冷家堡油田产能建设项目（2023 年至 2025 年）

环境影响报告书

建设单位：中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司

评价单位：辽宁百顺源环保科技有限公司

二 O 二三年九月

目录

1 概述 1

1.1 项目由来 1
1.2 环境影响评价过程 2
1.3 分析判定相关情况 3
1.4 与“三线一单”的符合性分析 11
1.5 公众参与 22

2 总则 23

2.1 编制依据 23
2.2 评价目的及评价原则 27
2.3 环境影响因素及评价因子 28
2.4 环境功能区划及评价标准 30
2.5 评价等级及评价范围 38
2.6 污染控制目标和环境保护目标 49
2.7 评价时段 49
2.8 评价内容与评价重点 49

3 区域环境概况 56

3.1 自然环境概况 56

4 现有工程回顾性分析 65

4.1 回顾性评价 65

5 本项目工程分析 116

5.1 项目基本情况 116
5.2 项目组成及工程量 117
5.3 建设方案、规模及总图布置 118
5.4 井场设置 142
5.5 施工期工艺流程 147
5.6 运营期工艺流程 157
5.7 污染源分析 165

6 环境质量现状调查与评价 182

6.1 环境空气质量现状 182
6.2 地表水环境质量现状 201
6.3 地下水环境质量现状 215
6.4 声环境质量现状 237
6.5 生态环境 249
6.6 土壤环境 262

7 环境影响预测与评价 307

7.1 环境空气 307
7.1.1 施工期 307
7.2 地表水 310
7.3 地下水 313
7.4 土壤 322
7.5 声环境 346
7.6 生态环境 351
7.7 固体废物环境影响分析 358

8 环境风险评价 367

8.1 评价依据 367
8.2 环境敏感目标概况 370
8.3 环境风险识别 371
8.4 环境风险分析 372
8.5 环境风险防范措施及应急要求 377
8.6 环境风险分析结论 383
8.7 环境风险评价自查表 384
9 污染防治措施及建议 386
9.1 施工期环境保护措施 386
9.2 运行期环境保护措施 391
9.3 闭井期生态环境保护措施 393
9.4 地下水环境保护措施 396
9.5 土壤环境保护措施 402
9.6 以新带老防治措施 405
10 环境经济损益分析 406
10.1 社会效益分析 406
10.2 经济效益分析 406
10.3 工程环境经济损益分析 406
10.4 内部环境保护措施效益分析 407
10.5 综合效益分析 407
11 污染物总量控制分析 409
11.1 污染物总量控制因子 409
11.2 污染物总量控制措施 409
12 环境管理与监测及 QHSE 体系 410
12.1 环境管理 410
12.2HSE 管理体系 411
12.3 污染物排放清单 413
12.4 环境管理要求 415
12.5 环境监测计划 417
12.6 排污口规范化 423
12.7 验收阶段环境管理 424
12.8 排污许可相关管理 426
13 评价结论 427
13.1 工程概况 427
13.2 环境质量现状 427
13.3 污染物排放情况 428
13.4 主要环境影响 429
13.5 公众意见采纳情况 430
13.6 环境保护措施 430
13.7 环境风险 432
13.8 环境影响经济损益分析 432
13.9 环境管理与监测计划 432
13.10 产业政策和规划符合性 433
13.11 综合评价结论 433
附件 1：环评委托书 ..... 错误！未定义书签。
附件 2：采矿许可证 ..... 错误！未定义书签。
附件 3：现有工程环评批复 ..... 错误！未定义书签。

附件 4：突发环境事件应急预案备案文件.....错误！未定义书签。
附件 5：排污许可证.....错误！未定义书签。
附件 6：于楼泥浆检测报告.....错误！未定义书签。
附件 7：立项文件.....错误！未定义书签。
附件 8：现有固废处置合同.....错误！未定义书签。
附件 9：固废处置单位资质.....错误！未定义书签。
附件 10：环境质量检测报告.....错误！未定义书签。
附件 11：现有工程检测报告.....错误！未定义书签。
附件 12：冷一联水质检测报告.....错误！未定义书签。
附件 13：于楼泥浆处理站环保手续.....错误！未定义书签。
附件 14：“三线一单”查询结果.....错误！未定义书签。

1 概述

1.1 项目由来

冷家堡油田地处辽宁省盘锦市的盘山县、大洼区和鞍山市的台安县境内，东经 122°4′至 122°16′，北纬 41°7′至 41°18′。本次评价范围是冷家堡油田的盘山县和大洼区境内。北依高升油田，南接小洼油田，西临兴隆台油田，东靠中央隆起。冷家堡油田是 1993 年正式投入开发的稠油、特稠油油田。1997 年 12 月 30 日，中国石油天然气总公司与中国（香港）石油有限公司的子公司 BeckburyInternationalIimited 协商同意合作开发辽河油田冷家堡区块，双方签订了《中华人民共和国辽河油田冷家堡区块石油合同》。1998 年 3 月 1 日，经中华人民共和国对外经济贸易合作部批准，《中华人民共和国辽河油田冷家堡区块石油合同》正式生效。合作双方共同组成冷家堡区块合作开发联合管理委员会，作为合作项目的最高决策机构。受港方委托，辽河油田指定公司党政领导班子成员及全体在册职工组成“BECKBURY 国际有限公司”。2023 年 2 月 28 日《中华人民共和国辽河油田冷家堡区块石油合同》终止，合作期满，合作区内按照工作计划和预算所购置、安装和建造的全部资产，其所有权归属于中国石油天然气总公司。公司正式回归辽河油田分公司，BECKBURY 国际有限公司更名为中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司。正式成为辽河油田分公司下属二级单位。

2021 年盘锦市生态环境局批复了《关于冷家堡油田产能建设项目（2021 年-2025 年）环境影响报告书的批复》（盘环审[2021]28 号），此项目已开发 26 口油井，还有 12 口油井正在开采计划内。本次中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司以构建“老区开发调整、转换井网完善”等多元化建产模式，“十四五”期间（2023 年-2025 年）计划部署新井 133 口，总进尺 28.33 万米，建产能 35.17 万吨，动用地质储量 1402.93 万吨。该项目的开发建设对冷家堡油田增加原油产量，带动地方经济的发展将发挥巨大的作用。

受中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司委托，辽宁百顺源环保科技有限公司承担了冷家堡油田产能建设项目（2023 年至 2025 年）的环境影响评价工作。评价单位根据《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《建设项目环境保护管理条例》等有关规定开展环境影响评价工作。

1.2 环境影响评价过程

依据《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）要求，本次环评工作分为三个阶段进行。具体流程见图 1-4-1。

1、依据《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函【2019】910 号），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。

依据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本项目属于“五、石油和天然气开采业 07-陆地石油开采 0711”，涉及环境敏感区的（含内部集输管线建设），应编制环境影响报告书。

本评价按照环境影响报告书的编制要求进行了前期准备，在研究相关技术及其他有关文件基础上进行初步工程分析，开展了初步环境现状调查，进行了环境影响识别和评价因子筛选。明确了评价重点为大气环境影响、水环境影响、固体废物环境影响以及风险环境影响，确定了保护目标，进一步确定评价工作等级、范围及评价标准，制定出相应工作方案。

2、按照环境影响评价工作方案，收集相关数据，委托检测公司同时对评价范围内环境质量现状进行了补充监测。在对取得的监测数据梳理统计分析的基础上，按照各环境要素环境影响评价技术导则所规定的评价方法，对环境质量现状进行了科学评价；在此同时，课题组对本项目建设内容、开发活动进行的工程分析与污染因素分析，在环境影响因素的识别，辨识出了产污节点与污染物，按照环境影响评价技术方法以及污染源源强核算技术指南等相关文件、资料，合理确定了各污染源的源强。按照环境影响评价技术导则规定的模型，对各环境要素影响进行了预测与评价。各专题环境影响分析与评价。

3、根据第二阶段工作成果，针对各产污环节，提出了相应的环境保护措施，并进行了经济技术可行性论证，按照 HJ2.1-2016 的相关要求，进行了经济损益

分析、污染物总量控制分析，提出了环境管理与环境监测计划，最后，给出了环境影响评价的综合结论。

本评价的技术路线见图 1.2-1。

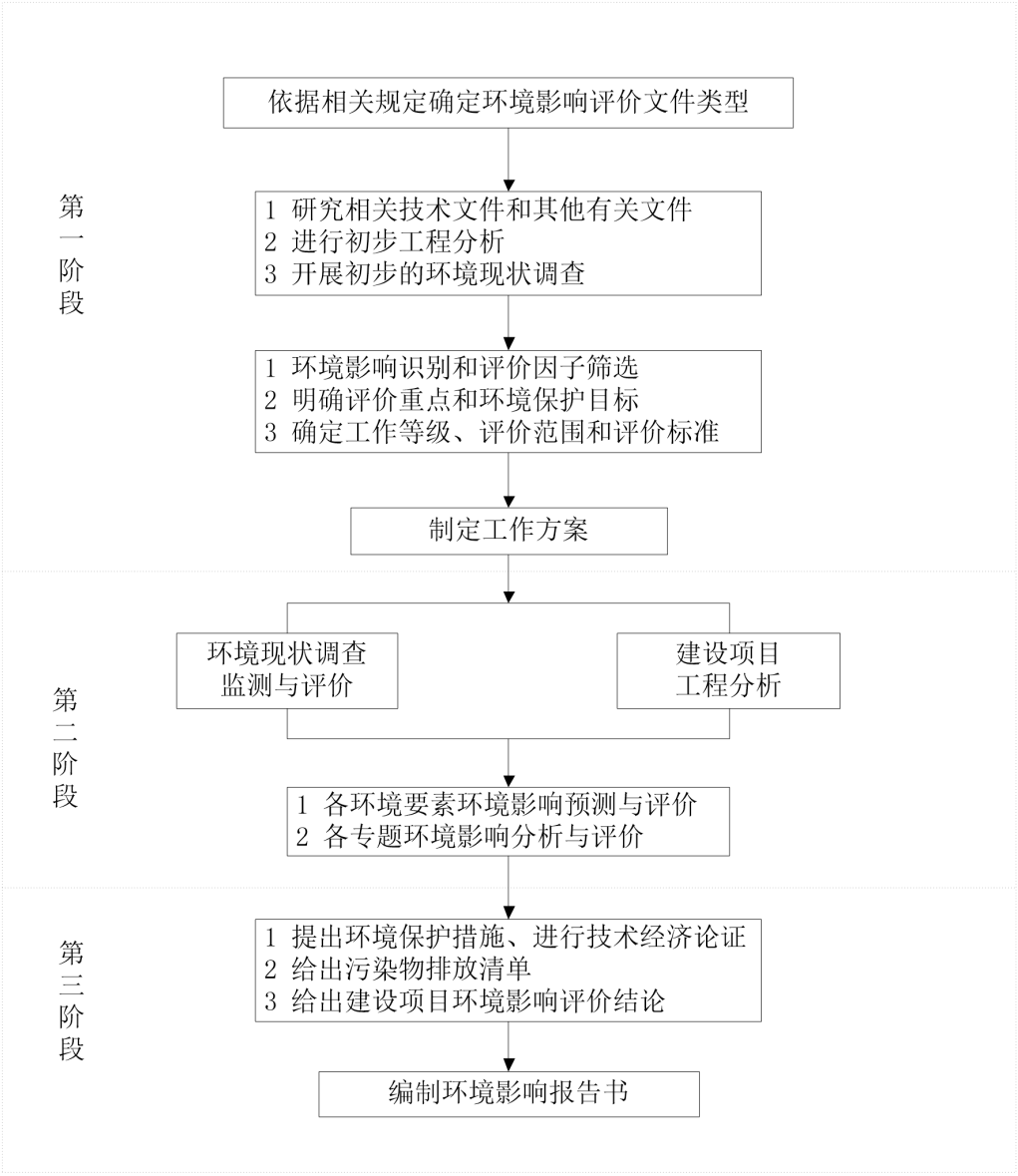


图 1.2-1 评价技术路线图

1.3 分析判定相关情况

1.3.1 产业政策符合性

根据《产业结构调整指导目录（2019 年版）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号），本项目属于第一类鼓励类中第七项“石油、天然气”中的“1、常规石油、天然气勘探与开采”。因此，本项目符合国家的产业政策。

1.3.2 建设项目选址、规划的符合性分析

选址可行性分析

由于矿产资源开采工程的特殊性，资源的赋存决定了选址的唯一性。项目区块不在盘锦市生态保护红线及“辽宁辽河口国家级自然保护区”范围之内（见附图），距离“盘锦市生态保护红线”最近的油井为冷 43S32-1，距离为 1080m；且项目选址满足“三线一单”生态环境分区管控要求。本次开发工程在现有区块内进行建设，经对产生污染物的分析、预测，运行期环境影响程度及范围较现状相比无明显增加，能够满足项目的排放标准及周边环境的质量标准，故项目选址可行。

规划符合性分析

（1）本项目与《盘锦市工业经济发展“十四五规划”规划》相符性分析

工程属于石油资源开发项目，符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对天然气开发的部署，因此本项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理。

盘锦市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要提出：支持辽河油田实施“千万吨油田、百亿方气库、流转区效益上产”战略，到 2025 年，原油产量稳产千万吨，天然气产量提高到 23 亿立方米，地下储气库工作气量达到 78 亿立方米以上，初步建成东北地区天然气储备调峰中心。冷家油田开发公司是辽河油田下属采油公司之一。本项目的开发建设对于稳定辽河油田公司的产油量，进而对于“千万吨油田、百亿方气库、流转区效益上产”战略具有现实意义。

（2）《辽河油田高质量发展战略规划纲要》（2019）通过辽河油田公司党委（扩大）会审查通过，规划了当前到 2025 年的发展战略、总体目标、战略部署和保障措施。

根据其内容辽河油田发展的总体目标为千万吨油田、百亿方气库，产量指标逐年增加，原油产量由 2019 年的 1007 万吨上升至 2025 年的 1060 万吨。本项目的建设有利于辽河油田增储上产，符合《辽河油田高质量发展战略规划纲要》

（2019）。

（3）采矿证、区域开发规划

冷家堡油田开发公司根据总公司要求，研究制定了《冷家油田开发公司2023～2025 年新井实施规划》，该规划明确以构建“老区开发调整、转换井网完善”等多元化建产模式，“十四五”期间计划部署新井 133 口，总进尺 28.33 万米，建产能 35.17 万吨，动用地质储量 1402.93 万吨，本项目符合规划的要求。

本项目采矿权，“辽宁省渤海湾盆地辽河坳陷冷家堡油田开采”，采矿证编号为“200000720249”，开采矿种为石油，矿区面积 99.028km^2，有效期自 2007 年 10 月-2029 年 12 月；采矿权人为中国石油天然气股份有限公司。

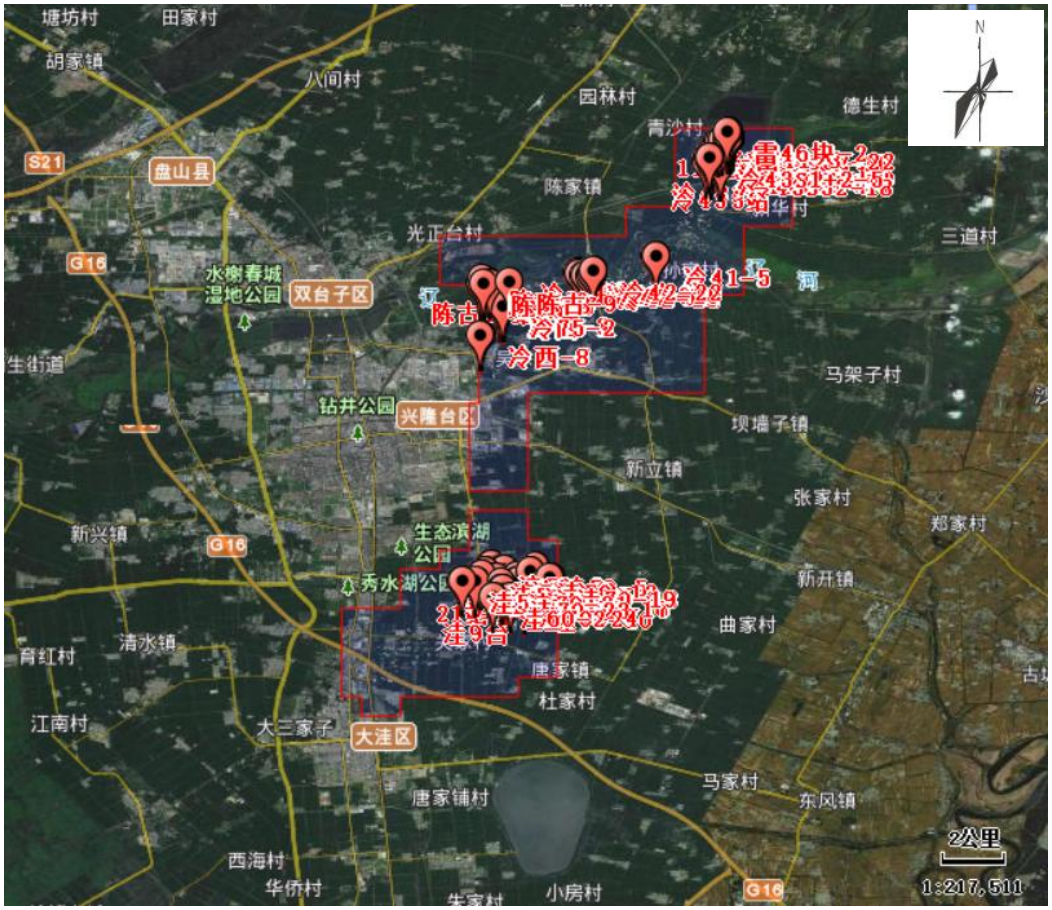


图 1.3.2-1 采矿权范围与本项目位置关系图

1.3.3“水十条”相符性分析

本项目与国发[2015]17 号《水污染防治行动计划》符合性分析见表 1.3.3-1。

表 1.3.3-1“水十条”相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析

序号	文件相关要求	相符性分析
1	新建、改建、扩建十大重点行业建设项目实行主要污染物排放等量或减量置换	本项目不在十大重点行业范围内
2	集聚区内工业废水必须经预处理达到集中处理要求，方可进入污水集中处理设施	项目位于冷家堡油田采矿范围内，本项目产生的废水经管道引至冷一联合站污水处理站，从处理能力以及处理工艺分析，依托冷一联合站污水处理站可行
3	调整产业结构。依法淘汰落后产能	本项目不属于淘汰落后产能，符合国家产业政策
4	符合流域水质目标和主体功能区规划要求	本项目不向附近水体排放污水，符合相关主体功能规划要求
5	充分考虑水资源、水环境承载能力，以水定城、以水定地、以水定人、以水定产。重大项目原则上布局在优化开发区和重点开发区，并符合城乡规划和土地利用总体规划	本项目用水取得了许可证，并且通过回注水退水，未占用生态和农业用水
6	严格控制缺水地区、水污染严重地区和敏感区域高耗水、高污染行业发展，新建、改建、扩建重点行业建设项目实行主要污染物排放减量置换	
7	推动污染企业退出。城市建成区内现有钢铁、有色金属、造纸、印染、原料药制造、化工等污染较重的企业应有序搬迁改造或依法关闭	本项目位于辽宁省盘锦市盘山县、大洼区，冷家堡油田建成区，不属于钢铁、有色金属、造纸、印染、原料药制造、化工等污染较重的企业
8	新建项目一律不得违规占用水域	本项目不占用水域
9	加强相关规划和项目建设布局水资源论证工作，重大建设项目的布局，应充分考虑当地水资源条件和防洪要求。对取用水总量已达到或超过控制指标的地区，暂停审批其建设项目新增取水许可。新建、改建、扩建项目用水要达到行业先进水平，节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运	本项目位于辽宁省盘锦市盘山县、大洼区，冷家堡油田建成区，建设符合盘锦市区域规划，要求企业节水设施应与主体工程同时设计、同时施工、同时投运
10	严控地下水超采	本项目不开采地下水

1.3.4“土壤污染防治行动计划”相符性分析

本项目与国发[2016]31 号《土壤污染防治行动计划》符合性分析见表 1.3.4-1。

表 1.3.4-1“土十条”相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析
1	严防矿产资源开发污染土壤。内蒙古、江西等矿产资源开发活动集中的区域，执行特别排放限制。	本项目位于辽宁省盘锦市盘山县和大洼区，冷家堡油田采矿范围内，

序号	文件相关要求	相符性分析
	有重点监管尾矿库的企业要开展环境风险评估，完善污染治理设施，储备应急物资。	不属于重点区域。本项目依托冷家堡油田原有应急物资，可以满足应急需求。
2	加强涉重金属行业污染防控。严格执行重金属污染物排放标准并落实相关总量控制指标。	本项目不属于重金属行业。
3	加强工业废物处理处置。全面整治尾矿、煤矸石、工业副产石膏、粉煤灰、赤泥、冶炼渣、电石渣、铬渣、砷渣以及脱硫、脱硝、除尘产生固体废物的堆存场所，完善防扬散、防流失、防渗漏等设施，制定整治方案并有序实施。加强工业固体废物综合利用。	本项目固废暂存场所依托冷家堡油田矿采范围内已建暂存处，暂存场所均按照设计规范要求。并由专门运输车辆定期清运至有相应处置资格的单位进行处置。

1.3.5“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案相符性分析

本项目与环大气[2017]121 号《关于印发《“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案》的通知》符合性分析见表 1.3.5-1。

表 1.3.5-1“十三五”挥发性有机物污染防治工作方案相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析
1	重点行业：重点推进石化、化工、包装印刷、工业涂装等重点行业以及机动车、油品储运销等交通源 VOCs 污染防治，实施一批重点工程。 以重点行业和重点污染物为主要控制对象，推进 VOCs 与 NOx 协同减排，强化新增污染物排放控制，实施固定污染源排放许可。	本项目采出液均采用密闭集输，且企业已取得排污许可证。
2	加快推进“散乱污”企业综合整治。列入淘汰类的，依法予以取缔，做到“两断三清”。列入搬迁改造、升级改造类的，按照发展规模化、现代化产业原则，制订改造提升方案，落实时间表和负责人。	本项目为陆地石油开采，不属于淘汰类、涉及 VOCs 排放的“散乱污”企业、列入搬迁改造、升级改造类项目。
3	加强无组织废气排放控制，含 VOCs 物料的存储、输送、投料、卸料，涉及 VOCs 物料的生产及含 VOCs 产品分装等过程应密闭操作。	本项目物料通过密闭罐车及集输管线进行输送。物料存储、投料、卸料等工序都在密闭空间进行。
4	逐步规范涉 VOCs 工业企业自行监测、台账记录和定期报告的具体规定，推行企业持证、按证排污。制订 VOCs 防治设施运行管理方案，相关台账记录至少保存 3 年以上。	企业已进行自行监测，办理了排污许可证，并严格进行日常台账记录。

1.3.6 与《重点行业挥发性有机物污染防治方案》的符合性分析

表 1.3.6-1“重点行业挥发性有机物污染防治方案”相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析
1	**重点区域：**京津冀及周边地区、长三角地区、汾渭平原	本项目位于辽宁盘锦市，不在重点区域内

序号	文件相关要求	相符性分析
2	**重点控制的 VOCs 物质：**O_3 前体物-间/对二甲苯、乙烯、丙烯、甲醛、甲苯、乙醛、1,3-丁二烯、三甲苯、邻二甲苯、苯乙烯等；PM2.5 前体物-甲苯、正十二烷、间/对二甲苯、苯乙烯、正十一烷、正癸烷、乙苯、邻二甲苯、1,3-丁二烯、甲基环己烷、正壬烷等；恶臭物质-甲胺类、甲硫醇、甲硫醚、二甲二硫、二硫化碳、苯乙烯、异丙苯、苯酚、丙烯酸酯类等；高毒害物质-苯、甲醛、氯乙烯、三氯乙烯、丙烯腈、丙烯酰胺、环氧乙烷、1,2-二氯乙烷、异氰酸酯类等	本项目的主要污染物为原油挥发的非甲烷总烃（主要为饱和轻烃，以丙烷、丁烷、戊烷为主）、硫化氢气体，不属于重点控制的 VOCs 物质
3	全面加强无组织排放控制。重点对含 VOCs 物料（包括含 VOCs 原辅材料、含 VOCs 产品、含 VOCs 废料以及有机聚合物材料等）储存、转移和输送、设备与管线组件泄漏、敞开液面逸散以及工艺过程等五类排放源实施管控，通过采取设备与场所密闭、工艺改进、废气有效收集等措施，削减 VOCs 无组织排放。	本项目所开采的原油及油水混合物、伴生气体等涉及 VOCs 产生的物料均在密闭的抽油管道、输送管线、储罐、输送泵及其他密闭设备内运输与处置（安全要求的放空口除外），满足要求。
4	加强设备与场所密闭管理。含 VOCs 物料应储存于密闭容器、包装袋，高效密封储罐，封闭式储库、料仓等。含 VOCs 物料转移和输送，应采用密闭管道或密闭容器、罐车等。高 VOCs 含量废水（废水液面上方 100 毫米处 VOCs 检测浓度超过 200ppm，其中，重点区域超过 100ppm，以碳计）的集输、储存和处理过程，应加盖密闭。含 VOCs 物料生产和使用过程，应采取有效收集措施或在密闭空间中操作。	
5	提高废气收集率。遵循“应收尽收、分质收集”的原则，科学设计废气收集系统，将无组织排放转变为有组织排放进行控制。采用全密闭集气罩或密闭空间的，除行业有特殊要求外，应保持微负压状态，并根据相关规范合理设置通风量。采用局部集气罩的，距集气罩开口面最远处的 VOCs 无组织排放位置，控制风速应不低于 0.3 米/秒，有行业要求的按相关规定执行。	本项目采取整体密闭开采、输送措施，除安全阀外，无工艺废气排放口；区块面积过大，不具备全密闭收集的条件。
6	加强设备与管线组件泄漏控制。企业中载有气态、液态 VOCs 物料的设备与管线组件，密封点数量大于等于 2000 个的，应按要求开展 LDAR 工作。	本项目根据实际情况（密封点数量），开展 LDAR 工作

1.3.7、与“辽宁省打赢蓝天保卫战三年行动方案（2018—2020 年）”相符性分析。

表 1.3.7-1“辽宁省打赢蓝天保卫战三年行动方案（2018—2020 年）”相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析
1	深入实施燃煤锅炉治理。加大燃煤小锅炉（包括燃煤锅炉及茶水炉、经营性炉灶、储粮烘	本项目不涉及燃煤锅炉。

序号	文件相关要求	相符性分析
	干设备等燃煤设施）淘汰力度。按照拆小并大和推动清洁能源利用的原则，统筹制定拆除方案，建立管理清单和台帐。	
2	深化工业挥发性有机物（VOCs）治理。采取源头削减、过程控制、末端治理的全过程防治措施，严控工业挥发性有机物排放。	本项目所开采的原油及油水混合物、伴生气体等涉及 VOCs 产生的物料均在密闭的抽油管道、输送管线、储罐、输送泵及其他密闭设备内运输与处置，满足源头消减、过程控制的要求。
3	推进实行特别排放限值。沈阳市作为国家划定的重点地区，继续执行国家特别排放限值要求，其余城市以省政府公告为准，2019 年全省新、改、扩建项目执行特别排放限值；2020 年鞍山、抚顺、锦州、辽阳、铁岭和葫芦岛 6 个城市（2017 年细颗粒物平均浓度超过全省平均值）执行特别排放限值；2021 年起全省其余城市执行特别排放限值。（省环保厅负责）	本项目不新增锅炉

1.3.8、与《石油天然气开采业污染防治技术政策》（国家环保部公告 2012 年第 18 号，2012 年 3 月 7 实施）的符合性分析

表 1.3.8-1 与“《石油天然气开采业污染防治技术政策》”相符性分析表

序号	文件相关要求	相符性分析
1	在勘探开发过程中，应防止产生落地原油。其中井下作业过程中应配备泄油器、刮油器等。落地原油应及时回收，落地原油回收率应达到 100%。	项目配备相应的泄油器、刮油器等设备，落地油 100%回收。
2	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。	项目采用环保型泥浆；配备泥浆过滤等设备；钻井液循环率达到 95%以上；钻井过程产生的废水全部收集处理后回注地下。
3	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。	本项目采出水经回收处理达标后回用于注水和注汽锅炉。
4	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 3000m3 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。	本项目全部采用密闭管输系统输送原油、伴生气等，不新建原油储罐。
5	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%。	本项目油气全面采用管输的集输方式、无罐车运输等集输方式，油气集输损耗率小于 0.5%
6	在天然气净化过程中，应采用两级及以上克劳斯或其他实用高效的硫回收技术，在回收	冷家伴生气脱硫采用干法脱硫，主要原理为固体颗粒脱硫剂（羟基氧化铁

序号	文件相关要求	相符性分析
	硫资源的同时，控制二氧化硫排放。	和氧化铁）与硫化氢发生反应，生成巯基硫化铁、硫化亚铁、硫化铁废料。

1.3.9、与基本农田相关法律与政策的符合性分析

表 1.3.9-1 与基本农田相关法律与政策相符性分析表

法律/政策	文件相关要求	相符性分析
《中华人民共和国基本农田保护条例》	基本农田保护区经依法划定后，任何单位和个人不得改变或者占用。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。	符合《“十四五”现代能源体系规划》中增强油气供应能力，提高发展水平，加大国内油气勘探开发力度的要求，正在按要求办理用地手续。
《关于加强和改进永久基本农田保护工作的通知》	严格占用和补划审查论证。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。深度贫困地区、集中连片特困地区、国家扶贫开发工作重点县省级以下基础设施、易地扶贫搬迁、民生发展等建设项目，确实难以避让永久基本农田的，可以纳入重大建设项目范围，由省级自然资源主管部门办理用地预审，并按照规定办理农用地转用和土地征收。严禁通过擅自调整县乡土地利用总体规划，规避占用永久基本农田的审批。	本项目属于《关于做好占用永久基本农田重大建设项目用地的预审的通知》（自然资规〔2018〕3 号）中允许占用永久基本农田的重大建设项目中的能源类建设项目，且因现阶段技术，选址确实难以避让永久基本农田。
《关于加强和改进永久基本农田保护的实施意见》	重大建设项目占用永久基本农田的，按照“数量不减、质量不降、布局稳定”的要求进行补划，并按照法定程序修改相应的土地利用总体规划。补划的永久基本农田必须是坡度小于 25 度的耕地，原则上与现有永久基本农田集中连片。	本项目大洼区永久占用基本农田 39.48 亩，临时占地 37.85 亩；盘山县永久占用基本农田 84.84 亩，临时占地 57.96 亩。本项目属于重大建设项目占用永久基本农田，应按照要求配合相关部门进行永久基本农田的补划。

1.3.10、与《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）相符性分析

表 1.3.10-1《关于加快解决当前挥发性有机物治理突出问题的通知》相符性分析

序号	文件相关内容	项目情况	符合情况

序号	文件相关内容	项目情况	符合情况
1	各地要以石油炼制、石油化工、合成树脂等石化行业，有机化工、煤化工、焦化（含兰炭）、制药、农药、涂料、油墨、胶粘剂等化工行业，涉及工业涂装的汽车、家具、零部件、钢结构、彩涂板等行业，包装印刷行业以及油品储运销为重点，并结合本地特色产业，组织企业针对挥发性有机液体储罐、装卸、敞开液面、泄漏检测与修复（LDAR）、废气收集、废气旁路、治理设施、加油站、非正常工况、产品 VOCs 含量等 10 个关键环节，认真对照大气污染防治法、排污许可证、相关排放标准和产品 VOCs 含量限值标准等开展排查整治	本项目属于陆地石油开采，项目采取了密闭集输的措施减少挥发性有机物的排放，并对冷一联合站储罐和装卸进行了挥发性有机物治理改造。项目建成后应按照通知的要求开展排查整治。	符合
2	中国铁路、中国船舶、中国石油、中国石化、中国海油、国家能源集团、中国中化、中煤集团、国药集团等中央企业要切实发挥模范带头作用，组织专业队伍，对下属企业开展系统排查，高标准完成各项治理任务。	冷家油田开发公司隶属于辽河油田公司，具有接受并配合上级公司专业队伍完成排查的义务，积极配合各部门完成调查、排查等工作。	符合

1.3.11、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）的符合性分析表

1.3.11-1《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》相符性分析

序号	文件相关内容	项目情况	符合情况
1	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。	本次环境影响评价完成了对建设、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	符合
2	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。	本项目废水依托冷一联处理，达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329）要求后回注，能够满足环境保护的要求。	符合
3	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。	本项目尽量多口油井占用 1 个井场，减少了面积，满足盘锦市的“分区环境管控要求”，柴油机选用高标准的柴油，设备在满足生产的前提下选用了低噪声设备。本次环评提出了生态的补偿与闭井后的生态恢复措施。	符合

1.4 与“三线一单”的符合性分析

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》（以下简称《通知》），《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、现有项目环境管理、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。

1.4.1 本项目建设与“三线一单”符合性分析如下：

生态保护红线：本项目建设用地范围不属于《盘锦市生态用地保护红线划定方案》规定的永久性保护生态区域划定范围之内，本项目周围无高速公路、快速路、铁路，不占用生态红线，符合生态保护红线要求。

项目区块距离“辽宁辽河口国家级自然保护区”试验区的最近距离为15220m，不在保护区范围内；规定高速公路、快速路、铁路两侧的交通干线防护林带，为生态用地范围，根据划定方案要求，高速公路非城镇段两侧林带控制宽度不低于 100m，本项目周围无高速公路、快速路、铁路，不占用生态红线。

生态红线管控要求为红线区范围内应符合下列规定：除已经市政府批复和审定的规划建设用地外，原则上不得新增建设用地，现状建设用地逐步调出；现有镇、村由区县政府组织编制相关规划，报经市政府批复后，逐步实施迁并；确需建设的重大市政和交通设施、具有特殊用途的军事和保密设施以及绿化配套设施，应严格限制建设规模；禁止取土、挖砂、建坟、折枝毁树；禁止盗伐、滥伐林木:排放污水、倾倒废弃物以及其它毁坏绿化带用地和林木的行为。本项目与生态红线的位置关系见下图。

资源利用上线：本项目运营过程中消耗一定量的水资源、电源等资源，项目通过回注水退回一部分水资源。项目资源消耗量相对区域资源利用总量较少，符合资源利用上线要求。

环境质量底线：本工程产生的生产废水经冷一联处理后回注地下，工人生活污水排入可移动厕所内，不向地表水环境排放污水，对地表水环境几乎没有影响。项目选址处位于声环境功能区 2 类区，环境空气二类区，声环境质量能够满足相应标准要求，大气环境满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准，主要污染物为非甲烷总烃、硫化氢。本项目废气经处理后排放对周边环境影响较

小，噪声经降噪等措施后能够达标排放，对周边环境影响较小，符合环境质量底线要求。

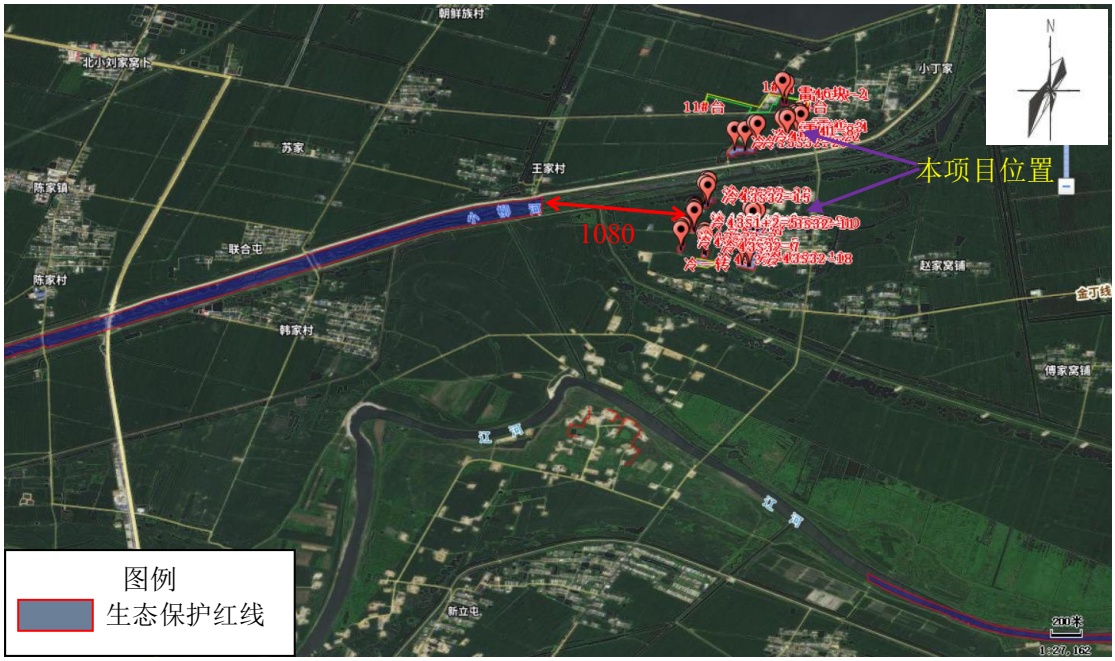


图 1.4.1-1 本项目最近的井场与生态保护红线的位置关系示意图

1.4.2 与《盘锦市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》盘政发〔2021〕9 号的相符性分析。

表 1.4.2-1 本项目管控类别表

序号	管控单元名称	管控单元类型	管控单元编码	行政区划	要素属性
1	盘锦市盘山县一般生态空间	优先保护区	ZH21112210029	盘山县	环境管控单元
2	盘锦市盘山县一般管控区	一般管控区	ZH21112230003	盘山县	环境管控单元
3	盘锦高新技术产业开发区石油加工和润滑油生产基地	重点管控区	ZH21112220025	盘山县	环境管控单元
4	辽河保护区	优先保护区	ZH21112210026	盘山县	环境管控单元
5	盘山县大气环境布局敏感重点管控区	重点管控区	ZH21112220022	盘山县	环境管控单元
6	大洼区清水河水环境城镇生活污染重点管控区	重点管控区	ZH21110420020	大洼区	环境管控单元

表 1.4.2-2 与《盘锦市总体生态环境准入要求》符合性分析

管控类别	管控属性	准入要求	本项目情况	符合性

空间布局约束	一般生态空间(总体要求)	涉及占用生态空间中其他未作明确规定的用地，应当加强论证和管理。	本项目占用为农用地(水田)、建设用地，无未明确规定的用地。	不涉及
		鼓励开展生态保育和修复，结合土地综合整治、工矿废弃地复垦利用等各类工程实施，因地制宜促进生态空间内建设用地逐步有序退出。	本项目井场油井封井后进行生态恢复。	符合
		一般生态空间除符合县级以上国土空间规划或通过省级以上项目主管部门审批的，严格控制新增建设用地和农业开发活动，符合区域准入条件的建设项目，涉及占用一般生态空间中的林地、湿地等，按有关法律法规规定办理。	本项目不占用林地、湿地。	符合
污染物排放管控	大气环境(工业源)	新建、扩建石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目应布设在依法合规设立并经规划环评的产业园区。	本项目不属于石化、化工、焦化、有色金属冶炼、平板玻璃项目。	不涉及
		工业园区全面实现集中供热，热网覆盖区域内分散燃煤锅炉全面淘汰，推广应用先进的煤炭清洁高效利用技术和工艺，提高资源能源的综合利用水平。	本项目不在工业园区，不涉及燃煤锅炉	不涉及
		新建项目禁止配套建设自备燃煤电站，耗煤项目要实行煤炭减量替代，除热电联产外，禁止审批新建燃煤发电项目，加快推进集中供热、“煤改气”、“煤改电”工程建设。	本项目无耗煤项目。	不涉及
		火电、石油化工行业按照国家相关要求执行大气污染物特别排放限值。	本项目不属于火电、石油化工行业。	不涉及
		开展 VOCs(挥发性有机物)污染控制，加强 VOCS 重点行业挥发性有机物控制力度，开展挥发性有机物排放源调查摸底，减少无组织挥发，加强油气回收，提高动力设备末端治理水平的稳定性，减少石油开采和储存的大气污染物排放，化工行业、石油开采、橡胶和塑料制品业 VOCs 去除率达到 80%以上。	本项目井场采油、储存过程密闭，减少挥发性有机物的排放；本项目属于陆地石油开采，但不包括联合站、计量站，开采流程采用密闭的措施。	符合
		开展 LDAR(泄漏检测及修复)技术，对各工艺装置进行 VOCs 检测，最大限度地降低 VOCs、有毒和可燃物等的排放；所有化工园区开展园区 VOCs 监测，重点企业安装 VOCs 在线监测装置，O_3 易超标时段可采用 VOCs 高时空分辨率走航监测车，对盘锦市石化园区、重点石化企业、油田、储罐区等进行监督性监测；结合环境空气质量季节性变化特征，研究制定盘锦市石化和化工行业生产调控措施。	本项目建成后按照相关的要求进行检测。	符合

		储油储气库、加油加气站、油品运输车辆、原油和成品油码头等，在不影响油品质量和安全的情况下，应当按照国家有关规定配备相应的油气回收装置并保持正常使用。	本项目不属于储油储气库、加油加气站、原油和成品油码头。	不涉及
		加强港口船舶污染治理，港口船舶岸电系统、船用燃料油、硫氧化物和颗粒物以及氮氧化物排放管控严格执行《船舶大气污染物排放控制区实施方案》相关要求。	本项目不属于港口相关项目。	不涉及
		对于新增特征污染物，如规划项目涉及未纳入我国污染物排放控制标准的污染物，将执行引进国外排放标准，有多个引进国外标准的，执行其中最严标准；入驻项目污染物达标排放的基础上，还应尽可能采取一些减少有机废气污染物排放的措施，使入驻项目的污染控制达到国际先进水平。	本项目执行相关污染物排放控制标准，并能够达标排放。	符合

表 1.4.2-3 与《盘锦市生态环境管控单元准入清单》的符合性分析

编码	管控单元	管控类别	管控要求	本项目情况	相符性
ZH21112210029	盘锦市盘山县一般生态空间	空间布局约束	1.禁止开（围）垦、填埋或者排干湿地；2.禁止永久性截断湿地水源；3.禁止采矿；4.禁止倾倒有毒有害物质、废弃物、垃圾；5.禁止破坏野生动物栖息地和迁徙通道，滥采滥捕野生动植物；6.禁止引进外来物种；7.禁止擅自放牧、捕捞、取土、取水、排污、放生；8.禁止其他破坏湿地及其生态功能的活动。	此区域油井在现有井场内加密，不会破坏湿地及其生态功能，固废都妥善处置	符合
		污染物排放管控	1.加强污染治理与环境安全防范措施	本项目提出相关的污染治理措施	符合
ZH21112230003	盘锦市盘山县一般管控区	空间布局约束	1.划定特定农产品禁止生产区域，明确界限，设立标识，严禁种植食用农产品和饲草。	不涉及	不涉及
		污染物排放管控	1.全面取缔禁养区内的规模化畜禽养殖场和养殖专业户；新建、改建、扩建规模化养殖场（小区）要实现雨污分流、粪便污水资源化利用，不得向水体排放；现有畜禽养殖场（小区）配套建设粪便污水贮存处理设施；推广畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用以及分户收集利用模式；严禁粪污直接排放至院外，确保道路旁、庭院外干净整洁，无畜禽粪污随意排放；2.实施种植业面源污染综合防治，主要农作物测土配方施肥技术覆盖率达到 90%以上，农作物秸秆综合利用率达到 93%以上，机械施肥占主要农作物种植面积的 40%以上，肥料利用率达到 40%以上；3.加快绿色防控技术推广，农作物病虫害绿色防控覆盖率达 30%以上，农作物病虫害专业化统防统治覆盖率达到	本项目不涉及	不涉及

			40%以上，农药利用率达 40%以上；4.实行农村污水处理统一规划、统一建设、统一管理，有条件的地区积极推进城镇污水处理设施和服务向农村延伸，深化“以奖促治”政策，保证已建小型污水处理设施基本运行；5.实施农村清洁工程，开展河道清淤疏浚，推进农村环境连片整治，推进实施“百千万宜居乡村创建工程”，建成一批“环境整洁、设施完善、生态优良、传承历史、富庶文明”的宜居乡村；6.禁止使用不符合农用标准的灌溉用水灌溉农田。加强农业灌溉用水水质监测，防止未经处理或达不到农田灌溉水质标准的废（污）水进入农田灌溉系统。加大农村坑、塘、沟、渠污染治理，落实灌溉水输送过程中的污染防治措施。		
		环境风险防控	1.对存在土壤污染风险的农用地地块，进行土壤污染状况调查。土壤污染状况调查表明污染物含量超过土壤污染风险管控标准的农用地地块应进行土壤污染风险评估，并按照农用地分类管理制度管理。2.加强农用地土壤污染风险区域，特别是重点监管企业和工业园区周边农用地土壤的监测。3.优先采取不影响农业生产、不降低土壤生产功能的生物修复措施，阻断或者减少污染物进入农作物食用部分，确保农产品质量安全。4.鼓励采取调整种植结构、退耕还林还草、退耕还湿、轮作休耕等风险管控措施。5.定期开展农产品质量安全监测和调查评估，实施跟踪监测，根据监测和评估结果及时优化调整农艺调控措施。	本项目水田恢复措施应不影响农业生产	符合
		资源开发效率要求	1.盘山灌区推广渠道防渗、管道输水等节水灌溉技术，推广喷灌、管灌、微灌技术，继续发展以粮食主产区为主的水田节水改造，结合农业水价改革试点和灌区节水改造，加强农田灌溉用水的计量和监测系统建设，配套完善用水计量设施，完成盘山大型灌区的续建配套与节水改造，农田灌溉水有效利用系数达到 0.59 以上。	不涉及农田灌溉	不涉及
ZH21112220025	盘锦高新技术产业开发区石油加工和润滑油生产基地	空间布局约束	1.石油天然气装备制造基地工业街以北、沿河南街以南、中华路以西、裴家路以东地块根据盘锦市城市总体规划（2011-2020）调整为一类工业用地，工业街以南、管廊街以北、中华路以西、裴家路以东地块在该地块已有二类工业企业的实际情况下，建议将该地块调整为规划协调区，待规划主管部门同意后此地块方可进驻二类工业企业；2.石油天然气装备制造基地淘汰有毒原辅材料，提高资源、能源利用效率，减少生产过程中的“三废”排放；3.石油加工和润滑油生产基地在环境敏感点控制距离范围内不应再建设居住区等环境敏感目标，现有居住区的动迁结合具体项目进行；4.石油加工和润滑油生产基地限制石化行业新建	本项目不涉及有毒原辅材料。水资源重复利用，废水处理后回注地下；井口安装井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出。	符合

			1000 万吨/年以下常减压、150 万吨/年以下催化裂化、100 万吨/年以下连续重整（含芳烃抽提）、150 万吨/年以下加氢裂化生产装置等限制类项目。		
		污染物排放管控	1.石油天然气装备制造基地实行雨污分流，排水系统即生活污水、生产污水、雨水排水系统，雨水经管网汇流后直接外排，生产和生活污水经污水管道汇集，流入污水处理厂，推进初期雨水收集、处理和资源化利用；2.石油天然气装备制造基地内企业的工业废水经过各自企业预处理达到盘锦市第一污水处理厂入水标准后（一类污染物要在车间或车间处理设施排放口检测达标后），排入盘锦市第一污水处理厂处理；3.石油天然气装备制造基地各企业进行环境影响评价时要对有可能污染地下水的装置按照相关标准对基础进行防渗处理，防止对地下水可能造成的污染；4.石油天然气装备制造基地所在区域由华润盘锦热电厂和西部热源厂供热，基地内的工业及公共建筑等均由以上热源实施集中供热；5.石油天然气装备制造基地排放挥发性有机物的生产工序要在密闭空间或设备中实施，产生的含挥发性有机物废气需进行净化处理，净化效率应不低于 90%；6.石油加工和润滑油生产基地内石化企业要全面推行 LDAR（泄漏检测与修复）技术，新建石化项目须将原油加工损失率控制在 4‰以内，并配备相应的有机废气治理设施，新、改、扩建项目排放挥发性有机物的车间有机废气的收集率应大于 90%，安装废气回收/净化装置，新建储油库、加油站和新配置的油罐车，必须同步配备油气回收装置；7.石油加工和润滑油生产基地各企业污水必须经预处理达到污水处理厂入水水质要求后进入盘锦市第三污水厂统一处理。	本区域只涉及一个井场，挥发性有机物产生较少，且井口安装井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出；项目废水不外排；井场做了防渗处理。	符合
		环境风险防控	1.石油天然气装备制造基地制定地下水风险事故应急响应预案，定期检修排污、排水管道及装置区生产车间设备，避免跑、冒、滴、漏事件的发生；制定风险事故应急响应预案，一旦发生事故，及时作出反应，防止事故进一步扩大，减小损失；2.石油加工和润滑油生产基地制定企业、园区环境风险应急预案，同时与盘锦市风险事故应急预案联动，并在园区设立事故池来防范环境风险，事故池位于三类工业区，大小为 10000m^3。	本项目建成后完善企业应急预案；定期巡检。	符合
		资源开发效率要求	1.石油天然气装备制造基地引入项目的工艺、设备和环保设施及单位 GDP 用水量、综合能耗和污染物排放强度至少达到国内先进水平，不得高于基地平均水平和行业或产品标准；2.石油加工和润滑油生产基地提高水资源重复利用率，工业用水重复利用率要达到 80%以上；3.石油天然气装备制造基地环城西路以	本项目污染物排放满足行业标准要求；本项目废水重复利用率达到 80%以上；不新增加热炉	符合

			东、兴隆台街以北区域为高污染燃料III类禁燃区，禁止使用煤炭及其制品和石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油，以及非专用锅炉或未配置高效除尘设施的专用锅炉燃用的生物质成型燃料；4.石油加工和润滑油生产基地为高污染燃料 II 类禁燃区，禁止使用除单台出力大于等于 20 蒸吨/小时锅炉以外燃用的煤炭及其制品和石油焦、油页岩、原油、重油、渣油、煤焦油。		
ZH21112210026	辽河保护区	空间布局约束	1.严格按照《湿地保护管理规定》等相关法律法规规定进行管控，注重保护现有湿地生态系统。	此区域只有注气管线改造，不新增占用湿地	符合
		污染物排放管控	1.加强污染治理与环境安全防范措施，及时发现处理辽河保护区内乱采、乱挖、乱排、乱倒、乱建、乱占、乱牧、乱种等“八乱”行为和炸鱼、毒鱼、电鱼、非法养殖等行为。	不涉及	不涉及
ZH21112220022	盘山县大气环境布局敏感重点管控区	污染物排放管控	1.大气环境污染防控按照盘锦市大气环境总体准入要求执行；2.全面取缔禁养区内的规模化畜禽养殖场和养殖专业户；新建、改建、扩建规模化养殖场（小区）要实现雨污分流、粪便污水资源化利用，不得向水体排放；现有畜禽养殖场（小区）配套建设粪便污水贮存处理设施；推广畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用以及分户收集利用模式；严禁粪污直接排放至院外，确保道路旁、庭院外干净整洁，无畜禽粪污随意排放；3.实施种植业面源污染综合防治，主要农作物测土配方施肥技术覆盖率达到 90%以上，农作物秸秆综合利用率达到 93%以上，机械施肥占主要农作物种植面积的 40%以上，肥料利用率达到 40%以上；4.加快绿色防控技术推广，农作物病虫害绿色防控覆盖率达 30%以上，农作物病虫害专业化统防统治覆盖率达到 40%以上，农药利用率达 40%以上；5.实行农村污水处理统一规划、统一建设、统一管理，有条件的地区积极推进城镇污水处理设施和服务向农村延伸，深化“以奖促治”政策，保证已建小型污水处理设施基本运行；6.实施农村清洁工程，开展河道清淤疏浚，推进农村环境连片整治，推进实施“百千万宜居乡村创建工程”，建成一批“环境整洁、设施完善、生态优良、传承历史、富庶文明”的宜居乡村。	不涉及	不涉及
		资源开发效率要求	1.盘山灌区推广渠道防渗、管道输水等节水灌溉技术，推广喷灌、管灌、微灌技术，继续发展以粮食主产区为主的水田节水改造，结合农业水价改革试点和灌区节水改造，加强农田灌溉用水的计量和监测系统建设，配套完善用水	不涉及农田灌溉	不涉及

			计量设施，完成盘山大型灌区的续建配套与节水改造，农田灌溉水有效利用系数达到 0.59 以上		
ZH21110420020	大洼区清水河水环境城镇生活污染重点管控区	空间布局约束	1.划定特定农产品禁止生产区域，明确界限，设立标识，严禁种植食用农产品和饲草	不涉及	不涉及
		污染物排放管控	1.推进老旧管网改造，城镇污水厂出水水质执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB18918-2002）一级 A 标准；2.巩固清水河水体整治成果，加强日常管理，改善水生态环境；3.建设农村小型污水处理设施，保证已建小型污水处理设施基本运行；4.推进“美丽乡村”建设，全面推进垃圾分类和资源化利用工作；5.依法关闭和搬迁禁养区内的畜禽养殖场（小区）和养殖专业户，新建、改建、扩建规模化养殖场（小区）要实施雨污分流、粪便污水资源化利用；现有畜禽养殖场（小区）要根据养殖规模和污染防治需要，配套建设粪便污水贮存处理设施；推广畜禽粪便污水分户收集、集中处理利用以及分户收集利用模式；6.实施种植业面源污染综合防治，主要农作物测土配方施肥技术覆盖率达到 90%以上，农作物秸秆综合利用率达到 93%以上，机械施肥占主要农作物种植面积的 40%以上，肥料利用率达到 40%以上；7.加快绿色防控技术推广，农作物病虫害绿色防控覆盖率达 30%以上，农作物病虫害专业化统防统治覆盖率达到 40%以上，农药利用率达 40%以上；8.禁止使用不符合农用标准的灌溉用水灌溉农田。加强农业灌溉用水水质监测，防止未经处理或达不到农田灌溉水质标准的废（污）水进入农田灌溉系统。加大农村坑、塘、沟、渠污染治理，落实灌溉水输送过程中的污染防治措施	本项目废水不外排；生活垃圾环卫处理；	
		环境风险防控	1.对存在土壤污染风险的农用地地块，进行土壤污染状况调查。土壤污染状况调查表明污染物含量超过土壤污染风险管控标准的农用地地块应进行土壤污染风险评估，并按照农用地分类管理制度管理；2.加强对农用地土壤污染风险区域，特别是重点监管企业和工业园区周边农用地土壤的监测；3.优先采取不影响农业生产、不降低土壤生产功能的生物修复措施，阻断或者减少污染物进入农作物食用部分，确保农产品质量安全；4.鼓励采取调整种植结构、退耕还林还草、退耕还湿、轮作休耕等风险管控措施。5.定期开展农产品质量安全监测和调查评估，实施跟踪监测，根据监测和评估	本项目设置土壤监测计划；本项目农田恢复措施不应影响农业生产，不降低土壤生产功能	符合

			结果及时优化调整农艺调控措施。		
		资源开发效率要求	1.实施清水河生态补水工程，增加河流生态流量；	不涉及	不涉及

综上，本项目建设符合“三线一单”要求。

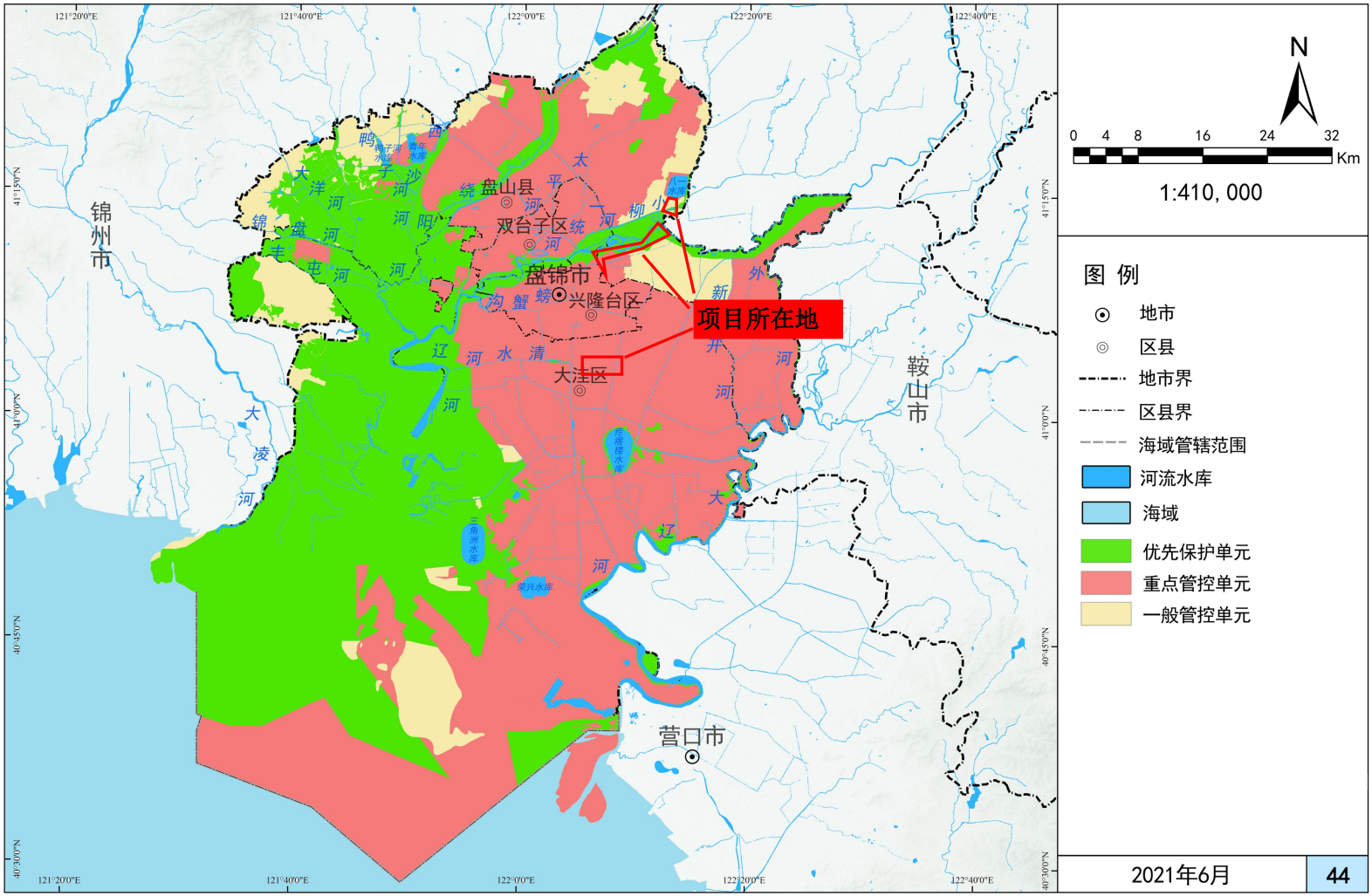


图 1.4.2-1 项目与盘锦市分区管控单元位置关系示意图

1.5 公众参与

中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司按照《环境影响评价公共参与办法》（部令第 4 号）中的相关要求，于 2020 年 8 月 24 日在兴隆台区人民政府网站（链接为：http://www.xlt.gov.cn/2020_08/24_10/content-293674.html）发布了第一次公众参与公告，第一次公示期间未收到反馈意见，公示期间未收到公众的反馈意见。2020 年 12 月 2 日～2020 年 12 月 15 日期间，中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司通过网络（兴隆台区人民政府网站，具体链接为 http://www.xlt.gov.cn/2020_12/02_10/content-298871.html）、二次报纸（盘锦日报，2020 年 12 月 3 日第七版和 2020 年 12 月 4 日第五版）进行征求意见稿公示，公示期间未收到公众的反馈意见。

2 总则

2.1 编制依据

2.1.1 相关法律、法规

（1）《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；

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

（3）《建设项目环境保护管理条例》（2017 国令第 682 号修订，2017 年 10 月 1 日起施行）；

（4）《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（中华人民共和国生态环境部部令第 16 号）；

（5）《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修订）；

（6）《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 12 月 26 日修正）；

（7）《中华人民共和国噪声污染防治法》（2021 年修订）；

（8）《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日实施）；

（9）《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；

（10）《中华人民共和国水土保持法》（2011 年 3 月 1 日）；

（11）《中华人民共和国矿产资源法》（1996 年 8 月 29 日）；

（12）《基本农田保护条例》（2011 年修正，2011 年 1 月 8 日起施行）；

（13）《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）；

（14）《产业结构调整指导目录（2019 年本）》；

（15）《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 6 月 25 日）；

（16）《国家危险废物名录》，2021 年版；；

（17）《水污染防治行动计划》，国发[2015]17 号（2015 年 4 月 16 日）；

（18）《土壤污染防治行动计划》，国发[2016]31 号（2016 年 5 月 28 日）；

（19）《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）；

（20）《突发环境事件应急管理办法》（环境保护部令第 34 号，2015 年 6 月 5 日施行）；

（21）《石油天然气开采业污染防治技术政策》（环保部 2012 年第 18 号令，2012 年 3 月 7 日）；

（22）《石油天然气管道保护条例》（中华人民共和国国务院令第 313 号，2001 年 8 月 2 日）；

（23）《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》及《石化企业泄漏检测与修复工作指南》（环境保护部办公厅印发，环办[2015]104 号）；

（24）《污染地块土壤环境管理办法（试行）》（环保部令第 42 号，自 2017 年 7 月 1 日起施行）；

（25）《进一步加强环境影响评价管理防范环境风险》（环境保护部印发，环发[2012]77 号）；

（26）《打赢蓝天保卫战三年行动计划》（中华人民共和国国务院，2018 年 7 月 3 日印发）；

（27）《工矿用地土壤环境管理办法（试行）》（生态环境部，2018 年 8 月 1 日）。

2.1.2 部门规章

（1）《关于进一步加强生态保护工作的意见》（环发〔2007〕37 号），2007 年 3 月 15 日；

（2）《关于发布全国生态功能区划的公告》（环境保护部中国科学院公告 2008 年第 35 号）

（3）《关于印发<突发环境事件应急预案管理暂行办法>的通知》（环发〔2010〕113 号），2010 年 9 月 28 日；

（4）《关于印发<建设项目环境保护事中事后监督管理办法（试行）>的通知》（环发〔2015〕163 号），2015 年 12 月 10 日；

（5）《湿地保护管理规定》，国家林业局令（第 48 号），2018 年 1 月 1 日起施行；

（6）《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）。

2.1.3 地方规章

（1）《辽宁省环境保护条例》（2018 年修正）；

（2）《辽宁省大气污染防治行动计划实施方案》（辽宁省人民政府印发，2014 年 3 月 13 日）；

（3）《辽宁省水污染防治工作方案》（辽宁省人民政府印发，2015 年 12 月 31 日

（4）《辽宁省固体废物污染环境防治办法》（辽宁省人民政府令第 311 号，2017 年 11 月 29 日修订）；

（5）《辽宁省地下水资源保护条例》（2014 年 9 月 26 日修正）；

（6）《辽宁省石油勘探开发环境保护条例》（2019 年 9 月 27 日修正)；

（7）《辽宁省土壤污染防治工作方案》，（辽宁省人民政府印发，辽政发（2016）58 号）；

（8）《辽宁省打赢蓝天保卫战三年行动方案（2018-2020 年）》（辽宁省人民政府，2018 年 10 月 23 日印发）；

（9）《辽宁辽河口（双台河口）国家级自然保护区管理办法》（盘锦市人民政府令第 54 号）；

（10）《盘锦市打赢蓝天保卫战行动方案》（盘锦市人民政府办公室印发，2019 年 5 月 10 日印发）；

（11）《盘锦市饮用水水源地保护实施方案》（盘政办发【2014】3 号，2014 年 1 月 20 日）；

（12）《盘锦市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（盘政发〔2021〕9 号）。

2.1.4 相关技术文件

（1）《建设项目环境影响评价技术导则总纲》（HJ2.1-2016）；

（2）《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）；

（3）《环境影响评价技术导则地表水环境》（HJ2.3-2018）；

（4）《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）；

（5）《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）；

（6）《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）；

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

（8）《环境影响评价技术导则生态影响》（HJ19-2022）；

（9）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）；

（10）《排污单位自行监测技术指南-总则》（HJ819-2017）；

（11）《石油天然气安全规程》，2007.4.1；

（12）《石油天然气工程设计防火规范》（GB50183-2004）；

（13）《排污许可证申请与核发技术规范总则》（HJ942—2018）；

（14）《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）；

（15）《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。

2.1.5 其他相关资料

（1）《中油股份辽河油田分公司冷家堡油田总体开发项目环境影响报告书》，2002 年 8 月；

（2）《关于批复中油股份辽河油田分公司冷家堡油田总体开发项目环境影响报告书审查意见的复函》（环审[2003]56 号），2003 年 2 月 17 日；

（3）《冷家油田 15000m^3/d 稠油污水深度处理工程环境影响报告表》及批复文件，2005 年 12 月；

（4）《冷家油田 15000m^3/d 稠油污水深度处理工程环境保护验收监测报告》，辽宁省环境监测中心站，2008 年 9 月；

（5）《冷家堡油田产能建设项目环境影响报告书》（中国石油集团东北炼化工程有限公司 2016.10）；

（6）《关于冷家堡油田产能建设项目环境影响报告书的批复》（盘环[2017]16 号）（盘锦市环境保护局 2017 年 12 月 5 日）；

（7）《中油股份辽河油田分公司冷家堡油田总体开发项目竣工环境保护验收调查报告》（圣通宏源（北京）环保科技有限公司 2020.9）；

（8）《关于冷家堡油田产能建设项目（2021 年-2025 年）环境影响报告书的批复》（盘环审[2021]28 号）（盘锦市生态环境局 2021 年 7 月 12 日）

（8）《冷家油田开发公司 2023～2025 年新井实施规划》；

（9）《2023～2025 年新井产能建设地面工程实施方案》；

（10）建设单位提供的有关工程资料。

2.2 评价目的及评价原则

2.2.1 评价目的

（1）通过对工程所在区域的环境现状调查与评价，了解该区域的环境质量现状；

（2）通过工程分析，了解本工程的“三废”排放特征及源强，采用合理的模式，分析工程对周围环境的影响程度和范围；

（3）根据油田开发的特点，调查、分析区域生态环境质量的现状，分析本工程对区域生态环境的影响程度和范围，为生态恢复措施提供科学依据；

（4）通过对工程的开发和生产运行过程中可能发生的风险事故进行分析，并提出切实可行防范措施，使发生风险事故的几率降到最低限度；

（5）通过环境经济损益分析，论证开发的经济、社会与环境效益的统一性；

（6）针对本工程可能对区域环境的影响程度，提出切实可行的污染防治措施和生态恢复措施，使其对环境和生态的影响降至可接受程度。

（7）通过开展公众参与，为环评中识别和筛选可能的环境影响因素提供帮助，完善环境保护措施，加强环境保护意识，降低对公众的环境影响，提高公众的环境保护意识。

2.2.2 评价原则

突出环境影响评价的源头预防作用，坚持保护和改善环境质量。

a）依法评价

贯彻执行我国环境保护相关法律法规、标准、政策和规划等，优化项目建设，服务

环境管理。

b）科学评价

规范环境影响评价方法，科学分析项目建设对环境质量的影响。

c）突出重点

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

2.3 环境影响因素及评价因子

2.3.1 环境影响因素

根据本工程特点及工程所在区域的环境特征分析，本工程在施工期、运行期影响周围环境的因素有环境空气、地表水、地下水、声环境、土壤、生态环境、固体废物等。本工程建设的环境影响因素识别及筛选见表 2.3.1-1 和 2.3.1-2。闭井期主要工程内容为井架拆除、场地恢复、道路恢复，持续时间较短，以扬尘和噪声污染为主，见表 2.3.1-3。

表 2.3.1-1 环境影响因素一览表(施工期)

影响因素 环境因素	占地	废气	废水	固体废物	噪声	风险
		柴油机 柴油发电机 车辆	钻井废水 洗井废水 生活污水	废钻井泥浆 废钻井岩屑 生活垃圾	柴油机 柴油发电机 钻机、车辆 震动筛	井喷、管道泄露
环境空气		—				+
地表水			—	+		+
地下水			—	+		
声环境					—	
土壤	—			—		+
植被	—					+
动物					—	+
其他						

表 2.3.1-2 环境影响因素一览表(运行期)

影响因素	废气	废水	固体废物	噪声	风险
	集输过程中挥发的烃类	生产废水 生活污水	修井产生的落地油、废防渗布	抽油机及各种泵	井喷、管道泄露

环境空气	—				+
地表水		—			+
地下水		—			+
声环境				—	
土壤			—		+
植被					+
动物					
其他					

表 2.3.1-3 环境影响因素一览表(闭井期)

影响因素 环境因素	废气	废水	固体废物	噪声
	工程车辆尾气、施工扬尘	生活污水	采油井架、水泥台等拆除产生的建筑垃圾	采油井架、水泥台等地面设施拆除产生的施工噪声
环境空气	—			
地表水		—		
地下水		—		
声环境				—
土壤			—	
生态			—	

注：表中“—”代表对环境的负影响及影响程度；“+”代表事故状态下的环境影响

2.3.2 评价因子

本工程各环境因素的评价因子详见表 2.3.2-1。

表 2.3.2-2 环境影响评价因子一览表

序号	环境要素	评价内容	评价因子
1	环境空气	现状评价	TSP、PM_{10}、$PM_{2.5}$、SO_2、NO_2、CO、O_3、挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、硫化氢
		预测评价	挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、硫化氢
2	地表水环境	现状评价	pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、硫化物、石油类、挥发酚、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量总磷、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅
		预测评价	/
3	地下水	现状评价	pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氰化物、氟化物、硫化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、铁、锰、挥发酚、石油类、总大肠菌群、细菌总数；常量组分：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、CO_3^{2-}
		预测评价	石油类
4	土壤环境	现状评价	pH、As、Cd、Cr（六价）、Cu、Pb、Hg、Ni、CCl_4、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、氯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并［a］蒽、苯并［a］芘、苯并［b］荧蒽、苯并［k］荧蒽、䓛、二苯并［a、h］荧蒽、茚并［1,2,3-cd］芘、萘、石油烃；
		预测评价	石油烃；
5	声环境	现状评价	等效连续 A 声级。
		预测评价	等效连续 A 声级。
6	环境风险	预测评价	/
7	生态环境	现状调查	植被、动物、土地利用结构
		影响预测	土地利用结构、植被影响

2.4 环境功能区划及评价标准

2.4.1 环境功能区划

2.4.1.1 环境空气

本工程位于盘锦市盘山县和大洼区境内，根据《盘锦市人民政府办公室关于对我市环境空气质量进行功能区划分的通知》（盘政办发〔2012〕102 号），辽宁辽河口国家级自然保护区为一类区，周边 500m 范围为缓冲区，缓冲区内的环境空气质量执行一类标准。缓冲区外为二类区。依据《环境空气质量标准》（GB3095-2012），工程所在地环境空气属于二类功能区。

2.4.1.2 地表水环境

本工程评价区内的地表水体主要为辽河及其支流，按照《辽宁省地表水功能区》及辽河水系地表水环境功能区划，辽河的赵圈河到双台子河口属景观娱乐用水区，水体为IV类，八一水库属渔业用水，水体为III类，小柳河属农业用水区，水体为IV类，六零河水体为V类，二干渠属农业用水区，水体为V类。

2.4.1.3 地下水环境

评价区域地下水使用功能主要为工农业用水，依据《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）分类，确定本工程评价区域地下水为III类功能区。

2.4.1.4 声环境

本工程处于盘锦市中心城区规划范围外，属农村区域，根据《声环境质量标准》(GB3096-2008)“7.2 乡村声环境功能的确定村庄原则上执行 1 类声环境功能区要求，工业活动较多的村庄以及有交通干线经过的村庄（指执行 4 类声环境功能区要求以外的地区）可局部或全部执行 2 类声环境功能区要求”，本项目区域井场分布较多，因此确定本项目执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类声环境功能区。

2.4.1.5 生态

根据《辽宁省生态功能区划》中对生态功能分区方案，本工程所处地理位置位于辽河平原南部，渤海辽东湾顶部，是由辽河、双台子河、大凌河、小凌河等一系列河流作用形成的平原。评价区由于具有独特的水文、土壤等条件，造成了植被在该区的贫瘠，植被群落类型以水生或湿生为主，区域内以水田为主。

2.4.2 评价标准

2.4.2.1 环境质量标准

（1）环境空气

常规污染物执行《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及 2018 年修改单中的二级标准；对于标准中未规定的非甲烷总烃本项目执行《大气污染物综合排放标准详解》中非甲烷总烃浓度限值，H_2S 执行《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准。详见表 2.4.2-1。

表 2.4.2-1 环境空气质量标准

环境要素	标准名称及级别	项目	标准值		
			单位	数值	
环境空气	《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准	H_2S	mg/m³	1 小时平均	0.01
	《大气污染物综合排放标准详解》	NMHC	mg/m³	小时平均	2.0
	《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及 2018 年修改单中二级标准	TSP	μg/m³	24 小时平均	300
				年平均	200
		PM_{10}		24 小时平均	150

				年平均	70
		$PM_{2.5}$		24 小时平均	75
				年平均	35
		NO_2		一小时平均	200
				24 小时平均	80
				年平均	40
		SO_2		一小时平均	500
				24 小时平均	150
				年平均	60
		CO		一小时平均	10000
				24 小时平均	4000
		O_3		一小时平均	200
				8 小时平均	160

（2）地表水环境

本工程不向地表水体排放污水。区域涉及的主要地表水体为辽河及其支流。

表 2.4.2-2 地表水环境质量标准

项目	单位	III 类	IV 类	V 类	标准来源
pH	无量纲	6~9	6~9	6~9	《地表水环境质量标准》（GB3838－2002）
石油类	mg/L	0.05	0.5	1	
溶解氧	mg/L	5	3	2	
氨氮	mg/L	1.0	1.5	2	
高锰酸钾指数（耗氧量）	mg/L	6	10	15	
COD	mg/L	20	30	40	
BOD_5	mg/L	4	6	10	
总磷	mg/L	0.2（湖、库 0.05）	0.3（湖、库 0.1）	0.4（湖、库 0.2）	
阴离子表面活性剂	mg/L	0.2	0.3	0.3	
挥发酚	mg/L	0.005	0.01	0.1	
硫化物	mg/L	0.2	0.5	1.0	
砷	mg/L	0.05	0.1	0.1	
汞	mg/L	0.0001	0.001	0.001	
六价铬	mg/L	0.05	0.05	0.1	
镉	mg/L	0.005	0.005	0.01	
镍	mg/L	0.02			
铅	mg/L	0.05	0.05	0.1	

（3）声环境

项目执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准，见表 2.4.2-3。

表 2.4.2-3 环境噪声评价标准

序号	地点类别	主要噪声源	噪声限值(dB(A))		标准来源
			昼	夜	
1	井场及村屯	生活噪声和工业噪声	60	50	GB3096－2008 中 2 类标准

（4）地下水环境

地下水执行《地下水质量标准》（GB14848-2017）中的III类标准，其中未作规定的石油类参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准限值，见表 2.4.2-4。

表 2.4.2-4 地下水质量标准

序号	污染物名称	标准限值	备注
1	pH	6.5≤pH≤8.5 无量纲	《地下水质量标准》（GB/T14848-2017）中III类标准
2	总硬度(以 $CaCO_3$ 计)	≤450mg/L	
3	溶解性总固体	≤1000mg/L	
4	铁	≤0.3mg/L	
5	锰	≤0.1mg/L	
6	挥发性酚类(以苯酚计)	≤0.002mg/L	
7	耗氧量(COD_{Mn}法，以 O_2 计)	≤3.0mg/L	
8	氨氮	≤0.5mg/L	
9	硫化物	≤0.02mg/L	
10	总大肠菌群	≤3.0CFU/100mL	
11	菌落总数	≤100CFU/100mL	
12	亚硝酸盐(以 N 计)	≤1.0mg/L	
13	硝酸盐(以 N 计)	≤20mg/L	
14	氰化物	≤0.05mg/L	
15	氟化物	≤1.0mg/L	
16	汞	≤0.001mg/L	
17	砷	≤0.01mg/L	
18	镉	≤0.005mg/L	
19	铬(六价)	≤0.05mg/L	
20	铅	≤0.01mg/L	
21	硫酸盐	≤250mg/L	
22	氯化物	≤250mg/L	
23	石油类	≤0.05mg/L	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的III类标准

（5）土壤质量标准

土壤环境质量标准执行两种，其中厂址四周农田的土壤环境质量执行《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）表 1 中标准，标准值见表 2.4.2-5。

厂址区域内的土壤环境质量标准执行《土壤环境质量标准建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）中二类用地筛选值。标准值见表 2.4.2-6。

表 2.4.2-5 农用地土壤污染风险管控标准单位：mg/kg

序号	污染物项目		风险筛选值			
			pH≤5.5	5.5＜pH≤6.5	6.5＜pH≤7.5	pH＞7.5
1	镉	水田	0.3	0.4	0.6	0.8
		其他	0.3	0.3	0.3	0.6
2	铅	水田	80	100	140	240
		其他	70	90	120	170
3	铬	水田	250	250	300	350
		其他	150	150	200	250
4	砷	水田	30	30	25	20
		其他	40	40	30	25
5	汞	水田	0.5	0.5	0.6	1.0
		其他	1.3	1.8	2.4	3.4
6	铜	果园	150	150	200	200
		其他	50	50	100	100
7	锌		60	70	100	190
8	镍		200	200	250	300

表 2.4.2-6 建设用地土壤污染风险管控标准

序号	监测项目	第二类用地		标准名称
		筛选值	管制值	
重金属和无机物				
1	As	60	140	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）基本项目
2	Cd	65	172	
3	Cr（六价）	5.7	78	
4	Cu	18000	36000	
5	Pb	800	2500	
6	Hg	38	82	
7	Ni	900	2000	
挥发性有机物				
8	四氯化碳	2.8	36	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）基本项目
9	氯仿	0.9	10	
10	氯甲烷	37	120	
11	1,1-二氯乙烷	9	100	

12	1,2-二氯乙烷	5	21	
13	1,1-二氯乙烯	66	200	
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	2000	
15	反-1,2-二氯乙烯	54	163	
16	二氯甲烷	616	2000	
17	1,2-二氯丙烷	5	47	
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	100	
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	50	
20	四氯乙烯	53	183	
21	1,1,1-三氯乙烷	840	840	
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	15	
23	三氯乙烯	2.8	20	
24	1,2,3-三氯丙烷	0.5	5	
25	氯乙烯	0.43	4.3	
26	苯	4	40	
27	氯苯	270	1000	
28	1,2-二氯苯	560	560	
29	1,4-二氯苯	20	200	
30	乙苯	28	280	
31	苯乙烯	1290	1290	
32	甲苯	1200	1200	
33	间二甲苯+对二甲苯	570	570	
34	邻二甲苯	640	640	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）基本项目
半挥发性有机物				
35	硝基苯	76	760	
36	苯胺	260	663	
37	2-氯酚	2256	4500	
38	苯并［a］蒽	15	151	
39	苯并［a］芘	1.5	15	
40	苯并［b］荧蒽	15	151	
41	苯并［k］荧蒽	151	1500	
42	䓛	1293	12900	

43	二苯并［a,h］蒽	1.5	15	
44	茚并［1,2,3-cd］芘	15	151	
45	萘	70	700	
石油烃类				
46	石油烃（C10-C40）	4500	9000	

2.4.2.2 污染物排放标准

（1）大气污染物

施工期扬尘执行《施工及堆料场地扬尘排放标准》（DB21/2642-2016）。项目位于农村地区，因此颗粒物执行标准为1.0mg/m^3；钻井柴油机燃烧柴油排放的污染物执行《非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法(中国III、IV阶段)》(GB20891-2014)中“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”(第III阶段)；营运期场区内无组织废气VOCs执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录A厂区内VOCs无组织排放限值；有机废气厂界无组织及有组织排放执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020），硫化氢等恶臭异味执行《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）。详见表2.4.2-7。

表 2.4.2-7 大气污染物排放标准（单位：mg/m^3）

污染物	排放标准及排放浓度
《施工及堆料场地扬尘排放标准》（DB21/2642-2016）	
粉尘	1.0
非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值(III阶段)	
额定净功率(Pmax)(kw)	130≤Pmax≤560
CO	3.5g/kWh
HC	/
NO_x	/
HC+NO_x	4.0g/kWh
PM	0.2g/kWh
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）	
厂界：VOCs（NMHC）	4.0
罐区和装卸废气处理措施非甲烷总烃的去除效率	不低于 80%
《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB37822-2019）附录 A	
厂区内（在厂房外设置监控点）：VOCs（NMHC）	20（监控点处任意一次浓度值）
	6（监控点处 1h 平均浓度值）

如厂房不完整，可在操作工位下风向 1m，距离地面高度为 1m 处设监测点	
《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	
厂界：H_2S	0.06
厂界：臭气浓度	小于 20（无量纲）

（2）水污染物

本工程井场施工过程产生的生活污水均排入可移动厕所内，不外排。

本工程含油污水进入冷一联合站进行油水分离后再经过污水处理站处理后回注油层，油田注水水质指标执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）所规定的水质标准及《油田污水回用于湿蒸汽发生器水质指标》（Q/SY1275-2010）。详见表 2.4.2-8。

表 2.4.2-8 推荐水质主要控制指标（SY/T5329-2022）（单位：mg/L）

储层空气渗透率（um^2）	＜0.01	[0.01，0.05)	[0.05，0.5)	[0.5，2.0)	≥2.0
水质标准分级	I	II	III	IV	V
悬浮固体含量，mg/L	≤8.0	≤15.0	≤20.0	≤25.0	≤30.0
悬浮物颗粒物直径中值，um	≤3.0	≤5.0	≤5.0	≤5.0	≤5.5
含油量，mg/L	≤5.0	≤10.0	≤15.0	≤30.0	≤100.0
平均腐蚀率，mm/年	≤0.076				

表 2.4.2-9 推荐水质主要控制指标（SY/T0097-2000）单位：mg/L

序号	项目	标准值
1	溶解氧	≤0.05
2	总硬度	≤0.1
3	总铁	≤0.05
4	二氧化硅	≤100
5	悬浮物	≤5.0
6	总碱度	≤2000
7	含油量	≤2.0
8	可溶性固体	≤7000
9	pH 值	7.5-11.0

（3）噪声

施工期执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)。

运行期井场执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中“2类区标准”。标准限值详见表2.4.2-10。

表 2.4.2-10 厂界噪声控制标准一览表

阶段	厂界外声环境功能区类别	标准值 dB(A)		标准来源
		昼间	夜间	

施工期		--	70	55	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运行期	井场	2 类	60	50	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）

（4）固体废物

一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）。危险废物执行《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）。施工期产生的废建筑垃圾执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）的相应标准要求。

2.5 评价等级及评价范围

2.5.1 评价等级

2.5.1.1 大气环境影响评价等级

根据工程分析，本项目不新增锅炉，运营期正常排放的大气污染物主要为工艺废气非甲烷总烃及硫化氢等无组织废气。

依据《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018），采用 AerScreen 估算模式对项目的大气环境评价工作等级进行确定、且根据导则相关要求可知，本项目排放的 SO_2 和 NO_x 排放量小于 500t/a，所以本评价未对 $PM_{2.5}$ 进行预测，估算模型参数选取见表 2.5-1。

表 2.5.1.1-1 估算模型参数选取表

参数		取值
城市/农村选项	城市/农村	农村
	人口数（城市选项时）	—
最高环境温度/℃		35.6
最低环境温度/℃		-30.6
土地利用类型		农村
区域湿度条件		半湿润区
是否考虑地形	考虑地形	是
	地形数据分辨率/m	90
是否考虑岸线熏烟	考虑岸线熏烟	否
	岸线距离/km	—
	岸线方向/°	—

由于项目区域比较大，本次估算分成两个区域来预测。冷家一区、三区区块南北宽

为 9550m，东西长为 9030m，无组织排放的挥发性有机废气（以非甲烷总烃计）年排放量为 3.554t/a(0.406kg/h)，硫化氢的年排放量为 0.005t/a(0.00053kg/h)。冷家二区区块南北宽为 1750m，东西长为 3250m，无组织排放的挥发性有机废气（以非甲烷总烃计）年排放量为 2.284t/a(0.261kg/h)，硫化氢的年排放量为 0.003t/a(0.00034kg/h)。

表 2.5.1.1-2 项目无组织污染源排放情况一览表

名称	面源起点坐标（经纬度）		面源海拔高度/m	面源长度/m	面源宽度/m	与正北向夹角/°	面源有效排放高度/m	年排放小时数 kg/h	排放工况	污染排放速率（kg/h）	
	X	Y								VOCs(以非甲烷总烃计)	硫化氢
冷家油田一区、三区	122.118069427	41.155241157	3	9030	9550	0	4	8760	正常	0.406	0.00053
冷家油田二区	122.115151184	41.042781497	2	3250	1750	0	4	8760	正常	0.261	0.00034

表 2.5.1.1-3 估算得出的各因子的最大 Pmax 值表

序号	污染物名称		最大落地浓度（mg/m^3）	最大占标率（%）
1	二区无组织	非甲烷总烃	0.011658	0.58
2		硫化氢	0.000015	0.15

表 2.5.1.1-4 评价工作等级判据对照表

评价工作等级	评价工作分级判据
一级	Pmax≥10%
二级	1%≤Pmax＜10%
三级	Pmax＜1%
本项目情况	Pmax=0.58%<1%
评价等级	三级

根据大气评价导则（HJ2.2-2018）中估算模式进行预测：无组织排放的主要污染物中非甲烷总烃的最大占标率最高，为 0.58%，低于 1%，因此判定大气影响评价等级为三级。

2.5.1.2 地表水环境影响评价等级

本工程产生的生产废水经收集处理达标后全部回注油层，项目运行期不新增员工。施工期员工生活污水排入移动式厕所，不向地表水环境排放污水，根据《环境影响评价技术导则地表水环境》(HJ2.3-2018）中的相关要求及规定，本项目无废水排放，本次评价仅对废水污染物类型、排放量、给排水情况及排放去向进行简单分析，地表水评价等级为三级 B。

2.5.1.3 地下水环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则—地下水环境》（HJ/610-2016）附录 A 确定建设项目所属的地下水环境影响评价项目类别如下表所示。因此，本项目属于 I 类项目。

表 2.5.1.3-1 地下水环境影响评价行业分类表（节选）

环评类别 / 行业类别	报告书	报告表	地下水环境影响评价项目类别	
			报告书	报告表
F 石油、天然气				
37、石油开采	全部	/	I 类	/

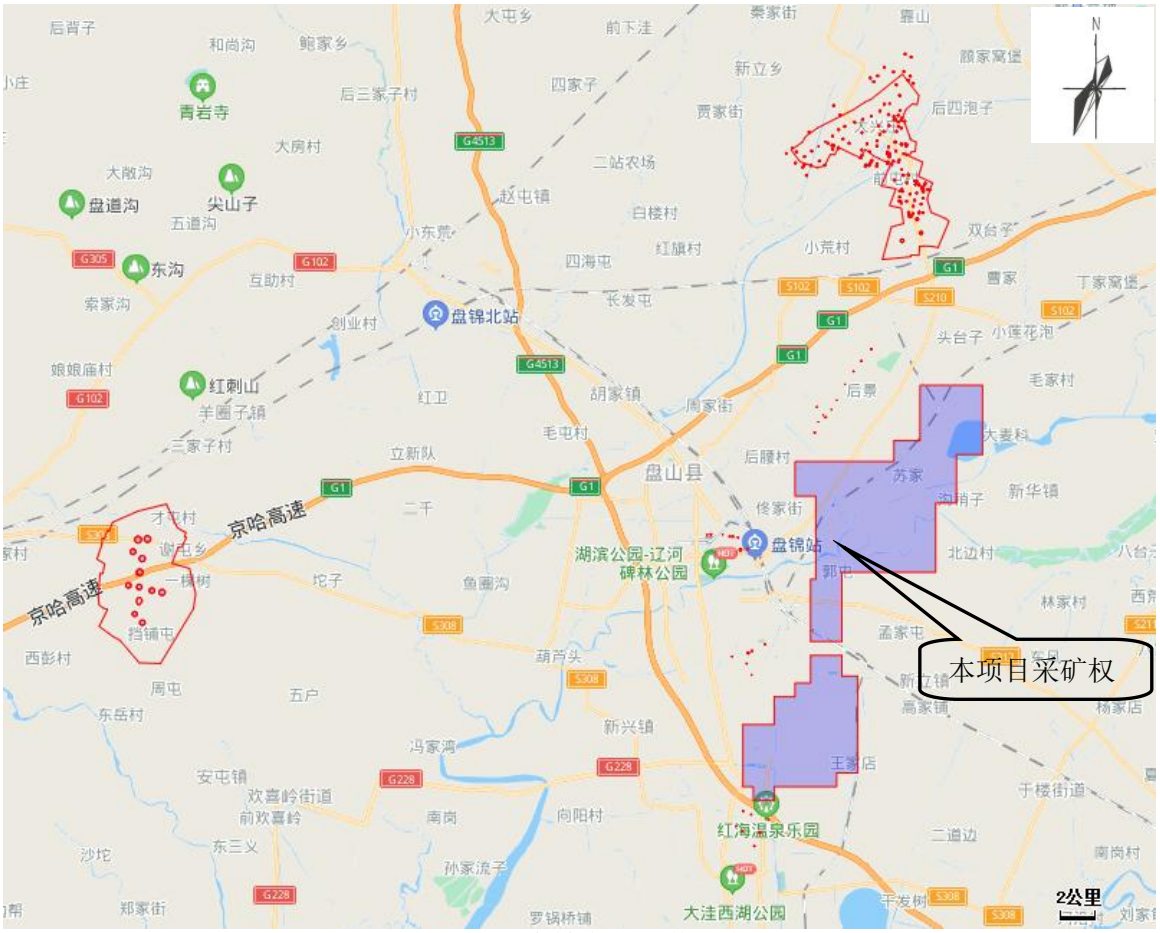


图 2.5.1.3-1 盘锦市水源井分布图

项目建设区及评价区没有国家及地方设定的地下水资源保护区，无特殊地下水资源（如热水、矿泉水、温泉等）保护区，评价区内无集中式饮用水水源及分散式饮用水水源，评价区内村屯饮用自来水，水源来自大伙房水库。根据下表可知，项目的地下水环境敏感程度可分为不敏感。

表 2.5.1.3-2 地下水环境敏感程度分级表

敏感程度	地下水环境敏感特征
敏感	集中式饮用水水源（包括已建成的在用、备用、应急水源，在建和规划的饮用水水源）准保护区；除集中式饮用水水源以外的国家或地方政府设定的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水式饮用水水源，其保护区以外的补给径流区；分散式饮用水水源地；特殊地下水资源（如矿泉水、温泉等）保护区以外的分布区等其他未列入上述敏感分级的环境敏感区 a。
不敏感	上述地区之外的其它地区。
注：a“环境敏感区”是指《建设项目环境影响评价分类管理名录》中所界定的涉及地下水的环境敏感区。	

地下水评价工程等级见表 2.5.1.3-3。

表 2.5.1.3-3 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

综合上述分析，可确定本项目地下水环境影响评价工作等级为二级。

2.5.1.4 声环境影响评价等级

本工程所在区域为农村环境，项目所处的声环境功能区划为《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 2 类区，根据预测结果，项目建设前后评价范围内敏感目标噪声级增高量在 3dB(A)以下，且受影响人口数量变化不大，确定本项目噪声环境影响评价级别为二级。

2.5.1.5 生态环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则·生态影响》（HJ19-2022）第 6.1.2 节及 6.1.6：

6.1.2 评价等级判定按以下原则确定评价等级：

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；

b）涉及自然公园时，评价等级为二级；

c）涉及生态保护红线时，评价等级不低于二级；

d）根据 HJ2.3 判断属于水文要素影响型且地表水评价等级不低于二级的建设项目，生态影响评价等级不低于二级；

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；

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；扩建项目的占地范围以新增占地（包括陆域和水域）确定；

g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况，评价等级为三级；

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；

项目占地性质为耕地、苇田等。不涉及国家公园、自然保护区、世界自然遗产、重要生境、生态红线等。项目井场距离生态红线最近距离为 1080m。本项目占地面积（包括临时和永久占地）为 214600m^2，综合判定本项目属于 g）除本条 a）、b）、c）、d）、e）、f）以外的情况。

综上可知本项目的生态影响评价等级为三级。

2.5.1.6 土壤环境影响评价等级

（1）项目类别：本项目行业类别按照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A：

1）部署新井 133 口，并配套建设集输管线、集油管线、供气管线、配电系统、固定注汽管线等应属采矿业-金属矿、石油、油页岩开采，“土壤影响评价项目类别”应为**I类**；

2）洼 59 区块集输工艺完善，应属交通运输仓储邮政业-石油、成品油的输送管线，“土壤影响评价项目类别”应为**Ⅱ类**；

3）采油作业一区原油拉运平台集输安全隐患治理，应属交通运输仓储邮政业-石油、成品油的输送管线，“土壤影响评价项目类别”应为**Ⅱ类**；

4）冷一联合站挥发有机物及甲烷协同管控集中治理工程，应属环境和公共设施管理业-其他，“土壤影响评价项目类别”应为**Ⅳ类**；

5）冷一联合站院内积水严重的整改方案，应属电力热力燃气及水生产和供应业-其他，“土壤影响评价项目类别”应为**Ⅳ类**；

（2）影响类型：本项目对环境的影响主要为污染物进入土壤环境，引起土壤物理、化学、生物等方面特征发生改变，导致土壤质量恶化，因此本项目属于污染影响型项目。

（3）占地规模：根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）

中 6.2.2.1 条款，将建设项目占地规模分为大型（≥50hm²）、中型（5~50hm²）、小型（≤5hm²），本项目规划新增永久占地面积 8.4933hm²（即 84933m²），因此建设项目占地规模为中型。

（4）土壤环境敏感程度：本项目位于盘锦市盘山县和大洼区境内，项目区周边以耕地为主，部分井场周边存在居民区，二者均属土壤环境敏感目标。根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 3 污染影响型敏感程度分级表，本项目土壤环境敏感程度分级确定为“**敏感**”。

表 2.5.1.6-1 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

土壤影响评价等级：根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）中表 4 评价工作等级分级表，本项目的土壤环境影响评价工作等级为**一级**。详细土壤评价等级确定见下表。

表 2.5.1.6-2 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			II 类			III 类		
	大	中	小	大	中	小	大	中	小
敏感	一级	**一级**	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级
较敏感	一级	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-
不敏感	一级	二级	二级	二级	三级	三级	三级	-	-

2.5.1.7 环境风险评价等级

本工程外输管道利用现有管道，主要危险源原油的火灾危险性为乙 A 类，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）风险评价等级划分原则，环境风险评价技术导则根据评价项目的物质危害性和功能单元重大危险源判定结果，以及环境敏感程度等因素。评价工作等级划分见表 2.5.1.7-1。

表 2.5.1.7-1 环境风险评价工作等级划分原则

环境风险潜势	Ⅳ、Ⅳ+	Ⅲ	Ⅱ	Ⅰ

评价工作等级	一	二	三	简单评价（a）
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

表2.5-12项目风险物质Q值计算表

序号	名称	实际储存量 q(t)	临界量 Q（t）	q/Q 值	备注
1	原油	60.754	2500	0.0243016	油类物质
2	天然气	0.033	10	0.0033	参照甲烷
3	伴生气	0.029	10	0.0029	参照甲烷
--	Σq/Q			0.0305016	--

本项目 Q 值<1，环境风险潜势综合等级为Ⅰ。根据上表评价工作分级依据，故本项目环境风险评价简单分析。

2.5.2 评价范围

（1）大气环境影响评价范围：三级评价无需设置评价范围。

（2）根据评价区的水文地质条件采用自定义法，以新开西排总干为界，将评价区划分为南北两部分，北部区块较大，北起青沙以东地区，西部以东高家为界，南部以南部小梁玉~北大岗子村为界，东部以东三家子~小丁家为界，评价区范围约 69km^2。螃蟹沟以南区块北部以田家堡为边界，西部以西王家庄~东高家屯，南至小吴家堡~关家~陈家街~四十里，东侧边界从南至北经马家铺~陈家，该评价区面积 36km^2，评价区范围合计约 105km^2。地下水评价范围见图 2.5.1-2。

（3）声环境影响评价范围：井场区域外延 200m 范围内。

（4）生态环境影响评价范围：项目生态评价范围为项目各管线、站场周界向外延伸 300m。

（5）土壤环境评价范围：根据《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）表 5 规定，本次影响评价范围为，规划场地向外沿 1.0km 范围内，由于各井场自北向南呈散点分布于八一水库至陈家店之间，因此外围井场作为控制点，同时向外扩展 1.0km，总面积约 58.0km^2。土壤环境评价范围见图 2.5.1-3。

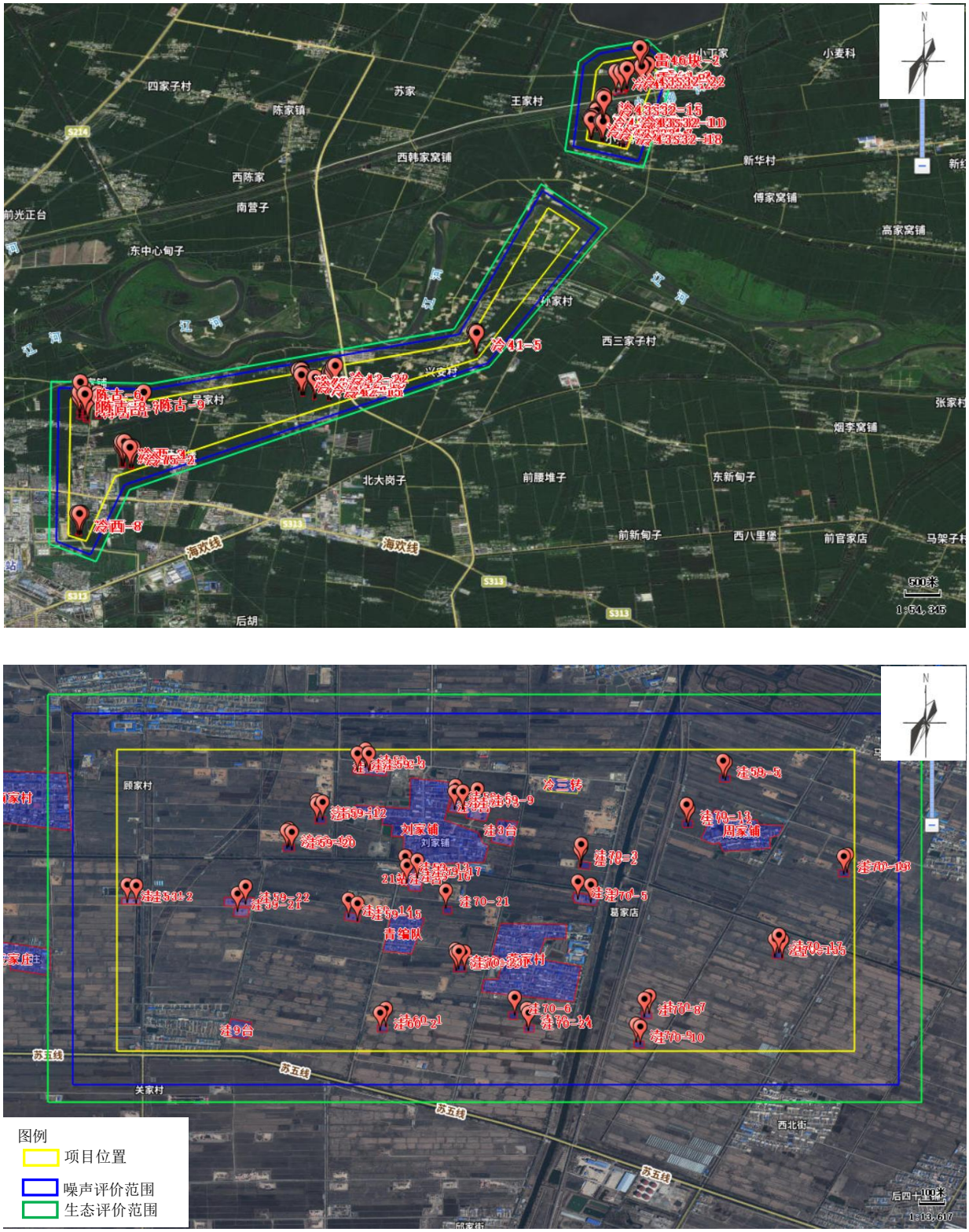


图 2.5.1-1 噪声和生态环境影响评价范围图

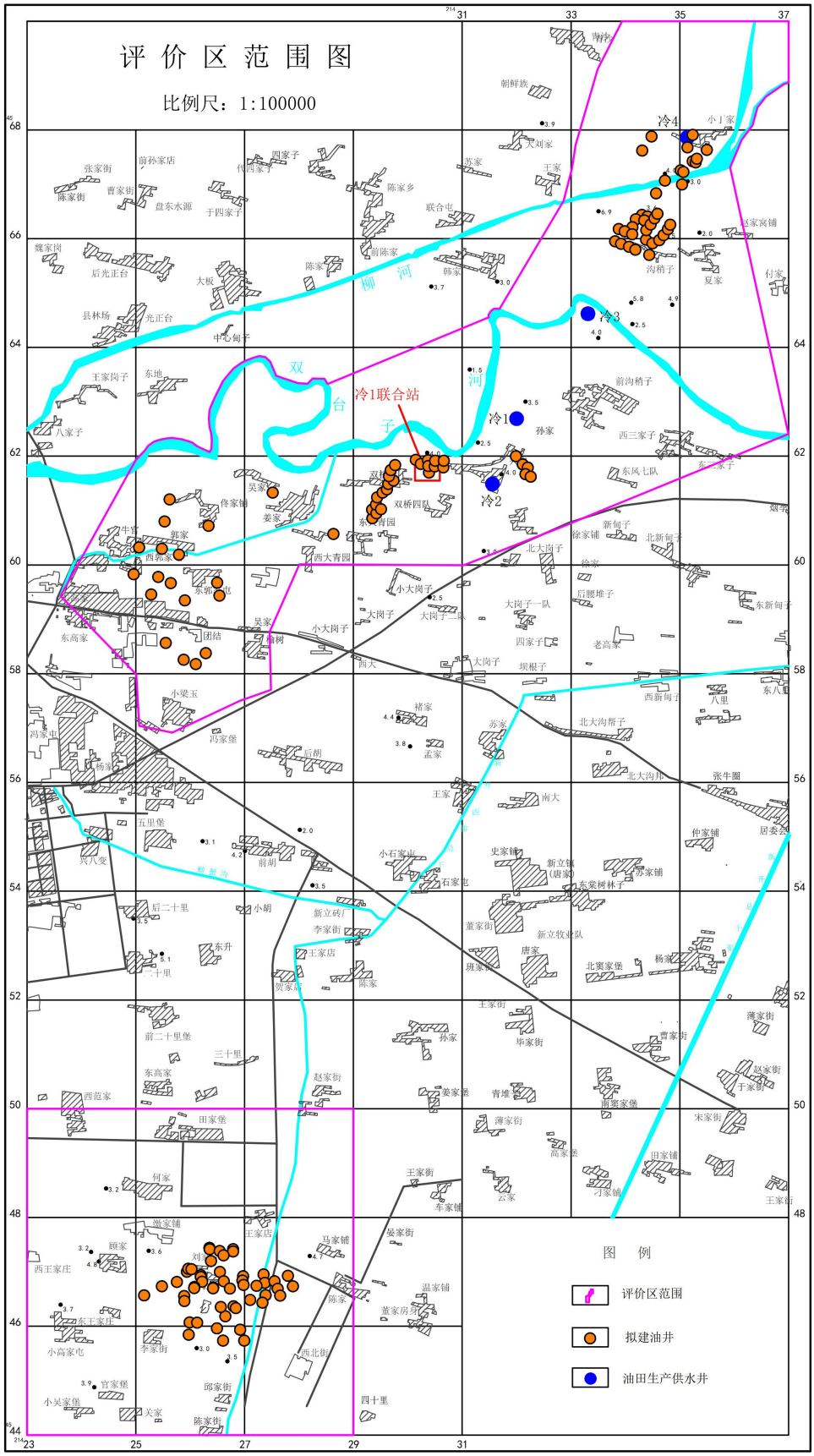
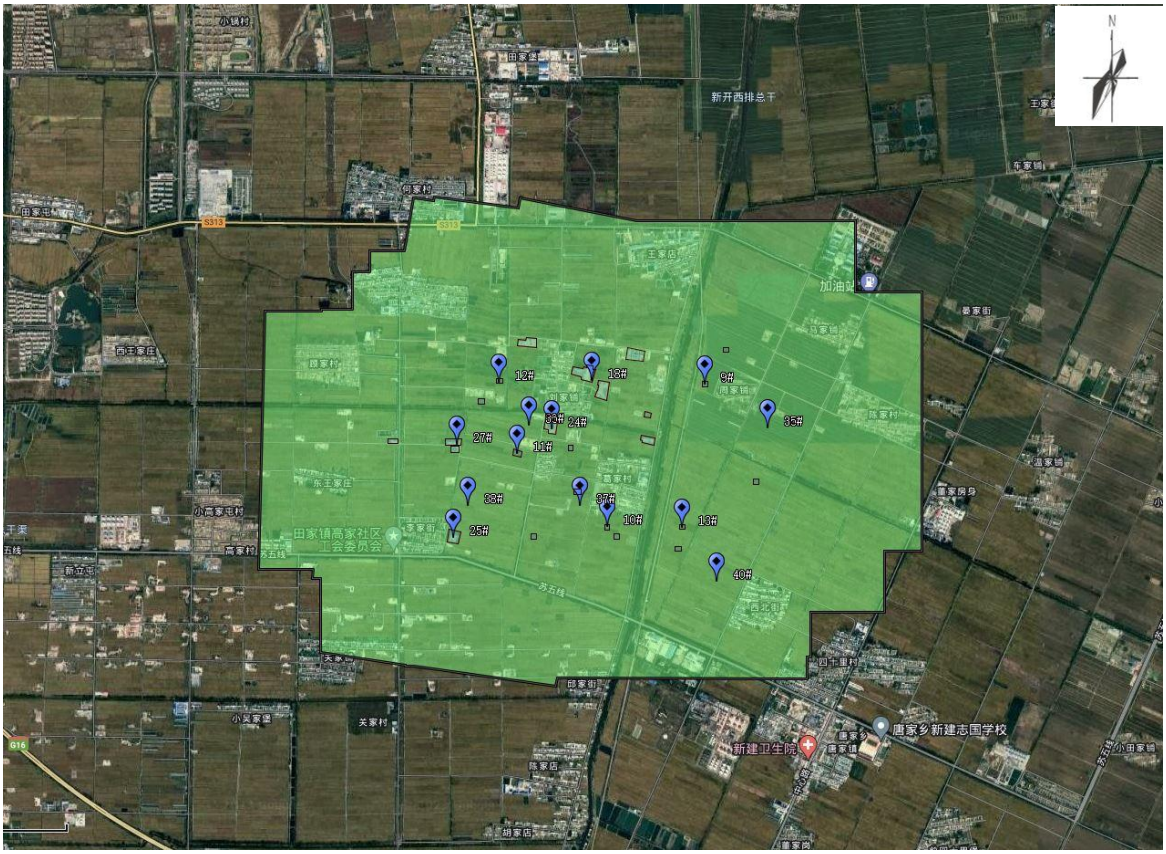
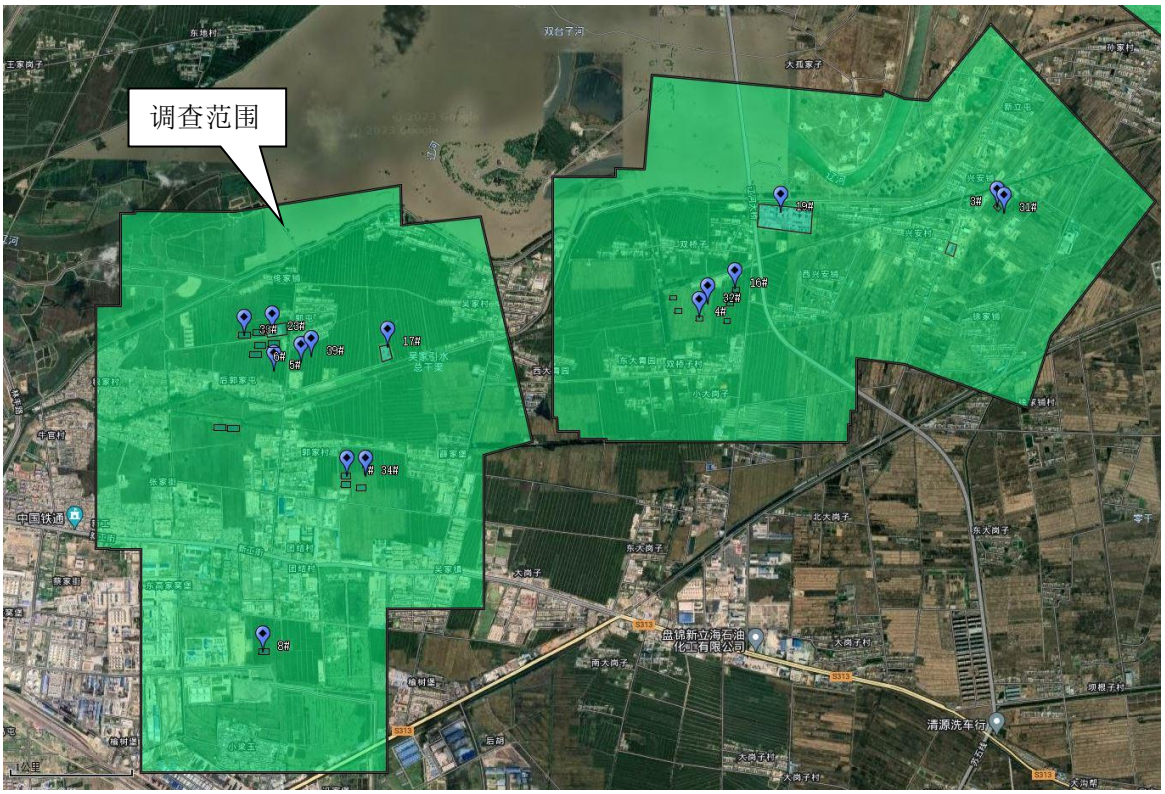


图 2.5.1-2 地下水环境影响评价范围图


N
12#
13#
9#
35#
34#
24#
27#
11#
8#
37#
10#
25#
18#
40#
唐家乡新建志国学校
新建卫生院


调查范围
19#
3#
31#
16#
32#
4#
2#
6#
7#
5#
17#
34#
6#
盘锦新立海右油化工有限公司
清源洗车行

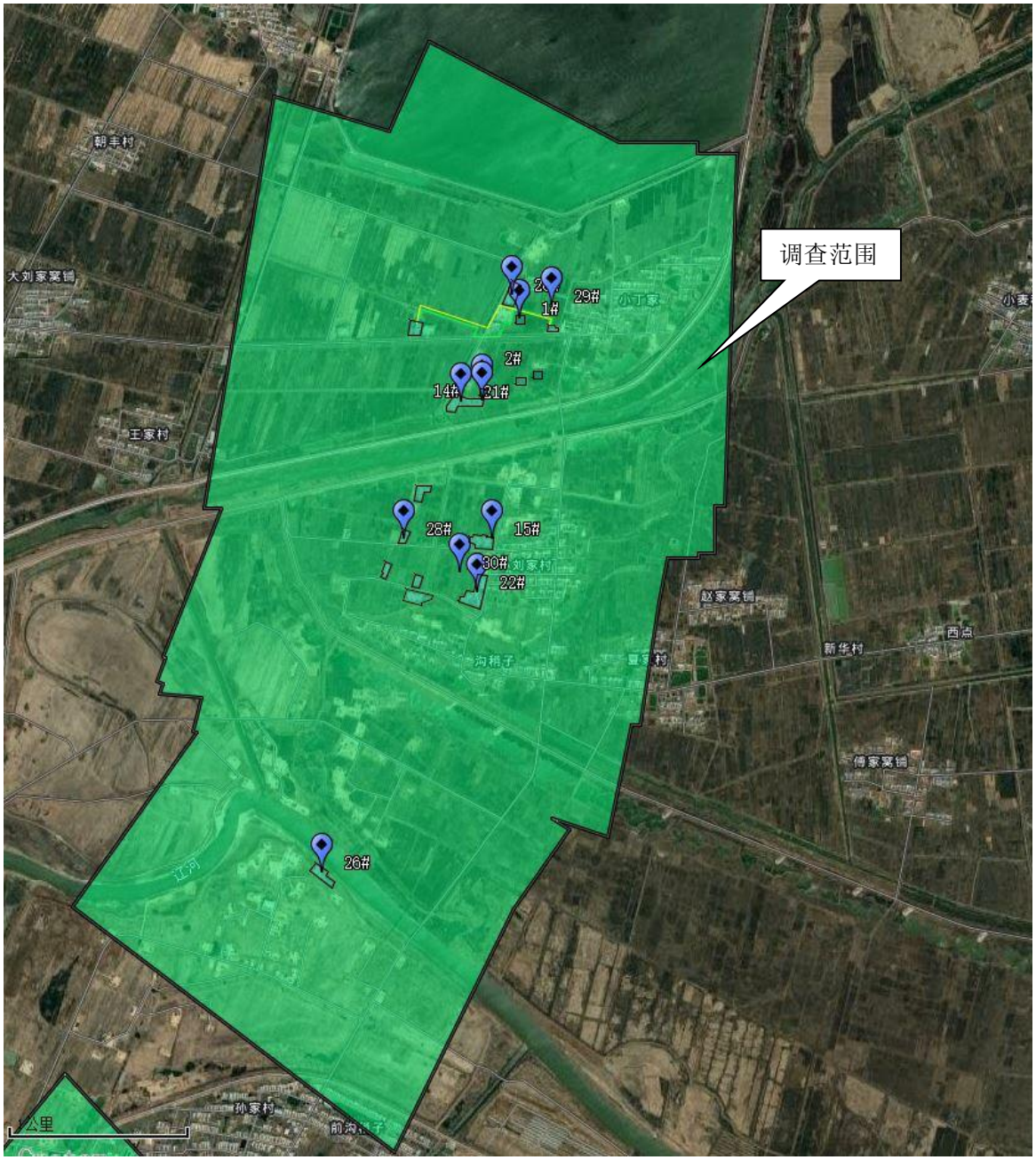


图 2.5.1-3 土壤环境评价范围图

2.6 污染控制目标和环境保护目标

2.6.1 污染控制目标

（1）控制本工程大气污染物排放，保护评价区域内的环境空气质量符合《环境空气质量标准》(GB3095-2012)及 2018 年修改单中的二级标准要求。

（2）防止钻井过程中由于止水不当，导致上、下含水层串通，深层淡水被浅层咸水污染；严格落实对落地油和废弃泥浆的处理和处置措施，保护评价区内地下水水质不受污染。

（3）采取切实可行的噪声防护措施，降低钻井噪声影响范围及程度；控制运行期井场噪声排放满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类区标准。

（4）在本工程施工期主要控制对地表植被的破坏，减轻对评价区内土地功能和生态环境的影响；在运行期主要控制落地油的排放，最大限度减少对评价区内农田和草地等生态环境的影响。同时控制施工期和运行期水土流失。

2.6.2 环境保护目标

本项目环境保护目标汇总于表 2.6.2-1。

2.7 评价时段

根据拟建工程实施的不同阶段，环境影响评价包括开发期、运行期和闭井期三个时段。其中以开发期和运行期两个时段的评价为重点。

本工程评价对象为井场及新建管道，井场以外包括管道、计量站、污水处理站等依托设施及现有井场等工程，已履行了相关的环保手续，不进行具体评价。

2.8 评价内容与评价重点

2.8.1 评价内容

本次环评工作内容有：概述、总则、区域环境概况、企业现状回顾性分析、拟建项目工程分析、环境现状调查与评价、环境影响预测与评价、环境风险评价、污染防治措施及建议、环境影响经济损益分析、环境管理与监测及 QHSE 体系、结论。

2.8.2 评价重点

结合本工程的实际情况，确定本次评价在工程分析的基础上，以生态环境、地下水环境、土壤环境、环境风险、环境保护措施作为评价重点。在对油田开发期各种环境因素的影响进行预测和分析的基础上，对污染防治、环境效益分析、环境管理等进行分析和论述。

表 2.8.2-1 评价范围内环境保护目标分布汇总表

类别	序号	坐标		敏感目标	相对工程名称	相对工程方位	距离（m）	保护对象	人口（人）	保护级别
		经度	纬度							
大气环境、声环境、环境风险	1	122.229158774°	41.242388078°	小丁家窝铺	雷 46-1	N	185	村庄	120	声 2 类、大气二级
	2	122.222555176°	41.229113825°	小刘家村	冷 43S32-10	E	20	村庄	174	声 2 类、大气二级
	3	122.221160427°	41.224189290°	东沟稍子	冷 43S32-18	S	270	村庄	65	声 2 类、大气二级
	4	122.194884489°	41.196017830°	新立屯	冷 41-1	N	500	村庄	480	声 2 类、大气二级
	5	122.186558912°	41.187520591°	兴安村	冷 41-1	W	290	村庄	150	声 2 类、大气二级
	6	122.162373433	41.185173659	双桥子村	冷 42-20	N	270	村庄	141	声 2 类、大气二级
	7	122.170945773	122.170945773	西兴安铺	冷 42-19	E	365	村庄	102	声 2 类、大气二级
	8	122.161836992	41.176901726	大小岗子	冷 42-9	S	276	村庄	54	声 2 类、大气二级
	9	122.157963882	41.176646916	东大青园	冷 42-6	SW	390	村庄	80	声 2 类、大气二级
	10	122.145228575	41.177175233	西大青园	陈古-9	E	840	村庄	105	声 2 类、大气二级
	11	122.141001414	41.180544087	吴家村	陈古-9	NE	445	村庄	246	声 2 类、大气二级
	12	122.121967122	41.168908926	郭家村	冷西-3	W	215	村庄	189	声 2 类、大气二级
	13	122.133404061	41.169166418	薛家堡	冷 75-1	NE	365	村庄	175	声 2 类、大气二级
	14	122.121543333	41.178886743	郭屯	陈古-6	NE	50	村庄	107	声 2 类、大气二级
	15	122.118678734	41.174659582	后郭家屯	陈古-1	S	83	村庄	205	声 2 类、大气二级
	16	122.117301593	41.182673840	佟家铺	陈古-6	N	330	村庄	40	声 2 类、大气二级
	17	122.115483055	41.163656978	赵家村	冷西-6	NW	893	村庄	198	声 2 类、大气二级
	18	122.115032444	41.160840659	防水小区	冷西-6	NW	617	村庄	700	声 2 类、大气二级
	19	122.149418363	41.058535842	马家铺	洼 59-4	E	540	村庄	116	声 2 类、大气二级
	20	122.152808676	41.052688627	陈家铺	洼 70-18	E	325	村庄	120	声 2 类、大气二级
	21	122.141334185	41.054297952	周家铺	洼 70-12	E	58	村庄	85	声 2 类、大气二级
	22	122.130530248	41.046766309	葛家村	洼 70-6	N	90	村庄	135	声 2 类、大气二级
	23	122.124012480	41.048531203	青编队	洼 59-14	E	130	村庄	126	声 2 类、大气二级

类别	序号	坐标		敏感目标	相对工程名称	相对工程方位	距离（m）	保护对象	人口（人）	保护级别
		经度	纬度							
	24	122.124913702	41.055333285	刘家铺	注 59-6	W	10	村庄	455	声 2 类、大气二级
	25	122.114898334	41.059871582	缴家铺	注 59-1	NW	440	村庄	420	声 2 类、大气二级
	26	122.106100688	41.055000691	顾家村	注 53-1	NW	460	村庄	345	声 2 类、大气二级
	27	122.104593287	41.047780184	东王家庄	注 53-1	SW	410	村庄	110	声 2 类、大气二级
	28	122.111824522	41.044647364	李家街	注 59-21	S	530	村庄	145	声 2 类、大气二级
	29	122.143893013	41.039433150	西北街	注 70-9	SE	580	村庄	204	声 2 类、大气二级
地表水环境	30	辽河			冷 43 块注汽管线	N	60	地表水	/	IV类
	31	八一水库			雷 46-1	N	635			III类
	32	六零河			陈古-9	S	80			V类
	33	小柳河			冷 43S32-19	S	85			IV类
地下水	34	地下水			油田开发范围	油田开发范围内		地下水	/	地下水质量标准（GB/T14848-2017）III类
土壤	35	基本农田			各井场、管线等地面工程	周边		基本农田	/	《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准》（15618-2018）中表 1 标准


八一水库
八一水库
青沙坨
朝鲜族村
小丁家
1#台
小丁家窑铺
11#台
2#台
王家村
小柳河
小刘家村
冷一转
赵家窑铺
东沟梢子
夏家窑铺
金河线
100米
1:13,576

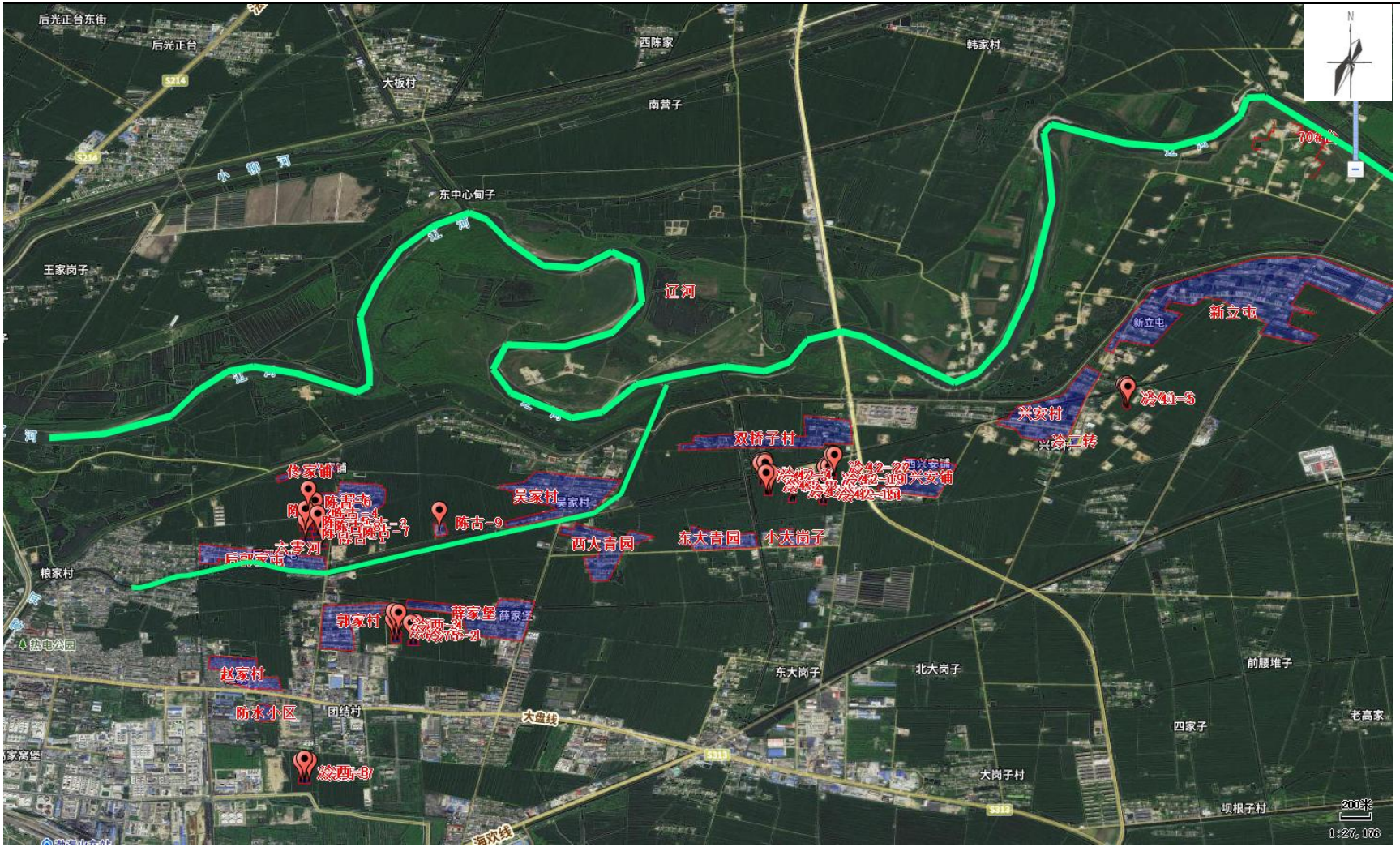

后光正台东街
后光正台
S214
大板村
西陈家
韩家村
南营子
小 柳 河
东中心甸子
辽 河
王家岗子
辽河
新立屯
新立屯
兴安村
冷41-5
双桥子村
冷家铺
吴家村
陈古-9
西大青园
东大青园
小大岗子
六零河
粮家村
郭家村
薛家堡
赵家村
防水小区
团结村
大盘线
S313
东大岗子
北大岗子
前腰堆子
四家子
老高家
大岗子村
坝根子村
海双线
200米
1:27,176



图 2.6.2-1 环境保护目标分布图

3 区域环境概况

3.1 自然环境概况

3.1.1 地理位置、地形地貌

本项目位于盘锦市盘山县和大洼区，项目地理位置见图 3.1-1。项目所在区域无山无岗，地势平坦。海拔一般为 2.4m 至 3.7m，由东北向西南以二万分之一的坡降，倾斜于渤海辽东湾。东北部、中部随着成陆逐垦农田；西南部为沼泽地带生长芦苇；沿海滩涂逐渐向海内延伸。



图 3.1.1-1 项目地理位置图

3.1.2 地质特征

盘锦市地处华北陆台，燕辽沉降带东端、辽河断陷南部。在漫长地质演变过程中，盘锦地区经历多次地壳升降，海陆交替变化。在距今 6 亿～9 亿年的元古代，蓟县运动使盘锦地区下降为浅海，沉积浅海相灰岩、泥灰岩、页岩等地层。

早古生代中期至晚古生代中期(距今 3.2 亿～5.0 亿年间)，盘锦地区全部上升为陆地，在 1 亿多年的漫长时期，地层处于风化剥蚀环境中，晚古生代末期(距今 2.3 亿～3.2 亿年间)，盘锦受华力西期构造运动影响，地面下降，是一片浅海或滨海水域。沉积物多为灰色、灰绿色、绿色页岩和砂岩及夹薄煤层等。在距今 0.8 亿～2.3 亿年的中生代由于受印支运动及燕山运动的影响，中生代初期(1.75 亿～2.30 亿年)上升为陆地，处于风化剥蚀环境。

中生代中期以后，盘锦地区发生多次升降运动，并伴有火山喷发活动，沉积环境为内陆湖泊及湖沼相的陆相砾岩、砂砾岩、砂岩、页岩及火山碎屑岩、安山岩等。在新生代距今 0.8 亿年以后，盘锦地区一直处于整体下降阶段，沉积了巨厚的新生代地层，由于地壳下降，变为内陆、湖泊、沼泽，生态环境有利于生物繁衍。沉积了厚层的砂砾岩及生物碎屑岩。因此，地层中含有丰富的油气资源。进入新生代第四纪以后，由于受新构造运动影响，下辽河平原的海陆轮廓的变化异常频繁，中更新世以前，辽东湾的海岸岸边距现今的陆地还很远。

中更新世以后，下辽河平原发生三次海浸，其中第三次海浸的盘山海浸，高潮时期较现在的辽东湾的范围大得多，最远达到今双台子区以北。12 世纪时，海岸线位置在右。

17 世纪时大辽河口距牛庄不远，而牛庄现在已远离海岸 50km，后期由于平原不断下降、东西两侧低山丘陵相对不断上升剥蚀，陆相碎屑物质不断向海岸河口堆积，海岸线不断南移，沿海滩涂相继成陆。

本工程在大地构造位置上，处在中朝准地台上的三级构造单元下辽河断陷内。下辽河断陷为老第三纪时期的大陆裂谷，基底为太古代混合花岗岩及早元古代变质岩系，古生代末上升为陆，于中生代后期进入大陆边缘活动期，老第三纪时期断陷进入大陆裂谷发育的主要时期，有厚 5000-7000m 的陆相碎屑沉积，并伴有多期玄武岩喷发，新第三纪及第四纪时期整体下沉、坳陷。本工程所处的辽河断凹位于下辽河断陷南部，其位置和下辽河平原相当。

本工程所在区域内共发生 Ms≥4.7 级地震 26 次(不含大地震的余震)。区域上最大地震是 1975 年 2 月 4 日海城 7.3 级地震。区域上有 7 级以上地震 1 次，6-6.9

级地震 2 次，5-5.9 级 12 次，4-4.9 级 11 次。根据住房和城乡建设部、国家质量监督检验检疫总局联合颁布的国家标准《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)附录 A 第 A.0.5 辽宁省条款：本工程所在区域抗震设防烈度均为VII度区。

3.1.3 水文地质

本工程在水文地质单元上属于下辽河平原区，区域地表水及地下水循环密切。地下水水力性质为潜水-微承压水-承压水。地下水丰富，水位较浅，埋深一般 0.5-2.0m。其主要补给方式为大气降水、地表径流，主要排泄方式为地表径流、蒸发、人工开采和地下径流等。区内地下水属松散岩类孔隙水，具有分布广、层次多、水量丰富、水质复杂等特点，含水层为冲洪积、冲海积的中细砂、细粉砂层，与亚粘土亚砂土薄层交互成层，层次变化频繁，厚度达 200-300m 之间。有较为明显的水平分带和垂向分异性。地下水水化学类型有重碳酸型水，重碳酸-氯化物型水和氯化物型水，矿化度一般在 1-30g/l。咸水区局部有淡水透镜体分布，矿化度小于 0.8g/l。地下水对混凝土结构具有强腐蚀性；对钢筋混凝土结构中的钢筋具强腐蚀性；对钢结构具中腐蚀性。

3.1.4 区域气候与气象

本项目所处的盘锦市盘锦辽东湾新区属海洋性气候，特点为四季分明，雨热同季，干冷同期，春季少雨多风，夏季炎热多雨，秋季天高气爽，冬季寒冷少雪。

盘锦市地处中纬度，属于温带大陆性季风气候。境内四季分明：春季干旱，夏季炎热多雨，秋季降温迅速，冬季寒冷干燥。

根据统计盘锦市多年气象资料可知：盘锦市年平均气温：8.3℃；极端最高气温：35.6℃；极端最低气温：-30.6℃；最热月平均气温：24.4℃；最冷月平均气温：-10.4℃；最热月平均最高气温：28.2℃；最冷月平均最低气温：-14.1℃。年平均降雨量：634mm；月最大降雨量：474mm；日最大降雨量：141.2mm；小时最大连续降雨量：47.8mm；十分钟最大连续降雨量：22.8mm；一次暴雨持续 3d 时间，降雨量：236.4mm；五分钟最大降雨量：18.0mm。年平均雷雨天数 23.4 天。

年平均相对湿度：66%；最热月平均相对湿度：82%；最冷月平均相对湿度：

59%；年平均最小相对湿度：0；日最大相对湿度：100%。年平均蒸发量：1653.1mm。

最大冻土厚度：1170mm；冰冻期：11 月 4 日～4 月 12 日。

主导风向：常年主导风向 SSW，冬季主导风向 NNE，年平均风速 3.1m/s，历史上最大平均风速：25.7m/s；10 分钟最大平均风速（30 年一遇）：23m/s；瞬时最大风速：30m/s。

3.1.5 水文特征

（1）辽河

盘锦市地处九河下稍，境内河流众多，有大小河流二十一条，总长 600 余 km，主要河流有：绕阳河、辽河、大辽河和大凌河，另有六里河、六零河、吴家引水干渠等人工农灌河渠。

本工程附近最大地表水体为辽河，辽河下游河段流域面积 2536km^2，自东北向西南横贯盘锦市区入海，全长 124km，河水流量变化大，洪水期曾出现过 2000m^3/s 的记录，而枯水期仅为 0.32m^3/s。一般每年 6 月-10 月水量较大，12 月至次年 3 月水量较小。

（2）清水排水总干渠

本工程南侧为清水排水总干渠。其最高水位 2.90m，流量 20.0m3/s，最大水深 3.44m，平均流速 0.26m/s，冲刷深度 0.50m，堤间宽度 62m，使用频率 2%。

3.1.6 土壤类型及其分布

项目区揭露的土壤类型主要为石灰性草甸土、盐化草甸土、腐泥沼泽土及盐渍水稻土，主要分述如下：

1）草甸土：地下水以重碳酸盐为主，矿化度较高，土壤毛管水上下移动过程中进行钙积作用。大部分从表层起即有石灰反应，土体内除锈斑外，常见石灰菌丝或结核，pH8～8.5。土壤有机质含量较普通草甸土低，约 15～30 克/千克。

2）盐化草甸土：是盘锦境内的主要土类之一，多分布在沿海地带，面积 67986 公顷，占全市土壤总面积的 27.4%。成土母质为冲积物、海积冲积物和冲洪积物，地下水水位高，土壤潮湿，地面生长草甸植物。

3）腐泥沼泽土：寒温性湿润气候条件下形成的草甸沼泽土，剖面为 As-Ah-G

或 A-G 型。剖面发育较完整，质地粘重，多为壤质粘土，呈微酸性至中性反应。表层有机质含量较高，可达 100g/kg 左右。表层以下多为潜育层或弱潜育层，具有明显的锈色斑纹层。主要分布在盘锦市境内的芦苇沼泽区，主要是在潴育水稻土、潜育水稻土、侧渗水稻土、沼泽水稻土这四种水稻土的基础上形成的。

4）盐渍水稻土：是盘锦地区主要的耕种土壤，面积为 93607 公顷，占土壤总面积的 37.7%，水稻土是在草甸土、盐土和沼泽土等土壤上种植水稻后，经长期水耕条件下形成的土壤。成土母质为粘质河流冲积物上发育的盐化草甸土，典型剖面为 Aaz-Apz-Cu-Cg 型，该土种可溶性盐类含量 0.1%-0.3%，盐份组成以硫酸盐为主，兼有氯化物和重碳酸盐。Aaz 层糊泥状，根锈明显，厚 15-17cm，含盐量大于 0.25%；Apz 层片状结构，有锈纹锈斑，厚度 5-7cm，含盐量 0.2-0.25%；C 层含盐量均小于 0.20%。土壤呈微碱性或碱性，pH8.0-8.8。阳离子交换量较高。

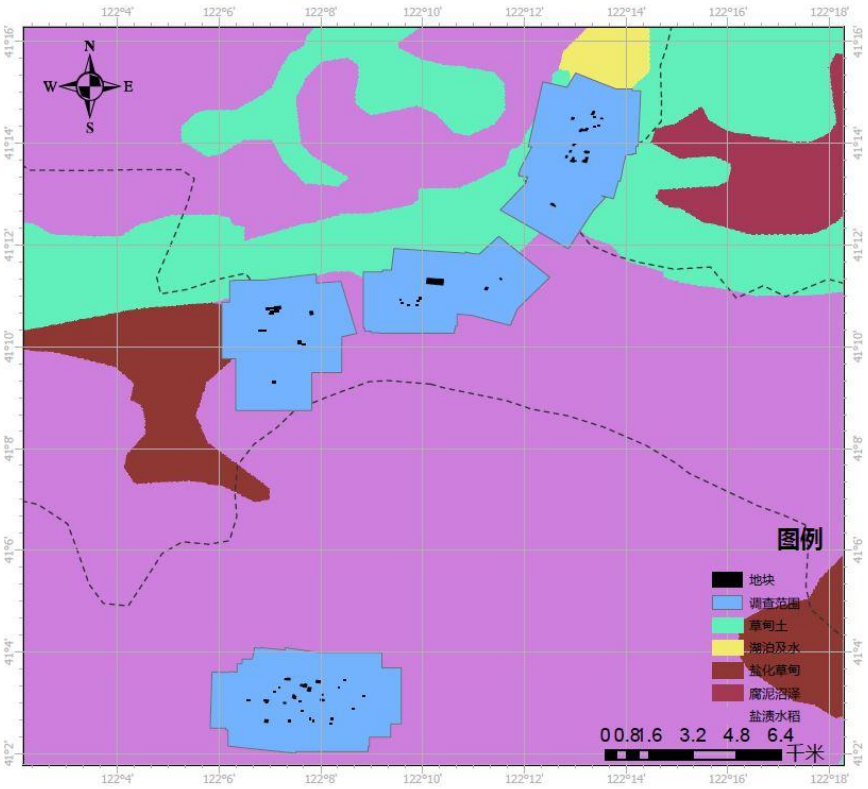


图 3.1.6-1 土壤类型图

3.2 社会环境概况

3.2.1 行政区划与人口

盘锦市是 1984 年经国务院批准成立的地级市，隶属辽宁省。下辖一县三区、

即:盘山县、双台子区、兴隆台区、大洼区。共有 21 个镇、27 个街道,284 个村、247 个社区。2019 年末全市常住人口 144 万人，其中城镇人口 105.4 万人，农村人口 38.6 万人，常住人口城镇化率达到 73.2%。年末户籍人口 130 万人。全年出生人口 10802 人，出生率 8.3‰，人口自然增长率 3.5‰。户籍人口中，59 岁及以下人口 100.1 万人，占 77.1%；60 岁及以上人口 29.8 万人，占 22.9%。

3.2.2 社会经济

2019 年全市地区生产总值完成 1200 亿元，增长 5.5%，总量全省第五;一般公共预算收入完成 135.7 亿元，增长 14.2%，其中税收收入占比 80.3%，总量全省第四；固定资产投资完成 457.5 亿元，总量保持全省第三；社会消费品零售总额完成 417 亿元，增长 6%；城镇人均可支配收入 39030 元，增长 7%，位居全省第三；农村人均可支配收入 17130 元，增长 7.5%，位居全省第二。

农业：基本形成了水稻、水产、蔬菜、畜牧、芦苇五大主导产业。

工业：立足资源优势，重点发展科技含量高和深加工企业，形成了石油化工、造纸、酿造、建材、食品、饲料、医药等工业门类，产品达到 280 多个，有 20 多个产品被评为国家、省优质产品，有 7 户乡镇企业被省政府列入亮面企业。

交通运输：大洼区交通便利，沟海铁路、盘海高速公路、305 国道贯穿境内，距沈阳桃仙机场 1.5 小时路程，距大连 3 小时路程，境内有盘锦港和二界沟渔港，构成了县域主要交通网络。

3.2.3 土地利用状况

盘锦市土地面积 $39.59\times10^4km^2$。其中，耕地面积 $11.95\times10^4km^2$。在耕地中，一等土地约占 42.5%，二等土地约占 37.4%，三等土地占 17.4%，水田最多，旱田较少，菜田最少。园地面积 $0.12\times10^4km^2$，占全市土地总面积 0.3%；林地面积 $0.40\times10^4km^2$，占全市土地总面积 1.0%；牧草地面积 $0.39\times10^4km^2$，占全市土地总面积的 1.0%；居民点及工矿用地面积 $3.72\times10^4km^2$，占全市土地总面积 9.4%；交通用地面积为 $0.97\times10^4km^2$，占全市土地总面积的 2.5%。盘锦市陆地水域面积 $19.38\times10^4km^2$，占全市土地面积的 50.1%，为二级土地利用类型。另外还有未利

用的土地 $2.18\times10^4km^2$，如荒草地、盐碱地、沼泽地、沙地、裸土地。项目区揭露的土壤类型主要为石灰性草甸土及盐渍水稻土。

3.2.4 资源

（1）矿产资源

盘锦市地下有丰富的石油、天然气、井盐、煤、硫等矿藏。辽河油田坐落于此。在盘山县的胡家西部、甜水南部、羊圈子、东郭，地下埋藏着盐卤资源。深度 60m～100m，盐卤水厚度 47m～77m，按年开采 $360\times10^4m^3$ 计算，可开采数百年。在晒制的原盐中，氯化钠含量在 95.5%以上，质量达到海盐特级品标准。

至 1990 年盘锦市探明含油面积 $369.3km^2$，石油地质储量 10×10^8t，探明含气面积 $45.3km^2$，储量达数亿 m^3。已有采油井 3795 口，开井 2795 口。年产原油 1360 多万 t，年产天然气 $17.48\times10^8m^3$，注水 $2518.87\times10^4m^3$。在勘探石油、天然气资源过程中，发现有煤炭资源，有待进一步查证。

（2）芦苇资源

盘锦市稻田收割面积 $55608hm^2$，年产芦苇 50 万 t 左右，列世界之先。主要分布于大辽河口至大凌河口海岸线以北地段的辽滨、赵圈河、羊圈子、东郭 4 个苇场和新生农场稻田大队。主要用于造纸原料，占辽宁省芦苇总产量的 50%以上。自 1960 年始，加强对芦苇生产的管理，变芦苇的自然生长为人工科学培育。仍有近万 hm^2 的沼泽荒滩可开垦成稻田。

（3）海洋水产资源

盘锦市南部沿海，15m 等深线以内浅海水域约 $20\times10^4hm^2$，鱼、虾、蟹资源蕴藏量约 4 万 t～5 万 t，占辽东湾蕴藏总量的 70%。其中 3m 等深线以内沿岸浅海水域约 $1.9\times10^4hm^2$，海贝类蕴藏量约 2.7×10^4t。滩涂面积 $3.92\times10^4hm^2$，天然饵料丰富，适宜发展对虾、贝类。其中，可用于养殖对虾的面积 $1.34hm^2$，可用于贝类养殖的面积 1 万余 hm^2。素有“盘锦文蛤库”、“渤海金滩”之誉的大洼区二界沟蛤蜊岗资源面积 $0.77\times10^4hm^2$，号称“天下第一鲜”——文蛤的产量在 1.5 万 t 以上，是辽宁省著名的文蛤出口基地。淡水水域 15.3 万 hm^2，水中浮生物、水生植物丰富，有利于发展淡水养殖。近年稻田养殖独具特色。

（4）草原资源

盘锦市有优质草场 $0.4\times10^4hm^2$，分布于石山种畜场和盘山县大荒农场。主要饲用植物 40 余种，载畜能力可达 2.7 万头混合牛。在 $0.8\times10^4hm^2$ 河滩地中，大部分可改造成季节性草场，另有 $0.47\times104hm^2$ 水面可放养水生植物，大量的稻草和农副产物可供牲畜饲用。

（5）湿地资源

盘锦市有大量的浅海、滩涂、稻田、鱼塘、沼泽等湿地资源，湿地面积 $3148.57hm^2$，占全市总面积的 77.3%。湿地是盘锦市一道重要的生态屏障，对保护和挽救珍稀野生动物、防洪、涵养水源、净化水质、调节气候起到积极作用。盘锦市湿地中蕴藏丰富的生物资源，有动物 899 种，在脊椎动物中有国家一类保护动物 5 种，二类保护动物 28 种，中日候鸟协定保护鸟类 145 种，中澳候鸟协定保护鸟类 46 种。植物主要有芦苇、碱蓬、柽柳等。

4 现有工程回顾性分析

4.1 回顾性评价

4.1.1 辽河油田概况

辽河油田公司是中国石油天然气集团公司的骨干企业，全国最大的稠油、高凝油生产基地。总部坐落在辽宁省盘锦市，地跨辽宁省、内蒙古自治区的 13 个市(地)、35 个县(旗)。目前年原油生产能力 1000×10^4t，天然气生产能力 8×10^8m^3，形成了油气核心业务突出，工程技术、工程建设、燃气利用、多种经营、矿区服务等各项业务协调发展的格局。

辽河油田石油地质勘探工作从上世纪五十年代开始，1970 年开始大规模勘探开发建设；1980 年国务院正式向国内外公开辽河油田建成；1986 年生产原油突破 1000×10^4t，成为全国第三大油田；1995 年原油产量达到 1552×10^4t，创历史最高水平。截至目前，累计生产原油 4×10^8t、天然气 800×10^8m^3，连续 27 年保持千万吨以上高产稳产。

现有油气生产单位包括兴隆台采油厂、曙光采油厂、欢喜岭采油厂、锦州采油厂、沈阳采油厂、高升采油厂、茨榆坨采油厂、金海采油厂、冷家油田开发公司、特种油开发公司、辽兴油气开发公司、油气集输公司等企业。

4.1.2 冷家油田开发公司及环保手续情况

冷家油田是 1993 年正式投入开发的稠油、特稠油油田。1997 年 12 月 30 日，中国石油天然气总公司与中国（香港）石油有限公司的子公司 BeckburyInternationalIimited 协商同意合作开发辽河油田冷家堡区块，双方签订了《中华人民共和国辽河油田冷家堡区块石油合同》。1998 年 3 月 1 日，经中华人民共和国对外经济贸易合作部批准，《石油合同》正式生效。

按照《石油合同》规定，合同区面积为 166.2 平方公里。合同期限：自该油田开始商业性生产之日起的 20 个连续生产年。双方按 3：7 比例（中方 3、外方 7）共同投资，并按这一比例回收投资和产品分成。1998 年 4 月 30 日，BECKBURY 国际有限公司在北京国家工商总局注册并取得营业执照，企业性质为中外合作非法人企业，公司在盘锦市工商局备案。按照《石油合同》规定，外方为作业者。1998 年 3 月 23 日，中国（香港）石

油有限公司与辽河石油勘探局签订了《委托合同》，外方委托辽河石油勘探局代其行使作业者义务，负责合同区内的石油作业。1999 年辽河油田重组改制，分开分立后，改为委托辽河油田分公司代其作业者义务。

冷家油田开发公司机关设置 19 个科室，分别为党委办公室、党委组织部、党委宣传部、纪委办公室、生产运行科、采油管理科、科技科、基建管理科、物资装备科、质量安全环保科、经营计划科、财务资产科、企管法规科、概预算管理中心、教育培训部、保卫科、信息档案科；2 个直属部门：地质研究所、工艺研究所；3 个采油作业区：采油作业一区、采油作业二区、采油作业三区；1 个集输大队；1 个热注作业区；1 个服务大队。

公司环保手续办理情况：

表 4.1.2-1 公司现有工程环保手续一览表

序号	建设项目名称	环境影响评价报告			竣工环境保护验收		
		环评批复单位	环评批复时间	环评批复文号	竣工验收单位	竣工验收时间	竣工验收文号
1	中油股份辽河油田分公司冷家堡油田总体开发项目环境影响报告书	国家环境保护总局	2003.2.14	环审[2003]56号	自主验收	2020.9	/
2	冷家油田 15000m³/d 稠油污水深度处理工程环境影响报告表	辽宁省环境保护厅	2009.12.09	辽宁省环境保护局 2005 年 12 月批文	辽宁省环境保护厅	2009.12.27	辽环验[2009]054号
3	冷家堡油田产能建设项目环境影响报告书	盘锦市环境保护局	2017 年 12 月 5 日	盘环[2017]16号	未打完井未验收	/	/
4	冷家堡油田产能建设项目（2021 年-2025 年）环境影响报告书	盘锦市生态环境局	2021 年 7 月 12 日	盘环审[2021]28号	未打完井未验收	/	/

企业于 2023 年 6 月 02 日变更了排污许可证，证书编号 91211100716484362006 9V（见附件）。

4.1.3 冷家堡油田开发现状

冷家堡油田地处辽宁省盘锦市盘山县和大洼区境内的东经122°05′18″～122°07′05″，北纬41°01′56″～41°17′50″。

冷家堡油田的开发建设大致分为四个阶段：

第一阶段：勘探试采阶段（1971～1991年）

冷家堡油田1971年冷1井在沙河街组沙一段喜获工业油流，拉开了油田勘探序幕。但因受地质情况复杂的制约，勘探工作进展缓慢，1989年通过三维满覆盖数字地震，对油田的地质特征有突破性认识，先后发现了太古界变质岩潜山储油层、下第三系沙河街组储油层和东营组储油层。累计探明地质储量5602万吨。期间通过试油试采发现了多个出油点，但由于对深层稠油油藏缺乏有效的开发手段和相适应的配套工艺技术，油田开发一直停滞不前。

第二阶段：产量上升阶段（1992～1994年）

随着油田稠油勘探开发技术不断进步，冷家堡油田相继发现了冷43、冷46、冷61、冷115、冷124、雷41、雷46等七个断块区，累计探明地质储量12505万吨。按照边试验，边开发的工作思路，首先开发冷43断块区，并以此为突破口，逐步使冷43、雷46、雷41等断块投入开发，从而开创了冷家堡油田勘探开发的新局面。在此期间通过开展稠油蒸汽吞吐试验，逐步形成了适合中深层稠油油藏的先期压裂、大机、化学降粘等开采工艺，到1994年底累积动用地质储量2819万吨。

第三阶段：产量稳定阶段（1995～2008年）

在“八五”期间陆续探明冷41、42、洼60等整装的深层特稠油油藏，2000年以后零星探明了冷161块、雷17块以及老区扩边增储，到2008年底累计探明地质储量16696万吨。1995年随着冷43、冷42、冷124、雷46等四个断块区相继投入开发，年底产量突破了100万吨，“九五”期间通过冷41、冷42、洼60等区块的深层特超稠油开发，于2001年原油产量到达最高峰142万吨，在此期间，形成了泵下电加热和泵下掺药降粘的举升工艺，解决了特超稠油蒸汽吞吐开发技术瓶颈；在冷42块进行井网加密调整，在洼60断块区及冷41块边部推广应用水平井开发技术，有效的弥补了油田产量递减。到2008年底累积动用地质储量

13402万吨，产量规模保持在100万以上。

第四阶段：产量递减阶段（2009～目前）

2009年受国际金融危机影响，产量政策性调整，生产规模由100万吨缩减到78万吨。储量接替不足、主力区块也已全面动用、蒸汽吞吐开采已进入吞吐开发末期、油层压力下降和单井产量减少等开发矛盾日益突出。

冷家堡油田已探明26个区块单元。累计探明石油地质储量17590.1万吨，可采储量3206.0万吨。其中稀油11个区块，地质储量为3012.6万吨，可采储量531.0万吨；常规稠油8个区块，地质储量为5452万吨，可采储量835.3万吨；热采稠油7个区块，地质储量为9125.5万吨，可采储量1839.7万吨。

18 个区块单元投入开发，动用石油地质储量 14721.3 万吨。在现开采方式下，可采储量 2970.58 万吨，标定采收率 20.2%。其中稀油 5 个区块，石油地质储量 1168.0 万吨，可采储量 183.6 万吨，标定采收率 15.7%。常规稠油 6 个区块，石油地质储量 5238 万吨，可采储量 887 万吨，标定采收率 16.9%。特、超稠油 7 个区块，石油地质储量 8315 万吨，可采储量 1899.66 万吨，标定采收率 22.8%。动用 4 个含气区块（雷 61 块、冷西地区、洼 60 块、冷 1 块），2022 年天然气探明储量 19.17 亿方，其中气层气探明储量 2.41 亿方（已开发），溶解气探明储量 16.76 亿方，溶解气动用储量 11.03 亿方，储量动用率 70.1%。目前冷家油田共分四种开发方式，其中：蒸汽吞吐开发区块 11 个；蒸汽驱开发 1 个；注水开发区块 2 个；其它 4 个区块依靠天然能量开采。

截止目前冷家油田已开发钻井 1643 口（含注汽井），其中油井 1571 口，注水井 64 口，投入运行用 17 口，中心注汽井 8 口。累计动用含油面积 32.4km^2，动用储量 14721.3×10^{4}t；累产原油 2714.9×10^{4}t，可采储量采出程度 91.4%。总采出程度 18.4%。现有井位布设图见附图 5。

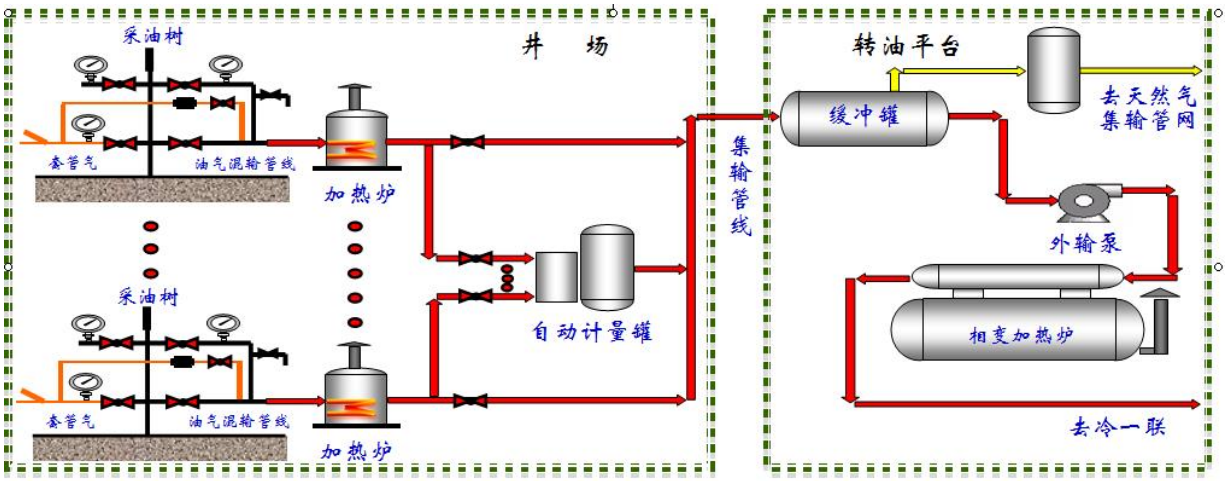


图 4.1.3-1 冷家油田开发公司采油系统工艺流程图

4.1.3.1 陈古区块开发现状

截止到 2022 年 9 月，区块总井数 12 口，油井 12 口，开井 10 口，年产油 1.0669×10^{4}t，年产水 0.1601×10^{4}m^3，地质储量采油速度为 0.13%，地质储量采出程度为 5.25%，综合含水为 8.88%。

4.1.3.2 雷家地区（S1+2-S32）开发现状

雷家地区自 1991 年投入开发至今，先后经历了试油试采、常规+蒸汽吞吐和常规开采三个阶段，开发效果一直较差，从 2001 至今已处于低产低效阶段。截止到 2022 年 9 月，区块总井数 99 口，油井 86 口，开井 51 口，年产油 1.3132×10^{4}t，年产水 7.7436×10^{4}m^3，地质储量采油速度为 0.17%，地质储量采出程度为 9.67%，可采储量采出程度 62.32%，综合含水为 86.77%，目前累计吞吐油汽比 0.52，回采水率 88.55%。

4.1.3.3 冷 37 断块区（S32）开发现状

冷 37 断块区在 1989 年探明，在 1996 年实现了该区块的高效开发。开发历程划分为三个阶段：96-98 年实施基础井网上产阶段；99-03 年完善基础井网稳产阶段；04 年-目前水平井扩边遏制产量的递减阶段。开发方案采用蒸汽吞吐方式分上下两套层系，分别采用 100m 井距开发。2008 年至目前，无产能接替，二次加速递减。

截止 2022 年 9 月，冷 37 断块区共投产油井 578 口，开井 177 口，综合含水 88.95%，年产油 8.79 万吨，年注汽 7.1 万吨，年油汽比 0.19，累产油 468.65 万吨，累注汽 1218.4 万吨，累回水率 112%，累油汽比 0.38，平均周期轮次 17.9。

4.1.3.4 注 60 断块区（S1+2-S3）开发现状

注 60 断块区 1997 年正式投入开发，1997 年采用蒸汽吞吐开发方式 100m 井距正方

形井网投入开发，1997 年至 2005 年，属于一次开发阶段，2005 年至 2008 年处于水平井二次开发试验阶段，2009 年至今处于蒸汽驱阶段。

数据截止 2022 年 9 月，区块共有总井数 271 口，开井 183 口，注汽井 8 口，开井 3 口，年产油 12.3046 万吨，吞吐油汽比为 0.18，吞吐累油汽比为 0.41，蒸汽驱年油汽比为 0.13，蒸汽驱累油汽比为 0.12，回采水率为 98.5%。

4.1.3.5 冷西（S3）块开发现状

数据截止 2022 年 9 月，区块共有总井数 124 口，开井 81 口，年产油 2.0033 万吨，累产油 124.6971 万吨。

4.1.3.6 冷 43 块（S1+2-S32）开发现状

截止 2022 年 9 月共投产油井 424 口，开井 231 口，年产油 9.5779 万吨，累产油 806.4283 万吨，采油速度 0.35%，采出程度 18.76%，可采储量采出程度 96.01%，综合含水 82.62%。注水井总井 47 口，开井 34 口，平均单井日注水 64 方，年注水 24.2 万方，累注水 1372.4 万方，累注采比 0.8。年注汽 7.3 万吨，累注汽 348.9 万方，年油汽比 0.45，累油汽比 0.38，平均周期轮次 5.4。

4.1.4 现有项目原油外输情况

原油从地下经深井泵举升到地面，在经井口管线进入井口加热炉加热后，经单井进站管线进入计量平台，经平台计量、气液分离后，分离出的天然气作为加热炉燃料回用；

分离出的油水混合液经输油泵加压输送到冷一联合站污水深度处理站集中处理，合格原油输送至坨子里首站原油储罐后外售，处理后的污水全部回用于注水和注汽锅炉。项目原油外输流程见图 4.1.4-1。

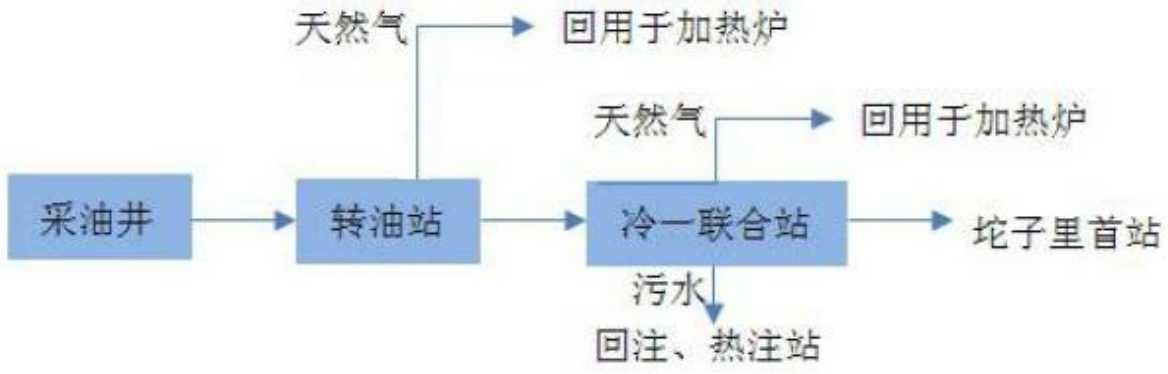


图 4.1.4-1 原油外输流程图

4.1.5 依托工程现状

4.1.5.1 冷一联合站

冷一联合站投产于 2001 年，2004 年进行了扩建。主要负责冷家堡油田含水原油的处理、储存、外输和污水处理。

冷一联合站原油设计处理能力 160×10⁴t/a。冷一联进站液量约 19500m³/d（最高值），目前进站液量约 11500m³/d。处理液量 570 万吨/年，稠油处理能力 120×10⁴t/a，掺稀油规模 40×10⁴t/a。

表 4.1.5.1-1 冷一联站内主要设施

序号	名称型号及规格	单位	数量	备注
1	1#罐 10000m³	座	1	华孚污水厂来污油储罐
2	2～4，9，11#罐 10000m³	座	5	二段沉降罐（净化油罐）
3	5#罐 3000m³	座	1	原油缓冲罐，拱顶罐
4	6#罐 5000m³	座	1	污水沉降罐，拱顶罐
5	7#罐 3000m³	座	1	华孚来污水缓冲罐，拱顶罐
6	8#罐 1000m³	座	1	稀油储罐，拱顶罐
7	10#罐 10000m³	座	1	一段沉降罐,拱顶罐
8	12#罐 10000m³	座	1	预脱水罐，拱顶罐
9	原油预脱水泵 Q=200m³/hH=100m	台	3	2 用 1 备
10	原油脱水泵 Q=160m³/hH=120m	台	3	2 用 1 备
11	原油倒罐泵（底水泵） Q=140m³/hH=100m	台	3	
12	原油外输泵 Q=120m³/hH=450m	台	3	
13	污水外输泵 Q=380m³/hH=64m	台	3	
14	稀油泵 Q=43m³/hH=153m	台	2	
15	一段脱水加热炉 DH2300-Y/1.6/0.6-Q-09 辽	台	3	
16	二段脱水加热炉 DH2300-Y/1.6/0.6-Q-09 辽	台	2	
17	导热油加热炉 DH3500-Y/1.6/1.25-Y-09 辽	台	2	

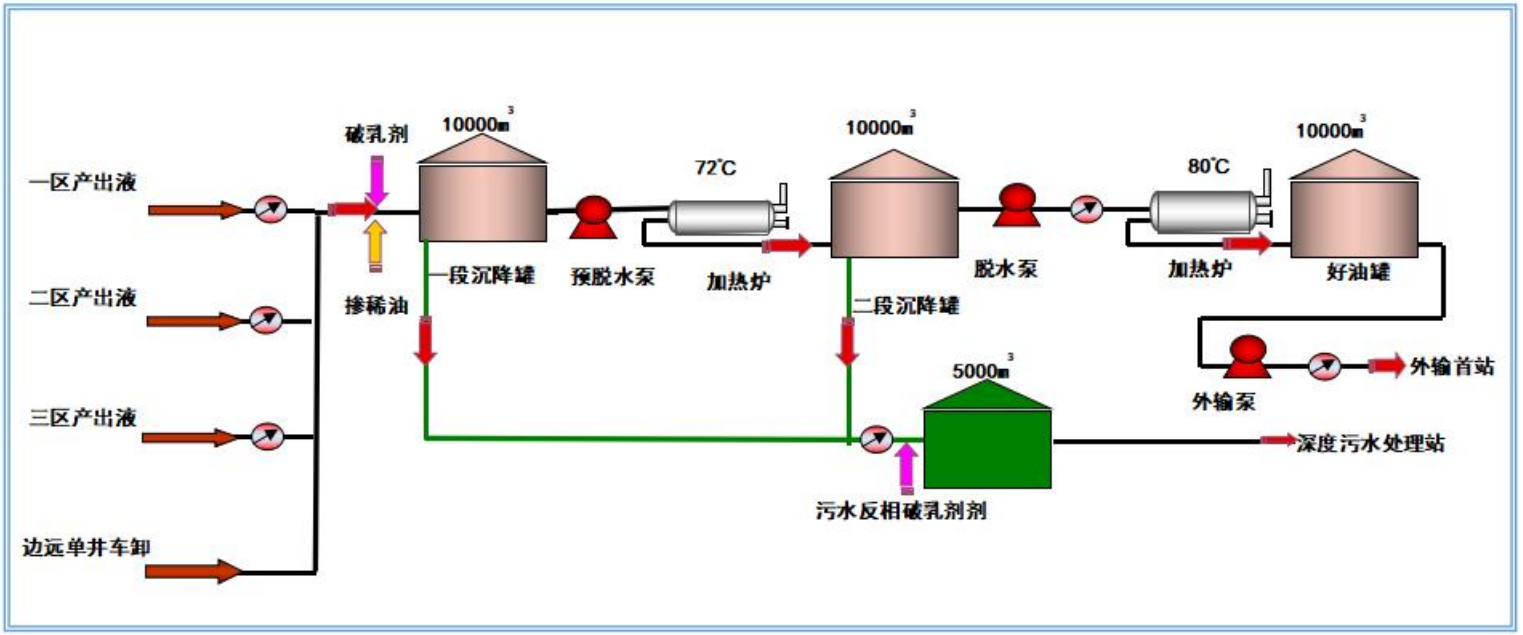


图 4.1.5.1-1 冷一联工艺流程图

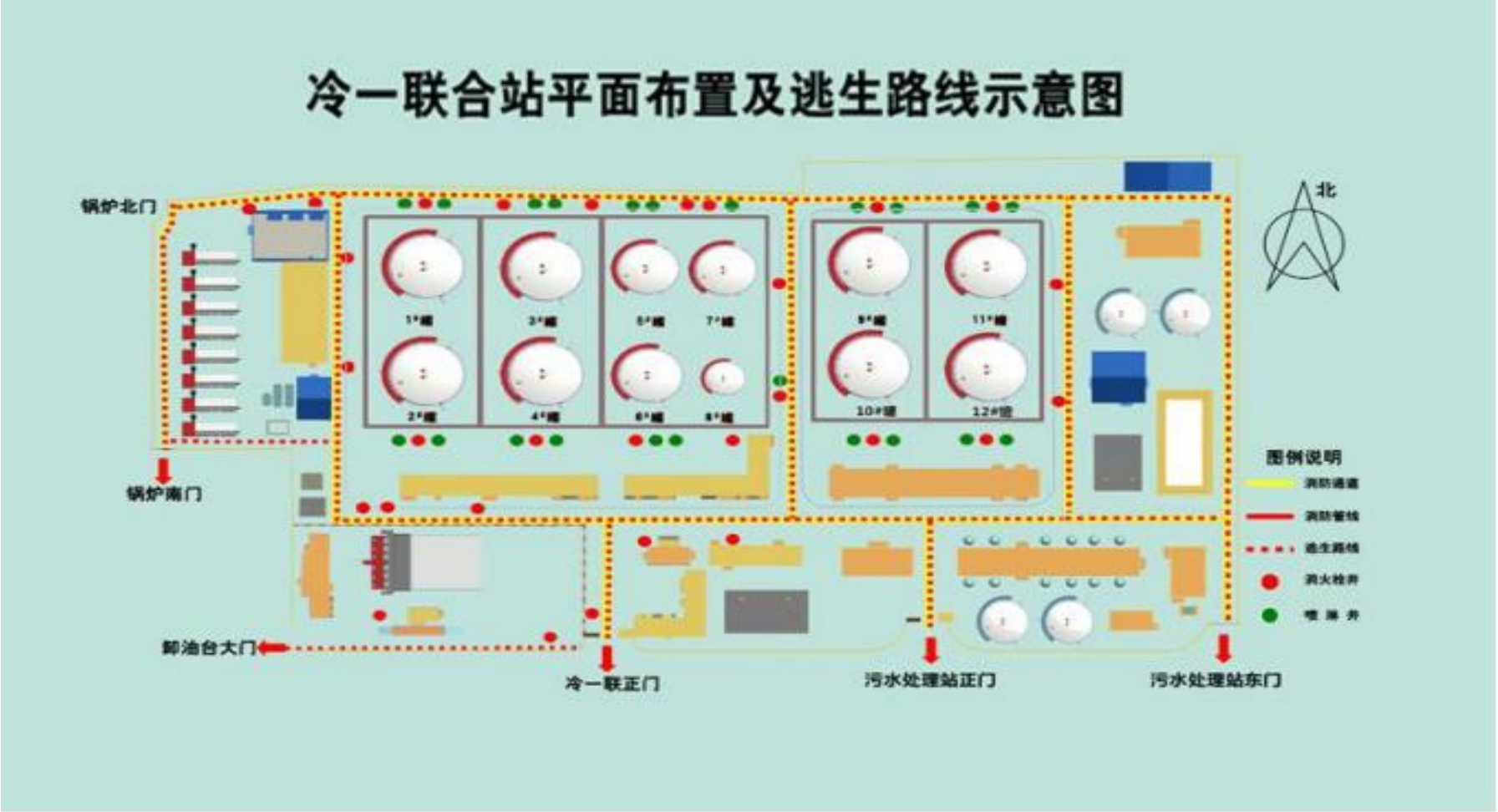


图 4.1.5.1-2 冷一联合站平面布置图



图 4.1.5.1-3 冷一联合站周边关系图

4.1.5.2 原油处理

冷一联合站原油处理能力为 160×10⁴t/a，目前实际处理量为 55×10⁴t/a，剩余处理量为 10⁵×10⁴t/a。

目前冷一联合站采用的三段热化学脱水工艺运行稳定。进站稠油在一段预脱水罐内，进行常温条件下的化学油水分离，使其加热液量减少了近 2/3。因此，加热总负荷量下降了 65%；延长了原油的沉降和脱水时间，使脱水系统抗外界干扰能力明显提高，同时加药量、加热能耗大幅减少，脱水系统整体质量及稳定性显著提高。

转油站来液进入预脱水罐进行初步脱水，加热炉加热后进入动态沉降罐进行沉降，动沉后经加热炉加热后进入好油罐。

表 4.1.5.2-1 冷一联合站原油处理能力调查

联合站	设计处理能力（10^4t/a）	目前运行负荷（10^4t/a）	剩余处理能力（10^4t/a）
冷一联合站	160	55	105



图 4.1.5.2-1 原油处理工艺流程图

4.1.5.3 污水处理系统

本项目生产废水依托冷一联合站污水处理站（原华孚污水处理厂）处理达标后回注，不外排。污水处理站于 2005 年取得环评批复，2009 年 12 月完成建设项目竣工环保验收。目前，冷一联合站污水处理站设计污水处理量为 15000m³/d，实际污水处理量为 8500m³/d，其中驱油注水 1335m³/d，边底水补压 600m³/d，回用热注锅炉水量 6565m³/d。

表 4.1.5.3-1 冷一联合站污水处理能力调查

联合站	设计处理能力（m³/d）	目前运行负荷（m³/d）	剩余处理能力（m³/d）
冷一联合站	15000	8500	6500

污水处理系统工艺流程：

（1）边底水补压水处理流程：

采用“斜板+气浮”处理工艺，可达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中“注入层平均空气渗透率≥2.0”对应的标准要求。



图 4.1.5.3-1 边底水补压水处理流程示意图

（2）油田注水处理流程：

采用“斜板+气浮+二级过滤”处理工艺。保证污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中“注入层平均空气渗透率[0.01，0.05)”对应的标准要求。



图 4.1.5.3-2 油田注水处理流程示意图

（3）回用热注锅炉水处理流程：

采用“斜板+气浮+二级过滤+二级软化”处理工艺，保证污水达到《稠油油田采出水用于蒸气发生器给水处理设计规范》（SY/T0097-2000）要求。



图 4.1.5.3-3 回用热注锅炉水处理流程示意图

表 4.1.5.3-2 冷一联合站污水处理单元出水水质情况

处理单元出水水质	石油类 mg/L	悬浮物 mg/L	SiO_2mg/L	硬度（以 $CaCO_3$）mg/L
除油罐	2000	6000	300	80
调节罐	1500	5000	300	80
除油罐	200	500	300	80
气浮装置	20	30	200	80
除硅池	5	30	50	80
多介质过滤器	5	10	50	80
精细过滤器	2	2	50	80
一级弱酸软化器	2	2	50	0.5
二级弱酸软化器	2	2	50	0.1

含油废水经冷一联合站污水处理站处理后，各项污染物均有较好的去除效果，出水水质各项指标均可满足回注水质的标准。

冷一联合站建设一套 50m^3/d 地埋式生活污水处理装置，污水处理能力能够满足油田值守员工日常生活污水处理的需求，该生活污水处理装置采用微生物降解方式处理，处理后的生活污水进入集输系统回用，不外排。

冷一联合站建设一套 50m^3/d 地埋式生活污水处理装置，污水处理能力能够满足油田

值守员工日常生活污水处理的需求，该生活污水处理装置采用微生物降解方式处理，处理后的生活污水进入集输系统回用，不外排。

可见，冷一联合站污水处理系统无论从处理能力、回注水指标等方面均可满足本项目的依托要求。

4.1.5.4 油泥储存池

冷家堡油田现有 3 处油泥储存池，1 处含油废物池，1 处联合站危废储存间，详见表 4.1.5-5。

表 4.1.5-4 冷家堡油田油泥储存池一览表

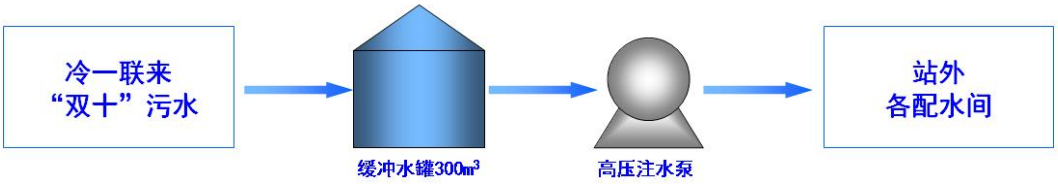
序号	名称	数量（座）	规模（m^3）	尺寸（m）
1	一区冷 93 油泥池	1	1260	35×12×3
2	三区 2#台油泥池	2	540	20×9×3
			1250	30×12×3.5
3	二区 26-44 油泥池	2	180	12×6×2.5
			900	30×10×3
4	三区冷七支危废暂存处（沾油废物）	1	300	15×10×2
5	联合站危废暂存间	1	1875	50*15*2.5

辽河油田在油泥池内部铺设 HDPE 防渗膜，其渗透系数为 10^{-11}cm/s，厚度为 0.5mm，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求。

4.1.5.5 注水系统

冷家堡油田共建成冷一注水站、冷一转注水站、冷 35 精细注水站、雷家注水站等 4 座注水站，有污水处理工艺的注水站有 1 座（冷 35 精细注水站）。全部采用柱塞泵注水站工艺流程。设计注水能力 7700m^3/d，实际注水 1335m^3/d。

冷家堡油田除驱油注水外，同时进行边底水补压，设计能力为 3500m^3/d，实际注水 600m^3/d。



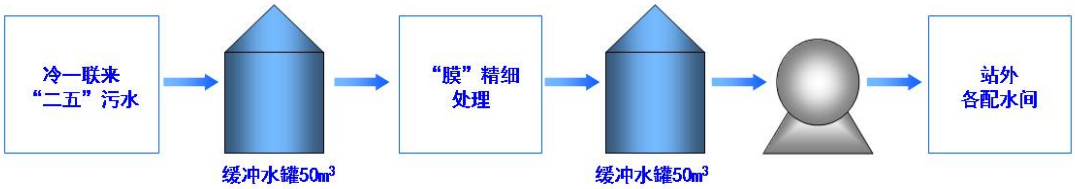


图 4.1.5.5-1 冷家油田开发公司注水系统工艺流程图

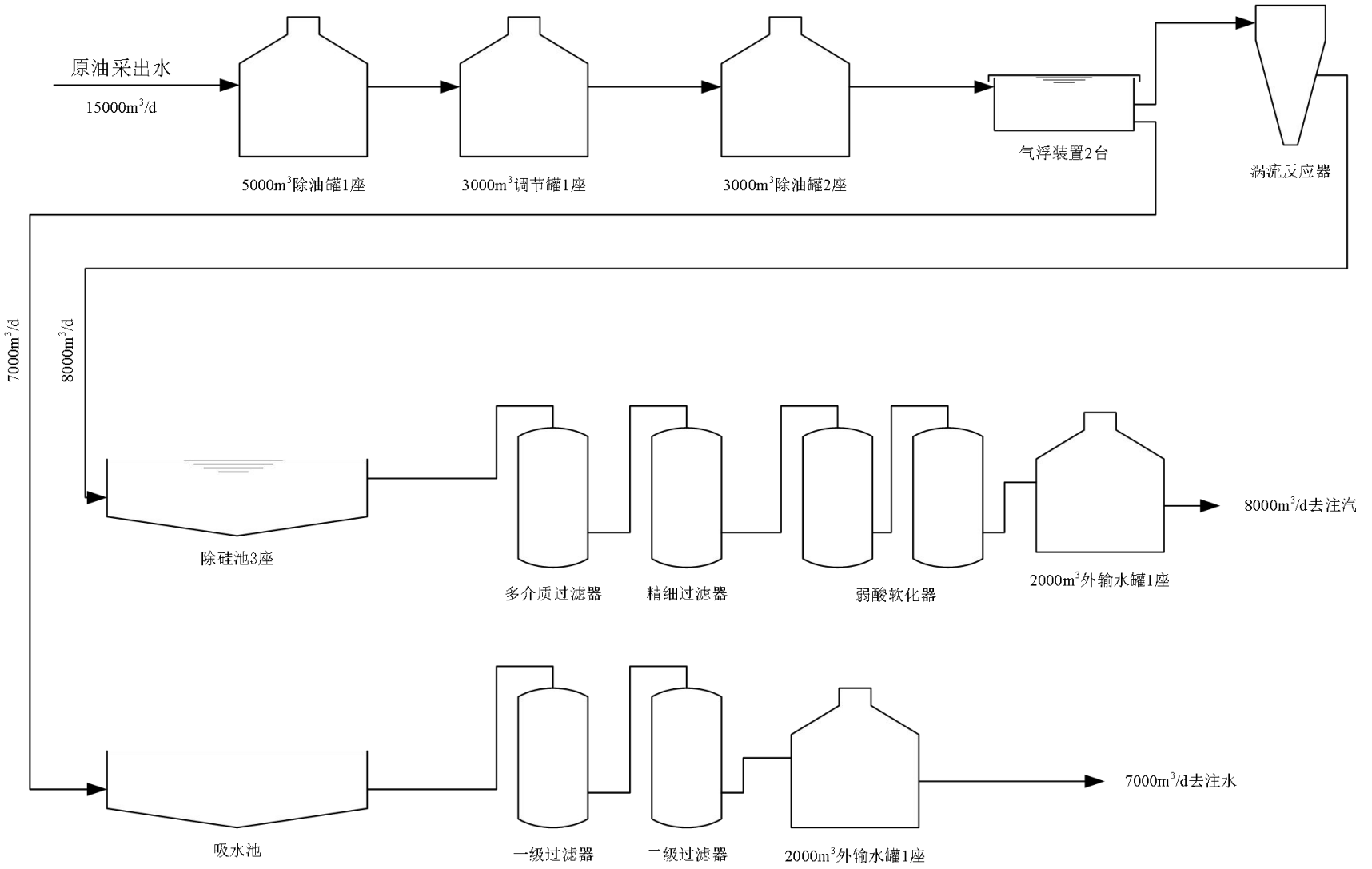


图 4.1.5.5-2 冷 35 精细注水站污水处理工艺流程图

4.1.5.6 注汽系统

冷家堡油田现有注汽锅炉 30 台，注气站产汽能力为 403.4t/h，2022 年实际产气为 355t/h。

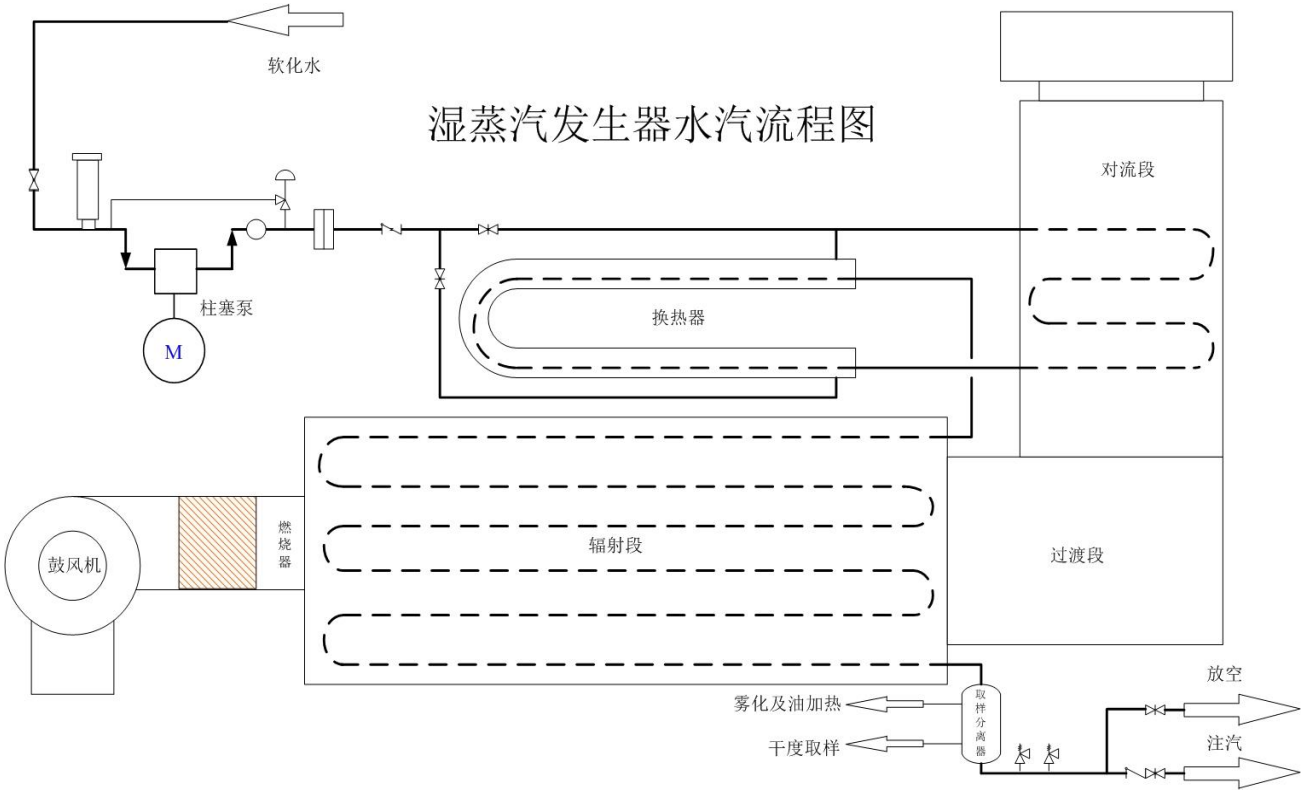


图 4.1.5.6-1 注汽系统工艺流程图

4.1.6 冷家油田油管厂

冷家堡油田现有河南油管厂始建于 1998 年、河北油管厂始建于 1999 年、小洼油管厂始建于 1997 年，油管修复厂始建于 2003 年，主要用于清洗修井过程中产生的需要清洗的油管。

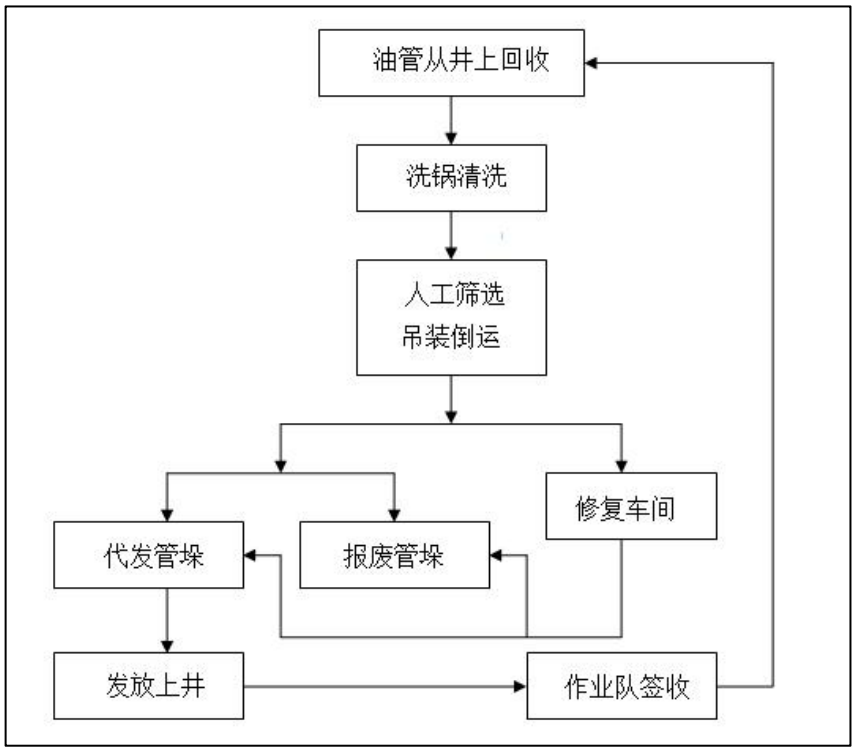


图 4.1.6-1 油管厂工艺流程图

4.1.7 采油站

冷家堡油田共有采油作业区 3 个，建有采油站 26 座。分别为：

采油作业一区下辖 11 个站：采油 1 站、采油 2 站、采油 3 站、采油 4 站（冷一转）、采油 5 站、采油 6 站、采油 7 站、采油 8 站、采油 9 站、采油 10 站、采油 12 站。

采油作业二区下辖 6 个站：采油 21 站、采油 22 站、采油 23 站（冷三转油站）、采油 24 站、采油 25 站、采油 26 站。

采油作业三区下辖 9 个站：采油 11 站、采油 13 站、采油 14 站、采油 15 站、采油 16 站、采油 17 站、采油 18 站、采油 19 站、采油 20 站。

4.1.8 管线系统

目前冷家公司共有管道总长度 693.936km，合计 2784 条，其中油气集输管道 474.3km，净化油气输送管道 72.3km，注水管道 54.076km，污水管道 43.095km，注汽管线 50.165km。各管线系统图见附图 1-4。

4.1.9 道路系统

冷家堡油田现有一区沥青路 21885 米，一区混凝土路合计 10150 米，一区矿渣路 24197 米，一区沥青路 7200 米，二区沥青路 11491 米，二区矿渣路 12012 米，三区混凝土路 5900 米，三区沥青路 5220 米，三区矿渣路 7090 米。具体见下表：

表 4.1.9-1 道路系统统计表

序号	单位	道路名称	位置		道路规格			道路类别	备注
			起点	终点	长（米）	宽（米）	面积		
1	一区	冷 8 支（北防洪坝至陈丁路）	铁桥北	11#台	2900	7	20300	沥青路	
2	一区	雷 50 进井路	管厂	雷 50	240	7	1680	沥青路	
3	一区	冷 18 支	3 站 99#台	恒泰利路口	1960	5.8	11368	沥青路	
4	一区	冷 18 支分支 38 台进井路	4 站 38#台	4 站 39#台	495	3.2	1584	沥青路	
5	一区	冷 8 支孙家段	村路口	大坝	800	6	4800	沥青路	
6	一区	一区河北井区进井路	陈家镇	602 混凝土路口	7690	6	46140	沥青路	
7	一区	冷一转及 4#台进井路	4 站 4 台	4 站冷 88 台	600	3.9	2340	沥青路	
8	一区		华油大 10 注气站路口	35 台	520	4.5	2340	沥青路	
9	一区		31 台路口	31 台	250	4.5	1125	沥青路	
10	一区		31 台路口	28 台	300	5	1500	沥青路	
11	一	冷三支	三场路口	坝下	2500	6	15000	沥青路	

	区								
12	一区	冷六支	路口	坝下	3130	6	18780	沥青路	
13	一区		省道 312 恒远防水厂	22-32 井场	500	4.5	2250	沥青路	
一区沥青路合计					21885		129207		
1	一区	冷 8 支（铁桥北至北防洪坝）	铁桥北	11#台	1240	6	7440	混凝土路	
2	一区	冷 93 进井路	冷 93	66 北	2310	6	13860	混凝土路	
3	一区	602 进井路	公路水泥进口	602 井场	2700	6	16200	混凝土路	
4	一区	冷 35 进井路	冷 35	冷 35 采油站	3300	5	16500	混凝土路	
5	一区		冷三支国堤	10#台	600	6	3600	混凝土路	
一区混凝土路合计					10150		57600		
1	一区	雷 46 进井路	沥青路面	52-152	2000	4	8000	砂石路	
2	一区	雷 31 进井路	沥青路面	4#台	450	4	1800	砂石路	
3	一区	126-560 进井路	20#台	126-560	485	4	1940	砂石路	
4	一区	114-556 进井路	沥青路面	114-556	211	4	844	砂石路	
5	一区	10#台进井路	9#台	10#台	85	4	340	砂石路	
6	一区	19#台进井路	沥青路面	19#台	100	4	400	砂石路	
7	一区	雷 60 进井路	沥青路面	雷 60	400	3.5	1400	砂石路	
8	一区	雷 79 进井路	沥青路面	雷 79	500	4	2000	砂石路	
9	一区	雷 81 进井路	曙 29 支路面	雷 81K2	1400	3.5	4900	砂石路	
10	一区	冷 92 进井路	3 站冷 90	3 站冷 92	920	4.6	4232	砂石路	
11	一区	冷 89 进井路	冷 18 支与冷 8 支丁字路口	3 站冷 89	330	3	990	砂石路	
12	一区	3 站 97-156 进井路	冷 18 支	3 站 97-156	50	3.2	160	砂石路	

13	一区	4#台至 38 台进井路	4 站 38#台	4 站 4#台	850	3.9	3315	砂石路	
14	一区	冷 92 进井路至 4#台	冷 92 进井路	4 站 4#台	115	3.4	391	砂石路	
15	一区	雷 1 台进井路	4 站 32#台	4 站雷 1 台	210	3.4	714	砂石路	
16	一区	10#台进井路	冷 18 支	4 站 10#台进井路	268	2.8	750.4	砂石路	
17	一区	68 台进井路	66 北	68 平台	450	6	2700	砂石路	
18	一区	65 台进井路	7 站门口	65 平台	400	5	2000	砂石路	
19	一区	41 台进井路	46 南	41 平台	525	6	3150	砂石路	
20	一区	43 东进井路	水泥路	43 东台	295	3.5	1032.5	砂石路	
21	一区	48 西进井路	47 平台	48 西台	95	3.5	332.5	砂石路	
22	一区	61 台、60 台进井路	水泥路	61 平台	760	4	3040	砂石路	
23	一区	62 台进井路	水泥路	62 平台	505	3.5	1767.5	砂石路	
24	一区	46-674 进井路	68 平进井路台	冷 46-674	170	4.5	765	砂石路	
25	一区	48 东进井路	水泥路	48 东	88	4	352	砂石路	
26	一区	21#台进井路	23#台路口	21#台井场	360	5	1800	砂石路	
27	一区	54#台进井路	602 进井路岔道口	54#台井场	150	5	750	砂石路	
28	一区	43#台进井路	602 进井路岔道口	43#台井场	130	5	650	砂石路	
29	一区	17#台进井路	602 进井路岔道口	17#台井场	90	5	450	砂石路	
30	一区	24#台进井路	602 进井路岔道口	24#台井场	500	5	2500	砂石路	
31	一区	冷 190 进井路	602 进井路岔道口	韩家村沥青路	1300	5	6500	砂石路	
32	一区	34-60 进井路	冷 35	冷 35-34-60 井	260	5	1300	砂石路	
33	一区	36-40 进井路	陈家村支线	冷 35-36-40	2100	4	8400	砂石路	

34	一区	11#台进井路	11 台路口	11 台	285	5	1425	砂石路	
35	一区	28#台进井路	31 台路口	28 台	400	5	2000	砂石路	
36	一区	22-32 井场进井路	省道 312 恒远防水厂	22-32 井场	1000	4.5	4500	砂石路	
37	一区	12 站进井路	省道 312 荣泰商砼搅拌站厂	12 站站点	1000	4.5	4500	沥青路	
38	一区	66 平 1 进井路	路口	66 平 1 进场	500	5	2500	砂石路	
39	一区	14 站进井路	14 站	S312	700	6	4200	砂石路	
40	一区	5 号平台进井路	7 号平台	5 号平台	700	6	4200	砂石路	
41	一区	6 号平台进井路	7 号平台到 5 号平台中间	6 号台	150	6	900	砂石路	
42	一区	陈古 1C 进井路	冷三支	陈古 1C	1000	6	6000	砂石路	
43	一区	H305 进井路	陈古 1C	H305	300	6	1800	砂石路	
44	一区	陈古 1-2 进井路	陈古 1C	陈古 1-2	1100	6	6600	砂石路	
45	一区	冷 69 进井路	冷三支	冷 69	10	6	60	砂石路	
46	一区	2#台进井路	冷 94	2#台	500	6	3000	砂石路	
一区矿渣路合计					24197		111350.9		
1	三区	冷八支	钢桥南	冷八支大坝	900	6	5400	混凝土路	
2	三区	冷 11 支	冷八支路西	冷七支大坝	5000	6	30000	混凝土路	
三区混凝土路合计					5900		35400		
1	三区	冷七支	冷七支路口	冷七支大坝	3510	6	21060	沥青路	（3270 米）
2	三区	24 站进井路	兴安村委员会南路口	锦 11 注汽站	630	4.8	3024	沥青路	
	三区	6 号西台进井路	小学房后	六号西台	350	4	1400	沥青路	
3	三区	22 站进井路	玉才源饭店路口	22 站	730	4	2920	沥青路	
三区沥青路合计					5220				

1	三区	29 台进井路	冷 11 支	128	1190	4	4760	砂石路	
2	三区	77 台进井路	15 站	77 台	400	4	1600	砂石路	
3	三区	90 台进井路	89 台	90 台	450	4	1800	砂石路	
4	三区	79 台进井路	区部南	79 台	410	4	1640	砂石路	
5	三区	74 台进井路	16 站	74 台	320	4	1280	砂石路	
6	三区	3 号台进井路	17 站	3 号台	170	4	680	砂石路	
7	三区	71 台进井路	16 站	71 台	400	4	1600	砂石路	
8	三区	73 台进井路	16 站	73 台	60	4	240	砂石路	
9	三区	17-568 进井路	18 站 25 台	17-568 单井	500	4	2000	砂石路	
10	三区	26 台进井路	26 台路口	井场	110	4	440	砂石路	
11	三区	8 台进井路	27 台	8 号台	630	4	2520	砂石路	
12	三区	25-168 进井路	7#台	25-168 单井	320	4	1280	砂石路	
13	三区	49 台进井路	20 站 7#台	49 台	400	4	1600	砂石路	
14	三区	27 台进井路	21 站	27 台	560	4	2240	砂石路	
15	三区	25 台进井路	6#台	25#台	350	4	1400	砂石路	
16	三区	15#台进井路	22 站	15#台	270	4	1080	砂石路	
17	三区	17#进井路	22 站	17#台	200	4	800	砂石路	
18	三区	平 2 进井路	锦 11 注汽站	平 2	350	4	1400	砂石路	
三区矿渣路合计					7090		28360		
1	二区	冷 124 支	霍田公路 124 桥	霍田公路高架桥	5900	6	35400	沥青路	
2	二区	冷 124 支	冷 16 号台路口	H2302 井场路口北	1300	4	5200	沥青路	
3	二	冷 124 支	管厂南 30 米	苏五线	890	6	5340	沥青路	

	区								
4	二区	40-20 进井路	村部	40-20 路口	715	6	4290	沥青路	
5	二区	洼 28#进井路	霍田公路 30 站桥	洼 28#台	2520	4	10080	沥青路	
6	二区	洼 4#进井路	冷 124 路口	4#矿渣路北路口	166	4	664	沥青路	
7	二区	作业区进井路	洼 7 支	洼 7 支至作业区区部	186	4	744	沥青路	
9	二区	9#台进井路	冷 124 支	9#台井场入口	370	5	1850	沥青路	
10	二区	洼 3#台进井路	洼 7 支	洼 3 台西井场入口	240	4	960	沥青路	经洼 2#台（门前 33 米）
二区沥青路合计					11491		60974		
1	二区	洼 4#台进井路	村沥青路	村沥青路至洼 4#台北井场入口	150	3.5	525	砂石路	
2	二区	洼 6#台进井路	洼 7 支	洼 7 支至洼 6#台南井场入口	195	4	780	砂石路	H103 进井路长 550 米，协议加宽后可用 8 米
	二区	H102 进井路	洼 6 井场入口	H102 北井场入口	205	4	820	砂石路	
	二区	H103 进井路	H102 北井场入口	H103 井场入口	150	4	600	砂石路	
4	二区	34-46 进井路	洼 7 支	34-36 北井场入口	212	3.5	742	砂石路	
5	二区	H173 进井路	洼 7 支	H173 南井场入口	260	3.5	910	砂石路	
6	二区	H151 进井路	洼 7 支	H151 南井场入口	300	4.5	1350	砂石路	
7	二区	冷 13 台进井路	冷 124 支沥青路	冷 13	75	3.5	262.5	砂石路	
8	二区	洼 1 平台进井路	冷 124 支沥青路	洼 1 入口	19	8	152	砂石路	
9	二区	平 1 进井路	冷 124 支沥青路	平 1	460	3.5	1610	砂石路	
10	二区	H2302 进井路	冷 124 支沥青路	井场入口	6	8	48	砂石路	
11	二区	冷 19 进井路	冷 19	冷 19 到冷 12	115	3	345	砂石路	
12	二区	洼 31 台进井路	沥青路边	井场入口	25	14	350	砂石路	

13	二区	冷 12 进井路	冷 12	冷 12 到靶场	185	3.5	647.5	砂石路	
14	二区	H65 进井路	冷 124 支	H65 至李家街沥青路	190	6	1140	砂石路	
15	二区	24-52 进井路	9 号台	洼 60 至 24-52	100	4	400	砂石路	
16	二区	洼 83-62-74 更 83 进井路	冷 124 支	洼 83#台	260	6	1560	砂石路	
17	二区	冷 18 台进井路	冷 124 支	冷 18#台	880	6	5280	砂石路	
18	二区	冷 124 进井路作业队驻地	冷 124 支	冷 124 井	80	4	320	砂石路	
19	二区	冷 11 进井路	冷 124 支	冷 11	470	5	2350	砂石路	
20	二区	冷 120 进井路	物管中心	物管中心北 600 米	605	3	1815	砂石路	
21	二区	136 进井路	物管中心	物管中心南 100 米东侧	610	4	2440	砂石路	
22	二区	冷 123 进井路	霍田公路何家炉口	霍田公路何家炉口北 1 公里东侧	280	4	1120	砂石路	
23	二区	冷 127 进井路	二十里铺村	二十里铺村 5 公里路北	800	5	4000	砂石路	
24	二区	20-18 进井路		侵占，无路			0	砂石路	
25	二区	201 进井路	三所北门东 200 米北面	201 进井路	60	4	240	砂石路	
26	二区	205 进井路	杨家排灌站附近	井场入口	830	5	4150	砂石路	
27	二区	冷 1 进井路	快速干道路南	井场入口	40	5	200	砂石路	
28	二区	冷 150 进井路		无路			0	砂石路	
29	二区	H105 进井路	洼七支	H105 台入口	115	3.5	402.5	砂石路	
30	二区	H25 进井路	洼七支	至 H25 台入口	45	17	765	砂石路	
31	二区	洼 9 进井路	洼七支	洼 9 井场入口	140	3.5	490	砂石路	
32	二区	26#台进井路	马家铺西沥青路至	洼 26#台入口	136	5	680	砂石路	

33	二区	洼 24#台进井路	周家铺至陈家村沥青路	洼 24#台入口	147	5	735	砂石路	
34	二区	28#台进井路	陈家村西侧沥青路	洼 28#台入口	337	3.7	1246.9	砂石路	
35	二区	106 进井路	马家铺西沥青路至	洼 106 台入口	105	3.5	367.5	砂石路	
36	二区	25#台进井路	马家铺西沥青路至	洼 25#台入口	112	5	560	砂石路	
37	二区	洼 69 进井路	西北街西侧路	至洼 69 台入口	400	3.5	1400	砂石路	
38	二区	冷 614 进井路	西北街西侧路	冷 614 台入口	40	3.5	140	砂石路	
39	二区	洼 70 进井路	陈家铺西南侧道路	洼 70 台入口	38	8	304	砂石路	
40	二区	管厂至 16 队进井路	冷 124 管厂路口	至洼 86 站入口	900	3.9	3510	砂石路	
41	二区	16 队至洼 83-6#台进井路	洼 86 站	洼 83-6 号台入口	1300	3.7	4810	砂石路	
42	二区	洼 83-2#台至路口南	洼 86 站进井路	洼 83-2 号台入口	350	3.6	1260	砂石路	
43	二区	洼 61 台进井路	村沥青路	洼 61 台入口	120	3.6	432	砂石路	
二区矿渣路合计					11847		51259.9		
合计	混凝土路		长度：16.05 公里	面积：93000m^2	16050		93000		
	沥青路		长度:38.596 公里	面积：190181m^2	38596		190181		
	矿渣路		长度：43.904 公里	面积：194820.8m^2	43134		190970.8		

4.1.10 脱硫装置

冷家油田开发公司设置脱硫点 4 处，涉及 4 个平台，分别为 3#台、17#台、20#台、102#台，每处脱硫点设置 3 座脱硫塔（双塔串联，一塔备用），共计建设脱硫塔 12 座，共计处理含硫天然气量为 5250 万 m^3/年。

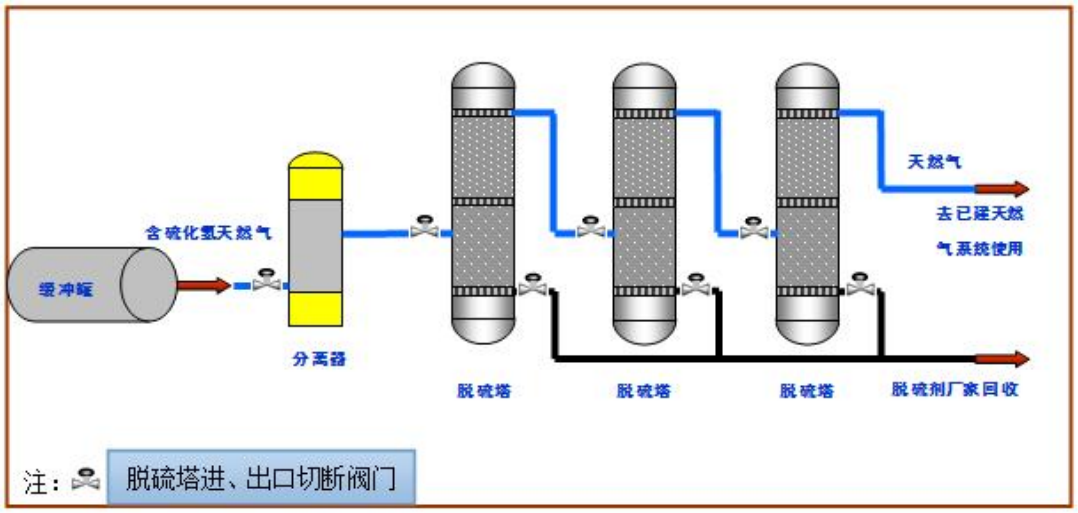


图 4.1.10-1 天然气脱硫工艺流程

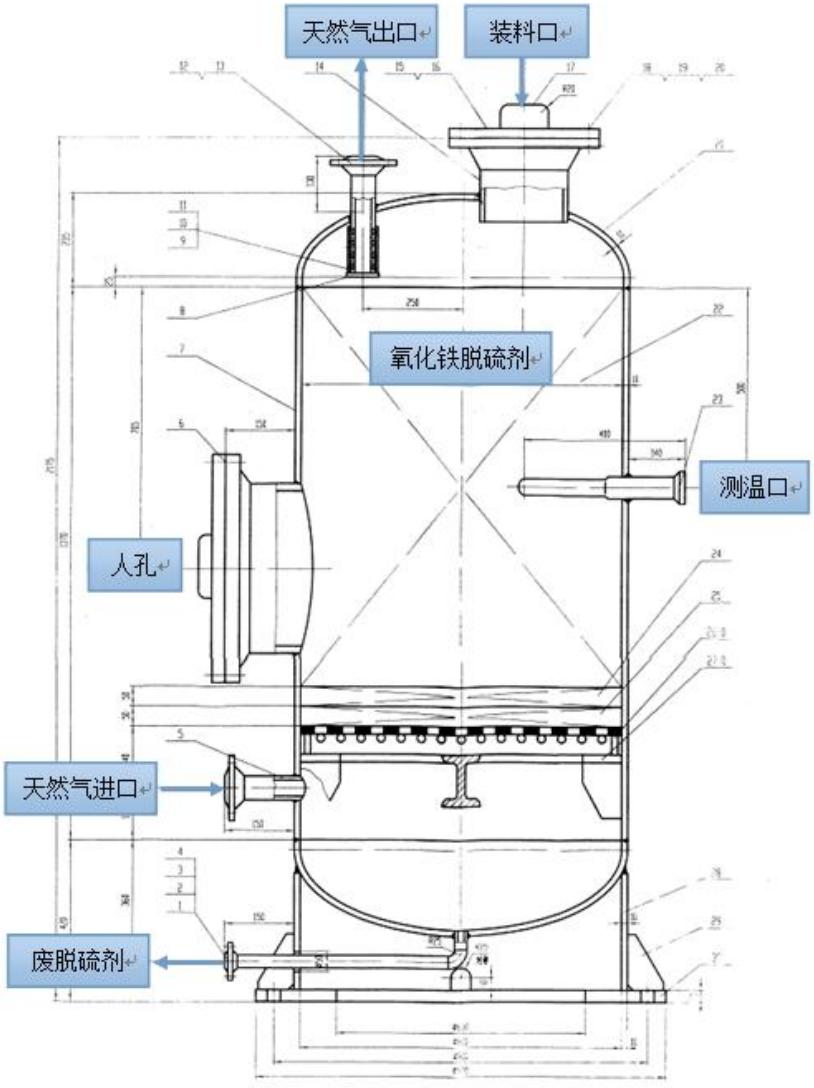


图 4.1.10-2 脱硫塔结构原理

4.1.11 水源井

冷家公司有水源井 10 口，均取得取水许可证，正常使用。年用水量 150 万 m^3，通过回注水退水，年退水量为 150 万 m^3。



NO. 201500010312

中华人民共和国

取水许可证

取水（辽盘锦）字[2019]第30003号

取水权人名称：BECKBURY国际有限公司　　法定代表人：仲文旭

取水地点：盘锦市盘山县陈家镇（辽流干流柳河口以下）　　退水地点：采油区块内2000m以下油层

取水方式：井群　　退水方式：/

取 水 量：190万立方米　　退 水 量：0万立方米

取水用途：工业用水　　退水水质要求：水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标》（SY/T5329-94）标准

水源类型：地下水

有效期限：自2019年12月15日至2024年12月14日

审批机关（印章）

2019年12月13日

中华人民共和国水利部制



图 4.1.11-1 取水许可证

4.1.12 现有项目污染物分析

截止目前冷家堡已开发钻井 1643 口（含注汽井），其中油井 1571 口，注水井 64 口，投入运行用 17 口，中心注汽井 8 口。2022 年日产原油 1327t，年产原油 48.6×10^4t。

1、废气

（1）有组织废气污染源

①联合站加热炉

联合站共设置燃气相变加热炉 9 台，使用燃料为天然气，总额定热负荷 19.9MW。2022 年天然气用量为 275.7 万 m^3。

各加热炉具体信息见下表。

表 4.1.12-1 冷一联合站加热炉基本信息表

序号	主要设备	加热炉型号	功率 MW	2022 年运行时间 h	排气筒高度 m
1#	燃气相变加热炉	VH1000-Y/2.5-Q-11 辽	1.0	8750	8
2#	燃气相变加热炉	DH3500-Y/1.6/1.25-Y-0.9 辽	3.5	3018	12

3#	燃气相变加热炉	DH2300-Y/1.6/0.6-Q-0.9 辽	2.3	8706	12
4#	燃气相变加热炉	DH2300-Y/1.6/0.6-Q-0.9 辽	2.3	6069	12
5#	燃气相变加热炉	DH2300-Y/1.6/0.6-Q-0.9 辽	2.3	8737	12
6#	燃气相变加热炉	DH2300-Y/1.6/0.6-Q-0.9 辽	2.3	8746	12
7#	燃气相变加热炉	DH2300-Y/1.6/0.6-Q-0.9 辽	2.3	6030	12
8#	燃气相变加热炉	DH400-Y/2.5-Q-10	0.4	停用	8
9#	燃气相变加热炉	DH3500-Y/1.6/1.25-Y-0.9 辽	3.5	2051	12

依据盘锦正能科技有限公司于 2022 年 11 月 11 日对冷家油田的锅炉检测报告（报告编号：20221090），锅炉产生的烟尘、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度均可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求，监测数据及达标情况下表。

表 4.1.12-2 冷一联合站加热炉达标排放情况一览表

序号	排放口名称	排放浓度 mg/m³		排放速率 kg/h	执行标准 mg/m³	达标情况
1	冷一联 1#炉排气筒	SO_2	<3	<0.032	100	达标
		NOx	36	0.28	400	达标
		颗粒物	15.5	0.12	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
2	冷一联 2#炉排气筒	SO_2	<3	<0.030	100	达标
		NOx	35	0.24	400	达标
		颗粒物	16.7	0.11	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
3	冷一联 3#炉排气筒	SO_2	<3	<0.026	100	达标
		NOx	39	0.24	400	达标
		颗粒物	16.2	0.098	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
4	冷一联 4#炉排气筒	SO_2	<3	<0.027	100	达标
		NOx	36	0.22	400	达标
		颗粒物	16.3	0.098	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
5	冷一联 5#炉排气筒	SO_2	<3	<0.028	100	达标
		NOx	46	0.26	400	达标
		颗粒物	15.5	0.098	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
6	冷一联 6#炉排气筒	SO_2	<3	<0.027	100	达标
		NOx	39	0.23	400	达标
		颗粒物	15.5	0.096	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
7	冷一联 7#炉排气筒	SO_2	<3	<0.025	100	达标
		NOx	35	0.2	400	达标
		颗粒物	15.1	0.084	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标

注：监测期间 8#和 9#炉停用。

根据检测报告计算，2022 年联合站加热炉废气污染物排放量为 SO_2：1.450t/a、NOx：12.621t/a、颗粒物 5.233t/a。

②各场站加热炉

冷家堡油田每个场站、转油站均设有加热炉，共 883 台，目前在用 732 台，停用 151 台，燃料为自产气。

依据盘锦正能科技有限公司于 2022 年 11 月 11 日对冷家油田的加热炉及锅炉检测报告（报告编号：20221090），各加热炉产生的烟尘、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度均可以满足标准限值要求，由于加热炉监测数据较多，本次选取代表性的部分监测数据见下表。

表 4.1.12-3 站场加热炉达标排放情况一览表

序号	排放口名称	污染物	排放浓度 mg/m³	排放速率 kg/h	执行标准 mg/m³	达标情况
1	一区 1 站 11 台 48-56 井加热炉排气筒	SO_2	<3	$<3.9\times10^{4}$	100	达标
		NOx	175	0.018	400	达标
		颗粒物	13.8	13.8	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
2	一区 2 站 5 台 98-662 井加热炉排气筒	SO_2	13	2.0×10^{-3}	100	达标
		NOx	113	0.016	400	达标
		颗粒物	14.1	2.2×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
3	一区 3 站 1#台 87-158 井加热炉排气筒	SO_2	12	1.7×10^{-3}	100	达标
		NOx	153	0.021	400	达标
		颗粒物	13.5	2.0×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
4	二区 21 站注 60-H171 井加热炉排气筒	SO_2	14	1.7×10^{-3}	100	达标
		NOx	116	0.014	400	达标
		颗粒物	14.3	1.8×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
5	二区 22 站注 60-48-32 井加热炉排气筒	SO_2	12	1.5×10^{-3}	100	达标
		NOx	125	0.016	400	达标
		颗粒物	14.2	1.8×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
6	二区 26 站注 83-H106 井加热炉排气筒	SO_2	<3	$<4.7\times10^{4}$	100	达标
		NOx	142	0.019	400	达标
		颗粒物	13.4	1.7×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
7	三区 13 站 20#台稀油炉排气筒	SO_2	19	2.2×10^{-3}	100	达标
		NOx	144	0.017	400	达标
		颗粒物	11.2	1.3×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
8	三区 14 站 10#	SO_2	16	1.7×10^{-3}	100	达标

	台稀油炉排气筒	NOx	190	0.027	400	达标
		颗粒物	12	1.8×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
9	三区 15 站 83#台 36-660 井加热炉排气筒	SO_2	20	2.9×10^{-3}	100	达标
		NOx	186	0.03	400	达标
		颗粒物	15.6	2.2×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
10	三区 16 站 69#台 H207 井加热炉排气筒	SO_2	34	9.0×10^{-3}	100	达标
		NOx	196	0.049	400	达标
		颗粒物	14.6	3.9×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
11	三区 20 站 13#台稀油炉排气筒	SO_2	16	1.8×10^{-3}	100	达标
		NOx	161	0.016	400	达标
		颗粒物	14.8	1.7×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
12	冷三转 1#炉排气筒	SO_2	7	0.011	100	达标
		NOx	175	0.27	400	达标
		颗粒物	13.4	0.019	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标

2022 年加热炉的平均年工作时间为 4611h，经计算，井场加热炉废气污染物排放量为 SO_2：30.377t/a、NOx：165.387t/a、颗粒物 13.163t/a。

③注汽锅炉

冷家堡油田注汽系统共设置 30 台注汽锅炉，其中固定式锅炉 10 台，活动式锅炉 20 台，冷活 19#G 锅炉燃料为原油，2022 年使用量为 384.02 万 m^3。其余锅炉燃料均为天然气及自产气，2022 年用气量为 11626.17 万 m^3。各锅炉具体信息见下表。

注汽锅炉排放污染物能够达标排放，并按《排污许可管理办法（试行）》的要求办理了排污许可。

表 4.1.12-4 冷家堡油田注汽锅炉基本情况表

锅炉编号	锅炉型号	状态	设定方式	额定出力（t/h）	年运行时间（h）	年燃料消耗量（万 m^3）	排气筒高度（m）
冷 1#	SF-52.8-17.2-YQ/YZG18-15/360-D	生产	固定	19.5	7723	823.01	8
冷 2#	YZF50-17-P	生产	固定	19.5	8034	872.32	8
冷 3#	SF-52.8-17.2-YQ	生产	固定	19.5	8137	949.96	8
冷 4#	YZF50-17-P	生产	固定	19.5	3618	434.75	8
锦 11#	YZF-50-17-P	生产	固定	19.5	5526	603.34	8
华 8	YZF50-17-P	生产	固定	19.5	1024.5	117.86	8

华 10	YZF50-17-P	生产	固定	19.5	3110	261.44	8
华 12	YZF23-17-P	生产	固定	19.5	2544	199.46	8
华 13	YZF23-17-P	生产	固定	19.5	3540	358.54	8
华 9	OH50-ND-25XAM	停用	固定	19.5	/	/	8
冷活 1#	YZF20-17-P	生产	活动	9.2	6920	328.2	4
冷活 2#	YZF20-17-P/YZG7-15/360-D	生产	活动	7	8490	397.56	5.5
冷活 3#	YZF20-17-P/YZG7-15/360-D	生产	活动	7	8032	341.73	5.5
冷活 4#	YZF20-17-P	生产	活动	9.2	7079	336.86	4
冷活 5#	YZF9-21-P	生产	活动	9.2	7584	381.83	4
冷活 6#	YZF9-21-P	生产	活动	9.2	7172	343.16	4
锦活 1#	OH20-ND-XAMT	生产	活动	9.2	7976	371.55	3.3
锦活 4#	SF-19.1/17.9-YQ	生产	活动	9.2	6891	331.33	4
锦活 29#	YZF20-17-P	生产	活动	9.2	7895	372.01	4
冷活 9#G	YZG11.2-21-D	生产	活动	11.2	6599.5	362.59	5
冷活 16#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	7340	387.35	4
冷活 11#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	6098	309.20	5
冷活 7#G	YZG11.2-21-D	生产	活动	11.2	7400	379.21	5
冷活 63#G	YZG18－21－D	生产	活动	18	6847	648.31	6.5
冷活 28#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	5262	251.98	5
冷活 22#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	6764	325.38	5
冷活 46#G	YZG11.2-21-D	生产	活动	11.2	7148	330.78	5
冷活 19#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	7224	384.02	5
冷活 42#G	YZG11.2-21-D	生产	活动	11.2	7671	412.80	5
冷活 25#G	YZF11-21-P	生产	活动	11.2	7480	393.66	5

依据盘锦正能科技有限公司于 2022 年 11 月 11 日对冷家油田的加热炉及锅炉检测报告（报告编号：20221090）、2022 年 12 月 14 日对冷家油田的加热炉及锅炉检测报告（报告编号：20221232）、2023 年 3 月 24 日检测报告（报告编号：20230356）、2023 年 2 月 24 日检测报告（报告编号：20230219），2023 年 8 月 31 日检测报告（报告编号：20230895）各注气锅炉产生的烟尘、二氧化硫、氮氧化物、烟气黑度均可以满足《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）标准限值要求，监测数据见下表。

表 4.1.12-5 注气锅炉达标排放情况一览表

序号	排放口名称	污染物	排放浓度 mg/m³	排放速率 kg/h	执行标准 mg/m³	达标情况
1	注汽作业区冷活 1#炉排气筒	SO_2	<3	<0.031	100	达标
		NOx	118	1.1	400	达标
		颗粒物	12.3	0.098	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
2	注汽作业区冷活 2#炉排气筒	SO_2	18	0.16	100	达标
		NOx	174	1.4	400	达标
		颗粒物	12.1	0.079	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
3	注汽作业区冷活 3#炉排气筒	SO_2	<3	<0.024	100	达标
		NOx	110	0.81	400	达标
		颗粒物	13.3	0.086	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
4	注汽作业区冷活 4#炉排气筒	SO_2	6	0.078	100	达标
		NOx	119	1.5	400	达标
		颗粒物	10.3	0.13	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
5	注汽作业区冷活 5#炉排气筒	SO_2	<3	<0.024	100	达标
		NOx	130	1.1	400	达标
		颗粒物	12.6	0.1	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
6	注汽作业区冷活 6#炉排气筒	SO_2	<3	<0.025	100	达标
		NOx	119	0.88	400	达标
		颗粒物	12.4	0.092	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
7	注汽作业区锦活 1#炉排气筒	SO_2	11	0.2	100	达标
		NOx	134	2.6	400	达标
		颗粒物	11.3	0.23	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
8	注汽作业区锦活 4#炉排气筒	SO_2	<3	<0.067	100	达标
		NOx	134	2.6	400	达标
		颗粒物	12	0.24	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
9	注汽作业区锦活 29#炉排气筒	SO_2	<3	<1.1	100	达标
		NOx	123	4.2	400	达标
		颗粒物	13.1	0.42	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
10	冷 1 站锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.088	100	达标
		NOx	132	3.7	400	达标
		颗粒物	12.5	0.36	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
11	冷 2 站锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.073	100	达标
		NOx	141	3.4	400	达标
		颗粒物	11.7	0.28	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
12	冷 3 站锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.072	100	达标

		NOx	150	2.96	400	达标
		颗粒物	11.9	0.2	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
13	冷 4 站锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.014	100	达标
		NOx	123	0.49	400	达标
		颗粒物	11.3	0.053	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
14	锦 11 站锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.073	100	达标
		NOx	131	3.1	400	达标
		颗粒物	13.1	0.25	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
15	华 13 号锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.048	100	达标
		NOx	100	1.4	400	达标
		颗粒物	12.4	0.18	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
16	华 12 号锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.046	100	达标
		NOx	100	1.5	400	达标
		颗粒物	12.0	0.18	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
17	华 8 号锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.13	100	达标
		NOx	185	7.5	400	达标
		颗粒物	17.5	0.71	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
18	华 10 号锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.25	100	达标
		NOx	146	10	400	达标
		颗粒物	14.5	0.98	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
19	冷活 9#G 锅炉排气筒	SO_2	15	0.57	100	达标
		NOx	94	3.6	400	达标
		颗粒物	12.3	0.51	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
20	冷活 16#G 锅炉排气筒	SO_2	<4	<0.093	100	达标
		NOx	106	3	400	达标
		颗粒物	9.0	0.27	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
21	冷活 11#G 锅炉排气筒	SO_2	<4	<0.017	100	达标
		NOx	118	0.44	400	达标
		颗粒物	9.5	0.038	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
22	冷活 63#G 锅炉排气筒	SO_2	<5	<0.12	100	达标
		NOx	147	2.3	400	达标
		颗粒物	13.0	0.2	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
23	冷活 28#G 锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.44	100	达标
		NOx	90	8	400	达标
		颗粒物	13.1	0.72	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
24	冷活 22#G 锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.021	100	达标
		NOx	113	0.25	400	达标

		颗粒物	11.0	0.024	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
25	冷活 46#G 锅炉排气筒	SO_2	<4	<0.032	100	达标
		NOx	78	0.81	400	达标
		颗粒物	11.1	0.069	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
26	冷活 19#G 锅炉排气筒	SO_2	109	6.8	300	达标
		NOx	368	21	400	达标
		颗粒物	13.6	0.76	60	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
27	冷活 42#G 锅炉排气筒	SO_2	<4	$<7.6\times10^{-3}$	100	达标
		NOx	88	0.070	400	达标
		颗粒物	10.2	8.0×10^{-3}	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标
28	冷活 25#G 锅炉排气筒	SO_2	<3	<0.18	100	达标
		NOx	120	6.2	400	达标
		颗粒物	8.5	0.56	30	达标
		烟气黑度	<I级	/	≤I级	达标

注：冷活 7#G 锅炉，监测时处于维修中，参考同类型锅炉数据。

根据检测报告数据计算，2022 年联合站加热注汽锅炉废气污染物排放量为 SO_2：75.634t/a、NOx：585.184t/a、颗粒物 45.698t/a。

（2）无组织废气污染源

采油及集输过程无组织排放源主要包括采油过程中油井提升产生的烃类气体无组织排放，各计量站、管线、阀门集输过程中的无组织排放，转油站、联合站各类罐体大小呼吸及中转过程的无组织排放。无组织排放的大气污染物主要为非甲烷总烃。

冷家堡油田绝大部分采油井所产的原油通过密闭输管线集输至集气站、转油站，最终进入冷一联合站进行处理，由于集输过程为密闭方式，所以烃类的无组织挥发主要来自于各地面站场，冷一联合站。冷一联合站现有工程无组织排放废气量核算见 5.7.2.1 章节。

表 4.1.12-6 无组织废气监测数据一览表

监测点位	非甲烷总烃			硫化氢			臭气浓度		
	最大监测浓度 mg/m³	标准值	达标情况	最大监测浓度 mg/m³	标准值	达标情况	最大监测浓度 mg/m³	标准值	达标情况
1#冷一联合站上风向	0.58	4.0mg/m³	达标	0.005	0.06mg/m³	达标	<10	20（无量纲）	达标
2#冷一联合站下风向 1	0.92		达标	0.005		达标	<10		达标

3#冷一联合站下风向 2	0.88		达标	0.006		达标	<10		达标
4#冷一联合站下风向 3	0.99		达标	0.007		达标	<10		达标
5#冷一转油站上风向 1	0.66		达标	0.005		达标	/		/
6#冷一转油站下风向 1	0.96		达标	0.006		达标	/		/
7#冷一转油站下风向 2	0.92		达标	0.007		达标	/		/
8#冷一转油站下风向 3	0.70		达标	0.008		达标	/		/
9#冷二转油站上风向 1	0.66		达标	0.005		达标	/		/
10#冷二转油站下风向 1	1.08		达标	0.005		达标	/		/
11#冷二转油站下风向 2	0.90		达标	0.006		达标	/		/
12#冷二转油站下风向 3	0.71		达标	0.007		达标	/		/
13#冷三转油站上风向 1	0.59		达标	0.005		达标	/		/
14#冷三转油站下风向 1	1.05		达标	0.006		达标	/		/
15#冷三转油站下风向 2	0.94		达标	0.007		达标	/		/
16#冷三转油站下风向 3	0.74		达标	0.007		达标	/		/
17#冷 43 区块 3 站上风向 1	0.49		达标	0.005		达标	/		/
18#冷 43 区块 3 站下风向 1	1.00		达标	0.005		达标	/		/
19#冷 43 区块 3 站	0.89		达标	0.006		达标	/		/

下风向 2									
20#冷 43 区块 3 站下风向 3	0.89		达标	0.007		达标	/		/
21#陈古 12 站上风向 1	0.65		达标	0.005		达标	/		/
22#陈古 12 站下风向 1	0.95		达标	0.006		达标	/		/
23#陈古 12 站下风向 2	1.03		达标	0.007		达标	/		/
24#陈古 12 站下风向 3	1.04		达标	0.008		达标	/		/
25#21 站洼 5 台上风向 1	0.49		达标	0.005		达标	/		/
26#21 站洼 5 台下风向 1	0.58		达标	0.005		达标	/		/
27#21 站洼 5 台下风向 2	0.73		达标	0.006		达标	/		/
28#21 站洼 5 台下风向 3	0.85		达标	0.007		达标	/		/

根据上表天津市环鉴环境检测有限公司 2023 年 8 月 9 日-10 日检测报告监测结果，各重点厂界无组织监控点污染物浓度中，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)厂界标准限值，H_2S 和臭气浓度满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界标准限值。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南(试行)》附录 B 中“工艺过程源-石油开采”中石油化工业原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg 原油，主要产生于井场、集油站、联合站、集输系统等依托场站为油田开发的中间环节。

冷家 2022 年现有采油年产量为 48.6×10^4t，项目井场、集油站、联合站、集输系统管线等均为密闭设施，与外界接触面积很小，挥发性有机物无组织挥发量比较小。

根据类比调查及结合各油田经验数据并咨询行业专家，项目井场挥发性有机物、硫化氢的无组织挥发量按下式计算：

$G=M\times\rho\times\beta\times\alpha$

G：有机废气挥发量

M：全过程有机废气总体挥发量产生量（688.905t/a）

ρ：挥发抑制控制因子（以敞开式为 1，项目为密闭式取 0.05~0.1）

β：井口、计量等挥发占全系统挥发的比例（取 30%）

α：特征气体占伴生气体的比例（本项目挥发性有机物占比取 1；硫化氢气体占比取 0.13%）

$G_{挥发性有机物}$=M×ρ×β×α=688.905t/a×0.1×30%×1=20.667t/a

$G_{硫化氢}$=M×ρ×β×α=t/a×0.13%=0.027t/a。

2、废水

现有项目废水主要包括井下作业废水（修井和洗井废水）和采油废水，日常油田运营管理产生的生活污水。

（1）修井、洗井废水

修井废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，洗井作业包括洗油井和洗水井。根据建设单位提供数据，修井、洗井废水产生量约为 25m^3/井，年修井、洗井 1350 口，则年废水量为 33750m^3/a，废水罐车拉走至联合站冷家污水处理厂进行处理后回用。

（2）采油废水

根据项目方提供的数据，2022 年含油污水产生量约 356 万 m^3/a（约 9753m^3/d）。

采出液输送至联合站，含油污水同原油一同经破乳、沉降、油水分离后，原油进入好油罐，废水收集至污水罐内泵送至联合站东侧冷家污水处理厂进行处理后回用，无外排，实现了资源再利用。

冷家污水处理厂污水处理能力 15000m^3/d，处理能力能满足冷家堡油田现有生产废水产生量，属本项目依托工程。

表 4.1.12-7 冷一联出水检测数据一览表

边底水补压注水			油田注水		软化水	
污染物	实测值	标准值	实测值	标准值	实测值	标准值
悬浮物，m/L	1.34	15	1.11	15	1.36	≤5.0
含油量，mg/L	0.81	10	0.76	10	未检出	≤2.0
平均腐蚀率，mm/年	0.07	≤0.076	0.071	≤0.076	0.066	/

溶解氧	/	/	/	/	/	≤0.05
总硬度	/	/	/	/	0	≤0.1
总铁	/	/	/	/	0.05	≤0.05
二氧化硅	/	/	/	/	153.69	≤100
总碱度	/	/	/	/	21.06	≤2000
可溶性固体	/	/	/	/	/	≤7000
pH 值	/	/	/	/	7.2	7.5-11.0

根据 2020 年 6 月 2 日钻采工艺研究院油田化学技术研究所出具的检测报告，污水处理站出水 1（用于注汽）水质所测各项监测指标，pH 值和二氧化硅不符合《稠油油田采出水用于蒸气发生器给水处理设计规范》（SY/T0097-2000）规定的标准限值，其余指标均符合标准限值。污水处理站出水 2（用于边底水补压注水和油田注水）水质所测各项监测指标，含油量、平均腐蚀率、悬浮物浓度均符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）规定的标准限值。

（3）生活污水

冷家堡油田生活污水主要来自各区部、转油站、联合站等人员常驻单位。各区部、站点、转油站等有人员值守办公地点均设置了防渗生活污水化粪池，用于收集员工日常生活污水，定期清运至冷一联合站污水处理厂进行处理。

根据建设单位提供的资料，冷家堡油田各采区日常值守人员最多人数为 687 人，人均用水量为 60L/d，冷家堡油田运营期生活用水量为 41.22m^3/d，生活污水排放量按 85%计算，冷家堡油田运营期生活污水排放量为 35.04m^3/d。

冷一联合站建设一套 50m^3/d 地埋式生活污水处理装置，污水处理能力能够满足油田值守员工日常生活污水处理的需求，该生活污水处理装置采用微生物降解方式处理，处理后的生活污水进入集输系统回用，不外排。

综上，现有工程生产废水全部进入冷家污水处理厂，经处理后满足相应标准后回用于注汽和注水工艺；运营期各管理站生活污水与冷一联全站生活污水一同经冷一联生活污水处理站处理，处理后与联合站处理后的生产废水混合一同进入生产系统进行回注。

3、固体废物

固体废物主要为危险废物和一般工业固废，此外还包括各站场、区部日常人

员办公产生的生活垃圾。修井过程需要清洗的油管依托依法合规、符合环保要求的场所进行清洗。

（1）落地油泥

项目在运行过程中，修井、洗井、原油集输及处理过程等会产生落地油泥。属《国家危险废物名录（2021 年版）》中列出的 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08）。2022 年产生量为 816.92t。根据调查，在作业时采取井场覆盖防渗布回收落地油，确保落地油不落地，防渗布可进行清洗重复利用；收集的落地油泥暂存于各区设置油泥池内，最终委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司进行处置。

（2）沾油废物

在日常运行及设备维修过程中会产生沾油废物，包括洗井、修井、设备维修作业等过程中的废多轮次含油防渗布，废弃的含油包装物等，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-249-08），2022 年产生量为 307.6194t。暂存于各区设置的油泥暂存池内，最终委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司进行处置。

（3）废树脂及废滤料

根据《国家危险废物名录（2021 年版）》污水深度处理过程定期更换的废离子交换树脂属于 HW13 有机树脂类废物（900-015-13），2022 年产生量为 27.92t，污水过滤过程中产生的废滤料为 HW49 类其他废物（900-041-49），2022 年产生量为 104.56t，暂存于污水处理厂危险废物暂存间内，最终委托大连东泰产业废弃物处理有限公司进行处置。

（4）废润滑油

冷家堡油田施工及运营期间设备维护过程产生的废润滑油属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-217-08），2022 年产生量为 15.74t，最终委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司进行处置。

（5）清罐底泥

冷家堡油田逐步实现密闭集输及自动化计量，现有井场内有部分停用的高架

罐，公司逐步申请报废处置，拆除清理过程产生清罐底泥，属于 HW08 废矿物油与含矿物油废物（071-001-08），2022 年产生量为 263.55t，盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司进行清罐和处理。

（6）污水处理站含油污泥

污水处理过程产生的含油污泥属于《国家危险废物名录（2021 年版）》中列出的 HW08 废矿物油与含矿物油废物（900-210-08），含油污泥平均两年清理一次，年产生量为 52.5t。委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司统一处理。

（7）废脱硫剂

脱硫塔运行时会产生废的脱硫剂，属于一般工业固废，2022 年产生量为 363.16t/a。委托大连东泰产业废弃物处理有限公司统一处理。

（8）工业垃圾

现有工程会产生部分工业垃圾，主要是废建材、废设备、废材料等，属于一般工业固废，2022 年产生量为 78.93t/a。委托辽宁百顺源环保科技有限公司统一处理。

（9）钻修井废弃泥浆

以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑不属于危险废物，属于一般工业固体废物。现有工程 2022 年产生量为 7710.518t/a。委托辽河油田环境工程公司统一处理。

（10）生活垃圾

采油过程生活垃圾产生量 54.75t/a，设置暂存设施暂存，环卫部门统一集中处置，不会对井场周围环境造成负面影响。

4、噪声

冷家油田噪声源主要为抽油机噪声，工程车辆以及依托联合站各类机泵等。在距声源 10m 处，单口井为 56dB(A)左右，井丛式井组最多为六口井，井丛式井组源强约 63dB(A)左右，抽油机噪声属于连续稳态低频噪声。运输车辆产生的噪声在 70~90dB（A）之间，车辆噪声属于流动噪声。计量站、转油站、联合站、

注水站、注汽站各类机泵等噪声一般在 80~100dB（A）左右，为连续稳态高频噪声。

根据天津市环鉴环境检测有限公司 2023 年 8 月 15 日-8 月 23 日监测报告，选取代表性的井场，厂界噪声监测结果见下表。

表 4.1.12-6 项目厂界噪声达标排放监测结果一览表单位：dB（A）

45#洼70-11站场北侧	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.17	48	38	dB（A）
		49	39	dB（A）
46#雷2#台站场东侧	2023.08.15	47	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.16	46	38	dB（A）
		48	40	dB（A）
47#雷2#台站场南侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.16	46	40	dB（A）
		48	41	dB（A）
48#雷2#台站场西侧	2023.08.15	48	39	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		47	41	dB（A）
49#雷2#台站场北侧	2023.08.15	47	38	dB（A）
		48	36	dB（A）
	2023.08.16	48	38	dB（A）
		49	42	dB（A）
50#冷43块3站站场东侧	2023.08.15	47	39	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.16	47	37	dB（A）
		49	42	dB（A）

51#冷43块3站站场南侧	2023.08.15	47	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.16	48	37	dB（A）
		47	43	dB（A）
52#冷43块3站站场西侧	2023.08.15	46	37	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.16	48	37	dB（A）
		48	44	dB（A）
53#冷43块3站站场北侧	2023.08.15	48	37	dB（A）
		49	37	dB（A）
	2023.08.16	48	39	dB（A）
		47	39	dB（A）
54#冷一转站场东侧	2023.08.22	47	39	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
55#冷一转站场南侧	2023.08.22	47	38	dB（A）
		47	36	dB（A）
	2023.08.23	47	41	dB（A）
		47	38	dB（A）
56#冷一转站场西侧	2023.08.22	47	39	dB（A）
		47	37	dB（A）
	2023.08.23	48	41	dB（A）
		48	38	dB（A）
57#冷一转站场北侧	2023.08.22	48	37	dB（A）
		49	36	dB（A）
	2023.08.23	47	37	dB（A）
		48	41	dB（A）
58#冷二转站场东侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）

	2023.08.16	47	38	dB（A）
		46	39	dB（A）
59#冷二转站场南侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.16	48	37	dB（A）
		47	39	dB（A）
60#冷二转站场西侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.16	47	36	dB（A）
		47	40	dB（A）
61#冷二转站场北侧	2023.08.15	47	40	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	49	37	dB（A）
		48	38	dB（A）
62#冷一联合站站场东侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.16	49	39	dB（A）
		48	35	dB（A）
63#冷一联合站站场南侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.16	48	38	dB（A）
		47	36	dB（A）
64#冷一联合站站场西侧	2023.08.15	49	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
65#冷一联合站站场北侧	2023.08.15	47	36	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	37	dB（A）

66#陈古12站站场东侧	2023.08.22	48	36	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.23	47	37	dB（A）
		49	38	dB（A）
67#陈古12站站场南侧	2023.08.22	48	37	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.23	48	39	dB（A）
		48	36	dB（A）
68#陈古12站站场西侧	2023.08.22	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.23	46	38	dB（A）
		49	38	dB（A）
69#陈古12站站场北侧	2023.08.22	50	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.23	48	38	dB（A）
		48	40	dB（A）
70#冷三转站场东侧	2023.08.14	47	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		47	38	dB（A）
71#冷三转站场南侧	2023.08.14	48	39	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.15	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
72#冷三转站场西侧	2023.08.14	48	38	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.15	47	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
73#冷三转站场北侧	2023.08.14	47	39	dB（A）
		49	39	dB（A）

	2023.08.15	47	40	dB（A）
		47	39	dB（A）
74#注2台站场东侧	2023.08.14	48	38	dB（A）
		47	40	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		48	40	dB（A）
75#注2台站场南侧	2023.08.14	49	40	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.15	48	38	dB（A）
		47	41	dB（A）
76#注2台站场西侧	2023.08.14	48	39	dB（A）
		48	40	dB（A）
	2023.08.15	49	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
77#注2台站场北侧	2023.08.14	47	39	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.15	47	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
78#注9台站场东侧	2023.08.16	48	38	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.17	48	39	dB（A）
		48	40	dB（A）
79#注9台站场南侧	2023.08.16	47	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	47	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
80#注9台站场西侧	2023.08.16	48	39	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.17	49	40	dB（A）
		49	40	dB（A）

81#洼9台站场北侧	2023.08.16	49	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	49	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
82#冷43块70#台站场东侧	2023.08.22	47	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	37	dB（A）
		48	37	dB（A）
83#冷43块70#台站场南侧	2023.08.22	47	37	dB（A）
		48	36	dB（A）
	2023.08.23	47	36	dB（A）
		47	37	dB（A）
84#冷43块70#台站场西侧	2023.08.22	47	37	dB（A）
		48	36	dB（A）
	2023.08.23	48	37	dB（A）
		47	37	dB（A）
85#冷43块70#台站场北侧	2023.08.22	47	38	dB（A）
		49	37	dB（A）
	2023.08.23	47	36	dB（A）
		47	38	dB（A）

各典型井场厂界噪声均能满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值要求。

现有工程“三废”产生排放情况见下表。

表 4.1.12-72022 年现有工程“三废”产生排放情况汇总表单位：t/a

类别	名称	产生量	排污许可证许可排放量	排放量	排放去向
废气有组织	二氧化硫	107.461	--	107.461	大气
	氮氧化物	763.193	--	763.193	
	烟尘	64.094	--	64.094	
废气无组织	挥发性有机物	15202.128	--	15202.128	

	硫化氢	0.027	--	0.027	
废水	废水量	3606539.6	--	0	冷一联污水处理厂处理后回注地下油层
	SS	738.183	--	0	
	COD	16935.787	--	0	
	石油类	7899.500	--	0	
	其他	--	--	--	
固废	落地油泥	816.92	--	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	沾油废物	307.6194	--	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	废树脂及废滤料	132.48	--	0	委托大连东泰产业废弃物处理有限公司
	废润滑油	15.74	--	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	清罐底泥	263.55	--	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	污水处理站含油污泥	52.5	--	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	废脱硫剂	363.16	--	0	委托大连东泰产业废弃物处理有限公司
	工业垃圾	78.93	--	0	委托辽宁百顺源环保科技有限公司统一处理。
	钻修井废弃泥浆	7710.518	--	0	委托辽河油田环境工程公司统一处理
	生活垃圾	54.75	--	0	收集后交环卫部门处理
固废收集设施					

项目燃气锅炉排气筒		
	项目注汽炉排气筒	井口加热炉排气筒

4.1.13 环境风险防护措施情况

（1）原油泄漏：

公司设专人定期对井场内及井场外间集输管线进行专业检测，对发现的轻度腐蚀第一时间进行处理，防止腐蚀程度进一步扩大，进而发展为泄露事件。

配备高粘稠吸油机、围油栏等回收原油的设备，在发生漏油事故时，及时进行回收处理。

（2）烃类气体泄漏：采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，合理使用、定期检查、按计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制，保证密闭式集输流程正常、稳定运行。

油田的各种生产设施特别是原油储存系统均严格执行各项安全、防火规定，杜绝火灾事故。原油储存系统均设避雷及防静电装置，并避免使用非金属油罐。

（3）暴雨、洪水：规范生产运行中突遇暴雨的安全管理，提高对突发事件和自然灾害的反应能力，建立紧急情况下快速、有效的应急处理机制，确保油田生产安全，制订防洪防汛应急预案。

（4）其他；公司平时加强巡检，一旦发现油、水比例异常，立刻对原因进行论证分析，确定是套外返水事故的情况下，立即启动应急预案，停止采油作业，对油井进行止水封堵。

（5）应急物资：以公司应急物资库为依托，建立健全以区域应急系统为辅助的应急物资储备和社会救援物资为辅的物资保障体系，建立应急物资动态管理制

度。

公司在有油气集输及回注水管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。

4.1.14 勘探期回顾

本项目无新打勘探井。

4.1.15 现有项目主要环境问题及整改措施

表 4.1.15-1 现有项目主要环境问题及改造方案

标准	标准要求	现有情况	改造方案
《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB39728-2020	对于原油存储要求规范中明确规定，原油储罐单罐设计容积＞100m^3，物料真实蒸气压＞66.7kPa，采用压力罐或低压罐，采用固定顶罐或烃蒸汽回收措施；单罐设计容积＞500m^3，物料真实蒸气压≥27.6kPa 但≤66.7kPa，采用浮顶罐；或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%；或采用气相平衡系统。	冷一联合站原油脱水、存储设备，单罐设计容积＞500m^3，原油储罐真实蒸气压均为 32.3～52.02kPa，物料真实蒸气压≥27.6kPa 但≤66.7kPa，冷一联合站的固定顶罐均没有油气回收设施	采用 1 套 270m^3/h 油气挥发抑制回收工艺，回收后气体进入天然气系统，实现原油密闭脱水及原油存储。改造预计完成时间为 2023 年 12 月

《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》GB39728-2020	挥发性有机液体装载应采用底部装载或顶部浸没式装载方式；采用顶部浸没式装载的，出料管口距离罐（槽）底部高度应小于200mm。 对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除效率不低于80%； 或采用气相平衡系统。	冷一联合站设装车站台 1 个，装车鹤位 2 个;装卸站台 1 个，地下卸车鹤位 2 个。现行装载形式为汽车装载，装载方式为液上喷溅式装载，装载物料为石油原油；装卸区未设置油气回收装置。	装车流程密闭改造，新建密闭装车鹤管，实现原油装车全密闭。卸车流程密闭改造，新建压力卸油箱采用快速接头方式，实现装卸全密闭。装卸车系统采用气平衡。改造预计完成时间为 2025 年 12 月

5 本项目工程分析

油田开发是一项包含多种工艺技术的建设项目，包括勘探、钻井、测井、井下作业、采油、油气集输，以及供水、供电、道路、通讯、机修等配套系统的建设和运营。

拟建工程基本上可分为建设期、生产运营期和服役期满三个阶段。其中建设期的主要内容包括钻前工程（井场场地、临时道路平整等）、钻井工程（钻井、测井、井下作业）、集输、道路、场站布置；生产运营期的主要内容包括采油、油气集输，以及相应配套系统的生产运营等。

闭井期主要为拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口等施工过程，会产生噪声、扬尘、固废等。

5.1 项目基本情况

项目名称：冷家堡油田产能建设项目（2023 年至 2025 年）

建设性质：改扩建

建设单位：中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司

建设地点：盘锦市盘山县、大洼区冷家油田辖区现有区块内，具体包括：陈古区块、雷家区块、冷 37 断块区、洼 60 断块区、冷西区块、冷 43 区块。

工程内容：规划部署新井 133 口，总进尺 28.33 万米，建产能 35.17 万吨，动用地质储量 1402.93 万吨。配套建设集输管线、集油管线、供气管线、配电系统、固定注汽管线等。

投资：总投资 10232.3 万元，全部由企业自筹。

钻井方式：转盘旋转法

完井方法：射孔完井

井深：1400-4800m。

井压：压力系数在 1 左右，属正常压力。

井型：直井、水平井

井别：开发井

采油方式：机械采油

输油：管道集输

单井施工期：陈古区块 100 天，冷西区块 60 天，雷家区块、冷 37 断块区、洼 60 断块区、冷 43 区块均为 25 天。

总工期：一年施工 200 天，3 年 600 天。

施工进度：2023 年拟建新井 44 口，2024 年拟建新井 52 口，2025 年拟建新井 37 口。

定员：施工期需多组人员同时施工，钻井人员最大时人数为 30 人，平均 25 人，运行期井场不新增定员。冷家堡油田现有定员 1633 人，各采油区、注汽、集输共计日常值守人员白班 687 人，夜班 390 人。

5.2 项目组成及工程量

本工程项目组成见表 5.2-1。

表 5.2-1 本工程组成及工程量表

时段	项目		方法	工程内容	工程量	备注
施工期	主体工程	钻井	转盘	部署 133 口生产井	总进尺：28.33 万米	
		完井	套管射孔	打筛孔		
	配套工程	管道及管网工程	洼 59 区块	（1）对 22 站洼 2 台、洼 3 台新建稀油工艺流程，同时改造原生产计量混输工艺流程。拆除原热载体炉、伴热管线。 （2）对 23 站 9 台新建自动化掺稀油装置及工艺流程，拆除原热载体炉、伴热管线。		
			采油作业一区	新建 11#台至 1#原油外输平台集油管道（DN80）1000m，与进站阀门碰头；新建 2#台至 1#原油外输平台集油管道（DN80）400m，与 11#台集油管道碰头；同沟铺设供气管道（DN80）1400m。		
			冷一联合站	（1）储罐采用油气挥发抑制回收工艺技术，回收后气体进入天然气系统 （2）装车流程密闭改造，卸车流程密闭改造。 （3）拆除站内原下水管线，重新铺设。		
			冷 43 区块	新建 DN100 高压固定注汽管线 2.86km。		
	公用工程	供电	柴油发电机	CAT3406	1 台	单个井场
		供水	水源井			
		动力	柴油机	PZ12V190B	4 台	单个井场
		道路	/	砂石路宽 4m	/	利用现有，新建进井路 18km
	环保工程	泥浆	委托处理	泥浆罐	5×50m^3	单个井场

		生活垃圾	垃圾箱、桶	垃圾箱、桶	若干	单个井场
运行期	主体工程	采油	机械	抽油机	新增 93 台，利旧 40 台	
		压裂酸化	本工程不进行压裂、酸化作业			
		修井洗井	/	/	/	视具体情况
	公用工程	动力	/	电力	新井配电系统完善	
		供水	水源井			
		道路	/	砂石路宽 4m	/	利用现有，新建进井路 18km
	环保工程	污水处理	采油废水、修井废水	依托冷一联污水处理站		
			生活污水处理	不新增人员		
		危险废物	落地油、含油杂物	委托有资质单位处理		
			废润滑油	委托资质单位处理		
			废含油防渗布	委托资质单位处理		
		井场防渗	多轮次防渗布	钻井平台、柴油罐、柴油机、采油树等位置铺设防渗布		
闭井期	封井			恢复原有地貌	井架水泥台电线杆拆除；井间支路恢复原有地貌	恢复耕种

5.3 建设方案、规模及总图布置

2023～2025 年产能计划部署新井 133 口，总进尺 28.33 万米，建产能 35.17 万吨，动用地质储量 1402.93 万吨，具体部署如下：

冷家油田开发公司新井规划（2023-2025年）

年度	油田	大区块	井型	动用面积（km^2）	动用储量（10^4t）	规划井数			单井进尺 $\times10^4m$	总进尺 $\times10^4m$	单井日产油能力 t	区块日产油能力 t	新建产能 10^4t	年产油 10^4t
						总井数（口）	油井（口）	水井（口）						
2023	冷家堡油田	陈古	直井	0.02	69	3	3	0	0.48	1.44	15	45	1.35	0.74
2023	冷家堡油田	曾家	水平井	0.16	48	4	4	0	0.20	0.80	14	56	1.57	0.86
2023	冷家堡油田	冷37断块区	直井	0.02	48	5	5	0	0.16	0.80	8	40	1.12	0.62
2023	冷家堡油田	冷43	直井	0.01	36	5	5	0	0.14	0.70	14	70	1.96	1.08
2023	冷家堡油田	冷43	直井	0.02	45	4	4	0	0.18	0.72	8	32	0.90	0.49
2023	冷家堡油田	冷西	直井	0.02	20.4	4	4	0	0.33	1.32	8	32	0.96	0.53
2023	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.05	16	2	2	0	0.17	0.34	13	26	0.73	0.40
2023	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.32	48	4	4	0	0.20	0.80	13	52	1.25	0.69
2023	冷家堡油田	连60断块区	直井	0.03	21	3	3	0	0.14	0.42	8	24	0.58	0.32
2023	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.27	100	10	10	0	0.20	2.00	8	80	1.92	1.06
				0.91	**451.9**	**44**	**44**	**0**	**2.20**	**9.34**	**109**	**457**	**12.33**	**6.78**
2024	冷家堡油田	陈古	直井	0.02	69	3	3	0	0.48	1.44	15	45	1.35	0.74
2024	冷家堡油田	曾家	水平井	0.16	48	4	4	0	0.20	0.80	14	56	1.57	0.86
2024	冷家堡油田	冷37断块区	直井	0.04	105	11	11	0	0.19	2.09	8	88	2.46	1.36
2024	冷家堡油田	冷43	直井	0.05	102	9	9	0	0.18	1.62	8	72	2.02	1.11
2024	冷家堡油田	冷西	直井	0.02	20.4	4	4	0	0.33	1.32	8	32	0.96	0.53
2024	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.32	48	4	4	0	0.20	0.80	13	52	1.25	0.69
2024	冷家堡油田	连60断块区	直井	0.03	21	3	3	0	0.14	0.42	8	24	0.58	0.32
2024	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.13	50	5	5	0	0.17	0.85	13	65	1.82	1.00
2024	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.24	90	9	9	0	0.20	1.80	8	72	1.73	0.95
				1.00	**552.60**	**52**	**52**	**0**	**2.09**	**11.14**	**95**	**506**	**13.73**	**7.55**
2025	冷家堡油田	陈古	直井	0.02	69	3	3	0	0.48	1.44	15	45	1.35	0.74
2025	冷家堡油田	曾家	直井	0.08	24	2	2	0	0.20	0.40	6	12	0.34	0.18
2025	冷家堡油田	冷37断块区	直井	0.04	105	11	11	0	0.19	2.09	8	88	2.46	1.36
2025	冷家堡油田	冷43	直井	0.05	102	9	9	0	0.18	1.62	8	72	2.02	1.11
2025	冷家堡油田	冷西	直井	0.01	10.2	2	2	0	0.33	0.66	8	16	0.48	0.26
2025	冷家堡油田	连60断块区	水平井	0.32	48	4	4	0	0.20	0.80	13	52	1.25	0.69
2025	冷家堡油田	连60断块区	直井	0.04	28	4	4	0	0.14	0.56	8	32	0.77	0.42
2025	冷家堡油田	连60断块区	直井	0.02	13	2	2	0	0.14	0.28	8	16	0.45	0.25
				0.57	**398.40**	**37**	**37**	**0**	**1.86**	**7.85**	**74**	**333**	**9.11**	**5.01**
合计				**2.48**	**1402.93**	**133**	**133**	**0**	**6.15**	**28.33**	**278**	**1296**	**35.17**	**19.34**

5.3.1 陈古（Ar）块

表 5.3.1-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
陈古	2023	直井	3	1.35	0.74	1.44	69
	2024		3	1.35	0.74	1.44	69
	2025		3	1.35	0.74	1.44	69
	合计		9	4.05	2.22	4.32	207

表 5.3.1-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）
陈古	直井	9	4.05	4.32	2.22

采油方式：

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：φ44mm、φ44mm、φ70mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井油气混输集油工艺；

（2）集输加热：采用高压水套炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建计量工艺，同时安装油气生产物联网（A11)井口采集系统。

（4）集输工艺：2023-2025 年陈古 1 块共部署新井 9 口，需新建 7 个油井平台，利旧 2 个老井平台。新建平台油井自压进就进采油 12 站计量。

（5)采油作业一区采油 12 站外输液量为 170m^3 左右，外输泵排量为 25m^3/h，部署新井后日产液为 270m^3 左右，目前外输泵可以满足生产需要。

主要工作量：

（1）采购安装 12 型抽油机及配套电机、变频器 9 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 9 套（油气混输井口工艺），油气生产

物联网（A11)井口采集部分 9 套；

（3）新建单井 DN65 集油管线 5.6km；DN65 加热炉供气管线 5.5km；计量阀组扩建 9 井次；

（4）利旧安装 240kw 高压水套炉 9 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：利旧安装 200KWA 变压器 7 台，VLV-150mm2×3+95mm2×1 铠装动力电缆 1.15km、VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 1.8km，采购安装 3 回路动力柜 6 个，新建配电平台 6 个；

（6）临时征地 31.5 亩，永久征地 21 亩。



图 5.3.1-1 陈古块新井平面示意图

5.3.2 雷家地区（S1+2-S32）

表 5.3.2-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
雷家	2023	水平井	4	1.57	0.86	0.80	48
	2024	水平井	4	1.57	0.86	0.80	48
	2025	直井	2	0.34	0.18	0.40	24
	水平井合计		8	3.14	1.72	1.6	96
	直井合计		2	0.34	0.18	0.40	24
	合计		10	3.48	1.9	2	120

表 5.3.2-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）	累注汽（10^4t）	累油汽比
雷家	水平井	8	3.14	1.6	1.72	4.41	0.39
	直井	2	0.34	0.40	0.18	0.21	0.85
	合计	10	3.48	2.00	1.9	4.62	0.41

采油方式：

第一轮注汽:井口干度 70%以上。焖井时间：4-7 天，具体焖井压力变化情况确定。

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：φ57mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井油气混输集油工艺；

（2）集输加热：采用真空加热炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建（新建）翻斗计量工艺。

（4）集输工艺：雷家地区共部署新井 10 口，需新建 3 个油井平台。新建平台油井经本平台计量后自压进采油 1 站。

主要工作量：

（1）采购安装 12 型抽油机及配套电机、变频器 10 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 10 套（油气混输井口工艺）；

（3）新建单井 DN100 集油管线 1.4km；DN80 加热炉供气管线 1.2km；新建计量阀组 2 套；

（4）利旧安装真空介质加热炉（150KW，双管）5 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：采购安装 250KWA 变压器 3 台，VLV-150mm2×3+95mm2×1 铠装动力电缆 1.15km、VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 1.6km，采购安装 5 回路动力柜 3 个，新建配电平台 3 个；

（6）更换 35m³/h 外输泵 2 台（采购）。

（7）临时征地 4 亩，永久征地 9 亩。



图 5.3.2-1 雷家区块新井平面示意图

5.3.3 冷 37 断块区（S32）

表 5.3.3-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
冷 37 断块区	2023	直井	5	1.12	0.62	0.80	48.3
	2024		11	2.46	1.36	2.09	104.5
	2025		11	2.46	1.36	2.09	104.5
	合计		27	6.04	3.34	4.98	257.3

表 5.3.3-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）	累产注汽（10^4t）	累油汽比
冷 37 断块区	直井	27	6.04	4.98	3.34	8.56	0.39

采油方式：

举升降粘：采用掺稀油降粘工艺。

第一轮注汽:井口干度 70%以上。焖井时间：4-7 天，具体焖井压力变化情况确定。

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：Φ57mm、Φ70mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井油气混输集油工艺（掺稀油）；

（2）集输加热：采用真空加热炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建（新建）翻斗计量工艺。

（4）集输工艺：冷 37 块共部署新井 27 口，需新建 7 个油井平台。新建平台油井经本平台计量后分别自压进三区冷二转油站及一区 32 台外输平台。

主要工作量：

（1）采购安装 12 型抽油机及配套电机、变频器 27 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 27 套（掺稀油井口工艺）；

（3）新建单井 DN100 集油管线 4.1km；DN80 加热炉供气管线 4.1km；DN50 单井掺稀油管线 3.1km；计量阀组扩建，

（4）利旧安装真空介质加热炉（150KW，双管）17 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：采购安装 VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 7.2km，采购安装 5 回路动力柜 7 个；

（6）更换 50m³/h 外输泵 2 台（利旧）；

（7）临时征地 9.5 亩，永久征地 23 亩。

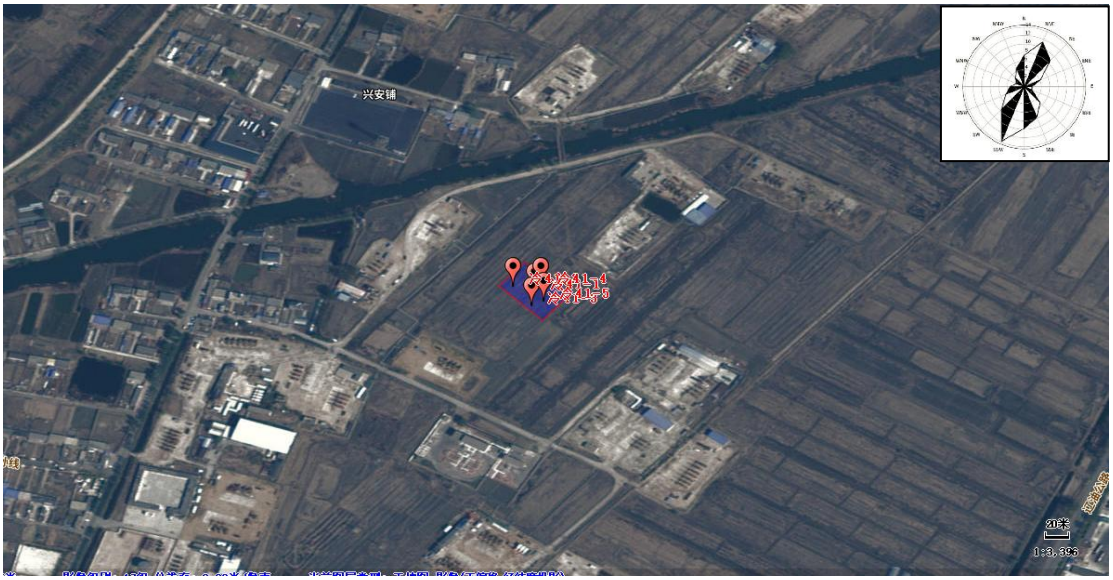




图 5.3.3-1 冷 37 块新井平面示意图

5.3.4 洼 60 断块区（S1+2-S3）

表 5.3.4-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
洼 60 断块区	2023	水平井	16	5.3	2.9	3.0	170.7
		直井	3	0.58	0.32	0.42	21

	2024	水平井	18	6.14	3.38	3.3	196
		直井	3	0.58	0.32	0.42	21
	2025	水平井	4	1.25	0.69	0.8	48
		直井	6	1.22	0.67	0.84	41
	水平井合计		38	12.67	6.95	7.14	414.67
	直井合计		12	2.38	1.31	1.68	83.00
	合计		50	15.05	8.26	8.82	497.67

表 5.3.4-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）	累注汽（10^4t）	累油汽比
洼 60 断块区	水平井	38	12.6	7.18	6.92	17.3	0.40
	直井	12	2.38	1.68	1.31	3.05	0.43
	合计	50	14.98	8.86	8.23	20.35	0.41

采油方式：

举升降粘：采用掺稀油降粘工艺。

第一轮注汽:井口干度 70%以上。焖井时间：4-7 天，具体焖井压力变化情况确定。

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：Φ57mm、Φ70mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井油气混输集油工艺（掺稀油）；

（2）集输加热：采用真空加热炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建（新建）翻斗计量工艺。

（4）集输工艺：洼 60 块共部署新井 50 口，需新建 6 个油井平台，其余 7 个油井平台利旧老井平台。油井计量后自压进就近外输平台。

（5）采油作业二区 3#台外输调整为 60m^3/h。

主要工作量：

（1）利旧 12 型抽油机及配套电机、变频器 40 套、采购 14 型抽油机及配套电机（55kw）10 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 50 套（掺稀油井口工艺）；

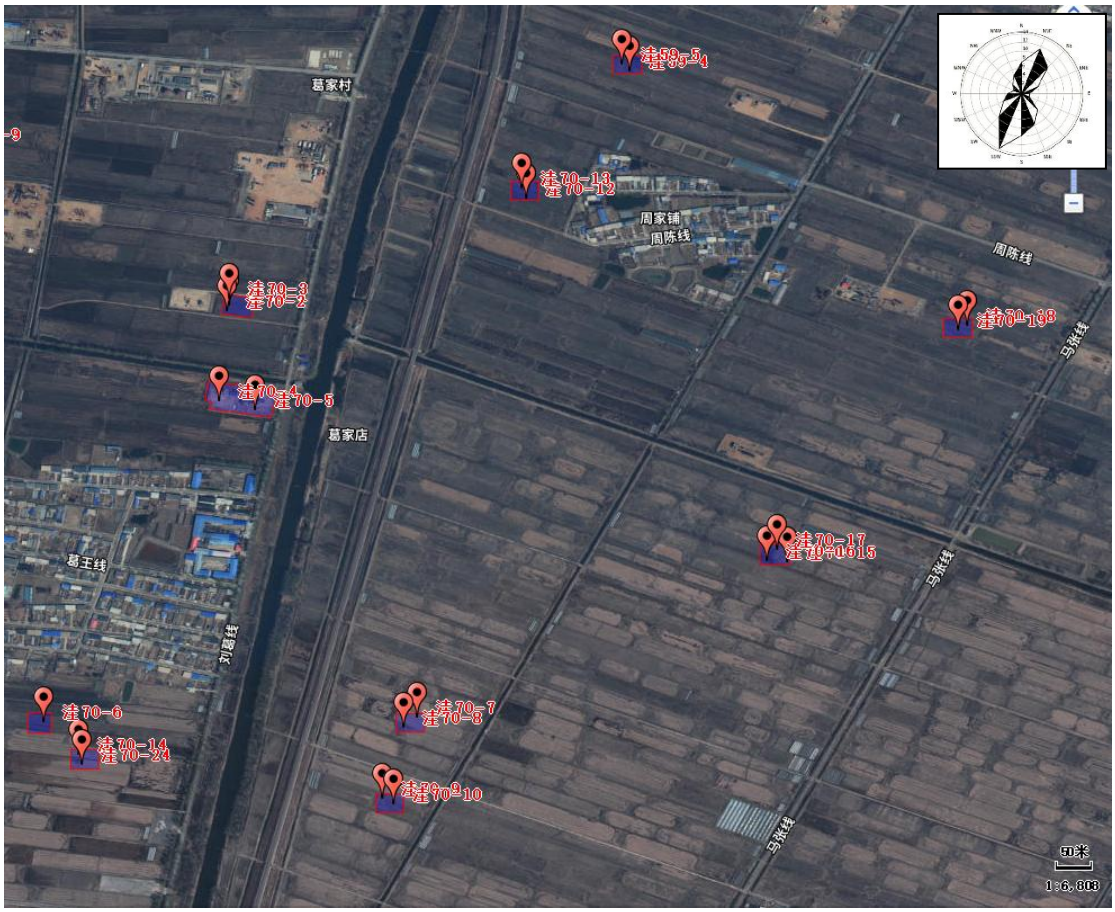
（3）新建 DN150 平台集输管线 6km；单井 DN100 集油管线 8.1km；DN80 加热炉供气管线 8.1km；DN50 单井掺稀油管线 4.2km；计量阀组扩建 12 处，新计量阀组 10 个。

（4）利旧安装真空介质加热炉（150KW，双管）39 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：采购安装 250KWA 变压器 1 台，VLV-150mm2×3+95mm2×1 铠装动力电缆 5.3km、VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 5.7km，采购安装 5 回路动力柜 22 个，新建配电平台 10.1 个；

（6）3#台采购安装外输泵 2 台（排量 60m^3/h，扬程 250 米）；

（7）临时征地 7.3 亩，永久征地 16.4 亩。



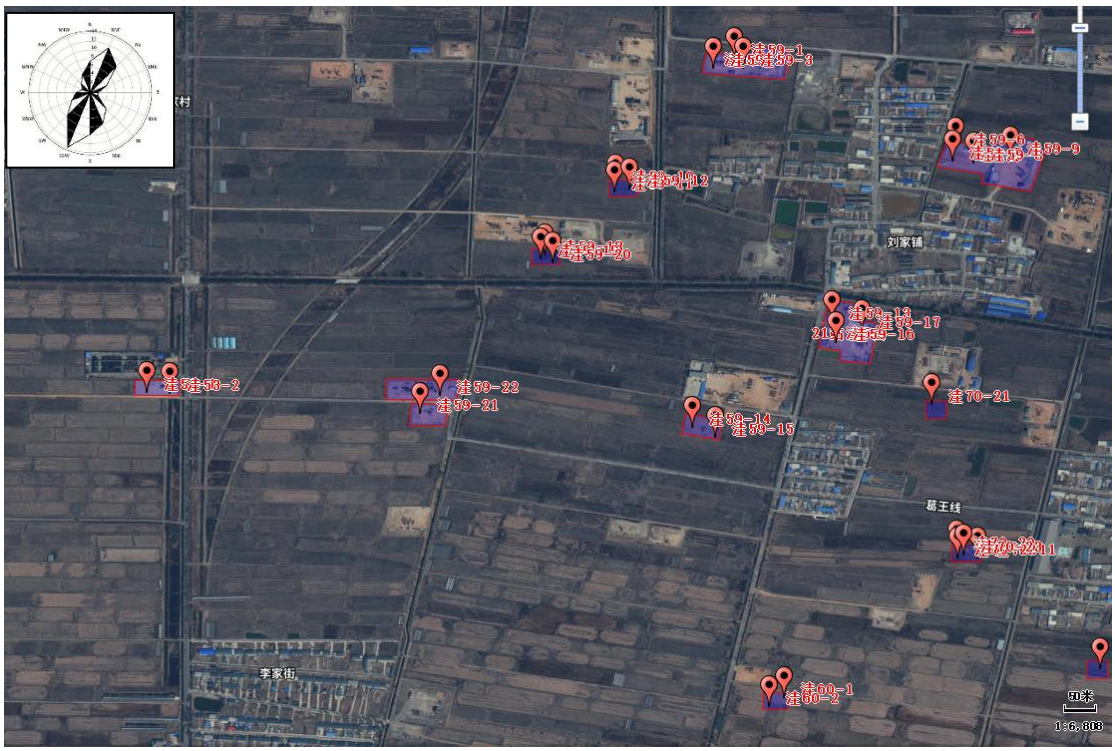


图 5.3.4-1 注 60 块新井平面示意图

5.3.5 冷西（S3）区块

表 5.3.5-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
冷西	2023	直井	4	0.96	0.53	1.32	20.4
	2024		4	0.96	0.53	1.32	20.4
	2025		2	0.48	0.26	0.66	10.2
	合计		10	2.4	1.32	3.3	51

表 5.3.5-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）
冷西	直井	10	2.4	3.3	1.32

采油方式：

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：Φ44mm、Φ57mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井稀油油气混输集油工艺；

（2）集输加热：采用真空加热炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建（新建）计量工艺。

（4）集输工艺：冷西块共部署新井 10 口，需新建 3 个油井平台。新建平台油井自压进就进 16#台计量，计量后外输至采油 12 站。

主要工作量：

（1）采购安装 12 型抽油机及配套电机、变频器 10 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 10 套（掺稀油井口工艺）；

（3）新建单井 DN100 集油管线 2.6km；DN80 加热炉供气管线 2.5km；

（4）新建 5 井式计量阀组 3 套；

（4）利旧安装真空介质加热炉（90KW，双管）5 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：采购安装 250KWA 变压器 3 台，VLV-150mm2×3+95mm2×1 铠装动力电缆 2.15km、VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 1.8km，采购安装 5 回路动力柜 3 个，新建配电平台 2 个；

（6）临时征地 4 亩，永久征地 9 亩。

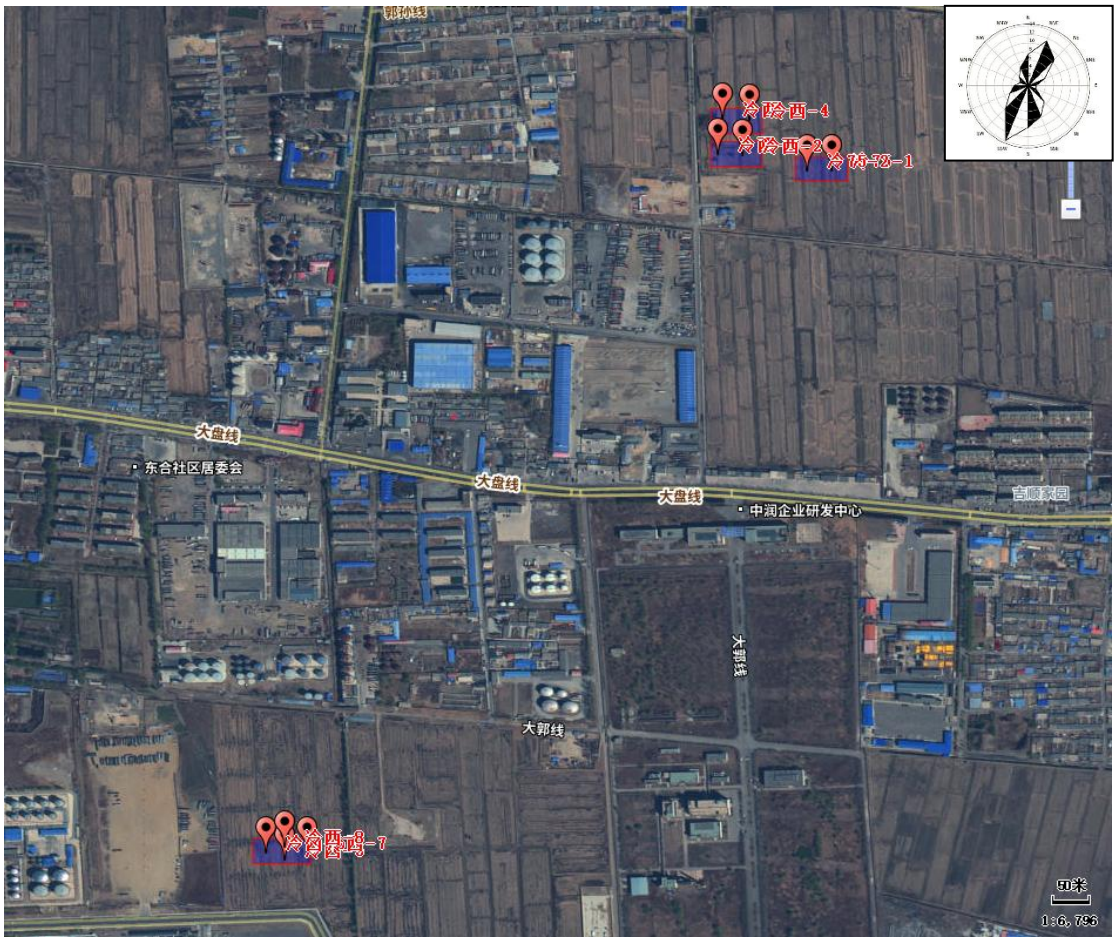


图 5.3.5-1 冷西稀油块新井平面示意图

5.3.6 冷 43 块（S1+2-S32）

表 5.3.6-1 具体规划部署

区块	时间	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	年产油（10^4t）	进尺（m）	动用地质储量（10^4t）
冷 43	2023	直井	9	2.86	1.57	1.42	81.2
	2024		9	2.02	1.11	1.62	101.7
	2025		9	2.02	1.11	1.62	101.7
	合计		27	6.9	3.79	4.66	284.6

表 5.3.6-2 预测开发指标

区块	井型	钻井（口）	建产能（10^4t）	进尺（m）	累产油（10^4t）	累注汽（10^4t）	累油汽比
冷 43	直井	27	6.9	4.66	3.79	6.11	0.62

采油方式：

举升降粘：采用掺稀油降粘工艺。

第一轮注汽:，井口干度 70%以上。焖井时间：4-7 天，具体焖井压力变化情况确定。

抽油机：12 型。

工作制度：初期采用 5.0m 冲程、2.0 次/min 冲次，后期根据生产情况适当调整冲次。抽油泵：ф57mm、ф70mm。

具体地面建设方案：

（1）井口工艺：采用单井油气混输集油工艺；

（2）集输加热：采用真空加热炉加热方式。

（3）计量工艺：采用已建（新建）翻斗计量工艺。

（4）集输工艺：冷 43 块共部署新井 27 口，需新建 1 个油井平台，利用老井平台 7 个。油井计量后自压进就近外输平台，通过冷一转外输冷一联合站。

（5）注汽工艺：该区块面临注汽量大、无固定注汽管网频繁搬家等问题，活动锅炉搬家费用高，且频繁搬家影响注汽时效，需新建固定注汽管线。

主要工作量：

（1）采购安装 12 型抽油机及配套电机、变频器 27 套；

（2）采购井口及新建地面井口工艺 27 套；

（3）新建单井 DN100 集油管线 3.4km；DN80 加热炉供气管线 3.4km，新建 5 井式计量阀组 6 套，扩建 1 套；

（4）利旧安装真空介质加热炉（150KW，双管）20 台；

（5）新井配电系统完善，主要工作量：采购安装 250KWA 变压器 6 台，VLV-150mm2×3+95mm2×1 铠装动力电缆 3.2km、VVL-70mm2×3+35mm2×1 铠装动力电缆 3.6km，采购安装 5 回路动力柜 6 个，新建配电平台 6 个；

（6）新建 DN100 高压固定注汽管线 2.86km。1）以 80#台为中心注汽平台，将活动注汽锅炉固定至该平台，注汽管网辐射到 9#台、72#台、74#台、75#台、76#台、78#台、79#台、81#台、82#台、83#台、84#台、85 台#、87#台、88#台、95#台和冷 83 井，新建 DN100（21.0Mpa）固定注汽管线 1890 米，新建道线走向详见图 5.3.6-1。2）以 70#台为中心注汽平台，将活动注汽锅炉固定至该平台，注汽管网辐射到 69#台、73#台、71#台、77#台和 49-162 井、40-656 井，新建

DN100（21.0Mpa）固定注汽管线 970 米，新建道线走向详见图 5.3.6-1。

（7）临时征地 9.2 亩，永久占地 22 亩。

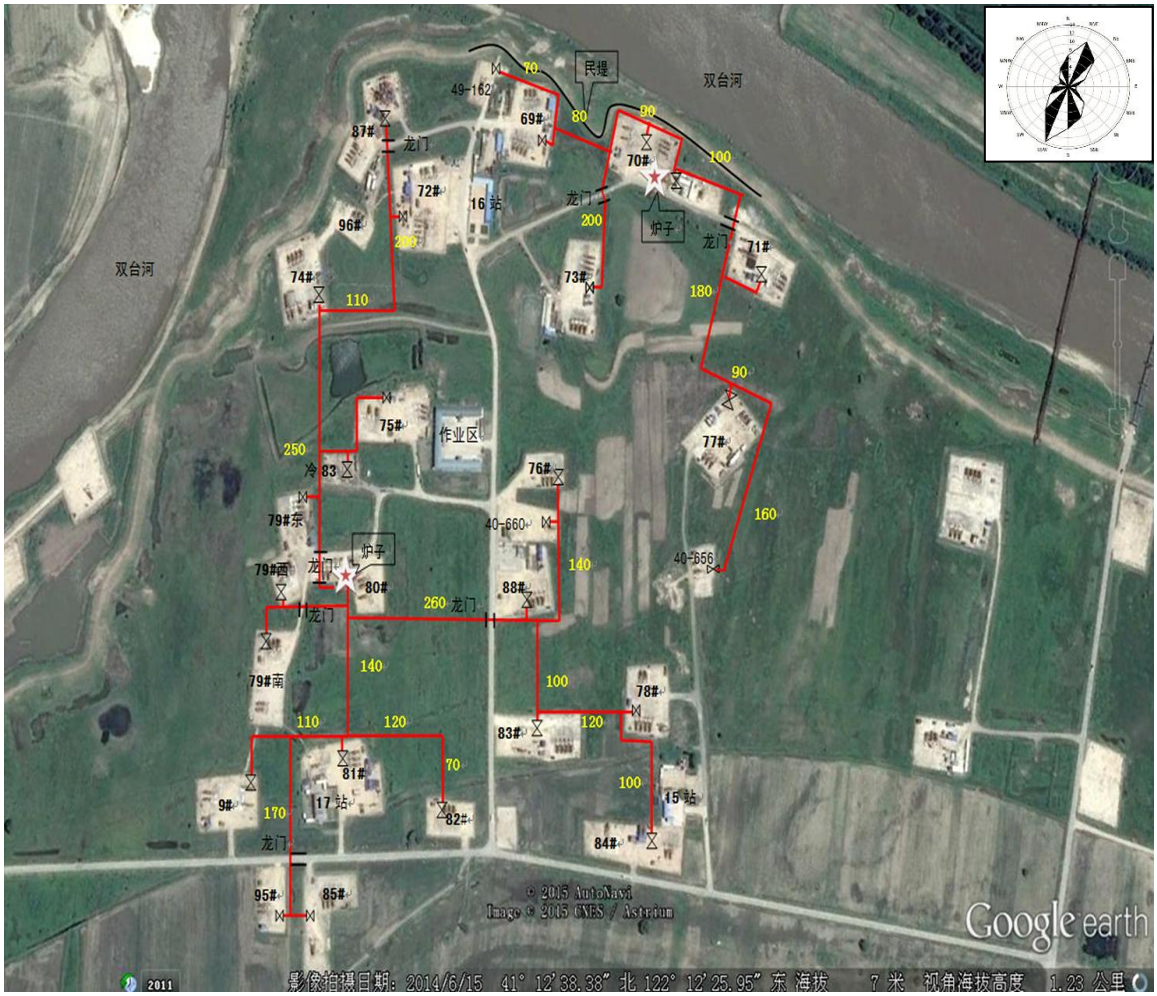


图 5.3.6-1 冷 43 块 S32 新建固定注汽管网平面示意图



图 5.3.6-2 冷 43 块新井平面示意图

5.3.7 产能建设地面配套工程

5.3.7.1 洼 59 区块集输工艺完善

必要性：

22 站洼 3 台、洼 2 台由于开发方式调整，原汽驱受效井举升困难，3 口油井内部挖潜临时调改掺油工艺，后续还有油井改掺油需求，需进行改造。由于地质开发需要，洼 9 台近年陆续长停井复产，现有 4 口电杆举升油井生产，导热油伴热，能耗及运行成本高。

建设地点：采油作业二区 22 站洼 2 台、洼 3 台、23 站洼 9 台井场内，无新征地。

改造方案：

（1）对 22 站洼 2 台、洼 3 台新建稀油工艺流程，同时改造原生产计量混输工艺流程。拆除原热载体炉、伴热管线。

（2）对 23 站 9 台新建自动化掺稀油装置及工艺流程，拆除原热载体炉、伴热管线。

洼 2 台

新建 DN100 单井输油管线 70 米，共计 70*12=840 米，埋地敷设（井口至新建计量阀组）。

新建 DN100 阀组间计量管线 150 米，埋地敷设。

新建 DN150 混输管线 250 米至注 3 台缓冲罐，埋地敷设。

新建计量阀组 7 井式（含扫线头）2 座，基础及工艺连接 2 套。同时利旧井口电动三通阀安装至新建计量阀组。

新建 DN65 掺稀油干线 250 米至注 3 台掺稀油加热炉出口。

新建 DN50 单井掺稀油管线 70 米，共计 70*12=840 米。

新建掺稀油阀组新建计量阀组 7 井式（含扫线头）2 座，基础及工艺连接 2 套。

采购掺稀油流量计 12 个。

新建掺稀油井口工艺 9 套。

新建 DN50 供气管线 100 米。在注 2 本平台供气系统引头直至各井口加热炉。

利旧安装掺稀油加热炉（90kw）2 台以及双盘管立式井口加热炉（150kw）5 台，基础及工艺连接 7 套。

拆除原热载体炉、伴热管线以及单井工艺流程管线。

DN200 双封双堵措施。

注 3 台

新建 DN65 掺稀油干线 100 米，在去冷三转掺稀油干线引头（采用单封单堵措施）至注 3 台掺稀油加热炉进口。

新建 DN50 单井掺稀油管线 70 米，共计 70*8=560 米。

新建掺稀油阀组新建计量阀组 9 井式（含扫线头）1 座，基础及工艺连接 1 套。

采购掺稀油流量计 8 个。

利旧安装掺稀油加热炉（90kw）1 台，基础及工艺连接 1 套。

注 9 台

新建 DN100 单井输油管线 70 米，共计 70*4=280 米，（井口至翻斗计量阀组）埋地敷设。

新建 DN65 掺稀油干线 20 米，注 9 台掺稀油干线引头至掺稀油加热炉进口。

新建 DN50 单井掺稀油管线 70 米，合计 70*4=280 米，（掺稀油阀组至井口）

埋地敷设。

新建 DN50 供气管线 100 米。在注 9 本平台供气系统引头直至各加热炉供气。

新建掺稀油阀组 5 井式（含扫线头）1 座以及 3 井式（含扫线头）1 座，其中 3 井式安装至 24-52 井场。基础及工艺连接 2 套。

采购掺稀油流量计 5 个。

新建掺稀油井口工艺 4 套。

利旧安装掺稀油加热炉（90kw）2 台以及双盘管立式井口加热炉（150kw）3 台，基础及工艺连接 5 套。

拆除原热载体炉、伴热管线以及单井工艺流程管线。

表 5.3.7.1-1 注 59 区块集输工艺建设情况一览表

序号	项目	规格型号	数量	单位
1	新建集油管线	DN100	1.12	千米
2	新建计量管线	DN100	0.15	千米
3	新建混输管线	DN150	0.25	千米
4	新建掺稀油干线	DN65	0.3	千米
5	新建单井掺稀油管线	DN50	1.62	千米
6	新建供气管线（外来气）	DN100	0.5	千米
7	新建供气管线（自产气）	DN50	0.2	千米
8	新建计量阀组	7 井式	2	套
9	新建掺稀油阀组	6 井式	1	套
10	新建掺稀油阀组	7 井式	2	套
11	新建掺稀油阀组	5 井式	1	套
12	新建掺稀油阀组	3 井式	1	套
13	掺稀油流量计		23	台
14	新建掺稀油井口工艺	DN50	14	套
15	利旧双盘管井口加热炉及安装连接工艺	150Kw	8	套
16	利旧掺稀油加热炉及安装连接工艺	90kw	5	套
17	拆除注 2 台、注 9 台原热载体炉及伴热管线。		1	项
18	双封双堵措施		1	项

5.3.7.2 采油作业一区原油拉运平台集输安全隐患治理

必要性：

原地面建设方案设计平台集输采用高架罐计量、外输的非密闭工艺流程，集油过程中溶解气无法回收且油气损耗及热损失大。随着转化开发方式的不断深入，油井掺稀油后，进站轻质组份增多、伴生气中硫化氢含量不断升高，存在严重安全隐患。

2#台、11#台等 2 座拉运集油平台具备管输条件。

具体改造方案：

2#台、11#台油井产出液改管输自压进采油 1 站 1#原油外输平台（见图 5.3.7.2-1）。

新建 11#台至 1#原油外输平台集油管道（DN80）1000m，与进站阀门碰头；新建 2#台至 1#原油外输平台集油管道（DN80）400m，与 11#台集油管道碰头；同沟铺设供气管道（DN80）1400m。原高架罐集油流程切断，与新建集油管道碰头。平台内高架罐及地面闲置流程拆除。

新增临时用地 21 亩。



图 5.3.7.2-1 改造管线示意图

5.3.7.3 挥发有机物及甲烷协同管控集中治理

必要性：

依据相关标准规范，原油储罐单罐设计容积＞100m^3，物料真实蒸气压＞66.

7kPa，采用压力罐或低压罐，采用固定顶罐或烃蒸汽回收措施，单罐设计容积＞500m^3，物料真实蒸气压≥27.6kPa 但≤66.7kPa，采用浮顶罐或采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理；采用气相平衡系统。

对于原油装载要求规范中明确规定，联合站原油装载真实蒸气压≥27.6kPa 的原油和 2 号稳定轻烃，对装载排放的废气进行收集处理，非甲烷总烃去除率不低于 80%，采用气相平衡。

冷家原油脱水、存储设备，单罐设计容积＞500m^3，储罐规格基本情况见下表。

表 5.3.7.3-1 冷家联合站脱水、存储设备概况一览表

序号	设备编号	功能	罐类型	公称容积 m^3	罐内径 m	罐壁高 m	投产年份
1	1	沉降	拱顶	10000	30	16.5	2001
2	2	沉降	拱顶	10000	30	16.5	2001
3	3	沉降	拱顶	10000	30	16.5	2001
4	4	沉降	拱顶	10000	30	16.5	2001
5	5	存储	拱顶	3000	18.2	12	2001
6	8	存储	拱顶	1000	11.5	11	2001
7	9	沉降	拱顶	10000	27.6	20	2005
8	10	脱水	拱顶	10000	27.6	20	2005
9	11	沉降	拱顶	10000	27.6	20	2005
10	12	脱水	拱顶	10000	27.6	20	2005

联合站存储油品储罐进行检测，原油储罐真实蒸气压均为 32.3～52.02kPa，物料真实蒸气压≥27.6kPa 但≤66.7kPa，采用浮顶罐或采用固定顶罐并对排放的废气进行收集处理，而现有工艺不满足规范要求。联合站原油真实蒸气压情况见下表。

表 5.3.7.3-2 联合站储罐原油真实蒸气压

序号	储罐罐号	储存物质	储罐功能	罐型	实测蒸气压（kPa)	实测温度(℃)	实测方法	折算储存温度(℃)	容积（m^3）	新折算真实蒸气压（kPa）	是否需要治理
1	1	稳定原油	沉降	固定顶	22	55	膨胀法	85	10000	55.74	是
2	2	稳定原油	沉降	固定顶	22	55	膨胀法	90	10000	64.12	是

3	3	稳定原油	沉降	固定顶	22	55	膨胀法	90	10000	64.12	是
4	4	稳定原油	沉降	固定顶	22	55	膨胀法	90	10000	64.12	是
5	5	稀油	存储	固定顶	51.1	60	膨胀法	50	3000	51.1	是
6	8	稀油	存储	固定顶	39.8	55	膨胀法	50	1000	34.10	是
7	9	稳定原油	沉降	固定顶	22	55	膨胀法	90	10000	64.12	是
8	10	未稳定原油	沉降	固定顶	22.1	55	膨胀法	82	10000	51.35	是
9	11	未稳定原油	沉降	固定顶	74	73	膨胀法	73	10000	74	是
10	12	采出液	沉降	固定顶	32.3	46	膨胀法	54	10000	32.3	是

联合站装车量为 40～50t/d，卸车量 70～80m^3/d，现有装车位 2 座，卸油车位 2 座。

联合站现有装卸车流程均为非密闭流程。

装车流程：好油罐→装车泵→装车鹤管（开式）→油罐车

卸车流程：油罐车→卸油槽（开式）→卸车泵→原油脱水流程

表 5.3.7.3-3 联合站原油装载真实蒸气压

序号	名称	装卸栈台名称	装载物质	装载方式	装载温度(℃)	装载温度下真实蒸气压（kPa）	需要治理
1	冷一联合站	1#	稳定原油	喷溅	67	32.54	是
2		2#	稳定原油	喷溅	67	32.54	是

对于原油卸车系统规范中未有明确规定，联合站原油卸车槽均为开式工艺流程，该部分原油未检测装载温度下的真实蒸气压，因而该部分依据原油储罐的真实蒸气压。

改造方案：

（1）油气挥发抑制回收工艺

储罐采用油气挥发抑制回收工艺技术，回收后气体进入天然气系统，天然气管网为加热炉燃料气管线，压力0.3MPa。气量5000～10000m³/d。

1）装置处理能力：6480m³/d；

2）设计压力1.6MPa；

3）天然气出装置压力：0.3MPa；

4）处理能力操作弹性：0%～120%。

表 5.3.7.3-3 油气挥发抑制回收系统主要设备

序号	名称	参数	数量
1	缓冲罐	Φ1200×2100mm 容积 1.92m³	2 个
2	储气罐	Φ1200×2100mm 容积 1.92m³	2 个
3	防爆螺杆工艺压缩机	处理量：270m³/h 功率：100kW 出口压力：0.3MPa	1 个

油气挥发抑制回收系统包括地面橇装设备部分和压力检测部分，地面橇装设备上设置缓冲罐和储气罐，在储油罐收气汇管上设计压力变送器，检测收气汇管压力，当检测到压力增高接近呼吸阀呼气开启压力（500～550Pa）时，说明储罐间气相平衡后仍有多余油气挥发气需要排放。此时若监测的氧气含量正常，则系统压缩机与调节阀系统自动开启吸入多余的油气挥发气，由螺杆压缩机将挥发的油气由缓冲罐压缩至压力储气罐储存，储气罐的气体达到压力后自动排放至天然气管网。当氧气含量超标，系统自动停机，并且切换至安全排空管线。当储罐的压力持续降低时，通过油气挥发抑制回收系统利用天然气管网里的油气对储罐进行油气补充，保证储罐处于微正压状态，呼吸阀不吸入空气。通过以上动作逻辑始终维持储罐内部微正压和较高的油气浓度，以此达到油气挥发抑制作用，同时储罐呼吸阀不开启，实现油气回收治理。工艺流程示意图见图5.3.7.3-1。

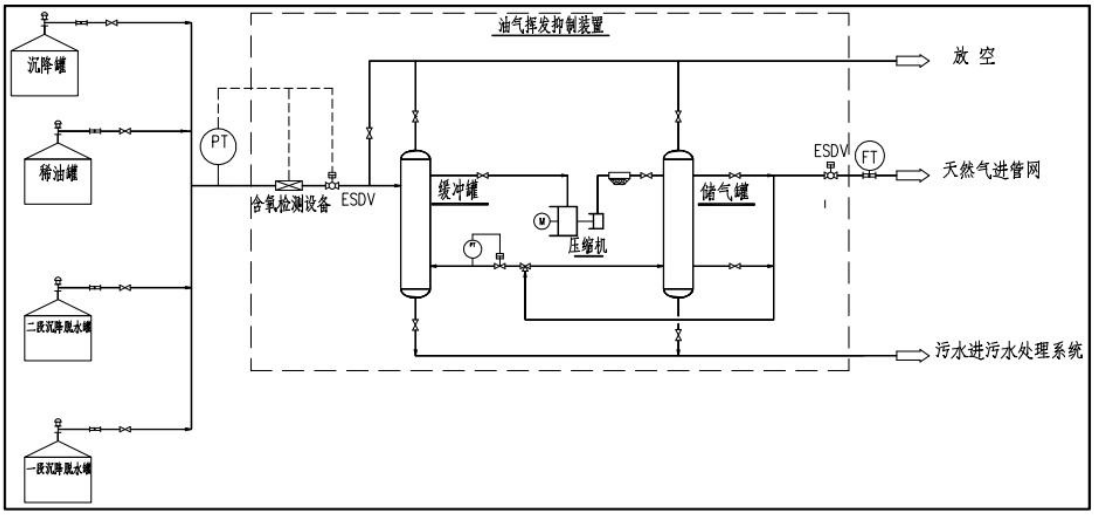


图 5.3.7.3-1 油气挥发抑制回收系统流程示意图

（2）原油装卸车工艺

1）装车流程密闭改造，新建密闭装车鹤管，实现原油装车全密闭。

2）卸车流程密闭改造，新建压力卸油罐采用快速接头方式，实现装卸全密闭。

3）装卸车系统采用气平衡。

装车规模：50t/d

卸车规模：80m³/d

进站温度：48℃

出站温度：58℃

原油管线设计温度：80℃;

气管线设计压力：1.6MPa;

气管线设计温度：常温。

合格原油经装车泵输至密闭装车鹤管，平衡气输至储油罐。

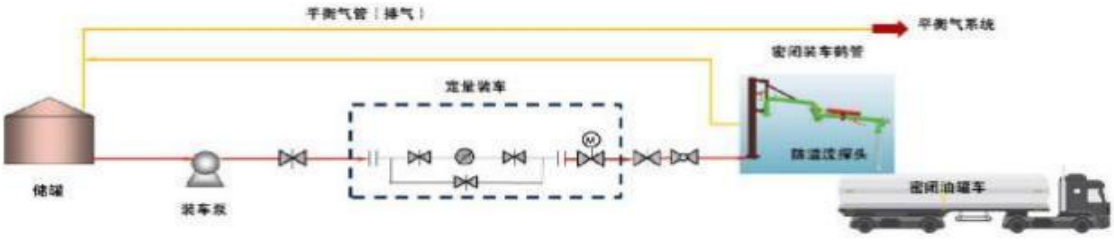


图 5.3.7.3-2 原油密闭装车工艺流程

工况 1：罐车卸油，卸油泵不开启，排气流程。自力式调节阀取阀前压力，开启阀门，排气。

工况 2：罐车卸油，卸油泵开启，卸油罐液面上升，排气流程，自力式调节阀取阀前压力，开启阀门，排气。

工况 3：罐车卸油，卸油泵开启，卸油罐页面下降，补气流程，自力式调节阀取阀后压力，开启阀门，补气。

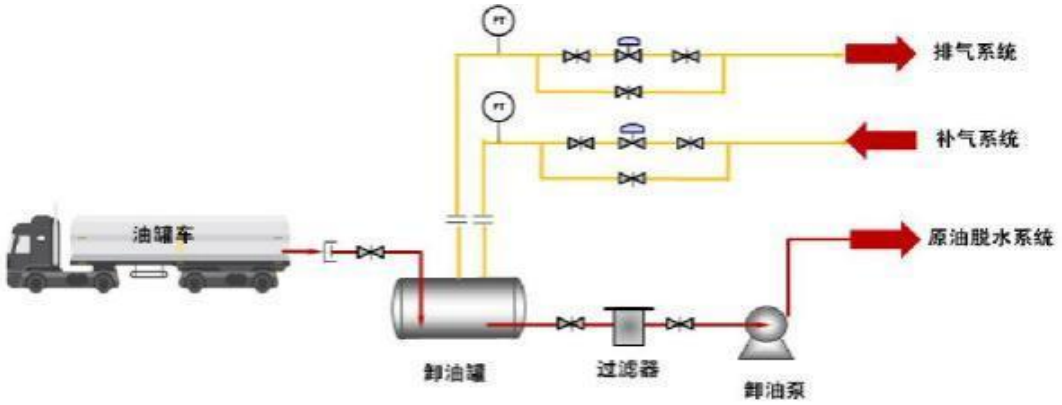


图 5.3.7.3-3 简易密闭卸车工艺流程

表 5.3.7.3-4 主要设备表

序号	工程内容	单位	数量	规模	备注
1	装车鹤管	套	2	DN150	新建
2	卸油罐	台	1	50m^3	新建
3	快速接头	套	2	DN250	
4	单封单堵 PN2.5MPa	处	3	DN250、DN200、DN200	装车回流管线与罐进口相连处、气平衡管线与气干线相连接处

5.3.7.4 冷一联合站院内积水严重整改方案

必要性：

冷一联合站站场地势低洼，雨季站场内积水严重，场区内道路最深积水可达 40cm，而且积水时间较长（一般 35 天左右），站场内涝造成站内建筑物及埋地铺设电缆长期中积水中浸泡，给安全生产带来非常严重的安全隐患。

改造方案：

拆除站内原下水管线，重新铺设。

1）站内北侧路下水管预估长 450 米；

2）新老罐区之间下水管预估长 155 米；

3）新老罐区之间下水管预估长 710 米；

4）配电间与老罐区之间下水管预估长 152 米；

5）联合泵房门前主路下水管和消防泵房门前下水管预估长 218 米；

6）炉区下水管预估长 180 米；

7）卸油台下水管预估 125 米；

8）办公楼至生活污水池下水管预估 200 米；

9）污水站新罐区与综合泵房下水管预估 120 米；

10）污水站综合泵房与办公楼之间下水管预估 190 米；

11）污水站新罐区与浮选间下水管预估 150 米；

12）污水站东侧路下水管预估 220 米。

13）联合站北侧新建储水池 50 米×10 米×2.5 米（深度 2 米；地面以上 0.5 米）。新建 7#罐至储水池 DN200 输水管线 150 米，新建龙门架 8 米×5.2 米。

5.3.8 占地

本工程施工期新增临时占地 129667m^2，生产运行期新增永久占地 84933m^2，占地类型为耕地和内陆滩涂，目前征地手续正在办理中。项目占地情况见下表。

表 5.3.8-1 项目占地情况一览表

项目	永久占地（m^2）	临时占地（m^2）	主要占地类型	植被类型	备注
陈古区块	14000	21000	耕地	水稻	/
雷家区块	6000	2667	耕地	水稻	/
冷 37 断块区	15333	6333	耕地	水稻	/
注 60 断块区	10933	4867	耕地	水稻	/
冷西区块	6000	2667	耕地	水稻	/
冷 43 区块	14667	6133	耕地和内陆滩涂	水稻、芦苇	包括注汽管线临时占地
一区原油拉运平台集输安全隐患治理	/	14000	耕地和采矿用地	水稻	/
新建进井路	18000	72000	耕地和采矿用地	水稻	进井路 18km，路基 6m 宽，路面 4m 宽
合计	84933	129667	--	--	--

5.4 井场设置

项目井场依托部分现有井场，新增 37 处井场，详见下表。

表 5.4-1 井场设置一览表

序号	年度	区块	井号	依托井场	经度	纬度
1	2023	陈古区块（9口）	陈古-1	新建	122°7′10.80762″	41°10′34.37383″
2			陈古-2	新建	122°7′5.19752″	41°10′36.34365″
3			陈古-3	新建	122°7′17.60542″	41°10′39.14388″
4			陈古-4	新建	122°7′8.14259″	41°10′42.34966″
5	2024		陈古-5	新建	122°7′5.22648″	41°10′39.68461″
6			陈古-6	陈古12站	122°7′6.05690″	41°10′46.25066″
7	2025		陈古-7	新建	122°7′18.26203″	41°10′36.71058″
8			陈古-8	新建	122°7′9.19509″	41°10′38.16863″
9			陈古-9	冷94单井平台	122°7′48.62034″	41°10′39.41425″
10	2023	雷家区块（10口）	雷41-1	新建	122°13′26.58733″	41°14′20.99045″
11			雷41-2		122°13′28.03955″	41°14′20.86113″
12			雷41-3		122°13′26.72341″	41°14′20.36502″
13			雷41-4		122°13′28.37377″	41°14′20.26194″
14	2024		雷41-5	新建	122°13′22.84577″	41°14′19.79290″
15			雷41-6		122°13′22.68471″	41°14′19.17396″
16			雷41-7		122°13′24.18646″	41°14′19.84044″
17			雷41-8		122°13′24.06935″	41°14′19.23373″
18	2025		雷46块-1	新建	122°13′23.82964″	41°14′30.68457″
19			雷46块-2		122°13′22.64799″	41°14′31.13489″
20	2023	冷37断块区（27口）	冷41-1	新建	122°11′31.91923″	41°11′20.85570″
21			冷41-2		122°11′31.37936″	41°11′20.29453″
22			冷41-3		122°11′32.18108″	41°11′19.47938″
23			冷41-4		122°11′32.55346″	41°11′20.30217″
24			冷41-5		122°11′32.65633″	41°11′19.66720″
25	2024		冷42-1	新建	122°9′33.11936″	41°10′55.20316″
26			冷42-2		122°9′34.62665″	41°10′55.33538″
27			冷42-3		122°9′33.17894″	41°10′54.67571″
28			冷42-4		122°9′34.70454″	41°10′54.68764″
29			冷42-5	新建	122°9′35.27700″	41°10′51.86600″
30			冷42-6		122°9′35.64727″	41°10′51.10624″
31			冷42-7		122°9′36.63343″	41°10′51.47231″

32			冷 42-8		122°9′34.87228″	41°10′51.53241″
33			冷 42-9	新建	122°9′43.12818″	41°10′49.14830″
34			冷 42-10		122°9′43.68017″	41°10′49.74628″
35			冷 42-11		122°9′44.17123″	41°10′49.50315″
36			冷 42-12	新建	122°9′54.24827″	41°10′48.99068″
37			冷 42-13		122°9′52.77392″	41°10′48.97781″
38			冷 42-14		122°9′54.42825″	41°10′48.47052″
39			冷 42-15		122°9′52.96922″	41°10′48.55413″
40			冷 42-16	新建	122°9′54.04358″	41°10′53.87324″
41	2025		冷 42-17		122°9′54.17942″	41°10′53.30492″
42			冷 42-18		122°9′55.35690″	41°10′53.31220″
43			冷 42-19		122°9′55.53167″	41°10′53.55799″
44			冷 42-20	新建	122°9′56.53415″	41°10′57.68847″
45			冷 42-21		122°9′56.17618″	41°10′57.20180″
46			冷 42-22		122°9′57.34646″	41°10′57.23436″
47			洼 59-1	洼 1 台	122°7′19.89044″	41°3′28.20395″
48			洼 59-2		122°7′18.29736″	41°3′27.43554″
49			洼 59-3		122°7′20.55285″	41°3′27.47563″
50	2023		洼 59-4	新建	122°8′28.50365″	41°3′25.65605″
51			洼 59-5		122°7′36.99675″	41°3′21.26115″
52			洼 59-6	洼 2 台	122°7′36.82352″	41°3′20.23107″
53			洼 59-7		122°7′38.42308″	41°3′20.12856″
54		洼 60 断块区（50 口）	洼 59-8		122°7′41.28941″	41°3′20.61318″
55			洼 59-9		122°7′10.67002″	41°3′18.41137″
56	2024		洼 59-10	新建	122°7′10.62808″	41°3′17.89598″
57			洼 59-11		122°7′11.77008″	41°3′18.11470″
58			洼 59-12		122°7′29.05248″	41°3′5.56933″
59			洼 59-13	洼 5 台	122°7′16.66312″	41°2′59.63492″
60	2025		洼 59-16		122°7′18.40599″	41°2′58.89111″
61			洼 59-17		122°7′28.80142″	41°3′5.63693″
62	2024		洼 59-14	新建	122°7′28.85936″	41°3′5.50174″
63	2025		洼 59-15		122°7′5.17461″	41°3′13.02366″
64			洼 59-18	新建	122°7′4.86708″	41°3′12.66823″
65			洼 59-19		122°7′5.85250″	41°3′12.37716″

66			洼 59-20		122°6′55.54108″	41°3′0.70109″
67			洼 59-21	平 67 台	122°6′57.10454″	41°3′2.15114″
68			洼 59-22	洼 36 台	122°6′34.41221″	41°3′2.32474″
69			洼 53-1	洼 83-7 台	122°6′36.17726″	41°3′2.27166″
70			洼 53-2		122°8′0.53755″	41°3′9.35365″
71			洼 70-1		122°8′1.34865″	41°3′9.39227″
72			洼 70-2	新建	122°8′2.23699″	41°3′9.54677″
73			洼 70-3		122°8′0.32721″	41°3′3.01692″
74	2023		洼 70-4	洼 4020 台	122°8′2.82972″	41°3′2.39448″
75			洼 70-5		122°7′48.24781″	41°2′40.97276″
76			洼 70-6	新建	122°7′19.89044″	41°3′28.20395″
77			洼 70-7	新建	122°8′13.93000″	41°2′41.28000″
78			洼 70-8			
79			洼 70-9	新建	122°8′12.27182″	41°2′35.33369″
80			洼 70-10			
81			洼 70-12	新建	122°8′21.44000″	41°3′16.88″
82			洼 70-13			
83			洼 70-15	新建	122°8′39.34″	41°2′51.94″
84			洼 70-16			
85			洼 70-17			
86			洼 70-18	新建	122°8′52.35″	41°3′8.04″
87			洼 70-19			
88	2024		洼 70-21	新建	122°7′35.18413″	41°3′1.38193″
89			洼 70-11	新建	122°7′37.63624″	41°2′49.77486″
90			洼 70-20			
91			洼 70-22			
92			洼 70-23			
93			洼 70-14	新建	122°7′50.88671″	41°2′38.02010″
94			洼 70-24			
95	2025		洼 60-1	新建	122°7′23.71386″	41°2′38.72297″
96			洼 60-2		122°7′22.61670″	41°2′37.98643″
97	2023	冷西（10	冷西-1	新建	122°7′33.42832″	41°10′3.90093″
98			冷西-2		122°7′35.03671″	41°10′3.80071″

99		口）	冷西-3	新建	122°7′33.77191″	41°10′6.19000″
100			冷西-4		122°7′35.54297″	41°10′6.13617″
101	2024		冷西-5	新建	122°7′4.94313″	41°9′17.46213″
102			冷西-6		122°7′3.72867″	41°9′17.93859″
103			冷西-7		122°7′6.42432″	41°9′17.92320″
104			冷西-8		122°7′4.96291″	41°9′18.29039″
105	2025		冷 75-1	新建	122°7′40.96433″	41°10′2.82323″
106			冷 75-2		122°7′39.30081″	41°10′2.76705″
107	2023	冷 43（27 口）	冷 43S1+2-1	32 台	122°12′53.99767″	41°13′50.51380″
108			冷 43S1+2-2			
109			冷 43S1+2-3			
110			冷 43S1+2-4			
111			冷 43S1+2-5			
112			冷 43S32-1	4 台	122°12′49.69266″	41°13′43.95798″
113			冷 43S32-2			
114			冷 43S32-3			
115			冷 43S32-4			
116	2024		冷 43S32-5	冷 91 台	122°12′57.43581″	41°13′42.84128″
117			冷 43S32-6			
118			冷 43S32-7			
119			冷 43S32-8	2 站	122°13′12.15758″	41°13′50.05544″
120			冷 43S32-9			
121			冷 43S32-10			
122			冷 43S32-11			
123			冷 43S32-12	101 台	122°12′57.99586″	41°13′59.42937″
124			冷 43S32-13			
125			冷 43S32-14			
126			冷 43S32-15			

127			冷43S32-16	3 站	122°13′9.42428″	41°13′38.53538″
128			冷43S32-17			
129			冷43S32-18			
130	2025		冷43S32-19	22 台	122°13′6.94781″	41°14′15.41081″
131			冷43S32-20		122°13′10.57974″	41°14′15.50532″
132			冷43S32-21	新建	122°13′13.71989″	41°14′17.64255″
133			冷43S32-22		122°13′14.42043″	41°14′17.29411″

5.5 施工期工艺流程

油田开发主要环节及环境影响因素详见图 5.5-1。

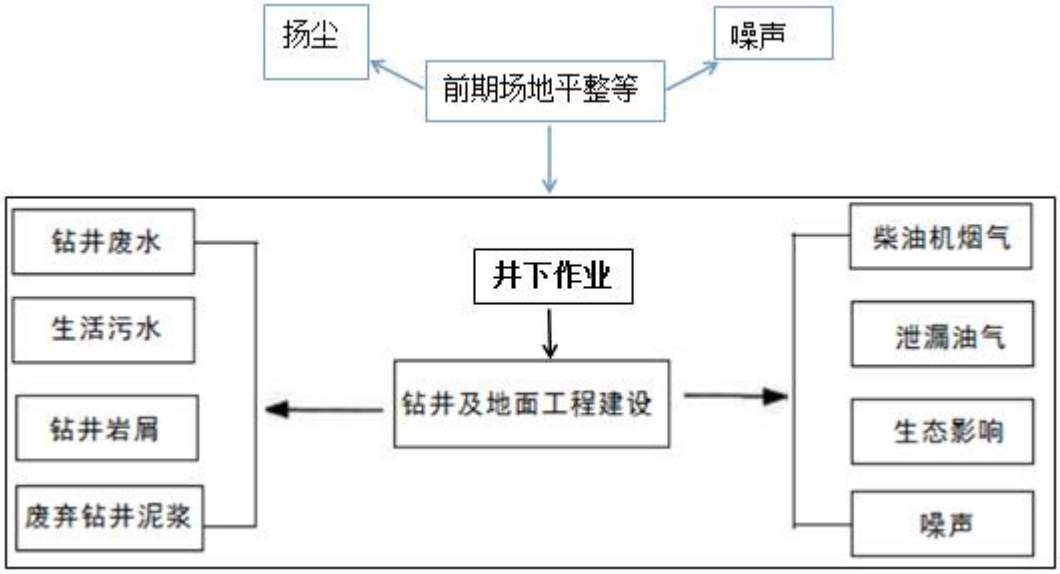


图 5.5-1 油田开发主要环节及环境影响因素

5.5.1 工艺流程

钻井前期需要对钻井场地进行划界、平整，对临时道路进行铺设等前期工程、设备安装等。此过程会产生噪声、施工扬尘等污染。

钻井是油田开发的主要工艺过程之一，是确认地下含油构造，进行采油生产的唯一手段，包括钻井、固井、完井、井下作业，详见下图。

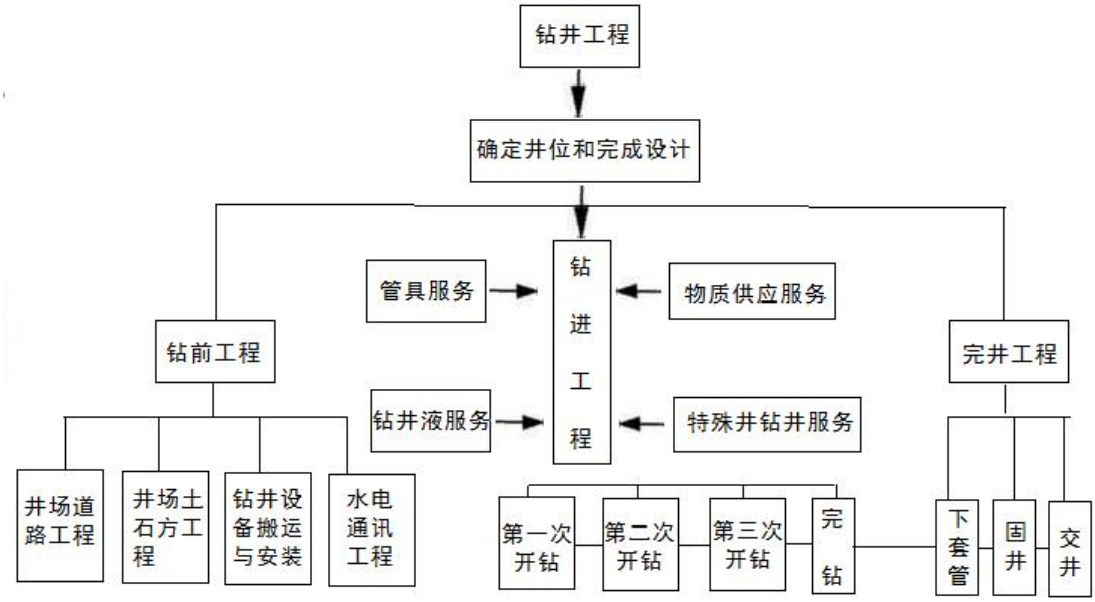

钻井工程
确定井位和完成设计
管具服务
钻进工程
物质供应服务
钻前工程
完井工程
钻井液服务
特殊井钻井服务
井场道路工程
井场土石方工程
钻井设备搬运与安装
水电通讯工程
第一次开钻
第二次开钻
第三次开钻
完钻
下套管
固井
交井

图 5.5.1-1 钻井流程图

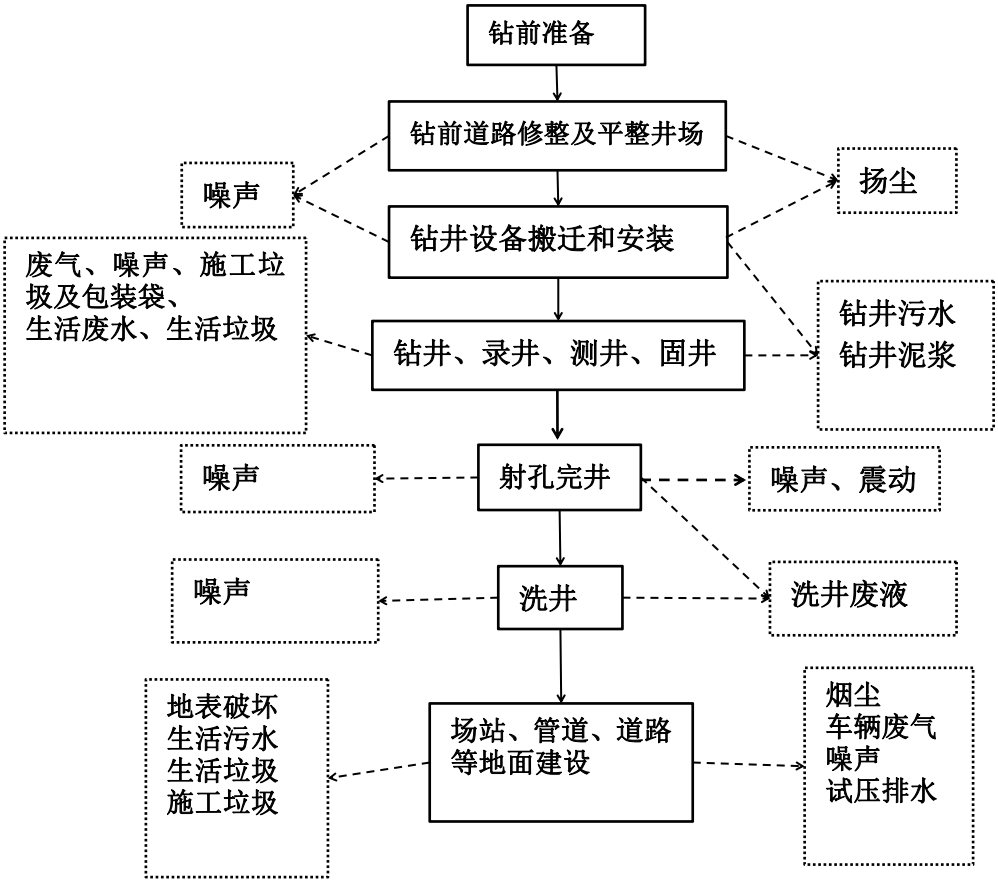


图 5.5.1-2 施工期工艺流程及产污环节示意图

钻井工艺包括：钻前准备、钻进、钻进辅助作业、固井、完井。其中钻井辅助作业包括测井、录井。

1、钻前准备工作

（1）钻前整理场地，并保证全套钻井设备达到相关的安装标准。

（2）在钻机安装的过程中，注意保护原井口设备。

（3）要求天车、转盘、井口三点成一条铅垂线，误差小于 10min；确保在施工过程中不偏磨井口套管及井控设备。

（4）设备运转正常，安全装置灵活好用。各种仪器仪表准确灵敏好用。

（5）地面高压管线用清水试压 25-30MPa，5min 不渗不漏。

（6）钻具在入井前必须用Φ48mm 通径规通径，以保证陀螺仪器下入。

（7）对所有的下井钻具进行外观检查和超声波探伤，准确丈量钻具，钻具记录上注明内外径、扣型，特殊工具要画草图。

（8）钻前道路以能通重型车为标准修建，一般为土路，打基础一般为预制。

2、钻井

钻井主要是利用钻头高效率地破碎岩石，钻头上面连接钻柱，钻柱把地面动力传给钻头；

洗井主要是利用钻井液将钻进过程中产生的岩屑洗出至地面。

接单根是指随着井不断加深钻杆也要随之加长，每次接入一根钻杆称之为接单根。起下钻主要为了更换磨损的钻头。

固井主要是为了保护井眼和各地层之间不至有事故情况出现，将套管下入井中，并在井眼与套管之间灌注水泥浆液，封闭住地层。固井可有效保护地下水含水层不受破坏。

3、录井：岩屑取样后用荧光检查。

4、测井：当钻井达到设计井深后，下入测井电缆，由测井仪记录参数。

5、固井：钻进及完钻后，对表层套管和油层套管外侧进行注水泥固井。

6、射孔完井：本工程完井方法为套管射孔完井。

7、井下作业：井下作业是进行采油生产的重要手段之一，一般在采油井投产前及投产之后进行，主要工艺过程包括射孔、下泵、试油、洗井、修井、清蜡、除砂等。

1）射孔

在钻井、测井后要进行射孔，将射孔枪下入井管中油层部位，用射孔弹或射孔液将井管射成蜂窝状孔，以使原油流入井管用抽油泵采出。对于原始压力较低的油藏，由于原油不能从井管中自行喷出，因此需要下抽油泵，借助外加动力使原油产出。

采油井在投产前还需要进行试油，在油井出口通过不同口径的油嘴以计算油井的合理产量，然后原油才能通过油管线进入下个流程。

2）洗井

油井在完钻之后或是其他作业之后都需要进行洗井，以清除井底残留泥浆和污物。洗井液以水为主，并根据需要加入不同的化学物质，如：酸、碱和活性剂等。

采油井在投产一段时间后，由于腐蚀结垢、机具损坏等原因往往要进行修井，

修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具、清除残留蜡等。

8、废弃泥浆处理

钻井工程中会产生废弃的钻井泥浆，委托泥浆处理单位处理。

运输车辆从钻井场将泥浆（储存在泥浆罐中）运至废弃泥浆处理站厂区，通过不同筛分装置分别进行碎石及泥浆的分离，筛分后的泥浆暂存于泥饼暂存场地，废弃泥浆进入泥浆接收池，进行均质调节，通过提升泵将均质化的泥浆提升至脱稳加药搅拌装置，在该装置内加入破胶剂、混凝沉降剂，使得泥浆充分脱稳后进入固液分离装置进行固液强制分离，一方面脱出的干化泥饼用皮带输送机输送至泥饼暂存场地暂存，泥饼暂存场地暂存的碎石用作井场铺路，脱出的滤液水由罐车运至冷一联处理。

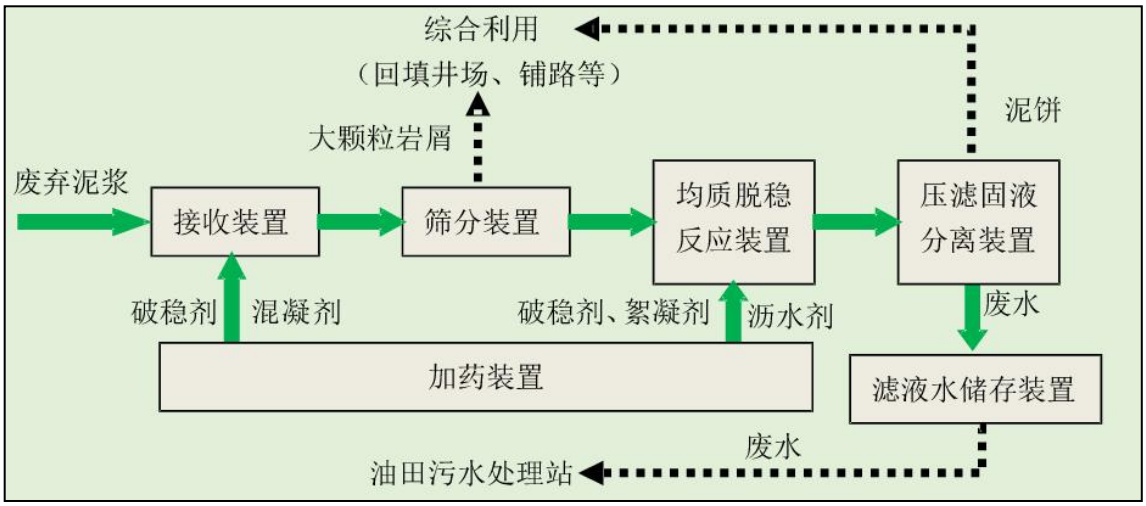


图 5.5.1-3 钻井泥浆处理流程图

项目施工期产污环节汇总见下表。

表 5.5.1-1 项目施工期产污环节一览表

序号	施工工序或工艺		产生的污染物
1	钻前准备	钻前场地、道路平整及设备安装	车辆废气、扬尘、噪声
2	钻井工程	钻井	钻井泥浆、岩屑、钻井废水、噪声、废包装袋、柴油机废气、烃类废气
3		录井、测井	噪声、烃类废气
4		固井	噪声、施工垃圾、废包装袋、烃类废气
5		完井（射孔完井）	噪声、震动
6		洗井	噪声、洗井废水
7	地面工程	场站、管线、道路建设	扬尘、废气、噪声、试压废水、施工垃圾、地表植被破坏、生态破坏
8	员工生活	--	生活垃圾、生活废水

5.5.2 设备

本项目采用的施工钻机选型为 30 号钻机、40 号钻机、50 号钻机，单井场钻机配备表详见下表。

表 5.5.2-1 钻机配备表（ZJ30）

序号	名称		型号	数量
一	钻机		ZJ30	1部
二	井架		双节伸缩II型井架	1套/部
三	提升系统	绞车	JC560—S	1台/部
		天车	TC180	1台/部
		游动滑车	YC-180	1台/部
		大钩	DG-180	1台/部
		水龙头	SL180	1台/部
四	顶部驱动装置		--	--
五	转盘		ZP-275	1台/部
六	循环系统配置	钻井泵1#	F-1000	1台/部
		钻井泵2#	F-1000	1台/部
		钻井泵3#	--	--
		钻井液罐	8.5×2.5×1.6	3个/部
		搅拌器	--	2台/部
七	普通动力系统	柴油机1#	PZ12V190B	1台/部
		柴油机2#	PZ12V190B	1台/部
		柴油机3#	PZ12V190B	1台/部
		柴油机4#	--	1台/部
八	电动钻机动力系统	发电机	CAT3406	--
九	电动钻机动力系统	柴油机	--	--
		直流电机	--	--
		SCR房	--	--
		电机控制中心	--	--
		主变压器	--	--
十	钻机控制系统	自动压风机	--	--
		电动压风机	--	--
		气源净化装置	--	--
		刹车系统	电磁	--
		辅助刹车	--	--
		螺杆压风机	LS12-50寿力	1台/部
十一	固控系统	振动筛1#	D.L.COBRA 99232710 波兰特	1台
		振动筛2#	D.L.COBRA 99232710波兰特	1台
		除砂器	ZCSQ250-2	1台/部
		除泥器	--	1台/部
		离心机	LW600-1019N	1台/部
		除气器	--	1台/部
十二	加重装置	加重漏斗	--	1个/部

		电动加重泵	--	--
		气动下灰装置	--	2个/部
十三	井控系统	双闸板防喷器	2FZ28/21	1套/部
		四通	FS28/21	1套/部
		控制装置	FK240/4	1套/部
		节流管汇	JG103/21	1套/部
		压井管汇	YG103/21	1套/部
		液气分离器	YQF/8000	1套/部
十四	仪器仪表	钻井参数仪表		1套/部
		测斜仪		1套/部
		测斜绞车	CJ6000型测井绞车	1台/部
		H_2S、CO、甲烷监测仪		固定式1套；便携式4套
		空气呼吸器		≥6套
		液面报警器		≥1套/部
十五	液压大钳		ZQ203-125II	1台/部

表 5.5.2-2 钻机配备表（ZJ40）

序号	名称		型号	数量
一	钻机		ZJ40	1部
二	井架		JJ225/43-K_2	1套/部
三	提升系统	绞车	HW5-13000B JC32B_2	1台/部
		天车	TC-225	1台/部
		游动滑车	YC-225	1台/部
		大钩	DG-225	1台/部
		水龙头	SL225-3SL-225	1台/部
四	顶部驱动装置		--	--
五	转盘		ZP275	1台/部
六	循环系统配置	钻井泵1#	EEC1300	1台/部
		钻井泵2#	EEC1300	1台/部
		钻井液罐	200m^3	4个/部（含储备罐1个）
		搅拌器	LW600-1019N	2台/部
		柴油机1#	C01000F/30	1台/部
		柴油机2#	C01000F/30	1台/部
		柴油机3#	C01000F/30	1台/部
七	钻机控制系统	自动压风机	2V-6/8	--
		刹车系统	DSF-35	--
		螺杆压风机	LS12-50寿力	1台/部
八	固控系统	振动筛1#	仿波兰特	1台
		振动筛2#	--	1台
		振动筛3#	--	1台
		除砂器	ZCSQ250-2	1台/部
		除泥器	--	1台/部
		离心机	LW600-1019N	1台/部
		除气器	--	1台/部
九	加重装置	加重漏斗	--	1个/部
		电动加重泵	--	--
		气动下灰装置	--	2个/部

十	井控系统	旋转防喷器	FK28/17.5	1套/部
		环形防喷器	FH28/35	1套/部
		双闸板防喷器	2FZ28/35	1套/部
		单闸板防喷器	--	--
		四通	FS28/35	1套/部
		控制装置	FKQ640-7	1套/部
		节流管汇	JG/Y1103-35	1套/部
		压井管汇	YG03-35	1套/部
		液气分离器	YQF/8000	1套/部
十一	仪器仪表	钻井参数仪表		1套/部
		测斜仪		1套/部
		测斜绞车		1台/部
		H_2S监测仪		4台/部
		液面报警器	DAZ-R型	2台/部
		循环罐直读标尺	CJ6000型	1套/部
十二	液压大钳		ZQ203-125II	1台/部

表 5.5.2-3 钻机配备表（IR750）

序号	名称		型号	数量
一	钻机		IR750	1 部
二	井架		IR750	1 部
三	提升系统	绞车	JC21	1 部
		天车	TC240	1 部
		游动滑车	YG180	1 部
		大钩	YG180	1 部
		水龙头	SL160	1 个
四	顶部驱动装置			
五	转盘		ZP175	1 个
六	循环系统配置	钻井泵 1#	3NB1300C	1 台
		钻井泵 2#		
		钻井泵 3#		
		钻井液罐	80m^3	3 个
		搅拌器	YB2-160M-411KW	5 台
		柴油机 1#	G12V190B 济柴	1 台
		柴油机 2#		
		柴油机 3#		
七	电动钻机 动力系统	发电机		
		沃尔沃		
		直流电机		
		SCR 房		
		电机控制中心		
		主变压器		
八	钻机控制系统	电动压风机		

		气源净化装置		
		刹车系统	/	1 部
		辅助刹车	W24-OM-202	1 部
		螺杆压风机	WS2210AC	2 台
九	固控	震动筛 1#	PSO/BS204A2-03DZGD	1 台
		震动筛 2#	PSO/BS204A2-03DZGD	1 台
		震动筛 3#		
		除砂器	YB3-225S-4	1 台
		除泥器		
		离心机	LW600-1019N	1 台
		真空除气器		
十	加重装置	加重漏斗	/	1 个
		气动下灰装置	160*HG/WB1836-01	2 个
十一	井控装置	环形防喷器		
		双闸板防喷器	2FZ28-35	1 个
		单闸板防喷器		
		四通	FS35/35	1 个
		控制装置	FK240-4J	1 个
		节流管汇	JG103/35	1 个
		压井管汇	YG103/35	1 个
		液气分离器		
十二	仪器仪表	钻井参数仪表	指重表 JZ-200	1 台
		测斜仪	YST-48R	1 套
		测斜绞车		
十三	液压大钳		ZQ203-125A	1 台

5.5.3 井场平面布置

本项目钻井施工需配备：1 个 40m^3 柴油罐为钻井柴油机提供能源，2 个 20m^3 土粉罐，5 个 50m^3 钻井液循环罐储存钻井泥浆循环系统中的钻井液，钻台 1 处及配套的站房（电控房、机房）等，施工期井场平面布置见下图 5.5.3-1。

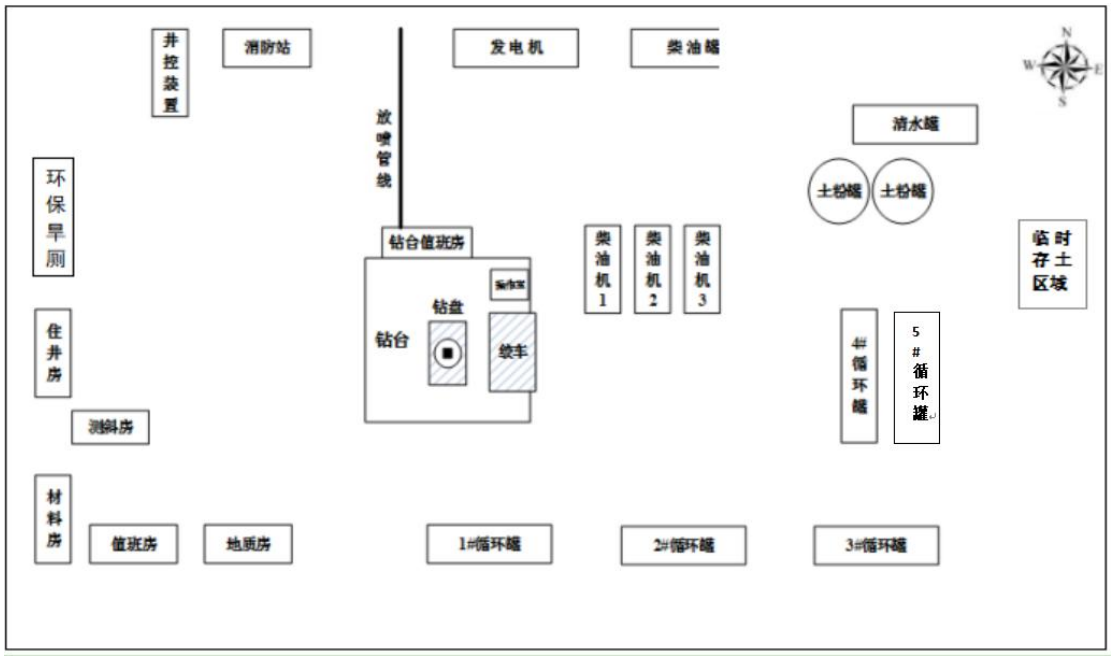


图 5.5.3-1 施工期井场平面布置图

5.5.4 原材料消耗

本工程钻井液配方及用量分别见表 5.5.4-1 和表 5.5.4-2。

表 5.5.4-1 钻井液材料配方表

开钻次序	配方
一开 （0~302m）	淡水+10%～15%般土 +0.5%～0.6%纯碱 +0.1%～0.2%NaOH +0.1%～0.2%PAC-HV 0.5%～0.8%改性淀粉 +0.3%～0.5%FT-12
二开 （302~2400m）	4%～5%般土浆 +0.2%～0.3%多元包被剂 +1%～2%MFC +0.5%～1%NaOH +1%～2%KFT +1%～2%KH-931 +0.1%～0.2%PAC-LV +石墨粉 +加重剂
二开 （2200m~3905m）	4%～5%般土浆 +0.3%～0.5%多元包被剂 +0.3%～0.5%NaOH +0.3%～0.5%GWJ +0.3%～0.5%SAHm +1%～1.2%KH-931 +1%～1.2%SLNP

	+1%～1.2%SMP +0.8%～1%SPNH +0.1%～0.2%PAC-LV +1.5%～2%超细$CaCO_3$ +1%～2%乳化石蜡 +2%～3%无荧光润滑剂 +石墨粉 +加重剂

表 5.5.4-2 钻井液用量表

序号	种类	单井用量 t(m^3)
1	般土	20
2	纯碱	0.9
3	NFC	2
4	乳液大分子	1
5	铵盐	1
6	井壁稳定剂	2
7	KH-931	2.5
8	FT-1A	3
9	降粘剂	3
10	YLJ	2
11	PAC-LV	1.5
12	NaOH	1
13	液体润滑剂	5
14	固体润滑剂	3
15	超细 $CaCO_3$	4
16	承压堵漏剂	2
17	加重剂	90

表 5.5.4-3 其他原辅材料用量表

名称	总用量（t）	单井用量（t）	现场储存量（t）	成分
絮凝剂	66.5	0.5	5	聚丙烯酰胺
混凝剂	2560.25	19.25	60	铝盐铁盐
沥水剂	2194.5	16.5	60	氧化钙
复合混凝剂	199.5	1.5	10	铝盐铁盐
三泥处理剂	292.6	2.2	10	硫酸亚铁

5.6 运营期工艺流程

5.6.1 工艺流程

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。一般来说依靠油层自身压力进行采油的方法称为自喷采油

法，而需要用抽油泵等方法进行采油的则叫机械采油法。在原油开采中为了保持油层的压力，达到稳产的目的，往往需要向油层注入一定的介质，用以驱替原油。拟建项目采油有杆泵抽油方式。

表 5.6.1-1 本项目油井开发方式

大区块	区块	开发方式
陈古	陈古	天然能量
雷家	雷 41	蒸汽吞吐
冷 37 断块区	冷 41 块	蒸汽吞吐
冷 43	冷 43S1+2	蒸汽吞吐
冷 43	冷 43S32	蒸汽吞吐
冷西	冷 46、冷 10、冷 3 块	注水
洼 60 断块区	洼 53 块	蒸汽吞吐
洼 60 断块区	洼 59 块	重力泄水辅助蒸汽驱+蒸汽吞吐
洼 60 断块区	洼 59 块	重力泄水辅助蒸汽驱+蒸汽吞吐
洼 60 断块区	洼 70 块	蒸汽吞吐

具体流程详见图 5.6.1-1。

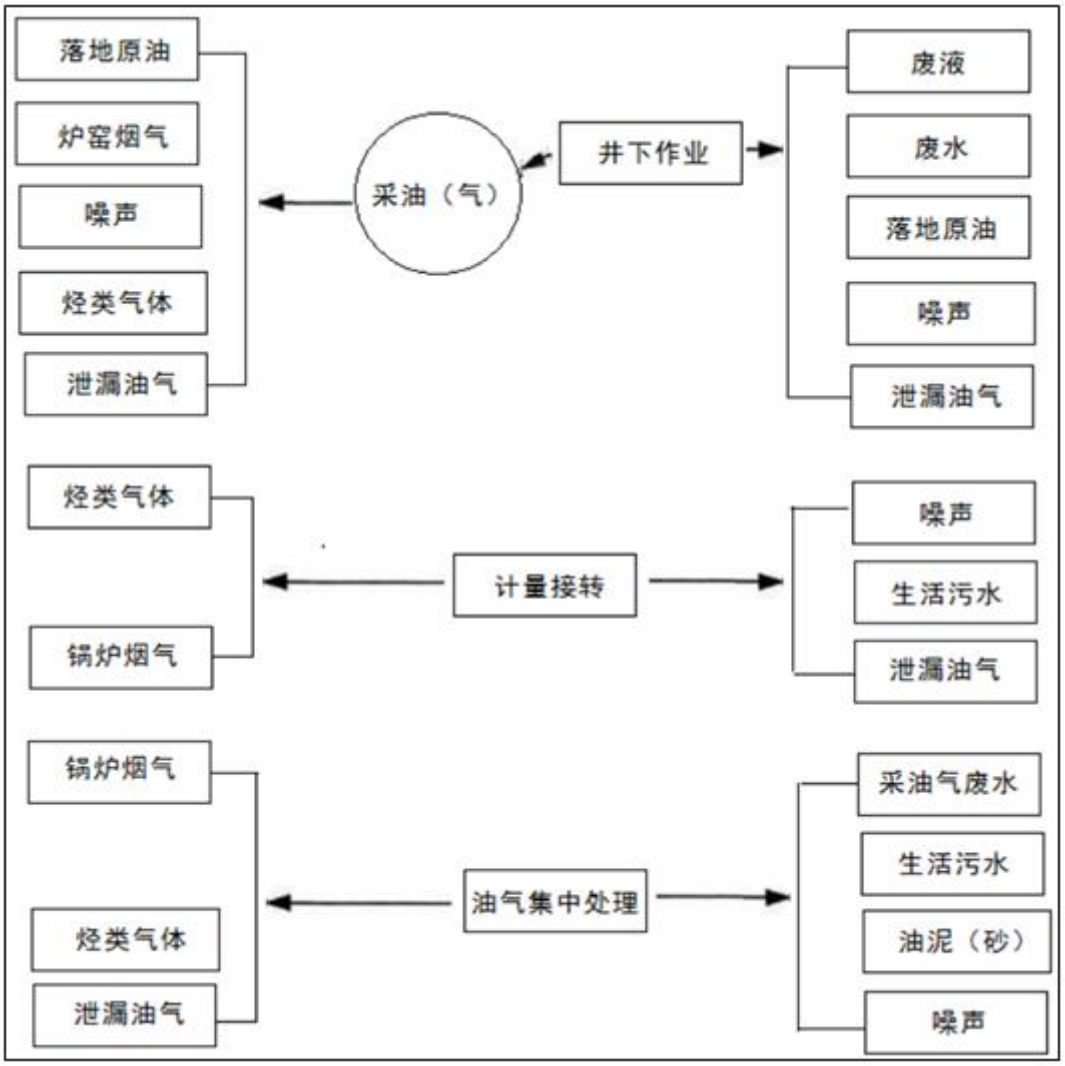


图 5.6.1-1 运行期主要环节及环境影响因素

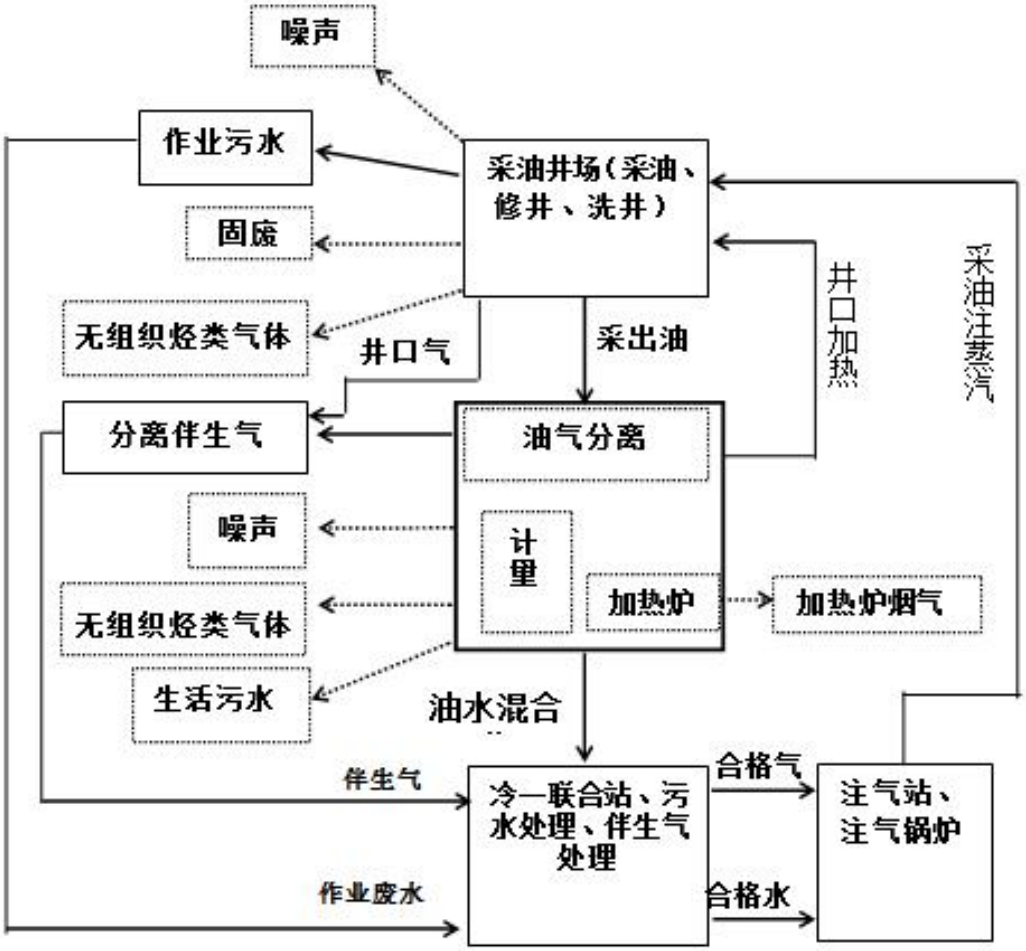


图 5.6.1-2 项目运行期工艺流程及产污环节示意图

（一）运行期主要工艺过程

运行期为采油时段，该时期包括修井过程。

1、采油作业

采油就是借助油层的自身压力或者抽油泵等工艺方法，使原油从地下储油层中产出的工艺过程。

采油过程可能造成的污染主要有井口装置损坏泄漏原油对土壤，以及油井井口挥发的烃类气体。

2、油气集输、处理及计量

本工程油气处理工程油气集输采用密闭管线的集输方式。原油从地下经深井泵举升到地面，在经井口加热后，经单井进站管线进入采油站，经采油站计量、气液分离后，分离出的天然气经集气管线送到冷一联合站集中处理，处理合格的天然气作为加热炉燃料回用；分离出的油水混合物通过管线输送管至冷一联合站进行进一步处理，分离后的原油经原油稳定后进入净化油罐，准备进行原油外输；

分离出的原油污水经处理合格后全部回用于注气锅炉。井口产生的伴生气通过密闭管道输送至天然气管线进冷一联合站集中处理后用于锅炉用气。

油气从油井采出输送至相关站场前需通过计量站对其进行计量。

3、井下作业

洗井同前节。

4、修井作业流程：

（a）清蜡：

①包括立井架、穿大绳、拆除抽油井口、换上作业井口。

②将井内油管起出，摆放整齐，然后利用蒸气车的高压蒸气熔化并冲洗管内外的结蜡。

③将清洗后的油管放回，对电路、流程进行全面检查后，启动抽油。

（b）冲砂：

①包括立井架、穿大绳、拆除抽油井口、换上作业井口。

②检查泵及储水罐，连接好地面管线。

③用冲砂管柱探砂面，冲砂工具距油层 20m 时，应放慢下放速度，当悬重下降则表明遇到砂面。

④离砂面 3m 以上开泵循环，正常后下放管柱冲砂至设计深度。出口含砂量小于 0.1%，视为冲砂合格。

（c）检泵

①包括立井架、穿大绳、拆除抽油井口、换上作业井口。

②将活塞提出泵筒。

③接好反压井管线，先放套管气至见油。管线试压 8-10MPa，压井前要先替入热水，清洗管壁结蜡，替出井内油气，然后泵入压井液，按照日常压井操作进行压井。

④压井以后，提起抽油杆，卸掉防喷盒，起出全部抽油杆及活塞。

⑤起出井内全部管柱，用蒸汽刺洗干净，并排放整齐。要详细检查深井泵、活塞、凡尔等，准确丈量油管、抽油杆长度，做好单根记录，按设计要求计算好下泵深度。

⑥下活塞与抽油杆。

⑦转回驴头，放至下死点，上紧悬绳器上的光杆紧固器。对电路、流程进行

全面检查后，启动抽油。

5、非正常工况

本工程运行期非正常工况主要环境影响为修井、洗井作业产生作业污水和落地油；站场检修产生的烃类气体、含油污水等。

（二）闭井期主要工艺过程

闭井期为油井服务期满后，停运、关闭、恢复土地使用功能的时段。闭井后建设单位要拆除井场的采油设备、设施，封闭出油层段和采油井口等施工过程，会产生噪声、扬尘、固废等。

5.6.2 运行期设备

表 5.6.2-1 运营期设备一览表

序号	设备	规格	单位	数量
1	井口工艺标准化模块	稀油油气混输	台	133
2	抽油机	CYJ12-5-73HB	台	83
3	利旧大修抽油机	CYJ12-5-73HB	台	40
4	采购安装抽油机	14 型	台	10
5	井场电气	十二型（45kw)2 井井场电气	套	123
6	井场电气	十四型（55kw)井场电气	套	10
7	抽油机节能拖动装置	CJY-YCH-4-380/45/F380V	套	133
8	井口数据采集	油气生产物联网（A11）	套	133
9	外输泵	35m³/h	台	2
10	外输泵	60m³/h	台	2
11	利旧外输泵	50m³/h	台	2

表 5.6.2-2 运营期加热炉一览表

序号	区块	项目	规格	单位	数量	备注
1	陈古	高压水套炉	240KW	台	9	利旧
2	雷家	真空介质加热炉	150KW，双管	台	5	利旧
3	冷 37 断块区	真空介质加热炉	150KW，双管	台	17	利旧
4	注 60 断块区	真空介质加热炉	150KW，双管	台	39	利旧
5	冷西区块	真空介质加热炉	90KW，双管	台	5	利旧
6	冷 43 区块	真空介质加热炉	150KW，双管	台	20	利旧
7	注 59 区块集输工艺完善工程	双盘管井口加热炉	150KW，双管	台	8	利旧
8		掺稀油加热炉	90kw	台	5	利旧
合计		/	/	/	108	/

项目不新增注气及井口加热炉原因如下：

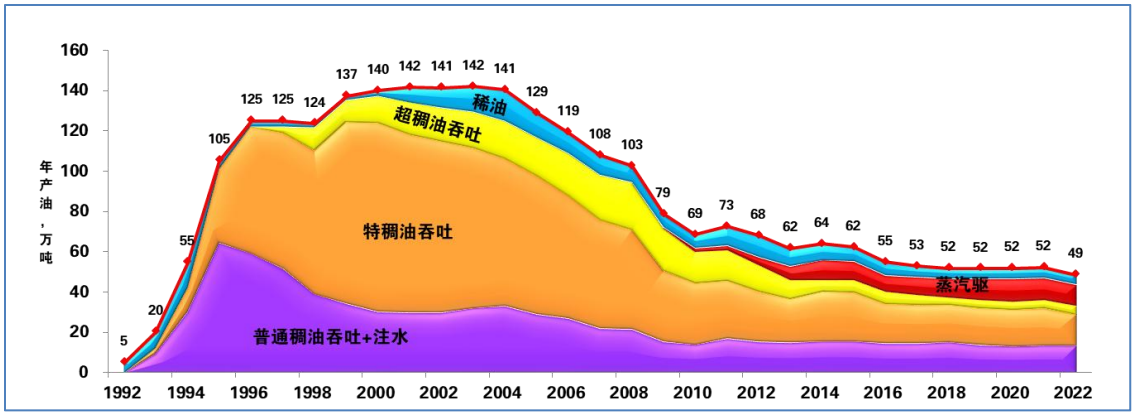


图 5.6.2-1 冷家堡油田历年产能变化情况

冷家油田产能近些年呈现逐年总体下降趋势，产油量呈逐年下降趋势，故总体的井口采油管输系统所需加热量不会增加。

冷家堡油田设有加热炉共 883 台，目前停用 151 台，本次产能利旧 108 台，可以满足本项目建设后对井口采油管输系统加热的需求。

冷家堡油田已开发钻井中，目前已封井的 54 口，准备封井的 17 口，长期停产未封井的有 607 口，且本项目拟开发的 3 年期间区块每年都因为单井开采枯竭问题会有部分在产井停产或减产，停产减产井所节省的采油管输系统加热量可转移给新建井。

根据实际位置（井口距离采油中心站距离）及开采情况（油水混合物温度），在某些油井，某些时段（如夏季）可以不采用井口加热炉伴热。

故本次产能项目依托现有注气锅炉及井口加热炉供热系统，不新增注气锅炉及井口加热炉，不新增天然气的用量。

5.6.3 运行期井场平面布置

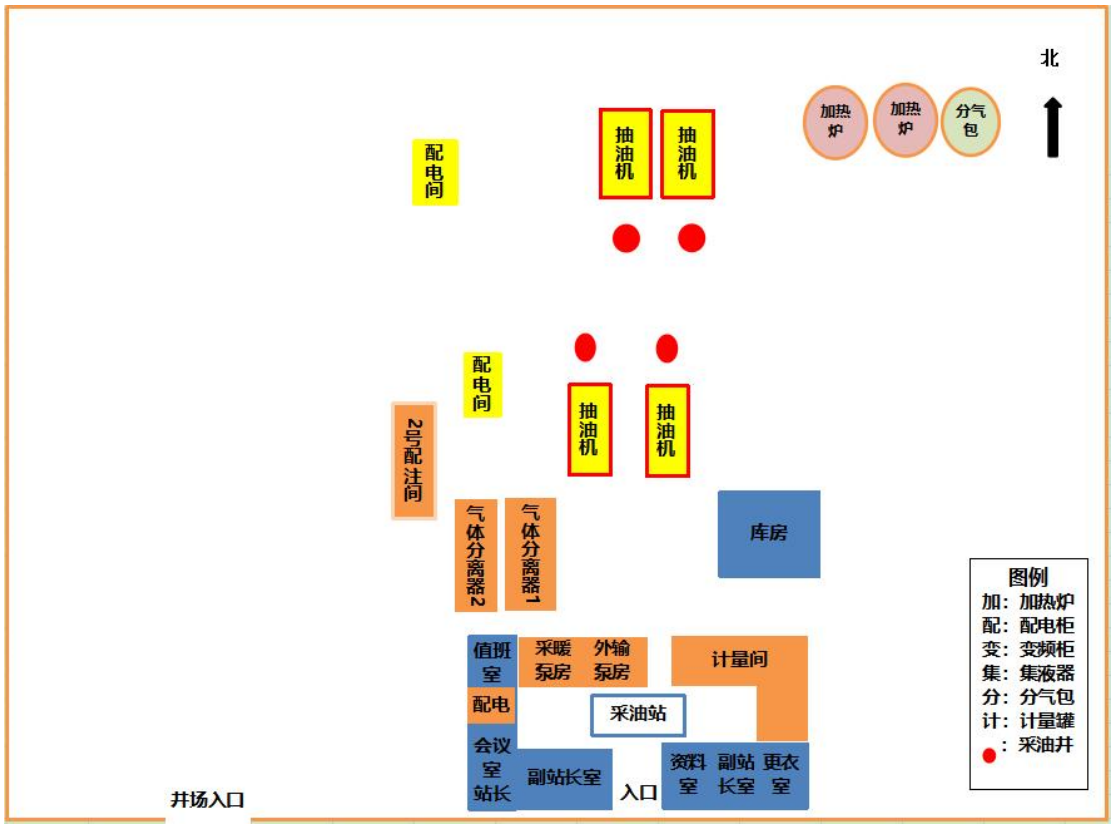


图 5.6.3-1 运行期典型井场平面布置示意图

5.6.4 运行期产污环节

项目运行期主要产污环节汇总见下表。

表 5.6.4-1 项目运行期污染物产生环节一览表

序号	工艺流程、工序		产生的污染物	备注
1	采油井场	采油	噪声、有机废气、采油废水、废润滑油、沾油废物等	/
2		修井	噪声、固废（落地油、废防渗布）、废沾油废物、有机废气、修井废水	/
3		洗井	噪声、洗井废水	/
4	集输、计量、转接站	油气分离	分离烃类废气、噪声	现有
5		计量、	噪声、烃类气体	现有
6		加热炉	加热炉烟气、噪声	现有
7		设备运行	噪声、废润滑油、废油桶	现有
8	联合站	污水处理	噪声、固废（废污泥）、废树脂、废滤料	现有
9		伴生气处理	噪声、固废（废吸附剂）	现有
10		设备运行	噪声、废润滑油、废油桶、沾油废物等	现有

11	注气站	注气锅炉	噪声、锅炉废气	现有
12		设备运行	噪声、废润滑油、废油桶	现有
13	员工生活	集输、计量、转接站、联合站、注气站	生活垃圾、生活污水	现有

5.7 污染源分析

5.7.1 施工期污染源分析

5.7.1.1 废气

油田开发工程产生的大气污染物主要有：平整施工场地，堆放原辅材料时产生的扬尘、钻井时柴油机排放的烟气以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为非甲烷总烃、NO_X、SO_2、TSP 和 CO 等。

（1）扬尘

在钻前准备和管线施工过程中，首先要进行平整施工场地，物料运输，堆放钻井所需的重晶石粉、水泥等物料；管线施工在此期间均会产生扬尘。考虑到扬尘与风速、湿度和土壤颗粒大小等有关，不易确定，故本次评价不对其定量分析。通过在施工现场采取设置围挡、洒水、喷雾抑尘等防尘措施，可有效防止扬尘污染的发生。

（2）钻井时由柴油机排放的大气污染物

钻井时钻机和其他设备动力源均由发电机提供，而为发电机提供动能的是柴油机。本工程所采用的柴油机使用功率为 400kw，平均每米进尺耗柴油 20kg/m，本工程总进尺 28.33 万米，则施工期柴油消耗量约为 5666t（6753.28kL）；柴油机总的施工时间为 4350 天（按单井工期计算），则平均每台柴油机消耗柴油量约为 1.3t/d（54.27kg/h），排放的废气中主要污染物为 CO、碳氢化合物、NO_x 和 TSP 等。根据《建设项目环境保护实用手册》提供的数据，每 kL 油类所产生的空气污染物系数见表 5.7.1-1。柴油机排放的废气中各种污染物的排放情况见表 5.7.1-2。满足“非道路移动机械装用柴油机排气污染物限值”（第III阶段）要求。

表 5.7.1-1 柴油机烟气中污染物排放一览表

污染物	CO	HC	NO_x	TSP

排污系数(kg/kL 柴油)	0.63	0.12	2.8	0.25
本工程排放量(t)	4.25	0.81	18.91	1.69

注：柴油密度以 0.839t/kL 计。

表 5.7.1-2 单台柴油机燃柴油污染物排放速率表

名称	CO	HC+NO_x	TSP
排放速率(g/kWh)	0.10	0.47	0.04
排放限值(g/kWh)	3.5	4.0	0.2

根据冷家堡油田产能开发计划，各年度的废气污染物排放情况见下表。

表 5.7.1-3 各年度柴油机烟气中污染物排一览表

开发年度	规划井数（口）	年度总进尺（万米）	年度耗油量（kL/a）	CO（t）	HC（t）	NOx（t）	TSP（t）
2023	44	9.34	2226.46	1.40	0.27	6.23	0.56
2024	52	11.14	2655.54	1.67	0.32	7.44	0.66
2025	37	7.85	1871.28	1.18	0.22	5.24	0.47
合计	133	28.33	6753.28	4.25	0.81	18.91	1.69

（3）车辆排放的尾气

油田开发时各类运输车辆较多，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。但由于车辆数量与每辆车行驶里程不易确定，因此本次评价不对其定量分析。

（4）烃类废气

项目钻井钻至含油气层时，油气层内会有烃类气体，由于操作不当有可能会有少量的烃类气体从井口泄露，但泄露量不大，本次评价不对其定量分析。

5.7.1.2 废水

本工程不进行压裂、酸化作业，无压裂液返排液产生。施工期废水污染源主要是钻井废水、洗井废水和生活污水等，其中钻井废水和洗井废水排入泥浆收集槽或泥浆防渗池，生活污水排入移动厕所。

（1）钻井废水

钻井废水是油田开发初期在油（水）井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水。根据调查，辽河油田钻井每钻进 1m 产生钻井废水 0.1m^3。本工程总进尺约 283300m，产生钻井废水 28330m^3，部分用于调节泥浆浓度，罐车送冷一联合站处理，不存在钻井废水外排的问题。

（2）洗井废水

完钻井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量洗井废水。据油田经验数据，洗井废水产生量约 25m^3/口。则本工程施工期洗井废水产生量约 3325m^3。洗井废水中污染物与钻井废水基本相似，罐车送冷一联污水站处理。

表 5.7.1.2-1 各年度钻井作业废水产生一览表

开发年度	规划井数（口）	年度总进尺（万米）	钻井废水（t/a）	洗井废水（t/a）
2023	44	9.34	9340	1100
2024	52	11.14	11140	1300
2025	37	7.85	7850	925

（3）管道试压废水

项目新建管道需进行试压，试压采用清净水源，试压废水的产生量为 300t，废水主要含有少量的 SS，经沉淀过滤后送冷一联合站污水处理厂处理。

（4）生活污水

施工期现场施工人员最多可达 30 人，按每人每天排放废水 0.05m^3/d 计，则整个施工期生活污水排放量为 900m^3。生活污水主要污染物为 COD、BOD_5、氨氮、SS 等。生活污水排入可移动厕所（免水打包型），不外排。

施工期废水产生及排放情况详见表 5.7.1.2-2。

表 5.7.1.2-2 施工期废水产生及排放情况一览表

废水源	污水总产生量（t）	污染物及浓度（mg/L）		污染物产生量（t）	排放去向
钻井废水	28330	SS	1500	42.495	部分用于调节泥浆浓度，罐车送冷一联污水站处理
		COD	400	11.332	
		石油类	220	6.233	
洗井废水	3325	SS	1500	4.988	
		COD	400	1.330	
		石油类	220	0.732	
管道试压废水	300	SS	200	0.060	沉淀过滤后送冷一联污水处理站处理
生活污水	900	COD	300	0.270	排入可移动厕所内。
		BOD_5	150	0.135	
		氨氮	20	0.018	
		SS	200	0.180	

表 5.3-7 各年度施工期废水污染物产生排放情况一览表

开发年度	规划井数（口）	总进尺（万米）	钻井废水（t）	洗井废水（t）	生活污水（t）	合计
2023	44	9.34	9340	1100	300	10740
2024	52	11.14	11140	1300	300	12740
2025	37	7.85	7850	925	300	9075
合计	133	28.33	28330	3325	900	32555

5.7.1.3 固体废物

施工期产生的固体废物主要包括钻井过程中产生的废泥浆、废岩屑、施工垃圾和生活垃圾。根据《危险废物排除管理清单（2021 年版）》，石油和天然气开采行业以水为连续相配制钻井泥浆用于石油和天然气开采过程中产生的废弃钻井泥浆及岩屑不属于危险废物。

（1）废弃钻井泥浆

泥浆主要来自钻井完成后泥浆池的残余泥浆，根据现场调查和对比辽河油田多个采油厂的实际情况可知，对于钻井过程中产生的废弃泥浆最好的处理办法就是提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆的排放。本工程泥浆循环利用率达到95%以上，大大减少了废泥浆的排放。

根据辽河油田泥浆工程量内部控制文件，辽河油田钻井进尺在 1000m 左右的开发井泥浆最大产生量为 525m^3，则本工程总进尺约 283300m，133 口新井合计泥浆产生量约为 148732.5m^3（171042.375t，泥浆密度按 1.15t/m^3 计）。本项目钻井泥浆为水基泥浆，因此泥浆中不含油。

不能重复利用的泥浆不落地处理，统一交给有资质的单位处理。

（2）钻井岩屑

钻井岩屑是钻头破碎岩层产生的。根据经验，钻井过程中每钻进 1m 产生岩屑约 0.018～0.023m^3，平均为 0.02m^3，岩屑密度取 2.8t/m^3。则废岩屑产生量约 5666m^3（15864.8t）。

表 5.7.1.3-1 各年度废钻井泥浆、岩屑的产生一览表

开发年度	规划井数（口）	年度总进尺（万米）	钻井泥浆-水基（t）	钻井岩屑（t）
2023	44	9.34	56390.25	5230.4
2024	52	11.14	67257.75	6238.4

2025	37	7.85	47394.375	4396
合计	133	28.33	171042.375	15864.8

（3）施工垃圾

项目施工时会产生部分施工废物（含其他废物），主要是废建材、废设备、废材料等属于一般固废，根据企业提供经验数据，一口井产生量约为 0.5t，本工程产生量约为 66.5t，钻井队收集后综合利用。

（4）生活垃圾

据调查，钻井队工作人员最大人数为 30 人左右，平均 25 人/天，根据类比调查，每人每天生活垃圾产生量约为 0.5kg，则本工程施工期生活垃圾产生量为 7.5t。生活垃圾经收集暂存后由环卫部门收集处理。

本工程施工期固体废物排放情况见表 5.7.1.3-2。

表 5.7.1.3-2 施工期固体废物产生及排放一览表单位：t

废物名称	一般固体废物代码	产生量（t）	排放量（t）	处理措施
废泥浆（水基）	071-999-99	171042.375	0	统一交给有资质的单位处理
钻井岩屑	071-999-99	15864.8	0	
施工垃圾等固废	071-999-99	66.5	0	钻井队回收利用
生活垃圾	/	7.5	0	由环卫部门收集处理

5.7.1.4 噪声

施工期噪声源主要是钻井噪声和施工车辆噪声。钻井噪声主要由钻机联动柴油机、泥浆泵、钻机等产生，声源强度 70～107dB(A)，属于连续稳态声源。油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多。施工期噪声源详见表 5.7.1.4-1。

表 5.7.1.4-1 单个井场施工期噪声源产生一览表 dB(A)（室外声源）

序号	声源名称	型号	空间相对位置（m）			声源源强	声源控制措施	运行时段
			X	Y	Z	声功率级/dB（A）		
1	柴油机1#	PZ12V190B	25	25	0	107	基础减振、隔声罩、声屏障	施工期全天连续
2	柴油机2#	PZ12V190B	28	25	0	107		
3	柴油机3#	PZ12V190B	30	25	0	107		
4	柴油机4#	/	32	25	0	107		
5	柴油发电机	CAT3406	22	38	0	90		
6	钻机	ZJ30、40、50	25	20	0	86		
7	钻井泵1#	F-1000	22	19	0	89		
8	钻井泵2#	F-1000	24	19		89		

9	螺杆压风机	LS12-50 寿力	31	15	0	75		
10	搅拌器 1#	/	23	20	0	75		
11	搅拌器 2#	/	23	21	0	75		
12	振动筛1#	D.L.COBRA 99232710 波兰特	14	22	0	92		
13	振动筛2#	D.L.COBRA 99232710波兰特	14	20	0	92		
14	离心机	LW600-1019N	14	13	0	75		
15	气动下灰装置	/	24	19	0	70		
16	气动下灰装置	/	24	18	0	70		
17	电动压风机	/	32	15	0	75		
18	除砂器	ZCSQ250-2	15	20	0	75		
19	施工车辆	/	/	/	/	70-82	/	车辆进出井场

注：以井场右下角为坐标原点。

5.7.2 运行期污染源分析

5.7.2.1 废气

有组织废气

5.7.2.1.1 井口加热烟气

本工程新建油井不新增井口加热炉，依托现有加热炉，项目实施后由于总体产能呈现逐年递减趋势，不新增天然气的用量，故井口加热锅炉污染物的产生及排放量将呈现下降趋势。

5.7.2.1.2 注汽锅炉烟气

本项目不新增注汽锅炉，依托现有注汽锅炉。项目实施后由于总体产能呈现逐年递减趋势，不新增天然气的用量，故注汽锅炉污染物的产生及排放量不新增。

无组织废气

5.7.2.1.3 油气集输过程烃类气体挥发

无组织排放主要来自采油、计量、油气集输、处理及外输过程中的挥发性有机物（以非甲烷总烃计，下同）无组织挥发。本项目建成后新增产能为 35.17 万 t，日新增产能为 1296t/d，同时原有油井由于产量逐渐减少日趋枯竭，并使得原有产能减少。项目区块在 2023-2025 年度总体产能呈现逐年减少趋势。

根据《大气挥发性有机物源排放清单编制技术指南（试行）》附录 B 中“工

艺过程源-石油开采”中石油化工业原油和天然气开采，石油开采挥发性有机物产生系数 1.4175g/kg-原油，挥发性有机物主要产生于井场、集油站、联合站、集输系统等依托场站为油田开发的中间环节。

本项目新建采油井 133 口，原油产量 35.17 万 t，新建部分井场与管线，其他集输处理工艺设施均为依托现有工程，故本项目产生的有机废气仅涉及井口、计量等部分（管线为密闭）。

根据各油田经验数据并咨询行业专家，项目挥发性有机物、硫化氢的无组织挥发量按下式计算：

$G=M\times\rho\times\beta\times\alpha$

G：有机废气挥发量

M：全过程有机废气总体挥发量产生量（本项目为：498.53）

ρ：挥发抑制控制因子（以敞开式为 1，本项目为密闭式取 0.05~0.1）

β：井口、计量等挥发占全系统挥发的比例（本项目取 30%）

α：特征气体占伴生气体的比例（本项目挥发性有机物占比取 1；硫化氢气体占比取 0.13%）

$G_{挥发性有机物}=M\times\rho\times\beta\times\alpha=498.53t/a\times0.1\times30\%\times1=14.956t$

$G_{硫化氢}=M\times\rho\times\beta\times\alpha=14.956t/a\times0.13\%=0.019t$

本工程运行期新增废气污染物排放情况详见下表 5.7.2.1-1。

表 5.7.2.1-1 项目运行期无组织废气污染物排放情况一览表

开发年度	新建产能（万 t）	无组织废气产生量（t/a）	
		挥发性有机物	硫化氢
2023	12.33	5.243	0.007
2024	13.73	5.839	0.008
2025	9.11	3.874	0.005
合计	35.17	14.956t	0.019t

5.7.2.1.4 冷一联合站挥发有机物集中治理削减量

（1）储罐无组织废气削减量

表 5.7.2.1-2 冷一联原油物性

序号	分析项目	单位	分析结果
1	水含量	%	/
2	密度(20℃)	kg/m^3	965.1
3	凝点	℃	6
4	闭口闪点	℃	87

5	开口闪点		℃	123
6	析蜡点		℃	19
7	蜡含量		%	3.2
8	胶质+沥青质含量		%	38.6
9	动力粘度	50℃	mPa•S	6087
		60℃		2462
		70℃		1115
		80℃		330.8
		100℃		205.9

表 5.7.2.1-3 冷一联合站储罐进出油量表

序号	储罐	罐容 m^3	数量	进油量 m^3/d	出油量 m^3/d	存储温度℃
1	1#沉降罐	10000	1	2000～2200	/	78
2	2#沉降罐	10000	1			78
3	3#沉降罐	10000	1			78
4	4#沉降罐	10000	1			78
5	9#沉降罐	10000	1			78
6	11#沉降罐	10000	1			78
7	8#稀油罐	1000	1	300～400	300～400	50
8	5#稀油罐	3000	1			50
9	10#二段沉降脱水罐	10000	1	4000～4400	2000～2200	78
10	12#一段沉降脱水罐	10000	1	10000～11000	4000～4400	50

储油罐所产生的挥发气体主要由液体进固定顶储罐时所造成的罐内液体气体呼出量和储罐热呼吸通气量组成，液体进固定顶储罐时所造成的罐内液体气体呼出量根据《石油化工储运系统罐区设计规范》SH/T3007-2014 中 5.1.6 中规定计算所得；储罐热呼吸通气量根据《石油库节能设计导则》SH/T3002-2019 附录 A 计算所得。因冷一联一段沉降、二段沉降均为动态沉降，储罐（12#、10#）内液面几乎平稳，沉降后的好油进沉降罐（1#、2#、3#、4#、9#，共 5 座，并联使用）静态沉降约 150h 后外输，沉降罐存在空罐进油工况。因此大呼吸计算时，不考虑 12#、10#罐，仅考虑 5 座沉降罐。热呼吸由昼夜温差引起，10 座储罐全部计算。经计算储罐呼吸量见表 5.7.2.1-4。

表 5.7.2.1-4 储罐呼吸量表

序号	站名	设备编号	存储介质	罐类型	公称容积 m^3	进液量（m^3/h）	大呼吸（m^3/h）	热呼吸（m^3/h）	液体进固定顶储罐时所造成的罐内液体气体呼出量（m^3/h）
1	冷一联	1	稳定原油	拱顶	10000	91.67	98.0869	13	111.09
2		2	稳定原油	拱顶	10000			11	11
3		3	稳定原油	拱顶	10000			11	11
4		4	稳定原油	拱顶	10000			11	11
5		9	稳定原油	拱顶	10000			14	14
6		11	稳定原油	拱顶	10000			13	13
7		8	稀油	拱顶	1000	16.67	35.6738	12	47.67
8		5	稀油	拱顶	3000			20	20
9		10	未稳定原油	拱顶	10000	166.7	-	12	12
10		12	未稳定原油	拱顶	10000	416.67	-	12	12
	合计						133.76	129	262.76

注：油气的密度为 2.232kg/m^3。

本工程拟为冷一联各储罐安装油气挥发抑制回收工艺，实现原油密闭脱水及原油存储，装置规模 270m^3/h。

表 5.7.2.1-5 冷一联挥发性有机物削减情况一览表

名称	现有工程排放量(t/a)	本工艺处理效率	削减量(t/a)	本工程处理后排放量(t/a)
冷一联储罐区无组织废气	5137.57	98%	5034.82	102.75

（2）装卸废气削减量

VOCs 排放计算参照《石化行业 VOCs 污染源排查工作指南》中的相关计算方法。本次核算采用公式法。

$$E_{装卸}=\frac{L_L\times V}{1000}\times(1-\eta_{总})$$

$$\eta_{总}=\eta_{收集}\times\eta_{去除}\times\eta_{投用}$$

式中：

L_L——装卸损耗排放因子，kg/m^3；

$\eta_{总}$——总控制效率，%；

$\eta_{收集}$——收集效率，%；

$\eta_{去除}$——去除效率，%；

$\eta_{投用}$——投用效率，%；

当装载系统未设蒸汽平衡/处理系统时，则总控制效率η总取 0；当真空装载，

保持真空度小于-0.37 千帕；或罐车与油气收集系统法兰连接、硬管螺栓连接时，则收集效率η收集取 100%。

公路、铁路装载过程损耗排放因子

$$L_L = C_0 \times S$$

式中：

S——饱和因子，代表排出的挥发物料接近饱和的程度，饱和因子的选取见下表；

C_0——装载罐车气、液相处于平衡状态，将挥发物料看作理想气体下的物料密度，kg/m^3；见下式。

$$C_0 = 1.20\times10^{-4} \times \frac{P_T \times M}{T + 273.15}$$

式中：

P_T——温度 T 时装载物料的真实蒸汽压，Pa；

M——油气的分子量，g/mol。

1.20×10^{-4}——单位换算系数。

表 5.7.2.1-6 公路、铁路装卸损耗计算中饱和因子

操作方式		饱和因子 s
底部/液下装载	新罐车或清洗后的罐车	0.5
	正常工况（普通）的罐车	0.6
	上次卸车采用油气平衡装置	1.0
喷溅式装载	新罐车或清洗后的罐车	1.45
	正常工况（普通）的罐车	1.45
	上次卸车采用油气平衡装置	1.0

注：1.如对上次卸车是否采用油气平衡装置未知，则按较大值读取饱和因子；

冷一联现行装载形式为喷溅式装载，本工程新建密闭装车鹤管，实现原油装车全密闭；新建压力卸油罐采用快速接头方式，实现卸车全密闭，装卸车系统采用气平衡。

表 5.7.2.1-7 项目装卸车 VOCs 排放情况一览表

序号	位置	装卸物料	年装卸量(万 t/a)	现有工程 VOCs 排放量(t/a)	本工艺处理效率	本工程削减量(t/a)	本工程实施后 VOCs 排放量(t/a)

1	装车	采出液	401	8558.479	90%	7702.631	855.848
2	卸车	原油	55	1485.412	90%	1336.871	148.541

表 5.7.2.1-8 冷一联挥发性有机物削减情况一览表

名称	现有工程排放量（t/a）	削减量（t/a）	本工程处理后排放量（t/a）
冷一联无组织废气	15181.461	14074.322	1107.139

5.7.2.2 废水

运行期的废水主要包括井下作业废水（修井和洗井废水）和采油废水。

（1）修井、洗井废水

运行期修井废水是指在油田生产期修井作业后反排时产生的废水，修井为不定期进行（平均按一年维修一次），根据油田提供数据，废水的产生量为 6-10m^3/次（取 8m^3/次），本工程 133 口油井运行期修井废水产生量约为 1064m^3/a。

油井运行一段时间后，抽油杆易于结蜡，需热水清洗。洗井热水来自冷一联油水分离后的清污水，不用新鲜水。洗井废水产生量 40-60m^3/单井*次（取 50m^3/次*单井），油田洗井频率一般为 1 次/年。本工程新增 133 口井，运行期修井、洗井废水产生量 40-60m^3/单井（其中洗井 50m^3/单井、修井 8m^3/单井），修井、洗井废水水质与施工期洗井废水相同，根据调查类比资料及企业提供的资料，污水水质为 COD 浓度：2760mg/L、SS 浓度：700mg/L、石油类浓度：2000mg/L。收集后送冷一联合站的污水处理厂处理，水质能够满足冷一联的收水标准。

表 5.7.2.2-1 项目运行期洗井、修井废水产生量一览表

开发年度	规划井数（口）	修井废水（m^3/a）	洗井废水（m^3/a）	废水去向
2023	44	352	2200	送冷一联污水处理站处理达标后回用于锅炉注汽和油井注水
2024	52	416	2600	
2025	37	296	1850	
合计	133	1064	6650	

（2）采油废水

采油废水主要来自运行期的采油作业。它包括油层本身所含的边水、底水，废水中含有石油类及 COD。含油废水量随油田开发时间的增加而不断增加，本工程新增 133 口油井。项目建成后日增产原油 1296t/d，项目采出油中含水率基

本维持在 87.7%，则采油废水的产生量为 9240.585t/d（采油时间按年 365d 计），根据调查类比资料及企业提供的资料，采油废水的水质：COD 浓度-4730mg/L、SS 浓度-200mg/L、石油类浓度-2200mg/L。

采出液由冷一联合站负责运输、处理，分离出的采出水由其处理满足回注标准后回注地下驱油。

表 5.7.2.2-2 项目运行期采油废水情况一览表

开发年度	规划井数（口） 油井	年规划新增采油能力（t/d）	采油废水日产生量（t/d）	采油废水年产生量（t/a）	废水去向
2023	44	457	3258.447	1189333.211	冷一联合站处理后回注
2024	52	506	3607.821	1316854.715	
2025	37	333	2374.317	866625.732	
合计	133	1296	9240.585	3372813.659	

（3）生活污水

本工程运行期不增加生产人员，不新增生活污水。

表 5.7.2.2-3 项目运行期各种废水、污染物总产生量汇总

废水源	废水产生量	污染物	污染物产生浓度（mg/L）	污染物产生量（t）	废水去向
修井废水	1064t	SS	700	0.745	送冷一联污水处理站处理达标后回用于锅炉注汽和油井注水
		COD	2760	2.937	
		石油类	2000	2.128	
洗井废水	6650t	SS	700	4.655	
		COD	2760	18.354	
		石油类	2000	13.300	
采油废水	3372813.659t	SS	200	674.563	
		COD	4730	15953.409	
		石油类	2200	7420.190	
生活污水	不新增	--	--	0	--
合计	COD：15974.699t；		SS：679.963t；	石油类：7435.618t；	--

运行期产生的各种生产废水均进入冷一联污水处理站，经站内污水处理系统处理后回用于锅炉注汽和油井注水。

（4）水平衡

本产能项目实施后虽然新增油井 133 口，但同时开发过程中会有油井停产，

能够保持现有运营的动态平衡，故本项目不增加其污水总量。

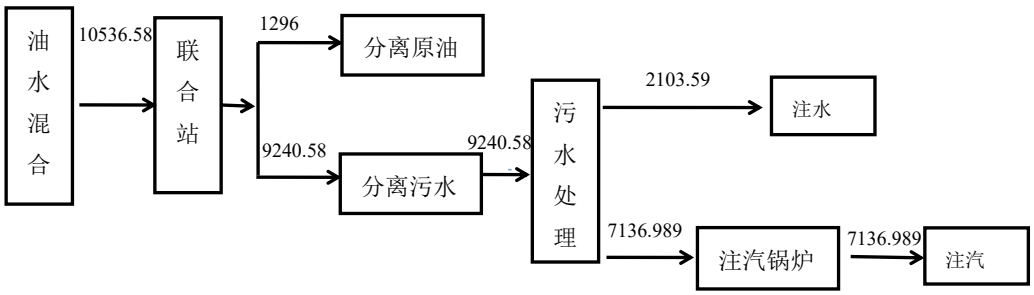


图 5.7.2.2-1 本项目水平衡图单位 t/d

5.7.2.3 固体废物

项目区块运行期间总体上产能不增加，新建井虽然新增部分固废，但是由于部分老井停产封井，总体上固体污染物的产生数量及种类不增加。

（1）落地油及含油污泥、沾油废物、废多轮次防渗布

在采油井投产一段时间后，由于腐蚀结垢，机具损坏等原因，往往要进行修井，修井时要将油管全部拔出，以更换损坏的油管和机具。修井时往往会有一部分原油散落于井场内，成为落地油与含油污泥，修井及维修等作业时会对井场铺设防渗布膜，所以会产生废含油防渗布。项目在设备运行、维修等过程中会产生含油污泥及沾油废物。根据企业提供经验数据，落地油及含油污泥年产生量为 800t/a、沾油废物年产生量为 300t/a、废多轮次防渗布年产生量为 5t/a。

（2）废润滑油及废油桶

项目在设备运行、维修等过程中会产生废润滑油及废油桶，年产生量为 15t/a。

危险废物产生量情况见下表所示。

表 5.7.2.3-1 项目运行期危险废物产生及处置情况一览表

开发年度	落地油及含油污泥（t/a）	沾油废物（t/a）	废含油防渗布（t/a）	废润滑油及桶（t/a）
2023	800	300	5	15
2024	800	300	5	15
2025	800	300	5	15
合计	2400	900	15	45

（3）生活垃圾

本项目不新增人员，故无新增生活垃圾。但井场内应设置垃圾箱供调配人员

使用，集中收集生活垃圾，由环卫部门定期清运。

本工程运行期新增固体废物产生及排放情况详见表 5.7.2.3-2。

表 5.7.2.3-2 运行期新增固体废物产生及排放情况

固体废物	产生量（t）	排放量（t）	去向
落地油及含油污泥	2400	0	委托资质单位处理
沾油废物	900	0	
废多轮次防渗布	15	0	
废润滑油及废油桶	45	0	

5.7.2.4 噪声

本工程运行期噪声主要为抽油机运行噪声。

通过类比辽河油田部分井组的噪声监测结果，在距声源 10m 处，单口井为 56dB(A)左右，井丛式井组最多为六口井，井丛式井组源强约 59~63.8dB(A)，抽油机噪声属于连续稳态低频噪声。运行期噪声源详见表 5.7.2.4-1。

表 5.7.2.4-1 运行期噪声源统计表 dB(A)

噪声源		声源种类	数量	声功率级	声源控制措施	降噪效果	降噪后效果	运行时段时间
抽油机	单井	固定声源	1	56	基础减振	0（声源源强包括基础减振效果）	56	运营期连续
	丛式井组	固定声源	1(2-6 台抽油机，按照 1 个丛式井组计算)	59~63.8	基础减振	0（声源源强包括基础减振效果）	63.8	运营期连续

5.7.3 闭井期污染源分析

开采潜力耗尽的油井采取停井、封井措施，项目闭井施工时会产生施工噪声、少量的施工扬尘及车辆尾气、无废水产生。闭井产生的机器零部件回收维修后使用，不能使用的交物质回收部门。

5.7.4 项目污染物排放量汇总

综合以上，本工程施工期和运行期新增污染物排放情况详见表 5.7.4-1。

表 5.7.4-1 本工程施工期和运行期新增污染物排放情况一览表

期	类别	名称	产生量	排放量	备注
施工期	废气	CO(t)	4.25	4.25	柴油机无组织排放
		HC(t)	0.81	0.81	
		NO_x(t)	18.91	18.91	

		TSP(t)	1.69	1.69	
		扬尘	少量	少量	
		车辆尾气	少量	少量	
		烃类气体	少量	少量	
	废水	钻井废水(m^3)	28330	0	部分用于调节泥浆浓度，罐车送冷一联污水站处理
		洗井废水(m^3)	3325	0	
		管道试压废水（t）	300	0	沉淀过滤后送冷一览污水处理站处理
		生活污水(m^3)	900	0	排入可移动厕所
	固体废物	废弃钻井泥浆-水基(t)	171042.375	0	委托泥浆处理单位无害化处理
		钻井岩屑(t)	15864.8	0	
		施工固废(t)	66.5	0	回收利用
		生活垃圾(t)	7.5	0	由环卫部门收集处理
	噪声	柴油机、钻井泵、钻机等产生施工噪声	声源强度 70～107dB(A)	--	减震、隔声、声屏障
运营期	废气	挥发性有机物(t/a)	14.956	14.956	无组织排放（加强设备密闭，管道集约输送）
		硫化氢（t/a）	0.019	0.019	
	废水	修井废水(m^3/a)	1064	0	送冷一联污水处理站处理达标后回用于锅炉注汽和油井注水
		洗井废水(m^3/a)	6650	0	
		采油废水(m^3/a)	3372813.659	0	
		生活污水	不新增人员，不涉及		
	固体废物	落地油及含油污泥（t/a）	800	0	委托资质单位处理
		含油杂物（t/a）	300	0	
		废多轮次防渗布（t/a）	5	0	委托资质单位处理
		废润滑油及废油桶（t/a）	15	0	委托资质单位处理
		生活垃圾	不新增人员，不涉及		
	噪声	单井源强为 56dB(A)，井丛式井组源强约 59~63.8dB(A)			基础减震、距离衰减
闭井期	废水	无			--
	废气	少量的施工扬尘及车辆尾气			一般施工期为数日，影响轻微，必要时可采取洒水降尘等措施
	噪声	施工及车辆噪声			一般施工期为数日，影响轻微，必要时可采取禁止鸣笛等措施
	固废	机器零部件回收维修后使用，不能使用的交物质回收部门			旧设备回收利用或送物质回收部门

5.8 项目的“三本帐”

本项目“三本账”见下表。

表 5.8-1 项目污染物“三本账”汇总

污染类别	主要污染物名称	原有项目排放量（t/a）	新建项目产生量（t/a）	以新代老消减量（t/a）	最终排放量（t/a）
废气有组织	二氧化硫	107.461	/	/	107.461
	氮氧化物	763.193	/	/	763.193
	烟尘	64.094	/	/	64.094
废气无组织	挥发性有机物	15202.128	14.956	14089.278	1127.806
	硫化氢	0.027	0.019	0.019	0.027
废水	废水量（t/a）	3606539.6	3380527.659	0	收集处理后回注地下采油层，不外排
	SS	738.183	679.963	0	
	COD	16935.787	15974.699	0	
	石油类	7899.500	7435.618	0	
固废	落地油泥	816.92	2400	0	委托资质单位处理
	沾油废物	307.6194	900	0	
	废多轮次防渗布		15	0	
	废润滑油及废油桶	15.74	45	0	委托资质单位处理
	废树脂及废滤料	132.48	/	0	委托大连东泰产业废弃物处理有限公司
	清罐底泥	263.55	/	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	污水处理站含油污泥	52.5	/	0	委托盘锦辽河油田远达油污泥处理利用有限公司
	废脱硫剂	363.16	/	0	委托大连东泰产业废弃物处理有限公司
	生活垃圾	54.75	0	0	收集后交环卫部门处理

6 环境质量现状调查与评价

6.1 环境空气质量现状

6.1.1 基本污染物

根据国家环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统(lem.org.cn)查询，2022 年盘锦市环境空气质量综合评价见下表。

表 6.1.1-1 区域环境空气质量评价表单位：μg/m³

监测项目		现状浓度	标准值	占标率（%）	达标情况
SO_2	年平均浓度	11	60	18.33%	达标
NO_2	年平均浓度	26	40	65.00%	达标
PM_{10}	年平均浓度	46	70	65.71%	达标
$PM_{2.5}$	年平均浓度	29	35	82.86%	达标
CO	24 小时平均 第 95 百分位数浓度 mg/m³	1.3	4	32.50%	达标
O_3	日最大 8 小时滑动平均 第 90 百分位数浓度	150	160	93.75%	达标
综合评价		达标			

由上表可以看出，辽宁省盘锦市 2022 年基本污染物浓度均优于《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准的限值要求，属于空气达标区。

6.1.2 其他污染物

为全面了解项目所在区域的环境空气质量情况，尤其是项目所涉及的特征污染物的环境质量现状，对项目区域的非甲烷总烃、硫化氢、TSP、SO_2、NO_2进行了补充监测。

本项目环境空气现状监测数据来自天津市环鉴环境检测有限公司现场监测。

6.1.3 监测布点

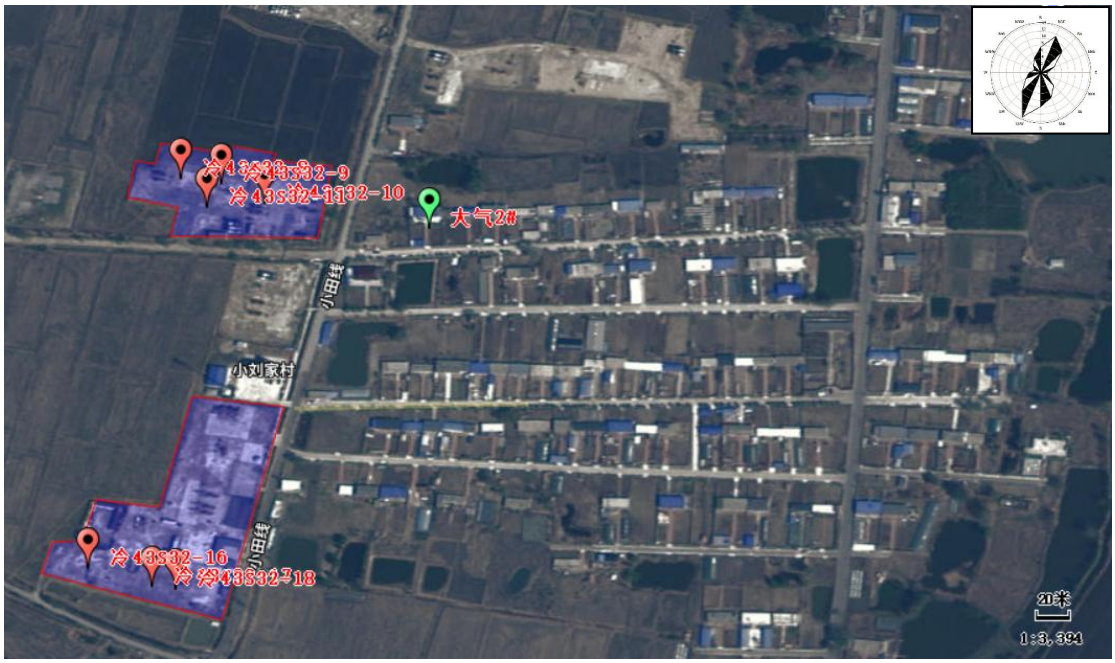
在评价区内共布设10个监测点。具体点位见表6.1.3-1及监测布点图6.1.3-1。

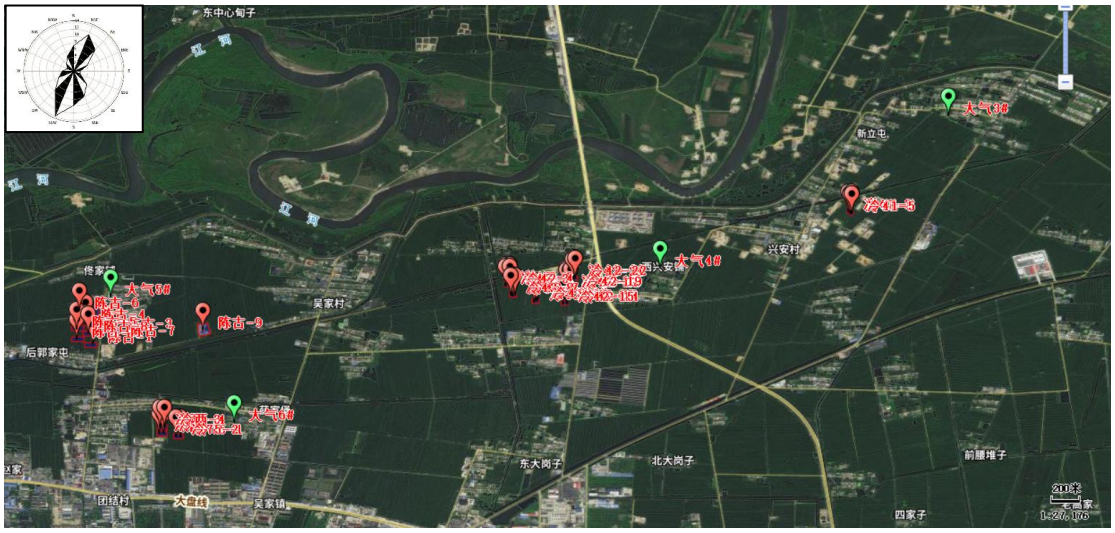
表6.1.3-1环境空气监测点位

序号	名称	坐标（°）	相对位置	距离（m）
1#	小丁家窝铺	E122.229158774° N41.242388078°	下风向环境保护目标	5km 范围内
2#	小刘家村	E122.222555176° N41.229113825°	下风向环境保护目标	5km 范围内

3#	孙家村	E122.204195911 N41.198932905	下风向环境保护目标	5km 范围内
4#	西兴安铺	E122.174026424 N41.182817877	下风向环境保护目标	5km 范围内
5#	郭屯	E122.121543333 N41.178886743	下风向环境保护目标	5km 范围内
6#	薛家堡	E122.133404061 N41.169166418	下风向环境保护目标	5km 范围内
7#	冷西-6 井场内	E122.204195911 N41.198932905	厂址	5km 范围内
8#	马家铺	E122.149418363 N41.058535842	下风向环境保护目标	5km 范围内
9#	9#刘家铺	E122.124913702 N41.055333285	下风向环境保护目标	5km 范围内
10#	10#葛家村	E122.130530248 N41.048531203	下风向环境保护目标	5km 范围内




大气2#
小田线
小刘家村
21米
1:3,394


东中心甸子
辽河
大气1#
新立屯
兴安村
大气4#
吴家村
陈古-2
后郭家屯
大气5#
大气6#
东大岗子
北大岗子
前腰堆子
团结村
大盘线
吴家镇
四家子
211米
1:27,176


大气7#
21米
1:3,368


图例
油井
环境空气点位
大气100
大气200
大气300
大气400
大气500
大气600
大气700
大气800
大气900
大气1000
大气1100
大气1200
大气1300
大气1400
大气1500
大气1600
大气1700
大气1800
大气1900
大气2000
大气2100
大气2200
大气2300
大气2400
大气2500
大气2600
大气2700
大气2800
大气2900
大气3000
大气3100
大气3200
大气3300
大气3400
大气3500
大气3600
大气3700
大气3800
大气3900
大气4000

6.1.7 监测结果统计

表6.1.7-18月9日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.41	0.003	0.007	0.009	—
	小时值第二次	0.68	0.004	0.017	0.009	—
	小时值第三次	0.69	0.004	0.009	0.010	—
	小时值第四次	0.64	0.004	0.018	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	196
2#小刘家村	小时值第一次	0.59	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.55	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.38	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.36	0.004	0.010	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	200
3#孙家村	小时值第一次	0.32	0.004	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.31	0.004	<0.007	0.009	—
	小时值第三次	0.31	0.004	0.010	0.010	—
	小时值第四次	0.33	0.004	0.014	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	194
4#西兴安铺	小时值第一次	0.36	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.37	0.005	0.009	0.011	—
	小时值第三次	0.26	0.005	0.014	0.011	—
	小时值第四次	0.27	0.005	<0.007	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	208
5#郭屯	小时值第一次	0.32	0.005	<0.007	0.014	—
	小时值第二次	0.28	0.005	0.011	0.014	—
	小时值第三次	0.31	0.005	<0.007	0.014	—
	小时值第四次	0.29	0.005	0.015	0.014	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	日均值	—	—	—	—	211
6#薛家堡	小时值第一次	0.27	0.006	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.29	0.006	0.013	0.013	—
	小时值第三次	0.26	0.006	0.011	0.013	—
	小时值第四次	0.23	0.006	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	201
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.68	0.004	0.009	0.015	—
	小时值第二次	0.59	0.004	<0.007	0.014	—
	小时值第三次	0.64	0.004	0.020	0.015	—
	小时值第四次	0.61	0.004	0012	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	210
8#马家铺	小时值第一次	0.55	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.54	0.005	0.009	0.016	—
	小时值第三次	0.47	0.005	0.011	0.015	—
	小时值第四次	0.54	0.005	0.015	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	201
9#刘家铺	小时值第一次	0.45	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.41	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.38	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.35	0.005	0.014	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	193
10#葛家村	小时值第一次	0.35	0.005	<0.007	0.017	—
	小时值第二次	0.35	0.005	0.010	0.017	—
	小时值第三次	0.33	0.005	0.014	0.017	—
	小时值第四次	0.38	0.005	0.011	0.016	—
	日均值	—	—	—	—	185

表6.1.7-28月10日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.28	0.004	0.010	0.011	—
	小时值第二次	0.27	0.004	0.013	0.012	—
	小时值第三次	0.27	0.004	0.012	0.012	—
	小时值第四次	0.27	0.004	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	196
2#小刘家村	小时值第一次	0.22	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.25	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.30	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第四次	0.29	0.005	0.010	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	200
3#孙家村	小时值第一次	0.28	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.36	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.24	0.004	0.010	0.012	—
	小时值第四次	0.27	0.004	0.014	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	194
4#西兴安铺	小时值第一次	0.25	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.24	0.005	0.009	0.012	—
	小时值第三次	0.24	0.005	0.014	0.012	—
	小时值第四次	0.24	0.005	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	208
5#郭屯	小时值第一次	0.19	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.33	0.005	0.011	0.011	—
	小时值第三次	0.23	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.28	0.005	0.016	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	211

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
6#薛家堡	小时值第一次	0.25	0.006	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.27	0.006	0.013	0.010	—
	小时值第三次	0.22	0.006	0.011	0.009	—
	小时值第四次	0.22	0.006	<0.007	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	201
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.43	0.004	0.009	0.013	—
	小时值第二次	0.40	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.34	0.004	0.019	0.012	—
	小时值第四次	0.38	0.004	0.012	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	211
8#马家铺	小时值第一次	0.37	0.005	<0.007	0.016	—
	小时值第二次	0.41	0.005	0.009	0.015	—
	小时值第三次	0.38	0.005	0.011	0.016	—
	小时值第四次	0.37	0.005	0.015	0.016	—
	日均值	—	—	—	—	202
9#刘家铺	小时值第一次	0.37	0.005	<0.007	0.014	—
	小时值第二次	0.39	0.005	<0.007	0.014	—
	小时值第三次	0.52	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.68	0.005	0.014	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	193
10#葛家村	小时值第一次	0.61	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.69	0.005	0.009	0.012	—
	小时值第三次	0.47	0.005	0.013	0.012	—
	小时值第四次	0.55	0.005	<0.007	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	187

表6.1.7-38月11日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.72	0.003	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.71	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.74	0.004	0.015	0.013	—
	小时值第四次	0.81	0.004	0.010	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	197
2#小刘家村	小时值第一次	0.43	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.69	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.88	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.90	0.005	0.009	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	201
3#孙家村	小时值第一次	0.88	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.86	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.96	0.005	0.010	0.012	—
	小时值第四次	1.04	0.005	0.014	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	193
4#西兴安铺	小时值第一次	1.16	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	1.00	0.005	0.009	0.012	—
	小时值第三次	1.04	0.005	0.014	0.013	—
	小时值第四次	1.18	0.005	<0.007	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	208
5#郭屯	小时值第一次	0.94	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.93	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第三次	0.82	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第四次	0.84	0.005	0.016	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	210
6#薛家堡	小时值第一次	0.75	0.006	<0.007	0.012	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	小时值第二次	0.76	0.006	0.013	0.012	—
	小时值第三次	0.67	0.006	0.011	0.012	—
	小时值第四次	0.65	0.006	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	202
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.70	0.004	0.014	0.012	—
	小时值第二次	0.66	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.60	0.004	0.019	0.011	—
	小时值第四次	0.54	0.004	0.012	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	211
8#马家铺	小时值第一次	0.51	0.005	0.012	0.013	—
	小时值第二次	0.51	0.005	0.009	0.013	—
	小时值第三次	0.54	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第四次	0.50	0.005	0.015	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	200
9#刘家铺	小时值第一次	0.51	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.49	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.50	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.47	0.005	0.014	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	194
10#葛家村	小时值第一次	0.45	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.48	0.005	0.011	0.011	—
	小时值第三次	0.47	0.005	0.013	0.011	—
	小时值第四次	0.47	0.005	0.015	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	186

表6.1.7-48月12日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果

		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.72	0.003	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.71	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.74	0.004	0.015	0.013	—
	小时值第四次	0.81	0.004	0.010	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	197
2#小刘家村	小时值第一次	0.43	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.69	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.88	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.90	0.005	0.009	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	201
3#孙家村	小时值第一次	0.88	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.86	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.96	0.005	0.010	0.012	—
	小时值第四次	1.04	0.005	0.014	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	193
4#西兴安铺	小时值第一次	1.16	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	1.00	0.005	0.009	0.012	—
	小时值第三次	1.04	0.005	0.014	0.013	—
	小时值第四次	1.18	0.005	<0.007	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	208
5#郭屯	小时值第一次	0.94	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.93	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第三次	0.82	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第四次	0.84	0.005	0.016	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	210
6#薛家堡	小时值第一次	0.75	0.006	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.76	0.006	0.013	0.012	—
	小时值第三次	0.67	0.006	0.011	0.012	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	小时值第四次	0.65	0.006	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	202
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.70	0.004	0.014	0.012	—
	小时值第二次	0.66	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.60	0.004	0.019	0.011	—
	小时值第四次	0.54	0.004	0.012	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	211
8#马家铺	小时值第一次	0.51	0.005	0.012	0.013	—
	小时值第二次	0.51	0.005	0.009	0.013	—
	小时值第三次	0.54	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第四次	0.50	0.005	0.015	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	200
9#刘家铺	小时值第一次	0.51	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.49	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.50	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.47	0.005	0.014	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	194
10#葛家村	小时值第一次	0.45	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.48	0.005	0.011	0.011	—
	小时值第三次	0.47	0.005	0.013	0.011	—
	小时值第四次	0.47	0.005	0.015	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	186

表6.1.7-58月13日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.55	0.004	0.013	0.012	—
	小时值第二次	0.59	0.004	0.012	0.013	—
	小时值第三次	0.59	0.004	0.015	0.013	—
	小时值第四次	0.57	0.004	0.009	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	196
2#小刘家村	小时值第一次	0.52	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	1.01	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.46	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.46	0.005	0.009	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	201
3#孙家村	小时值第一次	0.43	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.42	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.43	0.005	0.010	0.011	—
	小时值第四次	0.39	0.004	0.014	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	195
4#西兴安铺	小时值第一次	0.35	0.005	<0.007	0.009	—
	小时值第二次	0.37	0.005	0.009	0.010	—
	小时值第三次	0.32	0.005	0.014	0.009	—
	小时值第四次	0.29	0.005	<0.007	0.009	—
	日均值	—	—	—	—	208
5#郭屯	小时值第一次	0.31	0.006	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.40	0.006	0.011	0.012	—
	小时值第三次	0.36	0.006	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.35	0.006	0.016	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	211
6#薛家堡	小时值第一次	0.55	0.006	<0.007	0.011	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	小时值第二次	0.74	0.006	0.013	0.010	—
	小时值第三次	0.69	0.006	0.011	0.010	—
	小时值第四次	0.62	0.006	<0.007	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	202
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.42	0.004	0.014	0.013	—
	小时值第二次	0.41	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.46	0.004	0.019	0.012	—
	小时值第四次	0.43	0.004	0.012	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	210
8#马家铺	小时值第一次	0.44	0.005	0.012	0.013	—
	小时值第二次	0.44	0.005	0.009	0.012	—
	小时值第三次	0.41	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第四次	0.39	0.005	0.015	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	201
9#刘家铺	小时值第一次	0.39	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.35	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.34	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.31	0.005	0.013	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	192
10#葛家村	小时值第一次	0.32	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.36	0.005	0.011	0.010	—
	小时值第三次	0.36	0.005	0.013	0.011	—
	小时值第四次	0.32	0.005	0.015	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	187

表6.1.7-68月14日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果

		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.50	0.004	0.015	0.014	—
	小时值第二次	0.42	0.004	0.009	0.014	—
	小时值第三次	0.36	0.004	<0.007	0.014	—
	小时值第四次	0.33	0.004	0.010	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	196
2#小刘家村	小时值第一次	0.36	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.38	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.42	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.40	0.005	<0.007	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	201
3#孙家村	小时值第一次	0.40	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.35	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.37	0.005	0.010	0.012	—
	小时值第四次	0.36	0.005	0.017	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	195
4#西兴安铺	小时值第一次	0.34	0.005	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.33	0.005	0.009	0.011	—
	小时值第三次	0.31	0.005	0.014	0.011	—
	小时值第四次	0.35	0.005	<0.007	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	207
5#郭屯	小时值第一次	0.33	0.006	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.29	0.006	0.011	0.013	—
	小时值第三次	0.34	0.006	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.35	0.006	0.016	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	211
6#薛家堡	小时值第一次	0.34	0.006	<0.007	0.013	—
	小时值第二次	0.33	0.006	0.014	0.012	—
	小时值第三次	0.33	0.006	0.011	0.012	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	小时值第四次	0.33	0.007	<0.007	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	203
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.41	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.37	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第三次	0.36	0.004	0.019	0.012	—
	小时值第四次	0.35	0.004	0.012	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	212
8#马家铺	小时值第一次	0.30	0.005	0.012	0.013	—
	小时值第二次	0.31	0.005	0.011	0.013	—
	小时值第三次	0.37	0.005	0.011	0.014	—
	小时值第四次	0.30	0.005	0.015	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	200
9#刘家铺	小时值第一次	0.31	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.30	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第三次	0.30	0.005	<0.007	0.013	—
	小时值第四次	0.28	0.005	0.013	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	193
10#葛家村	小时值第一次	0.26	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.24	0.005	0.011	0.010	—
	小时值第三次	0.24	0.005	0.017	0.010	—
	小时值第四次	0.31	0.005	0.011	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	186

表6.1.7-78月15日环境空气质量现状监测统计结果

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
1#小丁家窝铺	小时值第一次	0.34	0.004	0.013	0.012	—
	小时值第二次	0.68	0.004	0.011	0.012	—
	小时值第三次	0.64	0.004	0.016	0.012	—
	小时值第四次	0.58	0.004	0.010	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	197
2#小刘家村	小时值第一次	0.47	0.004	<0.007	0.014	—
	小时值第二次	0.48	0.004	<0.007	0.015	—
	小时值第三次	0.46	0.004	<0.007	0.014	—
	小时值第四次	0.42	0.005	0.009	0.015	—
	日均值	—	—	—	—	200
3#孙家村	小时值第一次	0.41	0.005	0.008	0.010	—
	小时值第二次	0.38	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第三次	0.35	0.005	0.010	0.010	—
	小时值第四次	0.35	0.005	0.015	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	195
4#西兴安铺	小时值第一次	0.35	0.005	<0.007	0.017	—
	小时值第二次	0.35	0.005	0.009	0.016	—
	小时值第三次	0.33	0.005	0.014	0.016	—
	小时值第四次	0.41	0.006	<0.007	0.014	—
	日均值	—	—	—	—	207
5#郭屯	小时值第一次	0.39	0.006	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.41	0.006	0.010	0.011	—
	小时值第三次	0.75	0.006	<0.007	0.010	—
	小时值第四次	0.63	0.006	0.014	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	212
6#薛家堡	小时值第一次	0.64	0.006	<0.007	0.011	—

检测点位	检测频次	检测项目、检测结果				
		非甲烷总烃 (mg/m³)	硫化氢 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NO_2 (mg/m³)	总悬浮颗粒物 (μg/m³)
	小时值第二次	0.54	0.006	0.013	0.012	—
	小时值第三次	0.55	0.006	0.012	0.011	—
	小时值第四次	0.52	0.006	<0.007	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	202
7#冷西-6 井场内	小时值第一次	0.57	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第二次	0.53	0.004	<0.007	0.013	—
	小时值第三次	0.54	0.004	0.018	0.014	—
	小时值第四次	0.56	0.005	0.013	0.013	—
	日均值	—	—	—	—	211
8#马家铺	小时值第一次	0.60	0.005	0.013	0.012	—
	小时值第二次	0.57	0.005	0.012	0.012	—
	小时值第三次	0.61	0.005	0.011	0.012	—
	小时值第四次	0.56	0.005	0.016	0.012	—
	日均值	—	—	—	—	201
9#刘家铺	小时值第一次	0.56	0.004	<0.007	0.011	—
	小时值第二次	0.58	0.004	<0.007	0.012	—
	小时值第三次	0.58	0.005	<0.007	0.011	—
	小时值第四次	0.54	0.005	0.015	0.011	—
	日均值	—	—	—	—	194
10#葛家村	小时值第一次	0.54	0.005	<0.007	0.010	—
	小时值第二次	0.52	0.004	0.012	0.010	—
	小时值第三次	0.50	0.005	0.016	0.011	—
	小时值第四次	0.44	0.005	0.014	0.010	—
	日均值	—	—	—	—	186

环境空气质量现状监测评价结果详见表 **6.1.7**-8。

表6.1.7-8环境空气质量现状监测评价结果

监	监测因子	小时浓度	日均浓度

测点		范围(mg/m³)	最大占标率(%)	超标率(%)	范围(mg/m³)	最大占标率(%)	超标率(%)
1#	SO_2	0.007-0.018	3.6	0	/	/	/
	NO_2	0.009-0.010	5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.193-0.211	70.3	0
	H_2S	0.003-0.0004	4	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.41-0.69	34.5	0	/	/	/
2#	SO_2	0.012-0.013	6.5	0	/	/	/
	NO_2	0.008-0.010	5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.2-0.21	66.7	0
	H_2S	0.003-0.004	40	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.36-0.55	27.5	0	/	/	/
3#	SO_2	0.010-0.014	2.8	0	/	/	/
	NO_2	0.009-0.010	5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.193-0.195	64.7	0
	H_2S	0.003-0.004	40	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.31-0.33	16.5	0	/	/	/
4#	SO_2	0.009-0.014	2.8	0	/	/	/
	NO_2	0.008-0.011	5.5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.208-0.211	70.3	0
	H_2S	0.004-0.005	50	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.26-0.37	18.5	0	/	/	/
5#	SO_2	0.011-0.015	3	0	/	/	/
	NO_2	0.011-0.014	07	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.203-0.212	70.4	0
	H_2S	0.004-0.005	50	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.28-0.32	16	0	/	/	/
6#	SO_2	0.011-0.015	3	0	/	/	/
	NO_2	0.012-0.013	6.5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.201-0.203	67.7	0
	H_2S	0.005-0.006	60	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.23-0.27	13.5	0	/	/	/
7#	SO_2	0.009-0.012	2.4	0	/	/	/
	NO_2	0.013-0.015	7.5	0	/	/	/

	TSP	/	/	/	0.21-0.212	70.4	0
	H_2S	0.003-0.004	40	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.59-0.68	34	0	/	/	/
8#	SO_2	0.011-0.014	2.8	0	/	/	/
	NO_2	0.010-0.011	5.5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.200-0.201	67	0
	H_2S	0.004-0.005	50	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.47-0.55	27.5	0	/	/	/
9#	SO_2	0.007-0.013	2.6		/	/	/
	NO_2	0.010-0.011	5.5		/	/	/
	TSP	/	/	/	0.192-0.194	64.7	0
	H_2S	0.004-0.005	50	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.31-0.35	17.5	0	/	/	/
10#	SO_2	0.011-0.017	3.4	0	/	/	/
	NO_2	0.010-0.017	8.5	0	/	/	/
	TSP	/	/	/	0.185-0.187	62.3	
	H_2S	0.004-0.005	50	0	/	/	/
	非甲烷总烃	0.32-0.72	36	0	/	/	/

6.1.8 环境空气质量现状评价

由表 6.1.7-8 统计结果可以看出，各监测点位 TSP 日均值和 NO_2、SO_2、硫化氢、非甲烷总烃小时平均浓度最大占标率均小于 1，TSP 日均值和 NO_2、SO_2 小时平均浓度满足《环境空气质量标准》(GB3095－2012)及修改单二级标准，H_2S 小时浓度满足《环境影响评价技术导则-大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准，非甲烷总烃小时浓度满足《大气污染物综合排放标准详解》中限值要求，评价区内环境空气质量较好。

6.2 地表水环境质量现状

6.2.1 监测点位

具体点位见表6.2.1-1，布点图见图6.2.1-1~6.2.1-4。

表6.2.1-1地表水监测点位

序号	名称	相对位置	距离（m）

1#	冷43区块-小柳河	上游	500m
2#	冷43区块-小柳河	中游	-
3#	冷43区块-小柳河	下游	1000m
4#	冷43块-辽河	上游	500m
5#	冷43块-辽河	中游	-
6#	冷43块-辽河	下游	1000m
7#	陈古区块-六零河	上游	500m
8#	陈古区块-六零河	中游	-
9#	陈古区块-六零河	下游	1000m
10#	洼60断块区-二干渠	上游	500m
11#	洼60断块区-二干渠	中游	-
12#	洼60断块区-二干渠	下游	1000m

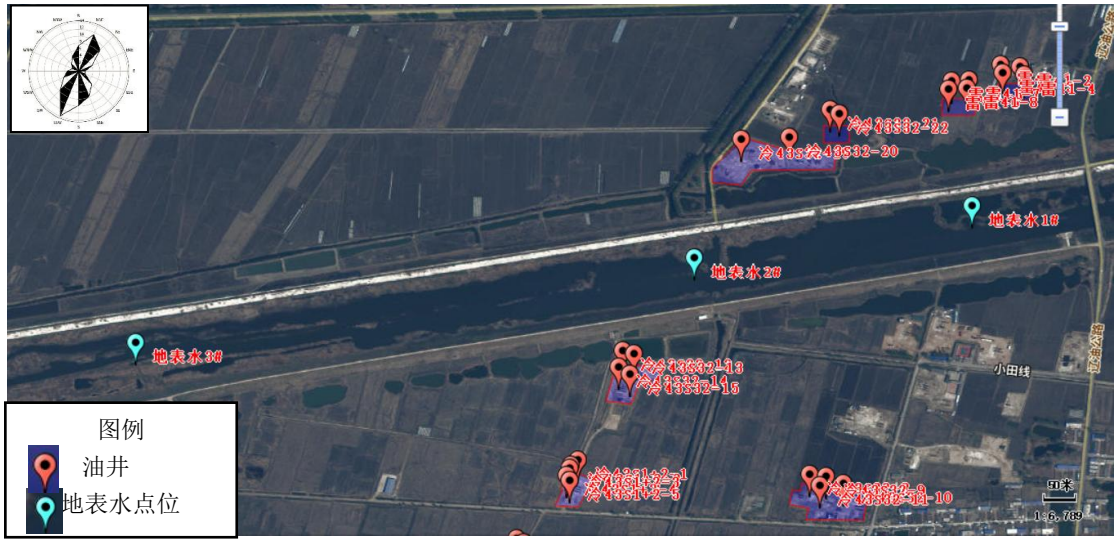


图6.2.1-1小柳河监测布点图



图6.2.1-2辽河监测布点图



图6.2.1-3六零河监测布点图



图6.2.1-4二干渠监测布点图

6.2.2 监测项目

pH、溶解氧、高锰酸钾指数、硫化物、石油类、挥发酚、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量、总磷、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅。

6.2.3 分析方法

监测分析采用国家标准规定的分析方法进行，具体见表 6.2.3-1。

表6.2.3-1地表水环境监测分析方法

序号	污染物名称	分析方法
1	pH	水质 pH 值的测定玻璃电极法 GB6920-1986
2	溶解氧	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T5750.4-20067.1 乙二胺四乙酸二钠滴定法
3	高锰酸钾指数	生活饮用水标准检验方法有机物综合指标 GB/T5750.7-20061.1 酸性高锰酸钾滴定法
4	石油类	水质石油类和动植物油类的测定红外分光光度法 HJ637-2018
5	挥发酚	生活饮用水标准检验方法感官性状和物理指标 GB/T5750.4-20069.14-氨基安替吡啉三氯甲烷萃取分光光度法
6	氨氮	水质氨氮的测定纳氏试剂分光光度法 HJ535-2009
7	化学需氧量	化学需氧量的测定重铬酸盐法 HJ828-2017
8	五日生化需氧量	水质五日生化需氧量(BOD5)的测定稀释与接种法 HJ505-2009
9	总磷	水质总磷的测定钼酸铵分光光度法 GB/T11893-1989
10	汞	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014
11	六价铬	生活饮用水标准检验方法金属指标 GB/T5750.6-200610.1 二苯碳酰二肼分光光度法
12	镉	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB/T7475-1987
13	砷	水质汞、砷、硒、铋和锑的测定原子荧光法 HJ694-2014
14	铅	水质铜、锌、铅、镉的测定原子吸收分光光度法 GB/T7475-1987

6.2.4 采样时间

2023 年 8 月 9 日-11 日，共 3 天。

6.2.5 监测结果统计

地表水环境质量现状监测统计结果详见下表。

表6.2-4地表水水质现状监测结果单位：mg/L(除pH外)

检测项目	第 1 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游1000m	单位
pH	7.1	7.0	7.0	7.1	6.9	7.0	无量纲
溶解氧	6.0	5.7	6.0	6.3	5.0	5.2	mg/L
高锰酸盐指数	9.71	8.78	8.24	7.92	7.80	8.04	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.42	0.31	0.28	0.46	0.47	0.43	mg/L
挥发酚	0.0009	0.0010	0.0034	0.0020	0.0016	0.0008	mg/L
氨氮	0.452	0.478	1.04	0.804	0.439	0.387	mg/L
化学需氧量	28	27	28	30	30	30	mg/L
五日生化需氧量	5.3	5.2	5.6	5.7	5.6	5.6	mg/L
总磷	0.10	0.10	0.10	0.09	0.08	0.09	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.17	0.09	0.11	0.19	0.15	0.35	μg/L
六价铬	0.013	0.013	0.014	0.013	0.011	0.012	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L

检测项目	第 1 天 7#~12#检测点位、检测结果						
	7#项目涉及六零河上游 500m 内	8#涉及六零河中	9#涉及六零河下游 500m	10#项目涉及二干渠上游 500m 内	11#涉及二干渠中	12#涉及二干渠下游 1000m	单位
pH	7.1	7.2	7.0	7.0	7.0	7.1	无量纲
溶解氧	5.2	5.5	4.9	5.5	5.1	5.3	mg/L
高锰酸盐指数	5.31	5.55	6.12	6.20	7.02	7.51	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.41	0.26	0.46	0.47	0.45	0.47	mg/L
挥发酚	0.0014	0.0012	0.0011	0.0016	0.0022	0.0024	mg/L
氨氮	0.335	0.244	0.478	0.218	0.439	0.648	mg/L
化学需氧量	40	27	38	35	40	33	mg/L
五日生化需氧量	4.8	5.0	8.3	9.1	7.5	9.3	mg/L
总磷	0.09	0.10	0.10	0.07	0.07	0.06	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.35	0.27	0.48	0.10	0.12	0.11	μg/L
六价铬	0.015	0.016	0.017	0.016	0.012	0.012	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L
检测项目	第 2 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位

检测项目	第 1 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位
pH	6.9	7.0	7.1	7.0	6.9	7.1	无量纲
溶解氧	5.2	5.5	5.5	5.5	5.1	5.3	mg/L
高锰酸盐指数	9.39	8.73	8.08	7.63	7.43	7.88	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.41	0.30	0.27	0.45	0.49	0.43	mg/L
挥发酚	0.0009	0.0012	0.0031	0.0022	0.0016	0.0008	mg/L
氨氮	0.452	0.452	1.05	0.804	0.439	0.387	mg/L
化学需氧量	29	28	29	29	29	28	mg/L
五日生化需氧量	5.6	6.0	4.1	5.2	5.9	5.7	mg/L
总磷	0.10	0.09	0.09	0.08	0.09	0.09	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.12	0.11	0.13	0.15	0.18	0.36	μg/L
六价铬	0.010	0.012	0.013	0.012	0.010	0.013	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L
检测项目	第 2 天 7#~12#检测点位、检测结果						
	7#项目涉及六零河上游 500m 内	8#涉及六零河中	9#涉及六零河下游 500m	10#项目涉及二干渠上游 500m 内	11#涉及二干渠中	12#涉及二干渠下游 1000m	单位

检测项目	第 1 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位
pH	7.0	7.1	7.0	7.1	6.9	6.9	无量纲
溶解氧	5.0	5.5	5.1	4.9	5.3	5.5	mg/L
高锰酸盐指数	5.39	5.80	6.16	6.04	7.06	7.43	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.41	0.25	0.46	0.46	0.45	0.49	mg/L
挥发酚	0.0012	0.0014	0.0010	0.0016	0.0019	0.0023	mg/L
氨氮	0.348	0.244	0.491	0.309	0.426	0.661	mg/L
化学需氧量	39	26	39	34	38	34	mg/L
五日生化需氧量	4.7	4.6	7.5	8.6	7.1	9.5	mg/L
总磷	0.10	0.10	0.10	0.07	0.09	0.06	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.50	0.28	0.43	0.10	0.11	0.11	μg/L
六价铬	0.014	0.014	0.016	0.016	0.012	0.012	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L
检测项目	第 3 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位

检测项目	第 1 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位
pH	7.0	7.2	7.1	6.9	6.9	7.0	无量纲
溶解氧	5.2	5.5	5.1	5.5	5.1	5.3	mg/L
高锰酸盐指数	9.27	8.90	7.96	7.84	7.59	7.92	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.41	0.31	0.28	0.45	0.48	0.45	mg/L
挥发酚	0.0009	0.0013	0.0030	0.0023	0.0017	0.0007	mg/L
氨氮	0.465	0.452	1.04	0.804	0.361	0.361	mg/L
化学需氧量	28	26	27	29	30	28	mg/L
五日生化需氧量	5.4	5.6	5.5	5.4	5.3	5.2	mg/L
总磷	0.10	0.09	0.09	0.09	0.08	0.10	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.10	0.09	0.11	0.17	0.20	0.39	μg/L
六价铬	0.011	0.005	0.013	0.010	0.013	0.013	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L
检测项目	第 3 天 7#~12#检测点位、检测结果						
	7#项目涉及六零河上游 500m 内	8#涉及六零河中	9#涉及六零河下游 500m	10#项目涉及二干渠上游 500m 内	11#涉及二干渠中	12#涉及二干渠下游 1000m	单位

检测项目	第 1 天 1#~6#检测点位、检测结果						
	1#项目涉及小柳河上游 500m 内	2#项目涉及小柳河中	3#项目涉及小柳河下游 1000 米处	4#项目新建注汽管线涉及的辽河上游 500m 内	5#注汽管线涉及的辽河中	6#注汽管线涉及辽河下游 1000m	单位
pH	7.1	7.2	7.1	7.2	6.8	6.9	无量纲
溶解氧	5.0	5.5	5.1	5.3	5.0	5.5	mg/L
高锰酸盐指数	5.43	5.63	6.29	6.08	7.14	7.67	mg/L
硫化物	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	0.01L	mg/L
石油类	0.41	0.26	0.44	0.46	0.46	0.48	mg/L
挥发酚	0.0011	0.0013	0.0009	0.0015	0.0016	0.0020	mg/L
氨氮	0.322	0.218	0.465	0.205	0.413	0.635	mg/L
化学需氧量	38	26	38	34	39	35	mg/L
五日生化需氧量	5.0	5.1	7.6	8.7	7.2	9.6	mg/L
总磷	0.10	0.10	0.09	0.08	0.07	0.07	mg/L
阴离子表面活性剂	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	0.05L	mg/L
汞	0.54	0.30	0.45	0.10	0.11	0.10	μg/L
六价铬	0.015	0.014	0.017	0.016	0.016	0.014	mg/L
镉	1L	1L	1L	1L	1L	1L	μg/L
砷	0.3L	0.3L	0.3L	0.3L	0.3	0.3L	μg/L
镍	5L	5L	5L	5L	5L	5L	μg/L
铅	10L	10L	10L	10L	10L	10L	μg/L

6.2.6 地表水环境质量现状评价

（1）评价因子

根据地表水的使用功能及水质特点，17 项监测因子均作为评价因子。

（2）评价标准

评价标准采用《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）中的标准。

（3）评价方法

采用单项污染指数法。模式如下：

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

pH 的标准指数为：

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

$$S_{pHj}=\frac{pH_j-7.0}{pH_{su}-7.0},pH_j>7.0$$

式中：$S_{i,j}$--单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

$c_{i,j}$--单项水质参数 i 在第 j 点的实测浓度（mg/L）；

c_{si}--单项水质参数 i 在第 j 点的评价标准（mg/L）；

pH_{sd}—pH 值标准规定的下限值；

pH_{su}--pH 值标准规定的上限值；

溶解氧（DO）的标准指数计算公式：

$$S_{DO,j}=DO_s/DO_j \qquad DO_j\le DO_f$$

$$S_{DO,j}=\frac{|DO_f-DO_j|}{DO_f-DO_s} \qquad DO_j>DO_f$$

式中：$S_{DO,j}$——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

DO_j——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_S——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f——饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，$DO_f=468/(31.6+T)$；对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域，$DO_f=(491-2.65S)/(33.5+T)$；

S——实用盐度符号，量纲一；

T——水温，℃。

水质参数的标准指数>1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，已经不能满足使用要求。

（4）评价结果及分析

单项污染指数计算结果列于表 6.2.6-1 中。

表 6.2.6-1 地表水水质单项污染指数计算结果

监测点位	监测时间	pH	溶解氧	高锰酸钾指数	硫化物	石油类	挥发酚	氨氮	化学需氧量	五日生化学氧量
1#	2023.8.16	0.05	0.5	0.971	/	0.84	0.09	0.301	0.933	0.833
	2023.8.17	0.1	0.577	0.939	/	0.82	0.09	0.301	0.967	0.933
	2023.8.18	0	0.577	0.927	/	0.82	0.09	0.31	0.933	0.9
2#	2023.8.16	0	0.52	0.878	/	0.62	0.1	0.319	0.9	0.867
	2023.8.17	0	0.545	0.873	/	0.6	0.12	0.301	0.933	1
	2023.8.18	0.1	0.545	0.89	/	0.62	0.13	0.301	0.867	0.933
3#	2023.8.16	0	0.5	0.824	/	0.56	0.34	0.693	0.933	0.933
	2023.8.17	0.05	0.545	0.808	/	0.54	0.31	0.7	0.967	0.683
	2023.8.18	0.05	0.577	0.796	/	0.56	0.3	0.693	0.9	0.917
4#	2023.8.16	0.05	0.47	0.792	/	0.92	0.2	0.536	1	0.95
	2023.8.17	0	0.545	0.763	/	0.9	0.22	0.536	0.967	0.867
	2023.8.18	0.1	0.545	0.784	/	0.9	0.23	0.536	0.967	0.9
5#	2023.8.16	0.0	0.6	0.78	/	0.94	0.16	0.292	1	0.933
	2023.8.17	0.1	0.588	0.743	/	0.98	0.16	0.293	0.967	0.983
	2023.8.18	0.1	0.577	0.759	/	0.96	0.17	0.241	1	0.833
6#	2023.8.16	0	0.57	0.49	/	0.86	0.08	0.258	1	0.933
	2023.8.17	0.05	0.566	0.788	/	0.86	0.08	0.258	0.933	0.95
	2023.8.18	0	0.567	0.792	/	0.9	0.07	0.241	0.933	0.867
7#	2023.8.16	0.05	0.385	0.439	/	0.41	0.014	0.1675	1	0.48
	2023.8.17	0	0.4	0.359	/	0.41	0.012	0.174	0.975	0.47
	2023.8.18	0.05	0.4	0.362	/	0.41	0.011	0.161	0.95	0.5
8#	2023.8.16	0.1	0.363	0.521	/	0.26	0.012	0.122	0.675	0.5
	2023.8.17	0.05	0.363	0.387	/	0.25	0.014	0.122	0.65	0.46
	2023.8.18	0.1	0.363	0.375	/	0.26	0.013	0.109	0.65	0.51

9#	2023.8.16	0	0.408	0.485	/	0.46	0.011	0.239	0.95	0.83
	2023.8.17	0	0.393	0.411	/	0.46	0.01	0.245	0.975	0.75
	2023.8.18	0.05	0.392	0.419	/	0.44	0.009	0.2325	0.95	0.76
10#	2023.8.16	0	0.363	0.447	/	0.47	0.016	0.109	0.875	0.91
	2023.8.17	0.05	0.408	0.403	/	0.46	0.016	0.155	0.85	0.86
	2023.8.18	0.1	0.377	0.405	/	0.46	0.015	0.1025	0.85	0.87
11#	2023.8.16	0	0.392	0.468	/	0.45	0.022	0.2195	1	0.75
	2023.8.17	0.1	0.377	0.471	/	0.45	0.019	0.213	0.95	0.71
	2023.8.18	0.2	0.4	0.476	/	0.46	0.016	0.207	0.975	0.72
12#	2023.8.16	0.05	0.377	0.501	/	0.47	0.024	0.324	0.825	0.93
	2023.8.17	0.1	0.363	0.495	/	0.49	0.023	0.331	0.85	0.95
	2023.8.18	0.1	0.364	0.513	/	0.48	0.02	0.318	0.875	0.96
监测点位	监测时间	总磷	阴离子表面活性剂	汞	六价铬	镉	砷	镍	铅	/
1#	2023.8.16	0.333	/	0.017	0.26	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.333	/	0.012	0.2	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.333	/	0.01	0.22	/	/	/	/	
2#	2023.8.16	0.333	/	0.009	0.26	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.3	/	0.011	0.24	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.3	/	0.009	0.1	/	/	/	/	
3#	2023.8.16	0.333	/	0.011	0.28	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.3	/	0.013	0.26	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.3	/	0.011	0.26	/	/	/	/	
4#	2023.8.16	0.3	/	0.019	0.26	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.267	/	0.015	0.24	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.3	/	0.017	0.2	/	/	/	/	
5#	2023.8.16	0.266	/	0.015	0.22	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.3	/	0.018	0.2	/	/	/	/	

	2023.8.18	0.267	/	0.02	0.26	/	/	/	/	
6#	2023.8.16	0.3	/	0.035	0.24	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.3	/	0.036	0.26	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.333	/	0.039	0.26	/	/	/	/	
7#	2023.8.16	0.225	/	0.035	0.15	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.25	/	0.05	0.14	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.25	/	0.054	0.15	/	/	/	/	
8#	2023.8.16	0.25	/	0.027	0.16	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.25	/	0.028	0.14	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.25	/	0.03	0.14	/	/	/	/	
9#	2023.8.16	0.25	/	0.048	0.17	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.25	/	0.043	0.16	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.225	/	0.045	0.17	/	/	/	/	
10#	2023.8.16	0.175	/	0.01	0.16	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.175	/	0.01	0.016	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.2	/	0.01	0.16	/	/	/	/	
11#	2023.8.16	0.175	/	0.012	0.12	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.225	/	0.011	0.12	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.175	/	0.011	0.16	/	/	/	/	
12#	2023.8.16	0.15	/	0.011	0.12	/	/	/	/	
	2023.8.17	0.15	/	0.011	0.12	/	/	/	/	
	2023.8.18	0.175	/	0.01	0.14	/	/	/	/	

6.2.7 地表水环境质量现状评价

由表 6.2.6-1 统计结果可以看出，1#-6#点位全部监测因子浓度均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准要求，7#-12#点位全部监测因子浓度均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)全部监测因子浓度均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)Ⅳ类标准要求类标准要求，说明周边地表水环

境质量较好。

6.3 地下水环境质量现状

6.3.1 评价区环境水文地质条件调查

6.3.1.1 地形地貌

评价区地形平坦开阔，地势北高南低，北部一般海拔 1.5-5.9m，南部 3.6~4.8m。自北东向南西做倾斜，坡降约 0.48‰。区内地貌类型单一为堆积地型，成因形态类型为冲积、海积滨海平原，地层岩性以细颗粒为主，为淤泥质亚粘土、亚砂土、粉砂、细砂等。

6.3.1.2 评价区地质条件

1）地质构造

根据《辽宁省区域地质志》调查评价区所处大地构造单元为华北陆台，燕辽沉降带东端，辽河断陷南部，区域基底构造轮廓在整体上呈现两侧高中间低、北部高南端低的态势（见基底构造略图 6.3.1.2-1）。

A 西部斜坡带（大虎山隆起）

位于张家街～新民大断裂（新民大断裂）以西，西界大致在锦州、彰武一带，包括沟帮子斜坡和大虎山凸起两个次级构造单元。基底组成，黑山北东为大片侏罗纪砂砾岩和火山岩，凌海、黑山、北宁一带为侏罗纪花岗岩（ r_5^2），其它为前震旦纪沉积基底（锦州）和震旦纪底层。前缘为上第三系超复沉积。

B 西部拗陷带（盘山拗陷）

西部以张家街～新民大断裂与西部斜坡带接界，东部以台安大断裂（台安～大洼断裂）与中央隆起接界。宽 10～30km，北东窄，呈喇叭状。拗陷内次级断裂构造十分发育，形成若干向斜、背斜、穹窿背斜等次级构造形态。评价区即处于盘山凹陷带内。

C 中央隆起（西佛牛隆起）

西部以台安大断裂与西部拗陷带接界，东部以辽中大断裂（沙岭～二界沟断裂）与东部拗陷接界，北部以岳家岗子断裂与大民屯拗陷接界，宽度大约 10km 左右。

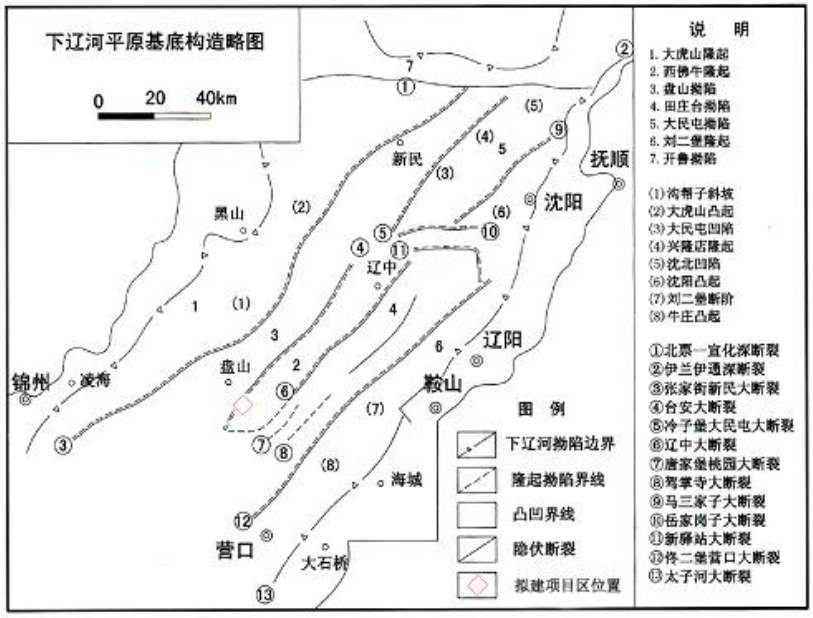


图 6.3.1.2-1 基底构造略图

D 东部拗陷（田庄台拗陷）

西部以辽中大断裂与中央隆起接界，东部以佟二堡～营口大断裂（牛居～油燕沟断裂，油燕沟断裂）与东部斜坡带接界，北部以新驿站断裂与沈阳凸起接界。其内尚有北东向唐家堡～桃源大断裂，驾掌寺大断裂。宽度 20km 左右。此外尚有多余次级断裂，还有背斜、向斜、断鼻等构造形态。

E 东部斜坡带（刘二堡隆起）

西界为佟二堡～营口大断裂。包括沈阳凸起，刘二堡断阶，牛庄凸起等三个次级构造单元。基底主要为寒武～奥陶系等，沈阳市附近为前震旦系混合岩、花岗片麻岩等老沉积基底，沈阳至辽阳间为震旦系石英砂岩，石炭二迭系砂页岩，侏罗系砂砾岩和火山岩等，辽阳、鞍山间以寒武～奥陶系灰岩为主，海城附近除小片震旦系石英砂岩外，大片为混合岩，营口至东四台子间为侏罗纪花岗岩。前缘为上第三系超复沉积。

新构造运动是指晚第三纪以来的地壳构造运动，主要表现为升降运动，它控制着地貌格架和第四纪地貌形成。辽河三角洲地区新构造运动表现沿袭老构造体系的均匀沉降，在盆地中沉积了巨厚的新近系（明化镇组、馆陶组）和较厚的第四系。渐新世喜山运动之后，进入整体坳陷阶段，形成区域第四系沉积中心。第四系厚度 350-900m，呈现由北向南、由东西两侧向中部厚度逐渐增大，且地层

层位齐全，连续上叠。

2）地层岩性

评价区地处下辽河平原，新生代以来沉积了厚度较大的新近系和第四系。油井揭露的主要地层为第四系全新统、更新统以及新近系明化镇组、馆陶组和古近系东营组、沙河街组。其中第四系地层沉积连续，发育齐全，厚度巨大、成因复杂。现将以上地层岩性特征从新至老描述如下：

（1）第四系（Q4）

①第四系全新统 Qh

全新世地层厚度较薄，一般小于 30m。岩性：上部为灰褐色、深灰色亚砂土夹粉沙薄层，表层为粉质粘土和人工填土，根据现场钻探勘查资料，表层粉质粘土厚度 2.5~3.2m；下部为灰色粉细砂夹亚粘土薄层，粘性土中局部含有半炭化植物碎屑；

②上更新统（Qp3）

以冲积为主，伴以海相堆积，岩相复杂，交互多变。隐伏于中更新统地层之下，地层厚度一般为 40-60m。分下、中、上三段。下段埋深在 55m 左右：上部岩性为灰、浅灰、绿色，细砂加亚砂土、亚粘土。下部岩性为灰、灰黑色亚粘土含泥粒与细砂互层。颗粒上细下粗，颜色上浅下深的特征明显。中段岩性为细粉砂夹亚粘土薄层，含泥粒及菱铁矿，泥粒直径一般 3-5mm，菱铁矿砾直径一般 5-10mm，大者达 75mm。上段（36.0-46.0m）：上部岩性为亚粘土夹细粉砂层，灰、深灰、灰黑色。下部岩性为细粉砂夹亚粘土薄层，颜色以灰、深灰色为主。该组地层主要成因类型为冲积、河湖积及冲海积。

③中更新统（Qp2）

该统以海陆交互堆积为主，局部为河湖相沉积。为灰、浅灰、灰黑和浅黄绿色粉细砂、亚粘土、亚砂土等。隐伏于上更新统之下。地层厚度一般 30-50m。本组地层可分上、下二段，成因类型以河湖相为主。下段埋深在 120m 左右：亚粘土、亚砂土、细砂互层，浅灰、灰、灰黑色，粘性土中含泥粒（直径 2-5mm）和炭化的植物碎屑及菱铁矿砾。上段埋深在 90m 左右：岩性为粉细砂，中细砂夹亚粘土，浅灰、灰、灰绿色，粘性土层中含泥粒、云母、炭化植物及菱铁矿砾。

④下更新统（Qp1）

该统以洪积相为主。为一套灰绿、浅绿、灰白色含砾粗砂、砂砾石及粉细砂等组成，局部夹灰黑色、浅黄绿色亚粘土层。地表无出露，广泛分布于平原下部。本层厚度约 150m 左右，可划分为三段。下段埋深一般在 250m 左右：岩性为砂砾石，中粗砂含砾，亚粘土含砾、砂砾石混粘性土，灰白、浅绿、绿色。砂石较小，直径一般 2-4mm，最大 20-40mm，以石英矿物及石英岩为主，磨圆较差，见较大菱铁矿砾，偶见碳化植物碎屑及炭化木。成因类型为洪积。中段埋深一般在 214m 左右：上部为灰、灰黑和灰绿色亚粘土、亚砂土和细砂互层；下部为灰白、灰绿和黄绿色粉细砂，中粗砂含砾层，砂和砾均以石英矿物为主，颗粒极不均匀，粒径 3-5mm，最大 10-25mm，并含菱铁矿砾，直径达 50mm。成因类型为冲洪积。上段埋深一般在 156m 左右：细粉砂、细砂夹亚粘土薄层，以灰、浅灰绿、灰绿、灰黑色为主，分选较好，含炭化植物碎片和小的泥粒。亚粘土呈薄层状，可见厚度为 0.10-0.40mm，成因类型为河湖积。第四系地层厚度详见 6.3-2。

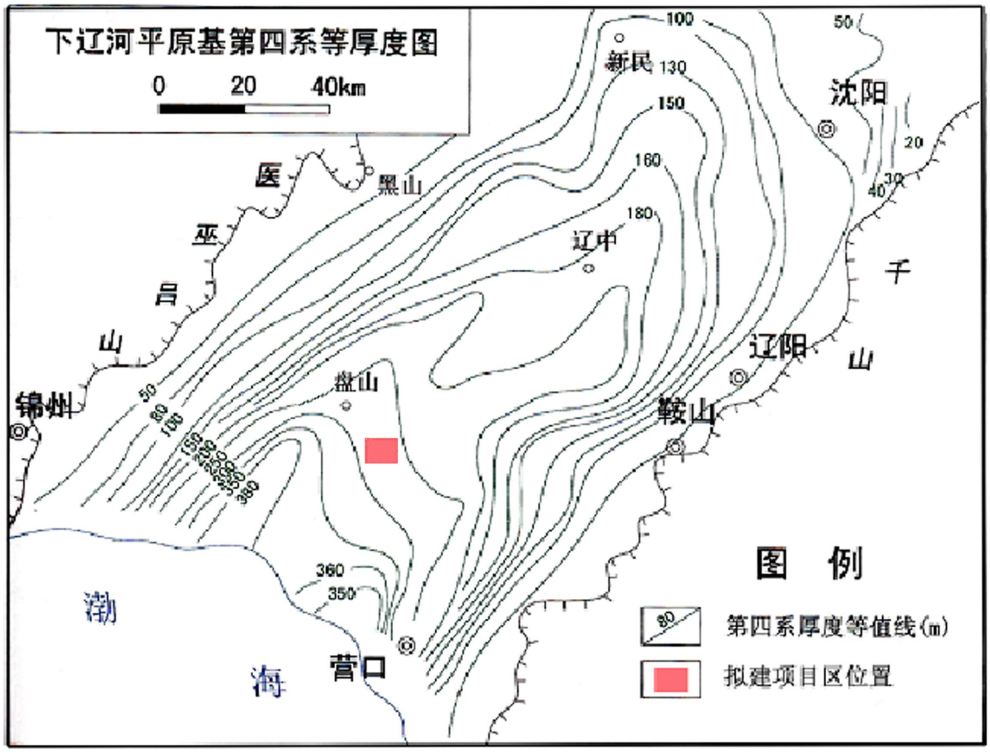


图 6.3.1.2-2 第四系地层等厚度图

（2）新近系（N）

①上统明化镇组（Nm）

上段为灰白色中粗粒~中细粒砂岩、砂砾岩，含砾砂岩，夹黄绿、灰绿色泥岩层、泥质粉砂岩薄层或透镜体。颗粒分选较好，砾径一般 0.5~20mm，大者为

70~100mm，由北向南颗粒变细。下段为灰绿、黄褐、杂色泥岩、砂质泥岩夹灰白色砂岩、砂砾岩，半成岩，层理较发育，含植物残屑。

明化镇组整合于馆陶组之上。中部体现上段粗、下段细的岩性特点，而东西两侧边界地区砂岩层变薄，泥岩所占比例大于砂岩，上粗下细特点不明显。该组地层埋藏深度一般变化不大，在 250~400m 之间，项目区周边埋深约 350m，厚度一般为 400~600m。

②上统馆陶组（Ng）

岩性以浅灰、灰白色厚层状、块状含漂砾砂砾岩、细砾岩、含砾砂岩为主，夹薄层含砾砂岩及灰绿色、浅灰绿色、黄绿色泥岩、泥质粉砂岩薄层或透镜体，偶夹紫红色泥岩。粘土质半胶结，砾石成份主要为石英岩、石英砂岩、火山岩、变质岩及少量花岗岩。馆陶组岩石结构比较单一，由砂砾岩、含砾粗砂岩、砾岩为主体，由北向南颗粒有变细的趋势，厚度在 50~200m。地层埋深由东西两侧向中间，由北东向南西，由浅至深埋深 950~1100m。

（3）古近系（E）

①下统东营组（E3d）

下部为灰白、浅灰色长石砂砾岩、砂岩沙砾岩夹杂色泥岩；中部灰白、浅灰色砂岩、沙砾岩与杂色泥岩互层；上部为灰绿色泥岩、粉砂岩夹灰白色砂岩间夹砂砾岩和红色泥岩、炭质泥岩。东部凹陷和中央凸起部位局部发育玄武岩、凝灰岩。本组地层厚度 220-250m，埋深 1153m。

②下统沙河街组（E3s）

岩性为红、紫红色到褐灰、深灰色碎屑沉积，夹钙质页岩、油页岩、鲕状灰岩、白云质灰岩等特殊岩性，并夹多层玄武岩和火山碎屑岩。该组地层在评价区北部有钻孔揭露，向南逐渐变薄消失，北部埋深约 1300，厚度 0~100m。

6.3.1.3 评价区水文地质条件

评价区处于下辽河平原的南部——辽河三角洲冲积、海冲积平原，既是区域新生界的沉积中心，又是区域地表水、地下水的汇集中心。巨厚的新近系河湖相碎屑沉积，厚大的第四系冲洪积、海冲积层为地下水的赋存、运移提供了广大的空间。而较为丰富的大气降水，源远流长的辽河（双台子河）、绕阳河等水系，以及大量的区外灌溉引水等，又为地下水的赋存、运移提供了丰富的补给来源。根据评价区地下水含水介质、形成条件、赋存特征及其在水平与垂直方向的变化

规律，将其划分为第四系松散岩类孔隙水和新近系孔隙、裂隙层间水两大类型。评价区水文地质图和剖面图见图 6.3.1.3-1、图 6.3.1.3-2、图 6.3.1.3-3。

1）第四系松散岩类孔隙水

平原上部第四系地层广布，为孔隙水赋存的广阔空间，按其赋存的含水层年代、埋藏条件、水动力性质，进一步划分为浅层潜水-微承压水和深层承压水两个亚类。

（1） 浅层潜水-微承压水

浅层潜水-微承压水含水层包括全新统和上更新统的冲积层、冲洪积层和海冲积层等，以上更新统为主。含水层岩性主要为中细砂、粉细砂，结构松散，颗粒较细。在评价区分布稳定，厚度为 130–170m，水位埋深 1.0–2.8m。根据区域资料，渗透系数 2-5m/d，富水性中等，一般降深 5m 时，单井涌水量 200-1000m^3/d。主要受大气降水、地表水、稻田灌溉水的渗入补给，以垂直蒸发和向下游径流为主要排泄方式。地下水水化学类型主要为 Cl^-—Ka+Na 型，呈现由北向南矿化度逐渐升高，由微咸水过渡为咸水。

地下水的补给、径流、排泄特征：评价区浅层孔隙潜水垂向补给量按补给来源分为：降水入渗补给、河流入渗补给和灌溉回归水入渗补给；侧向补给量主要是通过周边第四系含水层和基岩含水层侧向径流补给。由于辽河三角洲地区含水层颗粒较细，地势平坦，天然水力坡度小，地下水径流滞缓。浅层地下水为微咸水或咸水，无供水意义，人工开采量极小，基本处于天然流场状态，地下水以垂直蒸发和径流方式排泄。本次评价于 2020 年 9 月 14 日（丰水期）对评价区进行了水位统测，即查明其浅层地下水的埋藏、径流特征。地下水总体流向由北向南，水位标高 0.9-3.2m，水利梯度约为 0.3‰，详见图 6.3.1.3-1。

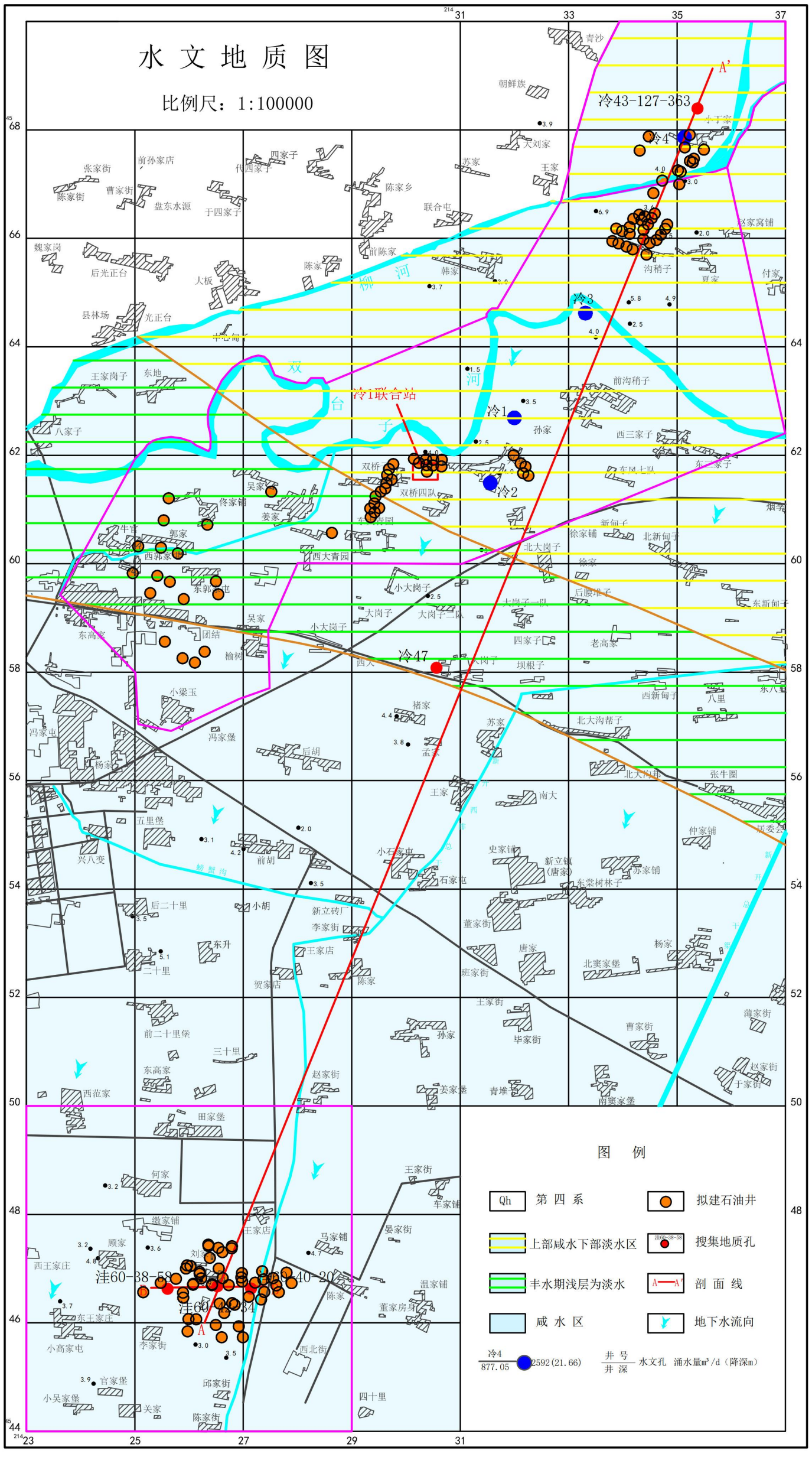


图 6.3.1.3-1 评价区水文地质图

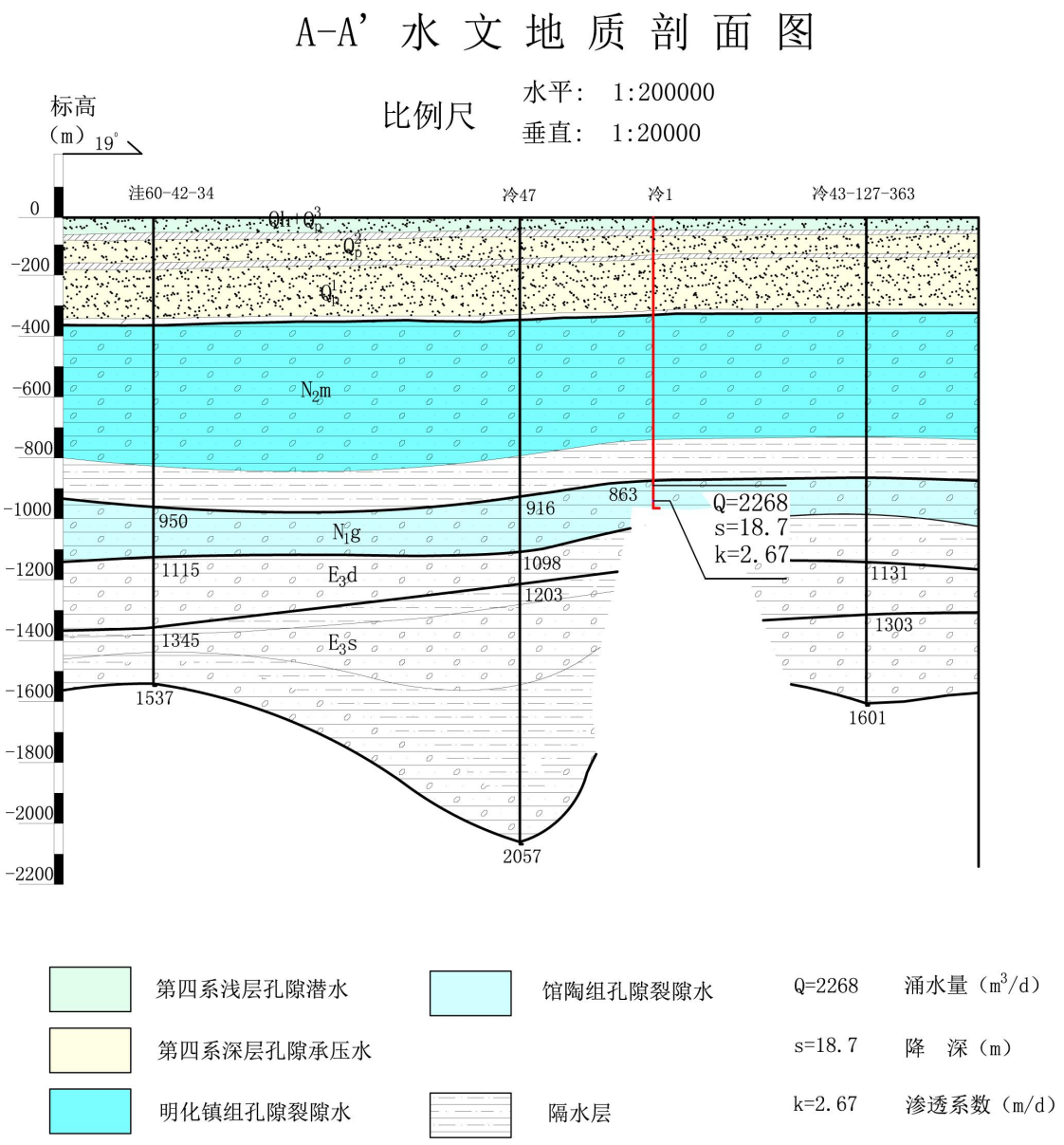


图 6.3.1.3-2 评价区水文地质剖面图 A-A’

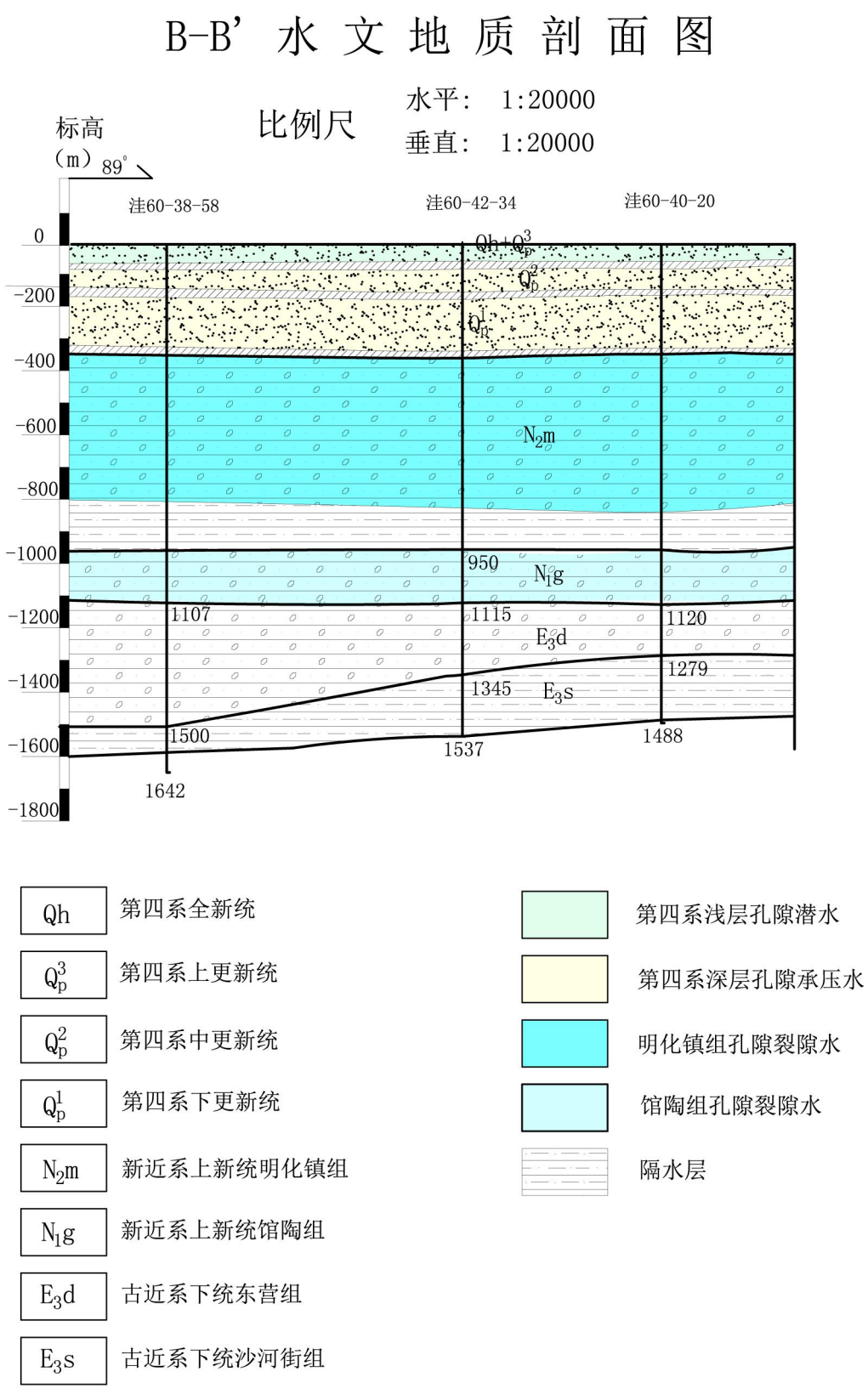


图 6.3.1.3-3 评价区水文地质剖面图 B-B’

1）深层承压水

深层承压水含水层广泛分布于浅层孔隙潜水含水层之下，由中更新统海陆交互相、河湖相粉细砂、中细砂和下更新统冰水堆积中粗砂、细砂、砂砾石混土等组成。该含水层厚度约 200m，水头埋深与浅层水水位埋深基本相同。由于含水层中普遍含粘性土，加之其顶部发育了连续稳定的，厚约 5-10m 的粘性土隔水层，使其富水性中等，即降深 5m 时，单井涌水量 100-1000m^3/d，渗透系数 0.98-10.01m/d。该含水层主要受上游同一含水层的径流补给，以缓慢的径流方式排泄。根据区域资料及辽河油田统计数据显示，该层水为咸水。

2）新近系碎屑岩类孔隙-裂隙水

新近系碎屑岩类孔隙-裂隙水由明化镇组和馆陶组两个独立的承压含水层组成。

（1）明化镇组孔隙-裂隙承压水

该含水岩组广泛分布于第四系地层之下，含水层顶板埋深约 350m。含水层岩性为河流边缘相及湖沼相砂岩、砾岩、杂色泥岩互层，砂层泥质胶结，成岩程度低，含水层之间泥岩夹层较多，自然形成多个隔水层，使得明化镇组含水层内部地下水垂向运动减弱。根据区域勘察资料，单井涌水量一般小于 1000-2000m^3/d，渗透系数 2.66m/d，主要接受上游同一含水层的径流补给，以向下游径流方式排泄。水化学类型为 Cl-Na 型，矿化度 3-5g/L，为微咸水或咸水，无供水意义。

（2）馆陶组孔隙裂隙承压水

含水层为河流相堆积物，以砂岩，含砾砂岩、砂砾岩为主，间夹 2-5 层泥岩。含水层顶板埋深由北向南，由中间向两侧加深，顶板埋深 950-1123m，底板埋深 1099-1341m，含水层厚 100-200m，静止水头埋深 33-45m。根据冷东水源井抽水试验资料，该层含水层静水位-12.5~-16.99m，抽水试验降深 10.86~21.66mm，涌水量 1651~2592m^3，富水性不均一。该类型地下水在天然条件下由北东向南西运移，地下水水力梯度 0.5‰，径流迟缓。在开采条件下区内地下水由四周向开采漏斗中心汇集。以开采和径流方式排泄。地下水类型 HCO_3^--Na 型，矿化度小于 0.5g/L。

表 6.3.1.3-1 冷东水源井抽水试验资料

井号	坐标	静水位（m）	降深（m）	涌水量（m^3）

	X	Y			
冷 1	4562689	21432000	-12.5	18.7	2268
冷 2	4561489	21431557	-12.6	10.86	1651
冷 3	4564621	21433310	-15.1	12.6	2163
冷 4	4567863	21435136	-16.99	21.66	2592

6.3.1.4 地下水开发利用现状

评价区浅层水质较差，根据搜集历史数据，该区北部潜水含水层属于上咸下淡含水层，南部为咸水区。本次监测结果显示，北部区潜水含水层上部呈现淡水趋势，应为近年当地种植水稻，引地表水淡水灌溉，淡水入渗冲刷，造成该区浅部含水层呈现淡水趋势。且本次采样期为丰水期，正值灌溉季节，因此监测结果显示为淡水~微咸水。但浅层含水层水质差，仍不具备开采饮用价值，且当地居民家中已通自来水多年，当地村民饮用水水源为大伙房水库水。浅层含水层无开采饮用。

评价区内深水井冷家生产用水水源地位于评价区北侧，生产用水井共 11 眼，分布于柳河和双台子河附近，开采用水用于冷家油田生产用水。

6.3.2 监测点位布设

为调查了解项目区地下水环境状况，本次评价工作在项目场区及周边共布设了 10 个地下水水质监测点。其中冷 1 联合站上游设一个监测点，拟建油井场区及其周边布设 9 个采样点。于 2023 年 8 月 9 日进行了水样采集、水位监测工作，由天津市环鉴环境检测有限公司进行主要常规因子和特征因子的水质检测。各监测点点位、水位埋深等详见表 6.3.2-1 地下水监测点一览表。

表 6.3.2-1 评价区地下水监测点一览表

编号	位置	坐标	井深（m）	水位标高（m）	地下水类型	项目区相对位置
S1	冷 8 井	E122.188471°，N41.196806°	180	-10.4	馆陶组碎屑岩类裂隙承压水	评价区中部上游
S2	孙家村	E122.177547°，N41.188649°	30	-3.2	松散岩类孔隙潜水	评价区中部上游
S3	小大岗子	E122.164724°，N41.177226°	30	-3.4		评价区中部下游
S4	郭屯	E122.119217°，N41.180449°	25	-4.9		评价区中部上游
S5	后郭家屯	E122.117118°，N41.174348°	25	-2.6		评价区中部下游
S6	朝丰屯	E122.126076°，N41.170932°	30	-4.3		评价区中部下游

S7	小丁家村	E122.230088°，N41.242881°	25	-4.6		评价区北部上游
S8	刘家铺	E122.125988°，N41.056926°	25	-3.7		评价区南部上游
S9	李家街	E122.112572°，N41.043267°	25	-5.3		评价区南部下游
S10	葛家村	E122.130203°，N41.046612°	25	-4.6		评价区南部下游

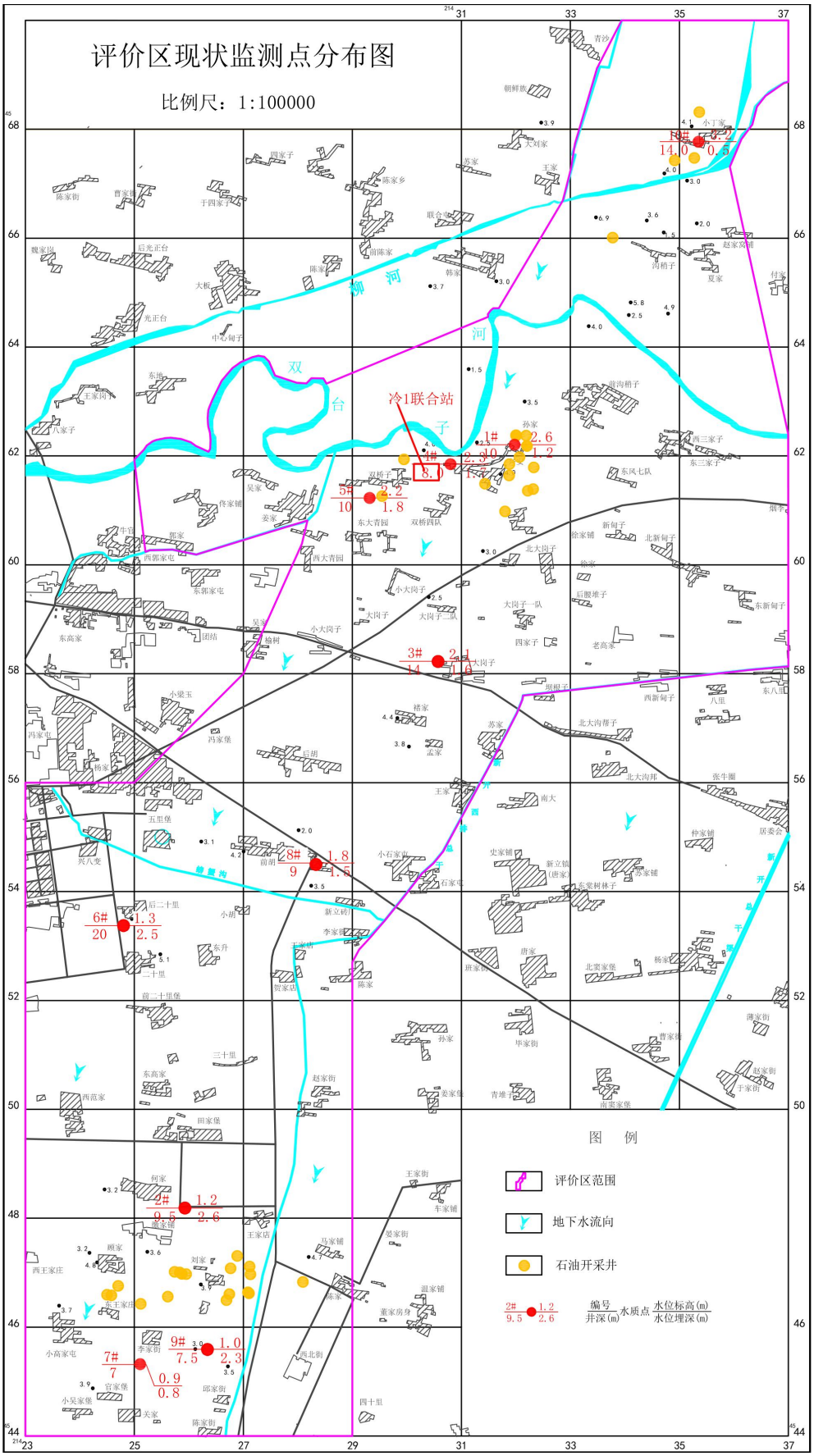


图 6.3.2-1 地下水环境现状监测点分布图

6.3.3 监测项目与分析方法

监测项目：常规因子及特征因子：pH、总硬度、溶解性总固体、耗氧量、硫酸盐、氯化物、氰化物、氟化物、硫化物、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮、砷、汞、铬（六价）、铅、镉、铁、锰、挥发酚、石油类、总大肠菌群、细菌总数；常量组分：K^+、Na^+、Ca^{2+}、Mg^{2+}、SO_4^{2-}、Cl^-、HCO_3^-、CO_3^{2-}，共 31 项。

分析方法：常规因子和特征因子采样分析按国家《地下水环境监测技术规范》(HJ/T164-2004)和《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)等有关规定标准进行，各监测项目分析方法见表 6.3.3-1。

表 6.3.3-1 各监测项目分析方法

序号	检测项目	检测方法依据	方法来源	检出限
1	氯化物	硝酸银滴定法	GB11896-1989	5.0mg/L
2	氟化物	离子选择电极法	GB/T7484-1987	0.2mg/L
3	硝酸盐氮	紫外分光光度法	HJ/T346-2007	—
4	亚硝酸盐氮	分光光度法	GB7493-1987	0.001mg/L
5	碳酸根	滴定法	DZ/T0064.49-2021	—
6	重碳酸根	滴定法	DZ/T0064.49-2021	—
7	硫酸盐	铬酸钡分光光度法	HJ/T342-2007	1.0mg/L
8	钾	电感耦合等离子体质谱法	HJ700-2014	20μg/L
9	钠	电感耦合等离子体质谱法	HJ700-2014	5μg/L
10	钙	电感耦合等离子体质谱法	HJ700-2014	11μg/L
11	镁	电感耦合等离子体质谱法	HJ700-2014	13μg/L
12	总大肠菌群*	多管发酵法	GB/T5750.122006	—
13	细菌总数*	平皿计数法	GB/T5750.122006	—
14	pH	电极法	HJ1147-2020	—
15	总硬度	乙二胺四乙酸二钠滴定法	GB/T5750.4-20067.1	1.0mg/L
16	溶解性总固体	称量法	GB/T5750.4-20068.1	1.0mg/L
17	铁	火焰原子吸收分光光度法	GB/T11911-1989	0.05mg/L
18	锰	火焰原子吸收分光光度法	GB/T11911-1989	0.05mg/L
19	挥发酚	氨基安替吡啉三氯甲烷萃取分	GB/T5750.4-20069.14	0.002mg/L

		光光度法		
20	耗氧量	酸性高锰酸钾滴定法	GB/T5750.7-20061.1	0.05mg/L
21	氨氮	纳氏试剂分光光度法	HJ535-2009	0.02mg/L
22	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	HJ1226-2021	0.003mg/L
23	氰化物	异烟酸-吡唑酮分光光度法	GB/T5750.5-20064.1	0.002mg/L
24	汞	原子荧光法	HJ694-2014	0.04μg/L
25	砷	原子荧光法	HJ694-2014	0.3μg/L
26	镉	原子吸收分光光度法	GB/T7475-1987	1μg/L
27	铬（六价）	二苯碳酰二肼分光光度法	GB/T5750.6-200610.1	0.004mg/L
28	铅	原子吸收分光光度法	GB/T7475-1987	0.01mg/L
29	石油类	紫外分光光度法（试行）	HJ970-2018	0.01mg/L

6.3.4 监测结果

评价区地下水水质检测统计结果如表 6.3.4-1 所示：

表 6.3.4-1 地下水水质检测结果统计表单位：（mg/L，pH 无量纲）

编号	检测项目	单位	S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	最大值	最小值	平均值	标准差	检出率
1	氯化物	mg/L	24	257	249	248	534	516	212	163	210	590	590	24	300.3	174.20	100%
2	氟化物	mg/L	0.08	0.15	0.16	0.11	0.33	0.36	0.15	0.19	0.14	0.11	0.36	0.08	0.178	0.09	100%
3	硝酸盐氮	mg/L	2.52	3.54	4.15	3.66	5.98	6.11	2.54	1.99	2.16	3.67	6.11	1.99	3.632	1.39	100%
4	亚硝酸盐氮	mg/L	0.06	0.12	0.19	0.14	0.32	0.37	0.15	0.09	0.18	0.26	0.37	0.06	0.188	0.09	100%
5	硫酸盐	mg/L	104	92.5	71.7	106	116	240	102	87.1	132	117	240	71.7	116.83	44.06	100%
6	总大肠菌群	CFU/100mL	未检出	2	2	未检出	未检出	2	未检出	未检出	2	2	2	—	—	—	50%
7	细菌总数	CFU/100mL	67	80	96	76	52	84	98	70	80	76	98	52	77.9	12.79	100%
8	pH	无量纲	6.8	7.1	7.3	7.3	7.0	6.8	7.1	7.1	7.4	7.2	7.4	6.8	7.11	0.19	100%
9	总硬度	mg/L	82	379	424	373	397	447	85	81	80	363	447	80	271.1	156.11	100%
10	溶解性总固体	mg/L	361	739	872	553	805	775	892	584	681	730	892	361	699.2	153.58	100%
11	铁	mg/L	0.13	0.10	0.23	0.26	0.20	0.13	0.30	0.07	0.13	0.20	0.3	0.07	0.175	0.07	100%
12	锰	mg/L	0.01L	0.08	0.04	0.03	0.04	0.01L	0.01L	0.01	0.01	0.06	0.08	—	—	—	70%
13	挥发酚	mg/L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	—	—	—	—	0%
14	耗氧量	mg/L	2.35	2.07	2.19	1.46	1.37	2.25	2.94	1.84	2.65	2.70	2.94	1.37	2.182	0.49	100%
15	氨氮	mg/L	0.243	0.483	0.452	0.478	0.473	0.416	0.259	0.280	0.212	0.483	0.483	0.212	0.3779	0.11	100%

16	硫化物	mg/L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	0.003L	—	—	—	—	0%
17	氰化物	mg/L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	0.002L	—	—	—	—	0%
18	汞	μg/L	0.09	0.06	0.06	0.09	0.63	0.06	0.13	0.19	0.21	0.38	0.63	0.06	0.19	0.17	100%
19	砷	μg/L	1.9	0.9	2.3	0.9	0.9	0.7	0.5	0.5	0.5	0.3L	2.3	—	—	—	90%
20	镉	μg/L	1L	1L	1L	1L	1L	1L	1L	1L	1L	1L	—	—	—	—	0%
21	铬（六价）	mg/L	0.009	0.008	0.009	0.004L	0.004L	0.010	0.009	0.016	0.004L	0.004L	0.016	—	—	—	60%
22	铅	μg/L	10L	10L	10L	10L	10L	10L	10L	10L	10L	10L	—	—	—	—	0%
23	石油类	mg/L	0.02	0.03	0.04	0.02	0.04	0.02	0.04	0.04	0.04	0.02	0.04	0.02	0.031	0.01	

注：(L)检测结果小于检出限报最低检出限值加（L）

6.3.5 评价标准及评价方法

6.3.5.1 评价标准

本项目地下水环境执行水质评价依据《生活饮用水卫生标准（GB/T14848-2017）中Ⅲ类水质标准，该标准未规定的石油类指标参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）附录 A 为 0.05mg/L。评价项目共 23 项。地下水评价标准值见表下表。

表 6.3.5-1 地下水环境质量标准（III类）单位：（mg/L，pH 无量纲）

序号	项目	标准值	序号	项目	标准值
1	pH	6.5～8.5	13	氟化物	≤1.0
2	氨氮	≤0.5	14	镍	≤0.02
3	耗氧量	≤3.0	15	镉	≤0.005
4	总硬度	≤450	16	铁	≤0.3
5	溶解性总固体	≤1000	17	锰	≤0.1
6	硝酸盐氮	≤20	18	锌	≤1.0
7	亚硝酸盐氮	≤1.0	19	铜	≤1.0
8	氰化物	≤0.05	20	硫酸盐	≤250
9	砷	≤0.01	21	氯化物	≤250
10	汞	≤0.001	22	挥发酚	≤0.002
11	铬(六价)	≤0.05	23	石油类	≤0.3
12	铅	≤0.2	24	总大肠菌群数	≤3.0

6.3.5.2 评价方法

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》要求，评价方法采用标准指数法，对于评价标准为定值的水质因子，其标准指数计算公式：

$$S_{ij}=\frac{C_{ij}}{C_0}$$

式中：S_{ij}—单项水质参数 i 在第 j 点的标准指数；

C_{ij}—第 i 种污染物监测结果，mg/L；

C_0—第 i 种污染物评价标准，mg/L。

对于评价标准为区间值的水质因子（如 pH 值），其标准指数计算公式为：

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

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

式中：$S_{pH,j}$—pH 值的单项标准指数；

pH_j—j 点 pH 值监测值；

pH_{su}—水质标准中 pH 值上限；

pH_{sd}—水质标准中 pH 值下限。

水质参数的标准指数＞1，表明该水质参数超过了规定的水质标准，见表 6.3.5-2。

表 6.3.5-2 地下水水质评价结果统计表

编号	检测项目	评价结果										超标率
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10	
1	氯化物	0.10	1.03	1.00	0.99	2.14	2.06	0.85	0.65	0.84	2.36	40%
2	氟化物	0.08	0.15	0.16	0.11	0.33	0.36	0.15	0.19	0.14	0.11	0%
3	硝酸盐氮	0.13	0.18	0.21	0.18	0.30	0.31	0.13	0.10	0.11	0.18	0%
4	亚硝酸盐氮	0.06	0.12	0.19	0.14	0.32	0.37	0.15	0.09	0.18	0.26	0%
5	硫酸盐	0.42	0.37	0.29	0.42	0.46	0.96	0.41	0.35	0.53	0.47	0%
6	总大肠菌群	—	0.67	0.67	—	—	0.67	—	—	0.67	0.67	0%
7	细菌总数	0.67	0.8	0.96	0.76	0.52	0.84	0.98	0.7	0.8	0.76	0%
8	pH	0.4	0.07	0.20	0.20	0.00	0.40	0.07	0.07	0.27	0.13	0%
9	总硬度	0.18	0.84	0.94	0.83	0.88	0.99	0.19	0.18	0.18	0.81	0%
10	溶解性总固体	0.361	0.739	0.872	0.553	0.805	0.775	0.892	0.584	0.681	0.73	0%
11	铁	0.43	0.33	0.77	0.87	0.67	0.43	1.00	0.23	0.43	0.67	0%

12	锰	＜0.1	0.8	0.4	0.3	0.4	＜0.1	＜0.1	0.1	0.1	0.6	0%
13	挥发酚	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0%
14	耗氧量	0.78	0.69	0.73	0.49	0.46	0.75	0.98	0.61	0.88	0.90	0%
15	氨氮	0.49	0.97	0.90	0.96	0.95	0.83	0.52	0.56	0.42	0.97	0%
16	硫化物	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	＜0.15	0%
17	氰化物	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	＜0.04	0%
18	汞	0.09	0.06	0.06	0.09	0.63	0.06	0.13	0.19	0.21	0.38	0%
19	砷	0.19	0.09	0.23	0.09	0.09	0.07	0.05	0.05	0.05	＜0.03	0%
20	镉	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	0%
21	铬（六价）	0.18	0.16	0.18	＜0.08	＜0.08	0.2	0.18	0.32	＜0.08	＜0.08	0%
22	铅	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	＜1	0%
23	石油类	0.4	0.6	0.8	0.4	0.8	0.4	0.8	0.8	0.8	0.4	0%

注：未检出的数据，评价结果不计算，以“—”表示。

6.3.6 评价结果

表 6.3.6-1 超标情况统计表

超标项目	最大超标倍数	超标点（从大到小）
氯化物	1.36	S2、S5、S6、S10

由地下水环境质量现状评价结果可知，氯化物有 4 个水质监测井超标，应与当地原生地下水的微咸水水质有关，评价区自南向北受海侵程度逐渐降低，地下水水质趋向于淡水，另外本项目丰水期取样，评价区采样井周边多为水稻田，河水灌溉入渗对下部的含水层的含盐量起到一定稀释作用，因此，地下水浅层水质超标率不高，呈淡水~微咸水。

监测结果不满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中III类水质标准，本地区浅层水质差，不宜饮用。

6.3.7 地下水水化学类型

项目区周边地下水水化学类型统计首先计算八大离子的当量浓度，见下面公式。

$$当量浓度 = 离子价 \times \frac{质量浓度}{溶质分子量}$$

通过当量浓度计算各离子的当量百分子含量 Ai=100*Ai/(A1+A2+…+An)，阴阳离子分开计算。根据计算出的各阴、阳离子的当量百分比含量级舒卡列夫分类方式，确定浓度超过 25%毫克当量的各阴、阳离子参与命名并做标记。

项目区周边地下水水化学类型统计结果见表 9-8。评价区地下水化学类型以 Cl-Na 型为主，也表明项目位于地下水流动系统中的径流-排泄区。另外，碳酸根均未检出，也与 pH 值小于 8.34 时的水质特征相符。

本项目通过如下方法查验监测结果的准确性。方法如下：

$$E = \frac{\sum mc - \sum ma}{\sum mc + \sum ma} \times 100\%$$

其中：E 为相对误差，mc 和 ma 分别是阴阳离子的毫克当量浓度。K^+、Na^+为实测值，E 应小于正负 5%。经计算，本项目 E 为均小于正负 5%。

表 6.3.7-1 地下水化学成分统计表（单位：mg/L）

序号	项目	监测结果									
		S1	S2	S3	S4	S5	S6	S7	S8	S9	S10
1	K^+	1.71	20.9	27.9	20.1	14.6	11.7	12.1	8.09	11.9	18.1
2	Na^+	97.9	496	459	490	436	360	670	535	649	414
3	Ca^{2+}	28.3	49	66.4	46	180	132	10.5	8.97	10.2	203
4	Mg^{2+}	2.44	55.3	74.7	53	47.6	76.2	12.1	7.96	11.9	60.3
5	CO_3^{2-}	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	HCO_3^-	87.2	54.1	32.5	77.4	114	125	87.4	66.5	68.4	59.8
7	Cl^-	24	257	249	248	534	516	212	163	210	590
8	SO_4^{2-}	104	92.5	71.7	106	116	240	102	87.1	132	117
水化学类型		$HCO_3 \cdot SO_4$-Na	Cl-Na	Cl-Na	Cl-Na	Cl-Na·Ca	Cl-Na	Cl-Na	Cl-Na	$Cl \cdot SO_4$-Na	Cl-Na·Ca

6.3.8 包气带污染现状调查

为调查了解厂区包气带环境状况，本次评价工作在项目场区及周边共布设了 12 个监测点（包 1~包 12）。于 2023 年 8 月 22 日进行了土壤采集工作，由天津市环鉴环境检测有限公司进行监测。

表 6.3.8-1 包气带监测结果（项目北部）

序号	检测项目	检测结果					
		包 3	包 4	包 7	包 8	包 9	包 12（对照）
1	pH	7.5	7.8	7.6	6.9	7.2	7.4
2	氨氮	0.14	0.18	0.13	0.17	0.11	0.36
3	硫化物	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01	<0.01
4	挥发酚	0.0007	0.0005	0.0018	0.0024	0.0017	0.0032
5	石油类	0.33	0.25	0.18	0.15	0.24	0.31
6	氰化物	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002	<0.002

表 6.3.8-2 包气带监测结果（项目中部）

序号	检测项目	检测结果		
		包 1	包 2	包 11（对照）
1	pH	7.5	7.6	7.8
2	氨氮	0.08	0.12	0.24
3	硫化物	<0.01	<0.01	<0.01
4	挥发酚	<0.0003	0.0008	0.0015
5	石油类	0.12	0.24	0.28
6	氰化物	<0.002	<0.002	<0.002

表 6.3.8-3 包气带监测结果（项目南部）

序号	检测项目	检测结果		
		包 5	包 6	包 10（对照）
1	pH	7.4	7.4	7.9
2	氨氮	0.25	0.14	0.28
3	硫化物	<0.01	<0.01	<0.01
4	挥发酚	0.0012	0.0008	0.0025
5	石油类	0.68	0.28	0.36
6	氰化物	<0.002	<0.002	<0.002

由上表中数据可以看出，项目区包气带监测结果与上游对照点的监测结果相差不大，厂区包气带没有受到明显污染。

6.4 声环境质量现状

6.4.1 监测点位

共设监测点 45 个，位于井场外及保护目标处。具体监测点位见图 6.4.1-1。



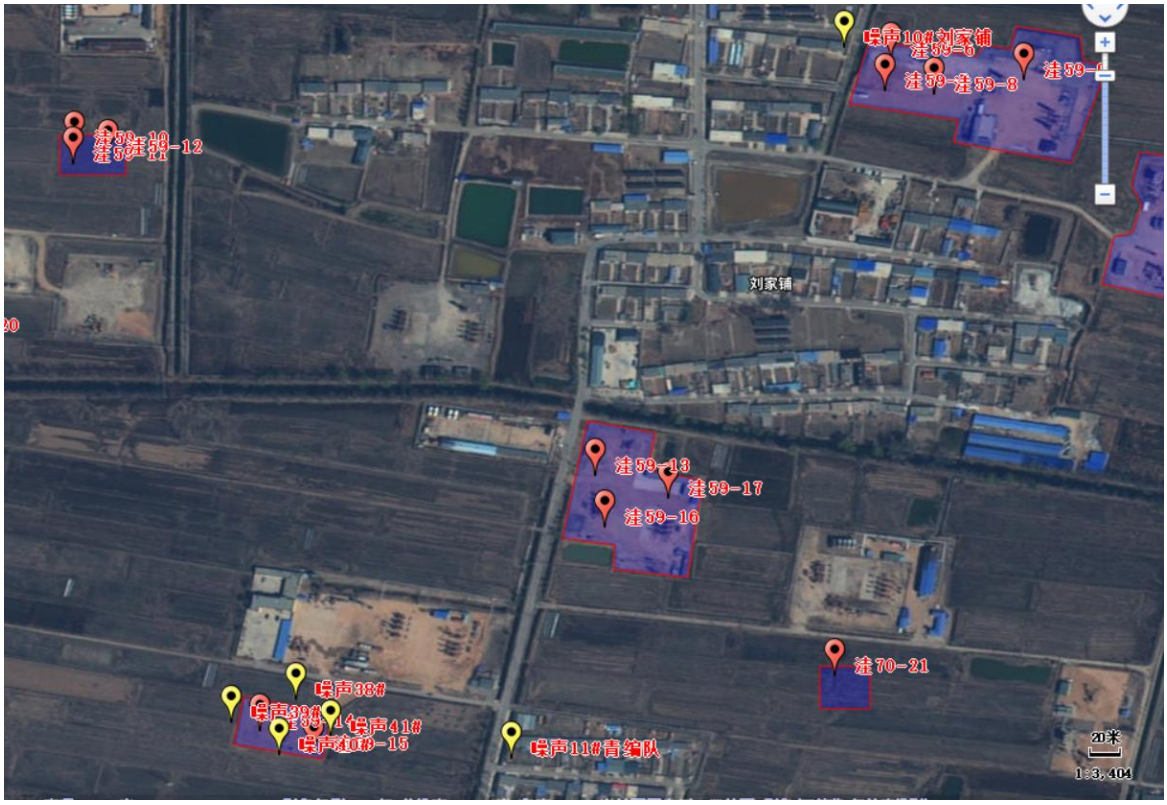

小田线
小刘家村
噪声2#小刘家村
六支
冷十六支
小田线
20米
1:3,394

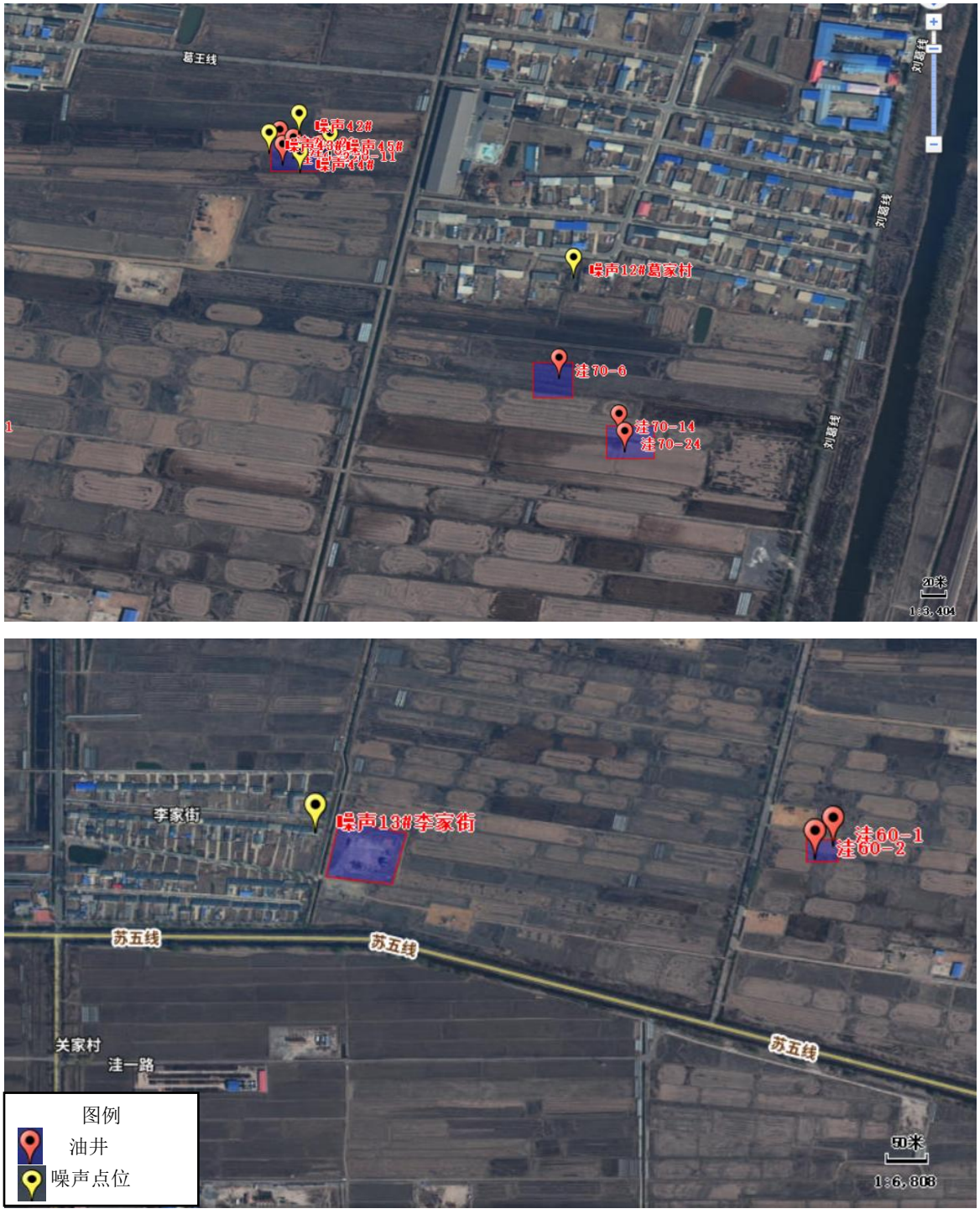

噪声19#
噪声18#
噪声3#兴安村
噪声21#
10米
1:1,653


双榆线
双榆线
噪声4#双桥子村
噪声22#
噪声24#
噪声25#
噪声5#小大岗子
东大青园
50米
1:6,794


郭屯
陈古-6
陈古-4
陈古-5
陈古-8
陈古-2
陈古-1
陈古-7
陈古-9
噪声6#郭屯
噪声26#
噪声27#
噪声29#
噪声28#
噪声7#后郭家屯
后郭家屯
大 辛 河
大 辛 河
郭孙线
郭家村村委会
噪声8#郭家村
郭孙线
噪声30#
噪声31#
噪声32#
噪声33#
冷陵西-2
冷伤-陈-1
50米
1:6,795


噪声34#
噪声35#
噪声37#
噪声36#
噪声9#周家铺
周陈线
周陈线
10米
1:1,701


噪声10#刘家铺
渣59-8
渣59-1
刘家铺
渣59-13
渣59-17
渣59-16
渣70-21
噪声38#
噪声39#
噪声41#
噪声40#-15
噪声11#青编队
20米
1:3,404



4.4-4 环境噪声现状监测布点图

6.4.2 监测项目

等效 A 声级。

6.4.3 监测方法

噪声监测按照《声环境质量标准》(GB3093-2008)及环境监测技术规范中的有关规定进行监测。

6.4.4 采样时间

2023 年 8 月 14 日~24 日；每天昼、夜各 2 次。

6.4.5 结果统计

声环境质量现状监测统计结果详见下表。

表 6.4.5-1 噪声环境质量现状监测与评价结果单位：dB(A)

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
1#小丁家	2023.08.15	46	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	48	39	dB（A）
		47	39	dB（A）
2#小刘家村	2023.08.15	47	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	48	39	dB（A）
		48	37	dB（A）
3#兴安村	2023.08.22	47	37	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	38	dB（A）
		47	40	dB（A）
4#双桥子村	2023.08.22	47	37	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.23	46	38	dB（A）
		47	41	dB（A）
5#小大岗子	2023.08.15	49	38	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
		48	37	dB（A）
	2023.08.16	48	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
6#郭屯	2023.08.22	50	38	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.23	48	38	dB（A）
		49	38	dB（A）
7#后郭家屯	2023.08.22	48	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	49	39	dB（A）
		49	36	dB（A）
8#郭家村	2023.08.15	49	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.16	48	39	dB（A）
		46	39	dB（A）
9#周家铺	2023.08.14	48	40	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
10#刘家铺	2023.08.14	47	38	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		47	40	dB（A）
11#青编队	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.17	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
12#葛家村	2023.08.16	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	49	40	dB（A）
		48	39	dB（A）
13#李家街	2023.08.16	49	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	47	39	dB（A）
		47	39	dB（A）
14#雷46-1站场东侧	2023.08.15	47	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		47	39	dB（A）
15#雷46-1站场南侧	2023.08.15	48	39	dB（A）
		49	37	dB（A）
	2023.08.16	49	37	dB（A）
		47	39	dB（A）
16#雷46-1站场西侧	2023.08.15	46	39	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.16	46	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
17#雷46-1站场北侧	2023.08.15	47	38	dB（A）
		47	37	dB（A）
	2023.08.16	46	37	dB（A）
		47	38	dB（A）
18#冷41-1站场东侧	2023.08.22	47	39	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	38	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
		47	38	dB（A）
19#冷41-1站场南侧	2023.08.22	50	39	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	38	dB（A）
		47	38	dB（A）
20#冷41-1站场西侧	2023.08.22	48	37	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	37	dB（A）
		47	37	dB（A）
21#冷41-1站场北侧	2023.08.22	50	37	dB（A）
		49	37	dB（A）
	2023.08.23	46	38	dB（A）
		47	37	dB（A）
22#冷42-9站场东侧	2023.08.15	47	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
23#冷42-9站场南侧	2023.08.15	48	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
24#冷42-9站场西侧	2023.08.15	48	37	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
25#冷42-9站场北侧	2023.08.15	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
26#陈古-3站场东侧	2023.08.22	50	37	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	49	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
27#陈古-3站场南侧	2023.08.22	49	36	dB（A）
		47	41	dB（A）
	2023.08.23	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
28#陈古-3站场西侧	2023.08.22	47	36	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	38	dB（A）
		50	37	dB（A）
29#陈古-3站场北侧	2023.08.22	47	37	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.23	47	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
30#冷西-3站场东侧	2023.08.22	49	37	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.23	46	39	dB（A）
		46	37	dB（A）
31#冷西-3站场南侧	2023.08.22	49	37	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.23	48	38	dB（A）
		47	39	dB（A）
32#冷西-3站场	2023.08.22	48	38	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
西侧		49	38	dB（A）
	2023.08.23	48	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
33#冷西-3站场北侧	2023.08.22	48	36	dB（A）
		47	39	dB（A）
	2023.08.23	46	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
34#注70-12站场东侧	2023.08.14	49	39	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		49	39	dB（A）
35#注70-12站场南侧	2023.08.14	48	39	dB（A）
		47	38	dB（A）
	2023.08.15	48	39	dB（A）
		48	39	dB（A）
36#注70-12站场西侧	2023.08.14	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.15	49	38	dB（A）
		49	38	dB（A）
37#注70-12站场北侧	2023.08.14	48	38	dB（A）
		47	40	dB（A）
	2023.08.15	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
38#注59-14站场东侧	2023.08.16	49	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	48	39	dB（A）
		48	39	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
39#注59-14站场南侧	2023.08.16	48	39	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.17	48	38	dB（A）
		48	39	dB（A）
40#注59-14站场西侧	2023.08.16	47	39	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.17	47	39	dB（A）
		47	38	dB（A）
41#注59-14站场北侧	2023.08.16	48	40	dB（A）
		49	39	dB（A）
	2023.08.17	48	40	dB（A）
		48	39	dB（A）
42#注70-11站场东侧	2023.08.16	48	39	dB（A）
		49	38	dB（A）
	2023.08.17	48	39	dB（A）
		47	40	dB（A）
43#注70-11站场南侧	2023.08.16	48	39	dB（A）
		48	39	dB（A）
	2023.08.17	49	40	dB（A）
		48	39	dB（A）
44#注70-11站场西侧	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	38	dB（A）
	2023.08.17	48	39	dB（A）
		47	38	dB（A）
45#注70-11站场北侧	2023.08.16	47	38	dB（A）
		48	37	dB（A）
	2023.08.17	48	38	dB（A）

检测点位	采样日期	检测结果（昼间）	检测结果（夜间）	计量单位
		49	39	dB（A）

6.4.6 声环境质量现状评价

由表 6.4.5-1 现状监测统计结果可知，井场及村庄监测点位满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准限值要求，区域声环境质量现状良好。

6.5 生态环境

6.5.1 功能区划

辽宁省地处欧亚大陆东岸，属温带大陆性季风气候。地势东西两侧为丘陵山地，中部为东北向西南倾斜的长方形平原，地形地貌分异明显。海岸线东起鸭绿江口，西止山海关老龙头，全长 2920km 其宏观生态系统类型、主要生态过程及人类活动影响具有空间分异特点。将全省分为 4 个生态区，即辽东山地丘陵生态区、辽河平原生态区、辽西低山丘陵生态区、辽东半岛低山丘陵生态区。在明确生态区的基础上，划分出 15 个生态亚区、47 个生态功能区。

本工程所处地理位置位于辽河平原南部，是由大辽河、辽河淤积退海滩涂发育而形成的滨海平原上，无山无岗，地势平坦。本项目所处地带属于辽河平原南部滨海湿地与农业生态亚区，具体为盘山一大洼洪涝、盐渍化与石油污染防治生态功能区。

盘山一大洼洪涝、盐渍化与石油污染防治生态功能区属于具有生物多样性保护重要功能的生态功能区，应加强自然保护区的建设与管理，提高自然保护区的质量；保持重要生物栖息地的完整性，恢复和建立生物迁徙通道；严格控制外来物种入侵，提高生物安全管理水平和公众生物安全意识，有效保护生物多样性。

本项目范围内无自然保护区，距离辽河口国家级自然保护 1km；工程占地为农用地（均为水田）和内陆滩涂，生态系统单一，对生物多样性影响较小，不涉及重要生物栖息地；本项目的建设不占用生物迁徙通道、不涉及外来物种。

本项目属于该区划中的盘山一大洼洪涝、盐渍化与石油污染防治生态功能区，项目符合《辽宁省生态功能区划》要求。

本项目在施工、运营期间应加强对区块内生态系统、动植物资源、其他植物资源等进行切实有效的保护工作，以维护该区域生态功能的健康稳定。



图 6.5.1-1 项目区块在辽宁省生态功能区划中位置

6.5.2 区域生态环境特征

评价区主要分布村庄、河流、耕地（水稻）、芦苇，生态系统单一，植被以水稻为主。

由于项目所在地区石油开发强度大，油井的钻探及井场的建设等，对表层土壤造成了一定程度的损坏，直接或间接地破坏了地表植被，导致景观破碎化现象，致使生境破坏，生态系统的生产力降低，但经过政府部门和各生产单位通过各种科学的管理和种植措施，使当地生态系统维持稳定。

6.5.3 生态系统调查

采用卫星遥感监测法进行生态系统组分调查，引用高分辨率卫星遥感影像为数据源，数据获取日期为 2019 年 7 月，空间分辨率为 0.93m。《全国生态状况调查评

估技术规范--生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)附录 A 的“全国生态系统分类体系表”的生态系统分类体系，说明评价区范围内分布的所有生态系统类型，如表 6.5.3-1 所示为生态系统分类体系。

表 6.5.3-1 生态系统分类体系

代码	I级	代码	II级	代码	III级	指标描述
1	森林	11	阔叶林	111	常绿阔叶林	自然或半自然植被，H=3-30m，C>20%，不落叶，阔叶
				112	落叶阔叶林	自然或半自然植被，H=3-30m，C>20%，落叶，阔叶
		12	针叶林	121	常绿针叶林	自然或半自然植被，H=3-30m，C>20%，不落叶，针叶
				122	落叶针叶林	自然或半自然植被，H=3-30m，C>20%，落叶，针叶
		13	针阔混交林	131	针阔混交林	自然或半自然植被，H=3-30m，C>20%，25%<F<75%
		14	稀疏林	141	稀疏林	自然或半自然植被，H=3-30m，C=4-20%
2	灌丛	21	阔叶灌丛	211	常绿阔叶灌木林	自然或半自然植被，H=3-5m，C>20%，不落叶，阔叶
				212	落叶阔叶灌木林	自然或半自然植被，H=3-5m，C>20%，落叶，阔叶
		22	针叶灌丛	221	常绿针叶灌木林	自然或半自然植被，H=3-5m，C>20%，不落叶，针叶
		23	稀疏灌丛	231	稀疏灌木林	自然或半自然植被，H=3-5m，C=4-20%
3	草地	31	草地	311	草甸	自然或半自然植被，K>1.5，土壤水饱和，H=0.03-3m，C>20%
				312	草原	自然或半自然植被，K=0.9-1.5，H=0.03-3m，C>20%
				313	草丛	自然或半自然植被，K>1.5，H=0.03-3m，C>20%
				314	稀疏草地	自然或半自然植被，H=0.03-3m，C=4-20%
4	湿地	41	沼泽	411	森林沼泽	自然或半自然植被，T>2 或湿土，H=3-30m，C>20%
				412	灌丛沼泽	自然或半自然植被，T>2 或湿土，H=0.3-5m，C>20%
				413	草本沼泽	自然或半自然植被，T>2 或湿土，H=0.03-3m，C>20%
		42	湖泊	421	湖泊	自然水面，静止

				422	水库/坑塘	人工水面，静止
		43	河流	431	河流	自然水面，流动
				432	运河/水渠	人工水面，流动
5	农田	51	耕地	511	水田	人工植被，土地扰动，水生作物，收割过程
				512	旱地	人工植被，土地扰动，旱生作物，收割过程
		52	园地	521	乔木园地	人工植被，H=3-30m，C>20%
				522	灌木园地	人工植被，H=0.3-5m，C>20%
6	城镇	61	居住地	611	居住地	人工硬表面，居住建筑
		62	城市绿地	621	乔木绿地	人工植被，人工表面周围，H=3-30m，C>20%
				622	灌木绿地	人工植被，人工表面周围，H=0.3-5m，C>20%
				623	草本绿地	人工植被，人工表面周围，H=0.03-3m，C>20%
		63	工矿交通	631	工业用地	人工硬表面，生产建筑
				632	交通用地	人工硬表面，线状特征
				633	采矿场	人工挖掘表面
7	荒漠	71	荒漠	711	沙漠/沙地	自然，松散表面，沙质
				712	苔藓/地衣	自然，微生物覆盖
				713	裸岩	自然，坚硬表面
				714	裸土	自然，松散表面，壤质
				715	盐碱地	自然，松散表面，高盐分
8	冰川/永久积雪	81	冰川/永久积雪	811	冰川/永久积雪	自然，水的固态
9	裸地	91	裸地	911	沙漠/沙地	自然，松散表面，沙质
				912	裸岩	自然，坚硬表面
				913	裸土	自然，松散表面，壤质

本项目评价区域生态系统类型包括草地生态系统、城镇生态系统、农田生态系统、湿地生态系统、森林生态系统（路边林地）共 5 大类，结构组成及面积占比见表 6.5.3-2。

表 6.5.3-2 生态系统结构组成及面积占比

项目生态评价范围内			
序号	生态系统	面积/公顷	面积占比/%
1	湿地生态系统	176.01	18.85
2	城镇生态系统	103.28	11.06
3	农田生态系统	653.20	69.95

4	草地生态系统	0.01	0.00
5	森林生态系统	1.35	0.14
	合计	933.85	100.00

6.5.4 动物资源情况

由于区域占地主要为水田，生态系统单一，且人类活动频繁，区域内动物种类贫乏，数量较少，多为生态系统中的常见种类。本工程占地范围内的野生动物种类、数量均不丰富，区内野生动物仅为一些常见种类：普通田鼠、喜鹊、麻雀、家燕等村栖型动物。候鸟迁徙会选择双台子河保护区作为停歇地，本区域基本没有迁徙鸟类。

目前盘锦全市河蟹养殖规模达 152 万亩，其中稻田养蟹 75 万亩。河蟹是生态的标识，因为它对化学品非常敏感，化肥、农药的使用会影响河蟹脱壳，因此养殖河蟹的稻田不能打农药和除草剂。河蟹在对稻田环境起到监控作用的同时，也抑制了病害发生，稻田养蟹采用宽窄行增加了通风效果，减少了发生稻瘟病，同时河蟹可起到除草作用。河蟹的粪便还能成为水稻的有机肥料。稻蟹共生形成一条完整的生物链，不仅提高了资源利用率，增加了农民收入，而且生态环境得到改善，为生产优质稻米提供了良好的条件。

通过实地调查、人员访谈以及查阅相关资料可知本项目评价范围区域生物多样性程度偏低，主要分布的野生动物是一些常见鸟类、两栖类、小型哺乳类等物种，未发现国家重点保护或濒危野生动物，评价范围内主要动物分布情况见下表。

表 6.5.4-1 本项目区域动物多样性调查结果

目	科	中文种名	拉丁学名	数据来源	保护等级
鸽形目	鸠鸽科	灰斑鸠	*Streptopeliadecaocto*	现场调查，查阅资料	“三有动物”
雀形目	燕科	家燕	*Hirundorustica*	现场调查、查阅资料	“三有动物”
	雀科	麻雀	*Picapica*	人员访谈，查阅资料	“三有动物”
	鸦科	喜鹊	*Passermontanus*	人员访谈，查阅资料	“三有动物”
啮齿目	鼠科	田鼠	*Microtinae；voles*	现场调查，查阅资料	无
猬形目	猬科	刺猬	*Erinaceinae*	人员访谈，查阅资料	“三有动物”
无尾目	蟾蜍科	蟾蜍	*toad*	人员访谈，查阅资料	“三有动物”
	蛙科	青蛙	*Rananigromaculata*	人员访谈，查阅资料	“三有动物”
直翅目	蝗总科	蚂蚱	*locust*	人员访谈，查阅资料	无
蜻蜓目	伪蜻科	蜻蜓	*Dragonfly*	人员访谈，查阅资料	无

评价区范围内的河流中主要有鲶、青鱼、草鱼、鲤鱼、鲫鱼、鲢鱼、泥鳅等 2 目 3 科共 7 种淡水鱼类。具体信息见下表。

表 6.5.4-2 重点评价区调查发现的鱼类名录

目	科	中文种名	拉丁学名	数据来源	保护等级
鲶形目	鲶科	鲶鱼	*Silurusasotus*	现场调查，查阅资料	无
鲤形目	鲤科	青鱼	*Mylopharyngodonpiceus*	人员访谈、查阅资料	无
		草鱼	*Ctenopharyngodonidellus*	人员访谈，查阅资料	无
		鲤鱼	*Cyprinuscarpio*	现场调查，查阅资料	无
		鲫鱼	*Carassiusauratusauratus*	现场调查，查阅资料	无
		鲢	*Hypophthalmichthysmolitrix*	人员访谈，查阅资料	无
	鳅科	泥鳅	*Misgurnusanguillicaudatus*	人员访谈，查阅资料	无

经调查项目评价区域除青蛙、灰斑鸠、家燕、麻雀、喜鹊、刺猬、蟾蜍等列入《国家保护的有益的或者有重要经济、科学研究价值的陆生野生动物名录》（即“三有动物”），评价区内未发现国家或地方保护的物种。

6.5.5 植物资源情况

盘锦地域属暖温带半湿润季风气候区，植物区划属华北植物区系，土壤类型多，野生植物生长快，密度大。共有野生植物 70 科 242 种。其中，林木类 33 科 119 种；杂草类 37 科 123 种。盘锦域内多水无山，宜林条件差，有林地面积 7106 公顷，立木蓄积总量 42.36 万立方米，森林覆盖率为 4.8%。盘锦域内的野生杂草共有 37 科 123 种。主要分布在农田，林间、沼泽湿地、滩涂等地。有些杂草还具有造纸、制药、食用、编织、榨油等经济价值。

芦苇沼泽是盘锦湿地分布最广、面积最大的植物群落；海拔一般在 2～3m，地下水位在 0.5～1.0m 以上，地表长年积水或季节性积水，水深一般在 20～40cm，土壤含盐量一般在 0.48%以下；芦苇株高一般为 2～3m，盖度在 90%以上；群落中有时伴生少量香蒲、普香蒲、翅碱蓬、辽宁碱蓬、碱蓬、星星草、铁杆蒿等植物；大面积芦苇沼泽由于积水较深、时间较长而形成纯群落。香蒲群落分布在灌渠周围；水深在 50cm 左右；此群落分为两层，上层优势种为普香蒲，高 2～2.5m，盖度 60～80%；下层优势种为达香蒲，高 1～1.4m，盖度 80%左右；群落中还伴有水生植物泽泻、狐尾藻、狭叶慈姑等；此外，达香蒲和普香蒲还可分别成为独立群落。柽柳主要分布在不受河水和潮水影响的河滩阶地上，地表积水时间短；土壤含水量为46.6%，含盐量为 0.5～0.8%；灌丛优势种为柽柳，株高 1.0～1.5m，盖度 10～65%；下层为草本植物拂子茅，高 40～70cm，盖度 30%；在地势低洼处，由于盐分增加，被碱蓬

群落占据，盖度为 20%左右。

通过查阅资料，咨询有关专家和现场调查发现，本项目区块占地内植被类型主要为水稻和沼泽。“盐渍型水稻土”占“水稻土”总量的 98.6%。地下水位 0.3-1.6 米，水质矿化度 1-20 克，有机质含量 1.0%-3.0%，全氮 0.055%-0.165%，全磷 0.49%-0.16%，全钾 2.15%-2.69%，速磷 3-6PPM，速钾 180-360PPM。“淹育型水稻土”面积占水稻土总面积的 1.4%。土壤盐分含量小于 0.1%，地下水位 1-2 米，水质矿化度低于 1 克/升，有机质含量 0.9%-3.05%，全氮 0.055%-0.224%，全磷 0.094%-0.102%，全钾 1.655%-2.58%，速磷 3-6PPM，速钾 60-180PPM。

田边草地系统常见植被有独行菜、芦苇、稗草、长芒稗、牛筋草、白茅、藜、地肤、扫帚菜、葎草、萹蓄、皱叶酸模、打碗花、鹅绒藤、平车前、中华苦荬菜、苦苣菜、茵陈蒿、大仔蒿、艾、黄花蒿、刺菜、萎蒿、黑心金光菊、假还阳参、苍耳、蒲公英、小苦荬、泥胡菜、山莴苣、菊苣、草木犀、紫苜蓿、耳草、茜草、朝天委陵菜、夏至草、益母草、紫花地丁、附地菜等 12 科 25 属 40 种草本植物。评价区内的人工种植作物为水稻，每年种植一季，春季种植、秋季收割。田边、农渠边、道路边分布的少量自然植被长期适应环境，发育良好，群落结构和物种组成较稳定，具有维持系统平衡和自然恢复的潜力。现场调查期间，树木分布较少，调查结果主要为主要有杨树、榆树、柳树、金叶榆，沿道路和河渠两侧分布。草本植被调查名录和植被调查状况分别见下表。

表 6.5.5-1 草本植被调查名录

科名	属名	中文名	拉丁名	生活型
禾木科	稻属	水稻	*OryzasativaL.*	一年生
十字花科	独行菜属	独行菜	*L.apetalum*	一年或二年生
禾本科	芦苇属	芦苇	*Phragmitesaustralis（Cav.）Trin.exSteud.*	多年生
	稗属	稗草	*EchinochloacrusgalliL.*	一年生
		长芒稗	*EchinochloacaudataRoshev.*	一年生
	穇属	牛筋草	*Eleusineindica （L.）Gaertn.*	一年生
	白茅属	白茅	*Imperatacylindrica （L.）Beauv.*	多年生
藜科	藜属	藜	*ChenopodiumalbumL.*	一年生
	地肤属	地肤	*Kochiascoparia（L.）Schrad.*	一年生
		扫帚菜	*Kochiascoparia（linn.）Schrad*	一年生
桑科	葎草属	葎草	*Humulusscandens（Lour.）Merr.*	多年生
蓼科	蓼属	篇蓄	*PolygonumaviculareL*	一年生

	酸模属	皱叶酸模	*RumexcrispusL.*	多年生
旋花科	打碗花属	打碗花	*CalystegiahederaceaWall.ex.Roxb.*	一年生
萝藦科	鹅绒藤属	鹅绒藤	*CynanchumchinenseR.Br.*	多年生
车前科	车前属	平车前	*PlantagodepressaWilld.*	一年生或二年生
菊科	苦荬菜属	中华苦荬菜	*Ixerischinensis*	多年生
		苦苣菜	*SonchusoleraceusL.*	一年生或二年生
	蒿属	茵陈蒿	*Artemisiacapillaris*	多年生
		大仔蒿	*ArtemisiasieversianaEhrhartexWilld.*	一年或两年生
		艾	*ArtemisiaargyiLevl.etVan*	多年生
		黄花蒿	*ArtemisiaannuaLinn.*	一年生
	蓟属	刺菜	*Cirsiumsetosum*	多年生
	水蒿属	萎蒿	*ArtemisiaselengensisTurcz.*	多年生
	金光菊属	黑心金光菊	*Rudbeckiahirta*	一年或两年生
	假还阳参属	假还阳参	*Crepidiastrumlanceolatum（Houtt.）Nakai*	多年生
	苍耳属	苍耳	*Xanthiumsibiricum*	一年生
	蒲公英属	蒲公英	*TaraxacummongolicumHand.-Mazz.*	多年生
	小苦荬属	小苦荬	*Ixeridiumchinense（Thunb.）Tzvel.*	多年生
	泥胡菜属	泥胡菜	*Hemisteptalyrata（Bunge）Bunge*	一年生
	莴苣属	山莴苣	*LactucaindicaL.*	二年生
	菊苣属	菊苣	*CichoriumintybusL.*	多年生
豆科	草木犀属	草木犀	*Melilotusofficinalis（L.）Pall.*	二年生
豆科	苜蓿属	紫苜蓿	*Medicagosativa L.*	多年生
茜草科	耳草属	耳草	*HedyotisauricülariaL.*	多年生
茜草科	茜草属	茜草	*Rubiacordifolia L.*	多年生
蔷薇科	委陵菜属	朝天委陵菜	*PotentillasupinaL.*	一年生或二年生
唇形科	夏至草属	夏至草	*Lagopsissupina*	多年生
唇形科	益母草属	益母草	*Leonurusjaponicus*Houtt	一年生或二年生
堇菜科	堇菜属	紫花地丁	*Violaphillipina*	多年生
紫草科	附地菜属	附地菜	*Trigonotispeduncularis*	一年生或二年生

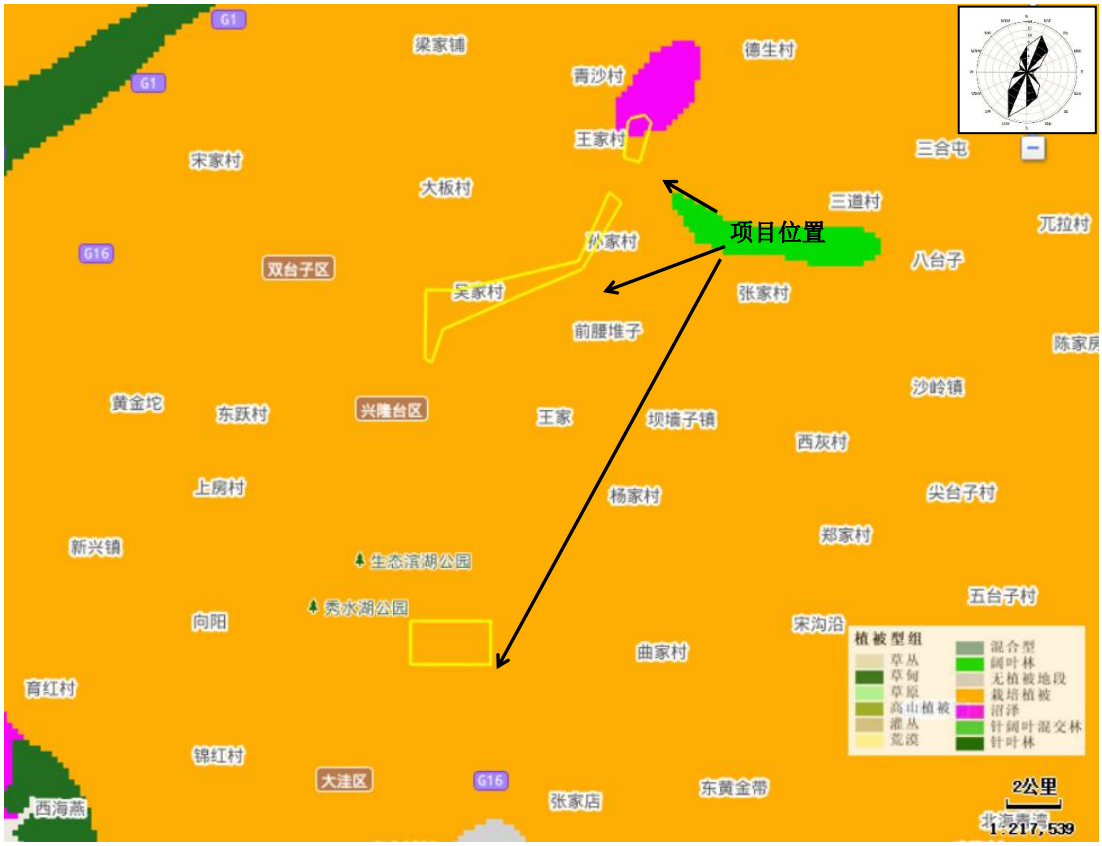


图 6.5.5-1 植被类型图

6.5.6 土地利用现状调查

采用卫星遥感监测法。为准确提取土地利用类型信息，以高分辨率卫星遥感影像为数据源，数据获取日期为 2019 年 7 月，空间分辨率为 0.93m。依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南（试行）》自然资办发[2020]51 号，本项目评价范围内土地利用类型主要为水田、采矿用地、沟渠用地、河流水面、坑塘水面等，土地利用现状图见下图，各土地利用类型统计信息如下表所示。

表 6.5.6-1 生态评价区域土地利用类型统计表

序号	土地利用类型	面积/公顷	面积占比/%
1	水田	170.28193	54.70
2	采矿用地	24.128966	7.75
3	沟渠用地	27.87185	8.95
4	河流水面	21.382711	6.87
5	坑塘水面	17.803763	5.72
6	农村宅基地	10.955693	3.52
7	水工建筑用地	15.41275	4.95
8	水浇地	6.097093	1.96
9	城镇村道	1.044789	0.34

10	工业用地	0.915152	0.29
11	公路用地	3.739716	1.20
12	公用设施用地	0.89562	0.29
13	机关团体	0.196525	0.06
14	农村道路	4.123127	1.32
15	其他草地	0.330467	0.11
16	其他林地	2.821581	0.91
17	设施农用地	0.264844	0.09
18	养殖坑塘	3.044164	0.98
19	合计	311.310741	100.00

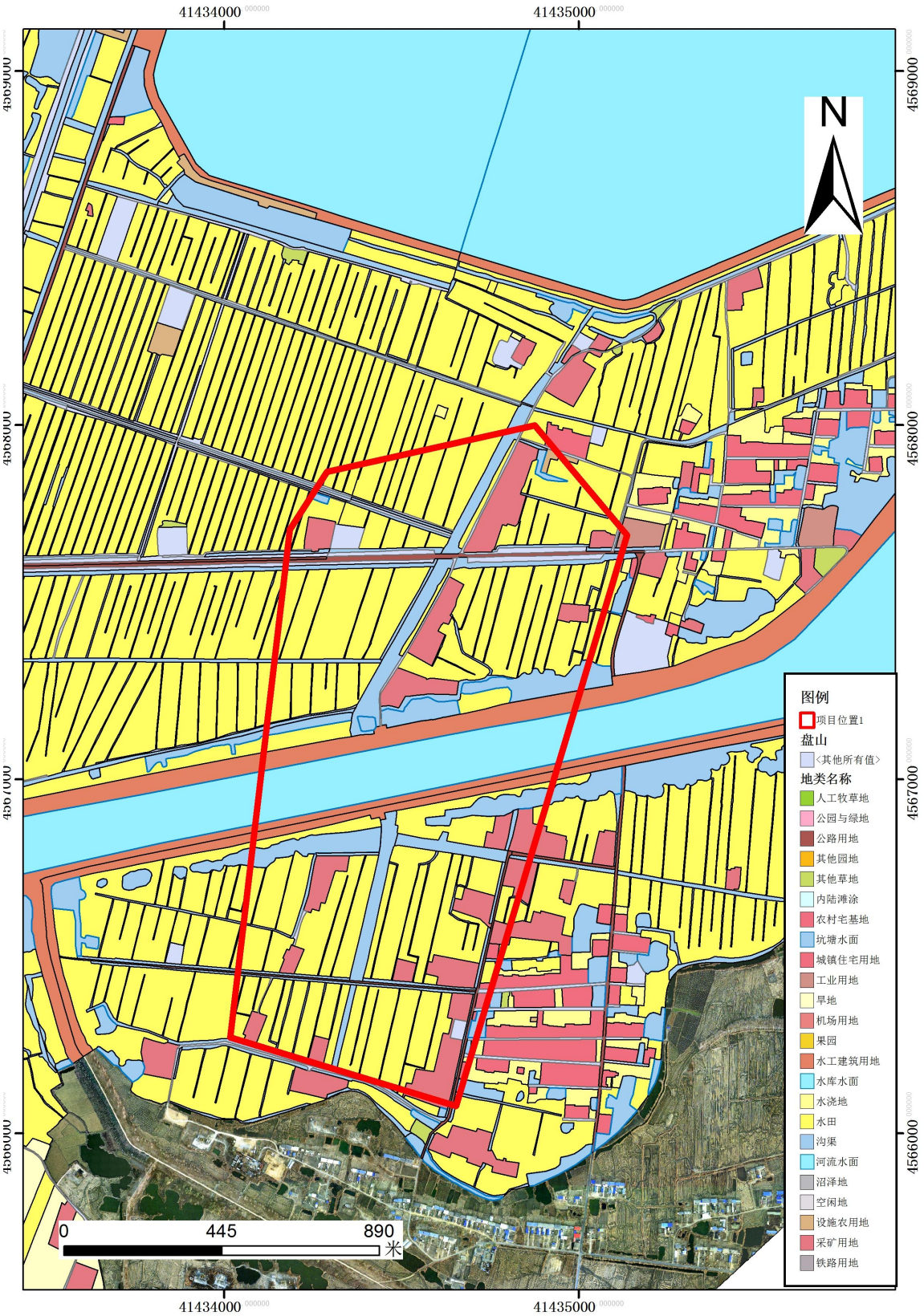


表 6.5.6-1 项目位置 1 北部盘山县区域

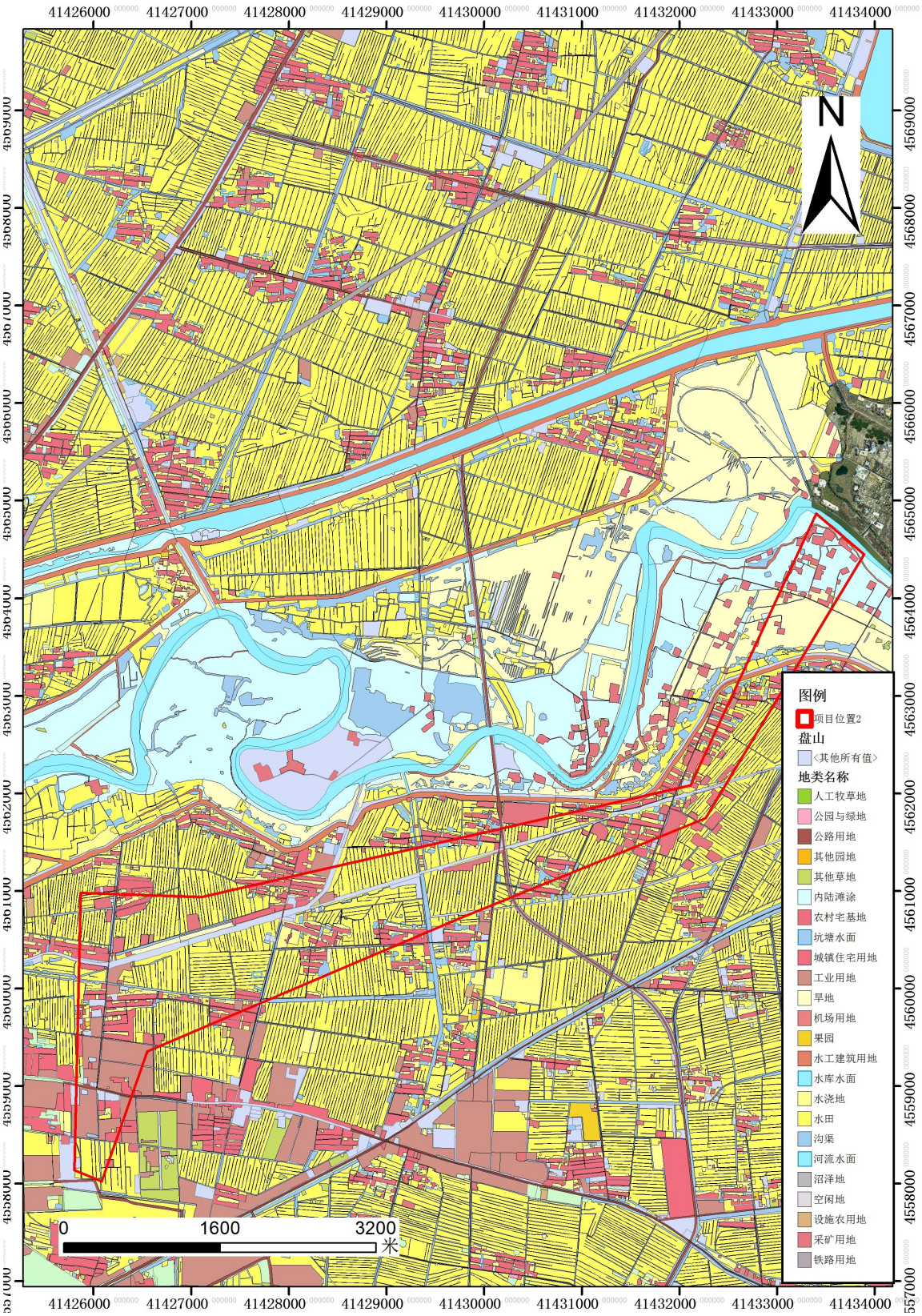


表 6.5.6-2 项目位置 2 中部盘山县区域

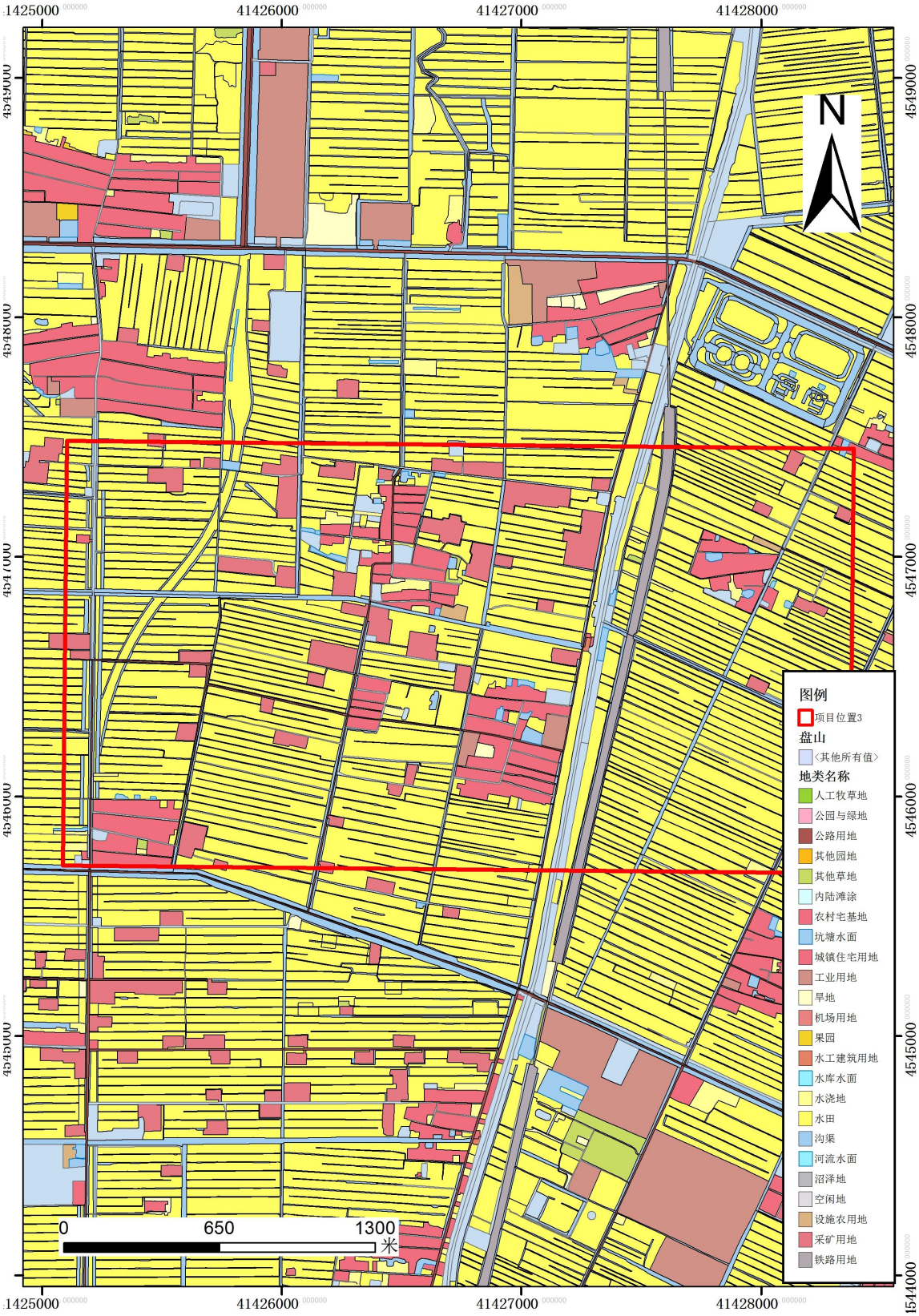


表 6.5.6-3 项目位置 3 南部大洼区域

6.5.7 主要生态问题调查

项目评价范围内涉及的人类活动主要为附近油田的建设与开采，导致景观的破碎化；占地影响和工业活动挤压了动物生境，但是这种工业活动都是局限在一定的用地范围内的，且已经进行了几十年之久，本区域内动物均具有规避风险的本能，长时间的开发活动，区域内动物已产生了适应性。

6.5.8 评价区生态现状评价

本项目位于辽宁省盘锦市盘山县及大洼区。本项目生态环境影响评价范围为项目打井边界向外扩 300m 的面状区域，面积共为 2875.2167 公顷。

通过调查发现，评价区以人工农田系统为主，植被主要为水稻，沟渠边、田埂边、道路边自然植被系统为辅。

评价区范围内河流中主要有鲶、青鱼、草鱼、鲤鱼、鲫鱼、鲢鱼、泥鳅等 2 目 3 科共 7 种淡水鱼类。野生动物是一些常见鸟类、两栖类、小型哺乳类等物种，主要有灰斑鸠、家燕、麻雀、喜鹊、田鼠、刺猬、蟾蜍、青蛙、蚂蚱、蜻蜓，其中，灰斑鸠、家燕、麻雀、喜鹊、刺猬、蟾蜍、青蛙列入《国家保护的有益的或者有重要经济、科学研究价值的陆生野生动物名录》（即“三有动物”），未发现国家重点保护或濒危野生动物。

依据《全国生态状况调查评估技术规范--生态系统遥感解译与野外核查》(HJ1166-2021)的生态系统分类体系，本项目评价区域生态系统类型包括草地生态系统、城镇生态系统、农田生态系统、湿地生态系统、森林生态系统（路边林地）共 5 大类。

依据《国土空间调查、规划、用途管制用地用海分类指南（试行）》自然资办发[2020]51 号，本项目评价范围内土地利用类型主要为水田、采矿用地、沟渠用地、河流水面、坑塘水面等。其中水田面积占有绝对优势达到 170.28193hm^2，占比为 54.7%。

6.6 土壤环境

6.6.1 监测点位布设

根据土壤环境影响评价导则附录 A，本项目属采矿业-金属矿、石油、油页岩开采区块产能建设项目，可能产生的土壤环境影响类型为污染型，根据井场布置方案

和平面布置图，本次土壤环境现状监测根据导则要求，采用均布性与代表性的原则，选取具有代表性的井场布设涉及垂向入渗影响的柱状样，并根据导则 7.4.2.2 要求，每种土壤类型布设 1 个背景值监测点，场外监测点的布设在具有代表性的、可能受影响的土壤环境敏感目标处。

布点原则：按照拟建工程地下水污染源类别、位置和空间分布特征确定，布点位置的选取优先考虑以下因素：地形较低洼处或河谷地带等包气带防污性能较差的区域、距离居民较近的区域、距离环境敏感目标较近的区域。

采样原则：场内监测点尽量靠近井场油井及泥浆池、集输管线，尽可能靠近污染源取样，场外监测点尽量选取不受人为活动影响的典型空地。

根据项目厂区平面布置，本次评价工作在项目场地内共布设 40 个土壤质量现状监测点，并于 2023 年 7 月 28 日进行土样采集工作，2023 年 8 月 1 日~2023 年 8 月 31 日进行检测工作。其中场地内 23 个柱状样点分别采集 0~0.5m、0.5~1.5m、1.5~3m 每层取 1 个土样；场地内 5 个表层样点分别采集地表层（0~20cm）1 个土样；12 个表层样点（场地外）采集地表层（0~20cm）1 个土样。各土壤监测点点位见表 6.6.1-1，图 6.6.1-1。

表 6.6.1-1 土壤现状监测布点

编号	与项目区位置关系	采样种类	取样位置及取样深度	土地类型（现状）	取样数量	备注
1#	雷 46-1 场内	柱状样	取样位置：井口装置区 取样深度：0-0.5m，0.5-1.5m，1.5-3.0m 各取一个样。	工业用地	3	雷家区块、冷 43 区块及采油作业一区原油拉运平台集输系统改造
2#	冷 43 块 S32-21 场内	柱状样		工业用地	3	
20#	雷 1 台井场内	柱状样		工业用地	3	
21#	冷 43 块 S32-19 井场内	柱状样		工业用地	3	
22#	冷 43 块 3 站井场内	柱状样		工业用地	3	
26#	43 块 70 台场内	柱状样		工业用地	3	
28#	冷 43S1+2-1 场内	柱状样		工业用地	3	
14#	冷 43 块 S32-19 井场内未收污染点	表层样	0-0.2m	工业用地	1	
15#	冷 43 块 2 站井场内未受污染点	表层样	0-0.2m	工业用地	1	
29#	小丁家窝铺西侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
30#	小刘家村西侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	

3#	冷 41-1	柱状样	取样位置：井口装置区 取样深度：0-0.5m，0.5-1.5m，1.5-3.0m 各取一个样。	工业用地	3	冷 41、冷 42 区块及冷意联合站改造工程
4#	冷 42-9	柱状样		工业用地	3	
19#	冷一联合站储罐区裸露土壤	柱状样		工业用地	3	
16#	42-20 井场内未受污染点	表层样	0-0.2m	工业用地	1	
31#	冷 41-1 东侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
32#	冷 42-1 附近农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
5#	陈古-1 井场内	柱状样	取样位置：井口装置区 取样深度：0-0.5m，0.5-1.5m，1.5-3.0m 各取一个样。	工业用地	3	陈古、冷西区块
6#	陈古-7 井场内	柱状样		工业用地	3	
7#	冷西-3 井场内	柱状样		工业用地	3	
8#	冷西-5 井场内	柱状样		工业用地	3	
23#	陈古 12 站井场内	柱状样		工业用地	3	
17#	陈古-9 井场内未受污染点	表层样	0-0.2m	工业用地	1	
33#	郭屯西侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
34#	郭屯家村东侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
39#	郭屯南侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
9#	注 90-12	柱状样	取样位置：井口装置区 取样深度：0-0.5m，0.5-1.5m，1.5-3.0m 各取一个样。	工业用地	3	注 70、注 59 区块
10#	注 70-6	柱状样		工业用地	3	
11#	注 59-14	柱状样		工业用地	3	
12#	注 59-10	柱状样		工业用地	3	
13#	注 70-7	柱状样		工业用地	3	
24#	21 站注 5 台井场内	柱状样		工业用地	3	
25#	注 9 台井场内	柱状样		工业用地	3	
27#	注 59-22	柱状样		工业用地	3	
18#	注 2 台井场内未受污染点	表层样	0-0.2m	工业用地	1	
35#	周家铺东南侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
36#	刘家铺西南侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
37#	葛家村西侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	
38#	注 9 台北侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	

40#	西北街西侧农田	表层样	0-0.2m	农用地	1	

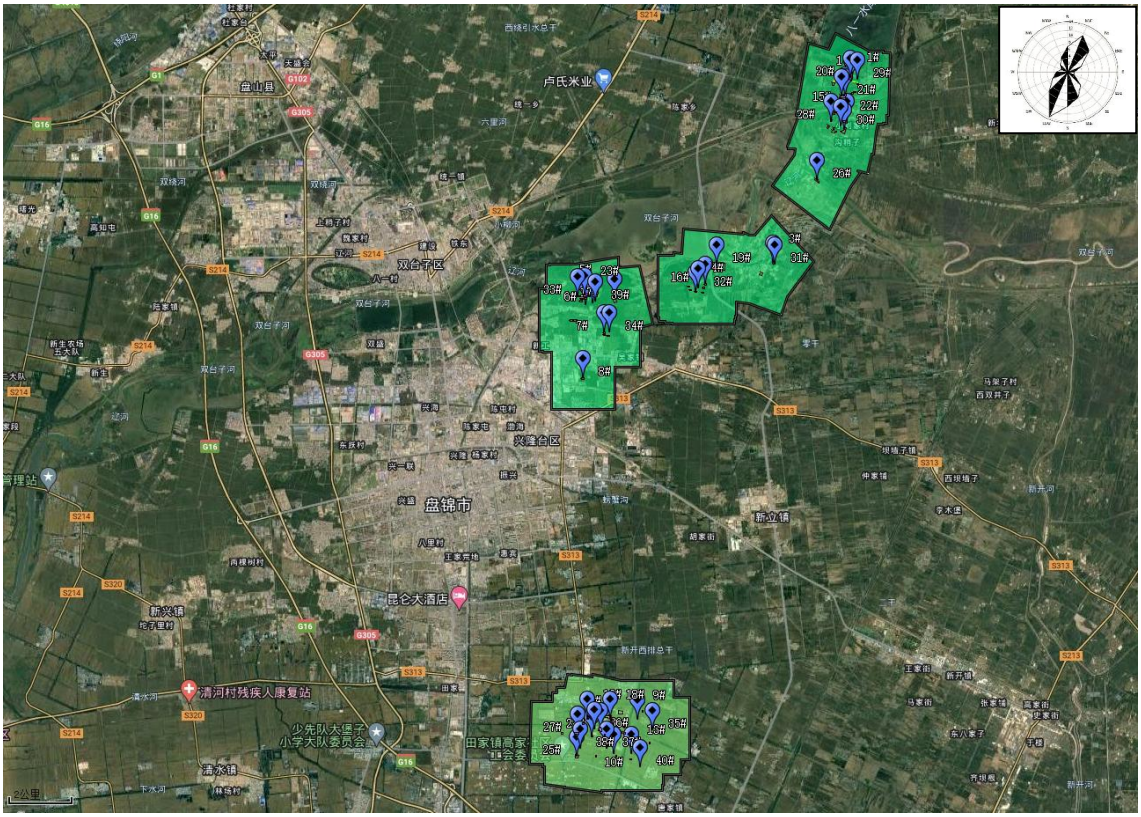


图 6.6.1-1 土壤取样点分布图

6.6.2 监测因子与分析方法

监测因子：pH、砷、镉、铬（六价）、铜、铅、汞、锌、镍、总铬、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、、1,1,2-三氯乙烷、三氯乙烯、1,2,3-三氯丙烷、氯乙烯、苯、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、硝基苯、苯胺、2-氯酚、苯并[a]蒽、苯并[a]芘、苯并[b]荧蒽、苯并[k]荧蒽、䓛、二苯并[a,h]蒽、茚并[1,2,3,-cd]芘、萘以及特征污染物石油烃（C_{10}-C_{40}）。

采样分析按国家《场地环境调查技术指南》（HJ25.1-2014）、《场地环境监测技术导则》（HJ25.2-2014）、《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》和《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准》等有关规定标准进行，各监测项目分析方法见表 6.6.2-1。

表 6.6.2-1 土壤监测项目及分析方法

序号	检测项目	分析方法	方法来源	检出限 mg/kg
1	pH	电位法	LY/T1239-1999	-
2	砷	原子荧光法	GB/T22105.2-2008	0.01
3	镉	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T17141-1997	0.01
4	铬（六价）	碱溶液提取-火焰原子吸收分光光度法	HJ687-2014	0.5
5	铜	火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	1
6	铅	石墨炉原子吸收分光光度法	GB/T17141-1997	0.1
7	汞	原子荧光法	GB/T22105.1-2008	0.002
8	锌	火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	1
9	镍	火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	3
10	总铬	火焰原子吸收分光光度法	HJ491-2019	4
11	四氯化碳	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0013
12	氯仿	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0011
13	氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.001
14	1,1-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
15	1,2-二氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0013
16	1,1-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.001
17	顺-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0013
18	反-1,2-二氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0014
19	二氯甲烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0015
20	1,2-二氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0011
21	1,1,1,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
22	1,1,2,2-四氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
23	四氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0014
24		吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0013
25	1,1,2-三氯乙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
26	三氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
27	1,2,3-三氯丙烷	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
28	氯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0010
29	苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0019
30	氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
31	1,2-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0015
32	1,4-二氯苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0015
33	乙苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
34	苯乙烯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0011
35	甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0013
36	间二甲苯+对二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012
37	邻二甲苯	吹扫捕集/气相色谱-质谱法	HJ605-2011	0.0012

38	硝基苯	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.09
39	苯胺	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
40	2-氯酚	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.06
41	苯并[a]蒽	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
42	苯并[a]芘	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
43	苯并[b]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.2
44	苯并[k]荧蒽	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
45	䓛	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
46	二苯并[a,h]蒽	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
47	茚并[1,2,3-cd]芘	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.1
48	萘	气相色谱-质谱法	HJ834-2017	0.09
49	石油烃（C_{10}-C_{40}）	气相色谱法	ISO16703：2011	3

6.6.3 监测结果

评价区土壤环境质量现状监测结果如表 6.6.3-1~6.6.3-9 所示：

表 6.6.3-1 厂内（雷 46 及冷 43 区块）柱状样 1#、2#、20#和 21#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	1#			2#			20#			21#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	砷	11.5	10.3	9.98	12.5	11.1	8.4	10.4	8.54	9.32	8.88	9.63	8.24
2	镉	0.08	0.07	0.02	0.06	0.08	0.04	0.07	0.06	0.03	0.05	0.07	0.03
3	铬（六价）	1.2	1.2	1.2	1.8	1.2	1.2	1.5	2.2	2	1.9	1.6	1.3
4	铜	23	17	18	23	22	19	16	18	20	19	16	16
5	铅	26	43	60	37	31	24	27	46	40	59	52	80
6	汞	0.0197	0.0178	0.0244	0.0192	0.0173	0.0182	0.0286	0.0195	0.0199	0.0183	0.0192	0.018
7	镍	84	87	29	36	152	116	65	53	91	83	86	103
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
序	检测项目	1#			2#			20#			21#		

号		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	137	82	76	164	114	57	96	115	82	136	115	87

表 6.6.3-2 厂内柱状样（雷 46 及冷 43 区块）22#、26#、28#及表层样 14#、15#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	22#			26#			28#			14#	15#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m
1	砷	9.43	8.52	9.63	8.44	9.62	8.53	8.72	7.99	8.53	8.59	8.63
2	镉	0.04	0.09	0.05	0.07	0.07	0.06	0.05	0.06	0.05	0.09	0.04
3	铬（六价）	2	1.1	1.8	2	1.9	1.8	1.2	1.8	1.9	0.9	0.7
4	铜	39	16	20	31	18	16	18	23	13	16	14
5	铅	88	76	69	44	37	57	26	38	31	24	31
6	汞	0.0207	0.02	0.0217	0.0235	0.0229	0.0241	0.0232	0.0171	0.0168	0.0212	0.0271
7	镍	98	71	60	66	30	53	95	101	43	60	123
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
序	检测项目	22#			26#			28#			14#	15#

号		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	137	115	84	124	104	112	136	101	114	86	135

表 6.6.3-3 厂内（冷 41、冷 42 区块）柱状样 3#、4#、19#及表层样 16#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	3#			4#			19#			16#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m
1	砷	9.84	11.7	8.05	8.23	8.11	7.92	11.5	10.3	10.7	8.39
2	镉	0.03	0.06	0.07	0.11	0.05	0.05	0.09	0.03	0.04	0.02
3	铬（六价）	1.2	4.6	1.8	0.6	1.2	1.8	2.3	1.9	1.8	0.2
4	铜	7	20	26	19	7	14	16	44	54	57
5	铅	43	47	38	35	32	24	43	50	44	31
6	汞	0.0183	0.0192	0.0173	0.0195	0.0188	0.0184	0.0283	0.0242	0.0189	0.0184
7	镍	120	29	111	84	87	34	37	109	48	130
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012

序号	检测项目	3#			4#			19#			16#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	135	210	162	82	84	102	122	130	112	85

表 6.6.3-4 厂内（陈古、冷西）柱状样 5#、6#和 7#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	5#			6#			7#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
1	砷	11.5	8.39	8.14	10.3	9.55	8.76	7.95	9.13	8.25
2	镉	0.03	0.11	0.1	0.07	0.06	0.1	0.06	0.12	0.07
3	铬（六价）	4.4	1.2	4.1	1.2	0.6	3.2	5.3	0.6	2.3
4	铜	18	19	20	5	8	18	20	22	14
5	铅	23	36	40	26	28	28	84	86	43
6	汞	0.0249	0.0271	0.0162	0.0286	0.028	0.0259	0.0289	0.0166	0.0214
7	镍	64	61	64	59	71	90	79	120	63
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012

序号	检测项目	5#			6#			7#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间二甲苯+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	124	68	72	123	54	93	145	162	122

表 6.6.3-5 厂内（陈古、冷西）柱状样 8#、23#及表层样 17#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	8#			23#			17#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
1	砷	7.85	8.26	8.17	8.42	8.55	8.94	8.79
2	镉	0.04	0.08	0.08	0.06	0.08	0.06	0.08
3	铬（六价）	1.2	1.6	1.8	1.4	1.3	1.6	1.7
4	铜	15	27	25	21	25	28	22
5	铅	93	30	16	12	＜0.1	55	44
6	汞	0.0146	0.0173	0.0172	0.0209	0.0246	0.0232	0.0176
7	镍	57	53	88	121	105	94	89
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012

序号	检测项目	8#			23#			17#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
25	氯乙烯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
26	苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
27	氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
30	乙苯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
31	苯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
32	甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
33	间二甲苯+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
35	硝基苯	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
36	苯胺	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
37	2-氯酚	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
40	苯并[b]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
45	萘	184	165	102	153	115	113	92
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	7.85	8.26	8.17	8.42	8.55	8.94	8.79

表 6.6.3-6 厂内（注 60、注 59）柱状样 9#、10#和 11#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	9#			10#			11#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
1	砷	8.69	8.62	7.44	8.56	9.06	8.47	9.42	8.59	8.43
2	镉	0.05	0.05	0.08	0.06	0.06	0.09	0.02	0.06	0.05
3	铬（六价）	1.9	1.3	1.2	1.5	0.7	0.9	1.4	1.8	1.2
4	铜	6	59	58	31	31	54	41	25	43
5	铅	18	31	45	31	35	35	30	62	25
6	汞	0.0169	0.0165	0.0148	0.0149	0.0152	0.0143	0.0159	0.0163	0.0155
7	镍	60	44	82	70	41	90	96	97	98
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
序	检测项目	9#			10#			11#		

号		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间二甲苯+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	135	110	84	146	123	72	158	132	84

表 6.6.3-7 厂内（注 60、注 59）柱状样 12#、13#和 24#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	12#			13#			24#		
		深度	深度	深度	深度	深度	深度	深度	深度	深度

		（0-0.5m）	（0.5-1.5m）	（1.5-3m）	（0-0.5m）	（0.5-1.5m）	（1.5-3m）	（0-0.5m）	（0.5-1.5m）	（1.5-3m）
1	砷	8.62	8.73	8.55	9.48	10.6	9.21	8.73	8.99	9.05
2	镉	0.07	0.08	0.04	0.06	0.03	0.05	0.04	0.05	0.07
3	铬（六价）	1	1.1	0.9	0.6	0.9	0.8	1.2	1.5	1.8
4	铜	7	18	35	24	23	18	20	40	45
5	铅	24	37	20	40	31	23	55	24	未检出
6	汞	0.0169	0.0172	0.0176	0.0178	0.0203	0.0192	0.0285	0.0296	0.0287
7	镍	145	148	101	114	106	125	65	90	100
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
序号	检测项目	12#			13#			24#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012

25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间二甲苯+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	212	113	95	163	110	102	205	166	136

表 6.6.3-8 厂内（注 60、注 59）柱状样 25#、27#及表层样 18#土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	25#			27#			18#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
1	砷	8.42	9.65	9.87	9.42	10.3	9.67	9.43
2	镉	0.06	0.09	0.04	0.06	0.07	0.06	0.04

3	铬（六价）	1.7	1.6	1.3	1.6	1.5	1.3	1.6
4	铜	21	22	17	17	29	27	28
5	铅	12	49	34	43	24	30	31
6	汞	0.0243	0.0251	0.0256	0.0193	0.0253	0.0242	0.0256
7	镍	30	33	53	60	97	98	95
8	四氯化碳	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
9	氯仿	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
10	氯甲烷	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
11	1,1-二氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
12	1,2-二氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
13	1,1-二氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
14	顺-1,2-二氯乙烯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
15	反-1,2-二氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
16	二氯甲烷	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
17	1,2-二氯丙烷	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
19	1,1,2,2-四氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
20	四氯乙烯	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014	＜0.0014
21	1,1,1-三氯乙烷	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
22	1,1,2-三氯乙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
23	三氯乙烯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
序号	检测项目	25#			27#			18#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
25	氯乙烯	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001	＜0.001
26	苯	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019	＜0.0019
27	氯苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012

28	1,2-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
29	1,4-二氯苯	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015	＜0.0015
30	乙苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
31	苯乙烯	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011	＜0.0011
32	甲苯	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013	＜0.0013
33	间二甲苯+对二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
34	邻二甲苯	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012	＜0.0012
35	硝基苯	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
36	苯胺	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
37	2-氯酚	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06	＜0.06
38	苯并[a]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
39	苯并[a]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
40	苯并[b]荧蒽	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2	＜0.2
41	苯并[k]荧蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
42	䓛	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
43	二苯并[a,h]蒽	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
44	茚并[1,2,3-cd]芘	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1	＜0.1
45	萘	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09	＜0.09
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	158	123	108	235	178	171	146

表 6.6.3-9 厂外（农用地）表层样土壤质量监测结果单位：mg/kg

序号	检测项目	29#	30#	31#	32#	33#	34#	35#	36#	37#	38#	39#	40#
1	pH	7.86	7.52	7.91	8.01	7.54	7.65	8.12	7.59	7.73	8.09	8.04	7.59
2	镉	0.04	0.07	0.05	0.05	0.07	0.1	0.09	0.1	0.12	0.08	0.06	0.07
3	汞	0.0236	0.0154	0.0167	0.0245	0.0167	0.0258	0.0234	0.0129	0.0256	0.0165	0.0273	0.0357
4	砷	11.4	9.95	6.34	8.55	8.52	7.35	11.7	11	9.96	8.48	7.65	8.36
5	铅	28	＜0.1	19	25	11	26	12	36	18	35	38	20
6	总铬	5	＜4	12	9	＜4	＜4	13	9	11	5	10	8
7	铜	14	59	15	10	17	32	15	22	24	20	22	16
8	镍	134	101	57	99	110	116	68	69	148	47	72	59
9	锌	43	46	55	43	29	43	10	31	34	30	32	30
10	石油烃（C_{10}-C_{40}）	168	215	158	241	113	156	134	212	83	151	112	145

6.6.4 评价标准及评价方法

本项目区内土壤环境质量标准执行《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）中第二类用地筛选值，厂区外耕地执行《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。

表 6.6.4-1 第二类用地土壤环境质量标准单位：mg/kg

序号	项目	筛选值	序号	项目	筛选值
1	砷	60	24	1,2,3-三氯丙烷	0.5
2	镉	65	25	氯乙烯	0.43
3	铬（六价）	57	26	苯	4
4	铜	18000	27	氯苯	270
5	铅	800	28	1,2-二氯苯	560
6	汞	38	29	1,4-二氯苯	20
7	镍	900	30	乙苯	28
8	四氯化碳	2.8	31	苯乙烯	1290
9	氯仿	0.9	32	甲苯	1200
10	氯甲烷	37	33	间二甲苯+对二甲苯	570
11	1,1-二氯乙烷	9	34	邻二甲苯	640
12	1,2-二氯乙烷	5	35	硝基苯	76
13	1,1-二氯乙烯	66	36	苯胺	260
14	顺-1,2-二氯乙烯	596	37	2-氯酚	2256
15	反-1,2-二氯乙烯	54	38	苯并[a]蒽	15
16	二氯甲烷	616	39	苯并[a]芘	1.5
17	1,2-二氯丙烷	5	40	苯并[b]荧蒽	15
18	1,1,1,2-四氯乙烷	10	41	苯并[k]荧蒽	151
19	1,1,2,2-四氯乙烷	6.8	42	䓛	1293
20	四氯乙烯	53	43	二苯并[a,h]蒽	1.5
21		840	44	茚并[1,2,3-cd]芘	15
22	1,1,2-三氯乙烷	2.8	45	萘	70
23	三氯乙烯	2.8	46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	4500

表 6.6.4-2 农用地土壤风险筛选值（pH＞7.5）单位：mg/kg

项目	镉	汞	砷	铅	铬	铜	镍	锌
水田	0.8	1.0	20	240	350	200（果园）	190	300
其他	0.6	3.4	25	170	250	100	190	300

注：对于水旱轮作地，采用其中较严格的风险筛选值。

根据《环境影响评价技术导则土壤环境》要求，土壤环境质量现状评价采用标准指数法，结合监测结果进行综合分析，给出样本的数量、最大值、最小值、均值、标准差、检出率、最大超标倍数等。对监测结果的标准指数计算结果见表6.6.4-3~6.6.4-11。

表 6.6.4-3 厂内（雷 46 及冷 43 区块）柱状样 1#、2#、20#和 21#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	1#			2#			20#			21#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
1	砷	0.19167	0.17167	0.16633	0.20833	0.18500	0.14000	0.17333	0.14233	0.15533	0.14800	0.16050	0.13733
2	镉	0.00123	0.00108	0.00031	0.00092	0.00123	0.00062	0.00108	0.00092	0.00046	0.00077	0.00108	0.00046
3	铬（六价）	0.02105	0.02105	0.02105	0.03158	0.02105	0.02105	0.02632	0.03860	0.03509	0.03333	0.02807	0.02281
4	铜	0.00128	0.00094	0.00100	0.00128	0.00122	0.00106	0.00089	0.00100	0.00111	0.00106	0.00089	0.00089
5	铅	0.03250	0.05375	0.07500	0.04625	0.03875	0.03000	0.03375	0.05750	0.05000	0.07375	0.06500	0.10000
6	汞	0.00052	0.00047	0.00064	0.00051	0.00046	0.00048	0.00075	0.00051	0.00052	0.00048	0.00051	0.00047
7	镍	0.09333	0.09667	0.03222	0.04000	0.16889	0.12889	0.07222	0.05889	0.10111	0.09222	0.09556	0.11444
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
24	1,2,3-三氯丙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214

序号	检测项目	1#			2#			20#			21#		
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m
25	氯乙烯	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
26	苯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
27	氯苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
28	1,2-二氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
30	乙苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
31	苯乙烯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
32	甲苯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
33	间+对二甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
34	邻二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
35	硝基苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
36	苯胺	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
37	2-氯酚	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
38	苯并[a]蒽	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
39	苯并[a]芘	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
40	苯并[b]荧蒽	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
41	苯并[k]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
42	䓛	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
43	二苯并[a,h]蒽	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
45	萘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643

表 6.6.4-4 厂内（雷 46 及冷 43 区块）22#、26#、28#及表层样 14#、15#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	22#			26#			28#			14#	15#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m
1	砷	0.15717	0.14200	0.16050	0.14067	0.16033	0.14217	0.14533	0.13317	0.14217	0.14317	0.14383
2	镉	0.00062	0.00138	0.00077	0.00108	0.00108	0.00092	0.00077	0.00092	0.00077	0.00138	0.00062
3	铬（六价）	0.03509	0.01930	0.03158	0.03509	0.03333	0.03158	0.02105	0.03158	0.03333	0.01579	0.01228
4	铜	0.00217	0.00089	0.00111	0.00172	0.00100	0.00089	0.00100	0.00128	0.00072	0.00089	0.00078
5	铅	0.11000	0.09500	0.08625	0.05500	0.04625	0.07125	0.03250	0.04750	0.03875	0.03000	0.03875
6	汞	0.00054	0.00053	0.00057	0.00062	0.00060	0.00063	0.00061	0.00045	0.00044	0.00056	0.00071
7	镍	0.10889	0.07889	0.06667	0.07333	0.03333	0.05889	0.10556	0.11222	0.04778	0.06667	0.13667
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214

序号	检测项目	22#			26#			28#			14#	15#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.03044	0.02556	0.01867	0.02756	0.02311	0.02489	0.03022	0.02244	0.02533	0.01911	0.03000

表 6.6.4-5 厂内（冷 41、冷 42 区块）柱状样 3#、4#、19#及表层样 16#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	3#			4#			19#			16#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m
1	砷	0.16400	0.19500	0.13417	0.13717	0.13517	0.13200	0.19167	0.17167	0.17833	0.13983
2	镉	0.00046	0.00092	0.00108	0.00169	0.00077	0.00077	0.00138	0.00046	0.00062	0.00031
3	铬（六价）	0.02105	0.08070	0.03158	0.01053	0.02105	0.03158	0.04035	0.03333	0.03158	0.00351
4	铜	0.00039	0.00111	0.00144	0.00106	0.00039	0.00078	0.00089	0.00244	0.00300	0.00317
5	铅	0.05375	0.05875	0.04750	0.04375	0.04000	0.03000	0.05375	0.06250	0.05500	0.03875
6	汞	0.00048	0.00051	0.00046	0.00051	0.00049	0.00048	0.00074	0.00064	0.00050	0.00048
7	镍	0.13333	0.03222	0.12333	0.09333	0.09667	0.03778	0.04111	0.12111	0.05333	0.14444
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214

序号	检测项目	3#			4#			19#			16#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.03000	0.04667	0.03600	0.01822	0.01867	0.02267	0.02711	0.02889	0.02489	0.01889

表 6.6.4-6（陈古、冷西）柱状样 5#、6#和 7#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	5#			6#			7#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
1	砷	0.19167	0.13983	0.13567	0.17167	0.15917	0.14600	0.13250	0.15217	0.13750
2	镉	0.00046	0.00169	0.00154	0.00108	0.00092	0.00154	0.00092	0.00185	0.00108
3	铬（六价）	0.07719	0.02105	0.07193	0.02105	0.01053	0.05614	0.09298	0.01053	0.04035
4	铜	0.00100	0.00106	0.00111	0.00028	0.00044	0.00100	0.00111	0.00122	0.00078
5	铅	0.02875	0.04500	0.05000	0.03250	0.03500	0.03500	0.10500	0.10750	0.05375
6	汞	0.00066	0.00071	0.00043	0.00075	0.00074	0.00068	0.00076	0.00044	0.00056
7	镍	0.07111	0.06778	0.07111	0.06556	0.07889	0.10000	0.08778	0.13333	0.07000
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214

序号	检测项目	5#			6#			7#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间二甲苯+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.02756	0.01511	0.01600	0.02733	0.01200	0.02067	0.03222	0.03600	0.02711

表 6.6.4-7 厂内（陈古、冷西）柱状样 8#、23#及表层样 17#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	8#			23#			17#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
1	砷	0.13083	0.13767	0.13617	0.14033	0.14250	0.14900	0.14650
2	镉	0.00062	0.00123	0.00123	0.00092	0.00123	0.00092	0.00123
3	铬（六价）	0.02105	0.02807	0.03158	0.02456	0.02281	0.02807	0.02982
4	铜	0.00083	0.00150	0.00139	0.00117	0.00139	0.00156	0.00122
5	铅	0.11625	0.03750	0.02000	0.01500	0.00006	0.06875	0.05500
6	汞	0.00038	0.00046	0.00045	0.00055	0.00065	0.00061	0.00046
7	镍	0.06333	0.05889	0.09778	0.13444	0.11667	0.10444	0.09889
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214

序号	检测项目	8#			23#			17#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间二甲苯+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.04089	0.03667	0.02267	0.03400	0.02556	0.02511	0.02044

表 6.6.4-8 厂内（注 60、注 59）柱状样 9#、10#和 11#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	9#			10#			11#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
1	砷	0.14483	0.14367	0.12400	0.14267	0.15100	0.14117	0.15700	0.14317	0.14050
2	镉	0.00077	0.00077	0.00123	0.00092	0.00092	0.00138	0.00031	0.00092	0.00077
3	铬（六价）	0.03333	0.02281	0.02105	0.02632	0.01228	0.01579	0.02456	0.03158	0.02105
4	铜	0.00033	0.00328	0.00322	0.00172	0.00172	0.00300	0.00228	0.00139	0.00239
5	铅	0.02250	0.03875	0.05625	0.03875	0.04375	0.04375	0.03750	0.07750	0.03125
6	汞	0.00044	0.00043	0.00039	0.00039	0.00040	0.00038	0.00042	0.00043	0.00041
7	镍	0.06667	0.04889	0.09111	0.07778	0.04556	0.10000	0.10667	0.10778	0.10889
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
序	检测项目	9#			10#			11#		

号		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
25	氯乙烯	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
26	苯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
27	氯苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
28	1,2-二氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
30	乙苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
31	苯乙烯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
32	甲苯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
33	间二甲苯+对二甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
34	邻二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
35	硝基苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
36	苯胺	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
37	2-氯酚	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
38	苯并[a]蒽	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
39	苯并[a]芘	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
40	苯并[b]荧蒽	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
41	苯并[k]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
42	䓛	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
43	二苯并[a,h]蒽	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
45	萘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643

表 6.6.4-9 厂内（（注 60、注 59）柱状样 12#、13#和 24#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	12#			13#			24#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）

1	砷	0.14367	0.14550	0.14250	0.15800	0.17667	0.15350	0.14550	0.14983	0.15083
2	镉	0.00108	0.00123	0.00062	0.00092	0.00046	0.00077	0.00062	0.00077	0.00108
3	铬（六价）	0.01754	0.01930	0.01579	0.01053	0.01579	0.01404	0.02105	0.02632	0.03158
4	铜	0.00039	0.00100	0.00194	0.00133	0.00128	0.00100	0.00111	0.00222	0.00250
5	铅	0.03000	0.04625	0.02500	0.05000	0.03875	0.02875	0.06875	0.03000	0.00006
6	汞	0.00044	0.00045	0.00046	0.00047	0.00053	0.00051	0.00075	0.00078	0.00076
7	镍	0.16111	0.16444	0.11222	0.12667	0.11778	0.13889	0.07222	0.10000	0.11111
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
序号	检测项目	12#			13#			24#		
		深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）	深度（0-0.5m）	深度（0.5-1.5m）	深度（1.5-3m）
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012

25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116
26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间二甲苯+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.04711	0.02511	0.02111	0.03622	0.02444	0.02267	0.04556	0.03689	0.03022

表 6.6.4-10（注 60、注 59）柱状样 25#、27#及表层样 18#污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	25#			27#			18#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
1	砷	0.14033	0.16083	0.16450	0.15700	0.17167	0.16117	0.15717

2	镉	0.00092	0.00138	0.00062	0.00092	0.00108	0.00092	0.00062
3	铬（六价）	0.02982	0.02807	0.02281	0.02807	0.02632	0.02281	0.02807
4	铜	0.00117	0.00122	0.00094	0.00094	0.00161	0.00150	0.00156
5	铅	0.01500	0.06125	0.04250	0.05375	0.03000	0.03750	0.03875
6	汞	0.00064	0.00066	0.00067	0.00051	0.00067	0.00064	0.00067
7	镍	0.03333	0.03667	0.05889	0.06667	0.10778	0.10889	0.10556
8	四氯化碳	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232	0.000232
9	氯仿	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611	0.000611
10	氯甲烷	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}	1.35×10^{-5}
11	1,1-二氯乙烷	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}	6.67×10^{-5}
12	1,2-二氯乙烷	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013	0.00013
13	1,1-二氯乙烯	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}	7.58×10^{-6}
14	顺-1,2-二氯乙烯	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}	1.09×10^{-6}
15	反-1,2-二氯乙烯	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}	1.30×10^{-5}
16	二氯甲烷	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}	1.22×10^{-6}
17	1,2-二氯丙烷	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011	0.00011
18	1,1,1,2-四氯乙烷	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006	0.00006
19	1,1,2,2-四氯乙烷	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}	8.82×10^{-5}
20	四氯乙烯	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}	1.32×10^{-5}
21	1,1,1-三氯乙烷	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}	7.74×10^{-7}
22	1,1,2-三氯乙烷	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
23	三氯乙烯	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214	0.000214
序号	检测项目	25#			27#			18#
		0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.5m	0.5-1.5m	1.5-3.0m	0-0.2m
24	1,2,3-三氯丙烷	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012	0.0012
25	氯乙烯	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116	0.00116

26	苯	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375	0.0002375
27	氯苯	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}	2.22×10^{-6}
28	1,2-二氯苯	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}	1.34×10^{-6}
29	1,4-二氯苯	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}	3.75×10^{-5}
30	乙苯	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}	2.14×10^{-5}
31	苯乙烯	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}	4.26×10^{-7}
32	甲苯	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}	5.42×10^{-7}
33	间二甲苯+对二甲苯	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}	1.05×10^{-6}
34	邻二甲苯	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}	9.38×10^{-7}
35	硝基苯	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592	0.000592
36	苯胺	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192	0.000192
37	2-氯酚	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013	0.000013
38	苯并[a]蒽	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333	0.003333
39	苯并[a]芘	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333	0.033333
40	苯并[b]荧蒽	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667	0.006667
41	苯并[k]荧蒽	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331	0.000331
42	䓛	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}	3.87×10^{-5}
43	二苯并[a,h]蒽	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333	0.0333
44	茚并[1,2,3-cd]芘	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333	0.00333
45	萘	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643	0.000643
46	石油烃（C_{10}-C_{40}）	0.03511	0.02733	0.02400	0.05222	0.03956	0.03800	0.03244

表 6.6.4-11 厂外（农用地）污染风险筛选结果（标准指数）

序号	检测项目	29#	30#	31#	32#	33#	34#	35#	36#	37#	38#	39#	40#
1	镉	0.0500	0.0875	0.0625	0.0625	0.0875	0.1250	0.1125	0.1250	0.1500	0.1000	0.0750	0.0875

2	汞	0.0236	0.0154	0.0167	0.0245	0.0167	0.0258	0.0234	0.0129	0.0256	0.0165	0.0273	0.0357
3	砷	0.5700	0.4975	0.3170	0.4275	0.4260	0.3675	0.5850	0.5500	0.4980	0.4240	0.3825	0.4180
4	铅	0.1167	0.0002	0.0792	0.1042	0.0458	0.1083	0.0500	0.1500	0.0750	0.1458	0.1583	0.0833
5	总铬	0.0143	0.0057	0.0343	0.0257	0.0057	0.0057	0.0371	0.0257	0.0314	0.0143	0.0286	0.0229
6	铜	0.1400	0.5900	0.1500	0.1000	0.1700	0.3200	0.1500	0.2200	0.2400	0.2000	0.2200	0.1600
7	镍	0.7053	0.5316	0.3000	0.5211	0.5789	0.6105	0.3579	0.3632	0.7789	0.2474	0.3789	0.3105
8	锌	0.1433	0.1533	0.1833	0.1433	0.0967	0.1433	0.0333	0.1033	0.1133	0.1000	0.1067	0.1000

根据监测结果，对本项目占地范围内土壤监测数据进行统计分析，具体见下表。

表 6.6.4-12 占地范围内土壤质量监测结果分析表

监测项目	最大值 mg/kg	最小值 mg/kg	均值 mg/kg	标准差	检出率	超标率	超标倍数
砷	12.50	7.44	9.15	1.04	100%	/	/
镉	0.12	0.02	0.06	0.02	100%	/	/
铬（六价）	5.30	0.20	1.60	0.87	100%	/	/
铜	59.00	5.00	23.80	12.28	100%	/	/
铅	93.00	-	-	-	97.3%	/	/
汞	0.03	0.01	0.02	0.00	100%	/	/
镍	152.00	29.00	80.95	30.26	100%	/	/
四氯化碳	-	-	-	0	0%	/	/
三氯甲烷（氯仿）	-	-	-	0	0%	/	/
氯甲烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,1-二氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,2-二氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,1-二氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
顺-1,2-二氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
反-1,2-二氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
二氯甲烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,2-二氯丙烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,1,1,2-四氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,1,2,2-四氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
四氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
1,1,1-三氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
1,1,2-三氯乙烷	-	-	-	0	0%	/	/
三氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
1,2,3-三氯丙烷	-	-	-	0	0%	/	/
氯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
苯	-	-	-	0	0%	/	/
氯苯	-	-	-	0	0%	/	/
1,2-二氯苯	-	-	-	0	0%	/	/
1,4-二氯苯	-	-	-	0	0%	/	/

乙苯	-	-	-	0	0%	/	/
苯乙烯	-	-	-	0	0%	/	/
甲苯	-	-	-	0	0%	/	/
间二甲苯+对二甲苯	-	-	-	0	0%	/	/
邻二甲苯	-	-	-	0	0%	/	/
硝基苯	-	-	-	0	0%	/	/
苯胺	-	-	-	0	0%	/	/
2-氯酚	-	-	-	0	0%	/	/
苯并[a]蒽	-	-	-	0	0%	/	/
苯并[a]芘	-	-	-	0	0%	/	/
苯并[b]荧蒽	-	-	-	0	0%	/	/
苯并[k]荧蒽	-	-	-	0	0%	/	/
䓛	-	-	-	0	0%	/	/
二苯并[a,h]蒽	-	-	-	0	0%	/	/
茚并[1,2,3-cd]芘	-	-	-	0	0%	/	/
萘	-	-	-	0	0%	/	/
石油烃（C_{10}-C_{40}）	235.00	54.00	122.77	37.35	100%	/	/

由表 6.6.4-12 可知，厂区占地范围内共 23 个柱状样和 5 个表层样土壤中，各监测项目均满足《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准要求：其中，砷、镉、铜、铬（六价）、镍、汞和石油烃（C_{10}-C_{40}）的检出率均为 100%；铅的检出率为 97.3%；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 二氯甲烷、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、氯苯、1,2-二氯苯、1,4-二氯苯、硝基苯、苯、乙苯、苯乙烯、甲苯、间二甲苯+对二甲苯、邻二甲苯、苯胺、2-氯酚、苯并［a］蒽、苯并［a］芘、苯并［b］荧蒽、苯并［k］荧蒽、䓛、二苯并［a，h］蒽、茚并[1,2,3-cd]芘和萘均为未检出。

根据监测结果，对本项目占地范围外土壤监测数据进行统计分析，具体见下表。

表 6.6.4-13 占地范围外（农用地）土壤质量监测结果分析表

监测项目	最大值 mg/kg	最小值 mg/kg	均值 mg/kg	标准差	检出率	超标率	最大超标倍数

pH	8.12	7.52	7.80	0.23	100%	-	-
镉	0.12	0.04	0.08	0.02	100%	/	/
汞	0.04	0.01	0.02	0.01	100%	/	/
砷	11.70	6.34	9.11	1.69	100%	/	/
铅	38.00	-	-	-	91.6%	/	/
总铬	13.00	-	-	-	75%	/	/
铜	59.00	10.00	22.17	12.95	100%	/	/
镍	148.00	47.00	90.00	32.65	100%	/	/
锌	55.00	10.00	35.50	11.47	100%	/	/
石油烃（C10-C40）	241.00	83.00	157.33	46.43	100%	-	-

由表 6.6.4-13 可知，厂区占地范围外共设 12 个表层样土壤中，各监测项目均满足《土壤环境质量农用地污染风险管控标准》（GB15618-2018）农用地土壤污染筛选值标准要求，基本项目镉、砷、铜、镍、锌、汞的检出率为 100%，铅的检出率为 91.6%，铬的检出率为 75%，各项目超标率均为 0。

综上所述，各监测点各项指标均能达到《土壤环境质量建设用地污染风险管控标准》（GB36600-2018）第二类用地筛选值标准和《土壤环境质量农用地污染风险管控标准》（GB15618-2018）农用地土壤污染筛选值标准，土壤质量状况良好。

6.6.5 土壤理化特性

对监测点位中 S2 进行土壤理化特性调查，调查结果如下：

表 6.6.5-1 点位土壤理化特性调查表

点号		L35-4	L42-6
经度		122.163141	122.166252
纬度		41.198322	41.189958
层次		0.3m	0.3m
现场记录	颜色	黄褐色	褐色
	结构	粘土结构	粘土结构
	质地	粘质土	粘质土
	沙砾含量	24%	19%
	其他异物	角砾、植物根系	植物根系
实验室测定	pH 值	7.23	8.04
	阳离子交换量/（Cmol/kg）	19.68	19.25
	氧化还原电位	388	372
	饱和导水率/（cm/s）	0.638	0.659
	土壤容重/（kg/m^3）	1935	1958
	孔隙度	45	41

7 环境影响预测与评价

7.1 环境空气

7.1.1 施工期

本工程施工期废气主要来源于钻井时柴油机和柴油发电机排放的烟气和各种车辆排放的尾气以及施工期产生的扬尘等，废气中主要污染物为挥发性有机物、NO_2、SO_2、TSP 和 CO 等。

（1）钻井时柴油机排放的大气污染物对环境空气的影响

钻井时钻机使用柴油发电机带动，柴油机燃烧柴油时排放的废气中的主要污染物是挥发性有机物、NO_2、SO_2、TSP 和 CO 等，呈面源污染。根据工程分析并结合辽河油田其他区块钻井过程的空气污染情况，钻井过程的空气污染具有很大相似性，类比同类工程监测结果表明，挥发性有机物（以非甲烷总烃计）、SO_2、TSP 在各类稳定度下最大落地浓度与现状值叠加后均不超标；NO_x 在井场附近 51m 处 B 类稳定度时超过标准 2.2 倍；53m 处最大达到 0.8574mg/m^3；在 100m 处降为为 0.5903mg/m^3，递减速度较缓；距 100m 以外下降趋势较明显，距井场 200m 左右时，已降至 0.2143mg/m^3，不再超标。随着钻井工作的结束，柴油机排放的废气对环境空气的影响也将随之消失。

（2）车辆排放的尾气对环境空气的影响

油田开发时各类运输车辆较多，车辆频繁往返，排放的尾气会对大气环境造成一定污染。由于车辆排放的尾气为流动的线源，影响范围较大，但其污染不集中且扩散能力相对较快，因此对局部地区环境的影响不是很大。

（3）施工扬尘的影响

扬尘污染主要发生在施工期的材料装卸和施工场地整理等环节中，影响时间很短。根据类比分析，扬尘 TSP 浓度贡献水平随距场地边界距离的增加快速衰减，在 70m 以远已降至日均标准的 24.4%以下，影响程度轻微；在 150m 以远已降至日均标准的 2.7%以下，基本可忽略不计。由于施工扬尘粒径较大，飘移距离短，通过增设围挡、采取洒水抑尘等控制措施后，施工扬尘影响范围有限，对区域环境空气质量影响轻微。随着施工期的结束，影响将会消失。

（4）烃类气体的影响

钻井工程后期钻到油气藏层后，由于控制不利，有可能会有烃类气体从井口排出，一般是由于钻井、测井、固井等操作不当引起，发现及时调整操作减少排放。烃类气体的排放量较小，对环境的影响较小。

7.1.2 运行期

7.1.2.1 项目废气的达标排放分析

有组织废气

本项目不新增井口加热炉及注汽锅炉，项目不新增有组织排放源。

无组织废气

（1）冷一联储罐和装卸废气

冷一联各储罐安装油气挥发抑制回收工艺，处理效率为 98%；冷一联装车新建密闭装车鹤管，卸车新建压力卸油罐采用快速接头方式，装卸车系统采用气平衡，处理效率为 90%。能够满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中去除效率要求（不低于 80%）。

（2）油气集输过程烃类气体挥发

根据 2.5.1.1 小节，AerScreen 估算模式的预测结果可知：

表 7.1.2.1-1 估算得出的各因子的最大 Pmax 值表

序号	污染物名称		最大落地浓度（mg/m³）	最大占标率（%）
1	二区无组织	非甲烷总烃	0.011658	0.58
2		硫化氢	0.000015	0.15

项目无组织排放的挥发性有机废气 VOCs（以非甲烷总烃计）无组织排放的最大落地浓度为 0.011658mg/m³；硫化氢无组织排放的最大落地浓度为 0.000015mg/m³，满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）厂界限值要求。

（3）废气污染物排放量核算

表 7.1.2.1-2 大气污染物无组织排放量核算表

序号	排放口编号	污染物	核算排放速率（kg/h）	核算年排放量（t/a）	合计（t/a）
1	无组织	VOCs（以非甲烷总烃计）	1.707	14.956	14.956
		硫化氢	0.00217	0.019	0.019

（4）异味影响分析

石油开采过程的伴生气中会含有少量的硫化氢气体，根据伴生气的成分，硫化氢的含量很小，均随着伴生气由密闭收集处理系统收集预处理，少部分无组织排放到环境中。根据对现有项目的监测数据的类比，本项目建设总体不增加污染物的产生及排放量，故硫化氢的厂界浓度能够满足《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）标准的要求。

7.1.3 大气环境防护距离

本项目大气评价等级为三级，故不需要考虑大气防护距离。

7.1.4 大气环境影响评价自查表

表 7.1.4-1 建设项目大气环境影响评价自查表

工作内容		自查项目							
评价等级与范围	评价等级	一级□		二级□		三级√			
	评价范围	边长=50km□		边长 5~50km□		边长=5km□			
评价因子	SO_2+NOx 排放量	≥2000t/a□		500-2000t/a□		<500t/a□			
	评价因子	基本污染物（） 其他污染物（非甲烷总烃、硫化氢）				包括二次 $PM_{2.5}$□ 不包括二次 $PM_{2.5}$√			
评价标准	评价标准	国家标准√		地方标准□		附录 D√		其他标准□	
现状评价	环境功能区	一类区□		二类区√		一类区和二类区□			
	评价基准年	（2022）年							
	环境空气质量现状调查数据来源	长期例行监测数据□		主管部门发布的数据□		现状补充监测√			
	现状评价	达标区√				不达标区□			
污染源调查	调查内容	本项目正常排放源√ 本项目非正常排放源□ 现有污染源√		拟替代的污染源√		其他在建、拟建项目污染源□		区域污染源□	
大气环境影响预测与评价	预测模型	AERMOD□	ADMS□	AUSTAL2000□	EDMS/SEDT□	CALPUFF□	网格模型□	其他□	
	预测范围	边长≥50km□		边长 5~50km□		边长=5km□			
	预测因子	预测因子（）						包括二次 PM2.5□ 不包括二次 PM2.5□	
	正常排放短期浓度贡献值	$C_{本项目}$最大占标率≤100%□				$C_{本项目}$最大占标率>100%□			

工作内容		自查项目			
	正常排放年均浓度贡献值	一类区	C 本项目最大占标率≤10%□	C 本项目最大占标率>10%□	
		二类区	C 本项目最大占标率≤30%□	C 本项目最大占标率>30%□	
	非正常排放 1h 浓度贡献值	非正常持续时长（）h	C 非正常占标率≤100%□	C 非正常占标率>100%□	
	保证率日平均浓度和年平均浓度叠加值	C 叠加达标□		C 叠加不达标□	
	区域环境质量的整体变化情况	k≤-20%□		k>-20%□	
环境监测计划	污染源监测	监测因子：H_2S、非甲烷总烃	有组织废气监测□ **无组织废气监测**√	无监测□	
	环境质量监测	监测因子：	监测点位数（）	无监测□	
评价结论	环境影响	可以接受（√）不可以接受（）			
	大气环境防护距离	距厂界最远（）m			
	污染源年排放量	VOCs（14.956）t/a	H_2S（0.019）t/a		
注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项					

7.2 地表水

7.2.1 施工期

（1）钻井废水、洗井废水和管道试压废水

钻井废水是油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水；洗井废水为完钻井在射孔前清洗井底残余泥浆排放的废水；钻井废水与洗井废水用罐车运至污水处理站进行处理后回注，不外排。管道试压废水经沉淀过滤后送冷一联合站污水处理厂处理后回注，不外排。。

（2）生活污水

本工程生活污水主要来自钻井井场。考虑到生活污水水质简单、污染物浓度又较低，且没有有毒有害物质，因此均排放于可移动厕所内，待施工结束后清掏用作农肥。

7.2.2 运行期

（1）修井、洗井废水

本工程均采用集输流程，洗井时热水用槽车运至井场，经过加压后对油管进行清洗，洗井废水和修井时产生的少量废水用罐车运至冷一联污水深度处理站进行处理后回注，不外排。

（2）采油废水

运行期产生的采油废水进入冷一联污水深度处理站，处理达标后回注。

综上所述，本工程施工期、生产运行期废水均可得到有效的收集处理，不向区域地表水体排放，正常情况下不会对区域地表水体产生明显不利影响。

7.2.3 地表水环境影响评价自查表

表 7.2.3-1 建设项目地表水环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="6">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">水污染影响型☑；水文要素影响型□</td></tr>
<tr><td>水环境保护目标</td><td colspan="5">饮用水水源保护区□；饮用水取水□；涉水的自然保护区□；涉水的风景名胜区□；重要湿地□；重点保护与珍稀水生生物的栖息地□；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道□；天然渔场等渔业水体□；水产种质资源保护区□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">影响途径</td><td colspan="3">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="3">直接排放□；间接排放☑；其他□</td><td colspan="2">水温□；径流□；水域面积□</td></tr>
<tr><td>影响因子</td><td colspan="3">持久性污染物□；有毒有害污染物□；非持久性污染物☑；pH 值□；热污染□；富营养化□；其他☑</td><td colspan="2">水温□；水位（水深）□；流速□；流量□；其他□</td></tr>
<tr><td colspan="2" rowspan="2">评价等级</td><td colspan="3">水污染影响型</td><td colspan="2">水文要素影响型</td></tr>
<tr><td colspan="3">一级□；二级□；三级 A□；三级 B☑</td><td colspan="2">一级□；二级□；三级□</td></tr>
<tr><td rowspan="9">现状调查</td><td rowspan="2">区域污染源</td><td colspan="3">调查项目</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td>已建□；在建□；拟建□；其他□</td><td colspan="2">拟替代的污染源□</td><td colspan="2">排污许可证□；环评□；环保验收□；既有实测□；现场监测□；入河排放口数据□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">受影响水体水环境质量</td><td colspan="3">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">生态环境保护主管部门□；
补充监测□；其他□</td></tr>
<tr><td>区域水资源开发利用状况</td><td colspan="5">未开发□；开发量 40%以下□；开发量 40%以上□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">水文情势调查</td><td colspan="3">调查时期</td><td colspan="2">数据来源</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td colspan="2">水行政主管部门□；
补充监测□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="2">补充监测</td><td colspan="3">监测时期</td><td>监测因子</td><td>监测断面或点位</td></tr>
<tr><td colspan="3">丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□
春季□；夏季□；秋季□；冬季□</td><td>无</td><td>无</td></tr>
</table>

工作内容		自查项目	
现状评价	评价范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2	
	评价因子	（）	
	评价标准	河流、湖库、河口：I类□；II类□；III类□；IV类□；V类□ 近岸海域：第一类□；第二类□；第三类□；第四类□ 规划年评价标准（）	
	评价时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□	
	评价结论	水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标状况：达标□；不达标□ 水环境控制单元或断面水质达标状况：达标□；不达标□ 水环境保护目标质量状况：达标□；不达标□ 对照断面、控制断面等代表性断面的水质状况：达标□；不达标□ 底泥污染评价□ 水资源与开发利用程度及其水文情势评价□ 水环境质量回顾评价□ 流域（区域）水资源（包括水能资源）与开发利用总体状况、生态流量管理要求与现状满足程度、建设项目占用水域空间的水流状况与河湖演变状况□ 依托污水处理设施稳定达标排放评价□	达标区□ 不达标区□
影响预测	预测范围	河流：长度（）km；湖库、河口及近岸海域：面积（）km^2	
	预测因子	（）	
	预测时期	丰水期□；平水期□；枯水期□；冰封期□ 春季□；夏季□；秋季□；冬季□ 设计水文条件□	
	预测情景	建设期□；生产运行期□；服务期满后□ 正常工况□；非正常工况□ 污染控制和减缓措施方案□ 区（流）域环境质量改善目标要求情景□	
	预测方法	数值解□：解析解□；其他□ 导则推荐模式□：其他□	
影响评价	水污染控制和水环境影响减缓措施有效性评价	区（流）域水环境质量改善目标□；替代削减源□	
	水环境影响评价	排放口混合区外满足水环境管理要求□ 水环境功能区或水功能区、近岸海域环境功能区水质达标□ 满足水环境保护目标水域水环境质量要求□ 水环境控制单元或断面水质达标□ 满足重点水污染物排放总量控制指标要求，重点行业建设项目，主要污染物排放满足等量或减量替代要求□ 满足区（流）域水环境质量改善目标要求□ 水文要素影响型建设项目同时应包括水文情势变化评价、主要水文特征值影响评价、生态流量符合性评价□ 对于新设或调整入河（湖库、近岸海域）排放口的建设项目，应包括排放口设置的环境合理性评价□ 满足生态保护红线、水环境质量底线、资源利用上线和环境准入清单管理要求□	

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="6">自查项目</td></tr>
<tr><td rowspan="6"></td><td rowspan="2">污染源排放量核算</td><td colspan="2">污染物名称</td><td colspan="2">排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td colspan="2"></td><td colspan="2">不排放</td><td colspan="2"></td></tr>
<tr><td rowspan="2">替代源排放情况</td><td>污染源名称</td><td>排污许可证编号</td><td>污染物名称</td><td>排放量/（t/a）</td><td colspan="2">排放浓度/（mg/L）</td></tr>
<tr><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td>（）</td><td colspan="2">（）</td></tr>
<tr><td>生态流量确定</td><td colspan="6">生态流量：一般水期（）m^3/s；鱼类繁殖期（）m^3/s；其他（）m^3/s
生态水位：一般水期（）m；鱼类繁殖期（）m；其他（）m</td></tr>
<tr><td rowspan="6">防治措施</td><td>环保措施</td><td colspan="6">污水处理设施☑；水文减缓设施□；生态流量保障设施□；区域削减□；依托其他工程措施□；其他□</td></tr>
<tr><td rowspan="4">监测计划</td><td></td><td colspan="2">环境质量</td><td colspan="3">污染源</td></tr>
<tr><td>监测方式</td><td colspan="2">手动☼；自动□；无监测□</td><td colspan="3">手动□；自动□；无监测□</td></tr>
<tr><td>监测点位</td><td colspan="2">（辽河、小柳河、六零河上游 500m 内；项目涉及河流中游；下游 1000 米处）</td><td colspan="3">（）</td></tr>
<tr><td>监测因子</td><td colspan="2">（pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、硫化物、石油类、挥发酚、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量总磷、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅）</td><td colspan="3">（）</td></tr>
<tr><td>污染物排放清单</td><td colspan="6"></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="6">可以接受☑；不可以接受□</td></tr>
<tr><td colspan="8">注：“□”为勾选项，填“√”；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。</td></tr>
</table>

7.3 地下水

7.3.1 地下水污染途径分析

7.3.1.1 施工期地下水环境影响

（1）钻井废水对地下水环境的影响

钻井废水是油田开发初期在油(水)井钻进过程中起降钻具带出的部分地层水、冲洗钻井设备、检修等排放的废水。根据调查，辽河油田钻井每钻进 1m 产生钻井废水 0.1m^3。本工程总进尺约 283300m，产生钻井废水 28330m^3，排入污水储罐，部分用于调节泥浆浓度，沉淀后送冷一联合站处理，不存在钻井废水外排的问题。

（2）洗井废水对地下水环境的影响

完钻井在射孔前，需要用清水洗去井下残余泥浆，此时排放少量洗井废水。据调查，洗井废水产生量约 25m^3/口。洗井废水中污染物与钻井废水基本相似，排入污水储罐，送冷一联污水站处理。

（3）井下作业废水对潜水和承压水的影响

井下作业废水对地下水产生污染的主要过程，是钻井施工到含水层时，钻井废水和泥浆以井体为中心，向四周扩散，但扩散范围有限。根据（美）P.A 迪基著《石油开发地质学》资料，油田钻井泥浆在砂岩层中的侵入范围，一般以井轴为中心，半径为 3m 的圆环部分，对潜水和承压水影响将局限在此范围内。

（4）上、下含水层串通对地下水环境的影响

钻井过程中若止水不当，可能造成上、下含水层串通，导致深层淡水被浅层咸水污染。本工程在一开钻进后及时下表层套管至泥岩层，套外水泥上返至地面井口，实现了对潜水含水层的封闭，可避免上、下含水层串通对深层淡水水质造成不利影响。

（5）废弃泥浆对地下水环境的影响

由于在钻井过程中大量使用化学处理剂，钻井废弃泥浆成分比较复杂，具有高 COD、高 pH、含有一定量油的特点。钻井结束后及时进行无害化处理，无害化处理后的废弃泥浆属于第II类一般工业固体废物。冷家油田在钻井过程中对泥浆池内部铺设 HDPE 防渗膜，其渗透系数为 10^{-11}cm/s，厚度为 0.5mm，满足第II类一般工业固体废物贮存、处置场的防渗性能要求。在采取泥浆池防渗措施后，废弃泥浆对地下水环境影响很小。

（6）生活污水对地下水环境的影响分析

本工程施工期产生的生活污水量较少，水质简单，污染物浓度低，且没有有毒有害物质，排放于可移动厕所内，待施工结束后清掏用作农肥，在土壤中自然降解后不会对地下水环境产生明显影响。

7.3.1.2 运行期地下水环境影响

（1）正常状况

①井下作业废水对地下水环境的影响

该废水是修井时的返排污水以及洗井排放的含油污水。采油井需不定期维修，修井时产生的少量废水用罐车运至联合站进行处理。洗井时由接转站来的热水用槽车运至井场，经过加压后对油管进行清洗，洗井废水全部进入油层，不外排，最终以采出液形式经罐车运至联合站处理。因此，正常情况下本项目井下作业废水对地下水环境影响不大。

②油田采出水对地下水环境的影响

冷家堡油田采出水由冷一联合站负责运输、处理，经处理达标后注入地下。因此，正常状况下本项目油田采出水对地下水环境影响不大。

（2）非正常状况

非正常状况情景主要是工业设备或地下水环境保护措施因系统老化或腐蚀等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。

综合考虑项目工程分析及风险评价内容，结合项目特点，确定项目非正常工况对地下水造成的影响主要为套外返水。

7.3.1.3 闭井期

闭井后，一般地下设施保留不动，但需对油、水井进行封井（即用高密度水泥向整个油管中灌注），若能严格按照相关要求封井，则不会对地下水产生影响。

7.3.2 地下水环境影响预测与分析

7.3.2.1 地下水溶质运移模型

（1）非正常状况下情景设定

A.地埋式输油管道的跑、冒、滴、漏，根据《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369—2006），输油管道建设标准高，正常状况下不会发生跑冒滴漏，本次考虑管道系统老化腐蚀造成管道破裂，参考《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50286-2008）中管道水压试验要求的最大允许渗水量计算方法进行估算，污染源可概化为瞬时点源。

B.套外返水，针对套外返水管理流程是首先根据抽油井出油量判断抽油井工作情况，当出油量变化波动较大(不同油井取值不同，一般需超过 20%)时组织技术论证，分析出油量波动原因，排除油层油量变化等其它原因后，认定为套外返水。根据套外返水的具体情况组织修复人员进行修复作业。故假定套外返水量为 20%，进入馆陶组含水层，按溶入地下水的原油进行预测，污染源可概化为瞬时点源。

（2）污染源强确定

A.输油管道破裂，参考允许渗水量计算，本项目注 60 断区块平台集油管道（DN150）6km，原油管道直径 150mm，压力 4Mpa，估算管道泄漏量为 4.14m^3/d。原油进入地下，形成 LNAPL 透镜体，随地下水流运移(但运移距离有限)，同时溶解在地下水中。以原油在水中存在形式的经验值进行计算，取浓度 1200mg/L。发现并停止泄漏时长为 24h，泄漏量为 4968g。。

B.套外返水，冷家堡油田单井日产油量最大为陈古区块 15t，原油密度 0.955t/m^3，发现后 24h 停采，故假设 20%原油进入馆陶组含水层，形成 LNAPL 透镜体，随地下水流运移(但运移距离有限)，同时溶解在地下水中，考虑原油溶解度，设定为石油类 1200mg/L，则泄漏量为 3770g。

（3）预测模型

本项目为石油开采项目，项目地下水环境敏感程度为不敏感，地下水评价等级为二级，本次预测评价按照地下水环境影响评价导则要求，选取导则附录 D 中地下水溶质运移解析法进行预测，采用一维稳定流动二维水动力弥散解析模式。模型详述如下：

瞬时注入示踪剂——平面瞬时点源型模式

假定渗流区域为无限平面，地下水具有一维流动，流速 u 为常数，在 t=0 时刻在 P 处瞬时注入质量为 m 的示踪剂，此时示踪剂的扩散可视为二维弥散。

取流动方向为 x 轴正方向，y 轴与其正交。坐标原点位于示踪剂投放点。则与此相对应的定解问题为：

建立水动力弥散方程

$$\begin{cases} \dfrac{\partial \mathrm{C}}{\partial \mathrm{t}} = D_L \dfrac{\partial^2 C}{\partial x^2} + D_T \dfrac{\partial^2 C}{\partial y^2} - u \dfrac{\partial C}{\partial x} & (x,y) \in \Omega, t > 0 \\ C(x,y,t) = 0 & x, y \neq 0, t = 0 \\ C(\pm\infty, y, t) = C(x, \pm\infty, t) = 0, & t \geq 0 \\ \int_{-\infty}^{+\infty}\int_{-\infty}^{\infty} n \cdot C dx dy = m, & t > 0 \end{cases} \quad (9\text{-}1)$$

式中：t 为示踪剂投放的时段；C(x，y，t)为在 t 时刻的（x，y）处减去背景值的示踪剂浓度；u 为地下水实际流速；D_L 为纵向弥散系数；D_T 为横向弥散系数；n 为渗流区介质孔隙度；m 为单位厚度渗透介质中投放示踪剂的质量。

微分方程的解析解为：

$$C(x,y,t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]} \quad (9\text{-}2)$$

式中：

x，y—计算点处的位置坐标；

t—时间，d；

C(x，y，t)—t 时刻点 x，y 处的示踪剂浓度，mg/L；

M—含水层的厚度，m；

m_M—长度为 M 的线源瞬时注入的示踪剂质量，kg；

u—水流速度，m/d；

n—有效孔隙度，无量纲；

D_L—纵向弥散系数，m^2/d；

D_T—横向 y 方向的弥散系数，m^2/d；

π—圆周率。

（4）参数确定

第四系浅层地下水类型为孔隙潜水—微承压水，含水层为第四系全新统与上更新统冲积中细砂层。确定模型所需参数如下：

K—含水层的渗透系数，取收集的经验值 10m/d；

n—孔隙度，根据经验值及相似地区试验结果，取 0.26；

I—水力梯度，根据水位统测数据约为 0.3‰；

U—水流速度，U=KI/n=0.011m/d；

a_L—弥散度，a_L=10；

D_L—纵向弥散系数，$D_L=a_L\times U=0.11m^2/d$。

馆陶组含水层岩性为砂岩、砾岩，根据搜集项目区内五口集中供水井资料，确定馆陶组孔隙裂隙含水层的水文地质参数如下：

K—含水层的渗透系数，冷 1 井抽水试验值 2.67m/d；

n—孔隙度，根据经验值及相似地区试验结果，取 0.25；

I—水力梯度，根据搜集数据确定为 0.5‰；

U—水流速度，U=KI/n=0.005m/d；

a_L—弥散度，a_L=10；

D_L—纵向弥散系数，$D_L=a_L\times U=0.05m^2/d$。

纵向弥散度α_L可以由图 97 确定。图 9-7 为根据世界范围内所收集到的百余个水质模型中所计算出的孔隙介质的纵向弥散度α_L及有关资料与参数作出的$lg\alpha_L$—lgL_s。基准尺度L_s是指研究区大小的度量，一般用溶质运移到观测孔的最大距离表示。本项目从保守角度考虑L_s选 1000m，则弥散度α_L=10。

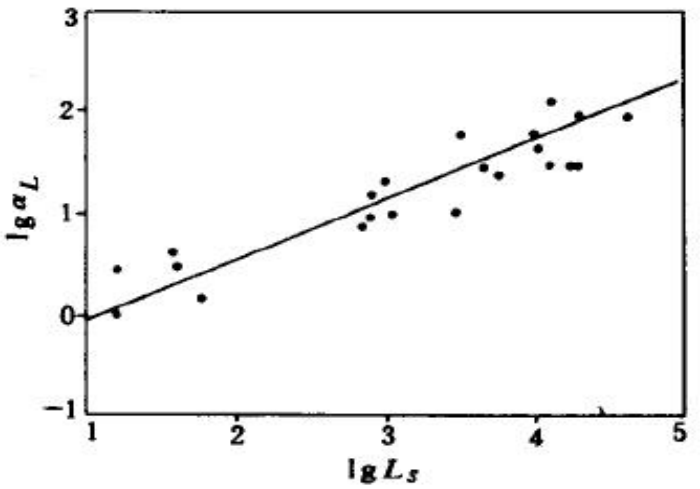


图 7.3.2.1-1 孔隙介质数值模型的 $lg\alpha_L$—lgL_s 关系

7.3.2.2 地下水环境预测结果分析

本次预测假定泄漏点，管道泄漏点位于居民区较近的洼 60 断区块集输管道，套外返水点选取日产油量最大的陈古-6 井场，详见图 9-8。地下水特征因子石油类超标标准限值参照《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）。对于存在污染但污染不超标的浓度范围，限值为各检测指标的检出限。当预测结果小于最低检出限时则视同对地下水环境基本无影响（见表 7.3.2.2-1）。

表 7.3.2.2-1 预测因子参数选取

预测因子	石油类
本底值（mg/L）	0.04（S8）/0.02（S1）
标准（mg/L）	0.05
最低检出限（mg/L）	0.01

地下水环境影响预测时段分别计算 100 天、1000 天和 5000d 时渗漏源至下游方向地下水中特征因子的浓度变化情况，分别以超标范围、影响范围及最大浓度表述污染状况，其中预测因子含量（本底值与污染物浓度之和）超出生活饮用水卫生标准的范围为泄漏超标范围，超出最低检出限的范围为泄漏影响范围。

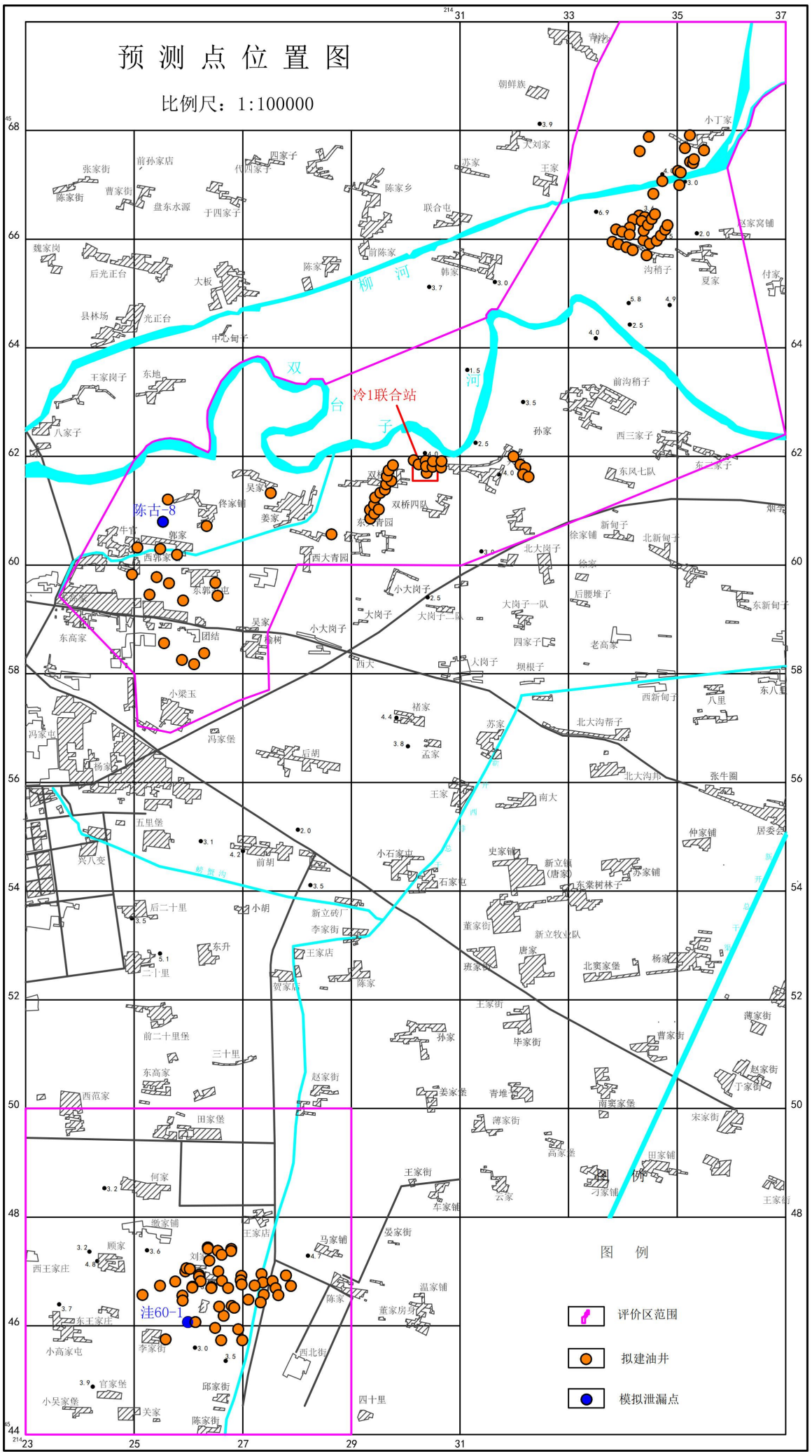


图 7.3.2.2-1 预测泄漏点点位图

预测结果如下：

a.输油管线破裂情境下，石油类在第四系孔隙潜水中的运移

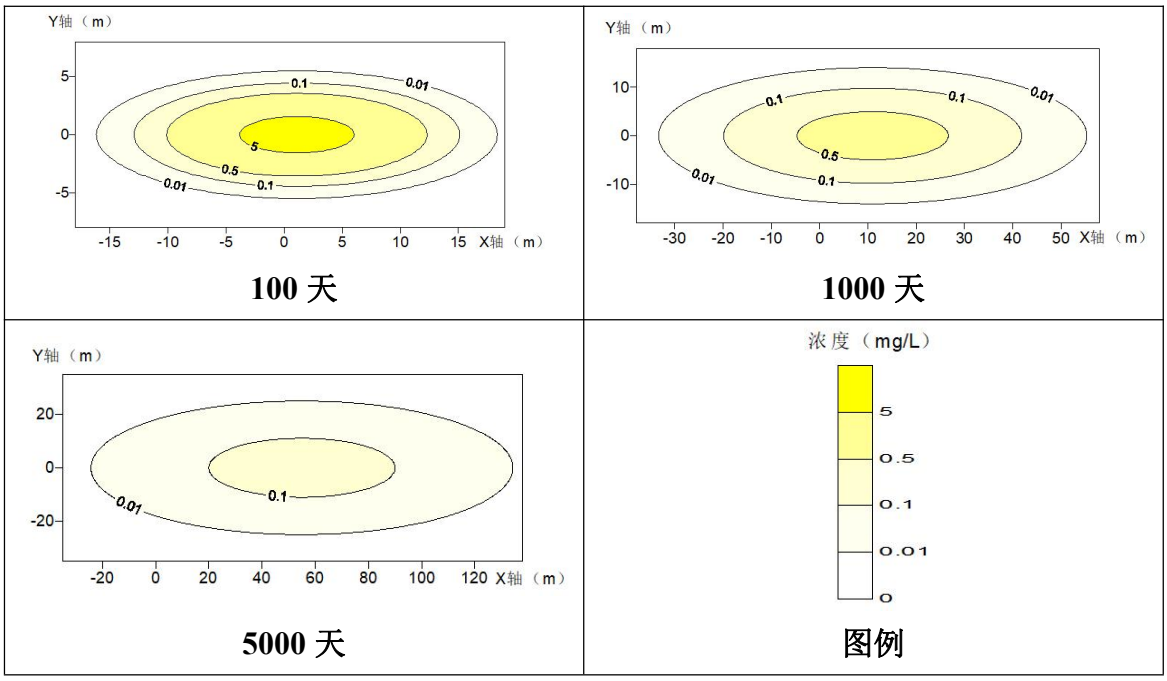


图 7.3.2.2-2 瞬时泄漏污染物石油类浓度分布预测图

表 7.3.2.2-2 污染物石油类运移预测结果

时间 t	最大浓度 （mg/L）	影响距离 （X=,m）	影响范围 （m^2）	超标距离 （X=,m）	超标范围 （m^2）
100d	8.74	-16.2~18.4	297.7	-16.2~18.4	297.7
1000d	0.87	-33.4~55.3	1955.5	-33.4~55.3	1955.5
5000d	0.17	-24.3~134.3	6256.3	-24.3~134.3	6256.3

由预测结果可知，瞬时泄漏发生第 100 天，污染物石油类最大浓度为 8.74mg/L，最大迁移距离为 18.1m，影响范围 297.7m^2，污染晕尚未超出厂界；第 1000 天，污染物石油类最大浓度为 0.87mg/L，最大迁移距离为 55.3m，影响范围 1955.5m^2，污染晕尚未超出厂界；第 5000 天，污染物石油类最大浓度为 0.17mg/L，最大迁移距离为 134.3m，影响范围 6256.3m^2，污染晕未超出厂界。

b.套外返水情景下，石油类在馆陶组含水层中的运移

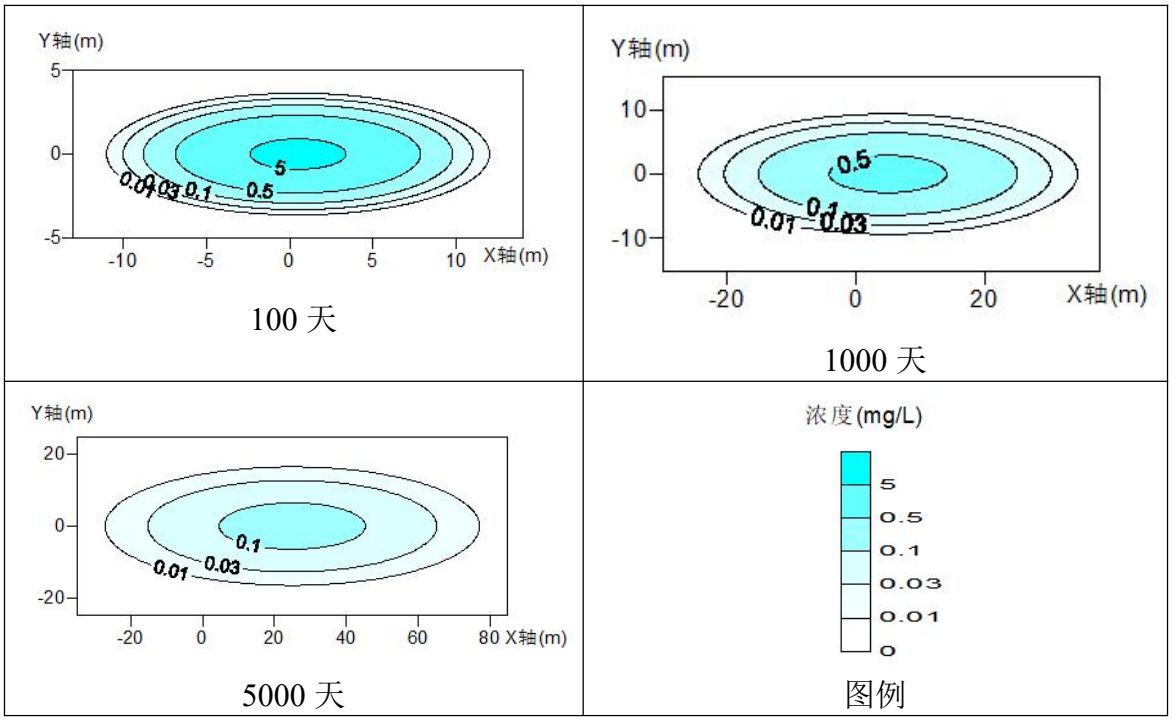


图 7.3.2.2-3 瞬时泄漏污染物石油类浓度分布预测图

表 7.3.2.2-3 污染物石油类运移预测结果

时间 t	最大浓度 （mg/L）	影响距离 （X=,m）	影响范围 （m^2）	超标距离 （X=,m）	超标范围 （m^2）
100d	7.59	-11.0~12.0	131.9	-10.0~11.0	110.0
1000d	0.76	-24.4~34.4	861.7	-20.4~30.4	642.7
5000d	0.15	-27.2~77.2	2705.0	-15.2~65.3	1611.7

由预测结果可知，瞬时泄漏发生第 100 天，污染物石油类最大浓度为 7.59mg/L，最大迁移距离为 12.0m，影响范围 131.9m^2，污染晕尚未超出厂界；第 1000 天，污染物石油类最大浓度为 0.76mg/L，最大迁移距离为 34.4m，影响范围 861.7m^2，污染晕尚未超出厂界；第 5000 天，污染物石油类最大浓度为 0.15mg/L，最大迁移距离为 77.2m，影响范围 2705.0m^2，污染晕未超出厂界。

7.3.3 预测结论与评价

由此可知，输油管线跑冒滴漏泄漏情景下污染物运移距离随时间推移逐渐增大；在运行 5000d 后，污染物石油类在第四系松散岩类孔隙水中最远运移距离刚达到 134.3m，未到达距离约 700m 的李家街。套外返水短时泄漏情景下，污染物在馆陶组含水层中运移，随时间变化污染物运移距离逐渐增大，浓度逐渐降低，在运行 5000d 后，污染物石油类在馆陶组含水层中最远运移距离达到 77.2m，未达

到距离 5000m 处的冷 2 集中供水井。

本次输油管线泄漏预测评价未考虑地表第四系粉质粘土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表第四系覆盖层中含有各种离子、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，只有在地表第四系覆盖层吸附饱和后，污染物才会继续下渗进入地下水。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。

辽河油田 1955 年开采至今，未发生过套外返水事故，冷家油田已开采多年，设备工艺较为成熟。当地周边各油田建设工艺基本相同，即现有油田所采取的防护措施是基本有效的，对馆陶组含水层污染是可控的。

为了将项目运营过程中对地下水的影响尽可能地减小，应该对物料运送、储存过程中各设施采取有效地防渗措施，对设备定期检修，降低事故发生概率，保护地下水环境不受污染。

7.4 土壤

7.4.1 预测方法

依照《环境影响评价技术导则土壤环境（试行）》（HJ964-2018）附录 A，本建设项目项目类别属采矿业-金属矿、石油、油页岩开采，“土壤影响评价项目类别”应为Ⅰ类，可能对包气带造成污染的途径主要为非正常状况下地埋式输油管道的跑、冒、滴、漏及套外返水两种状况下污染物进入土壤，无地表漫流，因此以垂向入渗方式进行预测。

本次模拟采用美国国家盐改中心（USSalinitylaboratory）开发的 HYDRUS，HYDRUS 一套用于模拟变量饱和多孔介质下的水、热和多溶质运移的二维和三维有限元计算，包括一个参数优化算法，用于各种土壤的水压和溶质运移参数的逆向估计。该模型互动的图形界面，可进行数据前处理、结构化和非结构化的有限元网格生成以及结果的图形展示，经众多学者开发研究，其功能更完善，已在世界各地地下饱和、非饱和带污染物运移研究所应用。

基于 HYDRUS 软件中的 WaterFlow 模块和 SoluteTransport 模块开展评价区典

型污染组分的在包气带垂向迁移扩散趋势，需要首先根据评价区的地质及水文地质条件，对包气带进行概化，然后在建立水文地质概念模型的基础上，建立水流模拟模型，并在此基础上溶质运移模型，将所建的溶质运移模型用于预测服务期内典型污染组分的溶质迁移预测。

7.4.2 地质概念模型

7.4.2.1 地层系统概化

（1）区块北部

根据冷家堡可行性研究报告，参考项目周边 ZK2 钻孔，地下水埋深 1.1m。地层分布如下：

1）素填土：褐，松散，稍湿，瓦片，植物根；以粉质粘土为主。

2）粘质粉土：黄褐，稍密，中密，湿，姜石；黄褐色，粉质黏土饱和，软塑～可塑状态；粉土湿，中密。无摇震反应，切面稍有光滑，干强度中等，韧性中等。局部为黏土。可见铁锰质结核。分布连续。

3）粉砂：灰褐，中密，湿，可塑，云母，钙质结核；灰色，饱和，中密～密实状态，主要成分为石英、长石。局部夹薄层黏性土。分布连续。

4）细砂：灰褐，中密，很湿，可塑，铁锰结核，云母；灰色，饱和，中密～密实状态，主要成分为石英、长石。局部夹薄层黏性土。分布连续。

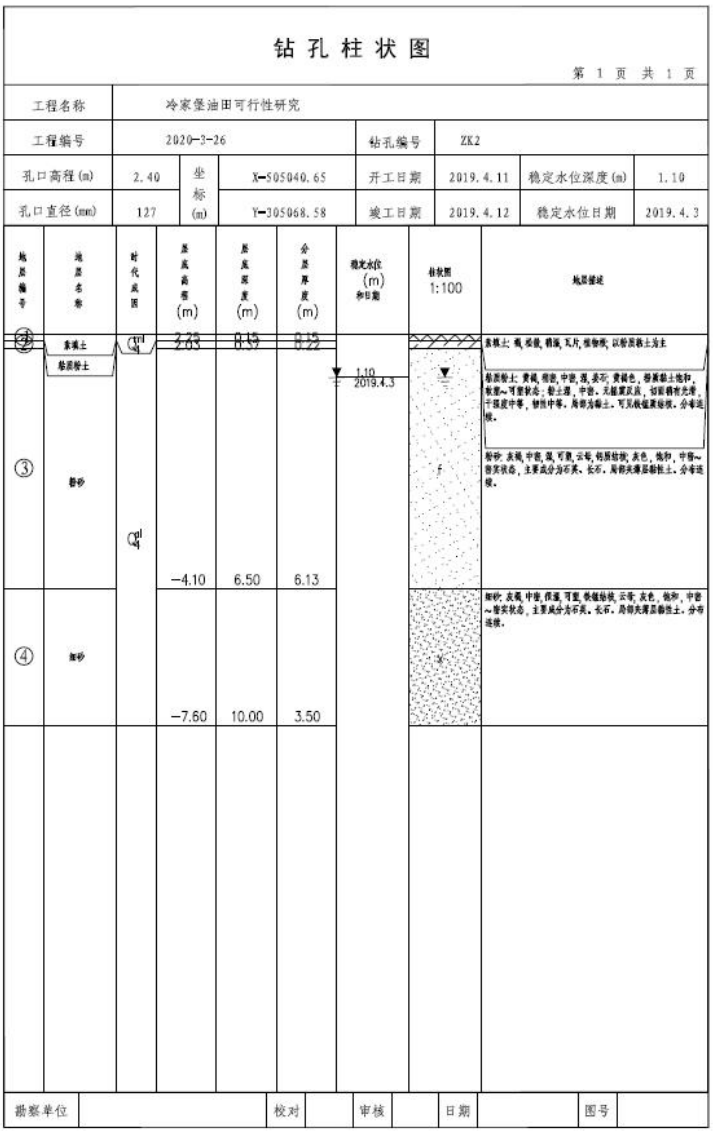


图 7.4.2.1-1ZK2 钻孔柱状图

（2）区块中部

根据冷家堡可行性研究报告，参考项目周边 ZK7 钻孔，地下水埋深 0.9m。地层分布如下：

1）素填土：褐，松散，稍湿，瓦片，植物根；以粉质粘土为主。

2）粘质粉土：黄褐，稍密，中密，湿，姜石；黄褐色，粉质黏土饱和，软塑～可塑状态；粉土湿，中密。无摇震反应，切面稍有光滑，干强度中等，韧性中等。局部为黏土。可见铁锰质结核。分布连续。

3）粉砂：灰褐，中密，湿，可塑，云母，钙质结核；灰色，饱和，中密～密实状态，主要成分为石英、长石。局部夹薄层黏性土。分布连续。

4）细砂：灰褐，中密，很湿，可塑，铁锰结核，云母；黄色，饱和，中密～密实状态，主要成分为石英、长石。局部夹薄层黏性土。分布连续。

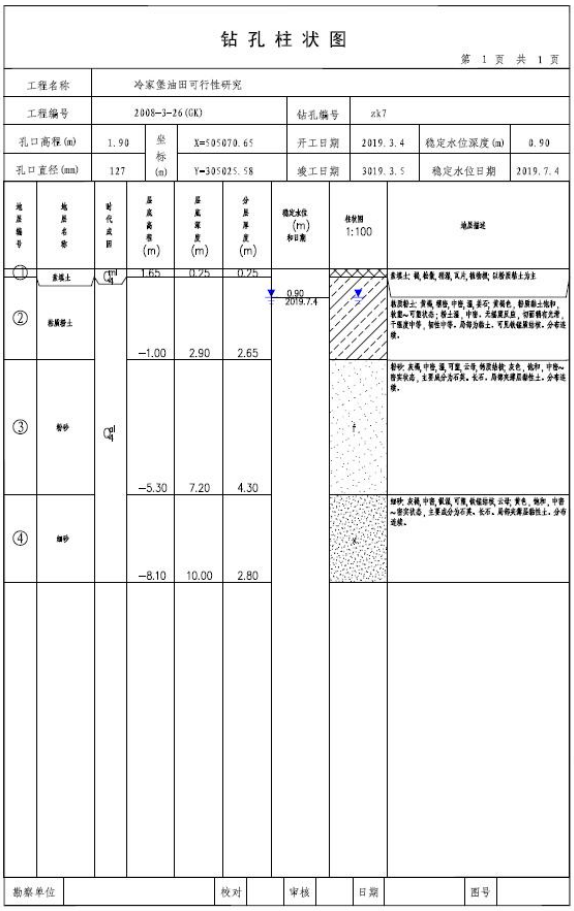


图 7.4.2.1-2ZK7 钻孔柱状图

（3）区块南部

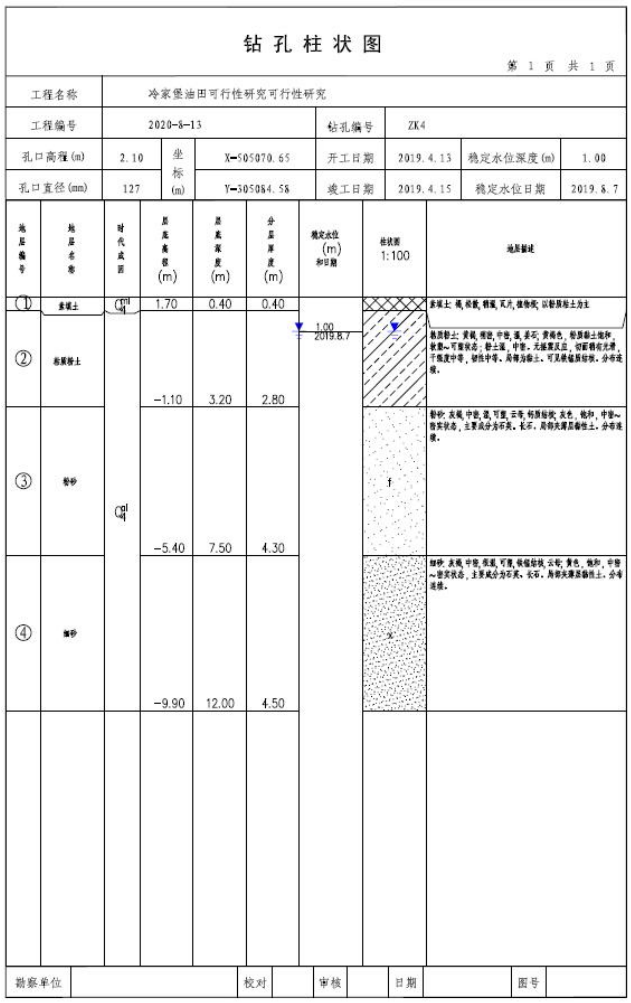
根据冷家堡可行性研究报告，参考项目周边 ZK4 钻孔，地下水埋深 1.0m。地层分布如下：

1）杂填土：主要由建筑垃圾、生活垃圾、炉渣、残土等组成。稍湿，

2）粉质粘土：黄褐色，含少量褐色黑色斑点，铁锰质结核。

3）中砂：褐黄色，以长石，石英质砂为主，夹小 20cm 的粗砾含少量粘性土，稍湿-湿，中密，颗粒均匀。

4）砾砂：褐黄色，以长石英质砂为主，含 3-7%卵石，卵石呈亚圆形，晶质风化盐屑，最大粒径 50mm，级配良好，局部夹粗砾透镜体，饱和，密实状态。



钻 孔 柱 状 图

第 1 页 共 1 页

工程名称	冷家堡油田可行性研究可行性研究						
工程编号	2020-8-13			钻孔编号	ZK4		
孔口高程 (m)	2.10	坐标 (m)	X=505070.65	开工日期	2019.4.13	稳定水位深度 (m)	1.00
孔口直径 (mm)	127		Y=305064.58	竣工日期	2019.4.15	稳定水位日期	2019.8.7

地层编号	地层名称	时代成因	层底高程 (m)	层底深度 (m)	分层厚度 (m)	稳定水位 (m) 和日期	柱状图 1:100	地层描述
①	素填土	Q4ml	1.70	0.40	0.40			素填土: 褐、棕黄、棕褐, 可塑, 稍湿状, 以粉质粘土为主
②	粉质粘土		-1.10	3.20	2.80	1.00 2019.8.7		粉质粘土: 黄褐、棕色、中等, 湿, 柔软, 黄褐色, 粉质粘土饱和度—可塑状态, 粉土混, 中等, 无摇震反应, 切面稍有光滑, 干强度中等, 韧性中等。局部为粉土。可见铁锰质结核, 分布连续。
③	粉砂	Q4al	-5.40	7.50	4.30		f	粉砂: 灰褐, 中密, 湿, 可塑, 三等, 饱和状态, 灰色, 饱和, 中密~密实状态, 主要成分为石英、长石, 局部夹薄层粘性土。分布连续。
④	细砂		-9.90	12.00	4.50			细砂: 灰褐, 中密, 湿润, 可塑, 稍湿状态, 云母, 黄色, 饱和, 中密~密实状态, 主要成分为石英、长石。局部夹薄层粘性土。分布连续。

勘察单位		校对		审核		日期		图号	

图 7.4.2.1-3ZK4 钻孔柱状图

7.4.2.2 边界条件概化

1）水流模型：

初始条件：采用场地现场实测的含水率、压力水头值进作为初始条件。

边界条件：上边界为流量边界；下边界为自由排水边界。

2）溶质运移模型：

初始条件：采用原始土层污染物浓度表示，本模型中为零。

边界条件：上边界为定溶质通量边界；下边界为变浓度边界。

7.4.3 水流数学模型

7.4.3.1 数学模型

$$\begin{cases} \dfrac{\partial\theta}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial z}[K(h)(\dfrac{\partial h}{\partial z}+1)] \\ \theta(z,0)=\theta_i(z) \qquad -Z\le z\le 0 \\ -K(h)(\dfrac{\partial h}{\partial z}+1)=q_s \qquad z=0 \\ h(Z,t)=h_b(t) \end{cases} \quad \text{……（式 4.1）}$$

其中：θ—体积含水率；

h—压力水头（L），饱和带大于零，包气带小于零；

z、t—分别为垂直方向坐标变量（L）、时间变量（T）；

K—垂直方向的水力传导度（LT^{-1}）；

θ_i（z）—初始剖面含水率分布函数；

7.4.3.2 网格剖分

据钻 ZK2 钻孔柱状图，管线包气带建立“素填土-粉质粘土-粉细砂"柱状模型，长度 1.10m，垂向剖分 110 个网格，每个网格垂向长度 1.0cm；在顶面以下 15cm（素填土与粉质黏土分界处）、粉质粘土以下 23cm（粉质黏土与粉细砂分界处）、柱底（埋深 110cm 粉质黏土底面）分别设置观测点 N1、N2、N3，模型分层、剖分和观测点设置见图下图。

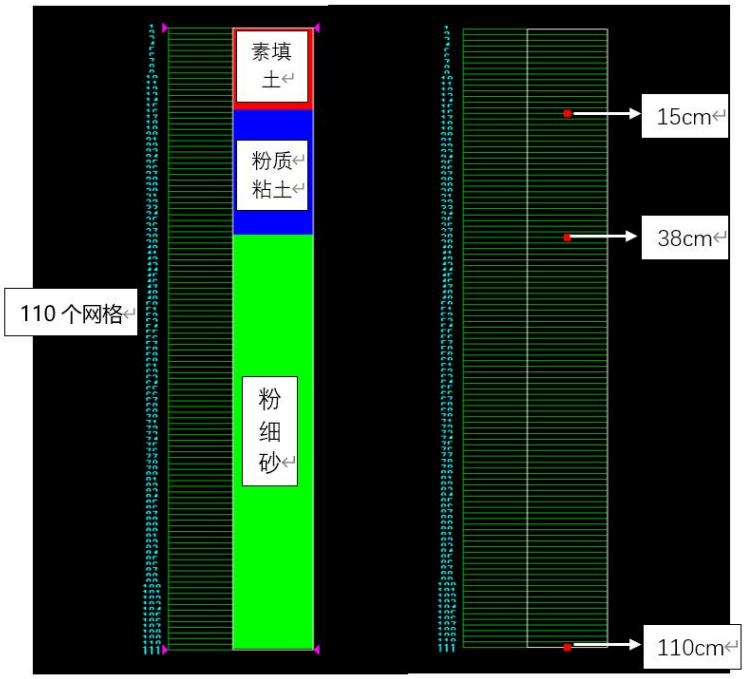


图 7.4.3.2-1 北部管线下部包气带网格剖分

据钻 ZK7 钻孔柱状图，井场包气带建立“素填土-粉质粘土"柱状模型，长度 0.90m，垂向剖分 90 个网格，每个网格垂向长度 1.0cm；在顶面以下 25cm（素填土与粉质黏土分界处）、柱底（埋深 65cm 素填土底面）分别设置观测点 N1、N2，模型分层、剖分和观测点设置见下图。

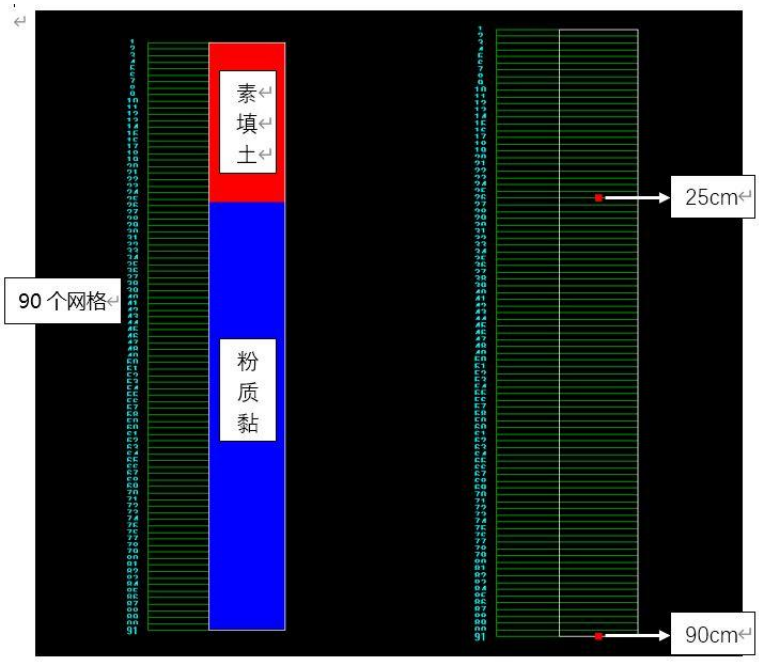


图 7.4.3.2-2 中部管线下部包气带网格剖分

据钻 ZK4 钻孔柱状图，管线包气带建立“素填土-粉质粘土"柱状模型，长度 1.0m，垂向剖分 100 个网格，每个网格垂向长度 1.0cm；在顶面以下 40cm（素填土-粉质黏土）、柱底（埋深 100cm 粉质黏土底面）分别设置观测点 N1、N2，模型分层、剖分和观测点设置见下图。

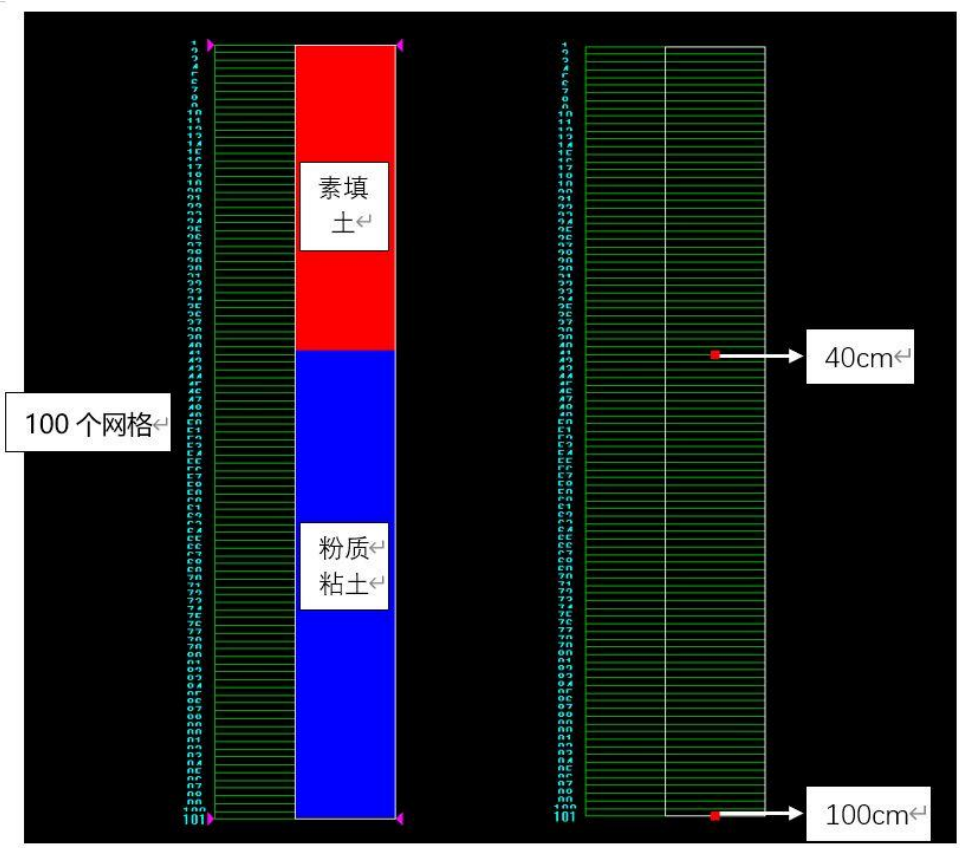


图 7.4.3.2-3 南部管线下部包气带网格剖分

7.4.3.3 模型参数

土壤水分特征曲线是反应包气带压力水头（常用负压水头表示）和含水率之间关系的曲线。为了描述土壤水分特征曲线，国内外学者进行大量的研究，但是目前还没有明确的解析关系，只能通过实验的方法确定其数量关系，将数量关系拟合为经验公式。本次研究中的土壤水分特征曲线是根据包气带介质的颗粒粒径组成（表 7.4.3.3-1），通过 Hydrus 软件中的神经网络预测功能，获取包气带土壤水分特征参数，根据实验测定数据对部分参数进行调整（表 7.4.3.3-2）。

表 7.4.3.3-1 包气带介质颗粒分级（美国农业部分级标准）及天然密度数据

岩性	Sand（%） >50um	Silt（%） 50-2um	Clay（%） <2um	ρ（g/cm³）
素填土	22	45	33	1.818
粉质黏土	24	41	35	1.896
粉砂	55	15	30	1.918
细砂	65	19	16	1.944

表 7.4.3.3-2 土壤水分特征参数

岩性	θ_r（m^3m^{-3}）	θ_s（m^3m^{-3}）	α（1/cm）	n	K_s（cm/d）
素填土	0.0856	0.4561	0.0093	1.467	12.2
粉质黏土	0.068	0.38	0.008	1.09	4.8
粉砂	0.0726	0.3934	0.0257	1.2902	10.47
细砂	0.0527	0.3837	0.0294	1.3748	27.71

7.4.4 溶质运移模型

7.4.4.1 数学模型

模型中溶质为污染物，根据多孔介质溶质运移理论，考虑吸附、微生物降解和挥发作用的包气带垂向一维溶质运移的数学模型为：

$$\begin{cases} \dfrac{\partial(\theta c)}{\partial t}+\dfrac{\partial(\rho s)}{\partial t}=\dfrac{\partial}{\partial z}(\theta D\dfrac{\partial c}{\partial z})-\dfrac{\partial}{\partial z}(cv)-\lambda c \\ c(z,0)=c_0(z) \qquad -Z\le z\le 0, t=0 \\ -\theta D\dfrac{\partial c}{\partial z}+q_z c=q_s c_s(t) \quad z=0，\ t>0 \\ c(z,t)=c_b(t) \quad t>0 \end{cases} \qquad \text{……（式 4.2）}$$

其中：c：包气带水中污染物浓度（ML^{-3}）；

ρ：包气带介质容重（ML^{-3}）；

S：为单位质量介质吸附量（MM^{-3}）；

D：包气带介质水动力弥散系数（L^2T^{-1}）；

V：Z 方向达西流速（LT^{-1}）；

$\lambda=\lambda_1+\lambda_2$：$\lambda_1$-微生物降解作用衰减系数（$T^{-1}$），$\lambda_2$-挥发作用衰减系数（$T^{-1}$）；

C_0（z）：初始条件溶原始土层 TPH 浓度（ML^{-3}），本次模型中 c_0（z）=0mg/l。

7.4.4.2 溶质运移参数选取

根据水位统测数据，受补给条件影响，评价区枯丰水期水位有一定变化。本次预测项目运行期、服务期和服务期满后的溶质运移过程，将模拟区域定水头设置。溶质运移模型参数的获取主要结合评价区水文地质条件特征，根据国内外经验参数，对污染物运移参数进行了选取。模型中涉及的参数主要包括弥散度、弥散系数和有效孔隙度，根据调查资料结合经验值，有效孔隙度本次取 0.3。

弥散度的确定相对比较困难，通常弥散度随着溶质运移距离的增加而增大，这种现象称之为水动力弥散尺度效应。其具体表现为：野外弥散试验所求出的弥散度远远大于在实验室所测出的值，相差可达 4~5 个数量级；即使是同一个含水层，溶质运移距离越大，所计算出的弥散度也越大。即使是进行野外或室内弥散试验也难以获得准确的弥散度值。因此，模型中参考前人的研究成果，（李国敏，陈崇希，空隙介质水动力弥散尺度效应的分形特征及弥散度初步估计），本次模拟纵向弥散度取 10m，横向弥散度和垂向弥散度分别为 1.0m 和 1.0m。为体现最不利的影响情况，忽略包气带土壤吸附、降解和化学反应等过程。

7.4.4.3 污染源概化

根据本项目污染的实际特点，拟预测污染源以点源形式设定浓度边界，污染源位置按井场和管线的实际设计概化。依据本项目污染物的排放特点，可将排放形式概化为点源污染，排放规律简化为事故下污染物发生瞬时污染。

7.4.4.4 预测原则

污染物在包气带中的迁移转化过程十分复杂，包括挥发、扩散、吸附、解吸、化学与生物降解等作用。本次预测本着风险最大原则，不考虑吸附作用、化学反应等其它因素。利用前述校正过的水流数学模型，结合上述污染情景的设定，对典型污染物进入土壤的迁移扩散情况进行预测。

根据《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》GB36600-2018，将中

表 7.4.4.4-1 中石油烃第二类用地的筛选值进行质量百分浓度与体积质量浓度的换算，结果如下：

表 7.4.4.4-1 污染物筛选值统计表

污染物	二类用地筛选值	
	mg/kg	mg/cm^3
石油烃	4500	8.55

7.4.5 土壤影响分析

7.4.5.1 施工期对土壤环境影响分析

本项目施工期对土壤的环境影响主要为土地平整对土壤的影响，施工期间由于机械碾压及施工人员活动，可能导致作业区的部分土壤压实以及部分施工区域的表土铲去或者填埋，从而造成施工期完成后土壤表土层缺乏原有土壤的肥力。

同时，由于厂区内部的地面硬化，道路及构筑物的建设将增大不透水地面的面积，对场地局部的水文、气象条件造成一定的影响。施工期过长，可能导致施工区域的植被破坏，开挖土方使地表裸露，造成土壤侵蚀现象。

施工对土层的扰动作用，也可能改变原始土壤的结构和容重。

7.4.5.2 运行期对土壤环境影响分析

7.4.5.2.1 预测评价范围、时段及预测因子的选取

本项目的预测与评价范围与调查范围一致，预测时段为项目运营期。按照导则要求，污染影响型建设项目根据环境影响识别得到的特征因子选取为预测因子，本次评价根据项目特点，选取石油烃。

7.4.5.2.2 土壤环境影响途径分析

本次预测与评价主要考虑事故状况下，防渗措施失效导致污染物以垂直入渗方式进入土壤环境。

（1）正常状况

井下作业废水是修井时的返排污水以及洗井排放的含油污水。修井废水和洗

井废水全部由罐车运至污水处理站，经站内污水处理系统处理后回注锅炉，不会对区域地下水造成影响。因此，正常状况下不会对土壤环境造成不利影响。

（2）非正常状况

非正常状况情景主要是工业设备或地下水环境保护措施因系统老化或腐蚀破损等原因不能正常运行或保护效果达不到设计要求时的运行状况。

地埋式输油管道的跑、冒、滴、漏，根据《油气长输管道工程施工及验收规范》（GB50369—2006），输油管道建设标准高，正常状况下不会发生跑冒滴漏，本次考虑管道系统老化腐蚀造成管道破裂，参考《给水排水管道工程施工及验收规范》（GB50286-2008）中管道水压试验要求的最大允许渗水量计算方法进行估算，污染源可概化为瞬时点源。

原油泄漏一般在油田运行中后期发生，一些输油管线在内外腐蚀作用下，易穿孔。参考同类项目，输油管道破裂，参考允许渗水量计算，本项目注 60 断区块平台集油管道（DN150）6km，原油管道的管径通常采用 150mm，长距离输送管道压力 4.0Mpa，本次预测假定原油管道泄漏，滴落在地面的原油溶解于地表水体或雨水，进而发生垂向入渗，考虑到原油的溶解度，石油类的浓度取 1200.0mg/L，泄露速率参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 F 中公式 F.1 进行估算，估算石油类的泄漏量为 4.14m^3/d，假定泄露发生 24h 时操作人员发现管道压力下降，采取停泵措施，泄漏量为 4968g。

7.4.6 预测结果分析

7.4.6.1 北部原油管道泄漏情况下石油烃渗漏影响评价

管线出现局部腐蚀，污染物短时间内沿腐蚀部位落入地表，进入包气带内并逐步向下运动，初始浓度为 1.2mg/cm^3，模拟结果如图 7.4.6.1-1~7.4.6.1-5 所示。在非正常工况下，地面以下 1.1m 处，浓度随着时间推移呈先增加后减小的趋势，第 180d 时达到最大值 0.613mg/cm^3，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染，污染物对土壤的影响总时长约 280d，随着时间的延长，污染物进入潜水中，会对地下水产生进一步影响。

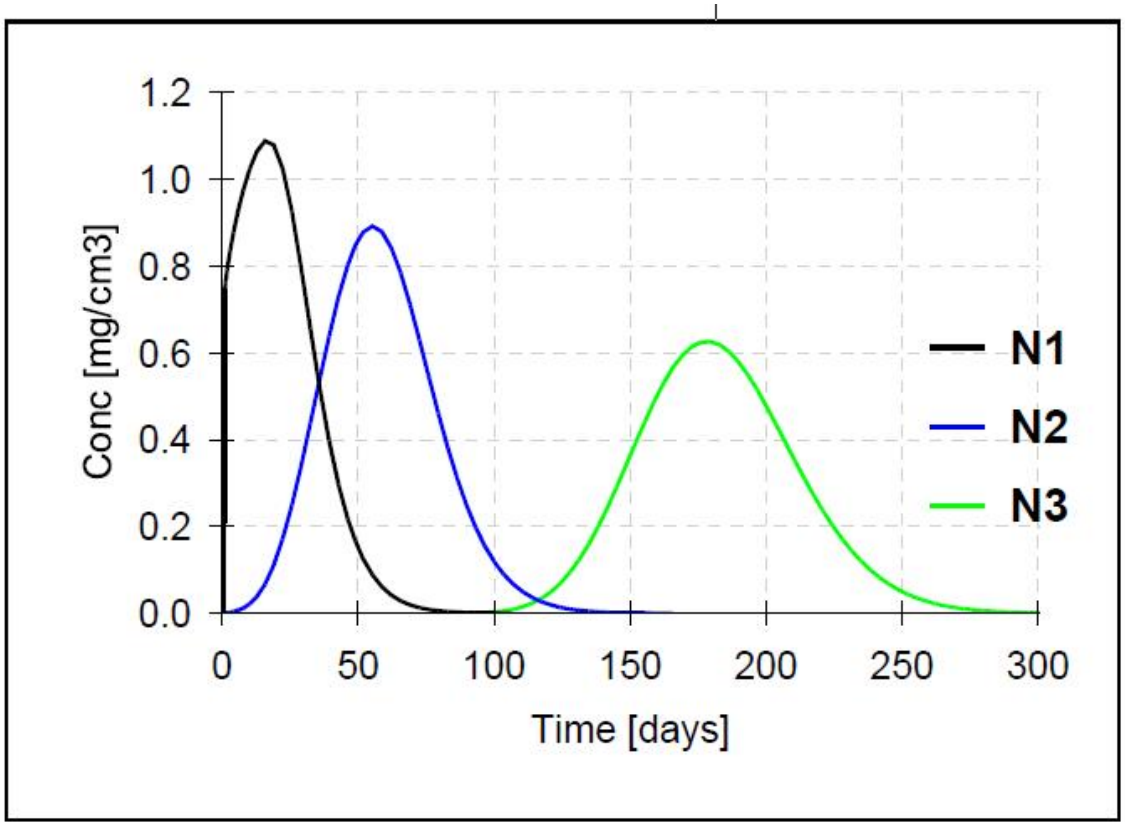


图 7.4.6.1-1 瞬时渗漏 3650d 内地面以下观测点处浓度-时间变化曲线

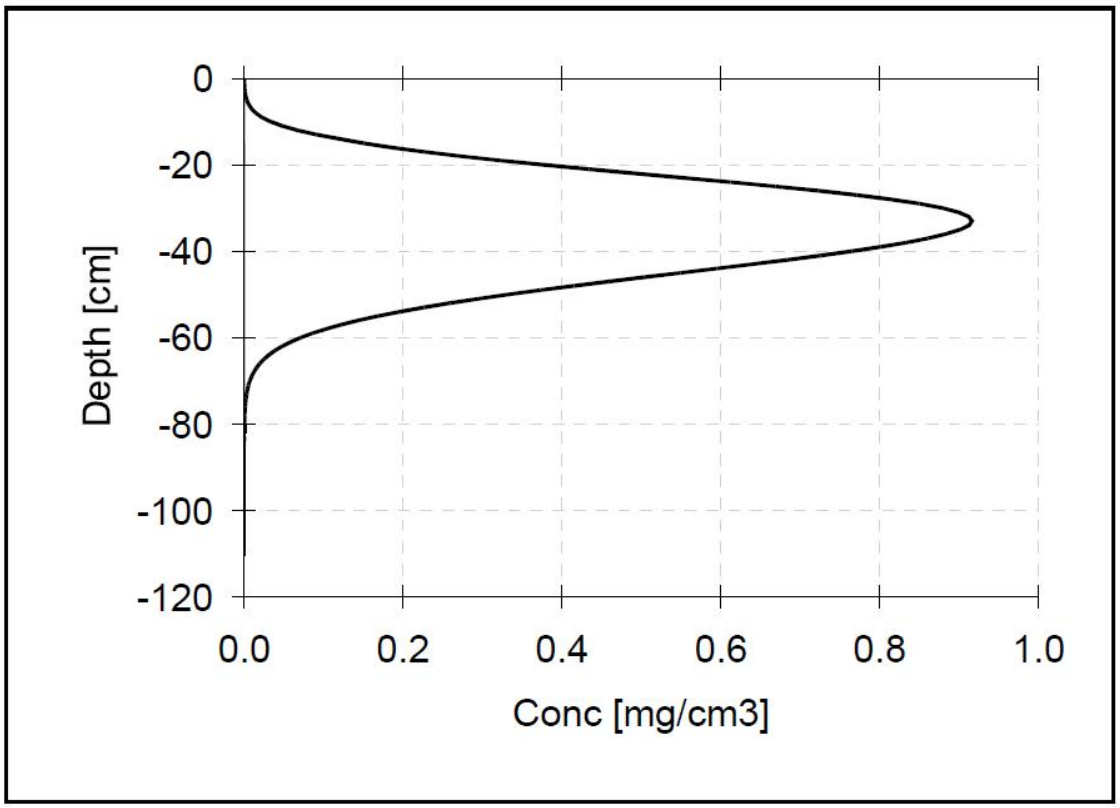


图 7.4.6.1-2 管线瞬时渗漏 50d 垂向运移情况

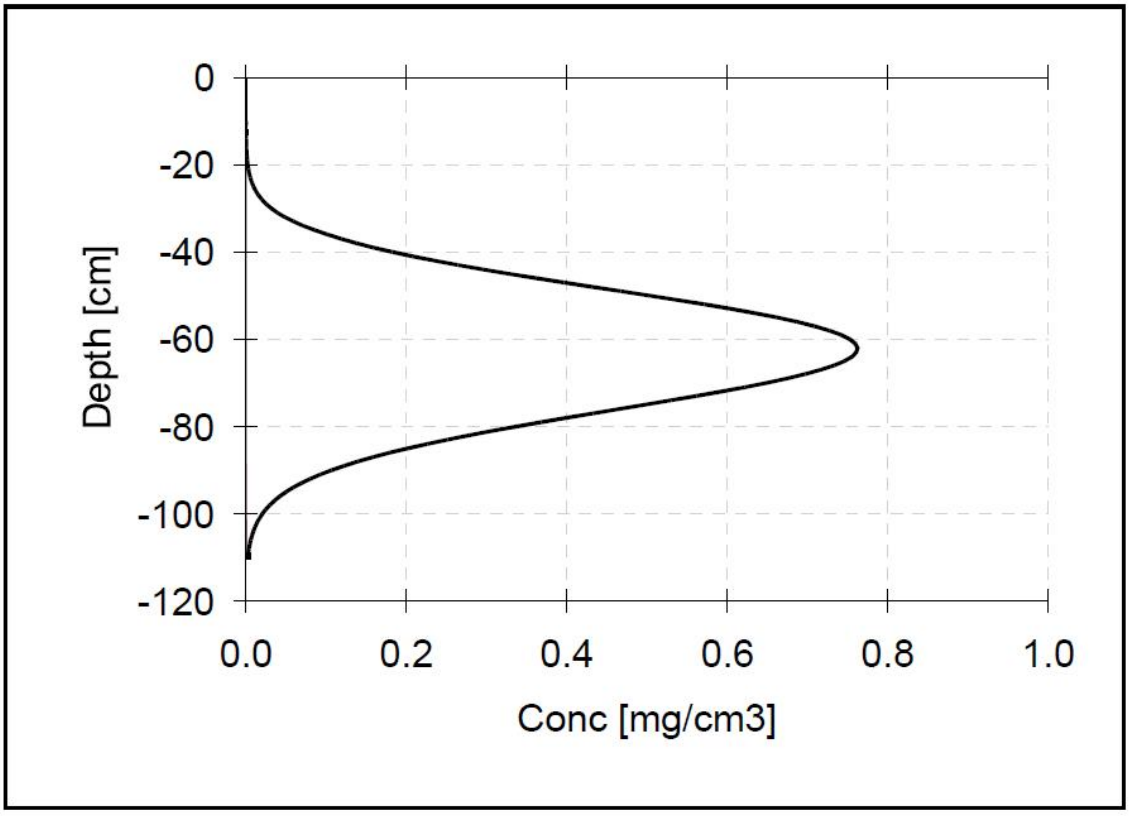


图 7.4.6.1-3 管线瞬时渗漏 100d 垂向运移情况

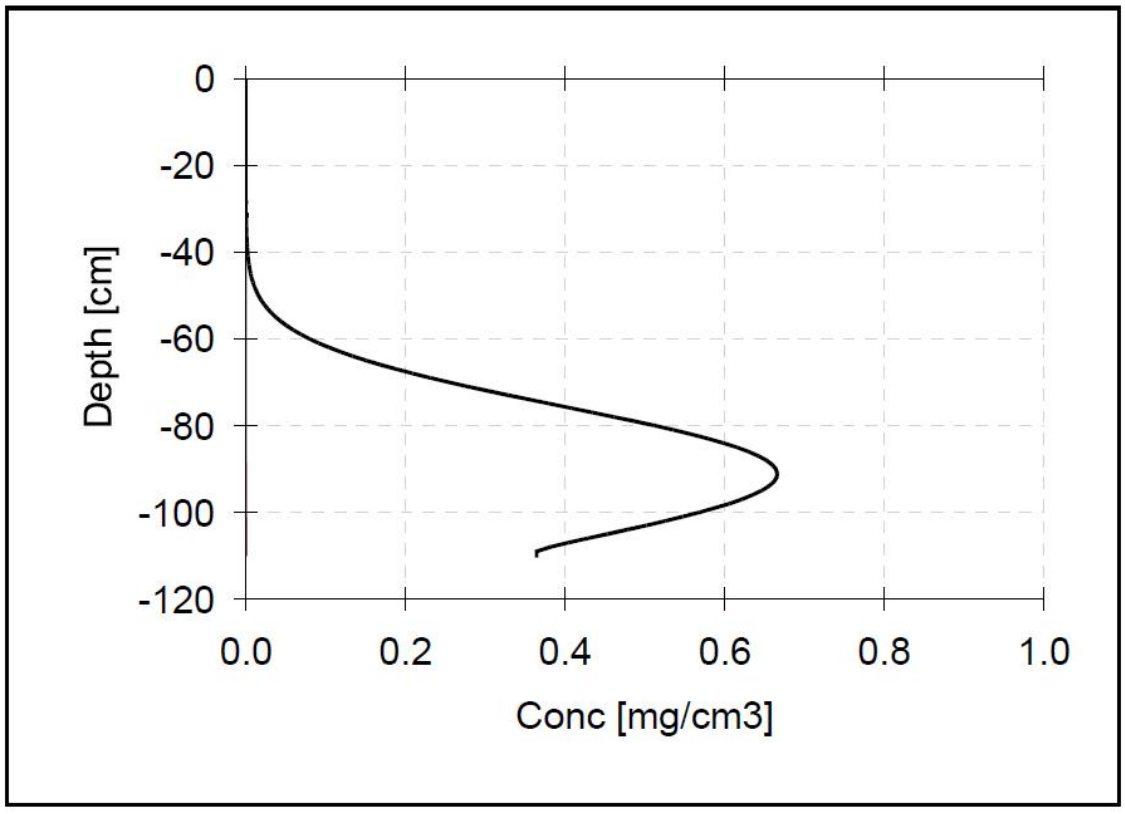


图 7.4.6.1-4 管线瞬时渗漏 150d 垂向运移情况

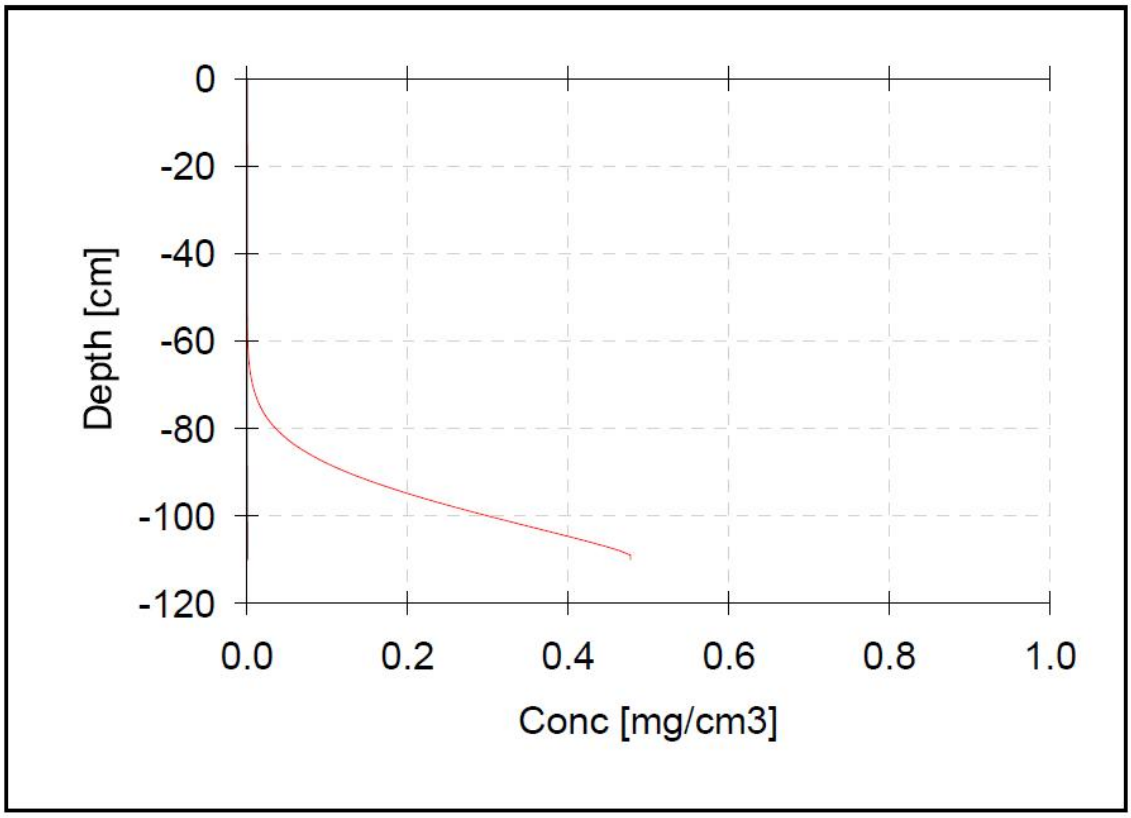


图 7.4.6.1-5 管线瞬时渗漏 200d 垂向运移情况

在上述工况条件下，渗漏发生 50 天后，污染物垂向最大运移距离约 73cm，地面以下 33cm 处浓度为 0.91mg/cm^3，为剖面内最大浓度，超过筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 100 天后，污染物垂向最大运移距离约 110cm，地面以下 65cm 处浓度为 0.78mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 150 天后，污染物垂向最大运移距离超过 110cm，地面以下 92cm 处浓度为 0.67mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 200 天后，污染物垂向最大运移距离超过 110cm，地面以下 110cm 处浓度为 0.48mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；

根据预测结果，在预测工况下，渗漏发生后 73d 内会对土壤造成污染，随着污染物运移扩散之后时段内土壤中石油类污染物浓度低于《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）GB-36600-2018）》中的筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；100d 之后污染物进入潜水含水层，会对地下水环境造成污染。

7.4.6.2 中部原油管道泄漏情况下石油烃渗漏影响评价

管线出现局部腐蚀，污染物短时间内沿腐蚀部位落入地表，进入包气带内并逐步向下运动，初始浓度为 1.2mg/cm^3，模拟结果如图 7.4.6.2-1~7.4.6.2-5 所示。在非正常工况下，地面以下 0.9m 处，浓度随着时间推移呈先增加后减小的趋势，第 170d 时达到最大值 0.63mg/cm^3，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染，污染物对土壤的影响总时长约 265d，随着时间的延长，污染物进入潜水中，会对地下水产生进一步影响。

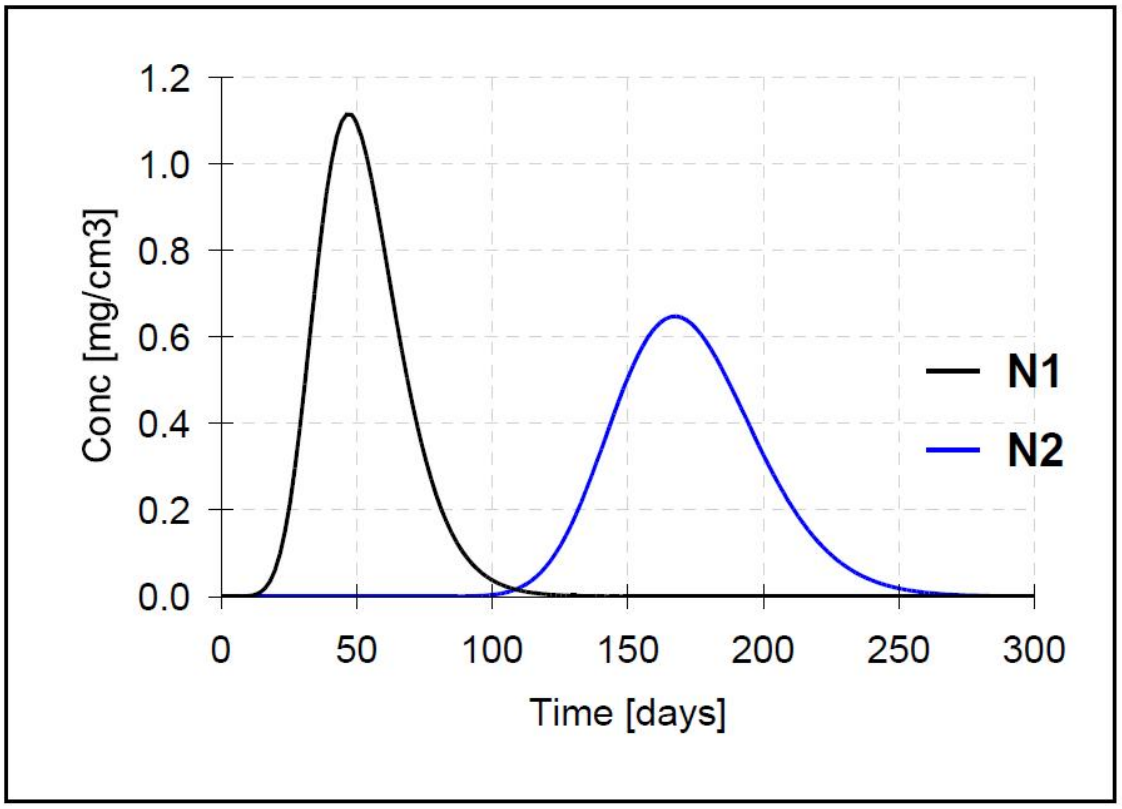


图 7.4.6.2-1 瞬时渗漏 3650d 内地面以下观测点处浓度-时间变化曲线

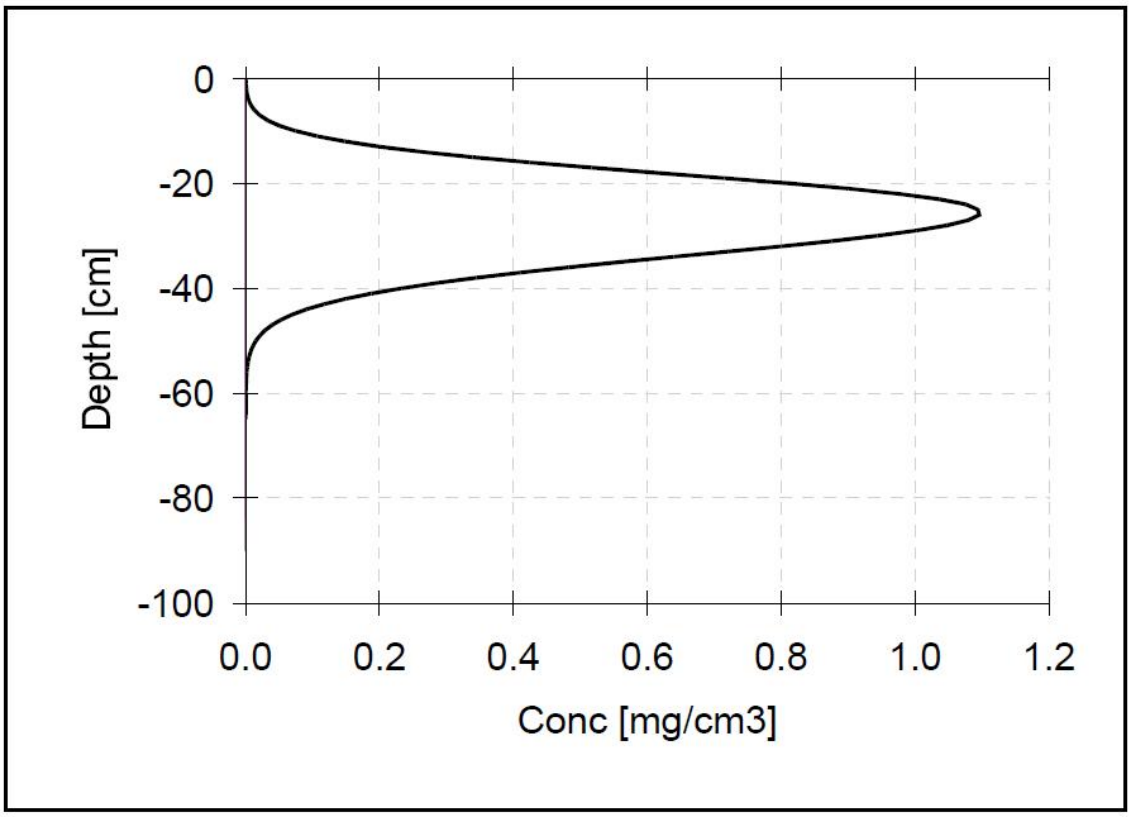


图 7.4.6.2-2 管线瞬时渗漏 50d 垂向运移情况

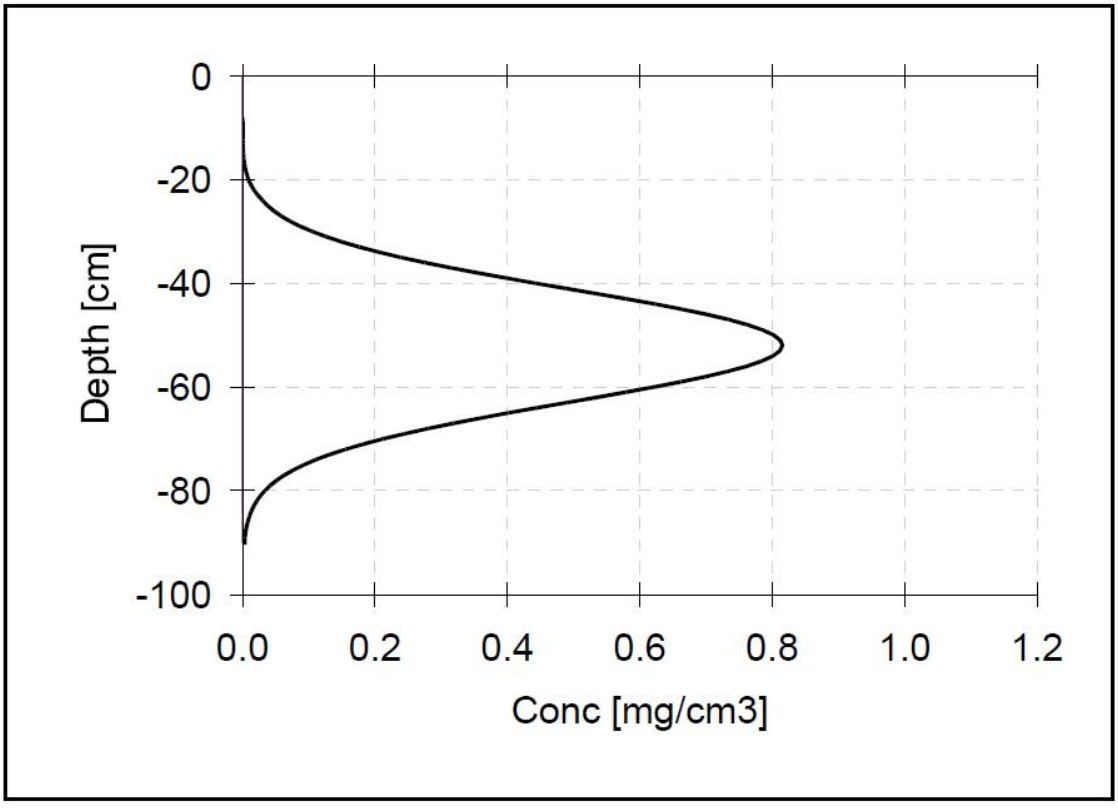


图 7.4.6.2-3 管线瞬时渗漏 100d 垂向运移情况

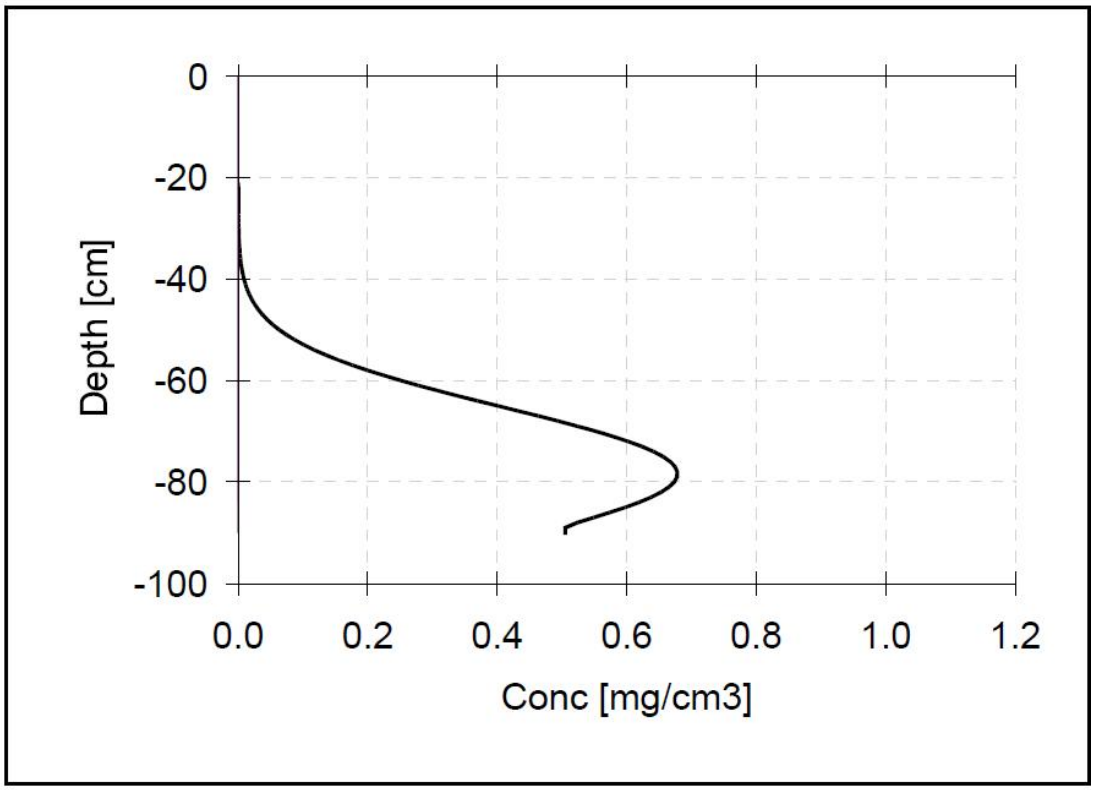


图 7.4.6.2-4 管线瞬时渗漏 150d 垂向运移情况

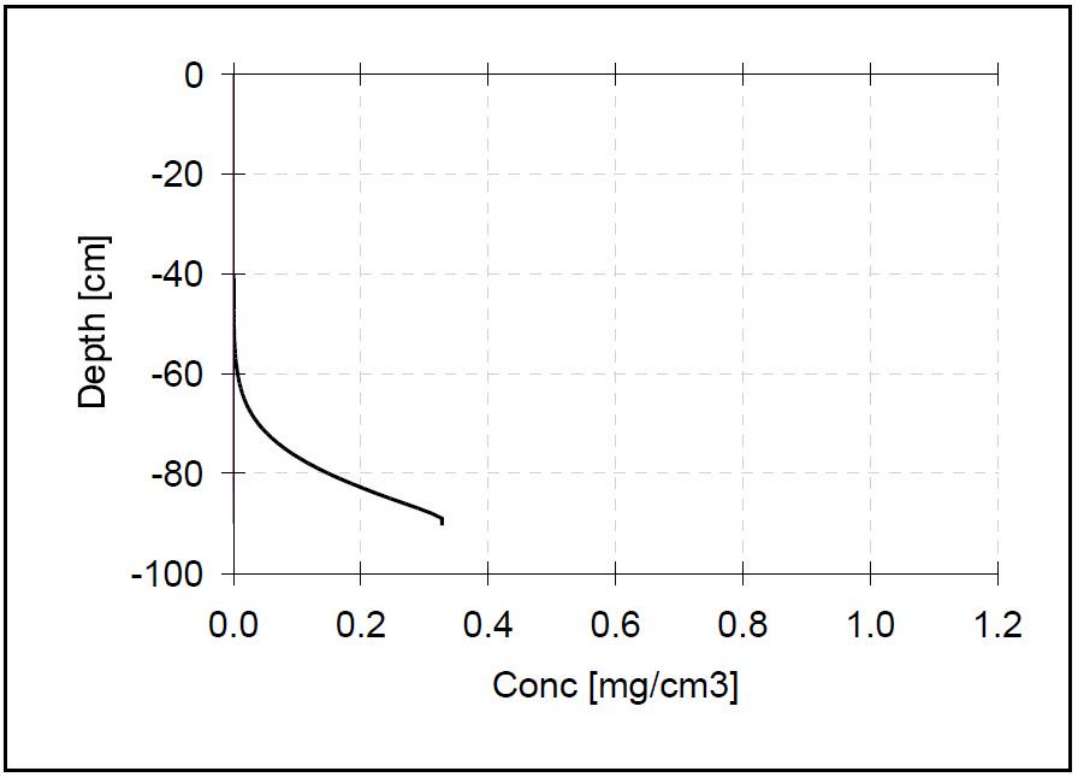


图 7.4.6.2-5 管线瞬时渗漏 200d 垂向运移情况

在上述工况条件下，渗漏发生 50 天后，污染物垂向最大运移距离约 57cm，地面以下 28cm 处浓度为 1.09mg/cm^3，为剖面内最大浓度，超过筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 100 天后，污染物垂向最大运移距离约 90cm，地面以下 54cm 处浓度为 0.81mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 150 天后，污染物垂向最大运移距离超过 90cm，地面以下 78cm 处浓度为 0.68mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 200 天后，污染物垂向最大运移距离超过 90cm，地面以下 90cm 处浓度为 0.33mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；

根据预测结果，在预测工况下，渗漏发生后 80d 内会对土壤造成污染，随着污染物运移扩散之后时段内土壤中石油类污染物浓度低于《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）GB-36600-2018）》中的筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；100d 之后污染物进入潜水含水层，会对地下水环境造成污染。

7.4.6.3 南部原油管道泄漏情况下石油烃渗漏影响评价

管线出现局部腐蚀，污染物短时间内沿腐蚀部位落入地表，进入包气带内并逐步向下运动，初始浓度为 1.2mg/cm^3，模拟结果如图 7.4.6.3-1~7.4.6.3-5 所示。在非正常工况下，地面以下 1.0m 处，浓度随着时间推移呈先增加后减小的趋势，第 850d 时达到最大值 0.61mg/cm^3，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染，污染物对土壤的影响总时长约 300d，随着时间的延长，污染物进入潜水中，会对地下水产生进一步影响。

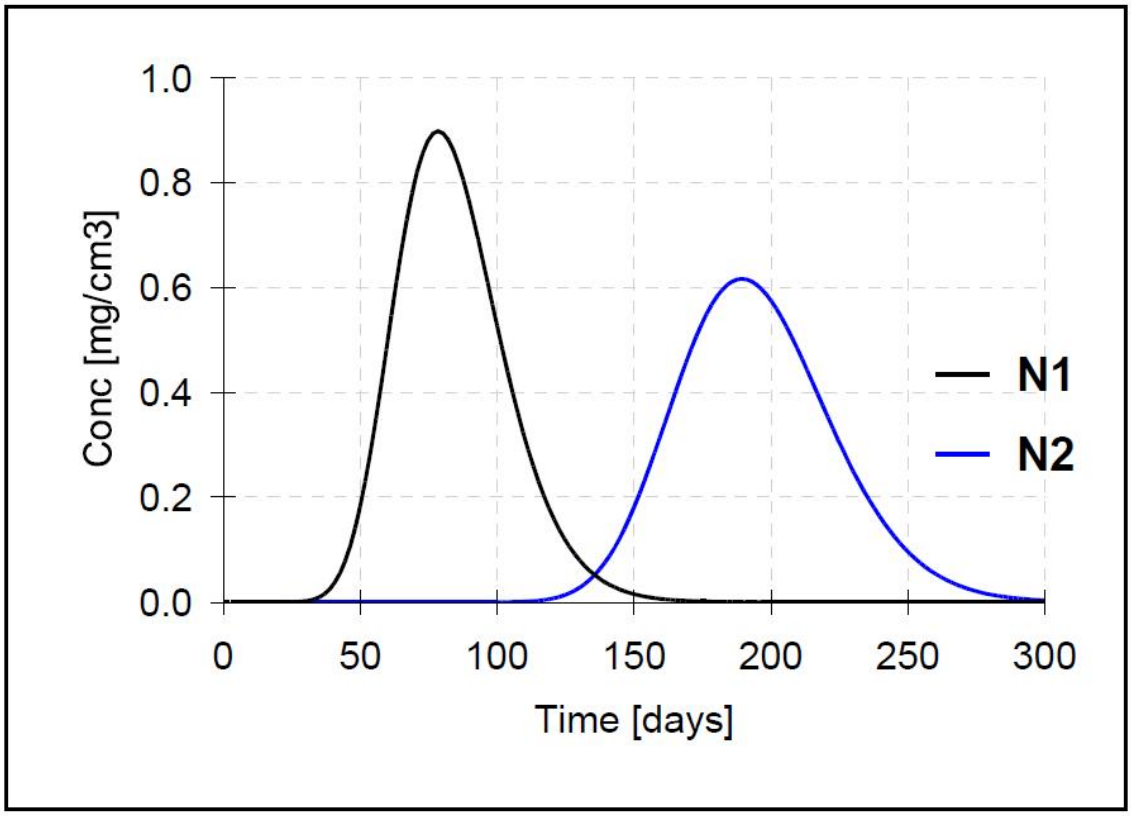


图 7.4.6.3-1 瞬时渗漏 3650d 内地面以下观测点处浓度-时间变化曲线

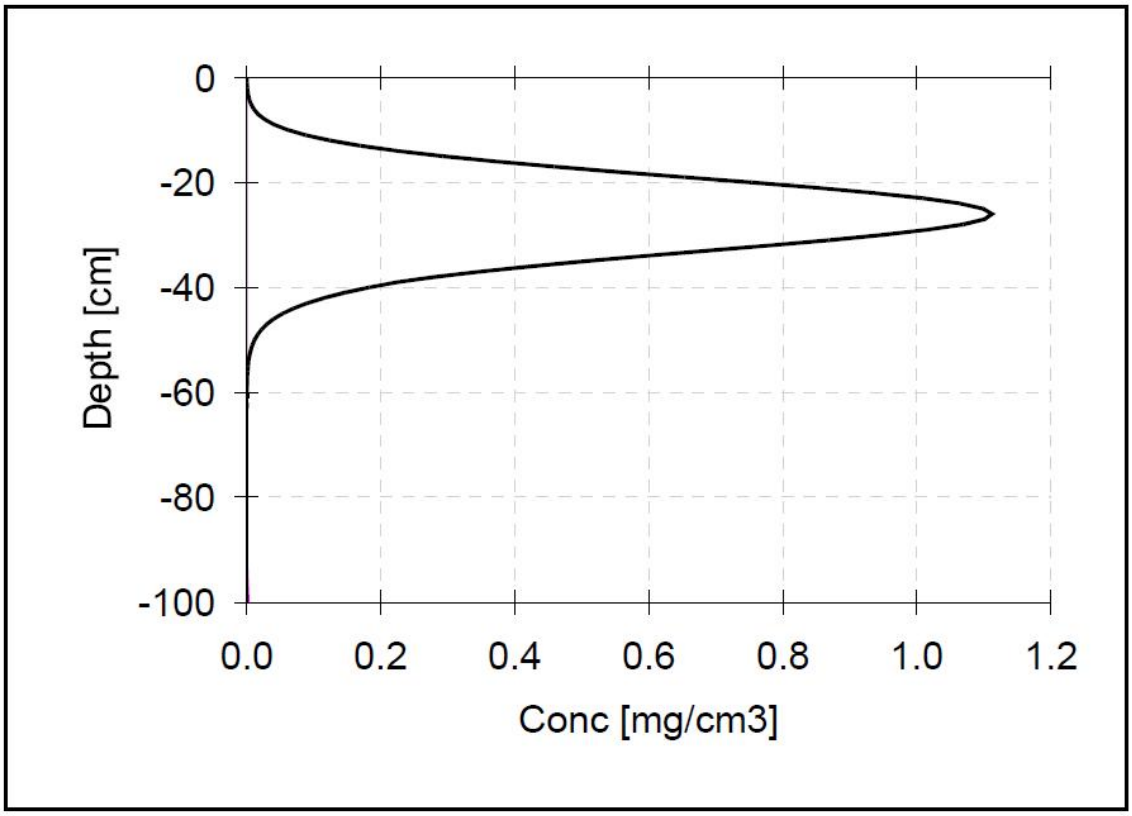


图 7.4.6.3-2 管线瞬时渗漏 50d 垂向运移情况

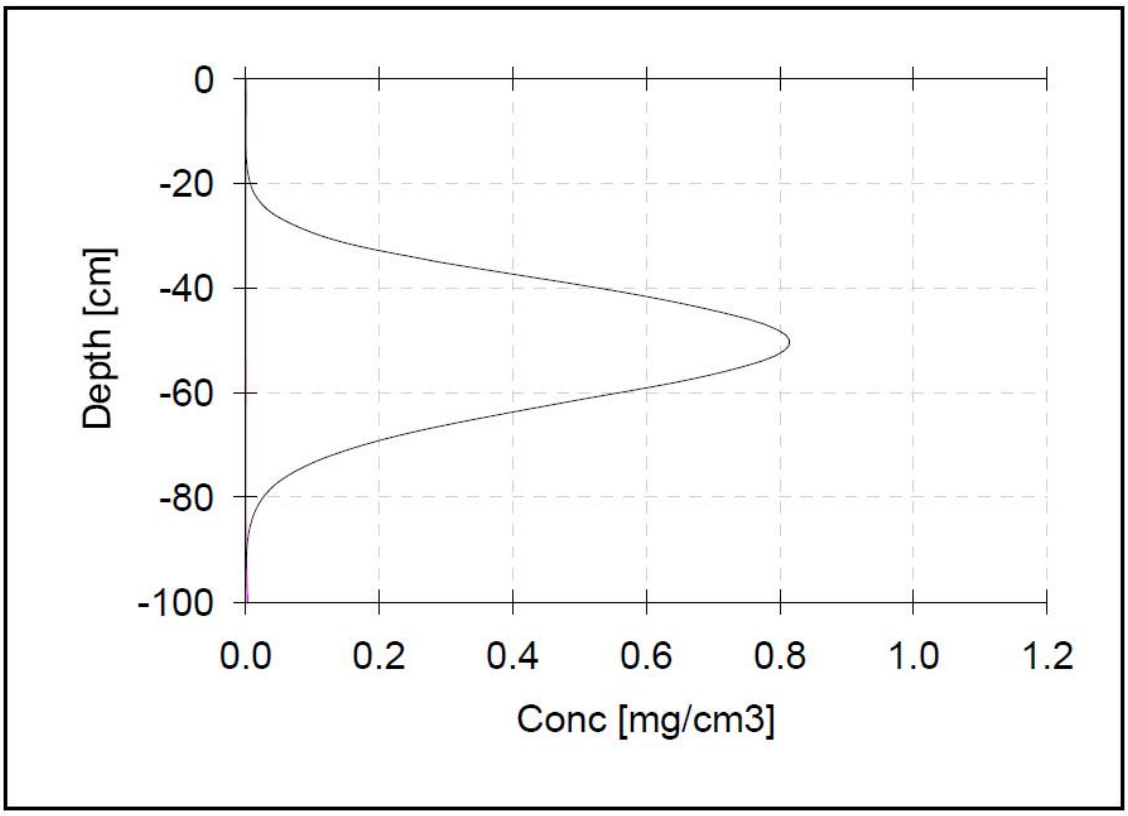


图 7.4.6.3-3 管线瞬时渗漏 100d 垂向运移情况

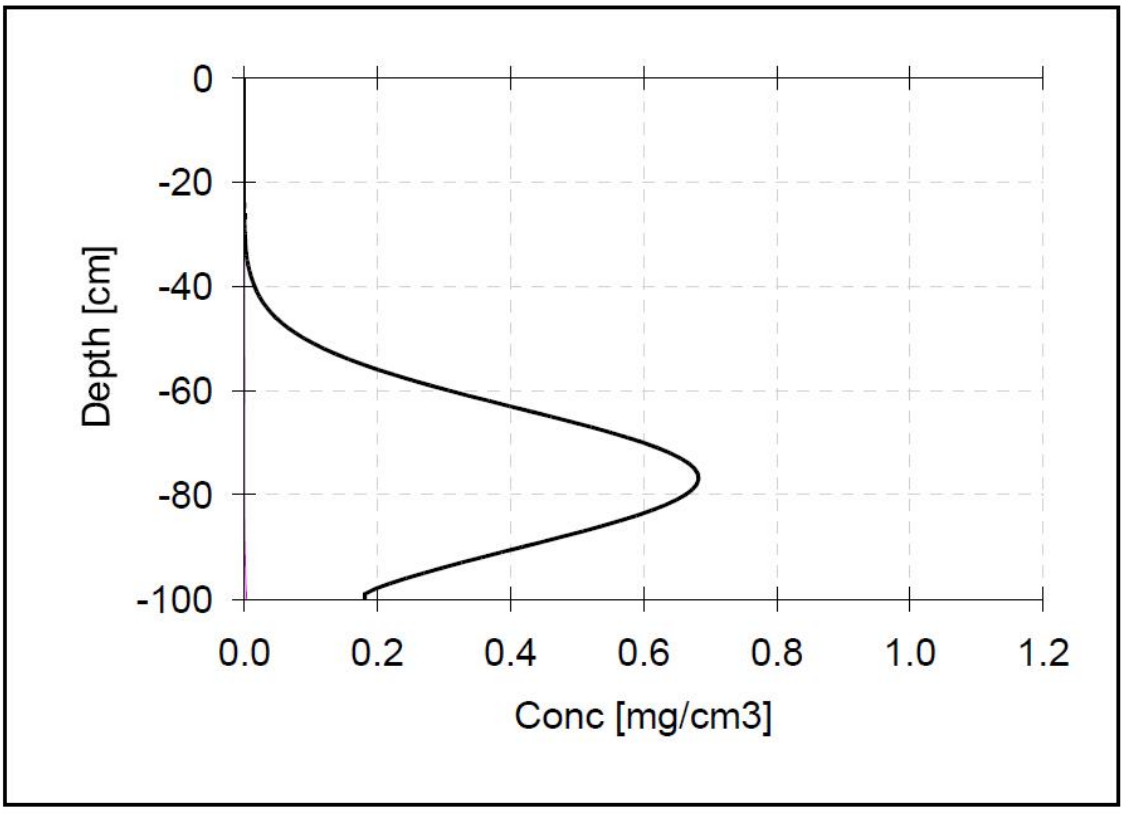


图 7.4.6.3-4 管线瞬时渗漏 150d 垂向运移情况

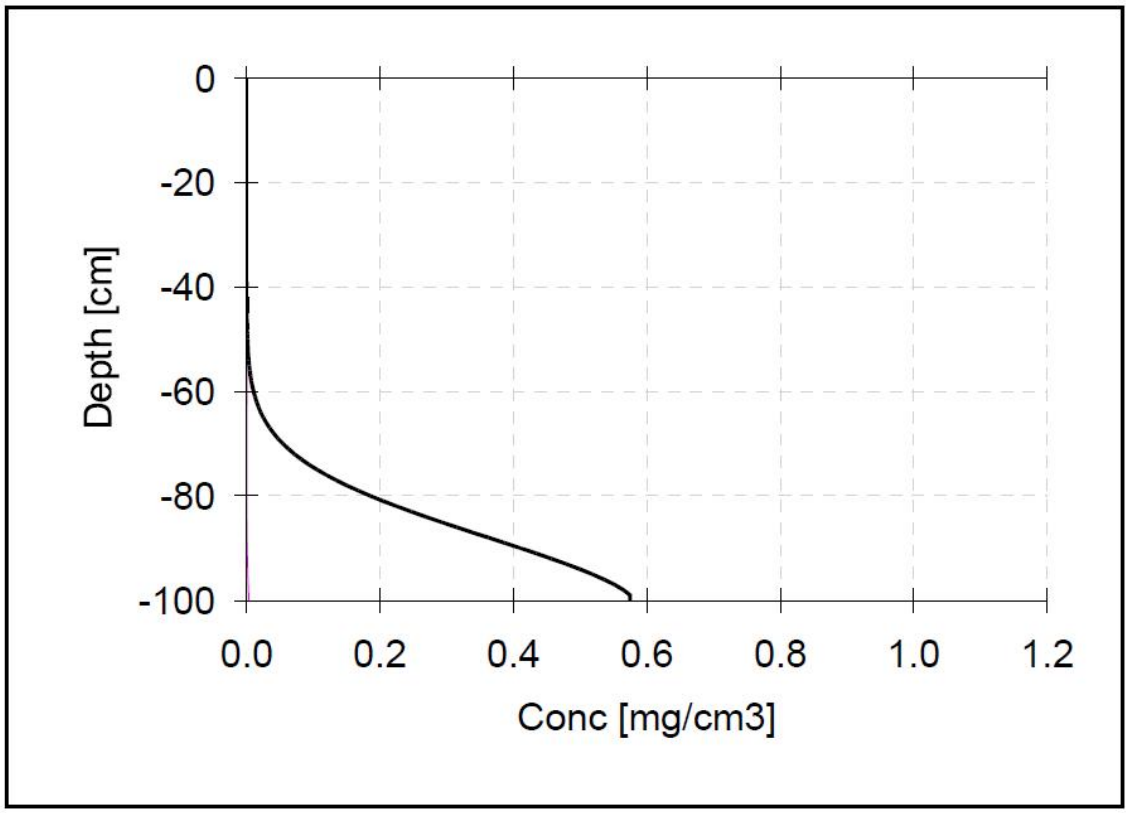


图 7.4.6.3-5 管线瞬时渗漏 200d 垂向运移情况

在上述工况条件下，渗漏发生 50 天后，污染物垂向最大运移距离约 55cm，地面以下 26cm 处浓度为 1.1mg/cm^3，为剖面内最大浓度，超过筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 100 天后，污染物垂向最大运移距离约 93cm，地面以下 51cm 处浓度为 0.81mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 150 天后，污染物垂向最大运移距离超过 100cm，地面以下 78cm 处浓度为 0.69mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；渗漏发生 200 天后，污染物垂向最大运移距离超过 100cm，地面以下 100cm 处浓度为 0.58mg/cm^3，为剖面内最大浓度，低于筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；

根据预测结果，在预测工况下，渗漏发生后 85d 内会对土壤造成污染，随着污染物运移扩散之后时段内土壤中石油类污染物浓度低于《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）GB-36600-2018）》中的筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境产生污染；110d 之后污染物进入潜水含水层，会对地下水环境造成污染。

综上所述，本次选取 1 种对土壤环境产生不利影响的预测情景，对 1 种具有代表性的污染物在不同位置进行垂向入渗预测，结果表明：原油管道泄漏及套外返水情况下污染物石油烃进入包气带，瞬时泄漏发生 3650d 后，渗漏发生后 85d 内会对土壤造成污染，随着污染物运移扩散之后时段内土壤中石油类污染物浓度低于《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准（试行）GB-36600-2018）》中的筛选值 8.55mg/cm^3，不会对土壤环境造成污染。

本次预测考虑风险管理保守原则，将渗漏在包气带表层的污染物的浓度等同于进入土壤的污染物源强浓度，忽略污染组分在包气带的吸附和降解过程；同时选取污染源浓度较高、污染危害大的指标作为典型污染组分。实际上污染物进入包气带的过程中吸附、降解等作用使污染物浓度降低，因此实际情况下污染物对土壤环境的影响应远小于上述结果。本次预测情景设定为事故状况，实际生产过程中污染物大量泄漏并进入土壤产生污染的可能性较小。

7.4.7 土壤环境影响评价自查表

表 7.4.7-1 建设项目土壤环境影响评价自查表

<table>
<tr><td colspan="2">工作内容</td><td colspan="5">完成情况</td><td>备注</td></tr>
<tr><td rowspan="9">影响识别</td><td>影响类型</td><td colspan="5">污染影响型√；生态影响型□；两种兼有□</td><td></td></tr>
<tr><td>土地利用类型</td><td colspan="5">建设用地√；农用地√；未利用地□</td><td></td></tr>
<tr><td>占地规模</td><td colspan="5">（8.4933）hm^2</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感目标信息</td><td colspan="5">敏感目标（耕地）、方位（周边）、距离（1km 范围内）</td><td></td></tr>
<tr><td>影响途径</td><td colspan="5">大气沉降□；地面漫流□；垂直入渗√；地下水位□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>全部污染物</td><td colspan="5">（石油烃）</td><td></td></tr>
<tr><td>特征因子</td><td colspan="5">（石油烃）</td><td></td></tr>
<tr><td>所属土壤环境影响评价项目类别</td><td colspan="5">Ⅰ类√；Ⅱ类□；Ⅲ类□；Ⅳ类□</td><td></td></tr>
<tr><td>敏感程度</td><td colspan="5">敏感√；较敏感□；不敏感□</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="2">评价工作等级</td><td colspan="5">一级√；二级□；三级□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">现状调查内容</td><td>资料收集</td><td colspan="5">a）√；b）√；c）√；d）√</td><td></td></tr>
<tr><td>理化特性</td><td colspan="5">（见 6.6.5）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="3">现状监测点位</td><td></td><td>占地范围内</td><td colspan="2">占地范围外</td><td>深度</td><td rowspan="3">点位布置图见 6.6.1</td></tr>
<tr><td>表层样点数</td><td>5</td><td colspan="2">12</td><td>0-0.2m</td></tr>
<tr><td>柱状样点数</td><td>23</td><td colspan="2">0</td><td>0-3.0m</td></tr>
<tr><td>现状监测因子</td><td colspan="5">建设用地：GB36600-2018 中基本项 45 项、石油烃(C_{10}-C_{40})
农用地：GB15618-2018 中 pH、基本项 8 项、石油烃(C_{10}-C_{40})</td><td></td></tr>
</table>

<table>
<tr><td rowspan="3">现状评价</td><td>评价因子</td><td colspan="3">建设用地：基本项 45 项、石油烃(C_{10}-C_{40})
农用地：pH、基本项 8 项、石油烃(C_{10}-C_{40})</td><td></td></tr>
<tr><td>评价标准</td><td colspan="3">GB15618√；GB36600√；表 D.1□；表 D.2□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>现状评价结论</td><td colspan="3">场地内及周边土壤环境质量良好，无超标</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">影响预测</td><td>预测因子</td><td colspan="3">（石油烃）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测方法</td><td colspan="3">附录 E√；附录 F□；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测分析内容</td><td colspan="3">影响范围（厂区内包气带）
影响程度（较小）</td><td></td></tr>
<tr><td>预测结论</td><td colspan="3">达标结论：a）√；b）□；c）□
不达标结论：a）□；b）□</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="4">防治措施</td><td>防控措施</td><td colspan="3">土壤环境质量现状保障□；源头控制√；过程防控√；其他（）</td><td></td></tr>
<tr><td rowspan="2">跟踪监测</td><td>监测点数</td><td>监测指标</td><td>监测频次</td><td rowspan="3"></td></tr>
<tr><td>6</td><td>pH、镉、汞、砷、铬（六价）、铅、铜、锌、镍、铬和石油烃（C_{10}-C_{40}）</td><td>1 次/年</td></tr>
<tr><td>信息公开指标</td><td colspan="3">（主要监测指标监测结果）</td></tr>
<tr><td colspan="2">评价结论</td><td colspan="3">本项目的建设对土壤环境影响是可接受的。</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="5">注 1：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项；“备注”为其他补充内容。
注 2：需要分别开展土壤环境影响评级工作的，分别填写自评估表。</td></tr>
</table>

7.5 声环境

7.5.1 施工期

7.5.1.1 噪声源分析

施工期噪声源主要是钻井噪声和施工车辆噪声。钻井噪声主要由钻机联动柴油机、泥浆泵、钻机等产生，声源强度 70～107dB(A)，属于连续稳态声源。油田开发期噪声影响较明显，流动声源亦较多，详见 5.7.1.4 小节。

因本项目部分井场距离居民区较近，需采取降噪措施（柴油机设置隔声罩，井场设置声屏障），施工期采用降噪措施后的噪声源详见下表。

表 7.5.1.1-1 施工期噪声源[dB(A)]

噪声源	设备名称	声源强度	设备降噪前等效源强	设备隔声罩降噪效果	设备隔声罩降噪后等效源强	隔声罩降噪后井场确定的噪声源强	井场声屏障降噪效果
钻井	柴油机 1#	107	113.15	25	82	97.86	15
	柴油机 2#	107		25	82		
	柴油机 3#	107		25	82		
	柴油机 4#	107		25	82		
	柴油发电机	90		25	65		
	钻机	86		/	86		
	钻井泵 1#	89		/	89		
	钻井泵 2#	89		/	89		
	螺杆压风机	75		/	75		
	搅拌器 1#	75		/	75		
	搅拌器 2#	75		/	75		
	振动筛 1#	92		/	92		
	振动筛 2#	92		/	92		
	离心机	75		/	75		
	气动下灰装置	70		/	70		
	气动下灰装置	70		/	70		

	电动压风机	75		/	75		
	除砂器	75		/	75		
交通噪声	施工车辆	70-82	/	/	/	/	/

7.5.1.2 影响预测及评价

（1）预测模式

根据《环境影响评价技术导则（声环境）》（HJ2.4-2021）推荐的叠加公式进行计算，噪声级的合成选用模式如下：

单个室外的点声源在预测点产生的声级计算基本公式

Lp(r)=Lw+Dc-A

A=Adiv+Aatm+Abar+Agr+Amisc

式中：Lp(r)—预测点位置的倍频带声压级，dB；

Lw—倍频带声功率级，dB；

Dc—指向性校正，dB；

A—倍频带衰减，dB；

Adiv—几何发散引起的倍频带衰减，dB；

Aatm—大气吸收引起的倍频带衰减，dB；

Agr—地面效应引起的倍频带衰减，dB；

Abar—声屏障引起的倍频带衰减，dB；

Amisc—其他多方面效应引起的倍频带衰减，dB。

预测点 A 声级的计算：

$$L_A(r)=10\lg\left\{\sum_{i=1}^{8}10^{0.1\left[L_{pi}(r)-\Delta L_i\right]}\right\}$$

式中：LA(r)—预测点(r)处 A 声级，dB(A)；

LPi(r)—预测点(r)处，第 i 倍频带声压级，dB；

Δli—i 倍频带 A 计权网络修正值，dB。噪声贡献值计算：

设第 i 个室外声源在预测点产生的 A 声级为 LAi，在 T 时间内该声源工作时间 ti；第 j 个等效室外声源在预测点产生的 A 声级为 LAj，在 T 时间内该声源工作时间为 tj，则拟建工程声源对预测点产生的贡献值（Leqg）为：

$$L_{eqg}=10\lg\left[\frac{1}{T}\sum_{i=1}^{N}t_i10^{0.1L_{Ai}}+\sum_{j=1}^{M}t_j10^{0.1L_{Aj}}\right]$$

式中：tj—在 T 时间内 j 声源工作时间，s；

ti—在 T 时间内 i 声源工作时间，s；

T—用于计算等效声级的时间，s；

N—室外声源个数；

M—等效室外声源个数。

本项目为减少各类设备噪声对厂界的影响，建设单位根据实际情况对噪声设备采取基础减震、隔声、距离衰减等降噪措施，基础减震降噪量不小于 5dB（A），上述声源对厂界处声环境的影响程度按下列距离衰减公式进行计算：

$LA=L_{A0}-20\lg（r/r_0）-R_0$

式中：LA—为受声点（即被影响点）所接受的等效 A 声级，dB（A）；

L_{A0}—为参考位置源强，dB（A）；

r_0—为参考位置，r0 取 1 米；

r—为噪声源至受声点的距离；

R_0—为噪声源防护结构及隔声间的隔声量。

厂界贡献值与厂界现状值叠加按以下公式计算：

$L=L_1+10\lg[1+10-（L_1-L_2）/10]L_1>L_2$

式中：L—叠加后的声压级，dB（A）

（2）预测结果与评价

未采取声屏障，钻井噪声预测评价计算结果见表 7.5.1.2-1。

表 7.5.1.2-1 不同距离下的噪声贡献值[dB(A)]

离声源距离（m）	1	10	20	25（场界）
噪声值	97.86	77.86	71.84	69.9

单井井场宽度一般为 50m 左右，从上表看出在井场厂界处，夜间噪声无法达

标。

建设单位在井场内设置声屏障后，声屏障降噪效果为 15dB(A)，井场场界贡献值为 54.9dB(A)，场界噪声满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）标准限值（55，70）dB(A)。

表 7.5.1.2-2 敏感目标处的噪声贡献值[dB(A)]

离井场距离（m）	10（最近的敏感点）	20	50	58	83
村庄	刘家铺	小刘家村	郭屯	周家铺	后郭家屯
噪声值	34.9	28.88	20.92	19.63	16.52
标准	昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)				

可知，建设单位在井场内设置声屏障后，各敏感目标处噪声贡献值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。

敏感目标处的预测值见表 7.5.1.2-3。

表 7.5.1.2-3 敏感目标的噪声预测值[dB(A)]

离井场距离（m）	10（最近的敏感点）		20		50		58		83	
村庄	刘家铺		小刘家村		郭屯		周家铺		后郭家屯	
贡献值	34.9		28.88		20.92		19.63		16.52	
背景值	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	48	40	48	39	50	38	48	40	49	39
预测值	48.21	41.47	48.05	39.4	50.01	38.08	48	40.04	49	39.02
标准	昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)									

叠加现状值后各敏感点满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值。

②车辆噪声影响分析

油田开发施工期，各种工程车辆较多，工程车辆的单车噪声可达 70～82dB(A)，平均在 75dB(A)左右，特别是经过村屯时，将对其生活造成一定干扰。所以，车辆在夜间经过村屯时，应严禁鸣笛，并减少夜间行车次数等，以降低车辆噪声对周边居民点的影响。随着开发施工期的结束，运输车辆将显著减少，其噪声危害程度亦会大大降低。

7.5.2 运行期

7.5.2.1 噪声源分析

本工程运行期噪声主要为抽油机运行噪声。

通过类比辽河油田部分井组的噪声监测结果，在距声源 1m 处，单井为 56dB(A)左右，

丛式井组 63dB(A)左右，本工程实施后井场内最多为 6 口井丛式井组，因此选择 63.8dB(A)为抽油机噪声源的声级。

运行期噪声源详见表 7.5.2.1-1。

表 7.5.2.1-1 运行期噪声源[dB(A)]

噪声源		声源强度	确定的噪声源强
抽油机	单井	56	56
	丛式井组	59~63.8	63.8

7.5.2.2 影响预测及评价

（1）预测模式

同 7.5.1.2。

（2）预测结果及评价

表 7.5.2.2-1 噪声源强对厂界影响情况一览表[dB(A)]

序号	设备名称	数量（台/套）	单台噪声源强	合并源强	降噪措施	噪声源距离井场边界最近距离	降噪后厂界贡献值
1	单井	1	56	56	减震、衰减	25	28.04
2	丛式井组	1	63.8	63.8		25	35.84

由上表可知，井场运行时厂界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值。

表 7.5.1.2-3 敏感目标的噪声预测值[dB（A）]

离井场距离（m）	10（最近的敏感点）		20		50		58		83	
村庄	刘家铺		小刘家村		郭屯		周家铺		后郭家屯	
丛式井组贡献值	32.92		30.74		26.30		25.42		23.13	
背景值	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间	昼间	夜间
	48	40	48	39	50	38	48	40	49	39
预测值	48.13	40.78	48.08	39.6	50.02	38.28	48.02	40.15	49.01	39.11
标准	昼间 60dB(A)，夜间 50dB(A)									

叠加现状值后运行期各敏感点噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值。

7.5.3 声环境影响评价自查表

表 7.5.3-1 建设项目声环境影响评价自查表

工作内容		自查项目					
评价等级与范围	评价等级	一级□二级□√三级□					
	评价范围	200m√大于 200m 小于 200m□					
评价因子	评价因子	连续等效 A 声级√最大 A 声级□计权等效连续感觉噪声级□					
评价标准	评价标准	国家标准√地方标准□国外标准□					
现状评价	环境功能区	0 类区□	1 类区□	2 类区√	3 类区□	4 类区□	4b 类区□
	评价年度	初期□	近期√	中期□	远期□		
	现状调查方法	现场实测法√现场实测加模型计算法□收集资料□					
	现状评价	达标百分比	100%				
噪声源调查	噪声源调查方法	现场实测□已有资料√研究成果□					
声环境影响预测与评价	预测模型	导则推荐模型√其他□1					
	预测范围	200m√大于 200m□小于 200m□					
	预测因子	连续等效 A 声级√最大 A 声级□计权等效连续感觉噪声级□					
	厂界噪声贡献值	达标√不达标□					
	声环境保护目标处噪声值	达标√不达标□					
环境监测计划	排放监测	厂界监测√固定位置监测□自动监测□手动监测✡无监测□					
	声环境保护目标处噪声监测	监测因子：（等效 A 声级）	监测点位数（小丁家、小刘家村、郭屯、后郭家屯、周家铺、葛家村、青编队、刘家铺）	无监测□			
评价结论	环境影响	可行√不可行□					
注：“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。							

7.6 生态环境

7.6.1 生态影响因素识别

根据现场考察、资料收集情况及建设单位提供的工程资料，识别项目建设运营可能对自然生态产生影响的因素，详见表 7.6.1-1。

表 7.6.1-1 建设项目生态影响因素识别表

阶段	生态影响因素
施工期	施工临时占地、土方填挖对植物资源破坏
	工程扰动地表，造成水土流失
	施工活动及施工设备运行的噪声、震动，对野生动物尤其是鸟类产生惊扰
	施工粉尘及废气、运输车辆扬尘和尾气对局部大气环境产生负面影响，破坏动植物生境
	施工机械跑冒滴漏油污对水环境及生存其间的动植物产生负面影响
运营期	管线巡视、检修工作人员的活动，惊扰部分敏感的鸟类，植被的践踏

对上述各因素进行分析可知：

（1）项目的负面生态影响主要集中于施工期。项目正常运营后，随着临时占地植被

恢复逐步到位，对区域生态的不利影响将逐渐消失。

（2）项目的负面生态影响集中于施工中对沿线土地及植被附着物，及施工过程中对鸟类的惊扰，由于项目建设主要为呈点状，施工范围相对较小，影响范围有限。

（3）不同工程期内，各生态影响的程度、方向和范围分别为：

施工期对区域自然生态系统的植被、动植物资源、水土流失产生短期、轻度、局部的不利影响。

营运期随着植被恢复的逐步落实，对评价区域生态影响将逐步消失，工作人员活动对敏感鸟类的惊扰是间歇性的，环境风险造成的污染是概率性的。

综上所述，本项目建设对区域的自然资源、自然生态系统和主要保护对象的影响主要在项目的施工期，进入生产运行期后，永久占地限定在较为固定范围内，临时占地等逐渐得以恢复，对区域生态环境的影响相对较小。在闭井期主要是对油田开发生态影响的恢复过程，有利于生态环境改善。

7.6.2 占地对生态系统影响分析

本工程施工期新增临时占地 129667m^2，生产运行期新增永久占地 84933m^2，大洼区新增永久占用基本农田 26320m^2，临时占用基本农田 25233m^2；盘山县永久占用基本农田 56560m^2，临时占用基本农田 38640m^2。施工期会对占地农田进行破坏，根据现场调查，项目的井场选址在当地现有土地利用类型中所占比例较小，不会导致区域土地利用格局的变化，对区域土地利用格局产生的影响甚微。在施工结束后将临时占地恢复原状，对农田的影响是暂时的，且不会改变原有的土地利用现状类型。且待井场闭井后，会对井场进行农田生态系统恢复，因此项目对区域农田生态系统影响较小。

冷 43 块新建注汽管线主要新增临时占地类型为内陆滩涂，施工期造成部分芦苇被清除、水体被填平、水生动物被迫离开栖息地、水生植物直接被填埋掉，但项目施工区域已有较多井场分布，芦苇和动物已经较少，因此对苇田系统影响较小。

7.6.3 水土流失影响

本项目钻前工程建设期间，在工程土料开挖及临时堆放过程中，不可避免地要破坏一些地表植被，从而削弱了抗风蚀能力，若挖填方处不及时回填、平整、极有可能为水

蚀、风蚀提供条件，造成水土流失。同时，在施工中产生的临时弃土、弃渣为风蚀提供了物质来源，不及时处理很容易造成水土流失，因此挖方施工结束后应尽快将土石方运至需要填方处，并对临时弃土料场进行平整，尽量恢复原地貌。本项目建设引起的水土流失情况主要发生在施工期，在工程采取一定防护措施和自然恢复植被后，水土流失到钻井工程结束后将逐渐消失。

7.6.4 对基本农田的影响分析

项目在前期规划设计，选址选线时已经根据工程规模、特点、施工等因素充分考虑了不占或少占永久基本农田的问题，目前的选址选线为充分考虑的结果，做到最小的占用永久基本农田的量。

项目施工期的临时占地是暂时的可恢复的，在施工期采取严格在施工作业带内施工及表土分层开挖分层回填等措施可以保证临时占用的永久基本农田能够得到有效的恢复，项目井场永久占用基本农田的面积较小，不会改变土地利用类型，对永久基本农田的影响较小。

运行期由于占用的临时占地得以恢复，管线埋于地下 1.2m 以下，无其他工业活动，正常运行对井场外基本农田无影响。

事故时造成的管线泄露有可能对基本农田造成影响，导致土壤及水田水质恶化。

7.6.5 对水生生态环境影响分析

本项目井场与六零河最近距离为 80m，与小柳河最近距离为 85m，冷 43 块注汽管线施工距离辽河最近距离为 60m，项目施工期泥浆操作失误造成的落地泥浆，在雨季可能会随地表径流进入辽河，可能污染其水质；本项目对最终产生的废弃泥浆统一交给有资质的单位处理，最终处理后产生的泥饼为一般固废，可作为道路建设、井场基础建设等资源化利用，因此，本项目施工期产生废弃泥浆不会对地表水水质产生不良影响，不会对水生植物植株以及生长繁殖产生直接影响。

本项目运营期修井作业产生的落地油如不能及时回收，在雨季可能随地表径流进入地表水体，从而污染其水质；目前油田在修井时实施了压井技术（即对油井修井前向其

注入高压水，冲刷油管和套管）以及安装井下卸油器，同时对井场铺设防渗布；修井结束后，将修井产生的落地油与废防渗布一同送油泥池暂存后交由有资质单位进行处理。同时，建设单位应进一步加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，降低污染风险。因此，在采取以上措施后，项目运行期对附近地表水水生生态环境影响较小。

7.6.6 对区域植被影响分析

（1）施工期

本项目施工期占用水田，会对地表植被直接进行破坏，造成耕地面积减少，水稻减产。据调查，本项目区块占地范围内水稻平均亩产均为 650 公斤/年左右。项目永久占用水田 124.32 亩，本项目的占地会造成区域水稻减产 80.81 吨/年。本项目建设应根据《关于加强和改进永久基本农田保护的实施意见》配合相关部门完成基本农田的补充建设，在闭井后本项目将对占地进行生态恢复，对生态系统整体影响较小。

（2）运营期

石油污染土壤后，将对植物的生长、结实及果实的品质造成一定的影响，并可通过食物链在动物体内逐级富集，对人类健康有较大危害，国内外专家对土壤石油污染普遍关注。

1）土壤石油类对水稻成活率的影响

当土壤石油类浓度低于 5000mg/kg 时，污染物对水稻缓苗期没有影响，当土壤石油类浓度达到 10000mg/kg 时，对水稻成活率略有影响，水稻成活率为 98.8%左右，成活率仅降低了 1.2%。

2）土壤石油类对水稻生长的影响

土壤石油类污染物对水稻生长分蘖期影响很小，在此期间植株高度、分蘖情况及植株生长颜色基本不会受土壤石油类浓度影响，水稻长势基本相同。

土壤石油类污染物对水稻生长抽穗期影响很小，在此期间植株高度、植株抽穗及生长颜色基本不会受土壤石油类浓度影响，水稻长势基本相同。

但当石油类浓度高于 10000mg/kg 时，水稻抽穗时间将推迟 3-5 天。

3）土壤石油类对水稻果实的影响

土壤石油类对水稻果实影响相对较小，在低浓度时能使稻穗粒数略有增加，但稻穗饱满度略有降低。

3）土壤石油类对水稻产量的影响

有实验表明，当土壤石油类浓度在 500mg/kg 以下时，水稻产量降低趋势不明显，甚至略有增产趋势，但土壤石油类浓度超过 500mg/kg 时，水稻减产比较明显，当土壤石油类浓度在 3000mg/kg 时，作物减产 5%；当土壤石油类浓度在 5000mg/kg 时，作物减产 9.4%。

7.6.7 对区域野生动物影响分析

本工程占地范围内的野生动物种类、数量均不丰富，区内野生动物仅为一些常见种类，例如小家鼠、普通田鼠、野兔，以及喜鹊、小嘴乌鸦、麻雀、家燕等村栖型动物。油田开发活动占地将使这些野生动物的栖息地受到一定破坏；施工期噪声将干扰当地常见动物的栖息环境，使其无法在施工场址范围内觅食、筑巢和繁殖等。但受影响的野生动物都将产生规避反应，远离这一地区。

同时，本项目不在盘锦市生态红线范围内，且不在辽宁辽河口国家级自然保护区内，本工程占地范围内的野生动物均不属于国家和辽宁省的保护特种，农田生态系统中与人相伴的野生动物经过长时间与人类的接触，已经逐渐适应了人类活动的影响，短暂的施工期开发活动不会对区域野生动物造成永久性和伤害性影响，只是短时间的干扰；随着油田开发进入正常生产期，施工期噪声也逐步消失，对野生动物的干扰强度明显下降，动物逐渐熟悉新的油田景观，其种群和数量将逐渐恢复。

7.6.8 闭井期生态环境影响分析

油田闭井后，地下设施保留不动，将地面部分如采油井架、水泥台等拆除，井间支路废弃等。对废弃的井场、道路应采取生态恢复措施，使开发区块恢复到原来的自然景观。

对于油田开发占用的土地，在恢复时应遵循恢复原土地地貌，恢复其原有土地功能的原则。需恢复的土地地貌全部为农田，若土地受到污染需进行治理，达到土壤质量标

准，并进行植被恢复。

清除地表的建筑，再用井场建设时的表层土作为种植土，进行植被恢复。恢复流程为：拆除建（构）筑物→清理场地→人工松土→将土覆盖→整理摊铺耕植土方→交付农民复耕。占地范围内恢复为原有的农田生态系统，全部为水田。

①人工拆除临时占地基础。将井场建设保留的耕植土直接摊铺覆盖于场面上，然后进行植被的恢复，可进行农作物生产。

②为尽快恢复土地功能，可增施肥料，加强灌溉，以改良土壤结构及其理化性质，提高土壤的保肥保水能力，恢复土壤生产能力。

闭井期进行土地植被恢复后，井场、道路将恢复原有植被，人工建筑物拆除，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量将逐渐恢复至原有水平。

闭井期进行土地植被恢复后，井场、道路均恢复了原来的植被，人工建筑物拆除，使油区内人工景观的密度大大下降，而自然景观的连通性得以恢复，生态环境质量逐渐提高。

7.6.9 生态影响评价

结合项目施工期、运行期的各种施工及运行工程活动采用列表清单法对工程项目进行生态环境影响预测与分析评价，列表如下：

表 7.6.9-1 生态环境影响预测分析一览表

影响因素 环境因素	施工期				运行期	
	工程占地	土方填挖、扰动地表	车辆废气、施工粉尘及废气等	车辆泵、震动等	环境风险（泄露、井喷、火灾爆炸）	人员巡视
环境空气	0	--	--	0	++	0
地表水	0	--	0	0	++	0
地下水	0	--	0	0	+	0
声环境	0	--	0	0	+	0
土壤	--	--	--	0	++	0
植被	--	---	0	0	+	0
动物	-	--	--	--	0	-
农田生态系统	--	---	0	0	+	-
草地系统	-	-	0	0	0	-

森林生态系统	0	0	0	0	0	0
生物多样性	-	--	0	0	0	0
土地利用类型	-	--	0	0	0	0
水土保持	--	---	0	0	0	0
其他	0	0	0	--	--	0
注：表中“－”代表对生态环境的轻度较小的负影响； “－－”代表对生态环境的中度的负影响； “－－－”代表对生态环境的重度的负影响； “0”代表对生态环境的无负影响； “+”代表事故状态下的环境负影响 “0”代表对生态环境没有负影响						

由上表可知，项目对于生态环境的主要影响在施工期，主要影响方式为工程占地、土方开挖、施工车辆运行等，主要影响因素为对土壤、植被、土地利用类型、水土，农田草地系统的破坏等；影响程度除土方开挖会对植被、农田系统、水土流失等造成严重的影响外；其他施工期影响均为轻度及中度影响。运行期的生态环境影响主要为人员巡视对附近地表植被影响，为轻微影响。

7.6.10 生态影响评价自查表

表 7.6.10-1 生态影响评价自查表

工作内容		自查项目
生态影响识别	生态保护目标	重要物种□；国家公园□；自然保护区□；自然公园□；世界自然遗产□；生态保护红线□；重要生境□；其他具有重要生态功能、对保护生物多样性具有重要意义的区域□；其他☑
	影响方式	工程占用☑施工活动干扰☑改变环境条件□其他□
	评价因子	物种☑（分布范围、种群数量） 生境☑（生境面积、质量、连通性） 生物群落☑（物种组成、群落结构） 生态系统□（植被覆盖度、生产力、生物量、生态系统功能） 生物多样性☑（物种丰富度、优势度） 生态敏感区□（主要保护对象、生态功能） 自然景观□（景观多样性、完整性） 自然遗迹□（无） 其他□（无）
评价等级		一级□二级□三级☑简单分析□
评价范围		陆域面积（28.233）km^2；水域面积（0.519）km^2
生态现状调查与评价	调查方法	资料收集☑；遥感调查□；调查样方、样线□；调查点位、断面□；专家和公众咨询法☑；其他□
	调查时间	春季□；夏季□；秋季□；冬季□丰水期□；枯水期□；平水期□
	所在区域的生态问题	水土流失□；沙漠化□；石漠化□；盐渍化□；生物入侵□；污染危害□；其他☑

	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；其他□
生态影响预测与评价	评价方法	定性□；定性和定量☑
	评价内容	植被/植物群落☑；土地利用☑；生态系统☑；生物多样性☑；重要物种□；生态敏感区□；生物入侵风险□；其他□
生态保护措施	对策措施	避让☑；减缓☑；生态修复☑；生态补偿☑；科研□；其他□
	生态监测计划	全生命周期☑；长期跟踪□；常规☐；无□
	环境管理	环境监理□；环境影响后评价□；其他□
评价结论	生态影响	可行☑；不可行□
注：		“□”为勾选项，可√；“（）”为内容填写项。

7.7 固体废物环境影响分析

7.7.1 施工期

1、废岩屑和钻井泥浆

根据现场调查和对比辽河油田多个采油厂的实际情况可知，对于钻进过程中产生的废弃泥浆最好的处理办法就是提高泥浆的重复利用率，减少废弃泥浆的排放。本工程泥浆循环利用率达到 95%，大大减少了废泥浆的排放。项目钻井废岩屑及废弃泥浆委托泥浆处理单位处理。最终处理后产生的泥饼为一般固废，可作为道路建设、井场基础建设等资源化利用。

2、施工固废

项目在施工时会产生部分施工垃圾、废设备、废材料等，钻井队收集后综合利用。

3、生活垃圾

生活垃圾主要来自各钻井井场和中间站。考虑到各施工队人员较少，且施工期较短，生活垃圾产生量也相对较少，可生活垃圾经收集暂存后由环卫部门收集处理，不会对环境产生明显影响。

4、固体废物处置措施分析

（1）一般工业固体废物

本项目一般固体废物的厂内暂存应严格按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）执行。与本项目相关的重点内容如下：

1）贮存、处置场应采取防止粉尘污染的措施。

2）贮存、处置场应按 GB15562.2 设置环境保护图形标志。

3）一般工业固体废物贮存、处置场，禁止危险废物和生活垃圾混入。

（2）危险废物处置措施分析见下节。

（3）生活垃圾处置措施分析

本项目产生的生活垃圾置于厂内垃圾堆放点收集，定期由环卫部门统一收集处置。综上所述，在保证对固体废物进行综合利用、及时外运的前提下，本项目固体废物不会对外环境产生二次污染。

7.7.2 运行期

运行期修井会产生落地油及落地油泥、废多轮次防渗布等，设备运行维修会产生废润滑油、含油污泥及沾油废物，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》以上废物均为危险废物，建设单位应进一步加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，降低污染风险。

7.7.3 危险废物的环境影响分析

7.7.3.1 项目危险废物产生及处置情况

项目产生的危险废物不在井场内暂存，经收集后暂存于一区、二区、三区的 4 处危险废物暂存处，后交有资质的单位处理。

项目固体废物产生情况及处置情况详见下表。

表 7.7.3.1-1 危险废物产生及处置情况一览表

危险废物名称	危险废物类别	危险废物代码	产生量（t）	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
落地油及含油污泥	HW08	071-001-08	2400	运行维修	液体	油泥	油烃类	1 年	T/In	暂存油泥池，委托资质单位处理
沾油废物	HW08	900-249-08	900	运行维修	固态	润滑油	油烃类	1 年	T/In	
废含油多轮次防渗布	HW08	900-249-08	15	运行维修	固体	油泥	油烃类	--	T/In	不暂存，委托资质单位处理
废油桶	HW08	900-249-08	45	运行维修	固态	润滑油	油烃类	1 年	T/In	不暂存，委托资质单位处理
废润滑油	HW08	900-217-08		设备运行	液态	润滑油	油烃类	1 年	T/In	

7.7.3.2 危险废物收集、贮存、运输环境影响分析

（1）危险废物的收集影响分析

项目危险废物的收集包括两个方面：一是在危险废物产生节点将危险废物集中到适当的包装容器中或车辆上的活动；二是将已包装或装到运输车辆上的危险废物集中到危险废物暂存设施（油泥池）的内部转运。

危险废物的收集严格按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的要求：

①根据危险废物产生的工艺特征、排放周期、特性、管理计划等因素制定详细的收集计划。收集计划包括收集任务概述、收集目标及原则、危险废物特性评估、危险废物收集量估算、收集作业范围和方法、收集设备与包装容器、安全生产与个人防护、工程防护与事故应急、进度安排与组织管理等。

②制定危险废物收集操作规程，内容包括适用范围、操作程序和方法、专用设备和工具、转移和交接、安全保障和应急防护等。

③危险废物收集和转运作业人员根据工作需要已配备必要的个人防护装备，如手套、防护镜、防护服、防毒面具或口罩等。

④在危险废物收集和转运过程中，应采取相应的安全防护和污染防治措施，包括防爆、防火、防泄漏、防飞扬、防雨或其他防治污染环境的措施。

⑤危险废物收集时应根据危险废物的种类、数量、危险特性、物理形态、运输要求等因素选择合适的包装形式。

（2）危废暂存设施环境影响分析

本项目依托的危废暂存池底部高于地下水最高水位；选址不在生态保护红线区域、永久基本农田和其他需要特别保护的区域内，不在溶洞区或易遭受洪水、滑坡、泥石流、潮汐等严重自然灾害影响的地区，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中关于危险废物贮存场选址的要求。

贮存池防渗层覆盖整个池体，地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜

等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

贮存池设置防雨棚，满足防风、防雨、防晒的要求，四周设置围墙，防止雨水、地面径流等进入，保证能防止当地重现期不小于 25 年的暴雨流入贮存池内。贮存池应采取措施减少大气污染物的无组织排放。

项目依托现有危废暂存设施可行。

（3）危险废物的存储和管理

危险废物在危废暂存处应严格按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）的相关要求进行存储和管理。

容器和包装物要求：

①容器和包装物材质、内衬应与盛装的危险废物相容。

②针对不同类别、形态、物理化学性质的危险废物，其容器和包装物应满足相应的防渗、防漏、防腐和强度等要求。

③硬质容器和包装物及其支护结构堆叠码放时不应有明显变形，无破损泄漏。

④柔性容器和包装物堆叠码放时应封口严密，无破损泄漏。

⑤使用容器盛装液态、半固态危险废物时，容器内部应留有适当的空间，以适应因温度变化等可能引发的收缩和膨胀，防止其导致容器渗漏或永久变形。7.6 容器和包装物外表面应保持清洁。

贮存设施污染控制要求：

①贮存设施应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式和污染物迁移途径，采取必要的防风、防晒、防雨、防漏、防渗、防腐以及其他环境污染防治措施，不应露天堆放危险废物。

②贮存设施应根据危险废物的类别、数量、形态、物理化学性质和污染防治等要求设置必要的贮存分区，避免不相容的危险废物接触、混合。

③贮存设施或贮存分区内地面、墙面裙脚、堵截泄漏的围堰、接触危险废物的隔板和墙体等应采用坚固的材料建造，表面无裂缝。

④贮存设施地面与裙脚应采取表面防渗措施；表面防渗材料应与所接触的物料或污染物相容，可采用抗渗混凝土、高密度聚乙烯膜、钠基膨润土防水毯或其他防渗性能等效的材料。贮存的危险废物直接接触地面的，还应进行基础防渗，防渗层为至少 1m 厚

黏土层（渗透系数不大于 10^{-7}cm/s），或至少 2mm 厚高密度聚乙烯膜等人工防渗材料（渗透系数不大于 10^{-10}cm/s），或其他防渗性能等效的材料。

⑤同一贮存设施宜采用相同的防渗、防腐工艺（包括防渗、防腐结构或材料），防渗、防腐材料应覆盖所有可能与废物及其渗滤液、渗漏液等接触的构筑物表面；采用不同防渗、防腐工艺应分别建设贮存分区。

⑥贮存设施应采取技术和管理措施防止无关人员进入。

管理要求：

①贮存点应具有固定的区域边界，并应采取与其他区域进行隔离的措施。

②贮存点应采取防风、防雨、防晒和防止危险废物流失、扬散等措施。

③贮存点贮存的危险废物应置于容器或包装物中，不应直接散堆。

④贮存点应根据危险废物的形态、物理化学性质、包装形式等，采取防渗、防漏等污或采用具有相应功能的装置。

⑥贮存点应及时清运贮存的危险废物，实时贮存量不应超过 3 吨。

（3）运输过程的环境影响分析

本项目井场在工作区域铺设多轮次防渗布、维护时未使用的润滑油均置于油桶内，危险废物从产生工艺环节到交由资质单位处理的过程中产生散落能够得到控制，产生散落情况极小，基本不会对周边环境造成影响。本项目危险废物场区区块外运输委托有资质的运输单位运输，运输路线选取远离环境敏感点的路线，同时在运输过程中采取密封措施，严禁发生散落、泄漏事故，并制定有效应急措施应对环境污染事故。采取相应措施情况下，运输过程中对周边环境敏感点影响小。

项目危险废物转运过程中采取篷布遮盖、防滴漏等措施，减少危险废物运输过程给环境带来污染。危险废物的转运还按照《危险废物收集贮存运输技术规范》（HJ2025-2012）的要求进行，具体如下：

①危险废物的运输由持有危险废物经营许可证的单位组织实施，并按照相关危险货物运输管理规定执行；

②项目危险废物运输采用公路运输方式，按照《道路危险货物运输管理规定》（交通运输部令 2013 年第 2 号）执行。运输单位承运危险废物时，在危险废物包装上按照 GB18597 附录 A 设置标志，运输车辆应按 GB13392 设立车辆标志。危废运输车辆应配备符合有关国家标准以及与所载运的危险货物相适应的应急处理器材和安全防护设备。

③危险废物运输时的装卸遵照如下技术要求：装卸区的工作人员应熟悉危险废物的危险特性，并配备适当的个人防护装备，如橡胶手套、防护服和口罩。装卸区域应配备必要的消防设备和设施，并设置明显的指示标志。装卸区域应设置隔离设施。

④危险废物转移过程严格落实《危险废物转移联单管理办法》的相关规定，规范危险废物转移；做好每次外运处置废物的运输登记，认真填写危险废物转移联单（每种废物填写一份联单），并加盖公司公章，经运输单位核实验收签字后，将联单第一联副联自留存档，将联单第二联交移出地环境保护行政主管部门，第三联及其余各联交付运输单位，随危险废物转移运行，第四联交接受单位，第五联交接受地。

⑤废物处置单位的运输人员掌握危险废物运输的安全知识，了解所运载的危险废物的性质、危害特性、包装容器的使用特性和发生意外时的应急措施。运输车辆必须具有车辆危险货物运输许可证。

（4）外委处置的环境影响分析

建设单位应按照就近处置原则，根据危险废物经营单位核准经营危险废物类别，签订协议并委托其处置。危废处置单位应具有处理本项目危废类别的资质，处理能力应满足处理要求。严格执行《危险废物转移联单管理办法》，危险废物产生单位在转移危险废物前，须按照国家有关规定报批危险废物转移计划；经批准后，产生单位应当向移出地环境保护行政主管部门申请领取联单。危险废物进行合理分类、妥善收集、采取钢制铁桶或高密度塑料桶贮存；装有危险废物的容器必须贴有标签，在标签上详细标明危险废物的名称、重量、成分、特性以及发生泄漏、扩散污染事故时的应急措施和补救方法；采用危险废物专用封闭运输车辆和专用槽车运输，并严格执行 GB13392《道路运输危险货物车辆标志》和 JT3130《汽车危险货物运输规则》；采用专用路线运输，建立安全高效的危险废物运输系统，确保运输过程中安全可靠，减少运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

本项目危险废物均委托有危险废物处置资质单位进行处置，危险废物对环境影响较小。

7.7.3 固废管理及台账制定

项目建成后，企业应按《危险废物管理计划和管理台账制定技术导则（HJ1259-2022）及《一般工业固体废物管理台账制定指南（试行）》(生态环境部公告 2021 年第 82 号）要求，制定危险废物及一般工业废物的管理计划及建立相应的台账。

7.7.3.1 危险废物

1、危险废物管理计划制定要求如下：

危险废物环境重点监管单位的危险废物管理计划制定内容应包括：单位基本信息、设施信息、危险废物产生情况信息、危险废物贮存情况信息、危险废物自行利用/处置情况信息、危险废物减量化计划和措施、危险废物转移情况信息。

2、危险废物管理台账制定要求如下：

（1）产生危险废物的单位应建立危险废物管理台账，落实危险废物管理台账记录的责任人，明确工作职责，并对危险废物管理台账的真实性、准确性和完整性负法律责任。

（2）产生危险废物的单位应根据危险废物产生、贮存、利用、处置等环节的动态流向，如实建立各环节的危险废物管理台账。

（3）危险废物管理台账分为电子管理台账和纸质管理台账两种形式。产生危险废物的单位可通过国家危险废物信息管理系统、企业自建信息管理系统或第三方平台等方式记录电子管理台账。

（4）频次要求

产生后盛放至容器和包装物的，应按每个容器和包装物进行记录；产生后采用管道等方式输送至贮存场所的，按日记录；其他特殊情形的，根据危险废物产生规律确定记录频次。

（5）记录内容

1）危险废物产生环节，应记录产生批次编码、产生时间、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、产生量、计量单位、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、产生危险废物设施编码、产生部门经办人、去向等。

2）危险废物入库环节，应记录入库批次编码、入库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、入库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、运送部门经办人、贮存部门经办人、产生批次编码等。

3）危险废物出库环节，应记录出库批次编码、出库时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、出库量、计量单位、贮存设施编码、贮存设施类型、出库部门经办人、运送部门经办人、入库批次编码、去向等。

4）危险废物自行利用/处置环节，应记录自行利用/处置批次编码、自行利用/处置时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、自行利用/处置量、计量单位、自行利用/处置设施编码、自行利用/处置方式、自行利用/处置完毕时间、自行利用/处置部门经办人、产生批次编码/出库批次编码等。

5）危险废物委外利用/处置环节，应记录委外利用/处置批次编码、出厂时间、容器/包装编码、容器/包装类型、容器/包装数量、危险废物名称、危险废物类别、危险废物代码、委外利用/处置量、计量单位、利用/处置方式、接收单位类型、利用/处置单位名称、许可证编码/出口核准通知单编号、产生批次编码/出库批次编码等。

（6）记录保存

保存时间原则上应存档 5 年以上。

7.7.3.2 一般工业固废

台账管理要求

1、一般工业固体废物管理台账实施分级管理。

表《一般工业固体废物产生清单(年度)》、《一般工业固体废物流向汇总表(年月)》、《一般工业固体废物出厂环节记录表》为必填信息，主要用于记录固体废物的基础信息及流向信息，所有产废单位均应当填写。

《一般工业固体废物产生清单(年度)》按年填写，根据实际生产运营情况记录固体废物产生信息，生产工艺发生重大变动等原因导致固体废物产生种类等发生变化的，应当及时另行填写；

《一般工业固体废物流向汇总表(年月)》按月填写，记录固体废物的产生、贮存、利用、处置数量和利用、处置方式等信息；

《一般工业固体废物出厂环节记录表》按批次填写，每一批次固体废物的出厂以及转移信息均应当如实记录。

2、《一般工业固体废物产生环节记录表》、《一般工业固体废物贮存环节记录表》、《一般工业固体废物自行利用环节记录表(接收)》、《一般工业固体废物自行利用环节记录表(运出)》、《一般工业固体废物自行处置环节记录表》为选填信息，主要用于记录固体废物在产废单位内部的贮存、利用、处置等信息。根据地方及企业管理需要填写。填写时应确保固体废物的来源信息、流向信息完整准确；根据固体废物产生周期，可按日

或按班次、批次填写。

《一般工业固体废物产生环节记录表》、《一般工业固体废物贮存环节记录表》、《一般工业固体废物自行利用环节记录表(接收)》、《一般工业固体废物自行利用环节记录表(运出)》、《一般工业固体废物自行处置环节记录表》。

3、产废单位填写台账记录表时，应当根据自身固体废物产生情况，从表《一般工业固体废物分类表》中选择对应的固体废物种类和代码，并根据固体废物种类确定固体废物的具体名称。

8 环境风险评价

8.1 评价依据

8.1.1 风险调查

（1）风险物质调查

根据《环境影响评价技术导则环境风险》（HJ169-2018），本项目为石油天然气开采项目，项目涉及的环境风险物质为石油、石油开采伴生气及处理后的天然气等。

本工程属于石油天然气开采行业，其中原油属于低毒性物质，伴生气及天然气属于易燃物质。原油生产过程无组织挥发产生的烃类物质属低毒性物质，主要有麻醉、刺激和窒息性作用，通常通过呼吸及皮肤接触吸收进入人体。天然气主要成分为甲烷，《常用危险化学品的分类及标志》(GB13690-92)将甲烷划分为第 2.1 类易燃气体。

表8.1.1-1原油的理化性质

标识	中文名：原油	英文名：Petroleum
	危规号：32003	CAS 号：75-01-04
理化性质	外观与形状：黑色、墨绿色等颜色,有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：难溶于水，溶于多数有机溶剂
	凝固点（℃）：13℃	沸点(℃)：120～200℃
	密度：0.955g/cm^3	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：中闪点易燃液体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：＜28℃	爆炸上限(%)：5.4
	爆炸下限(%)：2.1	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。	
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳	
毒性	LD_{50}：500～5000mg/kg	
健康危害	侵入途径：吸入、食入	
	健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	

表8.1.1-2原油伴生气性质

理化性质	外观与形状：无色无味气体	自燃温度：482℃
	相对密度：0.80～0.85kg/m^3	稳定性：稳定
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	闪点(℃)：-188	爆炸上限(%)：14
	爆炸下限(%)：5	燃烧(分解)产物：一氧化碳、二氧化碳
	与空气混合能形成爆炸性混合物，遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，将容器从火场移至空旷处	
	灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使人窒息	

表8.1.1-3天然气理化性质及危险特性

标识	中文名：天然气	英文名：Naturalgas
理化性质	外观与形状：无色、无臭气体	溶解性：溶于水
	爆炸上限%(V/V)：14	爆炸下限%(V/V)：5
	密度：0.7174kg/m^3(气态)	沸点(℃)：-160
	引燃温度(℃)：482～632	禁配物：
危险特性	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热极易燃烧爆炸。与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇明火会引着回燃。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险	
	灭火方法：切断气源。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。雾状水、泡沫、二氧化碳	
	应急处理：切断火源。戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间(如下水道等)，以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排(室内)或强力通风(室外)。漏气容器不能再用，且要经过技术处理以清除可能剩下的气体。	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：急性中毒时，可有头昏、头痛、呕吐、乏力甚至昏迷。病程中尚可出现精神症状，步态不稳，昏迷过程久者，醒后可有运动性失语及偏瘫。长期接触天然气者，可出现神经衰弱综合征	
	燃爆危险：第 2.1 类易燃气体	

项目涉及的环境风险物质主要存在于管线之中，核算范围选择两个截断阀室之间管段。

表8.1.1-4项目风险物质识别表

序号	名称	物料形态	管线核算容积(m^3)	最大储存量 q(t)	存储位置
1	原油	液态	长 8.1km，DN100，容积	60.754	输油管道

			63.617m^3		
2	伴生气	气态	长 8.1km，DN80，容积 40.715m^3	0.033	集输管道
3	天然气	气态	长 8.1km，DN80，容积 40.715m^3	0.029	输气管道

（2）风险类型调查

项目在运行过程中会发生诸如井喷、井下作业物料泄露、开采伴生气泄露、集输管线泄露等其他环境风险。

表8.1.1-5风险类型调查表

序号	名称	类型	发生位置	备注
1	井喷	泄露	井口	施工期
2	井下作业物料泄露	泄露	井下	--
3	开采伴生气泄露	泄露	井口、集输管线等	--
4	集输管线泄露	泄露	集输管线	--
5	暴雨、洪水等自然灾害	自然灾害	全部区域	--

8.1.2 风险潜势初判

危险物质数量与临界量比值（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。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。对于长输管线项目，按照两个截断阀室之间管段危险物质最大存在总量计算。

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=q1/c1+q2/c2+…qn/cn

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：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。项目的 Q 计算见下表：

表8.1.2-1项目风险物质Q值计算表

序号	名称	实际储存量 q(t)	临界量 Q（t）	q/Q 值	备注
1	原油	60.754	2500	0.0243016	油类物质

2	天然气	0.033	10	0.0033	参照甲烷
3	伴生气	0.029	10	0.0029	参照甲烷
--	Σq/Q			0.0305016	--

由上表可知：Q=0.0305016<1，该项目环境风险潜势为I。

8.1.3 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 8.1.3-1 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8.1.3-1环境风险评价等级划分一览表

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。见附录 A。				

本项目风险潜势为I，可开展简单分析。

8.2 环境敏感目标概况

本项目境敏感目标见下表。

表8.2.1-1项目风险目标一览表

类别	敏感特征					
环境空气	序号	名称	方位	距离（m）	属性	人口
	1	小丁家窝铺	N	185	村庄	120
	2	小刘家村	E	20	村庄	174
	3	东沟稍子	S	270	村庄	65
	4	新立屯	N	500	村庄	480
	5	兴安村	W	290	村庄	150
	6	双桥子村	N	270	村庄	141
	7	西兴安铺	E	365	村庄	102
	8	大小岗子	S	276	村庄	54
	9	东大青园	SW	390	村庄	80
	10	西大青园	E	840	村庄	105
	11	吴家村	NE	445	村庄	246
	12	郭家村	W	215	村庄	189

	13	薛家堡	NE	365	村庄	175
	14	郭屯	NE	50	村庄	107
	15	后郭家屯	S	83	村庄	205
	16	佟家铺	N	330	村庄	40
	17	赵家村	NW	893	村庄	198
	18	防水小区	NW	617	村庄	700
	19	马家铺	E	540	村庄	116
	20	陈家铺	E	325	村庄	120
	21	周家铺	E	58	村庄	85
	22	葛家村	N	90	村庄	135
	23	青编队	E	130	村庄	126
	24	刘家铺	W	10	村庄	455
	25	缴家铺	NW	440	村庄	420
	26	顾家村	NW	460	村庄	345
	27	东王家庄	SW	410	村庄	110
	28	李家街	S	530	村庄	145
	29	西北街	SE	580	村庄	204

地表水	受纳水体					
	序号	受纳水体名称	排放点水域环境功能		24h 内流经范围/km	
	1	辽河	IV类		其他	
	2	八一水库	III类		其他	
	3	六零河	V类		其他	
	4	小柳河	IV类		其他	
	内陆水体排放点下游 10km（近岸海域一个潮周期最大水平距离两倍）范围内敏感目标					
	序号	敏感目标名称	环境敏感特征	水质目标	与排放点距离/m	
	1	/	/	/	/	
	地表水环境敏感程度 E 值					E3
地下水	序号	环境敏感区名称	环境敏感特征	水质目标	包气带防污性能	与下游厂界距离/m
	1	无	不敏感 G3	III类	D2	/
	地下水环境敏感程度 E 值					E3

8.3 环境风险识别

（1）物质危险性识别

项目的风险物质为原油、伴生气、天然气等，主要存储于集输管线中。

（2）生产系统危险性识别

项目在开采工艺过程中有可能会发生井喷、伴生气泄露等环境风险事故；在井下作业包括洗井、修井等工艺过程中有可能会发生井下作业泄露事故；集输管线可能会发生泄露事故；原油及天然气管道可能会发生泄露进而引发火灾、爆炸事故；燃气锅炉有发生天然气泄露进而引发火灾、爆炸事故的可能。

（3）危险物质向环境转移的途径识别

表8.3-1本企业突发环境事件影响途径一览表

风险事故类型	风险单元	风险物质	影响转移途径（方式）		
			大气	地表水	生态、土壤、地下水环境
火灾、爆炸	集输管道	石油	燃烧气体直接排放	消防废水溢流出厂界	消防废水流出渗入土壤、影响生态环境
	伴生气、天然气管道	天然气、伴生气	燃烧气体直接排放	消防废水溢流出厂界	消防废水流出渗入土壤、影响生态环境
	井口加热炉	天然气	燃烧气体直接排放	消防废水溢流出厂界	消防废水流出渗入土壤、影响生态环境
泄漏	集输管道	石油	--	油类物质溢流出厂界	油类物质流出渗入土壤、影响生态环境
	伴生气、天然气管道	天然气	气体直接排放	--	--
	井口加热炉	天然气	气体直接排放	油类物质溢流出厂界	油类物质流出渗入土壤、影响生态环境
	油泥池	危险废物	挥发性有机物	运输遗撒污染地表水	运输遗撒或油泥池泄露污染土壤、地下水、生态环境
井喷	作业井	石油、油气、水	气体直接排放	泄露的油水溢流出厂界	泄露的油水进入土壤、地下水、、影响生态环境
井下作业物料泄漏	作业井	洗井、修井废水	--	--	泄露的物料流出渗入地下
伴生气泄漏	作业井、管线、储罐	伴生气	气体直接排放	--	--

8.4 环境风险分析

项目运营过程中原油、天然气、伴生气泄露及其它因素会引发火灾、爆炸事故对大气环境的污染；由于风险物质泄露处理不当流出而对土壤、地表水体、地下水造成的影

响；发生井喷、井下作业物料泄露、伴生气泄露、集输管线泄露对环境空气、地表水、土壤及地下水的影响。

8.4.1 石油、伴生气、天然气管线泄露

项目在运行过程中的石油、伴生气、天然气在储存及管输过程中可能会发生泄露，泄露的石油及伴生气、天然气遇明火有可能会发生火灾或爆炸事故。泄露的石油会污染土壤、生态、地表水及地下水等环境；泄露的伴生气及天然气会影响环境空气；发生火灾或爆炸则会产生浓烟、一氧化碳、二氧化碳等废气进而影响环境空气；消防废水有可能外流，对地表水体、土壤等造成一定的影响。

8.4.2 井喷

地层孔隙度压力高于井底压力，地层流体（油、气、水）无控制地涌入井筒，喷出转盘面（井口）2 米以上的现象称为井喷。井喷不仅会对环境产生污染，而且可能导致火灾、爆炸，造成灾难性后果。井控措施不当、人为操作失误如起钻产生抽吸压力造成诱喷、钻遇漏失层段发生井漏是井喷的主要成因。对于本工程而言，由于开发区块属于正常压力和正常地层温度系统，油层原始能量不足，地下油气压力小，要靠注水和注汽驱动，没有自喷井，同时在钻井作业中采取井控措施（在钻进过程中安装防喷器），因此发生井喷的可能性极小。

8.4.3 井下作业物料泄漏

井下作业包括酸化、压裂、洗井、修井等工艺过程。井下作业时的压裂液、酸化液泄漏会造成井场附近的局部环境污染。设备腐蚀、操作失误是造成此类事故的主要成因。由于本工程不涉及压裂、酸化作业，不存在此类事故发生的可能。项目在洗井、修井等工艺过程中，由于特殊原因，有可能导致洗井、修井废水泄露进而污染地下水环境。

8.4.4 伴生气泄漏

正常情况下，井口、集输系统存在伴生气的无组织泄漏，但不会成为环境风险，即不会造成突发性环境污染。非正常和事故情况下，主要包括井喷、管线泄漏、伴生气储罐泄漏等，大量伴生气泄漏外溢，会对环境、人员和设备产生很大危害。伴生气主要危险和危害包括：

（1）遇明火可能发生火灾或爆炸事故，造成人员伤亡、设备损坏等危害。

（2）烃类气体对人体的毒性危害。尽管烃类物质的毒性较低，主要具有麻醉和刺激作用，以及对呼吸道粘膜和皮肤有一定的刺激作用。但较长时间接触后，对人体会产生头痛、眩晕、精神迟钝、恶心、呕吐、眼角膜充血等危害。

8.4.5 危险废物运输

冷家堡油田现有 3 处油泥储存池，1 处含油废物池。油泥池一旦发生泄漏会对土壤和地下水造成较严重污染，且区块内部有辽河分布，井场含油污泥等危险废物运输会涉及通过桥梁的事故风险。运输过程中应选定允许通过的桥梁在允许的时间段内进行运输，因此要协调井场运输情况，加强对井场的危险废物管理。

8.4.6 套外返水

本项目回注油层采用蒸汽回注，基本不会发生套外返水事故。

8.4.7 暴雨、洪水等自然灾害

在油气田开发生产过程中，除生产过程中的污染排放，人为因素或自然灾害（地震、暴雨、洪水、雷电等）均可导致油、气、水的泄漏事故，由于加强了必要的预防和处理措施，事故发生的几率很小，其后果见下表。

表 8.4.7-1 本企业突发环境事件影响后果一览表

风险事故类型	风险单元	风险物质	影响后果		
			大气	地表水	土壤、地下水、生态环境
火灾、爆炸	石油、天然气储罐、管道	石油、天然气	泄露后遇明火发生燃烧、爆炸产生二氧化碳、浓烟、一氧化碳等对周围环境空气造成污染影响。	原油储存或集输过程发生泄露流到场外造成地表水体的污染	原油在储存或集输过程发生泄露造成土壤污染、影响生态环境
	燃气锅炉	天然气	天然气泄露后遇明火发生燃烧、爆炸对周围环境空气造成污染影响。	--	--
泄漏	石油、天然气储罐、管道	石油、天然气	泄露后挥发出有机烃类对周围环境空气造成污染影响。	原油储存或集输过程发生泄露流到场外造成地表水体的污染	原油在储存或集输过程发生泄露造成土壤污染、影响生态环境
井喷	作业井	石油、油气、水	泄露后挥发出有	发生井喷泄露	发生井喷泄露造成土

			机烃类对周围环境空气造成污染影响。	流到场外造成地表水体的污染	壤、地下水的污染、影响生态环境
井下作业物料泄漏	作业井	压裂液、酸化液	--	--	发生泄露造成地下水的污染
伴生气泄漏	作业井、管线、储罐	伴生气	泄露后挥发出有机烃类对周围环境空气造成污染影响。	--	--
危险废物泄露	油泥池	危险废物	挥发性有机物	运输遗撒污染地表水	运输遗撒或油泥池泄露污染土壤、地下水、生态环境

（1）对大气环境影响

项目原油、天然气、伴生气泄露、井喷造成的原油及伴生气泄漏事故会直接对大气环境带来影响。事故时原油、天然气、伴生气泄漏将导致局部大气中总烃浓度可比正常情况高出数倍甚至数十倍，对大气环境造成短时的严重污染。若遇明火，引发的火灾事故可在短时间内产生大量燃烧烟气，对大气环境造成短时的严重污染。由于本地区所处地势平坦，扩散条件好，一次性事故形成的局部大气污染在一定的气象条件下聚集成高浓度的可能性较小，对周围大气环境的影响不会太严重。本工程伴生气中硫化氢含量较低，只会出现呼吸道及眼急性刺激症状的可能性，不会出现呼吸麻痹而死亡的急性中毒事件。中毒危害多易发生在设备检修、巡检作业过程的密闭环境中。所以硫化氢对环境空气造成污染的可能性很低。

（2）对地下水环境影响

原油在储存或集输过程发生泄露造成地下水污染。为此需在储罐周围设置围堰，地面做防渗处理，集输管线采用强度合格的钢材，防腐处理要达标，定期检查维护。以减少事故概率和泄露源强，减小泄露对地下水环境的影响。

为保证钻井期间不对地下水造成污染，本工程在钻井过程中使用双层套管（由表层套管、技术套管组成）。原油或天然气从破损套管中漏出进入地下饮用水源可能的污染途径包括：通过破损的套管运移、通过井套管与钻孔器之间的圆环缝隙运移等。

表层套管的作用是封固上部易垮塌的松软地层以利于后续钻井，防止后续钻井中井壁垮塌和钻井液对上部淡水层的污染、安装防止井喷用的设备、支撑技术套管和生产套管的重量。

技术套管作用是分割难以控制的复杂地层，保证钻井工作顺利进行和保护地下水。

根据油气田开发的生产实际，表层套管固井质量是保护油气田地下水的有效措施，钻井过程中首先完成表层套管施工。表层套管固井水泥浆返至井口，确保安全封闭此深度内的潜水层和承压水层，同时封固地表疏松地层，为井口控制和后续完井采用预应力固井创造条件；尽可能缩短水泥胶的稠化时间减少对地层水的污染；表套固井禁止使用带毒性的水泥外加剂。钻井过程中的固井措施，一方面加固井壁，同时也有分隔地层的作用，使各个不相联通的地层分隔开来，保持其原有的循环运移道路。目前油田开发在固井技术等方面已非常成熟可靠，一般表层套管泄漏的可能性极小。油气只能从表层套管喷出至地面，井喷事故发生后，对地面油污及时清理，地下水不会受到油气污染。

（3）对土壤环境的影响

原油在储存或集输过程发生泄露、集输管线泄漏会造成土壤污染。为此需在储罐周围设置围堰，地面做防渗处理，集输管线采用强度合格的钢材，防腐处理要达标，定期检查维护。以减少事故概率和泄露源强，减小泄露对土壤的影响。

泄露及井喷原油泄漏渗入土壤孔隙，会降低土壤的通透性，抑制土壤中酶活性，使土壤生物减少。一般而言，原油集中于土壤表层 0～30cm 的范围内，使得根系分布于此深度的植物不能生长。石油类对土壤的污染，可使土地肥力下降，改变土壤的理化性质，影响局部区域土壤正常的结构和功能。

（4）对生态环境的影响

原油在储存或集输过程发生泄露、集输和注水管线泄漏、井喷事故性原油的大规模泄漏可影响周围植被的生态环境，危害植物生长。其危害最显著的表现为植物，原油黏附于枝叶，阻止植物进行光合作用，可使植物枯萎死亡；在土壤中粘附于植物根系，可阻止植物吸收水分和矿物质而死亡。所以，原油泄漏可引起原生植被生态系统退化，次生植被生态系统的演替。

（5）对地表水的影响

原油在储存、集输过程中可能会发生泄露、集输管线泄漏、井喷造成土壤污染。为此需在储罐周围设置围堰，地面做防渗处理，集输管线采用强度合格的钢材，防腐处理要达标，定期检查维护。以减少事故概率和泄露源强，减小泄露对土壤的影响。

流入水体的原油比重比水轻会迅速浮于水面上，由于重力和表面张力的作用，会在水面上向四周散开。在水体中，根据水体的流态不同，存在着大小和尺度不同的涡旋和

湍流，使得油膜在扩展的基础上进一步扩大其范围。油膜随水流流动而发生的纵向位移。石油溢于水面后，其中的轻质烃类组份会不断的挥发至大气中，减少水中原油量。发生溢油事故后，石油中的可溶组份会溶于水中（溶解分数为α）。可溶性组份主要是低碳的直链烷烃和一些芳香烃。溶入水中的石油类组份对水生生物有直接的危害。由于水体中涡旋和湍流的存在，水中一定量的油以乳化形式存在。利用水体的自净作用，水体中的泥沙和底泥会吸附水中的石油类物质，并通过泥沙的悬浮、沉积等过程使石油在水中产生新的分布。石油的某些组分可以作为微生物的能源或碳源而被降解，使油的体积不断减少。由于降解是个复杂的生化过程，而且降解又是细菌不断累积才能达到明显的消减污染物的效果，所以生物降解所需时间长。据此，可以认为原油在中随水流漂移的短暂时段内可忽略生物降解过程。由以上分析可知，原油进入地表水后会对地表水产生一定的影响，但是由于本项目油井为距离地表水体排水干渠最近处 80m，其与干渠间有坝体阻隔，一般不会有原油直接进入地表水体，且储罐、井场周围设围堰，材料为粘土夯筑，可有效防止冒漏时污水流入水体内，污染地表水。若一旦发生严重泄露后，应同时采取相应的应急处置措施，将污染物对地表水的影响降低到最低。

8.5 环境风险防范措施及应急要求

8.5.1 风险防范措施

根据项目主要可能发生时的事故风险设施和事故发生的特点，应加强事故防范，以尽量降低事故发生的概率以及降低事故发生时对企业财物和人员造成的损伤。

（1）风险管理

厂区内配备管理人员，通过技能培训，承担该公司运行中的环保安全工作。

根据相关的环境管理要求，结合具体情况，制定各项安全生产管理制度、严格的生产操作规则和完善的事故应急计划及相应的应急处理手段和设施，同时加强安全教育，以提高职工的安全意识和安全防范能力。

1）设备的安全管理

定期对消防设备进行安全检测，检测内容、时间、人员应有记录保存。

2）火源的管理

严禁火源进入生产区，对明火严格控制，明火发生源为火柴、打火机等，维修用火控制，对设备维修检查，需进行维修焊接，应在专门的焊接区域内进行。

（2）预防对策和建议

预防是防止事故发生的根本措施，因此，应认真充分作好防范措施

1）成立风险事故应急小组，建立各种风险事故应急预案，规定应急状态下联络通讯方式，一旦出现事故，及时作出反映，避免事故扩大化。制定火灾事故应急救援预案。组织训练单位的灾害事故应急救援队伍，配备必要的防护，救援器材和设备，指定专人管理，并定期进行检查和维护保养，确保完好。

2）加强各相关部门之间的联络，一旦出现事故，马上能联络各相关部门，可迅速作出反应。

3）人员培训与演习应急计划制定后，平时安排有关人员培训与演习。

4）配备及相关灭火器、沙袋、吸油毡等应急设备与材料。

（3）钻井施工期

1）严格遵守平台钻井的安全规定，在钻井过程中为防止井喷事故发生，可在井口安装防喷器和控制装置，由此可避免井喷。井喷事故发生后，在不失火的情况下可强行加装井口阀控制井喷，但失火后不能采用这种方法。此外，井喷发生后应立即在油井周围设土堤以防止原油任意流淌。

2）井场采出液缓冲储罐以及低洼井场周边设置围堰，用于收集雨水，同时设置隔油栏，防止落地油排出井场外，产生的落地油应及时收集；本工程表层套管的材质全部采用 J55 钢质高强度套管，表层套管下至第四系含水层以下 20m 至 30m，穿透流沙层至泥岩层，固井水泥上返至地面井口；油层套管下至油气层，固井采用双密度水泥浆固井技术，评价要求固井水泥上返至明化镇组含水层隔水顶板内。上述措施可实现油层中的流体与水层和其他地层隔绝，保证了地下水层的封闭性，避免施工期、运行期及闭井期对地下水环境造成不利影响。

3）严把设备材料进货质量关，压力容器、安全设施“三证”齐全，确保使用安全、合格产品。施工前，要选择具有相应建设资质、经验丰富的专业队伍并制定科学、合理、安全、可靠的《施工组织设计》、《图纸汇审》方可施工。

4）竣工投产前，各类油罐、压力管道、锅炉等设施严格按照有关图纸说明书和相关规范进行试漏、试压、试运转，合格后方可投入运行。

5）建设单位在组织对新建油气集输工程验收时，应同时验收环保、技术安全和消防设施。施工单位应在自检合格后向建设单位交付完整的竣工资料建设单位检查确认后，

报请安全、消防、环保等主管部门审查，合格后工程方可投产。

（4）采油运营期

1）原油泄漏：应进行腐蚀监测并定期检漏，一旦发现问题及时处理；应提高固井质量并对油田区内的地下水定期监测以检查是否受其污染；对施工人员进行专业培训，提高施工质量，杜绝因人员操作失误而造成的事故发生，特别是对于管线衔接处的焊接质量应该格外注意，杜绝假焊、开焊等现象。

2）当出现原油集输管线因各种原因而泄漏时，必须采取必要的处理措施：

①当出现集输管线原油泄漏时，应立即关闭阀门，降低管内压力并减少原油漏失量；

②及时处理泄漏事故，减少处理时间；

③尽快清理泄漏后产生的油土，特别要避免油土在雨季放置时间过长；

④油田应该配备必要的回收原油的设备，如高粘稠吸油机、围油栏等，在发生漏油事故时，可以及时进行回收处理。

3）烃类气体泄漏：为减少烃类气体的漏失应采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，合理使用、定期检查、计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制，保证密闭式集输流程正常、稳定运行。另外要提高烃类气体综合利用水平以减少烃类气体排放。

4）火灾：油田的各种生产设施特别是原油储存系统必须严格执行各项安全、防火规定，以杜绝火灾事故。原油储存系统均需设避雷及防静电装置，并避免使用非金属油罐。

5）人为破坏：在有油气集输及回注水管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。

6）暴雨、洪水：规范生产运行中突遇暴雨的安全管理，提高对突发事件和自然灾害的反应能力，建立紧急情况下快速、有效的应急处理机制，确保油田生产安全，制订防洪防汛应急预案。

7）必须加强巡检，一旦发现油、水比例异常，立刻对原因进行论证分析，确定是套外返水事故的情况下，立即启动应急预案，停止采油作业，对油井进行止水封堵。

8）管理措施

①在钻井施工时，制定出正常、异常或紧急状态下的操作手册和维修手册，并对操作、维修人员进行培训，持证上岗，避免因严重操作失误而造成的事故；

②日常监督、隐患整改、事故发生、操作失误等各项安全行为都有记录和建立档案规定；

③对相应的各项事故应急预案进行补充完善，包括在制订的应急操作规程中应说明发生井喷、火灾爆炸等事故时应采取的具体操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，人员责任等问题；

④制定应急操作规程，在规程中应说明发生井喷、火灾爆炸时应采取的操作步骤，规定抢修进度，限制事故的影响，另外还应说明与操作人员有关的安全问题；

⑤操作人员每周应进行安全活动，提高职工的安全意识，识别事故发生前的异常状态，并采取相应的措施；

⑥对重要的仪器设备有完善的检查项目、维护方法；按计划进行定期维护；有专门档案（包括维护记录档案），文件齐全；

⑦对周围居民进行发生事故时如何应急的宣传教育，使发生事故时能够将影响减到最小；

⑧建立应急响应机构，配备快捷的交通通讯工具，以便对泄漏事故及时作出反应和处理；

（9）三级防控措施

企业应依据实际情况在设有储罐的井场建设储罐设备区围堰、项目井场铺设防渗布，井场的场界应设置土围堰、污水收集池，配备吸油泵可将事故废液导致污水收集池中。项目建成以上的防控体系后，可最大限度减少事故废水对地表水体及地下水的影响。

（10）应急联动

建立各个站场发生突发环境事故时其他站场的共同应急制度与措施；本项目的应急预案纳入到冷家油田开发公司各区块的整体突发环境风险应急预案体系中，并在整个公司定期举行联合应急演练。

8.5.2 环境应急预案

企业设置了风险管理制度并制定了《中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司突发环境事件综合应急预案》，预案于 2020 年 6 月 12 日完成备案（见附件 6，备案文号：200140-2020-003-H。本项目建成后，建设单位应按照《建设项目环境风险评价技术导则》

（HJ169-2018）、《国家突发环境事件应急预案》等国家、地方和集团公司的相关要求，按照“分类管理，分级响应，区域联动”的原则，完善公司突发环境污染事件应急预案，注重与盘锦市应急预案相衔接，明确事故响应程序、响应时间和报警条件。

根据预案备案要求，本企业环境应急预案应包括以下主要内容，具体见表 8.5.2-1。

表 8.5.2-1 项目应急预案主要内容一览表

序号	制定原则	内容
1	总则	①编制目的；②适用范围； ③编制依据；④环境风险事故定义分级。
2	重大危险源辨识、事故影响分析	①划分单元、评价，确定重大危险源； ②分析、明确潜在的环境风险事故。 ③将潜在环境风险事故分类、分级。
	危险区划分	按各装置区、罐区、装卸站台涉及的物料危险特性、潜在环境风险事故特性、区域位置，划分危险区域，以便分区防控。
3	组织机构与职责	①确立应急组织机构； ②明确各机构、岗位职责； ③应急值班人员守则。
4	应急管理运行机制、程序	①对可能发生的环境风险事故预测与预警； ②对可能发生的环境风险事故应急准备； ③对发生的环境风险事故应急响应； ④根据不同级别的环境风险事故启动相应级别的应急预案，做好与上一级别预案的衔接； ⑤主要应急启动管理程序： －接警、报告和记录 －应急组织机构启动 －领导和相关人员赴现场协调指挥； －联系协调应急专家技术援助； －向主管部门初步报告； －应急事件信息发布、告知相关公众； －总部应急响应后勤保障管理程序 －总部应急状态终止和后期处置管理程序
5	应急措施	①公司级预案：制定公司潜在各类环境风险事故应急救援措施； ②装置级预案：制定装置潜在各种环境风险事故应急救援规程和措施；
6	应急监测即事后评估	制定各类环境风险事故跟踪监测计划；对事故性质、影响后果进行评估
7	公众教育和信息	宣传安全知识、教育公众提高自我安全保障意识，协调上级部门及时分布各类安全预警、防范信息
8	应急资源保障	建立健全、明确各种资源保障 －应急队伍保障 －通信保障 －资金保障 －物资和装备保障 －医疗救护 －技术保障

序号	制定原则	内容
9	应急培训、演练	制定应急援救培训、演练计划并实施
10	记录和报告	对应急预案各程序启动过程如实记录；对重大环境风险事故的发生、调查、处理，及时、如实、准确向上级报告

根据对本项目的环境风险分析，建议本项目建立区域应急联动机制，纳入冷家油田开发公司各区块的整体突发环境风险应急预案体系中。发生重特大突发环境事件时，应在盘锦市应急指挥中心的统一领导下开展应急处置。

8.5.3 应急监测

事故发生后应立即启动应急预案。

（1）应急监测计划详见下表

表 8.5.3-1 应急监测计划

类别	监测点位	监测项目	监测频次
地下水	下游最近居民区地下水井	pH、高锰酸盐指数、石油类	初始加密监测，视污染浓度递减
环境空气	事故发生地最近的居民区或其他敏感点	TSP、CO、非甲烷总烃	初始加密监测，视污染浓度递减
	事故发生地的下风向		4 次/天
	事故发生地的上风向对照点		2 次/应急期间
土壤	事故发生地受污染的区域	pH、石油烃	1 次/应急期间
	可能受事故污染水灌溉的农田		1 次/应急期间
	对照点		1 次/应急期间

（2）监测人员安全防护

现场应急监测分析方案的具体实施均是由应急监测工作者完成的，而每一污染事故都可能危及分析人员的人身安全。为了保护分析人员并有效地实施现场快速分析，在实施应急监测方案之前，还应该配备必要的防护器材，如防护服、防护手套、口罩等。

（3）样品保存

对不能进行现场快速监测的事故样品，原则上在采样后应冷藏保存，以降低细菌的活性和化学反应的速率，并立即送实验室分析。应急事故样品一般不加固定剂，但对少

数成分复杂，须转送协作实验室分析的样品，可以加固定剂保存样品的材质主要有：硅硼玻璃和高压聚乙烯。

8.6 环境风险分析结论

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是原油、天然气泄漏、井喷等事故对区域内的土壤、地表水、地下水环境和空气环境有潜在危害性。

在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。能满足对本项目突发环境风险事故时的局势的控制，风险可控。

表 8.6-1 建设项环境风险简单分析内容表

建设项目名称	冷家堡油田产能建设项目（2023 年至 2025 年）			
建设地点	（辽宁）省	（盘锦）市	（）区	（盘山、大洼）县
地理坐标	经度	E：122°10′9.32″	纬度	N：41°11′4.32″
主要危险物质及分布	主要环境风险物质为石油、伴生气、天然气等，分布于各集输管线内。			
环境影响途径及危害后果（大气、地表水、地下水等）	大气	石油、天然气、伴生气泄露及引起的火灾、爆炸事故、井喷事故产生的烃类、烟尘、CO、CO_2 等对大气环境的影响。		
	地表水	石油、导热油泄露、井喷事故、集输管道泄露事故泄露石油、污水对水环境的影响。		
	地下水	井喷事故，井下作业泄露事故对地下水环境造成的影响。		
风险防范措施要求	1、原油泄漏：应进行腐蚀监测并定期检漏，一旦发现问题及时处理；应提高固井质量并对油田区内的地下水定期监测以检查是否受其污染；对施工人员进行专业培训，提高施工质量，杜绝因人员操作失误而造成的事故发生，特别时对于管线衔接处的焊接质量应该格外注意，杜绝假焊、开焊等现象。 2、当出现原油集输管线因各种原因而泄漏时，必须采取必要的处理措施：当出现集输管线原油泄漏时，应立即关闭阀门，降低管内压力并减少原油漏失量；及时处理泄漏事故，减少处理时间；尽快清理泄漏后产生的油土，特别要避免油土在雨季放置时间过长；油田应该配备必要的回收原油的设备，如高粘稠吸油机、围油栏等，在发生漏油事故时，可以及时进行回收处理。 3、烃类气体泄漏：为减少烃类气体的漏失应采用密闭集输流程，强化环境管理，加强油气集输管道的设备管理，合理使用、定期检查、计划检修，发现事故苗头及时处理、扼制，保证密闭式集输流程正常、稳定运行。另外要提高烃类气体综合利用水平以减少烃类气体排放。 4、在有油气集输及回注水管线经过的人群居住区及生产活动频繁地区设立管线标志，防止人类活动对管线的无意破坏；加强管线的巡护和管理，定期检查；对附近村民经常进行防盗教育。			

	5、油田的各种生产设施特别是原油储存系统必须严格执行各项安全、防火规定，以杜绝火灾事故。原油储存系统均需设避雷及防静电装置，并避免使用非金属油罐。 6、必须加强巡检，一旦发现油、水比例异常，立刻对原因进行论证分析，确定是套外返水事故的情况下，立即启动应急预案，停止采油作业，对油井进行止水封堵
填表说明（列出项目相关信息及评价说明）：	项目根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B 表 B.1 规定的危险物质，按照 HJ169-2018 相关规定，项目风险潜势为 I，评价工作等级为简单分析。

8.7 环境风险评价自查表

表 8.7-1 环境风险评价自查表

工作内容			完成情况					
风险调查	危险物质	名称	原油	天然气	伴生气			
		存在总量/t	60.754	0.033	0.029			
	环境敏感性	大气	500m 范围内人口数/人			5km 范围内人口数/人		
			每公里管段周边 200m 范围内人口数（最大）				/人	
		地表水	地表水功能敏感性	F1□		F2□		F3√
			环境敏感目标分级	S1□		S2 □		S3 √
		地下水	地下水功能敏感性	G1□		G2 □		G3 √
			包气带防污性能	D1□		D2√		D3 □
物质及工艺系统危险性		Q 值	Q<1 √	1≤Q<10 □		10≤Q<100 □		Q>100□
		M 值	M1 □	M2□		M3□		M4□
		P 值	P1 □	P2□		P3□		P4□
环境敏感程度		大气	E1 □	E2□		E3□		
		地表水	E1 □	E2□		E3√		
		地下水	E1 □	E2□		E3√		
环境风险潜势		Ⅳ+□	Ⅳ□	Ⅲ□		Ⅱ□		Ⅰ √
评价等级		一级□		二级□		三级□		简单分析√
风险识别	物质危险性	有毒有害√		易燃易爆√				
	环境风险类型	泄露√		火灾、爆炸引发伴生/次生污染物排放√				
	影响途径	大气√		地表水√		地下水√		
事故情形分析		源强设定方法	计算法□	经验估算法□		其他估算法□		
风险预测与评价	大气	预测模型	SLAB□	AFTOX□		其他□		
		预测结果	大气毒性终点浓度-1 最大影响范围/m					
			大气毒性终点浓度-2 最大影响范围/m					

工作内容		完成情况
	地表水	最近环境敏感目标/，到达时间/h
	地下水	下游厂区边界到达时间/d
		最近环境敏感目标/，到达时间/d
重点风险防范措施		定期检漏；设围油栏等；设立管线标志；井场设围堰；加强巡检，完善应急预案。
评价结论与建议		本项目在确保环境风险防范措施和应急预案切实落实的基础上，在加强风险管理的条件下，工程选址和建设从环境风险的角度考虑是可以接受的。
注：“□”为勾选项，“”为填写项。		

9 污染防治措施及建议

9.1 施工期环境保护措施

（1）钻井作业完成后，应做到井场整洁、无杂物，地表无污染。

（2）废弃钻井液和岩屑由罐车拉运至泥浆处理站委托进行处理。

（3）剩余钻井材料如水泥、重品石粉、包装袋等应全部回收。

（4）钻井材料场内严禁露天堆放，应存放于料棚内，料棚为封闭式，以减少扬尘产生量。

（5）完井后井场地表恢复原有地貌。

9.1.1 地表水

（1）钻井废水和洗井废水用罐车运至冷一联污水深度处理站进行处理后回注，不外排。

（2）本工程钻井井场位于农田内，钻井期间应对钻井井场四周设置不低于 30cm 高的围堰，与毗邻的农田及芦稻田隔开，阻隔钻井井场产生的各种污水、污油、钻井液等流入。

（3）生活污水

本工程井场区所在地附近无下水管网，且本工程产生的生活废水污染物浓度较低，产生量也很小，排入可移动厕所内，待施工结束后清掏用作农肥。

（4）管道试压分段进行，污水排放量较小，管道试压过程中除设置给水水罐外，应设置相同体积的收集试压水的收集水罐，将收集后的水在试压工作结束后及时罐车送联合站处置。

（5）评价要求施工时做到以下几点：在具体施工中合理布设施工场地，禁止在河道内清洗含油施工机具；施工机械检修期间，地面应铺设塑料布，及时回收废机油，防止废油落地，污染土壤，防止雨季随地表径流流入水体。按上述要求施工，机械设备漏油对水体的影响较小。

9.1.2 环境空气

（1）对于施工期扬尘，针对产生的原因不同，应采取相应的控制措施：

①为防止因交通运输量的增加产生扬尘污染，首先应合理规划、选择最短的道路运输路线，尽量利用现有公路网络；运输车辆进入应中、低速行使（速度小于 40km/h），

特别是路过村庄等人群居住地时，速度小于 20km/h；运输车辆拉运水泥、石灰等物资需要加盖篷布。

②管线尽可能沿道路走向，这样可避免施工运输对土地的扰动；在保证施工安全的前提下，沟管开挖宽度控制 5.0m 以内，避免因施工破坏土地可能带来的土地沙漠化和水土流失，及时开挖，及时回填，防止弃土风化失水而起沙起尘，弃土应放置背风一侧，尽量平摊，未回填前采用篷布覆盖，防止因风起尘，从管沟挖土往地面送土时，施工人员应该低抛；如果有风时，为防止沙土受风移动，应人为在上风向设置沙障；施工完成一段，立即在管线两旁安全距离外进行补偿绿化，并确保绿化面积和植被成活率，边施工，边进行植被绿化恢复。

③对施工场地进行洒水降尘，遇到 4 级以上大风天气停止土方施工；

④进行分段施工，完成一段恢复一段，减少扬尘量；

⑤井场及钻井施工时在厂界四周设围挡，减少施工粉尘的对外排放；

（2）施工时各种机械设备应选用尾气达标设备，柴油机和柴油发电机需要的燃油采用标号高、污染物排放量小的清洁柴油，严格控制其烟气的排放量及排放浓度。

（3）焊接烟气污染控制措施

管道焊接过程中处于室外，扩散条件好，加之项目焊接属于分散式（每隔 50m 焊接一次），因此主要从降低焊接烟气的产生量着手，主要做好以下几点：

①优化焊接工艺的优化，条件允许的情况下，应选用成熟的隐弧焊代替明弧焊，可大大降低污染物的污染程度；

②改进焊接设备，采用低尘低毒焊条，以降低烟尘浓度和毒性，保持焊条处于干燥状态；

③提高操作者技术水平，高水平的焊接工人在焊接过程中能够熟练、灵活地执行操作规章，如不断观察焊条烘干程度、焊条倾斜角度、焊条长短及焊件位置情况，并作出相应的技术调整。与非熟练工相比，发尘量减少 20%以上，焊接速度快 10％，且焊接质量好。

9.1.3 声环境

施工阶段的噪声主要为机械设备噪声和机动车噪声，因此噪声的控制也主要从这两方面着手。

（1）选址、选线时，应尽量远离居民区；采用低噪声设备施工，在不能对声源采取

有效措施情况下，对可能受噪声影响的居民采取发放噪声个人防护器材、解释、经济补偿等措施，消除污染影响。

（2）人员、车辆进出施工场地尽量不安排在附近村民休息之后，管线两侧 200m 范围内有居民集中点的地段禁止夜间施工，并集中力量缩短工期，减少影响时段。

（3）施工期间采用设备隔声罩及声屏障。

为更好的保护周边的声环境，评价要求建设单位在施工期对井场必须采取有效的噪声防护措施。柴油机和柴油发电机设置隔声罩，井场四周设置声屏障，要求声屏障高度不得低于 6m，厚度不小于 8mm，拐角处无缝连接，各项措施可降低噪声 20-40dB(A)左右，可在一定程度上降低钻井噪声对周围声环境的影响。同时应尽量缩短钻井时间，减少钻井噪声对居民的影响。

9.1.4 固体废物

（1）提高钻井泥浆重复利用率，减少废弃泥浆产生量；

（2）钻井使用水基泥浆，产生的废弃泥浆和岩屑委托资质单位处理，处理后的废泥饼属于一般固体废物，应按照《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB2018599-2020）管理。

（3）在施工现场内设置集中的生活垃圾投放点，环卫部门负责处理。

（4）井场、管线及道路施工中产生的固体废物要分类收集，能回收利用的可以回收利用，可以作为回填材料的固废（如道路施工废料等），可以回收后用于井场等平整，部分不能回收的固废可收集后交专业回收单位处置。

依托可行性分析：

项目施工期钻井泥浆（水基）依托辽河油田环境工程公司于楼泥浆处理站进行处理，该处理站位于辽宁省盘锦市大洼区东风镇二道边村霍田公路南侧。

为配合辽河油田产能规划，减少水基泥浆处置成本，降低钻井过程中产生的水基泥浆对环境产生的影响，实现辽河油田可持续发展战略，盘锦辽河油田辽河实业集团有限公司建设于楼泥浆处理站，项目于 2019 年编制了《辽实于楼泥浆处理站建设项目环境影响报告表》并于 2019 年 11 月取得了盘锦市生态环境局的批复（详见附件 13），批复号：盘环审【2019】27 号。并于 2020 年 9 月完成了自主验收工作（详见附件 13）。于楼泥浆处理站泥浆处置后产生的泥饼回用于井场平整、道路垫层、建筑材料等，处理能力为年处理水基泥浆 15 万 m^3/a。

辽河油田环境工程公司于楼泥浆处理站设计处理能力为年处理水基泥浆 15 万 m^3/a，日处理量为 416t/d，本项目钻井泥浆和岩屑的年产生量最大约为 73496.15m^3（日产量为 201.36t），项目废弃泥浆委托该处理站处理是可行的。

9.1.5 生态

9.1.5.1 资源和生态系统保护措施

（1）合理设置道路、井场、管线的位置及面积，做到合理选址、少占用土地。

（2）加强施工管理，确保施工期间的环境管理，并接受相关部门的监督。

（3）管沟开挖时对土壤实行分层开挖、分层堆放和分层回填的方法。回填时尽量保证土壤原有结构，减少土壤结构的破坏和养分的流失，并保证施工完成后恢复管道沿线的植被和地貌，对作业区外缘被破坏的植被进行复种和复植，其覆盖率不得低于原有水平。回填后多余的土应平铺在田间或作为田埂等，不得随意丢弃。

（4）尽量利用已有道路运输管道等物资，施工车辆、机械和人员走固定线路。

（5）加强施工人员管理，严格控制施工作业带范围，并防止人为对沿线动植物造成破坏。

（6）加强教育，规范施工人员的行为，严禁砍伐、破坏施工区外的植被。不准乱挖、乱采野生植物，不准随便破坏野生动物巢穴，严禁捕杀野生动物。

（7）减少夜间作业，避免灯光、噪声对夜间动物的惊扰。必要时，对施工场地进行遮蔽，防止灯光光线外溢。

（8）管材临时堆放处应选择在附近井场或土地相对贫瘠处堆放，施工后应及时恢复地表植被。

（9）对于植被的破坏，应做到损失多少，恢复多少。

（10）加强附近区域的野生动物保护，对施工人员进行野生动物保护法的宣传教育，严禁砍伐、破坏施工区外的植被。不准乱挖、乱采野生植物，不准随便破坏野生动物巢穴，严禁捕杀野生动物。

（11）在施工线路及附近区域，开展巡护管理，发现问题及时处理。对有损野生动植物和生态环境的收割、采摘、渔猎、野外用火等行为及时处理，坚决杜绝。

（12）井场施工时，要求施工单位在本项目占地范围内施工，减少对植被环境和周围野生动物生活环境的干扰。

（13）占地在平整土地时剥离的表土应妥善保存，用于闭井后的生态恢复。

（14）通过对井场、道路的设计完善使本工程平衡，不设置堆弃土场，减少水土流失。

（15）对辽宁辽河口国家级自然保护区和生态红线采取了避让的措施。

9.1.5.2 工程临时占地恢复措施

项目施工期临时占用面积为 129667m^2，施工结束后，将挖方回填，剩余土方平铺在施工作业带范围内。施工作业带的自然生态系统恢复以自然恢复为主，以减少人工措施的干扰。芦苇、杂草等草本植物的繁殖方式以根茎繁殖及种子繁殖为主，表土层中本身就含有大量的种子，只要条件适宜，就会萌发。芦苇、杂草等草本植物在自然生境中以根茎繁殖为主，周边区域的草本植物的根茎横走，进入施工作业带区域，即可繁殖为新的植株，可不需要进行人工种植。农田需采取人工种植恢复的方式。

（1）永久基本农田的保护措施

项目临时占用永久基本农田时需要取得临时征地手续。

施工结束后对临时占用的永久基本农田应及时进行恢复。

1）管沟回填采取分层回填方式，先回填下层土，再回填表层土壤。

2）清出表层铺筑物时应采取人工辅助机械的作业方式，即在开始时采取机械清出的方案，待距离原有土壤层 5-10cm 时需采取人工清出为主的清出方式，以避免造成原有土壤层过多的被清出掉。

3）恢复地貌后，应派人对恢复后的地貌先进行人工检查，主要是看有无油脂污染地块及原有土壤层恢复情况；人工检查后需委托专业单位对占地范围内的农田土壤进行检测，以保证达到《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）中标准要求；如发现土壤已被污染，则应委托相关专业的单位开展土壤修复工作。

4）场地清理检测工作完成后，应对临时占用的施工场地区域施以一定量的农家肥以增强土地肥力，有助于恢复之前的地力产能；

5）可采取机械旋耕的措施对土壤进行翻耕，一是可以将土壤与肥料更好的混合，二是旋耕压实的土壤使其得到翻松，有利于土壤的透气透水及养分的吸收；

6）根据情况采取测土配方的方式对土壤进行测土施肥，以保证土壤能恢复到之前的水平，土地恢复之前的地粮食产量。

9.2 运行期环境保护措施

9.2.1 废水

项目洗井、修井产生的现场污水由罐车运至冷一联污水处理站处理；采油及油水分离废水由井场的支线就近接入现有的集输干线输送至处理站，冷一联污水深度处理站处理后回注地下，不外排。

冷一联污水深度处理站设计处理规模为 15000m^3/d，其中设计处理 8000m^3/d 污水水质达到高压蒸汽锅炉给水指标，作为注汽锅炉补水；7000m^3/d 污水水质达到采油注水指标，作为采油注水用水。本项目运行期日产生废水最大量为 6623.821m^3/d，再加上冷家产能基本保持平衡，每年都会有关停的油井，所以冷一联污水处理能力能够满足本项目要求。

表 9.2.1-1 冷一联进水水质单位 mg/L（pH 除外）

污染物	溶解氧	总硬度（以 CaCO3 计）	总铁	二氧化硅	悬浮物	总碱度	油和脂	可溶性固体	pH
设计进水	＜0.20	＜80	＜0.60	＜300	＜9000	＜600	＜3000	＜2000	＜7~8

本项目废水污染物浓度最大为 COD2760mg/L，SS1500mg/L，石油类 2000mg/L 可以满足冷一联的进水水质要求。含油废水经冷一联合站污水处理站处理后，各项污染物均有较好的去除效果，出水水质各指标均可满足回注水质的标准。

综上，本项目废水依托冷一联污水处理站可行。

9.2.2 大气

（1）烃类无组织挥发是油田开发造成区域空气污染的主要因素之一，针对烃类无组织挥发所产生的大气污染，主要的防治措施就是实现油气密闭集输。本工程新建并利用现有集输管网，实现了油气的密闭集输，大大降低了烃类气体的挥发损耗；

井口产生的伴生气经伴生气管线收集进入脱硫系统脱硫后通过伴生气管网送各燃气锅炉作为燃料。

井口采出油（油水混合物）先经井口集输（冬季伴热）管线输送至附近的采油计量站，进行计量及油气分离后原油经集输管道输送至联合站进行油水分离。采油计量站的计量及分离均在全密闭的设备内进行；联合站进行油水分离系统采取全过程密闭处理的工艺设计理念，除泄压孔外不设排气口，分离后的原油经管输系统输送至储油罐待售，废水进污水处理站进一步处理。

（2）采油井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫，最大限度地减少油气泄漏和溢出。

（3）本次配套工程对冷一联合站进行了挥发有机物及甲烷协同管控集中治理，储罐采用一套 270m^3/h 油气挥发抑制回收工艺，回收后气体进入天然气系统，天然气管网为加热炉燃料气管线，装置处理效率为 98%。装车流程新建密闭装车鹤管，实现原油装车全密闭；卸车流程新建压力卸油罐采用快速接头方式，实现装卸全密闭；装卸车系统采用气平衡，装置处理效率为 90%。同时对无组织泄漏点按规定采取 LADR 泄漏检测与修复技术。

满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求，废气处理措施是可行的。

9.2.3 声环境

本工程运行期噪声来源于抽油机，噪声级较小，项目运行时对井场的最大噪声贡献值为 35.84dB（A）。井场运行时厂界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值。

项目距离井场最近的居民区（刘家铺）的距离为 10m，则噪声衰减后对最近敏感点的贡献值为 32.92dB（A），现状昼间监测噪声值最大为 48dB（A），叠加现状值后场界的预测值为 48.13dB（A）；夜间监测噪声值最大为 40dB（A），叠加现状值后场界的预测值为 40.78dB（A），满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值。因此本工程投产后对周边村屯居民生活影响较小，环境影响可接受。

9.2.4 固体废物

运行期修井会产生落地油及落地油泥、废多轮次防渗布等，设备运行维修会产生废润滑油、含油污泥及沾油废物，根据《国家危险废物名录（2021 年版）》以上废物均为危险废物，项目产生的危险废物不在井场内暂存，经收集后暂存于一区、二区、三区的 4 处危险废物暂存处，后交有资质的单位处理。建设单位应进一步加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，降低污染风险。

表 9.2.4-1 冷家危险废物贮存场所（设施）基本情况表

序号	贮存场所名称	危险废物	数量（座）	贮存能力（m^3）	尺寸（m）	贮存方式	贮存周期
1	一区冷 93 油泥池	油泥	1	1260	35×12×3	池内贮存	半年

2	三区 2#台油泥池	油泥	2	540	20×9×3	池内贮存	半年
				1250	30×12×3.5		
3	二区 26-44 油泥池	油泥	2	180	12×6×2.5	池内贮存	半年
				900	30×10×3		
4	三区冷七支危废暂存处（沾油废物）	沾油废物	1	300	15×10×2	池内贮存	半年
5	联合站危废暂存间	油泥、废树脂、废滤料、沾油废物	1	1875	50*15*2.5	包装袋	半年

危废暂存间的建设，符合《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）中的要求。

9.3 闭井期生态环境保护措施

油田服务期满后，闭井时的主要污染防治措施是生态恢复工作。

1、场地清理

在场地清理过程中，对生产设施进行拆除、外运，弃置井按照标准进行封井，油气管线应排空、放净后再进行拆除外运，拆除道路两旁电线杆、变压器等设施、水泥墩、钢架等支撑物，为土地平整创造条件。

2、土地平整

（1）井场

根据井场内现有土壤情况，尽量只在井场内进行土方调配（原油及钻井泥浆污染严重区域，可根据需要进行土壤置换）。具体步骤如下：

①土地平整前组织测量队，按照井场布置图，复测其现状图，根据测量成果，统筹安排，确定土方调配方案；技术人员将土方调配方案向施工班组作技术交底；将表土用推土机或铲运机推运至低洼地填平。

②平整结束后，技术人员测量、确认过程可行后，再将表层剥离土回填；疏通渠道，将水源引入井场内，初步构建满足生态恢复要求的土壤基础。

（2）油田专用道路

①土地平整前组织测量队，对道路、沟渠等进行测量，根据测量成果，统筹安排，确定工程方案；对硬化路面进行破坏，直至道路基础以下并低于两侧水平线，将建设垃

圾及时运出；从外地运进熟土，将其用推土机或铲运机均匀铺平。

②平整结束后，技术人员对工程进行测量，确保满足设计要求；疏通渠道，引入水源，初步构建满足生态恢复要求的土壤基础。

（3）油气集输管线

由于管线占用土地较少，因此将支撑装置拆除后，可及时覆土、疏通引水。

3、土壤修复

组织技术人员现场采样并进行化验分析，根据受污染场地的地形地貌因子（地面坡度、覆土厚度、土层物质组成、灌溉条件）、土壤物理性质（容重、分散系数、初始入渗速度、孔隙度）、土壤化学性质（酸碱度、水溶性钙含量、氮磷钾含量）、生物因子（土壤酶活性、微生物总量、土壤呼吸强度）等指标，判定影响区域土壤修复与植被恢复的主要限制性因子，结合当地的自然条件进行相关污染土壤治理修复工作。可以一方面选取不同富集植物种类及方法开展土壤污染修复治理工作，另一方面选取不同淋洗剂采用土壤淋洗法治理修复受污染土壤。

4、生态自然恢复

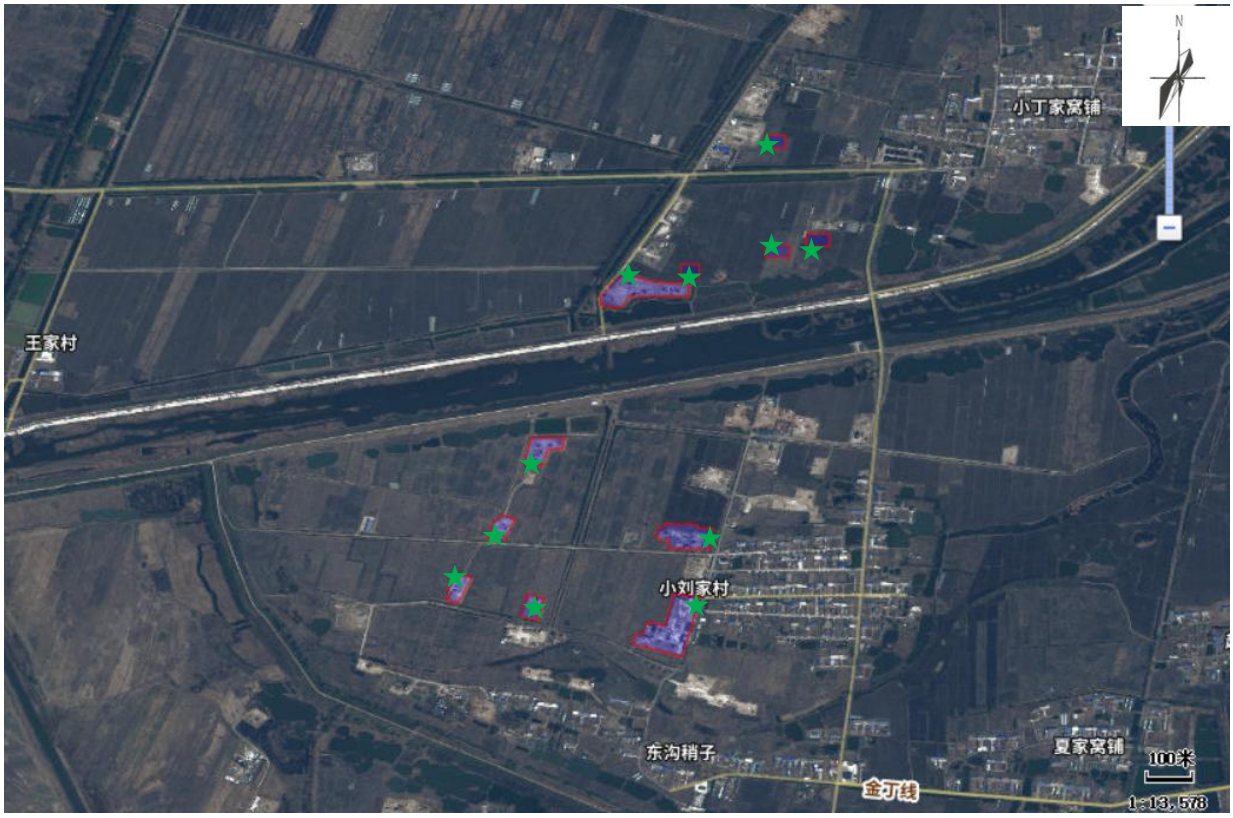
根据场站内土壤污染、周围植被等生态指标情况，尽量采用自然恢复的方法，主要依靠生态系统的自我恢复能力进行生态系统的恢复与重建。

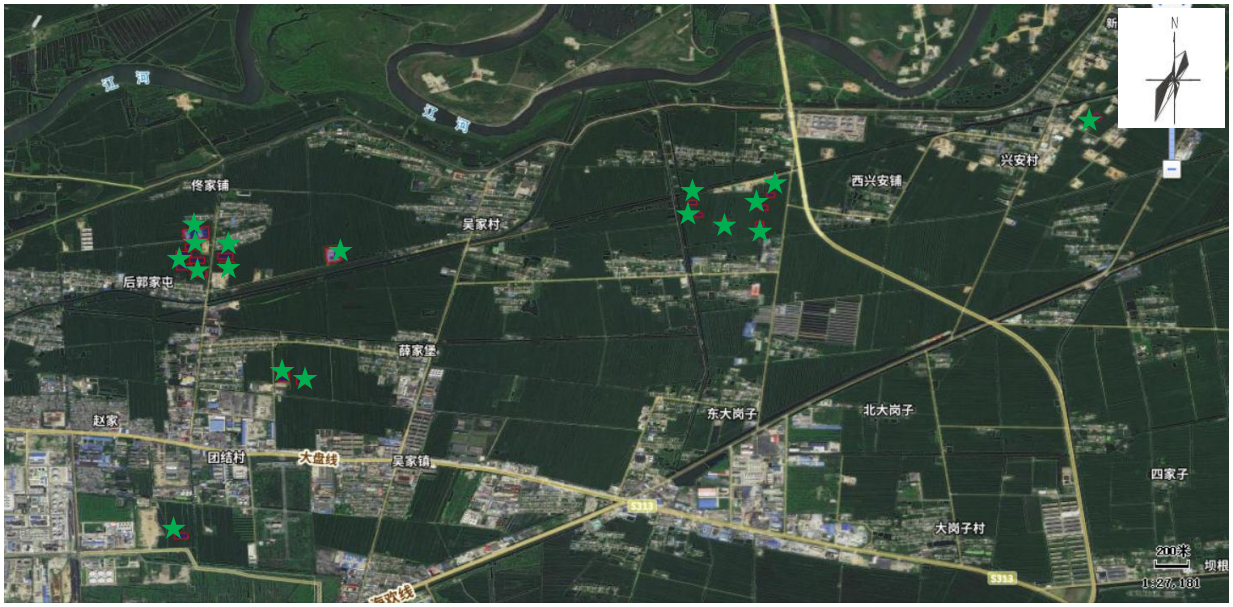
5、生态人工恢复

针对土壤污染严重、周边生态环境脆弱，以及生态自然恢复失败的场站、道路等，应采取人工干预的手段进行生态恢复。农田采取人工种植方式恢复。恢复费用按 3.00 元/平方米计。具体按石油天然气开采业污染防治技术政策要求，进行后评价，并按照后评价提出的要求进行植被恢复。

本项目生态措施主要为施工带的占地控制、施工临时堆土的苫盖，施工期的围挡、井场防渗，闭井期的生态恢复，各阶段的水土保持及周边植被的保护，主要集中在井场及其进出道路，生态措施平面布置图见 9.3-1。

本项目仅水土保持措施中应包括的排水设计外，其他占地控制、堆土的苫盖等均不涉及设计内容，排水相关设计详见图 9.3-2。


小丁家窝铺
王家村
小刘家村
东沟稍子
夏家窝铺
金丁线
100米
1:13,578


辽 河
辽 河
佟家铺
吴家村
后郭家屯
薛家堡
赵家
团结村
大盘线
吴家镇
兴安村
西兴安铺
东大岗子
北大岗子
四家子
大岗子村
S313
S313
200米
1:27,181

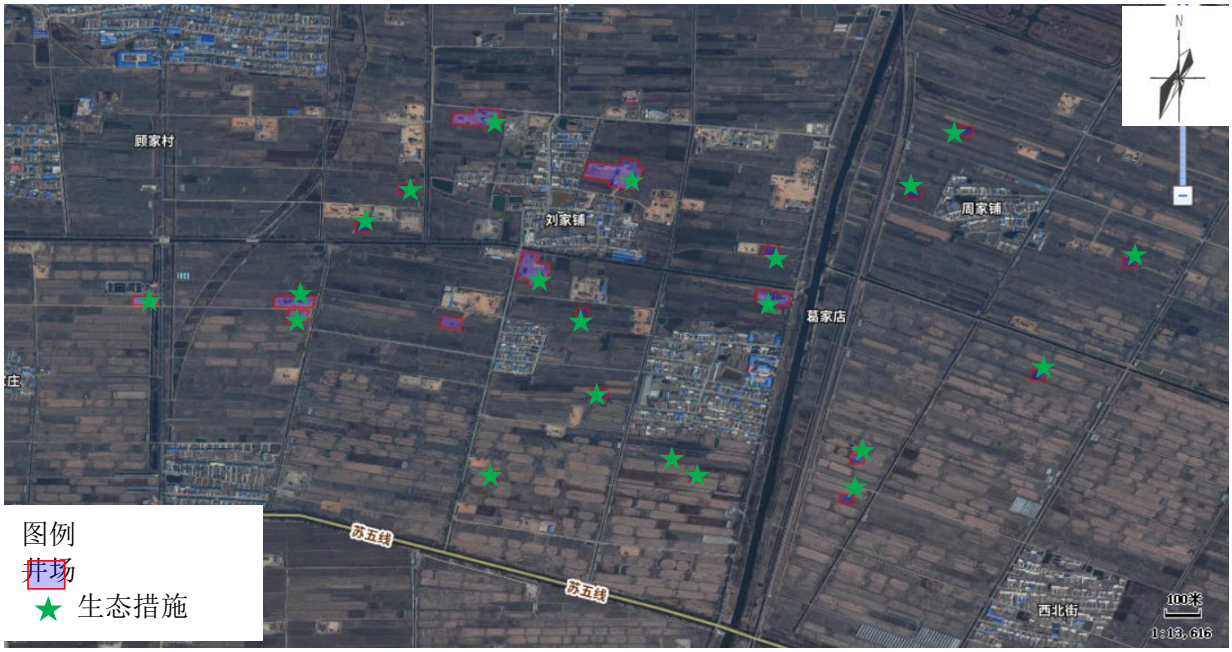


图 9.3-1 生态措施平面布置图

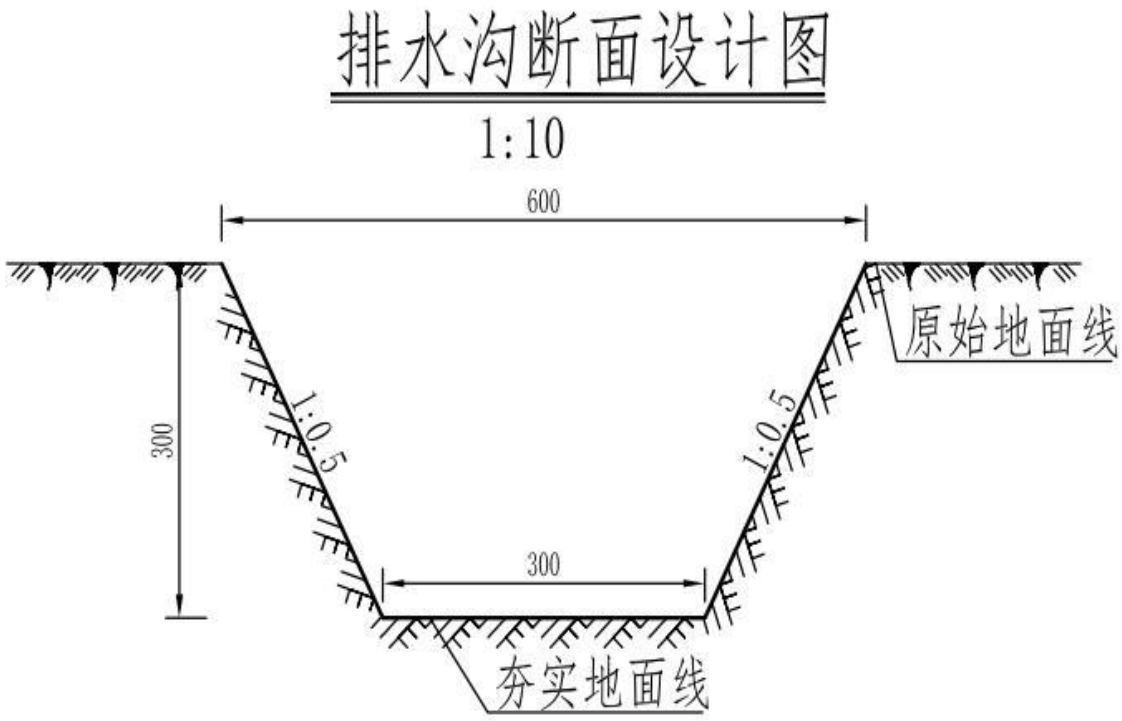


图 9.3-2 排水设计示意图

9.4 地下水环境保护措施

为防止工程的建设过程、生产过程、维修过程中以及封井后对地下水造成污染，从原料产品储存、装卸、运输、生产过程、污染处理设施等全过程控制各种有毒有害原辅材料、中间材料、产品泄漏（含跑、冒、滴、漏），同时对有害物质可能泄漏到地面的

区域采取防渗措施，阻止其渗入地下水中，即从源头到末端全方位采取控制措施。

9.4.1 防止地下水污染控制措施的原则

地下水污染防治措施坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

（1）主动控制，即从源头控制措施，主要包括在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低程度；

（2）被动控制，即末端控制措施，主要包括厂内污染区地面的防渗措施和泄漏、渗漏污染物收集措施，即在污染区地面进行防渗处理，防止洒落地面的污染物渗入地下，并把滞留在地面的污染物收集起来，集中送至污水处理站处理；

（3）实施重点区域地下水污染监控系统，包括建立完善的监测制度、配备先进的检测仪器和设备、科学、合理设置地下水污染监控井，及时发现污染、及时控制；

（4）应急响应措施，包括一旦发现地下水污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水污染，并使污染得到治理。

9.4.2 防止地下水污染控制措施

9.4.2 污染源头控制措施

源头控制主要包括实施清洁生产及各类废物循环利用，减少污染物的排放量；在工艺、管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施，防止和降低污染物跑、冒、滴、漏，将污染物泄漏的环境风险事故降到最低限度。

（1）保证钻井、油气分离期间的施工质量，加强作业职工的环保技能培训，避免因人为原因导致风险事故的发生。

（2）施工期生活污水难于集中收集处理，因此要求各施工营地设防渗漏的移动厕所，以减少生活污水的排放量。

（3）施工期产生的废岩屑和废弃泥浆，不落地处理，委托有资质的单位。

（4）井口防喷器、井口自封器，防止原油外溢。

（5）钻井时表层套管应下到地下水层以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。井下表层套管，内设水泥封堵，水泥套管上返至井口。

（6）保障油气分离装置、围堰、防渗层的施工质量，防渗结构达到设计要求。集中处理站罐区内进行水泥混凝土防渗处理，结构为：15cm 厚 C20 混凝土+15cm 厚水泥砂砾稳

定层+防渗膜，防渗系数可达到小于 1×10^{-8}cm/s 的要求。

（7）施工中确保每口井都下表层套管，用以解决因固井质量不稳定可能带来的油层串槽污染水层问题。

（8）表层套管深度达到地下水层以下 20 米到 30 米；表层套管的材质全部选用高强度套管，使用 J55 钢质套管，穿透流沙层至泥岩层；表层套管和油层套管附件及套管头坐封头的连接螺纹扣型采用与其套管相同扣型。油层套管固井采用双密度水泥浆固井技术。

（9）水泥体系采用早强防窜水泥浆体系，水泥浆返至地面，保证油层中流体与水层和其他地层隔绝，防止对水层污染，有效保证地下水层的封闭性。

（10）施工过程中，发现井壁掉块或坍塌现象，提高钻井液密度和防塌剂加量。控制下钻速度，起钻用一档，确保复杂情况不发展。

（11）管桥、井口、车底、工具箱等位置铺设防渗布，及时回收落地油，避免污染物在雨水淋溶的作用下，地表径流将井场落地油带走。含油污水必须经处理达标后排放，严禁通过渗井（坑）排放。

（12）对周围报废井进行封井，对于钻开油气层的井，邻近油井必须停抽。井场周围应与毗邻的农田隔开，不让井场的污水、污油、钻井液等流体流入田间或进入溪流，以防场外表层淡水源被污染。

9.4.3 分区防渗控制措施

9.4.3.1 厂区污染防治区划分

根据《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）的要求，结合本项目特点，划分为重点防渗区和简单防渗区。

表 9.4.3.1-1 地下水污染防渗分区参照表

防渗分区	天然包气带防污性能	污染控制难易程度	污染物类型	防渗技术要求
重点防渗区	弱	难	重金属、持久性有机污染物	等效黏土防渗层 Mb≥6.0m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s
	中－强	难		
	弱	易		
一般防渗区	弱	易－难	其他类型	等效黏土防渗层 Mb≥1.5m，$K\leq1\times10^{-7}$cm/s
	中－强	难		
	中	易	重金属、持久性有机污染物	
	强	易		

简单防渗区	中－强	易	其他类型	一般地面硬化

表 9.4.3.1-2 本项目地下水污染防控分区一览表

序号	名称	包气带防污性能	防渗区域及部位名称	防渗分区	防渗技术
1	柴油罐、柴油机、发电机	弱	罐基础、围堰	重点	铺设防渗布
2	钻井平台	弱	地面	重点	
3	采油树	弱	地面	重点	
4	泥浆循环罐	弱	地面	重点	
5	值班房、材料房等办公区域	弱	地面	简单防渗区	地面硬化

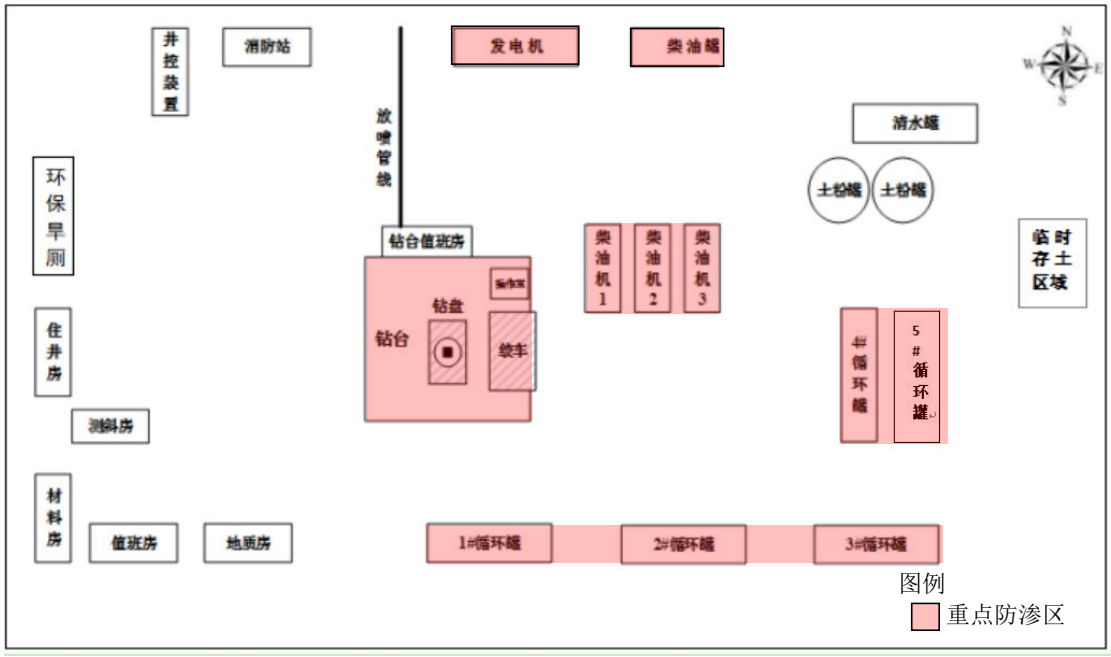


图 9.4.3.1-1 分区防渗图

9.4.4 施工期保护措施

（1）由于本工程管沟开挖深度一般小于 2m，因此，管沟开挖对地下水体基本无影响；施工期间机械设备污染物（柴油或类似物）散落到地面，如遇降雨，有可能经渗透造成地下水污染；在采取加强管理、规范操作措施后，可控制对地下水体的污染；管线定向钻穿越段的施工深度最深处将达到 10m，因此，管线定向钻施工过程中将会对地下水环境影响一定影响，为降低这种影响，定向钻施工过程中必须采用无毒无害的泥浆，并在施工结束后随时对泥浆池进行治理，恢复植被。

（2）钻进过程中产生的钻井废水、洗井废水通过罐车收集，运送至冷一联污水深度处理站处理后回注油气层，不外排，对地下水的影响较小。

（3）钻井过程中若止水不当，可能造成上、下含水层串通，导致深层淡水被浅层咸水污染。钻井时表层套管应下到地下水层以下，固井时水泥套管应上返至地表井口，并保证固井质量，防止套外返水。井下表层套管，内设水泥封堵，水泥套管上返至井口，实现了对潜水含水层的封闭，可避免上、下含水层串通对深层淡水水质造成不利影响。

（4）施工过程中，发现井壁掉块或坍塌现象，提高钻井液密度和防塌剂加量。控制下钻速度，起钻用一档，确保复杂情况不发展。

（5）本项目泥浆存储于采取钢制一体式泥浆罐，可以完全做到泥浆不渗漏。

9.4.5 运行期保护措施

（1）加强作业职工的技能培训，避免因人为原因导致风险事故发生；加强井场的环境管理工作，杜绝各种废水、废油就地倾倒。

（2）及时回收落地油，避免污染物对土壤及区域水体造成污染。

（3）建立地下水动态监测机制，对区块内的注水井至少每个月监测一次。

（4）井场周围应与毗邻的农田隔开，防止井场的污水、污油、钻井液等流体流入田间或进入溪流。

9.4.6 运行期风险防范和应急措施

（1）必须加强巡检，一旦发现油、水比例异常，立刻对原因进行论证分析，立即启动应急预案，停止采油作业，对油井进行止水封堵。

（2）对已经受污染的土壤采用新鲜土壤进行换填置换，对附近的地下水进行抽水处理。

（3）监测 10 口水源井的水质，如果出现水质污染问题，立刻停止供水，解决生产生活用水问题，可从别处调送运输饮用水，直至处理完毕，地下水经过检测合格后，再行恢复使用。

9.4.7 闭井期保护措施

（1）闭井后的油井需要做封井处理的应严格按照相关程序、规定、计划要求进行封井。

（2）打地表水泥塞，阻止雨水和地面水流入井内，同时限制井内流体流出地表，从而保护土壤和地面水。

（3）为防止层间窜流干扰邻井开发，在废弃井井内用水泥塞或桥塞位置，确保隔离开已确认有生产能力的油气层或注水层，防止各层之间的井内窜流。

（4）恢复地貌，去掉井口装置和割掉一定深度上的表层套管，并使弃井与土地使用的矛盾最小化。在井口位置做永久标示，注明井号，指示风险，围栏圈闭保护，严禁在上面建任何建筑物，并要求周围建筑物必须有一定的安全距离。

（5）井场清理等工作会产生部分废弃建筑残渣等固体废物，对这些残渣等进行集中清理收集，可外运至进行填埋处理。固体废物的妥善处理，可以有效控制对区域环境的影响。运输过程中，运输车辆均加盖篷布，以防止行驶过程中固体废物散落。

9.4.8 地下水监测数据管理

地下水监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向场安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立地下水动态监测小组，负责对地下水环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

为保证地下水监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施和技术措施。

管理措施：

（1）防止地下水污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。油田环境保护管理部门指派专人负责防治地下水污染管理工作。

（2）油田环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责地下水监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

（3）建立地下水监测数据信息管理系统，与油田环境管理系统相联系。

（4）根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本油田环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

技术措施：

（1）按照《地下水环境监测技术规范》（HJ/T164－2004）要求，及时上报监测数据和有关表格。

（2）在日常例行监测中，一旦发现地下水水质监测数据异常，应尽快核查

数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告场安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止地下水污染采取措施提供正确的依据。应采取的措施如下：

①了解全场生产是否出现异常情况，出现异常情况的装置、原因。加大监测密度，如监测频率由每月（季）一次临时加密为每天一次或更多，连续多天，分析变化动向；

②周期性地编写地下水动态监测报告；

③定期对污染区的生产装置进行检查。

9.4.8 结论

为了使有限水资源得到合理保护与利用，又保证原油高产、稳产，使环境质量保持基本稳定，经济保持持续发展，应加大对含油废水的治理，构建废水处理过程的生态系统集成化技术，在从根本上强调减少含油废水直接排放的同时，研究高效、经济、清洁、彻底的处理含油废水的新方法，应根据废水的性质、组成、状态以及对水质的要求，因地制宜，在满足水质标准的前提下组成管理方便、运行可靠的最佳工艺流程。实际上石油开发地区的水污染问题只有做到预防与治理并举，才有可能真正解决问题。在严格落实各时期的地下水环境保护及风险防范措施的前提下，本工程的实施不会对区域地下水水质造成明显不利影响，环境可接受。

9.5 土壤环境保护措施

9.5.1 源头控制措施

（1）首先要源头控污，对产生的废水进行合理的治理和综合利用，固体废物应得到妥善处置，不得随意堆放，尽可能从源头上减少废水储运设施发生泄露污染土壤的可能性。

（2）严格遵守平台钻井的安全规定，在钻井过程中防止井喷事件的发生，采取在井口安装防喷器和防控装置，以此降低井喷发生的可能性。同时，在井喷发生后应及时在油井周围设置土堤或围堰以防止原油随意流淌，并配备收油装置。

（3）为了防止地下水窜水，保证含水层的密闭性，每口采井的套管均应下管至水层以下，并上返至地面以上，以此避免因固定质量不稳定可能带来的油层窜槽污染包气带及地下水的问题。表层套管应选用高强度套管，穿透含水层至基岩，保证油层水层和地层的隔离，确保油气水不上返，不污染包气带和含水层。

（4）对输油管道采取防腐措施，减少原油泄漏对土壤和地下水的影响。在井场设置防喷器等井控装置，井口及周围设置刮油器、防溅盒和边沟，铺设防渗设施，收集钻井处溅落的原油；必要时安装围堰，用于收集雨水，同时设置隔油栏，防止落地油排出井场外。在洗井和洗井过程应在井场场地地面覆盖厚防渗布，将落地油及时回收，有效切断落地油进入土壤环境的途径，并统一送至有资质单位进行回收处置。

9.5.2 过程防控措施

（1）施工期间保证分层挖且分层回填，尽量坚持地表土壤原有的安排构造，防止对整个土壤系统的损坏，对地表植被则是尽量的维护，不要容易损坏其生存环境，也不容易砍伐植被。施工完成后要把地表填平，使其与周围地表高度一致。

（2）加强场地周围的绿化，施工期占用的稻田应及时恢复。

（3）施工期及运营期间产生的固体废物应妥善管理，及时处置。洗井和修井产生的含油污水运往联合站污水处理系统处理，不得随意排放，避免污染土壤环境。

（4）在场站周围预设土堤、或加高周边地势高度以防止事故发生时原油任意流淌，并采取措施回收原油。

（5）井场施工期铺设防渗布并在运营期增加维护，起到阻隔钻井泥浆、落地油及含油污泥等污染物遗撒或渗漏至土壤和地下水中造成污染，并在闭井前定期进行破损检测。

其中防渗布的优势为：

1）防渗系数高。

2）化学稳定性，耐沥青，油及焦油，耐高低温，耐酸、碱、盐等。

3）耐老化性能，具有优良的抗老化。

4）抗植物根系，具有优异抗穿刺能力，可以抵抗大部分植物根系。

5）高机械强度，具有良好机械强度优良的弹性和变形能力使其非常适用于膨胀或收缩基面，可有效克服基面的不均匀沉降

（6）建设单位应进一步加强管理，提倡文明作业，提高修井效率，减少修井次数，降低土壤污染风险。

9.5.3 土壤监测数据管理

土壤监测结果应按项目有关规定及时建立档案，并定期向场安全环保部门汇报，对于常规监测数据应该进行公开。如发现异常或发生事故，加密监测频次，改为每天监测一次，并分析污染原因，确定泄漏污染源，及时采取应急措施。

进行质量体系认证，实现“质量、安全、环境”三位一体的全面质量管理目标。设立土壤质量动态监测小组，负责对土壤环境监测和管理，或者委托专业的机构完成。建立有关规章制度和岗位责任制。制定风险预警方案，设立应急设施减少环境污染影响。

为保证土壤监测有效、有序管理，须制定相关规定、明确职责，采取以下管理措施。

（1）防止土壤污染管理的职责属于环境保护管理部门的职责之一。场环境保护管理部门指派专人负责防治土壤污染管理工作。

（2）场环境保护管理部门应委托具有监测资质的单位负责土壤监测工作，按要求及时分析整理原始资料、监测报告的编写工作。

（3）建立土壤监测数据信息管理系统，与场环境管理系统相联系。

（4）根据实际情况，按事故的性质、类型、影响范围、严重后果分等级地制订相应的预案。在制定预案时要根据本场环境污染事故潜在威胁的情况，认真细致地考虑各项影响因素，适当的时候组织有关部门、人员进行演练，不断补充完善。

（5）按照《土壤环境监测技术规范》（HJ/T166-2004）有关要求，及时上报监测数据和相关表格；

（6）在日常例行监测中，一旦发现土壤监测数据异常，应尽快核查数据，确保数据的正确性。并将核查过的监测数据通告场安全环保部门，由专人负责对数据进行分析、核实，并密切关注生产设施的运行情况，为防止土壤污染采取措施提供正确的依据。

9.5.4 土壤污染风险快速评估及决策

土壤污染风险快速评估方法与决策由连续的 3 个阶段组成：

第 1 阶段为事故与场地调查：主要任务为搜集事故与污染物信息及场地水文地质资料等一些基本信息；

第 2 阶段为计算和评价：采用简单的数学模型判断事故对土壤影响的紧迫程度，以及对下游敏感点的影响，以快速获取所需要的信息；

第 3 阶段为分析与决策：综合分析前两阶段的结果制定场地应急控制措施。

具体详见下图。

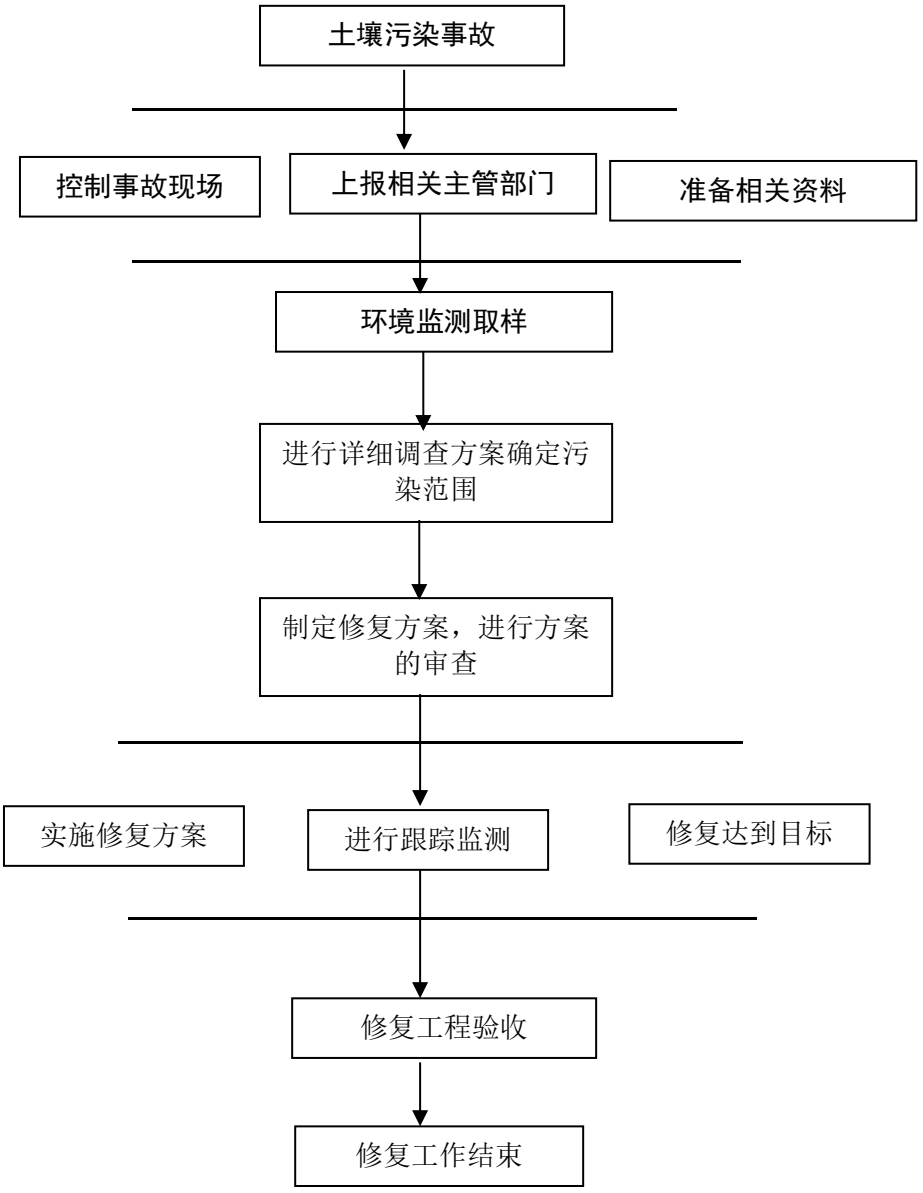


图 9.5.4-1 土壤污染应急治理程序框图

9.6 以新带老防治措施

（1）建议对未设置围堰的井场尽快安装围堰，用于收集雨水，同时设置隔油栏，防止落地油排出井场外，产生的落地油应及时收集，项目方应保障排水系统正常，定期检修，以防止存在水淹井情况。

（2）项目方应保障排水系统正常，定期检修，以防止存在水淹井情况。

（3）建议加强、完善对修井过程中产生的需要清洗的油管的管理，选择依法合规、符合环保要求的处置单位。

10 环境经济损益分析

10.1 社会效益分析

本工程地处辽宁省盘锦市盘山县、大洼区，该地区经济以农业为主。工程的实施除了使冷家油田公司的生产产量增加，也将会带动本地区经济的发展和社会的进步，如增加地方的税收、就业机会的增加及当地居民收入的增加等等，具有良好的社会效益。

供油量的增加相应减少进口原油需求，对我国能源供应有正面的效果。

10.2 经济效益分析

本工程总投资 10232.3 万元，本工程生产期预计累计新增产油量 19.34×10⁴t，按中石油目前原油价格 3445 元/吨计算，本工程新增销售收入 6.6626 亿元(不含税)。按所得税税率为 33%计算，工程整个生产期内应缴纳的所得税为 2.1987 亿元。

由此可见，本工程的建设不但可为企业带来较好的经济效益，而且可将本地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济的发展。

10.3 工程环境经济损益分析

10.3.1 油田开发造成的环境损失

油田开发过程中，由于井场占地需要占用土地，占地带来的环境损失可用征地费用和农作物的经济损失来计算。而环境污染造成的环境损失及生态破坏，则很难用价值计算。

本工程占地大部分为农田，但相对区域耕地面积较小，对区域内耕地面积影响较小，且本项目闭井后会对占地进行生态恢复，总体对区域农业生态系统影响较小。

10.3.2 环境保护措施投资估算

本工程环保投资主要用于废水治理、固废处理、噪声防治及风险防范等方面，经估算，本工程环保投资约为 3871 万元，约占总投资的 37.83%。本工程环境保护措施及投资详见表 10.3-1。

表 10.3.2-1 环境保护措施及投资一览表

项目	措施内容	投资(万元)
施工期		

废气治理	井口密封材料	20
	井控装置	80
	围挡	10
废水处理	钻井井场内设置移动式厕所	20
	采用蒸汽清洗钻具	50
固体废物	生活垃圾收集箱	1
	泥浆无害化处理	1500
	一般工业固废处理	20
噪声治理	柴油机隔声罩	300
	移动式声屏障	1000
风险	风险防范和应急措施	20
生态	水土保持	10
	生态补偿和恢复	100
管理措施	员工培训及环保教育	10
小计		3141
运行期		
土壤、地下水	修井井场铺防渗布	500
固体废物	危险废物处理处置	100
风险	防喷设施	50
闭井期	植被恢复	80
小计		730
合计		3871
项目总投资		10232.3
环保投资占总投资比例（%）		37.83

10.4 内部环境保护措施效益分析

（1）环保设施费用估算

本工程环保投资主要用于废水治理、固废处理、噪声防治及风险防范等方面。

（2）环保设施经济收益估算

本工程采取相应环保措施后，不仅对减轻环境污染具有显著的环境效益，而且还会产生一定的经济效益。

10.5 综合效益分析

综上所述，本工程具有明显的经济效益，将加速冷家油田的发展，同时为当地的经济发展、居民就业及收入的增加等产生促进作用，具有明显的社会效益。工程开发建设

的同时，废水处理后回注，废弃泥浆无害化处理，强化落地油回收，提高井场的防污能力等环保措施，可大大降低油田开发对区域环境的影响，工程环保措施可行，投资合理，同时可产生一定的环境效益。

因此从各方面讲，本工程的开发建设将带来明显的社会、经济效益，相应环境损失较小。

11 污染物总量控制分析

11.1 污染物总量控制因子

根据环保部《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》（环发[2014]197 号）和辽宁省环保厅《关于贯彻执行环保部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》（辽环发[2015]17 号）以及《辽宁省生态环境厅关于进一步加强建设项目主要污染物排放总量指标审核和管理的通知》（辽环综函[2020]号），结合本项目实际情况，确定项目实施后的主要污染物即控制因子排放量应符合当地环保部门总量控制指标，同时满足污染物的“双达标”要求，不超过在此基础上本评价预测给出的污染物排放总量。确定主要污染物排放总量控制因子为：COD、NH_3-N、NOx 和 VOCs。

本工程产生的生活污水排入移动式厕所，生产废水处理后回注不外排，因此本工程建成后不增加废水排放量，故不设废水总量控制指标。

本项目井口加热炉及注气锅炉依托现有，不新增井口加热炉及注气锅炉。本项目新建 133 口油井，油气开采过程中会产生挥发性有机物，但冷家堡油田已开发钻井中，目前已封井的 54 口，准备封井的 17 口，长期停产未封井的有 607 口，且本项目拟开发的 3 年期间区块每年都因为单井开采枯竭问题会有部分在产井停产或减产，所以挥发性有机物的排放量不会增加，故不设废气总量控制指标。

11.2 污染物总量控制措施

（1）在生产运行期，确保采油废水、井下作业废水等 100%处理达标后回注。

（2）本工程建设同时应利用现有密闭管线流程进行原油集输，不得使用单井罐。

（3）加强加热炉进行维修、维护，确保加热炉正常运行，减少污染物排放。

（4）加强井场、设备的运行管理和日常的保养，减少烃类气体的无组织挥发和泄漏。

12 环境管理与监测及 QHSE 体系

12.1 环境管理

环境保护重在管理，只有加强对施工期和运行期的环境管理，才能保证各项环保措施的顺利执行，才能切实保护环境。

12.1.1 管理机构

为确保环境管理工作的正常执行，该工程应有专门的环境管理机构，设置专门人员在建设与运行期进行环境管理。环境管理机构要在油田建设期和运行期坚决贯彻执行国家有关环境保护法规，检查各项环保措施的实施情况，了解环保设施的运行情况，了解该工程所在地及其周围地区的环境质量变化，以切实作好保护工程所在地及周边地区环境的工作。

冷家油田公司质量安全环保科作为企业内部环境管理部门，负责对公司环境保护、环境监测工作进行规划、监督、指导协调和管理工作。各职能管理部门和基层单位所负责分管业务范围内的环境保护工作。辖区内从事各种生产经营活动的其它单位，负责其所从事活动中的环保管理。

12.1.2 职责

环境管理机构的主要职责如下：

（1）负责对各单位、部门的环境保护工作进行考核；

（2）负责定期或不定期对全公司各工艺施工现场进行监督、检查，并对出现问题的责任方进行处罚；

（3）负责对全公司新井钻前及完钻后井场环境监督、检查；

（4）负责对各单位、部门环保管理执行情况督促、检查；

（5）负责全公司污染事故的调查、指导处理及污染事故赔偿的监督、协调、审批工作；

（6）负责向油田公司上报清污工作量，按危废转移要求组织危废外委处置工作。

12.1.3 相应管理制度

冷家油田公司现有环保相应管理制度较全面，包括危害因素识别、风险评价与控制管理程序、现场施工监督管理办法、建设项目“三同时”管理办法、油田化学品管理办法、环境保护管理办法、环境保护管理程序、应急准备与响应管理程序、安全环保考核及奖惩办法、HSE 管理手册等相应制度，保障相应职责的贯彻执行。

12.2HSE 管理体系

12.2.1HSE 管理内容

在工程的开发建设期、运营期建立和实施 HSE 管理体系。HSE 管理分别包括以下内容：

（1）建设期的 HSE 管理主要包括良好的工程设计、节能、节水、节省原辅材料的设计，安全、健康与环境保护设施的同时设计、同时施工和同时投入使用，安全施工等。

（2）运行期的 HSE 管理主要包括 HSE 组织机构的建立及职责的确定、文件的编写、风险的识别和管理、事故预防和应急措施的建立、人员的培训、HSE 管理体系的运行及保持、清洁生产等。

12.2.2 组织机构

冷家油田公司的 HSE 管理机构实行逐级负责制，受中国石油天然气股份有限公司辽河油田分公司 HSE 管理委员会(设在安全环保处)的直接领导，下设项目部 HSE 管理委员会、专职 HSE 管理员一名，负责本工程的 HSE 日常管理工作。

12.2.3HSE 管理员的职责

（1）负责生产运行期间环境管理措施的编制、实施和检查；

（2）对生产运行期间出现的环境问题加以分析；

（3）监督生产现场对环境管理措施的落实情况；

（4）协助上级主管部门宣传贯彻国家和地方政府有关环境方面的法律、法规；

（5）配合上级主管部门组织全体人员进行环境教育和培训；

（6）及时向上级主管部门汇报环境管理现状，提出合理化建议；

（7）HSE 兼职管理员和每位工作人员应清楚地意识到环境保护的重要性，了解对环境的影响和可能发生的事故；按规章制度操作，发现问题及时向上面汇报，并提出改进意见。

12.2.4 培训

为提高全体员工的环境意识和能力，应对本建设工程全体管理及工作人员进行上岗培训，考核合格后方可投入工作。培训内容主要是：一是要提高各级管理人员和全体员工的环境保护意识，加强对法律、法规和条例有关规定的定期培训，认识到遵守环境方针与工作程序的重要性及违反规定的工作程序可能带来的后果。二是对从事环境保护工作的能力培养，掌握一些必要的保护环境基本技能技巧和处理环境事件的工作能力。

12.2.5 检查和审核

在工程开发建设期间要进行不定期的检查和环境审核，在工程结束时，不但进行工程质量检查验收，还要进行 HSE 工作审核验收。

12.2.6HSE 管理要求

（1）没有进行职业性健康检查的作业人员不得从事接触职业危害的作业，有职业禁忌证的作业人员不得从事所禁忌的作业。

（2）按照相关规定向施工作业人员发放劳保用品，施工作业人员必须按相关规定佩带劳保用品上岗作业

（3）从事特种生产作业，有毒有害作业和特种环境中工作的员工，应根据生产作业的需要，为员工配发具有特种防护功能的劳动防护用品与器具。

（4）对在易燃易爆、易灼烧及需防静电的生产作业场所工作的员工，禁止发放或穿戴化纤织物的个人劳动防护用品或带铁钉底的工鞋。

（5）按照国家卫生标准及要求，定期监测工作场所职业危害因素，对从事、接触职业危害的员工，应配备符合国家标准的劳动卫生防护设施。

（6）定期进行职业健康监护，建立《职业卫生档案》。

（7）应制定急救和保健制度。对施工人员进行急救、自救和人身防护等教育培训。

（8）发生人员伤害时，应立即将受伤者送往医院治疗。

12.3 污染物排放清单

本项目污染物排放清单见表 12.3-1。

表 12.3-1 污染物排放清单

工程组成	主体工程	部署 133 口生产井，总进尺：28.33 万米。					
	配套工程	洼 59 区块集输工艺完善；采油作业一区原油拉运平台集输安全隐患治理；挥发有机物及甲烷协同管控集中治理；冷一联合站院内积水严重整改方案。					
原料	名称	单井用量（t）	名称	单井用量（t）	名称	单井用量（t）	
	般土	20	降粘剂	3	加重剂	90	
	纯碱	0.9	YLJ	2	絮凝剂	0.5	
	NFC	2	PAC-LV	1.5	混凝剂	19.25	
	乳液大分子	1	NaOH	1	沥水剂	16.5	
	铵盐	1	液体润滑剂	5	复合混凝剂	1.5	
	井壁稳定剂	2	固体润滑剂	3	三泥处理剂	2.2	
	KH-931	2.5	超细 $CaCO_3$	4			
	FT-1A	3	承压堵漏剂	2			
产品	产油能力 35.17 万吨						
时期	类别	排放源	污染物名称	环保设施	排放浓度（mg/L）	排放量（t）	执行标准
施工期	废气	柴油机无组织排放	CO(t)	使用优质轻柴油	/	4.25	《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)
			HC(t)		/	0.81	
			NO_x(t)		/	18.91	
			TSP(t)		/	1.69	
		钻井无组织	扬尘	围挡、洒水	/	少量	
			车辆尾气	/	/	少量	
			烃类气体	井口密封	/	少量	

	废水	钻井废水	SS、COD、石油类	冷一联污水站处理后	/	0	回注地下不外排
		洗井废水	SS、COD、石油类		/	0	
		管道试压废水	SS	沉淀过滤后送冷一联合站污水处理厂	/	0	回注地下不外排
		生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS	可移动厕所	/	0	定期清掏、不外排
	固体废物	废弃钻井泥浆-水基		有资质的单位处理	/	0	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）
		钻井岩屑			/	0	
		施工固废		钻井队收集后综合利用	/	0	
		生活垃圾		环卫处理	/	0	/
	噪声	柴油机、泥浆泵、钻机等产生施工噪声		隔声罩、声屏障	声源强度 70～107dB(A)		《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）
运营期	废气	挥发性有机物(t/a)		加强设备密闭，管道集约输送	/	14.956	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
		硫化氢（t/a）			/	0.019	
	废水	修井、洗井废水		冷一联污水处理站处理	/	0	回注地下不外排
		采油废水			/	0	
		生活污水		不新增人员，不涉及			
	固体废物	落地油及含油污泥		委托资质单位处理	/	0	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）
		含油杂物			/	0	
		废多轮次防渗布			/	0	
		废润滑油及废油桶			/	0	
		生活垃圾		不新增人员，不涉及			
	噪声	单井源强为 56dB(A)，井丛式井组源强约 59~63.8dB(A)					《工业企业厂界环境噪声排放标

						准》（GB12348-2008）2 类标准
地下水		井场铺设防渗布				《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）
风险措施		定期检漏；设围油栏等；设立管线标志；井场设围堰；加强巡检，完善应急预案。				
环境监测		环境要素	监测指标	监测点位	监测频次	执行环境质量标准
		地表水	pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、硫化物、石油类、挥发酚、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量总磷、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅	辽河、小柳河、六零河上游 500m 内；项目涉及河流中游；下游 1000 米处	每年丰、平、枯水期各监测一次	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）
		噪声	等效 A 声级	小丁家、小刘家村、郭屯、后郭家屯、周家铺、葛家村、青编队、刘家铺	每季度一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
		土壤监测	镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍和石油烃（C10-C40）	井场（T1、T2、T3），柱状样品按 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 深度分别取样	1 次/年	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）
			pH、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍、铬和石油烃（C10-C40）	周边耕地（T4、T5、T6），柱状样品按 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 深度分别取样		《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）
		生态	施工期	植被覆盖度	评价范围内辽河北部、辽河南部、冷家二区，三个典型井场周边分别取样方、样线	施工期内 1 次	/
			运行期	植被覆盖度		每年 1 次	
				植被生产力		每年 1 次	
				植被生物量		每年 1 次	
				动物种群数量		每年 2 次	
		地下水		水井监测 47 项：铁、锰、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐、pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、菌落总数、	评价区中部上游 S4 评价区中部下游 S6 评价区北部上游 S7 项目区南侧 9#井 项目区南侧 2#井	半年 1 次	《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类

		总大肠菌群、砷、硒、汞、铅、铜、锌、镉、六价铬、铝、氰化物、挥发酚、阴离子合成洗涤剂、总α放射性、总β放射性、氨氮、亚硝酸盐氮、滴滴涕、六六六、水中油、二氧化硅、钙、碳酸盐、重碳酸盐、钾+钠、镁、总矿化度、总碱度、硫化氢、游离二氧化碳、溶解氧、水温、色度、浑浊度、嗅和味、肉眼可见物。	项目区南侧 7#井		
		油田生产井 34 项：铁、锰、氟化物、氯化物、氯酸盐、硝酸盐氮、硫酸盐、pH、浑浊度、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、菌落总数、总大肠菌群、砷、硒、汞、铅、铜、锌、镉、六价铬、铝、三氯甲烷、四氯化碳、色度、氰化物、挥发酚、阴离子合成洗涤剂、总α放射性、总β放射性、嗅和味、肉眼可见物。	冷 1 井（生产井）	每月 1 次	

12.4 环境管理要求

1、废水、废泥浆、废气的处理要求

（1）采用蒸汽冲洗钻台、钻具，最大限度地减少污染量。

（2）加强对生活垃圾的管理，对废水必须进行有效收集并实现综合利用。

（3）废钻井液妥善处理，在任何情况下，钻井液不得排出井场。

（4）所有钻井液处理剂，应有专人负责严格管理，防止破损或由于下雨而流失。

2、钻屑的处理要求

井内返出的钻屑，和废泥浆一起交有资质的单位处理。

3、噪声控制要求

（1）钻机柴油机设置隔声罩。

（2）尽量缩短钻井时间，减少钻井噪声对居民的影响；在保护目标方向设置可移动

式声屏障。

4、钻井材料和油料的管理要求

（1）钻井材料和油料要集中管理，减少散失或漏失，对被污染的土壤应及时妥善处理。

（2）设备更换的废机油和清洗用废油，应集中储存，严禁就地倾倒，委托资质单位处理。

5、保护地下水源的技术措施

（1）下套管后注水泥封固，隔离地下水层。

（2）井场周围应与毗邻的农田隔开，不让井场的污水、污油、钻井液等流体流入田间或进入溪流，以防场外地表潜水受到污染。

6、钻井作业完成后环境管理要求

（1）完井后对钻井液进行无害化处理，环保达到国家环保要求。

（2）施工完成后，做到井场整洁、无杂物。

（3）完井后对污水、废弃泥浆、其它废料垃圾进行净化、无害化及相应处理，平整井场，恢复地貌，其处理标准符合当地政府环保要求，办理当地政府环保主管部门认可的有关手续。

12.5 环境监测计划

环境监测是企业环境管理体系的重要组成部分，也是环境管理规范化的主要手段，通过对企业主要污染物进行分析、资料整理、编制报表、建立技术文件档案，为上级环保部门和地方环保部门进行环境规划、管理和执法提供依据。

环境监测计划的制定与执行将保证环境管理措施的实施和落实，并及时发现问题，促进环境管理措施的修正和持续改进。项目可委托有资质的环境监测单位对本项目提出的空气、地表水、土壤、噪声、地下水监测和动植物生态等进行常规监测。

（1）污染源监测

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）、《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）等技术规范制定监测

计划。

表 12.5-1 污染源监测计划

类别	监测点位	监测项目	频率	执行排放标准
无组织废气	冷一联合站边界	非甲烷总烃、硫化氢	每季度 1 次	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）和《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）
设备与管线组件密封点	泵、压缩机、搅拌器（机）、阀门、开口阀或开口管线、泄压设备、取样连接系统	泄漏检测值	半年 1 次	
	法兰及其他连接件、其他密封设备	泄漏检测值	1 年 1 次	
事故废气	非甲烷总烃	泄漏处	事故时进行	应急监测相关要求
噪声	井场和冷一联厂界四周	等效 A 声级	每季度 1 次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类

（2）环境质量监测

根据《排污单位自行监测技术指南总则》（HJ819-2017）、《排污单位自行监测技术指南陆上石油天然气开采工业》（HJ1248-2022）、《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）、《环境影响评价技术导则声环境》（HJ2.4-2021）、《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）、《环境影响评价技术导则土壤环境》（HJ964-2018）等技术规范，具体监测指标及监测频次如下。

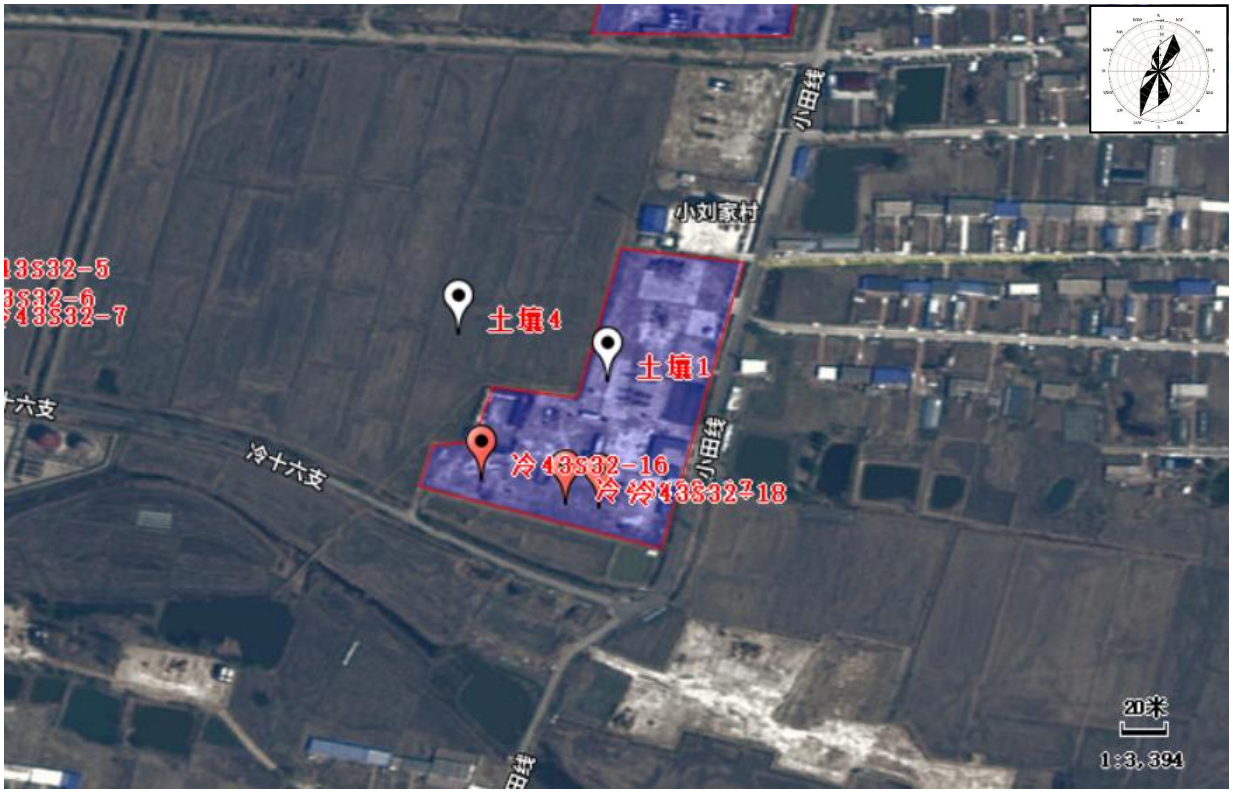
表 12.5-1 本工程环境质量监测计划一览表

序号	监测内容	监测项目	监测点位	监测时间及频率	标准
1	地表水	pH 值、溶解氧、高锰酸盐指数、硫化物、石油类、挥发酚、氨氮、化学需氧量、五日生化需氧量总磷、阴离子表面活性剂、汞、六价铬、镉、砷、镍、铅	辽河、小柳河、六零河上游 500m 内；项目涉及河流中游；下游 1000 米处	每年丰、平、枯水期各监测一次	《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）
2	噪声	等效 A 声级	小丁家、小刘家村、郭屯、后郭家屯、周家铺、葛家村、青编队、刘家铺	每季度一次	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类
3	土壤监测	镉、汞、砷、铅、铬（六价）、铜、镍和石油烃（C_{10}-C_{40}）	井场（T1、T2、T3），柱状样品按 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 深度分别取样	1 次/年	《土壤环境质量-建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）

		pH、镉、汞、砷、铅、铜、锌、镍、铬和石油烃（C_{10}-C_{40}）		周边耕地（T4、T5、T6），柱状样品按 0-0.5m、0.5-1.5m、1.5-3.0m 深度分别取样		《土壤环境质量标准农用地土壤污染风险管控标准》（GB15618-2018）
4	生态	施工期	植被覆盖度	评价范围内辽河北部、辽河南部、冷家二区，三个典型井场周边分别取样方、样线	施工期内 1 次	/
5		运行期	植被覆盖度		每年 1 次	
6			植被生产力		每年 1 次	
7			植被生物量		每年 1 次	
8			动物种群数量		每年 2 次	

表 12.5-2 地下水环境监测计划

井号	地点	井深（m）	监测层位	监测频率	监测项目	备注
1	评价区中部上游 S4	25	第四系松散岩类孔隙水	半年 1 次	水井监测 47 项：铁、锰、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐、pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、菌落总数、总大肠菌群、砷、硒、汞、铅、铜、锌、镉、六价铬、铝、氰化物、挥发酚、阴离子合成洗涤剂、总 α 放射性、总 β 放射性、氨氮、亚硝酸盐氮、滴滴涕、六六六、水中油、二氧化硅、钙、碳酸盐、重碳酸盐、钾+钠、镁、总矿化度、总碱度、硫化氢、游离二氧化碳、溶解氧、水温、色度、浑浊度、嗅和味、肉眼可见物。	利用现有民井
2	评价区中部下游 S6	30				
3	评价区北部上游 S7	25				
4	冷 1 井（生产井）	954	馆陶组碎屑岩类裂隙承压水	每月 1 次	油田生产井 34 项：铁、锰、氟化物、氯化物、氯酸盐、硝酸盐氮、硫酸盐、pH、浑浊度、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、菌落总数、总大肠菌群、砷、硒、汞、铅、铜、锌、镉、六价铬、铝、三氯甲烷、四氯化碳、色度、氰化物、挥发酚、阴离子合成洗涤剂、总 α 放射性、总 β 放射性、嗅和味、肉眼可见物。	已建
5	项目区南侧 9# 井	15	第四系松散岩类孔隙水	半年 1 次	水井监测 47 项：铁、锰、氟化物、氯化物、硝酸盐氮、硫酸盐、pH、溶解性总固体、总硬度、耗氧量、菌落总数、总大肠菌群、砷、硒、汞、铅、铜、锌、镉、六价铬、铝、氰化物、挥发酚、阴离子合成洗涤剂、总 α 放射性、总 β 放射性、氨氮、亚硝酸盐氮、滴滴涕、六六六、水中油、二氧化硅、钙、碳酸盐、重碳酸盐、钾+钠、镁、总矿化度、总碱度、硫化氢、游离二氧化碳、溶解氧、水温、色度、浑浊度、嗅和味、肉眼可见物。	
6	项目区南侧 2# 井	15				
7	项目区南侧 7# 井	15				


小田线
小刘家村
土壤4
土壤1
冷十六支
小田线
20米
1:3,394


佟家铺
郭屯
土壤5
陈古-6
土壤2
陈古-4
陈古-5
陈古-8
陈古-3
陈古-2
陈古-7
陈古-1
后郭家屯
50米
1:6,794



图 12.5-1 土壤监测点布置示意图

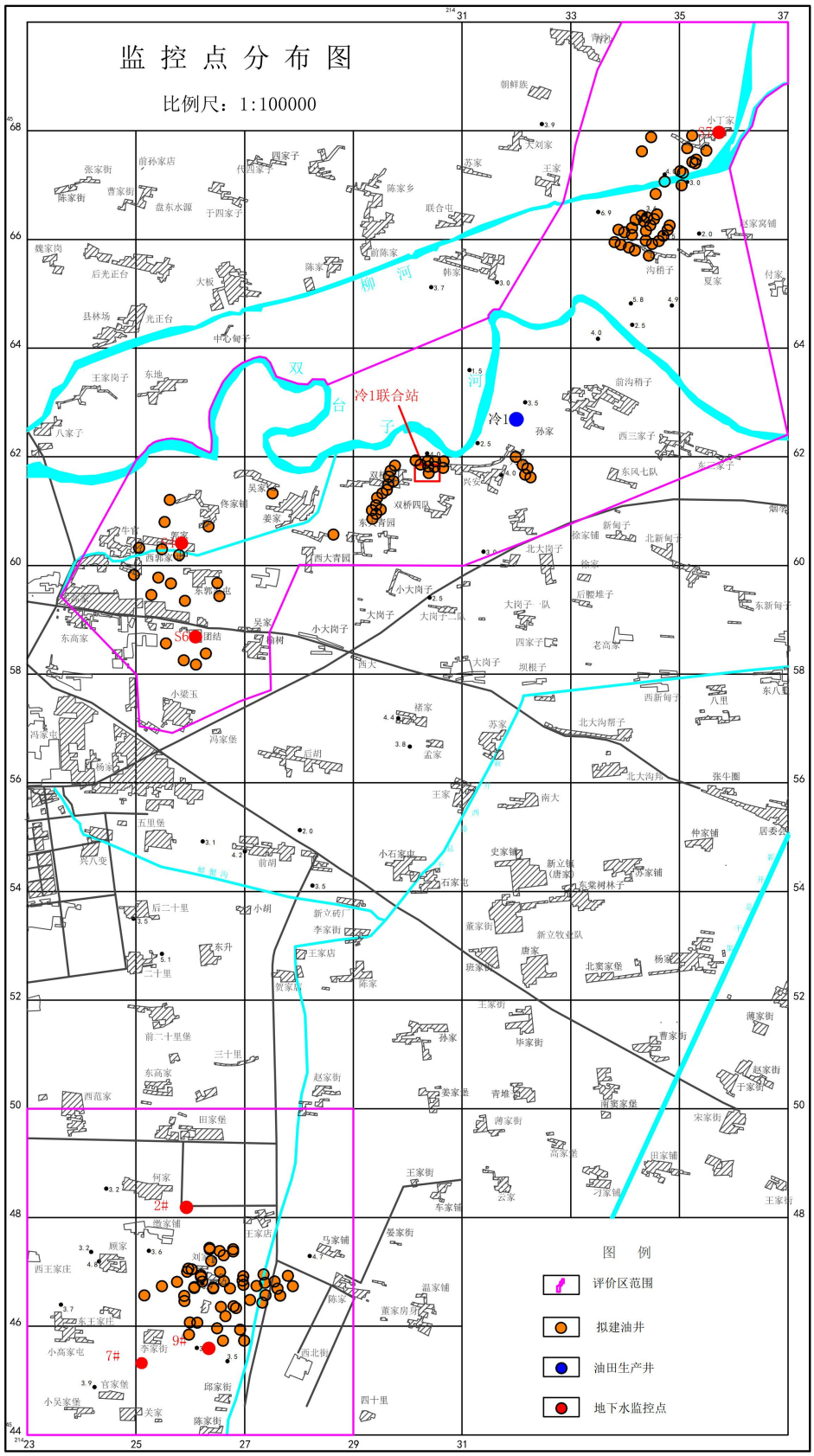


图 12.5-2 地下水监控点布置图

12.6 排污口规范化

根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T16157-1996）等要求，在废气治理设施前后分别预留监测孔，设置明显标志；根据《环境保护图形标志-排放口（源）》（GB15562.1-1995）标准要求，分别在污水排放口、废气排放口和噪声排放源设置环境保护图形标志，便于污染源的监督管理和常规监测工作的进行；污染监控应严格按照国家有关标准和技术规范进行。

（1）废气排放口规范化设置

在排气筒附近醒目处设置环境保护图形标志牌。

（2）废水排污口规范化设置

本项目污水依托厂区现有污水处理设施处理，处理达到相应标准后排放，排放口计划安装连续在线监测装置，并设置采样点和环境保护图形标志牌。主要监测 COD、氨氮、流量等。

（3）固定噪声污染源规范化整治

固定噪声污染源对边界影响最大处，应设置噪声监测点，并在该处附近醒目设置环境保护标志牌。

（4）固体废弃物贮存（处置）场所规范化设置

固体废物贮存场所要有防扬散、防流失、防渗漏、防雨等措施，同时要在固体废物贮存场所附近醒目处设置标志牌。

环境保护图形标志在厂区的废水排放口、废气排放源、固体废物贮存处置场应设置环境保护图形标志，图形符号分提示图形和警告图形符号两种，分别按 GB15562.1-1995、GB15562.2-1995 及 2023 年修改单执行。环境保护图形符号见表 10.6-1，环境保护图形标志的形状及颜色见表 12.6-1。

表 12.6-1 项目环境保护图形符号一览表

序号	提示图形符号	警告图形符号	名称	功能
1			废水排放口	表示废水向水体排放

2			废气排放口	表示废气向大气环境排放
3			噪声排放源	表示噪声向外环境排放
4	-		危险废物	表示危险废物贮存、利用、处置设施

表 12.6-2 环境保护图形标志的形状及颜色表

标志名称	形状	背景颜色	图形颜色
警告标志	三角形边框	黄色	黑色
提示标志	正方形边框	绿色	白色

12.7 验收阶段环境管理

落实环保投资，确保污染治理措施执行“三同时”和各项治理与环保措施达到设计要求，向环保部门上报工程竣工试运行报告，组织进行环保设施试运行，编制环保设施竣工验收方案报告，向环保部门申报，进行竣工验收监测办理竣工验收手续，向当地环保部门进行排污申报，正式投产运行。

本项目环保“三同时”主要验收内容详见表 12.7-1。

表 12.7-1 本项目“三同时”验收内容一览表

项目		治理对象	污染因子	治理措施	验收标准	处理效果
废气治理	运行期：井口、集输等设备	无组织烃类气体挥发	非甲烷总烃、H_2S	密闭集输	《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）、《恶臭污染物排放标准》（GB14554-93）	达标排放
	施工期：场站、设备等施工	扬尘、尾气	TSP	围挡、洒水	《施工及堆料场地扬尘排放标准》（DB21/2642-2016）	达标排放
废水治理	施工期井场内设置可移动厕所	生活污水	COD、BOD_5、氨氮、SS	可移动厕所	--	定期清掏、不外排
	管道试压	试压废水	SS	沉淀过滤后送冷一联污水处理站	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》	回注地下不外排
	施工期钻井、	钻井废水、	SS、石油	部分用于调节泥浆		回注地下不外排

	洗井	洗井废水	类、COD	浓度，其余送冷一联污水处理站	（SY/T5329-2022）	
	运行期：洗井、修井	洗井、修井废水	SS 、石油类、COD	冷一联污水处理站处理	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	回注地下不外排
	运行期：采油	采油废水	SS、石油类、COD	冷一联污水处理站处理		回注地下不外排
地下水污染防治	固井水泥	地下水污染防护	SS、石油类	套管外侧进行水泥封固	非正常情况泄露	避免套外返水事故
	井场			铺设防渗布	《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016）	
固废治理	施工期	废弃钻井泥浆-水基		有资质的单位处理	《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》（GB18599-2020）	
		钻井岩屑				
		施工固废		钻井队收集后综合利用		
		生活垃圾		环卫处理		
	运行期	落地油及含油污泥		委托资质单位处理	《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）	
		含油杂物				
		废多轮次防渗布				
		废润滑油及废油桶				
		生活垃圾		不新增人员，不涉及		
	闭井期	废弃管线、建筑残渣		集中清理收集，管线外运清洗后回收再利用，建筑残渣委托处理。		
噪声治理	施工期井场	柴油机、钻机等噪声	等效连续 A 声级	柴油机、柴油发电机安装隔声罩，井场设置声屏障	《建筑施工场界环境噪声排放标准》（GB12523-2011）	达标
	运行期井场	井场设备噪声	等效连续 A 声级	减震、衰减	《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准	达标
风险治理	风险应急措施及培训	风险	--	定期检漏；设围油栏等；设立管线标志；井场设围堰；加强巡检，完善应急预案。		能有效降低污染风险
管理措施	员工培训及环保教育	环境管理	--	提高员工素质	--	加强环境管理
生态补偿及恢复	施工期生态恢复	生态环境	--	临时占地生态恢复	--	植被恢复程度不低于施工前
	闭井期生态恢复	生态环境	--	永久占地恢复	--	

12.8 排污许可相关管理

建设项目在通过环保主管部门审批后，发生实际排污行为之前，建设单位应当按照国家环境保护相关法律法规以及排污许可证申请与核发技术规范要求申请排污许可证，不得无证排污或不按证排污。

企业现有项目已办理排污许可证，根据《排污许可申请与核发技术规范总则》（HJ942-2018）等相关技术规范的要求，梳理本项目排污许可证大气污染物排放信息、水污染物排放信息、自行监测要求、执法（守法）报告要求、信息公开、环境管理台账记录要求等，待本项目取得环评批复后，企业应在现有的排污许可证上及时进行排污许可证变更。

13 评价结论

13.1 工程概况

本工程盘锦市盘山县、大洼区冷家油田辖区现有区块内，计划在 2023-2025 年的三年内，部署新井 133 口，总进尺 28.33 万米，建产能 35.17 万吨，动用地质储量 1402.93 万吨。配套建设集输管线、集油管线、供气管线、配电系统、固定注汽管线等。项目总投资 10232.3 万元。

13.2 环境质量现状

（1）环境空气

根据国家环境影响评价网环境空气质量模型技术支持服务系统（Lem.org.cn）查询，2022 年项目所在地 SO_2、NO_2、PM_{10}、$PM_{2.5}$、CO、O_3 年评价指标环境质量浓度均满足《环境空气质量标准》（GB3095-2012）及其修改单的二级标准及其修改单要求，盘锦市属于环境空气达标区。

各个监测点位大气环境特征因子监测浓度均满足《环境影响评价技术导则大气环境》（HJ2.2-2018）附录 D 标准、《大气污染物综合排放标准详解》标准要求。

（2）地表水

由现状监测结果分析可见，各监测断面污染物浓度均满足《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)标准要求。

（3）地下水

由地下水环境质量现状评价结果可知，氯化物有 4 个水质监测井超标，应与当地原生地下水的微咸水水质有关，评价区自南向北受海侵程度逐渐降低，地下水水质趋向于淡水，另外本项目丰水期取样，评价区采样井周边多为水稻田，河水灌溉入渗对下部的含水层的含盐量起到一定稀释作用，因此，地下水浅层水质超标率不高，呈淡水~微咸水。

监测结果不满足《地下水质量标准》(GB/T14848-2017)中Ⅲ类水质标准，本地区浅层水质差，不宜饮用。

（4）声环境

评价区内井场及村庄监测点位满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准

限值要求，区域声环境质量现状良好。

（5）土壤环境

由土壤现状检测结果可知，项目占地范围内的监测点位，各监测项目均满足《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值标准要求；厂区外的监测点位，各监测项目均满足《土壤环境质量农用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB15618-2018）筛选值标准要求。

本工程所在区域土壤中各项污染物监测结果满足标准要求。

13.3 污染物排放情况

（1）废气

施工期的大气污染物主要有：平整施工场地，堆放原辅材料时产生的扬尘、钻井时柴油机排放的烟气，井场挥发损失的烃类气体，以及各种车辆排气等，废气中主要污染物为挥发性有机物、NO_X、SO_2、TSP 和 CO 等；运行期大气污染物排放主要为无组织面源排放，无组织排放源主要为油气开采、集输过程烃类气体挥发，经计算厂界无组织排放满足相关标准要求。

（2）废水

施工期废水污染源主要是钻井废水、洗井废水和生活污水等，生活污水进入可移动厕所，不外排，工业废水进入冷一联处理后回注地下，不外排；运行期的废水主要包括井下作业废水(修井和洗井废水)和采油废水，进入冷一联处理后回注地下，不外排。

（3）噪声

施工期噪声源主要是钻井噪声和施工车辆噪声；运行期噪声主要为抽油机运行噪声，影响相对于施工期明显减弱。

（4）固体废物

施工期产生的固体废物主要包括钻井过程中产生的废泥浆、废岩屑、施工垃圾和生活垃圾；运行期固体废物主要为修井落地油、含油污泥、多轮次防渗布等，全部妥善处理。

13.4 主要环境影响

（1）环境空气

本工程在开发施工期产生的废气主要为车辆粉尘、柴油机烟气等，施工结束后随即消失；生产运行期产生的废气主要是无组织排放的挥发性有机物，对空气环境的影响程度较小，范围有限，对周边环境空气质量不会产生明显的不利影响。

（2）地表水

本工程不排水，对地表水环境影响较小。

（3）地下水

输油管线跑冒滴漏泄漏情景下污染物运移距离随时间推移逐渐增大；在运行 5000d 后，污染物石油类在第四系松散岩类孔隙水中最远运移距离刚达到 134.3m，未到达距离约 700m 的李家街。套外返水短时泄漏情景下，污染物在馆陶组含水层总运移，随时间变化污染物运移距离逐渐增大，浓度逐渐降低，在运行 5000d 后，污染物石油类在馆陶组含水层中最远运移距离达到 77.2m，未达到距离 5000m 处的冷 2 集中供水井。

本次输油管线泄漏预测评价未考虑地表第四系粉质粘土层及含水层吸附作用的影响。实际上，地表第四系覆盖层中含有各种离子、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，只有在地表第四系覆盖层吸附饱和后，污染物才会继续下渗进入地下水。因此泄漏产生的污染可能小于上述结果。

（4）噪声

本工程施工期，场界噪声贡献值满足《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准限值；各敏感目标处噪声贡献值和预测值满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）中 2 类标准。井场运行时厂界噪声贡献值满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）2 类标准限值，各敏感点叠加现状值后噪声满足《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准限值，环境影响可接受。

（5）固体废物

施工期对废弃泥浆和岩屑采取不落地的无害化处理方式处理，委托资质单位处理；对井场铺设多轮次防渗布，运行期修井时产生的落地油、油泥与废多轮次防渗布在修井

工作结束后，暂存于污泥池，定期送资质单位处理。各种固体废物均得到妥善处理。

（6）生态环境

本工程所在区域是以农田为主的生态系统，施工期会对占地农田进行破坏，但相对周边农田，项目占用农田生态系统区域较小，且待井场闭井后，会对井场进行农田生态系统恢复。农田生态系统中与人相伴的野生动物经过长时间与人类的接触，已经逐渐适应了人类活动的影响。本项目对周边生态环境影响较小。

（7）土壤

本次预测考虑风险管理保守原则，将渗漏在包气带表层的污染物的浓度等同于进入土壤的污染物源强浓度，忽略污染组分在包气带的吸附和降解过程；同时选取污染源浓度较高、污染危害大的指标作为典型污染组分。实际上污染物进入包气带的过程中吸附、降解等作用使污染物浓度降低，因此实际情况下污染物对土壤环境的影响应远小于上述结果。本次预测情景设定为事故状况，实际生产过程中污染物大量泄漏并进入土壤产生污染的可能性较小。

13.5 公众意见采纳情况

中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司按照《环境影响评价公共参与办法》（部令第 4 号）中的相关要求，于 2020 年 8 月 24 日在兴隆台区人民政府网站（链接为：http://www.xlt.gov.cn/2020_08/24_10/content-293674.html）发布了第一次公众参与公告，第一次公示期间未收到反馈意见。2020 年 12 月 2 日～2020 年 12 月 15 日期间，中国石油辽河油田公司冷家油田开发公司通过网络（兴隆台区人民政府网站，具体链接为 http://www.xlt.gov.cn/2020_12/02_10/content-298871.html）、二次报纸（盘锦日报，2020 年 12 月 3 日第七版和 2020 年 12 月 4 日第五版）进行征求意见稿公示，公示期间未收到公众的反馈意见。

13.6 环境保护措施

（1）废水

钻井废水和洗井废水用罐车运至冷一联污水深度处理站进行处理后回注，不外排，生活污水排入可移动厕所内；管道试压废水罐车送联合站处置。采油废水和井下作业废

水均进入冷一联合站油水分离后，污水进入冷一联污水深度处理站进行处理后回注地下。

（2）废气

本项目废气主要为烃类无组织挥发，主要的防治措施就是实现油气密闭集输。本工程新建并利用现有集输管网，实现了油气的密闭集输，采油井的井口应加强密封性，经常检查和更换井口密封垫。本次配套工程对冷一联合站进行了挥发有机物及甲烷协同管控集中治理，措施满足《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）要求。

（3）固体废物

施工期对废弃泥浆和岩屑采取不落地的无害化处理方式处理，委托资质单位处理；对井场铺设多轮次防渗布，运行期修井时产生的落地油、油泥与废多轮次防渗布在修井工作结束后，暂存于污泥池，定期送资质单位处理。各种固体废物均得到妥善处理。

（4）噪声

钻井过程中对柴油机和发电机按照隔声罩，井场设置移动式声屏障。运行期主要噪声源为抽油机，其源强较小，对环境的影响较小。

（5）地下水

坚持“源头控制、末端防治、污染监控、应急响应相结合”的原则，即采取主动控制和被动控制相结合的措施。

井场铺设防渗布；井口设置防喷器等井控装置；固体废物妥善处理；废水送冷一联处理，达标后回注油层。

（6）生态减缓措施

本工程对生态红线采取了避让的措施，均不在生态红线内。施工期临时占地采取生态恢复措施，闭井后永久占地采取生态恢复的措施，使占用的农田恢复生产，本项目对生态环境影响较小。

（8）土壤

通过对土壤环境影响预测结果分析可知，本项目对土壤环境的影响主要来自工程事故。针对可能发生的事故，本次评价提出了防渗、监测及土壤污染防治的应急措施，上述措施均为成熟技术。

13.7 环境风险

通过对本工程产能建设工程的环境风险分析可知，本工程的主要环境风险是原油、天然气泄漏、井喷等事故对区域内的土壤、地表水、地下水环境和空气环境有潜在危害性。

在工程采取一系列风险防范措施和应急措施后，可以控制和降低工程发生事故情况下对周围环境的影响。但建设单位应加强员工的环保教育和培训，完善项目的事故应急预案，并定期演习，避免重大污染事故的发生。能满足对本项目突发环境风险事故时的局势的控制，风险可控。

13.8 环境影响经济损益分析

本工程总投资 10232.3 万元，本工程生产期预计累计新增产油量 19.34×10^4t，按中石油目前原油价格 3445 元/吨计算，本工程新增销售收入 6.6626 亿元(不含税)。按所得税税率为 33%计算，工程整个生产期内应缴纳的所得税为 2.1987 亿元。

由此可见，本工程的建设不但可为企业带来较好的经济效益，而且可将本地的资源优势转化为经济优势，充分发挥油田开发建设的经济带动作用，促进地方经济的发展。

13.9 环境管理与监测计划

冷家油田开发公司质量安全环保科作为企业内部环境管理部门，负责对公司环境保护、环境监测工作进行规划、监督、指导协调和管理工作。各职能管理部门和基层单位所负责分管业务范围内的环境保护工作。辖区内从事各种生产经营活动的其它单位，负责其所从事活动中的环保管理。

项目施工期的环境监测包括对作业场所的控制检测和事故发生后的影响监测。主要监测对象有废气、废水、噪声、土壤、地下水、生态等。监测工作由 HSE 人员负责组织完成，具体监测可委托地方环境监测部门承担。运行期间的环境监测可不必自设环境监测机构，需要进行的环境监测可委托监测机构进行。环境监测应按国家和地方环境要求进行，应采用国家规定的标准监测方法，并应按照规定，定期向有关环保主管部门上报监测结果。

13.10 产业政策和规划符合性

根据《产业结构调整指导目录（2019 年版）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第 29 号），本项目属于第一类鼓励类中第七项“石油、天然气”中的“1、常规石油、天然气勘探与开采”。因此，本项目符合国家的产业政策。

工程属于石油资源开发项目，符合国家产业定位和当地有关的矿产资源规划，符合国家对天然气开发的部署，因此本项目与当地产业布局方向是一致的，总体看，项目开发产业总体布局基本合理。

盘锦市国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要提出：支持辽河油田实施“千万吨油田、百亿方气库、流转区效益上产”战略，到 2025 年，原油产量稳产千万吨，天然气产量提高到 23 亿立方米，地下储气库工作气量达到 78 亿立方米以上，初步建成东北地区天然气储备调峰中心。冷家油田开发公司是辽河油田下属采油公司之一。本项目的开发建设对于稳定辽河油田公司的产油量，进而对于“千万吨油田、百亿方气库、流转区效益上产”战略具有现实意义。

《辽河油田高质量发展战略规划纲要》（2019）通过辽河油田公司党委（扩大）会审查通过，规划了当前到 2025 年的发展战略、总体目标、战略部署和保障措施。

根据其内容辽河油田发展的总体目标为千万吨油田、百亿方气库，产量指标逐年增加，原油产量由 2019 年的 1007 万吨上升至 2025 年的 1060 万吨。本项目的建设有利于辽河油田增储上产，符合《辽河油田高质量发展战略规划纲要》（2019）。

13.11 综合评价结论

冷家堡油田产能建设项目（2023 年至 2025 年）对于扩大辽河油田产能规模，对盘锦市的支柱产业-石油开发具有一定的意义，符合产业政策及相关规划。

综上，在全面加强环境监督管理，严格执行环保“三同时”制度，在充分落实本次环评提出的各项污染防治措施和要求的基础上，从环境保护角度分析，本项目的建设是合理可行的。