



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

二〇二四年十一月



编制单位和编制人员情况表



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	2
1.4 环境影响评价主要结论	5
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	18
3.1 建设项目基本情况	18
3.2 项目开发方案概述	20
3.3 占用红线的不可避免让（保密）	20
3.4 新建项目组成	21
3.5 依托设施校核和改造	29
3.6 海上施工和建设方案	34
3.7 海上生产阶段工艺流程	39
3.8 产污环节与污染物分析	45
3.9 污染源强核算	47
3.10 环境影响评价因子筛选	63
4 工程区域环境概况	65
4.1 区域自然环境概况	65
4.2 环境功能区划及相关规划符合性	68
4.3 工程周围环境敏感目标分布	91
5 环境现状调查与评价（保密）	101
6 环境影响回顾性分析	101
6.1 现有工程回顾	102
6.2 相关环评批复及落实情况	104
6.3 环境保护设施运行情况	110
6.4 溢油事故回顾	112
6.5 海洋环境质量回顾（保密）	112
6.6 环境影响回顾性分析结论	112



7 海洋环境影响预测与评价	113
7.1 海洋环境影响预测	113
7.2 海水水质环境影响评价	133
7.3 海洋沉积物环境影响评价	134
7.4 海洋生态环境影响评价	135
7.5 海洋生物资源损失评估	137
7.6 环境敏感目标影响分析	141
7.7 通航环境影响分析	143
7.8 水文动力环境影响分析	144
7.9 地形地貌与冲淤环境影响分析	145
8 环境风险分析与评价	146
8.1 风险评价概述	146
8.2 风险调查	147
8.3 风险识别	152
8.4 风险事故情形分析	154
8.5 地质性溢油风险分析及防范措施（保密）	160
8.6 浅层气风险分析及防范措施（保密）	160
8.7 溢油风险后果分析	160
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施	168
8.9 评价结论与建议	188
9 清洁生产与总量控制	190
9.1 清洁生产分析	190
9.2 清洁生产措施	190
9.3 建设项目清洁生产评价	193
9.4 海上污染物排放总量控制方案与建议	198
10 环境保护对策措施及其合理性分析	199
10.1 建设阶段环境保护对策措施	199
10.2 生产阶段环境保护对策措施	203
10.3 海洋生态保护对策	214
10.4 环境保护对策措施一览表	218
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	218
11 环境经济损益分析	223
11.1 环境保护设备及环保投资估算	223
11.2 环境保护投资比例分析	223
11.3 环境经济损益分析	223
12 环境管理与监测计划	226
12.1 环境管理	226
12.2 环境监测计划	230
13 评价结论与建议	235



13.1 工程概况	235
13.2 工程分析	236
13.3 规划符合性分析结论	237
13.4 项目环境影响评估	239
13.5 环境影响回顾性分析	244
13.6 清洁生产和总量控制	245
13.7 环境保护对策措施	245
13.8 海洋生态保护措施	246
13.9 环境风险分析与评价结论	247
13.10 海洋生态环境保护特别措施	248
13.11 建设项目环境可行性结论	249
附表 环境质量现状调查与评价结果	251
附件 1 环评委托书	251
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	251
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	251
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	251
附件 5 保护区主管部门出具项目建设认定意见	251
附件 6 相关工程环评批复	251



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 *km，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 *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 *m³/a；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 *m³/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。

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。

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、秋季两次海洋环境质量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、秋季两次渔业资源调查与评价工作。

根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果，开展了本项目的环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及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、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，并形成了本项目的征求意见稿。

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，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，以及鱼类产卵场等重要渔业水域等。

本项目新建设施位于蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场内；位于三疣梭子蟹、带鱼及鳀鱼索饵场内；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 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門、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，浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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 油田开发工程基本设计文件，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）
- 《中华人民共和国海域使用管理法》（2001 年 10 月 27 日通过，2002 年 1 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(2021 年版)》(生态环境部部令第 15 号, 2021 年 1 月 1 日起施行)
 - 《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）
- 《山东省人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号）
- 《东营市人民政府关于印发东营市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（东政字〔2021〕23 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）
- 《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）
- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）
- 《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 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）

2.1.5 其他依据

- 《垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境影响评价任务委托书》（2020.11）
- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8.1）
- 《山东省海洋主体功能区规划》（2017.8）
- 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（2023.9）
- 《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》
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2022 年修改通报）
- 《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》

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 油田开发工程环境影响评价中所采用的环境质量标准见表 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)	执行所在功能区划的相应标准	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）
	全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程（参考）		海洋生物质量现状评价（甲壳类、软体类（非双壳类）和鱼类的生物体内污染物质，除石油烃、砷和铬外）
	第二次全国海洋污染基线调查技术规程（第二分册）（参考）		海洋生物质量现状评价（鱼类和软体类（非双壳类）的生物体内石油烃）

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	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



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
船舶垃圾			率不超过相应船速下的最大允许排放速率	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	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,项目周围海域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。本项目新建设施位于蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场内;位于三疣梭子蟹、带鱼及鳀鱼索饵场内;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。

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 工程区域环境概况第 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，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 环境风险分析与评价”篇章。

2.4 评价内容

根据环境影响识别和有关技术规范的要求，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渔业资源、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渔业资源、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《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋工程建设项目的环评评价内容，依照建设项目的具体类型及其对海洋环境可能产生的影响确定，见表 2.6-1。

表 2.6-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

建设项目类型和内容	环境影响评价内容						
	海水水质环境	海洋沉积物环境	海洋生态和生物资源环境	海洋地形地貌与冲淤环境	海洋水文动力环境	环境风险	其他评价内容
海洋油（气）开发及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

由表 2.6-1 可见，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油（气）开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于垦利 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。且本项目不涉及填海、疏浚等对水文动力环境、地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工程内容。因此，本次评价将海水水质环境、海洋沉积物环境、海洋生态和生物资源环境和环境风险作为主要评价内容。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环评评价等级主要根据污水每天排放量或年产量以及所处海域的生态敏感性来确定。

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程位于蓝点马鲛、鲈鱼等多个产卵场内，新铺管缆部分穿越山东省“三区三线”的海洋生态保护红线，属于导则中规定的“生态环境敏感区”。本项目投产后，最高年产油量在 2026 年为 $*m^3/a$ （按 20℃ KL9-1 油田和 KL9-5/6 油田混合密度 $*kg/m^3$ 核算），对应年产气量 $*m^3/a$ （天然气折原油系数按 $*t/m^3$ ），则最高年产油当量约 $*t/a$ ；项目产生的含油生产水处理合格后全部回注地层，无生产水排放。根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）中对评价工作等级的判据，本项目水质环境评价等级为 1 级，沉积物环境评价等级为 1 级，生态和生物资源环境评价等级为 1



级，见表 2.6-2。

表 2.6-2 海洋工程环境影响评价等级

工程内容	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋油（气）开发及其附属工程	污水排放量 10000m ³ /d 或 年产油量大于 100 万 t	生态环境敏感区	1	1	1

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级和三级。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（详见第八篇 环境风险分析与评价 8.2 节），按照表 2.6-3 确定环境风险评价工作等级。本项目风险潜势为 III 级别，确定垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境风险评价等级为二级。

表 2.6-3 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析

2.7 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）的要求，评价范围需根据工程特点、所在海域环境特征及周边海洋环境敏感目标分布等确定，覆盖工程建设可能影响到的全部海域。

根据垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程排污特点以及可能影响的海域范围，并结合本项目各环境要素评价等级，确定以本项目新建工程设施周围构成的矩形区域作为本项目正常作业下的环境影响评价范围，评价面积约为 3000km²；评价范围边界距离本项目新建以及海上依托设施至少 8km。

本项目环境影响评价范围见图 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

图 2.7-1 本项目正常生产情况下评价范围



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 *km。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

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 *m³/a；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 *m³/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	*	*
最大年产水	*	*
最大年产液	*	*
最大年产气	*	*
开发方式	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：蒸汽吞吐阶段开发生产井（吞吐）28 口，水源井 1 口；蒸汽驱阶段开发生产井（连续生产）18 口，生产井（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	*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



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

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

表 3.1-6 垦利 9-1 油田开发工程生产指标预测

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

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（保密）



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、栈桥	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。			
	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。			
	新建栈桥	栈桥连接 MSIU 平台和 KL9-6WHPA 平台，栈桥长度 32.065m，宽 4.318m，高 3.720m。			
	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。			
	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 $40\text{m} \times (16+16+12)\text{m}$ 。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） $\times$ 6（列）排列，井槽间距均为 $2\text{m} \times 2\text{m}$ ，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、下层甲板和甲板。各层甲板平面布置见图 3.4-1 至图 3.4-4。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 $*m \times *m$ ，标高 EL. (+) $*m$ 。

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 $*m \times *m$ ，标高 EL. (+) $*m$ 。

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.(+) $*m$ ，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 $*m \times *m$ ，标高 EL. (+) $*m$ 。

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. (+) $*m$ 。

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 $*m \times *m$ ，甲板标高 EL. (+) $*m$ ，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. (+) $*m$ 。

南侧甲板尺寸为 $*m \times *m$ ，甲板标高 EL. (+) $*m$ ，布置有开排罐及泵和滤器、开排槽。采油树操作平台标高 EL. (+) $*m$ 。

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。

平台外形尺寸为 $*m \times *m$ ，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 3.4-5~图 3.4-7。

3.4.2.1 主甲板（距基线 $*m$ ）

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*m）

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。各层甲板平面布置图见图 3.4-8~图 3.4-11。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 $*\text{m} \times *\text{m} + *\text{m} \times *\text{m}$ ，标高 EL.(+)*m。

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.(+)*m）、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 $*m \times *m + *m \times *m$ ，标高为 EL.(+)*m。

甲板的西侧是电气房间区，设两层房间，二层房间标高为 EL.(+)*m。

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、空压机橇等；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，布置了斜板除油橇和气浮橇；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、电脱加热器橇、外输计量橇等。中层甲板南北两侧分别设有 $6m \times 3m$ 的中层甲板卸货区。

3.4.3.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 $*m \times *m + *m \times *m$ ，标高为 EL.(+)*m。

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、生活污水处理橇、防海生物橇、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橇、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、核桃壳滤器、闭排橇等；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橇、闭排橇、火炬分液罐、生产管汇橇、化学药剂罐、清管器；下层甲板南北两侧分别设有 $6m \times 3m$ 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橇等。

3.4.3.4 工作甲板

工作甲板尺寸为 $*m \times *m + *m \times *m$ ，标高为 EL.(+)*m。

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。



3.4.4 栈桥

新建栈桥连接 MSIU 平台和 KL9-6WHPA 平台，栈桥长度 32.065m，宽 4.318m，高 3.720m。栈桥布设管缆见表 3.4-2。

表 3.4-2 新建栈桥管缆布设表

序号	管缆名称	尺寸	功能
1	注热锅炉燃料油（原油） 管线	6"	KL9-6WHPA 去 MSIU 平台燃料油系统
2	高压氮气管线	2"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA 环空注氮
3	预留低压氮气管线位置	2"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA 低压氮气
4	生产水管线	3"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA
5	超滤冲洗水管线	2"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA，冲洗污水在特殊情况无法处置时，输往 KL9-6WHPA 平台生产分离器。
6	注热锅炉燃料油（伴生气） 管线	8"	KL9-6WHPA 去 MSIU 平台燃料系统
7	化学药剂（闪蒸脱硫剂） 管线	3/4"	KL9-6WHPA 去 MSIU 平台燃料油系统
8	预留冷放空管线位置	2"	预留 MSIU 平台去 KL9-6WHPA 放空系统管线位置
9	注热蒸汽管线 1	4"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA 注热井口
10	注热蒸汽管线 2	4"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA 注热井口
11	注热蒸汽管线 3	4"	MSIU 平台去 KL9-6WHPA 注热井口
12	跨栈桥电缆	/	35kV 主动力电缆，三根 3Cx50mm ² 电缆， 跨栈桥敷设相关低压动力电缆与控制电缆
			两根 12 芯单模光纤
			一路 RS485 电缆
			两路网线 四根通讯电缆



图 3.4-1 KL9-6WHPA 平台上层甲板布置图

图 3.4-2 KL9-6WHPA 平台中层甲板布置图

图 3.4-3 KL9-6WHPA 平台下层甲板布置图

图 3.4-4 KL9-6WHPA 平台工作甲板布置图



图 3.4-5 MSIU 平台主甲板布置示意图

图 3.4-6 MSIU 平台二层甲板布置示意图

图 3.4-7 MSIU 平台舱室布置示意图

图 3.4-8 KL9-1CEPA 平台上层甲板布置示意图

图 3.4-9 KL9-1CEPA 平台中层甲板布置示意图

图 3.4-10 KL9-1CEPA 平台下层甲板布置示意图

图 3.4-11 KL9-1CEPA 平台工作甲板布置示意图



3.4.5 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 3.4-3。新建海底管道均采用双层保温钢管。管道截面示意图见图 3.4-12。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 3.4-3 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

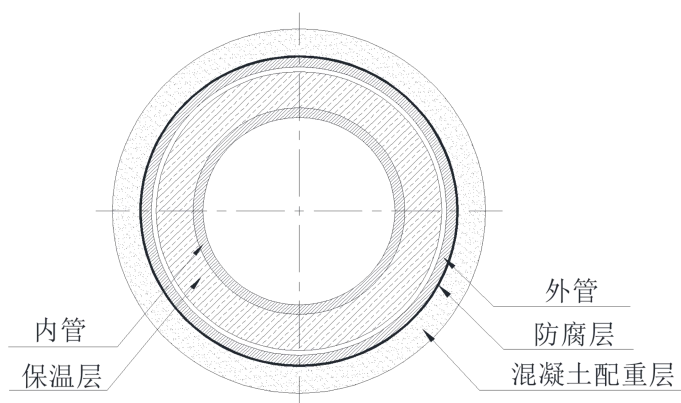


图 3.4-12 新建海底管道示意图

3.4.6 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线输送上岸, 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, 将岸电引自新建平台, 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 2022 年 12 月试运行, 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 (2015 年投产)	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 (2023 年试运行)	16/22	44.8 (海管) +14.6 (陆管)	13000	77	30 年	2023 年试运行

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 条上岸管线输送至东营原油终端。

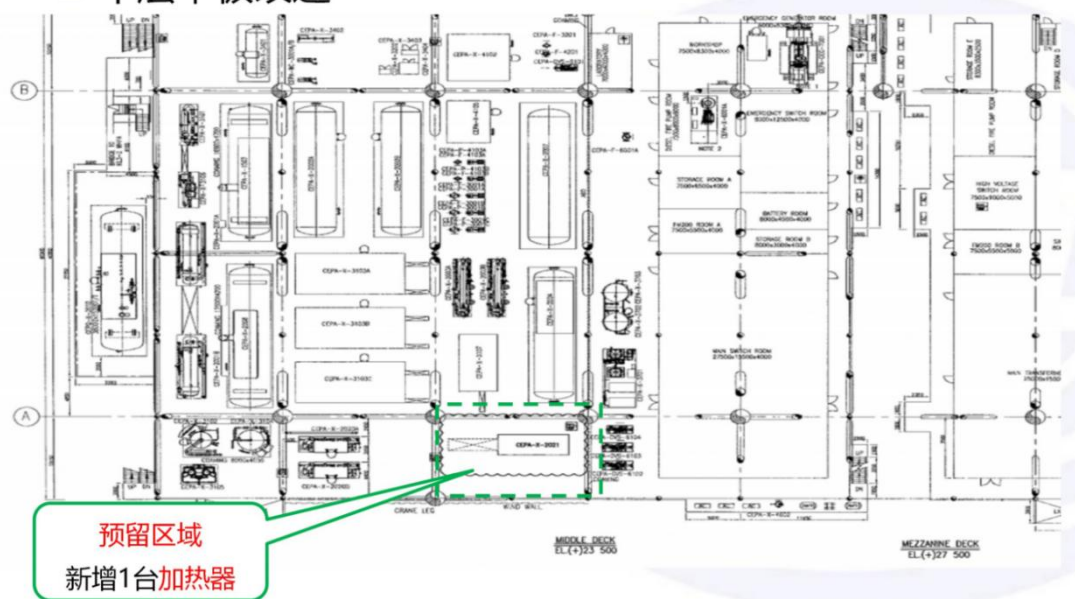
为满足本项目生产需求, 需对 KL3-2CEPA 中心平台进行适应性改造。在中层甲板 2、3 轴南侧预留区域新增 1 台加热器; 在下层甲板新增 1 台清管球接收器。

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线输送至陆上终端。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线输送至陆上终端。

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

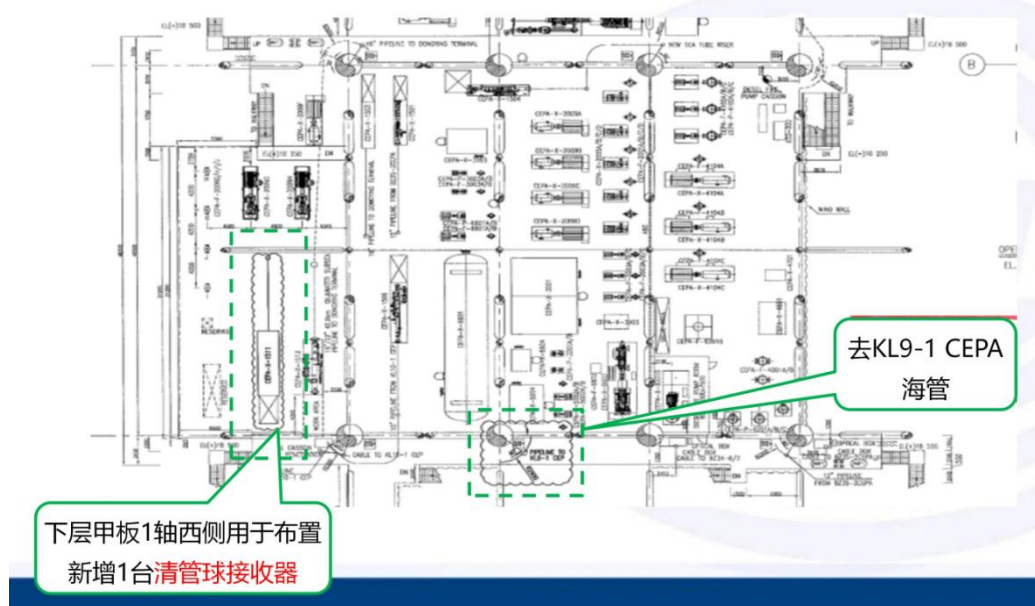


图 3.5-1 KL3-2CEPA 中心平台中层和下层甲板改造



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 2023 年试运行，另 1 条为在役管道，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 年以后后建单管输送。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
KL3-2CEPA 至东营原油终端输油管道 (2015 投产)	16/22	44.2 (海管)+14.6 (陆管)	30 年	2015 年	9300	85	8170	75	满足
KL3-2CEPA 至东营原油终端输油管道 (2023 年试运行)	16/22	44.8 (海管)+14.6 (陆管)	30 年	2023 年试运行	13000	77	9500	75	

注：依托海管校核除考虑本项目，还包括渤中 26-6 二期等后续规划项目产能，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*km。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线连接。海上原油处理合格后通过管线输送上岸，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 2023 年完成二期扩建，目前处于试运行阶段，终端二期进站管线规格同一期，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
	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
	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，包括开发生产井（吞吐）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 油田钻井先期钻井 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。

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

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

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

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 2-2.5m，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。

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 0.5m。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 1.5-2m，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、底宽尺寸同垦利 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 新建海底管缆与周边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

垦利 9-5/6 平台为井口平台，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 平台前七年生产井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，从天然气二级出口冷却器来的气体进入压缩机二级。伴生气经压缩机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多余的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砂收集罐缓冲，然后通过泥浆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 m^3/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 $<1\text{NTU}$ 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 Sm^3/d ，压缩机系统能力 Sm^3/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浮选机对其中的油进行进一步去除，经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 $\text{*m}^3/\text{d}$ 。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，多余的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 $<30\text{mg/L}$ 的生产污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 $\text{*m}^3/\text{d}$ 。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 m^3/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。

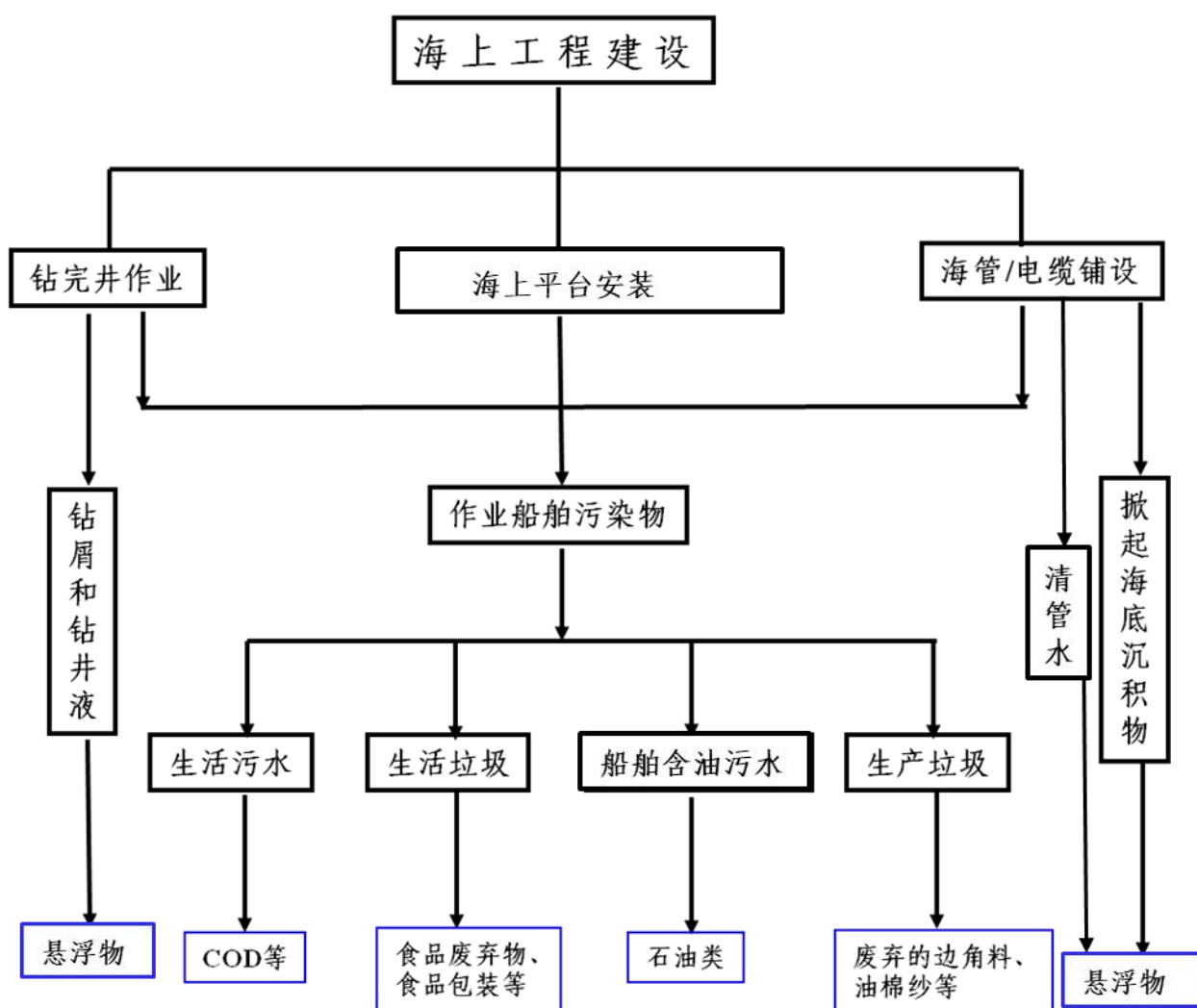


图 3.8-1 海上建设阶段产污环节和污染物种类

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，生产阶段的供应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。

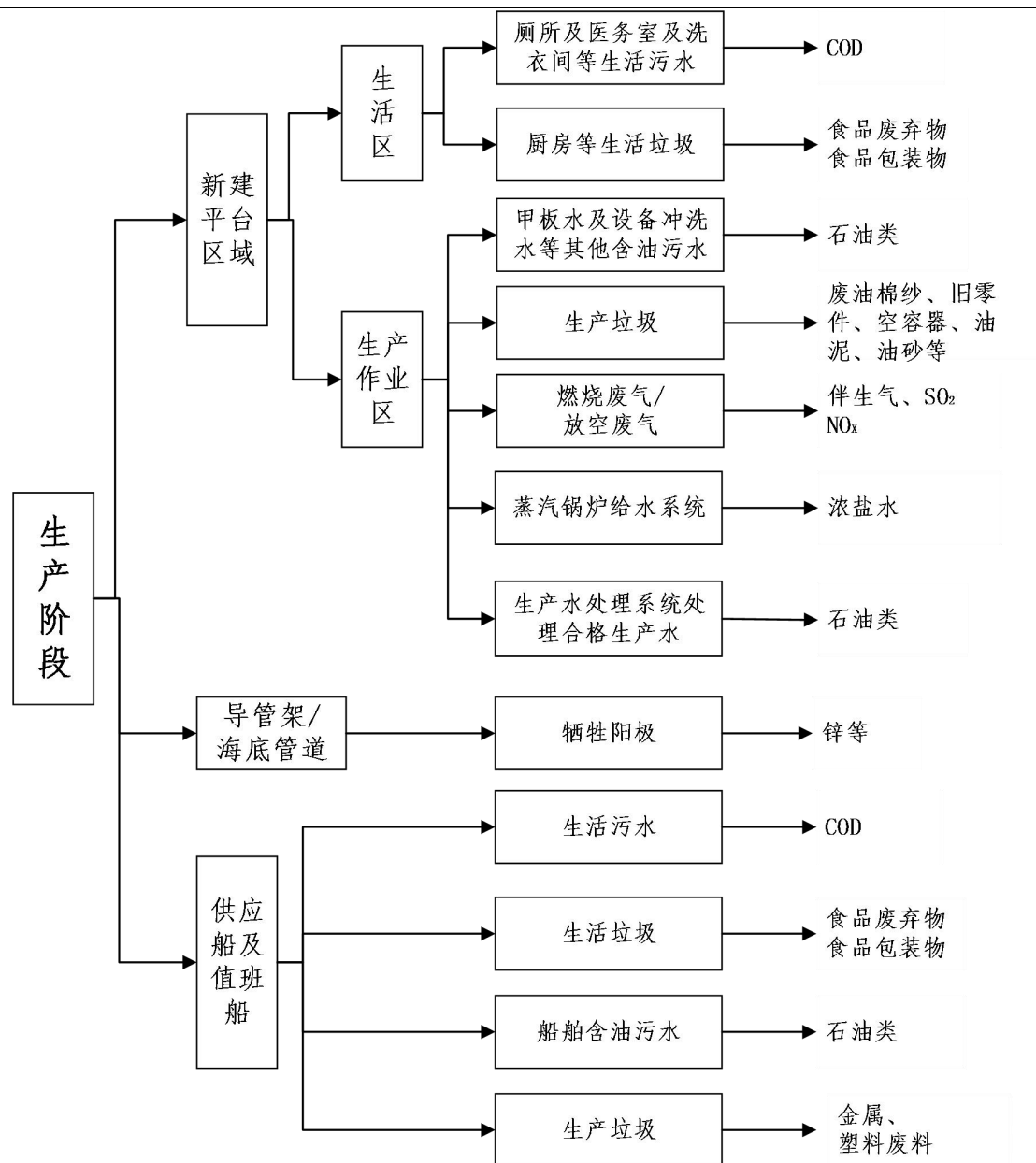


图 3.8-2 生产阶段产污环节和污染物种类

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 (m ³)	钻井油层 水基钻井液钻屑 (m ³)	合计 (m ³)	钻井排放 速率 (m ³ /d)
垦利 9-5/6 油田	先期开发井	第一类	19 口	3008	1155	4163	63.2m ³ /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	64.6m ³ /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	

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	
	合计	52 口	8559	9376	17935	



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，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 81896m^3 。

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 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 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 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 。据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活垃圾约 351.1t 。

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 $(0.3\sim 0.5)\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$,本次计算取 $0.5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$;驳船、拖轮等一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim 5)\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$,本次计算取 $5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此估算出本项目海上建设阶段共产生船舶含油污水约 820m^3 。

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 $180\text{t}/\text{年}$ 计算;浮吊船、铺管船等大型施工船舶按 $5\text{t}/\text{年}$ 计算,拖轮和供应船等小型船舶按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。据此估算出本项目建设阶段生产垃圾共产生约 288.6t ,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	$93\text{m}^3/\text{d}$
	KL9-6WHPA 组块安装	30	295	5 (大船) 3 (小船)	3098	$103\text{m}^3/\text{d}$
	KL9-1CEPA 组块安装	25	230	3 (大船) 3 (小船)	2013	$81\text{m}^3/\text{d}$
	MSIU 拖航就位	28	18	1 (大船) 2 (小船)	176	$6.3\text{m}^3/\text{d}$
	钻完井	510	326	6 (小船)	58191	$114\text{m}^3/\text{d}$
	海管铺设	170	120	1 (大船) 1 (小船)	7140	$42\text{m}^3/\text{d}$
	海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	1040	$32\text{m}^3/\text{d}$
	依托设施改造及海上	60	90	1 (小船)	1890	$32\text{m}^3/\text{d}$



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
	设施连接、调试					
	合计				81896	
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	538	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	
	依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	8.1	-
	合计				351.1	
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	538	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	-
	依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	10	-
	合计				820	
生产 垃圾 (t)	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	538	326	6 (小船)	278.2	-



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)	2.8	-
海缆铺设	33	90	1 (大船) 1 (小船)	0.6	-
依托设施改造及海上 设施连接、调试	60	90	1 (小船)	0.1	-
合计				288.6	

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 （堆体 积）（含 预留井 槽）	非钻井油层 水基钻井液 钻屑	22524	64.6m³/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》 (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	非钻井油层 水基钻井液	13392	35m³/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



槽)					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)	81896	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,建议远离海洋生态红线区间断排放
	生活垃圾 (t)	351.1	-	食品废弃物、 食品包装等	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)	820	-	石油类	铅封运回陆地处理
	生产垃圾 (t)	288.6	-	废旧器件、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, 项目产生的含油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, 项目产生的含油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	垦利 9-1 产水量	垦利 9-5/9-6 来水量	两平台总水量	外输管道含水	垦利 9-1 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、管线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 $60\text{m}^3/\text{a}$ 。

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 0.35m^3 ，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 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($18396\text{m}^3/\text{a}$ ，其中黑水为 $6132\text{m}^3/\text{a}$ ，灰水 $12264\text{m}^3/\text{a}$)，经计算 COD 最大排放速率为 $15.12\text{kg}/\text{d}$ ；按每天排放 2h 计算，最大排放源强均约为 $2.1\text{g}/\text{s}$ 。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，多余处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008） $\text{COD}\leq 300\text{mg}/\text{L}$ 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 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 。则新建 KL9-6WHPA 和 KL9-1CEPA 平台产生生活垃圾最大均约为 $65.7\text{t}/\text{a}$ （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去闭排兼冷放空系统放空。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*t/a，垦利 9-5/6 油田高峰年产油当量约*t/a，根据统计数据，生产垃圾按*t/年·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*t/a 和*t/a，其中危险废物分别约*t/a 和*t/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。含水湿砂则进入砂收集罐缓冲，然后通过泥浆泵增压输送至卧螺机橈，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 1402t/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⁻、Ca²⁺、Mg²⁺等离子，经两级阳离子交换器彻底去除水中剩余的 Ca²⁺、Mg²⁺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 3840m³/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 1.5~2m，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 3.95×10^{-6} 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、食品包装等	分类回收，运回陆地
	生产垃圾		$*\text{t}/\text{a}$ (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 : $173.0\text{t}/\text{a}$ (最大) SO_2 : $385.2\text{t}/\text{a}$ (最大)	NO_x : $499.11\text{kg}/\text{d}$ (最大) SO_2 : $1.11\text{t}/\text{d}$ (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		$3840\text{m}^3/\text{d}$	$160\text{m}^3/\text{h}$	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
供应船和值班船	生产垃圾		*t/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
	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 环境影响评价因子筛选

3.10.1 非污染影响因子分析

本项目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航运交通、捕捞作业和海域功能的使用等造成的一定影响。垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发项目不同工程活动的非污染影响因子筛选及影响程度分析见表 3.10-1。

表 3.10-1 非污染影响因子筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装及海底管道/电缆铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	平台对局部潮流的影响	D
	施工船舶活动	通航环境	影响航运交通	D
		海洋生态	影响渔业捕捞作业	D
生产阶段	平台和海底管道/电缆占用海域	通航环境	影响航运交通	C
		海洋生态	影响渔业捕捞作业	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

垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发项目各阶段各类污染物的排放量及其处理或排放方式汇总于表 3.10-2。根据对项目各阶段污染源、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，并由此确定本次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。

表 3.10-2 环境影响因子筛选表

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、沉积物及海洋生物	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



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
	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、沉积物及海洋生物	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、沉积物及海洋生物	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	D
	清管水	悬浮物	间断排放	海水水质	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
	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	D
	浓盐水	盐度	间断排放	海水水质	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	/	D
	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	按溢油应急计划处理	生态环境	A~D



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

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

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 个站位的水位观测，命名为 YC1 和 YC2。测站坐标见表 4.1-3。

表 4.1-3 观测站信息

根据 YC1 测站潮位观测资料调和和分析，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和分析结果，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

海流观测站位同潮汐水位观测站位，坐标见表 4.1-3。

根据 YC1 测站实测海流资料，观测期间表层最大流速为 136cm/s，流向为 NNE；表层最大平均流速为 63cm/s，流向为 SSW。中层最大流速为 105cm/s，流向为 NNE；中层最大平均流速为 50cm/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 41cm/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%）。



YC2 测站与 YC1 测站的海流特征相近。根据 YC1 测站和 YC2 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 4.1-4）可知 YC1 测站和 YC2 测站所在海域表层、中层和底层均为正规半日潮流。

表 4.1-4 潮流性质参数

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。

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。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。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。



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体存在。

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体存在。

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 环境功能区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”的流域政策导控分区，实行国土空间差异化导控管理。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导控分区中的“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。浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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-18m 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 7.4-18m 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，浓盐水排放造成的盐度增量不足 1。对该海域水质环境影响轻微。

综上，项目用海不会对《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 平台以及租用 MSIU 平台和长约 4.5km 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）以及生态保护区“黄河三角洲区域”。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。

图 4.2-3 项目与《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》叠加图

表 4.2-1 项目用海分布情况一览表

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）

（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 平台及新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 间海底管缆约 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，随施工期结束而结束；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，其建设不会截断传统渔业资源洄游通道，符合其生态保护重点要求。

（3）生态保护区“黄河三角洲区域”

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 平台及新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 间海底管缆约 7.3km 路由穿越生态保护区“黄河三角洲区域”。

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-18m 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产生不利影响。

综上，项目用海符合《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》。

4.2.3 海洋生态保护红线符合性分析

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 4.2-3，具体位置见图 4.2-4。

表 4.2-3 海底管缆穿越情况

图 4.2-4 本工程与山东省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 4.2-5~图 4.2-6。其中 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物东西向超一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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物南北向超一类海域距离该生态保护红线一般区最近，最近距离约 150m。

图 4.2-5 悬浮物超一类与海洋生态保护红线区位置关系

图 4.2-6 悬浮物超一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。浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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。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。

4.2.4 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 4.2-7。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 4.2-7 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 4.2-7 中斑块 3），垦利 9-5/6 区域天窗面积为 2209.11hm²（见图 4.2-7 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 4.2-8。

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、开展调查和勘察等相关活动。

(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 167695.35hm^2 ，其中，陆域面积 73718.55hm^2 ，占一般控制区面积的 43.96% ；海域面 93976.80hm^2 ，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 4.2-8 黄河口国家公园范围及管控分区图

4.2.5 “三线一单”符合性分析

2021 年 1 月 1 日，山东省人民政府发布了《关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（鲁政字〔2020〕269 号），就实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单生态环境分区管控提出了相关意见，并提出各市政府是辖区“三线一单”编制和实施的主体。

2021 年 6 月 30 日，东营市人民政府发布《东营市人民政府关于印发东营市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（东政字[2021]23 号），根据该文件，本项目新建平台及 KL9-6WHPA 平台至 KL9-1CEPA 平台海底管道及海底电缆位



于优先保护单元，新建 KL9-1CEPA 平台至 KL3-2CEPA 平台输油管道及 KL6-1PAP 平台至 KL9-1CEPA 平台电缆部分穿越优先保护单元和一般管控单元，详见图 4.2-9。

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照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当逐步退出。

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。推进城市节水、节地建设，提高综合利用效率。

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“三线一单”生态环境影响较小，符合东营市“三线一单”生态环境分区管控方案。

图 4.2-9 本项目新建设施与东营市环境管控单元位置关系示意图



4.2.6 海洋主体功能区规划符合性分析

4.2.6.1 《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；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。

4.2.6.2 《山东省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《山东省海洋主体功能区规划》，本工程新建设施位于垦利县海域限制开发区域，新建管缆与黄河三角洲自然保护区禁止开发区域最近距离约 2.0km，新建 KL9-1CEPA 平台与该禁止开发区域最近距离约 3.5km，见图 4.2-10。

本项目所处的东营市垦利区海域限制开发区域为生物多样性保护重点海洋生态功能区。管理要求为“加强黄河口三角洲国家级自然保护区的管理，维护黄河口生态系统及生物物种多样性，保持河口容砂功能，保障河口行洪安全。以东营市现代渔业示范区为核心，发展水产品精深加工、休闲观光渔业等适宜产业。建设集生产、加工、商贸、旅游、科研为一体，全国一流的生态高效养殖、良种繁育和精深加工基地。适度发展滨海生态旅游，优化油气勘探开发，保护海洋生态环境。”

本工程为海洋油（气）开发及附属工程，与垦利区海域限制开发区域的管理要求“优化油气勘探开发”相符合。本工程严格执行环境污染防治措施及生态保护措施，建设阶段产生的非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑及海底管缆铺设产生的悬浮物造成的超一（二）类最大影响距离为 0.72km，最长 10.5 小时后可恢复排放前水质，对海洋生态环境的影响是短暂、局部且可恢复的；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合格后全部回注地层，黑水经处理合格后部分回用，其余黑水处理达标排放及浓盐水排放。生活污水排放造成的 COD 超一（二）类最大影响距离为 30m，其影响范围仅在平台周边 30m 内，浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 1。不会对垦利区海域限制开发区域的海洋生态环境造成明显的不利影响。同时，项目在开发过程中严格执行《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋特别保护区管理办法》等相关法律法规和保护区管理规定，注重对各环境敏感目标的保护，采取优化施工工艺，加强施工期保护，



施工期船舶生活污水和生活垃圾在远离敏感目标的区域排放，避让保护目标敏感期等措施。

综上所述，本工程的建设与《山东省海洋主体功能区规划》的管理要求相兼容。

图 4.2-10 本工程与山东省海洋主体功能区规划位置关系示意图

4.2.7 项目与相关政策符合性分析

4.2.7.1 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备择性窄，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。

4.2.7.2 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 8h 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。

4.2.7.3 项目用海与《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。

4.2.8 其他相关规划符合性分析

4.2.8.1 《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。

4.2.8.2 《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》



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。

4.2.8.3 《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计划并取得备案，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。

4.2.8.4 《“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。

4.2.8.5 《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 4.2-11。《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 4.2-11 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

4.2.8.6 《“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。

4.2.8.7 《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

4.3.1 国家级自然保护区

本工程周边国家级自然保护区为山东黄河三角洲国家级自然保护区，本工程新建 KL9-6 WHPA/MSIU 及新建管缆距该自然保护区最近距离均约 3.0km，新建 KL9-1CEPA 平台距该自然保护区最近距离约 3.5km，具体位置关系见图 4.3-1。

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。

图 4.3-1 本工程周边国家级自然保护区示意图

4.3.2 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 4.3-2。

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，浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75 ，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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 4.2.4 节。

图 4.3-2 本工程周边国家级海洋特别保护区示意图

4.3.3 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 4.3-3。

图 4.3-3 本工程周边国家级水产种质资源保护区示意图

4.3.4 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 4.3-1 及图 4.3-4~图 4.3-7。

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 10~20m，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。

东方鲀属鲀科，属洄游性的近海底层鱼类。东方鲀在渤海主要有黄河口、小清河口、潍河口、滦河口、菊花岛及长兴岛等产卵场。5~6 月为产卵期，产卵后的东方鲀分布在产卵场附近索饵，秋季随着水温下降群体先后陆续游出渤海，11 月中旬开始进行越冬洄游。



表 4.3-1 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 4.3-4 本工程与产卵场示意图 1

图 4.3-5 本工程与产卵场示意图 2

图 4.3-6 本工程与索饵场示意图

图 4.3-7 本工程与越冬场位置关系示意图



4.3.5 环境敏感目标筛选

本工程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，以及鱼类产卵场等重要渔业水域等。

本项目新建设施位于蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场内；位于三疣梭子蟹、带鱼及鳀鱼索饵场内；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。

本工程新建设施周围海域环境敏感目标分布情况见图 4.3-8 和表 4.3-2。



图 4.3-8 本工程附近环境敏感目标分布示意图



表 4.3-2 本工程周围海域环境敏感目标分布

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
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	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	\
	莱州浅滩海洋生态国家级海洋特别保护区	KL9-6WHPA//MSIU: 39.5km/SE; KL9-1CEPA: 46.2km/SE	37.3km/SE	\
	东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	KL9-6WHPA//MSIU: 22.7km/SW; KL9-1CEPA: 33.9km/SW	22.7 km/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	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	\
重要渔业水域	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



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
				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	
	鳀鱼产卵场	KL9-6 WHPA/MSIU: 0.05km/S; KL9-1CEPA: 10.0km/S	0.05km/S	5~6 月
	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
	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	\
	鲈鱼越冬场	KL9-6WHPA/MSIU: 27.8km/N; KL9-1CEPA: 16.6km/N	部分穿越	\

4.3.6 通航环境

通航环境依据交通运输部水运科学研究院《垦利 9-5/6 油田开发项目通航安全影响咨询报告》（备案稿）及《垦利 9-1 油田开发项目通航安全影响咨询报告》（备案稿）内容进行编制。

4.3.6.1 港口

新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台及 KL9-1CEPA 平台周边港口主要有东营港、潍坊港等港口，新建平台及管缆与周边航道、锚地相距较远，新建 KL9-6WHPA/MSIU 平台和海管/电缆距离临时过驳锚地最近约 9.5nmile，KL9-1CEPA 平台和海管/电缆距离潍坊港锚地最近约 7.0nmile，如图 4.3-9 所示。工程的建设不影响附近港区内的码头等港口设施的功能，不会对港内设施产生影响。

图 4.3-9 本工程周边各港口设施现状示意图

4.3.6.2 航路

根据《关于公布山东沿海部分航路的通告》（鲁航通〔2021〕0376 号）和《关于公布东营近海航路的通告》（鲁航通〔2021〕0625 号），工程水域附近航路主要为东营港-长山水道航路、广利港-东营港航路、广利港航路、莱州港西航路，以及广利港、潍坊港-长山水道航路等。本工程新建 KL9-1CEPA 平台与广利港-东营港航路距离最近，约 1.1nmile，与其它航路的距离均较远。本工程与附近航路位置关系见图 4.3-10~图 4.3-11。

图 4.3-10 本工程与附近航路示意图

图 4.3-11 本工程与附近航路示意图



5 环境现状调查与评价（保密）

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、KL10-1CEP、KL10-1WHPB 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 的陆上进站输油管线和 1 条 1km 的东营原油终端至中海油炼化库区的出站输油管线。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 2023 年完成二期扩建，目前处于试运行阶段，终端二期进站管线规格同一期，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 平台和试运行 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 2022 年 12 月试运行，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	2 座中心平台（BZ35-2 CEPA 和 KL3-2 CEPA）、	KL3-2CEPA 平台和东营原油终	2013 年 5 月 9 日获得国家海	2015 年 2 月海上工程和陆上工程取得



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
工程环境影响报告书》	5 座井口平台（BZ29-4WHPC、BZ35-2WHPA、BZ35-2WHPB、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 条陆上输油管线	端	洋局批复(国海环字(2013)268 号)	环境保护设施竣工验收批复（国海环字（2015）65 号）；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 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)	/

注：“/”表示项目未投产，暂未开展环境保护设施的竣工验收。

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、管线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。	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。
	(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。	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。
	(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。	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。
	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。	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，确保注采平衡，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。



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）		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。	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，并在国家海洋主管部门登记备案。
	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，施工作业应避开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。



批复	批复要求	落实情况
	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。
	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。
《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）	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。
	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。
《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）	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



批复	批复要求	落实情况
		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。
	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	施工期间严格落实了生态保护措



批复	批复要求	落实情况
	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,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

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

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用于发电，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（保密）

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 油田开发工程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

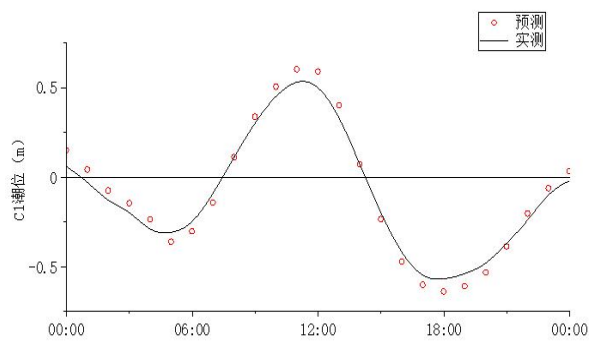
潮流潮位实测资料来自中海油田服务股份有限公司在工程海域观测结果, 验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2, 在这些点分别将数值计算的结果与实测资料



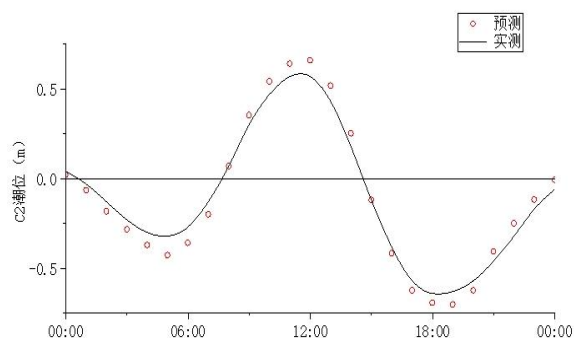
进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

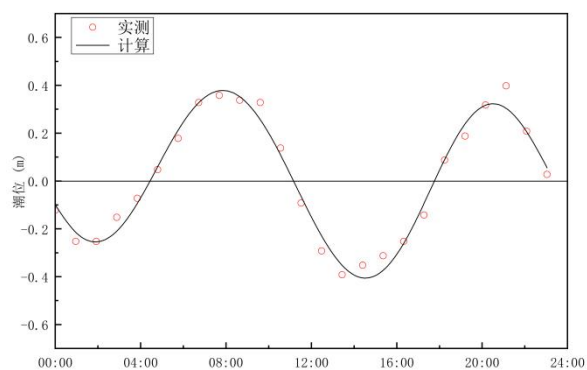
图 7.1-2 验证点地理位置



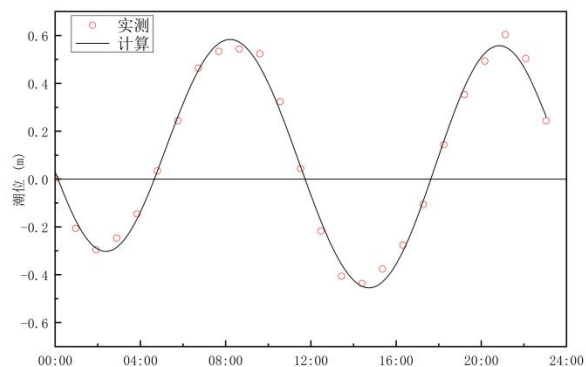
C1 潮位验证



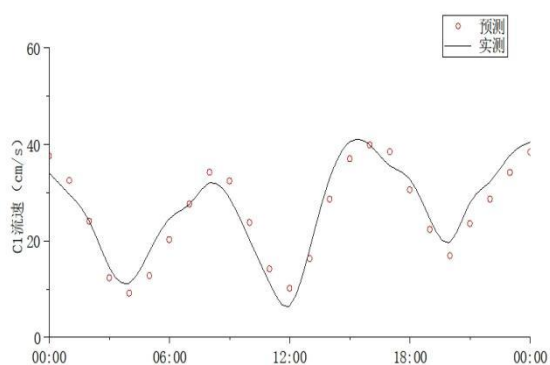
C2 潮位验证



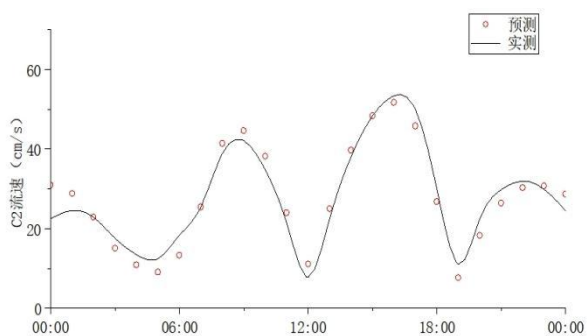
YC1 潮位验证



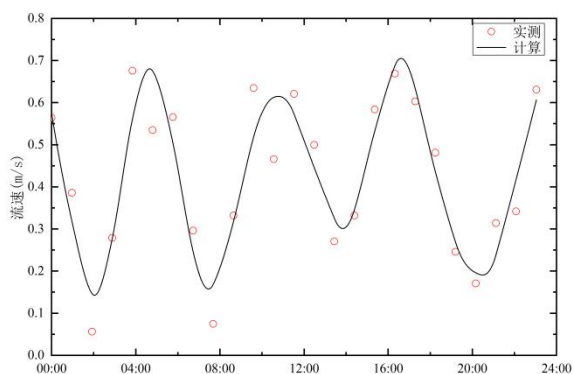
YC2 潮位验证



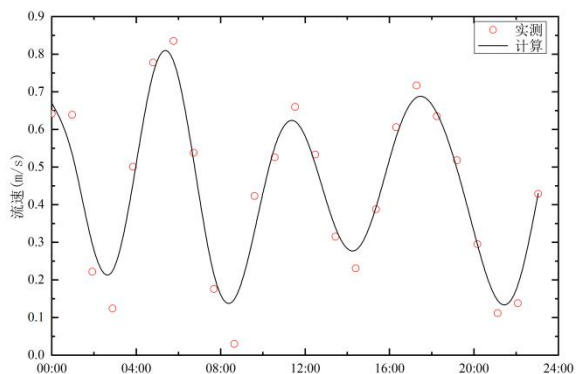
C1 流速验证



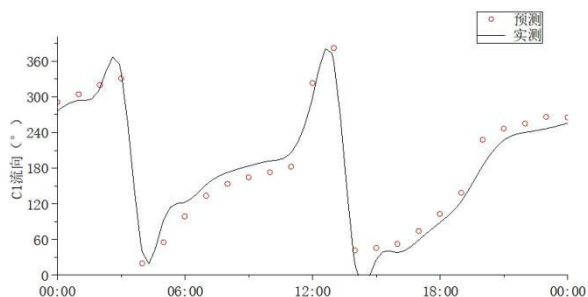
C2 流速验证



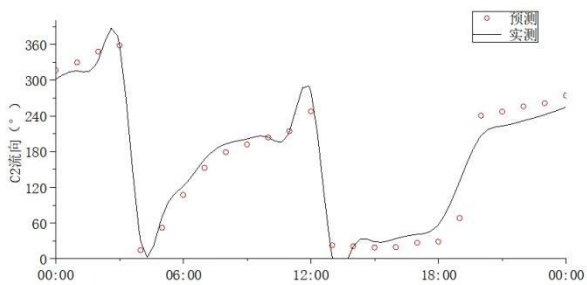
YC1 流速验证



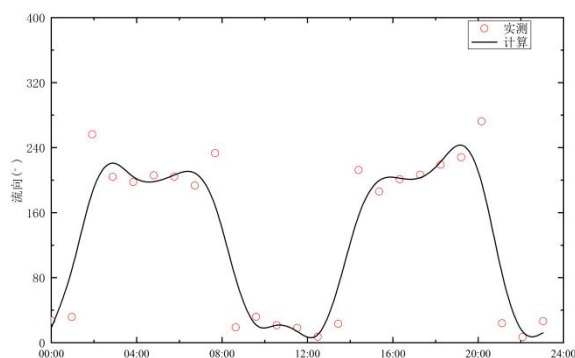
YC2 流速验证



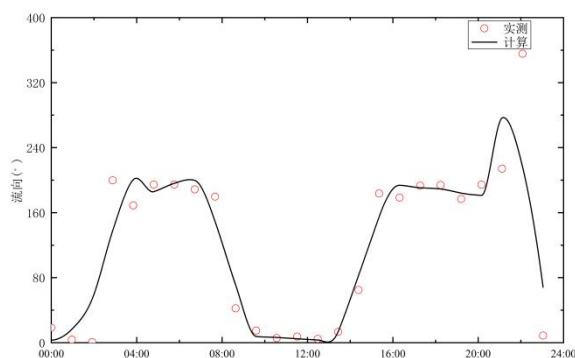
C1 流向验证



C2 流向验证



YC1 流向验证



YC2 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 $0.008 \sim 0.062 \text{ mm}$, 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	*	*	35
KL9-6 WHPA	*	*	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 0.637km^2 ，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 。

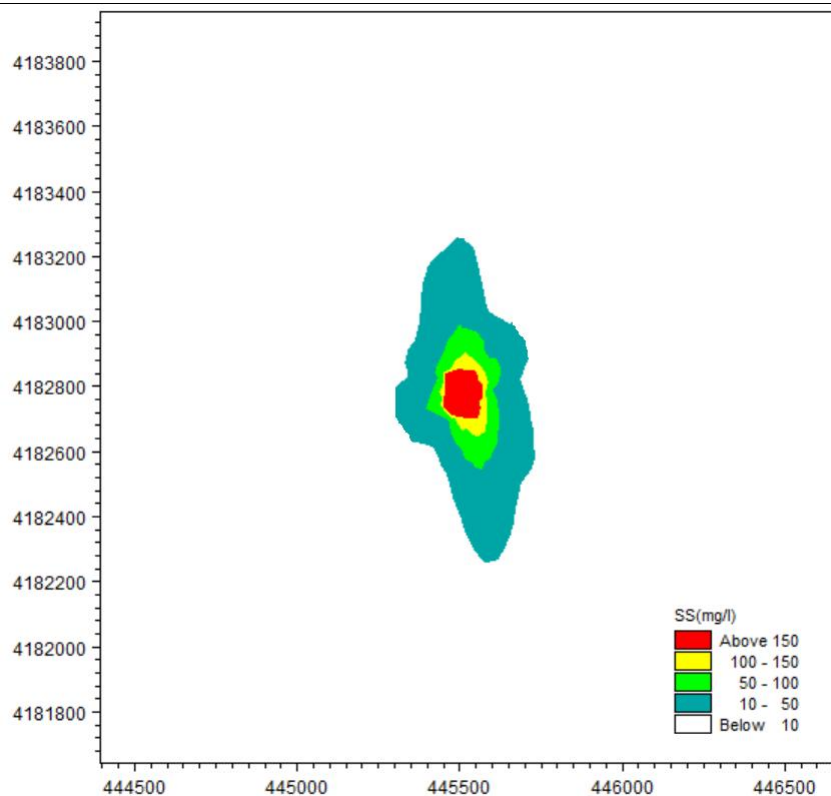
表 7.1-3 钻井液排放预测结果

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		

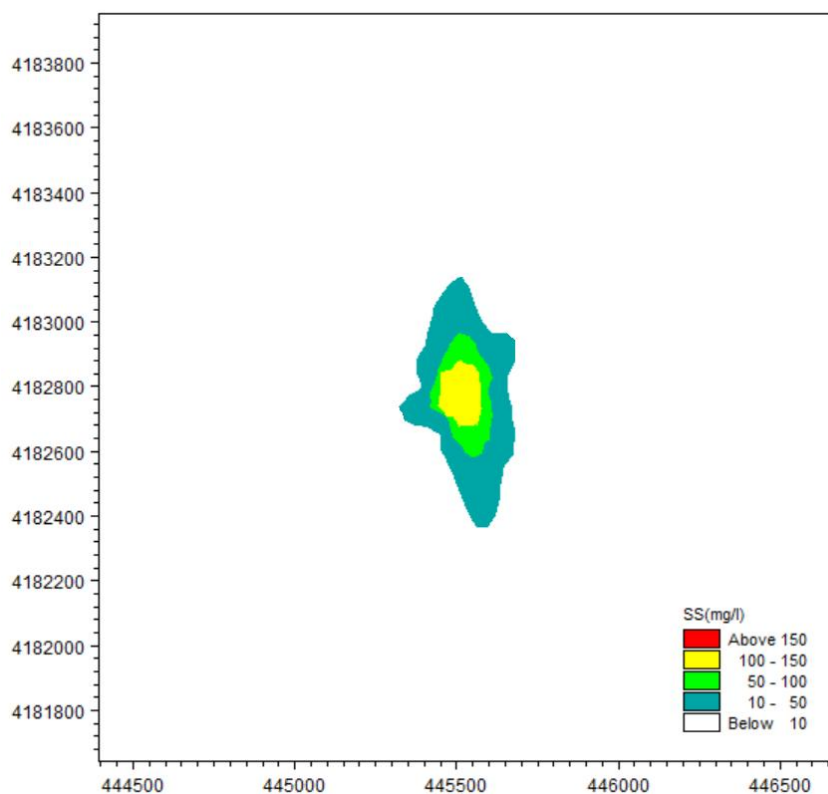
表 7.1-4 钻井液排放浓度区间面积 (km^2)

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 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 ，钻屑最大排放速率为 $64.6\text{m}^3/\text{d}$ ；KL9-6 WHPA 平台包含预留井槽 48 口井共产生钻屑总量为 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 ，钻屑最大排放速率为 $63.2\text{m}^3/\text{d}$ 。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	*	*	64.6
KL9-6 WHPA	*	*	63.2

钻屑粒径分布如表 7.1-6，计算时中值粒径取为 $70\mu\text{m}$ 、 $120\mu\text{m}$ 、 $150\mu\text{m}$ 、 $230\mu\text{m}$ 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

$<105\mu\text{m}$	$105\sim140\mu\text{m}$	$140\sim178\mu\text{m}$	$>178\sim279\mu\text{m}$
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 0.325km^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 0.157km^2 。



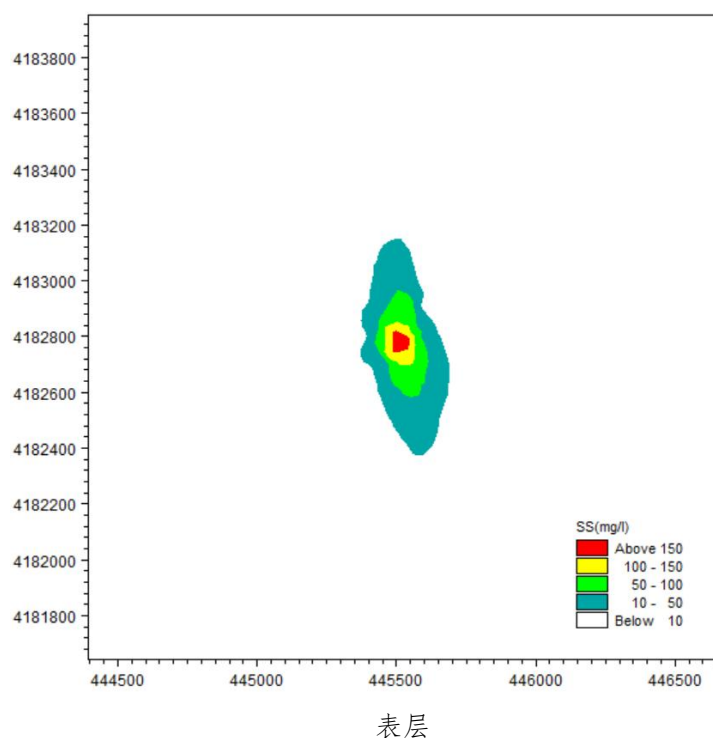
表 7.1-7 钻屑排放预测结果

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（km²）

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。



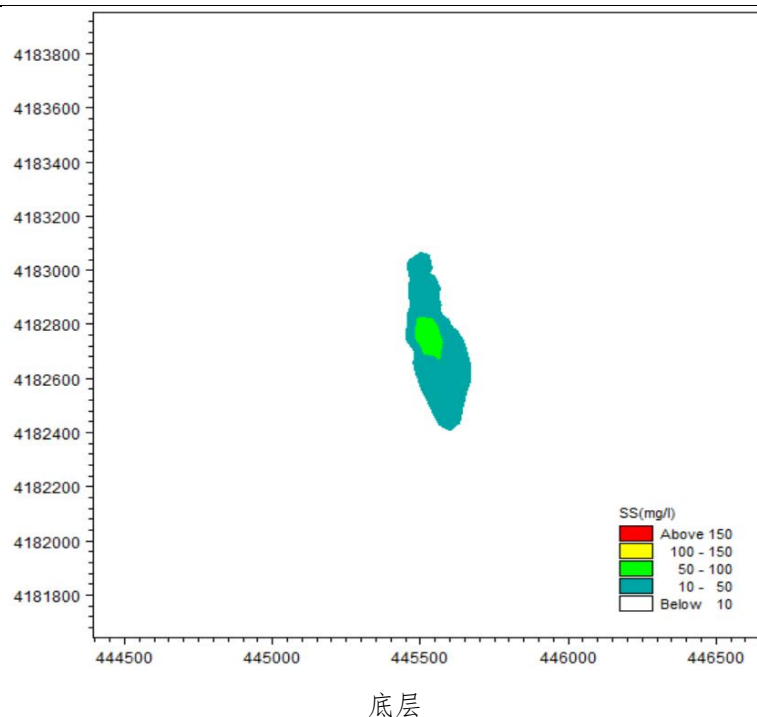


图 7.1-6 KL9-1 CEPA 平台钻屑排放浓度包络线

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线长度及挖沟截面有关，管线越长、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

管线	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）

管线	管线	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。

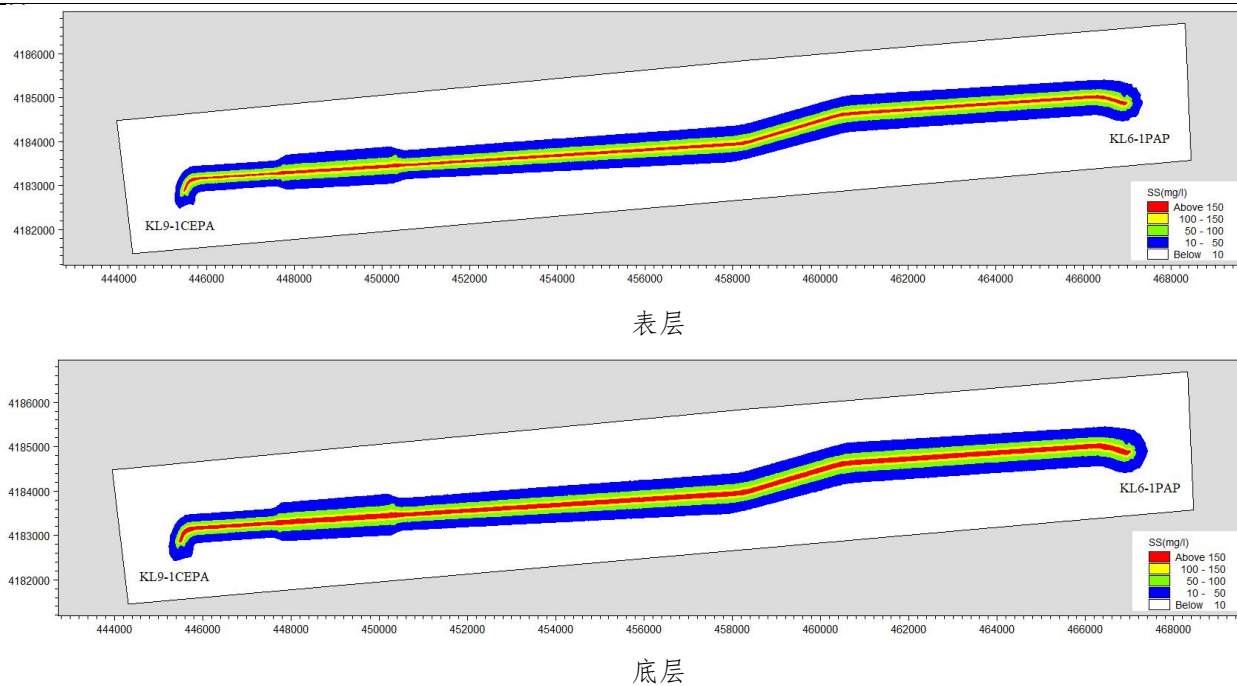


图 7.1-7 KL6-1PAP~KL9-1CEPA 海缆铺设悬浮物浓度包络线

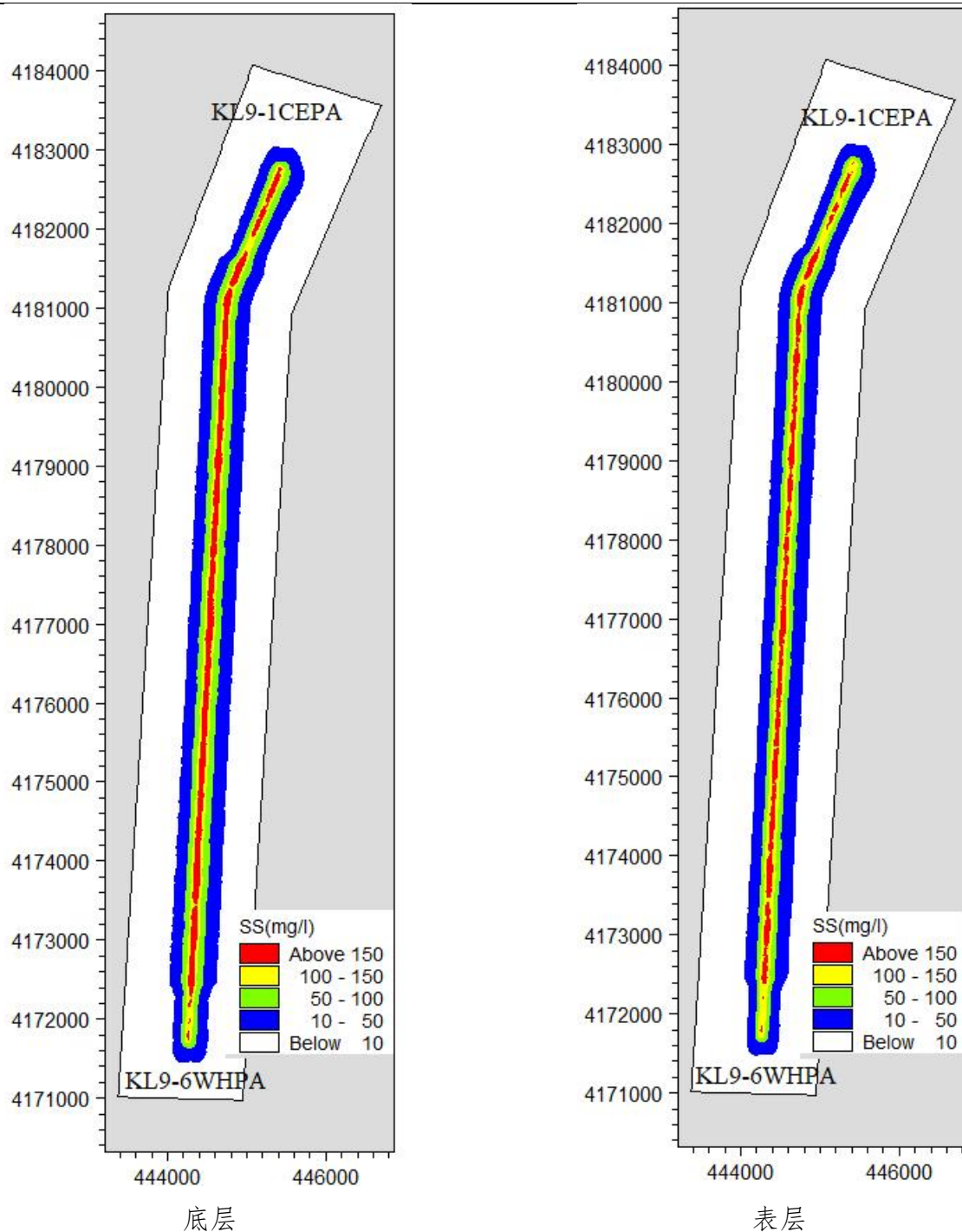
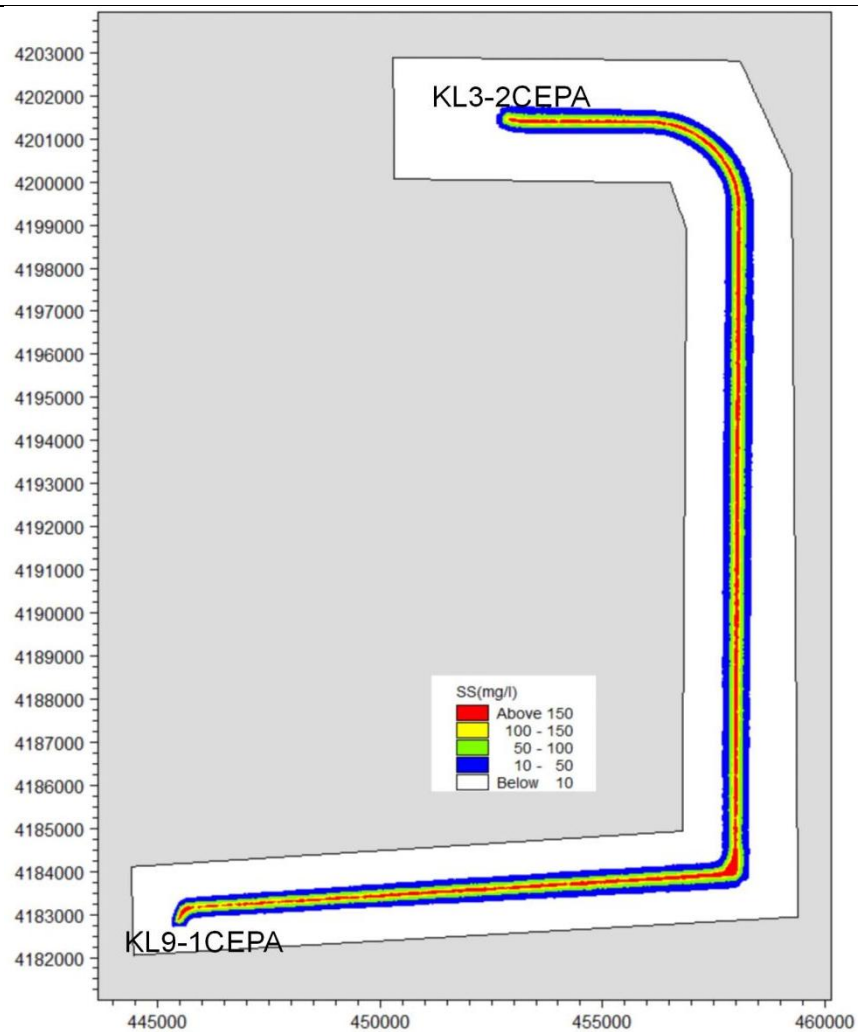
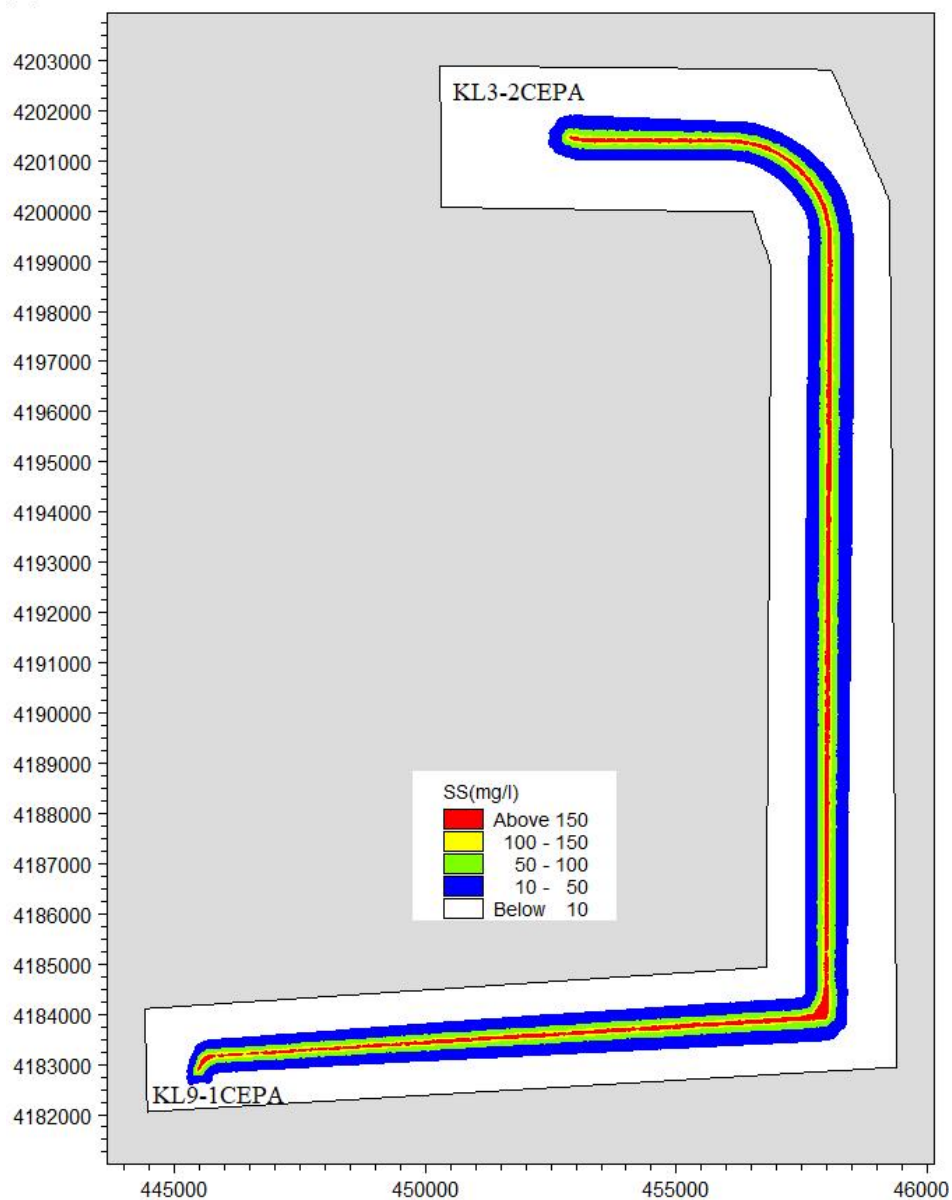


图 7.1-8 KL9-6WHPA~KL9-1CEPA 海管铺设悬浮物浓度包络线



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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物东西向超一(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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物南北向超一(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

管线	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）；kp 为污染物降解系数（1/s）；Cs 为污染物排放源浓度（mg/L）；S 为污染物排放源强（1/s）；Dh、Dv 分别为污染物水平和垂向扩散系数（m²/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 0.35m³，生活污水产生量均约为 50.4m³/d。生活污水经处理合格（COD≤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 2021 年 3-4 月海洋环境质量现状调查，本项目海域表层 COD 平均浓度为 1.38mg/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(>2mg/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。

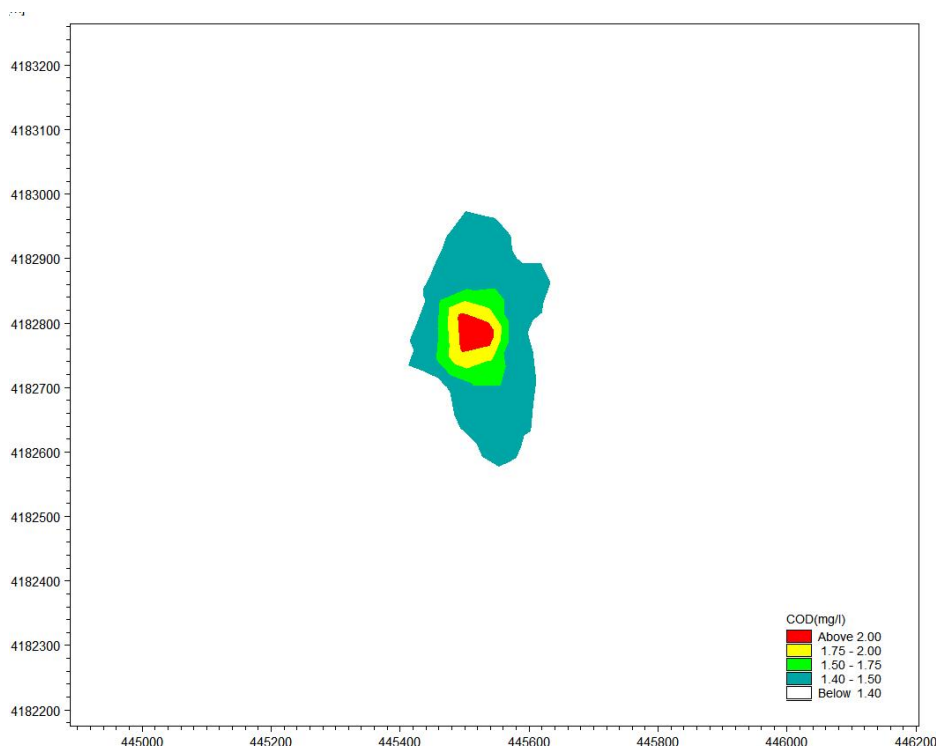


图 7.1-12 KL9-1CEPA 平台 COD 浓度包络线

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	*	3840	48.6

海水盐度预测初始条件为背景浓度值，根据 2021 年 3-4 月海洋环境质量现状调查，本项目海域表层盐度平均值为 27.778，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，排放形成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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。

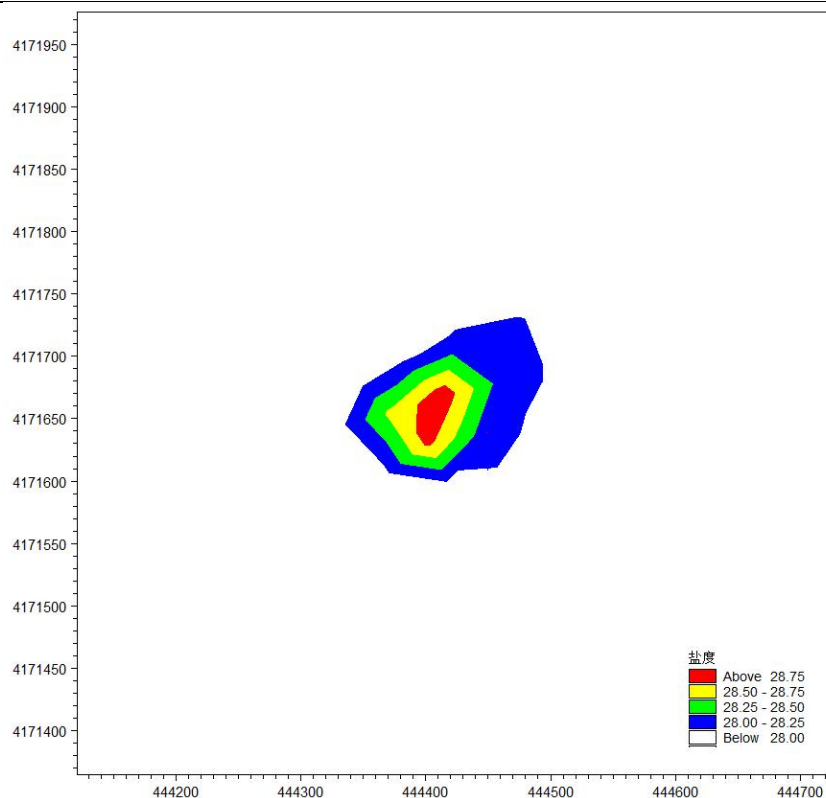


图 7.1-13 MSIU 平台盐度包络线

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线长度及挖沟截面有关，管线越长、挖沟截面越大，悬浮物超标面积越大，最大超一（二）类距离为 0.60~0.72km，海水水质恢复时间为停止作业后 7.0~7.5h。铺设海管/海缆底层超一（二）类包络面积合计为 51.583km²，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。

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，MSIU 平台浓盐水排放形成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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2021年3-4月海洋环境现状调查沉积物中的锌含量平均值 15.18×10^{-6} ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 15.82×10^{-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 海洋生态环境影响评价

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)每平方千米[尾(个)/ km^2]或千克每平方千米 (kg/km^2)；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积， km^2 ；

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

污染物超标准倍数（Bi）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵、仔稚鱼	幼体	成体
Bi≤1 倍（10~20mg/L）	5	5	1
1<Bi≤4 倍（20~50mg/L）	10	10	5
4<Bi≤9 倍（50~100 mg/L）	30	30	15
Bi≥9 倍（≥100mg/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）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[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（km³）。

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

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

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



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

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

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

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	管线	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



油田	管线	层位	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	>100mg/L
		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, 根据管线路由勘察资料, 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; 根据管线路由勘察资料, 垦利 9-1 油田管线路由区水深在 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

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

表 7.5-11 垦利 9-1 油田铺设海管和电缆海洋生物损失

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

7.5.2.4 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100% 的原则计算。根据工程资料, 本项目新建 KL9-1CEPA 平台投影面积为 3862.3m², 新建 KL9-6WHPA 平台投影面积为 4222.3m², 底栖生物密度取 *g/m², 则垦利 9-1 油田和垦利 9-5/6 油田平台占海造成的底栖生物损失分别为 *kg 和 *kg。



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为：鱼卵*粒，仔稚鱼*尾，鱼类幼体*尾，头足类幼体*尾，虾类幼体*尾，蟹类幼体*尾，成体*kg，底栖生物*t，本项目造成的海洋生物资源损失汇总见表 7.5-13。

表 7.5-13 海洋生物资源损失汇总

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。浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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保护红线区造成不利影响。

本项目海管/海缆路由在设计时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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物东西向超一（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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物南北向超一（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，建设单位委托青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司编制了《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 浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75 ，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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 $5\sim 6$ 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

KL9-5/6WHPA/MSIU 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场内；KL9-1CEPA 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场内，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；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。

本项目新建海底管道/电缆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，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，排放的浓盐水造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 1。

综合以上分析可见，位于产卵场的海底管道/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 通航环境影响分析

建设单位委托交通运输部水运科学研究院编制了《垦利 9-1 油田开发项目通航安全影响咨询报告》（2022 年 7 月）和《垦利 9-5/6 油田开发项目通航安全影响咨询报告》（2022 年 7 月），该专题报告内容这里不再重复，仅引用其论证结论。

《垦利 9-1 油田开发项目通航安全影响咨询报告》论证结论如下：

1、工程位于渤海南部海域，新建 1 座 8 腿井口的中心处理平台 KL9-1CEPA，新建 KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 输油海管 1 条，新建 KL6-1PAP 至 KL9-1CEPA 海底电缆 1 条。工程附近水域存在船舶通航，工程的建设将对通航安全产生一定的影响。

2、工程平台距离广利港-东营港航路最近约 1.1nmile，且船舶 AIS 轨迹显示



工程平台周边水域存在船舶通航情形。为保障工程平台运营安全以及周边水域过往船舶安全，建议加派油田守护船在工程平台附近水域进行守护；工程平台建成后，及时申请划定平台安全区；24h 不间断安全值守；充分利用工程平台配置的 AIS、VHF，以及建设单位已建的渤海油田雷达及 AIS 预警系统等各种通航安全保障设施，引导过往船舶安全通过工程水域。

3、参考国外投锚试验结果，工程海管/电缆 2.0m 的设计埋深基本可以保障海管/电缆的安全。

4、工程海管/电缆铺设完成后，建设单位应及时申请设置安全保护区，并加强工程海管/电缆的日常巡查。

5、工程完工后，建设单位应及时向海事主管机关申请发布航行通（警）告，并把工程基本参数（坐标、标识等）提交给海事主管机关，以便发布航行通告并更新相关海图和图书资料。

《垦利 9-5/6 油田开发项目通航安全影响咨询报告》论证结论如下：

1、工程位于渤海南部海域，新建 1 座热采井口平台 KL9-6 WHPA，租用 1 座移动注热平台 MSIU，两平台通过栈桥连接；新建 KL9-6 WHPA 至 KL9-1 CEPA 海底管道、海底电缆各 1 条。工程附近水域存在船舶通航，工程建设将对通航安全产生一定的影响。

2、船舶 AIS 轨迹显示周边水域存在船舶通航情形。为保障工程平台运营安全以及周边水域过往船舶安全，建议加派油田守护船在工程平台附近水域进行守护；工程平台建成后，及时申请划定平台安全区；24h 不间断安全值守；充分利用工程平台配置的 AIS、VHF，以及建设单位已建的渤海油田雷达及 AIS 预警系统等各种通航安全保障设施，引导过往船舶安全通过工程水域。

3、工程海管/电缆铺设完成后，建设单位应及时申请设置安全保护区，并加强工程海管/电缆的日常巡查。

4、工程完工后，建设单位应及时向海事主管机关申请发布航行通（警）告，并把工程基本参数（坐标、标识等）提交给海事主管机关，以便发布航行通告并更新相关海图和图书资料。

7.8 水文动力环境影响分析

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。

7.9 地形地貌与冲淤环境影响分析

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域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。



8 环境风险分析与评价

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），结合本项目情况，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	一	二	三	简单分析

根据本章第 8.2 节分析可知，本项目风险潜势为 III 级别。确定垦利 9-1 油田及垦利 9-5/6 油田开发工程环境风险评价等级为二级。



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。因此，参考周边建设项目溢油漂移数值预测结果及本项目溢油应急响应时间，确定本项目海上风险事故状态下以新建 KL9-6WHPA 为中心，半径 101km（平均风况下油膜 72h 扩散距离）的范围为环境风险重点评价范围。考虑到本项目周边敏感目标分布情况，环境风险评价范围将适当扩大，扩展至沿岸海域。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），本项目存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的源为风险源。本项目风险源包括新建平台、新建海底管道中的原油和天然气，见表 8.2-1 及表 8.2-2。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（平台）

风险源	环境风险源名称	平台概述
新建平台	KL9-1CEPA	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	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。
	MSIU	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。



表 8.2-2 环境风险源汇总表（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

8.2.2 环境敏感目标调查

项目附近海域主要环境敏感目标详见本报告第四篇。

8.2.3 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 8.2-3 确定本项目的环境风险潜势。

表 8.2-3 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

8.2.3.1 危险物质及工艺系统危险性分级确定

a. 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) $Q \geq 100$ 。

表 8.2-4 新建设施危险源识别结果

类型	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i	识别结果
KL9-1CEPA	原油	240	2500	0.096	是
	天然气	0.65	10	0.065	
	燃料油	65	2500	0.026	
KL9-6WHPA	原油	67	2500	0.0268	
	天然气	0.5	10	0.05	
	燃料油	108	2500	0.0432	
MSIU	原油	56	2500	0.0224	
	天然气	0.63	10	0.063	
	燃料油	110	2500	0.044	
KL9-6WHPA 至 KL9-1CEPA 海底混输管道	原油	213	2500	0.0852	
	天然气	1.2	10	0.12	
KL9-1CEPA 至 KL3-2CEPA 海底输油管道	原油	2500	2500	1	
合计 $Q = 1.6416$				$1 \leq Q < 10$	

b. 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 8.2-5 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 8.2-6。

表 8.2-5 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、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺 (氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解 (裂化) 工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工工艺	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



行业	评估依据	分值
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 8.2-6 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

c. 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 8.2-7 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 8.2-7 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

本项目危险物质与临界量比值为 $1 \leq Q < 10$ ，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 P4。

8.2.3.2 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 8.2-8。其中地表水功能敏感性分区见表 8.2-9 和环境敏感目标分级见表 8.2-10。根据表 8.2-8 确定，本项目位于环境高度敏感区 E1。

表 8.2-8 地表水环境敏感程度分级

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



表 8.2-9 地表水功能敏感性分区

敏感性	评估依据
敏感 F1	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅱ类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24h 流经范围内涉跨国界的。
较敏感 F2	排放点进入地表水水域环境功能为Ⅲ类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨省界的。
低敏感 F3	上述地区之外的其他地区。

表 8.2-10 环境敏感目标分级

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

8.2.3.3 本项目环境风险潜势初判

根据表 8.2-3，本项目危险物质及工艺系统存在轻度危害 P4，位于环境高度敏感区 E1，环境风险潜势应为 III 级。

8.2.3.4 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 8.2-11 确定评价工作等级。



表 8.2-11 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

根据上述分析可知，本项目风险潜势为 III 级别。基于上述结果，确定本项目环境风险评价等级为二级。

8.3 风险识别

8.3.1 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 8.3-1、表 8.3-2 及表 8.3-3。

表 8.3-1 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			
毒理性质	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 8.3-2 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：强氧化机、卤素	
	临界压力（MPa）:4.59		临界温度（℃：）-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-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。			
	毒理性质	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℃。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 8.3-3 燃料油理化及危险性质

标识	内容				
	中文名称	A 燃料油		英文名称	A Fuel oil;
理化特性	外观与气味	黄色液体			
	溶解性	不溶于水		倾点 (°C)	≤-10
	冷滤点 (°C)	冬季	-13~-7	密度 (g/cm ³) (15°C)	0.84
		夏季	-3~3		
	馏程 (°C)	90%	≤350	闪点 (°C)	70~130
		95%	≥320	运动粘度 mm ² /s (50°C)	2~4
	主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。			
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。			
	活性反应	与强氧化剂反应。			
	禁忌物	强氧化剂。			
	侵入途径	吸入，食入。			

8.3.2 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 8.3-4。

表 8.3-4 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）

8.4 风险事故情形分析

8.4.1 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 8.4-1。

表 8.4-1 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 8.5 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 8.5 节。
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。



阶段	油气泄漏 事故原因	油气泄漏事故情形分析
	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。

8.4.2 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。

8.4.2.1 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 8.4-2。

表 8.4-2 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。

8.4.2.2 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 8.4-3 及表 8.4-4。

表 8.4-3 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 8.4-4 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}

8.4.2.3 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。

8.4.2.4 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 8.4-5。

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 8.4-6。

表 8.4-5 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



管道	类别	泄漏概率	单位
	钢管-管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

表 8.4-6 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^{-3}	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}

8.4.2.5 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 8.4-7。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 8.4-7 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。

8.4.3 油气泄漏事故后果分析

8.4.3.1 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 180m³。

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 8.4-8。

表 8.4-8 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	180
输油软管破裂或误操作	燃料油	5

8.4.3.2 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 132m³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 57m³~130m³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 8.4-9。



表 8.4-9 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

8.4.3.3 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 132m³。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。

8.5 地质性溢油风险分析及防范措施(保密)

8.6 浅层气风险分析及防范措施(保密)

8.7 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。

8.7.1 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 为风向， θ 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。

8.7.2 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。

8.7.3 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：

$\text{API 度 (15.5°C)} = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5$ ， 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%；



0—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。

8.7.4 溢油量及溢出方式

根据第 8.4.3 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（分别用于报警和应急关断，当压力低于压力低设定值时变送器报警，当压力低于压力设定值时关断阀关断）等仪表阀门设备。关断阀采用整体锻造设计、泄漏等级可到 ISO5208B 级、在泄漏情况下具备 DBB（双隔离双泄放）等功能以外，还要求具有 API6FA/607 防火（在支持高温 750 至 1000℃条件下可运行至少半个小时）、以及至少满足 SIL2 级安全级别（事故率控制在 0.01%以下）等特点。管道大量泄漏时，压力变送器首先低报警，当达到低报警设定值时，连锁关停 SDV 阀门，即压力变送器响应（毫秒级）到中控动作（毫秒级），再到关断阀门关闭（最大 9 秒）。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：

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（ $1\text{bbl} \approx 0.159\text{ m}^3$ ）；

V_{pipe} 为管段体积， ft^3 （ $1\text{ft}^3 \approx 0.0283\text{ m}^3$ ）；

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；

$V_{\text{pre-shut}}$ 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（ $V_{\text{pre-shut}}$ ）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：

$$V_{\text{pre-shut}} = Q_L \cdot t$$

式中：

Q_L ——液体泄漏速率， m^3/s ；

t ——泄漏时间，s。

本项目新建 KL9-6 WHPA 平台最大产液量约为 $96.4 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2037 年，约为 $0.03 \text{m}^3/\text{s}$ ），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 1m^3 。

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 8.7-1。

表 8.7-1 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
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。



8.7.5 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 8.7-2。

表 8.7-2 工程海域风场

8.7.6 预测结果

8.7.6.1 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 8.7-1；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 8.7-2、图 8.7-3。

图 8.7-1 海底管道溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.7-2 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹（1）

图 8.7-3 海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹（2）

8.7.6.2 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 8.7-3 和表 8.7-4。

表 8.7-3 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
漂移距离(km)	80.5	89.3	44.5	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)	390.5	490.6	287.7	346.9	558.3	515.1	416.3	499.2
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
首次抵岸前残余油量(%)	--	--	46.9	--	--	--	--	--
残存油量(%)	43.2	42.7	--	44.8	42.8	43.4	43.8	42.2



表 8.7-4 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
漂移距离(km)	69.5	60.1	19	171.3	158.9	150.9	100.9	71.5
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)	262.9	273.5	111.7	1105.1	882.3	991.7	594.5	357.0
抵岸时间(h)	44.2	33.8	13.5	--	--	--	49.1	38.1
首次抵岸前残余油量(%)	43.7	43.8	48.0	--	--	--	41.0	42.8
残存油量(%)	--	--	--	38.9	39.0	39.3	--	47.8

8.7.6.3 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 8.7-5。

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。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 8.7-5 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	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	21.9
	东营莱州湾蛭类生态国家级海洋特别保护区	22.7km/SW	NE/21.72	12.6
国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国	2.6km/S	N/18.91	1.6



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
产种质资源保护区	国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区			
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	5.5
	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	3.2

8.8 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。

8.8.1 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中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。建设单位将编制项目溢油应急计划，并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率很低，油气泄漏事故可防可控。



8.8.2 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。

8.8.2.1 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。

8.8.2.2 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计划，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。



8.8.3 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，制定科学的应急计划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。

8.8.3.1 制定溢油应急计划

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计划，并将溢油应急计划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，编制的应急计划应与《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 8.8-1 和图 8.8-2。

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。

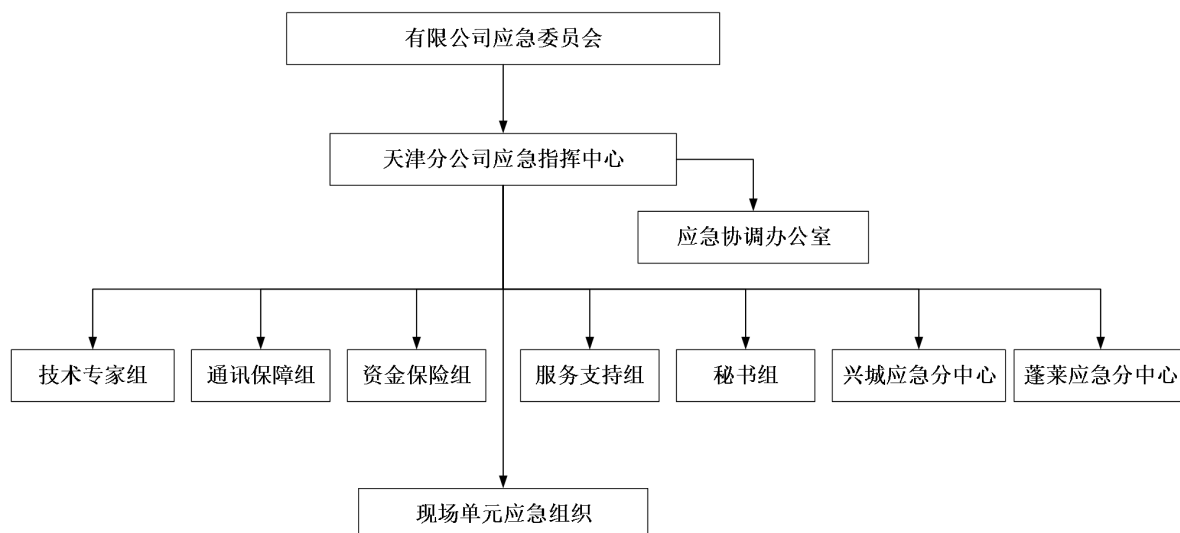


图 8.8-1 建设单位应急组织机构图

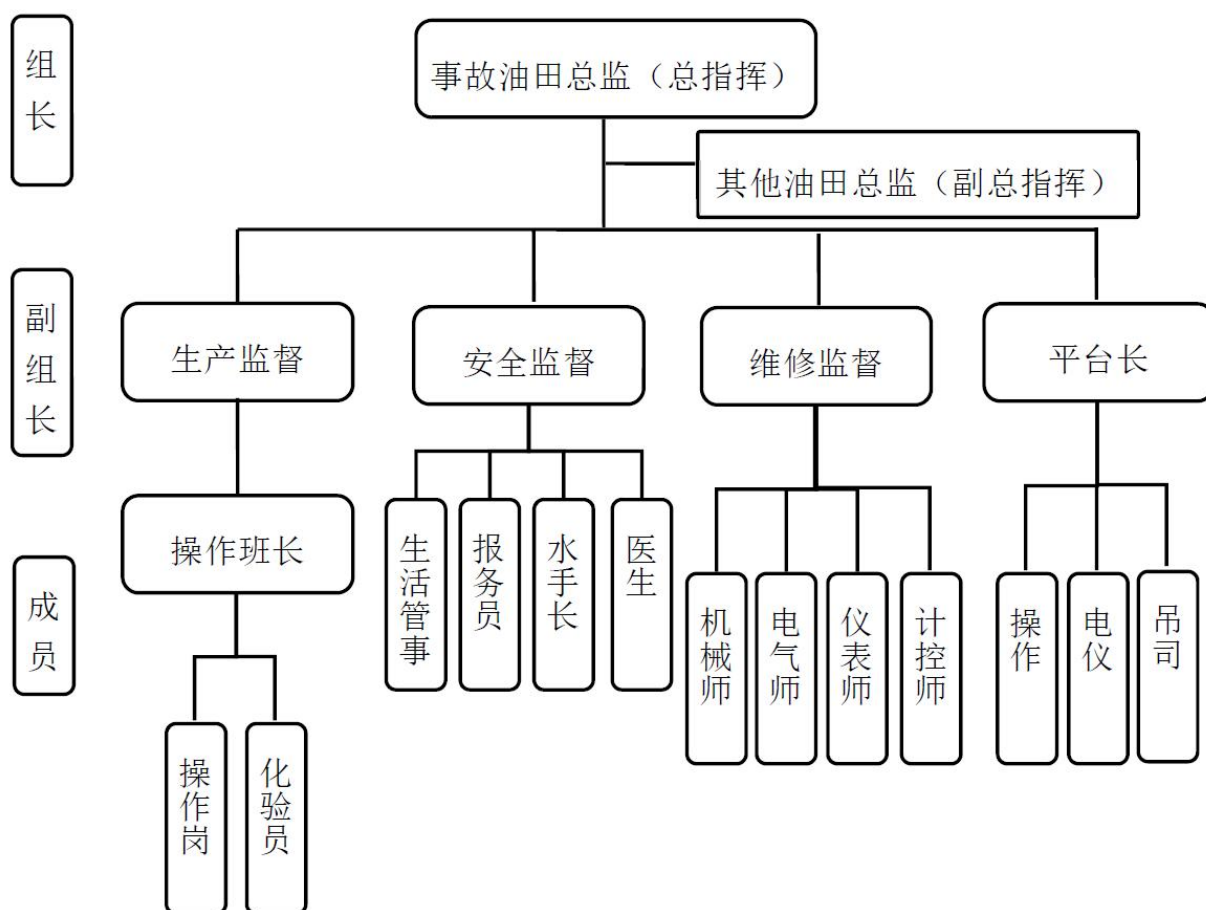


图 8.8-2 建设单位溢油应急联络流程图

- 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。

8.8.3.2 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计划启动应急响应，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。

8.8.3.3 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计划；
- 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计划清理海面原油，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。

8.8.4 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。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏引发的原油污染事故。

8.8.4.1 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。

8.8.4.2 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。

8.8.4.3 采取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，跟踪管线的腐蚀速度；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。

8.8.4.4 海底管道埋深、壁厚等设计方案可行性

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。

8.8.4.5 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



监视。

图 8.8-3 新建平台防溢油监测系统示意图

8.8.4.6 新建海底管道配备实时泄漏监测装置

本项目计划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/监测设备安装在管线两端，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 8.8-3。

图 8.8-4 海底管道泄漏监测装置示意图

8.8.5 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计划，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 8.8-5 本项目附近溢油应急资源分布图

8.8.5.1 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 8.8-1 及表 8.8-2。

表 8.8-1 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



序号	名称及规格	数量
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 8.8-2 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 8.8-3。

表 8.8-3 周边油气田可调用的溢油应急设备

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 8.8-4。



表 8.8-4 其他可借用的外部溢油应急设备配置表

8.8.5.2 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 8.8-6、图 8.8-7。

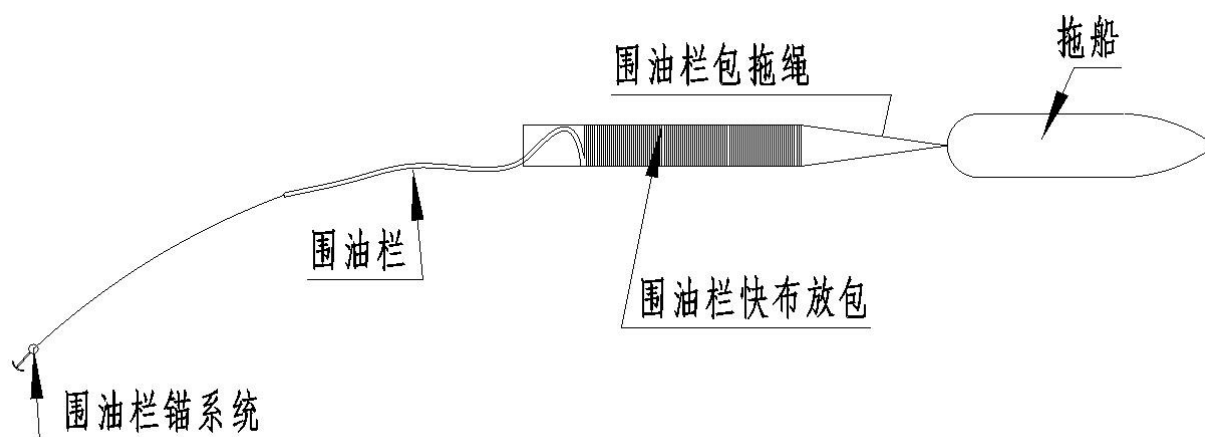


图 8.8-6 快速布放式围油栏布放示意图（1）

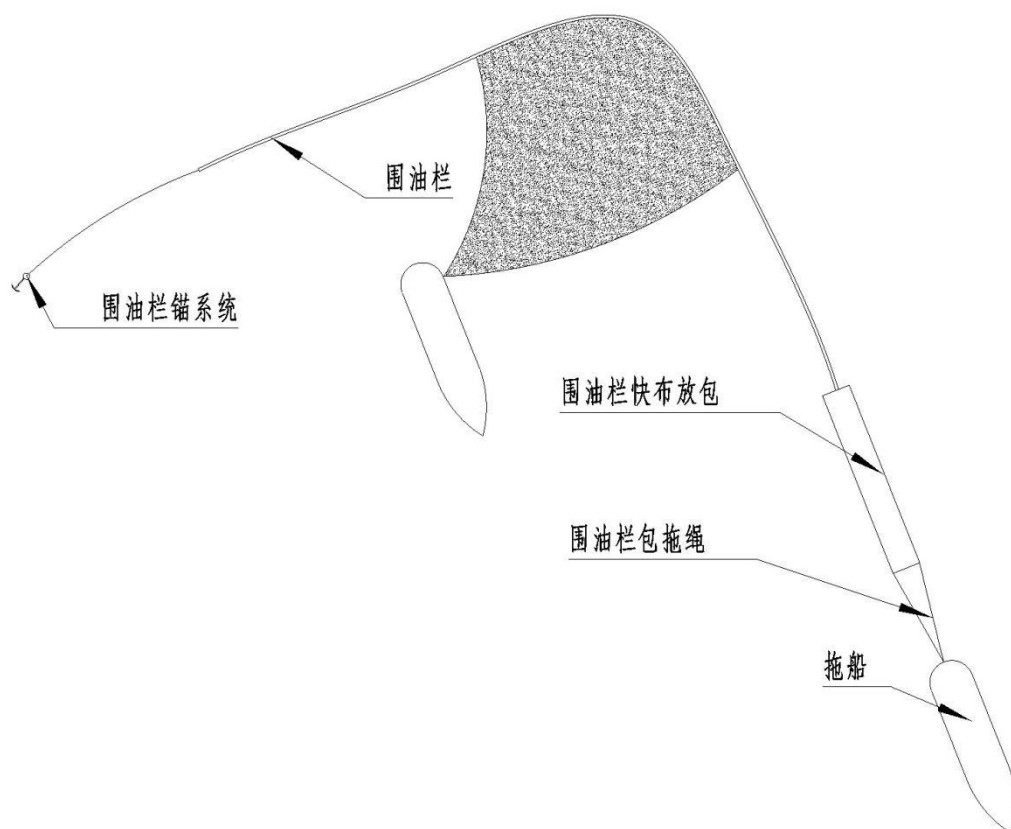


图 8.8-7 快速布放式围油栏布放示意图（2）

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 KL9-1CEPA 平台及新建 KL9-6WHPA 平台各配置有 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、东营陆地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 8.8-5。

表 8.8-5 本项目周边油田应急响应时间

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*km，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*km，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*km，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 8.8-6。

表 8.8-6 天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间

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 KL9-1CEPA 平台及新建 KL9-6WHPA 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。



8.8.5.3 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：

$$\sqrt[3]{D_0^3 + \frac{24}{\pi} K(\rho_w - \rho_o) V_0 t \frac{\rho_o}{\rho_w}}$$

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 $12\text{m}^3/\text{h}$ 。

（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 8.8-7。

表 8.8-7 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	60	380	1206	1000	2646	
	临时储存能力（m ³ ）	144	40	103	1056	2944	4143	

根据表 8.8-7，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。

8.9 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，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非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将新编制溢油应急计划，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 平台附近海底管道处发生溢油，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 KL9-1CEPA 平台及新建 KL9-6WHPA 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 4.2 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。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 油田开发工程发生油气泄漏的概率较低。本项目将新编制溢油应急计划并备案，新建平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产与总量控制

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线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 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、管线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		$\geq 60\%$	$\geq 60\%$	1	
		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	$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		10					
		5								
本项目清洁生产综合评价指数 (P)：P=0.6P1+0.4P2；其中						P=100				
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 环境风险分析与评价”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，作业过程间歇性检测达标后排海，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： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ ）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。

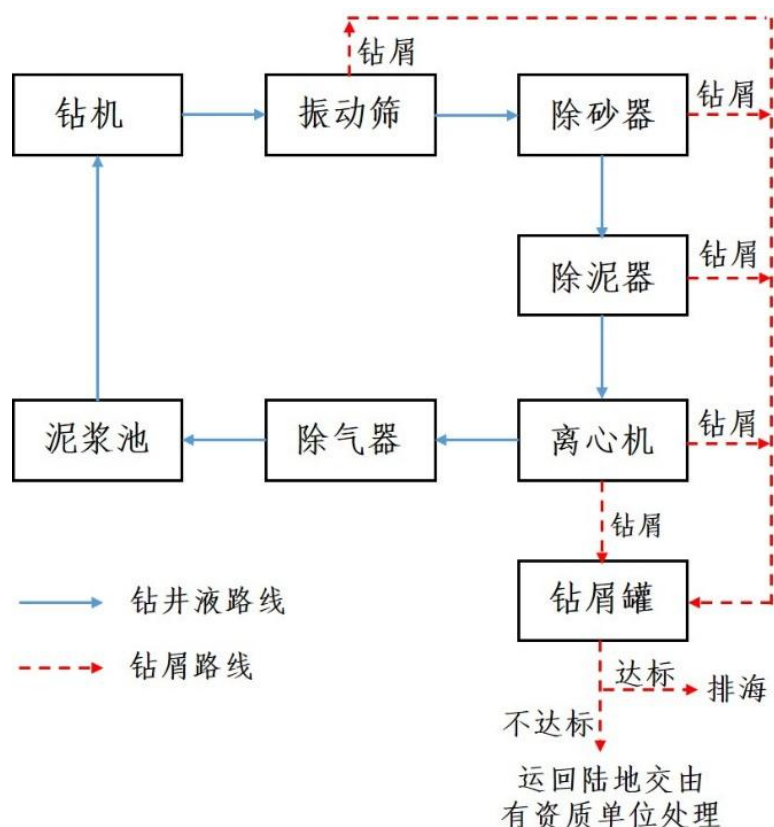


图 10.1-1 钻井液循环系统工艺流程示意图

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或平台的泥浆池中，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的企业处理。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，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（2022 年修改通报）》的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶，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+溶气式气浮单元+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+溶气式气浮单元+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 $14160\text{m}^3/\text{d}$ 。

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，项目产生的含油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，同时为海管置换/预热提供最大量为 $60\text{m}^3/\text{h}$ 的置换/预热用水。区域的水源井水满足注水量缺口。

在 2032 到 2044 年，项目产生的含油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）。

综上所述，因此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 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、管线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线进入开式排放罐，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、管线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

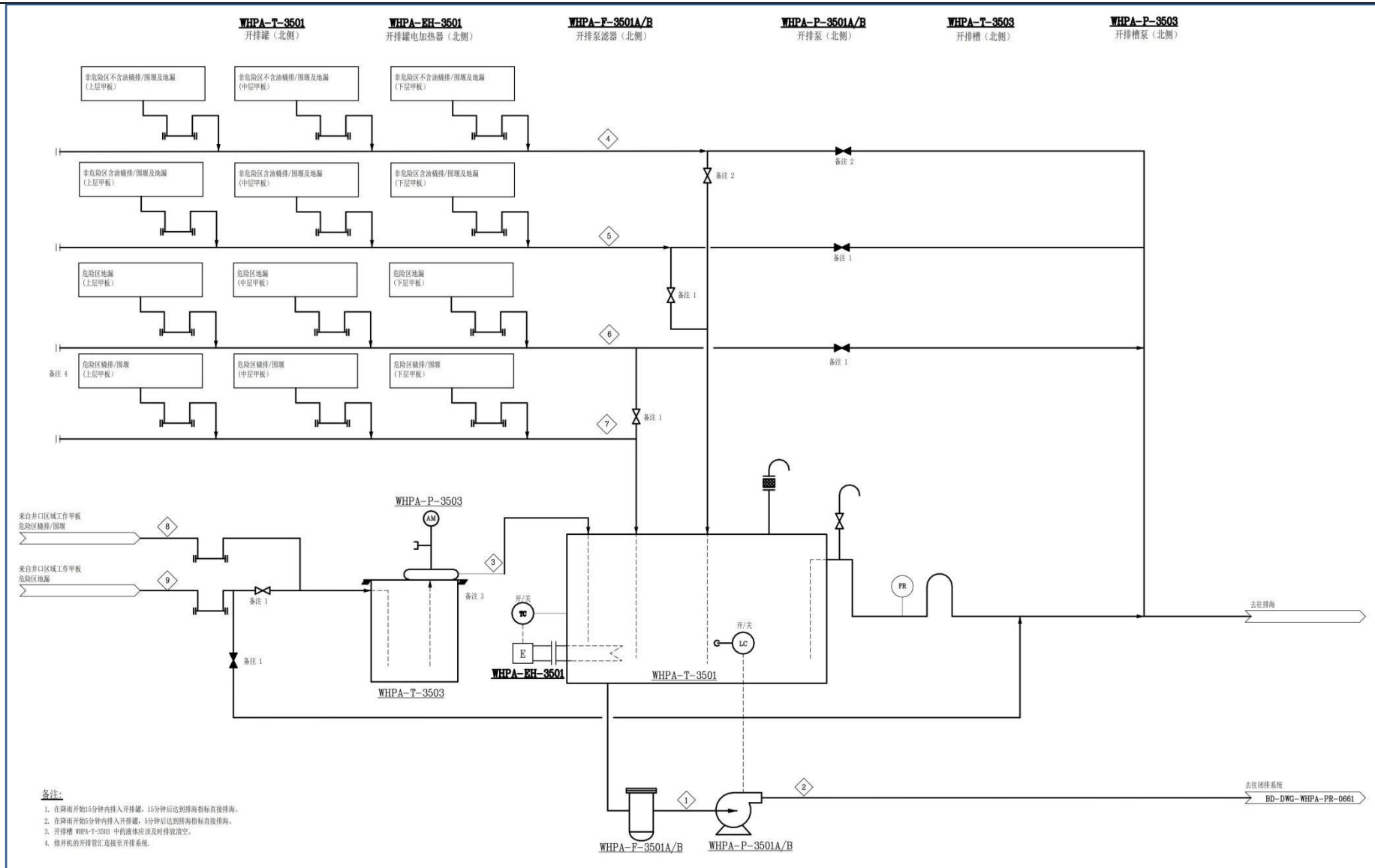


图 10.2-3 KL9-6WHPA 平台开排系统工艺流程

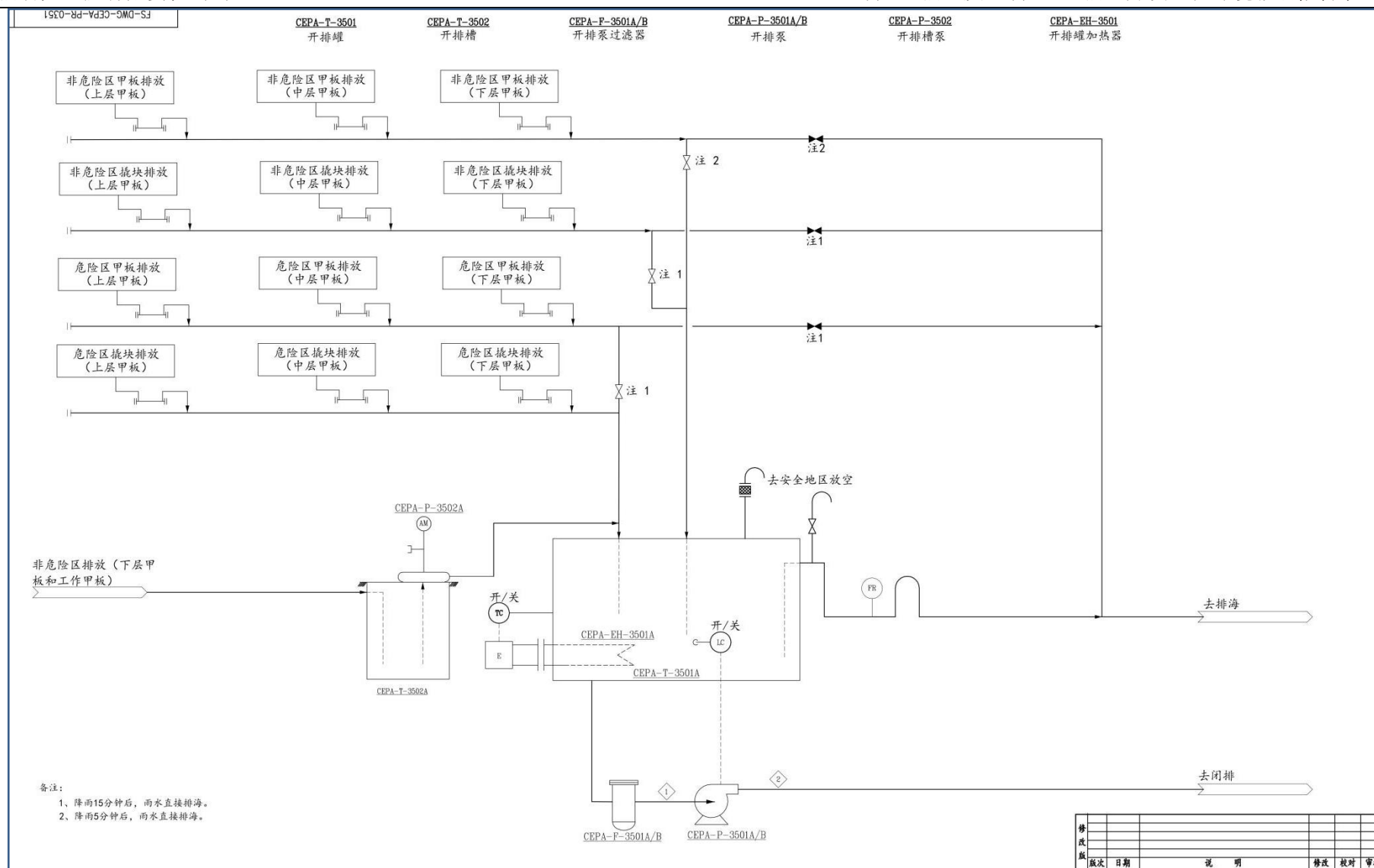


图 10.2-4 KL9-1CEPA 平台开排系统工艺流程

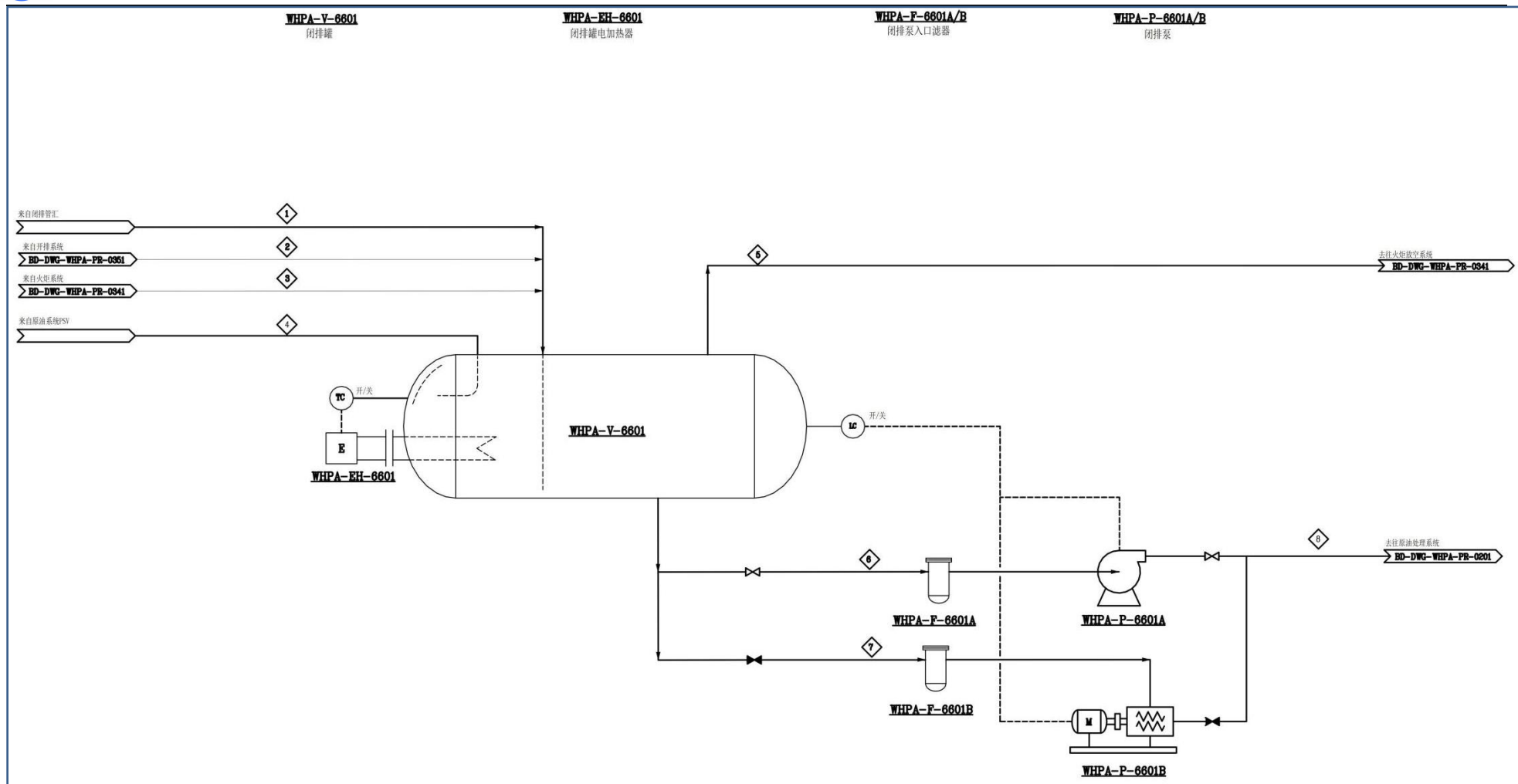


图 10.2- 5 KL9-6WHPA 平台闭排系统工艺流程

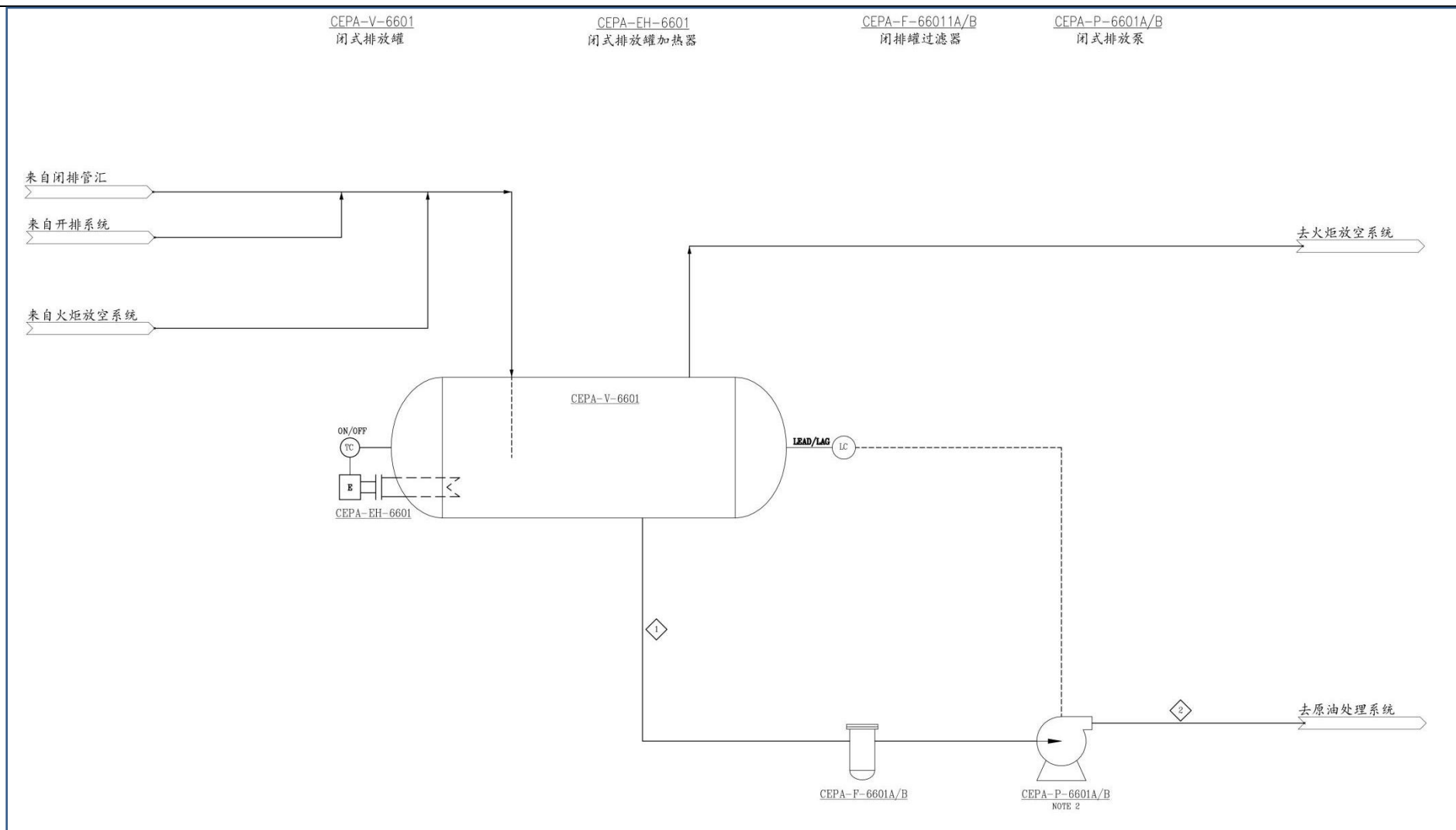


图 10.2-6 KL9-1CEPA 平台闭排系统工艺流程



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，多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。

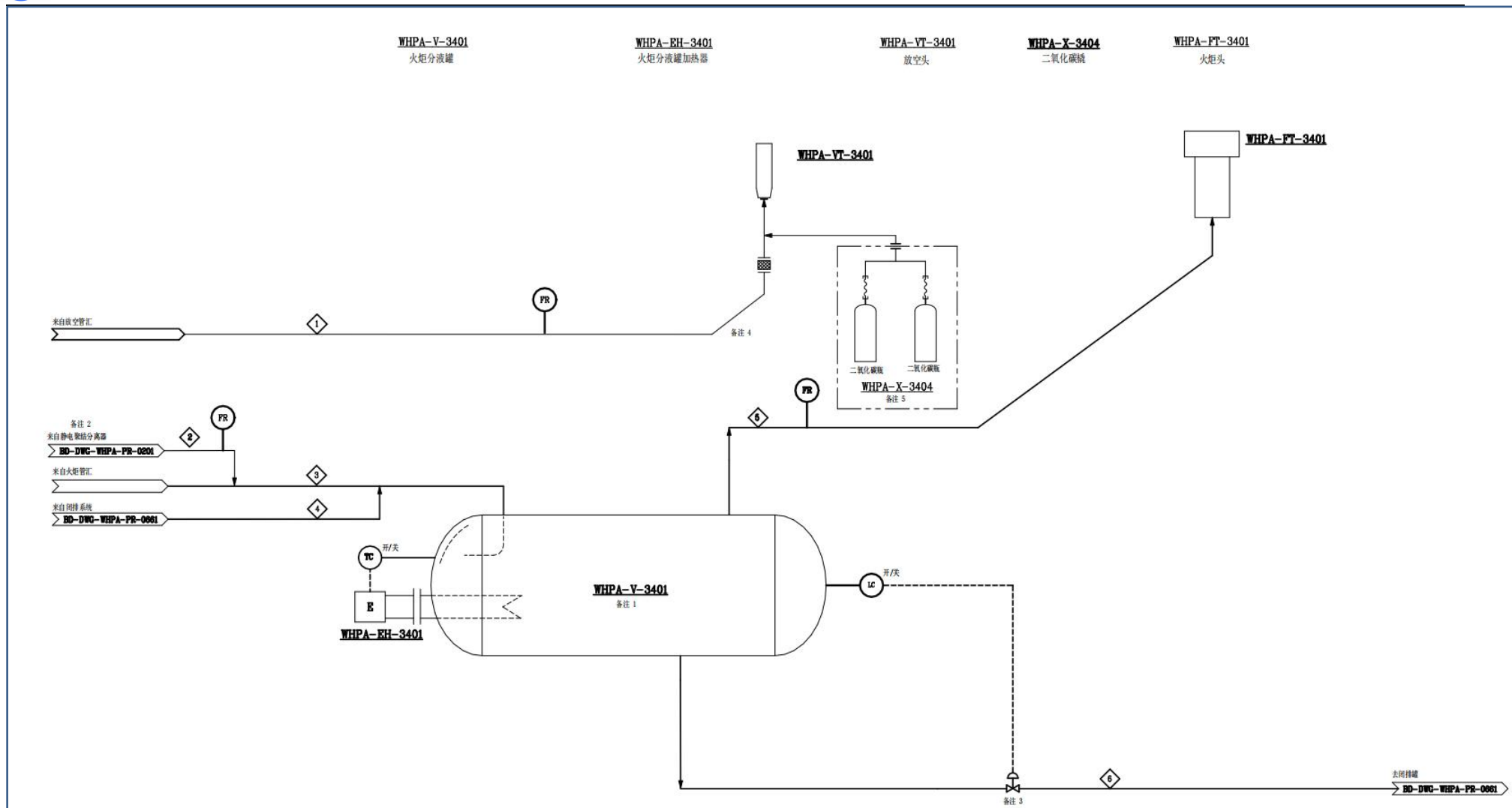


图 10.2-7 KL9-6WHPA 平台火炬系统工艺流程

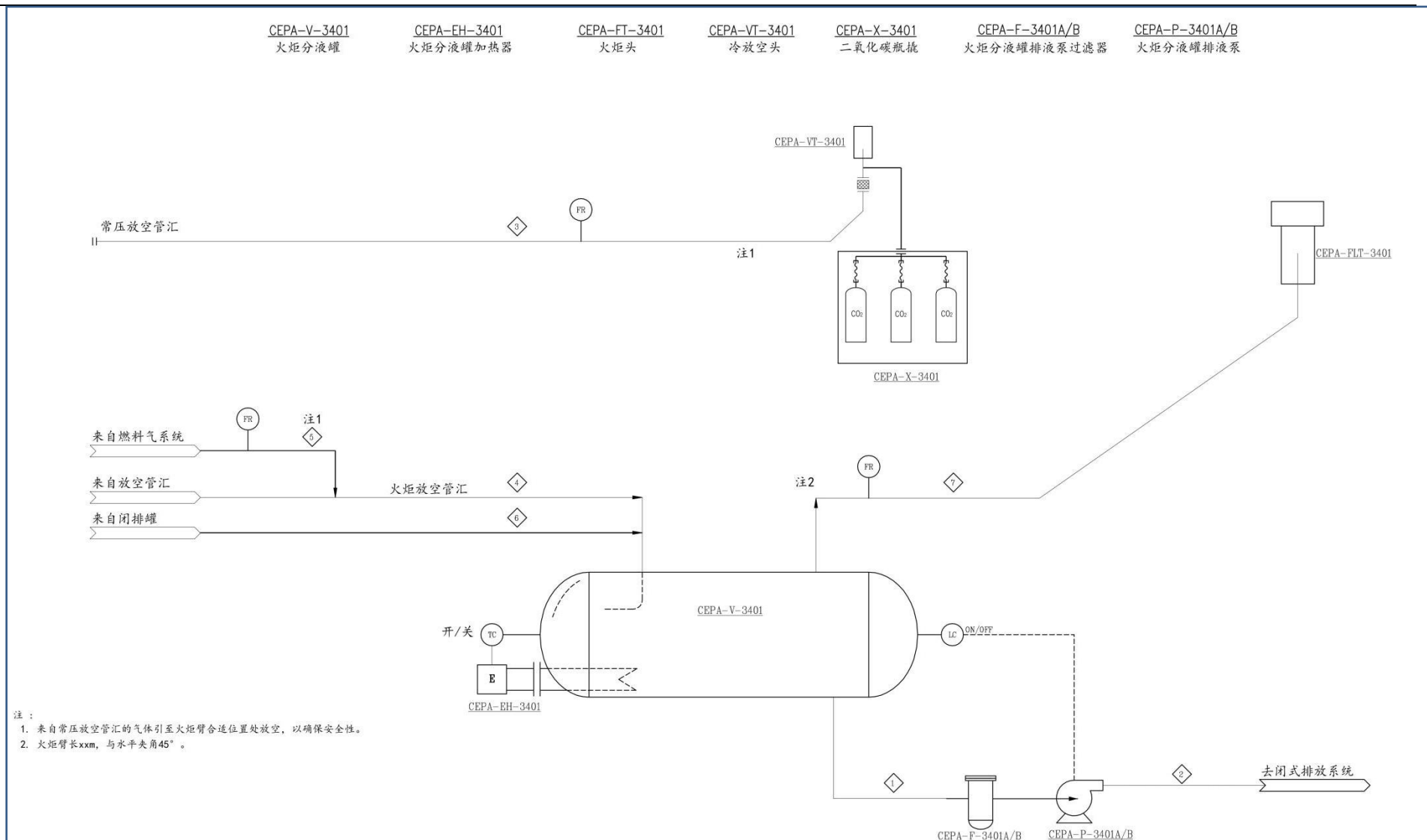


图 10.2-8 KL9-1CEPA 平台火炬系统工艺流程



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。

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；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 18379m³，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 820m^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) 施工时加强瞭望、跟踪监视和巡视，发现鱼群集中分布时，通过减少钻井液和钻屑的排放速率，短期停止铺管缆施工作业，等待鱼群通过后再开展铺管缆施工作业。

(4) 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 海洋生态修复与补偿费用

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*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
褐牙鲈	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。

10.4 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 10.5-1 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、管线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，	



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
				同步投入生产使用。	
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，多余黑水处理达标后（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 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头燃烧放空，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。			



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
生态补偿	人工增殖放流等,其经费应纳入环保投资预算。	根据本项目造成的海洋生物资源损失,应采取适当的生态恢复或补偿措施。	按照海洋渔业行政主管部门的要求,确定增殖放流的品种和数量、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。	工程附近海域;在施工完成后,在专业单位建议的时间内完成。	由建设单位负责落实,可委托专业单位完成。



表 10.5-2 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、管线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头燃烧放空,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、溢油应急计划、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

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*亿元，环保投资额为*万元，环境保护投资占工程投资比例为：

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

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*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*t，按原油*元/t 计算，折合经济价值约*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*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*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。

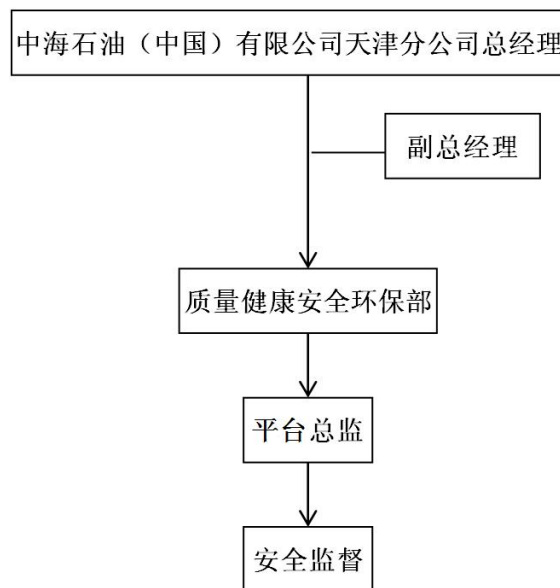


图 12.1-1 中海石油（中国）有限公司天津分公司环境保护管理机构图

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。

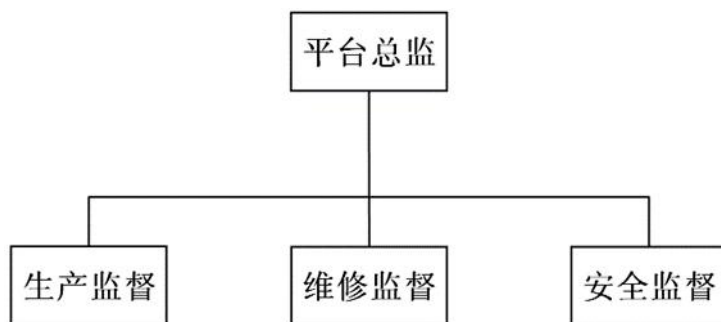


图 12.1-2 平台组织机构图

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计划、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 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

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：本项目位于山东东营黄河口生态国家级海洋特别保护区内，在该保



护区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：参考《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）的监测要求及保护区的功能分区，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

建议将本次环评春秋两季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，对保护区内生态环境变化趋势进行评价。

图 12.2-1 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，跟踪管线腐蚀速度；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。

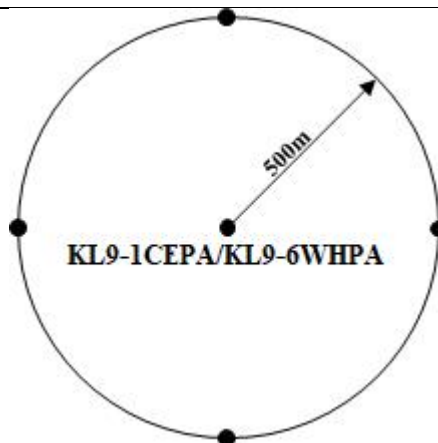


图 12.2-3 KL9-1CEPA/KL9-6WHPA 平台海洋环境监测站位布设示意图

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 评价结论与建议

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 *km，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 部分穿越广利港-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 1.5-2m，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 1.5-2m，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*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 *m³/a；垦利 9-5/6 油田开发工程高峰年产油量 *m³/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 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；包含预留井槽 48 口井产生钻屑总量为 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；包含预留井槽 52 口井产生钻屑总量为 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（10.11~12.78）kg/s，海



缆悬浮物产生速率为 $(10.14-12.67)\text{kg/s}$ 。施工阶段船舶含油污水产生量约 820m^3 、生活污水约 81896m^3 、生活垃圾约 351.1t 、生产垃圾约 288.6t 。

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 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($18396\text{m}^3/\text{a}$ ，其中黑水为 $6132\text{m}^3/\text{a}$ ，灰水 $12264\text{m}^3/\text{a}$)，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 SO_2 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 排放量最大约为 33.65kg/d (11.7t/a)；MSIU 平台浓盐水最大排放量为 $3840\text{m}^3/\text{d}$ ，盐度为 48.6。KL9-1CEPA 平台热介质锅炉用原油作燃料 SO_2 排放量最大约 82.46kg/d (28.9t/a)； NO_x 排放量最大约为 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）》和《山东省海洋主体功能区规划》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）》和《东营市“三线一单”生态环境分区管控方案》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

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当地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。

13.4.2 海水水质环境



13.4.2.1 海水水质环境现状

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 $(10.11\sim 12.78)\text{kg/s}$ ，海缆悬浮物产生速率为 $(10.14\sim 12.67)\text{kg/s}$ 。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线长度及挖沟截面有关，管线越长、挖沟截面越大，悬浮物超标面积越大，最大超一（二）类距离为 $0.60\sim 0.72\text{km}$ ，海水水质恢复时间为停止作业后 $7.0\sim 7.5\text{h}$ 。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。

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。

租用移动注热平台 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 $3840\text{m}^3/\text{d}$ ，盐度为 48.6。根据环境影响预测结果，MSIU 平台浓盐水排放形成的最大盐度约为 28.75，较之本海域 27.778 的背景值盐度增量不足 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

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 0.314km^2 。

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 $>2\text{cm}$ 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 1.28km^2 。

13.4.4 海洋生态和渔业资源环境

13.4.4.1 海洋生物生态现状与评价

13.4.4.2 海洋生物质量现状与评价

13.4.4.3 海洋渔业资源现状与评价

13.4.4.4 主要环境敏感目标

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，项目周围



海域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。本项目新建设施位于蓝点马鲛、银鲳、鲈鱼、黄姑鱼、白姑鱼及东方鲀产卵场内；位于三疣梭子蟹、带鱼及鳀鱼索饵场内；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*粒，仔稚鱼损失*尾，鱼类幼体损失*尾，头足类幼体损失*尾，虾类幼体损失*尾，蟹类幼体损失*尾，成体损失*kg，底栖生物损失*t，海洋生态环境补偿*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。浓盐水排放造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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保护红线区造成不利影响。

本项目海管/海缆路由在设计时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



平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物东西向超一（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 平台海管挖沟埋设搅起的悬浮物南北向超一（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，排放的浓盐水造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 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。

KL9-5/6WHPA/MSIU 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、黄姑鱼、东方鲀产卵场内；KL9-1CEPA 平台位于蓝点马鲛、银鲳、白姑鱼、鲈鱼产卵场内，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；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。

本项目新建海底管道/电缆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，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，排放的浓盐水造成的最大盐度约为 28.75，较之 27.778 的背景值盐度增量不足 1。

综合以上分析可见，位于产卵场的海底管道/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+溶气式气浮单元+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*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。

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，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非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将新编制溢油应急计划，从组织机构、资源配备、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 平台附近海底管道处发生溢油，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 KL9-1CEPA 平台及新建 KL9-6WHPA 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 4.2 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。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 油田开发工程发生油气泄漏的概率较低。本项目将新编制溢油应急计划并备案，新建平台配备了相应的溢油应急资源。因此，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

13.10 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。

为了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，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，跟踪管线的腐蚀速度；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

附件 1 环评委托书

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

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

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

附件 5 保护区主管部门出具项目建设认定意见

附件 6 相关工程环评批复