项目编号：HYP202607007

# 建设项目生态环境影响报告表

## （生态影响类）

项目名称　：埕岛油田2027年老区井网综合调整工程

建设单位（盖章）：中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

编制日期　：2026年11月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号：1792403976000

# 编制单位和编制人员情况表

| | |
|---|---|
| 项目编号 | 6net1z |
| 建设项目名称 | 埕岛油田2027年老区井网综合调整工程 |
| 建设项目类别 | 54--150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程 |
| 环境影响评价文件类型 | 报告表 |
| **一、建设单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂 |
| 统一社会信用代码 | 91370500864742204M |
| 法定代表人（签章） | 王志伟 |
| 主要负责人（签字） | 王志伟 |
| 直接负责的主管人员（签字） | 于君田 |
| **二、编制单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 森诺科技有限公司 |
| 统一社会信用代码 | 913705001647347212 |
| **三、编制人员情况** | |

1. 编制主持人

| 姓名 | 职业资格证书管理号 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 张月勇 | 2018050353700000045 | BH009745 | |

2. 主要编制人员

| 姓名 | 主要编写内容 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 孔英 | 风险专项评价 | BH012766 | |
| 张月勇 | 报告表正文 | BH009745 | |
| 张敏 | 附图附件 | BH009748 | |

# 目 录

一、建设项目基本情况 ..... 1
二、建设内容 ..... 8
三、生态环境现状、保护目标及评价标准 ..... 70
四、生态环境影响分析 ..... 89
五、主要生态环境保护措施 ..... 95
六、生态环境保护措施监督检查清单 ..... 100
七、结论 ..... 102
附图 1 本项目在山东省国土空间规划中的位置 ..... 103
附图 2 本项目在东营市国土空间规划中的位置 ..... 104
附图 3 本项目与东营市生态环境分区的位置关系 ..... 105
附图 4 本项目与生态保护红线的位置关系 ..... 106
附图 5 项目地理位置图 ..... 107
附图 6 敏感目标图 ..... 108
附图 7 渔业三场的位置关系图 ..... 109
附图 8 海水水质、海洋沉积物、海洋生态、海洋生物质量、渔业资源调查站位分布图 ..... 111
附件 1 生态环境影响评价委托书 ..... 112
附件 2 埕岛油田 76 座平台及配套工程环保手续 ..... 113
附件 3 埕岛油田主体及西北部开发工程环保手续 ..... 118
附件 4 埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环保手续124
附件 5 埕岛中心三号平台及海上配套&CB20A-中心二号输油管线工程环保手续131
附件 6 埕岛油水井作业废液回收处理项目环保手续 ..... 137
附件 7 埕岛油田废液处理站改造工程环保手续 ..... 140
附件 8 埕岛东区油气集输陆上终端工程环境影响报告书环保手续 ..... 147
附件 9 埕岛东区油气集输陆上终端工程验收意见 ..... 149
附件 10 应急预案备案登记表 ..... 150

附件 11 含油废弃钻井液、钻屑处理协议 ..... 151
附件 12 非油层废弃钻井液、钻屑处理协议 ..... 153
附件 13 危险废物无害化处置合同协议 ..... 155
附件 14 船舶污染物处理协议 ..... 158
附件 15 一般工业固体废物处置协议 ..... 160
附件 16 海洋环境现状调查报告封皮 ..... 162
附件 17 巡检记录、溢油演习记录及固废转运记录等 ..... 168
附件 18 延寿报告封面及结论 ..... 173
附件 19 现有工程采出水例行检测报告 ..... 185

# 一、建设项目基本情况

| | | | |
|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | 埕岛油田 2027 年老区井网综合调整工程 | | |
| 项目代码 | 无 | | |
| 建设单位联系人 | [redacted] | 联系方式 | [redacted] |
| 建设地点 | 渤海湾南部海域 | | |
| 地理坐标 | [redacted] | | |
| 建设项目<br>行业类别 | 五十四、海洋工程<br>150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程 | 用地（用海）面积（$m^2$）/长度（km） | 面积：29808.5 |
| 建设性质 | □新建（迁建）<br>□改建<br>√扩建<br>□技术改造 | 建设项目<br>申报情形 | √首次申报项目<br>□不予批准后再次申报项目<br>□超五年重新审核项目<br>□重大变动重新报批项目 |
| 项目审批（核准/备案）部门（选填） | 无 | 项目审批（核准/备案）文号（选填） | 无 |
| 总投资（万元） | 101900 | 环保投资（万元） | 2469 |
| 环保投资占比（%） | 2.42 | 施工工期 | 1260d |
| 是否开工建设 | √否<br>□是：_____ | | |
| 专项评价设置情况 | 对照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》中表 1，本项目属于石油和天然气开采项目，故设置环境风险专项评价。 | | |
| 规划情况 | 无 | | |
| 规划环境影响评价情况 | 无 | | |
| 规划及规划环境影响评价符合性分析 | 无 | | |

| | |
|---|---|
| 其他符合性分析 | 一、项目概况<br>1、工程内容<br>中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂（简称“海洋采油厂”）埕岛油田位于渤海湾南部的极浅海水域，与陆上的桩西、埕东、五号桩油田相邻。地质构造位于渤中坳陷与济阳坳陷交汇处埕北低凸起的东南部，西南以埕北大断层与埕北坳陷相邻、向北倾伏于渤中坳陷和桩东坳陷，南距现海岸线约 3 公里，是一个在前第三系潜山背景上发育起来的披覆斜构造，有中生界、沙河街组、东营组、馆陶组和明化镇组含油层系。<br>为提高胜利油田海上原油产量，海洋采油厂拟实施“埕岛油田 2027 年老区井网综合调整工程”。本项目主要内容包括：在已建 CB11A 平台东侧新建 1 座井口平台，CB11A 新建井口平台上共部署 2 口油井和 14 个预留井槽；在已建 CB11M 平台北侧新建 1 座井口平台，CB11M 新建井口平台上共部署 6 口生产井（油井 2 口，注水井 4 口）和 10 个预留井槽；依托 CB22H 平台部署 5 口油井和 4 个预留井槽，依托 CB246A 平台部署 5 口油井和 3 口注水井，依托 CB11K 平台部署 2 口油井，依托 CB4A 平台部署 4 口油井，依托 CB6B 平台部署 2 口油井。<br>2、环境影响评价类别判定<br>根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号），本项目属于“五十四海洋工程”类别中的“150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”。本项目为老区油气调整井工程，年产油量小于 20 万吨，不涉及废水外排和海底管缆建设。因此本项目按照“其他”类，编制生态环境影响报告表。海洋采油厂委托评价单位森诺科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作（委托书见附件 1）。<br>二、产业政策及相关规划符合性<br>1、产业政策分析<br>根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号），本项目属于鼓励类范围（第七类石油天然气中的第 1 条石油天然气开采），本项目的建设符合国家产业政策。<br>2、与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析<br>根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目全部工程位于海洋开发利用空间分区内。本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，符合规划中“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。沿海市县应坚持陆海统筹，细化海洋开发利用空间。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、莱州湾南部地下卤水资源，依托滨东潍盐碱滩涂地建设风光储输一体化基地，加快推进海水淡化与综合利用示范工程建设”等相关要求。因此，本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》对该区域的定位相符合。本项目在《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的位置见附图 1。

3、与《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）》，本项目全部工程位于海域海岛生态修复区内。海域海岛生态修复区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。本项目拟采取相应生态补偿和修复措施，因此，本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》相符合。

4、与《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目全部工程位于 3-1 埕北工矿通信用海区。3-1 埕北工矿通信用海区的管控要求及符合性分析见表 1。本项目在《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》中的位置见附图 2。

表 1　与《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》符合性分析

| 项目 | 要求 | 本项目情况 | 是否符合 |
|---|---|---|---|
| 用途管制 | 基本功能为工矿通信用海，兼容渔业用海等功能，优先保障油气勘探与开发的用海需求，保障海底电缆管线安全。加强对石油平台和管线的安全检查，防止溢油事故发生。 | 本项目属于海洋石油开发工程。本项目将采取各项风险防范措施，防止溢油事故的发生。 | 是 |
| 用海方式控制 | 严格限制改变海域自然属性。允许进行海底电缆等电力配套设施建设，石油平台建设采用透水构筑物形式。 | 本项目拟建平台属于透水构筑物，不涉及海底电缆等配套设施建设。 | 是 |
| 海域保护修复 | 优化海岸景观设计。 | 本项目位于浅海区域，不会影响海岸景观。 | 是 |
| 生态保护重点目标 | 无。 | 本项目将采取各项污染防治和生态保护措施，对海洋生态环境影响较小。 | 是 |

三、与海洋环境保护规划符合性分析

1、《“十四五”海洋生态环境保护规划》（环海洋〔2022〕4 号）符合性分析

2022 年 1 月 11 日，生态环境部以环海洋〔2022〕4 号发布了《关于印发“十四

五”海洋生态环境保护规划的通知》。《“十四五”海洋生态环境保护规划》（环海洋〔2022〕4号）中要求：“12.保护海洋生态系统和生物多样性，加强海洋生态系统保护。严格保护自然岸线，清理整治非法占用自然岸线、滩涂湿地等行为”及“16.防范海洋突发环境事件风险。督促沿海地方和相关企业加强沿海石化聚集区、危化品生产存储、海洋石油平台等涉海环境风险重点区域的调查评估，优化调整和合理布局应急力量及物资储备”。

本项目占海面积较小，施工期和运营期均采取相应的环保措施，对海洋生态系统影响较小；本项目不占用自然岸线；本项目将采取加强管理、加强防腐、加强监控等措施，防范施工期和运营期各类环境风险；建设单位编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，并于2025年12月2日取得了生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局的备案，同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，本项目与《“十四五”海洋生态环境保护规划》（环海洋〔2022〕4号）相符合。

2、《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（鲁环委办〔2021〕35 号发布，鲁环委办〔2022〕5号修正）符合性分析

《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（鲁环委办〔2021〕35号发布，鲁环委办〔2022〕5号修正）中要求：“启动海岸带区域内化工园区、石油与危险化学品储罐、原油与危化品码头、石油钻井平台、核电、重点航线等海洋环境风险源排查，摸清涉海环境风险源基础信息，明确高风险企业和区域，推动落实企业环境风险防控主体责任。配合建立国家—海区—沿海省市—涉海企事业单位的突发海洋环境事件应急响应体系和信息系统，统筹调配企业应急资源，基本形成覆盖重点海域的快速应急响应圈。”

建设单位定期开展风险源排查工作，同时还编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，并于2025年12月2日取得了生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局的备案，同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。因此，本项目与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》（鲁环委办〔2021〕35号发布，鲁环委办〔2022〕5号修正）相符合。

四、与《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）符合性分析

2015年8月1日，国务院发布了《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）。《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）规划范围为我国内水和领海、专属经济区和大陆架及其他管辖海域（不包括港澳台

地区），其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：

1）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，产业结构急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。

2）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。重点开发区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。

3）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。限制开发区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。

4）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。禁止开发区域包括各级各类海洋自然保护区、领海基点所在岛礁等。

经识别，本项目位于渤海湾南部海域，位于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区内，本项目属于油田勘探开发工程，符合重点开发区域的功能定位。同时在施工期和运营期均采取相应的环保措施，对海洋生态系统影响较小。建设单位对生产设施定期巡检，避免发生事故，本报告中提出了海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故。因此，本项目与全国海洋主体功能区划重点开发区域的要求是相符合的。

表 2　本项目与全国海洋主体功能区规划符合性分析

| 区域 | 相关要求 | 本项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|
| 重点开发区域 | 海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。 | 本项目对施工期产生的污染物均采取切实有效的措施，运营期正常运行期间仅有阳极块中少量锌的释放，不会对海洋生物繁殖生长造成大的影响。同时工程在运营过程中对各平台定期巡检，避免发生事故，本报告中提出了海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，避免发生重大环境事故。 | 符合 |

五、与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》（环海洋〔2022〕11 号）符合性分析

1、相关要求

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》（环海洋〔2022〕11 号）：

（三）重点方向中的“渤海”：以“1+12”沿海城市（天津市，辽宁省大连市、

营口市、盘锦市、锦州市、葫芦岛市，河北省秦皇岛市、唐山市、沧州市，山东省滨州市、东营市、潍坊市、烟台市）及其渤海范围内管理海域为重点，巩固深化陆海统筹的污染防治成效，加强重点海湾综合治理和美丽海湾建设，构建与高质量发展要求相协调的海洋生态环境综合治理长效机制。

（四）主要目标中提出：海洋环境风险防范和应急响应能力明显提升。

（十）船舶港口污染防治行动中规定：进一步巩固船舶和港口污染治理成果，完善实施船舶水污染物转移处置联单制度，推进“船-港-城”全过程协同管理。

（十二）海洋生态保护修复行动中规定：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。

（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设中规定：建立健全海上溢油监测体系，提升风险早期识别和预报预警能力。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。指导督促沿海省（市）有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订，推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。

2、符合性分析

本项目施工期和运营期污染物均妥善处置：

施工期钻井固废、工业固体废物、施工作业废水、钻井平台和施工船舶产生的机舱含油污水及生活垃圾全部运回陆上妥善处置，不排海。其中，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保含油污水不外排。钻井及作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

运营期新增采出水、作业废水均在处理达标后回注地层，初期雨水收集后处理达标回注地层或自然蒸发，不外排。作业平台和作业船舶产生的机舱含油污水及生活垃圾全部运回陆上妥善处置，不排海。作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

本项目对海洋环境的影响主要是施工产生的悬浮泥沙及工程占海等，悬浮泥沙影响是暂时的、可恢复的，本项目占海面积较小，对海洋生态系统影响较小。环评针对施工期造成的生物资源损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施，可以维持海洋生物资源可持续利用。本项目投产后，建设单位将根据油气污染应急预案开展各种溢油应急和响应工作，

以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。

综上，工程建设与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求相符合。

六、与“生态环境分区管控”符合性分析

根据《2024 年东营市生态环境分区管控动态更新成果》（东环字〔2026〕25 号），本项目所在区域管控单元为重点管控单元（工矿通信用海区 3，编号：HY37050020006）（见附图 3）。本项目与《2024 年东营市生态环境分区管控动态更新成果》（东环字〔2026〕25 号）的符合性见表 3。由表 3 可以看出，本项目符合《2024 年东营市生态环境分区管控动态更新成果》（东环字〔2026〕25 号）的要求。

表 3　本项目与东营市生态环境分区管控相关要求符合性

| 名称 | 管控维度 | 管控要求 | 项目情况 | 符合性 |
|---|---|---|---|---|
| 工矿通信用海区 3 | 空间布局约束 | 区内的临海工业生产、海底电缆管道建设和矿产能源开发应体现集中集约用海的要求，优先安排海洋工程装备制造、海洋生物医药、海水综合利用、海洋新能源等战略性新兴产业用海。优化平面设计，倡导人工岛、多突堤、区块组团等对海洋环境影响较小的建设用海方式，河口区域围海造地应当符合防洪规划。 | 本项目属于海洋矿产资源勘探开发，依托现有平台进行改扩建，符合集中集约用海的要求，对海洋环境影响较小。 | 符合 |
| | 污染物排放管控 | 含有机物和营养物质的工业废水、生活污水，应当严格控制向海湾、半封闭海及其他自净能力较差的海域排放。禁止向海域排放油类、酸液、碱液、剧毒废液和高、中水平放射性废水。严格限制向海域排放低水平放射性废水；确需排放的，必须严格执行国家辐射防护规定。 | 本项目施工期钻井平台、作业平台及运营期作业平台产生的少量生活污水处理达标后排放；本项目不向海域排放工业废水，不向海域排放油类、酸液、碱液、剧毒废液和放射性废水。 | 符合 |
| | 环境风险防控 | 加强规划区环境监测与评价，注重对毗邻功能区的保护，防止海岸工程、海洋工程污染海域环境，减少海水污染。 | 本项目定期开展跟踪监测，施工期钻井平台、作业平台及运营期作业平台产生的少量生活污水处理达标后排放，对海洋环境影响较小。 | 符合 |
| | 资源开发利用效率要求 | 严格限制改变海域自然属性。加强港产城统筹融合发展，提高海域空间资源的使用效能。 | 本项目为油气开发项目，不会改变海域自然属性，符合该区域管理要求。 | 符合 |

# 二、建设内容

| | |
|---|---|
| 地理位置 | 本项目涉及的平台均位于渤海湾南部海域，位于东营市中心以北约 87km，距离海岸线最近约 7.2km，具体地理位置见附图 5。 |
| 项目组成及规模 | 一、现有工程概况<br>1、埕岛油田概况<br>埕岛油田位于渤海湾南部的极浅海域，该油田自 1993 年正式开发至今已有 30 多年的历史，埕岛油田南界距岸约 3km，与陆上的桩西油田相邻；北端距岸约 20km；西北面与中海油公司的埕北油田相望；东南面距桩西海港码头约 10km。海上油田主要包括埕岛油田主体区块和东部区块，主体区块和东部区块共有各类平台 109 座。<br>2、本项目有关现有工程概况<br>本项目现有工程包括 CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB246A 井组平台、CB11K 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台共 7 座平台。<br>本项目相关现有工程概况见表 4。<br>表 4　与本项目有关现有工程概况 |

| 序号 | 平台名称 | [redacted] |
|---|---|---|
| 1 | CB11A 井组平台 | |
| 2 | CB11M 井组平台 | |
| 3 | CB22H 井组平台 | |
| 4 | CB246A 井组平台 | |
| 5 | CB11K 井组平台 | |
| 6 | CB4A 井组平台（CB4AG） | |
| 7 | CB6B 采修一体化平台 | |

3、平台情况

1）CB11A 井组平台

CB11A 井组平台于 1993 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB11A 平台位于埕岛油田中部区域，由井口平台、工艺平台、管缆独立桩组

成，主要设施有井口采油树、工艺流程、1 台双腔计量装置和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心一号平台处理。CB11A 井组平台共有油井 6 口，各井运行情况见表 5。CB11A 平台平面布置见图 1，平台照片见图 2。

2）CB11M 井组平台

CB11M 井组平台于 2005 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB11M 平台位于埕岛油田中部区域，由井口平台、工艺平台组成，主要设施有井口采油树、工艺流程、1 台计量分离器和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心一号平台处理。CB11M 井组平台共有油井 4 口，注水井 2 口，各井运行情况见表 6。CB11M 平台平面布置见图 3，平台照片见图 4。

3）CB22H 井组平台

CB22H 井组平台于 2012 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB22H 平台位于埕岛油田中部区域，由井口平台、工艺平台组成，主要设施有井口采油树、工艺流程、1 台计量分离器和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心一号平台处理。平台共有油井 22 口（含 5 口在建井），注水井 7 口，各井运行情况见表 7。CB22H 井组平台平面布置见图 5，CB22H 井组平台照片见图 6。

4）CB246A 井组平台

CB246A 井组平台于 2004 年投入使用，2020 年改为无人值守平台。

CB246A 井组平台位于埕岛油田西北区域，由井口平台、生产生活平台和栈桥等组成，主要设施有井口采油树、工艺流程、2 台电加热器、1 台计量分离器、1 台双腔计量装置和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心三号平台处理。CB246A 井组平台共有油井 16 口，注水井 2 口，各井运行情况见表 8。CB246A 井组平台平面布置见图 7，照片见图 8。

5）CB11K 井组平台

CB11K 井组平台于 2002 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB11K 井组平台位于埕岛油田中部区域，由井口平台、栈桥组成，主要设施有井口采油树等，平台所产油气通过外输海管进入中心一号平台处理。CB11K 平台共有油井 6 口，注水井 1 口，各井运行情况见表 9。CB11K 井组平台平面布置见图 9，照片见图 10。

6）CB4A 井组平台（CB4AG）

CB4A 井组平台（CB4AG）于 1999 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB4A 井组平台（CB4AG）位于埕岛油田北部区域，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，主要设施有井口采油树、工艺流程、1 台双腔计量装置和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心三号平台处理。CB4A 井组平台（CB4AG）共有油井 6 口，注水井 2 口，各井运行情况见表 10。CB4A 井组平台（CB4AG）平面布置见图 11，平台照片见图 12。

7）CB6B 采修一体化平台

CB6B 采修一体化平台于 1998 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB6B 采修一体化平台位于埕岛油田北部区域，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，主要设施有井口采油树、工艺流程、1 台双腔计量装置和 1 座配电间，平台所产油气通过外输海管进入中心三号平台处理。CB6B 采修一体化平台共有油井 3 口，注水井 4 口，各井运行情况见表 11。CB6B 采修一体化平台平面布置见图 13，平台照片见图 14。

4、各平台延寿情况

本项目依托的海上平台共计 7 座，超过设计年限的平台有 6 座：CB11K 井组平台、CB246A 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台、CB11A 井组平台和 CB11M 井组平台均已完成延寿评估工作。

表 12　各平台延寿评估概况

| 平台名称 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CB11A 井组平台 | | | | | | |
| CB11M 井组平台 | | | | | | |
| CB22H 井组平台 | | | | | | |
| CB246A 井组平台 | | | | | | |
| CB11K 井组平台 | | | | | | |
| CB4A 井组平台（CB4AG） | | | | | | |
| CB6B 采修一体化平台 | | | | | | |

表 13　各平台延寿评估情况一览表

| 设施名称 | 延寿检测单位 | 检测时间 | 延寿评估单位 | 延寿评估结论 | 下次延寿评估 | 是否 |
|---|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | 时间 | 可行 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| CB11A 井组平台 | [redacted] | | | | | 是 |
| CB11M 井组平台 | [redacted] | | | | | 是 |
| CB246A 井组平台 | [redacted] | | | | | 是 |
| CB11K 井组平台 | [redacted] | | | | | 是 |
| CB4A 井组平台（CB4AG） | [redacted] | | | | | 是 |
| CB6B 采修一体化平台 | [redacted] | | | | | 是 |

5、集输流程

本项目所在区块位于埕岛油田，该区域集输流程详见图 15。

CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB11K 井组平台位于中心一号平台集输系统所辖区域，4 座平台采出液通过海底管线进入中心一号平台进行初步分离，分离出的采出水经平台内采出水处理系统处理达标后回注地层；分离出的天然气经海底管线输送至埕岛天然气预处理站；分离出的低含水采出液经海底管线输送至海三联，在海三联内进一步进行分水处理。

CB246A 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台位于中心三号平台集输系统所辖区域内，平台采出液通过海底管线进入中心三号平台进行初步分离，分离出的采出水经平台内采出水处理系统处理达标后回注地层；

分离出的天然气经海底管线先输送至中心二号平台，再管输至埕岛天然气预处理站；分离出的低含水采出液经海底管线输送至海三联，在海三联内进一步进行分水处理。

海三联接收海上来液后，对来液进行油气水三相分离，分离出的气一部分自用，其他全部输送至埕岛天然气预处理站；分离出的原油外输至海四联沉降处理，净化原油外输至孤岛首站；分离出的采出水经站内采出水处理系统处理达标后经调水管线输至海上平台，回注地层。

二、流体性质及产能情况

1、油气性质

埕岛油田原油性质见表 14，天然气性质见表 15。

表 14　埕岛油田原油性质

| [redacted] | | | |
|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

表 15　埕岛油田天然气组分

| [redacted] | [redacted] |
|---|---|
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |

注：体积百分比。

2、开发方式

本项目开发层位涉及埕岛油田馆陶组、明化镇组、东营组等，采用天然能量

和注水两种开发方式。

3、产能建设规模

本项目投产后，预计最大产液量 60.7×10⁴t/a（2037～2041 年），最大产油量 17.83×10⁴t/a（2027 年），最大注水量 30.3×10⁴t/a（2037～2041 年）。本项目投产后新增井产能情况见表 16，各平台新增井产能情况见表 17～表 23。

表 16　新增井产能预测表

| 时间 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2027 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2028 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2029 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2030 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2031 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2032 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2033 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2034 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2035 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2036 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2037 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2038 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2039 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2040 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2041 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

表 17　CB11A 井组平台新增井产能预测表

| 时间 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2027 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2028 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2029 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2030 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2031 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2032 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2033 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2034 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2035 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2036 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2037 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2038 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | | | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2039 | | | | | | | | | | | | | | |
| 2040 | | | | | | | | | | | | | | |
| 2041 | | | | | | | | | | | | | | |

表 18　CB11M 井组平台新增井产能预测表

| 时间 | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | | | | | | | | | |
| 2027 | | | | | | | | | |
| 2028 | | | | | | | | | |
| 2029 | | | | | | | | | |
| 2030 | | | | | | | | | |
| 2031 | | | | | | | | | |
| 2032 | | | | | | | | | |
| 2033 | | | | | | | | | |
| 2034 | | | | | | | | | |
| 2035 | | | | | | | | | |
| 2036 | | | | | | | | | |
| 2037 | | | | | | | | | |
| 2038 | | | | | | | | | |
| 2039 | | | | | | | | | |
| 2040 | | | | | | | | | |
| 2041 | | | | | | | | | |

表 19　CB22H 井组平台新增井产能预测表

| 时间 | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | | | | | | | |
| 2027 | | | | | | | |
| 2028 | | | | | | | |
| 2029 | | | | | | | |
| 2030 | | | | | | | |
| 2031 | | | | | | | |
| 2032 | | | | | | | |
| 2033 | | | | | | | |
| 2034 | | | | | | | |
| 2035 | | | | | | | |
| 2036 | | | | | | | |
| 2037 | | | | | | | |
| 2038 | | | | | | | |
| 2039 | | | | | | | |
| 2040 | | | | | | | |
| 2041 | | | | | | | |

表 20　CB246A 井组平台新增井产能预测表

| 时间 | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|

| 年 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 21　CB11K 井组平台新增井产能预测表

| 时间 | [redacted] | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | [redacted] | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | |

表 22　CB4A 井组平台（CB4AG）新增井产能预测表

| 时间 | [redacted] | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | [redacted] | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | |

| | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2033 | [redacted] | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | |

表 23　CB6B 采修一体化平台新增井产能预测表

| 时间 | [redacted] | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 年 | [redacted] | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | |

4、注采平衡

本项目实施后，考虑到现有工程、在建工程及本项目，7 座平台总体注采平衡情况见表 24，各平台注采平衡情况见表 25～表 31。

表 24　7 座平台总体注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | | | | | | | | |
| | [redacted] | | | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 25　CB11A 井组平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | | | | | | | | |
| | [redacted] | | | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 26 CB11M 井组平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | | | | | | | | |
| | [redacted] | | | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 27　CB22H 井组平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 28　CB246A 井组平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 29　CB11K 井组平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 30　CB4A 井组平台（CB4AG）注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |

| | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

表 31　CB6B 采修一体化平台注采平衡预测表

| 年份 | [redacted] | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | | | | | | | | |
| | [redacted] | | | | | | | | |
| 2027 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2028 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2029 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2030 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2031 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2032 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2033 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2034 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2035 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2036 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2037 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2038 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2039 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2040 | [redacted] | | | | | | | | |
| 2041 | [redacted] | | | | | | | | |

三、本项目建设内容

本项目主要工程内容有：在已建 CB11A 平台东侧新建 1 座井口平台，CB11A 新建井口平台上共部署 2 口油井和 14 个预留井槽；在已建 CB11M 平台北侧新建

1 座井口平台，CB11M 新建井口平台上共部署 6 口生产井（油井 2 口，注水井 4 口）和 10 个预留井槽；依托 CB22H 平台部署 5 口油井和 4 个预留井槽，依托 CB246A 平台部署 5 口油井和 3 口注水井，依托 CB11K 平台部署 2 口油井，依托 CB4A 平台部署 4 口油井，依托 CB6B 平台部署 2 口油井。

表 32　本项目工程组成一览表

| 工程组成 | | |
|---|---|---|
| 主体工程 | 钻井工程 | |
| | 采油工程 | |
| | 油气集输工程 | |
| | 注水工程 | |
| | 平台结构 | |
| 公用工程 | 电力 | |
| | 自控 | |
| | 通信 | |
| | 给排水及消防 | |
| | 防腐 | |

1、主体工程

1）钻井工程

（1）井位部署

本项目共部署生产井 29 口（22 口油井、7 口注水井）和 28 口预留井，钻井总进尺 119056m。

表 33　井位部署情况表

| 平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| CB11A 新建井口平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB11M 新建井口平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB22H 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB246A 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB11K 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB4A 井组平台（CB4AG） | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB6B 采修一体化平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | | | | [redacted] |

（2）井身结构

本项目采用二开和三开井身结构，井型为定向井和水平井。井身结构具体设计方案见表 34、图 16～图 17。

表 34　井身结构数据表

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |



| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |

（3）钻井液

根据地层特点和目前成熟的钻井液配套技术现状，钻井液主要满足携岩、快速钻进、防塌、防卡的需要，本项目采用的是水基钻井液，使用有机盐无黏土润滑暂堵钻井液体系；储层段为满足保护油层的需要，加入多级配暂堵剂。钻井分段钻井液体系见表 35，钻井液基本配方见表 36 和表 37。

表 35　分段钻井液体系

| 井型 | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|
| 定向井 | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] |
| 水平井 | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] |

表 36　定向井钻井液基本配方设计

| 序号 | [redacted] | [redacted] | |
|---|---|---|---|
| | | [redacted] | [redacted] |
| 1 | [redacted] | [redacted] | |
| 2 | [redacted] | [redacted] | |
| 3 | [redacted] | | [redacted] |
| 4 | [redacted] | | [redacted] |
| 5 | [redacted] | | [redacted] |
| 6 | [redacted] | | [redacted] |
| 7 | [redacted] | | [redacted] |
| 8 | [redacted] | | [redacted] |
| 9 | [redacted] | | [redacted] |
| 10 | [redacted] | | [redacted] |
| 11 | [redacted] | | [redacted] |
| 12 | [redacted] | | [redacted] |
| 13 | [redacted] | | [redacted] |
| 14 | [redacted] | | [redacted] |

表 37　水平井钻井液基本配方设计

| 序号 | [redacted] | [redacted] | | |
|---|---|---|---|---|
| | | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | | |
| 2 | [redacted] | [redacted] | | |
| 3 | [redacted] | | [redacted] | |
| 4 | [redacted] | | [redacted] | |
| 5 | [redacted] | | [redacted] | [redacted] |
| 6 | [redacted] | | | |
| 7 | [redacted] | | | [redacted] |
| 8 | [redacted] | | | [redacted] |
| 9 | [redacted] | | [redacted] | |
| 10 | [redacted] | | | [redacted] |
| 11 | [redacted] | | | [redacted] |
| 12 | [redacted] | | [redacted] | [redacted] |
| 13 | [redacted] | | [redacted] | |
| 14 | [redacted] | | | [redacted] |
| 15 | [redacted] | | | [redacted] |

2）采油工程

本项目 22 口油井采用电潜泵举升方式。新增 22 台电潜泵，电潜泵电机功率 62kW。

3）油气集输工程

本项目为 22 口油井各配套 1 套单井流程,油气集输工程依托现有集输流程。

4）注水工程

本项目共部署 7 口注水井，CB11M 新建井口平台部署 4 口注水井，CB246A 井组平台部署 3 口注水井。

（1）注水水源

CB11M 新建井口平台与 CB246A 井组平台的注水水源来自各中心平台及海三联采出水处理系统产生的回注水，各注水水源之间通过注水管线已形成环网。

（2）注水管网

CB11M 新建井口平台依托现有中心一号平台至 CB11M 井组平台的注水管网，CB246A 井组平台依托现有中心三号平台至 CB246A 井组平台的注水管网。

（3）主要工程量

本项目注水主要工程量见表 38。

表 38　注水主要工程量

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | | | | |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | | | | |
| | | [redacted] | | |
| [redacted] | | | | |

5）平台结构

（1）CB11A 新建井口平台

CB11A 井组平台已无可利用井位，且已建配电室内无新建油井配电设施安装空间，拟在已建 CB11A 井组平台东侧新建四腿导管架平台一座，平台包含井口、二层配电间 1 座、生产管汇等。甲板面积为 19.75m×18m，设置二层配电室，配电室尺寸为 12.0m×5.5m。CB11A 新建井口平台与已建 CB11A 井组平台之间建设连接栈桥。

（2）CB11M 新建井口平台

CB11M 井组平台已无可利用井位，且已建配电室内无新建油井配电设施安装空间，拟在已建 CB11M 井组平台北侧新建四腿导管架平台一座，平台包含井口、二层配电间 1 座、生产管汇等。甲板面积为 19.75m×18m，设置二层配电室，配电室尺寸为 12.0m×5.5m。CB11M 新建井口平台与已建 CB11M 井组平台之间建设连接栈桥。

（3）CB22H 井口平台改造

依托已建 CB22H 井组平台改造，井口平台西侧扩建甲板，扩建甲板尺寸为 10.3m×2.31m，扩建区域布置阀组；井口平台北侧扩建甲板 2 处，扩建甲板尺寸分别为 12.0m×1.8m 和 9.2m×1.0m，扩建区域布置汇流排。CB22H 井组平台改造后根据杆件校核、桩基强度校核、桩基承载力、管节点校核结果，均满足工程调整要求。

（4）CB246A 井组平台改造

依托已建 CB246A 井组平台改造，井口平台原尺寸为 10.1m×8.95m，本次扩建后平台尺寸为 16.1m×11.5m，井口区扩建 3 根隔水管，布置 8 个井槽。CB246A 井组平台改造后根据杆件校核、桩基强度校核、桩基承载力、管节点校核结果，均满足工程调整要求。

2、公用工程

1）电力设施

CB11A 新建井口平台建设二层配电室 1 座，一层为变压器及高压开关室，二层为低压配电室；CB11M 新建井口平台建设二层配电室 1 座，一层为变压器及高压开关室，二层为低压配电室；其他平台依托现有电力设施；CB22H 井组平台新建 1 座三层配电室，配电室配套电潜泵变频控制柜和灭火气瓶等；CB6B 采修一体化平台新建 1 座单层配电室，配电室配套电潜泵变频控制柜等。

2）自控设施

各平台的测控信号传至平台监控系统，完成就地数据监视与控制，测控信号最终传至中心平台数据采集与监控系统，并响应中心平台的控制命令。CB11A 新建井口平台和 CB11M 新建井口平台配套火灾、可燃气体探头等，保障生产的安全；其他平台依托现有自控设施。

3）通信设施

各平台设置了高频及应急通信系统、程控交换机/广播报警系统、卫星电视系统、工艺自动化数据远传系统、电调自动化数据远传系统、工业电视监控系统等，各平台依托现有通信设施。

4）给排水及消防

CB11A 新建井口平台和 CB11M 新建井口平台配套消防水管线以及一定数量的手提式灭火器，新建井口平台上设置雨水收集槽等，初期雨水收集后经排污泵输至油气生产汇管，没有外排；其他平台依托现有给排水及消防设施。

5）防腐

CB11A 新建井口平台和 CB11M 新建井口平台上部组块及钢结构进行防腐涂层，桩腿配套铝合金牺牲阳极；其他平台依托现有防腐设施。

四、工程用海情况

本项目新建井口平台 2 座，扩建平台 2 座，本项目新增用海面积按照平台最外边缘外扩 50m，具体数据以办理下来的“不动产权证书”上的数据为准。

表 39　本项目用海情况

| 类型 | [redacted] | [redacted] | 用海方式 |
|---|---|---|---|
| 平台 | [redacted] | [redacted] | 平台式油气开采 |
| | [redacted] | [redacted] | |
| | [redacted] | [redacted] | |
| | [redacted] | [redacted] | |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 合计 | [redacted] | [redacted] | / |

五、劳动定员

本项目不需要新增劳动定员。

六、主要依托设施及能力校核

1）依托工程概况

（1）中心一号平台

本项目依托中心一号平台处理 CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB11K 井组平台采出液、采出水。

中心一号平台为埕岛油田中心处理平台，平台建有油气水分离系统 1 套，采出液设计处理能力 $2.4\times10^4m^3/d$，天然气处理系统 1 套，设计处理能力 $14.5\times10^4m^3/d$，采出水处理系统 1 套，设计处理能力 $0.87\times10^4m^3/d$。

图 24　中心一号平台工艺流程图

表 40 中心一号平台物流平衡分析表

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | | |
|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

注：①=③+④；中心一号平台分离出的天然气外输至埕岛天然气预处理站，中心一号平台分离出的采出水处理达标后回注，中心一号平台分离出的低含水原油外输至海三联合站。

（2）中心三号平台

本项目依托中心三号平台处理 CB246A 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台采出液、采出水。

中心三号平台为中心处理平台，主要包括：生产平台（40m×46m）、生活动力平台（28m×27m）。有人值守，设有 1 套生活污水处理设施；油气水分离系统 1 套，设计能力 4.5×$10^4$$m^3$/d；天然气处理系统 1 套，设计能力 15×$10^4$$m^3$/d；采出水处理系统 1 套，设计能力 3.6×$10^4$$m^3$/d；注水系统 1 套，设计能力 4.5×$10^4$$m^3$/d。

表 41 中心三号平台物流平衡分析表

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | | |
|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

注：①=③+④；中心三号平台分离出的天然气外输至埕岛天然气预处理站，中心三号平台分离出的采出水处理达标后回注，中心三号平台分离出的低含水原油外输至海三联合站。

（3）海三联合站

本项目井口平台新增采出液经中心一号平台、中心三号平台初步处理后，均进入海三联合站进行处理。

海三联合站 1995 年 10 月投产，担负着埕岛油田海上来液（中心一号平台、

中心二号平台、中心三号平台、海五联合站）的处理和外输任务，海三联合站主要工艺流程包括原油处理流程、天然气处理流程、采出水处理流程及其他辅助流程。2002 年新建天然气增压系统，中心一号平台来天然气在站内增压后外输至埕岛天然气预处理站。

目前海三联合站采出液设计处理规模为 $5.2\times10^4m^3/d$，采出水处理系统设计处理规模为 $3.4\times10^4m^3/d$。

本项目实施后，根据产能预测数据，海三联合站物流平衡详见表 42。

表 42　海三联合站物流平衡分析表

| [redacted] | [redacted] | | | [redacted] | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

注：主体区块进入海三联的液量为中心一、二、三外输至海三联的产液量之和，海三联进一步脱水后分离出含水率约为 10%的原油进入海四联处理。

（4）埕岛天然气预处理站

本项目平台新增采出液分离出的天然气全部依托埕岛天然气预处理站进行处理。

埕岛天然气预处理站建在海三联西侧，具有海上来气接收、凝析油分离回收、天然气脱水干燥、天然气增压外输的功能，站内的设计天然气处理能力为 $40\times10^4m^3/d$。

主体区块平台的生产物流经中心一号、中心二号、中心三号分离出天然气。其中，中心一号平台天然气压缩后通过中心一号至海三联海底输气管线进入海三联合站，加压后输送到埕岛天然气预处理站；中心三号平台分离出天然气经海底输气管线输送至中心二号，连同中心二号分离出的天然气压缩后通过海底输气管线进入埕岛天然气预处理站。东部区块各生产平台物流经海五联气液分离后，分离出的天然气经过增压后输送至埕岛天然气预处理站。进入埕岛天然气预处理站的天然气在站内脱水干燥，增压外输至孤岛压气站。

本项目实施后，根据产能预测数据，埕岛天然气预处理站物流平衡详见表43。

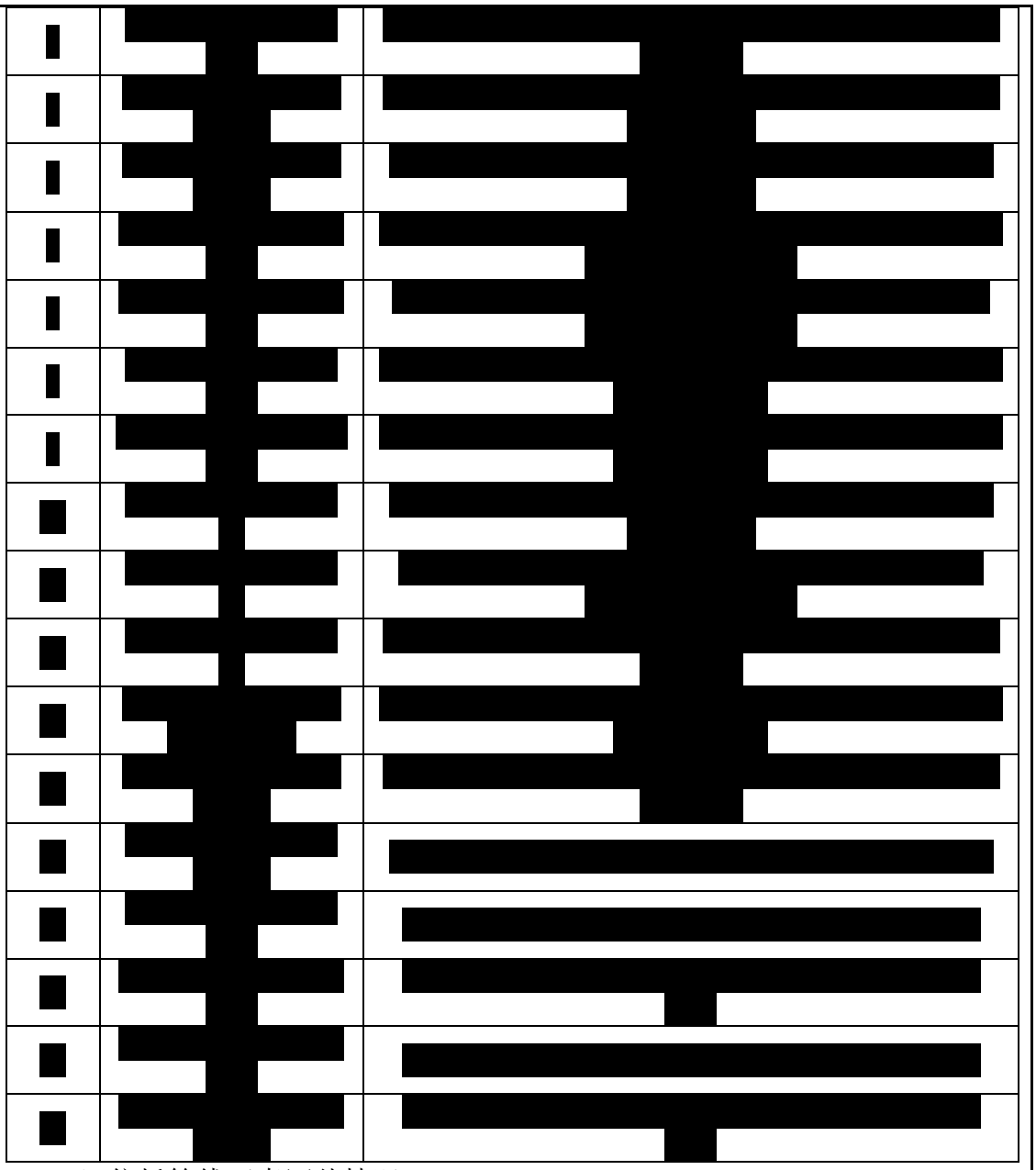
表 43　埕岛天然气预处理站天然气平衡分析表

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

（5）依托管道

表 44　本项目依托的管道概况

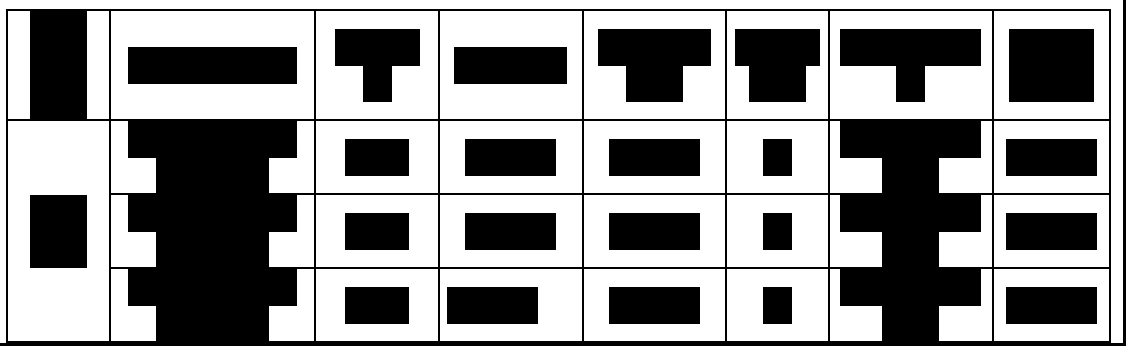
| | | | |
|---|---|---|---|
| | | | |
| | | | |
| | | | |

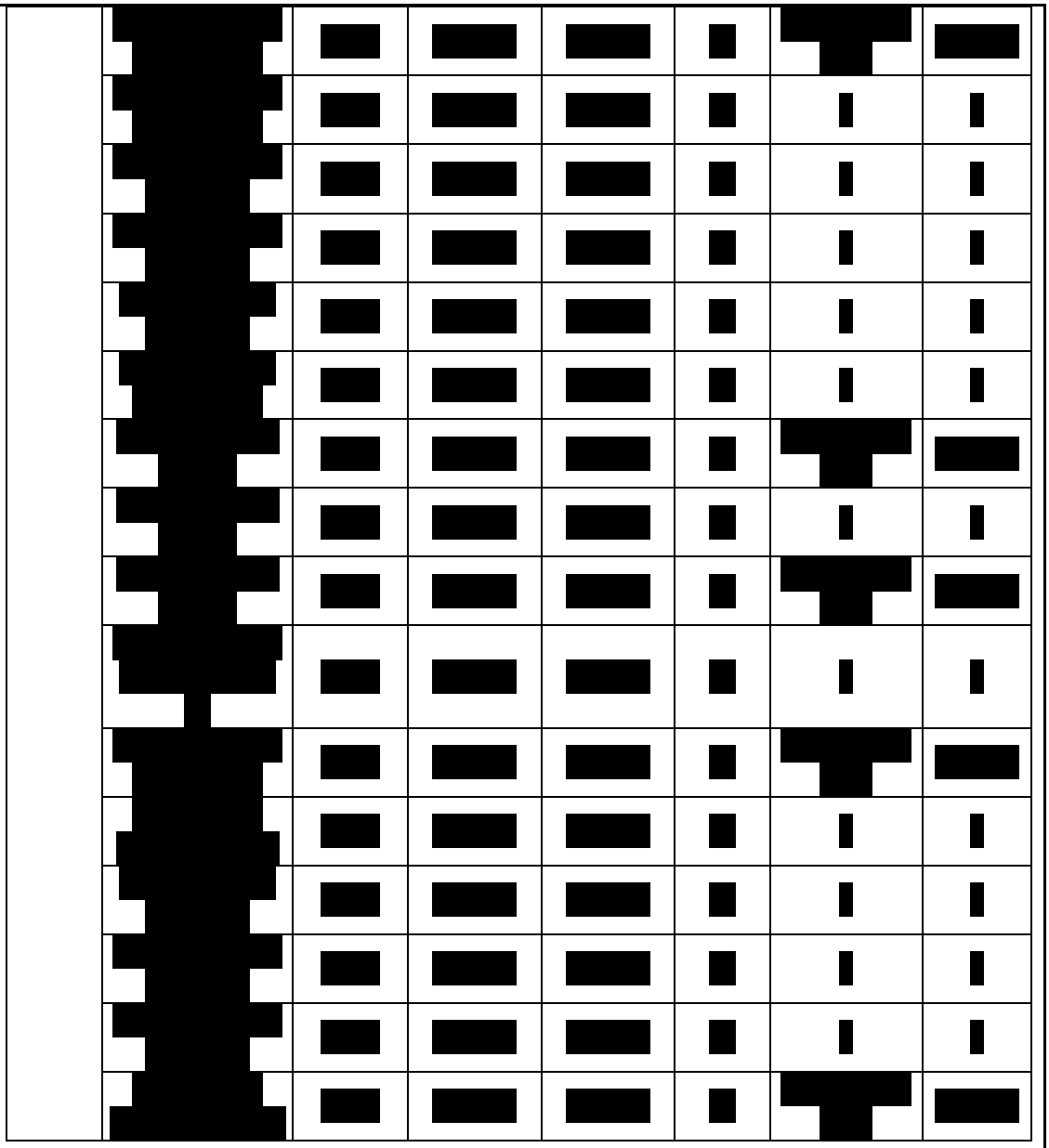


2）依托管线延寿评估情况

本工程依托的混输管线及注水管线未超过设计年限或已完成延寿评估，详见表 45。

表 45　依托管线延寿评估情况



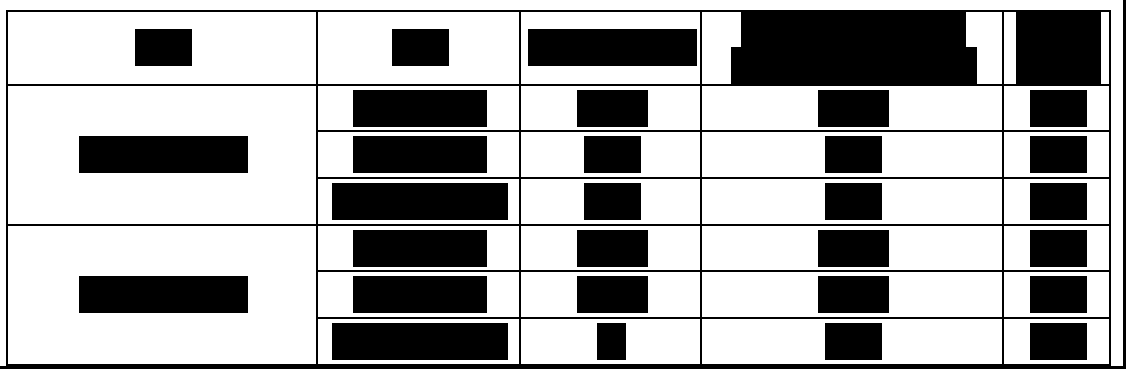


3）依托可行性分析

（1）平台、站场依托可行性分析

本项目各依托工程依托可行性分析见表 46。

表 46　依托可行性分析表



| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

由表 46 可以看出，中心一号平台、中心三号平台、海三联合站、埕岛天然气预处理站的采出液、采出水、天然气处理能力均能满足本项目需求。

（2）采出水处理系统水质达标可行性分析

中心一号平台、中心三号平台、海三联合站处理后的采出水回注埕岛油田海上注水井。根据埕岛油田地层性质，注水层空气渗透率约 2.23μ㎡，中心一号平台、中心三号平台、海三联合站出水执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅴ级标准要求。2026 年采出水水质统计情况见表 47。从表 47 可以看出，处理后的采出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅴ级标准要求。

表 47 采出水水质统计表

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | | | | |
| [redacted] | 24.83 | 22.58 | 2.8 | 0.064 |
| [redacted] | 22.93 | 22.37 | 3.5 | 0.066 |
| [redacted] | 20.78 | 19.93 | 2.4 | 0.050 |
| [redacted] | 21.32 | 20.44 | 2.7 | 0.061 |
| [redacted] | 22.38 | 22.37 | 3.1 | 0.063 |
| [redacted] | 25.06 | 22.92 | 2.6 | 0.053 |
| [redacted] | | | | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | | | | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

（3）依托海底管线输送能力校核

本项目建成投产后集输物流走向不变，仍是通过海底管线最终输送至陆上终端集中处理。各海底输送管线能力校核情况见表 48。

表 48　海底管道输送能力校核

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

从埕岛油田主要平台油井及注水井生产数据可以看出，海底管道尚有一定的剩余输送能力，能够满足本项目需求。

| | |
|---|---|
| 总 | 本项目实施后，各平台平面布置见图 28～图 34。 |

| | |
|---|---|
| 平面及现场布置 | |
| 施工方案 | 一、施工方案及产污环节分析<br>1、平台建设和改造<br>本项目 CB11A 井组平台东侧及 CB11M 井组平台北侧各新建 1 座四腿式导管架平台，CB22H 井组平台、CB246A 井组平台井口区进行甲板扩建后新建井筒等，CB11K 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台均需要新建井筒。<br>1）井口平台建设及甲板扩建<br>（1）陆上预制：按照设计图纸，对下部基础、上部组块进行预制。<br>（2）装船及海上拖航：预制好的下部基础、上部组块装船，并拖航至预定位置。<br>（3）海上安装：先进行插桩、打桩，安装好下部基础，然后吊装上部组块，与下部基础连接，最后进行平台工艺设备、设施、管线的安装。<br>2）新建井筒<br>井筒施工主要分为陆上预制、海上拖航、海上安装三部分。<br>平台建设施工过程主要为：井口导向筒及隔水管陆上预制—井口导向筒及隔水管装船—海上施工。<br>海上施工流程如下：构件的海上运输—海底探摸及平整—船舶抛锚就位—导向筒及隔水管吊装就位—隔水管打桩入泥。<br>主要施工流程见图 35。<br><br>2、钻完井<br>本项目新钻 29 口井和 28 口预留井，预留井钻完井施工方案与新钻井基本一致。<br>（1）钻井平台就位<br>海洋钻井前首先需要钻井平台就位，本项目新钻 29 口井。<br>（2）钻井和固井作业<br>钻井作业是用足够的压力将钻头压到井底岩石上，使钻头的刃部吃到岩石中。钻头上连接着钻柱，用钻柱带动钻头旋转以破碎岩石，井就会逐渐加深。钻 |

进过程中通过钻井液循环，可将钻屑携带至地面，钻井液分离出钻屑后继续进入井筒循环利用。

固井是指向井内下入套管，并向井眼和套管之间的环形空间注入水泥的施工作业。固井的主要目的是保护和支撑油气井内的套管，封隔油、气和水等地层。

（3）完井

完井是钻井工作最后一个重要环节，又是采油工程的开端，与以后采油、注水及整个油气田的开发紧密相连。完井的目的是为了获得较高的油井产能、提供产油、产气、注水通道。本项目采用套管完井工艺，主要包括射孔（或下筛管）、下入电潜泵及生产管柱、安装井口装置。

本项目海上建设阶段的主要污染物包括船舶机舱含油污水、施工作业废水、生活污水、工业固体废物、悬浮泥沙、钻井固废、生活垃圾等。

施工期产污环节见图 36。

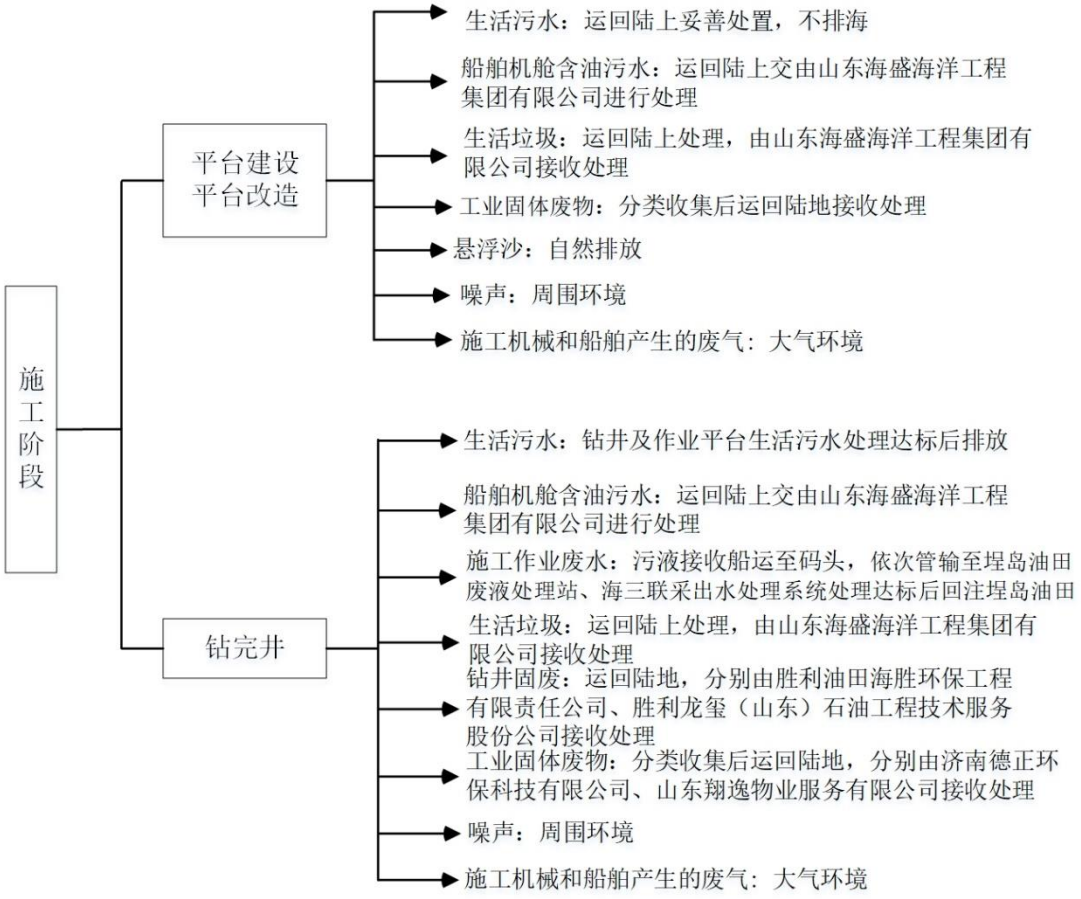



图 36　施工期产污环节图

二、运营期工艺流程及产污环节分析

本项目平台建设及改造完成后，集输物流走向不变。本工程不新增平台劳动

定员，因此运营期不新增生活污水及生活垃圾，本项目投产后，运营期产生的污染物主要为采出水、作业废水、初期雨水、工业固体废物、防腐所用牺牲阳极释放的锌金属等。工程运营期的产污环节及污染物种类分析见图 37。

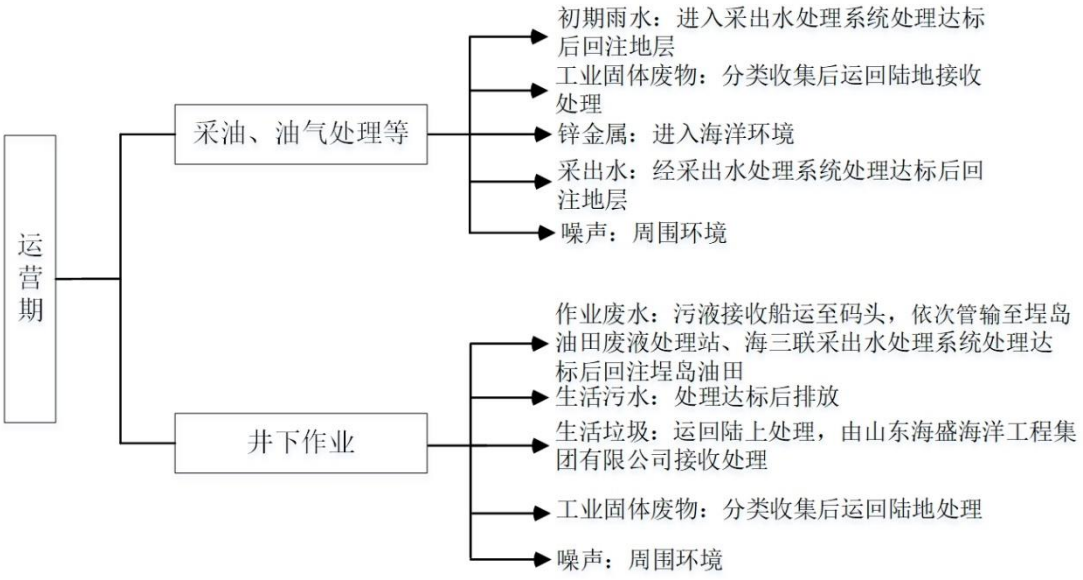



图 37　运营期产污环节图

三、污染物产生及处理/处置情况

1、施工期污染物排放情况

1）钻井固废

钻井固废包括钻屑和废弃钻井液。

钻屑的产生量随着井深、井径的变化而变化，产生的钻屑按照来源层位分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类。钻屑采用以下经验公式进行计算：

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

式中：V——钻屑量，t；

D——井眼的平均直径，m；

h——钻深，m；

A——井眼扩大率，1.2；

$\rho_{钻屑}$——取 2.7t/m$^3$。

废弃钻井液的产生量主要与井身、井径有关，废弃钻井液也分为油层段废弃钻井液和非油层段废弃钻井液，携带油层钻屑的钻井液为油层废弃钻井液，携带非油层钻屑的钻井液为非油层废弃钻井液，采用以下经验公式进行计算：

$$V=\frac{1}{4}\pi D^2 h\times 2\times\rho_{泥浆}\times（1-\theta）$$

式中：V——废弃钻井液量，t；

D——井眼的平均直径，m；

h——钻深，m；

θ——钻井液循环利用率，80%；

ρ钻井液——t/$m^3$（根据井深来取，＜2000m，取 1.05，2000m～3000m 取 1.25，＞3000m，取 1.6）

表 49　本项目废弃钻井液及钻屑产生量

[redacted]

本项目采用的是水基钻井液，产生的非油层钻屑、非油层废弃钻井液为一般工业固体废物，其中产生非油层钻屑 32246.5t，产生非油层废弃钻井液 3947.5t。油层钻屑、油层废弃钻井液为危险废物，其中产生油层钻屑 494.2t，产生油层废弃钻井液 60.4t，其危险废物类别参考《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（生态环境部公告〔2021〕74 号）中的废弃油基钻井液、油基钻屑，危险废物代码为 071-002-08。

钻井平台设有泥浆池，用于配制、储存钻井液。钻井施工时井口安装有导流管、喇叭口，连通平台地面循环系统，实现钻井液的外循环。钻进或循环时，启动泥浆泵，泥浆经过滤后进入泥浆泵，在泥浆泵的加压下通过地面高压管线、立管泵送至顶驱水龙头，经钻具中空到达井底，携带井底钻屑经环空、井口、导流管、喇叭口循环至平台，再经振动筛、除砂器、除泥器、离心机将钻屑过滤掉后流入泥浆池，实现重复利用。

钻井过程中过滤掉的非油层钻屑经回收管线回收至钻屑箱；非油层钻屑（装载在钻屑箱中）由船舶拉运至陆上处理，非油层钻屑转运无固定周期，在不影响钻井施工的情况下，按需转运。钻至油层时，由井筒内返回地面的油层钻屑、油层废弃钻井液不再进行分离，直接进入钻屑箱储存，与非油层钻屑采用不同的钻屑箱；油层钻屑和油层废弃钻井液（装载在钻屑箱中）在 1 口井钻井结束后通过船舶转运至陆上处理，即每井次转运 1 次。其他未与油层接触的非油层废弃钻井液储存在钻井平台的泥浆池和泥浆罐内；在 1 口井钻井结束后通过船舶转运至陆上处理，即每井次转运 1 次。

钻井平台设有 84 个岩屑箱，每个岩屑箱容积约 2.5m$^3$，总容积 210m$^3$，可实现油层钻井岩屑和非油层钻井岩屑的分区贮存。非油层钻屑、油层钻屑和油层废弃钻井液（装载在岩屑箱中）由船舶运至陆地；非油层废弃钻井液由泵从钻井平台的泥浆罐、泥浆池输送至船载储罐，再运至陆地。

油层钻屑和油层废弃钻井液交胜利油田海胜环保工程有限责任公司（东营危证临 33 号）进行处置，非油层钻屑、非油层废弃钻井液交由胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司处理。非油层钻屑、油层钻屑和油层废弃钻井液（装载在钻屑箱中）移交后，钻屑箱运回钻井平台。

2）施工作业废水

本项目投产前，需要通刮洗井，目的是去除井筒内壁上的毛刺、残余固井水泥，需要 1.5 倍井筒体积高压水冲洗井筒，根据井筒体积核算施工作业废水产生量约 4755m$^3$。本项目产生的施工作业废水由污液接收船运至码头，再通过管道输送到海洋采油厂的埕岛油田废液处理站（海二站内）进行预处理，然后转输至海三联采出水处理系统进一步处理达标后回注地层。

3）悬浮泥沙

本项目隔水管及桩腿打桩入泥时会产生悬浮泥沙，隔水管及桩腿尺寸较小，隔水管及桩腿打桩入泥时仅在与泥面刚接触时产生悬浮泥沙，当隔水管及桩腿进入泥面以下后基本不产生悬浮泥沙，因此本项目隔水管及桩腿打桩入泥时悬

浮泥沙产生量较少。

4）船舶污染物

本项目施工过程中产生的船舶污染物包括船舶机舱含油污水、生活污水、生活垃圾。根据建设单位提供资料及实际运行经验，施工船舶生活污水按每人每天0.16m³计算；根据《水运工程环境保护设计规范（2019年版）》（JTS 149-2018），施工船舶生活垃圾按每人每天1.5kg计算；本项目所用船舶吨级为60t～5000t之间，根据《水运工程环境保护设计规范（2019年版）》（JTS 149-2018）及实际运行经验，本次施工船舶机舱含油污水按每船每日0.5m³计算，施工期船舶污染物产生估算量见表50。

表50　船舶污染物的产生情况

| [redacted] | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | | | | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

钻井平台、施工船舶产生的机舱含油污水及生活垃圾全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。其中，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保含油污水不外排。

钻井平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开

发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

5）工业固体废物

本项目施工期产生的工业固体废物主要为钻井及平台建设过程中产生的边角料、含油棉纱、包装材料等。根据以往类似工程项目的统计数据推算，本项目施工期产生的工业固体废物共计 4.3t，分类收集后运回陆地接收处理，其中危险废物（约 2.0t）暂存至海洋采油厂危废暂存处（位于东营市东营港经济开发区海港路海盛船务公司院内东南角，设有监控室 1 间，危废间 4 间），再及时委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。

6）噪声

本项目施工期噪声主要来自钻井平台、施工船舶、打桩。噪声声级一般在90dB（A）～100dB（A）。

7）废气

本项目的大气污染主要是施工过程的施工机械和船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随工程的结束而停止。

表 51　施工期污染物及处理措施



| | | | | |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

2、运营期污染物排放情况

本项目运营期不新增平台劳动定员，因此运营期不新增生活污水及生活垃圾。本项目拟新建、改造平台投产后，运营期产生的污染物主要为新增初期雨水、工业固体废物、防腐所用牺牲阳极释放的锌金属、采出水、作业废水、噪声以及作业平台、施工船舶污染物。

1）采出水

本项目新钻 22 口油井，采出水最大产生量为 59.41×$10^4$$m^3$/a（第 15 年），分别进中心一号、中心三号平台初步分离，分离出的采出水经平台现有采出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/T 5329-2022）要求后回注地层；分离出的低含水原油经管道进入海三联进一步进行分离处理，分离出的采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后通过注水井回注地层。

2）作业废水

本项目油水井开展修井等井下作业施工时，会产生少量作业废水。海洋采油厂埕岛油田油水井免修期平均 6.9 年，本次评价按照每年作业 5 井次计算，每井次产生作业废水 100$m^3$，则年产生作业废水 500$m^3$。本项目产生的作业废水由污液接收船运至码头，再通过管道输送到海洋采油厂的埕岛油田废液处理站（海二站内）进行预处理，然后转输至海三联采出水处理系统进一步处理达标后回注地层。

3）初期雨水

本项目 CB11A 新建井口平台、CB11M 新建井口平台设置雨水收集槽，雨水通过地漏收集后经排污泵输至油气生产汇管，没有外排；CB22H 井组平台扩建部分依托现有雨水收集槽，雨水通过地漏收集后经排污泵输至油气生产汇管，没有外排；CB246A 井组平台扩建部分初期雨水经围油槽收集后自然蒸发。

雨水量公式：Q=C·F·q

式中：Q—雨水量（L/S）；F—汇水面积（ha）；C—径流系数，本次评价取

1.0，q—设计暴雨强度（L/s·ha），东营市暴雨强度取 131.88L/s·ha。初期雨水一般为前 15min 的雨水，各平台初期雨水量见表 52。

表 52　各平台新增初期雨水量

| 序号 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 3 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 4 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | | [redacted] | [redacted] |

4）作业平台、施工船舶污染物

本项目不新增劳动定员，但本项目井作业施工时作业平台、施工船舶会产生生活污水、生活垃圾、机舱含油污水。本项目 29 口井平均 1 年修井 5 次，每次修井 15 天，平均每天施工人员在岗人数 50 人。根据建设单位提供资料及实际运行经验，生活污水按每人每天 0.16m$^3$ 计算；生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算；机舱含油污水按每船（平台）每日 0.5m$^3$ 计算，作业平台、施工船舶污染物产生估算量见表 53。

表 53　作业平台、船舶污染物的产生情况

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

注：施工船舶数量包括作业平台。

作业平台、施工船舶产生的含油污水及生活垃圾全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。其中，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保含油污水不外排。

作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

5）工业固体废物

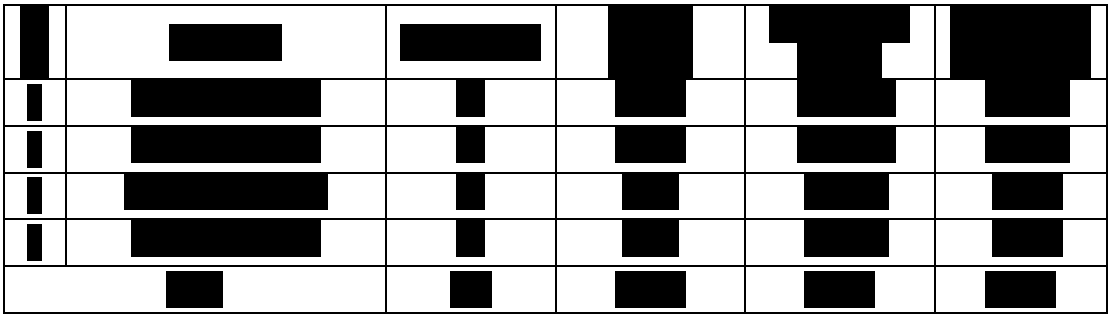
各平台正常运行期间，将产生一些工业固体废物，如边角料、废含油棉纱、油毡等垃圾、废机油、铁质废油漆桶、塑料废机油桶、废油漆、含油污泥等。根

据以往类似海洋石油开发工程项目的统计数据推算，按照每口井每年产生工业固体废物 0.1t 计算，预计各平台每年工业固体废物增加约 2.9t（危险废物约 1.4t）。工业固体废物全部进行分类收集，其中含油危险废物委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。

6）锌金属

新建平台及改扩建平台的导管架防腐主要采用高性能铝合金阳极，即在常规的 Al-Zn-In 系阳极中添加 Mg 等合金元素。铝合金阳极除铝外，重金属主要成分为锌，含量为 3.4%。平台对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极中的重金属溶出。各平台寿命按 20 年计，考虑到阳极使用寿命的裕量，各平台使用铝阳极情况见表 54。

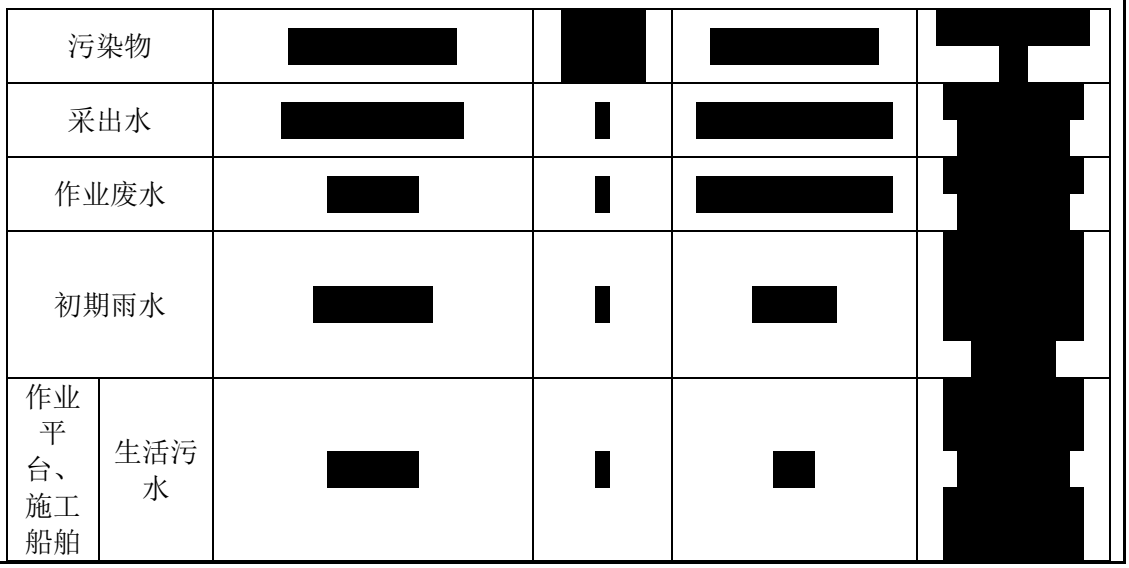
表 54　平台使用阳极情况



7）噪声

运营期油井开展修井作业等井下作业施工时，施工机械设备等会产生噪声，但噪声源强均较小，并且由于海上平台远离居民点，其影响可以忽略。

表 55　运营期污染物及处理措施



| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 污染物 | | | | | |
| | 生活垃圾 | | | | |
| | 机舱含油污水 | | | | |
| 工业固体废物 | | | | | |
| 锌金属 | | | | | |
| 噪声 | | | | | |

四、施工安排

本项目施工作业时间总计约 1260 天，单日平均施工人数约 60 人，本项目钻完井、平台建设等施工将分批同步开展施工，本次施工安排见表 56，施工所用主要船舶类型见表 57。

表 56　施工安排

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

[redacted]

表 57　施工所用典型船舶类型

| 序号 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 3 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 4 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 5 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 6 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 7 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 8 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 9 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 10 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | |
|---|---|
| 其他 | 无 |

# 三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

1、调查资料来源

海水水质、海洋沉积物、海洋生态现状调查资料引自《埕岛区域秋季生态跟踪监测成果报告》，由自然资源部第一海洋研究所于 2025 年 11 月在项目所在海域进行现状调查，本次评价引用其中的水质站位 8 个、沉积物站位 8 个、生物生态站位 8 个。调查站位见表 58、附图 8。

表 58　海水水质、沉积物、生态调查站位

| 序号 | 站位编号 | 功能区 | 水质执行标准 | 沉积物执行标准 |
|---|---|---|---|---|
| 海水水质、海洋沉积物、生物生态 | | | | |
| 1 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 3 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 4 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 5 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 6 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 7 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 8 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

海洋生物质量、渔业资源调查资料引自《埕岛区域秋季生态跟踪监测成果报告》，由自然资源部第一海洋研究所于 2025 年 11 月在项目所在海域进行现状调查，本次评价引用其中的生物质量、游泳动物和鱼卵仔稚鱼调查站位 3 个，调查站位分布见表 59。

表 59　生物质量调查站位

| 序号 | 站位编号 | 功能区 | 生物质量评价标准 |
|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 3 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

2、海水水质

海水水质调查站位共 8 个，全部位于四类区。

水质评价因子为：pH、COD、DO、$BOD_5$、活性磷酸盐、无机氮、石油类、硫化物、挥发性酚、重金属（汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、硒、镍）、水温、盐度、悬浮物共 21 项。

各调查站位水温为 13.7℃～15.2℃，盐度为 28.4‰～29.2‰，悬浮物浓度为 3.6mg/L～53.44mg/L；其他各评价指标均满足《海水水质标准》（GB 3097-

1997）中四类海水水质标准，海水水质状况良好。

表 60　海水水质评价结果

| [redacted] | [redacted] | | | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

3、海洋沉积物

沉积物调查站位共 8 个，8 个站位均执行三类沉积物质量标准。沉积物评价因子为：有机碳、硫化物、石油类、铅、镉、铜、锌、铬、砷、汞 10 项。

调查海域沉积物质量各评价因子均满足《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中三类标准，调查海域沉积物质量较好。

表 61　沉积物评价结果

| [redacted] | [redacted] | | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

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

4、海洋生态

1）叶绿素和初级生产力

2025 年秋季调查海域表层叶绿素 a 平均浓度为 4.85mg/$m^3$，变化范围为 0.74～11.58mg/$m^3$，底层叶绿素 a 平均浓度为 4.59mg/$m^3$，变化范围为 0.83～10.36mg/$m^3$，表、底层叶绿素 a 的水平分布趋势大致相同。2025 年秋季调查海域水柱初级生产力的平均值为 403.79mgC/（$m^2$·d），变化范围为 14.79～1542.46mgC/（$m^2$·d）。

2）浮游植物

2025 年秋季共鉴定出浮游植物 3 门 33 属 82 种。其中，硅藻 27 属 66 种，占 80.5%；甲藻 5 属 15 种，占 18.3%；金藻门 1 属 1 种，占 1.2%。

2025 年秋季海域浮游植物细胞丰度分布极为不均，平均值为 961.6×$10^4$ cells/$m^3$，范围介于 5.2×$10^4$ cells/$m^3$～15498.0×$10^4$ cells/$m^3$之间。

2025 年秋季浮游植物优势种为中肋骨条藻、柔弱角毛藻、旋链角毛藻、格氏圆筛藻、密联海链藻和星脐圆筛藻。前 3 种浮游植物累计贡献调查海区浮游植物总细胞丰度的 82.0%。

浮游植物群落香农维纳多样性指数（H’）变化范围为 0.834～3.913，均值为 2.388;Pielou 均匀度指数变化范围为 0.182～0.853,均值为 0.537;Margalef 丰富度指数变化范围为 0.901～2.402，均值为 1.485；浮游植物种类数变化范围为 13～33，均值为 23。

3）浮游动物

2025 年秋季共鉴定浮游动物 10 大类 34 种（类），浮游幼体 13 类，桡足类种类数最多，为 23 种；2025 年秋季浮游动物优势种为夜光虫、强壮箭虫、中华哲水蚤、背针胸刺水蚤和真刺唇角水蚤，5 种浮游动物优势种丰度合计占浮游动物总丰度的比例为 91.17%。

浮游动物丰度变化范围为（4.00～837.83） ind./$m^3$，均值为 78.39 ind./$m^3$，浮游动物生物量变动范围为（3.42～417.50）mg/$m^3$，平均为 55.64mg/$m^3$。

香农维纳多样性指数（H’）变化范围为 0.19～3.09，平均为 1.98，Margalef

丰富度指数变化范围为0.54～2.84，平均为1.28；Pielou均匀度指数变化范围为0.07～0.95，均值为0.70。各站位种类数变化范围为3～14，均值为8。

4）大型底栖生物

2025年秋季共鉴定大型底栖生物7大类131种，其中环节动物所占种类数最多，有86种，其次是甲壳动物，有22种，软体动物有18种，棘皮动物1种、纽形动物2种、扁形动物1种、鱼类1种。

2025年秋季大型底栖生物平均栖息密度为423个/$m^2$，多毛类环节动物平均栖息密度最高，达212个/$m^2$。软体动物其次，为111个/$m^2$。甲壳动物为74个/$m^2$。平均总生物量较低，为3.37 g/$m^2$。甲壳动物最高，平均生物量为1.24 g/$m^2$，其次是多毛类环节动物，平均生物量为0.93g/$m^2$。

2025年秋季大型底栖生物的物种丰富度指数 $d$ 值平均值为1.89；均匀度指数 $J$ 值平均值为0.91；优势度指数 $D$ 值平均值为0.18；香农维纳多样性指数（H’）平均值则为3.02。

5、海洋生物质量

2025年11月在调查海域开展了常见生物质量监测。生物质量调查站位共3个，全部位于一类区。

结果显示：鱼类、甲壳类和软体类（非双壳类）的砷均出现超标，其他各指标均能满足相应标准要求。

表62　调查海域生物质量评价结果（无量纲）

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

注：“-”表示无评价标准未进行评价。

6、渔业资源

1）鱼卵、仔稚鱼

2025年秋季调查海域共采集鱼卵1粒，为虾虎鱼科鱼卵；采集仔鱼4尾，

| | |
|---|---|
| | 其中短吻红舌鳎1尾、虾虎鱼科2尾、花鲈1尾。<br>2）游泳动物<br>2025年秋季调查海域共鉴定游泳动物20种。其中，鱼类12种，虾类5种，蟹类2种，头足类1种。优势种为虾类的口虾蛄，鱼类的短吻红舌鳎、斑尾刺虾虎鱼、花鲈和矛尾虾虎鱼。<br>鱼类渔获重量占总渔获量的72.97%，虾类占14.11%，蟹类占7.51%，头足类占 5.41%；渔获物尾数中，鱼类渔获尾数占总渔获尾数的 46.23%，虾类占44.34%，蟹类占6.60%，头足类占2.83%。<br>游泳动物每调查站小时渔获重量平均每站为 2.22kg/小时，最大值出现在X100号站。鱼类最高（4.85kg/小时），其次为虾类，0.93 kg/小时，蟹类为0.51 kg/小时，头足类为0.36kg/小时；小时渔获尾数平均每站为70.66尾/小时。鱼类最高，为98尾/小时，虾类次之，为94尾/小时，蟹类为14尾/小时，头足类为6尾/小时。<br>渔业资源（重量、尾数）平均为256.59kg/$km^2$和8.18×$10^3$ind./$km^2$。鱼类（重量、尾数）密度值分别为187.22kg/$km^2$和3.78×$10^3$ind./$km^2$；虾类（重量、尾数）值分别为35.93kg/$km^2$和3.63×$10^3$ind./$km^2$；蟹类（重量、尾数）密度值分别为19.53kg/$km^2$和0.54×$10^3$ind./$km^2$；头足类（重量、尾数）密度值分别为13.90kg/$km^2$ 和 0.23×$10^3$ind./$km^2$。秋季渔业资源重量密度最高值出现在 X100站，最低值出现在X102站，尾数密度最高值出现在X102站，最低值出现在X101站。<br>渔获物生物学测定结果表明鱼类平均体重96.36g，平均体长17.13cm，幼体比例22.41 %；虾类平均体重4.56g，平均体长4.94cm，幼体比例64.04%；蟹类平均体重34.14g，平均甲宽8.00cm，幼体比例54.17%；头足类平均体重64.47g，平均体长为5.33cm，幼体比例为0。<br>渔获物重量多样性指数（*H'*）均值为2.00，重量丰富度指数（*d*）平均值为1.73，重量均匀度指数（*J'*）均值为0.78；渔获物尾数多样性指数（*H'*）均值为2.37，尾数密度丰富度指数（*d*）平均值为3.37，尾数均匀度指数（*J'*）均值为0.93。 |
| 与项目有关的原 | 1、现有及依托工程环保手续执行情况<br>与本项目有关现有及依托工程的环保手续履行情况见表63。<br>表63　现有及依托工程环保手续一览表 |

有环境污染和生态破坏问题



表 64　环评及验收符合性分析（埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书）

| 环评要求 | 验收落实情况 | 实际情况 |
| --- | --- | --- |
| 鉴于其位于山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区和黄河故道东三角洲限 | 本工程在环评阶段均已建成，没有擅自扩大生产规模；制定了相应的生态保护措施，如管道设有应急关 | 制定了相应的生态保护措施，管道设有应急关断系统，编制了《埕岛油田海 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 制区生态保护红线区内，建设单位应做好生态修复工作，在退出之前，实验区及生态保护红线区内生产设施严禁擅自扩大规模生产 | 断系统、编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》、配备了溢油应急物资等，减少对山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区和黄河故道东三角洲限制区生态保护红线区的影响 | 洋石油开发生产油气污染应急预案》、配备了溢油应急物资等 |
| | 建设单位应尽快落实报告书中提出的各项整改措施，确保污染物的处理符合国家有关规定和标准。生活污水处理达标后方可排海。含油生产水、作业废水处理达标后回注地层不外排。油泥砂等危险废物应按照相关标准要求妥善处置 | 含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准要求后，回注，没有外排；2021 年 3 月之前 5 座有人值守平台的生活污水经生活污水处理系统处理后可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中一级标准，实现达标排放，2021 年 3 月之后，5 座平台的生活污水经生活污水处理设施处理后进入生产流程，不外排；生活垃圾分类收集后运回陆地，进行处理；工业垃圾分类收集，运回陆地处理 | 含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注，不外排；5 座有人值守平台的生活污水经生活污水处理设施处理后进入生产流程，不外排；生活垃圾分类收集后运回陆地，进行处理；工业垃圾分类收集，运回陆地处理 |
| | 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进行注水作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生过因注水等原因导致的地质性溢油风险事故 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；项目投产至今未发生过地质性溢油风险事故 |
| | 切实落实环境风险防范措施。发生溢油事故后，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，并视情及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局 | 海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2019 年 12 月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行溢油应急演练。 | 建设单位编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，并于 2025 年 12 月 2 日取得了生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局的备案，同时配备了相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。 |

表 65　环评及验收符合性分析（埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书）

| 环评要求 | 验收落实情况 | 实际情况 |
| --- | --- | --- |
| 加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定有针对性井控预案。在生产过程中加强注水井实时监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压。 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生过因注水等原因导致的地质性溢油风险事故 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；项目投产至今未发生过地质性溢油风险事故 |
| 定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。 | 目前海洋采油厂定期对海管进行内检测或者压力试验，来检测海管的内外腐蚀状况及承压能力 | 海洋采油厂对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测；海洋采油厂每半年至少开展 1 次全面的隐患排查与评估，根据油田要求并结合隐患排查与评估结果，每年二季度编制下半年度隐患治理项目计划 |
| 切实落实风险防范和应急措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资，并制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。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环境特别是对敏感目标的影响，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。 | 海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2019 年 12 月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行溢油应急演练 | 目前海洋采油厂已编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，并于 2025 年 12 月 2 日取得备案；各有人值守平台配备了应急设备，并定期进行维护及保养，定期进行溢油应急演练 |

表 66　环评及验收符合性分析（埕岛中心三号及海上配套工程环境影响报告书）

| 环评要求 | 验收落实情况 | 实际情况 |
| --- | --- | --- |
| 加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、 |

| | | |
|---|---|---|
| 入地层的地层压力监测；采取分层注水等措施，实现注采平衡，严禁超压、超量注水。 | 变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生过因注水等原因导致的地质性溢油风险事故。 | 测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；项目投产至今未发生过地质性溢油风险事故。 |
| 定期对输油软管和海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患。采取严格的管道防腐和必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。 | 海洋采油厂制定了管道巡回检查制度，只要海况允许，每天都对海管进行巡回检查，并对附近海域进行密切观察；对于运行时间较长，两端压差较大的海管组织通球检测，及时掌握海管运行情况。 | 海洋采油厂对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测；海洋采油厂每半年至少开展 1 次全面的隐患排查与评估，根据油田要求并结合隐患排查与评估结果，每年二季度编制下半年度隐患治理项目计划。 |
| 切实落实风险防范和应急措施，本工程溢油应急应纳入埕岛油田溢油应急体系统一考虑。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。 | 海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，各平台配备了应急设备，定期进行溢油应急演练。 | 目前海洋采油厂已编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，并于 2025 年 12 月 2 日取得备案；各有人值守平台配备了应急设备，并定期进行维护及保养，定期进行溢油应急演练。 |

表 67　环评及验收符合性分析（埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书）

| 环评要求 | 验收落实情况 | 实际情况 |
|---|---|---|
| 严格落实报告书中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地处理，含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。船舶生活污水经处理达标后于距岸 3 海里外海域排放。运营期含油生产水、生活污水处理达标后全部回注地层。生活垃圾及生产垃圾均分类收集后运回陆地处理 | 本项目严格落实了报告书中污染物处理措施。非油层水基钻井液和钻屑运回陆地交胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司接收处理，含油钻井液和钻屑运回陆地交山东天中环保有限公司进行了处置。生活污水和生活垃圾全部运回陆地，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。运营期本项目采出水经平台配套的采出水处理设施处理达标后回注，生活污水经各自平台配套的生活污水处理设施处理后进入生产系统，不排海。运营期生活垃圾运回陆地由中国石化集团胜利石油管理局有 | 严格落实了报告书中污染物处理措施。运营期含油生产水、生活污水处理达标后全部回注地层。生活垃圾及工业固体废物均分类收集后运回陆地处理。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | | 限公司机关管理服务中心接收处理；工业固体废物进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收后委托处理 | |
| | 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 | 本项目严格执行了作业规程和安全规程；严格按设计要求实行，加强了随钻监测，安装了符合要求的合格防喷器井控设备，建立了井控管理系统，全部按设计要求试压合格；本工程目前已施工完毕，钻井过程中未发生溢油事故 | / |
| | 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 | 本项目为分期建设项目，平台改造严格按照设计要求施工，海管暂未施工，纳入后续验收项目 | / |
| | 加强注水、注聚作业管理，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，在回注过程中加强实时监测，杜绝超注超压 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注聚管理工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强了压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；本工程自投产运营以来，未发生因注聚等原因导致的地质性溢油风险事故 | 从源头-沿程-井口-油藏建立了全过程注水管理工作，大力推广测调一体化分注工艺，安装了自动配水橇块，优化开展了洗井、测调等工作，根据产量和压力等变化及时优化调整配注；加强压力监测和测调。建立了兼顾油藏平面、层间的压力监控网络，油井压力恢复或静压每半年至少一次，及时掌握压力恢复状况，根据压力恢复情况及时开展配注优化和分层测调，避免局部小层压力过高，确保油藏的高效开发；项目投产至今未发生过地质性溢油风险事故 |
| | 切实落实环境风险防范措施。修改完善埕岛油田溢油应急计划，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， | 海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产溢油应急计划》，于 2022 年 12 月取得备案；各平台配备了应急设备，定期进行了溢油应急演练，没有发生溢油事故 | 目前海洋采油厂已编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》并于 2025 年 12 月 2 日取得备案；各有人值守平台配备了应急设备，并定期进行维护及保养，定期进行溢油应急演练。 |

| | | |
|---|---|---|
| 按照规定立即报告海河北海局，并按照规定及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局 | | |
| 切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，施工应避开毛虾产卵盛期（6月）；CB371、CB30A平台及配套管缆施工应避开花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5月-6月、10月）；登陆海管陆上铺设时应避开东方白鹳繁殖期（2月底至7月中旬）、鹤类迁徙和越冬期（11月至翌年3月）最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响 | 本项目严格落实了生态保护措施，合理安排施工作业时间。CB30A 扩井口平台施工时间为2023年7月-9月，避开了花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5月-6月、10月），减轻了对海洋生态环境和渔业资源的影响。海管暂未施工，纳入后续验收项目 | / |

2、现有工程产排污情况

1）采出水

本项目 CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB11K 井组平台采出液管输至中心一号平台进行处理，CB246A 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台采出液均管输至中心三号平台进行处理，中心一号、中心三号平台对采出液进行处理分离出少量采出水后，剩余物流经混输管线进入海三联进一步进行分水处理。各平台 2025 年采出水产生量约 193.14×$10^4$t，中心平台和海三联分离出的采出水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）后，通过海底管线输至各平台，经由平台上的注水井回注到地层。

2）作业废水

CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB246A 井组平台、CB11K 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台现有油、水井运行期开展修井等井下作业施工时，会产生少量作业废水。根据统计数据，2025 年各平台产生作业废水 5473$m^3$，产生的作业废水由污液接收船运至码头，再通过管道输送到海洋采油厂的埕岛油田废液处理站（海二站内）进行预处理，然后转输至海三联采出水处理系统进一步处理达标后回注地层。

3）工业固体废物

在油田生产阶段，海上平台及陆上终端将产生一些工业固体废物，如含油污泥（071-001-08），废机油（900-214-08），废含油棉纱、油毡等垃圾（900-249-

08），塑料废机油桶（900-249-08），铁质废油漆桶（900-041-49），边角料等。

根据统计数据，CB11A 井组平台、CB11M 井组平台、CB22H 井组平台、CB246A 井组平台、CB11K 井组平台、CB4A 井组平台（CB4AG）、CB6B 采修一体化平台 2025 年工业固体废物产生量约 2.1t。工业固体废物全部进行分类收集，其中危险废物暂存至海洋采油厂危废暂存处（位于东营市东营港经济开发区海港路海盛船务公司院内东南角，设有监控室 1 间，危废间 4 间），再委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。

4）作业平台、施工船舶污染物

本项目相关平台现有井作业施工时作业平台、施工船舶会产生生活污水、生活垃圾、机舱含油污水。作业平台、施工船舶产生的含油污水及生活垃圾全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。其中，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保含油污水不外排。

作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

3、现有工程环保设施运行情况

1）围油槽

CB22H 井组平台设有雨水收集槽及围油槽，初期雨水通过地漏收集后经排污泵输至油气生产汇管，没有外排；其他平台周围设有围油槽，初期雨水经围油槽收集后自然蒸发，平台初期雨水收集措施设置情况见表 68。

表 68　现有工程初期雨水收集措施设置情况

| 序号 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 2 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 3 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 4 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 5 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 6 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 7 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

2）固体废弃物收集

在平台上设置固体废物收集装置，分类收集后运回陆地接收处理，其中危险废物委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理，其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。固体废物收集装置设置情况见表 69。

表 69　固体废物收集装置设置情况

| 序号 | [redacted] | [redacted] | 工业垃圾存放地点 |
|---|---|---|---|
| 1 | [redacted] | [redacted] | 平台暂存，运回陆地码头垃圾箱内 |
| 2 | | | |
| 3 | | | |
| 4 | | | |
| 5 | | | |
| 6 | | | |
| 7 | | | |

4、相关工程存在问题及后续管理要求

本次环评期间对本项目相关工程的环保设施和环保管理制度等进行调查，根据现场调查及建设单位提供的资料，本项目相关工程的环保设施运行正常，环保手续齐全，未发现本项目相关工程存在环保问题。

生态环境保护目标

一、周边生态环境保护目标

本项目为编制报告表的项目，本次评价参照 3 级确定海洋生态环境评价范围。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），评价范围以建设项目平面布置外缘线向外的扩展距离确定，3 级评价项目在潮流主流向的扩展距离应不小于 1km～5km，垂直于潮流主流向的扩展距离以不小于主流向扩展距离的 1/2 为宜。本次评价取建设项目平面布置外缘线向外扩展 5km 作为生态环境评价范围。

本工程周边的生态环境保护目标主要为山东黄河三角洲国家级自然保护区、黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线、渔业三场等，具体详见表 70、附图 4、附图 6、附图 7。

表 70 主要海域环境保护目标

| 敏感区名称 | | [redacted] | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 保护区 | 山东黄河三角洲国家级自然保护区 | [redacted] | | | |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | | [redacted] | | | |
| 生态保护红线 | 黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 渔业三场 | 毛虾产卵场、索饵场、越冬场 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 三疣梭子蟹产卵场、索饵场、越冬场 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 花鲈产卵场、越冬场 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 蓝点马鲛产卵场 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

二、山东黄河三角洲国家级自然保护区概况

1、自然保护区基本概况

山东黄河三角洲国家级自然保护区位于山东省东营市东北部的黄河入海口处，北临渤海，东靠莱州湾，与辽东半岛隔海相望。是以黄河口新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为保护主体的湿地自然保护区。

1990 年 12 月，东营市人民政府批准建立了黄河三角洲市级自然保护区，1991 年 11 月经山东省人民政府批准晋升为省级自然保护区，1992 年 10 月经国务院批准晋升为国家级自然保护区，同年 12 月成立山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局，下设黄河口、大汶流、一千二 3 个管理站。

根据中华人民共和国国家标准《自然保护区类型与级别划分原则》（GB/T14529-1993），黄河三角洲保护区属于“自然生态系统”类别中的“内陆湿地和水域生态系统类型”自然保护区。黄河三角洲保护区是以黄河口新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主要保护对象的湿地类型自然保护区。

2024 年 7 月 26 日，联合国教科文组织第 46 届世界遗产大会上，中国的黄（渤）海候鸟栖息地（第二期）成功列入《世界遗产名录》。山东东营黄河口候鸟栖息地（山东黄河三角洲国家级自然保护区）位列其中，成为山东首个世界自然遗产地。

2、自然保护区功能区划

根据《国家林业和草原局关于公布浙江、福建、山东 3 省国家级自然保护区和国家级风景名胜区名录的函》（国家林业和草原局，2026 年 6 月 23 日），国务院已批准浙江、福建、山东 3 省国家级自然保护区和国家级风景名胜区整合优化方案。整合优化后的山东黄河三角洲国家级自然保护区总面积 351798.69hm$^2$，

其中核心保护区面积 184244.02hm$^2$、一般控制区 167554.67hm$^2$。

山东黄河三角洲国家级自然保护区功能区划见图 38。

3、自然保护区主要保护对象

山东黄河三角洲国家级自然保护区的主要保护对象包括如下两个：

新生河口湿地生态系统，使其生态系统功能得以正常发挥。

保护珍稀濒危鸟类。根据东营市观鸟协会统计数据，保护区内有国家一级重点保护的鸟类有丹顶鹤、白头鹤、大鸨、东方白鹳、金雕、中华秋沙鸭等 26 种；国家二级重点保护鸟类有灰鹤、大天鹅、小天鹅等 72 种。

4、本项目与山东黄河三角洲国家级自然保护区位置关系

本项目 CB246A 井组平台与山东黄河三角洲国家级自然保护区最近距离为 1.8km，本项目与山东黄河三角洲国家级自然保护区位置关系详见附图 6。

四、渔业三场概况

项目周边涉及的渔业资源均为经济物种，不涉及珍稀、濒危等保护物种。

1、毛虾产卵场、索饵场、越冬场

中国毛虾在世界上分布范围较窄，仅分布于渤海和我国、朝鲜的黄海沿岸，以及我国东海、南海沿岸，其他海域尚未发现。毛虾是一种生长迅速、生命周期短、繁殖力强、世代更新快、游泳能力弱的小型虾类，在生态习性上属于浮游动物类群，随潮流推移而游动于沿岸、河口和岛屿一带。适温范围为 11℃～25℃，适盐范围为 30‰～32‰。具有昼夜垂直与季节水平移动的特性，常年多生活于水质较肥的水域，不作长距离洄游。毛虾具有明显的季节性移动。在渤海区域，中国毛虾形成辽东湾群和莱州湾，春汛所捕的毛虾属渤海西部群。渤海西部群毛虾在渤海中西部的深水区越冬，3 月下旬开始向近岸移动，进入黄河口附近。5 月中旬以后，大中型毛虾先后接近沿岸区产卵，6 月份为产卵盛期。7 月上旬后剩余的越年虾群历夏世代幼虾移向深水区。本工程全部 7 座平台均位于毛虾产卵场、索饵场内。

2、三疣梭子蟹产卵场、索饵场、越冬场

梭子蟹的生殖活动分交配和产卵 2 次进行，7 月～8 月是越年蟹交配的盛期，当年生蟹的交配盛期在 9 月～10 月，可是直至翌年 6 月中旬产卵季节，仍有一定数量的幼蟹尚未交配。交配以后的雌体大量摄食，性腺迅速发育，至 11 月初离开近岸进行越冬洄游；翌年 4 月下旬底层水温升至 12℃时梭子蟹开始产卵，这时 60%以上梭子蟹雌体已经抱卵，卵块呈鲜艳的橘黄色，随着卵子的发育，

| | |
|---|---|
| | 约经 20 多天至 5 月下旬，卵子逐渐变为褐色或黑灰色，表示即将进入散仔孵化期，第一次散仔时间为 5 月底～6 月初；6 月中旬开始出现第二次产卵高峰，大部分雌体又开始抱卵，第二次抱卵孵化时间较第一次大为缩短，6 月下旬卵块即变为褐黑色并相继散仔。梭子蟹一般每年 2 次产卵，两次产卵的间隔时间为 45d 左右。本项目全部 7 座平台均位于三疣梭子蟹索饵场内。<br>3、花鲈产卵场、越冬场<br>花鲈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。在渤海终年都能捕到。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。1 月～2 月花鲈主要分布在渤海中部，3 月渤海水温降到最低点，大部分花鲈游到渤海海峡一带，4 月数量开始增加，主要分布在莱州湾和渤海湾，5 月～12 月的分布比较分散。春、秋两季数量较多，主要集中在莱州湾、渤海湾、黄河口及辽东湾南部。主要索饵期为 3 月～8 月，花鲈的产卵场较广，主要在 38°～40° N，119°～121° E，渤海产卵期在秋季（9 月底～11 月初），产卵盛期在 10 月，产卵后进入深水区越冬。本项目均不位于花鲈产卵场内，本项目 CB6B 采修一体化平台与花鲈产卵场、越冬场最近距离为 0.8km。<br>4、蓝点马鲛产卵场<br>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。每年 3 月鱼群便开始陆续游离越冬场向北生殖洄游，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，渤海诸渔场的鱼群 5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7 月渔获物出现当年幼鱼，密集中心在渤海中部，8 月由于幼鱼大量出现，蓝点马鲛的数量大大增加，几乎整个海区均有分布，特别辽东湾南部和莱州湾数量更多。9 月分布面开始缩小，主要集中在辽东湾南部和莱州湾，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。本项目 CB11M、CB11A、CB6B、CB4A、CB11K、CB22H 井组平台均位于蓝点马鲛产卵场内。 |
| 评价标准 | 1、海洋环境质量标准<br>根据《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》中海洋规划分区，结合《海水水质标准》（GB 3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）、《海洋生物质量》（GB 18421-2001）等，本项目海洋环境质量标准执行情况见表 71。<br>表 71　海洋环境质量标准 |

| 类别 | 采用标准 | | |
|---|---|---|---|
| 海水水质 | 《海水水质标准》（GB 3097-1997） | | 四类 |
| 海洋沉积物 | 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002） | | 三类 |
| 海洋生物生态 | 海洋贝类 | 《海洋生物质量》（GB 18421-2001） | 一类 |
| | 鱼类、甲壳类、软体类（非双壳类） | 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C | |

海水水质标准的具体限值详见表 72。

表 72　海水水质标准　单位：mg/L（pH 除外）

| 项目 | 一类 | 二类 | 三类 | 四类 |
|---|---|---|---|---|
| 悬浮物 | 人为增加的量≤10 | | 人为增加的量≤100 | 人为增加的量≤150 |
| pH | 7.8～8.5，同时不超出该海域正常变动范围 0.2pH 单位 | | 6.8～8.8，同时不超出该海域正常变动范围 0.5pH 单位 | |
| 溶解氧＞ | 6 | 5 | 4 | 3 |
| 化学需氧量≤ | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 无机氮（以 N 计）≤ | 0.20 | 0.30 | 0.40 | 0.50 |
| 活性磷酸盐（以 P 计）≤ | 0.015 | 0.030 | | 0.045 |
| 汞≤ | 0.00005 | 0.0002 | | 0.0005 |
| 镉≤ | 0.001 | 0.005 | 0.010 | |
| 铅≤ | 0.001 | 0.005 | 0.010 | 0.050 |
| 总铬≤ | 0.05 | 0.10 | 0.20 | 0.50 |
| 砷≤ | 0.020 | 0.030 | 0.050 | |
| 铜≤ | 0.005 | 0.010 | 0.050 | |
| 锌≤ | 0.020 | 0.050 | 0.10 | 0.50 |
| 挥发酚≤ | 0.005 | | 0.010 | 0.050 |
| 硫化物（以 S 计）≤ | 0.02 | 0.05 | 0.10 | 0.25 |
| 石油类≤ | 0.05 | | 0.30 | 0.50 |

海洋沉积物质量标准的具体限值详见表 73。

表 73　海洋沉积物质量标准

| 项目 | 第一类 | 第二类 | 第三类 |
|---|---|---|---|
| 汞（$\times10^{-6}$）≤ | 0.20 | 0.50 | 1.00 |
| 镉（$\times10^{-6}$）≤ | 0.50 | 1.50 | 5.00 |
| 铅（$\times10^{-6}$）≤ | 60.0 | 130.0 | 250.0 |
| 锌（$\times10^{-6}$）≤ | 150.0 | 350.0 | 600.0 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| 铜（$\times10^{-6}$）≤ | 35.0 | 100.0 | 200.0 |
| 砷（$\times10^{-6}$）≤ | 20.0 | 65.0 | 93.0 |
| 铬（$\times10^{-6}$）≤ | 80.0 | 150.0 | 270.0 |
| 有机碳（$\times10^{-2}$）≤ | 2.0 | 3.0 | 4.0 |
| 硫化物（$\times10^{-6}$）≤ | 300.0 | 500.0 | 600.0 |
| 石油类（$\times10^{-6}$）≤ | 500.0 | 1000.0 | 1500.0 |

海洋贝类、软体动物、甲壳类和鱼类的生物质量各评价因子标准值见表 74。

表 74　海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

| 编号 | 项目 | 软体动物（双壳类）** | | | 软体动物（非双壳类）* | 甲壳类* | 鱼类* |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | 一类 | 二类 | 三类 | | | |
| 1 | 铬≤ | 0.5 | 2.0 | 6.0 | / | / | / |
| 2 | 铜≤ | 10 | 25 | 50（牡蛎 100） | 100 | 100 | 20 |
| 3 | 锌≤ | 20 | 50 | 100（牡蛎 500） | 250 | 150 | 40 |
| 4 | 砷≤ | 1.0 | 5.0 | 8.0 | 1 | 1 | 1 |
| 5 | 镉≤ | 0.2 | 2.0 | 5.0 | 5.5 | 2.0 | 0.6 |
| 6 | 总汞≤ | 0.05 | 0.10 | 0.30 | 0.3 | 0.2 | 0.3 |
| 7 | 铅≤ | 0.1 | 2.0 | 6.0 | 10 | 2.0 | 2.0 |
| 8 | 石油烃≤ | 15 | 50 | 80 | 20 | 20 | 20 |

**引用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中标准。*参照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C 中的标准。

2、污染物排放标准

本项目所在海域属于渤海海域，因此工程生产建设过程中产生的污染物排放标准执行情况分述如下：

1）固体废物：执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中的标准，禁止排放或弃置入海；

2）机舱含油污水：执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号）；

3）钻井、作业平台生活污水：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；

4）回注水：执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中的相关要求。

表 75　污染物排放标准

| 污染物 | 采用标准 | 等级 | 标准值 |
|---|---|---|---|
| 固体废物 | 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB | 一级 | 禁止排放或弃置入海。 |

| | | | |
|---|---|---|---|
| | 4914-2008） | | |
| 机舱含油污水 | 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号） | / | 按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号）对排污设备阀门进行铅封，最终运回陆上交由山东海盛海洋工程集团有限公司进行处理。 |
| 钻井、作业平台生活污水 | 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008） | 一级 | COD≤300mg/L<br>粪便经消毒和粉碎等处理 |

表 76　水质主要控制指标

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 储层空气渗透率，μ㎡ | ＜0.01 | [0.01,0.05） | [0.05,0.5） | [0.5,2.0） | ≥2.0 |
| 水质标准分级 | Ⅰ | Ⅱ | Ⅲ | Ⅳ | Ⅴ |
| 悬浮固体含量，mg/L | ≤8.0 | ≤15.0 | ≤20.0 | ≤25.0 | ≤35.0 |
| 悬浮物颗粒直径中值，μm | ≤3.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.0 | ≤5.5 |
| 含油量，mg/L | ≤5.0 | ≤10.0 | ≤15.0 | ≤30.0 | ≤100.0 |
| 平均腐蚀率，mm/a | ≤0.076 | | | | |

| | |
|---|---|
| 其他 | 无 |

# 四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

1、水文动力环境、地形地貌与冲淤环境影响分析

本项目主要为新建井口平台、平台改造、钻完井工程等，拟新建井口平台及平台改造部分均为透水式结构，平台隔水管及桩腿尺寸较小，对周边水动力环境、地形地貌与冲淤环境影响较小。

2、海水水质环境影响分析

本项目隔水管及桩腿打桩入泥时会产生悬浮泥沙，由于悬浮泥沙产生量较少，且产生时间较短，悬浮泥沙对海水水质的影响范围和影响时间非常有限，环境影响较小。

本项目施工期产生的废水主要包括施工作业废水、船舶生活污水、船舶机舱含油污水等。施工作业废水由污液接收船运至码头，再通过管道输送到海洋采油厂的埕岛油田废液处理站（海二站内）进行预处理，然后转输至海三联采出水处理系统进一步处理达标后回注地层。钻井平台、施工船舶等产生的机舱含油污水全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。其中，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保含油污水不外排。钻井及作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

本项目施工作业废水、机舱含油污水均不排海，仅有少量生活污水经处理达标后排放。因此，本项目施工期产生的废水对海水水质影响较小。

3、沉积物环境影响分析

本项目各平台新建隔水管及桩腿会影响附近的沉积物环境，施工过程中因打桩沉积物环境发生改变，但影响面积较小。施工完成后，产生的悬浮泥沙沉积在隔水管及桩腿位置的周边。本项目新建隔水管及桩腿尺寸较小，因此对海洋沉积物环境影响较小。

4、海洋生态环境影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现在新建井口平台及平台改造占海使海洋生物资源栖息地丧失。

1）生物损失量评估方法

生物量损失计算参照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）中的有关规定进行。因工程建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或生物资源栖息地丧失，各类生物资源损害量评估按下式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

$W_i$——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；

$D_i$——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/$km^2$]、kg 每平方千米（$kg/km^2$）；

$S_i$——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（$km^2$）或立方千米（$km^3$）。

2）生物量损失计算参数

生物资源密度数据引自《埕岛区域秋季生态跟踪监测成果报告》（2025 年秋季）及《埕岛区域外业调查成果报告》（2026 年春季），生物资源密度选取春季和秋季的平均值，本次计算时水深取工程所在区域平均水深（12m）。具体参数如表 77 所示。

表 77　生物量取值

| 种类 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|
| 底栖生物（$g/m^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 鱼卵（粒/$m^3$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 仔稚鱼（尾/$m^3$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 游泳动物成体（$kg/km^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 幼鱼（尾/$km^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 头足类幼体（尾/$km^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 虾类幼体（尾/$km^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 蟹类幼体（尾/$km^2$） | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

3）工程占海对渔业生物资源的影响评价

本项目新建井口平台及扩建平台等永久占用海域，该区域内海洋生物因栖息地被破坏而死亡损失率按 100%计算。本项目共造成底栖生物损失量为 2.98kg，鱼卵损失量为 0.47 万粒，仔稚鱼损失量为 0.13 万尾，游泳动物成体损失量为 0.54kg，幼鱼损失量约为 11 尾，头足类幼体损失量约为 2 尾，虾类幼体损失量约为 3 尾，蟹类幼体损失量约为 1 尾。具体计算见表 78。

表 78　平台占用海域造成损失量

| 种类 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|
| 底栖生物 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 鱼卵 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | [redacted] | [redacted] | | | | |
| 仔稚鱼 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 成体 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 幼鱼 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 头足类幼体 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 虾类幼体 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 蟹类幼体 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

5、对周围环境敏感目标的影响分析

1）对周围环境敏感区的影响分析

本项目附近敏感区主要为山东黄河三角洲国家级自然保护区，本项目 7 座平台与山东黄河三角洲国家级自然保护区的最近距离为 1.8km（CB246A 井组平台）。

（1）海域占用影响分析

本项目平台桩腿及隔水管尺寸较小，为透水式结构，且施工时间较短，距离敏感区均较远，因此，本项目施工期对山东黄河三角洲国家级自然保护区产生影响较小。

（2）悬浮物扩散影响分析

本项目平台桩腿及隔水管施工过程中会产生悬浮泥沙，由于悬浮泥沙产生量较少，且产生时间较短。根据工程位置可知，本项目与山东黄河三角洲国家级自然保护区最近距离为 1.8km，因此，本项目施工期对山东黄河三角洲国家级自然保护区产生的影响较小。

2）对“三场一通道”的影响分析

本项目工程位于毛虾、三疣梭子蟹、蓝点马鲛 “三场一通道”内。由于油气资源位置的限制，本项目依托现有平台进行调整，本项目施工期、运营期产生的固废、船舶污染物及废水等均得到妥善处置。

本项目对“三场一通道”的影响主要是通过施工过程产生的悬浮泥沙，增加海水浑浊度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利影响，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，间接影响到毛虾、三疣梭子蟹、蓝点马鲛等的索饵和觅食。另一方面，悬浮泥沙可以通过阻塞鱼类的鳃组织等对毛虾、三疣梭子蟹、蓝点马鲛等造成直接伤害。

但是，由于本项目仅有平台建设及改造，不涉及海底管缆建设，产生悬浮泥沙的施工内容较少，施工时间很短，悬浮泥沙造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此，本工程的建设对重要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。

6、固体废物的影响分析

油层钻屑和油层废弃钻井液交胜利油田海胜环保工程有限责任公司进行处置，非油层钻屑、非油层废弃钻井液交由胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司处理。钻井平台、船舶生活垃圾运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理，不排海。工业固体废物进行分类收集，其中含油危险废物委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理，不排海；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理，不排海。因此，固体废物对海洋环境造成的影响较小。

7、大气环境影响分析

本项目的大气污染主要是施工过程的施工机械和船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随工程的结束而结束。

根据《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），本项目施工船舶应满足：2019 年 1 月 1 日起，船舶进入排放控制区，应使用硫含量不大于 0.50%（质量百分比）的船用燃油。

8、施工期环境风险分析

针对本项目可能发生的风险事故编制了“环境风险专项评价”，本小节引用该专题的主要结论。

1）本项目环境风险潜势判定为Ⅱ，风险评价等级为三级评价。

2）在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，对周围海域环境产生严重威胁。

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

3）施工期平台附近主要有供应船、施工船舶等，供应船、施工船舶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。此外，在该海域航行的外来

| | |
|---|---|
| | 航船也有可能与供应船、施工船舶和平台设施发生碰撞。<br>4）本项目施工期间，拟采用拖轮、驳船等船舶运输物资。根据调查，本项目施工拟采用的船舶中，单个燃油舱最大装载量不大于50m³。因此，本项目施工船舶碰撞漏油量最大为50m³。<br>5）本项目发生船舶碰撞并造成重大损伤的概率为$5.0\times10^{-6}$次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，船舶碰撞造成的溢油事故概率至少比碰撞的概率低一个数量级，因此，本项目船舶碰撞引发溢油事故的概率小于$5.0\times10^{-7}$次/a。 |
| 营运期生态环境影响分析 | 1、海水水质影响分析<br>本项目不新增平台劳动定员，因此运营期不新增生活污水及生活垃圾，本项目投产后，初期雨水、工业固体废物均不排海，运营期仅有阳极块中少量锌的释放。本项目新增采出水、作业废水均在处理达标后回注地层，初期雨水收集后处理达标回注地层或自然蒸发，不外排。<br>本项目运营期修井作业过程中作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。作业平台和船舶产生的生活垃圾、机舱含油污水全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。<br>因此，本项目运营期间正常工况对海水水质影响较小。<br>2、沉积物环境的影响分析<br>平台导管架防腐对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极金属中的锌析出。根据工程分析，平台的导管架采用高效铝合金牺牲阳极，阳极块的设计寿命为20年，其中锌含量为3.4%，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到周围海水中，进入海底沉积物环境中的量很少，因此本项目防腐采用的牺牲阳极对沉积物环境的影响较小。<br>3、海洋生态及渔业资源影响分析<br>本项目正常运行期间没有污染物排海，修井作业过程中作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达标后排放，对海洋生态及渔业资源影响较小。<br>4、环境风险分析<br>针对本项目可能发生的风险事故编制了“环境风险专项评价”，本小节引用该专题的主要结论。<br>正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及 |

| | |
|---|---|
| | 时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。依托的海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。注水开发的油藏，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，另外在对一些地层产生驱油作用的同时，也可能对另外一些地层造成异常高压，破坏断层封堵性，会增加地质性溢油的风险。<br>海洋采油厂严格执行方案设计，配套完备的风险井控设备和措施，油井井控设施齐全，井下管柱安装有安全阀和环空封隔器、井口采油树状况良好，发生井涌或井喷的可能性很小。海底管道强化防腐、加强巡线并定期对依托的海底管道进行检查，海洋采油厂应急救援能力充足，可把事故危害减小到最低程度。采用注水开采方式符合其地质地层和油藏条件，温和注水，无只注不采层，本项目生产活动造成溢油风险较小。 |
| 选址选线环境合理性分析 | 本项目平台均在油田现有安全作业区范围内，且距离各类保护区、生态保护红线较远，不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等；本项目平台均位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中海洋开发利用空间分区内及《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》中工矿通信用海区；本项目的选址是合理可行的。 |

# 五、主要生态环境保护措施

| | |
|---|---|
| 施工期生态环境保护措施 | 1、生态环境保护措施<br>1）妥善处置各类固体废物、废水。<br>2）施工时做好统筹规划，尽量缩短施工时间。<br>3）施工期严格落实各项风险防范措施，做好风险管控，防止各类风险事故发生。<br>4）尽量缩短施工作业时间，以减缓施工活动对海洋渔业资源和生态环境的影响。<br>5）本项目渔业生物资源损失拟采取相应生态补偿和修复措施。<br>2、施工期污染防治对策<br>1）固体废物处置措施<br>油层钻屑和油层废弃钻井液交胜利油田海胜环保工程有限责任公司进行处置，非油层钻屑、非油层废弃钻井液交由胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司处理。<br>工业固体废物进行分类收集，其中含油危险废物委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理，不排海；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理，不排海。各类工业固体废物运到陆地之后，严格按照要求进行回收利用或处置，并做好接收、转运记录。<br>2）废水处置措施<br>施工作业废水经埕岛油田废液处理站、海三联采出水处理系统处理达标后回注埕岛油田。<br>3）船舶污染物处理措施<br>本项目建设阶段需动用拖轮、浮吊船、驳船等施工作业船舶，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（2020 年）》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。<br>建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括机舱含油污水、船舶生活污水和船舶生活垃圾等。<br>施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保船舶含油污水不外排；施工期产生船舶含油污水及生活垃圾全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。 |

钻井平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。

山东海盛海洋工程集团有限公司取得了东营市港航管理局的港口服务经营备案，经营范围为从事船舶港口服务：为船舶提供岸电、物料、生活品供应；水上船员接送；船舶污染物（机舱含油污水、残油、洗舱水、生活污水、垃圾）接收；围油栏供应，其经营范围可以满足本项目船舶生活污水、生活垃圾及机舱含油污水的处理要求。

3、施工期环境风险防范措施与应急措施

1）井喷风险防范措施

在钻井阶段采取的防范措施见表 79。

表 79　钻井阶段采取的防范措施

| 事故类型 | 采取的措施 |
|---|---|
| 溢流 | 及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业 |
| 井漏 | 观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液 |
| 井涌 | 掌握准确的地层资料，根据地层情况配比合适的钻井液 |

除上述事故防范措施外，油田作业者还应采取如下措施：

（1）严格实施钻井作业规程，在开钻之前制定周密的钻井计划；

（2）配备安全有效的防喷设备、良好的压井材料及井控设备；

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

2）船舶溢油风险防范措施

（1）限定通航条件

船舶靠、离泊操作应注意气象、水文条件，避免在大风、大浪、寒潮等影响安全的条件下强行操作。

（2）船舶停靠的油码头按相关规定配备消防设施。

（3）船舶具备国家法定部门检验签发的有效证书，并保证良好的安全技术状态。

（4）加强对船员的安全环保教育，提高责任心，合理规避各类风险。

（5）制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，渔政船在安全区范围内守护，确保平台设施的安全性。

（6）按照相关要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌

| | |
|---|---|
| | 等。<br>3）溢油应急措施<br>针对施工期的溢油风险，建设单位编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》并于 2025 年 12 月 2 日取得了备案。埕岛油田有人值守平台均配备了应急物资，并定期进行维护及保养；建设单位定期开展溢油应急演练，在发生溢油事故时，建设单位能够及时、有效、迅速地进行应急反应，最大限度减小溢油对环境造成的影响。 |
| 营运期生态环境保护措施 | 1、运营期污染防治对策及生态保护对策<br>本项目投产后，新增采出水、作业废水均在处理达标后回注地层，初期雨水收集后处理达标回注地层或自然蒸发，不排海；新增的工业固体废物运回陆地妥善处置，不排海；<br>本项目运营期修井作业过程中作业平台生活污水经平台内生活污水处理设施处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后排放；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。作业平台和船舶产生的生活垃圾、机舱含油污水全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理。<br>2、运营期环境风险防范与应急措施<br>1）修井阶段风险防范措施<br>（1）加强对地层、地质资料的勘察研究，减少因认知缺乏而产生的事故；<br>（2）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理；<br>（3）加强人员培训，避免人员操作失误引发的事故。<br>2）船舶碰撞事故风险防范措施<br>（1）限定通航条件，船舶靠、离泊操作应注意气象、水文条件，避免在大风、大浪、寒潮等影响安全的条件下强行操作。<br>（2）船舶停靠的油码头按相关规定配备消防设施。<br>（3）船舶具备国家法定部门检验签发的有效证书，并保证良好的安全技术状态。<br>（4）加强对船员的安全环保教育，提高责任心，合理规避各类风险。<br>（5）制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，渔政船在安全区范围内守护，确保平台设施的安全性。<br>（6）按照相关要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。 |

3）应急措施

针对运营期油气泄漏等风险，建设单位编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》并于 2025 年 12 月 2 日取得了备案。埕岛油田有人值守平台均配备了应急物资，并定期进行维护及保养；建设单位定期开展溢油应急演练，在发生溢油事故时，建设单位能够及时、有效、迅速地进行应急反应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。

其他

根据工程特点，本项目跟踪监测可依托《埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书》（环审[2022]52 号）和《埕岛油田 CB256 块新区产能建设工程环境影响报告书》（环审[2024]29 号）中的跟踪监测点位，具体监测计划见表 80。

表 80　跟踪监测计划

| 环境要素 | 监测项目 | 监测方法 | 监测站位 | 监测频率 |
|---|---|---|---|---|
| 海水水质 | 化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、锌、镉、铜、铅等 | 《海洋调查规范（系列）》（GB/T 12763-2007）、《海洋监测规范（系列）》（GB 17378-2007） | 见图 39 | 每 3 年监测一次 |
| 海洋生态环境 | 叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物 | | | |
| 沉积物环境 | 石油类、有机碳、硫化物、锌、镉、铜、铅等 | | | |
| 生物质量 | 重要经济生物体内重金属及石油烃的含量 | | | |

环保投资

本项目总投资为101900万元，其中环保投资2469万元，占总投资的2.42%，环保投资详见表81。

表81 环保投资估算

| 序号 | 项目 | 内容 | 计入环保投资比例 | 投资估算（万元） |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 钻井固废 | 拉运及处理费用 | 100% | 2350.0 |
| 2 | 工业固体废物 | 拉运及处理费用 | 100% | 4.0 |
| 3 | 船舶污染物 | 拉运及处理费用 | 100% | 50.0 |
| 4 | 生产作业废水 | 拉运及处理费用 | 100% | 20.0 |
| 5 | 环境影响评价及竣工环保验收 | 评价及监测费用 | 100% | 45.0 |
| 合　计 | | | | 2469 |

# 六、生态环境保护措施监督检查清单

| 内容<br>要素 | 施工期 | | 运营期 | |
|---|---|---|---|---|
| | 环境保护措施 | 验收要求 | 环境保护措施 | 验收要求 |
| 陆生生态 | / | / | / | / |
| 水生生态 | 1、施工期产生的含油污水及生活垃圾全部运回陆上，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理，施工船舶按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号），对排污设备阀门实行“铅封”管理，确保船舶含油污水不外排；<br>2、钻井平台生活污水经处理达标后排放，船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海；3、施工作业废水处理达标后回注，不排海。 | 1、含油污水、生活垃圾不排海；2、钻井平台生活污水达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海；3、施工作业废水处理达标后回注，不排海。 | 1、新增采出水处理达标后回注地层，不排海；2、作业废水由污液接收船运至码头，再通过管道输送到海洋采油厂的埕岛油田废液处理站（海二站内）进行预处理，然后转输至海三联采出水处理系统进一步处理达标后回注地层；3、作业平台生活污水经处理达标后排放，船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。 | 1、采出水、作业废水回注执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）；<br>2、作业平台生活污水达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准；船舶生活污水运回陆上妥善处置，不排海。 |
| 地表水环境 | / | / | / | / |
| 地下水及土壤环境 | / | / | / | / |
| 声环境 | / | / | / | / |
| 振动 | / | / | / | / |

| 内容<br>要素 | 施工期 | | 运营期 | |
|---|---|---|---|---|
| | 环境保护措施 | 验收要求 | 环境保护措施 | 验收要求 |
| 大气环境 | 施工船舶使用符合要求的燃料油。 | 符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发[2018]168号）。 | / | / |
| 固体废物 | 1、油层钻屑和油层废弃钻井液交胜利油田海胜环保工程有限责任公司进行处置，非油层钻屑、非油层废弃钻井液交由胜利龙玺（山东）石油工程技术服务股份公司处理；<br>2、生活垃圾运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理，不排海；<br>3、工业固体废物分类收集，其中含油危险废物委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理，不排海。 | 1、钻屑和废弃钻井液均妥善处置不外排；<br>2、生活垃圾不外排；<br>3、工业固体废物执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008），工业固体废物不排海。 | 1、工业固体废物全部分类收集，其中危险废物暂存至海洋采油厂危废暂存处，再委托济南德正环保科技有限公司等有资质的单位进行处理；其余的工业固体废物运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理；<br>2、生活垃圾运回陆上处理，由山东海盛海洋工程集团有限公司接收处理，不排海。 | 1、工业固体废物执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008），工业固体废物不排海；<br>2、生活垃圾不外排。 |
| 电磁环境 | / | / | / | / |
| 环境风险 | 加强管理，避免燃油舱破损引起的燃料油泄漏。 | 依托《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》中风险防范措施及溢油应急设施设备。 | 运营期各项风险防范措施及溢油应急设施设备。 | 依托《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》中风险防范措施及溢油应急设施设备。 |
| 环境监测 | / | / | 依托《埕岛油田东部区域百万吨产能建设（一期）及主体调整工程环境影响报告书》中的监测计划。 | 按照要求开展环境监测。 |
| 其他 | / | / | / | / |

# 七、结论

本项目建设内容主要为：在已建 CB11A 平台东侧新建 1 座井口平台，CB11A 新建井口平台上共部署 2 口油井和 14 个预留井槽；在已建 CB11M 平台北侧新建 1 座井口平台，CB11M 新建井口平台上共部署 6 口生产井（油井 2 口，注水井 4 口）和 10 个预留井槽；依托 CB22H 平台部署 5 口油井和 4 个预留井槽，依托 CB246A 平台部署 5 口油井和 3 口注水井，依托 CB11K 平台部署 2 口油井，依托 CB4A 平台部署 4 口油井，依托 CB6B 平台部署 2 口油井。

本项目为海洋油气开发项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号）中的“鼓励类”项目，符合《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42 号）、《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》等相关规划要求。

本项目与山东黄河三角洲国家级自然保护区的最近距离为 1.8km，不在生态保护红线内，与黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线最近距离为 1.8km。周边敏感目标还有渔业三场，本项目位于毛虾、三疣梭子蟹、蓝点马鲛“三场一通道”内。

本项目施工期、运营期产生的固废、船舶污染物及废水均得到妥善处置，仅有少量生活污水处理达标后排放，施工期和运营期对海洋环境影响较小。因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，从环境保护角度来看，工程建设是可行的。

SSTC

# 埕岛油田2027年老区井网综合调整工程

# 环境风险专项评价

项目编号：HYP202607007

中国石油化工股份有限公司胜利油田分公司海洋采油厂

# 目 录


1、 总则 ..... 1

1.1 评价目的 ..... 1

1.2 风险调查 ..... 1

2、 现有工程环境风险回顾性评价 ..... 7

2.1 现有工程主要风险事故类型 ..... 7

2.2 现有工程应急预案 ..... 7

2.3 现有工程溢油事故回顾 ..... 7

3、 环境风险识别 ..... 8

3.1 施工期油气泄漏事故风险识别 ..... 8

3.2 运营期油气泄漏事故风险识别 ..... 9

3.3 危险物质向环境转移的途径识别 ..... 10

4、 环境风险分析 ..... 11

4.1 油气泄漏事故源项分析 ..... 11

4.2 溢油事故溢油量估计 ..... 13

4.3 风险分析主要结论 ..... 13

5、 环境风险事故影响分析 ..... 15

5.1 类比分析结果 ..... 15

5.2 对海洋生物的综合影响 ..... 18

5.3 对浮游生物的影响 ..... 19

5.4 对鱼类的影响 ..... 19

5.5 对甲壳类的影响 ..... 20

5.6 对海洋贝类的影响 ..... 20

6、 环境风险防范措施及应急要求 ..... 22

6.1 环境风险防范措施 ..... 22

6.2 应急预案 ..... 24

7、 地质性溢油风险分析及防范措施 ..... 45

7.1 油藏地质特征 ..... 45
7.2 地质性溢油风险识别 ..... 52
7.3 开发方案设计溢油风险评估 ..... 66
7.4 地质性溢油风险防范措施 ..... 69
7.5 小结 ..... 75
**8、 风险评价结论及建议 ..... 76**
8.1 结论 ..... 76
8.2 建议 ..... 76
**附件 1：建设项目海洋生态环境影响评价自查表 ..... 77**

# 1、总则

## 1.1 评价目的

环境风险评价的目的是通过调查建设项目的风险源和周围环境敏感目标，判定其风险潜势，进而对海洋、大气等环境因素存在的环境风险进行分析、预测和评估，提出合理可行的预防、控制、减缓措施，明确环境风险监控及应急建议要求，为建设项目环境风险防控提供科学依据。

## 1.2 风险调查

### 1.2.1 风险源调查

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发工程，涉及的危险物质主要为油类物质（原油、柴油）、天然气（原油伴生气）。危险物质分布于海底输油管线和施工作业船舶燃料舱等。

（1）危险物质调查

1）危险物质性质

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），本项目所涉及危险物质主要是原油（以采出液形式存在，属于油类物质）、天然气（原油伴生气）、柴油等，另外，本项目施工期和运营期会产生少量作业废水，危险物质为其中含有的少量的原油。危险物质的危险有害特性及安全技术分析详见表 1.2-1～表 1.2-3。

表 1.2-1　原油危险有害特性及安全技术资料一览表

| 标识 | 中文名：原油 | 英文名：Petroleum |
|---|---|---|
| 理化性质 | 外观与形状：红棕色或黑色、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 |
| | 沸点（℃）：120～200 | 闪点（℃）：-7～32 |
| | 相对密度：约 0.8721（水=1） | 稳定性：稳定 |
| 危险特性 | 危险性类别：中闪点易燃液体 | 燃烧性：易燃 |
| | 闪点（℃）：＜28 | 爆炸上限（%）：5.4 |
| | 爆炸下限（%）：2.1 | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。 | |
| | 灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。用水灭火无效。 | |

| | |
|---|---|
| | 灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳 |
| 毒性 | $LD_{50}$：500mg/kg～5000mg/kg |
| 健康危害 | 侵入途径：吸入、食入 |
| | 健康危害：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。 |
| 特性分析 | ①易燃易爆性：原油属中闪点易燃液体，甲 B 类火灾危险性物质，原油蒸气与空气混合，易形成爆炸性混合物，遇氧化剂会引起燃烧爆炸；原油中各组分的爆炸浓度和爆炸温度的范围都很宽，因此爆炸的危险性很大；<br>②易蒸发性：原油中含有液化烃，沸点很低，在常温下具有较大的蒸气压，尽管油区实行全密闭作业，在作业场所仍不同程度地存在因蒸发而产生的可燃性油气；<br>③毒性物质：原油属于低毒类物质；<br>④易产生静电的危险性：原油中伴生物质的电导率一般都较低，为静电的非导体，很容易产生和积聚电荷，而且消散较慢；<br>⑤易泄漏、扩散性：原油的集输、储运作业都是在压力状态下进行的，在储运过程中，容易产生泄漏事故，原油一旦泄漏将覆盖较大面积，扩大危险区域；油品的蒸气一般比空气重，易沿地表扩散；<br>⑥热膨胀性：原油受热后，温度升高，体积膨胀，若容器罐装过满，超过安全容量，或者管道输油后不及时排空，又无泄压装置，便可导致容器或管件的损坏，引起油品外溢、渗漏，增加火灾爆炸危险性。 |

表 1.2-2　伴生气及天然气危险有害特性及安全技术资料一览表

| | | |
|---|---|---|
| 标识 | 中文名：甲烷 | 英文名：Methane |
| 理化性质 | 外观与形状：无色无臭无味 | 自燃温度：537℃ |
| | 相对于空气密度是 0.5972 | |
| 危险特性 | 危险性类别：第 2.1 类易燃气体 | 燃烧性：易燃 |
| | 闪点（℃）：-50 | 爆炸上限（V%）： 15 |
| | 爆炸下限（V%）：5.3 | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 极易燃，与空气混合能形成爆炸性混合物。遇高温和明火有燃烧爆炸的危险。 | |
| | 灭火方法：切断气源。若不能立即切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 | |
| | 灭火剂：雾状水、泡沫、二氧化碳。 | |
| 健康危害 | 空气中甲烷浓度过高，能使人窒息。当空气中甲烷达 25%～30%时，可引起头痛、头晕、注意力不集中、呼吸和心跳加速等，甚至因缺氧而窒息。 | |
| 泄漏 | ①泄漏的清除措施，包括使用排气或换气装置，对环境通风，以及用非活性气体（通常为氮气），对密闭空间进行吹扫，使用环境中甲烷的浓度低于最低爆炸下限。如果在密闭空间，要防止工作人员窒息和引发火灾及爆炸事故。<br>②如果泄漏的量比较大，又不仅限于罐体等容器中，即在整个工作区间释放，要及时疏导没有配备个人防护装备的人员。同时要考虑安全区距离与气体泄漏速度的关系，要避免火灾或爆炸的危险。<br>③一旦发生火灾，要马上切断气源，用灭火器材（如二氧化碳，四氯化碳，干粉等）灭火。如果火灾是由于液化气瓶引起，那么让气瓶完全燃尽，同时用大量水对周围的气瓶及其他物体降温。 | |

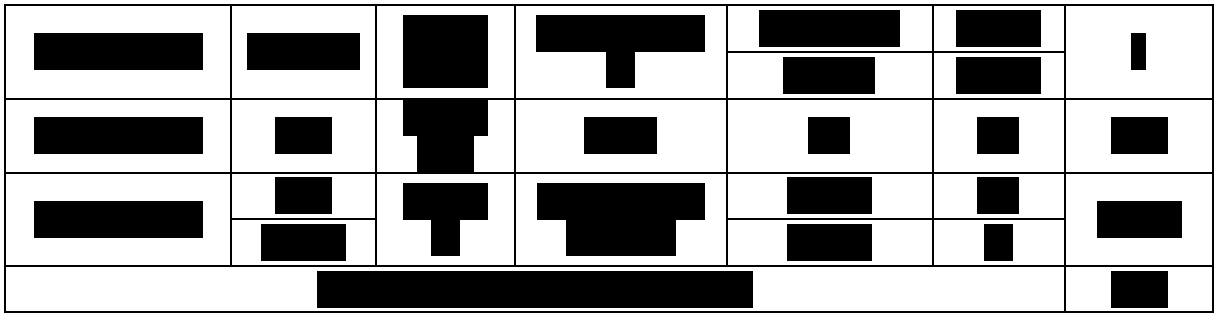
表 1.2-3　柴油危险有害特性及安全技术资料一览表

| | | |
|---|---|---|
| 标识 | 中文名：柴油 | 英文名：diesel oil |
| 理化性质 | 外观与性状：稍有黏性的棕色液体 | |
| | 相对于水的密度：0.85 左右 | |
| 危险特性 | 危险性类别：中闪点易燃液体 | 燃烧性：易燃 |
| | 闪点（℃）：＜55℃ | 爆炸上限（V%）： |
| | 爆炸下限（V%）： | 燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳 |
| | 遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 | |
| | 灭火方法：切断火源。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。 | |
| | 灭火剂：泡沫、二氧化碳、干粉、1211 灭火剂、砂土。 | |
| 健康危害 | 皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮，吸入可引起吸入性肺炎。能经胎盘进入胎儿血中。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 | |
| 泄漏 | 切断火源。应急处理人员戴好防毒面具，穿化学防护服。在确保安全情况下堵漏。用活性炭或其他惰性材料吸收，然后收集运到空旷处焚烧。如大量泄漏，利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。 | |

2）危险物质数量和分布情况

根据建设单位提供资料，本项目施工期涉及到的易燃和爆炸物质主要为施工作业船舶燃料舱中的柴油；本项目运营期主要涉及各平台新建单井流程中采出液，单井管线采用无缝钢管 Φ60.3×5.54mm，长度最长为 10m；本项目运营期涉及的原油以采出液形式存在，属于油类物质，主要分布在新建单井管线中，原油伴生气属于天然气，与原油共存，各危险物质的分布和数量见表 1.2-4。

表 1.2-4　危险物质分布及存在数量一览表



备注：①原油在线量计算说明：因本项目原油以采出液形式存在，但本次评价考虑纯危险物质的量，即以采出液中含纯原油的量为最大存在量，采出液含水率取 63.0%。②本项目原油的气油比按照 21.9$m^3$/t 计算，伴生气密度按照 0.77kg/$m^3$ 计算。

（2）生产工艺特点

本项目属于海洋石油开采，涉及危险物质的使用和临时贮存，但不涉及《山东省人民政府办公厅关于进一步加强危险化学品安全生产工作的意见》（鲁政办发〔2008〕68

号）提到的危险工艺。

### 1.2.2 评价工作等级确定

（1）危险物质数量与临界量比值（Q）

本项目危险物质数量与临界量比值 Qmax=2.21，Q 值处于 1≤Q＜10 范围内。

（2）行业及生产工艺（M）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C，分析项目所属行业及生产工艺特点，具有多套工艺单元的项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示；行业及生产工艺见表 1.2-5。

表 1.2-5　行业及生产工艺（M）

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

根据行业及生产工艺，本项目属于石油天然气行业，则 M 值为 10，本项目为 M3。

（3）危险物质及工艺系统危险性（P）分级

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见表 1.2-6，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 1.2-6　危险物质及工艺系统危险性等级判断

| 危险物质数量与临界量比值（Q） | 行业及生产工艺（M） | | | |
|---|---|---|---|---|
| | M1 | M2 | M3 | M4 |
| Q≥100 | P1 | P1 | P2 | P3 |
| 10≤Q＜100 | P1 | P2 | P3 | P4 |
| 1≤Q＜10 | P2 | P3 | P4 | P4 |

本项目 1≤Q＜10，M3，危险物质及工艺系统危险性确定为 P4。

（4）E 的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区。

表 1.2-7　环境敏感程度分级

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

本项目位于渔业三场一通道内，属于一般敏感区，本项目环境敏感程度为 E2。

（5）环境风险潜势判断

建设项目环境风险潜势划分见表 1.2-8。

表 1.2-8　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 |

本项目环境敏感程度为 E2，危险物质及工艺系统危险性为 P4，则本项目环境风险潜势为Ⅱ。

（6）环境风险评价等级

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)中的有关规定，风险评价工作等级划分如表 1.2-9。

表 1.2-9　风险评价工作级别表

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

本项目环境风险潜势判定为Ⅱ，风险评价等级为三级评价。综上，本项目风险评价等级为三级评价，环境风险评价范围为项目平面布置外缘线向外扩展 5km。

本专题主要工作为对项目施工期、运营期的风险进行识别；针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施；对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

### 1.2.3 环境风险敏感目标概况

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）要求，结合本项目环境风险评价等级，经调查，本项目环境风险敏感目标分布情况表 1.2-10。

表 1.2-10　主要海域环境保护目标

| 敏感区名称 | | 生态保护目标/保护对象 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|
| 保护区 | 山东黄河三角洲国家级自然保护区 | 保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 生态保护红线 | 黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线 | 重要滩涂及浅海水域生态系统 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| 渔业三场 | 毛虾产卵场、索饵场、越冬场 | 毛虾产卵盛期 6 月 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 三疣梭子蟹产卵场、索饵场、越冬场 | 三疣梭子蟹产卵盛期为 9 月～10 月 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 花鲈产卵场、越冬场 | 花鲈产卵盛期在 10 月 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | 蓝点马鲛产卵场 | 蓝点马鲛产卵盛期 5 月中旬～6 月上旬 | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

# 2、现有工程环境风险回顾性评价

## 2.1 现有工程主要风险事故类型

现有工程主要事故类型为：

（1）施工期事故风险识别

根据识别，施工期的事故风险主要包括：船舶碰撞溢油事故。

（2）运营期事故风险识别

根据识别，运营期的事故风险主要包括：平台溢油事故、海管、立管溢油事故、海底管线冲刷悬空、断裂风险、自然灾害风险事故及地质性溢油风险事故。

## 2.2 现有工程应急预案

海洋采油厂自成立以来，已经稳定生产多年，目前海洋采油厂编制了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》并于 2025 年 12 月 2 日取得备案。

海洋采油厂现有应急预案的主要内容包括了应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、溢油应急能力和溢油应急善后措施等。目前海洋采油厂各级单位针对重大突发事件及突发环境事件制定有详细的应急演练计划，能够做到定期组织开展应急演练。

## 2.3 现有工程溢油事故回顾

根据调查，本项目涉及的现有工程未出现过溢油事故。

# 3、环境风险识别

## 3.1 施工期油气泄漏事故风险识别

### 3.1.1 井涌或井喷

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，对周围海域环境产生严重威胁。

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

### 3.1.2 船舶碰撞

（1）内部船舶、平台碰撞

本项目在施工期主要有拖轮、供应船等，船舶与钻井平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，一般只有在发生碰撞情况下，储油舱才有可能损坏。而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上是不太可能发生碰撞的。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船中上部碰撞，不会损坏储油舱。

本项目施工作业废水由污液接收船运至码头接收处理。污液接收船发生碰撞时，有可能导致作业废水泄漏。

（2）与外来船舶碰撞

本项目多数施工船舶停靠东营港，出入港过程中有可能与港区内船舶发生碰撞。2024 年底东营港 25 万吨级原油码头工程完工，东营港目前可停靠 10 万吨级油轮。为保障航行安全，东营海事局于 2024 年 6 月发布了《关于公布东营港东营港区进港航道辅助通航水域、航标投入使用的通告》（鲁航通[2024]0437 号），在十万吨级航道北侧设置北辅助通航水域，在十万吨级航道南侧设置南辅助通航水域。油轮等大型船舶均经十万吨级航道入港，本项目施工所涉及的船舶均经辅助通航水域出港，不存在与油轮等大型船舶碰撞的风险。

### 3.1.3 输油软管破裂

钻完井阶段，在供应船进行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，输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。

## 3.2 运营期油气泄漏事故风险识别

### 3.2.1 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

海洋采油厂严格执行方案设计，配套完备的风险井控设备和措施，油井井控设施齐全，井下管柱安装有安全阀和环空封隔器、井口采油树状况良好，发生井涌或井喷的可能性很小。

### 3.2.2 船舶碰撞

运营期值班船可能因为天气或操作失误等原因发生事故，进而导致溢油。本项目的实施不会导致运营期值班船的增加，因此运营期值班船溢油风险不属于本项目新增的风险。

本项目由于增加了油井数量，会增加运营期作业施工的工程量，从而增加施工船舶的数量。但是由于埕岛油田采取滚动开发模式，除每年新钻井外，也会对一些产能低、潜力小的井进行永久封井，并对油井所在平台及附属管缆进行弃置。因此，本项目的实施不会显著增加该区域航行的船舶数量。

另外，本项目运营期作业废水由污液接收船运至码头接收处理。污液接收船发生碰撞时，有可能导致作业废水泄漏。

### 3.2.3 平台火灾

生产阶段，井口进行油气输送作业时，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，可能造成油品泄漏入海。

### 3.2.4 海底管道和立管油气泄漏事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管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。

本项目不涉及新建海底输油管道或输气管道，本工程依托海管的设计压力为 4MPa，本工程投产后依托海管的最大运行压力为 0.8～1.2MPa，本工程实施后依托海管的最大输送量未超过其设计输送量，不增加所依托管线溢油的风险，故海管和立管的油气泄漏事故不属于本项目新增的风险事故类型。

## 3.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（原油、柴油）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见表 3.3-1。

表 3.3-1　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 | 危险物质影响环境的途径和影响方式 |
|---|---|---|---|
| 油类物质 | 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 | 大气 |

# 4、环境风险分析

## 4.1 油气泄漏事故源项分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas)等机构统计的海油工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行分析。

### 4.1.1 井涌或井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980 年～2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油水井发生井涌和井喷的概率见表 4.1-1。

表 4.1-1 常规井涌和井喷事故概率

| 井别 | 事故频率 | | |
|---|---|---|---|
| | 井涌 | 井喷 | 单位 |
| 生产井 | $2.9\times10^{-6}$ | $2.6\times10^{-6}$ | 次/（井·a） |

根据工程方案，本项目新钻 22 口油井、7 口注水井，本项目 29 口井发生井涌的概率为 $8.4\times10^{-5}$次/a，井喷的概率为 $7.5\times10^{-5}$次/a，详见表 4.1-2。

表 4.1-2　本项目井口事故概率一览表

| 类别 | 井数（口） | 事故概率（次/a） | |
|---|---|---|---|
| | | 井涌 | 井喷 |
| 生产井 | 29 | $8.4\times10^{-5}$ | $7.5\times10^{-5}$ |

### 4.1.2 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船、钻井平台等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 4.1-3。由于本项目施工期会划定安全施工区，禁止外来航船驶入。且

拖轮的储油舱一般设置在中部侧舷，钻井平台储油罐多设置在底部，二者的储油舱一般只有在发生碰撞情况下,才有可能损坏。即使由于操作失误而发生碰撞,也是拖轮的桅顶与钻井平台外侧发生碰撞，储油舱的损坏概率较小。

根据表 4.1-3，本项目与油田内船舶碰撞的概率为 $8.8\times10^{-5}$ 次/a，乘以亚洲地区分配系数 0.17，再乘以造成重大损伤的系数，因此碰撞并造成重大损伤的概率为 $3.9\times10^{-6}$ 次/a；本项目与外来航船碰撞的概率为 $2.5\times10^{-5}$ 次/a，乘以亚洲地区分配系数 0.17，再乘以造成重大损伤的系数，因此碰撞并造成重大损伤的概率为 $1.1\times10^{-6}$ 次/a。综上，本项目与油田内部、外部航船碰撞的概率为两部分之和 $5.0\times10^{-6}$ 次/a。详见表 4.1-3。

表 4.1-3 船舶碰撞概率

| 船舶类型 | 碰撞频率（世界范围） | 亚洲地区分配系数 | 造成重大损伤 | 碰撞概率（次/a） |
|---|---|---|---|---|
| 本油田船舶 | $8.8\times10^{-5}$ | 0.17 | 26% | $3.9\times10^{-6}$ |
| 外来航船 | $2.5\times10^{-5}$ | 0.17 | 26% | $1.1\times10^{-6}$ |
| 合计 | | | | $5.0\times10^{-6}$ |

发生重大损伤不一定会引起溢油事故，船舶碰撞造成的溢油事故概率至少比碰撞的概率低一个数量级，因此，本项目船舶碰撞引发溢油事故的概率小于 $5.0\times10^{-7}$ 次/a。

### 4.1.3 平台火灾

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

井口区：$1.0\times10^{-3}$ 次/a

油气传输区：$3\times10^{-4}$ 次/a

油气处理区：$4\times10^{-3}$ 次/a

本工程共涉及 7 处井口区，因此估算生产运营期间，火灾事故发生频率为 $7.0\times10^{-3}$ 次/年，由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，泄漏溢油事故概率不高于 $7.0\times10^{-4}$ 次/ a。

### 4.1.4 工艺管线泄漏事故

各平台均设置有围油槽，因此若平台上方工艺管线发生泄漏，泄漏的油类物质会进入围油槽收集，不会发生油类物质入海的情况。

## 4.2 溢油事故溢油量估计

### 4.2.1 井涌或井喷事故

本项目在正常生产作业过程中发生井涌或井喷的概率较小。修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等，可能引发井喷事故。井喷事故溢油量一般难以估计。

### 4.2.2 船舶碰撞泄漏事故

船舶碰撞主要分析施工期的施工船舶及运营期的供应船、值班船等；另外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞，但油轮等大型船舶与油田作业船舶分别经不同的航道出入港口，该类风险事故情景发生的概率很低；因此，本项目重点分析运营期的供应船、值班船发生碰撞的溢油事故风险。

本项目施工期间拟采用的船舶全部采用柴油作为燃料，预计其中燃油舱体积最大的为胜海515，胜海515共7个燃油舱，总燃油舱容为260m³，实际最大燃油储存量为215m³，其中单个燃油舱最大燃油储存量为50m³，因此，本项目施工船舶碰撞漏油量最大为50m³。

### 4.2.3 平台火灾

当井口平台/综合平台发生起火爆炸事故时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海；在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，大量井流将流入海洋，但这种事故下的最大溢油量很难定量给出。

### 4.2.4 平台工艺管线泄漏事故

根据建设单位提供资料，本项目涉及各油井新建单井流程，单井管线采用无缝钢管Φ60.3×5.54mm，长度最长为10m；采出液含水率为63.0%，油类最大在线量为0.0066t，因此若发生平台上工艺管线泄漏事故，泄漏的油类物质会进入平台围油槽收集，一般不会发生油类物质入海的情况。

## 4.3 风险分析主要结论

根据分析，本项目主要风险事故类型为井喷/井涌、平台火灾、船舶碰撞、平台工艺管线泄漏等。

（1）本项目船舶碰撞事故主要发生在施工期，本项目施工期时间较短，所在海域不位于主要航道内，施工期会划定安全施工区，禁止外来航船驶入。本项目施工船舶碰撞

漏油量最大为50m$^3$，施工期发生船舶溢油的概率很小。

（2）本项目钻井期存在火灾爆炸风险，但由于项目钻井期较短，且钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风极佳，不易形成烃类物质的积聚。在落实安全施工的前提下发生钻井期火灾爆炸的概率很小。

（3）项目建设阶段和运营期存在井喷/井涌的风险，根据前文分析，本项目井喷/井涌发生概率最大为$8.4\times10^{-5}$次/a。

（4）本项目运营期存在工艺管线泄漏事故的风险，原油最大可能泄漏量为0.0066t。

# 5、环境风险事故影响分析

## 5.1 类比分析结果

### 5.1.1 类比可行性分析

根据前面的分析，本项目识别的环境风险事故主要为井涌井喷、船舶碰撞溢油、输油软管破裂、平台火灾等事故类型。本次评价通过类比埕岛油田现有环评报告分析环境风险影响程度。

本次评价引用《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》中的溢油预测结果。《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》于 2020 年 3 月 18 日取得生态环境部批复，批复文号：环审[2020]41 号。《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》环境风险分析与评价章节中，识别出施工期的井涌或井喷、船舶碰撞、输油软管破裂等事故，运营期的井涌或井喷、平台溢油事故、平台储油罐溢油事故、海管或立管溢油事故、船舶碰撞泄漏事故、值班船及其他生产用船燃料供给风险事故、地质性溢油风险事故等。报告书中对 2 条海底输油管线的 3 个溢油点溢油事故进行了后果预测，报告书溢油预测源强最大为 126t，大于本项目最大可能溢油量 50m$^3$。

本项目环境风险未超过该环评报告书环境风险范围，因此本项目环境风险影响直接引用该环评风险评价结论。

表 5.1-1　与《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》对比分析

| 序号 | 类别 | 《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》 | 本项目 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 风险类型 | 施工期：<br>（1）井涌或井喷<br>（2）船舶碰撞<br>（3）输油软管破裂<br>运营期：<br>（1）井涌或井喷<br>（2）平台溢油事故<br>（3）平台储油罐溢油事故<br>（4）海管、立管溢油事故<br>（5）船舶碰撞泄漏事故<br>（6）值班船及其他生产用船燃料供给风险事故<br>（7）地质性溢油风险事故 | 施工期：<br>（1）井涌或井喷<br>（2）船舶碰撞<br>（3）输油软管破裂<br>运营期：<br>（1）井涌或井喷<br>（2）船舶碰撞<br>（3）平台火灾<br>（4）海底管道和立管油气泄漏事故 | 原环评分析的风险类型已经包括了本项目风险类型 |
| 2 | 代表性事故 | 运营期海管/立管溢油事故 | 船舶碰撞溢油事故 | 原环评分析的风险类型已经包括了本项目 |
| 3 | 溢油 | 选择中心一号-海三联混输管 | 溢油量为 50m$^3$ | 本项目溢油 |

| 序号 | 类别 | 《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》 | 本项目 | 备注 |
|---|---|---|---|---|
| | 情景设定 | 线（保护区溢油）、中心一号-海三联混输管线（中心一号溢油）、CB4B-CB243A 的混输管线（CB243A 溢油）作为溢油预测点，溢油量分别为 126t、126t、25t。 | | 量小于原环评的预测源强 |
| 4 | 环境风险敏感目标 | 管线穿越山东黄河三角洲国家级自然保护区、渔业三场等 | 平台距离山东黄河三角洲国家级自然保护区 1.8km，平台位于渔业三场内 | 周边环境风险敏感目标基本一致 |
| 5 | 影响程度分析 | 溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离、扫海面积与残存油量不同。溢油后 72h 油膜的最大漂移距离为 135.63km，发生在落潮时 E 风向极风条件下；最大的扫海面积为 596.69km$^2$，发生在涨潮时 E 风向极风条件下；最快的抵岸时间为 7.0 小时。 | 由于本项目溢油事故源强小于原环评的溢油情景设定源强，如果发生泄漏，油膜大小、漂移距离、扫海面积、抵岸时间、残余油量等都小于原环评的预测结果 | / |

### 5.1.2 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布

根据《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》中对中心一号-海三联混输管线（溢油点在近平台端）的预测结果，溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大；而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图中可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。在近海区域，风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用，体现在模拟结果中就是：不同的风向直接导致溢油漂移方向不同，甚至决定了溢油是否抵岸。

溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离、扫海面积与残存油量不同。由预测结果可以看出，在极风条件下，油膜的最大漂移距离为 135.63km（极风-落潮-E 风向），最大扫海面积为 596.69km$^2$（极风-涨潮-E 风向），最快抵岸时间为 7h。均风条件下，油膜的最大漂移距离为 127.16km（均风-落潮-NE 风向），最大扫海面积为 279.24km$^2$（均风-落潮-NE 风向），最快抵岸时间为 14.5h。

### 5.1.3 溢油抵达敏感区时间及分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害，敏感区域生态环境将历经几到十几年才能恢复：湿地生态系统的恢复需要约 15 年时间，

砂质海滨生态的恢复需要约 3 年时间。

根据中心一号平台附近溢油点的预测结果，工程周边的环境敏感区主要包括山东黄河三角洲国家级自然保护区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，在平台和海管生产运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。海洋采油厂需配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

根据统计结果，一旦中心一号-海三联混输管线在中心一号平台端发生溢油，最不利的情况为：抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区的最短时间为 2.0h。

### 5.1.4 《埕岛油田 76 座平台及配套工程环境影响报告书》（环审[2020]41 号）环境风险分析主要结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井涌或井喷、平台火灾、海底管道/立管油气泄漏事故、船舶碰撞泄漏事故。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故。针对本次工程组成，选取了 3 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 126t。

根据应急响应时间分析，埕岛油田内部溢油应急力量在 2.5h 内均可到达本工程选取的 3 个最不利溢油点，并陆续进行溢油回收作业。参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）进行溢油能力的计算，埕岛油田目前配备的溢油应急设备量可以满足本工程最大溢油量 126t 的溢油应急能力的要求。若发生更大溢油事故超出埕岛油田的溢油应急能力，可借助中海石油环保服务有限公司（COES）的基地塘沽等外部力量开展溢油应急。

此外，在 0.5h 内部分有人值守平台及周边环保船的溢油应急物资可抵达保护区内溢油点并开展溢油应急响应工作，且溢油应急能力为 1195t，可以应对本工程最大 126t 的溢油，从而降低对山东黄河三角洲国家级自然保护区等敏感目标的影响。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的相关规定，编写了《埕岛油田主体及西北部海洋石油开发生产溢油应急计划》和《埕岛油田东部区块海洋石油开发生产溢油应急计划》并于 2015 年 2 月取得备案，本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。建设单位应当按照《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》和环评要求修编溢油应急计划，并将修编后的溢油应急计划上报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

在设定情景下，溢油造成鱼类损失 14176.05kg，甲壳类和头足类等损失 1159.2kg，浮游动物 4105.5kg，潮间带天然底栖动物 119.2t；最大扫海面积占保护区总面积的 0.53%，占近海与海岸湿地面积的 1.24%，占山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区总

面积的 0.98%，远小于 3%，尚不构成对生态系统结构影响的决定性因素；根据事故的实际影响持续采取有效的生态修复方案，并对修复效果进行跟踪监测和评估，直至生态系统恢复。在采取上述措施的情况下，溢油对保护区影响是可接受的。

## 5.2 对海洋生物的综合影响

一旦溢油进入海洋，原油对海洋生态的影响是全方位的。原油中含有石油气、苯、芳香烃和硫化氢等物质，而在原油不同组分中，低沸点的芳香烃对一切生物均有毒性，而高沸点的芳香烃则是长效毒性，会对水生生物生命构成威胁和危害直至死亡。

（1）对海洋生物的急性毒性测试影响分析

国内外许多毒性实验结果表明，浮游生物对各类油类的耐受程度都很低，海洋浮游植物石油急性中毒致死浓度范围为（0.1～10）mg/L，一般为 1mg/L，其致死浓度常随种类、油型而变化。浮游动物石油急性中毒致死浓度范围为(0.1～15)mg/L，一般为 1mg/L。某些桡足类和枝角类暴露于 0.1mg/L 的石油海水中，当天就会全部死亡。因此，当溢油事故发生后，0.2mm 厚度的油膜分布区的油含量将明显高于浮游生物的忍受极限，油膜分布区的浮游生物基本上难逃厄运。

（2）对海洋生物的长期慢性污染影响分析

1）生理和行为效应：主要表现在麻醉效应干扰基础生物化学机制、降低浮游植物的光合作用和生长率、影响视觉感觉及诱变效应等。

2）生态效应：实验生态曝油的研究结果表明，长期曝露于（0.01～0.05）mg/L 的石油浓度中，可造成生态、群落结构的破坏。群落结构中某些对石油敏感的种类消失或数量减少，代之以某些嗜污种类增加，使不同营养级生物的比率失调而可能导致局部海域海洋生物食物链（网）的破坏。

3）异味效应：海洋动物具有从栖息环境中积累石油烃的能力。一般来说，鱼类和甲壳类对水体石油烃的富集系数可达 102～103，软体贝类的可达 105，有些甚至可高达 107。Kerhoff（1974）曾报道紫贻贝 Mytilus edulis 肌肉中的烃类浓度约 5ppm 时就有油嗅味。Moore 等（1974）报道过牡蛎曝露于低至 0.001ppm 的溶解性烃类中 24h 内即可致嗅。Nita（1972）也曾报道过 0.01ppm 的含油海水在 24h 内即可使鱼类致嗅。国内有关的研究结果表明，胜利原油对中国对虾的致嗅阈值为 9.4ppb（受试 9d），对鲈鱼的致嗅阈值为 8.2ppb（10d），对毛蚶的致嗅阈值为 8.90ppb（10d），对文蛤的为 30ppb（9d）。

（3）对海洋大型动物的影响分析

擅长游动、经常变换搁置的大型海洋动物较少受到溢油的影响，但一些需要经常露出水面呼吸的海洋哺乳动物容易遭到水面溢油的袭击。

（4）对鸟类的影响分析

根据国际鸟类救援研究中心研究表明，当鸟类的羽毛被原油覆盖后，会丧失防水和保温功能。冷水浸透皮肤后，鸟类会因体温过低而死亡。同时，鸟类在用嘴清理羽毛时，一旦摄入原油中有毒物质（原油所含的苯和甲苯等有毒化合物），会导致腹泻和脱水等中毒等症状。

综上，该项目运营期内一旦发生溢油泄漏事故，溢油将会对周边海域海洋生物的急性中毒、长期慢性污染产生较大的负面影响。

## 5.3 对浮游生物的影响

生活在海水中的浮游生物经常是溢油事故中首当其冲的受到影响，它们是海洋中其他动物的饵料来源，处在海洋食物链的最底层。石油污染会对浮游植物光合成速度产生影响。进入水体的油类较多是主要以油膜形式存在，1t 油可形成 12km$^2$ 范围厚约 0.1mm 油膜。这片油膜切断了水下浮游生物需要的光和氧，从而影响浮游生物的细胞分裂和浮游植物的光合作用。另外，油类污染物会对藻类产生直接危害，经一些研究发现，溢油能降低某些藻类对 $CO_2$ 的吸收，影响其光合作用。另一些研究发现，海水中低浓度的石油烃对藻类的生长可能具有促进作用（如 0.7mg/L 的原油提取液能促进石莼的光合作用率）。高浓度的石油烃对藻类会产生危害，但抑制作用因藻类种类不同而有差异。油类化学毒性还会破坏细胞膜的正常结构，干扰生物体的酶系。分散在海水中的微小乳化的油滴易黏附在浮游动物的附肢，影响其正常行为和生理功能，使受污个体沉降并最终死亡。浮游动物对水中分散的和溶解的石油烃也很敏感。浮游动植物在海洋食物链中占有重要地位，其群落结构、数量特征的变动，直接影响着海洋渔业资源。

## 5.4 对鱼类的影响

（1）对鱼卵与幼鱼损害

溢油事故可能对鱼卵及仔稚鱼有影响。因为多数经济鱼类为浮性卵，它们在表层水域与油污接触的可能性更大，油膜对鱼卵的黏着、渗透等直接影响鱼卵的孵化率及孵化质量。仔稚鱼对油污的反应极其敏感，较小的油污浓度对成年鱼影响不大，但可能引起仔、稚鱼的死亡和畸形。油污染对海洋鱼类胚胎及仔稚鱼的潜在毒性效应见表 5.4-1。随着石油在海水中浓度的升高，各实验胚胎孵化率呈下降趋势，孵化幼苗的畸形率和死亡率呈上升趋势。畸形率和死亡率受影响程度和变化幅度都大于孵化率。

表 5.4-1　油对鱼类胚胎的毒性效应

| 油浓度（mg/L） | 孵化率（%） | 孵化仔稚鱼死亡率（%） | 孵化仔稚鱼畸形率（%） |
|---|---|---|---|
| 0.00 | 85.0 | 4.4 | 1.5 |
| 0.01 | 84.0 | 5.0 | 1.8 |
| 0.05 | 75.0 | 8.0 | 2.5 |
| 1.00 | 70.0 | 15.7 | 4.1 |
| 3.20 | 60.0 | 22.7 | 6.1 |
| 5.60 | 50.1 | 30.1 | 20.5 |
| 10.00 | 40.0 | 67.9 | 50.0 |

（2）对鱼类行为的影响

溢油事故对成体鱼类的影响较小，因为大部分油漂浮在海水表面，而大多数鱼类是在底层或者中层水中生活；另外多数上层鱼能够逃避表面油类的影响游到干净的海域。许多鱼类都有地域性，在某些情况下，鱼类行为可能因油污而改变，可能损害当地的渔业资源。溢油事故发生后，洄游到某地区的鱼类必须重建摄食区和繁殖区。因此，事故发生地渔业资源的恢复，可能需要一定的时间。依赖于季节性迁徙的渔业资源由于油污会改变鱼类的迁徙路线而可能遭到破坏。

## 5.5 对甲壳类的影响

突发性溢油污染对甲壳动物的毒性大小不但因生物种类、发育阶段、温度等而有较大差异，还与原油的种类有关。石油的毒性与其中含有的可溶性芳烃衍生物含量成正比关系，石油在水体中毒性响应大多来自水溶性大的相对低分子量的正烷烃和单环芳香烃。在海洋甲壳类动物中，藤壶对油的抗性最大。有些蟹类很耐油污，沙蟹在生殖期对油的敏感性大于非生殖期。油污染水溶性部分对甲壳类幼虫的毒性一般高于成体。通常炼制油的毒性高于原油。

慢性油污染对甲壳类动物的影响，受影响环节包括摄食、呼吸、运动、趋化性、蜕皮、酶的活性、生殖、生长以及群落种类组成等。油能降低甲壳类动物的摄食率；高浓度的油对呼吸作用有刺激作用；油污能降低甲壳类动物的运动能力，抑制甲壳类动物的趋化性，降低或阻抑甲壳类动物的生殖行为；延长蜕皮时间，降低生长率等。油膜具有隔氧作用，如果对虾长时间生活在缺氧环境中，由于其对疾病免疫力低下，将可能导致对虾蜕皮后或者蜕皮中死亡。

## 5.6 对海洋贝类的影响

原油对腹足类动物的亚致死或慢性毒性潜在影响包括麻醉作用、对化学感受器的钝化以及对呼吸和运动等功能的影响。瓣鳃类动物由于有双壳，在遇到油污时能够暂时紧

闭双壳度过逆境，因此要使它们在短期内死亡一般需要很高的油浓度。另外如果溢油搁滩，油膜蔓延的滩面上，可能导致幼贝发育不良，产量下降，成年贝类会因沾染油臭而降低市场价值。在潮下带的养殖贝类，也可能会受到严重的油污染。滤食性双壳类在摄食时也可能摄入海水中的混浊油分，进入蛤类胃中的乳化油滴可能结合成更大的油滴，并在体内积累，引起某些生理功能障碍，终因胃中油类积累过多不能排泄而死亡。沉积在底质空隙中的高浓度油可能会引起贝类大面积死亡。进入底泥中的油类靠化学降解作用去除可能需数月之久，在此期间，会使贝类幼体或中毒导致发育不良或窒息死亡，有可能导致沉积环境长期受到影响。

# 6、环境风险防范措施及应急要求

## 6.1 环境风险防范措施

### 6.1.1 钻井工程风险防范措施

钻井期间原油泄漏主要是在钻探过程中发生的井喷或井涌所致。归纳起来可以从以下几个方面来分析识别该阶段可能导致溢油事故发生的风险因子。

（1）地层资料不足发生意外。

（2）设备故障导致溢油事故。

（3）作业技术不过关造成泄漏。

井下作业难度大。虽然有较先进的井内探测设备，但操作人员毕竟无法深入到井内或水下进行作业，这就无形中增大了不能够及时发现井内异常状况的危险性。

（4）紧急关断失效。

设计人员对于井下可能发生的溢油状况作过分析和统计，在设计中加以考虑并完善那些可以避免重大事故发生的应急措施。

（1）严格实施钻井作业规程，在开钻之前制定周密的钻井计划。

（2）配备安全有效的防喷设备、良好的压井材料及井控设备。

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

### 6.1.2 输油软管破裂风险防范措施

钻完井阶段，在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，针对该类分析事故主要防范措施有：

（1）制定严格的操作规程，并对员工进行培训，严格按规定进行操作；

（2）输油软管定期更换。

### 6.1.3 固井、完井阶段风险防范措施

（1）固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施。如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

（2）完井作业相关风险防范措施

1）井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

2）高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

3）环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

### 6.1.4 修井阶段风险防范措施

修井阶段可能导致大量原油泄漏，主要的风险是井喷事故，发生井喷的主要原因是地层压力过高以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁。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。

本项目运营期修井作业采取的主要预防措施有：

（1）加强对地层、地质资料的勘察研究，减少因认知缺乏而产生的事故；

（2）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理；

（3）加强人员培训，避免人员操作失误引发的事故。

### 6.1.5 井喷或井涌风险防范措施

在生产阶段，井下作业、采油（气）、修井等过程中均存在发生井喷或井涌的风险。为防止井涌或井喷的发生，建设单位采取如下措施：

（1）加强对地层、地质资料的勘察研究，减少因认知缺乏而产生的事故；

（2）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理；

（3）加强人员培训，避免人员操作失误引发的事故；

（4）严格实施生产作业规程和安全规程；

（5）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；安装井口防喷器；

（6）设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；

（7）选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

（8）配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

（9）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；

（10）加强生产时的观测，建立监测系统，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；

（11）设置二氧化碳灭火系统，关键场所设手提灭火器；

（12）制定严密的溢油应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；

（13）开钻前要详细了解邻井注入情况、压裂压驱情况，落实关停井井号。相关关

停事宜，按《已开发油田钻调整井过程中关停要求》（Q/SH1020 2162-2024）标准执行。

### 6.1.6 船舶碰撞事故防范措施

（1）限定通航条件

船舶靠、离泊操作应注意气象、水文条件，避免在大风、大浪、寒潮等影响安全的条件下强行操作，必要时实施紧急关断。

（2）船舶停靠的油码头按相关规定配备消防设施。

（3）船舶具备国家法定部门检验签发的有效证书，并保证良好的安全技术状态。

（4）加强对船员的安全环保教育，提高责任心，合理规避各类风险。

（5）制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，渔政船在安全区范围内守护，确保平台设施的安全性。

（6）按照相关要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

### 6.1.7 平台火灾/爆炸事故风险防范措施

生产阶段存在发生平台火灾/爆炸导致溢油事故的风险。针对火灾/爆炸事故，建设单位主要采取以下防范措施：

（1）设计阶段在平台布置、设备选型等方面严格按照相关规范文件进行设计，确保平台各类设施符合防火、防爆、消防要求；

（2）加强员工培训，要求员工掌握防火防爆知识及灭火技能，提高人员安全素质及遵章守纪的自觉性；

（3）加强火源管理，禁止在生产平台用明火，防止静电、电气火花等火源产生，定期检查电气设备，确保其处于良好状态；

（4）设置监控系统，用以及时、准确地探测到可能发生或已经发生的火情或可燃气体泄漏，及时采取相应的安全措施（如报警、关断、消防等），以保护平台人员和设备的安全。

## 6.2 应急预案

### 6.2.1 制定溢油应急预案

建设单位已按照《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 日实施）和《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）的相关规定，编写了《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》并于 2025 年 12 月 2 日取得备案。

现有油气污染应急预案将埕岛油田整体统一考虑，建议建设单位结合本报告中的应急处置要求在应急预案中加强各级应急预案的联动，定期进行应急演练。

应急预案的主要内容应包括作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、溢油应急力量和溢油应急善后措施等。

### 6.2.2 应急组织机构

埕岛油田海上石油开发生产期间的海上溢油应急力量由胜利油田分公司海洋采油厂组成并实施。海上石油生产作业的溢油应急组织机构组成如图 6.2-1 所示。

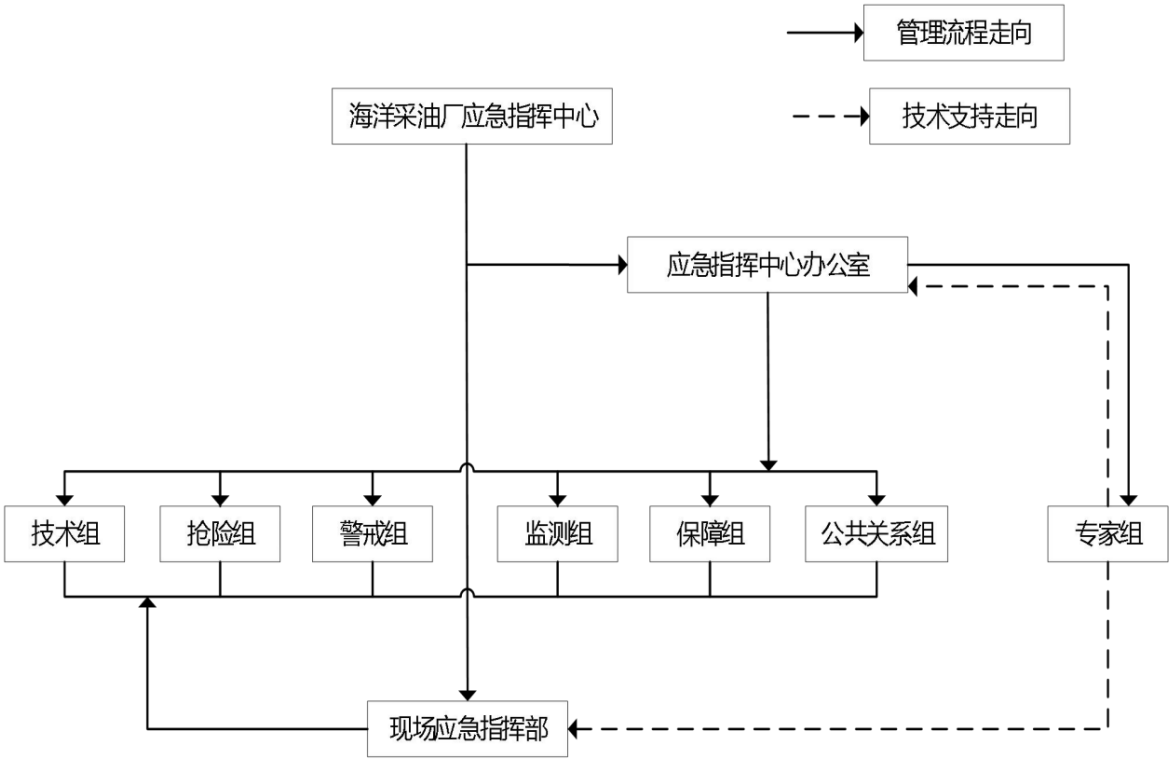



图 6.2-1　海洋采油厂溢油应急组织机构图

海上溢油事故应急指挥机构由海洋采油厂应急指挥中心、应急指挥中心办公室、现场应急指挥部、专家组组成。现场应急指挥部下设技术组、抢险组、警戒组、监测组、保障组、公共关系组。

现场应急指挥部由总指挥、副总指挥（可不设），及生产管理部、安全（QHSE）管理部、技术管理部、综合管理部、党群工作部、信息化服务中心、科研所、公共事业服务中心、海洋环境服务中心、海上生产巡护中心、专家组等相关部门、单位负责人组成。

### 6.2.3 溢油事故报告

溢油事故一旦发生，首先应立即切断泄漏源，并在 1h 内上报相关主管部门。溢油

事故报告程序见图 6.2-2。

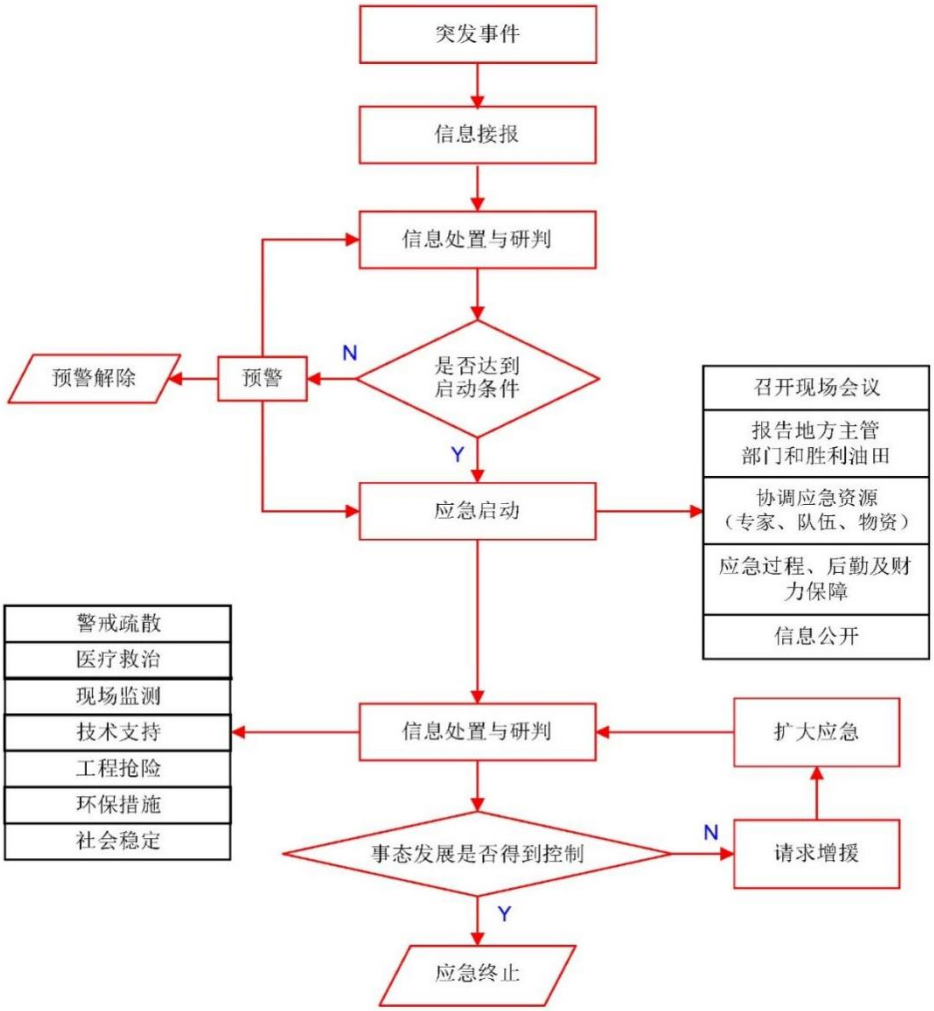



图 6.2-2　溢油事故报告程序图

### 6.2.4 海上溢油处理

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2m；其他潜在火灾、爆炸等安全因素。

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

（1）围栏法

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因

此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

正规的围油栏在构造上分为浮体、垂帘和重物三部分。浮体部分浮在水面，防止浮油越过；垂帘位于浮体下面，形成围栏，防止油从下面溢走；重物垂在垂帘下面，使其保持垂直稳定。在较平静的水域正确使用围油栏，能够有效地防止浮油进一步扩散。但在有波浪的情况下，当浪头涌起的时候，浮油可能被冲过围油栏，使收集在围油栏内的浮油被冲走，当风浪很大时，用锚定位的围油栏常常会没入水中。不管何种形式的围油栏，都要靠机械方法来回收栏内的浮油，且最终回收的油水，都需采取进一步分离措施并且要防止产生火灾或爆炸的危险。

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。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

1）两船拖带之“J”型

需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200m～400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20m～40m，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10m～20m），以便于撇油器或其他回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向辅拖船发出指令，辅拖船应注意随时与主拖船保持良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

2）两船拖带之“U”型

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

（2）吸附法

回收水面浮油，主要采用吸油性能良好的亲油材料。制作吸油材料的原料有高分子材料，无机材料和纤维。对于聚合物用的比较多的是由聚丙烯或聚亚安酯做的人工合成吸收剂。它的抗水性能和亲油性能都很好，但是最大的缺点是用后不能生物降解。作为

溢油清洁物质，很多天然吸收剂，如棉花、羊毛、乳草属植物、木丝绵和麦秆等，都已广泛被研究。比起人工吸收剂，这些天然材料都有很好的吸收能力，但是它们也会吸收水分，这在海洋油污染使用上是一个缺陷。

胜利油田按照不同溢油种类、海域、岸滩环境等特点分别可采取下列溢油处理方式：

1）柴油、机油

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

2）原油

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

### 6.2.5 溢油应急能力

#### 6.2.5.1 胜利油田自身溢油应急能力

（1）本项目溢油所需应急能力估算

本项目根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况，在参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

1）围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当U形布放围油栏时，回收船舶始终处于U形的底部，利用撇油器对U形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

$$L = \ln(0.1t + 1)\sqrt{\frac{60\pi V}{d\varphi}}$$

式中:L——围控溢油所需围油栏长度，m；

V——泄漏原油体积，$m^3$，本项目事故溢油量为42.5t（约50$m^3$）；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

$\varphi$——围油栏利用系数，取 0.9。

按 50m$^3$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 3h 时所需要的围油栏长度约为 268.4m。本项目附近 3h 内可到达溢油现场的围油栏包括：3 艘专业溢油回收船 800m、有人值守平台 650m、以及陆上围油栏 3920m，能够满足本项目溢油围控的需要。

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 50m$^3$，在 12h 内回收所需的机械回收能力为 4.2m$^3$/h。

3）临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为 50.4m$^3$。

4）应急能力符合性分析

本项目溢油应急能力符合分析见表 6.2-1。

表 6.2-1　本项目溢油应急能力符合性分析

| 本项目溢油规模（m$^3$） | 项目 | 所需溢油应急能力估算 | 现有应急资源 | | | | 是否满足本项目溢油应急能力要求 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 溢油回收船 | 有人值守平台 | 陆上应急物资 | 合计 | |
| 50 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | 满足 |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |

根据表 6.2-1，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可借助有人值守平台、溢油回收船及陆上应急物资，这些物资可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油（50m$^3$）进行处置的需要。根据分析可知，本项目可以利用的溢油应急资源能满足溢油的应急处理需求，现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要。

（2）海洋采油厂溢油应急能力

1）应急组织结构

海洋采油厂立足“大应急”理念，坚持“系统思维“，逐步形成“1+1+7+1”应急管理工作体系。1 项应急管理制度做指导；1 套应急组织架构保执行；扎实开展应急预案、应急演练、应急保障、应急培训、应急处置、应急联动、应急评估等 7 项基础工作夯根基；建设了 1 套海上应急智能指挥平台推动应急管理智能化。

2）应急队伍建设

海洋采油厂建立以管理区义务应急队伍为基础，以海盛集团、胜利油田海洋应急中心等外部专业应急队伍为保障的分级响应、协调联动应急响应模式，明确管理区、采油厂、外部救援三级应急响应界面；与山东海事局、北海救助局等 6 家单位联合构建了“海陆空”应急救援与共享机制，不断增强应急处置协调联动能力。

3）应急物资保障

通过细化与归类管理，划分通用类物资 27 类，专项类物资 9 项 52 类。建立了以中心平台为中心、采修一体化平台为节点的应急物资储备库，储备点“陆地+海上”共 49 处，并实现了由中心平台直接调度海上资源，辐射周边无人值守平台，实现区域内应急资源覆盖最大化。

陆上站场现有应急物资装备见表 6.2-2。海洋采油厂 18 座有人值守平台上均配备了溢油应急物资，包括吸油毡、消油剂、消油剂喷洒器、围油栏等，巡线船在埕岛油田海域巡查，若发现溢油，一般 30 分钟内巡线船可以到达最近的有人值守平台并装配溢油应急物资到达现场。埕岛油田海上平台现有应急物资设备见表 6.2-3。

4）建立 0.5 小时应急圈，提升应急处置效率。

海洋采油厂按照“风险隐患全覆盖，应急力量全调动，应急处置无死角”的原则和及时处置率 100%的工作目标，分类、分区建立应急处置圈，落实保障措施，确保大部分事件处置在 0.5 小时圈内；目前已建立陆地 5 大类、海上 8 大类应急圈，应急处置效率进一步强化提升。

5）开展周五应急演练日活动，加强实战应急演练。

海洋采油厂将每周五定为“应急演练日”，督导各基层单位常态化开展非常规、小场景应急演练，生产管理部会同相关业务部门以现场观察、视频督察等形式开展“四不两直”督导演练，并定期将检查问题进行通报，“查漏补缺”不断提升基层单位应急能力。

（3）胜利油田海洋应急中心（海洋石油船舶中心）溢油应急能力

1）历史沿革

海洋石油船舶中心成立于 1994 年 5 月。1997 年 7 月，胜利油田组建成立胜利石油管理局海洋应急中心，为三级单位编制，隶属于海洋石油船舶中心；2009 年 3 月，油田进一步明确成立胜利油田海洋应急中心，为二级建制，与船舶中心一套机构两个牌子。

2）人员情况

胜利油田海洋应急中心在册员工 965 人，其中溢油回收、抢险救援、指挥管理等专业应急人员 61 人，经海事部门培训取得溢油应急指挥等级证书 17 人，40 余人取得溢油应急操作培训证书。

3）基地情况

胜利油田海洋应急中心拥有龙口和桩西两个基地，其中龙口基地位于山东省龙口市屺坶岛，陆地面积 3262.5 亩，海域面积 2110 亩；桩西基地位于东营市东营港经济开发区，陆地面积 4120 亩，海域面积 1893 亩。

4）应急物资配备情况

①船舶

溢油监护、回收船 6 艘，胜利 211、212、241、242、503、505，承担胜利海上及滩海陆岸溢油巡视和监测、溢油回收和海洋环境保护；应急指挥船 1 艘，承担海上应急指挥、工作人员交通运输等任务。

其中，SL505、503、212 为专业溢油回收船，总溢油回收能力为 723$m^3$/h、总溢油储存能力 1329$m^3$，溢油回收船能够满足本项目的溢油处理需求。

②应急装备

配备应急直升机、200 马力应急工作艇 2 艘、两栖抢险车 3 台、小型冲锋舟 4 艘、水上智能救援飞翼 1 个、远距离抛投器、单兵装备等应急救援器材

③溢油回收装备

拥有海上生产（应急）指挥系统 1 套，船用溢油搜索监控雷达 2 部，海洋重型收油机、外海收油机等 25 台套，船载喷洒装置 6 套，便携式喷洒机 5 台，轻便储油罐 7 个，浮动油囊 6 个，各式围油栏 13820m，储备溢油分散剂、吸油毡、吸油拖栏等应急物资。

④辅助设施

配套东营胜利港区码头 14 座、龙口胜利港码头 3 座、1500 吨和 2000 吨修船滑道各 1 座，以及 4500 立方成品油库等设施，应急库房、直升机停机坪等应急救援设施。

胜利油田海洋应急中心溢油应急物资装备见表 6.2-4。溢油回收船的物资配备情况见表 6.2-5。

表 6.2-2　胜利油田陆上站场现有应急物资装备统计表

| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |



| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

表 6.2-3 新北油田、埕岛油田海上平台现有应急物资装备统计表

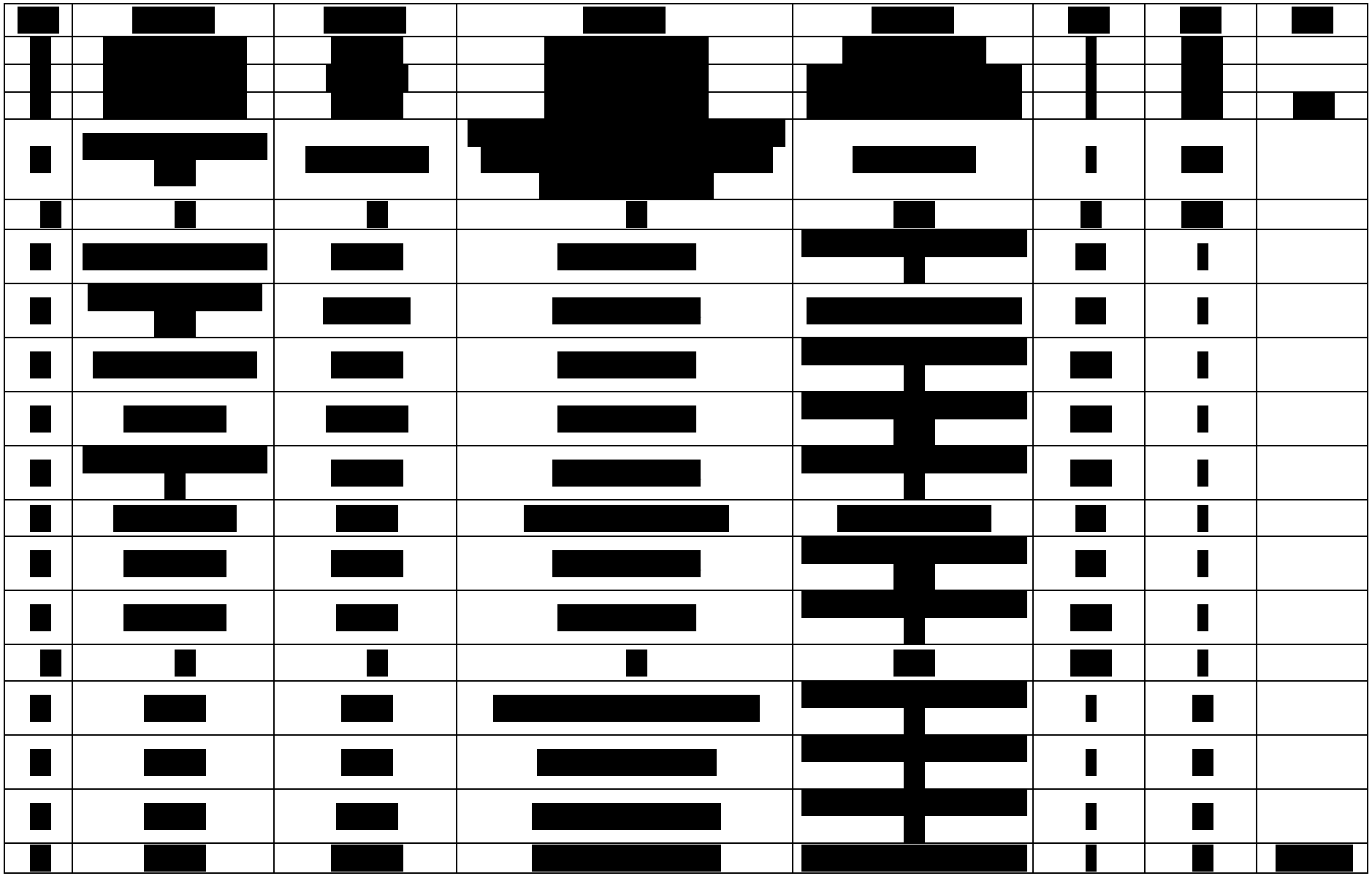
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

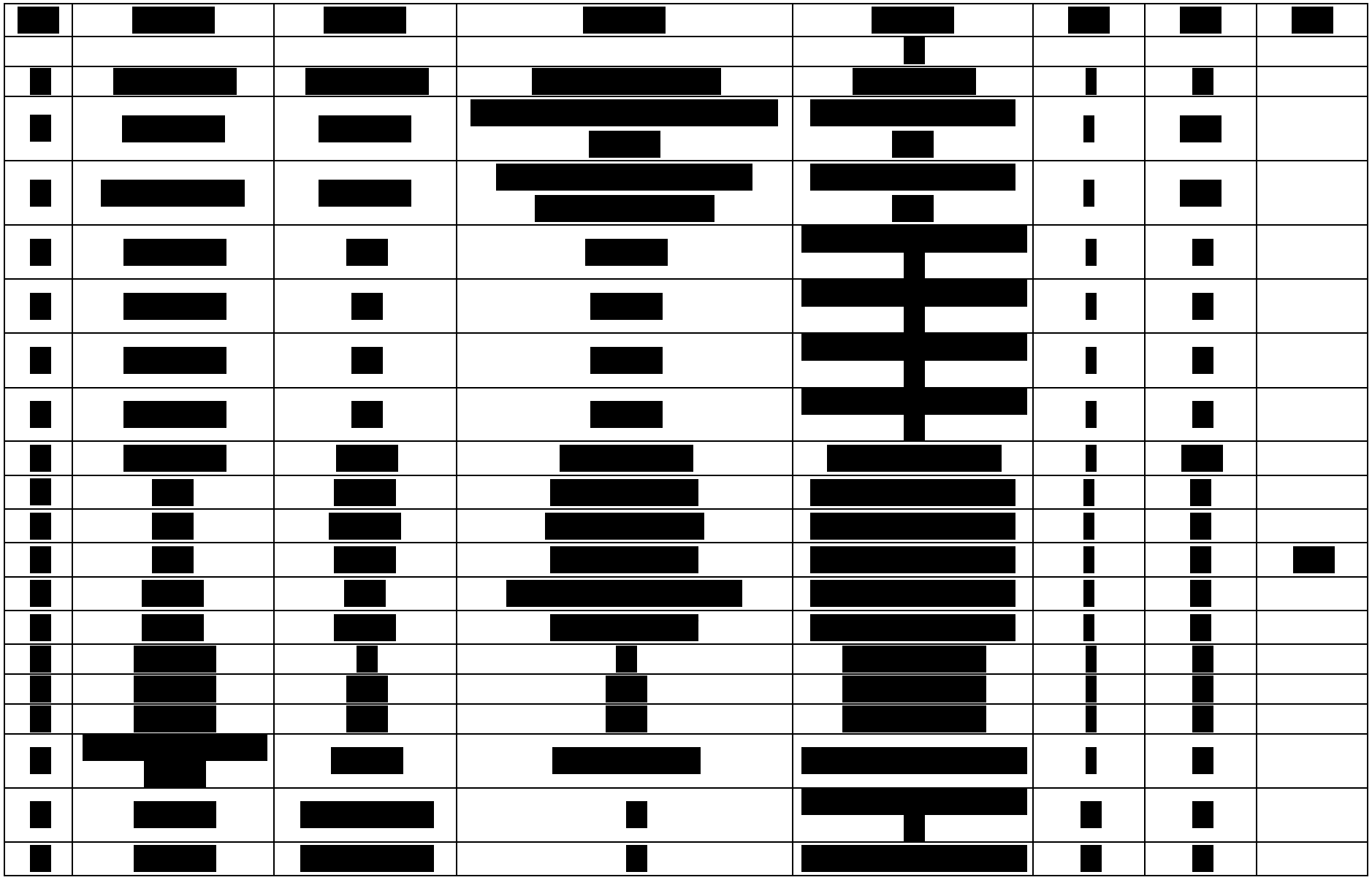
[redacted]

[redacted]

表 6.2-4　胜利油田海洋应急中心溢油应急抢险装备统计表

[redacted]





| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | [redacted] | | | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | |

表 6.2-5　专业溢油回收船主要应急物资配备情况

| [redacted] | |
|---|---|
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |
| [redacted] | [redacted] |

### 6.2.5.2 外借溢油应急能力

胜利油田位于渤海海域的海上救助、溢油应急力量较强，在发生大型溢油事故或胜利油田分公司所属应急力量、溢油所需的设备、人员难以有效应对时，可以申请附近应急力量的支援。

2014 年 12 月，中石化胜利油田海洋应急中心与中海石油环保服务有限公司、中国石油海上应急救援响应中心共同发起成立了溢油应急战略联盟，推动了三大企业海上应急资源共享、优势互补和交流合作。油田级海上溢油应急演练，三家单位均参与演练，定期组织交流活动。2025 年 1 月，三大企业重新签订了《溢油应急战略联盟协议书》，旨在充分发挥中石油、中石化和中海油三大石油化工公司应急资源优势，加强溢油应急救援协作与配合。

胜利油田海洋应急中心与交通运输部北海第一救助队签署《关于建立海上应急救援联动机制的协议》，主要提供应急救援、应急搜寻、溢油抢险、空中巡查、灾情探查、伤员救治、人员培训、演练协同等服务内容。

胜利油田海洋应急中心与和交通运输部北海救助局签署《9000HP 以上拖轮安全守护服务合同》，主要负责按照甲方调度人员安排，船舶在胜利海域中心 2 号附近安全水域抛锚待命，对附近的海上生产作业活动提供守护和巡视。

中海石油环保服务有限公司（COES）的基地位于塘沽，中海石油环保服务有限公司

到埕岛油田作业海域的应急反应时间约为 6h～7h。

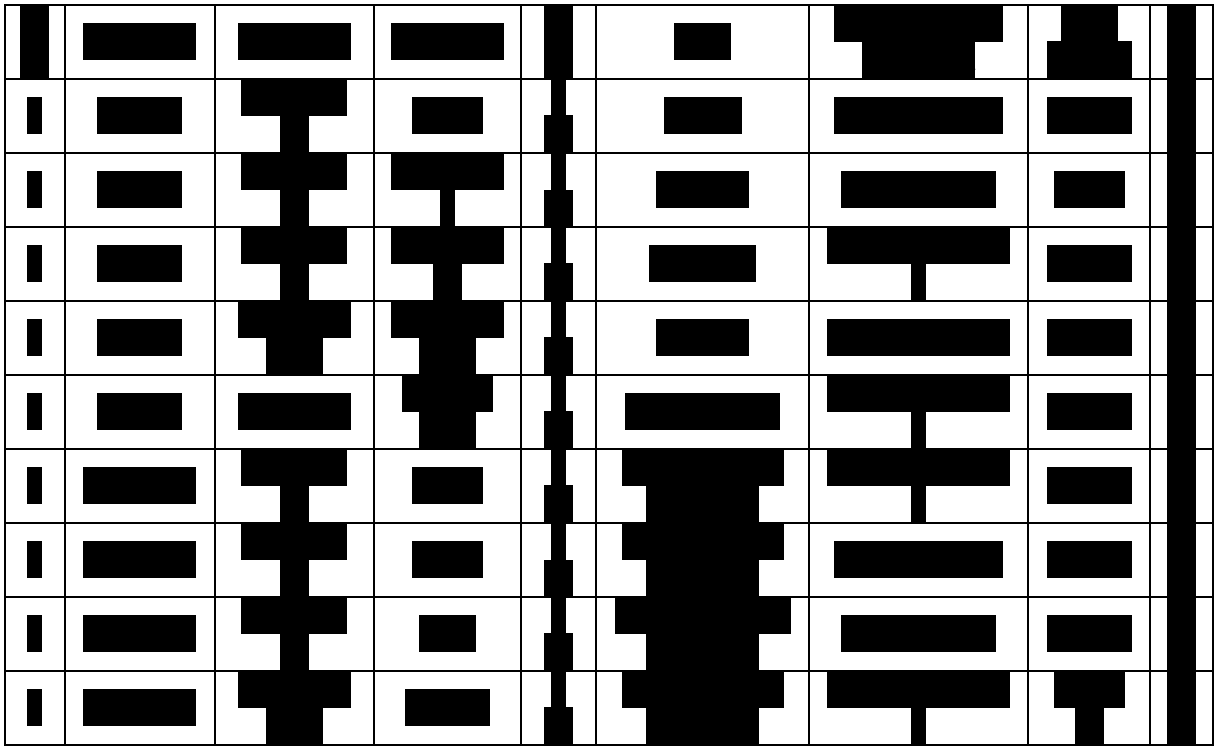
一旦发生溢油，海洋采油厂将在 1h 之内汇报相关主管部门。如果发生大、中型溢油事故或溢油所需的设备、人员超出海洋采油厂现有溢油应急力量，由海洋采油厂溢油应急指挥中心负责申请求援，以便能够调集胜利油田分公司及国内外救援力量共同投入应急反应。

当溢油响应需要或预计超出中国石油化工股份有限公司应急能力时，将由中国石油化工集团公司负责人报告当地政府及海洋行政主管部门，由当地政府和海洋行政主管部门与相关方进行沟通协调，以调用埕岛油田附近可借用的应急响应资源。

对较大以上级别的溢油事故，可以就近调用本海区其他油田或基地以及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环保服务有限公司（COES）等其他公司建立了密切的联系，当发生较大、重大、特别重大型溢油事故时能及时获得可动用的溢油应急设备。

当外部资源抵达现场，事态被控制住时，优先使用陆地溢油应急资源，被调用的其他周边平台/油田的应急设备资源应尽快返回原处并立刻进行相关物料物资的补充，以保障自身溢油应急能力。此外，作为三大石油化工公司应急救援联动协调小组成员，当发生溢油事故时，建设单位能按照《溢油应急战略联盟协议书》共享中国海油和中国石油的区域溢油应急资源，当事态超过本区应急能力时，通过区域协调办向三大公司应急救援联动协调小组和其他单位请求支援。

表 6.2-6　中海石油环保服务有限公司（COES）塘沽基地溢油应急设备清单





### 6.2.6 溢油响应时间

（1）油田自身溢油应急力量抵达时间

海洋采油厂现有及拟建的应急资源分布情况见图 6.2-3。

1）埕岛油田附近有 20 条巡线船，主要巡视管辖范围内的无人值守平台。

2）胜利油田分公司“SL212 船”、“SL505 船”和“SL503 船”是胜利油田分公司专门建造的专业溢油回收船，3 艘溢油回收船轮流巡逻，其中 1 艘专业溢油回收船重点负责埕岛油田山东黄河三角洲国家级自然保护区附近区域的守护巡查，确保发现溢油后 20min 内抵达溢油现场，立即开始部署围油栏、收油等工作。

3）海洋采油厂现有 18 座有人值守平台，均配备了应急物资，预计有人值守平台溢油应急物资抵达溢油现场所需时间为 0.5～2.5h 以内。

4）考虑陆地装车时间、行车时间、装船时间等因素各溢油应急物资储备基地物资抵达溢油现场所需时间为 1.5h～2.0h。

本项目周围的应急资源较为充足，因此，能够满足本项目溢油事故处理的需求。

（2）外借溢油应急力量抵达时间

中海石油环保服务有限公司（COES）的基地在塘沽，距离拟建项目约 120km，中海石油环保服务有限公司应急队伍抵达埕岛油田溢油现场所需时间约为 6h～7h，抵达溢

油现场后可以立即开始实施溢油现场控制作业。

综上所述，埕岛油田一旦发现溢油，根据现有溢油响应力量的分布情况，胜利油田自身应急物资可在 0.5～2.5h 内抵达溢油现场开始溢油围控、收油作业，确保将溢油的影响范围及损害程度控制在最小。

### 6.2.7 应急处置措施可行性分析

建设单位已编制《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，配备有应急物资，针对重大突发事件及突发环境事件制定有详细的应急演练计划，能够做到定期组织开展应急演练。本项目一旦发生溢油，首先可依托埕岛油田现有应急物资进行收油、拦油，有必要的情况下再调动海洋采油厂其他应急物资、胜利油田海洋应急中心应急物资等，确保将溢油的影响范围及损害程度控制在最小。本项目可以利用的溢油应急资源能满足溢油的应急处理需求，本项目涉及平台不新增应急物资，现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要，本项目现有应急处置措施可行。

# 7、地质性溢油风险分析及防范措施

## 7.1 油藏地质特征

### 7.1.1 地层特征

埕岛油田自下而上钻遇的地层有太古界、古生界、中生界、新生界的古近系沙河街组与东营组、新近系馆陶组与明化镇组及第四系平原组。共发现八套含油层系（新近系明化镇组和馆陶组、古近系东营组和沙河街组、中生界、上古生界、下古生界和太古界）。

馆陶组与下伏东营组为不整合接触，与上覆明化镇组为整合接触，分布广，地层厚约 1000m，可划分为上、下两段。馆下段为辫状河沉积，地层厚度约为 600m，岩性为一套灰色块状含砾砂岩、砾状砂岩、粗砂岩及细砂岩夹灰褐色、紫红色泥岩，自下而上岩性变细，顶部泥岩较发育，最厚可达 30m，为“砂包泥”组合。馆上段地层厚度 420m～550m，岩性为浅灰色、灰绿色细砂岩、粉细砂岩与紫红色泥岩不等厚互层，总体呈下粗上细的正旋回特征，向上砂岩厚度由厚减薄，泥岩含量逐渐增高，顶部为泥岩夹薄层粉砂岩。

（1）埕北 11 井区

埕北 11 井区自下而上钻遇的地层有中生界、下第三系东营组、上第三系馆陶组、明化镇组、第四系平原组。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆陶组地层与东营组地层呈整合接触，顶面埋深在 1140m～1300m 之间，地层厚度变化较小，在 750m～1050m 之间。馆陶组地层分为上下两段。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由上到下泥质减少，砂质增多。上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主；中部为砂泥岩互层；下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩。

地层对比显示，馆上段存在三个比较稳定的标志层（即上覆明化镇组底部 10～20m 厚的块状砂岩；馆上段中部自然伽玛曲线高台阶；馆上段下部块状水砂），参照河流相储层细分的基本模式，根据沉积旋回特征，同时考虑油水纵向分布特点，以测井曲线为主要对比手段，将馆上段分为 7 个砂层组，（1+2）～6 砂层组为主力含油砂组。（1+2）～6 砂层组按沉积时间单元细分为 30 个小层；7 砂层组大部分为水层，未细分小层。

（2）埕北 22H 井区

埕岛油田 22H 井区自下而上钻遇的地层有新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由下到上，砂质减少，泥质增多。下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩，泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m；中部为砂泥岩互层；上部以厚

层的泥岩夹粉、细砂岩为主。

（3）埕北 246 井区

埕北 246 井区自下而上钻遇了古生界、中生界、下第三系东营组、沙河街及上第三系馆陶组、明化镇组、第四系平原组地层，主要含油气层系为明化镇组和馆上段。

明化镇组地层岩性为棕红色砂质泥岩为主夹薄层粉细砂岩；馆陶组上段岩性为灰绿色粉砂质泥岩和灰色、灰白色中细粉砂岩互层沉积。

根据埕岛油田明化镇组和馆上段地层划分结果，以沉积学理论为指导，通过与主体已开发区统层对比，建立了本区明化镇组和馆上段大层和小层对比格架，确定明化镇和馆上段有三个比较稳定的标志层。在标志层的控制下，根据沉积旋回特征，考虑油水纵向分布特点，对明化镇组和馆上段储层进行了大小层划分。其中明化镇组分为8个砂组，7、8 砂组为主力含油砂层组。通过对比可知，明化镇 7、8 砂组地层发育较完整，没有断缺、剥蚀现象，全区地层分布稳定，井间地层厚度变化小，单砂组厚度约为 70m～80m。

（4）埕北 4A 井区

埕北 4A 井区自下而上钻遇的地层有中生界、古近系东营组、新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由下到上，砂质减少，泥质增多。下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩，泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m；中部为砂泥岩互层；上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主。

地层对比显示，馆上段存在三个比较稳定的标志层（即上覆明化镇组底部 10m～20m 厚的块状砂岩；馆上段中部自然伽玛曲线高台阶；馆上段下部块状水砂），参照河流相储层细分的基本模式，根据沉积旋回特征，同时考虑油水纵向分布特点，以测井曲线为主要对比手段，将馆上段分为 7 个砂层组，（1+2）～6 砂层组为主力含油砂组。（1+2）～6 砂层组按沉积时间单元细分为 30 个小层；7 砂层组大部分为水层，未细分小层。

（5）埕北 6B 井区

埕北 6B 井区自下而上钻遇的地层有古生界、中生界、古近系沙河街组、东营组、新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆陶组地层与东营组地层呈整合接触，顶面埋深在 1230m～1460m，地层厚度变化较小在 750m～1050m。馆陶组地层分为上下两段。馆下段以灰白色含砾砂岩、砾状砂岩和细砂岩为主夹紫红色、灰绿色泥岩以及薄层灰绿色、浅灰色粉砂岩、泥质粉砂岩，地层厚度 330m～570m。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由下到上，砂质减少，泥质增多。下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩，泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m；中部为砂泥岩互层；上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主。

地层对比显示，新近系馆上段砂层为河流相沉积。由于河流相沉积环境的特殊性，常常在数百米的层段只是单调的河道和泛滥平原沉积相互交替成层，砂体横向变化大，沉积微相变化大。研究区馆上段砂层组划分是在标志层的控制下，根据沉积旋回特征，同时参照埕岛油田馆上段主体对比划分结果，考虑油水纵向分布特点进行了大层划分。把馆上段分为 7 个砂层组，(1+2)～6 砂层组为主力含油砂组。在埕岛油田沉积旋回和大层对比的基础上，根据岩性、测井曲线特征，充分考虑断层组合、地层沉积和油气水的合理组合关系等多重因素，基于单一砂层的原则将研究区馆上段(1+2)～6 砂层组按沉积时间单元细分为 30 个小层 52 个时间单元，7 砂层组大部分为水层，未细分小层。

### 7.1.2 构造特征

埕岛油田位于山东省北部渤海湾南部的浅海海域，南界距现海岸 3km，与陆上桩西油田、埕东油田、五号桩油田相邻，西北距海上埕北油田约 35km，东距渤中 25-1 含油构造高点约 20km。

埕岛油田构造上处于济阳坳陷与渤中坳陷交汇处的埕北低凸起的东南端，南邻桩西地区，西以埕北大断层与埕北凹陷相连，向东和东南分别倾没于渤中凹陷和桩东凹陷，处于三个生油凹陷的包围之中。

埕北低凸起是一个与埕子口凸起近平行的北西向低凸起带，沿埕北大断层呈北西向长轴背斜形态，倾向南西，地质结构相对复杂。埕岛背斜构造基底为太古界地层，埕岛背斜构造上部超覆和披覆构造层为古近系东营组和新近系馆陶组为主的地层。储层特征

埕岛油田为一典型的复式油气藏，纵向上含油层系多、油层多、厚度大、井段长。油气集中分布在新近系馆陶组地层中，油藏类型主要分为 4 种：岩性－构造油藏，受构造控制，具多套油水系统，如埕岛主体新近系油藏和古近系东营组部分油藏，驱动类型为天然水驱；构造－岩性油藏，主要受岩性控制，具多套油水系统，如东斜坡东营组部分油藏，驱动类型以天然水驱为主，部分为弹性驱动；潜山油气藏，构造复杂，各块之间油水关系自成系统，产量较高，如埕北 11 中生界、埕北 30 潜山，驱动类型为天然水驱；构造油气藏，包括一些滚动背斜、断块、断鼻等，构造较简单，含油面积小，各块之间油水关系自成体系，如埕北断裂带附近的埕北 21、埕北 151、埕北 35 等油藏，驱动类型为天然水驱。

主力层系馆上段为河流相沉积，储层大面积连片分布。上部储层以接触式和孔隙－接触混合胶结为主，下部储层以孔隙式胶结为主，胶结程度较疏松，分选中等，磨圆中等到差，平均有效孔隙度 33.8%，空气渗透率 2529mD，属高孔特高渗储层。

在同一油层平面上，原油性质顶稀边稠。纵向上各含油层系流体性质差异较大，自上而下由差变好，地面原油密度为 0.83～0.94g/cm$^3$，地面原油黏度为 1.6～547mPa•s。

主力含油层系馆上段为高饱和油藏，地饱压差 2.68MPa，压力系数 0.95～1.02，属正常压力系统，原始气油比 17～70$m^3$/t。

馆上段油水系统受岩性和构造双重因素控制，平面和剖面上有多套油水系统。

明化镇组、馆陶组为稠油高渗透高饱和岩性构造层状砂岩油藏，平均埋深 1200m～1600m，地下原油密度 0.88g/$cm^3$，地下原油黏度 50.2mPa·s，原始地层压力 13.9MPa，地饱压差 2.68MPa，属常压、偏高温系统，压力系数为 0.97，地温梯度为 3.85℃/100m。

埕岛油田纵向上由上而下主要发育明化镇组、馆上段、馆下段、东营组、沙河街、中生界、古生界+太古界等含油层系。下第三系是本区湖盆发育阶段的产物，经历了三次构造运动。其中沙河街组以油页岩及暗色碳质泥岩为特征，砂岩不发育，但未有大的突破。东营组以三角洲及河流沉积为主，厚度在 200m 以上，区内储集层发育，是本区重要含油层，但油藏分布零散，受断层控制明显，斜坡带的岩性、地层超覆油藏是有利的勘探对象。上第三系馆陶组下段为大套的辫状河流相砂岩，上段由辫状河相向曲流河相过渡，厚约 400m，是主力含油层，其储量占全区储量的 90％以上。明化镇组厚约 1200m，砂岩明显减少，部分井区获工业油流。

### 7.1.3 油层特征

（1）埕北 11 井区

埕北 11 井区馆上段油藏是在构造背景上发育的受岩性控制的油藏，油藏类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。本区馆上段（1+2）～7 砂组均含油，油层埋深-1194m～-1515m，含油井段最短 25.5m，最长 289m，平均含油井段 191.4m。6 砂组，钻遇油层 58 层，有效厚度 222.2m，平均单井钻遇油层有效厚度 6.9m。$6^4$储层发育，但只在构造高部位发育部分油层，低部位基本为水层。有 20 口井钻遇油层，油层厚度 1m～8m，埕北 11NC-6 井钻遇油层最厚 7.8m。7 砂组砂体广泛分布，油层为“水上漂”，高部位有 17 口井钻遇油层，11M-2 井钻遇油层最厚达 12m，底水范围大。油水关系复杂，纵向上具有多套油水系统，64 小层油水界面为-1476m，7 砂组油水界面为-1520m。

（2）埕北 22H 井区

埕北 22H 井区馆上段油藏是在构造背景上发育的受岩性控制的油藏，纵向上和平面上都有多套油水系统。储集层属高渗透砂岩，原油属常规稠油，具有低凝固点特征。油藏类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。馆上段油水关系复杂，平面和剖面上有多套油水系统，埕北 22 井区位于中区中部，油水关系基本与中区一致，纵向上具有 9 套油水系统，其中最主要的油水系统为 $5^2$-$6^1$单元，油水界面为-1445m，有埕北 22A-1 井等多口井钻遇。（1+2）$^{3-4}$砂体在西部的埕北 26A-1 井见到油水界面，为-1250m；$3^3$层在东北部埕北 1D-2 井见到油水界面，为-1330m，$3^{51}$砂体在东部的埕北 1D-6 井见到油水界

面，为-1345m；$4^{1}$砂体在东部的埕北 25C-3 井见到油水界面，为-1400m；$4^{4}$砂体在东部的埕北 25C-2 井见到油水界面，为-1420m；6 砂层组油水界面多且较为复杂，$6^{3}$砂体在中部的埕北 22A-5 井见到油水界面，为-1471m；$6^{4}$砂体在埕北 22A-2 和埕北 22C-4 井均见到油水界面，为-1475m；$6^{6}$砂体在埕北 22C-4 井为油层，向北到埕北 25D-2 井变为水层，推测油水界面为-1500m。

（3）埕北 246 井区

埕北 246 井区明化镇组和馆上段总体为稠油油藏。根据埕北 246～248 块的原油性质分析，该块明化镇组地面原油密度 0.94g/$cm^{3}$，地面原油粘度 496mPa·s；馆上段 5 砂组根据埕北246井、埕北247井和埕北248井三口井平均统计，地面原油密度0.961g/$cm^{3}$，地面原油粘度 1177mPa·s，馆上段 7 砂组根据埕北 246 井、埕北 248 井两口井统计，地面原油密度 0.977g/$cm^{3}$，地面原油粘度 4847mPa·s。明化镇组原油相对较好，7 砂组原油相对较稠。总体原油性质属高密度高粘度稠油，平面和纵向差异大。

本区馆上段油水系统受岩性和构造双重因素控制。Nm8 砂组共 5 口井实际钻遇油水界面，在 $Nm8^{2}$ 小层底部附近，分别为 246A-1 井海拔深度-1160.8m，246A-4 井海拔深度-1162m，246A-7 井海拔深度-1160m，SHG1-1 井海拔深度-1160.8m，SHG1-2 井海拔深度-1159m。5 口井海拔深度相近，考虑井斜、补心海拔等因素影响，根据小层生产状况分析无明显注采矛盾，综合判定各钻遇井的 $Nm8^{2}$ 小层同属一套油水系统，油水界面深度为-1160.5m。

馆上段 7 砂组在埕北 246、埕北 246A-1、埕北 246A-2、埕北 246A-3、埕北 246A-8、胜海古 1、胜海古 1-2、埕北 248A-6 和埕北 248A-8 中均钻遇油水界面，且深度均在-1530 米附近，分析认为，埕北 246 和埕北 248 井区储层广泛发育相连，具有统一的油水系统，油水分布主要受构造控制，油水界面为-1530m。

（4）埕北 4A 井区

埕岛油田西北区馆上段油藏是在构造背景上发育的受岩性控制的油藏，类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。西北区主力层发育相对较好，局部连通成片，非主力层呈土豆状，纵向上叠加性差，油层的平面展布受到断层和岩性的双重控制。

埕北 4A 井区馆上段(1+2)-6 砂组均含油，油藏埋深在 1122m～1465.1m，含油井段最长 322m，最短 5.2m，平均 253m。油层主要发育在（1+2）砂组、4 砂组、5 砂组及 6 砂组，其中 5 砂组共有 58 口钻遇油层 154 层，有效厚度 629.2m，平均单井钻遇油层有效厚度 2.7 层 10.8m，平均单层有效厚度 4.1m。

埕岛油田西北区馆上段油水关系较为复杂，纵向上总共有 16 套油水系统，从$(1+2)^{1}$层一直到$6^{7}$层共有 20 个小层都见到油水界面。油水界面主要分布在工区的边部。

（5）埕北 6B 井区

埕北 6B 井区馆上段油藏是在构造背景上发育的受岩性控制的油藏，纵向上和平面上都有多套油水系统。储集层属高渗透砂岩，原油属常规稠油，具有低凝固点特征。油藏类型为高孔高渗常规稠油岩性构造层状油藏。

研究区馆上段(1+2)－5 砂组均含油，油藏埋深在-1206.6～-1493.1m，含油井段最长 273m，最短 10m，平均 141m。研究区目前共完钻 82 口井（不包括 6 口水平井资料），馆上段(1+2)－5 砂组共钻遇油层 463 层，总有效厚度 1640.9m，平均单井钻遇有效厚度 6.1 层 21.6 米，单层厚度 3.5m。纵向上 3 砂组油层最为发育，其次是（1+2）砂组。3 砂层组共有 61 口井钻遇油层 135 层，有效厚度 572m，平均单井钻遇油层有效厚度 2.2 层 9.4m，平均单层有效厚度 4.2m；其次是（1+2）砂组共有 43 口钻遇油层 109 层，有效厚度 370.2m，平均单井钻遇油层有效厚度 2.5 层 8.6m，平均单层有效厚度 3.4m；4 砂组共有 59 口井钻遇油层 115 层，有效厚度 356.6m，平均单井钻遇油层有效厚度 1.9 层 6.0m，平均单层有效厚度 3.1m；5 砂组共有 55 口井钻遇油层 104 层，有效厚度 342.1m，平均单井钻遇油层有效厚度 1.9 层 6.2m，平均单层有效厚度 3.3m。

从平面分析，北区馆上段主力砂体具有明显的分区性。其中馆上段（1+2）$^{32+41}$和 $3^{31}$ 其沉积中心在研究区的西部，呈北西—南东向条带状分布；而馆上段 $4^{21}$ 砂体主要分布在研究区的东部，呈近南—北向分布，因此埕岛油田北区馆上段有效厚度比中区有效厚度变薄很多。

埕岛油田北区馆上段油水关系较为复杂，纵向上总共有 11 套油水系统，从(1+2)$^{32+41}$层一直到 $5^{42}$层共有 9 个小层见到油水界面，油水界面主要分布在工区的边部。其中，馆上段(1+2)$^{32+41}$层共有两个砂体见到油水界面，其中东边砂体在埕北 6C-4 井和埕北 6B-1 井见到油水界面-1253m，西边砂体在 6E-2 井见到油水界面-1234m；馆上段 $3^{12}$砂体在埕北 6E-P2 井见到油水界面-1284m；馆上段 $3^{51}$砂体共有两个砂体见到油水界面，其中东边砂体在埕北 6C-6 井见到油水界面-1361m，西边砂体根据井点测井解释的油水关系，推测油水界面为-1347m；馆上段 $4^{21}$砂体在埕北 6D-4 和 6D-2 井见到油水界面-1398m；馆上段 $4^{42}$砂体根据井点测井解释的油水关系，推测油水界面分别为-1420m；馆上段 $5^{22}$砂体在埕北 6D-P3 井见到油水界面-1447m；馆上段 $5^{31}$、$5^{42}$砂体根据井点测井解释的油水关系，推测油水界面均为-1433m。

### 7.1.4 温度及压力系统

根据地层压力测试结果以及地层温度测试结果，埕北 11 井区馆上段油藏原始压力、温度系统与埕岛油田一样属于常压、偏高温系统，压力系数 0.99，地温梯度 3.6℃/100m；

埕北 22H 井区馆上段油藏压力、温度系统与埕岛油田一样属于常压、偏高温系统，压力系数 0.97，地温梯度 3.85℃/100m。

根据地层压力测试结果以及地层温度测试结果，埕北 247 井明化镇组在油层中深为 1193.65m 处测试地层压力 11.76MPa，压力系数为 1.01；在测温深度为 1114.36m 处测得地层温度为 48℃，地温梯度为 2.69℃/100m。埕北 246 井馆陶组 5 砂组在油层中深为 1408.4m 处测试地层压力 13.91MPa，压力系数为 1.0；在测温深度为 1383.23m 处测得地层温度为 58℃，地温梯度为 2.89℃/100m。埕北 246 井馆陶组 7 砂组在油层中深为 1536.55m 处测试地层压力 15.09MPa，压力系数为 1.0；在测温深度为 1518.62m 处测得地层温度为 64℃，地温梯度为 3.03℃/100m。综上所述，认为埕北 246 井区明化镇组和馆陶组油藏属于正常温度、正常压力系统。

根据地层压力测试结果以及地层温度测试结果，埕北 4A 井区馆上段油藏压力、温度系统与埕岛油田一样属于常压、偏高温系统，压力系数 0.97，地温梯度 3.85℃/100m；埕岛油田北区 6B 井区馆上段油藏属于埕岛油田主体的一部分，因此原始压力、温度系统与埕岛油田一样属于常压、偏高温系统，压力系数 0.97，地温梯度 3.85℃/100m。

## 7.2 地质性溢油风险识别

### 7.2.1 地质性溢油风险识别

油气藏形成的基本条件包括：充足的油气来源、有利的生储盖组合、有效的圈闭和良好的保存条件。保存条件主要指良好的区域性盖层、相对稳定的构造环境、相对稳定的水动力环境。在自然因素或人为因素作用下保存条件会被破坏，从而造成油气从油藏泄漏到海洋。

（1）断裂系统

断层具有开启性和封闭性，断层开启时，它可作为油气从深部向浅层运移的纵向输导通道；断层封闭时，它可以作为侧向封堵条件形成圈闭。断层的启闭性与构造活动紧密相关，构造运动期，断层持续活动往往造成断层是开启性的，而相对静止的地质历史时期，一般认为断层是封闭性的。对于人类活动时期而言，在没有持续高级别地震发生的条件下，一般认为断层是封闭性的。

油气沿断层面运移比较复杂，至少具备 3 个条件：一是断层面必须具有较高的渗透性；二是沿断层面上下必须有流体流动的梯度，足以移动岩块的能量；三是断层两侧地层的渗透率要比断层面低。

油藏注水开发，在某种特殊情况下可能引起油气渗漏。在油田的注水开发过程中，可能出现局部异常高压带。若局部异常高压带与贯穿地表的断层联通，且地层压力足以

突破断层对流体的封堵能力，就可能导致地下原油渗透至地表，发生漏油现象。所以，油藏在开发过程中应合理部署注水井位置，控制注水压力，在小于断层临界开启压力的前提下开展注水采油活动。

（2）储盖组合

储层对溢油的影响主要有以下三方面：

一是储盖组合。储盖组合是指地层剖面中紧密相邻的包括储集层和盖层的一个有规律的组合。理论上盖层厚度对封闭作用不是主要因素，起主导作用的是排替压力的大小和裂缝的发育程度。但从保存油气的角度分析，厚度大的盖层一般分布比较稳定，易形成区域性的盖层；盖层厚度大，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝。相反，如果地层上覆属于厚度薄或未固结成岩的松散沉积物，将导致断层封闭性差，一旦开采作业操作不当出现地层超压，流体极易通过断层直达海底，造成溢油事故。

二是储层物性。针对注水开发油藏，物性好、渗透率高的储层有利于注水，以较低的注水压力注入大量的水，满足油藏需要。相反，如果物性较差，需要的注水压力较高，注水压力过高能压破地层或压力延伸到地面的裂缝面。

三是储层连续性。注水开发的油藏，储层连续性是决定水驱效果的关键。储层连续性好，易形成有效的注采对应关系，开发效果较好；连续性差的储层，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，会增加地质性溢油的风险。

（3）浅层气

一般认为浅层气是聚集在海底以下 1000m 以内的各类天然气。在钻井施工过程中主要指在一开钻井过程中所遇到的天然气，此段地层钻井施工时未下套管，未安装套管头，气体溢出时无法用普通的关井技术来控制井涌（即使在隔水管上安装套管头，隔水管入泥太浅，隔水管底部地层胶结松散，也不具备关井承压的能力）。钻井过程中，浅层气一旦侵入井筒，就会以很快的速度在井筒中向上运移，短时间内到达井口，造成井喷，并可能进一步引发火灾、井眼垮塌等严重钻井事故。

浅层气井喷的直接原因包括：

①钻井液密度设计不合理。若钻前缺乏准确的地层压力资料，设计的钻井液密度过低，钻遇到高压气层时液柱压力突然小于地层压力，地层内的气体快速侵入井内，造成钻井液密度进一步下降；

②起钻时灌浆不及时或灌浆液量不足。浅层气地层由于埋藏浅，地层疏松，渗透性很强，灌浆不及时会引起钻井液大量渗入地层而造成钻井液漏失，导致井筒液柱压力降低，使得浅层气能够快速进入井眼，引起井喷；

③“拔活塞”起钻导致井筒内的液面迅速下降。钻井过程中常出现缩径和钻头泥包，导致起钻时产生“拔活塞”现象，钻井液会随着钻具的起出而外溢。这时从井筒中拔出钻具的体积和“外溢”的钻井液体积不能被及时补充，导致液柱压力突然小于气层压力引起井喷；

④停泵静止时间过长。长时间停泵后，井筒处于一种“静稳”状态，浅层气层中的气体在扩散作用下缓慢进入井筒，在井筒中聚集形成“气柱”。“气柱”由于密度较小，会沿井筒向上运移。运移过程中，压力减小，体积进一步发生膨胀，最终在井口形成高压导致井喷；

⑤固井时井喷。固井时，水泥浆在候凝过程中，由于井壁和套管的部分承压以及水分子组合形式的变化，易形成失重现象。如果设计时没有充分考虑浅层气异常压力的影响，使用的隔离液密度过低，会引起候凝过程中环空液柱下降过大，造成井喷。

### 7.2.2 断裂系统风险评估

（1）埕北 11 井区

本次评价利用了 2012 年埕岛叠前时间偏移三维地震成果，资料精度高。为了较好地研究地质构造特征、断裂分布，采用了地质、地震和测井三种信息相结合的方法。地层对比与地震解释相互补充、修正，人机联作进行构造和断裂系统研究。

研究区埕北 11 井区主要油层为馆陶组。地层整体构造相对较为简单，受埕北断层控制,位于埕岛潜山披覆构造带北部埕北大断层上升盘。F1 为工区西界,即埕北大断层，断层倾向西南，走向大致呈北西-南东，中生界落差 70m～200m 左右，工区内延伸长度大于 4km;F2 在 11C-6 井北边,倾向为南,走向呈东-西,区内落差为 0～50m。（图 7.2-1）。

（2）埕北 22H 井区

本次评价利用了 2012 年埕岛东叠前时间偏移三维地震成果，资料精度高。为了较好地研究地质构造特征、断裂分布，采用了地质、地震和测井三种信息相结合的方法。地层对比与地震解释相互补充、修正，人机联作进行构造和断裂系统研究。

埕北 22H 井区位于埕岛油田主体构造的中部。整体构造呈西高东低趋势，区内构造比较简单，地层平缓，倾角 1-2 度左右，构造高点位于北部靠断层处，向东西两侧逐渐变低（图 7.2-2），各砂层组构造继承性较好。

埕北 22H 井区断层消亡于平原组，不存在“通天”断层。从地震剖面上看，F1 断层，发育于新生代，向上消亡于平原组，消亡时间约在 300ms，距海底泥岩层约 300m。F2 断层，发育于新生代，向上消亡于馆陶组，消亡时间约在 1130ms，距海底泥岩层约 1220m。F3 断层，发育于新生代，向上消亡于平原组，消亡时间约在 310ms，距海底泥岩层约 310m（图 7.2-3）。

（3）埕北 246 井区

本次评价利用了 2012 年埕岛叠前时间偏移三维地震成果，资料精度高。为了较好地研究地质构造特征、断裂分布，采用了地质、地震和测井三种信息相结合的方法。地层对比与地震解释相互补充、修正，人机联作进行构造和断裂系统研究。

研究区埕北 246 井区主要油层为明化镇组和馆陶组。埕北 246 井区不存在“通天”断层，主要发育 3 条大断层：①号断层走向为北西-南东方向，倾向南西，断层倾角 51 度，最大断距 90m，延伸长度大于 12km；②号断层走向为近东西向，倾向向南，倾角 53 度，最大断距 160m，延伸长度大于 12km；③号断层走向为近北西-南东向，倾向北东，倾角 54 度，最大断距 40m，延伸长度约 2400m（图 7.2-4）。

（4）埕北 4A 井区

本次评价利用了 2012 年埕岛叠前时间偏移三维地震成果，资料精度高。为了较好地研究地质构造特征、断裂分布，采用了地质、地震和测井三种信息相结合的方法。地层对比与地震解释相互补充、修正，人机联作进行构造和断裂系统研究。

研究区埕北 4A 井区位于埕岛油田主体构造的西北部，构造整体呈西南高东北低，构造高点位于埕北 4B-2 井，地层平缓，倾角 1-3 度左右，各砂层组构造继承性较好。南部发育一条北西-南东向走向、倾向南西的断层，断开层位为基地到平原组，为本区西南部边界，区内最大断距 200m。此外研究区还发育 2 条东西走向断层，断开层位为馆陶-平原组，倾角 45 度，区内最大断距 50m（图 7.2-5）。

（5）埕北 6B 井区

本次评价利用了 2012 年埕岛叠前时间偏移三维地震成果，资料精度高。为了较好地研究地质构造特征、断裂分布，采用了地质、地震和测井三种信息相结合的方法。地层对比与地震解释相互补充、修正，人机联作进行构造和断裂系统研究。

研究区内主要发育 3 条断层。其中，胜海 6 井北断层是本区北部边界，断开层位为馆陶组到平原组，断层走向北东—南西向，倾向南东，倾角 40 度，区内最大断距 60m，平原组断距 25m 左右，该断层馆上段$(1+2)^{6}$层断层开启压力在 22.9MPa；埕北 6E-1 井断层断开层位为馆陶组到平原组，断层近东—西走向，倾向南，倾角 45 度，最大断距 10m，平原组断距 5m，该断层馆上$(1+2)^{3}$层断层开启压力为 20.8MPa；6B-2 井南断层是本区的南部边界，断层为北东—南西走向，倾向北西，倾角 45 度，最大断距 50m，平原组断距 15m，该断层馆上段$(1+2)^{3}$-$5^{4}$开启压力为 20.6～24.8MPa（图 7.2-6）。

表 7.2-1　预测钻遇断层统计表

| 平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
|---|---|---|---|---|---|
| CB11A 新建 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 井口平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB11M 新建井口平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB22H 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB246A 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB11K 井组平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB4A 井组平台（CB4AG） | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| CB6B 采修一体化平台 | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |
| | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] | [redacted] |

### 7.2.3 盖层风险评估

（1）埕北 11 井区

埕北 11 井区自下而上钻遇的地层有中生界、下第三系东营组、上第三系馆陶组、明化镇组、第四系平原组。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由上到下泥质减少，砂质增多。上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主；中部为砂泥岩互层；下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩。

研究区内发育良好的区域盖层明化镇组，为连续沉积，岩性主要为灰黄、灰绿色粉

砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，厚度 700m～900m，分布稳定；馆上段上部发育棕红、紫红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩、浅灰、棕褐色砂岩，下部发育灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，厚度 420m～550m，各砂组内发育的泥岩为局部盖层，且自下而上泥岩单层厚度增大，封盖条件好（表 7.2-2）。

表 7.2-2　埕岛油田地层简表



（2）埕北 22H 井区

埕北22H井区自下而上钻遇的地层有下第三系沙河街组、东营组、上第三系馆陶组、

明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系，属河流相沉积的砂泥岩地层，由上到下，泥质减少，砂质增多。上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主；中部为砂泥岩互层；下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩。泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m。

研究区内发育良好的区域盖层明化镇组，为连续沉积，厚度 600m～800m，分布稳定，从而保护其下部目的层馆陶砂组流体不会向上逸散。岩性主要为灰黄、灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，厚度 700m～900m，分布稳定；馆上段上部发育棕红、紫红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩、浅灰、棕褐色砂岩，下部发育灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，厚度 420m～550m，各砂组内发育的泥岩为局部盖层，且自下而上泥岩单层厚度增大，封盖条件好。

（3）埕北 246 井区

埕北 246 井区自下而上钻遇了古生界、中生界、下第三系东营组、沙河街及上第三系馆陶组、明化镇组、第四系平原组地层，主要含油气层系为明化镇组和馆上段。明化镇组地层岩性为棕红色砂质泥岩为主夹薄层粉细砂岩；馆陶组上段岩性为灰绿色粉砂质泥岩和灰色、灰白色中细粉砂岩互层沉积。

研究区内发育良好的区域盖层明化镇组，为连续沉积，岩性主要为灰黄、灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，厚度 700m～900m，分布稳定；馆上段上部发育棕红、紫红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩、浅灰、棕褐色砂岩，下部发育灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，厚度 420m～550m，各砂组内发育的泥岩为局部盖层，且自下而上泥岩单层厚度增大，封盖条件好。

（4）埕北 4A 井区

埕北 4A 井区自下而上钻遇的地层有中生界、古近系东营组、新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由下到上，砂质减少，泥质增多。下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩，泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m；中部为砂泥岩互层；上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主。

研究区内发育良好的区域盖层明化镇组，为连续沉积，岩性主要为灰黄、灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，厚度 700m～900m，分布稳定；馆上段上部发育棕红、紫红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩、浅灰、棕褐色砂岩，下部发育灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，厚度 420m～550m，各砂组内发育的泥岩为局部盖层，且自下而上泥岩单层厚度增大，封盖条件好。

（5）埕北 6B 井区

埕北 6B 井区自下而上钻遇的地层有古生界、中生界、古近系沙河街组、东营组、新近系馆陶组、明化镇组以及第四系平原组地层。其中馆陶组上段为该区主力含油层系。馆上段属河流相沉积的砂泥岩地层，由下到上，砂质减少，泥质增多。下部岩性粗，以厚层块状砂岩、含砾砂岩为主，夹薄层泥岩和粉砂岩，泥岩多呈紫红色，地层厚度 420m～480m；中部为砂泥岩互层；上部以厚层的泥岩夹粉、细砂岩为主。

研究区内发育良好的区域盖层明化镇组，为连续沉积，岩性主要为灰黄、灰绿色粉砂岩、泥质粉砂岩及棕红色泥岩，厚度 700m～900m，分布稳定；馆上段上部发育棕红、紫红色泥岩，灰绿色泥质粉砂岩、浅灰、棕褐色砂岩，下部发育灰白色含砾砂岩夹灰绿色泥岩，厚度 420m～550m，各砂组内发育的泥岩为局部盖层，且自下而上泥岩单层厚度增大，封盖条件好。

### 7.2.4 浅层气风险评估

目前渤海海域已在多个区域发现浅层气藏区，其中包括辽东湾东北端、黄河三角洲外、渤中地区、渤海湾北部的曹妃甸南堡附近海域、渤海湾西北部海区、渤海海峡。

渤海湾盆地浅层气藏主要分布于上第三系明化镇组和馆陶组地层。明化镇组浅层气藏埋深一般在 300m～900m，馆陶组浅层气藏埋深一般在 800m～1400m。气藏埋藏深度较浅，以干气为主，平面上分布零散，多以透镜状、条带状分布。地震上特征明显，多表现为短轴状、强振幅“亮点”反射特征，钻井过程中可通过气测录井准确识别。浅层气藏广泛分布在紧邻生烃凹陷的大型断裂构造带及与大断裂相关的凸起上。蓬莱 19-3 油田构造上位于渤南凸起北部，北邻渤中凹陷，油源供给充足，东邻郯庐断裂带，深大断裂、走滑断层的广泛发育为油气纵向疏导提供有利条件，物源供给充足，储集层发育，是该区浅层气藏发育的主要原因（图 7.2-8）。

（1）埕北 11 井区

埕岛油田其主体位于渤海湾盆地中南部极浅海海域，被渤中凹陷、埕北凹陷、黄河口凹陷三大生油凹陷包围，与陆上的桩西油田、埕东油田、五号桩油田相邻。构造位置位于济阳坳陷与渤中坳陷交汇处埕北低凸起的东南端。该油田的西南以埕北大断层与埕北凹陷相邻，向北、向东分别倾伏于沙南凹陷和渤中凹陷，其东南为桩东凹陷。埕北 11 井区位于埕岛油田主体南部，研究区含油面积 6.57$km^2$，水深 9m～11m 左右，距中心一号平台 0.5km，距中心二号平台 2.5km 左右。馆上段两层天然气密度分别为 0.6407 $g/cm^3$ 和 0.5741$g/cm^3$，平均密度为 0.6074$g/cm^3$。甲烷含量较高平均 91.5%，重烃气体含量较低，其中乙烷占 0.5%，丙烷占 0.4%，丁烷占 0.1%，天然气属干气。埕北 11 井区内多口井明化镇组钻遇到浅层气，钻遇气层厚度薄，规模小，预测设计新井纵向上在明化镇组和馆上段均可能钻遇气层，具有浅层气风险。

综上分析，埕北 11 井区断层简单，向上逐渐消亡，断层顶部与海底的距离在 300m 以上，未形成“通天断层”。区域盖层厚度较大且分布稳定，钻遇浅层气厚度薄，规模小，生产活动造成溢油风险较小。

（2）埕北 22H 井区

埕北 22H 井区位于埕岛油田中区中部，区域范围 11.3km$^2$，水深 5-11m，中心二号平台位于研究区内，距中心一号平台 3km。馆上段天然气密度变化范围为 0.5636-0.5916g/cm$^3$，平均密度为 0.5775g/cm$^3$。甲烷含量较高平均 96.2%，重烃气体含量较低，其中乙烷占 1.99%，丙烷占 0.50%，丁烷占 0.23%，戊烷以上烷烃占 0.07%，天然气属干气。

埕北 22H 井区内有 1 口井 CB22E-9 井钻遇浅层气，钻遇深度-981.0m～-981.6m，钻遇气层厚度 0.6m，钻遇气层厚度薄，规模小。埕北 22H 井区周围埋深在 1000 米以内浅层气藏共 13 口井 23 层钻遇。

综上分析，埕北 22H 井区断层简单，向上逐渐消亡，断层顶部与海底的距离在 300m 以上，未形成“通天断层”。区域盖层厚度较大且分布稳定，钻遇浅层气厚度薄，规模小，生产活动造成溢油风险较小。

（3）埕北 246 井区

埕北 246 井区位于埕岛油田西北部，构造上位于埕岛潜山披覆构造带北部埕北大断层下降盘，在埕北大断层及南部分支断层之间，东邻埕北 248 井区。埕北 246 井距中心三号平台约 11km，海域水深 15m～20m，埕北 246 井西 484m 为胜利的矿产登记线。埕北 246-248 块只在明化镇组取了天然气样品，未在馆陶组进行取样。根据埕北 247 井的天然气性质分析，明化镇组天然气甲烷含量为 98.32%，乙烷含量为 0.8%，丙烷含量为 0.12%，二氧化碳的含量为 0.23%。相对密度为 0.5633g/cm$^3$，天然气性质属于干气。根据电测解释结果，埕北 246 井区及周围邻井在明化镇组、馆陶组未有气层钻遇，方案实施过程中应做好井控预防工作。

（4）埕北 4A 井区

埕岛油田其主体位于渤海湾盆地中南部极浅海海域，被渤中凹陷、埕北凹陷、黄河口凹陷三大生油凹陷包围，与陆上的桩西油田、埕东油田、五号桩油田相邻。构造位置位于济阳坳陷与渤中坳陷交汇处埕北低凸起的东南端。该油田的西南以埕北大断层与埕北凹陷相邻，向北、向东分别倾伏于沙南凹陷和渤中凹陷，其东南为桩东凹陷。埕北 4A 井区位于埕岛油田主体西北部，研究区含油面积 6.2km$^2$，地质储量 1672×10$^4$t。研究区馆上段天然气密度变化范围为 0.6026～0.6359g/cm$^3$，平均密度为 0.61925g/cm$^3$。甲烷含量较高平均 87.4%，重烃气体含量较低，其中乙烷占 2.18%，丙烷占 0.43%，天然气属

干气。埕北 4A 井区内多口邻井在馆上段有气层发育，钻遇气层厚度薄，规模小，预测设计新井纵向上在明化镇组和馆上段均可能钻遇气层，具有浅层气风险。

综上分析，埕北 4A 井区断层简单，向上逐渐消亡，断层顶部与海底的距离在 300m 以上，未形成“通天断层”。区域盖层厚度较大且分布稳定，钻遇浅层气厚度薄，规模小，生产活动造成溢油风险较小。

（5）埕北 6B 井区

埕岛油田北区位于埕岛油田主体北部，研究区含油面积 7.8km$^2$，水深 10m～12m 左右，距中心三号平台 2km 左右。馆上段两层天然气密度分别为 0.6407 和 0.5741g/cm$^3$，平均密度为 0.6074g/cm$^3$。甲烷含量较高平均 91.5%，重烃气体含量较低，其中乙烷占 0.5%，丙烷占 0.4%，丁烷占 0.1%，天然气属干气。埕北 6B 井区内多口井明化镇组钻遇到浅层气，钻遇气层厚度薄，规模小，预测设计新井纵向上在明化镇组和馆上段均可能钻遇气层，具有浅层气风险。

综上分析，埕北 6B 井区断层简单，向上逐渐消亡，断层顶部与海底的距离在 300m 以上，未形成“通天断层”。区域盖层厚度较大且分布稳定，钻遇浅层气厚度薄，规模小，生产活动造成溢油风险较小。

## 7.3 开发方案设计溢油风险评估

### 7.3.1 开发方案设计溢油风险识别

1）开发方式

油藏开发过程中，如果天然能量开发，整个过程中为降压过程，一般不会造成溢油发生。开发溢油风险主要是注水或注气等补充地层能量开发的方式，如设计不合理，易造成异常高压情况，从而引起溢油事故发生。

2）层系划分

开发层系划分的目的是减少层间干扰，充分发挥各油层的作用。但如果物性差异比较大的层合采合注，造成高渗层、高压层动用好，低渗、低压层产能难以发挥。对于注水开发油藏，高渗层和低渗层合注时，在相同的注水压力情况下，可能造成高渗层含水上升快，形成水窜，低渗层不吸水。如果为了让低渗层吸水，提高注水压力，又会造成高渗层吸水过多，形成异常高压，当异常高压的情况发展到一定程度，会对局部围岩造成应力极端变化而易引起地层蠕动或断层活动，在断层面引流的作用下易导致地层流体上窜、泄漏至地表的情况。因此，层系的合理划分对避免事故发生起着重要作用。

3）井网部署

采用注水开发的油藏一般以最大程度提高储量动用程度，最大程度的提高采收率为

主，同时根据储层的展布情况，合理规划注采对应关系和注采井距。若注采关系不对应或注采井距过大，同“层系划分”风险一致，也可能出现“只采不注”压降“漏斗区”或者“只注不采”异常高压区，进而引起局部应力极端变化。特别是注水井距离断层较近时，如果注水量较大，会破坏地层和断层的稳定性。

4）注采比

注采比是表征油田注水开发过程中注采平衡状况，反映产液量、注水量与地层压力之间联系的一个综合性指标。在油藏注水开发过程中，注采比通常依据油藏特征、采油速度等指标设计，注采比过高会造成油藏压力逐渐升高，形成异常高压，从而引起钻井和作业过程中发生井喷事故。另外，如果断裂系统比较发育，可能引发地层蠕动、断层活动，甚至流体上窜、泄漏至地表，发生溢油事故。

5）注水压力

对于注水井，一般要求注水井最大流动压力不能超过岩石破裂压力。如果注水压力升高，超过地层破裂压力，一方面使得地层形成裂缝，这样很容易造成注入水单层突进，油井含水突升。也可能因裂缝尺寸过大，突破隔层，连通水层，使得注入水大量窜入水层，而油井不见效。另一方面还易造成油水井套管变形损坏，如果水井距离断层较近，可能引起断层蠕动。特别是注入压力大于断层的开启压力时，容易引起地下流体沿断层窜流到地面。因此，必须在地面及油藏允许范围内，设计合理注水压力。

目前本项目地层破裂压力为 21.2MPa～21.5MPa，破裂压力的 85%为 18.02MPa～18.28MPa，本项目井口最大注水压力为11.0MPa～12.5MPa，不超过地层破裂压力的85%。目前现场实际的管网运行干线压力 12MPa 左右，不超过地层破裂压力的 85%，并且油水井对应关系较好，正常情况下不会形成“只注不采”异常高压情况。通过控制注采比 1.0，使油藏低于原始地层压力状态开发，防止地层压力上升过高；建立完整的水质处理和管理系统，控制注水水质，按规定冲洗管线、储水设备和洗井，保证管线、储水设备和井内清洁，保证平稳注水；全天监测计量注入压力及注入量，使其控制在设计范围内。

表 7.3-1　埕岛油田注水压力情况

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

6）注水方式

注水方式分为笼统注水和分层注水。笼统注水方式是指在井口采用同一压力且不对各注水层进行分置处理。该方法的优点是操作简单，成本较低，适合注水层间非均质性不强的储层。对于层间非均质性较强的油藏，如用笼统注水，一方面不能很好的按照油藏开发需求注水；另一方面对地下各层压力缺乏控制，在对一些地层产生驱油作用的同时，也可能对另外一些地层造成异常高压，破坏断层封堵性，发生地质性溢油事故。

此外，分层注水井的注水井管柱上用于分隔层段的封隔器一般采用压差式封隔器。在正常情况下只要保证内外压差大于 0.7MPa 就可以使其密封。若油压、套压接近平衡，封隔器内与油压差小于 0.7MPa，封隔器失效则达不到分层注水的目的和效果，并且容易造成部分高压层，在存在通天断层的情况下，压力达到一定程度，就会造成地下流体沿断层窜流，直至海底溢油。

7）注水水质

在注水过程中，如果注入水达不到与地质特征相匹配的标准，注水工作可能不能正常运行，甚至伤害油层，降低吸水能力，影响注水开发效果，严重者可能发生注入水中的杂质堵塞地层，注不进的问题。如果为了使地层吸水，提高注入压力，如果超过地层破裂压力或断层的开启压力，容易引起地下流体沿断层窜流到地面，发生溢油事故。因此，水质也是影响注水开发和引起溢油的重要因素之一。

### 7.3.2 开发方案设计溢油风险评估

（1）埕北 11 井区

本项目针对埕北 11 井区馆陶组油层进行井位优化调整、产能扩建部署。利用 11K、11A、11M 平台部署新井动用储量，总井数 10 口，油井 6 口，注水井 4 口。

埕北 11 井区馆上段采用注水开发，相邻水井累计注水量较大，附近地层存在一定程度压降，新井钻井实施过程中，注意实时监测地层压力情况，做好相关安全措施工作。

（2）埕北 22H 井区

本项目针对埕北 22H 井区馆陶组油层进行井位优化调整部署。建设方案计划利用已有的埕北 22H 平台实施，总井数 5 口，油井 5 口。

埕北 22H 井区断层距海底泥岩层约 300m～1220m，两条断层到区域盖层（明化镇组地层）以上，但距离断层最近的注水井在 500m 以外，并且注采连通，附近地层存在一定程度压降，不易形成异常高压区。 采用注水开发，受储层空间展布特征和联通关系影响，相邻水井累计注水量存在差异，各井间主力层地层压力存在差异，附近地层存在一定程度压降，新井钻井实施过程中，注意实时监测地层压力情况，做好相关安全措施工作。

（3）埕北 246 井区

本项目针对埕北 246 井区馆陶组油层进行井位优化调整、产能扩建部署。利用 246 平台部署新井动用储量，总井数 8 口，油井 5 口，注水井 3 口。

埕北 246 井区馆上段采用注水开发，相邻水井累计注水量较大，附近地层存在一定程度压降，新井钻井实施过程中，注意实时监测地层压力情况，做好相关安全措施工作。

（4）埕北 4A 井区

本项目针对埕北 4A 井区馆陶组油层进行井位优化调整、产能扩建部署。利用 4A 平台部署新井动用储量，总井数 4 口，油井 4 口。

埕北 4A 井区馆上段采用注水开发，相邻水井累计注水量较大，附近地层存在一定程度压降，新井钻井实施过程中，注意实时监测地层压力情况，做好相关安全措施工作。

（5）埕北 6B 井区

本项目针对埕北 6B 井区馆陶组油层进行井位优化调整、产能扩建部署。利用 6B 平台部署新井动用储量，总井数 2 口，油井 2 口。

埕北 6B 井区馆上段采用注水开发，相邻水井累计注水量较大，附近地层存在一定程度压降，新井钻井实施过程中，注意实时监测地层压力情况，做好相关安全措施工作。

## 7.4 地质性溢油风险防范措施

### 7.4.1 钻井溢油风险分析及防范措施

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。在钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、井喷、井漏等方面。

针对钻井过程存在的风险，从以下几个方面做好防范措施：

（1）通过优化钻井设计、优选施工设备、加强录井及监督管理等方面避免井碰风险，确保防碰安全。

（2）井身结构设计充分考虑地层特点与钻井难点，避免漏涌同存的风险。

（3）针对不同地层进行了套管程序和固井水泥的设计优化，采取保障措施保证固井质量，避免窜层及危害井口。

（4）根据地层特点和目前成熟的钻井液配套技术现状，选择适宜的钻井液体系。

（5）根据地层压力情况配备防喷器，一旦发生溢流，需迅速关井或节流，利用储备的重浆重新建立井筒压力平衡，保证施工安全，关井过程保证关井压力小于最大关井套压。

（6）做好井眼防碰措施：一是采用先进防碰施工工艺，选用 MRC 地质导向仪器，配合 MWD 随钻测斜仪，及时监测、调整轨迹参数，更好控制轨迹，避免与邻井相碰；二

是对丛式井组有套管磁干扰的井段采用陀螺测斜、测方位技术，确保井斜、方位数据准确，必要时实施钻井绕障施工工艺。

### 7.4.2 油田开发溢油风险分析及防范措施

油藏开发过程中，如果天然能量开发，整个过程中为降压过程，一般不会造成溢油发生。开发溢油风险主要是注水等补充地层能量开发的方式，如设计不合理，易造成异常高压情况，从而引起溢油事故发生。

针对注水井开发过程中可能造成异常高压，发生地质溢油的风险，开发方案设计从以下几个方面进行防范：

（1）注采井网设计以地震和沉积为指导，综合构造和含油面积，进行井位部署，保障每个砂体的注采连通，每口注水井均有 1～2 口的采油井与其连通受效，避免“只注不采”情况的发生；

（2）考虑各小层的物性差异，将物性相近的层组合为一套层系开发，或者采取逐层上返的措施，尽可能减少层间干扰。

（3）通过数值模拟对注采比优化，设计 1.0 注采比注水开发，使油藏压力处于略低于原始地层压力状态下开发，防止地层压力上升过高造成风险。

（4）注水井目的层靶点距断层距离均大于 100m，注入压力均不超过顶部层位破裂压力的 85%。

（5）根据注水油层的个数，采取不同的注水管柱。对于多层注水井采用同心双管管柱注水，确保不同层位按需注水。

（6）采油树按照规定，安装比满足需求的高一个等级防喷装置。

（7）注水水质的处理，按照方案推荐的水质标准执行。在实施过程中，建立完整的水质处理和管理系统，不将不合格的水或者海水直接注入地层。

### 7.4.3 钻遇浅层气风险防范措施及应急措施

#### 7.4.3.1 浅层气风险防范措施

为应对钻遇浅层气有可能诱发的溢流、井喷风险，从钻井设计、钻井施工工艺和施工管理方面均提出相应措施，具体采用的防范措施如下：

（1）方案设计阶段

1）考虑表层钻进无防喷器，应尽量避免在表层阶段钻遇气层，此为设计原则，实际钻井过程中可根据实钻情况，在满足钻井安全的情况下，对各井井身结构进行调整。

2）优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力。若钻遇浅层气，钻井液当量密度应满足压稳浅层气，在不压漏地层的前提下，钻井液密度宜考虑附加

0.03g/cm$^3$～0.07g/cm$^3$ 安全余量，钻井液抑制性应考虑防泥包；备足堵漏材料，按井控要求备足压井液材料。

3）固井采用全封固设计，水泥浆返至泥面。对于可能钻遇浅层气的井，表层固井采用防气窜水泥浆体系。优化冲洗液，固井过程中提高顶替和固井质量。

（2）钻前准备阶段

1）加强浅层气钻井安全知识及井控培训，地质监督、钻井监督、平台经理、队长、司钻、气测值班人员，等关键人员需要获取相关培训证书后方可出海工作。

2）平台上召开专门的安全会议，明确钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求，进而使关键人员明确自身的岗位职责和任务；参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、船长、控制室人员、泥浆工程师及固井工程师等。

3）做好钻井设备的检验和配套，特别是分流器、防喷器、泥浆录井仪、计量灌等的检查及功能测试；按照相关规定对所有的井控设备进行试压合格，试压不合格不应继续作业。

4）做好钻遇浅层气所需要的各种演习及操练，包括防喷演习、弃船演习、消防演习等，检查模拟发生浅层气后相关人员的应急程序执行情况。

5）检验井口甲板（月池）周围的消防系统，以及锚机处的喷水系统。

6）做好钻井材料的储备，提前备足至少两倍井眼容积的压井液及加重材料；备足堵漏材料。

7）备用钻井液池尽量放满海水。

8）在钻进期间，值班船应安装气体检测器，并在上风上流位置航行待命。

9）应选择在白天钻开浅层气地层。

10）浅层气钻进过程中，尽量控制现场作业人员的数量。

（3）作业施工阶段

1）按照分流器等井口装置的要求进行安装和功能测试，按设计进行试压，试压不合格不应继续作业。

2）组合小尺寸钻领眼钻具；下钻到海床测斜，如果井斜小于 1°，即可开钻。

3）尽可能控制钻速，控制钻速在 25m/h 以内。

4）钻进期间尽可能控起下钻速度，避免抽吸和压力激动导致井涌或井漏。

5）钻进期间，井口区域及钻井装置周围设专人连续观察海面的变化情况，同时作业期间不应在井口区进行动火作业。

6）如有下述情况，要停钻循环观察 5～10min：

①当钻入可疑浅层气 1.5m 时；

②当钻速突然加快时（1.5m 内）；

③当准备接单根或立柱时。

7）钻到下套管深度，用钻井液将井眼清扫干净。泵入 1.5 倍井眼容积的高黏钻井液到井内后起钻（避免压漏地层）。

8）组合扩眼钻具扩眼钻进。

#### 7.4.3.2 钻遇浅层气应急措施

（1）钻进过程遇到浅层气的应急处理措施

1）立即停钻；

2）迅速将钻杆提出转盘面至少一个单根；

3）循环观察，确认是否浅层气井涌（如果循环无异常，则恢复钻进:如果确认井涌，则执行后面的程序）；

4）软关井，记录关井后的套管压力和立管压力；派人观察海面是否有气泡冒出；

5）如果海面无气泡冒出实施压井措施；

6）如果海面有气泡冒出，向上级单位汇报并启动应急程序，做好钻井平台人员的撤离及弃井的准备工作，并同时以最大泵速向井内泵入事先配制好的重泥浆；

7）如果仍不成功，则根据情况选择如下决定中的一种执行：

①继续循环排气：待新的重泥浆配制完毕后，以最大泵速向井内泵入新的重泥浆；

②打水泥塞封堵浅层气层；

③平台人员撤离。

（2）起下钻中遇到浅层气的应急处理措施

1）立即停止起下钻作业；

2）迅速接顶驱；

3）软关井，记录关井后的套管压力和立管压力；派人观察海面是否有气泡冒出；

4）如果海面无气泡冒出实施压井措施；

5）如果海面有气泡冒出，向上级单位汇报并启动应急程序，做好钻井平台人员的撤离及弃井的准备工作，并同时以最大泵速向井内泵入事先配制好的重泥浆；

6）如果仍不成功，则根据情况选择如下决定中的一种执行：

①继续循环排气：待新的重泥浆配制完毕后，以最大泵速向井内泵入新的重泥浆；

②打水泥塞封堵浅层气层；

③平台人员撤离。

### 7.4.4 注水井安全系统

注水井井身主要由导管、表层套管、技术套管、油层套管等组成。导管用来保护井口附近的地层，一般采用螺纹管，周围用砼固定。表层套管用以封隔上部不稳定的松软地层和水层，技术套管用以封隔难以控制的复杂地层，保证钻井工作顺利进行。油层套管的作用是保护井壁，造成油气通路，隔绝油、气、水层，下入深度视生产层层位和完井的方法来决定。

（1）注水管柱

1）注水油管尺寸选择

由于该块油藏埋浅，管柱负荷大，在油管尺寸的选择上充分考虑了注水压力、注水量、油管货源、工艺的配套性、经济性及安全性等要求。对于合注管柱，采用 2-7/8in UPTBG（壁厚 5.51mm）油管，钢级 N80；对于同心双管注水管柱，内管采用 2-3/8in UPTBG（壁厚 6.45、4.83mm）组合油管,钢级 N80；外管采用 4in UPTBG（壁厚 6.65mm）与 4in TBG（壁厚 5.74mm）的组合管柱，钢级 N80；底部带 2-7/8in UPTBG（壁厚 5.51mm）油管，钢级 N80。

2）注水管柱结构

合注管柱：采用了可洗井封隔器 Y341 和 ZJK 配水器（外压高时自动关闭）；除能实现反洗井、无套压生产、井口流量测试及调节等措施外，还可通过安全阀有效控制地层液体的外溢或喷涌，起到安全生产的目的。

液控分层防砂分层注水管柱：具有独立的液压控制系统，在地面可以控制井下封隔器的座封与解封。该管柱特点包括：注水时，各层间不存在洗井通道，分层可靠性高；洗井通道大，不易堵塞，可以实现大排量洗井；实现了分层机械防砂分层注水一体化；防砂管柱带有滑套式安全接头，可多级使用，管柱下井安全可靠，有助于作业时封隔器的解封和防砂管柱的打捞；配水芯子可水力投捞，也可钢丝投捞，工艺简单，调配方便；不干扰正常注水，测试方便。

3）管柱强度

注水管柱在井下工作时的受力状态有以下几种：作业时的受力状态、封隔器座封时的受力状态、注水时的受力状态和洗井、关井时的受力状态，其中上提管柱作业时的受力状态最大，因此按作业时的受力状态对管柱进行强度设计。采用 2-7/8in 钢级为 N80 外加厚油管能够满足强度要求，并采用渗氮防腐等工艺处理，可有效延长管柱使用寿命。

4）注水井口装置

由计算的结果知，最高井口注水压力为 10MPa。因此，仅从注水工艺上考虑，21MPa 的井口装置可以满足压力要求。但从海上安全及增注措施要求考虑，采用耐压 35MPa 的

井口装置。

（2）油井安全控制系统

设井口安全阀、井下安全阀及自动控制系统（包括控制柜、远程遥控系统和应急关断系统）。当海上卫星平台发生紧急情况，需要对油井井下安全阀和井口安全阀进行紧急关断时，可以通过自动化系统对油井安全阀控制柜遥控泄压实现该功能。该指令由中心平台控制室自动化系统操作员发出命令，利用数传电台等通讯手段传输到发生情况平台的远程 RTU，由 RTU 将指令下达给油井安全阀控制柜。

当油井平台出现紧急情况时，远程遥控系统能够遥控关闭井下安全阀和井口安全阀，及时切断油气流通通道，确保油井安全。

目前各平台原油汇管入海管处均安装有海管紧急关断阀，一旦发生溢油、火灾等事故，可以首先遥控关闭相应平台油井并对井下安全阀泄压，然后通过遥控关断对应的海管紧急切断阀，及时切断原油与事故点，确保安全清洁生产。目前采油厂针对应急关断系统高度重视，加强了对海管紧急切断阀的管理力度，每 2 个月进行一次遥控开关实验，并且利用电网检修停井机会对紧急切断阀进行全开全关实验。当发现有紧急切断阀阀门或执行器故障时，第一时间组织专业队伍进行维修或更换，确保应急关断设备的灵活好用。

### 7.4.5 注水工艺控制及注水压力动态监测

主力油层馆上段根据其斜度大、油层厚、跨度长、易出砂的特点主要采用合注工艺、同心双管分层注水、空心分层注水管柱、液控分层注水等注水工艺。

为防止注水井断层处流压高于原始地层压力而激活断层，引发地层流体沿断层发生纵向窜流，在部署注采井网时，采取了临近断层部署为油井，并下入压力监测装置。为了控制注水不当可能对地层造成的破坏，海洋采油厂积极开展油水井的动态监测技术，如流量注入剖面测井技术、固定式毛细钢管测试技术等，以便及时取录地层压力变化情况、储层参数变化情况、地层污染情况、井间连通情况等资料。

## 7.5 小结

根据地质性溢油分析结果，本项目所在区块虽然断层较为发育，但断层规模较小，没有断到海底，不存在“通天断层”；区域盖层厚度大且分布稳定，可保护其下部目的层流体不会向上逸散，本项目发生地质性溢油风险较小。本项目周边浅层气发育规模小、未连成片，本项目钻遇气层风险较小，施工过程中，采取有针对性的防控措施可大幅降低井控风险。

钻井方案设计的井身轨迹、井身结构、钻井液设计、完井方式以及井控装置选择等

符合国家、行业标准规范安全技术相关要求，井控安全措施必要、可行，符合安全规范要求。并且，埕岛油田钻井工程形成了探井、评价井、开发井等设计施工的经验保障体系，能够保障埕岛油田海域的安全可控的进行钻井施工。对钻井过程中存在的难点和问题具有较为全面的认识，相关技术和工艺措施比较成熟，可有效解决钻井过程中可能遇到的问题。

钻井施工承包商的现场调研，认为钻井等专业服务队伍的人员配备、资质、资历符合要求，安全管理制度、操作规程较为完善，钻井选型及设备配置满足施工要求，设备、工具、井控装置、安全防护用品用具、应急装备符合设计及规范要求。

经过多年的勘探开发表明，采用注水开采方式符合其地质地层和油藏条件，温和注水，无只注不采层，本项目生产活动造成溢油风险较小。

胜利油田分公司及海洋采油厂管理规范、海上救助、溢油应急能力较强，在发生大型溢油事故或超出胜利油田溢油应急能力时，可借用的应急救援资源较为丰富，应急救援能力充足，可把事故危害减小到最低程度。因此，工程区域发生地质性溢油的风险是可控的。

# 8、风险评价结论及建议

## 8.1 结论

本项目评价风险事故情形主要包括管线泄漏、井喷/井涌、船舶碰撞燃料油泄漏、地质性溢油等。根据分析，本项目的溢油量较小，溢油风险较低。根据应急响应时间分析，油田作业区自身的溢油应急资源可以在接到通知后的 0.5～2.5h 内抵达设定的溢油现场，目前可利用的溢油应急物资配备满足本项目需求。

为预防本项目钻完井作业期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位已编制《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，尚在有效期内，本次新钻井的施工及运营受上述油气污染应急预案的管控。建设单位需严格按照应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急预案中各项规定的前提下，本项目风险可控。

## 8.2 建议

（1）本项目具有潜在的事故风险，海洋采油厂应从建设、生产、储运等方面积极采取防护措施，以防止潜在风险事故的发生。

（2）为了防范事故和减少危害，当出现事故时，采油厂需立即采取应急措施，以控制事故和减少对环境造成的危害。

（3）根据管理需求及时修订油气污染应急预案。