荔湾 3-2 气田开发项目

生态环境影响报告书

建设单位：中海石油深海开发有限公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2026 年 10 月

打印编号：1793348613000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	7uim2o
建设项目名称	荔湾3-2气田开发项目
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	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中海石油深海开发有限公司
统一社会信用代码	91440400551686504E
法定代表人（签章）	赵春明
主要负责人（签字）	赵春明
直接负责的主管人员（签字）	张美望
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	中海油研究总院有限责任公司
统一社会信用代码	91110000710926078Z
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
邓媛媛	2015035120352014120176000082	BH023437	邓媛媛

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张琪	区域自然环境现状	BH036767	张琪
张国华	环境影响回顾性分析、清洁生产与总量控制	BH005228	张国华
石娇	海洋生态环境风险评价	BH072890	石娇
邓媛媛	概述；总论；工程概况与工程分析；环境影响评价结论	BH023437	邓媛媛

崔艺潇	海洋生态环境现状调查与评价；环境保护对策措施及其合理性分析；环境管理与环境监测	BH018747	
居开轩	区域自然环境现状；海洋生态环境影响预测与评价；环境经济损益分析	BH078418	

目 录

1 概述 1
1.1 项目由来及总体开发方案概述 1
1.2 环境影响评价过程 1
1.3 主要环境问题 2
1.4 环境影响评价主要结论 2
2 总论 4
2.1 评价依据 4
2.2 评价标准 6
2.3 环境敏感目标与环境保护目标 8
2.4 评价内容 9
2.5 评价重点 9
2.6 评价工作等级 10
2.7 评价范围 10
3 工程概况与工程分析 12
3.1 建设项目基本情况 12
3.2 工程开发方案概述 14
3.3 新建工程 17
3.4 生产工艺流程 18
3.5 依托设施校核与改造 21
3.6 施工和建设方案 24
3.7 产污环节与污染物分析 26
3.8 污染源强核算 27
3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选 33
4 区域自然环境现状 35
4.1 区域自然环境概况 35
4.2 国土空间规划及相关规划符合性 37
4.3 工程周围环境敏感目标 41
5 海洋生态环境现状调查与评价 46
5.1 海洋生态环境现状调查概况 46
5.2 海水水质现状调查与评价 46
5.3 海洋沉积物现状调查与评价 46
5.4 海洋生态现状调查与评价 46
5.5 生物质量调查与评价 47
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价 47

6 环境影响回顾性分析 48
6.1 依托工程回顾 48
6.2 依托工程环评批复 50
6.3 环保设施运行情况 54
6.4 溢油风险事故回顾 57
6.5 环境影响回顾性分析结论 57
7 海洋生态环境影响预测与评价 58
7.1 海洋生态环境影响预测 58
7.2 海水水质环境影响评价 67
7.3 海洋沉积物环境影响评价 68
7.4 海洋生态环境影响评价 68
7.5 海洋生物资源损失评估 70
7.6 环境敏感目标影响分析 74
7.7 工程对水文动力环境影响分析 74
7.8 工程对地形地貌与冲淤环境的影响分析 75
8 海洋生态环境风险评价 76
8.1 风险评价概述 76
8.2 风险调查 76
8.3 环境风险评价工作等级 77
8.4 风险识别 80
8.5 风险事故情形分析 84
8.6 地质性溢油及浅层气风险分析 89
8.7 环境风险防范措施及应急处置措施 90
8.8 海洋生态环境风险评价结论 109
9 清洁生产与总量控制 110
9.1 清洁生产分析 110
9.2 清洁生产措施 110
9.3 建设项目清洁生产评价 112
9.4 污染物排放总量控制建议 115
9.5 排污混合区建议 115
10 环境保护对策措施及其合理性分析 116
10.1 建设阶段环境保护对策措施 116
10.2 生产阶段环境保护对策措施 118
10.3 海洋生态保护对策 120
10.4 环境保护对策措施一览表 124
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议 125

11 环境经济损益分析 126
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算 126
11.2 环境保护的经济损益分析 126
12 环境管理与环境监测 129
12.1 环境管理 129
12.2 环境监测计划 133
13 环境影响评价结论 136
13.1 工程分析结论 136
13.2 规划和政策符合性结论 137
13.3 环境影响评估 137
13.4 环境影响回顾性分析 143
13.5 环境风险分析与评价结论 143
13.6 清洁生产与总量控制 144
13.7 建设项目环境可行性结论 144
中英文对照 146

1 概述

1.1 项目由来及总体开发方案概述

荔湾 3-2 气田位于中国南海海域珠江口盆地珠二坳陷白云东南部，距离荔湾 3-1 气田约[redacted]km，距离已建 LW3-1CEP 平台约[redacted]km，所在海域水深为[redacted]m。本项目开发荔湾 3-2 气田 1 井区，采用水下井口开发模式，新建设施距岸最近约[redacted]km。

本项目计划新建一套水下生产系统（LW3-2SPS），钻一口生产井（LW3-2A1H）；生产井物流通过新建一条 5.4km6″从荔湾 3-2 气田水下采油树至荔湾 3-1 气田东管汇的混输管道输送至荔湾 3-1 气田东管汇，与荔湾 3-1 气田物流混合后，通过已建管道最终输送至 LW3-1CEP 平台进行处理，处理合格的干气和凝析油通过已建管道输送至高栏终端，处理合格的生产水达标排放。项目所需电力、乙二醇来自已建 LW3-1CEP 平台，通过已建管缆输送至荔湾 3-1 气田东管汇，后通过新建一条 5.4km 从荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-2 气田水下采油树脐带缆最终输送至水下采油树。

本项目计划于 2028 年 10 月试运行，高峰年产气[redacted]，年产油[redacted]。项目工程总投资（含税）[redacted]人民币，其中环保投资[redacted]人民币。

本项目建设单位为中海石油深海开发有限公司（后简称“建设单位”）。根据《中华人民共和国生态环境法典》和《建设项目环境保护管理条例》等国家有关法规的要求，受建设单位的委托（附件一），中海油研究总院有限责任公司（后简称“环评单位”）承担并完成“荔湾 3-2 气田开发项目”的生态环境影响评价工作。

1.2 环境影响评价过程

环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在“中国自然资源报”网站上开展了“荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响评价”第一次公示。同时，开展了资料收集、相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作。

通过对荔湾 3-2 气田开发项目设计文件分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目生态环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对项目国土空间规划及相关规划符合性进行了分析。

本项目引用自然资源部南海生态中心（原国家海洋局南海环境监测中心）

于 2023 年 9 月在工程周围海域开展的秋季海洋生态环境现状调查与评价资料，以及中国水产科学研究院南海水产研究所于 2023 年 11 月开展的秋季渔业资源调查与评价资料。

结合本项目工程分析结果，开展了海洋生态环境现状调查与评价、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境影响预测与风险评价、清洁生产与总量控制、环境管理与监测计划以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响报告书》的编制，并开展第二次环境影响评价公示。

建设单位向生态环境主管部门送审《荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响报告书》前，在“中国自然资源报”网站上开展了第三次公示，公示内容包括《荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响报告书》全文和“荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响评价公众参与说明”。本项目完成三次公示后，完善后的《荔湾 3-2 气田开发项目生态环境影响报告书》上报至生态环境部。

1.3 主要环境问题

本项目新建设施距离鱼类产卵场最近距离在[redacted]以上，依托平台距离深水金线鱼产卵场最近距离约为[redacted]；本项目新建设施距离海洋自然保护区、生态红线区等重要敏感区均在[redacted]以上。

本项目评价范围为项目新建水下生产设施和依托平台/设施外扩约 5km，依托管缆两侧外扩 1km 海域，评价范围内的海洋生态环境保护目标主要是深水金线鱼产卵场。

项目在正常作业情况下，关注的主要环境问题是钻井作业期间水基钻井液和钻屑达标排放，生产阶段含油生产水排放对上述敏感目标及周围海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态、生物资源的潜在影响。

1.4 环境影响评价主要结论

荔湾 3-2 气田开发项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“鼓励类”产业，符合国家产业政策。项目符合《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》的要求，位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》和广东省“三区三线”划定范围之外，正常生产作业过程中不会对上述海域的海洋生态环境造成影响。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。项目周围海域海水、沉积物、海洋生态和海洋生物质量现状较好，评价范围内的海洋生态环境保护目标主要为鱼类产卵场。项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、水基钻井液达标排放，对环境的影响属于短期性、可恢复性影响。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾和温排水等，含油生产水经依托平台处理达标后排放，且未超原批复总量；依托平台生活污水处理达标后排放，对环境的影响属于局部影响；生产垃圾经依托平台收集后运回陆地处理；温排水于 LW3-1 CEP 平台排放，未超原环评中温排水量；其它污染物种类较少，且排放量也相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。

项目的建设和生产对海洋生态环境会产生一定影响和损害，需采取有效的保护措施。项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的溢油风险防范及应急处置措施。

评价认为，在建设单位落实了各项环境保护污染防治对策措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，项目建设可行。

2 总论

2.1 评价依据

本生态环境影响报告书主要根据荔湾 3-2 气田开发项目可行性开发工程方案和建设单位反馈的资料，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求而编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律依据

- 《中华人民共和国生态环境法典》（全国人大常委会，2026.3.12 通过）
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人大常委会，2025.12.27 修订）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（全国人大常委会，2021.4.29 修订）
- 《中华人民共和国节约能源法》（全国人大常委会，2018.10.26 修正）

2.1.2 行政法规和部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院，2017.7.16 修订）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（国务院，2006.2.14）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院，2017.10.7 修订）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部，2016.1.5 修正）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院，1989.2.11）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局，1992.8.26）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录(2021 年版)》(生态环境部,2021.1.1 施行)
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部，2018.7.16）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部，2025.1.1 施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环境保护部，

2012.7.3）

- •《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022.05.10）
- •《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》（国家海洋局，2015.11.23 修改）
- •《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部，2026.11.1 施行）
- •《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11.30）
- •《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（交通运输部，2021.9.1 起施行）
- •《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部，2019.12.13）
- •《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资源部，2023.6.13）
- •《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资源部，2022.8.16）
- •《关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号）（自然资源部，2022.10.14）

2.1.3技术导则及规范

- •《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- •《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）
- •《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- •《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）
- •《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- •《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- •《海洋渔业资源调查规范》（SC/T 9403-2012）

2.1.4基础资料

- •关于开展荔湾 3-2 气田开发项目环境影响评价委托书（2026.5）
- •荔湾 3-2 气田开发项目可行性研究报告（2026.3）

2.1.5其他依据

- •《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》

•《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》

•广东省“三区三线”划定成果中海洋生态保护红线

•《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》

•《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》

•《新型能源体系建设“十五五”规划》

•《美丽中国建设“十五五”规划》

•《生态保护“十五五”规划》

•《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》

•《石油天然气发展“十五五”规划》

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目新建设施距岸最近约[redacted]，项目所在海域位于珠江口盆地白云凹陷东北部，本项目位于《广东省国土空间规划（2021~2035 年）》范围外，参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），“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”，本项目生态环境影响评价中海水水质、沉积物、海洋生物质量分别执行现状标准，具体见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的环境质量标准

项目	采用标准	标准等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB 3097-1997）	执行现状标准	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
海洋生物	《海洋生物质量》（GB 18421-2001）		海洋生物质量现状评价（贝类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）	-	海洋生物质量评价（软体类（非双壳类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除铬外）

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于珠江口盆地白云凹陷东北部，新建设施距岸最近约[redacted]；根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），项目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），项目所在海域属于二级海区。

根据《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号），

气田所在海域位于控制区管控范围之外。

项目在建设和生产过程中所产生相关污染物的处置与排放标准见表 2.2-2。

表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	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	含油浓度≤45mg/L（月平均） 含油浓度≤65mg/L（一次容许值）	生产阶段排放的含油生产水
	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	
钻井液和钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	三级	不得排放非水基钻井液； 不得排放含油量>8%的含油钻屑和水基钻井液，Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg	建设阶段钻井作业排放的钻井液和钻屑
	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≥20000mg/L	
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	三级	禁止排放或弃置入海	生产阶段产生的生产垃圾
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）	三级	COD≤500mg/L	建设阶段钻井平台/生产阶段依托平台排放的生活污水
生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	三级	食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm 时，可排放或弃置入海，其他生活垃圾禁止排放或弃置入海。	建设/生产阶段施工作业产生的食品废弃物等生活垃圾
船舶含油污水	73/78 防污公约 船舶水污染物排放控制标准（GB3552-2018）	/	石油类≤15mg/L 排放应在船舶航行中进行	作业船舶排放的含油污水
船舶生活污水[1]	船舶水污染物排放控制标准（GB3552-2018）	/	采用下列方式之一进行处理，不得直接排海： a）利用船载收集装置，排入接收设施； b）利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD_5≤50mg/L，SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500 个/L；（2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			污水处理装置的船舶，BOD_5≤25mg/L，SS≤35mg/L，耐热大肠菌群≤1000 个/L，COD_{Cr}≤125mg/L，pH：6-8.5，总氯（总余氯）<0.5mg/L。 污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口。	
			同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （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。	3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里的海域
			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。	与最近陆地间距离>12 海里的海域
船舶垃圾[1]	船舶水污染物排放控制标准（GB3552-2018）	/	禁止排海，收集并排入接收设施	塑料、废弃食用油、生活废弃物等
			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集运回陆地处理；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。	食品废弃物
船舶大气污染物[2]	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	排放控制区范围内使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油	作业船舶产生的大气污染物

注：1 项目工程位置位于 12 海里以外的海域，在工程位置附近施工时船舶生活污水和船舶垃圾执行 12 海里以外海域的对应标准；当船舶从沿岸行驶至工程位置附近时，分别执行 3 海里以内（含）、3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里相对应的标准。

2 作业船舶驶入大气污染物排放控制区时，需满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的相关要求。

2.3 环境敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

本项目新建设施距离鱼类产卵场最近距离在[redacted]以上，依托平台距离深水金线鱼产卵场最近距离约为[redacted]；本项目新建设施距离海洋自然保护区、生态红线区等重要敏感区均在[redacted]以上。

本项目评价范围为项目新建水下生产设施和依托平台/设施外扩约 5km、依托管缆两侧外扩 1km 海域，评价范围内的海洋生态环境保护目标主要是深水金线鱼产卵场。工程海域附近主要环境敏感目标具体描述详见报告书“第四章 工程区域环境概况”篇章中内容。

2.3.2环境保护目标

本项目在正常建设、运行情况下环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物、海洋生态和生物资源环境等。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海域海水水质、沉积物、产卵场及海洋生态等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第八章 海洋生态环境风险评价”中内容。

2.4 评价内容

根据环境影响识别和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）的要求，确定本次环境影响评价的主要内容为：建设阶段和正常生产过程中产生的各类污染物（主要是水基钻井液、钻屑和含油生产水达标排放等）对海水水质、沉积物及海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境的潜在影响。

本次评价的工程内容主要包括：

- 新建一套水下生产系统（LW3-2SPS）；
- 新建 1 条 5.4km6″从荔湾 3-2 气田水下采油树至荔湾 3-1 气田东管汇的海底混输管道；
- 新建 1 条 5.4km 从荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-2 气田水下采油树的脐带缆；
- 对依托的 LW3-1 CEP 平台进行校核。

2.5 评价重点

根据本项目的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，本项目在生产运营期依托平台含油生产水、温排水不超过现有排放总量，不新增不利影响，因此确定本次环境影响评价的评价重点包括：

- 钻井作业期间排放的水基钻井液、钻屑对工程周围海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度；
- 生产期间依托平台生活污水排放对工程周围海水水质、海洋生态环境的影响范围及程度
- 清洁生产分析与总量控制；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 溢油事故风险分析、防范对策及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本项目属于“五十四、海洋工程，150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，新区块油气开发及其附属工程”，应编制环境影响报告书。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），建设项目海洋生态环境影响类型和影响程度，评价等级划分为 1、2、3 级。本项目属于海洋油气开发及其附属工程，海洋生态环境影响类型包括向海洋排放废水（新增排放因子或排放量）、挖沟埋设管缆总长度和钻井液及钻屑排放量。本项目位于其他海域，无含 A 类污染物废水，含 B 类污染物废水为含油生产水和生活污水；本项目依托平台新增最大含油生产水排放量为[redacted]，不超过现有批复总量，依托平台生活污水排放量为[redacted]，含 B 类污染物废水为[redacted]，评价等级为 3 级，不新增含 C 类污染物废水；泥浆及钻屑最大排放量为 3275.4m^3，评价等级为 3 级；新建管缆不挖沟，挖沟埋设管缆总长度为 0km，评价等级为 3 级。综上，建设项目评价等级为 3 级。

表 2.6-1 海洋生态环境影响评价等级判定

评价等级 \ 影响类型		1	2	3
废水排放量 Q（$10^4m^3/d$）	含 A 类污染物	Q≥2	0.5≤Q<2	Q<0.5
	含 B 类污染物	Q≥20	5≤Q<20	**Q<5**
	含 C 类污染物	Q≥500	50≤Q<500	**Q<50**
泥浆及钻屑排放量 Q（10^4m^3）		Q≥10	5≤Q<10	**Q<5**
挖沟埋设管缆总长度 L（km）		L≥100	60≤L<100	**L<60**

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），确定项目的风险评价等级为简单分析。风险评价等级的确定详见报告书“第八篇 海洋生态环境风险评价”中内容。

2.7 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）的要求，海洋生态环境影响评价范围应覆盖建设项目整体实施后可能对海洋生态环境造成影响的范围。根据评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，确定评价范围。本项目所在海区主流向为 W，根据本项目评价等级，并结合工程排污情况、所在海区主流向以及新建设施所在位置，评价范围为项目新建水下生产设施和

依托平台外扩约 5km、依托管线两侧外延 1km 的海域。

本项目生态环境影响评价范围示意见图 2.7-1，评价范围四至坐标见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围四至坐标

拐点	经度（E）	纬度（N）
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]

图 2.7-1 本项目评价范围示意图

3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

建设项目名称为荔湾 3-2 气田开发项目，建设单位为中海石油深海开发有限公司。本项目的建设性质为新建项目，本项目新建一套水下生产系统（LW3-2SPS），钻一口生产井（LW3-2A1H），新建 1 条 5.4km6″从荔湾 3-2 气田水下采油树(LW3-2A1H)至荔湾 3-1 气田东管汇(LW3-1 EAST MANIFOLD)的海底混输管道，新建 1 条 5.4km 从荔湾 3-1 气田东管汇（LW3-1 EAST MANIFOLD）至荔湾 3-2 气田水下采油树（LW3-2A1H）的脐带缆，新建海底管缆直接铺设于海底，不挖沟；并对依托的 LW3-1 CEP 平台进行校核。

3.1.1 地理位置

荔湾 3-2 气田位于中国南海海域珠江口盆地珠二坳陷白云东南部，距离已建荔湾 3-1 气田约[redacted]，距离已建 LW3-1 CEP 平台约[redacted]，所在海域水深为[redacted]。新建设施距岸最近约[redacted]，本项目地理位置见图 3.1-1。

图 3.1-1 本项目地理位置图

3.1.2 建设内容及规模

本项目计划新建一套水下生产系统 LW3-2SPS，新建 1 条混输海底管道，1 条脐带缆。

LW3-2SPS 包括新建一颗采油树，钻一口生产井（LW3-2A1H），2 个脐带缆终端总成（UTA）以及采油树与脐带缆终端总成、已建管汇与脐带缆终端总成连接的飞线。

本项目建设内容详见表 3.1-1。

表 3.1-1 本项目建设内容一览表

序号	名称	主要建设内容和规模
1	新建 LW3-2SPS	新建一颗采油树；钻一口生产井 LW3-2 A1H； 新建 2 个脐带缆终端总成（UTA）； 新建飞线；
2	新铺设海底混输管道	1 条 5.4km6″从新建 LW3-2A1H 至已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 的海底混输管道；
3	新建脐带缆	1 条 5.4km 从已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至新建 LW3-2A1H 的脐带缆。

荔湾 3-2 气田计划于 2028 年 10 月试运行，高峰年产气[redacted]，年产油[redacted]。本项目工程总投资（含税）[redacted]人民币，其中环保投资[redacted]人民币，其基础数据详见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目基础数据

项目名称		荔湾 3-2 气田开发项目
产量	最大年产油	[redacted]
	最大年产气	[redacted]
	最大年产水	[redacted]
开发方式		天然能量开发
开采方式		自喷开采
生产设施		荔湾 3-2 气田水下生产系统
设施设计寿命		20 年
工程总投资		[redacted]
预计试运行时间		2028 年 10 月

3.1.3 生产物流性质

3.1.3.1 凝析油物性

荔湾 3-2 气田凝析油物性见表 3.1-3。

表 3.1-3 荔湾 3-2 气田凝析油物性数据

井号	密度（t/m^3）	粘度（mPa·s）	含硫	含蜡	胶质	沥青质	凝固点
	15℃	30℃	%	%	%	%	℃
LW3-2-3	[redacted]	[redacted]	[redacted]	/	/	/	/

3.1.3.2 天然气性质

荔湾 3-2 气田天然气物性见表 3.1-4。

表 3.1-4 荔湾 3-2 气田天然气组分

井号	天然气组分（%）									
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳
LW3-2-1	[redacted]									

3.1.4 生产预测数据

本项目气田开发生产预测数据见表 3.1-5。

表 3.1-5 荔湾 3-2 气田配产预测表

年度	日产量			年产量		
	日产气	日产油	日产水	年产气	年产油	年产水
	10^4m^3	m^3	m^3	10^8m^3	10^4m^3	10^4m^3
[redacted]						

3.2 工程开发方案概述

本项目所在白云天然气作业区，包括已建荔湾 3-1/流花 34-2/流花 29-1/流花 29-2 气田，已建番禺 34-1/35-2/35-1 气田及在建流花 28-2 气田/流花 27-1 气田等。已建荔湾 3-1 气田包括深水设施和浅水设施，深水设施包括已建水下井口、东、西管汇及中心管汇等设置组成的水下生产系统，以及海底管道、乙二醇、脐带缆等；浅水设施包括一座已建中心处理平台（LW3-1CEP），一条登陆海底混输管道和一座油气处理高栏终端。已建荔湾 3-1/流花 34-2/流花 29-1 /流花 29-2 气田、在建流花 28-2 气田/流花 27-1 气田物流输送至已建 LW3-1CEP 平台进行处理成合格干气和凝析油后输送至高栏终端进行储存和外输。已建番禺 34-1/35-2/35-1 气田物流在已建 PY34-1CEP 平台处理后输送至 LW3-1CEP 平台，最终输送至高栏终端进行储存和外输。

本项目依托现有的荔湾 3-1 气田水下生产系统和 LW3-1CEP 平台进行开发。

荔湾 3-2 气田 1 口井所产物流通过新建海底管线输送至荔湾 3-1 气田水下生产设施东管汇与管汇物流汇合后，输送至中心管汇后最终经已建管线输送至 LW3-1CEP 平台进行处理。LW3-1 CEP 平台处理合格的干气和凝析油输送至高栏终端，分离出的生产水处理达标后排海。荔湾 3-2 气田开发所需电力、乙二醇由 LW3-1CEP 平台通过已建管缆输送至中心管汇及东管汇后通过新建脐带缆提供。

本项目投产后区域物流走向见图 3.2-1，总体开发方案示意图见图 3.2-2。

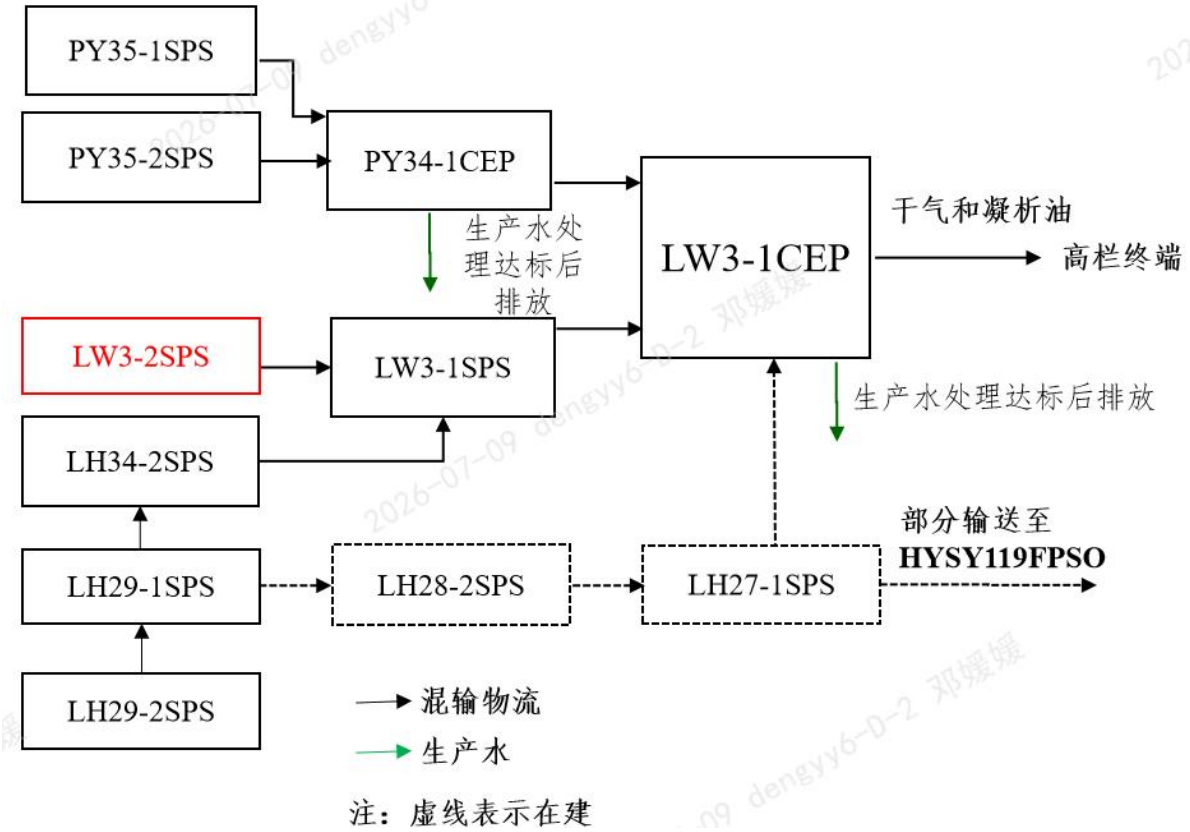

图 3.2-1 本项目主要物流走向示意图

图 3.2-2 本项目开发方案示意图

3.3 新建工程

3.3.1 工程组成

本项目计划新建一套水下生产系统 LW3-2SPS，新建 1 条混输海底管道，1 条脐带缆。

本项目新建工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目新建工程组成

序号	名称	主要建设内容和规模
1	新建 LW3-2SPS	新建一颗采油树；钻一口生产井 LW3-2 A1H； 新建 2 个脐带缆终端总成（UTA）； 新建飞线；
2	新铺设海底混输管道	1 条 5.4km6″从新建 LW3-2A1H 至已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 的海底混输管道；
3	新建脐带缆	1 条 5.4km 从已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至新建 LW3-2A1H 的脐带缆；

3.3.2 新建水下生产系统

本项目新建水下生产系统 LW3-2SPS 主要包括一口水下生产井 LW3-2 A1H，2 个脐带缆终端总成（UTA1、UTA2），以及采油树与脐带缆终端总成、已建东管汇与脐带缆终端总成连接的飞线。UTA1、UTA2 集成在新建脐带缆上，UTA1 通过液飞线与东管汇预留接口连接，两根电飞线连接在东管汇 SRM（水下路由模块）上。UTA2 与 LW3-2A1H 井口间的液飞线连接在采油树对应接口上，两根电飞线连接在 SCM（水下控制模块，此模块集成在采油树上）。新建管道两端与荔湾 3-1 气田东管汇预留接口、采油树的连接均采用水下垂直连接器进行连接。

新建水下生产系统采用“碳钢+625 合金内衬”选材设计，水下生产设施外防腐采用外涂层系统和牺牲阳极阴极保护系统联合保护的方式。本项目新建水下生产设施连接图见图 3.3-1。

图 3.3-1 新建 LW3-2SPS 水下生产设施连接图

图 3.3-2 已建荔湾 3-1 气田东管汇三维图

3.3.2.1 水下采油树

荔湾 3-2 气田水下生产井采油树采用卧式采油树，尺寸为[redacted]。新建采油树示意见图 3.3-3。

图 3.3-3 新建水下采油树示意图

3.3.3海底混输管道

本项目计划铺设 1 条海底混输管道，海底管道采用挠性管，直接铺设于海底，管道的长度和管径等参数见表 3.3-2，管道截面示意见图 3.3-4。

表 3.3-2 海底混输管道设计参数

海底混输管道	管长（km）	管径（in）	输送介质	设计温度（℃）	设计压力（MPaA）	设计寿命（a）
LW3-2A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道	5.4	6	油、气、水	*高温段：102℃ 低温段：80℃	29.9	20

注：*根据海管工艺核算，静态挠性管拟在操作温度 80℃作为设计分界线，分段设计，从 LW3-2A1H 侧至[redacted]采用 PVDF 材质（高温段），剩余[redacted]采用 HDPE-HT 材质（低温段）。

图 3.3-4 海管截面示意图

3.3.4脐带缆

本项目新建 1 条 5.4km 从已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至新建 LW3-2A1H 的脐带缆，新建脐带缆直接铺设于海底。新建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2A1H 脐带缆包括独立的不锈钢管线、电缆单元，不锈钢管线用于供应化学药剂和液压控制液；电缆用于向荔湾 3-2 气田水下控制系统供电，并实现与水下控制系统的 DSL 通信。

图 3.3-5 新建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2A1H 脐带缆示意图

3.4 生产工艺流程

3.4.1新建荔湾 3-2 气田水下工艺流程

荔湾 3-2 气田新建 1 口生产井（LW3-2A1H）的物流，通过新建海底混输管

道输送至已建荔湾 3-1 气田东管汇物流接口，与荔湾 3-1 气田物流一起经已建的海底混输管道输送至 LW3-1 CEP 平台，依托 LW3-1 CEP 平台的生产工艺和生产水处理系统进行处理。

荔湾 3-2 气田水下生产系统所需要的乙二醇由 LW3-1 CEP 平台提供，通过荔湾 3-1 气田东管汇通过新建脐带缆输送至 LW3-2A1H 井。在正常生产和输送工况下，通过脐带缆在 LW3-2A1H 井油嘴后持续注入乙二醇来防止海管内水合物生成，乙二醇最大用量为[redacted]。在开井和关井期间，需要向井筒或者油嘴上游注入甲醇（一次用量[redacted]），以达到平衡压力、抑制水合物生成的目的。

图 3.4-1 新建荔湾 3-2 气田水下工艺物流图

3.4.2依托 LW3-1 CEP 平台工艺流程

3.4.2.1 生产工艺流程

已建 LW3-1 CEP 平台设置气液分离系统、湿气预增压压缩机、湿气压缩系统、天然气脱水系统、干气压缩系统、凝析油处理/外输系统。接收来自已建流花 34-2 气田、流花 29-1/29-2 气田、荔湾 3-1 气田、番禺气田（干气）的物流和在建流花 27-1/28-2 气田的物流。

本项目投产后，荔湾 3-2 气田物流经新建和已建海底混输管道与流花 34-2 气田、流花 29-1/29-2 气田、荔湾 3-1 气田物流进入 LW3-1 CEP 平台处理，通过段塞流捕集器进行气液分离，分离出的湿气进入湿气压缩机、天然气脱水系统进行处理后干气增压外输；分离出的含水原油进入凝析油分离器、聚结分离器和凝析油缓冲罐，最终通过外输泵外输至高栏终端；分离出的含油生产水进入生产水处理系统进行处理达标后排放。

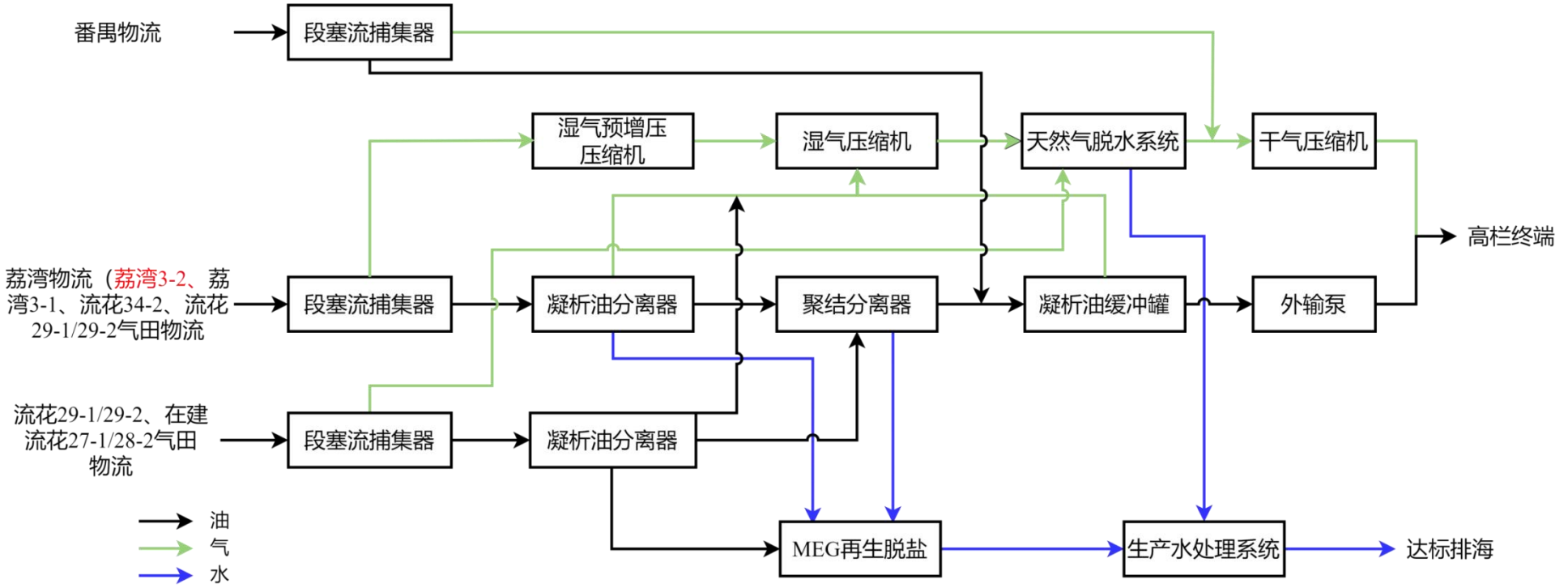

图 3.4-2 LW3-1 CEP 平台生产工艺流程图

3.4.2.2 生产水处理系统

LW3-1 CEP 平台设置一套生产水处理系统，由 CFU（紧凑式气浮）处理装置和预处理单元组成。其中，CFU 设计处理能力为 1920m³/d，预处理单元为“自清洗滤器+聚结分离器+旋流脱气罐”（在建）和“自清洗滤器+聚结滤器+预过滤器+吸附柱”（已建）两套处理设备并联使用，一套设计处理能力为 240m³/d（已建），另一套为 360m³/d（在建，预计 2027 年投产）。预处理单元可根据需要选择与 CFU 串联运行或旁通该装置单独运行 CFU，以确保生产水处理系统的稳定运行。含油生产水经处理后进入开排沉箱，达标排放。LW3-1 CEP 平台水处理工艺流程图见图 3.4-3。

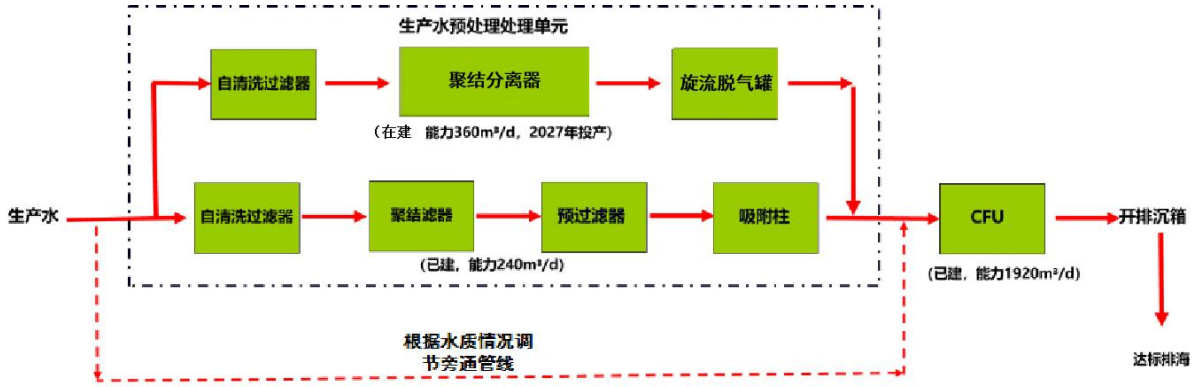

图 3.4-3 依托 LW3-1 CEP 平台生产水处理工艺流程图

3.5 依托设施校核与改造

3.5.1依托工程组成

本项目投产后，荔湾 3-2 气田物流通过新建海底管道输送至荔湾 3-1 气田东管汇，与该管汇内物流汇合经荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇、荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台已建海底管道最终输送至 LW3-1 CEP 平台进行处理；LW3-1 CEP 平台处理合格的干气和凝析油输送至高栏终端，分离出的生产水处理达标后排海。

本项目主要依托 1 座平台（LW3-1 CEP 平台），2 个水下生产设施（荔湾 3-1 气田东管汇 LW3-1 EAST MANIFOLD 和荔湾 3-1 气田中心管汇 LW3-1PLEM），1 座陆上终端（高栏终端）及 3 条海底混输管道（荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇、荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台、LW3-1CEP 平台至高栏终端），基本情况见表 3.5-1。

表 3.5-1 依托工程概况

名称	所属油气田	基本情况			
LW3-1 CEP 平台	荔湾 3-1 气田	LW3-1 CEP 平台为一座能提供天然气处理、天然气增压、深水气田生产支持和生活动力等设施的综合平台，设有 150 人生活楼。具有气/液分离系统、湿气增压系统、天然气脱水系统、凝析油处理系统、干气压缩/外输系统、公用系统、生产水处理系统、生活污水处理系统及乙二醇再生回收利用系统。一期天然气设计处理能力为 2×33 亿方/年，天然气压缩系统处理能力 1836×$10^4m^3/d$，天然气脱水系统处理能力 2262×$10^4m^3/d$；凝析油设计处理能力为 13068m^3/d；生产水处理系统由 CFU 处理装置和预处理单元组成，CFU 设计处理能力为 1920m^3/d，预处理单元为两套处理设备并联使用，一套设计处理能力为 240m^3/d（已建），另一套为 360m^3/d（在建，预计 2027 年投产），预处理单元可根据需要选择与 CFU 串联运行或旁通该装置单独运行 CFU，生活污水处理系统已于 2026 年 6 月启动国产化改造，改造后生活污水设计处理能力为 126.0m^3/d。			
荔湾 3-1 气田东管汇	荔湾 3-1 气田	东管汇共有 6 个物流接口，其中 3 个物流接口分别接 LW3-1-4/9/11 井，1 个接流花 34-2 气田管线，预留 2 个 8″ 接口。			
荔湾 3-1 气田中心管汇		中心管汇共有 6 个物流接口，其中 2 个物流接口分别接 LW3-1-7/8 井，4 个接口接东西管汇管线，无预留接口。			
高栏终端		高栏终端位于珠海市高栏港经济开发区南端，于 2013 年投产，天然气与凝析油在陆上终端经工艺处理后（气/液分离、天然气脱水、干燥处理等），合格天然气经加压、外输计量，进入外输管网（广东省天然气管网），供终端用户使用；液态产品包括凝析油、稳定轻烃、丙烷、丁烷和 LPG 等，装车或装船外运。天然气设计处理能力为 2×33 亿方/年（最大 80 亿方/年），凝析油设计处理能力为 3500m^3/d。			
海底混输管道		名称	输送介质	管径（in）	长度（km）
		荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇混输管道	油、气、水	12	[redacted]
		荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台海底混输管道	油、气、水	22	[redacted]
		LW3-1CEP 平台至高栏终端海底混输管道	油气	30	[redacted]

3.5.2 依托 LW3-1 CEP 平台校核

LW3-1 CEP 平台处理来自已建的流花 34-2 气田、流花 29-1/29-2 气田、荔湾 3-1 气田、在建流花 28-2/27-1 气田物流和新建荔湾 3-2 气田物流及已建番禺 34-1 气田、番禺 35-1/35-2 气田的干气物流。本项目投产后，LW3-1 CEP 平台处理量见表 3.5-2，LW3-1 CEP 平台设计处理能力及处理量详见表 3.5-3。

经校核，LW3-1CEP 平台的凝析油、气、生产水、及液的最大处理量均小于设计处理能力，可以满足本项目投产后需求。

表 3.5-2 本项目投产后 LW3-1 CEP 平台处理量

日期	现有工程产量				本项目新增产量				本项目投产后产量			
	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液
a	m^3/d		$10^4m^3/d$	m^3/d	m^3/d		$10^4m^3/d$	m^3/d	m^3/d		$10^4m^3/d$	m^3/d
[redacted]												

表 3.5-3 LW3-1 CEP 平台处理能力校核

LW3-1 CEP 平台	设计处理能力（m^3/d）	本项目投产后最大处理量（m^3/d）	依托是否可行
凝析油处理能力	13068	[redacted]	可行
天然气压缩系统处理能力	1836×10^4	[redacted]	可行
天然气脱水系统处理能力	2262×10^4	[redacted]	
生产水处理能力	预处理单元与 CFU 串联运行时为 600，旁通该装置单独运行 CFU 时为 1920	[redacted]	可行
液处理能力	13872	[redacted]	可行

3.5.3 依托海管校核

本项目投产后新建荔湾 3-2 气田物流经新建海底管道输送至荔湾 3-1 气田东管汇，与该管汇内物流汇合经荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇、荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台已建海底管道最终输送至 LW3-1 CEP 平台进行处理，处理合格的天然气和凝析油增压后依托已建 LW3-1 CEP 至高栏终端混输海底管道输送至高栏终端进行外输。

本项目依托海底混输管道校核情况见表 3.5-4。

根据校核结果，本项目投产后依托的海底混输管道校核压力和校核温度均未超过原设计值，依托海底混输管道在原设计寿命年限内能够满足现设计条件。如果本项目海管依托年限超过依托海管的设计年限，应进行延寿评估，建议在本项目接入后定期进行内检测，动态开展腐蚀发展预测、寿命预测和强度校核。

表 3.5-4 依托海底混输管道校核

管道名称	投产时间（年）	设计寿命（年）	管长（km）	管径（in）	设计压力（kPaA）	本项目投产后校核压力（kPaA）	设计温度（℃）	本项目投产后校核温度（℃）	校核结果
荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇混输管道	2014	30	[redacted]	[redacted]	[redacted]	5150	[redacted]	9.1	可行
荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台海底混输管道	2014	30	[redacted]	[redacted]	[redacted]	4840	[redacted]	14.9	可行
LW3-1CEP 平台至高栏终端海底混输管道	2014	30	[redacted]	[redacted]	[redacted]	11460	[redacted]	50	可行

3.5.4终端校核

本项目所产物流依托 LW3-1 CEP 平台处理成合格干气，最终输往高栏终端。高栏终端进站管线包括荔湾管线及崖城至香港支线，崖城管线来气不进终端天然气处理装置，通过外输压缩机增压后外输。本项目所产物流依托 LW3-1 CEP 平台处理后合格的干气和凝析油经荔湾管线输送至高栏终端。本项目投产后荔湾管线进入高栏终端的最大气量为[redacted]（[redacted]，2028 年），小于高栏终端的天然气设计处理能力[redacted]，最大油量为[redacted]（2028 年），小于高栏终端的凝析油设计处理能力 3500m^3/d。因此本项目投产后，高栏终端现有设施能够满足本项目接入要求。

3.6 施工和建设方案

3.6.1钻完井方案

本项目荔湾 3-2 气田新钻一口生产井（LW3-2A1H），井型为水平井，井深[redacted]，采用半潜式钻井平台进行钻完井作业。

3.6.1.1 井身结构

本项目一口钻井井身结构及套管参数见表 3.6-1，典型井井身结构示意见图 3.6-1，实际井身结构可能会根据现场钻井情况进行调整。

表 3.6-1 本项目井身结构及套管参数

分类	井号	井眼尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
水平井	LW3-2-A1H	[redacted]	[redacted]

图 3.6-1 LW3-2A1H 井身结构示意图

3.6.1.2 钻井液体系

钻井阶段将根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好油气层、保护好环境的要求。荔湾 3-2 气田新钻一口井采用水基钻井液体系，各井段采用的钻井液体系见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目钻井液体系一览表

井段	17-1/2"井段	12-1/4"井段+8-3/8"井段
钻井液体系	[redacted]	[redacted]

3.6.2施工方案

新建水下生产系统（1 颗采油树，2 套 UTA），UTA 防沉板基础均采用吊装下放，采用驳船运输。本项目新建管道为挠性管，新建管道和脐带缆拟采用 HYSY286 或同等能力船舶施工，新建海底混输管道、脐带缆直接铺设于海底，不挖沟。

新建海管与已建管缆发生 3 次交越，新建脐带缆与已建管缆发生 3 次交越。在铺设新建挠性管和脐带缆之前，施工船提前将混凝土支墩下放到路由上设计位置，新建挠性管和脐带缆各需要 4 个支墩，位置示意见图 3.6-2：较近的两个支墩设计高度约[redacted]，稍远的两个支墩高度约[redacted]。支墩就位后，铺管船/铺缆船将新建挠性管和脐带缆下放到支墩上。

图 3.6-2 交跨越施工示意图

新建管道与荔湾 3-1 气田东管汇预留接口、采油树的连接采用水下垂直连接器进行连接，采用 HYSY285 或同等能力施工船舶搭载水下 ROV 施工操作。

本项目施工作业内容、作业船舶和施工人员情况见表 3.6-3。

表 3.6-3 本项目海上施工作业内容和作业船舶及人员

项目	参加作业船舶及数量	作业人数（人）	工期（天）
水下生产系统的安装	1 艘深水多功能作业船舶	90	23
	1 艘驳船	30	
钻完井作业	1 艘半潜式钻井平台	150	74
	2 艘支持船	100	105.5
海底管道/脐带缆铺设	1 艘深水多功能工程船	100	9
	1 艘铺管/缆船	150	20
	1 艘驳船	30	33

3.7 产污环节与污染物分析

3.7.1 建设阶段

本项目建设阶段主要施工作业包括钻完井、水下生产系统安装、海底管缆铺设等工作。

本项目钻完井过程中将产生钻井液、钻屑；水下生产系统安装中，将有深水多功能作业船、驳船等施工船舶参加作业，将产生一定量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾等船舶污染物；海底管缆不挖沟埋设，仅在铺管/缆作业过程中产生一定量的船舶污染物。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类见图 3.7-1。

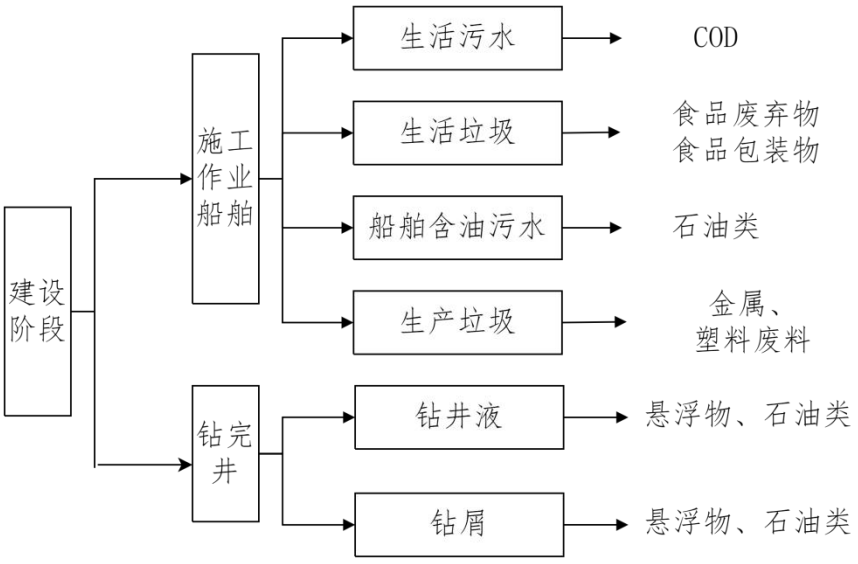

图 3.7-1 建设阶段主要产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

在生产阶段，本项目的产污环节主要是依托 LW3-1 CEP 平台生产作业区产生的含油生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及温排水等。

海上生产阶段产污环节及污染物种类见图 3.7-2。

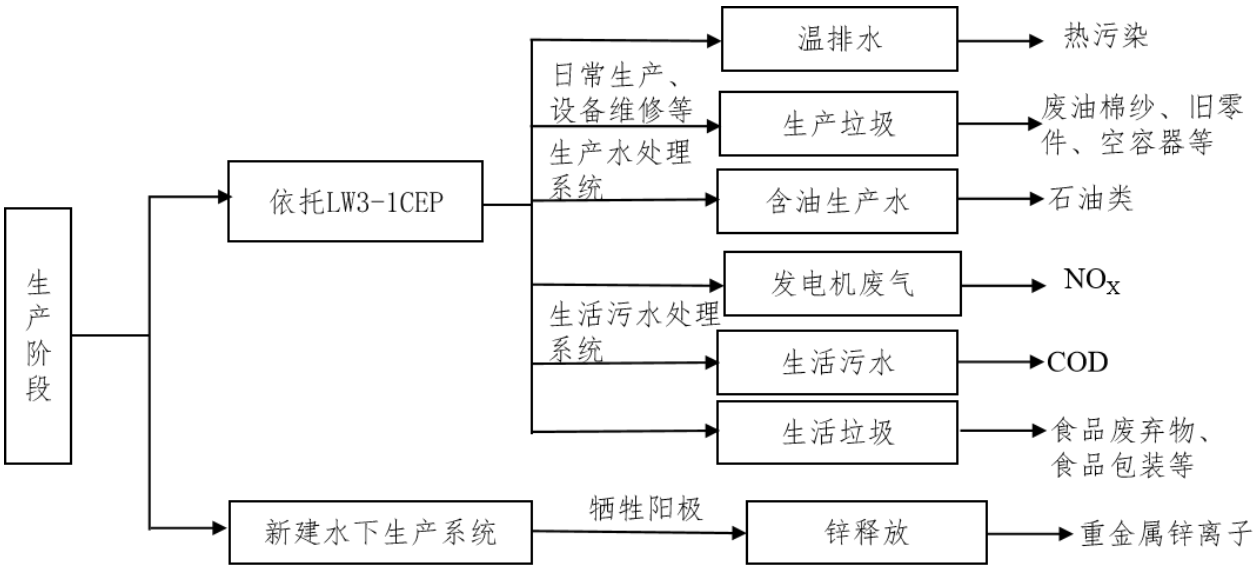

图 3.7-2 生产阶段主要产污环节和污染物种类

3.8 污染源强核算

3.8.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，参加施工的船舶和人员产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物，以及作业产生的金属下脚料等生产垃圾。

3.8.1.1 钻屑

钻屑的排放量主要取决于井数和井身结构，根据井身结构、钻井数量、钻头尺寸等数据，可估算本工程所产生的钻屑总量，具体钻井作业产生的钻屑量可能根据实际钻井情况有所调整。

计算公式如下：

$$V=\pi R^2\times h\times 1.6$$

式中：V 为钻屑体积（m^3）；R 为井眼半径；h 为各井径井段长度；1.6 为松散系数。

据核算，荔湾 3-2 气田新钻一口井（LW3-2A1H）产生的钻屑量约为 1127.2m^3（堆体积），其中非钻井气层水基钻井液钻屑量 1017.8m^3（堆体积），钻井气层水基钻井液钻屑量 109.4m^3（堆体积）。钻屑表面排放，最大排放速率为 134.3m^3/d。

本项目非钻井气层水基钻井液钻屑符合《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 第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排放。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。

3.8.1.2 钻井液

本项目钻井作业采用水基钻井液体系，钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。

钻井液产生量计算公式如下：

$$V= V_1+ V_2+ V_3+ V_4$$

式中：V—钻井液体积（m^3）；

V_1—钻屑黏附量（m^3），$V_1= V_{钻屑量}\times10\%$（m^3）；

V_2—起钻携带量（m^3），V_2=起钻次数×10m^3/次；

V_3 —固井置换量（m^3），V_3=固井次数×15m^3/次；

V_4—一次性排放量（m^3），V_4=套管内泥浆量+$V_{泥浆池}$×90%（m^3）。

本项目具体钻井作业方式和产生的钻井液量可能根据实际钻井情况有所调整，本项目各井段采用水基钻井液体系，当钻至气层段时，会有含油气的水基钻井液产生。经核算，荔湾 3-2 气田新钻一口井（LW3-2A1H）钻井液产生量约为 2148.2m^3，其中非钻井气层水基钻井液产生量约为 1210.9m^3，钻井气层水基钻井液产生量约为 937.3m^3。

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 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）要求的非钻井气层水基钻井液排放，不达标的非钻井气层水基钻井液将全部运回陆地处理。钻井液最高排放速率出现在钻井结束后一次性排放过程中，根据井身结构和钻井方式计算，LW3-2A1H 一次性最大排放量约为 998.5m^3，排放速率约为 35m^3/h，水面排放。

3.8.1.3 船舶污染物

根据施工时间、参与作业的人员、船舶种类及数量，可估算出建设阶段船舶污染物的产生量。

a. 船舶含油污水

根据开发工程中参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，本项目根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生量。其中大型施工船舶船舶含油污水产生量按（0.3~0.5）m^3/（船·日），本次铺管/缆船、半潜式钻井平台、深水多功能工程船及驳船均属于大型船舶，计算

取 0.5m³/（船·日）。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 126.2m³。

b. 生活污染物

在海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶和依托平台改造的厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 350L 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 10255.0m³。

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1kg/（人·日）；其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）。由此估算本项目建设阶段共产生生活垃圾约 43.9t。

c. 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，本次铺管/缆船、深水多功能工程船及驳船等大型施工船舶按 5t/年计算，支持船等小型船舶 0.5t/年计算，半潜式钻井平台按 250t/年计算，由此估算出本项目建设阶段生产垃圾产生量总计约为 52.4t。

d. 合计

根据施工时间、参与作业的人员、船舶种类及数量，可估算出建设阶段船舶污染物的产生量。本项目建设阶段船舶污染物核算结果详见表 3.8-1。

表 3.8-1 本项目建设阶段船舶污染物核算结果

施工内容	船舶含油污水（m³）	生活污水（m³）	生活垃圾（t）	生产垃圾(t)
水下生产系统的安装	23.0	966.0	4.1	0.6
钻完井作业	72.2	7577.5	32.5	51.0
海底管道/脐带缆铺设	31.0	1711.5	7.3	0.8
合计	126.2	10255.0	43.9	52.4

3.8.1.4 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.8-2。

表 3.8-2 建设阶段本项目产生的主要污染物

污染物		产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 1127.2m³	非钻井气层水基钻井液钻屑量（m³）	1017.8	134.3m³/d（最大）	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源水面排放，不达标的全部运回陆地交有
	钻井气层水基钻井液	109.4		悬浮物、石油	

污染物		产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
	钻屑量（m^3）			类	资质单位处理
钻井液 2148.2m^3	非钻井气层水基钻井液量（m^3）	1210.9	35m^3/h（最大）	悬浮物	
	钻井气层水基钻井液量（m^3）	937.3	—	悬浮物、石油类	
船舶污染物	船舶含油污水（m^3）	126.2	—	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放
	生活污水（m^3）	10255.0	—	COD 等	处理达标后间断排放
	生活垃圾（t）	43.9	—	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物在距最近陆地 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，粉碎或磨碎至直径小于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。其他生活垃圾运回陆地处理。
	生产垃圾（t）	52.4	—	废旧器件、油棉纱等	运回陆地处理

3.8.2 生产阶段

生产阶段产生的污染物主要是依托设施生产过程中产生的含油生产水、生活污水、生活垃圾、温排水、牺牲阳极中锌的释放以及设施维修产生的生产垃圾等。

3.8.2.1 含油生产水

本项目含油生产水依托 LW3-1 CEP 平台生产水处理系统进行处理。本项目投产后，LW3-1 CEP 平台含油生产水最大排放量[redacted]，未超过生产水处理系统处理能力，未超过已批复环评《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）批复总量（35×$10^4$$m^3$/a，1000$m^3$/d）。生产水进入现有开排沉箱进一步缓冲除油后水下 35.5m 排海，LW3-1 CEP 平台水平衡见表 3.8-3。生产水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类月均排放浓度限值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）后排放。

表 3.8-3 本项目投产后依托 LW3-1 CEP 平台生产水预测表

年份	已建工程	在建工程增加	本项目新增	项目投产后
	排放量（m^3/d）	排放量（m^3/d）	排放量（m^3/d）	排放量（m^3/d）
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		
[redacted]			[redacted]			[redacted]			[redacted]		

表注：在建工程包括：流花 28-2/流花 27-1 气田开发工程。

3.8.2.2 生活污水

依托 LW3-1CEP 平台设有 120 人生活楼，由于区域依托开发及适应性改造，LW3-1CEP 平台生活楼人数增加为 200 人，需要重新核算生活污水产生量。同时考虑钻修井作业等大型作业时需要临时人员登平台，因此平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数 230 人的 1.2 倍，即按 276 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3，则依托 LW3-1CEP 平台生活污水产生量约为 96.6m^3/d（35259m^3/a），进入生活污水处理装置进行处理，设计处理能力为 126m^3/d，能够满足平台定员增加后的生活污水处理需求。处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后海面排海。

3.8.2.3 生活垃圾

本项目生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生活垃圾产生量约 1.5kg/（人·日），其中食品废弃物按 1kg/（人·日），其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）。依托 LW3-1CEP 平台生活垃圾产生量约为 151.1t/a，其中食品废弃物产生量约为 100.7t/a，食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后，间断排放；其他生活垃圾产生量为 50.4t/a，全部运回陆地处理。

3.8.2.4 温排水

LW3-1 CEP 平台原设置一套闭式循环冷却水系统，本项目投产后，LW3-1CEP 平台温排水最大产生量为[redacted]，未超出已批复的《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中依托平台 LW3-1CEP 平台温排水的最大产生量 4936m^3/h。

3.8.2.5 生产垃圾

本项目投产后在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、

油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，生产垃圾按 2.4t/a 万 t 油当量计算。本项目投产后新增最大年产油当量约 25.5 万吨，产生生产垃圾最大量约 61.2t/a，本项目生产垃圾依托 LW3-1 CEP 平台收集后运回陆地交由有资质单位处理。

3.8.2.6 发电机废气

本项目依托 LW3-1CEP 平台进行供电，本项目投产后 LW3-1CEP 平台燃气透平发电最大耗气量为 $1.82\times10^{8}m^{3}/a$（$52.03\times10^{4}m^{3}/d$），未超出已批复《荔湾 3-1 气田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2011]717 号）中的天然气最大量 $5.66\times10^{8}Sm^{3}/a$。

3.8.2.7 牺牲阳极中的锌的释放量

本项目新建两个 UTA 采用外防腐涂层与阴极保护相结合，牺牲阳极的设计保护年限为 20 年。主要采用铝基牺牲阳极，铝基牺牲阳极除铝外，重金属主要成分为锌，阳极块锌含量为 4.75%~5.75%（按 5.75%考虑），每个 UTA 上单块阳极块净重为 124.9kg，阳极块数量为 14 块，单块阳极块释放到海水中的锌 $3.59\times10^{-4}t/a$，锌释放源强 $1.14\times10^{-5}g/s$。

3.8.2.8 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各类污染物的产生量汇总见表 3.8-4。

表 3.8-4 生产阶段各类污染物汇总表

污染源位置	污染物	产生/排放量	主要污染因子	排放/处理方式
依托 LW3-1CEP 平台	含油生产水	最大排放量[redacted]，未超过原环评批复总量（$1000m^{3}/d$）。	石油类	处理达标后（月均含油浓度≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）排海
	生产垃圾	本项目新增 61.2t/a	固体废物	分类收集，运回陆地处理
	生活污水	$35259m^{3}/a$	COD	处理满足标准后排放
	生活垃圾	151.1t/a	食品废弃物、食品包装等	除食品废弃物外其他生活垃圾全部运回陆地处理。
	温排水	[redacted]（最大），未超过已批复环评中的最大产生量。	热污染	海面排放
新建水下生产设施	锌离子	牺牲阳极释放到海水中的锌 $3.59\times10^{-4}t/a$，锌释放源强 $1.14\times10^{-5}g/s$	重金属	缓慢释放

3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选

3.9.1 环境影响因素识别

本项目环境影响因素主要是荔湾 3-2 气田开发对周围海域的海洋生态和海域混合区功能的使用等造成一定影响。本项目不同工程活动的环境影响因素及影响程度分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目环境影响因素筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	水下生产设施安装及海底管缆铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
	施工船舶活动	海水水质、海洋生态	船舶污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	C
生产阶段	水下生产设施和海底管缆占用海域	海洋生态	影响局部海洋生态以及使用功能	D
	生产排污	海水水质、海洋生态	生产水等污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
环境风险事故		海水水质、海洋沉积物和海洋生态	溢油	A~D

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)。

3.9.2 环境影响评价因子筛选

根据对本项目各阶段工程内容、排放污染源、污染物种类、排放量、处理/处置方式的分析，凭借类似项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各污染影响评价因子和生态影响评价因子的环境影响程度，参照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）的管理要求，确定本次环境影响评价的污染影响重点评价因子为：施工期钻完井作业产生的悬浮物、施工作业船舶产生的船舶污染物、生产运营期生产水的排放以及潜在的事故性溢油；生态影响重点评价因子为底栖生物的生物量。

表 3.9-2 评价因子筛选及影响程度分析表（污染影响）

工程内容	污染物	评价因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
钻完井	非钻井气层水基钻井液钻屑 钻井气层水基钻井液钻屑	悬浮物、Hg、Cd	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源排放，不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	海水水质、沉积物及海洋生态	B
	非钻井气层水基钻井液 钻井气层水基钻井液				B
施工船舶	船舶含油污水	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
生产运行	含油生产水	石油类	处理达标后排放	海水水质	C
	温排水	温升	直接排海	海水水质、海	D

工程内容	污染物	评价因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
				洋生态	
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	海水水质、沉积物	D
事故	溢油	石油类	按溢油应急预案处理	生态环境	A~D

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)。

3.9.3 生态影响因子分析

本项目海洋生态影响评价因子以表征海洋生物生态、生物多样性、生物质量等因子为主。本项目不同工程活动的海洋生态影响评价因子筛选见表 3.9-3。

表 3.9-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响时段
初级生产力	叶绿素 a	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管缆铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
浮游植物、浮游动物、潮间带生物、底栖生物、游泳动物（含鱼卵仔稚鱼）	种类组成、生物量、密度（丰度）、种群结构、群落特征、分布范围、物种多样性指数等	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管缆铺设	直接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
重要水生生物“三场一通道”	分布范围、生产力	钻完井	直接	短期	施工期
		海底管缆铺设	直接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	直接	长期	生产运行期

4 区域自然环境现状

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 气象气候条件

本项目位于中国南海北部海域珠江口盆地，地处热带，温度高，湿度大，干湿季节明显，季风盛行，属于热带海洋季风气候。

4.1.1.1 风况

基于本项目海区最近 40 年（1979~2018 年）水文气象数值后报结果统计，本项目海区主风向为 NE，每年 10 月～次年 4 月，海区盛行东北季风，风向以北、东北和偏东向为主，在 11 月和 12 月，东北季风最盛；每年 6～8 月，海区盛行西南季风，南、西南和东南风占主导；5 月和 9 月是转换季节，北向风和南向风交互出现。年风玫瑰图见图 4.1-1，与其对应的风速、频率统计见表 4.1-1。

图 4.1-1 风玫瑰图（年）

表 4.1-1 风速、频率统计表

风向	频率（%）	平均风速(m/s).
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]

4.1.1.2 气温、降水

本项目海区多年平均气温为 24.2℃，月平均气温介于 18℃～29℃。年均降雨量为 1500mm，5～9 月为雨季，月均降雨 200mm，11 月～次年 1 月为干季，月均降雨 20mm。该海区年平均相对湿度为 80%。

4.1.2水文动力环境

基于本项目海区长期水文气象数值后报结果统计，本项目海区的波浪特征基本受制于风场，主浪向为 NE，主流向为 W。

4.1.2.1 波浪

在东北季风时期，浪向以东北为主；在西南季风时期，浪向以南和西南为主。浪玫瑰图见图 4.1-2，与其对应的有效波高、频率统计表见表 4.1-2。

图 4.1-2 浪玫瑰图（年）

表 4.1-2 项目海区有效波高、频率统计表

波向	频率(%)	平均有效波高(m)
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]

4.1.2.2 潮汐

a. 调查概况

根据本项目新建工程设施及依托设施分布情况，在工程海域共布设了 4 个水文动力测站，由中海油田服务股份有限公司采用潜标观测方式开展了为期 1 个月的水位和海流连续调查。调查站位信息及调查时间见表 4.1-3，位置分布示意见图 4.1-3。

表 4.1-3 项目附近海域海流和潮位观测站位表

测站名称	调查内容	纬度（N）	经度（E）	调查时间
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

图 4.1-3 测站位置分布示意图

b. 潮汐特征分析

4.1.2.3 海流

a. 调查概况

b. 海流特征分析

c. 余流特征

4.1.3地形地貌与冲淤环境

4.1.3.1 新建 LW3-2A1H 场址地形地貌

4.1.3.2 新建 LW3-2A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 段路由地形地貌

4.1.3.3 冲淤环境

4.2 国土空间规划及相关规划符合性

4.2.1国家产业结构调整目录符合性分析

本工程为海洋油（气）工程及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本工程的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

4.2.2《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》符合性分析

根据《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》，在“第七章 加强陆海

空间协同，服务海洋强国建设”中提出“统筹安排各类用海活动”，合理保障海洋油气等产业的用海需求。

本项目属于海洋油（气）开发及附属工程，与《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》相协调。

4.2.3《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目新建设施位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，本项目新建设施距离海洋生态保护红线最近距离为[redacted]，具体位置见图 4.2-1。本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到[redacted]外海洋生态保护红线的海洋生态环境。

综上所述，本项目与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》的管理要求相协调。

图 4.2-1 本项目与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》位置关系

4.2.4海洋生态红线符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号），广东省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，自 2022 年 10 月 14 日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。

本项目位于广东省“三区三线”中海洋生态保护红线划定范围外，新建工程设施距广东省海洋生态保护红线中的其他红线区最近距离[redacted]，见图 4.2-2。

本项目不涉及围填海工程，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到[redacted]外红线区内的海洋环境质量。

综上所述，本项目与“三区三线”中海洋生态保护红线的管理要求相协调。

图 4.2-2 本项目与“三区三线”中的海洋生态红线位置关系图

4.2.5《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》符合性分析

按照生态环境部《2023 年生态环境分区管控成果动态更新工作方案》（环

办环评函〔2023〕81 号）要求，广东省生态环境厅组织各地市开展了生态环境分区管控动态更新工作。根据广东省生态环境分区管控信息平台，广东省划定 564 个海域环境管控单元，其中优先保护区 317 个，重点管控区 136 个，一般管控区 111 个。本工程位于管控方案划定范围之外，本项目新建工程设施距优先保护区最近约[redacted]，详见图 4.2-3。

本工程建设阶段对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复，投产后污染物排放超一类水质最大影响距离较小，对[redacted]外海域生态环境的影响不会增加。

图 4.2-3 本项目与广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果位置关系

4.2.6 其他相关规划符合性分析

4.2.6.1《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出：“十五五期间强化能源资源供应保障，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。强化政府储备和企业储备协同，提升国家石油储备规模，建立更加灵活的轮换动用机制，增强天然气储备调节保障能力，完善煤炭储备体系。健全能源保供中长期合同制度，完善电力应急调度机制和备用电源配置，强化能源需求侧管理。加强战略性矿产资源勘探开发和储备，深入实施新一轮找矿突破战略行动，统筹加强产品、产能和产地储备，推动大宗商品储运基地建设，提升战略性矿产资源安全风险监测预警和应急保供水平。加强能源资源开发国际合作，维护战略通道安全。”

本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.6.2《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》提出：“加大油气勘探开发力度，推进海洋油气勘探开发向深海延伸，海洋化工产业链向新材料等下游拓展，推进油气勘探开发与新能源融合发展。”本项目属于海洋油（气）

开发及其附属工程，符合《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.6.3《新型能源体系建设“十五五”规划》符合性分析

“十五五”时期要继续“加大油气增储上产力度：大力推进油气勘探开发，加大投入强度，加强传统大型油气田和页岩油气等新型资源勘探开发。围绕深地、深海、非常规、老油气田四大领域，促进“稳油增气”，推动海域、非常规领域成为原油稳产主力。实现原油年产量稳定在 2 亿吨水平，天然气产量稳步增长。”。本项目为海洋油（气）开发及附属工程，符合《新型能源体系建设“十五五”规划》的目标。

4.2.6.4《美丽中国建设“十五五”规划》符合性分析

《美丽中国建设“十五五”规划》指出：“十五五”时期要深化海洋生态环境保护。健全陆海统筹、近远海协调联动的海洋生态环境保护格局。加强海上风电、油气等开发建设活动监管。有序推进海洋生态环境综合调查，开展典型海洋生态系统保护修复及成效评估，加强重要海洋物种及其栖息地保护与监管。本项目为海洋油（气）开发及附属工程，开发过程中采取生态保护措施，符合《美丽中国建设“十五五”规划》的目标。

4.2.6.5《石油天然气发展“十五五”规划》

根据《石油天然气发展“十五五”规划》（发改能源〔2026〕1055 号），“十五五”时期要“实现五个持续提升——能源安全保障能力持续提升，国内油气总产量持续增加，大国储备体系持续建成.....2030 年，国内油气供应量 4.4 亿吨油当量.....攻坚原油产量稳中有升，天然气持续上产.....实施海洋油气再提升工程，推动海洋油气产量当量达亿吨级规模.....”。本项目为海洋油（气）开发及附属工程，有助于海洋油气再提升工程，与《石油天然气发展“十五五”规划》的要求相符。

4.2.6.6《生态保护“十五五”规划》

《生态保护“十五五”规划》提出，持续优化生态空间格局，加强典型海洋生态系统保护、全面强化海洋生物多样性保护，严格落实生态空间管控，强化开发活动生态监管，健全生态风险防控体系，降低开发活动对自然保护地、重要海洋生物栖息地的扰动。

本项目新建设施距离海洋自然保护区、生态红线区等重要敏感区均在

[redacted]以上，各类污染物排放对周边海域的最大影响范围不超过[redacted]，污染物扩散及生态扰动范围不会到达环境敏感目标，不会改变敏感区海域环境质量，不会对敏感区内保护对象、海洋生物多样性造成不利影响。综上，本项目建设符合《生态保护“十五五”规划》相关管控要求。

4.3 工程周围环境敏感目标

海洋生态环境保护目标是评价范围内所有海洋生态敏感区及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

海洋生态敏感区为海洋生态功能与价值较高，且遭受损害后较难恢复其功能的海域，分为重要敏感区和一般敏感区。重要敏感区主要包括依法依规划定的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域。一般敏感区主要包括河口、海湾、海岛，重要水生生物天然集中分布区、栖息地及产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道（以下简称“三场一通道”），特殊生境（红树林、珊瑚礁、海草床和海藻场等），水产种质资源保护区，海洋自然人文历史遗迹和自然景观等。

4.3.1 国家级自然保护区

本工程周边海域国家级自然保护区为广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区和广东惠东海龟国家级自然保护区，本工程新建设施距珠江口中华白海豚国家级自然保护区最近距离约[redacted]；新建设施与广东惠东海龟国家级自然保护区最近距离约[redacted]。详见图 4.3-1。

图 4.3-1 本项目周边国家级自然保护区位置关系图

a. 广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区

广东珠江口中华白海豚自然保护区始建于 1999 年 10 月（粤办函〔1999〕583 号），2003 年 6 月升级为国家级自然保护区（国办发〔2003〕54 号）。

珠江口中华白海豚自然保护区位于珠江口北端，属珠海市水域范围内，北至内伶仃岛，南至牛头岛，西至淇澳岛，东至香港大屿山，与香港中华白海豚自然保护区接壤，东界线为粤港水域分界线，西界线为东经 113°40′00″，南界线为北纬 22°11′00″，北界线为北纬 22°24′00″，总面积 460km^2，核心区面积 140km^2，缓冲区面积 128km^2，实验区面积 192km^2。

珠江口中华白海豚国家级自然保护区的主要保护对象是国家一级保护动物中华白海豚，包括中华白海豚栖息活动区域及保护区的自然环境，水质环境，海底环境，渔业资源和生物多样性。在珠江口的中华白海豚数量是我国资源数量最大的中华白海豚群体，种群世代完整，且具有一定的繁殖规模。

b. 广东惠州海龟国家级自然保护区

1985 年 6 月，广东省渔业行政主管部门批准成立海龟自然保护区，1986 年 12 月晋升为省级，1992 年晋升为国家级自然保护区。

广东惠州海龟国家级自然保护区位于惠东县港口镇大亚湾与红海湾交界处的大星山下九莲澳海滩，地理位置为北纬 22°33′15"~22°33′20"，东经 114°52′50"~114°54′33"。

保护区湿地类型为浅海、潮间沙石海滩和岩石海岸，保护区面积 18km²（海域面积 16km²）。沿岸海洋植物以马尾藻、石莼及赤藻等湿地植物为主，是鱼类、贝类等海洋生物繁殖与栖息的良好场所。

保护区的四种主要海龟种类为玳瑁、丽龟、棱皮龟和蠵龟。主要保护对象为海龟及其繁殖地，是南中国海北部大陆沿岸唯一的产卵地，每年 6-10 月都有成批海龟洄游到该湿地产卵。

保护区海水、沙滩环境质量良好，是幼龟和雌龟栖息地，是中国大陆唯一的绿海龟按期成批的洄游产卵的场所，也是中国唯一的海龟自然保护区。

4.3.2重要保护物种

项目所在海域渔业资源调查期间（由广东海洋大学[redacted]和[redacted]两次调查、由中国水产科学研究院南海水产研究所承担的[redacted]和[redacted]两次调查），调查范围为[redacted]，[redacted]，均未目击到鲸豚类出现。根据文献资料，Zhang 等[1]于[redacted]在项目附近海域有目视观察到灰海豚记录，eDNA 共检出 9 种鲸豚类，分别为艾氏鲸（*Balaenoptera edeni*）、短肢领航鲸（*Globicephala macrorhynchus*）、弗氏海豚（*Lagenodelphis hosei*）、虎鲸（*Orcinus orca*）、热带点斑原海豚（*Stenella attenuata*）、条纹原海豚（*Stenella coeruleoalba*）、长吻原海豚（*Stenella longirostris*）、糙齿海豚（*Steno bredanensis*）和小抹香鲸（*Kogia*

[1] ZHANG S, MAI J X, ZOU K S, et al. Lighting the dark: Environmental DNA reveals cetacean and fish assemblage changes in response to light falling-net fishery in a tropical marginal sea[J]. Global Ecology and Conservation, 2026, 68: e04197.

breviceps）。

灰海豚成体体长 3.0～4.0m；为温带至热带大洋及大陆坡水域种类，尤喜沿陆架边缘至陆坡水深 400～1000m 处活动；主要以头足类为食；南海记录平均栖息水深 1528.1±1007.5m。

艾氏鲸属须鲸类，近岸型成体体长一般 10～12m，远洋型约 14～15 m；栖息环境由近岸陆架延伸至远洋；以小型群游鱼类为食。

短肢领航鲸雄性体长可达 6m 以上，雌性约 3～5m，为热带至暖温带大洋性种类；主要以头足类为食；南海记录平均栖息水深 991.2±590.0m。

弗氏海豚成体体长 2.1～2.7m，为泛热带大洋性种类；以中层鱼类、头足类和甲壳类为食；南海记录平均栖息水深 1013.9±541.2m。

虎鲸为海豚科中体型最大者，雄性最大记录体长约 9m，全球性分布；食性广泛，捕食鱼类、头足类及其他海洋哺乳动物。

热带点斑原海豚成体体长 1.6～2.6m，为热带至暖温带大洋性种类，广布于全球热带、亚热带海域；以小型鱼类和头足类为食。

条纹原海豚成体体长 1.8～2.6m，为大洋性种类，偏好较深、离岸的水域；以小型远洋鱼类和头足类为食；南海记录平均栖息水深 2497.1±1224.2m。

长吻原海豚成体体长 1.29～2.35m，为泛热带大洋性种类，以中层鱼类和头足类为食；南海记录平均栖息水深 2096.3±1071.4m。

糙齿海豚成体体长 2.3～2.8m，为热带至暖温带深水大洋性种类，多在离岸深水区活动；以大型上层鱼类和头足类为食。

小抹香鲸属小型齿鲸，成体体长约 3.0～3.4m；为热带至暖温带的深水种类，多在大陆坡及深海区活动；以头足类为食。

4.3.3 产卵场

据农业部《中国海洋渔业水域图》（第一批），南海中上层鱼类产卵场主要包括蓝圆鲹、鲐鱼产卵场。南海底层、近底层鱼类产卵场主要包括金线鱼、深水金线鱼、黄鲷、短尾大眼鲷和长尾大眼鲷等，不涉及珍稀鱼类产卵场。本项目新建设施不位于产卵场内，上述产卵场与工程位置关系见图 4.3-2~图 4.3-4。

南海中上层鱼类产卵场，具体包括：

蓝圆鲹粤东外海区产卵场：位于东经 115°~116°30'，北纬 20°30'~22°35'范围内，水深约为 70~180m，产卵盛期 3~5 月。本项目新建设施距该产卵场最近距

离约为[redacted]。

鲐鱼珠江口外海区产卵场：位于东经 113°30'~114°40'，北纬 19°30'~20°26'范围内，水深约为 90~200m，产卵盛期 2~3 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为[redacted]。

鲐鱼粤东外海区产卵场：位于东经 115°10'~116°15'，北纬 20°33'~22°10'范围内，水深约为 90~200m，产卵盛期 3~4 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为[redacted]。

本项目附近的南海底层、近底层鱼类产卵场，具体包括：

深水金线鱼产卵场：从海南岛东岸东经 110°30′以东一直延伸至东经 117°00′的水深 90m 至 200m 范围内，产卵盛期 5~7 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为[redacted]。

黄鲷南海北部产卵场：在南海分布广而狭，处于外海，沿着 90m 等深线由海南岛东部向东北延伸至汕尾外海（约为东经 111°45'~115°45'，水深 77~119m），连成一条带状，产卵盛期 1 月。本项目新建设施距其最近距离约为[redacted]。

图 4.3-2 本项目与中上层产卵场位置关系图

图 4.3-3 本项目与底层和近底层产卵场位置关系图 1

图 4.3-4 本项目与底层和近底层产卵场位置关系图 2

4.3.4海洋生态环境保护目标筛选

本项目评价范围内涉及的环境敏感目标为一般敏感区。本项目新建设施均位于产卵场外，其中深水金线鱼产卵场与依托的 LW3-1CEP 平台距离较近为 2.0km，除重要渔业水域外，其他敏感目标距本工程均较远，距离国家自然保护区、海洋生态红线等环境敏感目标均在 100km 以上。本项目周边海洋生态环境保护目标见表 4.3-1。

表 4.3-1 主要敏感目标一览表

类型	名称	与新建 SPS 最近距离及方位	与新建管缆 最近距离及方位	产卵盛期
产卵场	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

本项目新建设施距岸最近约[redacted]，依据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），本项目位于其他海域，评价等级为 3 级，因此可在任何一季开展现状调查。本项目的海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查资料引用自然资源部南海生态中心于[redacted]在项目附近海域开展的调查资料。

5.1.1 调查站位布设

5.1.2 评价因子与评价标准

5.1.3 评价方法

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查

5.2.2 海水水质评价结果

5.3 海洋沉积物现状调查与评价

5.3.1 沉积物质量调查结果

5.3.2 沉积物质量评价结果

5.4 海洋生态现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

5.4.2 浮游植物

5.4.3 浮游动物

5.4.4 底栖生物

5.5 生物质量调查与评价

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查概况

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

6 环境影响回顾性分析

荔湾 3-2 气田开发项目新建 1 口水平井（LW3-2A1H），新建 1 条从新建 LW3-2A1H 至已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 的海底混输管道，新建 1 条从已建 LW3-1 EAST MANIFOLD 至新建 LW3-2A1H 的脐带缆，新建海底管缆直接铺设于海底，不挖沟；并对依托的 LW3-1 CEP 平台进行改造。

本项目依托现有的荔湾 3-1 气田水下生产系统和 LW3-1 CEP 平台进行开发。荔湾 3-2 气田 1 口井所产物流通过新建海底管线输送至荔湾 3-1 气田水下生产设施东管汇与管汇物流汇合后，经已建管线输送至 LW3-1CEP 平台进行处理。LW3-1 CEP 平台处理合格的干气和凝析油输送至高栏终端，分离出的生产水处理达标后排海。荔湾 3-2 气田开发所需电力和化学药剂通过新建脐带缆由荔湾 3-1 气田东管汇提供。本项目依托工程概况见下表。

表 6.1 本项目依托工程概况

工程名称	所属油气田	依托功能	是否涉及改造
已建 LW3-1CEP 平台	荔湾 3-1 气田	物流处理、生产水处理	否
已建荔湾 3-1 气田东管汇		物流输送、提供电力和化学药剂	否
已建荔湾 3-1 气田中心管汇		物流输送	否
已建高栏终端		上岸合格天然气和凝析油的处理、储存、外输	否
已建荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-1 气田中心管汇混输管道		物流输送	否
已建荔湾 3-1 气田中心管汇至 LW3-1CEP 平台海底混输管道			否
已建 LW3-1CEP 平台至高栏终端海底混输管道			否

本项目评价等级为 3 级。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），3 级评价项目可不进行周围海域生态环境质量回顾分析。本篇将主要对依托工程设施进行简要的回顾性分析。

6.1 依托工程回顾

本小节将对依托工程的实际建设、基本情况及物流处理、输送情况进行回顾。

荔湾 3-1 气田开发工程主要由深水部分、浅水部分以及高栏终端处理厂/码头三部分组成。深水部分包括水下生产系统、水下管汇、水下分配中心 SDH、气田内部管线、海管、乙二醇管线以及脐带缆等。浅水部分包括浅水平台

（LW3-1CEP）、浅水平台至高栏终端处理厂海底管线。《荔湾 3-1 气田开发工程环境影响报告书》于 2011 年 10 月获得国家海洋局批复（国海环字〔2011〕717 号），海上工程于 2022 年 6 月 14 日通过生态环境部竣工验收（环验〔2022〕5 号），荔湾 3-1 气田开发工程陆上终端处理厂/码头工程环境保护设施于 2018 年 1 月 18 日通过国家海洋局竣工验收（国海环字〔2018〕25 号）。

LW3-1CEP 平台为一座能提供天然气处理、天然气增压、深水气田生产支持和生活动力等设施的综合平台，接收并处理来自深水水下生产系统和周边气田天然气（如番禺 34-1/35-1/35-2 气田、流花 29-1 气田、流花 34-2 气田等）。平台为 8 腿 16 裙桩导管架结构形式，共设 4 层甲板，分别为直升机甲板、上层、中层和下层工作甲板；设有 120 人生活楼、透平电站、天然气处理及增压设施、乙二醇再生回收利用系统、火炬系统、闭排及低压火炬液烃收集系统、开式排放系统、化学药剂系统、海水系统、含油生产水处理系统、生活污水处理系统等。天然气经气/液分离、脱水（TEG/三甘醇）等处理后与凝析油经增压，通过海底管线输送至高栏终端处理厂；少量分离出的含油生产水经处理后，达标排放入海。

高栏终端处理厂位于珠海市高栏港经济开发区，距珠海市区约 60km。终端包括生产区（天然气处理厂、产品储运罐区）、生活办公区、外输码头区和火炬区等。天然气与凝析油在终端经工艺处理后（气/液分离、天然气脱水、干燥处理等），合格天然气经加压、外输计量，输往广东省天然气管网；液态产品包括凝析油、稳定轻烃、丙烷、丁烷和液化石油气（LPG）等，装车或装船外运。

2024 年荔湾 3-1 气田进行调整开发，主要在中心管汇新建 1 套水下压缩机站，新建 1 条电缆和 1 条脐带缆（LW3-1 CEP 平台→水下压缩机站），增压物流经中心管汇输送至 LW3-1 CEP 平台进行处理，LW3-1 CEP 平台上新增段塞流捕集器、水下压缩机供电及控制系统、透平发电机组，并改造现有控制系统、供电系统，并增加生活楼定员至 150 人。《荔湾 3-1 气田调整开发项目环境影响报告表》于 2024 年 3 月获得生态环境部批复（环审〔2024〕37 号），预计 2026 年 11 月底投产。2025 年，“流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目”依托 LW3-1 CEP 平台开发建设，并对 LW3-1CEP 平台进行适应性改造，新增一套 360m^3/d“自清洗滤器+聚结滤器+预过滤器+吸附柱”的生产水处理设备等。该项目环境影响评价报告书于 2025 年 4 月获得生态环境部批

复（环审〔2025〕39 号），目前项目在建设中，预计试运行时间为 2026 年底。2025 年，“流花 29-1 气田综合调整项目”依托 LW3-1 CEP 平台进行调整开发，并对 LW3-1CEP 平台进行适应性改造，新增两台凝析油增压泵及凝析油增压泵入口过滤器等，该项目环境影响评价报告书于 2025 年 12 月获得生态环境部批复（环审〔2025〕128 号），目前项目在建设中，预计试运行时间为 2028 年。

2025 年，“流花 29-1 脐带缆更换项目”拟更换由 LW3-1CEP 平台东侧水下分配单元 SDA 至 LH29-1 MANIFOLD 长约 39.5km 的的脐带缆，依托 LW3-1CEP 平台进行更换，未对 LW3-1CEP 平台进行适应性改造。该项目环境影响评价报告表于 2026 年 1 月获得生态环境部批复（环审〔2026〕10 号）。

本项目依托工程目前的基本情况详见表 3.5-1。

6.2 依托工程环评批复

本项目依托工程环评批复情况见表 6.2-1。本项目已竣工验收的相关依托工程均已落实环评报告批复中的各项要求，具体情况见表 6.2-2。相关环评和验收批复见本报告附件。

表 6.2-1 本项目依托工程环评批复和竣工验收情况一览表

涉及依托工程	环评报告名称	批复建设内容	环评批复	竣工验收
LW3-1CEP 平台、LW3-1EAST MANIFOLD、LW3-1PLEM、高栏终端	荔湾3-1气田开发工程环境影响报告书	浅水海域的 LW3-1CEP 平台、深水海域的 10 口水下生产井、水下生产管汇及海底电缆管道（线）共 16 条，1 个陆岸终端处理厂，含 2 个泊位的油气运输码头等	于 2011 年 10 月获得国家海洋局批复（国海环字〔2011〕717 号）	海上工程于 2022 年 6 月通过生态环境部竣工验收（环验〔2022〕5 号），陆上工程于 2018 年 1 月通过国家海洋局竣工验收（国海环字〔2018〕25 号）
LW3-1CEP 平台	荔湾3-1气田调整开发项目环境影响报告表	在中心管汇新建 1 套水下压缩机站，新建 1 条电缆和 1 条脐带缆（LW3-1CEP 平台→水下压缩机站）；在 LW3-1 CEP 平台上新增段塞流捕集器、水下压缩机供电及控制系统、透平发电机组，并改造现有控制系统、供电系统等	于 2024 年 3 月通过生态环境部批复（环审〔2024〕37 号）	在建
	流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项	在 LW3-1 CEP 平台新增段塞流捕集器、凝析油分离器、凝析油加热器、生产水处理设备（360m^3/d）、清	于 2025 年 4 月获得生态环境部批复（环审〔2025〕39 号）	在建

涉及依托工程	环评报告名称	批复建设内容	环评批复	竣工验收
	目环境影响报告书	管球接收器、高完整性压力保护系统等		
	流花 29-1 气田综合调整项目环境影响报告书	在 LW3-1 CEP 平台新增两台凝析油增压泵及凝析油增压泵入口过滤器等	于 2025 年 12 月获得生态环境部批复（环审〔2025〕128 号）	在建
	流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表	更换由 LW3-1CEP 平台东侧水下分配单元 SDA 至 LH29-1 MANIFOLD 长约 39.5km 的的脐带缆	于 2026 年 1 月获得生态环境部批复（环审〔2026〕10 号）	在建

表 6.2-2 本项目依托工程环评批复落实情况

批复要求	落实情况
《关于荔湾 3-1 气田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2011〕717 号）	
1.施工期钻井采用的泥浆应尽量循环使用。非含油钻屑和水基泥浆在钻井/完井作业完成后，经油类物质分离处理后达标一次性排放入海；油基泥浆循环使用，钻井作业完成后全部运回陆地交附有资质单位处理，严禁排放或弃置入海；机舱含油污水经油水分离后达标排放入海；生活污水经处理装置处理、消毒后排放入海。	已落实。 使用海水胶液进行钻进之后排海；油基泥浆循环使用，剩余的油基泥浆由泥浆服务公司（南海麦克巴泥浆服务公司）回收处置；含油钻屑经油类物质分离处理达标后排放入海，机舱含油污水经油水分离后达标排放入海；生活污水经处理装置处理、消毒后排放入海。
2.运营期中心平台上的开式排放系统用于收集初期雨水、冲洗废水、含油污水、检修废水、生活污水等，经处理后达标排放入海；含油生产水经 CFU（紧凑式气浮）系统处理后达标排放入海；平台上设高、低压火炬放开系统用于收集、处理高、低压设备释放或泄放的气体；生活垃圾和固体废物集中收集运回陆地处置。	已落实。 中心平台设有开/闭式排放系统及开式排放沉箱，对平台其他含油污水进行收集，开式排放沉箱中的浮油打回闭式排放系统，可做到其他含油污水达标排放。含油生产水采用 CFU 和预处理单元处理达标后排海，详见表 6.3-2。平台上设高、低压火炬放开系统用于收集、处理高、低压设备释放或泄放的气体；生活垃圾和固体废物集中收集运回陆地处置。
3.严格控制污染物的排放总量。中心平台含油生产水排放量 $35\times10^4m^3/a$，其中石油烃排放量 15.8t/a，平台外缘 500m 范围内为含油生产水排污混合区；钻井阶段钻屑排放总量为 $5760m^3$，其中 $2880m^3$ 含油钻屑经处理后达标排放，其余非含油钻屑直接排放；泥浆产生量 $1670m^3$，其中油基泥浆需运回陆地交有资质单位处理，严禁排放或弃置入海，非油基泥浆处理后达标排放，排放总量 $1320m^3$。	已落实。 平台含油生产水排放量为为[redacted]为[redacted]，小于已批复的总量；钻井阶段钻屑排放总量为为[redacted]，含油钻屑经处理达标后排放，其余非含油钻屑直接排放；油基泥浆由泥浆服务公司（南海麦克巴泥浆服务公司）回收处置，不排海。
4.采用先进的生产和施工技术、工艺，合理选择铺管、疏浚、打桩等施工期，避开海洋生物的敏感季节以及底栖生物、幼鱼幼虾的保护期。	已落实。 海上工程采用了先进的生产和施工技术、工艺，并合理选择铺管、打桩等施

批复要求	落实情况
	工期。
5.应按照报告书中拟建工程对海洋生态和渔业资源等影响预测分析，对有直接损害的渔业资源进行补偿，实际补偿方式应与当地主管部门协商确定。造成环境污染和生态破坏的，应当依法予以赔偿。	已落实。 建设单位 2015 年进行了海洋渔业资源补偿项目增殖放流活动及红树林湿地生态系统修复项目。
6.严格执行钻井作业规程，同时在钻井阶段安装井口防喷器，设置通风系统和烃类气体探测器；应在平台上危险区采取有效的隔离措施，在关键部位设置温度或压力报警装置，并设置相应的应急关断系统。	已落实。 严格执行了钻井作业规程，安装了井口防喷器，设通风系统和烃类气体探测器；在平台上危险区采取了隔离措施，在关键部位设置温度及压力报警装置，应急关断系统。
7.强化工程设施保护管理。建设和运营期间应发布明确的通航通告和设置海图标记，划定安全界限。应加强沿途巡视，防止渔船拖网或船只抛锚等损伤海底管道、水下生产管汇的事故发生。应严格海底管道、水下生产管汇防腐措施的落实，定期对管线进行安全检测、保养维护，并制定切实可行的作业规程。一旦发现滴漏现象，应立即停止作业或生产进行应急处理，并及时上报。	已落实。 建设单位落实了环评批复中相关安全管理要求。
8.加强作业船舶的管理，落实安全措施，避免发生碰撞及由此引发的环境污染事故。	已落实。 建设单位落实了环评批复中船舶相关管理工作。
9.制定与本工程建设运营相适应的切实有效的溢油应急程序和应急计划。（1）在投入生产运营前应将溢油应急计划上报国家海洋局审批。应统筹考虑附近海域其它油气田的溢油应急计划、应急反应程序，并落实应急设备和力量，以及本海域周边油气田和区域的应急资源联动响应，以备溢油事故发生的应急需要。（2）一旦发生溢油，应立即采取有利措施，切断溢油源并排除危害。同时立即报告国家海洋局南海分局，并通报当地海事、渔业、军队等有关部门。	已落实。 建设单位制定和落实了溢油应急程序及计划，《白云天然气作业公司溢油应急计划》于 2023 年通过生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局的备案登记。项目投产以来未发生溢油事故。
10.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，严格执行“三同时”、“竣工验收”等制度，按照相关法律法规的要求报批。	已落实。 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，环保设施已于 2013 年 12 月获得国家海洋局三同时检查批复（国海环字〔2013〕777 号），海上工程于 2022 年 06 月获得生态环境部验收批复（环验〔2022〕5 号），陆上工程于 2018 年 1 月通过国家海洋局竣工验收（国海环字〔2018〕25 号）。
《关于荔湾 3-1 气田调整开发项目环境影响报告表的批复》（环审〔2024〕37 号）	
1.污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。施工垃圾、生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食品废弃物除外）分类收集后运回陆地处理，其中危险废物应送有资质单位处理。运营期含油生产水、生活污水经	已落实。 污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。施工垃圾、生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食品废弃物除外）分

批复要求	落实情况
处理达标后排海，其中含油生产水排放量不得超过原环评批复总量。施工期生活污水经处理达标后排海。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。	类收集后运回陆地处理，其中危险废物送有资质单位处理。施工期生活污水经处理达标后排海。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水按照GB3552-2018 要求处理处置。本项目在建中，尚未试运行。
2.切实落实环境风险防范措施。对现有溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按规定报告珠江南海局并及时通报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三局。	本项目在建中，尚未试运行。投产前，将对现有溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报珠江南海局备案。
流花 29-1 气田综合调整项目环境影响报告书（环审〔2025〕128 号）	
1.污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。施工船舶含油污水、生活污水、生活垃圾等应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。平台含油生产水处理达标后排海，生产垃圾分类回收后运回陆地处理，其中含油危险固体废物交由有资质单位处理。	已落实。 污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。施工垃圾、生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食品废弃物除外）分类收集后运回陆地处理，其中危险废物送有资质单位处理。施工期生活污水经处理达标后排海。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水按照GB3552-2018 要求处理处置。本项目在建中，尚未试运行。
2.加强海底管道管理和维护。严格按照设计要求施工，制定相应的管道保护和检测程序，定期对海底管道进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	本项目在建中，尚未试运行。严格按照设计要求施工，投产后将按照海管完整性管理规定，建立了海底混输管道巡检制度，对海底混输管道进行巡检定期进行全面检测和清管作业。
3.切实落实溢油应急措施。对现有溢油应急预案进行修订，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境的影响，按照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三局。	本项目在建中，尚未试运行。投产前，将对现有溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报珠江南海局备案。
《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）	
1.污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。船舶生活污水、各类垃圾应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552—2018）处理处置，船舶含油污水运回陆地交由有资质单位处理。除符合排放要求的食品废弃物外，其他生活垃圾、生产垃圾分类收集后运回陆地处理，其中危险废物交由有资质单位处理。	已落实。 污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。施工垃圾、生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食品废弃物除外）分类收集后运回陆地处理，其中危险废物送有资质单位处理。施工期生活污水经处理达标后排海。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水按照

批复要求	落实情况
	GB3552-2018 要求处理处置。本项目在建中，尚未试运行。
2.加强脐带缆管理和维护。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免新建脐带缆与已有海底管道交越处悬空。定期对脐带缆进行检测，防止脐带缆因外力破坏等原因造成泄漏。	本项目在建中，尚未试运行。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免新建脐带缆与已有海底管道交越处悬空。定期对脐带缆进行检测，防止脐带缆因外力破坏等原因造成泄漏。
切实落实应急措施。发生事故时，应立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境的影响，按照规定立即报告生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局），并视情况及时通报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三局。	本项目在建中，尚未试运行。投产前，将对现有溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报珠江南海局备案。

6.3 环保设施运行情况

本项目所产物流依托已建的 LW3-1CEP 平台进行处理，并对 LW3-1 CEP 平台进行适应性改造。LW3-1CEP 平台分离出的生产水处理达标后排海。

6.3.1 现有工程环保设施情况

LW3-1CEP 平台的主要环保设施运行情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 已建 LW3-1CEP 平台的环保设施运行情况

平台名称	环保设施	数量	运行状况
LW3-1 CEP 平台	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	生活污水处理系统（2 套设施并联）	2 套	正常
	含油生产水处理系统	（1 套 CFU、2 套预处理单元）	正常
	固体废弃物收集/处理系统	1 套	正常

6.3.2 主要污染物排放情况

本项目投产后，产生的含油生产水依托 LW3-1 CEP 平台处理，LW3-1 CEP 平台生活污水处理装置进行改造。因此，本小节主要对 LW3-1 CEP 平台的生产水和生活污水排放情况进行回顾。

6.3.2.1 生产水排放情况

LW3-1 CEP 平台设置一套生产水处理系统，由 CFU（紧凑式气浮）处理装置和预处理单元组成。其中，CFU 设计处理能力为 1920m^3/d，预处理单元为“自清洗滤器+聚结分离器+旋流脱气罐”（在建）和“自清洗滤器+聚结滤器+预过滤器+吸附柱”（已建）两套处理设备并联使用，一套设计处理能力为 240m^3/d（已建），另一套为 360m^3/d（在建，预计 2027 年投产）。预处理单元可根据需

要选择与 CFU 串联运行或旁通该装置单独运行 CFU，以确保生产水处理系统的稳定运行。含油生产水经处理后进入开排沉箱，达标排放。

LW3-1 CEP 平台近两年逐月生产水排放情况统计见表 6.3-2。由表可见，LW3-1 CEP 平台生产水月排放量在[redacted]为[redacted]之间，含油浓度在[redacted]之间，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求（生产水含油浓度月平均值≤45mg/L）和已批复总量控制值的要求。生产水处理系统运行状况良好。

表 6.3-2 LW3-1 CEP 平台生产水排放情况

时间	月排放量（m^3）	含油浓度（mg/L）	时间	月排放量（m^3）	含油浓度（mg/L）

表 6.3-3 LW3-1CEP 平台生活污水排放情况

时间	月排放量（m^3）	COD 排放浓度（mg/L）	时间	月排放量（m^3）	COD 排放浓度（mg/L）

6.3.3 其他污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

LW3-1 CEP 平台设有开/闭式排放系统。开式排放系统主要用于收集溢出液、闭排/低压火炬分液罐检修时排放的流体、甲板冲洗水和初期雨水等；闭式排放系统用来收集带压容器、管道等排出的带压流体。

LW3-1 CEP 平台上，在开排沉箱中，油水在重力作用下分离，沉箱上部的回收污油由开排泵输送至闭排罐中，其他含油污水通过开排沉箱达标排海（含油浓度≤45mg/L），排放深度为水下 35.5 米；闭式排放系统收集的其他含油污水回收到凝析油脱水流程进行油水分离。

根据建设单位提供资料，LW3-1 CEP 平台开/闭排系统均运行较好，自投产以来，未出现海上平台含油污水落海情况。

6.3.3.2 固体废弃物

在 LW3-1 CEP 平台上设有固体废弃物收集系统，对除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

6.3.3.3 船舶污染物

依托的现有工程生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水等。所有作业船舶均设有船用油水分离器，船舶含油污水经处理含油浓度≤15mg/L 后，达标排海。生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排放入海。食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，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 后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域排放。除食品废弃物外的生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照当地政府规定的要求进行回收利用或处置，符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

6.4 溢油风险事故回顾

本项目依托的现有工程相关油气田在建设和生产过程中未发生过溢油污染事故。

6.5 环境影响回顾性分析结论

本项目依托的已建 LW3-1 CEP 平台的生产水处理系统和生活污水处理系统均运行正常，近两年统计的生产水和生活污水均能实现达标排放，并满足已批复的总量控制指标要求。

本项目周围海域的油气田自投产以来，未发生过溢油事故。

7 海洋生态环境影响预测与评价

本项目新建 1 口水下生产井，新铺设 1 条海底混输管道、1 条脐带缆。根据工程分析，本项目建设期主要污染物为钻屑、钻井液。运营期主要污染物为依托的 LW3-1CEP 平台排放的生产水、生活污水和温排水，生产水和温排水量未超出原预测水量，无需重新进行预测。本篇利用数值模拟方法对上述污染物影响进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

模型采用 DHI MIKE Zero 系列模型，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）。

a.边界条件

关于 u、v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 $z=\eta$ 处：

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

$z=-d$ 处：

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

其中，（τ_{bx},τ_{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：

$$\xi=\sum f_C H_C \cos[\omega_c+(V_0+u)_C-g_C]$$

式中：H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角，下标 C 为某个分潮；

ω 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、海流数据均通过 DHI 全球潮汐潮流数据库提取，其中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取，其由 M_2、S_2、K_1、O_1、N_2、P_1、K_2、Q_1、M_4、S_1 共 10 个调和常数经调和分析给出，调和常数分辨率为 0.125×0.125°。

b.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：

$$\xi(x,y,0)=0$$

$$u(x,y,0)=0$$

$$v(x,y,0)=0$$

$$w(x,y,0)=0$$

c.计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为南海北部海域，在污染物排放点周围将网格进行加密处理，水平方向最小网格边长控制在 50m，以求得准确的污染物浓度分布。项目所在海域水深在 1190~1368m 间，综合考虑计算精度与计算效率，在垂向上采用 sigma 坐标将水体分为 5 层，由表至底依次编号为第 1、2、3、4、5 层，sigma 垂向分层比例为：0.01、0.01、0.01、0.47、0.5，以水深 [redacted] 为例，则每层水深为 [redacted]。计算海域水平向网格设置见图 7.1-1。

计算域水深地形及网格设置

加密区及网格设置情况

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

7.1.1.2 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 7.1-1 和图 7.1-2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见表 7.1-1。

表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

图 7.1-2 验证点地理位置

图 7.1-3 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 15°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。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

泥沙输运模块基于水动力模块的流场计算结果，并包括沉降和再悬浮在内的泥沙输运过程。

a.基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

$$\frac{\partial C}{\partial \mathrm{t}}+\frac{\partial uC}{\partial \mathrm{x}}+\frac{\partial vC}{\partial \mathrm{y}}+\frac{\partial (w-w_s)C}{\partial z}=\frac{\partial}{\partial x}\left(D_h\frac{\partial C}{\partial \mathrm{x}}\right)+\frac{\partial}{\partial y}\left(D_h\frac{\partial C}{\partial y}\right)+\frac{\partial}{\partial z}\left(D_v\frac{\partial C}{\partial z}\right)+QC_0-S$$

式中，C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m³；w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s；D_h、Dv 分别为水平和垂向泥沙扩散系数，在模型中设定为随水动力模块计算出的湍流粘性系数变化，系数取默认值 1；Q 为泥沙输入源强流量，单位 m³/s/m³；C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m³；S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 kg/m³/s。

b.泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

$$w_s=\begin{cases}\dfrac{(s-1)gd^2}{18v}, d<100\mu m\\ \dfrac{10v}{d}\left\{\left[1+\dfrac{0.01(s-1)gd^3}{v^2}\right]^{0.5}-1\right\}, 100<d<1000\mu m\\ 1.1\left[(s-1)gd\right]^{0.5}, d>1000\mu m\end{cases}$$

式中，d 为中值粒径，单位 m；s 为泥沙密度，单位 kg/m³；v 为运动粘滞系数；g 为重力加速度，m/s²。

c.床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算：

$$S_D=W_sC_bp_d$$

式中，W_s 为泥沙沉速，单位 m/s；C_b 为近底含沙量，单位 kg/m³；P_d 为床沙淤积概率，认为与水流有效切应力呈负相关关系，即：

$$p_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}},\quad \tau_b \le \tau_{cd}$$

式中τ_b、τ_{cd}分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力，床沙临界淤积切应力取值 0.07N/m^2。

对于非粘性泥沙而言，床沙淤积速率基于下式表达：

$$S_d = -w_s\left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{\mathrm{h}_s}\right),\quad \bar{c}_e < \bar{c}$$

d.床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言，考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算，对于固结粘性床沙有：

$$S_E = E\left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1\right)^n,\quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中，E 为侵蚀系数，单位 kg/m^2/s；τ_{ce}为床沙临界侵蚀切应力，参数取值 0.2N/m^2，n 为经验常数。

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

$$S_E = E\exp\left[\alpha\left(\tau_b - \tau_{ce}\right)^{0.5}\right],\quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中，α为经验系数，单位 m/N$^{0.5}$。

非粘性床沙侵蚀速率由下式给出：

$$S_e = -w_s\left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{\mathrm{h}_s}\right),\quad \bar{c}_e > \bar{c}$$

e.边界条件和初始条件

陆边界：

$$\frac{K_H}{D}\left[\frac{\partial S}{\partial \bar{n}}\right] = 0$$

开边界：

$$S\big|_\Gamma = 0 \text{ 入流段}$$

$$\frac{\partial S}{\partial t} + V_n\frac{\partial S}{\partial \bar{n}} = 0 \text{ 出流段}$$

其中 n 为边界的法线方向，Γ为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a.排放方式及源强

本项目新建 1 口水下生产井。根据核算，本项目产生的钻屑总量约为 1127.2m³（堆体积），其中非钻井气层段水基钻井液钻屑量 1017.8m³（堆体积），钻井气层水基钻井液钻屑量 109.4m³(堆体积)。钻屑最大排放速率约 134.3m³/d，详见表 7.1-2。

表 7.1-2 本项目钻屑排放总量及排放速率

井口	总钻屑量（m³）	非钻井气层水基钻井液钻屑量（m³）	钻井气层水基钻井液钻屑量（m³）	钻屑排放速率(m³/d)	排放位置
LW3-2A1H	1127.2	1017.8	109.4	134.3	海表

钻屑粒径分布如下，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、>150μm（按 230μm 计算）共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15%进行计算，按前述公式计算，四组代表粒径下对应的沉降速度分别为 0.005m/s、0.010m/s、0.015m/s、0.029m/s，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。

表 7.1-3 钻屑粒径分布

＜74μm	74~120μm	120~150μm	>150μm
25	35	25	15

b.预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，本次预测时长包含完整的大、中、小潮期，取浓度最大包络线作为预测结果。综合计算效率及计算保守原则，钻井液预测结果见图 7.1-4，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-4 和表 7.1-5。

由预测和分析结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小。从垂向上来看，钻屑排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 1、2 层），其余层无超标现象发生。根据统计，LW3-2A1H 井钻屑扩散在排放层（模型垂向第 1 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.227km²，超三四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.33km；第 2 层超一（二）类包络面积约为 0.155km²，无超三四类面积；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。模型计算结果显示，海床上钻屑堆积超过 2cm 厚度面积远小于 1 个计算网格面积（0.0013km²）。

图 7.1-4 LW3-2A1H 井钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 钻屑排放预测结果

井口	层位	超一（二）类包络面积(km^2)	超三类包络面积(km^2)	超四类包络面积(km^2)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)	覆盖 2cm 面积(km^2)
LW3-2A1H	第 1 层	0.227	0.014	0.007	0.33	3	<0.0013
	第 2 层	0.155	0	0			

表 7.1-5 钻屑排放浓度区间面积（km^2）

井口	层位	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9
LW3-2A1H	第 1 层	0.123	0.066	0.024	0.014
	第 2 层	0.094	0.044	0.017	0
	平均	0.109	0.055	0.021	0.007

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a.排放方式及源强

钻完井作业中，钻井液循环使用，钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放。经估算，本项目 LW3-2A1H 钻井液产生量约为 2148.2m^3，其中非钻井气层水基钻井液产生量约为 1210.9m^3，钻井气层水基钻井液产生量约为 937.3m^3。

根据井筒体积、泥浆池体积以及钻井次数等因素核算，本项目 LW3-2A1H 井钻井液一次性最大排放量约为 998.5m^3，钻井液排放速率控制在 35m^3/h。钻机液排放情况详见表 7.1-6。

表 7.1-6 本项目钻井液最大一次性排放总量及排放速率

井口	最大一次性排放量(m^3)	最大排放速率（m^3/h）	排放位置
LW3-2A1H	998.5	35	海表

b.预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。钻井液预测结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 1、2 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（第 1 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.575km^2，超三四类面积相对较小，超一类水质离排放点的最大距离为 0.57km；第 2 层超一（二）类包络面积约为 0.311km^2，无超三四类面积；钻井液停止排放后 8h 海水悬浮物

浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-5 LW3-2A1H 井钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 钻井液排放预测结果

井口	层位	超一（二）类包络面积(km^2)	超三类包络面积(km^2)	超四类包络面积(km^2)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
LW3-2A1H	第 1 层	0.575	0.029	0.014	0.57	8
	第 2 层	0.311	0	0		

表 7.1-8 钻井液排放浓度区间面积（km^2）

井口	层位	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9
LW3-2A1H	第 1 层	0.338	0.165	0.043	0.029
	第 2 层	0.182	0.099	0.029	0
	平均	0.261	0.132	0.036	0.015

7.1.3 生活污水预测

7.1.3.1 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 COD 浓度的背景值，本次预测取 2023 年 9 月现状调查中所有站位的最大值（COD：0.30mg/L）。

7.1.3.2 生活污水 COD 浓度预测

本项目依托 LW3-1CEP 平台生活楼人数增加为 200 人，平台上设有两套生活污水处理设施。根据统计数据，依托平台生活污水最大排放量约为 96.6m³/d。本次预测依托平台生活污水排放造成的海水 COD 浓度扩散情况。

a 排放方式及源强

本次预测保守按照新建平台生活污水最大排放量（96.6m³/d）进行预测。生活污水经处理装置处理达标（COD≤500mg/L）后排放，因此在 COD 源强设置时，浓度保守取 500mg/L。模型连续计算 30d，取 COD 浓度最大包络范围。

b COD 预测方法及预测结果

LW3-1CEP 平台生活污水排放造成的 COD 浓度增量包络图见图 7.1-6。由该图可见，由于生活污水排放量较小且 COD 浓度较低，预测的 COD 浓度在网格分辨率（50m）下最大增量为 0.20mg/L，叠加现状调查中 COD 本底浓度（0.30mg/L）后平台周边海水 COD 浓度最大为 0.50mg/L，由此可知，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 50m（预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

图 7.1-6 LW3-1CEP 平台 COD 浓度包络线

7.1.4 依托平台生产水排放预测

本项目建成后，含油生产水依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统进行处理，LW3-1CEP 平台含油生产水最大排放量[redacted]，根据分析，本项目投产不会

造成 LW3-1CEP 平台生产水排放量超出原环评预测值，因此本节引用《荔湾 3-1 气田开发工程环评报告书》中对 LW3-1CEP 平台生产水排放预测结果：

按原环评已批复含油生产水排放总量控制值（1000m³/d）排放预测结果，石油类浓度扩散范围较小，超一（二）类最大包络面积为 0.095km²，离排放点的最大距离约 0.41km，超三、四类水质的水域面积均小于 0.03km²，最大距离都小于 0.05km。平台生产水达标排放对海水石油类浓度影响较小，在严格控制生产水排放总量及排放浓度的前提下，不会对本海区的生态环境及渔业生产造成明显不利影响。

7.1.5 依托平台温排水排放预测

本项目投产后，LW3-1CEP 平台温排水最大产生量为[redacted]，未超出已批复的《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中依托平台 LW3-1CEP 平台温排水的最大产生量 4936m³/h。因此本节引用《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中对 LW3-1CEP 平台温排水排放预测结果：

由于温排水在海面排放，因此温排水影响主要在海水表层，表层以下基本无影响。表层海水最大温升约 1.5℃，仅限于排放点所在的 1 个计算网格（50m）内，之外的海水温升均远低于 1℃。

7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在排放点周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 1、2 层有存在，钻屑排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.227km²，距排放点的最大距离为 0.33km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，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。根据预测结果，本项目钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影

响主要在模型垂向 1、2 层有存在，钻井液排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.575km^2，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.57km，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 依托平台生产水排放对海水水质的影响

本项目投产后，含油生产水依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统进行处理，LW3-1CEP 平台含油生产水最大排放量[redacted]，按已批复含油生产水排放总量控制值（1000m^3/d）排放预测结果，超一（二）类最大包络面积为 0.095km^2，离排放点的最大距离约 0.41km，超三、四类水质的水域面积均小于 0.03km^2，最大距离都小于 0.05km，由此可见，生产水排放对海水水质影响较小。

7.2.4 依托平台生活污水排放对海水水质的影响

本项目投产后，生活污水依托 LW3-1CEP 平台生活污水处理系统进行处理，生活污水最大排放量约为 96.6m^3/d。根据预测结果，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 50m（预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

7.2.5 依托平台温排水排放对海水水质的影响

本项目温排水依托 LW3-1CEP 平台处理排放，由于温排水在海面排放，因此温排水影响主要在海水表层，表层以下基本无影响。表层海水最大温升约 1.5℃，仅限于排放点所在的 1 个计算网格（50m）内，之外的海水温升均远低于 1℃。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

本项目钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的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，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。由于本项目井口所在海域水深普遍较大，钻屑在垂向上沉降距离较大，在沉降过程中受水平向水流运动影响，扩散较为充分，模型计算结果显示，海床上钻屑堆积超过 2cm 厚度范围远小于 1 个计算网格面积（0.0013km^2），因此可以认为本项目钻屑排放对沉积物的环境影响较小。

7.4 海洋生态环境影响评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑和钻井液，使钻井井口周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影

响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

7.4.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻井液、钻屑的排放的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，可以恢复浮游生物的正常生存环境。

7.4.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油类和重金属等有毒物质的含量增加。

根据预测结果：由于本项目井口所在海域水深普遍较大，钻屑在垂向上沉降距离较大，在沉降过程中受水平向水流运动影响，扩散较为充分，模型计算结果显示，海床上钻屑堆积超过 2cm 厚度范围远小于 1 个计算网格面积（0.0013km^2）。因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对项目开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。

项目平台占海面积较小，对底栖生物造成影响的范围有限，不会对气田开发区周围的整个底栖生态系统的稳定性和生物种类多样性造成明显危害。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产

生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

$$W_i = \sum_{j=1}^{n} D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \qquad (7.5\text{-}1)$$

式中：W_i—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）；

D_{ij}—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米、个平方千米或千克平方千米（kg/km^2）；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积（km^2）；

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

N—某一污染物浓度增量分区总数。

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失量。计算以年为单位的生物资源的累计损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T \qquad (7.5\text{-}2)$$

式中：M_i—第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i—第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值见表 7.5-1。

表 7.5-1 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	游泳动物成体
Bi≤1 倍	5	5	1
1＜Bi ≤4 倍	10	10	5
4＜Bi ≤9 倍	30	30	15
Bi ≥9 倍	50	50	20

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

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），底栖生物损失按以下公式计算：

$$W_i=D_i\times S_i \qquad (7.5-3)$$

式中：W_i—第 i 种生物资源受损量，单位为尾或个或千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；

D_i—评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]或千克每平方千米（kg/km^2），在此为底栖生物生物量；

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

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用调查海域 2023 年秋季调查值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.5-2。

表 7.5-2 海洋生物资源密度及来源

资源类别	资源密度	资料来源
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]

资源类别	资源密度	资料来源
[redacted]	[redacted]	[redacted]

7.5.2海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目新建生产井的纯钻井时间合计为 20.4d，根据施工计划，钻井工作在 1 年内完成。钻屑排放为钻屑持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，本项目一口井年均钻井时间取 20.4/15，排放 2 个周期。

根据预测结果，本项目钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-5），本次预测的水下生产井口附近海域平均水深约[redacted]，因此水深取超标水层总水深[redacted]。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 钻屑排海海洋生物损失

资源	面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 2 周期
		0.109	0.055	0.021	0.007		

7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，本次计算时超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-8），本次预测的水下井口附近海域平均水深约[redacted]，因此水深取超标水层总水深[redacted]。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.5-4。

表 7.5-4 钻井液排海海洋生物损失

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计
			0.261	0.132	0.036	0.015	

7.5.2.4 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，本项目海洋生物损失为：鱼卵[redacted]，仔稚鱼[redacted]，鱼类幼体[redacted]，头足类幼体[redacted]，虾类幼体[redacted]，蟹类幼体[redacted]，成体[redacted]，底栖生物[redacted]，具体见表 7.5-6。

表 7.5-6 海洋生物资源损失汇总

生物名称	水下生产设施占海	钻屑	钻井液	合计

7.6 环境敏感目标影响分析

本项目距离国家自然保护区、海洋生态红线等环境敏感目标均在[redacted]以上；本项目新建设施均位于产卵场外，距离均在[redacted]以上，其中深水金线鱼产卵场与依托的 LW3-1CEP 平台距离较近为[redacted]，依托平台的生产水、温排水影响离排放点的最大距离约[redacted]，不会对深水金线鱼产卵场造成影响。由前述分析可知，本项目施工期主要产生的污染物为钻屑、钻井液排放，属于短期、一次性、可恢复的影响。在施工结束后海水水质会很快恢复至原有水平。因此可以认为施工期对上述产卵场影响较小，是可以接受的。

本项目拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

7.7 工程对水文动力环境影响分析

本项目主要工程设施为新建水下生产系统、海底管道、脐带缆，新建水下生产系统位于海底，不会改变所在海域的流速和流向，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海底管道、脐带缆直接铺设在海床上，不挖沟埋设，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

7.8 工程对地形地貌与冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在井口周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积，由于本项目井口所处海域水深较深，钻屑垂向沉降时间较长，分布较为分散，因此钻屑沉积影响面积较小，对冲淤环境的影响十分轻微，总体而言本工程建设对海底的冲淤环境影响很小。

8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合本项目情况，对荔湾 3-2 气田开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，进行应急能力可行性分析，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

严格执行国家现行有关法律法规、标准和规范的要求，对本项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，荔湾 3-2 气田开发项目环境风险评价等级为简单分析。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对本项目施工期和生产运行期的风险源分别进行调查。

8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工作业计划，本项目施工期主要分为钻完井、水下生产系统安装、海底管缆铺设等环节，计划使用多功能工程船、多功能作业船、铺管船、驳船及支持船等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为驳船，驳船油舱的单舱容积约为 150m^3。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建海底管道中的凝析油、天然气及新建脐带缆中的甲醇等，见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（管缆）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）	长度	管径
新建管道	LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道	凝析油	[redacted]	5.4km	6
		天然气	[redacted]		
新建脐带缆	LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2 A1H 脐带缆	甲醇	[redacted]	5.4km	/

8.2.2环境敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险敏感目标调查应包括环境风险评价范围内的所有海洋生态环境保护目标，以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区。

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-2。

表 8.2-2 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型	名称	与 LW3-2 A1H 最近距离/方位	与新建海底管缆最近距离	产卵盛期
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

8.3 环境风险评价工作等级

8.3.1危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：$q_1, q_2,\ldots, q_n$—每种危险物质的最大存在总量，t；

$Q_1, Q_2,\ldots, Q_n$—每种危险物质的临界量，t。

当 Q<1 时，该项目环境风险潜势为 I。

当 Q≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q＜10；（2）10≤Q＜100；（3）Q≥100。

8.3.1.1 施工期

经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为驳船，驳船的单舱容积约为 150m³（约 127.5t），即 Q=1.275，1≤Q＜10。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期的危险物质分布及存在量见表 8.3-1。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量（t）	临界量（t）	q_i/Q_i
LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道	凝析油	[redacted]	100	[redacted]
	天然气	[redacted]	10	[redacted]
LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2 A1H 的脐带缆	甲醇	[redacted]	10	[redacted]
合计				[redacted]

本项目生产运行期危险物质数量与临界量比值[redacted]，1≤Q＜10。

8.3.2行业及生产工艺（M）

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照表 8.3-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M＞20；（2）10＜M≤20；（3）5＜M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。风险工艺识别见表 8.3-3。

表 8.3-2 行业及生产工艺

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套

行业	评估依据	分值
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度≥300 ℃，高压指压力容器的设计压力（P）≥10.0 MPa；
b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.3-3 本项目风险生产工艺识别

行业	生产工艺	行业	M 值	M 划分
石油天然气	石油、天然气开采，油气管线	石油天然气	10	M3

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.3-4 确定物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

本项目施工期危险物质与临界量比值划分为 1≤Q＜10，生产工艺与生产运营期保持一致，识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

本项目生产运行期危险物质与临界量比值划分为 1≤Q＜10，生产工艺识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，见表 8.3-5。本项目不位于海水水质分类第一类区域或海水水质分类第二类区域，且不位于重要敏感区或一般敏感区内部，因此本项目位于环境低度敏感区 E3。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

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

8.3.5环境风险潜势初判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按表 8.3-6 确定环境风险潜势。

表 8.3-6 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度（E）	危险物质及工艺系统危险性（P）			
	极高危害（P1）	高度危害（P2）	中度危害（P3）	轻度危害（P4）
环境高度敏感区（E1）	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区（E2）	IV	III	III	II
环境低度敏感区（E3）	III	III	II	I

本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境低度敏感区 E3，风险潜势应为 I 级。

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境低度敏感区 E3，风险潜势应为 I 级。

8.3.6评价工作等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目环境风险潜势初判，按表 8.3-7 确定评价工作等级。

本项目施工期的风险潜势为 I 级别，生产运行期的风险潜势为 I 级别，基于上述结果，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。

表 8.3-7 环境风险分析评价工作等级划分

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

8.4 风险识别

8.4.1物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为凝析油、天然气、燃料油及甲醇，参考化学品安全技术说明书数据库，其理化性质及危险特性见表 8.4-1~表 8.4-3。

表 8.4-1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9
理化特性	外观与性状：浅褐色半透明液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	15℃密度：0.803g/cm^3		
	沸点（℃）：120-200℃		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_2
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v %）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD_{50}：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。		

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.521（液化）		相对密度：（空气=1）0.683
	饱和蒸气压（kPa）：53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃：）：-82.3
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2、水		
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险		
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。		
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m^3）		
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类		
健康危害	侵入途径：吸入		
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。		
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。		
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。		

表 8.4-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.85	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，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。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m^3）	
	毒性判别：低毒性	

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道刺激症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。 眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。 食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时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。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

表 8.4-4 甲醇理化及危险性质

标识	中文名：甲醇		英文名：Methanol
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
理化特性	外观与性状：无色澄清液体，有刺激性气味		溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂
	熔点（℃）：-97.8		沸点（℃）：64.8
	相对密度：（水=1）0.79		相对密度：（空气=1）1.11
	饱和蒸气压（kPa）13.33（21.2℃）		禁忌物：酸类、强氧化剂、酸酐、碱金属
	临界压力（MPa）:7.95		临界温度（℃：）240
	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		燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：385		闪点（℃）：11
	爆炸极限（v%）：5.5~44.0		最小点火能（mJ）：0.215
	燃烧热（kJ/mol）:727		火灾危险类别：甲
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2		
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。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。		
	灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		

标识	中文名：甲醇		英文名：Methanol
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
急性毒性	LD_{50}：5628mg/kg(大鼠经口)；15800mg/kg(兔经皮) LC_{50}：83776mg/m^3，4 小时(大鼠吸入)		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收		
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐。用清水或 1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。		
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、碱金属、食用化学品等混装混运。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。		

8.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括凝析油、天然气、燃料油及甲醇，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，具体分析如表 8.4-5。

表 8.4-5 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
凝析油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气			水体（海水）/大气环境
燃料油			水体（海水）
甲醇			水体（海水）

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，

其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂、施工船舶碰撞、地质性溢油及浅层气风险；生产阶段的环境风险事故包括井喷、海底管道泄漏、脐带缆甲醇泄漏、水下生产设施损坏泄漏、船舶碰撞、地质性溢油及浅层气风险等。环境风险事故具体情形分析如表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有凝析油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。
生产阶段	井喷	生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能引发井喷事故，伴随井喷释放的有凝析油和天然气物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。
	海底管道泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	脐带缆甲醇泄漏	脐带缆可能因穿孔、破裂等事故导致甲醇等化学药剂泄漏。导致脐带缆泄漏事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	水下生产系统损坏泄漏事故	存在水下生产系统因拖网、落锚等损坏，因腐蚀、材料缺陷及机械故障导致的水下生产系统泄漏，泄漏的主要为凝析油。
	船舶碰撞	在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。

8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》（以下简称《风险评估数据指南》）为

依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。

由于掌握的统计数据有限，要对所有的事故概率做定量分析是十分困难的，这里结合本项目特点，对部分油气泄漏事故做定量分析。

8.5.2.1 井喷

《风险评估数据指南》统计了美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井的井喷事故概率见表 8.5-2。

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

作业阶段	事故概率	
	井喷	单位
钻井	4.8×10^{-5}	次/每钻一口井
生产	2.6×10^{-6}	次/（井·年）

本项目新建 1 口生产井，在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 4.8×10^{-5} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 2.6×10^{-6} 次/年。

8.5.2.2 海底管道泄漏

根据莫特麦克唐(Mott McDonald)公司报告《PARLOC: The update of Loss of containment Data for Offshore Pipeline》，挪威船级社(Det Norske Veritas, DNV)的《Riser/Pipeline Leak Frequencies》对 PARLOC 报告进行了修正，具体泄漏概率见表 8.5-3。

表 8.5-3 海底管道泄漏概率

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道（开阔海域）	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径＞24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
海底管道（平台周围安全区内）	管径≤16 英寸	7.9×10^{-4}	次/年
	管径＞16 英寸	1.9×10^{-4}	次/年

本项目新建 1 条 6″长约 5.4km 的 LW3-2A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道，由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率，见表 8.5-4。

表 8.5-4 本项目新建海底管道泄漏概率

名称	材质	管长（km）	管径（in）	输送介质	海管泄漏概率（次/a）
LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道	柔性管	5.4	6	油、气、水	2.7×10^{-4}

本项目新建 1 条长约 5.4km 的 LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2 A1H 脐带缆，参考开阔海域海底管道的泄漏概率，按照管径<16 英寸考虑，由此估算本项目脐带缆发生泄漏事故的概率，见表 8.5-5。

表 8.5-5 本项目新建脐带缆泄漏概率

名称	材质	管长（km）	输送介质	脐带缆泄漏概率（次/a）
LW3-1 EAST MANIFOLD 至 LW3-2 A1H 脐带缆	柔性管	5.4	甲醇、乙二醇	2.7×10^{-4}

8.5.2.3 水下生产系统损坏泄漏事故

本项目新建水下生产系统，参考平台周围安全区内海底管道的泄漏概率来估算 LW3-2 SPS 的泄漏概率，保守计算管汇按照管径＞16 英寸考虑，泄漏概率为 1.9×10^{-4} 次/年。

8.5.2.4 脐带缆甲醇泄漏事故

本项目将通过脐带缆为水下生产系统供应甲醇。由于在线量较小，且甲醇可与水以任意比例互溶，脐带缆泄漏后不会对周边海域海洋生态环境造成严重影响。同时，本项目在设计和运行过程中将通过腐蚀控制、运行管理、运行参数调节等多方面措施确保脐带缆安全可靠运行。

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

在建设阶段，本项目施工期主要分为钻完井、水下生产系统安装、海底管缆铺设等不同环节，共计划使用多功能工程船、多功能作业船、铺管船、驳船及支持船等约 8 艘施工船舶。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-6。

表 8.5-6 船舶碰撞事故概率统计

船舶类型	碰撞频率(次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	碰撞概率
本气田区域船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。施工期供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上发生碰撞的概率较低。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船碰撞，不会损坏储油舱。显然，只有当钻井船发生严重的火灾和爆炸事故时，才有可能发生燃料油泄漏。海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船

舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 80 年代开始，海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

本项目施工期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为施工船舶油舱中的燃料油，根据驳船单舱储油量估算约为[redacted]。

本项目生产运行期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为新建 LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道中的凝析油。根据美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算凝析油的泄漏量，本项目新建 LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道在近 LW3-2 A1H 侧发生全管径断裂事故时溢油量约[redacted]。

本项目选取 LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道在近 LW3-2 A1H 侧发生全管径断裂事故的情形进行溢油漂移模拟预测。项目选取 W、NW、WSW、SSE、SE、S、SSW、E、NE 等风向的平均及极值风速开展溢油漂移模拟预测，选择最不利条件涨潮时刻作为溢油开始时刻。

根据本项目预测结果显示，在不同风向平均风速条件下，溢油残余油量<1%时间约为 6h~7h 左右；在不同风向极值风速条件下，溢油残余油量<1%时间约为 4h~5h 左右。本项目新建海管在近 LW3-2 A1H 侧发生溢油事故，在[redacted]风向极值风条件下油膜最短将在[redacted]内抵达其他红线区，在[redacted]风向极值风条件下（[redacted]），油膜最短将在[redacted]内抵达深水金线鱼产卵场。根据本项目溢油应急可行性分析结果，周边可协调的溢油应急设备可以满足在合理时间内对该项目最具代表性事故做出适当反应。

表 8.5-7 项目附近风场资料

方向	W	NW	WSW	SSE	SE	S	SSW	E	NE
[redacted]									
[redacted]									

表 8.5-8 平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		W	NW	WSW	SSE	SE	S	SSW	E	NE

风向		W	NW	WSW	SSE	SE	S	SSW	E	NE

表 8.5-9 极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		W	NW	WSW	SSE	SE	S	SSW	E	NE

表 8.5-10 溢油抵达各环境敏感目标的时间

类型	名称	与新建 LW3-2 A1H 最近距离及方位	风向/风速（m/s）	最短抵达时间（h）
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

图 8.5-1 平均风速情况下油膜轨迹

图 8.5-2 极值风速情况下油膜轨迹

8.6 地质性溢油及浅层气风险分析

8.7 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位深海公司制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.7.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

防范油气泄漏发生的最有效途径就是从工程设计、施工安装以及生产管理上采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的。建设单位将纳入现有的《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急预案》（2023），并将修订的应急预案于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率较低，油气泄漏事故可防可控。

8.7.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域生态红线区、产卵场等环境敏感目标可能造成的影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。

8.7.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键。

海底管道的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。海底管道的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。

8.7.2.2 建设及生产阶段防范措施

a.井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，建设单位应在施工阶段采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 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；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 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；
- 加强生产时的观测，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；
- 整个钻井过程中均采用随钻测井（LWD）工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b.海底管道泄漏事故防范措施

- 严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。
- 建设单位将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，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。
- 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。
- 定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

c.水下生产系统损坏事故防范措施

本项目新建一套水下生产系统，所在海域深水环境能够减低拖网、抛锚等第三方损坏风险。

d.脐带缆甲醇泄漏事故防范措施

脐带缆风险事故可能会导致甲醇泄漏风险。作业者将从脐带缆结构设计、工艺设计、制造工艺、压力等级/材质选择和腐蚀控制、施工/安装以及运行管理、运行参数设置、调节等诸多方面着眼。此外脐带缆具有冗余设置，从而可实现各系统的高可靠性、有效性。

e.船舶碰撞事故防范措施

本项目在建设阶段所涉及的施工船舶将按《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》的要求提交相应申请报告、安全技术资料及资质证明，办理中华人民共和国水上水下施工作业许可证，并遵守以下规定：

- 按照海事管理机构批准的作业内容、核定的水域范围和使用核准的船舶进行作业，不得妨碍其他船舶的正常航行；
- 及时向海事管理机构通报施工进度及计划，并保持工程水域良好的通航环境；
- 使船舶、浮动设施保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态；
- 实施施工作业或者活动的船舶、设施应当按照有关规定在明显处昼夜显示规定的号灯号型。在现场作业船舶或者警戒船上配备有效的通信设备，施工作业或者活动期间指派专人警戒，并在指定的频道上守听；
- 遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定，不得有超载等违法行为。

在本项目海上施工前，应按照相关要求，申请发布航行警（通）告，提前告知航行路径。船舶在施工和运输作业中，应严格遵守相关的安全作业方案，与往来船只保持安全距离。

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

f.其它防范措施

在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位应制定严格的操作和管理规程，采取严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.7.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急计划并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.7.3.1 制定溢油应急预案

本项目溢油应急预案依托中海石油深海开发有限公司（简称“深海公司”）建立的应急体系，深海公司已编制《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划》（2023）并在主管部门登记备案。本项目投产前，将对已制定的应急预案进行修订，并将修改后的应急预案于投产前报相关主管部门备案。其中，白云天然气作业公司与哈斯基石油中国有限公司（简称“哈斯基”）在荔湾 3-1 平台上的安全管理界面由 2926-JMC-6-236《荔湾 3-1 平台（CEP）安全生产管理协议》进行界定：浅水设施的安全责任主体为深海公司，深水设施安全责任主体为哈斯基。

已备案的溢油应急预案的主要内容包括：作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

建设单位和油气田作业公司应急组织机构见图 8.7-1 和图 8.7-2。

所有参加气田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。

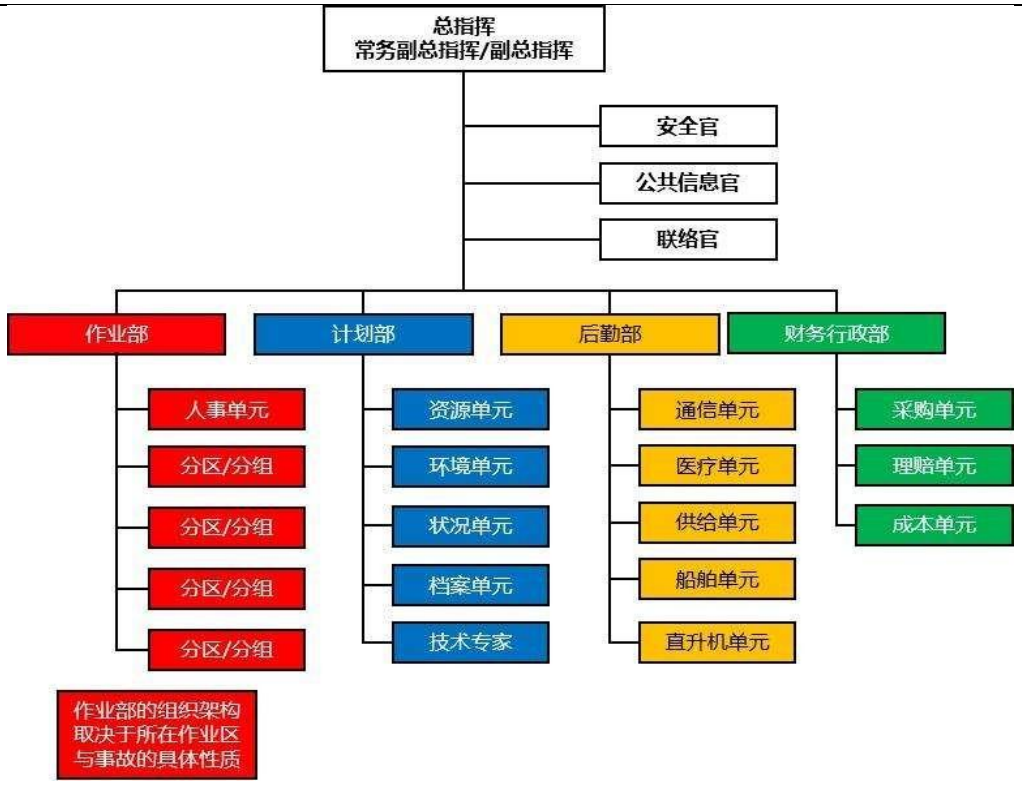

图 8.7-1 建设单位溢油应急组织机构图

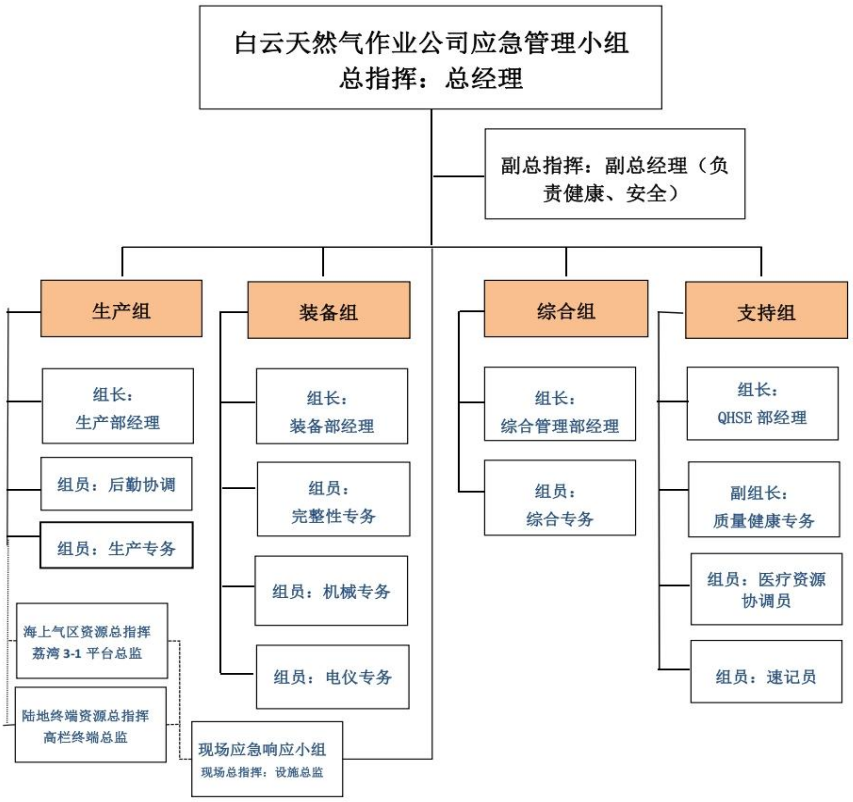

图 8.7-2 白云天然气作业公司溢油应急组织架构图

发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。

在通知建设单位应急值班室之前完成以下应急反应程序：

- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

8.7.3.2 建立分级响应机制

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27 号）的规定，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。

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动油气田溢油应急预案和深海公司溢油应急预案，并由深海公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急计划。

荔湾 3-2 气田开发项目的作业者将严格按照上述要求执行。当发生一般性溢

油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用现场及中海油专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制；当发生较大溢油事故后，需要深海公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并根据国家相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。溢油应急处理流程见图 8.7-3。

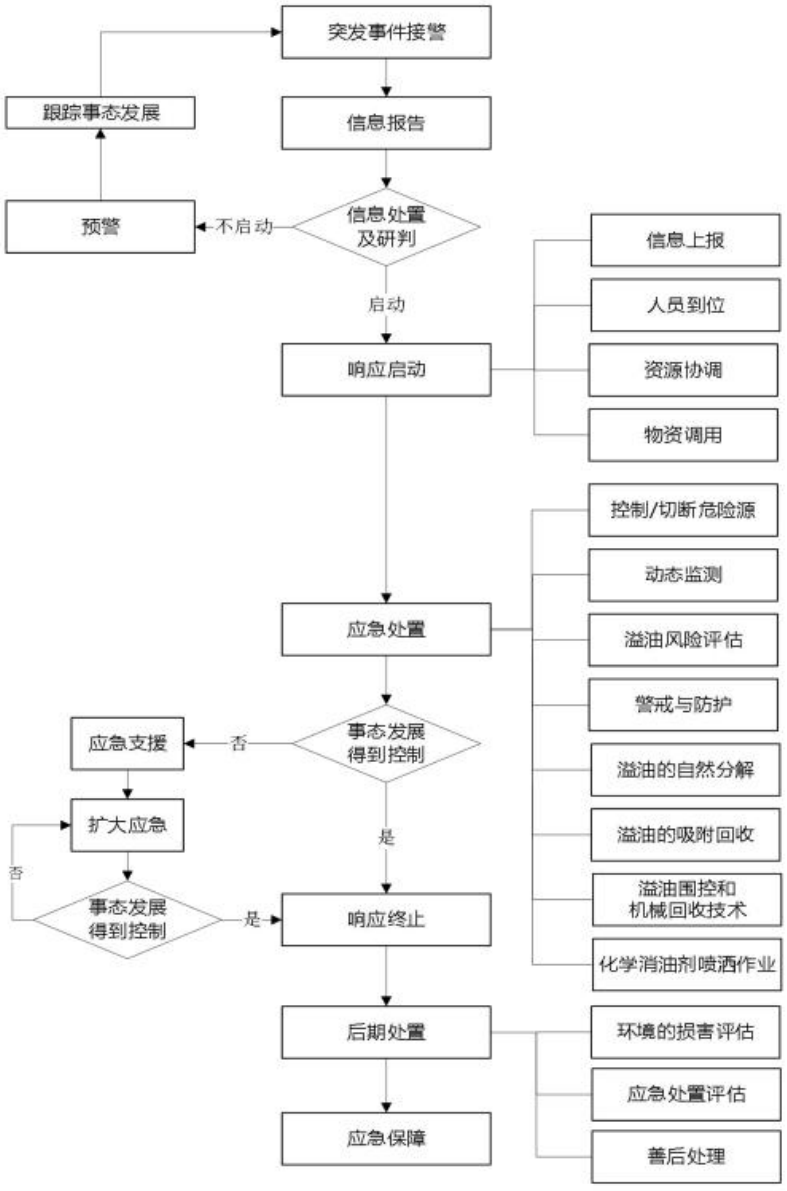

图 8.7-3 溢油应急处理流程

8.7.3.3 事故应急处理措施

a.井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；

- 启动平台应急程序并向气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：

- 立即按照指令关闭生产流程；
- 广播通知所有人员事故情况；
- 通知守护船提供协助；
- 报告深海公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷凝析油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，气田总监下达撤离平台的命令；
- 应急领导小组根据现场情况，在建设单位应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b.海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向深海公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况。

c.船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知深海公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避开海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。
- 在天气状况良好的情况下，首先控制溢油源，使用围油栏对溢油进行围控，然后使用吸油毛毡进行吸附。若海况较差（波级四级、五级风以上），或者有发生火灾爆炸的潜在威胁，考虑使用消油剂，利用船舶跟踪漂油进行消油剂喷洒。

8.7.4配置溢油应急资源

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。本项目附近溢油应急资源分布情况见图 8.7-4。

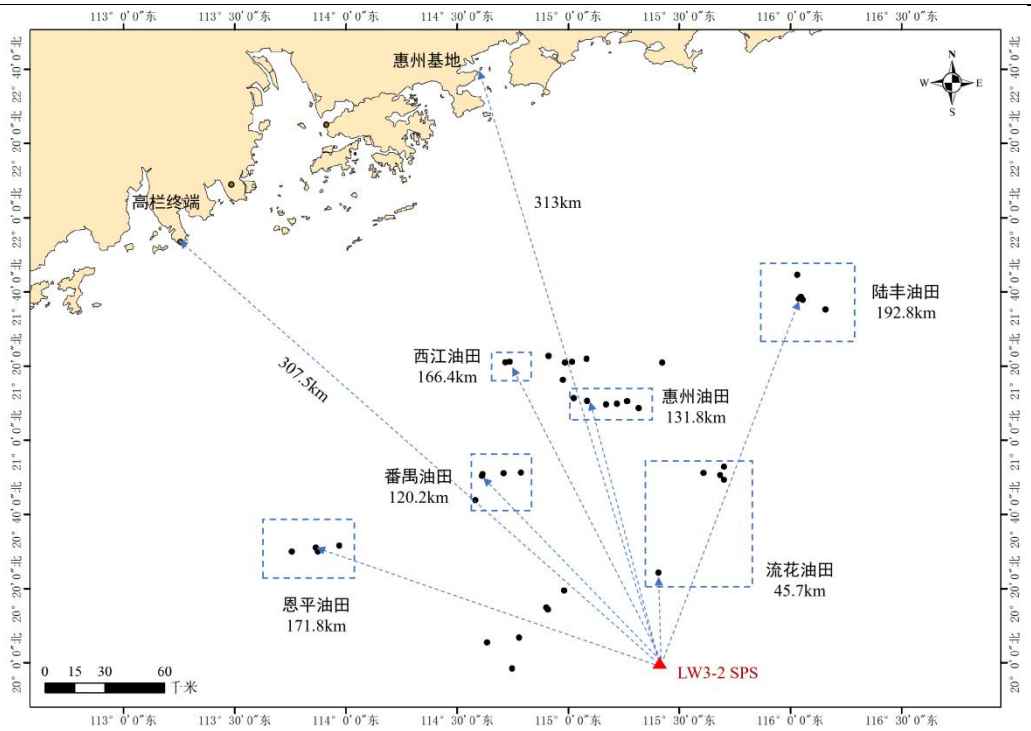

图 8.7-4 溢油应急资源分布（与 LW3-2 SPS 距离）

8.7.4.1 白云天然气作业公司溢油应急资源

当发生海上溢油事故时，本项目主要依托深海公司及深圳分公司的现有溢油应急资源进行处理。本项目依托 LW3-1CEP 平台配备吸油毛毡、撇油器、消油剂等溢油应急物资，荔湾 3-2 气田所在的白云天然气作业公司主要的溢油应急资源见表 8.7-1。

表 8.7-1 白云天然气作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
撇油器	刷式撇油器 ZS-30	套	1	LW3-1CEP
撇油器动力站	—	套	1	
消油剂喷洒设备	PSB140	套	1	
浮式储油囊	10m^3	套	1	
吸油毛毡	PP-2（20kg/包）	包	50	
消油剂	溢油分散剂\富肯-2 号\广州富肯环保科技有限公司\20kg/桶	桶	50	
围油拖栏	Φ20cm×2m	根	50	番禺 30-1 气田
吸油毯	80cm×50m×3mm 40cm×50m×3mm	卷	3+2	
吸油毡	40cm×50m×3mm	片	100	
消油剂	溢油分散剂\富肯-2 号\广州富肯环保科技有限公司\200L/桶	桶	2	
吸油毛毡	5.5kg/包	包	4	番禺 34-1 平台
吸油毛毡	100 片/包	包	12	

消油剂	溢油分散剂\富肯-2 号\广州富肯环保科技有限公司\20kg/桶	桶	2	
消油剂喷洒装置	PSB140	套	1	惠州基地
刷式收油机	ZS-30	套	1	珠海终端
动力站	ZS-30	套	1	
围油拖栏	20 米/根	根	18	
浮式储油囊	FN-10	套	1	
消油剂	富肯-2 号	吨	1	
吸油毛毡	SPC-MXO1000/ RFODPB250/ SXTH250-C	箱	40	
吸油毯	SPC-HT555/SPC-CH15P	箱	25	
转盘收油器	TYZS30,30m^3/h	台	1	高栏终端
收油器动力站	FBDL-40	台	1	
固体浮子式橡胶围油栏	WGJ-1100	米	480	
防火式围油栏	WGT900	米	400	
充气式橡胶围油栏	WQJ-1100	米	960	
围油栏动力站	DL-30	台	2	
充气机	—	台	1	
消油剂喷洒装置	PSB140	套	1	
消油剂喷洒装置	PS40	套	1	
浮式储油囊	FN-10	套	2	
油拖网	4m^3	套	2	
轻便储油罐	10m^3	套	1	
消油剂	富肯-2 号	千克	2000	
消油剂	富肯-5 号	千克	800	
吸油毛毡	PP-2	千克	2000	

8.7.4.2 其他作业公司溢油应急资源

本项目可依托各作业公司的溢油应急资源对潜在溢油事故进行响应，主要包括番禺油田、惠西油田、恩平油田、流花油田、陆丰油田等作业公司的溢油应急设施。具体配置情况如见表 8.7-2~表 8.7-6。

表 8.7-2 流花作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
浮式储油罐	FN-10	套	2	
充气式橡胶围油栏	WQJ-2000	米	200	HYSY119 FPSO
围油栏动力站	KC4102ZQFB（B）	套	1	
转盘收油机	ZSP-60	套	1	
收油机防爆动力站	KC4102ZQB	套	1	
喷洒设备	PSB100	套	1	
高压清洗机（含两个手持喷枪）	GML17-12	个	1	

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
储油囊	FN-10	套	4	
消油剂	170kg/桶	桶	6	
刷式收油机	ZSP-60	套	1	
吸油毡	—	箱	2	
吸油毡	包（100 片）	包	38	HYSY122 FPSO
吸油长条袋	6 英寸× 10 英尺	个	23	
吸油长条袋	3 英寸× 10 英尺	个	42	
吸油长条袋	3 英寸× 5 英尺	个	104	
充气式围油栏	WQJ-2000	米	400	
围油栏动力站（含充吸气机）	KC4102ZQFB（B）	套	1	
消油剂喷洒设备	PSB100	套	1	
收油机	刷式 ZS-30	套	1	
收油机动力站	ZS-30 动力站（防爆）	套	1	
高压清洗机	GML17-12	个	1	
吸油长条袋	—	条	20	LH11-1 DPP
吸油毡	包（100 片）	包	12	
吸附剂	25 磅/袋	袋	30	
消油剂	200 升/桶	桶	5	

表 8.7-3 番禺作业公司溢油应急物资

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气式围油栏及动力设备	WQJ-2000	米	400	HYSY111 FPSO
撇油器	收油能力：60m³/h	套	1	
消油剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	8	
吸油毡	500mm×500mm×5mm	箱	11	
围油臂	（6 in×10 ft）		11	
吸油围栏	贝辉环保型 7.6×122cm 12/盒	米	200	PY4-2 WHP 平台
吸油棉（毡）	500mm×500mm×5mm	张	500	
消油剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	3	
吸油围栏	贝辉环保型 7.6×122cm 12/盒	米	200	PY4-2 DPPA 平台
吸油毡）	500mm×500mm×5mm	张	500	
消油剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	4	
吸油棉	500mm×500mm×5mm	张	500	PY5-1 WHP 平台
消油剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	3	
吸油围栏	贝辉环保型 7.6×122cm 12/盒	米	200	
消油剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	4	PY5-1 DPPB 平台
吸油围栏	贝辉环保型 7.6×122cm 12/盒	米	200	
吸油棉	500mm×500mm×5mm	张	500	
吸油毛毡	常规型 100 片/箱	箱	3	PY11-12 WHPA

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
吸油托栏	3 米/条	米	180	平台
吸油围栏	贝辉环保型 7.6×122cm 12/盒	箱	1	PY10-2 WHPA 平台
吸油毛毡	500mm×500mm×5mm	片	200	

表 8.7-4 惠西作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
消油剂	富肯-2#200L/桶	桶	6	惠州 25-8 平台
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	片	400	
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	片	400	西江 24-3B 平台
消油剂	富肯-2#200L/桶	桶	5	
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	片	355	西江 24-3 平台
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	片	900	西江 30-2 平台
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	片	1000	西江 23-1 平台
充气式围油栏	青岛光明/WQJ2000	米	400	HYSY115FPSO
围油栏动力站	PK1650C	台	1	
充吸气机	FGC	台	1	
侧挂式收油机	劳模/LCS-4C/收油能力：64m³/h	套	1	
刷式撇油器	劳模/MINIMAX60/收油能力：60m³/h	套	1	
喷洒装置	青岛光明/PSB100/喷洒速度：100 升/分钟	套	1	
消油剂	富肯-2#200L/桶	桶	10	
浮式储油囊	青岛光明/FN10/存储 10m³	套	2	
吸油毡	480mm×380mm×2mm\本色/潔来利	kg	200	
收油网	青岛华海/SW-WQJ2000	套	1	
高温高压清洗机	青岛华海/HDS1000DE	套	2	
压缩式吸油拖栏	广州市泰洋环保设备制造有限公司/220 型	米	402	
消油剂	200L/海泰	桶	10	西江 30-2B 平台
吸油毡	10	kg	20	
消油剂喷洒装置	-	套	1	
消油剂	-	桶	2（0.34 吨）	西江 24-7A 平台
消油剂喷洒装置	-	套	1	
吸油毡	100 片/包，43.2cm×48.3cm	包	4	惠州 26-1 平台
吸油毡	43.2cm×48.3cm	张	400	惠州 21-1 平台
吸油毡	100 片/包，43.2cm×48.3cm	包	4	惠州 32-3 平台
溢油消散剂	（富肯-2 号\200L/桶）	桶	4	
吸油毡	100 片/包，43.2cm×48.3cm	包	4	惠州 32-2 平台
可压缩吸油拖栏	WYS-T200	米	600	
充气式橡胶围油栏	WQJ-20001 卷（含拖头 1 个）	米	200	

吸油毡	RUG\17"×19"（200 片/包）	片	200	惠州 19-3 平台
溢油消散剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	4	
吸油毡	100 片/包，43.2cm×48.3cm	包	4	惠州 19-2 平台
溢油消散剂	富肯-2 号\200L/桶	桶	4	惠州 32-5 平台
吸油毡	吸油毡（100 片/包，43.2cm×48.3cm）	包	4	
吸油毡	吸油毡 XY-350，(43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 25-3 平台
充气式橡胶围油栏	WQJ-2000 1 卷（含拖头 2 个，插销 1 根）	米	200	
围油栏动力站	45kw 含管线 2 套	套	1	
围油栏配件	充吸气机 1 套、缆绳 1 套、拖头绳 3 套、浮球 2 个、铁链 8 条、紧张器 8 个、保险绳 2 根、工具箱 1 套	套	1	
消油剂喷洒设备	PSB100 含工具箱 1 套	套	1	
刷式收油机	ZS-30	套	1	
刷式收油机动力站	/	套	1	
刷式收油机动力站液压管线	/	套	2	
溢油消散剂	（富肯-2 号\200L/桶）	桶	4	
充气式围油栏	WQJ-2000	米	600	南海奋进 FPSO
围油栏动力站	45KW（防爆）	套	2	
充吸气机	2000 型适用	台	2	
撇油器（ 30 方/小时）	ZSPS30	套	1	
收油机动力站	ZSPS30-02C	套	1	
10 方浮式储油囊	FN10	个	2	
消油剂喷洒装置	PS40	套	1	
高压清洗机	THERM875-1	台	1	
吸油毛毡	/	吨	1	
消油剂	（富肯-2 号\200L/桶）	桶	12	
消油剂	（富肯-2 号\200L/桶）	桶	6	惠州 26-6 平台
消油剂喷洒装置	PSB100	套	1	
吸油毡	PP-2，100 片/箱	箱	5	

表 8.7-5 恩平作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ-2000	米	400	HYSY118 FPSO
围油栏防爆动力站	DL40/TY140613A-1,40KW	套	1	
充吸气机	CX-30:300m^3/h	套	1	
撇油器	ZSP60	套	1	
防爆动力站	DL40/TY140613A-2,40KW	套	1	

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
喷洒设备	PSB100	套	1	
储油囊	FN-10	套	4	
消油剂	富肯 2 号，170 公斤/桶	桶	5	
吸油毡	—	片	400	
吸油条	—	箱	1	EP24-2 DPP 平台
吸油毡	—	片	550	
溢油回收桶	—	个	1	
吸油毛毡	—	片	150	EP18-1 WHPA 平台
吸油围栏	1 米/条，PP-2，200 片/箱	米	200	
消油剂	富肯 2 号，170 公斤/桶	桶	2	
吸油围栏	环保型吸油长条袋，7.6cm×122cm	根	140	EP23-1 DPP 平台
吸油毡	—	片	400	
消油剂	富肯 2 号，170 公斤/桶	桶	2	
充气式围油栏	WQJ-2000	米	400	EP15-1 CEP 平台
围油栏动力站	30kw	套	1	
充吸气机	—	套	1	
多功能收油机	60m^3/h	套	1	
浮式储油囊	FN-10	套	2	
高压清洗机	—	套	1	
消油剂喷洒装置	PSB80	套	1	
消油剂	200L/桶	千克	1000	
吸油毛毡	50 片/箱，4 千克/箱	千克	40	
捞油网	带杆，长度 3-6m	套	2	
吸油条	1 米/条	条	200	
吸油毡	—	片	150	EP10-2 WHPA 平台
吸油毡	—	片	150	EP20-5 WHPA 平台
消油剂	—	千克	1000	EP20-4 DPP 平台
吸油毡	—	片	250	
捞油网	带杆，长度 3-6m	套	2	
吸油条	—	条	200	
消油剂	—	千克	340	EP18-6 DPP 平台
吸油毡	—	片	250	
吸油条	—	条	200	

表 8.7-6 陆丰作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	米	400	HYSY121 FSO
围油栏动力站	DL-50	套	1	
消油剂喷洒设备	PSB-140	套	1	
消油剂	富肯 2 号	桶	5	
捞油网	N/A	张	5	

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
空气泵	XPX8/SSSSS/TNU/TF/TF /0014/WILDEN	套	2	
吸油毡	捷苏瑞 BH-OP101	箱	2	
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	米	400	LF15-1 DPP 平台
围油栏动力站	KC41022QFB(B),45KW（防爆）	套	2	
高压清洗机	GML17-12	个	1	
收油机	刷式 ZS-30m^3/h	套	1	
收油机动力站	刷式 ZS-30 动力站（防爆）	套	1	
消油剂喷洒设备	PSB-100	套	1	
浮式储油罐	FN-10	套	2	
消油剂	富肯 2 号	吨	2	
高压清洗机	GML17-12	套	1	
围油栏动力站备用电池	12V 45KW	个	1	
收油机动力站备用电池	12V 45KW	个	1	
消油剂喷洒设备	PSB-100	套	1	LF14-4 DPP 平台
消油剂	富肯 2 号	桶	5	
吸油毡	PP-2	箱	5	
消油剂	富肯 2 号	桶	5	LF13-1 DPP 平台
吸油毡	捷苏瑞 BH-OP101	箱	3	
捞油网	N/A	张	5	
消油剂	富肯 2 号	桶	3	LF13- 2 DPP 平台
吸油毡	捷苏瑞 BH-OP101	箱	5	
消油剂	富肯 2 号	桶	2	LF13-2 WHP 平台
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	米	200	LF7-2 DPP 平台
液压充吸气机	FJY 充吸器机	套	1	
围油拖栏	WQJ2000-01	套	2	
消油剂	富肯 2 号	桶	27	
吸油毛毡	PP-2	千克	2	
撇油器	ZSPS30 转刷转盘收油机	套	1	
消油剂	富肯 2 号	桶	6	LF8-1 DPP 平台
消油剂喷洒设备	PSB-100	套	1	
吸油毛毡	PP-2，100 片/箱/12.5kg	箱	10	

8.7.4.3 环保船

“海洋石油 256”和“海洋石油 258”环保船长期在南海海域为公司提供环保业务服务，当发生溢油事故时，可以调动离溢油现场最近的环保船立即赶赴现场，进行溢油围控和回收作业。“海洋石油 256”和“海洋石油 258”环保船主要性能见表 8.7-7。

表 8.7-7 环保船性能表

序号	主要性能	海洋石油 256、258
1	主尺度	75×15.2×7m
2	主机功率	1471kW×4（8000 匹）
3	最大航速	15.2kn
4	续航力	8000 海里
5	自持力	30 天
6	溢油回收能力	2×100m³/h
7	溢油/测试井液舱/ 污油水回收舱容	440m³+240m³ （3 号轻柴油舱可兼做回收舱）
8	溢油监测	不小于 4.5km
9	溢油设备安装形式	舷侧内置式
10	甲板载货面积	430m²
11	甲板载货量	600t
12	甲板载荷	5t/m²
13	消油剂储存仓	每侧喷洒能力 15m³/h

8.7.4.4 惠州基地

中海环保是深海公司的主要溢油应急处置能力，也是深海公司的溢油应急服务承包商，双方签有溢油应急服务合同，一旦发生溢油，中海环保接受深海公司的指挥参加溢油应急服务。中海环保建有多个应急基地，针对本项目所在海域的溢油应急响应事件，主要由惠州基地负责。惠州基地溢油应急资源见表 8.7-8。

表 8.7-8 中海环保惠州基地溢油应急资源

名称	规格/型号	数量	单位
充气式围油栏	3000 型	400	米
	2000 型	1000	米
固体浮子式围油栏	—	5680	米
防火式围油栏	WGT900	800	米
岸滩围油栏	WQV600	400	米
快速布放围油栏	1500 型	400	米
侧挂式撇油器	劳模 LSC-3C（30m³/h）	2	套
刷带式收油机	HAF30A（含 HDPP50 动力站）（30m³/h）	1	套
槽型轮鼓收油机	HSF100（100m³/h）	1	套
	Magunm100（100m³/h）	1	套
堰式撇油器	YSL-30（30m³/h）	1	套
真空收油机	ZK30（30m³/h）	3	套
刷式收油机	HMH12（12m³/h）	2	套
	HAF12（12m³/h）	1	套

名称	规格/型号	数量	单位
	12m³/h	4	套
	MINIMAX12(A/B)（12m³/h）	2	套
	ALLIGATOR100（100m³/h）	1	套
收油机-卸载泵	30m³/h	3	套
	100m³/h	2	套
直升机喷洒设备	TC3	1	套
消油剂喷洒设备	PS-80	13	套
	HDSK-40	4	套
	PSB40	1	套
	PSB80	1	套
	PS40	1	套
	PS80	1	套
	PSB80S	2	套
轻便式储油罐	QG5	14	套
	QG10	7	套
钢制储油罐	5m³	2	套
	7m³	6	套
浮动储油罐	15m³	4	套
	25m³	5	套
	10m³	5	套
	5m³	8	套
拖油网	4m³	3	套
吸油毛毡	PP-2 吸油毛毡	2300	千克
吸油拖栏	XPL-Y-220 吸油拖栏	4344	米
消油剂	富肯 2#	5640	千克

8.7.5 溢油应急可行性分析

8.7.5.1 应急响应时间分析

本项目可借用的应急力量有番禺油田、西江油田、惠州油田、恩平油田、流花油田、陆丰油田、环保船以及惠州基地等的溢油应急设备，周边气田溢油响应时间详见表 8.7-9。本项目新建 LW3-2 A1H 附近若发生溢油事故，在[redacted]风向极值风条件下油膜最短将在[redacted]抵达其他红线区，本项目可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短[redacted]内即可到达不利风况下油膜位置，可以在油膜抵达该环境敏感目标前对其拦截。

表 8.7-9 本项目及周边气田溢油应急响应时间（LW3-2 A1H）

设施名称	距离 LW3-2 A1H（km）	动员时间（h）	航行时间（h）	到达溢油现场时间（h）
流花油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
番禺油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

设施名称	距离 LW3-2 A1H（km）	动员时间（h）	航行时间（h）	到达溢油现场时间（h）
惠州油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
西江油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
恩平油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
陆丰油田	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
高栏终端	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
惠州基地	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
环保船	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/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等作业。

8.7.5.2 应急能力可行性分析

本项目施工期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为施工船舶油舱中的燃料油，根据驳船单舱储油量估算约为[redacted]。本项目生产运行期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为新建 LW3-2 A1H 至 LW3-1 EAST MANIFOLD 海底混输管道中的凝析油，在近 LW3-2 A1H 侧发生全管径断裂事故时溢油量约[redacted]。

针对本项目施工期船舶溢油事故及生产运行期海底管道泄漏事故，根据 8.5.3 节分析，本项目如发生溢油事故，在[redacted]风向极值风条件下油膜最短将在[redacted]内抵达其他红线区。根据下表及应急响应时间分析，在海况允许及应急响应及时的情况下，在发生溢油事故后的[redacted]内可以调动的围油栏为 14720m、机械回收资源能力为 2072m^3/h、临时储存资源能力为 2057m^3，能够覆盖本项目所使用的施工船舶发生溢油事故时的溢油应急能力需求。

当发生超出自身控制能力的溢油环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油环境事件时的应急需要。

表 8.7-10 区域溢油应急资源

溢油应急资源/能力		是否满足本项目溢油应急能力要求
围油栏（m）	14720	满足
机械回收能力（m^3/h）	2072	
临时储存能力（m^3）	2057	

因此，在海况允许的情况下，本项目及深海公司周边可协调溢油应急设备可以满足本项目在合理时间内对本项目最具代表性事故做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生溢油环境事件时能及时获得

可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

8.8 海洋生态环境风险评价结论

荔湾 3-2 气田开发项目海洋生态环境风险评价等级为简单分析，海洋生态环境风险类型包括井喷、水下生产系统损坏泄漏、脐带缆甲醇泄露、海底管道泄漏和施工期船舶碰撞泄漏等事故。本项目新建设施不位于海洋生态环境敏感区内，距离本项目最近的一般敏感区为深水金线鱼产卵场，最近距离为[redacted]。

根据溢油应急可行性分析，中海石油深海开发有限公司在适当时间内可以对本项目所涉及的事故类型进行有效响应，能够协调调动的溢油应急资源可以满足本项目所涉及的事故类型的溢油应急响应需求。当发生超出自身控制能力的溢油环境事件时，还可以联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油环境事件时的应急需要。

中海石油深海开发有限公司已按照相关规定编写了《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划》（2023）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的溢油应急预案进行修订，将本项目纳入建设单位各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急预案与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，荔湾 3-2 气田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

9 清洁生产与总量控制

9.1 清洁生产分析

清洁生产从本质上来说，就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略，减少或者消除它们对人类及环境的可能危害，同时充分满足人类需要，使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施，其目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产的目的。本项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从各阶段采取的清洁生产措施以及根据清洁生产评价指标对本项目进行分析，并给出清洁生产结论和建议。

9.2 清洁生产措施

9.2.1 建设阶段采取的清洁生产措施

本项目在钻井作业过程中全部使用水基钻井液体系，并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响；排放的水基钻井液及其钻屑需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准要求。不能满足排放要求的钻井液及钻屑经收集后运回陆地交由有资质单位处理，不排海。

本项目新建海底管道和脐带缆均直接铺设于海底，不挖沟。通过采用先进管/缆铺设技术，减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，降低对周围海域环境的影响。

海上施工过程中产生的生活垃圾（除船舶垃圾中的食品废弃物外）和生产垃圾禁止排入海中，经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶含油污水和船舶生活污水均经处理达标后间断排放，同食品废弃物均严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。

对于钻完井作业以及海上设施安装作业等，建设单位将制定严格的安全环保作业规程，并严格遵照执行。

9.2.2 生产阶段采取的清洁生产措施

9.2.2.1 选用先进的工艺及技术路线

（1）工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

（2）在油气生产工艺系统中的主要设备和管道处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在新建生产井的井口和井底安装了水下温度压力传感器，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

（3）采用复合电液控制系统实现对荔湾 3-2 气田水下生产系统的监控。该复合电液控制系统由位于依托的 LW3-1 CEP 平台的上部控制设备、水下控制设备以及脐带缆三部分组成。控制用电、控制信号、液压控制液等均从 LW3-1 CEP 上部控制设施传输至水下设施。荔湾 3-2 气田的生产物流回接到 LW3-1 CEP，LW3-1 CEP 生产关断（ESD3）及以上级别关断会导致荔湾 3-2 气田关断。

9.2.2.2 污染物最大限度的资源化

本项目依托的 LW3-1 CEP 平台上设有天然气处理系统、凝析油处理系统和生产水处理系统。本项目产生的含油生产水经 LW3-1 CEP 平台上的生产水处理系统处理达标后排海。从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

9.2.2.3 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目投产后，产生的主要污染物为含油生产水、温排水及生产垃圾等。

含油生产水：经依托的 LW3-1 CEP 平台上的生产水处理系统处理达标后排海。

生产垃圾：经依托的 LW3-1 CEP 平台分类收集后，全部运回陆地进行处理/处置。

温排水：未超出已批复的《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中温排水的最大产生量。

9.2.2.4 现场管理中的清洁生产控制

本项目在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。本项目依托的 LW3-1 CEP 平台上设置有安全监督，负责贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准。现场管理中的一些其他主要措施包括：

（1）定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）对本项目产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。

（3）定期对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。

（4）在日常生产时对依托平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题，并对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

（5）按照依托 LW3-1 CEP 平台的环境监测计划，定期对产生的含油生产水进行监测。

以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。

9.3 建设项目清洁生产评价

根据《中华人民共和国生态环境法典》第三百四十二条，企业事业单位和其他生产经营者应当优先使用清洁低碳能源，采用资源利用率高、污染物排放量少的清洁生产工艺，防止对海洋环境的污染。第九百六十条明确，国家鼓励通过使用清洁的能源和原料、采用先进适用的工艺技术与设备等措施，从源头降低资源消耗，减少污染物和温室气体的产生、排放，推进清洁生产。第九百六十五条从技术改造角度提出采用低毒低害原料、资源利用率高且污染物产生量少的工艺和设备、对废弃物进行综合利用以及采用相应污染防治技术等清洁生产措施。第九百六十六条提出，企业应当对生产和服务过程中的资源消耗以及废弃物产生情况进行监测，并根据需要实施清洁生产审核。

本项目为海上油气开发项目，结合钻井、油气开采等生产作业特点，从资源能源利用、生产工艺与设备、资源综合利用、污染物产生与控制以及环境管理等方面，对项目清洁生产情况进行分析。

9.3.1 资源能源利用

本项目钻井作业过程中，对钻井液进行循环利用，并设置相应的钻井液收集设施，减少钻井液损失；同时对钻井作业产生的污油进行收集和回收。

采油气作业过程中，通过控制生产过程中的综合能耗，并采取余热余能利用、油井伴生气回收利用等措施，提高能源利用效率，减少能源资源损失。项目综合能耗为[redacted]，余热余能利用率和油井伴生气回收利用率均达到相应要求。

综上，本项目通过钻井液循环利用、污油回收等措施，降低生产过程中的资源能源消耗，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于推进清洁生产、提高资源利用效率的相关要求。

9.3.2 生产工艺与设备

本项目根据钻井作业需求合理选用水基钻井液，加强钻井液配制、使用和回收管理，并配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备，设置钻井液收集设施。上述措施能够加强钻井作业过程中的物料管理和污染防治，减少钻井作业对环境的影响。

油气开采作业采用全密闭集输流程，减少油气资源损失及生产过程中的污染物排放。

综上，本项目结合钻井及油气开采作业特点，配套采取钻井液收集及循环利用、固控、井控、密闭集输和资源回收等措施，从生产过程加强资源利用和污染防治，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于采用资源利用率较高、污染物产生量较少的工艺和设备的相关要求。

9.3.3 资源综合利用

钻井作业过程中对钻井液进行循环利用，钻井作业过程中产生的水基钻井液、钻屑的排放应满足《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第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求，若不符合排放要求，将运回陆地处理。

本项目在生产过程中产生的污油进行回收，实现资源回收利用。通过对施工及生产过程中的可利用物质进行回收和循环利用，本项目减少资源损失和废弃物产生，提高资源综合利用水平，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于资源节约和综合利用的相关要求。

9.3.4 污染物产生与控制

钻井作业过程中产生的水基钻井液、钻屑的排放应满足《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

性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求，若不符合排放要求，将运回陆地处理；含油废物以及废水等按照相关要求进行收集、处理和处置。本项目设置钻井液收集设施，并配备相应固控设备；对钻井作业产生的污油进行回收，减少含油污染物散失。

油气开采作业过程中采用全密闭集输流程，减少生产过程中污染物和油气资源的排放与损失。

综上，本项目通过生产过程控制、资源回收利用以及污染物收集处理等措施，减少污染物产生和排放，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于污染防治和清洁生产的相关要求。

9.3.5环境管理

本项目建立完善的 HSE 管理体系，并制定节能减排相关管理要求；钻井和采油气作业过程中，对生产活动及污染物、废弃物进行相应的环境管理。同时落实建设项目环境影响评价、环保“三同时”以及污染物排放管理等制度要求。

本项目运营过程中，持续加强资源能源消耗、污染物产生和废弃物处置的管理，根据生产运行情况不断优化资源利用和污染防治措施。对于符合《中华人民共和国生态环境法典》规定的强制性清洁生产审核条件的，应依法开展清洁生产审核。

9.3.6清洁生产分析结论

综上，本项目结合海上油气开发生产特点，在钻井、油气处理及集输等生产环节采取钻井液循环利用、污油回收、全密闭集输等清洁生产措施，并通过 HSE 管理体系及环境管理制度加强全过程环境管理。

本项目清洁生产措施涵盖资源能源消耗控制、生产工艺优化、资源综合利用、污染物源头减量及污染防治等方面，能够有效提高资源利用效率，减少污染物排放，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于推进清洁生产的相关要求。

9.3.7清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，采油作业达清洁生产先进水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和管理培训，提高清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

9.4 污染物排放总量控制建议

本项目新建水下生产系统，所产物流经新建和已建管道输送至依托的 LW3-1 CEP 平台进行处理，分离出的生产水处理达标后排海。

根据本报告第三章的污染源强核算，本项目投产后，依托的 LW3-1CEP 平台含油生产水最大排放量为[redacted]（2033 年），石油类月均排放浓度≤45mg/L，未超出该平台生产水处理能力（预处理单元与 CFU 串联运行时为 600m^3/d，旁通该装置单独运行 CFU 时为 1920m^3/d），亦未超出原环评《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）已批复含油生产水排放总量控制值（1000m^3/d，35×$10^4$$m^3$/a，石油类月均排放浓度≤45mg/L）。建议依托的 LW3-1 CEP 平台含油生产水排放总量控制值维持该批复值不变。

本项目依托的 LW3-1 CEP 平台新增生活污水排放，生活污水产生量约为 96.6m^3/d（35259m^3/a），超出原环评《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）已批复生活污水排放总量控制值（52.5m^3/d，19162.5m^3/a；COD≤500mg/L），需新增生活污水总量申请，建议依托的 LW3-1 CEP 平台生活污水排放总量控制值为 96.6m^3/d（35259m^3/a；COD≤500mg/L），其中 COD 为 17.6t/a。

9.5 排污混合区建议

本项目投产后，依托的 LW3-1 CEP 平台含油生产水最大排放量未超原环评预测的含油生产水最大排放值。因此，LW3-1 CEP 平台排污混合区范围维持原环评报告批复值不变。LW3-1 CEP 平台新增生活污水排放，需新增生活污水总量申请。

表 9.5-1 本项目污染物排放总量控制建议

工程设施	污染物	本项目投产后建议总量控制值	控制排放浓度	排污混合区
依托 LW3-1CEP 平台	含油生产水	维持原环评批复值不变，即：含油生产水排放总量 35×10^4 m^3/a，石油类 15.8t/a	石油类月均浓度≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L	维持原环评批复值不变：以本平台外缘 500m 半径以内的海域
	生活污水	生活污水排放总量 35259m^3/a，其中 COD17.6t/a	COD≤500mg/L	

注：LW3-1 CEP 平台原环评批复总量值数据和排污混合区范围来自《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）。

10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对荔湾 3-2 气田开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 环境风险分析与评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。建设单位拟采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1钻井液和钻屑

10.1.1.1钻井液和钻屑的处置

本项目采用半潜式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中采用水基钻井液。钻井船设有钻井液循环处理系统。

水基钻井液循环系统的主要工艺流程（见图 10.1-1）：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过钻井船上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海；不能满足排放要求的钻井液和钻屑经收集后运回陆地处理。

本项目不达标的钻井气层水基钻井液暂存于钻井船上[redacted]立方米的泥浆池内，检测不达标的水基钻井液钻屑使用密闭钻屑箱收集（每个钻屑箱容积为[redacted]立方米），定期由供应船密闭运回陆地交由有资质单位处理（相关合同和单位资质见附件），运输的频次约[redacted]天/次，每次运输[redacted]箱。运输不满足排放要求的水基钻井液和钻屑的船舶在运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中二级标准的要求，即钻井液的生物毒性容许值不低于 20000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量≤8%，重晶石中最大值：Hg≤1mg/kg、Cd≤3mg/kg）的要求。

图 10.1-1 水基钻井液循环路线工艺流程

10.1.1.2不符合排放标准的钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目含油量超标的钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托茂名市华凯石化有限公司进行处理，相关合同和单位资质见附件。建设单位将按照相关规定在广东省生态环境厅的危废平台，办理转运登记等手续。

根据以往附近海域钻井作业产生的钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑的含油量/Hg/Cd 检测分析结果得知，均满足该海域达标排放要求。本项目建设阶段一口井可能产生的不满足排放要求的钻井气层水基钻井液钻屑和钻井气层水基钻井液最大量约为[redacted]，茂名市华凯石化有限公司的总处理能力为 30000t/a，剩余处理能力 20000t/a，惠州东江威立雅环境服务有限公司能力为 20000t/a，均能够满足项目建设阶段可能含油量超标的钻井气层水基钻井液和钻井气层水基钻井液钻屑的处理要求。

10.1.2船舶污染物

本项目建设阶段需动用铺管/缆船、多功能工程船、驳船和支持船等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（2020）》及 2022 年修改通报的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶，应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。船舶产生的污染物在接收、转运过程中应严格按照相关要求和规定开展，采取分类、密闭等措施。含油危险固体废物运回陆地交由有资质的单位处理，运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施具体详见表 10.1-1。

表 10.1-1 海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施

内容	项目	控制要求	备注
船舶含油污水	机器处所含油污水	执行石油类≤15mg/L，或收集并排入接收设施。	排放应在船舶航行中进行
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）	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	污染物排放监控位置：生活污水处理

内容	项目	控制要求	备注
	的海域产生的船舶生活污水	装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD_5≤50mg/L，SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD_5≤25mg/L，SS≤35mg/L，耐热大肠菌群≤1000 个/L，COD_{Cr}≤125mg/L，pH：6~8.5，总氯（总余氯）<0.5mg/L。	装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （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。	3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里的海域
		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	与最近陆地间距离>12 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施，应全程采取密闭措施
	食品废弃物	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，粉碎或磨碎至直径小于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	/
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物和氮氧化物等	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求	在排放控制区内需满足该要求

海上建设阶段将产生一定量的生产垃圾，如废钢材、棉纱、木块、边角料、水泥以及废油、污油等废弃物，这些生产垃圾将全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、温排水、生活污水、生产垃圾及燃烧废气等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，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。

10.2.1含油生产水

10.2.1.1含油生产水处理流程

本项目含油生产水依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统进行处理。

LW3-1 CEP 平台设置一套生产水处理系统，由 CFU（紧凑式气浮）处理装置和预处理单元组成。其中，CFU 设计处理能力为 1920m^3/d，预处理单元为“自清洗滤器+聚结分离器+旋流脱气罐”（在建）和“自清洗滤器+聚结滤器+预过

滤器+吸附柱”（已建）两套处理设备并联使用，一套设计处理能力为 240m³/d（已建），另一套为 360m³/d（在建，预计 2027 年投产）。预处理单元可根据需要选择与 CFU 串联运行或旁通该装置单独运行 CFU，以确保生产水处理系统的稳定运行。含油生产水经处理后进入开排沉箱，达标排放。生产水处理流程见图 3.4-2。

10.2.1.2含油生产水处理能力可行性分析

经校核，本项目投产后，LW3-1CEP 平台接收处理的生产水最大量[redacted]，小于其生产水处理系统的设计处理能力。因此，本项目依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统的处理能力能满足处理要求。

10.2.1.3含油生产水处理效果分析

LW3-1CEP 平台生产水处理系统经过自清洗滤器+聚结滤器+预过滤器+吸附柱+CFU（气浮装置）五级设施除油效率通常在 98%以上，保守考虑当油气水生产工艺系统产生的生产水中石油类的含量为 1000mg/L 时，生产水处理系统可使生产水的含油量小于 45mg/L 后排海。

根据近几年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），LW3-1CEP 平台含油生产水月均含油浓度在[redacted]mg/L 之间，设置的生产水处理系统可确保经处理后的含油生产水月均含油浓度不超过 45mg/L，能够满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准。

10.2.2生活污水和生活垃圾

生产阶段产生的生活污水其主要污染因子为 COD。本项目依托 LW3-1CEP 平台生活楼定员为 200 人，平台已于 2026 年 6 月完成生活污水处理系统改造，设置 1 套处理能力为 75.6m³/d 电解式生活污水处理装置及 1 套处理能力为 50.4m³/d 的生化电解式生活污水处理装置，两套装置并联使用，生活污水经生活污水处理装置处理合格后排海。按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准的规定，油田所处海域生活污水排海要求为 COD≤500mg/L，并且在排海出口设置流量计量装置。

生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后，间断排放；其他生活垃圾全部运回陆地处理。

10.2.3生产垃圾

在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包

装材料等，将分类收集运回陆地，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1海洋生态保护措施

10.3.1.1敏感目标保护措施

本项目距离国家自然保护区、海洋生态红线等环境敏感目标均在[redacted]以上；本项目新建设施均位于产卵场外，距离最近的为深水金线鱼产卵场约[redacted]。

本项目新建海底管缆直接敷设于海底，不挖沟，不会对[redacted]外的产卵场产生影响。根据预测结果可知，施工期钻井液超一（二）类最大影响距离 0.57km，钻屑超一（二）类最大影响距离 0.33km，因此钻屑、钻井液的排放不会对产卵场产生影响。

10.3.1.2生态环境影响减缓措施

为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，项目钻井作业过程中使用水基钻井液，通过循环使用减少钻井液的排放量；钻井气层水基钻井液和钻屑检测达标后排放，不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理。生产阶段本项目含油生产水经处理达标后排海。生产垃圾均经过分类回收后，运回陆地处理。

各类污染物具体削减量如下：

（1）本项目含油生产水（石油类含量约 1000mg/L）经生产水处理系统处理达标后（石油类含量 45mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 95%以上。

（2）本项目施工期生活污水（COD 含量约 2000mg/L）收集处理，经生活污水处理设施处理达标后（COD 含量 500mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 75%以上；生活垃圾（除食品废弃物外）分类收集后，集中装箱运回陆地处理，不排海，除食品废弃物外的生活垃圾排海削减率均达到 100%。

（3）本项目施工期和运营期生产垃圾分类收集后，集中装箱运回陆地处理，不排海，排海削减率均达到 100%。

（4）本项目施工期的船舶含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。项目施工期船舶含油污水中石油类含量按 500mg/L 考虑，船舶含油污水中石油类排放限值按 15mg/L 计算，污染物排放削减率达 97%。

10.3.1.3施工期生态保护措施

本项目新建水下生产设施，钻一口井，为减轻对生态环境的影响，本项目在施工过程中将采取以下措施：

（1）严格限制工程施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

（2）施工应尽量避免恶劣天气，保障施工安全并尽量避免悬浮物剧烈扩散。

（3）建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

（4）为规避施工期船舶与鲸类发生碰撞风险，施工船舶在项目海域内应低速航行，在项目海域内的航速不得超过 10 节，航行过程保持观察瞭望，一旦发现鲸类尤其是母子对出现在附近水域，应立即减速或停船避让，与鲸类保持至少 100 米的安全距离，对于抹香鲸等大型鲸类建议保持 500 米以上距离，以避免施工船舶与鲸类发生碰撞的风险。

（5）施工期在视野开阔点位开展不间断海面目视瞭望，若发现鲸类在施工海域附近活动，应立即暂停高噪声作业，持续跟踪鲸类活动状态，确认鲸类离开后方可恢复施工。

10.3.2海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1海洋生态修复与补偿费用

本项目将设生态修复/补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源损害进行补偿，并纳入项目环保投资。专项资金数额将根据损失计算结果进行设置。根据 11.2.1 节，本项目在建设和生产过程中可能造成的海洋生物资源损失价值[redacted]万元。专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要选择生态修复、补偿等项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境监测。

10.3.2.2生态补偿与增殖放流

为落实生态保护措施要求，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。根据《中国水生生物资源养护行动纲要》，建设单位将根据工程实施进度、环评及批复要求，在渔业主管部门指导下开展渔业资源生态修复工作。在相关主管部门、专业机构的统一指导下选择合适的时机、合适的海域、

合适的增殖放流品种开展增殖放流工作。

通过人工方法科学规范地向海洋天然水域增殖放流鱼、虾、贝的幼体（成体或卵等），增加水域资源量，以增加种群数量，改善和优化水域的渔业资源群落结构，是养护水生生物资源、保护生物多样性、改善水域生态环境和促进渔业可持续发展的一项有效措施。

a. 增殖放流方式和品种选择原则

为保证增殖放流苗种的质量和高性价比，整个过程均需经过严格规范的招投标，在专家严格评选后由具有国家或省级良种场等优良资质的苗种场提供鱼虾贝苗，所有苗种均按水生生物资源保护规定进行认真的检验检疫，确保苗种健康无病害。

渔业资源增殖放流品种选择原则为：1）本地原种或子一代的苗种或亲体；2）能大批量人工育苗；3）选择品质优良品种（属优质经济鱼、虾、贝类）；4）选择本项目附近海域自然生态状况中原有的，确需恢复资源种群的品种；5）禁用影响海洋渔业资源品种，禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

根据以上原则，本项目可选定的增殖放流种类有真鲷、黄鳍鲷和黑鲷等重要经济鱼类，斑节对虾、长毛对虾和墨吉对虾等经济虾类。

综合考虑广东沿岸的海洋水质和地理环境，建议放流地点选择在水质环境较好的惠州大亚湾海域。大亚湾海区每年的幼鱼幼虾当年补充群体的高发期为5~8 月，且该时期处于伏季休渔期，增殖放流后幼苗受到的人为干扰（如捕捞活动等）相对较小，因此，建议放流时间于休渔期进行。

根据《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》，南海区适宜增殖放流的鱼类品种不包括鲐鱼、金线鱼、短尾大眼鲷和黄鲷，而且项目所在海域水位较深，不适合进行人工增殖放流，可采用异地补偿的方式进行，建议采用适宜南海区的放流品种（如黑鲷、真鲷等种类）在沿岸进行增殖放流。

建议本项目渔业资源增殖放流计划涉及的具体放流物种、规格、数量等，应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认后再实施。

b. 增殖放流实施方案

渔业资源增殖放流实施方案见图 10.3-1。通过开展渔业资源增殖放流、修

复效果跟踪和评估，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。

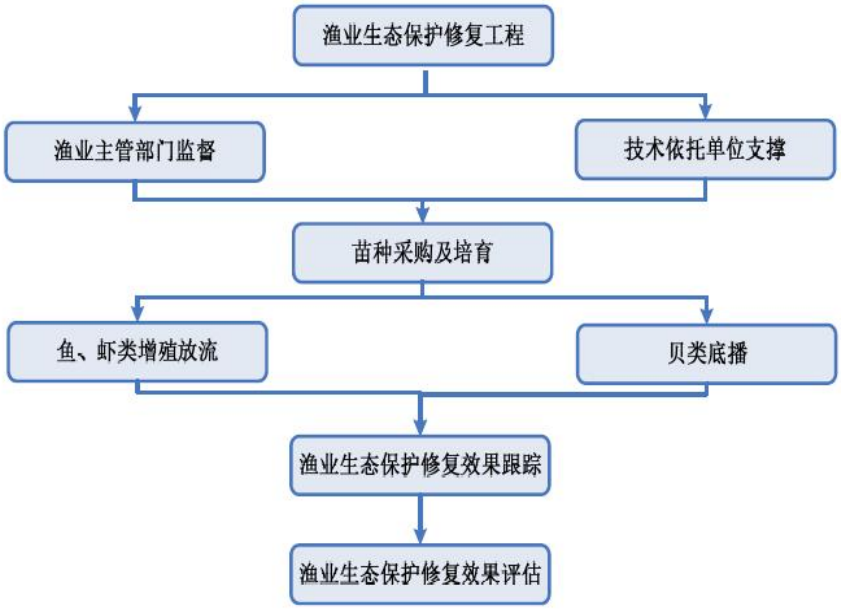

图 10.3-1 渔业资源增殖放流实施方案

通过鱼类、虾蟹类和贝类的增殖放流，一方面补充和恢复了水生生物资源群体，改善种群结构，维护海洋生物多样性；另一方面，随着放流海域渔业资源的恢复，海洋生态系统服务功能加强，海洋生物环境改善，对加强增殖放流海域周边海洋环境及渔业资源保护，保证海域生态环境和水生生物资源可持续利用，实现渔业健康、稳定和持续发展有着重要意义，生态效益显著。

10.3.3生态保护措施建议

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施，但在开发过程中钻屑/钻井液的排放产生的悬浮物以及生产阶段达标排放的含油生产水将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使气田开发的同时保护好海洋环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋生态环境和海洋生物资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

（1）在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

（2）建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上

将环境风险事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（3）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

（4）建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.4-1。

表 10.4-1 本项目环境保护对策措施一览表

污染物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
钻井液和钻屑	主要对钻井气层水基钻井液、钻井气层水基钻井液钻屑的处理	本项目共产生钻井液量约 2148.2m³（其中非钻井气层水基钻井液 1210.9m³，钻井气层水基钻井液 937.3m³），钻屑量约 1127.2m³（其中非钻井气层水基钻井液钻屑 1017.8m³，钻井气层水基钻井液钻屑 109.4m³）	检测达标后排放；不达标部分运回陆地处理。	钻井船；与钻完井阶段同步	由建设单位负责建设、使用和管理
含油生产水	本项目所产的含油生产水依托 LW3-1CEP 平台进行处理	预处理单元与 CFU 串联运行时设计处理能力为 600m³/d，旁通该装置单独运行 CFU 时设计处理能力为 1920m³/d。	经处理达标后排海	LW3-1CEP 平台；一套处理系统已建，一套预计 2027 年投产	
生产垃圾	分类回收	分类回收箱	分类收集运回陆地处理	依托 LW3-1CEP 平台	
船舶污染物	船舶含油污水	船舶处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	执行石油类≤15mg/L，排放应在船舶航行中进行；或收集并排入接收设施。	船舶自带处理系统或接收设施	由船舶所属单位负责

污染物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
	船舶生活污水和船舶垃圾	参见本篇中对应的环境保护措施			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算	根据本区域开发项目造成的渔业资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施	达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的	南海海域；本项目投产后，在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实，委托专业单位完成

10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目依托 LW3-1 CEP 平台进行物流处理，本次对依托 LW3-1CEP 平台的生活污水处理装置进行改造，相关的竣工验收建议如下。

表 10.5-1 主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
依托 LW3-1CEP 平台生活污水处理系统	安装一套新的生化+电解法生活污水处理设备，设计处理能力为 50.4m^3/d，与现有设计处理能力 75.6m^3/d 的生活污水处理设备并联使用。	生活污水经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）》三级标准

11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效果，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019），对环境保护设施及其投资按如下原则划分：凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100%列入环境保护投资；生态补偿费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

补偿类型	投资（万元）	折合比率	折合环保投资（万元）
海洋生物资源损失补偿	[redacted]	100%	[redacted]
固废处置费用	[redacted]	100%	[redacted]
合计			[redacted]

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为[redacted]万元，环保直接投资额为[redacted]万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$C_T=C_1/T\times100\%=$$

其中：C_T：环境保护投资占工程投资的比例；C_1：环保投资额；

T：工程设施投资总额。

11.2环境保护的经济损益分析

11.2.1环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果计算，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），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，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类和虾蛄类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，鱼类幼体价格 15 元/kg、头足类幼体价格按 20 元/kg、虾、蟹类幼体按照 30 元/kg 计算。本项目钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限

为 1 年，补偿年限按 3 年计。新建水下生产设施占海造成的底栖生物损失按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为[redacted]，见表 11.2-1。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额（万元）

济收益为 12.8×10^4 元。

11.2.3社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，油气需求将呈强劲增长态势。国内油气开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口油气，对国际油气市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的油气资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油气田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和油气技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。

12 环境管理与环境监测

12.1 环境管理

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。本项目建设单位为中海石油深海开发有限公司（以下简称“深海公司”），深海公司负责荔湾 3-2 气田开发项目建设、生产阶段全过程的环境管理工作，现已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括建设阶段产生的钻井液、钻屑，生产阶段产生的生产水、生产垃圾、温排水及燃烧废气等，此外参加作业的船舶还将产生一定量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾等，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

（1）贯彻执行环境保护法规和标准；

（2）组织制定和修改与本项目有关的环保管理规章制度并监督执行；

（3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；

（4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；

（5）检查工程项目环保设施的运行状态；

（6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；

（7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；

（8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2环境保护管理机构设置

12.1.2.1组织机构与定员

深海公司作为本项目的建设单位，负责油气田项目建设、生产运行以及生产期间的环境管理工作。公司成立了以总经理为领导的环境保护管理机构，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，组织机构见图 12.1-1。

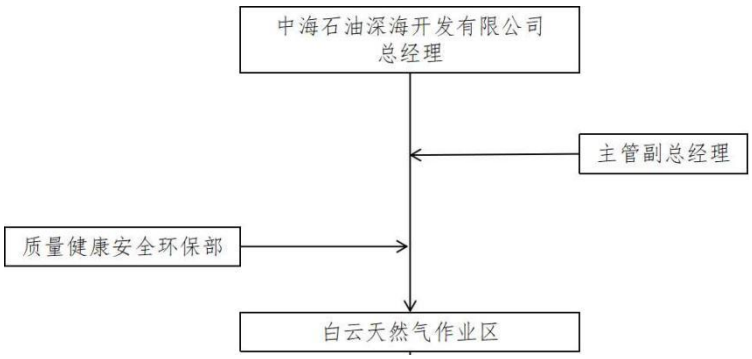

图 12.1-1 中海石油深海开发有限公司环境保护管理机构图

12.1.2.2主要人员的岗位职责

本项目所产物流经新建管道输送至 LW3-1CEP 平台进行处理，依托 LW3-1CEP 平台现有人员岗位职责，该平台主要岗位设置平台总监、生产监督、维修监督和安全监督及生产主操和化验员，岗位设置见图 12.1-2。

（1)平台总监

平台总监是气田海上作业时的安全第一责任人，各项工作必须对公司总经理负责，负责和组织好安全生产；

接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；

负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；

对生产设备、工艺流程、气井及其它气田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；

做好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台生产；

掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作；

组织开展各岗位人员的培训和技术考核，组织实施消防安全演习；

负责外来人员的管理工作，负责外来施工人员的协调工作。

（2)安全监督

对本平台安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；

负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；

负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；

负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、

救生设备的配件，确保它们状态良好；

协助平台总监制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演习工作；

负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；

负责检查和审批重大作业的安全措施；

负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；

负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

（3)生产监督

负责天然气、原油、污水、燃料气等的质量控制；

负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；

平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；

负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；

组织编写各岗位责任制、交接班程序、生产日/月报表，并督促执行；

负责监督生产基础资料的录取、管理和存档工作。

（4）维修监督

维修监督是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责；

负责平台的油、气、水管理工作，负责值班船的打油、打水及装卸货物工作；

同平台安全监督一起负责每班对平台生产所用吊具、吊索进行检查，发现问题及时更换和处理。

（5）生产主操

生产主操是平台油气处理、污水处理、油气外输等工作的主要负责人，对平台生产监督负责；

确保天然气和凝析油外输、生产污水排海质量达到规定要求；

负责对所有生产设备进行巡回检查，记录各种生产报表及录取资料，化学药剂的添加等日常工作；

负责所有的化验工作。

（6）化验员

接受生产主操的指令；

执行化验室防火制度，会使用化验室消防器材；

取样前通知安全监督，并按照规定取样。

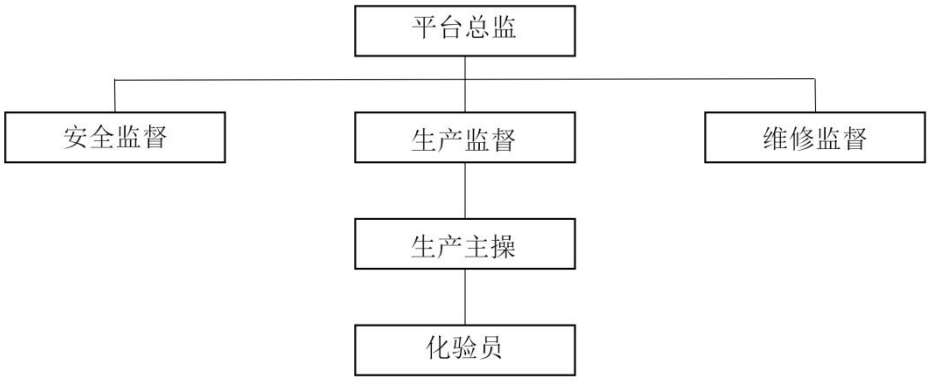

图 12.1-2 LW3-1 气田海上平台岗位设置

12.1.3环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。深海公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守中国环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）。结合油气田开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

12.1.3.1环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否真实、正确和上报是否及时。海上监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

12.1.3.2安全、环保会议制度

定期举行安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.3.3培训与演习制度

海上设施的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演习，以熟悉应急程序和设备的操作。

12.1.3.4事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急预案中的报告程序进行。建立应急小组，由平台总监担任组长，其它生产操作人员任小组成员，负责气田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.3.5海底管道/脐带缆巡查制度

由值班船对本气田海底管道和脐带缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和脐带缆造成损害。根据油气田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各油气田设施外排污染物的排放浓度，掌握达标情况；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转提供科学依据；三是分析外排污染物浓度和排放量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1常规与非常规监测计划

12.2.1.1常规监测

在正常建设、生产作业期间，需对下列项目进行监测。

a. 建设阶段

钻井液、钻屑：在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液的生物毒性限值、含油量及重金属含量进行监测。钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

b. 生产阶段

本项目荔湾3-2气田所产物流通过新建混输管道输送至荔湾3-1气田与其所产物流汇合后，通过已建管道最终输送至LW3-1 CEP平台进行处理，LW3-1CEP平台分离出的生产水处理达标排放，因此，需监测外排含油生产水量及石油类浓度和生物毒性容许值，监测外排生活污水量及COD浓度，执行现有运营期污染源监测计划。

含油生产水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）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）和相关政府管理部门的要求执行。生活污水监测频率和方法

按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。

12.2.1.2非常规监测

配合政府部门进行防止油污染设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

12.2.2海洋环境影响监测计划

本项目所产物流经新建管道输送至 LW3-1CEP 平台进行处理，因此，本项目海洋环境影响跟踪监测计划纳入 LW3-1CEP 平台现有跟踪监测计划统一考虑，监测站位布设、监测内容和监测方法及频次等具体内容如下。

（1）监测点位布设

在 LW3-1CEP 平台主流向半径 500m/1000m 各布设 2 个点位。监测点位布设图见图 12.2-1。

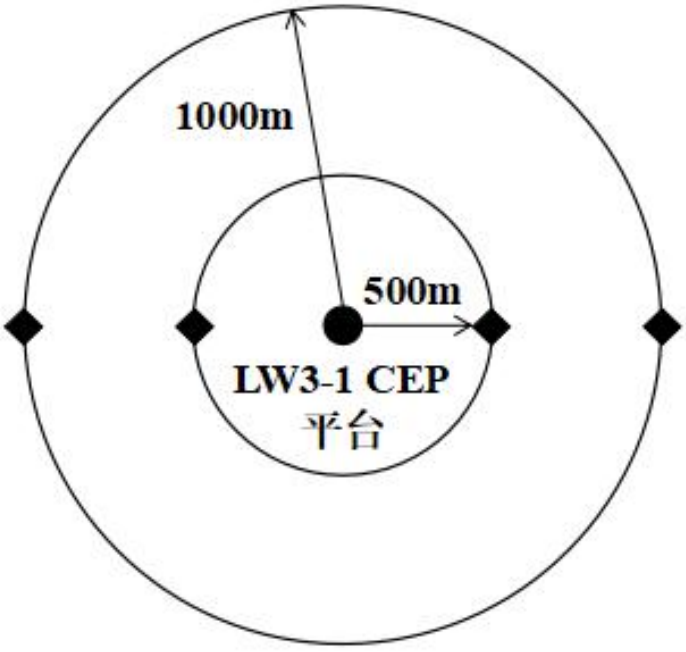

图 12.2-1 监测点位布设图

（2）监测内容

水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发性酚；

沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳、硫化物；

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物。

环境影响跟踪监测的特征污染物主要为生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD。

（3）监测方法与频率

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

建议跟踪监测频率为本项目竣工验收前（试运行）进行一次监测，投产后 3~5 年进行一次监测。建议本项目的环境影响跟踪监测计划纳入现有荔湾油气田环境跟踪监测计划中。

（4）监测资质

监测机构应具备海洋环境调查的资质，具有计量认证证书，取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。

12.2.3 监测岗位与设备

依托的 LW3-1CEP 平台设有含油生产水处理系统，并设有化验室。化验员经培训合格后，负责气田的含油生产水化验工作。含油生产水的生物毒性容许值和生活污水中 COD 监测将委托有资质的单位进行，因此不另设监测仪器。

13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1工程概况

荔湾 3-2 气田位于中国南海海域珠江口盆地珠二坳陷白云东南部，距离荔湾 3-1 气田约[redacted]，距离已建 LW3-1 CEP 平台约[redacted]，所在海域水深为[redacted]。本项目开发荔湾 3-2 气田 1 井区，采用水下井口开发模式，新建设施距岸最近约[redacted]。

本项目计划新建一套水下生产系统（LW3-2SPS），钻一口生产井（LW3-2A1H）；新建一条 5.4km6″从荔湾 3-2 气田水下采油树至荔湾 3-1 气田东管汇的混输管道，新建一条 5.4km 从荔湾 3-1 气田东管汇至荔湾 3-2 气田水下采油树的脐带缆。

本项目计划于 2028 年 10 月试运行，高峰年产气[redacted]，年产油[redacted]。项目工程总投资（含税）[redacted]人民币，其中环保投资[redacted]万元人民币。

13.1.2生产工艺流程

本项目依托现有的荔湾 3-1 气田水下生产系统和 LW3-1CEP 平台进行开发。荔湾 3-2 气田 1 口井所产物流通过新建海底管线输送至荔湾 3-1 气田水下生产设施东管汇与管汇物流汇合后，经已建管线输送至 LW3-1CEP 平台进行处理。LW3-1 CEP 平台处理合格的干气和凝析油输送至高栏终端，分离出的生产水处理达标后排海。荔湾 3-2 气田开发所需电力和化学药剂通过新建脐带缆由荔湾 3-1 气田东管汇提供。

13.1.3主要污染源和污染物

本项目建设阶段主要施工作业包括钻完井、水下生产设施安装、海底管缆铺设等工作。

本项目钻完井过程中将产生钻井液、钻屑。荔湾 3-2 气田新钻一口井（LW3-2A1H）产生的钻屑量约为 1127.2m^3（堆体积），其中非钻井气层水基钻井液钻屑量 1017.8m^3（堆体积），钻井气层水基钻井液钻屑量 109.4m^3（堆体积）。钻井液产生量约为 2148.2m^3，其中非钻井气层水基钻井液产生量约为 1210.9m^3，钻井气层水基钻井液产生量约为 937.3m^3。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 第 1 部分：

分级》（GB18420.1-2009）要求的非钻井气层水基钻井液排放，不达标的非钻井气层水基钻井液将全部运回陆地处理。本项目新建海底管缆不挖沟埋设，仅在铺管/缆作业过程中产生一定量的船舶污染物。水下生产系统安装中，也将产生一定量的船舶污染物。建设阶段船舶含油污水产生量约 126.2m³，生活污水产生量约 10255.0m³，生活垃圾产生量约 43.9t，生产垃圾产生量约 52.4t。

在生产阶段，本项目的产污环节主要是依托 LW3-1 CEP 平台生产作业区产生的含油生产水、生产垃圾以及温排水等。本项目投产后，LW3-1 CEP 平台含油生产水最大排放量[redacted]，未超过生产水处理系统处理能力，未超过已批复环评《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）批复总量（35×10⁴m³/a，1000m³/d）。生产水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类月均排放浓度限值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）后水下排放。本项目投产后，LW3-1CEP 平台温排水最大产生量为[redacted]，未超出已批复的《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中依托平台 LW3-1CEP 平台温排水的最大产生量 4936m³/h。本项目生产垃圾产生量约 61.2t/a，依托 LW3-1 CEP 平台收集后运回陆地交由有资质单位处理。

13.2 规划和政策符合性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策，符合《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》，位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》和广东省划定的“三区三线”海洋生态保护红线范围之外，与《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》相协调。

本项目的建设符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》、《美丽中国建设“十五五”规划》及《新型能源体系建设“十五五”规划》等规划要求。

13.3 环境影响评估

13.3.1海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

13.3.1.1海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

本项目海区的波浪特征基本受制于风场，主浪向为 NE。在东北季风时期，浪向以东北为主；在西南季风时期，浪向以南和西南为主。本项目海域的潮汐

类型为不规则全日潮，表层潮流类型均为规则全日潮流，中层和底层为不规则全日潮流。

根据场址调查资料，LW3-2A1H 水下场址调查区域内整体水深由西北向东南渐深，水深在 1139.2m 至 1297.7m 之间变化。调查区域内海底坡度变化较大，海底坡度在 0° 至 22° 之间变化，调查区域北部和西部坡度变化较大，中部偏南坡度变化较小。在调查区域范围内，海底地貌资料色度显示基本均匀，在预定 LW3-2A1H 水下场址调查区域内，未发现其它对水下设施安装及管缆铺设有不利影响的地貌特征。

路由调查区域内水深在 1178.2m 至 1343.8m 之间变化，自西南向东北逐渐加深，海底地形变化较大，整体在 0° 至 18° 之间变化，根据地貌调查资料，调查区域内海底地貌资料色度显示均匀，表明区域底质没有明显变化。

调查海域没有明显的凸起和凹陷，表层沉积物分布基本一致。根据地质取样资料，工程区海底浅层沉积以非常软到软的弹性粉土和粘土为主。综合水动力环境资料，可以判断本项目工程海域内海底水文动力环境不会发生明显变化，本项目区域海底发生冲淤的可能性很小，海域冲淤环境相对稳定。

13.3.1.2海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状影响

本项目主要工程设施为新建水下生产系统、海底管道、脐带缆，新建水下生产系统位于海底，不会改变所在海域的流速和流向，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海底管道、脐带缆直接铺设在海床上，不挖沟埋设，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在井口周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积，由于本项目井口所处海域水深较深，钻屑垂向沉降时间较长，分布较为分散，因此钻屑沉积影响面积较小，对冲淤环境的影响十分轻微，总体而言本工程建设对海底的冲淤环境影响很小。

13.3.2海洋水质环境

13.3.2.1海水水质现状

13.3.2.2海水水质环境影响

影响海洋水质环境的因素主要包括：建设阶段的钻井液、钻屑排放，船舶

排放的船舶污染物（船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾）等；生产阶段为含油生产水及温排水的排放。

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在排放点周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 1、2 层有存在，钻屑排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.227km^2，距排放点的最大距离为 0.33km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，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。根据预测结果，本项目钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向 1、2 层有存在，钻井液排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.464km^2，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.58km，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

本项目建成后，含油生产水依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统进行处理，LW3-1CEP 平台含油生产水最大排放量[redacted]，根据分析，本项目投产不会造成 LW3-1CEP 平台生产水排放量超出原环评预测值，因此引用《荔湾 3-1 气田开发工程环评报告书》中对 LW3-1CEP 平台生产水排放预测结果：按原环评已批复含油生产水排放总量控制值（1000m^3/d）排放预测结果，超一（二）类最大包络面积为 0.095km^2，离排放点的最大距离约 0.41km，超三、四类水质的水域面积均小于 0.03km^2，最大距离都小于 0.05km，由此可见，生产水排放对海水水质影响较小。

本项目投产后，生活污水依托 LW3-1CEP 平台生活污水处理系统进行处理，生活污水最大排放量约为 96.6m^3/d。根据预测结果，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 50m（预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

本项目投产后，LW3-1CEP 平台温排水最大产生量为[redacted]，未超出已批复的《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中依托平台 LW3-1CEP 平台温排水的最大产生量 4936m^3/h。因此引用《流花 28-2/流花 27-1 气田、流花 16-2 油田群引气利

用联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2025〕39 号）中对 LW3-1CEP 平台温排水排放预测结果。由于温排水在海面排放，因此温排水影响主要在海水表层，表层以下基本无影响。表层海水最大温升约 1.5℃，仅限于排放点所在的 1 个计算网格（50m）内，之外的海水温升均远低于 1℃。

13.3.2.3环境保护对策措施

本项目采用半潜式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中采用水基钻井液。钻井船设有钻井液循环处理系统。

从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过钻井船上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海；不能满足排放要求的钻井液和钻屑经收集后运回陆地处理。

本项目不达标的钻井气层水基钻井液暂存于钻井船上[redacted]的泥浆池内，检测不达标的水基钻井液钻屑使用密闭钻屑箱收集（每个钻屑箱容积为[redacted]立方米），定期由供应船密闭运回陆地交由有资质单位处理，运输的频次约[redacted]天/次，每次运输[redacted]箱。运输不满足排放要求的水基钻井液和钻屑的船舶在运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中二级标准的要求，即钻井液的生物毒性容许值不低于 20000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量≤8%，重晶石中最大值：Hg≤1mg/kg、Cd≤3mg/kg）的要求。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）相关要求。建设阶段产生的生产垃圾全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

本项目含油生产水依托 LW3-1CEP 平台生产水处理系统进行处理。LW3-1CEP 平台设置一套生产水处理系统，由 CFU（紧凑式气浮）处理装置和“自清洗滤器+聚结分离器+旋流脱气罐”预处理单元组成，含油生产水经处理后进入开排沉箱，达标排放。生产水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度

限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类月均排放浓度限值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）要求后经开排沉箱水下 35.5m 排放。

在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等，将分类收集运回陆地，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

13.3.3海洋沉积物环境

13.3.3.1海洋沉积物环境现状

13.3.3.2海洋沉积物环境影响

影响海洋沉积物环境的因素主要为建设阶段的钻屑排放。本项目钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的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，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。由于本项目井口所在海域水深普遍较大，钻屑在垂向上沉降距离较大，在沉降过程中受水平向水流运动影响，扩散较为充分，模型计算结果显示，海床上钻屑堆积超过 2cm 厚度范围远小于 1 个计算网格面积（0.0013km^2），因此可以认为本项目钻屑排放对沉积物的环境影响较小。

13.3.4海洋生态和渔业资源环境

13.3.4.1海洋环境敏感区

本项目评价范围内涉及的环境敏感目标为一般敏感区。本项目新建设施均位于产卵场外，本项目新建设施距离鱼类产卵场最近距离在[redacted]以上，除重要渔业水域外，其他敏感目标距本工程均较远，距离国家自然保护区、海洋生态红线等环境敏感目标均在[redacted]以上。

13.3.4.2海洋生态现状

13.3.4.3海洋生物质量现状

13.3.4.4渔业资源现状调查

13.3.4.5海洋生态和渔业资源影响

本项目施工阶段对海洋生物资源的主要影响环节为施工期钻井液/钻屑的排放，导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标，影响水体中浮游动植物的生长与繁殖，对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响，并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。生产阶段，依托平台生产水的排放也会对平台附近海域的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和游泳生物等产生一定的影响。

根据损失计算结果，本项目海洋生物损失为：鱼卵[redacted]，仔稚鱼[redacted]，鱼类幼体[redacted]，头足类幼体[redacted]，虾类幼体[redacted]，蟹类幼体[redacted]，成体[redacted]，底栖生物[redacted]。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），估算本项目造成海洋生物资源损失约[redacted]万元。

13.3.4.6工程对环境敏感目标的影响

本项目距离国家自然保护区、海洋生态红线等环境敏感目标均在[redacted]以上；本项目新建设施均位于产卵场外，距离均在[redacted]以上。由前述分析可知，本项目施工期主要产生的污染物为钻屑、钻井液排放，属于短期、一次性、可恢复的影响。在施工结束后海水水质会很快恢复至原有水平。因此可以认为施工期对上述产卵场影响较小，是可以接受的。

本项目拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

13.3.4.7环境保护对策措施

本项目新建海底管缆直接敷设于海底，不挖沟，不会对[redacted]外的产卵场产生影响。为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，项目钻井作业过程中使用水基钻井液，通过循环使用减少钻井液的排放量；钻井气层水基钻井液和钻屑检测达标后排放，不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理。生产阶段本项目含油生产水经处理达标后排海。生产垃圾均经过分类回收后，运回陆地处理。

建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、相关渔业资源修复效果跟踪监测和评估等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，

其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.4 环境影响回顾性分析

本项目依托的已建 LW3-1 CEP 平台的生产水处理系统和生活污水处理系统均运行正常，近两年统计的生产水和生活污水均能实现达标排放，并满足已批复的总量控制指标要求。

本项目周围海域的油气田自投产以来，未发生过溢油事故。

13.5 环境风险分析与评价结论

荔湾 3-2 气田开发项目海洋生态环境风险评价等级为简单分析，海洋生态环境风险类型包括井喷、水下生产系统损坏泄漏、脐带缆甲醇泄露、海底管道泄漏和施工期船舶碰撞泄漏等事故。本项目新建设施不位于海洋生态环境敏感区内，距离本项目最近的一般敏感区为深水金线鱼产卵场，最近距离为[redacted]。

根据溢油应急可行性分析，中海石油深海开发有限公司在适当时间内可以对本项目所涉及的事故类型进行有效响应，能够协调调动的溢油应急资源可以满足本项目所涉及的事故类型的溢油应急响应需求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

中海石油深海开发有限公司已按照相关规定编写了《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划》（2023）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的溢油应急预案进行修订，将本项目纳入建设单位各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急预案与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，荔湾 3-2 气田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.6 清洁生产与总量控制

13.6.1清洁生产分析结论

本项目清洁生产措施涵盖资源能源消耗控制、生产工艺优化、资源综合利用、污染物源头减量及污染防治等方面，能够有效提高资源利用效率，减少污染物排放，符合《中华人民共和国生态环境法典》关于推进清洁生产的相关要求。

13.6.2总量控制建议

本项目新建水下生产系统，所产物流经新建和已建管道输送至依托的LW3-1 CEP 平台进行处理，分离出的生产水处理达标后排海。本项目投产后，依托的 LW3-1 CEP 平台含油生产水最大排放量为[redacted]（2033 年），石油类月均排放浓度≤45mg/L，未超出该平台生产水处理能力（预处理单元与 CFU 串联运行时为 600m^3/d，旁通该装置单独运行 CFU 时为 1920m^3/d），亦未超出原环评《流花 29-1 脐带缆更换项目环境影响报告表》（环审〔2026〕10 号）已批复含油生产水排放总量控制值（1000m^3/d，35×$10^4$$m^3$/a，石油类月均排放浓度≤45mg/L）。建议依托的 LW3-1 CEP 平台含油生产水排放总量控制值维持该批复值不变。

本项目依托的 LW3-1 CEP 平台新增生活污水排放，需新增生活污水总量申请，建议依托的 LW3-1 CEP 平台生活污水排放总量控制值为 96.6m^3/d（35259m^3/a），其中 COD 为 17.6t/a。

13.7 建设项目环境可行性结论

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策的要求。项目符合《全国国土空间规划纲要（2021~2035）年》的要求，位于《广东省国土空间规划（2021-2035年）》和广东省“三区三线”划定范围之外，正常生产作业过程中不会对上述海域的海洋生态环境造成影响。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。项目周围海域海水、沉积物、海洋生态和海洋生物质量现状较好，评价范围内的海洋生态环境保护目标主要为鱼类产卵场。项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、水基钻井液达标排放，对环境的影响属于短期性、可恢复性影响。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水、生活污水、生产垃圾和温排水等，含油

生产水经依托平台处理达标后排放，且未超原批复总量；生活污水处理达标后排放，对环境的影响属于局部影响；生产垃圾经依托平台收集后运回陆地处理；温排水于 LW3-1 CEP 平台排放，未超原环评中温排水量；其它污染物种类较少，且排放量也相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。

项目的建设和生产对海洋生态环境会产生一定影响和损害，需采取有效的保护措施。项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的溢油风险防范及应急处置措施。

评价认为，在建设单位落实了各项环境保护污染防治对策措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，项目建设可行。

中英文对照

英文名称	中文名称
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]