

项目编号：HYP202504006



建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：埕岛油田 CB25D、CB208 扩等平
台改造及产能调整工程
建设单位：中国石油化工股份有限公司胜利
(盖章) 油田分公司海洋采油厂
编制日期：2025年12月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号: 1762826579000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	l6o89j		
建设项目名称	埕岛油田CB25D、CB208扩等平台改造及产能调整工程		
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）	韦敏 		
主要负责人（签字）	韦敏		
直接负责的主管人员（签字）	任登龙 		
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	913705001647347112		
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	201805035370000045	BH009745	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张敏	风险专项评价	BH009748	
张月勇	报告表正文	BH009745	

目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容	12
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	58
四、生态环境影响分析.....	71
五、主要生态环境保护措施.....	83
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	88
七、结论	90

一、建设项目基本情况

建设项目名称	埕岛油田 CB25D、CB208 扩等平台改造及产能调整工程		
项目代码	无		
建设单位联系人	██████	联系方式	██████████
建设地点	渤海湾南部海域		
地理坐标	<div style="background-color: black; width: 100%; height: 100%;"></div>		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地(用海)面积(m ²) /长度(km)	面积: 290204.0 长度: 11.77
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	无	项目审批(核准/备案)文号(选填)	无
总投资(万元)	93055.1	环保投资(万元)	2752.451
环保投资占比(%)	2.96	施工工期	1185d
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 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	<p>一、项目概况</p> <p>1、工程内容</p> <p>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，西南以煌北大断层与涅背坳陷相邻、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影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。</p> <p>为满足中心二号平台火炬系统的安全生产需要、满足 CB25D 等平台延寿评估的要求及提高胜利油田海上原油产量，海洋采油厂拟实施“埕岛油田 CB25D、CB208 扩等平台改造及产能调整工程”。本项目工程内容主要包括三部分：</p> <p>1) 中心二号平台火炬桩改造工程</p> <p>中心二号平台位于埕岛油田主体区域，是一座具备油气水处理、注水、供配电、通信等功能的综合中心平台。目前，中心二号平台火炬系统已运行多年，火炬栈桥在极端风浪环境下存在上浪问题，导致火炬栈桥、桩顶平台多处锈蚀严重，需要对其进行改造。为此海洋采油厂计划实施火炬桩改造工程，在中心二号平台的注水平台西北侧新建 1 座火炬桩及 1 座火炬塔，并配套建设 1 座栈桥搭接平台、2 个支撑桩、3 跨栈桥，迁移海缆 2 条，以满足火炬系统的安全生产需要。</p> <p>2) CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座平台改造工程</p> <p>埕岛油田 CB25D 井组平台、CB251C 井组平台、CB271A 井组平台、CB4B 井组平台等 4 座平台均已运行多年，平台结构、油气工艺装置等存在腐蚀老化的问题，需要对其进行改造，以满足下一次平台延寿评估的要求。主要改造内容包括拆除原平台部分设施，在原井口平台处各新建 1 座计量一体化平台，并配套油气集输、给排水、供配电等设施，同时将原平台接入管道、电缆近平台段截断并拆除，重新将管道、电缆接入新建计量一体化平台。</p> <p>3) 埕岛油田产能调整工程</p> <p>为提高海上油气产能，海洋采油厂拟实施埕岛油田产能调整工程，包括埕北 208 扩产能工程、埕北 22F 平台化学驱综合调整工程、埕北古 4-819 产能建设工程。</p> <p>(1) 埕北 208 扩产能工程：对 CB208 平台进行扩建，在已建 CB208 平台北侧新建 1 座 16 井式井口平台（CB208C 井口平台），CB208C 井口平台上共部署 8 口生产井（油井 6 口，注水井 2 口），8 个预留井眼；新建 CB4D-CB208 海底电缆 1 条（2.7km），实现环网供电。</p>
---------	---

<p>(2)埕北 22F 平台化学驱综合调整工程:对 CB22F 平台进行扩建,在已建 CB22FC 井口平台西侧新建 1 座 20 井式井口平台 (CB22FD 井口平台), CB22FD 井口平台上共部署 13 口生产井 (油井 11 口, 注聚井 2 口), 7 个预留井眼; 同时为了满足后期的配注需求, 拟对 CB22F 平台现有 3 台注聚泵原位置更换 (额定排量 20m³/h 提高到 30m³/h)。</p> <p>(3)埕北古 4-819 产能建设工程: 包括 CBG4A 平台扩建、CB819 平台扩建和配套海管海缆工程 3 部分。CBG4A 平台东侧新建 1 座 12 井式井组平台, 配套配电室及工艺设施, 并对已建井组平台及生产平台的工艺流程改造, 平台上共部署 7 口生产井 (油井 5 口, 注水井 2 口), 5 个预留井眼; 为满足无人值守平台需求, CBG4A 现有注水平台的 3 台注水泵更换为 2 台长轴注水泵 (40m³/h), 并配套更新 2 台喂水泵 (50m³/h) 和 1 座注水罐 (100m³)。对 CB819 平台进行扩建, 并将其集输方式由拉油改为管输, 工程内容包括扩建一层甲板, 利用预留井眼新钻 2 口油井和侧钻 2 口油井, 新建计量、加热装置。海管海缆工程包括新建 CB819-CBG4A 海底输油管线 (2.46km), 新建 CBG4A-CB812 海底输油管线 (2.04km), 新建 CBG4A-CB819 海底电缆 (2.30km), 对已建的 CB812-CBG4A 海底电缆 CBG4A 端进行改造, CB812 平台配套建设 1 座立管桩平台。</p> <p>2、环境影响评价类别判定</p> <p>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, 新建海底管缆长度小于 20km 且不涉及环境敏感区。因此本项目按照“其他”类, 编制环境影响报告表。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评工作 (委托书见附件 1)。</p> <p>二、产业政策及相关规划符合性</p> <p>1、产业政策分析</p> <p>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。</p> <p>2、与《山东省国土空间规划 (2021-2035 年)》符合性分析</p> <p>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。</p>

<p>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，依托滨东滩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)》对该区域的定位不冲突。</p> <p>3、与《东营市国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析</p> <p>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。</p> <p>表1 与《东营市国土空间总体规划(2021-2035年)》符合性分析</p> <table> <tr> <th>项目</th><th>要求</th><th>本项目情况</th><th>是否符合</th></tr> <tr> <td>用途管制</td><td>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。</td><td>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。</td><td>是</td></tr> <tr> <td>用海方式控制</td><td>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。</td><td>本项目拟建石油平台属于透水性构筑物，拟建海底电缆管道不会改变海域自然属性，属于允许建设的工程。</td><td>是</td></tr> <tr> <td>海域保护修复</td><td>优化海岸景观设计。</td><td>本项目位于浅海区域，不会影响海岸景观。</td><td>是</td></tr> <tr> <td>生态保护重点目标</td><td>无。</td><td>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。</td><td>是</td></tr> </table> <p>三、与海洋环境保护规划符合性分析</p> <p>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</p> <p>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 and 合理布局应急力量及物资储备”。</p> <p>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</p>				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。	本项目拟建石油平台属于透水性构筑物，拟建海底电缆管道不会改变海域自然属性，属于允许建设的工程。	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
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。	本项目拟建石油平台属于透水性构筑物，拟建海底电缆管道不会改变海域自然属性，属于允许建设的工程。	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																				

	<p>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、加强液位监控等措施，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。</p> <p>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</p> <p>《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。”</p> <p>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。</p> <p>四、与海洋主体功能区划符合性分析</p> <p>1、《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42 号）符合性分析</p> <p>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：</p> <p>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。</p>
--	--

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。建设单位对海洋平台、管线定期巡检,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。	工程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、海底管线定期巡检,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

2、《山东省海洋主体功能区规划》(鲁政发〔2017〕22号)符合性分析

2017年8月25日,山东省人民政府发布了《山东省海洋主体功能区规划》(鲁政发〔2017〕22号)。规划将山东管理海域划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域和禁止开发区域四类海域空间。

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。

重点开发区域是指在沿海社会经济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。

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。限制开发区域分为海洋渔业保障区和重点海洋生态

<p>功能区两类。其中，海洋渔业保障区是指具备良好的渔业养殖条件和辽阔的海域资源，以提供海洋水产品为主体功能的海域。重点海洋生态功能区是指关系到我国海域整体的生态环境安全，以提供海洋生态产品为主体功能的海域。重点海洋生态功能区又分为生物多样性保护型、重要地理生境保护型、人文与景观资源保护型三种类型。</p> <p>禁止开发区域是指对维护海洋生物多样性、保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括国家级和省级海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。</p> <p>本项目位于《山东省海洋主体功能区规划》（鲁政发〔2017〕22号）限制开发区海洋渔业保障区中的“东营市河口区海域”，为限制开发区中的海洋渔业保障区，具有发展海洋油气资源的功能定位。本项目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。同时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。综上，工程建设符合山东省海洋主体功能区规划的相关要求。</p> <p>本项目与《山东省海洋主体功能区规划》（鲁政发〔2017〕22号）符合性情况见表3。</p>				
表3 本项目与山东省海洋主体功能区规划符合性分析				
序号	所属区域		环境准入要求	是否符合
1	限制开发区	海洋渔业保障区	合理规划利用滩涂资源，适度发展东营港以及临港高端物流制造等产业，发展海洋新能源、海洋油气资源等传统海洋产业，实施严格的产业准入环境标准。加强东营黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区建设和管理。	本项目属于海洋油气资源产业，在运营过程中采取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，符合该海域开发原则。
<p>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</p> <p>1、相关要求</p> <p>根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》（环海洋〔2022〕11号）：</p> <p>（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。</p>				

	<p>（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。</p> <p>（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。</p> <p>（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。</p> <p>（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设规定：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。</p> <p>2、符合性分析</p> <p>本项目施工期和运营期污染物均妥善处置：</p> <p>施工期钻井固废、生产垃圾、拆除的平台结构、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。管道清洗废水、管道试压废水全部进入现有的原油输送系统，不排海。</p> <p>运营期新增采出水、作业废水及初期雨水等全部经处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注地层。作业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。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。</p> <p>本项目对海洋环境的影响主要是施工产生的悬浮沙及工程占海等，悬浮沙影响是暂时的、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，对重要渔业品种实施增殖放流，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。</p> <p>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。</p>
--	---

六、与“三线一单”符合性分析				
根据《东营市生态环境分区管控方案(2023 年版)》（东环委办〔2024〕7 号），本项目所在区域管控单元为重点管控单元（埕北油气区）、一般管控单元（河口-利津养殖区）（见附图 1）。本项目与《东营市生态环境分区管控方案(2023 年版)》（东环委办〔2024〕7 号）的符合性见表 4。由表 4 可以看出，本项目符合《东营市生态环境分区管控方案(2023 年版)》（东环委办〔2024〕7 号）要求。				
表 4 本项目与东营市生态环境分区管控相关要求符合性				
		要求	项目情况	符合性
生态保护红线		加强对黄河三角洲国家级自然保护区及黄河等重要河流、水库的保护。生态保护红线内，黄河三角洲国家级自然保护区核心区禁止人为活动，其他区域严格禁止开发性、生产性建设活动，在符合现行法律法规前提下，除国家重大战略项目外，仅允许对生态功能不造成破坏的有限人为活动。	本项目不在东营市生态保护红线区内，不占用自然保护区等环境敏感区。	符合
环境质量底线		全市水环境质量总体改善，国控、省控断面优良水质比例稳步提升；近岸海域水质优良面积比例完成省下达任务；大气环境质量持续改善，臭氧污染得到有效遏制；土壤环境质量稳中向好，土壤环境风险得到管控	本项目施工期和运营期均采取相应的环保措施，项目建设后不会突破环境质量底线。	符合
资源利用上线		强化节约集约利用，持续提升资源能源利用效率，水资源利用、土地资源利用、能源消耗等达到省下达总量和强度控制目标	本项目运营期仅增加少量资源、能源消耗，符合资源利用上限要求。	符合
埕北油气区重点管控单元准入要求	空间布局约束	禁止在港区、锚地、航道、通航密集区以及规定的航路内进行与航运无关、有碍航行安全的活动，避免其他工程占用深水岸线资源，锚地、航道应优先在港口航运区内选划。在执行国家相关法规和不影响其它功能区运行质量的前提下，优先保障海洋矿产与能源勘探与开发建设用海，严格控制近岸矿产与能源开发的数量、范围和强度，禁止岸滩和河口采矿活动，加强矿产与能源开发利用活动监视监测，防止海岸侵蚀、溢油等灾害和影响的发生。	本项目均依托现有平台进行改扩建，不会影响航行安全；本项目属于海上油气开发项目，将采取各项风险防范措施，防止溢油事故发生。	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、运营期钻井平台、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、剧毒废液和高放射性废水。	符合
	环境风险防控	填海造地等改变海域自然属性的开发活动应在科学论证和用海规划指导下进行，加强功能区环境监测与评价，注重对毗邻功	本项目新建平台以及海底管缆敷设等不会改变海域自然属性。本项目施工	符合

河口-利津养殖区一般管控单元准入要求		能区的保护，防止海岸工程、海洋工程污染海域环境。工业与城镇建设区需配套建设污水收集管网及污水集中处理设施，降低区域活动对区域环境质量的影响。排污倾倒要达标排放，同时要在特定的水动力条件强、水体交换快的海域进行，将对海洋自然环境的影响降到尽可能小的程度。 要加强海洋特殊利用功能区的监控、管理，严查非法排放、严禁超标排放。向海域排放陆源污染物，必须严格执行国家或者地方规定的标准和有关规定。入海排污口位置的选择，应当根据海洋功能区划、海水动力条件和有关规定，经科学论证后，报设区的市级以上人民政府环境保护行政主管部门备案。	期、运营期钻井平台、作业平台产生的少量生活污水处理达标后排放。	
	资源开发利用效率要求	逐步调整区内不符合功能区管理要求的海域使用项目，区内的临海、临港工业和城镇开发建设用海应体现规模化、集约化、现代化，充分保障国家和地方重大建设项目的用海需求，优化产业结构，提高海域空间资源的使用效能。	本项目为油气开发项目，符合该区域管理要求。	符合
	空间布局约束	严格限制在海岸采挖砂石。露天开采海滨砂矿和从岸上打井开采海底矿产资源，必须采取有效措施，防止污染海洋环境。禁止毁坏海岸防护设施、沿海防护林、沿海城镇园林和绿地。沿岸（含海岛）高潮线向陆一侧一定范围内，禁止新建生活垃圾和工业固体废物堆放、填埋场所，现有非法的工业固体废物堆放、填埋场所依法停止使用。高潮线向海一侧禁止垃圾入海，坚决打击向海洋非法倾倒垃圾的违法行为	本项目不涉及采挖砂石。本项目不涉及开采海滨砂矿、不涉及从陆上打井。本项目不会毁坏海岸防护设施、沿海防护林、沿海城镇园林和绿地。本项目不建设生活垃圾和工业固体废物堆放、填埋场所。本项目不会向海洋倾倒垃圾。	符合
	污染物排放管控	在岸滩弃置、堆放和处理尾矿、矿渣、煤灰渣、垃圾和其他固体废物的，依照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的有关规定执行。污水未经处理或者经处理未达到标准的，不得排放。从事海上生产、经营的单位和个人，不得将未经无害化处理的生、生活废弃物弃置海域。滨海从事生产、加工的单位和个人，应当对产生的污染物、废弃物进行处理，防止对海洋环境造成污染。	本项目不涉及在岸滩弃置、堆放和处理尾矿、矿渣、煤灰渣、垃圾等固体废物。本项目固体废物全部委托专业单位处置，不排海，本项目少量生活污水处理达标后外排，对海洋环境影响较小。	符合
	环境风险防控	加强陆源突发环境事件风险防范。加大执法检查力度，推动化工企业落实安全环保主体责任，提升突发环境事件风险防控能力，加强环境风险源邻近海域环境监测和区域环境风险防范。沿海县级以上人民政府应当组织有关部门和单位制定海洋环境污染事故应急预案；发生重大海洋环境污染事故时，有关部门和单位应当按照应急	本项目位于海域。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》并配备相应的应急设施设备，具备完善的突发事件应对机制。	符合

		预案，采取措施，消除或者减轻污染危害。逐步调整区内不符合功能区管理要求的海域使用，整治环境质量不达标海域，修复区内受损的海岛、海岸、河口、海湾等生态系统，保护水产种质资源、重要渔业品种及其产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道等重要渔业水域。		
	资源开发利用效率要求	限制近海捕捞，近岸围海养殖控制在现有规模，发展现代渔业，保障海洋食品清洁、健康生产。禁止在规定的养殖区内进行有碍渔业生产、损害水生生物资源和污染水域环境的活动。其他用海活动要处理好与养殖之间的关系，避免相互影响。	本项目不属于养殖业。本项目在现有平台附近施工，施工期和运营期均采取相应的环保措施，不会有碍渔业生产、损害水生生物资源和污染水域环境，不会影响养殖业发展。	符合

二、建设内容

地理位置	<p>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 86km，最近距离海岸线约 8.7km，具体地理位置见附图 4。</p>																						
项目组成及规模	<p>一、现有工程概况</p> <p>1、埕岛油田概况</p> <p>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 116 座。</p> <p>2、本项目有关现有工程概况</p> <p>本项目现有工程包括中心二号平台、CB25D 井组平台、CB251C 井组平台、CB271A 井组平台、CB4B 井组平台、CB208 井组平台、CB22F 采修一体化平台、CBG4A 井组平台、CB819 拉油平台、CB812 井组平台等 10 座平台。</p> <p>本项目相关现有工程概况见表 5。</p> <p style="text-align: center;">表 5 与本项目有关现有工程概况</p> <table> <tr> <th>序号</th><th>平台名称</th><th>工程内容及规模</th></tr> <tr> <td>1</td><td>中心二号平台</td><td></td></tr> <tr> <td>2</td><td>CB25D 井组平台</td><td></td></tr> <tr> <td>3</td><td>CB251C 井组平台</td><td></td></tr> <tr> <td>4</td><td>CB271A 井组平台</td><td></td></tr> <tr> <td>5</td><td>CB4B 井组平台</td><td></td></tr> <tr> <td>6</td><td>CB208 井组平台</td><td></td></tr> </table>		序号	平台名称	工程内容及规模	1	中心二号平台		2	CB25D 井组平台		3	CB251C 井组平台		4	CB271A 井组平台		5	CB4B 井组平台		6	CB208 井组平台	
序号	平台名称	工程内容及规模																					
1	中心二号平台																						
2	CB25D 井组平台																						
3	CB251C 井组平台																						
4	CB271A 井组平台																						
5	CB4B 井组平台																						
6	CB208 井组平台																						

7	CB22F 采修一体化平台	
8	CBG4A 井组平台	
9	CB819 拉油平台	
10	CB812 井组平台	

3、平台情况

1) 中心二号平台

埕岛油田中心二号平台位于渤海南部海域埕岛油田，由生活平台、生产平台、储罐平台、动力平台、注水平台、CB25F 平台 6 个子平台组成，中间栈桥连接，是大型综合性有人驻守平台，建于 1998 年，定员 45 人，是埕岛油田油气生产的枢纽之一，设置有采油、采水、油气处理与外输、变配电、供热、注水、自动化监控、生活保障等单元。该设施的主要功能是对周边平台的来液进行三相分离，分离后的油、气外输，分离出的采出水处理达标后通过海底注水管道回注。中心二号包括的主要平台为：生活平台 32.2m×26m，生产平台 32.2m×27.7m，动力平台 31.4m×26.6m，储罐平台 31m×27.6m，注水平台 28m×26m。火炬系统建于 1998 年，位于平台群北侧，在动力平台延伸 6 跨栈桥及 6 处独立桩设置火炬。中心二号平台平面布置见图 1。照片见图 2。

2) CB25D 井组平台

CB25D 井组平台于 1996 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB25D 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，设置有生产、计量、注水等单元。该设施主要功能是将本平台生产的油气通过海底混输管道输送到 CB251B 平台。平台共有油井 6 口。CB25D 井组平台平面布置见图 3，CB25D 井组平台照片见图 4。

3) CB251C 井组平台

CB251C 井组平台于 1997 年投入使用，是 1 座无人值守平台。

CB251C 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，设置有生产、计量、注水等单元。该设置主要功能是将本平台生产的油气及 CB251D 来油通过海底混输管道输送到 CB251B 平台。CB251C 共有油井 4 口，注水井 3 口，均处于正常使用状态。CB251C 井组平台平面布置见图 5，照片见图 6。

	<p>4) CB271A 井组平台</p> <p>CB271A 井组平台于 1997 年投入使用，是 1 座无人值守平台。</p> <p>CB271A 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，设置有生产、计量、注水等单元。该设施主要功能是将本平台生产的油气及 CB27A 平台来油通过海底混输管道输送到 CB251A/E 平台。CB271A 平台共有油井 4 口，注水井 2 口。CB271A 井组平台平面布置见图 7，平台照片见图 8。</p> <p>5) CB4B 井组平台</p> <p>CB4B 井组平台于 2000 年投入使用，是 1 座无人值守平台。</p> <p>CB4B 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台和栈桥等组成，设置有生产、计量等单元。该设施的主要功能是将本平台生产的油气及 CB4A、CB4D/C 来油通过海底混输管道输送到 CB4E 平台或 CB243A 平台（备用）。CB4B 共有油井 3 口，注水井 2 口。CB4B 井组平台平面布置见图 9，平台照片见图 10。</p> <p>6) CB208 井组平台</p> <p>CB208 井组平台于 2022 年投入使用，是 1 座无人值守平台。</p> <p>CB208 平台位于渤海南部海域埕岛油田，由井口平台、工艺平台组成，设置有生产、计量、注水等单元。CB208 平台共有油井 18 口，注水井 5 口，水源井 1 口。CB208 平台平面布置见图 11，平台照片见图 12。</p> <p>7) CB22F 采修一体化平台</p> <p>CB22F 平台于 2013 年投产，是一座有人值守采修一体化平台，两侧挂有三座井口区。平台分为 2 层，上层平台布置有修井区、修井模块、生活楼、空压机房、吊机等；底层生产平台布置有注聚区、工艺区、消防泵区、配电间、设备间等。CB22F 平台共有 31 口油井、22 口注聚井、3 口注水井。CB22F 平台平面布置见图 13，平台照片见图 14。</p> <p>8) CBG4A 井组平台</p> <p>CBG4A 井组平台由开发三号平台和 CBG4 单、CBG4A 平台、CBG4A 工艺平台通过栈桥相连接，开发三号主要作为生活平台所用，CBG4A 工艺平台主要有注水泵、注水罐、过滤器、外输泵、加药撬块等设备。CBG4A 井组平台共 3 口油井，1 口水源井和 3 口注水井。CBG4A 井组平台平面布置见图 15，平台照片见图 16。</p> <p>9) CB819 拉油平台</p> <p>CB819 拉油平台于 2012 年建成，是 1 座无人值守平台。平面尺寸：16.5m×13.6m，现有探井 3 口(已封井)，平台上有分离器 2 台，火炬臂 1 座。CB819 井组平台平面布置见图 17，平台照片见图 18。</p>
--	--

10) CB812 井组平台

CB812 井组平台于 2012 年投入使用，是 1 座无人值守平台。平台甲板长 18.1m，宽 17.8m，主要设施有计量分离器 1 台，计量加热器 1 台，生产加热器 1 台。CB812 平台共有油井 3 口，注水井 3 口。CB812 平台平面布置见图 19，平台照片见图 20。

4、各平台延寿情况

本项目依托的海上平台共计 10 座，超过设计年限的平台有 7 座：中心二号平台、CB25D 井组平台、CB251C 井组平台、CB271A 井组平台、CB4B 井组平台、CBG4A 井组平台和 CB812 井组平台，均已完成延寿评估工作。

表 6 各平台延寿评估概况

平台名称	设计年限	建成时间	设计有效期限	是否超年限	延寿评估情况	延寿到期日期
中心二号平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB25D 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB251C 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB271A 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB4B 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB208 井组平台	20	██████	██████	否	/	█
CB22F 采修一体化平台	20	██████	██████	否	/	█
CBG4A 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████
CB819 拉油平台	15	██████	██████	否	/	█
CB812 井组平台	15	██████	██████	是	已完成延寿评估	██████

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 21。

CB25D 井组平台、CB251C 井组平台、CB271A 井组平台位于中心二号平台集输系统所辖区域，3 座平台采出液通过海底管线进入中心二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。

CB4B 井组平台、CB208C 井组平台、CB22FD 井组平台位于中心三号平台集输

<p>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。</p> <p>CBG4A 井组平台、CB812 井组平台采出液通过海底输油管线集输至 CB30A 平台，由 CB30A 平台输送至陆上终端海五联，海五联只进行油气分离，分离出的天然气送埕岛天然气预处理站处理；分气后的采出液通过外输管线输送至海三联进行处理。</p> <p>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进一步处理后，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。</p> <p>二、本项目建设内容及规模</p> <p>本项目主要工程内容有：①中心二号平台火炬桩改造工程：注水平台西北侧新建 1 座火炬桩及 1 座火炬塔，并配套建设 1 座栈桥搭接平台、2 个支撑桩、3 跨栈桥，迁移海缆 2 条；②对 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座平台进行改造，对井口平台进行调整、上部组块进行部分切割，新建 4 座计量一体化平台；拆除 9 条海底输油管道立管段及水平段 570m，重新敷设 9 条海底输油管道立管段和水平段 650m 接入新建计量一体化平台；拆除 9 条海底注水管道立管段及水平段 452m，重新敷设 9 条海底注水管道立管段和水平段 600m 接入新建计量一体化平台；拆除和敷设海底管道挖沟工作量共计 2820m；拆除 11 条海底电缆 550m、重新敷设 11 条海底电缆 760m 接入新建计量一体化平台；增加 48 个预留井眼。③埕岛油田产能调整工程：CB208 井组平台新建 1 座 16 井式井口平台（CB208C 井口平台），CB208C 井口平台上共部署 8 口生产井（油井 6 口，注水井 2 口），8 个预留井眼；新建 CB4D-CB208 海底电缆 1 条（2.7km）。CB22F 平台新建 1 座 20 井式井口平台（CB22FD 井口平台），CB22FD 井口平台上共部署 13 口生产井（油井 11 口，注聚井 2 口），7 个预留井眼；CB22F 平台现有 3 台注聚泵原位置更换（额定排量 20m³/h 提高到 30m³/h）。CBG4A 平台东侧新建 1 座 12 井式井组平台，配套配电室及工艺设施，并对已建井组平台及生产平台的工艺流程改造，平台上共部署 7 口生产井（油井 5 口，注水井 2 口），5 个预留井眼；CBG4A 现有注水平台的 3 台注水泵更换为 2 台长轴注水泵（40m³/h），并配套更新 2 台喂水泵（50m³/h）和 1 座注水罐（100m³）。CB819 拉油平台改造为井组平台，部</p>
--

署 4 口油井；利用预留井眼新钻 2 口油井和侧钻 2 口油井，新建计量、加热装置。海管海缆工程包括新建 CB819-CBG4A 海底输油管线（2.46km），新建 CBG4A-CB812 海底输油管线（2.04km），新建 CBG4A-CB819 海底电缆（2.30km），对已建的 CB812-CBG4A 海底电缆 CBG4A 端进行改造（0.26km），CB812 平台配套建设 1 座立管桩平台。

表 8 本项目工程组成一览表

工程组成			
中心二号平台火炬桩改造工程	火炬部分		
	管缆工程		
	防腐部分		
	自控部分		
CB25D 井组平台改造	平台结构部分		
	管缆工程		
	油气工艺部分		
	给排水及消防部分		
	防腐部分		
	电力部分		
	自控部分		
	通信部分		
CB251C 井组平台改造	平台结构部分		
	管缆工		

		程		
		油气工 艺部分		
		给排水 及消防 部分		
		防腐部 分		
		电力部 分		
		自控部 分		
		通信部 分		
	CB271A 井组 平台改造	平台结 构部分		
		管缆工 程		
		油气工 艺部分		
		给排水 及消防 部分		
		防腐部 分		
		电力部 分		
		自控部 分		
		通信部 分		
	CB4B 井组平 台改造	平台结 构部分		

		管缆工程		
		油气工艺部分		
		给排水及消防部分		
		防腐部分		
		电力部分		
		自控部分		
		通信部分		
	埕北 208 扩 产能工程	新建 1 座井口平台		
		管缆工程		
		给排水及消防部分		
		防腐部分		
		电力部分		
		自控部分		
	埕北 22F 平台化学驱综合调整工程	新建 1 座井口平台		
		注聚工程		
		给排水及消防部分		
		防腐部分		
		电力部分		

埕北古4-819产能建设工程					
			自控部分		
	CBG4A平台	新建1座井口平台			
		油气工程			
		注水工程			
		给排水及消防部分			
		防腐部分			
		电力部分			
		自控部分			
	CB819平台	改扩建平台			
		油气工程			
		给排水及消防部分			
		电力部分			
		自控部分			
	海管海缆	海管工程			
		海缆工程			
		立管桩平台			

	<p>1、中心二号平台火炬桩改造工程</p> <p>1) 火炬部分</p> <p>①结构部分</p> <p>注水平台底层扩建一栈桥搭接平台 (15.4m×2.5m)，增加一斜梯及抬高结构至 11m；新建 2 个支撑桩，1 个火炬桩，独立桩入泥 35m，桩顶标高 11m；新建两个支撑桩桩顶平台，尺寸为 3m×2m，新建一火炬桩桩顶平台，尺寸为 5.33m×3.8m；新建 3 跨独立桩之间栈桥，每处栈桥约 30m，铺设格栅，长度共约 95m；新建 1 个火炬塔。</p> <p>②油气工艺</p> <p>a、新建 DN300 火炬流程管线 400m。</p> <p>b、新建火炬配套点火盘、DN200 火炬头。</p> <p>2) 管缆工程：对原位于已建支撑桩登平台的中心二号平台-CB22A 海缆、中心二号平台-CB25B 海缆移位至新建支撑桩。</p> <p>3) 防腐部分：针对新建的桩、栈桥、平台、管道等钢质设施采取不同的防腐涂层措施，配套牺牲阳极保护措施。预计配套梯形铝合金牺牲阳极 (144kg/块) 24 块。</p> <p>2、CB25D 井组平台改造</p> <p>1) 平台结构部分</p> <p>(1) 对原井口平台甲板调整，拆除去计量平台栈桥，原计量平台上部组块部分切割或拆除，拆除 2 座立管桩平台。</p> <p>(2) 在原井口平台上新建 18 井式计量井口一体化平台 1 座，井口区包括现有井 6 口 (6 口油井)，新增 12 个预留井眼。平台尺寸 31.6×21.3m。</p> <p>2) 管缆工程</p> <p>新平台将接入原平台的 3 条海底管道、3 条海底电缆：CB25D-CB251B 海底输油管道 (内管 $\Phi 219 \times 12\text{mm}$/外管 $\Phi 325 \times 12\text{mm}$)、CB25D-CB251B 海底注水管道 ($\Phi 273 \times 19\text{mm}$)、中心二号-CB25D 海底注水管道 ($\Phi 273 \times 19\text{mm}$)、CB25A-CB25D 海底电缆、中心二号-CB25D 海底电缆、CB251B-CB25D 海底电缆。改造后海底管道分布图见附图 5。</p> <p>为将海底管道接入新建计量一体化平台，需要在指定位置截断旧管道并封堵，然后敷设新管道与留存的旧管道连接，再接入新建计量一体化平台。该过程一方面需要挖沟拆除一部分旧管道，另一方面需要挖沟敷设新管道，管道敷设采用预挖沟方式。预计工程量为拆除旧管道水平段 162m、敷设新管道水平段 180m、</p>
--	---

挖沟长度 430m。

旧电缆在截断点截断后，与新电缆连接，然后接入新建平台。由于平台端电缆不需要深埋，因此不需要填沙袋和挖沟。

表 9 海底管道敷设及拆除工程量

管道名称	数量	单位	备注
CB25D-CB251B 海底输油管道	1	m	
CB25D-CB251B 海底注水管道	1	m	
中心二号-CB25D 海底注水管道	1	m	
合计	3	m	

表 10 海底电缆敷设及拆除工程量

管道名称	数量	单位	备注
CB25A-CB25D 海底电缆	1	m	
中心二号-CB25D 海底电缆	1	m	
CB251B-CB25D 海底电缆	1	m	

3) 油气工艺部分

新建单井流程、计量生产管汇及配套管网。

4) 给排水及消防部分

新建配套消防水管线及移动式灭火器。配套闭排、开排系统。

5) 防腐部分

(1) 本项目针对位于不同的腐蚀环境中的平台、管道等钢质设施采取不同的适宜的防腐涂层措施。

(2) 采用牺牲阳极阴极保护法，牺牲阳极采用铝合金牺牲阳极。预计配套梯形铝合金牺牲阳极（144kg/块）110 块、镯状牺牲阳极（49.5kg/块）24 块。

6) 电力部分

(1) 新建 1 座配电室。

(2) 新建用电设备配电、防静电接地系统。

(3) 新建计量井口一体化平台照明系统。

7) 自控部分

配套控制系统、火气监控系统。

8) 通信部分

配套视频监控系统、广播系统、无线传输系统。

表 11 本项目实施前后 CB25D 井组平台主要设施对照表

工程内容		
平台结构		
油水井		
管缆工程		
给排水		

3、CB251C 井组平台改造

1) 平台结构部分

(1) 对原井口平台甲板调整，拆除去工艺平台栈桥，原工艺平台上部组块部分切割或拆除，拆除 1 座立管桩平台及 2 根加固桩。

(2) 在原井口平台上新建 18 井式计量井口一体化平台 1 座，井口区包括现有井 7 口（4 口油井、3 口注水井），新增 11 个预留井眼。平台尺寸 31.6×21.3m。

2) 管缆工程

新建计量一体化平台新平台将接入原平台的 3 条海底管道、3 条海底电缆：CB251D-CB251C 海底输油管道（内管 $\Phi 159 \times 8.5\text{mm}$ /外管 $\Phi 273 \times 14\text{mm}$ ）、CB251C-CB251B 海底输油管道（内管 $\Phi 325 \times 12\text{mm}$ /外管 $\Phi 426 \times 12\text{mm}$ ）、CB251A-CB251C 海底注水管道（ $\Phi 168 \times 14\text{mm}$ ）、CB251G-CB251C 海底电缆、CB20B-CB251C 海底电缆、CB251D-CB251C 海底电缆。改造后海底管道分布图见附图 6。

为将海底管道接入新建计量一体化平台，需要在指定位置截断旧管道并封堵，然后敷设新管道与留存的旧管道连接，再接入新建计量一体化平台。该过程一方面需要挖沟拆除一部分旧管道，另一方面需要挖沟敷设新管道，管道敷设采用预挖沟方式。预计工程量为拆除旧管道水平段 150m、敷设新管道水平段 200m、挖沟长度 440m。

旧电缆在截断点截断后，与新电缆连接，然后接入新建平台。由于平台端电缆不需要深埋。因此，不需要填沙袋和挖沟。

表 12 海底管道敷设及拆除工程量

管道名称			
CB251D-CB251C 海底输油管道			
CB251C-CB251B 海底输油管道			
CB251A-CB251C 海底注水管道			
合计			

表 13 海底电缆敷设及拆除工程量

管道名称			
CB251G-CB251C 海底电缆			
CB20B-CB251C 海底电缆			
CB251D-CB251C 海底电缆			

3) 油气工艺部分

新建单井流程、计量生产管汇及配套管网。

4) 给排水及消防部分

新建配套消防水管线及移动式灭火器。配套闭排、开排系统。

5) 防腐部分

(1) 本项目针对位于不同的腐蚀环境中的平台、管道等钢质设施采取不同的适宜的防腐涂层措施。

(2) 采用牺牲阳极阴极保护法，牺牲阳极采用铝合金牺牲阳极。预计配套梯形铝合金牺牲阳极（144kg/块）110 块、镯状牺牲阳极（49.5kg/块）24 块。

6) 电力部分

(1) 新建 1 座配电室。

(2) 新建用电设备配电、防静电接地系统。

(3) 新建计量井口一体化平台照明系统。

7) 自控部分

配套控制系统、火气监控系统。

8) 通信部分

配套视频监控系统、广播系统、无线传输系统。

表 14 本项目实施前后 CB251C 井组平台主要设施对照表

工程内容		
平台结构		

油水井		
管缆工程		
给排水		

4、CB271A 井组平台改造

1) 平台结构部分

(1) 对原井口平台甲板调整，拆除去计量平台栈桥，原计量平台上部组块部分切割或拆除，拆除 2 座立管桩平台及栈桥。

(2) 在原井口平台上新建 18 井式计量井口一体化平台 1 座，井口区包括现有井 6 口（4 口油井、2 口注水井），新增 12 个预留井眼。平台尺寸 31.6×21.3m。

2) 管缆工程

新建计量一体化平台将接入原平台的 4 条海底管道、3 条海底电缆：CB27A-CB271A 海底输油管道（内管 $\Phi 219 \times 12\text{mm}$ /外管 $\Phi 325 \times 12\text{mm}$ ）、CB271A-CB251A 海底输油管道（内管 $\Phi 273 \times 13\text{mm}$ /外管 $\Phi 377 \times 13\text{mm}$ ）、CB251A-CB271A 海底注水管道（ $\Phi 168 \times 14\text{mm}$ ）、CB271A-CB27A 海底注水管道（ $\Phi 168 \times 14\text{mm}$ ）、CB251A-CB271A 海底电缆、CB27A-CB271A 海底电缆、CB271 单-CB271A 海底电缆。改造后管缆分布图见附图 7。

为将海底管道接入新建计量一体化平台，需要在指定位置截断旧管道并封堵，然后敷设新管道与留存的旧管道连接，再接入新建计量一体化平台。该过程一方面需要挖沟拆除一部分旧管道，另一方面需要挖沟敷设新管道，管道敷设采用预挖沟方式。预计工程量为拆除旧管道水平段 200m、敷设新管道水平段 260m、挖沟长度 590m。

旧电缆在截断点截断后，与新电缆连接，然后接入新建平台。由于平台端电缆不需要深埋，因此不需要填沙袋和挖沟。

表 15 海底管道敷设及拆除工程量

管道名称	拆除旧管道水平段 (m)	敷设新管道水平 段 (m)	挖沟长度 (m)
CB27A-CB271A 海底输油管道			

CB271A-CB251A 海底输油管道	■	■	■
CB251A-CB271A 海底注水管道	■	■	■
CB271A-CB27A 海底注水管道	■	■	■
合计	■	■	■

表 16 海底电缆敷设及拆除工程量

管道名称	拆除旧海底电缆 (m)	敷设新海底电缆段 (m)	挖沟长度 (m)
CB251A-CB271A 海底电缆	■	■	■
CB27A-CB271A 海底电缆	■	■	■
CB271 单-CB271A 海底电缆	■	■	■

3) 油气工艺部分

新建单井流程、计量生产管汇及配套管网。

4) 给排水及消防部分

新建配套消防水管线及移动式灭火器。配套闭排、开排系统。

5) 防腐部分

(1) 本项目针对位于不同的腐蚀环境中的平台、管道等钢质设施采取不同的适宜的防腐涂层措施。

(2) 采用牺牲阳极阴极保护法, 牺牲阳极采用铝合金牺牲阳极。预计配套梯形铝合金牺牲阳极 (144kg/块) 110 块、镯状牺牲阳极 (49.5kg/块) 24 块。

6) 电力部分

(1) 新建 1 座配电室。

(2) 新建用电设备配电、防静电接地系统。

(3) 新建计量井口一体化平台照明系统。

7) 自控部分

配套控制系统、火气监控系统。

8) 通信部分

配套视频监控系统、广播系统、无线传输系统。

5、CB4B 井组平台改造

1) 平台结构部分

(1) 对原井口平台甲板调整, 拆除去计量平台栈桥, 原计量平台上部组块部分切割或拆除, 拆除 2 座立管桩平台及栈桥。

(2)在原井口平台上新建 18 井式计量井口一体化平台 1 座，井口区包括现有井 5 口（3 口油井、2 口注水井），新增 13 个预留井眼。平台尺寸 31.6×21.3m。

2) 管缆工程

新建计量一体化平台将新平台将接入原平台的 8 条海底管道、2 条海底电缆：CB4B-CB4A 海底输油管道（内管Φ325×14mm/外管Φ426×14mm）、CB243A-CB4B 海底输油管道（内管Φ325×14mm/外管Φ426×14mm）、CB4C-CB4B 海底输油管道（内管Φ273×13mm/外管Φ377×14mm）、CB4B-CB4E 海底输油管道（内管Φ355.6×14.3mm/外管Φ426×12.7mm）、CB4A-CB4B 海底注水管道（Φ245×18mm）、CB4B-CB4C 海底注水管道（Φ245×18mm）、CB4E-CB4B 海底注水管道（Φ245×18mm）、CB4B-CB243A 海底注水管道（Φ168×14mm）、CB4C-CB4B 海底电缆、CB4A-CB4B 海底电缆。改造后海底管道分布图见附图 8。

为将海底管道接入新建计量一体化平台，需要在指定位置截断旧管道并封堵，然后敷设新管道与留存的旧管道连接，再接入新建计量一体化平台。该过程一方面需要挖沟拆除一部分旧管道，另一方面需要挖沟敷设新管道，管道敷设采用预挖沟方式。预计工程量为拆除旧管道水平段 510m、敷设新管道水平段 610m、挖沟长度 1360m。

旧电缆在截断点截断后，与新电缆连接，然后接入新建平台。由于平台端电缆不需要深埋，因此不需要填沙袋和挖沟。

表 18 海底管道敷设及拆除工程量

管道名称	拆除旧海底管道	敷设新海底管道	挖沟长度
CB4B-CB4A 海底输油管道	510	610	1360
CB243A-CB4B 海底输油管道	510	610	1360
CB4C-CB4B 海底输油管道	510	610	1360
CB4B-CB4E 海底输油管道	510	610	1360
CB4A-CB4B 海底注水管道	510	610	1360
CB4B-CB4C 海底注水管道	510	610	1360
CB4E-CB4B 海底注水管道	510	610	1360
CB4B-CB243A 海底注水管道	510	610	1360
合计	510	610	1360

表 19 海底电缆敷设及拆除工程量

管道名称	拆除旧海底电缆 (m)	敷设新海底电缆段 (m)	挖沟长度 (m)

	CB4A-CB4B 海底电缆	■	■	■
	CB4C-CB4B 海底电缆	■	■	■
<p>3) 油气工艺部分</p> <p>新建单井流程、计量生产管汇及配套管网。</p> <p>4) 给排水及消防部分</p> <p>新建配套消防水管线及移动式灭火器。配套闭排、开排系统。</p> <p>5) 防腐部分</p> <p>(1) 本项目针对位于不同的腐蚀环境中的平台、管道等钢质设施采取不同的适宜的防腐涂层措施。</p> <p>(2) 采用牺牲阳极阴极保护法, 牺牲阳极采用铝合金牺牲阳极。预计配套梯形铝合金牺牲阳极 (144kg/块) 110 块、镯状牺牲阳极 (49.5kg/块) 24 块。</p> <p>6) 电力部分</p> <p>(1) 新建 1 座配电室。</p> <p>(2) 新建用电设备配电、防静电接地系统。</p> <p>(3) 新建计量井口一体化平台照明系统。</p> <p>7) 自控部分</p> <p>配套控制系统、火气监控系统。</p> <p>8) 通信部分</p> <p>配套视频监控系统、广播系统、无线传输系统。</p>				
表 20 本项目实施前后 CB4B 井组平台主要设施对照表				
工程内容	■	■	■	■
平台结构	■	■	■	■
	■	■	■	■
	■	■	■	■
	■	■	■	■
	■	■	■	■
油水井	■	■	■	■
管缆工程	■	■	■	■
给排水	■	■	■	■
<p>6、埕岛油田产能调整工程</p> <p>为提高海上油气产能, 海洋采油厂拟实施埕岛油田产能调整工程, 包括埕北</p>				

208 扩产能工程、埕北 22F 平台化学驱综合调整工程、埕北古 4-819 产能建设工程。

1) 流体性质及产能情况

(1) 油气性质

埕岛油田原油性质见表 21，天然气性质见表 22。

表 21 埕岛油田原油性质

特性		特性	
密度 (20℃) kg/m ³		含胶 (%)	
粘度 (50℃) mPa·s		沥青质 (%)	
凝固点 (℃)		含盐量, mg/L NaCl	
气油比 (m ³ /t)		含砂, %	
析蜡点 (℃)		酸值 mg KOH	
含蜡 (%)		初馏点 (℃)	
含硫量 (%)		馏分 (%) (300℃)	

表 22 埕岛油田天然气组分

相对密度	
CO ₂ 含量 %	
N ₂ %	
C ₁ %	
C ₂ %	
C ₃ %	
iC ₄ %	
nC ₄ %	
iC ₅ %	
nC ₅ %	
C ₆ %	
C ₇ %	

注：体积百分比。

(2) 开发方式

本项目开发层位涉及东营组、馆陶组等，采用天然能量、注水及注聚等开发方式。

(3) 产能建设规模

本项目投产后，预计最大产液量 $59.6 \times 10^4 \text{t/a}$ (2041 年)，最大产油量 $17.3 \times 10^4 \text{t/a}$ (2027 年)，最大注水量 $42.8 \times 10^4 \text{t/a}$ (2041 年)，最大注聚量 $16.0 \times 10^4 \text{t/a}$ (2041 年)。

表 23 产能预测表

时间	日产液	日产油	含水	气油比	年产液	年产油	年注水	年注聚	年产气
年	t	t	%	m ³ /t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁴ t	10 ⁴ m ³
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									
2041									

2) 平台改扩建

(1) CB208 平台扩建

①结构部分：在已建 CB208 平台北侧新建 16 井式四腿导管架平台一座，平台由桩、导管架、隔水套管与上部组块组成。

井口区上方设井口操作台，尺寸为 10m×7m；上部组块设置一层甲板，面积为 20.4m×19.5m；设置二层配电室，配电室尺寸为 12m×5.5m。新建导管架平台与已建 CB208 计量平台通过扩建甲板相连。

②电气部分：配电室配套电潜泵变频控制柜等。

③自控部分：配套火灾、可燃气体探头等。

④给排水及消防部分：配套消防水管线以及一定数量的手提式灭火器；新建井口配电平台上设置雨水收集槽等。

⑤防腐部分：为新建上部组块及钢结构配套防腐；为桩腿配套铝合金牺牲阳极。

(2) CB22F 平台扩建

	<p>①结构部分：在已建 CB22FC 井口平台西侧新建 20 井式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 25.0m×19.7m，设置二层配电室，配电室尺寸为 19m×9m。</p> <p>②电气部分：配电室配套电潜泵变频控制柜等。</p> <p>③自控部分：配套火灾、可燃气体探头等。</p> <p>④给排水及消防部分：配套消防水管线以及一定数量的手提式灭火器；新建井口配电平台上设置雨水收集槽等。</p> <p>⑤防腐部分：为新建上部组块及钢结构配套防腐；为桩腿配套铝合金牺牲阳极。</p> <p>（3）CBG4A 平台扩建</p> <p>①结构部分：在已建 CBG4A 井口平台东侧新建 12 井式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 21.6m×21.4m，设置二层配电室，配电室尺寸为 14.2m×10.1m。生产平台北侧新建立管桩平台 1 座，桩顶平台尺寸为 4.0m×4.0m。</p> <p>②电气部分：配电室分 2 层布置，一层为变压器及高压开关室，二层为低压配电室。</p> <p>③自控部分：CBG4A 平台新建控制系统，控制系统由过程控制系统（PCS）、安全仪表系统（SIS）和火灾自动报警系统（FAS）组成。</p> <p>④给排水及消防部分：配套一定数量的手提式灭火器；新建井口配电平台上设置雨水收集系统、闭式排放罐及排放泵。</p> <p>⑤防腐部分：为新建上部组块及钢结构配套防腐；为桩腿配套铝合金牺牲阳极。</p> <p>（8）CB819 平台改扩建</p> <p>①结构部分：依托已建平台改造，平台原尺寸为 16.5m×13.8m，本次扩建为 18.5m×14.8m。新建配电室 1 座，共三层，尺寸 9.3m×5.7m×10.5m；新建井口操作平台 1 座，平面尺寸约为 6.8m×10.4m。</p> <p>②油气工艺：拉油平台改造为井组平台，拆除天然气分液罐、生产分离器、悬臂式火炬，新建计量、加热装置。</p> <p>③电气部分：配电室分 3 层布置，一层为变压器及高压开关室，二层为低压配电室，三层为电潜泵配电室。</p> <p>④给排水及消防部分：配套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、排污泵等。</p>
--	--

(9) CB812 新建立管桩平台

为满足新建 CBG4A-CB812 海底输油管线登陆 CB812 平台的需要,需在 CB812 平台西侧新建 1 座立管桩平台。

①结构部分: CBG4A-CB812 海底输油管线的 CB812 侧需依托已建平台改造,新建立管桩平台,平面尺寸约为 11.0m×10.0m。

②油气工艺: 扩建区域新建原油收发球筒装置。配套自控、电力系统的设计。

3) 钻井工程

(1) 井位部署

CB208C 平台部署新钻 6 口油井和 2 口注水井, CB22FD 平台部署新钻 11 口油井和 2 口注聚井, CBG4A 平台部署新钻 5 口油井和 2 口注水井, CB819 平台部署新钻 2 口油井并依托现有老井侧钻 2 口油井; 另外 CB208C、CB22FD、CBG4A、CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 共增加 68 个预留井眼。本项目钻井总进尺 241526.34m。

表 24 井位部署情况表

平台					
CB208C 井组平台					
CB22FD 井组平台					

	CBG4A 井组平台					
	CB819 井组平台					
	预留井眼					

（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。以 CB208C 井组平台新钻井和 CB819 井组平台侧钻井为例说明井身结构，具体设计方案见表 25、图 41～图 43。

（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 26，钻井液基本配方见表 27 和表 28。

2）采油工程

本项目新钻 24 口油井，侧钻 2 口油井；26 口油井采用电潜泵举升的举升方式。新增 26 台电潜泵，电潜泵电机功率 62kW。

3）油气集输工程

本项目为 26 口油井各配套 1 套单井流程。

4）注水工程

本项目 CB208C 平台部署 2 口注水井，CBG4A 平台部署 2 口注水井。

①注水水源

CB208C 平台的注水水源来自中心三号平台采出水处理系统产生的回注水，CBG4A 平台注水水源来自本平台的水源井。

②注水管网

CB208C 平台依托现有中心三号平台至 CB208 平台的注水管网。

③各平台注水流程

CB208C 平台注水工艺流程如下：

水处理来水—→注水撬块—→注水井井口

CBG4A 平台注水工艺流程如下：

水源井—→滤罐—→注水罐—→喂水泵—→注水泵—→注水井井口

④主要工程量

CB208C 平台新建一座配水阀组撬块及 2 口注水井单井流程。

目前 CBG4A 平台采用柱塞泵，检修频繁，难以适应无人值守的平台需求，本次更换为可靠性更高的长轴注水泵（ $Q=40\text{m}^3/\text{h}$ $P=25\text{MPa}$ ），注水泵的能力提升至 $960\text{m}^3/\text{d}$ ，配套更新 2 台喂水泵和 1 座注水罐。

各平台注水主要工程量、主要设备、材料的规格和数量如下表。

表 29 CB208C、CBG4A 平台注水主要工程量

序号	名称	规格型号	单位	数量
CB208C 平台				
1			■	■
2			■	■
CBG4A 平台				
1			■	■
2			■	■
3			■	■
4			■	■

5) 注聚工程

注聚工程是通过向地下注入聚合物来提高原油采集率的改进采油方法，本项目 CB22FD 平台部署 2 口注聚井。

①注聚水源

CB22FD 平台的水源来自中心三号平台采出水处理系统，依托现有中心三号平台至 CB22F 平台的海底输水管道。

②注聚液

注聚液的主要成分为 0.3%的聚丙烯酰胺、0.2%石油磺酸盐、0.2%表面活性剂。

③注聚流程

注聚井依托 CB22F 平台现有三次采油配注设备及配套设施等。平台顶层甲板上加料间用于吨袋干粉的存储和投加，加料间内设吊车、密闭投料装置。投料装置底舱内的干粉经螺杆提升至分散装置的料仓内。干粉与减压后的采出水经分散橇块溶解后进入熟化罐内进行分级熟化，通过提升泵连续供液给注聚泵，注聚泵出口高压母液与增压后的采出水混合稀释至目的液浓度，经低剪切调配阀组控制单井注入量，最后经单井管线供至井口注入地下。

④主要工程量

CB22F 平台现有注聚泵 3 台，为柱塞式往复泵（额定排量 20m³/h、额定压力 16MPa、功率 110kW）。平台目前配注量 4980m³/d，已达到最大注入能力，根据油藏开发形势预计目前的注聚泵排量无法满足油藏开发需求，原位置更换 3 台柱塞泵（额定排量 30m³/h、额定压力 16MPa、功率 185kW）。

注聚主要工程量、主要设备、材料的规格和数量如下表。

表 30 CB22FD 平台注聚主要工程量

序号	名称	规格型号	单位	数量
1				
2				

6) 管缆工程

(1) 新建 CB819-CBG4A 海底输油管线

由于 CB819 拉油平台改造为井组平台，需配套新建 CB819-CBG4A 海底输油管线（管径 DN200、长度 2460m、设计压力 4MPa）。

(2) 新建 CBG4A-CB812 海底输油管线

随着 CBG4A 及 CB819 新产能及东区其他平台提液，现有管线的输送能力不能满足要求，为了提升管网输送能力以适应规划需求，需要新建 CBG4A-CB812 海底输油管线（管径 DN250、长度 2040m、设计压力 4MPa）。

(3) 新建 CBG4A-CB819 海底电缆

目前 CB819 平台没有配电间，设有一组太阳能供电系统。根据建设单位提供资料，为能保证电潜泵供电，计划新建 CBG4A-CB819 海底电缆 1 条。

(4) CB812-CBG4A 海缆 CBG4A 端改造

新建的 CBG4A-CB812 海底输油管线与已建的 CB812-CBG4A 海缆存在交叉，为避免交叉需对已建 CB812-CBG4A 海缆 CBG4A 端进行改造，对路由进行调整，新建电缆长度约 260m。

(5) 新建 CB4D-CB208 海底电缆

CB208 平台为埕岛油田西北区主要稳产增油平台，已建有 CB243A-CB208 平台海底电缆 1 条，由 CB243A 给 CB208 平台供电，为提高平台用电稳定性，新建 CB4D-CB208 海底电缆 1 条，实现环网供电。

表 31 本次新建海底管缆的参数一览表

管线名称	长度 (m)	规格	设计使用年 限 (年)	设计压力/额 定电压	施工方式
CB819-CBG4A 海底输油管线	■	■	■	■	■
CBG4A-CB812 海底输油管线	■	■	■	■	■
CBG4A-CB819 海底电缆	■	■	■	■	■
CB812-CBG4A 海缆 CBG4A 端 改造	■	■	■	■	■
CB4D-CB208 海 底电缆	■	■	■	■	■

(6) 新建海底管线防腐方案

海底管线（内管、保温）的防腐采用液体环氧涂料+环氧富锌底漆；海底管线（外管）的防腐采用常温型加强级 3PE、无溶剂液体环氧涂料+聚乙烯热收缩带、无溶剂液体双组分环氧涂料+辐射交联聚乙烯热收缩补口带；阴极保护采用镯状铝合金阳极。

四、工程用海情况

本项目新建火炬平台 1 座、计量井口一体化平台 4 座、新建井口平台 3 座，扩建平台 2 座，本项目用海面积按照平台最外边缘外扩 50m，管线最外边缘外扩 10m 来计算，具体数据以办理下来的“不动产权证书”上的数据为准。

表 32 本项目用海情况

类型	■	■	■
平台	■	■	■
	■	■	
	■	■	
	■	■	
	■	■	
	■	■	
	■	■	

	管缆				T
	合计				
	<p>五、劳动定员</p> <p>本项目不需要新增劳动定员。</p>				
总平面及现场布置	<p>本项目实施后，各平台平面布置见图 50～图 55。</p>				
施工方案	<p>一、施工方案及产污环节分析</p> <p>本项目包括拆除工程和平台新建及改扩建工程，CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座拟改扩建平台施工均是先进行拆除施工，再进行改扩建施工。</p> <p>1、拆除工程</p> <p>本项目拆除工程包括拆除 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座平台部分上部组块、单井流程、生产管汇、栈桥、立管桩平台、部分海底管道和电缆等。</p> <p>拆除施工按照管道、电缆拆除→平台设施拆除→立管桩平台拆除的顺序进行。拆除施工前，应首先关停 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座平台生产井。</p> <p>1) 管道的拆除</p> <p>(1) 前期勘察：对海底管线进行扫线，确定管线路由、管线障碍物及管线埋深等。平台区采用人工水下探摸的方式，确定管线路由，管线上方是否有障碍</p>				

	<p>物等。</p> <p>(2) 管道清洗:</p> <p>管道清洗需要 1 艘驳船、1 艘污液回收船配合进行施工。</p> <p>a、准备清洗的洁净淡水（含 4%消油剂）。清洗前通过加热器对清洗液加热至 60℃~75℃。</p> <p>b、熟悉工艺流程，确定管线扫线进出口位置，并断开管线设备等的连接。</p> <p>c、启动水泵，将清洗液注入管道内，直至管道内注满清洗液。</p> <p>d、保持清洗液在管道内滞留 1h。</p> <p>e、再次启动水泵注入清洗液冲洗管线，清洗液冲洗完成后，再注入高温清水。</p> <p>f、清水冲洗后在末端取样口处取样，确认合格后停止水洗，若不合格，重复以上步骤直至检测合格。合格标准：冲洗液体无明显油污（清洁纸检测无油性）。</p> <p>(3) 氮气置换:</p> <p>氮气置换需要 1 艘驳船、1 艘污液回收船配合进行施工。</p> <p>a、切换管线，使用高压软管连接好氮气泡沫清洗流程，试压 3MPa 无渗漏。</p> <p>b、扫线用水加热至 60℃，然后加入发泡剂，配制泡沫液。</p> <p>c、将泡沫液注入管道，保持管道内 30m 以上泡沫段。</p> <p>d、打开氮气供气设备，向海管内注入氮气，推动清洗残液至污液回收船舱。</p> <p>e、氮气注入 5min 后再次向管线注入泡沫液，并保持管道内 30m 以上泡沫段。</p> <p>f、再次打开氮气供气设备，将所有残液及泡沫液推送至污液回收船舱。</p> <p>a、在取样口进行气体检测，气体检测合格，停止供气；若取样不合格，再注入泡沫段进行清洗，直至合格。</p> <p>g、关闭预留阀，拆除配套流程。</p> <p>(4) 封管：使用盲法兰封闭管线预留阀，保持管线内的氮气容量，满足动火条件。</p> <p>(5) 管线开挖清淤:</p> <p>管线开挖清淤需要 1 艘挖沟船、1 艘拖轮、1 艘锚艇配合进行施工，挖沟船配备 1 台水力喷射式挖沟机。</p> <p>a、挖沟船就位，利用拖轮将挖沟船移位至挖沟管线附近，由锚艇协助挖沟船抛锚，收紧锚绳，稳定船身。</p>
--	--

	<p>b、使用船舶门型吊，起吊挖沟机，使挖沟机就位，将挖沟机落至管线上方。</p> <p>c、开始挖沟作业，挖沟船依靠前锚机绞锚绳，后锚机连续放绳，挖沟机前进采用水力喷射自行前行，前进过程中应保持船舶行进速度与挖沟机行进速度一致，管道上方淤泥被喷射水流带走，直至管线裸露。</p> <p>d、挖沟结束、返航。</p> <p>(6) 立管段拆除</p> <p>立管段拆除需要 1 艘浮吊船、1 艘拖轮、1 艘锚艇配合进行施工。</p> <p>a、安排潜水员对海管立管区域进行探摸。明确立管管卡状态，海管立管根部海流冲刷情况，海管立管处防护砂袋填埋情况。</p> <p>b、由潜水员进行水下作业，沿立管走向清理填埋的防护砂袋。</p> <p>c、由潜水员进行水下作业，在立管水平弯处设置立管吊点，并设置标志漂。</p> <p>d、浮吊作为海管拆除施工的工程船。由拖轮协助浮吊船就位，由锚艇协助浮吊船抛锚。</p> <p>e、施工人员在工程船浮吊吊机的配合下，安装吊卡，并悬挂吊索具。</p> <p>f、在辅助工作船的配合下，捞起潜水员预设的水下吊点，将各吊点的吊索挂在工程船吊钩上。</p> <p>g、施工人员使用火焰切割切断立管顶部，并使用气胀式管线封堵器，封堵管端。</p> <p>h、由潜水员进行水下作业，打开立管管卡，使立管段与桩腿分离。</p> <p>i、在潜水员配合下挂舷吊吊点。</p> <p>j、在统一指挥下，各吊机缓慢提升，将立管及海管提出海面，并固定在工程船舷边。</p> <p>k、管线固定后，使用火焰切割器割断海管。</p> <p>l、拆除立管完成后，可进行水平管段拆除。如因气象原因或其他紧急情况需要撤离时需进行封管，即向海管内管塞入气胀式管线封堵器。管端封闭后，在海管吊点处设置吊点指示漂，然后放入海底。</p> <p>(7) 水平管段拆除</p> <p>海管立管拆除后，进行海管的水平段部分的拆除。水平管段拆除需要 1 艘浮吊船、1 艘拖轮、1 艘锚艇配合进行施工。</p> <p>a. 立管拆除后，由浮吊船主钩吊装管线端部吊点，通过绞动锚机，使船体沿管线方向向船艏行进，达到合适切割海管位置。</p> <p>b. 调整舷吊吊点，使各舷吊均匀受力，待管线稳定后，固定在工程船舷边。</p>
--	---

	<p>c. 重新调整工程船主钩吊点，做好切割管段的吊装准备。</p> <p>d. 使用火焰切割器割断海管。</p> <p>e. 管道断开后，平管段部分采用封堵球封堵管口。</p> <p>然后按步骤 a~e 重复施工。移动船位时，先将水平管封口，将管线下放至海底，通过收放锚缆的方式移动船位。达到预定位置后，在潜水员的配合下，将管线重新捞起，重新进行管线拆除。</p> <p>2) 电缆的拆除</p> <p>首先由潜水员下水清理平台根部电缆防护物，然后将电缆在平台根部合适的位置切断，切断后的平台端电缆由施工船舶绞盘回收。</p> <p>3) 平台设施的拆除</p> <p>(1) 平台工艺设施清洗和氮气置换</p> <p>平台设施拆除前，应对工艺管线、设备及容器内表面进行清洗，隔离清洗范围以外的设备设施，并用氮气置换流程可燃气体，驱除流程内残余可燃气体，保证后续工作的安全。清洗和氮气置换流程参见管道拆除流程。</p> <p>(2) 平台工艺设施拆除</p> <p>①将拟拆除的工艺设施、平台结构等与平台主体结构分离，拆除、切割下来的工艺管线、容器、设备撬块等应进行标记。</p> <p>②焊接吊耳，吊装前应确认设备内无残余污液、工艺管线已完全脱开，并确认设备的吊耳按照审批的图纸焊接。</p> <p>③将拆除的设施吊至运输船后进行有效固定，并做好防碰措施，运输至陆上。</p> <p>4) 立管桩平台的拆除</p> <p>(1) 桩顶平台拆除</p> <p>在桩顶平台斜撑根部以下 0.5m 的位置将桩管切断并将上部平台吊至驳船上，切割过程中浮吊施加小于上部平台自重的预拉力，并进行相应的限位，以防桩管切断过程中移位对人员造成伤害。</p> <p>(2) 桩管拆除</p> <p>①桩腿内排泥</p> <p>桩管采用研磨高压水射流内切割的方式，在切割前需将桩管内的淤泥排至泥面以下 5m 的位置。排泥作业的具体施工步骤为：</p> <p>a、在作业船舶甲板上连接桩内排泥设备的所有管线；</p> <p>b、在排泥设备管线上做好长度标记，以便确定桩内泥面的位置。</p>
--	--

	<p>c、将内排泥设备放至桩管内部，直至设备到达桩内泥面，并做好标记，再根据桩管周围水深确定到达自然泥面以下 5m 时所需要的排泥深度；</p> <p>d、打开高压水泵进行排泥作业，直至到达预定深度；</p> <p>e、回收排泥设备；</p> <p>f、如平台桩腿外有固支的混凝土且和桩腿固支在一起，则需要对桩腿附近的混凝土进行破碎。</p> <p>②吊耳焊接</p> <p>可利用平台已有吊耳，使用前需对其进行腐蚀测量，并对焊缝进行无损检测，结果无损伤且强度满足要求后方可进行下一步工作；也可在合适的位置重新焊接吊耳。</p> <p>③桩腿切割</p> <p>下部基础桩腿采用磨料高压水射流内切割。</p> <p>（3）桩管吊装</p> <p>待桩管切割完成后，浮吊主钩加大荷载将栈桥支撑桩吊装至驳船上。</p> <p>2、平台建设和改造</p> <p>本项目中心二号火炬平台、CB25D、CB251C、CB271A、CB4B、CB208C、CB22FD、CBG4A、CB819、CB812 井组平台施工流程基本相同。首先需要对现有平台上部组块进行切割和调整，以便于新建平台施工。然后是陆上预制、海上拖航、海上安装。</p> <p>1）陆上预制：按照设计图纸，对下部基础、上部组块进行预制。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>主要施工流程见图 60。</p> <p>3、管缆的接入</p> <p>本项目 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 井组平台涉及原平台管缆的接入。为将原平台管缆接入新建平台，首先需要拆除旧管缆近平台端一定长度，然后新建管缆与留存的管缆连接，再按照设计路由接入新建平台。</p> <p>1）海底管道的敷设</p> <p>采用 1 艘挖沟船、1 艘铺管船、1 艘拖轮、1 艘锚艇进行预挖沟、海上接管、立管安装施工。</p>
--	---

	<p>①预挖沟</p> <p>按照设计路由采用挖沟船进行挖沟，挖沟深度为 2m、顶宽 2.5m、底宽 1.5m。</p> <p>②管道水平段施工</p> <p>a、施工船舶就位：拖轮协助铺管船沿海管路由方向就位，由锚艇配合抛锚。</p> <p>b、舷边接管施工：利用铺管船主钩以及绞盘等起吊设备，将海底管道缓慢捞出水面，并固定于船舷侧。</p> <p>c、采用火焰切割方式将水平管段封头切割。</p> <p>d、由工程船水平吊装“三接一”管段，在舷边进行管道对接。管道的组对、焊接严格按焊接工艺评定要求进行施工。</p> <p>e、每段管线接管施工完成后，将海管封堵、设置钢缆浮漂、放置海底。</p> <p>铺管船调整船位后，再依照接管施工步骤，继续接管，直至接管到大水平弯处。</p> <p>②大水平弯施工</p> <p>依照舷边接管施工步骤，进行大水平弯施工。大水平弯焊接时，注意浮吊吊臂的波动，避免影响弯管处管线的焊接。</p> <p>接管完成后，铺管船调整方向就位，再将管线固定在舷边。</p> <p>③立管段施工</p> <p>立管施工按照先陆地预制然后海上安装的原则，根据立管设计结构将立管在陆地预制成主立管和水平弯两部分，然后将立管拉运至铺管船上，并根据实际情况进行后续施工。具体施工方法如下：</p> <p>a、铺管船就位</p> <p>铺管船就位后，侧舷平行于海管。利用铺管船主钩以及绞盘等起吊设备，将立管段固定于船舷侧。</p> <p>b、立管海上预制</p> <p>铺管船就位完成后，利用浮吊设备在甲板上按设计空间夹角预制连接主立管及水平弯。按设计安装位置陆续安装牺牲阳极、立管吊点、斜支撑管卡，连接撑杆。</p> <p>c、海底管线水平段起吊</p> <p>利用铺管船主钩以及绞盘等起吊设备，将海底管道水平段缓慢捞出水面，并于船舷侧并水平固定管线。</p> <p>d、海底管线切割</p> <p>利用铺管船浮吊试吊立管平行侧放于捞起的海底管道水平段旁，测量计算</p>
--	--

	<p>立管与海底管道水平段搭接余量，选定海管切割点，确定焊接施工位置。采用火焰切割方式于海底管道水平段切割点将海管切断，剩余海底管线端修磨达到管线对接坡口要求并安装胀管头，等待连接立管。</p> <p>e、立管与海管连接</p> <p>浮吊主钩将立管吊至船舷边固定，立管水平段与海底管道水平段内管组对焊接、超声波检测。</p> <p>f、立管入卡</p> <p>铺管船缓放绞盘及浮吊主钩，使海底管线平管段慢慢放入海底，立管段慢慢靠近立管桩进入管卡，把紧水面管卡螺栓。</p> <p>g、立管施工完毕，铺管船撤离施工现场。</p> <p>2) 海底电缆的敷设</p> <p>首先由潜水员下水清理平台根部电缆防护物，然后将电缆在平台根部合适的位置切断，潜水员下水连接电缆牵引头，借吊钩将电缆牵引至船舶固定好的张紧器，经过退扭架，绞盘至电缆盘。新电缆与旧电缆连接后，由施工船将电缆吊至新建计量一体化平台。</p> <p>4、钻完井</p> <p>1) 新钻井施工方案</p> <p>(1) 钻井平台就位</p> <p>海洋钻井前首先需要钻井平台就位，本项目新钻 30 口井拟采用胜利十号或新胜利五号钻井平台施工。</p> <p>(2) 钻井和固井作业</p> <p>钻井作业是海上平台钻井的核心环节。在此环节中，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。</p> <p>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。</p> <p>(3) 完井</p> <p>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。</p> <p>2) 侧钻井施工方案</p>
--	--

	<p>(1) 钻井平台就位</p> <p>海洋钻井前首先需要钻井平台就位，本项目拟侧钻 2 口油井拟采用胜利十号或新胜利五号钻井平台施工。</p> <p>(2) 拟建 2 口侧钻井的原井处理</p> <p>本工程老井槽侧钻的 2 口调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，弃井作业结束后进行试压，试压合格后再进行侧钻施工。封井段按照《海洋弃井作业规范》（SY/T 6845-2011）和《海洋石油弃井规范》（Q/HS 2025-2010）的要求进行永久弃井。</p> <p>本工程弃井施工步骤主要为：</p> <p>①起出原井上部生产管柱；</p> <p>②下入刮管器，对原井下部完井管柱顶部进行刮管作业，并下入桥塞（水泥承留器），坐封试压合格。</p> <p>③桥塞以下挤注水泥，并试压合格（20MPa，30min 下降小于 0.5MPa）。桥塞以上挤注 30m 水泥塞，试压合格。</p> <p>④对最上部油层以上挤注 100m 水泥塞。</p> <p>⑤在侧钻点位置挤注侧钻水泥塞，完成弃井作业。</p> <p>(3) 侧钻井施工</p> <p>本次 2 口侧钻井是利用老井槽进行侧钻作业，包括 2 口侧钻定向井。</p> <p>在原井套管 339.7mm 表层套管内开窗，使用 311.2mm 钻头进行侧钻一开钻进后下 244.5mm 表层套管，使用 215.9mm 套管进行侧钻二开钻井后下 177.8mm 油层套管，套管射孔完井。</p> <p>(4) 固井</p> <p>调整井固井方式采用单级双封或全封作业方式，即下入套管后，使用“G”级水泥，配置领浆密度：1.90g/cm³，尾浆密度：1.90g/cm³。首要浆封固上层套管鞋上下 100m，尾浆封固最上部油层顶以上 150m，其中裸眼环空容积按相应钻头直径计算的附加量不小于 40%，套管内不附加。</p> <p>(5) 完井</p> <p>根据油气层的地质特性和开发开采的技术要求，在井底建立油气层与油气井井筒之间的合理连通渠道或连通方式的过程叫做完井。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。</p> <p>5、海底管缆铺设</p> <p>1) 海底管道</p>
--	--

	<p>本项目新建 2 条海底输油管线，采用双层管保温结构。海底管线双层管内管进行内壁内防及外壁泡沫黄夹克处理，外观进行外壁加强级 3PE 处理。管线铺设采用水力喷射式挖沟机进行海底管道挖沟作业时，开启所有高压射水泵、排泥泵，利用高压水射冲、泥浆泵深排原理挖沟。管道随之靠自重沉入沟底，埋管靠自然回淤。挖沟深度：1.8m~2.5m；底宽：1.4m；顶宽：2m~4m。根据泥质情况，管沟长度基本跟管线长度一致。本工程海底输油管线的挖沟速度为 20m/h。</p> <p>2) 海底电缆</p> <p>本项目在电缆敷设过程中依靠船舶定位系统，使路由偏差控制在标准范围之内，电缆铺设总长度控制在设计路由总长度的 1.03 倍以内；敷设过程确保埋设犁状态、水泵机组供水压力、施工敷埋速度、埋设深度等数据符合设计要求，海缆埋深不小于设计埋深 1.5m，管沟宽 0.3m。海缆入水角度在 30°~60° 之间，使海缆所受张力控制在许可的范围之内既不能因张力太小导致电缆打扭也不能因张力过大损伤电缆。电缆的挖沟深度为 1.5m，管沟底宽 0.3m，顶宽 0.3m，挖沟速度为 200m/h。</p> <p>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、管线试压废水、作业废水、生活污水、生产垃圾、悬浮沙、钻井固废、拆除的设备设施、生活垃圾等。</p> <p>施工期产污环节见图 61。</p>
--	---

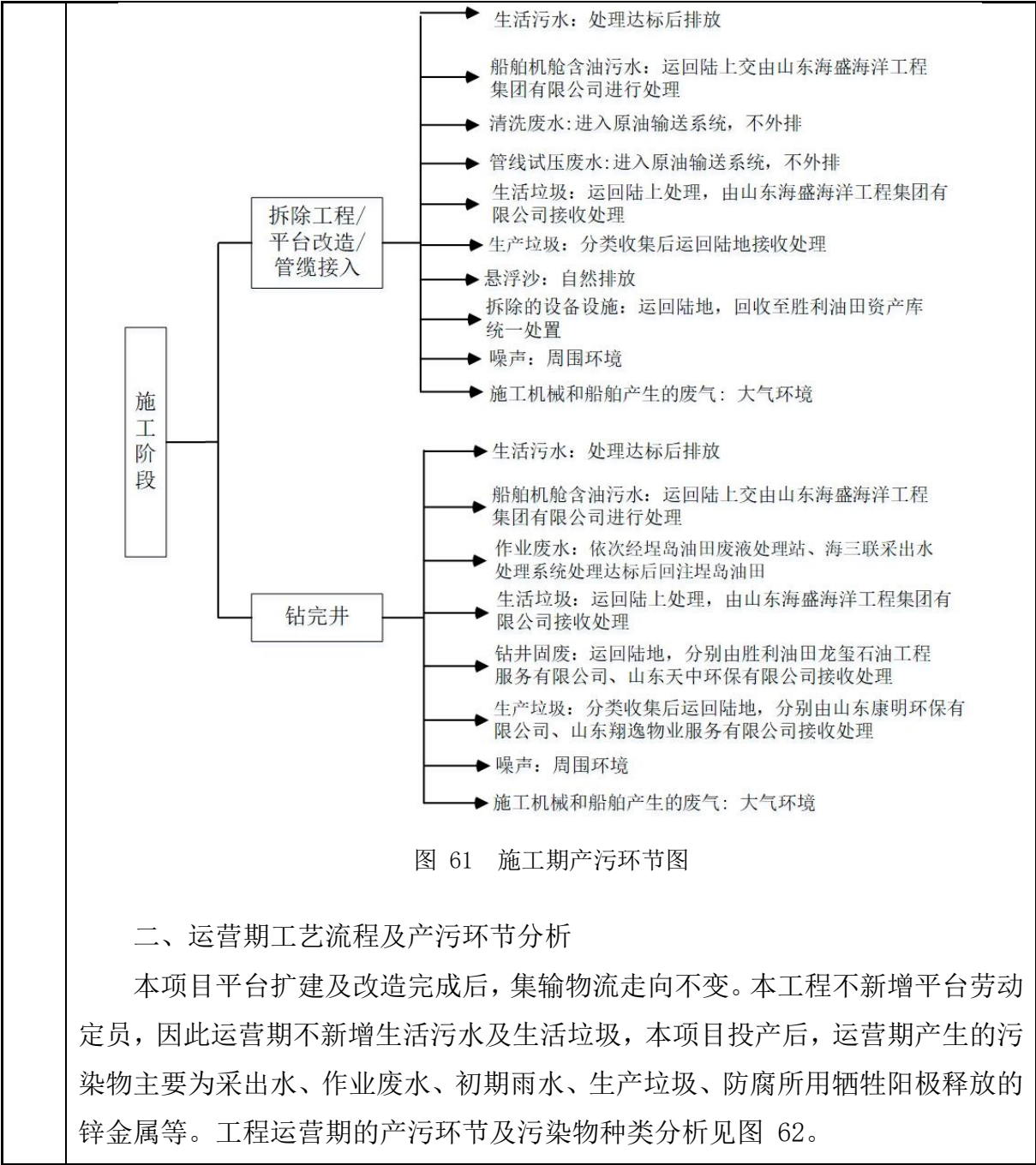


图 61 施工期产污环节图

二、运营期工艺流程及产污环节分析

本项目平台扩建及改造完成后，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、生产垃圾、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 62。

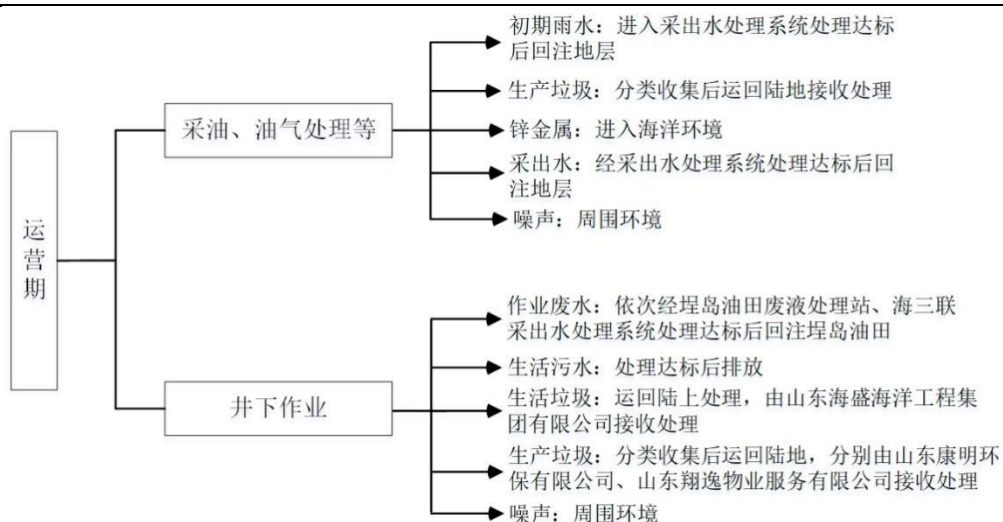


图 62 运营期产污环节图

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：

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

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；

$\rho_{\text{钻屑}}$ ——取 2.7t/m³。

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：

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

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, $2000m\sim3000m$ 取 1.25, $>3000m$, 取 1.6)

表 43 本项目废弃钻井液及钻屑产生量

序号	平台名称	钻井数 (口)							
1	CB208C 井组平台	8							
2	CB22FD 井组平台	13							
3	CBG4A 井组平台	7							
4	CB819 井组平台	4							
5	预留井 眼	68							
合计	/								

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。油层钻屑、油层废弃钻井液为危险废物, 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》(环境部公告(2021)74号)中的废弃油基钻井液、油基钻屑, 类别均为 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

	<p>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。</p> <p>油层钻屑和油层废弃钻井液交山东天中环保有限公司进行处置，非油层钻屑、非油层废弃钻井液交由胜利油田龙玺石油工程服务有限公司处理。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。</p> <p>2) 作业废水</p> <p>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 倍井筒体积高压冲洗井筒，作业废水产生量约 3536m³。</p> <p>3) 悬浮沙</p> <p>(1) 立管桩平台拆除</p> <p>改扩建平台之前，CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 井组平台需要拆除立管桩平台。</p> <p>立管桩平台拆除采用内切割方式，即从桩腿内下入切割设备将桩切割至泥面 4m 以下。切割之前需要对桩腿内部进行排泥施工，该过程会产生悬浮沙。桩腿切割之后吊离海底过程因考虑到浮吊船负荷，需要极缓慢进行，悬浮沙产生量较少。</p> <p>桩腿排泥施工时，将冲洗装置吊装至桩管内，启动冲泥装置，进行冲洗，直至泥面以下 5m。CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 井组平台立管桩直径均为 1500mm。预计一根桩管需要 1h 冲泥完毕。本项目需要将桩腿内泥沙全部冲出，因此起沙率为 100%。根据平台附近底质表层沉积物粒度分析结果，该区海底泥沙类型主要是砂质粉砂。根据海域沉积物资料，悬浮砂密度按平均值 1.7g/cm³。</p> <p>悬浮沙排放量计算公式为：起沙率×冲刷的管桩泥沙体积</p> <p>悬浮泥沙排放源强计算公式为：起沙率×冲刷的管桩泥沙体积×悬浮砂密度/排放时间。</p> <p>桩管吊离海底过程会扰动海底，扰动桩管附近泥沙。因缺少相关调查数据及文献资料，本报告保守起见扰动范围按照桩管周围管径 10%范围计算，起沙率按照 100%计算，则悬浮沙排放量及源强见表 44。</p> <p>(2) 海底管道敷设悬浮沙</p> <p>本项目海底管道施工过程中需要挖沟的工程量为 7320m。</p> <p>海管挖沟的基本参数：挖沟深度为 2m、顶宽 2.5m、底宽 1.5m。</p> <p>管线铺设悬浮沙的产生速率和产生量计算公式如下：</p>
--	---

	<p>产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率</p> <p>产生速率=搅动沉积物的横截面积×设备移动的速度×沉积物密度（湿重）×（1-含水率）×起沙率。</p> <p>本项目海底管线施工深度为 2.0m，因此源强核算以 5m 以浅地质特征为计算参数，参照《波浪作用下埕岛海域海底冲刷预测评价》（2010 年国家海洋局第一海洋研究所，曹成林）的研究结果，该层土为近代河口三角洲相沉积物，典型区域内粉土天然含水量为 19.5%~27.4%，本次评价取值 25%；天然重度为 1.93t/m³~1.98t/m³”，本次评价取值 1.96t/m³；起沙率按 30%计算，本项目海底管线的铺设速率取 20m/h，经估算悬浮沙产生速率为 9.8kg/s。</p> <p>（3）电缆</p> <p>本工程新建海底电缆共 2 条，总长度为 5.0km。</p> <p>电缆的挖沟深度为 1.5m，管沟底宽 0.3m，顶宽 0.3m，挖沟速度为 200m/h。</p> <p>海底电缆施工采用埋设犁进行埋设，埋设犁施工过程不进行任何挖掘工作，仅在海底临时切割出一条管沟，电缆立刻嵌入到管沟中。埋设犁经过该区域后，海底沉积物将管沟掩埋，而不需要填埋工作。根据施工人员的经验，本施工方法的扰动程度相对冲埋法和海底管道挖沟作业小 50%以上。考虑以上综合因素，本项目的起沙率确定为 15%。</p> <p>经计算，海底电缆铺设时的悬浮沙排放速率为 5.51kg/s。</p> <p>4）船舶污染物</p> <p>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 46。</p> <p>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。</p> <p>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</p>
--	--

陆上妥善处置，不排海。

5) 清洗废水

本项目需要对部分海底管线立管段及部分平管段进行更换，旧管道截断前需要进行清洗，本项目还需要拆除现有平台部分设备和工艺管线，拆除前也需要清洗。预计清洗废水量约 285.9m³，清洗废水进入现有的原油输送系统，不排海。

6) 管线试压废水

本项目需要对部分海底管线立管段及部分平管端进行更换，并建设少量平台工艺管线及 2 条输油管线等，需要对管线进行试压。管线试压采用清水进行试压，经核算，试压废水量约 227.3m³，试压废水进入现有的原油输送系统，不排海。

7) 生产垃圾

本项目施工期产生的生产垃圾主要为钻井过程中产生的边角料、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生产垃圾共计 5.2t，分类收集后运回陆地接收处理，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），再委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理；其余的生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。

8) 拆除的设备设施

本项目拆除的平台结构、设备设施等产生量约 180t，全部运回陆地，回收至胜利油田资产库，统一处置。

9) 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）。

10) 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 47 施工期污染物及处理措施

污染物					
钻井固废	非油层废弃钻井液				
	非油层钻屑				
	油层废弃钻井液				

	油层钻屑	██████	█	██████	██████
	作业废水	██████		██████	██████
	悬浮沙	██████	██████	█	██████
船舶污染物	船舶生活污水	██████	█	█	██████
	船舶生活垃圾	██████	█	██████	██████
	船舶机舱含油污水	██████	█	██████	██████
	清洗废水	██████	█	██████	██████
	管线试压废水	██████	█	██████	██████
	生产垃圾	██	█	██████	██████
	拆除的设备设施	██	█	█	██████
	噪声	██████	█	█	██████
	废气	██	█	██████	██████

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、生产垃圾、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 24 口油井、侧钻 2 口油井，采出水最大产生量为 $57.1 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （第 15 年），分别进中心二号、中心三号平台及海五联初步分离，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）要求标后回注地层；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）要求后通过海上注水井回注地层。

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 100m³，则年产生作业废水 500m³。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 CB208C、CB22FD 等井组平台设置雨水收集槽，雨水通过地漏收集后经排污管线输送至污收集后，经排污泵输至油气生产汇管。

本项目初期雨水按东营市最新的暴雨公式（2016 年 1 月修订）进行估算。

$$q = \frac{1363.621 \times (1 + 0.919 \lg P)}{(t + 5.778)^{0.653}}$$

式中：q—设计暴雨强度（L/s·ha）；P—设计暴雨重现期采用 P=1 年；t—降雨历时（min），采用 30min。计算得东营市暴雨强度为 131.88L/s·ha。

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。初期雨水一般为前 15min 的雨水，各平台初期雨水量见表 48。

表 48 各平台新增初期雨水量

序号	平台名称	雨水量 (L/S)	备注
1	CB25D 井组平台	1.5	
2	CB251C 井组平台	1.5	
3	CB271A 井组平台	1.5	
4	CB4B 井组平台	1.5	
5	CB208C 井组平台	1.5	
6	CB22FD 井组平台	1.5	
7	CBG4A 井组平台	1.5	
8	CB819 井组平台	1.5	
合计		12.0	

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 32 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 0.16m³ 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 49。

表 49 作业平台、船舶污染物的产生情况

工程名称	平台	船舶	平台	船舶	平台	船舶
运营期井下作业	■	■	■	■	■	■

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) 生产垃圾

新建平台正常运行期间，将产生一些生产垃圾，如边角料、废含油棉纱、油毡等垃圾、铁质废油漆桶和废机油桶、塑料废机油桶、废铅蓄电池、废润滑油、油泥砂等。根据以往类似海洋石油开发工程项目的统计数据，本项目新建及改扩建平台每年生产垃圾量产生量约 8t。生产垃圾全部进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司进行处理；其余的一般生产垃圾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及海底管道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%。改扩建平台、海底管道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 50。

表 50 海管及扩建平台使用阳极情况

序号	平台名称	平台	船舶	平台	船舶
1	中心二号火炬平台	■	■	■	■
2	CB25D 井组平台	■	■	■	■

3	CB251C 井组平台				
4	CB271A 井组平台				
5	CB4B 井组平台				
6	CB208C 井组平台				
7	CB22FD 井组平台				
8	CBG4A 井组平台				
9	CB819 井组平台				
10	CB812 井组平台				
11	CB819-CBG4A 海底输油管线				
12	CBG4A-CB812 海底输油管线				
合计					

7) 噪声

运营期平台上的泵类设备等会产生噪声，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 51 运营期污染物及处理措施

污染物					
采出水					
作业废水					
初期雨水					
作业平台、施工船舶污染物	生活污水				
	生活垃圾				
	机舱含油污水				
生产垃圾					

锌金属				
噪声				

四、施工安排

钻完井施工作业时间总计约 1185 天，单日平均施工人数约 52 人。本次施工安排见表 52，施工所用主要船舶类型见表 53。

表 52 施工安排

施工内容					
中心二号平台新建火炬平台（含管缆）					
CB25D 井组平台	平台改造（含管缆）				
CB251C 井组平台	平台改造（含管缆）				
CB271A 井组平台	平台改造（含管缆）				
CB4B 井组平台	平台改造（含管缆）				
CB208 井组平台	平台建设				
	钻完井				
CB22F 井组平台	平台建设				
	钻完井				
CBG4A 井组平台	平台建设				
	钻完井				
CB819 井组平台	平台改造				
	钻完井				
CB812 井组平台改造					
CB812-CBG4A 海缆迁建 0.26km					
CB4D-CB208 海缆 2.7km					
CBG4A-CB819 海缆 2.30km					
CB819-CBG4A 海底输油管线 2.46km					
CBG4A-CB812 海底输油管线 2.04km					

表 53 施工所用主要船舶类型

序号					
----	--	--	--	--	--

	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						
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	<p>1、调查资料来源</p> <p>海水水质、海洋沉积物、海洋生态现状调查资料引用自《胜利油田 2023 年春季水质、沉积物、生物生态调查成果报告（跟踪监测）》，由生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局生态环境监测与科学研究中心于 2023 年 5 月~6 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 17 个、沉积物站位 17 个、生物生态站位 17 个，调查站位见表 54、附图 11。</p> <p>海洋生物质量、渔业资源调查资料引自《2023 年胜利海域渔业资源和潮间带生物春季调查（埕岛区域）》，由山东省海洋资源与环境研究院于 2023 年 5 月在工程周边海域开展的调查，共布设 27 个生物质量、游泳动物和鱼卵仔稚鱼调查站位，调查站位分布见表 55、附图 12。</p> <p>2、海水水质</p> <p>海水水质调查站位共 17 个，其中一类区 3 个站位，四类区 14 个站位。</p> <p>水质评价因子为：pH、DO、COD、BOD₅、石油类、无机氮、活性磷酸盐、挥发酚、铅、镉、铜、锌、铬、砷、汞、硒、镍 17 项。</p> <p>各评价指标中，pH、DO、COD、BOD₅、石油类、活性磷酸盐、挥发酚、镉、铜、锌、铬、砷、硒、镍均能满足各功能区水质标准，无机氮、铅、汞存在超标现象。</p> <p>1）调查海域海水无机氮按照站位所在功能区水质标准评价结果为 0.304~1.545，最大超标倍数 0.545，超标站位 3 个（均位于一类功能区），超标率 17.6%。3 个超标站位中，1 个站位符合第二类海水水质标准，全部符合第三类海水水质标准。</p> <p>2）调查海域海水重金属铅按照站位所在功能区水质标准评价结果为 0.001~2.080，最大超标倍数 1.080，超标站位 3 个（全部位于一类功能区），超标率 17.6%。3 个超标站位全部符合第二类海水水质标准。</p> <p>3）调查海域海水重金属汞按照站位所在功能区水质标准评价结果为 0.042~1.040，最大超标倍数 0.040，超标站位 1 个（位于一类功能区），超标率 5.9%。该超标站位符合第二类海水水质标准。</p> <p>无机氮超标可能是由农用化肥、工业污水和生活污水通过河流排入海域和海产养殖废水排放入海等因素引起的；铅、汞超标可能是由陆源工业污染所致。油田开发特征污染物石油类在各站位均不超标，因此本项目现有工程对海水水质影响较小，无机氮等因子超标不是由本项目现有工程造成的。</p>
--------	---

表 56 海水水质评价结果						
评价指标						
pH						
DO						
COD						
BOD ₅						
石油类						
无机氮						
活性磷酸盐						
挥发酚						
铅						
镉						
铜						
锌						
铬						
砷						
汞						
硒						
镍						

3、海洋沉积物

沉积物调查站位共 17 个，全部位于海洋功能区内，3 个站位执行一类沉积物质量标准、14 个站位执行三类沉积物质量标准。沉积物评价因子为：有机碳、石油类、硫化物、铅、镉、铜、锌、铬、砷、汞 10 项。

评价海域沉积物现状评价结果表明：调查海域沉积物质量各评价因子中除 1 个一类区站位的铬略超过一类标准外（最大超标倍数 0.085），其他评价因子均未超过所在功能区沉积物质量标准，调查结果表明调查海域沉积物质量较好。

4、海洋生态

1) 叶绿素和初级生产力

2023 年 5 月（春季）调查海域海水叶绿素 a 浓度的平均值为 1.33 μg/L，变化范围介于 0.013~3.420 μg/L 之间；初级生产力的平均值为 104.2mgC/（m²·d），变化范围在 0.9~171.0mgC/（m²·d）之间。叶绿素浓度中等偏低，初级生产力处于中等水平。

2) 浮游植物

2023 年 5 月，调查海域内共获得 35 种浮游植物，隶属于硅藻、甲藻、金藻

	<p>3 个植物门，其中硅藻 33 种，占浮游植物总种数的 94.28%；甲藻、金藻各 1 种，分别占浮游植物总种数的 2.86%。</p> <p>2023 年 5 月调查海域浮游植物密度变化范围在 $7.12 \times 10^3 \sim 99.01 \times 10^3 \text{ cells/m}^3$ 之间，平均为 $36.64 \times 10^3 \text{ cells/m}^3$。浮游植物密度具有明显的空间变化，其中最高值出现在 4-D12 号站，最低值出现在 3-C17 号站。</p> <p>2023 年 5 月调查海域浮游植物种类数量变化在 5~15 之间，种类数具有明显的空间变化，其中 3-CB20C-1 号站种类数量最多，6-H13 号站最低。浮游植物群落香浓维纳多样性指数 (H') 变化范围在 1.07~3.18 之间，均值为 2.26。丰富度指数 (D') 变化范围在 0.43~1.08 之间，均值为 0.80。均匀度指数 (J') 变化范围在 0.30~0.84 之间，均值为 0.63。调查海域浮游植物的丰富度指数中等偏低，均匀度和多样性指数中等，表明该海域浮游植物群落结构较稳定。</p> <p>3) 浮游动物</p> <p>2023 年 5 月，调查海域共鉴定出浮游动物 34 种，其中节肢动物种类数最多，为 18 种，占浮游动物种类总数的 52.9%；刺胞动物出现 4 种，占浮游动物总种数的 11.8%；毛颚动物出现 1 种，占浮游动物总种数的 2.9%；浮游幼虫出现 11 种，占浮游动物总种数的 32.4%。</p> <p>2023 年 5 月调查海域浮游动物湿重生物量平均为 0.96 g/m^3，变化范围在 $0.08 \text{ g/m}^3 \sim 2.14 \text{ g/m}^3$ 之间，最大值出现在 4-CBG32A-2 号站，最低值出现在 3-C16 号站。调查区浮游动物的密度平均为 19016 个/m^3，其密度的波动范围在 8708 个/$\text{m}^3 \sim 44728$ 个/m^3 之间，最大值出现在 4-D16 号站，最低值出现在 3-C17 号站。</p> <p>2023 年 5 月调查海域浮游动物种类数量变化在 5~16 之间，其中 4-D12 号站种类数量最多，6-H13 号站浮游动物种类数最少。浮游动物群落丰富度指数均值为 0.81，变化范围在 0.52~1.33 之间。香浓维纳多样性指数 (H') 均值为 1.56，变化范围在 0.64~2.50 之间。均匀度指数 (J') 均值为 0.46，变化范围在 0.21~0.72 之间。调查海域浮游动物的丰富度较高，均匀度和多样性指数较低，表明该海域浮游动物群落结构稳定性一般。</p> <p>4) 大型底栖生物</p> <p>2023 年 5 月调查海域共鉴定大型底栖生物 54 种，其中环节动物最多，为 20 种，占大型底栖生物种类总数的 37.0%；软体动物 23 种，占大型底栖生物种类总数的 42.6%；节肢动物 8 种，占大型底栖生物种类总数 14.8%；纽形动物 2 种，占大型底栖生物种类总数的 3.7%；棘皮动物 1 种，占大型底栖生物种类总数的 1.9%。</p>
--	--

2023 年 5 月调查海域大型底栖生物生物量变化范围在 $0.25\text{g}/\text{m}^2 \sim 10.25\text{g}/\text{m}^2$ 之间，平均为 $1.96\text{g}/\text{m}^2$ 。最大值出现在 4-D6 号站，最低值出现在 3-CB20C-2、4-D17 号站。大型底栖生物栖息密度变化范围在 $25\text{个}/\text{m}^2 \sim 185\text{个}/\text{m}^2$ 之间，平均为 $70\text{个}/\text{m}^2$ 。最大值出现在 6-H13 号站，最低值出现在 3-CB20C-2、4-D11 号站。

2023 年 5 月调查海域大型底栖生物种类数量变化在 5~18 之间，其中 3-C16 号站种类数量最多，3-C17、3-CB20C-2、4-D11、4-D16、4-D17 号站种类数最少。大型底栖生物群落丰富度指数均值为 2.04，变化范围在 1.05~3.81 之间。香浓维纳多样性指数 (H') 均值为 2.78，变化范围在 1.99~4.06 之间。均匀度指数 (J') 均值为 0.94，变化范围在 0.85~1.00 之间。调查海域底栖生物的丰富度、均匀度较高，多样性指数中等，表明该海域浮游动物群落结构稳定性较好。

5、海洋生物质量

2023 年 5 月，在调查海域开展了菲律宾蛤仔等常见生物质量监测。生物质量调查站位共 27 个，其中一类区 11 个站位，三类区 16 个站位。

结果显示：双壳类三类站位各类生物均能满足相应标准要求；双壳类一类区站位中有 2 个站位出现超标现象，2 个超标站位的铅、砷出现超标。软体类（非双壳类）和鱼类有 8 个站位出现超标现象，8 个超标站位的砷出现超标。其他站位各指标均能满足相应标准要求。

表 57 调查海域生物质量评价结果（无量纲）

站位	评价标准	双壳类	软体类	鱼类	头足类	甲壳类	棘皮类	腔肠类	其他	底栖动物	浮游动物
XY13	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY14	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY15	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY16	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY17	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY18	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY19	三类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY20	一类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY21	三类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY22	三类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY23	三类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
XY24	三类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

XY25	三类											
XY26	一类											
XY27	三类											
XY28	三类											
XY29	三类											
XY30	三类											
XY31	一类											
XY33	三类											
XY34	一类											
XY35	一类											
XY37	三类											
XY38	三类											
XY41	三类											
XY55	三类											
XY56	三类											

注：“-”表示无评价标准未进行评价，“/”表示未检出。

6、渔业资源

1) 鱼卵、仔稚鱼

本次调查共出现鱼卵总数量为 13207 粒，出现鱼卵种类 13 种，其中小黄鱼鱼卵数量最多，为 5019 粒，占鱼卵总数量的 38.00%；斑鲆鱼卵 3169 粒，占鱼卵总数量的 23.99%；鳀鱼鱼卵 1737 粒，占鱼卵总数量的 13.15%；多鳞鳕鱼鱼卵 1236 粒，占鱼卵总数量的 9.36%；其它种类鱼卵数量均在 1000 粒以下。仔稚鱼共出现 1139 尾，种类 3 种，其中鲛 1084 尾，占 95.17%；虾虎鱼 52 尾，占 4.57%；布氏银汉鱼 3 尾，占 0.26%。

本次调查未发现《国家重点保护水生野生动物名录（2021 版）》中的所列种类。

调查海域鱼卵和仔稚鱼密度均值分别为 1.58ind./m³ 和 0.14ind./m³。其中 XY31 号站鱼卵密度最高，为 16.69ind./m³，XY21 号站仔稚鱼密度最高，为 1.21ind./m³。

2) 游泳动物

本次调查共出现游泳动物种类 62 种，其中，鱼类 39 种，占总种类数的 62.90%；甲壳类 19 种，占 30.65%；头足类 4 种，占 6.45%。本次调查未发现《国家重点保护水生野生动物名录（2021 版）》中的所列种类。

	<p>调查海域平均渔获重量为 8.69kg/h，渔获重量最高站位为 XY28 号站，为 24.22kg/h，渔获重量最低站位为 XY38 号站，为 0.92kg/h。其中鱼类平均渔获重量为 6.15kg/h，甲壳类平均渔获重量为 2.21kg/h，头足类平均渔获重量为 0.34kg/h。</p> <p>调查海域平均渔获数量为 1067ind./h，渔获数量最高站位为 XY41 号站，达 10708ind./h，最低渔获数量站位为 XY31 号站，仅 100ind./h。其中鱼类平均渔获数量为 706kg/h，甲壳类平均渔获数量为 325kg/h，头足类平均渔获数量为 36kg/h。</p> <p>本次调查优势种有 3 种，分别为短吻红舌鲷、赤鼻棱鲷和口虾蛄；重要种有 10 种，依次为鲷、黄鲫、矛尾虾虎鱼、枪乌贼、葛氏长臂虾、日本鼓虾、皮氏叫姑鱼、日本褐虾、白姑鱼和方氏云鲷。</p> <p>根据扫海面积法计算，调查海域渔业资源尾数密度和重量密度均值分别为 $56.42 \times 10^3 \text{ ind./km}^2$ 和 355.74kg/km^2。其中，鱼类成体重量密度均值为 265.03kg/km^2，幼鱼尾数密度均值为 $1.38 \times 10^3 \text{ ind./km}^2$；甲壳类成体重量密度均值为 61.26kg/km^2，幼体尾数密度均值为 $2.32 \times 10^3 \text{ ind./km}^2$；头足类成体重量密度均值为 12.86kg/km^2，幼体尾数密度均值为 $0.18 \times 10^3 \text{ ind./km}^2$。</p>																																						
	<p>1、现有及依托工程环保手续执行情况</p> <p>与本项目有关现有及依托工程的环保手续履行情况见表 58。</p> <p>表 58 现有及依托工程环保手续一览表</p> <table> <tr> <th>序号</th><th>工程名称</th><th></th><th></th><th></th></tr> <tr> <td>1</td><td>中心二号平台</td><td rowspan="6"></td><td rowspan="6"></td><td rowspan="6"></td></tr> <tr> <td>2</td><td>CB25D 井组平台</td></tr> <tr> <td>3</td><td>CB251C 井组平台</td></tr> <tr> <td>4</td><td>CB271A 井组平台</td></tr> <tr> <td>5</td><td>CB4B 井组平台</td></tr> <tr> <td>6</td><td>CBG4A 井组平台</td></tr> <tr> <td rowspan="2">7</td><td rowspan="2">CB208 井组平台</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td rowspan="2">8</td><td rowspan="2">CB22F 采修一体化平台</td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td></tr> </table>				序号	工程名称				1	中心二号平台				2	CB25D 井组平台	3	CB251C 井组平台	4	CB271A 井组平台	5	CB4B 井组平台	6	CBG4A 井组平台	7	CB208 井组平台							8	CB22F 采修一体化平台					
序号	工程名称																																						
1	中心二号平台																																						
2	CB25D 井组平台																																						
3	CB251C 井组平台																																						
4	CB271A 井组平台																																						
5	CB4B 井组平台																																						
6	CBG4A 井组平台																																						
7	CB208 井组平台																																						
8	CB22F 采修一体化平台																																						

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

9	CB819 拉油平台			
10	CB812 井组平台			
11	中心三号平台			
12	埕岛油田废液处理站（海二站内）			
13	海三联			
14	海五联			
15	埕岛天然气预处理站			

2、现有工程产排污情况

1）采出水

本项目 CB25D 井组平台、CB251C 井组平台、CB271A 井组平台采出液管输至进入中心二号平台进行处理，CB4B 井组平台、CB208 井组平台、CB22F 井组平台采出液均管输至中心三号平台进行处理，中心二号、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。CBG4A 井组平台、CB812 井组平台采出液管输至 CB30A 平台，由 CB30A 平台输送至陆上终端海五联及海三联进行处理。各平台 2024 年采出水产生量约 $152.36 \times 10^4 \text{t}$ ，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

CB25D、CB251C、CB271A、CB4B、CB208、CB22F、CBG4A、CB819、CB812 等井组平台现有油、气、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。海洋采油厂埕岛油田油水井免修期平均 6.9 年，现有 116 口井（不含废置井）平均 1 年修井 17 次，每次产生作业废水量约 100m^3 ，年产生作业废水 1700m^3 。

	<p>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。</p> <p>3）生产垃圾</p> <p>在油田生产阶段，海上平台及陆上终端将产生一些生产垃圾，如含油石头、含油混凝土（071-001-08），废润滑油（900-214-08），含油棉纱、油毡等垃圾（900-249-08），塑料废机油桶（900-249-08），油泥砂（071-001-08），废荧光灯管（900-023-29），废铅蓄电池（900-052-31），废活性炭（900-039-49），含油漆石英砂（900-041-49），铁质废油漆桶（900-041-49），废弃实验室试剂（900-047-49），边角料等。</p> <p>根据统计数据，中心二号、CB25D、CB251C、CB271A、CB4B、CB208、CB22F、CBG4A、CB819、CB812 等井组平台生产垃圾产生量约 6.21t/a。生产垃圾全部进行分类收集，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），再委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理；其余的生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。</p> <p>4）平台生活污水</p> <p>与本工程相关的平台仅中心二号平台和 CB22F 采修一体化平台有人值守，值班人员产生的生活污水经平台内配套生活污水处理装置处理后进入生产流程，最终处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注地层，不外排。</p> <p>5）平台生活垃圾</p> <p>生活垃圾主要产生于有人值守平台，与本工程相关的平台仅中心二号平台和 CB22F 采修一体化平台有人值守，根据现有统计数据，生活垃圾产生量约为 86.01t/a。</p> <p>3、现有工程环保设施运行情况</p> <p>1）生活污水处理设施</p> <p>本项目只有中心二号平台和 CB22F 采修一体化平台为有人值守平台，中心二号平台和 CB22F 采修一体化平台各设 1 套生活污水处理系统，生活污水经生活污水处理系统处理后随采出液一同经集输管道输至海三联，在海三联内进行三相分离，分离出的生产水经生产水处理系统处理后回注地层，没有外排。</p> <p>2）开式排放系统与围油槽</p>
--	--

生态环境 保护 目标	<p>开式排放系统主要用于收集平台各处与大气连通的水、污水和污油。进入开式排放系统的排放源主要为含油污水：包括初期雨水和来自生产、公用系统中的污水。各相关平台初期雨水收集措施设置情况见表 65。</p> <p>3) 固体废弃物收集</p> <p>在平台上设置生产垃圾收集装置，分类收集后运回陆地接收处理，其中危险废物委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理，其余的生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。</p> <p>在平台上设置了生活垃圾收集装置，生活垃圾运回陆地由中国石化集团胜利石油管理局有限公司机关管理服务中心接收处理。固体废物收集装置设置情况见表 66。</p> <p>4、相关工程存在问题及后续管理要求</p> <p>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。</p>																				
	<p>一、周边生态环境保护目标</p> <p>本项目为编制报告表的项目，本次评价按照 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。</p> <p>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、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、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 67、附图 3、附图 9、附图 10。</p>																				
	<p>表 67 主要海域环境保护目标</p> <table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">敏感区名称</th><th>生态保护目标/ 保护对象</th><th>相对工程 方位</th><th>最近 距离 (km)</th><th>距离最近工程</th></tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2">保护区</td><td>山东黄河三角洲国家级自然保护区</td><td>保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主</td><td>S</td><td>4.4</td><td>CB251C 井组平台</td></tr> <tr> <td>东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特</td><td>保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸</td><td>S</td><td>1.0</td><td>CB4D-CB208 海底电缆</td></tr> </tbody> </table>					敏感区名称		生态保护目标/ 保护对象	相对工程 方位	最近 距离 (km)	距离最近工程	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	S	4.4	CB251C 井组平台	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特	保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸	S	1.0
敏感区名称		生态保护目标/ 保护对象	相对工程 方位	最近 距离 (km)	距离最近工程																
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	S	4.4	CB251C 井组平台																
	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特	保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸	S	1.0	CB4D-CB208 海底电缆																

		别保护区	海洋生态系统			
	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	W	4.6	CB208 平台
	渔业三场	毛虾产卵场、索饵场、越冬场	毛虾产卵盛期 6 月	位于产卵场、索饵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆
		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	位于索饵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆
		花鲈产卵场、越冬场	花鲈产卵盛期在 10 月	部分位于产卵场内	0	CB251C、CB271A、CBG4A、CB812、CB819 平台以及 CB819-CBG4A 海底输油管线和海缆
		蓝点马鲛产卵场	蓝点马鲛产卵盛期 5 月中旬~6 月上旬	位于产卵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆
		鲢鱼产卵场、索饵场	鲢鱼产卵盛期为 5 月	部分位于索饵场内	0	CB819 井组平台，以及 CB819-CBG4A 部分海底输油管线和海缆
		对虾产卵场、索饵场	对虾产卵盛期 4 月	N	3.7	CB819 井组平台
	二、山东黄河三角洲国家级自然保护区概况					
	三、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区					
	四、渔业三场概况					
	评价标准	1、海洋环境质量标准				
		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 68。				
		表 68 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）		一类、四类	
		海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）		一类、三类	
		海洋生物生态	海洋贝类	《海洋生物质量》（GB 18421-2001）		一类、三类
			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 69。

表 69 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 \leq	2	3	4	5
无机氮 (以 N 计) \leq	0.20	0.30	0.40	0.50
活性磷酸盐 (以 P 计) \leq	0.015	0.030		0.045
汞 \leq	0.00005	0.0002		0.0005
镉 \leq	0.001	0.005	0.010	
铅 \leq	0.001	0.005	0.010	0.050
总铬 \leq	0.05	0.10	0.20	0.50
砷 \leq	0.020	0.030	0.050	
铜 \leq	0.005	0.010	0.050	
锌 \leq	0.020	0.050	0.10	0.50
挥发酚 \leq	0.005		0.010	0.050
硫化物 (以 S 计) \leq	0.02	0.05	0.10	0.25
石油类 \leq	0.05		0.30	0.50

海洋沉积物质量标准的具体限值详见表 70。

表 70 海洋沉积物质量标准

项目	第一类	第二类	第三类
汞 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.20	0.50	1.00
镉 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.50	1.50	5.00
铅 ($\times 10^{-6}$) \leq	60.0	130.0	250.0
锌 ($\times 10^{-6}$) \leq	150.0	350.0	600.0
铜 ($\times 10^{-6}$) \leq	35.0	100.0	200.0
砷 ($\times 10^{-6}$) \leq	20.0	65.0	93.0
铬 ($\times 10^{-6}$) \leq	80.0	150.0	270.0
有机碳 ($\times 10^{-2}$) \leq	2.0	3.0	4.0
硫化物 ($\times 10^{-6}$) \leq	300.0	500.0	600.0
石油类 ($\times 10^{-6}$) \leq	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 71。

表 71 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）中的一类、三类标准。*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）生产垃圾：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 72 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值
生产垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海。
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 粪便经消毒和粉碎等处理

	表 73 水质主要控制指标					
	储层空气渗透率， μm^2	< 0.01	$[0.01, 0.05)$	$[0.05, 0.5)$	$[0.5, 2.0)$	≥ 2.0
	水质标准分级	I	II	III	IV	V
	悬浮固体含量，mg/L	≤ 8.0	≤ 15.0	≤ 20.0	≤ 25.0	≤ 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	<p>1、水文动力环境、地形地貌与冲淤环境影响分析</p> <p>本项目主要为平台改造扩建、钻完井工程及海底管缆建设等，拟改扩建平台均为透水式结构，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；海底管线及电缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对周边水动力环境、地形地貌与冲淤环境的影响较小。</p> <p>2、海水水质环境影响预测与分析</p> <p>1) 悬浮沙对海水水质影响</p> <p>(1) 立管桩拆除过程悬浮沙</p> <p>本项目在立管桩桩腿排泥和吊离施工过程中会产生悬浮沙。由于悬浮沙产生量较小（仅 61.81m³），且产生时间较短（约 10.5h）。因此，悬浮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。</p> <p>(2) 管缆拆除及敷设悬浮沙</p> <p>海底管线及电缆施工挖沟会产生悬浮沙，本次评价进行了建模预测。</p> <p>本次预测取海底输油管线和电缆的端点作为悬浮物计算控制点，取大潮期进行预测，源强排放时长为一个潮周期。统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，根据海水水质标准值绘制等值线，所围成范围即为管缆施工产生的悬浮物浓度增量超海水水质标准的总包络范围。</p> <p>本工程预测海底管缆排放悬浮物的浓度增量最大包络线分别见图 64、图 65。具体计算结果见表 74，不同超标倍数的包络面积见表 75。</p>			
	表 74 悬浮物排放预测结果			
	管线			
	CB819-CBG4A 海底输油管线、CBG4A-CB819 海缆、CBG4A-CB812 海底输油管线			
	CB4D-CB208 海缆			
	表 75 悬浮物不同超标倍数包络面积 (km ²)			
	管线			
	CB819-CBG4A 海底输油管线、CBG4A-CB819 海缆、CBG4A-CB812 海底输油管线			

CB812 海底输油管线								
CB4D-CB208 海缆								
合计								

2) 施工期废水对海水水质的影响

本项目施工期产生的废水主要包括作业废水、船舶生活污水、船舶机舱含油污水、清洗废水及管线试压废水。

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。

管道清洗废水、管道试压废水进入原油输送系统，不排海。

本项目施工期作业废水、机舱含油污水、管道清洗废水及管道试压废水均不排海，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

1) 立管桩平台拆除

本项目拆除 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 井组平台现有立管桩过程中需要进行排泥及桩管吊离作业，会影响桩腿附近的沉积物环境，但影响面积较小。施工完成后，排泥产生的悬浮沙沉积桩腿位置的周边，在海水运动作用下将逐渐回填于桩腿拆除产生的深坑。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。桩腿附近的沉积物被挖起和覆盖，其中挖起的影响面积是 12.4m²，覆盖的影响面积是 10147.9m²（按照悬浮沙扩散 20m 计算）。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

2) 管道拆除和敷设

海底管道敷设挖沟过程中，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。

	<p>按照工程建设方案分析，本项目管道施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中海底管道开挖的影响面积是 18300m²，覆盖的影响面积是 128100m²。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。</p> <p>4、海洋生态环境影响分析</p> <p>本项目对生态环境的影响主要表现在施工期拆除立管桩、拆除和敷设海底管道产生的悬浮沙对海洋生物生态造成的损害，以及改扩建平台及隔水管占海使海洋生物资源栖息地丧失。</p> <p>1) 生物损失量评估方法</p> <p>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。</p> <p>（1）占用渔业水域的海洋生物资源损害评估</p> <p>本方法适用于因工程建设需要，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：</p> $W_i = D_i \times S_i$ <p>式中：</p> <p>W_i——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾、个、千克（kg）；</p> <p>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）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、kg 每平方千米（kg/km²）；</p> <p>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（km²）或立方千米（km³）。</p> <p>（2）污染物扩散范围内的海洋生物资源损害评估</p> <p>本方法适用于污染物（包括温排水和冷排水）扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。</p> <p>一次性损害：污染物浓度增量区域存在时间少于 15d（不含 15d）；</p> <p>持续性损害：污染物浓度增量区域存在时间超过 15d（含 15d）。</p> <p>①一次性平均受损量评估</p> <p>某种污染物浓度增量超过 GB11607 或 GB3097 中 II 类标准值（GB11607 或 GB3097 中未列入的污染物，其标准值按照毒性试验结果类推）对海洋生物资源损害，按下式计算：</p> $W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$ <p>式中：</p>
--	--

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2 ）、个平方千米（个/ km^2 ）、千克平方千米（kg/ km^2 ）；

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

②持续性损失计算方法

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值如表 76。

表 76 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标 倍数（ B_i ）			
$B_i \leq 1$ 倍			
$1 < B_i \leq 4$ 倍			
$4 < B_i \leq 9$ 倍			
$B_i \geq 9$ 倍			

2) 生物量损失计算参数

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			
底栖生物（g/ m^2 ）			

	鱼卵（粒/m ³ ）																																																																																
	仔稚鱼（尾/m ³ ）																																																																																
	游泳动物成体（kg/km ² ）																																																																																
	幼鱼（尾/km ² ）																																																																																
	头足类幼体（尾/km ² ）																																																																																
	虾类幼体（尾/km ² ）																																																																																
	蟹类幼体（尾/km ² ）																																																																																
<p>3）工程占海对渔业生物资源的影响评价</p> <p>本项目排泥及桩腿吊离施工会使周边区域内海洋生物因栖息地被破坏而死亡，桩腿周边 10m 内损失率按照 100%损失计算，10m~20m 按照 50%损失计算。改扩建平台桩腿及隔水管部分永久占用海域，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。</p> <p>挖沟产生的悬浮物对沿线 10m 内的底栖生物损失率按照 100%损失计算，10m~20m 底栖生物按照 50%损失计算。具体计算见表 78。</p> <p>表 78 平台、管道占用海域造成损失量</p> <table> <tr> <th>种类</th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th><th></th></tr> <tr> <td rowspan="3">底栖生物</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>鱼卵</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>仔稚鱼</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>成体</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>幼鱼</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>头足类幼体</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>虾类幼体</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> <tr> <td>蟹类幼体</td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr> </table>							种类							底栖生物																			鱼卵							仔稚鱼							成体							幼鱼							头足类幼体							虾类幼体							蟹类幼体						
种类																																																																																	
底栖生物																																																																																	
鱼卵																																																																																	
仔稚鱼																																																																																	
成体																																																																																	
幼鱼																																																																																	
头足类幼体																																																																																	
虾类幼体																																																																																	
蟹类幼体																																																																																	
<p>4）悬浮泥沙对渔业生物资源的影响评价</p>																																																																																	

本次评价计算时取工程所在区域平均水深（12m），本项目桩腿排泥和吊离、管道敷设施工时间均较短，悬浮沙影响时间均不超过 15d，因此不考虑累计损害量（不考虑影响周期数 T），仅考虑一次性平均损失量。

表 79 悬浮沙扩散对渔业生物损失量的估算

种类							
鱼卵 (万粒)							
仔稚鱼 (万尾)							
成体 (kg)							
幼鱼 (尾)							
头足类 幼体 (尾)							
虾类幼体 (尾)							
蟹类幼体 (尾)							

5) 施工期总损失量

表 80 施工期造成的海洋生物资源总损失量

生物名称			
------	--	--	--

底栖生物 (kg)				
鱼卵 (万粒)				
仔稚鱼 (万尾)				
成体 (kg)				
幼鱼 (尾)				
头足类幼体 (尾)				
虾类幼体 (尾)				
蟹类幼体 (尾)				
<p>6) 施工期生物资源损失金额计算</p> <p>根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)的规定：(1)“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，新建平台及立管桩属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；(2)“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段桩腿排泥、吊离、开挖管沟产生的悬浮沙造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。</p> <p>(1) 渔业损失计算公式</p> <p>①鱼卵、仔稚鱼经济价值计算公式</p> <p>鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：</p> $M=W \times P \times E$ <p>式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额，元；</p> <p>W—鱼卵、仔稚鱼损失量，个/尾；</p> <p>P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算；</p> <p>E—鱼苗的商品价格，根据项目实际建设时间的主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。</p> <p>②渔业生物经济价值计算公式</p> <p>渔业生物资源经济价值按下式计算：</p> $M_i = W_i \times E_i$ <p>式中：M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额，元；</p> <p>W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量，kg；</p>				

	<p>E_i—生物资源的商品价格。</p> <p>(2) 渔业资源经济损失额</p> <p>渔业生物资源损失经济补偿额共为 66.451 万元。应对对渔业资源的补偿费用纳入环保投资，渔业资源经济损失额见表 81。</p> <p>表 81 渔业资源损失经济补偿明细</p> <table> <tr> <th>类别</th><th>□</th><th>□</th><th>□</th><th>□</th><th>□</th><th>□</th></tr> <tr> <td rowspan="8">施工期（临时占用）</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td rowspan="8">运营期（平台占用）</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> <tr> <td>合计</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td><td>□</td></tr> </table>						类别	□	□	□	□	□	□	施工期（临时占用）	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	运营期（平台占用）	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	□	合计	□	□	□	□	□	□
类别	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
施工期（临时占用）	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
运营期（平台占用）	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
合计	□	□	□	□	□	□																																																																																																																
	<p>因此，本项目施工期对周围海域的海洋生态环境会造成一定的影响。</p> <p>5、对周围环境敏感目标的影响分析</p> <p>1) 对周围环境敏感区的影响分析</p> <p>本项目附近海域有自然保护区、海洋特别保护区等。其中，距离本项目最近的敏感目标为东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，与 CB4D-CB208 海底电缆最近距离 1.0km，其次为山东黄河三角洲国家级自然保护区，与 CB251C 井组平台最近距离 4.4km。</p> <p>(1) 海域占用影响分析</p> <p>本项目改扩建平台桩腿尺寸较小，为透水式结构，且施工时间较短，距离敏感区均较远，因此施工期不会对山东黄河三角洲国家级自然保护区、东营利津底</p>																																																																																																																					

	<p>栖鱼类生态国家级海洋特别保护区产生影响。</p> <p>（2）悬浮物扩散影响分析</p> <p>在桩腿排泥和吊离过程、管道拆除及敷设挖沟过程中，泥沙与海水混合，形成悬沙含量很高的水团，从而大大地增加了水中悬浮物质的含量。</p> <p>根据预测结果，悬浮泥沙的最大影响距离（以超一类海水水质标准的最大距离计）为 2.06km。</p> <p>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 4.4km，根据预测结果，悬浮泥沙不会扩散到山东黄河三角洲国家级自然保护区，正常情况下，施工期不会对山东黄河三角洲国家级自然保护区产生影响。</p> <p>根据工程位置可知，本项目与东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近距离为 1.0km，本项目施工过程中不可避免会对保护区内流程、海水水质、沉积物环境及海洋生态造成一定影响。本项目施工周期较短，悬浮沙很快沉降，很快恢复到一类水质。因此，本项目施工期悬浮沙对东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区影响较小。</p> <p>因此，本项目的建设对周围环境敏感区的影响很小。</p> <p>2）对“三场一通道”的影响分析</p> <p>本项目工程位于毛虾、三疣梭子蟹、花鲈、蓝点马鲛、鲢鱼“三场一通道”内。由于油气资源位置的限制，本项目无法避让以上“三场一通道”。</p> <p>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，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、三疣梭子蟹等造成直接伤害。但是，由于本项目产生悬浮沙的施工内容较少，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。</p> <p>其他“三场一通道”距离本项目距离较远，均大于 3km。根据预测，本项目悬浮泥沙超一类水质的最大影响距离（以超一类海水水质标准的最大距离计）为 2.06km，因此本项目对其他“三场一通道”产生影响较小。</p> <p>6、固体废物的影响分析</p> <p>油层钻屑和油层废弃钻井液交山东天中环保有限公司进行处置，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。</p>
--	--

	<p>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。拆除的平台结构全部运回陆地，回收至胜利油田资产库，统一处置。生产垃圾进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理，不排海；其余的生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务集团有限公司接收处理，不排海。因此，固体废物不会对海洋环境造成影响。</p> <p>7、大气环境影响分析</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>8、施工期环境风险分析</p> <p>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。</p> <p>1）考虑到本项目危险物质数量与临界量比值<1，则环境风险潜势直接判定为I，风险评价等级为简单分析。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p> <p>4）本项目施工期间，拟采用拖轮、驳船等船舶运输物流。根据调查，本项目施工拟采用的船舶中，燃油舱最大装载量不大于50m^3。因此，本项目施工船舶碰撞漏油量最大为50m^3。</p> <p>5）本项目发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为5.0×10^{-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</p>
--	--

	<p>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 5.0×10^{-7} 次/a。</p>
运营生态环境影响分析	<p>1、海水水质影响分析</p> <p>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、生产垃圾均不排海，运营期仅有阳极块中少量锌的释放。本项目新增采出水、作业废水及初期雨水均在处理达标后回注地层，不外排。</p> <p>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。</p> <p>因此，本项目运营期间正常工况对海水水质影响较小。</p> <p>2、沉积物环境的影响分析</p> <p>本工程拟敷设海底管道埋设至海床以下 1.5m，采用高效铝合金牺牲阳极，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海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。本工程海底管道使用的镯状牺牲阳极单个阳极块重 49.5kg，由于单个阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，叠加本工程现状调查中沉积物中的锌含量平均背景值 53.1×10^{-6}，则海底管道在周围沉积物中锌含量最大为 53.6×10^{-6}，远小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6}，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。</p> <p>3、海洋生态及渔业资源影响分析</p> <p>本项目正常运行期间没有污染物排海，对海洋生态及渔业资源影响较小。</p> <p>4、环境风险分析</p> <p>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。</p> <p>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。海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。</p>

	<p>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。</p>
<p>选址 选线 环境 合理 性分 析</p>	<p>本项目拟改扩建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；本项目新建的海底管缆均位于《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)》中埕北工矿通信用海区；本项目的选址是合理可行的。</p>

五、主要生态环境保护措施

<p>施工期生态环境保护措施</p>	<p>1、生态环境保护措施</p> <p>1) 妥善处置各类固体废物、废水，禁止排海。</p> <p>2) 施工时做好统筹规划，尽量缩短施工时间。</p> <p>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。</p> <p>4) 鉴于本项目拟拆除和敷设的管道位于毛虾、花鲈、蓝点马鲛产卵场内，本项目挖沟施工应避开毛虾、花鲈、蓝点马鲛产卵盛期（5月中旬～6月、10月）。</p> <p>5) 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。</p> <p>6) 本项目渔业生物资源损失经济补偿额为 66.451 万元，拟采用增殖放流的形式进行生态修复，增殖放流品种拟选择毛虾、花鲈、蓝点马鲛等。由于本项目补偿金额较小，可将补偿金额纳入其他建设项目，一同开展增殖放流。</p> <p>2、施工期污染防治对策</p> <p>1) 固体废物处置措施</p> <p>油层钻屑和油层废弃钻井液交山东天中环保有限公司进行处置，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。拆除的平台结构全部运回陆地，回收至胜利油田资产库，统一处置。</p> <p>生产垃圾进行分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理，不排海；其余的生产垃圾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。各类生产垃圾运到陆地之后，严格按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第 43 号[2020 年修正本]）的要求进行回收利用或处置，并做好接收、转运记录。</p> <p>2) 废水处置措施</p> <p>管道清洗废水、管道试压废水等均进入现有集输系统处理，不排海。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。</p> <p>3) 船舶污染物处理措施</p> <p>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。</p> <p>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</p>
--------------------	--

生活污水和船舶生活垃圾等。

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。

4）管线清洗废水、试压废水处置措施

清洗废水、试压废水通过管道进入现有的原油输送系统，不排海。

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 82。

表 82 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。

	<p>(2) 船舶停靠的油码头按相关规定配备消防设施。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>3) 溢油应急措施</p> <p>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。有人值守平台均配备了应急物资，并定期进行维护及保养，定期进行溢油应急演练。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。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>1、运营期污染防治对策及生态保护对策</p> <p>本项目投产后，新增的采出水、作业废水及初期雨水均处理达标后回注地层，不排海；新增的生产垃圾运回陆地妥善处置，不排海；</p> <p>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。</p> <p>2、运营期环境风险防范与应急措施</p> <p>1) 修井阶段风险防范措施</p> <p>(1) 加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故；</p> <p>(2) 定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理；</p> <p>(3) 加强人员培训，避免人员操作失误引发的事故。</p> <p>2) 船舶碰撞事故风险防范措施</p> <p>(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。</p> <p>(2) 船舶停靠的油码头按相关规定配备消防设施。</p> <p>(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</p>

	<p>状态。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>3) 应急措施</p> <p>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。各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。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。</p>																
其他	<p>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）及《埕岛油田埕北 208 块产能建设工程环境影响报告书》（环审[2020]121 号）中的跟踪监测点位，具体监测计划见表 83。</p> <p style="text-align: center;">表 83 跟踪监测计划</p> <table><tr><th>环境要素</th><th>监测项目</th><th>监测方法</th><th>监测站位</th><th>监测频率</th></tr><tr><td>海水水质</td><td>化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、锌、镉、铜、铅等</td><td rowspan="4">《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）、《海洋监测规范》（GB 17378-2007）</td><td rowspan="4">见图 66</td><td rowspan="4">每 3 年监测一次</td></tr><tr><td>海洋生态环境</td><td>叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物</td></tr><tr><td>沉积物环境</td><td>石油类、有机碳、硫化物、锌、镉、铜、铅等</td></tr><tr><td>生物质量</td><td>重要经济生物体内重金属及石油烃的含量</td></tr></table>	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》（GB/T 12763-2007）、《海洋监测规范》（GB 17378-2007）	见图 66	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》（GB/T 12763-2007）、《海洋监测规范》（GB 17378-2007）	见图 66	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	<p>本项目总投资为 93055.1 保投资 2752.451 万元，占总投资的 2.96 投资详见表 84。</p> <p style="text-align: center;">表 84 环保投资估算</p>																

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%	2330.0
2	生产垃圾	拉运及处理费用	100%	6.0
3	拆除的平台结构	拉运费用	100%	20.0
4	船舶污染物	拉运及处理费用	100%	68.0
5	火炬	建设费用	50%	230.0
6	管道紧急关断系统	建设费用	25%	12.0
7	生态补偿费用	增殖放流	100%	66.451
8	环境影响评价及竣工环保验收	评价及监测费用	100%	20.0
合 计				2752.451

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	<p>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；</p> <p>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、管道清洗废水、管道试压废水全部进入集输系统，处理达标后回注地层，不外排。</p>	<p>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、管道清洗废水、管道试压废水不排海。</p>	<p>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。</p>	<p>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）；</p> <p>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。</p>
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
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	<p>1、油层钻屑和油层废弃钻井液交山东天中环保有限公司进行处置，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。</p> <p>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。</p> <p>3、生产垃圾分类收集，其中含油危险废物委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理；其余的生产垃圾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。</p> <p>4、拆除的平台结构等运回陆地回收至胜利油田资产库，统一处置。</p>	<p>1、钻屑和废弃钻井液均妥善处置不外排。</p> <p>2、生活垃圾不外排；</p> <p>3、生产垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008），生产垃圾不排海。</p> <p>4、拆除的平台结构等运回陆地回收至胜利油田资产库，统一处置。</p>	<p>1、生产垃圾全部分类收集，其中危险废物暂存至海洋采油厂危废暂存处，再委托山东康明环保有限公司等有资质的单位进行处理；其余的生产垃圾运回陆地交由山东翔逸物业服务有限公司接收处理。</p> <p>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。</p>	<p>1、生产垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008），生产垃圾不排海。</p> <p>2、生活垃圾不外排。</p>
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。	《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》。	运营期各项风险防范措施及溢油应急设施设备。	《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》。
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》及《埕岛油田埕北 208 块产能建设工程环境影响报告书》中的监测计划。	/
其他	/	/	/	/

七、结论

本项目建设内容主要为：①中心二号平台火炬桩改造工程：注水平台西北侧新建 1 座火炬桩及 1 座火炬塔，并配套建设 1 座栈桥搭接平台、2 个支撑桩、3 跨栈桥，迁移海缆 2 条；②对 CB25D、CB251C、CB271A、CB4B 等 4 座平台进行改造，对井口平台进行调整、上部组块进行部分切割，新建 4 座计量一体化平台；拆除 9 条海底输油管道立管段及水平段 570m，重新敷设 9 条海底输油管道立管段和水平段 650m 接入新建计量一体化平台；拆除 9 条海底注水管道立管段及水平段 452m，重新敷设 9 条海底注水管道立管段和水平段 600m 接入新建计量一体化平台；拆除和敷设海底管道挖沟工作量共计 2820m；拆除 11 条海底电缆 550m、重新敷设 11 条海底电缆 760m 接入新建计量一体化平台；增加 48 个预留井眼。③埕岛油田产能调整工程：CB208 井组平台新建 1 座 16 井式井口平台（CB208C 井口平台），CB208C 井口平台上共部署 8 口生产井（油井 6 口，注水井 2 口），8 个预留井眼；新建 CB4D-CB208 海底电缆 1 条（2.7km）。CB22F 平台新建 1 座 20 井式井口平台（CB22FD 井口平台），CB22FD 井口平台上共部署 13 口生产井（油井 11 口，注聚井 2 口），7 个预留井眼；CB22F 平台现有 3 台注聚泵原位置更换（额定排量 $20\text{m}^3/\text{h}$ 提高到 $30\text{m}^3/\text{h}$ ）。CBG4A 平台东侧新建 1 座 12 井式井组平台，配套配电室及工艺设施，并对已建井组平台及生产平台的工艺流程改造，平台上共部署 7 口生产井（油井 5 口，注水井 2 口），5 个预留井眼；CBG4A 现有注水平台的 3 台注水泵更换为 2 台长轴注水泵（ $40\text{m}^3/\text{h}$ ），并配套更新 2 台喂水泵（ $50\text{m}^3/\text{h}$ ）和 1 座注水罐（ 100m^3 ）。CB819 拉油平台改造为井组平台，部署 4 口油井；利用预留井眼新钻 2 口油井和侧钻 2 口油井，新建计量、加热装置。海管海缆工程包括新建 CB819-CBG4A 海底输油管线（2.46km），新建 CBG4A-CB812 海底输油管线（2.04km），新建 CBG4A-CB819 海底电缆（2.30km），对已建的 CB812-CBG4A 海底电缆 CBG4A 端进行改造（0.26km），CB812 平台配套建设 1 座立管桩平台。

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）、《山东省海洋主体功能区规划》（鲁政发〔2017〕22 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。

本项目距离山东黄河三角洲国家级自然保护区 4.4km，本项目距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区 1.0km，不在生态保护红线内，距离最近的黄河三角洲北部重要滩涂及浅海水域生态保护红线 4.6km。周边敏感目标还有渔业三场，本项目位于毛虾、三疣梭子蟹、花鲈、蓝点马鲛、鲢鱼“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很小。因此，在积极落实本报告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。



埕岛油田 CB25D、CB208 扩等平台改造及产能
调整工程

环境风险专项评价

项目编号：HYP202504006

森诺科技有限公司

2025 年 12 月

目 录

1 总则	1
2 现有工程环境风险回顾性评价.....	7
3 环境风险识别	8
4 环境风险分析	11
5 环境风险事故影响分析.....	16
6 环境风险防范措施及应急要求.....	27
7 风险评价结论及建议.....	47

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、地表水和地下水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仓中。

（2）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
	熔点（℃）：-259.2	沸点（℃）：120～200
	相对密度：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	<p>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；</p> <p>②易挥发性：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；</p> <p>③毒性物质：原油属于低毒类物质；</p> <p>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；</p> <p>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；</p> <p>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。</p>

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℃
	相对于水的密度是 0.42	相对于空气密度是 0.55
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	<p>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。</p> <p>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。</p> <p>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。</p>	

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：稍有粘性的棕色液体	
	相对于水的密度：0.87~0.9	
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 CB819-CBG4A 海底输油管线及 CBG4A-CB812 海底输油管线内，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

独立单元名称	危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q
				q _i （t）	Q（t）	
1	1	2	3	4	5	6
	7			8	9	
2	10	11	12	13	14	15
	16			17	18	
19						20

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。②CB819-CBG4A 管线原油的气油比按照 64.2m³/t 计算，CBG4A-CB812 管线原油的气油比按照 64.2m³/t 计算，伴生气密度按照 0.77kg/m³ 计算。

本项目危险物质数量与临界量比值 Q_{\max} 为 0.807<1，则直接判定该项目环境风险潜势为 I。

(3) 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

按照《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)中的有关规定,风险评价工作等级划分如表 1.2-5。

表 1.2-5 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

考虑到本项目危险物质数量与临界量比值 <1 ,则环境风险潜势直接判定为 I,风险评价等级为简单分析。

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 1.2-6。

表 1.2-6 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	相对工程方位	最近距离（km）	距离最近工程
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	S	4.4	CB251C 井组平台
	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	保护半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	S	1.0	CB4D-CB208 海底电缆
	黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	保护半滑舌鳎种质资源及生存环境	SW	10.9	CB4D-CB208 海底电缆
	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	主要保护对象为黄河口文蛤等	SE	27.0	CB251C 井组平台
	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	主要保护对象有真鲷、花鲈、三疣梭子蟹	SE	27.0	CB251C 井组平台
	山东东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	文蛤等贝类及其栖息环境	W	16.7	CB208 井组平台
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	W	4.6	CB208 井组平台
渔业三场	毛虾产卵场、索饵场、越冬场	毛虾产卵盛期 6 月	位于产卵场、索饵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆
	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	位于索饵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆
	花鲈产卵场、越冬场	花鲈产卵盛期在 10 月	部分位于产卵场内	0	CB251C、CB271A、CBG4A、CB812、CB819 平台以及 CB819-CBG4A 海底输油管线和海缆
	蓝点马鲛产卵场	蓝点马鲛产卵盛期 5 月中旬～6 月上旬	位于产卵场内	0	全部 10 座平台，以及新建输油管线和海缆

敏感区名称		生态保护目标/保护对象	相对工程方位	最近距离（km）	距离最近工程
	鳀鱼产卵场、索饵场	鳀鱼产卵盛期为 5 月	部分位于索饵场内	0	CB819 井组平台，以及 CB819-CBG4A 部分海底输油管线和海缆
	对虾产卵场、索饵场	对虾产卵盛期 4 月	N	3.7	CB819 井组平台

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计划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。

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。

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	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）

根据工程方案，本项目新钻24口油井、2口注聚井、4口注水井，侧钻2口油井，根据表4.1-1估算，本项目32口井发生井涌的概率为 9.3×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 8.3×10^{-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	32	9.3×10^{-5}	8.3×10^{-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和油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010),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 8.8×10^{-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 3.9×10^{-6} 次/a;本项目与外来航船碰撞的概率为 2.5×10^{-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 1.1×10^{-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 5.0×10^{-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	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}
合计				5.0×10^{-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 5.0×10^{-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: 1.0×10^{-3} 次/a

油气传输区: 3×10^{-4} 次/a

油气处理区: 4×10^{-3} 次/a

本工程共涉及新增井口区 4 处、油气传输区 6 处,因此估算生产运营期间,火灾事故发生频率为 5.8×10^{-3} 次/年,由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级,因此,泄漏溢油事故概率不高于 5.8×10^{-4} 次/a。

4.1.4 海底管线泄漏事故

海底管道突发风险事故，主要是指海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。其中因海水腐蚀造成的海底管道事故的可能性较小。

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km, 328858km·a。同时，挪威船级社（Det Norske Veritas, DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。

本工程平台新建 2 条海底输油管线，本工程管线泄漏概率具体见表 4.1-4。

表 4.1-4 本工程管线泄漏概率

管道类型	管道规格	管线长度（m）	泄漏概率（次/a）

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，总燃油舱仓容 260m³，实际最大燃油储存量为 215m³，其中最大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 海底管线泄漏事故

海管原油的最大可能泄漏量由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，根据最不利原则，按照全管径泄漏进行估算；另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。

本项目新建 2 条海底输油管道，本次评价以 2 条海底管道为代表计算海底管道溢油量。CB819-CBG4A 海底输油管道内径为 200mm，长度为 2460m；CBG4A-CB812 海底输油管道内径为 250mm，长度为 2040m。

当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管道内部分原油会缓慢漏出。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中：

- V_{rel} 为原油泄漏量，bb1；
- V_{pipe} 为管段体积，ft³；
- F_{rel} 为最大泄漏率；
- f_{GOR} 为压力衰减系数；
- $V_{pre-shut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bb1。

表 4.2-1 泄漏参数和泄漏量情况一览表

符号				
f_{GOR}				
F_{rel}				
V_{pipe}				
P				
P_0				
h				
D				
t				

符号				
ρ				
$V_{pre-shut}$				
V_{af}				
V_{rel}				
V_{rel}				
w				
V 油				

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、海底管线泄漏等。

(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。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 9.3×10^{-5} 次/a。

(4) 项目运营期存在海底管线泄漏事故的风险，根据前文分析，本项目 CB819-CBG4A 海底输油管线发生泄漏概率为 1.23×10^{-3} 次/a，原油最大可能泄漏量为 25.87t；本项目 CBG4A-CB812 海底输油管线发生泄漏概率为 1.02×10^{-3} 次/a，原油最大可能泄漏量为 25.69t。

5、环境风险事故影响分析

5.1 溢油事故影响数值模拟

5.1.1 溢油预测模式

溢油进入水体后发生扩展、漂移、扩散等油膜组分保持恒定的输移过程和蒸发、溶解、乳化等油膜组分发生变化的风化过程，在溢油的输移过程和风化过程中还伴随着水体、油膜和大气三相间的热量迁移过程，而黏度、表面张力等油膜属性也随着油膜组分和温度的变化发生不断变化。本工程二维溢油模型拟采用的是国际上得到广泛应用的“油粒子”模型，该模型可以很好地模拟上述物理化学过程，另外，“油粒子”模型是基于拉格朗日体系具有高稳定性和高效率的特点。“油粒子”模型就是把溢油离散为大量的油粒子，每个油粒子代表一定的油量，油膜就是由这些大量的油粒子所组成的“云团”。首先计算各个油粒子的位置变化、组分变化、含水率变化，然后统计各网格上的油粒子数和各组分含量可以模拟出油膜的浓度时空分布和组分变化。

假设包括背景流场和波浪净流在内的表层流已知流速分量为 U_b ， V_b ，而不确定方法表示湍流的随机扩散由随机游动速度 U' 和 V' 表示，则每一个油粒子的漂移速度为

$$\begin{aligned} U &= U_b + U' \\ V &= V_b + V' \end{aligned} \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为：

$$\begin{aligned} x^{n+1} &= x^n + U_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \\ y^{n+1} &= y^n + V_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \end{aligned} \quad (2)$$

对时间 t 方向上采用中心差分，能够保证上述差分方程的二阶精度。上式中 ξ ， K_H 分别代表 $[-1, 1]$ 区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

波浪净流的量值较小，因为溢油油膜的覆盖使海面变得较为平坦。它可根据二阶 Stokes 波理论由下式给出：

$$u_{\text{wave}} = \frac{K\omega H^2}{8sh^2(Kd)} ch(2Kz_0) \quad (3)$$

式中 K ， ω ， H ， d ， z 分别代表波数，波圆频率、波高、水深和油粒子所处的深度。

波浪的主要作用并不在于波浪净流，因为它较背景流场要小得多。波浪作用主要在于搅动水面，及由破碎引起溢油入水。溢油入水体积可写为：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{C_2 t H_s^2 / L} \quad (4)$$

其中， V_0 ， t ， H_s ， L 分别为溢油初始体积，时间，有效波高和波长。 C_2 为常数，取作 $-2.53 \times 10^{-3} / V_0^{0.62}$ 。

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定的背景场垂向流速分量 W_b 及浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离

$$\Delta z = (W_b + W_L) \Delta t + \xi \sqrt{6K_v} \Delta t \quad (5)$$

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{C_2 t H_s^2 / L} \quad (6)$$

H_s ， T ， Z ， K ， C 分别为有效波高，周期，深度，波数和常数。上浮速度分量依据油滴直径大小分别计算。设浮力作用下，油滴临界直径为 d_e ，则有

$$d_e = \frac{9.52 \nu^{2/3}}{g^{1/3} (1 - \rho_o / \rho_w)^{1/3}} \quad (7)$$

$$\text{对 } d_i < d_e \quad W_L = g d_i^2 (1 - \rho_o / \rho_w) / 18 \nu \quad (8)$$

$$\text{对 } d_i > d_e \quad W_L = \left[\frac{8}{3} g d_i (1 - \rho_o / \rho_w) \right]^{1/2} \quad (9)$$

式中 g ， d_i ， ν ， ρ_o ， ρ_w 分别为重力加速度，油滴直径，运动粘性系数，油密度和水密度。类似于 (2.1-2)，我们可以写出油滴垂向运移的中心差分公式：

$$z^{n+1} = z^n + (W_b + W_L)^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_v} \Delta t + o(\Delta t^2) \quad (10)$$

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

$$F_V = \ln \left[1 + B' \left(\frac{T_G}{T} \right) \theta e^{(A' - B' \frac{T_0}{T})} \right] \frac{T}{B' T_G} \quad (11)$$

式中 $A' = 6.3$ ， $B' = 10.3$ ， T 为油温， T_0 为油的沸点曲线梯度， T_0 为油的初始沸点温

度， θ' 为挥发系数由下式确定：

$$\theta' = CW^{0.78}tA/V_o \quad (12)$$

C 为常数，W 风速，t 时间，A 油膜面积， V_o 初始溢油体积。乳化程度由含水率 Y_w 表示，依据 Mackay (1980)：

$$Y_w = \frac{1}{K_B} [1 - e^{-K_A K_B (1+W)^2 t}] \quad (13)$$

其中 Y_w 为乳化物含水量 (%)， K_A 取 4.5×10^{-6} ， K_B 取 $1/Y_w^F$ ， Y_w^F 为最终含水量，取 1.25。

则水面油粒子体积应为：

$$V_i = V_o (1 - F_{Vi}) / (1 - Y_{wi}) \quad (14)$$

设乳化前油密度为 ρ_o ，水密度为 ρ_w ，则乳化后油密度

$$\rho_* = (1 - Y_w) \rho_o + Y_w \cdot \rho_w \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为：

$$\rho = (0.6\rho_o - 0.34)F_v + \rho_o \quad (16)$$

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

$$\rho = (1 - Y_w) [(0.6\rho_o - 0.34)F_v + \rho_o] + Y_w \cdot \rho_w \quad (17)$$

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

$$\nu_* = \nu \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (18)$$

挥发对油粘性的影响为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \quad (19)$$

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (20)$$

其中， ν_o 为初始时油膜的运动粘性系数。

开边界条件：

在开边界处，给定水位，水位采用岸边验潮站观测资料求得潮汐调和常数输入计算，

可以计算得到海区内部的结果。

$$\zeta = \sum_i f_i H_i \cos[\sigma_i t + (V_0 + u)_i - \theta_i] + H_0 \quad (21)$$

其中， H_i 为分潮振幅； θ_i 为分潮迟角， H_0 为平均海面高度，与风海流及密度流有关。

5.1.2 预测模式中有关参数的设定

(1) 溢油类型

根据油气泄漏风险事故分析，对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析，主要是海底管道泄漏，本报告选取原油进行预测。

(2) 溢油位置的选择与源强

溢源源强：考虑最不利情况，按照全管径泄漏进行估算；原油最大可能泄漏量，由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。

本项目 CB819-CBG4A 海底输油管线原油最大可能泄漏量为 25.87t；本项目 CBG4A-CB812 海底输油管线原油最大可能泄漏量为 25.69t。因此本次评价以 CBG4A 平台作为预测点，溢油量取 25.87t。

(3) 油品性质

本工程平均原油密度 935.6kg/m³。

(4) 潮型与潮时

选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻。

(5) 常风与大风风速取值

本海域处于中纬度季风气候区，夏季盛行 SE 风，冬季盛行 NW 风，年平均以 W 风出现频率最多，再结合工程附近敏感保护目标的分布选择 N、E 方向风进行预测。SE、NW、W、E 方向风向风速的取值引自《埕岛油田主体及西北部开发工程环境影响报告书》，E、NE 方向风向风速资料根据统计资料取值，风向风速具体情况见表 5.1-1。每一种风况均考虑涨潮与落潮的情况。

表 5.1-1 溢油数值模拟扩散选取风况

风向	■	■	■	■	■	■	■
平均风速 (m/s)	■	■	■	■	■	■	■
最大风速 (m/s)	■	■	■	■	■	■	■
备注	■	■	■	■	■	■	■

5.1.3 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布

由溢油扩散轨迹及油膜图可以看出,溢油事故发生后,油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下运动,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。

在均风条件下,涨潮时,若发生溢油,E风向上72小时的漂移距离为26.8km,扫海面积为150.0km²,残余油量为13.2t;NE风向上72小时的漂移距离23.7km,扫海面积220.25km²,残余油量为10.7t;NW风向上72小时的漂移距离为37.2km,扫海面积为159.5km²,残余油量为10.8t;N风向上72小时的漂移距离为24.1km,扫海面积为151.25km²,残余油量为14.6t;SE风向上72小时的漂移距离为32.6km,扫海面积为159.25km²,残余油量为11.8t;SSE风向上72小时的漂移距离为47.8km,扫海面积为195.5km²,残余油量为13.9t;SSW风向上72小时的漂移距离为36.5km,扫海面积为227.0km²,残余油量为10.2t;W风向上72小时的漂移距离为29.6km,扫海面积为185.5km²,残余油量为11.4t。

在均风条件下,落潮时,若发生溢油,E风向上72小时的漂移距离为26.3km,扫海面积为175.75km²,残余油量为11.9t;NE风向上72小时的漂移距离34.6km,扫海面积161.25km²,残余油量为13.4t;NW风向上72小时的漂移距离为40.5km,扫海面积为129.75km²,残余油量为14.6t;N风向上72小时的漂移距离为31.5km,扫海面积为150.5km²,残余油量为13.2t;SE风向上72小时的漂移距离为33.4km,扫海面积为163.25km²,残余油量为14.2t;SSE风向上72小时的漂移距离为50.2km,扫海面积为201.0km²,残余油量为12.7t;SSW风向上72小时的漂移距离为38.7km,扫海面积为218.75km²,残余油量为12.5t;W风向上72小时的漂移距离为31.4km,扫海面积为183.25km²,残余油量为12.6t。

在极风条件下,涨潮时,若发生溢油,E风向上72小时的漂移距离为71.8km,扫海面积为266.5km²,残余油量为8.5t;NE风向上72小时的漂移距离42.8km,扫海面积224.25km²,残余油量为8.9t;NW风向上72小时的漂移距离为78.5km,扫海面积为179.0km²,残余油量为7.8t;N风向上72小时的漂移距离为54.9km,扫海面积为296.5km²,残余油量为7.9t;SE风向上72小时的漂移距离为110.5km,扫海面积为266.25km²,残余油量为9.1t;SSE风向上72小时的漂移距离为90.5km,扫海面积为234.25km²,残余油量为7.6t;SSW风向上72小时的漂移距离为69.4km,扫海面积为245.75km²,残余油量为7.1t;W风向上72小时的漂移距离为54.9km,扫海面积为175.75km²,残余油量为

8.1t。

在极风条件下，落潮时，若发生溢油，E 风向上 72 小时的漂移距离为 39.7km，扫海面积为 381.25km²，残余油量为 9.2t；NE 风向上 72 小时的漂移距离 44.3km，扫海面积 234.25km²，残余油量为 7.5t；NW 风向上 72 小时的漂移距离为 88.3km，扫海面积为 183.75km²，残余油量为 8.4t；N 风向上 72 小时的漂移距离为 54.9km，扫海面积为 296.5km²，残余油量为 7.9t；SE 风向上 72 小时的漂移距离为 88.7km，扫海面积为 240.25km²，残余油量为 8.5t；SSE 风向上 72 小时的漂移距离为 91.4km，扫海面积为 186km²，残余油量为 8.3t；SSW 风向上 72 小时的漂移距离为 71.2km，扫海面积为 192.25km²，残余油量为 8.2t；W 风向上 72 小时的漂移距离为 55.2km，扫海面积为 143.75km²，残余油量为 8.6t。

表 5.1-2 溢油漂移距离与扫海面积（均风）




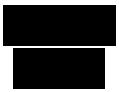



















































风向					
E					
NE					
NW					
N					
SE					
SSE					
SSW					
W					

表 5.1-3 溢油漂移距离与扫海面积（极风）

风向					
E					

NE						
NW						
N						
SE						
SSE						
SSW						
W						

5.1.4 对环境敏感区事故后果分析

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。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区、黄河三角洲国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区、山东东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区、山东东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区等，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，在运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。本项目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。

为了评价溢油对敏感目标的影响，本报告模拟了不同工况条件下油膜抵达敏感区暴露时间，可以为应急反应或者应急计划编制提供技术支撑。由模拟结果可以看出本项目一旦发生溢油，抵达黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区的最短时间为 10 小时，残存油量为 19.5t；抵达黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区的最短时间为 11 小时，残存油量为 18.7t；抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区内的最短时间为 7 小时，残存油量为 22.4t；抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的时间最短为 24

小时，残存油量为 16.4t；抵达山东东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区的时间最短为 15 小时，残存油量为 17.5t；抵达山东东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区的时间最短为 6h，残存油量为 22.4t。

表 5.1-4 溢油对周围敏感目标的影响

敏感目标	溢油影响	溢油影响	溢油影响
黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区	■	■	■
黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	■	■	■
山东黄河三角洲国家级自然保护区	■	■	■
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	■	■	■
山东东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	■	■	■
山东东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	■	■	■

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。浮游动物石油急性重点致死浓度范围为（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 时就有油臭味。Moore 等 (1974) 报道过牡蛎暴露于低至 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 12km² 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 CO₂ 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

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。但若这些措施出现失效的状况，则溢油的现象依然会发生。

- (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，严格按照规定进行操作；
- (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、地质资料的勘查研究，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、地质资料的勘查研究，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。

6.1.8 海管溢油事故风险防范措施

生产阶段存在发生海管溢油事故的风险。针对海管溢油事故，建设单位主要采取以下防范措施：

(1) 工程防腐主要包括防腐涂层和阴极保护。涂装前钢材表面要彻底清除表面的铁锈、油污、氧化皮等；拟建项目阴极保护采用牺牲阳极法，根据不同钢结构所需的保护电流量和单块阳极的发生电流量，确定阳极的规格和用量，以满足设计寿命的要求，

并且留有一定的腐蚀裕量；

(2) 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，压力试验的选取值大于最大工作压力的 1.5 倍；

(3) 通过超声波测厚、阳极检验和节点电位测量腐蚀电位测量来检测海管腐蚀情况；

(4) 设定安全作业区，在生产期间，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区；

(5) 采取现场巡护与视频监控相结合的方式，定期护卫巡逻；

(6) 定期聘请检测单位对在服海底管道进行检查，检查的内容包括管道在位状态、水面以上部分防腐状态、管线两端附件、悬空治理情况、立管保护与固定装置，对检验合格的海底管道发证。

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环境保护法》（主席令〔2023〕12 号）、《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。

在项目正式投产作业前，建设单位应完善《埕岛油田海洋石油开发生产油气污染应急预案》，将本工程的油气污染应急预案纳入其中，报海洋主管部门备案。

应急计划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。

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。

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。

4) 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。

5) 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：

6) 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。

7) 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) 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6.2-1。埕岛油田19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6.2-2。

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。

（2）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砣矶岛，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 723m³/h、总溢油储存能力 1329m³，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 6.2-3。溢油回收船的物资配备情况见表 6.2-4。

表 6.2-1 胜利油田陆上站场现有应急物资装备统计表

序号	物资名称				
1	围油栏				
2	吸油毡				

序号	物资名称				
3	消油剂				
4	捞油网				
5	收油机				
6	收油船				
7	消油剂喷洒器				

序号	物资名称				
8	热水清洁装置				
9	冷水清洁装置				
10	卸载装置				
11	化学吸附剂				













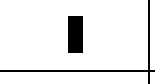

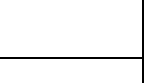
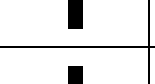




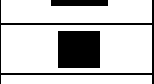
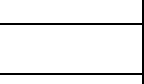

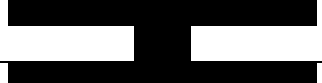



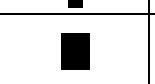


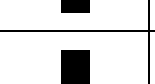






表 6.2-2 新北油田、埕岛油田海上平台现有应急物资装备统计表

[illegible]

[illegible]

表 6.2-3 胜利油田海洋应急中心溢油应急抢险装备统计表

[illegible]

序号							
13							
14							
15							
16							
							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
24							
							
25							
26							
27							
28							

序号							
29							
30							
31							
32							
33							
34							
35							
36							
37							
38							
39							
40							
41							
42							
43							
44							
45							
46							
47							

序号							
48							
49							

表 6.2-4 专业溢油回收船主要应急物资配备情况

溢油回收能力	
溢油回收舱	
围油栏	
船载式喷洒装置	
责任管理人	
溢油回收能力	
溢油回收舱	
船载式喷洒装置	
责任管理人	
溢油回收能力	
溢油回收舱	
围油栏	
责任管理人	

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 6.2-5 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

序号								
1								
2								
3								
4								
5								
6								
7								
8								
9								

序号								
10								
11								
12								
13								
14								
15								
16								
17								
18								
19								
20								

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) 埕岛油田现有 19 座有人值守平台，均配备了应急物资，预计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~2h。

根据溢油预测分析，溢油油膜到达最近环境敏感区的时间为 6h，各应急资源能够在 0.5~2.5h 内陆续到达事故现场，进行有效拦截；同时本项目溢油点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。本项目现有应急处置措施可行。

7、风险评价结论及建议

7.1 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。

7.2 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) 项目投产前根据管理需求修订应急计划并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。