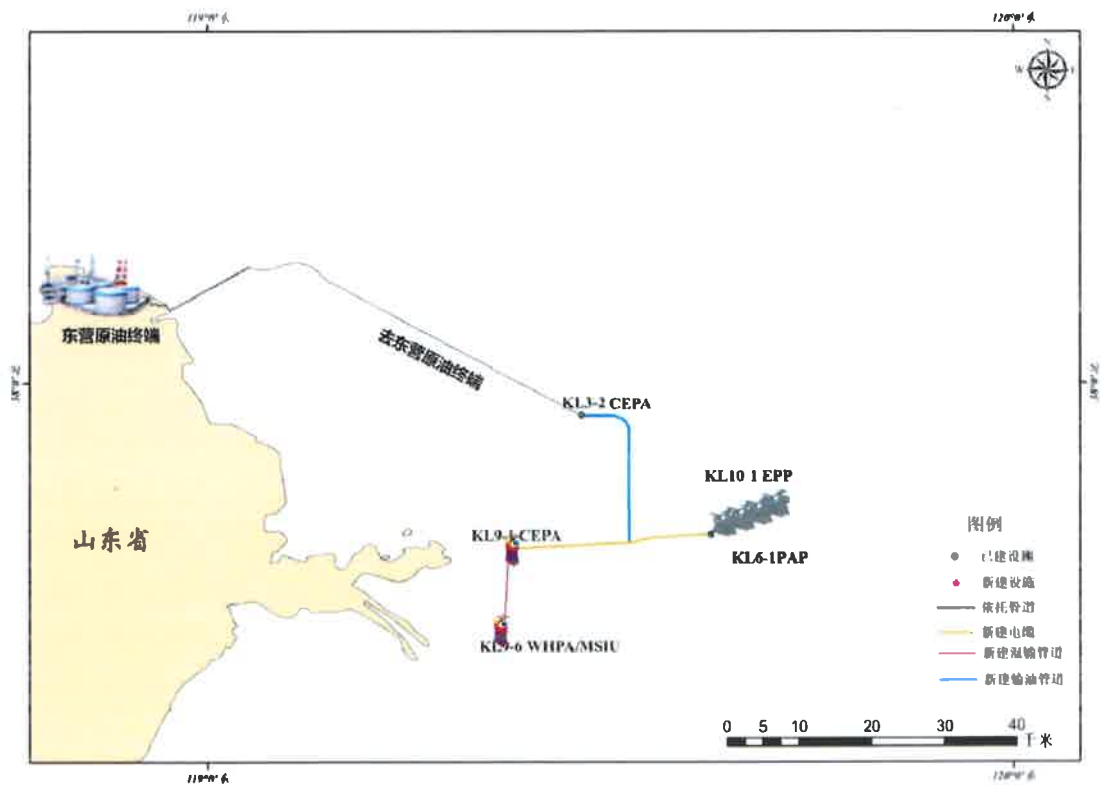


垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程

环境影响报告书



中海油研究总院有限责任公司

北京

二〇二五年五月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	23ev5t		
建设项目名称	垦利9-1油田及垦利9-5/6油田开发工程		
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	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人（签章）	阎洪涛		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	朱梦影、孙红栋		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
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
郭静	12351143505110277	BH023440	郭静
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
郭良波	海洋生态环境影响预测与评价、环境 经济效益分析	BH023449	郭良波
齐莎莎	环境影响回顾性分析	BH008674	齐莎莎
陈星	海洋生态环境风险评价	BH023446	陈星
闫文娟	环境保护对策措施及其合理性分析	BH013990	闫文娟

蔡迎雪	工程区域环境概况	BH051361	蔡迎雪
黄必桂	工程区域环境概况	BH024925	黄必桂
郭静	概述、总论、工程概况与工程分析、 环境影响评价结论	BH023440	郭静
蔡明君	海洋生态环境现状调查与评价	BH051360	蔡明君
吴迪	清洁生产分析与总量控制、环境管理 与监测计划	BH023436	吴迪



总 目 录

1 概述	1
1.1 工程项目特点	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 主要环境问题及环境影响	3
1.4 环境影响评价主要结论	6
2 总论	7
2.1 评价依据	7
2.2 评价标准	12
2.3 环境敏感目标与环境保护目标	14
2.4 评价内容	15
2.5 评价重点	15
2.6 评价工作等级	16
2.7 评价范围	17
3 工程概况与工程分析	19
3.1 建设项目基本情况	19
3.2 项目开发方案概述	25
3.3 占用红线的不可避让	27
3.4 新建项目组成	35
3.5 依托设施校核和改造	54
3.6 海上施工和建设方案	60
3.7 海上生产阶段工艺流程	71
3.8 产污环节与污染物分析	80
3.9 污染源强核算	82
3.10 环境影响因素识别与评价因子筛选	98
4 工程区域环境概况	101
4.1 区域自然环境概况	101
4.2 国土空间规划及相关规划符合性	109
4.3 工程周围环境敏感目标分布	133
5 海洋生态环境现状调查与评价	150
5.1 海洋生态环境现状调查概况	150
5.2 海水水质现状调查与评价	161
5.3 海洋沉积物现状调查与评价	164
5.4 海洋生态现状调查与评价	166
5.5 生物质量调查与评价	177
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	182



6 环境影响回顾性分析	197
6.1 现有工程回顾	198
6.2 相关环评批复及落实情况	200
6.3 环境保护设施运行情况	206
6.4 溢油事故回顾	209
6.5 海洋环境质量回顾	209
6.6 环境影响回顾性分析结论	225
7 海洋生态环境影响预测与评价	226
7.1 海洋生态环境影响预测	226
7.2 海水水质环境影响评价	250
7.3 海洋沉积物环境影响评价	252
7.4 海洋生态影响预测与评价	253
7.5 海洋生物资源损失评估	254
7.6 环境敏感目标影响分析	263
7.7 水文动力影响分析	265
7.8 冲淤环境影响分析	266
7.9 小结	266
8 海洋生态环境风险评价	268
8.1 风险评价概述	268
8.2 风险调查	269
8.3 评价等级及评价范围	271
8.4 风险识别	275
8.5 风险事故情形分析	278
8.6 地质性溢油风险分析及防范措施	283
8.7 浅层气风险分析及防范措施	295
8.8 溢油风险后果分析	307
8.9 环境风险防范措施及应急处置措施	317
8.10 评价结论与建议	340
9 清洁生产分析与总量控制	342
9.1 清洁生产分析	342
9.2 清洁生产措施	342
9.3 建设项目清洁生产评价	345
9.4 海上污染物排放总量控制方案与建议	349
10 环境保护对策措施及其合理性分析	350
10.1 建设阶段环境保护对策措施	350
10.2 生产阶段环境保护对策措施	353
10.3 海洋生态保护对策	367
10.4 环境保护对策措施一览表	371



10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	371
11 环境经济损益分析	376
11.1 环境保护设备及环保投资估算	376
11.2 环境保护投资比例分析	377
11.3 环境经济损益分析	377
12 环境管理与监测计划	381
12.1 环境管理	381
12.2 环境监测计划	385
13 环境影响评价结论	391
13.1 工程概况	391
13.2 工程分析	392
13.3 规划符合性分析结论	393
13.4 项目环境影响评估	395
13.5 环境影响回顾性分析	403
13.6 清洁生产和总量控制	403
13.7 环境保护对策措施	404
13.8 海洋生态保护措施	405
13.9 环境风险分析与评价结论	406
13.10 海洋生态环境保护特别措施	408
13.11 建设项目环境可行性结论	409
附表 环境质量现状调查与评价结果	411
附件 1 环评委托书	432
附件 2 东营市出具项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动认定意见	433
附件 3 山东省政府出具项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动认定意见	434
附件 4 山东省自然资源厅出具同意项目管缆占用东营黄河口生态国家级海洋特别保护区意见	435
附件 5 保护区主管部门出具项目建设认定意见	436
附件 6 相关工程环评批复	438
附件 7 相关工程竣工验收批复	448
附件 8: 危废处理合同和经营许可证	452
附件 9: 建设项目海洋生态环境影响评价自查表	456



1 概述

1.1 工程项目特点

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田位于渤海中部以南海域。垦利 9-5/6 油田北距垦利 9-1 油田约 12km，东距垦利 16-1 油田约 14km，西距垦东人工岛约 7km，距岸最近距离约 8.7km，油田范围内平均水深约 9.5m。垦利 9-1 油田北距垦利 3-2 油田约 20km，东距垦利 10-1 油田约 22km。油田范围内平均水深 11.2m。垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，属于保障国家油气安全供应的重大项目。项目依托现有设施进行开发，新建 1 座热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU，两平台栈桥连接；新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆分别为：1 条 KL9-6WHPA 平台至 KL9-1CEPA 平台 11.3km 的海底管道；1 条 KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台 34.5km 的海底管道；1 条 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 的海底电缆；1 条 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6 WHPA 平台 11.3km 的海底电缆。

KL9-6WHPA 平台各热采井物流进行放喷、计量及油气水三相分离后，分离出的伴生气在注热期间通过栈桥去往 MSIU 平台燃料气系统处理后用作锅炉燃料，非注热期间通过压缩机增压后外输；分离出的生产水经旋流除砂后，通过外输掺水泵打入外输海管；分离出的含水原油通过海管外输至 KL9-1 CEPA 平台作进一步处理，与 KL9-1 CEPA 平台的物流一起处理为合格原油后通过新铺海管输送至 KL3-2 CEPA 平台，越站输送至东营原油终端。KL9-1CEPA 平台分离出的伴生气主要作为燃料气使用；分离出的含油生产水经生产水和注水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。电力依托渤中、垦利岸电工程；通过新铺 2 条海缆由 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力。同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，与岸电组网运行。

项目工程总投资为 23.7032×10^8 元，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程计划于 2025 年投产，垦利 9-1 油田开发工程高峰年产油量 $79.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 $39.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。



1.2 环境影响评价工作过程

受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托（见本报告书附件 1），中海油研究总院有限责任公司承担并完成“垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程”的环境影响评价工作。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本项目属于“五十四、海洋工程，147 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，新区块油气开发及其附属工程”，应该编制环境影响评价报告书。

在环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在“中国自然资源报”网站上开展了“垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响评价”第一次公示。同时，开展了资料收集、以及相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复的依托设施相关环评文件等。

通过对垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的工程资料分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目国土空间规划及相关规划符合性进行了分析。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），本项目海洋生态环境影响评价工作等级为 1 级，项目距岸最近距离约 8.7km，属于沿岸海域，本项目海洋生态环境需开展春秋两季调查。本项目委托国家海洋局北海环境监测中心围绕垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程周围海域开展了春、秋两季海洋生态环境现状调查与评价工作；委托中国水产科学研究院黄海水产研究所开展了春、秋两季渔业资源调查与评价工作。

根据本项目工程分析和海洋生态环境现状调查与评价结果，开展了本项目的海洋生态环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及海洋生态环境影响预测与评价结论，本项目开展了清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境风险分析与评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书》的编制。

《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书》完成编制后，



建设单位组织国内海洋工程类相关领域专家对本报告书开展了预审工作，环评单位根据专家预审意见对本报告书进行修改完善后形成征求意见稿。分别在中国自然资源报和中国自然资源报网站开展了“垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响评价”第二次公示，征求与本项目环境影响有关的意见。

建设单位向生态环境主管部门报送《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书》前，在“中国自然资源报”网站上开展了第三次公示，公示内容包括《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书》全文和“垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响评价公众参与说明”。本项目完成三次公示后，将完善的《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书》上报至生态环境部。

1.3 主要环境问题及环境影响

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程位于渤海中部以南海域，本项目评价范围内有黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线、山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）、山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等重要敏感区；银鲳、白姑鱼、鲈鱼等多个产卵场、鳀鱼、带鱼等多个索饵场、鲈鱼越冬场、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等一般敏感区。

本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，以及三疣梭子蟹、鳀鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场；新建平台位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，新铺管缆部分穿越东营黄河口生态国家级海洋特别保护区；新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区，新建平台距离最近的海洋生态保护红线区为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km，新建 KL9-1CEPA 平台距离最近约 1.5km，新铺管缆距离最近约 0.6km；新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近距离约 2.6km，距离周围其他环境敏感目标均在 3.0km 以上。因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管道和海底电缆不可避免占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，项目不占用海洋生态保护红线核心区，通



过管缆路由方案比选，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。项目管缆建设共占用海洋生态保护红线长度 14.2km，面积共计约 57.2202hm²，均为新增用海。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）》和《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》（鲁自然资发〔2023〕1 号），建设单位编制完成了《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。东营市组织有关专家和相关部门、单位召开专家论证会，认为该项目管线不可避免占用生态保护红线，且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，原则同意通过论证。2023 年 12 月 25 日东营市人民政府向省政府呈报关于该项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见（详见附件 2），2024 年 6 月 4 日山东省自然资源厅会同省生态环境厅、省能源局、省海洋局等省有关部门进行了审查，经审查，该项目符合《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，属于《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）规定的生态保护红线内允许有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动”的情形。并于 2024 年 6 月 7 日，获得山东省人民政府关于项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见。（详见附件 3）。

建设单位编制完成了《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告》，并于 2024 年 5 月通过山东省自然资源厅评审。山东省自然资源厅同意项目管缆占用东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（详见附件 4）。同时项目开发建设已征求保护区主管部门东营市垦利区海洋发展和渔业局的意见，意见认为该项目属于“强化有限人为活动管控”中的“有限人为活动涉及新增用地用海用岛审批的情形”，为保障国家能源安全，原则同意该项目建设”。（详见附件 5）。

本项目建设阶段排放的主要污染物为非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/



缆挖沟埋设搅起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；生产阶段产生的主要污染物为含油生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对环境造成影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地进行处理。其它污染物（生活污水等）排放量相对较小，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。根据预测结果，建设阶段非钻井油层水基钻井液/钻屑排放对周边海域的最大影响范围为 0.7km，海管/缆挖沟埋设产生的悬浮物对周边海域的最大影响范围为 0.72km，正常生产阶段新建平台达标排放的生活污水，其最大影响范围在平台周围 30m 之内，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。各类污染物排放对周边海域的最大影响不超过 0.72km。项目建设阶段会对周边海洋生态保护红线区和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等环境敏感目标产生短期不利影响。项目正常生产阶段对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区影响轻微，不会对距离 1.3km 外的海洋生态红线造成影响。鉴于项目新建设施全部或部分穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，位于上述产卵场的海底管道/电缆挖沟作业和非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开其产卵盛期 5 月~6 月和 10 月。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告》（自然资源部第一海洋研究所，2024 年 5 月）评价结论，项目建设会造成保护区内生物资源的损失，但整体上不会引起生物群落结构的改变。项目建设不会造成自然景观的破碎化，不会破坏保护区现有的景观生态完整性。本项目油气泄漏环境风险可防、可控。不会造成保护区生境破碎化，对油田特征污染物的累积效应不明显，不会对保护区产生明显的累积生态影响。在避开重要渔业生物的产卵期（主要集中在 5~6 月和 10 月）施工的情况下，施工产生的悬浮物对产卵场的影响相对较小，不会引起生态系统整体结构和生物群落组成的改变，随着时间的推移，受损的生物资源可逐步恢复至现有生物量水平，可初步判断项目建设对黄河口产卵场和索饵场的影响及鱼虾蟹类和贝类等重要物种的影响是可接受的。



1.4 环境影响评价主要结论

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，且已在国家能源局备案，项目是保障国家油气安全供应的重点项目，项目开发符合国家产业政策要求。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

项目开发方案中较为充分地考虑了该开发工程可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；本项目的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

项目附近海域主要的环境敏感目标有海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区，以及重要渔业水域等。在海上施工阶段主要污染物是钻完井作业产生的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。油层段水基钻井液、钻屑运回陆地处理，不排海。位于产卵场内的海管/缆挖沟作业和非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开产卵盛期 5~6 月和 10 月。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，需采取有效的生态保护措施和减缓影响的措施。本项目施工及运行阶段存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对海洋生态和环境造成严重危害后果，需采取具有针对性的风险防范措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。



2 总论

2.1 评价依据

本环境影响报告书主要根据垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程设计文件，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求而编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律依据

- 《中华人民共和国环境保护法》（2014 年 4 月 24 日修订，2015 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2023 年 10 月 24 日修订，2024 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日修正）
- 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修正）
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 修正，2018 年 10 月 26 日起施行）
- 《中华人民共和国水污染防治法》（2017 年 6 月 27 日修正，2018 年 1 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 4 月 29 日修订，2020 年 9 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修改，2012 年 7 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2021 年 4 月 29 日修订，2021 年 9 月 1 日起施行）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令第 687 号，2017 年 10 月 7 日修改）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院令第 698 号，



2018 年 3 月 19 日修订)

- 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院令第 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）
- 《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号，2015 年 8 月 20 日发布）
- 《国务院关于印发中国水生生物资源养护行动纲要的通知》（国发〔2006〕9 号，2006 年 2 月 27 日发布）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院发布，1983 年 12 月 29 日起施行）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部令第 64 号修改，2016 年 1 月 8 日起施行）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院令第 27 号，1989 年 3 月 1 日起施行）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部令第 24 号，2004 年 3 月 1 日起施行）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局第 3 号，1992 年 8 月 26 日起施行）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部，2025 年 1 月 1 日施行）
- 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日起施行）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第 4 号，2018 年 4 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日起施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日起施行）
- 《国家海洋局关于修改<关于颁发《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》



的通知>等 3 份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局公告，2015 年 11 月 23 日公布）

- 《国家海洋局关于印发<海洋工程环境影响评价管理规定>的通知》（国海规范〔2017〕7 号，2017 年 4 月 27 日起施行）
- 《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27 号）
- 《关于印发<沿海海域船舶排污设备铅封管理规定>的通知》（交海发〔2017〕165 号，2007 年 5 月 1 日起实施）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》（交通运输部令 2017 年第 15 号，2017 年 5 月 23 日起施行）
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168 号，2018 年 11 月 30 日发布）
- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（中华人民共和国交通运输部令 2021 年第 24 号，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日公布）
- 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号，2013 年 8 月 5 号发布）
- 《水生生物增殖放流管理规定》（中华人民共和国农业部令第 20 号，2009 年 5 月 1 日施行）
- 《渤海生物资源养护规定》（2010 年修订）（农业部令 2010 年第 11 号修订，2010 年 11 月 26 日第二次修订）
- 《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》（农渔发〔2022〕1 号，2022 年 1 月 13 日实施）
- 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号）
- 《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）
- 《关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用



地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号）（自然资源部，2022.10.14）

- 《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》（鲁自然资发〔2023〕 1 号）
- 《国家公园管理暂行办法》（林保发〔2022〕64 号）

2.1.3 技术导则及规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019）

2.1.4 基础资料

- 垦利 9-1 油田开发工程基本设计简缩本（2023.11）
- 垦利 9-5/6 油田开发工程基本设计简缩本（2023.8）
- 垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告（2024.5）
- 垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告（2024.5）
- 垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书（报批稿）
- 垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）
- 垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书（报批稿）
- 渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书（报批稿）
- 国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复（国海环字[2013]268 号）
- 国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复（国海环字[2014]111 号）
- 生态环境部关于垦利 10-1 油田 47 口调整井工程环境影响报告表的批复（环



审[2020] 114 号)

- 国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复 (国海环字[2015]65 号)
- 国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函 (国海环字[2015]624 号)
- 生态环境部关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书的批复 (环审[2021] 73 号)
- 生态环境部关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的函 (环验[2023]5 号)
- 生态环境部关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书的批复 (环审[2022]9 号)
- 中海石油 (中国) 有限公司天津分公司关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的通知 (中海油津安[2025]55 号)

2.1.5 其他依据

- 《关于垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环评委托书》 (2022.6)
- 《全国海洋主体功能区规划》 (2015.8.1)
- 《山东省国土空间规划 (2021-2035 年)》
- 《山东省黄河流域国土空间规划 (2021-2035 年)》
- 《山东省国土空间生态修复规划 (2021-2035 年)》
- 《东营市国土空间规划 (2021-2035 年)》
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《“十四五”现代能源体系规划》
- 《山东省能源发展“十四五”规划》
- 《黄河口国家公园设立方案 (简版)》



- 《黄河口国家公园范围和分区论证报告》
- 《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）
- 《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程现状调查站位部分位于《东营市国土空间规划》内，执行国土空间规划内相应标准要求。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目位于《东营市国土空间规划》之外的站位，执行现状标准。具体环境质量标准见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的海洋环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	海水水质标准 (GB3097-1997)	执行所在国土空间规划及维持现状的相应标准	海水水质质量现状评价
	渔业水质标准 (GB11607-89)		
沉积物	海洋沉积物质量标准 (GB18668-2002)		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	海洋生物质量标准 (GB18421-2001)	-	海洋贝类生物质量现状评价（双壳类）
	环境影响评价技术导则 海洋生态环境 (HJ1409-2025)		海洋生物质量评价（软体类、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除铬外）

2.2.2 污染物排放标准

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程位于渤海中部以南海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本项目所在海域属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），本项目所在海域属于一级海区。作业船舶执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》、《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018），另外，本项目属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区沿海控制区，作业船舶应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》中的相关要求。



本项目在建设和生产过程中所产生的相关污染物的处置与排放标准见表 2.2-2。

表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油生产水	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级(GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 ≥100000mg/L	生产阶段产生的含油生产水经处理达到注水水质标准后回注地层
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)	一级	石油类≤20mg/L (月平均) 石油类≤30mg/L (一次容许值)	
	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法(SY/T 5329-2022)	储层空气渗透率 (≥0.05~<0.5) μm ²	含油量≤15 mg/L, 悬浮固体含量≤20mg/L, 悬浮物颗粒直径中值≤5um	
钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级(GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 ≥30000mg/L	钻井作业过程中排放的钻井液、钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)	一级	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液 Hg≤1mg/kg; Cd≤3mg/kg	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)	一级	COD≤300mg/L	海上钻井及生产阶段生活污水的排放
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生产垃圾的处置
生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生活垃圾的处置
船舶含油污水	沿海海域船舶排污设备铅封管理规定	/	全部运回陆地交有资质单位处理	建设/生产作业船舶含油污水
船舶生活污水	船舶水污染物排放控制标准(GB3552-2018)	/	BOD ₅ ≤50mg/L SS≤150mg/L 耐热大肠菌群数≤2500 个/L	2012 年 1 月 1 日前安装(含更换)生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸 3 海里以内(含)生活污水排放
		/	BOD ₅ ≤25mg/L SS≤35mg/L 耐热大肠菌群数≤1000 个/L COD _{Cr} ≤125mg/L pH:6~8.5 总氯(总余氯) <0.5 mg/L	2012 年 1 月 1 日及以后安装(含更换)生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸 3 海里以内(含)生活污水排放
		/	使用设备打碎固形物和消毒后排放; 船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	3 海里 < 距岸最近距离 ≤12 海里的海域内建设/生产作业船舶生活污水排放



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
船舶垃圾		/	船速不低于 4 节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	距岸最近距离>12 海里海域的建设/生产作业船舶生活污水排放
		/	禁止排海,收集并排入接收设施	金属、塑料废料等、生活废弃物等
			在距最近陆地 3 海里以内(含)的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地 3 海里至 12 海里(含)的海域,粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放;在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	食品废弃物
船舶大气污染物	船舶大气污染物排放控制区实施方案	/	使用含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油	作业船舶产生的大气污染物

2.3 环境敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程位于渤海中部以南海域,本项目评价范围内有黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线、山东黄河三角洲国家级自然保护区(南部区域)、山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等重要敏感区;银鲳、白姑鱼、鲈鱼等多个产卵场、鳀鱼、带鱼等多个索饵场、鲈鱼越冬场、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等一般敏感区。

新建平台位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区,新铺管缆部分穿越东营黄河口生态国家级海洋特别保护区;新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区,新建平台距离最近的海洋生态保护红线区为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区,新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km,新建 KL9-1CEPA 平台距离最近约 1.5km,新铺管缆距离最近约 0.6km。

本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场,以及三疣梭子蟹、鳀鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场;新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近距离约 2.6km;距离周围其他环境敏感目标均在



3.0km 以上。

工程海域附近主要环境敏感目标具体描述详见报告书“第四篇 工程区域环境概况 4.3 节”中内容。

2.3.2 环境保护目标

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程海上建设阶段和正常生产过程中的环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物质量、海洋生态和项目所在海域的蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场、三疣梭子蟹、带鱼和鳀鱼索饵场，鲈鱼越冬场，黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域海洋生态保护红线和东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等环境敏感目标。潜在油气泄漏事故对周围环境敏感目标的影响评价详见报告书“第八篇 海洋生态环境风险评价”篇章。

2.4 评价内容

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程为全海式工程，新建平台为导管架结构，导管架桩腿间距较大，透水性良好，对水文动力、地形地貌与冲淤环境影响轻微；新铺海底管道/电缆全程挖沟铺设，仅在铺管/缆过程中对地形地貌会有短暂影响，管/缆铺设完成后埋设于海底 1.5m 及以下，不会对水文动力、地形地貌与冲淤环境造成影响。因此本次主要对海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境进行影响评价。

根据环境影响识别和环境影响评价技术导则的要求，确定本次环境影响评价的评价内容主要为：海上建设阶段和正常生产过程中产生的污染物（主要是非钻井油层钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设搅起的悬浮物、新建平台生活污水、浓盐水排放等）对海水水质、沉积物和海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海洋生态环境和环境敏感目标的影响评价。

2.5 评价重点

根据垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定本次环境影响评价的评价重点包括：

- 钻完井作业期间排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑对工程周围海水水质、



沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；

- 海底管道/电缆挖沟搅起的悬浮物对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；
- 建设阶段和正常生产阶段对环境敏感目标的影响分析；
- 环境影响回顾性分析与评价；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 溢油事故对工程设施周围海域的海洋生态环境以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油风险事故防范对策、防控特别措施及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），海洋油气开发及其附属工程环境影响评价等级主要根据废水排放量、泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度来确定。

本项目新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台均有生活污水排放，生活污水为 B 类污染物，最大排放量均为 50.4m³/d，MSIU 平台有浓盐水排放，浓盐水为 C 类污染物，最大排放量为 3840m³/d；本项目泥浆及钻屑最大排放量（含预留井槽）为 35916m³；本项目挖沟埋设管缆总长度约 79.2km。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）中对评价工作等级的判据，分别判定评价等级，取其最高等级作为建设项目评价等级。根据表 2.6-1 确定本项目海洋生态环境评价等级应为 2 级。且本项目新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区，按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）要求，评价等级应提高一级，最终确定本项目海洋生态环境评价等级为 1 级。

表 2.6-1 海洋生态环境影响评价等级判定表

判定依据		本项目排放量	评价等级判据	评价等级
废水排放量 Q (m ³ /d)	含 B 类污染物	100.8	$Q < 5 \times 10^4$	3
	含 C 类污染物	3840	$Q < 50 \times 10^4$	3
泥浆及钻屑排放量 Q (m ³)		35916	$Q < 5 \times 10^4$	3
挖沟埋设管缆总长度 L (km)		79.2	$60 \leq L < 100$	2

鉴于本项目在建设、生产过程中存在潜在的溢油事故环境风险，参照《建



设项目环境风险评价技术导则》(HJ/T169-2018)和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025)，确定本项目的风险评价等级为二级，风险评价等级的确定详见报告书第八篇相关内容。

2.7 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025)的要求，海洋生态环境影响评价范围应覆盖建设项目整体实施后可能对海洋生态环境造成影响的范围。根据评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，确定评价范围。本项目所在海区主流向为 SSW-NNE，本项目海洋生态环境影响评价等级为 1 级，根据项目所在海区主流向以及工程设施所在位置，主流向方向约 63km，垂直于主流向方向约 50km 的矩形区域为项目的环境影响评价范围，评价范围为项目新建设施和依托设施外扩约 15km 海域，评价面积约为 3150km²。

本项目环境影响评价范围示意图见图 2.7-1，评价范围四至坐标见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围四至坐标

拐点坐标	经度(E)	纬度(N)
A	119° 22' 19.2"	38° 10' 37.2"
B	119° 52' 48"	37° 56' 52.8"
C	119° 38' 13.2"	37° 24' 39.6"
D	119° 7' 48.0"	37° 38' 24"

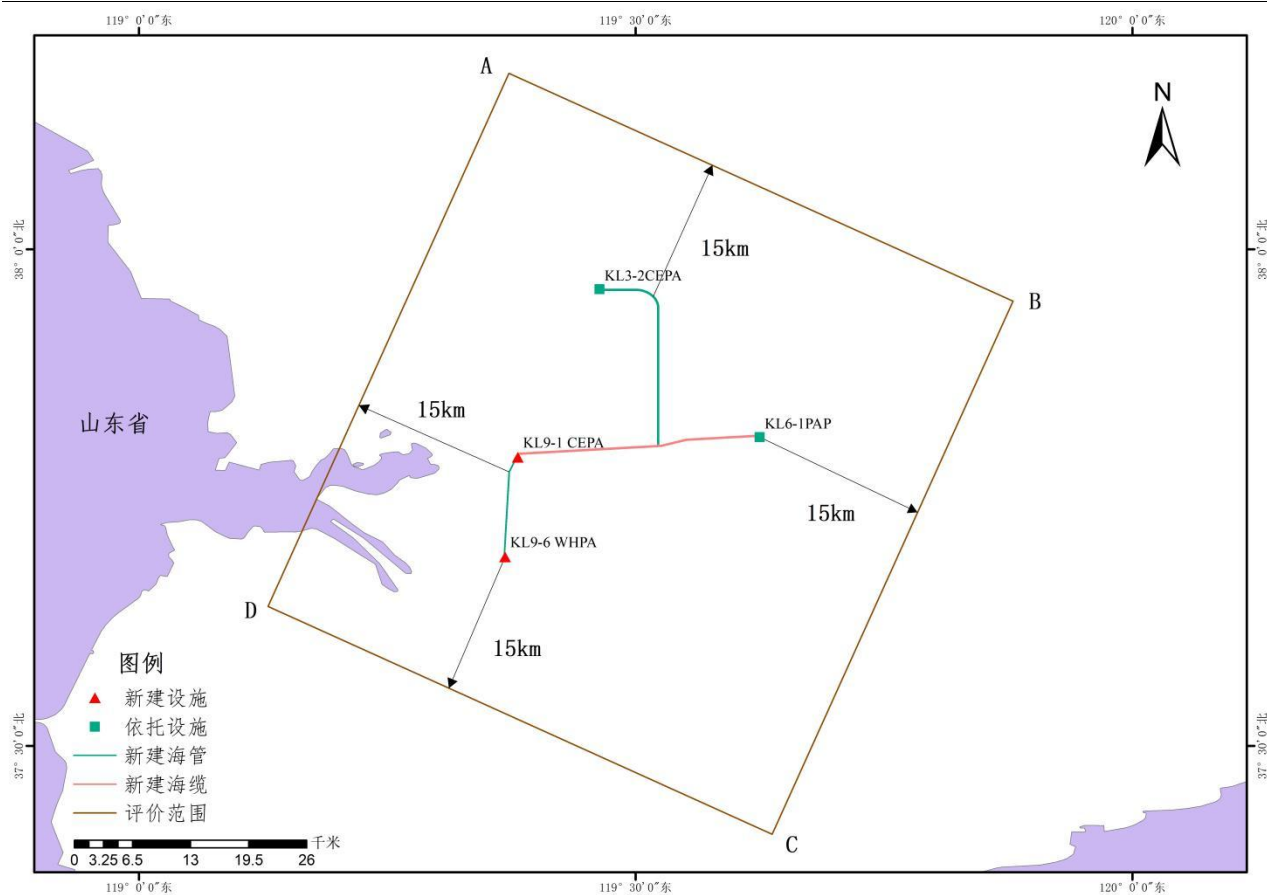


图 2.7-1 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程评价范围示意图



3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程，建设单位为中海石油(中国)有限公司天津分公司。项目属于新建海洋油（气）开发工程，项目依托现有工程设施进行开发，新建 1 座热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU，两平台栈桥连接；新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆。并对已建 KL3-2CEPA 平台进行适应性改造。垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程计划于 2025 年投产。

3.1.2 地理位置

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程位于渤海中部以南海域。垦利 9-5/6 油田北距垦利 9-1 油田约 12km，东距垦利 16-1 油田约 14km，西距垦东人工岛约 7km，距岸最近距离约 8.7km。油田范围内平均水深约 9.5m。

垦利 9-1 油田北距垦利 3-2 油田约 20km，东距垦利 10-1 油田约 22km。油田范围内平均水深 11.2m。项目地理位置见图 3.1-1，项目主要设施坐标见表 3.1-1。

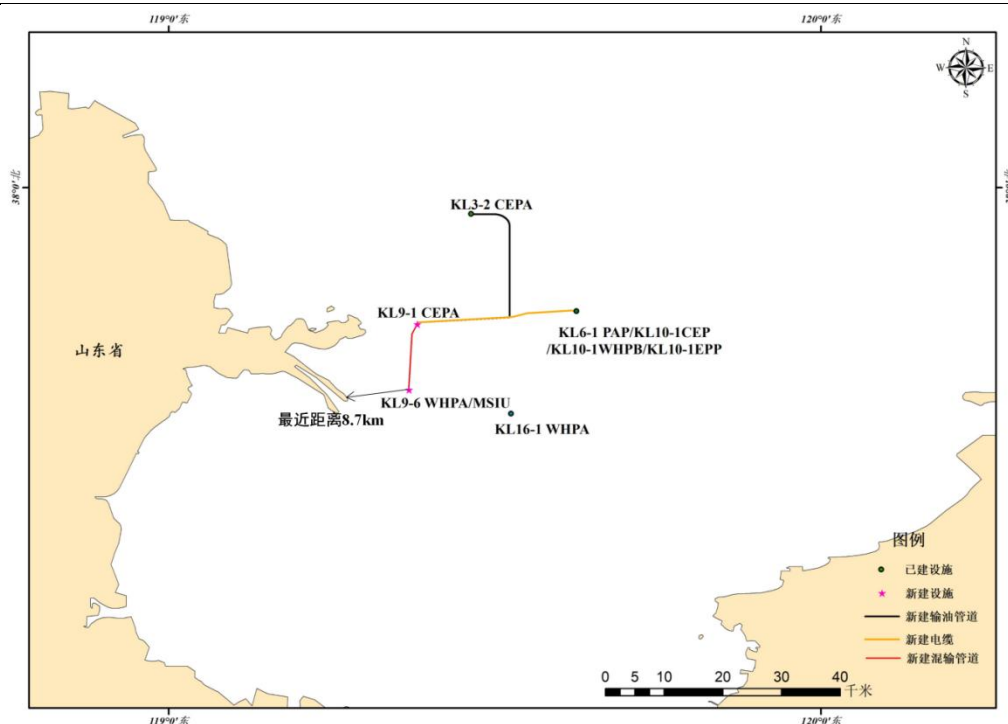


图 3.1-1 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程地理位置

表 3.1-1 项目主要设施坐标

主要设施名称	东经 E	北纬 N
新建 KL9-6 WHPA 平台	119°22'06.663"	37°41'25.578"
新建 KL9-1 CEPA 平台	119°22'52.755"	37°47'26.808"
租用 MSIU 平台	119°22'09.829"	37°41'25.140"

备注：新建 KL9-6WHPA/KL9-1CEPA 平台坐标为井槽几何中心、MSIU 为四腿中心，CGCS2000 坐标系

3.1.3 建设内容及规模

垦利 9-1 油田开发工程高峰年产油量 $79.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 $39.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目基础数据见表 3.1-2，建设内容如下：

表 3.1-2 项目基础数据

项目名称	垦利 9-1 油田	垦利 9-5/6 油田
最大年产油	$79.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2026 年）	$39.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2026 年）
最大年产水	$335.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2044 年）	$80.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2038 年）
最大年产液	$347.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2036 年）	$96.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2037 年）
最大年产气	$2200.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2026 年）	$428.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2030 年）
开发/工程方案	垦利 9-5/6 油田利用新建热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用自升式移动注热平台 MSIU 开发，注蒸汽开发，前七年采用蒸汽吞吐的开发方式，第八年开始转蒸汽驱的方式开发，均为电潜泵采油； 垦利 9-1 油田利用新建中心平台 KL9-1CEPA 开发，注水开发，电潜泵采油； 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程合格原油输送至东营原油终端储存外输。 生产水全部回注地层，无排放。	



新建设施	新建 1 座热采井口平台 KL9-6 WHPA, 租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU, 两平台栈桥连接; 新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。 新建 1 条 10"/16"长约 11.3km 从 KL9-6WHPA 平台至 KL9-1CEPA 平台的海底混输管道; 新建 1 条 10"/16"长约 34.5km 从 KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台的海底输油管道; 新建 1 条 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台长约 22.1km 的海底电缆; 新建 1 条 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6WHPA 平台长约 11.3km 的海底电缆。		
主要生产设施	新建 KL9-6WHPA 平台	租用 MSIU 平台	新建 KL9-1CEPA 平台
平台类型	热采井口平台	自升式移动注热平台	带井口中心平台
钻井方式	采用自升式钻井平台进行初期钻井及后期调整井作业, 采用修井机修井	-	采用自升式钻井平台进行初期钻井及后期调整井作业, 采用修井机修井
生活楼	80 人	-	80 人
甲板	上、中、下层甲板和工作甲板 (4 层)	-	上、中、下层甲板和工作甲板 (4 层)
井槽/井数	48 个井槽 (全部为单简单井) /48 口井	-	40 个井槽 (含 12 个单筒双井) /52 口井
先期开发井	先期开发 29 口井: 其中热采井 28 口, 水源井 1 口。蒸汽吞吐阶段: 吞吐井 (既采油又注汽) 28 口, 水源井 1 口; 蒸汽驱阶段: 采油井 18 口, 吞吐井 4 口, 注汽井 6 口, 水源井 1 口	-	先期开发 42 口井, 其中采油井 29 口 (后期 1 口转注)、注水井 12 口、水源井兼注水井 1 口
预留井	预留 19 口井	-	预留 10 口井
设施设计年限	20 年		30 年
供电形式	岸电供电, 同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机, 与岸电组网运行。		
工程总投资	23.7032×10 ⁸ 元		

3.1.4 生产物流特性

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程原油物性见表 3.1-3, 天然气组分见表 3.1-4。

表 3.1-3 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程原油物性

序号	项目		垦利 9-5/6 油田	垦利 9-1 油田 (明化镇:沙河镇=6.5:1)	垦利 9-1/9-5/6 油田 (KL9-6:KL9-1=2:3)
1	密度, kg/m ³	20℃	976.1	954.0	946.5
2		50℃	958.0	937.0	927.3
3	动力粘度, mPa.s	20℃	55946	10403	2183
4		50℃	2690	322	204.3



序号	项目	垦利 9-5/6 油田	垦利 9-1 油田 (明化镇:沙河镇=6.5:1)	垦利 9-1/9-5/6 油田 (KL9-6:KL9-1=2:3)
5	闭口闪点, °C	128	104	-
6	开口闪点, °C	152	-	-
7	凝点, °C	2	-9	-13
8	析蜡起始点, °C	21.3	11.36	25.7
9	析蜡高峰点, °C	-	3	7.1
10	含蜡量, w %	0.51	1.83	1.42
11	胶质, w %	21.35	19.23	18.78
12	沥青质, w %	1.75	1.70	0.95
13	含硫量, w %	0.400	0.33	0.328

表 3.1-4 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程天然气组分

油田	天 然 气 组 分 %										
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	硫化氢
垦利 9-5/6 油田	99.86	-	-	-	-	-	-	-	-	0.14	-
垦利 9-1 油田	99.03	0.58	0.06	-	-	-	-	-	0.23	0.10	-

3.1.5 生产预测数据

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程生产指标预测详见表 3.1-5 至表 3.1-7。

表 3.1-5 垦利 9-5/6 油田开发工程生产指标预测

日期	日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			
	油	水	液	气	油	水	液	气
2025	1169.9	376.2	1546.1	3509.6	24.6	7.9	32.5	73.7
2026	1081.0	437.2	1518.2	4890.8	39.5	16.0	55.4	178.5
2027	1036.3	685.3	1721.6	7412.6	37.8	25.0	62.8	270.6
2028	901.6	823.2	1724.7	9330.3	32.9	30.0	63.0	340.6
2029	825.7	995.6	1821.3	11190.8	30.1	36.3	66.5	408.5
2030	783.1	1161.3	1944.3	11745.9	28.6	42.4	71.0	428.7
2031	684.1	1355.2	2039.3	9439.9	25.0	49.5	74.4	344.6
2032	592.2	1357.0	1949.2	6829.6	21.6	49.5	71.1	249.3
2033	712.6	1472.8	2185.3	7668.5	26.0	53.8	79.8	279.9
2034	734.6	1818.8	2553.5	8081.1	26.8	66.4	93.2	295.0
2035	621.5	1981.4	2602.9	6636.7	22.7	72.3	95.0	242.2
2036	538.2	2017.9	2556.1	4893.3	19.6	73.7	93.3	178.6
2037	491.1	2151.2	2642.4	3929.0	17.9	78.5	96.4	143.4
2038	432.3	2199.7	2631.9	2968.1	15.8	80.3	96.1	108.3
2039	375.6	2175.6	2551.2	2253.6	13.7	79.4	93.1	82.3
2040	330.6	2125.8	2456.4	1614.6	12.1	77.6	89.7	58.9



日期	日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			
	油	水	液	气	油	水	液	气
2041	294.9	2114.8	2409.7	1179.5	10.8	77.2	88.0	43.1
2042	279.7	2122.5	2402.3	1118.9	10.2	77.5	87.7	40.8
2043	264.3	2083.8	2348.2	1057.3	9.6	76.1	85.7	38.6
2044	264.7	1995.8	2260.4	1058.6	9.7	72.8	82.5	38.6
2045	255.9	1737.8	1993.6	1023.4	3.1	20.9	23.9	12.3

注：项目投产后实际生产指标可能存在稍许波动，但不超过设施处理能力。

表 3.1-6 垦利 9-1 油田开发工程生产指标预测

日期	日均产量 (m ³ /d)					年产量 (10 ⁴ m ³ /a)				
	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水
2025	2355.1	1436.9	3792.0	70126.0	4463.1	50.3	35.7	85.9	1482.3	80.3
2026	2282.8	4356.2	6638.9	63458.4	6662.4	79.2	151.1	230.2	2200.4	231.0
2027	1949.3	6374.9	8324.1	59583.3	8436.1	67.6	221.0	288.6	2066.0	292.5
2028	1645.8	7624.9	9270.8	53877.6	9094.0	57.2	265.1	322.3	1873.3	316.2
2029	1240.4	8107.4	9347.9	50057.2	9220.1	43.0	281.1	324.1	1735.7	319.7
2030	1022.2	8598.4	9620.5	38192.6	9757.6	35.4	298.1	333.6	1324.3	338.3
2031	884.3	9011.0	9895.3	27048.6	9919.0	30.7	312.5	343.1	937.9	343.9
2032	761.2	9190.5	9951.6	24062.8	9956.1	26.5	319.6	346.0	836.7	346.2
2033	669.8	9317.7	9987.5	21895.4	9991.0	23.2	323.1	346.3	759.2	346.4
2034	598.5	9403.6	10002.1	20207.3	10000.0	20.8	326.1	346.8	700.7	346.7
2035	540.5	9457.2	9997.7	18777.3	10000.0	18.7	327.9	346.7	651.1	346.8
2036	491.8	9489.5	9981.4	16875.3	10000.0	17.1	330.0	347.1	586.8	347.7
2037	455.2	9539.1	9994.3	15161.1	10000.0	15.8	330.8	346.6	525.7	346.7
2038	424.1	9575.5	9999.6	14165.8	10000.0	14.7	332.0	346.7	491.2	346.8
2039	397.4	9598.5	9995.8	13256.0	10000.0	13.8	332.8	346.6	459.7	346.7
2040	375.2	9609.8	9985.0	12080.8	9999.6	13.0	334.1	347.2	420.0	347.7
2041	358.0	9547.2	9905.1	11488.5	9948.2	12.4	331.0	343.5	398.4	345.0
2042	347.2	9602.9	9950.1	9624.7	9986.2	12.0	333.0	345.0	333.7	346.3
2043	333.9	9656.1	9989.9	8764.1	10000.0	11.6	334.8	346.4	303.9	346.8
2044	319.8	9638.2	9958.0	8433.6	9981.0	11.1	335.1	346.2	293.2	347.0
2045	308.2	9653.9	9962.1	7729.2	9984.4	10.7	334.7	345.4	268.0	346.2
2046	295.7	9532.9	9828.6	7525.3	9855.3	10.3	330.6	340.8	260.9	341.7
2047	281.4	9296.3	9577.7	7007.7	9602.4	9.8	322.3	332.1	243.0	333.0
2048	273.3	9255.3	9528.6	6627.4	9550.5	9.5	321.8	331.3	230.4	332.1
2049	258.8	8884.2	9142.9	6934.2	9170.8	9.0	308.1	317.0	240.4	318.0



日期	日均产量 (m ³ /d)					年产量 (10 ⁴ m ³ /a)				
	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水
2050	244.1	8530.2	8774.2	6903.7	8803.9	8.5	295.8	304.2	239.4	305.3

注：项目投产后实际生产指标可能存在稍许波动，但不超过设施处理能力。

表 3.1-7 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程生产指标预测

日期	日均产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			
	油	水	液	气	油	水	液	气
2025	3525.0	1813.1	5338.1	73635.6	74.9	43.6	118.4	1556.0
2026	3363.8	4793.4	8157.1	68349.2	118.7	167.1	285.6	2378.9
2027	2985.6	7060.2	10045.7	66995.9	105.4	246	351.4	2336.6
2028	2547.4	8448.1	10995.5	63207.9	90.1	295.1	385.3	2213.9
2029	2066.1	9103.0	11169.2	61248	73.1	317.4	390.6	2144.2
2030	1805.3	9759.7	11564.8	49938.5	64.0	340.5	404.6	1753.0
2031	1568.4	10366.2	11934.6	36488.5	55.7	362.0	417.5	1282.5
2032	1353.4	10547.5	11900.8	30892.4	48.1	369.1	417.1	1086.0
2033	1382.4	10790.5	12172.8	29563.9	49.2	376.9	426.1	1039.1
2034	1333.1	11222.4	12555.6	28288.4	47.6	392.5	440.0	995.7
2035	1162.0	11438.6	12600.6	25414	41.4	400.2	441.7	893.3
2036	1030.0	11507.4	12537.5	21768.6	36.7	403.7	440.4	765.4
2037	946.3	11690.3	12636.7	19090.1	33.7	409.3	443.0	669.1
2038	856.4	11775.2	12631.5	17133.9	30.5	412.3	442.8	599.5
2039	773.0	11774.1	12547	15509.6	27.5	412.2	439.7	542.0
2040	705.8	11735.6	12441.4	13695.4	25.1	411.7	436.9	478.9
2041	652.9	11662.0	12314.8	12668.0	23.2	408.2	431.5	441.5
2042	626.9	11725.4	12352.4	10743.6	22.2	410.5	432.7	374.5
2043	598.2	11739.9	12338.1	9821.4	21.2	410.9	432.1	342.5
2044	584.5	11634.0	12218.4	9492.2	20.8	407.9	428.7	331.8
2045	564.1	11391.7	11955.7	8752.6	13.8	355.6	369.3	280.3
2046	295.7	9532.9	9828.6	7525.3	10.3	330.6	340.8	260.9
2047	281.4	9296.3	9577.7	7007.7	9.8	322.3	332.1	243
2048	273.3	9255.3	9528.6	6627.4	9.5	321.8	331.3	230.4
2049	258.8	8884.2	9142.9	6934.2	9	308.1	317	240.4
2050	244.1	8530.2	8774.2	6903.7	8.5	295.8	304.2	239.4

注：项目投产后实际生产指标可能存在稍许波动，但不超过设施处理能力。



3.2 项目开发方案概述

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程依托现有工程设施进行开发。拟新建 1 座热采井口平台 KL9-6WHPA，租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU，两平台栈桥连接；新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆。并对已建 KL3-2CEPA 平台进行适应性改造。

KL9-6WHPA 平台各热采井物流进行放喷、计量及油气水三相分离后，分离出的伴生气在注热期间通过栈桥去往 MSIU 平台燃料气系统处理后用作锅炉燃料，非注热期间通过压缩机增压后外输；分离出的生产水经旋流除砂后，通过外输掺水泵打入外输海管；分离出的含水原油通过海管外输至 KL9-1 CEPA 平台作进一步处理，与 KL9-1 CEPA 平台的物流一起处理为合格原油后通过新铺海管输送至 KL3-2 CEPA 平台，越站输送至东营原油终端。KL9-1CEPA 平台分离出的伴生气主要作为燃料气使用；分离出的含油生产水经生产水和注水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。电力依托渤中、垦利岸电工程；通过新铺 2 条海缆由 KL10-1EPP 为新建平台提供电力。同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，与岸电组网运行。

本项目总体开发方案见图 3.2-1；本项目物流走向示意图见图 3.2-2。

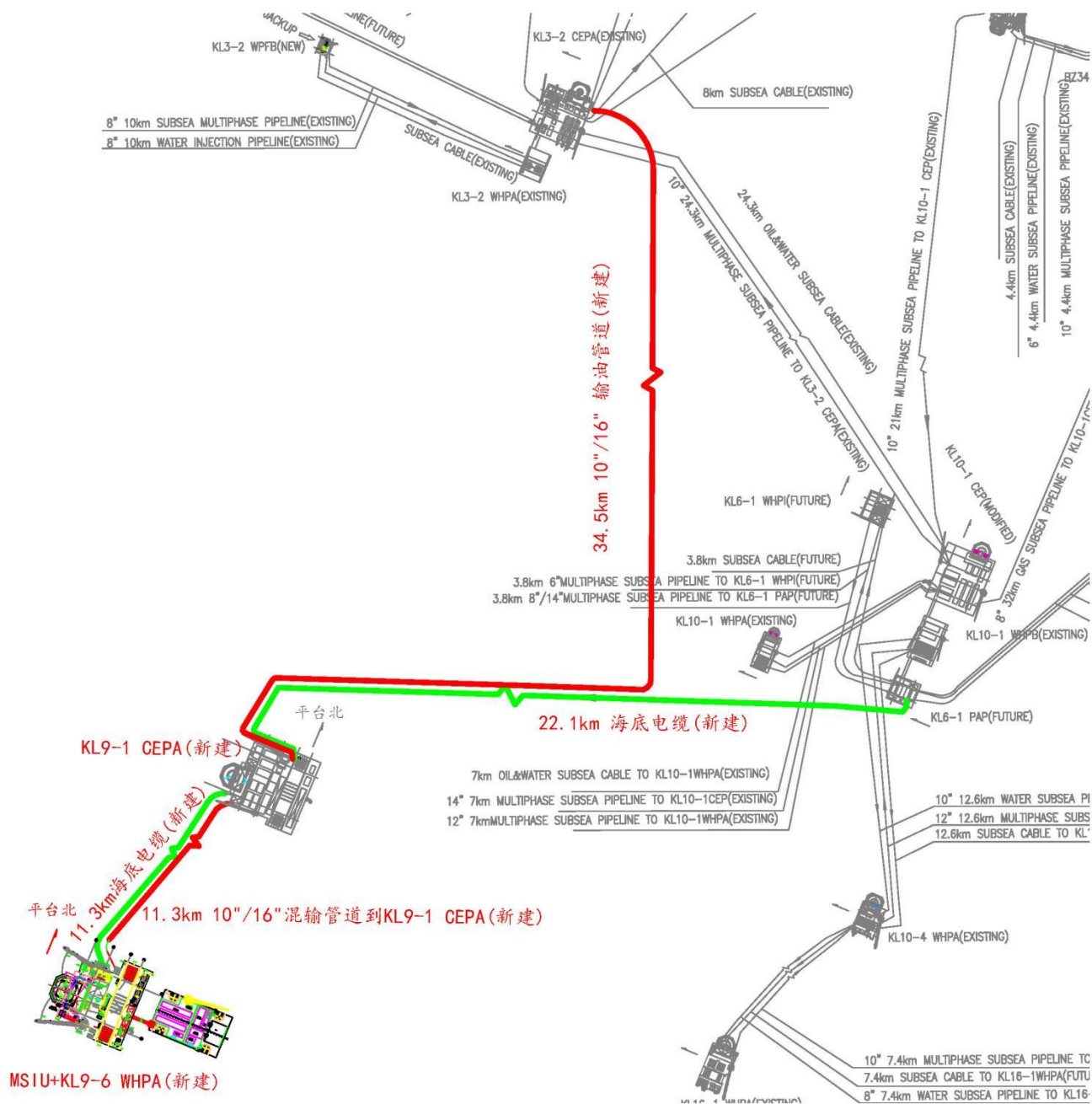


图 3.2-1 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程总体开发方案示意图

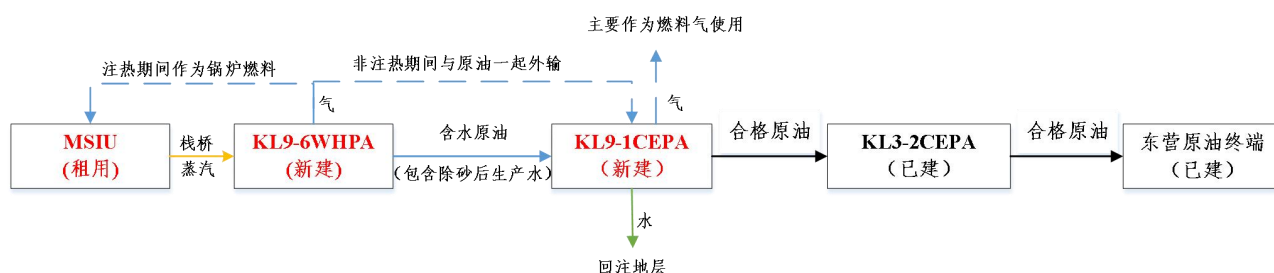


图 3.2-2 本项目物流走向示意图

3.3 占用红线的不可避免让

3.3.1 项目建设必要性

垦利 9-5/6 三级石油地质储量共计 $6309.66 \times 10^4 \text{m}^3$ 。其中探明石油地质储量 $4993.05 \times 10^4 \text{m}^3$ ，占三级石油地质储量的 79%，其中垦利 9-5 区块 $1130.89 \times 10^4 \text{m}^3$ ，垦利 9-6 区块 $3862.16 \times 10^4 \text{m}^3$ ；控制石油地质储量 $1316.61 \times 10^4 \text{m}^3$ ，占三级石油地质储量的 21%。储量分布平面上主要在垦利 9-6 区块，纵向上主要集中在明下段。油藏埋深浅，地层原油粘度高。本项目动用储量 $2530.77 \times 10^4 \text{m}^3$ ，油田高峰年产油量 $39.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，高峰采油速度 2.5%，20 年累产油量 $438.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，采出程度 27.9%。

垦利 9-1 油田三级石油地质储量共计 $4195.28 \times 10^4 \text{m}^3$ ，其中探明储量 $2570.11 \times 10^4 \text{m}^3$ ，控制储量 $1284.11 \times 10^4 \text{m}^3$ ，预测储量 $341.06 \times 10^4 \text{m}^3$ 。三级天然气储量共计 $0.81 \times 10^8 \text{m}^3$ ，其中探明储量 $0.65 \times 10^8 \text{m}^3$ ，控制储量 $0.16 \times 10^8 \text{m}^3$ 。高峰年产油量 $79.2 \times 10^4 \text{m}^3$ 。

根据《山东省能源发展“十四五”规划》要求，加大海上油气藏开发，打造埕岛东部新区百万吨产能阵地。“十四五”期间，原油、天然气产量分别稳定在 2100 万吨、4 亿立方米左右。为尽快动用垦利 9-1、9-5/6 油田储量，稳定石油产量，需要加快本项目的建设。

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田的地质油藏特征好，产能较高，项目建设可充分依托周边设施处理能力、电力系统和管输能力，具备优快开发的条件，具有较大的经济开采价值。项目是保障国家油气安全供应的重点项目，符合国家能源规划和战略发展的需求。项目对保障国家能源安全有重大意义，项目建设十分必要且迫切。



3.3.2 平台选址

拟开发的垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田油气资源丰富，在现有的工艺技术条件下，平台的选址必须要在油藏分布附近区域，具有备择性窄的特点。

垦利 9-5/6 为稠油油田，原油粘度大，需要注入高温高压蒸汽热采高粘稠油。当井深超过 2500m 以上则无法保证开发的井底注热干度要求，井筒流动性也无法保障，因此稠油热采油田一般井深控制在不超过 2500m 为宜。平台覆盖范围为单个平台覆盖半径 1.5km 以内的开发井靶点，确保总进尺最小，且热采井深控制在 2000m 以内。根据项目工程勘察二维数字地震资料分析，垦利 9-5/6 油田范围内浅层气分布广泛，无法将平台完全移出浅层气范围。平台选址位置避开了 160m 以浅的浅层气风险，且距离浅部断层 300m 以上，有利于规避工程风险。综上，平台位置是综合考虑了油藏靶点、钻完井进尺、浅层气风险等各方面因素最终选择的平台位置。

垦利 9-1 油田根据地质油藏专业提供的靶点坐标，优选总进尺最优位置作为平台选址，当前位置距离生态保护红线区外边界 4.5km 以外，若平台移到生态保护红线区外侧，则只能覆盖 5 口开发井，其余井井深较高，钻完井实施难度较大，项目不具备可实施性。综上，垦利 9-1 油田平台位置无法移出生态保护红线之外，当前平台位置是综合考虑了油藏靶点、钻完井进尺等各方面因素最终选择的平台位置。

根据平台场址物探调查，预定平台场址 1.5km×1.5km 调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，表明海底底质变化不大。未发现其它对平台设计、就位作业有潜在危害的地貌特征及遗弃物或障碍物存在。

从平台选址方案、平台场址物探调查情况分析，垦利 9-1 油田和垦利 9-5/6 油田新建平台均位于已探明油藏位置，平台的选址备择性窄，受油藏分布限制，平台选址是合理的。

3.3.3 开发方案比选

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田在开发方案上进行了独立开发和依托方案比选，根据国家海洋局《关于加强人工岛建设用海管理的意见》，建设海洋油气勘探开采作业所使用的人工岛的用海范围原则上控制在海图水深 3m 以浅海域，垦利 9-5/6 油田范围内平均水深约 9.5m，垦利 9-1 油田范围内平均水深 11.2m，



新建人工岛方案不可行；同时，项目所处水深不具备 FPSO 操作条件，新建 FPSO 方案不可行。因此项目采用依托开发方案进行开发。具体方案比选见表 3.3-1。

表 3.3-1 开发方案比选

开发方式	方案描述	优缺点	结论
独立开发方案	新建人工岛	根据国家海洋局《关于加强人工岛建设用海管理的意见》，建设海洋油气勘探开采作业所使用的人工岛的用海范围原则上控制在海图水深 3m 以浅海域。项目所处水深 9.5m-11.2m，新建人工岛不符合要求。	不可行
	新建 FPSO	项目所处区域水深较浅，不具备 FPSO 操作条件。	不可行
依托开发方案	依托周边现有设施，新建管缆进行原油和电力的输送	可充分利用周边现有设施，减少项目投资。	可行

3.3.4 依托方案比选

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程周边距离较近的主要为 KL3-2CEPA、KL10-1CEP 和 KL10-4WHPA 平台，详见图 3.3-1。本项目原油最终进入东营原油终端，因此选择 KL3-2CEPA 或 KL10-1CEP 两平台作为依托平台是合理选择。KL10-1CEP 平台目前已经接入垦利 10-4 油田和垦利 16-1 油田物流，无余量考虑垦利 9-1 油田物流依托接入，因此不推荐本项目物流依托 KL10-1CEP 平台进行处理。KL3-2CEPA 平台为整个垦利、渤南区域物流上岸依托平台，因此推荐垦利 9-1 油田依托垦利 3-2 油田开发，电力依托 KL6-1PAP 平台接入岸电，依托 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力（KL6-1PAP 和 KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台之间两两栈桥相连）。

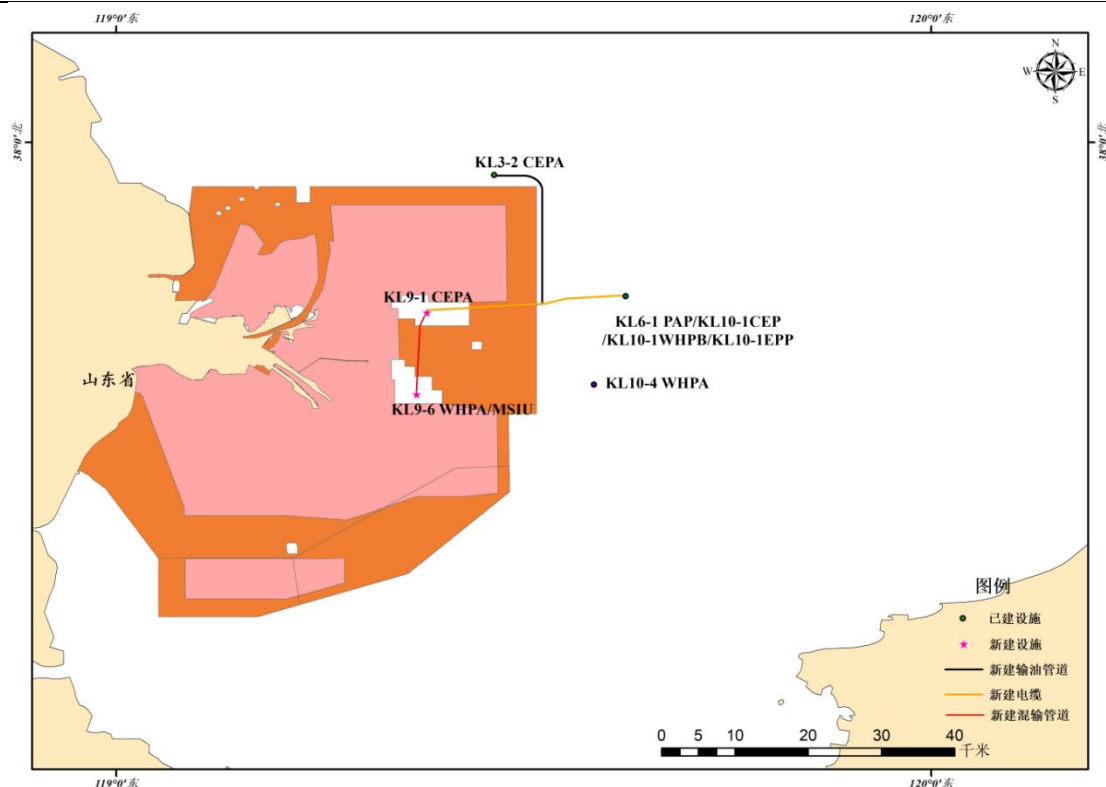


图 3.3-1 项目周边可依托平台位置分布

3.3.5 管缆路由比选方案

从平台选址分析,新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA 平台位于海洋生态保护红线开天窗区域, KL3-2CEPA 平台和 KL6-1PAP 平台位于海洋生态保护红线外,管缆连接平台不可避免的需要占用红线,不具备避让的可能性。基于尽量减少对海洋生态保护红线影响的考虑,开展管缆路由比选。

3.3.5.1 KL9-1CEPA 与 KL9-6WHPA 海底管缆

由于新建海底管缆两端均为新建平台,两平台位于海洋生态保护红线开天窗区域,管缆路由不可避免穿越红线区。

按照《铺设海底电缆管道规定实施办法》和《海底电缆管道保护规定》等法规要求并综合考虑铺设新的海底管缆的施工安全、对已有海底管道的危害性及各相关利益者的权益等因素,且周边无其它不稳定的地质因素,最终根据“线路力求顺直、平缓,以缩短线路长度”的原则,拟建 KL9-1CEPA 与 KL9-6WHPA 间海底管缆路由直线最短,并且该路由周边无已有管道,无需考虑管道交越以及与已有管道平行铺设的情况,因此 KL9-1CEPA 与 KL9-6WHPA 平台间管缆路由具有唯一性,不再进行其它路由方案比选。

3.3.5.2 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 电缆

新建电缆起点为已建 KL6-1PAP 平台，其与已建平台 KL10-1WHPB、KL10-1CEP、KL10-1EPP 两两栈桥相连，终点为拟建 KL9-1CEPA。

拟建电缆除两端平台 KL9-1CEPA、KL6-1PAP 及中间位置附近设置拐点外，路由线路基本为直线连接，路由线路平直且距离最短，东西向与 KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台的输油管道设计路由一致，符合集约用海的原则，线路最优，无其他比选方案。

3.3.5.3 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道

新建管道起点为拟建 KL9-1CEPA 平台，终点为已建 KL3-2CEPA 平台。该管道路由共提出 3 种方案，各方案主要区别在于与海洋生态保护红线的相对位置关系，在平台两端附近线路一致。管道路由比选详见图 3.3-2。



图 3.3-2 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道路由比选

a. 方案一

总体上考虑避让海洋生态保护红线核心区，经由其一般控制区设计路由线路。方案一长约 27.7km，与已有管缆共产生 2 个交越点，均位于 KL3-2CEPA 平台附近，交越管缆为 KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 间 1 条混输管道、1 条电缆。



b. 方案二

方案二基本为 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 直线连接，不避让海洋生态保护红线核心区。

c. 方案三

方案三总体考虑避开海洋生态保护红线核心区并最少占用其一般控制区，尽可能在一般控制区外设计线路。方案三长约 34.5km，与已有管缆共产生 2 个交越点，均位于 KL3-2CEPA 平台附近，交越管缆为 KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 间 1 条混输管道、1 条电缆。

拟建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道 3 种预选路由比选详见表 3.3-2，具体分析如下：

1、自然环境条件

在地形、地质构造、气象等自然环境条件方面基本无差异，均适宜本项目建设，区别不大。

2、与周边海洋开发活动相互影响

(1) 油气开采活动

各方案与已有管缆交越情况相同，均为 2 个交越点，位于 KL3-2CEPA 平台附近，交越管缆为 KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 间 1 条混输管道、1 条电缆。

(2) 海洋生态保护红线

各预选方案均占用海洋生态保护红线，其中方案一只占用一般控制区，占用长度为 20.9km；方案二占用核心区和一般控制区，占用长度分别为 14.3km 和 2.7km；方案三只占用一般控制区，占用长度为 7.3km。

各预选方案在对海洋生态保护红线管理要求的符合性方面，方案三最优、方案一次优、方案二差。

(3) 其余用海活动

各方案对养殖用海、水产种质资源保护区、自然保护区等其他用海活动影响较小，区别不大。

3、经济效益

在建设、运营等影响项目经济效益方面的区别，主要在于因路由长度导致的勘察、建设成本不同，根据经济测算，方案三较方案一约增加费用 6000 万元，



经济上成本较高。各方案在线路长度方面的优越性，方案二最优、方案一次优、方案三差。

4、在集约用海方面

用海面积由管道长度决定，方案二占用海域最少，方案一次之，方案三最大。

综上，结合自然环境条件、与周边海洋开发活动相互影响、对海洋生态保护红线影响、经济效益、集约用海等因素，拟建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道路由方案三最优。



表 3.3-2 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道路由比选表

方案	管道全长（km）	占用海洋生态保护 红线长度（km）	集约用海	经济性	自然环境条件	开发利用活动			对生态保护红线 影响	国土空间规划
						已有管缆交越		其他开 发利用 活动		
						交越点数	交越位置数			
方案一	27.7	占用一般区 20.9km	用海适中	适中	基本适宜	2	1 处	影响小	位于一般控制区， 海管施工悬浮物 扩散大部分位于 一般控制区	无冲突
方案二	20.6	占用核心区 14.3km，一般区 2.7 km	用海少	最优	基本适宜	2	1 处	影响小	影响核心区，不符 合管理要求	不符合
方案三	34.5	占用一般区 7.3km	用海适中	能耗相对高	基本适宜	2	1 处	影响小	海管施工悬浮物 扩散部分位于一 般控制区内，较方 案一影响范围小	无冲突
比选结果	方案二最短、方案 一次之，方案三最 长	方案三最优、方案 二次之，方案一差	方案均 可行	方案二最优、 方案一次优、 方案三差	区别不大	无区别	无区别	区别不大	方案三优，其余方 案差	方案 一、方 案三优



3.4 新建项目组成

本项目新建 1 座热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU，两平台栈桥连接；新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆。主要工程组成见表 3.4-1。

表 3.4-1 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程组成

工程组成		设施及规模			
平台	新建 KL9-6WHPA 平台	KL9-6WHPA 平台为 8 腿导管架有人热采井口平台，设有 80 人生活楼及修井机。平台共有 48 个井槽，分为南、北两井区，平台设有蒸汽热采配套设备、油气生产设备、生产除砂设备、计量设备、火炬系统、开闭排系统、公用系统、电仪房间等。原油处理能力为 1865m ³ /d；液处理能力为 5035m ³ /d；气处理能力为 28900m ³ /d。			
	租用 MSIU 平台	移动注热平台主要功能用于海上稠油油田注蒸汽开发，蒸汽系统配置 90t/h，可以同时为 6 口井注蒸汽。该平台采用齿轮齿条升降装置，可以快速实现平台的就位与撤离。			
	新建 KL9-1CEPA 平台	KL9-1CEPA 平台为 8 腿导管架有人中心处理平台，设有 80 人生活楼及修井机。平台共有 40 个井槽，分为南、北两井区，平台设有原油处理系统、原油外输系统、燃料气系统、生产水处理系统、注水设施及公用系统等设备。原油处理能力为 4776m ³ /d；气处理能力为 10.08×10 ⁴ m ³ /d；水处理能力为 15600m ³ /d。			
	已建 KL3-2CEPA 平台适应性改造	中层甲板改造：2、3 轴南侧预留区域新增 1 台加热器； 下层甲板改造：新增 1 台清管球接收器。			
海底管道	新建管道	名称	数量	管径(in)	管长(km)
		新建 KL9-6WHPA 平台至 KL9-1CEPA 平台海底混输管道	1	10/16	11.3
		新建 KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台海底输油管道	1	10/16	34.5
海底电缆	新建电缆	名称	数量	长度 (km)	
		新建 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台海底电缆	1	22.1	
		新建 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6WHPA 平台海底电缆	1	11.3	

3.4.1 KL9-6WHPA 热采井口平台

新建 KL9-6WHPA 平台为 8 腿导管架有人热采井口平台。设有 80 人生活楼。导管架工作点间距为 40m×(16+16+12)m。平台共有 48 个井槽（全部为单筒单井），分为南、北两井区，南、北区均按照 4（行）×6（列）排列，井槽间距均为 2m×2m，采用自升式钻井平台钻完井，修井机进行修井。平台设有蒸汽热采配套设备、油气生产设备、生产除砂设备、计量设备、火炬系统、开闭排



系统、公用系统、电仪房间等。平台共分为四层甲板，分别为上、中、下层甲板和工作甲板。平台立面图及各层甲板平面布置见图 3.4-1 至图 3.4-5。平台全浸区的外部防腐采用外加电流的阴极保护系统。并设有牺牲阳极对导管架下水初期作为补充保护，KL9-6WHPA 平台导管架牺牲阳极系统设置长条型铝基阳极块 483 块，单块重量 26.48kg；牺牲阳极的设计年限为 3 年，锌的质量含量为 3%~6%。

3.4.1.1 上层甲板

上层甲板的尺寸为 58.4m×72.3m，标高 EL.(+) 32m。

甲板西侧布置 80 人生活楼，两艘救生艇悬挂于生活楼西侧舷外。直升飞机甲板位于生活楼顶。生活楼北侧布置有吊货区等。生活楼东侧，从北向南依次布置有柴油罐、化学药剂堆放区、溢油回收设施集装箱，吊货区及快速围油栏。甲板东侧是修井机区域，井口区位于甲板东侧 3 轴与 4 轴之间，井槽分南、北区布置。火炬臂布置在甲板东南侧。

甲板 2 轴北侧布置一台柴油吊机，甲板 2 轴南侧布置一台电动吊机，以保证后期修井作业和设备安装、检修时的方便使用。

3.4.1.2 中层甲板

中层甲板的尺寸为 52.8m×72.3m，标高 EL.(+) 23m。

中层甲板在 2 轴设置 H60 防火墙以分开非危险区和危险区。

2 轴西侧是非危险区，设置了两层房间。一层房间布置了应急机间、应急开关间、储藏室、主开关间、变频器间，一层房间南侧还布置了撇油罐，撇油滤器、氮气接收撬、氮气发生撬和空气压缩撬等。二层房间标高 EL.(+)27.5m，布置了电池间、主变压器间、中控设备间和中控室等。

2 轴东侧是危险区，沿 2 轴从北向南依次布置生产水缓冲罐、生产水旋流除砂器、淡水罐及泵和过滤器等。

3 轴西侧从北向南依次布置原油缓冲罐预留区、生产水增压泵预留区域、静电聚结分离器撬等。3 轴东侧从北向南依次布置水源井旋流除砂器、放喷气冷却撬、放喷气洗涤器、放喷气分离器等。

4 轴西侧从北向南依次布置水源井水脱气罐撬、伴生气压缩机撬、伴生气进入冷却撬、测试分离器和测试加热器。4 轴东侧从北向南依次布置栈桥接线箱、



栈桥、燃料油缓冲罐、CO₂ 瓶、点火控制盘和丙烷气瓶。

3.4.1.3 下层甲板

下层甲板的尺寸为 52.7m×72.3m，标高 EL. (+) 16m。

下层甲板 2 轴设置 H60 防火撬。

1 轴东侧从北向南依次布置有柴消泵 A、机修间、实验室、生活污水处理撬、柴消泵 B。2 轴西侧从北向南依次布置有 2 台海水平提升泵、自动反冲洗滤器等。

2 轴东侧从北向南依次布置有砂卧螺机撬、砂浆输送泵撬、集砂器撬、冲砂泵和滤器及 2 台化学药剂撬；3 轴西侧从北向南依次布置有吊货区、原油外输泵和滤器、闭排罐及泵和滤器。

3 轴东侧从北向南依次布置有接砂罐撬、柴油压井泵。4 轴西侧从北向南布置有生产放喷测试管汇 A、燃料油泵及滤器、火炬分液罐及泵和滤器。甲板最东侧布置有发球筒和阀区。

部分采油树布置在下层，操作甲板标高 EL. (+) 18.15m。

救生筏分别布置在西北角和东南角区域。

3.4.1.4 工作甲板

工作甲板分南北两个区域，都布置在 2 轴东侧。北侧甲板尺寸为 34.3m×16.3m，甲板标高 EL. (+) 11.5m，布置有海缆接线箱、开排罐及泵和滤器、开排槽。采油树操作平台标高 EL. (+) 12m。

南侧甲板尺寸为 34.3m×16.3m，甲板标高 EL. (+) 11.5m，布置有开排罐及泵和滤器、开排槽。采油树操作平台标高 EL. (+) 12m。

3.4.2 MSIU 自升式移动注热平台

垦利 9-5/6 油田投产的前七年每年需要半年时间进行蒸汽吞吐，后七年需要全年进行蒸汽驱。项目租用自升式移动注热平台可在蒸汽吞吐阶段在两个稠油油田中移动作业，以有效降低油田开发投资。自升式移动注热平台主要功能用于海上稠油油田注蒸汽开发，蒸汽系统配置 90t/h，可以同时为 6 口井注汽。该平台采用齿轮齿条升降装置，可以快速实现平台的就位与撤离。MSIU 平台和 KL9-6WHPA 平台通过新建栈桥连接，栈桥长度 32.065m，宽 4.318m，高 3.720m。

平台外形尺寸为 81.53m×37.72m，平台由主甲板、二层甲板、舱室及生活楼等组成。主甲板、二层甲板和舱室的平面布置见图 3.4-6~图 3.4-8。



3.4.2.1 主甲板（距基线 5.5m）

主甲板主要布置氮气系统、燃料油加热器、海水加热器、除盐撬、原油日用罐、燃料油热处理器、电脱水器、闭排罐、燃料气冷却器、燃料气涤气罐等。

3.4.2.2 二层甲板（距基线 14.0m）

二层甲板用于放置本次热采设备：蒸汽锅炉、离子交换撬、膨胀撬、除氧撬、超滤撬、软化水罐撬、化学注入和清洗撬及生活楼（本项目不使用）等。

3.4.2.3 舱室

舱室主要布置海水过滤器、开排舱、海水沉降舱、主机舱、工艺配电间、主配电间、燃料油输送泵、柴油输送泵、低压变压器舱、生活淡水舱、海水舱、机泵舱、生活淡水舱等。

3.4.3 KL9-1 CEPA 平台

新建 KL9-1 CEPA 平台为 8 腿导管架中心处理平台，导管架工作点间距为 $40\text{m} \times (16\text{m} + 16\text{m} + 12\text{m})$ 。共设有四层甲板，分别是上、中、下层甲板和工作甲板。两个井口区位于 3 轴和 4 轴之间，分别位于 A、B 轴外侧，平台设置修井机，共有 40 个井槽（含 12 个单筒双井），分为南、北两井区，每个井口区按照 4（行） \times 5（列）排列。平台上设有 80 人生活楼及直升机甲板、原油处理系统、原油外输系统、生产水处理系统、注水设施及公用系统等设备。平台立面图及各层甲板平面布置图见图 3.4-9~图 3.4-13。平台全浸区的外部防腐采用外加电流的阴极保护系统。并设有牺牲阳极对导管架下水初期作为补充保护。KL9-1CEPA 平台导管架牺牲阳极系统设置长条型铝基阳极块 301 块，单块重量 69.1kg；牺牲阳极的设计年限为 3 年，锌的质量含量为 3%~6%。

3.4.3.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 $45\text{m} \times 42\text{m} + 68.8\text{m} \times 24.5\text{m}$ ，标高 EL.(+)32m。

上层甲板自西向东依次布置 80 人生活楼及直升机甲板（标高 EL.(+)49.7m）、热介质加热炉撬、双介质过滤器、燃气透平发电机及废热回收装置、热介质系统柴油日用罐、溢油回收设施、修井机附属设施等。另外，生活楼顶布置了热水系统、压力水罐，两艘救生艇均悬挂于生活楼西侧舷外。火炬臂位于甲板的东侧。



甲板南北两侧各设 1 台吊机用来吊装货物，北侧柴油吊机位于 2 轴；南侧电动吊机位于 2 轴。

3.4.3.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 $45\text{m} \times 42\text{m} + 68.8\text{m} \times 24.5\text{m}$ ，标高为 EL.(+)23.5m。

甲板的西侧是电气房间区，设两层房间，二层房间标高为 EL.(+)27.5m。

二层房间 1 轴西侧从北到南主要包括应急机间二层、中控室设备间、中控室，二层房间 1 轴东侧是主开关间、高压开关间等；一层房间 1 轴西侧从北到南主要包括应急机间一层、应急开关间、电池间、机修间、工作间和储藏间，一层房间 1 轴东侧设有电潜泵变压器设备、控制设备间；中层甲板 2 轴西侧设有公用气储罐、仪表气储罐、空压机撬等；中层甲板 2 轴设置 A60 防火墙将危险区和非危险区隔开；2 轴和 3 轴之间北侧是燃气冷却器、燃气聚结滤器、燃气电加热器和注水缓冲罐，南侧是水处理设备区，布置了斜板除油撬和气浮撬；3 轴和 4 轴之间南北两侧是井口区，中间是油处理设备区，布置了一级分离器、二级分离器、电脱水器等设备；4 轴东侧布置了原油缓存罐、电脱加热器撬、外输计量撬等。中层甲板南北两侧分别设有 $6\text{m} \times 3\text{m}$ 的中层甲板卸货区。

3.4.3.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 $36.5\text{m} \times 55.3\text{m} + 26.8\text{m} \times 68.8\text{m}$ ，标高为 EL.(+)16m。

在 2 轴位置设置有 A60 防火墙将危险区和非危险区隔开。防火墙西侧是非危险区，布置了实验室、柴消泵、反洗水泵、注水增压泵、注水泵、生活污水处理撬、防海生物撬、海水滤器、海水泵。防火墙东侧，2 轴与 3 轴之间由北到南依次设有燃气接收撬、燃气聚结滤器、低压燃气压缩机、生产水缓冲罐、核桃壳供给泵、核桃壳过滤器、闭排撬等；3 轴和 4 轴之间：南北两侧分别是井口区，井口区西侧分别设有注水管汇，两个井口区之间由北到南依次设有燃气冷却器、燃气电加热器、污水罐、原油外输泵、柴油设备区；4 轴东侧由北到南依次设有生产管汇撬、闭排撬、火炬分液罐、生产管汇撬、化学药剂罐、清管器；下层甲板南北两侧分别设有 $6\text{m} \times 3\text{m}$ 的下层甲板卸货区。同时在下层甲板南侧布置了生活污水处理撬等。

3.4.3.4 工作甲板

工作甲板尺寸为 $10\text{m} \times 14\text{m} + 10\text{m} \times 14\text{m}$ ，标高为 EL.(+)12m。



在 4 轴东侧 B 轴外侧布置了开排系统、污油罐，在 4 轴东侧 A 轴外侧布置了开排系统，热介质排放罐。

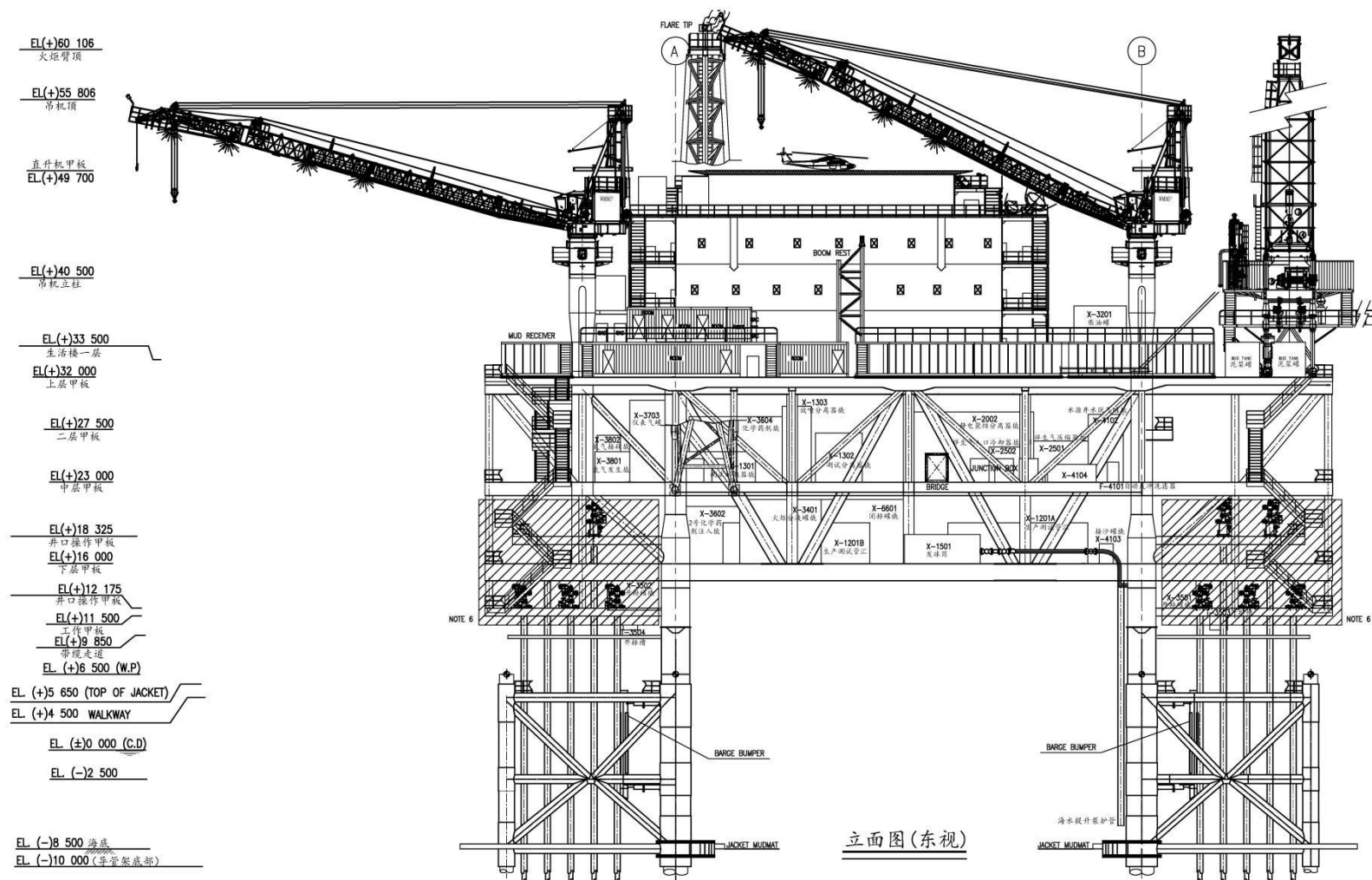


图 3.4-1 KL9-6WHPA 平台立面示意图 (东视)

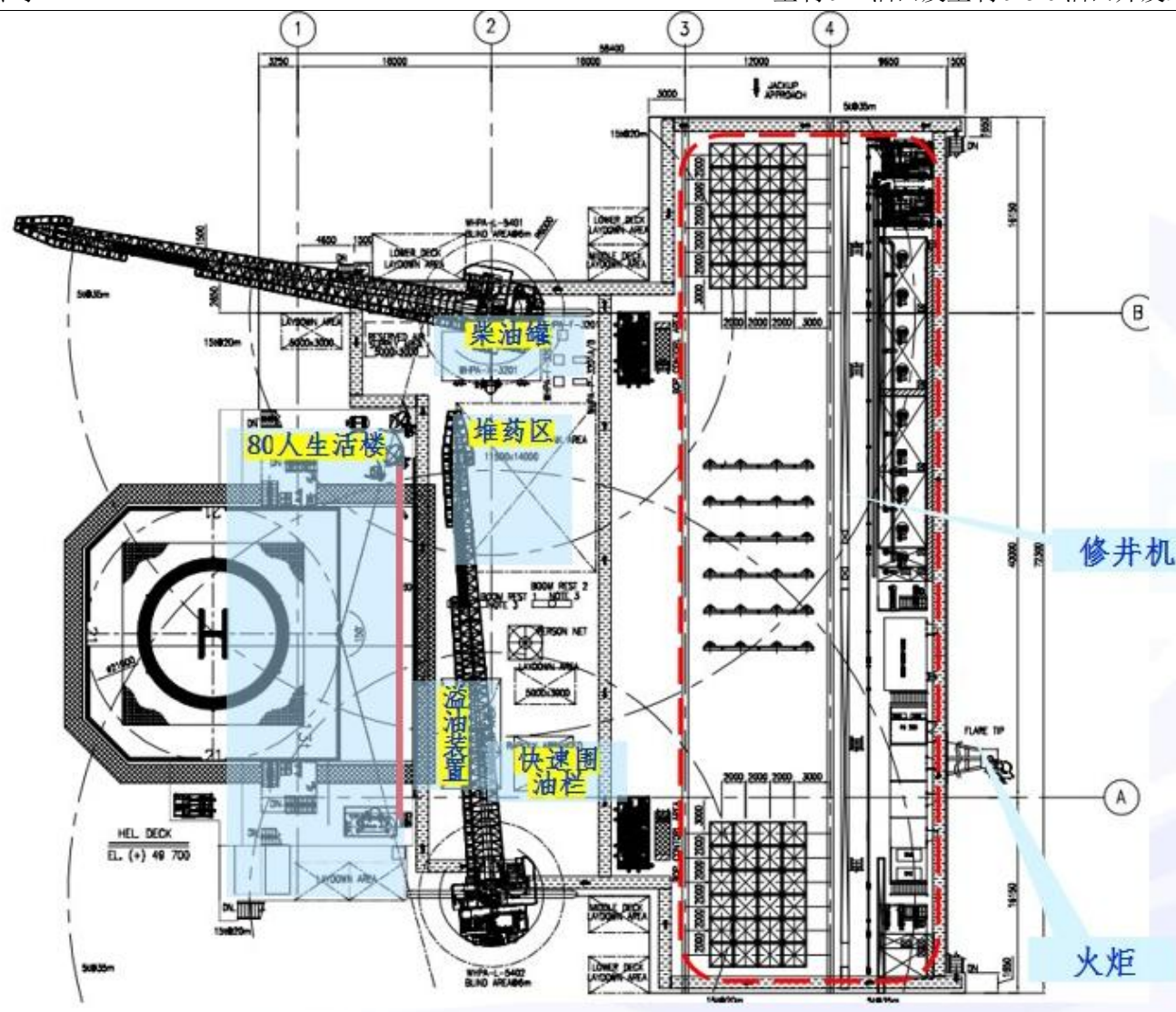


图 3.4-2 KL9-6WHPA 平台上层甲板布置示意图

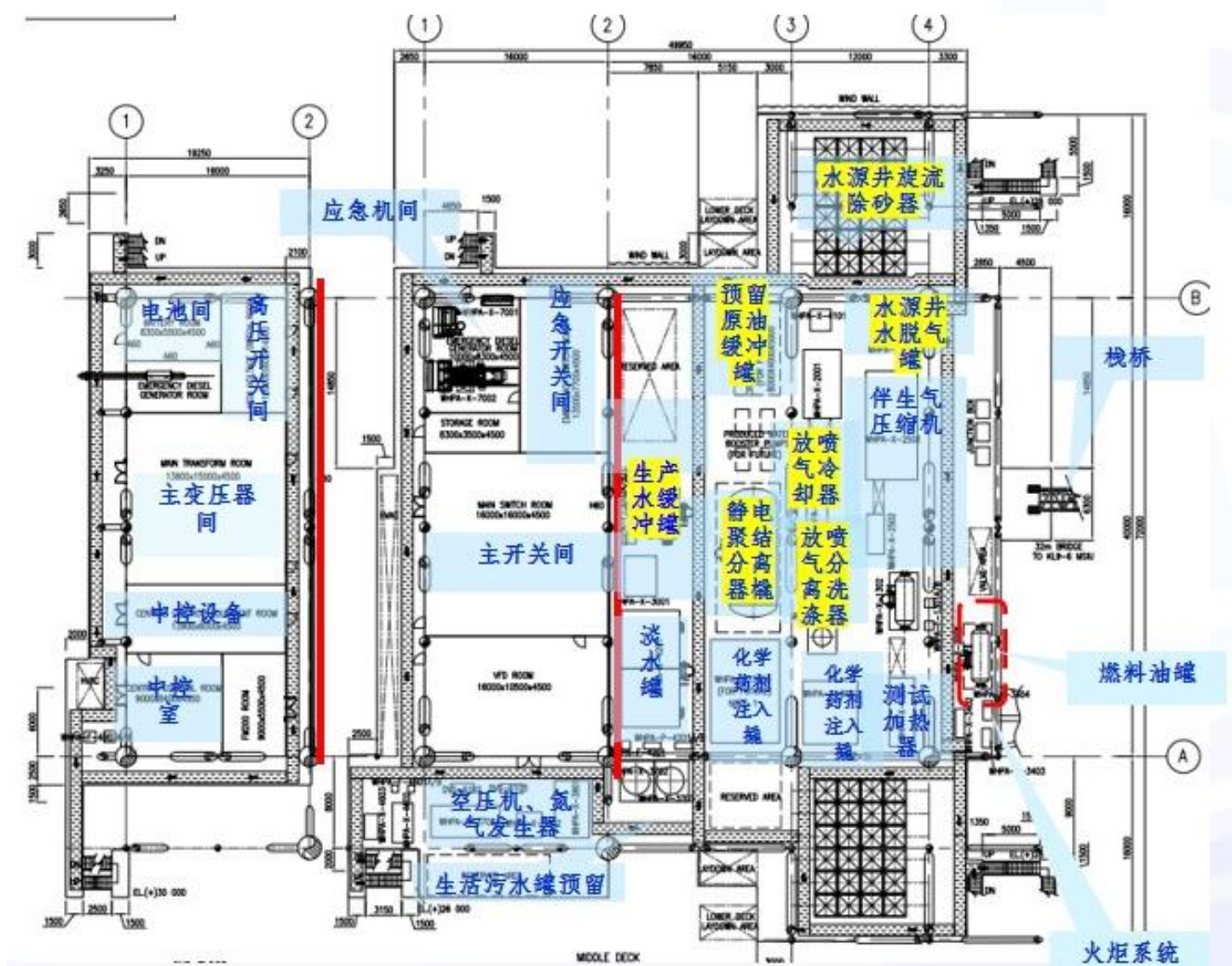


图 3.4-3 KL9-6WHPA 平台中层甲板布置示意图

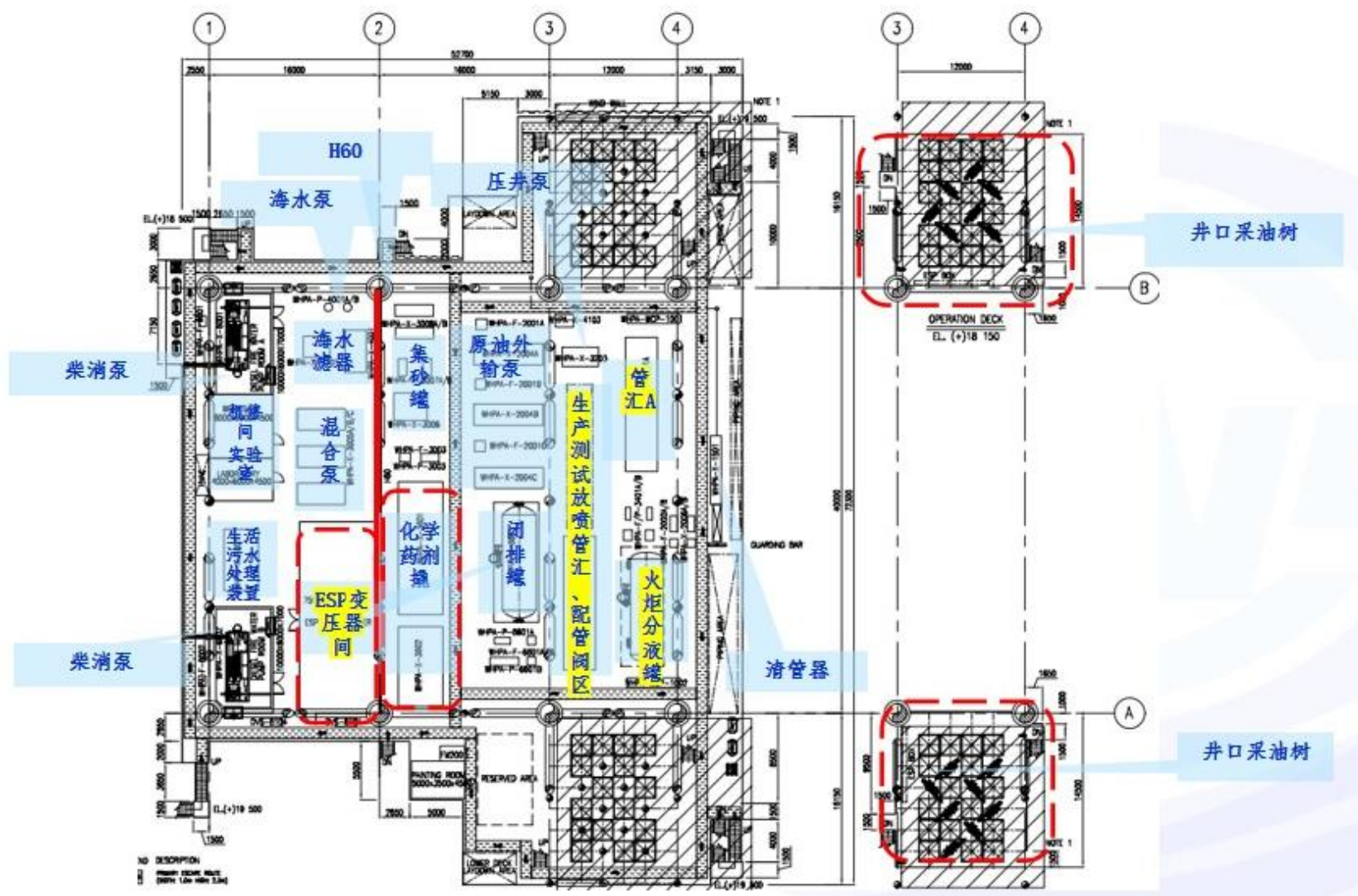


图 3.4-4 KL9-6WHPA 平台下层甲板布置示意图

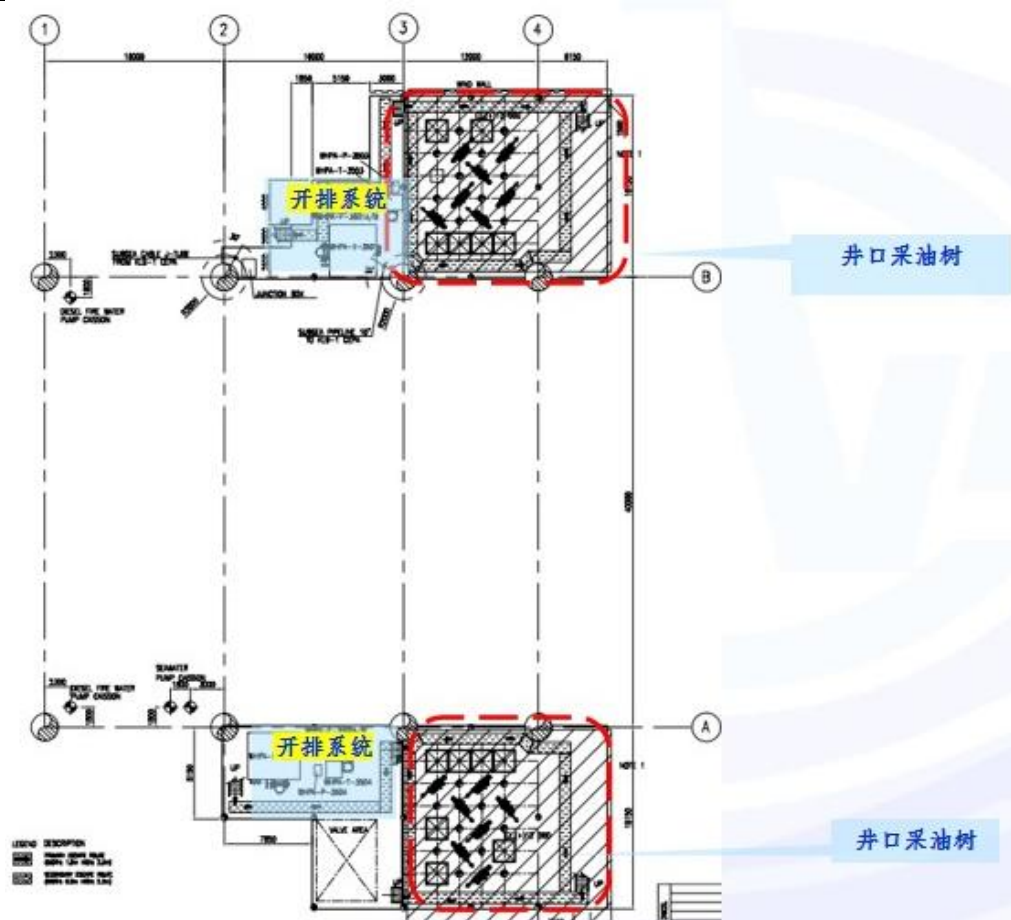


图 3.4-5 KL9-6WHPA 平台工作甲板布置示意图

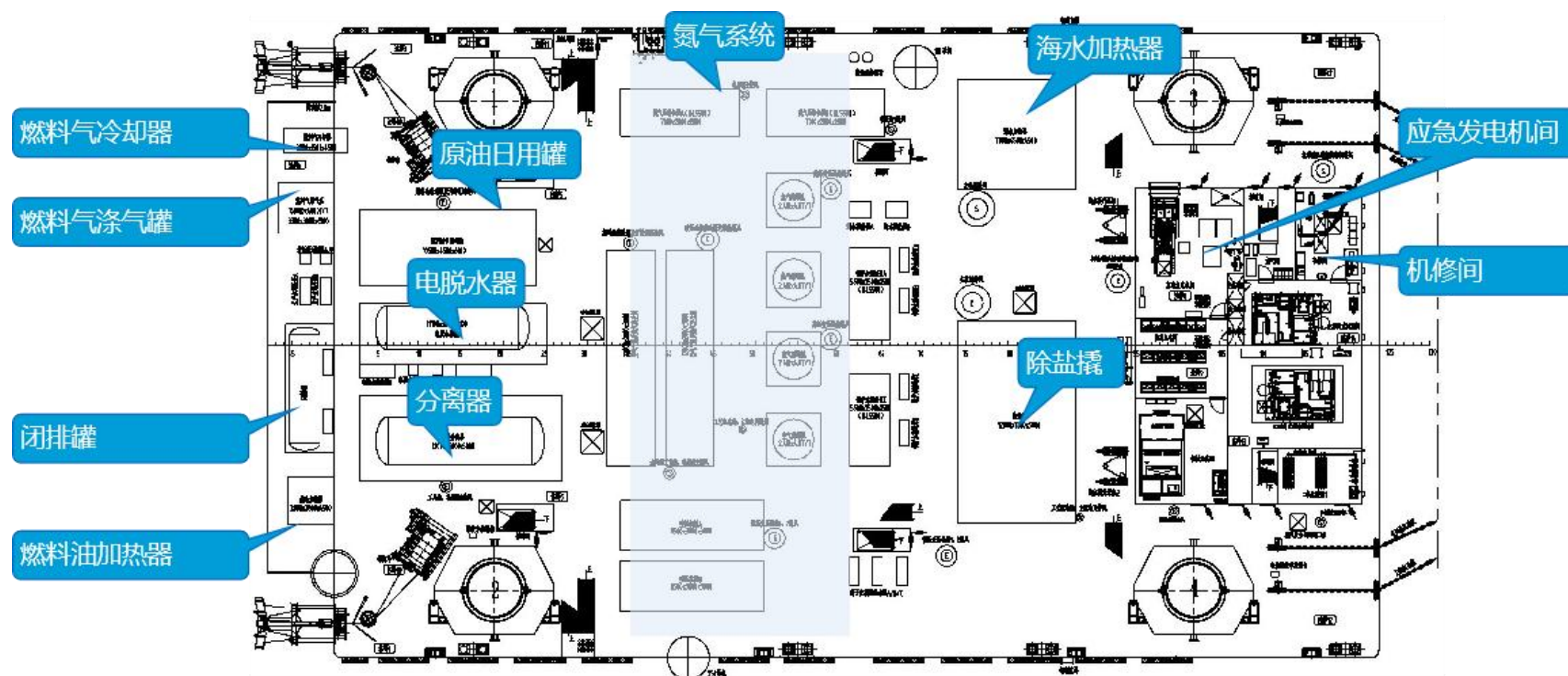


图 3.4-6 MSIU 平台主甲板布置示意图

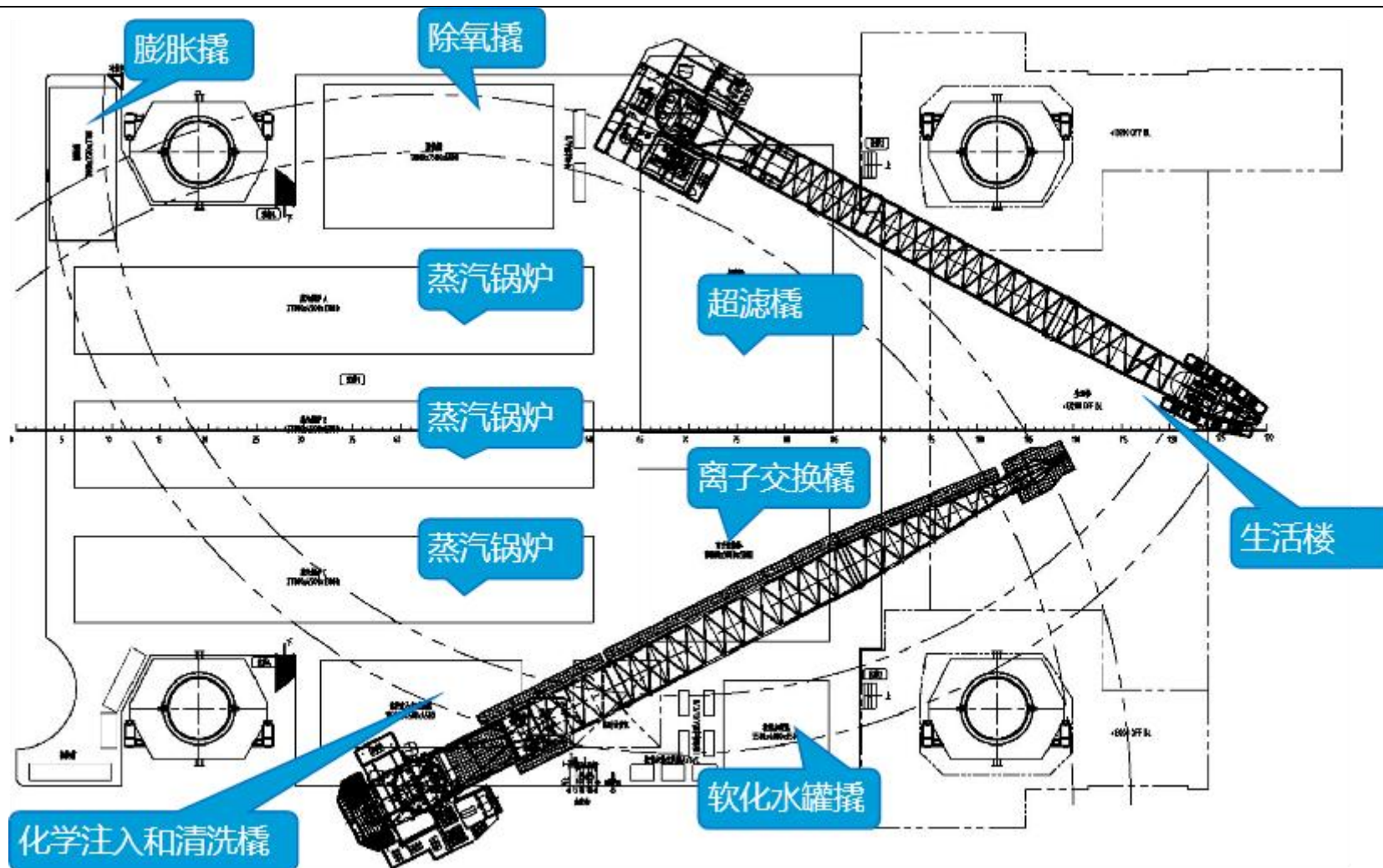


图 3.4-7 MSIU 平台二层甲板布置示意图

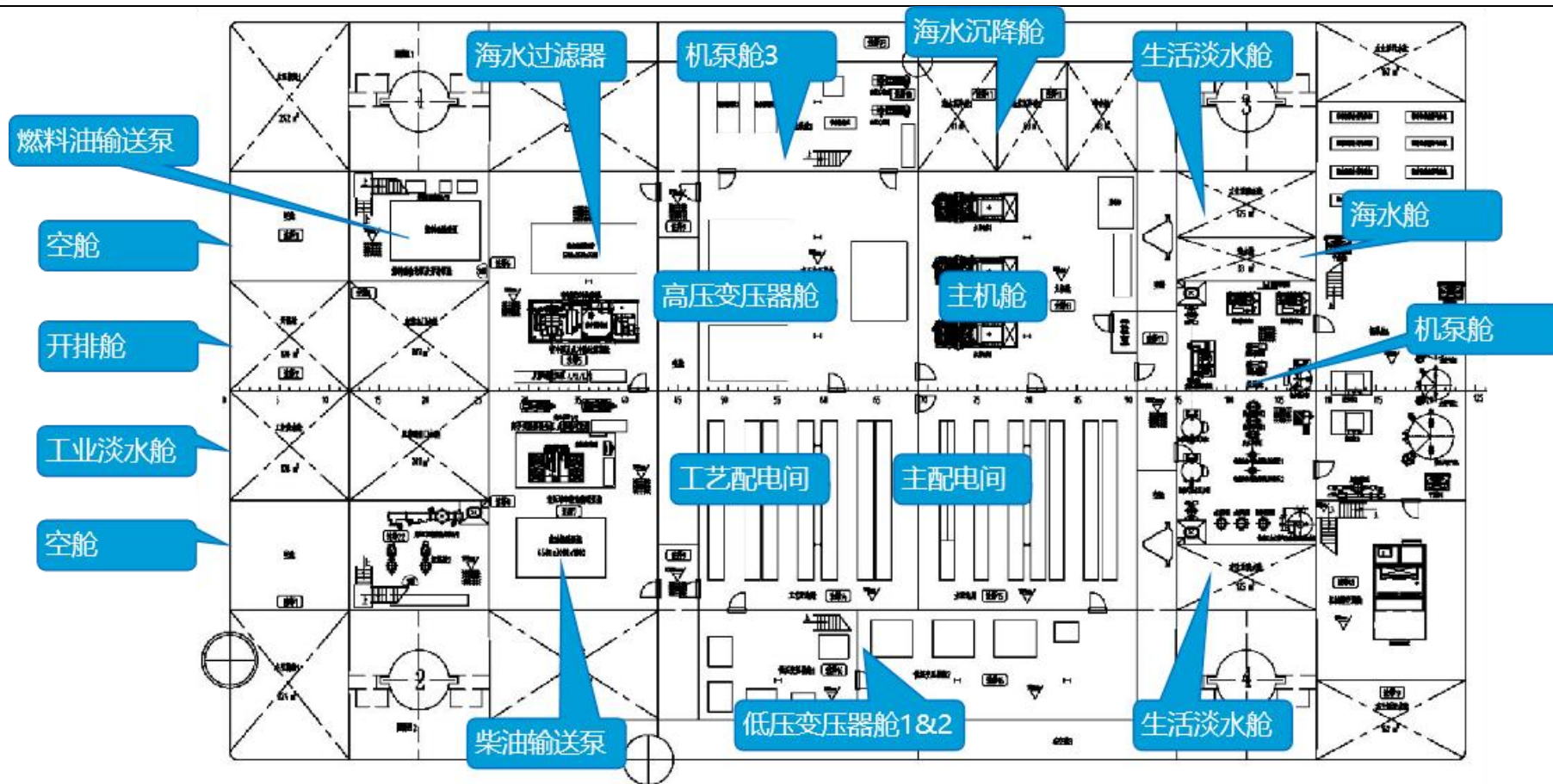


图 3.4-8 MSIU 平台舱室布置示意图

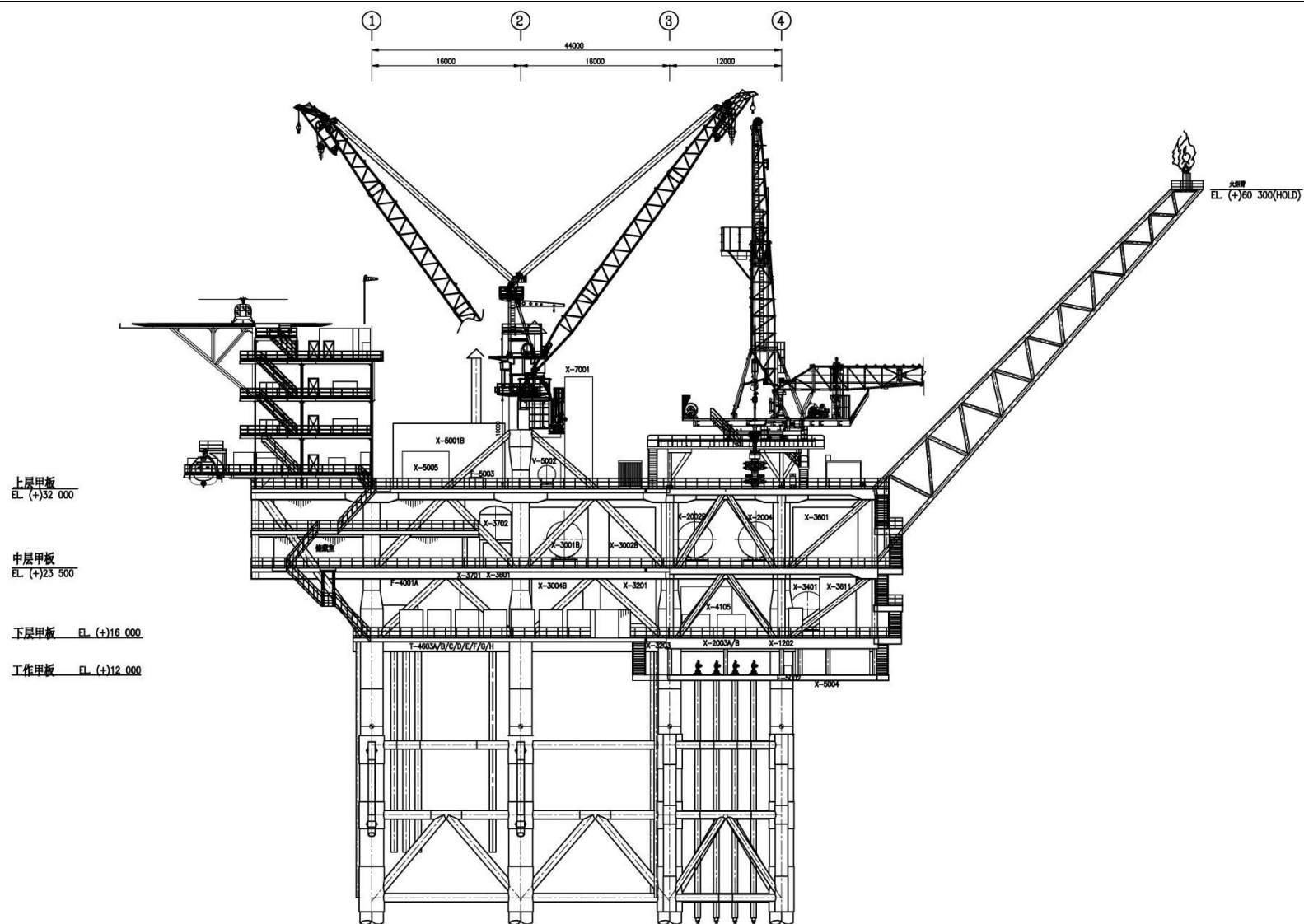


图 3.4-9 KL9-1CEPA 平台立面示意图（南视）

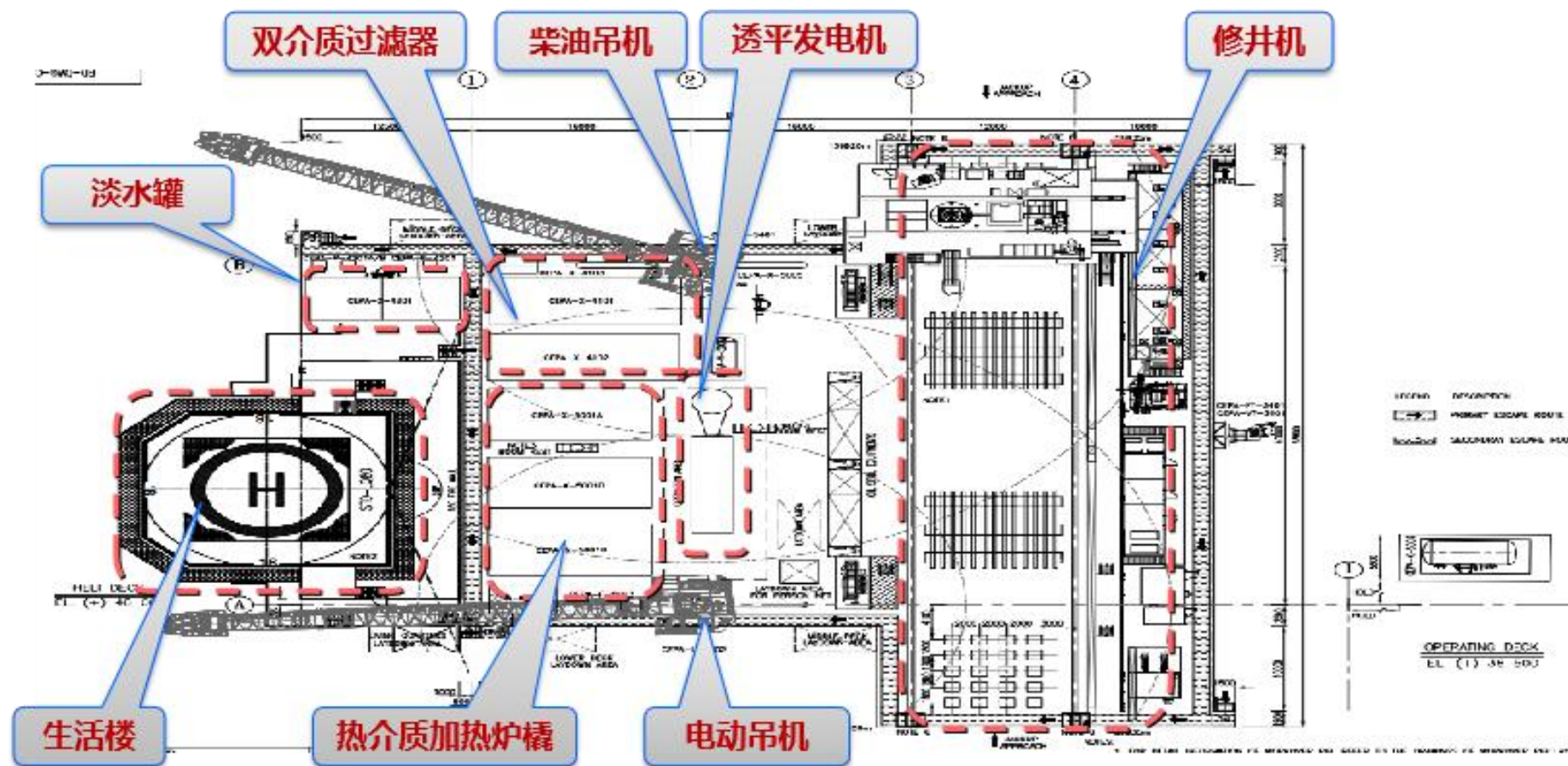


图 3.4-10 KL9-1CEPA 平台上层甲板布置示意图

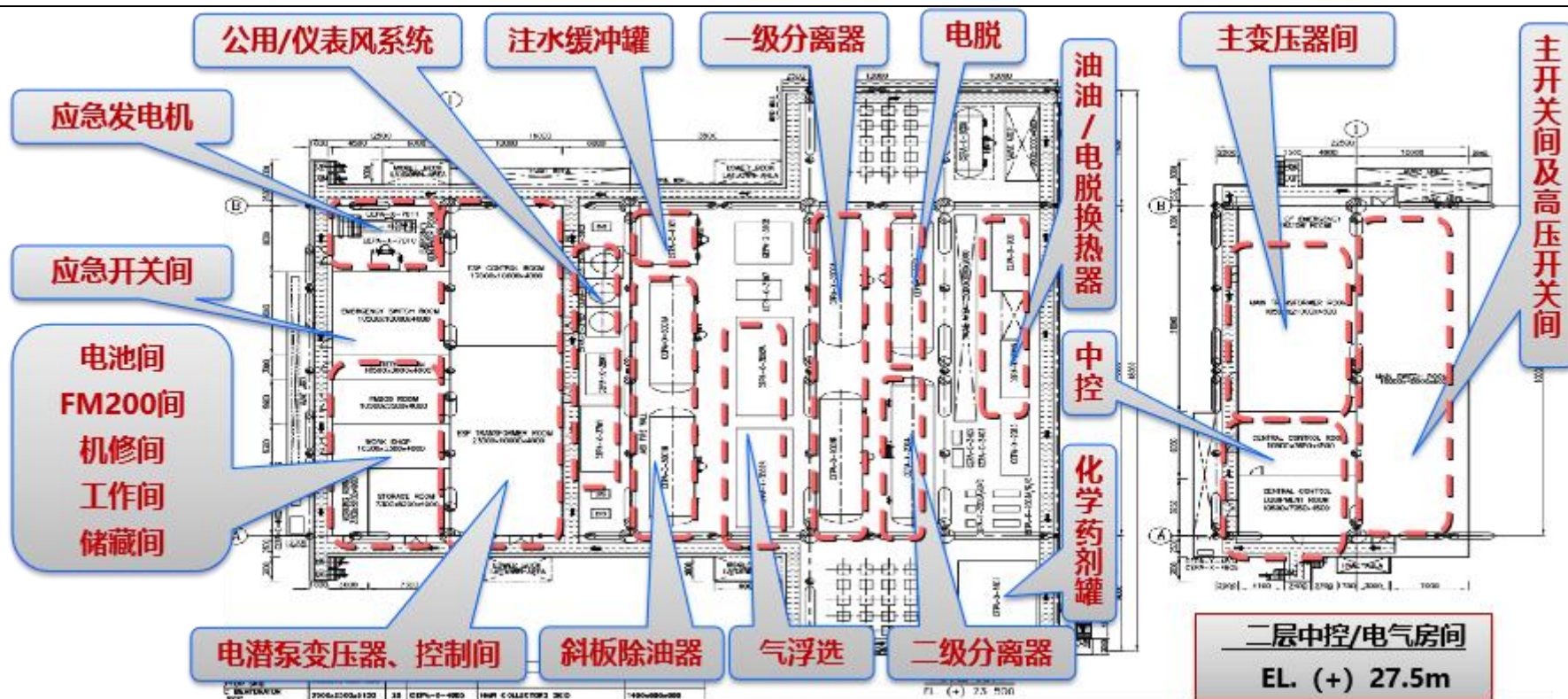


图 3.4-11 KL9-1CEPA 平台中层甲板布置示意图

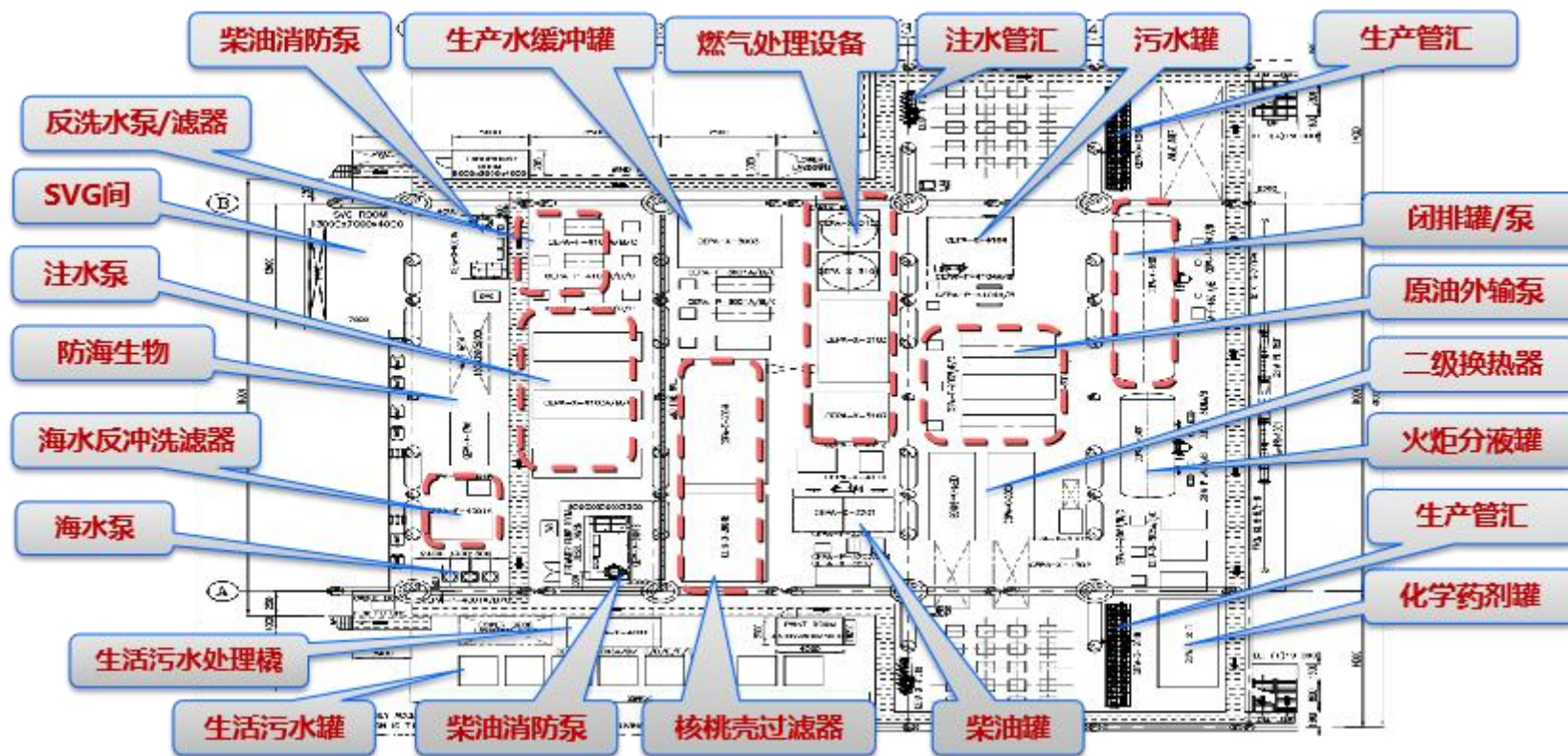


图 3.4-12 KL9-1CEPA 平台下层甲板布置示意图

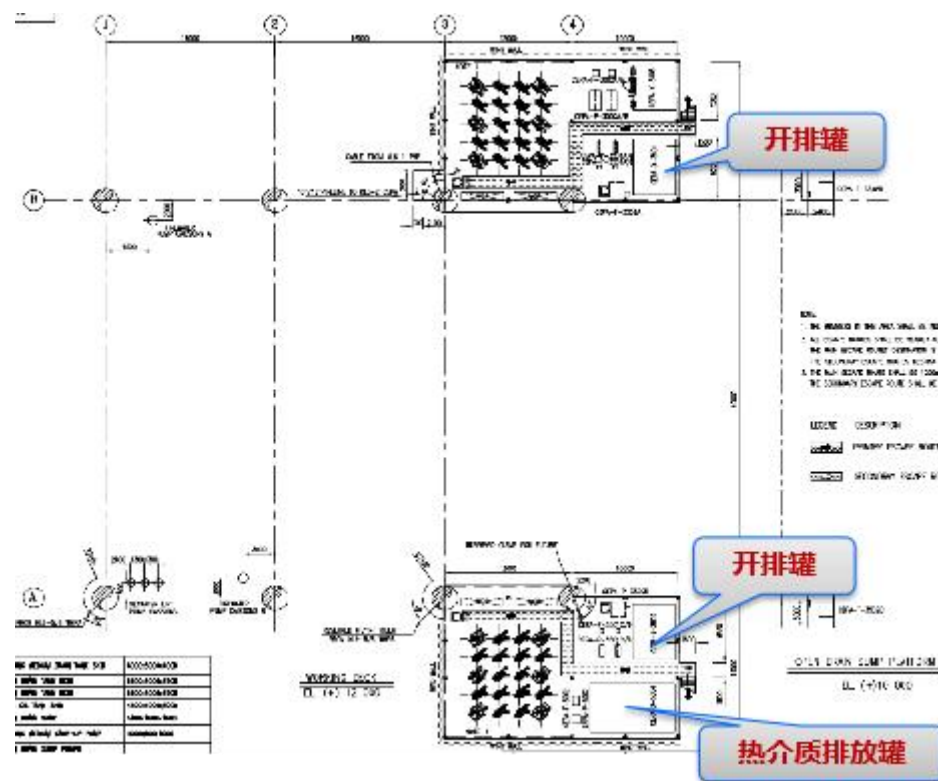


图 3.4-13 KL9-1CEPA 平台工作甲板布置示意图



3.4.4 海底管道

本项目计划新铺设 2 条海底管道，各条管道设计参数见表 3.4-2。新建海底管道均采用双层保温钢管。管道截面示意图见图 3.4-14。海底混输管道采用“碳钢+3mm 腐蚀余量+缓蚀剂”方案，内腐蚀裕量为 3mm；为保证海底管道的安全，在新建海底混输管道出入口分别设置一套旁路式内腐蚀监测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测内腐蚀情况；外防腐采用防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极。

表 3.4-2 本项目海管设计参数

海底管道	管长 (km)	管径(in)	设计温度 (°C)	设计压力 (MPaA)	设计 年限(a)
新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	34.5	10/16	88	8	30
新建 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道	11.3	10/16	96	7.11	20

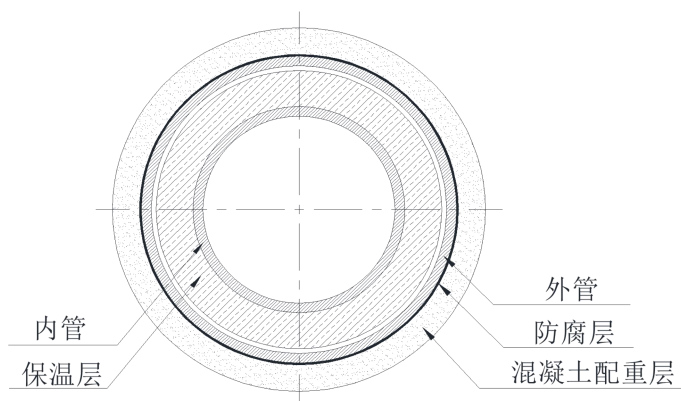


图 3.4-14 新建海底管道示意图

3.4.5 海底电缆

本项目依托渤中、垦利岸电工程供电。新建海底电缆 2 条，分别为 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 35kV，22.1km，3×500mm²海底电缆和 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6WHPA 平台 35kV，11.3km，3×240mm²海底电缆。

3.5 依托设施校核和改造

3.5.1 依托设施概况

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程依托现有工程设施进行开发，依托



KL3-2CEPA 中心平台和 KL3-2CEPA 中心平台至东营原油终端的 2 条输油管道进行原油的外输；依托东营原油终端进行原油的处理、储存和外运。依托 KL6-1PAP 平台接入岸电,依托 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力(KL6-1PAP 和 KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台之间两两栈桥相连)。依托设施概况见表 3.5-1 和表 3.5-2。

表 3.5-1 依托设施概况

依托设施	基本概况	依托功能	是否需要改造
KL3-2CEPA	KL3-2 CEPA 中心平台 2015 年投产,是 1 座 8 腿导管架有人驻守中心平台,平台共有 5 层甲板,分别是直升机、上层、中层、下层及工作甲板。平台设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 90 人生活楼。	KL9-1CEPA 平台处理的合格原油经该平台越站外输	是
东营原油终端	东营原油终端于 2015 年投产,位于山东省东营港开发区仓储物流区内,主要处理来自海上垦利及周边油田群的稳定原油,原油外输依托周边炼化库区和商储库区,终端租用总罐容为 $50 \times 10^4 \text{m}^3$,其中租用炼化库区 5 座储罐,4 座 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐,1 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐,罐容为 $30 \times 10^4 \text{m}^3$;租用商储库区 2 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐,库容为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$;海上原油处理合格后通过管道输送上岸,当后期油田产量递减不能满足海管最小输量时,掺水输送。合格油上岸时,终端的主要功能是将上岸原油加热中转至库区储罐;含水原油上岸时,终端的主要功能是将海上来油处理为合格原油后输往库区储罐。	KL9-1CEPA 平台处理的合格原油经东营原油终端处理、储存、外输。	否
KL6-1PAP	KL6-1PAP 平台 2023 年投产,是 1 座 4 腿导管架生产辅助平台,平台上主要设有生产分离器、生产水处理系统、注水设施及电气房间等。平台共分为三层甲板,分别为上层、中层和下层甲板。	本项目依托 KL6-1PAP 平台接入岸电,新建 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 海底电缆,将岸电引至新建平台,其中 KL6-1PAP 和 KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台之间两两栈桥相连,电	否



依托设施	基本概况	依托功能	是否需要改造
		力来源于 KL10-1EPP 平台。	
KL10-1EPP	KL10-1EPP 电力动力平台 2025 年 2 月投产，是 1 座 4 腿导管架电力动力平台，设有 110kV、35 kV、0.4kV 和 0.23kV 四个电压等级，平台共分为工作、上层、中层和下层甲板。	本项目电力引自该平台	否
KL10-1CEP	KL10-1CEP 中心平台 2015 年投产，是 1 座 8 腿导管架有人驻守中心平台。平台共设五层甲板，分别是直升机、上层、中层、下层及工作甲板。平台设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 120 人生活楼。	KL6-1PAP、KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台之间两两栈桥相连；电力通过 KL10-1 EPP、KL10-1 CEP、KL10-1 WHPB 和 KL6-1 PAP 之间的栈桥和新铺的 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 的海底电缆和 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6 WHPA 平台 11.3km 的海底电缆为新建平台供电。	否
KL10-1WHPB	KL10-1WHPB 井口平台 2015 年投产，是 1 座 8 腿无人驻守井口平台。平台共设有 88 口井（井槽数），平台共设三层甲板，分别是上层、下层及工作甲板。		否

表 3.5-2 依托管道概况

依托管道	管径 (in)	长度 (km)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	设计年限	投产时间
KL3-2CEPA 至东营原油终端输油管道(老线)	16/22	44.2 (海管) +14.6 (陆管)	9300	85	30 年	2015 年
KL3-2CEPA 至东营原油终端输油管道(复线)	16/22	44.8 (海管) +14.6 (陆管)	10550	80	30 年	2025 年

3.5.2 KL3-2CEPA 中心平台校核与改造

本项目投产后，原油输送至 KL3-2CEPA 中心平台，不进入 KL3-2CEPA 中心平台油气水处理系统，加热后经 KL3-2CEPA 原油外输泵外输，进入 KL3-2CEPA 中心平台至东营原油终端的 2 条上岸管道输送至东营原油终端。

为满足本项目生产需求，需对 KL3-2CEPA 中心平台进行适应性改造。在中层甲板 2、3 轴南侧预留区域新增 1 台加热器；在下层甲板新增 1 台清管球接收器。

2025 年至 2046 年，KL9-1 CEPA 平台处理合格原油(含水率 0.5%)输送至

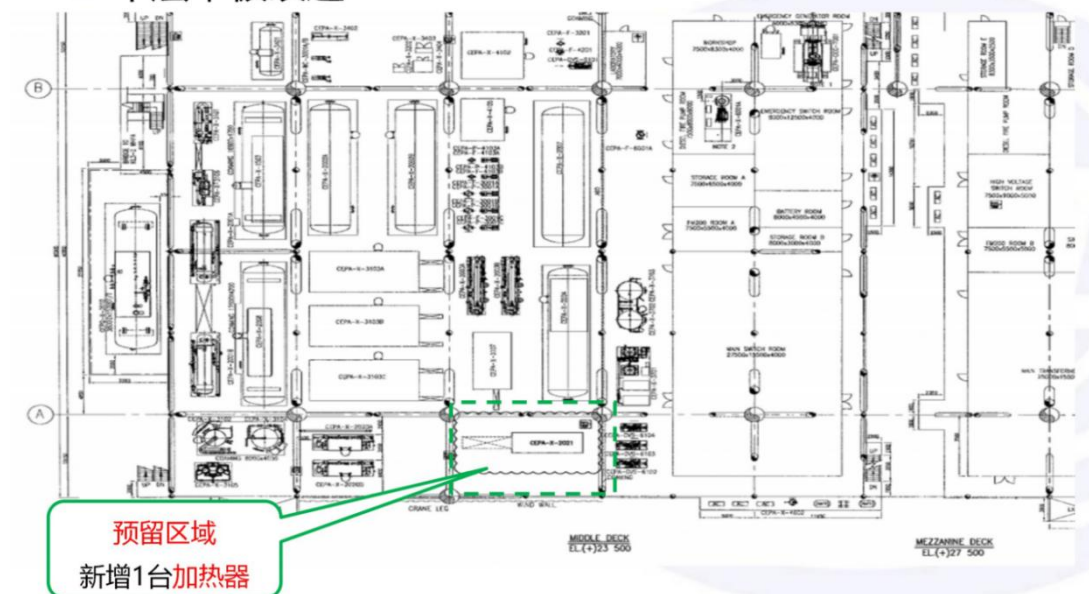


KL3-2CEPA 中心平台，经新增加热器加热到 80℃后进入缓冲罐，然后由外输泵增压后进入上岸管道输送至东营原油终端。2047 年至 2050 年，KL9-1CEPA 平台掺水原油（含水率 60%）输送至 KL3-2 CEPA 中心平台，经新增加热器加热到 80℃后进入缓冲罐，然后由外输泵增压后进入上岸管道输送至东营原油终端。

KL3-2CEPA 现有外输系统可满足 KL9-1CEPA 接入后的要求，无需改造。

KL3-2CEPA 中心平台中层和下层改造详见图 3.5-1。

■ 中层甲板改造



■ 下层甲板改造



图 3.5-1 KL3-2CEPA 中心平台中层和下层甲板改造

3.5.3 依托海底管道校核

KL3-2 CEPA 中心平台至东营原油终端现有两条并行铺设的输油管道，其中 1 条 2025 年投产，另 1 条 2015 年投产，设计年限均为 30 年。本项目投产后，2024-2044 年两条输油管道同时输送，2045 年以后复线单管输送。经校核，本项目投产后所依托管道可以满足输送要求，无需改造。校核结果见表 3.5-3。在已有管道达到设计寿命前需进行检测评估，以保证管道的使用安全。



表 3.5-3 依托管道校核结果

依托管道	管径 (in)	长度 (km)	设计 年限	投产 时间	设计 压力 (kPaA)	设计 温度 (°C)	本项目 投产后 最大操 作压力 (kPaA)	本项目 投产后 最大操 作温度 (°C)	校核 结果
KL3-2CEP A 至东营原 油终端输 油管道（老 线）	16/22	44.2（海 管）+14.6 （陆管）	30 年	2015 年	9300	85	8170	75	满足
KL3-2CEP A 至东营原 油终端输 油管道（复 线）	16/22	44.8（海 管）+14.6 （陆管）	30 年	2025 投产	10550	80	9500	75	

注：依托海管校核除考虑本项目，还包括后续规划项目产能，规划项目产能后续可能会存在变化。

3.5.4 东营原油终端校核

东营原油终端 2015 年投产，位于山东省东营港开发区仓储物流区内，距海上垦利 3-2 油田约 60km。东营原油终端主要处理来自海上垦利及周边油田群的稳定原油，包括垦利 3-2、渤中 34-6/7、渤中 35-2、垦利 10-1 等油田。原油外输依托周边炼化库区和商储库区，终端租用总罐容为 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ ，其中租用炼化库区 5 座储罐，4 座 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，1 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，罐容为 $30 \times 10^4 \text{m}^3$ ；租用商储库区 2 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，库容为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ ；炼化库区和商储库区通过原油管道连接。海上原油处理合格后通过管道输送上岸，当后期油田产量递减不能满足海管最小输量时，掺水输送。合格油上岸时，终端的主要功能是将上岸原油加热中转至库区储罐；含水原油上岸时，终端的主要功能是将海上来油处理为合格原油后输往库区储罐。

东营原油终端一期已建工程设计规模：原油处理规模为 $15152 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油脱水系统处理规模为 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理规模为 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 。东营原油终端二期扩建 2025 年投产，终端二期进站管道规格同一期，终端二期扩建原油处理规模与一期相同 $15152 \text{m}^3/\text{d}$ ，终端一期和二期原油处理规模合计为 $30304 \text{m}^3/\text{d}$ 。

经校核，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程投产后，2025-2046 年为合格原油输往终端，进站温度 $\geq 55^\circ\text{C}$ ，最大进站油量为 $44051 \text{m}^3/\text{d}$ ，合格原油不进终端处理装置，计量后直接外输至炼化库区。建设单位将根据进站油量和销



售情况调整储罐租赁策略,商储库区可租赁储罐为 10 座,总容积为 $100 \times 10^4 \text{m}^3$,可以满足本项目高峰时原油周转依托需求。

项目投产后,2047 年以后原油输送需掺水上岸,最大上岸液量为 $2888 \text{m}^3/\text{d}$,未超过终端脱水处理能力 $4800 \text{m}^3/\text{d}$,最大上岸水量为 $1208 \text{m}^3/\text{d}$,未超过终端处理能力 $1500 \text{m}^3/\text{d}$,东营原油终端能够满足本项目接入需求,无需进行改造。废水进入终端内的含油污水处理装置(设计规模为 $1500 \text{m}^3/\text{d}$),处理达到《污水排入城镇下水道水质标准(GB/T31962-2015)》B 级标准,并满足北部污水处理厂进水要求后排入市政管网,依托开发区北部污水处理厂进行处理。

3.6 海上施工和建设方案

本项目海上建设过程主要包括新建 2 座平台导管架和甲板组块海上安装、移动注热平台的拖航就位、2 座平台的钻完井作业、2 条海底管道和 2 条电缆的铺设以及依托设施改造及海上设施连接、调试等。

新建平台安装作业过程中,将有浮吊船、浮托船、驳船和拖轮等施工船舶参加作业;移动注热平台的拖航就位由拖轮拖带的形式就位;海管和海缆的铺设将采用常规的挖沟方式进行挖沟埋设,主要的铺设作业船舶包括铺管船、铺缆船、驳船、交通船和拖轮等;钻完井作业过程中,参加作业的船舶主要为拖轮。

海上作业进度计划见表 3.6-1。

表 3.6-1 建设阶段的作业船舶、工期和作业人数

	作业内容	作业期 (天)	作业人数 (人)	作业船舶
垦利 9-5/6 油田	KL9-6WHPA 导管架海上安装	50	265	1 艘驳船, 1 艘拖轮, 1 艘浮吊船
	KL9-6WHPA 组块海上安装	30	295	3 艘拖轮, 2 艘浮吊船、2 艘驳船、 1 艘浮托船
	海管铺设	45	120	1 艘铺管船, 1 艘供应船
	海缆铺设	18	90	1 艘铺缆船, 1 艘供应船
	KL9-6WHPA 平台预钻井	182	326	6 艘拖轮



	作业内容	作业期 (天)	作业人数 (人)	作业船舶
	MSIU 拖航安装*	28	18	3 艘拖轮
垦利 9-1 油田	KL9-1CEPA 导管架海上安装	40	265	1 艘驳船, 1 艘拖轮, 1 艘浮吊船
	KL9-1CEPA 组块海上安装	25	230	3 艘拖轮, 1 艘浮吊船、1 艘驳船、 1 艘浮托船
	海管铺设	125	120	1 艘铺管船, 1 艘供应船
	海缆铺设	15	90	1 艘铺缆船, 1 艘供应船
	人工回填海管缆埋设	18	110	1 艘八字锚定位平板驳船、1 艘 拖轮、1 艘交通船、3 艘运输船
	KL9-1CEPA 平台预钻井	328	326	6 艘拖轮
	依托设施改造及海上设施连 接、调试	60	90	1 艘拖轮

注：移动注热平台前七年每年拖航就位 1 次，按每次拖航 4 天计算，从第八年开始固定在垦利 9-5/6 油田。

3.6.1 平台安装

新建 2 座平台导管架均在陆地场地建造。导管架采用浮吊船吊装就位，采用打桩锤将钢桩打入海底；新建 2 座平台甲板组块均在陆地场地建造，采用浮托船浮托就位，完成安装。其中 KL9-6WHPA 平台的生活楼由浮吊船海上单独吊装，KL9-1CEPA 平台的生活楼随组块一起浮托安装。

3.6.2 移动注热平台安装和迁移

移动注热平台前七年每年拖航就位 1 次，从第八年开始固定在垦利 9-5/6 油田。拖航就位每次采用拖带的形式就位，拖带一般需要 1 艘主拖轮，2 艘辅助拖轮进行拖带就位。到达油田区域后通过自身的升降系统实现安装就位。然后进行搭接栈桥和管缆连接。在注热作业结束后，移动注热平台迁移至其他油田作业。移动注热平台安装和迁移示意图见图 3.6-1。

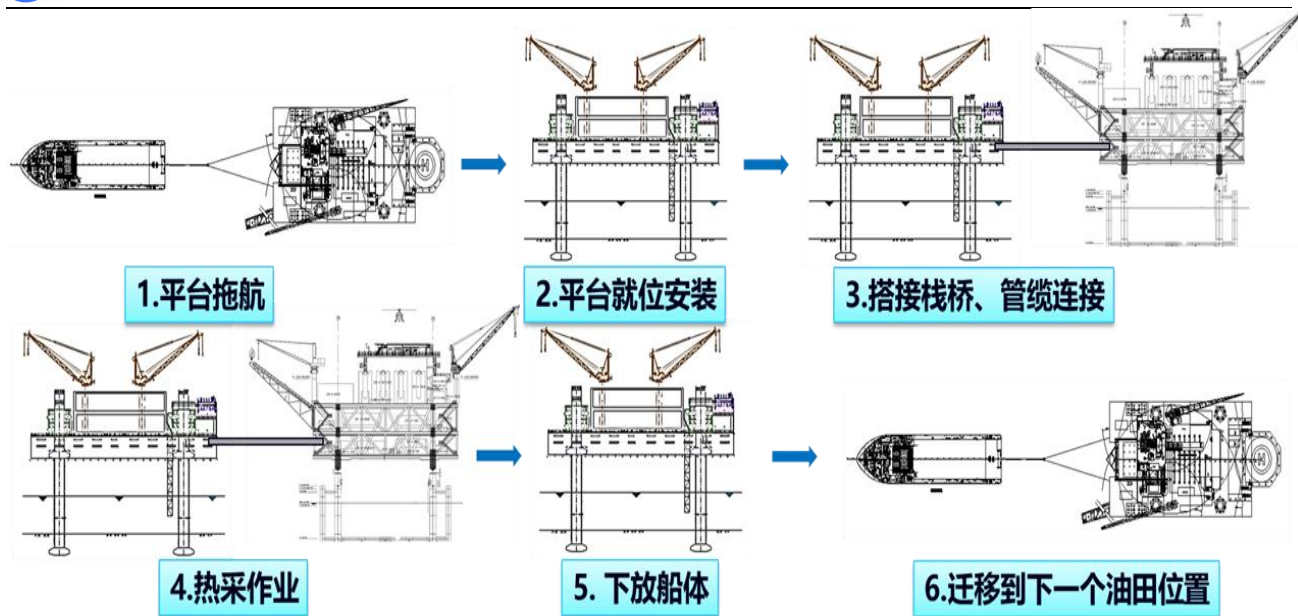


图 3.6-1 MSIU 移动注热平台安装和迁移示意图

3.6.3 钻完井方案

垦利 9-5/6 油田先期共钻 29 口井，包括热采井 28 口，水源井 1 口，预留 19 个井槽。以定向井为主，其中 20 口定向井（包括水源井 1 口），9 口水平井。为尽量避开储层中的夹层和水层，以及实现油藏分层开发需求，推荐定向井采用套管射孔完井；水平井采用裸眼完井。总进尺 43304m，平均井深 1493 m，最大井深 1957 m。

垦利 9-1 油田先期共钻 42 口井，其中 29 口采油井（后期 1 口转注）、12 口注水井、1 口水源井兼注水井。42 口井中 29 口井为定向井，13 口井为水平井。总井深为 92859m，平均井深 2211m，最大井深 3498m。推荐定向井采用套管射孔完井；水平井采用裸眼完井。

3.6.3.1 钻井设备和钻修井方式

采用自升式钻井平台进行初期钻井及后期调整井作业，采用修井机修井。采用批钻钻井。

3.6.3.2 井槽排列及间距

新建 KL9-6WHPA 平台共有 48 个井槽（所有井槽均为单简单井），分为南、北两井区，南、北区均按照 4（行）×6（列）排列，井槽间距均为 2m×2m，井槽示意图见图 3.6-2 所示。

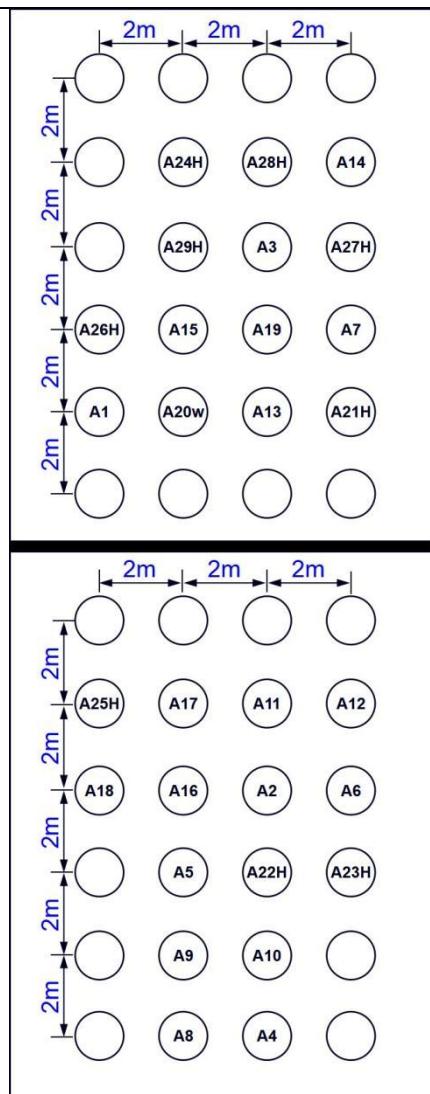


图 3.6-2 新建 KL9-6WHPA 平台井槽分布

新建 KL9-1 CEPA 平台共有 40 个井槽（含 12 个单筒双井），分为南、北两井区，南、北区均按照 4（行）×5（列）排列，第二和第三行井口井槽间距为 2.0m×1.9m，其余井口井槽间距为 2.0m×1.8m。井槽示意图如图 3.6-3 所示。

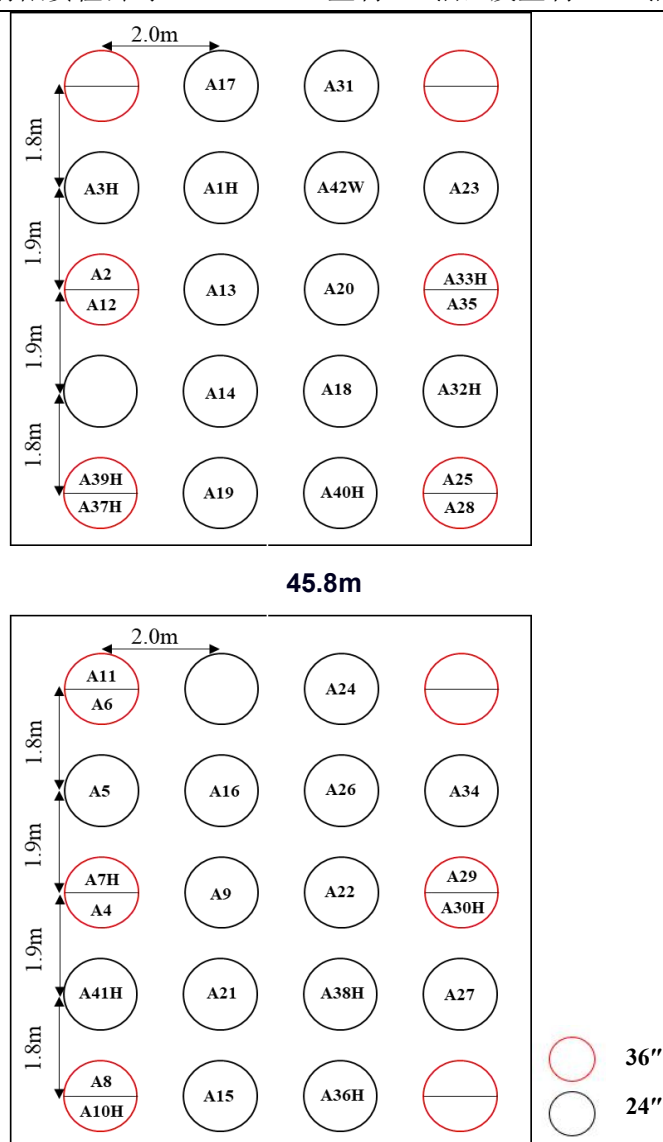
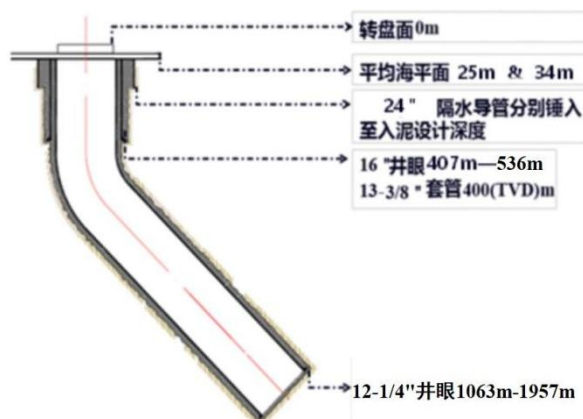


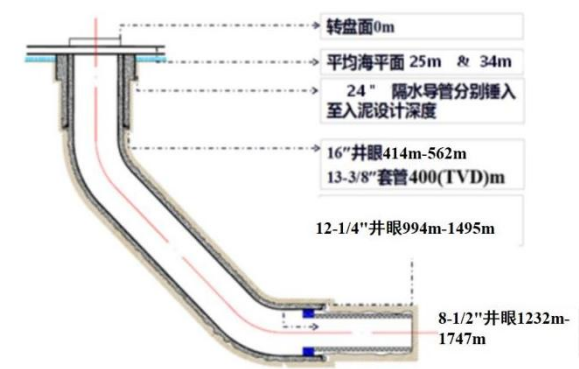
图 3.6-3 新建 KL9-1CEPA 平台井槽分布

3.6.3.3 井身结构及套管程序

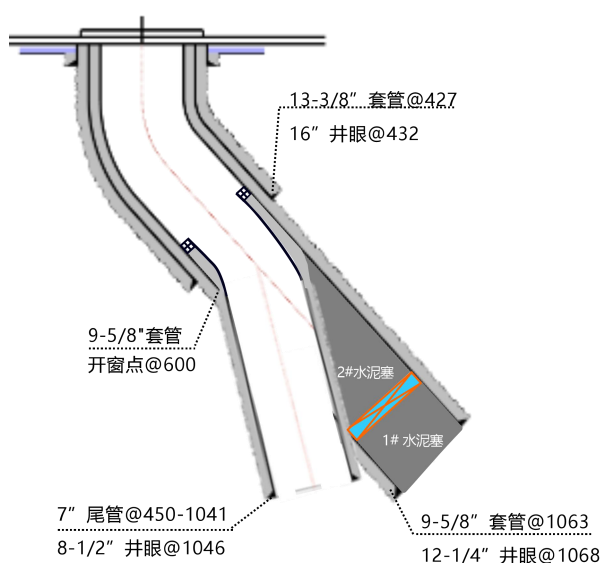
垦利 9-5/6 油田先期钻井 29 口井共分三类井身结构，其中第一类井为定向采油井，共计 19 口；第二类井为定向水源井，共计 1 口；第三类井为水平采油井，共计 9 口；并对其中部分先期钻井进行侧钻，其中侧钻定向采油井，共计 1 口；侧钻水平采油井，共计 3 口；具体井身结构和套管程序如表 3.6-2 所示。井身结构示意图见图 3.6-4。实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。



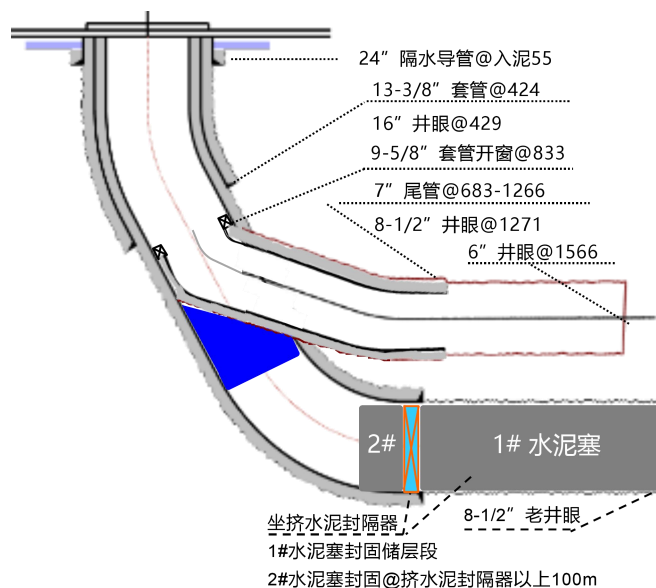
第一类 19 口定向采油井井身结构



第三类 9 口水平采油井井身结构



侧钻定向井 (A19s) 井身结构



侧钻水平井 (A27H1/A28H1/A29H1) 井身结构

图 3.6-4 KL9-6WHPA 平台井身结构示意图

表 3.6-2 KL9-6WHPA 平台井身结构

		井型	井数	井名	井眼尺寸 (in) × 井深 (m)
先期钻井	第一类	定向采油井	19	A1	16" × 412m + 12-1/4" × 1230m
				A2	16" × 412m + 12-1/4" × 1433m
				A3	16" × 410m + 12-1/4" × 1554m
				A4	16" × 452m + 12-1/4" × 1233m
				A5	16" × 411m + 12-1/4" × 1305m
				A6	16" × 411m + 12-1/4" × 1487m
				A7	16" × 423m + 12-1/4" × 1660m
				A8	16" × 445m + 12-1/4" × 1490m
				A9	16" × 444m + 12-1/4" × 1365m
				A10	16" × 520m + 12-1/4" × 1324m



		井型	井数	井名	井眼尺寸（in） ×井深（m）
				A11	16″ ×414m+12-1/4″ ×1454m
				A12	16″ ×421m+12-1/4″ ×1615m
				A13	16″ ×412m+12-1/4″ ×1809m
				A14	16″ ×423m+12-1/4″ ×1957m
				A15	16″ ×530m+12-1/4″ ×1426m
				A16	16″ ×407m+12-1/4″ ×1536m
				A17	16″ ×411m+12-1/4″ ×1615m
				A18	16″ ×520m+12-1/4″ ×1742m
				A19	16″ ×536m+12-1/4″ ×1063m
	第二类	定向水源井	1	A20w	16″ ×510m+12-1/4″ ×1576m
	第三类	水平采油井	9	A21H	16″ ×417m+12-1/4″ ×994m+8-1/2″ ×1310m
				A22H	16″ ×543m+12-1/4″ ×1304m+8-1/2″ ×1559m
				A23H	16″ ×421m+12-1/4″ ×1009m+8-1/2″ ×1232m
				A24H	16″ ×529m+12-1/4″ ×1324m+8-1/2″ ×1597m
				A25H	16″ ×562m+12-1/4″ ×1065m+8-1/2″ ×1334m
				A26H	16″ ×535m+12-1/4″ ×1495m+8-1/2″ ×1747m
				A27H	16″ ×414m+12-1/4″ ×1318m+8-1/2″ ×1658m
				A28H	16″ ×561m+12-1/4″ ×1194m+8-1/2″ ×1491m
				A29H	16″ ×416m+12-1/4″ ×1262m+8-1/2″ ×1502m
初期开发井合计			29		
侧钻井	侧钻定向采油井	1	A19s	8-1/2"×（600m-1046m）	
	侧钻水平采油井	3	A27H1/A28H1/A29H1	8-1/2"×（833m-1271m）+6"×（1271m-1566m）	
侧钻井合计			4		

注：表中各井的井身结构将根据现场实际钻井情况有所调整。

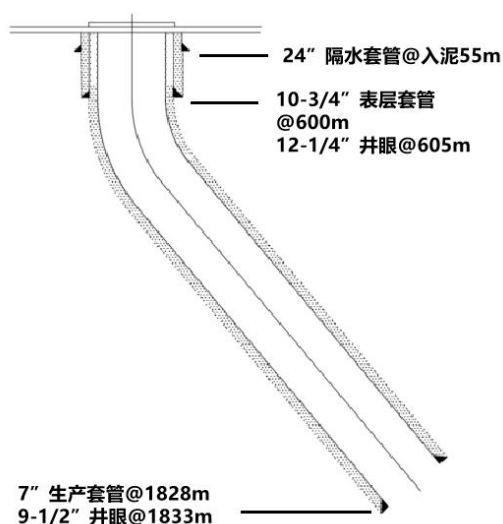
垦利 9-1 油田先期钻井共分八类井身结构，具体井身结构如表 3.6-3 所示。井身结构示意图见图 3.6-5。实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。



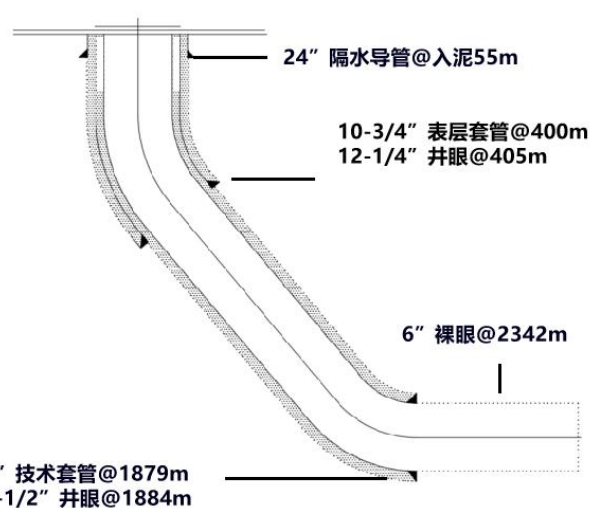
表 3.6-3 KL9-1CEPA 平台井身结构

	井型	井数	井眼尺寸 (in) × 井深 (m)	井名
第一类	瘦身定向井	5	12-1/4" × 605m + 9-1/2" × 1833m	A9、A13、A14、A26、A27
第二类	瘦身水平井	4	12-1/4" × 405m + 9-1/2" × 1884m + 6" × 2342m	A10H、A37H、A38H、A39H
第三类	定向井	20	16" × 405m + 12-1/4" × 2004m	A17、A21、A20、A18、A24、A22、A23、A25、A19、A16、A11、A15、A42W、A12、A29、A31、A5、A6、A4、A35
第四类		2	16" × 605m + 12-1/4" × 2004m	A2、A34
第五类	水平井	7	16" × 405m + 12-1/4" × 2109m + 8-1/2" × 2479m	A30H、A7H、A41H、A33H、A40H、A32H、A3H
第六类	水平井	1	16" × 605m + 12-1/4" × 2948m + 8-1/2" × 3395m	A1H
第七类	加深评价井	2	16" × 405m + 12-1/4" × 2291m + 8-1/2" × 3277m	A8、A28
第八类	领眼井	1	16" × 605m + 12-1/4" × 2911m 12-1/4" × (2200-3468) m + 8-1/2" × 3325m	A36H/A36P

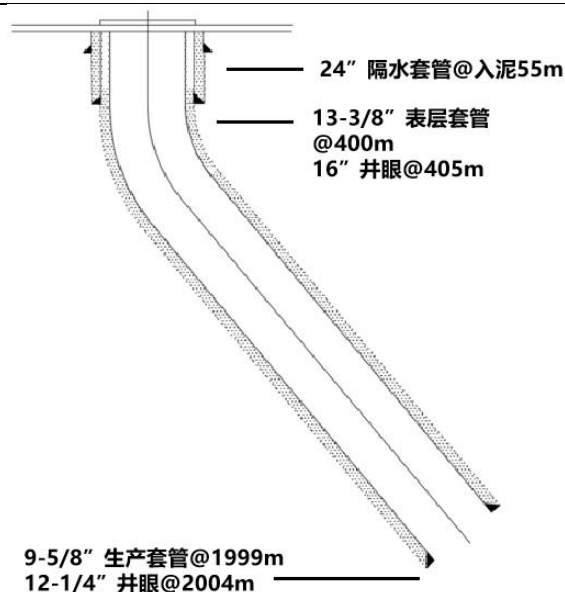
备注：表中各井的井身结构将根据具体实际钻井情况有所调整。



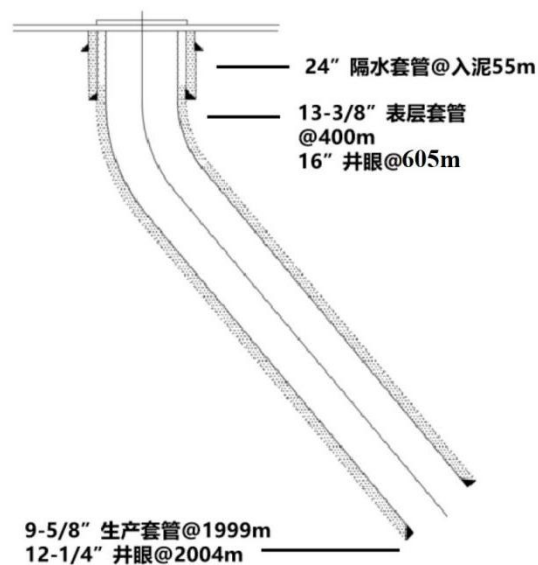
第一类 5 口瘦身定向井井身结构



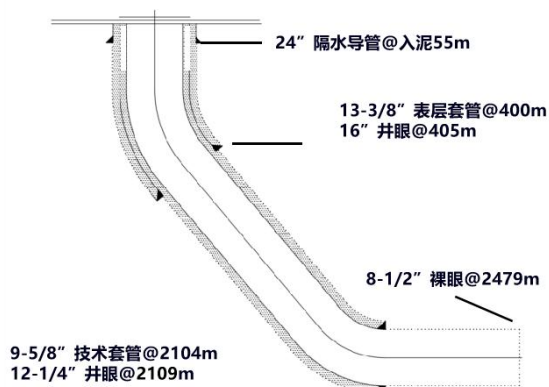
第二类 4 口瘦身水平井井身结构



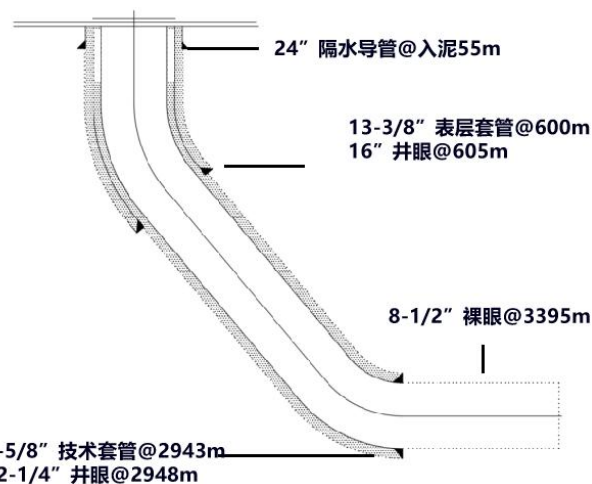
第三类 20 口定向井井身结构



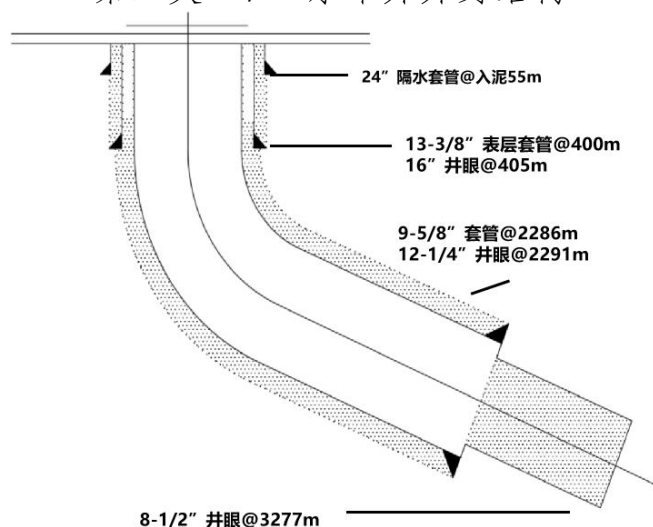
第四类 2 口定向井井身结构



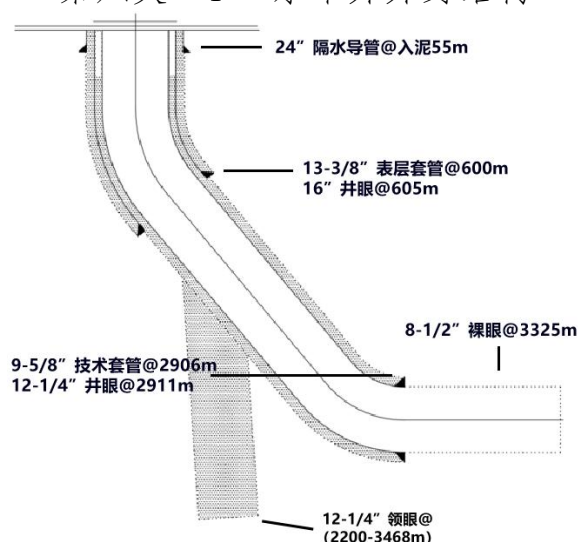
第五类 7 口水平井井身结构



第六类 1 口水平井井身结构



第七类 2 口加深评价井井身结构



第八类 1 口领眼井井身结构

图 3.6-5 KL9-1CEPA 平台井身结构示意图



3.6.3.4 钻井液体系

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程采用水基环保钻井液。水基环保钻井液主要使用海水膨润土浆、环保型水基钻井液体系、弱凝胶无粘土相钻井液体系、改进型有机正电胶和免破胶无粘土相钻井液体系等。具体详见表 3.6-4。

表 3.6-4 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田各井段钻井液体系

	井段	钻井液类型	密度 (g/cm ³)
垦利 9-1 油田	16"	海水/搬土稠浆 (下部转海水聚合物体系)	1.03-1.08
	12 -1/4"	环保型水基钻井液体系	1.10-1.18
	8 -1/2"	弱凝胶无粘土相水基钻井液	1.10-1.18
垦利 9-5/6 油田	16"	海水/膨润土浆	1.03-1.08
	12-1/4"	所有井上部：海水/膨润土浆	1.03-1.10
		定向井下部：环保型水基钻井液体系	1.10-1.14
		水平井下部：改进型有机正电胶水基钻井液	1.10-1.13
	8-1/2"	免破胶无粘土相水基钻井液体系	1.08-1.10

3.6.4 海管/海缆铺设

垦利 9-1 油田新铺海底输油管道拟采用“海洋石油 202”或同等能力铺管船铺设；海底电缆拟采用“聚力号”或同等能力船舶，边铺边埋。

垦利 9-5/6 油田新铺海底管道拟采用“海洋石油 202”或同等能力铺管船铺设。海底电缆拟采用“沪救捞 62”或同等能力船舶，边铺边埋。

3.6.4.1 挖沟和埋设

本项目新建管缆全程埋设。其中：

垦利 9-1 油田海管埋深：管道顶部距海床表面为 2m，后挖沟，自然或人工回填。海缆埋深：海缆顶部距海床表面为 2m-2.5m，边铺边埋，自然或人工回填。

管缆路由部分穿越广利港-东营港航路，穿越航路区域约 2.9km，海底管道埋深 2m，后挖沟，人工回填；其余管道埋深 2m，后挖沟，自然回填。电缆埋深 2.5m，边铺边埋，部分人工回填；其余电缆埋深 2m，边铺边埋，自然回填。人工回填采用导管回填法进行施工。回填石料通过导管下放至海管上方，可最大限度减少回填造成的悬浮物影响。精准保证回填质量，提升作业效率。该施工方法一般由专业的回填船舶进行施工，常规为八字锚系定位平板驳船。用挖掘机将运输石料船上的石料倒运至交通定位船上之后，再用挖掘机装载至导管

料斗内，由导管下传至海床。利用 GPS 测量高程与导管底部相对高差，参照海床上管缆挖沟的底标高，提前计算出回填量，满足回填量之后移动导管漏斗位置进行继续回填，回填完成后，及时进行声呐扫测，再对不满足要求区域进行补充回填，以保障回填精度。

垦利 9-1 油田海管铺设速率为 700m/d。管沟顶宽为 6m，底宽为 3m。挖沟截面示意详见图 3.6-6。海缆铺设速率为 4km/d。缆沟顶宽为 1m，底宽为 0.5m。常规段挖沟截面示意详见图 3.6-7。

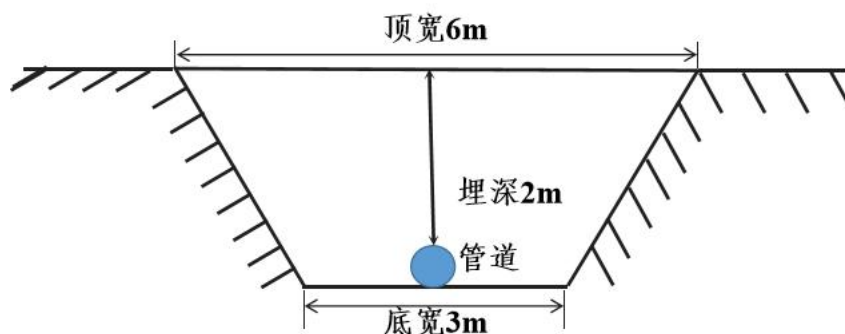


图 3.6-6 海底管道挖沟截面示意

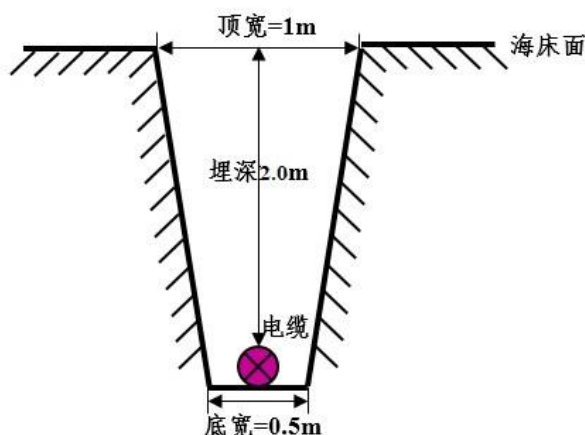


图 3.6-7 海底电缆挖沟截面示意

垦利 9-5/6 油田海管埋深：管道顶部距海床表面为 1.5m-2m，后挖沟，自然回填；海缆埋深：海缆顶部距海床表面为 2m，边铺边埋，自然回填。

两侧靠近平台端约 1.957km 海管埋深 1.5m，后挖沟，自然回填；其它端约 9.343km 海管埋深 2m，后挖沟，自然回填。

垦利 9-5/6 油田海管缆铺设速率和管缆顶宽、底宽尺寸与垦利 9-1 油田相同。管沟截面示意详见图 3.6-6 和图 3.6-8。缆沟截面示意详见图 3.6-7。

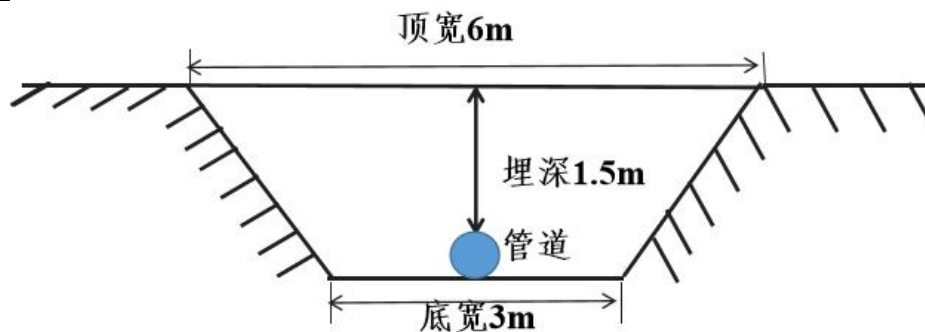


图 3.6-8 海管挖沟截面示意

3.6.4.2 立管及膨胀弯安装

新建平台侧立管及电缆护管在陆上建造场地预安装，预安装立管及电缆护管布置在导管架预定位置；同时设置抗冰/防碰撞保护结构和警示标识。

管缆近平台无法挖沟埋设的区域，采用混凝土压块进行覆盖保护；海管、立管及膨胀弯采用水下法兰连接。

3.6.4.3 交越已有管缆铺设

本项目新建海底管缆与周边海底管缆共产生 9 处交越。具体详见表 3.6-5。新建海底管缆与已有海底管缆交叉跨越时，在原有管缆上方放置水泥压块（至少 30cm 高），在其上方铺设新建管缆，新建管缆上方再铺设水泥压块进行防护。

表 3.6-5 新建海底管缆与已有海底管缆交越点分布

本项目新建内容	交越管缆名称	交越点数量
新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 海底管道	1
	KL3-2CEPA 至 KL10-1CEP 海底电缆	1
新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海底电缆	KL10-2 CEPC 平台至 KL6-1PAP 平台海底输油管道	1
	KL6-1 PAP 平台至 KL10-2 CEPC 平台海底输气管道	1
	KL10-1 WHPB 平台至 KL10-4 WHPA 平台海底注水管道	1
	KL10-4 WHPA 平台至 KL10-1 WHPB 平台海底混输管道	1
	KL10-1 WHPB 平台至 KL10-4 WHPA 平台海底电缆	1
	KL10-1 EPP 平台至 KL10-2 CEPC 平台海底电缆（2 条）	2

3.7 海上生产阶段工艺流程

3.7.1 新建 KL9-6WHPA 平台工艺流程

KL9-6WHPA 平台 28 口热采井开发分为 2 个阶段，第一阶段（开发前 7 年）为蒸汽吞吐阶段，每年先向热采井注入一定量的蒸汽（单井注汽量 300t/d，注汽 17~24 天，满足 6 口井注入蒸汽），焖井 5 天，待蒸汽向两侧扩散后再开井，进

入放喷和泵抽。第二阶段（开发第 8 年~20 年）为化学辅助蒸汽驱和侧钻井吞吐阶段，24 口井转为蒸汽驱（6 注 18 采），蒸汽驱中伴注凝胶和氮气泡沫改善流动性，另外 4 口井侧钻继续蒸汽吞吐。

3.7.1.1 放喷流程

KL9-6WHPA 平台前七年采用蒸汽吞吐的开发方式，第八年转为蒸汽驱，均为电潜泵采油。蒸汽吞吐开采阶段包括注热、焖井、放喷、开采等过程。由于放喷期间气产量变化大，为了不对单井计量产生影响，分别设置放喷系统和单井计量系统。主要流程如下：单井注热天数约为 17~24 天，蒸汽停注后，关井，焖井约 5 天后，开始进行放喷和开采。放喷期间，同批放喷的单井物流在放喷管汇集后，进入放喷分离器进行气液分离，分离出的放喷气送去放喷冷却器，冷却到 60℃经放喷涤气罐进行放空，分离出的液相与来自生产管汇的井流物混合后，送去静电聚结分离器。实际生产过程中如放喷气中可燃气体含量较高，可改去静电聚结分离器。同批放喷的井为 1~6 口。流程图详见图 3.7-1。

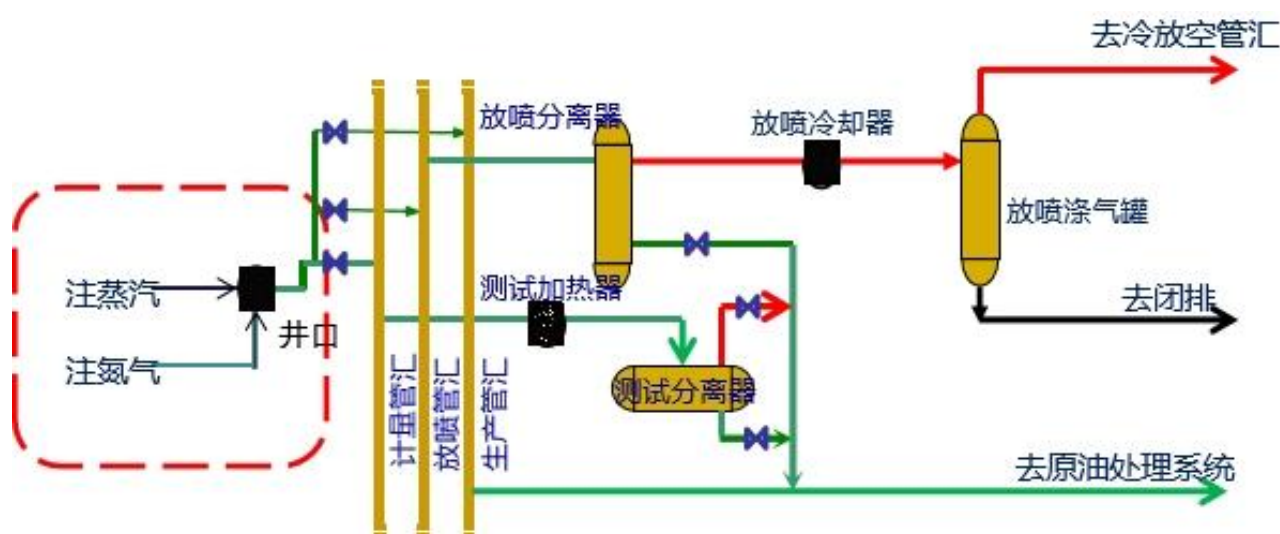


图 3.7-1 KL9-6WHPA 平台放喷流程

3.7.1.2 原油处理流程

蒸汽吞吐阶段使用电潜泵生产，各单井物流在生产管汇汇集后，如果物流温度低于 70℃时，须先掺水混合升温至 70℃后（转驱后，如果物流温度低于 60℃，需直接加热至 60℃），再送至静电聚结分离器进行油气水三相分离。经分离器分离出的气相供给蒸汽锅炉或送至伴生气系统增压外输，分离出的含水 60%原油，经原油外输泵增压、与外输掺水混合后，通过新建海底管道外输至

KL9-1CEPA 平台作进一步处理。注热期间如燃料气不足，原油通过栈桥去往 MSIU 平台燃料油系统处理后用作锅炉燃料。静电聚结分离器分出的含砂生产水送至除砂流程除砂后，主要用于外输掺水。静电聚结分离器内设置在线冲砂装置，可根据实际生产情况对分离器底部沉砂进行清除，冲砂水源为生产水。流程图详见图 3.7-2。

KL9-6WHPA 平台原油处理流程兼顾外输和除砂需求，在本平台设置原油脱水和平台掺水流程，经原油处理系统分离出的生产水送去除砂流程除砂后，主要用作外输掺水。当外输流体含水率不足 63% 时，需掺水源井水以满足含水率要求，掺水位置为静电聚结分离器前。

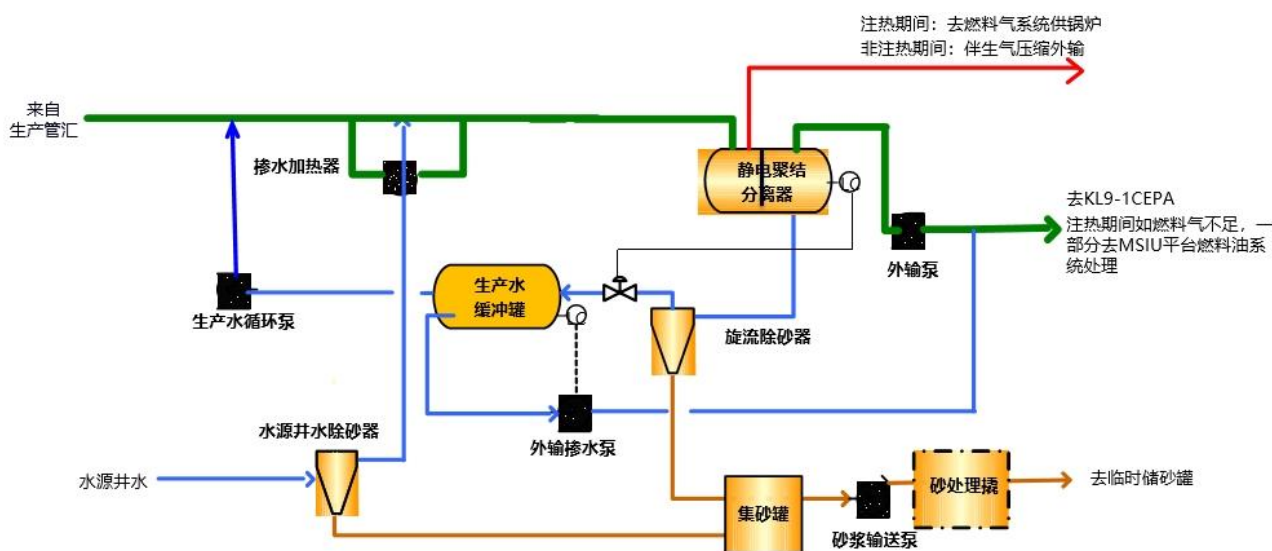


图 3.7-2 KL9-6WHPA 平台原油处理流程图

3.7.1.3 伴生气系统流程

伴生气供给蒸汽锅炉或增压外输，伴生气压缩系统仅在蒸汽吞吐阶段非注热期间使用，伴生气系统的设计能力为 $2.89 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ 。伴生气压缩系统主要设备包括伴生气入口冷却器、伴生气压缩机前涤气罐、伴生气一级压缩、伴生气压缩一级后冷却器、伴生气压缩二级前涤气罐。伴生气二级压缩、伴生气压缩二级后冷却器。KL9-6WHPA 的伴生气引自静电聚结分离气相出口，经伴生气冷却器进行降温后进入涤气罐脱除液滴后进入一级压缩机，经过压缩后到一级冷却器，从天然气一级出口冷却器来的气体进入二级压缩机，伴生气经二级压缩后进入二级冷却器最后输送至外输泵出口，和原油一同混输至 KL9-1CEPA。流程图详见图 3.7-3。

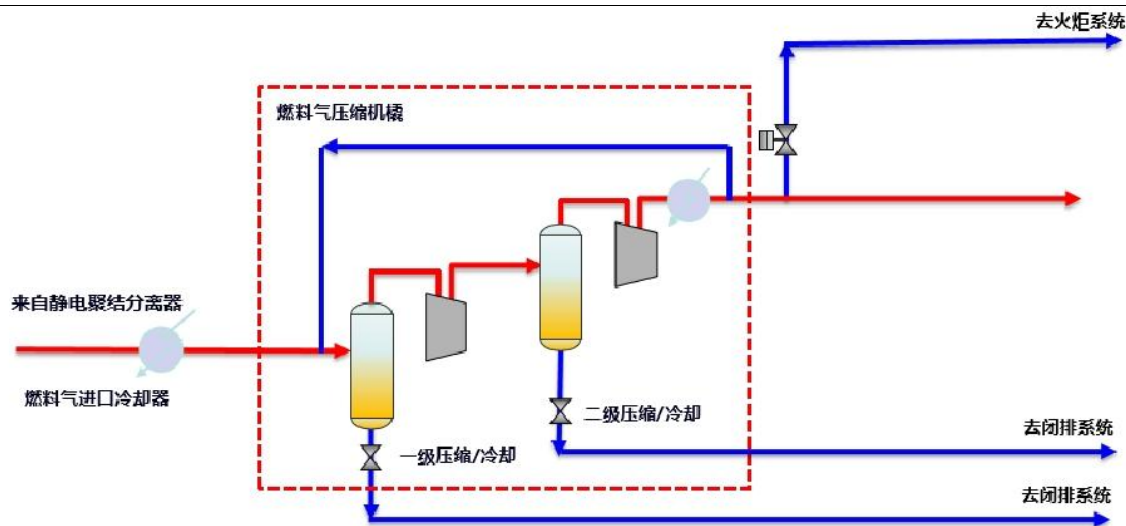


图 3.7-3 KL9-6WHPA 平台伴生气系统流程

3.7.1.4 生产水除砂系统流程

静电聚结分离器分离出的生产水进入旋流除砂器进行固液分离，液相出口砂粒径要求小于 40 微米。分离出的水进入生产水缓冲罐。缓冲罐出口的水有三个去向：一是作为循环水，通过生产水循环泵打到静电聚结分离器前，以满足旋流除砂器最小处理量要求，并提高除砂效果；二是通过冲砂泵增压用于静电聚结分离器在线冲砂；三是通过海管掺水泵将生产水掺入原油外输泵入口同原油一起海管外输。当水量不足无法满足以上三个用户的需求时，通过水源井水电潜泵将水源井水最终补充到静电聚结分离器，保持生产水缓冲罐维持在一定液位。旋流除砂器分离出的含水湿砂则进入集砂罐缓冲，然后通过砂浆输送泵增压输送至砂处理撬（卧螺机撬），对湿砂进行进一步脱水。卧螺机分离出的水去往开排，而干砂则输送至临时储砂罐，临时储砂罐定期送到陆地。

3.7.1.5 生活污水处理系统流程

平台设置 1 套生化电解式生活污水处理系统用于处理生活污水，生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解式生活污水处理系统，处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余部分排海。灰水进入过滤器过滤后进入开排并最终进入生产系统，经处理后的灰水最终回注地层。生活污水处理系统设计处理规模为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，灰水经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理达标后排海。

3.7.2 租用 MSIU 移动注热平台工艺流程

MSIU 移动注热平台主要为 KL9-6WHPA 平台提供高温高压蒸汽和高压氮气。注热平台共设 3 台 30t/h 蒸汽锅炉，锅炉用水采用海水作为水源，经锅炉水处理系统处理的水进入蒸汽锅炉进行处理，处理为合格蒸汽后输送至 KL9-6WHPA 平台进行注热作业；空气经变压制氮增压系统提取高压氮气输送至 KL9-6WHPA 平台使用；KL9-6WHPA 平台提供的含水原油（含水 60%）在 MSIU 移动注热平台经热处理器、电脱水器处理成合格油后为蒸汽锅炉提供燃料；燃料油系统脱水产生的含油污水输送至 KL9-6WHPA 平台进行处理；KL9-6WHPA 平台提供的伴生气在 MSIU 移动注热平台经燃料气涤气罐处理为合格燃料气为蒸汽锅炉提供补充燃料。MSIU 平台流程框图见图 3.7-4。

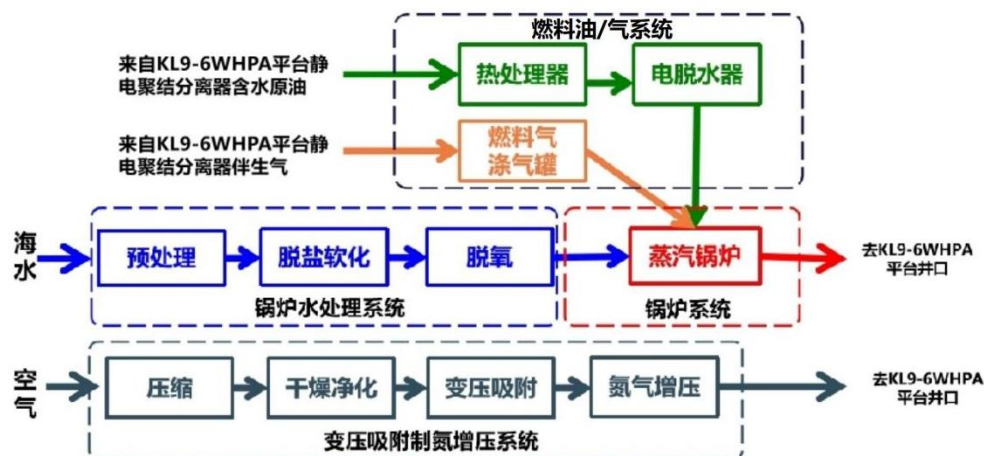


图 3.7-4 MSIU 移动注热平台流程

3.7.2.1 锅炉水处理系统

锅炉给水采用海水作为水源，海水首先进入自动反冲洗过滤器脱出其中的较大颗粒杂质，然后通过海水换热器与脱氧水换热升温，随后进入超滤装置脱出水中小颗粒悬浮物和胶体，满足浊度<1NTU 的水质指标后进入反渗透装置，脱出水中大部分 Na^+ 、 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子，进入两级阳离子交换器后经热力除氧器除氧后进入锅炉系统。MSIU 平台锅炉水处理系统框图见图 3.7-5。

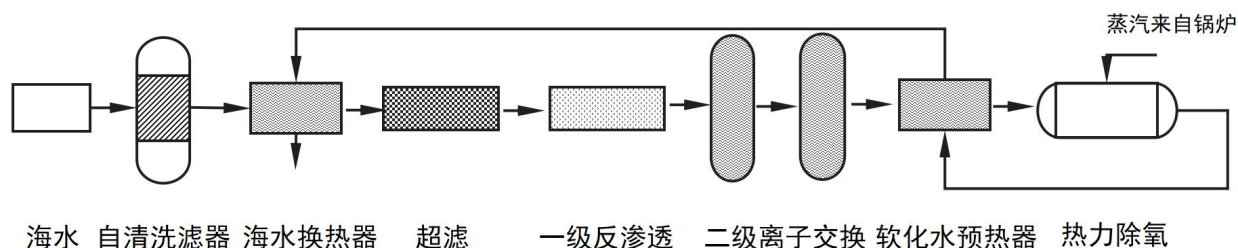


图 3.7-5 MSIU 平台锅炉水处理流程

3.7.3 新建 KL9-1CEPA 平台工艺流程

3.7.3.1 原油处理系统流程

来自 KL9-6WHPA 平台的物流与 KL9-1CEPA 平台的产液汇合，经换热后进入一级分离器，分离出的生产水去生产水处理系统，脱出的伴生气去燃料气处理系统，脱除部分游离水后的原油经加热，进入二级分离器进一步脱除伴生气和水，脱出的低压气经低压增压压缩机增压后去燃料气系统，脱出的水经生产水增压泵增压后回掺到一级分离器，脱水后的原油经增压和加热后进入电脱水器处理成合格原油，然后经换热到 80°C 后进入原油缓冲罐，再经原油外输泵增压后进入外输海管输送到 KL3-2CEPA 中心平台。2047 年后为了保证正常输送，外输原油含水需要达到 60%，且外输温度不低于 80°C 。流程图详见图 3.7-6。

3.7.3.2 燃料气系统流程

二级分离器分出的天然气进入低压压缩机增压后和一级分离器分出的天然气混合后进入燃料气系统处理后一部分作为燃料去热介质锅炉，剩余部分经压缩机增压后作为燃料去透平发电机。燃料气系统主要设备包括低压压缩机进口冷却器、低压压缩机、低压压缩机出口冷却器系统、低压压缩机出口涤气罐、燃料气冷却器、燃料气涤气罐、燃料气一级压缩机进口涤气罐、燃料气一级压缩机、燃料气一级压缩机出口冷却器、燃料气二级压缩机进口涤气罐、燃料气二级压缩机、燃料气二级压缩机出口冷却器、燃料气接收罐、燃料气聚集过滤器和过热加热器。燃气透平发电机和压缩机系统运行至 2032 年，KL9-1CEPA 平台燃料气设计能力为 $10.08 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ，压缩机系统能力 $6.96 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ 。

3.7.3.3 生产水处理系统流程

根据垦利 9-1 及垦利 9-5/6 油品性质，并参照现有油田的生产经验，生产水



系统采用“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器”三级处理流程。生产水及水源井补水通过斜板除油器初步分离出的水进入溶气式气浮选机对其中的油进行进一步去除，经气浮选机处理后的生产水最后进入核桃壳过滤器。经核桃壳过滤器处理后含油量 $<30\text{mg/L}$ 的生产水进入注水系统处理至合格注水回注。斜板除油器及气浮选机分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回工艺流程处理。另外，如果投产后发现水源井水不含油，则水源井水直接进入注水系统的双介质过滤器。生产水处理系统设计规模为 $15600\text{m}^3/\text{d}$ 。流程图详见图 3.7-7。

3.7.3.4 注水处理系统流程

从生产水处理系统处理后的生产水进入注水系统进一步处理，处理合格的注水满足本平台驱油回注外，其余注水回注水源井兼注水井的含油层位。KL9-1CEPA 平台生产水处理系统处理至含油量 $<30\text{mg/L}$ 的生产水进入双介质过滤器进一步处理，处理至满足注水标准含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 后，在本平台回注。注水处理系统设计规模为 $14160\text{m}^3/\text{d}$ 。流程图详见图 3.7-8。

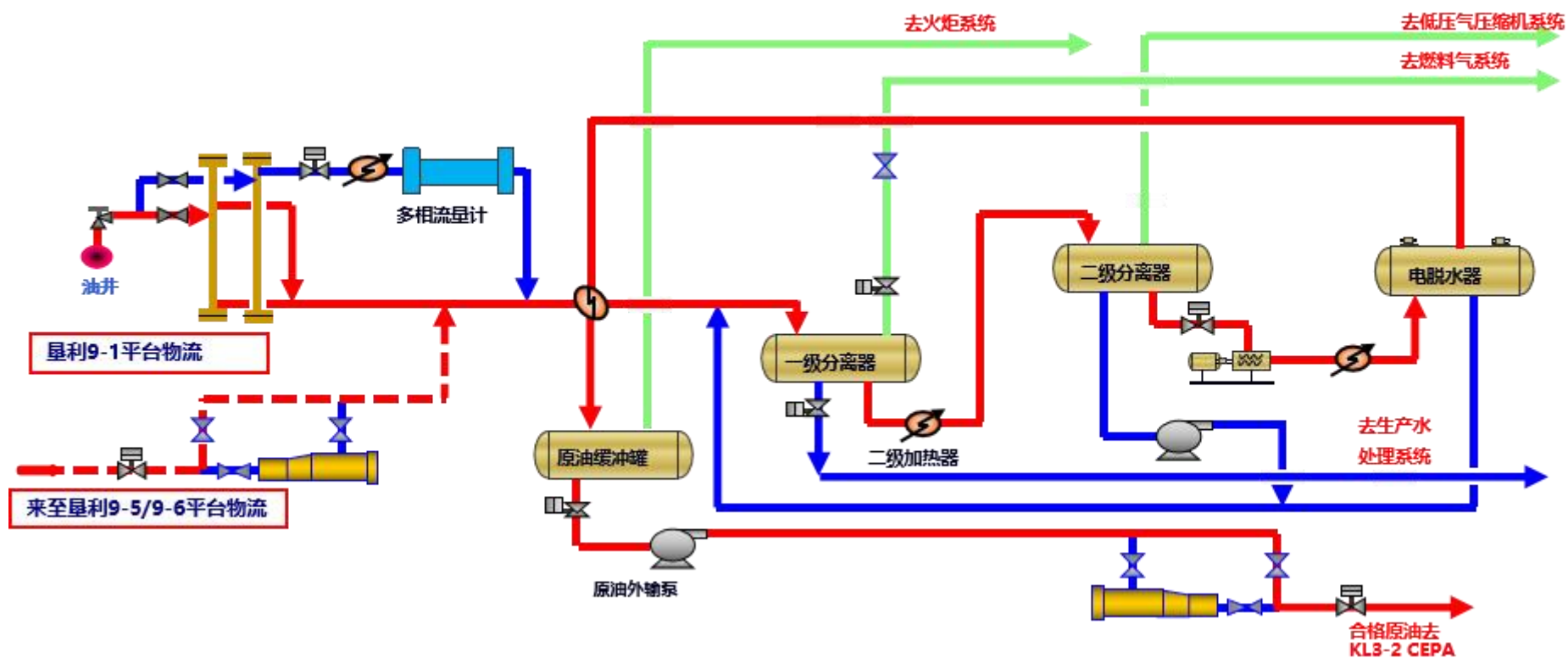


图 3.7-6 KL9-1CEPA 平台原油处理系统流程

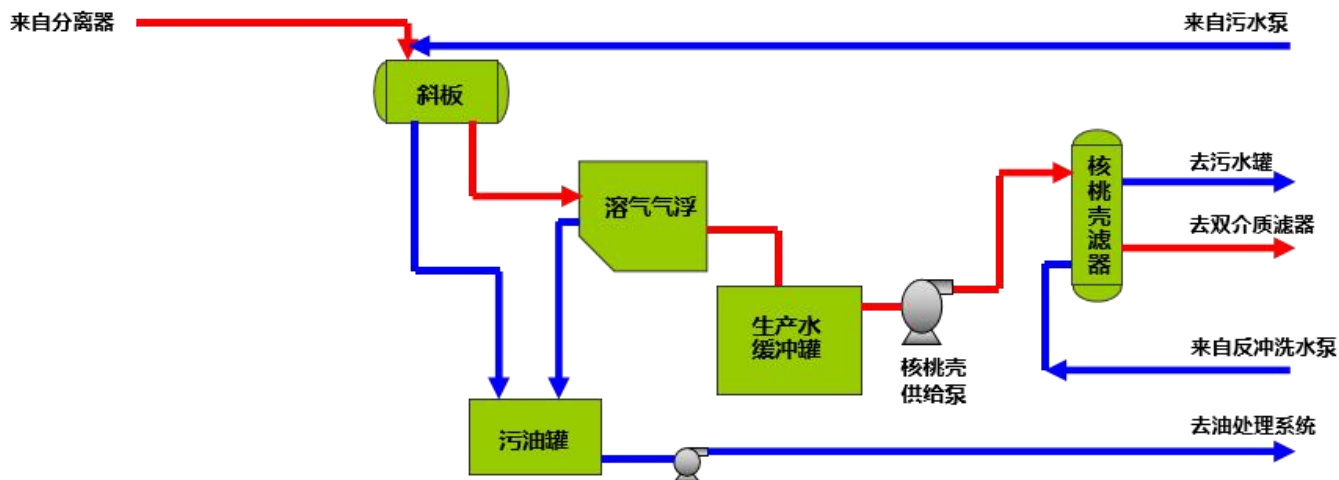


图 3.7-7 KL9-1CEPA 平台生产水处理系统流程

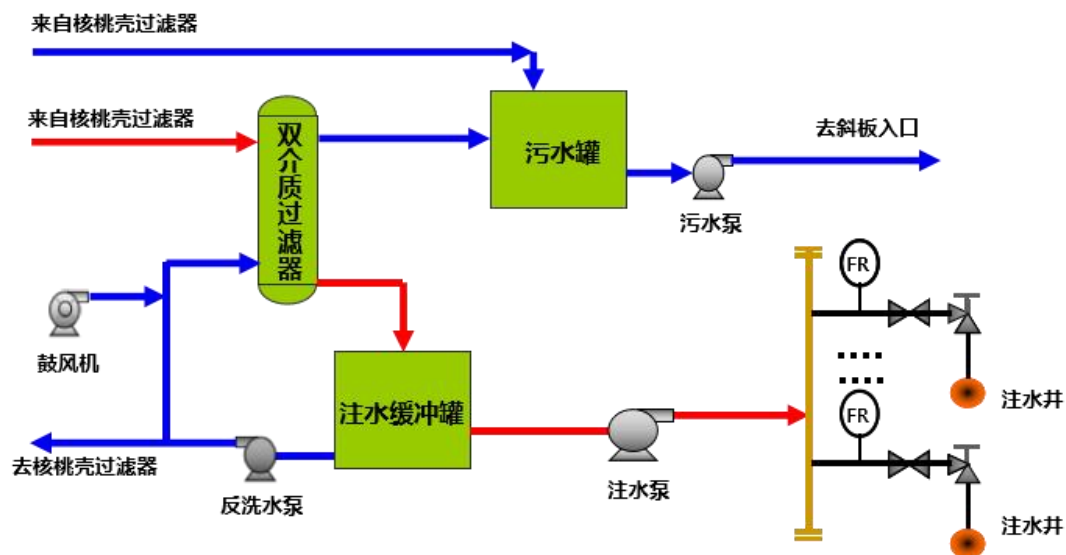


图 3.7-8 KL9-1CEPA 平台注水处理系统流程



3.7.3.5 生活污水处理系统流程

平台设置 1 套生化电解式生活污水处理系统用于处理生活污水，生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解式生活污水处理系统，处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余部分排海。灰水进入过滤器过滤后进入开排并最终进入生产系统，经处理后的灰水最终回注地层。生活污水处理系统设计处理规模为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，灰水经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理达标后排海。

3.8 产污环节与污染物分析

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程可以分为海上建设阶段、生产阶段和废弃阶段三个阶段。本节将根据各阶段的作业内容，分析开发过程中可能产生污染物的环节和污染物种类。

3.8.1 海上建设阶段

海上建设阶段包括：平台安装；海底管道及海底电缆的铺设；钻完井作业；依托设施改造及海上设施连接、调试等。

海上平台安装就位与调试过程中，将有浮吊船、浮托船、驳船和拖轮等施工船舶参加作业，这些船舶将产生船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物。

海底管道/电缆铺设过程中，将有铺管船、铺缆船、驳船、交通船和拖轮等施工船舶参加作业，污染物主要为在铺管/缆挖沟埋设过程中搅起海底沉积物，造成部分沉积物悬起，海管铺设完成后清管作业产生的清管水，参加作业的船舶和人员会产生船舶含油污水、生活污水和食品废弃物等生活垃圾，以及生产垃圾等。

钻完井作业过程中，还将产生钻井液和钻屑。此外，参加钻完井作业的拖轮等还将产生一定量的船舶污染物和生产垃圾等。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.8-1。

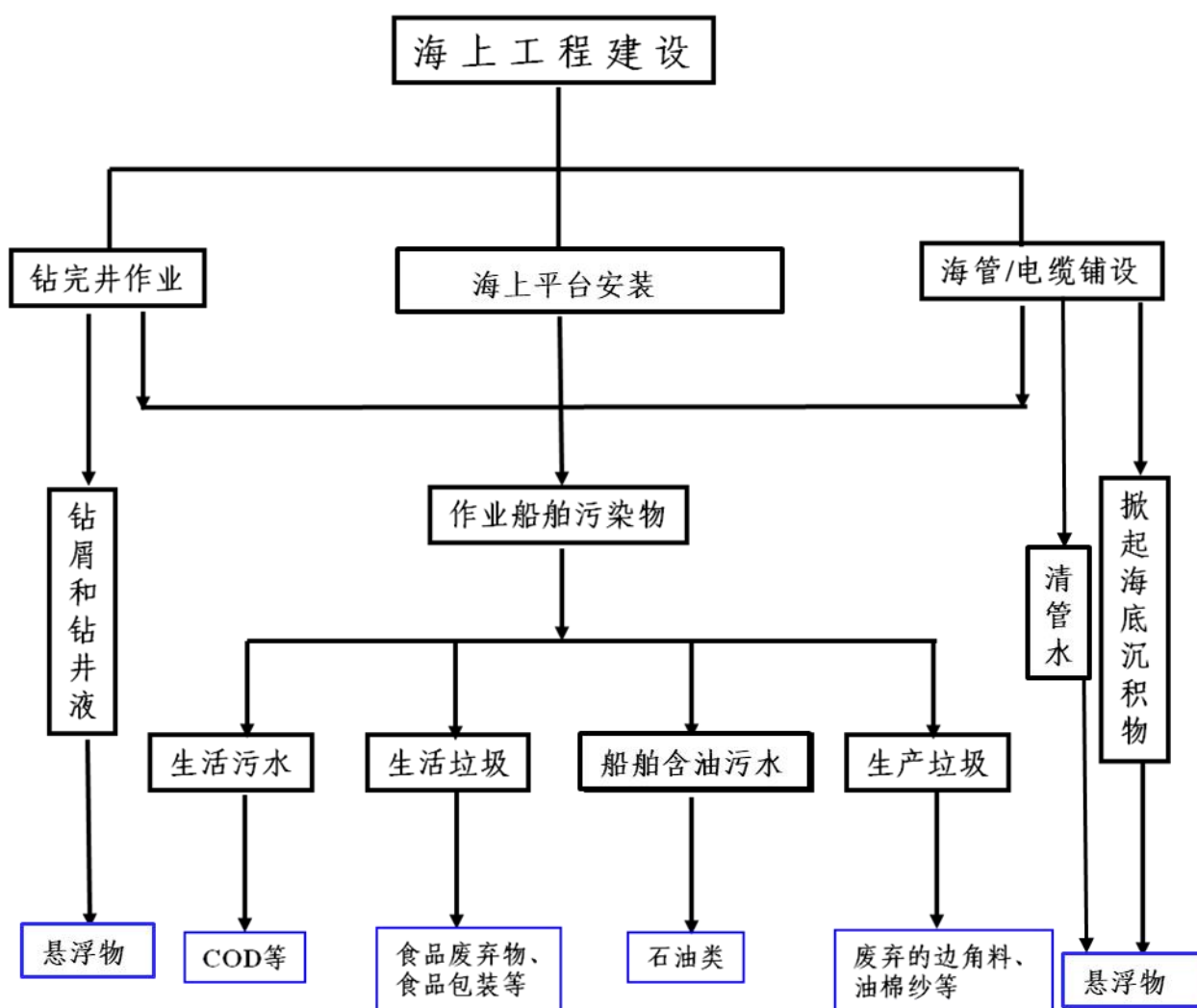


图 3.8-1 海上建设阶段产污环节和污染物种类

3.8.2 生产阶段

生产阶段主要污染物为新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台产生的含油生产水、甲板及设备冲洗水、初期雨水等其它含油污水、生活污水、生活垃圾、日常生产和设施维修产生的生产垃圾；KL9-6WHPA 平台产生的冷放空废气；KL9-1CEPA 平台燃料燃烧产生的发电机废气和锅炉废气；移动注热平台 MSIU 产生的蒸汽锅炉废气和给水系统产生的浓盐水，以及导管架平台和海底管道牺牲阳极的锌释放等。

同时，生产阶段的守护船及值班船等将产生一定量的船舶污染物，其污染物种类与建设阶段所产生的船舶污染物种类相同。

生产阶段产污环节及污染物种类参见图 3.8-2。

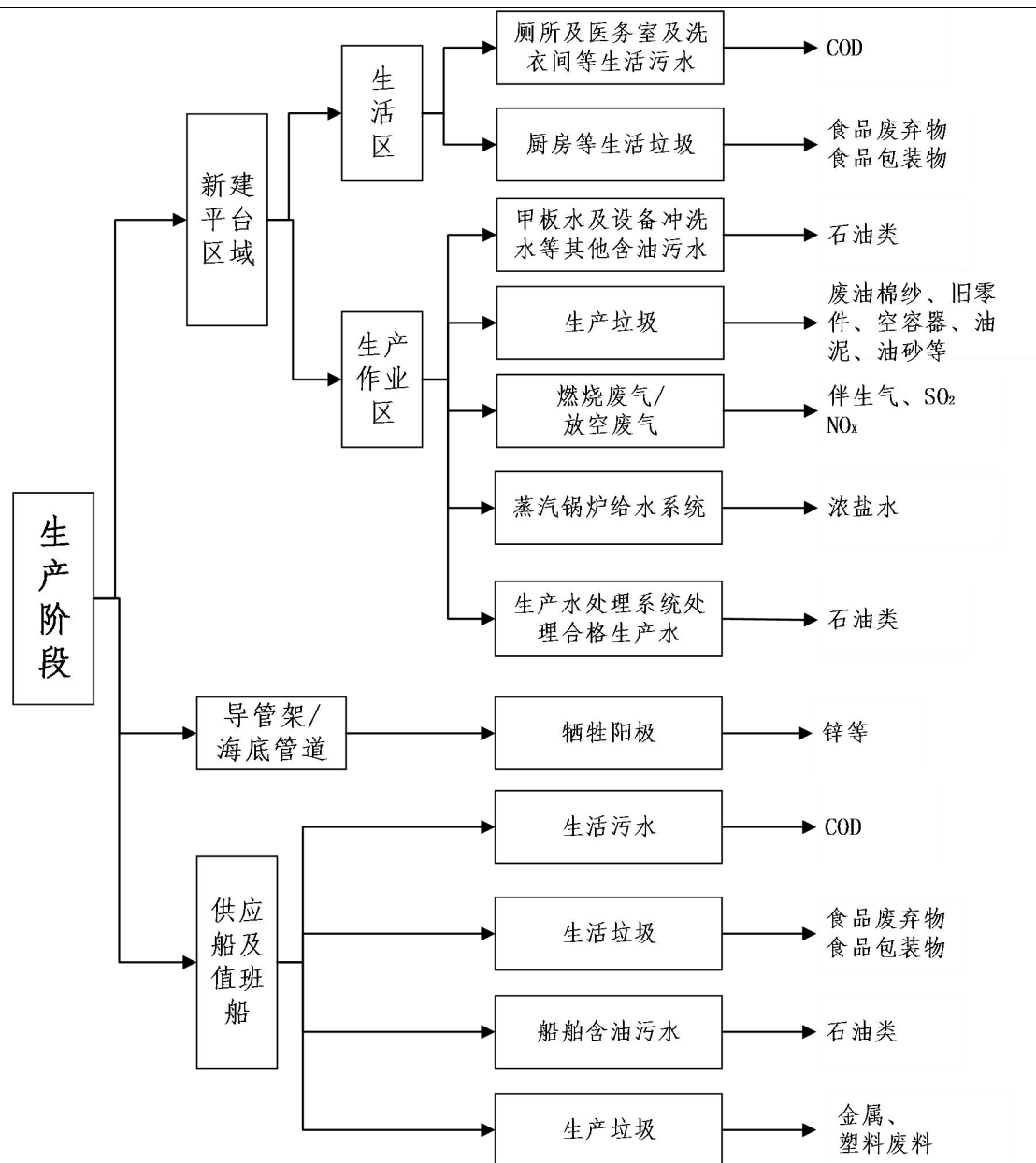


图 3.8-2 生产阶段产污环节和污染物种类

3.8.3 废弃阶段

废弃阶段基本上是海上施工和安装阶段的反过程。主要工作是将平台等生产设施拆除等。关于废弃阶段的处置过程将在油田废弃时所编制的弃置报告中详细阐述。本次评价内容不包括废弃阶段。

3.9 污染源强核算

3.9.1 海上建设阶段

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程海上建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟埋设作业产生的悬浮物，



此外还有参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水，以及设施安装产生的生产垃圾等。

3.9.1.1 钻屑

钻完井阶段产生的钻屑分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类。钻屑产生量主要取决于井数和井身结构，钻屑产生量根据井眼半径、各井段长度计算所得，计算公式如下：

$$V = \pi R^2 \times h \times 1.6$$

式中：V---钻屑体积（m³）； π ---3.14；R---井眼半径；h---各井径井段长度；1.6---松散系数。

垦利 9-5/6 油田先期钻井 29 口，共分三类井身结构，当钻至油层时，会有少量的油层段钻屑产生。根据钻遇油层厚度及井径，可估算油层段钻屑的产生量。钻屑源强核算结果见表 3.9-1。经核算，先期钻井 29 口包括 4 口侧钻井产生钻屑总量为 6400m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 5007m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 1393m³。包含预留井槽 48 口井共产生钻屑总量为 11615m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 9063m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 2552m³。

垦利 9-1 油田先期钻井 42 口，共分八类井身结构，当钻至油层时，会有少量的油层段钻屑产生。根据钻遇油层厚度及井径，可估算油层段钻屑的产生量。钻屑源强核算结果见表 3.9-1。经核算，先期钻井 42 口产生钻屑总量为 12289m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 9920m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 2369m³。包含预留井槽 52 口井共产生钻屑总量为 16602m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 13461m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 3141m³。

垦利 9-1 油田和垦利 9-5/6 油田非钻井油层水基钻井液钻屑最大排放速率分别为 64.6m³/d 和 63.2m³/d（考虑南北井口同时钻井）。钻井油层水基钻井液钻屑全部运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。非钻井油层水基钻井液钻屑的排放应满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求。若不符合排放要求，将随钻井油层水基钻井液钻屑一起运回陆地处理。



表 3.9-1 钻屑源强核算结果

油田	井型			非钻井油层 水基钻井液钻屑 (m³)	钻井油层 水基钻井液钻屑 (m³)	合计 (m³)	钻井排放 速率 (m³/d)
垦利 9-5/6 油田	先期 开发 井	第一类	19 口	3008	1155	4163	63.2m³/d (最大)
		第二类	1 口	175	61	236	
		第三类	9 口	1711	144	1855	
		侧钻	4 口	113	33	146	
		小计	29 口	5007	1393	6400	
	预留井		19 口	4056	1159	5215	-
	合计		48 口	9063	2552	11615	
垦利 9-1 油田	先期 开发 井	第一类	5 口	634	183	817	64.6m³/d (最大)
		第二类	4 口	630	53	683	
		第三类	20 口	4353	1216	5569	
		第四类	2 口	470	122	592	
		第五类	7 口	2038	152	2190	
		第六类	1 口	411	129	540	
		第七类	2 口	738	315	1053	
		第八类	1 口	646	199	845	
		小计	42 口	9920	2369	12289	
	预留井		10 口	3541	772	4313	-
	合计		52 口	13461	3141	16602	
总计				22524	5693	28217	

3.9.1.2 钻井液

钻完井作业中，钻井液循环使用，钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放，钻井液排放情况见表 3.9-2。当钻遇油层时，钻井液中可能含有少量的油；根据井数、井径、油层段井筒体积估算油层段钻井液量。

表 3.9-2 钻井液源强核算结果

油田	井型		非钻井油层 水基钻井液 (m ³)	钻井油层 水基钻井液 (m ³)	钻井液 总量 (m ³)	最大排放 量 (m ³)
垦利 9-5/6 油田	先期开发井 (包括侧钻)	29 口	2740	5515	8255	324
	预留井	19 口	2093	3488	5581	
	合计	48 口	4833	9003	13836	
垦利 9-1 油田	先期开发井	42 口	5370	6799	12169	399
	预留井	10 口	3189	2577	5766	



油田	井型		非钻井油层 水基钻井液 (m ³)	钻井油层 水基钻井 液 (m ³)	钻井液 总量 (m ³)	最大排放 量 (m ³)
	合计	52 口	8559	9376	17935	
总计			13392	18379	31771	

垦利 9-5/6 油田先期 29 口井，共分 6 批次钻井，每批次钻井 4-5 口井，经核算，共产生废弃钻井液 8255m³，其中钻井油层水基钻井液约 5515m³，非钻井油层水基钻井液 2740m³。包含预留井槽 48 口井共产生废弃钻井液 13836m³，其中钻井油层水基钻井液约 9003m³，非钻井油层水基钻井液 4833m³。

垦利 9-1 油田先期 42 口井，共分 13 批次钻井，每批次钻井 2-4 口井，经核算，共产生废弃钻井液 12169m³，其中钻井油层水基钻井液约 6799m³，非钻井油层水基钻井液 5370m³。包含预留井槽 52 口井共产生废弃钻井液 17935m³，其中钻井油层水基钻井液约 9376m³，非钻井油层水基钻井液 8559m³。

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用，钻完井后一次性排放。非钻井油层水基钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，垦利 9-1 油田和垦利 9-5/6 油田的最大排放量分别为 399 m³ 和 324m³，其排放速率均为 35m³/h。钻井油层水基钻井液全部运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。非钻井油层水基钻井液的排放需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求。若不符合排放要求，将随钻井油层水基钻井液一起运回陆地处理。

3.9.1.3 管缆铺设悬浮物

本项目新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆。

新铺 2 条海底管道，其中 KL9-6WHPA 平台至 KL9-1CEPA 平台长约 11.3km 的海管，两侧靠近平台端约 1.957km 海管管沟深 1.9m（埋深 1.5m 加外管径尺寸 0.4m），其它端约 9.343km 海管管沟深 2.4m；KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台长约 34.5km 的海管，管沟深 2.4m。2 条海管铺设速率均为 700m/d，管沟均为顶宽 6m，底宽 3m。

新铺 2 条海底电缆，其中 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台长约 22.1km 的海缆，穿越航路区域约 2.9km 电缆埋深 2.5m，其余段埋深 2m；KL9-1CEPA 平台至 KL9-6WHPA 平台长约 11.3km 的海缆，电缆埋深 2m。2 条海缆铺设速率



均为 4km/d，缆沟均为顶宽 1m，底宽 0.5m。

管缆铺设悬浮物的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量 = 搅动沉积物的横截面积 × 扰动悬浮物的长度 × 起沙率

产生速率 = 搅动沉积物的横截面积 × 设备移动的速度 × 沉积物密度 × 起沙率 / 86400(s)

本项目参考垦利同海区沉积物密度为 1460kg/m^3 。起沙率的主要影响因素有沉积物的类型、沉积物的中值粒径、以及项目施工对沉积物的扰动程度。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，该海域挖沟起沙率通常在 10% 以下，保守考虑本项目起沙率 10.0% 进行核算，项目海管悬浮物产生速率为 (10.11~12.78) kg/s，海缆悬浮物产生速率为 (10.14~12.67) kg/s。

管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 3.9-3。

表 3.9-3 管缆铺设悬浮物源强核算结果

管缆名称	长度 (km)	埋深 (m)	每天挖沙量 (m^3/d)	挖沙总量 (m^3)	悬浮物排放 速率 (kg/s)
10" /16" KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海管	11.3	1.9-2.4	5985-7560	117637	10.11-12.78
10" /16" KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管	34.5	2.4	7560	372600	12.78
KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海 缆	22.1	2-2.5	6000-7500	34237.5	10.14-12.67
KL9-1CEPA 至 KL9-6WHPA 海缆	11.3	2	6000	16950	10.14
铺设海管/海缆悬浮物总量 (m^3)			54142.5		

3.9.1.4 船舶污染物

船舶污染物包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、船舶含油污水和生产垃圾。根据参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，可估算出海上建设阶段船舶污染物的源强。船舶污染物的计算结果详见表 3.9-4。

a. 生活污水

海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶卫生间、厨房等的污水。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，生活污



水平均每人每天按 350L 计算，据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活污水约 82589m³。

b. 生活垃圾

海上建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料中船舶生活固体废物核算标准，生活垃圾按 1.5kg/(人·日) 计算，其中食品废弃物按 1kg/(人·日)；其它生活垃圾按 0.5kg/(人·日)。据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活垃圾约 354.1t。

c. 船舶含油污水

根据参加作业船舶类型、数量和作业天数，同时根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，浮吊船、铺管船等大型施工船舶船舶含油污水产生量按 (0.3~0.5) m³/(船·日)，本次计算取 0.5m³/(船·日)；驳船、拖轮等一般工作船舶含油污水产生量按 (3~5) m³/(船·月)，本次计算取 5m³/(船·月)。据此估算出本项目海上建设阶段共产生船舶含油污水约 935m³。

d. 生产垃圾

海上建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，钻井期间按 180t/年计算；浮吊船、铺管船等大型施工船舶按 5t/年计算，拖轮和供应船等小型船舶按 0.5t/年计算。据此估算出本项目建设阶段生产垃圾共产生约 289.4t，其中危险废物约 29t。

表 3.9-4 船舶污染物核算结果

船舶污染物种类		作业天数 (天)	作业人数 (人)	作业船舶 (艘)	产生量	排放源强
生活 污水 (m ³)	海上平台导管架安装	90	265	2 (大船) 1 (小船)	8348	93m ³ /d
	KL9-6WHPA 组块安装	30	295	5 (大船) 3 (小船)	3098	103m ³ /d
	KL9-1CEPA 组块安装	25	230	3 (大船) 3 (小船)	2013	81m ³ /d
	MSIU 拖航就位	28	18	1 (大船) 2 (小船)	176	6.3m ³ /d
	钻完井	510	326	6 (小船)	58191	114m ³ /d



船舶污染物种类		作业天数 (天)	作业人数 (人)	作业船舶 (艘)	产生量	排放源强
	海管铺设	170	120	1 (大船) 1 (小船)	7140	42m ³ /d
	海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	1040	32m ³ /d
	人工回填海管缆埋设	18	110	3 (大船) 3 (小船)	693	39m ³ /d
	依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	1890	32m ³ /d
	合计				82589	
生活垃圾 (t)	海上平台导管架安装	90	265	2 (大船) 1 (小船)	35.8	
	KL9-6WHPA 组块安装	30	295	5 (大船) 3 (小船)	13.3	
	KL9-1CEPA 组块安装	25	230	3 (大船) 3 (小船)	8.6	
	MSIU 拖航就位	28	18	1 (大船) 2 (小船)	0.8	
	钻完井	510	326	6 (小船)	249.4	-
	海管铺设	170	120	1 (大船) 1 (小船)	30.6	
	海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	4.5	
	人工回填海管缆埋设	18	110	3 (大船) 3 (小船)	3.0	
	依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	8.1	-
	合计				354.1	
船舶 含油 污水 (m ³)	海上平台导管架安装	90	265	2 (大船) 1 (小船)	105	-
	KL9-6WHPA 组块安装	30	295	5 (大船) 3 (小船)	90	-
	KL9-1CEPA 组块安装	25	230	3 (大船) 3 (小船)	51	-
	MSIU 拖航就位	28	18	1 (大船) 2 (小船)	23	
	钻完井	510	326	6 (小船)	510	-
	海管铺设	170	120	1 (大船) 1 (小船)	113	-
	海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	23	-
	人工回填海管缆埋设	18	110	3 (大船) 3 (小船)	10	
	依托设施改造及海上	60	90	1 (小船)	10	-



船舶污染物种类		作业天数 (天)	作业人数 (人)	作业船舶 (艘)	产生量	排放源强
生产 垃圾 (t)	设施连接、调试					
	合计				935	
	海上平台导管架安装	90	265	2 (大船) 1 (小船)	2.8	-
	KL9-6WHPA 组块安装	30	295	5 (大船) 3 (小船)	2.4	-
	KL9-1CEPA 组块安装	25	230	3 (大船) 3 (小船)	1.2	-
	MSIU 拖航就位	28	18	1 (大船) 2 (小船)	0.5	
	钻完井	510	326	6 (小船)	278.2	-
	海管铺设	170	120	1 (大船) 1 (小船)	2.8	-
	海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	0.6	-
	人工回填海管缆埋设	18	110	3 (大船) 3 (小船)	0.8	
	依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	0.1	-
	合计				289.4	

3.9.1.5 清管水

海底管道铺设完毕后，需要对海管进行清管，本项目新铺设 2 条海管在清管过程中会产生部分清管水，产生量约 2319m³，详见表 3.9-5。清管全部采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物。

表 3.9-5 新铺管道清管水量

海底管道	海管长度 (km)	清管水量 (m ³)
10" /16" KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海管	11.3	572
10" /16" KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 海管	34.5	1747
合计	-	2319

3.9.1.6 建设阶段污染物汇总

本项目海上建设阶段各类污染物产生量汇总于表 3.9-6。

表 3.9-6 海上建设阶段各类污染物汇总

污染物		产生量	排放速率/ 源强	主要污染 因子	排放/处理 方式
钻屑	非钻井油层水 基钻井液钻屑	22524	64.6m ³ /d (最大)	悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》



(堆 体 积) (含 预留 井 槽)					(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放;若超标则运回陆地交由危废处置单位处置
	钻井油层水基 钻井液钻屑	5693	-	-	运回陆地交由危废处置单位处置
	合计	28217	-	-	-
水基 钻井 液 (含 预留 井 槽)	非钻井油层 水基钻井液	13392	35m ³ /h	悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放;若超标则运回陆地交由危废处置单位处置
	钻井油层 水基钻井液	18379	-	-	运回陆地交由危废处置单位处置
	合计	31771	-	-	-
铺设海管/海缆悬浮物 (m ³)		54142.5	12.78kg/s (最大)	悬浮物	自然回填
清管水 (m ³)		2319	-	悬浮物	间断排放
船舶 污染 物	生活污水 (m ³)	82589	114m ³ /d (最大)	COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后,建议远离海洋生态保护红线区间断排放
	生活垃圾 (t)	354.1	-	食品废弃物、 食品包装 物等	食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)的要求排放;建议远离海洋生态保护红线区排放。除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理
	船舶含油污水 (m ³)	935	-	石油类	铅封运回陆地处理
	生产垃圾 (t)	289.4	-	废弃边角 料、油棉 纱等	分类回收,运回陆地,危险废物交由危废处置单位处置

3.9.2 生产阶段

本项目生产阶段产生的污染物主要为新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台产生的含油生产水、甲板及设备冲洗水、初期雨水等其它含油污水、生活污水、生活垃圾、日常生产和设施维修产生的生产垃圾;KL9-6WHPA 平台产生的冷放空废气;KL9-1CEPA 平台燃料燃烧产生的发电机废气和锅炉废气;注热平台 MSIU 产生的蒸汽锅炉废气和给水系统产生的浓盐水,以及导管架平台和海底管道牺牲阳极的锌释放等。



3.9.2.1 含油生产水

KL9-6WHPA 平台产生的含油生产水经旋流除砂后，与原油一起外输至 KL9-1CEPA 平台，汇同 KL9-1CEPA 平台的含油生产水在 KL9-1CEPA 平台经生产水处理系统和注水处理系统处理达标后回注地层。

新建 KL9-1CEPA 平台生产水系统采用“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器”三级处理流程，再进入注水处理系统经双介质过滤器进一步处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的注水水质标准（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后回注 KL9-1CEPA 平台。

本项目投产后，KL9-1CEPA 平台生产水处理系统和注水处理系统生产水最大处理量为 $11830\text{m}^3/\text{d}$ （2040 年），经生产水处理系统和注水处理系统处理合格后回注地层。根据注产平衡表 3.9-7 可知，KL9-1CEPA 平台在 2047 年及以后，外输海管需掺水输送，其他年份合格油外输。在 2025 年~2031 年和 2045~2050 年，项目产生的生产水量小于所需注水量，不足部分由水源井水进行补充，本项目最大补水量为 $2548\text{m}^3/\text{d}$ （2025 年），KL9-1CEPA 平台设置 1 口水源井兼注水井，为本平台提供注水水源；在 2032 到 2044 年，项目产生的生产水大于所需注水量，多余生产水处理合格后回注水源井兼注水井的含油层位，最大注水量为 $1826\text{m}^3/\text{d}$ （2040 年）。

表 3.9-7 项目注采平衡表（ m^3/d ）

年份	KL9-1CEPA 产水量	KL9-6WHPA 来水量	两平台总水 量	外输管道 含水	KL9-1CEPA 注水需求	水源井补水或注水 （正为注水，负为 补水）
2025	1437	498	1935	20	4463	-2548
2026	4356	926	5282	19	6662	-1399
2027	6375	1040	7415	17	8436	-1038
2028	7625	1448	9073	15	9094	-36
2029	8107	796	8903	12	9220	-329
2030	8598	1128	9726	10	9758	-42
2031	9011	855	9866	9	9919	-62
2032	9190	1158	10348	7	9956	385
2033	9318	1331	10649	7	9991	651
2034	9404	1632	11036	7	10000	1029
2035	9457	2028	11485	6	10000	1479
2036	9490	1997	11487	5	10000	1482
2037	9539	2273	11812	5	10000	1807
2038	9575	2189	11764	4	10000	1760
2039	9598	2032	11630	4	10000	1626



2040	9610	2220	11830	4	10000	1826
2041	9547	2132	11679	3	9948	1728
2042	9603	1774	11377	3	9986	1388
2043	9656	2014	11670	3	10000	1667
2044	9638	1689	11327	3	9981	1343
2045	9654		9654	3	9984	-333
2046	9533		9533	1	9855	-323
2047	9296		9296	410	9602	-716
2048	9255		9255	376	9551	-672
2049	8884		8884	354	9171	-641
2050	8530		8530	330	8804	-604

3.9.2.2 其他含油污水

本项目新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管道等排放出的带压流体等。根据统计数据，单个平台的其他含油污水产生量约 60m³/a。

3.9.2.3 生活污水

本项目新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台均为有人平台，将产生生活污水，生活污水主要包括来自厨房、洗浴室、厕所和医务室等的污水。上述新建平台的生活楼人数均为 80 人，再考虑到修井作业等大型作业时需要生产人员登平台，平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 120 人进行估算。海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m³，考虑一定的波动系数，经核算，新建平台产生生活污水最大均约为 50.4m³/d（18396m³/a，其中黑水为 6132m³/a，灰水 12264m³/a），经计算 COD 最大排放速率为 15.12kg/d；按每天排放 2h 计算，最大排放源强均约为 2.1g/s。本项目灰水经开排系统进入生产流程；黑水经生活污水处理装置处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余部分处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）COD≤300mg/L 排放。

3.9.2.4 生活垃圾

本项目生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物、食品包装物和厨余物等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，海上平台生活垃圾产生量约 1.5kg/（人·日），其中食品废弃物按 1kg/（人·日）；其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）。则新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台产生生活垃圾最大均约为 65.7t/a（平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 120 人



估算生活垃圾产生量)。生活垃圾收集后装入回收箱或是回收袋中,全部运回陆地处理。

3.9.2.5 冷放空废气

新建 KL9-6WHPA 平台蒸汽吞吐井的开采初期,所产井流先进行气液分离后,分离的液体进入生产流程,由于分离的气体含大量的氮气,无法用作燃料气,也无法火炬燃烧放空,因此分离的气体只能冷放空。冷放空气体主要成分是氮气和伴生气。

根据配产数据核算,KL9-6WHPA 平台最大冷放空气量为 $6500\text{m}^3/\text{d}$,其中含伴生气量最大为 $2135\text{m}^3/\text{d}$,每一轮次冷放空时间约 12 天。

3.9.2.6 锅炉废气

移动注热平台 MSIU 设有燃气或燃油的蒸汽锅炉,支持油气混烧,蒸汽吞吐阶段,最大燃油量为 $5.98\text{m}^3/\text{h}$ 。最大燃气量为 $17690\text{m}^3/\text{d}$,蒸汽锅炉每年消耗天数为 180 天,由此估算 MSIU 平台用天然气作燃料 NO_x 排放量约为 $33.10\text{kg}/\text{d}$ ($5.96\text{t}/\text{a}$) (NO_x 产污系数: $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$)。本项目原油含硫量约为 0.4% (重量分数),由此估算 MSIU 平台用原油作燃料 SO_2 排放量约为 $1.10\text{t}/\text{d}$ ($198\text{t}/\text{a}$);用原油作燃料 NO_x 排放量约为 $494.97\text{kg}/\text{d}$ ($89.09\text{t}/\text{a}$) (锅炉 NO_x 产污系数: $3.6\text{kg}/\text{t}$)。蒸汽驱阶段,最大燃油量为 $6.03\text{m}^3/\text{h}$ 。最大燃气量为 $17982.9\text{m}^3/\text{d}$,蒸汽锅炉每年消耗天数为 347 天,由此估算 MSIU 平台用天然气作燃料 NO_x 排放量约为 $33.65\text{kg}/\text{d}$ ($11.7\text{t}/\text{a}$) (NO_x 产污系数: $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$)。本项目原油含硫量约为 0.4% (重量分数),由此估算 MSIU 平台用原油作燃料 SO_2 排放量约为 $1.11\text{t}/\text{d}$ ($385.2\text{t}/\text{a}$);用原油作燃料 NO_x 排放量约为 $499.11\text{kg}/\text{d}$ ($173.0\text{t}/\text{a}$) (锅炉 NO_x 产污系数: $3.6\text{kg}/\text{t}$)。

KL9-1CEPA 平台设有热介质锅炉,主燃料为天然气,部分年份天然气不足时采用原油。天然气最大用量 $0.9\times 10^4\text{Sm}^3/\text{d}$,原油最大用量 $13.2\text{m}^3/\text{d}$ 。由此估算 KL9-1CEPA 平台用天然气作燃料 NO_x 排放量约为 $16.84\text{kg}/\text{d}$ ($5.9\text{t}/\text{a}$) (NO_x 产污系数: $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$)。本项目原油含硫量约为 0.33% (重量分数),由此估算 KL9-1CEPA 平台用原油作燃料 SO_2 排放量约为 $82.46\text{kg}/\text{d}$ ($28.9\text{t}/\text{a}$);用原油作燃料 NO_x 排放量约为 $44.98\text{kg}/\text{d}$ ($15.7\text{t}/\text{a}$) (锅炉 NO_x 产污系数: $3.6\text{kg}/\text{t}$)。



3.9.2.7 发电机废气

本项目投产后电力依托渤中、垦利岸电工程，通过新铺 2 条海缆由 KL10-1EPP 为新建平台提供电力。同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，与岸电组网运行。KL9-1CEPA 平台燃料气需求量最大为 $6.5 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ，参考《工业污染源产排污系数手册》中相关系数（天然气发电 NO_x 产污系数： $9.82 \text{g}/\text{m}^3$ 原料），KL9-1CEPA 平台燃气透平发电 NO_x 排放量为 $638.3 \text{kg}/\text{d}$ （ $223.4 \text{t}/\text{a}$ ）。

3.9.2.8 生产垃圾

（1）生产垃圾

项目生产阶段将会产生生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。本项目投产后，垦利 9-1 油田高峰年产油当量约 $77.3 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，垦利 9-5/6 油田高峰年产油当量约 $38.7 \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，根据统计数据，生产垃圾按 $5.0 \text{t}/\text{年} \cdot \text{万吨油}$ 当量计算，垦利 9-1 油田和垦利 9-5/6 油田生产垃圾产生量最高分别约 $386.5 \text{t}/\text{a}$ 和 $193.5 \text{t}/\text{a}$ ，其中危险废物分别约 $39 \text{t}/\text{a}$ 和 $19 \text{t}/\text{a}$ 。危险废物种类和编号见表 3.9-8。

表 3.9-8 危险废物种类及编号

废物类别	种类	主要成分
HW06	废有机溶剂与含有机溶剂废物	废化学试剂和化学溶液
HW08	废矿物油及含矿物油废物	废污油、油棉纱
HW12	染料、涂料废物	油漆、油漆桶等
HW49	其他废物	废电池、废电路板、报废化学品桶、干燥剂以及报废的危化品等

（2）含油泥沙

新建 KL9-6WHPA 平台静电聚结分离器分出的含砂生产水送至除砂流程除砂后，主要用于外输掺水。静电聚结分离器内设置在线冲砂装置，可根据实际生产情况对分离器底部沉砂进行清除，冲砂水源为生产水。含水湿砂则进入集砂罐缓冲，然后通过砂浆输送泵增压输送至砂处理撬（卧螺机撬），对湿砂进行进一步脱水。卧螺机分离出的水去往开排，而干砂则输送至临时储砂罐，临时储砂罐定期送到陆地。KL9-6WHPA 平台含油泥砂产生量约为 $1402 \text{t}/\text{a}$ 。

3.9.2.9 浓盐水

移动注热平台 MSIU 锅炉给水系统为平台蒸汽锅炉提供用水，锅炉给水采用海水作为水源，海水首先进入自动反冲洗过滤器脱出其中的较大颗粒杂质，



随后进入超滤装置脱出水中小颗粒悬浮物和胶体，满足浊度<1NTU 的水质指标后进入反渗透装置，脱出水中大部分 Na^+ 、 Cl^- 、 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 等离子，经两级阳离子交换器彻底去除水中剩余的 Ca^{2+} 、 Mg^{2+} 离子，经热力除氧器除氧后进入锅炉系统。在此过程中将有浓盐水产生，MSIU 平台浓盐水最大排放量为 $3840\text{m}^3/\text{d}$ ，盐度为 48.6。

3.9.2.10 牺牲阳极的锌释放

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程共新建 2 座平台，平台全浸区的外部防腐采用外加电流的阴极保护系统。并设有牺牲阳极对导管架下水初期作为补充保护，牺牲阳极只在导管架下水初期或者外加电流意外情况下进行保护，牺牲阳极的设计年限为 3 年。

KL9-6WHPA 导管架牺牲阳极系统设置长条型铝基阳极块 483 块，单块重量 26.48kg；KL9-1CEPA 导管架牺牲阳极系统设置阳极块 301 块，单块重量 69.10kg。新建设施阳极用量详见表 3.9-9。阳极块主要成分为铝，其中锌的质量含量为 3%~6%，锌含量按 6%考虑，各新建平台以离子形态每年释放到海水中的锌，详见表 3.9-9。考虑到阳极使用寿命的裕量，单个平台每秒释放到海水中的锌离子约 (0.008~0.013) g，释放时间为 3 年。

表 3.9-9 新建平台牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

导管架名称	牺牲阳极设计寿命(年)	阳极块重量(t)	锌含量(按6%考虑)(t)	每年释放到海水中的锌(t)	锌释放源强(g/s)
KL9-6WHPA	3	12.790	0.767	0.256	0.008
KL9-1CEPA	3	20.799	1.248	0.416	0.013

本项目共铺设 2 条海管，海底管道埋设深度管顶距海床表面 1.5m~2m，牺牲阳极中锌含量为 2.5%~5.75%，锌含量按 5.75%考虑，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。本项目海底管道每个阳极块的重量约为 (43.3~57.9) kg，阳极块间隔约 (73.2~85.4) m。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加。按设计年限核算，单块阳极块每年释放到沉积物中锌含量最大约为 0.12kg/a，即释放到沉积物中的锌离子不超过 $3.95 \times 10^{-6} \text{g/s}$ 。

新铺海底管道的牺牲阳极中锌的释放量见表 3.9-10。



表 3.9-10 新铺海底管道的牺牲阳极锌释放量

名称	设计年限	阳极块单重(kg)	阳极块数量(块)	锌含量	单块阳极锌含量(kg)	单块阳极每年释放量(kg/a)	单个阳极块锌释放源强(g/s)
KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 混输海管	20	43.3	145	5.75%	2.49	0.12	3.95×10^{-6}
KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油海管	30	57.9	280	5.75%	3.33	0.11	3.51×10^{-6}

3.9.2.11 船舶污染物

海上生产阶段参加作业船舶主要为守护船和值班船等，产生的污染物主要包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的船舶含油污水和生产垃圾等。根据对海洋油气开发工程的多年统计资料，守护船等一般工作船舶含油污水产生量按 $5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ，生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ ；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 。守护船等小型船舶生产垃圾按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。根据参加作业的船舶数量、作业人数及作业时间，即可估算出船舶污染物的产生量，其产生量详见表 3.9-11。

3.9.2.12 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各类污染物产生量汇总见表 3.9-11。

表 3.9-11 生产阶段各类污染物汇总

污染源位置	污染物		产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
KL9-6 WHPA 平台	含油生产水		$80.3 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2038 年)	-	石油类	处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)的要求回注地层
	甲板冲洗水等含油污水		$60\text{m}^3/\text{a}$	-	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程
	生活污水	黑水	$6132\text{m}^3/\text{a}$	2.1g/s	COD 等	黑水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准后部分回用，其余部分间断排放。
		灰水	$12264\text{m}^3/\text{a}$			回注地层/与黑水一起处理达标排放
	生活垃圾		$65.7\text{t}/\text{a}$	-	食品废弃物、食品	分类回收，运回陆地



污染源位置	污染物		产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
					包装物等	
	生产垃圾		193.5t/a (最大)	-	废弃的零件、边角料等固体废物	分类回收, 运回陆地, 危险废物交由危废处置单位处置
MSIU 平台	锅炉废气		NO _x : 173.0t/a (最大) SO ₂ : 385.2t/a (最大)	NO _x : 499.11kg/d (最大) SO ₂ : 1.11t/d (最大)	NO _x 、SO ₂ 等	前 7 年蒸汽吞吐阶段排放 180 天, 转蒸汽驱全年排放。通过烟囱废气排放
	浓盐水		3840m ³ /d	160m ³ /h	盐度	前 7 年蒸汽吞吐阶段排放 180 天, 转蒸汽驱全年间断排放
KL9-1 CEPA 平台	含油生产水		335.1×10 ⁴ m ³ /a (2044 年)	-	石油类	处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022) 的要求回注地层
	甲板冲洗水等含油污水		60m ³ /a	-	石油类	经开、闭排收集后, 进入生产流程
	生活污水	黑水	6132m ³ /a	2.1g/s	COD 等	黑水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级标准后部分回用, 其余部分间断排放。
		灰水	12264m ³ /a			回注地层/与黑水一起处理达标排放
	生活垃圾		65.7t/a	-	食品废弃物、食品包装物等	分类回收, 运回陆地
	发电机废气		NO _x : 223.4t/a (最大)	NO _x : 638.3kg/d (最大)	NO _x	通过烟囱废气排放
	锅炉废气		NO _x : 15.7t/a (最大) SO ₂ : 28.9t/a (最大)	NO _x : 44.98kg/d (最大) SO ₂ : 82.46kg/d (最大)	NO _x 、SO ₂ 等	通过烟囱废气排放
	生产垃圾		386.5t/a (最大)	-	废弃的零件、边角料等固体废物	分类回收, 运回陆地, 危险废物交由危废处置单位处置



污染源位置	污染物	产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
供应船和值班船	船舶含油污水	120m ³ /a	/	石油类	铅封运回陆地处理
	生活污水	2310m ³ /a	7m ³ /d	COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后间断排放，建议远离海洋生态保护红线区间断排放
	生活垃圾	9.9t/a	/	食品废弃物、食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018），建议远离海洋生态保护红线区排放。除食品废弃物以外的垃圾回收运回陆地处理
	生产垃圾	1t/a	/	固体废物	
平台牺牲阳极锌释放量		0.672t/a (释放 3 年)	0.013g/s	重金属 Zn	缓慢释放到海水中
海管牺牲阳极锌释放量		0.23kg/a	3.95×10 ⁻⁶ g/s (单块)	重金属 Zn	缓慢释放到沉积物中

3.10 环境影响因素识别与评价因子筛选

3.10.1 环境影响因素识别

本项目主要不利影响是建设阶段非钻井油层段水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响。生产阶段新建平台生活污水等排放对海水水质和海洋生态的影响。非污染影响因子主要是垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发项目活动对周围海域的海域功能的使用等造成的一定影响。本项目环境影响因素识别见表 3.10-1。

表 3.10-1 环境影响因素识别

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	钻完井作业及海管缆铺设	海水水质	非钻井油层段水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响	B
		海洋沉积物		B
		海洋生态		B
	施工船舶活动	海洋水质	船舶污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
		海洋生态		D



生产阶段	平台生产/生活作业和海底管道/电缆占用海域	海洋水质	生活污水等污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
		海洋生态		D
		海洋生态	占用海域, 影响局部使用功能	D

注: 环境影响相对程度由高至低依次为 A (高)、B (中)、C (低)、D (微)。

3.10.2 环境污染影响因子分析

根据对本项目各阶段污染源、污染物种类及其排放量、处理/处置方式的分析, 凭借类似开发项目的评价经验和专业知识, 通过综合判断可识别出各污染因子的环境影响程度, 并由此确定本项目环境影响评价的重点评价因子为: 钻完井阶段的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑的排放, 铺管/缆挖沟作业产生的悬浮物的环境影响, 以及潜在的事故性溢油。本项目评价因子筛选见表 3.10-2 和表 3.10-3。

表 3.10-2 本项目环境影响因子筛选表 (海洋污染影响)

作业阶段	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
建设阶段	非钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物	检测达标后间歇式点源排放;若超标则运回陆地交由危废处置单位处置	水质、沉积物及海洋生态	B
	钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物、石油类	运回陆地交由危废处置单位处置	/	N
	非钻井油层水基钻井液	悬浮物	检测达标后间歇式点源排放;若超标则运回陆地交由危废处置单位处置	水质、沉积物及海洋生态	B
	钻井油层水基钻井液	悬浮物、石油类	运回陆地交由危废处置单位处置	/	N
	海管/电缆铺设悬浮物	悬浮物	自然回填	水质、沉积物及海洋生态	B
	生产垃圾	固体废物	分类回收, 运回陆地, 危险废物交由危废处置单位处置	/	N
	船舶含油污水	石油类	铅封运回陆地处理	/	N
	生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质及海洋生态	D
	清管水	悬浮物	间断排放		D
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理		D
生产阶段	生产水	石油类	处理达到注水水质标准后回注地层	/	N
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后, 进入生产流程	/	N



作业阶段	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
阶段	船舶含油污水	石油类	铅封运回陆地处理	/	N
	生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质及海洋生态	D
	浓盐水	盐度	间断排放		D
	生产垃圾	固体废物	分类回收, 运回陆地, 危险废物交由危废处置单位处置	/	N
	生活垃圾	食品废弃物等	分类回收运回陆地处理	/	N
	牺牲阳极锌释放	Zn	缓慢释放	水质、沉积物	D
事故	溢油	海面浮油	按溢油应急预案处理	生态环境	A~D

表 3.10-3 评价因子筛选表 (海洋生态影响)

工程内容	影响方式	受影响对象	评价因子	影响性质及影响时段
钻完井作业	直接影响	初级生产力	叶绿素 a	施工期短期影响
	直接影响	底栖生物、游泳动物 (含鱼卵仔稚鱼)	生物量	施工期短期影响
	直接影响	重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	施工期短期影响
海底管缆铺设	直接影响	初级生产力	叶绿素 a	施工期短期影响
	直接影响	底栖生物、游泳动物 (含鱼卵仔稚鱼)	生物量	施工期短期影响
	直接影响	重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	施工期短期影响
	直接影响	自然保护区和生态保护红线	主要保护对象数量和种群规模、主要生态功能、物种栖息地连通性	施工期短期影响



4 工程区域环境概况

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 气象条件

4.1.1.1 降水/海雾

工程所在海域累年平均年降水量为 434.3mm；全年降水主要集中在夏季，特别是 7、8 月份。累年各月平均降水量在 7 月份达到最大，为 124.6mm；1 月份最小，仅有 5.1mm。其中，累年各月最大降水量出现在 1996 年 7 月份，高达 349.0mm。历年降水量分配很不均匀，最多的 1996 年达到 668.1mm；最小降水量出现在 2008 年，全年只有 290.6mm。

工程所在海域雾日较少，累年平均为 19.1 天。其中 2003 年雾日最多，达到 31 天；1997 年雾日最少，只有 7 天。12 月份雾日最多，平均达到 2.5 天，最多的达到 12 天，出现在 1996 年 12 月份；9 月份最少，15 年只出现过 1 次。

4.1.1.2 气温

工程所在海域累年平均气温为 13.0℃，全年以 1 月份平均气温最低，为 0.5℃；8 月份平均气温最高，为 25.6℃。累年极端最高气温为 36.5℃，出现在 2005 年 6 月份；累年极端最低气温为 -10.0℃，出现在 2004 年 1 月份。

4.1.1.3 风况

渤海属季风气候，冬季盛行偏北风，夏季盛行偏南风，冬、夏间各有一个过渡期。油田海域风的大小和方向具有明显的季风气候特征，风向随季节呈顺时针变换。冬季，以 NE 风为主，强风向为 NE 风；春季，常风向为 SE，强风向为 ENE-E 风；夏季，常风向和强风向为 SSW；秋季，常风向为 S，强风向为 NW。就全年而论，油田海域的常风向为 S 和 NE，该海区年平均风速风向联合分布见表 4.1-1，风玫瑰图见图 4.1-1。

表 4.1-1 风速-风向联合分布统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	-
频率 (%)	4.67	7.57	8.74	6.32	4.56	3.85	3.93	6.75	-
最大风速 (m/s)	18.91	21.64	21.72	17.95	16.12	16.36	17.91	18.41	-
平均风速 (m/s)	6.44	7.73	7.34	5.76	4.74	4.4	4.43	5.68	-
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	合计
频率 (%)	13.66	9.36	5.46	4.06	4.2	4.46	6.58	5.86	100



最大风速 (m/s)	17.51	16.43	15.79	15.05	20.81	21.09	19.85	19.22	21.72
平均风速 (m/s)	7.01	6.11	5.19	5.18	5.56	6.41	8.14	7.42	6.35

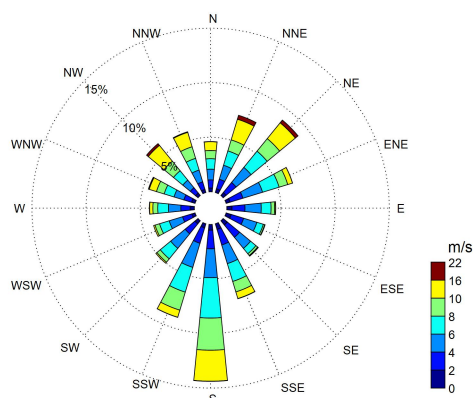


图 4.1-1 风玫瑰图

4.1.2 水文条件

4.1.2.1 波浪

根据该海域波浪数值分析结果，本海域主浪向为 NNE，工程海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4.1-2，从表中可以看出，该海域最大有效波高可达 4.55m，方向为 NNE。

表 4.1-2 年统计有效波高-波向联合分布

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	8.85	15.69	14.24	8.17	3.87	3.06	3.45	7.54
最大有效波高 (m)	3.86	4.55	4.08	2.62	1.59	1.37	1.17	1.2
平均有效波高 (m)	0.78	0.95	0.73	0.45	0.36	0.34	0.35	0.4
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	12.64	4.42	1.8	1.3	1.36	1.94	3.32	8.37
最大有效波高 (m)	1.1	1.06	0.82	0.82	0.95	1.93	2.31	2.54
平均有效波高 (m)	0.43	0.33	0.31	0.32	0.35	0.43	0.52	0.86

4.1.2.2 潮汐

根据本工程海域的短期潮汐观测资料分析结果，该海域潮汐类型属于不正规半日潮。

2021 年 4 月 30 日至 2021 年 6 月 1 日，中海油田服务股份有限公司天津分公司在本工程所在海域开展了 2 个站位的潮位观测，命名为 YC1 和 YC2。测站



坐标见表 4.1-3。

表 4.1-3 潮位观测站信息

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度
YC1	37°48.110'	119°21.120'	2021.4.30-2021.6.1	32 天
YC2	37°40.100'	119°23.000'	2021.4.30-2021.6.1	32 天

根据 YC1 测站潮位观测资料调和与分析，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=1.41$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC1 测站潮汐类型属于不正规半日潮。

根据 YC2 测站潮位观测资料调和与分析结果，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=1.0$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC2 测站潮汐类型属于不正规半日潮。

4.1.2.3 海流

2021 年至 2023 年，中海油田服务股份有限公司天津分公司和青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司在本项目附近海域开展了 6 个站位的海流观测，命名为 YC1、YC2、YC3、YC4、YC5 和 YC6，测站坐标见表 4.1-4，站位分布图见图 4.1-2。

表 4.1-4 海流观测站信息

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度
YC1	37°48.110'	119°21.120'	2021.4.30-2021.6.1	32 天
YC2	37°40.100'	119°23.000'	2021.4.30-2021.6.1	32 天
YC3	37°50'38.071"	119°48'34.012"	2023.11.26-2023.12.3	7 天
YC4	37°40'34.895"	119°42'05.011"	2023.11.26-2023.12.3	7 天
YC5	37°52'53.139"	119°29'05.488"	2021.11.21~2021.11.22	25 小时
YC6	37°43'52.122"	119°22'11.230"	2021.11.21~2021.11.22	25 小时

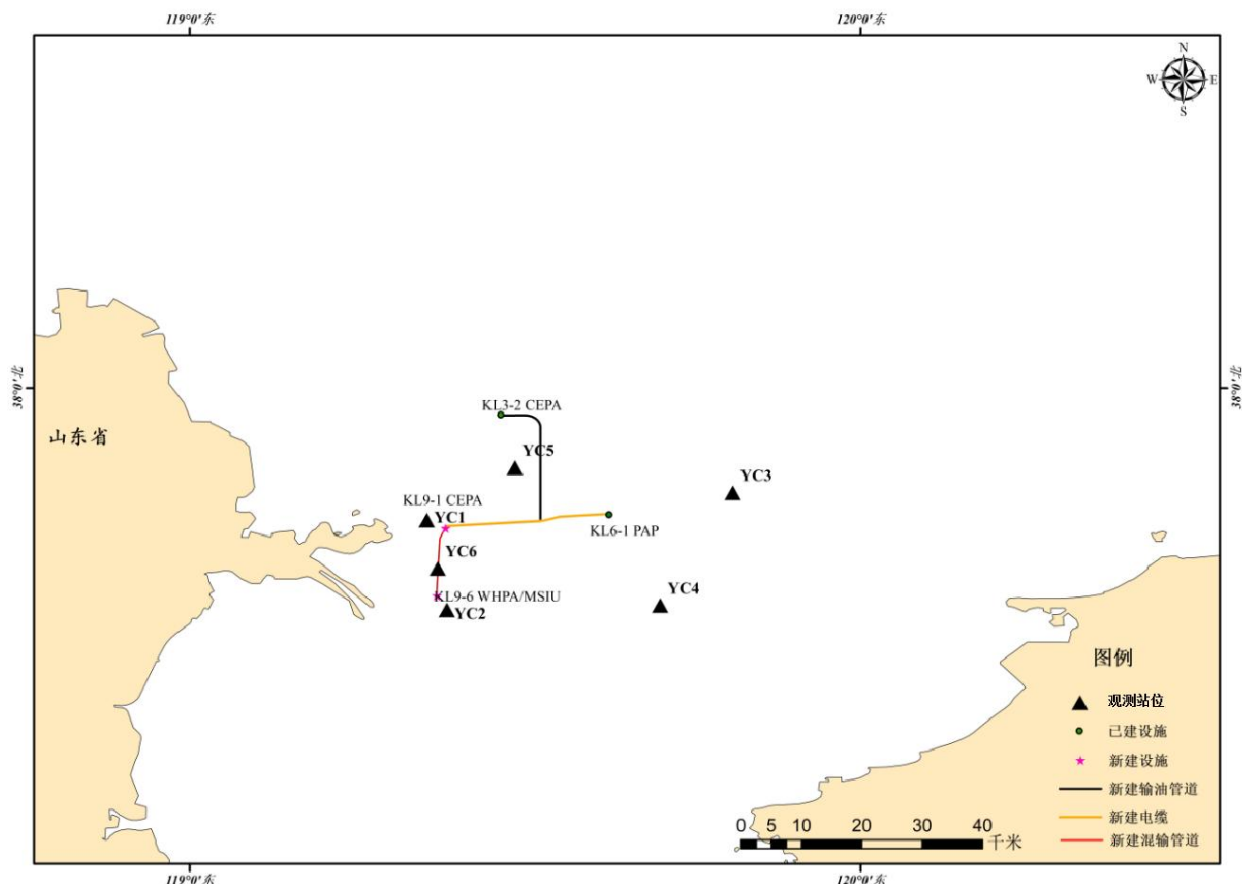


图 4.1-2 海流观测站位分布图

根据 YC1 测站实测海流资料，观测期间表层最大流速为 160cm/s，流向为 SSW；表层最大平均流速为 54.1cm/s，流向为 SSW。中层最大流速为 111cm/s，流向为 SSW；中层最大平均流速为 40.6cm/s，流向为 SSW。底层最大流速为 96cm/s，流向为 SSW；底层最大平均流速为 33.6cm/s，流向为 SSW。

根据统计结果，YC1 测站观测期间表层海流的显著流向为 NNE（22.9%）和 SSW（22.0%），中层海流的显著流向为 NNE（24.0%）和 SSW（24.2%），底层海流的显著流向 NNE（19.0%）和 SSW（24.0%）。

YC1 测站的涨落潮期间流速统计、最大可能潮流和余流分析结果见表 4.1-5 和表 4.1-6。

其余测站与 YC1 测站的海流特征相近。根据各测站潮流实测资料，通过调和分析得到的各层的潮流性质参数（表 4.1-7）可知，YC1、YC2、YC5 和 YC6 测站所在海域表、中和底层均为正规半日潮流，YC3 和 YC4 测站所在海域表、中和底层均为不正规半日潮流。



表 4.1-5 YC1 测站涨落潮期间流速统计

层次	涨潮			落潮		
	最大流速 (cm/s)	对应流向 (°)	平均流速 (cm/s)	最大流速 (cm/s)	对应流向 (°)	平均流速 (cm/s)
表层	160	203	54.1	136	136	49.7
中层	111	195	40.6	104	104	40.1
底层	96	203	33.6	94	94	32.4

表 4.1-6 YC1 测站最大可能潮流和余流分布

层次	最大可能潮流		余流	
	流速 (cm/s)	流向 (°)	流速 (cm/s)	流向 (°)
表层	125.9	21	5.9	130
中层	107.5	16	2.3	316
底层	86.6	15	3.1	280

表 4.1-7 潮流性质参数

潮流性质参数 ($W_{O1}+W_{K1}$)/ W_{M2}	站位	表层	中层	底层
	YC1	0.12	0.19	0.21
	YC2	0.28	0.24	0.27
	YC3	0.75	0.75	0.75
	YC4	0.51	0.51	0.52
	YC5	0.20	0.20	0.16
	YC6	0.18	0.21	0.18

4.1.3 地形地貌与冲淤环境

4.1.3.1 调查概况

2021 年 2 月至 12 月,中海油田服务股份有限公司天津分公司对本项目平台场址进行了工程物探和工程地质调查,青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司对本项目管道路由进行了工程物探和工程地质调查。

调查包含的海上作业调查项目包括海底水深、地形测量,海底地貌特征调查,浅层地质调查和工程地质调查等。

4.1.3.2 水深地形调查结果

根据调查资料,KL9-1CEPA 平台调查区域内海底平坦,水深变化平缓,没有明显的局部起伏变化,全区水深在 10.0m-11.8m 之间变化,基本上自西南向东北逐渐加深。KL9-1CEPA 平台预定场址位置水深值为 11.2m。



KL9-6WHPA 平台海底平坦，水深变化平缓，自西向东缓慢加深，没有明显的局部起伏变化，全区海图基准水深在 7.4m-9.3m 之间变化。KL 9-6WHPA 平台预定场址位置处的水深值为 8.5m。

KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 路由区海底地形整体平缓，由西向东、由南向北逐渐变深，在测区北区主要表现为西南向东北逐渐变深，在测区南部主要表现为自西向东逐渐变深，水深范围位于 7.9m 至 10.6m 之间，水深图见图 4.1-3。

KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 电缆路由海底地形整体平缓，从西向东水深逐渐变深，水深位于 10.0m 至 16.7m 之间，水深图见图 4.1-4。最大水深位于 KL10-CEP 平台东侧，最小水深位于 KL9-1CEPA 平台西侧。

KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底管道路由海底地形整体平缓，从西向东、从南往北水深逐渐变深，水深位于 10.3m 至 17.8m 之间，见图 4.1-5。最大水深位于 KL3-2-CEPA 平台东北和西南侧，最小水深位于 KL9-1CEPA 平台西侧。

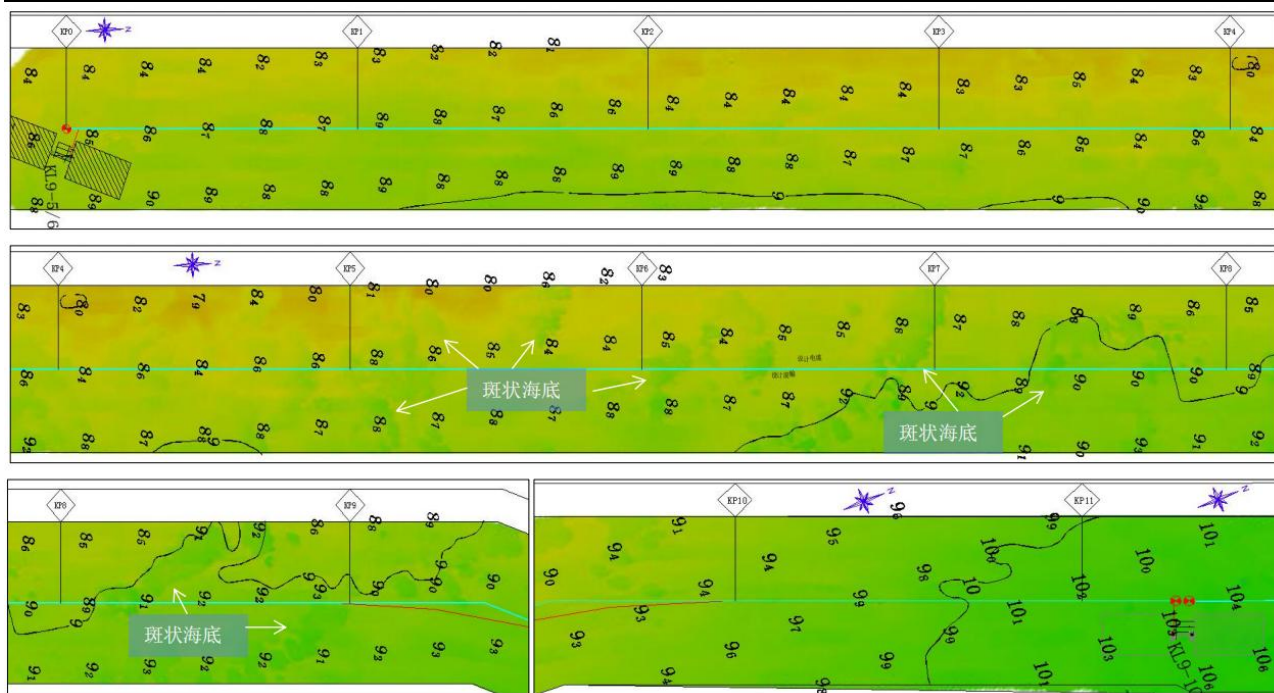


图 4.1-3 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 路由水深图

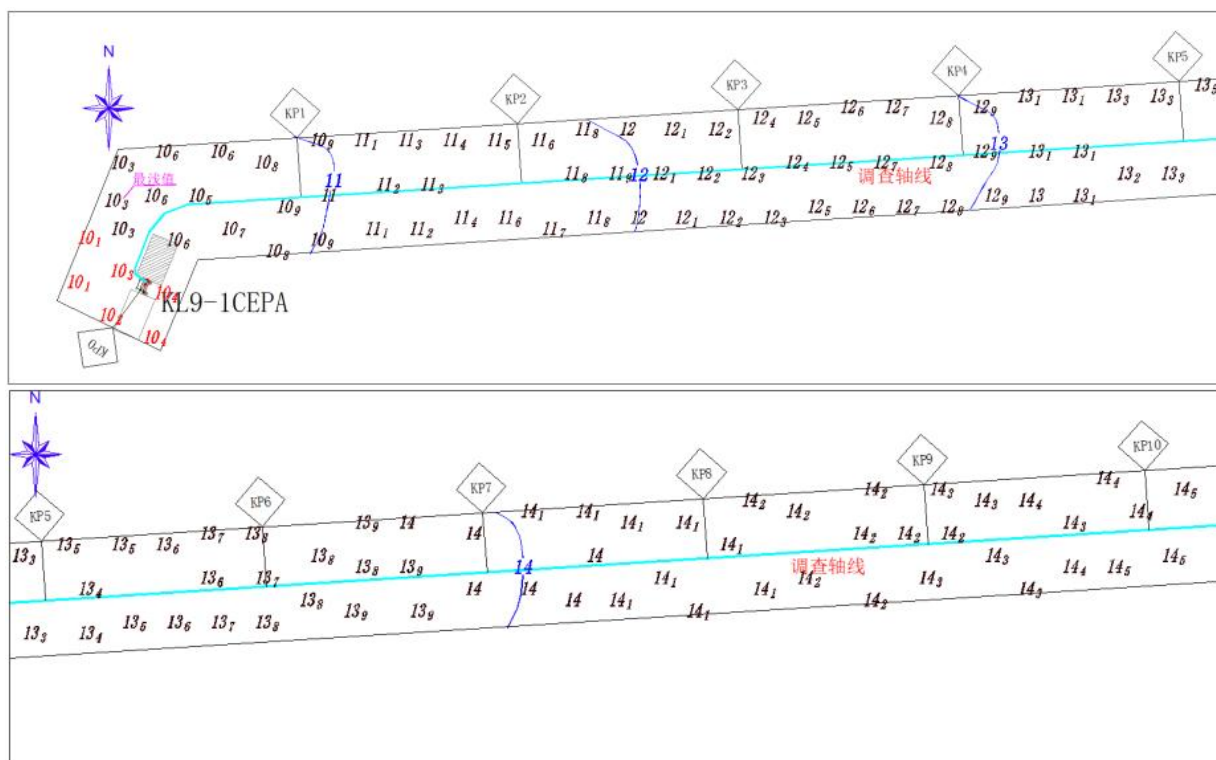


图 4.1-4 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 路由水深图

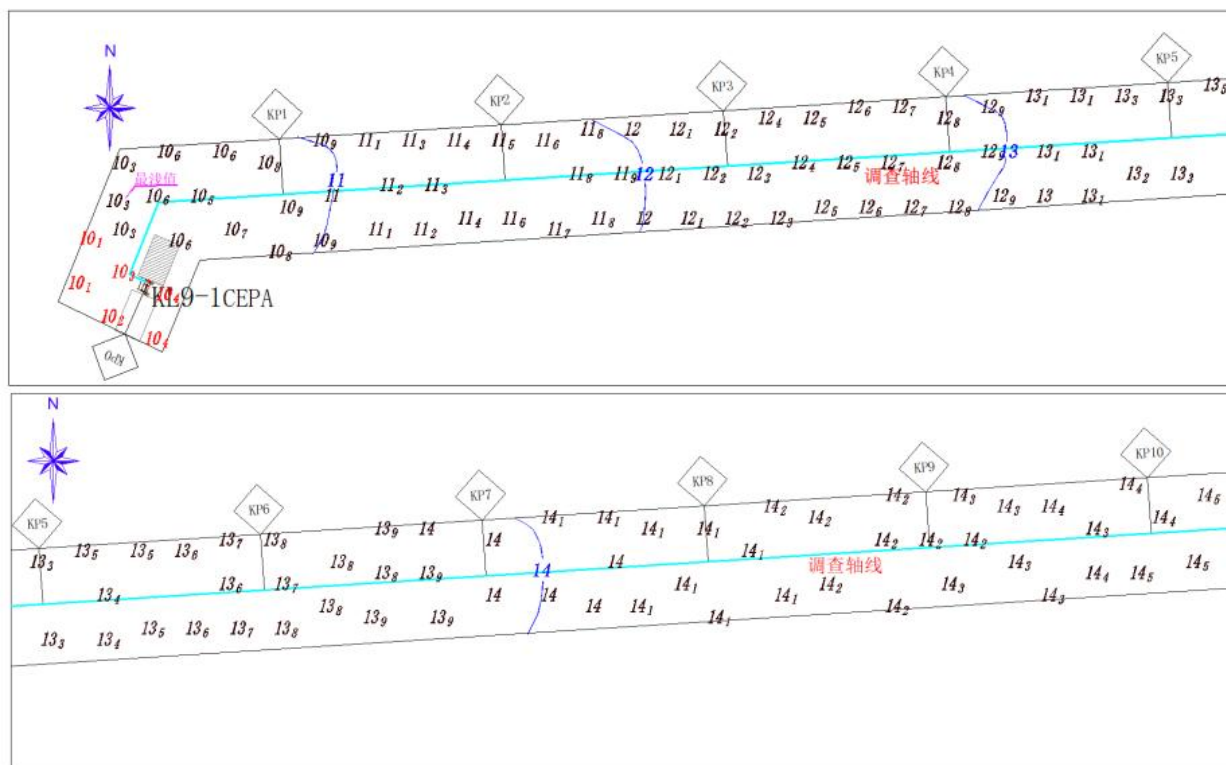


图 4.1-5 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 路由水深图

4.1.3.3 地貌特征调查结果

根据现有的地貌资料分析，在 KL9-1CEPA 预定平台场址位置及周围调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，表明海底底质变化不大。调查区域主要地貌特征为大量锚痕、拖痕等。除此之外，在调查期间，未发现其它对平台场址安装、就位作业有潜在危害的地貌特征及遗弃物或障碍物存在。

在 KL9-6WHPA 预定平台场址调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，表明海底底质变化不大。调查区域主要地貌特征为疑似底质异常区域 P1，异常反射 P2-P3，及大量锚痕、拖痕等。异常反射 P1-P3 距离 KL9-6WHPA 预定平台位置较远，对平台设计、就位作业没有不利影响。除此之外，在调查期间，未发现其它对平台设计、就位作业有潜在危害的地貌特征及遗弃物或障碍物存在。

KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 路由区海底地貌为麻点状海底等，海底面分布有拖网痕迹，海底面未发现对管道电缆埋设施工有影响的障碍物。

KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 路由区 KP0 至 KP2+313m 为麻点状海底，KP2+313m 至 KL6-1PAP 为光滑海底。从声呐图像可以看出，麻点状海底由密密



麻麻的小凹坑组成，小凹坑深度非常浅。路由区有渔业活动痕迹、平台施工痕迹、废弃网具、已有管缆、水泥压块以及不明物体。

KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 路由区主要为光滑海底和麻点状海底。路由区有渔业活动痕迹、已有管缆、水泥压块。

4.1.3.4 冲淤环境概况

本工程平台场址和管缆路由调查区域内，海底平坦，全区水深在 7.4m~17.8m 之间变化。工程区内海底地形比较稳定，海底坡度变化不大，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本是一致的。根据地质取样资料，表层沉积物的物质成分主要为非常软到稍硬的粉质粘土，海底冲淤处于较为稳定状态。

4.2 国土空间规划及相关规划符合性

4.2.1 国家产业政策符合性分析

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程为海洋油（气）开发及附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

4.2.2 国土空间规划符合性分析

4.2.2.1 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

2023 年 9 月 20 日《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号）获得国务院批复，2023 年 12 月 27 日山东省人民政府印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）。

本项目新建 KL9-1 CEPA 平台和 KL9-6WHPA/MSIU 平台位于海洋开发利用空间，新建 KL9-1CEPA 平台距离海洋生态空间最近约 1.5km，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离海洋生态空间最近约 1.3km；新建 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台的海底混输管道/海底电缆，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台的海底输油管道和 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台海底电缆部分穿越海洋生态空间。见图 4.2-1。

《规划》第九章第六节提出：提高矿产资源保障能力，优化矿产资源勘查开



发布局。根据矿产资源禀赋条件，划定鲁东金及石墨、鲁中南铁及建材非金属、鲁西南煤炭和黄河流域（山东段）油气地热 4 个资源区以及能源资源基地、国家规划矿区、战略性矿产资源保护区、重点勘查区、重点开采区 5 类重点功能区，强化规划分区管理。加强石油、天然气、地热资源勘查开发，开放油气勘查开采市场、实行油气探采合一制度。”

本项目属于黄河流域（山东段）的海洋油（气）开发及附属工程，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的加强石油、天然气等勘察开发相符。

《规划》第七章第一节提出：“严格保护海洋生态空间。渤海海域重点保护贝壳堤岛、黄河口、莱州湾、庙岛群岛等典型海洋生态系统、滩涂和沿海防护林带。优化海洋开发利用空间。坚持生态用海、集约用海原则，优化海洋开发利用空间格局。科学布局工矿通信用海，提高生态和产业准入门槛，保护性开发渤海油气资源等。

《规划》第七章第三节提出：“实施海域空间分区管控，海洋生态空间实行分级管控，海洋生态保护红线按照正面清单进行管理，其他海洋生态空间加强对自然岸线、水动力环境、海水质量、地形地貌和底质的监测评估，限制影响生态功能的人为活动。海域开发利用空间细化规划分区，明确分区功能用途、用海方式、生态保护、整治修复等方面的管理要求，合理控制开发规模和强度，严格限制对海洋生态环境、海洋生物繁殖生长有较大影响的开发利用活动。”

根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目开发建设严格保护海洋生态空间。新建 KL9-1 CEPA 平台和 KL9-6WHPA/MSIU 平台不占用海洋生态空间，其中新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离海洋生态空间最近约 1.3km，项目新建平台产生的污染物主要为建设阶段非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑的排放及生产阶段新建平台生活污水中黑水的达标排放和浓盐水排放，根据环境影响预测，非钻井油层水基钻井液/钻屑排放对周边海水水质的最大影响距离为 0.7km，停止排放后 10.5h 即可恢复；生活污水达标排放产生的影响主要集中在平台周边 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围内的盐度增量不足 1。新建平台建设阶段和正常生产阶段均不会对周边海洋生态空间造成不利影响。

因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管道和海底电缆不



可避免占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，项目不占用海洋生态保护红线核心区，通过管缆路由方案比选，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。建设单位编制完成《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。东营市组织有关专家和相关部门、单位召开专家论证会，认为该项目管线不可避免占用生态保护红线，且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，原则同意通过论证。2023 年 12 月 25 日东营市人民政府向省政府呈报关于该项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见，并于 2024 年 6 月 7 日，获得山东省人民政府关于项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见。

项目管缆不可避免占用生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动，不属于《规划》提出的“影响生态功能的人为活动”。不属于《规划》提出的“对海洋生态环境、海洋生物繁殖生长有较大影响的开发利用活动”。

依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

综上所述，项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》相符合。

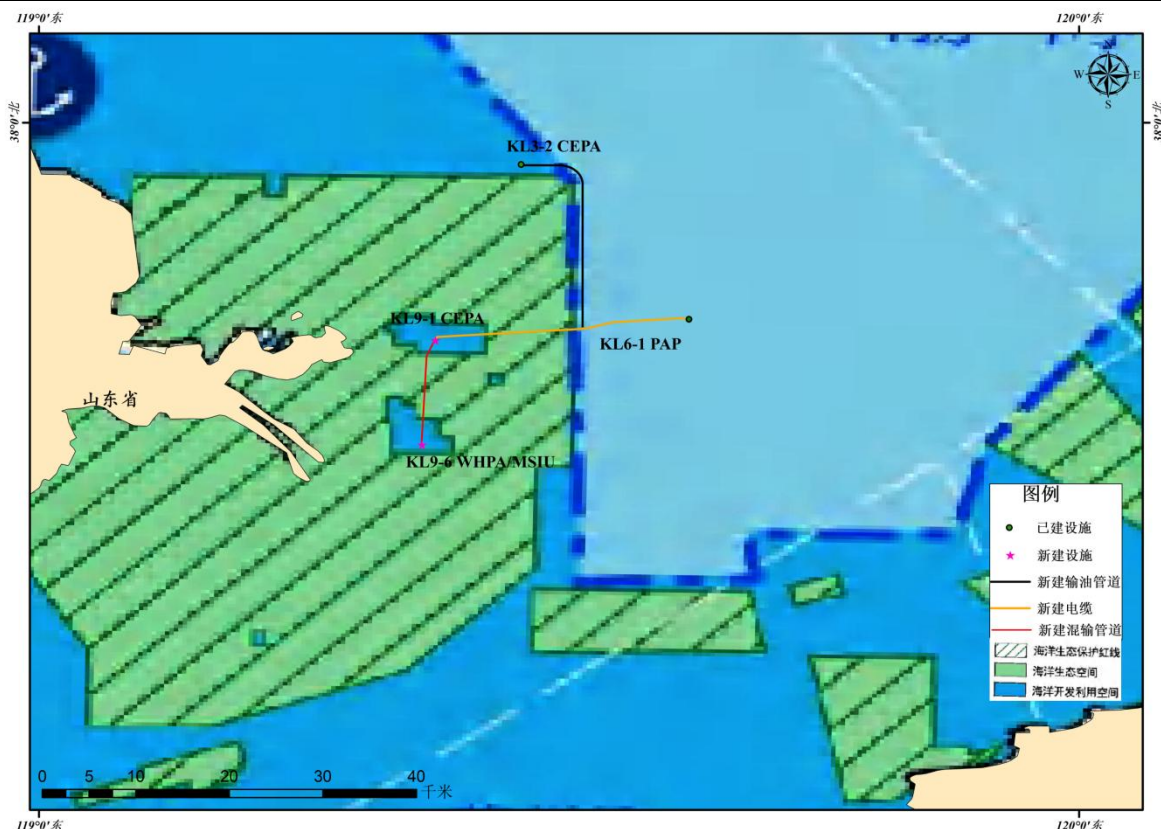


图 4.2-1 山东省生态空间布局规划图

4.2.2.2 《山东省黄河流域国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《山东省黄河流域国土空间规划（2021-2035 年）》，黄河流域国土空间划分为农产品主产区、重点生态功能区和城市化地区。重点生态功能区主要位于泰山、黄河三角洲、南四湖、东平湖等地区，重点生态功能区实施最严格的生态环境保护制度，严禁不符合主体功能定位的项目进入，建立健全生态产品价值实现机制，走出一条生态优先、绿色发展的新路子。同时，将山东沿黄地区划分为“两区、八片”的流域政策管控分区，实行国土空间差异化管控管理。其中河口片“以生态保护为核心，加快推进黄河口国家公园建设。实行陆海生态系统保护和修复，维护黄河口湿地生态系统原真性和完整性。加强流路管控、完善防洪防潮设施建设，增强河口地区防洪防潮能力”。

项目新建平台和新铺海底管缆大部分位于黄河三角洲，属于重点生态功能区以及流域政策管控分区中的“河口片”，部分海底管缆位于规划范围之外。

项目所在区域重点生态功能区实施最严格的生态环境保护制度，严禁不符合主体功能定位的项目进入；河口片区以生态保护为核心，加快推进黄河口国



家公园建设。实行陆海生态系统保护和修复，维护黄河口湿地生态系统原真性和完整性。加强流路管控、完善防洪防潮设施建设，增强河口地区防洪防潮能力。

根据环境影响预测，项目施工期非钻井油层水基钻井液/钻屑排放及海底管缆挖沟悬浮物对周边海水水质的最大影响距离为 0.72km，属短期影响。生产期无生产水排放，生活污水达标排放产生的影响主要集中在平台周边 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。对该区域的海洋生态环境影响有限，不会对黄河口生态系统的整体性和可持续性造成较大影响。

项目距离黄河口岸线最近距离约 8.7km，距离岸边较远，不会对河口地区防洪防潮能力产生影响。同时所在海域为拟设立的黄河口国家公园的一般控制区，不属于鸟类等珍禽栖息地所在近岸区域，不会对拟设立的黄河口国家公园内的鸟类产生不利影响。项目平台及海底管缆水深介于 7.4m-17.8m 之间，不属于湿地范围（-6m 以浅水域），不会对黄河口湿地生态系统原真性和完整性产生不利影响。

项目建设符合《山东省黄河流域国土空间规划（2021-2035 年）》对所在海域的管控要求。

4.2.2.3 《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》，项目新建平台和新铺海底管缆大部分位于山东省国土空间生态修复分区中的“海域海岛生态修复区”，部分海底管缆用海海域位于规划范围之外。详见图 4.2-2。

该区域包括渤海和黄海海域及其所属岛屿，涉及滨州、东营、潍坊、烟台、威海、青岛、日照等 7 个市。该区海岸类型多样，海岸线绵长，岬湾相间，拥有滩涂、盐沼、海岛、海湾、河口等多种典型海洋生态系统。生态修复主导方向为打造“蓝色海湾”，修复黄金岸线，推进海岛整治和生态修复。



图 4.2-2 本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中的国土空间生态修复分区位置关系

在生态修复重点工程里，黄河流域生态系统修复工程中的“黄河三角洲湿地与生物多样性修复工程”要求“实施黄河三角洲湿地生态修复工程，恢复湿地植被和景观原貌，加强生物多样性保护和物种栖息地恢复；推进黄河三角洲国土绿化工作，建设高标准生态屏障带；实施土壤盐渍化治理工程，提高立地条件。重点实施区域包括河口区、东营区、垦利区、利津县和广饶县”。其中湿地生态修复要求“通过退塘还河、退耕还湿、退田还滩，连通河口水系，扩大自然湿地面积，恢复三角洲岸线自然延伸趋势、建设生态过渡带，保障河口湿地生态流量，提升黄河三角洲湿地生态质量与湿地生态功能，助力黄河口国家公园建设”。

项目距离黄河口岸线最近距离约 8.7km，不占用自然岸线，且水深范围在 7.4m-17.8m 之间，不属于湿地范畴（-6m 等深线以浅），因此不影响涉及岸线、湿地修复工程建设，不会对栖息于近岸海域的鸟类珍禽产生不利影响。项目施

工期非钻井油层水基钻井液/钻屑排放及海底管缆挖沟悬浮物对周边海水水质的最大影响距离为 0.72km，且影响是暂时的，施工结束后，影响将不存在；生产期无生产水排放，生活污水处理达标后排海，浓盐水排放造成 30m 范围内的盐度增量不足 1。对该海域水质环境影响轻微。

综上，项目建设不会对《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中该海域生态修复分区修复措施的实施产生不利影响。

4.2.2.4 《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，项目新建 KL9-1CEPA 平台、KL9-6WHPA 平台、租用 MSIU 平台以及部分海底管缆位于黄河口东工矿通信用海区（3-3），部分新建海底管缆位于东营港南渔业用海区（1-3）以及黄河口生态保护区。项目具体分区见图 4.2-3 和表 4.2-1。项目所在海域分区登记表见表 4.2-2。

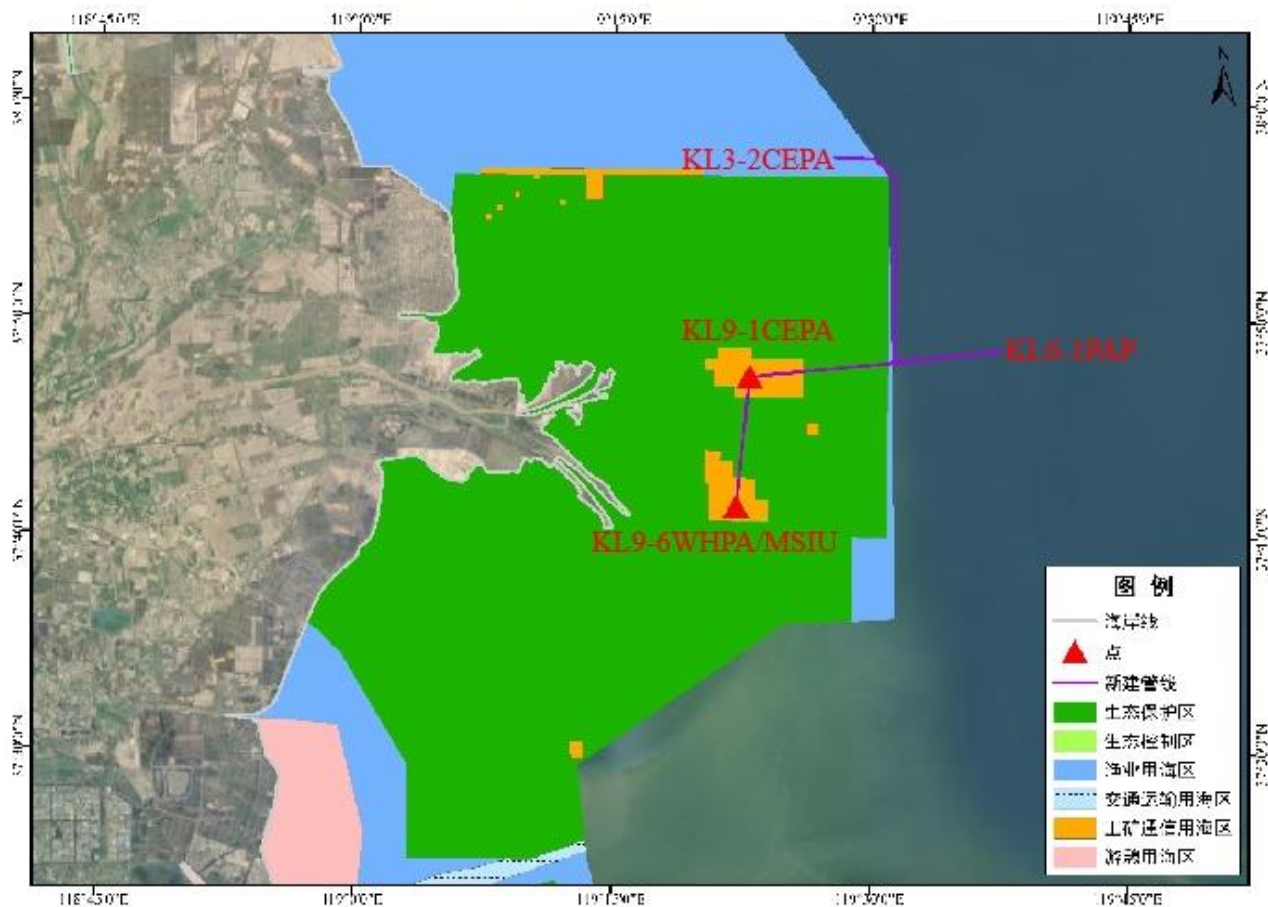




表 4.2-1 项目所在海域功能分区一览表

序号	工程名称	功能分区
1	新建 KL9-1CEPA 平台	黄河口东工矿通信用海区 (3-3)
2	新建 KL9-6WHPA 平台	黄河口东工矿通信用海区 (3-3)
3	租用 MSIU 平台	黄河口东工矿通信用海区 (3-3)
4	新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海底电缆	长约 7.3km 位于黄河口生态保护区； 长约 4.5km 位于黄河口东工矿通信用海区 (3-3)； 长约 10.3km 位于规划范围外。
5	新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海底输油管道	长约 7.3km 位于黄河口生态保护区； 长约 4.5km 位于黄河口东工矿通信用海区 (3-3)； 长约 3.5km 位于东营港南渔业用海区 (1-3)； 长约 19.2km 位于规划范围外。
6	新建 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 混输管道	长约 4.4km 位于黄河口东工矿通信用海区 (3-3)； 长约 6.9km 位于黄河口生态保护区。
7	新建 KL9-1CEPA 至 KL9-6WHPA 海底电缆	

表 4.2-2 项目所在海域功能分区登记表 (东营市国土空间总体规划 (2021-2035 年))

类型	功能区代码	功能区名称	空间用途准入	开发利用方式	海域保护修复	生态保护重点	与项目最近距离
渔业用海区	1-3	东营港南渔业用海区	基本功能为渔业用海,兼容游憩用海、工矿通信用海等功能。在船舶习惯航路和依法设置的锚地、航道及两侧缓冲区禁止养殖。加强渔业资源养护,合理控制养殖密度。水产种质资源保护区按照《水产种质资源保护区管理暂行办法》进行管理,禁止在水产种质资源保护区内从事围海造地或围填海工程。渔业设施建设应合理规划利用岸线,严格执行海域使用申请审批制度。用海活动需满足黄河泥沙需求。	严格限制改变海域自然属性,渔港建设区允许适度改变海域自然属性,渔港内工程用海鼓励采用多突堤式透水构筑物方式。鼓励开放式用海,允许小规模建设石油平台基座、油田后勤服务基础设施。	对水生生物资源进行养护和生态修复。允许进行沿海防潮堤坝建设,鼓励对人工岸线进行生态化改造。	半滑舌鲷为主的经济鱼类;黄河口文蛤等传统渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道等。	位于其中
工矿通信用	3-3	黄河口东工矿通信用海	基本功能为工矿通信用海,基本功能未利用时兼容渔业功能,优先保障油气勘探与开发的用海需求,加强对石油平台和管线的安全检	严格限制改变海域自然属性,石油平台建设采用透水构筑物形式。	无。	无。	位于其中



海区		区	查，防止溢油事故发生				
生态保护区	/	黄河口生态保护区	保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照自然保护区、国家公园相关法律法规要求进行管理。在符合法律法规的前提下，仅允许国家和省有关文件规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	/	保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定，对侵蚀岸段进行合理整治。对水生生物资源进行养护和生态修复。	原生性湿地生态系统及珍禽；蛭类（小刀蛭、大竹蛭、缢蛭）为主的底栖贝类。	位于其中

（1）黄河口东工矿通信用海区（3-3）

项目新建 2 座平台、新建 KL9-6WHPA 与 KL9-1CEPA 间海底管缆约 4.4km 路由和新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管及新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海缆约 4.5km 路由位于黄河口东工矿通信用海区（3-3）。项目为海洋油气开发工程，符合“基本功能为工矿通信用海”的空间准入要求；新建平台采用透水结构建设，不改变海域自然属性，符合其开发利用方式“石油平台建设采用透水构筑物形式”的要求。

（2）东营港南渔业用海区（1-3）

新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海底输油管道约 3.5km 穿越东营港南渔业用海区（1-3）。

从该区的空间用途准入要求来看，其基本功能为渔业用海，但兼容游憩用海、工矿通信用海等功能。项目为海洋油气开发工程，属于工矿通信用海，其建设符合“兼容游憩用海、工矿通信用海等功能”的空间用途准入要求。

从开发利用方式来看，海底管缆铺设仅施工阶段对周围海域造成短期影响，不会改变该海域自然属性，且为油气基础设施建设，其建设符合“限制改变海域自然属性”，“允许小规模建设石油平台基座、油田后勤服务基础设施”的开发利用要求。

从海域保护修复来看，项目离岸最近距离约 8.7km，离岸较远，不会影响沿海防潮堤坝建设，项目用海范围较小，不会对水生生物资源养护和生态修复产



生影响，符合其海域保护修复要求。

从生态保护重点来看，项目施工期非钻井油层水基钻井液、钻屑及海底管缆悬浮物超一（二）类距离最大约为 0.72km，其影响是暂时的，随施工期结束后短期即可恢复；运营期无生产水排放，生活污水中黑水处理达标后排海，灰水最终回注地层，对该区域的海洋生态环境影响有限。施工期位于产卵场内的海管/缆挖沟作业避开产卵盛期，其建设不会阻断传统渔业资源洄游通道，符合其生态保护重点要求。

（3）黄河口生态保护区

项目新建 KL9-6WHPA 与 KL9-1CEPA 间海底管缆约 6.9km 路由和新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管及新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海缆约 7.3km 路由穿越黄河口生态保护区。

空间用途准入：保障黄河三角洲国家级自然保护区用海，按照自然保护区、国家公园相关法律法规要求进行管理。在符合法律法规的前提下，仅允许国家和省有关文件规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动。

海域保护修复：保持自然岸线形态、长度和邻近海域底质类型的稳定，对侵蚀岸段进行合理整治。对水生生物资源进行养护和生态修复。

生态保护重点：原生性湿地生态系统及珍禽；蛭类（小刀蛭、大竹蛭、缢蛭）为主的底栖贝类。

从空间准入要求来看，该区允许符合法律法规，且国家和山东省有关文件规定的对生态功能不造成破坏的有限人为活动。目前，建设单位编制完成了《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。东营市组织有关专家和相关部门、单位召开专家论证会，认为该项目管线不可避免占用生态保护红线，且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，原则同意通过论证。符合《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）《山东省自然资源厅山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》（鲁自然资发〔2023〕1 号）等允许红线内的有限人为活动。



从海域保护修复要求来看，项目离岸最近约 8.7km，不占用自然岸线，不会对涉及自然岸线的保护修复产生不利影响。新建海底管缆挖沟埋设属于短时间海床底土干扰，不会影响其底质类型的稳定性。项目平台建设采用透水构筑物方式，不影响水生生物资源的养护和生态修复。

从生态保护重点来看，项目水深范围在 7.4m-17.8m 之间，不属于原生湿地范畴（-6m 等深线以浅）；离岸较远，不会对栖息于近岸海域的鸟类珍禽产生不利影响。蛭类等底栖贝类主要位于莱州湾西岸广利河以北、青坨河以南海域，项目所在海域调查结果未发现蛭类等底栖贝类，项目建设不会对蛭类等底栖贝类产生不利影响。

综上，项目开发建设符合《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》。

4.2.3 拟建“黄河口国家公园”符合性分析

根据《黄河口国家公园设立方案（简版）》，统筹考虑自然生态系统原真性、完整性保护需要、资源分布特征、黄河入海流路规划、水沙关系和变化趋势以及陆海地质演变规律，兼顾当地经济社会可持续发展，将典型河口湿地生态系统、珍稀野生动植物重要分布区、水生生物重要产卵场和索饵场划入国家公园范围。黄河口国家公园位于黄河入海口处，总面积 3517.99km²，其中，陆域面积 1371.19km²、海域面积 2146.80km²，东至垦利区黄河口海岸线东侧 16.8km 处、西至河口区新户镇潮河东岸、南至 S228 与滨海大道交叉口东侧大堤的南侧 32.3km 处，北至河口区新户镇潮河北侧 12.6km 处，地理范围为东经 118° 13' 55"-119° 30' 57"，北纬 37° 1' 02"-38° 17' 53"。涉及山东省东营市垦利区、河口区和利津县等 3 个县(区) 10 个乡镇（街道）。区域内无建制。

根据《黄河口国家公园范围和分区论证报告》，黄河口国家公园与整合优化后的自然保护地范围充分衔接，以山东黄河三角洲国家级自然保护区、山东黄河三角洲国家地质公园、山东黄河口国家森林公园、山东东营河口浅海贝类海洋特别保护区、山东东营利津国家级底栖鱼类生态海洋特别保护区、山东黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区、山东黄河口生态国家级海洋特别保护区和山东莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区为主体，同时将黄河口区域海洋生物的重要产卵场和孵育场等生态价值较高的区域纳入黄河口国家公园范围，面积合计 3517.99km²，包括原有自然保护地面积 2812.90km²，占国家公园

总面积的 79.96%，除永久基本农田、油气矿业权、人工集体商品林等历史遗留问题集中区域调出部分，其他区域全部纳入国家公园；非自然保护地划入国家公园面积 705.09km²，占国家公园总面积的 20.04%，黄河口国家公园涉及现有自然保护地关系示意图见图 4.2-4。黄河口国家公园设立后，上述八个自然保护地不再保留，有关人员转归国家公园管理局管理。



图 4.2-4 黄河口国家公园涉及现有自然保护地关系示意图

根据《黄河口国家公园范围和分区论证报告》，本项目新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA 平台位于原山东黄河口生态国家级海洋特别保护区，该工程属于重大基础设施工程、重大（重点）项目之一，已列入中海油七年行动计划，根据《国家发改委关于协助推进 2019-2025 年国家油气勘探开发计划实施工作的通知》（发改办能源〔2019〕1176 号），支撑完成经党中央、国务院批准的 2019-2025 年油气产量目标的各石油企业“七年行动计划”中实施的项目，均为保障国家油气安全供应的重点项目。经评估，调出后不会影响周围海域主体功能，海上油气田勘探开发对周围海洋环境影响及水生生物索饵洄游的影响是轻微的、可控的，因此建议将该区域以开天窗的形式调出。国家公园所开天窗内，垦利 9-1 区域天窗面积为 2664.35hm²（见图 4.2-4 中斑块 3），垦利 9-5/6 区域天窗面积为 2209.11hm²（见图 4.2-4 中斑块 4）。



根据《黄河口国家公园范围和分区论证报告》，黄河口国家公园划分为核心保护区和一般控制区。黄河口国家公园范围及管控分区图见图 4.2-5。

核心保护区：将黄河口国家公园的河口湿地、滨海湿地、珍稀濒危鸟类栖息地、海洋生物产卵场和孵育场等生态系统服务功能最重要、生态保护价值最高的区域划入核心保护区，以保障生态系统服务功能不降低，维持最关键的生态系统过程的稳定性，维护黄河口区域生态系统安全，增强区域生态安全屏障的功能。核心保护区面积共计 184103.34hm²，全部为国有，其中，陆域面积 63400.53hm²，占核心保护区面积的 34.44%；海域面积 120702.81hm²，占核心保护区面积的 65.56%。

核心保护区管控措施：黄河口国家公园的核心保护区原则上禁止人为活动，但经批准，可以开展管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、防灾减灾、生态廊道建设、必要的科研监测保护设施、重大生态保护修复工程建设等活动。核心保护区内重点关注核心保护资源的生态系统完整性和原真性，提高生态系统服务功能，严格保护东方白鹤、丹顶鹤、白鹤、黑嘴鸥等珍稀濒危的野生动物栖息地完整性和连通性，确保珍稀物种群落的稳定发展，最大限度减少人为活动对其栖息地的干扰影响。

在符合现行法律法规前提下，仅允许开展以下活动：

(1) 管护巡护、调查监测、防灾减灾、应急救援等活动及必要的设施修筑，以及因有害生物防治、外来物种入侵等开展的生态修复、病虫害动

植物清理等活动。

(2) 国家特殊战略、国防和军队建设、军事行动等需要修筑设施、开展调查和勘查等相关活动。

(3) 已依法设立的铀矿、油气探矿权勘查活动。

(4) 国务院批准的其他活动。

一般控制区：黄河口国家公园内的耕地、零散分布的居民点、宣教科普基地、游憩设施及规划用地等划入一般控制区内，为国家公园发挥科研监测、宣教、游憩以及社区协调发展等功能预留空间。一般控制区总面积 167695.35hm²，其中，陆域面积 73718.55hm²，占一般控制区面积的 43.96%；海域面 93976.80hm²，占一般控制区面积的 56.04%。



一般控制区管控措施：黄河口国家公园一般控制区内原则上限制人为活动，严格实施国土空间用途管制，可通过必要的生态措施修复遭到不同程度破坏需要恢复的区域，维护栖息地生态系统的完整性，实现栖息地生态廊道的连通性，但严格禁止开发性、生产性建设活动。为充分发挥国家公园的科教宣传、游憩体验和社区协调发展的功能，推进居民生产生活方式转变，减轻经济发展对资源消耗的压力，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动，包括以下几类活动：

(1) 核心保护区允许开展的活动。

(2) 因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查。

(3) 自然资源、生态环境监测和执法，包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动。

(4) 经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集。

(5) 经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动。

(6) 不破坏生态保护功能的生态旅游和相关的必要公共设施建设。

(7) 必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护。

(8) 重要生态修复工程。

(9) 法律、行政法规规定的其他活动。

本项目新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA 平台以开天窗的形式避开黄河口国家公园，新建 KL9-1CEPA 平台距离黄河口国家公园最近约 1.5km，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离黄河口国家公园最近约 1.3km；新建 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台的海底混输管道/海底电缆，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台的海底输油管道和 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台海底电缆部分穿越黄河口国家公园一般控制区，不占用国家公园核心区。

本项目是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，为保障国家油气安全供应的重点项目，已列入到《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》重点项目中。项目建设对海洋环境的影响有限，项目建设符合现行法律法规，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动“必须且无法避让、符合县级以上国土空间



规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护”。

综上，本项目符合拟建“黄河口国家公园”的相关生态环境分区的管控要求。

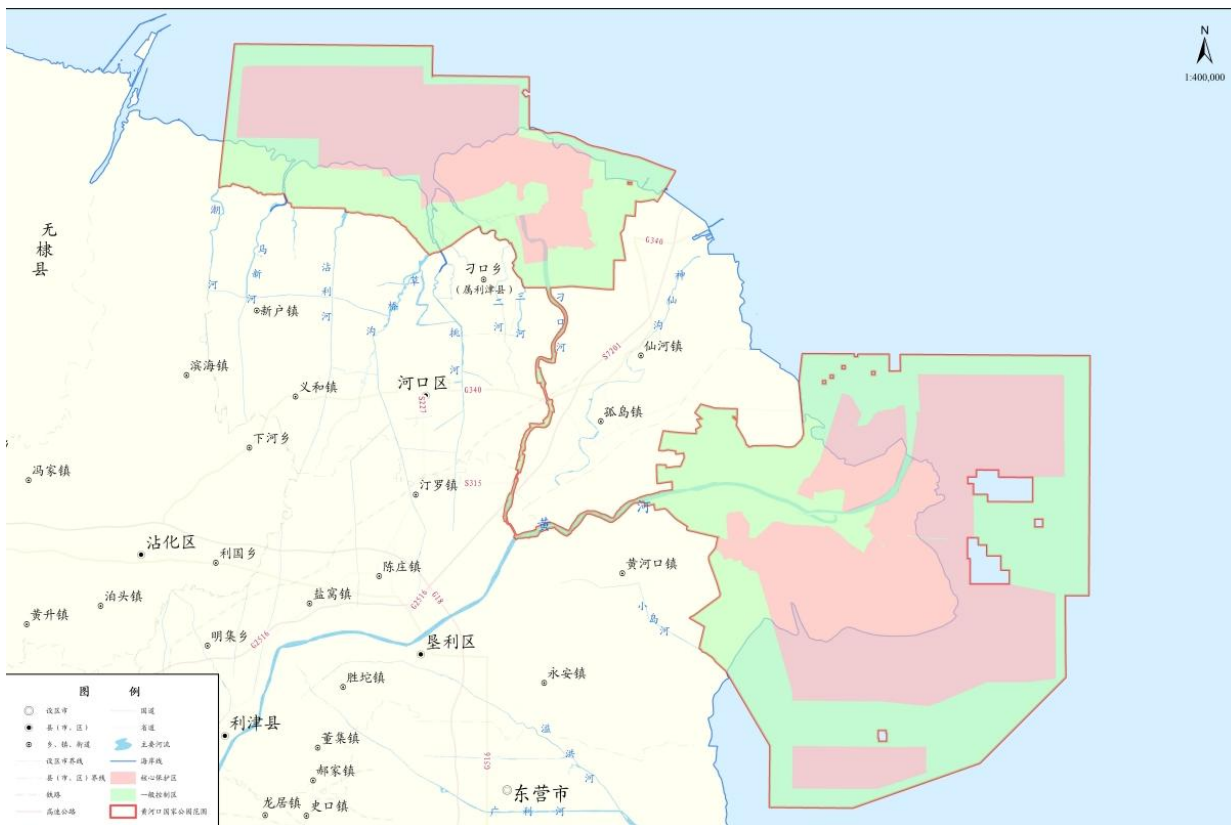


图 4.2-5 黄河口国家公园范围及管控分区图

4.2.4 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 12 月 13 日，山东省生态环境保护厅发布了《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），依据生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线划定情况，以及全省经济社会发展和生态环境保护实际进行更新。更新后，全省按优先保护、重点管控、一般管控三大类共划定 2750 个环境管控单元。2024 年 4 月东营市生态环境委员会办公室印发了《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版），《方案》明确规定：

优先保护单元准入要求：以维护生态系统功能为主，确保生态环境功能不降低。优先保护单元内涉及生态保护红线、一般生态空间、自然保护地、饮用水水源保护区的区域按相关法律法规和管控要求执行，保护好河湖湿地、海洋滩涂生境。优先保护单元的其他区域除按照对应环境要素的分区管控要求外，



按照限制开发区域进行管理，原有对生态环境有较大负面影响的开发建设项目应逐步退出。

一般管控单元准入要求：引导产业科学合理布局，鼓励建设项目入园管理。落实污染物总量控制要求，加强工业污染物排放管控；加快环保基础设施建设，推进城乡生活污染治理；改善灌排条件，促进测土配方等绿色农业技术推广，控制农业面源污染。对区域环境风险源进行评估。根据资源环境承载能力，合理控制开发强度。实行能源资源消耗总量和强度双控，提高能源资源利用效率。推进城 11 市节水、节地建设，提高综合利用效率。

根据该文件，本项目新建 KL9-6WHPA 与 KL9-1CEPA 间海底管缆、新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管及新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海缆部分穿越优先保护单元和一般管控单元，新建平台位于一般管控单元，详见图 4.2-6。

本项目是保障国家油气安全供应的重点项目，项目开发符合国家产业政策要求。项目建设已纳入《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》重点项目，符合《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》。项目正常生产阶段含油生产水、其他含油污水和生活污水中的灰水经处理满足注水水质标准后回注地层，不排海；新建平台产生的生活垃圾和生产垃圾均分类回收运回陆地处理，不排海；船舶污染物除生活污水和食品废弃物处理达标后远离海洋生态保护红线区排放外，其他船舶污染物均分类回收后运回陆地处理。仅非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑、海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物和生活污水中的黑水达标排海和浓盐水排海。根据环境影响预测结果，各类污染物排放对周边海域的最大影响不超过 0.72km。对该区域生态环境影响较小，符合《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）的要求。

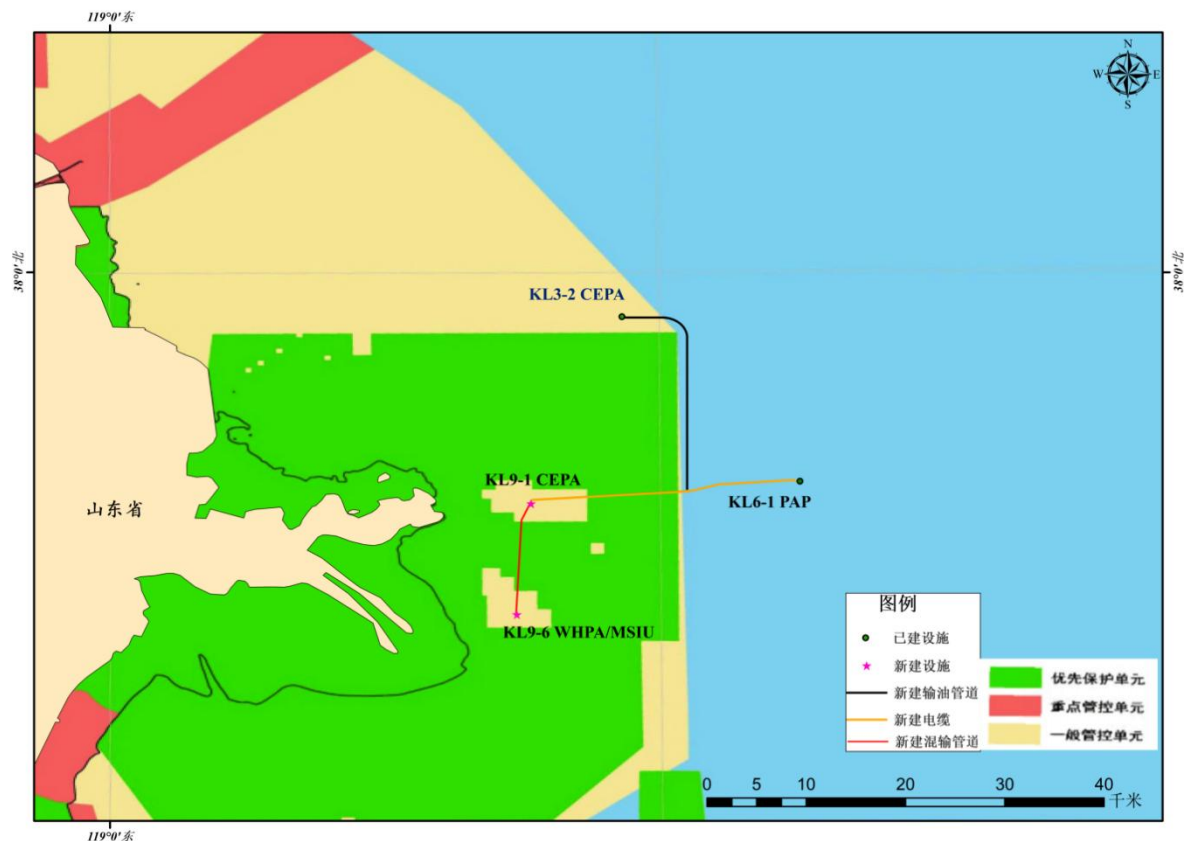


图 4.2-6 本项目新建设施与东营市生态环境分区管控单元位置关系示意图

4.2.5 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月 1 日），海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。



禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

本工程所在海域属于限制开发区域中的海洋特别保护区。本工程新建平台与部分新建管缆位于山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区内，《全国海洋主体功能区规划》对其的相关要求为“符合海洋特别保护区总体规划的重点建设项目，须经保护区管理机构同意后，按照相关法律法规的要求进行海洋工程环境影响评价和海域使用论证。海洋工程环境影响报告和海域使用论证报告应当设专章编写生态环境保护、生态修复恢复和生态补偿赔偿方案及具体措施。”本工程已取得山东东营黄河口生态国家级自然保护区管理部门的同意，正在开展环境影响评价和海域使用论证，并设专章编写生态环境保护、生态修复恢复和生态补偿赔偿方案及具体措施。本工程建设阶段产生的非钻井油层水基钻井液/钻屑全部达标排放，采取严格控制海底管道/电缆铺设挖沟作业时间，尽量缩短施工作业工期，优化施工方式，选择对底栖生态环境影响小的施工方式等措施减轻铺管缆施工对海洋生态的影响；正常生产阶段含油生产水经处理满足注水水质标准后全部回注地层，无生产水排放；生活黑水和灰水分开收集处理，灰水经处理满足注水水质标准后回注地层，仅黑水处理达标后排海，进一步减少生活污水排海量，减少污染物排放对黄河口海域生态的影响；新建平台生产阶段产生的生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理。

综上所述，本工程符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

4.2.6 项目与相关政策符合性分析

4.2.6.1 与《国家公园管理暂行办法》的符合性分析

项目周边拟设立黄河口国家公园，黄河口国家公园范围同黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线范围一致。本项目新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA 平台位于国家公园所开天窗内，KL3-2CEPA 平台和 KL6-1PAP 平台位于国家公园范围外，管缆连接平台不可避免的需要占用国家公园。新铺海底管道和海底电缆部分位于国家公园一般控制区。

根据《国家公园管理暂行办法》第十八条，国家公园一般控制区禁止开发性、生产性建设活动，国家公园管理机构在确保生态功能不造成破坏的情况下，



可以按照有关法律法规政策，开展或者允许开展下列有限人为活动：

- (1) 核心保护区允许开展的活动；
- (2) 因国家重大能源资源安全需要开展的战略性能源资源勘查，公益性自然资源调查和地质勘查；
- (3) 自然资源、生态环境监测和执法，包括水文水资源监测及涉水违法事件的查处等，灾害防治和应急抢险活动；
- (4) 经依法批准进行的非破坏性科学研究观测、标本采集；
- (5) 经依法批准的考古调查发掘和文物保护活动；
- (6) 不破坏生态功能的生态旅游和相关的必要公共设施建设；
- (7) 必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施建设、防洪和供水设施建设与运行维护；
- (8) 重要生态修复工程，在严格落实草畜平衡制度要求的前提下开展适度放牧，以及在集体和个人所有的人工商品林内开展必要的经营；
- (9) 法律、行政法规规定的其他活动。

由于石油开发类工程的选址选择性窄，平台选址基本位于油藏所在位置，新铺海底管道和海底电缆不可避免需占用国家公园一般控制区。项目建设属于第 7 项规定的有限人为活动。符合《国家公园管理暂行办法》的管理要求。

4.2.6.2 与《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）》的符合性分析

2022 年 8 月 16 日，自然资源部、生态环境部和国家林业和草原局联合分布《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），通知规定：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保护区外，禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。

有限人为活动包括：

1. 管护巡护、保护执法、科学研究、调查监测、测绘导航、防灾减灾救灾、军事国防、疫情防控等活动及相关的必要设施修筑。
2. 原住居民和其他合法权益主体，允许在不扩大现有建设用地、用海用岛、



耕地、水产养殖规模和放牧强度（符合草畜平衡管理规定）的前提下，开展种植、放牧、捕捞、养殖（不包括投礁型海洋牧场、围海养殖）等活动，修筑生产生活设施。

3.经依法批准的考古调查发掘、古生物化石调查发掘、标本采集和文物保护活动。

4.按规定对人工商品林进行抚育采伐，或以提升森林质量、优化栖息地、建设生物防火隔离带等为目的的树种更新，依法开展的竹林采伐经营。

5.不破坏生态功能的适度参观旅游、科普宣教及符合相关规划的配套性服务设施和相关的必要公共设施建设及维护。

6.必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施运行维护改造。

7.地质调查与矿产资源勘查开采。包括：基础地质调查和战略性矿产资源远景调查等公益性工作；铀矿勘查开采活动，可办理矿业权登记；已依法设立的油气探矿权继续勘查活动，可办理探矿权延续、变更（不含扩大勘查区块范围）、保留、注销，当发现可供开采油气资源并探明储量时，可将开采拟占用的地表或海域范围依照国家相关规定调出生态保护红线；已依法设立的油气采矿权不扩大用地用海范围，继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立的矿泉水和地热采矿权，在不超出已经核定的生产规模、不新增生产设施的前提下继续开采，可办理采矿权延续、变更（不含扩大矿区范围）、注销；已依法设立和新立铬、铜、镍、锂、钴、锆、钾盐、（中）重稀土矿等战略性矿产探矿权开展勘查活动，可办理探矿权登记，因国家战略需要开展开采活动的，可办理采矿权登记。上述勘查开采活动，应落实减缓生态环境影响措施，严格执行绿色勘查、开采及矿山环境生态修复相关要求。

8.依据县级以上国土空间规划和生态保护修复专项规划开展的生态修复。

9.根据我国相关法律法规和与邻国签署的国界管理制度协定（条约）开展的边界边境通视道清理以及界务工程的修建、维护和拆除工作。

10.法律法规规定允许的其他人为活动。

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程是中海油“七年行动计划”的具体



实施工程之一，且已在国家能源局备案，项目是保障国家油气安全供应的重点项目。因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管道和海底电缆不可避免占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，项目不占用海洋生态保护红线核心区，通过管缆路由方案比选，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。仅海底管道和海底电缆挖沟产生的悬浮物会对海洋生态红线一般区造成短暂影响，停止挖沟作业后最长 7.5h 可恢复排放前水质，施工结束后对海洋水质、沉积物及冲淤环境几乎无影响。项目建设为已纳入《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》的重点项目，符合《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》。项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动规定的第 6 条“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。

综上，项目占用生态保护红线符合文件要求，与《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）》要求相符。

4.2.6.3 项目开发与建设《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》的符合性分析

2023 年 1 月，山东省自然资源厅与山东省生态环境厅发布了《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》，通知要求：生态保护红线内，自然保护地核心保护区原则上禁止人为活动；自然保护地核心保护区外禁止开发性、生产性建设活动，在符合法律法规的前提下，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。

本项目是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，为保障国家油气安全供应的重点项目，已列入到《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》重点项目中。项目建设对海洋环境的影响极为有限，本项目依法依规申请用海手续，属于“通知”中有限人为活动“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。项目占用生态保护红线符合《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》等政策要求。

4.2.7 其他相关规划符合性分析

4.2.7.1 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景



目标纲要》符合性分析

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，“十四五期间，实施能源资源安全战略，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。”

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程属于海洋油（气）开发及附属工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.7.2 《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，“强化能源供给保障，稳定省内能源生产，实施减量替代，稳步发展大型高效清洁煤电。优化省外能源基地开发布局，推动渤海油气资源在我省登陆，积极参与海外资源采购；持续改善空气质量。统筹推进大气污染防治和应对气候变化，实施差异化管控，稳步提高空气质量优良天数比率，基本消除重污染天气。”

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程属于海洋油（气）开发及附属工程，建设符合《山东省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.7.3 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》符合性分析

《重点海域综合治理攻坚战行动方案》重要任务提出巩固深化渤海渔港环境整治成果；严格海洋伏季休渔监管执法，实施现代化海洋牧场建设，开展渔业资源增殖放流，清理取缔涉渔“三无”船舶以渤海为重点；加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控，按照沿海地方统一部署，围绕“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾目标要求，保护好自然禀赋优良的



海湾生态环境，加强受损海湾“一湾一策”综合治理，因地制宜推进重点海域的美丽海湾建设，加强海湾生态环境常态化监测监管。到 2025 年，形成一批具有全国示范价值的美丽海湾。

本工程参与作业的船舶产生的船舶污染物的排放与处理严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等相关要求，其中船舶生活污水和食品废弃物远离海洋生态保护红线区间断排放，除食品废弃物以外的垃圾回收运回陆地处理；项目投产后将按规定开展渔业资源增殖放流；在建设阶段和生产阶段加强溢油防控，本项目将在项目投产前编制溢油应急预案并取得备案，最大限度防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。因此，本项目符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的要求。

4.2.7.4 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，“保护海洋生态系统和生物多样性：完善海洋自然保护地网格、加强海洋生态系统保护、加强海洋生物多样性保护；防范环境风险，有效应对海洋突发环境事件和生态灾害：防范海洋突发环境事件风险、健全海洋突发环境事件和生态灾害应急响应体系；强化海洋工程和海洋倾废环境监管。”

本工程在建设阶段将严格控制铺设海底管道/电缆挖沟作业的时间，尽量缩短施工作业时间，并优化施工方式，选择对底层生态环境影响小的施工方式。制定严格的环境管理制度，最大限度减少对海洋生物多样性造成的不利影响。本工程制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，在 KL9-1CEPA 平台及 KL9-6 WHPA 平台配备溢油应急设备，包括常规溢油应急设备和快速布放围油栏等，超过同类型油田溢油应急设备的配制规模，且油田群海域有守护船值守，多层次全面防控环境污染事件的发生，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本工程建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.7.5 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

本项目位于《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》范围内，见图 4.2-7。



《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》中提出“加强保护修复，建设健康海洋；防控环境风险，建设安全海洋”的目标。

本工程依据鱼类和其它生物品种地理分布特征、饵料习性特征，环境适应特征和其他生物学特征分析，结合不同海域，不同季节环境变化及苗种养成时间和季节，进行专项增殖放流。将制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。KL9-1CEPA 平台及 KL9-5/9-6 WHPA 平台配备应急设备包括常规溢油应急设备和快速布放围油栏，超过同类型油田溢油应急设备的配制规模，且油田群海域有守护船值守，多层次全面防控环境污染事件的发生。

综上所述，本工程符合《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

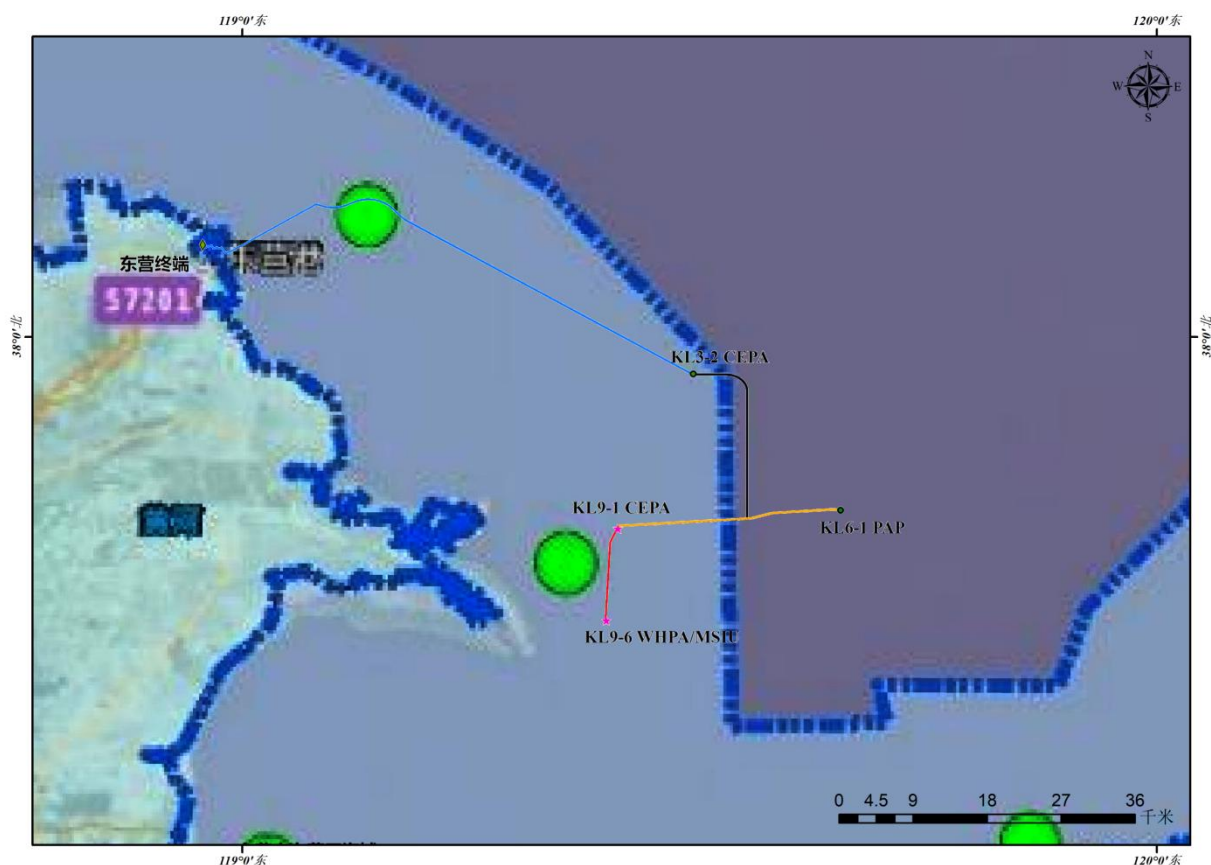


图 4.2-7 本工程与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》位置关系图

4.2.7.6 《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号），到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上。本工程



为海洋油（气）开发及附属工程，与《“十四五”现代能源体系规划》的目标相符。

4.2.7.7 《山东省能源发展“十四五”规划》符合性分析

《山东省能源发展“十四五”规划》提出，“推动油气增储稳产，加大海上油气藏开发，“十四五”期间，原油、天然气分别稳定在 2100 万吨、4 亿立方米左右。加强油气对外合作，重点加强与中石油、中石化和中海油等上游企业战略合作，扩大油气调入规模。”

本工程属于海洋油（气）开发及附属工程，对推动油气增储稳产有促进作用，符合《山东省能源发展“十四五”规划》要求。

4.3 工程周围环境敏感目标分布

本工程周围的主要环境敏感目标有海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区，以及鱼类产卵场等重要渔业水域等。

4.3.1 海洋生态保护红线区

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函[2022]2207 号），山东省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，从 2022 年 10 月 14 日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。本项目距离最近的山东省“三区三线”海洋生态保护红线是黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，新建平台以开天窗的形式避开海洋生态保护红线，其中新建 KL9-1CEPA 平台距离该红线核心区最近约 1.5km，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离该红线核心区最近约 1.3km；新建 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台的海底混输管道/海底电缆，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台的海底输油管道和 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台海底电缆部分穿越海洋生态保护红线一般区，海底管缆穿越情况详见表 4.3-1，具体位置见图 4.3-1。

表 4.3-1 海底管缆穿越情况

管道名称	穿越长度（km）
KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台的海底混输管道、海底电缆	6.9
KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台的海底输油管道	7.3
KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台海底电缆	7.3

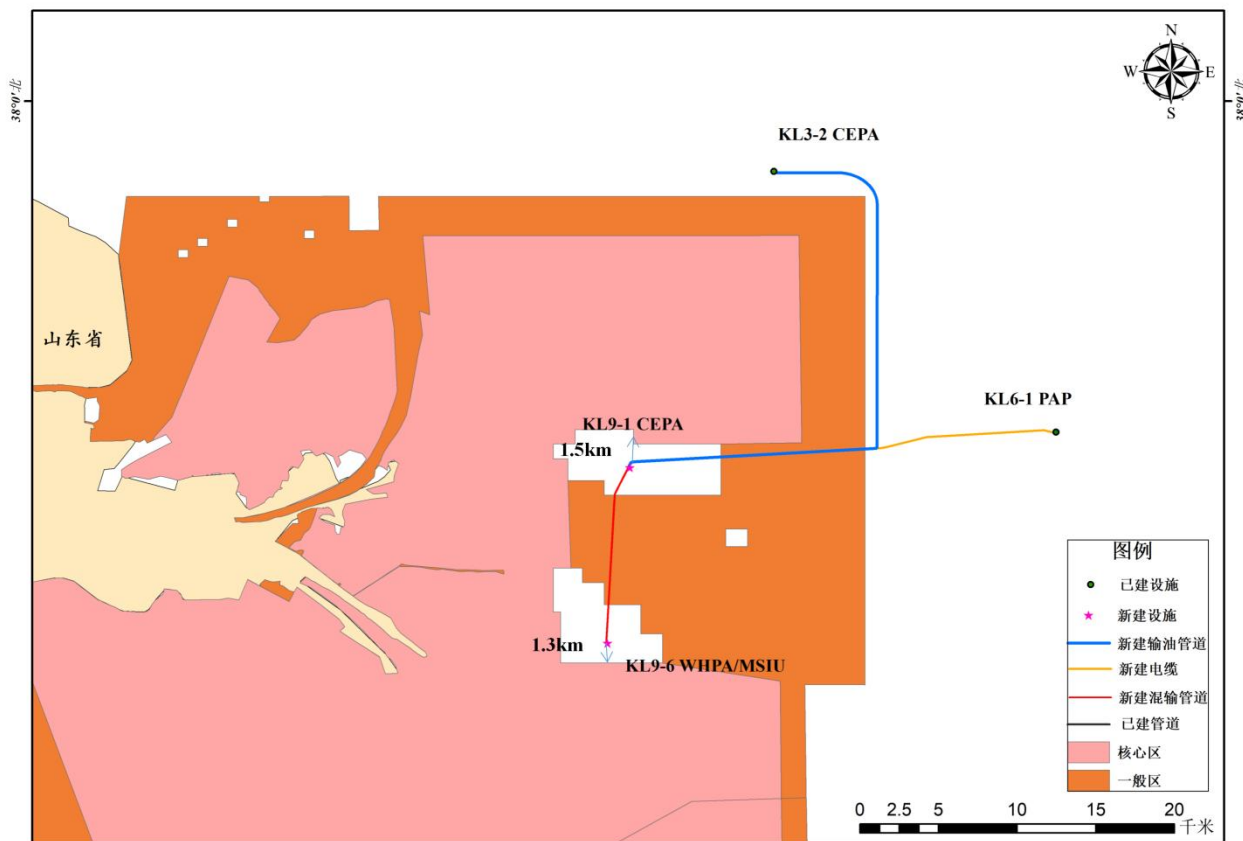


图 4.3-1 本工程与山东省海洋生态保护红线位置关系示意图

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，是保障国家油气安全供应的国家重大战略项目。因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管道和海底电缆不可避免占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，项目不占用海洋生态保护红线核心区，通过管缆路由方案比选，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。项目管缆建设共占用海洋生态保护红线长度 14.2km，面积共计 57.2202hm²，均为新增用海。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）》和《山东省自然资源厅山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》（鲁自然资发〔2023〕1 号），建设单位编制完成《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。东营市组织有关专家和相关部

门、单位召开专家论证会，认为该项目管线不可避免占用生态保护红线，且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，原则同意通过论证。2023 年 12 月 25 日东营市人民政府向省政府呈报关于该项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见，并于 2024 年 6 月 7 日，获得山东省人民政府关于项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见。

本项目新建管缆部分穿越海洋生态保护红线一般区，其环境影响主要在海底管缆施工阶段，悬浮物超一（二）类最大影响距离为 0.72km，最长约 7.5 小时后可恢复排放前水质，对海洋环境的影响是短暂、局部且可恢复的。根据环境影响预测，铺设海管电缆搅起的悬浮物会短暂影响海洋生态保护红线，但仅影响一般区，不会对核心区造成影响。悬浮物超一（二）类海域与黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线位置关系见图 4.3-2~图 4.3-3。其中 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（东西向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线核心区最近，最近距离约 200m，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（南北向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线一般区最近，最近距离约 150m。

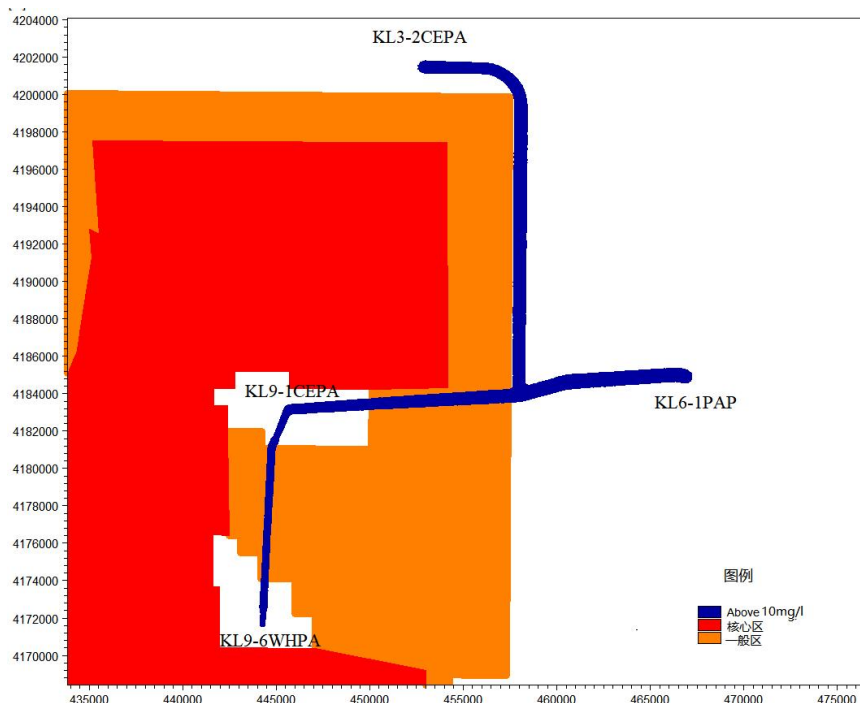


图 4.3-2 悬浮物超一（二）类与海洋生态保护红线区位置关系

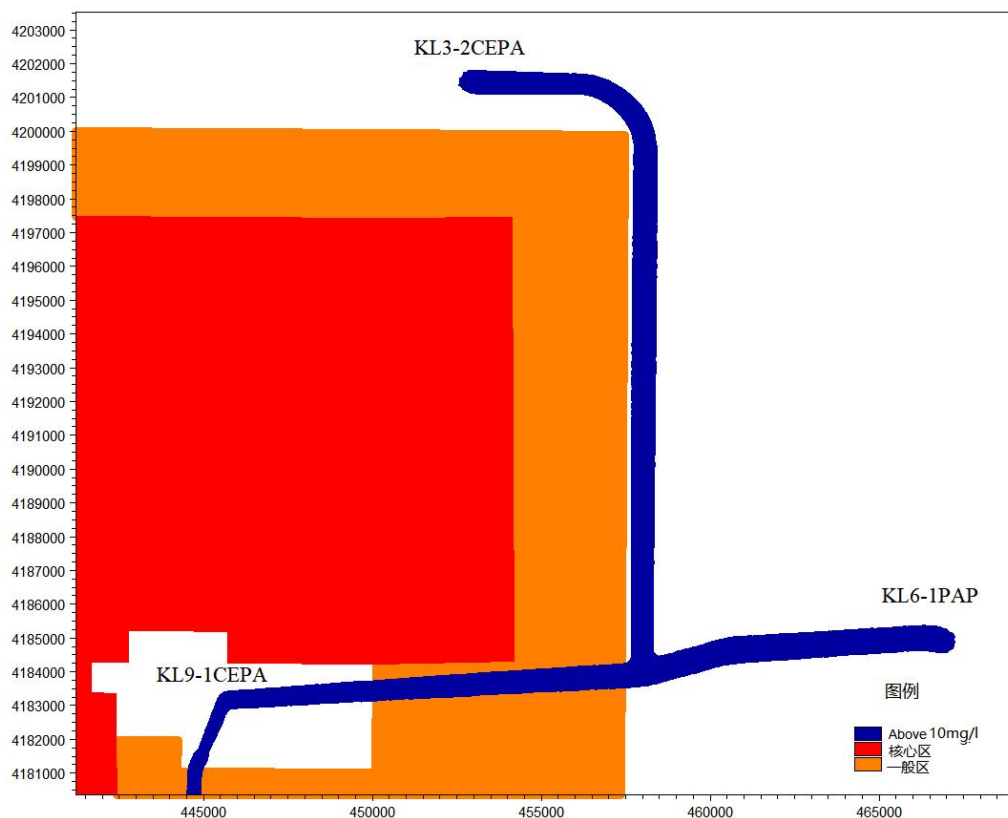


图 4.3-3 悬浮物超一（二）类与海洋生态保护红线区位置关系（局部放大）

本项目新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA/MSIU 平台皆位于海洋生态保护红线范围外，其中新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km，本项目新建平台产生的污染物主要为建设阶段非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑的排放及生产阶段新建平台生活污水中黑水的达标排放和浓盐水排放，根据环境影响预测，钻井液及钻屑排放不会影响到该生态保护红线区，超一（二）类海域距离该红线区最近距离约 1km；生活污水中黑水的达标排放产生的影响主要集中在平台周边 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。新建平台建设阶段和正常生产阶段均不会对周边海洋生态保护红线区造成不利影响。

黄河三角洲重点区域划定陆海生态保护红线面积约 3600km²，分布有山东黄河三角洲国家级自然保护区、山东天宁湖国家湿地自然公园、东营兴隆地方级湿地自然公园、滨州沾化清风湖地方级湿地公园、山东黄河岛国家湿地公园等多个自然保护地。该区代表性物种主要包括棱皮龟、达氏鲟、鳊、松江鲈等珍稀水生动物种群，白鹤、东方白鹤、丹顶鹤、白尾海雕、白头鹤、遗鸥等水禽，以及野大豆种群。根据现状调查结果，项目所在海域未发现上述珍稀水生物种，



鸟类等则主要栖息于滨海湿地，距离工程所在海域较远，因此，工程用海对黄河三角洲重点区域代表性物种的影响十分有限。

综上，本项目开发建设对海洋生态保护红线的影响主要在海底管缆施工过程中产生的悬浮物，其对海洋环境的影响是短暂、局部且可恢复的；正常生产阶段对周边海洋生态环境影响较小，皆不会对海洋生态保护红线区的水动力、环境质量和生物造成不利影响，项目对该海域的生态功能基本不造成破坏。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

4.3.2 国家级自然保护区

山东黄河三角洲国家级自然保护区位于山东省东营市的黄河入海口处。地理坐标为东经 $118^{\circ} 33' \sim 119^{\circ} 20'$ ，北纬 $37^{\circ} 35' \sim 38^{\circ} 12'$ 之间，包括黄河入海口和 1976 年以前引洪的黄河故道两部分，总面积 15.3 万公顷。其中核心区 5.8 万公顷，缓冲区 1.3 万公顷，实验区 8.2 万公顷。分为南北两个区域，南部区域位于现行黄河入海口，面积 10.45 万公顷；北部区域位于 1976 年改道后的黄河故道入海口，面积 4.85 万公顷。以保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主的湿地类型自然保护区。

本工程新建 KL9-6 WHPA/MSIU 及新建管缆距该自然保护区南部区域最近距离均约 3.0km，新建 KL9-1CEPA 平台距该自然保护区南部区域最近距离约 3.5km，具体位置关系见图 4.3-4。

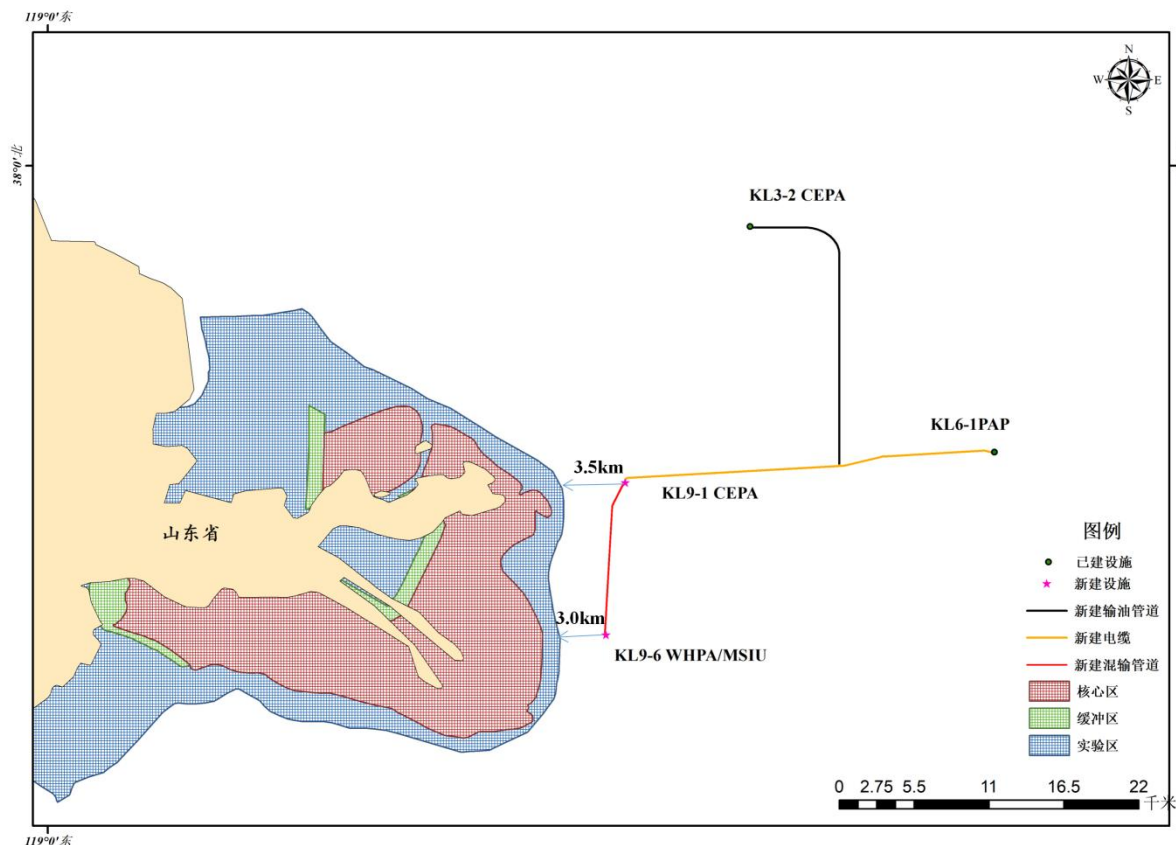


图 4.3-4 本工程周边国家级自然保护区示意图

4.3.3 国家级海洋特别保护区

本工程新建 KL9-6 WHPA/MSIU 平台位于山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区环境整治区内,新建 KL9-1 CEPA 平台位于山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态保护区内,新建管缆部分穿越该国家级海洋特别保护区适度利用区和重点保护区,详见图 4.3-5。

山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利县东部黄河下游入海处的河口海区,于 2008 年底由国家海洋局批准建立。分为生态保护区、资源恢复区、环境整治区和开发利用区四部分,生态保护区分两部分,面积分别为 48.21km^2 和 49.57km^2 ; 资源恢复区分为两部分,面积分别为 69.77km^2 和 121.33km^2 ; 开发利用区面积 139.92km^2 ; 环境整治区面积 497.20km^2 。保护区目前尚未成立专职管理机构,暂由东营市垦利区海洋发展和渔业局代为管理。

根据《海洋特别保护区分类分级标准》(HT/T117-2010),东营黄河口生态国家级海洋特别保护区属于国家级海洋特别保护区中生态系统与景观保护区的类别,是以黄河口生物资源产卵场、索饵场为主的黄河口生态系统为主要保



护对象的生态国家级海洋特别保护区。以黄河口生态系统及生物物种多样性为主要保护对象，该区具有丰富的石油、天然气、地热和卤虫等资源。

本工程建设阶段排放的主要污染物为非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设搅起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；生产阶段产生的主要污染物为含油生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对环境造成影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地进行处理。其它污染物（生活污水、浓盐水）排放量相对较小，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。根据预测结果，建设阶段非钻井油层水基钻井液/钻屑排放对周边海域的最大影响范围为 0.7km，海管/缆挖沟埋设产生的悬浮物对周边海域的最大影响范围为 0.72km，正常生产阶段新建平台达标排放的生活污水，其最大影响范围在平台周围 30m 之内，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。各类污染物排放对周边海域的最大影响不超过 0.72km。项目建设阶段会对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区产生短期不利影响。项目正常生产阶段对保护区海洋环境及保护物种的影响轻微，此外，本项目建设已经取得该保护区主管部门的同意意见。

依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告》（自然资源部第一海洋研究所，2024 年 5 月）评价结论，项目建设会造成保护区内生物资源的损失，但整体上不会引起生物群落结构的改变。项目建设不会造成自然景观的破碎化，不会破坏保护区现有的景观生态完整性。本项目油气泄漏环境风险可防、可控。不会造成保护区生境破碎化，对油田特征污染物的累积效应不明显，不会对保护区产生明显的累积生态影响。在避开重要渔业生物的产卵期（主要集中在 5~6 月和 10 月）施工的情况下，施工产生的悬浮物对产卵场的影响相对较小，不会引起生态系统整体结构和生物群落组成的改变，随着时间的推移，受损的生物资源可逐步恢复至现有生物量水平，可初步判断项目建设对黄河口产卵场和索饵场的影响及鱼虾蟹类和贝类等重要物种的影响是可接受的。

根据《黄河口国家公园范围和分区论证报告》，山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区将在黄河口国家公园发布后纳入国家公园统一管理。另外，



本项目新建 KL9-1CEPA 平台和 KL9-6WHPA 平台区域调出黄河口国家公园范围。具体详见 4.2.3 节。

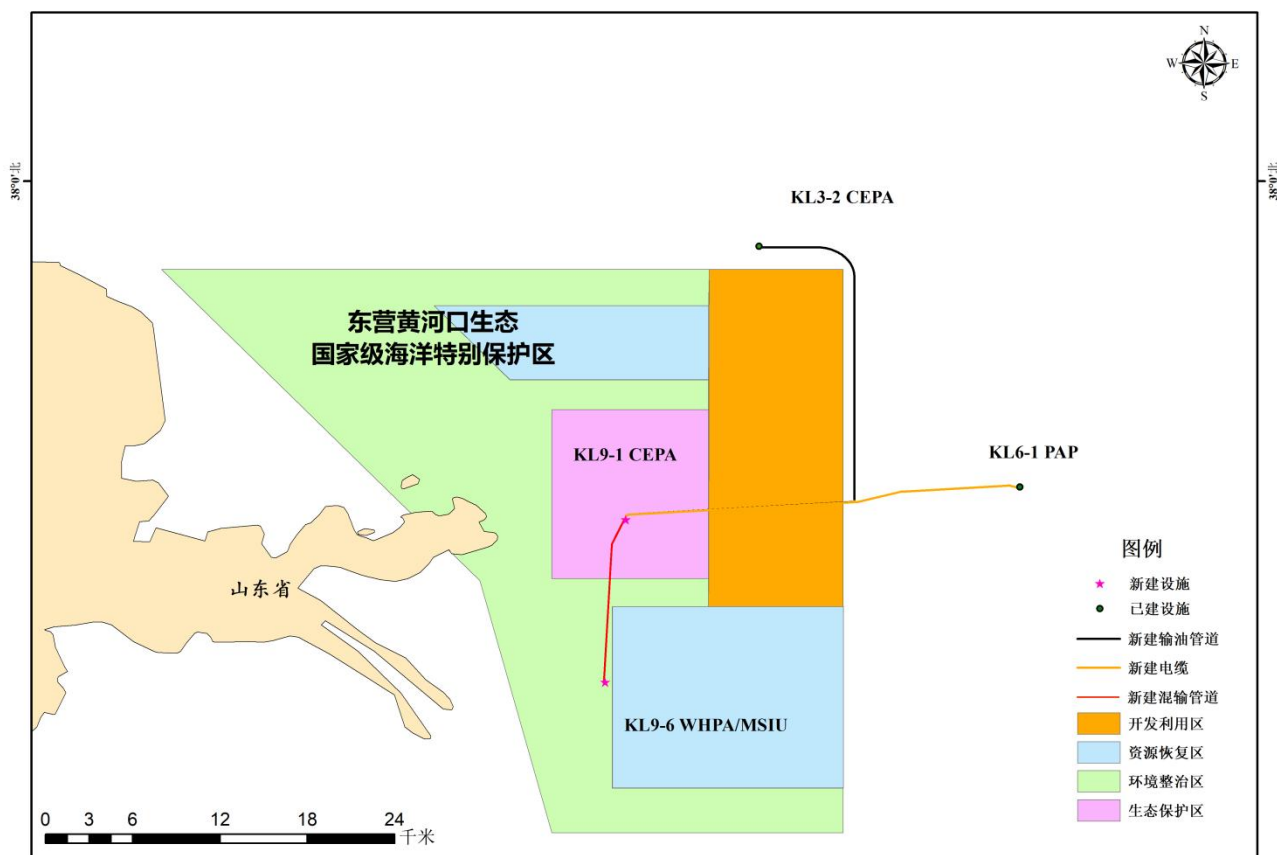


图 4.3-5 本工程周边国家级海洋特别保护区示意图

4.3.4 国家级水产种质资源保护区

本工程周边的国家级水产种质资源保护区为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区，本工程新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距该国家级水产种质资源保护区的最近距离均约 2.6km，KL9-1 CEPA 平台距该国家级水产种质资源保护区的最近距离约 4.2 km，具体详见图 4.3-6。

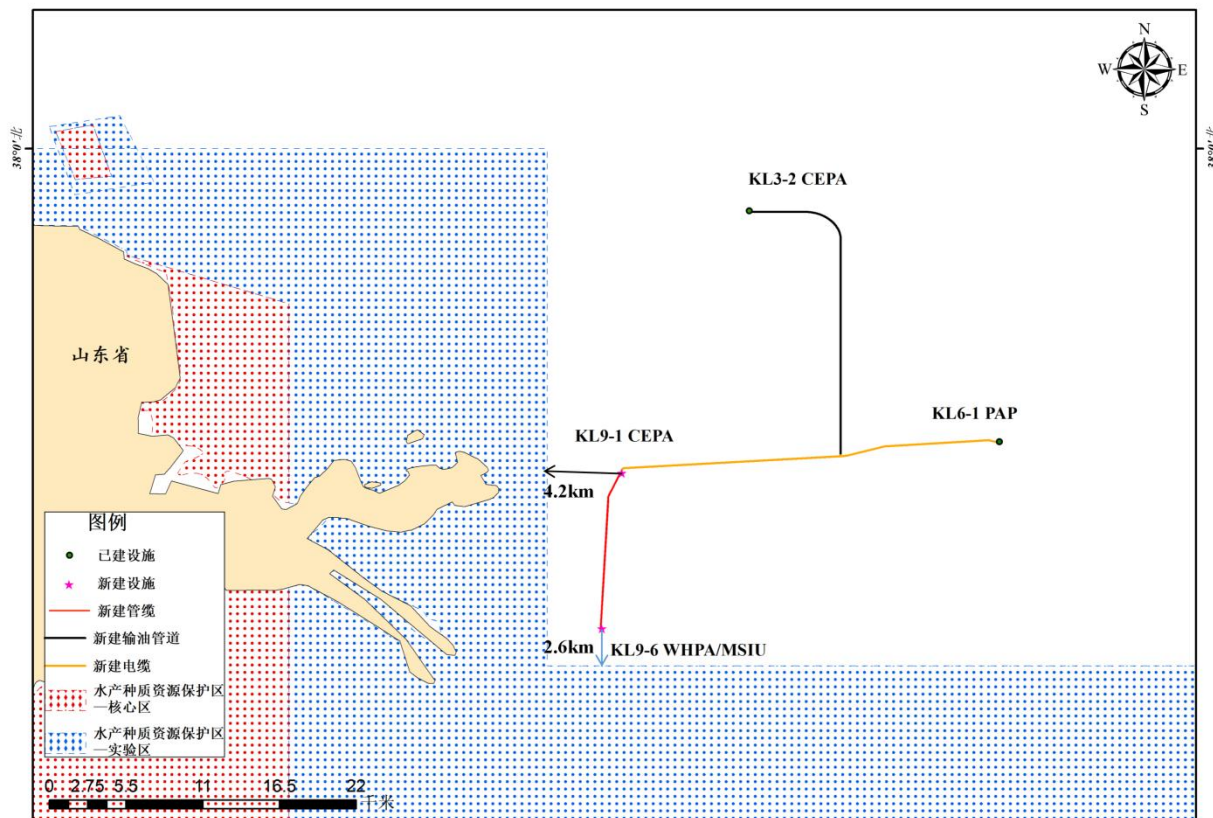


图 4.3-6 本工程周边国家级水产种质资源保护区示意图

4.3.5 重要渔业水域

根据黄渤海区渔业资源调查与区划（农业部渔业局编，海洋出版社），本工程新建平台及管缆与各重要渔业水域的位置关系见表 4.3-2 及图 4.3-7~图 4.3-10。

银鲳属鲳科，为暖水性中上层集群性经济鱼类。与其它近海性鱼类的产卵场分布具有极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为 10m~20m，产卵场以河口区贯有的以泥、沙、泥沙、沙泥为主的底质。产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬，产卵盛期为 6 月，7~11 月为主要索饵期。

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6~7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9~10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河



口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5~6 月。

鲈鱼是渤海大型经济鱼类，终年栖息在近海水域，只作近距离移动，不作长距离洄游。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威渔场、石岛渔场一带越冬，越冬期为 12 月~2 月。自早春始，逐渐游向近岸及河口附近索饵和产卵，鲈鱼的产卵场较广，主要在 $38^{\circ}\sim 40^{\circ}\text{N}$ ， $119^{\circ}\sim 121^{\circ}\text{E}$ ，水深 15~50m，产卵后的鲈鱼进入深水区越冬。鲈鱼的产卵期为 8~11 月，产卵盛期为 10 月，主要索饵期为 3~8 月。

白姑鱼属石首鱼科，在我国海域均有分布，为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类，经济价值较高。白姑鱼 5 月在渤海中部出现，但数量很少，6~7 月集中在莱州湾产卵。8 月分布面扩大，在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区，9~10 月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11 月份主群离开渤海，仅中部有少量个体，12 月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为 5~6 月，8 月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游。

蓝点马鲛属鲅科，是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。一般 4 月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7 月密集中心在渤海中部，10 月随水温下降，分布区逐渐移向渤海中部，11 月大部分个体游出渤海。



表 4.3-2 本工程与周围重要渔业水域位置关系表

新建设施 渔业水域	产卵场	索饵场	越冬场
KL9-6WHPA/ MSIU 平台	位于蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、黄姑鱼产卵场、白姑鱼产卵场及东方鲀产卵场内	位于三疣梭子蟹索饵场、鳀鱼索饵场、带鱼索饵场内	\
KL9-1 CEPA 平台	位于蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、鲈鱼产卵场、白姑鱼产卵场内	位于三疣梭子蟹索饵场、鳀鱼索饵场、带鱼索饵场和东方鲀索饵场内	\
KL9-6WHPA/MSIU 至 KL9-1 CEPA 混 输海管/海底电缆	位于银鲳产卵场(11.3km)、白姑鱼产卵场(11.3km)、蓝点马鲛产卵场(11.3km), 穿越鲈鱼产卵场(9.9km)、黄姑鱼产卵场(3.2km)及东方鲀产卵场(0.1km)	位于带鱼索饵场(11.3km), 三疣梭子蟹索饵场(11.3km)、鳀鱼索饵场(11.3km)内, 穿越东方鲀索饵场(4.2km)	\
KL6-1PAP 至 KL9-1 CEPA 海底电缆	位于银鲳产卵场(22.1km)、蓝点马鲛产卵场(22.1km)内, 鲈鱼产卵场(22.1km)、穿越白姑鱼产卵场(19.8km)及东方鲀产卵场(16.1km)	位于三疣梭子蟹索饵场(22.1km)、鳀鱼索饵场(22.1km)、带鱼索饵场(22.1km)内, 穿越东方鲀索饵场(5.7km)	\
KL9-1 CEPA 至 KL3-2CEPA 输油海 管	位于鲈鱼产卵场(34.5km)、蓝点马鲛产卵场(34.5km), 穿越银鲳产卵场(27.8km)、白姑鱼产卵场(24.2km)及东方鲀产卵场(12.7km)	位于三疣梭子蟹索饵场(34.5km)、鳀鱼索饵场(34.5km)、带鱼索饵场(34.5km)内, 穿越东方鲀索饵场(21.6km)	穿越鲈鱼越冬场(9.1km)

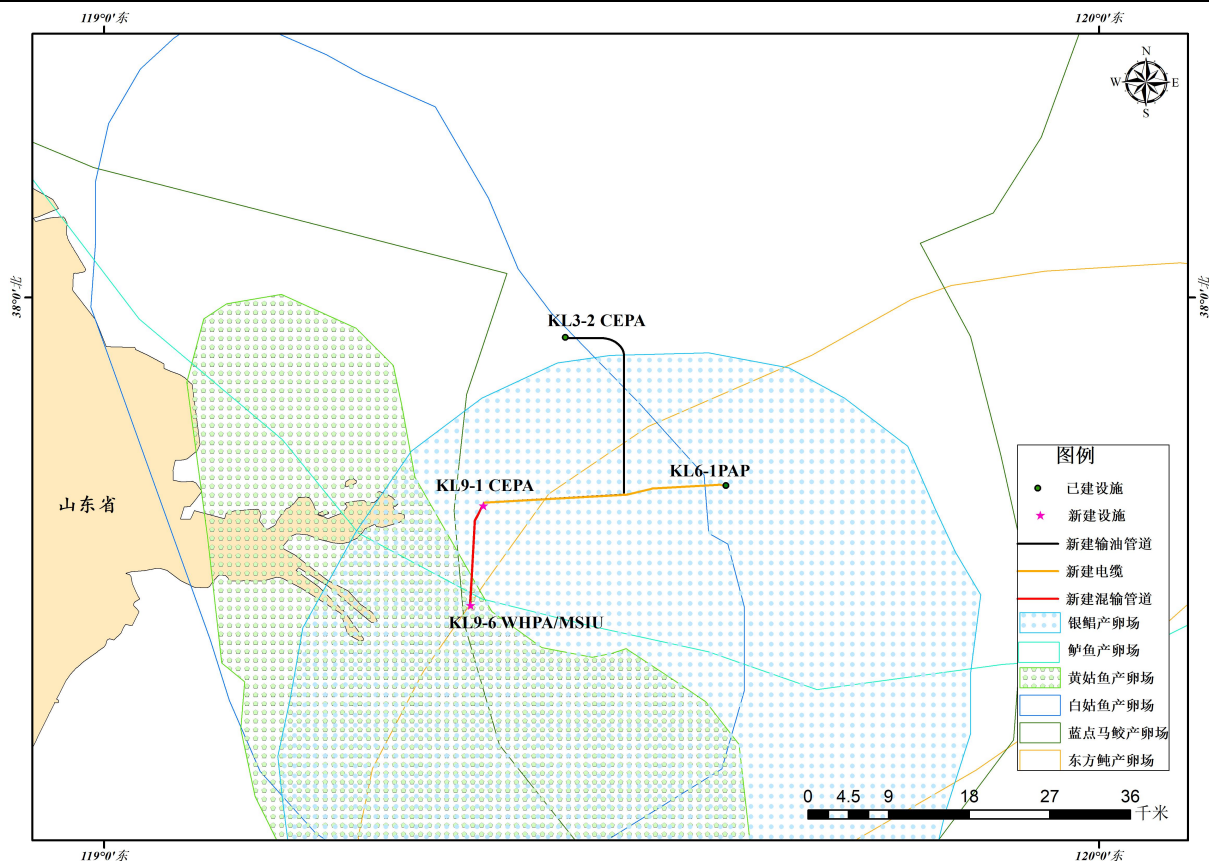


图 4.3-7 本工程与产卵场示意图 1

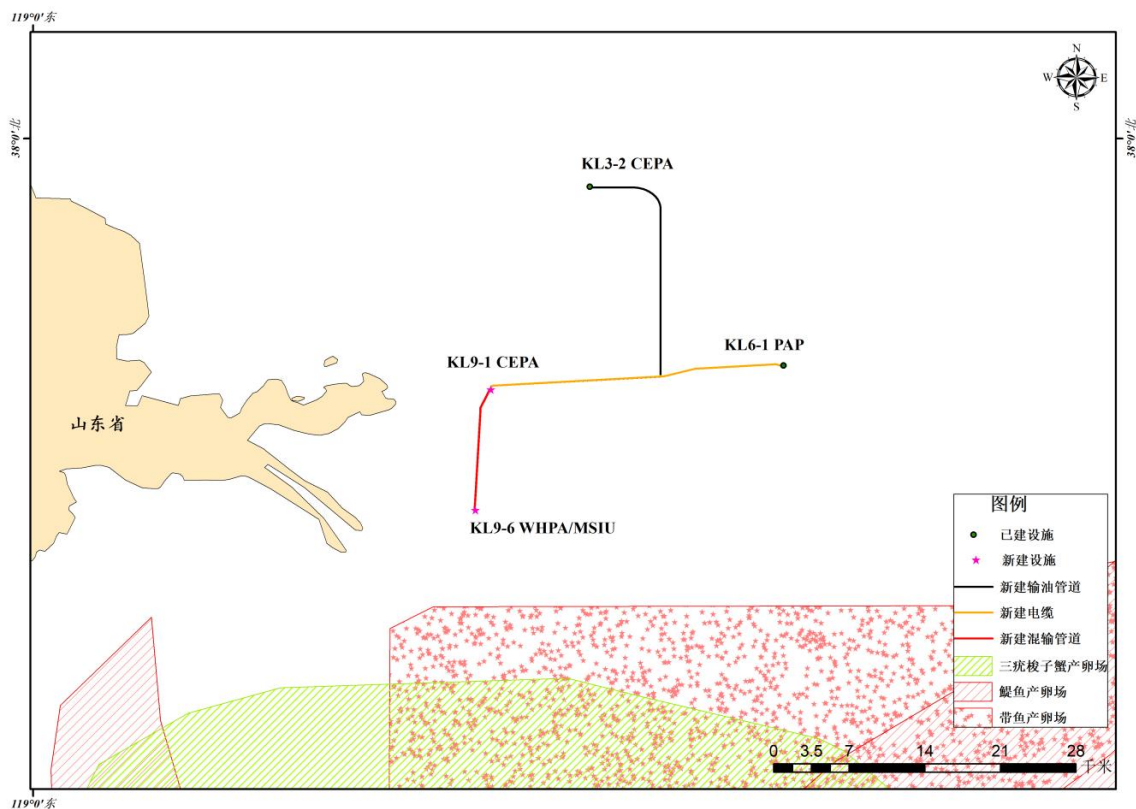


图 4.3-8 本工程与产卵场示意图 2

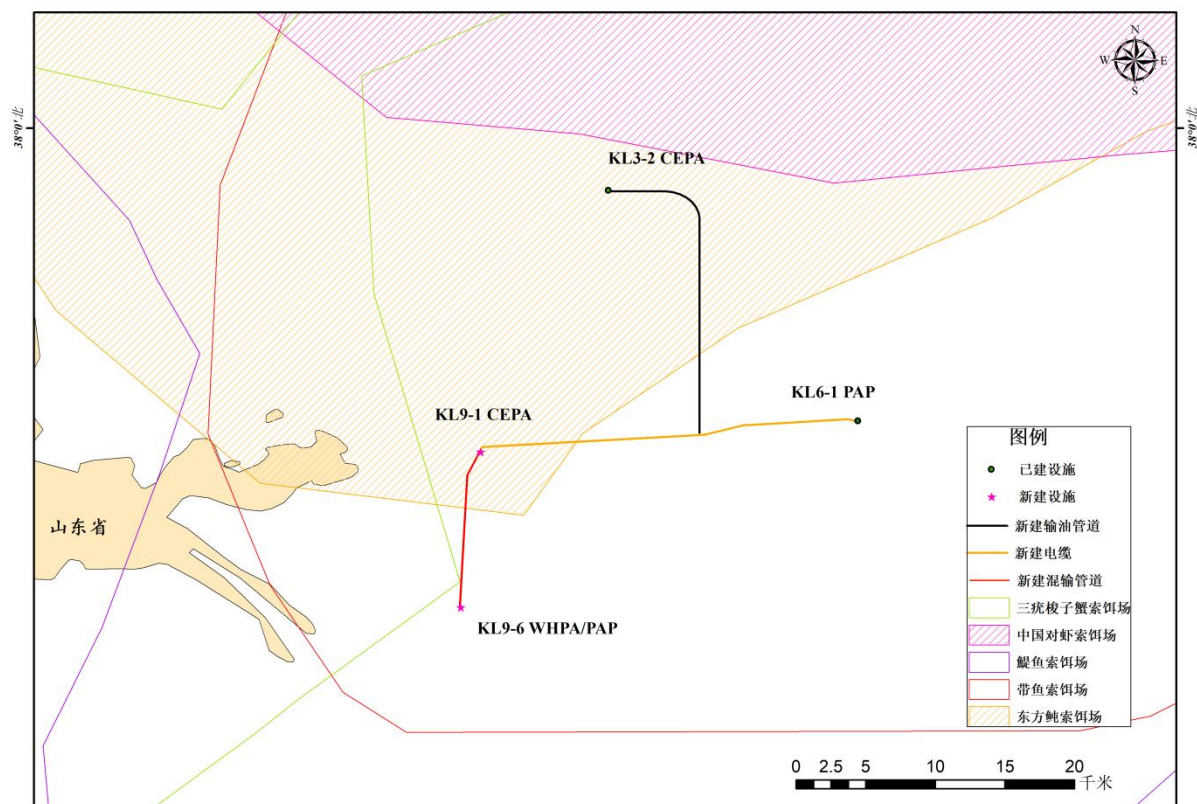


图 4.3-9 本工程与索饵场示意图

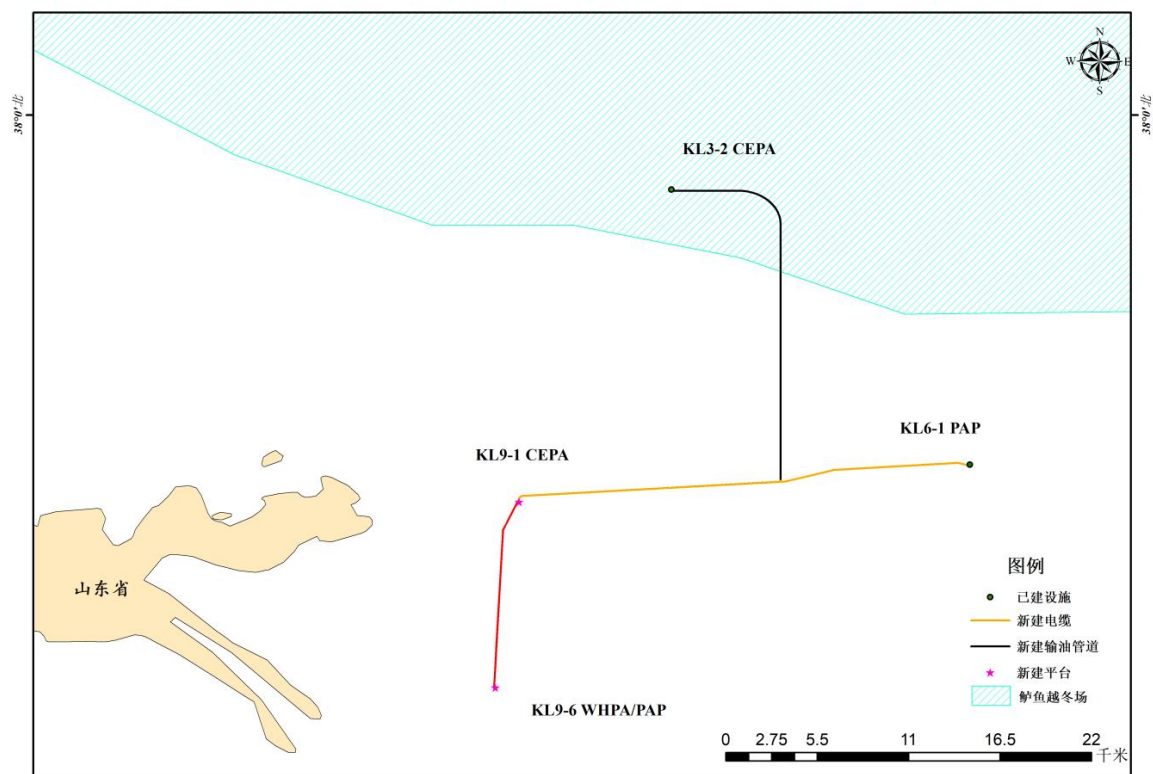


图 4.3-10 本工程与越冬场位置关系示意图



4.3.6 海洋生态环境保护目标筛选

本项目评价范围内有黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线、山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）、山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等重要敏感区；银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼、鳀鱼、带鱼、东方鲀、蓝点马鲛和三疣梭子蟹产卵场，三疣梭子蟹、中国对虾、鳀鱼、东方鲀和带鱼索饵场，鲈鱼越冬场，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等一般敏感区。

本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，以及三疣梭子蟹、鳀鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场；新建平台位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，新铺管缆部分穿越山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区；新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区，新建平台距离最近的海洋生态保护红线区为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km，新建 KL9-1CEPA 平台距离最近约 1.5km，新铺管缆距离最近约 0.6km；新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近距离约 2.6km，距离周围其他环境敏感目标均在 3.0km 以上。

本工程新建设施评价范围内环境敏感目标分布情况见图 4.3-11 和表 4.3-3。

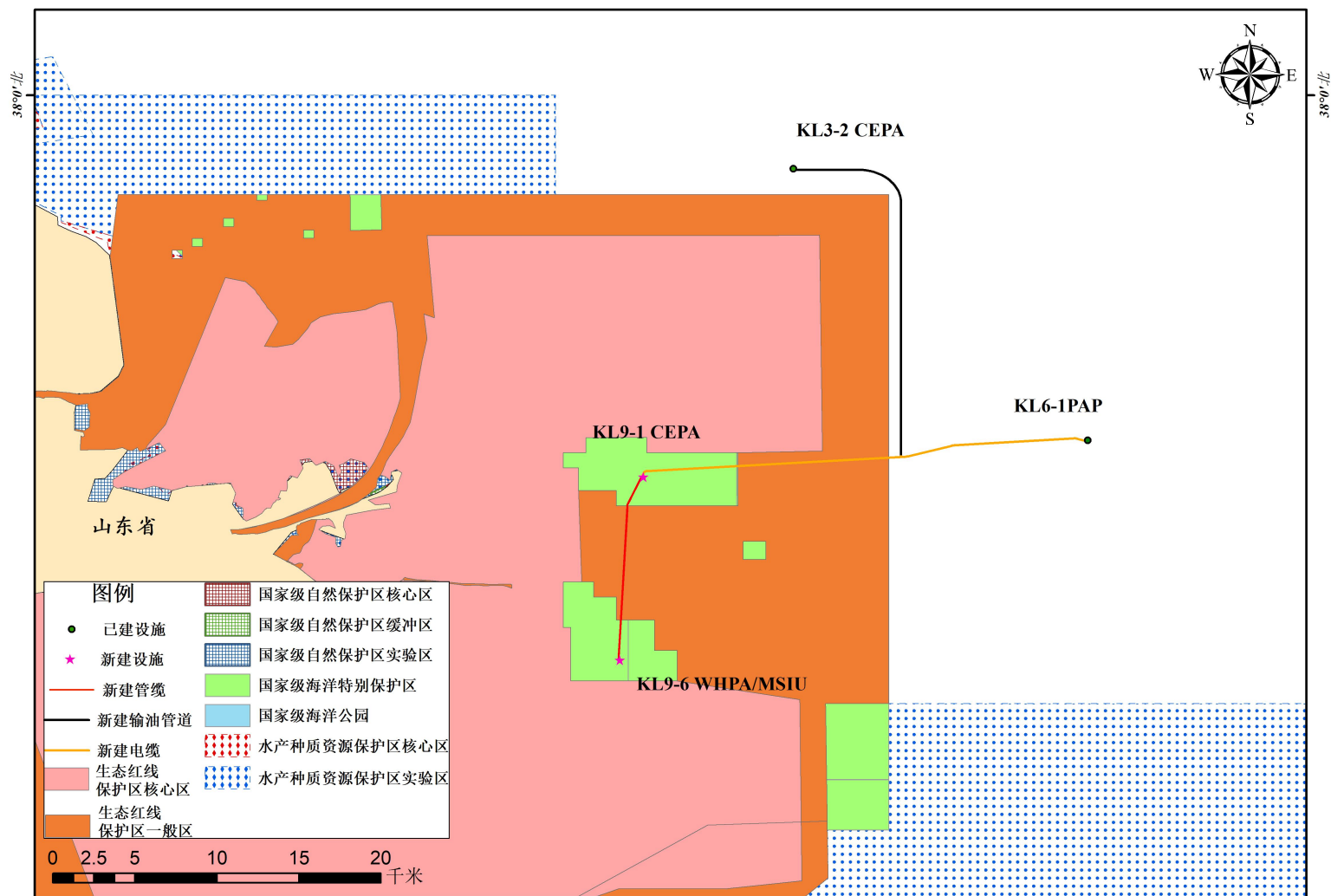


图 4.3-11 本工程附近环境敏感目标分布示意图



表 4.3-3 本工程评价范围内环境敏感目标分布

类型		主要敏感目标名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	敏感期
重要敏感区	国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）	KL9-6 WHPA/MSIU: 3.0km/W; KL9-1 CEPA: 3.5km/W	3.0km/W	\
	国家级海洋特别保护区	山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	位于	部分穿越	\
	国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	KL9-6 WHPA/MSIU: 2.6km/S; KL9-1CEPA: 4.2km/W	2.6km/W	\
	生态红线区	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区	KL9-6 WHPA/MSIU: 1.3km/S; KL9-1CEPA: 1.5km/N	0.6km/N	\
		黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区	KL9-6WHPA/MSIU: 2.5km/N; KL9-1CEPA: 1.8km/S	部分穿越	\
一般敏感区	产卵场	银鲳产卵场	均位于其中	部分穿越	6 月
		鲈鱼产卵场	KL9-6WHPA/MSIU: 1.4km/N; KL9-1CEPA: 位于其中	部分穿越	10 月
		黄姑鱼产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 位于其中; KL9-1CEPA: 4.5km/S	部分穿越	5~6 月
		白姑鱼产卵场	均位于其中	部分穿越	5~6 月
		东方鲀产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 位于其中; KL9-1CEPA: 4.4km/E	部分穿越	5~6 月
		蓝点马鲛产卵场	均位于其中	均位于其中	5 月中旬~6 月上旬
		三疣梭子蟹产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 15.8km/S; KL9-1CEPA: 26.9km/S	15.8km/S	
		鳎鱼产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 0.05km/S;	0.05km/S	5~6 月



类型		主要敏感目标名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	敏感期
			KL9-1CEPA: 10.0km/S		
		带鱼产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 8.9km/S; KL9-1CEPA: 20.1km/S	8.9km/S	5 月下旬至 6 月
	索饵场	三疣梭子蟹索饵场	均位于其中	均位于其中	\
		中国对虾索饵场	KL9-6WHPA/MSIU: 34.6km/N; KL9-1CEPA: 23.4km/N	3.6km/N	\
		鳀鱼索饵场	均位于其中	均位于其中	\
		带鱼索饵场	均位于其中	均位于其中	\
		东方鲀索饵场	KL9-6WHPA/MSIU: 7.1km/N; KL9-1CEPA: 位于其中	部分穿越	\
	越冬场	鲈鱼越冬场	KL9-6WHPA/MSIU: 27.8km/N; KL9-1CEPA: 16.6km/N	部分穿越	\



5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程附近海域海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查工作由国家海洋局北海环境监测中心承担。

5.1.1 调查时间与范围

本项目为沿岸海域的 1 级评价项目，海洋生态环境影响评价时段选择春季和秋季。本项目海水水质、海洋生物生态和生物质量现状调查分别于 2024 年 4 月 16 日至 5 月 29 日（春季）和 2023 年 9 月 14 日至 9 月 26 日（秋季）进行。海洋沉积物于春季同步调查。春、秋季两次调查均围绕本项目周围海域进行。

5.1.2 调查站位布设

调查海域春秋两季环境质量现状调查均采用网格布点的方式。

春季布设 25 个环境现状调查站位，其中水质测站 25 个，沉积物、生物生态测站各 19 个。以垂直于岸线共布设 5 个纵断面，断面间距约 17.5km；以垂直于纵断面布设 5 个横断面，断面间距约 20km。

秋季布设 25 个现状调查站位，其中水质测站 25 个，生物生态测站 19 个。以垂直于岸线共布设 5 个纵断面，断面间距约 14km-16km；以垂直于纵断面布设 5 个横断面，断面间距约 13km-14km。

春秋两季环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目分别见图 5.1-1、图 5.1-2、表 5.1-1 和表 5.1-2。

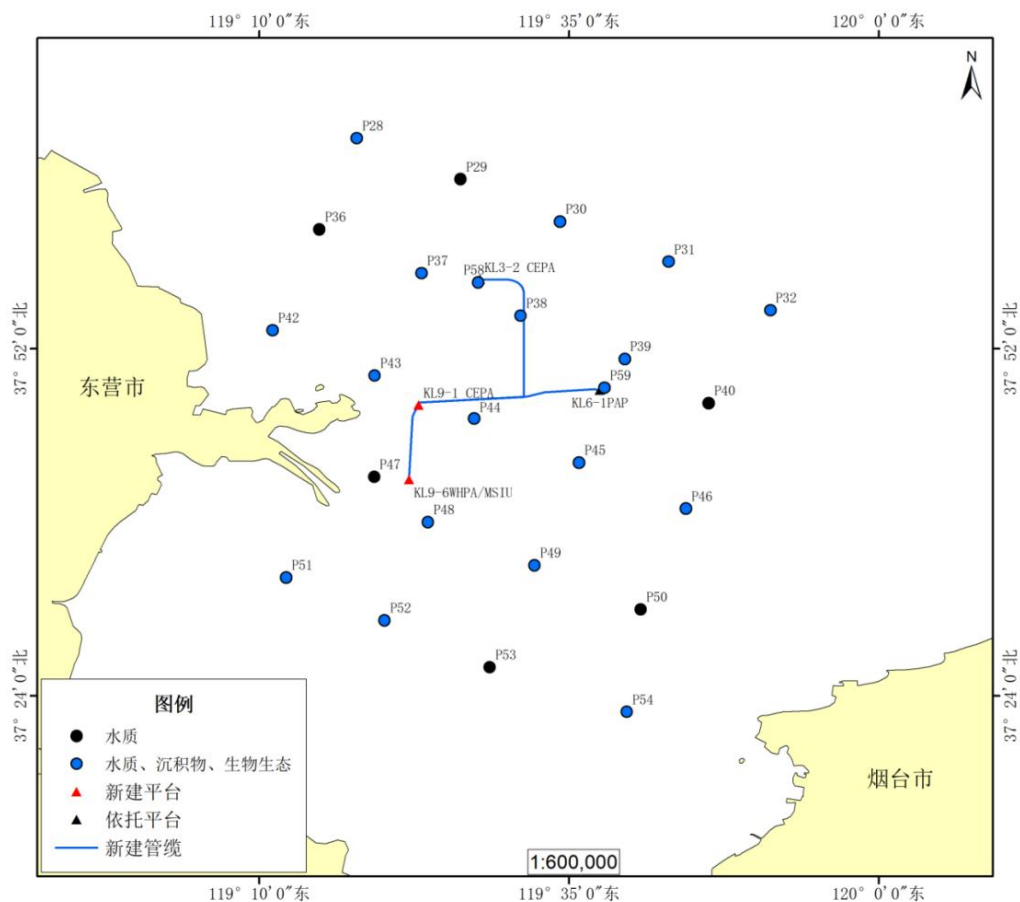


图 5.1-1 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程春季环境质量现状调查站位布设

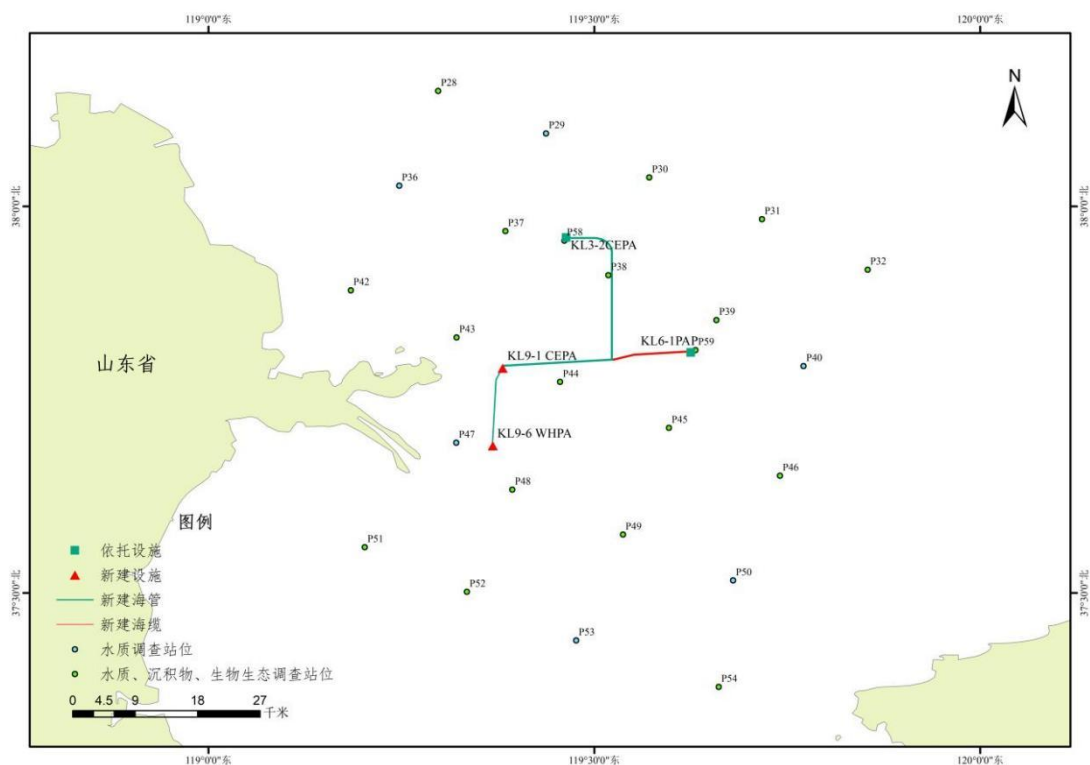


图 5.1-2 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程秋季环境质量现状调查站位布设



表 5.1-1 春季调查站位及调查项目

站号	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P28	119°17'51"	38°08'57"	水质、沉积物、生物生态
P29	119°26'15"	38°05'39"	水质
P30	119°34'17"	38°02'14"	水质、沉积物、生物生态
P31	119°43'02"	37°59'00"	水质、沉积物、生物生态
P32	119°51'15"	37°55'05"	水质、沉积物、生物生态
P36	119°14'50"	38°01'36"	水质
P37	119°02'19"	37°05'48"	水质、沉积物、生物生态
P38	119°31'05"	37°54'39"	水质、沉积物、生物生态
P39	119°39'03"	37°05'07"	水质、沉积物、生物生态
P40	119°48'05"	37°47'23"	水质
P42	119°11'04"	37°53'28"	水质、沉积物、生物生态
P43	119°19'02"	37°49'49"	水质、沉积物、生物生态
P44	119°27'02"	37°04'38"	水质、沉积物、生物生态
P45	119°35'48"	37°42'49"	水质、沉积物、生物生态
P46	119°44'26"	37°37'39"	水质、沉积物、生物生态
P47	119°17'06"	37°41'27"	水质
P48	119°23'37"	37°38'01"	水质、沉积物、生物生态
P49	119°32'14"	37°34'31"	水质、沉积物、生物生态
P50	119°40'48"	37°30'58"	水质
P51	119°12'09"	37°33'33"	水质、沉积物、生物生态
P52	119°20'06"	37°30'05"	水质、沉积物、生物生态
P53	119°28'35"	37°26'18"	水质
P54	119°39'40"	37°22'42"	水质、沉积物、生物生态
P58	119°27'40"	37°57'20"	水质、沉积物、生物生态
P59	119°37'52"	37°48'50"	水质、沉积物、生物生态

表 5.1-2 秋季调查站位及调查项目

站号	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P28	119°17'51.943"	38°08'57.412"	水质、生物生态
P29	119°26'15.061"	38°05'39.513"	水质
P30	119°34'16.697"	38°02'14.727"	水质、生物生态
P31	119°43'02.072"	37°59'00.145"	水质、生物生态
P32	119°51'15.316"	37°55'05.111"	水质、生物生态
P36	119°14'50.022"	38°01'36.496"	水质
P37	119°23'05.413"	37°58'04.712"	水质、生物生态
P38	119°31'05.297"	37°54'39.558"	水质、生物生态
P39	119°39'29.878"	37°51'10.860"	水质、生物生态
P40	119°46'16.380"	37°47'36.720"	水质
P42	119°11'04.252"	37°53'28.972"	水质、生物生态
P43	119°19'17.942"	37°49'49.412"	水质、生物生态
P44	119°27'20.537"	37°46'22.544"	水质、生物生态
P45	119°35'48.205"	37°42'49.109"	水质、生物生态



站号	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P46	119°44'26.293"	37°39'06.022"	水质、生物生态
P47	119°19'16.091"	37°41'39.898"	水质
P48	119°23'37.445"	37°38'01.124"	水质、生物生态
P49	119°32'13.804"	37°34'31.696"	水质、生物生态
P50	119°40'47.769"	37°30'58.412"	水质
P51	119°12'09.347"	37°33'33.174"	水质、生物生态
P52	119°20'05.783"	37°30'05.394"	水质、生物生态
P53	119°28'35.479"	37°26'18.860"	水质
P54	119°39'40.478"	37°22'42.679"	水质、生物生态
P58	119°27'39.954"	37°57'20.763"	水质、生物生态
P59	119°37'52.186"	37°48'50.946"	水质、生物生态

5.1.3 调查项目

海水水质：水温、盐度、pH 值、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、化学需氧量（COD）、溶解氧（DO）、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮）、悬浮物。

海洋沉积物：有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷及沉积物粒度分析。

海洋生物生态：浮游植物、浮游动物和底栖生物的种类组成及密度分布（包括生物种类、生物密度、生物量、丰富度、均匀度、多样性指数等）以及叶绿素 a 的分布和初级生产力。

海洋生物质量：选取调查海域鱼类、贝类（双壳类）、软体动物（非双壳类）和甲壳类等生物样品，测定其体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃含量等。

5.1.4 调查方法

此次调查中水质、沉积物、生物生态和生物质量样品的采集、运输、保存和预处理等均按《海洋监测规范》（GB17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）等要求执行。

（1）海水水质：根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），石油类只采集表层样品，其他因子水深小于等于 10m 深时，采集表层样品；水深大于 10m 小于等于 50m 深时，采集表层和底层样品。

（2）海洋沉积物：用抓斗式采泥器采集底泥，取表层样。

（3）海洋生物生态：



叶绿素 a 及初级生产力：叶绿素 a 样品的采集与水样采集同步进行，采样层次同水质样品，采用荧光分光光度法进行分析。

浮游生物：浮游动物采用浅水 I 型浮游生物网，浮游植物样品采用浅水 III 型浮游生物网，自底（距底 2m）至表垂直拖网取得。样品经 5% 福尔马林海水溶液固定保存，以个体计数法进行分析。

底栖生物：用 0.05m² 曙光型采泥器采集，每站采泥 4 次，所获泥样经孔径为 0.5mm 的套筛冲洗后，挑拣全部生物个体作为一个样品，生物标本浸于 75% 酒精溶液中固定保存，带回实验室鉴定分析。

5.1.5 分析方法

海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量调查项目的分析方法见表 5.1-3。

表 5.1-3 海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量调查项目的分析方法

介质	测定项目	分析方法	检出限	引用标准
水质	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	150μg/L	GB17378.4-2007
	溶解氧	碘量法	320μg/L	
	石油类	紫外分光光度法	3.5μg/L	
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L	
	pH 值	pH 计法	-	
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L	
	氨盐	次溴酸钠氧化法	0.42μg/L	
	亚硝酸盐	萘乙二胺分光光度法	0.28μg/L	
	硝酸盐	锌-镉还原法	0.70μg/L	
	活性磷酸盐	抗坏血酸还原的磷钼蓝法	0.62μg/L	
	悬浮物	重量法	-	
	砷	原子荧光法	0.5μg/L	
	汞	原子荧光法	7.0×10 ⁻³ μg/L	
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L	HY/T 147.1-2013
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.10μg/L	
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03μg/L	
	总铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.05μg/L	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.12μg/L	
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07μg/L	
沉积物	石油类	紫外分光光度法	3×10 ⁻⁶	GB17378.5-2007
	硫化物	碘量法	4×10 ⁻⁶	
	砷	原子荧光法	0.06×10 ⁻⁶	
	汞	原子荧光法	0.002×10 ⁻⁶	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.008×10 ⁻⁹	HY/T 147.2-2013



介质	测定项目	分析方法	检出限	引用标准
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10^{-9}	GB/T12763.8-2007
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.015×10^{-9}	
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10^{-9}	
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.16×10^{-9}	
	有机碳	元素分析法	1×10^{-6}	
	粒度	激光粒度仪法	-	
生物生态	叶绿素 a	荧光分光光度计法	-	GB17378.7-2007
	浮游植物	镜下鉴定法	-	
	浮游动物	镜下鉴定法	-	
	底栖生物	镜下鉴定法	-	
生物质量	石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}	GB17378.6-2007
	砷	原子荧光法	0.2×10^{-6}	
	总汞	原子荧光法	0.002×10^{-6}	
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.08×10^{-9}	HY/T147.3-2013
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	1.66×10^{-9}	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.08×10^{-9}	
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.30×10^{-9}	
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10^{-9}	

5.1.6 评价因子与评价标准

5.1.6.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项。

根据《东营市国土空间规划（2021~2035）》，本次春、秋季调查站位中均有 11 个站位位于东营市国土空间规划范围内，见表 5.1-4、图 5.1-3 和图 5.1-4。按照《东营市国土空间规划（2021~2035）》的要求采用相应的海水水质标准进行评价；位于东营市国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。相应的《海水水质标准》（GB3097-1997）的标准值见表 5.1-5。

表 5.1-4 春、秋季水质调查各功能区内监测站位和执行标准

《东营市国土空间规划（2021~2035）》		包含监测站位		执行水质标准
功能区代码	功能区名称	春季	秋季	
/	生态保护区	P42、P43、P44、P47、P48、P51、P52		一类
1-3	东营港南渔业用海区	P28、P36、P37、P58		二类

表 5.1-5 海水水质标准值（单位：mg/L）

项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
溶解氧>	>6mg/L	>5mg/L	>4mg/L	>3mg/L



项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
化学需氧量≤	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
活性磷酸盐≤	≤0.015mg/L	≤0.030mg/L		≤0.045mg/L
无机氮≤	≤0.20mg/L	≤0.30mg/L	≤0.40mg/L	≤0.50mg/L
石油类≤	≤0.050mg/L		≤0.3mg/L	≤0.5mg/L
铜≤	≤0.005mg/L	≤0.010mg/L	≤0.050mg/L	
铅≤	≤0.001mg/L	≤0.005mg/L	≤0.010mg/L	≤0.050mg/L
锌≤	≤0.020mg/L	≤0.050mg/L	≤0.10mg/L	≤0.50mg/L
镉≤	≤0.001mg/L	≤0.005mg/L	≤0.010mg/L	
总铬≤	≤0.05mg/L	≤0.10mg/L	≤0.20mg/L	≤0.50mg/L
汞≤	≤0.00005mg/L	≤0.0002mg/L		≤0.0005mg/L
砷≤	≤0.02mg/L	≤0.03mg/L	≤0.05mg/L	
硫化物≤	≤0.02mg/L	≤0.05mg/L	≤0.10mg/L	≤0.25mg/L
挥发性酚≤	≤0.005mg/L		≤0.10mg/L	≤0.050mg/L

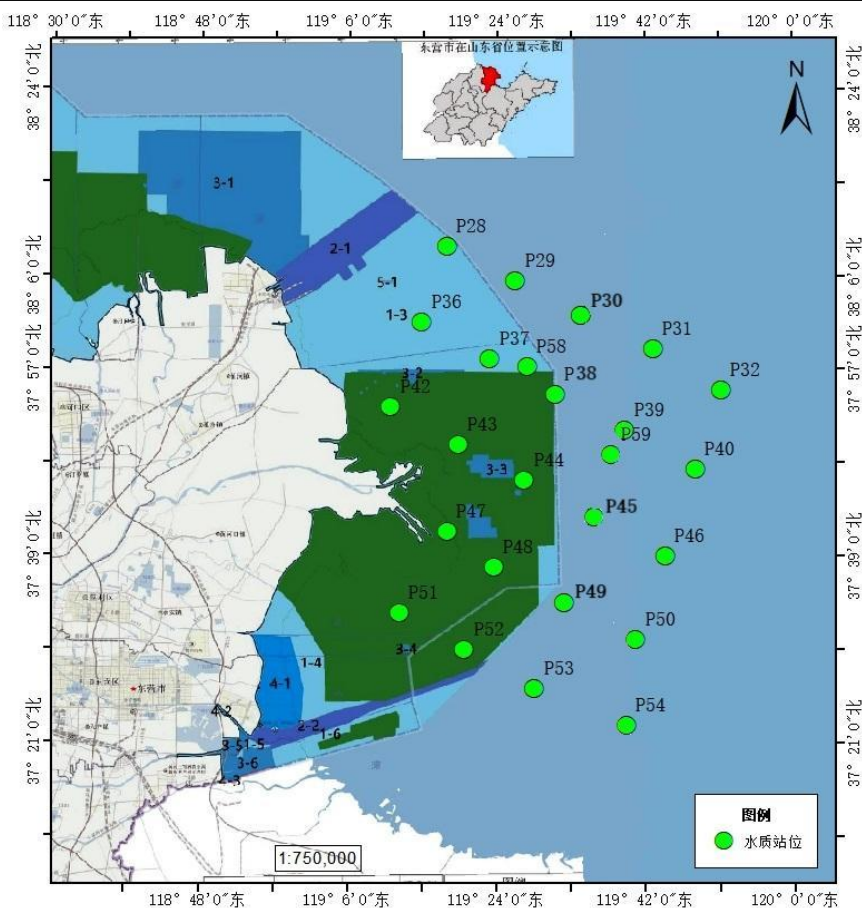


图 5.1-3 春季水质调查站位与《东营市国土空间规划（2021~2035）》的位置关系图

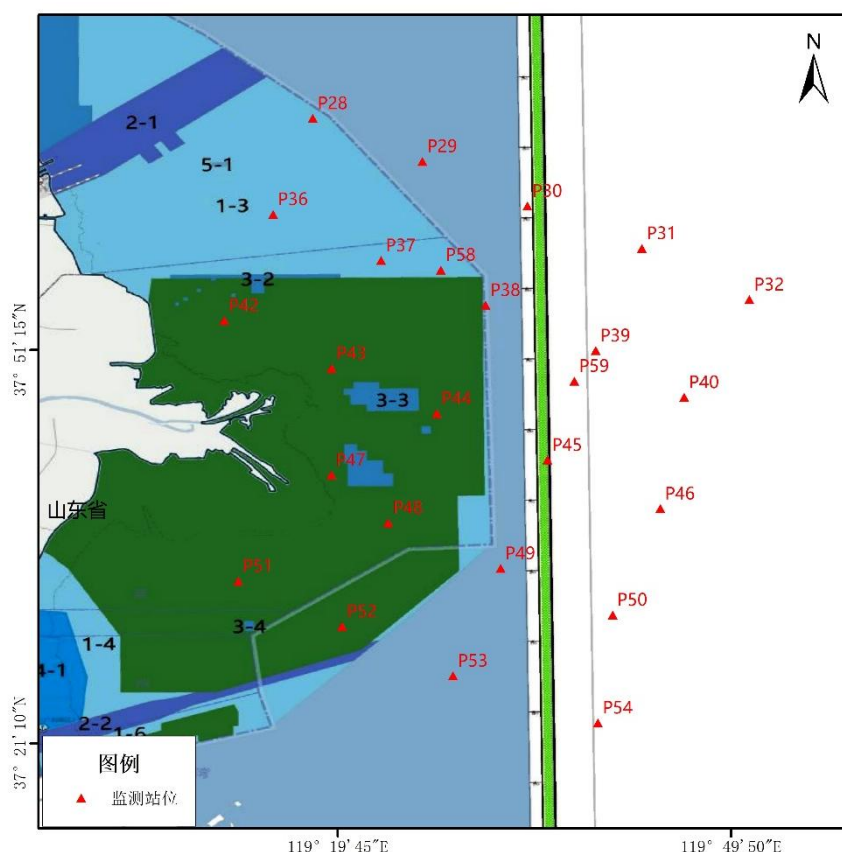


图 5.1-4 秋季水质调查站位与《东营市国土空间规划（2021~2035）》的位置关系图

5.1.6.2 海洋沉积物质量

本项目海洋沉积物于春季同步调查。春季调查海洋沉积物评价因子为汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）标准值见表 5.1-6。

根据《东营市国土空间规划（2021~2035）》，本次调查站位中有 9 个沉积物站位位于东营市国土空间规划范围内（见表 5.1-7 和图 5.1-5），按照《东营市国土空间规划（2021~2035）》的要求采用相应的沉积物标准进行评价；位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。

表 5.1-6 海洋沉积物质量标准

序号	项目	标准类别		
		第一类	第二类	第三类
1	汞 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.20	0.50	1.00
2	镉 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.50	1.50	5.00
3	铅 ($\times 10^{-6}$) \leq	60.0	130.0	250.0
4	锌 ($\times 10^{-6}$) \leq	150.0	350.0	600.0
5	铜 ($\times 10^{-6}$) \leq	35.0	100.0	200.0
6	铬 ($\times 10^{-6}$) \leq	80.0	150.0	270.0



7	砷 ($\times 10^{-6}$) \leq	20.0	65.0	93.0
8	有机碳 ($\times 10^{-2}$) \leq	2.0	3.0	4.0
9	硫化物 ($\times 10^{-6}$) \leq	300.0	500.0	600.0
10	石油类 ($\times 10^{-6}$) \leq	500.0	1000.0	1500.0

表 5.1-7 《东营市国土空间规划（2021~2035）》内沉积物/生物质量评价标准

《东营市国土空间规划（2021~2035）》		包含监测站位		执行沉积物/生物质量标准
功能区代码	功能区名称	春季	秋季	
/	生态保护区	P42、P43、P44、P48、P51、P52		一类
1-3	东营港南渔业用海区	P28、P37、P58		一类

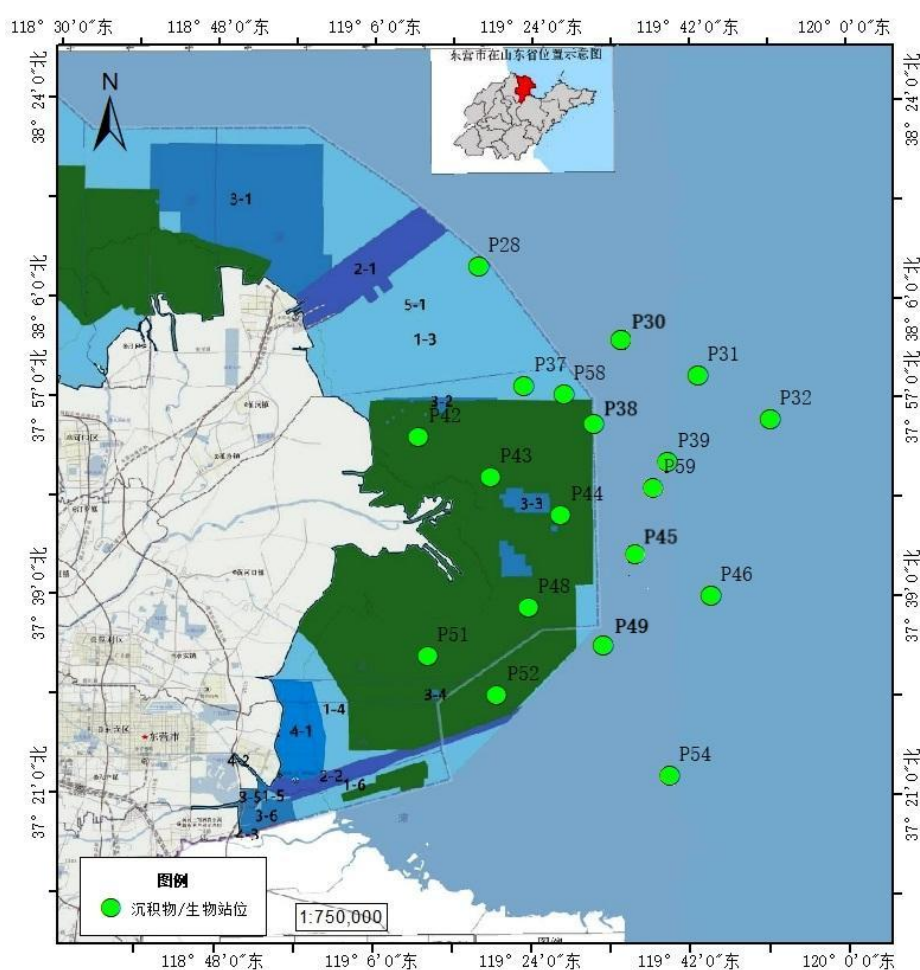


图 5.1-5 沉积物/生物质量调查站位与《东营市国土空间规划（2021~2035）》的位置关系图

5.1.6.3 生物质量

本项目在调查海域采集到的底栖生物样品为甲壳类、鱼类、软体类（非双壳类）和贝类（双壳类）。甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）生物体内污染物（除 Cr 外）的评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ



1409—2025) 附录 C。甲壳类、鱼类和软体类(非双壳类)目前无铬的标准值,因此污染因子铬只列出检测结果,不予以评价。贝类(双壳类)评价标准采用《海洋生物质量》(GB18421-2001)中相应的标准。各类生物体内污染物评价标准见表 5.1-8。

根据《东营市国土空间规划(2021~2035)》,本次调查站位中有 9 个生物质量站位位于东营市国土空间规划范围内(见表 5.1-7 和图 5.1-5),按照《东营市国土空间规划(2021~2035)》的要求采用相应的生物质量标准进行评价;位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。

表 5.1-8 海洋生物质量标准值(单位: mg/kg 湿重)

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油 烃	备注
软体动物 (非双壳类)	/	100	10	250	5.5	1	0.3	20	《环境影响评价技术 导则 海洋生态环境》 (HJ 1409—2025)
甲壳类	/	100	2	150	2.0	1	0.2	20	
鱼类	/	20	2	40	0.6	1	0.3	20	
贝类 (双壳类)	0.5	10	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第一类标准
	2.0	25	2.0	50	2.0	5.0	0.10	50	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第二类标准
	6.0	50 (牡蛎 100)	6.0	100 (牡蛎 500)	5.0	8.0	0.30	80	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第三类标准

5.1.7 评价方法

5.1.7.1 海水水质

海水水质环境质量现状评价采用单项标准指数法,计算公式(参考《环境影响评价技术导则 地表水环境》 HJ 2.3-2018 附录 D)。分层采样的点位采用多层数据的平均值进行评价,如下:

$$PI_i = C_i / S_i$$

式中: PI_i —i 项评价因子的标准指数;

C_i —i 项评价因子的实测浓度;

S_i —i 项评价因子的评价标准。

因为海水中溶解氧(DO)和 pH 不同于一般的污染指标,有其特殊性,溶



解氧标准指数用下述公式计算：

$$P_{DO} = \frac{|DO_f - DO|}{DO_f - DO_s} \quad DO > DO_f$$

$$P_{DO} = DO_s / DO \quad DO \leq DO_f$$

式中：DO—溶解氧实测值；

DO_s—溶解氧标准值；

DO_f—饱和溶解氧的浓度， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ （S为盐度，T为现场温度）。

pH 的标准指数用下述公式计算：

$$PI_{pH} = (7.0 - pH_j) / (7.0 - pH_{sd}) \quad pH_j \leq 7.0$$

$$PI_{pH} = (pH_j - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad pH_j > 7.0$$

式中：pH_j—pH 实测值；

pH_{sd}—海水 pH 标准的上限值；

pH_{su}—海水 pH 标准的下限值。

水质参数的标准指数 > 1，表明该水质参数超过了规定的水质标准。

5.1.7.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状的评价采用标准指数法，评价公式与海水水质评价相同。

5.1.7.3 海洋生物生态

5.1.7.4 初级生产力

初级生产力采用 CADEE（1975）公式进行估算，即：

$$P = \frac{Chla \cdot Q \cdot D \cdot E}{2}$$

式中：P—初级生产力（mg·C/m²·d）；

Q—碳同化指数，为 3.7；

D—白昼时间长短（h）；

E—真光层深度（m），取透明度的 3 倍；



$Chl.a$ —真光层单位面积海面下，叶绿素 a 的浓度 (mg/m^2)。

5.1.7.5 多样性指数、均匀度和丰富度

评价生物群落结构特征采用 Shannon-Wiener 多样性指数 (H') (1949)、Pielou 均匀度指数 (J') (1975)、Margalef 丰富度指数 (d) (1958)，计算公式分别为：

$$H' = - \sum_{i=1}^S p_i \log_2 P_i$$

$$J' = H' / \log_2 S$$

$$d = (S-1) / \log_2 N$$

式中： $P_i = n_i / N$ (n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个体数)； S 为种类数。

5.1.7.6 优势度

采用 Mcnaughton 优势度指数来判定优势种，计算公式为：

$$Y = \frac{n_i}{N} \cdot f_i$$

式中： n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个数； f_i 为该种在各站出现的频率。 $Y \geq 0.02$ ，即判定为该区域的优势种。

5.1.7.7 生物质量

底栖生物质量评价同水质评价，均采用标准指数法。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查结果

调查海域，春秋两季海水水质调查项目分析结果见报告书附表 1 至附表 6。各水质要素的含量变化范围见表 5.2-1。

表 5.2-1 调查海域海水水质要素含量变化情况

项目	春季				秋季			
	表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
	最小值		最大值		最小值		最大值	
水温 ($^{\circ}C$)	9.16	7.82	15.58	12.22	25.04	24.99	27.9	26.52
pH	8.15	8.16	8.33	8.33	8.07	8.08	8.27	8.27



项目	春季				秋季			
	表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
	最小值		最大值		最小值		最大值	
盐度	25.57	27.534	30.736	29.903	27.324	27.61	30.276	30.523
DO (mg/L)	8.7	9.07	12.1	11.1	6.24	6.38	7.52	8.61
COD (mg/L)	0.592	0.687	1.41	1.23	0.682	0.54	1.75	1.55
悬浮物 (mg/L)	2.69	4.79	87.9	52.62	3.38	2.75	20.44	16.7
活性磷酸盐 (μg/L)	1.12	1.16	6.55	6.56	4.09	3.19	14.2	11.5
无机氮 (μg/L)	174	169	747	432	56.7	39.4	423	260
铜 (μg/L)	0.72	0.589	6.21	4.73	0.522	0.442	3.65	2.2
铅 (μg/L)	0.226	0.237	0.95	1.26	0.2	0.152	0.834	0.836
锌 (μg/L)	4.49	3.86	15.9	14.2	12.3	12.9	20.8	20.2
镉 (μg/L)	0.04	0.045	0.174	0.157	未检出	未检出	0.162	0.224
总铬 (μg/L)	0.17	0.172	0.507	0.772	0.437	0.489	1.66	1.31
汞 (μg/L)	0.0118	0.014	0.0499	0.0444	0.00879	未检出	0.048	0.0468
砷 (μg/L)	0.594	0.59	0.994	0.929	1.11	1.15	2.15	2.04
石油类 (μg/L)	4.4	/	45.4	/	7.62	/	30.8	/
硫化物 (μg/L)	未检出	未检出	0.203	0.2	未检出	未检出	未检出	0.203
挥发性酚 (μg/L)	未检出	未检出	1.1	未检出	未检出	未检出	1.1	未检出

5.2.2 海水水质评价结果

春季评价因子（平均值）标准指数见附表 7 和附表 8；秋季评价因子（平均值）标准指数见附表 9 和附表 10。

5.2.2.1 春季调查

a. 位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》内站位

本次调查有 11 个海水水质站位位于东营市国土空间规划内，除无机氮外，其余 14 项评价因子均符合功能区划要求的海水水质标准。无机氮有 10 个站位超所在功能区划要求的海水水质标准，最大超标倍数为 2.73；超标情况统计见表 5.2-2。

表 5.2-2 春季调查位于东营市国土空间规划内站位超标因子统计

评价因子	执行标准	超标站位	最大超标倍数	超标率 (%)	超标站位符合类别
无机氮	一类	P48	0.88	8.3	三类
		P44、P51、P53	1.3	33.3	四类
		P42、P43、P47	2.73	25	劣四类
	二类	P36	0.16	8.3	三类
		P37、P58	0.66	16.7	四类



b. 位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》外站位

本次调查有 14 个站位位于东营市国土空间规划外，按保持现状水质标准评价。各站位的 pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物均符合第一类海水水质标准要求。

无机氮有 3 个站位符合第一类海水水质标准，有 6 个站位符合第二类海水水质标准，有 2 个站位符合第三类海水水质标准，有 3 个站位符合第四类海水水质。

5.2.2.2 秋季调查

a. 位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》内站位

本次调查有 11 个海水水质站位位于东营市国土空间规划内，除无机氮外，其余 14 项评价因子均符合功能区划要求的海水水质标准。无机氮有 5 个站位超所在功能区划要求的海水水质标准，最大超标倍数为 1.12；超标情况统计见表 5.2-3。

表 5.2-3 秋季调查位于东营市国土空间规划内站位超标因子统计

评价因子	执行标准	超标站位	最大超标倍数	超标率 (%)	超标站位符合类别
无机氮	一类	P42、P43、P47、P52	0.40	36.4	二类
		P51	1.12	9.1	四类

b. 位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》外站位

本次调查有 14 个站位位于国土空间规划外，按保持现状水质标准评价。各站位的 pH、化学需氧量、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、镉、总铬、锌、汞、砷、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准要求。

无机氮有 13 个站位符合第一类海水水质标准，有 1 个站位符合第二类海水水质标准。

溶解氧有 13 个站位符合第一类海水水质标准，有 1 个站位符合第二类海水水质标准。

5.2.2.3 《东营市国土空间规划（2021~2035）》内水质超标原因分析

春秋两季水质调查的主要超标因子为无机氮。根据 2018 至 2023 年的《中国海洋生态环境状况公报》，从 2018 年至 2023 年，渤海区直排海污染源污水



年均入海量超 6 亿吨，其中总氮的输入量在 2 千吨以上。陆源输入是渤海海域污染的重要来源，渤海作为半封闭海域，水体交换能力弱，大量氮的输入可能是调查海域无机氮超标的原因。此外，通过河流径流、海水养殖业等输入也是重要的污染来源。

5.3 海洋沉积物现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

春季调查海域表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1。

该海域以砂质粉砂（ST）粉砂为主，站位占比为 52.6%；其次为粘土质粉砂（YT），站位占比为 26.3%；粉砂（T）的站位占比分别为 21.1%。

表 5.3-1 表层沉积物类型及粒径级别

站号	粒级含量 (%)			代号及名称	粒度系数 中值粒径 (ϕ)
	砂	粉砂	粘土 (泥)		
P28	13.7	75.4	10.9	T	5.53
P30	11.6	83.0	5.4	T	4.98
P31	13.8	73.4	12.8	ST	5.49
P32	28.3	66.6	5.1	ST	4.47
P37	29.3	64.6	6.1	ST	4.53
P38	9.8	74.4	15.9	YT	6.11
P39	32.4	60.4	7.3	ST	4.44
P42	9.1	72.8	18.0	YT	6.39
P43	8.0	76.2	15.8	T	6.21
P44	16.6	74.8	8.6	ST	5.13
P45	32.0	66.0	2.0	ST	4.35
P46	22.5	68.9	8.6	ST	4.78
P48	10.2	70.1	19.7	YT	6.41
P49	14.9	71.1	14.0	YT	5.51
P51	18.8	78.2	3.0	ST	4.67
P52	11.1	74.6	14.4	YT	5.76
P54	13.1	74.7	12.1	ST	5.51
P58	11.8	80.3	7.9	T	5.26
P59	21.7	67.1	11.2	ST	5.05
最小值	8	60.4	2	/	4.35
最大值	32.4	83	19.7	/	6.41
平均值	17.3	72.2	10.5	/	5.3

注：T 代表粉砂，TS 代表粉砂质砂，ST 代表砂质粉砂，YT 代表粘土质粉砂。

5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

春季调查共调查沉积物站位 19 个，海洋沉积物中汞、铜、铅、镉、铬、石油类、硫化物、锌、砷和有机碳的现状调查分析结果见表 5.3-2。



表 5.3-2 春季调查海洋沉积物中各污染物含量

站位	有机碳 10^{-2}	石油类	铬	铜	锌	镉	铅	汞	砷	硫化物
		10^{-6}								
P28	0.481	25.6	21.3	11.3	29.6	0.120	20.4	0.0548	8.65	31.5
P30	0.153	48.8	13.8	6.04	19.4	0.134	10.7	0.0429	7.61	32.1
P31	0.184	36.7	19.3	8.77	31.1	0.0651	11.9	0.0812	7.18	52.4
P32	0.163	39.4	25.4	8.76	32.1	0.158	12.9	0.0449	9.88	29.4
P37	0.096	31.1	22.7	7.42	30.6	0.104	15.2	0.0388	7.58	10.6
P38	0.418	161	17.9	10.6	29.7	0.269	26.0	0.0674	13.0	39.2
P39	0.276	126	19.0	7.09	24.0	0.097	14.1	0.0526	11.2	12.8
P42	0.455	20.2	21.2	14.3	61.2	0.243	26.3	0.0603	13.9	9.19
P43	0.422	197	22.7	17.3	46.4	0.28	20.9	0.0648	11.6	20.5
P44	0.378	16.2	18.9	10.1	26.4	0.156	16.8	0.0539	11.0	15.5
P45	0.103	10.3	18.4	6.53	32.4	0.0607	10.1	0.0449	8.83	26.5
P46	0.284	21.8	20.6	15.0	44.6	0.238	21.0	0.0579	11.9	9.05
P48	0.131	11.6	22.3	7.33	23.6	0.0752	10.3	0.0377	7.49	26.5
P49	0.258	11.5	19.8	8.85	31.6	0.111	13.7	0.0477	12.2	24.3
P51	0.437	255	15.7	9.84	25	0.138	15.6	0.0645	10.1	49.7
P52	0.475	233	16.1	11.0	27.4	0.177	15.0	0.0509	10.3	50.6
P54	0.378	91.2	21.7	10.8	26.5	0.238	19.0	0.0694	12.4	6.32
P58	0.367	89.3	23.0	13.7	34.4	0.259	21.9	0.0626	11.5	42.4
P59	0.415	245	25.5	13.5	45.9	0.300	21.6	0.0740	10.7	50.6
最小值	0.096	10.3	13.8	6.04	19.4	0.0607	10.1	0.0377	7.18	6.32
最大值	0.481	255	25.5	17.3	61.2	0.300	26.3	0.0812	13.9	52.4
平均值	0.309	87.9	20.3	10.4	32.7	0.170	17.0	0.0564	10.4	28.4

由表 5.3-2 可知，春季调查海域，有机碳含量范围为 $(0.096\sim0.481)\times10^{-2}$ 之间，均值为 0.309×10^{-2} ；硫化物含量范围为 $(6.32\sim52.4)\times10^{-6}$ 之间，均值为 28.4×10^{-6} ；石油类含量范围为 $(10.3\sim255)\times10^{-6}$ 之间，均值为 87.9×10^{-6} ；汞含量范围为 $(0.0377\sim0.0812)\times10^{-6}$ 之间，均值为 0.0564×10^{-6} ；铜含量范围为 $(6.04\sim17.3)\times10^{-6}$ 之间，均值为 10.4×10^{-6} ；铅含量范围为 $(10.1\sim26.3)\times10^{-6}$ ，均值为 17.0×10^{-6} ；镉含量范围为 $(0.0607\sim0.300)\times10^{-6}$ ，均值为 0.170×10^{-6} ；锌含量范围为 $(19.4\sim61.2)\times10^{-6}$ ，均值为 32.7×10^{-6} ；铬含量范围为 $(13.8\sim25.5)\times10^{-6}$ ，均值为 20.3×10^{-6} ；砷含量范围为 $(7.18\sim13.9)\times10^{-6}$ ，均值为 10.4×10^{-6} 。

5.3.3 海洋沉积物质量评价结果

表 5.3-3 给出了春季调查海域海洋沉积物中各评价因子的标准指数值。由表可见，调查海域沉积物中石油类、铜、铅、镉、铬、锌、汞、砷、硫化物和有机碳均符合沉积物一类评价标准，位于《东营市国土空间规划（2021~2035）》



内的站位均满足各功能区的相应要求，沉积物质量良好。

表 5.3-3 表层海洋沉积物各评价因子的标准指数统计结果（按一类标准）

站位	单项标准指数									
	石油类	铬	铜	锌	镉	铅	汞	砷	硫化物	有机碳
P28	0.05	0.27	0.32	0.20	0.002	0.34	0.003	0.43	0.11	0.24
P30	0.10	0.17	0.17	0.13	0.003	0.18	0.002	0.38	0.11	0.08
P31	0.07	0.24	0.25	0.21	0.001	0.20	0.004	0.36	0.17	0.09
P32	0.08	0.32	0.25	0.21	0.003	0.22	0.002	0.49	0.10	0.08
P37	0.06	0.28	0.21	0.20	0.002	0.25	0.002	0.38	0.04	0.05
P38	0.32	0.22	0.30	0.20	0.005	0.43	0.003	0.65	0.13	0.21
P39	0.25	0.24	0.20	0.16	0.002	0.24	0.003	0.56	0.04	0.14
P42	0.04	0.27	0.41	0.41	0.005	0.44	0.003	0.70	0.03	0.23
P43	0.39	0.28	0.49	0.31	0.006	0.35	0.003	0.58	0.07	0.21
P44	0.03	0.24	0.29	0.18	0.003	0.28	0.003	0.55	0.05	0.19
P45	0.02	0.23	0.19	0.22	0.001	0.17	0.002	0.44	0.09	0.05
P46	0.04	0.26	0.43	0.30	0.005	0.35	0.003	0.60	0.03	0.14
P48	0.02	0.28	0.21	0.16	0.002	0.17	0.002	0.37	0.09	0.07
P49	0.02	0.25	0.25	0.21	0.002	0.23	0.002	0.61	0.08	0.13
P51	0.51	0.20	0.28	0.17	0.003	0.26	0.003	0.51	0.17	0.22
P52	0.47	0.20	0.31	0.18	0.004	0.25	0.003	0.52	0.17	0.24
P54	0.18	0.27	0.31	0.18	0.005	0.32	0.003	0.62	0.02	0.19
P58	0.18	0.29	0.39	0.23	0.005	0.37	0.003	0.58	0.14	0.18
最小值	0.01	0.17	0.13	0.13	0.001	0.11	0.001	0.36	0.03	0.04
最大值	0.5	0.32	0.49	0.41	0.006	0.44	0.004	0.7	0.21	0.28
平均标准指数	0.16	0.25	0.29	0.22	0.00	0.28	0.00	0.50	0.09	0.16
超标率 (%)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

5.4 海洋生态现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

5.4.1.1 叶绿素 a

春秋两季调查各站叶绿素 a 含量的具体情况分别见表 5.4-1 和表 5.4-2。

春季调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 (0.39~4.14) $\mu\text{g/L}$ ，平均值为 1.67 $\mu\text{g/L}$ ；底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 (0.61~4.28) $\mu\text{g/L}$ ，平均值为 1.96 $\mu\text{g/L}$ 。调查海域水质营养状况处正常水平。

表 5.4-1 春季各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站号	叶绿素 a ($\mu\text{g/L}$)		初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	底层	
P28	1.03	1.52	231.12



站号	叶绿素 a ($\mu\text{g/L}$)		初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	底层	
P30	2.94	3.59	-
P31	4.14	4.28	1234.38
P32	1.67	1.87	497.81
P37	0.97	3.55	143.38
P38	0.66	0.90	97.54
P39	1.21	1.58	360.60
P42	0.39	/	57.63
P43	1.04	/	76.83
P44	0.88	1.06	-
P45	1.02	0.61	303.83
P46	1.07	1.53	318.65
P48	2.19	1.86	163.04
P49	2.71	2.99	403.41
P51	3.49	/	259.75
P52	3.72	/	276.81
P54	1.28	/	380.81
P58	0.40	0.91	59.12
P59	1.01	1.24	300.96
最小值	0.39	0.61	57.63
最大值	4.14	4.28	1234.38
平均值	1.67	1.96	303.86

注：初级生产力一列中“-”是由于采样时间较晚，未获取透明度数据，无法计算初级生产力；“/”表示该站无底层水样。

秋季调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 (1.21~21.03) $\mu\text{g/L}$ ，平均值为 4.86 $\mu\text{g/L}$ ；底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 (1.02~6.82) $\mu\text{g/L}$ ，平均值为 3.48 $\mu\text{g/L}$ 。调查海域表层叶绿素 a 平面分布东呈现北部海域和南部海域较高趋势；底层叶绿素 a 平面分布呈现东北部海域较高趋势。本次调查各站位叶绿素 a 均处于正常水平。

表 5.4-2 秋季各站叶绿素 a 和初级生产力

站号	叶绿素 a ($\mu\text{g/L}$)		初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	底层	
P28	2.62	4.29	177.74
P30	6.70	6.82	983.30
P31	4.58	5.10	1112.48
P32	5.46	5.28	1321.90
P37	1.86	4.68	322.71
P38	3.72	4.25	567.94
P39	1.67	1.51	-
P42	1.36	/	327.14



P43	4.50	/	154.62
P44	4.06	4.09	195.93
P45	1.21	1.09	200.19
P46	3.07	3.49	571.39
P48	4.16	4.31	575.34
P49	21.03	1.29	2609.20
P51	3.51	/	241.94
P52	4.49	3.02	309.47
P54	14.61	1.27	1711.66
P58	1.73	4.10	288.15
P59	1.96	1.02	297.28
最小值	1.21	1.02	154.62
最大值	21.03	6.82	2609.20
平均值	4.86	3.48	664.91

注：初级生产力一列中“-”是由于采样时间较晚，未获取透明度数据，无法计算初级生产力；“/”表示该站无底层水样

5.4.1.2 初级生产力

春秋两季调查各站初级生产力计算结果见表 5.4-1 和表 5.4-2。

春季调查海域各站初级生产力变化范围为（57.63~1234.38） $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 303.86 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

秋季调查海域各站初级生产力变化范围为（154.62~2609.20） $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 664.91 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

春季调查海域共出现浮游植物 44 种（种名录见附表 11），其中硅藻门 40 种，占浮游植物出现种数的 90.91%；甲藻门 4 种，占 9.09%。

秋季调查海域共出现浮游植物 48 种（种名录见附表 12），其中硅藻门 39 种，占浮游植物出现种数的 81.25%；甲藻门 8 种，占 16.67%；金藻门 1 种，占 2.08%。

5.4.2.2 个体数量分布

春季调查海域浮游植物密度变化范围在（14.73~2056.04） $\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 275.45 $\times 10^4$ 个/ m^3 。

秋季调查海域浮游植物密度变化范围在（1.33~226.44） $\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 15.28 $\times 10^4$ 个/ m^3 。

表 5.4-3 春、秋季调查各站浮游植物个体数量 ($\times 10^4$ 个/ m^3)

春季		秋季	
站号	个体数量	站号	个体数量
P28	14.73	P28	2.38
P30	45.54	P30	226.44
P31	403.74	P31	3.71
P32	49.27	P32	1.33
P37	445.63	P37	2.14
P38	111.87	P38	2.55
P39	32.92	P39	2.14
P42	2056.04	P42	4.24
P43	1316.52	P43	5.08
P44	32.42	P44	4.32
P45	22.94	P45	3.40
P46	68.73	P46	1.43
P48	85.57	P48	3.47
P49	168.65	P49	3.73
P51	125.69	P51	5.78
P52	37.32	P52	3.27
P54	54.62	P54	5.43
P58	144.58	P58	3.28
P59	16.74	P59	6.24
最小值	14.73	最小值	1.33
最大值	2056.04	最大值	226.44
平均值	275.45	平均值	15.28

5.4.2.3 优势种

春季调查海域浮游植物优势种有具槽帕拉藻、刚毛根管藻、布氏双尾藻、尖刺伪菱形藻、中肋骨条藻和冰河拟星杆藻，其密度分别占浮游植物总密度的 32.40%、19.95%、10.35%、10.21%、10.04%和 5.11%。

秋季调查海域浮游植物优势种有格氏圆筛藻、夜光藻、尖刺伪菱形藻、中肋骨条藻和佛氏海线藻，其密度分别占浮游植物总密度的 43.06%、6.43%、8.08%、5.26%和 2.95%。

5.4.2.4 种类多样性、均匀度和丰富度

春、秋季调查浮游植物群落特征指数见表 5.4-4 和表 5.4-5。春季调查海域浮游植物样品的多样性指数 (H') 在 1.37~2.87 之间，平均值为 2.16；均匀度 (J) 在 0.38~0.75 之间，平均值为 0.57；丰度 (d) 在 0.45~1.07 之间波动，平均值为 0.66；优势度 (D_2) 在 0.50~0.92 之间波动，平均值为 0.72。



秋季调查海域浮游植物样品的多样性指数 (H') 在 1.47~3.31 之间, 平均值为 2.62; 均匀度 (J) 在 0.49~0.89 之间, 平均值为 0.74; 丰富度 (d) 在 0.48~1.00 之间波动, 平均值为 0.70; 优势度 (D_2) 在 0.40~0.83 间波动, 平均值为 0.58。

春季调查海域浮游植物的多样性指数均值一般, 均匀度及丰富度较低, 表明该海域浮游植物群落结构稳定性一般; 秋季调查海域浮游植物的多样性指数均值、丰度较高, 优势度较低, 表明该海域浮游植物群落结构稳定性较好。

表 5.4-4 春季调查浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站位	多样性指数(H')	均匀度(J)	丰富度(d)	优势度(D_2)
P28	2.87	0.75	0.76	0.54
P30	2.01	0.58	0.53	0.75
P31	1.91	0.44	0.86	0.83
P32	2.07	0.54	0.69	0.79
P37	1.98	0.46	0.86	0.73
P38	2.67	0.68	0.70	0.60
P39	1.63	0.49	0.49	0.85
P42	2.83	0.72	0.58	0.50
P43	2.86	0.66	0.80	0.51
P44	2.50	0.64	0.76	0.70
P45	1.49	0.47	0.45	0.85
P46	1.72	0.47	0.62	0.84
P48	2.13	0.59	0.56	0.66
P49	1.37	0.38	0.53	0.90
P51	2.23	0.58	0.64	0.70
P52	2.10	0.61	0.54	0.69
P54	2.69	0.75	0.58	0.63
P58	2.48	0.55	1.07	0.68
P59	1.45	0.46	0.46	0.92
最小值	1.37	0.38	0.45	0.50
最大值	2.87	0.75	1.07	0.92
平均值	2.16	0.57	0.66	0.72

表 5.4-5 秋季调查浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站位	多样性指数(H')	均匀度(J)	丰富度(d)	优势度(D_2)
P28	1.47	0.49	0.48	0.83
P30	2.67	0.64	0.80	0.63
P31	2.82	0.76	0.79	0.45
P32	2.60	0.78	0.66	0.58
P37	3.07	0.89	0.69	0.40
P38	2.52	0.70	0.75	0.61
P39	2.18	0.66	0.62	0.72



站位	多样性指数(H')	均匀度(J)	丰富度(d)	优势度($D2$)
P42	2.87	0.86	0.58	0.47
P43	2.45	0.66	0.77	0.70
P44	3.08	0.81	0.84	0.49
P45	2.66	0.72	0.80	0.62
P46	2.69	0.85	0.58	0.56
P48	2.79	0.78	0.73	0.56
P49	2.41	0.76	0.53	0.57
P51	2.86	0.83	0.63	0.45
P52	2.00	0.60	0.60	0.82
P54	2.65	0.80	0.57	0.56
P58	3.31	0.83	1.00	0.42
P59	2.70	0.71	0.82	0.53
最小值	1.47	0.49	0.48	0.40
最大值	3.31	0.89	1.00	0.83
平均值	2.62	0.74	0.70	0.58

5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

春季调查该海域共鉴定浮游动物 19 种（类）（种名录见附表 13），其中幼虫幼体 6 种，水母类 3 种，毛颚动物 1 种，甲壳动物 9 种（包括桡足类 7 种，涟虫类 1 种，端足类 1 种）。

秋季调查该海域共鉴定浮游动物 33 种（类）（种名录见附表 14），其中浮游幼虫 14 种，水母类 3 种，甲壳动物 13 种（包括桡足类 12 种，枝角类 1 种），毛颚类和尾索动物分别为 1 种和 2 种。

5.4.3.2 生物量和密度分布

春、秋季调查海域各站位浮游动物生物量和密度见表 5.4-6。

春季调查海域浮游动物湿重生物量变化范围在（20.8~2504.3） mg/m^3 之间，平均为 379.1 mg/m^3 。浮游动物密度变化范围在（22.96~1049.99）个/ m^3 之间，平均值为 238.65 个/ m^3 。

秋季调查浮游动物湿重生物量变化范围在（136.3~2579.2） mg/m^3 之间，平均为 869.3 mg/m^3 。浮游动物密度变化范围在（45.08~2514.76）个/ m^3 之间，平均值为 1041.86 个/ m^3 。



表 5.4-6 春、秋季调查浮游动物的生物量和密度

站位	春季		站位	秋季	
	生物量 mg/m ³	密度 个/m ³		生物量 mg/m ³	密度 个/m ³
P28	83.5	79.94	P28	1018.8	1414.16
P30	365.5	634.25	P30	535.9	600.02
P31	326.0	421.50	P31	581.1	605.43
P32	247.9	218.64	P32	423.6	496.83
P37	329.3	151.85	P37	1037.0	333.11
P38	238.4	189.08	P38	1570.0	765.94
P39	619.3	312.27	P39	147.7	381.81
P42	80.0	90.00	P42	1079.0	2155.00
P43	127.5	147.50	P43	1243.8	1550.01
P44	380.3	190.16	P44	744.1	1009.20
P45	342.8	222.31	P45	163.8	161.96
P46	539.1	193.81	P46	627.9	882.76
P48	20.8	26.24	P48	1450.0	2514.76
P49	29.9	22.96	P49	136.3	1048.78
P51	2504.3	1049.99	P51	2579.2	1549.97
P52	176.9	114.11	P52	1475.0	1636.68
P54	91.6	72.72	P54	393.5	1978.25
P58	188.7	119.51	P58	1072.1	665.61
P59	511.2	277.57	P59	238.5	45.08
最小值	20.8	22.96	最小值	136.3	45.08
最大值	2504.3	1049.99	最大值	2579.2	2514.76
平均值	379.1	238.65	平均值	869.3	1041.86

5.4.3.3 优势种

春季调查海域浮游动物占优势的种类为中华哲水蚤、腹针胸刺水蚤和强壮箭虫，其密度分别占浮游动物总密度的 49.2%、43.59%和 3.72%。

秋季调查海域浮游动物占优势的种类为小拟哲水蚤、挠足类幼体、小齿海樽、强壮箭虫、异体住囊虫、双壳类幼体和近缘大眼水蚤，其密度分别占浮游动物总密度的 54.99%、10.32%、11.34%、4.53%、3.89%、2.76%和 2.84%。

5.4.3.4 种类多样性指数、均匀度和丰富度

春季调查海域浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 0.60~2.04 之间波动，平均值为 1.36；均匀度 (J) 在 0.26~0.83 之间波动，平均值为 0.56；丰度 (d) 在 0.23~1.55 之间波动，平均值为 0.68；优势度 (D_2) 在 0.64~0.99 之间波动，平均值为 0.89。

秋季调查海域浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 1.13~3.07 之间波动，平



均值为 2.14；均匀度 (J) 在 0.27~0.81 之间波动，平均值为 0.54；丰富度 (d) 在 1.00~2.36 之间波动，平均值为 1.61；优势度 (D_2) 在 0.48~0.90 之间波动，平均值为 0.72。

总体来看，调查海域浮游动物群落生物多样性水平较高，群落间的种类分布也较为均匀，浮游动物群落结构较稳定，海区生态环境处于健康状态。

表 5.4-7 春季浮游动物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰度 (d)	优势度 (D_2)
P28	0.99	0.43	0.63	0.94
P30	1.00	0.43	0.43	0.99
P31	1.02	0.65	0.23	0.99
P32	1.16	0.58	0.39	0.97
P37	1.48	0.53	0.83	0.90
P38	1.15	0.49	0.53	0.97
P39	1.10	0.47	0.48	0.98
P42	1.66	0.83	0.46	0.78
P43	1.97	0.70	0.83	0.71
P44	1.21	0.52	0.53	0.96
P45	1.19	0.43	0.77	0.97
P46	0.60	0.26	0.53	0.96
P48	1.90	0.68	1.27	0.77
P49	1.87	0.62	1.55	0.82
P51	1.50	0.65	0.40	0.88
P52	1.71	0.57	1.02	0.83
P54	2.04	0.79	0.81	0.64
P58	1.20	0.52	0.58	0.93
P59	1.07	0.41	0.62	0.97
最小值	0.60	0.26	0.23	0.64
最大值	2.04	0.83	1.55	0.99
平均值	1.36	0.56	0.68	0.89

表 5.4-8 秋季浮游动物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	优势度 (D_2)
P28	2.13	0.53	1.43	0.71
P30	1.13	0.27	1.84	0.88
P31	2.78	0.68	1.73	0.52
P32	2.53	0.62	1.78	0.65
P37	2.67	0.68	1.67	0.60
P38	2.39	0.60	1.56	0.69
P39	2.43	0.61	1.75	0.61
P42	1.39	0.36	1.17	0.90



站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	优势度 (D2)
P43	1.85	0.50	1.13	0.81
P44	1.75	0.41	1.90	0.79
P45	2.63	0.73	1.50	0.53
P46	2.06	0.46	2.14	0.82
P48	1.84	0.44	1.50	0.78
P49	2.02	0.58	1.00	0.75
P51	1.90	0.44	1.79	0.78
P52	2.03	0.53	1.22	0.76
P54	1.71	0.42	1.46	0.80
P58	2.38	0.58	1.70	0.73
P59	3.07	0.81	2.36	0.48
最小值	1.13	0.27	1.00	0.48
最大值	3.07	0.81	2.36	0.90
平均值	2.14	0.54	1.61	0.72

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

春季调查共鉴定底栖生物 49 种（类）（种名录见附表 15），隶属于纽形动物、环节动物、软体动物、节肢动物和半索动物共 5 个门类。其中环节动物 20 种，占底栖生物种类组成的 40.82%；节肢动物 15 种，占底栖生物种类组成的 30.61%；软体动物 12 种，占底栖生物种类组成的 24.49%；其它动物各 1 种，分别占底栖生物种类组成的 2.04%。环节动物和节肢动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。

秋季调查共鉴定底栖生物 50 种（类）（种名录见附表 16），隶属于纽形动物、环节动物、软体动物、节肢动物和棘皮动物共 5 个门类。其中环节动物 34 种，占底栖生物种类组成的 68%；节肢动物 8 种，占底栖生物种类组成的 16%；软体动物 5 种，占底栖生物种类组成的 10%；棘皮动物 2 种，占底栖生物种类组成的 4%；纽形动物 1 种，占底栖生物种类组成的 2%。环节动物和节肢动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。

5.4.4.2 生物量和密度

春秋两季调查底栖生物各站栖息密度和生物量见表 5.4-9。

春季调查海域底栖生物生物量变化范围在 (0.10~3.50) g/m² 之间，平均为 1.11g/m²。密度变化范围在 (20~455) 个/m² 之间，平均为 173 个/m²。

秋季调查海域底栖生物生物量变化范围在 (0.05~40.40) g/m² 之间，平均为



3.18g/m²。密度变化范围在（5~140）个/m²之间，平均为 65 个/m²。

表 5.4-9 春、秋季底栖生物各站生物量和栖息密度

春季			秋季		
站位	栖息密度 (个/m ²)	生物量 (g/m ²)	站位	栖息密度 (个/m ²)	生物量 (g/m ²)
P28	405	2.30	P28	95	7.02
P30	130	0.85	P30	75	0.33
P31	310	3.50	P31	60	1.02
P32	355	2.55	P32	120	0.57
P37	350	1.85	P37	90	0.46
P38	455	2.05	P38	25	0.15
P39	145	0.55	P39	75	0.14
P42	170	1.15	P42	65	40.40
P43	90	0.15	P43	5	0.05
P44	80	0.70	P44	70	3.26
P45	20	0.10	P45	70	1.34
P46	80	0.80	P46	55	0.47
P48	40	0.35	P48	140	2.52
P49	155	2.45	P49	30	0.14
P51	80	0.30	P51	20	0.25
P52	50	0.20	P52	50	0.20
P54	160	0.45	P54	25	0.20
P58	80	0.45	P58	90	0.55
P59	125	0.40	P59	75	1.27
最小值	20	0.10	最小值	5	0.05
最大值	455	3.50	最大值	140	40.40
平均值	173	1.11	平均值	65	3.18

5.4.4.3 优势种

春季调查中底栖生物的优势种为经氏壳蛞蝓、寡鳃齿吻沙蚕、寡节甘吻沙蚕、细长涟虫和不倒翁虫。

秋季调查底栖生物优势种为花冈钩毛虫、寡节甘吻沙蚕、寡鳃齿吻沙蚕、含糊拟刺虫、纽虫和独指虫。

5.4.4.4 种类多样性指数、均匀度和丰富度

春、秋季调查底栖生物多样性指数、均匀度和丰富度见表 5.4-10 和表 5.4-11。

春季调查海域底栖生物样品的多样性指数 (H') 在 1.00~3.25 之间波动，平均值为 2.53；均匀度 (J) 0.63~1.00 之间波动，平均值为 0.88；丰度 (d) 在 0.50~2.05 之间波动，平均值为 1.45；优势度 (D_2) 在 0.38~1.00 之间波动，平均值为 0.54。



秋季调查海域底栖生物样品的多样性指数 (H') 在 1.50~3.42 之间波动, 平均值为 2.70; 均匀度 (J) 在 0.78~1.00 之间波动, 平均值为 0.92; 丰富度 (d) 在 0.46~1.69 之间波动, 平均值为 1.16; 优势度 (D_2) 在 0.25~0.75 之间波动, 平均值为 0.47。

调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰富度均较高, 优势度较低, 表明该海域底栖生物群落结构稳定。

表 5.4-10 春季底栖生物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站号	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	优势度 (D_2)
P28	3.13	0.82	2.05	0.44
P30	2.79	0.93	1.49	0.46
P31	3.25	0.88	2.01	0.39
P32	2.70	0.78	1.62	0.61
P37	2.09	0.63	1.47	0.71
P38	2.93	0.85	1.53	0.43
P39	2.43	0.87	1.23	0.59
P42	3.23	0.93	1.96	0.38
P43	2.66	0.95	1.44	0.44
P44	2.91	0.97	1.75	0.38
P45	1.00	1.00	0.50	1.00
P46	2.83	0.94	1.75	0.44
P48	1.91	0.95	1.00	0.63
P49	2.87	0.90	1.61	0.42
P51	1.95	0.84	1.00	0.69
P52	1.57	0.79	0.90	0.80
P54	2.81	0.94	1.40	0.41
P58	2.25	0.87	1.25	0.63
P59	2.79	0.93	1.51	0.44
最小值	1.00	0.63	0.50	0.38
最大值	3.25	1.00	2.05	1.00
平均值	2.53	0.88	1.45	0.54

表 5.4-11 秋季底栖生物多样性指数、均匀度、丰富度和优势度

站号	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	优势度 (D_2)
P28	3.41	0.95	1.67	0.32
P30	3.06	0.96	1.28	0.33
P31	3.42	0.99	1.69	0.25
P32	3.00	0.90	1.30	0.42
P37	3.20	0.89	1.69	0.44
P38	2.32	1.00	0.86	0.40
P39	2.36	0.84	0.96	0.67
P42	2.29	0.89	0.83	0.62
P44	2.56	0.85	1.14	0.57
P45	2.69	0.90	1.14	0.50



站号	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	优势度 (D_2)
P46	3.10	0.98	1.38	0.36
P48	2.46	0.78	1.12	0.64
P49	2.25	0.97	0.81	0.50
P51	1.50	0.95	0.46	0.75
P52	2.65	0.94	1.06	0.50
P54	2.32	1.00	0.86	0.40
P58	2.71	0.90	1.08	0.50
P59	3.32	0.96	1.60	0.33
最小值	1.50	0.78	0.46	0.25
最大值	3.42	1.00	1.69	0.75
平均值	2.70	0.92	1.16	0.47

5.5 生物质量调查与评价

5.5.1 主要污染物质的含量状况

春季生物质量调查采集到甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）共 5 种生物样品，分别为口虾蛄、短吻红舌鲷、银鲳、短蛸和日本枪乌贼；秋季生物质量调查采集到甲壳类、鱼类、软体动物（非双壳类）和贝类（双壳类）共 9 种生物样品，分别为白姑鱼、斑尾复鰕虎鱼、短文蛤、短吻红舌鲷、口虾蛄、日本枪乌贼、四角蛤蜊、银鲳和鲷。春、秋季调查采集到生物样品体内的总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬和石油烃的含量，见表 5.5-1 和表 5.5-2。

表 5.5-1 春季海域海洋生物体内各污染物含量（单位：mg/kg 湿重）

站号	中文名	生物类别	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
P28	短吻红舌鲷	鱼类	0.41	0.0679	0.0128	0.1	9.24	0.934	0.0196	1.7
P28	短蛸	软体动物 (非双壳类)	3.95	0.0759	0.27	0.146	11.8	0.592	0.0126	未检出
P30	短吻红舌鲷	鱼类	0.243	0.0462	0.00955	1.77	5.32	0.926	0.0217	0.303
P30	短蛸	软体动物 (非双壳类)	4.07	0.0799	0.277	0.192	12	0.738	0.0127	0.619
P31	银鲳	鱼类	0.338	0.0631	0.0746	0.101	16	0.945	0.0252	3.99
P31	短蛸	软体动物 (非双壳类)	4.57	0.0732	0.339	0.0733	13.6	0.528	0.017	0.993
P32	短吻红舌鲷	鱼类	0.413	0.0681	0.0137	0.102	9.19	0.955	0.0206	0.613
P32	日本枪乌贼	软体动物 (非双壳类)	8.31	0.0735	0.878	0.177	6.72	0.771	0.0131	2.27
P39	短吻红舌鲷	鱼类	0.515	0.0733	0.00827	0.2	4.09	0.936	0.0175	0.79
P39	日本枪乌贼	软体动物 (非双壳类)	6.82	0.0869	0.848	187	5.42	0.738	0.0101	未检出
P59	短吻红舌鲷	鱼类	0.3	0.0548	0.0118	0.0968	6.72	0.965	0.0233	1.78
P59	短蛸	软体动物	3.3	0.0729	0.253	0.157	9.69	0.612	0.011	1.44



站号	中文名	生物类别	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
		(非双壳类)								
P38	银鲳	鱼类	0.368	0.0638	0.0769	0.113	17.4	0.949	0.0227	3.07
P38	短蛸	软体动物 (非双壳类)	4.1	0.0526	0.24	0.0473	12.3	0.546	0.0141	1.47
P58	银鲳	鱼类	0.336	0.0366	0.0686	0.15	16.4	0.674	0.0222	3.63
P58	口虾蛄	甲壳类	6.93	0.0864	1.15	0.118	7.5	0.518	0.018	2.76
P37	银鲳	鱼类	0.243	0.0297	0.0518	0.196	12.9	0.69	0.0178	6.68
P37	口虾蛄	甲壳类	6.69	0.076	1	0.112	7.36	0.787	0.012	3
P42	银鲳	鱼类	0.312	0.0692	0.0707	0.323	18.5	0.97	0.0115	8.05
P42	短蛸	软体动物 (非双壳类)	3.49	0.0677	0.229	0.134	10.3	0.606	0.0159	1.17
P43	银鲳	鱼类	0.213	0.0353	0.0522	0.108	10.5	0.973	0.021	3.48
P43	口虾蛄	甲壳类	9.66	0.104	1.31	0.169	10.6	0.865	0.0166	4.63
P44	短吻红舌鲷	鱼类	0.779	0.0992	0.00978	0.276	6.22	0.834	0.0238	0.443
P44	短蛸	软体动物 (非双壳类)	3.17	0.0669	0.218	0.0903	9.67	0.545	0.0138	0.622
P45	短吻红舌鲷	鱼类	0.22	0.0431	0.00917	1.64	4.77	0.906	0.0244	1.64
P45	口虾蛄	甲壳类	7.55	0.0808	1.06	0.104	8.28	0.51	0.0161	3.09
P46	银鲳	鱼类	0.32	0.0416	0.0732	0.15	15.2	0.891	0.0223	7.03
P46	短蛸	软体动物 (非双壳类)	3.1	0.0619	0.207	0.0979	9.35	0.631	0.0151	0.656
P49	短吻红舌鲷	鱼类	0.744	0.0996	0.0122	0.253	6.14	0.871	0.0221	1.8
P49	口虾蛄	甲壳类	8.7	0.0925	1.27	0.136	9.5	0.928	0.0145	3.9
P48	银鲳	鱼类	0.181	0.0313	0.0536	0.224	9.68	0.987	0.0182	4.98
P48	短蛸	软体动物 (非双壳类)	2.97	0.064	0.22	0.11	9.07	0.598	0.0156	1.59
P51	银鲳	鱼类	0.303	0.0425	0.0654	0.16	15	0.959	0.0256	3.84
P51	口虾蛄	甲壳类	9.55	0.0948	1.3	0.145	10.5	0.853	0.0161	2.84
P52	银鲳	鱼类	0.265	0.0411	0.0754	0.159	12.5	0.975	0.0232	6.92
P52	口虾蛄	甲壳类	7.66	0.0798	1.07	0.118	8.54	0.815	0.0136	2.86
P54	短吻红舌鲷	鱼类	0.342	0.0564	0.0114	0.0827	7.61	0.774	0.0191	0.435
P54	短蛸	软体动物 (非双壳类)	2.71	0.0573	0.192	0.096	8.35	0.578	0.0173	1.27

表 5.5-2 秋季海域海洋生物体内各污染物含量 (单位: mg/kg 湿重)

站号	中文名	生物类别	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
P28	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.596	0.851	未检出	0.0923	17.6	0.802	0.00595	未检出
P28	口虾蛄	甲壳类	12.8	0.524	1.81	0.0334	42.8	0.737	0.00607	未检出
P30	短吻红舌鲷	鱼类	0.36	0.89	未检出	0.222	8.25	0.682	0.00697	0.967
P30	口虾蛄	甲壳类	10.9	0.533	1.65	0.118	35.9	0.869	0.00543	未检出
P31	短吻红舌鲷	鱼类	0.359	0.748	未检出	0.286	7.95	0.791	0.01	1.19
P31	口虾蛄	甲壳类	9.43	1.44	1.5	0.0981	27.1	0.546	0.00972	未检出
P32	短吻红舌鲷	鱼类	0.387	0.684	未检出	0.244	9.36	1.09	0.00865	1.13
P32	口虾蛄	甲壳类	9.27	1.25	1.52	0.0542	26.9	0.628	0.00687	0.581



站号	中文名	生物类别	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
P37	短吻红舌鲷	鱼类	0.388	1.02	未检出	0.243	9.07	0.859	0.00852	1.52
P37	口虾蛄	甲壳类	10.2	0.663	1.62	0.0913	36	0.952	0.00491	未检出
P38	银鲳	鱼类	0.415	未检出	0.025	0.0563	15	1.02	0.0103	1.68
P38	短文蛤	贝类 (双壳类)	0.702	0.0484	0.176	0.139	4.8	0.715	0.00819	未检出
P39	短吻红舌鲷	鱼类	0.365	0.719	未检出	0.246	7.97	0.947	0.00901	1.16
P42	银鲳	鱼类	0.504	未检出	未检出	未检出	14.8	0.946	0.017	1.75
P42	日本枪乌贼	软体动物 (非双壳类)	16	0.367	0.395	0.174	14.8	0.449	0.0104	2.96
P43	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.338	0.832	未检出	0.259	11	0.687	0.0122	未检出
P43	四角蛤蜊	贝类 (双壳类)	1.52	0.0763	0.137	0.242	3.97	0.928	0.00761	22.5
P44	鲷	鱼类	0.386	1.31	未检出	0.154	6.95	0.835	0.0128	未检出
P44	口虾蛄	甲壳类	10.3	1.35	1.63	0.0804	29	0.847	0.00699	0.217
P45	银鲳	鱼类	0.398	未检出	未检出	未检出	13.7	0.99	0.0106	1.85
P45	短文蛤	贝类 (双壳类)	0.75	0.0523	0.195	0.0922	5.09	0.776	0.00688	未检出
P46	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.391	0.617	未检出	0.21	12.9	0.805	0.00599	未检出
P48	银鲳	鱼类	0.398	未检出	未检出	未检出	13.8	0.987	0.00981	1.26
P49	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.302	0.62	未检出	0.168	10.5	0.856	0.00982	未检出
P49	短文蛤	贝类 (双壳类)	0.698	0.0502	0.169	0.0805	4.65	0.803	0.00956	未检出
P51	银鲳	鱼类	0.394	未检出	0.0141	未检出	13.8	0.997	0.0106	1.86
P51	口虾蛄	甲壳类	9.59	1.52	1.54	0.0981	27.3	0.752	0.00607	未检出
P52	白姑鱼	鱼类	0.493	0.166	未检出	0.332	13.3	0.989	0.00992	未检出
P52	口虾蛄	甲壳类	9.15	1.47	1.53	0.111	26.8	0.682	0.00578	未检出
P54	银鲳	鱼类	0.472	未检出	0.0131	0.108	17	0.982	0.00774	2.3
P54	短文蛤	贝类 (双壳类)	0.771	0.0451	0.198	0.0581	5.15	0.559	0.0105	未检出
P58	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.431	0.868	未检出	0.271	12.7	0.667	0.0146	未检出
P58	四角蛤蜊	贝类 (双壳类)	1.44	0.0952	0.136	0.228	3.71	0.692	0.00901	21.7
P59	斑尾复鰕虎鱼	鱼类	0.312	0.539	未检出	0.186	10.8	0.901	0.00988	未检出
P59	口虾蛄	甲壳类	9.21	1.34	1.52	0.0829	25.4	0.673	0.00661	0.29

5.5.2 生物质量评价结果

根据表 5.1-7，春、秋两季调查位于东营市国土空间规划范围内的站位按照相应标准要求评价，其中 P42、P43、P44、P48、P51、P52 号站位于生态保护区，执行第一类生物质量标准；P28、P37、P58 号站位于东营港南渔业用海区，执行第一类生物质量标准；其余站位于功能区外，其管控要求为“维持现状”，不参与超标统计。

春季调查 19 个调查站位所采集的海洋生物体中，所有的受检样品生物质量



较好；均符合相应生物质量标准。分析结果见表 5.5-3。

表 5.5-3 春季调查海域海洋生物质量标准指数

站号	类别	种类	铬	铜	锌	镉	铅	砷	总汞	石油 烃
P58	甲壳类	口虾蛄	/	0.069	0.05	0.575	0.043	0.518	0.09	0.138
P37		口虾蛄	/	0.067	0.049	0.5	0.038	0.787	0.06	0.150
P43		口虾蛄	/	0.097	0.071	0.655	0.052	0.865	0.083	0.232
P45		口虾蛄	/	0.076	0.055	0.53	0.04	0.510	0.081	0.155
P49		口虾蛄	/	0.087	0.063	0.635	0.046	0.928	0.073	0.195
P51		口虾蛄	/	0.096	0.07	0.65	0.047	0.853	0.081	0.142
P52		口虾蛄	/	0.077	0.057	0.535	0.04	0.815	0.068	0.143
P28	软体动物 (非双壳类)	短蛸	/	0.04	0.047	0.049	0.008	0.592	0.042	0.005
P30		短蛸	/	0.041	0.048	0.05	0.008	0.738	0.042	0.031
P31		短蛸	/	0.046	0.054	0.062	0.007	0.528	0.057	0.05
P59		短蛸	/	0.033	0.039	0.046	0.007	0.612	0.037	0.072
P38		短蛸	/	0.041	0.049	0.044	0.005	0.546	0.047	0.074
P42		短蛸	/	0.035	0.041	0.042	0.007	0.606	0.053	0.059
P44		短蛸	/	0.032	0.039	0.04	0.007	0.545	0.046	0.031
P46		短蛸	/	0.031	0.037	0.038	0.006	0.631	0.05	0.033
P48		短蛸	/	0.03	0.036	0.04	0.006	0.598	0.052	0.08
P54		短蛸	/	0.027	0.033	0.035	0.006	0.578	0.058	0.064
P32		日本枪乌贼	/	0.083	0.027	0.16	0.007	0.771	0.044	0.114
P39		日本枪乌贼	/	0.068	0.022	0.154	0.009	0.738	0.034	0.005
P28	鱼类	短吻红舌鲷	/	0.021	0.231	0.021	0.034	0.934	0.065	0.085
P30		短吻红舌鲷	/	0.012	0.133	0.016	0.023	0.926	0.072	0.015
P32		短吻红舌鲷	/	0.021	0.23	0.023	0.034	0.955	0.069	0.031
P39		短吻红舌鲷	/	0.026	0.102	0.014	0.037	0.936	0.058	0.04
P59		短吻红舌鲷	/	0.015	0.168	0.02	0.027	0.965	0.078	0.089
P44		短吻红舌鲷	/	0.039	0.156	0.016	0.05	0.834	0.079	0.022
P45		短吻红舌鲷	/	0.011	0.119	0.015	0.022	0.906	0.081	0.082
P49		短吻红舌鲷	/	0.037	0.154	0.02	0.05	0.871	0.074	0.09
P54		短吻红舌鲷	/	0.017	0.19	0.019	0.028	0.774	0.064	0.022
P31		银鲳	/	0.017	0.4	0.124	0.032	0.945	0.084	0.2
P38		银鲳	/	0.018	0.435	0.128	0.032	0.949	0.076	0.154
P58		银鲳	/	0.017	0.41	0.114	0.018	0.674	0.074	0.182
P37		银鲳	/	0.012	0.323	0.086	0.015	0.690	0.059	0.334
P42		银鲳	/	0.016	0.463	0.118	0.035	0.970	0.038	0.403
P43		银鲳	/	0.011	0.263	0.087	0.018	0.973	0.07	0.174
P46		银鲳	/	0.016	0.38	0.122	0.021	0.891	0.074	0.352
P48		银鲳	/	0.009	0.242	0.089	0.016	0.987	0.061	0.249
P51		银鲳	/	0.015	0.375	0.109	0.021	0.959	0.085	0.192
P52		银鲳	/	0.013	0.313	0.126	0.021	0.975	0.077	0.346

注:甲壳类、鱼类和软体类(非双壳类)生物体内污染物质(除 Cr 外)的评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409—2025)附录 C; “/”表示缺少评价指标,下同。



秋季调查, 19 个调查站位所采集的海洋生物体中, 调查海区中甲壳类、软体动物(非双壳类)和鱼类的受检样品生物质量较好, 有两个站位鱼类样品砷略有超标; 本次调查共在 6 个站位采集到贝类(双壳类)样品, 其中 P43 和 P58 站位执行《海洋生物质量》(GB18421-2001)第一类标准, P38、P45、P49、P54 按维持现状评价, P43 和 P58 站位的四角蛤蜊体内石油烃含量超第一类标准, 符合第二类标准, 其余站位贝类(双壳类)各评价因子符合第一类标准。其它生物均符合相应生物质量标准。分析结果如表 5.5-4。

表 5.5-4 秋季调查海域海洋生物质量标准指数

站号	类别	种类	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
P28	甲壳类	口虾蛄	0.128	0.262	0.905	/	0.285	0.737	0.03	0.005
P30		口虾蛄	0.109	0.267	0.825	/	0.239	0.869	0.027	0.005
P31		口虾蛄	0.094	0.72	0.75	/	0.181	0.546	0.049	0.005
P32		口虾蛄	0.093	0.625	0.76	/	0.179	0.628	0.034	0.029
P37		口虾蛄	0.102	0.332	0.81	/	0.24	0.952	0.025	0.005
P44		口虾蛄	0.103	0.675	0.815	/	0.193	0.847	0.035	0.011
P51		口虾蛄	0.096	0.76	0.77	/	0.182	0.752	0.03	0.005
P52		口虾蛄	0.092	0.735	0.765	/	0.179	0.682	0.029	0.005
P59		口虾蛄	0.092	0.67	0.76	/	0.169	0.673	0.033	0.015
P38	贝类 (双壳类)	短文蛤	0.07	0.484	0.88	0.278	0.24	0.715	0.164	0.007
P45		短文蛤	0.075	0.523	0.975	0.184	0.255	0.776	0.138	0.007
P49		短文蛤	0.07	0.502	0.845	0.161	0.233	0.803	0.191	0.007
P54		短文蛤	0.077	0.451	0.99	0.116	0.258	0.559	0.21	0.007
P43		四角蛤蜊	0.152	0.763	0.685	0.484	0.199	0.928	0.152	1.5
P58		四角蛤蜊	0.144	0.952	0.68	0.456	0.186	0.692	0.18	1.447
P42	软体动物 (非双壳类)	日本枪乌贼	0.16	0.037	0.072	/	0.059	0.449	0.035	0.148
P28	鱼类	斑尾复鰽虎鱼	0.03	0.426	0.00003	/	0.44	0.802	0.02	0.005
P43		斑尾复鰽虎鱼	0.017	0.416	0.00003	/	0.275	0.687	0.041	0.005
P46		斑尾复鰽虎鱼	0.02	0.309	0.00003	/	0.323	0.805	0.02	0.005
P49		斑尾复鰽虎鱼	0.015	0.31	0.00003	/	0.263	0.856	0.033	0.005
P58		斑尾复鰽虎鱼	0.022	0.434	0.00003	/	0.318	0.667	0.049	0.005
P59		斑尾复鰽虎鱼	0.016	0.27	0.00003	/	0.27	0.901	0.033	0.005
P30		短吻红舌鲷	0.018	0.445	0.00003	/	0.206	0.682	0.023	0.048
P31		短吻红舌鲷	0.018	0.374	0.00003	/	0.199	0.791	0.033	0.06
P32		短吻红舌鲷	0.019	0.342	0.00003	/	0.234	1.09	0.029	0.057
P37		短吻红舌鲷	0.019	0.51	0.00003	/	0.227	0.859	0.028	0.076
P39		短吻红舌鲷	0.018	0.36	0.00003	/	0.199	0.947	0.03	0.058
P38		银鲳	0.021	0.00001	0.042	/	0.375	1.02	0.034	0.084
P42		银鲳	0.025	0.00001	0.00003	/	0.37	0.449	0.057	0.088
P45		银鲳	0.02	0.00001	0.00003	/	0.343	0.99	0.035	0.093



站号	类别	种类	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
P48		银鲳	0.02	0.00001	0.00003	/	0.345	0.987	0.033	0.063
P51		银鲳	0.02	0.00001	0.024	/	0.345	0.997	0.035	0.093
P54		银鲳	0.024	0.00001	0.022	/	0.425	0.982	0.026	0.115
P44		鲳	0.019	0.655	0.00003	/	0.174	0.835	0.043	0.005
P52		白姑鱼	0.025	0.083	0.00003	/	0.333	0.989	0.033	0.005

贝类出现石油烃超标，主要是因为贝类固着生活于岩石表面，不易规避污染物；接触各种污染物后很难通过新陈代谢排出，对污染物的富集能力较强。除受到排海污染物的影响外，鱼类通过进食和吸收水体中的砷，其含砷量也随着时间有增高的趋势，陆源污染物的输入和养殖废水的影响可能是鱼类砷含量超标的原因。

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查概况

5.6.1.1 调查时间和范围

本项目渔业资源现状调查资料采用中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2023 年春季和 2022 年秋季在项目所在海域开展的渔业资源现状的调查结果。春季调查于 2023 年 5 月进行，秋季调查于 2022 年 9 月进行。

5.6.1.2 调查站位布设

渔业资源调查包括游泳生物和鱼卵仔鱼。春季调查设置 23 个调查站位，秋季调查设置 12 个调查站位，具体布设见图 5.6-1。

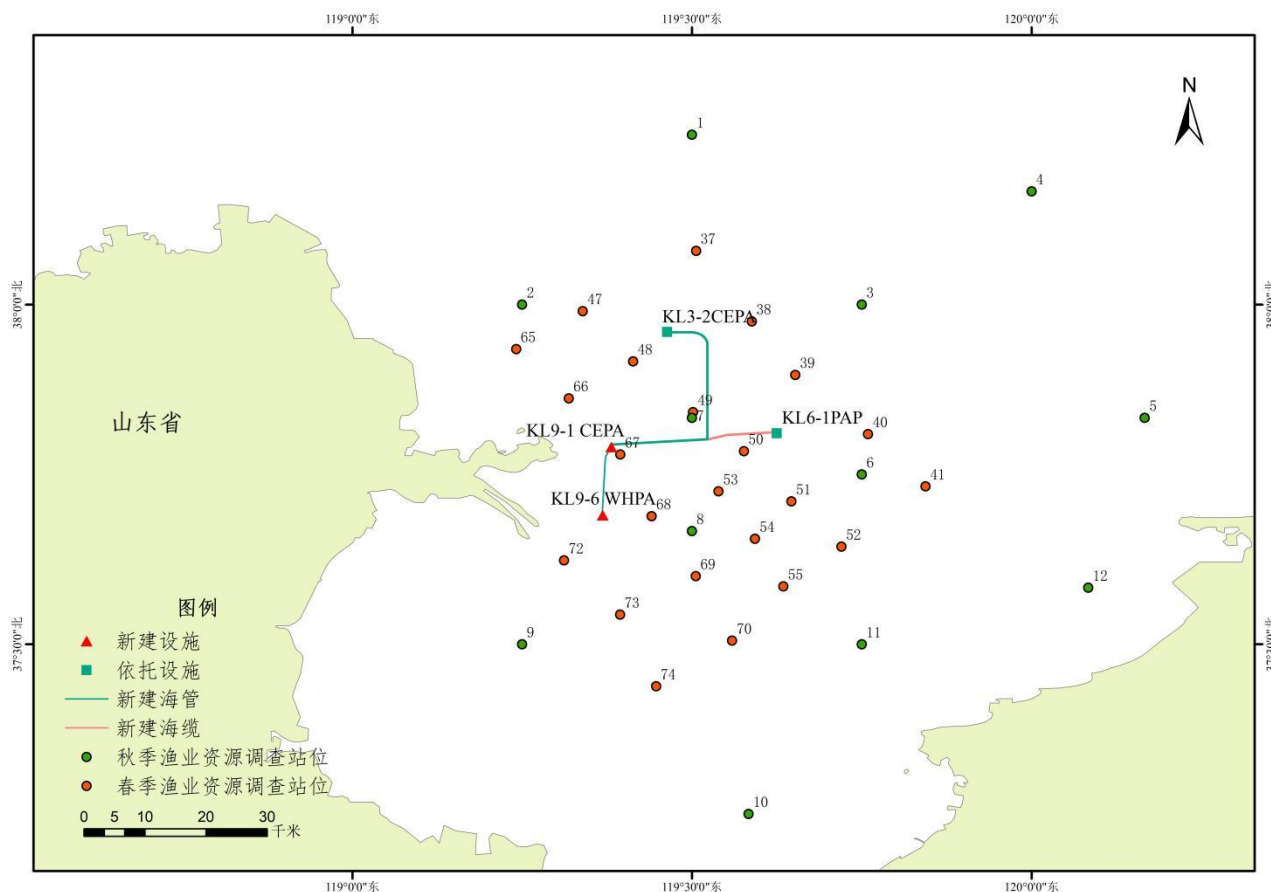


图 5.6-1 春、秋季渔业资源调查站位图

表 5.6-1 春、秋季渔业资源调查站位表

站号	春季		站号	秋季	
	经度 (E)	纬度 (N)		经度 (E)	纬度 (N)
37	119° 30' 22.034"	38° 4' 44.448"	1	119°30'	38°15'
38	119° 35' 17.121"	37° 58' 30.656"	2	119°15'	38°00'
39	119° 39' 07.719"	37° 53' 46.936"	3	119°45'	38°00'
40	119° 45' 33.485"	37° 48' 33.633"	4	120°00'	38°10'
41	119° 50' 38.408"	37° 43' 56.330"	5	120°10'	37°50'
47	119° 20' 21.304"	37° 59' 25.325"	6	119°45'	37°45'
48	119° 24' 47.850"	37° 54' 58.793"	7	119°30'	37°50'
49	119° 30' 05.790"	37° 50' 29.815"	8	119°30'	37°40'
50	119° 34' 35.412"	37° 47' 02.928"	9	119°15'	37°30'
51	119° 38' 47.746"	37° 42' 37.383"	10	119°35'	37°15'
52	119° 43' 12.446"	37° 38' 36.935"	11	119°45'	37°30'
53	119° 32' 21.098"	37° 43' 30.853"	12	120°05'	37°35'
54	119° 35' 34.319"	37° 39' 18.618"			
55	119° 38' 05.019"	37° 35' 06.559"			
65	119° 14' 28.461"	37° 56' 03.675"			
66	119° 19' 07.308"	37° 51' 42.820"			
67	119° 23' 40.230"	37° 46' 46.101"			
68	119° 26' 26.548"	37° 41' 18.756"			
69	119° 30' 20.670"	37° 36' 01.007"			



站号	春季		站号	秋季	
	经度 (E)	纬度 (N)		经度 (E)	纬度 (N)
70	119° 33' 32.840"	37° 30' 18.896"			
72	119° 18' 42.080"	37° 37' 24.096"			
73	119° 23' 38.927"	37° 32' 37.231"			
74	119° 26' 50.146"	37° 26' 17.375"			

5.6.1.3 调查取样和分析方法

渔业资源调查采样方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）、《海洋渔业资源调查规范》（SC/T9403-2012）和《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）等规范的要求进行。

a. 鱼卵仔鱼

采用浅水 I 型浮游生物网（口径 50cm，长 145cm，网口面积 0.2m²），自海底至表面垂直拖曳，拖速约 0.5 m/s，进行定量分析。水平拖网采用大型浮游生物网（口径 80cm，长 280cm，网口面积 0.5m²），拖速约 2.0 nm/h，拖曳 10min，进行定性分析。采集的样品经 5% 甲醛海水溶液固定保存后在实验室进行分类鉴定和计数。

b. 游泳生物

游泳动物拖网调查按《GB12763.6 海洋调查规范第 6 部分海洋生物调查》《海洋水产资源调查手册》和《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》的相关规定执行。渔业资源拖网调查所用网具为单船有翼单囊拖网，网口高度约 6m、网口宽度 10m。每站拖曳 1 h，平均拖速 3.0 kn。每站平均扫海面积为 0.056km²。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

运用数理统计方法，对调查数据和渔业统计数据进行分析，研究调查水域生物资源的群落结构、生物资源数量分布和主要经济种类，以及鱼卵、仔稚鱼的种类、数量和分布。底拖网调查的渔获量统计仅包含了鱼类、甲壳类和头足类 3 大类游泳动物的重量和尾数，浮游性的水母类和底栖性的贝类、棘皮类动物不包括在内。

游泳动物资源密度的计算采用扫海面积法，基本原理是通过拖网时网具扫过的单位面积内捕获的游泳动物的数量，计算单位面积内的现存绝对资源密度。公式如下：



$$\rho = \frac{D}{p \cdot a}$$

式中： ρ 为现存资源量； D 为相对资源密度，即平均渔获量； a 为网次扫海面积； p 为网具捕获率。

捕获率表示网具对鱼类等的捕捞效率，在网具规格选定的情况下，它主要取决于不同鱼类对网具的反应，各种鱼类等的生态习性不同，对网具的反应也不一样。根据鱼类等的不同生态习性，把网具的捕获率大体上分为如下 3 类：中上层鱼类和头足类（枪乌贼）， p 取 0.3，近底层鱼类、虾类和头足类（长蛸、短蛸）， p 取 0.5，底层鱼类和蟹类， p 取 0.8。

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

5.6.2.1 鱼类资源状况

a. 种类组成

春、秋季调查均捕获鱼类 36 种。春、秋季鱼类种类名录见附表 17 和附表 18。

b. 优势种

春季鱼类的优势种为鲢；秋季鱼类的优势种为六丝矛尾虾虎鱼和矛尾虾虎鱼。

c. 渔获率

春、秋季调查各调查站位的鱼类渔获率见表 5.6-2。

春季鱼类总重量渔获率为 155.39kg/h，平均重量渔获率为 6.76kg/h，最小重量渔获率为 0.31kg/h，最大为 38.49kg/h；总数量渔获率为 19614 尾/h，尾数平均渔获率为 853 尾/h，最小尾数渔获率为 34 尾/h，最大为 10600 尾/h。

秋季鱼类总重量渔获率为 307.28kg/h，平均重量渔获率为 25.61kg/h，最小重量渔获率为 4.47kg/h，最大为 75.79kg/h；总数量渔获率为 63864 尾/h，尾数平均渔获率为 5322 尾/h，最小尾数渔获率 320 尾/h，最大为 17867 尾/h。

表 5.6-2 春、秋季调查海域鱼类渔获率

春季			秋季		
站号	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站号	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
37	498	6.77	1	6410	42.84
38	222	6.79	2	2791	75.79



春季			秋季		
站号	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站号	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
39	146	1.9	3	12463	27.24
40	432	8.17	4	17867	49.89
41	102	0.99	5	7439	37.13
47	226	2.61	6	7297	19.10
48	196	2.39	7	1345	8.65
49	420	5.76	8	3203	14.20
50	548	6.4	9	3324	12.62
51	412	6.38	10	320	9.53
52	232	3.76	11	544	4.47
53	694	6.25	12	861	5.82
54	10600	15.79	合计	63864	307.28
55	228	3.46	最小值	320	4.47
65	320	2.47	最大值	17867	75.79
66	108	11.32	平均值	5322	25.61
67	34	0.31			
68	156	1.69			
69	2540	38.49			
70	322	1.88			
72	230	2.02			
73	198	2.07			
74	750	17.72			
合计	19614	155.39			
最小值	34	0.31			
最大值	10600	38.49			
平均值	853	6.76			

d. 鱼类资源密度和资源量评估

春、秋两季调查各站鱼类资源密度见表 5.6-3。

春季调查鱼类重量密度范围为 (18.13~2842.09) kg/km²，平均重量资源密度为 439.17kg/km²；成体重量资源密度范围为 (12.60~2738.85) kg/km²，平均重量资源密度为 405.39kg/km²；幼体尾数资源密度范围为 (300~19723) 尾/km²，平均尾数资源密度为 3942 尾/km²。

秋季调查鱼类重量密度范围为 (157.67~2673.37) kg/km²，平均重量资源密度为 903.35kg/km²。成体重量资源密度范围为 (133.47~2549.19) kg/km²，平均重量资源密度为 666.31kg/km²；幼体尾数资源密度范围为 (3481~194363) 尾/km²，平均尾数资源密度为 57894 尾/km²。



表 5.6-3 春、秋季鱼类资源量

春季				秋季			
站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼鱼资源密度 (尾/km ²)	站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼鱼资源密度 (尾/km ²)
37	390.40	385.90	2925	1	1511.11	1225.92	69730
38	381.01	376.29	1425	2	2673.37	2549.19	30361
39	115.72	87.93	3150	3	960.85	406.34	135576
40	391.99	389.29	900	4	1759.79	964.84	194363
41	53.81	52.31	300	5	1309.70	978.72	80924
47	160.86	146.24	1575	6	673.72	349.06	79379
48	152.95	140.20	1425	7	305.11	245.27	14631
49	392.33	384.66	3015	8	500.88	358.37	34843
50	431.82	397.32	4312	9	445.15	297.26	36159
51	420.94	399.94	3000	10	336.16	321.92	3481
52	218.08	187.93	2250	11	157.67	133.47	5918
53	445.75	387.10	9674	12	205.29	166.98	9366
54	1176.96	1032.07	19723	最小值	157.67	133.47	3481
55	233.98	216.73	1312	最大值	2673.37	2549.19	194363
65	150.81	124.26	1912	平均值	903.35	666.31	57894
66	645.40	640.11	562				
67	18.13	12.60	652				
68	94.27	89.32	1462				
69	2842.09	2738.85	14114				
70	108.59	104.54	3150				
72	121.34	116.32	2655				
73	125.58	100.54	2407				
74	1028.17	813.54	8774				
最小值	18.13	12.60	300				
最大值	2842.09	2738.85	19723				
平均值	439.17	405.39	3942				

5.6.2.2 头足类资源

a. 种类组成

春季调查共捕获头足类 4 种，隶属 3 目 3 科；秋季调查共捕获头足类 3 种，隶属 2 目 2 科，头足类名录见表 5.6-4。

表 5.6-4 春、秋季调查头足类种名录

春季			秋季		
序号	中文名	拉丁名	序号	中文名	拉丁名
1	火枪乌贼	<i>Loligo beka</i>	1	短蛸	<i>Octopus minor</i>
2	双喙耳乌贼	<i>Sepiola birostrata</i>	2	日本枪乌贼	<i>Loliolus spp.</i>
3	短蛸	<i>Octopus minor</i>	3	长蛸	<i>Octopus fangsiao</i>



春季			秋季		
序号	中文名	拉丁名	序号	中文名	拉丁名
4	长蛸	<i>Octopus fangsiao</i>			

b. 优势种

春季调查头足类优势种为火枪乌贼；秋季调查头足类优势种为日本枪乌贼。

c. 渔获率

春、秋季调查各调查站位的头足类渔获率见表 5.6-5。

春季头足类重量渔获率范围为（0~2.4）kg/h，平均重量渔获率为 0.57kg/h；尾数渔获率范围为（0~376）尾/h，尾数平均渔获率为 91 尾/h。

秋季头足类重量渔获率范围为（24~5835）kg/h，平均重量渔获率为 861kg/h；尾数渔获率范围为（0.04~11.85）尾/h，尾数平均渔获率为 2.40 尾/h。

表 5.6-5 春秋季调查海域头足类渔获率

春季			秋季		
站号	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (尾/h)	站号	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (尾/h)
37	1.04	104	1	230	0.50
38	0.91	96	2	24	0.12
39	2.4	376	3	640	2.57
40	0	0	4	5835	11.85
41	0.28	78	5	480	3.40
47	0.396	32	6	39	0.75
48	0.13	62	7	502	2.30
49	0.488	42	8	1006	2.25
50	0.56	136	9	870	1.65
51	0.24	40	10	53	0.04
52	1.64	280	11	61	0.69
53	0.24	54	12	601	2.69
54	0.24	72	最小值	24	0.04
55	0.1	22	最大值	5835	11.85
65	0.068	16	平均值	861	2.40
66	0.016	8			
67	0.18	32			
68	0.144	24			
69	1.128	320			
70	0.838	58			
72	0.8	112			
73	0.62	122			
74	0.6	2			
最小值	0	0			



春季			秋季		
站号	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (尾/h)	站号	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (尾/h)
最大值	2.4	376			
平均值	0.57	91			

d. 头足类资源密度和资源量评估

春、秋两季调查各站头足类资源密度见表 5.6-6。

春季调查头足类重量密度范围为 (0~179.99) kg/km²，平均重量资源密度为 42.58kg/km²。成体平均重量资源密度 39.75kg/km²，幼体平均尾数资源密度 1291 尾/km²。

秋季调查头足类重量密度范围为 (1.41~417.99) kg/km²，平均重量资源密度为 84.66kg/km²；成体平均重量资源密度 75.82kg/km²；幼体平均尾数资源密度 6013 尾/km²。

表 5.6-6 春秋季头足类资源量

春季				秋季			
站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼体资源密度 (尾/km ²)	站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼体资源密度 (尾/km ²)
37	77.99	77.99	0	1	17.64	15.28	1606
38	68.24	67.34	150	2	4.23	3.99	168
39	179.99	178.79	600	3	90.65	84.08	4470
40	0.00	0.00	0	4	417.99	358.08	40752
41	21.00	18.00	1500	5	119.93	115.00	3352
47	29.70	29.70	0	6	26.46	26.05	272
48	9.75	9.00	300	7	81.13	75.97	3506
49	36.60	36.00	600	8	79.37	69.04	7026
50	42.00	24.00	6000	9	58.20	49.27	6076
51	18.00	16.80	600	10	1.41	0.87	370
52	122.99	110.99	6000	11	24.34	23.71	426
53	18.00	17.10	900	12	94.89	88.72	4197
54	18.00	12.00	3000	最小值	1.41	0.87	168
55	7.50	6.15	450	最大值	417.99	358.08	40752
65	5.10	5.10	0	平均值	84.66	75.82	6013
66	1.20	0.30	450				
67	13.50	13.50	0				
68	10.80	9.60	600				
69	84.59	71.99	7199				
70	62.84	62.84	0				
72	60.00	58.20	600				



春季				秋季			
站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼体资源密度 (尾/km ²)	站号	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼体资源密度 (尾/km ²)
73	46.50	45.60	750				
74	45.00	45.00	0				
最小值	0.00	0.00	0				
最大值	179.99	178.79	7199				
平均值	42.58	39.75	1291				

5.6.2.3 甲壳类资源

a. 种类组成

春季调查共捕获甲壳类 19 种；秋季调查共捕获甲壳类 20 种。甲壳类名录见附表 19 和附表 20。

b. 优势种

春季调查甲壳类优势种为口虾蛄、日本褐虾、葛氏长臂虾和日本鼓虾。

秋季调查甲壳类优势种为口虾蛄、鹰爪虾和日本鼓虾。

c. 渔获率

春、秋季调查各调查站位的甲壳类渔获率见表 5.6-7。

春季虾类重量渔获率变化范围为 (0.03~8.96) kg/h，平均为 1.09kg/h；尾数渔获率变化范围为 (4~896) 尾/h，平均 185 尾/h。蟹类重量渔获率变化范围为 (0~3.04) kg/h，平均为 0.31kg/h；尾数渔获率变化范围为 (0~156) 尾/h，平均 25 尾/h。

秋季虾类重量渔获率变化范围为 (0.07~39.97) kg/h，平均为 11.65kg/h；尾数渔获率变化范围为 (2~11443) 尾/h，平均 3076 尾/h。蟹类重量渔获率变化范围为 (0.55~9.32) kg/h，平均为 4.59kg/h；尾数渔获率变化范围为 (18~1135) 尾/h，平均 201 尾/h。

表 5.6-7 春、秋季调查海域甲壳类渔获率

春季					秋季				
站号	尾数渔获率 (尾/h)		重量渔获率 (kg/h)		站号	尾数渔获率 (尾/h)		重量渔获率 (kg/h)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类		虾类	蟹类	虾类	蟹类
37	108	34	0.40	3.04	1	4551	71	13.25	1.94
38	148	16	0.47	0.25	2	1912	66	6.30	2.04
39	312	156	0.46	0.66	3	2413	1135	14.78	9.32



春季					秋季				
站号	尾数渔获率 (尾/h)		重量渔获率 (kg/h)		站号	尾数渔获率 (尾/h)		重量渔获率 (kg/h)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类		虾类	蟹类	虾类	蟹类
40	336	16	3.41	0.11	4	11443	343	18.29	6.56
41	114	4	0.28	0.02	5	2222	203	7.31	3.43
47	172	120	0.58	0.12	6	1252	51	6.68	0.55
48	50	2	1.19	0.00	7	1362	54	5.96	4.42
49	16	0	0.04	0.00	8	6263	69	39.97	6.08
50	136	16	0.71	0.12	9	5464	302	21.96	6.46
51	72	24	0.40	0.16	10	22	57	0.07	6.75
52	88	48	0.40	0.16	11	2	18	1.14	2.35
53	124	62	0.18	0.61	12	11	38	4.07	5.20
54	36	0	0.18	0.00	最小值	2	18	0.07	0.55
55	4	0	0.03	0.00	最大值	11443	1135	39.97	9.32
65	66	4	0.27	0.15	平均值	3076	201	11.65	4.59
66	144	0	1.03	0.00					
67	40	16	0.32	0.12					
68	384	0	0.49	0.00					
69	116	0	1.06	0.00					
70	544	32	3.48	0.93					
72	232	18	0.26	0.14					
73	118	12	0.47	0.64					
74	896	0	8.96	0.00					
最小值	4	0	0.03	0					
最大值	896	156	8.96	3.04					
平均值	185	25	1.09	0.31					

d. 甲壳类资源密度和资源量评估

春、秋两季调查各站甲壳类资源密度见表 5.6-8 和表 5.6-9。

春季调查虾类重量密度范围为 (1.35~403.17) kg/km²，平均重量资源密度为 49.05kg/km²；成体平均重量资源密度 43.65kg/km²；幼体平均尾数资源密度 2563 尾/km²。蟹类重量密度范围为 (0~136.70) kg/km²，平均重量资源密度为 13.95kg/km²；成体平均重量资源密度 13.50kg/km²；幼体平均尾数资源密度 223 尾/km²。

秋季调查虾类重量密度范围为 (2.47~1409.88) kg/km²，平均重量资源密度为 410.93kg/km²；成体平均重量资源密度 360.92kg/km²；幼体平均尾数资源密度 29078 尾/km²。蟹类重量密度范围为 (19.40~328.75) kg/km²，平均重量资源密



度为 $161.90\text{kg}/\text{km}^2$ ；成体平均重量资源密度 $152.12\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均尾数资源密度 $1014\text{尾}/\text{km}^2$ 。

表 5.6-8 春季甲壳类资源密度

站位	资源量 (kg/km^2)		成体资源量 (kg/km^2)		幼体资源密度 ($\text{尾}/\text{km}^2$)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类
37	18.00	136.70	16.20	136.70	1440	0
38	21.24	11.25	19.26	11.25	1080	0
39	20.52	29.88	16.56	27.72	3960	1080
40	153.35	5.04	151.91	5.04	720	0
41	12.60	0.90	11.97	0.90	90	0
47	25.92	5.58	25.92	5.22	0	180
48	53.55	0.18	53.10	0.00	90	90
49	1.80	0.00	1.08	0.00	360	0
50	32.04	5.40	25.56	5.40	1080	0
51	18.00	7.20	17.64	7.20	360	0
52	18.00	7.20	17.28	4.32	360	1080
53	7.92	27.36	6.93	26.37	990	2070
54	8.28	0.00	6.48	0.00	360	0
55	1.35	0.00	1.35	0.00	0	0
65	11.97	6.93	10.62	6.75	1170	90
66	46.26	0.00	35.82	0.00	2520	0
67	14.22	5.22	13.32	2.88	720	360
68	21.96	0.00	18.36	0.00	3600	0
69	47.88	0.00	44.46	0.00	1710	0
70	156.59	41.76	154.43	41.76	10799	0
72	11.52	6.12	1.44	6.12	10079	0
73	21.06	28.89	19.53	27.54	3060	180
74	403.17	0.00	331.18	0.00	14399	0
最小值	1.35	0.00	1.08	0.00	0	0
最大值	403.17	136.70	331.18	136.70	14399	2070
平均值	49.05	13.95	43.65	13.50	2563	223

表 5.6-9 秋季甲壳类资源密度

站位	资源量 (kg/km^2)		成体资源量 (kg/km^2)		幼体资源密度 ($\text{尾}/\text{km}^2$)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类
1	467.37	68.43	393.37	64.97	43022	358
2	222.22	71.96	191.13	68.75	18075	333
3	521.34	328.75	482.11	273.50	22811	5725
4	645.15	231.39	459.09	214.70	108174	1730



站 位	资源量 (kg/km ²)		成体资源量 (kg/km ²)		幼体资源密度 (尾/km ²)	
5	257.85	120.99	221.72	111.11	21005	1024
6	235.63	19.40	215.27	16.92	11835	257
7	210.23	155.91	188.08	153.28	12875	272
8	1409.88	214.46	1308.04	211.10	59206	348
9	774.60	227.87	685.76	213.17	51653	1523
10	2.47	238.10	2.11	235.32	208	288
11	40.21	82.89	40.18	82.02	19	91
12	143.56	183.42	143.38	181.57	104	192
最小值	2.47	19.40	2.11	16.92	19	91
最大值	1409.88	328.75	1308.04	273.50	108174	5725
平均值	410.93	161.90	360.92	152.12	29078	1014

5.6.2.4 鱼卵、仔鱼

e. 种类组成

春季调查采用水平拖网和垂直拖网两种方法，共出现了鱼卵仔鱼 12 种，鱼卵包括斑鰾、鰾、赤鼻棱鰾、长蛇鲻、油鲳、多鳞鳕、小黄鱼、小带鱼、蓝点马鲛等 9 种；仔稚鱼包括斑鰾、鲛、日本下鱈鱼、鲷和蓝点马鲛等 5 种，见表 5.6-10。

表 5.6-10 春季调查海区鱼卵、仔鱼种类组成

种类	拉丁种名
斑鰾	<i>Konosirus punctatus</i>
鰾	<i>Engraulis japonicus</i>
赤鼻棱鰾	<i>Thrissa kammalensis</i>
长蛇鲻	<i>Saurida elongata</i>
鲛	<i>Liza haematocheila</i>
日本下鱈鱼	<i>Hyporhamphus sajori</i>
鲷	<i>Platycephalus indicus</i>
油鲳	<i>Sphyraena pinguis</i>
多鳞鳕	<i>Sillago sihama</i>
小黄鱼	<i>Larimichthys polyactis</i>
小带鱼	<i>Eupleurogrammus muticus</i>
蓝点马鲛	<i>Scomberomorus niphonius</i>

秋季已不是产卵盛期，鱼卵和仔稚鱼无优势种。采集到鱼卵 1 种，为焦氏舌鰺，为浮性卵；仔稚鱼采集到 2 种，分别为许氏平鲉和虾虎鱼科，见表 5.6-11。

表 5.6-11 秋季调查海区鱼卵、仔鱼种类组成

种类	拉丁种名
焦氏舌鰺	<i>Cynoglossus joyneri</i>



种类	拉文种名
许氏平鲉	<i>Sebastes schlegelii</i>
虾虎鱼科	<i>Gobiidae</i>

f. 数量分布

春季调查的 23 个站位,垂直拖网有 20 个站采集到鱼卵,出现频率为 86.96%。鱼卵密度范围为 (0~2.974) 粒/m³,平均值为 0.416 粒/m³。有 8 个站位有仔稚鱼出现,出现频率为 34.78%,仔稚鱼密度范围为 (0~0.596) 尾/m³,平均值为 0.036 尾/m³。

秋季调查的 12 个站位中,有 1 个站位采集到鱼卵,出现频率为 8.3%。鱼卵密度范围为 (0~0.22) 粒/m³,平均值为 0.018 粒/m³。3 个站位采集到仔稚鱼,出现频率为 25.0%。仔稚鱼密度范围为 (0~0.21) 尾/m³,平均值为 0.046 尾/m³。见表 5.6-12。

表 5.6-12 春、秋季鱼卵仔鱼垂直拖网密度及其分布

站号	春季		秋季		
	鱼卵 (粒/m ³)	仔稚鱼 (尾/m ³)	站号	鱼卵 (粒/m ³)	仔稚鱼 (尾/m ³)
37	0.113	0.016	1	0.00	0.00
38	0.000	0.000	2	0.00	0.00
39	0.019	0.000	3	0.00	0.18
40	0.159	0.000	4	0.00	0.00
41	1.866	0.000	5	0.00	0.00
47	1.555	0.000	6	0.00	0.00
48	2.974	0.000	7	0.22	0.00
49	0.006	0.000	8	0.00	0.00
50	0.159	0.010	9	0.00	0.00
51	0.518	0.013	10	0.00	0.00
52	0.855	0.000	11	0.00	0.16
53	0.492	0.596	12	0.00	0.21
54	0.016	0.000	最小值	0.00	0.00
55	0.492	0.052	最大值	0.22	0.21
65	0.201	0.000	平均值	0.018	0.046
66	0.045	0.000			
67	0.010	0.062			
68	0.000	0.000			
69	0.055	0.000			
70	0.016	0.075			
72	0.006	0.000			
73	0.010	0.006			
74	0.000	0.000			
最小值	0	0			
最大值	2.974	0.596			
平均值	0.416	0.036			



5.6.2.5 总资源评估

春季调查共捕获游泳动物 59 种，其中鱼类 36 种，头足类 4 种，甲壳类 19 种。

春季游泳动物总资源量范围为（51.07~2974.56） kg/km^2 ，平均资源量为 $544.92\text{kg}/\text{km}^2$ ，成体资源量范围为（42.3~2855.3） kg/km^2 ，成体平均资源量为 $502.42\text{kg}/\text{km}^2$ ，幼体资源密度范围为（1620~23173）尾/ km^2 ，幼体平均资源密度为 8020 尾/ km^2 ，具体见表 5.6-13。

表 5.6-13 春季各站位游泳动物资源状况

站位	资源量 (kg/km^2)	成体资源量 (kg/km^2)	幼体资源密度 (尾/ km^2)
37	623.09	616.79	4365
38	481.74	474.14	2655
39	346.11	311	8790
40	550.38	546.24	1620
41	88.31	83.18	1890
47	222.06	207.08	1755
48	216.43	202.3	1905
49	430.73	421.74	3975
50	511.26	452.28	11392
51	464.14	441.58	3960
52	366.27	320.52	9690
53	499.03	437.5	13634
54	1203.24	1050.55	23083
55	242.83	224.23	1762
65	174.81	146.73	3172
66	692.86	676.23	3532
67	51.07	42.3	1732
68	127.03	117.28	5662
69	2974.56	2855.3	23023
70	369.78	363.57	13949
72	198.98	182.08	13334
73	222.03	193.21	6397
74	1476.34	1189.72	23173
最小值	51.07	42.3	1620
最大值	2974.56	2855.3	23173
平均值	544.92	502.42	8020

秋季调查共捕获游泳动物 59 种，其中鱼类 36 种，头足类 3 种，甲壳类 20 种。

秋季游泳动物总资源量范围为（305.11~3054.32） kg/km^2 ，平均资源量为



1560.84kg/km²，成体资源量范围为（279.38~2813.06）kg/km²，成体平均资源量为 1255.17 kg/km²，幼体资源密度范围为（4347~345019）尾/km²，幼体平均资源密度为 93999 尾/km²，具体见表 5.6-14。

表 5.6-14 秋季各站位游泳动物资源状况

站位	资源量 (kg/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	幼体资源密度 (尾/km ²)
1	2064.55	1699.54	114716
2	2971.78	2813.06	48937
3	1901.59	1246.03	168582
4	3054.32	1996.71	345019
5	1808.47	1426.55	106305
6	955.21	607.30	91743
7	752.38	662.60	31284
8	2204.59	1946.55	101423
9	1505.82	1245.46	95411
10	578.14	560.22	4347
11	305.11	279.38	6454
12	627.16	580.65	13859
最小值	305.11	279.38	4347
最大值	3054.32	2813.06	345019
平均值	1560.84	1255.17	93999



6 环境影响回顾性分析

本次垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程将依托垦利 3-2 油田群、垦利 10-1 油田和垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目现有工程设施和渤中、垦利岸电工程设施进行开发，涉及平台包括 KL3-2 CEPA 平台、KL10-1 EPP 平台、KL10-1 CEP 平台、KL10-1 WHPB 平台和 KL6-1 PAP 平台，详见表 6-1。

本项目新建 1 座热采井口平台 KL9-6WHPA，租用 1 座自升式移动注热平台 MSIU，两平台栈桥连接；新建 1 座中心平台 KL9-1CEPA。KL9-6WHPA 平台各热采井物流进行放喷、计量及油气水三相分离后，分离出的伴生气在注热期间通过栈桥去往 MSIU 平台燃料气系统处理后用作锅炉燃料，非注热期间通过压缩机增压后外输；分离出的生产水经旋流除砂后，通过外输掺水泵打入外输海管；分离出的含水原油通过海管外输至 KL9-1 CEPA 平台作进一步处理，与 KL9-1 CEPA 平台的物流一起处理为合格原油后通过新铺海管输送至 KL3-2 CEPA 平台，然后输送至东营原油终端。KL9-1CEPA 平台分离出的伴生气主要作为燃料气使用；分离出的含油生产水经生产水和注水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。电力依托渤中、垦利岸电工程；通过新铺 2 条海缆由 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力。同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，与岸电组网运行。

为了更加客观的预测和评价本项目投产后对周围海域环境可能产生的影响，本篇将主要对本项目所依托相关工程设施和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

表 6-1 本项目依托和涉及设施

设施名称	依托情况	功能概述	是否需要改造
KL3-2CEPA 中心处理平台	KL3-2CEPA 平台负责接收新建平台处理合格的原油并输送至东营原油终端	新建 KL9-6 WHPA 平台和 KL9-1 CEPA 平台处理合格的原油将送至 KL3-2 CEPA 平台，经由 KL3-2 CEPA 平台送至东营原油终端。	是



设施名称	依托情况	功能概述	是否需要改造
KL6-1PAP、KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台	本项目通过 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力。	KL6-1PAP、KL10-1WHPB、KL10-1CEP 和 KL10-1EPP 平台之间两两栈桥相连；电力通过 KL10-1 EPP、KL10-1 CEP、KL10-1 WHPB 和 KL6-1 PAP 之间的栈桥和新铺的 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 的海底电缆和 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6 WHPA 平台 11.3km 的海底电缆为新建平台供电。	否
东营原油终端	本项目处理后的合格原油经东营原油终端储存、外输。	合格原油将输送至东营原油终端进行储存和外输。	否

6.1 现有工程回顾

6.1.1 垦利 3-2 油田群

垦利 3-2 油田群开发工程包括垦利 3-2 油田、渤中 29-4 油田南区、渤中 34-6/7 油田和渤中 35-2 油田五个油田的联合开发建设。海上工程设施包括 2 座中心平台（分别为 BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA）、5 座井口平台（分别为 BZ29-4 WHPC、BZ35-2 WHPA、BZ35-2 WHPB、BZ34-6/7 WHPA、KL3-2 WHPA）、9 条海底管道（总长度约 169.9km）、4 条海底电缆（总长度约 52km）。陆上附属工程设施包括 1 座东营原油终端、1 条 14.6km 的陆上进站输油管道和 1 条 1km 的东营原油终端至中海油炼化库区的出站输油管道。垦利 3-2 油田群于 2015 年投产。

本项目涉及的 KL3-2 CEPA 平台是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，平台共有 5 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 90 人生活楼，设计寿命为 25 年。

KL3-2 CEPA 平台处理后的合格原油通过上岸管道输往东营原油终端。东营原油终端 2015 年投产，位于山东省东营港开发区仓储物流区内，距海上垦利 3-2 油田约 60km。东营原油终端主要处理来自海上垦利及周边油田群的稳定原油，包括垦利 3-2、渤中 34-6/7、渤中 35-2、垦利 10-1 等油田。东营原油



终端包括原油加热、脱水单元、储存单元及储运工程、公用工程和环保工程等，原油外输依托炼化库区和商储库区，终端租用总罐容为 $50 \times 10^4 \text{m}^3$ ，其中租赁炼化库区 5 座储罐，4 座 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，1 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，罐容为 $30 \times 10^4 \text{m}^3$ ；租赁商储库区 2 座 $10 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐，罐容为 $20 \times 10^4 \text{m}^3$ 。东营原油终端一期已建工程设计规模：原油处理规模为 $15152 \text{m}^3/\text{d}$ ，原油脱水系统处理规模为 $4800 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理规模为 $1500 \text{m}^3/\text{d}$ 。东营原油终端二期扩建 2025 年投产，终端二期进站管道规格同一期，终端二期扩建原油处理规模与一期相同 $15152 \text{m}^3/\text{d}$ ，终端一期和二期原油处理规模合计为 $30304 \text{m}^3/\text{d}$ 。

6.1.2 垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目

垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目包括 2 座无人标准化井口平台（KL6-1WHPH 和 KL6-1WHPI）、1 座生产辅助平台（KL6-1PAP），4 条海底管道（总长度约 23km）和 2 条海底电缆（总长度约 11.5km）。垦利 6-1 油田 10-1 北区块于 2023 年投产。

KL6-1PAP 平台与已建 KL10-1WHPB 平台、已建 KL10-1CEP 平台和 KL10-1EPP 平台两两栈桥连接，本项目电力通过 KL10-1 EPP、KL10-1 CEP、KL10-1 WHPB 和 KL6-1 PAP 之间的栈桥和新铺 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 的海底电缆和 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6 WHPA 平台 11.3km 的海底电缆为新建平台供电。KL6-1 PAP 平台为 1 座 4 腿导管架生产辅助平台，平台上主要设有生产分离器、生产水处理系统、注水设施及电气房间等。平台共分为三层甲板，分别为上层甲板、中层甲板和下层甲板。设计寿命为 30 年。

6.1.3 垦利 10-1 油田

垦利 10-1 油田开发工程主要包括 1 座中心处理平台（KL10-1 CEP）、2 座井口平台（KL10-1 WHPA 和 KL10-1 WHPB）、4 条海底管道（总长度约 70.3km）、2 条海底电缆（总长度约 31.3km）。垦利 10-1 油田于 2015 年投产。

本项目电力通过 KL10-1 EPP、KL10-1 CEP、KL10-1 WHPB 和 KL6-1 PAP 之间的栈桥和新铺 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台 22.1km 的海底电缆和 KL9-1CEPA 平台至 KL9-6 WHPA 平台 11.3km 的海底电缆为新建平台供电。因此，本项目电力供应将涉及到 KL10-1 CEP 和 KL10-1 WHPB 平台，2 座平



台具体描述见表 6.1-1。

表 6.1-1 本项目电力供应涉及平台描述

名称	主要工程设施相关描述
KL10-1 CEP 平台	8 腿有人驻守中心平台，平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板和工作甲板。平台设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 120 人生活楼。设计寿命为 25 年。
KL10-1WHPB 平台	无人驻守 8 腿井口平台，与 KL10-1CEP 平台通过栈桥连接；平台设置 88 口井（井槽数），共设上下两层甲板和工作甲板，其上设有原油测试分离等设施；设计寿命为 20 年。2020 年编制《垦利 10-1 油田 47 口调整井工程环境影响报告表》在 KL10-1 WHPB 平台布置 27 口调整井，包括 14 口生产井、13 口注水井。

6.1.4 渤中、垦利岸电应用工程

渤中、垦利岸电应用工程包括 4 座电力动力平台（分别是 BZ19-6EPP、BZ34-1 EPP、BZ35-2EPP、KL10-1EPP），分别与 BZ19-6CEPA、BZ34-1CEPA、KL6-1CEP、KL10-1CEP 栈桥连接，以及相应的电缆。

本项目通过 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力。KL10-1 EPP 平台为 4 腿导管架电力动力平台，设有 110kV、35kV、0.4kV 和 0.23kV 四个电压等级，建设工作甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板。该平台 2025 年 2 月投产，设计年限为 30 年。

6.2 相关环评批复及落实情况

6.2.1 环评批复及竣工验收情况

本项目依托工程开发建设均按照相关法律法规的要求编制了环评报告，并在进行开发方案设计时，根据国家相关法律法规要求设计了相应的环保设施。本项目依托工程环评批复和验收批复情况见表 6.2-1（相关批复文件见附件 6 和附件 7）。

表 6.2-1 依托工程的环评批复及竣工验收情况

报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》	2 座中心平台（BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA）、5 座井口平台（BZ29-4WHPC、BZ35-2WHPA、BZ35-2	KL3-2CEPA 平台和东营原油终端	2013 年 5 月 9 日获得国家海洋局批复（国海环字〔2013〕268 号）	2015 年 2 月海上工程和陆上工程取得环境保护设施竣工验收批复（国海环字〔2015〕65 号）；



报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
	WHPB、BZ34-6/7WHPA 和 KL3-2WHPA)、1 座东营原油终端、8 条海底管道、4 条海底电缆、2 条陆上输油管道			2018 年 11 月东营原油终端生产水处理系统通过竣工环境保护验收（环验〔2018〕9 号）。
《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》	1 座中心平台（KL10-1CEP）、2 座井口平台（KL10-1WHPA 和 KL10-1WHPB）、4 条海底管道、2 条海底电缆，并对 KL3-2CEPA 和 BZ35-2CEPA 平台进行部分改造	KL10-1CEP 平台和 KL10-1WHPB 平台	2014 年 3 月 17 日获得国家海洋局批复（国海环字〔2014〕111 号）	2015 年 12 月取得环境保护设施竣工验收批复（国海环字〔2015〕624 号）
《垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书》	2 座井口平台（KL6-1WHPH 和 KL6-1WHPI）、1 座生产辅助平台（KL6-1PAP）、4 条海底管道、2 条海底电缆，并对 KL10-1WHPB 和 K10-1CEP 平台进行部分改造	KL6-1PAP 平台	2021 年 9 月 2 日获得生态环境部批复（环审〔2021〕73 号）	2023 年 6 月取得环境保护设施竣工验收合格的函（环验〔2023〕5 号）
《渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书》	新建 6 座无人标准化井口平台，1 座有人井口平台和 1 座无人井口平台，1 座中心处理平台，新建 4 座电力动力平台（BZ19-6 EPP、BZ34-1 EPP、BZ35-2 EPP、KL10-1 EPP），分别与 BZ19-6 CEPA、BZ34-1 CEPA、KL6-1 CEP、KL10-1 CEP 栈桥连接。新建 1 座陆地 220kV 变电站，5 条陆上电缆和 2 条输油管道，对现有东营原油终端进行改扩建。	KL10-1EPP 平台	2022 年 1 月 26 日获得生态环境部批复（环审〔2022〕9 号）	2025 年 2 月取得环境保护设施竣工验收合格的通知（中海油津安〔2025〕55 号）

6.2.2 环保措施落实情况

本项目现有相关油田均按要求落实了环评报告书及批复文件中的环保措施及补偿措施：钻井过程中含油钻井液和钻屑均全部运回陆地交有资质单位进行处理；生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理；海上生产设施上均设有开/



闭排系统，用于收集溢出液、设备冷却水、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水等以及带压容器、管道等排放出的带压流体等，防止排放入海；生活污水经处理达标后间断排放；船舶含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》的要求运回陆地进行处理；含油生产水经处理达到注水水质要求后回注地层，无含油生产水排放；按照工程造成的渔业资源损失核算补偿金额，设专项资金，交由当地渔业部门确定增殖放流的品种和数量，对工程建设造成的渔业资源损失进行补偿。具体情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 现有工程环评批复落实情况

批复	批复要求	落实情况
《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]268 号)	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。 (一) 海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。非正常工况下，含油生产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 15 天，KL3-2 CEPA 平台排海量不得超过 4121m ³ /d，排污混合区范围以排放口为中心 700m 半径以内海域；BZ35-2 CEPA 平台排海量不得超过 10578m ³ /d，排污混合区范围以排放口为中心 1700m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处理达标后方可排海，生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。 (二) 陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。	产生的污染物处理和排放符合国家有关规定和标准要求。海上工程产生的含油钻井液和钻屑、船舶含油污水、生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。含油生产水处理达标后回注地层，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理，生活污水处理达标后排海。 陆上工程生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量未超过有关主管部门的总量控制指标。
	严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引起的溢油事故。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，无溢流和井涌情况发生。同时，施工期间严格落实船舶溢油风险防范措施，无溢油事故发生。
	加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。	生产运行期间，建设单位加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。
	严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故	建设单位严格落实了环境风险防范对策措施，编制了溢油应急计划，



批复	批复要求	落实情况
《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字[2014]111号）	时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	并在国家海洋主管部门登记备案。
	海上施工作业应避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。	施工期间严格落实了生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。
	陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。	陆上工程施工区四周采用了简易围屏、洒水、遮盖等措施，施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取了隔声、消声和减震等措施。
	加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	建设单位在施工期加强了环境监控管理，严格落实了报告书中的监测计划，严格执行了“三同时”制度。
	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油钻屑和泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。	产生的污染物处理和排放符合国家有关规定和标准要求。含油钻井液和钻屑、船舶含油污水、生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。含油生产水处理达标后回注地层，生活污水处理达标后排海。
	严格实施钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，并设置相应的应急关断系统。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，并设置了相应的应急关断系统。
	加强生产管理，优化注采方案，避免发生地质性溢油。注水井靶点应远离风险断层；严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，避免“有注无采”状况发生。	生产运行期间，建设单位加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。
	切实落实生态保护措施，施工作业应避免主要经济鱼类的产卵季节（4-6月），并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。	施工期间严格落实了生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵季节（4-6月）。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。
	定期对海底管道进行检测和维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的管道防护措施，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害。	建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害。
	严格落实环境风险防范对策措施，本工程投产前，应制定垦利 10-1 油田的溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实了环境风险防范对策措施，投产前编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。



批复	批复要求	落实情况
《国家环境保护局关于垦利 10-1 油田 47 口调整井工程环境影响报告表的批复》（环审[2020]114 号）	采取有效措施防止项目建设与运营对军事活动产生影响，及时通报相关信息。	建设单位严格落实了该项意见。
	加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时报告国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	建设单位在施工期加强了环境监控管理，严格落实了报告书中的监测计划，严格执行了“三同时”制度。
	污染物的处理应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质单位处理。机舱含油污水运回陆地处理。生活污水处理达标后方可排海。生活垃圾和生产垃圾应分类收集运回陆地处理。	建设阶段含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理；非油层钻井液和钻屑经处理达标后排海。船舶机舱含油污水运回陆地处理。生产阶段生活污水经处理达标后排海，含油生产水处理达标后全部回注地层。生活垃圾和生产垃圾分类收集运回陆地处理。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	建设单位严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，并建立健全井控管理系统。
	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，按照规定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），并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	建设单位已制定事故风险防范措施和应急计划，并已报主管部门备案。
《国家环境保护局关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书的批复》（环审[2021]73 号）	切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，其排放时间应避开所在海域主要经济鱼类产卵盛期（4 月至 6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	切实落实了生态保护措施，合理安排了施工作业时间。
	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层不排海。	建设单位建设阶段含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理；非油层钻井液和钻屑经处理达标后排海。船舶机舱含油污水运回陆地处理。生产阶段生活污水经处理达标后排海，含油生产水处理达标后全部回注地层。生活垃圾和生产垃圾分类收集运回陆地处理。
	加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层，优化钻井轨迹设计，避免延伸至海底或接近海底的地质断层。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险导致溢油事故。	加强了海底地质断层预先识别，有针对性的开展浅层气风险防范和应对。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	建设单位严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，并建立健全井控管理系统。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	加强了注水作业管理，制定了有针对性的井控预案。



批复	批复要求	落实情况
	切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利 10-1 油田群溢油应急计划，将本项目纳入其中，并补充完善浅层气发育情况及风险防范应对措施等内容，报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）备案。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，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	建设单位已制定事故风险防范措施和应急计划，并已报主管部门备案。
《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书的批复》（环审〔2022〕9 号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层不排海。	产生的污染物处理和排放符合国家有关规定和标准要求。含油钻井液和钻屑、船舶含油污水、生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。含油生产水处理达标后回注地层，生活污水处理达标后排海。
	加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层。优化钻井轨迹设计，减少与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，确保作业安全。	在施工作业前加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层。根据勘探结果优化了钻井轨迹设计，减少与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，未发生浅层气风险。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，并设置了相应的应急关断系统。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	生产运行期间，建设单位加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	建设单位加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测、定期全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利油田群原有溢油应急计划，将本工程纳入其中，报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）备案。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，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	建设单位严格落实环境风险防范对策措施，投产前修改完善垦利油田群原有溢油应急计划，将本工程纳入其中，并报海河北海局备案。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排安排施工作业时间，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间应避开中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场和中国对虾产卵场产卵盛期（5 月—6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	施工期间严格落实了生态保护措施，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间避开了产卵盛期（5 月—6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。



6.3 环境保护设施运行情况

6.3.1 依托工程环保设施情况

本项目所依托的 KL3-2 CEPA 平台的主要环保设施及运行状况见表 6.3-1。

表 6.3-1 依托工程主要环保设施及运行情况

平台	环保设施	数量	运行情况
KL3-2CEPA 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
	含油生产水处理系统	1 套	正常
	注水系统	1 套	正常
	电解生活污水处理装置	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常

6.3.2 主要污染物处理/排放情况回顾

6.3.2.1 含油生产水处理/回注情况

本项目所依托的 KL3-2 CEPA 平台正常生产情况下含油生产水经处理达到注水水质要求后全部回注地层，无含油生产水排放。根据近两年对该平台含油生产水回注水质的监测结果（见表 6.3-2），KL3-2 CEPA 平台含油生产水回注水质中石油类含量在（4.0-6.7）mg/L 之间，均 $\leq 15\text{mg/L}$ ，石油类可稳定达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》中石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 的标准要求。

表 6.3-2 KL3-2 CEPA 平台含油生产水注采平衡

时间	生产水产生量 (m^3)	补充水源井水量 (m^3)	处理量 (m^3)	回注量 (m^3)	含油浓度月平均 监测值 (mg/L)
202301	74726	12363	87089	87089	6.7
202302	68005	10546	78551	78551	5.9
202303	76177	12867	89044	89044	6.0
202304	70717	11429	82146	82146	6.1
202305	81419	8039	89458	89458	6.4
202306	85505	4283	89788	89788	5.1
202307	80349	9086	89435	89435	5.3
202308	70166	14616	84782	84782	5.2
202309	75962	9176	85138	85138	5.4
202310	80513	7303	87816	87816	5.8
202311	70664	18423	89087	89087	5.6
202312	57378	29237	86615	86615	5.0
202401	60060	29454	89514	89514	5.3



时间	生产水产生量 (m ³)	补充水源井水量 (m ³)	处理量 (m ³)	回注量 (m ³)	含油浓度月平均 监测值 (mg/L)
202402	60671	26841	87512	87512	5.6
202403	66887	26978	93865	93865	5.6
202404	70481	17466	87947	87947	5.7
202405	75147	16931	92078	92078	5.7
202406	73838	15216	89054	89054	5.3
202407	80060	13735	93795	93795	5.4
202408	82604	11718	94322	94322	4.0
202409	79575	11432	91007	91007	5.6
202410	85008	10713	95721	95721	5.2
202411	77843	14207	92050	92050	5.3
202412	80678	12130	92808	92808	4.9
202501	82905	9347	92252	92252	5.1
202502	80644	0	80644	80644	4.9
最大值	85505	29454	95721	95721	6.7
最小值	57378	0	78551	78551	4.0
平均值	74922	13982	88905	88905	5.5

6.3.2.2 生活污水排放情况

本项目所依托的 KL3-2 CEPA 平台上设有生活污水处理装置,生活污水处理设备采用电解法。根据近两年对 KL3-2 CEPA 平台生活污水排放情况的监测结果(见表 6.3-3),生活污水处理装置出口的 COD 浓度比较稳定,经处理后 COD 含量在(15-114) mg/L 之间,均 $\leq 300\text{mg/L}$,符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准。

表 6.3-3 KL3-2 CEPA 平台生活污水监测结果

时间	COD 月平均监 测值 (mg/L)	生活污水 排放量 (m ³)	时间	COD 月平均监 测值 (mg/L)	生活污水排 放量 (m ³)
202301	23.9	181.5	202404	16.2	246
202302	56.1	331.9	202405	16.15	258.2
202303	15	328.2	202406	30	221.9
202304	114	247.2	202407	33.9	204.7
202305	92	233.3	202408	39.3	207.5
202306	88.5	239.4	202409	15.45	260.7
202307	87	358.3	202410	54.45	201.6
202308	84.3	258.7	202411	56.85	282.8
202309	15	248.9	202412	36	299.8
202310	15	221.5	202501	30	186.8
202311	15	251.7	202502	40.5	258
202312	15	232.7	最大值	114	358.3
202401	51	235.8	最小值	15	143.5



时间	COD 月平均监测值 (mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	时间	COD 月平均监测值 (mg/L)	生活污水排放量 (m ³)
202402	72.35	143.5	平均值	43	245.1
202403	15.8	231.6			

6.3.2.3 其它污染物处理/排放情况

a. 其他含油污水

KL3-2 CEPA 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，开式排放系统主要用于收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水。闭式排放系统主要收集平台上带压容器、管道等排出的带压流体。开式排放罐达到一定液位后，经过开式排放泵过滤器过滤后，由开式排放泵将收集的液体送至闭式排放罐；闭式排放罐达到一定液位时，收集的污水送至原油处理系统进行处理。根据建设单位提供资料，KL3-2 CEPA 平台开/闭排系统运行较好。自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

b. 伴生天然气

伴生气主要作为燃料气使用，同时在 KL3-2 CEPA 平台设置火炬放空系统，作为中心平台的生产安全泄压系统，用于处理正常生产过程和事故工况下设备安全泄压过程中产生的天然气及凝液。火炬放空系统由放空管汇、火炬分液罐、火炬筒及火炬头组成。经火炬分液罐分离后，天然气进入火炬燃烧，安全排放；凝液通过自流进入闭式排放罐进行回收利用。目前 KL3-2 CEPA 平台火炬放空系统运行情况良好。

c. 固体废弃物

KL3-2 CEPA 平台上设有固体废弃物收集系统，对生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

d. 船舶污染物

现有工程生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水等。船舶含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》的要求运回陆地进行处理。生活污水通过设置



在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排放入海。食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域排放。除食品废弃物外的所有生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照当地政府规定的要求进行回收利用或处置，符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

6.4 溢油事故回顾

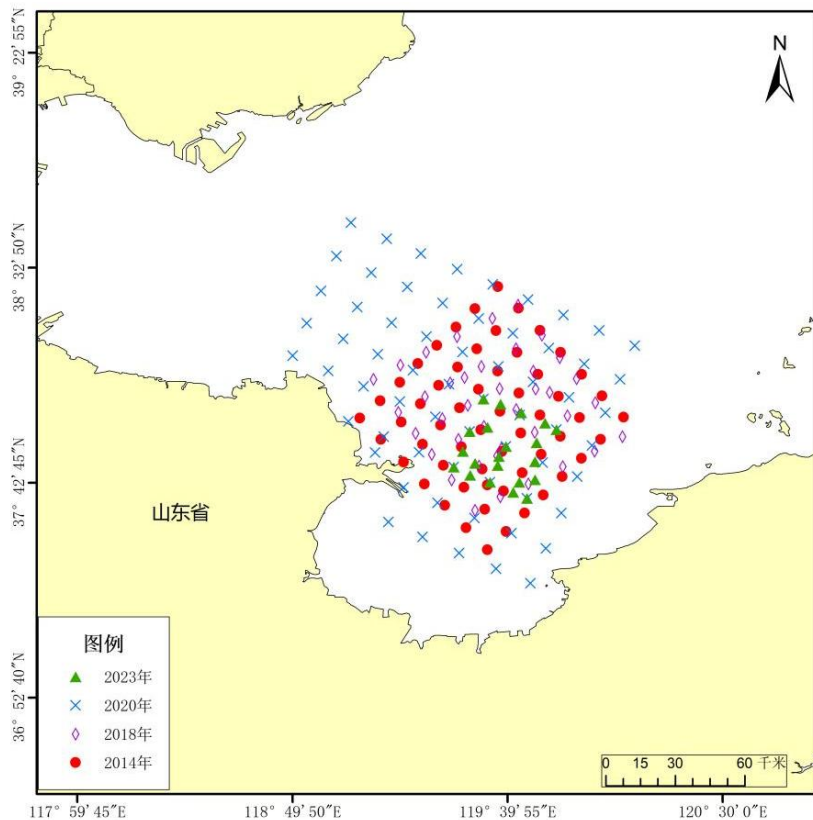
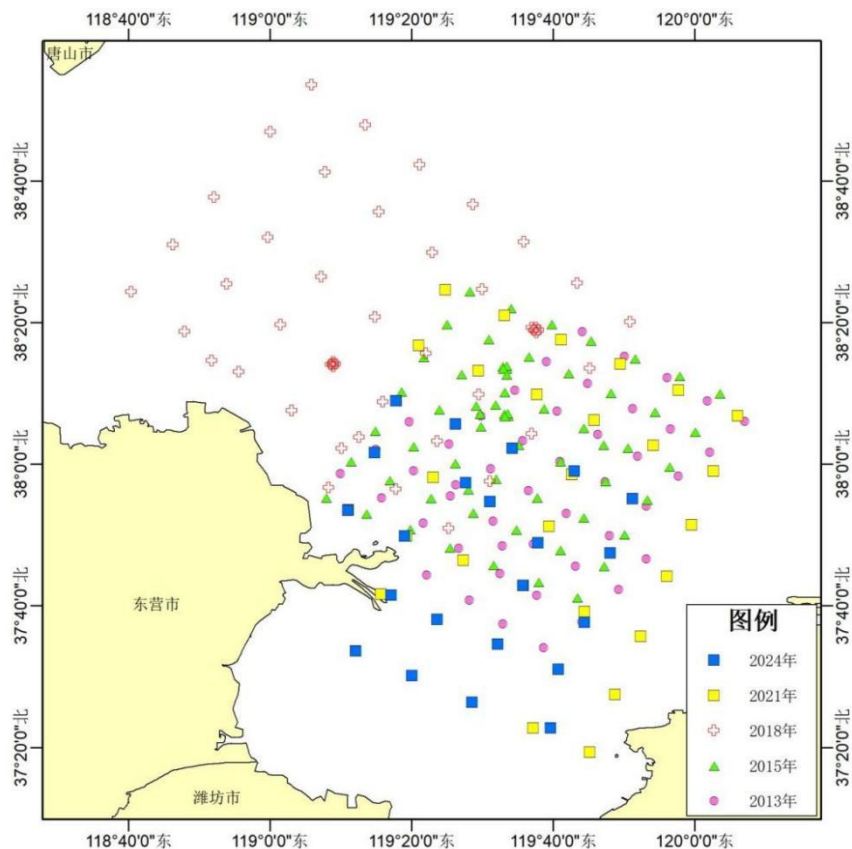
根据收集到的历史资料，垦利 3-2 油田群、垦利 6-1 油田 10-1 北区块和垦利 10-1 油田等在建设过程中及投产以来未发生过溢油事故。

6.5 海洋环境质量回顾

为了对垦利油田周边海域环境质量进行较为系统的分析，本节收集了该海域的历史环境质量资料，以对该海域进行环境质量回顾分析。

春季历史资料采用国家海洋局北海环境监测中心于 2013 年 5 月、2015 年 5 月、2018 年 5 月、2021 年 3 月和 2024 年 5 月的调查资料，历次春季调查站位见图 6.5-1；秋季历史资料采用国家海洋局北海环境监测中心于 2014 年 10 月、2018 年 11 月、2020 年 9 月和 2023 年 9 月的调查资料，历次秋季调查站位见图 6.5-2。由图可见，9 次调查均位于垦利油田附近，调查区域相近，站位重合度较好，具有可对比性，便于进行同一海域不同时期调查回顾分析。

历次调查均由北海环境监测中心按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行，其采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。因此能够通过对比分析较真实地反映垦利油田投产以后对周围海域环境的影响程度。





6.5.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质评价因子中 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 15 项作为本次回顾性分析评价因子。

历次调查评价因子所有站位采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中的一类海水水质标准进行评价。海水水质评价各次调查数据评价结果对比统计见表 6.5-1 和表 6.5-2。

由表可见，历次调查 pH 变化不大，在海水的正常变化范围内波动。溶解氧含量仅在春季调查中 2024 年 5 月、秋季调查中的 2020 年 9 月的表层和底层、以及 2023 年 9 月的底层部分样品超过第一类海水水质标准，超第一类标准样品的含量符合第二类海水水质标准；其余各次调查溶解氧含量均符合第一类海水水质标准。COD 在 2013 年 5 月调查的表、底层部分样品，以及 2021 年 3 月的表层部分样品超过第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准；其余各次调查 COD 均符合第一类海水水质标准。溶解氧及 COD 的超标与调查期间水文和水体交换情况以及中国近海季节性跃层特点相关，同时受海水中微生物生长的影响。该调查结果符合大洋海水自然变化规律。

活性磷酸盐在历次调查中超第一类海水水质标准的情况较为普遍，但均符合第二类海水水质标准。2014 年 10 月调查结果超一类最为严重，各层超一类率在 30%以上，2021 年春季调查结果显示，活性磷酸盐的超一类率下降至 20%以下，2023 年秋季和 2024 年春季各站位均符合第一类海水水质标准，调查海区活性磷酸盐状况明显好转。

无机氮在历次调查中超第一类海水水质标准的情况较为普遍，但均符合第二类海水水质标准。2015 年 5 月调查结果超标最为严重，表底层超标率均在 90%以上，其次为 2024 年 5 月调查结果，各层超标率均在 80%以上，2018~2023 年间的 5 次调查，无机氮各层超标率均有所降低，超标率在 10%~50%之间，无机氮状况有所好转。

石油类含量仅在 2014 年 10 月有个别站位超过第一类海水水质标准，这些站位的分布较为随机，未发现与油田平台作业具有相关性，且均符合第二类海水水质标准。2013 年和 2015~2024 年间的各次调查均显示石油类含量符



合第一类海水水质标准，说明 2014 年 10 月个别站位的石油类含量超出第一类海水水质标准属于个别现象。从整体来看，调查海区石油类含量较低。

调查海域海水中重金属含量波动较大。（1）铅含量 2021 年 3 月和 2023 年 9 月调查结果均满足第一类海水水质标准外，其余历次调查均存在超第一类海水水质标准的情况。其中，2013 年 5 月调查结果最为严重，表层超一类标准率约为 89.4%；其余历次调查结果的超一类标准率均有所浮动，2018 年 11 月调查结果中超一类标准率情况最少，为 15~26%，至 2021 年 3 月和 2023 年 9 月，调查海域铅含量符合第一类海水水质标准，表明该海区铅污染得到了有效缓解。（2）锌除 2018 年 11 月、2021 年 3 月和 2024 年 5 月调查结果均满足第一类海水水质标准外，其余历次调查均存在超第一类海水水质标准的情况。至 2021 年 3 月锌含量在该海区已符合第一类海水水质标准，表明锌污染得到了有效缓解。（3）汞含量秋季四次调查和 2024 年 5 月调查均符合第一类海水水质标准，其余各次调查均出现超第一类海水水质标准的现象。春季调查 2015 年 5 月调查结果最为严重，表底层超一类标准率均在 75%以上；其余各次均低于 30%。2021 年 3 月调查结果显示，仅底层海水汞含量超第一类海水水质标准，为 5.88%，2024 年 5 月调查均满足第一类海水水质标准，表明调查海区汞污染情况明显好转。（4）铜含量仅在 2020 年 9 月调查的表底层和 2024 年 5 月的表层海水中出现超第一类海水水质标准的情况，其余历次调查结果均符合第一类海水水质标准。（5）历次铅、锌、汞和铜含量超标样品均符合第二类海水水质标准。（6）砷、镉和总铬含量历次调查结果均符合第一类海水水质标准。

硫化物和挥发性酚在历次调查中平均含量均较低，所有样品的含量远低于第一类海水水质标准。

综上所述，与历史调查结果相比，活性磷酸盐、无机氮、铅、锌和汞为该海域的主要污染物，普遍存在超第一类海水水质标准的现象，但符合第二类海水水质标准，且各污染物的污染状况均有所好转，其超第一类海水水质标准的原因可能是邻近陆源污染物大量排海、大面积海水养殖、入海河流携带大量的重金属污染物进入渤海、附近海域陆源入海排污口（河）向调查海域附近海域的重金属直排以及大气湿沉降等共同作用的结果，同时也与渤海



的半封闭性有关。油田特征污染物石油类仅在 2014 年 10 月的个别站位出现超过第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准，其余历次调查结果均符合第一类海水水质标准，且保持在较低水平，说明油气田工程的开发未对海水水质产生明显影响。



表 6.5-1 历次年春季调查水质要素评价统计结果对比表（超一类标准率：%）

调查时间		2013 年 5 月		2015 年 5 月		2018 年 5 月		2021 年 3 月		2024 年 5 月	
		表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
pH	范围	0~0.46	0~0.51	0.66~0.83	0.1~0.89	0.03~0.4	0~0.29	0.62~0.98	0.62~0.89	0.77~0.89	0.77~0.89
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
DO	范围	0.25~0.53	0.25~0.54	0.9~0.93	0.75~0.93	0.01~0.99	0.12~1.09	0.04~0.56	0~0.56	0.03~1.18	0.03~0.66
	超一类标准率	0	0	0	0	0	2.17	0	0	4.0	0
COD	范围	0.26~1.21	0.14~1.14	0.04~0.56	0.08~0.7	0.38~0.8	0.22~0.96	0.35~1.06	0.35~0.96	0.3~0.71	0.34~0.62
	超一类标准率	12.8	8.5	0	0	0	0	2.5	0	0	0
活性磷酸盐	范围	0.1~0.61	0.1~0.61	0.11~1.15	0.05~0.95	0.19~2.21	0.21~2.41	0.02~1.19	0.11~1.4	0.07~0.44	0.08~0.44
	超一类标准率	0	0	5	0	17.39	28.26	7.5	14.71	0	0
无机氮	范围	0.34~1.8	0.3~1.7	0.96~2.51	0.1~2.35	0.09~1.84	0.18~1.61	0.35~2.26	0.3~2.03	0.87~3.73	0.84~2.16
	超一类标准率	76.6	57.4	98.4	96.8	28.26	23.91	47.5	17.65	92	83.3
石油类	范围	0.25~0.71	-	0.62~0.9	-	0.04~0.84	-	0.05~0.6	-	0.09~0.91	-
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
镉	范围	0.09~0.23	0.09~0.32	0.07~0.49	0.07~0.49	0.09~0.23	0.08~0.23	0~0.03	0~0.03	0.04~0.17	0.05~0.16
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
铅	范围	0.56~4.89	0.6~4.62	0.21~3.39	0.27~3.45	0.68~2.09	0~2.14	0~0.5	0~0.19	0.23~0.95	0.24~1.26
	超一类标准率	89.4	59.6	87.3	87.3	71.74	78.26	0	0	0	5.56
砷	范围	0.05~0.26	0.05~0.27	0.07~0.18	0.07~0.18	0.04~0.07	0.04~0.09	0.01~0.07	0.02~0.06	-~0.05	0.03~0.05
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
铜	范围	0.19~0.76	0.18~0.78	-~0.42	-~0.3	0.15~0.55	0.15~0.54	0.04~0.68	0.04~0.81	0.14~1.24	0.12~0.95
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	4.0	0



调查时间		2013 年 5 月		2015 年 5 月		2018 年 5 月		2021 年 3 月		2024 年 5 月	
		表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
	准率										
锌	范围	0.36~1.7	0.41~1.75	0.18~1.35	0.34~1.85	0.44~1.16	0.46~1.18	0.1~0.84	0.1~0.79	0.22~0.8	0.19~0.71
	超一类标准率	23.4	19.1	6.3	25.4	15.22	23.91	0	0	0	0
总铬	范围	0.01~0.07	0.01~0.06	0.03~0.14	0.02~0.13	0.02~0.32	0.02~0.06	0.01~0.05	0.01~0.06	0.003~0.01	0.03~0.15
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
汞	范围	0.91~1.13	0.92~1.25	0.25~3	0.35~3	0.19~1.55	0.35~1.53	0~0.93	0.1~1.58	0.24~0.99	0.28~0.89
	超一类标准率	6.4	21.3	87.3	79.4	21.74	21.74	0	5.88	0	0
挥发性酚	范围	0~0.3	0~0.3	~0.96	~0.96	0.06~0.26	0.06~0.24	0~0.22	0~0	0.01~0.01	0.01~0.01
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
硫化物	范围	0~0.02	0~0.02	~0.02	~0.02	0~0.01	0~0.01	0~0.01	0~0.01	- ~0.22	~0.01
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

注：“-”表示未检出。

表 6.5-2 历次秋季调查水质要素评价统计结果对比表（超一类标准率：%）

调查时间		2014 年 10 月		2018 年 11 月		2020 年 9 月		2023 年 9 月	
		表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
pH	范围	0~0.17	0~0.17	0.11~0.39	0.12~0.39	0~0.51	0~0.57	0.71~0.85	0.72~0.85
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
DO	范围	0~0.54	0.13~0.71	0.86~1.00	0.42~0.89	0.02~1.33	0.02~2.18	0.04~0.96	0.01~1.85
	超一类标准率	0	0	0	0	22.5	39.39	0	4.76
COD	范围	0.28~0.69	0.18~0.5	0.4~0.93	0.87~1.00	0.28~0.83	0.27~0.83	0.34~0.88	0.27~0.78
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
活性磷	范围	0.22~1.55	0.25~1.77	0.22~0.95	0.13~0.95	0.2~1.45	0.17~1.33	0.27~0.95	0.21~0.77



调查时间		2014 年 10 月		2018 年 11 月		2020 年 9 月		2023 年 9 月	
		表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
酸盐	超一类标准率	31.58	35.29	0	0	5	3.03	0	0
无机氮	范围	0.57~2.92	0.53~2.84	0.51~2.02	0.57~2.08	0.16~2	0.24~1.42	0.28~2.12	0.20~1.30
	超一类标准率	50.88	50.98	54	53	30	21.21	32.00	9.52
石油类	范围	0.09~1.22	-	0.15~0.95	-	0.02~0.64	-	0.15~0.62	-
	超一类标准率	1.75	0	0	0	0	0	0	0
铜	范围	0.12~0.5	0.12~0.52	0.25~0.38	0.25~0.38	0.01~1.46	0.08~2.02	0.10~0.73	0.09~0.44
	超一类标准率	0	0	0	0	45	48.48	0	0
铅	范围	0.51~1.93	0.51~2.01	0.80~1.10	0.82~1.10	0.05~3.92	0.07~4.04	0.20~0.83	0.15~0.84
	超一类标准率	66.67	58.82	15	26	32.5	27.27	0	0
镉	范围	0.07~0.22	0.07~0.21	0.41~0.69	0.71~0.95	0.01~0.38	0~0.46	0.05~0.16	0.05~0.22
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
铬	范围	0.02~0.06	0.02~0.06	0.06~0.09	0.41~0.69	0.01~0.55	0.01~0.14	0.01~0.03	0.01~0.03
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
锌	范围	0.42~1.14	0.44~1.15	0.70~0.93	0.06~0.09	0.02~2.38	0.04~2.21	0.62~1.04	0.65~1.01
	超一类标准率	14.04	23.53	0	0	27.5	27.27	4.00	9.52
汞	范围	0.65~1	0.66~0.99	0.23~0.83	0.30~0.97	0.02~0.34	0.02~0.31	0.18~0.96	0.07~0.94
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
砷	范围	0.06~0.09	0.06~0.09	0.09~0.18	0.08~0.17	0.03~0.16	0.04~0.17	0.06~0.11	0.06~0.10
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0
挥发性酚	范围	0.06~0.28	0.11~0.25	0.12~0.52	0.12~0.56	0~0.01	0~0.01	0.06~0.22	0.06
	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0



调查时间		2014 年 10 月		2018 年 11 月		2020 年 9 月		2023 年 9 月	
		表层	底层	表层	底层	表层	底层	表层	底层
	准率								
	范围	0~0.01	0~0.01	0.14~0.83	0.22~0.06	0.01~0.22	0.01~0.06	0	0~0.01
硫化物	超一类标准率	0	0	0	0	0	0	0	0

注：“-”表示未检出；



6.5.2 表层沉积物质量状况回顾

沉积物质量评价因子包括石油类、汞、铜、铅、镉、铬、锌、硫化物、砷和有机碳，历次春季调查数据的对比分析统计结果如表 6.5-3 所示。

历次调查结果显示，调查海域表层沉积物中硫化物、汞、砷、镉、锌、铬和石油类的含量均低于第一类海洋沉积物质量标准，仅 2018 年 5 月调查出现个别站位铜、铅含量略超第一类海洋沉积物质量标准，但均符合第二类海洋沉积物质量标准。

总体而言，调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，石油类和重金属指标未出现明显变化趋势，油气田开发活动未对调查海域沉积物产生显著影响。

表 6.5-3 历次春季调查各沉积物要素评价统计结果对比表

(按一类沉积物标准评价)

评价项目	统计值	2013 年 5 月	2015 年 5 月	2018 年 5 月	2021 年 3 月	2024 年 5 月
石油类	范围	0.01~0.27	0.11~0.18	0.01~1	0.01~0.92	0.01~0.5
	超标率(%)	0	0	0	0	0
铜	范围	0.31~0.71	0.14~0.76	0.46~1.03	0.03~0.38	0.13~0.49
	超标率(%)	0	0	8.7	0	0
铅	范围	0.14~0.3	0.1~0.51	0.15~1.5	0.09~0.55	0.11~0.44
	超标率(%)	0	0	8.7	0	0
锌	范围	0.11~0.21	0.26~0.81	0.15~0.34	0~0.23	0.13~0.41
	超标率(%)	0	0	0	0	0
镉	范围	0.1~0.48	未检出~0.84	0.18~0.52	0.02~0.33	0.0~0.10.00 6
	超标率(%)	0	0	0	0	0
铬	范围	0.15~0.34	0.04~0.24	0.18~0.49	0.04~0.26	0.17~0.32
	超标率(%)	0	0	0	0	0
汞	范围	0.16~0.49	0.34~0.49	0.02~0.33	0.06~0.28	0.001~0.00 4
	超标率(%)	0	0	0	0	0
砷	范围	0.13~0.32	0.25~0.38	0.28~0.54	0.16~0.67	0.36~0.7
	超标率(%)	0	0	0	0	0
硫化物	范围	0.02~0.14	0.2~0.56	0.02~0.14	0.01~0.16	0.03~0.21
	超标率(%)	0	0	0	0	0
有机碳	范围	0.02~0.22	0.31~0.66	0.04~0.32	0.03~0.31	0.04~0.28
	超标率(%)	0	0	0	0	0

注：表中数据均为按照第一类海洋沉积物质量标准进行评价后的结果。



6.5.3 海洋生态状况回顾

6.5.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力对比结果列于表 6.5-4。从表可见，2021 年春季调查各层次叶绿素 a 含量与历史春季调查结果相比略有升高；初级生产力 2015 年春季调查结果最高，2013 年调查结果最低，其余年份相差不大。2020 年秋季调查各层次叶绿素 a 含量和初级生产力均高于历史秋季调查结果，2023 年秋季调查叶绿素 a 含量和初级生产力处于历史较高水平。

表 6.5-4 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

调查时间			叶绿素 a (mg/m ³)		初级生产力
			表层	底层	(mg·C/(m ² ·d))
春季	2013 年 5 月	范围	0.57~8.52	0.40~14.62	62.29~1391.30
		平均值	2.18	3.36	224.52
	2015 年 5 月	范围	0.58~4.29	0.81~4.31	239.49~1110.89
		平均值	2.54	2.52	606.88
	2018 年 5 月	范围	0.96~5.22	1.03~5.26	92.44~789.61
		平均值	2.37	2.46	434.69
	2021 年 3 月	范围	1.54~11.96	3.47~13.38	59.32~1064.40
		平均值	5.43	8.04	480.93
秋季	2014 年 10 月	范围	0.32~2.54	0.51~1.74	10.79~77.53
		平均值	1.08	1.1	33.57
	2018 年 11 月	范围	0.24~6.05	0.20~5.09	22.98~231.68
		平均值	1.50	1.45	93.36
	2020 年 9 月	范围	1.88~8.01	1.82~6.24	74.09~2256.16
		平均值	4.76	4.17	982.64
	2023 年 9 月	范围	1.21~21.03	1.02~6.82	154.62~2609.20
		平均值	4.86	3.48	664.91

6.5.3.2 浮游植物

浮游植物调查结果比较见表 6.5-5。由表可见，2021 年春季调查出现的浮游植物种类数明显高于历史春季调查结果；个体数量和多样性指数也均高于历史春季调查结果。2023 年秋季调查出现的浮游植物种类数和个体数量均低于历史调查结果；多样性指数较历史调查结果相差不大，优势种类略有变化。



表 6.5-5 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间		种类数	个体数量 (10^4 个/ m^3)		多样性		优势种
			范围	平均值	范围	平均值	
春季	2013 年 5 月	40 种	0.58~281.14	25.70	0.98~2.69	1.96	具槽帕拉藻、圆筛藻、布氏双尾藻、印度翼根管藻
	2015 年 5 月	46 种	6.17~132.44	26.44	0.99~3.18	2.12	翼根管藻和夜光藻
	2018 年 5 月	30 种	0.09~16.55	3.86	0.17~2.60	1.57	夜光藻、密联角毛藻和圆筛藻
	2021 年 3 月	63 种	201.77~8520.08	2162.82	0.96~3.17	2.30	优美旭氏藻矮小变形、中肋骨条藻、海链藻、浮动弯角藻
	2024 年 5 月	44 种	14.73~2056.04	275.45	1.37~2.87	2.16	具槽帕拉藻、刚毛根管藻、布氏双尾藻、尖刺伪菱形藻、中肋骨条藻和冰河拟星杆藻
秋季	2009 年 12 月	45 种	8.03~61.08	31.05	1.55~3.08	2.30	圆筛藻、具槽直链藻、夜光藻
	2014 年 10 月	76 种	13.79~194.04	73.27	0.56~3.92	2.65	圆筛藻、梭角藻和尖刺拟菱形藻
	2018 年 11 月	55 种	8.79~98.74	41.81	1.42~3.42	2.84	柔弱伪菱形藻、一种辐环藻、丹麦细柱藻、尖刺伪菱形藻、三角角藻、夜光藻、刚毛根管藻、一种圆筛藻
	2020 年 9 月	68 种	52.08~5623.20	620.47	0.37~3.64	3.07	尖刺伪菱形藻、圆筛藻、角毛藻和三角角藻
	2023 年 9 月	48 种	1.33~226.44	15.28	1.47~3.31	2.62	格氏圆筛藻、夜光藻、尖刺伪菱形藻、中肋骨条藻和佛氏海线藻

6.5.3.3 浮游动物

浮游动物调查结果比较见表 6.5-6。由表可见，2024 年春季调查的浮游动物种类数、生物量和生物密度处于历史春季调查结果中等水平；2024 年春季多样性指数在历次春季调查结果中处于中上水平，多样性指数平均值低于 2015 年和 2021 年春季调查结果。2023 年秋季调查的浮游动物种类数和多样性指数高于 2014 年和 2018 年，低于 2020 年，生物密度和生物量均高于历史秋季调查结果，表明浮游动物群落较为稳定。

表 6.5-6 历次调查浮游动物群落主要指标比较

调查时间		种类数	生物量 (mg/m^3)		生物密度 (个/ m^3)		优势种	多样性	
			范围	均值	范围	均值		范围	均值
春季	2013 年 5 月	11 种	84.3~1047.2	388.65	7.86~2624.44	684.51	中华哲水蚤、墨氏胸刺水蚤和强壮箭虫	0.04~1.86	1.01
	2015 年 5 月	19 种	94.59~454.23	240.84	82.4~265.3	157.6	中华哲水蚤、小拟哲水蚤、强壮箭虫和短尾类溞状幼虫	1.80~2.80	2.22
	2018 年 5 月	24 种	145~2539.4	756.77	43~5234	2438.3	中华哲水蚤和腹针胸刺水蚤	0.19~2.52	1.11



调查时间	种类数	生物量 (mg/m ³)		生物密度 (个/m ³)		优势种	多样性	
		范围	均值	范围	均值		范围	均值
2021 年 3 月	28 种	4.6~871	156.58	8.47~462.67	179.86	中华哲水蚤、腹针胸刺水蚤、洪氏纺锤水蚤、强壮箭虫	0.78~2.53	1.69
2024 年 5 月	19 种	20.8~2504.3	379.1	22.96~1049.99	238.65	中华哲水蚤、腹针胸刺水蚤和强壮箭虫	0.60~2.04	1.36
秋季	2014 年 10 月	23 种	3.3~770.8	127.5	11.5~115.0	强壮箭虫、中华哲水蚤	0.78~2.36	1.80
	2018 年 11 月	27 种	13.69~208.07	54.19	4.2~95.0	强壮箭虫、河螺赢蜚、中华哲水蚤、真刺唇角水蚤、小拟哲水蚤、长鳃麦秆虫	1.98~3.72	1.43
	2020 年 9 月	41 种	27.77~757.14	200.40	15.9~2907.7	肥胖三角溞、强壮箭虫、细颈和平水母、球型侧腕水母	1.51~3.17	2.29
	2023 年 9 月	33 种	136.3~2579.2	869.3	45.08~2514.76	小拟哲水蚤、挠足类幼体、小齿海樽、强壮箭虫、异体住囊虫、双壳类幼体和近缘大眼水蚤	1.13~3.07	2.14

6.5.3.4 底栖生物

底栖生物调查结果比较见表 6.5-7。由表可见，2024 年春季调查的底栖生物种类数、生物量和生物密度较历史调查略有减少；多样性指数和丰度均低于历史水平，均匀度处于历史较高水平。2023 年秋季调查的底栖生物种类数、生物密度和生物量高于 2018 年，低于 2014 年和 2020 年；多样性指数、均匀度和丰度较历史秋季调查结果变化不大，说明底栖生物群落结构较为稳定。

表 6.5-7 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间		种类数	生物量 (g/m ²)		生物密度 (个/m ²)		多样性		均匀度		丰度	
			范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值
春季	2013 年 5 月	94 种	0.25~104.85	14.54	20~2820	686.9	1.62~4.32	3.33	0.49~1.00	0.83	0.44~3.05	1.82
	2015 年 5 月	95 种	0.24~35.88	6.55	60~1780	505	2.25~4.09	3.46	0.68~0.98	0.88	0.68~2.36	1.70
	2018 年 5 月	76 种	0.0~22.80	7.49	0~615	209.17	0.00~4.06	3.08	0.00~0.97	0.80	0.00~2.65	1.66
	2021 年 3 月	89 种	0.15~39.9	8.37	25~1345	365.42	1.66~4.15	3.34	0.58~0.97	0.84	0.58~3.19	2.02
	2024 年 5 月	49 种	0.10~3.50	1.11	20~455	173	1.00~3.25	2.53	0.63~1.00	0.88	0.50~2.05	1.45
秋季	2014 年 10 月	56 种	0~184.90	8.08	0~870	215.3	0~3.82	2.59	0.71~1	0.91	0~3.82	2.59
	2018 年 11 月	35 种	0.01~4.45	0.46	10~320	62	0.92~3.42	1.95	0.90~1.00	0.96	0.20~1.44	0.60
	2020 年 9 月	99 种	0.85~330.95	31.02	40~1255	290.48	1.78~4.18	3.33	0.44~0.97	0.84	0.68~2.87	2.01



调查时间	种类数	生物量 (g/m ²)		生物密度 (个/m ²)		多样性		均匀度		丰度	
		范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值	范围	均值
2023 年 9 月	50 种	0.05~40.40	3.18	5~140	65	1.50~3.42	2.70	0.78~1.00	0.92	0.46~1.69	1.16

6.5.3.5 生物质量

生物质量调查数据的对比分析统计结果列于表 6.5-8。对比结果显示，历次调查各因子在各类生物体内的含量存在不同程度的小幅波动，所有污染物含量均无明显的上升或下降趋势，季节变化规律不明显。

从超标状况来看，春季调查中的 2013 年 5 月鱼类中的舌鳎体内总汞含量轻微超标；2015 年 5 月甲壳类和鱼类体内的砷有超标现象；2018 年 5 月双壳类的长偏顶蛤和魁蚶体内的铅含量轻微超标，双壳类、甲壳类和鱼类体内的砷均有超标现象；2021 年 3 月双壳类的四角蛤蜊体内铅和甲壳类的鲜明鼓虾体内砷含量轻微超标；2024 年 5 月调查中各类污染物含量均满足相应的生物质量标准。秋季调查中的 2014 年 10 月调查双壳类四角蛤蜊体内的镉和石油烃含量超标，甲壳类砷轻微超标；2023 年 9 月调查个别站位双壳类四角蛤蜊体内石油烃含量超标，鱼类部分站位砷轻微超标。其它两次秋季调查中各类污染物含量均未超标，均满足相应的生物质量标准。

总体而言，调查海区各类生物体内各污染物含量总体处于较低水平，超标情况虽有出现但比例很小且多属轻微超标，调查海区底栖生物质量状况总体保持在较好水平。



表 6.5-8 历次调查生物质量标准指数对比表

调查时间		监测生物	类群	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
春季	2013 年 5 月	舌鲷	鱼类	0.3~0.32	0.24~0.24	0.13~0.15	-	0.09~0.13	/	1.43~1.53	0.47~0.51
		三疣梭子蟹	甲壳类	0.03	0.29	0.18	-	0.03	/	0.2	0.8
		口虾蛄	甲壳类	0.04~0.05	0.22~0.26	0.12~0.14	-	0.05~0.05	/	0.12~0.14	0.715~0.825
		鲮	鱼类	0.2	0.12	0.1	-	0.1	/	0.93	0.54
		鹰爪虾	甲壳类	0.06	0.33	0.16	-	0.06	/	0.17	0.725
		四角蛤	双壳类	0.11~0.12	0.38~0.43	0.32~0.37	-	0.12~0.14	/	0.11~0.13	0.7~0.8
		文蛤	双壳类	0.13	0.48	0.4	-	0.15	/	0.14	0.88
	2015 年 5 月	脉红螺	软体类	0.03~0.07	0.01~0.03	0.01~0.07	-	0.02~0.04	0.4~0.8	0.16~0.29	0.49~0.66
		长蛸	软体类	0.05~0.08	未检出~0.09	0.03~0.05	-	0.02	0.7~0.8	0.11~0.14	0.51~0.56
		口虾蛄	甲壳类	0.03~0.05	0.08~0.18	0.04~0.09	-	0.01~0.03	0.2~1.8	0.44~0.81	0.11~0.44
		三疣梭子蟹	甲壳类	0.05~0.06	未检出~0.14	0.05~0.07	-	0.01~0.02	0.8~1.8	0.25~0.61	0.31~0.51
		斑鲮	鱼类	0.11~0.16	0.08~0.09	0.24~0.34	-	0.02~0.05	0.9~1.2	0.2~0.3	0.1~0.25
		鰕虎鱼	鱼类	0.14~0.30	0.09~0.43	0.17~0.53	-	0.05~0.16	1.6~2.1	0.27~0.85	0.10~0.42
	2018 年 5 月	长偏顶蛤	双壳类	0.026	1.511	0.881	0.265	0.081	0.554	0.078	0.576
		魁蚶	双壳类	0.013	1.049	0.532	0.065	0.064	1.334	0.161	0.84
		口虾蛄	甲壳类	0.038~0.079	0.041~0.085	0.090~0.181	-	0.015~0.023	1.918~1.96	0.068~0.071	0.324~0.34
		日本鼓虾	甲壳类	0.039	0.037	0.018	-	0.01	1.38	0.049	0.237
		褐虾	甲壳类	0.053	0.123	0.022	-	0.013	1.376	-	0.188
		小头栉孔虾虎鱼	鱼类	0.007	0.075	0.009	-	0.037	1.71	0.061	0.107
		六线云尉	鱼类	0.009	0.135	0.008	-	0.025	2.007	0.035	0.038
		短吻舌鲷	鱼类	0.012	0.032	0.007	-	0.022	2.101	0.031	0.088
	2021 年 3 月	口虾蛄	甲壳类	0.054~0.082	未检出~0.325	0.234~0.351	-	0.038~0.057	0.717~0.972	0.019~0.024	0.05~0.095
		鲜明鼓虾	甲壳类	0.011~0.131	未检出~0.388	0.048~0.073	-	0.049~0.056	0.947~1.025	0.028~0.036	0.01
		四角蛤蜊	双壳类	0.028~0.042	2.827~3.378	0.318~0.384	0.888~0.940	0.162~0.168	0.530~0.834	0.058~0.086	0.505~0.561
		矛尾虾虎鱼	鱼类	0.006~0.011	未检出~0.433	未检出~0.906	-	0.109~0.156	0.637~0.999	0.014~0.021	未检出~0.251
	2024 年 5 月	口虾蛄	甲壳类	0.067~0.097	0.038~0.052	0.5~0.655	-	0.049~0.071	0.51~0.928	0.06~0.09	-
		短蛸	软体类	0.027~0.046	0.005~0.008	0.035~0.062	-	0.033~0.054	0.528~0.738	0.042~0.057	0.005~0.08
		日本枪乌贼	软体类	0.068~0.083	0.007~0.009	0.154~0.16	-	0.022~0.027	0.528~0.738	0.034~0.044	0.005~0.114
		短吻红舌鲷	鱼类	0.011~0.039	0.022~0.05	0.014~0.023	-	0.119~0.231	0.774~0.965	0.058~0.081	0.015~0.09



调查时间		监测生物	类群	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
秋季		银鲳	鱼类	0.009~0.018	0.015~0.035	0.086~0.128	-	0.242~0.463	0.674~0.987	0.038~0.085	0.154~0.403
	2014 年 10 月	四角蛤蜊	双壳类	0.016~0.022	0.75~0.96	1.13~1.57	0.18~0.27	0.17~0.26	0.49~0.791	0.04~0.08	3.25~3.82
		口虾蛄	甲壳类	0.002	0.05~0.06	0.28~0.37	-	0.02~0.04	0.868~1.242	0.02~0.03	0.645~0.68
		三疣梭子蟹	甲壳类	0.003	0.08~0.09	0.22~0.28	-	0.05	1.145~1.269	0.02	0.88~0.965
		虾虎鱼	鱼类	0.006~0.007	0.02	0.14~0.21	-	0.06~0.08	0.334~0.522	0.01~0.02	0.01
	2018 年 11 月	口虾蛄	甲壳类	0.11~0.15	0.51~0.85	0.15~0.18	-	0.09~0.11	0.570~0.988	0.53~0.68	0.005~0.945
		脉红螺	软体类	0.08~0.1	0.02~0.05	0.02~0.03	-	0.06~0.08	0.274~0.945	0.4~0.48	0.03~0.66
		日本鲷	甲壳类	0.11~0.14	0.57~0.7	0.15~0.18	-	0.09~0.1	0.807~0.905	0.49~0.68	0.05~0.54
		虾虎鱼	鱼类	0.25~0.37	0.3~0.39	0.52~0.75	-	0.38~0.56	0.726~0.988	0.34~0.45	0.03~0.57
		许氏平鲉	鱼类	0.25~0.37	0.27~0.38	0.51~0.83	-	0.39~0.54	0.581~0.991	0.35~0.51	0.04~0.76
	2020 年 9 月	口虾蛄	甲壳类	0.020~0.101	0.007~0.060	0.036~0.189	-	0.028~0.102	0.501~0.999	0.006~0.039	0.069~0.092
		鹰爪虾	甲壳类	0.001~0.002	0.348~0.421	0.001~0.002	-	0.053~0.064	0.706~0.801	0.018~0.039	0.032~0.049
		矛尾虾虎鱼	鱼类	0.044~0.221	0.015~0.096	0.047~0.301	-	0.059~0.182	0.618~0.999	0.004~0.032	0.032~0.053
		短吻红舌鲷	鱼类	0.001~0.221	0.015~0.232	0.001~0.301	-	0.059~0.182	0.606~0.924	0.003~0.032	0.032~0.198
	2023 年 9 月	口虾蛄	甲壳类	0.092~0.128	0.262~0.76	0.75~0.905	-	0.169~0.285	0.546~0.952	0.025~0.049	0.005~0.03
		四角蛤蜊	双壳类	0.144~0.152	0.763~0.952	0.68~0.685	0.456~0.484	0.186~0.199	0.692~0.928	0.152~0.18	1.447~1.5
		日本枪乌贼	软体类	0.16	0.037	0.072	-	0.059	0.449	0.035	0.148
		短吻红舌鲷	鱼类	0.018~0.019	0.342~0.510	0.00003	-	0.199~0.234	0.682~1.09	0.023~0.033	0.048~0.076
		斑尾复鰓虎鱼	鱼类	0.015~0.03	0.27~0.434	0.00003	-	0.063~0.106	0.667~0.901	0.02~0.049	0.005
		鲷	鱼类	0.019	0.655	0.00003	-	0.174	0.835	0.043	0.005
		银鲳	鱼类	0.02~0.025	0.00001	0.00003~0.042	-	0.343~0.425	0.449~1.02	0.026~0.057	0.063~0.115
		白姑鱼	鱼类	0.025	0.083	0.00003	-	0.333	0.989	0.033	0.005
		短文蛤	贝类	0.07~0.077	0.451~0.523	0.845~0.990	0.116~0.278	0.233~0.258	0.559~0.803	0.138~0.210	0.007

注：“/”代表本次未进行砷元素调查，生物质量中双壳贝类采用《海洋生物质量标准》第一类标准评价，鱼类、甲壳类、软体类（非双壳类）生物质量评价（除Cr外）参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》附录C评价。



6.6 环境影响回顾性分析结论

通过对本项目所涉及的相关依托工程设施和所处海域环境质量现状的回顾性分析，得出如下结论：

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发项目依托工程均已获得环评批复，依托现有工程均落实了环评批复文件中的各项要求。依托工程现有环保设施运行正常，含油生产水处理达到注水水质要求后全部回注地层，生活污水均能实现达标排放。根据收集到的历史资料，本项目依托工程在建设过程中及投产以来均未发生过溢油事故。

油田周边海域环境质量回顾分析结果表明，调查海域海水质量状况与历史同期相比有所好转，活性磷酸盐、无机氮、铅、锌和汞为该海域的主要污染物。油田特征污染物石油类仅在 2014 年 10 月的个别站位出现超过第一类海水水质标准，近年历次调查结果均符合第一类海水水质标准，且保持在较低水平。调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，石油类和重金属指标未出现明显变化趋势。浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构较为稳定；调查海区各类生物体内各污染物含量总体处于较低水平，超标情况虽有出现但比例很小且多属轻微超标，调查海区底栖生物质量状况总体保持在较好水平。



7 海洋生态环境影响预测与评价

根据第三篇工程分析，本项目建设期主要污染物为钻井作业产生的钻井液及钻屑，铺设海底管道/电缆搅起的悬浮物；生产期主要污染物为达标排放的生活污水和浓盐水。本篇利用数值模拟方法对上述污染物影响进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础之上，其基本方程如下。

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} &= S \\ \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial vu}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} &= fv - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \\ &\quad \frac{1}{\rho_0 h} \left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) + F_u + \frac{\partial}{\partial z} \left(\nu_t \frac{\partial u}{\partial z} \right) + u_s S \\ \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial wv}{\partial z} &= -fu - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \\ &\quad \frac{1}{\rho_0 h} \left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) + F_v + \frac{\partial}{\partial z} \left(\nu_t \frac{\partial v}{\partial z} \right) + v_s S \end{aligned}$$

式中， t 是时间； x, y 和 z 是笛卡尔坐标系； η 是水面高度； d 是静水深； $h = \eta + d$ 是总水深； u, v 和 w 是 x, y 和 z 方向上的速度分量； $f = 2\Omega \sin \phi$ 是科里奥利参数（ Ω 是旋转角速度， ϕ 是纬度）； g 是重力加速度； ρ 是水的密度； s_{xx}, s_{xy}, s_{yx} 和 s_{yy} 是辐射应力张量的分量； ν_t 是垂向湍流粘度（或涡粘）； p_a 是大气压强； ρ_0 是水的参考密度。 S 是点源的流量， u_s, v_s 是流入周围环境的水的速度大小， F_u, F_v 为水平应力项。

a. 边界条件

关于 u, v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 $z = \eta$ 处：



$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y} - w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 v_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

$z = -d$ 处:

$$u \frac{\partial d}{\partial x} + v \frac{\partial d}{\partial y} + w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 v_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

其中 (τ_{sx}, τ_{sy}) 和 (τ_{bx}, τ_{by}) 分别表示表面风应力和底部摩擦应力在 x 及 y 方向上的分量。

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

$$\zeta = \sum f_c H_c \cos[\omega_c + (V_0 + u)_c - g_c]$$

其中, H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角, 下标 C 为某个分潮, ω 为分潮频率, f 为交点因子, u 为交点订正角, V_0 是天文潮的初位相。

b. 初始条件

$$\begin{cases} h(x, y, z, 0) = d \\ u(x, y, z, 0) = 0 \\ v(x, y, z, 0) = 0 \\ w(x, y, z, 0) = 0 \end{cases}$$

其中, d 为计算开始时刻各个网格的静水深。

c. 计算海域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为整个渤海, 在计算污染物扩散时将网格加密至最小网格 30m, 以求得准确的污染物浓度分布。本项目垦利 9-1 油田平均水深 11.2m, 垦利 9-5/6 油田平均水深 9.5m, 所处海域水深较浅, 垂向混合比较充分, 因此在垂向上采用 σ 坐标将水体等分为 2 层。计算海域及网格设置如图 7.1-1 所示。

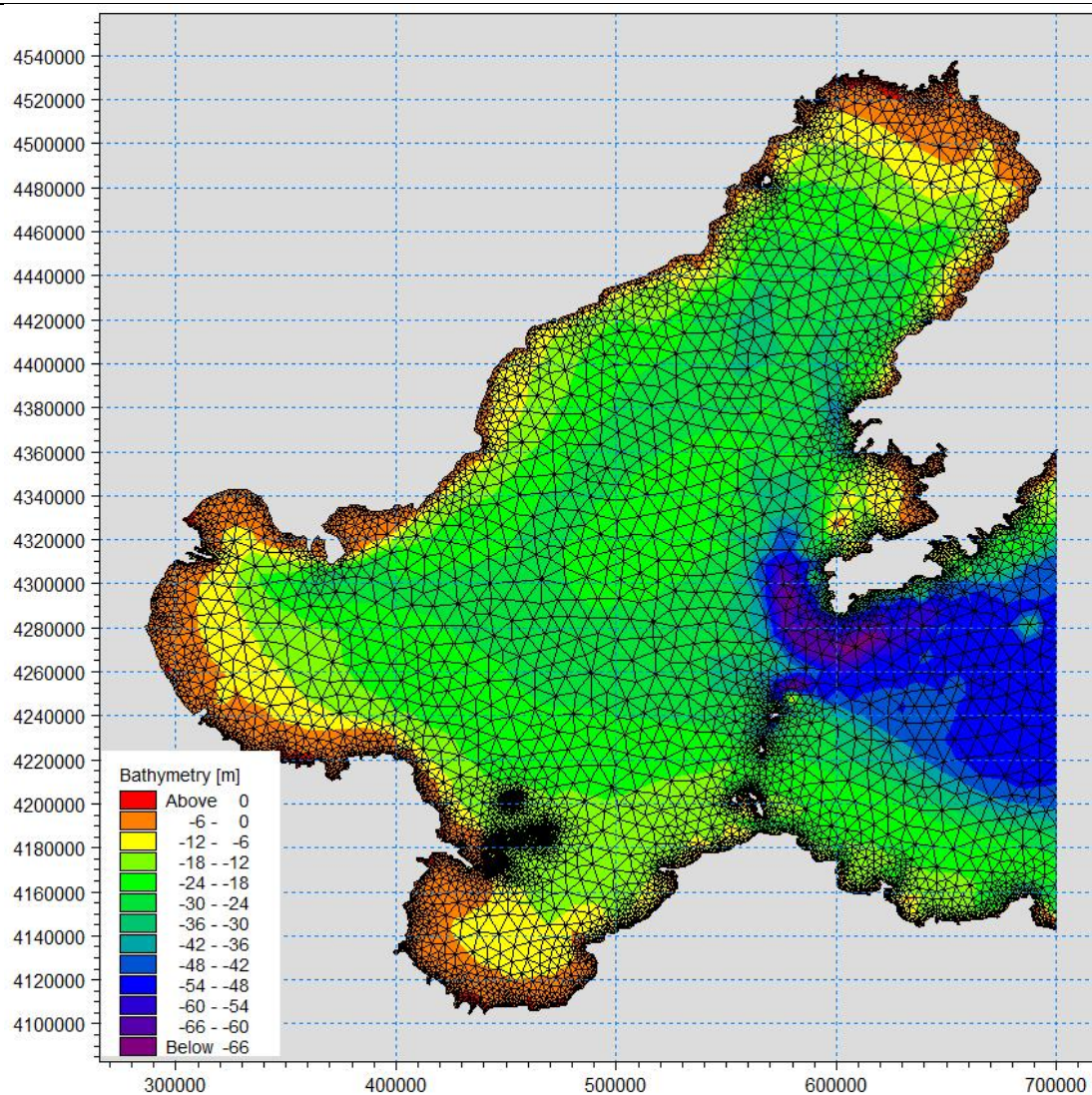


图 7.1-1 海域计算网格设置

7.1.1.2 模型验证

潮流潮位实测资料来自中海油田服务股份有限公司和青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司在工程海域观测结果，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
YC1	119°21.120′, 37°48.110′	2021.5.24	潮流、潮位
YC2	119°23.000′, 37°40.100′	2021.5.24	潮流、潮位
YC3	119°48'34.012", 37°50'38.071"	2023.11.28	潮流
YC4	119°42'05.011", 37°40'34.895"	2023.11.28	潮流
YC5	119°29'05.488", 37°52'53.139"	2021.11.21-11.22	潮流
YC6	119°22'11.230", 37°43'52.122"	2021.11.21-11.22	潮流

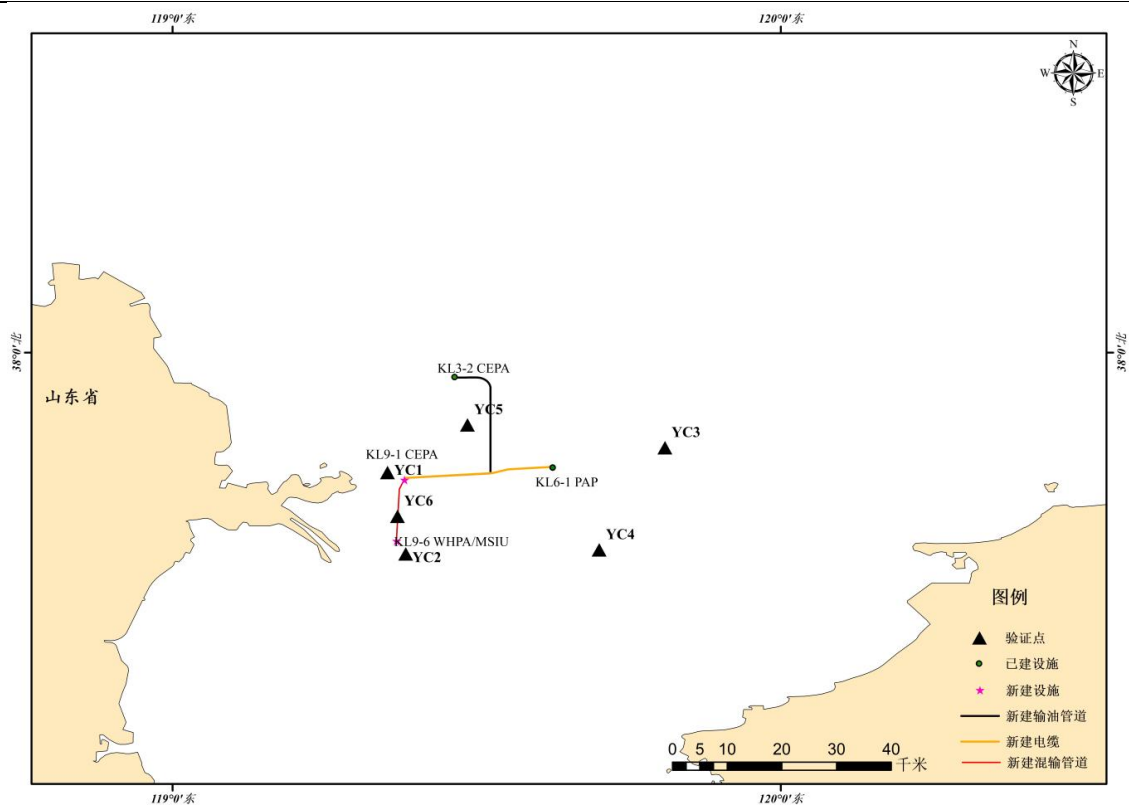
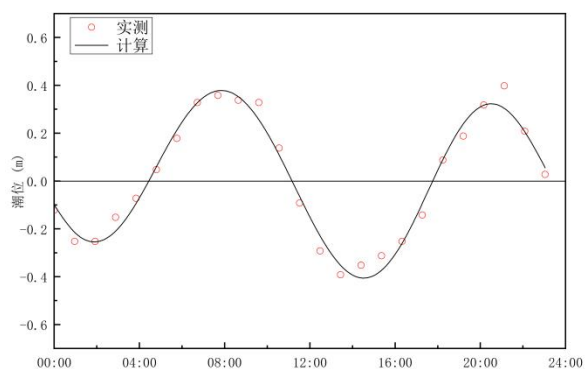
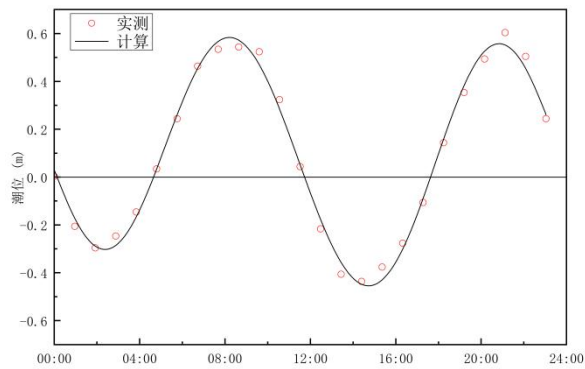


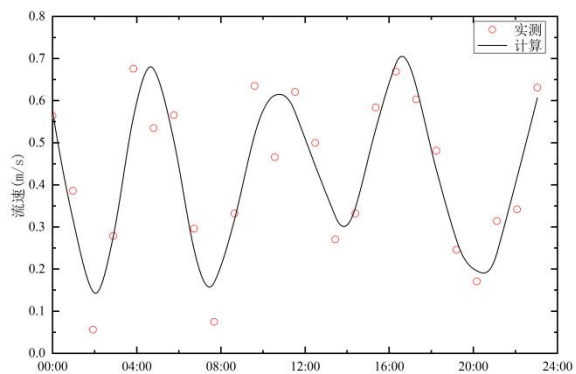
图 7.1-2 验证点地理位置



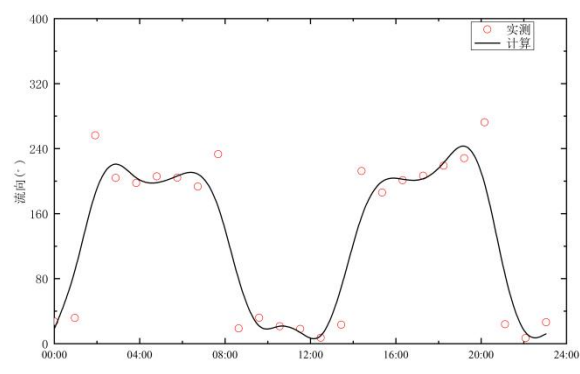
YC1 潮位验证



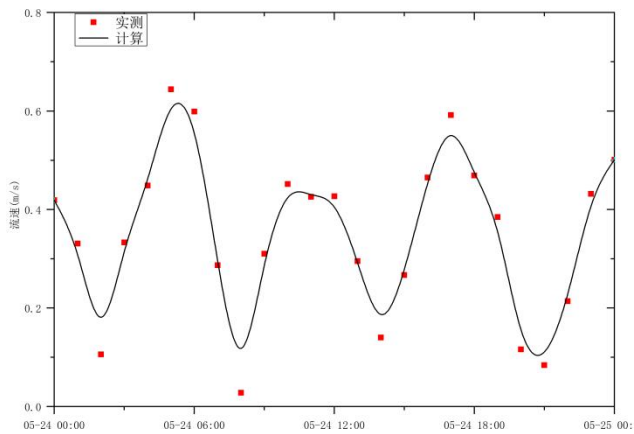
YC2 潮位验证



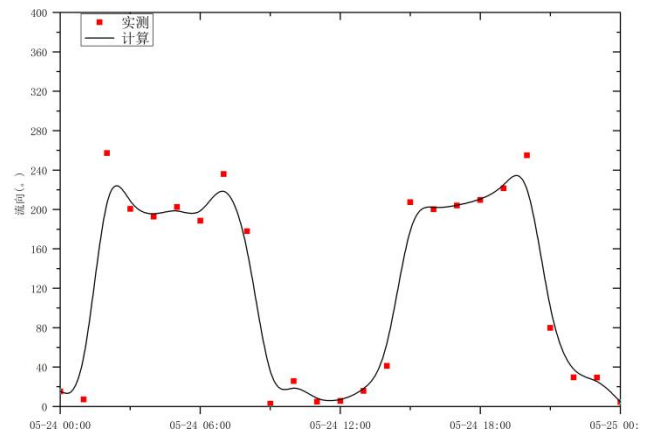
YC1 表层流速验证



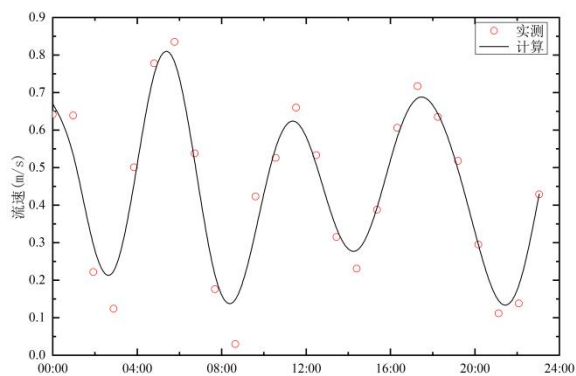
YC1 表层流向验证



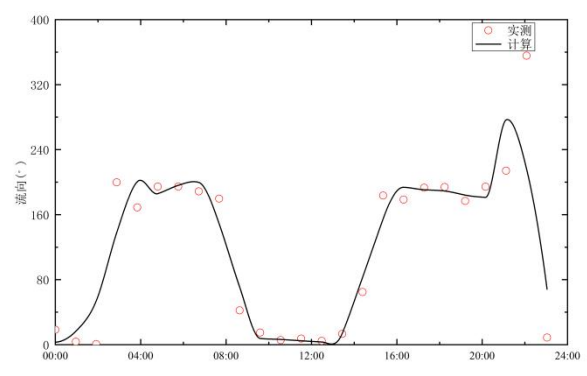
YC1 底层流速验证



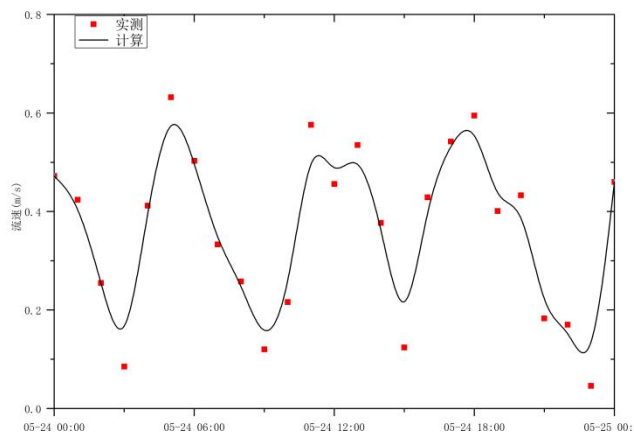
YC1 底层流向验证



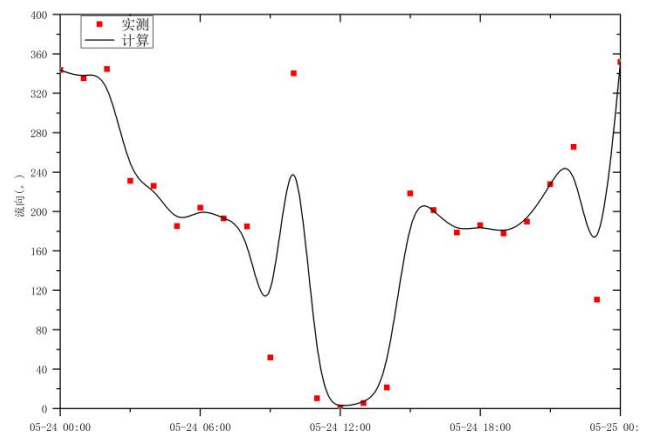
YC2 表层流速验证



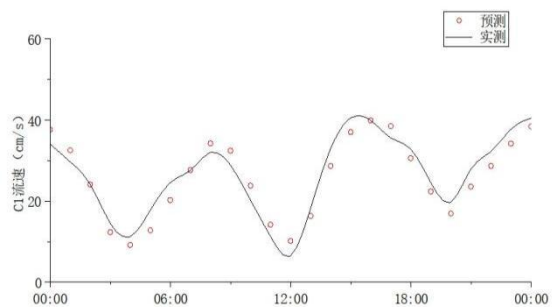
YC2 表层流向验证



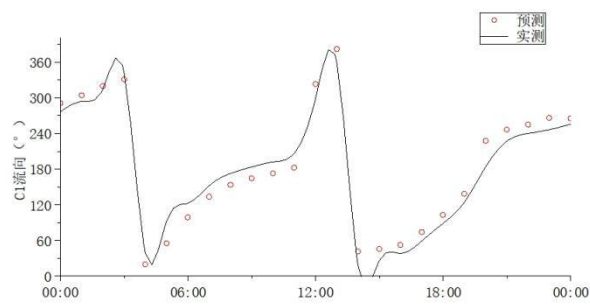
YC2 底层流速验证



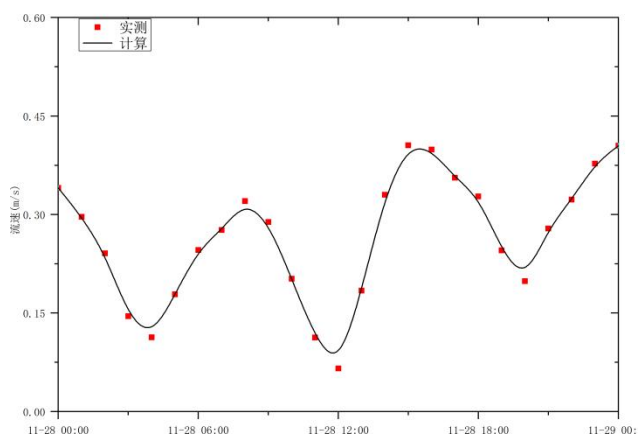
YC2 底层流向验证



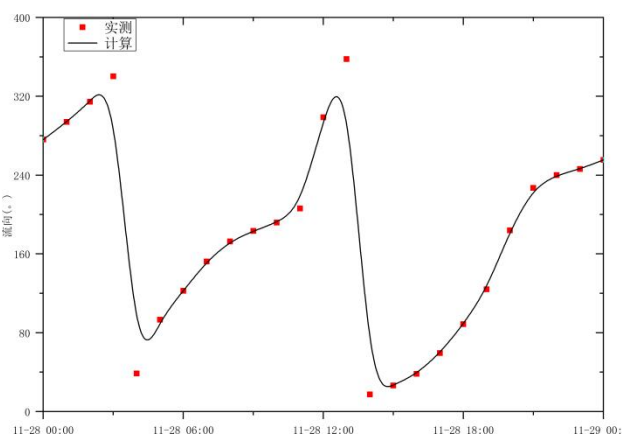
YC3 表层流速验证



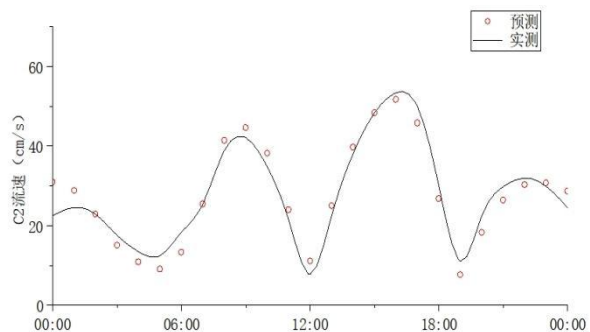
YC3 表层流向验证



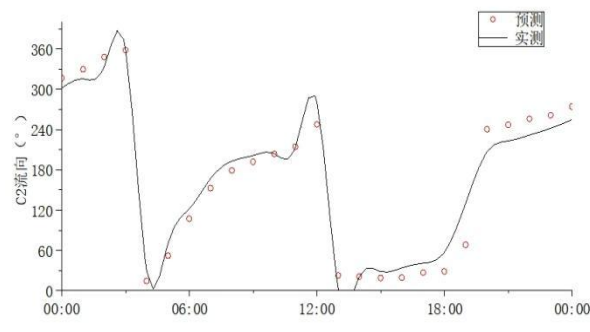
YC3 底层流速验证



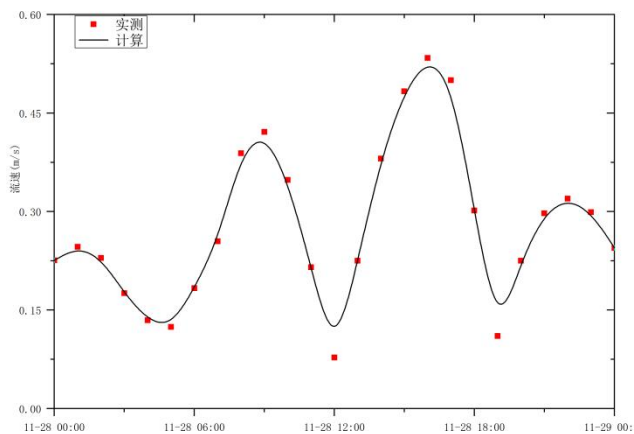
YC3 底层流向验证



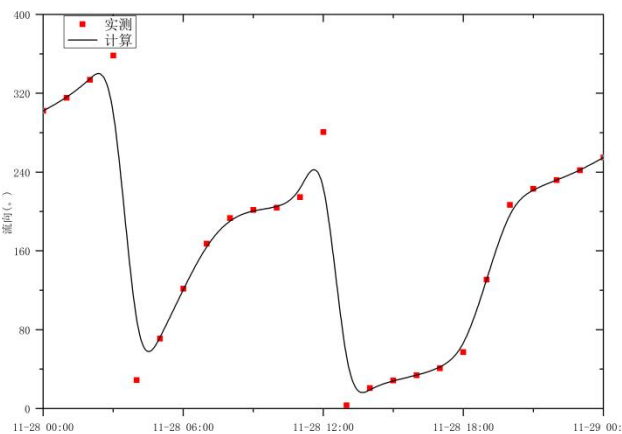
YC4 表层流速验证



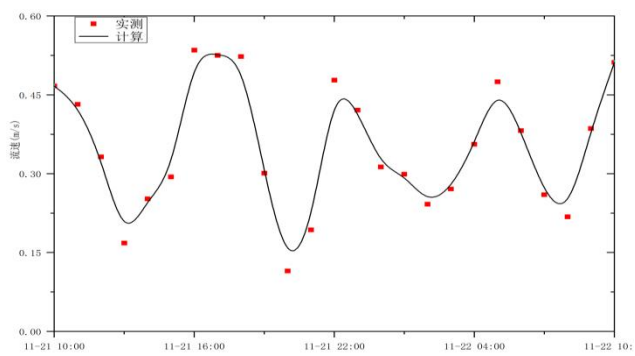
YC4 表层流向验证



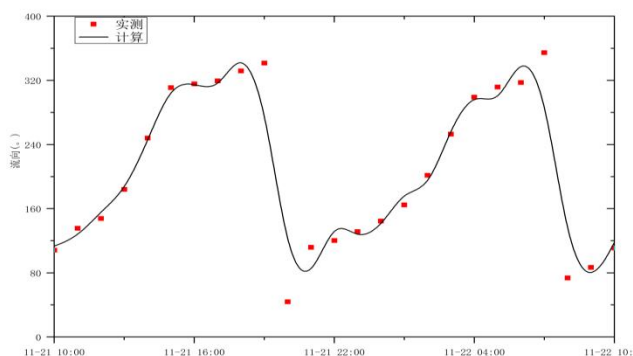
YC4 底层流速验证



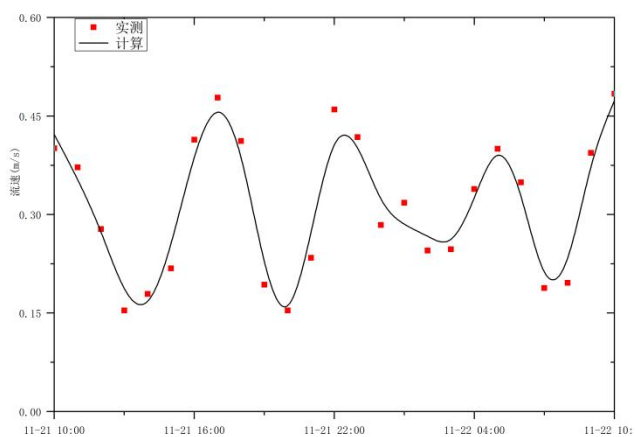
YC4 底层流向验证



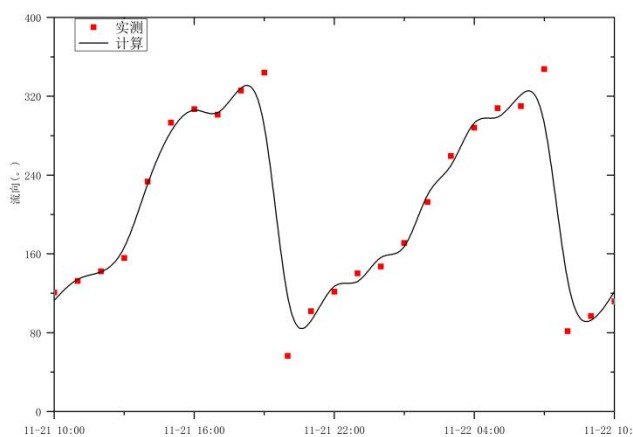
YC5 表层流速验证



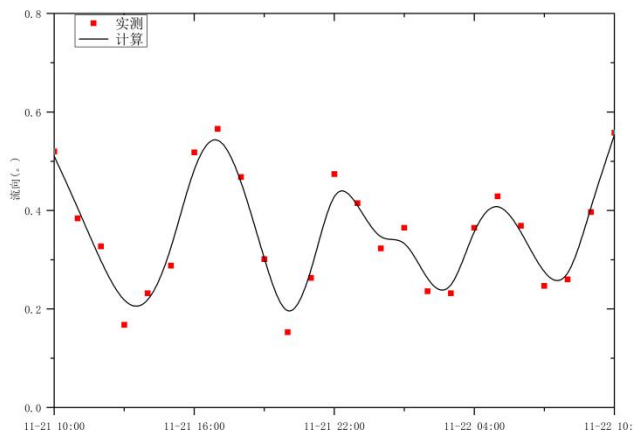
YC5 表层流向验证



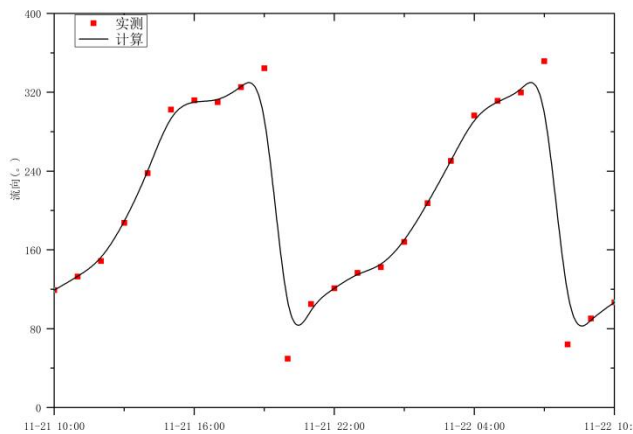
YC5 底层流速验证



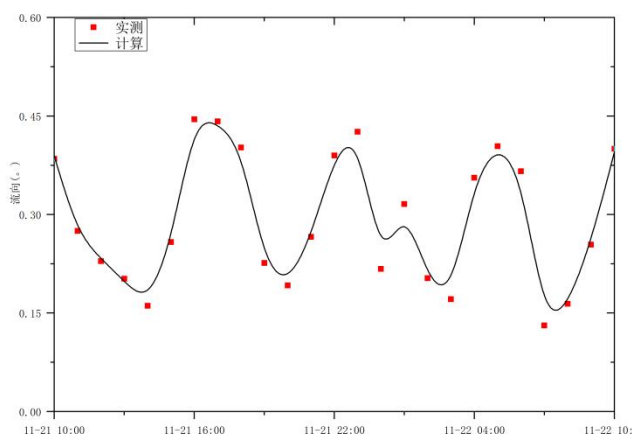
YC5 底层流向验证



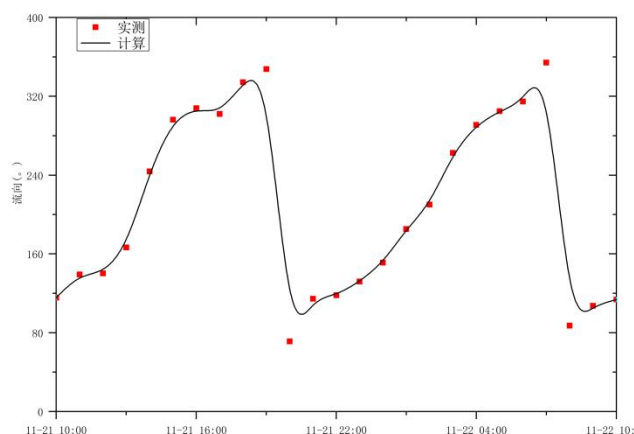
YC6 表层流速验证



YC6 表层流向验证



YC6 底层流速验证



YC6 底层流向验证

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

验证结果基本一致，平均流速偏差在 10%之内，平均流向误差在 15°之内，符合有关技术规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

泥输运模块基于水动力模块的流场计算结果，并包括沉降和再悬浮在内的泥沙输运过程。

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial (w - w_s)C}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) + QC_0 - S$$

式中， C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m^3 ； w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s ； D_h 、 D_v 分别为水平和垂向泥沙扩散系数，单位 m^2/s ，参数取值为 $0.01\text{m}^2/\text{s}$ ； Q 为泥沙输入源强流量，单位 $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$ ； C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ； S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 $\text{kg}/\text{m}^3/\text{s}$ 。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：



$$w_s = \begin{cases} \frac{(s-1)gd^2}{18\nu}, d < 100\mu m \\ \frac{10\nu}{d} \left\{ \left[1 + \frac{0.01(s-1)gd^3}{\nu^2} \right]^{0.5} - 1 \right\}, 100 < d < 1000\mu m \\ 1.1[(s-1)gd]^{0.5}, d > 1000\mu m \end{cases}$$

式中, d 为中值粒径, 单位 m ; s 为泥沙密度, 单位 kg/m^3 ; ν 为运动粘滞系数; g 为重力加速度, m/s^2 。

c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言, 床面淤积速率基于 Krone 公式计算,

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ; C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ; p_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

$$p_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}}, \quad \tau_b \leq \tau_{cd}$$

式中 τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力, 床沙临界淤积切应力取值 $0.07N/m^2$ 。

对于非粘性泥沙而言, 床沙淤积速率基于下式表达:

$$S_d = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e < \bar{c}$$

d. 床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言, 考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算, 对于固结粘性床沙有:

$$S_E = E \left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1 \right)^n, \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中, E 为侵蚀系数, 单位 $kg/m^2/s$; τ_{ce} 为床沙临界侵蚀切应力, 参数取值 $0.2N/m^2$, n 为经验常数。

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有:



$$S_E = E \exp[\alpha(\tau_b - \tau_{ce})^{0.5}] \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中, α 为经验系数, 单位 $\text{m/N}^{0.5}$

非粘性床沙侵蚀速率由下式给出:

$$S_e = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e > \bar{c}$$

e. 边界条件和初始条件

陆边界:

$$\frac{K_H}{D} \left[\frac{\partial S}{\partial n} \right] = 0$$

开边界:

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

$$\frac{\partial S}{\partial t} + V_n \frac{\partial S}{\partial n} = 0 \quad \text{出流段}$$

其中 n 为边界的法线方向, Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量, 因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据工程分析, 垦利 9-1 油田、垦利 9-5/6 油田钻井液在钻井过程中循环使用, 最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放, 最大排放量为 399 m^3 , 最大排放速率为 $35 \text{ m}^3/\text{h}$, 排放时长约为 11.4 h 。钻井液密度 $1.05 \sim 1.40 \text{ g/cm}^3$ (按 1.25 g/cm^3 计算), 钻井液固相颗粒粒径 $0.008 \text{ mm} \sim 0.062 \text{ mm}$, 中值粒径为 0.016 mm 。本项目钻井液排放情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 钻井液排放情况

平台	经度	纬度	最大排放速率 (m^3/h)
KL9-1 CEPA	$119^\circ 22' 52.755''$	$37^\circ 47' 26.808''$	35
KL9-6 WHPA	$119^\circ 22' 06.663''$	$37^\circ 41' 25.578''$	35

b. 浓度增量预测结果

KL9-1CEPA 平台钻井液最大一次性排放量为 399 m^3 , KL9-6WHPA 平台钻井液最大一次性排放量为 324 m^3 , 这里选择 KL9-1 CEPA 平台进行钻井液排放预测计算, KL9-6 WHPA 平台影响面积不会超过预测结果。



选择在大潮和小潮期间分别排放钻井液，取悬浮物浓度最大包络线作为预测结果，钻井液排放悬浮物各级浓度面积见表 7.1-3~表 7.1-4。从预测结果可以看出，悬浮物表层超标面积较大，底层超标面积较小；表层超一（二）类包络面积为 0.637km²，超三、四类面积相对较小，超一（二）类最大距离约为 0.70km，停排后恢复时间约为 10.5h。

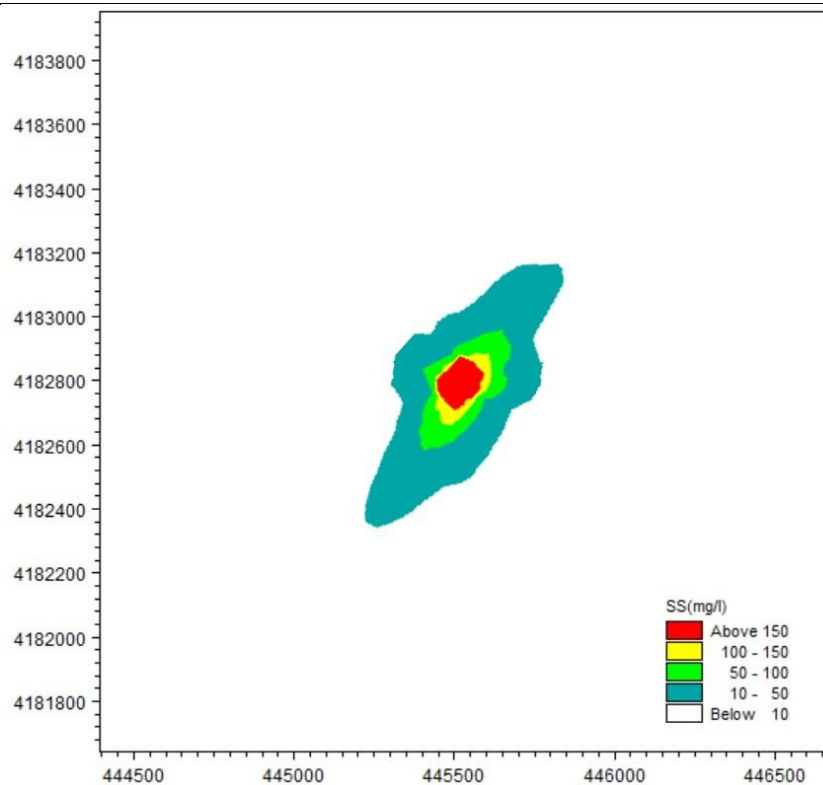
表 7.1-3 钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类 包络面积 (km ²)	超三类包络面 积 (km ²)	超四类包络面 积 (km ²)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复时间(h)
KL9-1 CEPA	表层	0.637	0.104	0.071	0.70	10.5
	底层	0.351	0.057	0.000		
KL9-6 WHPA	表层	0.637	0.104	0.071	0.70	10.5
	底层	0.351	0.057	0.000		

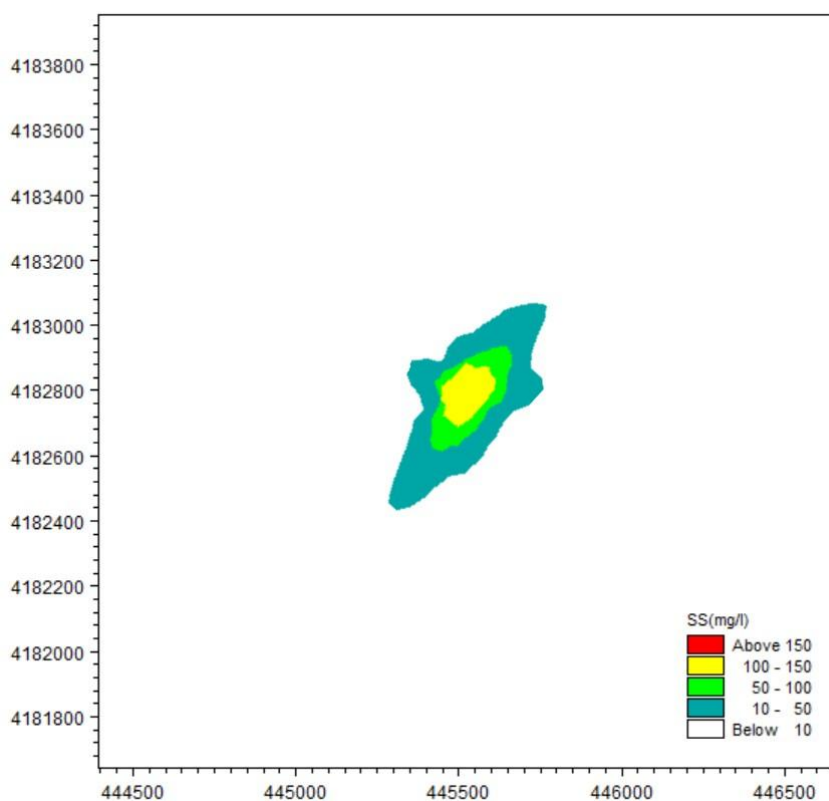
表 7.1-4 钻井液排放浓度区间面积 (km²)

平台	浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
KL9-1 CEPA	表层	0.288	0.156	0.089	0.104
	底层	0.159	0.086	0.049	0.057
	平均	0.223	0.121	0.069	0.080
KL9-6 WHPA	表层	0.288	0.156	0.089	0.104
	底层	0.159	0.086	0.049	0.057
	平均	0.223	0.121	0.069	0.080

KL9-1 CEPA 平台钻井液排放悬浮物包络线见图 7.1-4，KL9-1 CEPA 平台钻井液扩散包络线与敏感目标关系见图 7.1-5，从图 7.1-4 可见，悬浮物表层超标面积较底层要大；从图 7.1-5 可见，悬浮物超一（二）类海域距离黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区的最近距离约为 1km，不会影响到该红线区。



表层



底层

图 7.1-4 KL9-1 CEPA 平台钻井液扩散包络线

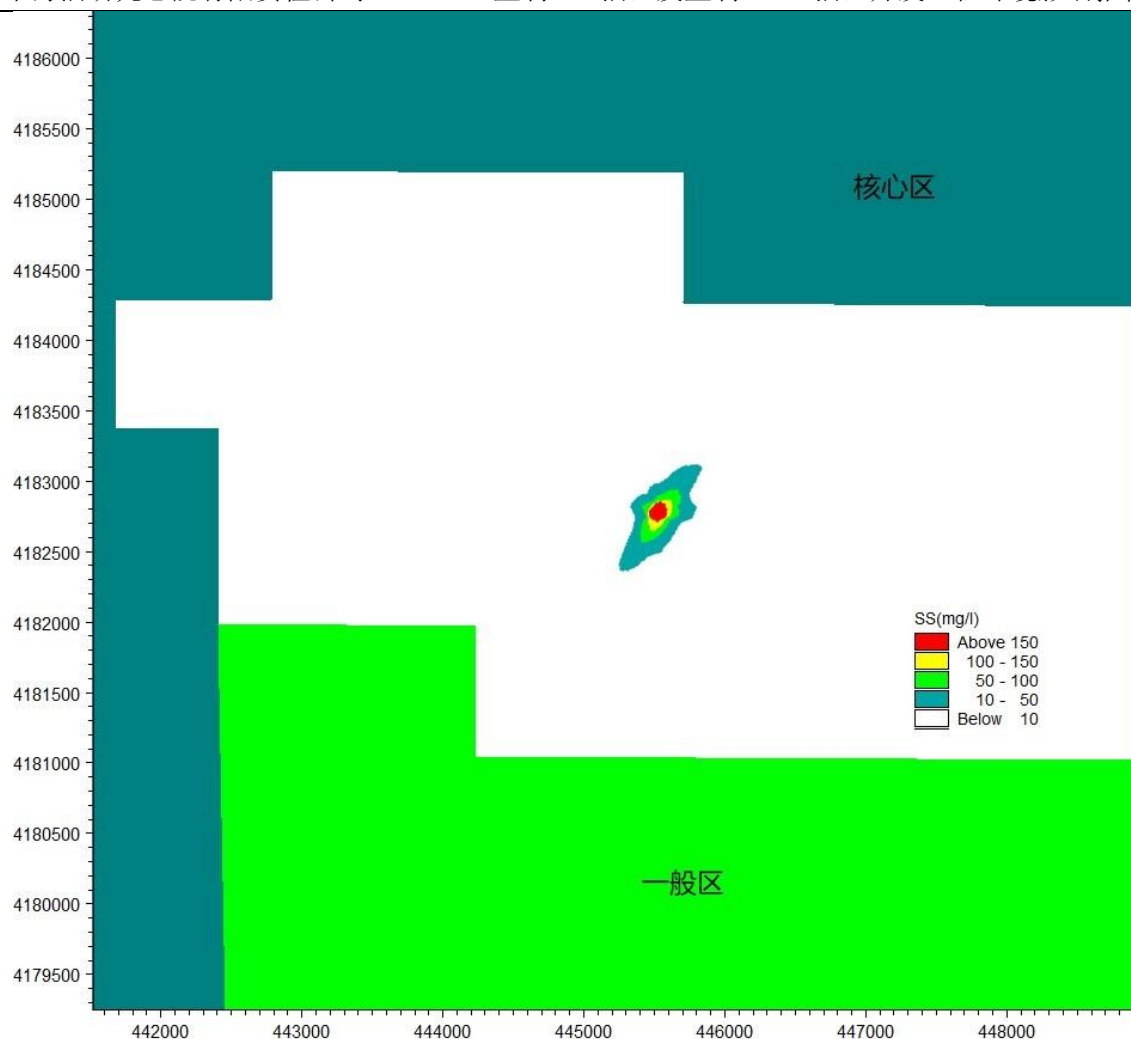


图 7.1-5 KL9-1 CEPA 平台钻井液扩散包络线与敏感目标关系

7.1.2.3 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据工程分析，KL9-1 CEPA 平台包含预留井槽 52 口井共产生钻屑总量为 16602m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 13461m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 3141m³，钻屑最大排放速率为 64.6m³/d；KL9-6 WHPA 平台包含预留井槽 48 口井共产生钻屑总量为 11615m³，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 9063m³，钻井油层水基钻井液钻屑量为 2552m³，钻屑最大排放速率为 63.2m³/d。本项目钻屑排放情况见表 7.1-5。

表 7.1-5 钻屑排放情况

平台	经度	纬度	最大排放速率 (m ³ /d)
KL9-1 CEPA	119°22'52.755"	37°47'26.808"	64.6
KL9-6 WHPA	119°22'06.663"	37°41'25.578"	63.2



钻屑粒径分布如表 7.1-6, 计算时中值粒径取为 70 μm 、120 μm 、150 μm 、230 μm 共 4 个等级各占 25%、35%、25%、15% 计算包络面积。

表 7.1-6 钻屑粒径分布

<105 μm	105~140 μm	140~178 μm	>178~279 μm
25%	35%	25%	15%

b. 浓度增量预测结果

由于 KL9-1 CEPA 平台钻屑排放速率较大, 故选择该平台进行预测计算, KL9-6 WHPA 平台影响面积不会超过该预测结果。

由于钻屑为连续排放且排放时间较长, 排放时段涵盖了大潮和小潮, 取浓度最大包络线作为预测结果, KL9-1 CEPA 与 KL9-6 WHPA 平台钻屑排放悬浮物各类超标面积见表 7.1-7, 悬浮物各级浓度区间面积见表 7.1-8。由于钻屑粒度较粗, 在水体中的沉降速度较快, 其随海水迁移的能力较弱, 因而影响范围较小, 由预测结果可以看出, 悬浮物浓度超标在海水表层较大, 底层超标面积相对较小, 表层超一(二)类包络面积为 0.325 km^2 , 离排放点的最大距离为 0.37km, 超三、四类包络面积相对较小, 钻屑停止排放后 3.5h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平, 钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.157 km^2 。

表 7.1-7 钻屑排放预测结果

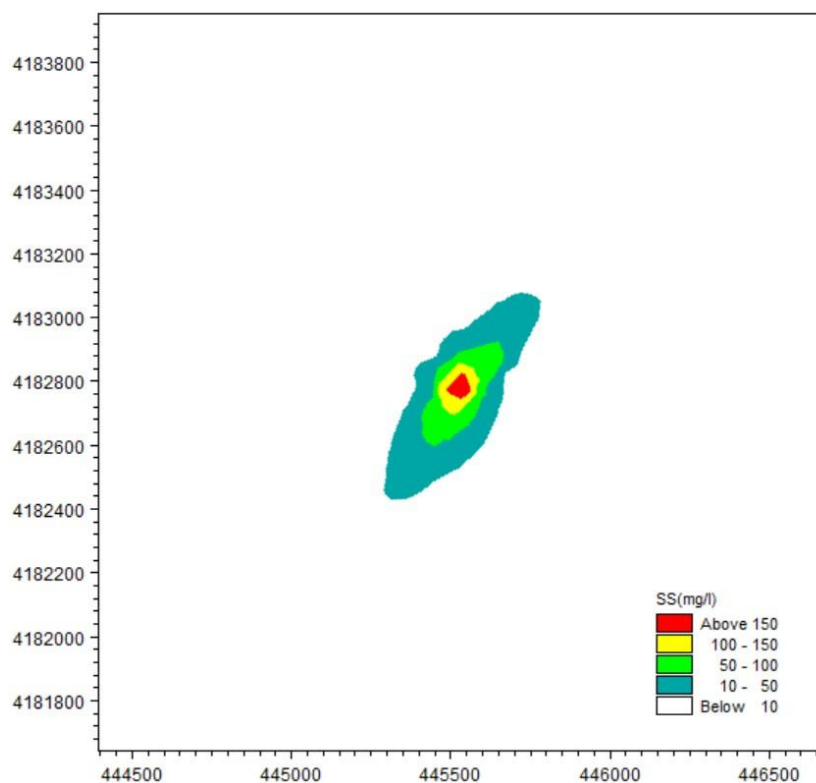
平台	层位	超一(二)类包络面积 (km^2)	超三类包络面积 (km^2)	超四类包络面积 (km^2)	超一(二)类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km^2)
KL9-1 CEPA	表层	0.325	0.047	0.029	0.37	3.5	0.157
	底层	0.103	0.000	0.000			
KL9-6 WHPA	表层	0.325	0.047	0.029	0.37	3.5	0.157
	底层	0.103	0.000	0.000			

表 7.1-8 钻屑排放浓度区间面积 (km^2)

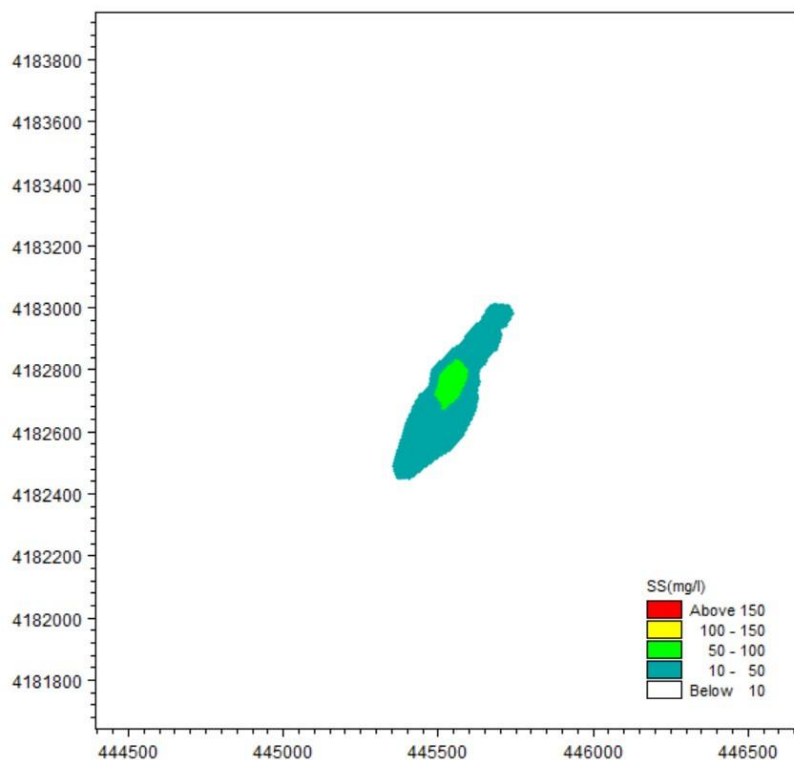
平台	浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
KL9-1 CEPA	表层	0.147	0.080	0.051	0.047
	底层	0.046	0.025	0.031	0.000
	平均	0.097	0.052	0.041	0.024
KL9-6 WHPA	表层	0.147	0.080	0.051	0.047
	底层	0.046	0.025	0.031	0.000
	平均	0.097	0.052	0.041	0.024



KL9-1 CEPA 平台钻屑排放悬浮物包络线见图 7.1-6。



表层



底层

图 7.1-6 KL9-1 CEPA 平台钻屑排放浓度包络线



7.1.2.4 悬浮物浓度预测

本项目新建海底管道/电缆均挖沟埋设，铺设过程中将搅起海底泥沙，本节对铺设海底管道和电缆悬浮物影响范围进行预测。

a. 排放方式及源强

本项目共铺设 4 条海管及海缆，均挖沟埋设，挖沟截面近似梯形，根据挖沟尺寸及挖沟速度，估算悬浮物源强见表 7.1-9。

表 7.1-9 新建海底管道电缆悬浮物源强

类别	起止	长度(km)		挖沟断面(上宽/下宽/深度)(m)	挖沟速度(km/d)	悬浮物源强(kg/s)
海底管道	KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA	11.3	其它段 9.343	6/3/2.4	0.7	12.78
			平台段 1.957	6/3/1.9	0.7	10.11
	KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA	34.5		6/3/2.4	0.7	12.78
海底电缆	KL9-1CEPA 至 KL9-6WHPA	11.3		1/0.5/2	4	10.14
	KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA	22.1	常规段 19.2	1/0.5/2	4	10.14
			加深段 2.9	1/0.5/2.5	4	12.67

b. 悬浮物预测结果

通过计算，本项目铺设海管/海缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11。从预测结果可见，由于本项目海域水深较浅，铺设海管/海缆时悬浮物对底层和表层均有影响，表层影响较底层要小。悬浮物超标面积与管道长度及挖沟截面有关，管道越长、挖沟截面越大，悬浮物超标面积越大，超一（二）类最大距离为 0.60~0.72km，停止作业后 7.0~7.5h 海水水质即可恢复。

表 7.1-10 铺设海管/海缆悬浮物预测结果

管道	起止点	层位	超一（二）类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)	覆盖 2cm 面积(km ²)
海底管道	KL9-6WHPA~KL9-1CEPA	表层	5.617	0.762	0.333	0.60	7.0	0.181
		底层	6.582	1.075	0.552			
	KL9-1CEPA~KL3-2CEPA	表层	21.322	2.945	1.291	0.70	7.5	0.552
		底层	24.983	4.082	2.086			
海底电缆	KL9-1CEPA~KL9-6WHPA	表层	4.824	0.655	0.286	0.60	7.0	0.170
		底层	5.652	0.924	0.474			
	KL6-1PAP~KL9-1CEPA	表层	12.261	1.649	0.721	0.72	7.5	0.376
		底层	14.366	2.347	1.199			

表 7.1-11 铺设海管/海缆悬浮物浓度区间面积 (km²)

管道	管道	层位	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	>100mg/L
海底管道	KL9-6WHPA~ KL9-1CEPA	表层	2.532	1.315	1.008	0.762
		底层	2.774	1.541	1.191	1.075
		平均	2.653	1.428	1.099	0.919
	KL9-1CEPA~ KL3-2CEPA	表层	8.987	4.992	4.398	2.945
		底层	11.300	5.849	3.752	4.082
		平均	10.144	5.421	4.075	3.513
海底电缆	KL9-1CEPA~ KL9-6WHPA	表层	2.175	1.129	0.865	0.655
		底层	2.382	1.323	1.023	0.924
		平均	2.278	1.226	0.944	0.789
	KL6-1PAP~ KL9-1CEPA	表层	5.168	2.697	2.747	1.649
		底层	6.511	3.160	2.347	2.347
		平均	5.840	2.929	2.547	1.998

本项目铺设海管/海缆悬浮物浓度包络线图，见图 7.1-7~图 7.1-9。从图中可以看出，由于工程海域水深较浅，垂向混合比较均匀，表层与底层悬浮物浓度分布是近似的，且表层各级超标面积均小于底层。

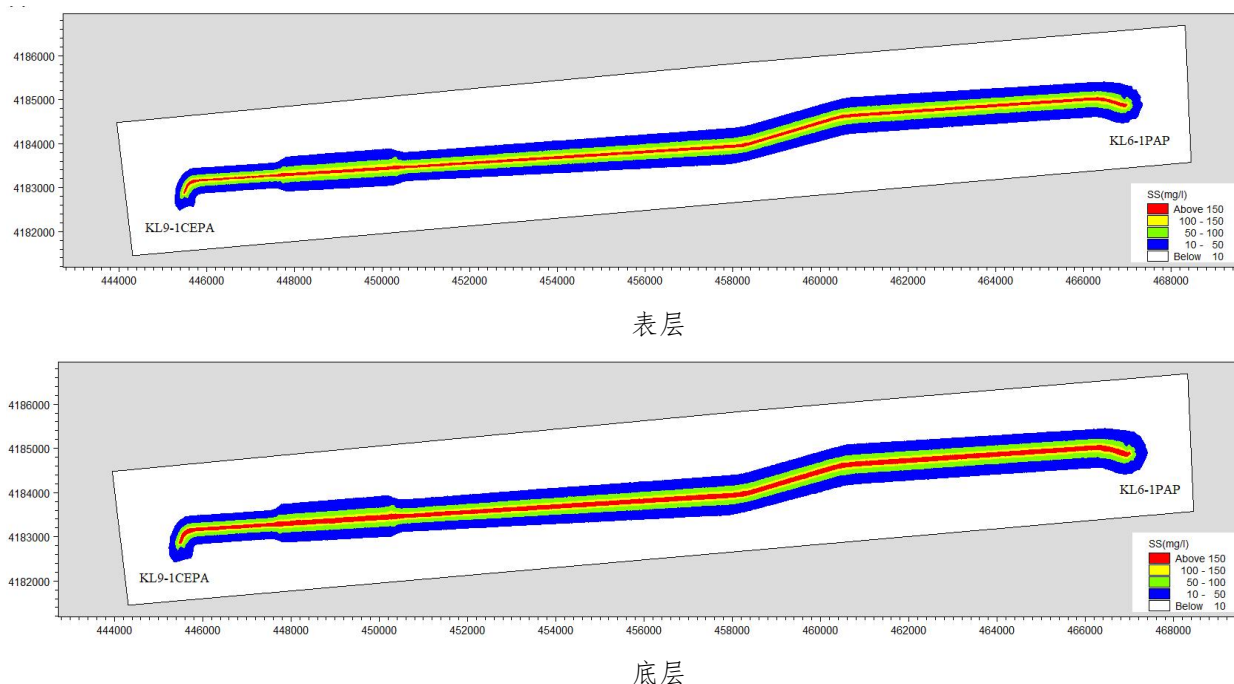
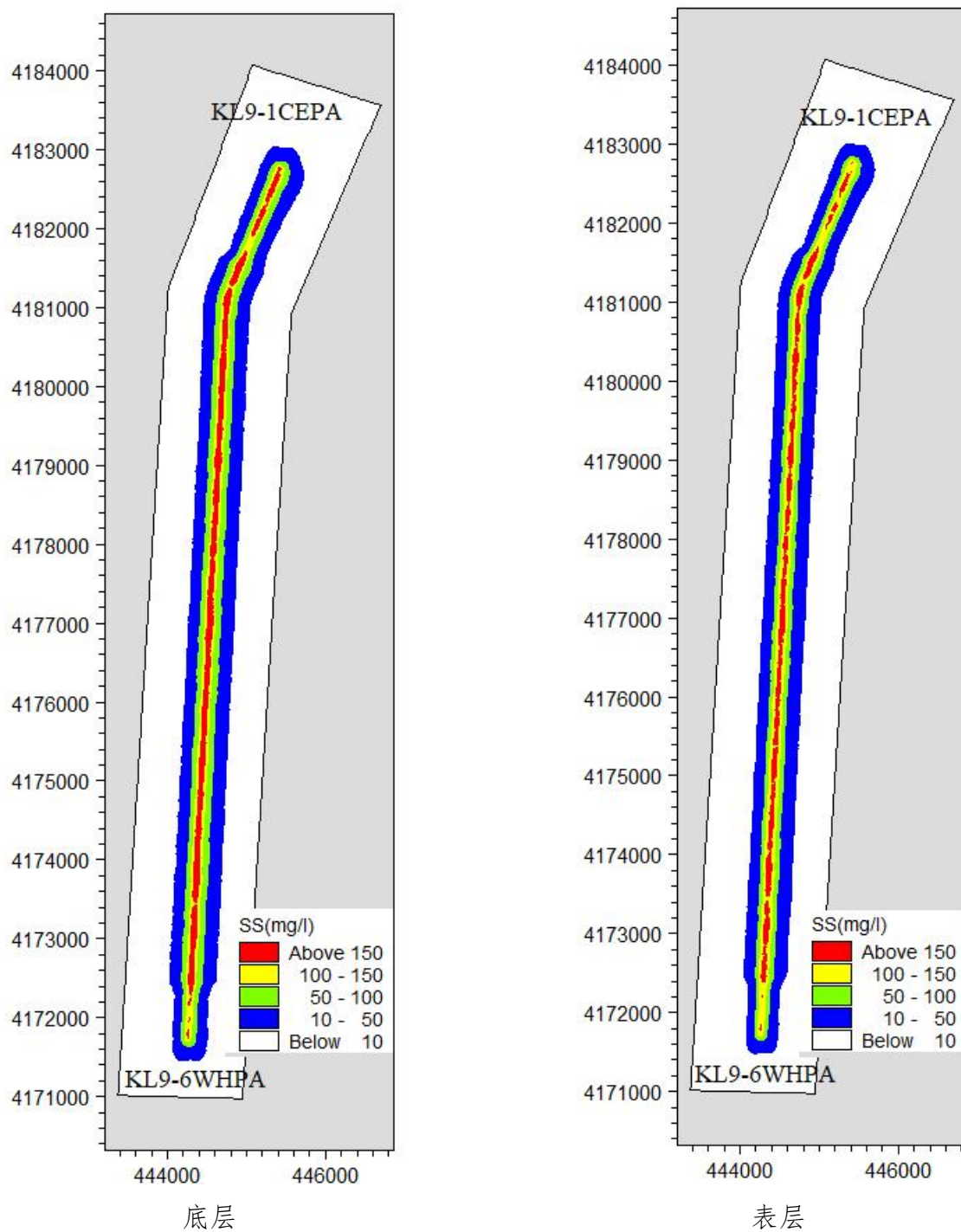
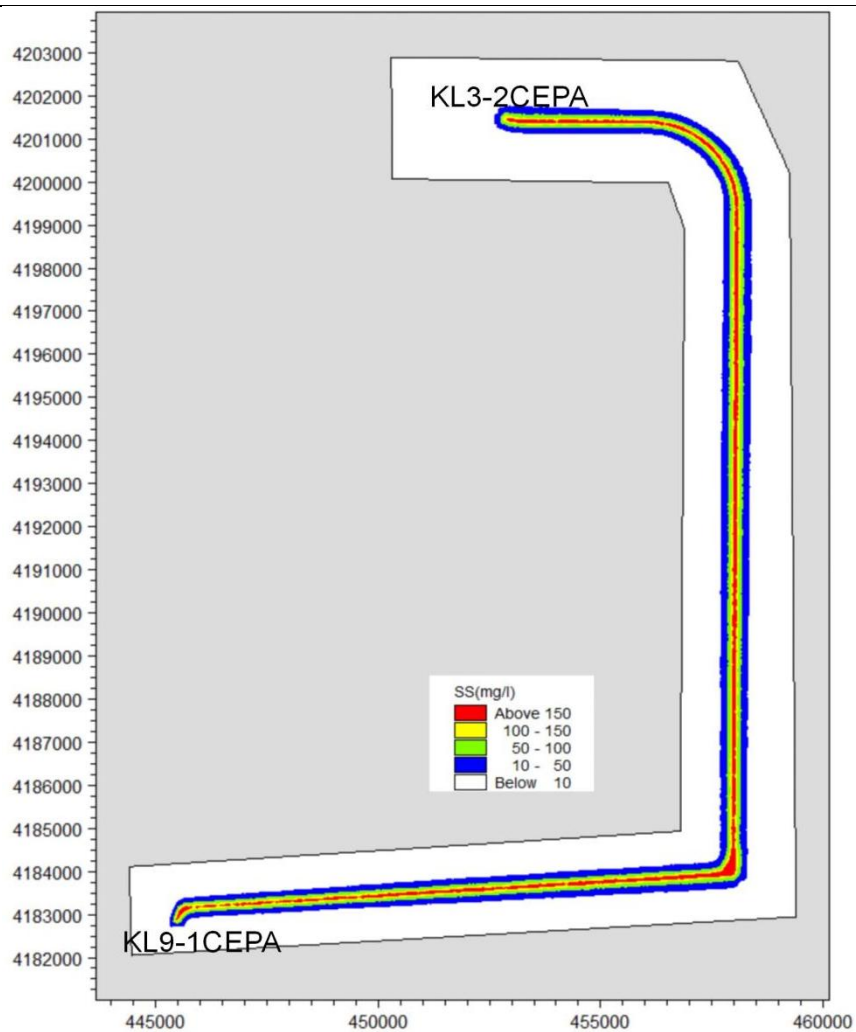
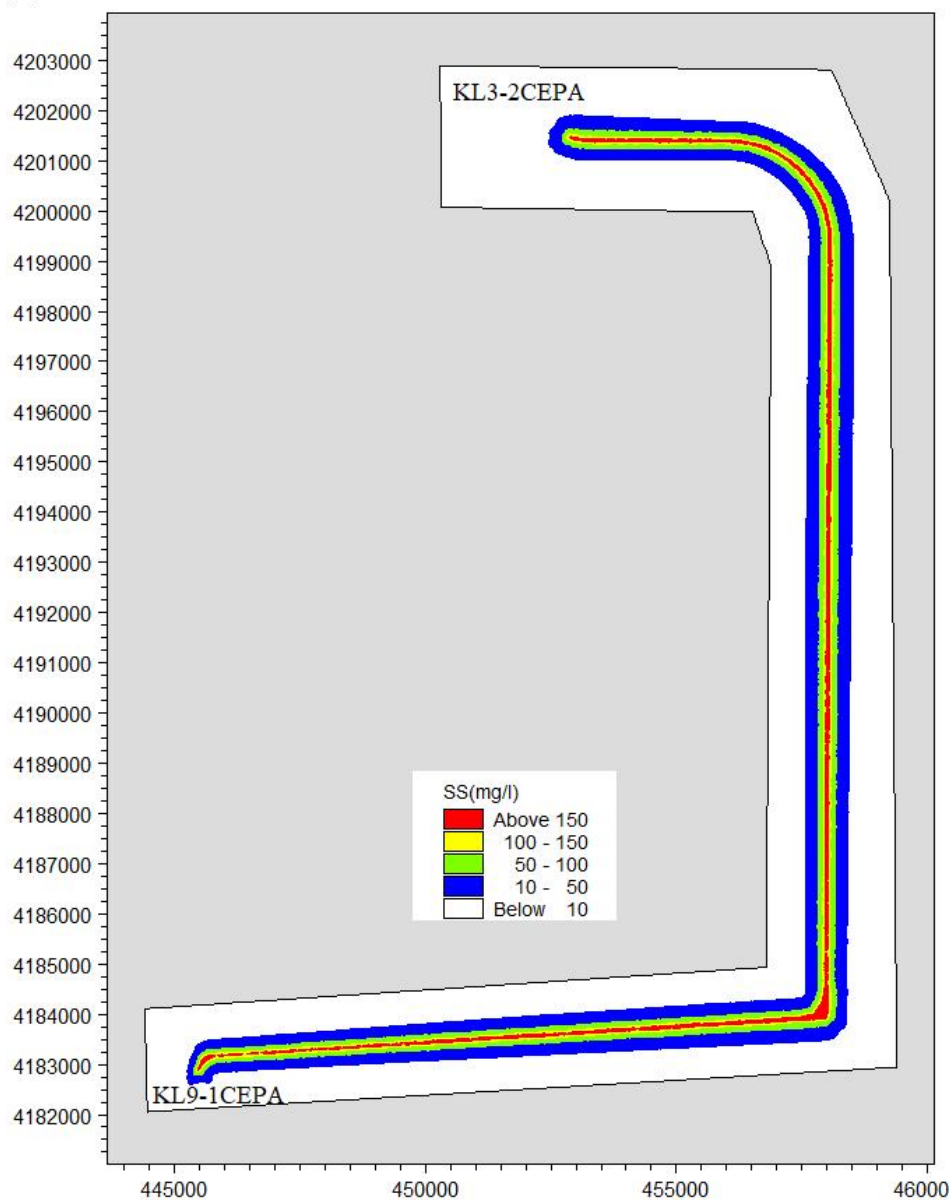


图 7.1-7 KL6-1PAP~KL9-1CEPA 海缆铺设悬浮物浓度包络线





表层



底层

图 7.1-9 KL9-1CEPA~KL3-2CEPA 海管铺设悬浮物浓度包络线



根据预测结果,铺设海管/海缆悬浮物对敏感目标影响面积见表 7.1-12,悬浮物超一(二)类海域与黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线位置关系见图 7.1-10~图 7.1-11。铺设海管电缆搅起的悬浮物会短暂影响该生态保护红线,但仅影响一般控制区,不会对核心区造成影响。其中 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管(东西向)挖沟埋设搅起的悬浮物超一(二)类海域距离该生态保护红线核心区最近,最近距离约 200m, KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管(南北向)挖沟埋设搅起的悬浮物超一(二)类海域距离该生态保护红线一般区最近,最近距离约 150m。短暂影响生态保护红线最大面积约 9.305km²。短暂影响黄河口生态国家级海洋特别保护区最大面积约 15.533km²。

表 7.1-12 铺设海管/海缆悬浮物对敏感目标影响

管道	起止点	层位	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线影响面积		黄河口生态国家级海洋特别保护区影响面积 (km ²)
			一般区 (km ²)	核心区 (km ²)	
海底管道	KL9-6WHPA~KL9-1CEPA	表层	3.430	0	5.617
		底层	4.019	0	6.582
	KL9-1CEPA~KL3-2CEPA	表层	4.512	0	7.639
		底层	5.286	0	8.951
海底电缆	KL9-1CEPA~KL9-6WHPA	表层	2.945	0	4.824
		底层	3.451	0	5.652
	KL6-1PAP~KL9-1CEPA	表层	4.046	0	6.851
		底层	4.741	0	8.027

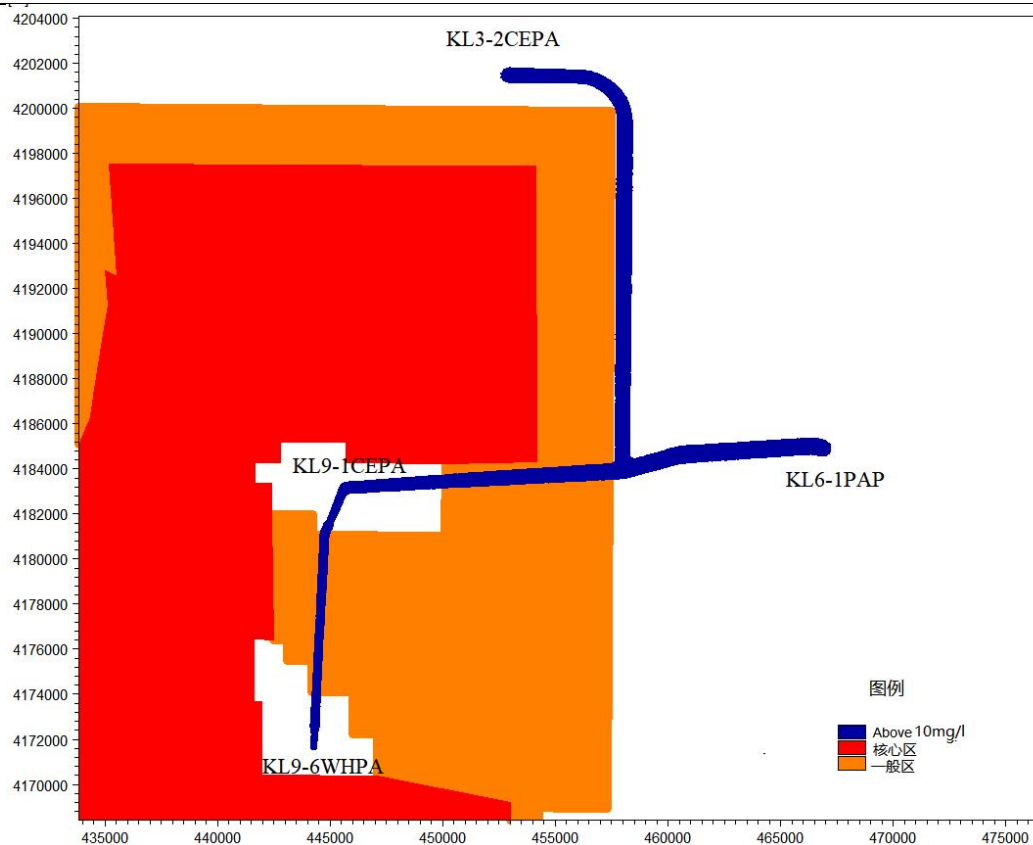


图 7.1-10 悬浮物超一（二）类海域与红线区位置关系

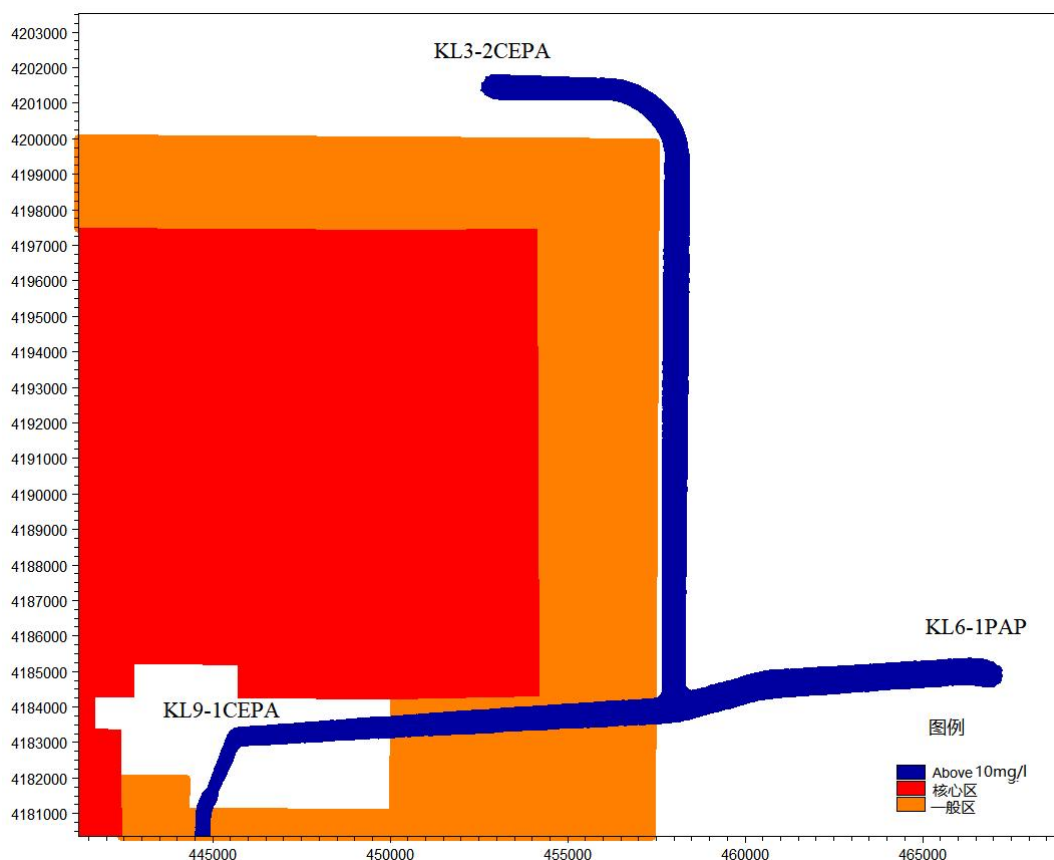


图 7.1-11 悬浮物超一（二）类海域与红线区位置关系（局部放大）



7.1.3 生活污水及浓盐水预测

7.1.3.1 物质输运方程

在三维水动力模型的基础上，利用对流扩散模型计算生活污水排放后的物质浓度场。对流扩散方程如下：

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial wC}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) - K_p C + C_s S$$

式中：C 为污染物浓度（mg/L）； K_p 为污染物降解系数（1/s）； C_s 为污染物排放源浓度（mg/L）；S 为污染物排放源强（1/s）； D_h 、 D_v 分别为污染物水平和垂向扩散系数（ m^2/s ）。

a. 边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

$$\frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

式中，n 为闭边界的法线方向，即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

7.1.3.2 COD 浓度预测

a. COD 排放源强

根据工程分析，新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台的生活楼人数均为 80 人，救生艇人数 120 人，考虑一定的波动系数按救生艇人数的 1.2 倍计算，每人每天生活污水产生量约 $0.35m^3$ ，生活污水产生量均约为 $50.4m^3/d$ 。生活污水经处理合格（ $COD \leq 300mg/L$ ）后间断排放，每天排放时长约 2h，据此估算 COD 最大排放速率为 $2.1g/s$ ，生活污水排放情况见表 7.1-13。

表 7.1-13 新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水排放情况

最大排放量（ m^3/d ）	COD 浓度（ mg/L ）	每天排放时间（h）	COD 排放速率（ g/s ）
50.4	≤ 300	2	2.1

COD 浓度预测初始条件为背景浓度值，根据本项目所在海域春秋两季海洋环境质量现状调查，本项目海域春秋两季表层 COD 平均浓度为 $1.15mg/L$ ，在此基础上计算生活污水排放 COD 浓度分布。

b. COD 预测结果

由于新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水排放速率相同，本节以 KL9-1CEPA 平台为例计算 COD 浓度分布情况。KL9-1CEPA 平台 COD 浓度包络线分布见图 7.1-12。由该图可见，由于生活污水排放量较小，COD 超一类($>2\text{mg/L}$)面积仅限于排放点所在网格(30m)，此网格之外 COD 不超一类标准值。无论何时排放，超一类水域影响的距离都在 30m(预测最小网格边长)范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

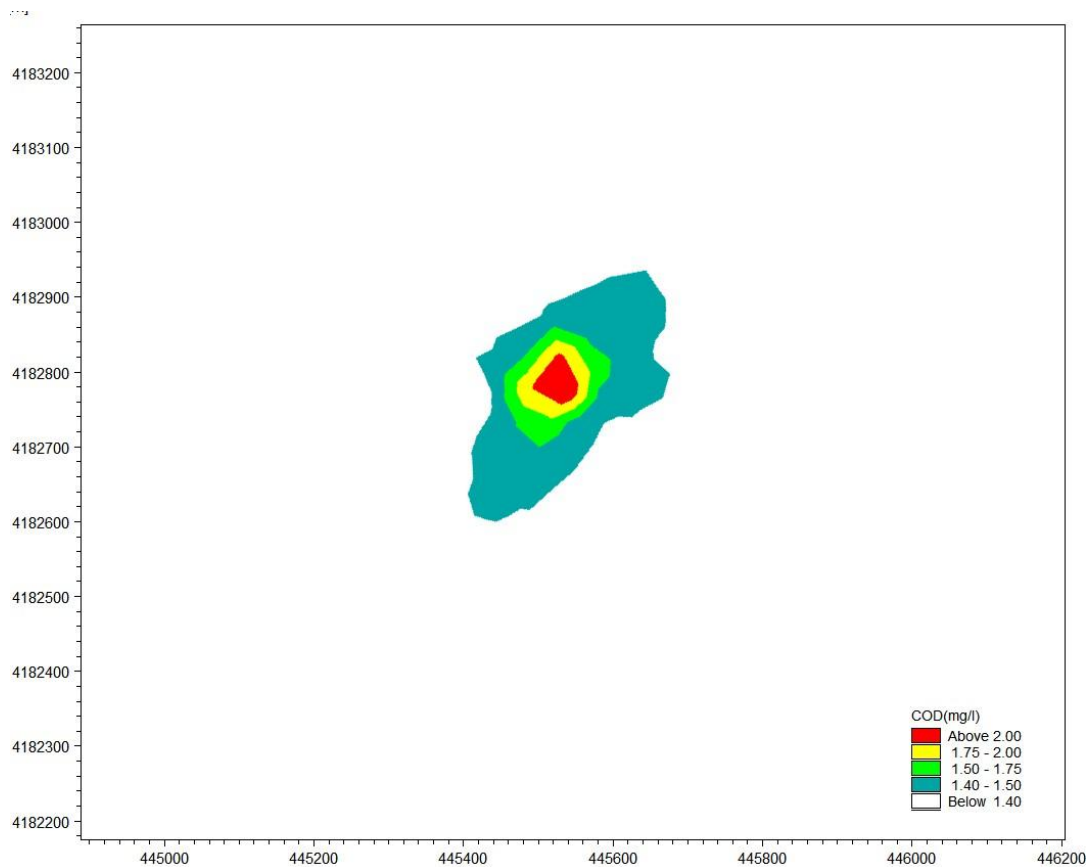


图 7.1-12 KL9-1CEPA 平台 COD 浓度包络线

7.1.3.3 浓盐水浓度预测

a. 浓盐水排放源强

根据工程分析，移动注热平台(MSIU)浓盐水最大排放量为 $3840\text{ m}^3/\text{d}$ ，其最大盐度为 48.6。



表 7.1-14 MSIU 浓盐水排放情况

排放平台	平台位置	最大排放量 (m ³ /d)	最大盐度
MSIU	119° 22'09.829"E 37° 41'25.140"N	3840	48.6

海水盐度预测初始条件为背景浓度值，根据本项目所在海域春秋两季海洋环境质量现状调查，本项目海域春秋两季表层盐度平均值为 28.698，在此基础上计算浓盐水排放形成的盐度场。

b. 盐度场预测结果

根据计算结果 MSIU 平台周围盐度包络线分布见图 7.1-13。由该图可见，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1，总体而言，无论是造成的盐度增量，还是总体盐度，都是较低的，浓盐水排放对本海域海水的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水盐度。

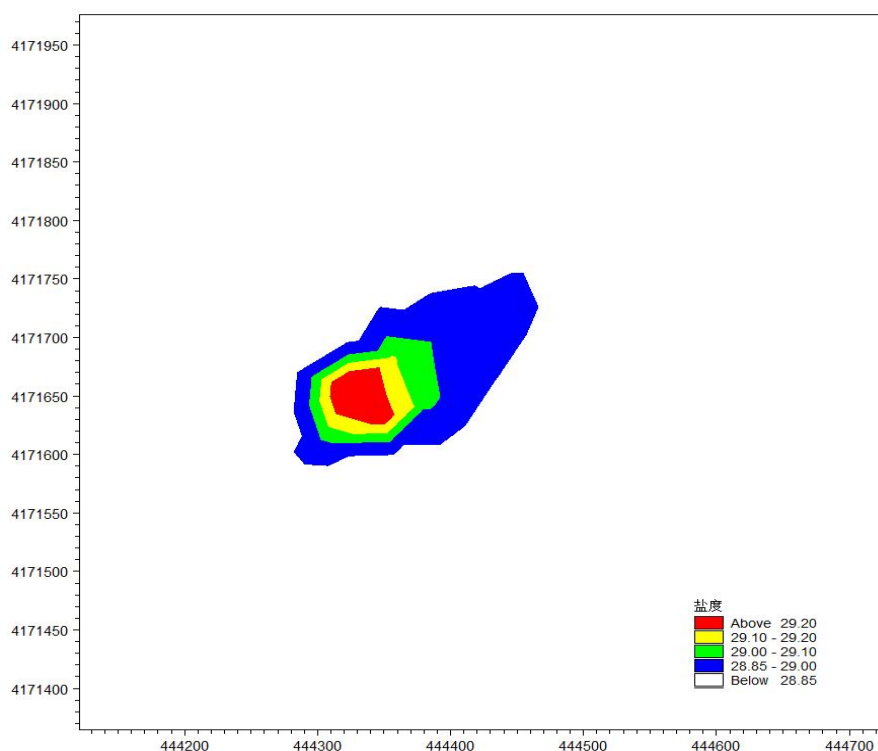


图 7.1-13 MSIU 平台盐度包络线

7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻井液排放对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间



是有限的。根据数值预测结果，钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，且影响主要在表层海域，KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻井液排放表层超一（二）类包络面积最大约为 0.637km^2 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.70km ；超三、四类水质海域的包络面积最大分别为 0.104km^2 和 0.071km^2 ，底层影响面积相对较小，钻井液停止排放后约 10.5h 即可恢复到排放前水质。

7.2.2 钻屑排放对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻屑表层超一（二）类包络面积为 0.325km^2 ，距排放点的最大距离为 0.37km ；表层超三、四类水质海域的包络面积为 0.047km^2 、 0.029km^2 。停止排放后约 3.5h 内即可恢复到排放前水质。

7.2.3 铺设海底管道/电缆悬浮物对海水水质的影响

铺设海底管道、电缆挖沟搅起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工线路两侧。

根据数值预测结果，由于本项目海域水深较浅，铺设海管/海缆时悬浮物对底层和表层均有影响，表层影响较底层影响要小。悬浮物超标面积与管道长度及挖沟截面有关，管道越长、挖沟截面越大，悬浮物超标面积越大，最大超一（二）类距离为 $0.60\text{km}\sim 0.72\text{km}$ ，海水水质恢复时间为停止作业后 $7.0\text{h}\sim 7.5\text{h}$ 。铺设海管/海缆底层超一（二）类包络面积合计为 51.583km^2 ，表层超一（二）类包络面积合计为 44.024km^2 ；超三、四类水质海域影响范围相对较小。

7.2.4 生活污水对海水水质的影响

由于 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台 COD 排放源强较小，影响面积并不大，无论何时排放超标影响的距离都在 30m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响本海区的海洋水质。

7.2.5 浓盐水对海水水质的影响

根据计算结果，移动注热 MSIU 平台浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度



约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1，总体而言，无论是造成的盐度增量，还是总体盐度，都是较低的，而且排放造成的海水盐度远小于海水盐度自然波动水平，因此浓盐水排放对本海域海水的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水盐度。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据数值模拟结果，KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.314km²。

7.3.2 铺设海底管道电缆对沉积物环境的影响

铺设海底管道电缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于挖沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。本项目新建 2 条海底管道和 2 条海底电缆，根据数值模拟结果，悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计约为 1.28km²。

铺设海底管道对沉积物环境的影响其次是海底管道外防腐牺牲阳极中锌的释放。海底管道采用手镯型铝基牺牲阳极，阳极块主要成分为铝，锌的含量仅为 2.5%~5.75%。锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以可以把每个阳极块当做一个单独的释放源。阳极块中锌含量按 5.75% 计算，假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加 0.64×10^{-6} ，叠加 2024 年 4 月海洋环境现状调查沉积物中的锌含量平均值 32.7×10^{-6} ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 33.34×10^{-6} ，远低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。



7.4 海洋生态影响预测与评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

本工程钻完井阶段排放的钻屑和钻井液，使钻井平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体中浮游植物的生长与繁殖，降低了海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

海底管道电缆挖沟埋设搅起的小颗粒轻物质悬浮于水中，将使海水浑浊度增加，透明度降低，致使光合作用降低，从而影响浮游植物的繁殖生长，基础生产力将受到影响。但由于海管电缆路由沉积物粒径较粗，水中悬浮物沉降速度快，运移规模较小，沉积物悬浮时间较短，因此挖沟而引起的水体透明度会很快得到恢复。

7.4.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻井液、钻屑的排放以及海管、海缆铺设搅起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层的浮游植物的生产力水平下降，对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，从而恢复浮游生物的正常生存环境。

7.4.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油类



和重金属等有毒物质的含量增加。

基于上述分析并根据数值模拟结果，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 300m 内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本工程在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 300m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统的稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

铺设海底管道和电缆挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿管道一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。

堆积在两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿管缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，管道/电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。

7.5 海洋生物资源损失评估

本节根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），估算本项目钻井液、钻屑排放及海管/电缆铺设搅起的悬浮物造成的海洋生物资源损失。

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物引起海洋生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），悬浮物超标引起海洋生物的损失中按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \quad (1)$$

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(kg)；



D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）/平方千米[尾（个）/km²]或千克每平方千米（kg/km²）；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，km²；

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，%；

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损失量。计算以年为单位的生物资源的累计损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T \quad (2)$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值见表 7.5-1。

表 7.5-1 各类海洋生物损失率

污染物超标倍数（ B_i ）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵、仔稚鱼	幼体	成体
$B_i \leq 1$ 倍（10~20mg/L）	5	5	1
$1 < B_i \leq 4$ 倍（20~50mg/L）	10	10	5
$4 < B_i \leq 9$ 倍（50~100 mg/L）	30	30	15
$B_i \geq 9$ 倍（ ≥ 100 mg/L）	50	50	20

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），底栖生物损失按以下公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i \quad (3)$$

式中： W_i ——第 i 种生物资源受损量，单位为尾或个或千克（kg），这里指底栖生物资源受损量。

D_i ——评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾（个）/平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）/立方千米[尾（个）/km³]或千克每平方千米（kg/km²）。

S_i ——第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立



方千米 (km^3)。

7.5.1.3 海洋生物计算参数

采用的海洋生物资源密度及资料来源详见表 7.5-2。

表 7.5-2 海洋生物资源密度及资料来源

资源类别	资源密度	调查单位	调查时间
鱼卵	0.217 粒 / m^3	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2022 年 9 月、 2023 年 5 月 两季平均
仔鱼	0.041 尾 / m^3		
幼鱼	30918 尾/ km^2		
幼虾	15821 尾/ km^2		
幼蟹	619 尾/ km^2		
幼头足类	3652 尾/ km^2		
成体	878.80 kg/km^2		
底栖生物	2.15 g/m^2	国家海洋局北海环境监测中心	2023 年 9 月、 2024 年 4-5 月两季平均

7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻井液排放海洋生物损失

钻井液排放超标面积根据预测结果,海洋生物密度根据调查结果(表 7.5-2),各类海洋生物损失率取自表 7.5-1,计算方法根据前述公式(1),本项目垦利 9-1 油田平均水深 11.2m,钻井液排放造成的海洋生物损失如表 7.5-3,本项目垦利 9-5/6 油田平均水深 9.5m,钻井液排放造成的海洋生物损失如表 7.5-4。

表 7.5-3 垦利 9-1 油田 (KL9-1CEPA 平台) 钻井液排放海洋生物损失

资源	面积 (km^2)	$\text{Bi} \leq 1$	$1 < \text{Bi} \leq 4$	$4 < \text{Bi} \leq 9$	$\text{Bi} \geq 9$	小计
		0.223	0.121	0.069	0.080	
鱼卵	密度 (个/ m^3)	0.217	0.217	0.217	0.217	0.205
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10^6 个)	0.027	0.029	0.051	0.098	
仔稚鱼	密度 (尾/ m^3)	0.041	0.041	0.041	0.041	0.039
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10^6 尾)	0.005	0.006	0.010	0.018	
幼鱼	密度(尾/ km^2)	30918	30918	30918	30918	2603
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	345	374	643	1241	
幼虾	密度(尾/ km^2)	15821	15821	15821	15821	1333
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	177	192	329	635	



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		0.223	0.121	0.069	0.080	
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	52
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	7	7	13	25	
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	308
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	41	44	76	147	
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	30
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	2	5	9	14	

表 7.5-4 垦利 9-5/6 油田 (KL9-6WHPA 平台) 钻井液排放海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		0.223	0.121	0.069	0.080	
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.217	0.217	0.217	0.217	0.174
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.023	0.025	0.043	0.083	
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.041	0.041	0.041	0.041	0.033
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.004	0.005	0.008	0.016	
幼鱼	密度(尾/km ²)	30918	30918	30918	30918	2603
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	345	374	643	1241	
幼虾	密度(尾/km ²)	15821	15821	15821	15821	1333
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	177	192	329	635	
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	52
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	7	7	13	25	
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	308
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	41	44	76	147	
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	30
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	2	5	9	14	

7.5.2.2 钻屑排放海洋生物损失

钻屑排放超标面积根据预测结果,海洋生物密度根据调查结果(表 7.5-2),各类海洋生物损失率取自表 7.5-1,钻屑排放为持续性排放,根据工程分析,垦



利 9-1 油田钻井天数 328 天，计算年均周期数约为 $328/15/3=7$ ；垦利 9-5/6 油田钻井天数 182 天，计算年均周期数约为 $182/15/3=4$ 。根据前述公式（1）计算钻屑排放造成的海洋生物损失，垦利 9-1 油田平均水深 11.2m，垦利 9-1 油田钻屑排放海洋生物损失见表 7.5-5，垦利 9-5/6 油田平均水深 9.5m，垦利 9-5/6 油田钻屑排放海洋生物损失见表 7.5-6。

表 7.5-5 垦利 9-1 油田（KL9-1CEPA 平台）钻屑排放海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi ≥9	小计	年均 7 周期
		0.097	0.052	0.041	0.024		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.217	0.217	0.217	0.217	0.083	0.582
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.012	0.013	0.030	0.029		
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.041	0.041	0.041	0.041	0.016	0.110
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.002	0.002	0.006	0.005		
幼鱼	密度(尾/km ²)	30918	30918	30918	30918	1059	7413
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	150	162	382	365		
幼虾	密度(尾/km ²)	15821	15821	15821	15821	542	3794
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	77	83	195	187		
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	21	147
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	3	3	8	7		
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	125	875
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	18	19	45	43		
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	12	84
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	1	2	5	4		

表 7.5-6 垦利 9-5/6 油田（KL9-6WHPA 平台）钻屑排放海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi ≥9	小计	年均 4 周期
		0.097	0.052	0.041	0.024		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.217	0.217	0.217	0.217	0.071	0.282
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.010	0.011	0.025	0.024		
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.041	0.041	0.041	0.041	0.013	0.053
	损失率	5%	10%	30%	50%		



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi ≥9	小计	年均 4 周期
		0.097	0.052	0.041	0.024		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.002	0.002	0.005	0.005		
幼鱼	密度(尾/km ²)	30918	30918	30918	30918	1059	4236
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	150	162	382	365		
幼虾	密度(尾/km ²)	15821	15821	15821	15821	542	2168
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	77	83	195	187		
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	21	84
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	3	3	8	7		
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	125	500
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	18	19	45	43		
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	12	48
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	1	2	5	4		

钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（3）估算钻屑排放造成底栖生物损失如表 7.5-7。

表 7.5-7 钻屑排放造成底栖生物损失量

平台	面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量(t)
KL9-1CEPA	覆盖厚度 2cm（扣除后者）	0.149	2.15	50%	0.16
	周围 50m 以内	0.008	2.15	100%	0.02
	合计	—	—	—	0.18
KL9-6WHPA	覆盖厚度 2cm（扣除后者）	0.149	2.15	50%	0.16
	周围 50m 以内	0.008	2.15	100%	0.02
	合计	—	—	—	0.18

7.5.2.3 铺设管缆海洋生物损失

本节对垦利 9-1 油田、垦利 9-5/6 油田分别计算海洋生物资源损失。垦利 9-5/6 油田包括 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海管、KL9-1CEPA 至 KL9-6WHPA 海缆；垦利 9-1 油田包括 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管、KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海缆。铺设海底管道/电缆悬浮物超标面积汇总如下：

表 7.5-8 垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田悬浮物超标面积汇总 (km²)

油田	管道	层位	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	>100mg/L
垦利 9-5/6 油田	KL9-6WHPA~ KL9-1CEPA 海管	表层	2.532	1.315	1.008	0.762
		底层	2.774	1.541	1.191	1.075
		平均	2.653	1.428	1.099	0.919
	KL9-1CEPA~ KL9-6WHPA 海缆	表层	2.175	1.129	0.865	0.655
		底层	2.382	1.323	1.023	0.924
		平均	2.278	1.226	0.944	0.789
	小计		4.932	2.654	2.043	1.708
垦利 9-1 油田	KL9-1CEPA~ KL3-2CEPA 海管	表层	8.987	4.992	4.398	2.945
		底层	11.300	5.849	3.752	4.082
		平均	10.144	5.421	4.075	3.513
	KL6-1PAP~ KL9-1CEPA 海缆	表层	5.168	2.697	2.747	1.649
		底层	6.511	3.160	2.347	2.347
		平均	5.840	2.929	2.547	1.998
	小计		15.983	8.349	6.622	5.511

各类海洋生物密度根据调查结果表 7.5-2, 各类海洋生物损失率取自表 7.5-1, 根据管道路由勘察资料, 垦利 9-5/6 油田管缆路由区水深在 7.9m 至 10.6m 之间, 这里水深取中值 9.25m, 计算方法根据前述公式 (1), 垦利 9-5/6 油田铺设管缆造成的海洋生物损失见表 7.5-9; 根据管道路由勘察资料, 垦利 9-1 油田管道路由区水深在 10m 至 18m 之间, 这里水深取中值 14m, 垦利 9-1 油田铺设管缆造成的海洋生物损失见表 7.5-11。

表 7.5-9 垦利 9-5/6 油田铺设海管和电缆海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		4.932	2.654	2.043	1.708	
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.217	0.217	0.217	0.217	3.973
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)	0.495	0.533	1.231	1.714	
仔鱼	密度 (尾/m ³)	0.041	0.041	0.041	0.041	0.751
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.094	0.101	0.232	0.324	
幼鱼	密度(尾/km ²)	30918	30918	30918	30918	61188
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	7624	8207	18954	26403	
幼虾	密度(尾/km ²)	15821	15821	15821	15821	31308
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	3901	4199	9698	13510	



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		4.932	2.654	2.043	1.708	
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	1224
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	153	164	379	528	
幼头足类	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	7228
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	901	969	2239	3119	
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	729
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	43	117	269	300	

铺设海管和电缆将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，按管缆两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（3）估算海管及电缆搅起的悬浮物造成底栖生物损失见表 7.5-10。

表 7.5-10 垦利 9-5/6 油田铺设海管及电缆的底栖生物损失

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.125	2.15	50%	0.13
两侧各 5m	0.226	2.15	100%	0.48
合计	—	—	—	0.62

表 7.5-11 垦利 9-1 油田铺设海管和电缆海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		15.983	8.349	6.622	5.511	
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.217	0.217	0.217	0.217	19.372
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)	2.428	2.537	6.035	8.372	
仔鱼	密度 (尾/m ³)	0.041	0.041	0.041	0.041	3.660
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.459	0.479	1.140	1.582	
幼鱼	密度(尾/km ²)	30918	30918	30918	30918	197148
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	24709	25815	61422	85202	
幼虾	密度(尾/km ²)	15821	15821	15821	15821	100878
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	12643	13209	31429	43597	



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		15.983	8.349	6.622	5.511	
幼蟹	密度(尾/km ²)	619	619	619	619	3943
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	494	516	1229	1704	
幼头足类	密度(尾/km ²)	3652	3652	3652	3652	23287
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	2919	3049	7255	10064	
成体	密度(kg/km ²)	878.80	878.80	878.80	878.80	2349
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	140	367	873	969	

铺设海管和电缆将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，按管缆两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（3）估算海管及电缆搅起的悬浮物造成底栖生物损失见表 7.5-12。

表 7.5-12 垦利 9-1 油田铺设海管及电缆的底栖生物损失

面积 (km ²)		底栖生物密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.362	2.15	50%	0.39
两侧各 5m	0.566	2.15	100%	1.21
合计	—	—	—	1.60

7.5.2.4 平台占海损失

本项目平台占海造成的底栖生物损失，按照平台投影面积下底栖生物损失 100%保守计算，新建 KL9-1CEPA 平台投影面积为 3862.3m²，新建 KL9-6WHPA 平台投影面积为 4222.3m²，底栖生物密度为 2.15g/m²，则平台占海造成的底栖生物损失见表 7.5-13。

表 7.5-13 平台占海造成的底栖生物损失

	占海面积	底栖生物密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
KL9-1CEPA	3862.3	2.15	100%	0.008
KL9-6WHPA	4222.3	2.15	100%	0.009
合计	/	/	/	0.017

7.5.2.5 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，本项目海洋生物损失汇总见表 7.5-14。



表 7.5-14 海洋生物资源损失汇总

资源类别	垦利 9-1 油田				垦利 9-5/6 油田				合计
	钻井液	钻屑	铺设管缆	平台占海	钻井液	钻屑	铺设管缆	平台占海	
鱼卵 (10 ⁶ 粒)	0.205	0.582	19.372	/	0.174	0.282	3.973	/	24.588
仔鱼 (10 ⁶ 尾)	0.039	0.110	3.660	/	0.033	0.053	0.751	/	4.646
幼鱼 (尾)	2603	7413	197148	/	2603	4236	61188	/	275191
幼虾 (尾)	1333	3794	100878	/	1333	2168	31308	/	140814
幼蟹 (尾)	52	147	3943	/	52	84	1224	/	5502
幼头足类(尾)	308	875	23287	/	308	500	7228	/	32506
成体 (kg)	30	84	2349	/	30	48	729	/	3270
底栖生物 (t)	/	0.18	1.60	0.008	/	0.18	0.62	0.009	2.597

7.6 环境敏感目标影响分析

根据第四章环境敏感目标分析，本项目涉及的敏感目标主要是黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区、黄河口生态国家级海洋特别保护区以及产卵场，本节分析对上述敏感目标的影响。

7.6.1 对黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区影响分析

KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台以开天窗的形式避开黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区，钻井液及钻屑排放不会影响到该红线区，超一（二）类海域距离该红线区最近距离约 1km；生产阶段生活污水中黑水的达标排放产生的影响主要集中在平台周围 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。新建平台建设阶段和正常生产阶段均不会对周边海洋生态保护红线区造成不利影响。

本项目海管/海缆路由设计充分考虑了黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对生态保护红线区的影响。铺设海管/海缆搅起的悬浮物会短暂影响该生态保护红线，但仅影响一般控制区，不会对核心区造成影响。其中 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（东西向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线核心区最近，最近距离约 200m，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（南北向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线一般区最近，最近距离约 150m。且铺设海管/海缆作业影响是一次性的、短期的和可恢复的，其对该生态保护红线区的影响是短期的、可恢复的。



此外，为了论证海底管缆穿越海洋生态保护红线区不可避免性，建设单位编制了《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，该报告主要结论为：项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

7.6.2 对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区影响分析

本项目新建平台及部分管缆位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区内。根据预测结果，本项目建设阶段排放的钻井液超一（二）类最大面积 0.637km^2 ，超一（二）类最大距离 0.7km ，停止排放后 10.5h 即可恢复；钻屑排放超一（二）类最大面积 0.325km^2 ，超一（二）类最大距离 0.37km ，停止排放后 3.5h 即可恢复；铺设海管电缆悬浮物超一（二）类最大距离为 $0.60\sim 0.72\text{km}$ ，停止作业后 $7.0\sim 7.5\text{h}$ 海水水质即可恢复。以上预测结果表明，建设阶段的影响范围较小，影响时长是短期的、可恢复的。生产阶段 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台达标排放的生活污水，其最大影响范围在 30m 之内，移动注热平台 MSIU 浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20 ，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1 。生活污水及浓盐水排放影响轻微。项目建设阶段会对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区产生短期不利影响。项目正常生产阶段对保护区海洋环境及保护物种的影响轻微。此外，本项目建设已经取得该保护区主管部门的同意意见。

建设单位委托自然资源部第一海洋研究所编制了《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告》（2024 年 5 月），该报告主要结论为：项目建设会造成保护区内生物资源的损失，但整体上不会引起生物群落结构的改变。项目建设不会造成自然景观的破碎化，不会破坏保护区现有的景观生态完整性。本项目油气泄漏环境风险可防、可控。不会造成保护区生境破碎化，对油田特征污染物的累积效应不明显，不会对保护区产生明显的累积生态影响。在避开重要渔业生物的产卵期（主要集中在 5~6 月和 10 月）施工的情况下，施工产生的悬浮物对产卵场的



影响相对较小，不会引起生态系统整体结构和生物群落组成的改变，随着时间的推移，受损的生物资源可逐步恢复至现有生物量水平，可初步判断项目建设对黄河口产卵场和索饵场的影响及鱼虾蟹类和贝类等重要物种的影响是可接受的。

7.6.3 对产卵场影响分析

KL9-6WHPA/MSIU 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场内，垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月。KL9-1CEPA 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场内，垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵盛期 5~6 月和 10 月。

本项目新建海底管缆位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，为了进一步减轻挖沟作业对海洋生态的影响，本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。

本项目生产阶段 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台达标排放的生活污水，其影响范围仅限于 30m 范围内，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。

综合以上分析可见，位于产卵场的海底管缆挖沟作业和非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开了产卵场的产卵盛期，生产阶段排放的生活污水及浓盐水影响轻微，因此，在采取了生态补偿措施后对产卵场的影响是可以接受的。

7.7 水文动力影响分析

本项目主要工程设施为新建海上平台、海底管道和海底电缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海底管道和电缆埋设于海底以下，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管缆沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。



7.8 冲淤环境影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海管/海缆以及安装平台会对工程海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建海管/海缆全程埋设，仅铺管/缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲刷坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

7.9 小结

本项目将造成一定的海洋生物损失，但这种损失是短期的、可恢复的，在进行适当的生态修复后是可以接受的；根据现状调查结果，本项目海域未发现珍稀濒危海洋生物，也不涉及特殊生境（红树林、珊瑚礁、海草床、海藻场）；部分海底管道穿越生态保护红线，已经通过不可避让论证；本项目不会对暗滩生态功能和景观等造成影响；本项目建设不会加剧区域的重大生态环境问题。

综上所述，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境（HJ 1409-2025）》中海洋生态影响程度划分表（表 7.9-1），本项目海洋生态影响程度为“弱”。

表 7.9-1 海洋生态影响程度划分表

影响程度 影响要素	强	中	弱	无
生态敏感区	受到永久占用、损害或阻隔，且造成主要保护对象数量和种群规模显著减少，或主要生态功能和物种栖息地连通性受到严重破坏	受到临时占用、损害或阻隔，且造成主要保护对象数量和种群规模一定程度上减少，或主要生态功能和物种栖息地连通性受到一定程度干扰	受到间接扰动，主要保护对象数量和种群规模略有减少，主要生态功能和物种栖息地连通性略受干扰	不受占用、损害、阻隔或干扰，主要保护对象数量和种群规模基本无变化主要生态功能和物种栖息地连通性未受影响
生物资源	生物资源受损量大，重要水生生物“三场一通道”受到严重破坏，生产能力受到严重的不可恢复的损害	生物资源受到一定损失，重要水生生物“三场一通道”受到一定程度的破坏，生产能力受到一定的损害	生物资源略受损害，重要水生生物“三场一通道”受到一定程度的干扰，生产能力略受损害	生物资源未受损，重要水生生物“三场一通道”未受破坏或干扰，生产能力未受损



影响程度 影响要素	强	中	弱	无
重要物种	生物数量显著减少、种群规模显著变小，生境受到严重破坏，活动空间显著受限，饵料生物显著减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）受到显著影响	生物数量一定程度减少、种群规模一定程度变小，生境受到一定程度的破坏，活动空间一定程度受限，饵料生物一定程度减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）受到一定程度影响	生物数量略有减少、种群规模略有变小，生境受到间接干扰，活动空间略有受限，饵料生物略有减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）略受影响	生物数量基本不变、种群规模无变化，生境和活动空间未受破坏或干扰，饵料生物未减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）未受影响
特殊生境	特殊生境受到严重破坏，物种盖度、生物多样性显著下降，生境稳定性难以维持	特殊生境受到一定程度的破坏，物种盖度、生物多样性下降，生境稳定性受到一定程度干扰	特殊生境受到间接干扰，物种盖度、生物多样性略有下降，生境稳定性略受干扰	特殊生境未受破坏或干扰，物种盖度、生物多样性无变化，生境稳定性未受影响



8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

- 严格执行国家现行有关法律、法规、标准和规范的要求，对该项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；
- 采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；
- 真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	—	二	三	简单分析

根据本章第 8.3 节分析可知，本项目海洋生态环境风险评价工作等级为二级。



8.1.4 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标分布情况、事故后果预测可能对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围。一、二级评价项目的评价范围分别根据危险物质 72h、48h 扩散范围确定，可根据海域特征、生态敏感区分布情况等做适当调整。

本项目环境风险评价等级为二级，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目风险事故状态下以新建 KL9-6WHPA 平台（危险物质泄漏到海洋的排放点）为中心 68km（平均风况下油膜 48 小时漂移最大距离）的范围为环境风险重点评价范围。

8.2 风险调查

8.2.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工作业计划，本项目施工期主要分为钻完井、导管架安装、组块安装、MSIU 拖航就位、海底管道铺设、海底电缆铺设、依托平台改造及海上设施连接及调试等环节，计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 550m³。

8.2.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为新建平台及海底管道中的原油/燃料油等油类物质及天然气等，见表 8.2-1 及表 8.2-2。

表 8.2-1 环境风险源调查表（平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)	平台概述
新建平台	KL9-1CEPA	原油	240	新建 KL9-1 CEPA 平台是一座 8 腿导管架中心处理平台，平台上设有 80 人生活楼、原油处理
		天然气	0.65	



风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)	平台概述
		燃料油	65	系统、原油外输系统、燃料气系统、生产水处理系统、注水设施及公用系统等设备。
	KL9-6WHPA	原油	67	新建 KL9-6WHPA 平台为 8 腿导管架有人热采井口平台。设有 80 人生活楼。平台设有蒸汽热采配套设备、油气生产设备、生产除砂设备、计量设备、火炬系统、开闭排系统、公用系统、电仪房间等。
		天然气	0.5	
		燃料油	108	
	MSIU	原油	56	MSIU 为自升式移动注热平台,主要功能用于海上稠油油田注蒸汽开发,蒸汽系统配置 90t/h,可以同时为 6 口井注汽。该平台与 KL9-6WHPA 平台栈桥相连,采用齿轮齿条升降装置,可以快速实现平台的就位与撤离。
		天然气	0.63	
		燃料油	110	

表 8.2-2 环境风险源调查表 (管道)

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)	长度 (km)	管径 (in)
新建管道	KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道	原油	213	11.3	10/16
		天然气	1.2		
	KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	原油	2500	34.5	10/16

8.2.3 海洋生态环境风险敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025),海洋生态环境风险敏感目标调查应包括评价范围内的所有海洋生态环境保护目标,以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区。

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型	主要敏感目标名称	与新建平台最近距离及方位	敏感期
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	3.0km/W;	\
国家级海洋特别保护区	山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	位于	\
	莱州浅滩海洋生态国家级海洋特别保护区	39.5km/SE;	\
	东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	22.7km/SW;	\
国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	2.6km/S;	\



类型	主要敏感目标名称	与新建平台最近距离及方位	敏感期
生态红线区	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区	1.3km/S;	\
	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区	2.5km/N;	\
重要渔业水域	银鲳产卵场	均位于其中	6 月
	鲈鱼产卵场	1.4km/N;	10 月
	黄姑鱼产卵场	位于其中;	5~6 月
	白姑鱼产卵场	均位于其中	5~6 月
	东方鲀产卵场	位于其中;	5~6 月
	蓝点马鲛产卵场	均位于其中	5 月中旬~6 月上旬
	三疣梭子蟹产卵场	15.8km/S;	
	鳀鱼产卵场	0.05km/S;	5~6 月
	带鱼产卵场	8.9km/S;	5 月下旬至 6 月
	三疣梭子蟹索饵场	均位于其中	\
	中国对虾索饵场	34.6km/N;	\
	鳀鱼索饵场	均位于其中	\
	带鱼索饵场	均位于其中	\
	东方鲀索饵场	7.1km/N;	\
	鲈鱼越冬场	27.8km/N;	\

8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价导则》(HJ 169-2018), 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。在不同厂区的同一种物质, 按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q;

当存在多种危险物质时, 则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

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)



$Q \geq 100$ 。

a. 施工期

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 550m^3 （约 467t），即 $Q=4.67$ ， $1 \leq Q < 10$ 。

b. 生产运行期

本项目生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.3-1。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

类型	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i
KL9-1CEPA	原油	240	100	2.4
	天然气	0.65	10	0.065
	燃料油	65	100	0.65
KL9-6WHPA	原油	67	100	0.67
	天然气	0.5	10	0.05
	燃料油	108	100	1.08
MSIU	原油	56	100	0.56
	天然气	0.63	10	0.063
	燃料油	110	100	1.1
KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道	原油	213	100	2.13
	天然气	1.2	10	0.12
KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	原油	2500	100	25
合计 $Q=33.888$				$10 \leq Q < 100$

8.3.2 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照表 8.3-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目，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) $M=5$ ，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。本项目风险工艺识别见表 8.3-3。

表 8.3-2 行业及生产工艺

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色	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、	10/套



行业	评估依据	分值
冶炼等	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	
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套（罐区）
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

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。

表 8.3-3 本项目风险生产工艺识别

行业	生产工艺	行业	M 值	M 划分
石油天然气	石油、天然气开采，油气管线	石油天然气	10	M3

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.3-4 确定物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量 比值（Q）	行业及生产工艺（P）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

本项目施工期危险物质与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ ，生产工艺与生产运营期保持一致，识别为 M3，危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

本项目生产运行期危险物质与临界量比值为 $10 \leq Q < 100$ ，生产工艺识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3。

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，见表 8.3-5。

本项目部分新建设施位于海洋生态保护红线区等重要敏感区内部，因此



本项目位于环境高度敏感区 E1。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

敏感性	评估依据
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。

8.3.5 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），建设项目风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 8.3-6 确定本项目的环境风险潜势。

表 8.3-6 建设项目环境风险潜势划分

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

8.3.6 评价工作等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目环境风险潜势初判，按表 8.3-7 确定评价工作等级。

表 8.3-7 环境风险分析评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境高度敏感区 E1，风险潜势应为 III 级。本项目施工期海洋生态环境风险评价工作等级为二级。

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3，位于环境高度敏感区 E1，风险潜势应为 III 级。本项目生产运行期海洋生态环境风险评价工作等级为二级。

综上所述，本项目海洋生态环境风险评价工作等级为二级。



8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、天然气及燃料油，参考化学品安全技术说明书数据库，其理化性质及危险特性如表 8.4-1、表 8.4-2 及表 8.4-3。

表 8.4-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：964.2~976.1kg/m³			
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO₂	
	爆炸下限（V%）：1.1		爆炸上限（V%）：8.7	
	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			
	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	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。			
	急性中毒：--			
急救	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			

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3	



标识	中文名：天然气	英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
危险特性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度 (°C)：482~632	闪点 (°C)：-188
	爆炸下限 (v%)：5.0	爆炸上限 (%)：15.0
	最小点火能 (MJ)：0.28	最大爆炸压力 (kPa)：680
	燃烧热 (MJ/mol)：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒性性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m ³)	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），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）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30°C。原理或中、热源。防止阳光直射。应与央企、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 8.4-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点 (°C)：-18	沸点 (°C)：180-370
	相对密度：（水=1）0.85	饱和蒸气压 (kPa) 37.1 (20°C)
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度 (°C)：257	闪点 (°C)：55
	爆炸下限 (v%)：0.6	爆炸上限 (%)：6.5



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，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。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

8.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括原油、天然气及燃料油，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染）。本项目建设阶段存在井喷事故风险，井流中的天然气将直接扩散至大气环境中。本项目在生产阶段中存在容器泄漏风险及地质性溢油风险，在发生容器泄漏事故时，天然气将直接扩散至大气环境中；在发生地质性溢油事故时，天然气将从地层泄漏至海水中，但由于天然气溶解度较低，大部分泄漏的天然气将从海水扩散至大气环境中。具体分析如表 8.4-4。



表 8.4-4 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	环境影响的途径和影响方式
原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）及大气环境
燃料油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和施工期船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、新建平台容器泄漏、新建平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏、船舶碰撞等。此外，地质性溢油风险和浅层气风险也作为本项目可能的风险事故进行识别。环境风险事故具体情形分析如表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏 事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有天然气和原油物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油	由于油田的复杂性，存在破裂压力不确定的可能性，在现场实施的过程中，可能会钻遇异常压力地层，出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求，引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足钻井作业要求，出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况。从而可能发生地质性溢油风险。地质性溢油风险分析详见 8.6 节。
	浅层气风险	经资料分析，本项目存在浅层气异常区域。从安全的角度，本项目提出了钻完井、工程方面的防范措施。浅层气风险分析详见 8.7 节。



阶段	油气泄漏 事故原因	油气泄漏事故情形分析
生产 阶段	新建平台 火灾、爆炸	生产阶段新建平台进行油气水的输送或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	新建平台 容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道 泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	船舶碰撞	在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。

8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》（以下简称《风险评估数据指南》）为依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。由于掌握的统计数据有限，要对所有的事故概率做定量分析是十分困难的，这里结合本项目特点，对部分事故做定量分析。

8.5.2.1 井喷

《风险评估数据指南》统计了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，其中常规油井的井喷事故概率见表 8.5-2。

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

作业阶段	事故概率	
	井喷	单位
钻井	4.8×10^{-5}	次/每钻一口井
生产	2.6×10^{-6}	次/（井·年）

本项目先期钻井 71 口，其中包括 57 口采油井、12 口注水井及 2 口水源



井，预留 29 口井。本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 4.8×10^{-3} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 2.2×10^{-4} 次/年。

8.5.2.2 新建平台容器泄漏

《国际油气生产商协会风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.5-3 及表 8.5-4。

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

容器类别	事故类型	泄漏概率	单位
常压罐	固定顶罐破裂	3.0×10^{-6}	(次/罐·年)
带压罐	罐破裂	4.7×10^{-5}	

表 8.5-4 本项目新增储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
KL9-1CEPA	常压罐	4	1.2×10^{-5}
	带压罐	7	3.3×10^{-4}
KL9-6WHPA	常压罐	17	5.1×10^{-5}
	带压罐	13	6.1×10^{-4}
MSIU	常压罐	3	9×10^{-6}
	带压罐	5	2.3×10^{-4}

8.5.2.3 平台火灾、爆炸

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：

油气传输区 3×10^{-4} 次/a

油气处理区 4×10^{-3} 次/a

储油区 2×10^{-3} 次/a

本项目新建的 KL9-1CEPA、KL9-6WHPA 平台均设有油气处理设施，新建的 MSIU 平台与 KL9-6WHPA 栈桥相连，不设油气处理设施。本项目新建平台发生火灾事故的概率为 8.9×10^{-3} 次/a，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。

8.5.2.4 海底管道及立管泄漏

根据《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》，不同海底管道的泄漏概率见表 8.5-5。



本项目共新建 2 条海底管道，包括：KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道、KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道，海管在两端平台侧各有一根立管，由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率，计算结果见表 8.5-6。

表 8.5-5 海底管道及立管管道泄漏概率

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道（开阔海域）	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径 ≤ 24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径 > 24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
挠性管（海底管道）	全部	2.3×10^{-3}	次/km·a
立管	钢管-管径 ≤ 16 英寸	9.1×10^{-4}	次/年
	钢管-管径 > 16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

表 8.5-6 本项目新建海底管道及立管管道泄漏概率

名称	材质	管长 (km)	管径 (in)	输送介质	海管泄 漏概率	立管泄 漏概率
KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道	钢管	11.3	10	油、气、水	5.6×10^{-4}	1.8×10^{-3}
KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	钢管	34.5	10	油	1.8×10^{-3}	1.8×10^{-3}

8.5.2.5 船舶碰撞事故

根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-7。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年，而发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，引发溢油事故的概率将更小。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

船舶类型	碰撞频率(次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	碰撞概率
本油田区域船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目施工期间主要涉及浮吊、驳船、拖轮、支持船、铺管（缆）船及供应船等船舶类型，主要用于包括新建平台安装、海底管道铺设、钻完井及平台适应性改造等不同施工阶段，因停留时间、海域有所不同，所以本项目施工船舶相互碰撞的可能性非常小。本项目平台、海管、电缆铺设所使用的施工船舶占用水域较小，附近航线船舶密度较小，且在项目施工期间会划定安全作业区，本工程的建设基本不会对附近航线上船舶的安全行驶构成影响。



本项目施工时间相对较短，作业结束后发生船舶碰撞引发溢油的风险便随即消失，此外发生重大损伤不一定会引起溢油事故。海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 80 年代开始，海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

海上建设阶段的油气泄漏事故可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。

对于燃料油泄漏事故，鉴于本项目目前未锁定施工船舶资源，本项目按照目前建设单位常用的“滨海 109”号铺管船考虑。“滨海 109”号铺管船总长 93.5m，型宽 28.35m，型深 6.7m，总吨 5079t，满载排水量 8773.4t，设有两个燃油舱，单舱最大有效容积约为 185m³。

根据施工期铺管船的最大单舱储油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.5-8。

表 8.5-8 钻井阶段可能溢油量

事故	排放物质	泄漏量 (m ³)
井喷	井流	难以估算
钻井平台储油罐破裂	燃料油	40
施工船舶储油舱破裂	燃料油	185
输油软管破裂或误操作	燃料油	5

8.5.3.2 生产阶段事故泄漏量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是原油及燃料油。

当新建平台发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量原油/燃料油入海。

当海底管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、油气比、应急



关断时间、海水压力和油水不容的特性，估算 132m^3 作为海管泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

对于燃料油泄漏事故，鉴于目前尚无法确定守护船具体型号，参考建设单位目前常用的国海民详船进行估算。国海民详船长 83.40 米，船宽 18.00 米，吃水 6.70 米，设有 6 个燃油舱，其单舱的有效容积在 $57\text{m}^3\sim 130\text{m}^3$ 之间。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故泄漏量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段最大泄漏量

排放源	排放物质	泄漏量 (m^3)
新建平台火灾失控	井流	难以估计
新建平台容器泄漏	原油/燃料油	50
海管破裂	原油/天然气	132
船舶碰撞	燃料油	130

8.5.3.3 环境风险与最具代表性事故

根据上述分析，本项目的风险事故类型为井喷事故、储罐泄漏事故、新建平台火灾事故、海底管道溢油事故、船舶碰撞事故，其中海底管道溢油事故概率大于其他事故类型的发生概率且本项目新建海管的泄漏量可达 132m^3 。综合上述分析，本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

8.6 地质性溢油风险分析及防范措施

8.6.1 构造特征

8.6.1.1 垦利 9-1 油田

垦利 9-1 油田位于渤海中南部海域，主力油层段为明下段和沙河街组。明下段自上而下共划分了 I、II、III、IV、V 共五个油组，其中 III、IV、V 为主力油组，浅水三角洲沉积，油藏类型为纵向上具有多套油水系统的构造、岩性-构造油气藏和岩性油藏，油藏以边水油藏为主。沙河街组辫状河三角洲沉积，构造油藏。垦利 9-1 油田钻井揭示的地层，自上而下为第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组以及古近系东营组和沙河街组。油田的主要含油气层系发



育于新近系明化镇组明下段，其次是沙河街组沙二段。

新近系明化镇组上段：泥岩与浅灰色细砂岩、粉砂岩及含砾中砂岩不等厚互层，或泥岩夹细砂岩及粉砂岩。

新近系明化镇组下段：油田范围内各井均钻穿，地层厚度 384.5m~411.8m，为油田的主力含油层段，上部为泥岩与浅灰色细砂岩及含砾细砂岩互层，下部为泥岩夹浅灰色细砂岩及含砾细砂岩。泥岩颜色为红褐色、黄褐色、绿灰色。

新近系馆陶组：油田范围内各井均钻遇，但仅 KL9-1-1 井和 KL9-1N-1 井钻穿。钻井揭示地层厚度 159.8m~193.2m，岩性为厚层浅灰色含砾中砂岩夹薄层绿灰色泥岩。

古近系东营组：油田范围内仅 KL9-1-1 井和 KL9-1N-1 井钻穿。钻井揭示地层厚度 50.5m~133.0m，岩性为灰色、褐灰色、红褐色泥岩与浅灰色含砾中砂岩、含砾粗砂岩及细砂岩不等厚互层。

古近系沙河街组：未钻穿。油田范围内仅 KL9-1-1 井和 KL9-1N-1 井钻遇沙河街组。钻井揭示沙一段地层厚度 42.0m~49.1m，为灰色泥岩、灰色灰质泥岩夹浅灰色细砂岩；沙二段地层厚度 19.0m~75.7m，为灰色泥岩夹浅灰色含砾中砂岩及绿灰色凝灰质细砂岩；沙三段未钻穿，岩性为灰绿色凝灰质砾岩与泥岩互层。

依据“旋回对比、分级控制”原则，根据地层厚度、砂层发育情况以及油、气、水分布规律，结合地震资料，对主要含油气层系明下段进行了油组划分。自上而下共划分了 I、II、III、IV、V 共五个油组，各油组标志层较清晰，地层厚度分布较稳定。

8.6.1.2 垦利 9-5/6 油田

垦利 9-5/6 构造位于莱西构造带西部、垦东凸起东部斜坡带，为依附于郯庐走滑断裂发育的呈东西向展布的断块、断鼻构造。地层整体向北倾斜，南部存在局部高点。

垦利 9-5 为断块圈闭，受垦东凸起东西向边界断层及北北东向走滑断层夹持，自下而上继承性好，其圈闭形态受资料限制边界认识不完整；垦利 9-6

为断鼻圈闭，主要依附于走滑派生断裂形成，圈闭形态及继承性好。具体特征描述如下：

垦利 9-5 断块圈闭：南部以 F4 断层为边界，东部以 F2 走滑断层为边界，西部以矿区边界线为边界。地层整体向北倾斜，南部存在两个局部高点，分别依附于断层 F4 的西段及东段，最低圈闭线 -645m~-1105m，高点埋深 -625m~-1080m，圈闭幅度 20m~25m，圈闭面积 3.2km²~5.3km²。

垦利 9-6 断鼻圈闭：南部以 F5 和 F6 断层为边界。地层整体向北倾斜，南部存在两个局部高点，分别依附于断层 F5 及断层 F6，最低圈闭线 -660m~-1040m，高点埋深 -630m~-995m，圈闭幅度 30m~50m，圈闭面积 4.0km²~6.6km²。

根据断层的活动期次及其作用，构造主体区内的断层主要分为三类：

I 类断层主要包括 F1~F3，为郯庐走滑断层西支的一部分，北北东走向。F1、F2 为该区活动时期长的两条走滑断层，在中新世结束，区域上分析认为是郯庐走滑断层西支的主干断层，贯穿本工区。F1~F3 是本区构造格局的主控断裂，其余断层多为 3 条走滑断裂派生断层。

II 类断层主要包括 F4~F7。F4 是近东西走向、南掉正断层，延伸长度大于 5.5km，构造范围内目的层段垂直最大断距约 150m~170m。F5~F7 是近东西走向、南掉正断层，该系列断层为走滑派生断层，晚期活动，继承性发育，延伸长度为 3.1km~5.5km，构造范围内目的层段垂直最大断距约 45m~90m。

III 类断层主要包括 F8~F20，以近东西向为主，为晚期发育走滑派生小断层，断距小，延伸距离短，使构造进一步复杂化。

8.6.2 断层分析

8.6.2.1 垦利 9-1 油田

垦利 9-1 油田目标区发育的主要断层共 44 条（图 8.6-1），其中有 1 条断层 F10 向海底延伸，据目前资料判断，延展至海底以下约 200m 以内。综合分析认为此条断层可能会延至海底（图 8.6-2）。根据油气成藏理论分析，该断层在目的层段具有封堵性。



为了分析注水开发井与可能通海底断层的空间关系，根据目的层段的构造图，对本油田 12 口注水开发井在目的层段距断层 F10 的距离进行统计（表 8.6-1），距离均在 300m 以上。

表 8.6-1 垦利 9-1 油田设计注水井距离断层距离统计表

井名	明 II 油组顶面	明IV油组顶面	馆陶组顶面	沙二顶面
A1H	980/F10	-	-	-
A2	500/F10	725/F10	-	-
A5	700/F10	810/F10	-	-
A9	320/F10	310/F10	-	-
A14	330/F10	500/F10	-	-
A16	900/F10	1040/F10	-	-
A21	380/F10	430/F10	-	-
A26	680/F10	814/F10	-	-
A27	330/F10	360/F10	-	-
A32H	560/F10	-	-	-
A34	390/F10	660/F10	-	-
A41H	490/F10	570/F10	660/F10	670/F10
A42W	680/F10	730/F10	870/F10	-

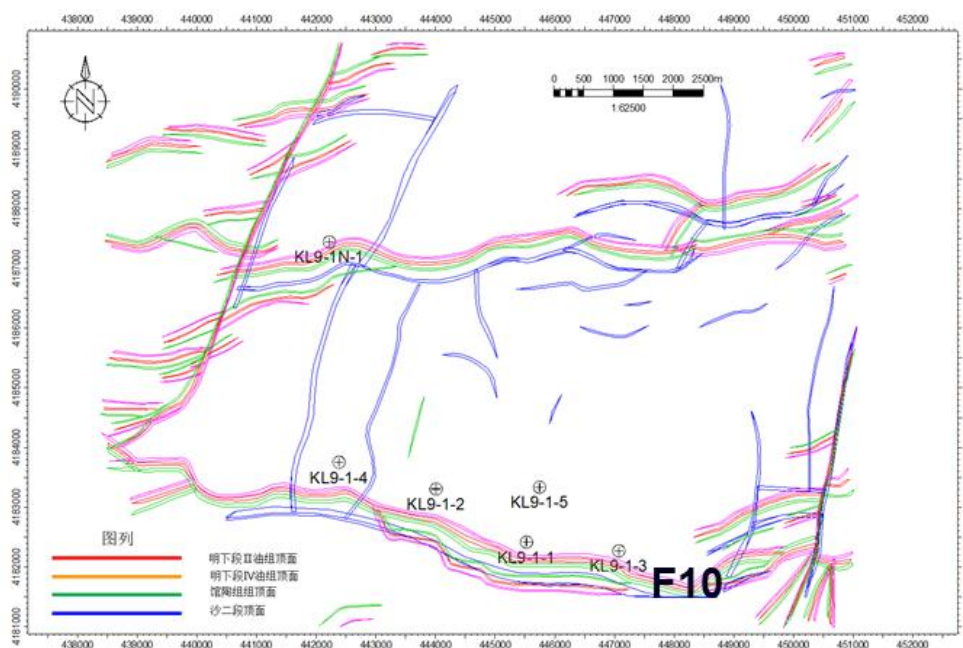


图 8.6-1 垦利 9-1 油田明下段、沙二段断裂系统叠合图

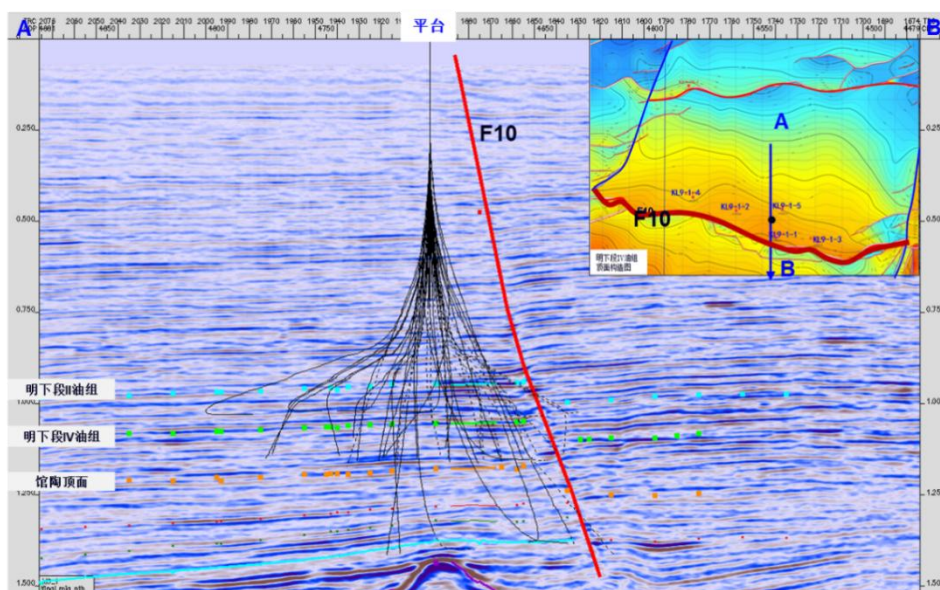


图 8.6-2 垦利 9-1 油田通海底断层剖面图

8.6.2.2 垦利 9-5/6 油田

油田范围内主要断层共有 9 条，其中含油范围内 F5、F6 断层向海底延伸，基于目前资料判断，延伸至海底以下约 200m 内。根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。

根据目的层构造图、地震数据体和开发井（设计）轨迹，开发井与断层



空间关系清楚，开发井轨道均不穿越断层，在目的层段与邻近断层之间的距离统计结果见表 8.6-2。探明区块共 29 口开发井，在目的层段与风险断层的最近距离均大于 100m。

表 8.6-2 开发井在目的层段与邻近断层之间的距离统计

井号	井别	靶点海拔/m	开发井根端 t01 距离 断层距离/m	开发井趾端 t02 距离断 层距离/m
A01	定向井	-902.0	354/F6	378/F6
A02	定向井	-899.0	357/F6	465/F6
A03	定向井	-902.0	415/F6	469/F6
A04	定向井	-894.0	248/F6	277/F6
A05	定向井	-894.0	260/F6	282/F6
A06	定向井	-896.0	280/F6	301/F6
A07	定向井	-901.0	271/F6	280/F6
A08	定向井	-896.0	118/F6	139/F6
A09	定向井	-892.0	121/F6	119/F6
A10	定向井	-889.0	134/F6	160/F6
A11	定向井	-889.0	138/F6	168/F6
A12	定向井	-891.6	153/F6	151/F6
A13	定向井	-897.0	159/F6	184/F6
A14	定向井	-904.0	155/F6	141/F6
A15	定向井	-900.0	240/F5	398/F5
A16	定向井	-896.0	117/F5	231/F5
A17	定向井	-897.0	255/F5	409/F5
A18	定向井	-894.0	115/F5	248/F5
A19	定向井	-739.0	380/F6	366/F6
A20W	定向井	-1291.0	>900/F6	>900/F6
A21H	水平井	-641.7	390/F6	356/F6
A22H	水平井	-632.9	123/F6	101/F6
A23H	水平井	-637.1	175/F6	103/F6
A24H	水平井	-636.0	315/F5	368/F5
A25H	水平井	-638.0	104/F5	165/F5
A26H	水平井	-633.7	101/F5	193/F5
A27H	水平井	-630.0	220/F6	140/F6
A28H	水平井	-632.0	370/F6	294/F6
A29H	水平井	-635.0	180/F5	243/F5



8.6.3 注水及热采方案的地质性溢油风险防范措施

8.6.3.1 垦利 9-1 油田

(1) 注采井网

垦利 9-1 油田明化镇组受主力砂体和非主力砂体纵向叠合程度、砂体形态影响，主体叠合区采用反九点注采井网，以应对储层风险，边部叠合程度差区采用边部注水的非规则面积井网。

垦利 9-1 油田沙河街组根据砂体形态和油水分布，采用边部注水的不规则井网。注水开发的明化镇组和沙河街组储层物性好，连通性强，与注水井均有采油井对应，注采系统完善。注水井目的层靶点距断层距离均大于 100m，注入压力均不超过顶部最薄层破裂压力的 85%。

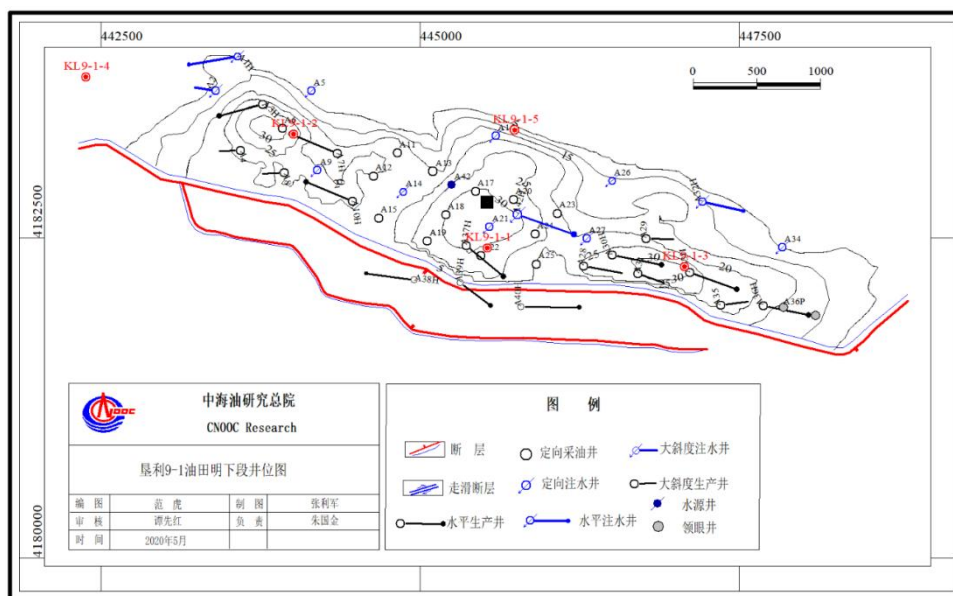


图 8.6-3 垦利 9-1 油田推荐方案井位图

(2) 注入压力控制

垦利 9-1 油田明化镇组纵向砂体较多且砂体平面分布范围有限，天然水体能量弱，而且地饱压差小，为防止地层脱气，保持较高地层压力开发，获得较高采油速度和采收率，推荐采用投产即注水的开发方式。沙河街组目前阶段认识油藏类型为边水油藏，存在一定水体能量，但因地饱压差小，宜采用早期注水开发方式。注入井设计最大井底流压 18.0~24.0MPa，最大注入量 1000m³/d，未达到设计的最大注入井底流压，无注入异常超压风险。

(3) 注入监测及防范措施



1) 井网调整

在开发生产过程中，随着对断层和储层的再认识，需要不断完善注采井网，确保注采对应、注采平衡。

2) 压力监测和分析

依据企业标准《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》Q/HS 2001—2002，进行注入井注入压力和注入量的监测，依据企业标准《海上油田开发动态分析技术要求》Q/HS 2061—2011，进行油田开发动态分析，重点关注注入井井口压力、注入量变化较大的现象并分析原因，及时采取有效措施，杜绝超压注入。

3) 注入调整

通过动态监测和动态分析，根据开发生产需要和异常现象，采取注入调整，包括但不限于：

A、资料显示或动态分析发现地层压力超过原始地层压力的 10%或累积注采比大于 1 时，对应层位的注入井降低注入量或停注；

B、采油井采出液量下降或关井时，对应的注入井降低注入量或停注；

C、注入井注入压力升高时，通过检查压力计、检查对应的采油井生产状态、分析注采连通性、分析注入井表皮系数等方面查找原因，对症采取有效措施。压力计有问题时，及时更换高质量压力监测装置；注采井连通性差时，增加注入井点确保注采连通；注入井表皮系数大时，采取有效措施保证注入流体质量并解堵注入井；

D、注入井注入压力超过最大注入压力时，采取降低注入量、增加注入井数等措施进行解决；

E、一旦发现注入井注入压力突然大幅度降低、注入量突然大幅度升高的现象，应立即停注，分析原因，以便采取有效措施。

8.6.3.2 垦利 9-5/6 油田

1) 油田压力保持水平

垦利 9-5/6 油田的水体能量小，蒸汽吞吐开发为衰竭式开发，且后期转化学辅助蒸汽驱，要求采注比 1.4，因此地层平均压力持续降低，整个油藏的平

均压力如下图所示。

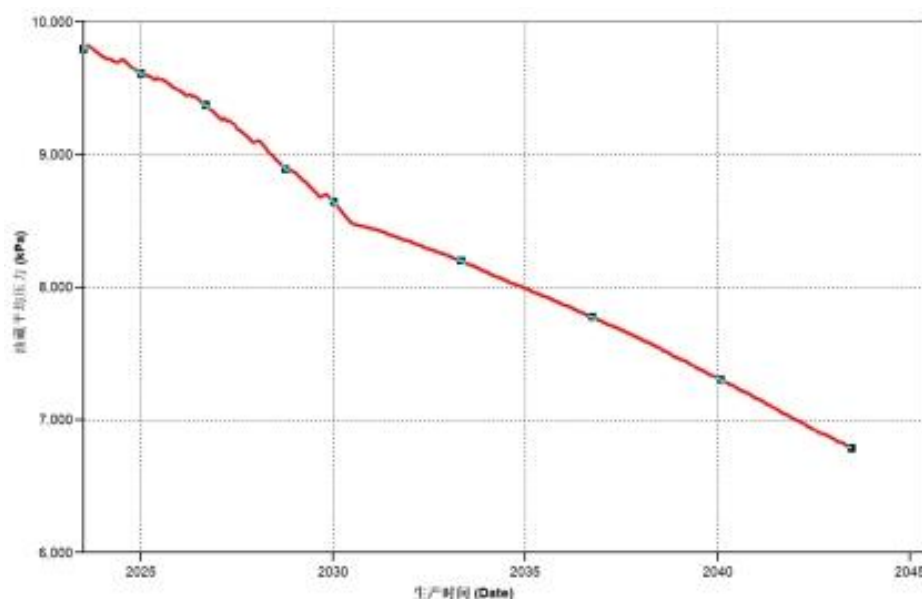


图 8.6-4 油藏平均压力与随生产时间变化曲线

2) 注汽方案防范措施

垦利 9-5/6 油田开发采用蒸汽吞吐转蒸汽驱的方式开发，前 8 个轮次热采生产井全部采用蒸汽吞吐，之后 18 口生产井 A1、A2、A3、A5、A7、A8、A9、A10、A11、A12、A14、A15、A17、A18、A22H、A23H、A25H、A26H 井转为蒸汽驱采油井；6 口井转为蒸汽注入井 A4、A6、A13、A16、A21H、A24H；4 口井 A19、A27H、A28H、A29H 侧钻后仍然采用蒸汽吞吐。

3) 注入压力控制

对照相关热采油田（旅大 21-2 油田、旅大 5-2 北油田、锦州 23-2 油田）设计与现状，蒸汽吞吐初期注热周期较短（1 个月左右），吞吐第二轮次后井口注热压力将逐渐降低。考虑到地层风险认识较为清晰，为满足油藏配注要求、优选平台注热设施，同时按照企标《注水井井口压力计算方法》（Q/HS 2048-2013），按照注热最大井口压力不高于地层破裂压力的 90%，计算本区块蒸汽吞吐阶段井口注入压力在 9.1MPa~14MPa，未来可参考实钻井储层破裂压力新认识结果，及时调整注汽压力；蒸汽驱阶段井口注入压力在 6.8MPa~9.2MPa，参考实际地层压力衰减情况与实际作业状态，及时调整注汽压力、满足注入需求。

4) 注汽井动态监测



根据旅大 27-2 油田 A22H 和 A23H、旅大 21-2-B13H 和 B15H 蒸汽吞吐井测试技术取得的成功经验及海上油田安全控制要求和技术现状，在注汽及焖井阶段采用钢丝作业进行五参数测试及井下取样技术，包括连续测试、定点测试及重锤触发井下取样，可以获得注汽过程中井筒温度分布、压力分布、井筒蒸汽干度等数据。为监测注热井井筒温度及井底温压分布情况，以便调整注热参数，为后期油藏评价及优化提供基础数据，油藏要求 9 口井下入热采多参数测试仪（温度、压力、干度等），因此监测工艺设计如下：

注汽阶段：

高温多参数测试和井下取样：测试干度，井筒沿程温度、压力、流量等参数。地面监测：注汽参数（注汽压力、温度、干度）、注氮参数（注氮压力、纯度系数）、套管伸长量及设备运行参数。

焖井阶段：

地面监测：监测井口油压、套压、温度。

放喷阶段：

地面监测：油压、套压、井液温度、产量等参数，取油水样含水、含砂化验分析。

生产阶段：

地面监测：井口油压、套压、温度等参数。井下监测：温度、压力参数。

8.6.4 地质性溢油风险防范措施

8.6.4.1 钻、完井方案采取的风险防范措施

根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并尽可能使注入井避开通海底或接近海底的地质断层；

事先识别压力异常地层，合理设计套管程序，制定有针对性的井控预案并加强随钻监测；

在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌；

对于碰撞风险点，加强钻进过程的跟踪与监测，根据碰撞风险征兆判断是否具有碰撞风险；



利用防碰模拟软件，对轨迹进行跟踪分析；
加强现场测量，提高轨迹精度；
对于碰撞风险点以上井段，利用陀螺进行轨迹复测；
利用地层标定，来消除上部误差椭圆。

8.6.4.2 注水井采取的风险防范措施

海上注水井安全井控措施主要由井口安全阀、封隔器、注水井口、井口控制盘等构成。井口安全阀安装于注水井口上，井下封隔器用来封闭油管 and 套管环空。井口安全阀由安全阀井口控制盘统一控制；

严格按设计注入压力和注入量进行注水作业。制定注水系统日常作业和监控程序，进行注水压力和注水量的监测，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；

优化注入水量和采出液量，实现注采平衡，从而保持地层压力稳定；

对因水质等原因导致的注入压力高的注水井及时实施解堵等措施，缓解注入压力高的问题；

对于注水井实行分层注水、精细注水管理措施，维持每一井区、每套储层的注采平衡，杜绝局部超注超压；

制定注水系统日常作业和监控程序，设置注水压力和流量自动监测报警装置，并进行注水压力和注水量的监测，一旦发现注水压力和流量异常，立即停止注水，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业；

油井动态监测，确保注采平衡，避免有注无采情况发生。

8.6.4.3 注水井压力监测系统

在油田的生产管理中，应严格按照中国海洋石油有限公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，做到随时监测注水地层的压力变化，严格把注水地层的压力控制在安全生产压力以下。对于瞬时高值以及异常状况及时分析，确保安全生产。及时关注、排查注入压力高的注水井，在后续的工作中将继续针对不同的情况分析其原因，并采取以下有效的措施来确保油田的安全生产：

动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定



与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测系统；

单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注水出现异常时，及时跟踪分析并与现场沟通，采取有效措施，恢复注水井正常注入；

日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注水井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注水井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液剖面、吸水剖面等动态监测需求及酸化等解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水；

月度动态分析：根据注水井周边受效油井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注水井的配注量，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标，避免出现注水井注水量过大导致的注入压力过高现象；

注水管理措施：对于注水井实施精细化管理，优化注水，通过酸化、调剖与分层配注（地面分注）等措施相结合，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。

8.6.5 小节

垦利 9-1 油田开发地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行。开发方案对井身结构、井口装置、钻井工艺技术、井筒选材满足设计规范要求，采取并执行相应的技术措施后能够保证钻井作业期间控制在一级井控范围，在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中切实加强监测，生产过程中地质性溢油风险是可控的。

垦利 9-5/6 油田范围内主要断层共有 9 条，其中含油范围内 F5、F6 断层向海底延伸，基于目前资料判断，延伸至海底以下约 200m 内。根据油气成藏理论分析，这些断层目前具有封堵性。垦利 9-5/6 油田设计所有开发井轨道与断层最小距离均大于 100m。通过方案论证，注汽过程最大井底流压 14MPa，低于地层破裂压力的 90%，在安全范围内，且逐轮注汽压力会下降。垦利 9-5/6 油田地质条件及断层风险认识清楚，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象，综合分析认为地质性溢油风险可控。



8.7 浅层气风险分析及防范措施

8.7.1 录井、测井分析

8.7.1.1 垦利 9-1 油田

KL9-1 油田研究区块有 5 口评价井, KL9-1-1、KL9-1-2、KL9-1-3、KL9-1-4、KL9-1-5 这 5 口井在埋深 0~500m 范围无测井、录井资料, 因此受测井、录井资料限制, 测井无法判断埋深 0~500m 范围内是否发育浅部气层。

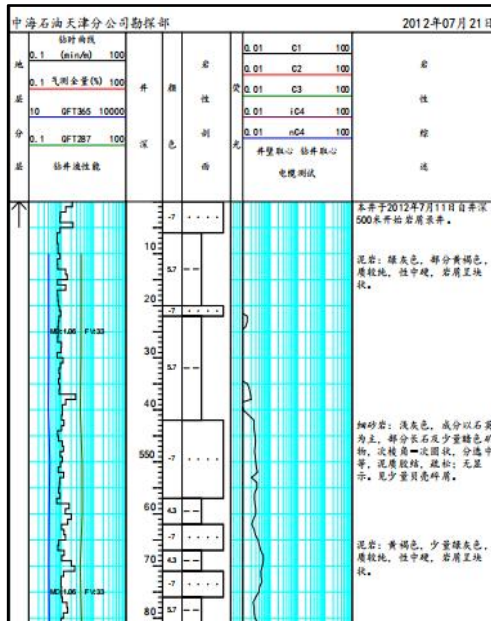


图 8.7-1 KL9-1-2 综合录井图

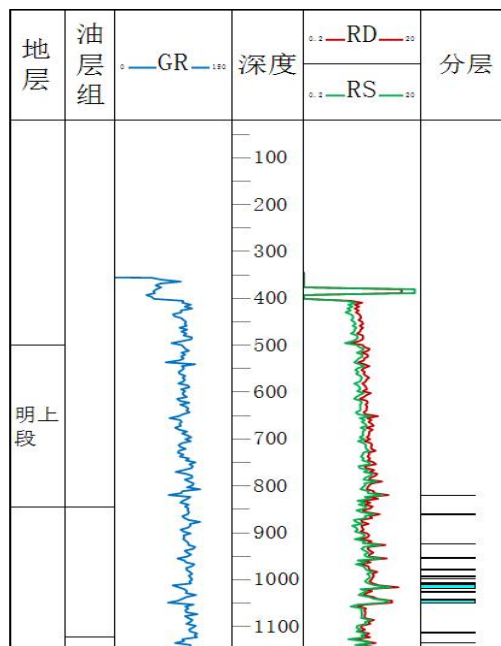


图 8.7-2 KL9-1-2 测井曲线图



8.7.1.2 垦利 9-5/6 油田

垦利 9-5/6 油田共有探井 5 口,其中 KL9-5-1 和 KL9-5-2D 井位于垦利 9-5 区块, KL9-6-1、KL9-5-2 和 KL9-5-3D 井位于垦利 9-6 区块。其中 KL9-5-1 井 0~500m 范围无测井、录井资料,其它 4 口井 0~300m 范围无测井、录井资料,因此受测井、录井资料限制,不能完全排除 0~500m 范围内发育浅层气的可能性。

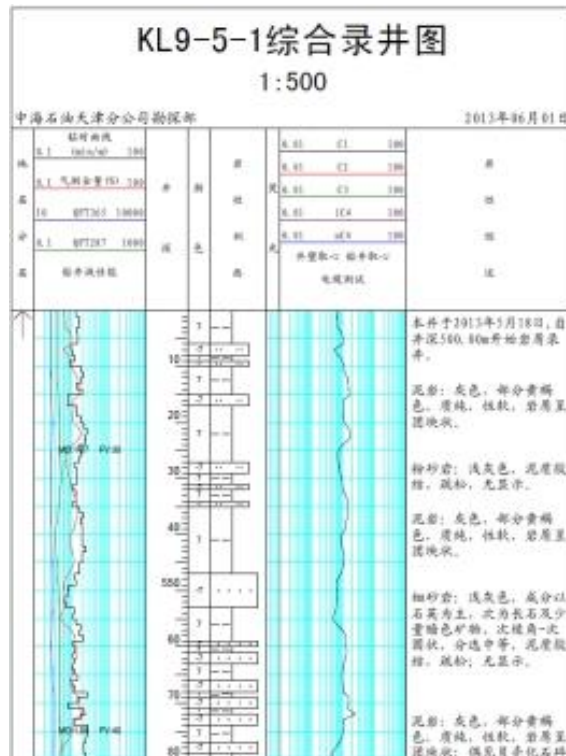
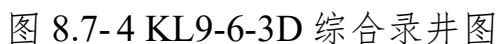


图 8.7-3 KL9-5-1 综合录井图



8.7.2.1 垦利 9-1 油田

海拔-500m 至目的层段,测录井资料结合三维地震资料及反演数据对气层进行排查。综合利用 AVO 分析、吸收与衰减等手段,基于现有地震基础资料,认为浅层气在地震上多表现为亮点响应,但并不能完全排除非亮点型或地震无响应浅层气的存在。结合本区探井 KL9-1-1 井的测井解释结果,井震标定认为本区地震振幅值大于 4.0×10^9 为可疑气层反射(图 8.7-5)。基于当前资料基础,对过平台位置地震剖面进行排查,以及对疑似浅层气位置提取地震最大振幅属性进行分析,排查海拔-500m 至-1000m 的疑似气层的位置和展布范围。同时针对海拔-1000m 以下目的层明下段储层,结合测井解释及储层反演结果完成气层筛查。

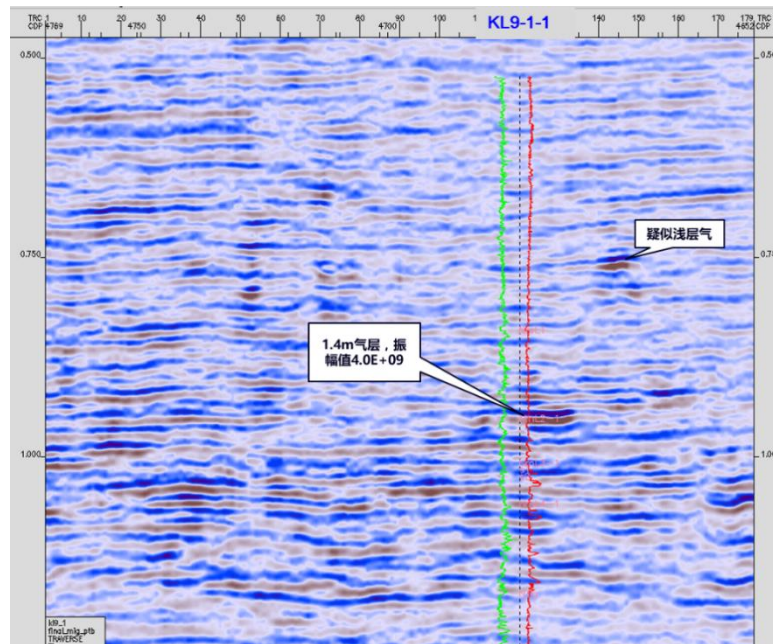


图 8.7-5 KL9-1-1 井气层井震标定

通过对新建平台的排查认为,受基础资料制约,不支持海拔-500m 以上浅层气识别。海拔-500m 至目的层段,识别出多个疑似气层异常反射,并筛选出了钻遇疑似气层反射及目的层气层的开发井 25 口。

8.7.2.2 垦利 9-5/6 油田

研究区 2011 年采集了海底电缆三维地震资料,野外采集采用了 8 线 4 炮束线观测系统,炮间距 50m,道间距 50m,单线接收道数为 180 道,覆盖次数为 4×30 次,采样间隔 2ms,记录长度 6s,覆盖面积 538km²。2012 年委托中国石油集团东方地球物理公司研究院大港分院对该地震资料进行了叠前时间偏移处理,处理后面元为 25m \times 12.5m。为进一步提高目的层受气云影响区的地震成像品质(信噪比、连续性),2013 年进行了叠前时间偏移重处理。本次研究结合 2012 年和 2013 年两次处理的三维地震资料,对浅层气分布进行分析。

基于现有地震基础资料,综合利用 AVO 分析、吸收与衰减等手段,认为浅层气在地震上多表现为亮点响应,但并不能完全排除非亮点型或地震无响应浅层气的存在。

通过测井资料分析,本区 KL9-6-3D 井 300m \sim 318m、324m \sim 333m、357m \sim 363m 的 TG 值大于 1%,可能存在浅层气,同时对应位置处地震振幅



异常增大。通过井震标定，认为振幅能量值大于 25000 为疑似浅层气反射。基于当前地震资料，通过对过平台位置地震剖面进行排查以及对疑似气层位置提取最小振幅属性进行分析，平台垂深 380m±25、450m±25、510m±25 等处有疑似浅层气地震亮点响应，开发井有钻遇浅层气可能。

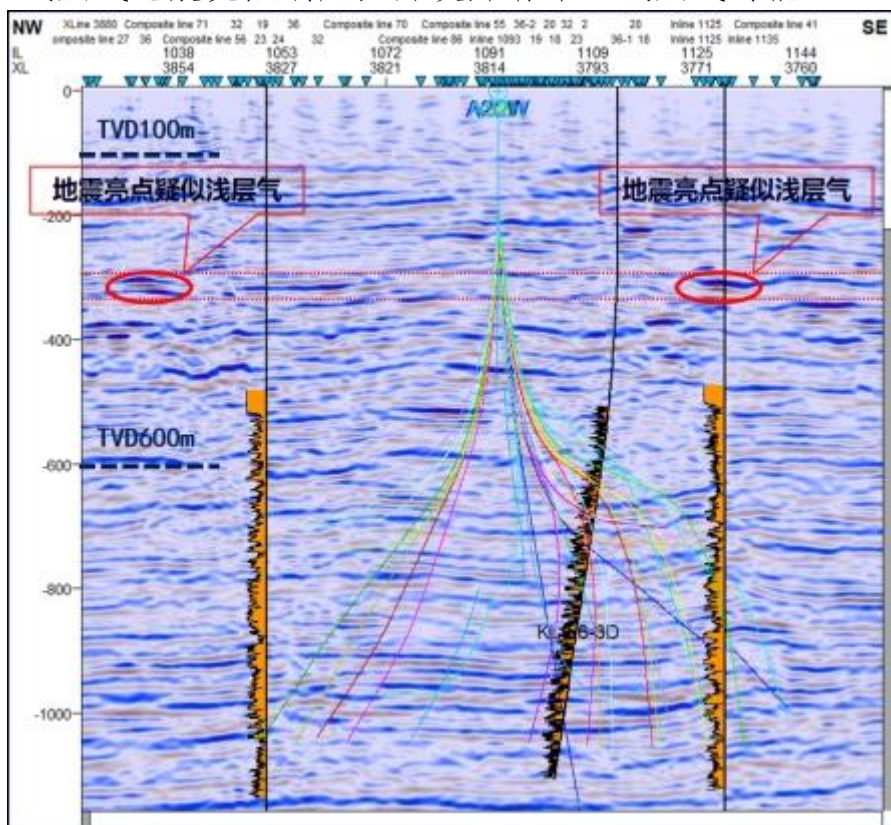


图 8.7-6 过平台及探井地震剖面

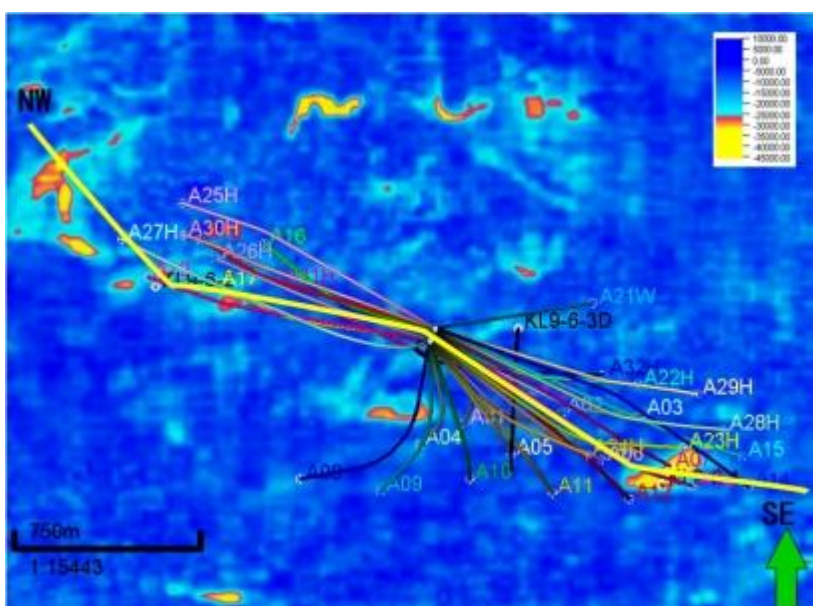


图 8.7-7 290-330ms 最小振幅属性图



其中，平台垂深 $380\text{m} \pm 25$ 处，地震亮点响应分布较为零散，开发井距离浅层气距离约 100m ，距离较近，有钻遇浅层气可能；

平台垂深 $450\text{m} \pm 25$ 处，地震亮点响应位于平台正下方及北侧，所有开发井轨迹均有钻遇该气层的可能；平台垂深 $510\text{m} \pm 25$ 处，地震亮点响应位于平台西侧，A16、A17、A18、A19、A25H、A26H、A27H、A30H 等开发井轨迹有钻遇该气层的可能。

8.7.3 工程物探勘察

8.7.3.1 垦利 9-1 油田

引用《垦利 9-1 油田开发项目工程物探调查报告》（0 版），根据调查资料的解释分析，调查期间在 KL9-1CEPA（ $1\text{km} \times 1\text{km}$ ）平台调查范围内海底至埋深 500m 地层中均未发现与浅层气相关的异常反射特征。

8.7.3.2 垦利 9-5/6 油田

根据 2021 年工程物探勘察结果，目标区域浅层气分布范围广泛，井位埋深浅，井口区集中，且为了保障热采开发效果，平台位置无法移开浅层气分布区域，29 口井轨迹显示浅部是几乎垂直井轨迹、且均在约 160m 附近穿越浅层气顶部。

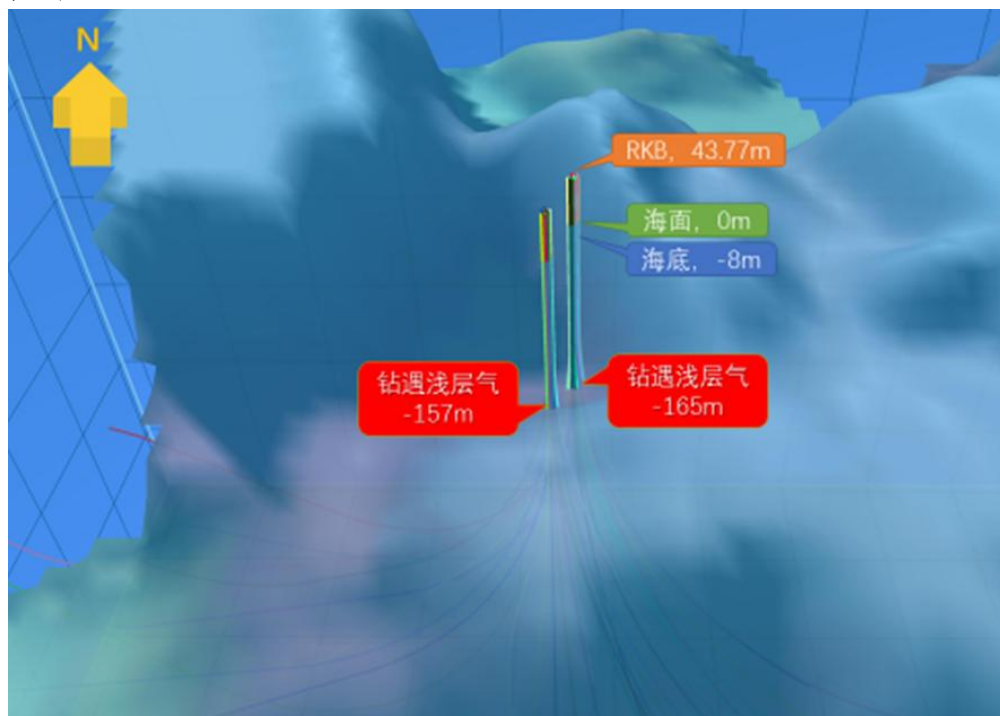


图 8.7-8 垦利 9-5/6 油田开发井轨迹穿越浅层气位置图



8.7.4 浅层气风险防范措施

8.7.4.1 表层井眼钻进过程中浅层气应对措施

为了应对可能存在的浅层气，根据《海洋固井设计与作业要求》（Q/HS14004-2016），针对存在浅层气风险井，表层套管固井采用全封固设计，水泥返至泥面。

（1）作业准备与要求

在平台上召开专门的安全会议，介绍钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求。参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、船长、控制室人员、泥浆工程师及固井工程师等。

检验可燃气体探头、警报系统，校准有关仪表及传感器。

举行弃船、消防应急演练。

救生艇处于准备下放的状态（解掉安全绳）。

检验井口甲板（月池）周围的消防系统，以及锚机处的喷水系统。

水密门、窗应保持关闭状态。

提前备足至少两倍井眼容积的压井液及加重材料。

备用钻井液池尽量放满海水。

在钻进期间，值班船应安装气体检测器，并在上风上流位置航行待命。

应选择在白天钻开浅层气地层。

浅层气钻进过程中，尽量控制现场作业人员的数量。

（2）作业程序

组合小尺寸钻领眼钻具。

下钻到海床测斜，如果井斜小于 1° ，即可开钻。

用海水钻进，控制钻速在 25m/h 以内。

钻进期间，井口区域及钻井装置周围要有专人连续观察海面的变化情况。

如有下述情况，要停钻循环观察 5~10min：

- ①当钻入可疑浅层气 1.5m 时；
- ②当钻速突然加快时（1.5m 内）；
- ③当准备接单根或立柱时。



如果发现气泡，按照既定的流程处理。

用海水钻到下套管深度，用高黏钻井液将井眼清洗干净。泵入 1.5 倍井眼容积的高黏钻井液到井内后起钻。

组合扩眼钻具扩眼钻进。

(3) 钻遇浅层气的处理程序

在钻进或观察期间，如果发现钻遇浅层气，应立即停止钻进，循环观察，按下述程序处理，同时向基地报告情况。

1) 若海面冒气泡、有微小气流：

- ①继续循环，观察气泡 / 气流是否正在增加；
- ②针对气泡 / 气流稳定或稀少的情况，钻 1~2m 新地层之后再次循环观察；
- ③如果气泡 / 气流增加，应转入下步，否则继续钻进。

2) 若有较大气流出现：

- ①以尽可能快的速度泵入压井液压住气流。
- ②决定是否采取下述具体行动：
使用低密度的钻井液逐渐、分步循环，同时密切观察井眼、海面的变化情况，寻求以平衡浅层气的钻井液密度钻穿气层，然后扩眼到 $\Phi 914.4\text{mm}$ ，下入导管封住浅层气固井。

3) 若有极大的气流出现，危及平台和作业人员的安全时：

- ①拉响弃船警报。
- ②撤离部分人员到值班船上。
- ③在进行上述作业时，迅速泵入压井钻井液。
- ④如果气流得到有效控制，则确定下一步作业措施；如气流无法得到有效控制，则应继续泵入现有的钻井液、海水，直到人员撤完。

8.7.4.2 16"井眼钻进过程中浅层气应对措施

(1) 设计应对

井口装置：一开钻进时建立闭路井口，如下图所示，隔水导管上部安装分流器。

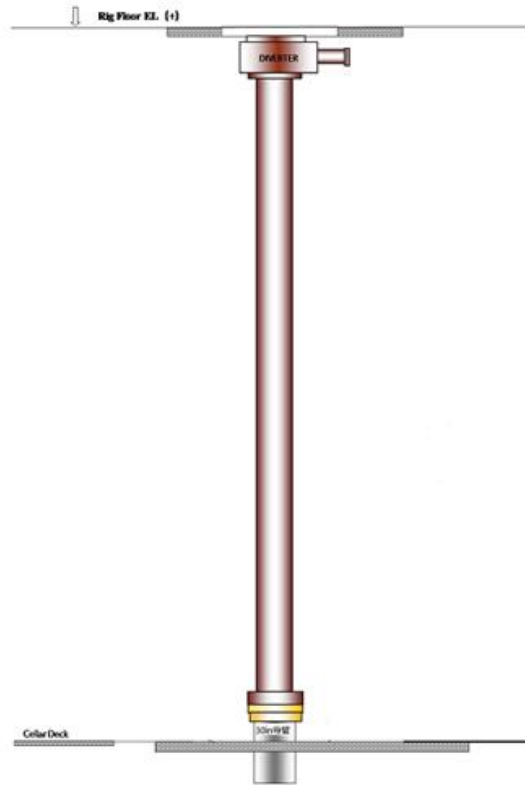


图 8.7-9 表层钻井井口配置

套管柱设计：考虑目标区域地层不能完全排除存在浅层气风险，13-3/8"套管校核考虑全掏空载荷工况。

钻井液：优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力。

固井：提高顶替和固井质量；采用防气窜水泥浆体系；13-3/8"套管采用全封固设计，水泥至少返至泥面。

（2）作业应对

合理安排和利用泥浆池：确保储备足够的泥浆、重泥浆以及海水，备用加重材料；

尽可能选择良好的季节和白天开孔，以有利于观察井口气泡变化情况；

采用小尺寸钻头领眼钻进至设计表层套管下入深度后扩眼；

钻具组合中应考虑加装单流阀，并将单流阀位置尽可能接近钻头处，以防止钻具排空；

钻进时尽可能控制钻速，控制瞬时机械钻速<20 米/小时。

若钻遇浅层气，先放喷，后关分流器/转喷器；

（3）钻遇浅层气后处理程序



如钻遇浅层气则根据《海洋钻井手册》中浅层气井控章节处理程序进行：立即停钻；循环观察，确认是否浅层气井涌，如果循环无异常，则恢复钻进；如果确认井涌，则执行后续程序；

关闭分流器/转喷器，同时自动打开导流管；

大排量泵入泥浆或海水通过导流管线循环排气；

分流无效再泵压井液，严重时打水水泥封堵，处理无效撤离平台人员、弃平台。

1) 钻前准备

做好钻井设备的检验和配套，特别是分流器、防喷器、泥浆录井仪、计量罐等的检查；

做好钻井材料的储备，如重晶石、堵漏剂、土粉、水泥，并配制足够量的预水化搬土浆及压井泥浆；

加强浅层气钻井安全知识及井控培训，地质监督、钻井监督、平台经理、队长、司钻、气测值班人员等关键人员需要获取相关培训证书后方可出海工作；

开钻前召开浅层气安全例会，明确钻遇浅层气的安全保证程序及应急程序，进而使关键人员明确自身的岗位职责和任务；

检查救生和消防设施的配置及工作状况（主要救生设施有：救生艇、救生筏、救生衣、救生圈等；主要消防设施：各种便携式手提灭火器、消防水龙头等）；

搞好钻遇浅层气所需要的各种演习及操练，包括防喷演习、弃船演习、消防演习等，检查模拟发生浅层气后相关人员的应急程序执行情况。

2) 钻进注意事项

按照地质油藏专业提示风险，开发井钻遇疑似浅层气时均已建立闭路井口，上部配备防喷器组。

若钻遇浅层气，先放喷，后关转喷器并经放喷管线放喷后，控制转喷器压力不高于 500psi，并派专人现场服务，尽量避免人为操作错误；

合理安排和利用泥浆池：确保储备足够的泥浆、重泥浆以及海水；

尽可能选择良好季节和白天开孔，以有利于观察井口气泡变化情况；



钻具组合中应考虑加装单流阀，并将单流阀位置尽可能接近钻头处，以防止钻具排空；

钻进时尽可能控制钻速。

3) 钻遇浅层气的处理

立即停钻；

循环观察，确认是否浅层气井涌（如果循环无异常，则恢复钻进；如果确认井涌，则执行后续程序）；

关闭转喷器，同时自动打开导流管；

以最大泵速用泥浆或海水通过导流管线循环排气；

假如不成功，则做好钻井平台人员的撤离及弃井的准备工作，并同时以最大泵速向井内泵入事先配制好的重泥浆。

(4) 钻遇气层措施

固井措施：

压稳气层。优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力，循环时井口进出密度差小于 0.02g/m^3 。

提高顶替和固井质量。

采用防气窜水泥浆体系，封固气层及以上 $150\text{m}\sim 200\text{m}$ ，应加入防气窜剂，并控制 API 失水在 30ml 以下，游离液为零，缓凝段用领浆封固。

8.7.4.3 12-1/4"井眼钻进过程中浅层气应对措施

钻进时已经建立闭路井口，如下图所示，20"高压立管上部配备防喷器组，本次开发井所钻遇地层最大地层压力约 11.7MPa ，在钻进过程中采用分流放喷或压井方式实施井控。

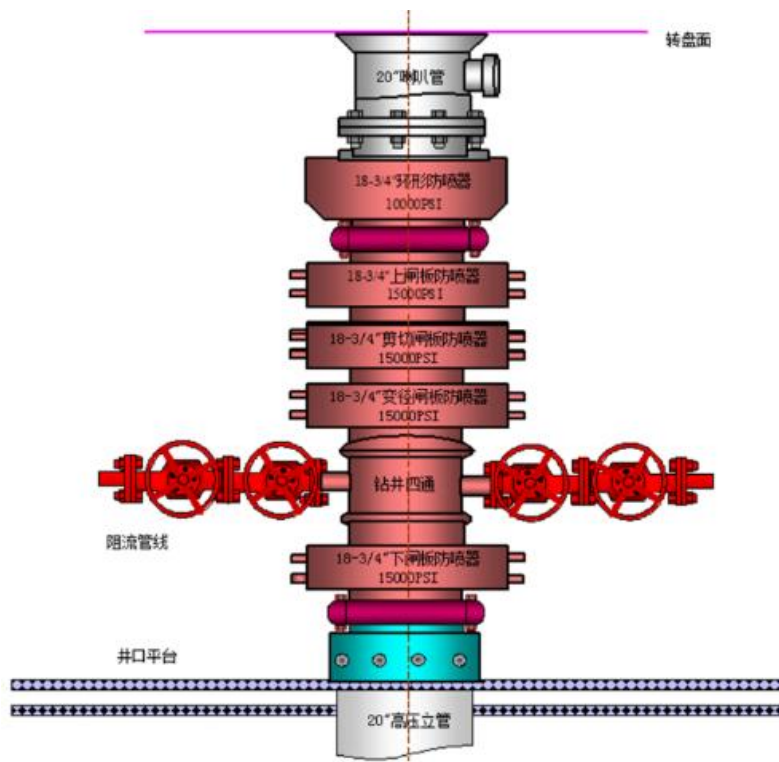


图 8.7-10 二开井口配置

8.7.5 小节

8.7.5.1 垦利 9-1 油田

在海拔 0m 至-500m 范围内，引用《垦利 9-1 油田开发项目工程物探调查报告》（0 版），根据调查资料的解释分析，调查期间在 KL9-1CEPA（1km×1km）平台调查范围内海底至埋深 500m 地层中均未发现与浅层气相关的异常反射特征。在海拔-500m 至目的层段，识别出多个疑似气层异常反射，并筛选出了钻遇疑似气层反射及目的层气层的开发井 25 口。钻采专业从平台位置及轨迹、井身结构、钻井顺序、钻井液、固井、井控装置等方面，针对浅层气风险开展了针对性设计，表层套管下深 600 米以内，降低在表层段钻遇气层的风险。选择 A2、A9、A27 井，表层阶段采用小井眼进行浅层气探摸，配备分流器（或转喷器），并详细制定了钻完井作业应对措施。综上，实施过程中严格按照钻完井设计、相关标准规范及作业程序等做好预防及应对措施，本项目浅部气层风险可控。

8.7.5.2 垦利 9-5/6 油田

垦利已钻一口探井（KL9-6-3D 井）表层 200m-500m 钻遇了最高气全量



1.5%的浅层气显示，表明目标区域内存在浅层气风险，因此需要结合三维地震、测井资料和工程物探资料综合分析得出井震剖面，指出开发井过浅层气和风险断层等储层以上全井段的地质风险，以指导浅层气和地质性溢油风险防控方案设计，制定应对措施。本次开发目标区域疑似浅层气地震响应特征明显，在埋深 0-500m 范围内，以新建平台为中心，在调查范围内海底至海底 500m 的地层中发现与浅层气相关的异常反射波特征（浅层气 A1-A6，浅层气 S1）存在。为尽量降低浅层气给平台生产带来的风险，建议在导管架阶段利用钻井平台完成全部表层一开 16" 井段钻井作业。一开所有井安装分流器开路钻进，采取钻小尺寸领眼方式应对浅层气风险，除遇到高压（压力大于 500psi）、大气量浅层气情况需要人员撤离平台外，风险基本可控。二开 12-1/4" 井眼高压立管上部配备防喷器组，钻遇浅层气采用分流放喷或压井方式实施井控，风险可控。

8.8 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程（平流、扩散过程）和蒸发、乳化过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

8.8.1 油膜轨迹预测

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上，采用欧拉--拉格朗日追踪方法，进行油膜中心轨迹的预测。油膜中心漂移速度，取决于海面风速与表层流，是空间和时间的函数，其值用油膜中心点所在网格点上的速度内插而得。空间每个网格节点上的 x 、 y 方向上的速度在某时刻为：

$$\begin{cases} V_x = V_{rx} + \alpha V_{wind} \sin(180 + \theta_0 + \theta) \\ V_y = V_{ry} + \alpha V_{wind} \cos(180 + \theta_0 + \theta) \end{cases}$$

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x 、 y 方向分量，皆由环境动力学模型求出； V_{wind} 网格点上的风速， α 为风因子，计算时取 0.03； θ_0 为风向，



为油粒子受风影响的漂移偏角， θ 的取值与风速的大小有关，公式为：

$$\theta = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{V_{wind}} & 0 \leq V_{wind} < 25 \text{ m/s} \\ 0 & V_{wind} \geq 25 \text{ m/s} \end{cases}$$

油粒子漂移轨迹计算公式为：

$$\bar{S} = \bar{S}_0 + \int_{t_0}^{t_0+\Delta t} V_l(x(t), y(t), t) dt$$

其中： S_0 为初始时刻， S 为油膜中心点所在位置， $V_l(x(t), y(t), t)$ 为拉格朗日追踪速度。

$$V_l = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

由于空间和时间不同，流况不同，有时风速、风向也不同，所以在不同地点、不同时刻发生溢油后所追踪到的油膜中心运移轨迹就不同。

8.8.2 油膜扩展输移预测

剪流和湍流引起的扩散过程属于随机运动，可用随机走动法实现模拟。由于每个粒子的随机运动而导致整个粒子云团在水体中的扩散过程。对于水体表面随机扩散过程可用下式描述：

$$ra' = R (6k\alpha\Delta t)^{1/2}$$

其中： ra' 为 $\alpha=(x,y,z)$ 方向上的湍动扩散距离； R 为 $[-1, 1]$ 间均匀分布随机数。 $k\alpha$ 为 α 方向上的湍流扩散系数， Δt 为时间步长。

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

$$\begin{aligned} x_i &= u_i\Delta t + r_x' \\ y_i &= v_i\Delta t + r_y' \end{aligned}$$

其中： r_x' 、 r_y' 为在 x 、 y 方向上的随机移动距离； u_i 、 v_i 为第 i 个粒子拉格朗日速度在 x 、 y 方向上的分量。

由于每个粒子代表一定的油量，根据标识粒子所在的位置和所代表的油量可计算溢油的扩展面积和油膜厚度。

8.8.3 油的挥发与乳化

溢油在其输移和扩展过程中，也同时经历着各种化学和生物过程，这些过程直接导致油膜的理化性质的变化，使得溢油在海上的量不断减少。

(1) 溢油的挥发

油膜挥发过程受油性质、风及油组分控制。采用 Stiver 和 Mackay 提出的



一个暴露模式来计算油的挥发：

$$F_v = \ln(1 + \theta \cdot \frac{VP_a}{RT^2} \cdot BT_G \cdot \exp(B(1 - T_0/T)))T / BT_G$$

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度；

P_a —大气压；

V —油分子体积；

R —大气常数；

θ —挥发系数，取 $2.5 \times 10^{-3} U_w^{0.78}$ ，其中 U_w 为风速。

T_0 和 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot \text{API}$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot \text{API}$$

式中： API —15.5°C 时原油密度与 4°C 时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

$\text{API 度 (15.5}^\circ\text{C)} = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5$ ， API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

(2) 油膜的乳化

乳化过程受风速、波浪、油的厚度、环境温度、油风化程度等因素的影响，一般用含水率来表示乳化程度 (Mackay, 1990)。

$$\frac{dYW_i}{dt} = R_1 - R_2$$

$$R_1 = \frac{K_1}{\eta_0} (1 + U_w)^2 (YW_{\text{sat}} - YW_i)$$

$$R_2 = \frac{K_2}{A_{\text{sph}} \cdot W_{\text{Ax}} \cdot \eta_i} \cdot YW_i$$

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率；

U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量；

A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η —油的无水动力粘性系数；



YW_{sat} —稳定含水量；

K_1 、 K_2 —常数，分别为 5.0×10^{-7} 和 1.2×10^{-5} ；

i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

$$\eta_i = \eta^{oil} \exp \frac{2.5yw_i}{1 - 0.654yw_i}$$

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.8.4 溢油量及溢出方式

根据第 8.5.3 节分析，本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故，而对于海底管道而言，由于事故发生地点和事故原因的不确定性，溢油量是很难确定的。当海底管道发生局部泄漏事故时，管内压力的突然降低将使平台上的自动应急关断系统启动而迅速关断物流，关断后管道内部分原油还会继续从破损处溢出，但其溢出速率将随着管道内外压差的降低而迅速减小，在管道内外压差达到平衡后管道内的原油仅会在海流和比重作用下而缓慢置换溢出，这时管道内残留的原油溢出速率是缓慢的。因此可将泄漏管道达到外界压力时的原油泄漏量作为海底管道的风险溢油量。

本工程新建海管配套设置关断阀、压力变送器等仪表阀门设备。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统。发生泄漏后在管段两侧截断阀关闭的情况下，管段里的油品一般不会完全泄漏。

本工程附近海域的敏感目标主要有海洋自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态保护红线区等。本项目新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区最近约 1.3km。

本项目假定新铺设的 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 长 11.3km 的海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧发生溢油事故。本项目的原油密度约为 0.97t/m^3 ，按重质原油考虑。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算



式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1bbl≈0.159 m³）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³≈0.0283 m³）；

f_{rel} 为最大释放量分数，计算过程附后；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.3；

$V_{pre-shut}$ 为自动关断系统启动前泄漏量，bbl。

1、自动关断系统启动前泄漏量

自动关断系统启动前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）根据 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道的液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

$$V_{pre-shut} = Q_L \cdot t$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速率，m³/s；

t ——泄漏时间，s。

本项目新建 KL9-6 WHPA 平台最大产液量约为 96.4×10⁴m³/a（2037 年，约为 0.03m³/s），该海管配有自动关断系统，当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内即可启动，因此泄漏时间 t 取 30s。根据上式，该管道发生全管径断裂情况下，在自动关断系统启动前的漏液量约为 1m³。

2、自动关断系统启动后溢油量

自动关断系统启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，管道内流体将不再溢出管道。根据美国矿业管理部管道油品泄漏量估算导则，管道内流体最大释放量分数（ f_{rel} ）通常以溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比（ P_{rel} ）进行估算，详见表 8.8-1。

表 8.8-1 最大释放量分数（ f_{rel} ）与相对压力比（ P_{rel} ）关系表

P_{rel}	f_{rel}
1	0.0
1.1~1.2	0.08
1.2~1.5	0.17
1.5~2	0.30



P_{rel}	f_{rel}
2~3	0.40
3~4	0.47
4~5	0.50
5~10	0.55
10~20	0.64
20~30	0.71
30~50	0.74
50~200	0.76
>200	0.77

针对溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比 (P_{rel})，其计算公式为：

$$P_{rel} = P_{pipe} / P_{surr}$$

式中：

P_{pipe} ——管道内的实际压力，kPaA；

P_{surr} ——环境压力，kPaA。

该管道所处海域平均水深约为 9.5m，则其环境压力约为 98kPaA，该管道内压力取设计压力 7110kPaA，则 P_{rel} 为 72.5。根据上表，该管道内流体最大释放量分数 (f_{rel}) 应为 0.76。则该管道自动关断系统启动后溢油量应为 $0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}$ ，经计算得 $130.4m^3$ 。

3、管道泄漏量合计

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut} \approx 132m^3$$

同时，综合考虑溢油关断、封堵，最终确定管道内溢出液量为 $132m^3$ ，油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

8.8.5 风场

根据第四章环境概况风场资料及敏感目标分布情况，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场数据见表 8.8-2。

表 8.8-2 工程海域风场

方向	N	NE	E	SE	S	SSW	W	NW
平均风速(m/s)	6.44	7.34	4.74	4.43	7.01	6.11	5.56	8.14
最大风速(m/s)	18.91	21.72	16.12	17.91	17.51	16.43	20.81	19.85

8.8.6 预测结果

8.8.6.1 油膜漂移轨迹

KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧发生溢油后,主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图见图 8.8-1;主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图见图 8.8-2、图 8.8-3。

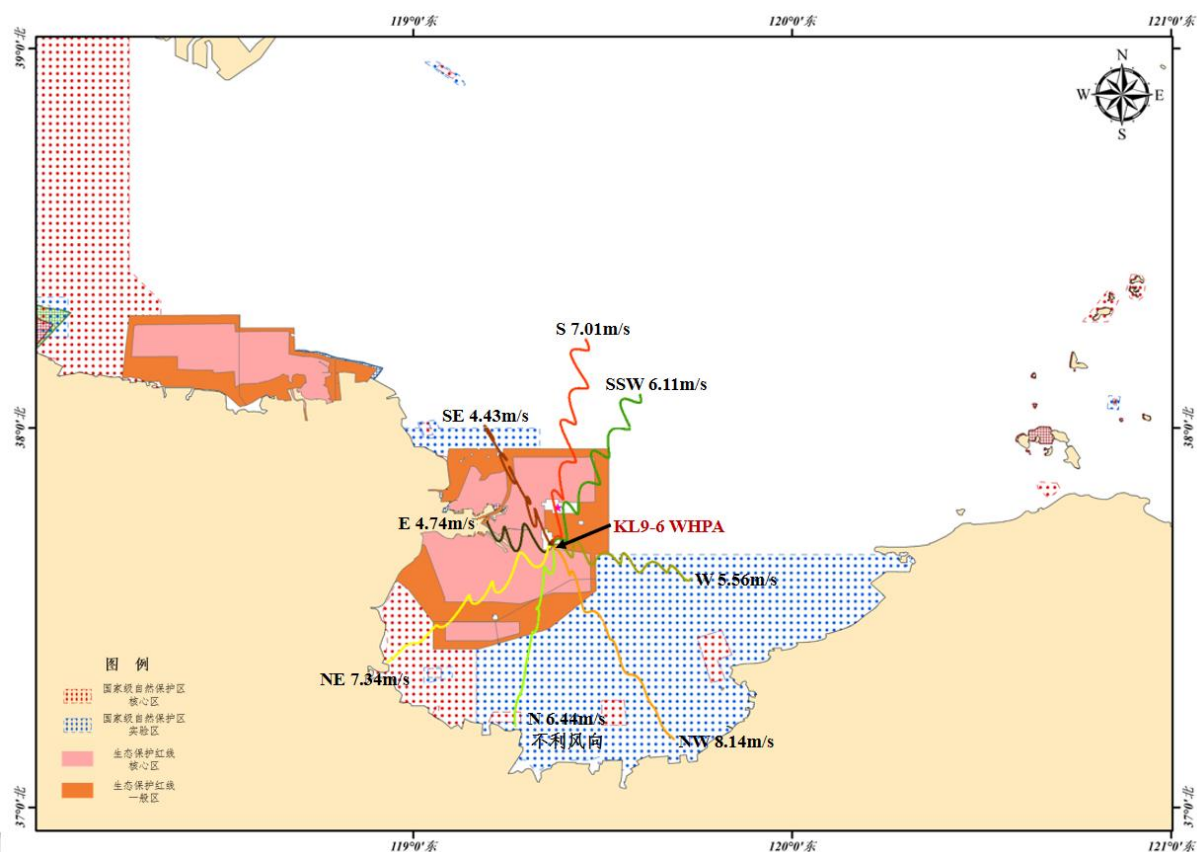


图 8.8-1 海底管道溢油平均风速情况下油膜轨迹

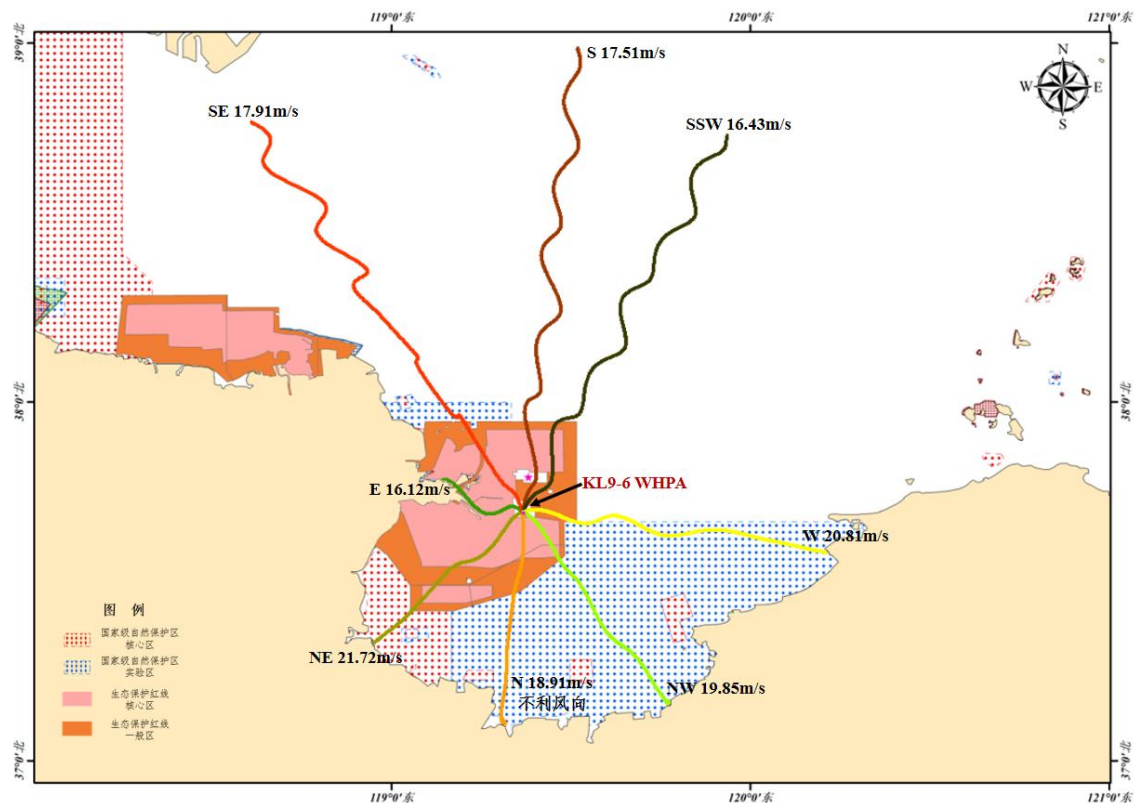


图 8.8-2 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹 (1)

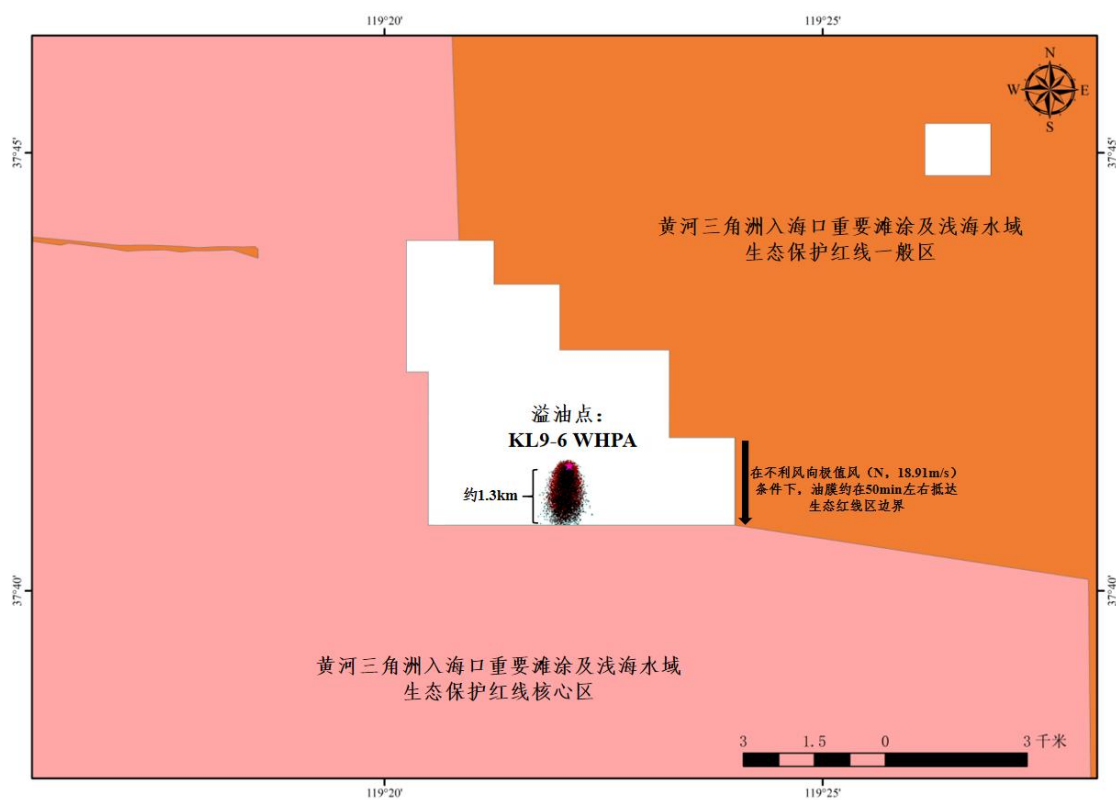


图 8.8-3 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹 (2)



8.8.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

不同风向平均风速和极值风速作用下，溢油开始 72h 内油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等见表 8.8-3 和表 8.8-4。

表 8.8-3 海底管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NE	E	SE	S	SSW	W	NW
风速(m/s)		6.44	7.34	4.74	4.43	7.01	6.11	5.56	8.14
抵岸时间(h)		不抵岸	不抵岸	46.3	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸
漂移距离 (km)	抵岸前	80.5	89.3	64.5	97.3	101.1	94.3	79.9	85.7
	1h	0.9	0.9	1.1	1.3	1.6	1.5	1.1	0.9
	12h	13.4	14.9	14.9	15.4	17.2	16.2	14.1	14.4
	24h	29.6	33.6	32.2	31.4	33.2	31.6	28.7	30.6
	48h	56.2	64.5	抵岸	64.4	67.2	63.3	55.2	58.7
	72h	80.5	89.3	抵岸	97.3	101.1	94.3	79.9	85.7
平均速度(km/h)		1.1	1.2	1.0	1.4	1.4	1.3	1.1	1.2
扫海面积 (km ²)	抵岸前	390.5	490.6	287.7	346.9	558.3	515.1	416.3	499.2
	1h	1.3	1.1	1.4	1.6	1.9	1.8	1.4	1.1
	12h	36.1	47.1	44.0	42.6	53.0	50.5	38.4	35.5
	24h	101.2	141.6	123.3	87.8	112.1	115.8	103.8	108.3
	48h	231.6	308.6	抵岸	207.9	311.2	297.1	252.7	285.7
	72h	390.5	490.6	抵岸	346.9	558.3	515.1	416.3	499.2
残存油量 (%)	抵岸前	43.2	42.7	46.9	44.8	42.8	43.4	43.8	42.2
	1h	66.7	66.1	68.0	68.2	66.3	66.9	67.3	65.7
	12h	52.9	52.3	54.2	54.5	52.5	53.1	53.5	51.9
	24h	49.1	48.6	50.4	50.7	48.8	49.3	49.8	48.2
	48h	45.4	44.8	抵岸	47.0	45.0	45.6	46.0	44.4
	72h	43.2	42.7	抵岸	44.8	42.8	43.4	43.8	42.2

表 8.8-4 海底管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NE	E	SE	S	SSW	W	NW
风速(m/s)		18.91	21.72	16.12	17.91	17.51	16.43	20.81	19.85
抵岸时间(h)		44.2	33.8	13.5	不抵岸	不抵岸	不抵岸	49.1	38.1
漂移距离 (km)	抵岸前	69.5	60.1	19	171.3	158.9	150.9	100.9	71.5
	1h	1.1	1.6	1.8	2.4	2.6	2.5	2.3	1.6
	12h	24.1	27.2	26.1	28.2	27.3	25.8	28.0	25.8
	24h	51.3	58.4	抵岸	53.2	52.0	49.4	56.8	53.3
	48h	抵岸	抵岸	抵岸	111.9	106.8	100.7	98.4	抵岸
	72h	抵岸	抵岸	抵岸	171.3	158.9	150.9	抵岸	抵岸



平均速度(km/h)		1.6	1.8	1.5	2.2	2.2	2.0	2.0	1.8
扫海面积 (km ²)	抵岸前	262.9	273.5	111.7	895.3	882.3	991.7	594.5	357.0
	1h	1.3	1.8	2.1	2.8	2.8	2.8	2.5	1.7
	12h	73.7	94.8	90.1	94.7	98.5	92.3	94.0	82.9
	24h	210.1	262.8	抵岸	224.5	234.0	225.7	267.1	227.2
	48h	抵岸	抵岸	抵岸	647.3	649.4	602.9	540.5	抵岸
	72h	抵岸	抵岸	抵岸	895.3	882.3	991.7	抵岸	抵岸
残存油量 (%)	抵岸前	43.7	43.8	48.0	38.9	39.0	39.3	41.0	42.8
	1h	62.2	61.6	62.8	62.4	62.5	62.8	61.8	62.0
	12h	48.4	47.8	48.9	48.6	48.7	48.9	48.0	48.2
	24h	44.6	44.0	抵岸	44.8	44.9	45.2	44.2	44.4
	48h	抵岸	抵岸	抵岸	41.1	41.2	41.4	41.4	抵岸
	72h	抵岸	抵岸	抵岸	38.9	39.0	39.3	抵岸	抵岸

8.8.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。溢油点附近的环境敏感目标的分布以及溢油抵达环境敏感目标的最短时间等见表 8.8-5。

本工程附近海域的敏感目标主要有海洋自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态保护红线区。由表可以看出，KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧发生溢油后，在 N 风向极值风速下油膜约 50min 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区；在 S 风向极值风速下油膜约 1.1h 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区；在 E 风向极值风速下油膜约 2.1h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）。此外，本项目位于山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区内，无论何时溢油都会对该保护区产生不利影响。

表 8.8-5 各环境敏感目标的分布及溢油抵达各环境敏感目标的时间

类型	主要敏感目标名称	与新建 KL9-6 平台（假定溢油点）最近距离及方位	风向/风速（m/s）	抵达时间
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）	3.0km/W	E/16.12	2.1h
国家级海洋特别保护区	山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区	位于其中	—	—
	莱州浅滩海洋生态国家级海洋特别保护区	39.5km/SE	NW/19.85	21.9h
	东营莱州湾蛭类生态国	22.7km/SW	NE/21.72	12.6h



类型	主要敏感目标名称	与新建 KL9-6 平台（假定溢油点）最近距离及方位	风向/风速（m/s）	抵达时间
	国家级海洋特别保护区			
国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	2.6km/S	N/18.91	1.6h
生态红线区	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区	1.3km/S	N/18.91	50min
	黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区	2.5km/N	S/17.51	1.1h
重要渔业水域	银鲳产卵场	位于其中	—	—
	鲈鱼产卵场	1.4km/N	S/17.51	0.7h
	黄姑鱼产卵场	位于其中	—	—
	白姑鱼产卵场	位于其中	—	—
	东方鲀产卵场	位于其中	—	—
	蓝点马鲛产卵场	位于其中	—	—
	带鱼产卵场	8.9km/S	N/18.91	5.5h
	三疣梭子蟹索饵场	位于其中	—	—
	鳀鱼索饵场	位于其中	—	—
	带鱼索饵场	位于其中	—	—
	东方鲀索饵场	7.1km/N	S/17.51	3.2h

8.9 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.9.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

防范油气泄漏发生的最有效途径就是从工程设计、施工安装以及生产管理上采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的。



8.9.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域海洋自然保护区、海洋特别保护区、海洋生态保护红线区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等环境敏感目标可能造成的影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。

8.9.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循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。

海底管道和立管的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。海底管道和立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。

8.9.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，作业者应在施工阶段采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等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气体；
- 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；选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，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；



- 整个钻井过程中均采用 LWD 工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化；

- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 海底管道事故防范措施

- 严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

- 作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。

- 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

- 定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

c. 新建平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对新建平台各生产设施采取了充分的安全防护措施；精心考虑了各部分的合理布置，对危险区采用了防火、防爆设计，并采取了有效的隔离措施来降低危险程度。新建平台上的主要设备、生产装置和单元均设置了相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统。

在平台容器附近装备了火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

d. 船舶碰撞事故防范措施

本项目在建设阶段所涉及的施工船舶将按《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》的要求提交相应申请报告、安全技术资料及资质证明，



办理中华人民共和国水上水下施工作业许可证，并遵守以下规定：

(1) 按照海事管理机构批准的作业内容、核定的水域范围和使用核准的船舶进行作业，不得妨碍其他船舶的正常航行；

(2) 及时向海事管理机构通报施工进度及计划，并保持工程水域良好的通航环境；

(3) 使船舶、浮动设施保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态；

(4) 实施施工作业或者活动的船舶、设施应当按照有关规定在明显处昼夜显示规定的号灯号型。在现场作业船舶或者警戒船上配备有效的通信设备，施工作业或者活动期间指派专人警戒，并在指定的频道上守听；

(5) 遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定，不得有超载等违法行为。

在本项目海上施工前，应按照相关要求，申请发布航行警（通）告，提前告知航行路径。船舶在施工作业中，应严格遵守相关的安全作业方案，与往来船只保持安全距离。

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。如发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对新建平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保新建设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求，本项目新建平台上设置有助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

c. 其它防范措施

在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位应制定严格的操作和管理规程，采取严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。



8.9.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急预案并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.9.3.1 制定溢油应急预案

建设单位制定了严格的环境管理制度，本项目投产之前将编制溢油应急预案，并将溢油应急预案上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，编制的应急预案应与《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》相衔接。

中海石油（中国）有限公司天津分公司和油气田作业区应急组织机构见图 8.9-1 和图 8.9-2。

所有参加油田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环保管理体系的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。

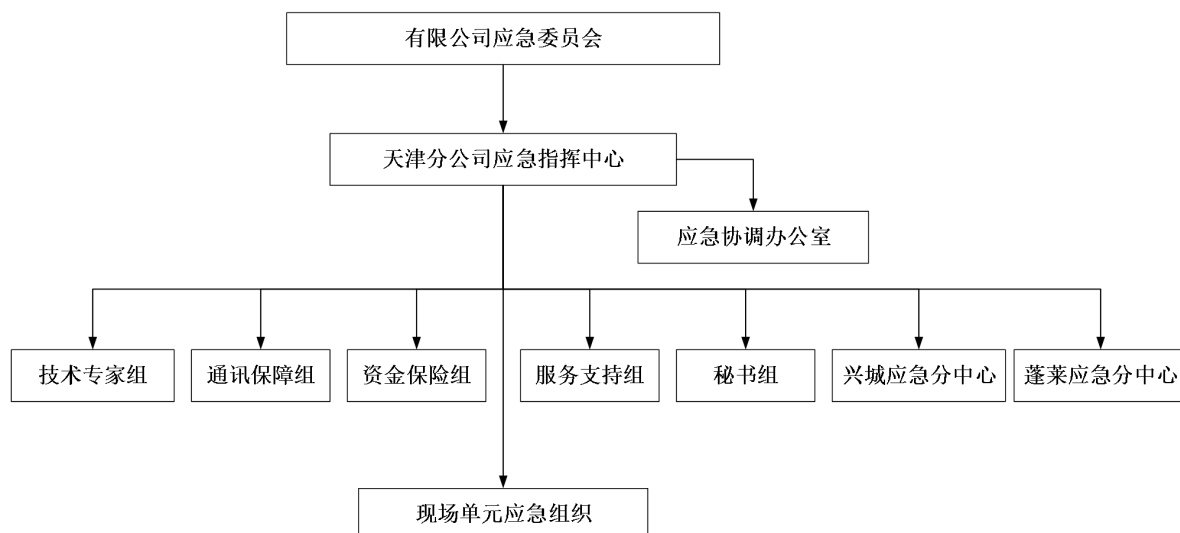


图 8.9-1 建设单位应急组织机构图

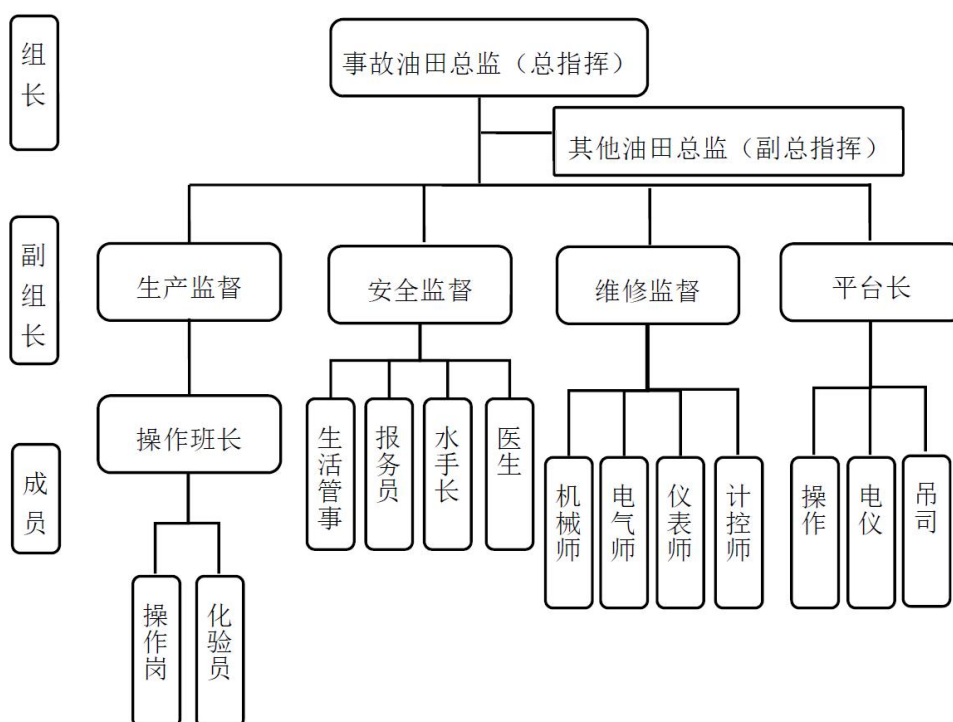


图 8.9-2 建设单位溢油应急联络流程图

- 发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。
- 在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：
- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；



- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

8.9.3.2 建立分级响应机制

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27号）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、一般四级。

（1）特别重大溢油污染环境事件

溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；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

溢油量 500 吨以上 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

溢油量 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

溢油量 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。

建设单位发现溢油事件后，应立即电话报告生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，并在 1 小时内将初步情况书面上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局。应急响应启动后，建设单位应每日将事件应急工作情况报送生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，包括应急安排、现场状况、处置情况等详细内容。当发生溢油量小于 1 吨的油污入海事件时，由建设单位根据溢油应急预案启动应急响应，并向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局报告事件情况及处置进展。



8.9.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 1) 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 2) 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 3) 启动平台应急程序并向油/气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 4) 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 5) 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 6) 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。
- 7) 当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：
- 8) 立即按照指令关闭生产流程；
- 9) 广播通知所有人员事故情况；
- 10) 通知守护船提供协助；
- 11) 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 12) 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 13) 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 14) 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 15) 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油/气田总监下达撤离平台的命令；
- 16) 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。



b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 1)发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 2)启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 3)及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 4)对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 5)根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 6)通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况；
- 7)启动油气田溢油应急预案清理海面原油，调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施，第一时间布放吸油拖缆、吸油毛毡等进行吸附回收，或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

c. 新建平台火灾/爆炸事故应急措施

- 1)发现火灾或爆炸后立即拉响警报，同时用附近合适的消防设备灭火；
- 2)立即向中控或油气田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 3)现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 4)查清起火位置后，应立即组织全体人员根据不同火种，采取不同的灭火方式进行灭火；
- 5)如有伤员，抢救伤员到安全地带；
- 6)防止火灾蔓延，对周围设施设备采取有效地隔离、降温；
- 7)尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 8)通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 9)向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 1)当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 2)启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，



视事故情况决定是否请求外部支援；

3)对海上设施的风险做出评估,根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备,采取行动保护人员、设施和环境;

4)获取碰撞船只的确切位置,利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施;

5)根据失事船舶需求,组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.9.4 本项目采取的特别措施

鉴于本项目距离环境敏感目标较近的特点,除了上述在设计阶段、建设安装、生产管理中采取的各类防范性措施之外,还将采取如下特别措施。

8.9.4.1 配置快速布放式围油栏

本项目在新建 KL9-1CEPA 及 KL9-6WHPA 平台均配备溢油应急设备。除超过同类型油田配制规模的常规溢油应急设备外,本项目在新建平台累计配置 400m 快速布放式围油栏,该类围油栏具有运输储存体积小,工作时高速拖带围油栏包到事故现场,无须充气即可投放到水中,布放与回收操作简便迅速等特点。

8.9.4.2 守护船专值守护巡查

本项目配备 2 艘守护船在油田海域专值守护巡查,对有可能影响平台和海管安全的其他船只进行驱离,进一步降低溢油风险概率。如果发生溢油,守护船可以第一时间发现,并利用自身配置的溢油应急设备及时进行处理。

8.9.4.3 提高新建海底管道巡检频次

海底混输管道采用“碳钢+3mm 腐蚀余量+缓蚀剂”方案,内腐蚀裕量为 3mm;新建混输海管出入口分别设置一套旁路式内腐蚀监测装置,定期开展智能内检测,每半年进行一次腐蚀挂片检测,跟踪管道的腐蚀速度;对海底管道安全阀每年进行一次校验检测;加大管道清管作业频次,每年对海管进行 4 次通球。

8.9.4.4 设计方案提高海底管道抗风险能力

管道设计主规范为《DNV-OS-F101 海底管道系统规范》,中海油几乎所



有海底管道设计均采用该规范，也是全球公认最先进、应用最广泛的海底管道设计规范，设计中按规范要求已考虑水文地质、海床冲淤以及人类活动等对管道埋深、壁厚的影响，具体描述如下：

1) 水文地质对壁厚设计影响：设计中沿路由采用最不利水文地质条件进行壁厚设计。

2) 人类活动对壁厚设计影响：根据规范，按照人类活动情况和输送介质，管道安全等级分为低、中和高三级，常规项目管道壁厚设计时，在近平台和近岸段一般采用高安全等级，其它位置采用中安全等级，本项目混输管道壁厚统一为高安全等级区壁厚。

3) 根据国家法规《海底电缆管道保护规定》，海底管道设置有管道保护区，管道保护区内禁止抛锚、拖锚、底拖捕捞、张网、养殖或者其它可能破坏海底电缆管道安全的海上作业。因此，正常情况下，管道保护区禁止抛锚和渔业作用。即使发生意外：①近海渔业作业船舶吨位较小，根据中海油海管应用现状，浅水渔业作业船抛锚、拖锚和拖网等渔业作业对 1.5m 埋深海管无威胁；②在海管配有 60mm 混凝土配重层和 1.5m 埋深情况下，可以抵抗 10 万吨（锚重 7.8 吨）级船舶抛锚、拖锚作业。此外，管道为双层保温管结构（输送钢管+外层钢管+两管之间保温层），抛锚接触的是外层钢管，外层钢管对输送管道具有很好的保护作用，综上所述，即使在管道保护区发生意外抛锚作业和非法渔业作业，管道也具有足够的抗风险能力。

8.9.4.5 新建平台增加实时监控/报警一体化

建立可靠有效的智能化管理体系，并采用视频监控一体化集成技术，实现各个场景、环境、安防、环保等领域的监视、报警及联动机制，做到事前预警/处理、事后追踪/取证，保证生产设施的安全生产；工艺流程所有动设备均具备远程停输功能；对关键机械设备在线监测和故障预警；防溢油监测：海上平台四角设置溢油监测摄像头，对海上平台周边重点海域进行全天实时监控。

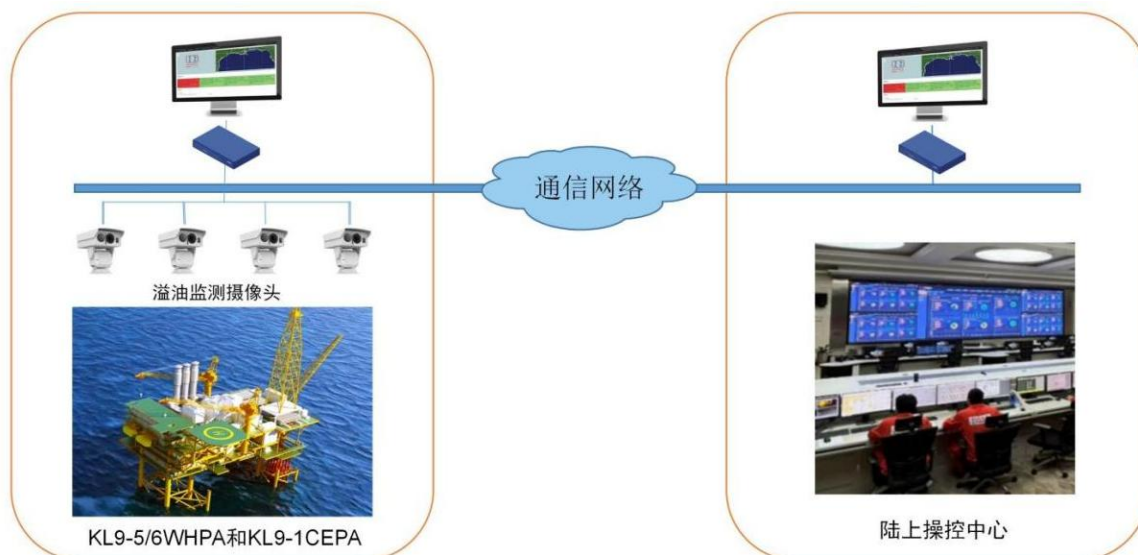


图 8.9-3 新建平台防溢油监测系统示意图

8.9.4.6 新建海底管道配备实时泄漏监测装置

本项目新建两条海底管道均配备泄漏监测装置，可实现对海底管道运行情况的实时连续监测，当发生泄漏时，系统将自动识别并发出报警提示。新建海底管道泄漏监测方案为声波法+序贯概率法结合，传感/监测设备安装在管道两端，测量精度为 50m，泄漏灵敏度为 3mm，响应时间小于 2min，相关设备成熟度较高，在国内海底管道及陆上管道具有应用实例。KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台海管监测系统示意图见图 8.9-4。

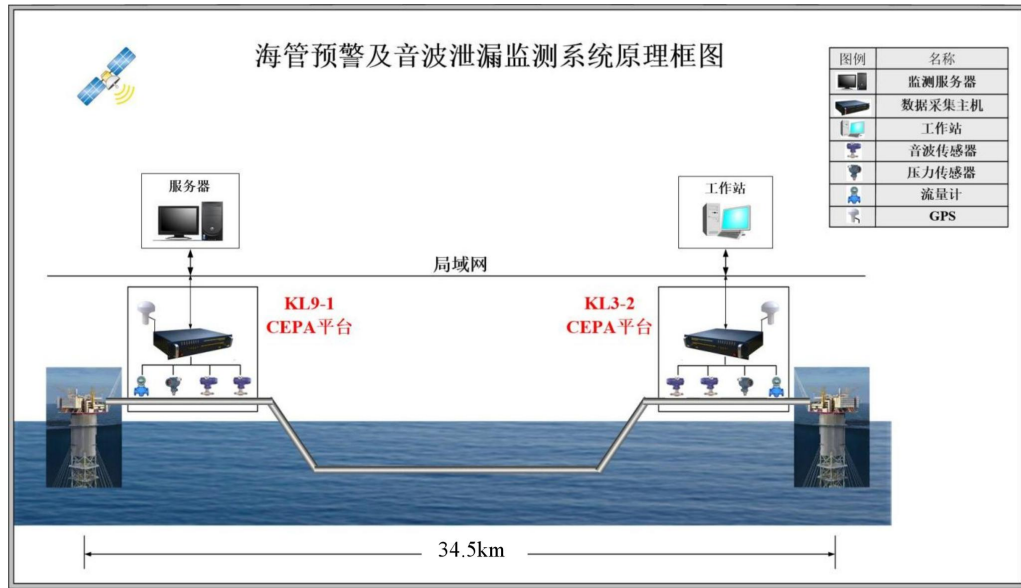


图 8.9-4 海底管道泄漏监测装置示意图

8.9.5 溢油风险应急措施有效性分析

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。

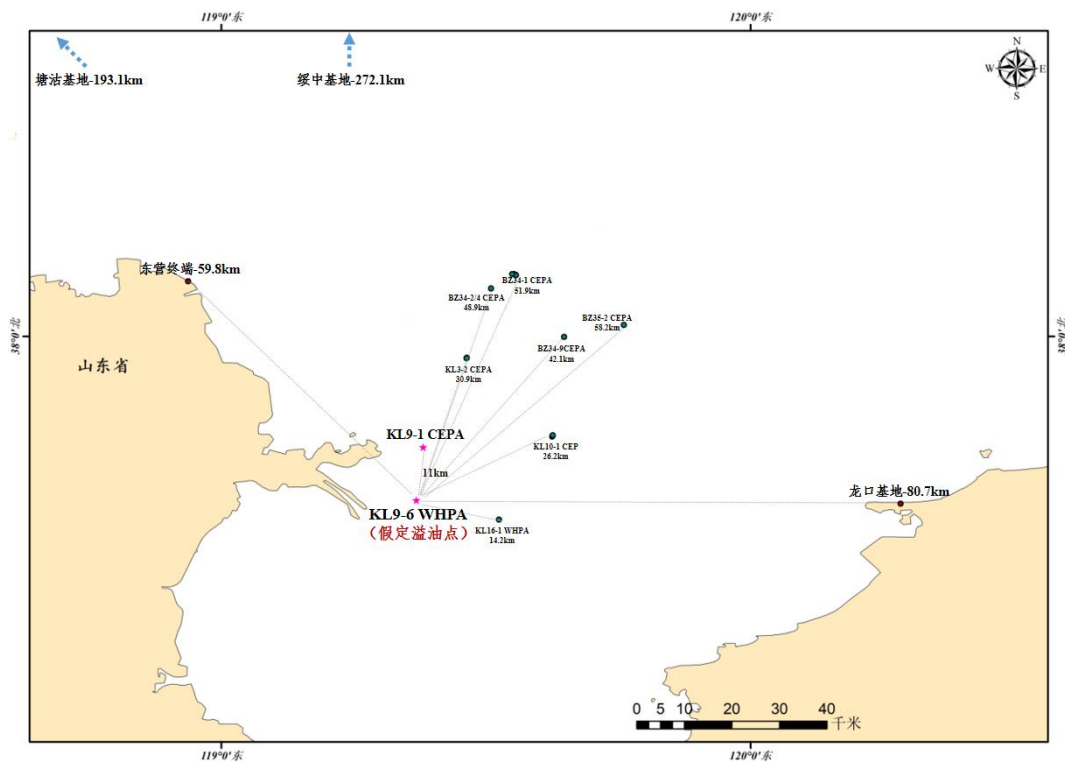


图 8.9-5 本项目附近溢油应急资源分布图



8.9.5.1 配置溢油应急资源

a. 本项目溢油应急资源配置

本项目在新建 KL9-1CEPA 及 KL9-6WHPA 平台均配备溢油应急设备。除超过同类型油田配制规模的常规溢油应急设备外，本项目在新建平台累计配置 400m 快速布放式围油栏，该类围油栏具有运输储存体积小，工作时高速拖带围油栏包到事故现场，无须充气即可投放到水中，布放与回收操作简便迅速等特点，具体内容见表 8.9-1 及表 8.9-2。

表 8.9-1 新建 KL9-1CEPA 平台溢油应急设备

序号	名称及规格	数量
1	快速布放围油栏	200m
2	充气式围油栏及围油栏附件	400m
3	卷栏机	1 套
4	围油栏动力站	1 套
5	充吸气机	1 套
6	收油机 (30m ³ /h)	1 套
7	储油囊 (10m ³)	2 套
8	消油剂喷洒装置	2 套
9	高温高压清洗机	1 套
10	吸油拖栏	500m
11	吸油毛毡	2t
12	溢油分散剂	2t

表 8.9-2 新建 KL9-6WHPA 平台溢油应急设备

序号	名称及规格	数量
1	快速布放围油栏	200m
2	充气式围油栏及围油栏附件	400m
3	卷栏机	1 套
4	围油栏动力站	1 套
5	充吸气机	1 套
6	收油机 (30m ³ /h)	1 套
7	储油囊 (10m ³)	2 套
8	消油剂喷洒装置	2 套
9	高温高压清洗机	1 套
10	吸油拖栏	500m
11	吸油毛毡	2t
12	溢油分散剂	2t

b. 附近溢油应急资源配备

本项目附近的应急力量有现有溢油应急设备，可调用的应急资源见表



8.9-3。

表 8.9-3 周边油气田可调用的溢油应急设备

设备 存放点	围油栏	撇油器	储油囊	消油剂
KL16-1 WHPA	600m	50m ³ /h	/	2.0t
KL10-1 CEP	400m	60m ³ /h	6m ³	4.6t
KL3-2 CEPA	400m	30m ³ /h	20m ³	2.0t
BZ34-9 CEPA	400m	60m ³ /h	12m ³	4.6t
BZ34-2/4 CEPA	400m	60m ³ /h	20m ³	1.6t
BZ34-1 CEPA	200m	60m ³ /h	5m ³	3.4t
BZ35-2 CEPA	400m	30m ³ /h	20m ³	3.0t
东营原油终端	400m	30m ³ /h	20m ³	3.0t

c. 环保船

“海洋石油 252”和“海洋石油 253”两艘环保船已于 2011 年在渤海区域运行投入使用，具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能，是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船，其溢油回收能力每小时可达 200m³，船舶舱容 542m³，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强我国全海域溢油应急响应能力。

d. 其它溢油应急力量

中海石油环保服务（天津）有限公司是为渤海海域油气勘探开发作业者提供溢油应急服务的专业队伍，是一支专业性较强的队伍。中海石油环保服务（天津）有限公司结合国际溢油技术的发展，根据我国渤海的油品特性，在国际溢油响应专家帮助下对设备进行了合理配置。此外隶属于中海石油（中国）有限公司天津分公司的其他油田的应急设施也会在溢油应急响应中接受统一调配。如果发生大型溢油事故，或溢油处理所需的设备、人员超出天津分公司现有的溢油应急力量，则需借用外部的溢油应急力量，能借用的应急资源详见表 8.9-4。



表 8.9-4 其他可借用的外部溢油应急设备配置表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏 (m)	充气式	1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体式	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
	小计 (m)				10000	3000	2800	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250m ³ /h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80m ³ /h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60m ³ /h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100m ³ /h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100m ³ /h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100m ³ /h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m ³ /h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m ³ /h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m ³ /h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油	1			1
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油		1		1
			鼓式撇油器	30m ³ /h、重质油			1	1
			YSJ-30	30m ³ /h、轻/中质油				0
			HAF30	30m ³ /h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m ³ /h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m ³ /h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m ³ /h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m ³ /h、中/重质油				0



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
			HAF12	12m³/h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m³/h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m³/h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m³/h、轻/中质油	2			2
	小计 A（m³/h）				799	287	120	1206
	可回收溢油	（A*0.05*24*0.8）			1248	395	67	2202
3	喷洒装置（套）		PSB140	8.4m³/h	4		1	5
			PSB80	4.8m³/h	2	1		3
			PSB40	2.4m³/h				0
	小计（m³/h）				43.2	4.8	8.4	56.4
4	消油剂（t）		低温型	燃点 90℃ 适用-20℃～+50℃ 可生物降解性 BOD5/COD 38 %	4			4
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD5/COD47.2 %		12		12
			CX-Y17	燃点>70℃ 适用常温可生物降解性 BOD5/COD>30 %				0
			富肯 2 号	燃点>70℃适用-20℃～+50℃ 可生物降解性 BOD5/COD>30 %				0
	小计（T）				4	12		16
5	储存装置（套）	钢性	7m³ 罐	7m³	6	4	2	12
		柔性	QG5	5m³	2	2	3	7
			QG9	9m³	1	2		3
			FN10	10m³		1	7	8
			FN15	15m³				0
			TPU20	20m³	4			4
			TPU25	25m³	6			6
			TPU100	100m³	5			5
	小计（m³）				891	66	99	1056
6	高压清洗机（套）	冷/热水	HDS1000DE	水温 0℃～98℃	3	1	1	5



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
		冷水	HD6/15C	水温 0℃~30℃	2			2
		小计 (套)			5	1	1	7
7	吸附材料	吸油拖栏 (m)	SPC ENV810	Φ 200、10m/条	2000	1000	1000	4000
			羽冠 XTL260YGI	Φ 260、10m/条	280			280
			滕邦 WGW600XCB	Φ 600、10m/条	1000			1000
			XTL-220	Φ 220、3m/条		1000		1000
		小计 (m)			3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡 (T)	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5
			羽冠 P4050	400×500	0			0
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5
		小计 (T)			2	0.5	0.5	3

8.9.5.2 应急响应时间分析

a. 本项目溢油应急资源响应时间

本项目配置的快速布放式围油栏系统由围油栏、围油栏储存包、防护罩、布放保护胶垫、围油栏锚系统、围油栏布放拖绳、围油栏储存架、吊带及其他配件等构成。围油栏储存架由托架和捆扎绳及起吊带等构成。在事故状态下可迅速由平台吊机吊装至守护船甲板，在溢油应急响应及时的情况下，吊装时间约为 15min。

在完成吊装后，守护船可即刻前往溢油点并将围油栏锚系统抛入水中，拖船继续航行将围油栏从快布放包中拖出，布放示意图见图 8.9-6、图 8.9-7。

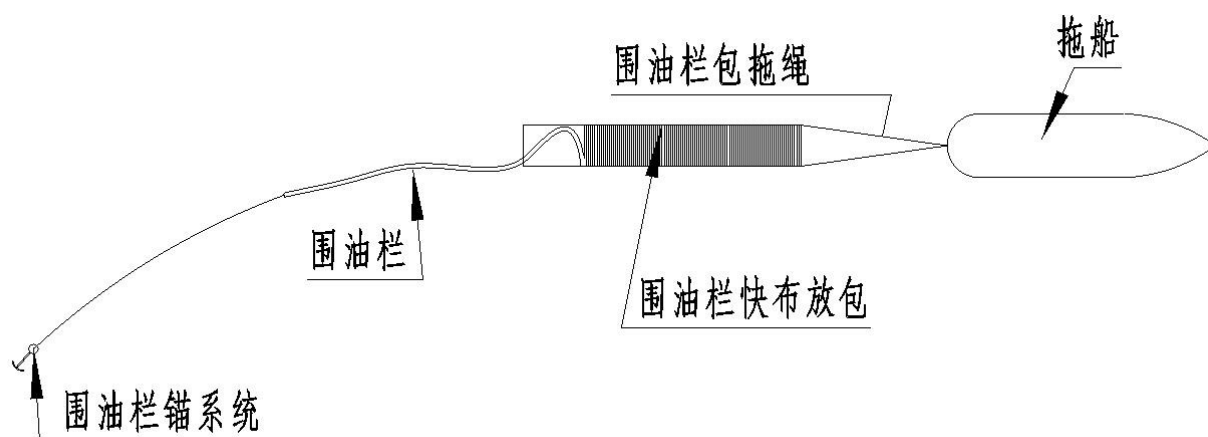


图 8.9-6 快速布放式围油栏布放示意图（1）

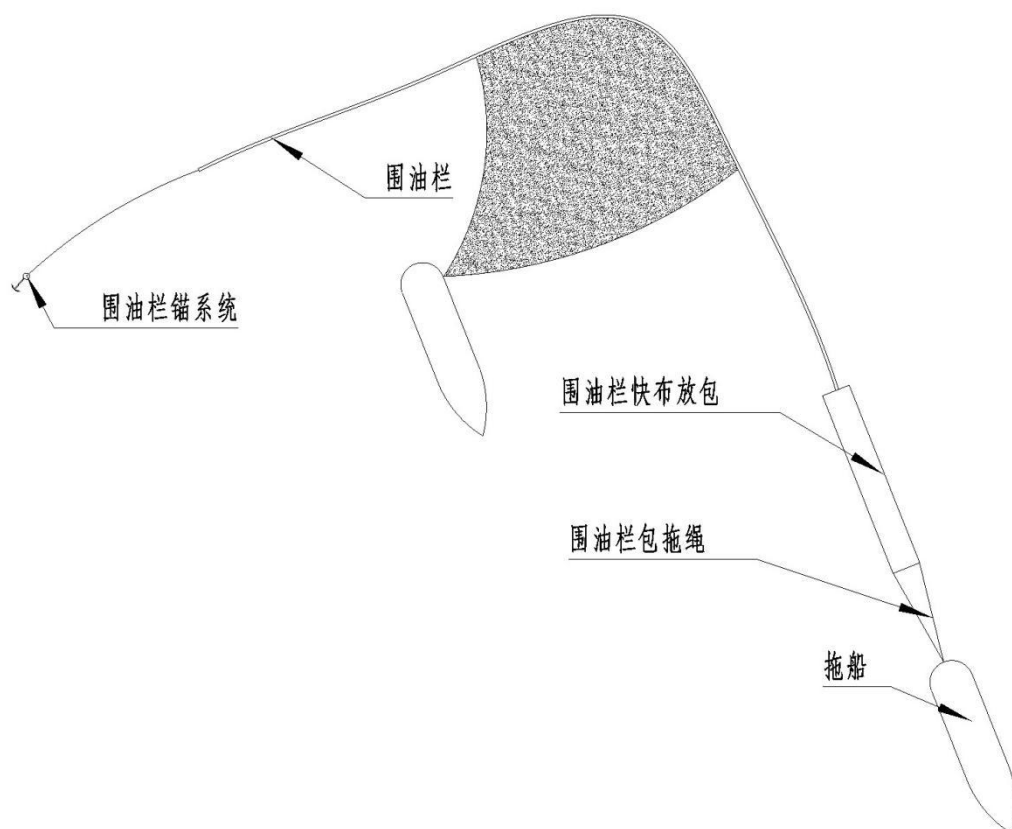


图 8.9-7 快速布放式围油栏布放示意图（2）

溢油事故发生后，可由守护船直接快速拖带至工作水域进行快速布放，在此过程中无需停船，摆脱了传统围油栏对卷绕架的依赖，实现了单船快速布放；根据测算，快速布放式围油栏的布放在 5min 以内完成，因此，假定本项目在 KL9-6 WHPA 附近发生溢油，配置在 KL9-6 WHPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 20min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控。新建 KL9-1 CEPA 平台同样配置有该系统，KL9-1 CEPA 平台距离 KL9-6 WHPA 平台约为 11km，以平均航行速度 12 节（约 22.22km/h）计算，在海况允许及溢油应急响应及时的情况下，50min（不利风向极值风条件下油膜抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区时间）内，本项目能够在敏感区边界完成 400m 围油栏的布放工作，对油膜进行拦截。

本项目在新建 KL9-6WHPA 平台及新建 KL9-1CEPA 平台还各配置有 400m 常规围油栏及配套溢油应急设备，可分别在 1.5h、2h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

b. 附近溢油应急资源响应时间

本项目可借用的应急力量有 KL16-1 WHPA、KL10-1 CEP、KL3-2 CEPA、



BZ34-9 CEPA、BZ34-2/4CEPA、BZ34-1CEPA、BZ35-2CEPA、东营原油终端等多个油气田现有的溢油应急设备，周边油田溢油响应时间详见表 8.9-5。

表 8.9-5 本项目周边油田应急响应时间

设施名称	距离 KL9-6 WHPA (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
KL16-1 WHPA	14.2	1.5	0.6	2.1
KL10-1 CEP	26.2	1.5	1.2	2.7
KL3-2 CEPA	30.9	1.5	1.4	2.9
BZ34-9 CEPA	42.1	1.5	1.9	3.4
BZ34-2/4CEPA	48.9	1.5	2.2	3.7
BZ34-1CEPA	51.9	1.5	2.3	3.8
BZ35-2CEPA	58.2	1.5	2.6	4.1
东营原油终端	59.8	1.5	2.7	4.2

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

c. 天津分公司陆地应急资源响应时间

龙口基地距离新建 KL9-6WHPA 平台约 80.7km，溢油应急设备动员时间约 1.5h，应急船舶从龙口基地出发以平均巡航速度 12 节航行约 3.6h 到达溢油事故现场，应急响应时间约为 5.1h。

塘沽基地距离新建 KL9-6WHPA 平台约 193.1km，溢油应急设备动员时间约 1.5h，应急船舶从塘沽基地出发以平均巡航速度 12 节航行约 8.7h 到达溢油事故现场，应急响应时间约为 10.2h。

绥中基地距离新建 KL9-6WHPA 平台约 272.1km，溢油应急设备动员时间约 1.5h，应急船舶从绥中基地出发以平均巡航速度 12 节航行约 12.3h 到达溢油事故现场，应急响应时间约为 13.8h。天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间见表 8.9-6。

表 8.9-6 天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间

设施名称	距离 KL9-6WHPA 平台 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
塘沽基地	193.1	1.5	8.7	10.2
龙口基地	80.7	1.5	3.6	5.1
绥中基地	272.1	1.5	12.3	13.8

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，陆地运输受交通路况影响；海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。



d. 环保船

海上现场作业距离本项目最近的环保船最快可以在 3h 内到达溢油事故地点进行海面溢油的围控和回收作业。

e. 应急响应时间符合性分析

根据环境风险预测结果，在极值风作用下，油膜最快约 0.83h（50min）可到达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区。

在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目配置在 KL9-6 WHPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 20min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在 KL9-1 CEPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 50min 内完成吊装、运输及布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在新建 KL9-6WHPA 平台及新建 KL9-1CEPA 平台的常规溢油应急资源可分别在 1.5h、2h 内抵达油膜位置；周边油气田的附近溢油应急资源可在 4.2 小时内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

因此，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。

8.9.5.3 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况进行溢油应急能力的估算。

a. 本项目溢油所需应急能力估算

(1) 围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

$$L = \frac{\pi}{2} \cdot \sqrt[3]{D_0^3 + \frac{24}{\pi} K(\rho_w - \rho_o) V_0 t \frac{\rho_o}{\rho_w}}$$

式中，

L ——拦截围控溢油所需围油栏长度，m；

D_0 ——油膜初始时刻的直径，m；



ρ_w 、 ρ_o ——水和原油的比重；

V_0 ——溢油量， m^3 ；

K——常数，取 7000/min；

π ——圆周率，无量纲；

t——溢油发生之后的时间，min。

按 $132m^3$ 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算在发生溢油 50min（不利风向极值风条件油膜抵达敏感区边界时间）时所需要的长度约为 400m，2h 时所需要的围油栏长度约为 540m，3h 时所需要的围油栏长度约为 620m。

（2）机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

$$E=V*b/(\alpha*h)$$

式中：E——收油机回收速率，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

V——总溢油量，单位为方（ m^3 ）；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 50%；

α ——回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；

h——回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

本项目溢油量 $132m^3$ ，在 12h 内回收所需的机械回收能力为 $12m^3/h$ 。

（3）临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时储存能力应至少为 $144m^3$ 。

b. 应急能力符合性分析

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.9-7。

表 8.9-7 本项目溢油应急能力符合性分析

溢油规模	所需溢油应急能力估算		本项目配置溢油应急资源	附近可借助应急资源	天津分公司内部应急资源		合计	是否满足溢油应急能力要求
					基地	环保船		
132m ³	围油栏（m）	620（3h）	1200	3200	15800	/	19800	可以满足要求
	机械回收能力（m ³ /h）	12（12h）	60	380	1206	1000	2646	
	临时储存能力（m ³ ）	144（12h）	40	103	1056	2944	4143	



根据表 8.9-7，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可借助油田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源等可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油规模（ 132m^3 ）做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务（天津）有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目附近可借助油田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源基本可以保证在合理的时间内对本项目发生的溢油量做出适当的反应，对于一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

8.10 评价结论与建议

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、新建平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 132m^3 。根据预测结果分析，KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧发生溢油后，在 N 风向极值风速下油膜约 50min 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区；在 S 风向极值风速下油膜约 1.1h 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区；在 E 风向极值风速下油膜约 2.1h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域），因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率较小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将新编制溢油应急预案，从组织机构、资源配置、处理程序等进行详细规定。根据应急响应时间分析，如果 KL9-6WHPA 平



台附近海底管道发生溢油，本项目配置在 KL9-6 WHPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 20min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在 KL9-1 CEPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 50min 内完成吊装、运输及布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在新建 KL9-6WHPA 平台及新建 KL9-1CEPA 平台的常规溢油应急资源可分别在 1.5h、2h 内抵达油膜位置；周边油气田的溢油应急资源可在 4.2h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。通过对溢油应急能力的计算，本项目应急资源及天津分公司周边可借助油田的溢油应急设备可以满足本项目发生的溢油量的溢油应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程在严格落实报告书提出的各项环境风险防范措施、溢油应急对策措施和应急预案的基础上，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 清洁生产分析

清洁生产从本质上来说,就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略,减少或者消除它们对人类及环境的可能危害,同时充分满足人类需要,使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施,其目标就是增效、降耗、节能、减污,由单纯的末端治理向生产全过程贯彻,从而实现清洁生产的目的。垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程在贯彻清洁生产原则的基础上,在设计上采用先进的工艺技术,在管理上制定明确的规章制度,在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从各阶段采取的清洁生产措施以及根据清洁生产评价指标对本项目进行分析,并给出清洁生产结论和建议。

9.2 清洁生产措施

9.2.1 建设阶段采取的清洁生产措施

本项目在钻井作业过程中全部使用水基钻井液,并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量,从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响;排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准要求。钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑经收集后运回陆地交有资质单位处理,不排海。

本项目新建海底管道/电缆均全程埋设。海底管道采用后挖沟自然回填方式;海底电缆采用边铺边埋自然回填方式;穿越航路的海底管道/电缆部分人工回填。本项目位于经济鱼类产卵场内的管缆铺设,挖沟期将避让产卵盛期(5~6 月和 10 月)。通过采用先进铺管/缆技术和合理安排工期,减轻对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

施工过程中产生的除食品废弃物以外的生活垃圾、生产垃圾、船舶含油污水等禁止排入海中,经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶生活污水和食品废



弃物处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后，远离海洋生态保护红线区间断排放。

对于钻完井作业、管缆铺设以及海上设施安装作业等，建设单位将制定严格的安全环保作业规程，并严格遵照执行。

9.2.2 生产阶段采取的清洁生产措施

9.2.2.1 选用先进的工艺及技术路线

（1）优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

（2）工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在渤海多个海上油田开发过程中已有成功的应用。

（3）在油气生产工艺系统中的主要设备和管道处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

（4）新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台上均分别设置独立的控制系统，控制系统功能包括井口控制、生产过程控制、公用系统控制、应急关断和火气探测报警。一旦出现问题，可根据不同的事故级别自动启动相应级别的紧急关断系统，将危害和损失风险降至最低。KL 9-6 WHPA 及 KL9-1 CEPA 控制系统间设置相应的 ESD（紧急关断系统）关断逻辑。KL9-1 CEPA 与已建 KL3-2 CEPA 和东营原油终端控制系统间也设置相应的 ESD 关断逻辑。

（5）本项目采用岸电为海上油田供电，节省燃料气，减少 CO₂ 和 NO_x 排放。

9.2.2.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上均设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管道等排放出的带压流体等。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

9.2.2.3 污染物最大限度的资源化

本项目运营期产生的含油生产水在新建 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台处理。KL9-6WHPA 平台分离出的生产水经除砂后用于循环水、冲砂水和外输



掺水；KL9-1CEPA 平台处理本平台和 KL9-6WHPA 平台的生水，经生水处理系统和注水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层；从含油生水中回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

9.2.2.4 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目投产后，产生的主要污染物为：含油污水（包括含油生水和含油污水）、生活污水、固体废物和船舶污染物。

含油污水：生产过程中产生的含油生水部分经新建 KL9-6WHPA 平台处理后循环使用，其余经 KL9-1CEPA 生水处理系统和注水处理系统处理达标后回注地层。甲板冲洗水等其他含油污水经开、闭排收集后最终进入生产流程。本项目无含油污水外排，不会对海洋水质造成污染。

生活污水：新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台设生活楼，生活污水中的黑水经平台上的生活污水处理装置处理达标后回用/排海；灰水经开排和闭排系统打入生产流程，经处理达标后回注地层，非正常工况下，与黑水一起处理达标后回用/排海。

固体废物：生活垃圾和生产垃圾禁止排放或弃置入海，均分类收集后运回陆地处理/处置。本项目按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求对固体废物进行回收利用或处理/处置。

船舶污染物：值班船产生的船舶污染物处理/处置同建设阶段，均按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》、《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）等要求进行。

9.2.2.5 现场管理中的清洁生产控制措施

在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

（1）定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目产生的污染物的



排放均按国家有关规定填写登记表。

(3) 在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(4) 按照环境监测计划，定期对本项目回注的含油生产水和外排的生活污水进行监测。

9.3 建设项目清洁生产评价

9.3.1 清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标、环境管理体系建设指标、贯彻执行环境保护法规的符合性等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.3-1 和表 9.3-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》中表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。

由表 9.3-1 和表 9.3-2 可知，从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经评估，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 97.93，采油作业的清洁生产综合评价指数为 100，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。



表 9.3-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值（修正值 K_i ）	评价基准值（ S_{oi} ）	本项目实际值（ S_{xi} ）	单项评价指标（ S_i ）	定量评价指标的考核总分值（ P_1 ）
（1）资源与能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	96.55
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	$\geq 40\%$	$\geq 40\%$	1	
			井深 2000-3000m		$\geq 50\%$	$\geq 50\%$	1	
			井深 3000m 以上		$\geq 60\%$	$\geq 60\%$		
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
（4）污染物产生指标	35	石油类	%	10	不外排	不外排	1	
		COD	mg/L	10	≤ 300	≤ 300	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	12.98	0.77	
定性指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（ F_i ）	定性评价指标的考核总分值（ P_2 ）	
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	15	100	
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5		
		井控措施	具备		5	5		



		有无防噪措施	有	5	5	
(3) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井钻井液处置措施满足法规要求		10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5	
		满足其他法律法规要求		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P) : P=0.6P ₁ +0.4P ₂ ; 其中				$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=97.93
清洁生产等级评定: P≥90 (清洁生产先进企业) ; 75≤P <90 (清洁生产企业)						本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥90)

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (P_1) 和定性指标 (P_2) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对于指标数值越高(大)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i=S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低(小)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i=S_{oi}/S_{xi}$ 。

表 9.3-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况 (采油作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤ 160 (稠油)	垦利 9-5/6: 71.13 垦利 9-1: 17.07	1	100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥ 80	≥ 80	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	不外排	满足注水水质标准, 回注地层	1	
		COD	mg/L	5	≤ 300	≤ 300	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	



		含油生产水回用率	%	10	≥60	100	1			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1			
定性指标						本项目采油作业评价				
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值 (Fi)	定性评价指标的考核总分值 (P2)			
(1) 生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好		5	5	100			
		采油	套管气回收装置		10	10				
			防止落地原油产生措施		10	10				
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	10				
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置		10	10				
(2) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			20	20				
		制订节能减排工作计划			15	15				
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5				
		建设项目环境影响评价制度执行情况			10	10				
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5				
本项目清洁生产综合评价指数 (P)：P=0.6P1+0.4P2；其中						$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$				
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）； 75≤P <90（清洁生产企业）						本项目采油作业评定为：清洁生产先进企业 (P≥90)				



9.3.2 清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的钻井、集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，项目达到清洁生产先进水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

9.4 海上污染物排放总量控制方案与建议

本项目含油生产水经新建平台处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后回注地层，不外排。依托的有人平台 KL3-2CEPA 不新增定员，无生活污水处理装置改造，不新增生活污水排放。

根据工程分析，新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台排放生活污水最大量均为 $18396\text{m}^3/\text{a}$ ($50.4\text{m}^3/\text{d}$)，达标排海浓度为 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 。根据环境影响预测结果，达标生活污水排放造成的 COD 超一类海水水质离平台排放口最远距离均为 30m。

因此，综合考虑平台安全作业区，新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台排污混合区范围建议为以新建各平台排放口为中心 0.5km 半径以内的海域。

考虑生活污水最大排海量，建议新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水的总量控制指标均为 $18396\text{m}^3/\text{a}$ ，其中 COD 排放量控制指标均为 5.52t/a。

本项目投产后，污染物排放总量控制指标建议见表 9.4-1。

表 9.4-1 本项目污染物排放总量控制建议

污染物	排放总量控制值		允许排放浓度	备注
生活污水	新建 KL9-6WHPA 平台	生活污水量： $18396\text{m}^3/\text{a}$	$\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$	排污混合区： 以各平台排放口为中心 0.5km 半径以 内的海域
		其中 COD: 5.52t/a		
	新建 KL9-1CEPA 平台	生活污水量： $18396\text{m}^3/\text{a}$		
		其中 COD: 5.52t/a		



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程在建设阶段和生产阶段正常生产作业情况下的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底管道和海底电缆时挖沟埋设掀起的悬浮物以及施工船舶产生的船舶污染物等。建设单位拟采取有效的环境保护对策措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

10.1.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目新建的 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中采用水基钻井液。钻井平台设有钻井液循环处理系统，钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1。从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过钻井平台上设置的相关设备进行分离，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，不能满足排放要求的钻井液和钻屑经收集后运回陆地处理。钻井结束后，非钻井油层水基钻井液循环利用后一次性排海，钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑及其它不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理，不排海。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准（即渤海不得排放钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑，重晶石中最大值： $Hg \leq 1\text{mg/kg}$ 、 $Cd \leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。本项目钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑交由危废处置单位接收处理/处置。

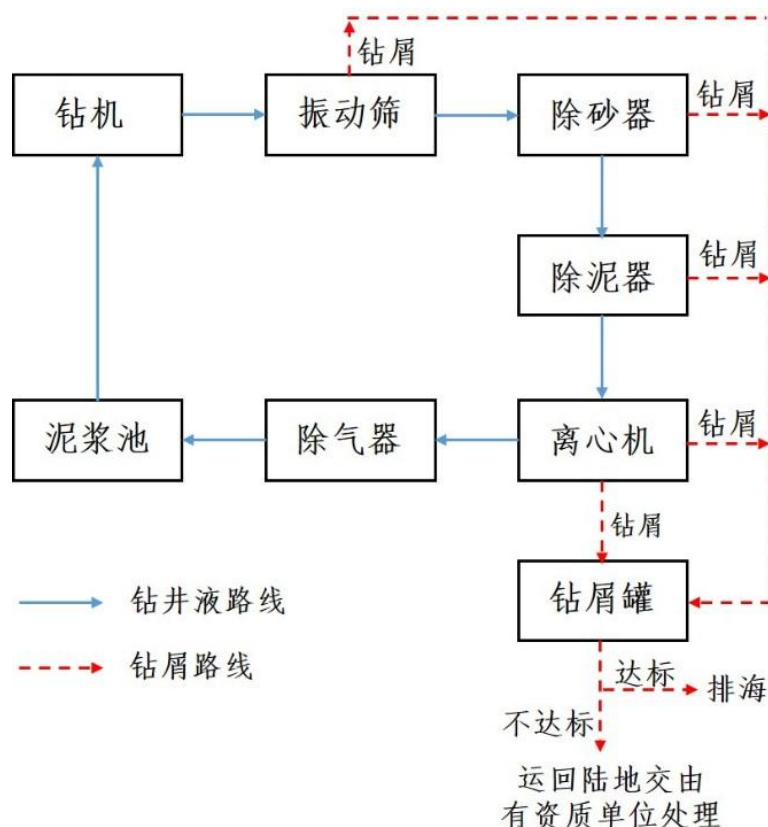


图 10.1-1 钻井液循环系统工艺流程示意图

本项目钻井平台或者平台上放置有岩屑箱，单个容积约 3.36m^3 左右，根据场地情况一般放置 10~25 个，由守护船或拖轮运回陆地。钻井液暂存在钻井平台的泥浆池中，泥浆池容积 $220\text{m}^3\sim 287\text{m}^3$ ，反输至守护船或拖轮的船舱中，容积约 $100\text{m}^3\sim 200\text{m}^3$ ，经船舶运回陆地后交付有资质单位处理。钻屑、钻井液在海上的转运周期与钻井作业、船期等相关，平均转运周期为 3~4 天。

10.1.1.2 超标钻井液和钻屑处置依托可行性分析

本项目钻井油层钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，相关单位资质及合同见报告书附件 8。建设单位将按照相关规定办理转运登记等手续。钻屑和钻井液依托处理可行性分析见表 10.1-1。

本项目钻井作业工期按 3 年计算，根据表 10.1-1 可知，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程建设阶段产生的钻井油层钻屑最大量为 4744t/a ，钻井油层钻井液最大量为 7658t/a ，合计为 12402t/a 。蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司的含油岩屑和泥浆处理能力共计为 140000t/a ，本项目钻井阶段其剩余处理能力为



85000t/a，能够满足本项目钻井油层钻井液和钻屑的处理要求。

表 10.1-1 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量 (m ³)	年产生量 (t/a)	合计 (t/a)	总处理能力 (t/a)	剩余处理 能力 (t/a)	处理 是否可行
钻井油层水 基钻井液钻 屑	5693	4744	12402	含油岩屑 和泥浆处 理能力共 计为 140000	85000	是
钻井油层水 基钻井液	18379	7658				

注：钻井液密度按 1.25g/cm³（即为 1.25t/m³）计算；钻屑密度按 2.5g/cm³（即为 2.5t/m³）计算；钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

10.1.2 悬浮物

本项目新铺 2 条海底管道和 2 条海底电缆的挖沟铺设作业，将分别采用铺管船和铺缆船进行铺设作业。海底管道和海底电缆全程分别采用后挖沟自然回填或人工回填和边铺边挖自然回填或人工回填的方式埋设。

本项目在海底管道和电缆铺设过程中，将采用先进的施工技术方案，尽量减轻或避免铺管施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。海底管道和电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对附近海域海洋渔业资源和生态环境的影响。本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。

10.1.3 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、铺缆船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》、《73/78 防污公约》等相关要求。其中船舶含油污水经收集后运回陆地处理，船舶生活污水和食品废弃物的排放建议远离红线区。

海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施具体见表 10.1-2。



表 10.1-2 海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施

内容	项目	排放控制要求	备注
船舶含油污水		《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》	全部运回陆地交有资质单位处理
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的 海域产生的船舶生活污水	a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$ ，pH: 6~8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外 海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （2）船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离 ≤ 12 海里的海域
		船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离 >12 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施
	食品废弃物	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	-
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物和氮氧化物	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求：船用燃油硫含量不大于 0.5% m/m 以及氮氧化物排放控制要求。	-

10.1.4 生产垃圾

海上建设阶段将产生一定量的生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等废弃物，这些生产垃圾将全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、其它含油污水、生活污水、浓盐水、生活垃圾、生产垃圾、燃烧废气、冷放空废气和船舶污染物等。



建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

本项目 KL9-6WHPA 平台产生的含油生产水经旋流除砂后，与原油一起外输至 KL9-1CEPA 平台，汇同 KL9-1CEPA 平台的含油生产水在 KL9-1CEPA 平台经生产水处理系统和注水处理系统处理达标后回注地层。

10.2.1.1 含油生产水处理流程

KL9-1CEPA 平台的生产水处理系统采用“斜板除油器+溶气式气浮+核桃壳过滤器”三级处理流程，生产水处理系统工艺流程见图 10.2-1。KL9-1CEPA 平台含油生产水处理系统处理达标的含油生产水进入双介质过滤器进一步处理，处理达到注水标准后在 KL9-1CEPA 平台回注地层，注水工艺流程见图 10.2-2。本项目水源井水暂按含油考虑，生产水处理系统考虑这部分水量，如果投产后发现水源井水不含油，则水源井水直接进入注水系统的双介质过滤器。本项目新建 KL9-1CEPA 平台生产水设计处理能力为 $15600\text{m}^3/\text{d}$ ，注水设计处理能力为 $14160\text{m}^3/\text{d}$ ，KL9-1CEPA 平台生产水处理系统和注水处理系统生产水最大处理量为 $11830\text{m}^3/\text{d}$ （2040 年）。本项目生产水及水源井补水通过斜板除油器初步分离出的水进入溶气式气浮选机进一步除油，经溶气式气浮选机处理后的生产水再进入核桃壳过滤器除油，处理后含油量 $<30\text{mg/L}$ 的生产水进入注水系统处理至合格注水（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后回注。斜板除油器及气浮选机分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回工艺流程处理。

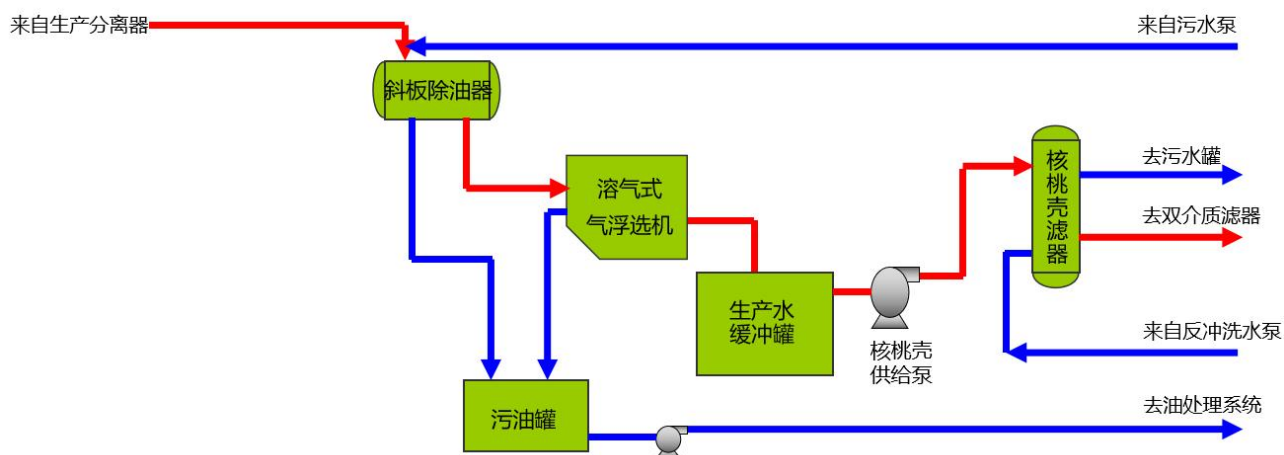


图 10.2-1 KL9-1CEPA 平台生产水处理系统工艺流程图

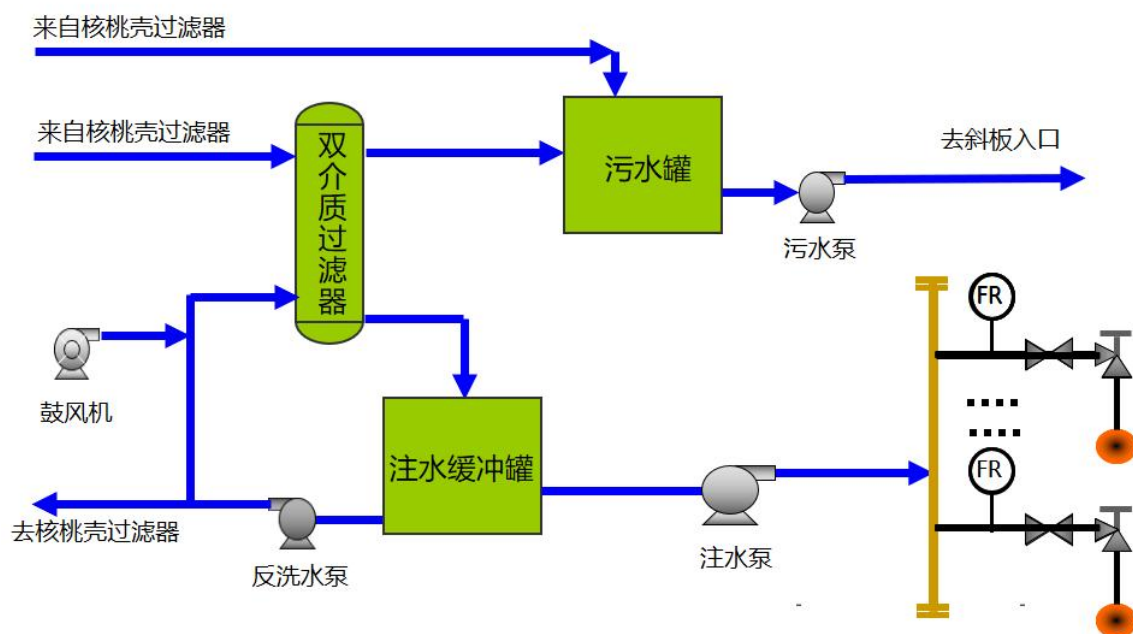


图 10.2-2 KL9-1CEPA 平台注水处理系统工艺流程图

10.2.1.2 含油生产水处理效果可行性分析

含油生产水的处理效果取决于生产水处理工艺流程；而含油生产水处理工艺流程的选择取决于含油生产水处理的难易程度、标准以及最终处置方式。

本项目产生的含油生产水在新建的 KL9-1CEPA 平台处理达到回注标准后在 KL9-1CEPA 平台全部回注地层，不排海。本项目注水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中规定的注水标准值（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ），正常工况下可以满足标准全部回注地层。

本项目新建的 KL9-1CEPA 平台生产水处理系统采用“斜板除油器+溶气式气



浮+核桃壳过滤器”处理流程，处理达标的含油生产水进入双介质过滤器进一步处理，达到注水水质标准。该流程被渤海多个油田采用，对含油生产水处理效果良好。斜板除油器除油效率通常在 80%左右，溶气式气浮的除油效率通常在 70%左右，核桃壳过滤器的除油效率通常在 80%左右，双介质过滤器的除油效果按 80%保守估计。油气工艺生产系统产生的含油生产水中石油类的含量按 1000mg/L 考虑，经处理后的生产水含油浓度可以达到 15mg/L 以下。由此可见，KL9-1CEPA 平台处理后生产水的含油浓度可满足本项目生产水回注标准中含油量限值要求。因此，本项目新建平台生产水处理系统和注水系统的处理效果可行。

10.2.1.3 含油生产水处理能力可行性分析

本项目投产后，KL9-1CEPA 平台负责处理来自新建的 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台分离出的含油生产水，处理合格后回注至 KL9-1CEPA 平台。

本项目投产后，KL9-1CEPA 平台接收处理的最大含油生产水量约为 11830m³/d（2040 年）；KL9-1CEPA 平台水处理能力为 15600m³/d，满足本项目接入后处理需求。

表 10.2-1 含油生产水处理能力可行性分析表

最大生产水处理量（m ³ /d）	生产水处理系统的处理能力（m ³ /d）	是否满足处理要求
11830	15600	是

10.2.1.4 含油生产水回注可行性分析

KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台的生产水经 KL9-1CEPA 平台生产水处理系统处理至含油小于 30mg/L 的生产水进入双介质过滤器进一步处理，合格后在 KL9-1CEPA 平台回注。KL9-1CEPA 平台注水处理能力为 14160m³/d。

本项目投产后注采水平衡见表 10.2-2。由表 10.2-2 可知，KL9-1CEPA 平台在 2047 年及以后，外输海管需掺水输送，其他年份合格油外输。在 2025 年~2031 年和 2045~2050 年，项目产生的生产水量小于所需注水量，不足部分由水源井水进行补充，本项目最大补水量为 2548m³/d（2025 年），KL9-1CEPA 平台设置 1 口水源井兼注水井，为本平台提供注水水源。区域的水源井水满足注水量缺口。在 2032 到 2044 年，项目产生的生产水大于所需注水量，多余生产水处理合格后回注水源井兼注水井的含油层位，最大注水量为 1826m³/d（2040 年）。



综上所述，本项目新建设施能够满足生产水回注要求。

10.2.2 其它含油污水

本项目新建的 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管道等排放出的带压流体等。

KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵过滤器和开式排放泵，主要收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水。收集的污水经排放管道进入开式排放罐，经过开式排放泵过滤器过滤后，将含油污水打入闭式排放罐。KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台开排系统工艺流程详见图 10.2-4 和图 10.2-5。

KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台闭式排放系统主要包括闭式排放管汇、闭式排放罐和闭式排放泵。闭式排放系统用于收集平台上来自闭式排放管汇、开式排放泵以及工艺系统中带压容器、管道维修时排放出的带压流体。闭式排放罐所分出的气体进入火炬系统，分出的液相经闭式排放泵将液体泵入生产工艺流程。KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台闭排系统工艺流程详见图 10.2-6 和图 10.2-7。

表 10.2-2 项目注采平衡表 (m³/d)

年份	KL9-1CEPA 产水量	KL9-6WHPA 来水量	两平台总水 量	外输管道 含水	KL9-1CEPA 注水需求	水源井补水或注水 (正为注水, 负为 补水)
2025	1437	498	1935	20	4463	-2548
2026	4356	926	5282	19	6662	-1399
2027	6375	1040	7415	17	8436	-1038
2028	7625	1448	9073	15	9094	-36
2029	8107	796	8903	12	9220	-329
2030	8598	1128	9726	10	9758	-42
2031	9011	855	9866	9	9919	-62
2032	9190	1158	10348	7	9956	385
2033	9318	1331	10649	7	9991	651
2034	9404	1632	11036	7	10000	1029
2035	9457	2028	11485	6	10000	1479
2036	9490	1997	11487	5	10000	1482
2037	9539	2273	11812	5	10000	1807
2038	9575	2189	11764	4	10000	1760
2039	9598	2032	11630	4	10000	1626
2040	9610	2220	11830	4	10000	1826
2041	9547	2132	11679	3	9948	1728
2042	9603	1774	11377	3	9986	1388
2043	9656	2014	11670	3	10000	1667
2044	9638	1689	11327	3	9981	1343
2045	9654		9654	3	9984	-333
2046	9533		9533	1	9855	-323
2047	9296		9296	410	9602	-716
2048	9255		9255	376	9551	-672
2049	8884		8884	354	9171	-641
2050	8530		8530	330	8804	-604

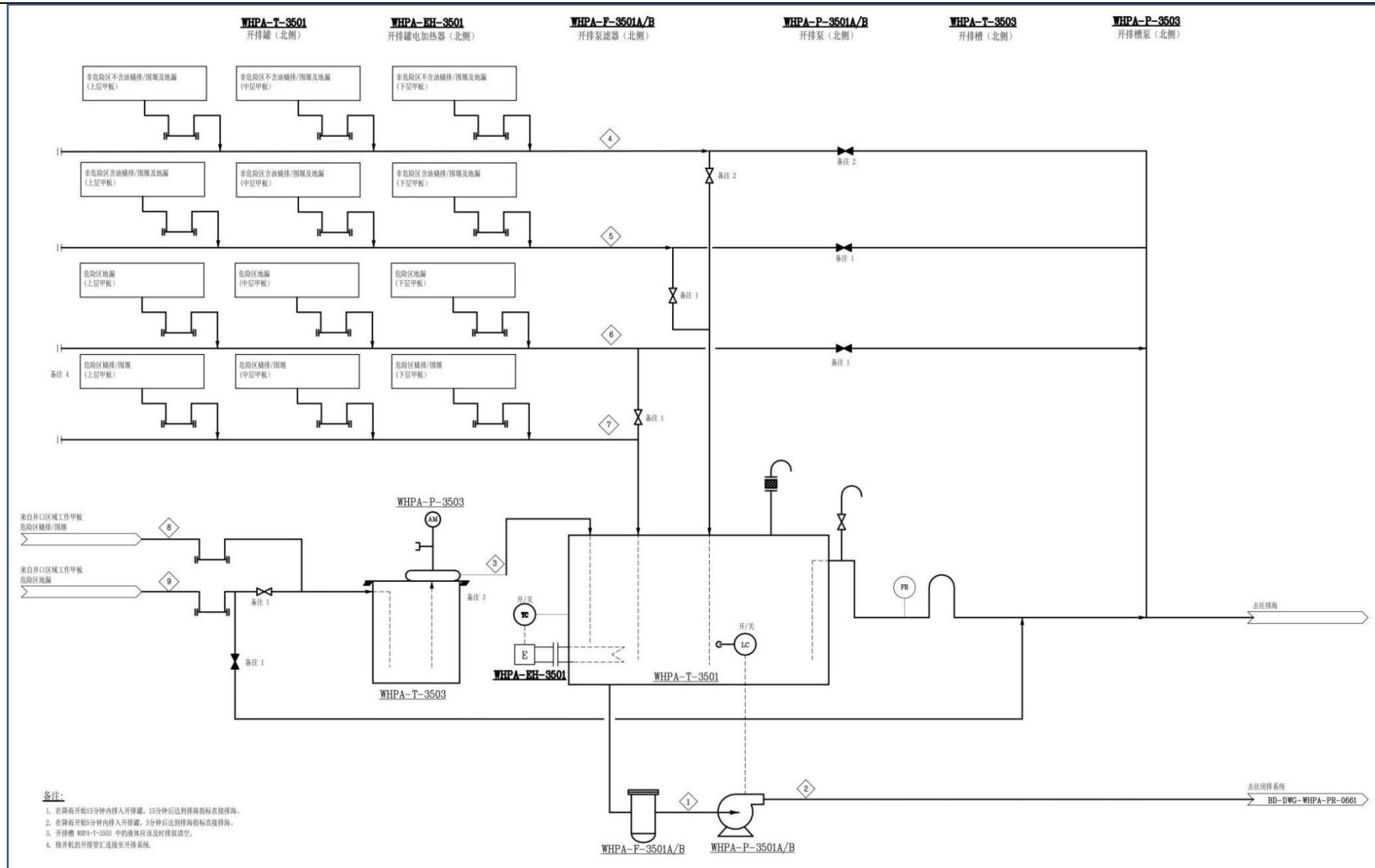


图 10.2-3 KL9-6WHPA 平台开排系统工艺流程

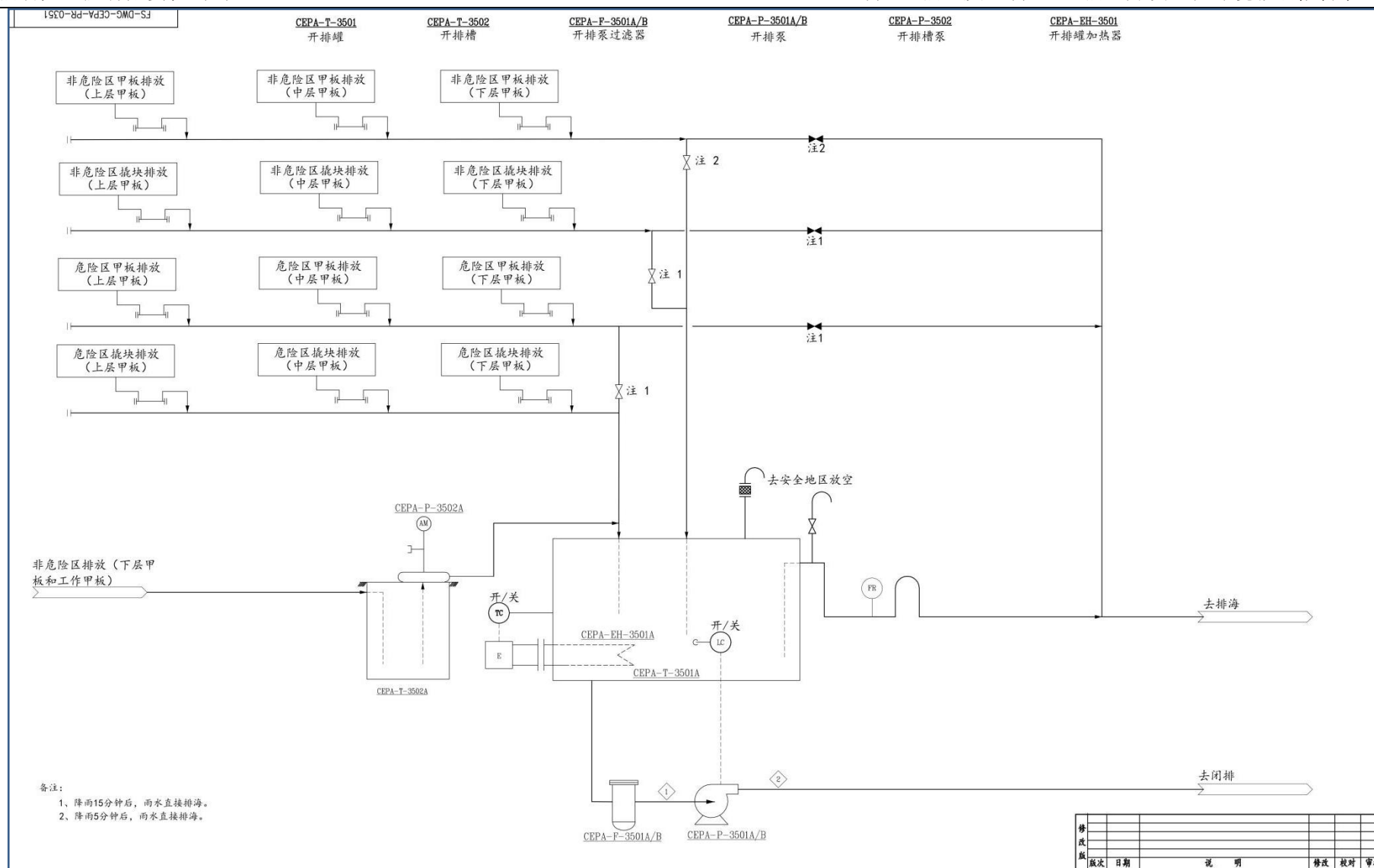


图 10.2-4 KL9-1CEPA 平台开排系统工艺流程

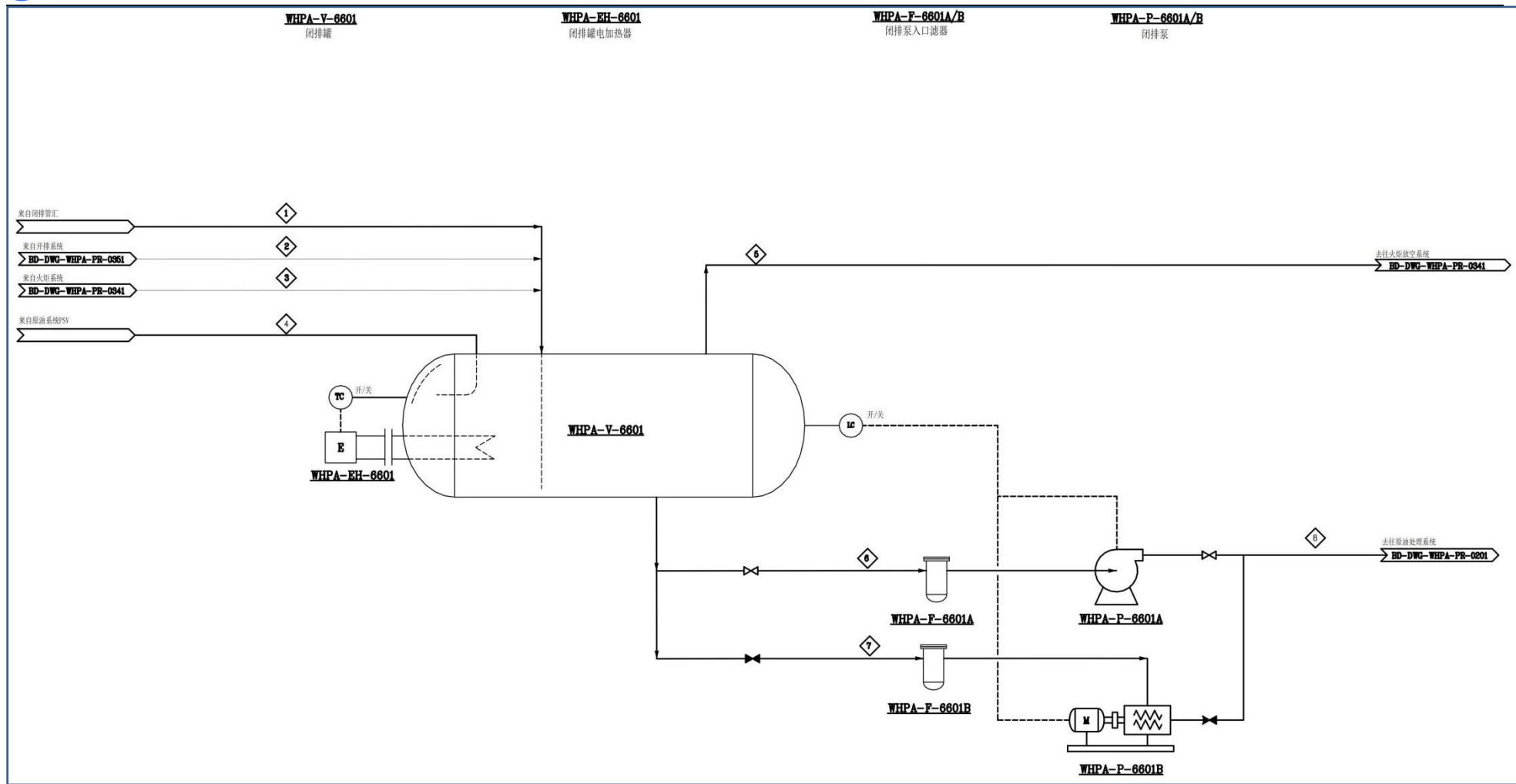


图 10.2-5 KL9-6WHPA 平台闭排系统工艺流程

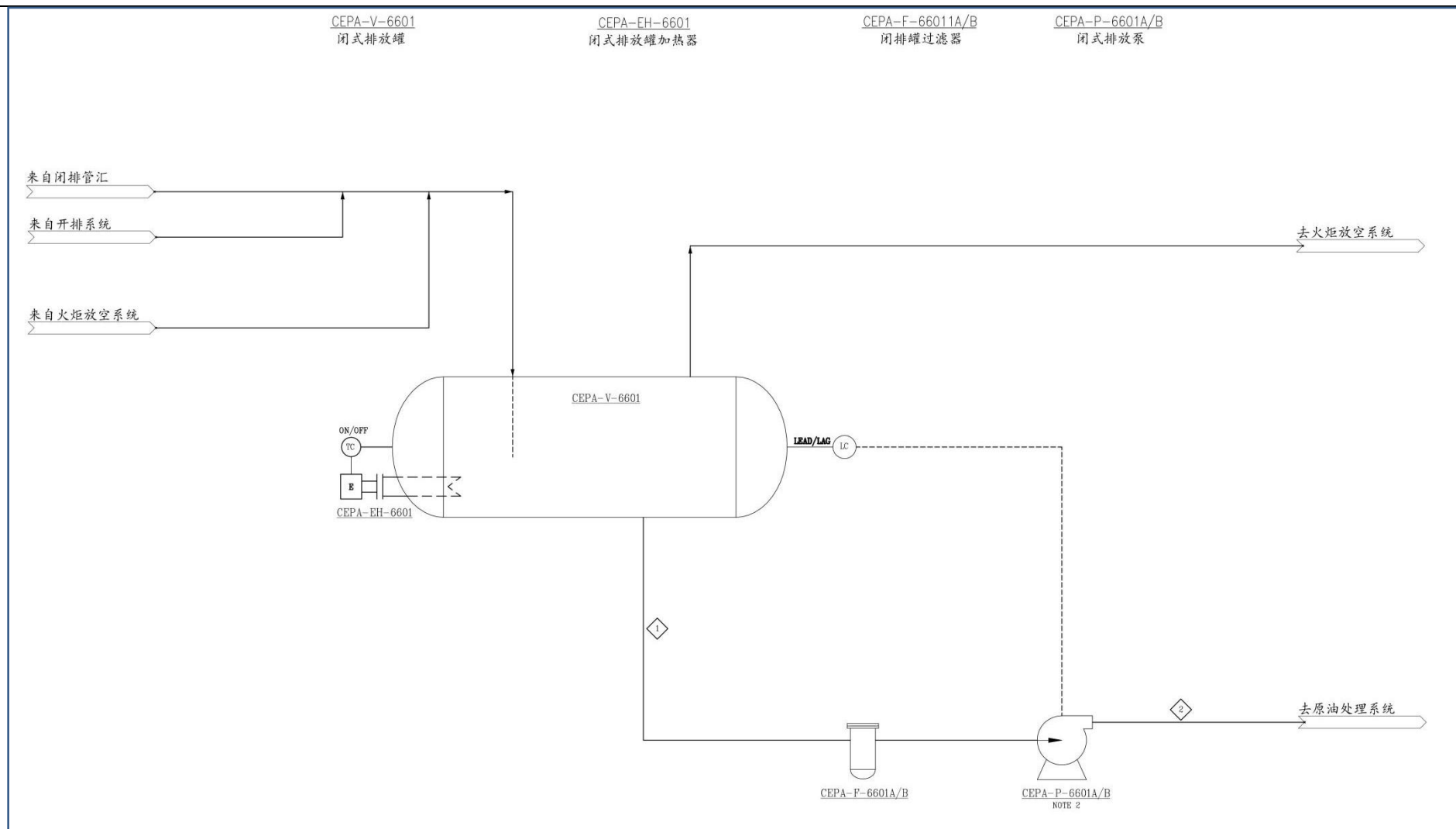


图 10.2-6 KL9-1CEPA 平台闭排系统工艺流程



10.2.3 生活污水

本项目新建的 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台生活楼的人数均为 80 人，生产阶段产生的生活污水其主要污染因子为 COD。本项目 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台各设置一套生化电解式生活污水处理系统，生活污水处理系统处理规模均为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$ ，平台生活污水处理能力均可满足处理需求。

KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解式生活污水处理系统，处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余黑水处理合格后排海。灰水进入过滤器过滤后进入开排系统并最终进入生产系统，经处理后的灰水最终回注地层。当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理达标后回用或排海。按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的规定，本项目所处海域生活污水排海要求为 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ，并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.4 浓盐水

本项目租用的 MSIU 平台锅炉给水系统为平台蒸汽锅炉提供用水，其来源为海水，在锅炉水处理过程中将会产生少量浓盐水排海。

10.2.5 锅炉燃烧废气

本项目租用的 MSIU 平台设有以燃气或燃油为燃料的蒸汽锅炉（双燃料），蒸汽锅炉燃料气采用垦利 9-5/6 油田分离出的伴生气，天然气组分不含硫，燃烧将产生 NO_x 排放；垦利 9-5/6 油田原油含硫量约为 0.4%（重量分数），原油作为燃料时燃烧将产生 NO_x 和 SO_2 排放。

本项目 KL9-1CEPA 平台设有热介质锅炉，主燃料为天然气，部分年份天然气不足时采用原油。天然气作为燃料时燃烧将产生 NO_x 排放，原油作为燃料时燃烧将产生 NO_x 和 SO_2 。

10.2.6 发电机废气

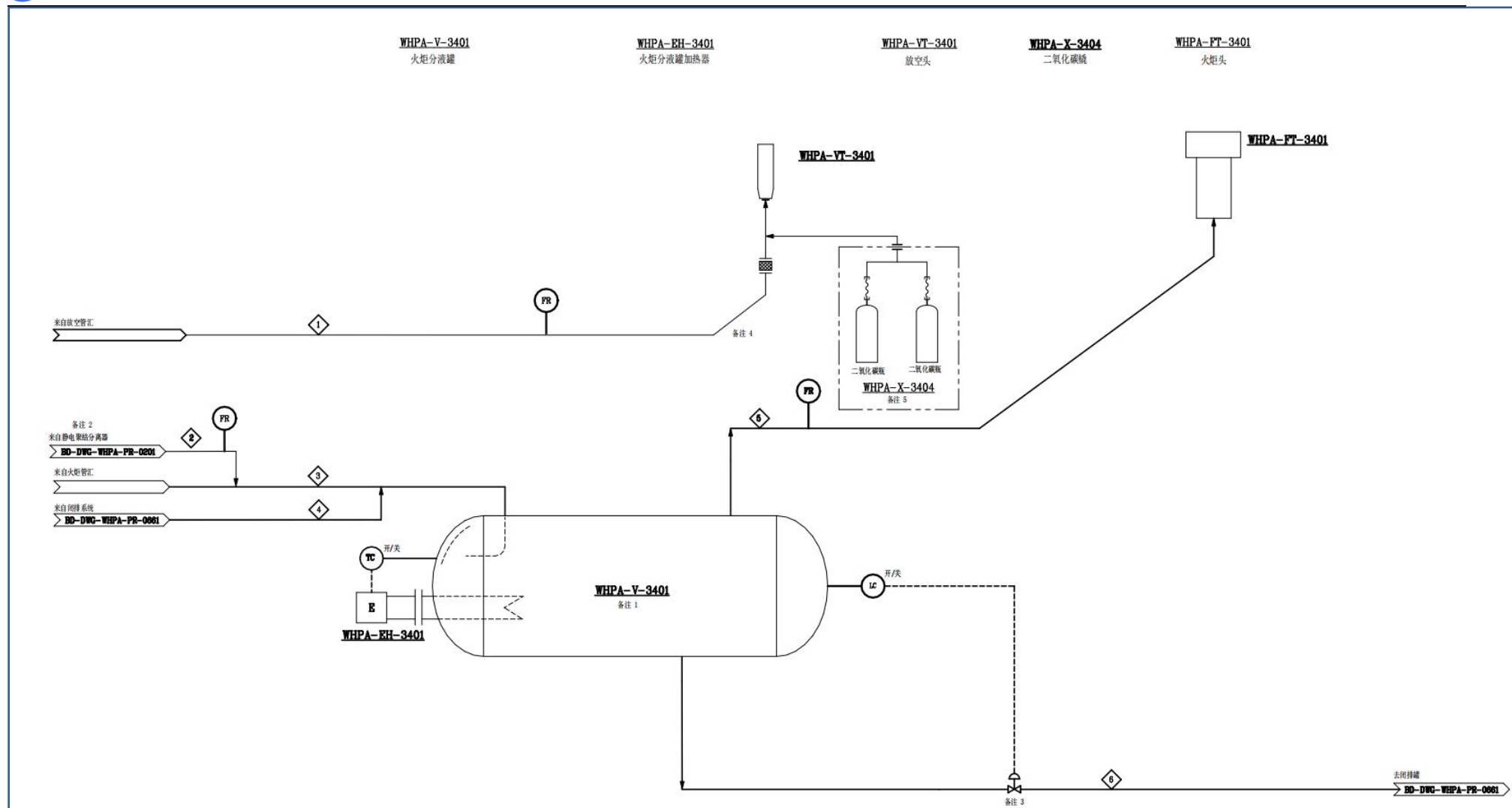
本项目 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，燃气透平发电机发电产生的主要污染物为 NO_x ，其排放方式是经排烟管排放到大气中。



10.2.7 火炬燃烧废气

本项目 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台设有火炬系统。火炬系统作为该平台的生产安全泄压系统。来自油、气处理系统的气体和闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐，分液后的气体进入火炬燃烧，凝液通过泵打入闭式排放罐进行回收利用。火炬系统主要包括火炬分液罐，火炬分液罐排放泵等。火炬燃烧产生的主要污染物包括 NO_x 等，经火炬系统排放到大气中。

KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台火炬系统工艺流程详见图 10.2-7 和图 10.2-8。



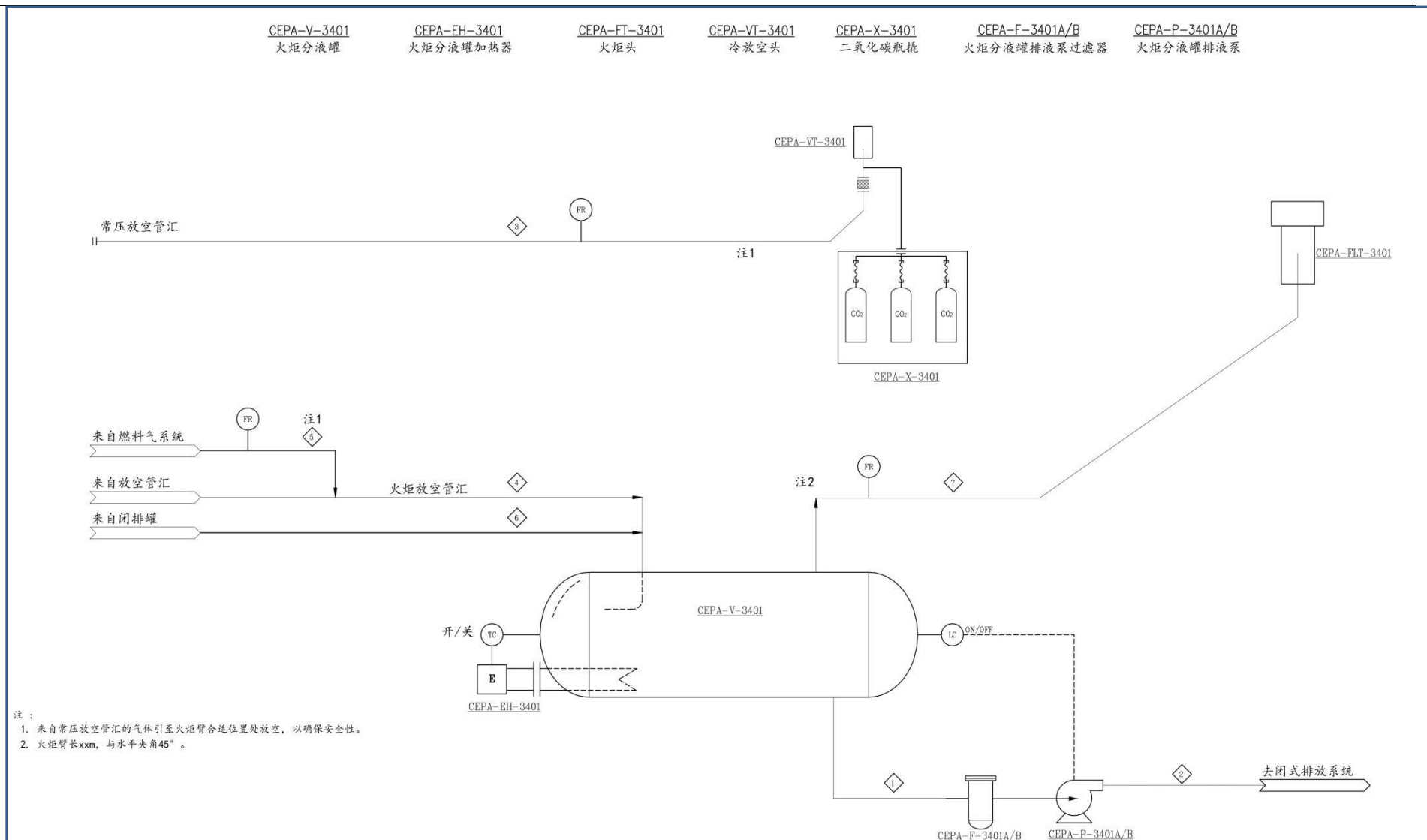


图 10.2-8 KL9-1CEPA 平台火炬系统工艺流程



10.2.8 船舶污染物

正常生产阶段作业船舶产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾）等的控制与治理方案同海上建设阶段（见第 10.1.3 节）。

10.2.9 生活垃圾和生产垃圾

本项目生产过程中产生的生活垃圾、生产垃圾等固体废物禁止排海，将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行处理处置，对其中的危险废物交由有资质的单位进行回收利用或处置。

本项目产生的危险废物将委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处置，建设单位已与危废处置单位签订了危险废物处理合同，相关资质证书和合同文件见附件 8。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管缆不可避免的占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线。为最大限度降低对周边敏感目标的影响，管缆路由进行优化及绕避，KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台管道路由比选详见图 10.3-1。其中方案一管道长度 27.7km，占用生态保护红线一般区 20.9km；方案二管道长度 20.6km，占用生态保护红线核心区 14.3km，一般区 2.7km；方案三管道长度 34.5km，占用生态保护红线一般区 7.3km。通过管道路由方案比选，最终选择方案三管道路由，项目不占用海洋生态保护红线核心区，与方案一相比管道减少占用生态保护红线一般区 13.6km，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。同时，本项目新建两条海底管道均安装了实时泄漏监测装置，可实现对海底管道运行情况的实时连续监测，当发生泄漏时，系统将自动识别并发出报警提示。

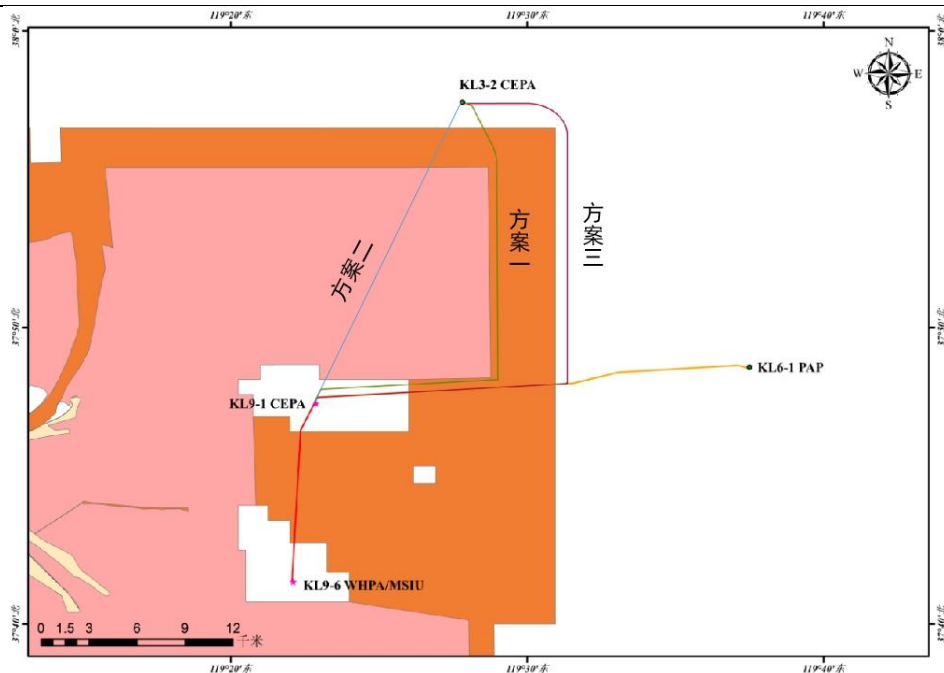


图 10.3-1 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油管道路由比选

本项目在施工阶段和生产阶段产生的船舶污染物，其中船舶生活污水和食品废弃物处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后，远离海洋生态保护红线区间断排放，除食品废弃物以外的垃圾回收运回陆地处理；船舶含油污水执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，全部运回陆地交有资质单位处理。

10.3.1.2 敏感目标的敏感期避让措施

本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀产卵场，以及三疣梭子蟹、鳀鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场。本项目在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋渔业资源的影响范围和程度。本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月；垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵盛期 5~6 月和 10 月。

10.3.1.3 施工工艺优化措施

项目海底管道和海底电缆采用后挖沟和边铺边挖施工工艺。与其他铺管挖



沟的施工工艺相比,采用后挖沟和边铺边挖方式可直接减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏,同时海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间,以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

10.3.1.4 生态环境影响削减措施

为了尽可能减少工程建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响,本项目钻井作业过程中全部使用水基钻井液,钻井作业采用批钻方式,通过循环使用钻井液,减少钻井液的排放量;含油生产水经处理达到注水水质标准后全部回注地层,无生产水排放;新建平台设有开/闭式排放系统,收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水,防止排放入海;新建平台生产阶段产生的生活垃圾和生产垃圾均经过分类回收后,运回陆地处理。

各类污染物具体削减量如下:

(1) 本项目建设阶段中产生的所有钻井油层水基钻井液及其钻屑,经收集后装入岩屑回收箱或泥浆罐内,运回陆地交由有资质的单位进行处理。钻井液中钻井油层水基钻井液排放削减量约 18379m^3 ,钻屑中钻井油层水基钻井液钻屑排放削减量约 5693m^3 ,钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑全部运回陆地处理。

(2) 本项目新建平台年平均含油生产水产生量为 $410.9 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ (石油类含量 1000mg/L),经新建 KL9-1CEPA 平台生产水处理系统和注水处理系统处理达标后(石油类含量 15mg/L 以下)全部回注地层,污染物排放削减率达 98.5% 以上。本项目含油生产水中石油类年均削减量达 4047.4t/a 。

(3) 本项目新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生产阶段产生的甲板冲洗水等其他含油污水约 $120\text{m}^3/\text{a}$,经平台开、闭排收集后进入生产流程,最后全部回注地层,不排海。

(4) 海上钻井及生产阶段产生的生活垃圾和生产垃圾等均分类收集后,集中装箱运回陆地交由有资质的单位处理,均不排海,生活垃圾和生产垃圾排海削减率均达到 100%。

(5) 本项目建设阶段和生产阶段的船舶含油污水全部运回陆地处理,不排海。本项目建设阶段船舶含油污水排放削减量约为 935m^3 ,生产阶段船舶含油污水排放削减量约为 $120\text{m}^3/\text{a}$ 。



10.3.1.5 施工期生态保护措施

为减轻对生态环境的影响，本项目在施工过程中将采取以下措施：

(1) 严格限制施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

(2) 建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

(3) 本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月；垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵盛期 5~6 月和 10 月。

10.3.2 海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1 海洋生态修复及补偿费用

根据第七篇和第十一篇海洋生物资源损失量的核算，本项目在建设及生产过程中可能造成的海洋生物资源损失约 288.9 万元。

本项目将设生态修复/补偿资金对工程建设及生产过程中造成的海洋生物资源等损害进行补偿，并纳入本项目环保投资。专项资金将根据工程所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要开展生态修复、补偿项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。

10.3.2.2 渔业资源修复措施

本项目渔业资源的经济损失补偿主要用于渔业主管部门增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

10.3.2.3 增殖放流

人工增殖放流品种的选择应遵循生物多样性原则、生物安全原则、技术可



行原则和兼顾效益原则。用于增殖放流的品种应当是该区自然水域本已存在的种类，苗种应当是本地种的原种或者子一代，不得向天然水域投放杂交种、转基因种、外来种以及其他不符合生态要求的水生生物物种。

依据增殖放流鱼类和其它生物品种地理分布特征、饵料习性特征，环境适应特征和其他生物学特征分析，结合不同海域，不同季节环境变化及苗种养成时间和季节，确定增殖放流鱼类和其它生物品种。目前，我国渤海禁渔期为每年的 5~8 月，这一时间段放流可有效杜绝偷捕、误捕现象发生，有助于放流品种的适应、栖息和生长。综合以上条件，建议放流时间为 5~8 月。

增殖放流计划中放流品种可考虑本项目周围海域的优势种、经济种等，本项目附近海域可以选取的放流品种有中国对虾、牙鲆、毛蚶、海蜇、三疣梭子蟹和梭鱼等。具体见表 10.3-1。本项目具体放流物种、规格、数量等增殖放流计划，应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认和组织实施，并在增殖放流后开展相应的实施效果评估等工作。

表 10.3-1 增殖放流计划*

生物品种	规格	生物品种	规格
中国对虾	1.2cm 左右	海蜇	伞径 3cm 左右
毛蚶	400 粒/kg	半滑舌鳎	6cm
三疣梭子蟹	二期幼蟹	梭鱼	5cm
褐牙鲆	4 cm 左右	文蛤	1cm
杂色蛤	1cm		

注：*具体放流计划应由渔业主管部门确认组织实施。

10.3.2.4 保护地及红线修复措施

针对项目对保护地及海洋生态保护红线的影响，建设单位拟开展黄河三角洲国家级自然保护区盐地碱蓬保育及鸟类繁殖地营造项目，目前生态修复方案正在编制。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.4-1。

10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.5-1。



表 10.4-1 本项目环境保护对策措施一览表

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
钻井液和钻屑	对产生的水基钻井液和水基钻井液钻屑的处理	本项目钻井产生非钻井油层水基钻井液约 13392m ³ ，钻井油层水基钻井液约为 18379m ³ ；非钻井油层水基钻井液钻屑约为 22524m ³ ，钻井油层水基钻井液钻屑约为 5693m ³ 。（注：上述均含预留井槽的量）	钻井油层水基钻井液及其钻屑全部运回陆地，交有资质单位进行处理。排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑中重金属含量应满足 Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止排海，运回陆地进行处理。垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月；垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵盛期 5~6 月和 10 月。	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与钻井阶段同步。	由建设单位负责建设、使用和管理。
含油生产水	KL9-1CEPA 生产水和注水处理系统	KL9-1CEPA 平台生产水处理系统设计规模为 15600m ³ /d，注水处理系统设计规模为 14160m ³ /d	含油生产水经处理达标后（含油量≤15mg/L）全部回注地层，不足部分由水源井水补充。	KL9-1CEPA 平台；生产阶段。	
其它含油污水	开式排放系统	开式排放罐、开式排放泵等。	开排罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水等；闭排罐主要收集平台上带压容器、管道等排放出的带压流体	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
	闭式排放系统	闭式排放罐、闭式排放泵等。			
锅炉燃烧废气	租用 MSIU 平台蒸汽锅炉；KL9-1CEPA 平台热介质锅炉	租用 MSIU 平台设置 3 台蒸汽锅炉；KL9-1CEPA 平台设置 2 台热介质锅炉	蒸汽锅炉和热介质锅炉产生的废气经排气筒排放到大气中	租用 MSIU 平台和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
发电机废气	KL9-1CEPA 平台设置发电机	KL9-1CEPA 平台设置天然气透平发电机组	燃气透平发电机产生的废气经排烟管排放到大气中	KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	



环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
生产垃圾	分类回收	分类回收箱	生产垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
生活垃圾	分类回收	分类回收箱	生活垃圾均运回陆地处理。	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
生活污水	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台配备的生活污水处理装置	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活楼人员均为 80 人，均设置 60.5m³/d 的生化电解式生活污水处理系统。	灰水经开排系统进入生产流程最终回注地层；黑水经生活污水处理装置处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余黑水处理达标后（COD≤300mg/L）排海	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
火炬系统	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台设置的火炬系统		火炬系统作为各平台的生产安全泄压系统，来自油、气处理系统的气体和闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐，分液后的气体进入火炬燃烧，凝液通过泵打入闭式排放罐进行回收利用。	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
船舶污染物	船舶含油污水	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》实施铅封，全部运回陆地交有资质单位处理		船舶自带处理系统或接收设施。	由船舶所属单位负责。
	船舶生活污水	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》等相关要求，建议远离海洋生态保护红线区排放。			
	船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等收集并排入接收设施，运回陆地处理；食品废弃物：在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。建议远离海洋生态保护红线区排放。			
	船舶大气污染物	满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的要求。			
生态补	人工增殖放流	根据本项目造成的海洋生	按照海洋渔业行政主管部门的要求，确定增殖	工程附近海域；在施	由建设单



环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
补偿	等，其经费应纳入环保投资预算。	物资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施。	放流的品种和数量、实施方式等，达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的。	工完成后，在专业单位建议的时间内完成。	位负责落实，可委托专业单位完成。



表 10.5-1 本项目主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/ 环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生产水处理系统和注水处理系统	KL9-1CEPA 平台上生产水和注水处理装置的配备、运行情况及处理效果	本项目注水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中规定的注水标准值(含油量 $\leq 15\text{mg/L}$),全部回注地层
生活污水处理系统	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)》一级标准($\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$)排海
开式排放系统	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上开式排放系统的配备及运行情况	收集平台溢出液、设备冷却/冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水等
闭式排放系统	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上闭式排放系统的配备及运行情况	收集平台上带压容器、管道等排放出的带压流体等
火炬系统	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上火炬系统的配备及运行情况	收集来自油、气处理系统的气体 and 闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐,分液后的气体进入火炬燃烧,凝液通过泵打入闭式排放罐进行回收利用
生活垃圾处理	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上固体废弃物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生活垃圾箱,海上无固废排放,均运回陆地处理/处置。
生产垃圾处理		平台上需设置生产垃圾箱,海上无固废排放,均运回陆地处理/处置。
溢油应急设备和溢油应急预案	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上配备溢油应急设备和物资;本项目投产之前将编制溢油应急预案,将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑等。	KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台上均配备 200m 快速布放围油栏和 400m 充气式围油栏、吸油拖栏、吸油毡、消油剂等;项目投产之前将编制溢油应急预案,将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑等。
具备环境保护设施正常运转的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等。	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急预案、环境管理机构设置等内容。
环境管理与监测计划	环境管理机构的设置、环保管理规章、制度以及监测计划、设备和手段等。	



11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析本项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设备及环保投资估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油(气)田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其投资列于表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

油田	环保设备	设备投资 (万元)	折合比例 (%)	折合环保投资 (万元)
垦利 9-1 油田	海管泄漏监测系统	100.0	100	100.0
	快速布放围油栏 200m	70.0	100	70.0
	常规 400m 围油栏	230.0	100	230.0
	开式排放系统	163.0	100	163.0
	闭式排放系统	281.0	100	281.0
	应急关断系统	400.0	25	100.0
	生产水处理系统	208.9	100	208.9
	生活污水处理系统	198.0	100	198.0
	火炬系统	230.0	50	115.0
垦利 9-5/6 油田	海管泄漏监测系统	100.0	100	100.0
	快速布放围油栏 200m	70.0	100	70.0
	常规 400m 围油栏	230.0	100	230.0
	生活污水处理系统	198.0	100	198.0
	开式排放系统	288.0	100	288.0
	闭式排放系统	184.0	100	184.0
	应急关断系统	218.0	25	54.5
	火炬系统	296.0	50	148.0
环境保护设施投资				2738.4
海洋生态环境补偿		/	/	288.9
合计		/	/	3027.3



11.2 环境保护投资比例分析

本项目工程总投资（不含勘探费、弃置费等）总额为 23.7032 亿元，环保投资额为 3027.3 万元，环境保护投资占工程投资比例为：

$$0.30273 / 23.7032 \times 100\% = 1.28\%$$

11.3 环境经济损益分析

11.3.1 环境经济损失分析

本项目对海洋生物资源的损害按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）进行估算。

11.3.1.1 海洋生物资源损失价值

a. 计算方法

• 鱼卵和仔鱼损失

鱼卵和仔鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵和仔鱼经济价值按下式计算：

$$M = W \times P \times E \quad (11.3-1)$$

式中：

M——鱼卵和仔鱼经济损失金额，万元；

W——鱼卵和仔鱼损失量，个或尾；

P——鱼卵和仔鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E——鱼苗的商品价格，根据近年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。

• 幼体经济价值计算

幼体的经济价值折算成成体进行计算，折算成体的经济价值按以下公式计算：

$$M = W \times P \times G \times V \quad (11.3-2)$$

式中：

M——幼鱼的经济损失额，万元；

W——幼鱼的损失资源量，尾；



P——幼鱼折算为成体比例，按 100%；

G——幼鱼、幼蟹、幼头足类长成最小成熟规格的重量按 0.1kg/尾，幼虾长成最小成熟规格的重量按 0.01kg/尾；

V——生物成体商品价格，按 1.5 万元/t。

• 成体生物资源经济损失计算

$$M = W \times E \quad (11.3-3)$$

式中：

M——第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额，万元；

W——第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量，吨；

E——生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物的价格按近年来海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.5 万元/t。

b. 海洋生物资源损失

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，幼体折算成体比例按 100%，成体价格按 1.5 万元/t。本项目海底管道电缆铺设对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻井液排放补偿金额按 3 倍计；钻屑排放补偿金额按 3 年计；平台占海影响超过 20 年，损失补偿年限按不少于 20 年计算。据此计算海洋生物资源补偿见表 11.3-1。

表 11.3-1 海洋生物资源补偿

油田	排放	资源类别	损失量	长成率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)
垦利 9-1 油田	钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	0.205	1%	0.8 元/尾	3 倍	0.5
		仔鱼 (×10 ⁶ 尾)	0.039	5%	0.8 元/尾		0.5
		幼鱼 (尾)	2603	-	1.5 万元/t		1.2
		幼虾 (尾)	1333	-	1.5 万元/t		0.1
		幼蟹 (尾)	52	-	1.5 万元/t		0.0
		幼头足类 (尾)	308	-	1.5 万元/t		0.1
		成体 (kg)	30	-	1.5 万元/t		0.1
		小计		-	-	-	2.5
	钻屑	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	0.582	1%	0.8 元/尾	3 年	1.4
		仔鱼 (×10 ⁶ 尾)	0.110	5%	0.8 元/尾		1.3
		幼鱼 (尾)	7413	-	1.5 万元/t		3.3
		幼虾 (尾)	3794	-	1.5 万元/t		0.2
		幼蟹 (尾)	147	-	1.5 万元/t		0.1



油田	排放	资源类别	损失量	长成率	单价	补偿倍数/ 年限	补偿金额 (万元)
垦利 9-5/6 油 田		幼头足类 (尾)	875	-	1.5 万元/t	-	0.4
		成体 (kg)	84	-	1.5 万元/t		0.4
		底栖生物 (t)	0.18	-	1.5 万元/t		0.8
		小计		-	-		7.9
	铺设管缆	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)	19.372	1%	0.8 元/尾	3 倍	46.5
		仔鱼 ($\times 10^6$ 尾)	3.660	5%	0.8 元/尾		43.9
		幼鱼 (尾)	197148	-	1.5 万元/t		88.7
		幼虾 (尾)	100878	-	1.5 万元/t		4.5
		幼蟹 (尾)	3943	-	1.5 万元/t		1.8
		幼头足类 (尾)	23287	-	1.5 万元/t		10.5
		成体 (kg)	2349	-	1.5 万元/t		10.6
		底栖生物 (t)	1.60	-	1.5 万元/t		7.2
		小计		-	-		213.7
	平台占海	底栖生物 (t)	0.008	100%	1.5 万元/t	20	0.2
	合计						224.3
垦利 9-5/6 油 田	钻井液	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)	0.174	1%	0.8 元/尾	3 倍	0.4
		仔鱼 ($\times 10^6$ 尾)	0.033	5%	0.8 元/尾		0.4
		幼鱼 (尾)	2603	-	1.5 万元/t		1.2
		幼虾 (尾)	1333	-	1.5 万元/t		0.1
		幼蟹 (尾)	52	-	1.5 万元/t		0.0
		幼头足类 (尾)	308	-	1.5 万元/t		0.1
		成体 (kg)	30	-	1.5 万元/t		0.1
		小计		-	-		2.3
	钻屑	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)	0.282	1%	0.8 元/尾	3 倍	0.7
		仔鱼 ($\times 10^6$ 尾)	0.053	5%	0.8 元/尾		0.6
		幼鱼 (尾)	4236	-	1.5 万元/t		1.9
		幼虾 (尾)	2168	-	1.5 万元/t		0.1
		幼蟹 (尾)	84	-	1.5 万元/t		0.0
		幼头足类 (尾)	500	-	1.5 万元/t		0.2
		成体 (kg)	48	-	1.5 万元/t		0.2
		底栖生物 (t)	0.18	-	1.5 万元/t		0.8
		小计		-	-		4.6
	铺设管缆	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)	3.973	1%	0.8 元/尾	3 倍	9.5
		仔鱼 ($\times 10^6$ 尾)	0.751	5%	0.8 元/尾		9.0
		幼鱼 (尾)	61188	-	1.5 万元/t		27.5
		幼虾 (尾)	31308	-	1.5 万元/t		1.4
		幼蟹 (尾)	1224	-	1.5 万元/t		0.6
		幼头足类 (尾)	7228	-	1.5 万元/t		3.3
		成体 (kg)	729	-	1.5 万元/t		3.3
		底栖生物 (t)	0.62	-	1.5 万元/t		2.8
		小计		-	-		57.4
	平台占	底栖生物 (t)	0.009	100%	1.5 万元/t	20	0.3



油田	排放	资源类别	损失量	长成率	单价	补偿倍数/ 年限	补偿金额 (万元)
	海						
	合计						64.6
总计							288.9

注：补偿金额=损失量×长成率×单价×补偿倍数（年限）

11.3.2 环境经济收益分析

11.3.2.1 直接环境经济收益

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。根据第三篇生产预测数据，本项目生产水累计产量约为 8931.3 万 m³，其石油类含量从约 1000mg/L 处理至不超过 15mg/L 后回注地层，由此累计回收石油约 87973t，按原油 5000 元/t 计算，折合经济价值约 43987 万元。

11.3.2.2 间接环境经济收益

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由含油污水处理系统所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40% 计算，其它间接收益按回收资源、能源价值的 10% 计算，两项合计约为 21994 万元。

11.3.2.3 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和，本项目建成投产后，生产运营期总的环境经济收益为 65981 万元。

11.3.2.4 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油、天然气需求将呈强劲增长态势。国内油气开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口石油。对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与监测计划

12.1 环境管理.

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司（以下简称“天津分公司”）已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括建设阶段产生的钻井液/钻屑、海底管缆铺设产生的悬浮物及作业船舶产生的船舶污染物等，生产阶段主要污染物为含油生产水、生活污水、作业船舶产生的船舶污染物等，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

- （1）贯彻执行环境保护法规和标准；
- （2）组织制定和修改与本项目有关的环保管理制度并监督执行；
- （3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- （4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- （5）检查工程项目环保设施的运行状态；
- （6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 环境保护管理机构设置

12.1.2.1 组织机构与定员

天津分公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作。并严格按照国家环保法规标准和有限公司颁发的一系列的环保管理规定、办法开展环境保护管理工作，并已形成了一套系统、完整的环保管理机构和环境保护管理体系。分公司总经理对本项目环境保护工作负有最高责任，在组织机构上设有健康安全环保部，负责监督本项目的污染防治和环境保护工



作。

天津分公司健康安全环保部管理组织机构见图 12.1-1。

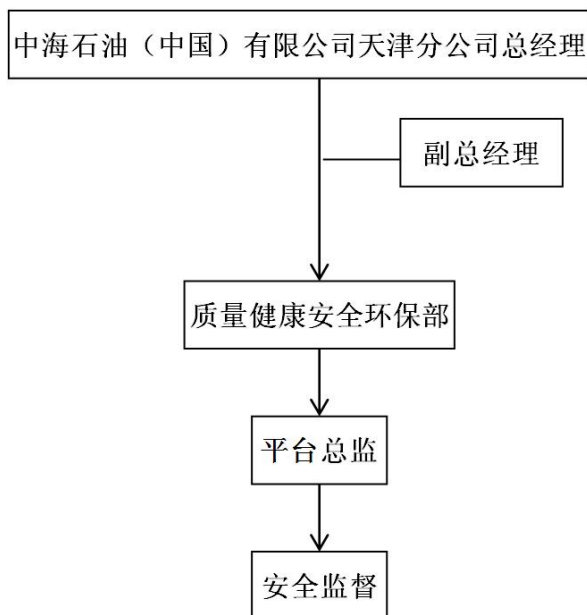


图 12.1-1 中海石油（中国）有限公司天津分公司环境保护管理机构图

本项目 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台将建立系统、完整的海上平台组织机构，将责任落实到每位现场作业人员。KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台的组织机构见图 12.1-2。

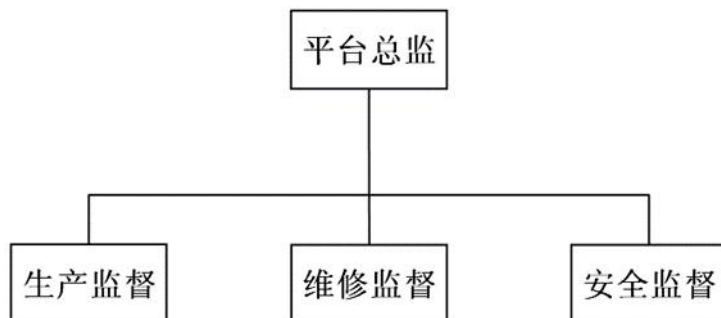


图 12.1-2 平台组织机构图

12.1.2.2 主要人员的岗位职责

本项目 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台主要岗位设置平台总监、生产监督、维修监督和安全监督。

a. 平台总监

平台总监是安全第一责任人，各项工作必须对中海石油（中国）有限公司天津分公司/作业公司经理负责，负责和组织好安全生产：



- 接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；
- 负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；
- 对生产设备、工艺流程、油田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；
- 做好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台生产；
- 掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作。

b. 生产监督

生产监督负责生产部门管理：

- 所有操作工作的全面管理及工作安排；
- 检查和督促、协调各部门的日常工作；
- 负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；
- 平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；
- 组织和实施维修计划，负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；
- 以及其它相关工作。

c. 维修监督

维修监督是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责：

- 负责平台主要设备的档案建立和管理；
- 掌握平台耗品耗件及各种备件情况及相关文书工作的跟踪和存档；
- 确定重要备件的库存量，保证油田的正常生产；
- 负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划。

d. 安全监督

安全监督对平台安全工作实行全面监督：

- 贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；
- 负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；



- 负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；
- 协助平台总监制定整个平台的应急预案、应急部署及组织应急演练工作；
- 负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；
- 负责检查和审批重大作业的安全措施；
- 负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；
- 负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

12.1.3 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守中国环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）。结合油田开发特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

12.1.3.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否真实、正确和上报是否及时。海上监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

12.1.3.2 安全/环保会议制度

定期举行监督参加的安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.3.3 培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。



12.1.3.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急预案中的报告程序进行。建立应急小组，由油田总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作。并按要求向有关政府部门报告。

12.1.3.5 海底管缆巡查制度

由值班船对本油田海底管缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管缆造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管缆进行技术检测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各油田设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 常规与非常规监测计划

12.2.1.1 常规监测

在正常建设、生产作业期间，需对下列项目进行监测。

a. 建设阶段

钻井液、钻屑：在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液进行监测，钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

b. 生产阶段

KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台设生活楼，生活污水中黑水处理达标后进入生活楼回用水罐回用，其余排海；含油生产水和生活污水中的灰水处理达标后回注地层。

含油生产水：新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台产生的含油生产水，经 KL9-1CEPA 平台生产水和注水处理系统处理达标后回注地层。注水水源回注前在 KL9-1CEPA 平台进行监测；主要监测其含油量、悬浮固体含量和悬浮物颗粒



中值粒径等注水水质控制指标，具体按《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）执行。

化学需氧量（COD）：监测生活污水中的 COD，作业者负责取样并交给有资质的第三方机构进行监测，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府主管部门的要求执行。

c. 监测设备

新建 KL9-1CEPA 平台设有实验室，实验室内配备以下环境监测设备或仪器：常规化学分析仪器（用于水样的前处理）、天平、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

钻井液、钻屑的生物毒性值和生活污水中的化学需氧量（COD）的监测将委托具有相关资质的、相关主管部门认可的陆上相关单位进行，因此不另设分析检测仪器。

12.2.1.2 非常规监测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

12.2.2 海洋环境影响监测计划

海洋环境影响监测计划包括自然保护区海洋环境影响、建设阶段海洋环境影响和生产阶段海洋环境影响监测及评估等。

12.2.2.1 拟建“黄河口国家公园”（山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）监测方案

a. 监测内容

自然保护区生态环境：包括水质（pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬）、沉积物（有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、海洋生物生态（叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、鱼卵仔鱼、游泳生物）。

保护对象：黄河口生态系统和生物物种多样性。



b. 监测站位

水质：本项目位于拟建“黄河口国家公园”（山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）内，在该保护地内新建工程设施周边布设 18 个站位。监测站位示意图 12.2-1。

沉积物、生物生态：按水质调查站位的 60%考虑布设沉积物、生物资源调查站位，共 12 个调查站位。

c. 监测频次

建议将本项目环评春秋现状调查结果做为本底调查，建设阶段监测一次，生产阶段每年监测一次。后期生产阶段监测频次可根据前几次的监测结果，适当调整。

d. 监测方法

现场采集水质、沉积物、生物生态等样品，按《海洋监测规范》（GB17378-2007）和《海洋调查规范-海洋生物调查》（GB/T12763.6-2007）规定的方法测定分析，对保护地内生态环境变化趋势进行评价。

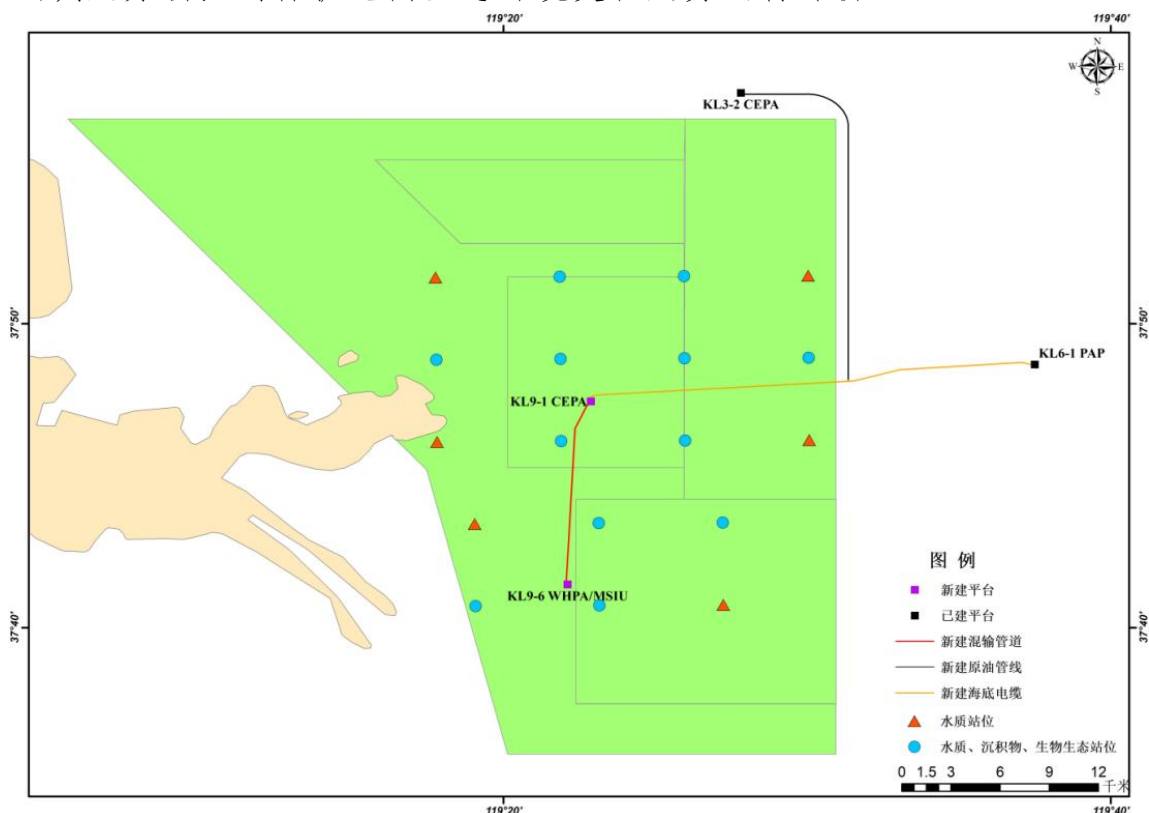


图 12.2-1 拟建“黄河口国家公园”（山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区）监测站位

12.2.2.2 建设阶段监测方案

本项目部分管缆穿越黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般控制区，在建设阶段对平台间管缆铺设的环境影响进行监测。

a. 监测内容

水质监测包括 pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬；

沉积物监测包括有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷；

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、鱼卵仔鱼、游泳生物。

b. 监测站位

KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台海底管缆：周围 1km 内布设 2 个断面，每个断面布设 2 个站位，共计 4 个调查站位。

KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 平台海底电缆周围 1km 内布设 2 个断面，每个断面布设 4 个站位，共计 8 个调查站位。

KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海底输油管道周围 1km 内布设 2 个断面，每个断面布设 4 个站位，共计 8 个调查站位。

监测站位示意图 12.2-2。

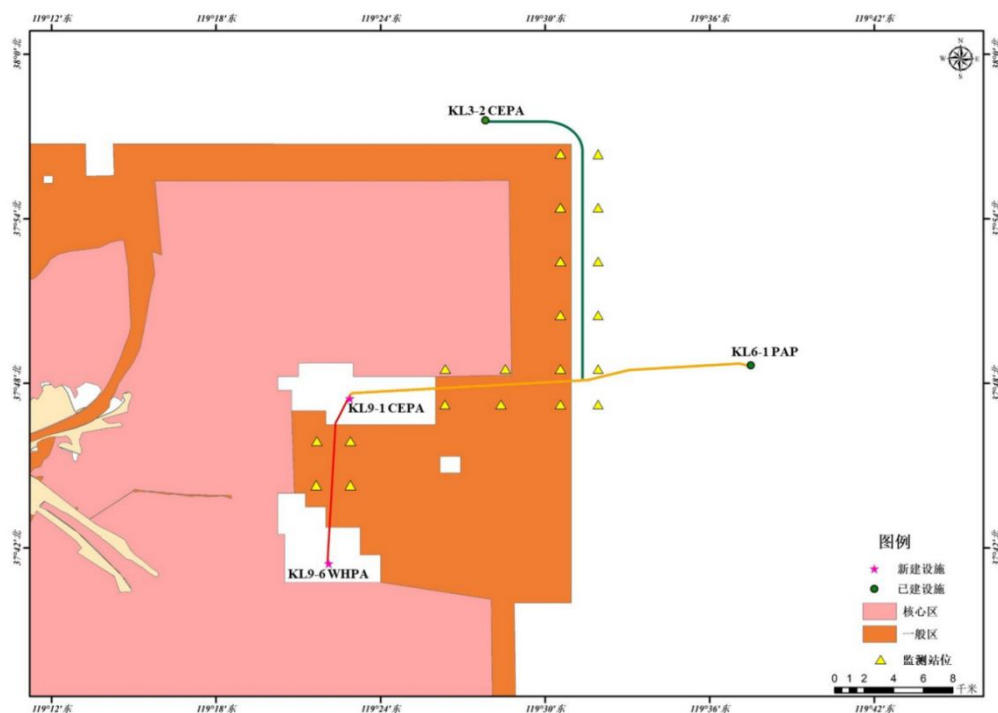


图 12.2-2 建设阶段监测站位

c. 监测方法

海洋环境影响监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

d. 监测频次

建议建设阶段进行一次监测。

12.2.2.3 海底管道监测

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，需要定期开展智能内检测，每半年进行一次腐蚀挂片检测，跟踪管道腐蚀速度；对海底管道安全阀每年进行一次校验检测；加大海底管道清管作业频次，每年 4 次通球。同时，定期对海底管缆进行路由复勘（建议 3-5 年/次），以便及时了解海底管缆路由水深变化情况，管缆走向、埋深、悬跨等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以便及早发现隐患，及时处理，防止事故发生，以保障工程的安全正常运行。

12.2.2.4 生产阶段监测方案

本项目新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台生活污水中黑水处理达标后进入生活楼回用水罐回用，其余排海。根据预测结果，生活污水排放的影响范围在平台 30m 范围内。考虑到平台安全作业距离，建议新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台周围 500m 圆周各布设 4 个站位。海洋环境影响监测站位布设见图 12.2-3。

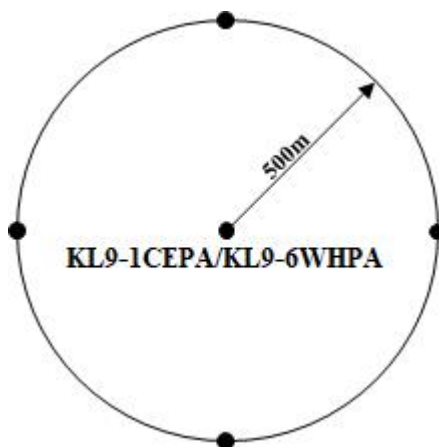


图 12.2-3 KL9-1CEPA/KL9-6WHPA 平台海洋环境监测站位布设示意图



a. 监测内容

见 12.2.2.2a 节。

b. 监测方法

见 12.2.2.2c 节。

c. 监测频次

建议在竣工验收（试运行）进行一次监测，在生产运营 3~5 年后再进行一次监测。



13 环境影响评价结论

13.1 工程概况

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程为新建海洋油（气）开发工程，项目位于渤海中部以南海域，垦利 9-5/6 油田北距垦利 9-1 油田约 12km，东距垦利 16-1 油田约 14km，西距垦东人工岛约 7km，距岸最近距离约 8.7km，油田范围内平均水深约 9.5m。垦利 9-1 油田北距垦利 3-2 油田约 20km，东距垦利 10-1 油田约 22km，油田范围内平均水深 11.2m。

项目依托现有工程设施开发，垦利 9-5/6 油田利用新建热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用自升式移动注热平台 MSIU 开发，两平台栈桥连接，由 MSIU 平台为 KL9-6 WHPA 平台提供热采所需高温蒸汽，注蒸汽开发，前七年采用蒸汽吞吐的开发方式，第八年开始转蒸汽驱的方式开发，均为电潜泵采油；垦利 9-1 油田利用新建中心平台 KL9-1CEPA 开发，注水开发，电潜泵采油；共新铺 2 条海底管道全长 45.8km 和 2 条海底电缆全长 33.4km。并对已建 KL3-2CEPA 平台进行适应性改造。

新建 KL9-6 WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台均为有人带井口平台，井口均分南、北两井区，均设置 80 人生活楼，分别设置 48 个（全部单简单井）和 40 个井槽（含 12 个单筒双井），均采用自升式钻井平台进行初期钻井及后期调整井，采用水基钻井液体系进行钻井作业；海上平台采用陆地预制，导管架采用海上吊装，上部组块采用浮托就位安装。所有海管/海缆全程埋设，埋设海管/海缆顶部距海床表面为 1.5m-2.5m，海管挖沟方式为后挖沟，自然或人工回填；海缆挖沟方式为边铺边埋，自然或人工回填。KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海管和 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海缆约 2.9km 穿越广利港-东营港航路，其中穿越航路段海底管道埋深 2m，后挖沟，人工回填；其余管道埋深 1.5m-2m，后挖沟，自然回填。穿越航路段电缆埋深 2.5m，边铺边埋，部分人工回填；其余电缆埋深 2m，边铺边埋，自然回填。生产物流利用新建 KL9-6 WHPA 热采井口平台和 KL9-1CEPA 中心平台进行处理；合格原油输送至东营原油终端储存外输。生产水全部回注地层，无排放。

KL9-6WHPA 平台各热采井物流进行放喷、计量及油气水三相分离后，分离出的伴生气在注热期间通过栈桥去往 MSIU 平台燃料气系统处理后用作锅炉燃



料，非注热期间通过压缩机增压后外输；分离出的生产水经旋流除砂后，通过外输掺水泵打入外输海管；分离出的含水原油通过海管外输至 KL9-1 CEPA 平台作进一步处理，与 KL9-1 CEPA 平台的物流一起处理为合格原油后通过新铺海管输送至 KL3-2 CEPA 平台，越站输送至东营原油终端。KL9-1CEPA 平台分离出的伴生气主要作为燃料气使用；分离出的含油生产水经生产水和注水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。电力依托渤中、垦利岸电工程；通过新铺 2 条海缆由 KL10-1EPP 平台为新建平台提供电力。同时 KL9-1CEPA 平台配置燃气透平发电机，与岸电组网运行。项目工程总投资为 23.7032×10^8 元，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程计划于 2025 年投产，垦利 9-1 油田开发工程高峰年产油量 $79.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 $39.5 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

13.2 工程分析

13.2.1 建设阶段污染物产生和排放情况

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程建设阶段的作业内容主要包括新建 2 座平台导管架和甲板组块海上安装、移动注热平台的拖航就位、2 座平台的钻完井作业、2 条海底管道和 2 条电缆的铺设以及依托设施改造及海上设施连接、调试等。

项目海上建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟埋设作业产生的悬浮物，此外还有参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水，以及设施安装产生的生产垃圾等。

垦利 9-5/6 油田包含预留井槽 48 口井共产生废弃钻井液 13836m^3 ，其中钻井油层水基钻井液约 9003m^3 ，非钻井油层水基钻井液 4833m^3 ；包含预留井槽 48 口井产生钻屑总量为 11615m^3 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 9063m^3 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 2552m^3 。垦利 9-1 油田包含预留井槽 52 口井共产生废弃钻井液 17935m^3 ，其中钻井油层水基钻井液约 9376m^3 ，非钻井油层水基钻井液 8559m^3 ；包含预留井槽 52 口井产生钻屑总量为 16602m^3 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 13461m^3 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 3141m^3 。钻井油层水基钻井液/钻屑全部运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置，非钻井油层水基钻井液/钻屑达标排放。海管悬浮物产生速率为 $(10.11 \sim 12.78) \text{kg/s}$ ，海



缆悬浮物产生速率为(10.14-12.67)kg/s。施工阶段船舶含油污水产生量约 935m³、生活污水约 82589m³、生活垃圾约 354.1t、生产垃圾约 289.4t。

13.2.2 生产阶段污染物产生和排放情况

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程生产阶段产生的主要污染物为新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台产生的含油生产水、甲板及设备冲洗水、初期雨水等其它含油污水、生活污水、生活垃圾、日常生产和设施维修产生的生产垃圾；KL9-6WHPA 平台产生的冷放空废气和含油泥砂；KL9-1CEPA 平台燃料燃烧产生的发电机废气和锅炉废气；注热平台 MSIU 产生的蒸汽锅炉废气和给水系统产生的浓盐水等。

本项目正常生产情况下含油生产水经处理达到注水水质要求后全部回注地层，无含油污水排放；新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水产生量最大均约为 50.4m³/d (18396m³/a，其中黑水为 6132m³/a，灰水 12264m³/a)，COD 最大排放源强均约为 2.1g/s。生活垃圾产生量最大均约为 65.7t/a；生产垃圾产生量最高分别约 193.5t/a 和 386.5t/a；KL9-6WHPA 平台含油泥砂产生量约为 1402t/a；MSIU 平台蒸汽驱阶段蒸汽锅炉用原油作燃料 SO₂ 排放量最大约 1.11t/d (385.2t/a)；NO_x 排放量最大约 499.11kg/d (173.0t/a)；MSIU 平台用天然气作燃料 NO_x 排放量最大约 33.65kg/d (11.7t/a)；MSIU 平台浓盐水最大排放量为 3840m³/d，盐度为 48.6。KL9-1CEPA 平台热介质锅炉用原油作燃料 SO₂ 排放量最大约 82.46kg/d (28.9t/a)；NO_x 排放量最大约 44.98kg/d (15.7t/a)；热介质锅炉用天然气作燃料 NO_x 排放量最大约 16.84kg/d (5.9t/a)。KL9-1CEPA 平台燃气透平发电 NO_x 排放量最大约 638.3kg/d (223.4t/a)。

13.3 规划符合性分析结论

13.3.1 产业政策符合性分析

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程为海洋油气资源勘探开发工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”，项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

13.3.2 规划相关符合性分析

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程属于黄河流域（山东段）的海洋油（气）开发及附属工程，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的加强石



油、天然气等勘察开发相符。

根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目开发建设严格保护海洋生态空间。新建 KL9-1 CEPA 平台和 KL9-6WHPA/MSIU 平台不占用海洋生态空间，其中新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离海洋生态空间最近约 1.3km，项目新建平台产生的污染物主要为建设阶段非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑的排放及生产阶段新建平台生活污水中黑水的达标排放和浓盐水排放，根据环境影响预测，非钻井油层水基钻井液/钻屑排放对周边海水水质的最大影响距离为 0.7km，停止排放后 10.5h 即可恢复；生活污水达标排放产生的影响主要集中在平台周边 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围内的盐度增量不足 1。新建平台建设阶段和正常生产阶段均不会对周边海洋生态空间造成不利影响。

本项目是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，且已在国家能源局备案，项目是保障国家油气安全供应的重点项目。因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管道和海底电缆不可避免占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，项目不占用海洋生态保护红线核心区，通过管缆路由方案比选，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。建设单位编制完成《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》，项目新铺管缆穿越海洋生态保护红线，属于对生态功能不造成破坏的有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”。东营市组织有关专家和相关部门、单位召开专家论证会，认为该项目管线不可避免占用生态保护红线，且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，原则同意通过论证。2023 年 12 月 25 日东营市人民政府向省政府呈报关于该项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见，并于 2024 年 6 月 7 日，获得山东省人民政府关于项目符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见。本项目新建管缆部分穿越海洋生态保护红线一般区，其环境影响主要在海底管缆施工阶段，悬浮物超一（二）类最大影响距离为 0.72km，最长约 7.5 小时后可恢复排放前水质，对海洋环境的影响是短暂、局部且可恢复的。根据环境影响预测，铺设海管电缆搅起的悬浮物会短暂影响海洋生态保护红线，但仅影响一



般区，不会对核心区造成影响。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

综上，项目符合《全国海洋主体功能区规划》；项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》相协调；符合山东省“三区三线”生态保护红线、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）的要求。

13.4 项目环境影响评估

13.4.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

13.4.1.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

工程所在海域累年平均气温为 13.0℃，全年以 1 月份平均气温最低，为 0.5℃；8 月份平均气温最高，为 25.6℃。油田海域风具有明显的季风气候特征，常风向为 S 和 NE 向，最大风速分别为 17.51m/s 和 21.72m/s。本海域主浪向为 NNE，最大有效波高可达 4.55m，方向为 NNE。

根据 2021 年在项目附近海域的 2 个站位（YC1 和 YC2 测站）的潮位观测资料，2 个测站潮汐类型属于不正规半日潮，根据 2021 年至 2023 年在本项目附近海域开展的 6 个站位（YC1-YC6 测站）的海流观测，YC1、YC2、YC5 和 YC6 测站所在海域表、中和底层均为正规半日潮流，YC3 和 YC4 测站所在海域表、中和底层均为不正规半日潮流。

根据调查资料，KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台调查区域内海底平坦，水深变化平缓，管缆路由区海底地形整体平缓，由西向东、由南向北逐渐变深。

工程平台场址和管缆路由调查区域内，海底平坦，全区水深在 7.4m~17.8m 之间变化。工程区内海底地形比较稳定，海底坡度变化不大，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本是一致的。根据地质取样资料，表层沉积物的物质成分主要为非常软到稍硬的粉质粘土，海底冲淤处于较为稳定状态。



13.4.1.2 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境影响

项目主要工程设施为新建海上平台、海底管道和海底电缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海底管道和电缆埋设于海底以下，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管缆沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海管/海缆以及安装平台会对工程海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建海管/海缆全程埋设，仅铺管/缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

13.4.2 海水水质环境

13.4.2.1 海水水质环境现状

本项目为沿岸海域的 1 级评价项目，海洋生态环境影响评价时段选择春季和秋季。本项目海水水质现状调查分别于 2024 年 4 月 16 日至 5 月 29 日（春季）和 2023 年 9 月 14 日至 9 月 26 日（秋季）开展。春秋两季均布设 25 个调查站位。

根据《东营市国土空间规划（2021~2035）》，春、秋季调查站位中均有 11 个站位位于东营市国土空间规划范围内，其中 7 个站位执行第一类海水水质标准；4 个站位执行第二类海水水质标准。其它位于东营市国土空间规划范围外的 14 个站位按照保持现状进行评价。

春、秋季调查 11 个位于东营市国土空间规划内的海水水质站位中，除无机氮外，其余 14 项评价因子均符合功能区划要求的海水水质标准。春、秋季无机氮分别有 10 个和 5 个站位超所在功能区划要求的海水水质标准，最大超标倍数分别为 2.73 和 1.12。14 个位于东营市国土空间规划外的海水水质站位中，春季无机氮有 3 个站位符合第一类海水水质标准，6 个站位符合第二类海水水质标准，



2 个站位符合第三类海水水质标准, 3 个站位符合第四类海水水质, 其余评价因子均符合第一类海水水质标准要求。秋季无机氮和溶解氧均有 13 个站位符合第一类海水水质标准, 1 个站位符合第二类海水水质标准; 其余评价因子均符合第一类海水水质标准要求。

13.4.2.2 海水水质环境影响

新建 2 座平台钻井液最大一次性排放出现在 KL9-1 CEPA 平台约 399m^3 ; 最大排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。选取该平台进行钻井液扩散预测, KL9-6WHPA 平台与之类比。钻井液海表间断排放。预测取大、中、小潮期间 4 个典型时刻排放, 取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。根据数值预测结果, 钻井液排放仅对排放点附近水质有影响, 且影响主要在表层海域, KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻井液排放表层超一(二)类包络面积最大约为 0.637km^2 , 超一(二)类水质距排放点的最大距离为 0.70km ; 超三、四类水质海域的包络面积最大分别为 0.104km^2 和 0.071km^2 , 底层影响面积相对较小, 钻井液停止排放后约 10.5h 即可恢复到排放前水质。

新建 2 座平台中 KL9-1 CEPA 平台钻屑排放速率最大为 $64.6\text{m}^3/\text{d}$, 选取该平台进行钻屑扩散预测, KL9-6WHPA 平台与之类比。钻屑海表连续排放, 预测时长包含完整的大、中、小潮期。取浓度最大包络线作为预测结果。钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑, 其粒径远大于钻井液中的粘土类物质, 沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果, 钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内, KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻屑表层超一(二)类包络面积为 0.325km^2 , 距排放点的最大距离为 0.37km ; 表层超三、四类水质海域的包络面积为 0.047km^2 、 0.029km^2 。停止排放后约 3.5h 内即可恢复到排放前水质。

项目共铺设 2 条海底管道和 2 条电缆, 均挖沟埋设, 经核算海管悬浮物产生速率为 $(10.11\sim12.78)\text{kg/s}$, 海缆悬浮物产生速率为 $(10.14\sim12.67)\text{kg/s}$ 。根据环境影响预测结果, 由于本项目海域水深较浅, 铺设海管/海缆时悬浮物对底层和表层均有影响, 表层影响较底层影响要小。悬浮物超标面积与管道长度及挖沟截面有关, 管道越长、挖沟截面越大, 悬浮物超标面积越大, 最大超一(二)类距离为 $0.60\text{km}\sim0.72\text{km}$, 海水水质恢复时间为停止作业后 $7.0\text{h}\sim7.5\text{h}$ 。铺设海管/海缆底层超一(二)类包络面积合计为 51.583km^2 , 表层超一(二)类包络面



积合计为 44.024km²；超三、四类水质海域影响范围相对较小。

新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台生活污水 COD 最大排放源强均约为 2.1g/s，生活污水为间断式排放，根据环境影响预测结果，由于 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台 COD 排放源强较小，无论何时排放 COD 超标影响的距离都在平台 30m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响本海区的海洋水质。

移动注热平台 MSIU 锅炉水处理系统为蒸汽锅炉提供用水，浓盐水最大排放量为 3840m³/d，盐度为 48.6。根据环境影响预测结果，移动注热 MSIU 平台浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1，总体而言，无论是造成的盐度增量，还是总体盐度，都是较低的，而且排放造成的海水盐度远小于海水盐度自然波动水平，因此浓盐水排放对本海域海水的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水盐度。

13.4.3 海洋沉积物环境

13.4.3.1 海洋沉积物环境现状与评价

海洋沉积物于 2024 年 4 月 16 日至 5 月 29 日（春季）与海水水质调查同步开展。共布设 19 个沉积物调查站位，调查海域沉积物中石油类、铜、铅、镉、铬、锌、汞、砷、硫化物和有机碳均符合沉积物一类评价标准，沉积物质量好。

13.4.3.2 海洋沉积物环境影响评价

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据数值模拟结果，KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.314km²。

铺设海底管道电缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于挖沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。本项目新建 2 条海底管道和 2 条海底电缆，根据数值模拟结果，悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计约为 1.28km²。



13.4.4 海洋生态和渔业资源环境

13.4.4.1 海洋生态现状与评价

海洋生态分别于 2024 年 4 月 16 日至 5 月 29 日（春季）和 2023 年 9 月 14 日至 9 月 26 日（秋季）与海水水质调查同步开展。春秋两季均布设 19 个生物生态调查站位。

春秋季调查海域共鉴定浮游植物 44 和 48 种，平均密度分别为 275.45×10^4 个/ m^3 和 15.28×10^4 个/ m^3 。春季调查海域浮游植物的多样性指数均值一般，均匀度及丰富度较低，表明该海域浮游植物群落结构稳定性一般；秋季调查海域浮游植物的多样性指数均值、丰度较高，优势度较低，表明该海域浮游植物群落结构稳定性较好。

春秋季调查海域共鉴定浮游动物 19 和 33 种，平均生物量分别为 $379.1 \text{ mg}/m^3$ 和 $869.3 \text{ mg}/m^3$ ，平均密度分别为 238.65 个/ m^3 和 1041.86 个/ m^3 。调查海域浮游动物群落生物多样性水平较高，群落间的种类分布较为均匀，浮游动物群落结构较稳定，海区生态环境处于健康状态。

春秋季调查海域共鉴定底栖生物 49 种和 50 种，平均生物量分别为 $1.11 \text{ g}/m^2$ 和 $3.18 \text{ g}/m^2$ ，平均密度分别为 173 个/ m^2 和 65 个/ m^2 。调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰富度均较高，优势度较低，表明该海域底栖生物群落结构稳定。

13.4.4.2 海洋生物质量现状与评价

春季生物质量调查采集到甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）共 5 种生物样品；秋季生物质量调查采集到甲壳类、鱼类、软体动物（非双壳类）和贝类（双壳类）共 9 种生物样品。春季调查 19 个调查站位所采集的海洋生物体中，所有的受检样品生物质量较好；均符合相应生物质量标准。秋季调查 19 个调查站位所采集的甲壳类、软体动物（非双壳类）和鱼类的受检样品生物质量较好，有两个站位鱼类样品砷略有超标；秋季调查共在 6 个站位采集到贝类（双壳类）样品，其中 P43 和 P58 站位执行《海洋生物质量》(GB18421-2001)第一类标准，P38、P45、P49、P54 按维持现状评价，P43 和 P58 站位的四角蛤蜊体内石油烃含量超第一类标准，符合第二类标准，其余站位贝类（双壳类）各评价因子符合第一类标准。其它生物均符合相应生物质量标准。



13.4.4.3 海洋渔业资源现状与评价

本项目海洋渔业资源现状调查分别于 2023 年 5 月（春季）和 2022 年 9 月（秋季）开展。

春秋季调查鱼类均捕获 36 种，鱼类平均重量资源密度分别为 $439.17\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $903.35\text{kg}/\text{km}^2$ ；成体平均重量资源密度分别为 $405.39\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $666.31\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均尾数资源密度分别为 $3942\text{尾}/\text{km}^2$ 和 $57894\text{尾}/\text{km}^2$ 。

春秋季调查头足类分别捕获 4 种和 3 种，头足类平均重量资源密度分别为 $42.58\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $84.66\text{kg}/\text{km}^2$ ；成体平均重量资源密度分别为 $39.75\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $75.82\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均尾数资源密度分别为 $1291\text{尾}/\text{km}^2$ 和 $6013\text{尾}/\text{km}^2$ 。

春秋季调查甲壳类分别捕获 19 种和 20 种。虾类平均重量资源密度分别为 $49.05\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $410.93\text{kg}/\text{km}^2$ ，成体平均重量资源密度分别为 $43.65\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $360.92\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均尾数资源密度分别为 $2563\text{尾}/\text{km}^2$ 和 $29078\text{尾}/\text{km}^2$ 。蟹类平均重量资源密度分别为 $13.95\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $161.90\text{kg}/\text{km}^2$ ；成体平均重量资源密度分别为 $13.50\text{kg}/\text{km}^2$ 和 $152.12\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均尾数资源密度分别为 $223\text{尾}/\text{km}^2$ 和 $1014\text{尾}/\text{km}^2$ 。

春季调查共出现鱼卵 9 种，仔稚鱼 5 种，秋季期间为非产卵盛期，采集到鱼卵 1 种，仔稚鱼采集到 2 种。春季调查鱼卵密度范围为 $(0\sim 2.974)$ 粒/ m^3 ，平均值为 0.416 粒/ m^3 ；仔稚鱼密度范围为 $(0\sim 0.596)$ 尾/ m^3 ，平均值为 0.036 粒/ m^3 。秋季调查鱼卵密度范围为 $(0\sim 0.22)$ 粒/ m^3 ，平均值为 0.018 粒/ m^3 。3 个站位采集到仔稚鱼，仔稚鱼密度范围为 $(0\sim 0.21)$ 尾/ m^3 ，平均值为 0.046 粒/ m^3 。

13.4.4.4 主要环境敏感目标

项目评价范围内有黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线、山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域）、山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区等重要敏感区；银鲳、白姑鱼、鲈鱼等多个产卵场、鳀鱼、带鱼等多个索饵场、鲈鱼越冬场、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等一般敏感区。

本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，以及三疣梭子蟹、鳀鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场；新建平台位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，新铺管缆部分穿越东营黄



河口生态国家级海洋特别保护区；新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区，新建平台距离最近的海洋生态保护红线区为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km，新建 KL9-1CEPA 平台距离最近约 1.5km，新铺管缆距离最近约 0.6km；新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近距离约 2.6km，距离周围其他环境敏感目标均在 3.0km 以上。

13.4.4.5 海洋生态环境影响评价

本项目对海洋生态环境的影响主要是达标排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑以及海底管道/电缆铺设挖沟搅起的悬浮物造成的海洋生物资源损失。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）进行估算，本项目在建设及生产过程中可能造成鱼卵损失 24.588×10^6 粒，仔稚鱼损失 4.646×10^6 尾，鱼类幼体损失 275191 尾，头足类幼体损失 32506 尾，虾类幼体损失 140814 尾，蟹类幼体损失 5502 尾，成体损失 3270kg，底栖生物损失 2.597t，海洋生物资源损失共计约 288.9 万元。

13.4.4.6 对环境敏感目标的影响

KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台以开天窗的形式避开黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区，钻井液及钻屑排放不会影响到该红线区，超一（二）类海域距离该红线区最近距离约 1km；生产阶段生活污水中黑水的达标排放产生的影响主要集中在平台周围 30m 范围内。浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。新建平台建设阶段和正常生产阶段均不会对周边海洋生态保护红线区造成不利影响。

本项目海管/海缆路由设计充分考虑了黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线区，已进行了路由的优化及绕避，尽最大可能降低对生态保护红线区的影响。铺设海管/海缆搅起的悬浮物会短暂影响该生态保护红线，但仅影响一般控制区，不会对核心区造成影响。其中 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（东西向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线核心区最近，最近距离约 200m，KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管（南北向）挖沟埋设搅起的悬浮物超一（二）类海域距离该生态保护红线一般区最近，



最近距离约 150m。且铺设海管/海缆作业对该生态保护红线区的影响是短期的、可恢复的。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

本项目新建平台及部分管缆位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区内。根据预测结果，本项目建设阶段各类污染物排放最大影响距离为 0.72km，停止排放后 10.5h 即可恢复。建设阶段的影响范围较小，影响时长是短期的、可恢复的。生产阶段 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台达标排放的生活污水，其最大影响范围在 30m 之内，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。生活污水及浓盐水排放影响轻微，此外，本项目建设已经取得该保护区主管部门的同意意见。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道对东营黄河口生态国家级海洋特别保护区生态影响专题报告》主要结论：项目建设会造成保护区内生物资源的损失，但整体上不会引起生物群落结构的改变。项目建设不会造成自然景观的破碎化，不会破坏保护区现有的景观生态完整性。本项目油气泄漏环境风险可防、可控。不会造成保护区生境破碎化，对油田特征污染物的累积效应不明显，不会对保护区产生明显的累积生态影响。在避开重要渔业生物的产卵期（主要集中在 5~6 月和 10 月）施工的情况下，施工产生的悬浮物对产卵场的影响相对较小，不会引起生态系统整体结构和生物群落组成的改变，随着时间的推移，受损的生物资源可逐步恢复至现有生物量水平，可初步判断项目建设对黄河口产卵场和索饵场的影响及鱼虾蟹类和贝类等重要物种的影响是可接受的。

KL9-6WHPA/MSIU 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场内，垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月。KL9-1CEPA 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场内，垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵



盛期 5~6 月和 10 月。

本项目新建海底管缆位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，为了进一步减轻挖沟作业对海洋生态的影响，本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。

本项目生产阶段 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台达标排放的生活污水，其影响范围仅限于 30m 范围内，浓盐水排放造成 30m 范围的最大盐度约为 29.20，较之背景值盐度 28.696 增量不足 1。

综合以上分析可见，位于产卵场的海底管缆挖沟作业和非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开了产卵场的产卵盛期，生产阶段排放的生活污水及浓盐水影响轻微，因此，在采取了生态补偿措施后对产卵场的影响是可以接受的。

13.5 环境影响回顾性分析

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发项目依托工程均已获得环评批复，依托现有工程均落实了环评批复文件中的各项要求。依托工程现有环保设施运行正常，含油生产水处理达到注水水质要求后全部回注地层，生活污水均能实现达标排放。根据收集到的历史资料，本项目依托工程在建设过程中及投产以来均未发生过溢油事故。

油田周边海域环境质量回顾分析结果表明，调查海域海水质量状况与历史同期相比有所好转，活性磷酸盐、无机氮、铅、锌和汞为该海域的主要污染物。油田特征污染物石油类仅在 2014 年 10 月的个别站位出现超过第一类海水水质标准，近年历次调查结果均符合第一类海水水质标准，且保持在较低水平。调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，石油类和重金属指标未出现明显变化趋势。浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构较为稳定；调查海区各类生物体内各污染物含量总体处于较低水平，超标情况虽有出现但比例很小且多属轻微超标，调查海区底栖生物质量状况总体保持在较好水平。

13.6 清洁生产和总量控制

13.6.1 清洁生产分析

从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物



产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价,经评估,垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 97.93,采油作业的清洁生产综合评价指数为 100,由此可知本项目可评为清洁生产先进水平,即属“清洁生产先进企业”。

13.6.2 总量控制建议

本项目含油生产水经新建 KL9-1CEPA 平台处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注地层,不外排。根据工程分析,新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台排放生活污水最大量均为 $18396\text{m}^3/\text{a}$ ($50.4\text{m}^3/\text{d}$),达标排海浓度为 $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ 。根据环境影响预测结果,达标生活污水排放造成的 COD 超一类海水水质离平台排放口最远距离均为 30m。建议新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水的总量控制指标均为 $18396\text{m}^3/\text{a}$,其中 COD 排放量控制指标均为 5.52t/a 。

13.7 环境保护对策措施

13.7.1 建设阶段

本项目钻井作业各井段均采用水基钻井液,且钻井作业采用批钻方式,通过循环使用钻井液,减少钻井液的排放量。钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑及其它不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理,不排海。向海中排放的钻井液和钻屑,其生物毒性容许值须达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》标准中一级标准的要求,即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 $30,000\text{mg/L}$,并同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)钻井液和钻屑一级排放标准的要求,即渤海不得排放钻井油层钻井液和钻屑,重金属 $\text{Hg}\leq 1\text{mg/kg}$, $\text{Cd}\leq 3\text{mg/kg}$ 。

建设阶段钻井平台生活污水、生活垃圾和生产垃圾的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB 4914-2008)》一级标准相关要求。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》、《73/78 防污公约》和《船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发[2018]168 号)》等相关要求。其中船舶含油污水和除食品废弃物以外的船舶垃圾均运回陆地处理。



13.7.1.1 生产阶段

KL9-6WHPA 平台产生的含油生产水经旋流除砂后，与原油一起外输至 KL9-1CEPA 平台，汇同 KL9-1CEPA 平台的含油生产水在 KL9-1CEPA 平台经生产水处理系统和注水处理系统处理达标后回注地层。

KL9-1CEPA 平台的生产水处理系统采用“斜板除油器+溶气式气浮+核桃壳过滤器”三级处理流程，含油生产水处理系统处理达标的含油生产水进入双介质过滤器进一步处理，处理达到注水标准后在 KL9-1CEPA 平台回注地层。注水水质满足含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 的《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）控制指标要求。

新建 KL9-6WHPA 平台和 KL9-1CEPA 平台均设置 1 套处理规模为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$ 的生化加电解式生活污水处理装置对生活污水进行处理，平台生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解式生活污水处理系统，处理合格后进入生活楼回用水罐回用，其余部分排海。灰水进入过滤器过滤后进入开排系统并最终进入生产系统，经处理后的灰水最终回注地层。生活黑水排放指标满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的规定（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ）。

新建的 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集设备冷却水、平台甲板冲洗水、初期雨水以及带压流体或其它含油污水，防止排放入海。生活垃圾和生产垃圾将装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

13.8 海洋生态保护措施

钻井作业过程中全部使用水基钻井液，且钻井作业采用批钻方式，通过循环使用钻井液，减少钻井液的排放量；钻井油层水基钻井液和钻屑经收集后全部运回陆地处理，不排海；含油生产水经处理达到注水水质标准后全部回注地层，无生产水排放；本项目产生的生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位处理，不排海；新建平台均设有开/闭式排放系统，收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海。

设生态修复/补偿资金 288.9 万元对项目建设及生产过程中造成的海洋生物资源等损害进行补偿，并纳入项目环保投资。专项资金将根据项目所在海域实



际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要开展生态修复、补偿项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。

针对项目对保护地及海洋生态保护红线的影响，建设单位拟开展黄河三角洲国家级自然保护区盐地碱蓬保育及鸟类繁殖地营造项目。

13.9 环境风险分析与评价结论

13.9.1 海洋环境风险分析

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、新建平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 132m³。根据预测结果分析，KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧发生溢油后，在 N 风向极值风速下油膜约 50min 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区；在 S 风向极值风速下油膜约 1.1h 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区；在 E 风向极值风速下油膜约 2.1h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区（南部区域），因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率较小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将新编制溢油应急预案，从组织机构、资源配置、处理程序等进行详细规定。根据应急响应时间分析，如果 KL9-6WHPA 平台附近海底管道发生溢油，本项目配置在 KL9-6 WHPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 20min 内完成吊装布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在 KL9-1 CEPA 平台的快速布放式围油栏系统可以在 50min 内完成吊装、运输及布放，并对溢油进行拦截及围控；配置在新建 KL9-6WHPA 平台及新建 KL9-1CEPA 平台的常规溢油应急资源可分别在 1.5h、2h 内抵达油膜位置；周边油气田的溢油应急资源可在 4.2h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。通过对溢油应急能力的计算，本项目应急资源及天津分公司周边可借助油田的溢油应急设备可以满足本项目发生的溢油量的溢油应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，



联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程在严格落实报告书提出的各项环境风险防范措施、溢油应急对策措施和应急预案的基础上，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.9.2 地质性溢油和浅层气风险分析

13.9.2.1 垦利 9-1 油田

垦利 9-1 油田开发地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行。开发方案对井身结构、井口装置、钻井工艺技术、井筒选材满足设计规范要求，采取并执行相应的技术措施后能够保证钻井作业期间控制在一级井控范围，在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测，生产过程中地质性溢油风险是可控的。

在海拔 0m 至-500m 范围内，引用《垦利 9-1 油田开发项目工程物探调查报告》（0 版），根据调查资料的解释分析，调查期间在 KL9-1CEPA（1km×1km）平台调查范围内海底至埋深 500m 地层中均未发现与浅层气相关的异常反射特征。在海拔-500m 至目的层段，识别出多个疑似气层异常反射，并筛选出了钻遇疑似气层反射及目的层气层的开发井 25 口。钻采专业从平台位置及轨迹、井身结构、钻井顺序、钻井液、固井、井控装置等方面，针对浅层气风险开展了针对性设计，表层套管下深 600 米以内，降低在表层段钻遇气层的风险。选择 A2、A9、A27 井，表层阶段采用小井眼进行浅层气探摸，配备分流器（或转喷器），并详细制定了钻完井作业应对措施。综上，实施过程中严格按照钻完井设计、相关标准规范及作业程序等做好预防及应对措施，本项目浅部气层风险可控。

13.9.2.2 垦利 9-5/6 油田

垦利 9-5/6 油田范围内主要断层共有 9 条，其中含油范围内 F5、F6 断层向海底延伸，基于目前资料判断，延伸至海底以下约 200m 内。根据油气成藏理论



分析，这些断层目前具有封堵性。垦利 9-5/6 油田设计所有开发井轨道与断层最小距离均大于 100m。通过方案论证，注汽过程最大井底流压 14MPa，低于地层破裂压力的 90%，在安全范围内，且逐轮注汽压力会下降。垦利 9-5/6 油田地质条件及断层风险认识清楚，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象，综合分析认为地质性溢油风险可控。

垦利已钻一口探井(KL9-6-3D 井)表层 200m-500m 钻遇了最高气全量 1.5% 的浅层气显示，表明目标区域内存在浅层气风险，因此需要结合三维地震、测井资料和工程物探资料综合分析得出井震剖面，指出开发井过浅层气和风险断层等储层以上全井段的地质风险，以指导浅层气和地质性溢油风险防控方案设计，制定应对措施。本次开发目标区域疑似浅层气地震响应特征明显，在埋深 0-500m 范围内，以新建平台为中心，在调查范围内海底至海底 500m 的地层中发现与浅层气相关的异常反射波特征（浅层气 A1-A6，浅层气 S1）存在。为尽量降低浅层气给平台生产带来的风险，建议在导管架阶段利用钻井平台完成全部表层一开 16" 井段钻井作业。一开所有井安装分流器开路钻进，采取钻小尺寸领眼方式应对浅层气风险，除遇到高压（压力大于 500psi）、大气量浅层气情况需要人员撤离平台外，风险基本可控。二开 12-1/4" 井眼高压立管上部配备防喷器组，钻遇浅层气采用分流放喷或压井方式实施井控，风险可控。

13.10 海洋生态环境保护特别措施

因本项目周边均为海洋生态保护红线，故项目新铺海底管缆不可避免的占用黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，为最大限度降低对周边敏感目标的影响，通过管道路由方案比选，管道路由进行优化及绕避，最终选择方案三路由，项目不占用海洋生态保护红线核心区，与方案一相比管道减少占用生态保护红线一般区 13.6km，尽最大可能降低对海洋生态保护红线的影响。同时，本项目新建两条海底管道均安装了实时泄漏监测装置，可实现对海底管道运行情况的实时连续监测，当发生泄漏时，系统将自动识别并发出报警提示。

施工阶段和生产阶段产生的船舶污染物，其中船舶生活污水和食品废弃物处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后，远离海洋生态保护红线区间断排放，除食品废弃物以外的垃圾回收运回陆地处理；船舶含油污



水执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，全部运回陆地交有资质单位处理。

为进一步减轻挖沟作业对海洋生态的影响，鉴于新建海底管道/电缆位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，本项目穿越银鲳产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 6 月，穿越鲈鱼产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 10 月，穿越黄姑鱼、白姑鱼、东方鲀和蓝点马鲛产卵场的海底管缆挖沟作业避开产卵盛期 5~6 月。

垦利 9-5/6 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场的产卵盛期 5~6 月；垦利 9-1 油田检测达标的非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场的产卵盛期 5~6 月和 10 月。

本项目在新建 KL9-1CEPA 及 KL9-6WHPA 平台均配备溢油应急设备。除超过同类型油田配制规模的常规溢油应急设备外，本项目在新建平台累计配置 400m 快速布放式围油栏，该类围油栏具有运输储存体积小，工作时高速拖带围油栏包到事故现场，无须充气即可投放到水中，布放与回收操作简便迅速等特点。

本项目配备 2 艘守护船在油田海域专值守护巡查，对有可能影响平台和海管安全的其他船只进行驱离，进一步降低溢油风险概率。如果发生溢油，守护船可以第一时间发现，并利用自身配置的溢油应急设备及时进行处理。

海底混输管道采用“碳钢+3mm 腐蚀余量+缓蚀剂”方案，内腐蚀裕量为 3mm；新建混输海管出入口分别设置一套旁路式内腐蚀监测装置，定期开展智能内检测，每半年进行一次腐蚀挂片检测，跟踪管道的腐蚀速度；对海底管道安全阀每年进行一次校验检测；加大管道清管作业频次，每年对海管进行 4 次通球。

13.11 建设项目环境可行性结论

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程是中海油“七年行动计划”的具体实施工程之一，且已在国家能源局备案，项目是保障国家油气安全供应的重点项目，项目开发符合国家产业政策要求。依据《垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动论证报告》主要结论，项目建



设已纳入到《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》的重点项目中，项目建设仅施工期会产生悬浮物扩散，施工结束后对海洋环境影响几乎无影响。项目依法依规办理用海手续，属于“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施”，项目符合涉及生态保护红线的有限人为活动情形。

项目开发方案中较为充分地考虑了该开发工程可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；本项目的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

项目附近海域主要的环境敏感目标有海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区，以及重要渔业水域等。在海上施工阶段主要污染物是钻完井作业产生的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。油层段水基钻井液、钻屑运回陆地处理，不排海。位于产卵场内的海管/缆挖沟作业和非钻井油层水基钻井液/钻屑排放避开产卵盛期 5~6 月和 10 月。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，需采取有效的生态保护措施和减缓影响的措施。本项目施工及运行阶段存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对海洋生态和环境造成严重危害后果，需采取具有针对性的风险防范措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。

附表 环境质量现状调查与评价结果

附表 1 春季表层水质调查分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L											
P28	11.41	30.218	8.15	9.09	0.680	7.02	229	2.36	9.23	1.24	0.48	0.0640	0.170	6.04	0.0268	未检出	未检出	未检出
P29	9.16	30.736	8.18	10.5	0.952	30.1	199	4.59	4.40	0.974	0.491	0.0840	0.210	5.38	0.0481	0.868	未检出	未检出
P30	10.90	30.621	8.24	10.8	0.912	44.1	174	2.16	7.14	0.942	0.434	0.0700	0.269	11.1	0.0485	0.892	未检出	未检出
P31	11.45	29.477	8.22	10.2	0.752	5.34	205	2.15	8.02	0.845	0.344	0.0510	0.222	5.05	0.0401	0.994	未检出	未检出
P32	11.50	29.435	8.22	10.2	0.792	5.44	208	1.8	9.16	0.923	0.539	0.0820	0.216	6.19	0.0451	0.87	未检出	未检出
P36	12.54	27.070	8.20	9.82	0.897	5.35	403	5.56	19.2	2.19	0.95	0.174	0.507	15.9	0.0267	0.686	未检出	未检出
P37	10.30	27.019	8.23	10.4	0.897	4.01	564	6.55	20.8	0.948	0.606	0.0450	0.280	13.2	0.0137	0.835	未检出	未检出
P38	9.91	28.227	8.22	11.1	0.921	5.53	435	5.1	22.5	0.72	0.338	0.0410	0.212	6.99	0.0499	0.753	未检出	未检出
P39	10.57	28.804	8.22	10.5	0.592	5.40	293	5.34	10.7	1.06	0.567	0.0890	0.226	6.59	0.0342	0.761	0.203	未检出
P40	11.84	29.438	8.29	10.1	1.03	6.99	226	1.12	45.4	3.86	0.336	0.0810	0.280	5.10	0.0118	0.730	未检出	未检出
P42	14.10	26.199	8.23	9.86	1.26	5.02	587	5.64	18.8	1.15	0.600	0.0870	0.283	6.36	0.0487	0.698	未检出	1.10
P43	14.41	25.871	8.33	12.1	1.41	15.8	585	5.58	24.8	0.752	0.453	0.0650	0.32	5.48	0.0324	0.788	未检出	未检出
P44	10.92	28.370	8.20	10.1	0.800	5.45	389	5.12	9.34	0.949	0.905	0.0690	0.345	5.38	0.0328	0.682	未检出	未检出
P45	11.42	28.551	8.26	10.2	0.848	5.04	320	5.43	6.60	0.742	0.226	0.0650	0.318	4.51	0.0352	0.594	未检出	未检出
P46	11.68	28.626	8.31	9.97	1.14	20.8	267	1.44	23.2	2.31	0.504	0.0950	0.299	7.63	0.0238	0.794	未检出	未检出
P47	13.40	25.570	8.31	10.3	1.11	87.9	747	2.29	20.6	1.50	0.403	0.0400	0.207	5.46	0.0315	0.667	未检出	未检出
P48	11.75	27.588	8.29	9.98	1.07	50.9	397	4.8	10.3	1.03	0.849	0.0710	0.229	6.35	0.0289	未检出	未检出	未检出
P49	11.45	27.841	8.25	9.95	0.992	11.0	357	5.62	16.0	1.23	0.399	0.0490	0.230	6.74	0.0321	未检出	未检出	未检出
P50	13.55	27.982	8.29	10.5	1.26	8.65	315	1.49	18.7	6.21	0.424	0.0400	0.334	5.52	0.0238	0.842	未检出	未检出
P51	15.58	27.168	8.31	8.93	1.23	2.69	460	2.7	18.9	1.41	0.351	0.059	0.261	4.73	0.0343	未检出	0.203	1.10



站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L											
P52	15.28	26.684	8.31	8.70	1.12	18.3	477	2.23	23.6	1.2	0.444	0.0650	0.267	4.49	0.0221	未检出	未检出	未检出
P53	14.12	26.900	8.31	9.09	1.31	11.6	461	1.54	22.7	4.76	0.241	0.0470	0.177	7.11	0.024	未检出	未检出	未检出
P54	13.65	27.129	8.31	9.54	1.22	7.76	408	1.64	23.1	1.12	0.469	0.0540	0.244	5.11	0.0243	0.867	未检出	未检出
P58	11.84	28.133	8.19	10.3	0.881	4.93	560	5.74	20.5	0.741	0.611	未检出	0.269	6.46	0.0182	0.776	未检出	未检出
P59	11.19	29.010	8.21	10.1	0.752	6.48	294	5.26	8.54	0.982	0.403	0.0540	0.244	5.07	0.0387	0.772	未检出	未检出
最小值	9.16	25.57	8.15	8.7	0.592	2.69	174	1.12	4.4	0.72	0.226	0.04	0.17	4.49	0.0118	0.594	未检出	未检出
最大值	15.58	30.736	8.33	12.1	1.41	87.9	747	6.55	45.4	6.21	0.95	0.174	0.507	15.9	0.0499	0.994	0.203	1.1
平均值	12.19	28.107	8.25	10.1	0.993	15.3	382	3.73	16.9	1.59	0.495	0.0684	0.265	6.72	0.0318	0.783	/	/
检出率	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	96%	100%	100%	100%	80%	8%	8%

注：“/”表示存在未检出站位不计算本项值，下同。

附表 2 春季底层水质调查分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L										
P28	8.82	29.560	8.16	9.07	0.776	7.19	222	2.68	0.976	0.24	0.05	0.186	4.75	0.0249	0.590	未检出	未检出
P29	8.88	29.903	8.18	10.4	0.992	33.4	199	6.56	1.38	0.25	0.08	0.276	4.96	0.0404	0.836	未检出	未检出
P30	8.99	29.853	8.24	10.7	0.992	29.0	221	1.90	1.08	1.26	0.06	0.323	12.2	0.0233	0.904	未检出	未检出
P31	8.14	29.728	8.26	10.4	0.792	5.95	169	1.69	0.948	0.38	0.06	0.232	6.29	0.0390	0.929	0.20	未检出
P32	7.82	29.514	8.24	10.4	0.808	6.05	198	1.79	0.889	0.35	0.06	0.236	5.47	0.0444	0.806	未检出	未检出
P36	9.00	29.178	8.21	10.2	1.01	6.86	293	4.77	1.40	0.92	0.16	0.428	14.2	0.0211	0.790	未检出	未检出
P37	8.20	28.393	8.24	11.0	1.02	6.10	432	5.42	0.589	0.48	0.06	0.286	8.86	0.0176	0.815	未检出	未检出
P38	8.10	28.356	8.26	11.1	0.848	4.79	382	5.26	0.903	0.58	未检出	0.258	12.8	0.0188	0.784	未检出	未检出
P39	8.06	28.959	8.26	10.4	0.752	5.48	295	4.99	0.713	0.42	0.05	0.271	4.93	0.0352	0.850	未检出	未检出



站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L										
P40	8.58	29.598	8.32	9.92	0.944	6.07	215	1.53	0.821	0.24	0.05	0.172	4.45	0.0140	0.707	未检出	未检出
P44	9.11	28.343	8.25	10.4	0.824	52.6	370	4.98	1.07	0.45	0.05	0.772	7.17	0.0328	0.603	未检出	未检出
P45	9.48	28.460	8.28	10.2	0.704	5.10	305	4.82	0.788	0.24	0.07	0.291	4.43	0.0343	0.591	未检出	未检出
P46	10.78	28.770	8.33	9.87	1.15	5.83	247	1.16	4.73	0.26	0.05	0.191	3.86	0.0327	0.609	未检出	未检出
P48	11.77	27.534	8.23	10.0	1.23	16.21	357	4.24	1.23	0.47	0.06	0.296	6.04	0.0309	未检出	未检出	未检出
P49	11.46	27.841	8.27	9.86	0.912	7.46	310	4.77	1.12	0.85	0.07	0.264	7.78	0.0307	未检出	未检出	未检出
P50	12.22	28.002	8.30	9.60	1.19	7.24	263	1.28	1.02	0.28	0.06	0.182	7.60	0.0225	0.820	0.20	未检出
P58	7.90	28.586	8.24	10.8	0.687	6.50	381	5.20	0.944	0.34	0.05	0.229	6.55	0.0426	0.807	未检出	未检出
P59	8.89	28.882	8.26	10.4	0.792	4.91	260	4.88	0.794	0.29	0.05	0.324	5.82	0.0361	0.740	未检出	未检出
最小值	7.82	27.534	8.16	9.07	0.687	4.79	169	1.16	0.589	0.237	0.045	0.172	3.86	0.014	0.59	未检出	未检出
最大值	12.22	29.903	8.33	11.1	1.23	52.62	432	6.56	4.73	1.26	0.157	0.772	14.2	0.0444	0.929	0.20	未检出
平均值	9.24	28.86	8.25	10.3	0.912	12.04	284	3.77	1.19	0.461	0.068	0.290	7.12	0.0301	0.761	/	/
检出率	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	94%	100%	100%	100%	89%	11%	0%

附表 3 春季水质调查平均值分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L											
P28	10.12	29.89	8.16	9.08	0.73	7.11	225.63	2.52	9.23	0.488	0.1205	0.027	0.093	2.375	0.01245	0.295	未检出	未检出
P29	9.02	30.32	8.18	10.43	0.97	31.71	198.85	5.58	4.40	0.69	0.1265	0.0375	0.138	2.48	0.0202	0.418	未检出	未检出
P30	9.95	30.24	8.24	10.73	0.95	36.58	197.19	2.03	7.14	0.54	0.63	0.03	0.1615	6.1	0.01165	0.452	未检出	未检出
P31	9.80	29.60	8.24	10.32	0.77	5.65	186.67	1.92	8.02	0.474	0.188	0.0285	0.116	3.145	0.0195	0.4645	0.2	未检出
P32	9.66	29.47	8.23	10.31	0.80	5.75	202.69	1.80	9.16	0.4445	0.175	0.03	0.118	2.735	0.0222	0.403	未检出	未检出
P36	10.79	28.12	8.21	10.03	0.95	6.11	348.37	5.17	19.2	0.7	0.459	0.0785	0.214	7.1	0.01055	0.395	未检出	未检出

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L											
P37	9.26	27.71	8.24	10.69	0.96	5.06	497.95	5.99	20.8	0.2945	0.24	0.0275	0.143	4.43	0.0088	0.4075	未检出	未检出
P38	9.01	28.29	8.24	11.07	0.88	5.16	408.07	5.18	22.5	0.4515	0.29	未检出	0.129	6.4	0.0094	0.392	未检出	未检出
P39	9.32	28.88	8.24	10.43	0.67	5.44	294.00	5.17	10.7	0.3565	0.209	0.023	0.1355	2.465	0.0176	0.425	0.203	未检出
P40	10.21	29.52	8.31	9.99	0.99	6.53	220.23	1.33	45.4	0.4105	0.1185	0.0265	0.086	2.225	0.007	0.3535	未检出	未检出
P42	14.10	26.199	8.23	9.86	1.26	5.02	587	5.64	18.8	1.15	0.600	0.0870	0.283	6.36	0.0487	0.698	未检出	1.1
P43	14.41	25.871	8.33	12.1	1.41	15.8	585	5.58	24.8	0.752	0.453	0.0650	0.32	5.48	0.0324	0.788	未检出	未检出
P44	10.02	28.36	8.23	10.29	0.81	29.04	379.56	5.05	9.34	0.535	0.2255	0.0265	0.386	3.585	0.0164	0.3015	未检出	未检出
P45	10.45	28.51	8.27	10.20	0.78	5.07	312.29	5.13	6.60	0.394	0.1185	0.0325	0.1455	2.215	0.01715	0.2955	未检出	未检出
P46	11.23	28.70	8.32	9.92	1.15	13.31	256.94	1.30	23.2	2.365	0.1305	0.0235	0.0955	1.93	0.01635	0.3045	未检出	未检出
P47	13.40	25.570	8.31	10.3	1.11	87.9	747	2.29	20.6	1.50	0.403	0.0400	0.207	5.46	0.0315	0.667	未检出	未检出
P48	11.76	27.56	8.26	10.00	1.15	33.55	376.91	4.52	10.3	0.615	0.235	0.0295	0.148	3.02	0.01545	未检出	未检出	未检出
P49	11.46	27.84	8.26	9.91	0.95	9.25	333.73	5.20	16.0	0.56	0.4265	0.0355	0.132	3.89	0.01535	未检出	未检出	未检出
P50	12.89	27.99	8.30	10.03	1.23	7.95	289.17	1.39	18.7	0.51	0.1405	0.032	0.091	3.8	0.01125	0.41	0.2	未检出
P51	15.58	27.168	8.31	8.93	1.23	2.69	460	2.7	18.9	1.41	0.351	0.059	0.261	4.73	0.0343	未检出	0.203	1.1
P52	15.28	26.684	8.31	8.70	1.12	18.3	477	2.23	23.6	1.2	0.444	0.0650	0.267	4.49	0.0221	未检出	未检出	未检出
P53	14.12	26.900	8.31	9.09	1.31	11.6	461	1.54	22.7	4.76	0.241	0.0470	0.177	7.11	0.024	未检出	未检出	未检出
P54	13.65	27.129	8.31	9.54	1.22	7.76	408	1.64	23.1	1.12	0.469	0.0540	0.244	5.11	0.0243	0.867	未检出	未检出
P58	9.86	28.36	8.22	10.58	0.78	5.72	470.71	5.47	20.5	0.472	0.169	0.0265	0.1145	3.275	0.0213	0.4035	未检出	未检出
P59	10.04	28.95	8.24	10.24	0.77	5.70	277.24	5.07	8.54	0.397	0.1455	0.0225	0.162	2.91	0.01805	0.37	未检出	未检出
最小值	9.005	25.570	8.155	8.70	0.672	2.69	187	1.30	4.40	0.295	0.1185	未检出	0.086	1.93	0.007	未检出	未检出	未检出
最大值	15.58	30.320	8.33	12.1	1.41	87.9	747	5.99	45.4	4.76	0.630	0.087	0.386	7.11	0.0487	0.867	0.203	1.1
平均值	11.41	28.153	8.26	10.1	0.998	14.9	368	3.66	16.9	0.90	0.284	0.0401	0.175	4.11	0.0195	0.456	/	/
检出率	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	94%	100%	100%	100%	80%	16%	8%



附表 4 秋季表层水质调查分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性 磷酸盐	油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L											
P28	26.33	29.882	8.1	7.36	0.738	4.38	298	4.09	26.4	3.65	0.834	15.8	未检出	1.6	0.0223	1.86	未检出	未检出
P29	25.04	29.716	8.22	6.94	0.682	3.4	129	5.44	18	1.33	0.277	19	未检出	0.702	0.0456	1.58	未检出	未检出
P30	26.65	30.271	8.27	7.38	0.729	8.58	178	14.2	16.2	2.17	0.626	16.8	未检出	0.905	0.0204	1.86	未检出	未检出
P31	26.54	29.643	8.17	7.47	1.32	3.86	89.7	7.75	23.4	2.88	0.769	17.2	0.111	0.828	0.0398	1.41	未检出	未检出
P32	25.44	29.687	8.22	7.04	1.5	4.58	56.7	6.77	25	0.522	0.2	12.3	0.152	1.37	0.0253	1.11	未检出	未检出
P36	26.61	29.453	8.15	7.1	1.32	4.1	102	8.62	13.9	2.55	0.551	13.4	0.162	1.01	0.0422	1.44	未检出	未检出
P37	27.41	29.433	8.1	7.02	1.27	4.16	119	9.72	30.4	1.96	0.644	15.9	0.116	1.11	0.0249	1.51	未检出	1.1
P38	27.9	29.632	8.09	6.9	1.29	3.38	121	11.8	23	1.63	0.361	18.4	0.057	1.34	0.0405	1.91	未检出	未检出
P39	27.07	29.88	8.23	7.39	1.75	5.86	111	5.38	29.8	1.32	0.268	17.7	未检出	0.803	0.0255	1.6	未检出	未检出
P40	26.15	29.959	8.22	7.34	1.21	5.72	126	10	7.62	1.64	0.422	19	0.054	1.24	0.0413	1.79	未检出	未检出
P42	26.35	28.404	8.26	7.52	1.43	4.05	219	9.68	20.4	2.67	0.436	17.9	0.078	0.437	0.019	1.65	未检出	未检出
P43	25.79	29.036	8.26	7.06	1.55	20.44	269	9.53	29.1	2.29	0.419	14.6	未检出	0.9	0.0412	1.66	未检出	未检出
P44	26.2	29.021	8.23	6.69	0.956	7.61	184	10.3	29.4	1.42	0.248	18.8	未检出	1.18	0.0388	2.15	未检出	未检出
P45	26.99	29.867	8.23	7.26	1.19	5.21	210	9.36	20	1.73	0.301	17.2	未检出	0.968	0.00879	1.61	未检出	未检出
P46	26.29	29.662	8.2	6.24	1.64	4.19	75.9	7.22	18.5	1.69	0.399	18	未检出	1.66	0.0324	1.76	未检出	未检出
P47	25.81	27.324	8.24	6.77	1.45	9.18	224	6.62	27.6	1.24	0.219	15.9	未检出	1.4	0.0334	1.52	未检出	未检出
P48	26.5	28.286	8.16	6.66	1.15	11.73	115	5.51	22	1.14	0.211	17	0.063	0.741	0.037	1.63	未检出	未检出
P49	27.15	29.573	8.24	7.3	1.43	5.46	103	6.5	9.5	1.4	0.278	15	0.06	0.878	0.0232	1.65	未检出	未检出
P50	26.78	30.276	8.18	6.59	1.05	8.44	104	12.8	20.2	0.982	0.319	16	未检出	0.98	0.0221	1.68	未检出	未检出
P51	25.62	27.976	8.27	6.67	1.51	9.26	423	10.6	19.8	1.29	0.488	14.1	未检出	1.19	0.0243	1.38	未检出	未检出
P52	26.61	28	8.24	6.62	1.59	6.97	299	6.18	19.7	1.11	0.348	16.9	0.069	0.828	0.0227	1.89	未检出	未检出
P53	26.46	28.409	8.24	6.78	1.51	5.28	269	7.26	9.1	0.861	0.215	16.5	未检出	1.22	0.0184	2.06	未检出	未检出
P54	27.28	29.409	8.25	6.98	1.48	7.12	124	6.33	15.8	1.4	0.25	16.4	未检出	1.18	0.0276	1.68	未检出	未检出

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P58	27.67	29.534	8.07	6.98	1.3	4.29	114	8.15	30.8	1.84	0.316	19.9	0.056	0.819	0.048	1.51	未检出	未检出
P59	26.52	29.9	8.24	7.49	1.64	4.1	114	9.59	30	0.89	0.396	20.8	未检出	0.97	0.0264	1.5	未检出	1.1
最小值	25.04	27.324	8.07	6.24	0.682	3.38	56.7	4.09	7.62	0.522	0.2	12.3	未检出	0.437	0.00879	1.11	未检出	未检出
最大值	27.9	30.276	8.27	7.52	1.75	20.44	423	14.2	30.8	3.65	0.834	20.8	0.162	1.66	0.048	2.15	未检出	1.1
平均值	26.53	29.289	8.2	7.02	1.31	6.45	167	8.38	21.4	1.66	0.392	16.8	0.089	1.05	0.03	1.66	/	/
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	44	100	100	100	0	0.08

附表 5 秋季底层水质调查分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L										
P28	25.26	29.793	8.16	6.69	0.611	8.3	180	6.18	1.86	0.836	17.3	0.224	0.87	未检出	1.96	未检出	未检出
P29	24.99	29.684	8.22	7.06	0.54	8.21	113	7.79	1.14	0.273	13.1	未检出	1.18	0.0249	1.51	未检出	未检出
P30	26.52	30.271	8.27	6.88	0.57	2.75	151	6.31	1.45	0.488	17.3	0.057	0.868	0.0173	1.87	未检出	未检出
P31	25.41	27.61	8.12	6.69	1.18	3.61	96.4	5.16	1.6	0.261	17.6	未检出	1.05	0.0231	1.37	未检出	未检出
P32	25.38	29.704	8.2	6.91	1.37	4.83	60.6	4.82	1.06	0.197	15.7	未检出	0.91	0.0283	1.15	未检出	未检出
P36	26.24	29.449	8.2	7.04	1.03	5.41	86.1	3.19	2.2	0.555	17.5	未检出	0.849	0.0458	1.47	未检出	未检出
P37	26.06	29.374	8.1	6.69	0.941	6.76	114	5.38	2	0.663	17.7	0.102	0.727	0.0458	1.73	未检出	未检出
P38	26.35	29.607	8.08	6.66	0.815	5.94	134	11.5	1.47	0.323	19.6	未检出	1.14	0.0383	1.78	未检出	未检出
P39	25.6	29.86	8.24	7.54	1.47	6.4	77.8	3.66	1.31	0.424	20.2	未检出	0.521	0.0343	1.64	未检出	未检出
P40	25.49	29.927	8.2	7.38	1.31	3.98	139	8	1.35	0.218	16.9	未检出	0.799	0.0396	1.82	未检出	未检出
P44	26.19	28.883	8.23	6.69	0.845	15.4	128	6.36	1.7	0.276	19.6	未检出	0.837	0.0453	2.04	未检出	未检出
P45	25.92	29.831	8.24	7.02	1.08	13.3	183	8.35	1.44	0.284	16.4	未检出	1.12	0.0393	1.66	未检出	未检出
P46	25.76	30.318	8.22	6.78	1.03	4.84	39.4	6.73	1.67	0.379	14.3	0.051	0.8	0.0244	1.79	未检出	未检出
P48	26.35	28.529	8.18	6.38	1.35	10.7	156	5.48	0.442	0.152	13.4	未检出	0.489	0.0379	1.68	未检出	未检出
P49	25.8	30.523	8.24	8.61	0.98	16.7	122	4.91	1.28	0.318	17	未检出	1.06	0.0312	1.68	未检出	未检出

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性 磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P50	26.37	30.282	8.17	6.5	0.956	4.37	60.4	9.76	0.947	0.259	16	0.059	0.881	0.0205	1.62	未检出	未检出
P52	26.02	28.505	8.24	6.4	1.38	6.59	260	7.66	1.12	0.343	20.1	未检出	1.2	0.0214	1.48	0.203	未检出
P53	25.97	28.422	8.23	6.42	1.41	6.94	205	4.84	1.19	0.346	18	未检出	1.31	0.0356	2.04	未检出	未检出
P54	25.93	29.469	8.26	6.53	1.13	5.56	69.2	5.73	1.4	0.34	12.9	未检出	0.817	0.0284	1.73	未检出	未检出
P58	26.1	29.493	8.08	6.56	0.925	10.9	104	7.32	1.32	0.23	17.8	0.121	0.727	0.0208	1.68	未检出	未检出
P59	25.7	29.585	8.23	7.14	1.55	11.4	106	6.09	1.22	0.3	19.1	0.058	0.727	0.0468	1.52	0.203	未检出
最小值	24.99	27.61	8.08	6.38	0.54	2.75	39.4	3.19	0.442	0.152	12.9	未检出	0.489	未检出	1.15	未检出	/
最大值	26.52	30.523	8.27	8.61	1.55	16.7	260	11.5	2.2	0.836	20.2	0.224	1.31	0.0468	2.04	0.203	/
平均值	25.88	29.482	8.2	6.88	1.07	7.75	123	6.43	1.39	0.355	17	0.096	0.899	0.0325	1.68	/	/
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	33.33	100	95.24	100	9.52	0

附表 6 秋季水质调查平均值分析记录统计表

站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性 磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
	℃			mg/L			μg/L										
P28	25.80	29.838	8.13	7.03	0.675	6.34	239	5.14	2.76	0.835	16.6	0.224	1.24	0.0223	1.91	未检出	未检出
P29	25.02	29.700	8.22	7.00	0.611	5.81	121	6.62	1.24	0.275	16.1	未检出	0.941	0.0353	1.55	未检出	未检出
P30	26.59	30.271	8.27	7.13	0.650	5.67	165	10.3	1.81	0.557	17.1	0.0570	0.887	0.0189	1.87	未检出	未检出
P31	25.98	28.627	8.15	7.08	1.25	3.74	93.1	6.46	2.24	0.515	17.4	0.111	0.939	0.0315	1.39	未检出	未检出
P32	25.41	29.696	8.21	6.98	1.44	4.71	58.7	5.80	0.791	0.199	14.0	0.152	1.14	0.0268	1.13	未检出	未检出
P36	26.43	29.451	8.18	7.07	1.18	4.76	94.1	5.91	2.38	0.553	15.5	0.162	0.930	0.0440	1.46	未检出	未检出
P37	26.74	29.404	8.10	6.86	1.11	5.46	117	7.55	1.98	0.654	16.8	0.109	0.919	0.0354	1.62	未检出	1.10
P38	27.13	29.620	8.09	6.78	1.05	4.66	128	11.7	1.55	0.342	19.0	0.0570	1.24	0.0394	1.85	未检出	未检出
P39	26.34	29.870	8.24	7.47	1.61	6.13	94.4	4.52	1.32	0.346	19.0	未检出	0.662	0.0299	1.62	未检出	未检出
P40	25.82	29.943	8.21	7.36	1.26	4.85	133	9.00	1.50	0.320	18.0	0.0540	1.02	0.0405	1.81	未检出	未检出
P44	26.20	28.952	8.23	6.69	0.901	11.51	156	8.33	1.56	0.262	19.2	未检出	1.01	0.0421	2.10	未检出	未检出



站号	水温	S	pH	DO	COD	悬浮物	无机氮	活性磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P45	26.46	29.849	8.24	7.14	1.14	9.26	197	8.86	1.59	0.293	16.8	未检出	1.04	0.0240	1.64	未检出	未检出
P46	26.03	29.990	8.21	6.51	1.34	4.52	57.7	6.98	1.68	0.389	16.2	0.0510	1.23	0.0284	1.78	未检出	未检出
P48	26.43	28.408	8.17	6.52	1.25	11.22	136	5.50	0.791	0.182	15.2	0.0630	0.615	0.0375	1.66	未检出	未检出
P49	26.48	30.048	8.21	7.96	1.21	11.08	113	5.71	1.34	0.298	16.0	0.0600	0.969	0.0272	1.67	未检出	未检出
P50	26.58	30.279	8.18	6.55	1.00	6.41	82.2	11.3	0.965	0.289	16.0	0.0590	0.931	0.0213	1.65	未检出	未检出
P52	26.32	28.253	8.21	6.51	1.49	6.78	280	6.92	1.12	0.346	18.5	0.0690	1.01	0.0221	1.69	0.203	未检出
P53	26.22	28.416	8.21	6.60	1.46	6.11	237	6.05	1.03	0.281	17.3	未检出	1.27	0.0270	2.05	未检出	未检出
P54	26.61	29.439	8.22	6.76	1.31	6.34	96.6	6.03	1.40	0.295	14.7	未检出	1.00	0.0280	1.71	未检出	未检出
P58	26.89	29.514	8.13	6.77	1.11	7.60	109	7.74	1.58	0.273	18.9	0.0885	0.773	0.0344	1.60	未检出	未检出
P59	26.11	29.743	8.21	7.32	1.60	7.75	110	7.84	1.06	0.348	20.0	0.0580	0.849	0.0366	1.51	0.203	1.10
最小值	27.13	30.279	8.27	7.96	1.61	11.51	280	11.7	2.76	0.835	20.0	未检出	1.27	0.0440	2.10	未检出	未检出
最大值	25.02	28.253	8.09	6.51	0.611	3.74	57.7	4.52	0.791	0.182	14.0	0.0510	0.615	0.0189	1.13	0.203	1.10
平均值	26.26	29.491	8.19	6.95	1.17	6.70	134	7.34	1.51	0.374	17.0	0.0916	0.981	0.0311	1.68	0.203	1.10
检出率%	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	71.43	100	100	100	9.52	9.52

附表 7 春季位于东营市国土空间规划内海水质量平均值单因子指数评价统计表

站号	评价标准	pH	DO	COD	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P28	二类	0.77	0.55	0.24	0.75	0.08	0.18	0.02	0.02	0.0012	0.05	0.05	0.06	0.01	0.00	0.06
P36	二类	0.80	0.14	0.32	1.16	0.17	0.38	0.03	0.09	0.0040	0.11	0.14	0.05	0.01	0.00	0.06
P37	二类	0.82	0.19	0.32	1.66	0.20	0.42	0.01	0.05	0.0014	0.07	0.09	0.04	0.01	0.00	0.06
P58	二类	0.81	0.22	0.26	1.57	0.18	0.41	0.02	0.03	0.0012	0.06	0.07	0.11	0.01	0.00	0.06
P42	一类	0.82	0.35	0.63	2.93	0.38	0.38	0.58	0.60	0.4350	0.11	0.32	1.95	0.01	0.00	0.22
P43	一类	0.89	1.18	0.71	2.92	0.37	0.50	0.38	0.45	0.0065	0.13	0.27	1.30	0.01	0.00	0.06
P44	一类	0.82	0.20	0.41	1.90	0.34	0.19	0.27	0.23	0.0100	0.15	0.18	0.66	0.00	0.00	0.06
P47	一类	0.87	0.43	0.56	3.73	0.15	0.41	0.75	0.40	0.0100	0.08	0.27	1.26	0.01	0.00	0.06



站号	评价标准	pH	DO	COD	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P48	一类	0.84	0.24	0.58	1.88	0.30	0.21	0.31	0.24	0.0150	0.06	0.15	0.62	0.00	0.00	0.06
P51	一类	0.87	0.15	0.62	2.30	0.18	0.38	0.71	0.35	0.0300	0.10	0.24	1.37	0.01	0.01	0.22
P53	一类	0.87	0.10	0.66	2.30	0.10	0.45	2.38	0.24	0.0200	0.07	0.36	0.96	0.01	0.00	0.06
最小值		0.77	0.10	0.24	0.75	0.08	0.18	0.01	0.02	0.00	0.05	0.05	0.04	0.00	0.00	0.06
最大值		0.89	1.18	0.71	3.73	0.38	0.50	2.38	0.60	0.44	0.15	0.36	1.95	0.01	0.01	0.22
超标率		0%	0%	0%	100%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

附表 8 春季位于东营市国土空间规划外海水质量平均值单因子指数评价统计表（一类水质标准）

站号	pH	DO	COD	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P29	0.79	0.21	0.49	0.99	0.37	0.09	0.14	0.13	0.04	0.003	0.12	0.40	0.02	0.00	0.06
P30	0.83	0.37	0.48	0.99	0.14	0.14	0.11	0.63	0.03	0.003	0.31	0.23	0.02	0.00	0.06
P31	0.83	0.22	0.39	0.93	0.13	0.16	0.09	0.19	0.03	0.002	0.16	0.39	0.02	0.01	0.06
P32	0.82	0.21	0.40	1.01	0.12	0.18	0.09	0.18	0.03	0.002	0.14	0.44	0.02	0.00	0.06
P38	0.83	0.34	0.44	2.04	0.35	0.45	0.23	0.29	0.13	0.05	0.32	0.38	0.01	0.01	0.06
P39	0.83	0.20	0.34	1.47	0.34	0.21	0.07	0.21	0.02	0.003	0.12	0.35	0.02	0.01	0.06
P40	0.87	0.16	0.49	1.10	0.09	0.91	0.08	0.12	0.03	0.002	0.11	0.14	0.02	0.00	0.06
P42	0.85	0.21	0.39	1.56	0.34	0.13	0.08	0.12	0.03	0.003	0.11	0.34	0.01	0.00	0.22
P45	0.88	0.20	0.57	1.28	0.09	0.46	0.47	0.13	0.02	0.002	0.10	0.33	0.02	0.00	0.06
P46	0.84	0.19	0.48	1.67	0.35	0.32	0.11	0.43	0.04	0.003	0.19	0.31	0.01	0.03	0.06
P49	0.86	0.35	0.61	1.45	0.09	0.37	0.10	0.14	0.03	0.002	0.19	0.23	0.02	0.00	0.06
P50	0.87	0.03	0.56	2.39	0.15	0.47	0.24	0.44	0.07	0.005	0.22	0.44	0.04	0.01	0.06
P52	0.87	0.23	0.61	2.04	0.11	0.46	0.22	0.47	0.05	0.005	0.26	0.49	0.04	0.00	0.06
P54	0.82	0.21	0.39	1.39	0.34	0.17	0.08	0.15	0.02	0.003	0.15	0.36	0.02	0.00	0.06
P59	0.79	0.21	0.49	0.99	0.37	0.09	0.14	0.13	0.04	0.003	0.12	0.40	0.02	0.00	0.06
最小值	0.79	0.03	0.34	0.93	0.09	0.09	0.07	0.12	0.02	0.00	0.10	0.14	0.01	0.00	0.06

站号	pH	DO	COD	无机氮	活性磷酸盐	石油类	铜	铅	镉	总铬	锌	汞	砷	硫化物	挥发性酚
最大值	0.88	0.37	0.61	2.39	0.37	0.91	0.47	0.63	0.13	0.05	0.32	0.49	0.04	0.01	0.22

注：位于东营市国土空间规划外的站位管控要求为“维持现状”，仅按照一类水质标准进行评价，不计入超标统计，下同。

附表 9 秋季位于东营市国土空间规划内海水质量平均值单因子指数评价统计表

站号	评价标准	pH	DO	COD	活性磷酸盐	无机氮	石油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P28	二类	0.75	0.04	0.22	0.17	0.80	0.53	0.28	0.17	0.33	0.04	0.01	0.11	0.06	0.00	0.03
P36	二类	0.78	0.09	0.39	0.20	0.31	0.28	0.24	0.11	0.31	0.03	0.01	0.22	0.05	0.00	0.03
P37	二类	0.73	0.73	0.37	0.25	0.39	0.61	0.20	0.13	0.34	0.02	0.01	0.18	0.05	0.00	0.11
P42	一类	0.84	0.61	0.72	0.65	1.10	0.41	0.53	0.44	0.90	0.08	0.01	0.38	0.08	0.00	0.06
P43	一类	0.84	0.08	0.78	0.64	1.35	0.58	0.46	0.42	0.73	0.02	0.02	0.82	0.08	0.00	0.06
P44	一类	0.82	0.90	0.45	0.56	0.78	0.59	0.31	0.26	0.96	0.02	0.02	0.84	0.10	0.00	0.06
P47	一类	0.83	0.89	0.73	0.44	1.12	0.55	0.25	0.22	0.80	0.02	0.03	0.67	0.08	0.00	0.06
P48	一类	0.78	0.92	0.63	0.37	0.68	0.44	0.16	0.18	0.76	0.06	0.01	0.75	0.08	0.00	0.06
P51	一类	0.85	0.90	0.76	0.71	2.12	0.40	0.26	0.49	0.71	0.02	0.02	0.49	0.07	0.00	0.06
P52	一类	0.81	0.92	0.74	0.46	1.40	0.39	0.22	0.35	0.93	0.07	0.02	0.44	0.08	0.01	0.06
P58	二类	0.75	0.74	0.37	0.26	0.36	0.62	0.16	0.05	0.38	0.02	0.01	0.17	0.05	0.00	0.03
最小值		0.73	0.04	0.22	0.17	0.31	0.28	0.16	0.05	0.31	0.02	0.01	0.11	0.05	0.00	0.03
最大值		0.85	0.92	0.78	0.71	2.12	0.62	0.53	0.49	0.96	0.08	0.03	0.84	0.10	0.01	0.11
超标率		0%	0%	0%	0%	45.5%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

附表 10 秋季位于东营市国土空间规划外海水质量平均值单因子指数评价统计表（一类水质标准）

站号	pH	DO	COD	活性磷酸盐	无机氮	石油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P29	0.81	0.86	0.31	0.44	0.61	0.36	0.25	0.28	0.80	0.02	0.02	0.71	0.08	0.00	0.06
P30	0.85	0.35	0.32	0.68	0.82	0.32	0.36	0.56	0.85	0.06	0.02	0.38	0.09	0.00	0.06



站号	pH	DO	COD	活性磷酸盐	无机氮	石油类	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	硫化物	挥发性酚
P31	0.76	0.10	0.63	0.43	0.47	0.47	0.45	0.52	0.87	0.11	0.02	0.63	0.07	0.00	0.06
P32	0.81	0.86	0.72	0.39	0.29	0.50	0.16	0.20	0.70	0.15	0.02	0.54	0.06	0.00	0.06
P38	0.72	0.88	0.53	0.78	0.64	0.46	0.31	0.34	0.95	0.06	0.02	0.79	0.09	0.00	0.06
P39	0.82	0.66	0.81	0.30	0.47	0.60	0.26	0.35	0.95	0.02	0.01	0.60	0.08	0.00	0.06
P40	0.81	0.45	0.63	0.60	0.66	0.15	0.30	0.32	0.90	0.05	0.02	0.81	0.09	0.00	0.06
P45	0.82	0.31	0.57	0.59	0.98	0.40	0.32	0.29	0.84	0.02	0.02	0.48	0.08	0.00	0.06
P46	0.81	0.92	0.67	0.47	0.29	0.37	0.34	0.39	0.81	0.05	0.02	0.57	0.09	0.00	0.06
P49	0.81	1.28	0.60	0.38	0.56	0.19	0.27	0.30	0.80	0.06	0.02	0.54	0.08	0.00	0.06
P50	0.79	0.92	0.50	0.75	0.41	0.40	0.19	0.29	0.80	0.06	0.02	0.43	0.08	0.00	0.06
P53	0.81	0.91	0.73	0.40	1.19	0.18	0.21	0.28	0.86	0.02	0.03	0.54	0.10	0.00	0.06
P54	0.81	0.89	0.65	0.40	0.48	0.32	0.28	0.30	0.73	0.02	0.02	0.56	0.09	0.00	0.06
P59	0.81	0.44	0.80	0.52	0.55	0.60	0.21	0.35	1.00	0.06	0.02	0.73	0.08	0.01	0.22
最小值	0.72	0.10	0.31	0.30	0.29	0.15	0.16	0.20	0.70	0.02	0.01	0.38	0.06	0.00	0.06
最大值	0.85	1.28	0.81	0.78	1.19	0.60	0.45	0.56	1.00	0.15	0.03	0.81	0.10	0.01	0.22



附表 11 春季调查浮游植物种类名录

序号	中文名	拉丁名
1	星脐圆筛藻	<i>Coscinodiscus asteromphalus</i> var. <i>asteromphalus</i> Ehrenberg, 1844
2	偏心圆筛藻	<i>Coscinodiscus excentricus</i> Ehrenberg, 1840
3	琼氏圆筛藻	<i>Coscinodiscus jonesianus</i> Ostenfeld, 1915
4	虹彩圆筛藻	<i>Coscinodiscus oculus-iridis</i> Ehrenberg, 1839
5	辐射圆筛藻	<i>Coscinodiscus radiatus</i> Ehrenberg, 1841
6	威氏圆筛藻	<i>Coscinodiscus wailesii</i> Gran et Angst, 1931
7	圆筛藻	<i>Coscinodiscus</i> spp.
8	诺氏海链藻	<i>Thalassiosira nordenskioldii</i> Cleve, 1873
9	太平洋海链藻	<i>Thalassiosira pacifica</i> Gran et Angst, 1931
10	圆海链藻	<i>Thalassiosira rotula</i> Meunier, 1910
11	优美旭氏藻	<i>Schroederella delicatula</i> f. <i>delicatula</i> Pavillard, 1913
12	海链藻	<i>Thalassiosira</i> sp.
13	中肋骨条藻	<i>Skeletonema costatum</i> Cleve, 1878
14	丹麦细柱藻	<i>Leptocylindrus danicus</i> Cleve, 1889
15	豪猪棘冠藻	<i>Corethron hystrix</i> Hensen
16	印度翼根管藻	<i>Rhizosolenia alata</i> f. <i>indica</i> Ostenfeld, 1901
17	柔弱根管藻	<i>Rhizosolenia delicatula</i> Cleve, 1900
18	刚毛根管藻	<i>Rhizosolenia setigera</i> Brightwell, 1858
19	斯氏根管藻	<i>Rhizosolenia stolterfothii</i> Peragallo, 1888
20	窄隙角毛藻	<i>Chaetoceros affinis</i> var. <i>affinis</i> Lauder, 1864
21	卡氏角毛藻	<i>Chaetoceros castracanei</i> Karsten, 1905
22	旋链角毛藻	<i>Chaetoceros curvisetus</i> Cleve, 1864
23	密联角毛藻	<i>Chaetoceros densus</i> Cleve, 1901
24	窄面角毛藻	<i>Chaetoceros paradaxus</i> Cleve, 1873
25	角毛藻	<i>Chaetoceros</i> sp.
26	正盒型藻	<i>Biddulphia biddulphiana</i>
27	高盒形藻	<i>Biddulphia regia</i> Ostenfeld, 1908
28	长角盒形藻	<i>Biddulphia longicruris</i> Greville
29	大洋角管藻	<i>Cerataulina Pelagica</i> Hendey, 1937
30	布氏双尾藻	<i>Ditylum brightwellii</i> Grunow, 1881
31	浮动弯角藻	<i>Eucampia zoodiacus</i> Ehrenberg
32	冰河拟星杆藻	<i>Asterionellopsis glacialis</i> (Cleve) Round
33	加氏星杆藻	<i>Asterionella kariana</i> Grunow
34	海洋斜纹藻	<i>Pleurosigma pelagicum</i> Cleve, 1894
35	斜纹藻	<i>Pleurosigma</i> sp.
36	膜状舟形藻	<i>Navicula membranacea</i> Cleve, 1897
37	尖刺伪菱形藻	<i>Pseudo-nitzschia pungens</i> (Grunow) Hasle
38	长菱形藻	<i>Nitzschia longissima</i> Ralfs, 1861
39	羽纹藻	<i>Pinnularia</i> sp.
40	具槽帕拉藻	<i>Paralia sulcata</i> (Ehrenberg) Cleve
41	夜光藻	<i>Noctiluca scintillans</i> Kofoid et Swezy, 1921



序号	中文名	拉丁名
42	大角角藻	<i>Ceratium macroceres</i> Schrank, 1802
43	原多甲藻	<i>Protopteridinium</i> sp.
44	扁形多甲藻	<i>Peridinium depressum</i> Baileg

附表 12 秋季调查浮游植物种类名录

序号	中文名	拉丁名
1	星脐圆筛藻	<i>Coscinodiscus asteromphalus</i> var. <i>asteromphalus</i> Ehrenberg, 1844
2	格氏圆筛藻	<i>Coscinodiscus granii</i> Gough, 1905
3	琼氏圆筛藻	<i>Coscinodiscus jonesianus</i> Ostensfeld, 1915
4	圆筛藻	<i>Coscinodiscus</i> spp.
5	小环藻	<i>Cyclotella</i> sp.
6	优美旭氏藻矮小变形	<i>Schroederella delicatula</i> f. <i>schroderi</i>
7	优美旭氏藻	<i>Schroederella delicatula</i> f. <i>delicatula</i> Pavillard, 1913
8	海链藻	<i>Thalassiosira</i> sp.
9	中肋骨条藻	<i>Skeletonema costatum</i> Cleve, 1878
10	塔形冠盖藻	<i>Stephanopyxis turris</i> var. <i>turris</i> Ralfs, 1861
11	菱软几内亚藻	<i>Guinardia flaccida</i> Peragallo, 1892
12	印度翼根管藻	<i>Rhizosolenia alata</i> f. <i>indica</i> Ostensfeld, 1901
13	半棘钝根管藻	<i>Rhizosolenia hebetata</i> f. <i>semispina</i> Gran
14	刚毛根管藻	<i>Rhizosolenia setigera</i> Brightwell, 1858
15	冰河拟星杆藻	<i>Asterionellopsis glacialis</i> (Cleve) Round
16	透明辐杆藻	<i>Bacteriastrum hyalinum</i> var. <i>hyalinum</i> Lauder, 1860
17	窄隙角毛藻	<i>Chaetoceros affinis</i> var. <i>affinis</i> Lauder, 1864
18	旋链角毛藻	<i>Chaetoceros curvisetus</i> Cleve, 1864
19	丹麦角毛藻	<i>Chaetoceros danicus</i> Cleve, 1889
20	柔弱角毛藻	<i>Chaetoceros debilis</i> Cleve, 1894
21	密联角毛藻	<i>Chaetoceros densus</i> Cleve, 1901
22	罗氏角毛藻	<i>Chaetoceros lauderi</i> Ralfs, 1865
23	劳氏角毛藻	<i>Chaetoceros lorenzianus</i> Grunow, 1863
24	齿角毛藻	<i>Chaetoceros denticulatus</i> Lauder
25	角毛藻	<i>Chaetoceros</i> sp.
26	高盒形藻	<i>Biddulphia regia</i> Ostensfeld, 1908
27	柏氏角管藻	<i>Cerataulina bergoni</i> Peragallo
28	布氏双尾藻	<i>Ditylum brightwellii</i> Grunow, 1881
29	佛氏海线藻	<i>Thalassionema frauenfeldii</i> Tempère et Peragallo, 1910
30	斜纹藻	<i>Pleurosigma</i> sp.
31	羽纹藻	<i>Pinnularia</i> sp.
32	针杆藻	<i>Synedra</i> sp.
33	短楔形藻	<i>Licmophora abbreviata</i> Agardh, 1831
34	奇异菱形藻	<i>Nitzschia paradoxa</i> Grunow, 1880
35	长菱形藻	<i>Nitzschia longissima</i> Ralfs, 1861
36	菱形藻	<i>Nitzschia</i> sp.



序号	中文名	拉丁名
37	尖刺伪菱形藻	<i>Pseudo-nitzschia pungens</i> (Grunow) Hasle
38	扭鞘藻	<i>Streptotheca thamesis</i> Schrubsole
39	唐氏藻	<i>Donkinia</i> sp.
40	裸甲藻	<i>Gymnodinium</i> sp.
41	夜光藻	<i>Noctiluca scintillans</i> Kofoid et Swezy, 1921
42	斯氏扁甲藻	<i>Pyrophacus steinii</i> Wall & Dale, 1971
43	叉角藻	<i>Ceratium furca</i> Claparede et Lachmann, 1859
44	梭角藻	<i>Ceratium fusus</i> Dujardin, 1841
45	大角角藻	<i>Ceratium macroceres</i> Schrank, 1802
46	三角角藻	<i>Ceratium tripos</i> Nitzsch, 1817
47	原多甲藻	<i>Protoperidinium</i> sp.
48	小等刺硅边藻	<i>Dictyocha fibula</i> Ehrenberg

附表 13 春季调查浮游动物种类名录

序号	中文名	拉丁名
1	八斑唇腕水母	<i>Rathkea octopunctata</i> (M. Sars)
2	蕨枝螅水母属	<i>Obelia</i> spp.
3	球型侧腕水母	<i>Pleurobrachia globosa</i> Moser
4	洪氏纺锤水蚤	<i>Acartia hongii</i> Soh et Suh
5	中华哲水蚤	<i>Calanus sinicus</i> Brodsky
6	腹针胸刺水蚤	<i>Centropages abdominalis</i> Sato
7	小拟哲水蚤	<i>Paracalanus parvus</i> (Claus)
8	真刺唇角水蚤	<i>Labidocera euchaeta</i> Giesbrecht
9	太平洋真宽水蚤	<i>Eurytemora pacifica</i> Sato
10	拟长腹剑水蚤	<i>Oithona similis</i> Claus
11	针尾涟虫属	<i>Diastylis</i> sp.
12	钩虾亚目	<i>Gammaridean</i>
13	强壮箭虫	<i>Sagitta crassa</i> Tokioka
14	多毛类幼体	<i>Polychaeta larva</i>
15	双壳类幼体	<i>Bivalvia larva</i>
16	桡足类无节幼虫	<i>Nauplius larva</i> (Copepoda)
17	糠虾幼体	<i>Mysidacea larva</i>
18	磷虾节胸幼体	<i>Calyptopis larva</i>
19	长尾类幼体	<i>Macrura larva</i>

附表 14 秋季调查浮游动物种类名录

序号	中文名	拉丁名
1	细颈和平水母	<i>Eirene menoni</i> Kramp
2	半球美螅水母	<i>Clytia hemisphaerica</i> (Linnaeus)
3	球型侧腕水母	<i>Pleurobrachia globosa</i> Moser
4	肥胖三角溞	<i>Evadne tergestina</i> Claus



序号	中文名	拉丁名
5	洪氏纺锤水蚤	<i>Acartia hongii</i> Soh et Suh
6	太平洋纺锤水蚤	<i>Acartia pacifica</i>
7	中华哲水蚤	<i>Cladocera sinicus</i> Brodsky
8	背针胸刺水蚤	<i>Centropages dorsispinatus</i> Thompson et Scott
9	瘦尾胸刺水蚤	<i>Centropages tenuiremis</i>
10	小拟哲水蚤	<i>Paracalanus parvus</i> (Claus)
11	圆唇角水蚤	<i>Labidocera rotunda</i> Mori
12	短角长腹剑水蚤	<i>Oithona brevicornis</i> Giesbrecht
13	拟长腹剑水蚤	<i>Oithona similis</i> Claus
14	猛水蚤	<i>Harpacticoida</i>
15	近缘大眼水蚤	<i>Corycaeus affinis</i> McMurrichi
16	钩虾	<i>Gammaridae</i>
17	强壮箭虫	<i>Sagitta crassa</i> Tokioka
18	异体住囊虫	<i>Oikopleura dioica</i> Fol
19	小齿海樽	<i>Doliolum denticulatum</i> Quoy et Gaimard
20	担轮幼虫	<i>Trochophora larva</i>
21	多毛类幼体	<i>Polychaeta larva</i>
22	双壳类幼体	<i>Bivalvia larva</i>
23	腹足类幼体	<i>Gastropoda post larva</i>
24	桡足类无节幼虫	<i>Nauplius larva</i> (Copepoda)
25	长尾类幼体	<i>Macrura larva</i>
26	磁蟹蚤状幼虫	<i>Porcellana zoea larva</i>
27	阿利玛幼虫	<i>Alima larva</i>
28	海蛇尾长腕幼虫	<i>Ophiopluteus larva</i>
29	鱼卵	<i>Fish eggs</i>
30	仔鱼	<i>Fish larva</i>
31	短尾类蚤状幼体	<i>Zoea larva</i> (Brachyura)
32	蔓足类无节幼体	<i>Nauplius larva</i> (Cirripedia)
33	桡足类幼体	<i>Copepoda larva</i>

附表 15 春季调查底栖生物名录

序号	中文名	拉丁名
1	细长涟虫	<i>Iphinoe tenera</i> Lomakina
2	三叶针尾涟虫	<i>Diastylis tricineta</i> (Zimmer)
3	纽虫	<i>Nemertea</i>
4	毛须鳃虫	<i>Cirriformia filigera</i> (delle Chiaje)
5	双栉虫	<i>Ampharete acutifrons</i> (Grube)
6	米列虫	<i>Melinna cristata</i> (Sars)
7	西方似蛭虫	<i>Amaeana occidentalis</i> (Hartman)
8	膜质伪才女虫	<i>Pseudopolydora kempii</i> (Southern)
9	尖叶长手沙蚕	<i>Magelona cineta</i> Ehlers
10	长吻沙蚕	<i>Glycera chirori</i> Izuka



序号	中文名	拉丁名
11	寡节甘吻沙蚕	<i>Glycinde gurjanovae</i> Uschakov et Wu
12	渤海格鳞虫	<i>Gattyana pohaiensis</i> Uschakov et Wu
13	日本强鳞虫	<i>Sthenolepis japonica</i> (McIntosh)
14	乳突半突虫	<i>Phyllodoce (Anaitides) papillosa</i> (Uschakov et Wu)
15	寡鳃齿吻沙蚕	<i>Nephtys oligobranchia</i> Southern
16	背褶沙蚕	<i>Tambalagamia fauveli</i> Pillai
17	花冈钩毛虫	<i>Sigambra hanaokai</i> Kitamori
18	含糊拟刺虫	<i>Linopherus ambigua</i> (Monro)
19	双唇索沙蚕	<i>Lumbrineris cruzensis</i> Hartman
20	丝异须虫	<i>Heteromastus filiformis</i> (Claparède)
21	尖锥虫	<i>Scoloplos</i> sp.
22	独指虫	<i>Aricidea(Aricidea) fragilis</i> Webster
23	不倒翁虫	<i>Sternaspis sculata</i> (Renier)
24	红带织纹螺	<i>Nassarius succinctus</i> (A.Adams)
25	小笋螺	<i>Terebra (Diplomeriza) koreana</i> (Yoo, 1976)
26	东京梨螺	<i>Pyrunculus tokyoensis</i> Habe
27	圆筒原盒螺	<i>Eocylichna braunsi</i> (Yokoyama)
28	经氏壳蛞蝓	<i>Philine kinglipini</i> Tchang
29	云石肌蛤	<i>Musculus cupreus</i> (Gould)
30	灰双齿蛤	<i>Felaniella usta</i> (Gould)
31	秀丽波纹蛤	<i>Raetellops pulchella</i> (Adams & Reeve)
32	江户明樱蛤	<i>Moerella jedoensis</i> (Lischke)
33	小亮樱蛤	<i>Nitidotellina minuta</i> (Lischke)
34	理蛤	<i>Theora lata</i> (Hinds)
35	内肋蛤	<i>Endopleura lubrica</i> (Gould)
36	二齿半尖额涟虫	<i>Hemleucon bidentatus</i> Liu et Liu
37	日本长尾虫	<i>Apseudes nipponicus</i> Shiino
38	日本拟背尾水虱	<i>Paranthura japonica</i> Richardson
39	短角双眼钩虾	<i>Ampelisca brevicornis</i>
40	轮双眼钩虾	<i>Ampelisca cyclops</i> Walker
41	中华螺赢蜚	<i>Corophium sinensis</i> Zhang
42	日本大螯蜚	<i>Grandidierella japonica</i> Stephensen
43	长尾亮钩虾	<i>Photis longicaudata</i> (Bate et Westwood)
44	锯齿铲钩虾	<i>Liljeborgia serra</i> (Imbach)
45	头角泥钩虾	<i>Eriopisella propagatio</i> Imbach
46	朝鲜独眼钩虾	<i>Monoculodes koreanus</i> Jo
47	日本鼓虾	<i>Alpheus japonicus</i> Miers
48	裸盲蟹	<i>Typhlocarcinus nudus</i> Stimpson
49	青岛粗吻虫	<i>Glandiceps qingdaoensis</i>



附表 16 秋季调查底栖生物名录

序号	中文名	拉丁名
1	细长涟虫	<i>Iphinoe tenera</i> Lomakina
2	纽虫	<i>Nemertea</i>
3	绒毛肾扇虫	<i>Brada villosa</i>
4	孟加拉海扇虫	<i>Pherusa cf. bengalensis</i>
5	须鳃虫	<i>Cirriformia tentaculata</i> (Montagu)
6	多丝独毛虫	<i>Tharyx multifilis</i> Moore
7	扁蛰虫	<i>Loimia medusa</i> (Savigny)
8	稚齿虫	<i>Prionospio sp.</i>
9	尖叶长手沙蚕	<i>Magelona cineta</i> Ehlers
10	蛇杂毛虫	<i>Poecilochaetus serpens</i> Allen
11	叶磷虫	<i>Phyllochaetopterus claparedii</i> McIntosh
12	长吻沙蚕	<i>Glycera chirori</i> Izuka
13	寡节甘吻沙蚕	<i>Glycinde gurjanovae</i> Uschakov et Wu
14	渤海格鳞虫	<i>Gattyana pohaiensis</i> Uschakov et Wu
15	品川阿磷虫	<i>Arctonoella sinagawaensis</i>
16	日本强鳞虫	<i>Sthenolepis japonica</i> (McIntosh)
17	拟特须虫	<i>Paralacydonia paradoxa</i> Fauvel
18	张氏神须虫	<i>Eteone (Mysta) tchangsi</i> Uschakov et Wu
19	中华半突虫	<i>Anaitides chinensis</i>
20	乳突半突虫	<i>Phyllodoce (Anaitides) papillosa</i> (Uschakov et Wu)
21	中华内卷齿蚕	<i>Aglaophamus sinensis</i> (Fauvel)
22	寡鳃齿吻沙蚕	<i>Nephtys oligobranchia</i> Southern
23	背褶沙蚕	<i>Tambalagamia fauveli</i> Pillai
24	光突齿沙蚕	<i>Leonnates persica</i> Wesenberg-Lund
25	全刺沙蚕	<i>Nectoneanthes oxypoda</i> (Marenzeller)
26	长须沙蚕	<i>Nereis longior</i> Chlebovitch et Wu
27	狭细蛇潜虫	<i>Ophiodromus angutifrons</i> (Grube)
28	花冈钩毛虫	<i>Sigambra hanaokai</i> Kitamori
29	含糊拟刺虫	<i>Linopherus ambigua</i> (Monro)
30	双唇索沙蚕	<i>Lumbrineris cruzensis</i> Hartman
31	异足索沙蚕	<i>Lumbrineris heteropoda</i> (Marenzeller)
32	曲强真节虫	<i>Euchymene lombricoides</i> (Quatrefages)
33	丝异须虫	<i>Heteromastus filiformis</i> (Claparède)
34	背蚓虫	<i>Notomastus latericeus</i> Sars
35	独指虫	<i>Aricidea (Aricidea) fragilis</i> Webster
36	不倒翁虫	<i>Sternaspis sculata</i> (Renier)
37	经氏壳蛞蝓	<i>Philine kinglipini</i> Tchang
38	江戸明樱蛤	<i>Moerella jodoensis</i> (Lischke)
39	小亮樱蛤	<i>Nitidotellina minuta</i> (Lischke)
40	理蛤	<i>Theora lata</i> (Hinds)
41	内肋蛤	<i>Endopleura lubrica</i> (Gould)



序号	中文名	拉丁名
42	日本拟背尾水虱	<i>Paranthura japonica</i> Richardson
43	短角双眼钩虾	<i>Ampelisca brevicornis</i>
44	轮双眼钩虾	<i>Ampelisca cyclops</i> Walker
45	螺赢蜚	<i>Corophium</i> sp.
46	锯齿铲钩虾	<i>Liljeborgia serra</i> (Imbach)
47	头角泥钩虾	<i>Eriopisella propagatio</i> Imbach
48	绒毛细足蟹	<i>Raphidopus ciliatus</i> Stimpson
49	棘刺锚参	<i>Protankyra bidentata</i> (Woodward et Barrett)
50	日本倍棘蛇尾	<i>Amphioplus japonicus</i> (Matsumoto)

附表 17 春季调查鱼类种名录

序号	中文名	拉丁名
1	青鳞小沙丁鱼	<i>Sardinella zunasi</i>
2	斑鰾	<i>Konosirus punctatus</i>
3	鯷	<i>Engraulis japonicus</i>
4	黄鲫	<i>Setipinna taty</i>
5	赤鼻棱鯷	<i>Thrissa kammalensis</i>
6	中颌棱鯷	<i>Thrissa mystax</i>
7	黄鮟鱇	<i>Lophius litulon</i>
8	鲛	<i>Liza haematocheila</i>
9	尖海龙	<i>Syngnathus acus</i>
10	鲷	<i>Platycephalus indicus</i>
11	大泷六线鱼	<i>Hexagrammos otakii</i>
12	网纹狮子鱼	<i>Liparis chefuensis</i>
13	细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>
14	赵氏狮子鱼	<i>Liparis choanus</i>
15	中国花鲈	<i>Lateolabrax maculatus</i>
16	多鳞鳕	<i>Sillago sihama</i>
17	皮氏叫姑鱼	<i>Johnius belengerii</i>
18	白姑鱼	<i>Pennahia argentata</i>
19	方氏云鲷	<i>Enedrias fangi</i>
20	绵鲷	<i>Zoarcetes elongatus</i>
21	绯鲷	<i>Callionymus beniteguri</i>
22	银鲳	<i>Pampus argenteus</i>
23	拉氏狼牙虾虎鱼	<i>Odontamblyopus lacepedii</i>
24	六丝钝尾虾虎鱼	<i>Amblychaeturichthys hexanema</i>
25	裸项蜂巢虾虎鱼	<i>Favonigobius gymnauchen</i>
26	矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>
27	普氏疆虾虎鱼	<i>Amoya pflaumi</i>
28	纹缟虾虎鱼	<i>Tridentiger trigonocephalus</i>
29	斑尾刺虾虎鱼	<i>Acanthogobius ommaturus</i>
30	中华栉孔虾虎鱼	<i>Ctenotrypauchen chinensis</i>



序号	中文名	拉丁名
31	髯缟虾虎鱼	<i>Tridentiger barbatus</i>
32	半滑舌鳎	<i>Cynoglossus semilaevis</i>
33	短吻红舌鳎	<i>Cynoglossus joyeri</i>
34	褐牙鲆	<i>Paralichthys olivaceus</i>
35	石鲈	<i>Kareius bicoloratus</i>
36	假睛东方鲀	<i>Takifugu pseudommus</i>

附表 18 秋季调查鱼类种名录

序号	中文名	拉丁名
1	半滑舌鳎	<i>Cynoglossus semilaevis</i>
2	斑鲽	<i>Clupanodon punctatus</i>
3	黄鲫	<i>Striping taty</i>
4	小黄鱼	<i>Larimichthys polyactis</i>
5	大龙六线鱼	<i>Hexagrammos otakii</i>
6	赤鼻棱鳀	<i>Thrissa kammalensis</i>
7	花鲈	<i>Lateolabrax maculatus</i>
8	牙鲆	<i>Paralichthysolivaceus</i>
9	鳀鱼	<i>Engraulis japonicus</i>
10	石鲈	<i>Kareius bicoloratus</i>
11	短吻红舌鳎	<i>Cynoglossus joyneri</i>
12	鲱鲢	<i>Callionymus beniteguri</i>
13	东方鲀	<i>Tetraodon fluviatilis</i>
14	银鲳	<i>Pampus argenteus</i>
15	小带鱼	<i>Trichiurus muticus</i>
16	方氏云鳎	<i>Enedrias fangi</i>
17	白姑鱼	<i>Argyrosomus argentatus</i>
18	叫姑	<i>Johnius belengerii</i>
19	长蛇鲻	<i>Saurida elongata</i>
20	丝虾虎鱼	<i>Cryptocentrus cryptocentrus</i>
21	斑尾刺虾虎鱼	<i>Acanthogobius hasta</i>
22	多鳞鱮	<i>Sillago sihama</i>
23	中华栉孔虾虎鱼	<i>Odontamblyopus rubicundus</i>
24	矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>
25	矛尾腹虾虎鱼	<i>Symechogobius hasta</i>
26	刀鲚	<i>Coilia nasus</i>
27	红狼牙虾虎鱼	<i>Odontamblyopus rubicundus</i>
28	拟矛尾虾虎鱼	<i>Parachaeturichthys polynema</i>
29	钟馗虾虎鱼	<i>Triaenopogon barbatus</i>
30	纹缟虾虎鱼	<i>Tridentiger trigonocephalus</i>
31	细条天竺鲷	<i>Jaydia lineata</i>
32	黑鲷	<i>Sebastodes fuscescens</i>
33	许氏平鲉	<i>Sebastes schlegelii</i>



序号	中文名	拉丁名
34	鲷	<i>Platycephalus indicus</i>
35	褐昌鲉	<i>Sebastiscus marmoratus</i>
36	绿鳍马面鲀	<i>Thamnaconus modestus</i>

附表 19 春季甲壳类种类名录

序号	种名	拉丁名
1	鹰爪虾	<i>Trachysalambria curvirostris</i>
2	戴氏赤虾	<i>Metapenaeopsis dalei</i>
3	鲜明鼓虾	<i>Alpheus distinguendus</i>
4	日本鼓虾	<i>Alpheus japonicus</i>
5	日本褐虾	<i>Crangon hakodatei</i>
6	葛氏长臂虾	<i>Palaemon gravieri</i>
7	细螯虾	<i>Leptochela gracilis</i>
8	疣背深额虾	<i>Latreutes planirostris</i>
9	日本关公蟹	<i>Dorippe japonica</i>
10	豆形拳蟹	<i>Philyra pisum</i>
11	三疣梭子蟹	<i>Portunus trituberculatus</i>
12	日本蟳	<i>Charybdis japonica</i>
13	双斑蟳	<i>Charybdis bimaculata</i>
14	泥脚隆背蟹	<i>Carcinoplax vestita</i>
15	隆线强蟹	<i>Eucrate crenata</i>
16	霍氏三强蟹	<i>Tritodynamia horvathi</i>
17	绒螯近方蟹	<i>Hemigrapsus penicillatus</i>
18	瓷蟹	<i>Porcellanidae spp</i>
19	口虾蛄	<i>Oratosquilla oratoria</i>

附表 20 秋季甲壳类种类名录

序号	种名	拉丁名
1	双斑蟳	<i>Charybdis bimaculata</i>
2	日本蟳	<i>Charybdis japonica</i>
3	三疣梭子蟹	<i>Portunus trituberculatus</i>
4	寄居蟹	<i>Paguridae</i>
5	隆线强蟹	<i>Philyra carinata</i>
6	日本关公蟹	<i>Dorippe japonica</i>
7	泥脚隆背蟹	<i>Carcinopolax vestitus</i>
8	鲜明鼓虾	<i>Alpheus heterocarpus</i>
9	日本鼓虾	<i>Alpheus japonicus</i>
10	周氏新对虾	<i>Metapenaeus joyner</i>
11	中国对虾	<i>Penaeus orientalis</i>
12	鹰爪虾	<i>Trachypenaeus curvirostris</i>
13	葛氏长臂虾	<i>Palaemon gravieri</i>



序号	种名	拉丁名
14	滑脊鞭腕虾	<i>Lysmata vittata</i>
15	细巧仿对虾	<i>Parapenaeopsis tenella</i>
16	细螯虾	<i>Leptochela grocilis</i>
17	中国毛虾	<i>Acetes chinensis</i>
18	巨指长臂虾	<i>P.macrodactylus</i>
19	脊尾白虾	<i>Exopalaemon carinicauda</i>
20	口虾蛄	<i>Oratosquilla oratoria</i>



附件 1 环评委托书

关于垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环评委托书

中海油研究总院有限责任公司：

中海石油（中国）有限公司天津分公司计划实施垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程，根据国家海洋行政主管部门的相关要求，特委托贵院按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响评价工作，编制垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响报告书。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司天津分公司





附件 2 东营市出具项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动认定意见

东营市人民政府

东政呈〔2023〕47 号

签发人:陈必昌

东营市人民政府

关于出具垦利 9—1 和垦利 9—5/6 油田开发 项目管线符合生态保护红线内允许 有限人为活动认定意见的请示

省政府:

垦利 9—1 和垦利 9—5/6 油田开发项目是中国海油拟建设的海洋石油开采类工程项目,位于东营市海域范围内。因该项目周边均为生态保护红线,故项目海底混输管线和海底电缆部分不可避免占用“黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线(编码 370505370038)”,其占用生态保护红线长度共计 14.2 公

— 1 —

里、面积共计 0.6 平方公里,均为新增用海,不压占自然保护地核心保护区。

为严格生态保护红线管控,项目建设单位编制了《垦利 9—1、垦利 9—5/6 油田开发项目管线占用生态保护红线不可避免论证报告(送审稿)》(以下简称《报告》),我市组织有关专家和相关部门、单位召开专家论证会对《报告》进行了论证,认为该项目管线不可避免占用生态保护红线,且已列入经省政府批复的《东营市国土空间总体规划(2021—2035 年)》,原则同意通过论证。经初步认定,该项目管线符合生态保护红线内自然保护地核心保护区外允许的有限人为活动情形。

根据《山东省自然资源厅、山东省生态环境厅关于加强生态保护红线管理的通知》(鲁自然资发〔2023〕1 号)有关要求,现恳请省政府出具垦利 9—1 和垦利 9—5/6 油田开发项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动的认定意见。

当否,请批示。



2023 年 12 月 25 日

(联系人:徐倩,联系电话:18654687667)

东营市人民政府办公室

2023 年 12 月 26 日印发

— 2 —



附件 3 山东省政府出具项目管线符合生态保护红线内允许有限人为活动认定意见

山东省人民政府关于项目符合生态保护红线内
允许有限人为活动的认定意见表

编号：2024-016 号

项目名称	垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目管线
涉及生态保护红线情况	项目用海范围涉及黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线 57.2202 公顷。位于生态保护红线内的建设内容主要包括铺设海底输油管线和海底电缆等。不涉及自然保护区核心区。
东营市人民政府意见	经审查，该项目属于生态保护红线内允许有限人为活动的情形，已出具初步认定意见。
省自然资源厅综合审查意见	<p>省自然资源厅会同省生态环境厅、省能源局、省海洋局等省有关部门进行了审查。经审查，该项目符合《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，属于《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）规定的生态保护红线内允许有限人为活动中“必须且无法避让、符合县级以上国土空间规划的线性基础设施、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、航道疏浚清淤等活动”的情形。</p> <p>综上，建议省政府同意出具认定意见。</p> <p>山东省自然资源厅 2024 年 6 月 4 日</p>
省人民政府认定意见	<p>同意省自然资源厅综合审查意见。</p> <p>山东省人民政府 2024 年 6 月 7 日</p>

(此件不予公开)



附件 4 山东省自然资源厅出具同意项目管缆占用东营黄河口生态国家级海洋特别保护区意见

山东省自然资源厅

鲁自然资函〔2024〕616 号

山东省自然资源厅 关于同意垦利 9-1 垦利 9-5/6 油田 开发项目海底电缆管道占用东营黄河口 生态国家级海洋特别保护区的意见

东营市自然资源和规划局：

你局《关于转呈垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道占用东营黄河口生态国家级海洋特别保护区的请示》（东自然资规呈〔2024〕34 号）及相关材料收悉。现批复如下：

一、原则同意垦利 9-1、垦利 9-5/6 油田开发项目海底电缆管道占用东营黄河口生态国家级海洋特别保护区。

二、拟建电缆管道属于垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程的建设内容，该工程已在国家能源局备案。该管道主要建设内容为铺设海底混输管道、海底输油管道及海底电缆，穿越东营黄河口生态国家级海洋特别保护区 23.2 千米，用海面积 93.5918 公顷，符合《国家级自然公园管理办法（试行）》有关规定。

三、专家认为，该海底电缆管道工程施工期将对施工区及周边底栖生物和水体环境造成短暂影响且可恢复，对生物资源的产卵场和索饵场、重要物种等主要保护对象的影响是可接受的，对海洋特别保护区保护对象和主体生态功能影响较短且可恢复，同意专题报告通过评审。

四、你局要会同海洋特别保护区管理机构，监督施工单位严格落实专题报告中确定的保护措施，加强海洋生态跟踪监测和管线巡查，尽量减少对海洋生物和生态环境的影响。



公开方式：依申请公开

山东省自然资源厅办公室

2024 年 5 月 31 日印发

- 2 -

- 1 -



附件 5 保护区主管部门出具项目建设认定意见

东营市垦利区海洋发展和渔业局公用笺

关于中海油垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田建设项目的认定意见

东营市海洋发展和渔业局：

贵单位转来的《关于协助出具垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田建设意见的函》收悉，经认真研究，答复如下：

1、根据函中表述及项目位置图，该项目位于垦利区所辖海域中的山东黄河口生态国家级海洋特别保护区的一般控制区。

2、按照《山东省自然资源厅 山东省生态环境厅 关于加强生态保护红线管理的通知》（鲁自然资源发〔2023〕1 号）文件精神，该项目属于“强化有限人为活动管控”中的“有限人为活动涉及新增用地用海用岛审批的情形”，为保障国家能源安全，经研究，原则同意该项目建设。

3、项目建设前按照《山东省自然资源厅办公室 关于印发国家重大建设项目穿越（占用）生态保护红线不可避让论证程序的通知》（鲁自然资办字〔2023〕9 号）文件要求，深入开展相关论证，并取得海域使用手续。

东营市垦利区海洋发展和渔业局

2023 年 4 月 27 日





山东黄河三角洲国家级自然保护区管理委员会

关于《关于协助出具垦利 9-1 油田 及垦利 9-5/6 油田建设意见的函》的答复

中海石油（中国）有限公司天津分公司：

贵单位《关于协助出具垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田建设意见的函》已收悉，经认真研究，答复如下：

1、根据函中表述及项目位置图，垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田拟建石油平台位于黄河口国家公园天窗，拟建管线涉及黄河口国家公园范围均在一般控制区内。

2、黄河口国家公园及邻近水域是渤海营养最丰富的区域，是水生生物重要产卵场、索饵场和重要种质资源库。

3、原则同意项目方案，项目实施前，需要完善相关手续，深入编制可行性研究报告，科学论证项目必要性，编制生态影响专题报告 and 环境影响评价等并通过专家论证。

山东黄河三角洲国家级自然保护区管委会

2023 年 4 月 13 日





附件 6 相关工程环评批复

附件 6-1 《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]268 号）

国家海洋局

国海环字〔2013〕268 号

国家海洋局关于垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于再次呈报垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书（报批稿）的报告》（中海油健〔2013〕108 号）及《垦利 3—2 油田群开发工程环境影响报告书（2013 年 3 月）》（以下简称“报告书”）收悉。经研究，现提出核准意见批复如下：

一、本工程包括海上工程和陆上工程两部分。海上工程包括垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4、渤中 34—6 和渤中 34—7 五个油田的开发及配套工程，拟新建 2 座中心平台（分别为 KL3—2CEPA 和 BZ35—2CEPA）、5 座井口平台（分别为 KL3—2WHPA、BZ35—2WHPA、BZ35—2WHPB、BZ29—4WHPC 和 BZ34—6/7）；新钻 66 口井（其中采油井 41 口，采气井 1 口、注水井 20 口，水源井 4 口），预留 34 个井槽（其中 4 个井槽为单筒双井，共可钻 38 口井）；新铺设 8 条海底管道，总长约 127 公里，新铺设 4 条海底电缆，总长约 52 公里。陆上工程包括新建 1 座东营终端，铺设 1 条自管道登陆点至东营终端长约 15.8 公里的进站输油管

道，1 条自东营终端至中海油东营港项目物流园区一期工程的长约 2 公里的出站输油管道。

工程运营期间，原油输往东营终端，处理合格的含油生产水全部回注到垦利 3—2、渤中 35—2、渤中 29—4 南区 3 个注水开发油田。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书，请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行工程建设。

二、污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。

（一）海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后全部回注地层；非正常工况下，含油生产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 15 天，KL3—2CEPA 平台排海量不得超过 4121m³/d，排污混合区范围为以排放口为中心 700m 半径以内海域；BZ35—2CEPA 平台排海量不得超过 10578m³/d，排污混合区范围为以排放口为中心 1700m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处



理达标后方可排海，生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。

(二) 陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；生产垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。

三、认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，最大限度减轻对海洋环境的影响，并特别注意以下问题：

(一) 严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故。

(二) 加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。

(三) 严格落实风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

- 3 -

(四) 海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。

(五) 陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。

四、加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

五、国家海洋局北海分局具体负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司在开工建设之日 30 个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。



(此件依申请公开)

抄送：国家能源局，交通部海事局，农业部渔业局，全军环办，局海域司、中国海监总队、北海分局、海洋咨询中心。

- 4 -



附件 6-2 《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2014]111 号）

国家海洋局

国海环字〔2014〕111 号

国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于再次呈报〈垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）〉的报告》（中海油安〔2013〕602 号）和《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）》（2013 年 12 月版）收悉。经研究，对垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书（以下简称“报告书”）提出核准意见批复如下：

一、本调整工程建设内容包括：新建 KL10-1 WHPA 平台、KL10-1 WHPB 平台和 KL10-1 CEP 平台，其中 KL10-1 WHPA 平台设 70 个井槽，钻 29 口生产井、15 口注水井和 1 口开发评价井，预留 25 个井槽；KL10-1 WHPB 平台设 88 个井槽，钻 41 口生产井、21 口注水井和 3 口水源井，预留 23 个井槽。在 KL10-1 WHPA 平台和 KL10-1 CEP 平台之间新铺海底油气水混输管道、海底注水管道和海底电缆各 1 条；在 KL10-1 CEP 平台和 KL3-2 CEPA 平台之间新铺海底输油管道和海底电缆各 1 条；在 BZ35-2 CEPA 平台和 KL10-1 WHPA 平台之间新铺 1 条海底输气管道；对 KL3-2 CEPA 平台和 BZ35-2 CEPA 平台进行适应性改造。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求。在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该项目报告书。请按照报告书中所列的地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行项目建设和运营。

二、项目建设和运营期间应当认真落实报告书中的污染防治、生态保护和风险防范措施、对策及建议，并特别做好以下工作：

（一）工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油钻屑和泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。

（二）严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，并设置相应的应急关断系统。

（三）加强生产管理，优化注采方案，避免发生地质性溢油。注水井靶点应远离风险断层；严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测；采取措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，避免“有注无采”状况发生。

（四）切实落实生态保护措施，施工作业应避免主要经济鱼类的产卵季节（4 月-6 月），并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。



(五)定期对海底管道进行检测与维护,及时发现并消除事故隐患,采取必要的工程防护措施,避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。

(六)切实落实风险防范和应急措施,本工程投产前,应制定垦利 10-1 油田的溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生事故时,应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局,并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

(七)采取有效措施防止项目建设与运营对军事活动产生影响,及时通报相关信息。

三、加强施工期的环境监控管理,落实报告书上的监测计划,并将工程进展情况和监测结果及时报告国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度,环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

四、国家海洋局北海分局负责工程建设和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局北海分局。



(此件依申请公开)

- 3 -

抄送:国家能源局,交通运输部海事局,农业部渔业局,全军环办,广东省海洋与渔业厅,局海城司、海警指挥中心、北海分局、海洋咨询中心。

- 4 -



附件 6-3 《生态环境部关于垦利 10-1 油田 47 口调整井工程环境影响报告表的批复》（环审[2020] 114 号）

中华人民共和国生态环境部

环审〔2020〕114 号

关于垦利 10—1 油田 47 口
调整井工程环境影响报告表的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请〈垦利 10—1 油田 47 口调整井工程环境影响报告表〉审批的请示》（中海油安〔2020〕139 号）收悉。经研究，批复如下。

一、该工程拟在垦利 10—1 油田新建 47 口调整井。其中，WHPA 平台布置 20 口（10 口生产井、10 口注水井），WHPB 平台布置 27 口（14 口生产井、13 口注水井），均利用剩余井槽钻井。在全面落实报告表提出的各项生态环境保护措施后，该工程可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求。

— 1 —

我部同意批准该环境影响报告表。

二、工程建设和运营期间，应严格落实报告表中的污染防治、生态环境保护 and 风险防范措施，并重点做好以下工作。

（一）污染物的处理应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质单位处理。机舱含油污水运回陆地处理。生活污水处理达标后方可排海。生活垃圾和生产垃圾应分类收集运回陆地处理。

（二）严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

（三）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，按照规定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），并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

（四）切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，其排放时间应避开所在海域主要经济鱼类产卵盛期（4 月至 6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

— 2 —



三、海河北海局负责工程生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经批准的报告表送海河北海局。



(此件社会公开)

— 3 —

抄 送：自然资源部、交通运输部、农业农村部，中央军委后勤保障部，中国海警局，海河流域北海海域生态环境监督管理局，环境工程评估中心。

生态环境部办公厅

2020 年 9 月 11 日印发

— 4 —





附件 6-4 《生态环境部关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书的批复》（环审[2022]9 号）

中华人民共和国生态环境部

环审〔2022〕9 号

关于渤中、垦利油田开发及
岸电应用工程环境影响报告书的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于审批〈渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书〉的请示》（中海油安〔2021〕484 号）收悉。经研究，批复如下。

一、该工程新建 13 座海上平台，包括 1 座有人井口平台（BZ29-6WHPA）、1 座中心处理平台（KL6-1CEP）、1 座无人井口平台（BZ29-6WHPB）、6 座无人标准化井口平台（KL6-1WHPB/C/D/E/F/G）及 4 座电力动力平台（BZ19-6EPP、BZ34-1EPP、BZ35-2EPP、KL10-1EPP）；

— 1 —

工程前期共计钻井 176 口（包括采油井 108 口、注水井 62 口、水源井 5 口、开发评价井 1 口），预留 58 个井槽；新铺 18 条海底管道，包括 2 条输油管道、8 条混输管道、8 条注水管道，总长度约为 165.4 公里；新铺 15 条海底电缆，包括 3 条登陆电缆、12 条平台间电缆，总长度约为 331.4 公里；对已建的 KL3-2CEPA、BZ35-2CEPA 等 7 座海上平台进行适应性改造。该工程陆上新建 1 座 220 千伏渤油变电站，新建 5 条陆上电缆，总长度约 45.11 公里；对现有东营原油终端进行改扩建，主要包括新建循环泵房、外输计量、收发球装置、进出站管线等。在全面落实报告书提出的各项生态环境保护措施后，该工程可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求。我部同意批准该环境影响报告书。

二、工程建设和运营期间，应严格落实报告书中的污染防治、环境保护和风险防范措施，并重点做好以下工作。

（一）污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层不排海。

（二）加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层。优化钻井轨迹设计，减少与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。

— 2 —



钻完井过程中加强浅层气资料录取,防范浅层气风险,确保作业安全。

(三) 严格执行作业规程和安全规程,加强随钻监测,配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备,建立健全井控管理系统。

(四) 加强注水作业管理,防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业,在注水过程中加强实时监测,杜绝超注超压。

(五) 加强铺管作业管理,严格按照设计要求施工,采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检,定期进行全面检测和清管作业,防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。

(六) 切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利油田群原有溢油应急计划,将本工程纳入其中,报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)备案。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,按照规定立即报告海河北海局,并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

(七) 切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间,管道铺设及钻井液、钻屑排放时间应避开中上层鱼类产卵场、底

— 3 —

层鱼类产卵场和中国对虾产卵场产卵盛期(5月—6月),最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

三、海河北海局负责项目生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起30个工作日内将经批准的报告书送海河北海局。



(此件社会公开)

抄 送:自然资源部、交通运输部、农业农村部,中央军委后勤保障部,中国海警局,海河流域北海海域生态环境监督管理局,环境工程评估中心。

生态环境部办公厅

2022年1月26日印发

— 4 —





附件 6-5 《生态环境部关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书的批复》（环审[2021]73 号）

中华人民共和国生态环境部

环审〔2021〕73 号

关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块
开发项目环境影响报告书的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请审批〈垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目环境影响报告书〉的请示》（中海油安〔2021〕96 号）收悉。经研究，批复如下。

一、项目拟新建 2 座 4 腿导管架无人井口平台（KL6-1WHPH 和 KL6-1WHPI），KL6-1WHPH 平台先期钻井 15 口，其中 10 口采油井，5 口注水井，预留 5 个井槽；KL6-1WHPI 平台先期钻井 10 口，其中 6 口采油井，4 口注水井，预留 10 个井槽；新建 1 座 4 腿导管架生产辅助平台 KL6-1PAP；

— 1 —

新铺设从 KL6-1PAP 平台至 KL6-1WHPH 平台海底混输管道、注水管道、海底电缆各 1 条，长度均为 7.2 公里；新铺设从 KL6-1PAP 平台至 KL6-1WHPI 平台海底混输管道、注水管道、海底电缆各 1 条，长度均为 4.3 公里；已建 KL10-1WHPB 平台新增甲板 6 米×10 米用于栈桥搭设。在全面落实报告书提出的各项生态环境保护措施后，该项目可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求，我部同意批准该环境影响报告书。

二、项目建设和运营期间，应严格落实报告书中的污染防治、环境保护和风险防范措施，并重点做好以下工作。

（一）污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层，不排海。

（二）加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层，优化钻井轨迹设计，避开延伸至海底或接近海底的地质断层。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险导致溢油事故。

（三）严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

（四）加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格

— 2 —



按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。

(五) 切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利 10-1 油田群溢油应急计划，将本项目纳入其中，并补充完善浅层气发育情况及风险防范应对措施等内容，报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）备案。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，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。

三、海河北海局负责项目生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经批准的报告书送海河北海局。



(此件社会公开)

— 3 —

抄 送：自然资源部、交通运输部、农业农村部，中央军委后勤保障部，中国海警局，海河流域北海海域生态环境监督管理局，环境工程评估中心。

生态环境部办公厅

2021 年 9 月 2 日印发

— 4 —





附件 7 相关工程竣工验收批复

附件 7-1 《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2015]65 号）

国家海洋局

国海环字〔2015〕65 号

国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程 环境保护设施竣工验收的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 3-2 油田群开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2014〕18 号）收悉。经研究，批复如下：


一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 3-2 油田群开发工程的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程海上工程和陆上工程投入试运行的环境保护设施通过竣工验收，准予正式投入生产运营。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道及登陆点巡检，防止因外力破坏或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书书中的监测计划，加强环保设施管

部发〔2015〕第19号 001




健康安全环保部(印) 03-03

理和维护，确保海上平台生产水处理合格后回注，生活污水处理达标后排海；陆地终端处理厂生活污水处理达标后排入市政管网。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、陆上工程的生产水处理系统不纳入本次竣工验收范围，待其投入试运行后，请你公司单独提出竣工验收申请。

四、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。



2015年2月26日

（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局。



附件 7-2 《国家海洋局关于垦利 10-1 油田开发工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字[2015]624 号

国家海洋局

国海环字〔2015〕624 号

国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开发工程 环境保护设施竣工验收的复函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 10-1 油田群开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2015〕32 号）收悉。经研究，函复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对垦利 10-1 油田群开发工程的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管

部发〔2015〕第139号 001
健康安全环保部(印) 12-14

理和维护，确保生产水、生活污水达标处理。

（三）认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、国家海洋局北海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对北海分局的监督检查工作予以配合。



（此件依申请公开）

抄送：海警指挥中心、北海分局、信息中心。



附件 7-3 《生态环境部关于垦利 6-1 油田 10-1 北区块开发项目等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验[2023]5 号）

中华人民共和国生态环境部

环验〔2023〕5 号

关于垦利 6—1 油田 10—1 北区块开发项目等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的函

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对垦利 6—1 油田 10—1 北区块开发项目等 2 个项目进行环境保护设施竣工验收的请示》（中海油安〔2023〕17 号）收悉。生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局对垦利 6—1 油田 10—1 北区块开发项目和 PL19—3 油田 1/3/8/9 区块综合调整项目的环境保护设施进行了现场检查。经研究，提出验收意见如下：

一、原则同意垦利 6—1 油田 10—1 北区块开发项目和 PL19—3 油田 1/3/8/9 区块综合调整项目的环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守环境保护的有关规定，加强环境保护管理，并特别注意以下问题：

（一）按照环评文件及批复要求，切实落实各项污染防治和生态环境保护措施，加强环保设施的管理与维护，确保环保设施稳定运行，污染物处理达标。

（二）认真落实环境风险防范措施，密切关注地层回注压力，避免引发地质性溢油事故；加强溢油应急设备管理维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。



抄 送：生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局。

生态环境部办公厅

2023 年 6 月 29 日印发



附件 7-4 《中海石油（中国）有限公司天津分公司关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的通知》（中海油津安[2025]55 号）

中海石油（中国）有限公司天津分公司文件

中海油津安〔2025〕55 号

签发人：张春生

关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程等
2 个项目环境保护设施竣工
验收合格的通知

渤南作业公司：

根据有限公司《关于下放海洋工程建设项目环境保护设施竣工验收权限的通知》（中海油安〔2025〕69号）、《海洋工程建设项目环境保护设施自主竣工验收暂行规定（QHSE-2024-0208）》和公司《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程等2个项目环境保护设施竣工验收的报告》（中海油津安〔2023〕481号），渤中、垦利油田开发及岸电应用工程和渤中28-2南油田二次调整项目完成了环境保护设施竣工验收专家组的现场检查和报告评审，结合专家

组意见和整改完成情况，经研究，提出验收意见如下：

一、项目不存在不符合验收通过条件的情形，原则同意渤中、垦利油田开发及岸电应用工程和渤中28-2南油田二次调整项目的环境保护设施通过竣工验收。

二、请你公司严格遵守生态环境保护的有关规定，加强环境保护管理，并特别注意以下问题：

（一）按照环评文件及批复要求，切实落实各项污染防治和生态环境保护措施，加强环保设施的管理与维护，确保环保设施稳定运行，污染物处理达标。

（二）认真落实环境风险防范措施，严格执行分公司健康安全环保管理体系。密切关注地层回注压力，避免引发地质性溢油事故。加强溢油应急培训和设备维护，提升应急处置能力，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

中海石油（中国）有限公司

天津分公司
2025 年 2 月 8 日

（联系人及电话：张志鹏 022-66500185）

抄送：公司领导，存档（2）。

天津分公司行政管理部

2025 年 2 月 7 日印发



附件 8：危废处理合同和经营许可证

徐
2022-12-26

山东龙口地区固体废物回收处置服务合同

(合同编号: CCL2023TJC0YST0164)

甲方: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

乙方: 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司

签订地点: 天津 塘沽

签订时间: 2022 年 12 月



第一部分 合同书

甲 方：中海石油（中国）有限公司天津分公司

住 址：天津市滨海新区中心商务区渤海石油路 688 号(501 信箱)

乙 方：蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司

注册地址：山东省烟台市蓬莱区刘家沟镇湾子口路 205 号

鉴于，甲方是一家根据中华人民共和国法律合法设立并存续的公司，希望获得符合本合同和相关法律法规要求的山东龙口地区固体废物回收处置服务；

鉴于，乙方是一家根据中华人民共和国法律合法设立并存续的公司，具备提供符合本合同要求的山东龙口地区固体废物回收处置服务的全部资质、资格和条件；

鉴于，乙方在提供服务、质量保证、服务人员等方面具有较强的专业能力和良好信誉，愿意根据本合同的规定向甲方提供山东龙口地区固体废物回收处置服务。

根据《中华人民共和国民法典》及相关法律法规，在遵循平等、自愿、公平和诚实信用原则的基础上，经协商一致，双方订立本合同如下：

第一条 服务

- 1.1 乙方应根据本合同规定为甲方提供山东龙口地区固体废物回收处置服务，完成合同规定的全部工作。
- 1.2 工作的内容、范围、地点及工作标准和要求等详见本合同附件。
- 1.3 乙方的具体工作范围和服务时间将根据双方基于本合同规定另行签订的服务订单确定。

第二条 合同价格

- 2.1 经双方协商一致，在本合同有效期内乙方基于本合同约定及服务订单规定，为甲方提供本合同项下的服务，甲方根据本合同规定的费率、乙方实际工作量及工作验收合格证明文件计算并向乙方支付服务费用。
- 2.2 合同费率请见附件二。如果增值税税率发生变化，含增值税合同金额自动调整，以保证不含增值税合同金额不变。

第三条 合同的构成和效力

- 3.1 本合同由以下部分组成：
第一部分：合同书
第二部分：专用合同条款

刘
李王范白西



《山东龙口地区固体废物回收处置服务》（合同号：CCL2023TJC0YST0164）

（本页无正文，为签章页）

甲方：

中海石油（中国）有限公司天津分公司

甲方执行单位

中海石油（中国）有限公司天津分公司



中海石油（中国）有限公司蓬勃作业公司



乙方：

蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司



中海石油（中国）有限公司秦皇
岛 32-6 作业公司



中海石油（中国）有限公司曹妃
甸作业公司



法定代表人或授权代表签字：



2022.12.26

法定代表人或授权代表签字：

刘
李王 范 杨



危险废物经营许可证

(副本)

编号: 烟台危证 021 号

法人名称: 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司

法定代表人: 臧运波

住所: 山东省蓬莱市刘家沟镇昆明路西

经营设施地址: 山东省蓬莱市刘家沟镇昆明路西

核准经营方式: 收集、贮存、利用、处置***

核准经营危险废物类别及规模: 含油污水(HW08: 071-001-08, 251-001-08) 50000吨/年; 油泥油脚、含油岩屑和油脂残渣(HW08: 071-001-08, 071-002-08(含油岩屑), 251-002-08 至 251-012-08) 20000吨/年; 泥浆(HW08: 071-002-08) 20000 吨/年; 废乳化液(HW09: 900-005-09, 900-006-09, 900-007-09) 200吨/年; 其他废物(HW49: 900-041-49) 12000 吨/年的能力***

有效期限 自 2022年6月19日至2027年6月19日

说明

1. 危险废物经营许可证是经营单位取得危险废物经营资格的法律文件。
2. 危险废物经营许可证的正本和副本具有同等法律效力, 许可证正本应放在经营设施的醒目位置。
3. 禁止伪造、变造、转让危险废物经营许可证。除发证机关外, 任何其他单位和个人不得扣留、收缴或者吊销。
4. 危险废物经营单位变更法人名称、法定代表人和住所的, 应当自工商变更登记之日起15个工作日内, 向原发证机关申请办理危险废物经营许可证变更手续。
5. 改变危险废物经营方式、增加危险废物类别, 新、改、扩建原有危险废物经营设施的、经营危险废物超过批准经营规模20%以上的, 危险废物经营单位应当重新申请领取危险废物经营许可证。
6. 危险废物经营许可证有效期届满, 危险废物经营单位继续从事危险废物经营活动的, 应当于危险废物经营许可证有效期届满前30个工作日内向原发证机关申请换证。
7. 危险废物经营单位终止从事危险废物经营活动的, 应当对经营设施、场所采取污染防治措施, 并对未处置的危险废物作出妥善处理, 并在20个工作日内向发证机关申请注销。
8. 转移危险废物, 必须按照国家有关规定填报《危险废物转移联单》。

发证机关: 烟台市生态环境局

发证日期: 2022年6月19日

初次发证日期: 2017年6月16日

危险废物经营许可证

(副本)

编号: 烟台危证 017 号(A)

法人名称: 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司(预处理中心, 分散联合经营模式)

法定代表人: 臧运波

住所: 山东省蓬莱市刘家沟镇昆明路西

经营设施地址: 山东省蓬莱市刘家沟镇昆明路西

核准经营方式: 收集、贮存、处置***

核准经营危险废物类别及规模: 含有机溶剂废物(900-407-06(含苯类、醇类有机溶剂废物)、900-409-06(含苯类、醇类有机溶剂废物)) 5000吨/年、含油岩屑和油脂残渣(071-001-08、071-002-08(含油岩屑)) 50000吨/年、含油泥浆(071-002-08(泥浆)) 50000吨/年、污泥油泥(900-210-08) 50000吨/年、其他废油及残渣(251-003-08、251-012-08、900-199-08、900-200-08、900-201-08、900-203-08、900-204-08、900-213-08、900-214-08、900-215-08、900-216-08、900-217-08、900-218-08、900-221-08、900-249-08) 25000吨/年, 共18万吨/年。***

水泥窑协同处置单位法人名称: 蓬莱蔚阳水泥有限公司

法定代表人: 王德涛

住所: 山东省烟台市蓬莱区北沟镇孙陶村西北

经营设施地址: 山东省烟台市蓬莱区北沟镇孙陶村西北

核准接收预处理产物形态和规模: 固态、半固态、液态;

HW06[900-407-06(含苯类、醇类有机溶剂废物)、900-409-06(含苯类、醇类有机溶剂废物)] 5000吨/年、HW08(900-210-08) 114535吨/年、HW18(772-003-18, 772-005-18) 20862吨/年, 共140397吨/年***

有效期限 自 2020年12月7日至2025年12月7日

说明

1. 危险废物经营许可证是经营单位取得危险废物经营资格的法律文件。
2. 危险废物经营许可证的正本和副本具有同等法律效力, 许可证正本应放在经营设施的醒目位置。
3. 禁止伪造、变造、转让危险废物经营许可证。除发证机关外, 任何其他单位和个人不得扣留、收缴或者吊销。
4. 危险废物经营单位变更法人名称、法定代表人和住所的, 应当自工商变更登记之日起15个工作日内, 向原发证机关申请办理危险废物经营许可证变更手续。
5. 改变危险废物经营方式、增加危险废物类别, 新、改、扩建原有危险废物经营设施的、经营危险废物超过批准经营规模20%以上的, 危险废物经营单位应当重新申请领取危险废物经营许可证。
6. 危险废物经营许可证有效期届满, 危险废物经营单位继续从事危险废物经营活动的, 应当于危险废物经营许可证有效期届满前30个工作日内向原发证机关申请换证。
7. 危险废物经营单位终止从事危险废物经营活动的, 应当对经营设施、场所采取污染防治措施, 并对未处置的危险废物作出妥善处理, 并在20个工作日内向发证机关申请注销。
8. 转移危险废物, 必须按照国家有关规定填报《危险废物转移联单》。

发证机关: 烟台市生态环境局

发证日期: 2021年1月27日

初次发证日期: 2020年12月7日



附件 9：建设项目海洋生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	直接向海洋排放废水 <input checked="" type="checkbox"/> ；短期内产生大量悬浮物 <input checked="" type="checkbox"/> ；改变入海河口（湾口）宽度束窄比例 <input type="checkbox"/> ；直接占用海域面积 <input checked="" type="checkbox"/> ；线性水工构筑物 <input type="checkbox"/> ；投放固体物 <input type="checkbox"/>		
	生态敏感区	重要敏感区：新建平台位于东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，新铺管缆部分穿越东营黄河口生态国家级海洋特别保护区；新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线一般控制区，新建平台距离最近的海洋生态保护红线区为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台距离最近约 1.3km，新建 KL9-1CEPA 平台距离最近约 1.5km，新铺管缆距离最近约 0.6km； 一般敏感区：本项目新建设施位于或穿越蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场，以及三疣梭子蟹、鲉鱼、带鱼、东方鲀索饵场和鲈鱼越冬场；新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及新建管缆距辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近距离约 2.6km。		
	影响因子	海水水质 <input checked="" type="checkbox"/> ；海洋沉积物 <input checked="" type="checkbox"/> ；海洋生态 <input checked="" type="checkbox"/> ；环境风险 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价等级		一级 <input checked="" type="checkbox"/> ；二级 <input type="checkbox"/> ；三级 <input type="checkbox"/>		
评价范围		主流向 63km，垂直主流向 50km；管缆类包含在评价范围内		
评价时期		春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		
现状调查及评价				
海水水质	区域污染源	调查项目	数据来源	
		已建 <input type="checkbox"/> ；在建 <input type="checkbox"/> ； 拟建 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	环评 <input type="checkbox"/> ；环保验收 <input type="checkbox"/> ；既有实测 <input type="checkbox"/> ；现场监测 <input type="checkbox"/> ； 入海排污口数据 <input type="checkbox"/> ；其他 <input type="checkbox"/>	
	调查时期		调查因子	调查断面或点位
	春季 <input checked="" type="checkbox"/> ；夏季 <input type="checkbox"/> ；秋季 <input checked="" type="checkbox"/> ；冬季 <input type="checkbox"/>		水温、盐度、pH、化学需氧量（COD）、溶解氧（DO）、悬浮物、无机氮（包括硝酸盐氮、亚硝酸盐氮和氨氮）、活性磷酸盐（ $\text{PO}_4^{3-}\text{-P}$ ）、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、石油类、硫化物、挥发性酚	春、秋两季均布设 25 个环境现状调查站位，以垂直于岸线共布设 5 个纵断面，春、秋两季断面间距分别约 17.5km 和 14km-16km；以垂直于纵断面布设 5 个横断面，断面间距分别约 20km 和 13km-14km。
	评价因子	pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物		
	评价标准	国土空间规划内执行第一类 <input checked="" type="checkbox"/> ；第二类 <input checked="" type="checkbox"/> ；规划外执行现状 <input checked="" type="checkbox"/>		
	评价结论	国土空间规划内功能区水质达标情况：达标 <input type="checkbox"/> ；不达标 <input checked="" type="checkbox"/> ，超标因子（无机氮和溶解氧） 国土空间规划外海域环境质量现状：符合第（四）类		
	海洋沉积物	调查站位	19 个	
调查因子		汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳		
评价标准		国土空间规划内执行第一类 <input checked="" type="checkbox"/> ；第二类 <input type="checkbox"/> ；规划外执行现状 <input checked="" type="checkbox"/>		
评价结论		符合第一类，无超标因子		
海洋	调查断面或点位	19 个		



工作内容		自查项目			
生态	调查因子	叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物，生物质量中铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞及石油烃			
	评价标准	规划内执行第一类☑；第二类□；附录 C☑ 规划外执行现状☑			
	评价结论	春季调查均符合标准。秋季调查有两个站位鱼类砷略有超标；两个站位贝类的四角蛤蜊石油烃超标，其余站位贝类（双壳类）各评价因子符合第一类标准。其它生物均符合标准。			
影响预测及评价					
预测时期		春季□；夏季□；秋季□；冬季□			
预测情景		建设期☑；生产运行期☑；服务期满后□			
海水水质影响预测与评价	预测方法	数值模拟☑；类比分析□；近似估算□；物理模拟□；其他□			
	影响评价	污染控制措施及入海排污口排放浓度限值应满足国家和地方排放标准☑；达标区的建设项目，选择废水处理措施或方案应满足行业污染防治可行技术指南的要求，环境影响可接受☑； 不达标区的建设项目，选择废水处理措施或方案时，应满足海域环境质量达标规划和污染物削减替代要求、海域环境改善目标要求及行业污染防治可行技术指南中污染防治先进技术要求，确保废水污染物达到最低排放强度和浓度，且环境影响可接受□； 新设或调整入海排污口的建设项目，入海排污口位置、排放方式、排放规模具有环境合理性□； 对海水水质产生重大不利影响□。			
海洋沉积物影响评价	评价方法	定量预测□；半定量分析☑；定性分析☑；其他□			
	影响评价	海洋沉积物质量的影响范围、影响程度可接受☑； 海洋沉积物对海洋生态环境敏感区和海洋生态环境保护目标的影响可接受☑。			
海洋生态影响预测与评价	预测方法	类比分析法□；图形叠置法□；生态机理分析法□；海洋生物资源影响评价法☑；其他□			
	影响评价	造成的生物资源损失量可接受☑； 对评价海域生物多样性的影响可接受☑； 对重要水生生物“三场一通道”、水产种质资源保护区的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受☑； 对珍稀濒危海洋生物种群和数量的影响，以及对其生境的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受□； 对重要湿地、特殊生境（红树林、珊瑚礁、海草床、海藻场）等的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受□； 对自然保护区、生态保护红线的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受☑； 造成的冲淤变化对岸滩长度、宽度、生态功能和景观等影响可接受□； 产生重大的海洋生态和生物资源损害，造成或加剧区域的重大生态环境问题，存在不可承受的损害或潜在损害□。			
环境风险					
危险物质	名称	原油	天然气	甲醇	燃料油
	存在总量	3076t	2.98t	0t	467t
物质及工艺系	Q 值	Q<1□；1≤Q<10□；10≤Q<100☑；Q≥100□			
	M 值	M1□；M2□；M3☑；M4□			
	P 值	P1□；P2□；P3☑；P4□			



工作内容		自查项目	
统危险性 1			
环境敏感程度		E1☑; E2□; E3□	
环境风险潜势		IV+□; IV□; III☑; II□; I□	
评价等级		一级□; 二级☑; 三级□; 简单分析□	
风险识别	物质危险性	有毒有害☑; 易燃易爆☑	
	环境风险类型	泄漏☑; 火灾爆炸引起的伴生/次生污染物排放□	
事故情形分析	源强设定方法	计算法☑; 类比估算法□; 其他□	
	预测模型	溢油粒子模型☑; 污染物扩散的数值模拟□	
风险预测与评价		选取不利溢油位置 KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道在新建 KL9-6WHPA 平台侧作为溢油点进行模拟预测, 溢油量最大为 132m ³ 。在 N 风向极值风速下油膜约 50min 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线核心区; 在 S 风向极值风速下油膜约 1.1h 抵达黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线一般区; 在 E 风向极值风速下油膜约 2.1h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区(南部区域)	
重点风险防范措施		严格按照设计标准进行设计。投产前新编制溢油应急预案并备案, 建立事故分级响应机制, 为井喷、海底管道泄漏、新建平台火灾/爆炸、船舶碰撞等多种事故类型制定了响应的风险防范及应急响应措施, 并采取如下特别措施做好风险防控: 1、在新建 KL9-1CEPA 及 KL9-6WHPA 平台均配备溢油应急设备。除超同类型油田配制规模的常规溢油应急设备外, 本项目在新建 2 座平台均配置 200m 快速布放式围油栏; 2、配备 2 艘守护船在油田海域专值守护巡查; 3、提高新建海底管道巡检频次; 4、新建平台增加实时监控/报警一体化; 5、新建海底管道配备实时泄漏监测装置等。	
评价结论		在严格落实报告书提出的各项环境风险防范措施、溢油应急对策措施和应急预案的基础上, 本项目油气泄漏环境风险可防、可控。	
主要污染物排放总量核算	污染物名称	排放量	排放浓度
	生活污水	新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台生活污水的总量控制指标均为 18396m ³ /a, 其中 COD 排放量控制指标均为 5.52t/a	COD≤300mg/L
污染物削减替代	污染物名称	削减量	来源
	/	/	/
污染防治和生态修复措施		污水处理设施☑; 生态修复措施☑; 区域削减□; 依托其他工程措施□; 其他□	
监测计划	内容	环境质量	污染源
	监测方式	手动☑; 自动□; 无监测□	手动☑; 自动□; 无监测□
	监测点位	拟建黄河口国家公园监测方案: 水质, 18 个监测站位; 沉积物、生态, 12 个监测站位 建设阶段对平台间管缆铺设环境	新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台



工作内容	自查项目	
		<p>影响监测：KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 平台海底管缆，4 个监测站位；KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 平台海底电缆，8 个调查站位；KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海底输油管道，8 个调查站位。</p> <p>生产阶段监测方案：新建 KL9-1CEPA 和 KL9-6WHPA 平台周围 500m 圆周各布设 4 个站位。</p>
	监测因子	<p>拟建黄河口国家公园监测方案：水质 16 项监测因子，沉积物 10 项监测因子，海洋生物生态 6 项监测因子及保护对象。</p> <p>建设阶段对平台间管缆铺设环境影响监测：除保护对象以外同拟建黄河口国家公园监测方案。</p> <p>生产阶段监测方案：同建设阶段监测方案</p>
	监测频次	<p>拟建黄河口国家公园监测方案：建设阶段监测一次，生产阶段每年监测一次。后期生产阶段监测频次可根据前几次的监测结果，适当调整。</p> <p>建设阶段对平台间管缆铺设环境影响监测：建设阶段进行一次监测。</p> <p>生产阶段监测方案：在竣工验收（试运行）进行一次监测，在生产运营 3~5 年后再进行一次监测。</p>
总体评价结论		可接受 <input checked="" type="checkbox"/> ；不可接受 <input type="checkbox"/>
注 1：M、P 的确定参照 HJ 169。		



中英文对照

KL9-6WHPA	垦利 9-6 井口 A 平台
MSIU	移动注热平台
KL9-1CEPA	垦利 9-1 中心 A 平台
KL3-2 CEPA	垦利 3-2 中心 A 平台
KL10-1EPP	垦利 10-1 电力动力平台
KL6-1PAP	垦利 6-1 生产辅助平台
KL10-1CEP	垦利 10-1 中心平台
KL10-1WHPB	垦利 10-1 井口 B 平台