# 建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

| | |
|---|---|
| 项 目 名 称： | 乐东 15-1 气田含油生产水处理设施扩容改造项目 |
| 建设单位（盖章）： | 中海石油（中国）有限公司海南分公司 |
| 编 制 日 期： | 2026 年 7 月 |

中华人民共和国生态环境部制

# 建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：乐东 15-1 气田生产水处理设施扩容改造项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司海南分公司

编制日期：2026年7月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号：1780911500000

# 编制单位和编制人员情况表

| | |
|---|---|
| 项目编号 | 6957a3 |
| 建设项目名称 | 乐东15-1气田生产水处理设施扩容改造项目 |
| 建设项目类别 | 54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程 |
| 环境影响评价文件类型 | 报告表 |
| **一、建设单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 中海石油（中国）有限公司海南分公司 |
| 统一社会信用代码 | 91460100MA5T3DJJ0F |
| 法定代表人（签章） | 阎洪涛 |
| 主要负责人（签字） | 姜平 |
| 直接负责的主管人员（签字） | 黄冬冬 |
| **二、编制单位情况** | |
| 单位名称（盖章） | 海油环境科技（北京）有限公司 |
| 统一社会信用代码 | 91110114MA01Q7HP1A |
| **三、编制人员情况** | |

1. 编制主持人

| 姓名 | 职业资格证书管理号 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 张海娟 | 08351443508140059 | BH008714 | 张海娟 |

2. 主要编制人员

| 姓名 | 主要编写内容 | 信用编号 | 签字 |
|---|---|---|---|
| 张生光 | 生态环境现状、保护目标及评价标准、生态环境保护措施监督检查清单、附图附表附件、环境风险专项评价 | BH007950 | 张生光 |
| 张海娟 | 建设项目基本情况、建设内容、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、结论 | BH008714 | 张海娟 |

# 目录

一、建设项目基本情况 ..... 1

二、建设内容 ..... 5

三、生态环境现状、保护目标及评价标准 ..... 10

四、生态环境影响分析 ..... 20

五、主要生态环境保护措施 ..... 24

六、生态环境保护措施监督检查清单 ..... 27

七、结论 ..... 28

附图 ..... 29

附表 ..... 34

附件 ..... 31

附录 1 水文动力模型 ..... 32

附录 2 环境风险专项评价 ..... 53

# 一、建设项目基本情况

| | | | |
|---|---|---|---|
| 建设项目名称 | 乐东 15-1 气田含油生产水处理设施扩容改造项目 | | |
| 项目代码 | 无 | | |
| 建设单位联系人 | 黄冬冬 | 联系方式 | 0898-69092913 |
| 建设地点 | 乐东 15-1 气田位于海南岛西南部莺歌海海域 | | |
| 地理坐标 | LD15-1 PRP：*度*分*秒，*度*分*秒 | | |
| 建设项目行业类别 | 五十四、海洋工程<br>150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程 | 用地（用海）面积（$m^2$）/长度（km） | 在平台现有甲板进行改造，不新增用海面积 |
| 建设性质 | ☐新建（迁建）<br>☑改建<br>☐扩建<br>☐技术改造 | 建设项目申报情形 | ☑首次申报项目<br>☐不予批准后再次申报项目<br>☐超五年重新审核项目<br>☐重大变动重新报批项目 |
| 项目审批（核准/备案）部门（选填） | / | 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（%） | 100 | 施工工期 | 约 3 个月 |
| 是否开工建设 | ☑否<br>☐是：_____ | | |
| 专项评价设置情况 | 对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）”（试行）中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，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 | 乐东15-1气田位于海南岛西南部莺歌海海域，乐东15-1气田有1座海上平台。现乐东15-1气田已到达开发后期，产液量逐步增加，根据油藏专业配产预测未来最大日产含油生产水为618m$^3$/d，现有设备处理能力为144m$^3$/d（72m$^3$/d×2套），无法满足后续生产工况。建设单位计划拆除现有2套凝析油聚结分离器中的1套、保留1套，并在拆除设备位置重新安装1套处理水量550m$^3$/d的凝析油聚结分离器。施工期间含油生产水利用保留的1套聚结分离器处理，项目建设运行后LD15-1 PRP含油生产水日最高处理规模可达到622m$^3$/d，可满足全生产周期内的含油生产水处理需求。<br>按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本次工程为海洋油气开发工程附属工程改造，本项目新增含油生产水日排放量最大为 518m$^3$，新增日排放量未超过 1000m$^3$，属于“五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”中的“其他”项，按相关要求编制环境影响报告表。<br>（1）与产业政策的符合性<br>本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展改革委令第 7 号，2024 年）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。<br>（2）与《全国国土空间规划纲要》符合性分析<br>乐东 15-1 气田位于海南岛西南部莺歌海海域，2010 年投产以来累计产气超*立方米，属于海上天然气矿产资源合理开发利用范畴，符合《全国国土空间规划纲要》对油气等战略性矿产资源勘查开发的部署要求，也契合《矿产资源法》中矿产资源开发需纳入国土空间规划统筹管理的相关规定。<br>乐东 15-1 气田产出的天然气为清洁能源，所产资源直供海南本地民生与产业使用，为海南自贸港建设提供稳定能源支撑，符合规划中“促进经济社会生态效益相统一”的发展理念，未涉及生态保护红线等管控区域。该类国家级能源开发项目为自然资源部重大项目要素保障范畴，适配国土空间规划体系中对重大工程的用地用海统筹支持政策，符合相关管控流程要求。<br>本项目为乐东 15-1 气田工程的附属配套项目，符合《全国国土空间规划纲要（2016-2030 年）》中统筹推进国土资源合理开发、保障能源要素供给的核心导向。<br>（3）与《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》符合性分析<br>以《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》为基础，构建国土空间开发保护新格局，本项目位于生态红线划定范围外，不占用农产品主产区、生态功能区、城市化地区，与海南省国土空间规划的边界相对距离约 80km，距离生态红线区 80km。本项目根据预测 LD15-1 PRP 含油生产水排放点附近石油类最大浓度为 |

| | |
|---|---|
| | 0.14mg/L，石油类浓度超一类最大距离约 50m，不会对 80km 外的生态保护红线区产生影响。同时《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》还指出“优化海洋空间格局……积极拓展深远海的开发利用，发展新兴海洋产业。”本项目属于海洋油气开发项目海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，不位于海南省管辖海域范围之内，与《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》管理要求相协调，平台与海南省生态环境分区管控范围位置关系见附图 1、附图 3。<br>（5）与生态环境分区管控的符合性分析<br>根据《海南省“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月），本项目位于海南省生态环境分区管控范围外，距一般管控区最近距离约80km，见附图2。本项目在建设和正常生产阶段，生产水排放石油类超一类标准区的最大距离约50m，不会影响到80km外海南省生态环境分区管控的海洋生态环境。本项目与《海南省“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月）的管理要求相协调。<br>（6）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析<br>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。”<br>本项目施工期和运营期产生的污染物排放及处置均符合国家或地方性法规和标准的要求，与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。<br>（7）与《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析<br>《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》提出，要强化海洋工程环境监管，严格落实海洋工程环评制度，强化海洋工程监管，加强海洋工程污染防治，探索建立跨部门的海洋工程监管联动机制。要加强海洋水产和渔业资源保护，实施海洋生物养护工程，严格执行近海海域伏季休渔制度，加强管辖海域重要海洋生物“三场一通道”及水产种质资源保护区的保护和修复。要健全风险预警防控与监管体系，加强沿海石化、危化品码头，海上船舶，核电等重点领域风险源的事前监管和海上溢油、危险化学品泄漏等重大环境风险防控，加强污染物泄漏预 |

| | |
|---|---|
| | 警预报设施建设。<br>本项目在施工期和运营期均采取有效的环境保护措施，严格执行环评制度，项目建设符合《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求。 |

# 二、建设内容

<table>
<tr><td>地理位置</td><td>乐东 15-1 气田位于海南岛西南部莺歌海海域，距离海南省乐东黎族自治县莺歌海镇约*km，距海南省三亚市西南方约*km 处，即东经*，北纬*之间的海域。本次改造项目位于 LD15-1 PRP 之上，地理位置见附图 4。</td></tr>
<tr><td>项目组成及规模</td><td>

**1、工程现状**

**（1）平台总体情况**

《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》（*，2006 年）于 2006 年获得批复（国海环字[2006]456 号，附件 2.1），乐东 22-1 气田和乐东 15-1 气田分别于 2009 年 8 月和 2010 年 9 月投产，主要工程包括一座 LD22-1 CEP 和一座 LD15-1 PRP，设计寿命均为 30 年。天然气最大产能总计*$m^3$/a，凝析油最大产能总计*$m^3$/a。

随着乐东15-1气田已到达开发后期，产液量会逐步的增加，根据油藏专业配产预测未来最大日产水为618$m^3$ /d，现有设备最大处理能力为144$m^3$ /d，无法满足后续生产工况，LD15-1 PRP计划将现有2台凝析油聚结分离器拆除1套、保留1套，将保留1套凝析油聚结分离器用于施工期间LD15-1 PRP含油生产水处理，拆除设备位置将新增1套新的凝析油聚结分离器（含油生产水处理规模550$m^3$/d，凝析油处理规模50$m^3$/d）。新增设备稳定运行后，含油生产水处理以新建的聚结分离器为主，保留72$m^3$/d凝析油聚结分离器同时运行，LD15-1 PRP含油生产水日最高处理规模可达到622$m^3$/d，可满足全生产周期内的含油生产水处理需求。

LD15-1 PRP 现有主要工程组成表见表 2.1。

**表 2-1　LD15-1 PRP 现有主要工程组成表**

<table>
<tr><td>类型</td><td>工程组成</td><td>投产时间</td><td>工程内容及规模</td></tr>
<tr><td>主体工程</td><td>LD15-1 PRP</td><td>2010年9月</td><td>LD15-1 PRP是一座8腿带有生活楼的平台，共设3层主甲板、1层工作甲板和1层直升机甲板，生活楼定员为*人。设有油气处理设施、含油生产水处理设施、生活污水处理设施、辅助生产和公用系统。</td></tr>
<tr><td rowspan="4">环保工程</td><td>生活污水处理装置</td><td colspan="2">LD15-1 PRP上安装有1套生活污水处理设施（处理规模约*$m^3$/d），采用电解法处理工艺，可满足常住人数*人的要求，生活污水经处理达标后排海。</td></tr>
<tr><td>含油生产水处理装置</td><td colspan="2">LD15-1 PRP安装有2套含油生产水处理设施（1用1备，处理能力均为72$m^3$/d），处理达标后在表层排放。</td></tr>
<tr><td>食品废弃物粉碎机</td><td colspan="2">LD15-1 PRP上设有1套食品废弃物粉碎机。</td></tr>
<tr><td>开闭排系统</td><td colspan="2">LD15-1 PRP上设有1套开闭排系统。</td></tr>
</table>

**（2）乐东 15-1 气田物流集输工艺**

乐东 15-1 气田各生产井物流送到 LD15-1 PRP 上进行处理，处理后的凝析油及天然气通过海底管道混输至 LD22-1 CEP，经干气压缩机处理后外输至东方终端。LD15-1 PRP 分离出的含油生产水进入含油生产水处理系统处理达标后排放。

</td></tr>
</table>

**（3）LD15-1 PRP现有工艺流程**

各井口的生产流体进入生产管汇，生产管汇的流体经生产分离器气液分离，气相去往天然气压缩装置。液体进入凝析油聚结分离器进行深度脱水，凝析油聚结分离器分出的气体去火炬系统放空；凝析油与经天然气压缩装置处理后的天然气混合后，统一经海底管线混输至 LD22-1 CEP；脱出的含油生产水达标排海。

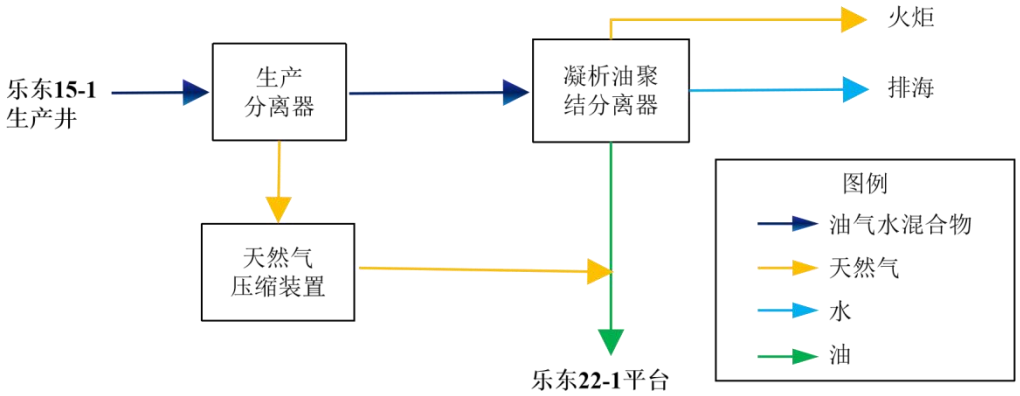



**图 2-1　LD15-1 PRP 现有工艺流程**

**（3）LD15-1 PRP 现有生活污水处理情况**

LD15-1 PRP 上安装有 1 套 MBR（A）型生活污水处理装置，采用电解法工艺对生活污水进行处理。装置由预处理柜、电解槽、整流电源、自动控制系统、尾气吹扫系统组成，该装置可满足常住人数*人的要求，生活污水经处理后 COD 达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准后排海。平台生活污水处理装置运转良好、正常运行。本项目投产后，不新增平台生产定员和生活设施，故生活污水产生量不变。

**2、LD15-1 PRP 产能预测情况**

根据油藏专业预测，乐东 15-1 气田日产气、油、水情况详见下表。

**表 2-2　乐东 15-1 气田产能预测表（产量）**

根据油藏专业配产预测未来最大日含油生产水量为618m$^3$/d，LD15-1 PRP现有2套凝析油聚结分离器（每套凝析油聚结分离器处理能力为72m$^3$/d），现有设备最大处理能力为144m$^3$/d，无法满足后续生产工况，故开展本次改造项目的建设。LD15-1 PRP将现有2台聚结分离器拆除1套、保留1套，将保留的聚结分离器用于施工期含油生产水处理，拆除设备位置将新增1套新聚结分离器，处理含油生产水水量550m$^3$/d。新增设备稳定运行后，保留的72m$^3$/d聚结分离器在含油生产水量大于550m$^3$/d时同步运行。故本项目建成后平台含油生产水最高日处理规模为622m$^3$/d（72+550=622），故可以满足最大含油生产水量需求。

根据油藏专业预测数据，LD15-1 PRP2026年12月的含油生产水日最高排放量将达到98.2m$^3$/d，平台含油生产水处理设施改造迫在眉睫。建设单位预计2027年2月份将完成设备预定，2027年5月之前完成施工，2027年7月-9月进行调试，在2027年10月前完成改造，

改造期间，现有含油生产水处理装置无法满足平台含油生产水处理需求，届时通过调整生产井产量以控制含油生产水产量在处置装置能力范围内。

**3、本次改造项目建设内容及规模**

LD15-1 PRP 将现有 2 台聚结分离器拆除 1 套、保留 1 套，拆除设备位置将新增 1 套新聚结分离器，处理含油生产水水量 550m³/d。项目施工期，在新的聚结分离器投入使用之前，LD15-1 PRP 含油生产水处理由保留的 1 套凝析油聚结分离器处理，建设单位将采取限产等措施，保证生产水量不大于 72m³/d，本项目建成后平台含油生产水最高日处理规模为 622m³/d。此外，将生产分离器水相管线由 2 英寸改造为 3 英寸。

**表 2-3　乐东 15-1 气田改建凝析油聚结分离器情况一览表**

（1）改造后含油生产水处理工艺

LD15-1 PRP 将现有 2 套 72m³/d 凝析油聚结分离器中的一套拆除，新建一套处理含油生产水水量 550m³/d 凝析油聚结分离器，使平台含油生产水最高日处理规模达到 622m³/d，以满足平台含油生产水处理需求。

本次改造后各井口的生产流体流程不变，生产分离器分出的含油生产水进入凝析油聚结分离器进行深度脱水，含油生产水达标排海，生产分离器分出的气相去往天然气压缩装置，分离出的凝析油经外输泵增压后与气相通过海底管线混输至 LD22-1 CEP。

改造后工艺流程示意图如下：

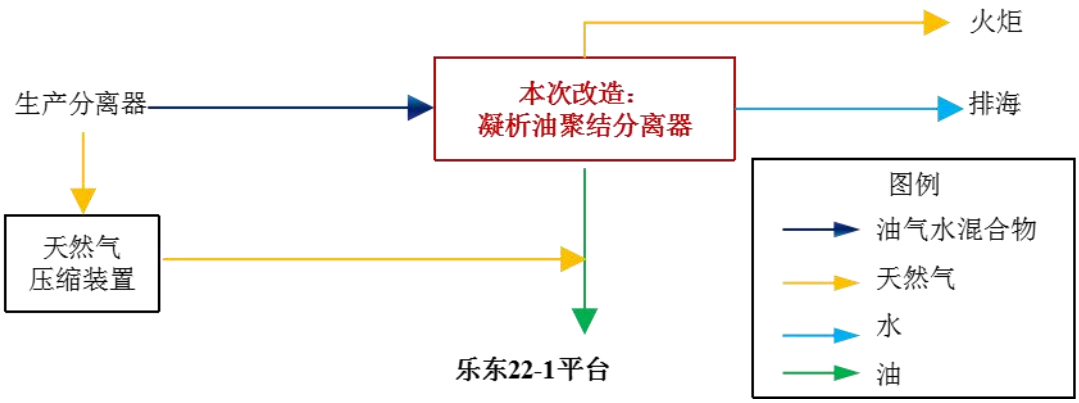



**图 2-2　本项目工艺流程示意图**

（2）新增含油生产水处理设施设备参数

含油生产水聚结分离器橇（平台-X-3020）

处理能力：含油生产水 550m³/d，凝析油 50m³/d

设计压力：*kPaG

设计温度：*℃

操作压力：*kPa

| | |
|---|---|
| | 操作温度：*℃<br>（3）处理能力及依托海管校核<br>LD15-1 PRP 现有 2 套凝析油聚结分离器（处理能力：72m³/d），根据油藏专业配产预测未来最大日产液为 618m³/d，现有设备处理能力为 144m³/d，无法满足后续生产工况，改造后可以满足含油生产水的处理。本项目现有处理设施能力校核见下表。<br>**表 2-4 本项目现有处理设施能力校核**<br>LD15-1 PRP 依托海管校核情况见下表。<br>**表 2-5 乐东 15-1 气田依托各管道设计参数及校核情况**<br>由上表可知，经校核本项目投产后各依托管道温度、压力均小于原设计参数，满足依托要求。依托管道在原设计寿命年限内能够满足现设计条件，但在达到管道原设计寿命前需进行检测评估，根据评估情况采取相应措施，必要时予以更换，以保证管道在寿命延长期内的使用安全。 |
| 总平面及现场布置 | 本项目所有工程均在 LD15-1 PRP 内进行改建，该平台设有的含油生产水收集系统及排海口均不需改造。本次改建涉及 3 层甲板，其中：中层甲板层拆除现有的含油生产水过滤撬块平台-X-3001；底层甲板层拆除现有的一套 72m³/d 含油生产水聚结分离器，在原位置安装新的 600m³/d 聚结分离器；工作甲板安装一套油水分析仪。<br>本项目设施平面布置详见附图 5-1~附图 5-3。 |
| 施工方案 | **含油生产水凝析油聚结分离器施工方案**<br>本次施工过程均在 LD15-1 PRP 上进行，拆除平台上现有一套凝析油聚结分离器处理装置，将旧设备运至陆地处理处置。在拆除位置新建 600m³/d 凝析油聚结分离器处理装置一套。施工期间，仅在各甲板层进行设备拆除及安装，无生产废水和废气排放。<br>**图2-3 本项目施工期工艺流程示意图**<br>本次改造工作计划在2027年2月~2027年5月进行，计划施工约90天，最大施工人数10人。LD15-1 PRP现有生产及维保人员总计*人，本项目施工期平台总计最大人数*人（*），平台生活污水处理设施能够满足施工期需求。 |

| | |
|---|---|
| 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、水环境调查资料来源**

**1、水质、生物生态、沉积物现状资料来源**

本次水质、生物生态、沉积物调查资料引自《乐东、崖城区域项目春季环境质量现状调查与评价》（*，2024 年 7 月）。

调查时间：2024 年 4 月 29 日—5 月 5 日；

调查内容：海水水质、生物生态、沉积物；

调查单位：*；

调查站位：该报告共设置 40 个环境现状调查站位（P1-P40），布设 8 个纵断面，断面间距为 20km；以垂直于纵断面布设 5 个横断面，断面间距为 20km。调查范围外沿距离本项目所在平台均大于 15km。

本次现状评价选取 LD15-1 PRP 附近的 4 个点位，即 P10、P11、P18、P19 点位进行现状评价，站位图见附图 7-1。

**表 3-1　调查站位及调查内容**

| 序号 | 站位 | 东经 E | 北纬 N | 调查项目 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | P10 | * | * | 水质、沉积物、海洋生物 |
| 2 | P11 | * | * | 水质、沉积物、海洋生物 |
| 3 | P18 | * | * | 水质、沉积物、海洋生物 |
| 4 | P19 | * | * | 水质、沉积物、海洋生物 |

**2、渔业资源调查资料来源**

本次渔业资源调查资料引自《东方 1-1 气田 7 井区开发项目渔业资源春季现状调查与评价》（*，2023 年 1 月）。

调查时间：2022 年 4 月 20 日～4 月 30 日。

本次调查范围为东经*至*、北纬*至*的海域，共有 12 个采样站位，覆盖项目附近海域的 12 个渔区。站位的地理位置，见下表和附图 7-2。

**表 3-2　渔业资源调查站位地理位置**

| 站位 | 经度 E | 纬度 N |
|---|---|---|
| S1 | * | * |
| S2 | * | * |
| S3 | * | * |
| S4 | * | * |
| S5 | * | * |
| S6 | * | * |
| S7 | * | * |
| S8 | * | * |
| S9 | * | * |
| S10 | * | * |
| S11 | * | * |

| | | |
|---|---|---|
| S12 | * | * |

**二、水环境质量调查结果**

**1、评价因子**

海水水质：透明度、水色、水深、水温、盐度、pH 值、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮）、悬浮物质。

**2、评价结果**

根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目环境现状点位均位于海南省国土空间规划范围外。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），水质按不劣于现状海水水质标准评价。

海水水质按不劣于现状海水水质标准评价，即按照现状评价至所属水质等级，不进行超标统计，同时按照第一类海水水质标准给出各评价因子的单项标准指数供参考。海水水质监测结果见附表 1，标准指数一览见附表 2。

本次引用的 P10、P11、P18、P19 点位，全部评价因子（pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、无机氮、悬浮物、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 16 项评价因子）的标准指数均小于 1，符合《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类水质标准要求。

**三、海洋沉积物环境质量现状调查结果**

**1、评价因子**

选取有机碳、石油类、硫化物、铜、铅、镉、锌、铬、总汞、砷共 10 项作为评价因子。

**2、评价结果**

根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目环境现状点位均位于海南省国土空间规划范围外。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），沉积物质量按不劣于现状评价。

调查结果显示，所有评价因子均符合《海洋沉积物质量（GB18668-2002）》规定的第一类沉积物质量标准，调查海域沉积物质量良好。监测结果详见附表 3，沉积物标准指数详见附表 4。

**四、海洋生态环境质量现状调查结果**

与水质、沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a 和初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物海洋生态现状调查。

**（1）叶绿素 a**

调查海区叶绿素 a 含量介于（0.006～0.077）mg/m$^3$，平均值为 0.026mg/m$^3$；表层叶绿素 a 含量均值为 0.022mg/m$^3$；10m 层叶绿素 a 含量均值为 0.014mg/m$^3$；50m 层叶绿素 a 含量

均值为 0.042mg/m$^3$；100m 层叶绿素 a 含量均值为 0.010mg/m$^3$；底层叶绿素 a 含量均值为 0.028mg/m$^3$。在垂直分布上，叶绿素 a 含量表层和 10m 层相对较低，50m 和底层较高的分布规律。总体来看，2024 年春季调查海区叶绿素 a 含量较低。

本次引用的 P10、P11、P18、P19 四点位，叶绿素 a 含量介于（未检出～0.090）mg/m$^3$，平均值为 0.039mg/m$^3$；表层叶绿素 a 含量均值为 0.023mg/m$^3$；10m 层叶绿素 a 含量均值为 0.017mg/m$^3$；50m 层叶绿素 a 含量均值为 0.042mg/m$^3$；底层叶绿素 a 含量均值为 0.052mg/m$^3$。在垂直分布上，叶绿素 a 含量表层和 10m 层相对较低，50m 和底层较高的分布规律。

参照美国环保局（EPA）关于叶绿素 a 含量的评价标准：<4mg/m$^3$ 为贫营养，4~10mg/m$^3$ 为中营养，>10mg/m$^3$ 为富营养。调查海区属于典型的贫营养海域。

**（2）初级生产力**

调查海区初级生产力介于（8.35～102.88）mg·C/（m$^2$·d），平均为 35.32mg·C/（m$^2$·d）。本次引用的 P10、P11、P18、P19 四点位，初级生产力介于（30.56～102.88）mg·C/（m$^2$·d），平均为 56.19mg·C/（m$^2$·d）。叶绿素 a 和初级生产力监测结果详见下表。调查海区总体初级生产力处于低水平。

**表 3-3 叶绿素 a 和初级生产力含量统计**

**（3）浮游植物**

本次调查共出现浮游植物 3 门 51 属 196 种，硅藻占 63.3%，甲藻占 34.7%，蓝藻占 2.0%。出现较多的属为角藻属、角毛藻属、根管藻属、圆筛藻属，共占总种数的 51.5%；发现赤潮生物 3 门 21 属 50 种，占总种数的 25.5%。浮游植物优势种为铁氏束毛藻、丹麦细柱藻、细弱海链藻、红海束毛藻共 4 种，优势种数量合计占总数量的 47.8%。浮游植物的生态类型以暖水群落和大洋群落为主，与海区特征相符。

调查海区浮游植物密度变化范围为（1.451~50.46）×10$^4$ 个/m$^3$，平均为 9.729×10$^4$ 个/m$^3$；多样性指数变化范围为（1.951~5.073），平均为 3.815；均匀度指数变化范围为（0.360~0.838），平均为 0.655；丰富度指数变化范围为（2.170~4.359），平均为 3.505。

本次引用的 P10、P11、P18、P19 四点位，浮游植物密度变化范围为（4.057~34.53）×10$^4$ 个/m$^3$，平均为 14.45×10$^4$ 个/m$^3$；多样性指数变化范围为（2.985~4.259），平均为 3.549；均匀度指数变化范围为（0.522~0.699），平均为 0.597；丰富度指数变化范围为（3.353~4.144），平均为 3.648，监测结果详见下表。

**表 3-4 调查海区各站浮游植物优势种及优势度**

**表 3-5 各站浮游植物密度（×10$^4$ 个/m$^3$）**

**表 3-6 浮游植物的多样性、均匀度、丰富度**

**（4）浮游动物**

本次调查共鉴定终生浮游动物 17 类 243 种和阶段性浮游幼体（包含鱼卵和仔稚鱼）18 类。其中：桡足类种类最多，共计 76 种，占浮游动物总种类数（含阶段性浮游幼体）的 29.1%；其次为端足类 44 种，占总种类数的 16.9%；刺胞动物 41 种，占总种类数的 15.7%；被囊类 20 种，占 7.7%；翼足类 14 种，占 5.4%；磷虾类和多毛类各 9 种，分别占 3.4%；介形类和毛颚类各出现 8 种，分别占 3.1%；其他类群种类较少，种类数介于 1~3 种（类）之间。

本次引用的 P10、P11、P18、P19 四点位，各浮游动物类群中以刺胞动物最多，平均密度为 17.04ind/$m^3$，占 26.20%；其次为毛颚类，平均密度为 12.88ind/$m^3$，占比 19.80%；被囊类第三，平均密度为 10.53nd/$m^3$，占总平均密度的 16.19%；接着是翼足类，平均密度为 9.86ind/$m^3$，占 15.15%；桡足类居第五，平均密度为 8.30ind/$m^3$，占比 12.76%；其余类群的平均密度合计为 6.44ind/$m^3$，占 9.90%，监测结果详见下表。

**表 3-7 各站点浮游动物的密度和生物量**

**（5）底栖生物**

底栖生物调查中定性定量样品经鉴定共有 9 大门类 194 种，节肢动物种类最多，有 70 种；大型底栖生物的栖息密度为 23.80ind/$m^2$，生物量为 2.62g/$m^2$；优势种共有 6 种，第一优势种为刺管萨欧虫；调查区生物多样性指数、丰富度和均匀度都处于较高水平，生物群落结构较稳定。

**（6）生物质量**

本次调查底栖生物质量评价结果显示调查海区底栖生物质量状况优良，调查中仅有一个受检样品体内 Cd 的含量轻微超标，其他样品各污染因子的含量均较低。根据历次调查的结果比较显示，调查海域底栖生物体内污染物的含量有所波动，其中 As 的平均含量有所升高，其他污染因子的平均含量较低。总体来说，调查海区各类受检生物的生物质量状况良好。

**五、渔业资源调查结果**

本次渔业资源调查资料引自《东方 1-1 气田 7 井区开发项目渔业资源春季现状调查与评价》（*，2023 年 1 月）。

**（1）鱼卵仔稚鱼**

调查期间，采集的 24 个样品共鉴定出 36 个鱼卵仔稚鱼种类，隶属于 20 目 34 科。调查鱼卵数量中：鲷科占总数的 21.5%，鲻科占 20.3%，舌鳎科占 4.0%，蛇鲻、小沙丁鱼和鲉科各占 3.7%，绯鲤占 3.4%，鲯鳅和半棱鳀各占 2.8%，鳊科、鮨科和蛇鲭科各占 2.5%，其余种类共占 26.6%。仔稚鱼数量以鲻科和半棱鳀最多，各占 15.8%；犀鳕科占 8.9%；鲷科占 7.5%，舵鲣占 5.5%，软鱼占 4.8%，带鱼科和天竺鲷科各占 4.1%，绯鲤、蛇鲭科和鰤科占 3.4%，尖棘鲷和鰕虎鱼科各占 2.7%，其余种类共占 17.8%。调查期间共采到鱼卵 354 粒，仔稚鱼 146

尾。平均密度鱼卵为 235 粒／1000 $m^3$，仔稚鱼为 326 尾／1000 $m^3$。

**（2）鱼类**

经鉴定，调查期间共捕获鱼类 137 种，隶属 15 目 66 科。在鉴定的 137 种鱼类中，以鲈形目种数最多，共 70 种；鳗鲡目和鲉形目各为 11 种，鲽形目 10 种，鲀形目 7 种，灯笼鱼目 5 种，鲱形目 4 种，鳀形目、鳕形目、刺鱼目和鲛鳙目各为 5 种，鳐形目、金眼鲷目和鲻形目各为 2 种，鲑形目 1 种。各科中，以鲹科的种类最多，为 8 种，天竺鲷科 6 种，狗母鱼科、鲉科和舌鳎科各有 5 种，康吉鳗科、鮨科、笛鲷科、带鱼科鲆科和鲀科各有 4 种，魟科、方头鱼科、羊鱼科和鰕虎鱼科各 3 种，其他各科出现的种类较少。评价海域鱼类平均重量和尾数渔获率分别为 47.68kg/h 和 5961ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 535.39kg/$km^2$ 和 67197ind/$km^2$。其中，幼鱼的平均重量和尾数渔获率分别为 14.75kg/h 和 1568ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 200.49kg/$km^2$ 和 21309ind/$km^2$；成鱼的平均重量和尾数渔获率分别为 32.39kg/h 和 4394ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 447.54kg/$km^2$ 和 59710ind/$km^2$。

**（3）头足类**

本次调查共获头足类种类 15 种（含未定种 1 种），隶属于 3 目 4 科。根据渔获率，估算出评价区内头足类的平均重量和尾数渔获率分别为 3.75kg/h 和 149ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 50.91kg/$km^2$ 和 2031ind/$km^2$。重量资源密度和尾数资源密度，均以 S12 站最高（分别为 222.77kg/$km^2$ 和 7350ind/$km^2$）。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为 1.09kg/h 和 58ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 14.88kg/$km^2$ 和 791ind/$km^2$；成体的平均重量和尾数渔获率分别为 2.65kg/h 和 91ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 36.03kg/$km^2$ 和 1240ind/$km^2$。

**（4）甲壳类**

本次调查渔获甲壳类 32 种，分隶 2 目 13 科。其中，虾类有 4 科 11 种（含 2 种为鉴定到种：鼓虾 sp.和虾 sp.），蟹类 7 科 15 种（含 1 种为未鉴定到种：蟹 sp.），虾蛄类有 2 科 6 种。评价区内甲壳类的平均重量和尾数渔获率分别为 2.73kg/h 和 288ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 37.05kg/$km^2$ 和 3909ind/$km^2$。重量资源密度和尾数资源密度均以 S1 站最高，分别为 88.16kg/$km^2$ 和 11549ind/$km^2$。其中，幼体的平均重量和尾数渔获率分别为 0.65kg/h 和 110ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 8.78kg/$km^2$ 和 1495ind/$km^2$；成体的平均重量和尾数渔获率分别为 2.08kg/h 和 178ind/h，平均重量和尾数资源密度分别为 28.27kg/$km^2$ 和 2415ind/$km^2$。

项目有关的原有

**（1）相关工程环保手续执行情况**

本项目相关工程环评及批复情况如下表。

**表 3-8 本项目相关工程环评、批复及验收情况**

| 序号 | 报告名称 | 主要建设内容 | 本工程依托或改造内容 | 环评批复 | 竣工验收 |
|---|---|---|---|---|---|

| 环境污染和生态破坏问题 | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | 1 | 《乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书》 | * | 本工程在LD15-1 PRP 进行油气水处理设备改造。 | 国海环字[2006]456 号 | 国海环字[2011]314 号 |

**（2）环保设施运行情况**

LD15-1 PRP 现有一套电解法生活污水处理设施及 2 套凝析油聚结分离器。目前平台生活污水处理设施及含油生产水处理设施运转正常，工作效率良好，排放浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准的要求(含油量月平均值≤45mg/L）及《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB 18420.1-2009）二级海区要求（生物毒性≥50000mg/L）。生活污水经处理后 COD 含量≤500mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中对三级海域的要求。本次统计了 2025 年平台现有污水排放情况（详见表 3-9），根据数据可知，环保设施运行情况良好，未出现环境污染和生态破坏问题，含油生产水排放量符合批复的总量控制指标要求。

**表 3-9　LD15-1 PRP 含油生产水处理设施及生活污水处理设施处理效果**

| 时间 | 含油生产水 | | | 生活污水 | |
|---|---|---|---|---|---|
| | 排水量（$m^3$） | 含油浓度（mg/L） | 生物毒性 | 排水量（$m^3$） | COD（mg/L） |
| 2025.1 | * | 33.2 | / | * | 20 |
| 2025.2 | * | 34.4 | / | * | 45 |
| 2025.3 | * | 22.8 | / | * | 73 |
| 2025.4 | * | 10.9 | >240000mg/L | * | 46 |
| 2025.5 | * | 33.3 | / | * | 56 |
| 2025.6 | * | 6.62 | / | * | 62 |
| 2025.7 | * | 12.5 | / | * | 44 |
| 2025.8 | * | 19.9 | / | * | 45 |
| 2025.9 | * | 9.86 | / | * | 166 |
| 2025.10 | * | 10.9 | / | * | 150 |
| 2025.11 | * | 2.93 | / | * | 92 |
| 2025.12 | * | 11.6 | / | * | 192 |

注：根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB 18420.1-2009）表 4 生产水的检验频率中排放速率在 0~100（含 100）$m^3$/d 范围内，检验频率为 1 次/年/排放口。

**（3）固体废物处置情况**

LD15-1 PRP产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，生产垃圾经分类收集后运回陆地。平台产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他运回陆地处理。

平台的危险废物运至陆地后由相关单位处置。平台产生的一般工业固废和生活垃圾，可回收部分进行资源化回收利用，其余交由*有限公司及*有限公司进行处置（附件5）。

**三、风险事故回顾**

LD15-1 PRP 自投产以来未发生过溢油事故。

| | |
|---|---|
| 生态环境保护目标 | 本项目位于海南岛西南部莺歌海海域、离岸较远，不涉及大气、声环境、地下水等环境保护目标，仅对工程所在海域附近的自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区、重要渔业水域等进行识别。<br>本项目距离最近的敏感目标（黄鲷海南岛南部产卵场）距离为 36km，详见附图 6-3。本项目距离自然保护区、海洋保护区和海洋生态红线区等敏感区距离较远，详见附图 1、附图 3、附图 6-1 和附图 6-2。 |

评价标准

**（1）环境质量标准**

本项目位于《海南省国土空间规划（2021-2035）》范围之外，距海南省三亚市西南方约*km 处。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目环境影响评价中海水水质、沉积物、海洋生物质量均执行现状标准。本项目环境影响评价中所采用的环境质量标准见下表。

**表 3-10 环境质量标准**

| 类别 | 采用标准 | 等级 |
|---|---|---|
| 海水水质 | 《海水水质标准》（GB3097-1997） | 海水水质质量现状评价 |
| 海洋沉积物 | 《海洋沉积物质量》（GB18668-2002） | 海洋沉积物质量现状评价 |
| 海洋生物质量 | 海洋生物质量（GB18421-2001） | 海洋贝类（双壳类）的生物质量现状评价 |
| | 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 | 海洋生物质量评价（软体类、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，铬除外） |

1）海水水质：

根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目环境现状点位均位于海南省国土空间规划范围外。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），水质按从第一类标准评价至符合类别，不进行超标统计，同时按照第一类海水水质标准给出各评价因子的单项标准指数供参考。

**表 3-11 海水水质评价标准值**

| 评价因子 | 第一类 |
|---|---|
| pH | 7.8~8.5<br>同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位 |
| 溶解氧 | >6mg/L |
| 化学需氧量 | ≤2mg/L |
| 活性磷酸盐 | ≤0.015mg/L |
| 无机氮 | ≤0.20mg/L |
| 砷 | ≤0.020mg/L |
| 汞 | ≤0.00005mg/L |
| 铜 | ≤0.005mg/L |
| 铅 | ≤0.001mg/L |
| 锌 | ≤0.020mg/L |
| 镉 | ≤0.001mg/L |
| 总铬 | ≤0.05mg/L |

| | |
|---|---|
| 石油类 | ≤0.05mg/L |
| 挥发性酚 | ≤0.005mg/L |
| 硫化物 | ≤0.02mg/L |

2）海洋沉积物

根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目环境现状点位均位于海南省国土空间规划范围外。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），沉积物质量按从第一类标准评价至符合类别。

**表 3-12 海洋沉积物质量标准**

| 项目 | 标准类别 |
|---|---|
| | 第一类 |
| 汞（$\times10^{-6}$）≤ | 0.20 |
| 镉（$\times10^{-6}$）≤ | 0.50 |
| 铅（$\times10^{-6}$）≤ | 60.0 |
| 锌（$\times10^{-6}$）≤ | 150.0 |
| 铜（$\times10^{-6}$）≤ | 35.0 |
| 铬（$\times10^{-6}$）≤ | 80.0 |
| 砷（$\times10^{-6}$）≤ | 20.0 |
| 有机碳（$\times10^{-2}$）≤ | 2.0 |
| 硫化物（$\times10^{-6}$）≤ | 300.0 |
| 石油类（$\times10^{-6}$）≤ | 500.0 |

3）生物质量

本项目贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值，软体类（非双壳类）、鱼类和甲壳类生物体内污染物质含量评价参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）中规定的生物质量标准。

**表 3-13 生物体内各污染物指标评价标准（湿重：$\times10^{-6}$）**

| 生物类别 | 铬 | 铜 | 铅 | 锌 | 镉 | 砷 | 总汞 | 石油烃 | 备注 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| 软体动物（双壳类） | 0.5 | 10 | 0.1 | 20 | 0.2 | 1.0 | 0.05 | 15 | 海洋生物质量（GB18421-2001） |
| 软体动物（非双壳类） | / | 100 | 10 | 250 | 5.5 | 1 | 0.3 | 20 | 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025） |
| 甲壳类 | / | 100 | 2 | 150 | 2.0 | 1 | 0.2 | 20 | |
| 鱼类 | / | 20 | 2 | 40 | 0.6 | 1 | 0.3 | 20 | |

**（2）污染物排放和控制标准**

本项目位于海南岛西南部莺歌海海域，位于海南省三亚市西南方约 130km 处，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），气田所在海域属于三级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），气田所在海域属于二级海区。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

**表 3-14 污染物排放标准**

| 污染物 | 采用标准 | 等级/海区等级 | 污染因子 | 标准值 | 适用对象 |
|---|---|---|---|---|---|

| | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| 含油生产水 | 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008） | 三级 | 石油类 | 石油类≤45mg/L（月平均值）<br>石油类≤65mg/L（一次容许值） | 气田排放的含油生产水 |
| | 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009） | 二级 | 生物毒性容许值≥50000mg/L | | |

其他

**1、排污混合区建议**

本项目在开发过程中排放的具体污染物种类、数量和处理排放方式在本报告中已有详细叙述。乐东15-1气田位于海南岛西南部莺歌海海域，海南省三亚市*约*km处，废水经处理达标后排海。根据含油生产水排放石油类预测结果，含油生产水排放造成的海水石油类超标范围在水平方向上仅集中在排放点附近，在垂向上石油类超标范围仅集中在模型表层，其余层无超标范围存在。叠加现状石油类本底值后，LD15-1 PRP含油生产水排放点附近石油类最大浓度为0.14mg/L，石油类浓度超一（二）类海水水质标准包络面积约为0.0072km$^2$，超一类最大距离约50m。由此可见，本项目含油生产水排放对海水水质的影响范围和影响程度较小。

因此，建议LD15-1 PRP排污混合区较历史批复排污混合区范围保持不变，以排放口为中心100m半径以内海域。

**2、总量控制指标建议**

根据LD15-1 PRP2026-2043年的逐年产能预测表（表2-1），本项目投产后含油生产水最大日排放量（618m$^3$/d），超出《乐东22-1/15-1气田开发工程环境影响报告书》中LD15-1 PRP最大日排放量（100m$^3$/d）。因此，建议LD15-1 PRP外排含油生产水的总量控制指标为618m$^3$/d，其中本次评价阶段较之前新增量为518m$^3$/d，年排放按365d计，则外排含油生产水的总量指标为618m$^3$/d×365d=22.5570×10$^4$m$^3$/a。所排放的含油生产水中石油类月平均含油浓度≤45mg/L，一次允许值≤65mg/L。

石油类最高预测排放量（t/a）=含油生产水（m$^3$/a）×排放标准（mg/L/10$^6$）

本项目石油类最高排放量为22.5570×10$^4$×45/10$^6$=10.1507t/a。

**表3-15　污染物总量控制指标建议**

| 工程设施 | 污染物 | 总量控制建议值 | 允许排放浓度 | 控制排放浓度 |
|---|---|---|---|---|
| LD15-1 PRP | 含油生产水 | 22.5570×10$^4$m$^3$/a | 石油类≤45mg/L（月平均值）<br>石油类≤65mg/L（一次容许值） | 石油类≤45mg/L |
| | 其中：石油类 | 10.15t/a | - | - |

**表3-16　本项目实施前后LD15-1 PRP污染物排放情况对比**

| 污染物 | 排放量 | 排放浓度限值 |
|---|---|---|
| 已建项目批复情况 | | |
| 含油生产水 | 100m$^3$/d（3.6500×10$^4$m$^3$/a） | 石油类≤45mg/L |
| 石油类 | 1.6425t/a | - |
| 新增污染物排放情况 | | |
| 含油生产水 | 518m$^3$/d（18.9070×10$^4$m$^3$/a） | 石油类≤45mg/L |
| 石油类 | 8.5082t/a | - |
| 总计污染物排放情况 | | |

| | | |
|---|---|---|
| 含油生产水 | 618m$^3$/d（22.5570×10$^4$m$^3$/a） | 石油类≤45mg/L |
| 石油类 | 10.1507t/a | - |

**3、生活污水**

本项目投产后，不新增平台定员和生活设施，故生活污水产生量不变，因此无需申请新的生活污水及其特征污染物 COD 总量控制指标。

# 四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

**1、施工期产污环节及污染源分析**

本项目在LD15-1 PRP上进行含油生产水处理设备拆除和安装，不涉及船舶污染物排放。污染物主要为拆除的旧设备、安装过程中产生的废包装物，此外还有施工期人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。施工期，平台生产废水经保留的1套聚结分离器（规模72m$^3$/d）处理达标排海，本项目施工期，平台采取控制产能的方式，保证含油生产水不超过保留的聚结分离器处理能力。

**（1）固体废物**

拆除的旧设备和未沾污油的包装物等一般固废运至陆地处置。

废弃油漆桶、沾染污油的包装、沾染污油或油漆的擦拭物等危险废物运至陆地，由*有限公司或*有限公司处理/处置。

**（2）生活垃圾、生活污水**

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据日常运营经验数据：生活垃圾按1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按1.0kg/（人·日）计算，生活污水根据中国海油多年海上油气开发经验数值，按0.35m$^3$/（人·日）计算。本项目生活垃圾产生量约1.35t，其中食品废弃物约0.9t；生活污水约315m$^3$。

**表 4-1 生活污水、生活垃圾核算结果表**

| 施工内容 | 施工人员（人/每天） | 施工天数（天） | 生活污水（m$^3$） | | 生活垃圾（t） | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 日产生量 | 总产生量 | 日产生量 | 产生量 |
| 设备拆除及安装 | 10 | 90 | 3.5 | 315 | 0.015 | 1.35 |

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

**表 4-2 施工期污染物及污染防治措施汇总表**

| 污染物名称 | 产生量 t | 排放量 t | 处理方式 |
|---|---|---|---|
| 废水 | 315 | 315 | 现有生活污水处理系统 |
| 一般固废 | 8.5 | 8.5 | 运回陆地处置 |
| 危险废物 | 1.2 | 1.2 | 交由陆上有资质单位处理/处置 |
| 生活垃圾 | 1.35 | 0.45 | 食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地处理 |

**2、施工期环境影响分析**

施工期，施工人员由平台现有人员调配，不新增人员。生活垃圾除食品废弃物粉碎后排海，油污将进入平台凝析油聚结分离器处理达标后排放，其余运回陆地处理。施工期生活污水产生量约为 315m$^3$，平台现有生活污水处理设施运行稳定，可处理达标后排海，不会对海洋生态环境产生明显影响。

运营期生

**1、运营期生态环境影响分析**

态环境影响分析

本项目投产后，不新增平台定员和生活设施。因此生活污水、生活垃圾产生量不变。仅含油生产水排放量根据计划产能有所增加。

本次评价针对 LD15-1 PRP 含油生产水排放量增加情况，开展石油类扩散水文动力模型预测，详见附录Ⅰ。

根据核算，LD15-1 PRP 含油生产水最大排放量为 618m$^3$/d（2028 年），含油生产水排放执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级排放限值要求（≤45mg/L）。本次预测采用上述最大排放量及排放限值要求进行保守预测。本次预测排放时段涵盖了完整的大、中、小潮期，取浓度最大包络线作为预测结果。初始条件根据海洋环境质量现状调查结果，设置石油类浓度背景值为 0.016mg/L。石油类源强设置详见表 4-3。

**表 4-3 含油生产水源强设置情况**

| 工程设施 | 含油生产水排放量 | 石油类浓度 | 石油类源强 | 排放位置 |
|---|---|---|---|---|
| LD15-1 平台 | 618m$^3$/d | 45mg/L | 0.322g/s | 海面 |

含油生产水排放石油类预测结果见图 4-1。预测结果显示，由于本项目含油生产水排放量不大且经处理后含油生产水石油类浓度较低，含油生产水排放造成的海水石油类超标范围在水平方向上仅集中在排放点附近；在垂向上，石油类超标范围仅集中在模型表层，其余层无超标范围存在。在预测网格分辨率下（50m）叠加现状石油类本底值后，LD15-1 平台含油生产水排放点附近石油类最大浓度为 0.14mg/L（仅排放点所在网格处），石油类浓度超一（二）类海水水质标准包络面积约为 0.0072km$^2$，超三、四类水质面积远小于一个预测网格面积，超一类最大距离约 50m。由此可见，本项目含油生产水排放对海水水质的影响范围和影响程度较小。

**表 4-4 含油生产水排放石油类浓度超标区间面积（km$^2$）**

| 平台 | Bi<1 | 1≤Bi<4 | 4≤Bi<9 | Bi≥9 |
|---|---|---|---|---|
| LD15-1 平台 | 0.0059 | 0.0013（单个网格面积） | 0 | 0 |

**图 4-1 含油生产水排放石油类浓度包络线**

**2、含油生产水排放海洋生物损失**

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），污染物超标引起海洋生物的损失按以下公式计算：

1）一次性平均受损量评估

污染物浓度超标对海洋生物资源损害，按下式计算：

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

式中：

Wi——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克（kg）；

Dij——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、个

/平方千米或千克/平方千米（kg/km²）；

Sj——某一污染物第 j 类浓度增量区面积，km²；

Kij——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，%；

N——某一污染物浓度增量分区总数。

2）持续性损害受损量评估

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

Mi——第 i 种类生物资源累积损害量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

Wi——第 i 种类生物资源一次平均累积损害量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

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

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

**表 4-5　各类海洋生物损失率**

| 污染物超标准倍数（Bi） | 各类生物损失率（%） | |
|---|---|---|
| | 鱼卵、仔稚鱼、游泳动物幼体 | 成体 |
| Bi≤1 倍 | 5 | 1 |
| 1＜Bi ≤4 倍 | 10 | 5 |
| 4＜Bi ≤9 倍 | 30 | 15 |
| Bi ≥9 倍 | 50 | 20 |

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物数据引用《东方 1-1 气田 7 井区开发项目渔业资源春季现状调查与评价》（*，2023 年 1 月）中春季调查密度的平均值，海洋生物资源密度及来源详见下表。

**表 4-6　海洋生物资源密度及来源**

| 资源类别 | | 资源密度 | 调查单位 | 调查时间 |
|---|---|---|---|---|
| 鱼卵 | | *粒/m³ | * | 2022 年 4 月 20 日～4 月 30 日 |
| 仔稚鱼 | | *尾/m³ | | |
| 幼体 | 鱼类 | *尾/km² | | |
| | 头足类 | *尾/km² | | |
| | 甲壳类 | *尾/km² | | |
| 成体 | 鱼类 | *kg/km² | | |
| | 头足类 | *kg/km² | | |
| | 甲壳类 | *kg/km² | | |

各类海洋生物损失率取自表 4-5，海洋生物密度根据表 4-6，计算方法根据前述公式，本项目平台含油生产水持续性排放，每年排放天数按 365 天计算，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，则年均排放 24 个周期，据此计算含油生产水排放增量造成海洋生物损失见详见下表。

**表 4-7　平台含油生产水海洋生物损失**

| 资源 | | 面积（$km^2$） | Bi≤1 | 1<Bi≤4 | 4<Bi≤9 | Bi≥9 | 小计 | 每年 24 个周期 |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | 0.059 | 0.0013 | / | / | | |
| 鱼卵 | | 密度（粒/$m^3$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 5% | 10% | 30% | 50% | | |
| | | 损失量（$10^6$粒） | * | * | / | / | | |
| 仔稚鱼 | | 密度（尾/$m^3$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 5% | 10% | 30% | 50% | | |
| | | 损失量（$10^6$尾） | * | * | / | / | | |
| 幼体 | 鱼类 | 密度（尾/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 5% | 10% | 30% | 50% | | |
| | | 损失量（尾） | * | * | / | / | | |
| | 头足类 | 密度（尾/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 5% | 10% | 30% | 50% | | |
| | | 损失量（尾） | * | * | / | / | | |
| | 甲壳类 | 密度（尾/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 5% | 10% | 30% | 50% | | |
| | | 损失量（尾） | * | * | / | / | | |
| 成体 | 鱼类 | 密度（kg/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 1% | 5% | 15% | 20% | | |
| | | 损失量（kg） | * | * | / | / | | |
| | 头足类 | 密度（kg/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 1% | 5% | 15% | 20% | | |
| | | 损失量（kg） | * | * | / | / | | |
| | 甲壳类 | 密度（kg/$km^2$） | * | | | | * | * |
| | | 损失率 | 1% | 5% | 15% | 20% | | |
| | | 损失量（kg） | * | * | / | / | | |

**表 4-8　平台含油生产水造成的海洋生物资源的总损失量及补偿金额**

**3、运营期环境风险分析**

乐东 15-1 气田在生产阶段有可能发生的事故包括污水处理站设备故障产生的不能达标排放，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见本报告“环境风险专项评价”。

| | |
|---|---|
| 选址选线环境合理性分析 | 本项目是在既有平台上进行改造，在气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。 |

# 五、主要生态环境保护措施

<table>
<tr><td>施工期生态环境保护措施</td><td>

**1、污染防治对策措施**

污染物主要为拆除的旧设备、安装过程中产生的废包装物，此外还有施工期人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。施工期含油生产水经保留的 1 套聚结分离器（规模 72m$^3$/d）处理达标排海。

**（1）施工固废**

拆除的旧设备和未沾污油的包装物等一般固废运至陆地处置；废弃油漆桶、沾染污油的包装、沾染污油或油漆的擦拭物等危险废物运至陆地，由*有限公司或*有限公司处理/处置。

**（2）生活垃圾、生活污水**

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾中食品废弃物经所在平台食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放，其他依托现有固体废物处理设施统一运回陆地处理。

生活污水依托平台现有生活污水处理系统处理后达标排放，经过核算，平台现有处理设施能够满足需求。

**2、生态保护对策措施**

**（1）污染物源头控制**

本项目施工期生活废水及固体废物严格按照相关要求处理处置，施工期间含油生产水由保留的凝析油聚结分离器处理达标后排海，不会加重对周围海洋生态影响。

**（2）海洋生态保护措施**

LD15-1 PRP 施工期不新增直接的海洋生态影响，故依托现有生态保护措施。

</td></tr>
<tr><td>运营期生态环境保护措施</td><td>

**1、污染防治对策措施及生态保护对策措施**

（1）污染物源头控制

本项目运营期不增加生产定员，故生活污水和生活垃圾产生量不变；运营期含油生产水最大产生量为 618m$^3$/d（22.5570×10$^4$m$^3$/a），石油类最高排放量为 10.15t/a，废水均经处理达标后外排；项目运营期不增加初期雨水产生量；运营期无新增的生产垃圾和危险废物，生活垃圾和危险废物将依托现有平台设施，可以妥善处理各类固体废物。

（2）加强运营期对海洋生态环境的监测

LD15-1 PRP 运营期落实跟踪监测计划，加强海洋生态环境的监测。

**2、运营期环境风险防范措施及事故应急措施**

本次评价风险事故情形主要是污水处理未处理或未达标排放事故等，平台内保留现有凝析油聚结分离器，与新建聚结分离器并行使用，确保平台内含油生产水稳定达标排海。

</td></tr>
</table>

如有含油生产水处理设备（凝析油聚结分离器）故障时，气田将采取减产、停产措施，确保含油生产水达标排放。

建设单位已编制《中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025年）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属海上设施油气污染应急预案（2025年第1版）》，并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目受上述应急预案统一管理，上述应急预案的油气污染应急预案（溢油物资数量、能力等）可以满足本项目需求，本项目不需修编现有油气污染应急预案。建设单位需严格按照应急预案开展好各种应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的应急预案中各项规定的前提下，本项目风险可控。

详细风险防范及应急措施详见附录风险专题。

其他

跟踪监测：

本项目定期对工程所在海域的海水水质、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、鱼卵、仔稚鱼）进行跟踪监测，了解和掌握本工程运营期对海洋环境产生不利影响的污染因子，了解工程污染物排放对海洋环境造成的影响范围和程度，提出减缓环境影响的对策建议。从而为建设者实施完善的环境管理提供科学基础。

**表5-1 运营期工程周边海域监测计划一览表**

| 环境要素 | 监测项目 | 监测方法 | 监测站位 | 监测频率 |
|---|---|---|---|---|
| 海水水质 | 悬浮物、无机氮、活性磷酸盐、COD（生活污水特征污染）、重金属（包括Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类（含油生产水特征污染物）、硫化物、挥发性酚。 | 按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。 | 在LD15-1 PRP南侧、北侧各100米处分别布设1个调查站位，共计2个。 | 建议投产后3~5年进行一次监测。 |
| 海洋生物生态环境 | 叶绿素a、浮游植物、浮游动物、底栖生物。 | | | |

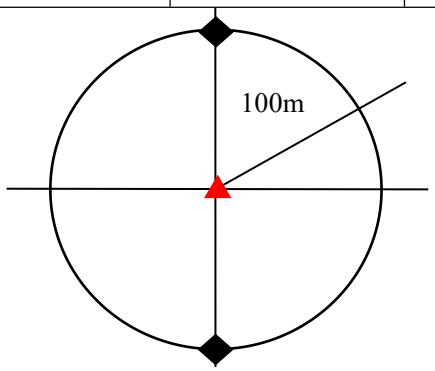



**图5-1 LD15-1 PRP监测站位布设示意图**

环保投资

本项目总投资*万元，均为环保投资，明细如下。

**表5-2 环保投资明细**

| 环境保护投资 | 环保投资 |
|---|---|

| | |
|---|---|
| 聚结分离器购置 | *万元 |
| 现场安装改造 | *万元 |
| 生态补偿 | *万元 |
| 合计 | *万元 |

# 六、生态环境保护措施监督检查清单

| 内容<br>要素 | 施工期 | | 运营期 | |
|---|---|---|---|---|
| | 环境保护措施 | 验收要求 | 环境保护措施 | 验收要求 |
| 陆生生态 | / | / | / | / |
| 水生生态 | 施工人员的生活污水依托平台现有生活污水处理装置处理达标后排海。<br>施工期间含油生产水由保留凝析油聚结分离器处理达标后排海。 | 平台生活污水、含油生产水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）。 | 运营期生活污水经平台现有生活污水电解处理装置处理达标后排海。含油生产水经含油生产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）三级标准。 |
| 地表水环境 | / | / | / | / |
| 地下水及土壤环境 | / | / | / | / |
| 声环境 | / | / | / | / |
| 振动 | / | / | / | / |
| 大气环境 | / | / | / | / |
| 固体废物 | 生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后排放，其他与一般固废运回陆地处理；危险废物由华润水泥（昌江）有限公司处理/处置。 | 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。 | 本项目无新增生活垃圾。 | / |
| 电磁环境 | / | / | / | / |
| 环境风险 | / | / | 加强凝析油聚结分离器运行维护；制定应急预案，预防污染事故发生，在事故时采取有效防治措施等。 | 《中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025 年）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属海上设施油气污染应急预案（2025 年第 1 版）》。 |
| 环境监测 | / | / | 执行 LD15-1 PRP 跟踪监测计划。 | 开展跟踪监测 |
| 其他 | / | / | / | / |

# 七、结论

**1、产业政策及区划规划符合性**

本项目为乐东 15-1 气田含油生产水处理设施扩容改造项目。按照《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》，本次工程为海洋油气开发工程附属工程改造，改造后新增含油生产商日排放量最大为 518m$^3$，新增日排放量未超过 1000m$^3$，属于“五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”中的“其他”项，按相关要求编制环境影响报告表。

本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”。经分析项目符合《全国国土空间规划纲要》相关要求、与《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》和海南省生态环境分区管控方案相协调；位于海南省国空划定成果中的生态保护红线之外，且距离较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

**2、环境可行性**

本项目位于海南岛西南部莺歌海海域，LD15-1 PRP 周边 5km 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等环境敏感目标，距离上述最近的敏感区距离均在 36km 以上。本项目施工期和运营期不会对其产生不利影响。

本项目施工期生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾、一般固废运回陆地处理，危险废物由*有限公司或*有限公司处理/处置；生活污水由现有生活污水处理设施处理达标后排海，施工期含油生产水由保留凝析油聚结分离器处理达标后排海，对海洋环境影响较小。运营期含油生产水最大产生量为 618m$^3$/d（22.557×10$^4$m$^3$/a），石油类最高排放量为 10.15t/a；生产废水经处理达标后外排，项目运营期不增加初期雨水、甲板冲洗水等其他含油生产水产生量；本项目运营期无新增的生产垃圾。其他污染物产生量、影响范围均未超出原环评影响范围，对海洋环境的影响范围和程度较小。

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。

# 附图

**附图 1 本项目与海南省生态环境分区管控中的生态保护红线的位置关系图**

**附图 2 项目与海南省陆域及近岸海域环境管控单元的位置关系**

**附图 3 项目与海南省国土空间规划（2021-2035 年）的位置关系**

**附图 4 项目地理位置图**

**附图 5-1 本项目 LD15-1 PRP 改造平面布置图（中层甲板）**

**附图 5-2 本项目 LD15-1 PRP 改造平面布置图（底层甲板）**

**附图 5-3 本项目 LD15-1 PRP 改造平面布置图（工作甲板）**

**附图 6-1 LD15-1 PRP 周边环境敏感目标分布图（国家级自然保护区）**

**附图 6-2 LD15-1 PRP 周边环境敏感目标分布图（海洋保护区）**

**附图 6-3 LD15-1 PRP 周边环境敏感目标分布图（鱼类产卵场）**

**附图 7-1 环境质量现状调查站位**

**附图 7-2 渔区现状调查站位**

# 附表

**附表 1 海水水质监测结果**

**附表 2 海水水质各评价因子的标准指数**

**附表 3　沉积物污染物含量统计结果**

**附表 4 沉积物质量评价指数**

**附表 5 中英文注释表**

| 英文缩写 | 中文 |
|---|---|
| LD15-1 PRP | 乐东 15-1 生产平台 |
| LD22-1 CEP | 乐东 22-1 中心平台 |

# 附件

## 附件 1 工作委托书

## 附件 2 现有工程环评批复、竣工环保验收批复

**附件 2.1：国海环字[2006]456 号《关于乐东 22-1/15-1 气田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》**

**附件 2.2：国海环字[2011]314 号国家海洋局《关于乐东 22-1/15-1 气田开发工程环保设施竣工验收的复函》**

## 附件 3 海洋石油勘探开发油气污染应急预案备案登记表

**附件 3.1 中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025 年）**

**附件 3.2 中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属海上设施油气污染应急预案（2025 年第 1 版）**

## 附件 4 危废处置单位资质

# 附录 1

# 水文动力模型预测

**一、基本情况**

本专题针对 LD15-1 平台含油生产水处理设施改造工程引起的含油生产水排放量增加情况开展石油类扩散预测。根据核算，LD15-1 平台在改造后含油生产水最大排放量为 618m$^3$/d，含油生产水排放执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级排放限值要求（≤45mg/L）。本次预测采用上述最大排放量及排放限值要求进行保守预测。

**二、海域流场模型**

（1）基本方程

模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础之上，其基本方程如下。

连续方程：

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

x 向动量方程：

$$\frac{\partial u}{\partial t}+u\frac{\partial u}{\partial x}+v\frac{\partial u}{\partial y}+w\frac{\partial u}{\partial z}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial P}{\partial x}+\frac{\partial}{\partial x}\left(N_x\frac{\partial u}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(N_y\frac{\partial u}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(N_z\frac{\partial v}{\partial z}\right)+fv$$

y 向动量方程：

$$\frac{\partial v}{\partial t}+u\frac{\partial v}{\partial x}+v\frac{\partial v}{\partial y}+w\frac{\partial v}{\partial z}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial P}{\partial y}+\frac{\partial}{\partial x}\left(N_x\frac{\partial v}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(N_y\frac{\partial v}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(N_z\frac{\partial v}{\partial z}\right)-fu$$

z 向动量方程：

$$\frac{\partial w}{\partial t}+u\frac{\partial w}{\partial x}+v\frac{\partial w}{\partial y}+w\frac{\partial w}{\partial z}=-\frac{1}{\rho}\frac{\partial P}{\partial z}+\frac{\partial}{\partial x}\left(N_x\frac{\partial w}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(N_y\frac{\partial w}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(N_z\frac{\partial w}{\partial z}\right)-g$$

式中：

t—时间（s）；

g—重力加速度（m/s$^2$）；

ρ—海水密度（kg/m$^3$）；

x，y，z—笛卡尔坐标系；

u，v，w—x，y，z 方向上的速度分量（m/s）；

P—水压力（kg/m$^3$）；

$N_x$，$N_y$，$N_z$—x，y，z 方向上的紊动粘性系数（m$^2$/s）。

（2）边界条件

关于 u、v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 z=η处：

$$\frac{\partial \eta}{\partial t}+u\frac{\partial \eta}{\partial x}+v\frac{\partial \eta}{\partial y}-w=0$$

$z=-d$ 处：

$$u\frac{\partial d}{\partial x}+v\frac{\partial d}{\partial y}+w=0,\quad \left(\frac{\partial u}{\partial z},\frac{\partial v}{\partial z}\right)=\frac{1}{\rho_0 v_t}(\tau_{bx},\tau_{by})$$

其中，$(\tau_{bx},\tau_{by})$为底部摩擦应力在 x 及 y 方向上的分量。

固体侧边界条件：

$$v_n=0$$

开边界水位边界条件：

$$\zeta=\sum f_C H_C \cos\left[\omega_C+\left(V_0+u\right)_C-g_C\right]$$

其中，H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角，下标 C 为某个分潮，$\omega$ 为分潮频率，f 为交点因子，u 为交点订正角，$V_0$是天文潮的初位相。

本模型开边界采用 Flather 边界条件，即给定开边界处的水位以及海流序列以驱动模型，水位、水流数据均通过 DHI 全球潮汐潮流数据库提取，其中开边界水位数据由 $M_2$、$S_2$、$K_1$、$O_1$、$N_2$、$P_1$、$K_2$、$Q_1$、$M_4$、$S_1$等 10 个分潮经调和分析给出。

（3）初始条件

取零初始条件，即从静止水位开始起算，初始时刻水位起伏及各向流速均为 0，即：

$$\xi(x,y,0)=0$$
$$u(x,y,z,0)=0$$
$$v(x,y,z,0)=0$$
$$w(x,y,z,0)=0$$

（4）计算域及网格设置

本项目计算域涵盖南海北部海域，采用非结构三角网格，在项目附近将网格加密至 50m，以求得准确的污染物浓度分布。LD15-1 平台附近海域平均水深约 95m。综合考虑计算精度及计算效率，垂向上采用 sigma 坐标将水体分为 3 层（由表至底分别为 1、2、3 层，各层比例为 0.1:0.1:0.8，按 95m 水深计算则 3 层水层深度分别为 9.5m、9.5m、76m）。计算海域及网格设置如图 1 所示。

计算域水深地形及网格设置

加密区及网格设置情况

**图 1 计算域及计算网格划分**

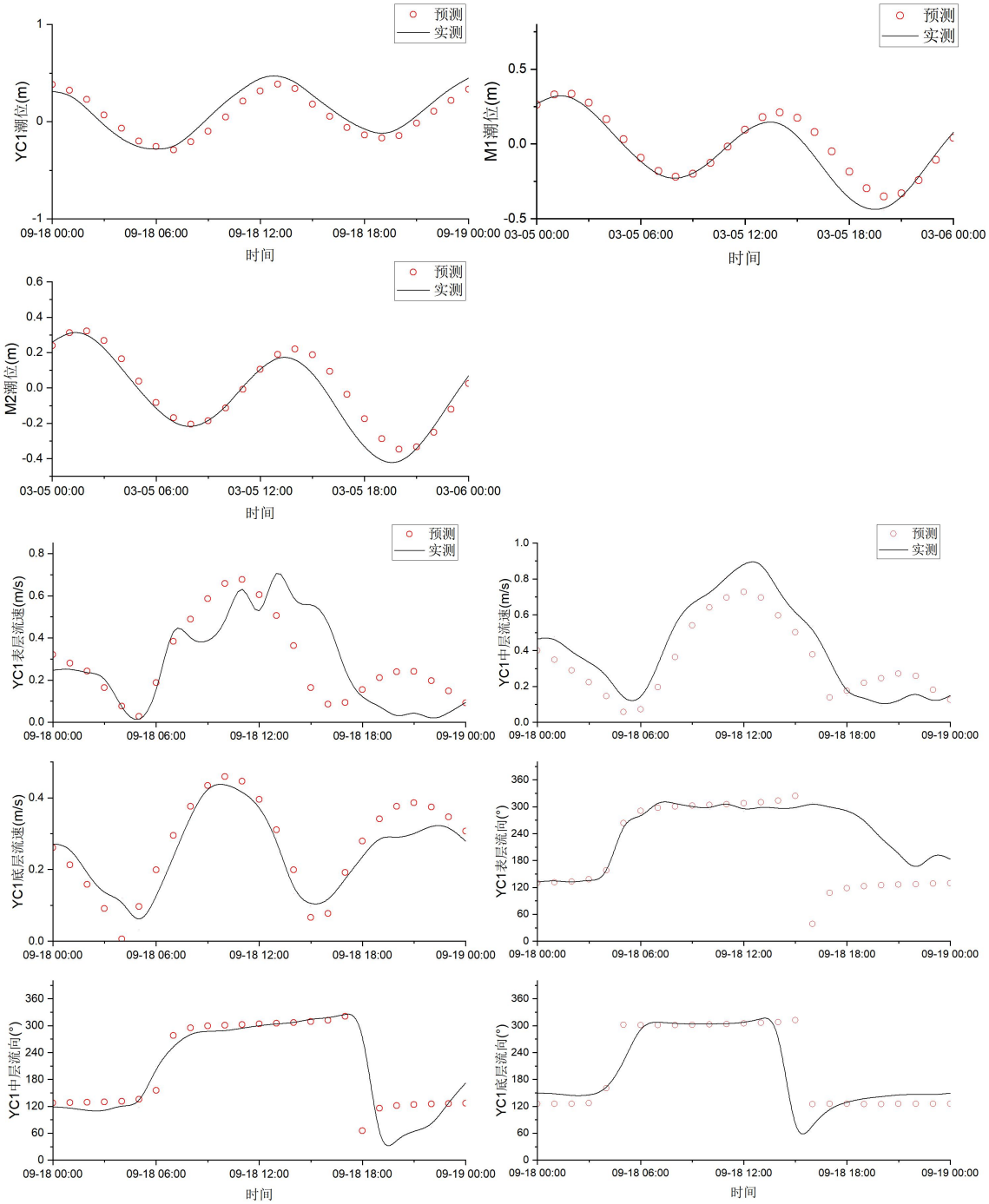
**三、模型验证**

验证点资料来自中海油田服务股份有限公司的调查结果，验证点位置见表 1 和图 2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 3。

**表 1 验证点坐标位置**

| 验证点 | 验证点坐标 | 资料时间 | 验证因子 |
|---|---|---|---|
| YC1 | *E,*N | 2024.09.18~09.19 | 潮流、潮位 |
| M1 | *E,*N | 2022.03.05~03.06 | 潮流、潮位 |
| M2 | *E,*N | 2022.03.05~03.06 | 潮流、潮位 |

## 2 验证点地理位置示意图



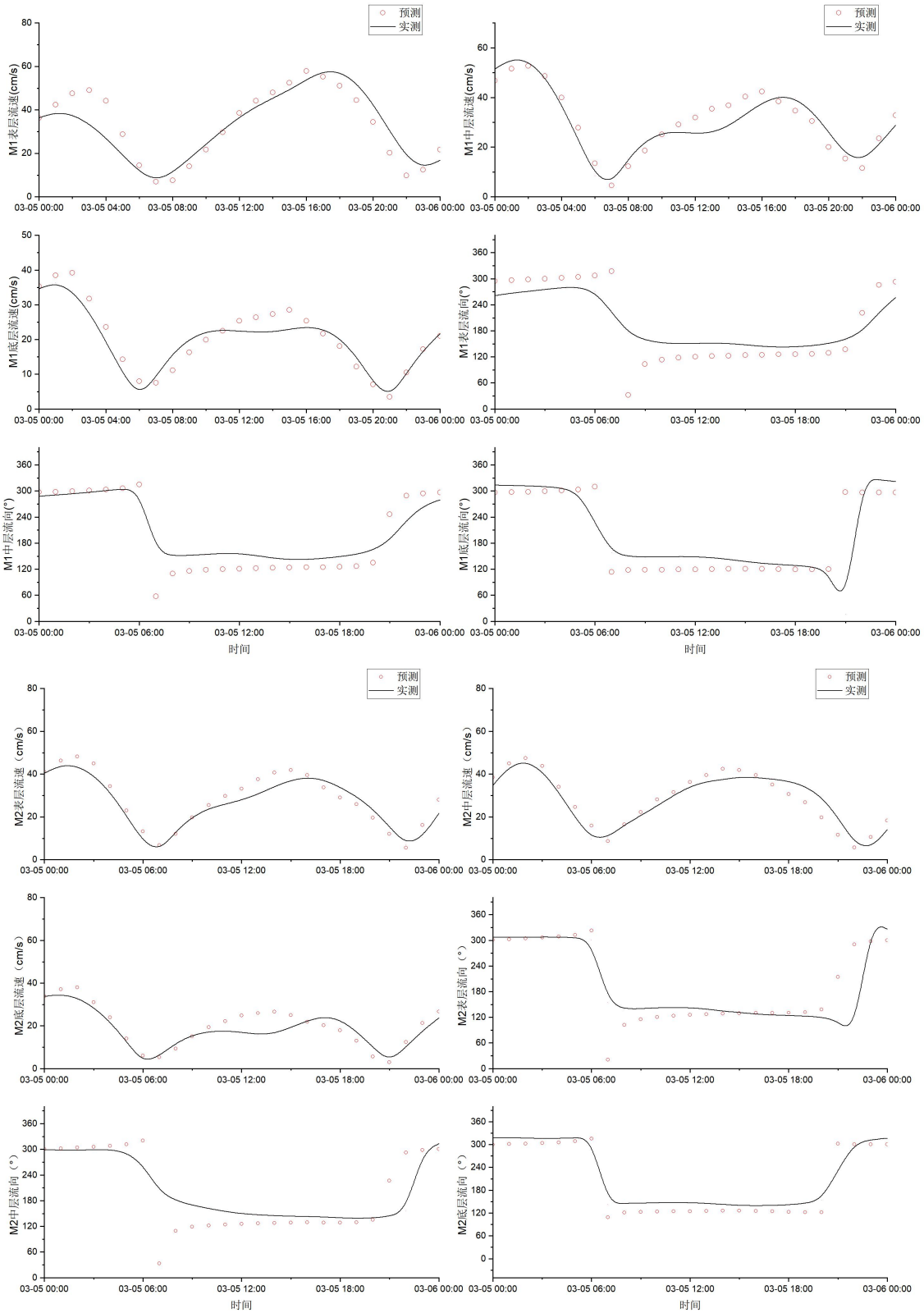



**图 3 潮位潮流验证结果**

从以上验证结果可以看出，潮位误差基本在 10cm 之内，流速过程线的形态基本一致，平均流速偏差在 10%之内，平均流向误差在 15cm 之内，符合有关技术规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

**四、含油生产水排放石油类预测**

（1）物质输运方程

浓度预测是在三维水动力模型的基础上，利用对流扩散模型计算排放后的浓度场。对流扩散方程如下：

$$\frac{\partial C}{\partial t}+\frac{\partial uC}{\partial x}+\frac{\partial vC}{\partial y}+\frac{\partial wC}{\partial z}=\frac{\partial}{\partial x}\left(D_h\frac{\partial C}{\partial x}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(D_h\frac{\partial C}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(D_v\frac{\partial C}{\partial z}\right)-K_pC+C_sS$$

式中：$C$ 为污染物浓度（mg/L）；$K_p$ 为污染物降解系数（1/s）；$C_s$ 为污染物排放源浓度（mg/L）；$S$ 为污染物排放源强（L/s）；$D_h$、$D_v$ 分别为污染物水平和垂向扩散系数。

边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

$$\frac{\partial C}{\partial n}=0$$

$n$ 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：为海域中石油类浓度的背景值，本次预测取 2024 年春季现状调查中所有站位的最大值（石油类：0.016mg/L）。

（2）含油生产水影响预测

含油生产水为连续排放，且排放时间较长，本次预测排放时段涵盖了完整的大、中、小潮期，取浓度最大包络线作为预测结果。初始条件根据海洋环境质量现状调查结果，设置石油类浓度背景值为 0.016mg/L。石油类源强设置详见表 2。

**表 2 含油生产水源强设置情况**

| 工程设施 | 含油生产水排放量 | 石油类浓度 | 石油类源强 | 排放位置 |
|---|---|---|---|---|
| LD15-1 平台 | 618m$^3$/d | 45mg/L | 0.322g/s | 海表 |

含油生产水排放石油类预测结果见图 4。预测结果显示，由于本项目含油生产水排放量不大且经处理后含油生产水石油类浓度较低，含油生产水排放造成的海水石油类超标范围在水平方向上仅集中在排放点附近；在垂向上，石油类超标范围仅集中在模型表层，其余层无超标范围存在。在预测网格分辨率下（50m）叠加现状石油类本底值后，LD15-1 PRP 含油生产水排放点附近石油类最大浓度为 0.14mg/L（仅排放点所在网格处），石油类浓度超一（二）类海水水质标准包络面积约为 0.0072km$^2$，超三、四类水质面积远小于一个预测网格面积，超一类最大距离约 50m。由此可见，本项目含油生产水排放对海水水质的影响范围和影响程度较小。

**表 3 含油生产水排放石油类浓度超标区间面积（km$^2$）**

| 平台 | Bi<1 | 1≤Bi<4 | 4≤Bi<9 | Bi≥9 |
|---|---|---|---|---|
| LD15-1 平台 | 0.0059 | 0.0013（单个网格面积） | 0 | 0 |

**图 4 含油生产水排放石油类浓度包络线**

附录 2

# 环境风险专项评价

## 1. 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

### 1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，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采附属设施项目（水处理设施扩容改造），主体工程涉及的危险物质主要为油类，理化性质及危险特性如下。

**表 1-1 凝析油理化及危险性质**

<table>
<tr><td rowspan="2">标识</td><td colspan="2">中文名：凝析油</td><td colspan="2">英文名：Condensate Oil</td></tr>
<tr><td>危规号：32003</td><td>UN 编号：1267</td><td colspan="2">CAS 号：8030-30-6</td></tr>
<tr><td rowspan="4">理化特性</td><td colspan="2">外观与性状：黄棕色油状液体</td><td colspan="2">溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂</td></tr>
<tr><td colspan="2">20℃密度：801.3kg/m$^3$</td><td colspan="2">50℃密度：778.7kg/m$^3$</td></tr>
<tr><td colspan="2">沸点（℃）：120~200℃</td><td colspan="2">禁忌物：强氧化剂</td></tr>
<tr><td colspan="2">稳定性：稳定</td><td colspan="2">聚合危害：不聚合</td></tr>
<tr><td rowspan="6">危险特性</td><td colspan="2">危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体</td><td colspan="2">引燃温度（℃）：350</td></tr>
<tr><td colspan="2">闪点（℃）：44</td><td colspan="2">燃烧（分解）产物：CO、$CO_2$</td></tr>
<tr><td colspan="2">爆炸下限（v%）：1.1</td><td colspan="2">爆炸上限（v %）：8.7</td></tr>
<tr><td colspan="4">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。</td></tr>
<tr><td colspan="4">灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。</td></tr>
<tr><td colspan="4">灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土</td></tr>
<tr><td>毒理性质</td><td colspan="2">$LD_{50}$：500—5000mg/kg（哺乳动物吸入）</td><td colspan="2">毒性判别：低毒类</td></tr>
<tr><td rowspan="3">健康危害</td><td colspan="4">侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收</td></tr>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td colspan="4">急性中毒</td></tr>
<tr><td rowspan="4">急救</td><td colspan="4">皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗</td></tr>
<tr><td colspan="4">眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗</td></tr>
<tr><td colspan="4">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</td></tr>
<tr><td colspan="4">食入：误服者给充分漱口、饮水，就医</td></tr>
<tr><td>泄漏处理</td><td colspan="4">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、蛭石或其他惰性材料吸收，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</td></tr>
<tr><td>储运</td><td colspan="4">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</td></tr>
</table>

### 1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类。《建设项目环境风险评价技术导则》附录B“重点关注的危险物质及临界量”中表B.1中规定的临界量，油类物质的临界量为2500t；《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录G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。

根据建设单位资料，本项目凝析油最高产生量为7.2t/d，凝析油与冷却器冷却后的天然气统一通过海底管线混输至LD22-1 CEP，故凝析油在平台内最高存量小于7.2t/d。《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）油类物质临界量（100t），危险物质数量与临界量的比值Q为0.072，环境风险潜势为I。

### 1.3 风险评价等级

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

**表 1-2 环境风险评价工作等级划分**

| 环境风险潜势 | IV、IV$^{+}$ | III | II | I |
|---|---|---|---|---|
| 评价工作等级 | 一 | 二 | 三 | 简单分析[a] |
| [a]是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。 | | | | |

## 2. 环境敏感目标概况

本项目距离海洋保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，周边无产卵场、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区距离均在36km以上。

**表 2-1 项目周边敏感目标分布**

| 类型 | 环境敏感目标名称 | 与LD15-1 PRP最近距离/方位 |
|---|---|---|
| 海洋生态红线 | II类红线区 | 82km/N |
| 海洋保护区 | 三亚珊瑚礁海洋保护区（东西瑁洲片区） | 108km/NE |
| 国家级自然保护区 | 三亚珊瑚礁国家级自然保护区 | 108km/NE |
| 渔业水域 | 南海区幼鱼、幼虾保护区 | 143km/NE |
| | 南海北部幼鱼繁育场保护区 | 63km/N |
| | 短尾大眼鲷北部湾产卵场 | 40km/NW |
| | 黄鲷海南岛南部产卵场 | 36km/E |

## 3. 环境风险识别

### 3.1 物质危险性识别

本项目涉及的主要风险物质的理化性质及危险特性见表1-1。

### 3.2 风险识别

本项目凝析油聚结分离器是天然气开采过程中的关键配套设施，主要负责处理气田生产

过程中产生的含油生产水。

本项目风险事故主要为含油生产水处理未经处理或处理未达标排放。

本项目将保留一台原有凝析油聚结分离器（72m³/d），可在平台含油生产水量高于550m³/d 时，与本次建设的 550m³/d 分离器共同处理含油生产水。此外，如有含油生产水处理设备故障时，气田将采取减产、停产措施，确保含油生产水达标排放。

### 3.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质主要为油类（凝析油），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，具体分析见下表。

**表 3-1 危险物质向环境转移的途径识别**

| 危险物质 | 危险物质特性 | 环境风险类型 | 危险物质影响环境的途径和影响方式 |
|---|---|---|---|
| 油类（凝析油） | 易燃易爆、有毒有害 | 物质泄漏 | 水体（海水） |

## 4. 环境风险影响分析

含油生产水排入海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 含油生产水对周边敏感区的影响

本项目为含油生产水处理设施扩容改造项目，并备有实时监控设施，含油生产水处理设施故障或不能达标排放时，应采取减产、停产等措施，对周围环境敏感区影响甚微。

### 4.2 对浮游生物的影响

含油生产水中油类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。生产污水其毒性影响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。但是项目事故时排放含油生产水排放量很少，对周围浮游植物影响很小。

### 4.3 对底栖生物的影响

含油生产水中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。但本项目事故时排放的含油生产水量少，所以底栖生物影响甚微。

## 5.环境风险防范及应急措施

### 5.1 风险防范措施

（1）凝析油聚结分离器采取充分的安全防护措施，对危险区采用防火、防爆设备，并

采取有效的隔离措施来降低危险程度；

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

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

（4）平台安装有实时监测设施，保证含油生产水达标排海；

（5）平台内保留一套现有凝析油聚结分离器，可用于含油生产水应急处理及 2028 年高峰期的含油生产水处理。

## 5.2 应急处理措施

### 5.2.1 本项目可利用的应急设备

**表 5-1 乐东 15-1 气田溢油应急资源**

| 序号 | 物资名称 | 型号/规格 | 数量 | 存放位置 |
|---|---|---|---|---|
| 1 | 消油剂 | 富肯-2 号(200L) | 4 桶 | 工作甲板 |
| 2 | 吸油毡 | 21 kg/箱 | 4 箱 | 工作甲板 |
| 3 | 抹布 | / | 100kg | 工作甲板 |
| 4 | 木糠 | / | 200kg | 工作甲板 |

乐东 15-1 气田溢油应急设备分布存储于 LD15-1 PRP，包括消油剂、吸油毡、抹布、木糠，具备一定的溢油应急能力。一旦发生溢油事故，LD15-1 PRP 可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求。

### 5.2.2 本项目可利用的其他油气田溢油应急设备

此外，当15-1平台发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，根据《中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025年）》，中海石油（中国）有限公司海南分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由海南分公司事故管理团队来统一指挥现场的溢油应急处置作业。项目周边溢油应急资源包括LD22-1 CEP、东方1-1气田、东方终端等。

### 5.2.3 事故情况应急措施

如遇事故，含油生产水处理设备无法运行时，平台及时采取减产、停产等措施，降低生产废水排放，待含油生产水处理设备维修完成后再行恢复生产。

### 5.2.4 应急预案

建设单位已编制《中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025 年）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属海上设施油气污染应急预案（2025 年第 1 版）》，并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案，本项目不会新增危险物质种类及风险情形，因此无需重新编制应急预案。本项目受上述应急预案统一管理，上述应急预案的溢油应急资源（溢油物资数量、能力等）可以满足本项目需求，本项目不需修编现有应急预案，不需要新增溢油应急物资。

### 5.2.5 应急组织机构及职责

中海石油（中国）有限公司海南分公司应急组织机构由分公司应急指挥中心及其下设的应急协调办公室（下设应急值班室）、技术专家组、公共关系法律组、资金保险组、后勤支持保障组等组成。

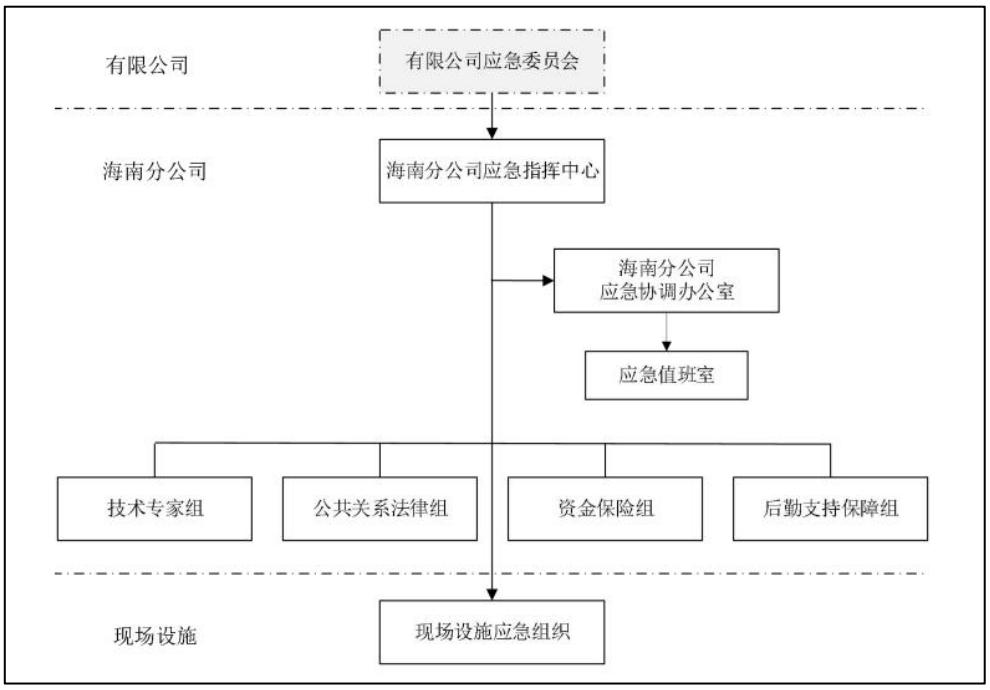



**图 5-1 海南分公司应急组织机构图**

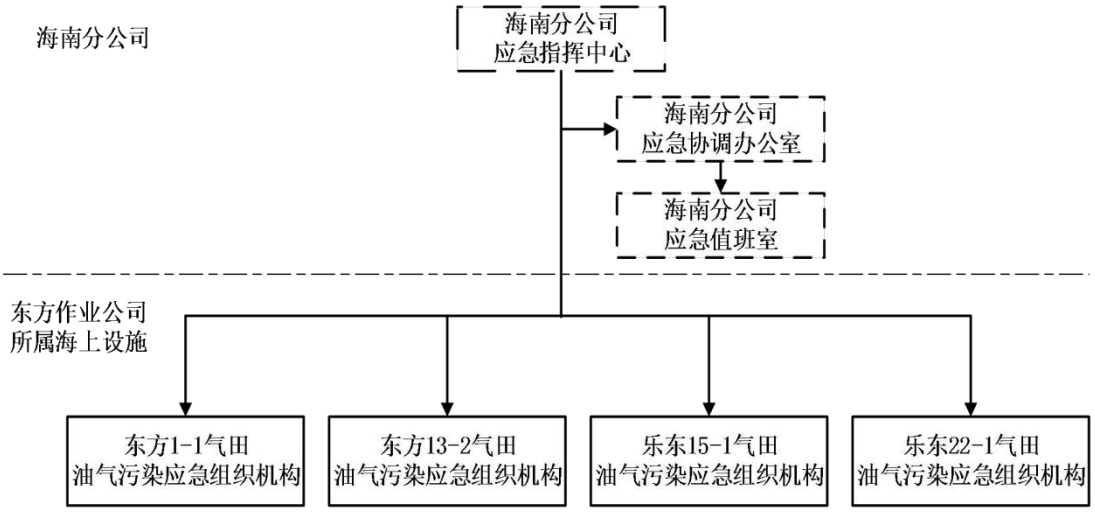



**图 5-2 东方作业公司辖属气田溢油应急组织机构**

### 5.2.6 事故响应策略及措施

发现者发现含油生产水处理异常，应立即向作业现场管理人员（监督）报告，现场监督向现场设施负责人报告，并如实记录。

# 6.结论

本次评价风险事故情形主要是含油生产水未处理或未达标排放事故等，平台内保留一套现有凝析油聚结分离器，与新建聚结分离器并行使用，确保平台内含油生产水稳定达标排海。如遇两台含油生产水处理设备均无法运行的情况，则平台采取停产措施，停止生产废水排放，待含油生产水处理设备维修完成后再行恢复生产。

建设单位已编制《中海石油（中国）有限公司海南分公司油气污染应急预案（2025 年）》和《中海石油（中国）有限公司海南分公司东方作业公司所属海上设施油气污染应急预案（2025 年第 1 版）》，并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目受上述应急预案统一管理，上述应急预案的溢油应急资源（溢油物资数量、能力等）可以满足本项目需求，本项目不需修编现有油气污染应急预案，不需要新增溢油应急物资，若本项目所在海域工程发生变动，建设单位会根据实际情况动态更新应急预案。建设单位需严格按照应急预案开展好各种应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的应急预案中各项规定的前提下，本项目风险可控。