

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 旅大 16-3/27-2 油田调整井工程

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期: 2026 年 5 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 16-3/27-2 油田调整井工程

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期:     年    月

中华人民共和国生态环境部

打印编号: 1775110590000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	j0yp0d		
建设项目名称	旅大16-3/27-2油田调整井工程		
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		
<b>一、建设单位情况</b>			
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	911201167182494380		
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）	原佳甲		
<b>二、编制单位情况</b>			
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		
<b>三、编制人员情况</b>			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张聪	2017035120352015120104000089	BH008847	张聪
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、保护目标及评级标准、附录2环境风险专项评价	BH008847	张聪
高昂	建设项目基本情况、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查	BH074189	高昂
冯婧	建设内容、结论、附表、附图、附件、附录1水文动力模型	BH074194	冯婧

# 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 .....	28
四、生态环境影响分析 .....	46
五、主要生态环境保护措施 .....	62
六、生态环境保护措施监督检查清单 .....	66
七、结论 .....	68
附表 .....	69
附图 .....	72
附件 .....	73
附录 1 水文动力模型 .....	75
附录 2 环境风险专项评价 .....	80

## 一、建设项目基本情况

建设项目名称	旅大 16-3/27-2 油田调整井项目		
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：██████ ██████ 水下井口中心：██████ 旅大 16-3 油田 WHPB 平台 ██████；旅大 27-2 油田 WHPB 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 <sup>2</sup> ）/长度 （km）	利用现有海上平台实施调 整井工程，新建水下生产设 施新增用海面积 ██████， 新建脐带缆的用海范围全 部位于水下生产设施的用 海范围内
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input 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 316 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 油田和旅大 27-2 油田位于渤海辽东湾海域。《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 [REDACTED]，旅大 16-3 油田于 2020 年投产。《旅大 27-2/32-2 油田开发工程环境影响报告书》于 2009 年 8 月获得环评批复 [REDACTED] [REDACTED]，旅大 27-2/32-2 油田于 2009 年 12 月投产。

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 油田和旅大 27-2 油田现有工程设施进行调整以改善油田的开发效果。建设单位拟在 LD16-3CEPA 平台实施 4 口调整井；在 LD16-3WHPB 实施 1 口调整井，新增开发方式；在 LD27-2WHPB 平台实施 5 口调整井，新增开发方式。本项目调整后年最大新增油量 [REDACTED]，小于 20 万吨。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。

#### **(1) 与《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》符合性分析**

《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》以第三次全国国土调查成果为底数，在资源环境承载能力和国土空间开发适宜性评价基础上，统筹考虑各地资源环境禀赋和经济社会发展实际，统筹发展和安全，以水而定、量水而行，优化国土空间开发保护格局，合理确定全国和各省（区、市）耕地保有量、永久基本农田、建设用地规模、生态保护红线面积、用水总量等空间管控指标。

根据《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》第四节：加强能源矿产勘查“...加强渤海湾、鄂尔多斯、四川、塔里木、东海等重点盆地油气勘查...”及提供能源开发利用水平“推动能源生产和消费革命，优化能源结构，以开源、节流、减排为重点，确保能源安全供应”，第六节：加强海岸带修复治理：“推进渤海湾、江苏苏北沿海、福建厦门—平潭沿海、广东珠江口等海岸带功能退化地区综合整治，恢复海湾、河口海域生态环境”。

本项目属于海洋油气开发工程，符合纲要要求；本项目距离海岸带较远，位于辽宁省国土空间规划范围之外，项目用海不占用农业空间，生态空间及城镇空间，也不涉及生态红线及永久基本农田。根据预测结果，施工期本项目非油层段钻井液排放最大影响距离为 [REDACTED] km，非油层段钻屑排放最大影响距离为 [REDACTED]；运营期本项目含油生产水处理合格后全部回注地层，生产垃圾分类收集后全部运回陆地处理，因此不会对周边功能区产生影响。

综上，本项目建设与《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》

	<p>相关要求相协调。</p> <p><b>(2) 与《辽宁省国土空间规划（2021-2035年）》符合性分析</b></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）。根据规划，辽宁省将构建和谐多元的海洋空间，将打造“三区两海、两轴一带”的总体空间格局。协调三区，引导辽中南城市群核心区、辽东绿色经济发展区、辽西生态转型发展区差异化发展，推动全省高质量均衡发展。经略两海，建设渤海生态经济区、黄海生态经济区，保障蓝色国土安全繁荣。集聚双轴，引导要素资源向沈大城镇发展轴和京沈城镇发展轴集聚，打造国家重要经济支撑带。优化一带，统筹陆海生态保护，促进海洋经济发展，提高对外开放水平，彰显山海景观魅力，推进沿海经济带高竞争力发展。</p> <p>旅大16-3油田和旅大27-2油田现有平台离岸较远[ ]，本项目位于辽宁省国土空间规划海洋管控线范围之外，距离渤海生态经济区的最近距离为[ ]，距离最近的生态红线区约为[ ]，详见附件3。根据预测情况，本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[ ]，运营期含油生产水处理合格后全部回注地层，生产垃圾分类收集后全部运回陆地处理，本项目施工期和运营期均不会对国土空间规划范围内生态环境产生影响，故项目建设与《辽宁省国土空间规划（2021-2035年）》相关要求相协调。</p> <p><b>(3) 与《辽宁省生态环境分布管控方案（2023年版）》的符合性分析</b></p> <p>根据《辽宁省生态环境厅关于发布〈辽宁省生态环境分区管控方案（2023年版）〉的函》（辽环发〔2024〕29号，2024年12月），本项目位于辽宁省生态环境管控单元范围之外，本项目距离最近的“优先保护单元”约[ ]，详见附件4。</p> <p>根据预测情况，本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[ ]，不会对管控单元产生影响；运营期含油生产水处理合格后全部回注地层，生产垃圾分类收集后全部运回陆地处理，正常运行情况下本项目不会对生态环境管控单元产生不利影响。</p> <p><b>(4) 与产业政策的符合性</b></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>
--	---

**(5) 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析**

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”。

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。

可见，本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

**(6) 与《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析**

《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”。

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，配合做好倾倒区选划。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，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。

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。

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 style="text-align: center;"><b>(7) 与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析</b></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）和《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 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，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 油田和旅大 27-2 油田，，旅大 16-3 油田地理范围为北纬 [REDACTED]，东经 [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]</p> <p>旅大 27-2 油田位于渤海东部海域，地理范围为北纬 [REDACTED]，东经 [REDACTED]。西北距河北省秦皇岛市约 [REDACTED]，东南距辽宁省大连旅顺约 [REDACTED]。油田范围内平均水深 [REDACTED]</p> <p>地理位置见附图 1。</p>							
项目组成及规模	<p><b>(一) 工程现状</b></p> <p><b>1.1 工程概况</b></p> <p><b>(1) 旅大 16-3 油田</b></p> <p>旅大 16-3 油田位于渤海辽东湾海域，《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 [REDACTED]，旅大 16-3 油田开发工程于 2020 年投产，于 2021 年 6 月通过环境保护设施竣工验收。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 5。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 2.1 旅大 16-3 油田现有主要工程组成表</b></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 style="text-align: center; vertical-align: middle;">主体工程</td> <td style="text-align: center; vertical-align: middle;">平台</td> <td> <p>LD16-3CEPA 平台是一座 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。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>[REDACTED]</p> <p>LD16-3CEPA 外挂平台（已批在建）是一座 4 腿钢结构导管架平台，与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接。主要设有原油处理系统、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。平台共有 3 层甲板，平台共设 28 个井槽，其中 6 个井槽为单筒双井。</p> <p>[REDACTED]</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>LD16-3CEPA 平台是一座 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。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>[REDACTED]</p> <p>LD16-3CEPA 外挂平台（已批在建）是一座 4 腿钢结构导管架平台，与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接。主要设有原油处理系统、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。平台共有 3 层甲板，平台共设 28 个井槽，其中 6 个井槽为单筒双井。</p> <p>[REDACTED]</p>
类型	工程组成	工程内容及规模						
主体工程	平台	<p>LD16-3CEPA 平台是一座 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。目前生产年限为 4 年，设计寿命 25 年。</p> <p>[REDACTED]</p> <p>LD16-3CEPA 外挂平台（已批在建）是一座 4 腿钢结构导管架平台，与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接。主要设有原油处理系统、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。平台共有 3 层甲板，平台共设 28 个井槽，其中 6 个井槽为单筒双井。</p> <p>[REDACTED]</p>						

		<p>LD16-3WHPB 平台是一座 4 腿钢结构导管架平台，主要设有柴油系统、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，</p> <p>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 的海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 长 的海底混输管道；</p> <p>一条 LD16-3CEPA 至 LD16-3WHPB 长 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，设计处理规模为 生产水处理系统，设计处理能力 注水系统，设计处理能力。
LD16-3CEPA 外挂平台 (井口平台，已批在建)	开/闭式排放系统	生产水处理系统，设计处理能力 注水系统，设计处理能力。
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，设计处理规模为 注水系统，设计处理能力。

**(2) 旅大 27-2 油田**

旅大 27-2 油田开发工程于 2009 年 12 月投产。目前已投入生产运营的海上设施包括 1 座井口平台 (LD27-2WHPB)、一条 的 LD27-2WHPB 平台至 LD32-2WHPA 平台混输管道、一条 的 LD27-2WHPB 平台至 LD32-WHPA 平台电缆。

旅大 27-2 油田开发工程设施分布见附图 4。

**表 2.3 旅大 27-2 油田现有主要工程组成表**

类型	工程组成	工程内容及规模
主体工程	平台	<p>LD27-2WHPB 平台是一座集简单钻井、完井、修井、计量及生活为一体的 4 腿 4 桩井口平台。平台设三层主甲板及工作甲板，1 座 30 人生活楼及直升机甲板。平台设置 1 台修井机及修井设施；设置油气集输、三相计量、气液分离输送等设施；设置开式排放、闭式排放、冷放空和化学药剂注入等辅助系统；设置柴油、消防等公用系统；设置应急发电机间、电潜泵控制间、开关间、变压器间等房间；平台预留注水设施位置。平台设置 20 个井槽（其中 3 个单筒双井槽口），目前 22 口生产井，1 口水源井。</p>
	海底管道	<p>一条 的 LD27-2WHPB 平台至 LD32-2WHPA 平台混输管道</p>

一条 [ ] 的 LD27-2WHPB 平台至 LD32-WHPA 平台电缆

**表 2.4 旅大 27-2 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
LD27-2WHPB (井口平台)	生活楼 闭式排放/冷放空系统 开式排放系统 柴油系统 化学药剂系统 消防设施 应急发电机	可满足 40 人生活污水处理装置，设计处理规模为 [ ] 固体废弃物处理/回收装置

**1.2 本项目依托及改造平台/终端概况**

本项目改造及依托涉及的平台/终端概况见下表。

**表 2.5 本项目依托及改造平台/终端概况**

平台		平台/终端概况
依托及改造平台	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。平台设有原油处理设施、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。
	LD32-2PSP (依托)	LD32-2PSP 平台为一座集油气水处理、注水、动力、储存、外输为一体的 8 腿 8 桩平台，设三层主甲板及工作甲板。上层甲板设置：主电站，热站，燃料油、燃料气处理系统，化学药剂注入、仪表风、工厂风等公用系统；中层甲板设置：原油三级脱水处理系统，生产水处理系统，火炬放空系统等系统；下层甲板设置：原油储罐，原油计量、原油外输系统，注水系统，闭式排放等系统；工作甲板设置：开式排放等系统。 [ ] 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 2.6 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
LD16-3WHPB~LD16-3CEPA	海底混输管道	[ ]	25 年
LD16-3CEPA~LD10-1PAPD	海底混输管道	[ ]	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

LD27-2WHPB~LD32-2WHPA	海底混输管道	■	25 年
LD32-2WHPA~LD32-2PSP	栈桥相连	■	25 年

### 1.3 生产物流集输及工艺流程

#### 1.3.1 旅大 16-3 油田

##### (1) 总体物流走向

LD16-3WHPB 平台不设油气处理设施，井口物流经生产管汇汇合后直接输送至 LD16-3CEPA 平台。LD16-3CEPA 平台主要处理 LD16-3CEPA 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/B 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 与来自 LD21-2WHPA 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 2.5 LD16-3CEPA 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 2.6 LD10-1PAPD 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 平台设置有一套处理能力满足 120 人使用的电解式生活污水处理装置，处理能力为 ，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 $\leq 300\text{mg/L}$ 。

（3）已批在建工程概况

已批在建工程主要为“旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目”。《旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目环境影响报告表》于 2025 年 4 月获得环评批复（ ）。已批在建工程投产后，LD16-3CEPA 外挂平台与 LD16-3CEPA 现有平台通过搭接甲板连接，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。外挂平台预计于 2026 年 6 月试运行。

已批在建工程（旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目）投产后，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 外挂平台处理后的生产物流汇合，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。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。

已批在建工程投产后，旅大 16-3 油田物流走向见下图：

**图 2.7 已批在建项目投产后物流集输路径图**

### 1.3.2 旅大 27-2 油田

#### (1) 总体物流走向

LD27-2WHPB 为井口平台，LD27-2WHPB 平台生产物流通过海底管线混输至 LD32-2WHPA 平台，与 LD32-2WHPA 平台井口物流在 LD32-2WHPA 平台汇集后，经栈桥进入 LD32-2PSP 平台油气分离处理工艺系统，进行油气水三相分离。分离出的含水原油进入原油处理系统进一步处理成合格原油后储存罐常压储存，最后通过穿梭油轮外输。分离出的伴生气进入燃气处理系统或火炬系统。分离出的含油生产水经生产水处理系统处理合格后，通过栈桥输送至 LD32-2WHPA 平台全部回注地层。

**图 2.8 现有工程物流走向示意图**

#### (2) 油气水处理流程

##### ①LD32-2PSP 平台工艺流程

LD27-2WHPB 平台生产物流与 LD32-2WHPA 平台生产物流在 LD32-2PSP 平台先进入一级分离器进行油、气、水三相分离，分离出的气体进入燃料气处理系统，分出的含水原油（含水约 40%）经由二级分离器进行进一步的油气水分离，分离出的气体进入火炬系统，分离出的含水原油进入电脱水器进一步脱水，电脱水器分离出的合格原油（含水≤1%）经换热器换热后进入合格原油储存罐常压储存，最后通过穿梭油轮外输。

分离出的水相回掺到一级分离器的入口。经一级分离器、二级分离器分离出的含油生产水混合后进入生产水处理系统，处理合格后的生产水通过栈桥输送至 LD32-2WHPA 平台全部回注地层，不外排。一级分离器分出的天然气进入燃料气处理系统，供天然气发电机、热介质锅炉及其它用户使用。其余的气体进入火炬系统，液体去闭式排放系统。

LD32-2PSP 平台原油处理工艺流程见下图。

**图 2.9 LD32-2PSP 平台原油处理工艺流程示意图**

②LD32-2PSP 平台生产水处理与注水工艺流程

生产水处理采用了斜板隔油、浮选、双介质过滤、超声波过滤的四级处理流程。处理合格后的生产水经 LD32-2PSP 平台注水泵通过栈桥输送至 LD32-2WHPA 平台全部回注地层。

③生活污水处理流程

LD27-2WHPB 平台安装一套生活污水处理装置，处理工艺为生化+膜处理工艺，设计处理能力为 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，粪便经消毒和粉碎等处理。

(二) 本项目建设内容及规模

2.1 本项目建设内容:

(1) 调整井工程: 在 LD16-3CEPA 平台实施 4 口调整井, 其中 2 口为生产井侧钻为生产井; 2 口为通过新建水下注水采油树新增的 2 口水下注水井; 对 LD16-3WHPB 平台上的一口老井进行压裂作业; 在 LD27-2WHPB 平台实施 5 口调整井, 均为生产井调整开发方式。

(2) 新建海底管线: 新建脐带缆 2 条, LD16-3CEPA 至水下注水采油树,

(3) 改造工程: 对 LD16-3CEPA 和 LD27-2WHPB 平台进行适应性改造。

2.2 调整井工程

1) 本项目在 LD16-3CEPA 平台实施 4 口调整井, 其中 2 口为生产井侧钻为生产井; 2 口为通过新建的水下注水采油树新增的 2 口水下注水井; 对 LD16-3WHPB 平台上的一口老井进行压裂作业; 在 LD27-2WHPB 平台实施 5 口调整井, 均为生产井, 生产方式均由注水开发改为蒸汽吞吐开发, 无侧钻。本次调整井钻完井结束后, 物流依托各平台现有设施进行处理。

(1) 调整井信息

表 2.7 本次调整井建设情况

平台	本项目实施前井数	本项目			本项目实施后井数
		井别	井号	井数	
LD16-3CEPA		生产井		2	
		注水井		2	
LD16-3WHPB		生产井		1	
LD27-2WHPB		生产井		5	

注: 井口数未包含已批在建的 LD16-3CEPA 外挂平台的井口数

表 2.8 本次调整井建设情况

平台	原井信息			调整井信息			调整方式
	井名	井别	井型	井名	井别	井型	
LD16-3 WHPB	■	生产井	定向井	■	生产井	定向井	压裂
LD16-3 CEPA	■	生产井	定向井	■	生产井	大斜度井	侧钻
	■	生产井	定向井	■	生产井	大斜度井	
	■	■	■	■	注水井	大斜度井	新钻
LD27-2 WHPB	■	生产井	水平井	■	生产井	水平井	调整开发方式
	■	生产井	水平井	■	生产井	水平井	
	■	生产井	水平井	■	生产井	水平井	
	■	生产井	水平井	■	生产井	水平井	
	■	生产井	水平井	■	生产井	水平井	

(2) 调整井井身结构

表 2.9 本次调整井尺寸及井深参数

平台	井名	井别	钻头尺寸 (in)	井深(m)	水平 段长	套管尺寸 (in)	套管下深 (m)
LD16-3 WHPB	■	生产井	■	■		■	■
			■	■		■	■
LD16-3 CEPA	■	生产井	■	■		■	■
			■	■		■	■
	■	注水井	■	■		■	■
			■	■		■	■
LD27-2 WHPB	■	生产井	■	■	■	■	■
			■	■		■	■
	■	生产井	■	■		■	■
			■	■		■	■
			■	■		■	■

图 2.10 A60/A61 井身结构示意图

图 2.11 A19M1 井身结构示意图

图 2.12 A33M1 井身结构示意图

图 2.13 A2H2 井身结构示意图

图 2.14 B8 井身结构示意图

(3) 钻井液体系组成

本项目调整井使用环保型水基钻井液体系，水基钻井液是由膨润土、水（或盐水）、各种处理剂、加重材料以及钻屑所组成的多相分散体系。

2.3 海底管缆工程

本项目拟新建 2 条包含注水管线的脐带缆，分别连接 LD16-3CEPA 平台和水下注水采油树。

(1) 设计参数

注水脐带缆整体外径约 [REDACTED]，内含一根 2” 注水管线，两根 3/4” 液压管线，一根 3/4” 泄压放空功能管线，均为超级双相钢材质，具备良好抗海水腐蚀及点蚀防腐水平与机械参数性能指标。

表 2.11 注水脐带缆管路配置参数表

功能配置及管路	尺寸	材质	压力等级	壁厚
一根注水管线	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
两根液压管线	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
一根泄压放空功能管线	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

表 2.12 脐带缆中注水管线参数表

管道名称	A60 注水管线	A61 注水管线
管长 (m)	[REDACTED]	[REDACTED]
管径(in)	[REDACTED]	[REDACTED]
输量 (m <sup>3</sup> /d)	[REDACTED]	[REDACTED]
设计压力 (kPaA)	[REDACTED]	[REDACTED]
设计温度 (°C)	[REDACTED]	[REDACTED]
设计年限	[REDACTED]	[REDACTED]

注：管长为海底铺设长度，脐带缆单条总长（含平台及水下设施连接部分等）约 [REDACTED]。

图 2.15 单层配重管截面示意图

(2) 海底管道防腐

①管道外防腐

水下跨接管的外防腐采用涂层系统保护的方式，防腐涂层采用两层双组分环氧玻璃鳞片涂层。

水下跨接管与两端保证良好的电连接，通过两端阳极对跨接管进行保护。

②管道内防腐

结合水下生产系统安全性要求高及维修难度高等特点，综合考虑地层物流组份不确定性，水下生产系统的脐带缆防腐采用“碳钢+625 合金内衬”选材设计。

### (3) 海管铺设

海底注水脐带缆全程不挖沟，采用混凝土压块覆盖保护，与已有管缆无跨越。

#### 2.4 一体化简易注水井口

目前渤海注水井用水下注水树，包括水下井口、卧式或立式注水树，考虑到标准化水下井口设备在功能性上的冗余，从经济性和技术创新的角度，中海油提出渤海浅水水下采油树高效安装及井筒控制关键技术研究方向，通过开展“一体化简易注水井口”技术创新，在旅大 16-3 油田首次试用 2 口常规注水井（井号 A60/A61），解放注水井平台井槽紧张、注水井成本高的问题。一体化注水井口主要参数需求详见表 2.13 所示，工艺流程图设计见图 2.16 所示。

表 2.13 一体化简易注水井口主要参数需求

压力等级	低压井口 3000psi，高压井口 5000psi
温度等级	U 级（-18℃~121℃）
产品规范	PSL3
材料级别	DD
设计寿命	不低于 20 年
注水通径	4-1/16"
液控管线数量	1 条 SCSSV 管线，1 条堵塞器测试管线，1 条 PMV 管线，1 条环空泄压管线
主要部件	导向基座、低压井口、高压井口、侧向注水阀、油管挂、堵塞器、树帽
密封设计	金属密封、非金属密封
相关工具	低压井口送入工具、高压井口送入工具、油管挂送入回收工具、套管挂送入工具、环空密封送入工具等

图 2.16 注水井管柱示意图

水下 A60/A61 井结构组成：整体方案计划在常规水下井口系统基础上对高压井口进行改进，增加侧面注水通道；高压井口内部安装油管挂（设置两个堵塞器），顶部通过树帽与高压井口锁紧型面配合，同时与油管挂顶部穿越实现对接。一体化注水井口系统主要由永久导向基座、低压井口、高压井口、套管挂、环空密封总成、油管挂、树帽、液控闸阀等组成，见图 2.17。

井口上方采用一体式设计保护装置，结构紧凑轻便；顶部防落物冲击，四周防渔网保护；防护板可开启，方便控制管线连接及后期井口维护；与导向基盘定位锁紧。平台周围日常巡护管理。保护装置结构示意图见图 2.18。

图 2.17 一体化注水井口外观结构示意图

图 2.18 一体化注水井口外形保护装置结构示意图

## 2.5 改造工程

### 2.5.1 LD16-3CEPA 平台

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、改造仪表电气系统等：

- 在 A3 腿西南侧新增 2 条脐带缆的护管及卡子并在下层甲板锚固；
- 在下层甲板 3 轴东侧外扩甲板 8.9×7m，并在甲板上新增一台液压动力单元（HPU），便于海上吊装和维修；
- 在下层甲板自动反冲洗过滤器西侧新增一台上部脐带缆终端总成(TUTA)；
- 对仪表电气系统、注水系统进行适应性改造

### 2.5.2 LD27-2WHPB 平台

本次工程拟对现有 LD27-2WHPB 平台进行适应性改造。主要涉及管汇的新增和调整：

- 新增 5 口调整井与下游闭排罐和风冷入口的生产管汇
- 蒸汽吞吐开发期间，新增蒸汽、氮气、药剂等管汇，新增与海洋石油 162 之间的相关生产管汇。

## 2.6 产能预测

### 2.6.1 旅大 16-3 油田

本项目旅大 16-3 油田 5 口调整井新增产能情况见下表：

**表 2.13a 旅大 16-3 油田调整井产能预测指标（日产能）**

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	(油、水：m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水：m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水：m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

注：现有产能包含现有的 LD16-3CEPA 和 LD16-3WHPB 以及已批在建的 LD16-3CEPA 外挂平台的产能预测

**表 2.13b 旅大 16-3 油田调整井产能预测指标（年产能）**

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	(油、水：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水：10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d， 气：10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水

2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

注:现有产能包含现有的LD16-3CEPA和LD16-3WHPB以及已批在建的LD16-3CEPA外挂平台的产能预测

由表可知,本次旅大16-3油田4口调整井投产后,

■
■
■
■

### 2.6.2 旅大27-2油田

本项目旅大27-2油田5口调整井新增产能情况见下表:

表 2.14a 旅大27-2油田调整井产能预测指标(日产能)

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水: m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.14b 旅大27-2油田调整井产能预测指标(年产能)

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)			(油、水: 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d, 气: 10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■



水脐带缆内含一根 2” 注水管线，两根 3/4” 液压管线，一根 3/4” 泄压放空功能管线。

### ③上部脐带缆终端总成（TUTA）

上部脐带缆终端总成（TUTA）放置于平台东侧外扩甲板，是注水管线和液压输送管线的汇入面板和脐带缆的输出端口。注水管线的注水水源来自 LD16-3CEPA 平台，新增注水管汇经 TUTA 与新增注水脐带缆连接。

### ④脐带缆水下终端（UTA）

脐带缆水下终端（UTA）与新建脐带缆水下相连，用于铺设脐带缆并将其拉入到要求的水下构件中，UTA 连接脐带缆的所有元件。每条注水脐带缆匹配一个 UTA。

## 2.7.2 旅大 27-2 油田

LD27-2WHPB 平台本次调整井采用蒸汽吞吐的开发方式。蒸汽吞吐开发包括注热、焖井、放喷、停喷后下泵等过程。各阶段打井的生产天数为注热约 20 天，焖井 5~7 天，放喷 15~30 天。根据油藏配产，同批最大放喷井数为 6 口。

热采以海水作为水源，经过过滤、超滤、反渗透、钠离子交换、除氧等工序处理后进入蒸汽锅炉系统，形成注热蒸汽。蒸汽通过井筒注入地层的同时，经制氮系统产生的高纯度氮气通过套筒环空注入井筒内，降低油管中热流损失，提高热能利用效率。

海洋石油 162 平台设有锅炉系统、制氮系统、水处理系统和海水泵等设备。LD27-2WHPB 蒸汽吞吐期间，海洋石油 162 平台将通过管线栈桥与 LD27-2WHPB 平台搭接，完成蒸汽管线、氮气管线、原油管线、生产水管线、动力电缆对接。LD27-2WHPB 平台所产的部分物流在海洋石油 162 平台进行初步处理后，原油作为锅炉燃料油，生产水将增压后送回至 LD27-2WHPB 生产物流中。海洋石油 162 平台利用自有海水泵提供海水经由水处理系统制成锅炉所需合格的软化水，经热力除氧后供给锅炉系统生成饱和蒸汽，通过蒸汽管线注入热采井井底；高压氮气通过氮气管汇分别进入热采井的油套环空，进行隔热冷却保护。注热后根据工艺设计达到设计注气量后，关井焖井 5 天。焖井结束后开井放喷。放喷期间，同批放喷的单井物流在放喷管汇集后与来自生产管汇的井流物混合，后通过现有管道送至 LD32-2WHPA 平台。

## 2.8.水平衡

旅大 16-3 油田主要处理 LD16-3CPEA、LD16-3WHPB 平台和来自旅大 21-2 油田的井口物流。处理成含水 2%原油后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，通过已建输油海管输送至绥中 36-1 终端。处理合格的水在各平台回注地层。

表 2.15 旅大 16-3 油田水平衡表

年份	LD2 1-2 海管 外输 油含	LD16 -3CE PA 产 水	LD16 -3CE PA 外 挂平 台产	LD16 -3W HPB 产水	LD16 -3W HPB 掺水	LD1 6-3C EPA 水下 井口	LD16 -3CE PA 注 水	LD16 -3CE PA 外 挂平 台注	LD16 -3CE PA 水 下井 口注	LD16 -3CE PA 外 输油 含水
----	------------------------------	---------------------------	----------------------------------	--------------------------	--------------------------	--------------------------------	---------------------------	----------------------------------	----------------------------------	----------------------------------

	水		水			产水		水		水	
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	

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 水下井口产水=LD16-3CEPA 注水+LD16-3CEPA 外挂平台注水+LD16-3CEPA 外输油含水+LD16-3CEPA 水下井口注水

表 2.16 旅大 10-1 油田水平衡表

年份	LD16-3CEPA 外输油含水	旅大 4-2 油田外输油含水	LD10-1WHPA+WHPB+W HPE 产水	LD10-1PA PD 产水	旅大 10-1 油田合格原油外输含水	旅大 10-1 油田注水
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d
2026	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■

水平衡：LD16-3CEPA 外输油含水+旅大 4-2 油田外输油含水+LD10-1WHPA/C/E 平台产水+LD10-1PAPD 产水=旅大 10-1 油田注水+旅大 10-1 油田合格原油外输含水

LD27-2WHPB 平台生产物流与 LD32-2WHPA 平台生产物流在 LD32-2PSP 平台处理合格后的生产水经 LD32-2PSP 平台注水泵通过栈桥输送至 LD32-2WHPA 平台全部回注地层。不足部分由 LD27-2WHPB 平台水源井进行供水。

表 2.17 旅大 27-2/32-2 油田水平衡表

年度	LD27-2WHPB	LD32-2WHPA		LD32-2PSP
	产水 m <sup>3</sup> /d	产水 m <sup>3</sup> /d	注水 m <sup>3</sup> /d	处理水 m <sup>3</sup> /d
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■

2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■
2035	■	■	■	■

注：1. LD27-2WHPB 平台水源井目前暂未取水

### 2.9 能力校核

#### 1) LD16-3CEPA 平台及外挂平台处理能力校核

LD16-3CEPA 外挂平台为已批在建项目，该项目投产后其新增的生产分离器将与 LD16-3CEPA 平台现有的生产分离器并联使用，共同处理 LD16-3CEPA 自身产液及外挂平台的全部产液和来自旅大 21-2 油田处理成 50%的含水原油，LD29-1WHPA 平台的全部井口物流和 LD16-3WHPB 平台的全部井口物流，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 外挂平台新增的生产水处理系统与现有的并联使用，处理合格的生产水回注地层。LD16-3CEPA 外挂平台产生的以及 LD16-3CEPA 平台分离出的伴生气进入 LD16-3CEPA 燃料气系统供平台透平发电。由于 LD16-3CEPA 外挂平台项目的预计投产时间（2026 年 6 月）早于本项目调整井的施工及投产时间（2026 年 12 月），故 LD16-3CEPA 平台及外挂平台的处理能力合并校核。

表 2.18 LD16-3CEPA 平台及外挂平台（合并）逐年处理量

年份	油	水	液	气
	m <sup>3</sup> /d			10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■
2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■
2035	■	■	■	■

表 2.19 LD16-3CEPA 平台及外挂平台能力校核

设计处理能力	处理液量 (m <sup>3</sup> /d)	处理油量 (m <sup>3</sup> /d)	处理水量 (m <sup>3</sup> /d)	处理气量 (10 <sup>4</sup> Sm <sup>3</sup> /d)	注水量 (m <sup>3</sup> /d)
LD16-3CEPA 平台	■	■	■	■	■
LD16-3CEPA 外挂平台	■	■	■	■	■
总和	■	■	■	■	■
投产后最大处理量	■	■	■	■	■
是否满足	满足	满足	满足	满足	满足

根据校核结果，LD16-3CEPA 平台及外挂平台合并处理的原油、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) 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 2.20 LD10-1PAPD 平台逐年处理量**

年份	油	水	液	气
	m <sup>3</sup> /d			10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■
2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■
2035	■	■	■	■

**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

根据校核结果，LD10-1PAPD 平台原油、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) LD32-2PSP 平台处理能力校核

LD27-2WHPB 平台和 LD32-2WHPA 平台的生产流体在 LD32-2PSP 平台汇集后，进入该平台的油气水处理系统进行处理，经一级分离器、二级分离器分离出的含油生产水进入生产水处理系统，处理合格后的生产水回注地层。

根据旅大 27-2/32-2 油田各平台产能预测，本次调整井投产后依托设施校核如下：

**表 2.22 LD32-2PSP 平台逐年处理量**

年份	油	水	气
	m <sup>3</sup> /d		10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d
2026	■	■	■
2027	■	■	■
2028	■	■	■

2029	■	■	■
2030	■	■	■
2031	■	■	■
2032	■	■	■
2033	■	■	■
2034	■	■	■
2035	■	■	■

**表 2.23 LD32-2PSP 平台处理能力校核**

依托设施		设计能力	调整井实施后	是否可行
LD32-2PSP 平台	原油处理系统 m <sup>3</sup> /d	■	■	是
	生产水处理系统 m <sup>3</sup> /d	■	■	是
	天然气处理系统 Sm <sup>3</sup> /d	■	■	是
	注水系统 m <sup>3</sup> /d	■	■	是

5) 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，  
满足最小储存天数要求，终端依托可行。

6) 海底管道校核

本项目依托的 3 条海底管道校核情况见下表：

**表 2.24 依托海底管道校核**

管道	设计压力 kPaA	设计温度 °C	入口压力 kPaA	出口压力 kPaA	入口温度 °C	出口温度 °C	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
LD27-2 WHPB 至 LD32-2 WHPA 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、LD27-2 WHPB 至 LD32-2 WHPA 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。

7) 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 2.25 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 LD16-3WHPB	■	■	■	■	提前

台	LD16-3CEPA					一年开展延寿评估																																																		
	LD10-1PAPD																																																							
	LD10-1CEP																																																							
	LD10-1WHPA																																																							
	LD32-2PSP																																																							
	LD27-2WHPB																																																							
	LD32-2WHPA																																																							
	混输管道	LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 平台混输海底管道	■	■	■	■																																																		
		LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 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	■	■	■	■																																																		
		LD27-2 WHPB 至 LD32-2 WHPA 混输海底管道	■	■	■	■																																																		
<p>本项目所依托的平台和管道可继续稳定运行 4~20 年，可确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。本次调整井投产后，物流均依托平台现有设备进行处理，不需增建其它设备，不涉及生产设施的新建及改造。因此，调整井投产后平台总体工艺流程保持不变。</p>																																																								
总平面及现场布置	<p>本项目拟在 LD16-3CEPA 平台实施 4 口调整井，其中 2 口为生产井侧钻为生产井；2 口为通过新建水下注水采油树实施的水下注水井。新建两条脐带缆连接 LD16-3CEPA 平台和水下注水采油树。LD16-3CEPA 平台调整方案见下图：</p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.20 LD16-3CEPA 平台调整方案示意图</b></p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.21 LD16-3CEPA 平台南侧水下井口平面布置图</b></p> <p><b>2) 管缆铺设示意图</b></p> <p>本项目需新建 2 条注水脐带缆，注水脐带缆一端连接 LD16-CEPA 平台上新增的上部脐带缆终端总成(TUTA)，一端连接脐带缆水下终端（UTA）。两条脐带缆的长度约为 150m，路由已预留出与钻井船、外挂井槽的安全距离。</p> <p style="text-align: center;"><b>图 2.22 新建脐带缆路由布置图</b></p> <p style="text-align: center;"><b>表 2.26 本项目新建脐带缆关键点坐标</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 30%;">坐标点</th> <th colspan="4">经纬度</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td colspan="5" style="text-align: center;">注水脐带缆（A60）</td> </tr> <tr> <td>P3(起点 2)</td> <td>■</td> <td></td> <td></td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>TP3</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>IP2</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>TP4</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>P4（终点 2）</td> <td>■</td> <td></td> <td></td> <td>■</td> </tr> <tr> <td colspan="5" style="text-align: center;">注水脐带缆（A61）</td> </tr> <tr> <td>P1(起点 1)</td> <td>■</td> <td></td> <td></td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>TP1</td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> </tbody> </table>						坐标点	经纬度				注水脐带缆（A60）					P3(起点 2)	■			■	TP3					IP2					TP4					P4（终点 2）	■			■	注水脐带缆（A61）					P1(起点 1)	■			■	TP1				
	坐标点	经纬度																																																						
	注水脐带缆（A60）																																																							
	P3(起点 2)	■			■																																																			
	TP3																																																							
	IP2																																																							
	TP4																																																							
	P4（终点 2）	■			■																																																			
	注水脐带缆（A61）																																																							
	P1(起点 1)	■			■																																																			
	TP1																																																							

	IP1		
	TP2		
	P2 (终点 1)		
	<p><b>3) LD16-3CEPA 平台改造工程平面图</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 在 A3 腿西南侧新增 2 条脐带缆的护管并在下层甲板锚固;</li> <li>● 在下层甲板 3 轴东侧新增甲板 8.9×7m, 并在甲板上新增一台液压动力单元 HPU;</li> <li>● 在下层甲板自动反冲洗过滤器西侧, 新增一台上部脐带缆终端总成(TUTA);</li> </ul> <p style="text-align: center;"><b>图 2.21 LD16-3CEPA 平台下层甲板改造平面布置图</b></p>		
<b>施 工 方 案</b>	<p>本项目海上建设阶段的施工作业内容主要包括调整井施工、脐带缆的铺设和现有平台改造等等。</p> <p><b>1. 钻完井作业</b></p> <p>A19M1/A33M1: 老井侧钻前, 先起出老井生产管柱, 清洁井筒、处理井筒中残留油污, 返出少量含油污水回收至生产流程处理, 再进行弃井作业, 在弃置作业结束、油藏已得到封闭的情况下, 进行钻完井作业。</p> <p>钻井完成后下尾管固井作业, 首先注入前置液, 隔离液, 然后注入固井水泥浆, 最后利用钻井液顶替固井水泥浆进行碰压作业。</p> <p>A60/A61: 钻 36"井眼, 下 30"导管及低压井口、PGB, 固井; 钻 16"井眼, 下 13-3/8"套管及高压井口到位, 固井, 安装高压立管及防喷器并试压; 钻 12-1/4"井眼, 下 9-5/8"套管固井, 安装环空密封总成。</p> <p>完井程序: 刮管洗井, 下注水管柱, 油管挂坐挂, 钢丝作业投堵塞器, 起坐落管柱回收高压立管, 安装树帽和保护罩。</p> <p>完井方式: 定向井采用套管射孔完井、水平井采用裸眼完井。</p> <p>定向井完井程序: 移井架、完井液洗井、射孔、再次刮管洗井、下防砂管柱、下生产管柱、安装井口。</p> <p><b>2. 蒸汽吞吐施工方案</b></p> <p>A22H/A23H/A2H2/A9H1/A14H3: 蒸汽吞吐期间, 海洋石油 162 平台将通过管线栈桥与 LD27-2WHPB 平台搭接, 完成蒸汽管线、氮气管线、原油管线、生产水管线、动力电缆对接。海洋石油 162 平台利用自有海水泵提供海水经由水处理系统制成锅炉所需合格的软化水, 经热力除氧后供给锅炉系统生成饱和蒸汽, 通过蒸汽管线以 300t/d 速度注入热采井井底 (A22H 井蒸汽注入量 7200t, A23H 井蒸汽注入量 7200t, A2H2 井蒸汽注入量 5124t, A9H1 井蒸汽注入量 3729t, A14H3 井蒸汽注入量 4980t); 高压氮气通过氮气管汇分别进入热采井的油套环空, 进行隔热冷却保护。注热后根据工艺设计达到设计注气量后, 关井焖井 5 天。焖井结束后开井放喷。放喷期间, 同批放喷的单井物</p>		

流在放喷管汇集后与来自生产管汇的井流物混合，后通过现有管道送至 LD32-2WHPA 平台。

### 3. 压裂施工方案

(1) 停泵，洗压井；拆除采油树，安装立管及防喷器，起原井生产管柱；下刮管洗井管柱，刮削，洗井；下入射孔管柱，对第一、二、三防砂段进行射孔，射孔后起出射孔管柱；再次刮管、洗井；

(2) 下入压裂管柱，安装压裂井口；地面流程连接，管线试压；

配置压裂液，并循环、检测性能；坐封封隔器，对压裂泵及高压管线试压；

(3) 导通正挤流程，进行压裂施工；压裂完毕后，关井测压降，起出压裂管柱，冲砂，洗井；防砂段下入预充填筛管防砂；按照地质设计下入电加热合采生产管柱；初期快速排液，加密计量取样，待生产稳定后根据生产需求逐步提频。

### 4. 脐带缆铺设

海底注水脐带缆全程不挖沟，用滚筒+地滚的安装铺设方式进行管道的铺设，并采用混凝土压块覆盖保护，总压块数量 300 块。

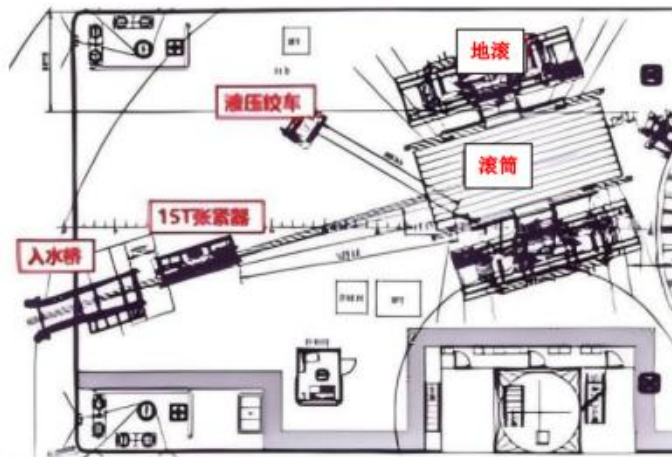


图 2.22 管道铺设工具示意图

### 5. 现有平台改造

本次工程拟对现有 LD16-3CEPA 和 LD27-2WHPA 平台进行适应性改造。LD16-3CEPA 平台主要涉及甲板结构改造、新增设备、改造仪表电气系统等。平台改造所需钢材重量约 84.8t。施工利用平台吊机或简易工装进行小型设备的安装。LD27-2WHPA 平台主要涉及蒸汽吞吐期间管汇的新增和调整，利用海洋石油 162 平台进行搭建和联通。

### 6. 一体化简易注水井口

目标区域海床平整度调查及预处理（水平度 $<2^{\circ}$ ）→采油树保护结构底座（钻井基盘）安装→打桩、底座调平（如需）→桩与底座连接→隔水导管井眼钻进→隔水导管和低压井口头等安装，钻井、完井（包括采油树安装）→管汇安装（包含打桩）→脐带缆铺设→跨接管底座（和飞线一起）安装→飞线连接、跨接管安装→管汇保护罩安装→

采油树保护罩安装→跨接管保护罩安装。

本项目海上施工主要设备及施工进度安排见下表，本项目施工作业时间总计约 316 天，单日最大施工人数约 165 人。

**表 2.27 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)
脐带缆铺设 (含护管及护管卡子安装)	4000P 拖轮 (护管卡子安装)	1	31	60
	德瀛 (护管安装)	1	35	10
	群力	1	34	45
	德瀛	1	20	53
	苏宁 58	1	20	24
	4000P 拖轮	1	20	16
钻完井作业 (LD16-3CEPA 平台-水下井口, 含采油树安装等)	45 英尺以上钻井船	1	145	78
	值班船	3	20	78
钻完井作业 (LD16-3CEPA 平台-老井侧钻)	45 英尺以上钻井船	1	120	66
	值班船	1	20	66
钻完井作业 (LD16-3WHPB 压裂井作业)	压裂船	1	60	50
LD27-2WHPB 改造	无需船舶, 相关管线改造	0	18	162
LD16-3CEPA 改造	无需船舶, 外扩甲板	0	22	50
	无需船舶, 液动力单元安装及相关管线及电缆改造	0	14	20
	无需船舶, 脐带缆终端及相关管线、电缆等改造	0	18	20
	无需船舶, 一套注水管汇撬安装及相关管线电缆等改造	0	16	22

**2.28 施工进度计划表**

关键节点	计划开始时间	计划完成时间
脐带缆铺设、护管安装	■	■
依托设施改造 (LD16-3CEPA 平台)	■	■
依托设施改造 (LD27-2WHPB 平台)	■	■
钻完井 (LD16-3CEPA 平台-水下井口)	■	■
钻完井 (LD16-3CEPA 平台-老井侧钻)	■	■
钻完井 (LD16-3WHPB 平台-压裂作业)	■	■
海上连接、调试	■	■
投产	■	■

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

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》和《旅大 27-2/旅大 32-2 油田调整及扩容项目海洋环境质量现状春季调查报告》，调查单位均为 [REDACTED]，海洋环境质量现状调查时间分别为 2023 年 10 月~11 月和 2023 年 4 月~5 月。

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。本次引用 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台周边的 17 个海洋环境现状调查站位，其中水质调查站位 17 个，海洋生物生态、沉积物、生物质量站位 11 个；6 个水文动力海流观测站位，站位数量均大于 2 个。旅大 27-2/旅大 32-2 油田调整及扩容项目海洋环境质量现状春季调查共设置 59 个站位，其中水质调查站位 59 个，海洋生物生态、沉积物、生物质量站位 36 个；水文动力现状设 4 个测流点进行海流观测。本次引用 LD27-2WHPB 平台周边的 9 个海洋环境现状调查站位，其中水质调查站位 9 个，海洋生态、沉积物、生物质量站位 6 个；4 个水文动力海流观测站位，站位数量均大于 2 个，均符合《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409—2025) 中三级评价要求。

海洋环境质量现状调查站位详见表 3.1、3.2 及附图 6。

表 3.1 海洋环境质量现状调查站位（旅大 16-3 油田）

站位	北纬 (N)	东经 (E)	调查项目
A28	[REDACTED]	[REDACTED]	水文动力
A32	[REDACTED]	[REDACTED]	水文动力
A34	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A35	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A36	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A38	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A39	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A41	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A42	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A43	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A45	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A46	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A52	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A53	[REDACTED]	[REDACTED]	海水
A54	[REDACTED]	[REDACTED]	海水、沉积物、海洋生物生态、生物质量
A56	[REDACTED]	[REDACTED]	水文动力
A58	[REDACTED]	[REDACTED]	水文动力

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
A69			水文动力
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

**表 3.2 海洋环境质量现状调查站位（旅大 27-2 油田）**

站位	经度 (°)	纬度 (°)	调查项目
A12			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A13			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A24			水质
A37			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A38			水质
A39			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A40			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A45			水质、沉积物、海洋生态、生物质量
A46			水质
A1			水文动力
A25			
A34			
A50			

旅大 16-3 油田和旅大 27-2 油田位于渤海辽东湾海域，本项目不在《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》范围内。本项目所引用的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）》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》和《旅大 27-2/旅大 32-2 油田调整及扩容项目渔业资源现状春季调查》，调查单位均为 [REDACTED]，调查时间为 2023 年 10 月 9 日~10 月 23 日和 2023 年 6 月 1 日~6 月 21 日。旅大 16-3 油田 S-6、S-6Sa 井区项目渔业资源现状秋季调查共布设渔业资源调查站位 14 个，旅大 27-2/旅大 32-2 油田调整及扩容项目渔业资源现状春季调查共布设渔业资源调查站位 18 个。渔业资源现状调查站位详见表 3.3 及附图 7。

**表 3.3 渔业资源现状调查站位（旅大 16-3 油田秋季调查）**

站号	经度 (°)	纬度 (°)	调查项目
A1			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A2			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A3			鱼卵仔稚鱼、渔业资源

A4			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A5			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A6			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A7			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A8			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A9			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A10			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A11			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A12			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A13			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
A14			鱼卵仔稚鱼、渔业资源

表 3.4 渔业资源现状调查站位（旅大 27-2 油田春季调查）

站号	经度 (°)	纬度 (°)	调查项目
Y75			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y76			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y77			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y78			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y80			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y81			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y82			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y85			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y86			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y87			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y88			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y89			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y90			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y91			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y92			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y93			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y95			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y96			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y75			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
Y76			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、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬作为评价因子。本次分别引用旅大 16-3 油田 17 个水质调查站位、旅大 27-2 油田 9 个水质调查站位，各项检测指标均符合一类水质标准，海水水质质量状况良好。

**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**

本次引用的 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台周边的 11 个站位，其中表层叶绿素 a 变化范围 [ ]，均值为 [ ]；中层叶绿素 a 变化范围 [ ]，均值为 [ ]；底层叶绿素 a 变化范围 [ ]，均值为 [ ]。各调查站位叶绿素 a 含量较低。海洋初级生产力范围为 [ ]，平均值为 [ ]，海区初级生产力为一般水平。

本次引用的 LD27-2WHPB 平台周边的 6 个站位，其中表层叶绿素 a 值的变化范围为 [ ]，平均值为 [ ]；中层叶绿素 a 值的变化范围为 [ ]  $\mu\text{g/L}$ ，平均值为 [ ]；底层叶绿素 a 值的变化范围为 [ ]，平均值为 [ ]。各调查站位叶绿素 a 含量较低。海洋初级生产力范围为 [ ]，平均值为 [ ]，海区初级生产力为一般水平。

### 2.浮游植物

旅大 16-3 油田调查海域共获得浮游植物 3 门 80 种。其中，硅藻门 60 种，甲藻门 19 种，金藻门 1 种。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。本次引用的 11 个站位，浮游植物细胞数量波动范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。浮游植物多样性指数 ( $H'$ ) 变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；均匀度指数 ( $J'$ ) 变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；丰富度指数 ( $d$ ) 变化范围 [ ] 之间，平均值为 [ ]；优势度变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。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。

旅大 27-2 油田调查海域共鉴定出浮游植物 2 门 34 种。其中，硅藻门 29 种，甲藻门 5 种。优势种 2 种，为密连角毛藻和短楔形藻。本次引用的 6 个站位，各站位浮游植物细胞数量波动范围在 [ ]  $\text{cell/m}^3$  之间，平均值为 [ ]  $\text{cell/m}^3$ 。浮游植物多样性指数 ( $H'$ ) 变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；均匀度指数 ( $J'$ ) 变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；丰富度指数 ( $d$ ) 变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]；优势度变化范围在 [ ] 之间，平均值为 [ ]。总体来看，浮游植物群落物种优势度较高，而均匀度水平较低，种间个体数分布欠均匀；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

旅大 16-3 油田调查海域共鉴定出浮游动物 41 种，其中浮游幼体、幼虫、鱼卵和仔鱼 9 种。其中本次引用的 11 个站位，浮游动物生物量平均值为 [ ]，各站位生物量波动范围在 [ ] 之间；总个体密度平均数量为 [ ]，各站位数量波动范围在 [ ] 间。浮游动物多样性指数 ( $H'$ ) 平均值为 [ ]，

各站位波动范围在 [ ] 之间；均匀度指数 ( $J'$ ) 平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间；丰富度指数 ( $d$ ) 平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间。优势度平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间。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。

旅大 27-2 油田调查海域共鉴定出浮游动物 32 种，其中浮游幼体、幼虫、鱼卵和仔鱼 9 种。本次引用的 6 个站位，浮游动物生物量平均值为 [ ]，各站位生物量波动范围在 [ ] 之间；总个体密度平均数量为 [ ]，各站位数量波动范围在 [ ] 之间。浮游动物多样性指数 ( $H'$ ) 平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间；均匀度指数 ( $J'$ ) 平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间；丰富度指数 ( $d$ ) 平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间。优势度平均值为 [ ]，各站位波动范围在 [ ] 之间。总体来看，浮游动物群落物种优势度较高，而均匀度水平低，种间个体数分布欠均匀；种类丰富度水平一般，且多样性水平较低，群落结构稳定性一般。

#### 4.底栖生物

旅大 16-3 油田调查海域共鉴定出底栖生物 123 种，其中环节动物发现 57 种，占总种类数的 46.3%；软体动物共发现 24 种，占总种类数的 19.5%。本次引用的 11 个站位，平均生物量为 [ ]，范围为 [ ]。平均个体密度为 [ ]，变化范围为 [ ]。底栖生物群落种类多样性指数 ( $H'$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；均匀度指数 ( $J'$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；丰富度指数 ( $d$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；优势度平均值为 [ ]，变化范围为 0.32~0.71。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。

旅大 27-2 油田调查海域共鉴定出底栖生物 140 种，其中环节动物发现 54 种，软体动物共发现 45 种。本次引用的 6 个站位，平均生物量为 [ ]，范围为 [ ]。平均个体密度为 [ ]，变化范围为 [ ]。底栖生物群落种类多样性指数 ( $H'$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；均匀度指数 ( $J'$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；丰富度指数 ( $d$ ) 平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]；优势度平均值为 [ ]，变化范围为 [ ]。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

旅大 16-3 油田调查海域本次引用的 11 个站位共采集到 17 个样品，旅大 27-2 油田

调查海域本次引用的 6 个站位共采集到 10 个样品，并对采集到的软体动物（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：

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

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、汞和石油烃含量均满足《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1 中的质量标准，砷含量不能满足《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1 中的标准。

## 五、渔业资源调查结果

### 1. 鱼卵、仔稚鱼

旅大 16-3 油田调查海域共获得鱼卵和仔稚鱼 5 种，隶属于 3 目 5 科 5 属。鱼卵共计 3 种，分别鳀、花鲈、小带鱼；仔稚鱼共计 3 种，分别为鳀、凡氏下银汉鱼、八部副鲷。鱼卵密度平均值为 [REDACTED]，仔稚鱼密度平均值为 [REDACTED]。

旅大 27-2 油田调查海域共获得鱼卵和仔稚鱼 7 种，隶属于 4 目 7 科 7 属。鱼卵共计 6 种，鳀为鱼卵优势种，合计占鱼卵总数量的 99.81%；仔稚鱼共计 2 种，优势种为鳀仔稚鱼，出现率为 22.22%。鱼卵密度平均值为 [REDACTED]，仔稚鱼密度平均值为 [REDACTED]。

### 2. 鱼类

旅大 16-3 油田调查海域共捕获鱼类 36 种，隶属于 7 目，24 科，32 属。鱼类平均重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED]，资源密度分别为 [REDACTED]。优势种为矛尾虾虎鱼、黄鲫、短吻红舌鲷、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]。

旅大 27-2 油田调查海域共捕获鱼类 28 种，隶属于 5 目 16 科 25 属。鱼类平均重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED]，资源密度分别为 [REDACTED] 和 [REDACTED]。优势种为短吻红舌鲷、长绵鲷、黄鲫和细纹狮子鱼。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

旅大 16-3 油田调查海域共捕获头足类 3 种，隶属于 2 目 2 科 2 属。头足类相对渔获重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED]，资源密度分别为 [REDACTED] 和 [REDACTED]。优势种为火枪乌贼、短蛸。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]。

旅大 27-2 油田调查海域共捕获头足类 4 种, 隶属于 3 目 3 科 3 属。头足类相对渔获重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED], 资源密度分别为 [REDACTED] 和 [REDACTED]。优势种为长蛸、火枪乌贼和短蛸。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

旅大 16-3 油田调查海域共捕获甲壳类 13 种, 隶属于 2 目 9 科。甲壳类平均渔获量 [REDACTED]; 其中虾类幼体为 [REDACTED], 生物量为 [REDACTED], 虾类成体为 [REDACTED], 生物量为 [REDACTED]; 蟹类幼体为 [REDACTED], 生物量为 [REDACTED], 蟹类成体为 [REDACTED], 生物量为 [REDACTED]。优势种为口虾蛄、鹰爪虾、三疣梭子蟹。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]。

旅大 27-2 油田调查海域共捕获甲壳类 15 种, 隶属于 2 目 11 科。甲壳类中虾类相对渔获重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED], 资源密度分别为 [REDACTED]; 蟹类相对渔获重量和尾数渔获率分别是 [REDACTED], 资源密度分别为 [REDACTED]。优势种为口虾蛄、日本鼓虾和脊腹褐虾。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]。

### 六、水文动力

#### 1) 流速流向分布

旅大 16-3 油田各站层流速区间分布各有不同, 只有调查区域中部的 A32 站与东部的 A67 站出现 90cm/s 以上流速。整体上各站流向分布于 [REDACTED]。

旅大 27-2 油田各站平均涨、落潮流流速大小相当而各有不同, 全站海流流速范围主要在 [REDACTED], A25 站位表层有较大的海流流速。空间分布上看, A25、A50 两站有更大的流速, 垂直方向上, 各站遵循流速自表至底逐渐减小的趋势。观测各站流向相对集中, 主要潮流的流向位 [REDACTED]。

#### 2) 平均流速和最大流速

旅大 16-3 油田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, 实测最大落潮流流速为 [REDACTED] 对应流向为 [REDACTED], 最大涨潮流流速为 96.6cm/s、对应流向为 22.5°, 均出现于 A32 站表层。

旅大 27-2 油田各站平均涨、落潮流平均流速位于 [REDACTED] 的区间范围内, 总体上看表层平均流速略大于底层平均流速。实测最大涨潮流流速为 [REDACTED], 最大落潮流流速为 [REDACTED] 对应流向为 [REDACTED], 均出现于 A25 表层。对于最大涨落

潮流的流向特点,4站最大涨落潮流方向接近,最大涨潮流流向位于 [REDACTED] 范围,对应落潮流流向位于 [REDACTED] 范围。

### 3) 潮流的运动形式

根据旅大 16-3 油田调查结果显示,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。

根据旅大 27-2 油田调查结果显示,该海区的潮流性质为不规则半日潮流,因此主要半日分潮流(M2 和 S2)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。

### 4) 余流

旅大 16-3 油田观测站位表层余流流速为 [REDACTED], 流向为 [REDACTED]、中层余流流速为 [REDACTED], 流向为 [REDACTED]、底层余流流速为 [REDACTED], 流向为 [REDACTED]。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。

旅大 27-2 油田观测站位表层余流流速较小, A25 表层余流最大, 为 [REDACTED], 垂向上余流基本随水深变化呈减小趋势, 余流流速最小值位于 A1 站底层。流向方面, 流向范围  $347^{\circ} \sim 355^{\circ}$ , 基本为偏北向余流。

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	<p><b>一、相关工程环保手续执行情况</b></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;"><b>表 3.5 与本项目相关的环境影响及批复情况</b></p>				
	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
	《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（本项目施工及依托其进行物流处理） ②LD16-3WHPB（本项目施工） ③LD16-3CEPA 至 LD10-1PAPD 混输管道（依托其进行物流运输） ④LD16-3WHPB 至 LD16-3CEPA 混输管道（依托其进行物流运输） ⑤ LD10-1PAPD 平台（依托其进行物流处理）	环审 [2018]52 号	环验 [2021]4 号
	《旅大 16-3 油田 CEPA 平台扩建项目环境影响报告表》	①新建 1 座 LD16-3CEPA 平台外挂 4 腿平台，共设置 28 个井槽，其中 6 个单筒双井	①LD16-3CEPA 平台外扩平台（依托其进行物流处理）	环审 [2025]41 号	已批在建
《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 至绥中 36-1 终端原油海管（依托其物流运输）	国海环字 [2004]29 号	国海环字 [2007]153 号	

《旅大 27-2/32-2 油田开发工程报告书》	①LD27-2WHPB 平台 ②LD32-2WHPA 平台 ③LD32-2PSP 平台 ④LD32-2MOP 平台 ⑤海底管线	①LD27-2WHPB 平台（本项目施工） ②LD32-2PSP 平台（依托其进行物流处理） ③ LD27-2WHPB 平台至 LD32-2PSP 平台的混输管道（依托其进行物流运输）	国海环字 [2009]518 号	国海环字 [2012]891 号
《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）	环函 [1999]361 号	国海环字 [2005]8 号

表 3.6 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》	<p>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</p>	<p>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。</p> <p>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> <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</p>

		<p>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>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>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LD10-1CEP平台混输海底管道实施清管及内检测,对LD10-1CEP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	《旅大27-2/32-2油田开发工程报告书》	<p>①工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准,要严格控制污染物的排</p>	<p>①工程运营期间严格控制了污染物的排放总量和排放浓度,正常工况下,含油生产水、</p>

		<p>放总量和排放浓度。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；非正常工况下，排海浓度必须符合国家标准且年排放天数不超过 15 天，排污混合区为排放点周围 1 公里以内海域；冲洗水和初期雨水收集后进入油气集输系统处理后回注地层；生活垃圾和工业固体废物分类收集运回岸上处理；生活污水最大排放量为 6864 立方米/年，COD 的排放量为 3.2t/a。</p> <p>②认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议，投产前应编制溢油应急计划，并报海洋主管部门审批。溢油应急计划可与附近海域的其他油田应急计划统一考虑，并纳入渤海区域油田开发溢油应急体系之中。平台应配备适当消油剂、喷洒设备、围油栏、储油设备、撇油器等，以应对小型溢油事故，大、中型溢油事故应借助专业机构和周围油田应急力量联合应对。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>③落实报告书上的监测计划，严格执行“三同时”制度，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。</p>	<p>甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水及工艺容器排放液等均经处理达标后全部回注地层，机舱污水、生活垃圾和工业固体废物均分类回收并全部运回陆地处理。</p> <p>②油田按规定配备了相应的应急设备和材料，于 2011 年 12 月编制了《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》，并于 2012 年 5 月获得了国家海洋局北海分局的批复。</p> <p>③油田开发过程中严格执行“三同时”制度，并将工程进展情况和监测结果及时通报了国家海洋局北海分局。。</p>
4	《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、LD10-1PAPD 和 LD32-2PSP 平台近一年生产水处理设施处理效果见下表。

表 3.7 生产水处理监测结果

时间	LD16-3CEPA	LD10-1PAPD	LD32-2PSP
	石油类月均监测值 mg/L	石油类月均监测值 mg/L	石油类月均监测值 mg/L
2025 年 1 月	■	■	■
2025 年 2 月	■	■	■
2025 年 3 月	■	■	■
2025 年 4 月	■	■	■
2025 年 5 月	■	■	■
2025 年 6 月	■	■	■
2025 年 7 月	■	■	■
2025 年 8 月	■	■	■
2025 年 9 月	■	■	■
2025 年 10 月	■	■	■
2025 年 11 月	■	■	■
2025 年 12 月	■	■	■

根据近一年生产水监测报表数据可知：LD16-3CEPA、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，LD32-2PSP 平台生产水经处理达到石油类 $\leq 15\text{mg/L}$  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、LD16-3WHPB 和 LD27-2WHPB 平台近一年生活污水监测结果见下表。

表 3.8 生活污水排放监测结果

时间	LD16-3CEPA	LD16-3WHPB	LD27-2WHPB
	COD 月均监测值 mg/L	COD 月均监测值 mg/L	COD 月均监测值 mg/L
2025 年 1 月	■	■	■
2025 年 2 月	■	■	■
2025 年 3 月	■	■	■
2025 年 4 月	■	■	■
2025 年 5 月	■	■	■
2025 年 6 月	■	■	■
2025 年 7 月	■	■	■
2025 年 8 月	■	■	■
2025 年 9 月	■	■	■
2025 年 10 月	■	■	■
2025 年 11 月	■	■	■
2025 年 12 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（≤300mg/L）的要求后排放，LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 和 LD27-2WHPB 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鑫宏洋船舶服务有限公司/辽宁星宇再生资源有限公司或同等有资质的单位接收处理/处置。

综上，根据污染物监测及处理结果，各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 油田和旅大 27-2 油田未出现溢油事故。

生态环境  
保护目标

根据本项目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 7。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，距离最近大连斑海豹国家级自然保护区约 [REDACTED]，距离最近的生态红线区约 [REDACTED]，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”，[REDACTED]

**表 3.9 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	LD16-3CEPA 平台	LD27-2WHPB 平台	LD16-3WHPB 平台	主要保护对象	保护期/产卵期
“三场一”	中国对索饵场	Ⅰ	[REDACTED]	Ⅰ	对虾	索饵期 7 月~11 月

通道”	中国毛虾	越冬场	■	I	■	毛虾	越冬期 1~2月
	小黄鱼	索饵场	■	■	■	小黄鱼	索饵期 9~11月
	黄姑鱼	索饵场	■	■	■	黄姑鱼	索饵期 7-9月
	鳀	索饵场	■	■	■	鳀	产卵期 4-6月, 产卵盛期 6月
	叫姑鱼	索饵场	■	■	■	叫姑鱼	产卵期为 5月下旬~6月上旬, 产卵盛期为 6月份

评价标准

**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）》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。软体动物（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（非双壳类）和甲壳类、鱼类生物体内污染物质（铜、铅、锌、镉、汞、砷、石油烃）含量评价标准参考《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1；生物体内铬含量缺乏评价标准，不对其进行评价。

**表 3.10 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）		
海洋生物质量	软体类（非双壳类）、甲壳类和鱼类（重金属、石油烃）	《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C.1	
	软体类（双壳类）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	不劣于现状水平

**表 3.11a 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℃，其他季节不超过 2℃		人为造成的海水温升不超过当时当地 4℃	
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 3.11b 海洋沉积物质量标准

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

表 3.11c 生物体污染物评价标准 ( $\times 10^{-6}$  湿重)

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	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	/	≤1.0	≤0.3	≤20
甲壳类	≤100	≤2.0	≤150	≤2.0	/	≤1.0	≤0.2	≤20
鱼类	≤20	≤2.0	≤40	≤0.6	/	≤1.0	≤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 3.12 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 <sub>5</sub> ≤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 <sub>5</sub> ≤25mg/L, SS ≤35mg/L, 耐热大肠菌群 ≤1000 个/L, COD <sub>Cr</sub> ≤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。
船舶垃圾		/	禁止投入水域
塑料制品及其他垃圾		/	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
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	《海洋石油勘探开发污	一	COD ≤300mg/L

	平台上生活污水	《染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	级	
	含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质 指标技术要求及分析方法》 (SY/T5329-2022)	/	旅大 16-3 油田含油量≤30mg/L 旅大 27-2 油田含油量≤15mg/L
	船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放 控制区实施方案》	/	(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)》(GB 15097-2016) 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% <sub>m/m</sub> 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
其他	无			

## 四、生态环境影响分析

施 工 期 生 态 环 境 影 响 分 析	<p><b>1、施工期产污环节及污染源分析</b></p> <p>海上施工阶段的作业内容包括海上施工/安装作业、钻完井作业和压裂作业等。</p> <p>海上施工/安装的作业内容包括脐带缆铺设、护管及护管卡子安装，水下注水采油树安装以及工艺管线安装和 LD16-3CEPA、LD27-2WHPB 平台改造等。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。主要污染因子为石油类和 COD。</p> <p>钻完井和压裂作业过程中，主要污染物包括钻屑和钻井液、机舱含油污水、压裂返排液、洗井废水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为石油类、悬浮物和 COD。</p> <p><b>(1) 钻井液</b></p> <p>本次LD16-3CEPA平台调整井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。</p> <p>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第1部分：分级》（GB18420.1-2009）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。</p> <p>根据建设单位核算，本项目共产生钻井液约 [REDACTED]，其中油层段钻井液量约为 [REDACTED]，非油层段钻井液量产生量约为 [REDACTED]，钻井液最大排放速率 35m<sup>3</sup>/h，分 4 个批次排放。</p>							
	<p><b>表 4.1 本项目钻井液产生情况表</b></p>							
		井数（口）	钻井液产生总量（m <sup>3</sup> ）	非油层段钻井液（m <sup>3</sup> ）	油层段钻井液（m <sup>3</sup> ）	一次性排放（m <sup>3</sup> ）	一次性排放次数	钻井液最大排放速率（m <sup>3</sup> /h）
	钻 井	2 口井 A19M1/A33M1	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		2 口井 A60/A61	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	合 计	4 口井	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	<p>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 [REDACTED] [REDACTED]，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</p>							

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，本项目钻井作业期间共产生钻屑约 [ ]，其中非油层段钻屑约 [ ]，油层段钻屑约 [ ]。根据施工方案，钻井平台非油层段钻屑的最大排放速率约为 [ ]。

表 4.2 本项目钻屑产生情况表

井数（口）		油层段钻屑（m <sup>3</sup> ）	非油层段钻屑（m <sup>3</sup> ）	钻屑合计（m <sup>3</sup> ）	钻井时间（d）	最大排放速率（m <sup>3</sup> /d）
钻井	2口井 A19M1/A33M1	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
	2口井 A60/A61	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	
合计	4口井	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	

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由 [ ] [ ]，不排海。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) 悬浮物

本项目新建脐带缆 2 条，分别连接 LD16-3CEPA 平台和水下注水采油树，海底注水脐带缆铺设全程不挖沟，采用滚筒+地滚的安装铺设方式进行铺设，铺设过程不产生悬浮物。本项目仅非油层段钻井液、钻屑排放期间会出现海水水质悬浮物浓度超标的情况。

### (4) 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：船舶机舱含油污水、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、机舱含油污水等。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，机舱含油污水按 0.5m<sup>3</sup>/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 <sup>3</sup> ）	生活垃圾（kg）	机舱含油污水（m <sup>3</sup> ）
脐带缆铺设（含护管及护	4000P 拖轮	1	53	25	463.75	1987.5	12.5
	德瀛	1	35	10	122.5	525	5

管卡子安 装)	群力	1	34	45	535.5	2295	22.5
	德瀛	1	20	53	371	1590	26.5
	苏宁 58	1	20	24	168	720	12
	4000P 拖 轮	1	20	16	112	480	8
钻完井作 业(水下 井口, 含 采油树安 装等)	45 英尺 以上钻井 船	1	145	78	3958.5	16965	39
	值班船 (6000H P 以上)	3	30	78	819	3510	117
钻完井作 业(老井 侧钻)	45 英尺 以上钻井 船	1	120	66	2772	11880	33
	值班船 (6000H P 以上)	1	30	66	693	2970	33
LD16-3CE PA 改造 (无需船 舶)	/	0	22	50	385	1650	/
	/	0	14	20	98	420	/
	/	0	18	20	126	540	/
	/	0	16	22	123.2	528	/
LD16-3W HPB 平台 B8 井压裂	压裂船	1	60	50	1050	4500	30
	/	0	20	50	350	1500	/
LD27-2W HPB 改造 (无需船 舶)	/	0	18	162	1020.6	4374	/
合计					13168.05	56434.5	338.5

#### 1) 钻井平台污染物

钻井期间钻井平台产生的污染物包括钻井平台机舱含油污水、生活污水、生活垃圾。

钻井平台机舱含油污水: 72m<sup>3</sup>, 铅封后运回陆地交有资质单位处理。

钻井平台生活污水: 6730.5m<sup>3</sup>, 钻井平台生活污水经船用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》(GB 4914-2008) 一级标准 (COD≤300mg/L) 后排海。

钻井平台生活垃圾: 28845t, 钻井平台在钻完井期间, 产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008) 一级标准要求, 全部运回陆地处理。

#### 2) 改造平台污染物

LD16-3CEPA、LD27-2WHPB 平台改造期间产生的污染物包括生活污水和生活垃圾。

现有平台生活污水: 1752.8m<sup>3</sup>, 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》(GB 4914-2008)一级标准(COD≤300mg/L)后排海。

现有平台生活垃圾：7.5t，产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级标准要求，全部运回陆地处理。

### 3) 船舶污染物

船舶机舱含油污水：266.5m<sup>3</sup>，铅封后运回陆地交有资质单位处理。

船舶生活污水：4334.75m<sup>3</sup>，本项目施工船舶产生的生活污水执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)中相关要求。

船舶生活垃圾：18577.5t，本项目施工船舶产生的生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)中相关要求。

### (5) 洗井废水

本项目 LD16-3CEPA 平台 2 口生产井侧钻调整会产生洗井废水，主要污染物为石油类，按照每口井 [ ] 进行估算，共预计产生 [ ] 废水，洗井废水进入生产水处理系统处理达标后回注，不排海；本项目 LD16-3WHPB 平台 1 口压驱井洗井废水产生量约为 [ ]，产生的洗井废水进入生产工艺流程，处理达标后全部回注地层，不外排。

### (6) 压裂返排液

本项目 1 口压驱井约产生 [ ] 的压裂返排液。压裂返排液最终进入生产工艺流程，处理达标后全部回注地层，不外排。

### (7) 固体废物

在工程建设阶段产生的生产垃圾主要包括实施 LD16-3CEPA 平台 4 口调整井作业、LD16-3WHPB 平台 1 口井压裂作业、LD27-2WHPB 平台工艺管线安装作业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，本项目海上建设阶段产生生产垃圾约 [ ]，其中一般固废约 [ ]，危险废物约 [ ]。经分类收集后，转运至陆上交由鑫宏洋船舶服务有限公司/辽宁星宇再生资源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	[ ]	[ ]	[ ]	石油类	运回陆上交有资质单位

段					处理
生活污水	13168.05m <sup>3</sup>	13168.05m <sup>3</sup>	/	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	56434.5kg	/	/	食品废弃物、食品包装等	全部运回陆地处理
洗井废水	██████	/	/	石油类	进入生产工艺流程处理
压裂返排液	██████	/	/	石油类	
机舱含油污水	338.5m <sup>3</sup>	0m <sup>3</sup>	/	石油类	铅封运回陆上交有资质单位进行处理
固体废物	██████████	0t	/	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上进行处理
	██████████	0t	/	油棉纱等含油废物、废漆桶等	分类收集、运回陆上交由有资质单位处理

## 2、施工期环境影响分析

本项目钻完井、海上施工/安装作业及平台改造施工阶段，生活垃圾及生产垃圾全部运回陆地处理；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）一级标准的要求后排海；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水下井口安装、脐带缆铺设、钻完井工程，本项目水下注水井口（注水采油树）设置在泥面以上，但设施结构尺寸较小，对流场、地形地貌与冲淤环境影响范围较小，仅对水下注水井口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

本次评价针对工程非油层段钻屑、非油层段钻井液排放对海水水质影响情况进行了建模预测，水文动力模型情况详见附录1。

#### 1) 钻井液

本次预测计算大潮和小潮周期内连续性排放悬浮物 25h（包含一个完整的潮周期），分别统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻井液排放产生悬浮物的浓度增量超海

水水质标准的总包络范围。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 平台钻井液排放量 [ ]，单次排放量最大为 [ ]，最大排放速率为 [ ]。本工程 LD16-3CEPA 平台分 2 批次钻井，非油层段水基钻井液于海面以下 1~2 米分 4 个批次排放。水基钻井液密度  $1.01\text{g/cm}^3\sim 1.45\text{g/cm}^3$ （按  $1.25\text{g/cm}^3$  计算），水基钻井液固相颗粒粒径  $0.008\text{mm}\sim 0.062\text{mm}$ ，中值粒径为  $0.016\text{mm}$ 。选取 LD16-3CEPA 平台进行预测，源强位置为表层。

经预测，非油层段钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度在表层超标。悬浮物超一（二）类海洋水质标准离排放点最大影响距离为 [ ]。非油层段钻井液表层悬浮物超一（二）类海水水质标准的包络面积为 [ ]，超三类水质包络面积为 [ ]，超四类水质包络面积为 [ ]；中层和底层悬浮物无水质超标面积。非油层段钻井液停止排放后，在 2h 内悬浮物恢复到一类水质。

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 4.5 非油层段钻井液排放产生的悬浮物预测结果 (km<sup>2</sup>)

位置	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离 (km)	结束后恢复一类水质时长(h)
表层	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
中层	[ ]	[ ]	[ ]		
底层	[ ]	[ ]	[ ]		

表 4.6 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 (km<sup>2</sup>)

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

图 4.1 非油层段钻井液排放产生悬浮物浓度增量包络线（表层）

## 2) 钻屑

本次预测非油层段钻屑连续排放 15d（包含一个完整的潮周期），统计各网格最大预测浓度，按照相应浓度区间绘制的等值线即为钻屑悬浮物浓度最大外包络线。根据工程分析，LD16-3CEPA 平台非油层段水基钻井液钻屑排放量 [ ]，最大排放速率为 [ ]，位于平台海面以下 1~2 米排放，钻井天数 70 天。选取 LD16-3CEPA 平台进行预测，源强位置为表层。钻屑粒径分布一般如下表 4.7 所示，计算时中值粒径取为  $74\mu\text{m}$ 、 $120\mu\text{m}$ 、 $150\mu\text{m}$ 、 $230\mu\text{m}$  共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15%进行计算，然后将计算的增量值叠加。

表 4.7 钻屑粒径分布

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5	20	35	25	10	5

经预测，非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量在表层和底层超标。超一（二）类海水水质标准离排放点最大影响距离为 [ ]。表层非油层段钻屑表层悬浮物超一（二）类海水水质标准的合计包络面积约 [ ]，超三类水质包络面积为 0.001km<sup>2</sup>，超四类水质包络面积为 0.0004km<sup>2</sup>；中层悬浮物超一（二）类海水水质标准的包络面积约 0.10km<sup>2</sup>，无超三类和超四类水质包络面积；底层悬浮物无水质超标面积。非油层段钻屑停止排放后，在 1h 内悬浮物恢复到一类水质。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 4.8 非油层段钻屑排放产生悬浮物的预测结果 (km<sup>2</sup>)

层位	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离 (km)	结束后恢复一类水质时长 (h)
表层	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
中层	[ ]	[ ]	[ ]		
底层	[ ]	[ ]	[ ]		

表 4.9 非油层段钻屑排放悬浮物的不同超标倍数 Bi 总包络面积 (km<sup>2</sup>)

层位	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi > 9
表层	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
中层	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
底层	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]
各层平均	[ ]	[ ]	[ ]	[ ]

图 4.2 钻屑排放产生悬浮物浓度增量包络线（表层）

图 4.3 钻屑排放产生悬浮物浓度增量包络线（中层）

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）一级标准要求后排放入海。参考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. 水下注水井口

本项目新建 2 口水下注水井 A60 井和 A61 井，通过新建水下生产设施新增实施。水下注水井口覆盖海底，导致沉积物环境改变，但水下注水井口占海面积相对较小，因此施工期平台对海洋沉积物环境的影响较小。

b. 脐带缆铺设

本项目新建 2 条包含注水管线的脐带缆，分别连接 LD16-3CEPA 平台和水下注水

采油树。海底注水脐带缆全程不挖沟，用滚筒+地滚的安装铺设方式进行管道的铺设，并采用混凝土压块覆盖保护。脐带缆铺设覆盖海底会导致沉积物环境改变，但脐带缆铺设占海面积较小，因此施工期平台对海洋沉积物环境的影响较小。

### c.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，则本项目单个平台钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积不超过 0.13km<sup>2</sup>，对海洋沉积物环境影响很小。

### (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新建水下生产设施、脐带缆铺设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<sub>i</sub>—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<sub>ij</sub>—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<sup>2</sup>)、个平方千米（个/km<sup>2</sup>）、千克平方千米（kg/km<sup>2</sup>）；

S<sub>j</sub>—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km<sup>2</sup>）；

K<sub>ij</sub>—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 4.10 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	■	■	■
1<Bi≤4 倍	■	■	■
4<Bi≤9 倍	■	■	■
Bi≥9 倍	■	■	■

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。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 4.11 生物资源密度取值

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

**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<sub>i</sub>——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<sub>i</sub>——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km<sup>2</sup>]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km<sup>3</sup>]、千克每平方千米（kg/km<sup>2</sup>），在此为底栖生物生物量；

S<sub>i</sub>——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km<sup>2</sup>）或立方千米（km<sup>3</sup>）。

**2) 工程占海**

本项目对底栖生物的影响主要为水下注水井口占海、脐带缆铺设占海、钻屑沉降对底栖生物造成的损失。其中新建水下生产设施水下注水井口的占海面积按其投影面积计算。本项目新建水下注水井口投影面积为 ■。新建水下注水井口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，并使其中部分底栖生物死亡，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 7850m<sup>2</sup>）内损失率按照 50% 计算。具体各段计算见下表。

表 4.12 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 <sup>2</sup> )	密度 (g/m <sup>2</sup> )	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）	■		■	■
水下注水井口	投影面积	■		■	■

脐带缆铺设	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总计 4 次，根据预测结果，非油层段钻井液对海水的超标影响在表层，因此计算时取表层超标面积，水深取 ■。

表 4.13 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 <sup>2</sup> )		生物量	损失率(%)	损失量 (粒、尾或 kg)	排放次数	合计(粒、尾或 kg)
	Bi≤1 倍	■					
鱼卵	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■					
	4<Bi≤9 倍	■					
	Bi≥9 倍	■					
仔稚鱼	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■					
	4<Bi≤9 倍	■					
	Bi≥9 倍	■					
幼鱼	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■					
	4<Bi≤9 倍	■					
	Bi≥9 倍	■					
头足类幼体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■					
	4<Bi≤9 倍	■					
	Bi≥9 倍	■					
虾类幼体	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	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	■					

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

#### 4) 钻屑

根据工程分析，本项目钻屑分 2 批次排放，排放时长共计 70d，对应排放周期为 5 个。根据预测结果，表层和中层悬浮物存在超海水水质标准范围，计算时悬浮物扩散影响面积取表层、中层和底层三层超标面积的平均值，水深取 ■，估算非油层段钻屑扩散造成的海洋生物损失量，见下表。

表 4.14 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 <sup>2</sup> )		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	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
仔稚鱼	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
幼鱼	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
头足类幼体	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
虾类幼体	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
蟹类幼体	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
鱼类成体	$Bi \leq 1$ 倍	■		■	■		
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$4 < Bi \leq 9$ 倍	■		■	■		
	$Bi \geq 9$ 倍	■		■	■		
头足类成	$Bi \leq 1$ 倍	■	■	■	■	■	■
	$1 < Bi \leq 4$ 倍	■		■	■		

体	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 4.15 施工期造成的海洋生物资源的总损失量

生物名称	水下井口、脐带缆占海	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)	■	■	■

(5) 对周边保护区影响分析

本项目施工期生活垃圾及生产垃圾全部运回陆地处理；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；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，本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 LD16-3CEPA 平台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 ■，正常施工不会对生态红线区、保护区产生影响。本项目 LD16-3WHPB、LD27-2WHPB 平台距离最近的生态红线区和保护区均在 ■及以上，正常施工均不会对生态红线区、保护区产生影响。

(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，按 3 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 万元。

表 4.16 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）					
	仔稚鱼（尾）					
	幼鱼（尾）					
	头足类幼体（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）					
钻屑	底栖生物（t）	永久占用				
		临时占				

		用						
		鱼卵 (粒)						
		仔稚鱼 (尾)						
		幼鱼 (尾)						
		头足类幼体 (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)						
		生物资源损失补偿金额合计						
		<b>(7) 环境风险分析</b>						
		<p>本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析（详见附录 2），本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。</p> <p>本项目施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏以及地质性溢油事故、浅层气/气层风险事故等。</p> <p>针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施，最大可能减少各类事故发生的概率，并依托现有溢油应急计划，以减少溢油事故对环境造成的影响。</p>						
运营期生态环境影响分析		<p><b>一、运营期产污环节及污染源分析</b></p> <p>生产阶段产生的污染物主要是含油生产水，生产垃圾，机舱含油污水，生活污水、生活垃圾，锅炉温排水、废气等。</p> <p>(1) 含油生产水</p> <p>本项目 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台投产后含油生产水最大产生量为 6511m<sup>3</sup>/d（2035 年），LD16-3WHPB 平台新增含油生产水依托 LD16-3CEPA 平台生产水处理系统处理，LD16-3CEPA 平台现有的生产水处理工艺不变，LD16-3CEPA 外挂平台投产后将新增一套生产水处理系统，与 LD16-3CEPA 平台现有的生产水处理系统并联使用。处理合格的生产水部分通过平台现有管线回注地层，部分通过新增脐带缆回注至新增注水井（A60/A61），含油生产水不外排。</p> <p>本项目对 LD27-2WHPB 平台注热实现 5 口生产井的蒸汽吞吐开发，开发期间 LD27-2WHPB 平台含油生产水最大产生量为 [REDACTED]，含油生产水通过</p>						

海底管线和栈桥进入 LD32-2PSP 平台处理，处理合格后通过栈桥全部输送至 LD32-2WHPA 平台回注地层，不外排。

#### (2) 生产垃圾

本项目在 LD16-3CEPA 平台上利用 2 口生产井实施老井侧钻，新建 2 口水下注水井 A60 井和 A61 井；利用海洋石油 162 平台向 LD27-2WHPB 平台注热实现 5 口生产井的蒸汽吞吐开发；在 LD16-3WHPB 平台对在产井实施压裂驱油作业。根据建设单位石油开发工程的多年统计资料，本项目运营期产生生产垃圾情况如下表所示。

**表 4.17 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
生产垃圾	■ (LD16-3CEPA 平台)	废弃边角料、包装材料、石油类	分类收集、运回陆上处理，其中危废交有资质单位处理
	■ 海洋石油 162 平台)		

#### (3) 生活垃圾、生活污水和机舱含油污水

本项目注热期间海洋石油 162 平台维持运营 80 天，海洋石油 162 平台生产定员 67 人，注热期间海洋石油 162 平台生活垃圾产生量为 8.04t，生活污水产生量为 1876m<sup>3</sup>，机舱含油污水产生量为 40m<sup>3</sup>。生活污水经平台生活污水处理装置处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）的要求后排放，生活垃圾运回陆地处理，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。生产垃圾分类收集运回陆上处理，危废交有资质单位处理。

#### (4) 温排水

本项目注热期间海洋石油 162 平台有锅炉处理系统温排水排放，每口井注热约 20-30 天，不注热期间无锅炉处理系统温排水排放，温排水排放源强见下表示。

**表 4.18 海洋石油 162 平台温排水产生排放情况一览表**

排放点	排放工况	区域水温	最大排放量	排放位置	锅炉废水温度
海洋石油 162 平台	夏季	22℃	360m <sup>3</sup> /h	主甲板/舱底通海阀	22℃
	冬季	0.8℃	360m <sup>3</sup> /h	主甲板/舱底通海阀	6℃

本项目温排水最大排量为 360m<sup>3</sup>/h，排海温度夏季 22℃、冬季 6℃，海表排放，温排水较海水背景温度升高不超过 5.2℃。

#### (5) 锅炉废气

海洋石油 162 平台设有以天然气、原油为燃料的蒸汽锅炉（双燃料）。锅炉产生的主要污染物为氮氧化物和二氧化硫。移动注热平台燃料油系统设置了氮气补气 and 高效分离器气相加注脱硫剂流程，用于控制燃料油和冷放空气体的 H<sub>2</sub>S 浓度，满足蒸汽锅炉和安全生产需求。本项目注热期间海洋石油 162 平台维持运营 80 天，作业时间较短，氮氧化物和二氧化硫的排放量较小，由于在海上工作远离居民点，且所在海域

	<p>无大气敏感目标，其影响可以忽略。</p> <p><b>二、运营期环境影响分析</b></p> <p>本项目投产后，现有平台产生的含油生产水经处理达标后全部回注地层，不排海。现有平台不新增平台定员，不新增生活污水和生活垃圾；生产垃圾分类收集运回陆上处理，危废交有资质单位处理。</p> <p>海洋石油 162 平台维持运营 80 天，平台生产定员 67 人，生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排放，生活垃圾运回陆地处理，机舱含油污水铅封后运回陆地交有资质单位处理。生产垃圾分类收集运回陆上处理，危废交有资质单位处理。</p> <p>海洋石油 162 平台产生的锅炉处理系统温排水直接排放，本项目温排水最大排量为 360m<sup>3</sup>/h，与周围水体量相比较小，且本项目海域开阔，水动力条件较好，生产水携带的热量能够较快耗散。参考渤海油田温排水排放情况，温排水造成周围海水超标范围位于 1 个计算网格 30m 范围之内。因此，本项目温排水对排放口附近海域水温的影响范围较小。</p> <p>海洋石油 162 平台设有以天然气、原油为燃料的蒸汽锅炉（双燃料），燃烧废气产生的主要污染物为氮氧化物和少量二氧化硫。本项目蒸汽吞吐作业时间较短，氮氧化物和 H<sub>2</sub>S 的排放量较小，由于在海上工作远离居民点，且所在海域无大气敏感目标，其影响可以忽略。</p> <p>综上所述，本项目运营过程中对海洋生态环境的影响很小。</p> <p><b>三、环境风险影响分析</b></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、平台工艺管线储罐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>本项目通过新建水下井口及在现有平台上利用老井侧钻实施调整井工程、在现有平台改变老井生产开发方式以及在现有平台对老井实施压裂措施和平台改造，新建水下井口实际用海位置位于平台原确权用海范围内，本项目在油田现有安全作业区范围内进行作业，不涉及重新选址，且施工期和运营期均不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。</p>

## 五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p><b>1、施工期污染防治对策措施</b></p> <p>项目建设期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、悬浮物、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。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)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>本工程产生的油层段钻屑采用岩屑箱回收，单个岩屑箱容积 3.36m<sup>3</sup>，回收箱个数约 70 个（视实际情况可能有所调整）。岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到平台备用。油层段钻屑运至码头后计划全部由 [REDACTED] [REDACTED]。本工程施工期间产生油层段钻井液平时储存在泥浆池，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑箱内，单个岩屑箱容积 [REDACTED]，回收箱个数约 70 个（视实际情况可能有所调整），所选钻井平台有 6 个泥浆池，泥浆池容积分别为： [REDACTED]），回收时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。油层段钻井液运至码头后交由 [REDACTED] [REDACTED]，运输过程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。运输过程应遵守相关法规并做好相应污染防范措施，不得擅自倾倒、丢弃、遗撒。</p> <p>(2) 生活污水、生活垃圾及机舱含油污水</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。船舶生活垃圾全部运回陆地处理。</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>
-------------	---

根据施工计划：①LD16-3CEPA 平台改造期间施工人员轮流登平台作业，最大登平台作业人数为 22 人。LD16-3CEPA 平台设置 100 人生活楼，LD16-3CEPA 外挂平台投入使用后 LD16-3CEPA 平台定员为 64 人，故本项目 LD16-3CEPA 平台改造期间最大人数为 86 人，平台设置有一套处理能力满足 120 人使用的电解式生活污水处理装置。②LD27-2WHPB 平台改造期间新增 18 人登平台作业，平台定员 12 人。LD27-2WHPB 平台设置 30 人生活楼，平台设置有一套处理能力满足 40 人使用的生活污水处理装置。③LD16-3WHPB 平台施工期间新增 20 人登平台作业，平台定员 8 人。LD16-3WHPB 平台设置 30 人生活楼，平台设置有一套处理能力满足 54 人使用的电解式生活污水处理装置。因此，LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 和 LD27-2WHPB 平台施工期间新增施工人员产生的生活污水可依托平台上的生活污水处理系统处理。

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管理规定》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，运至码头交有资质单位处理。

### （3）洗井废水

本项目产生的洗井废水进入生产工艺流程，处理达标后全部回注地层，不外排。

### （4）压裂返排液

本项目产生的压裂返排液最终进入生产工艺流程，处理达标后全部回注地层，不外排。

### （5）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。

### （6）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 NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、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

	<p>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：</p> <p>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。</p> <p><b>2、施工期生态保护对策措施</b></p> <p>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。</p> <p><b>3、施工期环境风险防范与应急措施</b></p> <p>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：</p> <p>（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> <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 年版）和《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 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，溢油应急计划内容包括调整井钻完井作业期间等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	<p><b>1、污染防治对策措施及生态保护对策措施</b></p> <p>本项目投产后，LD16-3CEPA、LD16-3WHPB、LD27-2WHPB 平台不新增定员，海洋石油 162 平台维持运营 80 天，不新增值班船舶等其它作业船舶。本项目运营期</p>

<p>态 环 境 保 护 措 施</p>	<p>新增产生的污染物为含油生产水、生产垃圾、生活污水、生活垃圾、机舱含油污水、锅炉处理系统温排水及蒸汽锅炉废气等。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运回陆上处理；机舱含油污水铅封后运回陆地交有资质单位处理；生活污水处理达标后排放；锅炉处理系统温排水直接排放；燃烧废气随排烟管排放。本项目投产后对海洋环境造成的影响很小。</p> <p><b>2、加强运营期对海洋生态环境的监测</b></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><b>3、运营期环境风险防范与应急措施</b></p> <p>针对运营期油类泄漏等风险，建设单位修编了《旅大 21-2/旅大 16-3 油田溢油应急计划》（2023 年版）和《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 年版）并于 2023 年 4 月 23 日和 2025 年 7 月 11 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。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>															
<p>其 他</p>	<p>本项目在既有平台上进行调整，《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》（环审[2018]52 号）、《旅大 27-2 油田 WHPB 平台调整井工程（A22 和 A23 等 6 口调整井）环境影响报告表》（国海环字[2014]310 号）已经制定跟踪监测计划，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 油田和旅大 27-2/32-2 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 油田和旅大 27-2/32-2 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>															
<p>环 保 投 资</p>	<p>环境保护投资主要包括钻井液、钻屑处理费及其相关操作费用和生活环保费用，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;"><b>表 5.1 环保投资明细</b></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 style="text-align: center;">1</td> <td>油层段水基钻井液、油层段水基钻屑处理费用</td> <td style="text-align: center;">█████</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">2</td> <td>生活垃圾处理环保费用</td> <td style="text-align: center;">█████</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">3</td> <td>生物资源损失补偿费用</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	油层段水基钻井液、油层段水基钻屑处理费用	█████	2	生活垃圾处理环保费用	█████	3	生物资源损失补偿费用	█████	合计		█████
序号	环境保护投资	折合环保投资（万元）														
1	油层段水基钻井液、油层段水基钻屑处理费用	█████														
2	生活垃圾处理环保费用	█████														
3	生物资源损失补偿费用	█████														
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	施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	含油生产水处理达标后回注地层, 不排海	含油生产水处理合格达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准后全部回注, 不排海
	施工人员生活污水经船舶水处理装置处理达标后排海	符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	生活污水经海洋石油 162 平台生活污水处理装置处理达标后排海	海洋石油 162 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、钻井平台机舱含油污水运回陆地由有资质单位处理	符合《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发(2007) 165 号)	海洋石油 162 平台机舱含油污水铅封运回陆地交有资质单位处理	海洋石油 162 平台机舱含油污水需符合《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发(2007) 165 号)
	非油层段钻井液/钻屑检测合格后排海	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB 18420.1-2009)	海洋石油 162 平台锅炉处理系统温排水	/
	油层段钻井液/钻屑运回陆上由有资质单位处理	相关接收手续		
	压裂返排液、洗井废水进入生产流程, 不外排	/		
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/

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
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)》	海洋石油 162 平台锅炉废气	/
固体废物	海上平台生活及生产垃圾运回陆地处置；生活垃圾及生产垃圾全部运回陆地处理	相关接收手续	海上平台生活垃圾及生产垃圾运回陆地处置	相关接收手续
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》、《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》及备案证明	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》、《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》及备案证明
环境监测	/	/	纳入旅大 21-2/16-3 油田和旅大 27-2/32-2 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

本项目内容为在旅大 16-3 油田利用老井侧钻实施 2 口调整井，通过新建水下注水采油树新增 2 口注水井，对 1 口老井进行压裂作业；拟在旅大 27-2 油田进行注热作业，油田的开发方式由原先天然能量开发，变更为天然能量开发与蒸汽吞吐开发两种模式；对现有平台进行适应性改造，本项目投产后年最大增油 [REDACTED]，小于 20 万吨；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《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》相关要求；不在《辽宁省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《辽宁省生态环境厅关于发布〈辽宁省生态环境分区管控方案（2023 年版）〉的函》（辽环发〔2024〕29 号，2024 年 12 月）的划定范围内，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 [REDACTED]

[REDACTED] 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。

本项目施工期间，生活污水处理达标后排海；油层段钻屑/油层段钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海；压裂返排液、洗井废水进生产流程，不排海；非油层段钻屑、非油层段钻井液满足相应标准后排海。施工期对海洋环境影响属于短期、可恢复性影响。运营期生产定员不增加，含油生产水经处理达标后回注地层，不增加平台的污染物排放种类和排放量。海洋石油 162 平台产生的生活污水达标后排海；生活垃圾、机舱含油污水、生产垃圾分类收集运回陆上处理；温排水直接排放。正常运行情况下，本项目对海洋环境的影响很小。

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 旅大 16-3 油田海水水质调查及评价结果

附表 2 旅大 27-2 油田海水水质调查及评价结果

附表 3 旅大 16-3 油田海洋沉积物调查及评价结果

附表 4 旅大 27-2 油田海洋沉积物调查及评价结果

附表 5 旅大 16-3 海洋生态环境监测结果表

附表 6 旅大 27-2 海洋生态环境监测结果表

附表 7 旅大 16-3 油田生物体质量检测结果表

附表 8 旅大 27-2 油田生物体质量检测结果及评价结果表

附表 9 旅大 16-3 油田渔业资源现状调查检测结果及评价结果表

附表 10 旅大 27-2 油田渔业资源现状调查检测结果及评价结果表

附表 11 旅大 16-3 油田海洋生态物种名录

附表 12 旅大 27-2 油田海洋生态物种名录

附表 13 主要生产设施中英文对照表

表 13.1 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
9	LD32-2WHPA	旅大 32-2 油田 A 井口平台
10	LD27-2WHPB	旅大 27-2 油田 B 井口平台
11	LD32-2PSP	旅大 32-2 油田生产储油平台
12	LD32-2MOPA	旅大 32-2 油田 A 系缆平台
13	LD32-2MOPB	旅大 32-2 油田 B 系缆平台
14	HPU	液压动力单元
15	UMB	脐带缆
16	TUTA	上部脐带缆终端总成
17	UTA	脐带缆水下终端

附表 14 项目周边主要环境敏感目标表

表 14.1 项目周边主要环境敏感目标表

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	相对 LD27-2WHPB 平台位置关系	相对 LD16-3CEPA 平台位置关系	相对 LD16-3WHPB 平台位置关系
渔业三 场一通 道	1	中国毛虾三场一通道越冬场	中国毛虾及其生境；越冬期 1~2 月	████████	████████	████████
	2	小黄鱼三场一通道索饵场	小黄鱼及其生境；索饵期 9~11 月	████████	████████	████████
	3	黄姑鱼三场一通道索饵场	黄姑鱼及其生境；索饵期 7-9 月	████████	████████	████████
	4	鲢三场一通道索饵场	鲢及其生境；产卵盛期 6 月	████████	████████	████████
	5	叫姑鱼三场一通道索饵场	叫姑鱼及其生境；产卵盛期为 6 月	████████	████████	████████
	6	中国对虾三场一通道索饵场	中国对虾及其生境；索饵期 7 月~11 月	████████	████████	████████
	7	蓝点马鲛三场一通道产卵场	蓝点马鲛及其生境；产卵盛期 5 中旬 至 6 月上旬	████████	████████	████████
	8	银鲳三场一通道产卵场	银鲳及其生境；产卵盛期为 6 月	████████	████████	████████
生态红 线	1	最近的生态红线区（大连斑海豹保护生态红线区）	斑海豹及其生境，繁殖洄游集中期 1-2 月	████████	████████	████████
国家级 自然保 护区	1	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	斑海豹及其生境	████████	████████	████████
	2	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	岸自然景观及所在海区生态环境和资源	████████	████████	████████
水产种 质资源 保护区	1	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	████████	████████	████████
	2	山海关海域国家级水产种质资源保护区	石鲮、魁蚶、褐牙鲆、蓝点鲷、玉筋鱼、小黄鱼、鲢、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种	████████	████████	████████
	3	秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参	████████	████████	████████
	4	南戴河海域国家级水产种质资源保护区	栉江珧和魁蚶、毛蚶、竹蛏等	████████	████████	████████

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	相对 LD27-2WHPB 平台位置关系	相对 LD16-3CEPA 平台位置关系	相对 LD16-3WHPB 平台位置关系
		源保护区				
	5	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	■	■	■
	6	滦河口水产种质资源保护区	重要水产种质资源及其栖息繁衍生境	■	■	■

## 附图

附图 1 地理位置图

附图 2 本项目与辽宁省国土空间规划的位置关系

附图 3 本项目与辽宁省生态环境管控单元的位置关系

附图 4 旅大 16-3 油田、旅大 27-2 油田设施总体布局图

附图 5 海洋现状调查站位图

附图 6 渔业资源现状调查站位

附图 7 环境敏感目标分布图

## 附件

### 附件 1 环评委托书

## 委托书

海油环境科技（北京）有限公司：

我公司拟开展旅大 16-3/27-2 油田调整井工程，根据《中华人民共和国环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的要求，需要开展环境影响评价工作，现委托贵司承担相关任务，具体事宜见合同。

特此委托！

中海石油（中国）有限公司天津分公司

定东彦章公司

2026年3月31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

附件 7 旅大 27-2/32-2 油田开发工程环评批复-2009

附件 8 旅大 27-2/32-2 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复  
-2012

附件 9 溢油应急计划备案表

附件 10 调查报告封面

附件 11 危废处理单位合同及经营许可

# 附录 1 水文动力模型

## 1. 潮流模型

本项目新建平台所处区域水深约 25m, 对该项目附近的大面积水域建立三维的数学模型, 采用有限体积法求解水流运动控制方程。首先计算该水域的流速场, 明确其潮流的运动特性。

### (1) 基本控制方程

模型基于三维不可压缩流体雷诺时均的纳维—斯托克斯 (Navier-Stokes) 浅水方程, 在笛卡尔坐标下, 依据 Boussinesq 涡粘假定及静水压力假设, 三维水流运动的基本方程为:

连续方程:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

动量方程:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial uv}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} = fv - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial x} - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_A}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} + F_u - F_{vx} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial u}{\partial z})$$

$$\frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial wz}{\partial z} = -fu - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial y} - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_A}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} + F_v - F_{vy} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial v}{\partial z})$$

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial uw}{\partial x} + \frac{\partial vw}{\partial y} + \frac{\partial w^2}{\partial z} = -\frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial z} + F_w - F_{vz} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial w}{\partial z})$$

式中:  $x$ 、 $y$ 、 $z$  为笛卡尔坐标系;  $t$  为时间;  $\eta$  为潮位;  $u$ 、 $v$ 、 $w$  分别为  $x$ 、 $y$ 、 $z$  方向的流速分量;  $g$  为重力加速度;  $\rho$  为海水密度;  $\rho_0$  为水的相对密度;  $f = 2\Omega \sin \phi$  为科氏力参数,  $\Omega$  为地球的自转角速度,  $\phi$  为地理纬度;  $q$  为非静水压力;  $p_A$  为大气压强;  $F_u$ 、 $F_v$ 、 $F_w$  为水平扩散项, 可按以下公式计算:

$$F_u = \frac{\partial}{\partial x} (2v_t^h \frac{\partial u}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (v_t^h (\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}))$$

$$F_v = \frac{\partial}{\partial x} (v_t^h (\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x})) + \frac{\partial}{\partial y} (2v_t^h \frac{\partial v}{\partial y})$$

$$F_w = \frac{\partial}{\partial x} (v_t^h \frac{\partial w}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (v_t^h \frac{\partial w}{\partial y})$$

式中:  $v_t^h$  为水平涡粘系数。

为了准确模拟实际海底地形的不规则形态, 本文垂向采用  $\sigma$  坐标, 坐标变换如下:

$$\sigma = \frac{z - z_b}{h}, \quad x' = x, \quad y' = y$$

式中:  $z_b = -d$ ,  $\sigma$  的取值范围为 0~1。

### (2) 计算条件

#### ① 初始条件

$$\eta(x, y, t)|_{t=0} = \eta_0(x, y)$$

$$u(x, y, t)|_{t=0} = u_0(x, y)$$

$$v(x, y, t)|_{t=0} = v_0(x, y)$$

$$w(x, y, t)|_{t=0} = w_0(x, y)$$

式中： $\eta_0$ 、 $u_0$ 、 $v_0$ 、 $w_0$ 分别为 $\eta$ 、 $u$ 、 $v$ 、 $w$ 在初始时刻的已知值。本报告均取 0。

## ②边界条件

海底 ( $z = -d$ ) 处:

$$\omega = -u \frac{\partial h}{\partial x} - v \frac{\partial h}{\partial y}, \left( \frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 \nu_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

海面 ( $z = \eta$ ) :

$$\omega = \frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y}, \left( \frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 \nu_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

其中 $\tau_{bx}$ 、 $\tau_{by}$ 分别为  $x$ 、 $y$  向的床面切应力分量； $\tau_{sx}$ 、 $\tau_{sy}$ 为海面  $x$ 、 $y$  向的风应力分量，本次模拟 $\tau_{sx} = \tau_{sy} = 0$ 。

### b. 闭边界条件

所谓闭边界条件，即水陆交界条件。水陆交界的法向流速一般采用不考虑渗透作用的流体不可穿越固壁原理，即法向流速为 0，一般形式为 $\vec{U} \times \vec{n} = 0$ ，其中 $\vec{U}$ 为流速矢量， $\vec{n}$ 为闭边界的法向矢量。

### c. 开边界条件

所谓开边界条件即水域边界条件。在此边界上，或者给定流速，或者给定潮位。本研究中开边界给定潮位。开边界强迫水位计算公式如下所示。

$$\zeta = \sum_{i=1}^N \{f_i H_i \cos[\sigma_i t + (V_{oi} + V_i) - G_i]\}$$

这里， $f_i$ 、 $\sigma_i$ 是第  $i$  个分潮的交点因子和角速度； $H_i$ 和  $G_i$ 是调和常数，分别为分潮的振幅和迟角； $V_{oi} + V_i$ 是分潮的幅角。

模型开边界的强迫水位资料料采用全球调和模型求得开边界的  $M_2$ 、 $S_2$ 、 $O_1$ 、 $K_1$ 、 $M_4$ 和  $M_{s4}$  六个分潮调和常数值输入计算得到。

### d. 动边界条件

本模型采用限制水深的方法处理动边界问题，其中 0.05m 以下为干单元，0.1m 以上为湿单元，二者区间为半干半湿单元。

## (3) 参数设置

### ①水平涡粘系数

采用 Smagorinsky 公式计算此公式根据流速梯度来估计涡粘系数，具体公式为：

$$A = C_s^2 l^2 \sqrt{\left(\frac{\partial u}{\partial x}\right)^2 + \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}\right)^2 + \left(\frac{\partial v}{\partial y}\right)^2}$$

计算中通过输入  $C_s$  值计算涡粘系数，取 0.28。

### ②垂向涡粘系数

模型垂向涡粘系数采用抛物分布法给出，计算公式为：

$$v_r = U_r h \left( c_1 \frac{z+d}{h} + c_2 \left( \frac{z+d}{h} \right)^2 \right)$$

式中： $U_r = \max(U_{rs}, U_{rb})$ ， $U_{rs}$ 、 $U_{rb}$  分别为水面和底床的摩阻流速； $c_1$ 、 $c_2$  为常数，分别取为 0.41 和 -0.41，即给出了标准的垂向抛物分布。

### ③粗糙高度

三维模型中采用粗糙高度  $ks$  (Roughness height) 表达底部糙率，本文中经调试  $ks$  在 0.4m 以内。

## 2. 计算海域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为整个渤海区域。大海域计算网格见图 2.1。模拟采用非结构三角网格，整个模拟区域内由 16446 个节点和 31061 个三角单元组成，垂向上分 3 层。

为了解本项目附近海域的潮流状况，将在工程附近进行加密，加密后工程区附近 2km 范围内的网格空间步长在 30m 以内。新建工程附近计算网格见图 2.2。

水深收集于中国人民解放军海军航海保证部制作的水深地形图电子数据，结合海图及 Googlearth 卫星图绘制模型计算陆域边界。数值模型以平均海平面为计算基面，坐标系统为 UTM-50 投影。

图 2.1 网格及水深分布图

图 2.2 工程附近海域网格与地形

## 3. 潮流及潮位验证

### (1) 验证站位分布

利用 [ ] 于 2023 年 11 月 14 日~11 月 15 日（大潮期）在工程海域周边现场观测的海流和潮位数据进行验证。潮流潮位验证站位及位置见下表和下图所示。

表 3.1 验证点坐标位置

站位号	纬度	经度	调查项目
A28	[ ]	[ ]	海流、潮位
A32	[ ]	[ ]	海流
A56	[ ]	[ ]	海流

A58				海流
A67				海流
A69				海流、潮位

图 3.1 模型验证点位分布图

## (2) 验证结果

上图为各个验证站位的大潮期间潮流、潮位验证结果。由验证结果可以看出模拟潮位与实测潮位基本吻合，二者变化趋势一致，最高高潮位和最低低潮位误差在 10cm 之内。从流速、流向验证过程来看，模拟的流速过程与实测值总体吻合较好，少数时刻大小和流向存在差异，各站位平均涨落潮流速误差基本在 10% 以内，主潮流流向误差在 10° 以下。总体认为本报告所建立的潮流模型比较全面地反映了工程区附近海域的流动规律，预测流场能够反映工程周边海域潮流状况。

图 3.2 潮位验证曲线图

图 3.3 潮流验证曲线图

## 4. 潮流计算结果

根据潮流数值模拟结果，提取了大海域大潮期项目区域附近涨急、落急两个时刻的潮流场，具体如下图所示。可见工程区附近海域流场为往复流。

图 4.1 计算海域大潮涨急表层潮流场

图 4.2 计算海域大潮落急表层潮流场

图 4.3 工程附近海域大潮涨急表层潮流场

图 4.4 工程附近海域大潮落急表层潮流场

## 5. 悬浮物对海水水质的影响

细颗粒悬浮物随着海水运动的同时，还在海水中沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。本报告基于水动力模块的流场计算结果模拟悬浮物扩散。预测模型如下：

潮流是海域污染物进行稀释扩散的主要动力因素，在获得可靠的潮流场基础上，通过添加水质预测模块（对流—扩散模型）进行水质预测计算。

### (1) 控制方程

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial wC}{\partial z} = \left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] C + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) - k_p C + C_s S$$

式中：C：为浓度；

S: 为源项的排放量;

$k_p$ : 为耗散项的衰减系数,  $k_p = p \cdot \omega$ ,  $p$  为沉降概率,  $\omega$  为沉速;

$C_s$ : 为源项的排放浓度;

$D_h$ : 为横向扩散系数;

$D_v$ : 为垂向扩散系数;

其它符号同上。

#### (2) 边界条件

固边界上, 浓度通量为 0。

开边界上,

$$C|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

其中  $n$  为边界的法线方向,  $\Gamma$  为水边界。

#### (3) 初始条件

因为悬浮物对应的海水水质标准是人为造成增加的量, 所以模型预测只考虑悬浮物增量, 初始条件设本底值为 0。

#### (4) 沉降速度

泥沙沉速与泥沙颗粒粒径有关。对于泥沙粒径  $< 0.03\text{mm}$  的, 将发生絮凝现象, 沉速取  $0.0005\text{m/s}$ 。对于粒径大于  $> 0.03\text{mm}$  的, 悬浮物沉速  $\omega$  采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算, 公式如下所示。

$$\omega = \sqrt{\left(13.95 \frac{\nu}{D}\right)^2 + 1.09\alpha g D} - 13.95 \frac{\nu}{D}$$

其中,  $\nu$  为水运动粘滞系数, 取值  $0.0000011\text{m}^2/\text{s}$ ;  $D$  为悬浮物中值粒径 (mm);  $\alpha$  为重率系数, 取 1.65。

## 附录 2 环境风险专项评价

### 1 评价依据

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，并按《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）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《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），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，所涉及的危险物质主要为施工期船舶燃料油和运营期原油，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：Crude Oil
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
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350
	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub>
	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 <sub>50</sub> ：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 Fuel oil; Heavy oil
理化特性	外观与气味	黄色液体		
	溶解性	不溶于水		倾点 (°C) ≤-10
	冷滤点 (°C)	冬季	-13~7	密度 (g/cm <sup>3</sup> ) (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 <sup>2</sup> /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。		

## 1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025)，油类物质(矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等)临界量：100t。

本项目拟通过新建水下注水采油树新增 2 口水下注水井、在现有 LD16-3CEPA 平台利用老井侧钻实施 2 口调整井，利用注热实现现有 LD27-2WHPB 平台上的 5 口生产井蒸汽吞吐开发，在 LD16-3WHPB 平台对 B8 井实施压裂驱油作业，并对现有 LD16-3CEPA、LD27-2WHPB 平台进行适应性改造。本项目 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台物流集输和生产设施依托原工程，LD27-2WHPB 平台 5 口生产井蒸汽吞吐开发依托海洋石油 162 平台产热以及现有平台物流集输和生产设施。本项目 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台上工艺管线及相关设施无新增，LD27-2WHPB 平台新增平台管汇、原油管线等设施。

根据建设单位提供资料，本项目施工阶段考虑施工船舶燃料油，选取同时段施工船舶总舱容为最大存在燃料油总量，总舱容约为 [REDACTED]。本项目运营阶段最大油类在线量为平台上新增工艺管线、设备设施中所包含的油量以及海洋石油 162 平台工艺储罐和燃油舱油量共约 [REDACTED]。计算在线量为 [REDACTED]。经核算本项目危险物质油类最大存在总量与其临界量的比值：

施工阶段 [REDACTED]

运营阶段： [REDACTED]

## 1.3 风险评价等级

本项目施工期危险物质数量与临界量的比值 [REDACTED] 运营期 [REDACTED]，根据《建设项目

环境风险评价技术导则》表 C.1, 项目行业及生产工艺 M 为“石油天然气”, 分值为 10 (M3); 根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2, 判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 P4 (施工期、运营期)。项目位于鱼类“三场一通道”, 根据《环境影响评价技术导则海洋生态环境》(HJ1409-2025) 表 G2, 属于一般敏感区, 环境敏感程度判定为 E2, 结合危险物质及工艺系统危险性 P 分 (P4), 根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2, 最终判定环境风险潜势为 II, 根据表 1, 施工期和运营期评价工作等级为三级, 最终判定评价工作等级为三级。

表 1.3 环境风险评价工作等级划分

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

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。

#### 1.4 风险评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025) 相关要求: “海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定, 一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围”, 本项目风险评价等级为三级, 因此, 本项目风险评价范围确定为与本项目的生态环境影响评价范围一致。

## 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。

根据识别, 本项目附近 5km 的主要环境保护目标主要为生态保护红线区、水产种质资源保护区、国家级自然保护区及渔业三场一通道, 详见下表 2.1 和附图 7。

表 2.1 环境风险敏感目标分布表

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	相对 LD27-2WHPB 平台位置关系	相对 LD16-3CEPA 平台位置关系	相对 LD16-3WHPB 平台位置关系
渔业 三场 一通道	1	中国毛虾三场一通道越冬场	中国毛虾及其生境；越冬期 1~2 月	■	■	■
	2	小黄鱼三场一通道索饵场	小黄鱼及其生境；索饵期 9~11 月	■	■	■
	3	黄姑鱼三场一通道索饵场	黄姑鱼及其生境；索饵期 7-9 月	■	■	■
	4	鲢三场一通道索饵场	鲢及其生境；产卵盛期 6 月	■	■	■
	5	叫姑鱼三场一通道索饵场	叫姑鱼及其生境；产卵盛期为 6 月	■	■	■
	6	中国对虾三场一通道索饵场	中国对虾及其生境；索饵期 7 月~11 月	■	■	■
	7	蓝点马鲛三场一通道产卵场	蓝点马鲛及其生境；产卵盛期 5 中旬至 6 月上旬	■	■	■
	8	银鲳三场一通道产卵场	银鲳及其生境；产卵盛期为 6 月	■	■	■
生态保护 红线	1	最近的生态红线区（大连斑海豹保护生态红线区）	斑海豹及其生境，繁殖洄游集中期 1-2 月	■	■	■
国家级 自然保护 区	1	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	斑海豹及其生境	■	■	■
	2	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	岸自然景观及所在海区生态环境和资源	■	■	■
水产 种质资源 保护区	1	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	■	■	■
	2	山海关海域国家级水产种质资源保护区	石鲮、魁蚶、褐牙鲆、蓝点鲰、玉筋鱼、小黄鱼、鲢、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种	■	■	■
	3	秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参	■	■	■
	4	南戴河海域国家级水产种质资源保护区	栉江珧和魁蚶、毛蚶、竹蛏等	■	■	■

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	相对 LD27-2WHPB 平台位置关系	相对 LD16-3CEPA 平台位置关系	相对 LD16-3WHPB 平台位置关系
		护区				
	5	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	■	■	■
	6	滦河口水产种质资源保护区	重要水产种质资源及其栖息繁衍生境	■	■	■

### 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、平台管线储罐泄漏、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，将会有大量原油和烃类物质喷出，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10口调整井，包括8口生产井，2口注水井，发生井涌的概率为 $2.3 \times 10^{-5}$ 次/a，发生井喷的概率为 $2.6 \times 10^{-5}$ 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	$2.9 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-6}$	次/（井·a）
注水井	-	$2.4 \times 10^{-6}$	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  $1.0 \times 10^{-3}$  次/年
- 油气处理区，约为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/年
- 储油区，约为  $2.0 \times 10^{-3}$  次/年
- 油气输送区，约为  $3.0 \times 10^{-4}$  次/年
- 分离器区，约为  $4.0 \times 10^{-4}$  次/年

本项目涉及 LD27-2WHPB、LD16-3CEPA 平台改造，两个平台改造涉及井口区。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为  $2.0 \times 10^{-2}$  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  $2.0 \times 10^{-3}$  次/a。

### (3) 平台管线储罐泄漏

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。

海洋石油 162 平台通过栈桥搭接燃料原油供应管线至 LD27-2WHPB 平台，此原油供应管线属于本次注热开发期间新增管线，除此之外，本项目还新增掺液管汇、生产水返排管汇、生产管汇、放喷管汇等。海洋石油 162 平台配备 1 个蒸汽锅炉使用的燃料油（脱水原油）工艺储罐，容积为 80m<sup>3</sup>。本项目平台工艺管线、原油供应管线以及工艺储罐泄漏引起的溢油事故属于本项目新增环境风险。

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E“泄漏频率的推荐值”，确定本项目新增管线、储罐泄漏概率。根据调查，本项目涉及海洋石油 162 平台至 LD27-2WHPB 平台新增燃料原油供应管线内径 150mm 的长度为 24m，供应管线内径 100mm 的总长度为 30m。本项目其他新增掺液管汇、生产水返排管汇、生产管汇、放喷管汇管线内径均不大于 150mm，总长度为 167m。由下表计算可知本项目发生油气物流管道小孔泄漏（泄漏孔径为 10%孔径）的概率为 4.4×10<sup>-4</sup>次/a，发生全管径泄漏的概率为 6.6×10<sup>-5</sup>次/a。工艺储罐小孔（泄漏孔径为 10mm 孔径）泄漏的概率为 1.0×10<sup>-4</sup>/a，工艺储罐 10min 内储罐泄漏完的概率为 5.0×10<sup>-6</sup>/a，工艺储罐全破裂的概率为 5.0×10<sup>-6</sup>/a 的具体如下表。

表 3.2 油气物流管线泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.0×10 <sup>-6</sup> (m·a)
	全管径泄漏	3.0×10 <sup>-7</sup> (m·a)
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.4×10 <sup>-6</sup> (m·a)
	全管径泄漏	1.0×10 <sup>-7</sup> (m·a)
反应器/工艺储罐/气体储罐/ 塔器	泄漏孔径为 10mm 孔径	1.0×10 <sup>-4</sup> /a
	10min 内储罐泄漏完	5.0×10 <sup>-6</sup> /a
	储罐全破裂	5.0×10 <sup>-6</sup> /a

根据建设单位估算，本项目新增管线的油类最大存在量约 1.15m<sup>3</sup>，若发生平台管线泄漏事故，溢油量很小，由于平台设置开闭排系统，管线发生泄漏事故泄漏的油类物质会进入开闭排系统中收集处理，不会发生油类物质入海现象。

### (4) 船舶碰撞燃料油泄漏事故

本项目施工期新增使用钻井船、压裂船、值班船、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注热船、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；本项目投产后注热期间海洋石油 162 平台（注热船）维持运营 80 天，运营期船舶溢油风险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 $5 \times 10^{-6}$ 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 $5.0 \times 10^{-7}$ 次/a。

表 3.3 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
本油田船舶	$8.8 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$3.9 \times 10^{-6}$
外来航船	$2.5 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$1.1 \times 10^{-6}$

#### (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设计压力和设计温度，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 3.4 节。

### 3.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质主要为油类（原油、燃料油），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 3.4 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	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）

### 3.3 溢油事故溢油量估计

#### (1) 施工阶段溢油量估计

施工期可能发生船舶碰撞燃料油泄漏、井喷/井涌、地质性溢油及平台改造施工火灾/爆炸事故，井喷/井涌、地质性溢油及平台改造施工火灾/爆炸溢油入海几率很小且溢油量难以估计，因此本节只给出施工阶段因船舶碰撞泄漏的燃料油（柴油）最大可能溢油量。本项目取压裂船单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量，最大可能溢油量为 [REDACTED]。

#### (2) 生产阶段溢油量估计

运营期可能发生井喷、地质性溢油、平台管线储罐泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏事故。由

于本项目运营期新增海洋石油 162 平台维持运营 80 天，本项目新增运营期船舶碰撞风险。如前所述，一但发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计；平台管线储罐发生泄漏不会造成油类物质入海。因此本节给出运营期因船舶碰撞海洋石油 162 平台泄漏的燃料油最大可能溢油量 80m<sup>3</sup>。

### 3.4 地质性溢油风险分析

略

### 3.5 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

##### （1）旅大 16-3 油田

本项目 LD16-3WHPB、LD16-3CEPA 平台压驱和调整井工程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。本项目类比对象为《旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2018 年 2 月，环审〔2018〕52 号），原环评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；本项目选择距离生态保护红线区最近的 LD16-3WHPB 平台作为本项目具有代表性最不利的溢油位置，本项目与类比对象属于同一海域，水动力环境、气象条件一致，因此溢油风险影响范围与原环评类比可行。

本项目的环境风险影响直接引用原环评风险评价结论：本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏、地质性溢油等事故。本项目最大可信事故为海底混输管道泄漏事故，选取了不利的溢油位置 LD10-1

PAPD 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大 [REDACTED]。根据预测结果分析，LD10-1 PAPD 附近管道发生溢油事故时，由于溢油点位于部分渔业三场一通道内，因此无论何种风况下溢油，均会对渔业三场一通道产生严重不利影响， [REDACTED]

[REDACTED] 因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

根据类比报告的预测结果，平台发生溢油抵达主要敏感目标的时间详见表 4.1。由于本项目位于渔业三场一通道内，根据预测结果， [REDACTED]

[REDACTED] 因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

**表 4.1 旅大 16-3WHPB 平台位置溢油到达敏感目标的最短时间**

类型	敏感目标名称	距 LD16-3WHPB 平台最短距离 (km) 及方位	风向/风速 (m/s)	抵达最短时间 (h)
重要敏感区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区 辽宁大连斑海豹生态保护红线区	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	辽东湾国家级水产种质资源保护区	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
一般敏感区	小黄鱼索饵场	[REDACTED]		[REDACTED]
	黄姑鱼索饵场			
	鳀索饵场			
	叫姑鱼索饵场			
	中国毛虾越冬场			

本项目 LD16-3CEPA、LD16-3WHPB 平台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》（中海油研究总院有限责任公司，2018 年 2 月，环审〔2018〕52 号）。

(2) 旅大 27-2 油田

本项目 LD27-2WHPB 平台 5 口生产井注热蒸汽吞吐开发的风险事故主要包括井喷/井涌、船舶碰撞燃料油泄漏、平台火灾/爆炸、平台管线泄漏和地质性溢油风险事故等，本项目类比对象为《旅大 32-2 油田 WHPA 平台 2 口调整井工程环境影响报告表》（中海石油环保服务（天津）有限公司，2016 年 2 月，国海环字[2016]176 号），原环评溢油风险分析与评价章节已经考虑了调整井钻完井工程在钻/完井和生产阶段有可能导致油气泄漏的事故包括地质性溢油、井喷/井涌、生产设施火灾和爆炸等工程风险事故，以及作业船舶的燃料油泄漏

风险等，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、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险，选择 LD32-2WHPA 平台发生溢油事故进行预测。本项目的风险源强不会超过原环评；本项目选择本次注热开发的 LD27-2WHPB 平台作为本项目具有代表性最不利的溢油位置，本项目与类比对象属于同一海域，水动力环境、气象条件一致，因此溢油风险影响范围与原环评类比可行。

本项目的环境风险影响直接引用原环评风险评价结论：本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、地质性溢油等事故。本项目选取施工平台所在溢油位置 LD32-2WHPA 平台作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 104m<sup>3</sup>。根据预测结果分析，LD32-2WHPA 平台发生溢油事故时，由于溢油点位于部分渔业三场一通道内，因此无论何种风况下溢油，均会对渔业三场一通道产生严重不利影响，

因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

根据类比报告的预测结果，平台发生溢油抵达主要敏感目标的时间详见表 4.2。

因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

表 4.2 旅大 27-2WHPB 平台位置溢油到达敏感目标的最短时间

类型	敏感目标名称	距 LD27-2WHPB 平台最短距离 (km) 及方位	风向/风速 (m/s)	抵达最短时间 (h)
重要敏感区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区 辽宁大连斑海豹生态保护红线区	■	■	■
	山东长岛国家级自然保护区 山东长岛国家级自然保护区生态保护红线区	■	■	■
一般敏感区	小黄鱼索饵场	■		■
	黄姑鱼索饵场			
	鳀索饵场			
	叫姑鱼索饵场			
	中国对虾索饵场			

本项目 LD27-2WHPB 平台溢油事故对周边敏感目标的影响不会超过原环评《旅大 32-2 油田 WHPA 平台 2 口调整井工程环境影响报告表》（中海石油环保服务（天津）有限公司，2016 年 2 月，国海环字[2016]176 号）。

#### 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、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，影响种群正常洄游、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  $\text{SO}_2$ 、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 平台管线或储罐泄漏防范措施

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；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；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；本项目平台设置开闭排系统，若管线储罐发生泄漏事故，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。除此之外，针对海洋石油 162 平台至 LD27-2WHPB 平台新增燃料原油供应管线特制定以下防范措施：工作人员日常巡检核对变送器与现场实际数据，确保监控数据准确；工作人员巡检认真仔细检查管线有无跑冒滴漏情况，当发现泄漏立即通知海洋石油 162 平台控制室，并手动关闭供油管线上 SDV 关断阀，通过低点排放将压力及管线内液体泄放至闭排，阻断泄漏继续发生；管线压力低低关断保护，阻断管线内液体的持续

泄漏，防止管线泄漏造成溢油事故。

#### 5.1.4 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污油回收、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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

#### 5.1.5 热采井采取的风险防范措施

海上热采井安全井控措施主要由井口气动安全阀、热采封隔器、热采安全阀、井口控制盘等构成。井口气动安全阀安装于注热井口上，井下热采安全阀和封隔器用来封闭油管 and 套管环空。井口气动安全阀由安全阀井口控制盘统一控制。

严格按设计注入压力和注入量进行注热作业。制定注热系统日常作业和监控程序，进行注热井口压力、注入速度、注入温度及蒸汽干度的监测，一旦发现注入压力和注入速度异常立刻停止注热，查明原因并采取相应措施。

对注入压力高的注热井及时实施降压增注等措施，缓解注入压力高的问题。

对于注热井实行水平段均匀注热工艺，保障热采注热效果。

制定注热系统日常作业和监控程序，实时监测注热参数，一旦发现注入压力异常，立即停止注热，待查明原因并采取相应措施后再恢复注蒸汽作业。

### 5.1.6 压裂作业风险防范措施

#### ①压裂泵失效风险

在施工过程中应针对压裂泵失效风险制定应对措施，保障施工顺利实施。

#### ②压裂管线刺漏风险

严格按照施工设计安装、检查施工管线，降低施工过程中管线出现刺漏的风险。并针对施工过程中管线刺漏的突发情况制定应对措施，保障施工安全。

#### ③施工砂堵风险

施工过程中根据施工压力适当调整施工参数，降低砂堵风险。并针对施工过程中砂堵的突发情况制定应对措施，保障施工安全。

#### ④环空窜压风险

严格按照施工设计检查、下入压裂管柱，降低施工过程中因管柱刺漏、封隔器失效等原因造成的环空窜压风险。并针对施工过程中环空窜压的突发情况制定应对措施，保障施工安全。

#### ⑤裂缝沟通断层及窜通邻井风险

施工过程中应密切关注施工压力及邻井泵工况/井口压力变化情况，及时判断裂缝沟通断层及窜通邻井风险，并制定应对措施，保障施工安全。

### 5.1.7 地质性及浅层气溢油风险防范措施

见 3.4 节和 3.5 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）和《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 年版）并于 2023 年 4 月 23 日和 2025 年 7 月 11 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。

以上溢油应急计划适用于旅大 21-2/旅大 16-3 油田和旅大 27-2/32-2 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，参照《天津分公司溢油应急计划》进行后续溢油应急处置。

### 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、旅大 27-2/32-2 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、渤海油田总调度室、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 油田溢油应急组织机构图**

当旅大 27-2 油田发生溢油事故时，旅大 27-2 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 32-2 油田总监协助旅大 16-3 油田总监提供应急支持。

旅大 27-2 油田溢油应急小组组织机构如下图所示：

**图 5.3 旅大 27-2 油田溢油应急组织机构图**

### 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 5.4 旅大 16-3 油田溢油事故报告程序图**

**图 5.5 旅大 27-2 油田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）和《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 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

序号	名称及规格	数量	存放地点
1	充气式围油栏		
2	围油栏动力站		
3	充吸气机		
4	油拖网		
5	撇油器(30方/小时)		
6	15方浮式储油囊		
7	消油剂喷洒装置		
8	手持式喷枪		
9	高压清洗机		
10	吸油毛毡		
11	消油剂		

根据《旅大 27-2/32-2 油田溢油应急计划》（2025 年版），旅大 27-2/32-2 油田在 PSP 生产储油平台上已配置以下溢油应急设备物资，同时配备守护船，可用来调用和布放应急物资，以开展溢油事故的初期阶段应急。

表 5.2 旅大 27-2/32-2 油田溢油应急回收设备

序号	名称	规格或型号	数量	存放地点
1	围油栏			
2	撇油器			
3	储油囊			
4	喷洒设备			
5	消油剂			
6	动力站			
7	动力站			
8	高压清洗机			
9	吸附材料			
10	复合型堵漏器 1 型			

表 5.3 守护船参数

船舶名称	船舶类型	船长 (m)	型宽 (m)	载重量 (T)	最大航速 (节)	主拖缆系挂拉力 (t)	能否布防围油栏 (能/否)	冰区级别	对外消防系统排量 (m³/h)	对外消防系统排出高度 (m)	泡沫舱舱容 (m³)	所属公司
海洋石油 653	工作船	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
德济	三用工作船	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
德滇	三用工作船	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
民生 603	供应船	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

### 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、旅大 27-2 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 5.4 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	■	■	■
	充气式围油栏用动力站	■	■	
	收油机	■	■	
	浮动油囊	■	■	
	喷洒臂装置	■	■	

油田	溢油应急设备名称	型号	数量	存放地点	
	LAMOR 高压蒸汽清洗系统				
	油拖网				
绥中 36-1 油田	围油栏				
	撇油器				
	动力装置				
	动力装置				
	储油囊				
	喷洒设备				
	手持喷枪				
	高压清洗机				
	消油剂				
	金县 1-1 油田	充气式橡胶围油栏			
		储油囊			
围油栏集装箱					
设备集装箱					
围油栏充气机					
围油栏动力站					
撇油器					
撇油器动力站					
溢油分散剂					
吸油毛毡					
锦州 25-1 南油田	充气式橡胶围油栏				
	围油栏充气机				
	围油栏动力站				
	撇油器				
	撇油器动力站				
	浮式储油囊				
	消油剂喷洒装置				
	高压清洗机				
	围油栏集装箱				
	辅助集装箱				
	化学消油剂				
	吸油毛毡				

## 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 5.5 中海石油环保服务（天津）有限公司（COES）溢油应急资源

设备类别	设备类型	数量				
		塘沽中心基地	绥中设备库	龙口设备库	东营设备库	小计
溢油围控设备	充气式围油栏					
	固体浮子式围油栏					
	防火围油栏					
	岸滩围油栏					
	合计					
溢油回收	收油机数量					

设备	溢油回收能力	■	■	■	■	■
溢油存储设备	储油罐容量	■	■	■	■	■
	储油囊容量	■	■	■	■	■
	合计	■	■	■	■	■
溢油消散设备	船用喷洒 2.4m <sup>3</sup> /h	■	■	■	■	■
	船用喷洒 4.8m <sup>3</sup> /h	■	■	■	■	■
	船用喷洒 7.2m <sup>3</sup> /h	■	■	■	■	■
	船用喷洒 8.4m <sup>3</sup> /h	■	■	■	■	■
	便携式喷洒	■	■	■	■	■
	空中喷洒	■	■	■	■	■
	数量合计	■	■	■	■	■
	喷洒能力合计	■	■	■	■	■
溢油清洗设备	高温高压清洗机 HDS1200DE	■	■	■	■	■
	高温高压清洗机 HDS1000DE	■	■	■	■	■
	冷水高压清洗机 HD6/15C	■	■	■	■	■
	数量合计	■	■	■	■	■
溢油监测设备	无人机 M200	■	■	■	■	■
	无人机 M300	■	■	■	■	■
	无人机御 ARI2	■	■	■	■	■
	小计	■	■	■	■	■
安全/辅助设备	小型作业艇	■	■	■	■	■
	防爆应急灯	■	■	■	■	■
溢油吸附材料	吸油毛毡	■	■	■	■	■
	吸油拖栏	■	■	■	■	■
	油力士	■	■	■	■	■
	吸油宝	■	■	■	■	■
捞油工具	捞油网	■	■	■	■	■
	捞油钩	■	■	■	■	■
消油剂	溢油分散剂	■	■	■	■	■

### 3. 环保船

根据溢油应急计划，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 200m<sup>3</sup>。

#### 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 油田和旅大 27-2 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 油田和旅大 27-2 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，可立即开始溢油应急响应工作；一旦 LD16-3WHPB 平台所在位置发生溢油，

LD32-2PSP 平台存放有溢油应急物资，一旦 LD27-2WHPB 平台所在位置发生溢油，

## 2. 周边油田应急响应时间

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、LD16-3WHPB 或 LD27-2WHPB 平台所在位置发生溢油，周边溢油物资可在 内到达。

表 5.6 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				
	LD32-2PSP 平台				
可调用油田	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 [REDACTED]；t——溢油发生之后的时间，h； $\pi$ ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，在0.005-0.05m之间，这里取0.01m； $\phi$ ——围油栏利用系数，取0.9； $\rho$ ——泄漏油品密度，g/cm<sup>3</sup>。

根据表 5.6 可知 [REDACTED]

### (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，m<sup>3</sup>/h；V——总溢油量，m<sup>3</sup>；b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%； $\alpha$ ——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，m<sup>3</sup>/h；t——临时储存回收时间，h，一般取12h；

根据前述计算的机械回收能力，本项目需要的临时储存能力为 [REDACTED]

### (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。由表可见本油田自身及外借的现有溢油应急设备可以满足 [REDACTED] 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

