

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

编制日期：2025 年 1 月

中华人民共和国生态环境部

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：旅大 16-3 油田 CERA 平台扩建项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

编制日期：2025 年 1 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	efa356		
建设项目名称	旅大16-3油田CEPA平台扩建项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	阎洪涛		
主要负责人 (签字)	刘小刚		
直接负责的主管人员 (签字)	祝萱		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	海油环境科技 (北京) 有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
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
张生光	11351243511120050	BH007950	张生光
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张聪	生态环境现状、附录	BH008847	张聪
张生光	建设项目基本情况、建设内容、生态环境影响分析、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附图、附表	BH007950	张生光

目录

一、建设项目基本情况	1
二、建设内容	6
三、生态环境现状、保护目标及评价标准	26
四、生态环境影响分析	40
五、主要生态环境保护措施	56
六、生态环境保护措施监督检查清单	60
七、结论	62
附表	63
附图	63
附件	65
附录 1 环境风险专项评价	67

一、建设项目基本情况

建设项目名称	旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	■	联系方式	■
建设地点	渤海辽东湾海域		
地理坐标	旅大 16-3 油田 CEPA 平台: ■		
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）	利用现有海上平台实施扩 建项目，改造后实际用海完 全位于平台原确权用海范 围内，不新增用海面积
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目 申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批（核准/ 备案）部门 （选填）	/	项目审批（核准/ 备案）文号（选 填）	/
总投资（万元）	■	环保投资（万元）	■
环保投资占比 （%）	■	施工工期	约 1200 天
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）》“表 1 专项评价设置原则表”的涉及项目类别，本项目属于石油 和天然气开采工程，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	旅大 16-3 油田位于渤海辽东湾海域，本项目依托油田现有工程设 施进行平台扩建及适应性改造，《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环 境影响报告书》于 2018 年 7 月获得环评批复■，旅 大 16-3 油田于 2020 年投产，目前已投入生产运营的海上设施包括 1 座 中心平台 LD16-3CEPA、1 座井口平台 LD16-3WHPB 和相关海管电缆。		

	<p>随着开采年限增加,为了使油气田持续高产稳产,本项目依托旅大16-3油田群现有工程设施进行扩建,实施旅大16-3油田CEPA平台扩建项目以改善油田的开发效果,建设单位拟在现有LD16-3CEPA平台北侧外挂一座4腿平台并对现有LD16-3CEPA平台进行适应性改造。具体为:</p> <p>1) 在LD16-3CEPA平台北侧外挂一座4腿平台:结构形式为4腿4桩,共设置28个井槽(其中6个单筒双井),共可实施34口井,本次实施8口生产井、5口注水井(含2口先期排液井),预留21口井。</p> <p>2) 对现有LD16-3CEPA平台进行适应性改造。</p> <p>本项目在原旅大16-3油田CEPA平台基础上储量升级和调整,年最大增油量 [REDACTED],小于20万吨;共设 [REDACTED] [REDACTED],本项目钻井期间新增非油层段钻井液排放量约为 [REDACTED],新增非油层段钻屑排放量约为 [REDACTED],根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版)要求,需编制环境影响报告表。</p> <p>(1) 与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>根据《全国海洋主体功能区规划》,海洋空间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。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域。其中海洋工程和资源开发区域,是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。规划对海洋工程和资源开发区域的要求是:“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”。</p> <p>本项目属于矿产资源勘探开发工程,位于规划中的重点开发区域中的海洋工程和资源开发区域,用海符合规划要求。本项目建设阶段对环境的影响是短期且可恢复的,生产阶段生产水处理达标后回注不外排,对周边海洋环境影响轻微。同时油田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。因此本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。</p> <p>(2) 与《辽宁省海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>根据《辽宁省海洋主体功能区规划》,本项目所处海域位于辽宁省海洋主体功能区规划范围外,距离禁止开发区域主体海洋功能区的最近</p>
--	---

	<p>距离为 [REDACTED]，距离限制开发区域(绥中县海域)的最近距离为 [REDACTED] 详见附图 2。</p> <p>根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离为 [REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离为 [REDACTED]，不会对辽宁省海洋主体功能区产生影响，运营期项目无新增污染物排海，因此，正常运行情况下本项目不会影响到功能区。</p> <p>(3) 与《辽宁省国土空间总体规划(2021-2035年)》符合性分析</p> <p>《辽宁省国土空间规划(2021-2035年)》于2024年4月获得国务院批复(国函〔2024〕49号)。旅大16-3油田现有平台离岸较远 [REDACTED] [REDACTED] 本项目位于辽宁省国土空间规划海洋管控线范围之外(附图3)，距离渤海生态经济区的最近距离为 [REDACTED]。</p> <p>根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离为 [REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离为 [REDACTED]，运营期项目无新增污染物排海，本项目施工期和运营期均不会对辽宁省国土空间总体规划区产生不利影响。</p> <p>(4) 与辽宁省“三区三线”划定成果的符合性分析</p> <p>“三区三线”是根据城镇空间、农业空间、生态空间三种类型的空间，分别对应划定的城镇开发边界、永久基本农田保护红线、生态保护红线三条控制线。本项目不涉及占用城镇开发边界、永久基本农田；根据辽宁省“三区三线”划定成果，本项目位于生态红线划定范围之外，距离最近的生态红线为大连斑海豹保护生态红线区，最近距离约 [REDACTED]。项目与辽宁省“三区三线”划定的生态红线的位置关系见附图4。</p> <p>根据类比预测情况，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离为 [REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离为 [REDACTED]，不会影响到生态红线区；运营期项目无新增污染物排海，正常运行情况下本项目不会影响到生态红线区。</p> <p>(5) 与辽宁省“三线一单”的符合性分析</p> <p>根据《辽宁省生态环境厅关于印发辽宁省“三线一单”生态环境分区管控管理暂行办法的通知》(辽环发〔2023〕18号)，本项目位于辽宁省环境管控单元之外，本项目距离最近的“优先保护区”约 [REDACTED]，详见附图5。</p> <p>根据类比情况预测，本项目非油层段钻井液排放最大影响距离为 [REDACTED]，非油层段钻屑排放最大影响距离为 [REDACTED]，不会对管控单元</p>
--	--

	<p>产生影响；运营期项目无新增污染物排海，正常运行情况下本项目建设不会对辽宁省“三线一单”生态环境分区产生不利影响。</p> <p>(6) 与产业政策的符合性</p> <p>本项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。</p> <p>(7) 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析</p> <p>2022 年发布的《“十四五”海洋生态环境保护规划》提出：“强化精准治污，以近岸海湾、河口为重点，分区分类实施陆海污染源头治理，深入打好重点海域综合治理攻坚战，陆海统筹持续改善近岸海域环境质量；保护修复并举，着力构建海洋生物多样性保护网络，恢复修复典型海洋生态系统，强化海洋生态监测监管，提升海洋生态系统质量和稳定性；要有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，加强应急响应能力建设；坚持综合治理，强化“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾示范建设和长效监管，切实解决老百姓反映强烈的突出海洋生态环境问题；推进海洋应对气候变化的响应监测与评估，有效发挥海洋固碳作用，提升海洋适应气候变化的韧性”。</p> <p>本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。本项目纳入现有的监测计划，在运营阶段建设单位对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物环境定期进行监测。同时油气田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。</p> <p>可见，本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。</p> <p>(8) 与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析</p> <p>《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》中指出：“以“美丽海湾”建设为统领，深入推进近岸海域污染防治，实施海洋生态保护与修复，养护海洋渔业资源，改善亲海空间品质，完善海洋治理体系，创新海洋治理模式，提升海洋环境风险防控能力”。</p> <p>该《规划》也强调要“强化海洋工程和海洋倾废环境监管”：在国家统一部署下，依法建立实施海洋工程建设项目排污许可制度，协助国家做好海上油气勘探开发、海上废弃物倾倒等海洋工程环境监管，配合做好倾倒地选划。强化海洋(海岸)工程建设项目事中事后监管，依法开展海洋(海岸)工程建设项目环境影响评价，把好海洋生态环境准入关，</p>
--	--

	<p>鼓励新能源、绿色低碳、清洁节能产业发展，推进海洋产业高质量发展。</p> <p>本项目根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021年版）》要求，开展环境影响评价，编制环境影响报告表。本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。</p> <p>综上所述，本项目实施与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。</p> <p>（9）与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析</p> <p>《重点海域综合治理攻坚战行动方案》由生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于2022年1月印发实施。根据“二、重点任务”中的“（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设”规定：“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>建设单位已编制《旅大21-2/旅大16-3油田溢油应急计划》（2023年4月）并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，可满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。</p> <p>综上，本项目建设符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求。</p>
--	--

二、建设内容

地理位置	<p>本项目位于旅大 16-3 油田，该油田位于渤海辽东湾海域，东经 [REDACTED] 北纬 [REDACTED]，西北距辽宁省葫芦岛市岸线约 [REDACTED]，距绥中 36-1 陆上终端约 [REDACTED]，南距旅大 21-2 油田约 [REDACTED]，北距旅大 10-1 油田约 [REDACTED]，区域水深约为 [REDACTED]。地理位置见附图 1。</p> <p>本项目拟在现有 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台并对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。</p>									
项目组成及规模	<p>(一) 旅大 16-3 油田工程现状</p> <p>1.1 油田工程概况</p> <p>旅大 16-3 油田开发工程于 2020 年投产。目前已投入生产运营的海上设施包括 1 座中心平台 LD16-3CEPA 和 1 座常规开发井口平台 LD16-3WHPB。一条 LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道，一条 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道，一条 LD16-3CEPA 至 LD16-3WHPB 长 [REDACTED] 的海底电缆。</p> <p>旅大 16-3 油田开发工程设施分布见附图 6。</p> <p style="text-align: center;">表 2.1 旅大 16-3 油田现有主要工程组成表</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">类型</th> <th style="width: 15%;">工程组成</th> <th style="width: 75%;">工程内容及规模</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="2" style="text-align: center; vertical-align: middle;">主体工程</td> <td style="text-align: center;">平台</td> <td> <p>旅大 16-3 中心平台 LD16-3CEPA 是一座 8 腿钢结构导管架平台，主要设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、伴生气处理系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、燃料气系统、柴油系统、火炬系统、化学药剂系统、开/闭式排放系统、公用/仪表风系统等。平台共有 3 层甲板，平台共设 32 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 100 人生活楼，[REDACTED] 目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>旅大 16-3 井口平台 LD16-3WHPB 是一座 4 腿钢结构导管架平台，主要设有设柴油系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、开式排放系统、闭排兼冷放空系统，水源井系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统，本平台的注水需求由水源井提供，[REDACTED] 平台共有 3 层甲板，平台共设 16 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 30 人生活楼。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> </td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">海底管道及电缆</td> <td> <p>一条 LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD16-3WHPB 长 [REDACTED] 的海底电缆。</p> </td> </tr> </tbody> </table>		类型	工程组成	工程内容及规模	主体工程	平台	<p>旅大 16-3 中心平台 LD16-3CEPA 是一座 8 腿钢结构导管架平台，主要设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、伴生气处理系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、燃料气系统、柴油系统、火炬系统、化学药剂系统、开/闭式排放系统、公用/仪表风系统等。平台共有 3 层甲板，平台共设 32 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 100 人生活楼，[REDACTED] 目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>旅大 16-3 井口平台 LD16-3WHPB 是一座 4 腿钢结构导管架平台，主要设有设柴油系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、开式排放系统、闭排兼冷放空系统，水源井系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统，本平台的注水需求由水源井提供，[REDACTED] 平台共有 3 层甲板，平台共设 16 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 30 人生活楼。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p>	海底管道及电缆	<p>一条 LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD16-3WHPB 长 [REDACTED] 的海底电缆。</p>
类型	工程组成	工程内容及规模								
主体工程	平台	<p>旅大 16-3 中心平台 LD16-3CEPA 是一座 8 腿钢结构导管架平台，主要设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、伴生气处理系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、燃料气系统、柴油系统、火炬系统、化学药剂系统、开/闭式排放系统、公用/仪表风系统等。平台共有 3 层甲板，平台共设 32 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 100 人生活楼，[REDACTED] 目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>旅大 16-3 井口平台 LD16-3WHPB 是一座 4 腿钢结构导管架平台，主要设有设柴油系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、开式排放系统、闭排兼冷放空系统，水源井系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统，本平台的注水需求由水源井提供，[REDACTED] 平台共有 3 层甲板，平台共设 16 个井槽，其中 4 个井槽为单筒双井。平台设 30 人生活楼。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p>								
	海底管道及电缆	<p>一条 LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 长 [REDACTED] 的 12/18in 海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD16-3WHPB 长 [REDACTED] 的海底电缆。</p>								

表 2.2 旅大 16-3 油田主要公用设施及环保设施

设施名称	公用设施	环保设施
LD16-3CEPA (中心平台)	生活楼、燃料气系统、柴油系统、火炬系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、氮气系统及开/闭式排放系统	生活污水处理系统， 生产水处理系统， 注水系统，
LD16-3WHPB (井口平台)	生活楼、柴油系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、开式排放系统、闭排兼冷放空系统	生活污水处理系统， 注水系统，

1.2 本项目依托及改造平台概况

本项目改造及依托涉及的平台概况见下表。

表 2.3 本项目依托及改造平台概况

平台		平台概况
依托及改造平台	LD16-3CEPA (依托及改造)	8 腿钢结构导管架平台，共有 3 层甲板。平台上主要设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统等和 100 人生活楼。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。本次工程依托其现有生产设施进行生产物流处理及外输；同时拟对其进行适应性改造。
	LD10-1PAPD (依托)	3 腿无人值守导管架的生产辅助平台。平台共分两层甲板，分别是上层甲板和下层甲板，下层甲板通过 5m 栈桥与 LD10-1WHPA 平台下层甲板连接。平台设有油处理设施、生产水处理设施、清管球接收器以及开式排放系统等公用系统。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。 本次工程依托其现有生产设施进行生产物流处理及外输。
终端	绥中 36-1 终端	绥中 36-1 终端具有原油处理、储油和外输等功能，最大储油能力为 。除储存设施外，还设有污水处理设备、备件仓库、生产物资仓库等配套辅助设施。 本次工程依托其进行原油存储及外输

表 2.4 本项目依托管道及电缆情况

路径	管道/电缆/栈桥	长度	设计年限
LD16-3CEPA~LD10-1PAPD	海底输送管道		25 年
LD10-1PAPD~LD10-1WHPA	栈桥连接		25 年
LD10-1WHPA~LD10-1CEP	栈桥连接		25 年
LD10-1CEP~绥中 36-1 终端	原油输送管道		25 年

1.3 生产物流集输及工艺流程

(1) 现有工程物流走向

LD16-3CEPA 平台主要处理 LD16-3CPEA 平台的全部井口物流、LD16-3WHPB 平台的全部井口物流、LD21-2WHPA/B 平台处理成 50%的含水原油及 LD29-1WHPA 平台的全部井口物流。混合的物流一同进入生产分离器，分离出的含水原油进入热处理器处理成含水 20%原油，通过已建海管输送至 LD10-1PAPD 平台。在 LD10-1PAPD 平台处理成合格原油后，通过与 LD10-1WHPA 平台连接的栈桥越站送至 LD10-1CEP 平台，与 LD10-1CEP 平台处理合格的原油汇合后，通过已建输油海管输送至绥中 36-1 终端。LD16-3CEPA 平台分离出的生产水经处理满足注水水质要求后在 LD16-3CEPA 平台回注地层，LD10-1PAPD 平台分离出的生产水经处理满足注水水质要求后进入 LD10-1CEP 平台的注水系统回注地层。LD16-3CEPA 平台分离出的伴生气一部分送至燃料气系统供平台透平发电，一部分经海管外输至 LD10-1PAPD 平台进行处理。LD10-1PAPD 平台分离出的伴生气进入 LD10-1CEP 燃料气系统，处理后用作透平燃料气。

图 2.1 现有工程物流走向示意图

(2) 油气水处理流程

① 油气处理工艺流程

LD16-3CEPA 平台接收来自 LD16-3WHPB 平台的物流经段塞流捕集器进行气液分离，分离的气相去天然气增压系统，分离的液相与 LD16-3CEPA 平台井口物流、LD21-2WHPA 的含水原油及 LD29-1WHPA 平台井口物流混合后，进入生产分离器进行分离。经生产分离器分离出的气相去天然气增压系统，分离出的水去生产水处理系统。热处理器分离出含水约 20%左右的原油经原油外输泵增压后，与来自天然气增压系统的部分天然气混合后，经海管外输至 LD10-1PAPD 平台进行处理。

图 2.2 LD16-3CEPA 平台生产工艺流程示意图

图 2.3 LD16-3CEPA 平台燃料气处理流程示意图

LD10-1PAPD 平台接收 LD16-3CEPA 平台的混输物流。物流进入段塞流捕集器气液分离后，分离出的液相进入热处理器进行三相分离，热处理器分离出的含水原油进入电脱水器进行脱水处理。电脱后的合格原油通过与 LD10-1WHPA 平台连接的栈桥越站送至 LD10-1CEP 平台，外输至绥中 36-1 终端。分离出的伴生气进入 LD10-1CEP 燃料气系统，处理后用作透平燃料气。

图 2.4 LD10-1PAPD 平台生产工艺流程示意图

② 生产水处理工艺流程

LD16-3CEPA 平台生产水系统接收本平台及 LD16-3WHPB 与 LD21-2WHPA/B 平

台的物流。生产水系统采用“斜板除油器+溶气气浮+核桃壳过滤器+双介质过滤器”四级处理流程，处理合格的水在本平台回注地层，

图 2.5LD16-3CEPA 平台生产水处理流程示意图

LD10-1PAPD 平台接收 LD16-3CEPA 平台的混输物流。生产水系统采用“一级旋流气浮+二级旋流气浮+核桃壳过滤器”三级处理流程，处理合格的水进入 LD10-1CEP 平台的注水系统在该平台回注地层，

图 2.6LD10-1PAPD 平台生产水处理工艺流程示意图

③生活污水处理流程

LD16-3CEPA 平台设 100 人生活楼，目前平台上定员 58 人。平台设置有一套处理能力 使用的电解式生活污水处理装置， 处理合格后排海，排放浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求，即 COD 浓度≤300mg/L。

（二）本项目建设内容及规模

2.1 本项目建设内容：

（1）在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台：结构形式为 4 腿 4 桩，导管架工作点间距为 ，与 LD16-3CEPA 现有平台通过甲板连接。

平台上设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、化学药剂系统、燃料气系统、开排系统、吊机等。

本项目开发情况见下表：

表 2.5LD16-3CEPA 外挂平台开发数据表

高峰产油量		
高峰产水量		
高峰产液量		
高峰产气量		

高峰注水量	
扩建设施名称	LD16-3CEPA 外挂平台
总井数	
生产井数	
注水井数	
预留井数	
钻修井方式	开发阶段使用移动式钻井平台钻完井，生产阶段采用 LD16-3CEPA 平台上修井机修井
平台设计寿命	25 年
年生产天数	346 天
开发方式/采油方式	注水开发/电潜泵采油

(2) 对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。

2.2 油品性质

项目涉及油田的油品性质见下表。

表 2.6LD16-3CEPA 外挂平台原油物性

油品	20℃密度 kg/m ³	50℃密度 kg/m ³	20℃粘度 mPa·s	50℃粘度 mPa·s
LD16-3CEPA 外挂平台	885	856.7	82.95	13.91
	含蜡量(%)	沥青质(%)	胶质(%)	凝固点℃
	14.07	1.21	14.48	18

2.3 产能预测

项目投产后，LD16-3CEPA 外挂平台生产井最大油产能为

。油田产能预测情况详见下表。

表 2.7LD16-3CEPA 外挂平台产能预测指标

时间	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d			
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								

2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2.4 建设方案

2.4.1 建设内容

本项目计划建设内容包括：

(1) 在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台：

LD16-3CEPA 外挂平台结构形式 [REDACTED] 与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接。 [REDACTED]

[REDACTED] 外挂平台设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、化学药剂系统、燃料气系统、开排系统、吊机等。

(2) 对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造： [REDACTED]

(3) LD16-3CEPA 外挂平台的工艺流程

[REDACTED] 原油处理：LD16-3CEPA 外挂平台上新增的生产分离器与 LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器并联使用，处理 LD16-3CEPA 自身及外挂平台全部产液，处理为含水 40%原油后进入 LD16-3CEPA 平台热处理器进一步处理。处理为含水 2%原油后，通过外输泵经由已建混输管道输送至 LD10-1PAPD。处理为合格原油后，与旅大 10-1、旅大 4-2 原油一同输往绥中 36-1 终端。 [REDACTED]

[REDACTED] 气处理：LD16-3CEPA 外挂平台上新增一套伴生气压缩机组，LD16-3CEPA 平台伴生气压缩机设备改为两用一备。LD16-3CEPA 外挂平台产生的以及 LD16-3CEPA 平台热处理器分离出的伴生气进入伴生气压缩机组增压后，回到 LD16-3CEPA 用于平台透平发电， [REDACTED]

[REDACTED] 生产水处理：LD16-3CEPA 外挂平台新增的生产水处理系统与 LD16-3CEPA 平台现有的并联使用。LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理系统处理自身生产分离器分离出的生产水和部分 LD16-3CEPA 生产分离器分离出的生产水，处理合格的生产水回注地层 [REDACTED]

- 电力依托：LD16-3CEPA 外挂平台不设主电站，电力依托 LD16-3CEPA 平台

透平机组。

表 2.8 项目主要工程组成表

工程类型	工程组成	工程情况	
扩建工程	主体工程	<p>在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台，导管架工作点间距为 [REDACTED]，与 CEPA 通过搭接甲板连接。 [REDACTED]</p> <p>本项目共可实施 34 口井，平台设有原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、化学药剂系统、燃料气系统、开排系统、吊机等。前期使用钻井平台打井，后期使用 LD16-3CEPA 平台上修井机修井。不设生活楼。</p> <p>设施共设 3 层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。</p>	
	环保工程	开排系统、生产水处理系统、注水系统	
	公用工程	柴油系统、化学药剂注入系统	
改造 / 依托工程	平台	1	<p>LD16-3CEPA 平台（改造及依托）</p> <p>1. 平台上层甲板在西北侧新增吊机休息臂给 LD16-3CEPA 外挂平台吊机使用；中层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED]，布置新增核桃壳入料泵和滤器、核桃壳过滤器喂料泵器；下层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED] 布置新增的污水泵和滤器、注水增压泵和滤器、生产水回掺泵和滤器及污油泵和滤器；</p> <p>2. 对平台的生产水系统、注水系统、化学药剂系统等进行适应性改造；</p> <p>3. 对平台的电气设备进行适应性改造；</p> <p>4. LD16-3CEPA 平台中控室增加 1 套工程师站兼操作站，一台应急操作盘。</p>
		2	LD10-1PAPD（依托） 本次工程依托其现有生产设施进行生产物流处理及外输。
	依托管道	1	LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 混输管道 油气水输送
		2	LD10-1CEP 至 绥中 36-1 终端输油海底原油管道 原油输送
	依托终端	1	绥中 36-1 终端 接收、处理本项目原油

2.4.2 建设方案

1. 外挂平台建设方案

LD16-3CEPA 外挂平台是一座 4 腿 4 桩平台，导管架工作点间距为 [REDACTED]，与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接。 [REDACTED]

[REDACTED] 设备设施主要包括原油处理系

统、生产水处理系统、注水系统、化学药剂系统、燃料气系统、开排系统、吊机等。前期使用钻井平台钻井，后期使用 LD16-3CEPA 平台上修井机进行修井。不设生活楼。平台共设 3 层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。各层甲板及井槽平面布局情况详见“总平面及现场布置章节”。

2.LD16-3CEPA 外挂平台钻完井方案

(1) 井别井型

LD16-3CEPA 外挂平台设 [REDACTED] 井别井型情况见下表。

表 2.9LD16-3CEPA 外挂平台井别井型详情

平台	井名	井别	井型
LD16-3 CEPA 外挂平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

表 2.10LD16-3CEPA 外挂平台井别情况

平台	井别	井号	井数
LD16-3 CEPA 外 挂平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

(2) 井身结构

表 2.11 拟建井尺寸及井深参数

序号	井型	井数	平均井深	套管尺寸(in)×下深(m)	具体井号
第 1 类	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
第 2 类	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
第 3 类	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

第4类					
第5类					
第一类：<4000m 定向井			第二类：4000-4600m 大斜度井		
第三类：4600-5000m 大斜度井			第四类：4000-4500m 水平多底井		
第五类：4500-5000m 水平分支井					
图 2.7LD16-3CEPA 外挂平台典型井身结构示意图					
<p>(3) 钻井液体系组成</p> <p>本项目 LD16-3CEPA 外挂平台钻井使用环保型水基钻井液体系。</p> <p>3.现有平台改造方案</p> <p>LD16-3CEPA 平台是一座 8 腿中心平台。本项目投产后，LD16-3CEPA 外挂平台物流接入，LD16-3CEPA 平台生产分离器和生产水系统处理量将超设计能力。根据平台总体布局，平台不新增原油处理和生产水处理设备，新增生产分离器和生产水处理系统位于 LD16-3CEPA 外挂平台上，与 LD16-3CEPA 平台现有的设备并联使用，共同处理 LD16-3CEPA 自身、外挂平台及其他平台汇入产液。本项目拟对现有 LD16-3CEPA 平台的生产水系统及注水系统等进行适应性改造，相关适应性改造具体如下：</p> <ul style="list-style-type: none"> ● 平台上层甲板在西北侧新增吊机休息臂给 LD16-3CEPA 外挂平台吊机使用； ● 中层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED]，布置新增核桃壳入料泵和滤器、桃壳过滤器喂料泵器； 					

- 下层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED] 布置新增的污水泵和滤器、注水增压泵和滤器、生产水回掺泵和滤器及污油泵和滤器；

- 对平台的生产水系统、注水系统、化学药剂系统等进行适应性改造；
- 对平台的电气设备等进行适应性改造；
- LD16-3CEPA 平台中控室增加 1 套工程师站兼操作站，一台应急操作盘。

2.5 工艺流程

LD16-3CEPA 自身及外挂平台所产物流进入并联使用的 LD16-3CEPA 外挂平台上新增的生产分离器与 LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器。此外，LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器还接收来自旅大 21-2 油田含水 50%原油、LD29-1WHPA 和 LD16-3WHPB 平台物流，处理为含水 40%原油后与 LD16-3CEPA 外挂平台的生产物流汇合，共同进入 LD16-3CEPA 平台热处理器进一步处理。处理为含水 2%原油后，通过外输泵经由已建混输管道输送至 LD10-1PAPD。处理为合格原油后，与旅大 10-1、旅大 4-2 原油一同输往绥中 36-1 终端。

图 2.8 项目投产后物流集输路径图

1. 油气生产工艺流程

本项目投产后，LD16-3CEPA 外挂平台上新增的生产分离器与 LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器并联使用，处理 LD16-3CEPA 自身及外挂平台全部产液，处理为含水 40%原油后进入 LD16-3CEPA 平台热处理器进一步处理。

此外，LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器还接收来自旅大 21-2 油田处理成 50% 的含水原油，LD29-1WHPA 平台的全部井口物流，LD16-3WHPB 平台的全部井口物流。处理为含水 40%原油后与 LD16-3CEPA 外挂平台的生产物流汇合，一同进入 LD16-3CEPA 平台热处理器处理为含水 2%原油后，通过外输泵经由已建混输管道输送至 LD10-1PAPD。处理为合格原油后，与旅大 10-1、旅大 4-2 原油一同输往绥中 36-1 终端。

本项目投产后，LD16-3CEPA 平台现有的天然气处理工艺不变，LD16-3CEPA 外挂平台上新增的伴生气压缩机组，LD16-3CEPA 平台伴生气压缩机设备改为两用一备。LD16-3CEPA 外挂平台产生的以及 LD16-3CEPA 平台热处理器分离出的伴生气进入外挂平台设置的伴生气压缩机组增压后，回到 LD16-3CEPA 用于平台透平发电。

外挂平台上新增的油气处理设备及有关参数如下：

表 2.12 LD16-3CEPA 外挂平台上新增的油气处理设备及有关参数

设备名称	台数	设计能力	备注
[REDACTED]	1	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	1	[REDACTED]	[REDACTED]

图 2.9LD16-3CEPA 外挂平台生产工艺流程示意图

图 2.10LD16-3CEPA 外挂平台天然气生产工艺流程示意图

2.生产水处理及回注流程

本项目投产后，LD16-3CEPA 平台生产水处理工艺不变，LD16-3CEPA 外挂平台的生产水处理系统与现有的并联使用。LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理流程为：“斜板除油器+气浮选器+核桃壳过滤器”。LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理系统处理自身生产分离器分离出的生产水和部分 LD16-3CEPA 生产分离器分离出的生产水，处理合格的生产水通过外挂平台上的注水井回注地层。外挂平台上新增的生产水及注水系统设备及有关参数如下：

表 2.13LD16-3CEPA 外挂平台上新增的生产水及注水系统设备及有关参数

设备名称	台数	设计能力	备注

图 2.11LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理流程示意图

3.水平衡

表 2.14 旅大 16-3 油田水平衡表

年份	LD21-2 海管外输油含水	LD16-3CEPA 产水	LD16-3CEPA 外挂平台产水	LD16-3WHP B 产水	LD16-3WHP B 掺水	LD16-3CEPA 注水	LD16-3CEPA 外挂平台注水	LD16-3CEPA 外输油含水
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								

2037	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■

水平衡：LD21-2 海管外输油含水+LD16-3CEPA 产水+LD16-3CEPA 外挂平台产水+LD16-3WHPB 产水+LD16-3WHPB 掺水=LD16-3CEPA 注水+LD16-3CEPA 外挂平台注水+LD16-3CEPA 外输油含水

表 2.15 旅大 10-1 油田水平衡表

年份	LD16-3CEPA 外输油含水	LD4-2/4-3 外输油含水	LD10-1WHPA/C/E 产水	LD10-1CEP 合格原油外输含水	LD10-1CEP 注水
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2026	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■

水平衡：LD16-3CEPA 外输油含水+LD4-2/4-3 油田外输油含水+LD10-1WHPA/C/E 平台产水=LD10-1CEP 注水+LD10-1CEP 合格原油外输含水

4. 公用系统

LD16-3CEPA 外挂平台上新增一套开排系统用来收集外挂平台上的溢出液、甲板雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，通过开排泵打回 LD16-3CEPA 平台现有闭排罐。

LD16-3CEPA 平台现有闭式排放系统主要包括闭式排放罐、闭式排放泵以及废油收集罐、废油收集泵。闭式排放罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流

体，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体输送到油处理系统进行处理。

2.6 能力校核

1) LD16-3CEPA 外挂平台处理能力校核

本项目投产后，LD16-3CEPA 外挂平台上新增的生产分离器与 LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器并联使用，共同处理 LD16-3CEPA 自身及外挂平台全部产液，处理为含水 40%原油后进入 LD16-3CEPA 平台热处理器进一步处理。LD16-3CEPA 外挂平台新增的生产水处理系统与现有的并联使用，LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理系统处理自身生产分离器分离出的生产水和部分 LD16-3CEPA 生产分离器分离出的生产水，处理合格的生产水回注地层。LD16-3CEPA 外挂平台产生的伴生气回到 LD16-3CEPA 用于平台透平发电。本项目 LD16-3CEPA 外挂平台逐年处理量及处理能力校核见下表：

表 2.16LD16-3CEPA 外挂平台逐年处理量

年份	油	水	液	气
	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■
2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■
2035	■	■	■	■
2036	■	■	■	■
2037	■	■	■	■
2038	■	■	■	■
2039	■	■	■	■
2040	■	■	■	■
2041	■	■	■	■
2042	■	■	■	■
2043	■	■	■	■
2044	■	■	■	■
2045	■	■	■	■
2046	■	■	■	■
2047	■	■	■	■
2048	■	■	■	■
2049	■	■	■	■
2050	■	■	■	■

表 2.17LD16-3CEPA 外挂平台处理能力及最大处理量表

类别	设计处理能力	运行后最大处理量	是否满足
处理液量	■	■	是

处理油量					是
处理气量					是
处理水量					是
注水量					是

根据校核结果，LD16-3CEPA 外挂平台原油、天然气、生产水、液和注水的设计处理能力大于最大处理量，依托处理可行。

2) LD16-3CEPA 处理能力校核

本项目投产后，平台现有的生产分离器处理 LD16-3CEPA 自身部分产液及来自旅大 21-2 油田处理成 50% 的含水原油，LD29-1WHPA 平台的全部井口物流，LD16-3WHPB 平台的全部井口物流。生产分离处理为含水 40% 原油后与 LD16-3CEPA 外挂平台处理后的生产物流汇合，一同进入 LD16-3CEPA 平台热处理器处理为含水 2% 原油，通过外输泵经由已建混输管道输送至 LD10-1PAPD。LD16-3CEPA 外挂平台产生的以及 LD16-3CEPA 平台热处理器分离出的伴生气进入 LD16-3CEPA 燃料气系统供平台透平发电。LD16-3CEPA 生产水处理系统与 LD16-3CEPA 外挂平台新建的生产水处理系统并联使用，生产水处理系统处理合格后回注地层。

本项目 LD16-3CEPA 平台不新增油气处理设备，新增一台核桃壳入料泵，一台注水增压泵，两台污水泵，但并未增加生产水处理能力，本项目 LD16-3CEP 平台逐年处理量及处理能力校核见下表：

表 2.18LD16-3CEPA 平台逐年处理量

年份	油	水	液	气
	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				
2036				
2037				
2038				
2039				
2040				
2041				
2042				
2043				
2044				
2045				

2046	■	■	■	■
2047	■	■	■	■
2048	■	■	■	■
2049	■	■	■	■
2050	■	■	■	■

表 2.19LD16-3CEPA 平台处理能力校核

项目	设计处理能力	运行后最大处理量	是否满足
处理液量	■	■	是
处理油量	■	■	是
处理水量	■	■	是
处理气量	■	■	是
注水量	■	■	是

LD16-3CEPA 平台热处理器原设计处理至 20%，本次改造后，热处理器油相处理成 2%含水原油外输，水相回掺至生产分离器。经校核，LD16-3CEPA 热处理器最大处理量未超设计能力，根据脱水实验可知，现有的热处理器可将原油脱水至 2%以下，满足依托需求。

根据校核结果，改造后的 LD16-3CEPA 平台原油、天然气、生产水、液和注水的设计处理能力大于最大处理量，依托处理可行。

3) LD10-1PAPD 处理能力校核

本项目投产后，LD10-1PAPD 平台接收 LD16-3CEPA 平台的混输物流。物流进入段塞流捕集器气液分离后，分离出的液相进入热处理器进行三相分离，热处理器分离出的含水原油进入电脱水器进行脱水处理。电脱后的合格原油通过与 LD10-1WHPA 平台连接的栈桥越站送至 LD10-1CEP 平台，外输至绥中 36-1 终端。LD10-1PAPD 平台产生的生产水处理合格后进入 LD10-1CEP 平台的注水系统进行回注。

本项目 LD10-1PAPD 平台逐年处理量及处理能力校核见下表：

表 2.20LD10-1PAPD 平台逐年处理量

年份	油	水	液	气
	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■
2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■
2035	■	■	■	■
2036	■	■	■	■
2037	■	■	■	■
2038	■	■	■	■

2039	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■

表 2.21 LD10-1PAPD 平台处理能力校核

项目	设计处理能力	运行后最大处理量	是否满足
处理液量	■	■	是
处理油量	■	■	是
处理水量	■	■	是
处理气量	■	■	是

根据校核结果，LD10-1PAPD 平台原油、天然气、生产水、液的设计处理能力大于最大处理量，依托处理可行。

4) 绥中 36-1 终端处理能力校核

本项目产液在 LD10-1PAPD 平台处理成合格原油后通过已建 LD10-1CEP 至绥中 36-1 终端输油海管输送至绥中 36-1 终端储存并外输。本项目投产后，终端的最大接收液量 ■，满足最小储存天数要求，终端依托可行。

5) 海底管道校核

本项目依托的 2 条海底管道校核情况见下表：

表 2.21 依托海底管道校核

管道	设计压力 kPaA	设计温度 ℃	入口压力 kPaA	出口压力 kPaA	入口温度 ℃	出口温度 ℃	依托可行性
LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 平台混输海底管道	■	■	■	■	■	■	可行
LD10-1CEP 至绥中 36-1 终端混输海底管道	■	■	■	■	■	■	可行

根据计算结果，本项目实施后 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 平台混输海底管道和 LD10-1CEP 至绥中 36-1 终端混输海底管道未超过海管原设计压力和设计温度，依托可行。

6) 海上依托设施寿命校核

根据下表可知：本项目依托的海上设施，均未超过设计年限。建议所依托的平台和管道在达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措

施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

表 2.22 本项目依托设施寿命

依托设施		投产时间	设计寿命(年)	运行时间(年)	到期年限	到期后措施
平台	LD16-3CEPA	■	■	■	■	提前一年开展延寿评估
	LD10-1PAPD	■	■	■	■	
	LD10-1CEP	■	■	■	■	
	LD10-1WHPA	■	■	■	■	
混输管道	LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 平台混输海底管道	■	■	■	■	
	LD10-1CEP 至绥中 36-1 终端平台输油海底管道	■	■	■	■	

项目拟在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台：■

■对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。总开发方案见下图：

图 2.13 旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目开发方案示意图

1) LD16-3CEPA 外挂平台平台结构及平面布置

LD16-3CEPA 外挂平台是一座 4 腿平台。设备设施主要包括原油处理系统、生产水处理系统、化学药剂系统、燃料气系统、开排系统、吊机等。前期使用钻井平台钻井，后期使用 LD16-3CEPA 平台上修井机进行修井。■

■平台共设 3 层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。

a.上层甲板

■
甲板 1 轴西侧布置修井机设备，C 轴处布置了一台电动吊机。井口区位于平台北侧 1 轴与 2 轴之间，井口区东侧布置有 1 台溶气式气浮选器，1 台核桃壳过滤器，1 台斜板除油器，并预留 9 兆瓦电站空间。平台南侧通过搭接甲板与 LD16-3CEPA 平台连接。详见图 2.14。

b.中层甲板

■
1 轴西侧布置有生产分离器撬、燃气压缩机撬、双介质过滤器撬。
1 轴与 2 轴之间井口区东侧设有 H60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。
1 轴东侧设置采油树操作平台，■，布置井口控制盘。
H60 防火墙东侧设置两层电气房间，二层房间的标高为■，一层有主开关间，中压开关间和电潜泵变频器间，二层有主变压器间，电潜泵控制间，中央控制室，FM200 和电池间。

平台南侧设置了 2 个搭接甲板通往 LD16-3CEPA 平台，在搭接甲板上布置了核桃

总平面及现场布置

壳喂料泵及核桃壳喂料泵滤器。详见图 2.15。

c. 下层甲板

1 轴西侧主要布置多相流量计、多路阀、开排罐、注水管汇。

1 轴东侧设置采油树操作平台，标高为 [REDACTED]，布置井口控制盘。

1 轴和 2 轴之间，井口区东侧设有 H60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。井口区南侧布置有 2 台开排泵和 2 台开排泵滤器。

防火墙和 2 轴之间布置有应急发电机间和应急开关间。

2 轴东侧布置 1 台注水泵。

平台南侧设置了 2 个搭接甲板通往 LD16-3CEPA 平台，在搭接甲板上布置了注水增压泵，回掺泵，污水泵，污油泵及其滤器。详见图 2.16。

图 2.14LD16-3CEPA 外挂平台上层甲板平面布置图

图 2.15LD16-3CEPA 外挂平台中层甲板平面布置图

图 2.16LD16-3CEPA 外挂平台下层甲板平面布置图

图 2.17LD16-3CEPA 外挂平台施立面图

LD16-3CEPA 外挂平台井槽平面布置见下图。

图 2.18LD16-3CEPA 外挂平台井槽平面布置图

2) LD16-3CEPA 平台改造工程平面图

- 平台上层甲板在西北侧新增吊机休息臂给 LD16-3CEPA 外挂平台吊机使用；
- 中层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED]，布置新增核桃壳入料泵和滤器、桃壳过滤器喂料泵器；
- 下层甲板北侧 1 轴与 3 轴之间 [REDACTED] 布置新增的污水泵和滤器、注水增压泵和滤器、生产水回掺泵和滤器及污油泵和滤器；
- 对平台的生产水系统、注水系统、化学药剂系统等进行适应性改造；
- 对平台的电气设备进行适应性改造；
- LD16-3CEPA 平台中控室增加 1 套工程师站兼操作站，一台应急操作盘。

图 2.19LD16-3CEPA 平台上层甲板改造平面布置图

图 2.20LD16-3CEPA 平台中层甲板改造平面布置图

图 2.21LD16-3CEPA 平台下层甲板改造平面布置图

施
工

本项目海上建设阶段的施工作业内容主要包括外挂平台导管架和甲板上部组块

方案 等设施的海上安装、钻完井作业和现有平台改造等等。

1. LD16-3CEPA 外挂平台安装

LD16-3CEPA 外挂平台是 [REDACTED]，导管架采用立式建造，陆地滑移/小车装船，海上利用 3500 吨同级别浮吊吊装就位。平台上部组块采用分层建造，陆地滑移/小车装船，海上利用 7500 吨同级别浮吊吊装就位。

导管架安装重量：[REDACTED]、上部组块安装重量 [REDACTED]。

2. 钻完井作业

钻井设备与方式：LD16-3CEPA 外挂平台推荐采用自升式钻井平台（移动式）钻完井+LD16-3CEPA 平台上修井机修井方案。13 口井隔水管在安装导管架、井槽时一起锤入，隔水导管入泥深度约 50m。

完井方式：定向井采用套管射孔完井，水平井采用裸眼完井。套管射孔完井步骤为：下入刮管洗井管柱在射孔处刮管洗井，下入射孔枪射孔后在对应部位二次刮管洗井，之后下入防砂管柱进行防砂作业，最后下入生产管柱完成完井作业。裸眼完井没有射孔步骤，在坐挂处刮管洗井后直接下入防砂管柱进行防砂作业，然后下入生产管柱完成完井。

3. 现有平台改造

本次工程拟对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。主要涉及甲板结构改造、新增设备、管线改造、改造仪表电气系统等等。平台改造所需钢材重量 [REDACTED]。施工采用结构梁陆地单根预制，预制完毕后使用拖轮运输至海上，利用导链等工具就位，吊机辅助安装。

本项目海上施工主要设备及施工进度安排见下表。

表 2.23 工程海上建设阶段作业内容、施工船舶及作业人员

施工阶段	施工船舶	船舶数量	施工人数 (人)	施工天数 (天)
LD16-3CEPA 外挂平台导管架海上运输、安装	导管架浮吊船 (3500 吨级以上)	1	53	25
	导管架运输驳船 (15000 吨级以上)	1	10	5
	钢桩、隔水套管运输驳船 (7000 吨级以上)	1	10	18
	拖轮 (6000HP 以上)	1	10	22
	拖轮 (5000HP 以上)	1	10	25
LD16-3CEPA 外挂平台组块海上运输、安装	组块浮吊 (7500 吨级以上)	1	35	7
	组块运输驳船 (16800 吨级以上)	1	15	7
	拖轮 (8000HP 以上)	1	15	8
	拖轮 (10000HP 以上)	1	15	8
钻完井作业	45 英尺以上钻井船	1	120	427
	拖轮 (6000HP 以上)	1	45	21
	守护船 (6000HP 以上)	1	30	406
钻完井作业	45 英尺以上钻井船	1	120	714

	(预留井)	拖轮 (6000HP 以上)	1	45	42
		守护船 (6000HP 以上)	1	30	672
	LD16-3CEPA 改造	驳船 (2000 吨级以上)	1	30	1
		拖轮 (4000HP 以上)	1	30	1
表 2.24 施工进度计划表					
		关键节点	计划开始时间	计划完成时间	
		LD16-3CEPA 外挂平台导管架海上运输、安装	2025.8	2025.9	
		LD16-3CEPA 外挂平台组块海上运输、安装	2026.3	2026.4	
		依托设施改造	2025.12	2026.5	
		钻完井 (第一批次)	2025.9	2026.3	
		钻完井 (第二批次)	2026.6	2027.2	
		钻完井 (预留井)	2027.6	2029.12	
		海上连接、调试	2026.4	2026.5	
		投产	2026.5.31	2026.5.31	
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	一、调查资料来源			
	1.海洋环境质量现状资料来源			
	<p>本次现状调查资料引自《旅大 16-3 油田 S-6、S-6Sa 井区开发项目海洋环境质量现状秋季调查报告》，调查单位为 [REDACTED]，海洋环境质量现状调查时间为 2023 年 10 月~11 月，调查共设置 81 个站位，其中水质调查站位 81 个，海洋生物生态、沉积物、生物质量站位 50 个；水文动力现状设 6 个测流点进行海流观测。海洋环境质量现状调查站位详见表 3.1 及附图 7。</p>			
	表 3.1 海洋环境质量现状调查站位			
	查站 位	北纬 (N)	东经 (E)	调查项目
	A1	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A2	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A3	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A4	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A5	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A6	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A7	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A8	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A9	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A10	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A11	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A12	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A13	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A14	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A15	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A16	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A17	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A18	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A19	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A20	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A21	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A22	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A23	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A24	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
	A25	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
	A26	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A27	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量	
A28	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力	
A29	[REDACTED]	[REDACTED]	海水	
A30	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量	
A31	[REDACTED]	[REDACTED]	海水	

A32			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力
A33			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A34			海水
A35			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A36			海水
A37			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A38			海水
A39			海水
A40			海水
A41			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A42			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A43			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A44			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A45			海水
A46			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A47			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A48			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A49			海水
A50			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A51			海水
A52			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A53			海水
A54			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A55			海水
A56			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力
A57			海水
A58			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力
A59			海水
A60			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A61			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A62			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A63			海水
A64			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A65			海水
A66			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A67			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力
A68			海水
A69			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量、 水文动力
A70			海水
A71			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A72			海水
A73			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A74			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A75			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量

A76			海水
A77			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A78			海水
A79			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A80			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A81			海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量

旅大 16-3 油田位于渤海辽东湾海域，不在《辽宁省国土空间总体规划（2021-2035 年）》和辽宁省“三区三线”范围内。本项目海洋环境质量现状调查站位均不在《辽宁省国土空间总体规划（2021-2035 年）》和辽宁省“三区三线”范围内。所执行的标准为：布设站位的水质、沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状水质、沉积物、生物质量水平，评价方式为从第一类开始评价，针对超一类评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

2.渔业资源现状资料来源

本次渔业资源调查资料引自《旅大 16-3 油田 S-6、S-6Sa 井区项目渔业资源现状秋季调查》，调查单位为 [REDACTED]，调查时间为 2023 年 10 月 9 日~10 月 23 日，本次秋季调查共布设渔业资源调查站位 14 个。渔业资源现状调查站位详见表 3.2 及附图 8。

表 3.2 渔业资源现状调查站位

站号	经度 (°)	纬度 (°)	调查项目
A1	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A2	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A3	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A4	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A5	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A6	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A7	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A8	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A9	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A10	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A11	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A12	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A13	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A14	[REDACTED]	[REDACTED]	鱼卵仔稚鱼、渔业资源

二、水环境质量调查结果

海水水质调查选择 pH、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬、镍作为评价因子。各项检测指标除无机氮外均符合一类水质标准。无机氮在 A1、A2、A3 站位符合第二类水质标准。

三、海洋沉积物环境质量现状调查结果

本次调查沉积物类型以黏土质粉砂为主，质量评价因子包括有机碳、硫化物、石

油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷，各项监测指标均符合第一类海洋沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

四、海洋生态环境质量现状调查结果

1. 叶绿素 a 和初级生产力

调查海域表层叶绿素 a 变化范围 []；中层叶绿素 a 变化范围 [] 底层叶绿素 a 变化范围 [] [] 各调查站位叶绿素 a 含量较低。

海洋初级生产力范围为 [] [] 海区初级生产力为一般水平。

2. 浮游植物

本次调查海域共获得浮游植物 []； [] 优势种为 7 种，分别为具齿原甲藻、粗根管藻、辐射圆筛藻、星脐圆筛藻、夜光藻、一种圆筛藻和一种角毛藻。各站位浮游植物细胞数量波动范围在 []

浮游植物多样性指数 (H') 变化范围 [] 均匀度指数 (J') 变化范围 [] 丰富度指数 (d) 变化范围 [] []；优势度变化范围 [] 总体来看，浮游植物群落物种优势度较高，均匀度水平较高，种间个体数分布较均匀；种类丰富度水平较低，且多样性水平较低，群落结构稳定性一般。

3. 浮游动物

本次调查共鉴定出浮游动物 [] [] [] []

浮游动物多样性指数 (H') 平均值为 []；均匀度指数 (J') 平均值 []；丰富度指数 (d) 平均值 []。优势度平均值为 [] [] 总体来看，浮游动物群落物种优势度较高，而均匀度水平较高，种间个体数分布较均匀；种类丰富度水平较低，且多样性水平较低，群落结构稳定性一般。

4. 底栖生物

本次调查共鉴定出底栖生物 [] [] [] []

底栖生物群落种类多样性指数 (H') 平均值 [] 均匀

度指数 (J') 平均值 [redacted]; 丰富度指数 (d) 平均值 [redacted]; 优势度平均值 [redacted]

总体来看, 大型底栖生物群落物种优势度不高, 均匀度水平较高, 种间个体分布比较均匀; 种类丰富度水平较高, 且多样性水平较高, 群落结构较稳定。

5. 生物质量

本次调查共对 92 个样品的软体动物 (双壳类、非双壳类)、鱼类、甲壳类中镉、铬、总汞、铅、砷、铜、锌和石油烃进行分析。分析结果表明:

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

(2) 软体动物 (非双壳类)、甲壳类、鱼类, 生物质量评价因子铜、铅、锌、镉和总汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。

(3) 软体动物 (非双壳类)、甲壳类、鱼类, 生物质量评价因子石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册) 中的质量标准。

五、渔业资源调查结果

1. 鱼卵、仔稚鱼

本次调查共获得鱼卵和仔稚鱼 [redacted]

2. 鱼类

本次调查共捕获鱼类 [redacted]

优势种为矛尾虾虎鱼、黄鲫、短吻红舌鳎、叫姑鱼、六丝钝尾虾虎鱼。

根据幼鱼比例以及成体和幼体平均体质量计算, 成体重量资源密度 [redacted] 幼体尾数资源密度为 [redacted]

3. 头足类

本次调查共捕获头足类 [redacted]

根据幼体比例计算, 头足类成体的资源密度为 [redacted] 幼体的资源密度为 [redacted]

4. 甲壳类

本次调查共捕获甲壳类 [redacted]

	<p>优势种为口虾蛄、鹰爪虾、三疣梭子蟹。</p> <p>通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得甲壳类虾类成体的资源密度为 [REDACTED]，幼体的资源密度为 [REDACTED]。蟹类成体的资源密度为 [REDACTED]，幼体的资源密度为 [REDACTED]</p> <p>六、水文动力</p> <p>1) 流速流向分布</p> <p>各站层流速区间分布各有不同， [REDACTED]</p> <p>[REDACTED]</p> <p>2) 平均流速和最大流速</p> <p>总体上各站涨落潮期间平均流速均由表层向底层依次减小，涨潮流大于落潮流， [REDACTED]</p> <p>[REDACTED]</p> <p>3) 潮流的运动形式</p> <p>该海区的潮流性质为半日潮流，因此主要半日分潮流(M2 和 S2)的运动形式即代表了该海区潮流的运动形式，海域各站层潮流运动形式以往复流为主。</p> <p>4) 余流</p> <p>观测期间本海区各站余流流速以 A67 各层最大，A69 底层次之，其余各站余流流速均较小，余流方向较为分散。</p> <p>七、海洋环境质量回顾</p> <p>为了对油田周边海域环境质量进行较为系统的分析，本节收集了该海域的历史环境质量现状资料，对该海域进行环境质量回顾分析，具体结果见附表 9。</p> <p>本次回顾性分析引用了《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》 [REDACTED] [REDACTED]、《旅大 29-1 油田开发项目环境影响报告书》 [REDACTED] [REDACTED]。通过对历史资料进行分析对比，本项目所在海域三次调查中的调查结果变化不大，油田开发活动对海域生态环境影响较小。</p>										
项目有关的原有环境污染	<p>一、相关工程环保手续执行情况</p> <p>与本项目相关的现有工程环评及批复情况详见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 3.3 与本项目相关的环境影响及批复情况</p> <table border="1" data-bbox="300 1720 1353 1798"> <thead> <tr> <th>项目</th> <th>环评批复的工程内容</th> <th>本项目主要依托或相关内容</th> <th>批复情况</th> <th>竣工验收</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5" style="height: 100px;"> </td> </tr> </tbody> </table>	项目	环评批复的工程内容	本项目主要依托或相关内容	批复情况	竣工验收					
项目	环评批复的工程内容	本项目主要依托或相关内容	批复情况	竣工验收							

和生态破坏问题	《旅大21-2/旅大16-3区域开发项目环境影响报告书》	①新建1座中心平台LD16-3CEPA ②新建3座井口平台（旅大16-3WHPB平台、旅大21-2WHPA平台、旅大21-2WHPB平台） ③新建1座生产辅助平台（旅大10-1PAPD平台） ④新建海底混输管道3条，海底电缆2条	①LD16-3CEPA（改造及依托平台） ②LD16-3CEPA至LD10-1PAPD混输管道（依托其物流运输） ③LD10-1PAPD平台（依托平台）		
	《旅大4-2/5-2/10-1油田开发工程环境影响报告书》	①新建平台：LD10-1CEP平台、LD10-1WHPA平台、LD4-2WHPB平台、LD5-2DPP平台。 ②新建管线：LD4-2WHPB~LD10-1CEP平台输管道、LD5-2DPP~SZ36-1中心平台混输海管、LD10-1CEP~陆上终端原油海管、LD5-2DPP~SZ36-1中心平台单层输气海管 ③新建电缆：LD10-1CEP~LD4-2WHPB、LD4-2WHPB~LD5-2DPP	①LD10-1CEP至陆上终端原油海管（依托其物流运输）		
	《绥中36-1油田整体开发工程环境影响报告书》	①海上工程：6座井口平台（SZ36-1WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH），1座中心处理平台CEP，以及油田内部海底管线（6条混输管线和6条注水管线）和原油外输管线（1条）；②浮式生产储油装置撤离，WHPA、WHPB、WHPJ、APP平台适应性改造；③新建绥中36-1陆上终端处理厂；④新建专用输油码头。	①绥中36-1陆上终端处理厂（依托其储存及外输）		

表 3.4 相关报告书/表批复要求及落实情况

序号	项目	批复内容	落实情况
1	《旅大21-2/旅大16-3区域开发项目环境影响报告书》	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻井液和钻屑应符合国家标准方可排海；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；生产水经处理达标后	①各污染物均按批复得到有效处理和处置。为保护环境，2016年后正常生产情况下含油生产水全部回注，无含油生产水排放。 ②已严格执行作业规程和安全规程，并配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

		<p>方可回注地层。</p> <p>②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。</p> <p>③加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成油气泄露。</p> <p>④加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，合理部署注采井网，严格按照设计注入压力和注入量进行注水作业，实施分层注水，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。</p> <p>⑤切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告我部，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>⑥切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间，严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放、海底电缆管线铺设开挖作业应避开渔业水域敏感期(1月、2月和11月)，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>③已制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性</p> <p>④生产运行期间加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。</p> <p>⑤在项目运行中严格落实了风险防范措施。针对可能发生的风险，建设单位已编制《旅大21-2/旅大16-3油田溢油应急计划》(2021年)并进行了备案。</p> <p>⑥严格落实了各项污染防治措施，在钻屑和钻井液排放、海底电缆管线铺设开挖作业期间已避开了渔业水域敏感期(1月、2月和11月)，并通过控制作业区范围等措施，减轻对渔业资源的影响。</p>
2	《旅大4-2/5-2/10-1油田开发工程环境影响报告书》	<p>①工程位于生态环境比较脆弱的渤海海域，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度，同意暂按报告书中“总量控制方案建议”的指标执行；排污混合区应当控制在以排放口为中心500米半径以内海域。</p> <p>②爆破作业对海洋生物的危害较大，应当尽量避免采用爆破作业。确需采用爆破作业时，应当避开生物产卵季节和禁渔期。</p> <p>③加强日常管理，制定切实可行的应急措施和环保方案，配备应急设备，防范事故风险。发生污染损害事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并</p>	<p>①工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排放浓度。在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。</p> <p>②工程建设期间不采用爆破作业。</p> <p>③建设单位已编制《旅大10-1/4-2油田溢油应急计划》(2019年10月)并进行了备案。</p> <p>④建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。所辖海管目前已经开展两次勘察工作，对存</p>

		<p>通报当地政府和渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>④加强海底管道施工和运营期间的安全管理工作，定期对海底管道进行检测，避免油田管道事故发生对海洋环境的污染损害。</p> <p>⑤按照有关法规要求，加强施工期的监控管理。</p>	<p>在悬跨超标的管段均已经实施了治理工作；海管内检测工作：2018 年对 LD4-2WHPB 至 LD10-ICEP 平台混输海底管道实施清管及内检测，对 LD10-ICEP 至绥中 36-1 终端原油海底海管实施清管及内检测工作。</p> <p>⑤施工期，建设单位注重污染防治措施的落实，避免对海洋生态环境产生影响。</p>
3	《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》	<p>①含油污水处理系统采用五段除油工艺，确保含油污水中石油类 ≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD ≤150 毫克/升。</p> <p>②陆上终端废水应采取水下 8 米以远的深海排放方式，排污点位置选取 A 点方案为宜。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。</p> <p>③为减少氮磷污染物的影响，应选用无磷洗涤剂制品。</p> <p>④基地输油专用码头工程选址要符合海域环境功能划类规定，不得建在 II 类区。</p> <p>⑤建立安全管理监控系统，制定事故溢油风险的应急处置措施。</p>	<p>①本项目污水处理系统采用五段除油工艺，含油污水中石油类 ≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD ≤150 毫克/升。</p> <p>②陆上终端废水采取了水下 8 米以远的深海排放方式。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。</p> <p>③选用的洗涤剂为无磷制品。</p> <p>④基地输油专用码头工程选址符合海域环境功能划类规定，未建在 II 类区。</p> <p>⑤建立了安全管理监控系统，制定相应的应急计划和应急预案。</p>

二、环保设施运行情况

(1) 含油生产水监测结果

LD16-3CEPA 和 LD10-1PAPD 平台近一年生产水处理设施处理效果见下表。

表 3.5 生产水排放监测结果

时间	LD16-3CEPA	LD10-1PAPD
	石油类月均监测值 mg/L	石油类月均监测值 mg/L
2023 年 8 月	■	■
2023 年 9 月	■	■
2023 年 10 月	■	■
2023 年 11 月	■	■
2023 年 12 月	■	■
2024 年 1 月	■	■
2024 年 2 月	■	■
2024 年 3 月	■	■
2024 年 4 月	■	■
2024 年 5 月	■	■
2024 年 6 月	■	■
2024 年 7 月	■	■
2024 年 8 月	■	■

2024年9月

根据近一年生产水监测报表数据可知：LD16-3CEPA 和 LD10-1PAPD 平台生产水经处理达到石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求回注，生产水处理设施运行情况较好。

(2) 生活污水监测结果

本项目 LD16-3CEPA 平台近一年生活污水监测结果见下表。

表 3.6 生活污水排放监测结果

时间	COD 月均监测值 mg/L
2023年8月	■
2023年9月	■
2023年10月	■
2023年11月	■
2023年12月	■
2024年1月	■
2024年2月	■
2024年3月	■
2024年4月	■
2024年5月	■
2024年6月	■
2024年7月	■
2024年8月	■
2024年9月	■

根据近一年生活污水监测结果可知：生活污水经处理后 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（ $\leq 300\text{mg/L}$ ）的要求后排放，平台生活污水处理装置系统运转正常。

(3) 固体废物

现有工程各平台生活垃圾及生产垃圾等均运回陆地交由

综上，根据污染物监测及处理结果，LD16-3CEPA 和 LD10-1PAPD 平台环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，固体废物得到妥善处置，未出现环境污染和生态破坏问题。

三、风险事故回顾

根据建设单位资料，投产至今，旅大 16-3 油田未出现溢油事故。

根据本项目平台所处海域的位置进行识别，项目附近的主要环境敏感目标分布见附图。本项目周边 5km 内的敏感目标没有生态红线区、自然保护区、海洋保护区等，

正常工况下均不会对其产生影响。本次评价仅识别本项目 5km 内敏感目标，主要为渔业“三场一通道”，本项目 LD16-3CEPA 平台处于小黄鱼、黄姑鱼、鲷、叫姑鱼的索饵场中，处于中国毛虾的越冬场中。

表 3.7 项目周边 5km 范围内主要环境敏感目标表

敏感区类型	敏感目标名称		位置		主要保护对象	保护期/产卵期
			方位	距离 (km)		
“三场一通道”	中国对虾	索饵场			对虾	
	中国毛虾	越冬场			毛虾	
	小黄鱼	索饵场			小黄鱼	
	蓝点马鲛	产卵场			蓝点马鲛	
	银鲳	产卵场			银鲳	
	黄姑鱼	索饵场			黄姑鱼	
	鲷	索饵场			鲷	
	叫姑鱼	索饵场			叫姑鱼	

生态环境保护目标

一、环境质量标准

根据海洋环境质量现状调查站位布设情况，各调查站位均位于《辽宁省国土空间总体规划（2021-2035年）》和辽宁省“三区三线”划定范围之外，本项目调查站位所执行的标准为：布设站位的水质、沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状水质、沉积物、生物质量水平。由于目前国家仅颁布了贝类生物评价国家标准，而其它生物种类的国家级评价标准欠缺，只能借鉴其它标准。贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。环境质量标准具体执行情况详见下表。

表 3.8 环境质量标准

类别	采用标准	评价标准
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	不劣于现状水平
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	
海洋生物	软体类（除双壳类以外）、	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》

评价标准

质量	甲壳类和鱼类（重金属）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册） 《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值
	软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（石油烃）	
	软体动物（双壳类）	

表 3.9a 海水水质标准

评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
水温	人为造成的海水温升夏季不超过当时当地 1°C，其他季节不超过 2°C		人为造成的海水温升不超过当时当地 4°C	
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5pH 单位	
溶解氧（DO）	>6mg/L	>5mg/L	>4mg/L	>3mg/L
化学需氧量（COD）	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L
无机氮	≤200μg/L	≤300μg/L	≤400μg/L	≤500μg/L
活性磷酸盐	≤15μg/L	≤30μg/L		≤45μg/L
汞	≤0.05μg/L	≤0.2μg/L		≤0.5μg/L
砷	≤20μg/L	≤30μg/L	≤50μg/L	
锌	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤500μg/L
镉	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	
铅	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L
铜	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L	
总铬	≤50μg/L	≤100μg/L	≤200μg/L	≤500μg/L
硫化物	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤250μg/L
挥发性酚	≤5μg/L		≤10μg/L	≤50μg/L

表 3.9b 海洋沉积物质量标准

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

表 3.9c 生物体污染物评价标准 (×10⁻⁶ 湿重)

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
软体动物（双壳类）	10	0.1	20	0.2	0.5	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	100	10.0	250	5.5	/	/	0.3	20

甲壳类	100	2.0	150	2.0	/	/	0.2	20
鱼类	20	2.0	40	0.6	/	/	0.3	20

二、污染物排放和控制标准

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本项目所在海域属于渤海辽东湾海域，属于一级海域，执行一级标准要求；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009），本项目所在海域属于一级海区，执行一级标准要求。本项目所采用的污染物排放标准见下表。

表 3.10 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液，Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L
船舶机舱含油水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）	/	运回陆地处理
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	在距最近陆地3海里以内（含）海域，应采用下列方式之一进行处理，不得直接排海： a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放： （1）在2012年1月1日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD ₅ ≤50mg/L，SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500个/L； （2）在2012年1月1日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD ₅ ≤25mg/L，SS≤35mg/L，耐热大肠菌群≤1000个/L，COD _{Cr} ≤125mg/L，pH：6~8.5，总氯（总余氯）<0.5mg/L。 在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固体物和消毒后排放； （2）船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。 在距最近陆地12海里以外的海域，船速不低于4节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。
塑料制品及其		/	禁止投入水域

	船垃圾	他垃圾			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放
		食品废弃物			
	平台及钻井平台上生产及生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）		一级	禁止排放或弃置入海
	平台及钻井平台上生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）		一级	COD≤300mg/L
含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）		/	含油量≤30mg/L	
其他	<p>(1) 含油生产水</p> <p>生产阶段正常工况下，含油生产水经处理后回注地层，不得排放入海。本项目运营期含油生产水处理合格后回注地层，不外排。</p> <p>(2) 生活污水</p> <p>本项目投产后，LD16-3CEPA 外挂平台不设生活楼，新增定员 6 人住 LD16-3CEPA 平台现有生活楼。LD16-3CEPA 平台设 100 人生活楼，生活污水处理系统设计处理规模为 [REDACTED]。[REDACTED]根据《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》[REDACTED]，LD16-3CEPA 平台生活污水的总量控制指标为 [REDACTED]。生活污水按 0.35m³/（人·日）计算，投产后 LD16-3CEPA 平台生活污水的日产生量约为 22.4m³/d，不超原环评核算量，因此项目无需申请总量。</p>				

四、生态环境影响分析

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	1、施工期产污环节及污染源分析								
	海上施工阶段的作业内容包括海上施工/安装作业和钻完井作业等。								
	海上施工/安装的作业内容包括 LD16-3CEPA 外挂平台的导管架就位与安装，组块的安装/连接以及依托海上设施的适应性改造等。本阶段主要污染物包括机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为 COD。								
	钻完井过程中，主要污染物包括钻屑和钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为悬浮物及 COD。								
	(1) 钻井液								
	本次LD16-3CEPA外挂平台钻井作业采用水基钻井液。钻井液循环使用。钻井期间，从井口返出的钻井液通过振动筛以及离心机等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池。								
	钻井结束后，非油层段钻井液检测达《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级海区排放标准后排海；油层段钻井液收集运回陆地交有资质单位处理，不排海。								
	根据建设单位核算，								
	表 4.1 钻井液产生情况表								
	井数（口）		粘附 排放 (m ³)	固井 排放 (m ³)	起下 钻排 放 (m ³)	一次 性排 放 (m ³)	一次 性排 放次 数	非油 层段 钻井 液 (m ³)	油层 段钻 井液 (m ³)
钻 井	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
预 留 井	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
合		■	■	■	■	■	■	■	■

计

平均排放速率为 35m³/h

油层段钻井液与非油层段钻井液分开收集。油层段钻井液平时存储在钻井平台的泥浆池里，收集后由拖轮输运至码头，由唐山浩昌杰环保科技有限公司/中海石油环保服务（天津）有限公司或同等有资质的单位接收处理/处置，不排海。非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）一级要求后排放。

(2) 钻屑

根据建设单位核算，

表 4.2 本项目钻屑量统计

井数（口）		油层段 钻屑 (m ³)	非油层 段钻屑 (m ³)	钻屑合 计 (m ³)	钻井时 间 (d)	钻屑平 均排放 速率 (m ³ /d)
钻 井						
预 留 井						
合 计						

本项目施工期产生的油层段钻屑和非油层段钻屑分开收集，油层段钻屑采用带盖的岩屑箱全部回收，岩屑箱装满后定期运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用。油层段钻屑运回码头后计划

非油层段钻屑经在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB18420.1-2009）一级要求后排放。

(3) 生活污水、生活垃圾及机舱含油污水

海上建设阶段产生的污染物包括：船舶含油污水、船舶人员生活污水、生活垃圾等；钻井平台及改造平台产生生活污水、生活垃圾等。根据工程作业期和参与作业的

船舶、人员数量，估算作业期内污染物的源强。根据相关统计资料，生活污水的产生量按每人 350L/d，生活垃圾按每人 1.5kg/d，食品废弃物按每人 1.0kg/d。船舶含油污水按 0.5m³/d 核算，海上建设阶段污染物产生量详见下表。

表 4.3 生活污水、生活垃圾及机舱含油污水

施工阶段	施工船舶	船舶数量	施工人数(人)	施工天数(天)	生活污水(m ³)	生活垃圾(kg)	食品废弃物(kg)	船舶含油污水(m ³)
LD16-3 CEPA 外挂平台 导管架海上 运输、 安装	导管架浮吊船	1	53	25	463.75	1987.5	1325	12.5
	导管架运输驳船	1	10	5	17.5	75	50	2.5
	钢桩、隔水套管运输驳船	1	10	18	63	270	180	9
	拖轮	1	10	22	77	330	220	11
	拖轮	1	10	25	87.5	375	250	12.5
LD16-3 CEPA 外挂平台 组块海上 运输、安 装	组块浮吊	1	35	7	85.75	367.5	245	3.5
	组块运输驳船	1	15	7	36.75	157.5	105	3.5
	拖轮	1	15	8	42	180	120	4
	拖轮	1	15	8	42	180	120	4
钻完井 作业	钻井船	1	120	427	17934	76860	51240	213.5
	拖轮	1	45	21	330.75	1417.5	945	10.5
	守护船	1	30	406	4263	18270	12180	203
钻完井 作业 (预留 井槽)	钻井船	1	120	714	29988	128520	85680	357
	拖轮	1	45	42	661.5	2835	1890	21
	守护船	1	30	672	7056	30240	20160	336
LD16-3 CEPA 改造	驳船	1	30	1	10.5	45	30	0.5
	拖轮	1	30	1	10.5	45	30	0.5
合计					61169.5	262155	174770	1204.5

施工期船舶生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海；自升式钻井平台及改造平台生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准的要求后排放入海。生活垃圾除船舶食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)相关要求处理处置/排海外，其余全部运回陆地处理。船舶含油污水用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至陆上

(4) 固体废物

在工程建设阶段产生的生产垃圾主要包括外挂平台建设及现有平台改造过程中废弃器件边角料、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，海上建设阶段产生生产垃圾约 90t，其中一般固废约 82t，危险废物约 8t。经分类收集后，转运至陆上交由唐山浩昌杰环保科技有限公司/中海石油环保服务（天津）有限公司或同等有资质的单位接收处理/处置。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物		污染物的产生量	污染物的排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻井液	非油层段	■	■	■	SS	按相关要求排放入海
	油层段	■	■	■	石油类	运回陆上交有资质单位处理
钻屑	非油层段	■	■	■	SS	按相关要求排放入海
	油层段	■	■	■	石油类	运回陆上交有资质单位处理
生活污水		61169.5m ³	61169.5m ³	/	COD	经船用/平台生活污水处理装置处理达标后排海
生活垃圾		262.155t	/	/	食品废弃物、食品包装等	船舶食品废弃物按相关要求处理处置/排海，其他生活垃圾运回陆地处理
船舶含油污水		1204.5m ³	0m ³	/	石油类	铅封，运回陆上交有资质单位进行处理
固体废物	一般工业固废：82t		0t	/	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上进行处理
	危险废物：8t		0t	/	油棉纱等含油废物、废漆桶等	分类收集、运回陆上交有资质单位处理

2、施工期环境影响分析

钻完井阶段，除船舶生活垃圾中食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求处理处置/排海外，其余生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；船舶生活污水处理达《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排放，钻井平台/平台生活污水处理达《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后；船舶机舱含油污水按《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）要求铅封，运回陆上交有资质单位进行处理。油层段钻屑及油层段钻井液运回陆地交有资质单位处理处置，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放虽

为短期行为，但瞬间排放速率较大，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

(1) 对水文动力环境、地形地貌与冲淤环境影响分析

本次工程施工内容主要为外挂平台安装、钻完井工程，LD16-3CEPA 外挂平台为钢式导管架结构，桩腿尺寸较小，对流场、地形地貌与冲淤环境影响范围较小，仅对桩腿附近局部流场有影响，对大海域水动力环境基本无影响。

(2) 对海水水质环境影响预测与评价

1) 钻井液

钻完井作业采用水基钻井液，产生的非油层段水基钻井液满足相关标准后排海。

根据工程分析，LD16-3CEPA 外挂平台钻井液排放量 [REDACTED]

[REDACTED] 本项目施工期钻井水基钻井液排放的水质影响分析
 类比《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》 [REDACTED]

[REDACTED] 中水基钻井液排放的相关预测结果。
 本项目与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件如下。

表 4.5 类比条件一览表

对象	类比工程	本项目	对比情况
工程名称	旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表	旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目工程环境影响报告表	/
水深	30.7m	25m	
水文动力	1、本海区海流以潮流为主，潮流性质为规则半日潮，潮流运动形式以往复运动为主。 2、海流流向相对集中的方向主要包括 SW~WSW 以及 NE~ENE 向。 3、实测最大涨潮流流速为 79.3cm/s，最大落潮流流速为 106.6cm/s。	1、该海区的潮流性质为半日潮流，海域各站层潮流运动形式以往复流为主。 2、海流流向流向相对集中的方向主要包括 NNE~NE 向与 SE~SW 向。 3、实测最大涨潮流流速为 96.6cm/s，最大落潮流流速为 82.7cm/s；	水文动力条件相近
位置	[REDACTED]	[REDACTED]	同处于辽东湾海域
钻井液排放情况	[REDACTED]	[REDACTED]	本项目单次排放量和排放速率小于类比对象
钻屑排放	[REDACTED]	[REDACTED]	本项目排放速率小于类比对象
结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力条件相近，钻井液、钻屑排放方式一致，且本项目钻井液的单次排放量和平均排放速率、钻屑的最大排放速率均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。		

类比对象情况及结果:根据《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》:

“本项目钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中， [REDACTED]

经预测，

根据以上预测结果，非油层段钻井液排放对海水水质的影响是暂时、可恢复的。

表 4.6 类比报告非油层段钻井液排放产生的悬浮物预测结果 (km²)

位置	超一(二)类	超三类	超四类	超一(二)类距平台最大距离 (km)
表层				
中层				
底层				

表 4.7 类比报告非油层段钻井液排放产生的悬浮物不同超标倍数总包络面积 (km²)

位置	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层				
中层				
底层				

图 4.1LD10-1WHPE 平台非油层段钻井液排放产生悬浮物浓度增量包络线 (表层)

本项目类比分析结果：本项目钻井液在钻井过程中间歇性排放，平均排放速率小于类比工程钻井液排放总量，因此，钻井液排放造成的悬浮泥沙增加超过 10mg/L 的影响面积和距离排放点最大距离不超过《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》的水平，钻井液停止排放后，海水水质将较快恢复到原来的状态。因此，非油层段水基钻井液的排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海洋水质影响甚小。

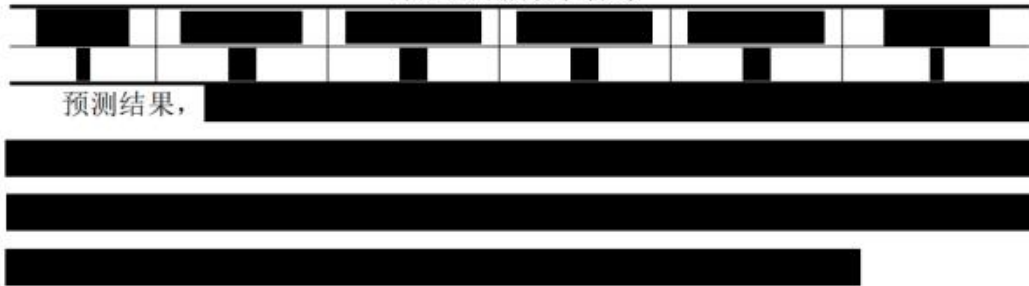
2) 钻屑

根据工程分析，LD16-3CEPA 外挂平台钻屑排放量

本项目施工期钻屑排放的水质影响分析类比《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》中钻屑排放的相关预测结果。本次调整井与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见表 4.5。

类比对象情况及结果：根据《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》：

表 4.8 钻屑粒径分布



根据以上预测结果，非油层段钻屑排放对海水水质的影响是暂时、可恢复的。

表 4.9 非油层段钻屑排放产生悬浮物的预测结果 (km²)

层位	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离 (km)
表层	■	■	■	■
中层	■	■	■	
底层	■	■	■	

表 4.10 非油层段钻屑排放悬浮物的不同超标倍数 Bi 总包络面积 (km²)

层位	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi > 9
表层	■	■	■	■
中层	■	■	■	■
底层	■	■	■	■

图 4.2LD10-1WHPE 平台钻屑排放产生悬浮物浓度增量包络线（表层）

本项目类比分析结果：由表 4.5 可知，本项目非油层段钻屑的排放点为 LD16-3CEPA 外挂平台，本项目非油层段钻屑排放速率小于类比对象。因此，本项目非油层段钻屑排放过程中，钻屑的影响面积和距排放点最大距离将不超过《旅大 10-1 油田 10-4 区块调整项目环境影响报告表》的预测水平，钻屑停止排放后，可在 1h 内恢复到本底值水平。

3) 其他

本项目施工期产生的船舶生活污水经生活污水处理装置处理达《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海，钻井平台及平台生活污水经生活污水处理装置处理达《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求后排入海。类比项目所在海域海上平台生活污水排放预测结果，一般生活污水超标影响范围在一个网格 30m 范围内，且其施工期影响为临时的，故施工期生活污水对海洋环境影响很小。

(3) 对海洋沉积物环境影响分析

a.LD16-3CEPA 外挂平台

LLD16-3CEPA 外挂平台是一座 4 腿 4 主桩导管架平台，导管架采用钢式结构，平台桩腿深插入海底，打桩导致沉积物环境全部改变，但桩腿占海面积较小，因此施工期平台对海洋沉积物环境的影响较小。

b. 钻完井

非油层段钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定范围内沉积。其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化。一般大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，以钻屑排放点外扩 200m 范围计算，对海洋沉积物环境影响较小。

(4) 对海洋生态影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期非油层段钻屑、钻井液排放对海洋生物生态造成的损害及平台扩建占海及施工期排放的钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地丧失。

1) 计算方法

A. 悬浮物扩散造成的生物资源损失

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），结合现状调查鱼卵仔稚鱼及游泳生物密度、影响预测结果，生物资源损失量按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

式中：

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/km²)、个平方千米 (个/km²)、千克平方千米 (kg/km²)；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米 (km²)；

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

n—某一污染物浓度增量分区总数。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），各类生物的损失率取值如下：

表 4.11 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数(Bi)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
Bi ≤ 1 倍	5	1	5
1 < Bi ≤ 4 倍	10	5	10
4 < Bi ≤ 9 倍	30	10	30
Bi ≥ 9 倍	50	20	50

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。考虑到秋季渔业调查鱼卵、仔稚鱼密度较小，本次评价渔业资源密度（不含底栖生物）采用所在海域的春季渔业资源密度进行计算，生物资源密度取值如下表。本次评价秋

季渔业资源密度引自《旅大 16-3 油田 S-6、S-6Sa 井区项目渔业资源现状秋季调查》（2024 年 3 月）。

表 4.12 生物资源密度取值

种类	秋季密度
鱼卵 (粒/m ³)	■
仔稚鱼 (尾/m ³)	■
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)	■
鱼类成体 (kg/km ²)	■
头足类成体 (kg/km ²)	■
虾类成体 (kg/km ²)	■
蟹类成体 (kg/km ²)	■

B. 占用海域造成的底栖生物资源损失

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：W_i——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；

D_i——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、千克每平方千米（kg/km²），在此为底栖生物生物量；

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）。

2) 工程占海

工程对底栖生物的影响主要为平台永久占海、钻屑沉降和管缆施工对底栖生物造成的损失。其中透水式构筑物的占海面积按其投影面积计算。本项目平台扩建 ■■■■■。LD16-3CEPA 外挂平台将对占用海域所在的底栖生物造成资源死亡，底栖生物损失率按 100% 计算。钻屑沉降也会对底栖生物造成一定掩埋，并使其部分底栖生物死亡，按平台钻屑排放点周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 范围(扣除平台钻屑排放点周围 50m 半径内面积为 m²)内损失率按照 50% 计算。具体各段计算见下表。

表 4.13 平台施工造成的海洋生物资源的损失量

影响环节		影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
钻屑	平台钻屑排放点周围 50m	■	■	■	■
	覆盖 2cm 厚度(扣除平台钻屑排放点周边 50m)	■		■	■
外挂平台占海	投影面积	■		■	■
合计					■

3) 钻井液

根据工程分析，项目钻井液一次性排放 [REDACTED]，根据预测结果， [REDACTED]

表 4.14 钻井液排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒、尾或 kg)	排放次数	合计 (粒、尾或 kg)
鱼卵	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
仔稚鱼	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
幼鱼	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
头足类幼体	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
虾类幼体	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
蟹类幼体	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
鱼类成体	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	Bi ≥ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
头足类成体	Bi ≤ 1 倍	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	1 < Bi ≤ 4 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
	4 < Bi ≤ 9 倍	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		

	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
虾类成体	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
蟹类成体	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		

4) 钻屑

根据工程分析, 本项目 LD16-3CEPA 外挂平台钻屑

根据钻井施工进度计划安排: 第一批次为 2025~2026 年施工, 第二批次为 2026~2027 年施工, 预留井槽为 2027~2029 年施工。因此, 按照年份进行排放周期的分配,

根据预测结果,

估算非油层段钻屑扩散造成的海洋生物损失量, 见下表。

表 4.15 钻屑排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒、尾或 kg)	持续周期 (个)	合计 (粒、尾或 kg)
鱼卵	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
仔稚鱼	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
幼鱼	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
头足类幼体	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	■		■	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	■		■	■		
虾类幼	$B_i \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■

体	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
蟹类幼体	Bi≤1 倍	■		■	■		
	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■	■	■
	4<Bi≤9 倍	■	■	■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
鱼类成体	Bi≤1 倍	■		■	■		
	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■	■	■
	4<Bi≤9 倍	■	■	■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
头足类成体	Bi≤1 倍	■		■	■		
	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■	■	■
	4<Bi≤9 倍	■	■	■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
虾类成体	Bi≤1 倍	■		■	■		
	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■	■	■
	4<Bi≤9 倍	■	■	■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
蟹类成体	Bi≤1 倍	■		■	■		
	1<Bi≤4 倍	■	■	■	■	■	■
	4<Bi≤9 倍	■	■	■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		

5) 总损失量估算

表 4.16 施工期造成的海洋生物资源的总损失量 (年均)

生物名称	平台占海	钻井液	钻屑
底栖生物 (t)	■	■	■
鱼卵 (粒)	■	■	■
仔稚鱼 (尾)	■	■	■
幼鱼 (尾)	■	■	■
头足幼体 (尾)	■	■	■
虾类幼体 (尾)	■	■	■
蟹类幼体 (尾)	■	■	■
鱼类成体 (kg)	■	■	■
头足类成体 (kg)	■	■	■
虾类成体 (kg)	■	■	■
蟹类成体 (kg)	■	■	■

6) 施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3~20 年的，按实际影响年限补偿，影

响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年”，本次工程施工阶段钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，施工年限共计为 5 年，按 5 年进行补偿。

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

$$M=W \times P \times E$$

式中：

M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

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，单位为百分比（%）；

E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i=W_i \times E_i$$

式中：

M_i —第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i —第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i —生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格按近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，各生物单价详见下表。经计算可知，本项目造成生物资源损失金额 [REDACTED]。

表 4.17 本项目造成的渔业损失价值估算

施工过程	生物名称	生物损失量	折算鱼苗损失量	单价	补偿年限（年/倍）	补偿金额（万元）
钻井液	鱼卵（粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	仔稚鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	幼鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	头足类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	虾类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	蟹类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	鱼类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	头足类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	虾类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	蟹类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
钻屑	底栖生物（t）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	永久占用	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	临时占用	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	鱼卵（粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	仔稚鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	幼鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	头足类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

	虾类幼体（尾）	■	■	■	■	■
	蟹类幼体（尾）	■	■	■	■	■
	鱼类成体（kg）	■	■	■	■	■
	头足类成体（kg）	■	■	■	■	■
	虾类成体（kg）	■	■	■	■	■
	蟹类成体（kg）	■	■	■	■	■
	生物资源资源损失补偿金额合计					■
	<p>(5) 对周边保护区影响分析</p> <p>项目施工期除船舶生活垃圾中食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求处理处置/排海外，其余生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；船舶人员生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海；自升式钻井平台及改造平台施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水铅封，运回陆上交有资质单位进行处理。油层段钻屑及油层段钻井液运回陆地交有资质单位处理处置。根据本次环评预测结果，项目非油层段钻井液排放最大影响距离为■，非油层段钻屑排放最大影响距离为■，项目距离周边保护区距离较远：距离最近大连斑海豹国家级自然保护区（缓冲区）约■，距离最近的生态红线区约■，正常施工不会对保护区产生影响。</p> <p>(6) 环境风险分析</p> <p>本项目在施工期可能发生的环境风险事故包括井涌/井喷、船舶碰撞燃料油泄漏、地质性溢油、浅层气/气层风险事故等，一旦发生溢油，将对海洋生态环境造成很大影响。本次环评针对环境风险进行了识别及环境风险事故影响分析，建设单位拟采取各项环境风险防范及应急措施，将发生环境风险事故对环境的影响降到最低，详见附录1环境风险专项评价。</p>					
运营期生态环境影响分析	<p>一、运营期产污环节及污染源分析</p> <p>生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、初期雨水和甲板冲洗水、生产垃圾等。</p> <p>(1) 含油生产水</p> <p>LD16-3CEPA 外挂平台生产井含油生产水最大产生量为■，LD16-3CEPA 外挂平台新增的生产水处理系统与 LD16-3CEPA 平台现有的并联使用，LD16-3CEPA 外挂平台生产水处理系统处理自身生产分离器分离出的生产水和部分 LD16-3CEPA 生产分离器分离出的生产水，处理合格的生产水回注地层，不排海。</p> <p>(2) 其他含油污水</p> <p>包括甲板雨水和冲洗水等，外挂平台上新增一套开排系统用来收集外挂平台上的溢出液、甲板雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，通过开排泵打回</p>					

LD16-3CEPA 平台现有闭排罐，由闭式排放泵将流体输送到油处理系统进行处理。

(3) 生活污水及生活垃圾

本项目投产后,LD16-3CEPA 外挂平台不设生活楼,新增定员 6 人住 LD16-3CEPA 平台现有生活楼。LD16-3CEPA 平台设 100 人生活楼,

根据《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》, LD16-3CEPA 平台按照按 120 人估算生活污水和生活垃圾的最大产生量,因此本项目投产后生活垃圾及生活污水产生量不超原环评核算量。

(4) 固体废物

1) 油泥

LD16-3CEPA 平台: 根据校核情况,项目投产后 LD16-3CEPA 平台不新增生产处理设施和生产水处理设施,设施处理量均未超出其设计处理能力,故不新增油泥产生量。

LD16-3CEPA 外挂平台: 平台新增油气和生产水处理设施装置运行过程会产生油泥,参考现有平台油泥产生情况,估算本次 LD16-3CEPA 外挂平台新增油泥 50t/a,分类收集后全部运回陆地处理,危废交有资质单位处理。

2) 生产垃圾

本次工程改造平台运营期不新增生产垃圾; LD16-3CEPA 外挂平台运营期新增固废主要为: 废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等,根据建设单位石油开发工程的多年统计资料,预计外挂平台产生生产垃圾约 50t/a,其中危险废物 5t/a,分类收集后全部运回陆地处理,危废交有资质单位处理。

表 4.18 本项目运营期污染物产生情况一览表

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式		
生产水		石油类	项目平台产生的含油生产水经水处理装置处理达标后,全部回注地层,不排海		
外挂平台	平台甲板冲洗水、初期雨水等	少量	石油类	经开、闭系统收集后,打入工艺系统	
	油泥	50t/a	石油类	分类收集、运回陆上交有资质单位处理	
	生产垃圾	一般固废	45t/a	废弃边角料、包装材料、开闭排罐污泥等	分类收集、运回陆上处理
		危险废物	5t/a	石油类	分类收集、运回陆上交有资质单位处理

二、运营期环境影响分析

本项目 LD16-3CEPA 外挂平台不设生活楼,在 LD16-3CEPA 平台新增定员,但运营期 LD16-3CEPA 平台生活污水及生活垃圾产生量不超原环评核算量;运营期产生的

	<p>含油生产水经处理达标后全部回注地层，其余含油污水如甲板雨水和冲洗水等，全部收集进入平台开闭排放系统后再进入原油生产流程处理，无排放，因此不会对海水水质环境产生影响。生产过程中产生的固体废物均分离收集运回陆地处理，含油危废交有资质单位处理处置，项目运行过程中对环境影响较小。</p> <p>三、环境风险影响分析</p> <p>本项目在运营期可能发生的环境风险事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏、依托海底管道泄漏以及地质性溢油事故等。一旦发生溢油，将对海洋生态环境造成很大影响。本次环评针对环境风险进行了识别并进行了环境风险事故分析，建设单位拟采取各项环境风险防范及应急措施，将发生环境风险事故对环境的影响降到最低，详见附录 2 环境风险专项评价。</p>
<p>选址选线环境合理性分析</p>	<p>本项目为平台扩建工程，是在既有平台上进行施工，均在油田现有安全作业区范围内建设，改造后实际用海完全位于平台原确权用海范围内，不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，不涉及选址选线。</p>

五、主要生态环境保护措施

施 工 期 生 态 环 境 保 护 措 施	<p>1、施工期污染防治对策措施</p> <p>项目建设期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、悬浮物、船舶含油污水、生活垃圾和工业垃圾。作业者将采取以下污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。</p> <p>(1) 钻井液、钻屑</p> <p>本项目钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。钻井期间，从井口返出的钻井液通过振动筛以及离心机等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池。非油层段钻井液及非油层段钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中表2中的一级标准要求，以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后方可排放入海。</p> <p>油层段钻完井产生的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱 [REDACTED] 收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内 [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]，然后将岩屑回收箱吊装至拖轮运至码头，往返时间 1-2 天，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻屑、钻井液到码头后 [REDACTED] [REDACTED]，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施。相关危废资质情况见附件 9。</p> <p>(2) 生活污水、生活垃圾及船舶含油污水</p> <p>施工期参加作业的船舶人员产生的生活污水必须经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。船舶食品废弃物按要求处理/排海（在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放），其他生活垃圾运回陆地处理。</p> <p>钻井平台及现有平台施工人员产生的生活污水分别经钻井平台及现有平台生活污水处理装置处理至符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后方可排放入海，产生的生活垃圾全部运回陆地处理。</p> <p>参加作业的船舶产生机舱含油污水由船舶上的污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代</p>
---	--

该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头交有资质单位处理。

(3) 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经分类收集后经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，由船转运至陆上处理，油棉纱等含油废物、废漆桶等危险废物委托有相关危废处理资质的单位处理处置。

(4) 废气

施工期废气主要来自于施工船舶及机械排放的柴油机尾气，主要污染物 NO₂、SO₂、CO、烟尘等，此类废气只在施工期间产生，为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

本项目位于渤海，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区沿海控制区，建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

1) 船舶发动机污染物排放满足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法（中国第一、二阶段）》（GB15097-2016）中船机排气污染物排放限值要求；2019年1月1日起应使用硫含量不大于0.5%*m/m*的船用燃油；

2) 2015年3月1日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过130千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；

3) 施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

2、施工期生态保护对策措施

(1) 污染物的源头控制，尽量减少污染物排放量，各类污染物合理处置；钻井过程中严格控制钻井液和钻屑的排放速率，减少悬浮物扩散的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响；同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，严格落实达标排放，减少污染物质对海洋环境的影响。

(2) 施工期对海洋生态造成影响的生物资源损失金额 [REDACTED]，项目拟针对渔业资源损失以增殖放流的形式进行生态修复。

3、施工期环境风险防范与应急措施

施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

(1) 制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；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。

	<p>(2) 充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护, 提供充分的消防设备, 预防钻井平台及平台火灾和爆炸。</p> <p>(3) 避免燃油舱破损引起燃料油泄漏。加强工作船舶操作人员日常安全防范意识, 防止人为操作失误引起作业船舶与钻井平台或平台碰撞。守护船舶保持警戒状态, 加强值班瞭望, 保证无其他无关船舶干扰以保证作业安全。</p> <p>(4) 预防地质性溢油。关注地层压力稳定, 从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统, 实时监控压力并做好记录, 发现异常情况及时报警处置。定期开展油井动态监测, 及时取录地层压力变化情况。</p> <p>(5) 在预防为主的基础上, 充分利用现有的溢油应急处理能力和措施, 降低海上溢油的环境污染程度。</p> <p>为预防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《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》(2023 年 4 月) 并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案, 溢油应急计划内容包括调整井钻完井作业期间主要风险的预防措施、应急组织机构、应急能力、溢油应急程序、溢油事故的处置等。该溢油应急计划已满足本项目施工期溢油应急的需求。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施及生态保护对策措施</p> <p>本次项目投产后, 不新增定员, 不新增值班船舶等作业船舶。LD16-3CEPA 平台运营期产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾及生活垃圾等。本项目投产后新增含油生产水, 生产垃圾, 不新增平台生活污水及生活垃圾。其中含油生产水经生产水处理设施处理达标后全部回注地层, 不外排; 生产垃圾和生活垃圾均运回陆上委托有相应资质的单位进行处理, 对海洋环境影响较小。</p> <p>2、加强运营期对海洋生态环境的监测</p> <p>原环评已针对运营期制定了跟踪监测计划, 定期对海洋环境开展跟踪监测, 实时掌握开发区域的环境质量现状, 本项目沿用原环评的跟踪监测计划, 不新增监测计划。</p> <p>3、运营期环境风险防范与应急措施</p> <p>针对施工期和运营期油气泄漏等风险, 建设单位已于 2023 年 4 月修编了《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》, 并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。溢油应急计划内容包括生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等。该溢油应急计划可以实现开发生产期间发生溢油事故时能够及时、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>本项目扩建工程是在既有平台上进行调整, 工程投产后不新增污染物排放, 《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》[]已经制定跟踪</p>

	<p>监测计划，本次工程沿用原环评的跟踪监测计划，不新增监测计划，旅大 21-2/16-3 油田现有跟踪监测计划中，监测含油生产水中的石油类和生活污水中的化学需氧量（COD）值；监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关管理要求执行。</p> <p>依托旅大 21-2/16-3 油田现有跟踪监测计划，对所在海域的相关平台周边的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测。</p>																								
环 保 投 资	<p>环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019），经核算本项目环保投资约为 █████ 万元。</p> <p style="text-align: center;">表 5.1 环保投资明细</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">序号</th> <th style="width: 60%;">环境保护投资</th> <th style="width: 30%;">折合环保投资(万元)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>油层段钻井液、油层段钻屑处理费</td> <td style="text-align: center;">████</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>海洋生态损失补偿费用</td> <td style="text-align: center;">████</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>LD16-3CEPA 平台注水系统改造</td> <td style="text-align: center;">██</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>LD16-3CEPA 外挂平台新增生产水处理系统</td> <td style="text-align: center;">██</td> </tr> <tr> <td>5</td> <td>LD16-3CEPA 外挂平台新增开式排放系统</td> <td style="text-align: center;">██</td> </tr> <tr> <td>6</td> <td>LD16-3CEPA 外挂平台新增注水系统</td> <td style="text-align: center;">██</td> </tr> <tr> <td colspan="2" style="text-align: center;">合计</td> <td style="text-align: center;">████</td> </tr> </tbody> </table>	序号	环境保护投资	折合环保投资(万元)	1	油层段钻井液、油层段钻屑处理费	████	2	海洋生态损失补偿费用	████	3	LD16-3CEPA 平台注水系统改造	██	4	LD16-3CEPA 外挂平台新增生产水处理系统	██	5	LD16-3CEPA 外挂平台新增开式排放系统	██	6	LD16-3CEPA 外挂平台新增注水系统	██	合计		████
序号	环境保护投资	折合环保投资(万元)																							
1	油层段钻井液、油层段钻屑处理费	████																							
2	海洋生态损失补偿费用	████																							
3	LD16-3CEPA 平台注水系统改造	██																							
4	LD16-3CEPA 外挂平台新增生产水处理系统	██																							
5	LD16-3CEPA 外挂平台新增开式排放系统	██																							
6	LD16-3CEPA 外挂平台新增注水系统	██																							
合计		████																							

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) 本项目使用水基钻井液钻井，油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理，非油层段钻井液和非油层段钻屑达标后排海。</p> <p>(2) 生活污水经船舶/钻井平台/LD16-3CEPA 平台生活污水处理装置处理达标后排海；船舶机舱含油污水铅封运回陆地交有资质单位处理</p>	<p>(1) 油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理；非油层段钻井液、非油层段钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）一级海区排放标准排海；</p> <p>(2) 船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）；</p> <p>钻井平台和 LD16-3CEPA 平台生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》，（GB4914-2008）一级标准。船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）铅封运回陆地处理</p>	<p>(1) 运营期生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海</p> <p>(2) 含油生产水处理达标后回注地层，不排海</p>	<p>(1) 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）</p> <p>(2) 符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2022）</p>
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
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	海上平台生活及生产垃圾运回陆地处置；船舶除食品废弃物按要求处理处置/排海外，其他生活垃圾及生产垃圾	海上平台生活及生产垃圾符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求；船舶垃圾符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	海上平台生活垃圾及生产垃圾运回陆地处置	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准

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
	圾运回陆地处理			
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年 4 月）	运营期各项风险防范措施及溢油应急设备设施（具体详见专项报告）	《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年 4 月）
环境监测	/	/	纳入旅大 21-2/16-3 油田现有跟踪监测计划。	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目在旅大 16-3 油田现有平台进行平台扩建及平台改造施工作业，年最大增油量 [REDACTED]，小于 20 万吨；[REDACTED]，钻井期间新增非油层段钻井液排放量约为 [REDACTED]，新增非油层段钻屑排放量约为 [REDACTED]，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，符合《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋主体功能区规划》相关要求；不在《辽宁省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、辽宁省“三区三线”和辽宁省“三线一单”划定范围内，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本项目所在海域海水、沉积物和生物环境质量现状较好，距离自然保护区、海洋保护区、海洋生态红线较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。本项目 LD16-3CEPA 平台处于小黄鱼、黄姑鱼、鲷、叫姑鱼的索饵场中，处于中国毛虾的越冬场中，钻井过程中需严格控制钻井液和钻屑的排放速率，减少悬浮沙扩散的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。

本项目施工期船舶生活垃圾中的食品废弃物按要求处理处置/排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；船舶机舱含油污水铅封运回陆地处置，施工期船舶人员生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海。油层段钻井液、油层段钻屑收集运回陆地交有资质单位处理，检查相关交接手续；非油层段钻井液、非油层段钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）一级海区排放标准排海。施工期对海洋环境影响属于短期、可恢复性影响。项目投产后，含油生产水处理达标后回注地层不排海，生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，固体废物等运回陆地处置，不新增污染物排海。正常运行情况下，不对海洋环境产生影响。

因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故防范对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

附表

附表 1 海水水质调查及评价结果

附表 2 海洋沉积物调查及评价结果

附表 3 海洋生态环境监测结果表

附表 4 生物体质量检测结果及评价结果表

附表 5 渔业资源现状调查检测结果及评价结果表

附表 6 海洋生态物种名录

附表 7 主要生产设施中英文对照表

表 7.1 主要生产设施中英文对照表

序号	英文	中文
1	LD16-3CEPA	旅大 16-3 油田中心平台
2	LD16-3WHPB	旅大 16-3 油田 B 井口平台
3	LD10-1PAPD	旅大 10-1 油田生产辅助平台
4	LD10-1CEP	旅大 10-1 油田中心处理平台
5	LD10-1WHPA	旅大 10-1 油田 A 井口平台
6	LD21-2WHPA	旅大 21-2 油田 A 井口平台
7	LD21-2WHPB	旅大 21-2 油田 B 井口平台
8	LD29-1WHPA	旅大 29-1 油田 A 井口平台

附表 8 项目周边主要环境敏感目标表

附表 9 海洋环境质量回顾对比表

附图

附图 1 地理位置图

附图 2 本项目与辽宁省海洋主体功能区的位置关系

附图 3 本项目与辽宁省国土空间规划的位置关系

附图 4 本项目与辽宁省“三区三线”的位置关系

附图 5 本项目与辽宁省环境管控单元的位置关系

附图 6 旅大 16-3 油田设施总体布局图

附图 7 海洋现状调查站位图

附图 8 渔业资源现状调查站位

附图 9 环境敏感目标分布图

保护区、水产种质资源保护区等

渔业三场一通道

附件

附件 1 环评委托书



环境影响评价委托书

海油环境科技（北京）有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》及《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规的要求，现委托贵公司承担“旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目”的环境影响评价工作，并编制环境影响报告表。

特此委托！

中海石油（中国）有限公司



2024年9月2日

附件 2 旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书的批复
-2018

附件 3 旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境保护设施竣工验收的
批复

附件 4 关于旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见
的复函-2004

附件 5 旅大 4-2/5-2/10-1 等油田环境保护设施竣工验收-2007

附件 6 锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端
码头扩建工程环境影响报告书核准意见-2012

附件 7 溢油应急计划备案表

附件 8 调查报告封面

附件 9 危废处理单位合同及经营许可

附录 1 环境风险专项评价

1 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），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，所涉及的危险物质主要为施工期的船舶燃料油，运营期原油和天然气等，本项目所涉及的危险物质的理化性质及危险特性如下。

表 1.1 原油理化性质及危险特性表

标识	中文名：原油	英文名：CrudeOil
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	凝点（℃）：-6℃	禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350
危险特性	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。	
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。	
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。	
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。	
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。	

表 1.2 燃料油理化性质及危险特性表

类别	内容				
标识	中文名称	燃料油		英文名称	Fueloil; Heavyoil
理化特性	外观与气味	黄色液体			
	溶解性	不溶于水		倾点 (°C)	≤-10
	冷滤点 (°C)	冬季	-13~-7	密度 (g/cm ³) (15°C)	0.833
		夏季	-3~3		
	馏程 (°C)	90%	≤350	闪点 (°C)	70~130
95%		≥320	运动粘度 mm ² /s (50°C)	2~4	
主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。				
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。			
	活性反应	与强氧化剂反应。			
	禁忌物	强氧化剂。			
	侵入途径	吸入，食入。			

表 1.3 天然气理化特性及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：naturalgas	
	危规号：21007		UN 编号：1971	
理化特性	CAS 号：74-82-8		外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	
	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚		熔点 (°C)：-182	
	沸点 (°C)：-161.49		相对密度：(水=1) 0.45 (液化)	
	相对密度：(空气=1) 0.59		饱和蒸气压 (kPa)：53.32 (-168.8°C)	
	禁忌物：强氧化剂、卤素		临界压力 (MPa)：4.59	
	临界温度 (°C)：-82.3		稳定性：稳定	
危险特性	聚合危害：不聚合		危险性类别：第 2.1 类易燃气体	
	燃烧性：易燃		引燃温度 (°C)：482~632	
	闪点 (°C)：-188		爆炸下限 (v%)：5.0	
	爆炸上限 (%)：15.0		最小点火能 (MJ)：0.28	
	最大爆炸压力 (kPa)：680		燃烧热 (MJ/mol)：889.5	
	火灾危险类别：甲 B		燃烧 (分解) 产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险		灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
毒理性	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m ³)			
健康危害	侵入途径：吸入			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			

	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。

1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 B“重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，天然气的临界量为 10t。

本项目工程内容为在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台，实施调整井建设；同时，平台设原油处理系统、生产水处理系统、化学药剂系统、燃料气系统等，并对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。根据建设单位提供资料，本项目新增的平台管汇、工艺管线、分离器等设施等最大存在油量总量约为 [REDACTED]，天然气最大存在总量为 [REDACTED]。

根据下式计算危险物质数量与临界量比值 Q：

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

式中，q₁、q₂、……、q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q₁、Q₂、……、Q_n——每种危险物质的临界量，t；油类物质取 2500t，天然气取 10t。

本项目危险物质数量与临界量比值 [REDACTED]，因此，该项目环境风险潜势为 I。

1.3 风险评价等级

风险评价工作等级的划分主要依据环境风险潜势，按照下表确定评价工作等级。本项目环境风险潜势等级为 I，则风险评价工作等级为简单分析。

表 1.4 环境风险评价工作等级划分

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

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险

防范措施等方面给出定性的说明。

2 环境敏感目标概况

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见下表。

表 2.1 环境风险敏感目标分布表

3 环境风险识别

3.1 风险识别

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏、依托海底管道泄漏以及地质性溢油事故、浅层气/气层风险事故等。

(1) 井喷/井涌

在钻完井和修井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。由于钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且作业区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

根据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）常规生产井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施13口调整井，包括8口生产井，5口注水井（含2口先期排液井），发生井涌的概率为 2.32×10^{-5} 次/a，发生井喷的概率为 3.28×10^{-5} 次/a。

表 3.1 常规生产井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）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

(2) 平台火灾/爆炸

平台改造过程中存在着动火作业，如离油气生产区较近，存在平台火灾风险。

设备故障以及人员操作失误有可能造成油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类泄漏入海。参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

- 井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年
- 油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年
- 储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年
- 油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

本项目涉及 1 座平台 LD16-3CEPA，平台设置有井口区、油气处理区和油气输送区。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为 5.3×10^{-3} 次/a。

由于烃类物质的释放和聚集引起火灾进一步引起溢油事故概率低一个数量级，因此，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 5.3×10^{-4} 次/a。

(3) 船舶碰撞燃料油泄漏事故

本项目施工期新增使用浮吊船、驳船、拖轮等船舶，施工船舶受风、水流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及平台设施发生碰撞。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，可能因为天气原因或操作失误等原因发生事故，进而导致溢油；但本项目建成后不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。

根据《风险评估数据指南》（2010 年），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此由于船舶碰撞造成的溢油事故概率将至少低一个数量级，即船舶碰撞造成溢油事故的概率小于 5.0×10^{-7} 次/a。

表 3.2 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
本气田船舶	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}

(4) 平台工艺管线泄漏

平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

(5) 依托海底管线油气泄漏

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。

由于本项目不新建海底管线，本项目投产后依托管线的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管线的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管线溢油的风险，因此，海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

(6) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

地质性溢油风险分析详见 3.3 节。

3.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（原油、燃料油）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。

表 3.3 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(原油、燃料油)	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	大气

3.3 地质性溢油风险分析

略

3.4 浅层气风险分析

略

4 环境风险分析

本节重点分析发生溢油事故后对海域、大气等要素的影响。

4.1 对海域环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

4.1.1 溢油事故对周边敏感区的影响

本项目不涉及新建管道，根据校核结果，本工程投产后依托管线的实际最大输送压力、输送温度和输送量均未超过管线的设计压力、设计温度和设计输送量，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于本工程新增的环境风险。依托海底混输和输油管道的溢油风险已在原环评《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》[] 中进行评价。

本项目的环境风险类型主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、船舶碰撞泄漏和地质性溢油风险事故、浅层气/气层风险事故等。原环评《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》[] 溢油风险分析与评价章节已经考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道及立管泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险。本项目环境风险类型与原环评基本一致。

原环评综合考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道及立管泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险，选择 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 混输海底管道发生溢油事故（LD10-1PAPD 平台附近海管发生溢油）进行预测，本项目的风险源强不会超过原环评。

本项目的环境风险类型和源强均不超过原环评，因此，环境风险影响直接引用原环评风险评价结论：

原环评针对 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 混输海底管道 [REDACTED] 溢油量进行预测，根据溢油漂移的数模预测结果：

极 [REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]

本项目溢油事故对周边敏感目标的影响不会超过原环评《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》 [REDACTED]。

4.1.2 对浮游生物的影响

(1) 浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

(2) 浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被

溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

4.1.3 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动物、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.1.4 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（SmoldersR, 2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（ThomasRE, 2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

4.2 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2 、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量油气从井口敞喷进入环境当中，在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。气体喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

5 环境风险防范措施及应急要求

5.1 环境风险防范措施

5.1.1 井喷/井涌事故的防范措施

为防止钻完井过程中井喷/井涌事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- (1) 严格实施钻完井作业规程；
- (2) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- (3) 安装井口防喷器；防喷器组压力级别：环形防喷器数据规格为 13-5/8" 5000psi，双闸板防喷器（剪切闸板+上闸板）、钻井四通、下闸板防喷器等数据规格为 13-5/8" 10000psi。
- (4) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- (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；
- (6) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- (7) 在开钻之前制定周密的钻完井计划；
- (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) 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确关井程序实行有效控制，及时组织压井作业；
- (11) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

5.1.2 平台火灾/爆炸事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段已经充分考虑了油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置了相应的应急关断系统；加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换；在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

平台上设置应急通信设备,用于在紧急逃生情况下的通信联络;设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器,并接入平台视频监控系统,便于监视和取证;设置溢油监控系统,对平台周围的溢油情况进行监控。

5.1.3 船舶碰撞风险防范措施

为减少事故发生的概率,并减小溢油事故后对环境造成的影响,应采取事故防范措施。

(1) 在施工期间,建立溢油应急制度,一旦突发事故造成溢油事故,应迅速做出反应,一方面尽快向部门监督和环保部门汇报,并组织事故现场监测和调查,另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施,以减少污染损害。

(2) 协助相关部门作好作业船舶的调度工作,严格执行有关操作规程,避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程,尽量杜绝事故的发生。

(4) 制订必要的事故应急程序,配置相应的具有溢油回收功能的施工船舶等。一旦溢油事故发生,立即启动应急程序,并及时报告相关政府部门,对溢油进行清除,将溢油造成的损失降至最低。

(5) 合理安排施工作业面,在有船舶通过时,提前采取避让的措施。根据作业需要,须划定与施工作业相关的安全作业区时,应报经海事机构核准、公告;设置有关标志,严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区,严禁无关船只进入施工作业海域,并提前、定时发布航行公告。

(6) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

(7) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望,施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

(8) 施工作业船舶在发生紧急事件时,应立即采取必要的措施,同时向公司海事部门及主管部门报告。

(9) 发生船舶交通事故时,应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔,防止溢油。

5.1.4 平台工艺管线泄漏事故防范措施

(1) 设计中针对各生产设施采取充分的安全防护措施;各部分合理布放,对危险区采用防火、防爆设备,并采取有效的隔离措施来降低危险程度;

(2) 主要设备、生产装置和单元均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统;

(3) 在生产工艺区装备火焰和气体探测器,以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度,发现异常及时报警;

(4) 本项目新增平台工艺管线,平台设置开闭排系统,若管线发生泄漏事故,泄漏的油类物质会进入开闭排系统中处理,不会发生油类物质入海现象。

5.1.5 地质性及浅层气溢油风险防范措施

见 3.3.4 节和 3.4.2 节。

5.2 溢油事故应急处理措施

5.2.1 溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司天津分公司辽东作业公司已经制定了《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年版）并于 2023 年 4 月 23 日在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局完成备案。

本计划适用于旅大 21-2/旅大 16-3 油田设施所处海域范围内油田的开发生产活动中发生溢油事故初始阶段的应急处置，与中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》相衔接。该区域内溢油事故超过油田自身溢油处置能力时，由辽东作业公司向天津分公司申请后续资源支持。

5.2.2 应急组织机构

1. 天津分公司应急组织结构

辽东作业公司为天津分公司所辖作业公司之一，旅大 16-3 油田纳入天津分公司应急管理体系。天津分公司建立了公司应急组织机构，主要由：应急指挥中心、应急协调办公室、天津分公司应急值班室、技术专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、兴城应急分中心、蓬莱应急分中心组成。

图 5.1 天津分公司应急组织机构图

2. 油田现场应急组织机构

当旅大 16-3 油田发生溢油事故时，旅大 16-3 油田总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作。旅大 21-2 油田总监协助旅大 16-3 油田总监提供应急支持。

旅大 16-3 油田溢油应急小组组织机构如下图所示：

图 5.2 旅大 16-3 油田溢油应急小组组织机构图

5.2.3 溢油事故响应策略

1. 溢油报告程序

发生溢油事故后，无论事故大小，均必须第一时间按要求向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，见下图溢油事故报告程序图。

图 5.3 溢油事故报告程序图

2. 溢油事故分级

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（环海洋函〔2022〕27 号）对海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

(1) 特别重大溢油污染环境事件

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

(2) 重大溢油污染环境事件

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

(3) 较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(4) 一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

5.3 溢油应急措施有效性分析

本节结合《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年版）对项目所在油田溢油应急能力的符合性进行分析。

5.3.1 油田自身溢油应急物资

根据《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年版），旅大 16-3 油田在 LD16-3CEPA 平台上配置了溢油应急设备。一旦发生溢油事故，旅大 16-3 油田将立足于海上现场的溢油应急处置第一时间实现有效拦截与回收，同时，旅大 16-3 油田也可依托就近的旅大 10-1 油田的设备，达到处置效率最大化。当溢油事故发展到油田自身应急能力无法应对时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。旅大 16-3 油田配备的主要溢油应急设备如下：

表 5.1 旅大 16-3 油田溢油应急设备

序	名称及规格	数量	存放地点
1	充气式围油栏	400m	LD16-3CEPA 平台
2	围油栏动力站	1 套	
3	充吸气机	1 套	
4	油拖网	1 套	
5	撇油器（30 方/小	1 套	
6	15 方浮式储油囊	3 套	
7	消油剂喷洒装置	1 套	
8	手持式喷枪	2 套	
9	高压清洗机	1 套	
10	吸油毛毡	20 箱	
11	消油剂	10 桶（LD16-3CEPA6 桶、LD16-3WHPB2 桶、LD21-2WHPA2 桶）	LD16-3CEPA/WHPB、LD21-2WHPA 平台
12	设备集装箱	3 套	LD16-3CEPA 平台

5.3.2 油田周边溢油应急物资

如果发生溢油超出旅大 16-3 油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的

援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务（天津）有限公司（COES）的溢油应急设备资源及相关环保人员。

1. 天津分公司海上平台溢油应急资源

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控，同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。天津分公司溢油应急资源如下：

表 5.2 周边油田溢油应急资源

油田	溢油应急设备名称	型号	数量	存放地点
旅大 10-1 油田	橡胶充气式围油栏	QW1500	400 米	LD10-1CEP 平台
	充气式围油栏用动力站	LPP30	1 套	
	收油机	劳模 MINIMAX20, 20 方/小时	1 套	
	浮动油囊	FN15, 15 方	3 套	
	喷洒臂装置	PSB50C	1 套	
	LAMOR 高压蒸汽清洗系统	HDS1000DS	1 套	
	1#和 2#集装箱		2 套	
	3#集装箱		1 套	
	油拖网	SW3	6 套	
消油剂	GM-2	6 桶		
绥中 36-1 油田	围油栏	QW1500	400 米	SZ36-1CEP 平台
	撇油器	ZSC30 撇油器, 30 方/小时	1 套	
	动力装置	PK1650FC, 功率 21kw	1 台	
	动力装置	PK1650FC, 功率 21kw	1 台	
	储油囊	FN15, 储油 15m ³ /套	6 套	
	喷洒设备	PSB50C, 喷洒 3m ³ /h 套	1 套	
	手持喷枪	喷洒 1.8t/h 支	2 支	
	高压清洗机	HDS1000DE, 功率 4.2kw	1 套	
消油剂	海鸥 4 号	适量		
金县 1-1 油田	充气式橡胶围油栏	HRA1500/100, 1500 型	200 米	JX1-1CEPA 平台
	储油囊	HRFT10, 10 方/套	2 套	
	围油栏集装箱	3×2.4×2.6 米	2 套	
	设备集装箱	6×2.4×2.6 米	1 套	
	围油栏充气机	HIS1000, 1000 方/小时	1 套	
	围油栏动力站	HPP30, 30 千瓦	1 套	
	撇油器	HAF30, 30 方/小时	1 台	
	撇油器动力站	HPP50, 50 千瓦	1 套	
溢油分散剂	GM-2, 170 公斤/桶	12 桶		

油田	溢油应急设备名称	型号	数量	存放地点
	吸油毛毡		50 包	
锦州 25-1 南油田	充气式橡胶围油栏	HRA1500	200 米*2	JZ25-1SCEP 平台
	围油栏充气机	HIS1000, 1000 方/小时	1 套	
	围油栏动力站	HPP30, 30 千瓦	1 套	
	撇油器	HAF30, 30 方/小时	1 套	
	撇油器动力站	HPP50, 50 千瓦	1 套	
	浮式储油囊	FN10, 10 方	2 套	
	消油剂喷洒装置	PSB120	1 套	
	高压清洗机	HDS1000DE	1 套	
	围油栏集装箱	/	2 套	
	辅助集装箱	/	1 套	
	化学消油剂	GM-2	36 桶	
	吸油毛毡	/	2 吨	
旅大 27-2/32-2 油田	围油栏	1500 型	400m	LD32-2PSP 平台
	撇油器	30 方/小时	1 套	
	储油囊	共 20 方 (2 个 5 方, 1 个 10 方)	3 套	
	喷洒设备	3 吨/小时	1 套	
	消油剂	170L/桶	10 桶	
	动力站	50KW	1 套	
	动力站	30KW	1 套	
	高压清洗机		1 套	
	吸附材料	P125-55	16 箱	

2. 中海石油环保服务(天津)有限公司(COES)溢油应急资源

COES 北方片区以塘沽基地为中心, 绥中基地和龙口基地为辅助, 共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。COES 溢油应急设备资源见下表。

表 5.3 中海石油环保服务(天津)有限公司(COES)溢油应急资源

序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
塘沽基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	80m³/h	1 套
2		LAMOR 公司	Minimax100	100m³/h	1 套
3		LAMOR 公司	LMS 多功能	60m³/h	1 套
4		LAMOR 公司	Minimax10	10m³/h	1 套
5		汉海公司	HAF12	12m³/h	2 套
6		汉海公司	HAF30	30m³/h	2 套
7		青岛光明	ZK30	30m³/h	1 套
8		SLICKBAR 公司	真空撇油器	78m³/h	1 套
9		LAMOR 公司	LFM450	450m³/h	1 套
10		SLICKBAR 公司	自吸式	34m³/h	2 套
11	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	3 套
12		LAMOR 公司	LPP20	21KW	1 套
13		LAMOR 公司	LPP6	4.6KW	1 套
14		天津汉海	HPP6H	6KW	2 套
15		汉海公司	HPP50	50KW	3 套
16		汉海公司	HPP30	30KW	1 套

序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
17		天津汉海	充气机	300m³/h	4套
18		天津汉海	充水机	40m³/h	4套
19		青岛华海	充气机	210m³/h	4套
20		青岛华海	充水机	22m³/h	4套
21	充气式围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5m, 吃水 0.7m	2000m
22	沙滩式围油栏	天津华海	WQV-1200T	干舷 0.48m, 吃水 0.6m	400m
23		青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m, 吃水 0.25m	2000m
24	PVC 固体围油栏	天津汉海	KB900	干舷 0.35m, 吃水 0.48m	400m
25		天津汉海	HWP900	干舷 0.35m, 吃水 0.48m	400m
26		LAMOR 公司	FOB1000	干舷 0.65m, 吃水 0.35m	400m
27		天津汉海	HPFC900	干舷 0.36m, 吃水 0.52m	2000m
28	橡胶固体围油栏	青岛光明	GWJ900	干舷 0.35m, 吃水 0.46m	2000m
29	防火固体围油栏	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.35m, 吃水 0.48m	400m
30	消油剂喷洒装置	青岛华海	PS80	4.8m³/h (喷洒量)	1套
31		青岛光明	PSB80	4.8m³/h	1套
32		汉海公司	HPS140B	8.4m³/h	4套
33	储油囊	青岛华海	QG-V10	10m³	4套
34		青岛光明	QG5	5m³	1套
35		青岛光明	QG9	9m³	1套
36		五洲艳阳	100m³	100m³	1套
37		五洲艳阳	20m³	20m³	4套
38	钢制储油罐	天津市泓锋泰汽车改装有限公司	7m³	7m³	6套
39	清洗机	LAMOR 公司	HDS1000DE	6.6KW	3套
40		HARCHER	HD6/15C	3.1KW	2套
41	发电机	KIPOR 公司	KDE6500E	5KW	1套
42	车间航吊	新乡起重机厂	LD-A10	2*0.8KW	1套
43	码头工作艇	江阴新江	GT5.4	3KW	1套
44	叉车	大连叉车	CPCD80C	8吨	1辆
45	气垫船	HOVERTECHNI CSINC.	HOVERGUARD 1000	250KW	1套
46	吸油拖栏	SPC 牌	ENV810	直径*长 0.2m*3m (每根)	2000m
47		南京盛邦	/	/	1400m
48		羽冠牌	XTL260-YGI	直径*长 0.26m*10m (每根)	880m
49	吸油毛毡	SPC 牌	MXO1000	长*宽 0.5m*0.4m	0.5T
50		羽冠牌	P4050	长*宽 0.5m*0.4m	5T
51		99 牌	99 牌	长*宽 0.5m*0.5m	1.5T
绥中基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4C	80m³/h	1套
2	撇油器	LAMOR 公司	LMS60	60m³/h	1套
3	撇油器	英国 Vikoma	V100	11m³/h	1套
4	撇油器	天津汉海	MINIMAX10	10m³/h	1套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1套
6	动力装置	天津汉海	HPP50	50KW	1套
7	围油栏 (充气)	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5m, 吃水 0.7m	800m
8	围油栏 (橡胶固体)	青岛华海	GWJ900	干舷 0.32m, 吃水 0.46m	400m
9	围油栏 (PVC 固体)	天津汉海	HPFC900	干舷 0.24m, 吃水 0.49m	400m

序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
10	围油栏（橡胶固体）	青岛光明	GWJ800	干舷 0.28m，吃水 0.45m	200m
11	围油栏（防火）	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.31m，吃水 0.54m	400m
12	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-1200T	干舷 0.48m，吃水 0.6m	400m
13	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m，吃水 0.25m	400m
14	消油剂喷洒装置	青岛华海	PSB80	4.8m ³ /h（喷洒量）	1套
15	储油囊	丹麦 RO-CLEAN DESMI 公司	10m ³	10m ³	1套
16	QG5 临时储油罐	青岛光明	QG5	5m ³	2套
17	7方储油罐	天津市泓锋泰汽车改装有限公司	7m ³	7m ³	4个
18	轻便储油罐	LAMOR 公司	9m ³	9m ³	2个
19	轻便储油罐	青岛华海	10m ³	10m ³	4套
20	高压清洗机	芬兰劳模公司	HDS1001DE	6.6KW	1套
21	拖板车	港机电设备工程有限公司	QG10A	自重 3.2 吨，载重 10 吨	1辆
22	7吨叉车	大连叉车厂	CPCD70C	7吨	1辆
23	应急发电机	无锡开普动力有限公司	KDE6500E	4.5/5KVA	1套
24	微型空气压缩机	上海巨盛实业发展有限公司	V0.12/7	1.5KW	1套
25	隔膜泵	威尔顿	P8	流量：591L/Min	4台
26	消油剂	天津汉海	微普	微生物降解型	12吨
27	防爆应急灯	海洋王	FW6101/BT	额定电压 24V	3套
28	混合型毛毡	天津汉海	PP-1、PP-2	长 1m，宽 0.6cm	2吨
29	吸油拖栏	天津汉海	XTW	长 9m，直径 0.2m	1000m
30	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	长 3m，直径 0.2cm	1200m
31	吸油毛毡	SPC	ENV-300C	0.5m*0.5m	50包

龙口基地

1	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	刷轮 60m ³ /h 鼓轮 36m ³ /h 盘轮 43.5m ³ /h	1套
2	撇油器	LAMOR 公司	MINIMAX20	20m ³ /h	1套
3	撇油器	青岛光明	ZK30	30m ³ /h	1套
4	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	30KW	1套
6	充气围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 50cm，吃水 70cm	800m
7	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC1000/20	干舷 30cm，吃水 55cm，每节 20m	400m
8	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC900/25	干舷 24cm，吃水 49cm，每节 20m	400m
9	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m，吃水 0.25m，每节 10m	400m
10	围油栏（防火）	青岛光明	GWJ900H	干舷 30cm，吃水 48cm，每节 20m	400m
11	围油栏（橡胶固体）	青岛华海	GWJ900	干舷 32cm，吃水 46cm，每节 20m	400m
12	消油剂喷洒装置	天津汉海	HPS140B	4.8m ³ /h	1套
13	橡胶储油罐	青岛光明	QG5	5m ³	2套
14	PVC 储油罐	青岛华海	QG-V10	10m ³	4套

序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
15	金属储油罐	天津市泓锋泰	7m ³	3.4×1.75×1.28m7m ³	2 个
16	储油囊	青岛光明	FN5	5m ³	1 套
17	储油囊	青岛光明	FN10	10m ³	3 套
18	高压清洗机	LAMOR 公司	HDS1000DE	6.6KW, 压力 230BAR, 水温 98°C蒸汽温 155°C	1 台
19	柴油充气机	天津汉海	HIS1000	945m ³ /h (充气量) 风压 0.19bar	1 台
20	柴油充气机	青岛华海	CQJ3.5	210m ³ /h (充气量) 风压 10Kbar	2 台
21	柴油充气机	天津汉海	HIS3000	300m ³ /h (充气量) 风压 28Kbar	2 台
22	便携式柴油自吸水泵	天津汉海	KDP20	20m ³ /h	2 台
23	便携式汽油充气机	青岛光明	小型	150m ³ /h	2 台
24	装设备托盘	天津市泓锋泰	大	3.2×2.2×1.3m	2 个
25	装设备托盘	天津市泓锋泰	小	2.2×2×1.3m	2 个
26	装设备集装箱	天津市泓锋泰		2.5×2×2m	1 个
27	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	直径*长: 20cm×3m (每根)	1200m
28	吸油毛毡	SPC	EW-300	50cm×50cm×0.1cm	50 包

3. 环保船

根据《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》，目前中海石油环保服务有限公司(COES)已在渤海投入使用五艘专业环保船（海洋石油 257/230/231/252/253）。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生较大、重大、特别重大溢油，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制，每一艘环保船的溢油回收能力每小时可达 200m³。

5.3.3 溢油应急响应时间

1. 油田自身应急反应时间

旅大 16-3 油田作业期间，虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。旅大 16-3 油田配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作，如有需要，还可以调用天津分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。

LD16-3CEPA 平台存放有溢油应急物资，一旦 LD16-3CEPA 平台所在位置发生溢油，按 LD16-3CEPA 平台动员时间 1.5h，可在 1.5h 内开始溢油应急响应工作。

2. 周边油田应急反应时间

以下所有应急响应时间计算均以周边油气田溢油应急设备运输至溢油点的直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 11 节算（约 20 公里/小时），海上油田动员时间为 1.5 小时。

经计算，一旦 LD16-3CEPA 平台所在位置发生溢油，周边溢油物资可在 [] 内到

达。

表 5.4 溢油物资存放点与项目溢油点距离及抵达时间一览表

类别	应急物资存放点	与溢油点距离 (km)	物资动员 时间 (h)	航行所需时 间 (h)	响应时间 (h)
本油田自身	LD16-3CEPA 平台	■	■	■	■
周边油田	LD32-2PSP 平台	■	■	■	■
	LD10-1CEP 平台	■	■	■	■
	SZ36-1CEP 平台	■	■	■	■
	JX1-1CEPA 平台	■	■	■	■
	JZ25-1SCEP 平台	■	■	■	■

注：上表的抵达时间均以平台间的直线航行距离为计算基础得出，船舶航行速度为经济平均航速 11 节（约 20km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

油田自身及周边油田溢油应急资源分布详见下图。

图 5.4 油田自身及周边溢油应急资源分布图

5.3.4 溢油应急能力可行性分析

(1) 围控与防护能力

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

$$L = \ln(0.1t + 1) \sqrt{\frac{60\pi m}{d\phi\rho}}$$

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；m——泄漏油品质量，t，取 100m³（87.78t）；t——溢油发生之后的时间，h；π——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；φ——围油栏利用系数，取 0.9；ρ——泄漏油品密度，g/cm³。

根据表 5.4 可知，

(2) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V \times b / (\alpha \times h)$$

式中：E——收油机回收速率，m³/h；V——总溢油量，m³；b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%；α——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；h——回收工作时间（h），取 24h；

(3) 临时储存能力

临时储存装置的储存能力应该满足合理储存并及时转运回收的溢油的需要。根据机械回收能力、储存容积、转运能力等因素计算临时储存能力，一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，可根据转运能力进行相应的调整。转运能力指通过过驳、运输、卸载等方式及时将回收的油水混合物转移处理，保障回收作业连续进行的能力。

$$C=E \times t$$

式中：E——收油机回收速率，m³/h；t——临时储存回收时间，h，一般取 12h；

(4) 溢油应急能力有效性分析

本项目油田自身及外借溢油应急设备的应急能力如下表所示。由表可见旅大 16-3 油田自身及外借的现有溢油应急设备可以满足 100m³ 溢油的应急需要。

表 5.5 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油规模	溢油应急能力	旅大 16-3 油田	旅大 10-1 油田	绥中 36-1 油田	金县 1-1 油田	锦州 25-1 南油田	旅大 27-2/32-2 油田	合计	本项目需求	是否满足本项目需求
100m ³	围油栏 (m)	■	■	■	■	■	■	■	■	是
	机械回收能力 (m ³ /h)	■	■	■	■	■	■	■	■	
	临时储存能力 (m ³)	■	■	■	■	■	■	■	■	

由上述分析可知，本项目所在油田自身及周边平台均配备了较为充足的溢油应急物资。此外，按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当发生海上溢油应急事件时，还可调用中海石油环保服务（天津）有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。根据分析可知，本项目可以利用的溢油应急资源能满足 100m³ 溢油的应急处理需求，现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要。

6 结论

本次评价风险事故情形主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油、浅层气/气层风险事故等。本项目拟在 LD16-3CEPA 平台北侧外挂一座 4 腿平台，实施钻完井建设；同时，平台设原油处理系统、生产水处理系统、注水系统、化学药剂系统、燃料气系统等，并对现有 LD16-3CEPA 平台进行适应性改造。根据分析，本项目的环境风险类型、可能最大溢油量均未超过原环评识别的风险范畴。

旅大 16-3 油田及周边油田存放有一定数量的溢油应急设备，包括围油栏、收油机、撇油器、储油囊、吸油毛毡等溢油应急设备。若 LD16-3CEPA 平台附近发生溢油事故，油田

自身的溢油应急设备，可以在 [] 开始溢油应急响应工作，若发生更大溢油事故超出油田自身已有应急能力，可借助周边旅大 27-2/32-2 油田、旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、金县 1-1 油田和锦州 25-1 南油田等外部力量，外部力量可在 [] 内开始溢油应急响应工作，可满足本项目需求。

建设单位已编写《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年版）并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。现有溢油应急计划已经考虑本项目的风险，上述溢油应急计划对本项目有效，无需对现有溢油应急计划进行修编。建设单位需严格按照溢油应急计划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计划中各项规定的前提下，本项目环境风险可控。