

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

(公示版)


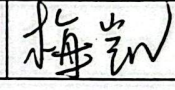
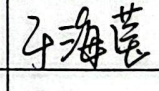
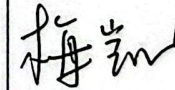
项目名称：南堡油田南堡2号构造中浅层油藏滚动
开发项目

建设单位(盖章)：中国石油天然气股份有限公司
冀东油田分公司

编制日期：二〇二六年四月

中华人民共和国生态环境部制

编制单位和编制人员情况表

| | | | |
|------------------|--|--|---|
| 项目编号 | fj0801 | | |
| 建设项目名称 | 南堡油田南堡2号构造中浅层油藏滚动开发项目 | | |
| 建设项目类别 | 54--150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程 | | |
| 环境影响评价文件类型 | 报告表 | | |
| 一、建设单位情况 | | | |
| 单位名称 (盖章) | 中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司 | | |
| 统一社会信用代码 | 91130230721614029B | | |
| 法定代表人 (签章) | 王平 |  | |
| 主要负责人 (签字) | 黄大鹏 | | |
| 直接负责的主管人员 (签字) | 黄大鹏 | | |
| 二、编制单位情况 | | | |
| 单位名称 (盖章) | 三平环保咨询 (北京) 有限公司 | | |
| 统一社会信用代码 | 91110106071662538K | | |
| 三、编制人员情况 | | | |
| 1. 编制主持人 | | | |
| 姓名 | 职业资格证书管理号 | 信用编号 | 签字 |
| 梅凯 | 12351343509130682 | BH025739 |  |
| 2. 主要编制人员 | | | |
| 姓名 | 主要编写内容 | 信用编号 | 签字 |
| 于海莹 | 生态环境现状、保护目标与评价标准 | BH052373 |  |
| 梅凯 | 建设项目基本情况表、建设内容、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、环境影响评价结论 | BH025739 |  |

目 录

| | |
|----------------------------------|-----|
| 一、建设项目基本情况..... | 1 |
| 1.1 与产业政策的符合性..... | 3 |
| 1.2 国土空间规划符合性分析..... | 3 |
| 1.3 与河北省“三区三线”的生态保护红线的符合性分析..... | 7 |
| 1.4 生态环境分区管控符合性分析..... | 10 |
| 1.5 与环境保护规划符合性分析..... | 15 |
| 1.6 区域和行业规划符合性分析..... | 17 |
| 1.7 周边开发利用现状..... | 21 |
| 二、建设内容..... | 24 |
| 2.1 地理位置..... | 24 |
| 2.2 现有工程回顾..... | 26 |
| 2.3 拟建工程..... | 38 |
| 2.4 依托工程..... | 48 |
| 三、生态环境现状、保护目标及评价标准..... | 58 |
| 3.1 生态环境现状..... | 58 |
| 3.2 生态环境保护目标..... | 79 |
| 3.3 评价标准..... | 80 |
| 四、生态环境影响分析..... | 87 |
| 4.1 施工期污染源分析..... | 87 |
| 4.2 废气环境影响分析..... | 88 |
| 4.3 废水环境影响分析..... | 90 |
| 4.4 对地下水及土壤环境影响..... | 90 |
| 4.5 噪声环境影响分析..... | 91 |
| 4.6 固体废物环境影响分析..... | 91 |
| 4.7 施工期生态环境影响分析..... | 93 |
| 4.8 环境风险影响分析..... | 94 |
| 4.9 营运期污染源分析..... | 95 |
| 4.10 对大气环境影响分析..... | 96 |
| 4.11 废水环境影响分析..... | 97 |
| 4.12 对声环境影响分析..... | 98 |
| 4.13 固体废物环境影响分析..... | 99 |
| 4.14 对地下水环境影响..... | 99 |
| 4.15 对土壤环境影响分析..... | 106 |
| 4.16 环境风险影响分析..... | 111 |

| | |
|---|-----|
| 五、主要生态环境保护措施..... | 116 |
| 5.1 施工期生态环境保护措施..... | 116 |
| 5.2 营运期生态环境保护措施..... | 120 |
| 5.3 环境管理及监测计划..... | 126 |
| 5.4 环保投资..... | 129 |
| 六、生态环境保护措施监督检查清单..... | 130 |
| 七、结论..... | 132 |
| 7.1 项目概况..... | 132 |
| 7.2 环境质量现状分析结论..... | 132 |
| 7.3 生态环境影响分析..... | 133 |
| 7.4 环境风险分析结论..... | 133 |
| 7.5 生态环境保护措施结论..... | 134 |
| 7.6 工程建设可行性结论..... | 134 |
| 附表..... | 135 |
| 附表 1 钻完井统计一览表..... | 135 |
| 附表 2 现有工程产能预测表..... | 141 |
| 附表 3 本项目产能预测表..... | 142 |
| 附表 4 总产能预测表..... | 143 |
| 附表 5 海水实测结果统计表..... | 144 |
| 附表 6 监测站位各评价因子单项标准指数（一类标准）..... | 144 |
| 附表 7 监测站位各评价因子单项标准指数（二类标准）..... | 144 |
| 附表 8 生物体质量监测结果（鲜重，单位：MG/KG）..... | 145 |
| 附表 9 海洋生物质量污染指数..... | 146 |
| 附表 10 土壤环境监测结果一览表..... | 148 |
| 附表 11 土壤环境监测结果一览表续表..... | 150 |
| 附图..... | 154 |
| 附图 1 冀东油田地理区位图..... | 154 |
| 附图 2 项目井场平面布置图..... | 155 |
| 附图 3 NP1-1D 人工岛生产水处理工艺流程图..... | 156 |
| 附图 4 南堡联合站平面布置图..... | 157 |
| 附图 5 南堡联合站天然气处理工艺流程图..... | 158 |
| 附件..... | 159 |
| 附件 1 环评委托书..... | 159 |
| 附件 2 关于南堡油田南堡 2 号构造中浅层油藏滚动开发方案的批复..... | 160 |
| 附件 3 国家能源局备案文件..... | 164 |

| | |
|--|-----|
| 附件 6 关于冀东南堡 2-3LP 平台、3 号构造油气开发工程环境影响现状评估报告的备案意见(国海环字[2017]446 号) 及验收专家意见 | 169 |
| 附件 7 关于 NP2-3LP 平台产能建设地面配套工程环境影响报告表的批复 (环审[2019]44 号) | 175 |
| 附件 8 关于南堡滩海油气开发工程环境影响报告表的批复 (环审[2019]47 号) | 177 |
| 附件 9 关于南堡油田清洁能源替代先导示范项目环境影响报告表的批复 (环审[2022]117 号) | 181 |
| 附件 10 《南堡油田清洁能源替代先导示范项目环境保护设施竣工验收报告》(2024 年 3 月专家评审会意见) | 185 |
| 附件 11 关于冀东油田南堡进海路及人工井场工程海洋环境影响报告书核准意见的复函 (国海环字[2006]342 号) | 187 |
| 附件 12 关于冀东油田南堡进海路及人工井场工程 (一期工程) 环境保护设施竣工验收的批复 (国海环字[2013]761 号) | 191 |
| 附件 13 关于冀东南堡油田进海路及人工井场工程海洋环境影响后评价报告的复函 (海北环函字[2018]39 号) | 192 |
| 附件 14 南堡联合站工程环境影响评价报告书的批复及验收..... | 194 |
| 附件 15 冀东油田油泥综合处理厂环评批复及验收..... | 198 |
| 附件 16 固化技术服务合同 | 202 |
| 附件 17 南堡作业区危险废物分类转运合同 | 204 |
| 附件 18 南堡油田区域垃圾清运处置协议 | 206 |
| 附件 19 中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂环境保护设施验收文件..... | 208 |
| 附件 20 关于冀东油田公司应急预案报备的函 | 210 |
| 附件 21 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表..... | 211 |
| 附件 22 海洋环境监测报告..... | 212 |
| 附件 23 例行检测报告-非甲烷总烃检测报告 | 217 |
| 附件 24 水质检测报告 | 222 |
| 附件 25 例行检测报告-生活污水检测报告 | 263 |
| 附件 26 例行检测报告-噪声检测报告 | 267 |
| 附件 27 现状监测报告..... | 273 |

一、建设项目基本情况

| | | | |
|-------------------|---|--------------------------------------|---|
| 建设项目名称 | 南堡油田南堡 2 号构造中浅层油藏滚动开发项目 | | |
| 项目代码 | 无 | | |
| 建设单位联系人 | | 联系方式 | |
| 建设地点 | 河北省唐山市曹妃甸工业园区内南堡油田 NP2-3LP 井场 | | |
| 地理坐标 | | | |
| 建设项目行业类别 | 五十四、海洋工程“150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程——其他” | 用地（用海）面积（m ² ） /长度（km） | / |
| 建设性质 | <input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造 | 建设项目申报情形 | <input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目 |
| 项目审批（核准/备案）部门（选填） | / | 项目审批（核准/备案）文号（选填） | / |
| 总投资（万元） | | 环保投资（万元） | |
| 环保投资占比（%） | 1.8 | 施工工期 | |
| 是否开工建设 | <input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是：_____ | | |
| 专项评价设置情况 | 根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》中专项评价设置原则表中要求石油和天然气开采，需开展环境风险专题，因此，设置了环境风险专项评价。 | | |
| 规划情况 | 无 | | |
| 规划环境影响评价情况 | 无 | | |

| | |
|-------------------------|---|
| <p>规划及规划环境影响评价符合性分析</p> | <p>无</p> |
| <p>其他符合性分析</p> | <p>南堡油田以“高效增储，效益建产”为根本任务，遵循“部署、投资、效益一体化”和“评价产建一体化”原则，积极拓展评价新区滚动潜力，实现高效增储、效益建产，满足油田开发需要。为此，在NP2-3陆域平台建设南堡油田南堡2号构造中浅层油藏滚动开发项目。关于南堡油田南堡2号构造中浅层油藏滚动开发方案的批复见附件2，国家能源局备案文件见附件3。</p> <p>本项目符合国家和地方产业政策；与河北省生态环境分区管控相符；与河北省“三区三线”划定成果相符；与《河北省国土空间规划（2021-2035年）》和《唐山市国土空间总体规划（2021-2035年）》相符；与《“十四五”海洋生态环境保护规划》、《河北省海洋生态环境保护“十四五”规划》、</p> |

《河北省海岸带及海洋空间规划（2021-2035年）》相符。

1.1 与产业政策的符合性

本项目为海洋石油、天然气勘探与开发项目，属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”以及“原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设”，因此，本项目的建设符合国家产业政策。

1.2 国土空间规划符合性分析

1.2.1 《河北省国土空间规划（2021-2035年）》的符合性分析

根据《河北省国土空间规划（2021-2035年）》，构建以“三区三线”为基础的国土空间开发保护新格局。按统筹划定落实三条控制线。按照耕地和永久基本农田、生态保护红线、城镇开发边界的优先序，统筹划定落实三条控制线，将三条控制线作为调整经济结构、规划产业发展、推进城镇化不可逾越的红线。在国土空间管控指标约束下，统筹优化农业、生态、城镇等各类空间布局。

本项目位于经河北省人民政府批准的《河北省国土空间规划（2021-2035年）》（冀政字〔2024〕33号）确定的曹妃甸工业区已成陆区域，为海上油气开发项目，项目建设不占用“三区三线”中的生态保护红线，不影响耕地和永久基本农田、和城镇开发边界的规划，符合构建以“三区三线”为基础的国土空间开发保护新格局。同时，保障能源生产基地建设，合理利用地下与地上空间资源，推动涉海基础设施建设的同时，保护性开发油气资源，节约集约利用了海域资源。

另外，项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等和运营期产生少量的含油污染物等，集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置；施工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理；一般固废、生活垃圾交由滦南县生力环卫有限公司接

收处理；清管试压废水，经简易沉淀后，泼洒抑尘；钻井废水、初期雨水均交由生产水处理系统处理达标后回注地层，不外排；项目施工期和运营期各项污染物均得到妥善安全处置，不会对周边生态环境产生不利影响。项目不改变海域和陆域的自然属性，符合所在国土空间规划的空间发展要求。

综上，本项目建设符合《河北省国土空间规划（2021-2035年）》的空间发展要求。

1.2.2 《唐山市国土空间总体规划（2021-2035年）》的符合性分析

2024年1月23日河北省人民政府发布《河北省人民政府关于〈唐山市国土空间总体规划（2021-2035年）〉的批复》（冀政字〔2024〕12号）。根据《唐山市国土空间总体规划（2021-2035年）》，NP2-3LP井场位于唐山市国土空间总体规划分区中2008年海岸线与2022年海岸线之间的城镇发展区。与唐山市国土空间总体规划海洋功能分区叠置图见图1.2-1。因此，本项目建设符合《唐山市国土空间总体规划（2021-2035年）》。

图 1.2-1 本项目与唐山市国土空间总体规划海洋功能分区叠置图

1.2.3 《唐山市曹妃甸区国土空间总体规划（2021-2035年）》的符合性分析

2024年3月29日，唐山市人民政府批复了《唐山市曹妃甸区国土空间总体规划（2021-2035年）》（唐政字〔2024〕21号）。规划明确了曹妃甸全域主要分为城镇发展区、交通运输用海区、工矿通信用海区、渔业用海区、交通运输用海区等。

| 表 1.2-2a 曹妃甸区国土空间规划分区及用途统计表（节选） | | | |
|--|---|--|-------------------------------------|
| 分区名称 | | 用途 | |
| 一级类 | 二级类 | | |
| 城镇发展区 | 物流仓储区 | 物流仓储区 | 以物流仓储及其配套产业为主要功能导向的区域。 |
| | 交通枢纽区 | 交通枢纽区 | 以机场、港口、铁路客货客运站等大型交通设施为主要功能导向的区域。 |
| | 工业发展区 | 工业发展区 | 以工业及其配套产业为主要功能导向的区域。 |
| | 综合服务区 | 综合服务区 | 以提供行政办公、文化、教育、医疗以及综合商业等服务为主要功能导向的区域 |
| 表 1.2-2b 曹妃甸区海域国土空间规划分区及管控要求统计表（节选） | | | |
| 分区名称 | 用途（功能）/管控要求 | 符合性分析 | 是否符合 |
| 交通运输 | 重点保障港口、航运、路桥隧道等交通运输用海需求，兼容临港工业利用、矿产能源开发和海底工程建设等用海需求。港口航运海域禁止捕捞和养殖等与港口作业无关、有碍航行安全的活动，禁止在船舶定线制警戒区、通航分道及其端部的附近水域锚泊。突出节约集约用海原则，合理控制规模；保障国家和地方重大建设项目用海需求；严格落实环境保护措施，严格实行污水达标排放，避免工业生产造成海洋环境污染，确保海洋环境及周围海域生态安全；积极探索海洋可再生能源开发利用；加强开发利用活动监视监测，防止海岸侵蚀、溢油等灾害发生，避免对毗邻功能区资源环境产生影响；生产活动须保证海上航运安全、锚泊安全及行洪安全。严格限制改变海域自然属性，除国家重大项目外，严禁新增围填海造地，加快围填海历史遗留问题处理。工程实施前，相关区域维持现状或开展不影响基本功能的用海活动；相关活动不能影响周边生态保护区、港口航运及渔业资源保护等功能。 | 本项目属于“矿产能源开发”项目，在已经建成井场上实施，不新增用海，施工期、运行期产生的污染物均得到安全处置，不排海，有效避免了“海洋环境污染”，不会“影响周边生态保护区、港口航运及渔业资源保护等功能” | 符合 |
| NP2-3LP井场位于城镇发展区中的交通运输用地，兼容临港工业利用、矿产能源开发和海底工程建设等用海需求。本项目与《唐山市曹妃甸区国土空间总体规划（2021-2035年）》全域用地用海布局规划图的位置关系和海洋功能分图的位置关系见图1.2-2。本项目属于矿产能源开发的用海 | | | |

需求，符合《曹妃甸国土空间总体规划（2021-2035年）》要求。

**图 1.2-2 本项目与《唐山市曹妃甸区国土空间总体规划（2021-2035 年）》
全域用地用海布局规划分区叠置图**

1.3 与河北省“三区三线”的生态保护红线的符合性分析

根据《自然资源部生态环境部国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号），生态保护红线是国土空间规划中的重要管控边界，生态保护红线内自然保护地核心区外，

禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许上述文件中列举的 10 类对生态功能不造成破坏的有限人为活动。

通过将本项目与“三区三线”成果中的生态保护红线叠加分析，本项目不在“三区三线”划定的生态保护红线范围内，项目用海不占用农业空间，生态空间及城镇空间，不占用永久基本农田。本项目距离最近的生态红线为项目西侧的“河北平原河湖滨岸带生态保护红线”约 15.18km。项目施工期和运营期各项污染物均得到合理妥善处置，不会对周边生态红线区产生不利影响。项目与河北省与生态红线区位置关系如图 1.3-1 所示。

因此，项目建设与河北省“三区三线”的生态保护红线相符。

表 1.3-1 本项目与“三区三线”中生态保护红线区位置关系表

| 序号 | 名称 | 保护目标 | 方位 | 最近距离 (km) |
|----|-----------------|-----------|-----|-----------|
| 1 | 绒螯蟹越冬保护区 | 重要渔业资源产卵场 | 东北侧 | 25.9 |
| 2 | 龙岛北海草床保护区 | 海草床 | 东北侧 | 25.24 |
| 3 | 河北平原河湖滨岸带生态保护红线 | 重要滩涂及浅海水域 | 西侧 | 15.18 |
| 4 | 龙岛沙源保护区 | 重要滩涂及浅海水域 | 东北侧 | 27.12 |

其他
符合性
分析

图 1.3-1 项目与河北省与生态红线区位置关系图

| | | | | |
|---------------|---|--|--|------|
| 其他符合性 分析 | <h3>1.4 生态环境分区管控符合性分析</h3> <h4>1.4.1 《河北省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见》的符合性分析</h4> <p>2024年10月29日，中共河北省委办公厅 河北省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见中提出落实“国家指导、省级统筹、市级落地”原则，全面落实主体功能区战略，充分衔接国土空间规划和用途管制要求，省市两级政府组织编制本行政区域生态环境分区管控方案，分别报上一级生态环境主管部门备案后发布实施。省级方案统筹明确全省优先保护、重点管控、一般管控三类生态环境管控单元的空间分布和面积比例，编制全省和省内重点区域（流域、海域）生态环境准入清单。</p> <p>本项目位于河北省唐山市曹妃甸工业区已成陆区域，位于重点管控单元，海域重点管控单元管控要求为：优化石化、钢铁等重化行业布局；严格海洋岸线开发；强化船舶、港区污染物控制；加强近岸海域及港口码头环境污染风险防控。如图 1.4-1 所示，不占用生态保护红线，另外项目施工期和运营期各项污染物均得到安全妥善处置，不会对周边生态环境产生不利影响，与重点管控单元的管控要求不冲突，具体分析见表 1.4-1。</p> <p style="text-align: center;">表 1.4-1 本项目与河北省环境管控单元符合性分析</p> | | | |
| | 工程 | 管控措施 | 符合性分析 | 是否符合 |
| | 重点 管控 单元 | 优化石化、钢铁等重化行业布局； | 本项目为石油勘探开发项目，不属于石化、钢铁等重化行业。依据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目属于鼓励类。 | 不冲突 |
| | | 严格海洋岸线开发； | 本项目不占用海洋岸线。 | 符合 |
| 强化船舶、港区污染物控制； | | 本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，施工期间无涉水施工，不涉及船舶污染物排放；另外，项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等和运营期产生少量的含油沾染物等，集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置；施工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油 | 符合 | |

| | | | | |
|--|--|-----------------------------|--|-----------|
| | | | <p>瑞丰化工有限公司处理；一般固废、生活垃圾交由滦南县生力环卫有限公司接收处理；清管试压废水，经简易沉淀后，泼洒抑尘；钻井废水、初期雨水均交由生产水处理系统处理达标后回注地层，不外排；项目施工期和运营期各项污染物均得到妥善安全处置，不会对周边生态环境产生不利影响。</p> | |
| | | <p>加强近岸海域及港口码头环境污染风险防控。</p> | <p>建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在 2017 年 2 月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件 20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》（备案编号:YJBH2023017），并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。 建设单位将采取各项风险防范措施和应急措施，定期进行环境风险事故应急演练，提高应急设备、应急人员和应急监视监测等方面的能力，保障事故发生后能够有效开展应急行动，降低污染事故影响程度，环境风险总体可控。</p> | <p>符合</p> |

图 1.4-1 本项目在河北省环境管控单元分布图中的位置

因此，本项目符合《河北省人民政府办公厅关于加强生态环境分区管控的实施意见》的要求。

1.4.2 唐山市生态环境分区管控符合性分析

根据 2024 年 4 月 9 日，唐山市印发《唐山市生态环境准入清单（2023 年版）》，本项目位于曹妃甸工业区，为重点管控单元（图 1.4-2）。依据表 1.4-2 分析可知，项目符合唐山市印发的《唐山市生态环境准入清单（2023 年版）》的要求。

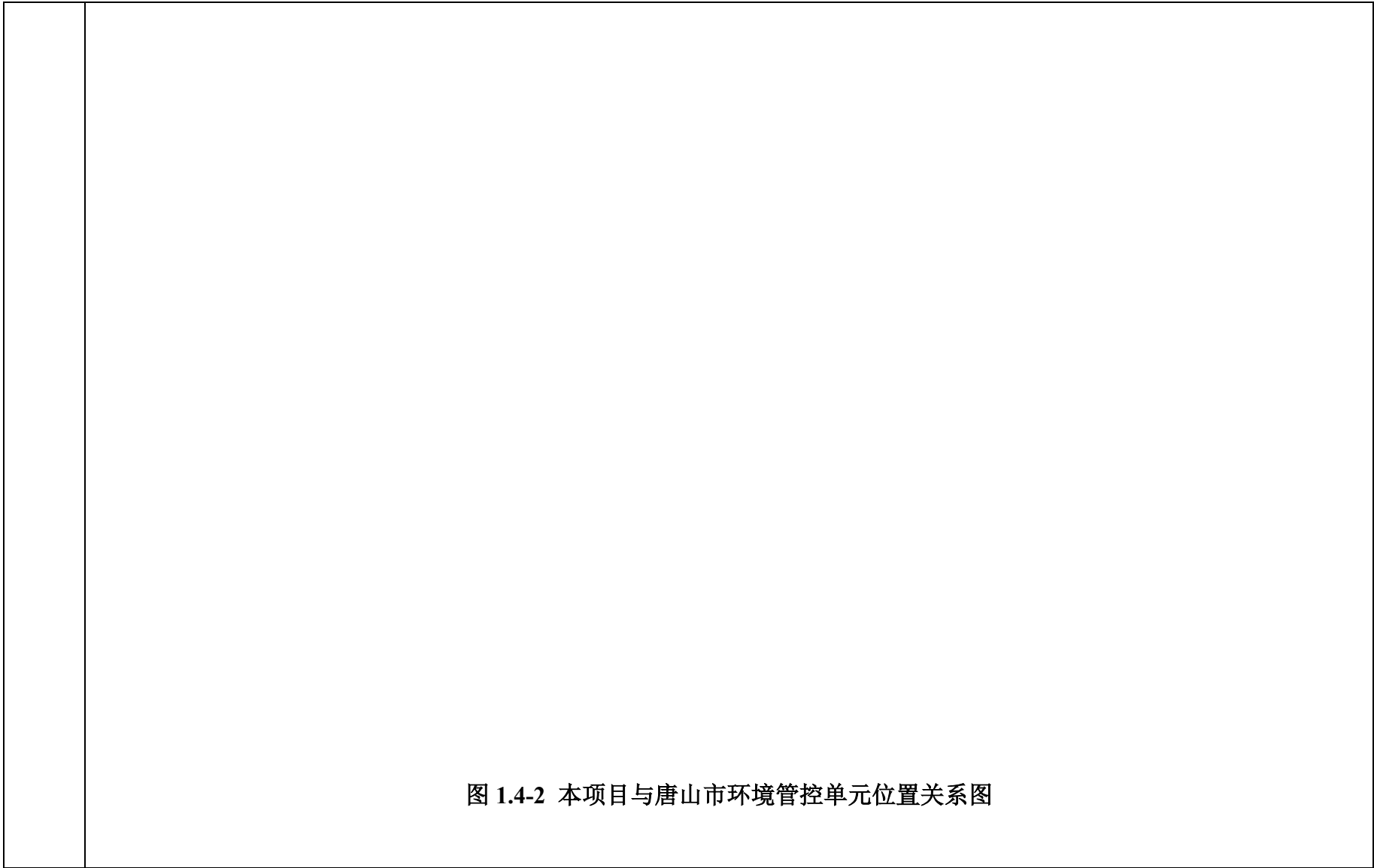


图 1.4-2 本项目与唐山市环境管控单元位置关系图

表 1.4-2 唐山海域环境管控单元生态环境准入清单符合性分析

| 单元编号 | 县区 | 管控单元类别 | 定位与特征 | 维度 | 管控措施 | 符合性分析 | 是否符合 |
|-------------------|------|--------|---------------|---------|---|--|------|
| HY130200 20005 | 曹妃甸区 | 重点管控区 | 曹妃甸港东区工矿通信用海区 | 空间布局约束 | 保障港口用海；兼容工矿通信、游憩用海；禁止捕捞和养殖等有碍航行安全的活动，禁止在船舶定线制警戒区、通航分道及其端部附近水域锚泊；划入城镇开发边界的按城镇集中建设区管控。 | 本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，无涉水施工，不会影响港口、工矿通信、游憩用海；不进行捞和养殖等有碍航行安全的活动，不会设置警戒区影响通航。 | 符合 |
| | | | | 污染物排放管控 | 任何个人和未经批准的单位，不得向中华人民共和国管辖海域倾倒任何废弃物。需要倾倒废弃物的，产生废弃物的单位应当向国务院生态环境主管部门海域派出机构提出书面申请，并出具废弃物特性和成分检验报告，取得倾倒许可证后，方可倾倒。 | 本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，无涉水施工，且各项污染物均得到妥善安全处置，禁止排海，不会对周边海域环境产生不利影响。项目施工期和运营期，建设单位应对污染物处置去向均进行登记记录，并由相关责任人签字，禁止随意外排。 | 符合 |
| | | | | 环境风险防控 | 加强海洋石油勘探开发环境风险隐患排查整治和溢油风险防控。 | 本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，无涉水施工，则不涉及船舶溢油风险。为降低项目石油勘探开采过程中的风险，建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在 2017 年 2 月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件 20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》(备案编号:YJBH2023017)，并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。建设单位将采取各项风险防范措施和应急措施，定期进行环境风险事故应急演练，提高应急设备、应急人员和应急监视监测等方面的能力，保障事故发生后能够有效开展应急行动，降低污染事故影响程度，环境风险总体可控。 | 符合 |

1.5 与环境保护规划符合性分析

1.5.1 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性

2022年1月7日，生态环境部会同发展改革委、自然资源部等6部门发布<关于印发《“十四五”海洋生态环境保护规划》的通知>（环海洋[2022]4号）。总体布局：“黄渤海巩固综合治理成效，推动黄河口湿地修复和辽东湾、渤海湾、莱州湾等污染治理”。加强海上污染分类整治：强化海洋工程和海洋强化海洋工程和海洋倾废环境监管。强化海上油气勘探开发等海洋工程污染防治。

防范环境风险，有效应对海洋突发环境事件和生态灾害：①防范海洋突发环境事件风险。②健全海洋突发环境事件和生态灾害应急响应体系。

符合性分析：本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，施工期间无涉水施工，不涉及船舶污染物排放；另外，项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等，产生量为0.6t；运营期产生少量的含油污染物等，产生量为0.6t/a，集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置；施工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理；一般固废、生活垃圾交由滦南县生力环卫有限公司接收处理；清管试压废水，经简易沉淀后，泼洒抑尘；钻井废水、初期雨水均交由生产水处理系统处理达标后回注地层，不外排；项目施工期和运营期各项污染物均得到妥善安全处置，不会对周边生态环境产生不利影响。

建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在2017年2月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》（备案编号:YJBH2023017），并在2023年10月北海局备案，见附件21。建设单位采取各项风险防范措施和应急措施，定期进行环境风险事故应急演练，提高应急设备、应急人员和应急监视监测等方面的能力，保障事故发生后能够有效开展应急行动，降低污染事故影响程度，环境风险总体可控。

综上，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》的管理要求。

1.5.2 与《河北省海洋生态环境保护“十四五”规划》的符合性

2022年2月7日，河北省水污染防治工作领导小组办公室关于印发《河北省海洋生态环境保护“十四五”规划》的通知。

(1) 位置关系

本工程位于曹妃甸工业区，属于《河北省海洋生态环境保护“十四五”规划》中的唐山湾。

(2) 任务工程

重点提升京唐港和曹妃甸港生态环境质量；维护滨海湿地、海岛、海草床典型生态系统生态功能；……；强化海上溢油、危化品泄漏等突发环境事故风险防范；……。

加强船舶溢油事故预警能力建设，建立完善唐山国际旅游岛应急设备库，加装监视设备和新增污染应急设备器材；临港工业园区、产业园区、船舶溢油应急设备设施等环境应急设备和器材配备齐全，建立专业应急队伍，进一步提升突发环境事故风险防控能力。

(3) 符合性分析

本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，施工期间无涉水施工，不涉及船舶污染物排放；另外，项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等和运营期产生少量的含油污染物等，集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置；施工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理；一般固废、生活垃圾交由滦南县生力环卫有限公司接收处理；清管试压废水，经简易沉淀后，泼洒抑尘；钻井废水、初期雨水均交由生产水处理系统处理达标后回注地层，不外排；项目施工期和运营期各项污染物均得到妥善安全处置，不会对周边生态环境产生不利影响。

建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在2017年2月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》（备案编号:YJBH2023017），并在2023年10月北海局备案，见附件21。建设单位将采

取各项风险防范措施和应急措施，定期进行环境风险事故应急演练，提高应急设备、应急人员和应急监视监测等方面的能力，保障事故发生后能够有效开展应急行动，降低污染事故影响程度，环境风险总体可控。

因此，工程建设与《河北省海洋生态环境保护“十四五”规划》符合。

1.5.3 与《河北省海岸带及海洋空间规划（2021-2035年）》（公开版）符合性分析

根据《河北省海岸带及海洋空间规划（2021-2035年）》（公开版）的空间功能分区布局要求，本项目位于法定海域已经整体成陆区域，不再新增围填海，后期施工及运营均在已成陆范围内进行，不会发生海岸侵蚀、溢油等灾害，不会对毗邻功能区资源环境产生影响，不占用永久基本农田，距生态保护红线区远，故本项目不会对周边生态保护区、港口航运及渔业资源保护产生影响。

因此，本项目用海符合《河北省海岸带及海洋空间规划（2021-2035年）》管控要求。

1.6 区域和行业规划符合性分析

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

为贯彻习近平生态文明思想，生态环境部办公厅于2019年12月13日发布了《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910号）。本项目建设，符合该通知中的生态环境保护措施的要求，详见表1.6-1。

表 1.6-1 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》符合性分析

| 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（节选） | | 项目采取措施 | 是否符合 |
|-------------------------------|--|---|------|
| 1 | 涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海 | 本项目采出水经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理。 | 符合 |

| | | | |
|---|--|---|----|
| | <p>洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914）等排放标准要求</p> | <p>本项目施工和运营期各项污染物均得到妥善处置，禁止排海。</p> | |
| 2 | <p>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。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。相关部门及油气企业应当加强采出水等污水回注的研究，重点关注回注井井位合理性、过程控制有效性、风险防控系统性等，提出从源头到末端的全过程生态环境保护及风险防控措施、监控要求。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外。</p> | <p>本项目采出液经本平台三相分离后，含水原油经管道输送至 NP1-1D 人工岛，分离出的含油生产水经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理。</p> <p>回用水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中对注入层平均空气渗透率$>0.5\mu\text{m}^2\sim<1.5\mu\text{m}^2$的相应指标标准要求后回注至封闭层内，满足废水中有关废水回注的要求。</p> <p>本项目钻井采用环保型水基钻井液，不涉及重金属等有毒有害物质。</p> | 符合 |
| 3 | <p>油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》要求评价。相关部门及油气企业应当加强固体废物处置的研究，重点关注固体废物产生类型、主要污染因子及潜在环境影响，分别提出减量化的源头控制措施、资源化的利用路径、无害化的处理要求，促进固体废物合理利用和妥善处置。</p> | <p>项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等和运营期产生少量的含油污染物等，集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置；施工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理；一般固废、生活垃圾交由滦南县生力环卫有限公司接收处理。</p> | 符合 |
| 4 | <p>陆地油气开采项目的建设单位应当对挥发性有机物液体储存和装载损失、废水液面逸散、设备与管线组件泄漏、非正常工况等挥发性有机物无组织排放源进行有效管控，通过采取设备密闭、废气有效收集及配套高效末端处理设施等措施，有效控制挥发性有机物和恶臭气体无组织排放。涉及高含</p> | <p>本项目采出液经平台三相分离器分离后，含水原油经管道输送至 NP1-1D 人工岛进一步处理，本项目生产工艺过程全封闭，且建设单位定期对设备和管线组件进行维修，降低非正常工况下气体的挥发，经计算分析，本项目无组织排放非甲烷总烃边界浓度最高点达到《工</p> | 符合 |

| | | | |
|---|--|---|-----|
| | <p>硫天然气开采的，应当强化钻井、输送、净化等环节环境风险防范措施。含硫气田回注采出水，应当采取有效措施减少废水处理站和回注井场硫化氢的无组织排放。高含硫天然气净化厂应当采用先进高效硫磺回收工艺，减少二氧化硫排放。井场加热炉、锅炉、压缩机等排放大气污染物的设备，应当优先使用清洁燃料，废气排放应当满足国家和地方大气污染物排放标准要求。</p> | <p>业企业挥发性有机物排放控制标准》(DB 13/2322-2016) 其他企业-非甲烷总烃 2.0mg/m³ 要求。厂区内无组织非甲烷总烃达到《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) 的要求。</p> | |
| 5 | <p>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。</p> | <p>本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，距离周边环境敏感区较远。本项目全部采用挖沟填埋方式进行，施工完成后，恢复原状，不会对周边生态环境产生不利影响。钻井时，采用先进的、低噪声的施工设备，可有效减少废气排放和噪声扰民。项目施工结束后，建设单位将落实环评提出的生态保护措施。</p> | 符合 |
| 6 | <p>陆地油气长输管道项目，原则上应当单独编制环评文件。油气长输管道及油气田内部集输管道应当优先避让环境敏感区，并从穿越位置、穿越方式、施工场地设置、管线工艺设计、环境风险防范等方面进行深入论证。高度关注项目安全事故带来的环境风险，尽量远离沿线居民。</p> | <p>本项目不属于陆地油气长输管道项目。本项目位于曹妃甸工业区，远离居民，项目建设过程中高度重视环境风险，从工程设计、施工建造和安装以及生产管理上采取有效的防范措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生。</p> | 符合 |
| 7 | <p>油气储存项目，选址尽量远离环境敏感区。加强甲烷及挥发性有机物的泄漏检测，落实地下水污染防治和跟踪监测要求，采取有效措施做好环境风险防范与环境应急管理；盐穴储气库项目还应当严格落实采卤造腔期和管道施工期的生态环境保护措施，妥善处理采出水。</p> | <p>本项目属于海洋石油开发项目项目，不属于油气储存项目和盐穴储气库项目。本项目建设单位定期对设备进行检修，防止跑冒滴漏；建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在 2017 年 2 月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件 20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》(备案编号:YJBH2023017),并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。建设单位将采取各项风险防范措施和应急措施，定期进行环境风险事故应急演练，提高应急设备、应急人员和应急监视监测等方面的能力，保障事故发生后能够有效开展应急行</p> | 不涉及 |

| | | | |
|---|--|---|----|
| | | <p>动，降低污染事故影响程度，环境风险总体可控。</p> <p>本项目采出水依托现有工程采出水处理站，分离出的含油水经处理达标后供注水使用；天然气输至南堡联合站处理。</p> <p>本项目管道施工结束后，对管道沿线开挖处进行平整、全部恢复原有地貌。</p> | |
| 8 | <p>油气企业应当加强风险防控，按规定编制突发环境事件应急预案，报所在地生态环境主管部门备案。海洋油气勘探开发溢油应急计划报相关海域生态环境监督管理局备案。</p> | <p>建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》（备案编号:YJBH2023017），并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。</p> | 符合 |
| <p>1.6.2 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性</p> <p>《“十四五”现代能源体系规划》指出，能源高质量发展取得决定性进展，基本建成现代能源体系。能源安全保障能力大幅提升，绿色生产和消费模式广泛形成，非化石能源消费比重在 2030 年达到 25%的基础上进一步大幅提高，可再生能源发电成为主体电源，新型电力系统建设取得实质性成效，碳排放总量达峰后稳中有降。强化战略安全保障增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点盆地和海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。加快推进储量动用，抓好已开发油田“控递减”和“提高采收率”，推动老油气田稳产，加大新区产能建设力度，保障持续稳产增产。</p> <p>本项目属于海洋石油勘探与开发的工程，本区块的开发加大了国内油气勘探开发，同时，对原油和天然气输送和区域应急储备能力建设具有重大意义，为提高国内石油产量做出贡献，本项目建设符合《“十四五”现代能源体系规划》。</p> <p>1.6.3 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析</p> <p>根据《关于印发<重点海域综合治理攻坚战行动方案>的通知》（环海洋〔2022〕11号），《行动方案》提出，按照因地制宜、分区施策，陆海统筹、综合治理，系统保护、协同增效，落实责任、合力攻坚的基本原则，深入打好重点海域综合治理攻坚战，实现“十四五”时期三大重点海域生态环境持续改善、陆海统筹的生态环境综合治理能力明显增强、人民群众临海亲海的获得感</p> | | | |

和幸福感不断提升。本项目属于海洋油气开发中附属的环保工程，不会对海域生态环境造成不利影响，对于持续改善海域生态环境、增强陆海统筹的生态环境综合治理能力有一定的促进作用。

《行动方案》提出，一是在陆海污染防治方面，……二是在生态保护修复方面，……加强区域珍贵濒危物种及其栖息地保护；加强渔业资源养护。三是在环境风险防范方面，实施涉海风险源排查检查、环境风险隐患整治、海洋突发环境事件应急监管能力建设等重要措施。……本项目施工与运营期间产生的污染物均能得到有效处置，无污染物排海；不会对工程附近海域的生态环境造成破坏，对水产种质资源影响较小。

综上，本项目与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》相符。

1.7 周边开发利用现状

项目位于2008年海岸线向海一侧，距离2008年海岸线6.8km；位于2022年海岸线向陆一侧，距离2022年海岸线最近距离为东侧200m。项目周边位于河北省唐山市曹妃甸区南堡滩海海域，周边开发利用以油气开采、海洋化工、精细化工、钢铁冶金、港口物流、盐业及海水养殖为主，开发强度较高，产业配套完善。项目北侧紧邻河北南堡盐场有限公司，距离约2.5km，主要从事原盐生产与盐业化工；西北侧4.0km为唐山三友化工股份有限公司、唐山三孚硅业股份有限公司等大型化工企业，以纯碱、氯碱、有机硅、电子化学品、油田化学剂等生产为主；东南侧8km为曹妃甸工业区，分布首钢京唐钢铁联合有限责任公司、唐山旭阳石油化工有限公司、华电曹妃甸重工装备有限公司、唐山曹妃甸实业港务有限公司等，形成精品钢铁、石油化工、海洋工程装备与港口物流产业集群。海域以油气开发、港口航运和渔业利用为主，周边密集分布冀东油田人工岛、采油平台及海底集输管线，邻近曹妃甸港区航道与锚地，通航活动频繁。区域土地利用以工业用地、仓储物流用地、油气生产设施用地、盐业用地、养殖水域为主，无居民区、学校、医院等环境敏感目标，基础设施配套齐全，开发利用相容有序。本项目附近用海项目情况见表1.7-1，项目周边开发利用现状图见图1.7-1。

| 表 1.7-1 本项目附近用海项目情况一览表 | | | | |
|------------------------|------|----|----|------|
| 序号 | 企业名称 | 方位 | 距离 | 核心业务 |
| 1 | | | | |
| 2 | | | | |
| 3 | | | | |
| 4 | | | | |
| | | | | |

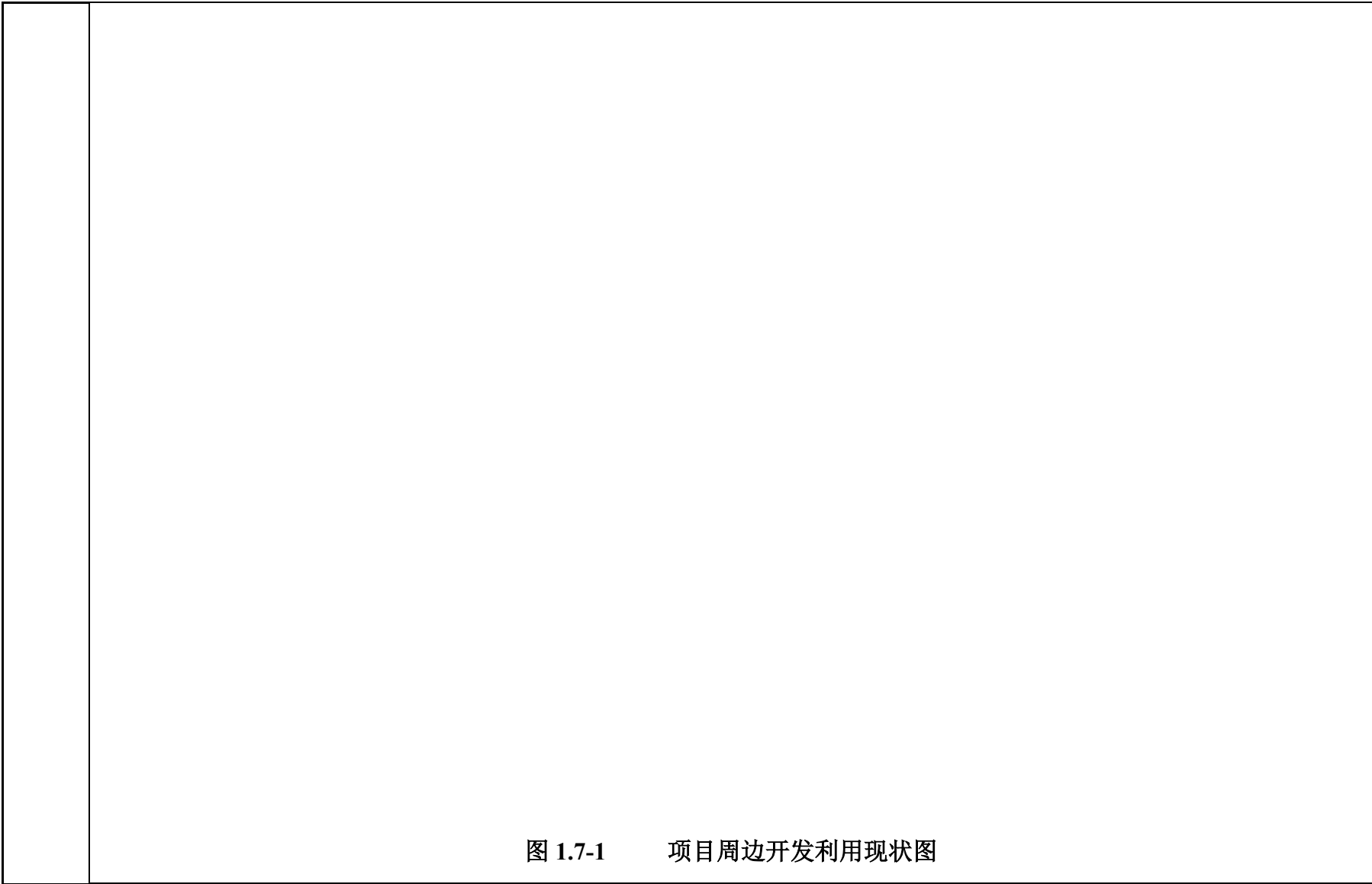


图 1.7-1 项目周边开发利用现状图

二、建设内容

| | |
|------|-------------------|
| 地理位置 | <h3>2.1 地理位置</h3> |
|------|-------------------|



图 2.1-2 井场地理位置图

2.2 现有工程回顾

2.2.1 井场概况

NP2-3LP 平台位于曹妃甸港二港池

平台总体布置见附图 3，站场平面布置见图 2.2-1。已建主要生产设施见表 2.2-1。

表 2.2-1 NP2-3LP 井场项目已建主要设施组成表

| | | | | |
|------|-----------|---|-----|-----|
| | 修井废水废液罐 | 撬装，随井队搬运，无固定 | - | 在生产 |
| | 垃圾桶、垃圾池 | 垃圾桶若干 | 1 处 | 在生产 |
| | 工业垃圾收集储存间 | 设置 1 处储存间 | 1 处 | 在生产 |
| | 废油收集储存间 | 撬装，随井队搬迁，无固定 | - | 在生产 |
| | 火炬系统 | 设计放空气量 $32 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ | 1 套 | 在生产 |
| | 供电系统 | 35kV 变电站 | 1 套 | 在生产 |
| 公用工程 | 供热工程 | 1 座供热站房，1 台供热水源热泵、2 台热源回注水板式换热器、4 台循环水泵等设备。 | - | 在生产 |
| | 消防系统 | 固定灭火和移动灭火设备 | 1 套 | 在生产 |
| | 防腐系统 | 防腐涂层和阴极保护 | 1 套 | 在生产 |
| | | | | |

图 2.2-1 NP2-3LP 井场站场平面布置图

2.2.2 井场产能现状

2.2.3 集输工艺流程

NP2-3LP 平台采出液（平均含水约 90%）经单井计量后，进入三相分离器，分离出的低含水原油（含水约 70%）进入缓冲罐缓冲，然后经外输泵、流量计计量后经 NP2-3LP→NP1-1D 人工岛输油管线密闭管输至 NP1-1D 人工岛进一步处理；分离出的气相进入三相分离器，分离出的伴生气经过伴生气干燥器干燥后，计量外输至南堡联合站，三相分离器、天然气干燥器分出的凝液最终进入缓冲罐；分离出的采出水进入缓冲水罐暂存，缓冲水罐浮油进入双筒螺旋板油水分离器分离，浮油进入缓冲罐外输，采出水循环打回缓冲水罐，采出水进提升泵依次进入速沉器、金刚砂过滤罐后进入滤后水罐，最终达标回注。速沉器产生的含油污泥进入排泥罐暂存，最终罐车拉运至 NP1-1D 人工岛。

另外，部分二氧化碳吞吐井（油井）产物经三相分离，分离出的气（二氧化碳和天然气混合气）经 CO₂ 循环注入一体化撬后再次注入临近吞吐井，实现采出二氧化碳的循环利用。超临界增压注入工艺（循环注入一体化撬）包含 4 个单元，包含净化单元、预增压单元、干燥除水单元、增加注入单元。详细情况如下：

净化单元对分理出的气相除油，然后进入预增压单元压缩机进行增压，处理后进入干燥除水单元，首先采用冷冻干燥机进行深冷脱水，再进入微热再生吸附式干燥机进行深度脱水，处理后进入增压注入单元，采用平衡往复活塞压缩机将气体逐级压缩，最终管输至二氧化碳吞吐井回注地层。

NP2-3LP 地面物流的集输见图 2.2-2，生产工艺流程见图 2.2-3。



图 2.2-3 NP2-3LP 井场现有工程集输工艺流程图

图 2.2-2 NP2-3LP 井场物流集输流程图

2.2.4 注水系统

项目注水水源主要包括采出水处理站处理达标后的出水及水源井地下水。

水源井注水工艺：水源井采水经过滤系统预处理后，通过外输泵提升输送至注水泵增压，再经注水管网输送至各注水井口，经计量后实施回注。

2.2.5 现有工程污染物产生及处置情况

1、废水

(1) 含油生产水

NP2-3LP 平台采出水处理系统设计处理规模 2500m³/d，分离器分离采出水进入污水接收罐，采用“油水分离器+速沉器+过滤器”工艺处理后进入滤后水罐，实现采出水就地回注处理。目前实际污水处理量 2284.58m³/d，运行正常。根据 2025 年 11 月 15 日唐山明琨环境检测有限公司对中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司 NP2-3LP 平台监测（报告编号：MKBG2025Y081，MKBG2025Y082，MKBG2025Y083），可知，NP2-3LP 平台采出水处理设施处理效率为 92.2%~95.1%，采出水处理设施能稳定运行。出水水质含油量 0.1~3.98mg/L，悬浮固体含量 1.6~5.4mg/L，均满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中平均空气渗透

率 $\geq 0.5 \mu\text{m}^2 \sim < 2.0 \mu\text{m}^2$ 对应标准要求，不排海。生产水进、出口含油量监测结果见表 2.2-3，采出水的例行监测数据，详见表 2.2-4。水质检测报告见附件 24。

表 2.2-3 生产水处理装置进、出口含油量监测结果

表 2.2-4 生产水处理装置出口监测结果（例行监测数据及最近检测数据）

（2）生活污水处理设施

在 NP2-3LP 井场设有地理式一体化生活污水处理装置 1 套，处理能力 $2.0\text{m}^3/\text{h}$ ，处理工艺：格栅+厌氧+生物接触氧化+沉淀+消毒，目前运行正常。

NP2-3LP 井场产生的生活污水产生量 $4.32\text{m}^3/\text{d}$ ，经地理式一体化生活污水处理装置处理达标后回用于场地绿化或道路浇洒，不外排。根据 2025 年 11 月 15 日唐山明琨环境检测有限公司对中国石油天然气股份有限公司冀东

油田分公司 NP2-3LP 平台监测（报告编号：MKBG2025Y081，MKBG2025Y082，MKBG2025Y083），pH 7.57~7.58，BOD₅8.8~9.4 mg/L，COD28~30mg/L，氨氮 5.04~5.42 mg/L，阴离子表面活性剂 0.41~0.419 mg/L，溶解性总固体 629~802 mg/L，溶解氧 6.5~6.7 mg/L，总氯 1.71~1.74 mg/L，满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工的标准要求。生活污水监测结果见表 2.2-5，水质检测报告见附件 25。

表 2.2-5 生活污水出口监测结果

根据生活污水实际排放量的监测结果核算，COD 浓度为 30mg/L，氨氮浓度为 5.42mg/L，则 COD 产生量为 0.047t/a，氨氮产生量为 0.009t/a。

（3）初期雨水

初期雨水在重力自流作用下经明渠流入初期雨水池，进入采出水处理系统处理达标后回注，不外排。

2、废气

现有工程废气为无组织非甲烷总烃。

根据 2023 年 8 月 18 日中国石油冀东油田开发技术公司化验中心对 NP2-3 平台无组织非甲烷总烃的监测结果（见附件 23），非甲烷总烃 0.24~0.44mg/m³，满足《工业企业挥发性有机物排放控制标准》（DB13/2322-2016）表 3 生产车间或生产设备边界大气污染物浓度限值（4mg/m³）和表 2 企业边界大气污染物浓度限值（2mg/m³）。

NP2-3LP 井场产生非甲烷总烃排放量依据《石油和天然气开采业行业系数册》产污系数计算，产生量为 11.54t/a。

3、噪声

根据 2025 年 3 月 20 日中国石油冀东油田开发技术公司化验中心对 NP2-3 平台噪声监测（附件 26），厂界外噪声昼间 50~59dB（A），夜间 49~49dB（A），均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类区标准限值要求，昼间：65dB（A）；夜间 55dB（A）。

4、固废

生活垃圾、一般工业垃圾委托滦南县生力环卫有限公司清运处置（见附件 18）；含油固体废物定期交由中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公

司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处置。

冀东油田分公司建立了台账及危废管理制度，满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB 18597-2023）要求，2025 年已与唐山冀东油田志达货物运输有限公司签订委托清运合同（见附件 17）。

2.2.6 环境影响评价、验收、溢油应急计划执行情况

1、与本工程相关的环境影响评价批复及环保措施落实情况

根据《国家海洋局关于转发〈环境保护部关于改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知〉的通知》（国海环字[2016]652 号）的规定，中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司于 2016 年 12 月 26 日向国家海洋局北海分局递交了备案申请，并完成了未批先建工程的申报工作，同时委托三平环保咨询（北京）有限公司编制了《冀东南堡 2-3LP 平台、3 号构造油气开发工程环境影响现状评估报告》（以下简称“现状评估报告”），2017 年 9 月国家海洋局以《冀东南堡 2-3LP 平台、3 号构造油气开发工程环境影响现状评估报告》（国海环字[2017]446 号），同意备案。备案意见要求“建设单位认真落实报告中提出的环保措施和整改意见，切实履行保护海洋环境的主体责任”。保护验收时间为 2025 年 8 月 15 日，实际建设内容与现状评估及备案意见相比，不构成“重大变动”；2025 年 11 月，森诺科技完成了本项目环保设施竣工验收监测报告的编制并进行了专家评审。备案、验收专家意见见附件 6。

2019 年，冀东油田经过多年的开采，油田产量略有下降，为了维护油田合理开发，减缓油田生产的递减速度，建设调整井及配套工程。《南堡滩海油气开发工程环境影响报告表》（环审[2019]47 号）的批复，《NP2-3LP 平台产能建设地面配套工程环境影响报告表》（环审[2019]44 号）批复，见附件 7 和附件 8。

2022 年，为提高南堡油田无碳能源供给能力，提高清洁能源替代率，降低能耗成本，开展了“南堡油田清洁能源替代先导示范项目”，NP2-3LP 井场利用水余热和电加热水源热泵联合供热，替代生产供热和采暖加热炉，实现清洁能源替代。《南堡油田清洁能源替代先导示范项目》（环审[2022]117 号）的批复及验收，见附件 9 和附件 10。

已完成的环保手续情况见表 2.2-6，环境影响评价制度执行情况见表 2.2-7，历次环评现有环保措施落实情况见表 2.2-8。由此可知，建设单位在油田开发过程中已按照环评及批复要求落实了污染防治措施、环境风险防范措施。

表 2.2-6 NP2-3LP 井场相关工程环评情况表

| | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|
| | | | | | |
|--|--|--|--|--|--|

表 2.2-7 NP2-3LP 井场环境影响评价制度执行情况表

表 2.2-8 现有环保措施落实情况

| 报告名称 | 要求 | 落实情况 |
|---------------------------------------|---|---|
| 《冀东南堡 2-3LP 平台、3 号构造油气开发工程环境影响现状评估报告》 | 围油栏 50m，消油剂 100kg，草袋子 100 个，铁锨 20 把，各种规格的管线卡子和胶皮若干（根据日常的穿孔频率，数量不限，必须够用） | 已落实。 南堡作业区编制了《中国石油冀东油田分公司南堡作业区海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2023 年 10 月 24 日取得备案；定期进行了溢油应急演练，没有发生溢油事故。 |
| | NP2-3LP 平台围堰容积 751.68m ³ （围堰尺寸 52.2×24m×0.6m） | 已落实。 围堰容积 1170m ³ （尺寸 65m×30m×0.6m）。 |
| | 设立海洋生态环境跟踪监测系统：根据海域环境特征，综合考虑各油气开发平台分布，布设长期的监测站点，对海域的各种水生生物资源（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、渔业资源）等进行定期监测，了解环境质量变化情况 | 已落实。 已设立海洋生态环境跟踪监测系统，最新一次跟踪监测为 2023 年，委托第三方单位实施，监测内容涵盖了包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、渔业资源。 |
| | 与相关主管部门协商，选择合理的放流时间、品种和规模，通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。生态修复的具体措施由建设单位与相关主管部门协商决定。 | 已落实。 本项目位于唐山市曹妃甸工业园区，为已填海成陆区域，本项目所在区域占海造成的一定的生态损失，应采取的生态修复已纳入曹妃甸工业园区整体围填海生态修复，目前企业与相关政府部门正在整体商定。 |

| | | |
|-------------------------------|--|---|
| 《NP2-3LP 平台产能建设地面配套工程环境影响报告表》 | 井场装置区、井场区初期雨水池容积不满足收集初期雨水量，需增设或扩容雨水收集池以满足初期雨水收集的需要 | 已落实。 |
| 《南堡滩海油气开发工程环境影响报告表》 | 严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小 | 已落实。 |
| 《南堡油田清洁能源替代先导示范项目环境影响报告表》 | 严格落实报告中污染物处理措施。洗井废水处理达标后回注地层不外排。生活垃圾及生产垃圾均运回陆地处理。运营期采出水经换热后回注地层，不外排。 | 已落实。 |
| | 切实落实环境风险防范措施。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，立即报告我部海河流域北海海域生态环境监督管理局(以下简称海河北海局)，按照规定及时通报河北省渔业、海事部门和河北海警局。 | 已落实。 目前冀东油田公司已编制完成了应急预案，一旦发生风险物质泄漏时，及时采取措施。至今未发生过溢油事件。 |

2、环境保护设施竣工验收及备案情况

与本项目相关的环境影响评价及竣工验收情况见表 2.2-9。

表 2.2-9 相关环境影响评价及竣工验收情况一览表

| | | |
|---|--|--|
| 序 | | |
|---|--|--|

3、溢油应急计划及备案情况

NP2-3LP 井场风险管理纳入《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》(备案编号:YJBH2023017)，并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。

2.2.7 风险事故回顾

建设单位在井场建设与开发过程中严格执行各项安全环保制度，包含本工程井场在内的冀东油田井场建设及投产后均未发生井喷事故、集输管道泄漏、井场火灾事故以及地质溢油事故，未发生原油入海的污染事故。

2.2.8 现有工程存在问题

无。

2.3 拟建工程

2.3.1 调整井计划

本项目在原有 NP2-3LP 井场内实施 12 口调整井，均为油井，设计生产年限 15 年，并配套建设 1.5km 集油管线就近输至已建计量间的空头。本次调整不进行井场扩建，调整后产出物流依托井场的三相分离器，分离出的水经采出水处理站处理后，一部分在本井场回注，剩余部分与原油混输至 NP1-1D 处理。分离出来的天然气经过干燥、过滤及脱硫处理后，外输至南堡联合站。调整计划见表 2.3-1，调整井设计参数见表 2.3-2。

表 2.3-1 调整井计划表

| 序号 | 井场名称 | 新增调整井 | | | 物流集输方案 | 生产水回注方案 | 备注 |
|----|---------|-------|--------|-------|---|---------|----|
| | | 油井(口) | 注水井(口) | 总井(口) | | | |
| 1 | NP2-3LP | 12 | 0 | 12 | 产出液经井场三相分离器，分离出的含油生产水进采出水处理站达标，回注；天然气输至南堡联合站；原油输至 NP1-1D。 | 本井场回注 | - |

表 2.3-2 调整井设计参数表

| 井序号 | 井名 | 井型 | 井别 | 井深 (m) | 日产油能力 (t) |
|-----|----|----|----|--------|-----------|
|-----|----|----|----|--------|-----------|

2.3.2 调整井油藏产能方案

2.3.3 流体性质

1、原油性质

南堡 2 号构造 Nm 油藏地面原油密度平均为 0.9246g/cm^3 ，粘度（ 50°C ）平均为 $80.9\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含硫量平均为 0.21% ，凝固点平均为 0.1°C ，含蜡量平均为 7.0% ，胶质沥青质平均为 23.8% （表 2-1-5-1）；Ed₁ 油藏地面原油密度平均为 0.8418g/cm^3 ，粘度（ 50°C ）平均为 $5.0\text{mPa}\cdot\text{s}$ ，含硫量平均为 0.14% ，凝固点平均为 25.8°C ，含蜡量平均为 13.2% ，胶质沥青质平均为 10.7% 。

表 2.3-3 原油性质参数表

| 油藏 | 密度 (g/cm^3) | 粘度 (50°C , $\text{mPa}\cdot\text{s}$) | 含硫 量(%) | 凝固点 ($^\circ\text{C}$) | 含蜡量 (%) | 胶质沥青 质 (%) |
|--------------------|---------------------------|--|------------|-----------------------------|------------|---------------|
| Nm 油藏 | 0.9246 | 80.9 | 0.21 | 0.1 | 7.0 | 23.8 |
| Ed ₁ 油藏 | 0.8418 | 5.0 | 0.14 | 25.8 | 13.2 | 10.7 |

2、天然气性质

南堡 2 号构造 Nm 油藏天然气为溶解气，产微量气，Ng 油藏天然气为溶解气，相对密度 0.8345，甲烷含量为 63.55% ，Ed₁ 油藏天然气为溶解气，相对密度 0.7261，甲烷含量为 78.15% 。

表 2.3-4 天然气性质参数表

| 油藏 | 天然气类型 | 相对密度 | 甲烷含量 (%) |
|--------------------|----------|--------|----------|
| Nm 油藏 | 溶解气，产微量气 | — | — |
| Ng 油藏 | 溶解气 | 0.8345 | 63.55 |
| Ed ₁ 油藏 | 溶解气 | 0.7261 | 78.15 |

表 2.3-5 采出气的组分（体积分数，%）

| 组分 | 分子式 | 典型范围 |
|-----|-----------------------------|-----------|
| 甲烷 | CH_4 | 60.0–82.0 |
| 乙烷 | C_2H_6 | 10.0–11.5 |
| 丙烷 | C_3H_8 | 4.5–6.0 |
| 正丁烷 | $\text{n-C}_4\text{H}_{10}$ | 0.8–1.0 |

| | | |
|-------|----------------------------------|---------|
| 异丁烷 | i-C ₄ H ₁₀ | 1.0-1.2 |
| 戊烷及以上 | C ₅ ⁺ | 0.3-0.5 |
| 氮气 | N ₂ | 0.1-0.5 |
| 二氧化碳 | CO ₂ | 0.1-0.3 |
| 硫化氢 | H ₂ S | 微量 |
| 水 | H ₂ O | 饱和 |

2.3.4 钻完井方案

1、钻前准备

平整钻井作业场地，根据井位地质条件规划井场布局。

2、井身设计

目的层 Ed₁ 井深≤3600m，采用二开井身结构，导管+Φ244.5mm 套管×（500-800m）+Φ139.7mm 套管×井底；井深>3600m，采用三开井身结构，导管+Φ339.7mm 套管×300m+Φ244.5mm 套管封明化部分地层+Φ139.7mm 套管×井底。

目的层 Nm 采用二开井身结构，导管+Φ244.5mm 套管×（300-500m）+Φ139.7mm 套管×井底。

本项目工程井身结构情况见表 2.3-5，井身结构设计见表 2.3-6，典型井身结构图见图 2.3-1。

表 2.3-5 本项目工程井身结构情况

| 实施平台 | 断块/井区 | 目的层 | 油井（口） | 平均井深(米) | 井深结构 |
|---------|-----------|-----------------|-------|---------|------|
| NP2-3LP | 南堡 2-3 区北 | Nm | 5 | 3100 | 二开 |
| | 南堡 2-3 区西 | Ed ₁ | 3 | 3150 | 二开 |
| | 南堡 2-1 区 | Ed ₁ | 4 | 3600 | 三开 |
| 合计 | | | 12 | 3283 | |

表 2.3-6 井身结构设计表

| 目的层 | 井身结构 | 套管程序 | 备注 |
|-----------------|-------------------|--|----|
| Nm | 二开 | Φ244.5mm 套管×（300-500m）+139.7mm 套管×井底 | |
| Ed ₁ | 井深≤3600m，采用二开井身结构 | Φ244.5mm 套管×（500-800m）+139.7mm 套管×井底 | |
| Ed ₁ | 井深>3600m，采用三开井身结构 | Φ339.7mm 套管×（300-350m）+Φ244.5mm 套管×明化镇部分+139.7mm 套管×井底 | |

图 2.3-1a 目的层 Nm 二开定向井井身结构示意图

图 2.3-1b 目的层 Ed1（井深≤3600m）二开定向井井身结构示意图

图 2.3-1c 目的层 Ed1（井深>3600m）三开定向井井身结构示意图

3、钻井液设计

根据储层特性及已钻井钻井液使用情况，采用水基泥浆钻井液，一开使用膨润土钻井液，保证表层套管顺利下入，该区块东营组以上地层稳定，Nm 目的层采用聚合物钻井液，Ed₁ 目的层采用钾盐成膜封堵低侵入钻井液。保证开钻前按照设计要求调节好钻井液密度，提高钻井液的润滑作用。

钻井液设计及成分分析见表 2.3-7~表 2.3-10。

表 2.3-7 钻井液设计表

| 层位 | 钻井液体系 | 性能 | | | | |
|-----------------|---------|----------------------------|-----------|----------------|------|------------|
| | | 密度 (g/cm ³) | 粘度 (S) | API 失水 (ml) | pH 值 | 含砂量 (%) |
| 一开 | 膨润土钻井液 | 1.04~1.10 | 30-45 | / | 8-9 | / |
| N _m | 聚合物钻井液 | 1.10-1.18 | 35-50 | ≤15 | 8-9 | ≤0.5 |
| | | 1.18-1.25 | 40-55 | ≤8 | 8-9 | ≤0.5 |
| Ed ₁ | 钾盐聚合物井液 | 1.35-1.45 | 40-60 | ≤5 | 8-10 | ≤0.3 |
| | | 1.45-1.50 | 5-65 | ≤5 | 8-10 | ≤0.3 |

表 2.3-8 膨润土钻井液主要成分含量一览表

| 序号 | 主要成分 | 功能 | 百分含量% |
|----|----------------|---------------|---------|
| 1 | 纯碱 | 降低水的硬度以及清除钙离子 | - |
| 2 | 膨润土浆 | 配制基浆改善泥饼 | - |
| 3 | 高粘羧甲基纤维 HV-CMC | 降滤失剂 | 0.2-0.4 |

表 2.3-9 聚合物钻井液主要成分含量一览表

| 序号 | 主要成分 | 功能 | 百分含量% |
|----|----------------|---------------|---------|
| 1 | 膨润土 | 配制基浆改善泥饼 | 2-4 |
| 2 | 高粘羧甲基纤维 HV-CMC | 降滤失剂 | 0.2-0.4 |
| 3 | 钻井液用水解聚丙烯腈铵盐 | 盐 | 0.5-.8 |
| 4 | 聚阴离子纤维素 | 降滤失剂 | 0.3-0.5 |
| 5 | 钻井液用防塌封堵剂聚合腐殖酸 | 防塌封堵剂 | 1-1.5 |
| 6 | 钻井液用防塌封堵剂 | 防塌封堵剂 | 1-1.5 |
| 7 | 钻井液用包被剂丙烯酸盐共聚物 | 包被剂 | 0.2-0.3 |
| 8 | 钻井液用液体润滑剂 | 润滑剂 | 1-3 |
| 9 | 钻井液用液体降粘剂改性烷基硅 | 降粘剂 | 0.8-1.0 |
| 10 | 片碱 | 降低水的硬度以及清除钙离子 | —— |

表 2.3-10 钾盐成膜封堵低侵入钻井液主要成分含量一览表

| 序号 | 主要成分 | 功能 | 百分含量% |
|----|----------------------|---------------|---------|
| 1 | 膨润土 | 配制基浆改善泥饼 | 2-4 |
| | KCL | 盐 | 5-7 |
| 3 | 钻井液用包被剂丙烯酸盐共聚物 | 包被剂 | 0.3-0.5 |
| 4 | 钻井液用降滤失剂聚烯烴磺酸盐 | 降滤失剂 | 1.5-2.5 |
| 5 | 钻井液用防塌封堵剂聚醇硬脂酸共聚物 | 防塌封堵剂 | 2-3 |
| 6 | 钻井液用润滑剂聚合醇 | 润滑剂 | 1.5-2.5 |
| 7 | 钻井液用提切剂生物聚合物类 BZ-HXC | 提切剂 | 0.2-0.3 |
| 8 | 钻井液用封堵剂植物纤维 | 封堵剂 | 0.8-1.0 |
| 9 | 钻井液用液体润滑剂改性植物油 | 润滑剂 | 2-3 |
| 10 | 片碱 | 降低水的硬度以及清除钙离子 | —— |

3、固井方案

根据地质开发方案，设计水泥浆返过油顶以上 200m，采用常规水泥浆体系满足安全施工的要求。

4、完井方式

南堡 2 号构造中浅层油藏油层相对集中，整体部署开发井 12 口，井型为定向井，采用套管固井射孔完井方式。

5、举升方式

根据南堡 2 号构造中浅层产能要求、流体性质、地面环境、井下状况等因素，举升方式采用有杆泵采油方式。

6、固井设计

二开井：表层套管水泥返至地面，油层套管返至表层套管内 200m 以上。

三开井：表层套管水泥返至地面，技术套管返至表层套管鞋以上 200m，油层套管返至上层套管鞋 200m 以上。

7、施工进度

施工人数30人，施工总工期约1年，采用滚动开发形式。井场集输系统与钻井工程同步实施，施工工期3个月，施工人数20人；新建配套集油管线工期约3个月，施工人数10人。

2.3.5 建成后油气集输工艺流程

本项目新建采油井经新建 1.5km 单井集油管线就近输至已建计量间的空头，在 NP2-3LP 井场进行油气分离，三相分离器分离出的水经采出水处理站处理后，一部分在本井场回注，剩余部分与原油混输至 NP1-1D 处理。分离出来的天然气经过干燥、过滤及脱硫处理后，外输至南堡联合站。

本次调整井建成后油气集输工艺流程见图 2.3-2。

图 2.3-2 本项目建成后油气集输工艺流程图

2.3.6 产能预测及物料平衡分析

井场调整井产能预测见附表 2，现有工程产能预测见附表 3。工程调整后总产能预测见附表 4。本井场最大产能预测见表 2.3-11。

表 2.3-11 NP2-3LP 井场最大产能预测表

最大产液量平衡表见表 2.3-12，最大产液量平衡图见图 2.3-3，现有工程水平衡图见图 2.3-4。水平衡表见表 2.2-4。

表 2.3-12 NP2-3LP 井场最大量平衡表（2040 年）

图 2.3-3 现有工程最大量平衡图（2040 年）

现有生产井产水量水平衡图见图 2.2-4。水平衡表见表 2.2-3。

表 2.3-13 水平衡表

图 2.3-4 现有工程水平衡图

图 2.3-5 本工程最大量平衡图（2040 年）

本工程水平衡图见图 2.3-6。水平衡表见表 2.3-14。

表 2.3-14 水平衡表

| | | |
|--|--|--|
| | | |
| | | |

图 2.3-6 本工程水平衡图

图 2.3-7 井场最大产液量平衡图（2040 年）

井场总水平衡图见图 2.2-8。水平衡表见表 2.3-15。

表 2.3-15 井场总水平衡表

图 2.3-8 井场总水平衡图

2.3.7 项目建设前后变化对比

本项目建设前、后工程变化情况对比结果见表 2.3-16。

表 2.3-16 NP2-3LP 井场工程变化对比

| | | | | |
|--------|---|------------|-------------------|--|
| 生产物流集输 | NP2-3LP 至南堡联合站外输气管线；NP2-3LP 至 NP1-1D 输油管线 | 依托现有工程 | 不变 | |
| 生产物流处理 | 产出液经三相分离器，分离出的含油生产水进采出水处理站达标，回注；天然气输至南堡联合站；原油输至 NP1-1D。 | 依托现有工程 | 不变 | |
| 公用工程 | 供电系统：变压器 | 现有工程不能满足需求 | 新增 2 台 315kVA 变压器 | |
| | 消防系统：固定灭火和移动灭火设备 | 依托现有工程 | 不变 | |
| | 防腐系统：防腐涂层和阴极保护 | 依托现有工程 | 不变 | |
| 生产定员 | 96 | 依托现有工程 | 不变 | |
| 生产天数 | 300 | 依托现有工程 | 不变 | |

2.4 依托工程

2.4.1 NP2-3LP 井场依托可行性分析

1、转油站

NP2-3LP 转油站原油脱水规模 均满足新增产能需求。

表 2.4-1 集输系统处理能力适应性分析表

| | | |
|-----------|--|---------------------------|
| 名称 | | 天然气处理 (m ³ /d) |
| 处理规模 | | |
| 现有工程预测最大量 | | |
| 本项目最大量 | | |

| | | |
|----------|------|------|
| 预测最大总量 | 8.97 | 7340 |
| 是否满足工程需求 | 是 | 是 |

2、外输管线

NP2-3LP 至 NP1-1D 输油管道：输送介质含水原油，管径 D273×6.3，设计压力 2.5MPa，管线外输设计能力 2200m³/d，现有工程预测最大量 2000m³/d，本项目预测最大量为 100m³/d，井场最大量 2100m³/d，外输量满足要求。

表 2.4-2 依托混输管线设计寿命、运行情况、外输能力分析

4、采出水处理能力

表 2.4-3 NP2-3LP 井场采出水处理能力相关数据

| 项目 | 数值 (m ³ /d) |
|--------------|------------------------|
| 生产水处理系统设计处理量 | 2500 |

(1) 水量匹配性校核

系统设计处理规模：2500m³/d；

现有工程远期最大水量：2284.58m³/d；

本项目新增水量：131.47m³/d；

总水量：2416.05m³/d，占设计处理能力的 96.64%。

总水量未超过设计处理规模，满足水量依托的基本条件。

(2) 水质兼容性分析

现有工程与本项目废水均为油田采出水，水质类型、主要污染物（石油类、悬浮物等）一致，无新增特征污染物，且本项目废水水质不高于系统设计进水水质，水质匹配、可合并处理。

(3) 工艺与设备处理能力校核

现有生产水处理系统各处理单元、核心设备及构筑物设计流量均满足 2416.05m³/d 处理需求，水力停留时间、处理效率等关键参数符合设计要求，工艺与设备能力可支撑总负荷稳定运行。

(4) 安全裕度与运行稳定性分析

系统负荷率 96.64%，虽接近设计上限，但未超负荷运行；系统配套调节池可缓冲水量波动，且本次核算已采用至 2040 年远期最大水量，未来无大幅增量，可保障长期稳定运行。

(5) 配套系统与风险防控可行性

系统输送、供电、自控、污泥污油处置等配套设施能力可满足满负荷运行要求；现有事故池、防渗、应急防控等环保设施完备，可有效防控高负荷运行环境风险，确保出水稳定达标。

综上，NP2-3LP 井场现有生产水处理系统在处理规模、水质匹配、工艺设备、运行稳定性、配套保障、环境风险防控等方面，均可满足现有工程与本项目合计生产水处理需求，依托可行。运行期加强水量、水质在线监测，定期维护处理设施，完善高负荷工况运维及应急预案，确保系统长期稳定达

标运行。

5、回注能力

2.4.2 NP1-1D 人工岛工程依托可行性分析

NP2-3LP 平台采出液经该平台转油站初步脱水，处理后的低含水原油外输至 NP1-1D 人工岛进一步处理。

NP1-1D 人工岛位于曹妃甸工业区西侧，主要承担 NP1-1D、NP1-2D、NP1-3D 人工岛、NP2-3LP 平台、NP3-2LP 及周边井场采出油气的处理，将处理后的原油含水率低于 10%进行外输，脱出水进行处理后在 NP1-1D、NP1-2D、NP1-3D 人工岛井场回注。

NP1-1D 人工岛工程 2006 年 7 月由青岛环海海洋工程勘察研究院编制了环境影响报告书，国家海洋局于 2006 年 7 月 17 日以国海环字[2006]342 号文对的 NP1-1D 人工岛工程报告书进行了批复（见附件 11），环境保护设计于 2013 年 12 月 13 日通过国家海洋局的验收（国海环字[2013]761 号，见附件 12），于 2018 年取得关于冀东南堡油田进海路及人工井场工程海洋环境影响后评价报告的复函（海北环函字[2018]39 号，见附件 13）。

NP1-1D 人工岛含水原油处理设计能力 30000m³/d，生产水处理设计能力 10000m³/d。经预测，原油处理最大量为 11000m³/d，生产水处理最大量为 7500m³/d，本项目外输含水原油最大量 2100m³/d，可以看出本项目含水原油处理依托 NP1-1D 人工岛已有设施可行。

2.4-5 NP1-1D 人工岛处理设施能力与本项目需求对比表

2.4.3 南堡联合站依托可行性分析

NP2-3LP 平台的天然气管输至南堡联合站处理。

南堡联合站位于 NP1-1D 人工岛东北侧陆域，主要功能为原油储存及外输、天然气处理及外输，设计天然气处理能力 $135 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，负责处理南堡油田所产全部天然气。

河北省环境保护局于 2008 年 1 月 29 日以冀环评[2008]52 号文对南堡联合站工程环境影响报告书进行了批复。2016 年 1 月 8 日，以唐环评函[2016]2 号对南堡联合站工程进行了保护验收，见附件 14。

拟建工程天然气处理依托南堡联合站。南堡联合站设计天然气处理能力 $135 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，预测，南堡联合站未来 15 年最大量为 $60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，2-27 井场最大产生量 $22.29 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，余量为 $52.71 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，本项目天然气最大量为 $7340 \text{m}^3/\text{d}$ ，南堡联合站可以满足拟建工程天然气处理需求。

2.4-6 南堡联合站天然气处理能力依托分析表

2.4.4 中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂依托可行性分析

NP3-2LP 平台产生的废物中, 钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置, 服务合同见附件 16。一般工业垃圾及生活垃圾, 交由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理, 协议见附件 18。项目施工产生的危废为含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等和运营期产生少量的含油污染物等, 由唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运, 拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置, 协议见附件 17。

中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂位于冀东油田高尚堡油田 G37 站, 于 2008 年 8 月建成投用, 设计处理能力 5000t/a, 采用“溶剂洗涤+废渣处理+油品精制”工艺, 回收利用含油污泥中所含的油品, 剩余废渣送冀东油田油泥综合处理厂处置。2006 年 8 月由中国石油大学(北京)编制了环境影响报告表, 2008 年 8 月 25 日通过滦南县环境保护局的竣工环境保护验收(环验[2008]16 号)(见附件 19)。

油泥综合处理厂于 2019 年 1 月投用, 采用热解析法处理废渣及含油废物(沾油棉纱、劳保等), 设计处理能力 120t/d, 处理后的固体废物属于一般工业固体废物, 用来垫井场用。2017 年 10 月 27 日, 取得唐山市环境保护局滦南县分局《关于中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂项目环境影响报告书的批复》; 2019 年 1 月, 取得唐山市生态环境局滦南县分局关于冀东油田油泥综合处理厂工程项目竣工环境保护验收意见的函(见附件 15)。

项目含油固废为施工期含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等, 为 0.6t/a; 运营期产生少量的含油污染物等, 为 0.6t/a。项目含油固废总量为 1.2t/a, 中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂最大实际处理量为 3500t/a, 油泥综合处理厂最大实际处理量为 90t/a, 由此可知, 本项目产生的含油固废依托南堡联合站已有设施处理可行。

2.5 污染物排放“三本账”

现有工程无加热炉和采暖炉, 利用处理达标后的部分回注水余热和电加热水源热泵供热。产生的生活污水产生量 4.32m³/d, 根据生活污水实际排放量的监测结果核算, COD 浓度为 30mg/L, 氨氮浓度为 5.42mg/L, 则 COD

产生量为 0.047t/a，氨氮产生量为 0.009t/a。经地埋式一体化生活污水处理装置处理达标后回用于场地绿化或道路浇洒，不外排。因此，排放量为零。

本项目建成后，污染物排放三本帐见下表。

表 2.5-1 全厂污染物排放“三本帐”

| 类别 | 污染物 | 单位 | 现有工程排放量 | 本项目排放量 | “以新带老”削减量 | 全厂总排放量 | 增减量变化 |
|------|-----------------|-----|---------|--------|-----------|--------|--------|
| 废气 | 颗粒物 | t/a | 0 | 0 | 0 | 0 | +0 |
| | SO ₂ | t/a | 0 | 0 | 0 | 0 | +0 |
| | NO _x | t/a | 0 | 0 | 0 | 0 | +0 |
| | NMHC | t/a | 11.54 | 0.024 | 0 | 11.564 | +0.024 |
| 生活废水 | COD | t/a | 0 | 0 | 0 | 0 | +0 |
| | 氨氮 | t/a | 0 | 0 | 0 | 0 | +0 |

2.6 总平面布置

本项目平面布置见图 2.6-1。

图 2.6-1 本项目平面布置图（井场北侧井口区）

表 2.6-1 本项目调整井情况一览表

2.7 钻井施工方案

2.7.1 场地清理及设备安装

生产设施首先场地清理，基础开挖，开挖后现浇混凝土基座，基础施工，然后进行设备安装，附属工程建设，竣工验收。

施工工艺见图 2.7-1。

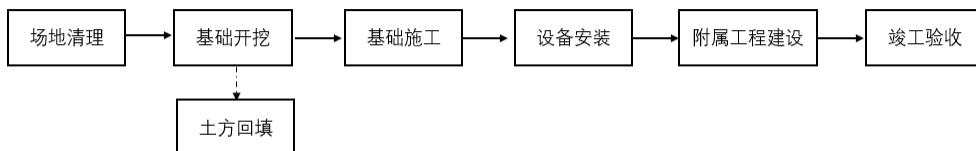


图 2.7-1 场地清理及设备安装施工工艺图

2.7.2 调整井钻完井施工

调整井钻完井施工按照规范工序依次开展。首先进行钻井作业，按设计井深与井眼轨迹完成钻进；随后下入套管柱，为井壁提供支撑与封隔作用；接着实施注水泥固井，使套管与地层之间形成牢固密封，保证井身结构稳定。固井完成后开展测井作业，获取地层参数、固井质量等关键数据，为后续施工提供依据。

在确认固井质量合格后，进行射孔作业，射穿套管、水泥环及目的油层，建立地层与井筒之间的油气通道，完成井底完井工序。之后下入油管柱并安装井口装置，形成完整的生产通道与安全控制体系。再通过诱导油流措施，引导地层流体进入井筒，随后开展试油作业，核实产能、压力及流体性质等指标。试油合格后，即可投入正式投产，实现油气生产。

钻、完井施工程序如下：钻井→下套管柱→注水泥固井→测井→射穿油层（井底完成）→下油管柱、装井口装置→诱导油流→试油→投产。

2.7.3 单井集油管线施工

本项目 1.5km 单井集油管线采用明挖施工，施工过程采用人工配合机械相结合方式进行作业。管道敷设完成后立即进行土方回填及场地原貌恢复，严格遵循分层回填、分层夯实、表土原位复原的施工原则。

施工产生的多余土方就近分层回填至井场低洼区域，分层回填厚度 30cm，采用振动压路机分层碾压夯实，压实度不低于 93%；场地表层覆盖

施工前期剥离保存的耕作土，覆土厚度不低于 30cm，满足后期植被恢复与土地复耕要求。工程实施过程土石方就地平衡、综合利用，无弃土外排。

施工前，先依据管线敷设走向及现场地形条件，开展施工带场地清理、地表剥离与临时堆存等前期准备工作。场地清理完成后，在施工沿线对外购成品管道（无需现场防腐喷涂）进行焊接组装、无损探伤及防腐补伤处理；管道组装检测合格后，采用压缩空气进行清管吹扫，吹扫气流速度 $>20\text{m/s}$ ，确保管内洁净。

吹扫完成后开展强度及严密性水压试验，试验压力为 1.5 倍设计压力，试压合格且管道强度、严密性满足设计及规范要求后，由起重工、机手、测量工、质量员、安全监督员及现场警戒人员协同配合，完成管道下沟、就位、调直与敷设。管线敷设到位后，及时开展土方回填、地面平整及地貌恢复作业，最大限度降低施工对区域生态环境的扰动。

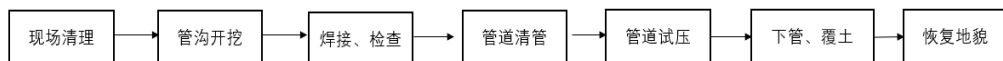


图 2.7-3 集油管道施工工艺流程图

其他

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

3.1 生态环境现状

3.1.1 区域自然环境概况

3.1.1.1 气候气象

曹妃甸区属暖温带半湿润大陆性季风型气候地区。冬季漫长，冬长于夏，春秋短暂。春季，蒙古冷高压渐弱，太平洋副热带高压日益加强，冷暖空气交锋频繁，天气多变，早春偶有倒春寒和大风天气发生，降水稀少，干旱。夏季，因亚洲大陆强烈增温，受西太平洋副热带高压影响，天气闷热多雨。一般6月下旬中入汛，8月下旬中汛期结束，盛汛集中在7月下旬到8月上旬。因夏季风来临、退却有早有迟，形成雨量或多或少，造成旱涝灾害。秋季，随蒙古冷高压日益加强，太平洋副热带高压南撤东退，致使天气晴朗，昼暖夜凉，气温迅速降低，形成秋高气爽少风的天气。冬季，受蒙古冷空气影响，西北风较多，天气寒冷干燥，降水量稀少。

根据《唐山市统计年鉴》(2022年卷)，该地区气象气候条件如下：

1、气温

年平均温度 12.4℃，年极端最高气温 37.2℃；年极端最低气温-23.7℃。

2、降水

年降水量为 1086.6mm，日最大降水量为 171.2mm。

3、风况

该地区冬季受寒潮影响盛行偏北风，夏季受太平洋副热带高压影响，多为偏南风。强风向为 E、ENE 和 ESE 向，年平均风速 2.0m/s，较常年偏小 0.4 m/s。常风向为 S 向，次常风向为 E 向和 SSE 向。从曹妃甸海岸线走向分析，对岸滩掀沙和港口影响的大风主要为 E~S 向，而从京唐港海岸线走向分析，对岸滩掀沙和港口影响的大风主要为 NE~S 向。从大风出现的次数分析，大风对曹妃甸港的影响要小于京唐港。风玫瑰图见图 3.1-1。

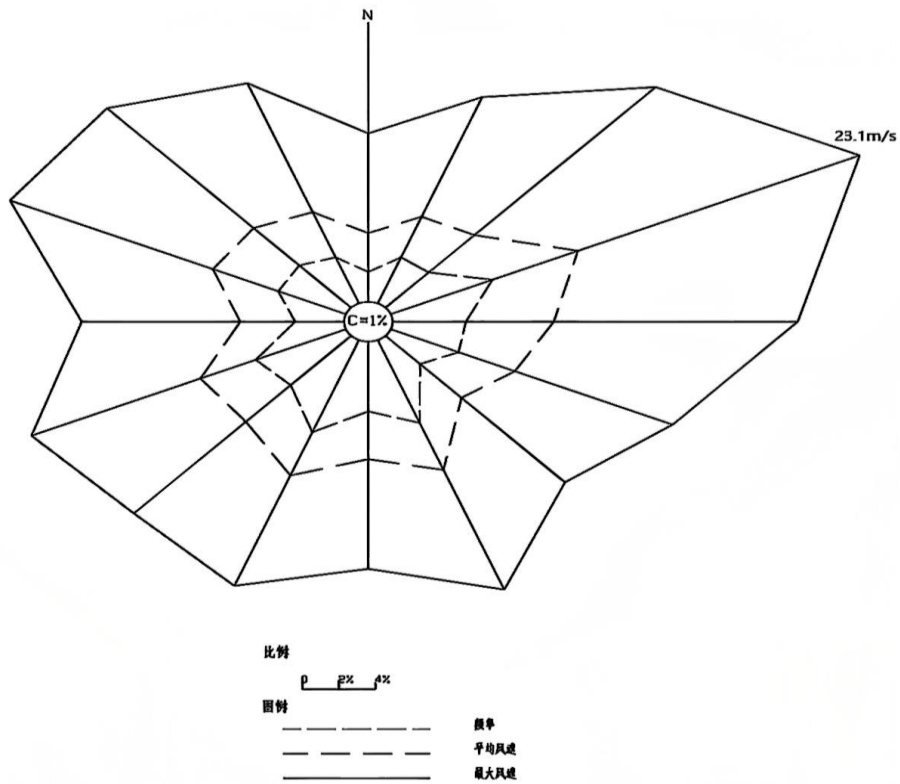


图 3.1-1 工程所在区域风玫瑰图

4、日照

年日照时数为 2353 小时，较上一年度减少 272 小时。

3.1.1.2 海洋水文

1、调查概况

本节水文资料引自国家海洋环境监测中心于 2022 年 10 月编制的《河北曹妃甸水文观测项目夏季航次调查报告》。

观测时间为 2022 年 7 月 29 日-30 日(大潮期)、2022 年 8 月 6 日-7 日(小潮期)。引用项目周边水动力调查站位 2 个 (V1、V3、L1)。具体站位见表 3.1-1 和图 3.1-2。

表 3.1-1 水动力调查站位表

| 调查站位 | 经度 | 纬度 | 调查内容 |
|------|----------------|---------------|-------|
| V1 | 118°15'19.32"E | 38°57'58.50"N | 海流、悬沙 |
| V3 | 118°22'36.06"E | 38°55'15.48"N | 海流、悬沙 |
| L1 | 118°21'55.20"E | 39°02'34.80"N | 临时潮位站 |



图 3.1-2 水文动力调查站位图

2、潮汐特征

(1) 基准面

当地潮位基面采用曹妃甸理论最低潮面，在 1985 国家高程下 1.74m。

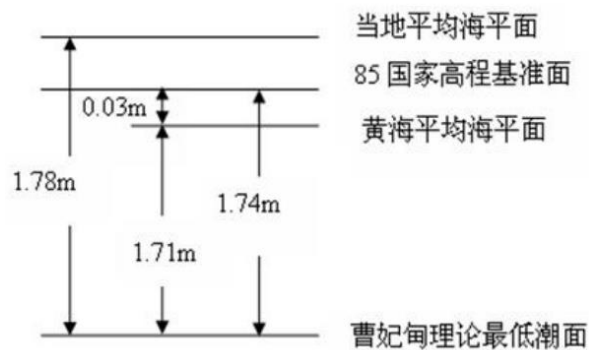


图 3.1-3 高程基准面

(2) 潮汐特征值（以曹妃甸理论最低潮面为基准，下同）

年平均高潮位：2.53m

年平均低潮位：1.01m

平均海平面：1.77m

年平均潮差：1.54m

3、潮流特征

(1) 潮流调和分析

①潮流性质

各站垂线平均的 K 值计算结果见表 3.1-2，均小于 0.5，表明实测海域潮流类型属规则半日潮流性质。

表 3.1-2 夏季各测站潮流示性系数特征值表

| 站号 | 潮流示性系数 | | | | 浅水分潮流比值 | | | |
|----|--------|------|------|------|---------|------|------|------|
| | 表层 | 中层 | 底层 | 垂线平均 | 表层 | 中层 | 底层 | 垂线平均 |
| V1 | 0.23 | 0.23 | 0.31 | 0.25 | 0.17 | 0.15 | 0.13 | 0.15 |
| V3 | 0.41 | 0.36 | 0.30 | 0.36 | 0.13 | 0.19 | 0.21 | 0.16 |

②海流分层特征

空间分布上表现为整体近岸测站流速大于外海，垂向分布来看，大部分由表层至底层有随深度增加逐渐减小的趋势。时间分布来看，大潮期海流流速略大于小潮期。

所有测站表现为往复流的特征，潮位最高和最低时，潮流流速最小，表现为驻波的特性。V1、V3 测站偏 NW 向为涨潮流向，偏 SE 向为落潮流向。

(2) 平均流速和最大流速

①平均流速

各测站的涨、落潮段平均流速垂向分布，如表 3.1-3 所示。

统计结果表明：潮段平均流速的特征整体上表现为自表层向底层递减。空间分布上，V1、V3 测站流速稍大一些。

表 3.1-3 夏季大潮期各测涨落潮段平均流速垂向分布统计表(单位 cm/s)

| 站号 | 涨潮 | | | 落潮 | | |
|----|------|------|------|------|------|------|
| | 表层 | 中层 | 底层 | 表层 | 中层 | 底层 |
| V1 | 60.4 | 52.3 | 52.3 | 55.4 | 52.5 | 40.2 |
| V3 | 64.1 | 54.7 | 43.5 | 54.3 | 52.1 | 44.4 |

②最大流速

到各测站的涨、落潮段最大流速垂向分布，见表 3.1-4。实测海域的测点实测最大流速，大多数出现于大潮期的表层。

表 3.1-4 夏季大潮期各测涨落潮段最大流速分布统计表

| 站号 | 层次 | 涨潮 | | 落潮 | |
|----|----|-----------|--------|-----------|--------|
| | | 流速 (cm/s) | 流向 (°) | 流速 (cm/s) | 流向 (°) |
| V1 | 表层 | 108 | 296 | 90 | 124 |
| | 中层 | 92 | 290 | 84 | 124 |
| | 底层 | 88 | 294 | 64 | 116 |
| V3 | 表层 | 115 | 292 | 91 | 143 |
| | 中层 | 106 | 283 | 91 | 145 |

(3) 涨落潮流速流向分布

垂线平均涨落潮流平均流速，大潮涨落潮流要大于小潮期，涨潮流速大于落潮流速。施测海域各测站的运动形式，所有测站表现为往复流特征。

施测海域潮流可能最大流速在 103cm/s~195.5cm/s 之间。潮流水质点的可能最大运移距离在 16052m~32074.1m 之间。

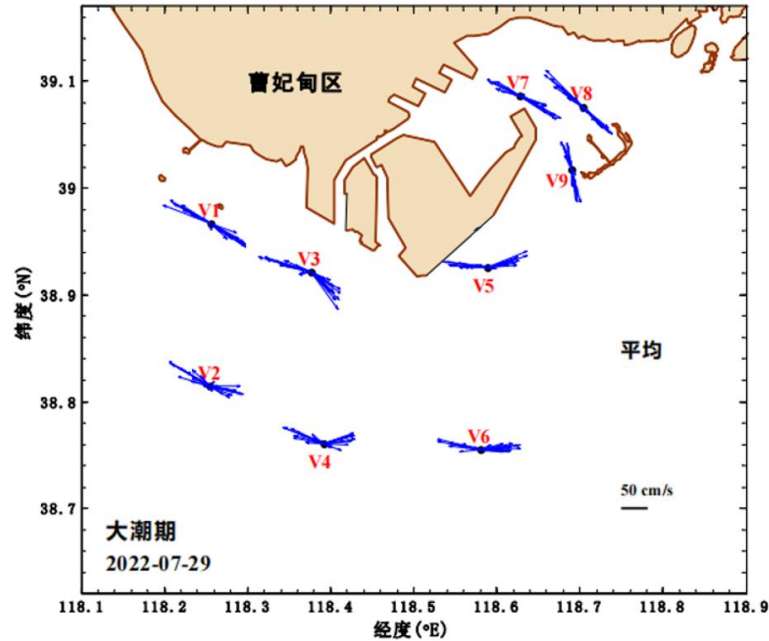


图 3.1-4 施测海域夏季大潮垂线平均海流矢量平面分布图

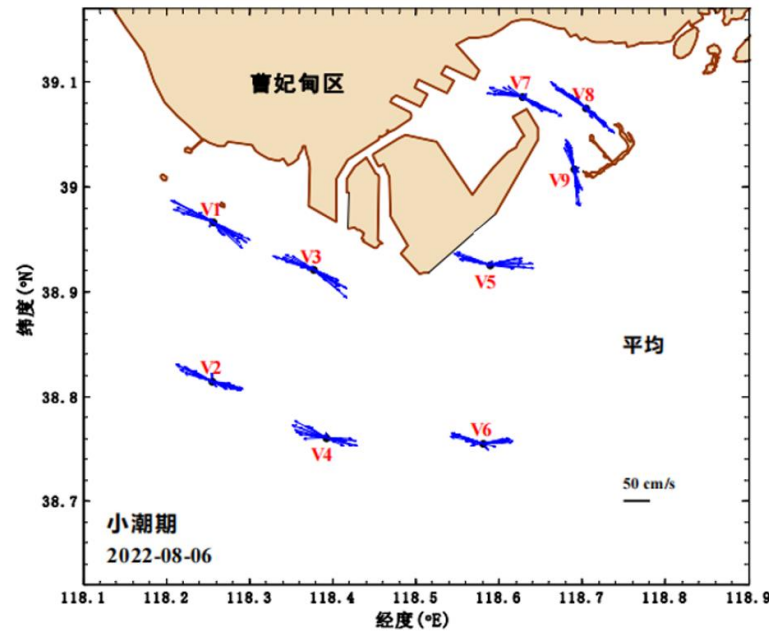


图 3.1-5 施测海域夏季小潮垂线平均海流矢量平面分布图

(4) 余流

海域余流流速较小，大部分测站的各层余流流速均不超过 10cm/s。在大潮期较大，小潮期较小。余流流速大部分表现为表层至底层递减的特征。

(5) 波浪特征

根据实测资料统计，工程水域常浪向为 S 向，出现频率为 10.87%。强浪向为 ENE 向，实测最大波高 4.9 m。

本海区波浪以风浪为主，风浪频率为 80%以上，由于风场的季节性变化导致波向的季节性变化，该区夏季波高略小，冬、春季波高较大。

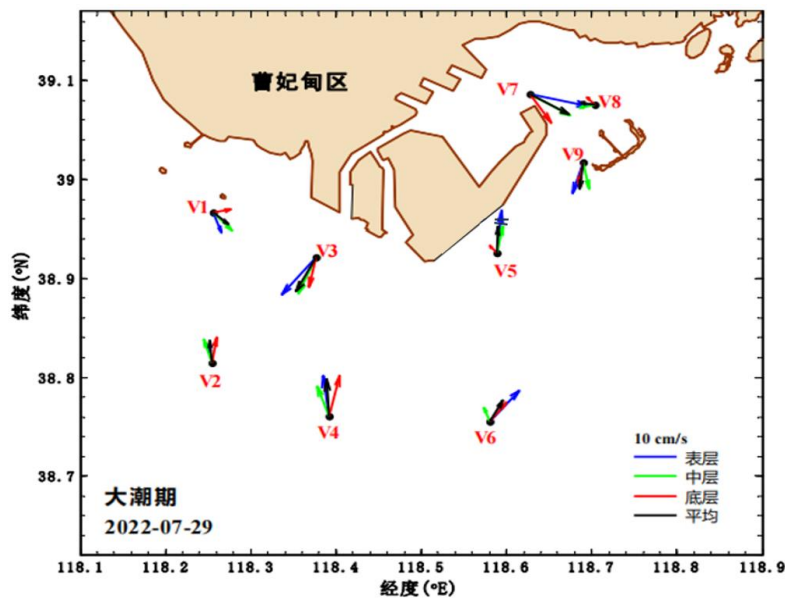


图 3.1-6 施测海域夏季大潮垂线平均余流矢量图

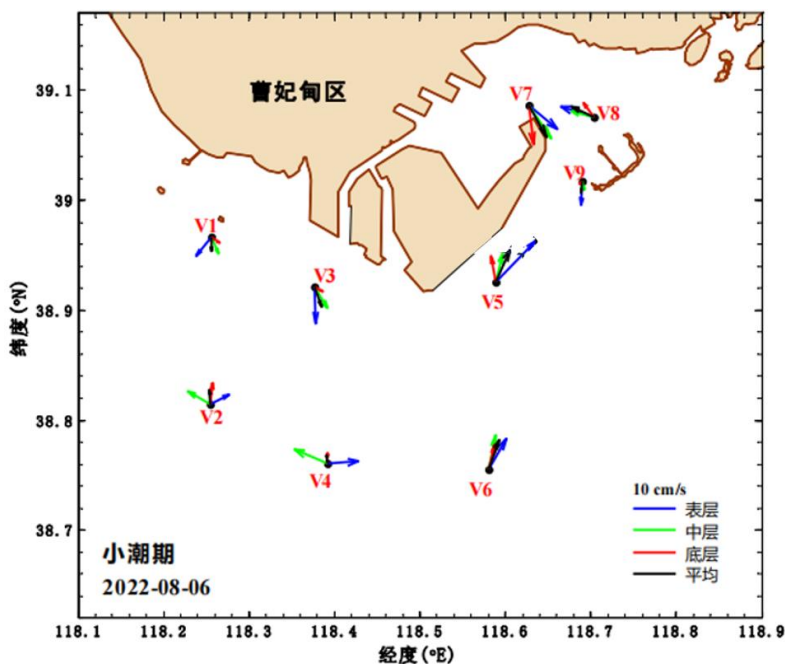


图 3.1-7 施测海域夏季小潮垂线平均余流矢量图

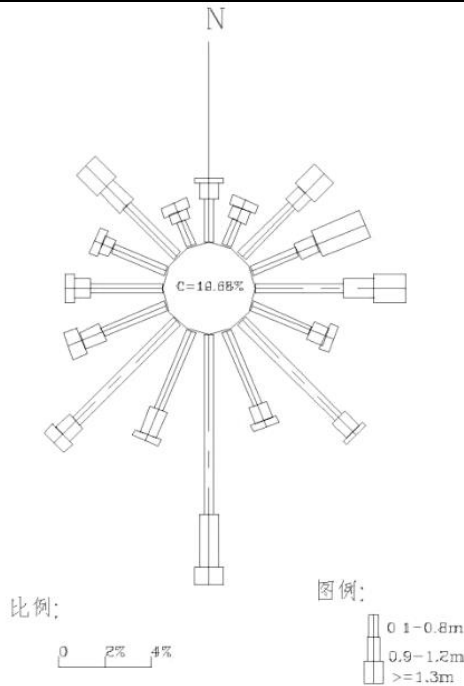


图 3.1-8 项目所在区域波高玫瑰图

3.1.1.2 自然灾害

根据《2023 年河北省海洋灾害公报》，项目所在海域主要海洋自然灾害包括赤潮、风暴潮、海浪、海冰、地震灾害等。

1、赤潮

2014~2023 年，我省近岸海域累计发生赤潮 44 次，平均每年发生 4.4 次。2023 年，全年共发现 3 次赤潮，主要分布于唐山和沧州近岸海域。

8 月 18 日~8 月 21 日，唐山曹妃甸近岸海域发现赤潮，海水颜色呈红褐色，面积约 22 平方千米，赤潮藻种为多环马格里夫藻和叉角藻。

9 月 7 日，唐山近岸海域发现赤潮，水体颜色呈深褐色，面积约 2 平方千米，赤潮藻种为多环马格里夫藻。

9 月 13 日~9 月 14 日，沧州黄骅近岸海域发现赤潮，水体颜色呈褐色，条带状不规则分布，面积约 55 平方千米，赤潮藻种为多环马格里夫藻。

2、风暴潮

2014~2023 年，我省共计发生风暴潮过程 49 次，造成的直接经济损失共计 14.54 亿元，7~10 月份是风暴潮过程高发时段。近十年唐山市沿海风暴潮过程发生次数最多，共计 38 次，沧州次之，共计 33 次；近十年唐山市沿海风暴潮造成的直接经济损失最大，共计 7.79 亿元，沧州次之，共计 4.676

亿元。

2023年，我省沿海风暴潮过程主要受温带气旋和冷空气影响，共出现5次风暴潮过程，均达到当地蓝色警报级别，未出现达到当地黄色及以上警报级别的情况。

3、海浪

2023年，我省沿海共出现有效波高超2.5米的大浪过程6次，未造成人员伤亡（含失踪）和直接经济损失。

2023年，我省出现的6次大浪过程中，有效波高超过2.5米的天数为11天，主要是由冷空气、温带气旋以及两者共同配合引起的。2014~2023年，我省共发生有效波高超2.5米的大浪过程94次，出现有效波高超2.5米的天数共计147天。2023年出现有效波高超2.5米大浪过程的次数和天数均低于近十年平均值。

项目区所在井场高度及海堤高度高于2.5m，海浪及水淹发生可能性较小。

4、海冰

根据渤海、黄海北部海冰区划图，曹妃甸工程海区属于第13区，即渤海湾浮冰区，处于5级冰情的分布范围内。本区初冰日较早，一般在12月中下旬，严重冰日在一月中旬，融冰日在2月中旬，终冰日在3月初。从初冰日~终冰日为流冰历时，一般年为71天，轻冰年为54天，重冰年为85天。

5、地震

曹妃甸工业区南部紧邻张家口-烽台地震带，分布近东西走向的沙垒田北断裂，延长50km，断裂埋深约300m。外围构造活动明显，强震活跃。工业区被上述地震所包围，区内地震基本烈度为VII度，峰值加速度为0.15g。据《环渤海地区地下水资源与环境地质调查评价报告》（天津地矿所等，2006），该区属地壳不稳定区。据《一九七六年唐山地震》（国家地震局，1982），曹妃甸区域处于以VII度区为主，在其北部为VIII度区，西部黑沿子一带为IX度区。因此，地震地质灾害对项目用海的风险较小，但是工程实施应按国家相关防震规范和技术要求进行设计和施工。

3.1.2 海洋环境质量现状

3.1.2.1 海水水质

3.1.2.1.1 调查概况

本项目现状调查资料来源一览表见表 3.1-5，具体监测站位坐标详见表 3.1-6，具体站位分布见图 3.1-9。

表 3.1-5 现状调查资料来源一览表

| 引用报告 | 调查单位 | 调查环境要素 | 调查时间 | 调查站位数 | 本次引用站位数 |
|--|---------------------|--------|---------------|-------|---------|
| 2023 年曹妃甸 2-1/2-2 油田整体开发项目海洋环境质量现状春季调查报告 | 青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司 | 水质 | 春季 2023 年 5 月 | 83 | 2 |
| | | 沉积物 | 春季 2023 年 5 月 | 50 | 2 |
| | | 生物生态 | 春季 2023 年 5 月 | 50 | 2 |
| | | 生物质量 | 春季 2023 年 5 月 | 50 | 2 |
| | | 潮间带 | 春季 2023 年 5 月 | 3 | 1 |

表 3.1-6 现状调查站位一览表

| 调查站位 | 北纬 (N) | 东经 (E) | 调查项目 |
|------|---------------|----------------|----------------------|
| 39 | 38°57'14.943" | 118°23'30.172" | 海水、沉积物、生物生态、生物质量 |
| 40 | 38°55'04.397" | 118°21'29.800" | 海水、沉积物、生物生态、生物质量、水动力 |
| C2 | 39°02'16" | 118°18'36" | 潮间带生物 |

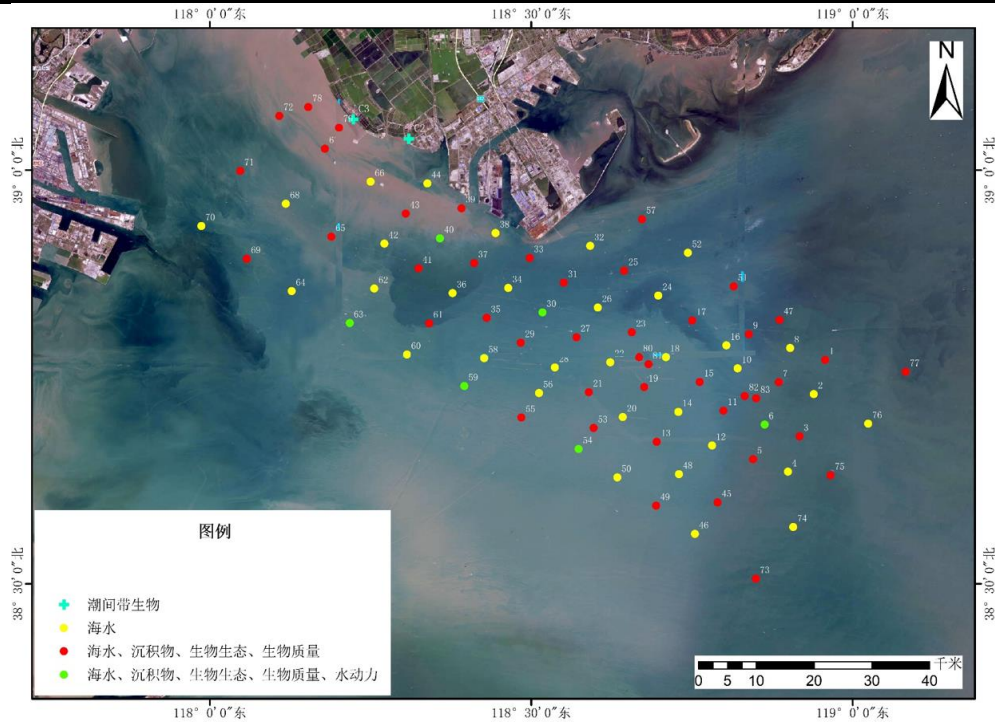


图 3.1-9 现状调查站位布设图

3.1.2.1.2 调查项目

本项目调查因子包括：水温、盐度、pH 值、溶解氧、悬浮物、化学需氧量、生化需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、挥发性酚、硫化物、重金属。

3.1.2.1.3 调查方法

按《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）的相关要求进行。

3.1.2.1.4 评价标准

本次对海水水质调查结果进行逐级评价，评价标准执行《海水水质标准》（GB3097-1997）。

3.1.2.1.5 评价方法

采用单因子标准指数法对水质现状进行评价。

3.1.2.1.6 评价结果

本次评价海域水质实测结果见附表 5，海域水质调查评价结果见附表 6、7，评价结果显示：

调查海域中，所有站位除活性磷酸盐、无机氮和总汞满足《海水水质标准》中的二类海水水质标准外，其余调查因子均满足《海水水质标准》中的一类海水水质标准。项目所在区域海水水质现状良好。

3.1.2.2 沉积物环境质量现状调查与评价

沉积物调查项目包括：粒度、有机碳、硫化物、铜、铅、锌、镉、总汞、砷、铬、油类。

调查方法按照《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）的相关技术规程进行。

本次对海洋沉积物质量调查结果进行逐级评价，评价标准执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）。评价方法采用单因子标准指数法。

本工程周边沉积物监测结果统计见表 3.1-7，评价结果见表 3.1-8。调查结果表明：海洋沉积物类型以黏土质粉砂为主；执行标准站位的所有调查因子均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类标准要求，沉积物

质量状况良好。

表 3.1-7 沉积物实测结果统计表

| 项目 站号 | 油类 | 硫化物 | 有机碳 | 铜 | 铅 | 镉 | 锌 | 铬 | 总汞 | 砷 |
|----------|------|------|-------|------|------|------|--------|------|--------|------|
| 39 | 62.3 | 30.6 | 0.667 | 13.6 | 12.9 | 68.5 | 0.0887 | 44.1 | 0.0413 | 5.57 |
| 40 | 43.8 | 28.9 | 1.24 | 13.9 | 22.7 | 115 | 0.0537 | 30.3 | 0.0318 | 5.93 |

表 3.1-8 沉积物各项评价因子评价结果表（按一类标准）

| 项目 站号 | 油类 | 硫化物 | 有机碳 | 铜 | 铅 | 镉 | 锌 | 铬 | 总汞 | 砷 |
|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 评价标准 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 | 一类 |
| 39 | 0.12 | 0.10 | 0.33 | 0.39 | 0.22 | 0.46 | 0.18 | 0.55 | 0.21 | 0.28 |
| 40 | 0.09 | 0.10 | 0.62 | 0.40 | 0.38 | 0.77 | 0.11 | 0.38 | 0.16 | 0.30 |

3.1.2.3 海洋生物质量调查与评价

调查因子为生物体内重金属（铜、锌、铬、总汞、镉、铅、砷）、石油烃。本评价海域贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的第一类标准值；非双壳类海洋生物体内污染物质含量评价标准采用《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中附录 C 规定的其他生物质量参考值。

生物质量评价采用单因子污染指数法进行评价。

本次调查海域生物体质量评价结果见附表 9，分析结果表明：

1、软体动物（双壳类）生物质量评价因子铜、铅、锌、镉、铬、总汞、砷和石油烃含量均满足《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值。

2、软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子铜、铅、锌、镉、砷、总汞和石油烃含量均满足《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中附录 C 规定的其他生物质量参考值。

3.1.2.4 海洋生态现状调查与评价

3.1.2.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

工程海域各测站叶绿素 a 含量的统计结果和初级生产力值计算结果见表 3.1-9。

表 3.1-9 调查海域叶绿素 a 和初级生产力含量

| 调查站位 | 叶绿素含量 (mg/m ³) | | | 初级生产力 (mgC/(m ² ·d)) |
|------|----------------------------|----|-------|---------------------------------|
| | 表层 | 中层 | 底层 | |
| 39 | 0.857 | / | 0.746 | 53.27 |
| 40 | 1.01 | / | 0.849 | 70.63 |
| 平均值 | 0.934 | / | 0.798 | 61.95 |

由上表可知,2023年春季,项目附近海域表层叶绿素 a 均值为 0.934μg/L; 底层叶绿素 a 均值为 0.798μg/L; 调查海域现场初级生产力均值为 61.95 mgC/(m²·d)。

3.1.2.4.2 浮游植物

调查海域共发现浮游植物 3 门 36 种。调查海区浮游植物细胞密度平均值为 598950 cells/m³。

表 3.1-10 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

| 调查站位 | 种类数 | 细胞密度 (cells/m ³) |
|------|-----|------------------------------|
| 39 | 7 | 54757 |
| 40 | 13 | 1143144 |
| 平均值 | 10 | 598950 |

本次调查浮游植物群落的丰富度指数均值为 0.71; 均匀度均值为 0.52; 多样性指数均值为 1.57; 优势度均值为 0.83。本次项目调查海域所引用的各站位浮游植物的群落特征参数具体见表 3.1-11。

表 3.1-11 调查海域浮游植物群落特征

| 站位 | 丰富度指数 <i>d</i> | 均匀度指数 <i>J</i> | 多样性指数 <i>H'</i> | 优势度指数 |
|-----|----------------|----------------|-----------------|-------|
| 39 | 0.55 | 0.79 | 2.22 | 0.70 |
| 40 | 0.86 | 0.25 | 0.92 | 0.95 |
| 平均值 | 0.71 | 0.52 | 1.57 | 0.83 |

3.1.2.4.3 浮游动物

2023 年调查共发现浮游动物 45 种, 调查海区浮游动物湿重生物量均值为 282.62mg/m³。浮游动物个体密度均值为 575.4 ind./m³。详见表 3.1-12。

表 3.1-12 调查海域浮游动物个体密度和生物量

| 站位 | 生物量 (mg/m ³) | 个体密度 (ind./m ³) |
|-----|--------------------------|-----------------------------|
| 39 | 283.06 | 392.3 |
| 40 | 282.17 | 758.5 |
| 平均值 | 282.62 | 575.4 |

本次调查浮游动物群落的丰富度指数均值为 1.84; 均匀度指数均值为 0.73; 多样性指数均值为 2.67; 优势度均值为 0.52。本次项目调查海域所引用的各站位浮游动物的群落特征参数具体见表 3.1-13。

表 3.1-13 调查海域浮游动物群落特征

| 站位 | 丰富度指数 d | 均匀度指数 J | 多样性指数 H' | 优势度指数 |
|-----|---------|---------|----------|-------|
| 39 | 2.01 | 0.76 | 2.82 | 0.49 |
| 40 | 1.66 | 0.70 | 2.52 | 0.55 |
| 平均值 | 1.84 | 0.73 | 2.67 | 0.52 |

3.1.2.4.4 底栖生物

本次调查共发现大型底栖生物 122 种。2023 年春季，大型底栖生物湿重生物量平均为 95 g/m²，栖息密度平均密度为 2.88ind./m²。

表 3.1-14 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

| 站位 | 生物量 (g/m ²) | 栖息密度 (ind./m ²) |
|-----|-------------------------|-----------------------------|
| 39 | 105 | 3.20 |
| 40 | 85 | 2.55 |
| 平均值 | 95 | 2.88 |

调查海域大型底栖生物群落的丰富度指数均值为 3.08；均匀度指数均值为 0.98；多样性指数均值为 3.82；优势度均值为 0.24。本次项目调查海域所引用站位大型底栖生物群落特征参数具体见表 3.1-15。

表 3.1-15 调查海域底栖生物群落特征

| 站位 | 丰富度指数 (d) | 均匀度指数 (J) | 多样性指数 (H') | 优势度 (Y) |
|-----|-----------|-----------|------------|---------|
| 39 | 3.01 | 0.97 | 3.79 | 0.24 |
| 40 | 3.15 | 0.99 | 3.85 | 0.24 |
| 平均值 | 3.08 | 0.98 | 3.82 | 0.24 |

3.1.2.4.5 潮间带生物

1、潮间带生物种类组成与分布

2023 年春季，共鉴定潮间带生物 37 种，隶属于绿藻门、刺胞动物门、环节动物、软体动物、节肢动物和脊索动物。

2、潮间带生物栖息密度及生物量

2023 年春季，潮间带调查断面生物量为 97.85g/m²，栖息密度为 109ind./m²。

表 3.1-16 调查海域潮间带生物栖息密度及生物量

| 调查断面 | 站号 | 潮区 | 栖息密度 (ind./m ²) | | 生物量 (g/m ²) | | |
|------|------|-----|-----------------------------|-----|-------------------------|--------|-------|
| C2 | C2-1 | 高潮区 | 144 | 122 | 147.23 | 90.66 | 97.85 |
| | C2-2 | | 100 | | 34.08 | | |
| | C2-3 | 中潮区 | 104 | 157 | 27.64 | 121.35 | |
| | C2-4 | | 216 | | 139.92 | | |
| | C2-5 | | 152 | | 196.50 | | |
| | C2-6 | 低潮区 | 48 | | 81.55 | | |

3.1.2.5 渔业资源现状调查

本报告中引用的渔业资源调查数据主要来源于 2023 年 5 月（春季）中国水产科学研究院黄海水产研究所在本海区项目周边海域进行的渔业资源调查资料。选取工程附近海域渔业资源监测站位 2 个（站位 7、8），调查站位见表 3.1-17 和图 3.1-10。

表 3.1-17 渔业资源现状调查站位

| 站位 | 东经 (E) | 北纬(N) |
|----|----------------|---------------|
| 7 | 118°18'05.337" | 38°54'45.053" |
| 8 | 118°24'35.950" | 38°51'26.320" |



图 3.1-10 渔业资源调查站位示意图

3.1.2.5.1 鱼卵仔鱼

1、种类组成

2023 年春季在项目海域进行的鱼卵和仔稚鱼调查，共采集到鱼卵仔稚鱼 9 种，隶属于 5 目 8 科，其中采集到鱼卵 6 种，隶属于 3 目 5 科；采集到仔稚鱼 3 种，隶属于 3 目 3 科，见表 3.1-18。

表 3.1-18 调查海域鱼卵、仔稚鱼种类组成

| 种名 | 拉丁文 | 分类 | | 生态类型 | |
|----|-----------------------------|-----|----|------|-----|
| | | 目 | 科 | 鱼卵 | 仔稚鱼 |
| 斑鲚 | <i>Clupanodon punctatus</i> | 鲱形目 | 鲱科 | √ | |
| 青鳞 | <i>Sardinella zunas</i> | 鲱形目 | 鲱科 | √ | |

| | | | | |
|---------------|------|------|------|-------|
| 苯 | 1 | 4 | 10 | 40 |
| 甲苯 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| 乙苯 | 7.2 | 28 | 72 | 280 |
| 间&对-二甲苯 | 163 | 570 | 500 | 570 |
| 苯乙烯 | 1290 | 1290 | 1290 | 1290 |
| 邻-二甲苯 | 222 | 640 | 640 | 640 |
| 1,2-二氯丙烷 | 1 | 5 | 5 | 47 |
| 氯甲烷 | 12 | 37 | 21 | 120 |
| 氯乙烯 | 0.12 | 0.43 | 1.2 | 4.3 |
| 1,1-二氯乙烯 | 12 | 66 | 40 | 200 |
| 二氯甲烷 | 94 | 616 | 300 | 2000 |
| 反-1,2-二氯乙烯 | 10 | 54 | 31 | 163 |
| 1,1-二氯乙烷 | 3 | 9 | 20 | 100 |
| 顺-1,2-二氯乙烯 | 66 | 596 | 200 | 2000 |
| 1,1,1-三氯乙烷 | 701 | 840 | 840 | 840 |
| 四氯化碳 | 0.9 | 2.8 | 9 | 36 |
| 1,2-二氯乙烷 | 0.52 | 5 | 6 | 21 |
| 三氯乙烯 | 0.7 | 2.8 | 7 | 20 |
| 1,1,2-三氯乙烷 | 0.6 | 2.8 | 5 | 15 |
| 四氯乙烯 | 11 | 53 | 34 | 183 |
| 1,1,1,2-四氯乙烷 | 2.6 | 10 | 26 | 100 |
| 1,1,2,2-四氯乙烷 | 1.6 | 6.8 | 14 | 50 |
| 1,2,3-三氯丙烷 | 0.05 | 0.5 | 0.5 | 5 |
| 氯苯 | 68 | 270 | 200 | 1000 |
| 1,4-二氯苯 | 5.6 | 20 | 56 | 200 |
| 1,2-二氯苯 | 560 | 560 | 560 | 560 |
| 氯仿 | 0.3 | 0.9 | 5 | 10 |
| 2-氯苯酚 | 250 | 2256 | 500 | 4500 |
| 萘 | 25 | 70 | 255 | 700 |
| 苯并(a)蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 蒽 | 490 | 1293 | 4900 | 12900 |
| 苯并(b)荧蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 苯并(k)荧蒽 | 55 | 151 | 550 | 1500 |
| 苯并(a)芘 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 茚并(1,2,3-cd)芘 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 二苯并(a,h)蒽 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 硝基苯 | 34 | 76 | 190 | 760 |
| 苯胺 | 92 | 260 | 211 | 663 |

3.2.6 污染物排放标准

3.2.6.1 废气

1、施工期

本项目施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2 无组织监控浓度，柴油机排放污染物执行《非道路移动机械用柴油机排放污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》中表2 第三阶段污染物

| | | | | | |
|------|--------------------------------|-----|------|---|---|
| 鳀鱼 | <i>Engraulis japonicus</i> | 鲱形目 | 鳀科 | √ | |
| 焦氏舌鳎 | <i>Cynoglossus joyneri</i> | 鲽形目 | 舌鳎科 | √ | |
| 蓝点马鲛 | <i>Sawara niphonia</i> | 鲈形目 | 鲛科 | √ | |
| 虾虎鱼科 | <i>Gobiidae</i> | 鲈形目 | 虾虎鱼科 | | √ |
| 小带鱼 | <i>Eupleurogrammus muticus</i> | 鲈形目 | 带鱼科 | √ | |
| 梭鱼 | <i>Mugil soiyu</i> | 鲻形目 | 鲻科 | | √ |
| 许氏平鲉 | <i>Sebastes schlegelii</i> | 鲉形目 | 鲉科 | | √ |
| 合计 | - | 5 | 8 | 6 | 3 |

2、密度分布

本次调查垂直拖网未捕获鱼卵。垂直拖网捕获仔稚鱼平均密度为 0.24 个/m³。本次调查水平拖网未捕获鱼卵。水平拖网捕获仔稚鱼平均密度为 0.01 个/m³。

表 3.1-19 2023 年春季航次鱼卵、仔稚鱼密度分布

| 站位 | 垂直拖网 | | 水平拖网 | |
|----|--------------------------|---------------------------|--------------------------|---------------------------|
| | 鱼卵密度 (粒/m ³) | 仔稚鱼密度 (尾/m ³) | 鱼卵密度 (粒/m ³) | 仔稚鱼密度 (尾/m ³) |
| 7 | 0 | 0.48 | 0 | 0.02 |
| 8 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 平均 | 0 | 0.24 | 0 | 0.01 |

3.1.2.5.2 鱼类

1、种类组成

本次调查共捕获鱼类 19 种，隶属于 6 目，15 科，18 属。

2、渔获物资源数量

本次调查鱼类站位平均生物量为 10.506kg/h。平均生物密度为 486ind/h。鱼类生物量及密度分布见表 3.1-20。

表 3.1-20 春季鱼类渔获率

| 站位 | 生物密度 (尾/h) | 百分数 (%) | 生物量(kg/h) | 百分数(%) |
|----|------------|---------|-----------|--------|
| 7 | 684.0 | 10.43 | 13.503 | 6.75 |
| 8 | 288.0 | 4.39 | 7.509 | 3.75 |
| 平均 | 486.0 | - | 10.506 | - |

3.1.2.5.3 头足类

1、种类组成

本次调查共捕获头足类 3 种，分别为日本枪乌贼、短蛸和长蛸，隶属于 2 目、2 科、2 属。

2、渔获物资源数量

本次调查头足类站位平均生物量为 1.435kg/h。头足类站位平均生物密度

为 15.0ind/h。详见表 3.1-21。

表 3.1-21 春季头足类渔获率

| 站位 | 生物密度 (尾/h) | 百分数 (%) | 生物量(kg/h) | 百分数(%) |
|----|------------|---------|-----------|--------|
| 7 | 6.0 | 0.19 | 0.032 | 0.07 |
| 8 | 24.0 | 0.76 | 2.837 | 6.16 |
| 平均 | 15.0 | - | 1.435 | - |

3.1.2.5.4 甲壳类

1、种类组成

本次春季调查共捕获甲壳类 5 种，隶属于 2 目，4 科，5 属。

2、甲壳类生物量及密度

本次调查甲壳类站位平均生物量为 2.817kg/h。甲壳类站位平均生物密度为 258.0ind/h。春季甲壳类渔获率及密度分布见表 3.1-22。

表 3.1-22 春季甲壳类渔获率

| 站 位 | 虾类 | | 蟹类 | | 虾类 | | 蟹类 | | 甲壳类 | |
|--------|---------------------|------|---------------------|------|-------------------|------|-------------------|-----------|---------------------|-------------------|
| | 生物密 度 (ind/h) | % | 生物密 度 (ind/h) | % | 生物 量 (kg/h) | % | 生物 量 (kg/h) | % | 生物密 度 (ind/h) | 生物 量 (kg/h) |
| 7 | 216.0 | 4.71 | 0.0 | 0.00 | 4.183 | 7.28 | 0.000 | 0.00 | 216.0 | 4.183 |
| 8 | 294.0 | 6.41 | 6.0 | 9.68 | 3.758 | 6.54 | 0.692 | 19.9 3 | 300.0 | 4.450 |
| 平 均 | 255 | - | 3.0 | - | 3.971 | - | 0.346 | - | 258.0 | 2.817 |

3.1.2.5.5 优势种与优势度

调查海区蓝点马鲛 (Y=0.34) 为鱼卵优势种；梭鱼 (Y=0.25) 和虾虎鱼 (Y=0.04) 为仔稚鱼优势种。

3.1.2.6 陆域环境现状调查

3.1.2.6.1 环境空气

1、区域环境空气质量

根据《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ 2.2-2018) 中有关规定，本次区域环境空气质量现状达标判定引用《2024 年河北省生态环境状况公报》的监测数据和结论。2024 年唐山市环境空气质量综合评价见表 3.1-23。

表 3.1-23 2024 年唐山市环境空气质量综合评价表 (单位: $\mu\text{g}/\text{m}^3$, CO 单位 mg/m^3)

| 监测项目 | | 监测结果 | 过渡阶段二级标准值 | 达标评价 |
|-----------------|-------|------|-----------|------|
| SO ₂ | 年平均浓度 | 7 | 60 | 达标 |

| | | | | |
|-------------------|--------------|-----|-----|-----|
| NO ₂ | 年平均浓度 | 27 | 40 | 达标 |
| PM ₁₀ | 年平均浓度 | 68 | 60 | 不达标 |
| PM _{2.5} | 年平均浓度 | 37 | 30 | 不达标 |
| CO | 日平均浓度 | 1.3 | 4 | 达标 |
| O ₃ | 日最大 8 小时平均浓度 | 178 | 160 | 不达标 |
| 综合评价 | | 不达标 | | |

根据上表，唐山市的基本污染物 SO₂、NO₂ 年平均浓度、CO 日平均浓度满足《环境空气质量标准（GB3095-2026）》过渡阶段二级标准，PM₁₀、PM_{2.5} 年平均浓度、O₃ 日最大 8 小时平均浓度不达标，故唐山市属于不达标区。

2、环境空气现状调查

图 3.1-11 非甲烷总烃监测点位示意图

表 3.1-24 项目厂界非甲烷总烃监测结果一览表 (mg/m³)

| |
|----------|
| 监测 点位 |
| N1 |
| N2 |

3.1.2.6.2 噪声

1、区域声环境质量

根据《2024年河北省生态环境状况公报》，2024年11个设区市昼间区域环境噪声平均等效声级是53.9分贝，比2023年下降0.3分贝。各设区市昼间区域环境噪声平均等效声级分布在51.6~54.9分贝之间，各市均为较好。其中，唐山市昼间区域环境噪声平均等效声级是54.7分贝，符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）中2类功能区标准。

2、声环境现状调查

2025年12月14日-15日，谱尼测试集团股份有限公司对厂界噪声进行监测，监测点位见图3.1-12，监测结果见表3.1-25。

图 3.1-12 厂界声环境质量监测点位示意图

表 3.1-25 厂界噪声监测结果 单位：L_{Aeq}dB（A）

| 监测 | 监测点 | 监测时间 | 昼间 | 监测时间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
|----|-----|------|----|------|----|----|----|
|----|-----|------|----|------|----|----|----|

根据表 3.1-25，项目所在区域为 3 类声环境功能区，监测结果达声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 3 类标准要求。

3.1.2.6.3 地下水

图 3.1-13 地下水环境质量监测点位示意图

表 3.1-26a 地下水环境水位监测结果一览表

表 3.1-26b 地下水环境水质监测结果一览表

3.1.2.6.3 土壤

| | |
|---------------|---|
| | <p style="text-align: center;">图 3.1-14 土壤环境质量监测点位示意图</p> <p>根据附表 10、11 土壤环境质量调查结果,各评价因子的检测值均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值、管控值。</p> |
| 与项目有关的原有环境污染和 | <p style="text-align: center;">无</p> |

| | |
|----------|---|
| 生态破坏问题 | |
| 生态环境保护目标 | <p>3.2 生态环境保护目标</p> <p>3.2.1 龙岛沙源保护区</p> <p>项目位于龙岛沙源保护区西南侧，最近距离约 27.12km。</p> <p>龙岛沙源保护区位于大青河口至小清河口海域，面积 752.6918hm²，管控要求为禁止开展可能改变或影响沙源保护海域自然属性的开发建设活动；禁止在沙源保护海域内构建永久性建筑、采挖海砂、围填海、倾废等可能诱发沙滩蚀退的开发活动。</p> <p>3.2.2 龙岛北海草床保护区</p> <p>项目位于龙岛北海草床保护区西南侧，最近距离约 25.24km。2015 年 10 月科研人员通过对渤海曹妃甸海域的现场调查，在龙岛西北侧海域发现大面积海草床，为中国黄渤海海域已发现的面积最大的海草床。</p> <p>2022 年 6 月省自然资源厅联合自然资源部北海局初步查明，唐山市曹妃甸海草床生态系统面积有 42.75km²，主要分布在曹妃甸龙岛西北侧浅水海域，海草种类为单一物种鳗草，总储碳量约 11.45 万吨。根据调查中得到的海草样品形态鉴定，本次调查海草均为鳗草科鳗草属鳗草 (<i>Zostera marina</i>)，海草床海草盖度 (5-95) %，平均 40.63%。鳗草茎枝高度 (叶和叶鞘高度之和) 在 77.33cm~128.83 cm，平均 109.52cm。海草床鳗草平均生物量 (干重) 为 (134.47~185.17) g/m²，平均 159.79 g/m²。地上部分生物量为 (83.26~122.22) g/m²，平均 101.97 g/m²，地下部分生物量为 (51.21~67.43) g/m²，平均 58.09 g/m²。海草密度较高，在 (24~304) 株/m²，平均达 119 株/m²。</p> <p>目前龙岛北海草床已被列入河北省海域生态保护红线区内，红线区名称</p> |

为龙岛北海草床保护区，分为南北两部分，红线区总面积约为 6866hm²。

综上所述，本项目距离上述自然保护地均较远，且本用海项目在施工期和运营期加强管理，采取污染防治、减振降噪、繁殖期避让、风险事故预防和应急处理等措施，最大限度降低工程对保护区所造成的不利影响，同时自觉接受保护区管理机构监管。因此项目的建设和运营不会对周边的生态保护目标造成影响。

3.3 评价标准

3.3.1 海洋环境质量标准

根据《河北省近岸海域功能区划》，本项目海域海洋环境质量评价标准如下：

本项目海水水质执行二、三、四类标准；海洋沉积物、生物质量执行一类标准。其中，海水水质执行《海水水质标准》（GB 3097-1997），相应标准限值见表 3.3-2。沉积物执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002），相应标准限值见表 3.3-3。

贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的相应标准值；甲壳类、鱼类和软体动物内污染物质采用《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C 表 C.1 其他海洋生物质量参考值；铬含量无对应评价标准，不进行评价。相应标准限值见表 3.3-4、表 3.3-5。

表 3.3-1 环境质量标准

| 类别 | 采用标准 | | 等级 |
|-------|-------------------------|---|----------------------------|
| 海水水质 | 《海水水质标准》（GB3097-1997） | | 《河北省近岸海域功能区划》确定各调查站位评价执行标准 |
| 海洋沉积物 | 《海洋沉积物质量》（GB18668-2002） | | |
| 生物质量 | 海洋贝类（双壳） | 《海洋生物质量》（GB18421-2001） | |
| | 软体动物（非双壳类）、鱼类、甲壳类（重金属） | 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025） | |
| | 软体动物（非双壳类）、鱼类、甲壳类（石油烃） | 贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的第一类标准值；非双壳类海洋生物体内污染物质含量评价标准采用《环境影响评价技术导则 海 | |

评价标准

洋生态环境》(HJ 1409-2025)中附录 C 规定的
其他生物质量参考值

表 3.3-2 海水水质标准 (mg/L, pH 无量纲)

| 项目 | 第一类 | 第二类 | 第三类 | 第四类 |
|--------|-----------|--------|----------------|------------|
| SS | 人为增加的量≤10 | | 人为增加的量 ≤100 | 人为增加的量≤150 |
| H | 7.8~8.5 | | 6.8~8.8 | |
| DO> | 6 | 5 | 4 | 3 |
| COD≤ | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 无机氮≤ | 0.20 | 0.30 | 0.40 | 0.50 |
| 活性磷酸盐≤ | 0.015 | 0.030 | 0.030 | 0.045 |
| Hg≤ | 0.00005 | 0.0002 | 0.0002 | 0.0005 |
| Cd≤ | 0.001 | 0.005 | 0.01 | 0.01 |
| Pb≤ | 0.001 | 0.005 | 0.010 | 0.050 |
| Cu≤ | 0.005 | 0.010 | 0.050 | 0.050 |
| Zn≤ | 0.020 | 0.050 | 0.10 | 0.50 |
| As≤ | 0 020 | 0.030 | 0.050 | 0.050 |
| 总 Cr≤ | 0.05 | 0.10 | 0.20 | 0.50 |
| 石油类≤ | 0.05 | 0.05 | 0.30 | 0.50 |

表 3.3-3 沉积物质量标准

| 序号 | 项目 | 第一类 | 第二类 | 第三类 |
|----|----------------------------|-------|--------|--------|
| 1 | 汞 (×10 ⁻⁶) ≤ | 0.20 | 0.50 | 1.00 |
| 2 | 镉 (×10 ⁻⁶) ≤ | 0.50 | 1.50 | 5.00 |
| 3 | 铅 (×10 ⁻⁶) ≤ | 60.0 | 130.0 | 250.0 |
| 4 | 锌 (×10 ⁻⁶) ≤ | 150.0 | 350.0 | 600.0 |
| 5 | 铜 (×10 ⁻⁶) ≤ | 35.0 | 100.0 | 200.0 |
| 6 | 铬 (×10 ⁻⁶) ≤ | 80.0 | 150.0 | 270.0 |
| 7 | 砷 (×10 ⁻⁶) ≤ | 20.0 | 65.0 | 93.0 |
| 8 | 有机碳 (×10 ⁻²) ≤ | 2.0 | 3.0 | 4.0 |
| 9 | 硫化物 (×10 ⁻⁶) ≤ | 300.0 | 500.0 | 600.0 |
| 10 | 石油类 (×10 ⁻⁶) ≤ | 500.0 | 1000.0 | 1500.0 |

表 3.3-4 海洋生物 (双壳类) 质量标准值 (鲜重) (单位: mg/kg)

| 序号 | 项目 | 第一类 | 第二类 | 第三类 |
|----|-------|------|------|--------------|
| 1 | 总汞 ≤ | 0.05 | 0.10 | 0.30 |
| 2 | 镉 ≤ | 0.2 | 2.0 | 5.0 |
| 3 | 铅 ≤ | 0.1 | 2.0 | 6.0 |
| 4 | 铬 ≤ | 0.5 | 2.0 | 6.0 |
| 5 | 砷 ≤ | 1.0 | 5.0 | 8.0 |
| 6 | 铜 ≤ | 10 | 25 | 50 (牡蛎 100) |
| 7 | 锌 ≤ | 20 | 50 | 100 (牡蛎 500) |
| 8 | 石油烃 ≤ | 15 | 50 | 80 |

表 3.3-5 海洋生物 (非双壳类) 质量标准 (单位: mg/kg)

| 生物类别 | 总汞 | 铜 | 铅 | 镉 | 锌 | 砷 | 石油烃 |
|------|-------|------|-------|------|------|----|-----|
| 软体动物 | ≤0.30 | ≤100 | ≤10.0 | ≤5.5 | ≤250 | ≤1 | ≤20 |

| | | | | | | | |
|------|-------|------|------|------|------|----|-----|
| 甲壳动物 | ≤0.20 | ≤100 | ≤2.0 | ≤2.0 | ≤150 | ≤1 | ≤20 |
| 鱼类 | ≤0.30 | ≤20 | ≤2.0 | ≤0.6 | ≤40 | ≤1 | ≤20 |

3.2.2 环境空气质量标准

环境空气质量执行《环境空气质量标准》(GB3095-2026)，非甲烷总烃参照《河北省环境空气质量 非甲烷总烃限值》(DB 13/1577-2012)中相关内容。

表 3.3-6 环境空气质量标准

| 污染物 | 取值时间 | 浓度限值 | 备注 |
|--|--------|------|---|
| SO ₂ (μg/m ³) | 年平均 | 60 | 《环境空气质量标准》(GB3095-2026)中过渡阶段的二级标准 |
| | 日平均 | 150 | |
| | 1 小时平均 | 500 | |
| NO ₂ (μg/m ³) | 年平均 | 40 | |
| | 日平均 | 80 | |
| | 1 小时平均 | 200 | |
| PM ₁₀ (μg/m ³) | 年平均 | 60 | |
| | 日平均 | 120 | |
| CO (mg/m ³) | 日平均 | 4 | |
| | 1 小时平均 | 10 | |
| PM _{2.5} (μg/m ³) | 年平均 | 30 | |
| | 日平均 | 60 | |
| O ₃ (μg/m ³) | 日平均 | 160 | |
| | 1 小时平均 | 200 | |
| 非甲烷总烃 (mg/m ³) | 1 小时平均 | 2 | 《河北省环境空气质量非甲烷总烃限值》(DB13/1577-2012)中 2 级标准限值 |

3.2.3 声环境质量标准

项目所在区域为 3 类声环境功能区，声环境质量执行《声环境质量标准》(GB3096-2008)中的 3 类标准。

表 3.3-7 声环境质量标准

| 区域 | 执行标准 | 类别 | 单位 | 昼间 | 夜间 |
|----|------------------------|----|-------|----|----|
| 厂界 | 《声环境质量标准》(GB3096-2008) | 3 | dB(A) | 65 | 55 |

3.2.4 地下水质量标准

地下水环境执行《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)中的III类标准；石油类参照执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准值本项目所在场地地下水质量标准见表 3.3-8。

表 3.3-8 地下水质量标准

| 指标 | I 类 | II类 | III类 | IV类 | V类 | 评价标准 |
|----|---------|-----|------|---------|----------|-----------|
| pH | 6.5~8.5 | | | 5.5~6.5 | <5.5, >9 | 《地下水质量标准》 |
| | | | | 8.5~9 | | |

| | | | | | | |
|---|---------|---------|--------|--------|--------|--------------------------------------|
| 氨氮(以 N 计, mg/L) | 0.02 | ≤0.1 | ≤0.5 | ≤1.5 | >1.5 | (GB/T148 48-2017) |
| 硝酸盐(以 N 计)(mg/L) | ≤2 | ≤5 | ≤20 | ≤30 | >30 | |
| 亚硝酸盐(以 N 计)(mg/L) | ≤0.01 | ≤0.1 | ≤1 | ≤4.8 | >4.8 | |
| 挥发性酚类(以苯酚计, mg/L) | ≤0.001 | ≤0.001 | ≤0.002 | ≤0.01 | >0.01 | |
| 六价铬 (mg/L) | ≤0.005 | ≤0.01 | ≤0.05 | ≤0.1 | >0.1 | |
| 总硬度(以 CaCO ₃ , mg/L) | ≤150 | ≤300 | ≤450 | ≤650 | >650 | |
| 氟化物(mg/L) | ≤1 | ≤1 | ≤1 | ≤2 | >2 | |
| 硫化物(mg/L) | ≤0.005 | ≤0.01 | ≤0.02 | ≤0.1 | >0.1 | |
| 溶解性总固体(mg/L) | ≤300 | ≤500 | ≤1000 | ≤2000 | >2000 | |
| 耗氧量(COD _{Mn} 法, 以 O ₂ 计 mg/L) | ≤1 | ≤2 | ≤3 | ≤10 | >10 | |
| 氯化物 (mg/L) | ≤50 | ≤150 | ≤250 | ≤350 | >350 | |
| 硫酸盐 (mg/L) | ≤50 | ≤150 | ≤250 | ≤350 | >350 | |
| 钠 (mg/L) | ≤100 | ≤150 | ≤200 | ≤400 | >400 | |
| 砷 (mg/L) | ≤0.001 | ≤0.001 | ≤0.01 | ≤0.05 | >0.05 | |
| 汞 (mg/L) | ≤0.0001 | ≤0.0001 | ≤0.001 | ≤0.002 | >0.002 | |
| 铁 (mg/L) | ≤0.1 | ≤0.2 | ≤0.3 | ≤2 | >2 | |
| 铅 (mg/L) | ≤0.005 | ≤0.005 | ≤0.01 | ≤0.1 | >0.1 | |
| 镉 (mg/L) | ≤0.0001 | ≤0.001 | ≤0.005 | ≤0.01 | >0.01 | |
| 锰 (mg/L) | ≤0.05 | ≤0.05 | ≤0.1 | ≤1.5 | >1.5 | |
| 甲苯 (μg/L) | ≤0.5 | ≤140 | ≤700 | ≤1400 | >1400 | |
| 苯 (μg/L) | ≤0.5 | ≤1.0 | ≤10.0 | ≤120 | >120 | |
| 二甲苯 (总量) (μg/L) | ≤0.5 | ≤100 | ≤500 | ≤1000 | >1000 | |
| 氰化物 (mg/L) | ≤0.001 | ≤0.01 | ≤0.05 | ≤0.1 | >0.1 | |
| 石油类 (mg/L) | ≤0.05 | ≤0.05 | ≤0.05 | ≤0.5 | ≤1 | 《地表水环境 质量标准》 (GB3838—200 2) |
| 化学需氧量 (COD)(mg/L) | ≤15 | ≤15 | ≤20 | ≤30 | ≤40 | |

3.2.5 土壤环境质量标准

本项目将《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地的筛选值和管制值作为本项目工作区土壤环境评价标准, 详见下表 3.3-9。

表 3.3-9 《建设用地土壤污染风险筛选值和管制值》 (单位: mg/kg)

| 污染物项目 | 筛选值 | | 管制值 | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|
| | 第一类用地 | 第二类用地 | 第一类用地 | 第二类用地 |
| 六价铬 | 3 | 5.7 | 30 | 78 |
| 铜 | 2000 | 18000 | 8000 | 36000 |
| 镍 | 150 | 900 | 600 | 2000 |
| 砷 | 20 | 60 | 120 | 140 |
| 铅 | 400 | 800 | 800 | 2500 |
| 镉 | 20 | 65 | 47 | 172 |
| 汞 | 8 | 38 | 33 | 82 |
| 石油烃(C10-C40) | 826 | 4500 | 5000 | 9000 |

| | | | | |
|---------------|------|------|------|-------|
| 苯 | 1 | 4 | 10 | 40 |
| 甲苯 | 1200 | 1200 | 1200 | 1200 |
| 乙苯 | 7.2 | 28 | 72 | 280 |
| 间&对-二甲苯 | 163 | 570 | 500 | 570 |
| 苯乙烯 | 1290 | 1290 | 1290 | 1290 |
| 邻-二甲苯 | 222 | 640 | 640 | 640 |
| 1,2-二氯丙烷 | 1 | 5 | 5 | 47 |
| 氯甲烷 | 12 | 37 | 21 | 120 |
| 氯乙烯 | 0.12 | 0.43 | 1.2 | 4.3 |
| 1,1-二氯乙烯 | 12 | 66 | 40 | 200 |
| 二氯甲烷 | 94 | 616 | 300 | 2000 |
| 反-1,2-二氯乙烯 | 10 | 54 | 31 | 163 |
| 1,1-二氯乙烷 | 3 | 9 | 20 | 100 |
| 顺-1,2-二氯乙烯 | 66 | 596 | 200 | 2000 |
| 1,1,1-三氯乙烷 | 701 | 840 | 840 | 840 |
| 四氯化碳 | 0.9 | 2.8 | 9 | 36 |
| 1,2-二氯乙烷 | 0.52 | 5 | 6 | 21 |
| 三氯乙烯 | 0.7 | 2.8 | 7 | 20 |
| 1,1,2-三氯乙烷 | 0.6 | 2.8 | 5 | 15 |
| 四氯乙烯 | 11 | 53 | 34 | 183 |
| 1,1,1,2-四氯乙烷 | 2.6 | 10 | 26 | 100 |
| 1,1,2,2-四氯乙烷 | 1.6 | 6.8 | 14 | 50 |
| 1,2,3-三氯丙烷 | 0.05 | 0.5 | 0.5 | 5 |
| 氯苯 | 68 | 270 | 200 | 1000 |
| 1,4-二氯苯 | 5.6 | 20 | 56 | 200 |
| 1,2-二氯苯 | 560 | 560 | 560 | 560 |
| 氯仿 | 0.3 | 0.9 | 5 | 10 |
| 2-氯苯酚 | 250 | 2256 | 500 | 4500 |
| 萘 | 25 | 70 | 255 | 700 |
| 苯并(a)蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 蒽 | 490 | 1293 | 4900 | 12900 |
| 苯并(b)荧蒽 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 苯并(k)荧蒽 | 55 | 151 | 550 | 1500 |
| 苯并(a)芘 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 茚并(1,2,3-cd)芘 | 5.5 | 15 | 55 | 151 |
| 二苯并(a,h)蒽 | 0.55 | 1.5 | 5.5 | 15 |
| 硝基苯 | 34 | 76 | 190 | 760 |
| 苯胺 | 92 | 260 | 211 | 663 |

3.2.6 污染物排放标准

3.2.6.1 废气

1、施工期

本项目施工期扬尘执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2 无组织监控浓度，柴油机排放污染物执行《非道路移动机械用柴油机排放污染物排放限值及测量方法（中国第三、四阶段）》中表2 第三阶段污染物

排放限值。

表 3.3-10 施工期大气污染物排放限值和控

| 标准号 | 标准名称 | 污染物 | 数值 |
|--------------|-----------------------------------|--------|----------------------|
| GB16297-1996 | 大气污染物综合排放标准 | 颗粒物 | 1.0mg/m ³ |
| GB20891-2014 | 非道路移动机械用柴油机排气污染物排放限值及测量方法（中国第三阶段） | CO | 3.5g/kWh*h |
| | | HC+NOx | 4.0g/kWh*h |
| | | 颗粒物 | 0.20g/kWh*h |

注：a 监测点浓度限值指监测点 PM₁₀ 小时平均浓度实测值与同时段所属县（市、区）PM₁₀ 小时平均浓度的差值。县（市、区）PM₁₀ 小时平均浓度大于 150μg/m³ 时，以 150μg/m³ 计

2、运营期

非甲烷总烃：厂界无组织排放参照执行《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中企业边界污染物控制要求（油气集中处理站、涉及凝析油或天然气凝析液的天然气处理厂、储油库边界非甲烷总烃浓度不应超过 4mg/m³）；厂区内无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》（GB 37822-2019）表 A.1 中特别排放限值（监控点处 1h 平均浓度值 6mg/m³；监控点处任意一次浓度值 20mg/m³）。

3.2.6.2 废水

本项目施工期废水均妥善处理，不外排；运营期无生活污水，含油生产水、洗井/修井废水、初期雨水混输至港东联合站，本项目根据《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）对应需满足的注水水质指标见表 3.3-11，从严执行 IV 级标准。

表 3.3-11 注水水质主要指标

| 区域 | | 回注执行标准 |
|----------------------------|--------------|--------|
| 注入层平均空气渗透率，μm ² | | / |
| 水质标准分级 | | IV |
| 控制指标 | 悬浮固体含量，mg/L | ≤25.0 |
| | 悬浮物颗粒直径中值，μm | ≤5.0 |
| | 含油量，mg/L | ≤30.0 |
| | 平均腐蚀率，mm/年 | ≤0.076 |

3.2.6.3 噪声

1、**施工期**：执行《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025）。

表 3.3-12 建筑施工场界环境噪声排放限值 单位 dB (A)

| 昼间 | 夜间 |
|----|----|
| 70 | 55 |

2、**运营期**：执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）中的 3 类区标准。

| 表 3.3-13 建筑施工厂界环境噪声排放限值 单位 dB (A) | |
|--|----|
| 昼间 | 夜间 |
| 65 | 55 |
| <p>3.2.6.4 固废</p> <p>1、一般工业固体废物执行《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)中相关要求。</p> <p>2、生活垃圾执行《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)中“第四章生活垃圾污染环境的防治”和《天津市生活垃圾管理条例》(2020年12月1日起实施)中的要求。</p> <p>3、危险废物贮存执行《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)中有关规定。</p> <p>4、危废收集、贮存、运输执行《危废收集、贮存、运输技术规范》(HJ2025-2012)。</p> | |
| 其他 | 无 |

四、生态环境影响分析

4.1 施工期污染源分析

本工程排污主要表现在施工期，生产阶段调整井原油处理及污染物处理主要依托现有工程，工程污染物在原有项目的基础上基本不增加，因此以下主要对调整井施工期进行污染源强分析。施工环节及排污节点分析如下：

1、场地清理及设备安装排污节点

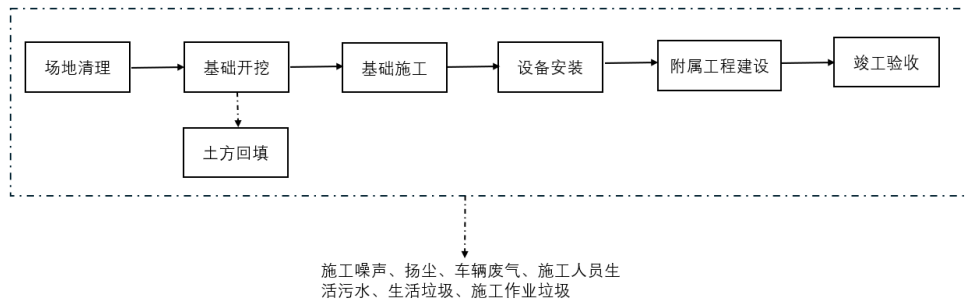


图 4.1-1 场地清理及设备安装施工产污环节图

2、钻完井施工排污节点

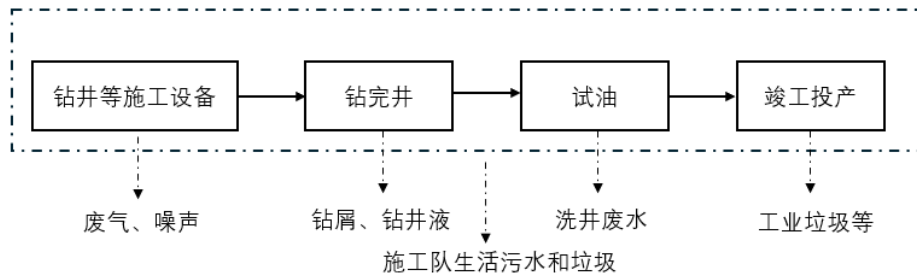


图 4.1-2 钻完井施工产污环节图

3、集油管线施工排污节点

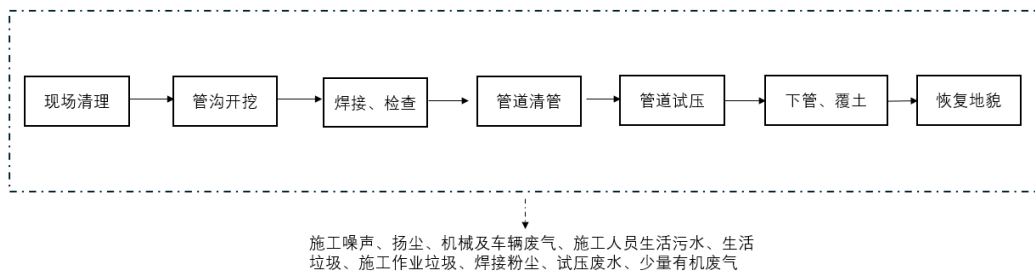


图 4.1-3 集油管线施工产污环节图

4、污染源

废气：主要为施工过程中产生的施工扬尘 TSP；钻机配套大功率柴油机等施工机械及运输车辆尾气，其主要污染物为 CO、NO_x 和 THC；管道焊接产生的焊接烟尘 TSP；管道补漆产生的少量有机废气。

废水：主要为钻井废水、试压废水、施工人员生活污水。施工钻井废水主要污染物为石油类、SS；试压废水主要污染物为 SS；施工人员生活污水主要污染物为 COD、氨氮和 SS。

噪声：主要为施工机械及运输车辆噪声。

固废：主要包括施工人员生活垃圾、一般工业固废（非含油钻屑、非含油钻井液、开挖土方、废零件边角料和包装材料等）和危险废物（含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等含油固废）。

4.2 废气环境影响分析

本工程施工期造成的大气环境污染主要有施工扬尘及施工机械、车辆产生的少量废气、少量焊接烟尘和防腐涂料废气。施工期废气对大气环境的影响是暂时的，随施工结束而消失，影响时间短，且影响范围小。施工场地周边无大气环境保护目标，施工井场及集油管道沿线地势开阔，施工期间加强对施工机械、运输车的维修保养，禁止不符合国家废气排放标准的机械和车辆进入工区，禁止以柴油为燃料的施工机械超负荷工作，减少烟度和颗粒物排放，因此，基本不会对周围大气环境造成明显的影响。

（1）施工扬尘

根据工程项目特点，施工扬尘主要产生于施工作业带清理、地面开挖、填埋、土石方堆放以及车辆运输等过程。施工期间产生的扬尘污染主要取决于施工作业方式、材料的堆放以及风力等因素，其中受风力的影响因素最大，随着风速的增大，施工扬尘的污染程度和超标范围也将随之增强和扩大，一般在风速大于 3m/s 时，施工扬尘存在无规则、临时性、间断性、无组织排放等特点。

通过类比调查表明，在一般地段无任何防尘措施的情况下，施工现场对周围环境的污染约在 150m 范围内，TSP 最大污染浓度是施工场地上风向对照

点的 6.39 倍。在有防尘措施（围金属板）的情况下，污染范围为 50m 以内区域，最高污染浓度是上风向对照点的 4.04 倍，最大污染浓度较无防尘措施降低了 0.479mg/m³，类比数据参见表 4.2-1。

表 4.2-1 某施工场界下风向 TSP 浓度实测值 (mg/m³)

| 防尘措施 | 工地下风向距离 (m) | | | | | | 工地上风向 (对照点) |
|------|-------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------------|
| | 20 | 50 | 100 | 150 | 200 | 250 | |
| 无 | 1.303 | 0.722 | 0.402 | 0.311 | 0.270 | 0.210 | 0.204 |
| 屏障围栏 | 0.824 | 0.426 | 0.235 | 0.221 | 0.215 | 0.206 | |

本项目站场施工建议采用屏障围栏的方式，并且采取合理化管理、控制作业面积、喷洒抑尘，土方遮盖，大风天停止作业等措施，施工扬尘对周边大气环境影响可以降至最低。

(2) 运输车辆及施工机械废气

施工车辆进出施工区会排放一定量的汽车尾气，尾气中含有 CO、CH_x 及 NO_x 等污染物；施工机械设备使用柴油，有少量的燃烧烟气产生，主要污染物为 SO₂、NO₂、烟尘等。周边环境利于扩散，对下风向和运输道路沿线区域环境空气影响较小。

由于施工机械使用、施工建材运输等施工过程全部是随着管道的敷设情况进行的，因此施工废气污染源一般为流动源，并且为间歇、短暂性排放，随着相应施工活动的结束而结束，加之管道施工均为露天工作环境，污染物扩散条件相对较好，对周围环境影响较小。

(3) 有机废气

本工程建设管道防腐层补口采用刷环保无溶剂环氧底漆工艺，会产生有机废气。在补口地方刷漆，故刷漆产生的有机废气较少。因项目补口工序均在开阔地带进行，且施工期较短，有机废气对周边环境产生影响较小。

(4) 焊接烟尘

管道焊接过程中会产生少量的焊接烟尘，焊接烟尘中主要含有 MnO₂、Fe₂O₃、SiO₂、HF、CO、NO_x、烟尘等污染因子。管道焊接随着管道的敷设情况进行，为流动源，并且为间歇、短暂性排放，随着相应施工活动的结束而结束，坐标污染物扩散条件相对较好，对周围环境影响较小。

4.3 废水环境影响分析

施工过程中产生的废水主要为钻、完井施工过程中产生的钻井废水，配套管网的试压废水，施工人员产生的生活污水。

(1) 钻井废水

钻井废水主要由洗井水、钻具冲洗水及起下钻时的泥浆流失物、泥浆循环系统的渗透物等组成，根据油田开发经验，每 1000m 井段产生洗井废水 20m³，本次生产井钻井进尺 3.94 万米，洗井废水总量为 788m³。

钻井废水在收集罐内暂存，与钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液一并交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置。

(2) 试压废水

本项目管道建成后进行清管试压，试压介质为清水，参照同类工程经验，试压废水约为 1 倍管容，本项目管道长 1.5km，管径 DN50，产生量 3m³，经简单沉淀后，用于洒水抑尘，不外排。

(3) 生活污水

项目施工工期约 12 个月，施工人员为 30 人。参照《生活与服务业用水定额 第 1 部分：居民生活》（DB13/T 5450.1-2021）表 1 农村居民，生活用水量按 22L/(人·d)计，排污系数按 0.9 计，则施工人员生活用水量为 0.66m³/d，生活污水产生量 0.59m³/d；主要污染物为 COD、氨氮和 SS。施工人员生活污水依托现有生活污水处理设施处理后用于绿化或洒水，不外排。

综上，施工期废水在采取评价要求措施后，均可以得到合理处理处置，对周边外环境影响较小。

4.4 对地下水及土壤环境影响

项目钻井包括表层套管和生产套管，套管将钻井和地下水含水层进行分隔，防止地下水受到污染。本项目使用的钻井液为无害化水基钻井液，对地层无伤害。施工期主要是钻井废水对地下水造成的污染，钻井废水在收集罐内暂存，与非含油钻井液和非含油钻屑一起交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理，不外排，会对地下水及土壤环境影响微弱。

4.5 噪声环境影响分析

施工机械运行中产生的施工噪声主要为运输车辆、施工设备噪声，噪声值在 95~105dB(A)范围内。

施工噪声有间歇性和短暂性的特点。当声源的大小与预测距离相比小的多时，可以将此声源看作点源，声源噪声值随距离衰减的计算公式如下：

$$L_P(r) = L_P(r_0) - 20lgr$$

式中： $L_P(r)$ ——距声源的距离 r 的声压级噪声值，dB(A)；

r ——距声源的距离，m；

$L_P(r_0)$ ——距声源 1m 处的声压级噪声值，dB(A)

施工期噪声源产生的声压级噪声随距离衰减后的预测值见表 4.5-1。

表 4.5-1 主要施工机械在不同距离处的噪声值

| 噪声源 名称 | 离施工点不同距离处的噪声估算值 (dB(A)) | | | | | | | | | 噪声衰减至 55dB(A)) 距 离 (m) |
|-----------|-------------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------------------------------|
| | 声压级 | 10m | 50m | 100m | 150m | 200m | 300m | 350m | 500m | |
| 柴油发电机 | 105 | 85 | 71 | 65 | 61 | 59 | 56 | 54 | 51 | 315 |
| 钻机 | 100 | 80 | 66 | 60 | 56 | 54 | 50 | 49 | 46 | 178 |
| 钻井泵 | 95 | 75 | 61 | 55 | 51 | 49 | 46 | 44 | 41 | 100 |
| 挖掘机 | 100 | 80 | 66 | 60 | 56 | 54 | 50 | 49 | 46 | 178 |
| 吊管机 | 96 | 76 | 62 | 56 | 52 | 50 | 46 | 45 | 42 | 112 |
| 电焊机 | 93 | 73 | 59 | 53 | 49 | 47 | 43 | 42 | 39 | 79 |
| 推土机 | 98 | 78 | 64 | 58 | 54 | 52 | 48 | 47 | 44 | 141 |
| 翻斗车 | 98 | 78 | 64 | 58 | 54 | 52 | 48 | 47 | 44 | 141 |
| 切割机 | 103 | 83 | 69 | 63 | 59 | 57 | 53 | 52 | 49 | 250 |
| 振捣棒 | 108 | 88 | 74 | 68 | 64 | 62 | 58 | 57 | 54 | 445 |

由噪声预测结果可以看出：本项目主要施工机械产生噪声昼间在 100m 以外，夜间在 445m 以外不超过《建筑施工噪声排放标准》(GB12523-2025) 中的标准限值（昼间 70dB(A)、夜间 55dB(A)）。本项目井场及配套集油管道周围 500m 内无声环境敏感目标。因此工程施工噪声对周边环境影响较小。

4.6 固体废物环境影响分析

施工过程中产生一般工业固废（非油钻屑和钻井液、开挖土方、废零件边角料和包装材料等）、含油固体废物（含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等危险废物），以及施工人员生活垃圾均得到有效处置。根据《危险废物排除

管理清单（2026年版）》（生态环境部公告2026年第2号）的相关规定，钻井产生的水基钻井液及钻屑在不含油且不具有危险特性的情况下，可按一般工业固体废物进行管理；含油钻屑及含油钻井液按危险废物管理。

（1）非油钻屑

钻完井过程中产生的非油钻屑，为4330 m³。经建设单位统计，本次工程共建设生产井12口，全部为油气井，非油钻屑产生量见表4.6-1。

表 4.6-1 非油钻屑源强核算结果表

| 钻屑 | | 钻井钻屑 (m ³) |
|-----------|-------|------------------------|
| 井深 3100 米 | 5 口井 | 1750 |
| 井深 3150 米 | 3 口井 | 1100 |
| 井深 3600 米 | 4 口井 | 1480 |
| 合计 | 12 口井 | 4330 |

（2）非油钻井液

根据钻井计划非油钻井液排放情况见表4.6-2。经建设单位统计，本工程钻井过程中产生的废弃水基钻井液量约1190m³。钻井液储存在钻井液罐中，定期清运。

表 4.6-2 本工程非油钻井液产生情况表

| 钻井液 | | 水基钻井液总量 (m ³) |
|-----------|-------|---------------------------|
| 井深 3100 米 | 5 口井 | 450 |
| 井深 3150 米 | 3 口井 | 300 |
| 井深 3600 米 | 4 口井 | 440 |
| 合计 | 12 口井 | 1190 |

（3）工业垃圾

项目施工过程中产生工业垃圾，主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。本工程钻井12口，根据冀东油田统计数据，每钻井一口产生一般工业垃圾0.5t计算，产生工业垃圾约6t。

（4）施工人员生活垃圾

本项目新钻井12口共施工365天，施工人数30人，施工期生活垃圾产生负荷按1kg/人·天计，生活垃圾的产生量为11t/a。

（5）一般工业垃圾及生活垃圾去向

钻井过程中产生的非含油钻屑4330 m³和非含油钻井液1190m³交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置。一般工业垃圾6t及生活垃圾11t/a，交由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理。

(6) 危险废物去向

本工程钻井 12 口, 根据冀东油田统计数据, 每钻井一口产生含油固废(含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等) 0.05t 计算, 含油垃圾约 0.6t。根据《国家危险废物名录(2025 年)》, 属于行业来源: 石油开采, 废物代码: 071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆。由唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运, 拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。

①项目运营过程中产生的含油固体废物(HW08)等危险废物, 收集到危废暂存间, 危险废物绝不能和其他废物一起混合收集。

②对于危险固废的收集及贮存, 应根据危险固废的成分, 用符合国家标准的耐腐蚀、不易破损、变形和老化的容器贮存, 并按规定在贮存危险固废容器上贴上标签, 详细注明危险固废的名称、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办法。

③危废暂存设施的设置应符合《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)的要求。危废暂存间要建有堵截泄漏的裙脚, 地面与裙脚用坚固的防渗材料建造, 基础防渗层用 2mm 的高密度聚乙烯材料组成, 或至少 2mm 厚的其他人工材料, 渗透系数 $\leq 10^{-10}$ cm/s; 表面用耐腐蚀材料硬化, 衬层上建有渗滤液收集清除系统、径流导出系统等。

④按月统计危废种类、产生量、暂存时间、交由处置时间等, 设置管理台账。

⑤危险废物的转移应遵从《危险废物转移管理办法》及其他有关规定的要求, 并禁止在转移过程中将危险废物排放至环境中。确保危险废物的运输安全可靠, 减少或避免运输过程中的二次污染和可能造成的环境风险。

4.7 施工期生态环境影响分析

4.7.1 水文动力环境影响分析

本项目井场和单井集油管道均位于成陆区域。本项目在已成陆区域内建设, 不涉及新增占用海域。因此, 本项目的建设对附近海域水动力状况无影

响。

4.7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析

本项目建设位于已成陆区域，不涉及新增海域建设内容，因此，项目建设对所在海域地形地貌及冲淤环境无影响。

4.7.3 对沉积物环境影响分析

本项目在已成陆区域内进行施工，不涉及水上施工，不会引起周围环境沉积物环境的变化。同时，本项目施工期间产生的各类污水和固体废物均得到了合理利用处置，不会排放入海，不会对项目附近海域的沉积物质量造成影响。

4.7.4 对海洋生态影响分析

本项目位于河北省唐山市曹妃甸工业区已填成陆区，已不具备与附近海域进行海水交换能力，已完全丧失海域属性，同时施工期废水能够妥善收集处置，不会对海水及周边水体水质造成影响。

施工不涉及水上施工内容，仅需进行钻完井作业及其他陆上配套设施建设，工程建设基本不改变原有地形和地貌，对附近海域的水动力状况和泥沙输移基本无影响；不会引起周围环境沉积物环境及海洋生态环境和生物资源的变化，施工期各项污染物处置合理，不排海，不会对周围海域沉积物环境及海洋生态环境和生物资源造成不良影响。

4.7.5 对陆域生态影响分析

本项目位于曹妃甸工业区内已建井场，为人工吹填成陆区域，井场范围内自然生长的少量碱蓬草等，配套集油管道沿线多为荒地，无重点保护野生植物，本项目造成的植被损失较小，通过工业区整体绿化，完全可以补偿本项目所造成的植被损失，本项目植被生态影响可接受。

4.8 环境风险影响分析

施工期风险事故类型有：钻井过程中井喷、井涌事故，柴油罐泄漏事故。

采取优化钻井设计、采用先进防碰施工工艺等设计阶段和使用可靠的井控装置并定期进行测试、作好地层压力的监测工作的、加强钻时观测等钻井

过程中的风险防范措施，能够将钻井溢油的风险控制在可接受范围内。根据对事故水缓冲设施的核算，若发生柴油罐区泄漏事故时，施工钻井期间井场设置的事故缓冲设施可对油品和事故水进行有效的收集，不会发生柴油外溢。

4.9 运营期污染源分析

本项目 12 口油井采用抽油机有机杆泵生产，单井采出液经生产管汇后进入分离器进行气液分离，再通过配套建设管线外输。本阶段主要的污染物为采油过程中逸散出来的非甲烷总烃；修井过程中产生的修井废水；产油和维护过程中产生的少量的落地油等；采油设备运转产生的低频机械噪声、空气动力性噪声；以及下雨天产生的初期雨水。具体见图 4.9-1。

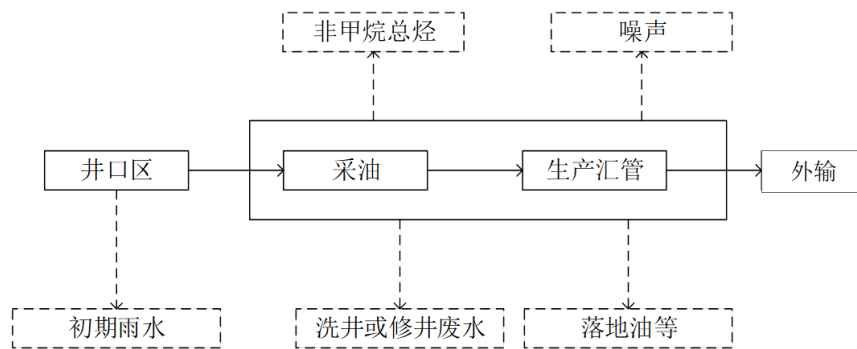


图 4.9-1 采油及井场内油气处理产污环节图

废气：主要为井场和集油管线动静密封点无组织挥发的烃类气体。

废水：井场废水主要为采出水、洗井/修井废水、初期雨水。采出水、洗井/修井废水主要污染物为石油类，初期雨水主要污染物为石油类、SS。本项目不新增定员，不新增生活污水。

噪声：主要为采油设备运行噪声。

固废：井场固废主要为产油和维护过程会产生少量的含油污染物。

4.10 对大气环境影响分析

井场井口具备自喷能力，均为高压管道和设备，按存在不严密处泄露天然气的不利情况考虑，本项目建成后，每口新增井设置阀门、配套管线设置阀门，设备动、静密封处存在少量泄露废气，污染因子为非甲烷总烃。

井场新增井口阀 12 个，配套管线设置 5 个截止阀，14 个压力表连接阀，产生的挥发性有机物参照《排污许可证申请与核发技术规范石化工业》（HJ853-2017）中公式进行核算：

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

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

t_i——密封点i的年运行时间，h/a；

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

WF_{woc, i}——流经密封点 i 的物料中挥发性有机物平均质量分数，根据设计文件取值；WF_{TOC, i}——流经密封点 i 的物料中总有机碳（TOC）平均质量分数，根据设计文件取值；本项目保守估计，WF_{woc, i}/WF_{TOC, i}取 1。

n——挥发性有机物流经的设备与管线组件密封点数。

表 4.10-1 新增设备动、静密封点泄露废气计算参数

| 设备类型 | 数量 | e _{TOC} (kg/h) | t _i (h) | E _{设备} (kg/a) |
|--------|----|-------------------------|------------------------|------------------------|
| 井口阀 | 12 | 0.036 | 300d/a, 24h/d, 共 7200h | 9.3312 |
| 截止阀 | 5 | 0.036 | | 3.888 |
| 压力表连接阀 | 14 | 0.036 | | 10.8864 |
| 合计 | | | | 24.1056 |

本项目建成后，新增井，非甲烷总烃无组织排放量约为 24.1056kg/a。根据《南堡油田清洁能源替代先导示范项目环境影响报告表》（环审[2022]117号），井场非甲烷总烃无组织排放量为 11.54t/a。本项目建成后，非甲烷总烃无组织排放量增加 24.1056kg/a。项目运营单位要加强设备的检修，保证设备正常运行，各阀门处定期进行气体检测，防止伴生气泄露，则项目基本不会对周边大气环境产生不利影响。

4.11 废水环境影响分析

(1) 含油生产水

运营后，含油生产水最大产生量 131.47m³/d，经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理。处理后的水质均达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准。

(2) 洗井/修井废水

项目生产阶段井下修井作业废水的产生是临时性的，每次洗/修井产生废水量为 20~80m³，主要含有酸、盐类、石油类。根据冀东油田运行统计数据，井下作业每 3 年为一个周期，单井每次洗/修井废水产生量平均约为 45m³，每年单井产生的洗/修井废水量平均约为 15m³，本项目 12 口生产井，洗井/修井作业废水产生量约 540m³/次，180m³/a。洗井/修井作业主要采用双管循环洗井流程、洗井水罐装贮存，作业结束后经本项目外输管线送至井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理。

(3) 初期雨水

建设单位在井场建设与开发过程中严格执行各项安全环保制度，根据油田实际生产情况，井场内可能出现落地油污的区域为油井井口周边 5 米范围内，根据唐山市暴雨强度公式计算，井场初期雨水量及雨水池容量见表 4.11-1。

根据《唐山市区暴雨强度公式参数分析》（出自《南水北调与水利科技》2012 年第 A02 期，河北省唐秦水文水资源勘测局，佟德军），对唐山水文站短历时暴雨资料分析计算，采用皮尔逊III型分布和耿贝尔分布对该站不同历时的暴雨强度分布进行了适应性分析，利用 SPSS 软件的非线性回归计算，求得唐山市区暴雨强度公式：

$$q = \frac{1983.569 \times (1 + 0.685 \lg P)}{(t + 10.233)}$$

式中：q——暴雨强度，L/（s·hm²）；

P——重现期，根据《建筑给水排水设计标准》（GB50015-2019）规定，一般可采用 1 年。并结合实际经验，重现期 P=2 年；

t——降雨历时，初期雨水时间取 15min。

$$Q=q\Psi Ft\times 60/1000$$

式中：Q——初期雨水量，m³；

F——汇水面积，hm²，具体见表 4.4-2。

Ψ ——径流系数，取决于铺面类型。装置区和储罐区，各种屋面、混凝土和沥青路面取 0.9。现状井口区未进行硬化，取 0.4。

表 4.11-1 井场初期雨水量及雨水池一览表

| 序号 | 项目 | 污染区域 | 初期雨水收集池 (m ³) | 汇水面积(hm ²) | 初期雨水量 (m ³ /次) | 符合性 |
|----|------|------|---------------------------|------------------------|---------------------------|-----|
| 1 | 现有工程 | 装置区 | 975 | 10 | 768 | 满足 |
| 2 | | 井场区 | 6542.7 | 70.4 | 2403 | 满足 |
| 3 | | 储罐区 | 24 | 0.11 | 8.4 | 满足 |
| 4 | 本项目 | 井场区 | 依托现有工程雨水池 | 0.012 | 0.03 | 满足 |
| 5 | 合计 | | 7541.7 | 80.51 | 3179.43 | |

目前，井场雨水池可以容纳初期雨水的水量。收集到的雨水，经管道进入采出水处理站处理，不外排。本项目井场区汇水面积为 120 m²，初期雨水为 0.03 m³/次，依托现有工程雨水池可行。

综上，项目含油生产水、洗井/修井废水、初期雨水均混输至井场采出水处理站处理，不外排。本项目位于曹妃甸工业区已填成陆区，已不具备与附近海域进行海水交换能力，已完全丧失海域属性，同时营运期废水能够妥善收集处置，不会对海水及周边水体水质造成影响。

4.12 对声环境影响分析

营运期主要为采油设备运转产生的低频率机械噪声，噪声源强在 65~100dB (A) 之间，主要为泵房组、发电机组等设备的噪声。治理后的声压级见表 4.12-1。

表 4.12-1 本项目营运期项目主要噪声源

| 声源名称 | 单台源强 dB(A) | 数量 (台) | 声源种类 | 工作情况 | 拟采取治理措施 | 治理后室外声压级 dB(A) |
|------|------------|--------|------|------|--------------------|----------------|
| 泵房 | 100 | 12 | 点源 | 连续 | 选用低噪设备、设置基础减振，厂房隔声 | 65 |
| 发电机组 | 90 | 12 | 点源 | 连续 | 选用低噪设备、设置基础减振，厂房隔声 | 65 |

营运期噪声预测同样采用声源噪声值随距离衰减的计算公式进行计算，预测结果见下表。

表 4.12-2 本项目实施后厂界噪声预测结果表

| 预测点 | 本项目贡献值 | 现状监测值 | | 叠加后预测值 | |
|-----|--------|-------|----|--------|----|
| | | 昼间 | 夜间 | 昼间 | 夜间 |
| 东厂界 | 28.8 | 52 | 52 | 52 | 52 |
| 北厂界 | 28.6 | 54 | 52 | 54 | 52 |
| 西厂界 | 18.2 | 56 | 50 | 56 | 50 |
| 南厂界 | 13.1 | 54 | 49 | 54 | 49 |

根据预测结果表明，NP2-3LP 井场均满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类区标准限值要求(昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A))。本项目对厂界噪声贡献值较低，但本项目 NP2-3LP 井场位于曹妃甸工业区已成陆区域，周边 200m 范围内无居住、行政办公等敏感目标，不会对周边声环境产生明显的不利影响。

4.13 固体废物环境影响分析

井场固废主要为产油和维护过程会产生少量的含油污染物。根据现场调查，建设单位在落地油处理中采取了有效措施，井下作业必须带罐（车）操作，作业单位将落地油 100%进行回收。

井场生产井在产油和维护过程会产生少量的含油污染物等，根据调查，落地油每口井产生量约 0.05t，本项目 12 口油井，产生量约 0.6t。根据《国家危险废物名录（2025 年）》，属于行业来源：石油开采，废物代码：071-001-08 石油开采和联合站贮存产生的油泥和油脚。集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。

本次项目营运期不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

平台生活垃圾由设置在井场、生产辅助用房等区域的生活垃圾桶收集，收集后集中堆放于垃圾池，委托滦南县生力环卫有限公司定期清运。

因此，对周边环境影响较小。

4.14 对地下水环境影响

本项目运营期间产生的采出水得到有效的处理，可有效防范对地下水的影
响。本项目产生的固废均可得到有效的处置，正常情况下对地下水的影响
较小。同时严格要求套管下入深度、保证固井质量等措施，可以有效控制钻
井液在含水层中的漏失，减轻对地下水环境的影响。管道原油泄漏事故对地
下水体的影响概率不大，若及时采取有效措施治理污染，不会造成地下水污
染。

本项目开发过程中对区域水环境的影响主要来自于事故状态。事故状态
可以通过加强管理和采取有效的控制措施加以防范，只要加强管理，防患于
未然，对水环境可能造成的影响可以避免。

(1) 污染途径分析

本项目油井产物采出地面后，通过地面集输工程转运、处理。因此本项
目对地下水的污染途径主要有以下两种方式：

① 渗透污染

地面工程泄漏的含油废水等可能通过包气带渗透至潜水层而污染浅层地
下水。一般情况下，包气带的厚度越薄，透水性越好，越容易造成潜水含水
层的污染；相反，包气带的厚度越厚、透水性越差，则不容易造成潜水污染，
渗透污染是导致浅层地下水污染的主要方式。

② 穿透污染

油井固井质量差或井管发生破裂事故时，废水、废液将泄漏至井管外，
油田采出水在水头压力差的作用下，在上返途中可直接进入深层各含水层，
并在含水层中扩散迁移，污染地下水。

(2) 正常情况下对地下水的影响

正常情况下，地面工程均做了防渗措施，对地下水影响较小。

一旦防渗层渗漏，废水会直接进入表土层，通过表层土包气带下渗。由
于表土层土粒过滤吸附及微生物降解作用，污染物浓度得以降低（岩层颗粒
愈粗，细砂层透水性好，污水依次经表层细砂、包气带进入含水层自由水面，
在水平流场作用下，做对流扩散运动。在这种情况下，或者包气带完全饱和，
呈连续入渗的形式，或者包气带上部砂层完全饱和，呈连续渗流形式，而其
下部呈非饱和水的淋雨状渗流形式渗入自由水面，污染物自上而下经过包气
带进入自由水面，影响对象为包气带和浅部含水层。

井场区域地下水深，由于土粒或砂粒过滤吸附及微生物降解作用较为明显，包气带距离长，废水穿过表土或沙地和包气带进入浅层地下水需要一定的时间，对地下水质量的影响范围和程度较小。

管道泄漏是以点源形式渗漏污染地下水，污染迁移途径为地表以下的包气带和含水层，然后随地下水流动而污染地下水。正常状况下，管道是全封闭系统，运输的物料不会与地下水发生联系，采用外防腐层和强制电流阴极保护联合方式，故正常状况下不会对地下水造成影响。

环评要求拟建物料管道设置在线泄漏检测系统，通过控制系统进行分析判断，及时进行泄漏报警及泄漏点定位。适时执行紧急安全切断指令功能，所以，正常状况下，发生物料渗漏污染地下水的可能性小。

（3）采出水回注对地下水环境影响分析

①本项目的回注水源全部来自油田采出水，回注层位与石油开采层位相同，含油污水经井场污水处理设施处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）后全部回注油层，以恢复含油地层压力以促进石油的采出。回注层位和第四系含水组之间夹有多层较厚的砂岩与泥岩等弱透水层或不透水层，隔层在平面上分布均很稳定，未发现存在断层，回注层与上层含水层没有越流补给关系，能有效阻止回注地层和上部地层水的连通，有效阻止了注水层对非注水层的污染。回注水不会改变项目所在区域的水文地质条件，对地下水环境影响较小。

②井身结构上，注水井均以水泥与钢质管道全封闭，上有封套完全隔绝了回注污水在注入过程中与非注水层及地下水的联系，阻止了回注水对非回注水层的污染，仅井体底部的钢质封闭管壁设置了射孔段可作为压力污水排出钢管之外的通道。井底构筑了水泥塞，阻止了注水向下部地层的渗入。地面部分，井口高出地面，设置了控制加压装置，防止对近地表的地下潜水与地表水的污染。因此回注地层的污水，在正常情况下不会跨越抗压强度较高的钢管与水泥阻挡层而涌入非注水层，更不会污染第四系含水组。

（4）防护措施

①采用高质量的集油管线，并采用先进的监控手段，管线敷设严格遵守相关规定，并对管线进行防腐保温等保护措施，防止原油泄漏。定期对管线进行检查，一旦发现异常，及时维修和更换，尽量杜绝“跑、冒、滴、漏”的

发生，并随时做好抢修准备，加强抢修队伍的训练和工作演练。

②集输处理区等区域做好防渗处理，等效黏土防渗层 $M_b > 1.5\text{m}$ ， $K \leq 1.0 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 。

③固井后对采油井的固井质量进行检查，若发现固井质量不合格，先查明固井质量不合格的原因，并及时采取一系列的修整措施，保证固井质量合格，防止发生油水窜层等事故。

(5) 非正常状况下地下水环境影响分析

油田工程生产过程中，各种环节都存在着易燃、易爆、有害物质，除危害工程本身安全外，同时对地下水也构成污染的危险。主要表现在井下作业过程中，因操作失误或处理措施不当而发生的井喷或井漏等工程事故；自然灾害引起的油田污染事故；输油管线运行过程中，管线腐蚀穿孔，误操作及人为破坏等原因造成的管线破裂使凝析油泄漏。无论是人为因素还是自然因素所造成的事故，对油田区地下水体均可能产生污染的风险。

①井喷事故原油泄露对地下水的影响

井喷事故一旦发生，大量的油气喷出井口，散落于井场周围，除造成重大经济损失外，还会造成严重的环境污染。根据测算，井喷发生后，一般需要 1-2 天才能得以控制。据类比资料显示，井喷污染范围在半径 300m 左右时，井喷持续时间 2 天，井喷范围内土壤表层可见有蜡状的喷散物，井喷的影响范围及影响程度较大。但从事故井区土壤剖面分析，井喷事故后石油类污染物主要聚集在土壤剖面 1m 以内，石油类污染物很难下渗到 2m 以下，井喷事故对水环境的影响主要表现为对其周围地表水体的影响，对地下水体的影响概率不大，在对本项目区域地层进行深度了解，在钻井过程中采取有效防喷措施，在加强管理，措施到位的前提下，井喷是可以得到有效防范的，能够有效避免对地下水造成污染。

②油水窜层对地下水的影响分析

废弃的油井套管被腐蚀破坏而污染地下水的现象，待油田开发到中后期时才可能会出现：废弃油井在长期闲置过程中，在地下各种复合作用下，固井水泥被腐蚀，套管被腐蚀穿孔，加上只封死井口，油气物质失去了释放通道，会越流管道进入潜水含水层，参与地下水循环。虽然此时油层几乎没有多少压力，原油不大可能进入到含水层污染地下水，但这一现象仍应引起重

视，评价区内全部废弃井应打水泥塞，并经严格的试压以防窜漏污染地下水。

钻井完井后油水窜层污染（包括生产井的窜层）的主要原因是：固井质量差；工艺措施不合理或未实施。因此，为预防污染的发生和污染源的形成，表层套管必须严格封闭含水层，固井质量应符合环保要求。

③原油泄露对地下水的影响分析

一般泄漏于土体中的原油可以同时向表面溢出和向地下渗透，并选择疏松位置运移。如果有足够多的原油泄漏到疏松的土体中，就有可能下渗至潜水带并在潜水带顶面扩展而形成“油饼”。通常原油泄漏产生的污染物以点源形式通过土壤表层下渗进入地下含水层。因而原油泄漏事故对地下水环境的影响程度主要取决于原油的物理性质、泄漏量、泄漏方式、多孔介质特征及地下水位埋深等因素。

原油属疏水性有机污染物，难溶于水且容易被土壤吸附。各种土壤的不同土层对石油类均有吸附能力。石油类污染物主要集中在表层，随着时间的推移，包气带土壤对石油类物质的吸附将趋向饱和，吸附能力将逐渐降低。一般来讲，土壤表层 0-20cm 的滞留石油类物质的含量至少是下层（1m 以下）石油类物质含量的 35 倍；且石油类多在地表 1m 以内聚集，1m 以下土壤中含油量甚少。所以原油泄漏将迅速沿土壤中的砾石层下渗，甚至可以到达石膏层，但影响地下水的可能性不大。

④管道泄露对地下水的影响分析

泄漏事故会产生浅部隐蔽性污染源，导致油品泄漏下渗，有导致地下水污染风险的发生。发生泄漏事故后，及时维修处理，即使有少量的污染物泄漏，也很难通过防渗层渗入包气带。故在正常工况下，定期对井场的阀门和设备进行检查，发生泄漏事故及时找到泄漏点，更换破裂设备，并将受污染的土壤全部回收，送至有相应危废处置资质的单位进行处理，污染物从源头和末端均得到控制，没有污染地下水的通道，污染物不会渗入地下污染地下水体。

（6）事故状态下对地下水环境影响预测与评价

本项目事故状态预测为：本次共部署 12 口采油井，均采用密闭集输。因此本次事故预测单井管线泄露对地下水的影响预测。

①预测情景

本次模拟预测根据污染风险分析的情景设计，在选定优先控制污染物的基础上，分别对地下水中污染物在不同时段的运移距离、超标范围进行模拟预测，污染情景的源强数据通过计算予以确定。本次评价对单井集输管线发生全管径泄漏以及油井套管破损发生泄漏对地下水产生的影响进行预测。

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（修订征求意见稿）中附录 F 中管道泄漏量公式：

$$Q=\alpha\cdot\beta\cdot q\cdot L$$

式中：

Q——废污水渗透量，m³/d；

L——管道长度，km；本次选取 1km 进行预测；

α ——变差系数，一般可取 0.1~1.0，管道采取特殊防渗措施时根据防渗能力选取；考虑最不利因素，本项目取 1.0；

β ——调整系数，针对不同压力管道单位泄漏量的量纲差异给出的调整系数，有压管道取值 3.6，无压管道和渠道取值 0.001；本项目取值 3.6；

q——单位泄漏量，L/min·km 或 L/d·km，不同材质有压管道和无压管道的单位泄漏量分别见 F.3.1 和 F.3.2，渠道或管渠泄漏量见 F.3.3。根据表 F.5，取值为 1.05。

根据上述公式计算出管线泄漏量为 3.78m³/d，根据应急预案，发生事故，一般 30min 可以到达事故地进行处置（主要处置措施为：关闭阀门，堵塞泄露口，设置截留土堆，采用泵将泄漏物抽至废液收集罐中等），则 30min 内管线泄漏量为 0.08m³，管线内为油水混合物，根据建设单位提供的开采设计资料，项目油水含水率约 70%，原油平均密度为 0.8594g/cm³，则管线原油泄漏量约 24kg。按照表层土壤对污染物截留率 90%计算，进入含水层原油为 2.4kg。

②选取油田开发项目特征污染物石油类为预测因子。

③预测时段

预测时段选取 100d、1000d、3650d。

④预测模型

根据《环境影响评价技术导则 地下水环境》（HJ610-2016），本项目地

下水评价等级为二级，含水层的基本参数变化很小，因此采用解析法进行预测，预测模型选择导则推荐的地下水溶质运移解析法中的一维稳定流动二维弥散点源模型进行预测。

瞬时注入示踪剂—平面瞬时点源：

$$C(x, y, t) = \frac{m_M / M}{4\pi n t \sqrt{D_L D_T}} e^{-\left[\frac{(x-ut)^2}{4D_L t} + \frac{y^2}{4D_T t}\right]}$$

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，g/L；

M —承压含水层的厚度，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_e —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。

各参数取值见下表 4.14-1：

表 4.14-1 各参数取值

| 序号 | 参数 | 参数符号 | 参考数值 |
|----|----------------|-------|-----------------|
| 1 | 瞬时注入的质量 | m_M | 14.6kg |
| 2 | 时间 | t | 100d、500d、1000d |
| 3 | 含水层厚度 | M | 30m |
| 4 | 水流速度 | u | 0.1m/d |
| 5 | 纵向弥散系数 | D_L | 0.12 m^2/d |
| 6 | 横向 y 方向的弥散系数 | D_T | 0.012 m^2/d |
| 7 | 有效孔隙度 | n_e | 0.2 |

⑤ 预测结果

将上述参数代入预测公式，各预测时段污染物随时间和距离变化特征见表 4.14-2。

表 4.14-2 石油类迁移距离一览表

| 污染物 | 运移时间 (d) | 最大运移距离 | 影响范围 (m^2) | 超标范围 (m^2) | 超标最远距离 (m) | 下游最大浓度 (mg/L) |
|-----|----------|--------|----------------|----------------|------------|---------------|
|-----|----------|--------|----------------|----------------|------------|---------------|

| | | (m) | | | | |
|-----|------|-------|-------|------|-------|-------|
| 石油类 | 100 | 19.8 | 193 | 152 | 17.5 | 0.29 |
| | 1000 | 131.0 | 4030 | 2820 | 115.0 | 0.09 |
| | 3650 | 424.4 | 24900 | 0 | 0 | 0.025 |

根据非正常工况下，集输管线因年久失修，原油进入地下，建设单位检修发现泄漏后，采取防治措施后停止泄露，但已经进入含水层的原油还将继续污染地下水。根据《地表水环境质量标准》（GB3838-2002）III类标准中石油类限值（0.05mg/L），预测结果：100天，下游最大浓度为：0.29mg/L，超标距离最远为17.5m，超标面积为152m²，影响距离最远为下游19.8m，影响面积为193m²；1000天，下游最大浓度为：0.09mg/L，超标距离最远为115m，超标面积为2820m²，影响距离最远为下游131m，影响面积为4030m²；3650天，无超标范围。

随着时间的增加，污染晕的范围不断扩大，中心浓度也随着地下水向下游方向发生迁移，但在地下水的稀释和岩土体的物理化学作用下，中心浓度不断减小。泄漏事故为短期大量排放，污染物的泄露以地表扩展为主，一般能及时发现，并可很快加以控制，石油烃多数疏水性有机污染物，难溶于水而容易被土壤有机质吸附，当土壤中有机质含量较高时，石油烃等污染物在其中迁移的阻滞作用较强，迁移速度较慢，对地下水环境不易产生不利影响。且根据《采油废水中石油类污染物在土壤中的迁移规律研究》（岳占林等，2009），土壤中原油基本上不随土壤水上下移动，毛细管作用也不活跃。石油对土壤的污染仅限于20cm表层，泄露的原油进入地下水的的可能性很小。且本次方案现场数据均采用自动化控制管理，对现场数据进行远程监测，事故发生的概率将降至最低，发生泄露后能做到及时发现、及时处理，彻底清楚泄露油品及被污染的土壤。因此，非正常状况下，对地下水的影响属可接受范围。

4.15 对土壤环境影响分析

正常工况下，不会有泄漏情况发生，也不会对土壤环境造成影响。非正常工况下，假设防渗地面开裂，污水泄漏等，相关污染物持续进入土壤中，则随着污染物持续泄漏，污染范围逐渐增大。应做好日常土壤防护工作。

（1）井下作业

若井下作业时产生井下作业产液（含油液）若不慎滴落在地，会对周围土壤产生污染。落地油量越大污染面积越大，对土壤的污染越严重。泄漏物进入土壤环境中，会影响土壤中微生物生存，破坏土壤结构，增加土壤中石油类污染物。根据类比调查结果：在泄漏事故发生的初期，原油在土壤中下渗至一定深度，随泄漏历时的延长，下渗深度增加不大（落地原油一般在土壤内部 20cm 左右范围内积聚）。

建设单位井下带罐作业，作业区域铺设防渗膜防止井下作业废水和原油落地处理。

（2）集输管线泄漏

若集输管道发生泄漏，泄漏点周围土壤将会遭受污染影响。泄漏时间越长污染面积越大，对土壤的污染越严重。

当管线穿孔发生泄漏后，在泄漏初期由于泄漏的量少不易被发现；在评价区内的泄漏的落地油对土壤环境的影响是局部的，它受发生源的制约，主要呈点片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下力越强。井场区土壤为粘土，质地较粘重，其弥散系数和渗流速率均较低，经类比，落地油一般富集在 0-20cm 的土层中。至 0.2m 以下后，污染物的浓度非常的低，可忽略不计。因此，项目对土壤环境影响较小。

4.15.1 正常情况下对土壤环境的影响分析

正常生产情况下，对土壤环境的影响主要为对各类土壤的永久性占用，运行期内将改变土地原有利用方式。

正常情况下，项目运行过程中落地油对土壤的污染集中在表层 20cm 以上，仅在井场周围 50m 范围内，一般多呈点片状分布，对土壤生态环境的影响仅在局部和表层，在日常土壤防护工作中，落地油 100%回收，对土壤生态环境影响不大。

4.15.2 非正常情况下对土壤环境的影响分析

事故条件下，如管线破裂，会导致原油滴落在地面，埋地管线若发生泄露会使深层土壤环境造成影响，另外各类机械设备、阀门等也有可能出现跑、冒、滴、漏的漏油故障，对外环境造成油污染。

(1) 井喷

井喷是油田开发过程中的意外事故，运营期井下作业中均可能发生井喷。一次井喷可抛洒大量的天然气和原油，其中的轻组分挥发，而重组分油对土壤有一定的影响。井喷会造成大量原油覆盖在土壤表层，使土壤表层的土壤透气性下降，理化性状发生变化，对影响范围内的土壤表层造成严重的污染。井喷持续时间越长，对土壤造成的污染越严重。但根据已有的相关资料，井喷事故主要影响事故区域内的表层土壤，对地表 20cm 以下深度的土壤影响不大。

(2) 埋地管线渗漏对土壤生态环境的影响

输油管线发生破裂，原油在周围土层中扩散，致使土壤环境污染，进而影响其附近生长的植物。但其影响仅局限于管道破裂处半径 5m 左右的深根系植物。油品散逸到地面，挥发进入空气中，会对大气环境造成影响，当大气中的浓度达到爆炸极限时，遇明火会发生爆炸，或者引起火灾，其影响范围内的植被地上部分会全部被烧毁。

(3) 机械设备跑冒滴漏对土壤环境的影响

滴漏对土壤环境的影响是局部的，主要呈片状分布，在横向上以发生源为中心向四周扩散，距发生源越远，土壤中含油量越少，在纵向上石油的渗透力随土质有很大的差别，质地越粗，下渗力越强。滴漏污染源一般富集在 0-20cm 的表层土中。滴漏原油积存于表层会影响表层土壤通透性，影响土壤养分的释放，降低土壤动物及微生物的活性，使土壤的综合肥力下降，最终影响植物根系的呼吸作业和吸收作用。

4.15.3 土壤环境影响预测与评价

本次主要以输油管线泄漏为例，预测污染物泄漏后对土壤环境的影响。根据土壤类型介绍，项目所在区域土壤类型为沙土，根据工程建设涉及的垂直入渗途径，给出工程建设在各实施阶段环境影响防控措施下，预测因子的土壤环境影响范围与程度，对工程建设产生的土壤包气带环境影响进行综合评价。

(1) 溢油过程分析

原油不溶于水，在环境中被称为不溶性液相污染物 (NAPLs)，溢油发

生后，由于管道输油压力较大，而顶层覆土层压力较小，混合原油会向上喷出地表。如果无人工立即回收，则其一部分轻组分将挥发，另一部分下渗到包气带土体，甚至到达潜水含水层。

①溢油在包气带中的污染过程分析

包气带中，溢出原油在重力作用下以垂向迁移为主。溢油在迁移过程中不断被土壤颗粒截留、吸附、粘滞，其影响的深度和范围取决于原油的物理性质（密闭、粘度、张力等）、泄漏量、泄漏方式以及包气带土层的空隙渗透特性等。对一般的粘土或风沙土层而言，溢油的影响主要集中在地面以下2m以内。同时，在污染集中的地表还是生物活动剧烈区域，在较适宜的水热条件下，溢油将被很快降解而祛除。

②溢油在潜水含水层的污染过程分析

在潜水位较浅，溢油量大的条件下，溢油有可能达到潜水含水层。到达潜水层后，由于原油在水中溶解性差，原油主要集聚在潜水水位线附近，并在水动力作用下向下游迁移并向四周扩散，形成“油饼”。原油继续下渗量很少，基本不会对具有良好隔水顶板的各类承压水产生影响。

（2）垂直入渗土壤预测分析

①预测时段及评价因子

本项目预测与评价时段为项目运营期。根据污染影响型建设项目环境影响识别结果，结合项目工程特征与产污环节，选取石油类作为土壤环境影响关键预测因子，根据《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）开展评价。

石油类物质密度小于水，且在水中溶解度较低。依据《上海市建设用地土壤污染状况调查、风险评估、风险管控与修复方案编制、风险管控与修复效果评估工作的补充规定（试行）》附件3“石油烃（C₁₀-C₄₀）各碳段理化参数表”：芳香烃 C₁₀-C₁₂溶解度为 25.0 mg/L，芳香烃 C₁₃-C₁₆为 5.80 mg/L，芳香烃 C₁₇-C₂₁为 0.650 mg/L，芳香烃 C₂₂-C₄₀为 0.00660 mg/L，脂肪烃各碳段溶解度均低于 1 mg/L。

为保守、从严开展环境影响预测，本次评价取石油类可溶态污染物最大溶解度 25 mg/L 作为源强计算依据，石油类在自由水体中的扩散系数取值为 16.7。

②预测情景设定

集输管道在非正常工况下发生泄漏，输油管线两端均有截断阀，一般发生泄漏后 30min 内可采取有效措施。本次考虑最不利因素，泄漏特征为：持续泄漏 3650 天。

③预测方法

根据《环境影响评价技术导则 土壤环境（试行）》（HJ964-2018），本次采用附录 E.2.2 一维非饱和溶质运移模型，预测软件采用美国农业部盐土实验室开发的 HYDRUS-1D。

根据附录 E.2.1，一维非饱和溶质垂向运移控制方程如下。

$$\begin{cases} \frac{\partial(\theta c)}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial z}(\theta D \frac{\partial c}{\partial z}) - \frac{\partial}{\partial z}(qc) \\ c(z, t) = 0 & t = 0 & L \leq z < 0 \\ c(z, t) = c_0 & t > 0 & z = 0 \\ -\theta D \frac{\partial c}{\partial z} = 0 & t > 0 & z = L \end{cases}$$

式中，c-污染物介质中的浓度，mg/L；

D-弥散系数，m²/d； q-渗透速率，m/d； z-沿 z 轴的距离，m；

t-时间，d；

θ-土壤体积含水率，%；

④预测结果

通过模型预测，得到非正常状况泄漏后土壤水污染物浓度迁移情况，将其转换为土壤单位质量的污染物质量浓度进行评价，第 100d、500d、1000d 和 3650d 的土壤中污染物石油类浓度运移情况计算结果如图 4.15-1 所示。

Profile Information: Concentration

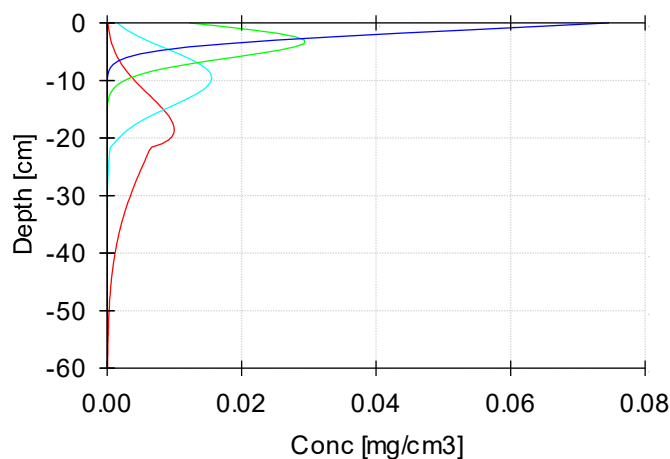


图 4.15-1 污染物石油类浓度运移深度情况图

通过预测结果可知，设定的情景下，污染物通过垂直渗入的途径进入土壤，直接或者间接的影响土壤，拟建项目各不同阶段，石油烃均满足《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》（GB36600-2018）筛选值第二类用地标准，未出现超标现象，拟建项目土壤环境影响可接受。

原油泄漏后，一般在土壤中的迁移距离较小，石油类是大分子疏水粘性物质，石油分子极易粘附于土粒表面，而粘附于土粒表面的石油类污染物会黏附更多的石油类污染物，阻塞土壤孔隙。经预测分析，在降雨条件下，落地油中的石油类变为可溶态后可随水进一步向土壤深层迁移扩散，但由于本项目所处区降雨入渗强度较小，故迁移距离有限，且由运移图可以看出，石油类在垂直方向上的浓度峰值逐渐下降。由此可以看出，原油泄漏后会导致周边的浅层土壤环境在一段时间内收到石油类的污染，随着运移时间的增加，在土壤自身的净化作用以及迁移条件下，土壤中的石油类产生的影响会逐渐消失。

因此，在项目建设过程中须做好相关防渗措施，以及原油收集、输送和暂存等区域的防腐、防渗措施，运行期须定期检查防渗层及管道的破损或破裂情况，若发现有破损或破裂部位须及时进行修补。故在项目运行期间，需加强管理和监督检查，减少非正常情况的发生，避免污染物进入土壤及地下水含水层中。在工程做好防渗、定期监测、严格执行本次环评提出的污染防治措施的前提下本项目对土壤环境影响可接受。

4.16 环境风险影响分析

本节将《本项目环境风险专项评价报告》的主要结论纳入，具体见专项评估报告。拟建工程的环境风险主要包括地质性溢油、泄漏后造成的火灾、爆炸事故。

通过南堡油田地质特征分析、区域盖层条件研究和断层封闭性评价，可知，上第三系—第四系底断裂发育，存在大量“通天断层”，但区域盖层发育，封闭性较好，溢油地质风险较小；明下段泥岩集中发育段长，单层厚度大，是上第三系油藏的区域性盖层，封盖条件较好，油气层均位于明下段泥岩集中发育段之下，油气保存条件较好；断层对油藏具有封闭能力，断层泥质含

量 0.37~0.65，断层封闭性中等一较好，但多组断裂交汇部位，存在一定地质风险。在正常运行情况下，地质性溢油发生概率很低。

营运期可能发生的风险事故类型有：井口区井喷或井涌，生产系统、工艺管线泄漏事故，地质性溢油事故。由于项目区域未进行岩屑回注、压裂储层改造，不采用注水开发技术；根据对事故水缓冲设施的核算，若发生泄漏、井喷井涌事故、装置区泄漏事故时，导致油品泄漏在井场范围内时，本项目实施的事故缓冲设施可对油品和事故水进行有效的收集，不会发生原油外溢。

项目在落实井场单井管道采用聚乙烯三层复合结构防腐、定期对管线进行巡视、管道及阀门等可能发生泄漏的部位制定不同堵漏方案等风险防范措施，同时，冀东油田溢油应急力量投入本项目事故区域大约需要 0.5h，应急资源依托可行，环境风险是可控的。

本项目位于现有井场内。目前，中国石油冀东油田公司编制完成《中国石油冀东油田公司突发事件应急预案》（预案编号:JDYT-YJYA{2024}-00），于 2023 年 10 月 24 日编制完成《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》，并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案（备案号：YJBH2023017），见附件 21。一旦发生风险物质泄漏时，及时采取措施。本井场至今未发生过溢油事故。并且，本项目 12 口井风险应急将纳入《中国石油冀东油田公司突发事件应急预案》，并重新备案。

综上，建设单位针对现有厂区已采取有针对性的风险防范措施，制定了完善的应急预案体系，有效的降低环境风险事故发生概率，环境风险总体可控。

表 4.2-4 井场施工期、运行期污染物源强汇总表

| 时段 | 要素 | 污染源 | 产生量 | 排放量 | 主要污染因子 | 处理方式和去向 |
|-----|-----|---------|-------------------------|-------------|--|---|
| 施工期 | 废气 | 施工扬尘和废气 | 少量 | 少量 | TSP | 自然扩散 |
| | | 车辆尾气 | 少量 | 少量 | CO、CH _x 及 NO _x 、SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘 | 自然扩散 |
| | | 有机废气 | / | / | NMHC | 选用环保油漆并规范操作 |
| | | 焊接烟尘 | / | / | CO、NO _x 、烟尘等 | 选用无铅环保型实芯焊条 |
| | 废水 | 生活污水 | 0.59m ³ | 0 | COD、BOD ₅ | 依托现有生活污水处理设施处理后用于绿化或洒水，不外排 |
| | | 洗井废水 | 788m ³ | 0 | 石油类 | 钻井废水在收集罐内暂存，与钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液一并交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置。 |
| | | 清管试压废水 | 5 m ³ | 0 | SS | 经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注 |
| | 固废 | 水基钻屑 | 4330 m ³ | 0 | 一般固废 | 由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置 |
| | | 废弃水基钻井液 | 1190m ³ | 0 | 一般固废 | 由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置 |
| | | 一般工业垃圾 | 6t | 0 | 一般固废 | 由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理 |
| | | 生活垃圾 | 11t | 0 | - | 由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理 |
| | | 含油垃圾 | 0.6t | 0 | 石油类 | 唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运，拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置 |
| | 噪声 | 施工噪声 | 95~105dB(A) | | 噪声 | 自然扩散 |
| | 运营期 | 废气 | 采油过程无组织排放 | 24.1056kg/a | 24.1056kg/a | NMHC |
| 废 | | 含油生产水 | 131.47m ³ /d | 0 | 石油类 | 经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分 |

| | | | | | | | |
|--|--|----|---------|-------------------------|------|---------------------|---|
| | | 水 | | | | 与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理 | |
| | | | 洗井/修井废水 | 180m ³ /a | 0 | 石油类 | 经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理 |
| | | | 初期雨水 | 3179.4m ³ /次 | 0 | 石油类 | 经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至 NP1-1D 人工岛处理 |
| | | 固废 | 危废 | 含油污染物 | 0.6t | SS | 唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运，拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置 |
| | | 噪声 | 采油设备噪声 | 65~100dB(A) | | 噪声 | 自然扩散 |

选址选线环境合理性分析

本项目新钻 12 口调整井及配套管线位于井场内，不涉及重新选址，选址具有唯一性。

同时，本次项目位于曹妃甸工业区已成陆区，项目后续施工不涉及涉水施工，且项目施工和运营期各类污染物均得到有效的处理处置，禁止排海，项目建成不会对周围生态环境造成不利影响。

综上所述，项目选址环境合理可行。

五、主要生态环境保护措施

5.1 施工期生态环境保护措施

虽然施工期的环境影响是暂时的，随工程的竣工，施工期的环境影响也逐渐消除。但施工期某些环境影响因素表现的比较明显，必须采取治理措施，特别是要强化环境管理措施，才能最大限度减少或消除这些影响。

5.1.1 水环境保护措施

施工期废水主要为施工人员生活污水、钻井废水、试压废水。

钻井废水在收集罐内暂存，与钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液一并交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置达标后，运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理，达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2020）标准后，用于绿化，不外排；试压产生的试压废水，经简易沉淀池处理后用于洒水降尘，不外排；施工人员生活污水依托已建生活设施，依托现有生活污水处理设施处理后用于绿化或洒水，不外排。

5.1.2 大气环境保护措施

施工期的废气污染物主要为施工扬尘 TSP 和钻机配套大功率柴油机等施工机械及运输车辆尾气、焊接烟尘。

（1）施工扬尘

减少扬尘的影响关键在施工现场的环境管理，为减少施工扬尘对环境的影响，施工单位应积极采取控制措施：

- ①保持施工场地和道路平坦通畅，以减少运输车辆颠簸造成洒漏物料。
- ②运输车辆必须经由“过水路段”冲洗干净后方能离场上路行驶。
- ③禁止施工材料随意堆放，水泥和其它易飞扬的细颗粒散体材料采取必要的防尘措施，如安排在临时仓库内存放或严密遮盖等。
- ④运输车辆不得超载，减慢车速，并对运输车加盖苫布，加强车辆运输的密闭管理，防止洒漏、飞扬，卸运尽量在有遮挡的情况下进行。
- ⑤制定严格的洒水降尘制度（定时、定点、定人），施工单位配备洒水车，并

施工期生态环境保护措施

配备专人清扫场地和施工道路。

⑥施工中尽量使用商品混凝土，确因各种原因无法使用商品混凝土的工地，应在搅拌装置上安装除尘装置，减少搅拌扬尘。

⑦加强施工车辆的养护，应定期对运输车辆排放的废气进行检查监测，机动车污染物排放超标的不得上路行驶。

施工期扬尘在采取上述措施的前提下，施工期产生的扬尘对周围环境的影响可以得到有效控制，能够同时满足《大气污染物综合排放》(GB16297-1996)、《施工场地扬尘排放标准》(DB13/2934-2019)的要求，随着施工期的结束，影响也会随之消失，对区域大气环境影响较小。

(2) 钻机配套大功率柴油机等施工机械及运输车辆尾气

①加强钻机及运输车辆保养管理，以保证汽车安全和减少有害气体的排放量。严格执行国家制定的尾气排放标准，无尾气排放合格证车辆禁止入场。

②鼓励和支持使用优质燃料油，采取措施减少燃料油中有害物质对环境空气的污染。

③定期对施工机械、运输车辆排放废气进行检查；严禁使用劣质油料，提倡使用高清洁度燃油，加强机械维修保养，使动力燃料充分燃烧，降低废气排放量。对尾气排放严重超标的施工机械和运输车辆应更新尾气净化装置，减少尾气污染。

(3) 焊接烟尘

本项目管道焊接烟尘属于间断无组织排放，焊接过程中产生的焊接烟尘较少，废气产生部位分散在管道沿线，产生量较小，影响范围集中在施工作业带两侧，且集油管道沿线地势开阔，烟尘容易扩散。因此，本项目施工期产生的焊接烟尘经大气稀释扩散后对周围大气环境影响较小，随着施工期结束该影响将随之消失。

5.1.3 声污染防治措施

施工噪声影响虽然是暂时的，但施工机械一般具有噪声高、无规则等特点，如不加以控制，将会对区域声环境产生影响。为减少噪声影响，提出以下措施：

(1) 施工期优先采用低噪声设备，安装防振垫，并对设备进行定期保养，防止发生异常噪声；增加消声减振的装置，如在钻机上安装减振基础。

(2) 优化施工方案，合理安排施工时间，夜间不进行施工作业。

(3) 倡导科学管理和文明施工，做好施工人员的环保意识教育，降低人为因

素造成的噪声污染。

在采取以上降噪措施后，减小施工噪声对周边声环境影响，且施工噪声影响是短期的、暂时的，噪声影响将随着施工的结束而消除。

5.1.4 固体废物环境保护措施

钻机过程中产生钻屑钻井液依次进入振动筛、除砂器简单分离后，分离的钻屑进入收集罐内，分离的钻井液进入泥浆罐循环使用，待钻井液的密度、粘度、失水的性能不达标时废弃放浆。

根据《危险废物排除管理清单（2026年版）》（生态环境部公告2026年第2号）的相关规定，钻井产生的水基钻井液及钻屑在不含油且不具有危险特性的情况下，可按一般工业固体废物进行管理；含油钻屑及含油钻井液按危险废物管理。

非油层段钻屑、非油层段钻井液属于一般固废，交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理，油层段钻屑、油层段钻井液油棉纱等含油废物，属于危险废物，由唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运，拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置，协议见附件13；开挖土方全部回填，工业垃圾（井场施工及管线铺设施工产生的废弃零件、边角料、包装材料等）、生活垃圾均交由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理，处置协议见附件15。

5.1.5 生态环境保护措施

本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域，后续施工不涉及水上施工内容，项目施工期与运营期产生的污染物均得到有效处理与处置，均不外排，无入海的可能性，不会对海域环境造成不良影响。

针对本工程建设内容，建议采取如下措施：

（1）加强工程建设阶段和生产阶段管理，保证各项环境保护设施正常运行，保证污染物不入海。

（2）本工程生产阶段，要加强巡查管理，严格执行各项操作规程制度，减少人为失误，避免引发溢油事故，将溢油事故的发生概率降到最低。

（3）施工期间尽可能控制占地面积，限制施工人员的活动范围，尽可能少破坏自然植被，维护植被的自然生长。

（4）运行期间保证井场天然气干燥器、天然气压缩撬正常运行，避免产生非

正常的突发高噪声，以降低对环境的影响。

本工程井场内不进行绿化设计，井场退役后建设单位应积极配合曹妃甸工业区实施绿化和场地生态修复。

5.1.6 地下水及土壤污染防治措施

施工期地下水及土壤污染防治措施主要有：

- (1) 在规划选址阶段对井位进行了优化避让。
- (2) 针对项目建设区含水层特征，优选钻井工艺和钻井液体系，优化钻井施工工艺、泥浆体系等。
- (3) 钻井过程对钻井液进行实时监控，尽量采用环保型钻井液，一旦发现漏失，立即采取堵漏措施。
- (4) 将钻井表层套管下到含水层以下，固井水泥套管应上至地表井口。
- (5) 钻井均采用钻井废弃泥浆不落地处理技术。
- (6) 污油、含油污泥属危险废物，要按照危废处置、储存要求进行严格管理。
- (7) 根据井场规模，在井场内建设相应容积具有防渗功能的污油污水回收池和雨水蒸发池。
- (8) 使用新型防腐管材。
- (9) 修井、洗井等井下作业及时回收含油污泥和含油污水等钻井废水，在收集罐内暂存，与钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液一并交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置。
- (10) 施工过程中，对土壤分层剥离，分层回填并压实。

5.1.7 环境风险防范措施

根据《项目环境风险专项评价报告》，施工期钻井溢油风险事故主要为：

(1) 设计阶段采用的钻井溢油风险安全措施：优化钻井设计、采用先进防碰施工工艺、严格把好钻井施工质量、严格按设计要求实行、严格执行打开油层前井控验收制度、严格井控管理程序、严格老区钻井保障性关井等。

(2) 钻井过程的溢油风险防范措施：采用符合行业标准的钻井、完井工程设计、严格实施钻井作业规程、使用可靠的井控装置并定期进行测试、钻进中做好地层压力的监测工作、严格执行工程设计中的密度，监测循环当量密度的变化，防止由于当量密度大于地层破裂压力，造成人为漏失，坚持持证上岗，建立健全井控管

理系统、加强钻时观测。

5.1.8 施工期污染防治措施可行性分析

本项目所在曹妃甸工业区范围内已有若干海域井场，已经完成建设多年，本项目建设阶段采用的污染防治措施和污染物外委处置的方案与现有井场建设期保持一致，均有运行实例可以参考，本项目建设阶段污染防治措施可行。

5.2 运营期生态环境保护措施

5.2.1 水环境保护措施

本项目运营期不新增劳动定员，不新增生活用水。

(1) 含油生产水

经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，仅剩余部分与原油混输至NP1-1D人工岛处理。处理后的水质均达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2022)标准。

(2) 洗井/修井废水

井场洗井/修井废水与产液一起混输至井场，经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，不外排。

(3) 初期雨水

目前，井场初期雨水池容积，能够满足对初期雨水的收集要求。井场初期雨水与产液一起混输至井场，经井场采出水处理站，处理达标后优先用于回注，不外排。

5.2.2 大气环境保护措施

项目运营期大气污染物为井场无组织挥发的烃类气体。

(1) 油气井密封性：为了确保油气井密封性，必须确保从钻井到完井投产的每一步使用的工具、完成的工艺都具有密封性。

①油层套管外固井水泥全部返到地面，防止储层气沿水泥环发生气窜；

②完井油管采用气密封螺纹（特种金属密封扣）。为保证气密封性，由专业队伍采用专用下套管工具完成，并且每个丝扣需采用氦气检测其气密封效果。为了

运营期生态环境保护措施

加强生产套管外环空的气密封性，在储层的上下端各接入一只遇水遇油管外膨胀器；

③完井中涉及的工具、设备的橡胶件满足温度、压力，及防腐的要求。通过采取以上措施，可以确保油气密封性。

(2) 油气分离与集输措施：油气分离与集输过程中，必须采取密闭装置或设备，防止挥发性气体在生产过程中的泄漏。

(3) 设备与管线组件泄漏排放控制措施：根据《陆上石油天然气开采工业大气污染物排放标准》（GB39728-2020）中的相关要求，定期对设备与管线组件泄漏排放进行认定，如果发生泄漏，立即开展修复工作。

5.2.3 声环境保护措施

生产阶段中噪声主要来自采油设备运转产生的低频率机械噪声、空气动力性噪声。声源多在 65~100dB（A），噪声源强最大的装置为泵房和发电机组，本项目选取低噪声设备，对各声源采取基础防振措施，并加装隔声罩，噪声可得到有效衰减。

此外，生产阶段间应加强管理，定期检查，保证机械正常运行。根据井场的场界噪声监测数据，该井场同样采用选取低噪声设备、采取基础防振等措施。监测结果表明，同类井场厂界满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》3类标准要求，因此噪声污染防治措施可行。

5.2.4 固体废物环境保护措施

本项目营运期不新增劳动定员，不新增生活垃圾。

平台生活垃圾由设置在井场、生产辅助用房等区域的生活垃圾桶收集，收集后集中堆放于垃圾池，委托滦南县生力环卫有限公司定期清运。

井场固废主要为产油和维护过程会产生少量的含油污染物，产生后集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。

因此，对周边环境影响较小。

5.2.5 地下水及土壤污染防治措施

针对本项目可能发生的地下水污染，按照“源头控制、分区防控、污染监控、

应急响应”相结合的原则，从污染物的处理、入渗、扩散、应急响应全阶段进行控制。

源头控制：严格按照国家相关规范要求，对管道、设备及相关构筑物采取相应的措施，以防止和降低污水的跑、冒、滴、漏，将非正常状况下污水泄漏的环境风险事故降低到最低程度。

分区防控：结合井场采油、输送、管道、污染物储存等布局，实行重点防渗区、一般防渗区和简单防渗区防渗措施有区别的防渗原则。钻屑钻井液处理设施配套储罐、污水罐、中压气液分离器、天然气干燥器、天然气压缩撬、天然气装车区、钻机、初期雨水池均为一般防渗区，采用防渗性能不低于 1.5m 厚、渗透系数为不大于 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的等效黏土防渗层；采油井井身、井口区为重点防渗区，采用防渗性能不低于 6.0m 厚、渗透系数 $1 \times 10^{-7} \text{cm/s}$ 的等效黏土层的防渗性能；单井管线、输油管线为一般防渗区，采用常温型加强级三层 PE 防腐层+硬质聚氨酯泡沫保温层+高密度聚乙烯塑料保护层的防腐保温结构，满足一般防渗区的防渗要求。

另外，井口区设置高 0.3m 防渗围堰，围堰内部防渗按照重点污染防治区进行设计。装置区可根据装置大小，在四周建设高 0.3m 围堰，装置区围堰采取混凝土硬化。井场边界设置高 0.3m 围堰，井场边界围堰采取混凝土硬化。

污染监控：根据地下水预测结果，项目防渗层如果发生破损等防渗层性能降低的情况，项目污染源对潜水含水层以及土壤环境有一定的影响，因此应对项目地下管线设置必要的检漏时间及周期，在一个检漏周期内，对可能有污染物跑冒滴漏等产生的地区进行必要的检漏工作，及时发现污染物渗漏等事件，采取补救措施。

设置专门的地下水长期监控井，以作为日常地下水监控及风险应急状态的地下水监控井。本项目保留 5 口长期观测井，定期进行监测，发现水质异常或者发现有化学品泄漏都应立即进行监测，并加密监测频率。

应急响应：包括一旦发现地下水及土壤污染事故，立即启动应急预案、采取应急措施控制地下水及土壤污染，并使污染得到治理。

5.2.6 生态环境保护措施

运营期产生的污染物均得到有效处理与处置，均不外排，无入海的可能性，不会对海域环境造成不良影响，主要为噪声及人为活动对项目周边的影响，建议采取如下措施：

(1) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、定期对设备进行检修，避免产生非正常的突发高噪声，以降低对周边环境的影响；

(2) 加强工程建设阶段和生产阶段管理，保证各项环境保护设施正常运行，避免出现污染物入海引起海洋生态污染的情况；

(3) 要加强巡查管理，严格执行各项操作规程制度，减少人为失误，避免引发溢油事故，将溢油事故的发生概率降到最低。

5.2.7 环境风险防范措施

营运期环境风险防范措施主要为：

(1) 井场单井管道采用聚乙烯三层复合结构防腐。采用强制电流法对站外管线进行保护。

(2) 严格按照管道施工、验收等规范进行设计、施工和验收。管线敷设前，应加强对管材和焊接质量的检查，严禁使用不合格产品。对焊接质量严格检验，防止焊接缺陷造成泄漏事故的发生。

(3) 按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生。

(4) 加强自动控制系统的管理和控制，严格控制压力平衡。

(5) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，以减轻管道内腐蚀；定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患；定期对集输管线上的安全保护设施，如截断阀等进行检查，使管道在超压时能够得到安全处理，在管道破裂时能够及时截断上下游管段，以减少事故时油气的释放量，使危害影响范围减小到最低程度。

(6) 定期对管线进行巡视，加强管线和警戒标志的管理工作。

(7) 根据《石油、天然气管道保护条例》，禁止任何单位和个人从事下列危及管道及其附属设施安全的行为：①在管道中心线两侧及附属设施场区外各 50m 范围内，爆破、燃放爆竹和修筑大型工程；②在管道中心线两侧各 5m 范围内，取土、挖塘、采石、盖房、建温室、垒家畜棚圈和修筑其他建筑物；③在管道中心线两侧各 5m 范围内种植深根植物。

(8) 加强对集输管线沿线重点敏感地段的环保管理，定期进行环境监测。

(9) 对于敏感地区的油水井，按照标准在井场周围，修筑可防止油水外溢的

水泥防护墙，防止事故时污染范围扩大。

(10) 优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发生。

(11) 根据管道、阀门等可能发生泄漏的部位、泄漏口形状及余压大小情况，研究制定堵漏方案，分别采用不同的方法进行堵漏。

(12) 防范依托管线泄漏，结合管线检测报告中泄漏隐患排查结果、风险评估报告中环境风险等级（一般环境风险），围绕“预防为主、预警及时、处置有效”的原则，明确防范管线泄漏的工程措施、管理措施、应急措施，全面防控泄漏导致的土壤、水体、大气污染，确保环境安全。

预防措施：加强管线腐蚀防控，强化管线完整性管理，每2年开展一次管线内检测（智能清管检测），每5年开展一次管线完整性评估，全面排查裂纹、机械损伤、结垢、腐蚀穿孔等泄漏隐患，建立隐患台账，实行“闭环管理”，确保隐患及时整改到位。**规范管线运行操作：**严格按照设计参数控制运行压力、温度、流量，严禁超压、超温、过载运行；规范启停操作，避免管线因压力骤升骤降产生应力损伤；定期对管线连接部位（法兰、阀门、焊缝）进行密封检测，及时更换老化密封件，防止渗漏。

应急响应启动：一旦确认管线发生泄漏，立即启动应急处置预案，停止管线输送作业，关闭泄漏点上下游阀门，切断泄漏源；同时上报相关部门（环保、应急、消防），明确泄漏位置、泄漏量、介质类型，请求支援。

5.2.8 风险防范体系

现有工程以原油泄漏及火灾爆炸事故状态下产生的事故废水为核心防控对象的三级“三防”体系，从泄漏预防、扩散控制到外部拦截实施全过程管理。

第一级：防止油气泄漏（源头预防与控制）

在工艺区布设火焰及气体探测系统，实现泄漏与火灾的早期识别，并联动紧急切断装置，从源头遏制事故扩大；建立专业巡检制度，对集输管线、井口装置等关键设施开展周期性巡查，及时消除泄漏隐患；在井口及高风险设备周边设置防溢渗围堰，有效收集初期泄漏物料，防止油品及含油污水漫流。

第二级：防止油品及含油污水扩散（厂区应急与封堵）

一旦发生泄漏，立即使用毛毡、沙袋等应急物资进行物理阻隔与吸附，控制污

染范围；迅速将拦截的溢油及污染水体导入初期雨水池（兼事故应急池），实现污染物厂内集中暂存；同步关闭厂区雨水外排阀门，彻底切断污染物外泄途径。

井场目前设置 1 座初期雨水池（兼事故应急池）。现对井场初期雨水池的容积进行校核，具体如下：

按照《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2019）规定，核算本项目发生事故时可能进入事故水收集系统的事故污水量。事故缓冲设施总有效容积如下公式：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

式中：

V₁——收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量。

V₂——发生事故的储罐或装置的消防水量，m³；

V₃——发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m³；

V₄——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m³；

V₅——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m³。

（1）泄漏物料量 V₁

若装置区发生泄漏，井场现有工程设置 1 具卧式两相分离器，分离器总容积为 529.6m³。

（2）消防水量 V₂

按照《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974-2014）中“3.6 消防用水量”规定，消防历时取 3 小时，本项目消防系统设计流量为 20L/s，根据公式：V=Qt
式中：Q——消防系统设计流量；t——消防历时；经计算，消防水量为 216m³。

（3）转移物料量 V₃

从保守角度估计，不考虑物料转移他处，V₃ 取 0。

（4）进入的生产废水 V₄

本项目生产水依托管线输送，无生产废水进入事故污水收集系统，V₄ 为 0。

（5）降雨量 V₅

建设单位在井场建设与开发过程中严格执行各项安全环保制度，根据油田实际生产情况，井场内可能出现落地油污的区域为油井井口周边 5 米范围内，根据唐山市暴雨强度公式计算，井场初期雨水量及雨水池容量见表 4.11-1。初期雨水量为

3179.43 m³。

(6) 事故缓冲设施容积核算

井场需要的事故缓冲设施总有效容积核算如下表。

表 5.2-1 事故缓冲设施总有效容积核算一览表

| 序号 | 核算项目 | 事故单元 | 井场核算结果 (m ³) |
|----|----------------|-------|--------------------------|
| 1 | 泄漏物料 V1 | 井场井喷 | 529.6 |
| 2 | 泄漏物料 V1 | 装置区 | 529.6 |
| 3 | 消防水量 V2 | 消防水量 | 216 |
| 4 | 转移物料量 V3 | 转移物料量 | 0 |
| 5 | (V1+V2-V3) max | 最大值计算 | 745.6 |
| 6 | 进入的生产废水 V4 | 生产废水 | 0 |
| 7 | 进入系统雨水量 V5 | 降雨量 | 3179.43 |
| 8 | 总有效容积 V 总 | V 总计算 | 3925.03 |
| 9 | 现有工程初期雨水池容积 | 现有容积 | 7541.7 |
| 10 | 事故缓冲装置余量 | 余量 | 3616.67 |
| 11 | 是否有效 | 有效性判定 | 有效 |

由上表核算可知，若发生泄漏、井喷井涌、火灾爆炸、装置区泄漏等事故导致油品泄漏至井场范围内，现有工程的事故缓冲设施可有效收集油品及事故废水，无原油外溢风险。

第三级：防止污染物进入外环境（区域联动与兜底）

与周边企业共同建设风险联动设施，形成区域防护能力；签订区域应急救援协议，整合共享应急物资、设备及专业技术力量，提升协同处置效能；将企业应急预案纳入地方政府突发事件应急体系，确保在重大事故时能快速启动社会级响应。

5.3 环境管理及监测计划

环境管理机构的设置，目的是为了贯彻执行国家环保法的有关法律法规，全面落实国务院关于环境保护若干问题的决定和国务院四部委关于加强乡镇企业环境保护若干问题的决定及有关规定，对项目“三废”排放实行监控，确保建设项目社会、经济、环境效益协调发展，协助地方环保职能部门工作，为企业的生产管理和环境管理提供保证。

其他

5.3.1 环境管理岗位设置

为加强环境保护工作，建设单位需设置专门的环境管理和监测岗位，以对厂内的环境问题进行管理和监测。根据本次技改项目的生产规模和特点，设置环保监测岗位。环保岗位由总经理负责，负责全公司的环境管理工作。

5.3.2 环境监测计划

(1) 监测目的与任务

监测岗位的设置，是为了保证项目建成投产后，能迅速全面地反映拟建项目的污染现状和变化趋势，为环境管理，污染管理，环境保护规划提供准确、可靠的监测数据和资料。

环境监测的主要任务是，定期监测项目主要污染源，掌握拟建项目排污状况，为制定污染控制对策提供依据。

(2) 监测人员职责

根据国家颁布的环境质量标准和污染物排放标准，参与制定监测工作计划。完成预定的监测计划、填写监测记录和编制监测报告并及时报告给环境管理人员。应定期参加技术培训，参加主管部门的技术考核。

(3) 监测计划

本项目施工期各项污染物交由第三方机构处置，不外排，且施工周期较短，因此施工期不制定环境跟踪监测计划，本次评价仅针对运营期进行跟踪监测。

大气、噪声环境：根据本项目实际建设情况，依托现有工程监测计划，进行大气和噪声井场边界的污染源监测。

表 5.3-3 运营期工程周边噪声、大气监测计划一览表

| 类别 | 监测位置 | 监测项目 | 执行标准 | 监测频率 |
|----|------|---------|--|------|
| 噪声 | 井场 | 等效 A 声级 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》 (GB12348-2008) 3 类标准 | 季度 |
| 大气 | | 非甲烷总烃 | 《大气污染物综合排放标准》 (GB16297-1996) | 季度 |
| | | VOC | 《挥发性有机物无组织排放控制标准》(GB 37822-2019) | 季度 |

地下水、土壤环境：依托现有工程监测计划，设置 5 个长期地下水监测井监测资料作为本项目地下水跟踪监测，设置 5 个土壤跟踪监测点，地下水监测计划见表 5.3-4，土壤监测计划见表 5.3-5，监测位置见图 5.3-2。

表 5.3-4 运营期地下水监测计划一览表

| 监测井 | 用途 | 监测频率 | 监测因子 | 监测方法 |
|----------------|-------|------------------------------|---|-------------------------------|
| W1 | 背景监测井 | 每年监测一次 | 基本因子：钾离子、钠离子、钙离子、镁离子、碳酸根、重碳酸根、氯离子、硫酸根、pH、硝酸盐、亚硝酸盐、挥发性酚类、氰化物、砷、汞、六价铬、总硬度、铅、氟化物、镉、铁、锰、溶解性总固体、硫酸盐、氯化物。特征因子：化学需氧量、耗氧量、石油类、可萃取性石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、挥发酚、硫化物。另外选取苯、甲苯、二甲苯、萘、蒽、苯并（b）蒽、苯并（a）芘 | 《环境影响评价技术导则地下水环境》（HJ610-2016） |
| W2, W3, W4, W5 | 跟踪监测井 | 每年丰水期监测两次，发现有地下水污染现象时需增加采样频次 | 化学需氧量、耗氧量、石油类、可萃取性石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、挥发酚、硫化物。另外选取苯、甲苯、二甲苯、萘、蒽、苯并（b）蒽、苯并（a）芘 | |

表 5.3-5 土壤环境跟踪监测布点一览表

| 点号 | 监测频次 | 建议监测层位（m） | 监测因子 | 执行标准 |
|-----|----------------|-----------------|--|---|
| TZ1 | 工程投产后每 5 年监测一次 | 0-0.2m、1.2-1.4m | pH、砷、镉、六价铬、铜、铅、汞、镍、石油烃（C ₁₀ -C ₄₀ ）、硫化物、挥发酚、苯、甲苯、二甲苯、萘、蒽、苯并（b）蒽、苯并（a）芘 | 《土壤环境质量建设用地土壤污染风险管控标准（试行）》（GB36600-2018）筛选值中第二类用地要求 |
| TZ2 | | | | |
| TZ3 | | | | |
| TZ4 | | | | |
| TZ5 | | | | |

表 5.3-2 运营期地下水跟踪监测布点图

5.4 环保投资

本项目环保投资共 300 万元，具体见表 5.4-1。

表 5.4-1 环保投资估算一览表（单位：万元）

| 井场 | 环保投资 | 环保投资 | 备注 |
|--------|-------|------|--------|
| 施工期 | 污水处理费 | 100 | 本项目 |
| | 固废处理费 | 100 | 本项目 |
| 运营期 | 废气防治费 | 20 | 本项目 |
| | 废水处理费 | 20 | 本项目 |
| | 噪声防治费 | 10 | 本项目 |
| | 固废处理费 | 50 | 本项目 |
| 环境监测费用 | | 0 | 依托现有工程 |
| 合计 | | 300 | |

环保投资

六、生态环境保护措施监督检查清单

| 内容 要素 | 施工期 | | 运营期 | |
|----------|---|----------------------------------|--|----------------------|
| | 环境保护措施 | 验收要求 | 环境保护措施 | 验收要求 |
| 陆生生态 | 各项污染物妥善处置，加强施工管理，设置警示牌，施工结束后尽快恢复植被；对钻井作业区采取苫盖等防治水土流失的措施；控制施工强度，加强对施工人员的管理，减轻对周边环境的影响 | / | 加强设备管理、严格操作规程、定期对设备进行检修，避免产生非正常的突发高噪声，以降低对周边环境的影响 | / |
| 水生生态 | 加强管理，保证各项环境保护设施正常运行，避免出现污染物入海，对项目建设和生态损失进行补偿 | / | 加强管理，保证各项环境保护设施正常运行，避免出现污染物入海 | / |
| 地表水环境 | 钻井废水在收集罐内暂存，与钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液一并交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置；试压废水经简单沉淀后，不外排；生活污水，依托现有生活污水处理设施处理后用于绿化或洒水，不外排。 | 不外排 | 井场含油生产水、洗井/修井废水、初期雨水混输至井场内采出水处理站处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中平均空气渗透率 $\geq 0.5 \mu\text{m}^2 \sim < 2.0 \mu\text{m}^2$ 对应标准要求后回注 | 不外排 |
| 地下水及土壤环境 | / | / | 按照“源头控制、分区防控、污染监控、应急响应”相结合的原则，对井场进行分区防渗，井口区、装置区、井场边界设置围堰 | / |
| 声环境 | 选用低噪声设备和工作方式，加强设备的维护与管理，安装减振基础，合理安排施工作业计划等 | 《建筑施工噪声排放标准》（GB12523-2025） | 选取低噪声设备，对各声源采取基础防振措施，加强管理，定期检查，保证机械正常运行 | 《工业企业厂界环境噪声排放标准》3类标准 |
| 振动 | / | / | / | / |
| 大气环境 | 做到“六个百分百”方可施工，洒水抑尘，建筑材料定点堆放，采取苫盖措施进行防护，落 | 《大气污染物综合排放标准》（GB16297-1996）表2无组织 | 油气井密封性措施、采取密闭的油气分离与集输装置或设备、设备与管 | 厂界无组织排放执行《工业企业挥发性有机 |

| | | | | |
|------|---|-------------------------|--|--|
| | 实重污染天气应急预案, 加强钻机及运输车辆保养管理, 使用优质燃料油等 | 监控浓度 | 线组件泄漏排放控制措施 | 物排放控制标准》 (DB12/524-2020)中表2挥发性有机物无组织排放限值; 厂区内无组织排放执行《挥发性有机物无组织排放控制标准》 (GB37822-2019)表A.1中特别排放限值 |
| 固体废物 | 钻井过程中产生的非含油钻屑和非含油钻井液交由唐山冀油瑞丰化工有限公司处理进行处置。一般工业垃圾及生活垃圾, 交由滦南县生力环卫有限公司定期清运处理。项目施工产生的危废为含油钻屑、含油钻井液、油棉纱等, 由唐山冀东油田志达货物运输有限公司清运, 拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。 | 固体废物妥善处置, 不外排, 不会造成二次污染 | 井场固废主要为产油和维护过程会产生少量的含油沾染物, 集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。 平台生活垃圾委托滦南县生力环卫有限公司定期清运。 | 固体废物妥善处置, 不外排, 不会造成二次污染 |
| 电磁环境 | / | / | / | / |
| 环境风险 | 钻井生产过程溢油风险安全措施 | / | | / |
| 环境监测 | / | / | 海洋水质、生态环境、沉积物、噪声、大气环境、地下水土壤的跟踪监测 | 达标 |
| 其他 | / | / | / | / |

七、结论

7.1 项目概况

本项目在原有 NP2-3LP 井场内实施 12 口调整井，均为油井，设计生产年限 15 年，并配套建设 1.5km 单井集油管线就近输至已建计量间的空头。本次调整不进行井场扩建，调整后产出物流依托井场的三相分离器，分离出的水经采出水处理站处理后，一部分在本井场回注，剩余部分与原油混输至 NP1-1D 处理。分离出来的天然气经过干燥、过滤及脱硫处理后，外输至南堡联合站。

7.2 环境质量现状分析结论

7.2.1 海洋环境质量

调查海域中，所有站位 pH 值、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、总铬、镉、铅、砷、铜、锌、硒、镍等评价因子均满足《海水水质标准》中的一类海水水质标准；所有站位活性磷酸盐、无机氮和总汞满足《海水水质标准》中的二类海水水质标准。沉积物总体环境较好，全部评价因子的标准指数均小于 1，均符合评价标准的要求；各调查站位的海洋生物质量未超标，各指标均符合相应的评价标准。项目所在区域海水水质现状良好。

唐山市的基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO 年平均浓度满足《环境空气质量标准（GB3095-2012）》二级标准，PM_{2.5}年平均浓度、O₃日最大 8 小时平均浓度不达标，故唐山市属于不达标区。

7.2.2 空气环境质量

唐山市的基本污染物 SO₂、NO₂、PM₁₀、CO 年平均浓度满足《环境空气质量标准》（GB 3095-2026）二级标准，PM_{2.5}年平均浓度、O₃日最大 8 小时平均浓度不达标，故唐山市属于不达标区。

谱尼测试集团有限公司于 2025 年 12 月 7 日-13 日，对项目厂界非甲烷总烃进行监测，非甲烷总烃符合《河北省环境空气质量 非甲烷总烃限值》（DB 13/1577-2012）二级浓度限值。

7.2.3 地下水环境质量

2025年12月12日-13日,谱尼测试集团股份有限公司对项目区地下水环境进行监测,项目区地下水水位在0.85-1.55m,各监测点位监测因子均满足《地下水质量标准》(GB/T 14848-2017)V标准,其中石油类满足石油类参考执行《地表水环境质量标准》(GB 3838-2002)中的III类标准值。

7.2.4 土壤环境质量

2025年12月12日-14日,谱尼测试集团股份有限公司对项目区土壤环境进行监测,各评价因子的检测值均小于《土壤环境质量 建设用地土壤污染风险管控标准》(试行)(GB36600-2018)中第二类用地筛选值、管控值。

7.3 生态环境影响分析

本项目位于曹妃甸工业区已成陆区域,无涉海施工,对所在海域的水动力环境、地形地貌及冲淤环境、海洋生态环境基本无影响。施工期产生的污染物均能得到有效处置,不对海洋排放污染物。因此,本项目施工对生态环境影响较小。

本项目运营期产生的废水均能得到有效处置,不直接外排;运营期废气排放量少,对大气环境影响较小;厂址远离居民区,运营期噪声不会对周围声环境产生影响;井场固废主要为产油和维护过程会产生少量的含油污染物,集中收集拉运至中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司井下作业公司冀东油田油泥综合处理厂处理处置。本次项目运营期不新增劳动定员,不新增生活垃圾。平台生活垃圾由设置在井场、生产辅助用房等区域的生活垃圾桶收集,收集后集中堆放于垃圾池,委托滦南县生力环卫有限公司定期清运。因此,对周边环境影响较小。

7.4 环境风险分析结论

本项目位于现有井场内。目前,中国石油冀东油田公司编制完成《中国石油冀东油田公司突发事件应急预案》(预案编号:JDYT-YJYA{2024}-00),于2023年10月24日编制完成《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》,并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案(备案号:YJBH2023017),见附件21。一旦发生风险物质泄漏时,及时采取措施。本井场至今未发生过溢油事故。并且,本项目12口井风险应急将纳入《中国石油

冀东油田公司突发事件应急预案》，并重新备案。建设单位针对现有厂区已采取有针对性的风险防范措施，制定了完善的应急预案体系，有效的降低环境风险事故发生概率，环境风险总体可控。

7.5 生态环境保护措施结论

（1）环境保护措施

规范施工方案合理施工，采用先进的施工工艺和设备，合理安排施工顺序和进度，尽可能缩短工期以减小对周围环境的不利影响。本项目运营期产生的废水和固废，均依托处理，不外排。本项目选取低噪声设备，对声源采取基础防振措施，噪声可得到有效衰减。

（2）环境风险防范措施

本项目需定期进行井控和管线溢油应急演练。一旦突发溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向有关部门汇报，及时控制泄漏，将溢油量控制在最小范围，另一方面应同时尽快实施污染物回收、消除等有效措施，以减少污染损害。并组织事故现场监测和调查。

7.6 工程建设可行性结论

本项目施工期和营运期对环境的影响是有限和可控的。在严格执行国家各项环境保护法律、法规，全面加强监督管理和认真落实报告表提出的各项环保措施，并合理安排施工的前提下，从海洋环境保护角度分析，本项目的建设是可行的。

环境风险专项评价

项目名称：南堡油田南堡2号构造中浅层油藏滚动开发项目

建设单位：中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司

编制日期：2026年4月



目 录

| | | |
|----------|----------------------------|-----------|
| 1 | 概述 | 1 |
| 1.1 | 评价目的 | 1 |
| 1.2 | 评价内容 | 1 |
| 1.3 | 评价重点 | 2 |
| 1.4 | 评价等级 | 2 |
| 1.5 | 环境敏感目标概况 | 4 |
| 2 | 现有工程环境风险回顾性分析 | 5 |
| 2.1 | 本项目涉及环境风险回顾 | 5 |
| 2.2 | 小结 | 7 |
| 3 | 环境风险识别 | 8 |
| 3.1 | 物质危险性识别 | 8 |
| 3.2 | 生产系统风险识别 | 9 |
| 3.3 | 风险类型识别 | 10 |
| 3.4 | 有毒有害物质扩散途径识别 | 11 |
| 3.5 | 风险识别结果 | 12 |
| 3.6 | 源项分析 | 13 |
| 4 | 地质性溢油风险分析与评价 | 16 |
| 4.1 | 地质概况 | 16 |
| 4.2 | 区域盖层条件分析 | 18 |
| 4.3 | 断层封闭性评价 | 21 |
| 4.4 | 钻井溢油可能性分析 | 26 |
| 4.5 | 目标层位与海底连通性评价 | 27 |
| 5 | 注水安全性分析 | 31 |
| 5.1 | 设计阶段考虑的注水安全措施 | 32 |
| 5.2 | 生产运行阶段控制措施 | 32 |
| 5.3 | 小结 | 32 |
| 6 | 环境风险影响分析 | 34 |
| 6.1 | 原油入海的可能性分析 | 34 |
| 6.2 | 大气环境风险分析 | 34 |
| 6.3 | 土壤、地下水风险分析 | 35 |
| 7 | 环境风险防范措施与对策 | 36 |

| | | |
|----------|----------------------------|-----------|
| 7.1 | 设计阶段风险防范措施 | 36 |
| 7.2 | 钻完井施工过程风险防范措施..... | 36 |
| 7.3 | 钻遇浅层气风险防范措施 | 37 |
| 7.4 | 井喷风险防范措施 | 38 |
| 7.5 | 工艺管线泄漏风险防范措施..... | 39 |
| 7.6 | 采油期间溢油风险防范措施..... | 40 |
| 7.7 | 生产设施火灾爆炸风险防范措施..... | 40 |
| 7.8 | 生产系统、集油管线油品泄漏事故风险防范措施..... | 40 |
| 7.9 | “三防”体系构建 | 41 |
| 8 | 环境风险应急计划 | 44 |
| 8.1 | 事故应急预案 | 44 |
| 8.2 | 溢油应急计划 | 47 |
| 9 | 环境风险结论 | 64 |

1 概述

1.1 评价目的

环境风险评价是以突发性事故导致的危险物质环境急性损害防控为目标,对建设项目目的环境进行分析、预测和评估、提出环境风险预防、控制、减缓措施,明确环境风险监控及应急建议要求,为建设项目环境风险防控提供科学依据。

1.2 评价内容

本项目环境风险评价主要工作内容为:识别涉及环境风险的工程内容和事故风险概率;预测风险事故对环境的影响;制定相应的风险防范措施、应急对策以及设备配置方案。具体评价内容如下:

(1) 风险识别和事故情形分析

对本项目涉及的物质、工艺、可能发生环境风险类型、突发性环境事故环境影响途径和可能受影响的环境敏感目标进行风险识别,并根据筛选具有代表性的风险事故情形,设定事故源项。

(2) 环境风险影响预测

预测分析说明环境风险危害范围与程度。

(3) 应急防治对策

根据本项目环境风险影响预测结果,确定应急防治对策,评估现有污染事故应急能力,据此提出应急设备配备方案,提出应急预案的要点及总体编制要求。

表 1.2-1 环境风险评估内容一览表

| 序号 | 程序 | 主要内容 |
|----|---------------|------------------------------------|
| 1 | 环境风险识别 | 进行风险源、危险物质、暴露途径和可能受影响的环境保护目标的识别 |
| 2 | 事故风险分析与事故概率统计 | 分别对不同类型风险事故进行统计分析,推算本项目发生突发性环境事故概率 |
| 3 | 风险影响预测 | 污染事故危害程度 |
| 4 | 降低风险对策 | 减少事故概率和危害后果对策 |
| 5 | 应急能力评估 | 综合评估周边防治污染事故风险能力,并分析企业应急预案的依托可行性 |
| 6 | 评估结论 | 结论 |

1.3 评价重点

(1) 识别本项目施工期、营运期环境风险类型，确定最大可信事故，分析本项目环境风险事故对周边环境及敏感目标的影响；

(2) 提出环境风险防范措施与对策，分析风险溢油应急能力评估及应急处理措施，分析本项目环境风险可接受性。

1.4 评价等级

(1) 危险物质及工艺系统危险性(P)分级

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)中 8 海洋生态环境风险评价以及附录 G 和《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)有关要求，判定环境风险评价等级前首先进行风险潜势判断。

根据导则要求分析建设项目生产、使用、储存过程中涉及的有毒有害、易燃易爆物质，确定危险物质的临界量。定量分析危险物质数量与临界量的比值(Q)和所属行业及生产工艺特点(M)，然后对危险物质及工艺系统危险性(P)等级进行判断。

①危险物质数量与临界量比值(Q)

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)中附录 G，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对应临界量的比值 Q (参照 HJ 1409-2025，油类物质临界值 100t)。当存在多种危险物质时，按照下式计算物质总量与其临界量比值(Q)：

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

式中： q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时，将 Q 值划分为：(1) $1 \leq Q < 10$ ；(2) $10 \leq Q < 100$ ；(3) $Q \geq 100$ 。

本项目涉及的主要危险物质为原油、天然气。

本项目含油设施包括：分离器、缓冲罐、输油管线。分离器总容积为 529.6m^3 ；缓冲罐容积为 64.9m^3 。项目集油管线为 1.5km 硬质聚氨酯泡沫保温无缝钢管 20# D76×4，钢管规格：D76×4 (外径 76mm，壁厚 4mm)，内径 $d = \text{外径} - 2 \times \text{壁厚} = 0.068\text{m}$ ；集油管

线的理论储油容积（圆柱体容积公式： $V=\pi r^2L$ ） $V=3.14\times(0.034)^2\times1500=5.44\text{m}^3$ 。综上，总体积为 599.94m^3 ，项目原油含水率为 70%，原油平均密度为 0.8594g/cm^3 ，本项目原油最大存在量约 154.68t 。

项目天然气经干燥压缩处理成合格天然气，压缩后的合格天然气经管道输至南堡联合站。井场配备天然气干燥器 1 具，天然气压缩橇 1 具，天然气在线量不超过 20m^3 ，按最大量 20m^3 和 2.5MPa 考虑，本项目产生天然气密度为 0.71kg/m^3 ，则井场天然气在线量为 0.4t 。

由此计算，危险物质数量与临界量比值 $Q=1.58>1$ 。

②行业及生产工艺

分析本项目所属行业及生产工艺特色，按照表 2.5-13 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1） $M>20$ ；（2） $10<M\leq 20$ ；（3） $5<M\leq 10$ ；（4） $M=5$ ，并分别以 M1、M2、M3、M4 表示。

表 1.4-1 行业及生产工艺（M）

| 行业 | 评估依据 | 分值 |
|----------------------|--|---------|
| 石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等 | 涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺 | 10/套 |
| | 无机酸制酸工艺、焦化工艺 | 5/套 |
| | 其他高温或高压、且涉及易燃易爆等物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区 | 5/套（罐区） |
| 管道、港口/码头等 | 涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等 | 10 |
| 石油天然气 | 石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线） | 10 |
| 其他 | 涉及危险物质使用、贮存的项目 | 5 |

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ； b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

本项目为石油天然气开采，M 值为 10，以 M3 表示。

③危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），确定危险物质及工艺系统危险性为 P4，见表 1.4-2。

表 1.4-2 危险物质及工艺系统危险性等级判断

| 危险物质数量与临界量比值（Q） | 行业及生产工艺（M） | | | |
|-----------------|------------|----|----|----|
| | M1 | M2 | M3 | M4 |

| | | | | |
|----------------|----|----|----|----|
| $Q \geq 100$ | P1 | P1 | P2 | P3 |
| $10 < Q < 100$ | P1 | P2 | P3 | P4 |
| $Q \leq 10$ | P2 | P3 | P4 | P4 |

(2) 环境敏感程度 (E) 的分级判定

本项目位于已成陆地，环境敏感程度为 E3。

表 1.4-3 环境敏感程度分级

| 敏感性 | 环境敏感特征 |
|-----|----------------------------------|
| E1 | 危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第一类区域或重要敏感区 |
| E2 | 危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第二类区域或一般敏感区 |
| E3 | 上述地区之外的其他地区 |

(3) 风险潜势及评价等级判定

根据本工程所在海域的环境敏感程度和危险物质及工艺系统危险性，判定本工程环境风险潜势为 I，海域环境风险评价等级为简单分析，具体判据见表 1.4-4 和表 1.4-5。

表 1.4-4 风险潜势等级判定

| 环境敏感程度 (E) | 危险物质及工艺系统危险性 (P) | | | |
|--------------|------------------|-----------|-----------|-----------|
| | 极高危害 (P1) | 高度危害 (P2) | 中度危害 (P3) | 轻度危害 (P4) |
| 环境高度敏感区 (E1) | IV ⁺ | IV | III | III |
| 环境中度敏感区 (E2) | IV | III | III | II |
| 环境低度敏感区 (E3) | III | III | II | I |

表 1.4-5 风险评价工作等级判据

| 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。

1.5 环境敏感目标概况

陆域环境保护目标：项目周围 3km 范围内主要为工业企业，无陆域环境保护目标。

海洋环境保护目标：项目周围 10km 范围内无海洋环境保护目标。本项目位于已成陆地，现状为陆域土地，无溢油入海可能，不会对周边海洋环境敏感目标产生影响。

2 现有工程环境风险回顾性分析

2.1 本项目涉及环境风险回顾

本项目 NP2-3 井场，及涉及的 NP2-3LP 至 NP1-1D 输油管道，NP2-3LP 至南堡联合站输气管道。冀东油田未发生过环境风险事故，建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司突发事件应急预案》，并在 2017 年 2 月唐山市人民政府应急管理办公室备案，见附件 20。建设单位编制了《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》（备案编号:YJBH2023017），并在 2023 年 10 月北海局备案，见附件 21。一旦发生风险物质泄漏时，及时采取措施。

综上，建设单位针对现有工程已采取有针对性的风险防范措施，制定了完善的应急预案体系，有效的降低环境风险事故发生概率，环境风险总体可控。

本项目系统运营期可能发生的环境风险事故有井喷井涌、管线阀门等破裂泄漏、生产设施火灾或爆炸、地质性溢油等，主要采取的防线防范措施如下。

2.1.1 风险防范措施

(1) 井场单井管道采用聚乙烯三层复合结构防腐，按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件，防止油气泄漏事故的发生；

(2) 在已建混输管线的敷设线路上应设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等，定期巡线，加强管线和警戒标志的管理工作；

(2) 定期对管线进行超声波检查，对壁厚低于规定要求的管段应及时更换，消除爆管的隐患。

(3) 加强管线防腐维护，按规定进行设备维修、保养及时更换易损及老化部件，防止含油水泄漏事故的发生。

(4) 在环境敏感区域设置防污染挡墙，并进行定期检查、维护、更新。

(5) 定期对管线进行巡视监控，不断加强管线和警戒标志的管理工作，在集输管线的敷设线路上设置永久性标志，包括里程桩、转角桩、交叉标志和警示牌等。

(6) 优化管道巡检人员技术水平，细化巡检范围和职责，确保巡检通讯畅通，在及时发现管道事故隐患的同时能够迅速采取措施减少或避免事故隐患发

生。

(7) 在集输系统运行期间, 严格控制输送油气的性质, 定期清管, 排除管内的积水和污物, 以减轻管道内腐蚀; 定期对管线进行超声波检查, 对壁厚低于规定要求的管段应及时更换, 消除爆管的隐患; 定期对集输管线上的安全保护设施, 如截断阀、安全阀、放空系统等进行检查, 使管道在超压时能够得到安全处理, 在管道破裂时能够及时截断上下游管段, 以减少事故时油气的释放量, 使危害影响范围减小到最低程度;

(8) 定期核查井口, 对生产套管封隔器以下、生产尾管及筛管采用 13Cr 设计, 尽量降低套管腐蚀的概率。

综上, 建设单位认真落实了以上风险防范措施, 能有效降低项目含油水泄漏风险的发生。

2.1.2 应急措施

(1) 事故时泄漏的含油水需尽快清理完成。

(2) 加强监控巡检, 发现事故及时处理, 确保事故状态下原油的有效收集。

(3) 如果因着火而需要大量消防水或一罐着火引发相邻的储罐爆炸泄漏, 导致防火堤容积不足, 导致事故水漫出防火堤, 要立即盖住地表所有采出水井盖、雨水排放口, 将事故水全部拦截在站内 (厂区进出口用沙袋封住)。

(4) 若管线穿孔, 立即在未污染水体铺设围油栏进行围堵, 根据实际情况采取下吸油毡、洒消油剂等措施, 组织人力、设备 (吸罐、泵车等) 对水体进行油污清理; 若穿越埋地管线发生穿孔, 立即挖坑或用土围减少含油水污染, 并对组织人力、设备 (吸罐、泵车等) 对油污进行清理。防止污染环境, 处理完成后, 事发单位上报处理结果和清除污染情况。

(5) 查漏点, 采用围油栏或土围堵含油水。

当发生一般溢油事故时, 将立足于生产作业现场溢油应急力量实现自救、自清的原则, 及时配置现场溢油应急救助清除设备; 当发生较大及以上级别溢油事故, 除应有效调用公司的溢油应急力量外, 公司还将有效调用中石油所属的溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急反应与回收。

综上, 在发生一般溢油事故时, 本井场溢油应急力量可实现自救、自清。建议建设单位定期对溢油设备进行检修, 保证基础应急设备的种类、数量。

2.2 小结

建设单位建立了完善的突发性环境事故应急预案体系，至今均稳定运行，未发生运行事故，且未发生过环境风险事故，因此，目前已采取各项风险防范措施和应急措施切实有效，环境风险总体可控。

3 环境风险识别

3.1 物质危险性识别

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)对本项目所涉及的有毒有害、易燃易爆物质进行危险性识别,本项目涉及风险物质主要为营运期输送及贮存的天然气和采出原油。

天然气、原油物质危险特性表见表 3.1-1。

表 3.1-1a 天然气危险特性表

| 类别 | 项目 | 天然气 |
|---------|------------|---|
| 理化性质 | 外观及性状 | 无色、无味、无毒且无腐蚀性气体 |
| | 分子量 | - |
| | 沸点 | -160~-164°C |
| | 相对密度 | 0.72kg/cm ³ |
| | 饱和蒸汽压(kPa) | - |
| | 溶解性 | 溶于水 |
| 燃烧爆炸危险性 | 危险性类别 | 第 2.1 类中易燃气体 |
| | 闪点/引燃温度 | -/482~632°C |
| | 爆炸极限(vol%) | 5-15 |
| | 稳定性 | 稳定 |
| | 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 | 泡沫、干粉、二氧化碳、雾状水 |
| | 储运注意事项 | 易燃压缩气体。储存于阴凉、干燥、通风良好的不燃库房。仓温不宜超过 30°C。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素(氟、氯、溴)、氧化剂等分开存放。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。若是储罐存放,储罐区域要有禁火标志和防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。槽车运送时要灌装适量,不可超压超量运输。搬运时轻装轻卸,防止钢瓶及附件破损。 |
| 毒理 | 毒性 | 接触限制 |
| 性质 | 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症。 |
| | 急救措施 | 应使吸入天然气的患者脱离污染区,安置休息并保暖;当呼吸失调时进行输氧;如呼吸停止,应先清洗口腔和呼吸道中的粘液及呕吐物,然后立即进行口对口人工呼吸,并送医院急救;液体与皮肤接触时用水冲洗,如产生冻疮,就医诊治。 |
| | 泄漏处置 | 切断火源。戴自给式呼吸器,穿一般消防防护服。合理通风,禁止泄露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。 |
|--|--|

表 3.1-1b 原油危险特性表

| 类别 | 项目 | 原油 |
|---------|-------------|---|
| 理化性质 | 外观及性状 | 红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体 |
| | 分子量 | - |
| | 凝点/沸点 | < -5°C/120-200°C |
| | 相对密度 | 0.8322g/cm ³ |
| | 饱和蒸汽压 (kPa) | - |
| | 溶解性 | 不溶于水，溶于多数有机溶剂 |
| 燃烧爆炸危险性 | 危险性类别 | 第 3.2 类中闪点易燃液体 |
| | 闪点/引燃温度 | <-18/350°C |
| | 爆炸极限 (vol%) | 1.1-8.7 |
| | 稳定性 | 稳定 |
| | 危险特性 | 其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 |
| | 灭火方法 | 泡沫、干粉、二氧化碳、砂土 |
| 毒理 | 毒性 | LD50: 500-5000 mg/kg (哺乳动物吸入) |
| | 毒物分级 | IV 类 |
| 性质 | 健康危害 | 其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。 |
| 急救措施 | 皮肤接触 | 脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗 |
| | 眼睛接触 | 立即提起眼睑，用流动清水冲洗 |
| | 吸入 | 迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。 |
| | 食入 | 误服者给充分漱口、饮水，就医 |
| | 泄漏处置 | 疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。 |

3.2 生产系统风险识别

3.2.1 井场设施危险性识别

NP2-3LP 井场布置有井口区、辅助生产和集输区、生活办公区。井口区布置在井场西侧、北侧及南侧，辅助生产和集输区布设在井场中部，设有油气处理设

施、外输泵、注水泵、供电、供热及消防设施等，生活办公区布置在集输区东侧。

因此，井场危险主要表现为井场生产设施故障、设备和单井管道等。

3.2.2 集油管道危险性识别

本项目配套集油管线输送的介质具有易燃、易爆危险性。在设计、施工、运行管理过程中，可能存在施工质量及材料问题、自然灾害、腐蚀等因素，可能造成阀门、仪器仪表、管线等设备设施及连接部位泄漏，甚至管道破裂而引起火灾、爆炸事故。

3.2.3 天然气运输危险性识别

本项目井场分离出的天然气，经干燥压缩处理成合格天然气，压缩后的合格天然气，外输至南堡联合站。可能存在施工质量及材料问题、自然灾害、腐蚀等因素，可能造成阀门、仪器仪表、管线等设备设施及连接部位泄漏，甚至管道破裂等原因可能引发天然气泄漏，可能导致火灾、爆炸的风险。

3.3 风险类型识别

3.3.1 建设阶段风险类型识别

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当或其他人为失误操作导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发井场火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井泥浆、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

3.3.2 生产阶段风险类型识别

(1) 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及

时控制或控制不当,可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质,遇明火可能引发火灾、爆炸。

(2) 生产系统、管线油品和天然气泄漏

在生产过程中,可能导致生产设施发生泄漏,油品和烃类气体释放到环境中,可能导致火灾、爆炸和污染土壤、地下水的风险。

(3) 集油管线泄漏

集油管线因长期腐蚀等原因出现泄漏,油品和烃类气体释放到环境中,可能导致火灾、爆炸和污染土壤、地下水的风险。

(4) 地质性溢油事故

本项目不涉及高强度岩屑回注、压裂储层改造和注水开发,因此不会因压力增大导致断层开启,因此,本项目地质性溢油风险极低。

3.4 有毒有害物质扩散途径识别

有毒有害物质扩散途径包括大气、地表水、海洋、地下水、土壤等途径。本工程位于已成陆区域,发生风险事故时,有毒有害物质主要通过大气、地下水、土壤等途径扩散。

(1) 大气环境

在施工过程中若发生井喷事故,会有大量的烃类物质释放到大气环境中,当烃类物质聚集到爆炸浓度后,遇明火可能引发井场火灾、爆炸产生 SO_2 、 CO 等次生污染物,影响周围环境空气质量。

在运营生产过程中若生产系统泄漏、输油输气管线泄漏以及修井作业时井口区井涌或井喷导致烃类物质泄漏到大气环境中,当烃类物质聚集到爆炸浓度后,遇明火可能引发井场火灾、爆炸产生 SO_2 、 CO 等次生污染物,影响周围环境空气质量。

(2) 地下水及土壤环境

若在施工过程中发生井喷事故,喷出的原油会渗入土壤,对土壤环境造成不利影响。另外,原油通过土壤渗透对浅层地下水也会造成不利影响。

若在运营生产过程中发生生产系统泄漏或输油管线泄漏事故,泄漏的原油会渗入土壤,对土壤环境造成不利影响;若在修井作业时井口区发生井涌或井喷事故,喷出的原油会渗入土壤,对土壤环境造成不利影响。另外,泄漏的原油通过

土壤渗透对浅层地下水也会造成不利影响。

(3) 地表水、海洋环境

原油泄漏事故的发生对地表水的影响有两种途径，一种是泄漏的油品直接进入水体，另一种是原油或含油污水泄漏于地表由降雨形成的地表径流将原油或受污染的土壤带入水体。明渠与海域连通且无水闸，若发生大的泄漏事故，油类物质可能随沟渠水流入海。

表 3.4-1 事故有毒有害物质扩散途径识别

| 危险单元 | 主要危险物质 | 环境风险类型 | 环境扩散途径 |
|------|----------|------------|--------------------|
| 油井 | 原油、伴生天然气 | 井涌、井喷 | 大气、土壤、地下水环境 |
| 生产系统 | 原油、伴生天然气 | 原油、伴生天然气泄漏 | 大气、土壤、地下水环境 |
| 集油管线 | 原油 | 原油泄漏 | 大气、土壤、地表水、海洋、地下水环境 |

3.5 风险识别结果

(1) 井涌、井喷

井喷及井喷失控的原因有许多方面的多种因素，主要原因有：井内液柱当量压力低于地层压力，采油树或井口装置被破坏，钻井泥浆比重失调，防井喷措施不当等。最根本的原因是井内液柱当量压力低于地层压力，使井筒压力失去平衡所致。在完井和修井过程中，小件器具坠落时有发生，但一般情况不至于损坏采油树、管汇和井口等设施。井喷失控是在井喷发生后，未能有效借助井控设备对地层流体进行控制，导致井口失去控制。完井期间以及生产开发期间，由于管线老化、保养不当或违规操作也容易造成井喷或井口失控。

(2) 生产设施火灾或爆炸

本工程建设阶段、工程运行阶段，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火则可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，进而有可能造成原油或含油废水泄漏入海。

(3) 地质性溢油事故

地质性溢油事故可能有两类。一是注水井注水导致各油组层间压力差异较大，局部油组层局部地层压力高于原始地层压力，致使附近断层处于不稳定状态，

原油沿断层纵向运移并溢至海床，二是钻井过程中钻遇高压层发生井涌事故，在处理井涌过程中，压井造成上部地层破裂，导致油基钻井液和地层流体沿破裂通道溢出海床。

综上，环境风险识别结果见表 3.5-1。

表 3.5-1 环境风险识别结果一览表

| 序号 | 危险单元 | 主要风险源 | 主要危险物质 | 环境风险类型 | 环境扩散途径 | 可能受影响的环境敏感目标 |
|----|--------|-------------------|--------|---------------|-----------|--------------|
| 1 | 井场 | 井场生产井及单井管线、井场生产设施 | 原油、天然气 | 油气和天然气泄漏，火灾爆炸 | 大气、地下水、土壤 | 无 |
| 2 | 油气集输过程 | 配套集油管道 | 原油、天然气 | 原油泄漏，火灾爆炸 | | |
| 3 | 含油地层 | 断层 | 原油、天然气 | 地质性油气泄漏 | | |

经识别，本工程可能导致风险事故的主要原因包括管线阀门破裂泄漏、生产设施火灾或爆炸、地质性溢油等。

3.6 源项分析

1、井涌、井喷事故资料

据不完全统计，油田在开发建设过程中，累计发生井喷失控 230 多井次，占完井总数的 0.24%，其中井喷失控又着火的井 78 口，占失控井的 34%，井喷时喷出的油气流可高达数十米，喷出气体（烃类）几万至几十万立方米、原油数百乃至上千吨，造成严重后果。从事故原因分析表明，多数井喷的发生是由于操作人员直接原因造成。由于起钻抽吸不浇灌泥浆或灌泥浆不认真，不能发现溢流或处理不当，占井喷井的 51%；由于井口未安装防喷器或防喷器安装不符合要求，以及泥浆密度过低，占井喷失控的 40.5%；其它原因仅占 8.5%。

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 3.6-1。

表 3.6-1 常规油井井涌和井喷事故概率

| 井别 | 事故频率 | | |
|------|----------------------|----------------------|---------|
| | 井涌 | 井喷 | 单位 |
| 开发钻井 | 3.9×10^{-4} | 4.8×10^{-5} | 次/井 |
| 生产井 | 2.9×10^{-6} | 2.6×10^{-6} | 次/(井·a) |

| | | | |
|-----|---|----------------------|---------|
| 注水井 | - | 2.4×10^{-6} | 次/(井·a) |
|-----|---|----------------------|---------|

拟建工程新建 12 口生产井，根据 3.6-1 估算，12 口生产井发生井喷的概率为 3.12×10^{-5} 次/a，发生井涌的概率为 3.48×10^{-5} 次/a。

2、生产系统、集油管线油品泄漏

项目生产设备设施（如：中压气液分离器、干燥器、压缩撬等）内存在原油和天然气，油气采收、集输、处理工艺系统中存在原油、天然气，这些设备设施损坏会导致其中的原油、天然气泄漏。一旦发生油气泄漏，遇点火源则有可能引发火灾甚至爆炸，若流入周围环境，将会产生污染，导致溢油事故。

正常生产作业过程中，油气在油气井、密闭的工艺系统内中流动，一般不会发生泄漏，但随着工作时间的延长及一些自然环境、人为等各方面因素的影响，可能会导致密闭工艺流程产生泄漏。本项目井场生产设备设施、集油管道由于老化、腐蚀等原因可能出现原油泄漏。本项目生产设备设施、集油管道泄漏事故发生概率参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 E 中事故概率推荐值，见表 3.6-2。

表 3.6-2 泄漏频率表

| 部件类型 | 泄漏模式 | 泄漏概率 |
|----------------------|--------------|-----------------------------------|
| 反应器/工艺储罐/气体储罐/ 塔器 | 泄漏孔径为 10mm | $1.00 \times 10^{-4}/a$ |
| | 10min 内储罐泄漏完 | $5.00 \times 10^{-6}/a$ |
| | 储罐全破裂 | $5.00 \times 10^{-6}/a$ |
| 75mm<内径≤150mm 的管道 | 泄漏孔径为 10%孔径 | $2.00 \times 10^{-6}/(m \cdot a)$ |
| | 全管径泄漏 | $3.00 \times 10^{-7}/(m \cdot a)$ |

本项目分离器等生产设施按整体破裂考虑，概率为 $5.00 \times 10^{-6}/a$ 。集油管道按照全管径泄漏考虑，本项目集油管线 1.5km，泄漏概率为 $4.5 \times 10^{-4}/a$ 。

3、火灾爆炸事故风险

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，给出了海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 4.0×10^{-4} 次/年

本工程井场设置井口区 and 集油管线，火灾事故发生频率为 1.0×10^{-3} 次/年。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，井场火灾引起的溢油事故概率不高于 1.0×10^{-4} 次/a。

4、最大可信事故确定

据前面的分析可以看出：拟建工程的环境风险主要包括地质性溢油、泄漏后造成的火灾、爆炸事故。根据重大危险源辨识，确定集油管线油品泄漏。

4 地质性溢油风险分析与评价

本节内容引自中国石油天然气股份有限公司冀东油田分公司编制的《冀东油田滩海油气藏溢油风险评估报告》。南堡油田在历年开发过程中均未发现地质性溢油现象。

4.1 地质概况

南堡油田区域构造隶属渤海湾盆地黄骅坳陷北部的南堡凹陷，主要发育南堡 1 号、南堡 2 号、南堡 3 号、南堡 4 号、南堡 5 号等 5 个构造。

表 4.1-1 南堡油田 2 号构造西段 Ed1 II 油层顶面构造图

4.2 区域盖层条件分析

图 4.2-1 南堡油田明下段泥岩厚度图

4.3 断层封闭性评价

4.3.1 断层发育特征

(1) 断层多期活动

4.3.2 断层分级研究

为了更好地研究断层封闭性，首先对南堡凹陷整体断裂系统进行了分级研究（图 4.3-1、图 4.3-2、表 4.3-1），分级评价标准如下。

| 断层级别 | 切割层位 |
|------|-------------|
| I | 第四系-太古界 |
| II | 第四系-太古界 |
| III | 第四系-第三系沙河街组 |
| IV | 第四系-第三系东营组 |
| V | 第三系 |

南堡油田明化镇组底界构造图

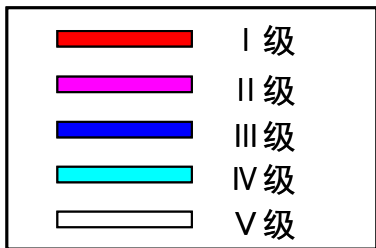


图 4.3-1 南堡油田不同级别断层平面分布图

南堡凹陷Ng底界地震解释



图 4.3-2 南堡油田不同级别断层剖面分布

I级断层：这级断层为控凹断裂，主要断开层位是第四系-基底，断层主要活动时间是中生纪末开始且持续活动，平面延伸长度 15-52km，在明化镇组底界断距较大，达

；

$$R_m = \frac{h}{H + L} = \frac{1}{2(H + L)} \left(\sum_{i=1}^{n1} h_{1i} + \sum_{j=1}^{n2} h_{2j} \right)$$

式中：R_m： 断裂在某段目的层段内断裂带泥；

L： 垂直断距；

h： 断层两盘目的层之间的泥岩累积平均厚度；

h_{1i}, h_{2j}： 断层上、下两盘第 i、j 层泥岩的厚度；

n₁、n₂：断层两盘被错断的泥岩层数；

H：断移地层厚度。

断层封闭性评价标准见表 4.3-2。

表 4.3-2 断层封闭型评价标准（泥质含量）

| Rm | 断层封闭性 |
|-----------|-------|
| >0.75 | 好 |
| 0.50-0.75 | 较好 |
| 0.25-0.50 | 中等 |
| <0.25 | 差 |

南堡凹陷南堡油田 Nm 下泥岩厚度约 250m，考虑到 150m 为较好区域盖层，因此

断

4.3.4 小结

4.4 钻井溢油可能性分析

第三系—第四系底断裂发育，存在大量“通海底”断层，但区域盖层发育，封闭性较好，溢油地质风险较小；明下段泥岩集中发育段长，单层厚度大，是上第三系油藏的区域性盖层，封盖条件较好，油气层均位于明下段泥岩集中发育段之下，油气保存条件较好。断层对油藏具有封闭能力，断层泥质含量 0.38~0.48，断层封闭性中等—较好。

本区域所在地层发育稳定，为岩性-构造油气藏，温压系统为常温、常压系统，钻井工程在设计、设备配备、管理制度、监理监督、应急能力方面均采取了相应的防范措施，有效的防止了溢油事故的发生，并积累了丰富的钻井施工安全管理经验。

(1) 本项目钻完井设计依据标准为《井身结构设计方法 SY/T 5431-2017》、《套管柱结构与强度设计 SY/T5724-2008》：

①开发井满足油、气田开发的要求，生产套管尺寸是根据生产层的产能、油管尺寸、增产措施以及作业的要求确定。

②探井满足顺利钻达设计目的层的要求。

(2) 套管设计及水泥返深

套管鞋穿过平原组松散地层，下至胶结较好的明化镇地层，关井允许套压较高，满足关井、压井安全需要。通过科学的设计井身结构，能够保证井控安全。本项目要求水泥返入上层套管 200m，对套管完井的井打开井眼裸眼全部实行水泥封固。

(3) 固井质量

所有油气水井油层（生产）套管、技术套管全部实行固井质量测井检查评价，了解固井水泥返高和固井质量，并可针对固井存在问题采取了针对性措施。

①套管下入深度、磁性定位装置、水泥返高和人工井底达到地质、工程设计要求，短套管位置按地质要求，其井深误差上下不超过 5m，封固段的油气水层不窜不漏，封固段声幅值达到了相关标准规范要求。

②沙一油藏井选用抗高温大温差低密度水泥浆+双凝塑性水泥浆体系；沙三凝析气藏气井选用抗高温大温差低密度水泥浆+双凝防气窜塑性水泥浆体系。

③水泥浆前 200 米左右应用冲洗液、占据环空 600m 以上的加重隔离液体系，隔离液紊流接触时间不低于 7 分钟。缓凝水泥浆平衡地层压力，尽量不封固油层或主要油气层，水泥浆密度控制在 1.85g/cm^3 。速凝水泥浆封固油层段或主要油气层，水泥浆密度控制在 1.90g/cm^3 。

④声幅检查应在注水泥后 24-48 小时内测完，对于特殊要求如加缓凝剂，声幅检查

时间由施工现场确定。

⑤阻流环距套管鞋长度不少于 10m；油气层底界距人工井底不少于 15m，技术套管底距水泥塞长度不少于 20m。

（4）钻井井身质量及钻井井眼防碰

本项目采用科学布井，合理选择井距，以防碰为重点，严防打碰事故，而且相邻井要及时观察，严格执行标准《钻井井身质量控制规范 SY/T5088-2017》、《钻井井眼防碰技术要求 SY/T6396-2014》和钻井工程设计对钻井井身轨迹、钻井井眼防碰措施，不得打碰邻近完钻井。

- ①严格打井顺序，按设计井组序号施工；
- ②发现测量数据有磁干扰必要时使用陀螺测斜仪定向；
- ③使用导向钻井技术，保证施工中有较高的井眼符合率；
- ④在钻进时必须进行随钻防碰扫描，为钻进随时提供依据；
- ⑤要求各井口用 GPS 精确定位，防止因井口坐标不准确造成井眼相撞。

（5）小结

本项目实际钻井的井身结构、钻具组合、钻井液、完井液设计、完井方式等方案符合国家、行业标准规范安全技术相关要求，井控安全措施必要、可行，符合安全规范要求，钻井施工过程中并未出现溢油事故。

4.5 目标层位与海底连通性评价

图 4.5-1 南堡 2-3 井区核心开发层段断层剖面分布

图 4.5-2a 南堡 2 号构造前中生界构造图

图 4.5-2b 南堡 2-3 区 NmIII 层段构造图

本项目滚动开发井的目标层位为南堡 2 号构造馆陶组、东一段中浅层油层，所有开

发井均被周边封闭性断层环绕圈定，属于典型封闭型断块油藏，断层主要起构造格局控制与油气封堵作用，目标层位呈封闭、半封闭分布，与区块外围无断层连通迹象，未见贯穿至海域方向的连续大断距导通断裂带标识，目标层位与海域之间未发育贯通陆域与海域的深大断裂通道，目标层位与海域之间不存在有效地质连通关系。

从井位部署及钻井轨迹分析，各开发井沿南堡 2 号构造展布方向科学布设，钻井轨迹严格执行防碰设计，全部位于油藏圈闭面积内部或紧邻边界，未延伸至圈闭外或穿越任何潜在导通边界，井轨迹与区内通天断层、主干断裂均保持足够安全距离，未沿断层延伸布井，不具备形成纵向或侧向导通海底的地质通道条件。

结合区域盖层条件，南堡 2 号构造上覆明化镇组下段发育厚层泥岩集中段，泥岩累计厚度超 150m、单层最大厚度达 67m，封盖能力优异；区域断层泥质含量 0.31~0.58，封闭性为中等-较好，可有效阻止油气沿断裂向上运移至海底。

综上，本项目目标层位与海底无有效地质连通通道，不存在通过断层发生地质性溢油进入海域的环境风险。

5 注水安全性分析

表 6.4-1 南堡水井套管钢级承压情况

| 套管尺寸 | 井数 | 钢级 | 挤毁压力 |
|---------|------|------|----------|
| 5-1/2in | 49 口 | P110 | 76.5MPa |
| | | N80 | 60.9MPa |
| 7in | 31 口 | P110 | 43MPa |
| 9-5/8in | 2 口 | P110 | 54.8MPa |
| | | N80 | 26.3 MPa |

由于注水层顶界与水泥返高较短，导致水泥环被挤破，并从套管外上返地面的风险。固井质量的好坏，直接影响到井筒安全性。倘若固井质量不合格，油管水泥返高距离注水层上端过近，可能导致注入水窜入固井水泥以上，井口返泥浆，污染海洋。南堡油田固井情况具体统计南堡油田固井情况具体统计详见表 6.4-2。

表 6.4-2 南堡水井水泥返高与油层套管距离相差情况

| | 水泥返高 1500m 以内 | 水泥返高 2500m 以内 | 水泥返高大于 2500m |
|---------|---------------|---------------|--------------|
| 井数 | 19 口 | 28 口 | 4 口 |
| 返高与分注顶界 | 相差 1000m 以内 | 相差 1500m 以内 | 相差 2000m 以内 |
| 井数 | 23 口 | 21 口 | 3 口 |

从注水情况和固井情况分析来看，注水井总体上处于安全状态。

2) 导管架平台水井风险评价

对于导管架平台上注水井，井底处于安全状况，注水管柱充分考虑了安全注水的要求。从注水压力与套管情况对比分析，看出套管处于安全状况。

5.1 设计阶段考虑的注水安全措施

注水管柱及井口采取的安全措施参照 SY/T 6432-1999（浅海石油作业井控要求）要求，导管架平台注水采取海上安全措施，其海上注水井安全措施主要由井下安全阀、封隔器、井口安全阀、注水井口、井口控制盘等构成。安全控制系统由地面控制盘、高低压控制器、易熔塞回路、紧急关断系统、环空封隔器、井下安全阀控制等组成。井下环空部分采用环空封隔器封隔，保证上部和下部的压力分隔，保证无套压注水；注水管柱内部采用井下安全阀控制，当油井发生异常情况时可紧急关井，自动截断井下油流通道，避免地层液体通过油管污染海域。

水力锚+井下安全阀组合保证在井口无控制时整个注水管柱具有防顶作用。

5.2 生产运行阶段控制措施

(1) 每月开展油水井配产配注工作，每口注水井的配注量是根据周围油井注采平衡计算的，日常注水中严格按设计注入压力和注入量进行注水。

(2) 压力计、流量计按标准进行标定，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，查明原因并采取相应措施。

(3) 分层注水生产过程中定期进行吸水剖面、分层注入流量和压力剖面测定。

(4) 定期开展油水井的动态监测技术，水井动态监测资料录取按照 Q/SY 157-2007 规定执行。要求测试每层的正常注水压力和启动压力，资料录取及时准确分注井根据吸水剖面测试资料对比分层注水情况.及时开展分层调配工作，避免局部小层超注引起地层破裂。

(5) 加强油水井生产层位的管理，在油水水井补射和卡封层位时考虑周围油水井联通情况，如果发生新的与油井不连通情况，对对应水井进行卡封或采取停注措施。

5.3 小结

经合理方案设计，在正确施工与生产的前提下出现地质性溢油的风险可控。另外，

注水井施工与注水过程中制定了注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的动态监测，一旦发现注水压力和流量异常立刻停止注水，并对注水井的压力和流量变化进行分析，对注水层位的压力恢复情况进行分析，排除地质性溢油的风险。

6 环境风险影响分析

6.1 原油入海的可能性分析

本井场及管线在设计、施工和运营各阶段采取系统性工程与管理措施，从源头上极大降低了原油泄漏风险。

井场所在区域已成陆，东侧距港池围堤 200m，井场与海域之间有地势较高的围堤，井场区域雨季径流不会排入海域。

另外，井口做硬化，构建三级防控体系，能确保井口及厂区内事故废水与溢油被有效收集、封堵于厂界之内，事故状态下实现“污水不外排、油污不出厂”。具体井场区三级防控措施：

一级防控（源头围堵）：在井口装置区周边设置高度不低于 30 厘米的防渗围堰与导流设施，确保在发生小规模井口溢油时，泄漏物能被有效控制装置区内，防止散落污染土壤。

二级防控（过程拦截与收集）：场内设置事故应急池，当泄漏量超过一级围堰容量或遇暴雨时，含油事故废水将通过防渗导流沟渠全部收集至事故应急池，进行后续处理，杜绝直接外排。

三级防控（末端封堵）：沿厂区外围墙内侧设置高度为 1 米的永久性围墙，作为最终屏障。该设施可确保在极端事故情况下，所有事故废水及受污染的径流雨水被完全封堵在厂区范围内，实现“事故废水不出厂”。

落实定时巡检与智能监控制度，确保事故早发现、早处置。事故发生后，将立即启动应急预案，优先进行泄漏源的切断与原油的回收，最大限度减少环境影响。

综上，在全面落实本报告所述各项风险防范与应急措施的前提下，原油通过地表径流或水系进入周边开阔海域的可能性极低。潜在的环境影响将被严格限制在局部可控的陆域厂区内，不会对区域海洋生态环境造成影响。

6.2 大气环境风险分析

井场内工艺管线或生产装置发生泄漏事故时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。泄漏的原油一旦着火或爆炸，产生的 SO₂、烟

尘、CO 会造成周围大气环境污染。

6.3 土壤、地下水风险分析

井漏是指在钻进、固井、测试或修井等井下作业中各种工作液（包括钻井液、水泥浆、完井液以及其他流体等）在压差作用下直接进入地层的一种井下复杂情况。发生井漏后，井下作业中使用的各种污染物将随之一起进入地下水含水层，污染地下水环境。在钻完井开始之前提前分析邻井资料，预测可能遇到的漏失层位。优化井身结构，设计足够深度的技术套管，封隔复杂地层。控制钻井液密度在合理下限，避免过高密度；控制下钻速度和开泵操作，减少压力激动。在进入预测漏层前，在钻井液中加入随钻堵漏剂，进行预防性堵漏。钻完井期间未发生井漏事故。

本项目在三相分离器区域、井口及应急卸油点四周设置 0.3m 的围堰，将初期含油雨水有效控制在装置区内，防止散落污染土壤。一旦油水混合物超出围堰，立即收集到事故应急池中，最后由场内采出水处理站处理达标后回注；油井口周边设置 0.3m 的围堰并进行硬化处理，加强防渗，一旦发生土壤污染情况，及时将受到污染的土壤挖出，拉运至有资质的单位进行处理，受污染土壤运输过程中，应注意防止洒漏，对车上的土壤进行苫盖，防止通过扬尘造成二次污染。

一般情况下，风险事故造成的原油地上泄漏不会直接影响地下水，而是通过土壤渗透影响浅层地下水。资料研究结果表明，一般石油类污染物在土壤中绝大部分集中在 0~10cm 及 10~30cm 层位中，且主要积聚在土壤表层 80cm 以内，一般很难下渗至 2m 以下。由此可见，落地油一般不会对潜水含水层造成影响。

一旦发生溢油，立即启动预案，优先回收地表油污，防止其下渗。对可能受污染的土壤进行及时剥离与处置，防止污染持续向下迁移。若发生地下水污染情况，在污染区域地下水流场下游设置应急井，对污染的地下水进行抽排，将抽出的地下水经场内采出水处理站处理达标后回注，以免造成二次污染。

7 环境风险防范措施与对策

7.1 设计阶段风险防范措施

从工程设计上采取有效措施是防止事故发生最有效的途径之一，消除事故隐患，及时制止事故苗头，防止事故的发生。严格按照设计标准进行精心设计，正确地应用设计规范和建造安装规范是油田各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目设计根据相关的国家法律、法规，采用了相应国内规范、标准以及国际通用规范和标准。实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键步骤。

(1) 严格按照相关规范设计

严格按照国内外设计规范、设计标准进行工艺、结构、机电设计；设计的设备应符合安全和环境保护规范和标准。建造和海上施工安装以及竣工后进行入级检验，保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀、柱基承载以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。

(2) 设计火气监控系统

目的是为了及时、准确地探测到可能或已经发生的可燃气体泄漏事故和火情，并及时采取相应措施以保护人工岛人员和设施的安全。火气监控系统主要包括控制系统和现场探测、报警设备。

(3) 设置紧急关断系统

目的是为了预防环境污染，将事故的损失限制到最小。在管线可燃气体泄漏、发生火灾等不利条件下，油田可执行紧急关断。

(4) 分区设计

用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统。

7.2 钻完井施工过程中风险防范措施

钻井施工已结束，过程中按照以下防控措施进行作业，包括准确分析地层压力配比合适的泥浆、安装完善的井控装置，钻井人员经过严格的培训，加强井控演习。安装井下安全阀和井上安全阀，并时刻保证安全阀的正常工作。为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

(1) 严格实施钻井作业规程；

(2) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测并迅速扩散聚集的烃类气体；

(3) 油管强度设计采用较高的安全系数；

(4) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；

(5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

(6) 开钻之前制定周密的钻井计划；

(7) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；

(8) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全的井控管理系统；

(9) 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；

(10) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；

(11) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

7.3 钻遇浅层气风险防范措施

根据南堡油气藏部署及钻井施工情况，南堡 2-3 井场已完钻井未发现浅层气。在钻井生产过程中，对各层系的地层压力进行了评价，对于异常压力系统做了定期进行监测，并根据实际情况制定出详实的防范措施。钻井过程中在满足地质目标的同时，根据地层压力确定合理的井身结构、钻井液密度及井口装置。认真考虑了地层压力变化导致海底溢油风险，对风险进行了评估，钻井过程中未发生溢油。

具体的防范措施有：

(1) 应用多种资料，准确预测油气层地层压力；

(2) 使用符合行业标准的钻井、完井工程设计；

(3) 钻井监督认真批准设计要求施工；

(4) 观察有关钻井参数，及时调整泥浆性能；

(5) 使用可靠的井控装置并定期进行测试；

(6) 钻进中作好地层压力的监测工作，关井压力不大于地层破裂压力，以防止压漏地层；

(7) 钻井中严格执行工程设计中的密度，监测循环当量密度的变化，防止由于当量密度大于地层破裂压力，造成人为漏失；

(8) 处理井喷、井涌中，计算好关井压力，防止套压过大，造成地下井喷；

(9) 处理卡钻、井塌、井漏等复杂事故中，考虑了地层所能承受的破裂压力值，防止憋压过高造成人为井漏；

(10) 加强浅层气的防范工作，按设计要求装好防浅层气井口，当有浅层气溢出时及时按操作规程关井，及时将浅层气导流出井筒，防止关井井口压力过大造成浅层地层破裂。

7.4 井喷风险防范措施

钻井施工已结束，未发生井喷事故，过程中采用了以下预防措施。

(1) 开钻前，井队干部对井队职工进行技术交底，井队认真按照石油天然气集团公司和冀东油田的钻井井控技术规定、标准和细则要求执行，作好井控管理各项制度，切实做到思想重视，措施落实。施工单位应根据本井的实际情况，搞好以一次井控为重点的井控工作，确保该井安全施工，严禁井喷事故发生。

(2) 所有井控装置及配件必须使用具有中国石油天然气集团公司认证资格的厂家生产的合格产品。钻井队针对井控装置的管理、操作维护和现场检查工作制定制度，并指定专人负责。

(3) 二开后每次开钻前，井控设备都按冀东油田的规定安装、并按《中国石油冀东油田公司石油与天然气钻井井控实施细则》、集团公司企业标准 Q/SY 02552-2018 钻井井控技术规范等进行检查、验收合格后，才开始钻井。

(4) 钻井队严格按设计要求的钻井液类型、密度和数量配备钻井液和加重钻井液。当实钻与设计不相符时，按审批程序及时申报，经批准后实施。遇紧急情况，先处理后汇报，再办理有关审批手续。

(5) 严格执行钻开油气层前的准备工作和检查验收要求，检查验收不合格的井，不钻开油气层。钻开油气层前，钻井队、录井队、定向井服务队、现场 QHSE 监督和井控监督要履行各自井控职责，确保各项井控措施落实到位。有以下情况之一，不钻开油气层（目的层），应立即停工整改：

- ①未执行钻开油气层申报审批制度。
- ②未按要求储备重泥浆和加重材料。
- ③井控装备未按要求试压或试压不合格。
- ④井控装备不能满足关井和压井要求。

⑤内防喷工具配备不齐全或失效。

⑥防喷演习不合格。

⑦井控监测仪器仪表、辅助及安全防护设施未配套或配套不齐全。

(6) 发生卡钻需泡油、混油或因其它原因需调整钻井液密度时，确保井筒液柱压力不小于裸眼段的最高地层压力。

(7) 因故停等时，将钻具起（下）到套管鞋内，停等期间根据油气上窜速度定期下钻到井底循环。

(9) 无论何种工况或遇到任何井下复杂情况，发现溢流征兆或溢流，都要坚持“发现溢流立即关井，疑似溢流关井检查”的原则，立即关井，控制井口。溢流报警信号为一长鸣笛，关闭防喷器信号为两短鸣笛，开井信号为三短鸣笛。长鸣笛时间 15s 以上，短鸣笛时间 2s 左右，鸣笛间隔时间 1s。地面检测到有硫化氢逸出的关井信号为两声短鸣笛加一声长鸣笛。

(10) 发生溢流后关井，其最大允许关井套压不得超过井口装置额定工作压力、套管抗内压强度的 80%和薄弱地层破裂压力所允许关井压力三者中最小值，在允许关井套压内不得放喷。

(11) 关井后应及时取得关井立压、套压和溢流量，并根据关井立压和套压，并采取相应处理措施。

(12) 天然气溢流不允许长时间关井而不作处理。若等候时间长，则应及时实施司钻法第一步排除溢流，防止井口压力过高。

(13) 压井作业必须有压井施工单和施工方案，压井施工前要进行技术交底、设备安全检查、人员操作岗位落实等工作。施工中安排专人详细记录立管压力、套管压力、钻井液泵入量、钻井液性能等参数，对照“压井作业单”进行压井。

(14) 井控设备安装、井控培训、井控演习、坐岗及干部二十四小时值班等要求参照井控实施细则落实。

7.5 工艺管线泄漏风险防范措施

(1) 井场内工艺管线设置压力传感器和高、低压报警装置，检查到异常高压或低压时关井，工艺管线设置压力安全阀，出现管线泄漏时可紧急截断。

(2) 每天对工艺管线进行监测和巡查，防止因管线腐蚀造成溢油事故发生。

(3) 井场内配备管线应急堵漏设施，一旦发生工艺管线溢油事故，可第一时间进

行封堵。

7.6 采油期间溢油风险防范措施

(1) 在每日早 9 点和晚 5 点两个时间段派专人至井场周边巡查驻守，若发生井喷事故第一时间进行围堵，并及时围堵周边水系与海域连通处，保证将泄漏油品控制在陆地或水系范围内。并通过油田公司上报通知受影响的企业，对事故现场应急处置工作予以配合。

(2) 周边冀东救援站应急设备库配备管线应急堵漏设施和溢油物资，一旦溢油泄漏事故，及时进行应急处置工作。

7.7 生产设施火灾爆炸风险防范措施

(1) 在钻井区及其周边场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类物质；

(2) 对油田各部分设施提供防火、防爆保护；

(3) 设置监控系统，用以及时、准确地探测到可能发生或已经发生的火情或可燃气体泄漏，设计并安装火灾与可燃气体探测报警和紧急关断系统等，一旦发生火灾和可燃气体泄漏，及时采取相应的安全措施（如报警、关断、消防等），以保护井场人员和设备的安全。

(4) 定期开展设备维护和人员培训，增强人员防火意识，严格按照作业规程要求进行作业管理。

7.8 生产系统、集油管线油品泄漏事故风险防范措施

(1) 单井集油管线均采用常温型加强级三层 PE 防腐层+硬质聚氨酯泡沫保温层+高密度聚乙烯塑料保护层的防腐保温结构，定期巡线，设置警戒标识，按规定进行管线维修、保养，及时更换易损及老化部件。

(2) 在集油管线设置压力自动监测装置。

(3) 在集输系统运行期间，严格控制输送油气的性质，定期清管，排除管内的积水和污物，减轻管道内腐蚀，以降低管道泄漏风险。

(4) 生产设施据相关涉及规范进行设计，并设置可燃气体报警装置。

7.9 “三防”体系构建

现有工程以原油泄漏及火灾爆炸事故状态下产生的事故废水为核心防控对象的三级“三防”体系，从泄漏预防、扩散控制到外部拦截实施全过程管理。

7.9.1 第一级：防止油气泄漏（源头预防与控制）

在工艺区布设火焰及气体探测系统，实现泄漏与火灾的早期识别，并联动紧急切断装置，从源头遏制事故扩大；建立专业巡检制度，对集输管线、井口装置等关键设施开展周期性巡查，及时消除泄漏隐患；在井口及高风险设备周边设置防溢渗围堰，有效收集初期泄漏物料，防止油品及含油污水漫流。

7.9.2 第二级：防止油品及含油污水扩散（厂区应急与封堵）

一旦发生泄漏，立即使用毛毡、沙袋等应急物资进行物理阻隔与吸附，控制污染范围；迅速将拦截的溢油及污染水体导入初期雨水池（兼事故应急池），实现污染物厂内集中暂存；同步关闭厂区雨水外排阀门，彻底切断污染物外泄途径。

井场目前设置 1 座初期雨水池（兼事故应急池）。现对井场初期雨水池的容积进行校核，具体如下：

按照《事故状态下水体污染的预防与控制技术要求》（Q/SY1190-2019）规定，核算本项目发生事故时可能进入事故水收集系统的事故污水量。事故缓冲设施总有效容积如下公式：

$$V_{\text{总}} = (V_1 + V_2 - V_3)_{\text{max}} + V_4 + V_5$$

式中：

V1——收集系统范围内发生事故的一个罐组或一套装置的物料量。

V2——发生事故的储罐或装置的消防水量，m³；

V3——发生事故时可以转输到其他储存或处理设施的物料量，m³；

V4——发生事故时仍必须进入该收集系统的生产废水量，m³；

V5——发生事故时可能进入该收集系统的降雨量，m³。

（1）泄漏物料量 V1

若装置区发生泄漏，井场现有工程设置 1 具卧式两相分离器，分离器总容积为 529.6m³。

（2）消防水量 V2

按照《消防给水及消火栓系统技术规范》（GB 50974-2014）中“3.6 消防用水量”

规定，消防历时取 3 小时，本项目消防系统设计流量为 20L/s，根据公式： $V=Qt$

式中： Q ——消防系统设计流量； t ——消防历时；经计算，消防水量为 216m³。

(3) 转移物料量 V_3

从保守角度估计，不考虑物料转移他处， V_3 取 0。

(4) 进入的生产废水 V_4

本项目生产水依托管线输送，无生产废水进入事故污水收集系统， V_4 为 0。

(5) 降雨量 V_5

建设单位在井场建设与开发过程中严格执行各项安全环保制度，根据油田实际生产情况，井场内可能出现落地油污的区域为油井井口周边 5 米范围内，根据唐山市暴雨强度公式计算，井场初期雨水量及雨水池容量见表 7.9-1。

根据《唐山市区暴雨强度公式参数分析》（出自《南水北调与水利科技》2012 年第 A02 期，河北省唐秦水文水资源勘测局，佟德军），对唐山水文站短历时暴雨资料分析计算，采用皮尔逊Ⅲ型分布和耿贝尔分布对该站不同历时的暴雨强度分布进行了适应性分析，利用 SPSS 软件的非线性回归计算，求得唐山市区暴雨强度公式：

$$q = \frac{1983.569 \times (1 + 0.685 \lg P)}{(t + 10.233)}$$

式中： q ——暴雨强度，L/（s·hm²）；

P ——重现期，根据《建筑给水排水设计标准》（GB50015-2019）规定，一般可采用 1 年。并结合实际经验，重现期 $P=2$ 年；

t ——降雨历时，初期雨水时间取 15min。

$$Q=q \Psi F t \times 60 / 1000$$

式中： Q ——初期雨水量，m³；

F ——汇水面积，hm²，具体见表。

Ψ ——径流系数，取决于铺面类型。装置区和储罐区，各种屋面、混凝土和沥青路面取 0.9。现状井口区未进行硬化，取 0.4。

表 7.9-1 井场初期雨水量及雨水池一览表

| 序号 | 项目 | 污染区域 | 初期雨水收集池 (m ³) | 汇水面积 (hm ²) | 初期雨水量 (m ³ / 次) | 符合性 |
|----|------|------|------------------------------|----------------------------|-------------------------------|-----|
| 1 | 现有工程 | 装置区 | 975 | 10 | 768 | 满足 |
| 2 | | 井场区 | 6542.7 | 70.4 | 2403 | 满足 |
| 3 | | 储罐区 | 24 | 0.11 | 8.4 | 满足 |
| 4 | 本项目 | 井场区 | 依托现有工程雨水池 | 0.012 | 0.03 | 满足 |
| 5 | 合计 | | 7541.7 | 80.51 | 3179.43 | |

综上，初期雨水量为 3179.43 m³。

(6) 事故缓冲设施容积核算

井场需要的事故缓冲设施总有效容积核算如下表。

表 7.9-2 事故缓冲设施总有效容积核算一览表

| 序号 | 核算项目 | 事故单元 | 井场核算结果 (m ³) |
|----|----------------|-------|--------------------------|
| 1 | 泄漏物料 V1 | 井场井喷 | 529.6 |
| 2 | 泄漏物料 V1 | 装置区 | 529.6 |
| 3 | 消防水量 V2 | 消防水量 | 216 |
| 4 | 转移物料量 V3 | 转移物料量 | 0 |
| 5 | (V1+V2-V3) max | 最大值计算 | 745.6 |
| 6 | 进入的生产废水 V4 | 生产废水 | 0 |
| 7 | 进入系统雨水量 V5 | 降雨量 | 3179.43 |
| 8 | 总有效容积 V 总 | V 总计算 | 3925.03 |
| 9 | 现有工程初期雨水池容积 | 现有容积 | 7541.7 |
| 10 | 事故缓冲装置余量 | 余量 | 3616.67 |
| 11 | 是否有效 | 有效性判定 | 有效 |

由上表核算可知，若发生泄漏、井喷井涌、火灾爆炸、装置区泄漏等事故导致油品泄漏至井场范围内，现有工程的事故缓冲设施可有效收集油品及事故废水，无原油外溢风险。

7.9.3 第三级：防止污染物进入外环境（区域联动与兜底）

与周边企业共同建设风险联动设施，形成区域防护能力；签订区域应急救援协议，整合共享应急物资、设备及专业技术力量，提升协同处置效能；将企业应急预案纳入地方政府突发事件应急体系，确保在重大事故时能快速启动社会级响应。

8 环境风险应急计划

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和生态环境部《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》的相关规定，为了确保冀东油田在石油生产开发活动期间所发生的溢油事故的应急反应能够及时、有效和正确得以实施，并做到有章可循；中国石油冀东油田公司编制完成《中国石油冀东油田公司突发事件应急预案》（预案编号:JDYT-YJYA{2024}-00），于 2023 年 10 月 24 日编制完成《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》，并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了备案（备案号:YJBH2023017）。

本节内容根据《中国石油冀东油田公司突发事件应急预案》（预案编号:JDYT-YJYA{2024}-00）中《海上溢油突发事件专项应急预案》专项应急预案和《中国石油冀东油田分公司南堡油田作业区溢油应急计划》编制。

8.1 事故应急预案

8.1.1 适用范围

《海上溢油突发事件专项应急预案》适用于冀东油田公司（以下简称“油田公司”）在中华人民共和国海域内海洋石油勘探开发业务生产事故灾难类突发事件（以下简称海上溢油突发事件）中 II 级事件及以上的应对，III 级突发事件的指导和组织协调、信息接报、预警及处置。

海上溢油突发事件是指由于海上井喷失控、火灾爆炸、海洋溢油污染、海底管道泄漏、平台倾覆、船舶遇险、海上其他事故发生后导致污染物或者放射性物质等有毒有害物质进入海洋水体、周围大气、海岸线土壤等环境介质，突然造成或者可能造成造成环境质量下降，危及公众健康和财产安全，或者造成生态环境破坏，或者造成重大社会影响，需要采取紧急措施予以应对的事件。油田公司内陆湖泊、河流石油作业发生类似事件参照执行本预案。

本预案是油田公司《突发事件总体应急预案》的支持性文件，可作为指导油田公司所属单位相关应急预案的编制依据；发生井喷突发事件、环境突发事件、自然灾害等突发事件时与油田公司《井喷突发事件专项应急预案》《环境突发事件专项应急预案》《自然灾害突发事件专项应急预案》等相关专项预案相联动。

8.1.2 应急组织体系

油田公司应急组织机构由应急领导小组、应急办公室、突发事件专项工作指挥小组、突发事件专项工作办公室、现场工作组、应急信息舆情组、应急专家组及现场应急指挥部等组成。油田公司突发事件应急组织体系如图 8.1-1 所示。

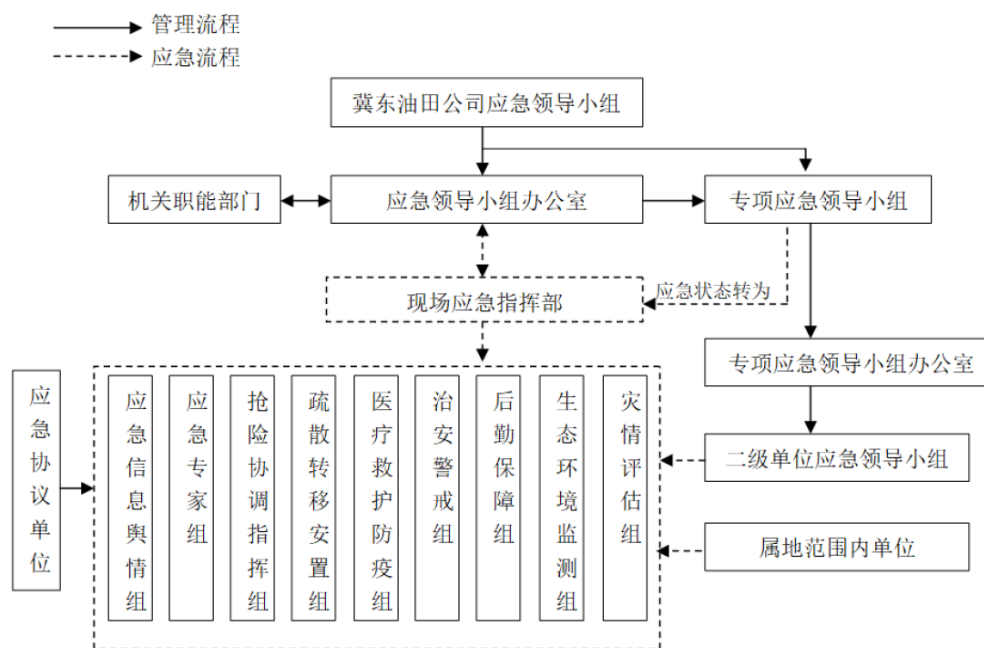


图 8.1-1 油田公司突发事件应急组织体系图

8.1.3 应急响应

橙色及以下预警信息发布立即启动应急响应。各工作岗位、车间工段、各相关部门按照应急指挥中心要求采取应急措施。预警解除信息发布后，应急响应终止。

(1) 响应分级

根据突发事件性质、严重程度、可控性和影响范围等因素，依照冀东油田公司应急预案将突发事件应急响应分为四个响应级别：I级（特别严重）、II级（严重）、III级（较重）和IV级（一般），依次用红色、橙色、黄色和蓝色表示。

按照分类管理、分级负责的原则，作业区、基层单位要根据突发事件的类别启动相应级别的应急预案响应程序。

- 1) 发生IV级突发事件，基层单位启动本单位现场应急处置程序。
- 2) 符合下列条件之一时，经作业区应急领导小组决定，启动作业区应急预案响应程序：

- ①发生III级及以上突发事件。
- ②发生IV级突发事件超出基层单位应对能力，请求作业区给予支援。

③接到油田公司应急指令要求。

作业区外包施工项目发生突发事件的,承包商启动承包商所属单位应急预案响应程序,同时作业区启动相应应急响应程序。

(2) 响应程序

1) 作业区应急办公室接到突发事件报告后,首先立即协助现场自救,同时根据突发事件发展态势,分别向应急领导小组组长和副组长报告,经应急领导小组组长批准后启动作业区级应急响应。

2) 启动命令下达后,应急办公室主任负责召集首次应急会议。首次应急会议由应急领导小组组长主持,应急领导小组副组长、应急办公室主任、相关科室和部门的人员及专家参加。会议内容包括但不限于:通报突发事件情况;落实应急处置职能部门及联系人,明确工作任务;明确现场应急指挥部主要成员;确定赴现场人员(包括专家);初步判定所需资源。

3) 应急领导小组组长及现场指挥根据现场应急工作需要,召开后续应急会议,研究解决应急处置有关问题;应急办公室根据事件进展情况,及时召集相关职能部门联席会议,沟通、传达相关信息,落实应急领导小组及应急指挥部决定的工作事宜。

4) 按信息报告要求及时向油田公司应急办公室上报事件进展情况。

5) 发生Ⅲ级及以上突发事件时,按突发事件分类的职责划分,采油厂主管负责人或主要负责人赶赴现场,负责协调指挥抢险救援工作。

发生Ⅳ级突发事件时,应急领导小组根据事态,研究确定是否派出人员赶赴现场。

6) 现场工作要求应包括但不限于以下内容:全面了解突发事件情况,督促指导应急救援工作;听取专家组的意见和建议,关注社会公众反映;与油田公司相关部门和有关单位联系,取得帮助和支持;关注、评估事态发展,及时完善应急救援方案;与作业区应急领导小组和应急办公室保持联系,并定时汇报;组织、鼓励、动员各单位人员克服困难,抢险救灾;安抚受到突发事件影响的群众,做好善后处置工作。

(3) 响应救援

1) 应急响应流程

作业区应急响应过程分为接警、判断响应级别、应急启动、控制及救援行动、扩大应急、应急状态解除和后期处置等步骤。

作业区应急响应过程流程如图 8.1-2 所示。

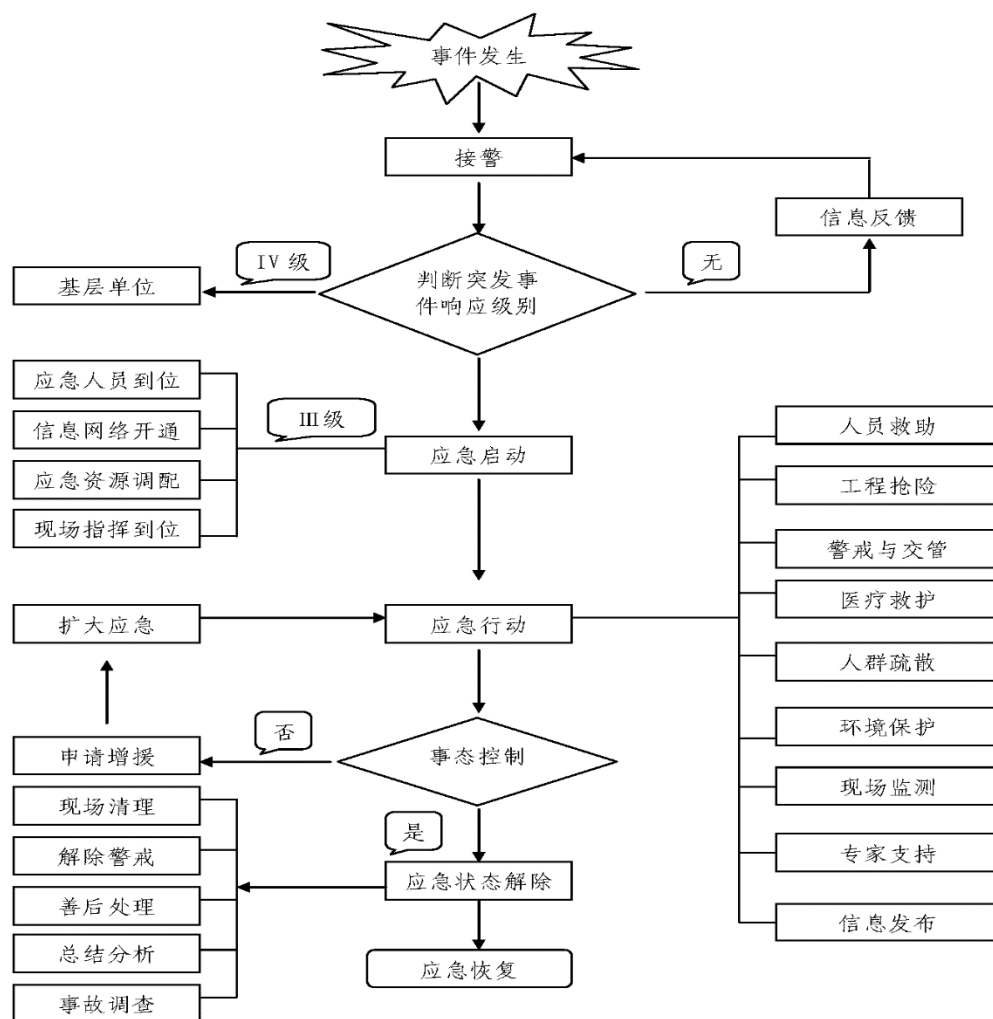


图 8.1-2 应急响应流程图

8.2 溢油应急计划

油田开发工程，虽在设计、建造、施工、运行期间采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致溢油事故发生的可能性。这种可能性很小又难以预料的突发性事故，环境风险大，污染可能会很严重。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的应急处理能力和措施，以尽最大能力降低陆上/海上溢油的环境污染程度。

8.2.1 溢油事故应急响应

(1) 应急响应原则

如果发生溢油事故，依据冀东油田分公司应急领导小组将及时启动溢油应急计划，各级应急力量将依照溢油应急计划的要求立即投入应急抢险行动中。

发生小型溢油事故立足于海上生产作业现场溢油应急力量实现自救、自清的原则，及时配置现场溢油应急救助清除设备；发生中型溢油事故，除有效调用冀东油田分公司

的溢油应急力量外，冀东油田分公司将有效调用中石油所属的溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急反应与回收。

如果发生大型溢油事故，或溢油所需的设备、人员超出冀东油田分公司及中石油公司内部能够动员的溢油应急力量，需借助外部力量与内部应急能力相结合的原则，由冀东油田分公司向上级部门及地方政府，申请求援，以便调集国内、国际救援力量共同投入应急响应。

（2）溢油事故等级划分

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大和一般四级。

①特别重大溢油污染环境事件

溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域；或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

②重大溢油污染环境事件

溢油 500 吨溢油污染环境事件事故以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

③较大溢油污染环境事件

溢油 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

④一般溢油污染环境事件

溢油 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

（3）应急响应程序

根据溢油事故的严重程度和发展态势，将应急响应设定为I级、II级、III级和IV级四个等级，分别对应特别重大、重大、较大和一般四级溢油污染环境事件。溢油应急处理将根据不同的溢油类型以及对环境影响程度大小而采取相应的应急处理方案。

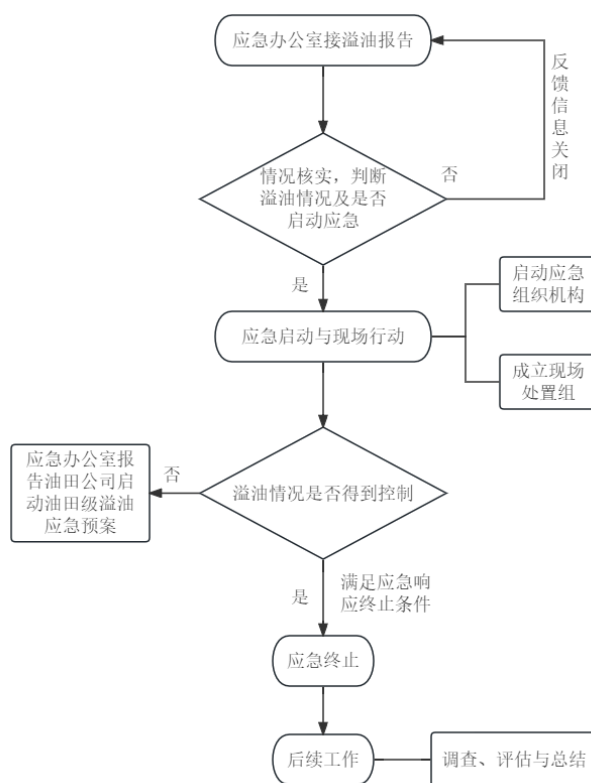


图 8.2-1 溢油事故应急响应流程图

(4) 具体处置措施

①火灾爆炸应急行动方案

海上石油勘探开发作业过程中很可能引起火灾、爆炸，所导致的后果是人员伤亡、热灼伤、结构损坏、海洋污染等。本节描述了在发生火灾、爆炸的情况下应急行动程序以及主要人员的职责。

现场人员应根据不同性质的火灾，选取适当的灭火方式进行及时消防。在火灾紧急情况下，采取如下程序进行应急：发现起火后发现者立即发出火灾警报；

作业区主任宣布起火位置后，消防队成员应立即赶到现场，所有其它人员进入各自灭火岗位；作业区主任负责通知、集合有关的守护船；作业区主任立即通知应急小组；

应急小组组长负责向应急办公室汇报情况，应急办公室负责向地方当局传递有关信息，并根据需要与地方当局协调行动；

作业区主任视火灾、爆炸的具体情况，决定是否执行本应急预案中放弃海上生产装置应急行动程序。

②井喷失控应急行动方案

在钻修井过程中有可能出现油气井井喷失控事故，油井失控事件最终发展到超出平台设备及人员的控制能力之前一般经过以下三个阶段：

第一阶段 油井失控事件发生，但利用防喷器等设备完全可以控制；

第二阶段 初步迹象表明，井内压力很可能超过井控设备的额定压力；

第三阶段 因井控设备损坏造成井喷失控，钻井平台及其作业人员立即处于危险之中。

如有任何明确的井涌迹象，司钻应采取适宜措施，应立即报告钻修井负责人及作业区主任，说明原因及已采取的补救措施。作业区主任及钻井负责人应评价当时情况，将按照钻修井井控程序的规定及平台有关程序采取行动，并尽快通知陆上应急小组。

表 8.2-1 事故或险情应急级别的划分

| 事故或险情 | 现场应急处置 | III级 | II级 |
|-----------------------|------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| 油气设施及管道破损、 泄漏、断裂 | 轻微损坏或泄漏，报警及控制系统完好，能修复 | 损坏或泄漏较重，报警指示超过极限，控制系统部分失灵 | 断裂或大面积泄漏 |
| 有毒、有害物质泄漏或 放射性物质遗失 | 轻微或有迹象泄漏，报警、控制系统完好，放射性物质可以打捞 | 部分人员中毒、报警指示超过安全极限 | 因中毒发生伤害，泄漏失控，放射性物资打捞困难 |
| 井喷 | 发生油气侵现象，控制系统完好 | 发生井涌，控制系统可以控制 | 井喷失控 |
| 火灾、爆炸 | 小范围火灾、爆炸，可以自救，个别人员受伤 | 火灾、爆炸未涉及危险区，消防系统基本完好，人员部分受伤 | 火灾、爆炸涉及危险区域，失去消防能力，多人受伤或有人死亡 |

8.2.2 溢油事故报告程序

(1) 溢油报告程序

溢油事故报告程序如图 8.2-2。

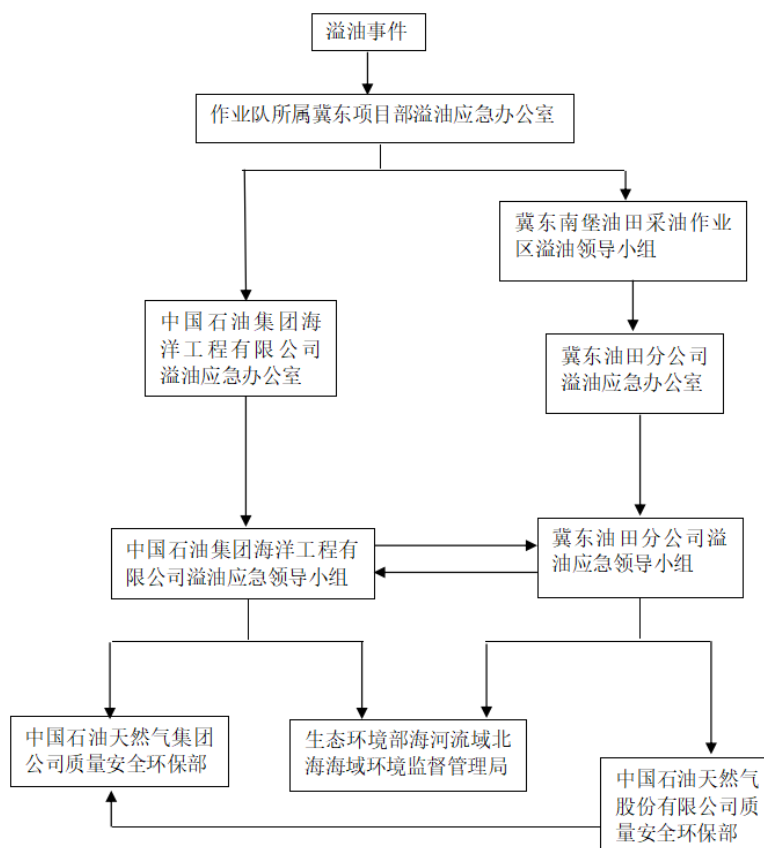


图 8.2-2 冀东油田公司溢油事故报告程序

(2) 溢油报告内容

发生溢油事故后，冀东油田公司将在发现溢油后 1h 内以电话形式将现场的初步情况报告给相关行政主管部门，并在发现溢油后 6h 内通过书面形式将具体情况报告给相关行政主管部门。

①电话报告内容

- 溢油事故发生的地点、时间、溢油量初步估算值、溢油类型（井喷、火灾爆炸等）以及溢油方式（瞬时或连续泄漏）。
- 现场溢油的控制情况以及溢油漂移方向。

②书面报告内容

- 溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（瞬时泄漏或连续泄漏）。
- 目前采取的应急措施及其有效程度。

8.2.3 溢油应急能力

(1) 自身溢油应急能力

目前，项目所在的 NP2-3LP 已配备了可以应对小型溢油的溢油应急物资。

表 8.2-2 溢油应急物资配备情况

| 序号 | 名称 | 数量 |
|----|------|------|
| 1 | 吸毛毡 | 0.5t |
| 2 | 抢险沙袋 | 50 方 |

冀东南堡油田位于渤海湾西北部近岸海域，在海上油气开发生产期间，发生较大型溢油事故，除有效调用冀东油田分公司的溢油应急力量外，冀东油田分公司将主要依托中国石油海上应急救援响应中心曹妃甸救援站、大港救援站所属的溢油应急力量作为外借溢油应急响应力量共同参与现场溢油应急反应与回收。

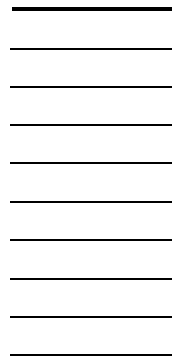
应急中心配备了多种适用于溢油、消防、救生、通讯的应急设备及物资，一旦出现溢油事故，冀东油田将通过多方协调，以协议形式调用附近的溢油应急能力及时赶到现场参与溢油应急反应，具体溢油应急能力介绍如下。

| |
|----|
| 备注 |
| |
| |
| |
| |

图 8.2-2 项目周边主要溢油应急资源

①中石油海上应急中心曹妃甸救援站

中国石油海上应急救援响应中心曹妃甸救援站溢油应急力量位于唐山市曹妃甸区，配备有溢油应急物资。具体见表 8.2-3。



| | | | | | | |
|----|---------|------|----------|------|------|--|
| 22 | 消防靴单 | | | 24 双 | | |
| 23 | 消防靴棉 | | | 24 双 | | |
| 24 | 太平斧 | | | 6 把 | | |
| 25 | 消防钩 | | | 7 个 | | |
| 26 | 无火花工具 | | | 8 套 | | |
| 27 | 多功能救生担架 | | | 9 套 | | |
| 28 | 应急照明灯 | | FW6100GF | 1 个 | | |
| 29 | 应急照明灯 | | BW3200A | 1 个 | | |
| 30 | 救助吊带 | | | 20 根 | | |
| 31 | 消防安全带 | | | 40 根 | | |
| 32 | 应急照明灯 | | RJW7100 | 16 台 | | |
| 1 | 叉车 | 特种设备 | CPCD100 | 1 台 | 安徽合力 | |

②中国石油海上应急救援响应中心大港救援站

中国石油海上应急救援响应中心大港救援站溢油应急力量位于天津市大港区，配备有一定规模的溢油应急物资。具体见表 8.2-4。

(2) 溢油应急船舶

中石油海上应急救援响应中心目前船舶为多功能溢油回收船，共现有中油应急 101、中油应急 102、中油应急 103、中油应急 201、中油应急 202，均为自有船舶。其中中油应急 101、102 船在曹妃甸守护，中油应急 201、202 船为大港救援站值守船舶。一旦发生事故，所有船舶均可调派。

表 8.2-5a 中石油海上应急救援响应中心船舶基本数据

| 船舶名称 规范参数 | 中油应急 102 | 中油应急 103 | 中油应急 201 | 中油应急 202 |
|--------------|-------------|-------------|----------|-------------|
| 船籍港 | 唐山 | 唐山 | 塘沽 | 塘沽 |
| 船长 (m) | 71 | 78.8 | 51.35 | 53 |
| 垂线间长 (m) | | | 48 | |
| 船宽 (m) | 14.2 | 15 | 7.4 | 7.6 |
| 型深 (m) | 5.5 | 5.6 | 4.05 | 4.15 |
| 空载吃水 (m) | 3.5 | 3.76 | 1.714 | 1.93 |

| | | | | |
|--------|--------------------|--------------------|------------------|-------------------|
| 淡水 (t) | 224 m ³ | 132 m ³ | 14m ³ | 16 m ³ |
|--------|--------------------|--------------------|------------------|-------------------|

表 8.2-5b 中油应急 102 船溢油装备明细表

| 设备名称 | 规格型号 | 生产厂家 | 单位 | 数量 | 设备状态 | 存放地点 |
|---------|---------|------|----|-----|------|------|
| 消油剂喷洒装置 | PS285BD | | 套 | 2 | 良好 | 船上 |
| 内置式收油机 | 芬兰劳模 | | 台 | 2 | 良好 | 船上 |
| 固体浮子围油栏 | 600 | | 米 | 200 | 良好 | 船上 |
| 消油剂 | SHX-2 | | 吨 | 6 | 良好 | 船上 |
| 抗倒伏围油栏 | | | 米 | 680 | 良好 | 船上 |

| | | | | | | |
|-------------|-------------|----------|---|-----|----|----|
| 劳模 MM30 收油机 | LPPMM30 收油机 | 芬兰 LAMOR | 台 | 1 | 良好 | 船上 |
| 拖绳 | | | 米 | 200 | 良好 | 船上 |

| | | | | | | |
|------|------------------|--|---|---|----|------|
| 储油设施 | 10m ³ | | 套 | 2 | 正常 | 船尾甲板 |
|------|------------------|--|---|---|----|------|

8.2.4 溢油应急资源响应时间

(1) NP2-3LP 的现场应急反应时间为 0.5h；并有现场应急力量立即可用，投入溢油应急行动。

(2) NP1-1D、NP3-2LP 与本项目 NP2-3LP 直线距离约 15km，彼此之间距离都较近。在本项目发生溢油事故时，NP1-1D、NP3-2LP 溢油应急设备可在 1h 内到达事故现场（包含人员动员、设备装船、布设围油栏等时间 0.5h，平均船舶航行时间约 0.5h）。此外，NP1-1D、NP3-2LP 与 NP2-3LP 之间相互联系，人员、设备可以相互调用，并有海上防污染值班船舶立即可用，值班船在人工岛 5km 范围内定时巡逻，值班船应急反应时间为 0.5h。

(3) 中国石油海上应急救援响应中心曹妃甸救援站溢油应急力量位于河北省曹妃甸区，该救援站与本项目距离较近，直线距离约 12.75km，应急响应时间为 1.5h（包含人员动员、陆地运输、设备装车装船、布设围油栏等时间 1 小时，平均船舶航行时间约 0.5 小时）。

(4) 中国石油海上应急救援响应中心大港救援站溢油应急力量位于天津市大港区，该救援站距离本项目直线距离约 82.1km，应急响应时间为 5h（包含人员动员、陆地运输、设备装车装船、布设围油栏等时间 1.5h，平均船舶航行时间约 3.5h）。

针对周围敏感区域，溢油应急应作好充分准备，本项目一旦发生溢油事故，立即启动应急程序，迅速实施溢油措施，尽可能保护敏感区域，降低损失。

8.2.5 海上溢油的处理

如果发生溢油事故，在大风和落潮流作用下，极易污染海洋。开阔水域大面积清除溢油一般采用船拖带围油栏作业，一般采取三种方案清除溢油：

(1) 双船作业“J”型拖带清油

工作船处于“J”型排列围油栏的凹形底部，将一收油机或收油网放在围油栏凹形底部收油。另一拖船拖带导引围油栏，已增大扫油宽度。

工作船：负责围油栏的收放操作，要有足够的甲板空间放置围油栏；配有浮动油囊存储回收油；需有一吊车收放收油机。

拖船：拖带导引围油栏。

(2) 三船作业“U”型拖带清油

两条拖船拖带围油栏成“U”形，一工作船将一收油机放在围油栏凹形底部收油。也可将一收油网放在围油栏凹形底部收油。

(3) 三船作业“V”型拖带清油

两条拖船拖带围油栏成 V 形，浮油回收船在 V 型底部收油。

海上溢油的处理效果，除溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质及其季节变化也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当地调用合适的应急力量参与应急响应行动。

冀东油田按照不同溢油种类、海域、岸滩环境等特点分别可采取下列溢油处理方式：

①柴油、机油：由于柴油和机油的轻质性质，对它们的有效回收困难更大，但是可以充分利用其易于自然挥发和自然降解的物理特性，在最终确定难以再实施机械回收时最好令其自然挥发和自然降解，还可以利用船只穿行其间加速其挥发和降解。若使用溢油分散剂，则应采用经检验合格的消油剂。

②原油：对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，溢油回收现场责任人应随时保持与胜利石油管理局溢油应急指挥中心的联系。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用经检验合格的消油剂。

8.2.6 溢油应急保障

冀东油田公司生产开发过程的应急通信、应急队伍及应急培训、演练等均已纳入冀东油田公司的溢油应急保障系统。

(1) 应急通信

冀东油田公司已建立应急人员通信联系网络。如通讯网络发生故障，造成公司有线通讯电话全部中断，由公司应急办公室负责协调相关通讯业务单位，进行通信网络恢复工作；同时启用各单位、部门自备无线电台网络及其它通讯工具、设备；特殊情况下，由人工方式进行信息直接传递。部分单位出现程控通讯网络

故障时，由各单位负责协调处理。

(2) 应急队伍

①冀东油田分公司的应急救援队伍分成海上和陆上两部分，本计划所涉及的应急队伍主要包括海上部分，即针对溢油事故。人工岛一旦出现事故，需海上和陆上互相协作，共同应对。专职应急队伍以中国石油海上应急救援响应中心曹妃甸救援站为主体，井下作业应急抢险中心配备的专职抢险队伍，主要分布在中国石油海上应急救援响应中心曹妃甸救援站、南堡油田作业区。

②冀东油田分公司各海上生产部结合自身实际，组建相应的兼职应急抢险小分队，重点做好溢油应急处置工作。兼职抢险队伍是由来自于井下作业应急抢险中心的兼职抢险队伍和冀东油田南堡油田作业区的工作人员以及消防、医疗等其他协议救援单位为辅助力量的应急救援队伍体系构成。主要分布在南堡油田作业区周围。

③冀东油田分公司各应急队伍要定期开展应急能力培训和演练，不断提高队伍应急能力。

④冀东油田分公司应急队伍不能满足应急需求时，由应急领导小组请求地方公安、部队等救援力量开展应急救援和处置工作。

(3) 应急培训

冀东油田公司南堡海域开发作业涉及的所有人员和承包商、分包商都要接受公司内部的与溢油应急有关的培训，主要包括：

- ①中石油冀东油田公司突发事件总体应急预案；
- ②中国石油冀东油田公司井喷突发事件专项应急预案；
- ③海上设施防火、防爆基本知识和对策培训；
- ④海上设施防污染基本知识和对策培训；
- ⑤井控作业人员应接受“井控技术”培训，四年进行一次复习性培训。

(4) 应急演练

冀东油田海上石油生产作业过程中进行的应急演练要求：

- ①人工岛现场演习的总指挥由人工岛经理担任；
- ②人工岛及井场正常生产期间演习的最大间隔周期不应超过 7 天，各类演习应交替进行，演习训练安排要保证所有人员至少每月参加一次。公司应每两年组织一次综合性二级应急演练。

与溢油有关的演习周期要求如下：

消防演习每倒班期至少进行一次；

溢油应急演习每年举行一次；

井控应急（防喷器操作）演习应每周进行一次。

综述，根据项目周边可协调的应急资源而言，本项目周边现有的溢油应急能力可满足应急处理要求，溢油风险是可控的。

8.2.7 应急预案的衔接和联动

本项目应急预案的内容，应当与唐山市海上溢油事件应急处置预案保持衔接。工程发生溢油事故后，应当按照应急预案的要求，立即成立项目应急指挥中心。应急指挥中心总指挥根据事故发生级别，向唐山市人民政府应急指挥中心办公室、唐山市海洋和环境主管部门报告，请求启动《唐山市海上溢油事件应急处置预案》，并根据事态的发展情况，1 小时内做好上报工作。事故信息报告应当包括：事故发生单位概况；事故发生的时间、地点以及事故性质情况；事故的简要经过；事故已经造成或者可能造成的伤亡人数（包括下落不明的人数）和初步估计的直接经济损失；已采取的措施；其它应当报告的情况。

在本项目后期推进的过程中，本项目的应急预案应与主管海事和环保部门的应急预案进行衔接，列入海事和环保部门联系方式。当污染事故发生时，公司有关人员应迅速将准确的事故信息上报至唐山海事局和环保部门，并根据海事和环保部门的指示，按照制定好的应急预案开展应急清污行动。当本公司的应急力量不足时，必要时应请求海事和环保部门统一调配周边应急力量，共同完成事故风险控制工作。

（1）I级、II级应急响应行动

当出现特别重大、重大溢油事故时，市指挥部立即启动相应的应急响应，做好先期处置工作，并在第一时间向省有关应急处置机构报告情况，要求国家或山东省启动相应的应急响应，同时密切监测、监视溢油发展变化情况。

（2）III级应急响应行动

当出现较大溢油事故时，唐山市指挥部启动III级应急响应。唐山市指挥部主要领导主持溢油事故情况会商，相关成员单位参加，部署溢油处置工作。加强值班，密切监测、监视溢油变化情况，根据预案做好溢油处置工作，及时将溢油情况上报省有关应急处置机构，视情请求启动省应急响应。

(3) IV级应急响应行动

当出现一般溢油事故时，唐山市指挥部视情启动IV级应急响应行动。唐山市指挥部主持溢油事故情况会商，研究应对措施，提出有关工作意见，并及时向省有关应急处置机构报告。溢油事故发生地县（区）指挥机构要启动相应的应急响应，组织本级人员会商，研究应对措施，根据预案做好溢油处置工作，并及时将有关情况报市溢油应急中心。

9 环境风险结论

9.1.1 项目危险因素

本工程环境风险最大可信事故主要有管线泄漏事故、生产设施火灾爆炸事故以及地质性溢油事故。

9.1.2 环境敏感性及事故环境影响

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018), 本项目环境风险潜势等级为I, 则风险评价工作等级为简单分析。

本项目现状为陆域土地, 无陆域环境保护目标, 无溢油入海可能, 对周边海洋环境基本无影响。风险评价等级为简单分析, 项目管道防腐保温层采用常温型加强级三层 PE 防腐层+硬质聚氨酯泡沫保温层+高密度聚乙烯塑料保护层的防腐保温结构, 发生泄漏概率低, 对地下水影响较小, 不会有污染物排海, 对海洋基本无影响。

9.1.3 环境风险防范措施和应急预案

本项目在设计阶段、施工阶段、运行阶段都采取了各种风险事故防范措施, 本项目建成后, 生产运行单位为应重视突发事件应急管理工作, 将应急管理工作作为生产运行过程的重要环节。编制突发环境事件应急预案, 建立应急管理组织机构, 推进维抢修技术与队伍的建设, 落实各项应急物资和资源。

9.1.4 环境风险评价结论与建议

冀东油田现已建立了较完善的环境风险防范措施、风险事故监测和应急管控体系, 本项目建设在依托冀东油田防范应急体系的基础上进一步加强事故防范措施和管理, 风险防范重点是防止事故污染物进入海洋环境。本工程在采取针对性的防范措施, 实施风险应急预案的联动响应前提下, 可将环境风险影响降低至可接受水平。

现有应急预案及溢油应急计划将油田整体统一考虑, 本工程不需要新增溢油应急设备。建议建设单位结合本报告中的应急处置要求在《应急计划》中加强各级应急预案的联动, 定期进行环境风险评估。基于本次环境风险评价内容, 建设项目环境风险简单分析内容汇总见表 9.1-1。

综上所述，本项目环境风险是可控的。

表 9.1-1 建设项目环境风险简要分析内容表

| | | | |
|-------------|---|-----|-----------------|
| 建设项目名称 | 南堡油田南堡 2 号构造中浅层油藏滚动开发项目 | | |
| 建设地点 | 河北省 | 唐山市 | 南堡油田 NP2-3LP 井场 |
| 地理坐标 | 118° 23' 50" 东, 38° 59' 00" 北 | | |
| 主要危险物质及分布 | 主要危险物质为原油、天然气，原油、天然气存在于井场生产设施、井场单井管线、配套集油管线内 | | |
| 环境影响途径及危害后果 | 油气泄漏事故可能会对大气、地下水及土壤环境造成影响；油气泄漏导致火灾产生的伴生/次生污染物，会对大气环境造成影响。 | | |
| 风险防范措施要求 | 在项目实施过程中，建设单位需严格落实本报告提出的各类风险防范措施，并严格按照应急预案的要求执行。 | | |
| 填表说明：无 | | | |