁移距离为 182 米。

在整个污染物迁移过程中，污染物 COD 在迁移和扩散作用下，污染物 COD 的浓度逐渐降低。

表 6.7.5-9 钻井液泄漏，污染物 COD 迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	22	959	200
渗漏后 365 天	35	1688	67
渗漏后 1000 天	56	2672	31
渗漏后 5 年	78	3459	18
渗漏后 10 年	116	4159	10



图 6.7-68 钻井液泄漏 100 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-69 钻井液泄漏 365 天后，中层水含水层 COD 污染晕

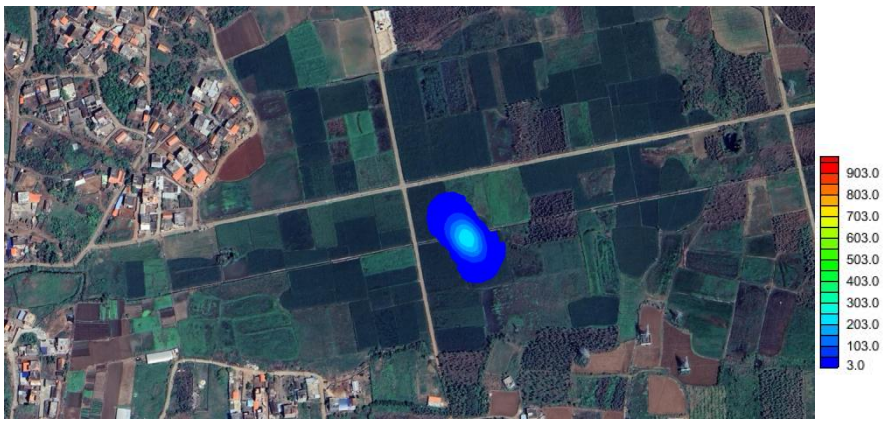


图 6.7-70 钻井液泄漏 1000 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-71 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-72 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层 COD 污染晕

本次模拟徐闻 101-02 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物石油类污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-10 和图 6.7-73~图 6.7-77 所示。中层水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.21mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)的面积为 762 平方米，最远迁移距离 23 米。泄露发生 10 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.03mg/L，最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类的浓度逐渐降低。10 年后，污染物石油类最高浓度未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

表 6.7.5-10　钻井液泄漏，污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	16	534	0.62
渗漏后 365 天	23	762	0.21

渗漏后 1000 天	35	820	0.10
渗漏后 5 年	45	346	0.06
渗漏后 10 年	-	-	0.03



图 6.7-73 钻井液泄露 100 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-74 钻井液泄露 365 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-75 钻井液泄露 1000 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-76 钻井液泄露 5 年后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-77 钻井液泄露 10 年后，中层水含水层石油类污染晕

6.7.5.9 徐闻 9-01 井场钻井液泄漏对地下水环境影响预测结果分析

本次模拟徐闻 9-01 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物 COD 污染地下水含水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物 COD 的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-11 和图 6.7-78~图 6.7-82 所示。中层水含水层的污染物 COD 逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物 COD 最高浓度值为 143mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L）的面积为 1196 平方米，最远迁移距离为 32 米。泄露发生 10 年后，污染物 COD 最高浓度值为 19mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L) 的面积为 3396 平方米，最远迁移距离为 84 米。泄露发生 20 年后，污染物 COD 最高浓度值为 10mg/L，最高浓度超过《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)三类水限值(3mg/L)的面积为 4160 平方米，最远迁移距离为 126 米。

在整个污染物迁移过程中，污染物 COD 在迁移和扩散作用下，污染物 COD 的浓度逐渐降低。

表 6.7.5-11　钻井液泄漏，污染物 COD 迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	24	734	263
渗漏后 365 天	32	1196	143
渗漏后 1000 天	45	1860	60
渗漏后 5 年	58	2492	32
渗漏后 10 年	84	3396	19



图 6.7-78 钻井液泄漏 100 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-79 钻井液泄漏 365 天后，中层水含水层 COD 污染晕

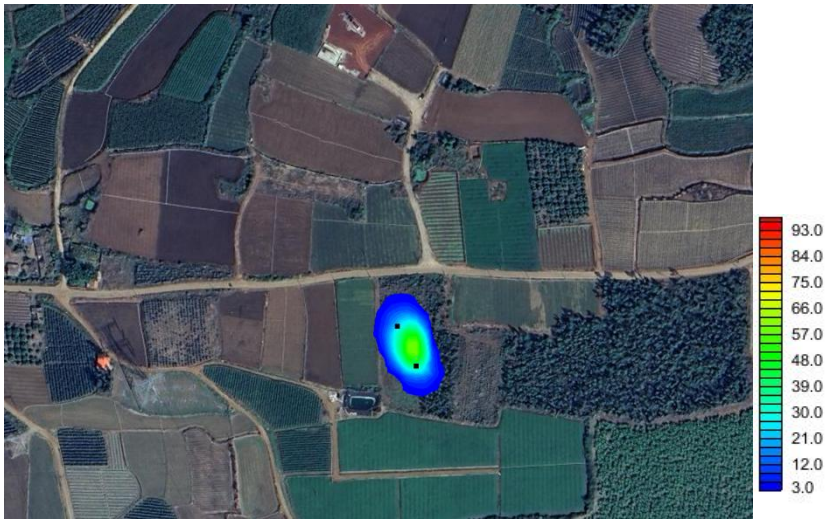


图 6.7-80 钻井液泄漏 1000 天后，中层水含水层 COD 污染晕



图 6.7-81 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层 COD 污染晕

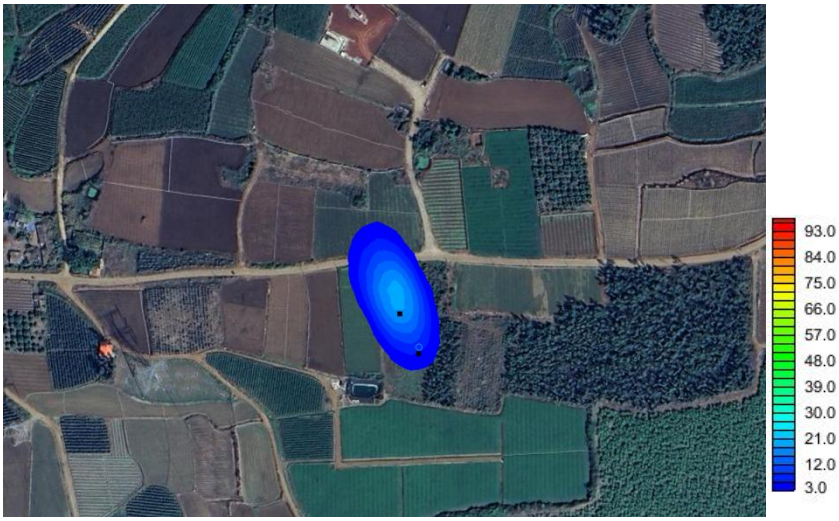


图 6.7-82 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层 COD 污染晕

本次模拟徐闻 9-01 井场，钻井液在中层含水层发生泄露，致污染物石油类污染地下水含

水层。本次假设地下 180-190 米存在一层中层水含水层，厚度为 10 米，且在此层发生泄露。在中层水含水层中，污染物石油类的污染晕的时空变化特征如表 6.7.5-12 及图 6.7-83~图 6.7-87 所示。中层水含水层的污染物石油类逐渐向西北方向迁移，逐渐扩散稀释。泄露发生 365 天后，污染物石油类最高浓度值为 0.45mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)的面积为 620 平方米，最远迁移距离为 20 米。泄露发生 10 年后，污染物石油类最高浓度值为 0.06mg/L，最高浓度超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L) 的面积为 387 平方米，最远迁移距离为 48 米。

随着迁移的时间越来愈长，地下水中污染物石油类的浓度逐渐降低。15 年后，污染物地下水中污染物石油类未超过《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）三类水限值(0.05mg/L)。

表 6.7.5-12　钻井液泄漏，污染物石油类迁移预测结果统计

时间	最远超标距离（米）	超标面积(平方米)	评价范围内污染物最高浓度（mg/L）
渗漏后 100 天	14	439	0.82
渗漏后 365 天	20	620	0.45
渗漏后 1000 天	28	819	0.19
渗漏后 5 年	37	846	0.10
渗漏后 10 年	48	387	0.06

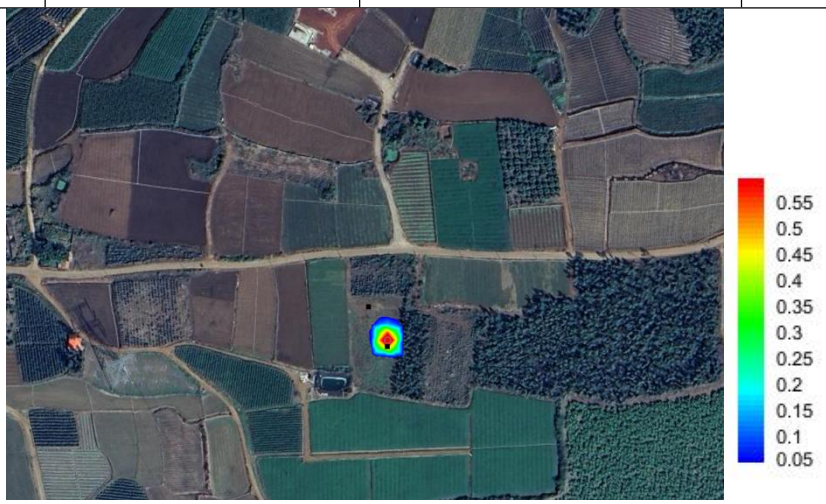


图 6.7-83 钻井液泄漏 100 天后，中层水含水层石油类污染晕

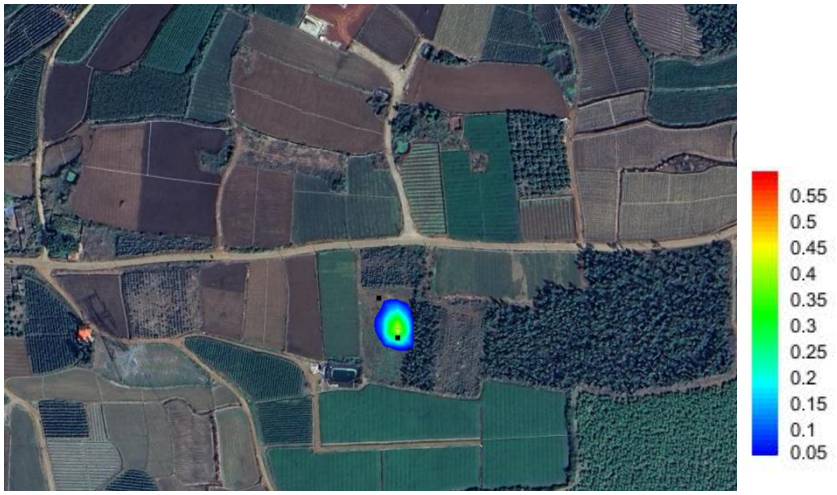


图 6.7-84 钻井液泄漏 365 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-85 钻井液泄漏 1000 天后，中层水含水层石油类污染晕



图 6.7-86 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层石油类污染晕

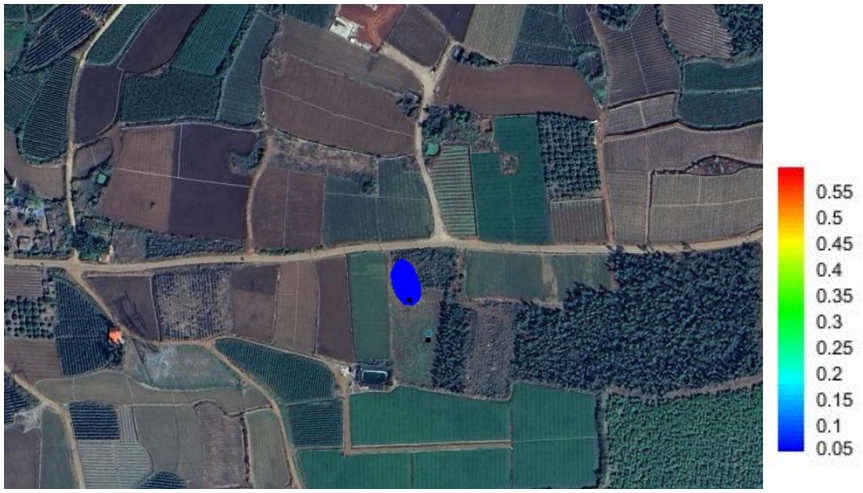


图 6.7-87 钻井液泄漏 5 年后，中层水含水层石油类污染晕

6.7.6 废弃井影响分析

本项目闭井期拆除采油设备，清除回收集油管线内残余的原油，彻底清理回收井场内的含油泥砂，避免对浅层地下水造成污染。对废弃油井进行彻底的封井措施，避免深部石油串层造成对地下水的污染。

6.7.7 地下水环境影响评价小结

正常工况下，项目对地下水的影响较小。非正常工况或事故工况下，由以上预测可知，污染物在连续渗漏的工况下，如果没有规范水质监测，不及时发现处理，污染物浓度会逐渐增大，并扩大范围。非正常工况下，根据预测结果对周边分布区地下水较敏感区域及海水区域影响较小。地下水监测井应尽可能布置在距离井场或管道较近的位置，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与相关技术规范的要求进行定期监测，以满足监测要求。污染物在进入含水层过程中，会经过阻滞、稀释、扩散等运动，在定期进行水质监测的情况下也不会出现不被发现的数个月内的连续、大量泄漏。项目必须对可能造成地下水污染影响的区域，如采出液或物料运送、储存过程等采取可靠的防渗防漏措施，对设备定期检修，并采取严格的监测措施，防止重大事故或者事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。本次井场多功能罐、输送管线泄漏等预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。非正常工况，污染物进入地下水环境会对地下水产生一定的影响，需尽量降低非正常事故的发生，平时加强设备及储罐的检修，若发生事故及时响应，多功能罐泄漏等事故情形发生后需及时清理原油及污染的土壤。

7 环境风险评价

7.1 总论

7.1.1 评价原则

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），本次评价以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标，对项目的环境风险进行分析、预测和评估，提出环境风险预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

7.1.2 评价工作程序

本项目环境风险评价工作程序见下图。

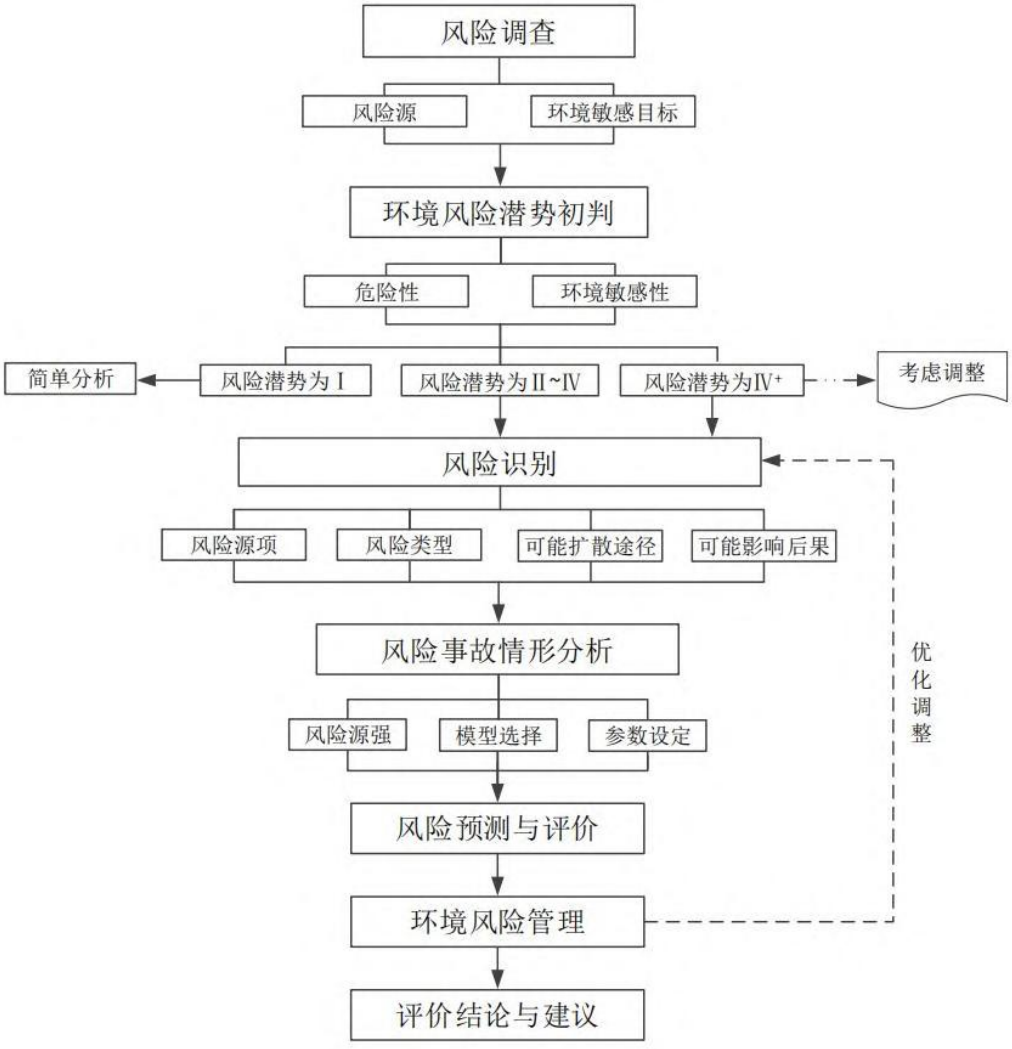


图 7- 1 环境风险评价工作程序

7.2 评价依据

7.2.1 建设项目风险源调查

本项目主要涉及危险物质为原油、伴生气、干气、混烃，危险物质数量及分布情况见下表。

表 7.2.1-1　本项目危险源识别

站场/井场/管线	单元名称	危险物质名称	最大存在总量 qn（t）
徐闻 101	1 座 1000m³ 储罐，集油管线 0.3km，1 座 22.5m³ 气罐，1 座 20m³ 混烃罐	原油	645.20
		干气、混烃	12.85
徐闻 101-6	集油管线 0.05km	原油	0.20
		伴生气	0.01
徐闻 13	集油管线 0.05km	原油	0.20
		伴生气	0.01
徐闻 13-2	集油管线 0.05km	原油	0.20
		伴生气	0.01
徐闻 13-4	集油管线 0.05km	原油	0.20
		伴生气	0.01
徐闻 103	集油管线 0.05km	原油	0.20
		伴生气	0.01
徐闻 1	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 101-02	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 101-11	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 101-12	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 101-13	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 102	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 103-3	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 103-4	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 103-5	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 104	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 105	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 106	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 6	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37

徐闻 6-1	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37
徐闻 602	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37
徐闻 9	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37
徐闻 901	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37
徐闻 9-01	1 个 40m³ 多功能罐	原油	20.61
		伴生气	1.37
徐闻 13-01	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 13-3	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 13-5	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 13-6	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 17	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
迈陈 1	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	20.61
		伴生气	3.75
徐闻 103 至徐闻 101	集油管线 0.5km	原油	2.00
		伴生气	0.13
徐闻 101 至徐闻 101-6	集油管线 1.3km	原油	5.21
		伴生气	0.33
徐闻 101-6 至徐闻 13	集油管线 1km	原油	4.00
		伴生气	0.26
徐闻 13-2 支线	集油管线 0.1km	原油	0.40
		伴生气	0.03
徐闻 13-4 支线	集油管线 0.4km	原油	1.60
		伴生气	0.10

7.2.2 环境风险潜势初判

7.2.2.1 环境风险潜势划分

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照下表确定环境风险潜势。

表 7.2.2-1　环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	Ⅳ+	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ
环境中度敏感区（E2）	Ⅳ	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ
环境低度敏感区（E3）	Ⅲ	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ
注：Ⅳ+为极高环境风险。				

7.2.2.2 危险物质及工艺系统危险性（P）分析

分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）中附录 B 确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值（Q）和所属行业及生产工艺特点（M），按附录 C 对危险物质及工艺系统危险性（P）等级进行判断。

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其在附录 B 中对应临界量的比值 Q。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=\frac{q_1}{Q_1}+\frac{q_2}{Q_2}+\cdots\frac{q_n}{Q_n}$$

式中：q_1，q_2，…，q_n—每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1,Q_2, ...,Q_n—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为Ⅰ。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：①1≤Q<10；②10≤Q<100；③Q≥100。

对照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B，拟建项目涉及到的危险物质为原料、危废。拟建项目危险物质数量与临界量比值（Q）的计算见表 7.2.2-2。

表 7.2.2-2　拟建项目 Q 值确定

站场/井场/管线	存放位置	危险物质名称	CAS 号	最大存在总量 qn（t）	临界量 Q（t）	该种危险物质 Q 值	单 元 Q 值 Σ
徐闻 101	1 座 1000m³ 储罐，集油管线 0.3km，1 座 22.5m³ 气罐，1 座 20m³ 混烃罐	原油	/	645.20	2500	0.2585	1.544
		干气、混烃	68476-85-7	12.85	10	1.2854	
徐闻 101-6	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13-2	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 13-4	集油管线 0.05km	原油	68476-85-7	0.20	2500	0.0001	0.00140
		伴生气	7783-06-4	0.01	10	0.0013	
徐闻 103	集油管线 0.05km	原油	/	0.20	2500	0.0001	0.00140

		伴生气	68476-85-7	0.01	10	0.0013	
徐闻 1	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 101-02	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 101-11	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 101-12	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 101-13	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 102	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-3	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-4	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103-5	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 104	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 105	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 106	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 6	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 6-1	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 602	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 9	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 901	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 9-01	1 个 40m³ 多功能罐	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.1456
		伴生气	68476-85-7	1.37	10	0.1374	
徐闻 13-01	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-3	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-5	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 13-6	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	

徐闻 17	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
迈陈 1	1 个 40m³ 多功能罐，56m³ 气瓶（6MPa）	原油	/	20.61	2500	0.0082	0.3832
		伴生气	68476-85-7	3.75	10	0.375	
徐闻 103 至徐闻 101	集油管线 0.5km	原油	/	2.00	2500	0.0008	0.0140
		伴生气	68476-85-7	0.13	10	0.0132	
徐闻 101 至徐闻 101-6	集油管线 1.3km	原油	/	5.21	2500	0.0020	0.0346
		伴生气	68476-85-7	0.33	10	0.0326	
徐闻 101-6 至徐闻 13	集油管线 1km	原油	/	4.00	2500	0.0016	0.0281
		伴生气	68476-85-7	0.26	10	0.0265	
徐闻 13-2 支线	集油管线 0.1km	原油	/	0.40	2500	0.0002	0.00281
		伴生气	68476-85-7	0.03	10	0.0026	
徐闻 13-4 支线	集油管线 0.4km	原油	/	1.60	2500	0.0006	0.0108
		伴生气	68476-85-7	0.10	10	0.0102	

注：项目产生的危险废物临界量参照 HJ169-2018 附录 B 表 B.2 中健康危害急性毒性物质（类别 2，类别 3）临界量。

由上表可知，本项目除了徐闻 101 站，其余各独立单元 Q 值均小于 1，最大危险物质数量与临界量比值 Q_{max} 为 0.3832，属于 Q＜1。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C，当 Q_{max}＜1，本项目除徐闻 101 站之外，其余井场及管线环境风险潜势为Ⅰ，可开展简单分析。

（2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 C.1.2 中有关规定，对本项目的生产工艺进行评分并求和。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。行业及生产工艺分值评估见下表。

表 7.2.2-3 行业及生产工艺分值评估

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	**5**
备注：a 高温指工艺温度≥300℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0MPa； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。		

本项目属于石油天然气行业，涉及石油开采以及油气管线，并且本项目涉及危险物质使用、贮存。分值为 15，为 M2。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量比值（Q）和行业及生产工艺（M），按照下表确定危险物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 7.2.2-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（M）			
	M1	**M2**	**M3**	**M4**
Q≥100	P1	P1	P2	P3
10≤Q＜100	P1	P2	P3	P4
1≤Q＜10	P2	P3	P4	P4

由上述分析可知，本项目建成后徐闻101站物质总量与临界量比值1≤Q＜10，项目行业及生产工艺M=15，为M2。由上表可知，本项目危险物质及工艺系统危险性(P)分级属于P3。

7.2.2.3 环境敏感程度（E）分级

（1）大气环境

依据环境敏感目标环境敏感性及人口密度划分环境风险受体的敏感性，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.1。

表 7.2.3-1 大气环境敏感程度分级

分级	大气环境敏感性
E1	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 5 万人，或其他需要特殊保护区域；或周边 500 m 范围内人口总数大于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 200 人
E2	周边 5 km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数大于 1 万人，小于 5 万人；或周边 500 m 范围内人口总数大于 500 人，小于 1000 人；油气、化学品输送管线管段周边 200 m 范围内，每千米管段人口数大于 100 人，小于 200 人
E3	周边 5km 范围内居住区、医疗卫生、文化教育、科研、行政办公等机构人口总数小于 1 万人；或周边 500 m 范围内人口总数小于 500 人；油气、化学品输送管线管段周边 200m 范围内，每千米管段人口数小于 100 人

根据收集资料及现场勘查并对照表可知，企业周边 5 公里范围内大于 5 万人，满足类型 1 的环境风险受体，无其他需要特殊保护区域。因此本项目周边的环境风险受体敏感性类别是 E1 类型。

（2）地表水环境

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性，与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏

感区，分级原则见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.2。

表 7.2.3-2　地表水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感性
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨省界的
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区

本项目徐闻 101 站附近无地表水。因此判定区域地表水功能性分区敏感程度为 F3。

表 7.2.3-3　环境敏感目标分级

分级	环境敏感目标
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

经现场勘查，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 D 表 D.4，判定区域地表水环境保护目标分级为 S3。

表 7.2.3-4　地表水功能敏感程度分级

环境敏感目标	地表水功能敏感性		
	F1	**F2**	**F3**
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E3
S3	E1	E2	E3

本项目水环境敏感程度分级为 E3。

（3）地下水环境

依据地下水功能敏感性与包气带防污性能，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 D 表 D.5。其中地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级分别见表 D.6 和表 D.7。当同一建设项目涉及两个 G 分区或 D 分级及以上时，取相对高值。

表 7.2.3-5　地下水功能敏感性分区

敏感性	地表水环境敏感特征
敏感 G1	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的与地下水环境相关的其他保护区，如热水、矿泉水、温泉等特殊地下水资源保护区
较敏感 G2	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区以外的补给径流区；未划定准保护区的集中式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区
低敏感 G3	上述地区之外的其他地区

本项目所在区域地下水属于环境敏感区，因此地下水功能为敏感(G1)。

表 7.2.3-6　包气带防污性能分级

分级	包气带岩土的渗透性能
D3	Mb≥1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定
D2	0.5m≤Mb<1.0m，K≤1.0×10^{-6}cm/s，且分布连续、稳定 Mb≥1.0m，1.0×10^{-6}cm/s＜K≤1.0×10^{-4}cm/s，且分布连续、稳定
D1	岩（土）层不满足上述“D2”和“D3”条件

根据包气带防污性能调查可知，本项目包气带防污性能分级为 D1。

表 7.2.3-7　地下水功能敏感程度分级

包气带防污性能	地下水功能敏感性		
	G1	G2	G3
D1	E1	E1	E2
D2	E1	E2	E3
D3	E2	E3	E3

由区域地下水功能敏感性分区和包气带防污性能分级可知，区域地下水环境环境敏感程度判定为 E1。

（4）小结

由上文知，本项目大气环境敏感程度分级为 E1；地表水环境敏感程度分级为 E3；地下水环境敏感程度分级为 E1。

7.3 评价等级

环境风险评价工作等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 7.3-1 确定评价工作等级。风险潜势为Ⅳ及以上，进行一级评价；风险潜势为Ⅲ，进行二级评价；风险潜势为Ⅱ，进行三级评价；风险潜势为Ⅰ，可开展简单分析。

表 7.3-1　评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV^{+}	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析*
注：*是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

根据环境风险评价级别划分标准判定表，本项目各要素环境风险评价等级确定情况见表7.3-2。

表 7.3-2　各要素环境风险评价工作等级及评价内容

环境要素	评价工作等级	评价工作内容
大气	二	选取最不利气象条件，选择适用的数值方法进行分析预测，给出风险事故情形下危险物质释放可能造成的大气环境影响范围与程度。
地表水	三	定性分析说明地表水环境影响后果
地下水	二	选择适用的解析法预测地下水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度。

7.4 风险识别

7.4.1 主要危险物质识别

本项目主要危险物料为原油、伴生气、干气、混烃，具有易燃易爆的危险特性。遇明火、高热能引起火灾、爆炸，生成 CO、SO_2和 NO_2等二次污染物。

7.4.1.1 原油的风险性

原油的理化性质、燃烧爆炸性、毒理性质等见下表。

表 7.4.1-1 原油的物质特性

类别	项目	原油
理化性质	外观及性状	红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体，主要为烷烃的 C4～C12 成份烃。相对分子质量：120。
	凝点(℃)	-50～35
	密度（g/cm^3）	0.733
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂
燃烧爆炸危险性	危险性类别	第 3.2 类中闪点易燃液体
	闪点/引燃温度(℃)	-6.7/350
	爆炸极限（ vo1%）	1.1~8.7
	稳定性	稳定
	危险特性	其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。
	灭火方法	泡沫、干粉、二氧化碳、砂土
	储运注意事项	远离火种、热源。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。要有接地装置，防止静电积聚。
毒理性质	毒性	LD_{50}：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入），低毒。
	健康危害	其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。
泄漏处置	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
急救措施	皮肤接触	脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。
	眼睛接触	立即提起眼睑，用流动清水冲洗
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。
	食入	误服者给充分漱口、饮水，就医。

7.4.1.2 伴生气、干气、混烃的风险性

伴生气、干气、混烃主要成分为甲烷，甲烷的理化性质、燃烧爆炸性、毒理性质等见下表。

表 7.4.1-2 伴生气的物质特性

类别	项目	甲烷(methane CAS No.：74-82-8）
理化性质	外观及性状	无色无臭气体
	分子式/分子量	CH_4/16.04
	熔点/沸点（℃)	-182.51/-161.5
	密度	相对密度（水=1）：0.42 (-164℃）；相对蒸气密度（空气=1）： 0.55
	饱和蒸汽压（kPa）	53.32 (-168.8C)
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚
燃烧爆炸危险性	危险标记	4 易燃气体
	闪点/引燃温度(℃)	-188/538
	爆炸极限（ vo1%）	爆炸上限%(V/V)： 15 爆炸下限%(V/v)： 5
	稳定性	稳定
	危险特性	易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险。与五氧化溴、氯气、次氯酸、三氟化氮、液氧、二氟化氧及其它强氧化剂接触剧烈反应。燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳。
	灭火方法	切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳、干粉。
	储运注意事项	储存于阴凉、通风的库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30°℃。应与氧化剂等分开存放。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
毒理性质	毒性	属微毒类。允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用。有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起中毒。空气中达到 25%～30%出现头昏、呼吸加速、运动失调。急性毒性：小鼠吸入 42%浓度×60 分钟，麻醉作用；兔吸入 42%浓度×60 分钟，麻醉作用。
	健康危害	甲烷对人基本无毒，但浓度过高时，使空气中氧含量明显降低，使人室息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加速。若不及时脱离，可致窒息死亡。皮肤接触液化本品，可致冻伤。
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿消防防护服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器妥善处理修复检验后再用。	
防护措施	呼吸系统防护	一般不需要特殊防护，但建议特殊情况下，佩带自吸过滤式防毒面具（半面罩）。
	眼睛防护	一般不需要特别防护，高浓度接触时可戴安全防护眼镜。
	身体防护	穿防静电工作服
	手防护	戴一般作业防护手套
	其它	工作现场严禁吸烟。避免长期反复接触。进入罐、限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护。
急救措施	皮肤接触	若有冻伤，就医治疗。
	吸入	迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难， 给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。

7.4.1.3 伴生、次生污染物的风险性

本项目火灾、爆炸生成 CO、SO_2 和 NO_2 等二次污染物的风险性。

表 7.4.1-3 CO 的危险特性

标识	中文名	一氧化碳	cAs	630-08-0	RTECS 号	FG3500000
	英文名	Carbonmonoxide	分子量	28	UN 编号	1016
	分子式	CO	/	/	危险货物编号	21005
理化性质	外观与性状	无色、无味气味				
	溶解性	微溶于水，溶于乙醇、苯、氯仿等多数有机溶剂				
	熔点(℃)	-205	相对密度(水=1)	1.25(0℃)	燃烧热(kJ/mol)	285.624
	沸点(℃)	-206.5	相对密度(空气=1)	0.97	饱和蒸汽压(kPa)	无资料
	燃烧性	易燃	临界温度(℃)	-140.2	临界压力(MPa)	3.5
闪点(℃)		<-50	引燃温度(℃)	610	燃烧（分解)产物	二氧化碳
建规火险分级		甲类	爆炸下限(V%)	12.5	爆炸上限(V%)	74.2
稳定性		稳定	禁忌物	强氧化剂	聚合危害	不聚合
危险性类别		第 2.1 类易燃气体		危险货物包装标志	2	包装类别	O52

危险特性	一种易燃易爆气体，与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸
灭火方法	炸切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。
储运注意事项	储存于阴凉、通风的易燃气体专用库房。远离火种、热源。库温不宜超过 30℃.应与氧化剂、碱类、食用化学品分开存放，切忌混储。采用防爆型照明、通风设施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。储区应备有泄漏应急处理设备。
健康危害	一氧化碳在血中与血红蛋白结合而造成组织缺氧。急性中毒：轻度中毒者出现头痛、耳鸣、心悸、呕吐、无力，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 10%；中度中毒者除上述症状外，还有皮肤粘膜呈樱红色、脉快、烦躁、步态不稳、浅至中度昏迷，血液碳氧血红蛋白浓度可高于 30%；重度患者深度昏迷、瞳孔缩小、肌张力增强、频繁抽搐、大小便失禁、休克、严重心肌损害等，血液碳氧血红蛋白可高于 50%慢性影响：能否造成慢性中毒及对心血管影响无定论。
急救	吸入时迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。呼吸心跳停止时，立即进行人工呼吸和胸外心脏按压术。就医。

防护措施	工程防护	生产过程密闭，加强通风：提供安全淋浴和洗眼设备。
	呼吸系统防护	空气中浓度超标时，佩戴自吸过滤式防毒面具（半面罩）。紧急事态抢救或撤离时，建议佩戴空气呼吸器、一氧化碳过滤式自救器。
	眼睛防护	一般不需要特殊防护
	防护服	穿相应的防护服。
	其他	工作现场严禁吸烟。实行就业前和定期的体检。避免高浓度吸入。进入限制性空间或其它高浓度区作业，须有人监护.
泄漏处置	迅速撤离泄漏污染区人员至上风处，并立即隔离 150m，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。尽可能切断泄漏源。合理通风，加速扩散。喷雾状水稀释、溶解。构筑围堤或挖坑收容产生的大量废水。如有可能，将漏出气用排风机送至空旷地方或装设适当喷头烧掉。也可以用管路导至炉中、凹地焚之。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	

表 7.4.1-4 NO_2 的危险特性

标识	中文名	二氧化氮	CAS	10102-44-0	分子式	NO_2
	英文名	Nitrogen dioxide	分子量	46.01	危险货物编号	23012
理化性质	外观与性状	黄褐色液体或气体，有刺激性气味				
	溶解性	溶于水				
	熔点(℃)	-9.3	相对密度(水=1)	1.45	燃烧热(kJ/mol)	/
	沸点(℃)	22.4	相对密度(空气=1)	3.2	饱和蒸汽压(kPa)	101.32（22℃）
	闪点(℃)	/	临界温度(℃)	158	临界压力(MPa)	10.13
毒性及健康危害		接触限值	LC_{50}（mg/m^3）		126（4 小时，大鼠吸入）	
			短时间接触容许浓度（mg/m^3）		10	
			IDLH（mg/m^3）		96	
		侵入途径	吸入			
		毒性	亚急性和慢性毒性			
		健康危害	氮氧化物主要损害呼吸道。吸入初期仅有轻微的眼及上呼吸道刺激症状，如咽部不适、干咳等。常数小时至十几小时或更长时间潜伏期后发生迟发性肺水肿、成人呼吸窘迫综合征，出现胸闷、呼吸窘迫、咳嗽、咯泡沫痰、紫绀等。可并发气胸及纵隔气肿。肺水肿消退后两周左右可出现迟发性阻塞性细支气管炎			
燃烧爆炸危险性		燃烧性	不燃，但可助燃			
		危险特性	本品不燃烧，但可助燃。具有强氧化性，遇衣物、锯末、棉花或其它可燃物能立即燃烧。与一般燃料或火箭燃料以及氯代烃等猛烈反应引起爆炸。遇水有腐蚀性			
		稳定性	燃烧（分解）产物：氮氧化物			
		聚合危害	不能出现			
		禁忌物	易燃或可燃物、强还原剂、硫、磷			
		灭火方法	灭火剂：干粉、二氧化碳，禁止用水、卤代烃灭火剂灭火			

表 7.4.1-5 SO_2 的危险特性

标识	中文名	二氧化硫	CAS	7446-09-5	分子式	SO_2
	英文名	sulfur dioxide	分子量	64.06	危险货物编号	23013
理化性质	外观与性状	无色气体，特臭				
	溶解性	不溶于水，溶于多数有机溶剂				
	熔点(℃)	-75.7	相对密度(水=1)	1.43	燃烧热(kJ/mol)	/
	沸点(℃)	-10	相对密度(空气=1)	2.26	饱和蒸汽压(kPa)	338.42（21.1℃）
	闪点(℃)	-6.67~32.2	临界温度(℃)	157.8	临界压力(MPa)	7.87
毒性及健康危害		接触限值	LC50（mg/m^3）		6600（1 小时，大鼠吸入）	
			短时间接触容许浓度（mg/m^3）		10	
			IDLH（mg/m^3）		270	
		侵入途径	吸入			
		毒性	轻度中毒时，发生流泪、畏光、咳嗽，咽喉灼痛等；严重中毒可在数			

		小时内发生肺水肿；极高浓度吸入可引起反射性声门痉挛而致窒息。皮肤或眼接触发生炎症或灼伤
	健康危害	易被湿润的粘膜表面吸收生成亚硫酸、硫酸。对眼及呼吸道粘膜有强烈的刺激作用。大量吸入可引起肺水肿、喉水肿、声带痉挛而致窒息
燃烧爆炸危险性	燃烧性	不燃
	危险特性	若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险
	稳定性	燃烧（分解）产物：氧化硫
	聚合危害	不能出现
	禁忌物	强还原剂、强氧化剂、易燃或可燃物
	灭火方法	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳

7.4.2 生产系统风险识别

本项目生产系统危险性识别详见表 7.4.2-1。

表 7.4.2-1 建设项目生产系统危险性识别

危险单元	潜在风险源	危险物质	危险性	存在条件、转化为事故的触发因素	是否为重点风险源
徐闻 101	1 座 1000m³ 储罐，集油管线 0.3km，1 座 22.5m³ 气罐，1 座 20m³ 混烃罐	原油、干气、混烃	燃爆危险性、毒性	储罐破裂、误操作、防渗材料损坏、管道破损、明火、污水处理设施运行不正常	是
徐闻 101-6	集油管线 0.05km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 13	集油管线 0.05km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 13-2	集油管线 0.05km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 13-4	集油管线 0.05km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 103	集油管线 0.05km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 1	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 101-02	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 101-11	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 101-12	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 101-13	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 102	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 103-3	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 103-4	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 103-5	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否

徐闻 104	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 105	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 106	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 6	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 6-1	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 602	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 9	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 901	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 9-01	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 13-01	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 13-3	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 13-5	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 13-6	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 17	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
迈陈 1	1 个 40m³ 多功能罐	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	腐蚀、误操作、管道或罐体破损	否
徐闻 103 至徐闻 101	集油管线 0.5km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 101 至徐闻 101-6	集油管线 1.3km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 101-6 至徐闻 13	集油管线 1km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 13-2 支线	集油管线 0.1km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否
徐闻 13-4 支线	集油管线 0.4km	原油、伴生气	燃爆危险性、毒性	误操作、管道破损、明火	否

同时，根据建设项目各设施的功能特点和危险物质的分布情况，将本项目分为钻采作业、井场储罐、拉油汽车运输几个功能单元，分述如下：

（1）钻采作业

在钻井过程中，当钻穿高压油气层时，因处理不当等原因可能造成井喷事故。井喷喷出的大量烃类气体会污染环境空气，原油覆盖植物、覆盖地层、污染土壤，若进入地表水体则造成

地表水环境污染。据有关事故资料分析，多数井喷事故的发生属责任事故，操作者起钻时不灌或不按规定灌钻井液、未及时发现井涌等造成。开发范围内主要区块开采地层较浅，地层压力较低，同时钻井时采用了比较成熟、完善的防井喷技术，发生井喷事故概率极小。

（2）注水井套外返水

注水井套外返水时，可能会穿透含水层污染承压水。套外返水事故的主要原因在于固井质量不好、油井表层套管腐蚀或者固井水泥老化等，可能导致水泥环破裂及脱落，最终造成套外返水，对地下水环境造成影响。

（3）井场储罐

井场的储油箱存储介质含水原油属易燃物质，存在泄漏进而可能引发火灾、爆炸事故的风险。发生事故后未完全燃烧的有毒有害物质以及完全燃烧后伴生/次生的 CO、SO_2、NO_2 等扩散进入大气后对大气环境会造成影响。事故后产生的消防废水若没有及时收集处理，会对地表水、土壤及地下水环境造成影响。

（4）拉油罐车运输

本项目部分区块采用罐车拉油至依托井场，运输道路利用进井场道路及地方道路，道路沿线经过河流、村庄等敏感点。汽车运输原油过程存在因自然原因、设备原因或人为因素导致的原油泄漏事故，进而存在污染土壤、地表水的可能。

7.4.3 危险物质环境转移途径识别

通过以上物质、生产设施识别过程看出，建设内容所涉及的危险物质的扩散途径主要有：

（1）井场储罐发生原油泄漏事故，泄漏原油进入土壤，对土壤、植被的影响；对通过包气带进入地下水环境从而对地下水造成污染。

（2）在汽车运输过程中，由于汽车爆胎、操作失灵、超载、超速、违章停靠等交通意外因素，引发汽车相撞等交通事故，导致车载原油部分或全部泄漏。

（3）井喷事故对大气环境、水环境、土壤及植被的影响。

（4）套管返水、井封不严等导致含油水对地下水造成的污染影响。

7.4.4 风险识别结果

根据本项目所涉及有毒有害、易燃易爆物质危险性识别和生产过程潜在危险 性识别结果，本项目环境风险识别见表 7.4.4-1。

表 7.4.4-1 项目环境风险识别

危险单元	风险源	主要风险物质	事故类型	环境影响途径	可能受影响的环境敏感目标
钻采作业	压缩机、注入井、生产井等	原油、伴生气	井喷	污染大气；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生长；若原油流入地表水体，会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变差	井场周边居民点
	采油井	原油	井漏	污染地下水水质	地下水
站场	徐闻 101 油罐	原油、干气、混烃	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	站场周边居民点及地表水和地下水
		有害气体、原油	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
井场	多功能罐	原油、伴生气	溢油	油品挥发，造成大气污染；原油覆盖地表和渗入地下后，阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，不利于植物生产；若发生在地表水体，则会形成油膜，阻碍水体溶氧，使水质变坏	井场周边居民点及地表水和地下水
		原油、伴生气	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	
		有害气体	火灾爆炸	有害气体污染大气；污染地表水和地下水	
管线部分	输油管线	原油	泄漏	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	地下水
	回注水管线	回注水	泄漏	污染地表水和地下水	
	伴生气管线	伴生气	泄漏	有害气体污染大气	周边居民点
			火灾爆炸	有害气体污染大气	
罐车	拉油罐车	原油	火灾爆炸	阻塞土壤孔隙，使土壤板结，通透性变差，土壤功能破坏，植被死亡，污染大气；污染地表水和地下水	拉运路线居民点及地表水和地下水

7.4.5 现有工程环境风险事故回顾

1、已采取的风险防范措施

在本项目的评价工作过程中对现有工程已采取的防范措施进行了调查。

（1）地面站场已采取的风险防范措施

①油储罐按规范要求设防火堤和分隔堤，堤内容积大于最大一个储罐容积，将泄漏油品限制在防火堤内，全部截留和回收。

②平面布置中将火灾危险性相近的设施集中布置，并保持了规定的防火距离；站场的明火点布置在油气生产区场地边缘部位。

③站场内采用了相应防爆等级的电气设备及仪表，站内设备、管线设有防雷、防静电接地。

⑤在油气积聚的场所设置可燃气体报警装置。

（2）油气运输预防措施

①采用专用罐车进行运输，车辆配备了必要的防泄漏工具，并建立车辆维护保养规章制度；

②选择合理的运输路线，尽可能避了水源地、居民集中区等敏感点区。

（3）钻井、井下作业事故风险预防措施

①严格遵守钻井的安全规定，在井口安装防喷器和控制措施；采用水基泥浆，并对泥浆性质进行检查，确保泥浆参数符合钻井技术要求；

②井场配备灭火器、烃类气体探测器，

③在油井周围预设土堤以防止井喷发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

（4）管理措施

①制定了相应的安全生产方针、政策、计划和各种规范，安全管理制度和安全操作规程，建立了环境管理体系和监测体系。

②站场制定了风险应急预案，定期开展演练。

③对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免了因严重操作失误而造成的事故。

④加强了《石油天然气管道保护条例》的宣传和落实，避免了发生第三方破坏的事故。

2、环境风险事故调查

针对近年油田环境污染事故进行了调查，见表 7.4.5-1。

表 7.4.5-1 类比调查国内油田井喷事故统计分析

时间	地点	原因	后果
2004.12.3	云南曲靖天然气井喷	当打井接近天然气开采层时，由于钻井机器的液柱压力小于地层压力，造成井喷现象	4600 人转移
2003.9.15	湖北省利川市天然气井喷	属人为责任事故。此井为一口废井，但未按照相应的规定进行安全处理，井喷发生后没用相应的应急措施	造成大量人力、物资损耗，但未造成人员伤亡
2003.12.23	重庆开县天然气井喷	属特大责任事故，有关人员对这口高产出的气井预测不足，对高含硫高产出的水平井钻井工艺还不够成熟，现场作业人员违章违规，在起钻过程中，泥浆的循环时间严重不足，又不按规定进行灌注，没有及时发现溢流的征兆，采取有效的措施，从而引起井喷	造成大量硫化氢气体外泄，造成严重的环境空气污染，死亡人数达 240 余人
2008.12.19	河南唐河双河油田唐河与桐柏交界东南	由于当地村民在抽油机旁挥锹挖沙，给油井造成严重的安全隐患。由于长期遭到采挖，这里沙坑遍地，有的足有 1 米多深。这些沙坑与不远处的沙河相连，如果遇到汛期涨水，洪水很容易顺着沙坑冲向生产中的抽油机，掏空抽油机基座下面的泥砂，引发抽油机坍塌等事故。	一死多伤

3、事故分析

通过对近年来事故调查分析，原因主要是由于管理松懈导致的污染事故，工作人员未按照作业规程进行操作，发现问题未按照规程提前采取措施。风险事故重在预防，加强设备巡检，及时更换腐蚀设备，排出隐患，能最大限度降低风险事故发生的几率。

7.5 风险事故情形分析

7.5.1 风险事故情形

7.5.1.1 概率分析

泄漏事故类型如容器、管道、泵体、压缩机的泄漏和破裂等泄漏频率采用风险导则（HJ 169-2018）附录 E.1，详见表 7.5.1-1。

表 7.5.1-1 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
反应器/工艺储罐/气体储罐/塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
	储罐泄漏 10min	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
	储罐泄漏 10min	5.00×10^{-6}/a
	储罐全破裂	5.00×10^{-6}/a
常压双包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.00×10^{-4}/a
	储罐泄漏 10min	1.25×10^{-8}/a
	储罐全破裂	1.25×10^{-8}/a
常压全包容储罐	储罐全破裂	1.00×10^{-8}/a
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	5.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-6}/（m·a）
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.00×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	3.00×10^{-7}/（m·a）
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.40×10^{-6}/（m·a）
	全管径泄漏	1.00×10^{-7}/（m·a）
泵体和压缩机	体和压缩机最大连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50m	5.00×10^{-4}/（m·a）
	泵体和压缩机最大连接管全管径泄漏	1.00×10^{-4}/a
装卸臂	装卸臂连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	3.00×10^{-7}/h
	装卸臂全管径泄漏	3.00×10^{-8}/h
装卸软管	装卸软管连接管泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	4.00×10^{-5}/h
	装卸软管全管径泄漏	4.00×10^{-6}/h

7.5.1.2 风险事故情形设定

考虑可能发生的事故情形涉及的危险物质、环境危害、影响途径等方面，本次选取以下具有代表性的事故类型，详见表 7.5.1-2。

表 7.5.1-2　本项目风险事故情形设定一览表

危险单元		风险源	危险物质	环境风险类型	主要影响途径	统计概率	是否预测
管线部分	输油管道	管道	原油、伴生气	出料管全管径泄漏	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	**是**
				火灾爆炸次伴生污染物排放	扩散，渗透、吸收	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
				火灾爆炸过程未完全燃烧物扩散	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
站场	徐闻 101 站	油罐	原油	储罐泄漏 2min	扩散	5.00×10^{-6}/a	**是**
				进料管全管径泄漏	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
				火灾爆炸次伴生污染物排放	扩散，渗透、吸收	1.00×10^{-7}/(m·a)	**是**
				火灾爆炸过程未完全燃烧物扩散	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	**是**
	站场管道	管道	原油、干气、混烃	出料管全管径泄漏	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
				火灾爆炸次伴生污染物排放	扩散，渗透、吸收	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
				火灾爆炸过程未完全燃烧物扩散	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
井场	各井场	多功能罐	原油、伴生气	储罐泄漏 2min	扩散	5.00×10^{-6}/a	否
				进料管全管径泄漏	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否
				火灾爆炸次伴生污染物排放	扩散，渗透、吸收	1.00×10^{-7}/(m·a)	**是**
				火灾爆炸过程未完全燃烧物扩散	扩散	1.00×10^{-7}/(m·a)	否

由于事故触发因素具有不确定性，因此事故情形的设定并不能包含全部可能的环境风险，但通过具有代表性的事故情形分析可为风险管理提供科学依据。

7.5.1.3 最大可信事故设定

由于原油属于易燃易爆物质，燃烧可产生次伴生 CO 和油气，消防处理可产生含污染物的消防废水，对环境空气、地下水体影响较大。

本次评价选取输油管道发生 10%孔径（最大 50mm）泄漏、本项目徐闻 101 站中其中一座 1000m^3 油罐泄漏、井喷导致伴生气泄漏及火灾爆炸次伴生事故作为最大可信事故进行预测。

7.5.2 源项分析

7.5.2.1 输油管道泄漏事故

根据上述分析，管道泄漏孔径为 10%孔径泄漏事故概率相对较高。因此，本次环评对管道破裂情况下的事故源强进行分析。

一旦发生管道断裂漏油事故，管内压力急剧减小，阀门在 5min 内响应并关闭，本评价按照 5min 作为截阀关闭前的泄漏时间，则事故发生后，可能溢出的油量包括管道内的存油量和

5min 的输油量两个部分，高压输油泵切断后，由于缺乏压力，管道内全部存油全部溢出的可能性很小。

液体泄漏速度计算公式如下：

$$Q_L = C_d A\rho\sqrt{\frac{2(P-P_0)}{\rho}+2gh}$$

式中：Q_L—液体泄漏速度，kg/s；

C_d—液体泄漏系数；圆形（多边形）为 0.65；

A—裂口面积，m^2；

P—容器内介质压力，Pa；

P_0—环境压力，Pa；

g—重力加速度；

h—裂口之上液位高度。

表 7.5.2-2　输油管道泄漏事故污染源参数

内容	原油
	10%孔径（最大 50mm）泄漏
裂口面积 m^2	0.002
密度 kg/m^3	733
容器内压力 Pa	1000000
环境压力 Pa	101325
裂口之上液位高度 m	3
液体泄漏速度 kg/s	47.7
截阀关闭前的泄漏时间 min	5
液体泄漏量 t	14.31

综上，本项目泄漏源强合计为 14.31t。

7.5.2.2 油罐泄漏事故

考虑事故发生频率及影响，选取油罐泄漏 30min 进行预测。泄漏事故发生后，泄漏的原油在防火堤内形成液池并挥发，蒸发时间按 15min 计。泄漏事故后，采取倒罐等措施进行收容。

泄漏液体的质量蒸发速率为：

$$Q_3=\alpha p\frac{M}{RT_0}u^{\frac{(2-n)}{(2+n)}}r^{\frac{(4+n)}{(2+n)}}$$

式中：Q_3—质量蒸发速率，kg/s；

p—液体表面蒸气压，Pa，69000；

R—气体常数，J/(mol·K)，8.314；

T_0—环境温度，K，298；

M—物质的摩尔质量，kg/mol，0.120；

u—风速，m/s，1.5；

r—液池半径，m，本项目罐体周围设置围堰，半径为 15m，故池液半径以 15m 计；

α，n—大气稳定系数，5.285×10^{-3}，0.32；

表 7.5.2-2　油罐泄漏事故污染源参数

风险事故情形描述	危险单元	危险物质	影响途径	释放或泄漏速率(kg/s)	释放或泄漏时间/min	最大释放或泄漏量/kg	泄漏液体蒸发量/kg	泄漏液体蒸发速率/(kg/s)
徐闻 101 站油罐泄漏事故	1000m³ 油罐	油气	扩散	20.2	30	36360	3258	3.62

7.5.2.3 油罐火灾爆炸次伴生事故

原油发生泄漏后，后期未完全收容的原油遇明火、高热或达到爆炸极限会发生火灾爆炸，并次伴生 CO 污染物释放。燃烧过程持续 60min。

①单位面积燃烧速度

$$\frac{dm}{dt}=\frac{0.001H_c}{C_p\left(T_b-T_0\right)+H_{vap}}$$

式中：

$\frac{dm}{dt}$—单位表面积的燃烧速度，$kg/m^2\cdot s$；

C_p—液体的定压比热，J/kg·K，2220；

T_b—液体沸点，K，333；

T_0—环境温度，K，298；

H_c—液体的燃烧焓，J/kg，4.5×10^7；

H_{vap}—液体的蒸发焓，J/kg，3.62×10^5。

②火焰高度

$$h=84r(\frac{\frac{dm}{dt}}{\rho_a\sqrt{2gr}})^{0.6}$$

式中，h—火焰高度，m；

r—池火半径，m，40；

a—空气密度，kg/m^3，1.29。

③燃烧 CO 产生量

$$G_{一氧化碳}=2330qCQ$$

式中：$G_{一氧化碳}$—一氧化碳的产生量，kg/s；

C—物质中碳的含量，取 85%；

q—化学不完全燃烧值，取 1.5%~6.0%（本次取 5%）；

Q—参与燃烧的物质量，t/s。

表 7.5.2-3　油罐火灾爆炸次伴生 CO 事故源项分析表

燃烧时间/min	单位面积燃烧速度/kg/m²·s	火焰高度/m	CO 产生量/kg/s
60	0.102	36	0.188

7.5.2.4 井喷导致伴生气泄漏事故

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量原油从井口敞喷进入环境当中，原油在喷射过程中若遇明火则会引发火灾等危害极大的事故。原油喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的原油中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、河流和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。当井喷发生时，一般都会喷出一定量的采出液于周边的自然植被上，使植物受到一定程度的污染；若喷出的伴生气遇到明火而燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的动植物受到灼伤。

根据项目钻采工程方案设计资料，假设井喷发生时有关参数如下：

地层压力：15～18MPa

油井流压：4～7MPa。

油井直径：0.2445m

燃烧热：35601 kJ/m³

由于井喷失控事故从井口喷射释放，假设释放口径为 0.2445m，若地层压力不变，油井留压不变，以最坏的情况考虑，井口压力最大 5MPa，以单井日平均产气量作为井喷时伴生气的释放量。根据本项目气油比 73m³/t，单井平均日产油量为 3.5t，伴生气释放量按 50%计算，则

排放量 128m³/d。

7.6 风险预测预评价

7.6.1 有毒有害物质在大气中的扩散

7.6.1.1 预测模型筛选

《建设项目环境风险评价导则》（HJ169-2018）附录 G 中推荐了 SLAB 模型和 AFTOX 模型。预测模型的选取可根据理查德森数判定蒸发气体属于重质气体或轻质气体。判定烟团/烟羽是否为重质气体，取决于它相对空气的“过剩密度”和环境条件等因素。通常采用理查德森数（Ri）作为标准进行判断，Ri 的概念公式为：

Ri=烟团的势能/环境的湍流动能

Ri 是个流体动力学参数，根据不同的排放性质，理查德森数的计算公式不同。一般依据排放类型，理查德森数的计算分为连续排放、瞬时排放两种形式：

连续排放：

$$R_i = \frac{\left[\frac{g\left(\frac{Q}{\rho_{rel}}\right)}{D_{rel}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a}\right)\right]^{\frac{1}{3}}}{U_r}$$

瞬时排放：

$$R_i = \frac{g\left(\frac{Q}{\rho_{rel}}\right)^{\frac{1}{3}}}{U_r^{\,2}} \times \left(\frac{\rho_{rel}-\rho_a}{\rho_a}\right)$$

式中：ρ_{rel}——排放物质进入大气的初始密度，kg/m³；

ρ_a——环境空气密度，kg/m³；

Q——连续排放烟羽的排放速率，kg/s；

Q_t——瞬时排放的物质质量，kg；

D_{rel}——初始的烟团宽度，即源直径，m；

U_r——10m 高处风速，m/s。

泄漏遇明火发生火灾事故的污染物排放为连续排放。

最不利气象条件下（温度为 25℃）环境空气密度 ρ_a 取值为 1.185kg/m³，10m 高处风速 U_r 取值为 1.5m/s。

表 7.6.1-1 各预测因子理查德森数一览表

排放形式	污染物	ρ_{rel}	ρ_a	Q_t	U_r	D_{rel}	Q	Ri
连续排放	CO	0.97	1.185	/	1.5	10	0.188	-0.36
连续排放	油气	0.55	1.185	/	1.5	10	20.2	-1.79

对于连续排放，Ri≥1/6 为重质气体，Ri＜1/6 为轻质气体。根据表 6.7-1 可知，本项目油气及 CO 的预测采用 AFTOX 模型系统进行预测。

大气风险预测模型主要参数详见表 7.6.1-2。

表 7.6.1-2 大气风险预测模型主要参数表

参数类型	选项	参数
基本情况	事故源经度/（°）	109.958238
	事故源纬度/（°）	20.332652
	事故源类型	徐闻 101 站油罐泄漏后油气排放；管道泄漏后油气排放；徐闻 101 站油罐火灾爆炸后 CO 排放
气象参数	气象条件类型	最不利气象
	风速/（m/s）	1.5
	环境温度/℃	25
	相对湿度/%	50
	稳定度	F
其他参数	地面粗糙度/m	0.03
	是否考虑地形	否
	地形数据精度/m	/

7.6.1.2 预测范围与计算点

（1）预测范围

由预测模型计算获取，但不超过 10km。

（2）计算点

包括特殊计算点和一般计算点。特殊计算点指大气环境敏感目标等关心点，一般计算点指下风向不同距离点，500m 范围内步长取 50，大于 500m 范围内步长取 100m。

7.6.1.3 事故源参数

本项目大气事故源参数汇总情况见表 7.6.1-3。

表 7.6.1-3 项目大气事故源参数

类别		危险物质		
		油气	一氧化碳	油气
泄漏设备类型及尺寸		1000m³ 油罐	/	输油管道
操作参数	压力	常压	/	常压
	温度	常温	/	常温
泄漏物质理化特性	摩尔质量（g/mol）	0.0439	28	0.0439
	沸点（℃）	60	-191.45	60
	临界温度（℃）	196.7	-140.2	196.7
	临界压力（atm）	/	34.5	/
	比热容比	/	/	/

类别		危险物质		
		油气	一氧化碳	油气
	气体定压比热容（J/Kg·K）	1044	1040.44	1044
	液体定压比热容（J/Kg·K）	2200	2717.98	2200
	液体密度（kg/m^3）	0.42	1.25	0.42
	汽化热（J/Kg）	362000	/	362000

7.6.1.4 气象参数

本次大气风险评价为二级评价，选取最不利气象条件，即 F 类稳定度，风速 1.5m/s，温度 25℃，相对湿度 50%。

7.6.1.5 大气毒性终点浓度值

本项目大气毒性终点浓度值见表 7.6.1-4。

表 7.6.1-4　项目预测有毒有害物质终点浓度

物质名称	毒性终点浓度-1/（mg/m^3）	毒性终点浓度-2（mg/m^3）
油气	720000	410000
一氧化碳	380	95

7.6.1.6 预测结果

本项目选取最不利气象条件，采用 SLAB 模型预测泄漏的油气在大气中的扩散影响，采用 AFTOX 模型预测燃烧产生的次伴生 CO、油气在大气中的扩散影响，预测参数见上表，预测结果如下。

（1）油罐泄漏后油气在大气中的扩散影响

表 7.6.1-5　油罐泄漏下风向油气的轴线浓度预测结果

距离（m）	最不利气象条件	
	浓度出现时间（s）	高峰浓度（mg/m^3）
0	450	6394.34
16.3	481	7133.11
32.6	513	7759.31
49	544	8254.85
65.3	575	8249.97
81.6	606	8223.06
82.9	609	8171.81
84.3	612	8102.67
86	615	7965.72
87.9	618	7897.28
90.1	623	7770.36
92.6	627	7618.55
95.5	633	7508.09
98.9	640	7308.96
103	647	7112.44
107	656	6876.05
112	665	6631.38
118	677	6367.00
125	690	6094.55

133	705	5803.90
142	723	5488.03
153	743	5129.14
165	766	4787.69
179	793	4398.01
195	824	4023.13
213	859	3667.37
235	900	3304.92
260	941	3006.51
289	988	2647.09
325	1040	2300.86
369	1110	1930.85
422	1180	1603.47
487	1260	1316.94
567	1360	1077.39
666	1470	873.50
788	1600	702.46
938	1740	567.95
1120	1910	457.59
1350	2110	367.50
1620	2340	295.78
1960	2600	238.35
2370	2900	194.75
2870	3240	155.35
3470	3640	124.23
4200	4100	97.99
5070	4630	77.25

由预测结果可知，油罐泄漏后伴生油气，在最不利气象条件下，下风向不同距离处油气浓度均未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2。所有关心点也未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2，影响较小。

表 7.6.1-6　事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析					
代表性风险事故情形描述	徐闻 101 站油罐泄漏伴生油气				
环境风险类型	原油泄漏事故				
泄漏设备类型	原油储罐	操作温度/℃	/	操作压力/Mpa	0.101
泄漏危险物质	油气	最大存在量/kg	/	泄漏孔径/mm	10
泄漏速率/（kg/s）	20.2	泄漏时间/min	30	泄漏量/kg	36360
泄漏高度/m	0	泄漏液体蒸发量/kg	3258	泄漏频率	5×10^{-6}/a

事故后果预测					
大气	**危险物质**	**大气环境影响**			
	油气 （最不利气象条件）	**指标**	**浓度值/（mg/m³）**	**最远影响距离/m**	**到达时间/sec**
		大气毒性终点浓度-1	720000	/	/
		大气毒性终点浓度-2	410000	/	/
		敏感目标名称	**超标时间/s**	**超标持续时间/s**	**最大浓度/（mg/m³）**
		东园仔村	未超标	未超标	1360.91
		提塘村	未超标	未超标	0
		南岭村	未超标	未超标	295.78

（2）输油管道泄漏后油气在大气中的扩散影响

表 7.6.1-6　输油管道泄漏下风向油气的轴线浓度预测结果

距离（m）	最不利气象条件	
	浓度出现时间（s）	高峰浓度（mg/m³）
0	353	2706.65
12.4	361	2951.87
21.5	369	3078.17
23.4	382	3188.94
30.4	401	3420.71
41.8	458	3634.67
48.5	509	3748.18
60	533	3528.92
69	586	3414.28
72	590	3430.79
76	601	3394.69
79	620	3244.97
81	628	3113.57
85	643	3020.71
100	651	2928.42
103	659	2744.62
108	666	2354.67
109	708	2270.10
111	717	2081.64
114	732	1700.36
120	756	1614.71
129	774	1524.82
130	780	1457.60
134	799	1318.61
142	803	1164.32
160	811	939.77
172	823	807.68
200	845	810.01
240	858	724.08
286	888	616.30
345	937	534.09
411	967	420.45
453	1020	348.14
483	1270	218.18
502	1390	201.85
699	1640	113.51
821	1720	92.43
1015	1890	70.61
1440	2010	58.61
1620	2330	44.88
1890	2560	36.64
2240	2940	32.17
2800	3150	27.41
3450	3680	21.13
4670	4300	10.93
5000	4500	1.57

由预测结果可知，输油管道泄漏后伴生油气，在最不利气象条件下，下风向不同距离处油

气浓度均未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2。所有关心点也未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2，影响较小。

表 7.6.1-7　事故源项及事故后果基本信息表

风险事故情形分析						
代表性风险事故情形描述		输油管道泄漏伴生油气				
环境风险类型		原油泄漏事故				
泄漏设备类型		输油管道	操作温度/℃	/	操作压力/Mpa	0.101
泄漏危险物质		油气	最大存在量/kg	/	泄漏孔径/mm	50
泄漏速率/（kg/s）		47.7	泄漏时间/min	5	泄漏量/kg	14310
泄漏高度/m		0	泄漏液体蒸发量/kg	1290	泄漏频率	1×10^{-7}/a
事故后果预测						
大气	危险物质	大气环境影响				
	油气（最不利气象条件）	指标	浓度值/（mg/m³）	最远影响距离/m	到达时间/sec	
		大气毒性终点浓度-1	720000	/	/	
		大气毒性终点浓度-2	410000	/	/	
		敏感目标名称	超标时间/s	超标持续时间/s	最大浓度/（mg/m³）	
		东园仔村	未超标	未超标	1120.01	
		提塘村	未超标	未超标	40.54	
		南岭村	未超标	未超标	130.78	

（3）油罐火灾爆炸后次生 CO 在大气中的扩散影响

表 7.6.1-8　油罐火灾爆炸下风向 CO 的轴线浓度预测结果

距离（m）	最不利气象条件	
	浓度出现时间（s）	高峰浓度（mg/m³）
0.5	30	0
1	30	0
2	30	0
3	30	0
4	30	0
5	30	0
6	30	0
7	30	0
8	30	0
9	30	0
10	30	0
20	30	0
30	30	0
40	30	0
50	30	0
60	30	0
70	30	0
80	30	0
90	30	0
100	30	0
110	30	0
120	30	0
130	30	0
140	30	0

150	30	0
160	30	0
170	150	0.002
180	180	0.016
190	180	0.074
200	180	0.25
210	210	0.72
220	210	1.7
230	210	3.5
240	210	6.6
250	240	11.2
260	240	17.7
270	240	26.2
280	270	36.7
290	270	49.3
300	270	63.6
310	270	79.4
320	300	96.4
330	300	114.1
340	300	132.4
350	330	150.7
360	330	168.8
370	330	186.4
380	330	203.3
390	360	219.3
400	360	234.4
410	360	248.3
420	390	261
430	390	272.5
440	390	282.9
450	390	292
460	420	300
470	420	306.9
480	420	312.7
490	420	317.5
500	450	321.4
600	540	322.3
700	600	288.5
800	690	245.4
900	780	198.2
1000	1350	158.7
1100	1380	129.5
1200	1470	110
1300	1560	97.7
1400	1710	89.7
1500	1800	83.8
1600	1980	79
1700	2100	74.8
1800	2130	71
1900	2220	67.6
2000	2400	64.6
2500	2850	52.8
3000	3390	44.8
3500	3780	38.9
4000	3870	33.8

4500	3900	28.3
5000	3900	22

由预测结果可知，油罐火灾爆炸后次生 CO，在最不利气象条件下，到达毒性终点浓度-1 的最远影响距离为 1333.8m，未超过毒性终点浓度-2。对周边关心点东园仔村、提塘村、南岭村均超过相应的毒性终点浓度-1，均未超过相应的毒性终点浓度-2。

表 7.6.1-9　事故源项及事故后果基本信息表

<table>
<tr><td colspan="7">风险事故情形分析</td></tr>
<tr><td>代表性风险事故情形描述</td><td colspan="6">徐闻 101 站油罐火灾爆炸次生 CO</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="6">油罐火灾爆炸次生事故</td></tr>
<tr><td>泄漏设备类型</td><td>原油储罐</td><td>操作温度/℃</td><td>/</td><td>操作压力/Mpa</td><td colspan="2">0.101</td></tr>
<tr><td>泄漏危险物质</td><td>CO</td><td>最大存在量/kg</td><td>/</td><td>泄漏孔径/mm</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td>泄漏速率/（kg/s）</td><td>0.188</td><td>泄漏时间/min</td><td>60</td><td>泄漏量/kg</td><td colspan="2">676.8</td></tr>
<tr><td>泄漏高度/m</td><td>0</td><td>泄漏液体蒸发量/kg</td><td>/</td><td>泄漏频率</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td colspan="7">事故后果预测</td></tr>
<tr><td rowspan="8">大气</td><td>危险物质</td><td colspan="5">大气环境影响</td></tr>
<tr><td rowspan="7">油气
（最不利气象条件）</td><td>指标</td><td>浓度值/（mg/m³）</td><td>最远影响距离/m</td><td colspan="2">到达时间/sec</td></tr>
<tr><td>大气毒性终点浓度-1</td><td>380</td><td>/</td><td colspan="2">/</td></tr>
<tr><td>大气毒性终点浓度-2</td><td>95</td><td>1333.8</td><td colspan="2">1610.7</td></tr>
<tr><td>敏感目标名称</td><td>超标时间/s</td><td>超标持续时间/s</td><td colspan="2">最大浓度/（mg/m³）</td></tr>
<tr><td>东园仔村</td><td>690</td><td>3210</td><td colspan="2">248.3</td></tr>
<tr><td>提塘村</td><td>420</td><td>3480</td><td colspan="2">311.3</td></tr>
<tr><td>南岭村</td><td>630</td><td>3270</td><td colspan="2">280.6</td></tr>
</table>

7.6.2 有毒有害物质在地表水环境中的运移扩散

本项目对地表水环境造成影响的风险事故主要为井喷，多功能罐、管道、拉油罐车泄漏，井喷、泄漏的采出液或伴生气可能产生火灾，根据同类油田现状应急处置措施，发生火灾均就地取沙土或泡沫灭火器灭火，故不会产生消防废水影响周边河流。

1）井喷事故

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流的水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

发生井喷的过程主要是由于泥浆溢流—井涌—井喷，根据钻井施工要求，钻井过程中，井下监控措施监控一旦发现井内泥浆溢流达 1m³ 时报警，达到 2m³ 时马上采取关井措施。且根据

江苏油田近 20 年运行经验，目前未发生过井喷事故，井喷事故发生概率极小。

2）多功能罐、集油管道、拉油罐车等泄漏事故

原油或含油污水泄漏对地表水的影响一般有两种途径，一种是泄漏后直接进入水体（洪水期）；另一种是原油或含油污水泄漏于地表，由降雨形成的地表径流将地面原油或受污染的土壤一起带入水体造成污染。若多功能罐、集油管道、拉油罐车中原油泄漏，进入水体中，可能对水体中水生生物造成影响。薄层油在地表水体中可大大降低水体及动植物对氧的摄取。以石油类为主要污染物的污染源进入水中后，可造成水中生物的大量死亡。在缺氧条件下，河流生物死亡率大大增加。原油或含油污水污染地表水，致使水中多环芳烃浓度超过 0.03～0.1μt/L 时，则对人、水体中的动物有致癌作用。

原油泄漏事故发生时，在非雨天且原油泄漏点距水体较远的前提下，因为原油的黏稠特性，流动缓慢，一般情况下不会直接污染地表水体。事故溢油进入河流水体后，就具有了随水流进行迁移和扩散的特征，在水面形成油膜，并以扩展、扩散、迁移、挥发、溶解、乳化、吸附沉淀、生物降解等不同的形态来运行。油膜的漂移和扩散加大了影响的范围，影响河流下游的水质。溶解到水中的油、沉淀到底泥中的油、吸附在岸边和底泥中的油等对水环境有更长期的影响。

一般研究认为，溢油在水环境介质中的行为大体相同，基本上为在重力、表面张力和自身粘滞性的作用下，发生的水面油膜扩算过程和在河流水流及风力影响下，油膜的扩散漂移过程，同时在破碎乳化作用下，部分油品将溶解在水体中。根据溢油在水体中的表现，油膜扩散计算采用以下计算模式：

（1）油膜扩散计算公式

突发事故溢油的油膜计算采用 P，C，Blokker 公式。假设油膜在无风条件下呈圆形扩展，采用下式：

$$D_t^3 = D_0^3 + \frac{24}{\pi}K(\gamma_w - \gamma_0)\frac{\gamma_0}{\gamma_w}V_0 t$$

式中：Dt——t 时刻后油膜的直径，m；

D0——油膜初始时刻的直径，m；

γw、γ0——水和油品的比重；

V0——计算的溢油量，m^3；

K——常数，本项目油品取 10000/min；

t——时间，min。

以泄漏油大部分或全部进入河流水体为假设前提，进行了泄漏后果预测计算，假设一个多功能罐有效容积内的所有油进入水体中，具体见表 7.6.2-1 和 7.6.2-2。

表 7.6.2-1　泄漏原油油膜扩展纵向直径

泄漏模式	泄漏量/m^3	各时刻（h）油膜扩展纵向直径（m）						
		1/6	1/2	1	2	4	8	12
孔泄漏	32	143	207	260	328	413	521	596

表 7.6.2-2 泄漏原油油膜弥散面积

泄漏模式	泄漏量/m^3	各时刻（h）油膜弥散面积（km2）						
		1/6	1/2	1	2	4	8	12
孔泄漏	32	0.016	0.034	0.053	0.084	0.134	0.213	0.279

由上表可知，在油品泄漏量取 $32m^3$ 情况下，10 分钟后，油品油膜膜的扩展纵向直径可达 1430m，油膜弥散面积可达数 $0.016km^2$；如果油膜能够持续扩散达到 12h，则油膜的扩展纵向直径可达 596m，油膜弥散面积可达到 $0.279km^2$。

①单管线中可能泄漏的油量小于 $32m^3$，拉油罐车容量也小于 $32m^3$，故若管线泄漏或拉油罐车事故对地表水影响小于上述预测结果。

②若发生泄漏事故，及时启动应急预案。少量泄漏时采用吸附棉覆盖吸附地面蔓延的物料，再采用无火花收容工具收集；大量泄漏时，使用筑堤堵截，使用围油栏堵截，采用收油机回收。将事故危害性降到最低。

③营运期在多功能罐区设置围堰，围堰的容积能够容纳单个储罐全部泄漏的原油，并不会产生外溢。储罐储存区底部采用三合土夯实层垫底，再用水泥进行池底及四壁防护，渗透系数小于 $1.0\times10^{-7}cm/s$。

④本次工程在开发运营过程中，应加强管理，杜绝风险事故的发生，消除可能对周边河流产生影响的条件，确保周边水质安全。根据调查可知，江苏油田公司近年来未发生溢油事件对水环境产生明显的污染。

故采取较好的防范措施后发生该类事故的概率较小。项目在运营期必须加强管理，采取必要的防范措施，尽量避免交通事故的发生，降低交通运输造成的影响。

7.6.3 有毒有害物质在地下水环境中的运移扩散

本项目地下水风险等级为二级，根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），

选择适用的解析法预测地下水环境风险，给出风险事故情形下可能造成的影响范围与程度。

地下水预测模型及预测分析详见 6.7 地下水环境影响分析章节。

经预测，正常工况下，项目对地下水的影响较小。非正常工况或事故工况下，污染物在连续渗漏的工况下，如果没有规范水质监测，不及时发现处理，污染物浓度会逐渐增大，并扩大范围。非正常工况下，根据预测结果对周边分布区地下水较敏感区域影响较小。地下水监测井应尽可能布置在距离井场或管道较近的位置，按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ 610-2016）与相关技术规范的要求进行定期监测，以满足监测要求。污染物在进入含水层过程中，会经过阻滞、稀释、扩散等运动，在定期进行水质监测的情况下也不会出现不被发现的数个月内的连续、大量泄漏。项目必须对可能造成地下水污染影响的区域，如采出液或物料运送、储存过程等采取可靠的防渗防漏措施，对设备定期检修，并采取严格的监测措施，防止重大事故或者事故处理不及时污水泄漏对地下水环境造成污染。由于地下水层自净能力有限，几乎不存在自然降解，进入地下水的石油类污染物在污染范围内会对地下水水质产生影响。本次井场多功能罐、输送管线泄漏等预测评价未考虑土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表土层中含有各种离子、有机物和微生物，项目产生的污染源中污染物在通过覆盖层时，污染物在迁移过程中将发生吸附、过滤、离子交换、生物降解等作用而得到不同程度的净化。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。非正常工况，污染物进入地下水环境会对地下水产生一定的影响，需尽量降低非正常事故的发生，平时加强设备及储罐的检修，若发生事故及时响应，多功能罐泄漏等事故情形发生后需及时清理原油及污染的土壤。

7.6.4 井喷事故环境影响分析

（1）事故过程分析

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，大量原油和伴生气从井口敞喷进入环境当中，伴生气在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。伴生气喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有泥浆液柱，因此喷出的伴生气中携带大量的泥浆和岩屑，将危害周围的道路、耕地和植被等。

伴生气的喷射释放速率，将随着井筒内的泥浆液柱压力减少而增大，当井筒内的泥浆喷完后，达到最大喷射释放速度，此时可能形成最大爆炸云团，遇明火就会爆炸。伴生气喷射释放速率变化取决于井的产气速率，释放时间取决于对井喷事故的处理效率和井的产气量等。

本项目所在地区主要为低渗透和超低渗透油藏，具有低丰度、低压、低产的“三低” 特点，本地区发生井喷事故的可能性小，且事故后果对环境空气的影响也较小。

（2）井喷对水体的污染和影响

如井喷喷出的是原油和水的混合物，原油将在水面形成油膜而阻碍水体与大气之间的气体交换，使水质更容易恶化；油类粘附在鱼类、藻类和浮游生物上，致使生物死亡；原油污染还会使水产品品质下降，造成经济损失；若含油废水的排入超过了水体的自净能力，则易形成油污染，这些污染使河流、湖泊水体以及底泥的物理、化学性质或生物群落组成发生变化，从而会降低水体的使用价值，甚至危害到人的健康。

（3）井喷对土壤的污染和影响

若井喷喷出的是原油类混合物，由于原油会迅速渗透到土壤中，杀死土壤中的微生物，从而改变土壤成分，改变地表生态，遭受污染的地区可能在几十年甚至上百年的时间内都会寸草不生。许多研究表明，一些石油烃类进入动物体内后，对哺乳类动物及人类有致癌、致畸等作用。土壤的严重污染会导致石油烃的某些成分在粮食中积累，影响粮食的品质，并通过食物链，危害人类健康。井喷喷出的伴生气点火燃烧时将会对放喷点处及周边的土壤造成严重的危害和影响，一旦出现井喷要及时清理被污染的土壤。

（4）井喷对井场周边声环境的污染和影响

当井喷喷出的伴生气产量较大时，放喷管线喷出的伴生气对空气的蠕动会产生很高的气流噪声。放喷点火后，大量伴生气的燃烧也将引起很大的噪声。离放喷口（即点火处）60~80m进行的噪声测试显示，其值可达 100dB（A）左右。高强度的噪声，不仅严重影响到井场员工和附近村民的身心健康，使其心情烦躁不安，同时也造成井场员工语言交流困难，给抢险施工作业带来不便，并容易造成安全事故，此外也会对放喷点火口周边的家禽造成一定的危害和影响。

（5）井喷对井场周边植物的污染和影响

当井喷发生时，一般都会喷出一定量的钻井液于放喷口周边的农作物上，使农作物受到一定程度的污染，并可能通过食物链而影响到人类健康；对喷出的伴生气进行点火燃烧，将产生强大的热辐射，进而造成热辐射污染，使周边的农作物受到灼伤。

7.6.5 小结

本项目徐闻 101 站油罐泄漏后伴生油气，在最不利气象条件下，下风向不同距离处油气浓度均未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2。所有关心点也未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2，影响较小。徐闻 101 站油罐火灾爆炸后次生 CO，在最不利气象条件下，到达毒性终点浓度-1 的最远影响距离为 1333.8m，未超过毒性终点浓度-2。对周边关心点东园仔村、提塘村、南岭村均超过相应的毒性终点浓度-1，均未超过相应的毒性终点浓度-2。输油管道泄漏后伴生油气，在最不利气象条件下，下风向不同距离处油气浓度均未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2。所有关心点也未超过相应的到达毒性终点浓度-1 与毒性终点浓度-2，影响较小。突发环境事件发生时，应根据实际事故情形、发生时的气象条件等进行综合判断，采取洗消等应急措施减小环境影响，必要时要求周边居民采取防护措施，或及时疏散。

事故状态下，关闭站内雨水管网节流阀，防止事故伴生/次生的泄漏物、污水、消防水直接流入雨水管网，进而进入周边地表水环境。

当油罐发生爆炸，原油泄漏经包气带进入潜水含水层，会在站区范围内污染地下水，根据地下水模拟预测结果显示，污染物在地下水中迁移速度缓慢，项目场地污染物的渗漏/泄漏对地下水影响范围很小，不会影响到区域地下水。

因此，当发生突发情况时，需对土壤及地下水进行及时修复处理。否则随着时间的延迟，污染物随地下水流迁移范围扩散很快，会造成更大区域范围内土壤及地下水的污染。

7.7 风险事故防范措施

7.7.1 大气环境风险防范

1、大气环境风险的防范、减缓措施和监控要求

（1）建设项目建构筑物布置和安全距离严格按照《石油库设计规范》（GB50074-2014）中相应防火等级和建筑防火间距要求来设置项目各生产装置及罐区、建构筑物之间的防火间距。

（2）站区罐组设置 1.30m 高防火堤，满足 1 倍最大罐罐容的要求。

（3）新建油罐上设置了进出油接合管、排污孔、人孔、采光孔、量油孔等附件。油罐进出、口管道均加装金属软管。输油管道穿防火堤及围墙处均加套管保护并采用非燃烧材料填实。罐区输油管道采用无缝钢管地上敷设，过路处采用埋地敷设。管道采用焊接，特殊需要处采用法兰连接，便于检查维修。输油管道上的阀门均采用钢制阀门。

（4）安全仪表

安全仪表包括火灾报警系统、可燃气体检测报警系统、无线智能巡检系统。

在站场网络中设置安监系统工作站，通过协议转换设备，将不同报警系统的报警信号纳入这一系统中，从而完成对各系统的整合，形成监控系统平台。

（5）敞开空间内的泄漏事故发生时，应首先查找泄漏源，及时修补容器或管道，以防污染物更多的泄漏；为降低物料向大气中的蒸发速度，可用泡沫或其他覆盖物品覆盖外泄的物料，在其表面形成覆盖层，抑制其蒸发，以减小对环境空气的影响。易挥发物料发生泄漏后，应对扩散至大气中的污染物采用洗消等措施，减小对环境空气的影响。

（6）火灾、爆炸等事故发生时，灭火过程同时对邻近储罐进行冷却降温，以降低相邻储罐发生联锁爆炸的可能性。同时对扩散至空气中的未燃烧物、烟尘等污染物进行洗消，以减小对环境空气的影响。

2、疏散方式、方法

事故状态下，根据气象条件及交通情况，选择向远离泄漏点上风向进行疏散。疏散过程中应注意交通情况，有序疏散，防治发生交通事故及踩踏伤害。

（1）保证疏散指示标志明显，应急疏散通道出口通畅，应急照明灯能正常使用。

（2）明确疏散计划，由应急指挥部发出疏散命令后，负责应急消防组按负责部位进入指定位置，立即组织人员疏散。

（3）按疏散通道的方向进行疏散。积极配合好有关部门（如公安消防大队）进行疏散工作，主动汇报事故现场情况。

（4）事故现场有被困人员时，疏导人员应劝导被困人员，服从指挥，做到有组织、有秩序地疏散。

（5）正确通报、防止混乱。疏导人员首先通知事故现场附近人员进行疏散，然后视情况公开通报，通知其他区域人员进行有序疏散，防止不分先后，发生拥挤影响顺利疏散。

（6）广播引导疏散。利用广播将发生事故的部位，需疏散人员的区域，安全的区域方向和标志告诉大家，对已被困人员告知他们救生器材的使用方法，自制救生器材的方法。

（7）对疏散出的人员，要加强脱险后的管理，防止脱险人员对财产和未撤离危险区的亲友生命担心而重新返回事故现场。必要时，在进入危险区域的关键部位配备警戒人员。

（8）专业救援队伍到达现场后，疏导人员若知晓内部被困人员情况，要迅速报告，介绍被困人员方位、数量。

3、紧急避难场所

（1）一般选择站区大门前空地及停车场区域作为紧急避难场所，同时需避开事故时的下风向区域。

（2）做好宣传工作，确保所有人了解紧急避难场所的位置和功能。

（3）紧急避难场所必须有醒目的标志牌。

（4）紧急避难场所不得作为他用。

7.7.2 地表水环境风险防范

1、事故废水“三级防控措施”

根据《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013），本项目针对废水排放采取三级防控措施来杜绝环境风险事故对环境的造成污染事件，将环境风险事故排水及污染物控制在站场内。

（1）第一级防控措施

站场罐组建有围堰及其配套基础设施，围堰内地坪标高低于堤外消防道路，围堰内地坪采取混凝土铺装，围堰外设置切换阀门。露天设置的油泵区、阀组区设置围堰。防止污染雨水和轻微事故泄漏造成的环境污染，可将事故废水控制在事故风险源所在区域单元，其中罐区围堰有效容量不应小于其中最大储罐。

（2）第二级防控措施

站场设置应急罐、消防罐，并配套应急水泵。正常生产运行时，打开雨水管道阀门，收集的雨水直接排入雨水管网。事故状态下和下雨初期，打开切换装置，收集的初期雨水和事故消防水泵入空置的应急罐、消防罐内，切断污染物与外部的通道，将污染物控制在站场内，防止重大事故泄漏物料和污染消防水造成的环境污染。

（3）第三级防控措施

库区设置了不燃烧材料的实体围墙，围墙下部 0.5m 高度范围内无孔洞，可进一步将事故废水封堵在站场内。

2、事故废水设置及收集措施

参照《水体污染防控紧急措施设计导则》（中国石化建标[2006]43 号）和《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2013），站场事故应急池总有效容积计算公式如下：

事故池容量 V 总=(V1+V2-V3)+V4+V5

V1—事故一个罐或一个装置物料

V2—事故的储罐或消防水量

V3—事故时可以转输到其它储存或处理设施的物料量

V4—发生事故时必须进入该收集系统的生产废水量

V5—发生事故时可能进入该收集系统的降雨量

事故应急池具体容积大小计算如下：

V1：站区内最大储罐体积 1000m^3，最大暂存量为 850m^3。V1=850m^3。

V2：发生火灾时最不利情况为 1 座 1000m^3 储罐着火。

根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183），并参照《石油库设计规范》（GB 50074），设置固定式消防冷却水系统和固定式低倍数泡沫灭火系统。

1）消防系统设计参数

消防冷却水量按一次火灾最大冷却用水量计算。根据《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183）的有关要求，着火的油罐及距着火油罐 1.5 倍直径范围内的相邻地上油罐，应同时冷却。站场内 1000m^3 储罐与其余储罐之间的距离大于油罐 1.5 倍直径，故火灾情况下邻罐无需同时冷却。

着火罐冷却水供水强度 2.5L/ min·m^2；

保护用水供给时间 6h；

油罐泡沫混合液供给强度 6.0L/min·m^2；

油罐泡沫混合液连续供给时间 60min；

扑灭流散火灾用泡沫枪 1 支 4L/s·支；

泡沫枪连续供给时间 10min。

2）消防用水量计算

经计算，着火罐冷却水流量 10.95L/s，总冷却水流量为 28.46L/s。泡沫灭火系统用水量 11.28L/s，一次火灾用水总流量为 39.74L/s，设计一次灭火所需水量为 460m^3。

3）消防泡沫用量计算

火灾情况下，泡沫混合液计算用量为 6.94L/s，设置 PC8 型泡沫产生器 1 支，设计泡沫混合液用量 8L/s；设 PQ4 泡沫枪 1 支，泡沫混合液用量为 4L/s。一次火灾需泡沫混合液用量 51.2m^3，一次火灾需泡沫液量 1.53m^3，配置泡沫混合液用水量为 49.67m^3。

综上，V2=509.67m^3。

V3：事故时可利用罐区围堰可以作为泄漏物暂存及转输消防废水的设施，徐闻 101 站罐区占地面积 1000m^2，围堰高度 1.3m，则可用的围堰体积约为 1300m^3。V3=1300m^3。

V4：发生事故时无生产废水量进入该系统，V4=0。

V5：发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m^3；（徐闻县平均降雨量 1619mm；多年平均降雨天数 140 天，平均日降雨量 q＝11.56mm，事故状态下站场汇水面积（不含生活区、绿化带）约 11000m^2，计算 V5＝127m^3。

V5＝10qF

q—降雨强度，mm；

F—必须进入事故废水收集系统的雨水汇水面积，ha。

事故池容量：

V 总=(V1+V2-V3)+V4+V5=(850+509.67-1300)+0+127=186.67m^3

经核算，本项目站场需设置容积不小于 186.67m^3 事故应急池，本项目站场拟设置 2 个 100m^3 的应急罐，合计容积 200m^3，用于事故废水暂存，同时配套应急水泵，容积满足本项目事故废水暂存要求。

正常情况下雨水系统的阀门关闭，发生泄漏、火灾或爆炸事故时，泄漏物、事故伴生、次生消防水流入雨水收集系统，紧急关闭雨水总排口，将事故废水泵入应急罐，将泄漏物、消防水截流在雨水收集系统和应急罐，以防事故废水排出厂界。

3、事故废水防控体系

事故状态下，站场内所有事故废水必须全部收集，雨水排口设置紧急切断系统，防止事故废水进入外环境。

（1）消防废水应根据火灾发生的具体物料及消防废水监测浓度，将消防废水及时引入站场内废水处理站处理，站场无法处理该废水时，委托其他单位处理。

（2）如站场污水处理站发生风险事故，可将超标废水引入应急罐，待污水处理站风险事故处理后，可将事故废水按照一定地比例泵入污水处理系统重新进行处理达标后排放，站场无法处理该废水达标时，委托其他单位处理。

7.7.3 地下水环境风险防范

（1）加强源头控制，做好分区防渗。站场各类废物做到循环利用的具体方案，减少污染排放量；工艺、管道设备、污水储存及处理构筑物采取有效的污染控制措施，将污染物跑冒滴漏降到最低限。

按照《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016）、《石油化工工程防渗技术规范》（GB/T50934-2013）的要求做好分区防控，一般情况下应以水平防渗为主，对难以采取水平防渗的场地，可采用垂直防渗为主，局部水平防渗为辅的防控措施。

（2）加强地下水环境的监控、预警。建立地下水环境影响跟踪监测制度、配备先进的监测仪器和设备，以便及时发现问题，采取措施。

（3）加强环境管理。加强站场巡检，对跑冒滴漏做到及时发现、及时控制；做好危废暂存库、装置区地面防渗等的管理，防渗层破裂后及时补救、更换。

（4）制定事故应急减缓措施，首先控制污染源、切断污染途径，其次，对受污染的地下水根据污染物种类、受污染场地地质构造等因素，采取抽提技术、气提技术、空气吹脱技术、生物修复技术、渗透反应墙技术、原位化学修复等进行修复。

7.7.4 各类储罐泄漏事故风险防范措施

本项目徐闻 101 站储油罐设置围堰（尺寸 35*35*1.3m），容积约 1592.5m^3，原油罐最大泄漏量为 645.2t，即 801.5m^3，故围堰的容积能够容纳徐闻 101 站储油罐泄漏的原油；多功能罐区设置围堰（尺寸 14.6*10*0.8m），容积约 116.8m^3，单个多功能罐最大泄漏量为 20.61t，即 25.6m^3，故围堰的容积能够容纳单个多功能罐泄漏的原油；混烃罐区设置围堰（尺寸 31.67*12.31*0.3m），容积约 117m^3，单个混烃罐最大泄漏量为 12.85t，即 16m^3，故围堰的容积能够容纳单个混烃罐泄漏的混烃。储罐底部采用三合土夯实层垫底，再用水泥+环氧树脂层

进行池底及四壁防护，渗透系数小于 1.0×10^{-7}cm/s；徐闻 101 站储油罐设置 ZWW10 型烟雾灭火装置 2 套，同时配以移动式磷酸铵盐干粉灭火器具，装车车位、混烃处理区设置半固定消防冷却水系统，配以移动式灭火器具；混烃罐区设置消防水系统，包括 1 座 350m^3 钢筋混凝土水池，利用消防车给消火栓和泡沫灭火装置供水。

7.7.5 伴生气处理系统风险防范措施

（1）本项目伴生气处理系统严格遵循《石油天然气工程设计防火规范》（GB 50183）、《油田伴生气集输及处理工程设计规范》（SY/T 0007）等标准，合理划分防爆区域，确保设备、仪表、电缆的防爆等级与区域风险匹配；

（2）伴生气处理系统远离居民区、水源地等敏感区域，与周边设施的防火间距满足规范要求；站内设备与办公区、变配电室的间距需独立核算，避免风险叠加。

（3）关键设备（如分离器、压缩机、阀门、压力表）需具备国家认可的资质证书，严禁使用淘汰、非标设备；安全阀、爆破片等安全附件需定期校验，确保起跳压力、泄放量符合设计值。

（4）材料质量管控：管道、法兰、垫片等承压部件需按介质压力、温度、腐蚀性选型，进场前需进行材质复验，避免因材料缺陷导致泄漏。

（5）按《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）和《油田油气集输设计规范》（GB 50350-2015）有关规定，本工程中伴生气处理系统设置了安全放空，放空介质分高低压分别通过管道接入站内放空立管。本项目放空为事故放空，为间歇运行，不需要设置火炬。

7.7.6 钻井井漏预防措施

井漏是钻井过程中钻井液漏入地层的现象，漏层的类型、井漏的严重程度及漏失层位各不相同，因此变化也比较大，井漏主要发生于具有特殊地质结构的油藏区，根据相关统计，这类事故主要发生在具有溶洞、裂隙等不稳定的地层构造区域。

（1）井漏预防措施

1）在泥岩段钻进时要密切关注，预防井壁垮塌和泥浆漏失。主要做好抑制防塌工作；

2）灰岩地层，溶蚀孔洞、裂缝可能发育，漏失可能性大，是防漏堵漏的重点；

3）提高钻井液密度后低压层段和裂缝性地层易漏失，因此应做好防漏、堵漏工作；

4）钻进中，尤其是在提示漏失层位，注意观察钻井液返出和泥浆罐液面情况，一旦发生

井漏，首先观察并测量井漏速度，找准漏失层位，确定井漏类型；

5）钻进中，尤其是在提示漏失层位，注意观察钻井液返出和泥浆罐液面情况，一旦发生井漏，首先观察并测量井漏速度，找准漏失层位，确定井漏类型，做到溢流量 $1m^3$ 发现，$2m^3$ 关井；

6）在防喷管线、节流管汇和压井管汇均采取防堵、防漏、防冻措施，以防井漏泄漏。

7）井队加强巡视检查和坐班制度，专人坐岗观察井口溢流显示和钻井液液面变化，发现溢流、井漏等异常情况立即报告，发现问题及时解决。

（2）井漏产生的次生环境污染防控措施

1）钻井过程中，在易漏地区钻井过程前，在现场储备与井筒容积等量、与在用钻井液密度相同的钻井液，现场储备配制一次堵漏浆的堵漏材料，在产生井漏时及时封堵。

2）发现地面管汇油气泄漏时，根据泄漏位置及时关闭油嘴管汇，关紧切断阀或采油树生产阀门，再对泄漏设备进行维修，并及时封堵泄漏点。

3）根据漏井严重程度，分别采取强行下钻分段压井法、置换法、压回法等措施对钻井液进行处理，产生的废钻井液与其他钻井废液一并处理。

7.7.7 井喷事故风险防范措施

根据江苏油田公司多年来运行情况，尚未发生过井喷事故，本项目考虑不利情况下一旦油井发生井喷，喷出的含油液体可能进入水体，对地表水环境造成污染。

（1）井喷事故风险预防措施

1）完善各井场的环境保护工程和安全工程，及时清除、处理各种污染物，保持安全设施的完好，杜绝火灾爆炸事故的发生，现场配备防喷器、便携式硫化氢监测仪、固定硫化氢检测报警器防止井喷及硫化氢泄漏对周边环境及现场人员的伤害，发生井喷或硫化氢泄漏报警后依据现场污染应急处置预案进行应急放喷处置。

2）钻井工程设计工作中应该充分考虑 H_2S 对人体的中毒危害和对井下钻具、工具、油套管、井口的腐蚀问题，以及对橡胶造成的老化和对钻井液的污染问题。本项目采用新的钻井技术，并采用防止 H_2S 腐蚀的套管，并且设有一系列自动监测、控制、关闭井口的设备，可以实现远程控制，减小井喷发生的可能性。

3）针对具体的每口井制定井喷应急预案，包括针对 H_2S 井喷和放喷点火的具体详细程序

和设备规范，并对相关人员进行井喷应急预案培训。

4）本项目防喷严格执行《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》（SY/T 5225-2019）关于放喷口选址要求。在放喷前，建设单位会对距离井口 300m 范围内的居民临时撤离，并建立警戒点进行 24 小时警戒，严禁居民靠近，以减轻放喷废气对这些居民的影响。

（2）井喷产生的次生环境污染防控措施

1）在井喷失控时，立即迅速启动油田井喷失控应急预案，并按照应急预案实施抢险工作；

2）井喷事故发生后，采取相应措施保护井口装置，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源，关停生产设施，严防井喷着火和事故继续恶化；

3）发生伴生气扩散时，应及时进行井控，争取最短时间控制井喷源头，尽可能切断泄漏源。含 H_2S 伴生气扩散时间短，通过空气流动自然扩散和自然降雨降低空气中 H_2S 浓度，可通过消防车喷雾状水溶解将大气污染物转化为地表水污染物。

7.7.8 油气集输过程中的泄漏事故及处理措施

本项目工程管道主要采用埋地敷设的方式，管道沿线水源地污染控制原则，应坚持“注重源头控制、强化监控手段、污水集中处理、完善应急响应系统建设”的原则，其宗旨是采取主动控制，避免泄漏事故发生。油气集输过程中常见的事故主要有油、水管线及设备因腐蚀而造成油、水泄漏，事故发生时会有大量原油，含油污水溢出，会对水体造成直接污染。为防止原油泄漏对于水体的危害，现提出如下处理措施建议：

（1）管道埋地敷设风险防范措施

1）注重源头控制。主要是在输油管道的工程设计、施工、运行管理等方面采取控制措施，采取严格的防腐措施和强化安全措施，确保管道设计、选材、安装质量，加强运行管理，确保管道安全运行，防止或将原油泄漏的可能性降到最低限度。

2）强化监控手段。采取国内外最先进的、自动化程度高的管线检漏系统，达到实时监控、准确及时报警、快速处理泄漏事故，将事故发生和持续时间控制在最短范围内，避免或将其造成的影响控制在最小范围内。

3）完善应急响应措施。通过监控系统，随时掌握污染信息，污染事故一旦发生，立即启动应急防范措施，减少事故影响。

4）建立巡检制度，严防第三方破坏。

5）若发生意外，管线出现泄漏，应及时进行抢修，若泄漏面积很大，建议采用专用的管道封堵设备，在不停输的情况下进行管道抢修。对泄漏的原油或含油污水应及时组织人力开展清理回收工作，为防止原油或含油污水的任意流淌，应在事故现场就地构筑围堤，开挖含油污水暂存池，减少污水的外泄扩散，尽量缩小被污染的面积。

（2）管道穿越风险防范措施

1）管道穿越沟渠施工时应严格按照《油气输送管道穿越工程设计规范》（GB 50423-2013）的规定。为防止输油管线因腐蚀穿孔而造成原油或含油污水的泄漏，建议对管道壁厚度应该考虑一定的腐蚀余量；对穿跨越工程除增加管壁厚度外，部分工程可采用套管，必要时在套管内的管道还可采用一些保护措施，如带状镁阳极保护等；管线沿线设立阀室，某段管道如需检修时可通过阀室内的截断阀进行截断以进行检修；除此之外，在施工时应该严格把住质量关，对管道进行探伤、试压等措施，运行中检测车定期对管道进行防腐情况的预检测，发现问题及早进行检修。

2）管线穿越沟渠处均设置管道标志桩、警示牌。加大巡线频率，提高巡线的有效性；每天检查管道施工带，查看地表情况， 并关注在此地带的人员活动情况，发现对管道安全有影响的行为，应及时制止、采取相应措施并向上级报告。

3）维抢修单位和地方政府环境应急部门密切配合，做好溢油控制准备工作，若一旦发生漏油事故，应立即启动事故应急预案，将事故影响降至最低程度。

4）强化监控手段。采取先进的管线检漏、报警系统，达到实时监控、准确及时报警、快速处理泄漏事故，将事故发生和持续时间控制在最短范围内，避免或将其造成的影响控制在最小范围内。

（3）管线泄漏产生的次生环境污染防控措施

穿越管线外部均有套管保护，套管采用螺纹缝埋弧焊钢管，保护套管外防腐采用 3PE 复合防腐层。穿越管段两端有闸井，有闸门控制。且每年都对这些管段进行壁厚检测，如发现问题都能及时进行更换。截止目前，使用此工艺的管段未发生一起污染事故。

1）井场单井管线泄漏可在事故发生后 10min 内切断阀门，停止采油井与输油管道的输送，并对现场采出液进行围堵；

2）溢油进水体围控：a）紧急就近调运水面溢油防治设施到达溢油现场，若暂无防治设施

时，要及时用砂袋堵截，引流，筑起坝堰，防止溢油流入其他水体；b）组织船只，布放围油栏，对泄漏油品进行围堵，密切注意是否有可能因破口不明、或水流变化及其他原因而导致已受控原油出现外溢，若发生该情况则迅速调整围油的方向与位置；c）根据现场水文、气候等情况，预测溢油漂移路径，在溢油带下游布设一道或多道围油栏进行围控，优先防控水源保护区或自然保护区域；d）若天气恶劣，无法布放围油栏，应做好溢油监视监测预报，确定溢油的去向。当天气变好，水流变小时则在下游布放围油栏。

3）陆上溢油围控：a）迅速将溢油控制在已污染的范围内，一旦出现无法控制的局面，应利用低洼地形汇集，或进行堵截，引流至环境相对不敏感、污染易清除，损失较小的地带，使溢出的油品局限在这一区域内；b）利用已有沟渠因势利导防止外流或外溢，同时注意避开高经济养殖区、高经济作物区、有一定使用功能的水域，将溢油集中到某一区域范围内。若泄漏物是四散而流，则在泄漏点周围挖掘环型沟槽，然后收集、转移。

7.7.9 采出液运输中的事故及处理措施

本项目采出液主要采用管网集输的方式输送，采出液经集输管网通过外包伴加热管使油保持一定的温度及流动性，最终至徐闻 101 站；较偏远的井场采出液则采用单井拉油的方式输送，采出液由油罐车拉至相应站场。采出液采用管道输送，与其它运输方式如公路、铁路运输和水运相比，管道输送具有安全、可靠及污染小的特点。

油田运油的油罐车均选用的较先进的运输车，除具有全密闭、自动加热、保温等功能外，还具有液压装置，杜绝了运输除中的跑、冒、滴、漏现象，运输过程采取以下防范措施：

（1）合理规划运输路线及运输时间，运输路线尽量避让水体。

（2）在危险品运输过程中，一日发生意外，在采取应急处理的同时，迅速报告公安机关和生态环境等有关部门，疏散群众，防止事态进一步扩大，并积极协助前来救助的公安、交通和消防人员抢救伤者和物资，使损失降低到最小范围。

（3）车辆驾驶员，在出车前必须检查防毒、防护用品和检查是否携带齐全有效，在运输途中发现泄漏时应主动采取处理措施，防止事态进一步扩大，在切断泄漏源后，应将情况及时向当地公安机关和有关部门报告，若处理不了，应立即报告当地公安机关和有关部门，请求支援。

（4）运输时运输车辆应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。夏季最好

早晚运输。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂等混装混运。运输途中应防曝晒、雨淋，防高温。中途停留时应远离火种、热源、高温区。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。公路运输时要按规定路线行驶，勿在居民区和人口稠密区停留。

7.7.10 多功能罐破损事故防范措施

拉油井场设置多功能罐，在多功能罐中的采出液发生泄漏时，可进入井场多功能罐设置的围堰中，确保事故泄漏不向外环境逸散，日常运行中，应采取以下防范措施：

（1）加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

（2）按规定进行设备维修、保养，及时更换易损及老化部件。

（3）多功能罐有液位计，每天进行巡检。

（4）井场设有远程监控系统，一旦泄漏、火灾均可及时发现。

（5）根据储罐及埋地管线所处的不同环境，采用相应的涂层防腐体系。

（6）应急处理过程中产生的溢流运到徐闻 101 站进罐贮存；应在规定的地点清洗水面溢油防治设施，确保产生的污水经处理达标后排放；委托有资质单位对使用过的吸油毡等油污废弃物进行无害处理。

7.7.11 采出液火灾爆炸风险防控措施

本项目采出液含水率较低，具有发生火灾爆炸的可能性，具体防控措施如下。

（1）油区已经建设投运生产管理信息系统，系统主要由生产指挥中心计算机系统、站场控制系统、可燃气体报警系统、井场 RTU 系统、通信系统等构成。本工程的所有信号均通过站控系统和井场 RTU 系统一并纳入现有生产管理信息系统。在徐闻 101 站与徐闻 6-3 井场设置规模适宜的小型站控系统，完成站场工艺设备自动控制和数据采集。在徐闻 101 斜井场和徐闻 101-7 井场设置 RTU 系统，完成井场设备自动控制和数据采集。站控系统、RTU 数据接入油田工控网，接入 PCS、EPBP。

（2）本项目徐闻 101 站设置设置半固定消防给水系统，通过消防车加压，对装卸区、混烃处理区实施消防冷却，站内各区域配移动式灭火器具（8 具推车式磷酸铵盐干粉灭火器 MFTZ/ABC50、26 具手提式磷酸铵盐干粉灭火器 MFZ/ABC8）。

7.7.12 运营期作业废水运送过程事故风险防控措施

本项目营运期井下作业废水收集后由罐车就近拉运至徐闻101站集中处理系统进行处理，针对运输过程中可能产生的环境风险事故，本项目需做好以下风险防范措施：

（1）源头污染防控措施

①装载设备管控

选用耐腐蚀、抗老化、防渗性能达标的专用罐车，罐体材质符合《石油化工工程防渗技术规范》要求，渗透系数≤1.0×10^{-10}cm/s。

罐车配备双重密封装置（主密封+应急密封），装车后进行压力测试，确保无滴漏；罐体设置防溢流装置，装载量不超过罐体容积的95%。

②装车作业规范

井场装车点划定为重点污染防治区，地面采用“混凝土防渗层+ HDPE膜”双重防渗结构，混凝土强度等级≥C25、抗渗等级≥P6，厚度≥100mm。

装车区域设置导流沟，收集装车过程中散落的废水，严禁直接渗入土壤。

（2）运输过程风险管控

①车辆与人员管理

罐车需办理危险货物运输资质，定期进行防腐检测和维护，每年至少开展1次全面检修，重点检查罐体焊缝、阀门、管道等关键部位。

驾驶员和押运员必须经专业培训考核合格，熟悉废水特性、应急处置流程，持证上岗；每季度开展 1 次环保安全再培训。

②运输路线与监控

避开饮用水水源地、湿地、水产保护区等水环境敏感目标，优先选择硬化道路行驶，制定固定运输路线并报环保部门备案。

罐车安装GPS定位系统、视频监控及实时泄漏监测装置，监测指标包括罐体压力、液位及周边土壤电导率，数据实时上传至企业环境管理平台，异常情况自动报警。

③敏感路段防控

敏感路段运输时间避开暴雨、强风等恶劣天气。

（3）接收处置衔接措施

①到站核验流程

罐车到站后，核查运输单据（废水类型、数量、出发时间等），同步检测废水pH值、油含量等关键指标，与装车前数据比对，确认无污染变质后再卸车。

卸车区域设置防渗围堰（高度≥1.2m），围堰内地面坡向集水坑，配备沙袋等应急物资，防止卸车过程中泄漏扩散。

②密闭卸车作业

采用密闭式快速接头连接罐车与处理系统管道，卸车过程全程监控，严禁敞口作业；卸车后对罐体内壁进行清洗，清洗废水纳入污水处理系统一并处理。

③转移联单管理

建立“井场—运输—站场”全程转移联单制度，记录废水产生量、装车量、运输时间、卸车量、处理结果等信息，联单保存期限不少于 3 年。

7.7.13 环境风险防控和应急管理制度

本项目须按照《企业突发环境事件隐患排查和治理工作指南（试行）》（环境保护部公告 2016 年第 74 号）相关要求开展自查，综合排查以江苏油田为单位开展全面排查，一年不少于一次，日常排查以站场为单位，一月不少于一次，专项排查以技术部门为单位，根据需要不定期开展排查；企业应根据排查结果建立隐患和整改清单。

江苏油田每年按《中国石化突发环境事件风险评估指南》开展环境风险源识别与评估。二级单位在每年 10 月 20 日前完成本单位识别与评估工作，形成年度环境风险源清单，编制环境风险源评估报告，并上报安全环保部。江苏油田在每年 11 月 20 日前汇总完成年度一级环境风险源清单，编制环境风险源评估报告，并上报油田勘探开发事业部。

具体应急管理制度如下：

（1）岗位有详细的操作规程，现场操作严格按操作规程执行。通过现场巡检、视频监控等手段进行监控，发现问题和隐患及时消除。

（2）定期开展隐患排查工作，对发现的安全环保隐患投入资金进行治理；

（3）定期进行安全环保检查。及时发现事故隐患，堵塞事故漏洞，防患于未然；建立安全环保检查制度，厂督察队每月开展安全环保督查工作，雨季汛期等特殊时期开展专项检查工作。

（4）强化安全环保生产教育。企业所有职工必须具备安全环保生产基本知识，必须接受安全环保生产知识教育和安全知识培训，熟知生产的各个环节、各个流程、生产危险区域及其安全防护的基本知识和注意事项、机械设备运转的有关知识、环保设施设备的正常运转知识、有关消防知识、消防器材知识、有关有毒气体知识、个人防护用品使用知识等。

（5）各基层单位配备环保监督员；主要负责人和安全生产管理人员接受有关主管部门的安全生产知识和管理能力考核，合格后方可任职。

（6）严格执行危险化学品安全管理制度，落实安全责任制，加强安全管理。

（7）严格工艺管理，严格执行操作规程，严格执行交接班制度、设备维护保养制度等生产管理制度。确保设备设施的稳定安全运行，减少和预防事故的发生。

（8）工作人员严格按照规程进行操作，并按照要求穿工作服和使用劳动防护用品；电气检修时应穿绝缘靴、戴绝缘手套等；对防毒面具等劳保用品应定期检测，以确保其有效性；

（9）通过多种形式将环境污染事故的危害、救援避难知识、应急预案的内容、应急报告电话等告知单位员工，要开展普及教育，增强员工风险防范意识和事故应急能力。

（10）每年定期进行设备检验和维修，保证设备、设施、器材的能够有效使用。

7.8 事故应急措施

7.8.1 采出液泄漏应急处置措施

本项目泄漏源主要为多功能罐或管道、阀门、法兰产生的泄漏，切断污染源的方法首先是堵漏，即通过修补材料阻止进一步泄漏，常用的堵漏方法见表 7.8.1-1；其次是阻断溢油源，关闭产生溢油事件的各种阀门，更换管线或转移储运设施内的油品，并由罐车送至联合站处理，溢油事件应急处置措施见表 7.8.1-2，火灾/爆炸及伴生事件应急处置措施见表 7.8.1-3。多功能罐采出液泄漏进入围堰，单井输油管线直径仅 60mm，泄漏量较小，且流动性较差，采取以上措施可将泄漏影响控制在井场内或管线周边一定范围内，避免陆上泄漏进入地表水体。

表 7.8.1-1 常用的堵漏方法

部位	形式	方　　法
罐体	砂眼	使用螺丝加黏合剂旋进堵漏
	缝隙	使用外封式堵漏袋、堵漏夹具、金属堵漏锥
	孔洞	使用各种木楔、堵漏夹具、粘贴式堵漏密封胶
	裂口	使用外封式堵漏袋、粘贴式堵漏密封胶
管道	砂眼	使用外封式堵漏袋、金属封堵套管、堵漏夹具、
	缝隙	使用外封式堵漏袋、金属封堵套管、堵漏夹具、
	孔洞	使用各种木楔、堵漏夹具、粘贴式堵漏密封胶
	裂口	使用外封式堵漏袋、粘贴式堵漏密封胶
阀门		使用阀门堵漏工具组、注入式堵漏胶、堵漏夹具
法兰		使用专用法兰夹具、注入式堵漏胶堵漏

表 7.8.1-2 运输过程泄漏到周边水体事件引发的环境污染应急处置措施

序号	工作内容		处置措施
1	处置要点		1）阻断溢油源，控制油污染的扩散； 2）优先防控水源保护区或自然保护区域。
2	处置措施	阻断溢油源	迅速果断阻断溢油源，关闭产生溢油事件的各种阀门，更换管线或转移储运设施内的油品。
		溢油的围控	1）水面溢油围控 a）紧急就近调运水面溢油防治设施到达溢油现场，若暂无防治设施时，要及时用砂袋堵截，引流，筑起坝堰，防止溢油流入其他水体； b）组织船只，布放围油栏，对泄漏油品进行围堵，密切注意是否有可能因破口不明、或水流变化及其他原因而导致已受控原油出现外溢，若发生该情况则迅速调整围油的方向与位置； c）根据现场水文、气候等情况，预测溢油漂移路径，在溢油带下游布设一道或多道围油栏进行围控，优先防控水源保护区或自然保护区域； d）若天气恶劣，无法布放围油栏，应做好溢油监视监测预报，确定溢油的去向。当天气变好，水流变小时则在下游布放围油栏。 2）陆上溢油围控 a）迅速将溢油控制在已污染的范围内，一旦出现无法控制的局面，应利用低洼地形汇集，或进行堵截，引流至环境相对不敏感、污染易清除，损失较小的地带，使溢出的油品局限在这一区域内； b）利用已有沟渠因势利导防止外流或外溢，同时注意避开高经济养殖区、高经济作物区、有一定使用功能的水域，将溢油集中到某一区域范围内。
		应急监测	a）水上溢油应急监测 进行溢油围控的同时，组织船只对溢油水域的上游、溢油水域、下游进行应急监测，包括现溶解氧等现场项目检测、取样、室内检测等。应急监测频次在应急救援期间不低于 1 次/4 小时，以便随时掌握水质变化情况，恢复生产后不低于 1 次/24 小时，直至污染区域水质稳定。 b）陆上溢油应急监测 进行溢油围控的同时，进行污染区域土壤布点、取样、室内检测。布点至少应涵盖重污染、轻污染和未污染三个区域，其中重污染区域取样点位不少于 3 个，轻污染区域取样点位不少 2 个。
		水面溢油的回收清除	a）在溢油的初期，所有船舶、清污人员应尽量处于浮油的上风，关闭设施、船上不必要的进风口，消除所有可能的火源，采取措施防止易燃气体进入设施内部和居住舱室、机舱等处。 b）在大规模溢油的初期，禁止任何人和船舶进入浮油区域内，清污工作应在浮油的边缘地区，在浮油经过一定时间的自然挥发后，方可进入浮油区域内进行清污作业。 c）水面上的溢油经过围截之后，视现场具体情况可用撇撇油器法、吸附剂法等不同方式进行回收清除。 d）岸线的油污应根据不同情况采用适当方法铲除或清刷。
		陆上溢油的回收清除	陆地上的油污尽可能不用化学方法回收清除。
		回收的溢油及油污废弃物的处置	a)将回收的溢油运到徐闻 101 站进入流程处理或进罐贮存。 b)应在规定的地点清洗水面溢油防治设施，确保产生的污水经处理达标后排放。 c)对使用过的吸油毡等油污废弃物进行无害处理。

表 7.8.1-3 火灾/爆炸及伴生事件应急处置措施

序号	工作内容		处置措施
1	处置要点		1）采取有效措施，尽快切断污染源； 2）迅速撤离火灾/爆炸事件污染区人员至安全地方（如上风向处）。
2	处置措施	切断污染源	迅速果断切断污染源，关闭产生原油输送阀门，转移未燃的原油。
		环境检测	迅速检测伴生有毒气体的浓度及扩散范围；测定现场风力和风向，了解事发地地形地貌、气象条件，村庄、学校、单位等人员密集场所分布等情况。
		疏散人员	迅速组织搜寻营救遇险和被困人员，疏散污染区和污染区下风向人员至安全区域。
		污染物控制	1）以 2-3 人为一小组占领上风或侧风阵地，在火灾尚未扩大到不可控制之前，使用移动式灭火器控制火灾，时间不宜超过 5 分钟。 2）开启泡沫消防炮、消防栓等消防设施。 3）专业消防队到达火场后，服从消防指挥人员的组织指挥。 4）火灾扑灭后，派人留守现场，消灭余火。
		应急监测	对污染区域和污染下风向区域进行应急监测，污染区域监测频次不低于 1 次/小时，直至空气中有毒气体浓度下降到无危险浓度；监测时应根据气象条件和监测数据预测污染扩散强度、速度和影响范围，为处置措施及时提供数据支持。 配合地方环保主管部门做好大气、水、土壤的应急监测工作。

7.8.2 危险废物管理过程突发环境事件应急措施

主要考虑油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料等危险废物在转运过程中发生渗漏或者破损。

泄漏量较小时，对泄漏点进行堵漏，或者将泄漏点朝上放置，用沙土覆盖清理，清理后的砂土作为危废委托有资质单位处置；

泄漏量较大，封锁现场，用沙土简单处理，如周边有水沟，立即切断下游闸门，放止污染水体，清理后的废物作为危废委托有资质单位处置。

7.8.3 场地污染事件的应急处置措施

7.8.3.1 收集泄漏原油

根据原油泄漏位置与泄漏量，在原油泄漏的下游低洼处，修筑集油池同时开挖导油沟，将泄漏原油汇集至集油池中，用防爆泵或真空抽油机对原油进行回收。集油池和导油沟内应敷设防渗塑料布。

7.8.3.2 清运处置污染土壤

彻底挖掘和收集被泄漏原油污染的土壤，委托具有相关资质的单位进行安全处置。

7.8.3.3 土壤污染修复

针对原油污染后的场地修复，采用生物修复或联合修复的方式对污染的土壤进行修复。

（1）生物修复

通过生物降解的方法进行油污染场地的修复，包括微生物修复、植物修复以及动物修复三类。生物修复不会对环境产生二次污染，缺点是修复时间长，降解速度慢。

（2）联合修复

由于原油污染场地的复杂性和单一修复方法的不足，采用多种修复技术联合进行原油污染场地的修复。如微生物—植物—动物联合修复、光降解—生物联合修复等，均可以达到缩短修复周期，提高修复效果的作用。

7.8.3.4 地下水污染修复

对于原油污染地下水的修复，按修复方式可分为异位修复和原位修复两类。

（1）原油污染地下水原位修复

在不破坏环境结构的前提下，对污染原始场地进行修复。主要的原油污染地下水原位修复技术包括监测自然衰减修复技术、渗透性反应墙修复技术、空气曝气修复技术和生物曝气修复技术。相对于异位修复，原位修复对环境影响小，成本低等特点。

（2）原油污染地下水异位修复

抽出处理技术被广泛应用到异位修复中，利用泵将地下水中受到污染的部分抽出到地表，经污水处理单元净化后，再回灌入地下水层中，如此往复循环，达到对原油污染地下水的修复。

7.8.4 与地方环境应急机构的衔接

油田所在区县生态环境局负责全县突发环境事件监测预警、预防与应急准备、应急处置的组织、协调、指导和督促等工作。当本企业出现突发环境事件，且事故的危害程度和影响范围在企业范围内时，应先启动本企业相应的应急预案。只有当突发环境事件的影响范围已超出企业控制能力范围之外，企业无法控制影响事故态势时，须及时上报区县突发环境事件应急指挥中心，应急指挥中心在接到报警后启动徐闻县突发环境事件应急预案。

政府部门成立现场应急指挥部后，企业应急指挥部移交事故现场指挥权，将相关情况向政府部门现场指挥部汇报，协助制定应急处置方案。

企业应急指挥部服从政府部门现场指挥部领导，指挥企业内部应急小组按各自职责与现场处置方案配合政府部门进行应急处置。

7.9 突发环境事件应急预案编制要求

为了在发生突发环境事件时，能够及时、有序、高效地实施抢险救援工作，最大限度地减少人员伤亡和财产损失，尽快恢复正常工作秩序，建设单位应按照《企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）》（环发[2015]4 号）等文件的要求编制全厂突发环境事件应急预案并进行备案，应充分利用区域安全、环境保护等资源，建立应急救援体系，确保应急预案具有针对性和可操作性，本项目应急预案应与徐闻县应急预案相衔接，将区域内可供应急使用的物资统计清楚，并保存相应负责人的联系方式，项目一旦发生事故，机动调配外界可供使用的应急物资，最短时间内控制事故，减小环境影响。

该应急预案中明确须适用范围、环境事件分类与分级（分为三级，一级为社会级环境事件、二级为公司级环境事件、三级为车间级环境事件）、组织机构与职责、监控与预警、应急响应方式、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容。环境风险应急预案主要内容见下表。

表 7.9.1-1　应急预案内容

序号	项目	内容及要求
综合预案		
1	总则	明确编制目的、编制依据、适用范围、预案体系、 工作原则等。
2	组织机构及职责	依据企业的规模大小和突发环境事件危害程度的级别，设置分级应急 救援的组织机构，并明确各组及人员职责。
3	监控预警	明确对环境风险源监控的方式、方法以及采取的预防措施。结合事件 危害程度、紧急程度和发展态势，说明预警信息的获得途径、分析研 判的方式方法， 明确预警级别、预警发布与解除、预警措施等。
4	信息报告	明确信息报告时限和发布的程序、内容和方式。
5	环境应急监测	制定不同突发环境事件情景下的环境应急监测方案。
6	环境应急响应	明确分级应急响应程序、应急启动、应急处置措施。
7	应急终止	明确应急终止的条件、程序和责任人，说明应急状态终止后， 开展跟 踪环境监测和评估工作的方案。
8	事后恢复	明确现场污染物的后续处置措施以及环境应急相关设施、设备、场所的维护措施，开展事件调查和总结。
9	保障措施	根据环境应急工作需求确定相关保障措施，包括经费保障、制度保障、应急物资装备保障、应急队伍保障、通信与信息保障等。
10	预案管理	明确环境应急预案培训、演练、评估修订等要求。
专项预案		
11	总体要求	结合企事业单位生产情况，针对某一种或多种类型突发环境事件制定专项预案。
12	突发环境事件特征	说明可能发生的突发环境事件的特征。
13	应急组织机构	明确事件发生时，应负责现场处置的工作组、成员和工作职责。

14	应急处置程序	明确应急处置程序，宜采用流程图、路线图、表单等简明形式，可辅 以文字说明。
15	应急处置措施	说明应急处置措施，应包括污染源切断、污染物控制、污染物消除、 应急监测及应急物资调用等。
现场处置预案		
16	总体要求	结合已识别出的重点环境风险单元，制定现场处置预案。
17	环境风险单元特 征	说明环境风险单元所涉及环境风险物质、生产工艺、环境风险类型及 危害等特征。
18	应急处置要点	针对环境风险单元的特征， 明确污染源切断、污染物控制、应急物资 调用、信息报告、应急防护等要点。
19	应急处置卡	针对环境风险单元中重点工作岗位编制应急处置卡，明确环境风险物 质及类型、污染源切断方式、信息报告方式、责任人等内容。

7.10 应急监测

中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司在物料泄漏、火灾/爆炸事故导致突发环境事件发生时委托有资质的环境监测机构进行应急监测。待有资质的环境监测机构派出的监测小组到达时，由此监测小组负责对事故现场进行监测，查明污染物的浓度和扩散情况，根据当时风向、风速，判断扩散的方向和速度，并对泄漏下风向扩散区域进行监测，确定结果，监测情况及时向应急指挥部报告。厂内环境监测人员协助专业监测队伍完成应急监测。

7.10.1 地表水环境污染事故监测

根据以上分析，中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司运行过程可能的地表水环境污染事故主要为采出液或原油泄漏进入附近水体造成地表水环境污染。因此，根据水环境污染事件影响范围、水特征污染物性质，制定中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司发生突发环境事故后地表水环境监测方案，包括监测点位、因子、频次等，地表水环境应急监测方案见表7.10.1-1。

表 7.10.1-1 地表水环境应急监测方案

编号	事故类型	监测点布设	监测因子	监测频次
1	采出液泄漏	水体纳污点 30-50m 处布设污染控制点，在水体上游 100m 处布设对照点；在下游 100 米、200 米、500 米、1000 米处布设监测点	石油类、COD	按照事故持续时间决定监测时间，根据事故严重性确定监测频次。一般情况下每 4 小时取样一次。随事故控制减弱，适当减少监测频次。事故结束 2 次/天。

7.10.2 地下水环境污染事故监测

根据以上分析，中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司运行过程可能的地下水环境污染事故主要为原油泄漏进入地下水造成地下水环境污染。因此，根据水环境污染事件影响范围、水特征污染物性质，制定中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司发生突发环境事故后地下

水环境监测方案，包括监测点位、因子、频次等，地下水环境应急监测方案见表 7.10.2-1。

表 7.10.2-1 地下水环境应急监测方案

编号	事故类型	监测点布设	监测因子	监测频次
1	原油泄漏	根据地下水流向，在事故发生地周围上下游各布 1 个点	石油类、COD	按照事故持续时间决定监测时间，根据事故严重性确定监测频次。一般情况下每 2 天监测 1 次，随事故控制减弱，适当减少监测频次。

7.10.3 大气环境污染事故监测

根据以上分析，中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司运行过程可能发生的大气环境污染事故主要包括：①火灾/爆炸事故燃烧产生的二氧化硫和一氧化碳进入大气环境造成大气污染；②原油泄漏导致挥发组份进入大气环境造成污染。因此，根据大气环境污染事件影响范围、特征污染物性质，制定中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司发生突发环境事故后大气环境监测方案，包括监测点位、因子、频次等，大气环境应急监测方案见表 7.10.3-1。

表 7.10.3-1 大气环境应急监测方案

事故类型	监测点布设	监测因子	监测频次
火灾爆炸引发二次污染	根据当时风向、风速，判断扩散的方向、速度，在下风向主轴线以及两边扩散方向的警戒线上布设 3 个监测点，取下风向影响区域内主要的敏感保护目标和影响范围线上，设置 1~3 个监测点，对泄漏气体或燃烧产物下风向扩散区域进行监测。	SO_2、CO、NO_2	按照事故持续时间决定监测时间，根据事故严重性决定监测频次。一般情况下每 2 小时监测 1 次，随事故控制减弱，适当减少监测频次。

7.10.4 土壤环境污染事故监测

根据以上分析，中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司可能发生的土壤环境污染事故主要是由于原油泄漏进入土壤环境造成土壤污染。因此，根据污染物的颜色、印渍和气味以及结合考虑地势、风向等因素初步界定污染事故造成的土壤污染范围，制定中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司发生突发环境事故后土壤环境监测方案，包括监测点位、因子、频次等，土壤环境应急监测方案见表 7.10.4-1。

表 7.10.4-1 土壤环境应急监测方案

编号	事故类型	监测点布设	监测因子
1	原油、油泥油砂泄漏	不少于 5 个采样点，分层采样，近事故发生点采样较密、较深，离事故发生点较远处采样较疏、较浅。	石油类

7.11 结论

本项目的环境风险值水平与同行业比较是可以接受的。企业应设立风险防范措施，最大限度防止风险事故的发生并进行有效处置，结合企业在下一步设计、运营过程中不断制定和完善

的风险防范和应急措施，将发生环境风险的可能性降至最低。在各环境风险防范措施落实到位的情况下，将可大大降低本项目的环境风险，最大程度减少对环境可能造成的危害。

本次环境风险评价完成后，对环境风险评价主要内容与结论进行自查，详见下表。

表 7.11-1　环境风险评价自查结果

<table>
<tr><th colspan="2">工作内容</th><th colspan="8">完成情况</th></tr>
<tr><td rowspan="8">风险调查</td><td rowspan="2">危险物质</td><td>名称</td><td colspan="3">原油</td><td colspan="2">伴生气</td><td colspan="2">干气、混烃</td></tr>
<tr><td>存在总量/t</td><td colspan="3">1154.05</td><td colspan="2">33.78</td><td colspan="2">12.85</td></tr>
<tr><td rowspan="6">环境敏感性</td><td rowspan="2">大气</td><td colspan="5">500m 范围内人口数/人</td><td colspan="4">5km 范围内人口数/万人</td></tr>
<tr><td colspan="7">每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）</td><td colspan="2">/ 人</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地表水</td><td colspan="4">地表水功能敏感性</td><td>F1 □</td><td>F2□</td><td colspan="2">F3 ☑</td></tr>
<tr><td colspan="4">环境敏感目标分级</td><td>S1□</td><td>S2 □</td><td colspan="2">S3 ☑</td></tr>
<tr><td rowspan="2">地下水</td><td colspan="4">地下水功能敏感性</td><td>G1 ☑</td><td>G2 □</td><td colspan="2">G3□</td></tr>
<tr><td colspan="4">包气带防污性能</td><td>D1☑</td><td>D2 □</td><td colspan="2">D3□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">物质及工艺系统危险性</td><td>Q 值</td><td colspan="3">Q<1 □</td><td colspan="2">1≤Q<10☑</td><td>10≤Q≤100□</td><td>Q≥100 □</td></tr>
<tr><td>M 值</td><td colspan="3">M1□</td><td colspan="2">M2 ☑</td><td>M3 □</td><td>M4 □</td></tr>
<tr><td>P 值</td><td colspan="3">P1□</td><td colspan="2">P2 □</td><td>P3 ☑</td><td>P4□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="3">环境敏感程度</td><td>大气</td><td colspan="4">E1 ☑</td><td colspan="3">E2□</td><td>E3□</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="4">E1□</td><td colspan="3">E2□</td><td>E3☑</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="4">E1 ☑</td><td colspan="3">E2□</td><td>E3□</td></tr>
<tr><td colspan="2">环境风险潜势</td><td colspan="2">Ⅳ+□</td><td colspan="2">Ⅳ □</td><td colspan="2">Ⅲ☑</td><td>Ⅱ □</td><td>Ⅰ □</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价等级</td><td colspan="3">一级□</td><td colspan="3">二级☑</td><td colspan="2">三级□</td><td>简单分析□</td></tr>
<tr><td rowspan="3">风险识别</td><td>物质危险性</td><td colspan="5">有毒有害☑</td><td colspan="4">易燃易爆☑</td></tr>
<tr><td>环境风险类型</td><td colspan="3">泄漏☑</td><td colspan="6">火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放☑</td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="4">大气☑</td><td colspan="3">地表水☑</td><td colspan="2">地下水☑</td></tr>
<tr><td colspan="2">事故情形分析</td><td colspan="3">源强设定方法☑</td><td colspan="3">计算法□</td><td colspan="2">经验估算法□</td><td>其他估算法□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">风险预测与评价</td><td rowspan="2">大气</td><td>预测模型</td><td colspan="5">SLAB☑</td><td>AFTOX☑</td><td>其他□</td></tr>
<tr><td>预测结果</td><td colspan="7">大气毒性终点浓度-1 最大影响范围 /m</td></tr>
<tr><td>地表水</td><td colspan="8">大气毒性终点浓度-2 最大影响范围/m</td></tr>
<tr><td>地下水</td><td colspan="8">最近环境敏感目标 / ，到达时间 /h</td></tr>
<tr><td colspan="2">重点风险防范措施</td><td colspan="8">下游厂区边界到达时间 /d</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="8">最近环境敏感目标 / ，到达时间 /d</td></tr>
<tr><td colspan="2">注：“□”为勾选，“_____”为填写项</td><td colspan="8">拟建项目已从大气、事故废水、地下水等方面明确了防止危险物质进入环境及进入环境后的控制、消减、监测等措施，提出风险监控及应急监测系统，以及建立与园区对接、联动的风险防范体系</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论与建议</td><td colspan="8">综上分析可知建设项目环境风险可实现有效防控，但应根据拟建项目环境风险可能影响的范围与程度，采取措施进一步缓解环境风险，并开展环境影响后评价。</td></tr>
</table>

8 环境保护措施及其可行性论证

8.1 施工期环境保护措施论证

8.1.1 废水污染防治措施

本项目施工期产生废水主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、管道试压废水和施工人员生活污水等。对施工过程中产生的废水采取以下收集与处置措施。

（1）废水减量化措施

本项目钻井采用“泥浆不落地”工艺，对钻井废水尽可能实现循环利用。“泥浆不落地”工艺即随钻随治工艺，工艺原理见图 8.1.1-1，钻井泥浆不落地处理工艺为固液分离压滤技术，首先将钻井各个固控设备排放的泥浆统一收集至搅拌罐中，在搅拌罐内进行稀释搅拌，使泥浆各处性质均匀便于处理，最后进入压滤机，将分离出的水份压滤排出，固体被压制成板块状送至泥饼收集罐储存。对泥饼收集罐中的泥饼进行取样，经第三方检测公司检测合格后送至井场铺路，多余部分送到合规的处理厂制砖，压滤液经过无害化处理后能回用的压滤液进行回用，不能回用的送至徐闻 101 站废水处理站进行处理。

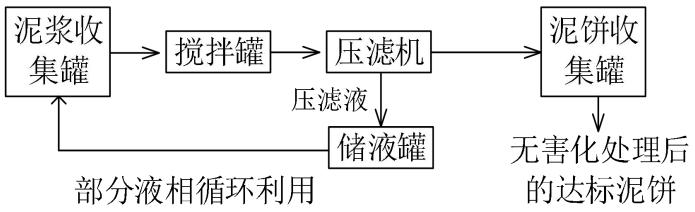


图 8.1.1-1 “泥浆不落地”工艺原理示意图

另外，钻井期间不使用新鲜水冲洗设备，以减少井场施工时废水的产生；对材料堆放区加设顶蓬，防止雨水淋沥、浸泡造成污染；完井后剩余的储备钻井液应进行回收集中处理，不得排入钻井废水中。

（2）设置井场雨污分流系统

井场雨水根据污染及未受污染分开处理，钻井井场设置雨污分流系统，在井场周围设置界沟，界沟尺寸不小于 0.8m×0.3m×0.6m（上底×下底×深度），将井场作业范围与毗邻的农田分隔，用于排泄井场内未污染的雨水。井场内未受污染的雨水通过界沟外排，污染的雨水排入井场内的泥浆处理系统。

（3）施工人员生活污水处理措施

生活污水部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

（4）施工废水处置措施

施工过程生产废水包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、管道试压废水、生活污水等。

①徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放；徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。②试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；③生活污水：部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。。

（5）废水处理水量可行性分析

施工期农田内的井场在四周挖边沟或围土堤，受到污染的雨水进入泥浆处理系统，施工期间钻井废水、废钻井液进入废水罐暂存，在钻井施工过程中，钻井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放。

湛江市官渡工业园污水处理厂于 2016 年建设，属于工业污水处理厂（附件 19），广东湛江市官渡工业园污水处理厂采用较为先进的污水处理工艺生物接触氧化法，其设计规模为 1 万立方米/日，先期日处理规模达到 1 万立方米/日，项目投资近 2219.65 万元，湛江市官渡工业园污水处理厂位于选址于官渡工业园 B 区、门东埠地段。处理工艺：采用生物接触氧化法作为污水处理厂的处理工艺，污水处理厂尾水排入遂溪河。执行标准：尾水排放标准执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)一级标准的 B 标准及广东省地方标准《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）城镇污水处理厂一级标准(第二时段)较严者。

本项目施工期废水污染物浓度与污水处理厂接管浓度相符性如下。

表 8.1.1-1　施工期废水污染物浓度与污水处理厂接管浓度相符性

废水	污染物	处理措施	排放浓度 mg/L	接管浓度 mg/L	相符性
钻井废水、洗井废水、压裂废水	COD	随钻处理装置	480	500	符合
	SS		220	250	符合
	石油类		18	20	符合

根据上表，本项目经随钻处理后钻井废水、洗井废水、压裂废水浓度能够满足湛江市官渡

工业园污水处理厂接管范围。

本次开发项目总体工作量较大，按计划分批施工，根据开发计划，同一油田片区同时不超过 3 口井进行钻井施工作业，因此过程中废水为间断性产生，产生后及时采用罐车拖运至湛江市官渡工业园污水处理厂。 湛江市官渡工业园污水处理厂设计处理能力为 10000m^3/d，本项目施工期废水量相较于总体污水设计处理能力较小，湛江市官渡工业园污水处理厂剩余废水处理量完全可以满足本次开发项目施工过程生产废水处理需求。

8.1.2 废气污染防治措施

1）施工扬尘

为降低或避免施工对大气环境造成的污染影响，降低扬尘影响，施工期须根据按照《广东省建设工程施工扬尘污染防治管理办法》等文件要求，采取如下扬尘防治措施：

（1）运输垃圾、渣土等散装物料的车辆应当采取密闭或者其他措施防止物料遗撒造成扬尘污染；按照规定安装卫星定位装置，并按照规定时间、路线行驶。

（2）施工现场实行围挡，出入口设置冲洗设施，施工或者运输车辆在冲洗干净后方可驶出；出入口、设备堆放场地等采取硬化处理。

（3）施工现场配备洒水装置，每天由专人对场地内的施工道路和作业场区进行清理、洒水抑尘；

（4）建筑垃圾和易产生扬尘的建筑材料不得凌空抛洒抛掷，分类收集后采取密闭运输；

（5）暂停施工的现场采取洒水、覆盖、铺装、绿化等防尘措施；

（6）采取分段开挖、分段回填的方式施工，已回填的沟槽，采取覆盖、洒水等措施。

（7）施工结束后，施工单位必须在 10 天内平整施工场地，清除堆土和积物。

在施工过程中采取严格的管理措施，将施工扬尘对环境保护目标影响降至最低，且施工扬尘影响为短期影响。施工结束后，区域环境空气质量可恢复至现状水平。

2）施工机械废气

对于施工机械排放的尾气，主要产生在地面施工现场。经实际踏勘可知，项目井场周围地势开阔，有利于废气的扩散，且污染源本身排放量较小，并具有间歇性和短期性，因此不会对周围环境造成很大的污染。

根据《非道路移动机械污染防治技术政策》（生态环境部 2018 年第 34 号）、《柴油车

排放治理技术指南》（中环协[2017]175 号）等文件的要求，企业承诺将采取正规施工单位，不采取淘汰类型车型，为了进一步降低施工机械的污染物排放，采取以下防控措施：

①禁止使用高排放、检测不达标的或使用 15 年以上的非道路移动机械作业。

②强化源头管控。要求交通工程施工工地各类非道路移动机械所有人，必须向生态环境部门申报登记非道路移动机械基本情况，取得环保号码。未编码登记的，一律不允许入场作业。

③加强日常管理。加强行业监管，落实工程建设各单位管理主体责任，严格按照合同约定，使用符合要求的非道路移动机械。建立使用管理台账，及时填报进/撤场信息，并动态更新。配合生态环境等部门开展现场执法，对检查发现的排放超标机械，责令其立即撤场进行达标治理，检测达标后再返场作业。

④禁用区要求。位于高排放非道路移动机械禁用区范围内的交通工程施工工地，一律禁止使用达不到国三排放标准的非道路移动机械。

⑤施工机械燃油必须采用符合国 VI 标准的车用柴油。

⑥非道路移动机械进入施工现场前，须由生态环境主管部门等有关部门检查合格后方可投入使用。

⑦落实施工机械的保养责任人，按照机械设备使用说明要求做好机械设备的日常维护与保养工作，维护与保养应记录在案并留存备查，施工机械的维护、保养应在指定的正规门店进行，不得随意在无正规手续的店铺进行维护与保养。

3）焊接烟尘

施工期管线连接过程中会产生焊接烟尘，主要污染物为颗粒物，通过规范焊接操作，使用低毒焊条等措施可降低焊接烟尘对周围环境影响。另外，由于废气量较小，同时废气污染源具有间歇性和流动性，因此对周围大气环境影响可接受。

经分析，针对施工期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

8.1.3 噪声控制措施

施工期噪声源主要包括钻机、泥浆泵、振动筛、除沙器等其他机械转动所产生的的噪声，以及井场施工期推土机、挖掘机等施工机械的间歇噪声等。根据预测结果，以钻机、泵房等设备噪声的叠加对各井周边敏感点的预测能满足《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）昼夜噪声限值要求。

本项目施工时均使用网电，严格执行当地政府控制规定，特别是在居民区附近施工时，严禁在晚上 10 时至次日 6 时使用推土机、挖掘机、通井机等设备进行高噪声施工。

8.1.3.1 井场噪声影响减缓措施

（1）选取合适的井场位置，尽可能远离居民区

根据预测分析，在采取降噪措施后，钻井施工噪声在井场周边敏感点贡献值与敏感点噪声背景值叠加后的预测值仍能够达到相应噪声环境质量标准。

本项目执行《钻前工程及井场布置技术要求（SY/T 5466-2013）》《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程（SY/T 5225-2019）》，其中井场安全间距要求为：油气井口距高压线及其他永久性设施应不小于 75m，距民宅应不少于 100m，距铁路、高速公路应不小于 200m，距学校、医院和大型油库等人口密集性、高危性场所应不小于 500m。

（2）本项目施工期间，运输车辆应尽可能减少鸣号，尤其是在晚间和午休时间。

（3）加强设备维护与保养

根据以往油田现场作业经验，设备缺少维护与保养是造成噪声扰民的主要原因，在本项目施工过程中需加强各类设备的维护，减少摩擦噪声。

（4）做好施工期噪声监测和与周边居民沟通工作

本项目应在施工期对井场及周边敏感点开展噪声监测，并与周边居民积极沟通，加强井场管理。

8.1.3.2 主要高噪声设备噪声影响控制措施

（1）对钻机采取局部隔声等降噪措施

钻井期间钻井设备使用网电，根据现场施工情况采取电机钻机，针对较近的敏感点，与地方供电部门协商接电，选用低噪声的施工机械，将钻机、泥浆泵、振动筛等高噪声设备布置在远离居民一侧，使居民区与噪声源保持一定的噪声衰减的距离，最大限度的降低钻井噪声对敏感点的影响，必要时在设备附近安装隔声挡板，并与周边居民做好沟通工作，取得周边居民的理解支持。

备用柴油机组设置在发电机房内并尽可能远离居民点布设，柴油机组排气筒处安装防火消声器，使用采用多级内插管扩张室消声器或微穿孔板与扩张室复合消声器，消声量可达

25dB(A)。在靠近居民点一侧设置隔声屏，至少遮挡设备 75%的体积，隔声屏安装后底部不能与地面之间存在明显的空隙。

（2）针对泥浆泵等噪声设备的治理措施

对于链条传动箱驱动的泥浆泵，在泵两侧安装隔音罩，电机驱动的泵组，在泵组三面及顶部安装隔音墙。

通过上述降噪措施并与周边居民积极沟通，本项目施工期产生的噪声影响范围内不会产生噪声扰民现象，施工结束后周边声环境恢复正常。

8.1.4 固体废物处置措施

8.1.4.1 固废处理方式

废弃钻井水基泥浆采用泥浆罐收集暂存，不含油岩屑采用岩屑罐收集暂存，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用；施工废料尽可能回收，剩余废料由环卫部门处理。

8.1.4.2 固体废物污染治理措施及可行性分析

本项目对施工过程产生的固体废物采取了“泥浆不落地工艺”等减量化措施，对于有利用价值的一般固废采取了外售综合利用。施工期所采取的固废污染治理措施技术及其可行性分析见表 8.1.4-2。

表 8.1.4-2 施工期固废污染治理措施经济技术可行性分析

固废类型	环保措施			治理效果
	内容	技术论证	经济论证	
钻井固废（钻井岩屑、废弃泥浆）	采用“泥浆不落地工艺”，钻井固废全部委托第三方单位综合利用	泥浆不落地工艺成熟高效，可减少钻井固废排放；处理后可制作免烧砖等	实现资源减量化、循环化、无害化	零排放
施工废料	施工废料回收再利用，难以利用的交由环卫部门清运	施工废料主要是废钢材、下脚料，具备一定回收价值可外售综合利用	回收废料可获取正收益	无堆积垃圾，不外排
生活垃圾	施工场地临设垃圾桶内，由地方环卫清运	施工人员数量有限，临时垃圾桶足以盛装生活垃圾	投资较少	无害化处置，不外排

综上所述，本项目施工期产生的固废经妥善处理、处置后，可以实现零排放，对周围环境及人体不会造成影响，亦不会对环境产生二次污染，所采取的治理措施是可行的。

8.1.4.3 固废管理要求

根据《广东省固体废物污染环境防治条例》（2019 年 3 月实施），危险废物污染防治规定如下：

（1）产生危险废物的企业事业单位和其他生产经营者（以下简称危险废物产生单位）以及危险废物经营单位应当按照规定在固体废物环境信息化管理平台申报登记。

（2）危险废物产生单位应当按照规定制定危险废物管理计划，建立危险废物台账，如实记载产生的危险废物种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息。危险废物台账应当保存十年以上。

（3）危险废物产生单位应当在固体废物环境信息化管理平台填写电子联单。

（4）危险废物的收集、贮存、转移、利用、处置实行集中就近原则。

（5）危险废物产生单位必须按照国家规定处置危险废物，不得擅自倾倒、堆放。确需临时贮存的，必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，且贮存期限不得超过一年，并向所在地县级以上人民政府生态环境主管部门报告临时贮存的时间、地点以及采取的防护措施。

本项目为危险废物产生单位，根据要求建立危险废物台账并存档保存；对危险废物进行暂存后交由有资质单位处置，危险废物暂存间设置在场址内，就近暂存，并及时交由有资质单位清运、处置。本项目产生的危险废物量较少，暂存过程对各类危险废物进行包装，容器封闭设置，暂存间做好防渗等措施，不会对周围环境造成不良影响。

8.1.5 地下水污染防治措施

地下水污染防治措施主要考虑施工期的影响。本项目施工区域多为农村区域，为避免项目施工期间对地下水的污染，拟采取相应的污染防治措施。钻井施工中应采取防渗措施的区域主要为泥浆处理区、界沟、机房底座、钻杆排区域等。

根据中国石化江苏油田《井下作业现场环保规范》（安环〔2018〕6 号）、《钻井井场环境保护规范》（Q/SHJS 0805-2015）等规范要求。施工现场采用船型围堰和防渗膜组合进行防渗。防渗膜铺设面积不得小于被防渗物体外边 30cm，防渗膜外边须向内折入玻璃钢围堰底部，玻璃钢围堰铺设完整，不得出现缺口。

8.1.5.1 防渗材料技术要求

（1）宜采用聚乙烯（HDPE,LLDPE）土工膜。

（2）防渗材料渗透系数不应大于 1.0×10^{-7}cm/s。

（3）防渗材料应具备无毒性、坚固性、持久性、抗化学反应性、抗穿透和抗断裂性等性能特点，厚度应小于 1.5 mm。

①高密度聚乙烯（HDPE）膜满足《垃圾填埋场高密度聚乙烯土工膜》（CJ/T234）、《土工合成材料 聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）中 GH-2 型土工膜的有关要求。

②低密度聚乙烯（LLDPE）膜满足《土工合成材料 聚乙烯土工膜》（GB/T17643-2011）中 GL-2 型的有关要求。

③土工布除应满足现行国家标准《土工合成材料 长丝纺粘针刺非织造土工布》（GB/T17639）的有关要求外，还应符合下列规定：

A. 土工布纤维种类宜采用 PP-丙纶和 PET-涤纶。

B. 土工布的标称断裂强度不宜小于 30kN/m，单位面积质量不宜小于 450g/m^2；用于盲沟的土工布标称断裂强度不宜小于 20kN/m。

8.1.5.2 围堰技术要求

（1）围堰宜选用钢材质，具有强度高、耐腐蚀、电绝缘、稳定性强、抗老化、可重复利用等要求。

（2）围堰高度不低于 20cm。

8.1.5.3 现场污染防渗技术要求

（1）防渗材料的铺设参照《钻井井场环境保护规范》（Q/SHJS 0805-2015）。

（2）作业现场防渗铺设规格要求：

A.钻台底部：防渗布铺设面积不得小于钻台外边 30cm，防渗膜的厚度 2mm，四周设置 20cm 高的围堰。

B.泥浆处理区防渗：防渗布的厚度 2mm。

C.机房底部：铺设防渗膜，其厚度 1.5mm。

D.钻杆桥及钻杆输送机下：防渗布铺设面积不得小于钻杆桥及钻杆输送机外边 30cm，防渗膜的厚度 2mm，四周设置 20cm 高的围堰。

E.泥浆泵下防渗：防渗布铺设面积不得小于泥浆泵外边 30cm，防渗膜的厚度 1.5mm，四周设置 20cm 高的围堰。

F.柴油罐（备用）下：防渗布铺设面积不得小于柴油罐外边 30cm，防渗膜的厚度 2mm，四周设置 20cm 高的围堰。

G.排（截）污沟：尺寸不小于上底×下底×深=0.4m×0.3m×0.3m，排水纵坡不小于 1%，沟壁坡度不小于 1：0.2，排（截）污沟铺设防渗膜，其厚度 2mm。

现场施工区域防渗膜（布）铺设示意图如下：

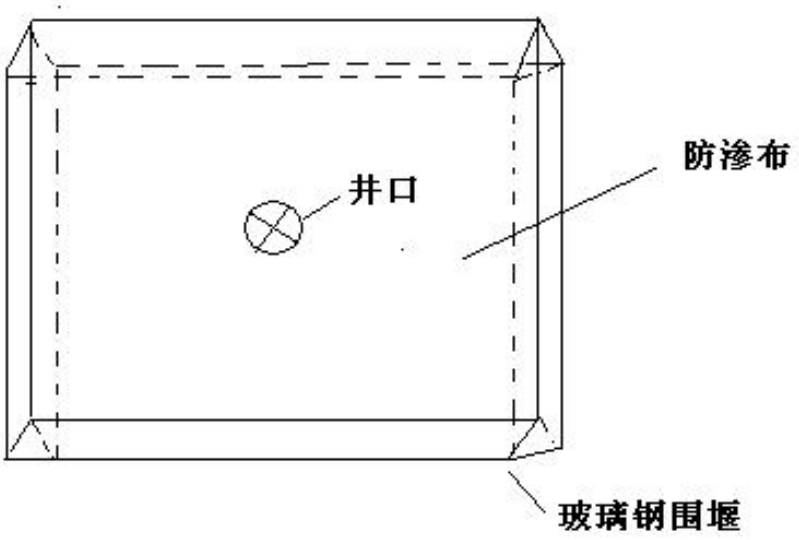


图 8.1.5-4　井口防渗布铺设示意图

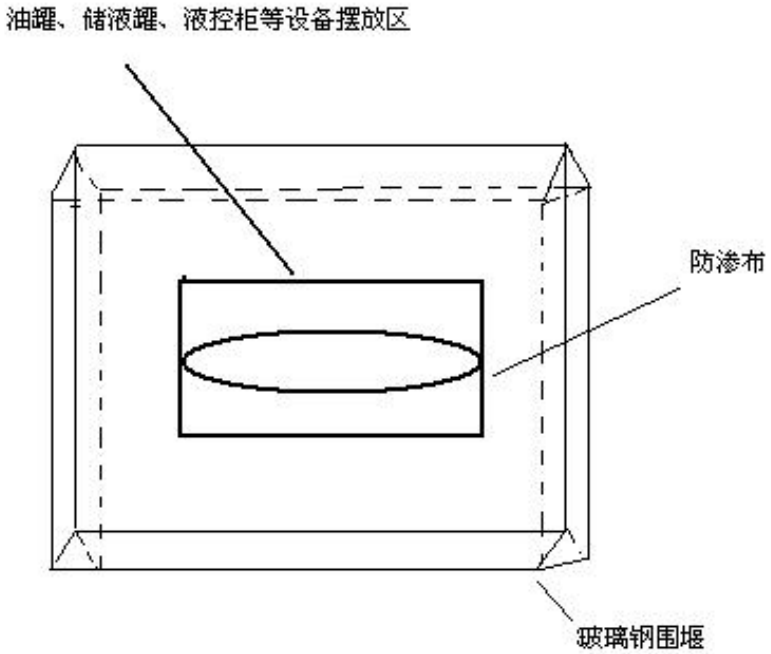


图 8.1.5-5　设备摆放区防渗布铺设示意图

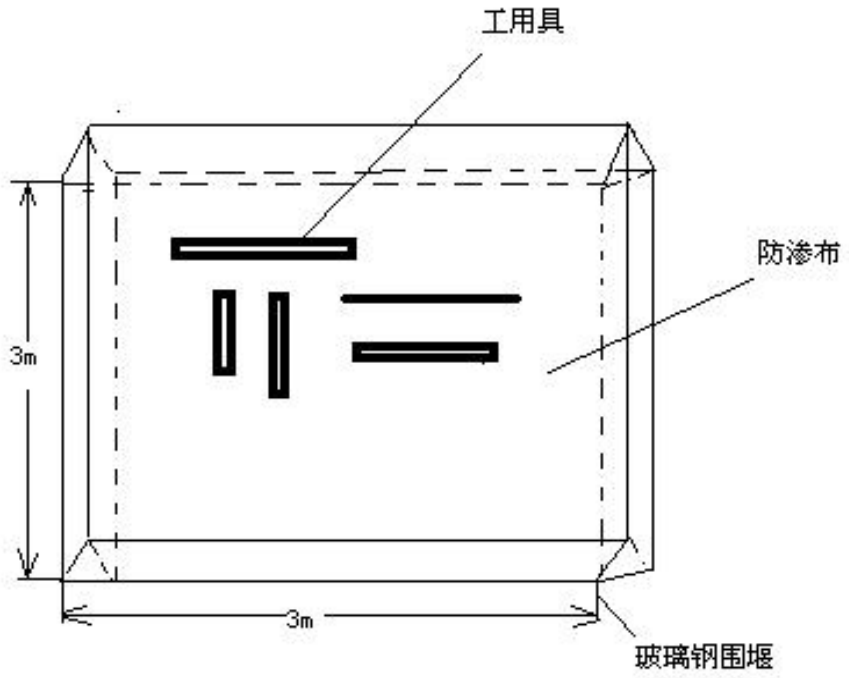


图 8.1.5-6　工具摆放区现场防渗布铺设示意图

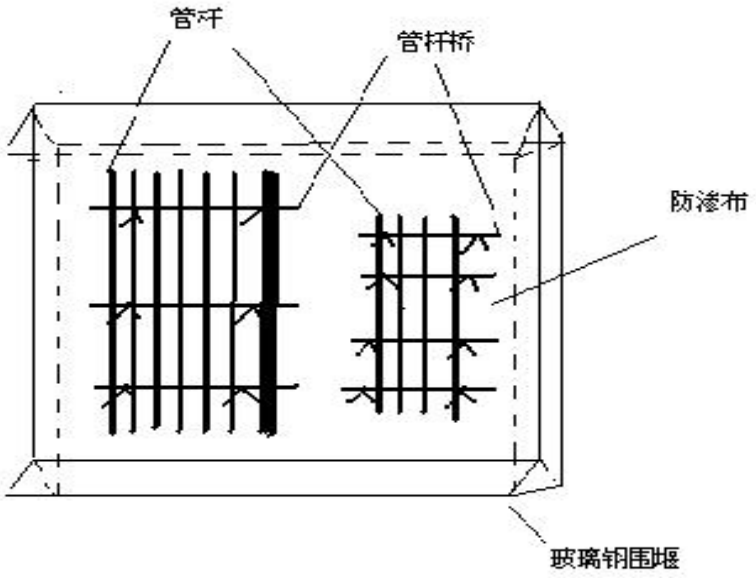


图 8.1.5-7　管杆现场防渗布铺设示意图

通过以上措施可以有效降低对地下水的污染风险。

8.1.5.4 钻井工程施工过程要求

钻井过程对于地下水的污染防止措施主要执行《钻井井场环境保护规范》（Q/SHJS 0805-2015）中要求。

（1）钻井过程中不得使用新鲜水冲洗设备，严格控制废水的产生，污水应尽量回用。

（2）下套管作业中，清洗套管螺纹时防止清洗剂落地污染，废弃清洗剂应统一回收处理。

（3）表层套管固井时，水泥浆返高至井口。

（4）注水泥作业结束后，废弃的水泥浆和清洗液进入废水罐。

通过以上措施可以有效降低对地下水的污染风险。

8.1.6 土壤污染防治措施

8.1.6.1 土壤环境质量保障措施

土壤污染防治措施主要考虑施工期的影响。施工期土壤环境影响的主要特征因子为石油烃，为保障土壤环境质量现状，避免土壤受到石油烃污染，须采取如下污染防治措施。

（1）钻井过程产生的危险废物应单独采用泥浆罐接收，不在场内暂存，由资质单位处理处置，不得在井场排放，不会对环境造成破坏。危险废物采用危废专用运输车运输，从而保证运输过程中无抛、洒、滴、漏现象发生，运输过程中基本可控制运输车辆的臭气泄漏。

（2）钻井施工单位应建立施工井环保挡案，施工期间环保设施拍照存档。

（3）完井后井场应平整、无油污、无积水、无废弃物、无化学药品，无垃圾，做到工完料净场地清。

8.1.6.2 源头控制措施

对土壤可能造成污染的主要是井场废水及固废，因此需控制井场废水及固废的产生，钻井施工源头控制措施如下：

（1）钻井过程中应严格控制废水产生量，落实节水减排清洁生产措施，每百米进尺新鲜水消耗达到 Q/SH 0454 钻井专业清洁生产技术指标二级水平。

（2）钻井过程中不得使用新鲜水冲洗设备，严格控制废水的产生，污水应尽量回用，完井后钻井废水量和钻井废水回用率应符合 Q/SH 0454 钻井专业清洁生产技术指标二级要求。

（3）钻井过程中应严格控制废弃泥浆产生量，钻进时、完井后，应对泥浆进行回收再利用，废弃泥浆量和泥浆回收利用率应满足 Q/SH 0454 钻井专业清洁生产技术指标二级要求。

（4）完井时排污池内污染物量不应超过有效容积的 80%。

（5）钻井废水、岩屑，废弃泥浆等污染物的产生量，外运量，处理量等数据应有详细记录。

8.1.6.3 过程防控措施

本项目钻井施工过程主要涉及的污染影响为地面漫流及入渗影响。

（1）地面漫流污染防控措施

井场周边应设置边沟，排泄井场范围内的雨水。边沟的设置符合 Q/SH 0020-2007 中 4.7.3 的规定。农田内井场四周应挖边沟或围土堤，与毗邻的农田隔开。井场内的污水、废钻井液等不得外溢。坡面水、井场雨水等清净下水，经边沟进入雨水监控池可直接外排，受到污染时进入泥浆处理系统。开挖时，应将开挖的表土作为复耕回填土单独堆存。

（2）入渗污染防控措施

入渗污染防控主要通过井场防渗控制，井场防渗措施见 8.1.5 章节。

8.1.7 生态保护与补偿措施

8.1.7.1 常规保护措施

1）强化施工阶段的环境管理。在施工期，为保证施工质量，应建立环境监督制度，监督指导施工落实生态保护措施，确保工程实施过程中，执行国家、地方等相关环境法律法规。

2）管线工程施工期应严格划定施工作业范围，在施工作业带内施工。施工过程中应确定严格的施工范围，并使用显著标志加以界定，严格控制工程施工过程中的人工干扰范围。在保证施工顺利进行的前提下，尽量减少占地面积。严格限制施工人员及施工机械活动范围，不破坏施工作业带以外的植物。

3）妥善处理施工期产生的各类污染物，防止其对重点地段大芦湖水库、引黄干渠的生态环境造成重大污染，特别是对坑塘水面及土壤的影响。

4）提高施工效率，缩短施工时间，同时采取边铺设管道边分层覆土的措施，减少裸地的暴露时间，施工结束后，应及时清理现场，使之尽量恢复原状，将施工期对生态环境的影响降到最低程度。

8.1.7.2 避让措施

1）合理选址，并对管线路由进行优化，尽量避开农作物生长区和重要农田的基本建设施，尽量不占或少占耕地，无法绕避的适当缩减施工作业带宽度。

2）合理安排工期，尽量避开农作物的生长期和收获期，以减少农业生产损失。

3）不得在生态敏感区范围内设置任何工程内容。

8.1.7.3 减缓措施

1）管理措施

（1）提高施工效率，缩短施工工期，以保持耕作层肥力，减少农业生产的损失。

（2）施工要处理好与农田水利项目的关系，尽可能减少对现有农田水利设施的破坏。

（3）施工完成后做好现场清理及恢复工作，包括田埂等妥善处理，尽可能降低施工对农田生态系统带来的不利影响。

（4）施工中严格执行 HSE 管理，文明施工，有序作业，尽量减少农作物的损失。

（5）确保各项生产设施和环保设施正常运行，避免非正常情况下产生的污染物对生态环境产生影响。

（6）建设单位与施工方签订的合同中，应有生态环境保护责任方面的内容；

应将环保条款和环保措施纳入施工经济合同中。

（7）施工开始前，建议对施工人员首先进行生态环境保护业务培训；并要

求施工方配备现场生态环境管理监督人员；加强生态环境管理措施，提高施工人

员环保意识。

2）钻井及井场建设生态保护措施

（1）控制施工面积和作业范围，平整井场施工均在临时征地范围内，禁止将设备堆放在井场外，减少对占地范围外植被和土壤的破坏。

（2）井场选址应尽量少占用农田。采取加盖篷布及洒水等措施降低车辆运输过程的扬尘污染，从而减轻对沿途农作物的影响。

（3）加大力度对现场施工人员进行环保教育与宣传，激发员工的环保意识。另外，监管人员定期针对钻井现场开展环保检查，将结果纳入绩效考核中。

（4）在泥浆罐、柴油罐、井口等底部铺设防渗材料，避免钻井液、废油污等有害成分进入周围环境。

（5）平整井场产生的表土，应集中堆放在井场临时堆放场内，并进行压实围挡、篷布遮盖减少水土流失和土壤侵蚀。

3）管道建设生态保护措施

（1）施工过程中加强施工管理，严格控制施工车辆、机械及施工人员活动范围，尽可能

缩小施工作业带宽度，以减少对地表的碾压。

（2）管道施工中要采取保护土壤措施，对农业熟化土壤要分层开挖，分别堆放，分层回填，减少因施工造成生土上翻、耕层养分损失、农作物减产的后果，回填时还应留足适应的堆积层，防止因降水、径流造成地表下陷和水土流失。

（3）凡受到施工车辆、机械破坏的地方都要及时修整，恢复原貌，被破坏的植被应在施工结束后及时予以恢复。

4）农田生态系统保护措施

（1）严格控制农田施工场地的范围，减少耕地占用，降低工程对农业生态环境的干扰和破坏。

（2）施工过程中采取有效措施保护农田土壤，对农业熟化土壤采取分层开挖、分层堆放、分层回填的方法，降低因施工生土上翻、耕作层养分损失所造成农作物减产的影响。

（3）临时占用的基本农田耕作层土壤必须做好表土剥离和表土收集存放，减少养分流失，施工结束后，剥离下来的表土覆盖于施工作业带上。

（4）因地制宜的选择施工季节，尽量避开农作物的生长和收获期，减少当季作物损失。提高施工效率，缩短施工时间，以保持耕作层肥力，缩短农业生产季节的损失。另外，施工过程中要尽量避免破坏农田水利工程，减少对农田生态系统的影响。

（5）基本农田保护措施

①严格执行相关法律法规关于永久基本农田的保护规定

严格执行《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）、《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）和《自然资源部农业农村部关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》（自然资规[2019]1 号）文件中相关基本农田保护规定：

a、国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。

b、经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

c、根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日），非农业建设经批准占用基本农田的，按照保持耕地面积动态平衡，应“占多少、垦多少”，没有条件开垦或开垦耕地不符合要求的应按省、自治区、直辖市规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新耕地。对于永久占地，根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）的要求，将所占耕地的耕作层土壤用于新开垦耕地、劣质地或其他耕地的土壤改良。

通过向沿线相关的土地管理部门了解，得知对于工程永久占用的基本农田，应按照规定程序办理征地手续，并缴纳基本农田开发补偿费。以上所交纳费用，专门用于耕地开发和农田建设。土地管理部门将以后的土地利用规划中对基本农田的分布进行相应的调整，以确保基本农田数量不减少。

②基本农田保护方案

《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）规定：经国务院批准占用基本农田兴建国家重点建设项目的，在建设项目环境影响报告书中，应当有基本农田环境保护方案。

编制基本农田环境保护方案旨在就项目施工建设对基本农田的破坏影响提出减缓措施。本项目运营期对基本农田基本无影响，因此本方案仅针对建设前期和施工期两个阶段提出基本农田保护措施。

a、建设前期

（Ⅰ）进一步优化施工道路、施工场地、井场选址、管道选线。本项目选址占用农耕区、管线穿越农耕区，在选址、选线过程应注意尽量避开基本农田、不破坏其水利设施。

（Ⅱ）合理安排工期。占用农田的施工活动尽量安排在农作物收获期以后进行，以减少农业生产损失。

（Ⅲ）施工便道应避开基本农田设置，减少对基本农田的占用。

（Ⅳ）建设单位应严格执行国家及地方法律法规有关基本农田征占审批和补偿的规定，在施工前应办理好相关土地使用手续。

（Ⅴ）在完成土地使用审批手续后应及时施工建设，严禁闲置基本农田。

b、施工期

（Ⅰ）占用基本农田前要将耕作层进行剥离，单独收集堆放，并采取防护措施。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良。耕作层剥离再利用所需资金列入建设项目概算。

（Ⅱ）严格控制好施工作业带宽度，尽量减少临时占用基本农田。

（Ⅲ）严格按照《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）、《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）等相关规定和要求，严格做好对基本农田的保护及恢复措施，土壤应分层开挖、分层堆放、分层回填，确保不降低项目区域基本农田地力。

（Ⅳ）妥善处理农田灌溉水利设施。对施工开挖可能破坏的灌溉水利设施，开挖前另建替代管道，避免中断农业灌溉。

（Ⅴ）本项目涉及的土石方应及时清运，严禁临时堆置于基本农田内。

（Ⅵ）施工期间应对施工废弃物实行集中堆放，及时清运处理，严禁随意弃置污染基本农田土壤。

（Ⅶ）各井场钻井期间针对各井场按照“源头控制、分区防治、污染监控、应急响应”相结合的原则，从污染物的产生、入渗、扩散、事故状态应急响应等各方面采取严格的土壤污染防治措施，确保各井场实施不会对当地基本农田产生不利影响。

（Ⅷ）施工结束后，建设单位负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照相关规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。

综上，本环评要求建设单位应在施工过程中严格控制施工范围，减少对永久基本农田的破坏。根据“边开采边复垦”的原则，在管线施工结束后对临时占用的基本农田立即恢复，保证其耕地质量。此外，建设单位在补偿因占地对农田产量的直接损失的同时，还应考虑施工结束后因土壤结构破坏、养分流失对基本农田造成的影响，对农作物产量的间接损失以及土壤恢复进行补偿，以用于耕作层土恢复。在恢复期，应对土壤进行熟化和培肥，落实耕地质量调查及监测工作，及时掌握耕地质量变化状况，直至恢复到原来的生产力水平。本项目实施前，应取得相关用地手续。同时，建设单位应通过耕地耕作层土壤剥离再利用等工程技术措施，减少对耕作层的破坏。

5）动物保护措施

（1）科学规划、严格管理施工场地，尽可能保护现存植被野生动物和植被有着密不可分的依赖关系，植被条件的好坏是影响野生动物种类组成的一个十分重要的因素。工程区植被的破坏将导致本区动物种类及数量减少。因此，要严格控制施工作业范围，尽可能地减少施工过

程所造成的植被破坏，保护野生动物赖以生存的生态环境。

（2）加强野生动物保护的宣传力度

按照《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日）要求，加大对保护野生动物的宣传力度，提高施工人员对野生动物的保护意识。尤其是与人类发展密切相关，有益于农、林健康发展的爬行类、兽类等。施工过程中张贴动物保护告示或设置警示牌，禁止捕杀动物。

（3）及时进行植被恢复，改善动物的栖息环境

工程中造成的植被破坏及野生动物资源损失，仅靠生物群落的自然演替是远远不够的。因此，施工结束后，要尽快开展植树种草工作，加快生物群落的恢复速度，改善本区的植被条件，恢复工程区野生动物资源。

6）土壤保护措施

（1）合理安排施工进度及施工时间，尽量避开雨季施工，不能避免时，保证施工期排水通畅，减少项目造成的水土流失。项目区土建项目中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。

（2）本项目剥离的表土单独收集集中堆放至临时堆放场，临时堆放场根据就近原则，在项目附近就近堆放并采取临时防护措施，如采取土工布遮盖、修建临时土质排水沟等。施工结束后用于新开垦耕地或其他耕地的土壤改良，最终得到合理利用。

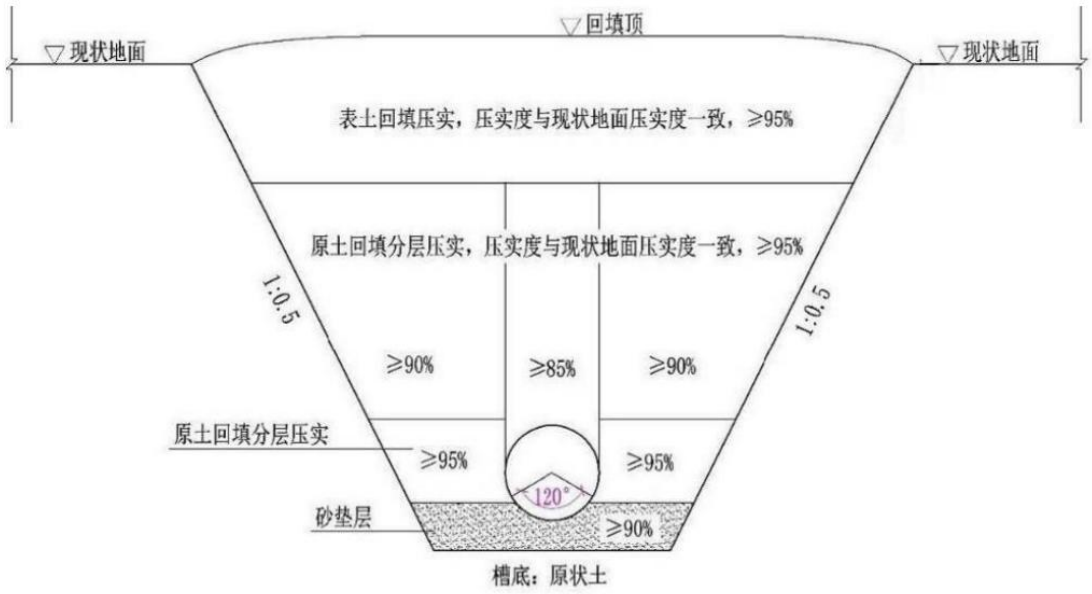


图 8.1.7-1　土壤保护措施示意图

（3）合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

（4）管线的建设应做好防腐工作，保证设备设施的安全运行。

（5）钻井废水、废弃泥浆、岩屑的污染防治措施

①加强钻井废水管理，防止废水洒落，防止钻井废水、废弃泥浆对土壤造成污染；

②选择环保型泥浆，最大限度减少污染；

③提高泥浆的重复利用水平；

④废弃泥浆和岩屑的无害化处理。本项目产生的废弃泥浆和岩屑采用“泥浆不落地”工艺进行处理，不会对周围环境造成影响。

（6）落地油、清罐底泥的污染防治措施

①落地油、清罐底泥及时清运处理，严禁随意弃置污染周围土壤，委托有危废处理资质单位进行无害化处置。

②管沟回填后多余的土方均匀分散在管线中心两侧，并使管沟与周围自然地表形成平滑过渡，不得形成汇水环境，防止水土流失。管线所经地段的原始地表存在局部凹地时，若有集水的可能，需采用管沟多余土或借土填高以防地表水汇集。对敷设在较平坦地段的管线，应在地貌恢复后使管沟与附近地表自然过渡，回填土与周围地表坡向保持一致，严禁在管沟两侧有集水环境存在。

7）水土流失预防和治理措施

（1）井场工程区

井场区施工前剥离表土，集中堆放于井场区的施工场地内，并采取拦挡、无纺布土工布遮盖、修建临时土质排水沟等临时防护措施；井场地面和工艺装置区地面采用机械碾压方式进行硬化，减少水土流失。

（2）管线工程区

①工程措施

表土剥离：本项目占地类型为草地、耕地等，这些地类含有丰富表土，可以采取表土剥离措施，剥离厚度 0.2m。

表土回覆：建设前剥离的表土堆放于规划线路一侧，随管道埋设的进度，随挖随铺随填随恢复，全部用作绿化覆土。

土地整治：管道埋设完成后，临时占地需恢复原有绿化，绿化之前需挑出土壤中不利于植

物生长的碎石、建筑垃圾等杂物，再进行土地整治工程。

②植物措施

绿化修复：主体工程完工的后期按照扰动前的绿化标准等苗木规格，对临时占地全部实施修复。

③临时措施

临时防尘网：管道敷设过程中，开挖土方及表土剥离土方分开堆放，堆土产生临时松散裸露面，为防止堆土产生水土流失，环评要求对其采取临时覆盖措施，采用防尘网进行覆盖。平均堆高 1.5m，临时防尘网面积需根据实际情况确定用量。

临时彩钢板拦挡：为防止水土流失对区域造成影响，环评建议在管线开挖区周边采用彩钢板对施工区域予以防护，临时围挡采用 2.0m 高的彩钢板形成挡墙的形式进行，下部支护要牢固，彩钢板之间要不留缝隙，防止土壤从孔隙中外泄。该工程的布设主要为了降低风速，防止扬尘，同时也阻隔了周围降雨径流进入施工区，减少了水流冲刷施工区，从而降低造成水土流失的可能性。

临时排水沟：为防止施工期间降雨进入区内影响正常施工，环评建议在顶管穿越道路工程区两端布设临时排水沟，排水沟与临时沉淀池相接，临时排水沟采用土质排水沟，边坡比 1:1，表面铺设土工布防冲。

综上可知，本项目施工方案中采用合理的工程防护措施，同时应合理安排施工期、尽量避开雨季施工，保证施工期排水通畅，按照水利部门的相关管理要求做好水土保持工作，定期检查井场及周围水土流失情况，若发现有水保设施损坏，应及时报告有关部门并加以维护和补救。避免汛期进行管线开挖作业，平缓地带尽可能地先焊接管道再开挖管沟敷设，缩短管沟暴露时间。项目区土建工程中应及时防护，随挖、随运、随填、随夯、不留松土。合理组织施工，做到工序紧凑、有序，以缩短工期，减少施工期土壤流失量。

8.1.7.4 修复措施

1）植被修复的目标及要求

工程临时占地要及时进行植被修复。根据《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）、《土地复垦质量控制标准》（TD/T1036-2013）等规定，结合当地实际，植被修复目标和要求如下：

（1）恢复植被和土壤，保证一定的植被覆盖度和土壤肥力；

（2）维持物种种类和组成，保护生物多样性；

（3）实现生物群落的恢复，提高生态系统的生产力和自我维持力；

（4）应综合考虑物理（非生物）方法、生物方法和管理措施，边施工、边修复。

（5）土地复垦率（已复垦的土地面积与被破坏的土地面积之比）应达到90%以上，耕（园）地土地复垦率达100%。

（6）复垦后土地在条件允许情况下，应优先复垦为耕地或农用地。

（7）复垦后地形地貌与当地自然环境和景观相协调。

2）植被修复措施方案

对施工工区复垦的主要内容包括：表土剥离及堆放、截留排水工程、土地平整及土方回填工程、土壤培肥工程、植被恢复工程。恢复可由建设单位出资，由当地农民进行恢复。

（1）表土剥离及堆放

为了保证损毁土地后期的复垦，需对临时使用土地在损毁前进行表土剥离，并进行集中堆放，堆放宽度按照20m计算，堆放高度设计为4m，根据复垦设计标准，耕地剥离至少20cm厚，在表土堆放场四周采用袋装土拦挡，拦堆顺序为先拦后堆的顺序，袋装土挡土墙高度设计1m，宽0.8m，每个土袋装土后长0.8m，宽0.5m，厚0.25m；由于施工工区随工程进度及时进行复垦，使用时间相对较短，但为了防止大风造成的扬尘，对工区的表土堆放场进行苫盖，苫盖后采用周边的石块压盖。

（2）截留排水工程

为了防止表土堆放场因地表径流造成场地内积水、冲刷和引起水土流失，在表土堆放场迎水边及两侧修建土质排水沟，排水沟在截留来水后，规划排至施工工区周边的沟道内。

（3）土地平整及表土回填

为了提高施工工区使用后复垦土地的平整度，便于农业耕种和植被恢复，对施工工区进行土地平整，平整工区高差按照30cm计算，平整完成后，逐步拆除袋装土，清理土袋，回填土厚度按照复垦方向进行不同设计。

（4）培肥工程

由于表土长期堆放，不可避免的造成土壤肥力下降，为了保证复垦后土壤的肥力，对土壤进行土地培肥，培肥标准为耕地200kg/亩。

（5）植被恢复

临时占地为耕地的，要恢复为耕地。临时占地为草地的，要恢复成草地。

耕地恢复：可按照原用地类型进行恢复。

8.1.7.5 补偿措施

1）管控要求

根据《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）第三十条：国家保护耕地，严格控制耕地转为非耕地。国家实行占用耕地补偿制度。非农业建设经批准占用耕地的，按照“占多少，垦多少”的原则，由占用耕地的单位负责开垦与所占用耕地的数量和质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。省、自治区、直辖市人民政府应当制定开垦耕地计划，监督占用耕地的单位按照计划开垦耕地或者按照计划组织开垦耕地，并进行验收。第三十一条：县级以上地方人民政府可以要求占用耕地的单位将所占用耕地耕作层的土壤用于新开垦耕地、劣质地或者其他耕地的土壤改良。

根据《基本农田保护条例》（2011 年 1 月 8 日）中第十五条规定“基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。国家能源、交通、水利、军事设施等重点建设项目选址确实无法避开基本农田保护区，需要占用基本农田，涉及农用地转用或者征用土地的，必须经国务院批准。”

第十六条“经国务院批准占用基本农田的，当地人民政府应当按照国务院的批准文件修改土地利用总体规划，并补充划入数量和质量相当的基本农田。占用单位应当按照占多少、垦多少的原则，负责开垦与所占基本农田的数量与质量相当的耕地；没有条件开垦或者开垦的耕地不符合要求的，应当按照省、自治区、直辖市的规定缴纳耕地开垦费，专款用于开垦新的耕地。”

2）补偿要求

本项目占用耕地。根据《中华人民共和国土地管理法》（2020 年 1 月 1 日）、《土地复垦条例》（2011 年 3 月 5 日）的规定，需对项目占地进行补偿。

本项目施工期加强监管，严格落实表层土壤剥离、分层开挖、分层堆放、分层回填措施。并按照自然资源主管部门要求进行耕地占补平衡、用地补偿、土地复垦等，保证土地复垦耕地质量达到要求，确保永久基本农田面积数量不减、质量不降、布局稳定。

8.2 运营期环境保护措施论证

8.2.1 废水污染防治措施

8.2.1.1 废水的收集与处理

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、纯水制备浓水、脱水废水及生活污水。对运行过程中产生的废水采取以下收集与处置措施：

（1）井下作业废水

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、洗井废水，主要污染物为石油类及悬浮物。运营期井下作业废水收集后由罐车就近拉运至徐闻 101 站污水集中处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（2）采出水

油井采出水由徐闻 101 站污水处理系统进行处理，经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（3）纯水制备浓水、脱水废水

纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（4）生活污水

员工生活污水经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。

8.2.1.2 废水处理可行性分析

（1）本项目废水处理设施情况

本项目运营期生产废水通过槽罐车运输至徐闻 101 站废水处理设施进行处理，依托情况具体见表 8.1.1-1；运营期的油井采出水由徐闻 101 站污水处理系统进行处理，本项目运营期废水处理设施见表 8.2.1-1。

表 8.2.1-1　运营期污水处理设施情况

油田	相应站场	处理工艺	设计废水处理能力 m^3/d	回注区块
徐闻	徐闻 101 站	过滤+吸附	250	徐闻

（2）污水处理站工艺说明

徐闻 101 站污水处理装置均采用“过滤+吸附”工艺，具体工艺流程为：三分污水➡缓冲

罐➡聚结除油器➡过滤器➡清水罐➡回注至注水井，设计处理量均为 250m³/d。

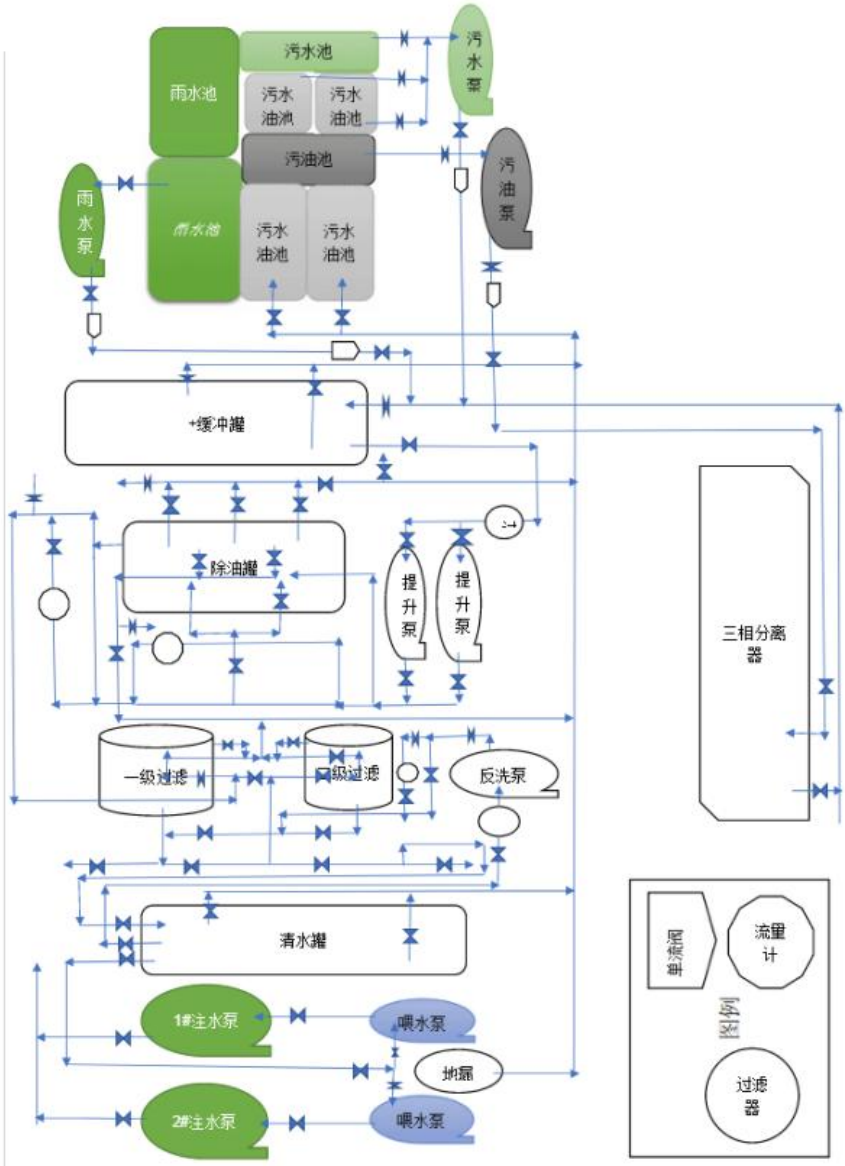


图 8.2.1-1　徐闻 101 站污水处理工艺流程图

聚结除油器：油水介质通过进口进入除油器，经整流板后形成规整层流，层流经过 2 级聚结波纹板形成“粗粒化”，再经过除油波纹板多层“浅池” 作用，使油粒沿着波纹板通道向上，污泥向下形成快速分离，污水停留合计约 114min（约 1.9h），期间污水下降速率 1.2mm/s，油从上部收油口收走，水、污泥从下部出口排除。具有耐腐蚀：设备整体复合材料化，设计使用寿命 20 年；安全、环保：密闭处理，无 VOCs 排放等特点；除油效率高：玻璃钢聚结填料亲油疏水，兼具润湿聚结和碰撞聚结性能，除油效率达到 75%以上；

过滤器：污水由提升泵提升后通过上部布水器使进水均匀分布，利用改性滤料的静电吸附、

聚结、筛滤、拦截性能，将污水中的悬浮物、油、机械杂质等进行过滤，过滤滤速 5.18m/h，实现污水精细处理，达到回注水质要求。具有表面永久性带负电荷、滤料 100%反洗再生、不板结等特点。

（3）与《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）相符性分析

根据设计方案参数，本项目废水污水处理设施过滤器过滤滤速 5.18m/h，参照《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）5.5 过滤器章节中表 5.5.4，符合改性纤维球（纤维束）≤16m/h 要求。

根据设计方案参数，本项目废水污水处理设施除油器污水停留约 1.9h，污水下降速率 1.2mm/s，参照《油田采出水处理设计规范》（GB50428-2015）5.2 储油罐及沉降罐章节中表 5.2.1-1，符合斜板储油罐污水停留 1.5~2h、污水下降速率 1.0~1.6mm/s 要求。

（4）水量可行性分析

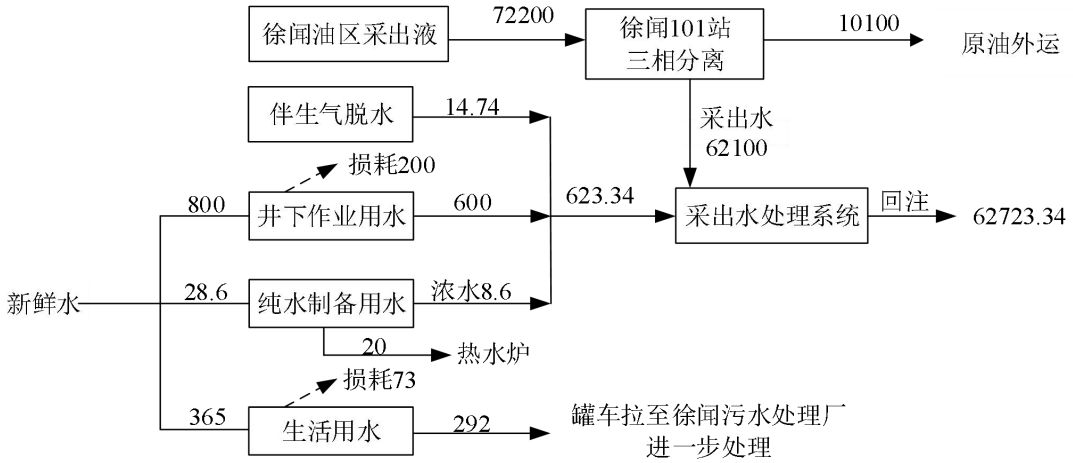


图 8.2.1-2 运营期水平衡（第十五年）（t/a）

根据第十五年含水率最大时的水量平衡图。本项目建成后生产废水排放量共计为 62723.34m³/a（171.8m³/d），本项目废水污水处理设施设计流量均为 250m³/d，生产废水在其设计的最大处理能力之内，采出水处理系统可以满足本项目实施后十五年内采出水处理需求，但随着采出液含水率的增加，后期采出水量增加，超过了采出水处理系统的处理能力，应当根据处理水量的变化适时增加区域内的采出水处理装置，提升处理能力，满足本项目后期的处理需求。故本项目污水处理设施从水量上可行。

（5）技术可行性分析

本项目废水污水处理设施采用“过滤+吸附”工艺，所采用的采出水处理法为各大油田采

出水的主要处理措施，技术较为成熟，污水由提升泵提升后通过上部布水器使进水均匀分布，利用改性滤料的静电吸附、聚结、筛滤、拦截性能，将污水中的悬浮物、油、机械杂质等进行过滤，实现污水精细处理，经过处理后的中水再利用性能得到显著增强，通过回注水系统回注地层。

表 8.2.1-2 本项目污水处理装置处理效果 单位：mg/L

项目	悬浮固体含量	含油量
进水	200	200
聚结除油器出水	50	50
去除效率	75%	75%
过滤器进水	50	50
过滤器出水	＜5	＜5
去除效率	90%	90%
回用标准	≤10	≤15

类比江苏油田同类采出水处理工艺效果，具体如下。

表 8.2.1-3 江苏油田同类采出水处理工艺效果

站点	监测网点	监测时间	固含量 mg/L	颗粒中值 um	含油量 mg/L
黄四联合站	黄 4 精滤罐出口	2019-3-22	1.1	2.04	7
	黄 4 注水泵进口		1.8	1.49	3
	黄 4 精滤罐出口	2020-10-20	0.7	1.87	0
	黄 4 注水泵进口		1.7	1.61	0
	达标情况	/	达标	达标	达标
闵 13 中转站	闵 13 精滤罐出口	2019-3-8	2.18	2.64	1.43
	闵 13 注水泵进口		2.21	1.87	2
	闵 13 精滤罐出口	2020-10-10	2.78	1.78	1.86
	闵 13 注水泵进口		2.04	1.69	0
	达标情况	/	达标	达标	达标

经类比江苏油田同类采出水处理工艺效果，本项目废水污水处理设施出回注水水质可以满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329－2012）中的相关标准限值要求，因此，本项目处理工艺可行。

（6）废水处理达标回注水质达标可行性分析

本项目采用水驱采油工艺，采用的回注水来源于采油废水。回注的水在回注前不添加任何物质，仅在处理采油废水时需添加水处理剂。

采油废水实质属于一个循环系统，每次注入地层后小部分又随原油采出，在地面经沉淀、过滤工艺处理达到回注标准后又送回至开采层。采油废水在地面处理过程中所添加的助剂主要为杀菌剂（氧化还原作用清掉硫化细菌，避免硫化物产生），其次添加少量的絮凝剂，缓蚀剂，

但这些物质最终都形成沉淀物，进入回注水中的量很少，也不会对地下原油造成不利影响，因此，经处理达标的采油废水可以回注。

（7）生产废水全部回用的可行性分析

（1）油田采出水处理综合利用的可行性

① 采出水处理系统处理能力的依托可行性

根据工程分析，项目营运期采出水量为 170m^3/d。根据产建方案，项目各井区新增采出水通过槽罐车运输至徐闻 101 站废水处理设施进行处理。经校核，项目营运期新增采出水量远小于各井场所辖采出水回注井所需注水量，根据井区注水优先采用达标采出水的原则，项目新增采出水可实现全部达标回注不外排。

② 采出水回注综合利用的可行性

a.从回注目的方面分析，油田采出水处理后回注油层是以驱油为目的，用于补充地层能量，属于工艺用水，实现水资源循环再利用。

b.从水质指标方面分析，本项目采出水处理系统采用的处理工艺能够实现处理后水质稳定达标。

c.从回注过程方面分析，采出水随原油采出后，通过地面油水分离、规范处置，再通过多层防护的井筒回注到油层，全过程密闭运行，整个过程防控措施安全可靠，正常情况下不会对地下水体造成问题。

d.从回注井成井工艺方面分析，徐闻油区采出水回注井套管全部采取内、外防腐工艺，井筒安全质量得到有效提升；所有采出水回注井均采用全井段水泥一次上返封固工艺，确保表层套管、油层套管及地层岩石之间封固良好。采出水回注井和服役多年后水泥环胶结质量均满足《固井质量评价方法》（SY/T 6592-2016）标准要求，胶结质量完好，不窜层。

e.从地质构造方面分析，徐闻油区目前的注水运行压力远小于储层破裂压力，该工艺下不存在岩石破裂回注水泄漏风险。

（2）井下作业废水处理后综合利用的可行性

项目营运期产生的井下作业废水全部通过槽罐车运输至徐闻 101 站废水处理设施处理后回注油层用于驱油。各井场新增井下作业废水产生量远小于废水处理设施设计规模，通过合理安排各作业区的措施作业计划和污水进站时序，可实现全部处理达标回注不外排。

本项目注水井配套管网采用管线为高压注水钢管，壁厚达 9mm；且使用环氧粉末防腐工艺，具有防腐、耐温、耐压特性，可有效保证废水安全回注，大大降低了对地表水及环境污染。此外，所选注水井井筒满足废水回注需求，注水井完井套管采用了环氧冷缠带牺牲阳极保护套管+高强度水泥固井技术，水泥返高至地面，套管保护较好，且对注水层位上段配套套管保护封隔器，实现废水集中在目的层注入，确保地下水源不受污染，废水安全回注。

注水井通过水泥将套管与地层之间进行封闭，上有封隔器完全隔绝回注过程中与非注水层和地下含水层的联系，阻止回注水对非注水层和地下含水层的污染；井底构筑水泥塞，阻止注水向下部地层的渗入；仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段作为回注水排出钢管之外的通道；地面部分，井口高出地面，并设置控制加压装置，防止对地下潜水及地表水造成污染。因此，回注地层的采出水及措施返排液在正常情况下不可能跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，不会对地下水水质产生影响。

综上，本项目营运期产生的生产废水可实现全部回用不外排。

8.2.1.3 依托污水处理厂的可行性分析

（1）处理能力可行性

徐闻污水厂位于徐闻县海安经济开发区，一期处理规模为 30000t/d，二期处理规模 20000t/d，目前均已投产，本项目生活废水量约为 0.8m^3/d，废水水量占污水厂处理规模较小，故本项目排放的水量在徐闻污水处理厂处理余量内，不会对污水处理厂的处理能力和处理效果造成冲击，因此项目所排废水的水量在污水处理厂的处理能力内。

（2）处理工艺可行性

徐闻污水厂一期工艺采用“A /O 氧化沟+曝气生物滤池+反硝化深床滤池”，二期工艺采用“AAO 微爆氧化沟+纤维转盘滤池+紫外消毒”生化处理工艺，设计出水均达到《城镇污水处理厂污染物排放标准 》（GB18918-2002）中一级标准的 A 标准和广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）第二时段一级标准两者中之较严者，处理后的废水排入大水桥河。

本项目所排生活废水中主要污染因子为 COD、SS、氨氮、总磷、总氮常规因子，废水水质较简单，无重金属、有机毒物类物质，废水中污染物浓度较低，难降解有机物少，能够达到徐闻污水处理厂接管标准要求，废水水质满足徐闻污水处理厂的接管要求。

（3）进出水水质可行性

本项目生活废水接管水质满足徐闻污水处理厂接管标准，因此本项目废水接管不会对徐闻污水处理厂的进水水质造成较大冲击，接管可行。

8.2.2 废气污染防治措施

本项目运营期间产生的大气污染物主要为采油井场无组织挥发废气、站场油罐大小呼吸废气、站场动静密封点废气、站场热水炉燃烧废气，所采取针对性的措施见表 8.2.2-1。

表 8.2.2-1 运营期废气污染防治措施技术可行性分析

废气类型	污染防治措施	治理效果
站场热水炉燃烧废气	低氮燃烧	热水炉废气满足《工业炉窑大气排放标准》（GB9078-1996）和《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 1 挥发性有机物排放限值；站场边界非甲烷总烃满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）企业边界污染物控制要求；井场边界非甲烷总烃满足《大气污染物排放限值》(DB44/27-2001)表 2 中无组织排放监控浓度限值；井口非甲烷总烃满足《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 3 中规定限值；井场边界硫化氢满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）中表 1 要求；站场油罐大小呼吸废气满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）表 3 原油储存特别控制要求。
井场无组织挥发废气	加设油套连通装置对油层套管气进行回收	
站场油罐大小呼吸废气	原油储罐呼吸废气通过储罐 VOC 收集管道引入伴生气处理系统处理	
站场动静密封点废气	采用合理的输油工艺，定期对阀门等连接件进行巡检，选用优质材料，加强人工检查	

措施可行性分析及其影响分析

（1）油套连通装置

在石油开采过程当中，一些天然气会溶解在石油之中，当开采过程导致压力逐步降低之后，一部分天然气通常会从所开采的石油中脱离，进入采油井油管与套管之间的环形空间形成套管气，其他天然气则随采出液一起采出。

套管气的存在会迫使油井动液面下降，使油井有效生产压差降低，产能下降，进而影响油井正常生产。消除套管气影响的最直接的方法就是将套管气排放到大气中，但这样不仅造成资源的浪费，而且还对大气环境造成一定的污染。因此，本项目所有油井均安装油套连通回收装置，回收套管气。油套连通回收装置是封闭一个套管闸门，另一个套管闸门经过单流阀连通器、防锯管线连接到生产流程上。套管气经憋压大于管线回压后进入流程外输，由于设置单流阀，即使套压低于回压，流程中的采出液也不会倒流。连通器用防盗盒保护，卡箍接头、套管丝堵等均设置为防盗型。该设备安装简单、投资较低，在油田应用较广。因此，油套连通套管气回收装置可以使套管气得以回收、减少排放，无论在技术上还是环境保护方面都是可行的。

（2）低氮燃烧器

根据《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)，燃气锅炉烟气污染防治可行

技术见表 4.2.1-2，本项目热水炉采用低氮燃烧技术，采用的措施属于《排污许可证申请与核发技术规范 锅炉》(HJ953-2018)表 7 中的可行性技术。化石燃料燃烧的 NOx 的生成主要由烟气温度和氧气浓度决定。因此，当前工业中的燃气低氮燃烧技术的一个重要控制方式就是通过改进燃烧技术降低气体燃料燃烧过程中的烟气温度。在时间上，将热量释放的峰值降低，降低化学反应速率、延长反应时间；在空间上，将热量分散在更广阔的空间。低氮燃烧技术仅需对锅炉内部进行改造，适用性强，在氮氧化物达标工艺中可优先考虑。参考《广东省锅炉大气污染物排放限值编制说明》，低氮燃烧技术氮氧化物减排率可达 20%～50%。因此，本项目采取低氮燃烧技术是可行的。

表 8.2.2-2 燃气锅炉烟气污染防治可行技术

燃料类型	燃气
炉型	室燃炉
二氧化硫	/
氮氧化物	低氮燃烧技术、低氮燃烧+SCR 脱硝技术
颗粒物	/

本项目热水炉废气采用低氮燃烧技术，处理后的废气经 1 根 15m 高排气筒高空排放。由于本项目热水炉功率不大，且使用清洁燃料，因此排放的污染物总量较少，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物的排放浓度均能满足《工业炉窑大气排放标准》（GB9078-1996），NMHC 的排放浓度均能满足广东省地方标准《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》，对周边环境影响不大。

综上分析，针对运营期废气采用的环保措施在技术、经济上是可行的。

8.2.3 噪声控制措施

本项目运营期噪声源主要包括：采油设备噪声、井下作业噪声及泵类设备噪声。由于井区噪声源分布分散，噪声污染的防治主要是采取经济合理噪声源控制措施。为降低噪声影响，在井场设计中采取降噪措施有：

（1）设备选型尽可能选择低噪声设备；

（2）加强对抽油机的维护、减少作业次数；

（3）高噪声设备周围设置隔声屏障。

采用以上措施后，可有效减少噪声影响，对周围声环境影响较小。

8.2.4 固体废物处置措施

8.2.4.1 固体废物产生情况

本项目运营期的固体废物主要为油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料、废反渗透膜、生活垃圾等。运营期固废的性质及产生量见表 8.2.4-1。

表 8.2.4-1 项目运营期固废一览表

序号	名称	产生量 t/a	主要成分	固废分类		处置方式
				废物类别	危废代码	
1	油泥油砂	8.5	油泥、岩屑	HW08	071-001-08	随产随清，委托有资质单位处置
2	废沾油防渗材料	2.0	油泥、防渗膜	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
3	废含油抹布、废含油手套	0.05	油泥	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
4	废润滑油	0.5	油	HW08	900-217-08	委托有资质单位处置
5	污泥	2	油	HW08	900-210-08	委托有资质单位处置
6	废滤料	0.5	油、滤料	HW49	900-041-49	委托有资质单位处置
7	废反渗透膜	0.005	废反渗透膜	/	/	外售综合利用
8	生活垃圾	7.3	生活垃圾	/	/	环卫清运

8.2.4.2 固体废物的贮存、堆放对环境的影响

本项目营运期危险废物暂存于徐闻 6-3 井场的危废暂存间，危废暂存间根据《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求做好危险废物贮存的相关要求设置，满足防风、防雨、防晒要求，满足危废暂存间防腐防渗要求，包装物及危废暂存间设置危险废物识别标志。

表 8.2.4-2 项目危险废物储存场所基本情况

序号	贮存场所（设施）名称	占地面积	危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	位置	贮存方式	贮存能力	贮存周期
1	危险废物暂存间	$20m^2$	废沾油防渗材料	HW49	900-041-49	徐闻 6-3 井场	密封袋装	$3m^2$	6 个月
2			废含油抹布、废含油手套	HW49	900-041-49		密封袋装	$1m^2$	6 个月
3			废润滑油	HW08	900-217-08		密封桶装	$1m^2$	6 个月
4			污泥	HW08	900-210-08		密封袋装	$3m^2$	6 个月
5			废滤料	HW49	900-041-49		密封袋装	$1m^2$	6 个月

本项目危废需存储面积约 $9m^2$，本项目拟在徐闻 6-3 井场新增一座 $20m^2$ 危废暂存库，可以满足本项目危废暂存的需求。

8.2.4.3 固废管理要求

根据《广东省固体废物污染环境防治条例》（2019 年 3 月实施），危险废物污染防治规定如下：

（1）产生危险废物的企业事业单位和其他生产经营者（以下简称危险废物产生单位）以及危险废物经营单位应当按照规定在固体废物环境信息化管理平台申报登记。

（2）危险废物产生单位应当按照规定制定危险废物管理计划，建立危险废物台账，如实记载产生的危险废物种类、数量、流向、贮存、利用、处置等信息。危险废物台账应当保存十年以上。

（3）危险废物产生单位应当在固体废物环境信息化管理平台填写电子联单。

（4）危险废物的收集、贮存、转移、利用、处置实行集中就近原则。

（5）危险废物产生单位必须按照国家规定处置危险废物，不得擅自倾倒、堆放。确需临时贮存的，必须采取符合国家环境保护标准的防护措施，且贮存期限不得超过一年，并向所在地县级以上人民政府生态环境主管部门报告临时贮存的时间、地点以及采取的防护措施。

本项目为危险废物产生单位，根据要求建立危险废物台账并存档保存；对危险废物进行暂存后交由有资质单位处置，危险废物暂存间设置在场址内，就近暂存，并及时交由有资质单位清运、处置。本项目产生的危险废物量较少，暂存过程对各类危险废物进行包装，容器封闭设置，暂存间做好防渗等措施，不会对周围环境造成不良影响。

8.2.5 土壤、地下水污染防治措施

井场正常运行不产生废水、固废，采出液、采出水通过密闭管线外输，仅拉油井场设置多功能罐暂存采出液，因此在多功能罐处设防渗措施，多功能罐周围设置足够容量的围堤(堰)。

检修作业期间产生井下作业废水、含油废物可能对土壤地下水造成污染，作业现场污染防治措施参照施工期，作业过程主要防控措施如下：

（1）施工作业中采用井口刮蜡器、井口泄油器，作业现场配备负压回收装置、地面污水罐等环保设施；在施工井开工之前，严格按照“三标”井场要求布置，铺设好防渗膜、玻璃钢围堰；施工作业过程中，班组严格执行交接班制度，每班对施工现场情况进行巡回检查，及时发现问题并给与纠正。井下作业施工时，现场配备污水暂存设施，并在井场油管桥下铺垫防渗透膜，防渗透层四周要设置围堰。井下作业废水由污水罐车运送至徐闻 101 站污水集中处理系统

处理。

（2）修井作业安装井下泄油器，防止井筒内油水外溢，实现前端控制。针对腐蚀结垢严重、常规泄油器难以适应的问题，改进井下泄油器重新设计泵上复合式泄油器。

（3）加强修井作业的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

（4）地下水污染具有不易发现和一旦污染很难治理的特点，因此，防止地下水污染应遵循源头控制、被动防控、污染监测及事故应急处理的主动及被动防渗相结合的原则。

（5）一旦发生管线泄漏或套外返水等事故，应立即对油井止水封井。

（6）地下水污染情况勘察和治理是一项专业性很强的工作，一旦发生污染事故，应委托具有水文地质勘察资质的单位查明地下水污染情况，并委托具有专业资质的单位进行治理。

表 8.2.5-1 检修作业现场分区防渗方案

序号	污染防治区类别	防渗性能要求	污染防治区域或部位
1	重点防渗区	防渗性能不应低于 6.0m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能；应采用高密度聚乙烯（HDPE）膜，厚度 2mm，接缝处应防止渗漏。	井口装置区、带油污工具摆放区（待修管架、报废管架及清洗区）、油泥油砂罐，污水罐
2	一般防渗区	防渗性能不应低于 1.5m 厚渗透系数为 1.0×10^{-7}cm/s 的黏土层的防渗性能。可采用低密度聚乙烯（LLDPE）膜，厚度 1.5mm。	钻具区（井场管杆、钻杆桥、钻杆排）、泵房、机房底部、物料堆放区等

检修作业现场防渗铺设规格要求：

A.井口装置区域：防渗布铺设面积不得小于钻台底部外边 30cm，防渗膜的厚度 2mm，，四周设置 20cm 高的围堰。

B.液控柜底部：防渗布铺设面积不得小于液控柜底部外边 30cm，防渗膜的厚度 1.5mm，，四周设置 20cm 高的围堰。

C. 管杆桥及管杆输送机下：防渗布铺设面积不得小于钻杆桥及钻杆输送机外边 30cm，防渗膜的厚度 1.5mm，四周设置 20cm 高的围堰。

D.管杆桥：防渗布铺设面积不得小于管杆外边 30cm，防渗膜的厚度 2mm，四周设置 20cm 高的围堰。

E.带油污工具摆放区：防渗面积 3m×3m，防渗膜的厚度 1.5mm，四周设置 20cm 高的围堰。

F.储液罐（抽汲计量罐）下防渗：防渗布铺设面积不得小于储液罐（抽汲计量罐）外边 30cm，防渗膜的厚度 1.5mm，四周设置 20cm 高的围堰。

8.2.6 生态保护与补偿措施

本项目生态影响主要体现在施工期，在运营期生态环境影响主要为污染物对土壤和植被的破坏，减少污染物的排放是减少生产运营期生态环境影响的主要措施。另外，在生产运营期可针对施工期造成的生态影响，采取生态补偿措施：

1）提高职工的环境保护意识，在生产生活中杜绝人为破坏植被的现象；

2）油田运营过程中，尽量减少占地，以减少对地表植被破坏，降低生态风险。

8.3 闭井期环境保护措施论证

本项目油气井服务期满后，首先进行停运，成为长期停运井，根据每年建设单位开展的油井技术现状排查后确定闭井计划，达到闭井条件的长停井逐年分批次进行封井报废。

8.3.1 长停井环境保护管理要求

建设单位根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）对长停井进行管理，保护表层土壤和地表水免于井筒流体的潜在伤害，主要环境保护管理要求如下：

（1）关停井应安装采油树或防喷装置，其设计参数和机械完整性应足以控制流体，并且能够控制在油管、套管及所有环空中出现的异常高压。采油树和防喷装置的组合使井筒内流体与地表隔开，同时又与油管、套管相连通，可以方便地检测井内压力。井身结构中的机械完整性是流体运移的屏障，从而对长停井提供了保护措施，防止了流体进入淡水层和地表。

（2）确保大法兰螺丝齐全、闸门完好、压力表正常，其性能参数应满足控制流体在油管、套管和环空中出现异常高压的需要。

（3）长停井井场应设置警示标志，按要求对井口、抽油机、电器等设施进行维护保养，切断电源流程。

（4）油、水井暂闭时，可采用水泥塞、桥塞、丢手封隔器等有效隔离生产井段，安装采油树、压力表等。

（5）根据《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017），井身结构应至少具备以下两项以上防止流体运移到淡水层的保护装置。

1）有表层套管，水泥浆从淡水层以下返到地面

2）有技术套管，水泥固井

3）有油层套管，水泥返至关键层段以上

4）油管带封隔器坐在完井层段以上

5）用桥塞、水泥塞或不带油管的封隔器封隔完井井段

开展长停井监控，根据井况及保护装置完备程度，对照《废弃井及长停井处置指南》（SY/T6646-2017）确定监控频次，识别带压地层情况，避免带压地层对淡水层、表层土壤和地表水造成伤害。

8.3.2 封井环境保护管理要求

根据闭井计划，对满足条件的长停井进行封井作业。建设单位封井作业过程执行《废弃井封井回填技术指南（试行）》（环办土壤函〔2020〕72 号）、《废弃井及长停井处置指南》（SY/T 6646-2017）、《废弃井封井处置规范》（Q/SH 0653-2015）等标准及管理文件要求。封井工作流程包括主要包括废弃井判定、环境风险评估、封井回填与验收等步骤，根据测井、机械找漏等方式排查油水井套管情况，根据地质、工程分析结果制定工艺方案并安排施工计划。

对于封井施工的主要要求为：a) 保护淡水层免受地层流体或地表水窜流的污染；b) 隔离开注采井段与未开采利用井段；c) 保护地表土壤和地面水不受地层流体污染；d) 隔离开处理污水的层段；e) 将地面土地使用冲突降低到最小程度。

目前江苏油田公司的闭井的作业方式主要为“三段水泥塞法”：对于常规井在射孔层段底界以下，对射孔层注水泥封堵，并在射孔层以上留 30m 水泥塞，带压侯凝；在套管水泥返高以下注 50m 水泥塞；在距井口深度 200m 以内注一个 50m 水泥塞；对于重点复杂井在射孔层底界以下 30m，对射孔层段挤注灰浆，封堵半径大于井眼半径 0.3m～0.5m，并在油层以上留 50m～100m 水泥塞；在油层套管水泥返高以下注 50m 水泥塞；在距井口深度 200m 以内注一个 50m 的水泥塞。封井措施完成后，进行试压，泵注压力为 15MPa，稳压时间不少于 30min，允许压降不超过 0.5Mpa。已封堵的井口套管接头应露出地面，用厚度不低于 5mm 的圆形钢板焊牢，钢板上面应用焊痕标注井号和封堵日期，并修建 500mm×500mm×400mm 水泥台保护，标明井号和封堵日期，具体先图 7.3-1。



图 8.3-1 闭井（封井）后现场案例

此外，对于长停井及封井要求开展以下工作：

1）定期开展长停井、废弃井巡逻管理，对于长停井、废弃井的管理实行分公司、采油厂、基层队三级管理模式，每半年对长停井、废弃井检查一次。采油厂对长停井、废弃井定期进行检查，长停井及废弃井每季度检查一次。基层班站对长停井、废弃井定期进行现场或视频巡检，已封废弃井每半年巡检一次，长停井及未封废弃井每月巡检一次。录取油、套压等资料，描述采油（气）树状况和井场环境，拍照或视频，做好巡检记录。

2）按照废弃井封井回填技术指南要求，规范废弃油井封井回填工作，废弃井封井回填工作完成后，进行验收，验收合格的对资料进行整理和归档。

3）对井场修复时，对油井区进行植被覆盖，根据废弃井场周边现状地貌情况，对井场表面进行植物绿化，选择能适应自然条件，在油田服役后期能自然生长的植被种类进行恢复，或在土地恢复前与当地土地政府部门沟通，开展废弃井土地退出及复垦工作。

4）地面设施拆除、井场清理等工作中会产生废弃管线、废弃建筑残渣，应集中清理收集；集油管线清洗后（分段清洗，清管废水就近进入污水处理站，处理达标后回注用于油田开发），或经分段封堵后埋于地下、或回收再利用；废弃建筑残渣用于路基回填等再利用过程。

5）废弃井建立已封废弃井档案及封井数据库，明确废弃井坐标位置、废弃方式等，记录废钻井液及岩屑量，废水量，环境监测报告，井场废弃物治理和完井覆耕安排工作，同时建立施工井环保档案，对完井后井场不同方位拍摄照片。

8.3.3 闭井期巡检制度

基层管理机构对长停井、废弃井定期进行现场或视频巡检，录取油、套压等资料，描述采油(气)树状况和井场环境，做好巡检记录，发现隐患，及时处理并上报。

采油厂对长停井、废弃井定期进行检查，对检查中发现的问题要及时处理，并做好记录，责成相关单位进行整改反馈，对于无法整改的问题，及时向油田长停井、废弃井管理办公室报告。

表 8.3-1 巡井检查频次

序号	巡检内容	基层管理机构	采油厂	油田
1	已封废弃井	每半年巡检	每年检查	每年检查
2	长停井及未封废弃井	每月巡检	每季度检查	每半年检查
3	重点长停井及未封废弃井	每半月巡检	每月检查	每半年检查

对检查中发现的问题，责成相关单位进行整改并及时反馈。检查内容包括：

（1）检查组织机构、管理制度、应急预案、井控演练等。

（2）检查基础资料台账建立和更新情况，巡检记录、封井计划、封井方案，封井方案执行情况等。

（3）检查长停井、废弃井的井口设施等。

8.4“三同时”验收一览表

本项目的环保投资 85 万元，占项目总投资 0.43%。本项目环保设施“三同时”竣工验收表见表 8.4-1。

表 8.4-1　建设项目环保“三同时”验收一览表

污染源			环保设施	环保投资（万元）	效果	进度
废水	施工期	钻井废水	徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放;徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排；试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排。	15	达标排放	与建设项目同时设计、同时施工、同时投产使用
		洗井废水				
		压裂废水				
		管道试压废水				
		生活污水	部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。	/	不外排	
	运营期	井下作业废水	徐闻 101 站新增 1 套污水处理系统；工艺：过滤+吸附；处理能力：250m^3/d	10	由污废水集中处理系统处理后回注，不外排	
		纯水制备浓水和脱水废水				
		采出水				
		生活污水	站场设置 1 座废水暂存池，生活污水经化粪池预处理后，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排	/	不外排	
废气	施工期	施工扬尘	道路定期洒水抑尘； 控制车辆装载量并采取密闭或者遮盖措施； 大风天停止作业，施工现场科学管理	2	施工场地无大量起尘	
		施工废气	选择合格且工况良好的动力机械设备，定期保养； 使用符合国家标准要求的燃油		柴油发动机参照《大气污染物综合排放标准》（DB32/4041-2021）表 1 标准	
		焊接烟尘	规范焊接操作；使用低毒焊条		施工场地焊烟尘浓度较低	
	运营期	站场热水炉燃烧废气	站场热水炉配有低氮燃烧器，热水炉燃烧废气经 15m 高的排气筒排放，风量：518m^3/h	8	达标排放	
		井场无组织挥发废气	加设套管器对油层套管气进行回收			
		站场油罐大小呼吸废气	原油储罐呼吸废气通过储罐 VOC 收集管道收集后，热水炉采用处理后的天然气作燃料			
		站场动静密封点废气	采用合理的输油工艺，定期对阀门等连接件进行巡检，选用优质材料，加强人工检查			

污染源			环保设施	环保投资（万元）	效果	进度
固废	施工期	钻井固废	采用“泥浆不落地工艺”，钻井固废全部委托第三方单位综合利用	10	不产生二次污染	
		施工废料	难以回填土、多余建筑混凝土用于井场及道路基础铺设；部分回收再利用或外售，难以利用的交由环卫部门清运			
		生活垃圾	施工场地临设垃圾桶内，由地方环卫清运			
	运营期	油泥油砂、废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料	委托有资质单位作为危险废物处置	10	不产生二次污染	
		废反渗透膜	外售综合利用			
		生活垃圾	环卫清运			
噪声	施工期		选取合适的井场位置，尽可能远离居民区 本项目施工期间，运输车辆应尽可能减少鸣号，尤其是在晚间和午休时间； 加强设备维护与保养； 做好施工期噪声监测和与周边居民沟通工作	10	场界（厂界）达标	
	运营期		设备选型尽可能选择低噪声设备；加强对抽油机的维护、减少作业次数；注水站选址远离居民区，注水泵房内部按照吸声材料			
土壤、地下水	原辅料、生产废水、危险废物		采取相应防渗措施；控制地面漫流污染	15	/	
风险防范措施			加强巡视检查和坐班制度，强化监控手段，定期开展环境隐患排查。补充更新应急物资，开展环境风险评估、环境应急预案备案，应急培训及应急演练。	5	确保事故发生时对环境影响较小	
环境管理（机构、监测能力等）			依托油田安环处专职环保人员；环境监测以江苏油田下属公司为基础，配备各项因子监测分析仪器。	-	/	依托现有机构
合　计			/	85	/	/
“以新带老”			/			
核算污染物排放量			本项目核算的大气污染物：非甲烷总烃2.841t/a；二氧化硫0.0007t/a ；氮氧化物0.298t/a ；颗粒物0.084t/a。运营期无废水外排。			

9 环境影响经济损益分析

9.1 社会效益分析

中国是个资源贫乏的国家，尤其是石油资源。随着国民经济的快速发展，国内石油需求量越来越大，石油已经成为社会、经济不可或缺的重要资源。自 2007 年，中国已进入能源预警期，应对能源安全挑战是我国可持续发展的战略重点之一。为了减少对外依赖，增加国内石油供应，保证中国能源安全和可持续发展，国家大力支持石油资源开发。

本项目的建设，可以把埋藏在地下的财富变为今日社会、经济急需的宝贵资源，支持社会发展和国家建设，减少国家原油进口、节约外汇。同时，该区块的开发，能够增加一定的就业机会，解决部分剩余劳动力；开发的大量投资也能够拉动相关产业的发展，具有良好的社会效益。

9.2 环境效益分析

本项目在建设过程中，地面设施建设等都需要临时或永久占地，扰动土壤，破坏地表植被，带来一定的环境损失。环境损失包括直接损失和间接损失，直接损失指由于项目建设对土壤、植被和其生境的破坏所造成的环境经济损失，即土地资源破坏所造成的损失；间接损失指由土地资源损失所引起的其他生态问题，如生物多样性下降等生态灾害所造成的环境经济损失。

当工程完工，临时占地将被恢复，临时占地对土地资源和生态环境的破坏程度较小，时间较短。只有在油田停止开发后，永久占地才有可能被恢复，永久占地对土地资源和生态环境的破坏严重，时间长。

根据生态影响评价分析，项目占地类型主要为农田，生态系统以农田生态系统为主。本项目在开发建设过程中，不可避免的会产生一些污染物，包括无组织挥发的烃类废气、采出水、井下作业废液、油泥油砂、各种设备运行时产生的噪声等，这些污染物都会对油田周围的环境造成一定的影响，如果处理不当或者管理措施不到位，就可能会危害油田开发区域内的环境。

9.3 经济效益分析

根据项目可研报告提供的经济评价，该项目税前主要财务评价指标满足行业基准收益要求，在财务上可行，评价期内创造较大的经济增加值。

9.4 环保投资

从经济学角度讲，油气资源属不可再生的资源，资源的数量将随着开发利用而逐渐枯竭。随着经济的不断发展，人类对油气资源的需求量不断增加，虽然，其总量比较丰富，但其贮量是有限的，相对于人类对油气资源的需求而言，油气资源是稀缺的。环境资源是发展经济的重要物质基础，倘若人们不是合理的开发利用，以致造成环境资源枯竭、退化、环境污染和生态破坏，就会直接影响经济的发展。因此，在油气资源开发建设中，应把生态环境恢复重建及环境保护减缓措施，纳入工程设计、规划建设中。

本项目的建设以“安全、适用、效益、环保”为指导思想，遵循高效节能、安全生产的原则，利用目前最有经济效益和先进的工艺技术来进行设计，得出了科学合理的建设方案和油气集输、处理工艺和产品外输方案。

本次评价中环保设施的范围按以下原则划分：凡属治理污染、保护环境的设施；凡是既为生产所属又为治理污染服务，但其主要目的是为改善环境且同时又提高经济效益的设施均属环保设施。

本项目总投资 2 亿元，环保投资 85 万元，占项目总投资 0.43%。

10 环境管理与监测计划

10.1 环境管理目的

根据工程分析和环境预测评价等，本项目建成后将对周围环境造成一定的影响，因此建设单位应在加强环境管理的同时，定期开展环境监测，以便了解对环境造成影响的情况，采取相应措施，消除不利因素，减轻环境污染，使各项环保措施落到实处。

石油天然气工业的勘探、开发活动对周围环境有一定的影响，为贯彻实施国家的可持续发展战略，促进陆上石油工业的发展，做到有章可循，必须建立符合我国法律规定和有关安全、环保标准要求的 HSW 管理体系。

10.2 环境保护管理计划

10.2.1 机构及人员设置

本项目的环境管理工作由中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司负责管理，并定期进行环境监测，其监测项目纳入中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司环境年度监测计划。

10.2.2 项目施工期的环境管理

工程施工期是对生态环境影响最大的时期，为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，建立施工期 QHSE 环境管理体系、引入环境监管、监督机制尤为重要。

①建立和实施施工作业队伍的 QHSE 管理体系。明确 QHSE 机构在施工期环境管理上的主要职责。

②负责制定本工程施工作业的环境保护规定，根据施工中各工种的作业特点，分别制定各工种的环境保护方案，制定发生事故的应急计划。

③负责组织施工期间的环境监管，审定、落实并督促实施生态恢复和污染治理。监督生态恢复、污染治理资金和物资的使用。

④监督检查保护生态环境和防治污染设施与项目主体工程同时设计、同时施工、同时投入使用的执行情况。

⑤负责协调与当地环保、水利、土地等部门的关系。

⑥负责调查处理工程建设中的环境破坏和污染事故。

⑦组织开展工程建设期间的环境保护的宣传教育与培训工作。

⑧工程建设结束后，会同当地环保主管部门共同参与检查验收。工程承包方是施工作业的直接参与者，他们的管理水平将直接关系到环境管理的好坏，为此，在施工单位的选择与管理上应提出如下要求：

A.在技术装备、人员素质等同的条件下，选择环境管理水平高、环保业绩好的承包方。在工程招标过程中，对施工承包方的选择，除考虑实力、人员素质和技术装备外，还要考虑其QHSE 的业绩，优先选择那些 QHSE 管理水平高、环保业绩好的队伍。

B.在承包合同中应明确承包方的环保责任和义务，将有关环境保护条款，如环境保护目标；采取的水、气、声、生态保护及水土保持措施等，列入合同当中，并将环保工作的好坏作为工程验收的标准之一。

C.施工承包方应按企业的要求，建立相应的 QHSE 管理机构，明确管理人员及其相应的职责等。施工作业前，应编制详细的环境管理方案，连同施工计划一起呈报企业 QHSE 部门及其他相关环保部门，批准后方可开工。

④施工单位要严格执行施工前的 QHSE 培训考核制度，施工人员必须通过相关部门的环保知识的宣传、教育和培训考核之后，成绩合格者方能进行施工，施工时要做到文明施工、环保施工。

⑤施工单位要严格执行施工期的各项环保规定，落实各项环保措施，按要求选择适宜的施工时间、尽量缩小施工范围。废渣和垃圾集中堆放；泥浆和废土等按规定进行处置。施工结束后做到工完料净、按规定对土地进行恢复。

10.2.3 项目运营期的环境管理

1）项目转入运营期，应由建设单位自行组织验收，检查环保设施是否按“三同时”进行；

2）加强环保设施的管理，定期检查环保设施的运行情况，排除故障，保证环保设施正常运转；

3）制定环境监测计划，督促检查内部环境监测机构或委托当地环境监测机构对各污染源、污染治理设施进行监测;配合当地环境监测机构按有关规定实施的环境监督监测工作；

4）领导和组织对各污染源、及项目周边环境进行监测；

5）监督检查本区块各项环境保护设施的运转，组织环保人员技术培训和学习有关环保知识；

6）建立区块环境保护档案，进行环境统计工作，及时准确上报环境报表；

7）负责区块环境污染和生态纠纷的处理，提出处理意见，及时向有关部门报告。

10.2.4 开发后期管理

根据油田开发规律，一般油井在投产一定周期后，不可避免的面临减产、停产、报废的过程，为了解决开发后期可能引发的环境问题，必须对报废井采取安全、环境友好的处置方式。

对于报废井，在将地面设备回收以后，必须采取封井措施，杜绝报废井憋压跑油污染。并将井场产生的油泥外运出敏感区，对地面植被进行恢复。

报废管线必须及时回收，并采取措施不得造成管线内油水的外溢污染。恢复地面原貌。

油井退役后，井场受到污染的表层土壤应清理、处置，改良次表层土壤并进行复垦或绿化。生态恢复重建的林木，应能适应自然条件，在油田服役期结束后能自然生长。

永久建筑在开发结束停用后，必须拆除，设备收回，建筑垃圾外运出环境敏感区，恢复原地貌。

10.2.5 环境管理台账

（1）废气、废水处理设施

落实专人负责制度，废气、废水处理设施需由专人维护保养并挂牌明示。做好废气、废水设施的日常运行记录，建立健全管理台账，了解处理设施的动态信息，确保废气、废水处理设施的正常运行。

（2）固废规范管理台账

中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司应通过“广东省固体废物管理信息平台”进行危险废物申报登记，将危险废物的实际产生、贮存、利用、处置等情况纳入生产记录，建立危险废物管理台账和企业内部产生和收集、贮存、转移等部门危险废物交接制度。

10.3 排污口规范化设置

排污口是企业污染物进入环境、污染环境的通道，强化排污口的管理是实施污染物总量控制的基础工作之一，也是区域环境管理初步实现污染物排放的科学化、定量化的手段。

10.3.1 排污口设置要求

根据国家标准《环境保护图形标志--排放口（源）》和国家环保总局《排污口规范化整治要求（试行）》的技术要求，项目所有排放口，包括水、气、声、固体废物，必须按照“便于

计量监测、便于日常现场监督检查”的原则和规范化要求，设置与之相适应的环境保护图形标志牌，绘制企业排污口分布图。排污口的规范化要符合当地环境监察机构的有关要求。

1.废水排放口

废水排放口须具备采样和测流条件，雨水排放口位置须满足采样监测要求。

2.废气排放口

项目建成后，各废气排气筒（烟囱）设计应便于采样，在适当位置设置监测采样口和采样监测平台。

3.固定噪声源

按规定对固定噪声源进行治理，且对外界影响最大处设置标志牌。

4.固体废物暂存场

固体废物堆放应设置专用贮存、堆放场地，做好防风、防雨、防渗设计。

5.标志牌设置

在厂区的废气排放源、固体废物贮存场所应设置环境保护图形标志，图形符号分为提示图形和警告图形符号两种，分别按 GB15562.1-1995、GB15562.2-1995 修改单执行。

10.3.2 排放口二维码管理技术要求

1.推荐优先采用 QR 码制作排污单位污染物排放口二维码，QR 码符号应符合 GB/T18284 要求。

2.排放口二维码标识应与排放口一一对应，标识位置尽量设置在少油污、少触碰、少摩擦、少高温、少潮湿等不易对二维码产生损害的位置，标识位置的选择应便于扫描、易于识读。

3.排放口二维码符号大小应根据代码内容、纠错等级、印制面积、版面设计、识读装置与系统、标签允许空间等因素综合确定。最小模块尺寸不宜小于 0.254mm。排放口二维码模块为黑色，背景色为白色，背景区域应大于条码边缘至少 2mm。分辨率大于或等于 4mil。

4.排放口二维码符号质量应依据 GB/T23704、GB/T18284 进行判定。

5.排放口二维码标识管理应符合 UTC1002 要求。在排放口二维码使用过程中出现无法识读、识读错误或者毁损、因排污许可证重新申请或变更导致排放口代码发生变化的情况时，应在一个月内完成修复更正。

10.3.3 排污口建档管理

1.项目建成后应按要求使用生态环境主管部门统一印制的《中华人民共和国规范化排污口标志登记证》，并按要求填写有关内容；

2.根据排污口管理档案内容要求，项目建成投产后，应将主要污染物的种类、数量浓度、排放去向、立标情况及设施运行情况记录于档案。

10.4 污染物排放清单

建设项目工程组成、总量指标及风险防范措施见表 10.4-1，污染物排放清单见表 10.4-2。

表 10.4-1 工程组成、总量指标及风险防范措施

工程组成	原辅料	废气污染物排放总量 t/a	废水污染物排放总量 t/a	固体废物排放总量 t/a	主要风险防范措施	向社会信息公开要求
主体工程	/	非甲烷总烃 2.841t/a；二氧化硫 0.0007t/a；氮氧化物 0.298t/a；颗粒物 0.084t/a	/	施工期：一般工业固废 7630.094t，危险废物 15t，生活垃圾 10.5t/a。 运营期：危险废物 13.555t/a，生活垃圾 7.3t/a。各类固废均得到有效的处置和利用，固体废物排放量为 0。	（1）施工期间做好环境风险防范措施，定期开展应急演练； （2）配备全面的应急设备，并定期检查，使设备一直保持能够使用的良好状态；具备畅通的通讯设备和通讯网络，配备必须的通讯联络设备。	根据《环境信息公开办法（试行）》要求向社会公开相关企业信息

表 10.4-2　污染物排放清单

污染物类别	所在位置	污染源	污染物名称	治理措施	运行参数	排放状况			排放标准		排污口信息	
						浓度 (mg/m^3)	速率 (kg/h)	排放量 t/a	浓度 (mg/m^3)	速率 (kg/h)	编号	排污口参数
废气	徐闻101站	热水炉	颗粒物	低氮燃烧	连续 8760h	15.880	0.008	0.070	20	/	DA001	高度 15m；内径 0.12m
			氮氧化物		连续 8760h	46.120	0.023	0.203	50	/		
			二氧化硫		连续 8760h	0.12	6×10^{-5}	0.00058	50	/		
			非甲烷总烃		连续 8760h	27.780	0.014	0.122	80	/		
		动静密封点	非甲烷总烃	/	连续 8760h	/	/	1.167	4.0	/	/	/
	井场	井口	非甲烷总烃	/	连续 8760h	/	/	1.531	4.0	/	/	/
		多功能罐	颗粒物	/	连续 8760h	/	/	0.014	1.0	/	/	/
			氮氧化物	/	连续 8760h	/	/	0.095	0.12	/	/	/
			二氧化硫	/	连续 8760h	/	/	0.00012	0.4	/	/	/
			非甲烷总烃	/	连续 8760h	/	/	0.021	4.0	/	/	/
废水	井下作业废水、采出水、纯水制备浓水和脱水废水			过滤+吸附	/	/	/	0	《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）			
固废	一般固废			委托专业单位回收综合利用	/	/	/	0	/	/	/	
	危险废物			委托具有相应资质的单位安全处理	/	/	/	0	/	/		
	生活垃圾			环卫部门清运	/	/	/	0	/	/		
噪声	工业噪声			低噪声设备、厂内优化布置、厂房隔声、基础减振、绿化隔离等	/	/		/	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类标准			

10.5 环境监测计划

10.5.1 监测机构

本项目建设期、运营期环境监测应委托有资质单位进行，建设单位协助监测工作。

10.5.2 施工期环境监测计划

①打井队施工时应明确施工噪声污染，废水、扬尘和废气等排放治理，施工垃圾处理处置等内容。

②每个施工队设置 1 名环保安全员负责施工场地的环境管理工作。

③加强对施工人员的环境保护宣传教育，增强施工人员环境保护和劳动安全意识，杜绝人为引发环境污染事件的发生。

④定时监测施工场地和附近地带大气中 TSP 和飘尘的浓度，定时检查施工现场污水排放情况和施工机械和噪声水平，以便及时采取措施，减少环境污染。

施工期环境监测项目见表 10.5-1。

表 10.5-1 施工期监测方案

类别	监测点	监测因子	监测期	监测频次	执行标准
大气	200m 范围内有环境敏感点的钻井现场	TSP	施工期	1 次	《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表 2 中二级标准
废水	钻井废水、洗井废水、试压废水	pH、COD_{Cr}、石油类	施工期	1 次	/
噪声	场界布设 4 个点	等效 A 声级	施工期	1 次	《建筑施工噪声排放标准》（GB 112523-2011）
	周边 200m 范围内居民点	等效 A 声级	施工期	1 次	《声环境质量标准》（GB3096-2008）

10.5.3 营运期环境监测计划

根据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ819-2017）文件要求，应按照规定对污染物排放情况进行监测。因此除环保主管部门的监督监测外，建设单位还应开展常规监测，以掌握污染物达标排放情况。

本项目建成后，将对周围环境产生一定的影响，因此建设单位应在加强环境管理的同时，定期进行环境监测，以便及时了解拟建项目对环境造成影响的情况，并采取相应措施，消除不利因素，减轻环境污染，使各项环保措施落到实处，以期达到预定的目标。

本项目营运期的常规监测主要是对建设项目污染源的监测。结合本项目特点，环境监测以大气环境为主，对废气排放口定期监测，确保废气排放达到相应排放标准。

表 10.5-2 运营期废气环境监测计划

项目	燃料类型	锅炉规模	监测点位	监测指标	监测频次	执行标准
热水炉烟气	天然气	0.5MW 或 0.7t/h 以下	排气筒	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度、非甲烷总烃	每年监测 1 次	《工业炉窑大气污染物排放标准》(GB9078-1996)表 2，《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）表 1
无组织排放	徐闻 101 站场内和厂界；断块 6 与断块 9 各 1 个点；站场内 1 个点；厂界上风向 1 个对照点，下风向 3 个监测点。			颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度、非甲烷总烃	每季度 1 次	《固定污染源挥发性有机物综合排放标准》（DB44/2367-2022）；《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）

表 10.5-3　运营期雨水污染源监测一览表

接转站名称	排放源	燃料类型	监测指标	监测频次	执行标准
徐闻 101 站	站场雨水	天然气	化学需氧量、石油类	有流动水排放时按照每季度 1 次，一年无异常后则每年监测 1 次	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III 类标准

表 10.5-4 运营期噪声监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
噪声	等效连续 A 声级	徐闻 101 站四面场界外 1m	每季度 1 次，每次监测 1 天，监测昼夜噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中 2 类

表 10.5-5 运营期环境监测计划

监测类别	监测项目	监测布点	监测频次	执行标准
大气	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、林格曼黑度、非甲烷总烃	下风向厂界或敏感点	每半年监测 1 次	《环境空气质量标准》（GB3095-2026）二级标准
噪声	等效连续 A 声级	东园村	每季度 1 次，每次监测 1 天，监测昼夜噪声	《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类
地下水	氨氮、耗氧量、石油类、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）、砷、六价铬	101 站、6-3 井场 上游 1 个点，下游 2 个点	运营期每半年监测 1 次	《地下水质量标准》（GB/T 14848-2017）III 类标准
		退役后油井井场 上游 1 个点，下游 2 个点	监测 1 次	
土壤环境	石油类、苯并[a]芘、砷、六价铬、石油烃（C6~C9）、石油烃（C10~C40）	徐闻 101 站站场内布设 1 个深层样和 1 个表层样点；6-3 站站场内布设 1 个表层样点	每年监测 1 次	《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）
		退役后油井井场布设 1 个表层样点	监测 1 次	

11 结论

11.1 建设项目概况

中国石油化工股份有限公司江苏油田分公司拟实施“广东油区北部湾盆地徐闻新区产能建设项目”。本项目开采范围为徐闻县迈陈镇、西连镇、角尾乡境内，主要开发层位为迈陈凹陷斜坡带涠二段和涠三段。本项目主要工程内容包括：共部署 44 口井，其中新钻油井 15 口，勘探井转开发井 29 口（其中包括 4 口注水井）。新建井场 14 座，依托现有井场 16 座，1 座现有井场改扩建为 1 座站场。新建 40 套 12 型抽油机，新建 600 型压驱注水装置 3 套；新建多功能罐 24 座，三相分离器橇 1 套，伴生气回收装置 1 套，依托 1000m^3 中转储油罐。新建集油管线 3.3km，新建注水管线 1.4km。同时配套建设供配电、自控、通信及道路等工程。未来根据情况可能新建管线，新建管线部分另行编制环评报批。

本项目建设周期约 5 年，项目实施后最大产油能力 4.25×10^4t/a（第 6 年），最大产液量 7.29×10^4t/a（第 10 年）；项目预计动用地质储量 1126×10^4t。

本项目总投资 2 亿元，环保投资 85 万元，占项目总投资 0.43%。

11.2 环境现状评价结论

（1）环境空气现状监测数据表明：根据《湛江市生态环境质量年报简报（2024 年）》，2024 年，湛江市二氧化硫、二氧化氮年浓度值分别为 9ug/m^3、12ug/m^3，PM_{10} 年浓度值为 33ug/m^3，一氧化碳(24 小时平均)全年第 95 百分位数浓度值为 0.8mg/m^3，均低于《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中标准限值；$PM_{2.5}$ 年浓度值为 21ug/m^3，臭氧(日最大 8 小时平均)全年第 90 百分位数为 134ug/m^3，均低于《环境空气质量标准》(GB 3095-2026)中标准限值。因此，本项目所在区域属于达标区。

（2）地表水现状监测数据表明：迈陈河现状检测各项监测因子均能够满足《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中Ⅲ类标准要求。

（3）声环境监测结果表明，井位周边声环境保护目标监测点噪声现状均达 2 类标准。

（4）地下水环境质量监测结果：拟建项目所在地及周边地下水监测点各因子满足《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中的Ⅲ类标准要求。

（5）土壤环境监测结果表明：场内各监测点土壤因子满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）风险筛选值的第二类用地标准；项目附近耕地满足《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）中的表 1 农用地土壤污染风筛选值，说明项目周边土壤环境质量现状符合标准要求。

11.3 污染物产生及排放情况

11.3.1 施工期

11.3.1.1 废气

本项目废气主要包括施工扬尘、施工废气。

本项目采取以下措施尽量减少施工扬尘排放：原材料运输、堆放要求遮盖；距离居民点较近区施工场地周围设围栏，道路采取临时硬化措施；及时清理场地上弃渣料，不能及时清运的要采取覆盖措施，洒水灭尘。

本项目尽量采用符合国家规范要求的车辆、设备及燃油减少施工废气排放，同时加强施工管理，尽可能缩短施工周期。

11.3.1.2 废水

本项目施工期水污染物主要包括钻井废水、洗井废水、压裂废水、试压废水、生活污水等。

（1）徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放;徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排。

（2）试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；

（3）生活污水：部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

11.3.1.3 固废

（1）废弃钻井水基泥浆采用泥浆罐收集暂存，不含油岩屑采用岩屑罐收集暂存，一开的泥浆和岩屑脱水并检测符合 SY/T7466-2020 中表 1 的资源化产品浸出液控制项目限值要求后用于井场铺路；二开的泥浆和岩屑脱水后外运作建材制砖材料综合利用。

（2）施工废料尽可能回收，剩余废料由环卫部门处理。

11.3.1.4 噪声

本项目施工噪声主要为施工设备噪声，包括钻机、泥浆泵、振动筛等其他机械转动所产生的噪声。

本项目采取以下措施降低噪声对环境的影响：

（1）合理选择施工时间，减少对居民的影响；

（2）选用低噪声设备和工艺，合理布置井场，对村庄等环境敏感点进行合理避让；

（3）尽量减少夜间运输量，限制大型载重车的车速，对运输车辆定期维修、养护减少或杜绝鸣笛，合理安排运输路线。

11.3.1.5 生态

本项目所在区域以农田为主，油田在开发阶段中的钻井、地面建设、新建道路等过程，会对区域内的生态环境，特别是建设范围内的生态环境造成严重影响。本项目施工期影响主要表现在占用土地、改变土地利用类型、扰动土层、破坏植被。临时占地在施工期将会对环境产生影响，工程结束后对临时占地进行生态恢复，可以将其影响降至最低。

11.3.2 运营期

11.3.2.1 废气

本项目运营期间产生的大气污染物主要为采油井场无组织挥发废气、站场油罐大小呼吸废气、站场动静密封点废气、站场热水炉燃烧废气。原油储罐呼吸废气通过储罐 VOC 收集管道引入热水炉作为燃料，不外排；站场热水炉燃烧废气经低氮燃烧处理后通过 15m 高 DA001 排气筒排放，采油井场无组织挥发废气、站场动静密封点废气均无组织排放。

11.3.2.2 废水

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、纯水制备浓水、脱水废水及生活污水。对运行过程中产生的废水采取以下收集与处置措施：

（1）井下作业废水

井下作业废水主要包括修井作业产生的井筒循环液、井口返排水、洗井废水，主要污染物为石油类及悬浮物。运营期井下作业废水收集后由罐车就近拉运至徐闻 101 站污水集中处理系统进行处理，处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标

准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（2）采出水

采出水经站场污水处理系统进行处理，经过处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（3）纯水制备浓水、脱水废水

纯水制备浓水和脱水废水经采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中水质标准后回注地层用于油田注水开发，无外排。

（4）生活污水

员工生活污水经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。

11.3.2.3 固废

本项目运营期间产生的油泥油砂随产随清，委托有资质单位处置；废沾油防渗材料、废含油抹布、废含油手套、废润滑油、污泥、废滤料等危废产生后暂存于徐闻 6-3 井场的危废暂存间，定期委托有资质单位处置；废反渗透膜外售综合利用；生活垃圾委托当地环卫部门处置。

11.3.2.4 噪声

运营期噪声主要为抽油机噪声、井下作业噪声。本项目通过加强对设备的维护、减少作业次数等措施，可大大降低运营期噪声对周围环境的影响。经预测，井场昼间和夜间噪声值均可满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）2 类标准要求。

11.3.2.5 生态

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

（1）加强风险防范

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

（2）废物及时处理

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

（3）加强日常管理

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

11.4 主要环境影响

11.4.1 施工期

11.4.1.1 大气

施工废气污染源主要来自地面开挖、回填、土石堆放和运输车辆行驶产生的扬尘（粉尘）及施工机械、运输车辆排放的烟气，烟气中的主要污染物为 SO_2、NO_2、C_mH_n 等。这些污染物将对环境空气造成一定程度的污染，但这种污染是短期的，工程结束后，污染将不复存在。

11.4.1.2 地表水

本项目徐闻 101 站建成前，钻井废水、洗井废水经随钻处理装置处理后回用不可回用的废水直接泵入井场储罐内，拉运至湛江市官渡工业园污水处理厂集中处理达标后排放;徐闻 101 站建成后，钻井废水、洗井废水、压裂废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，运至徐闻 101 站进行(处理规模 250m^3/d)，经处理达标后回用于油田注水开发，不外排；试压废水：经沉淀后用于道路洒水抑尘，不外排；生活污水：部分依托就近居民点的化粪池，部分设置移动旱厕，定期由当地农民清掏用作农肥，不外排。

11.4.1.3 地下水

在严格采取设计的防渗措施和本报告提出的其他地下水保护措施前提下，从地下水环境保护角度本项目建设是可行的。

11.4.1.4 噪声

施工期噪声对于井场附近居民具有一定的影响，但钻井期作业时间较短，钻井期完成后噪声影响即消除，在采取合理安排施工时间等措施后，影响是可接受的。

11.4.1.5 固废

本项目施工期固体废物主要为钻井岩屑、钻井泥浆、施工废料、生活垃圾。施工期产生固体废物均委托有关单位或部门进行合理处理，无固体废物外排。

11.4.1.6 生态环境

在短期内，临时占地将影响沿线土地的利用状况，施工结束后，随着生态补偿或生态恢复措施的实施，其影响将逐渐减小或消失。因此，临时占地对区域土地利用类型的影响较小。

11.4.1.7 土壤

本项目产生的钻井废弃泥浆和岩屑一起被收集至钻机配套的循环系统，依次经振动筛、除砂器、除泥器、离心机等设备将固液分开，得到液相输送至泥浆循环罐内暂存，经调节泥浆密度、pH 值后进行循环利用；分出固相则进固液分离设备、干化设备进一步固液分离，分离出的钻井废水经随钻处理装置处理后回用，不可回用的废水直接泵入井场储罐内，后拉运至徐闻污水处理厂集中处理达标后排放；分离出的钻井固废委托专业公司进行处理。泥浆不落地装置实现了泥浆收集、固液分离、液相回用，避免新的有害材料的添加和增量，实现了对钻井废弃物的现场减量化及无害化处理目的。因此，正常情况下钻井固废不会对当地的土壤环境产生影响。

11.4.2 运营期

11.4.2.1 大气

本项目运营期间产生的大气污染物主要为采油井场无组织挥发废气、站场油罐大小呼吸废气、站场动静密封点废气、站场热水炉燃烧废气。经预测，本项目正常情况下，场界外各污染物的浓度值未出现超标情况。井场正常运行时 H_2S 逸散量较低，臭气感觉强度为无气味，对周边居民无影响，对周围环境无明显影响，大气环境影响程度较小，但仍应加强污染控制管理，减少非正常排放情况的发生。

11.4.2.2 地表水

本项目运营期产生的废水主要包括井下作业废水、采出水、纯水制备浓水、脱水废水及生活污水。井下作业废水经站场污水集中处理系统处理后回注，不外排；采出水经站场污水集中处理系统处理后由注水井回注地层；纯水制备浓水和脱水废水经经站场污水集中处理系统处理后回注，不外排。生活污水经化粪池预处理后，定期罐车运至徐闻污水处理厂进一步处理。故正常工况下，运营期不对地表水产生影响。

11.4.2.3 地下水

在严格采取设计的防渗措施和本报告提出的其他地下水保护措施，可有效避免地下水污染，项目建设对地下水环境影响较小。

11.4.2.4 噪声

正常工况下，运营期井场只有采油机噪声，预测时模拟对厂界及周边敏感目标的影响。运营期周边敏感目标噪声预测结果显示，运营期正常工况下周边村庄叠加本底值后，仍能满足对应的环境质量标准。

因此，从声环境角度分析，本项目可行的。

11.4.2.5 固废

本项目产生的固体废物全部进行了妥善处置，均不外排，对周围环境影响较小。

11.4.2.6 生态环境

运营期影响主要集中在井场内，很少大规模形成污染，因此，运营期应加强井下作业过程的管理，文明作业，提高作业效率，减少作业次数。

11.4.2.7 土壤

在落实报告中提到的污染防治措施的前提下，本项目对土壤环境的影响可以接受。

11.5 环境风险

根据对本项目进行风险识别和源项分析可知，生产过程中危险、有害物质主要是原油、伴生气、硫化氢、柴油等，另外还有运行过程中异常情况导致的废水事故排放风险，风险潜势综合判断为Ⅰ，评价等级为简单分析。

针对项目生产特点，结合对各类事故的影响分析，提出了有针对性的风险防范措施，同时制定了本项目的应急预案纲要。

在严格落实报告书提出的各项事故风险防范措施和应急预案情况下，本项目的建设与运行带来的环境风险是可以接受的，项目建设是可行的。

11.6 公众意见采纳情况

建设单位按国家有关规定进行建设项目环境影响两次信息公示，首次公示于湛江新闻网公示，征求意见稿公示的方式有湛江新闻网公示、当地报纸上发布（两次）、拟建井场周边镇政府、村委会、社区居委会现场张贴。本项目两次信息公示期间均未收到公众对项目的反馈意见。

11.7 环境影响经济损益分析

为了保护环境，达到环境目标的要求，本项目采取了相应的环保措施，付出了一定的经济代价。但其度合适，企业完全能够接受，而且所支付的环保费用还能取得一定的经济效益。从社会 效益、环境效益和经济效益上分析可以得出，本项目建设是可行的，符合社会、经济与环境协调发展的原则。

11.8 环境管理与监测计划

建设单位必须严格执行各项管理措施，实施施工期管理。在钻井过程中加强环境管理，并按监测计划实施对大气、噪声等监测，对废水转运及处理进行管理。

建设单位应设立专门的管理机构，并配备专职的管理人员，项目运行后由该机构负责项目的环保管理工作。运营期环境监测工作委托第三方监测单位承担，负责对本项目废水、废气和企业噪声等进行必要的监测，完成常规环境监测任务，在突发性污染事故中负责对大气、水体环境进行及时监测。

11.9 清洁生产分析

本次评价从钻井、采油、集输 3 个方面分析清洁生产水平该项目总体符合清洁生产要求。

11.10 产业政策及选址选线可行性

本项目符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》等要求，符合相关规划的要求，选址选线可行，在进一步落实各项环保措施的情况下，其建设是可行的。

11.11 结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法规及规范；正常工况下，施工期和运营期对生态环境、大气环境、地表水环境、地下水环境、土壤环境和声环境影响较小，不改变区域的环境功能；项目从钻井、采油、集输 3 个方面分析清洁生产水平，该项目总体符合清洁生产要求，采用的环保措施可行。项目存在井喷、泄漏、火灾爆炸等环境风险，评价结果表明，本项目突发环境事件的概率较低且环境风险潜势较低，在落实各项安全环保措施并确保风险防范和应急措施切实有效的前提下，满足国家相关环境保护和安全法规、标准的要求，本项目的环境风险可控。综上所述，从环境保护角度分析，本项目的建设可行。