建设项目生态环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：涠洲油田群18口调整井及电缆更换项目

建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司

编制日期：2026年10月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号：1791792238000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	a6r63q
建设项目名称	涠洲油田群18口调整井及电缆更换项目
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程
环境影响评价文件类型	报告表
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司湛江分公司
统一社会信用代码	91440800707913938N
法定代表人（签章）	黄永章
主要负责人（签字）	李茂
直接负责的主管人员（签字）	刘春春
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
范丽丽	11351143511110587	BH009521	范丽丽

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
姚明宇	建设项目基本情况、生态环境现状、保护目标及评价标准、附图、附表、附录	BH074191	姚明宇
范丽丽	建设内容、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附件	BH009521	范丽丽

目 录

一、建设项目基本情况 1
二、建设内容 12
三、生态环境现状、保护目标及评价标准 31
四、生态环境影响分析 41
五、主要生态环境保护措施 61
六、生态环境保护措施监督检查清单 65
七、结论 67
附图 69
附表 71
附件 72
附录 环境风险专项评价 73

一、建设项目基本情况

建设项目名称	涠洲油田群 18 口调整井及电缆更换项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	路亚辉	联系方式	0759-3910481
建设地点	中国南海北部湾海域		
地理坐标	（1）调整井所在平台坐标： WZ12-1 WHPB：**********； WZ11-2 WHPA：**********； WZ11-4N WHPB：**********； WZ11-1N WHPA：1**********。 （2）拟建 WZ11-4CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆起止点坐标： 起点坐标：**********； 终点坐标：**********。		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，其他	用地（用海）面积（m^2）/长度（km）	调整井位于现有平台，不涉及申请用海；拟建海底电缆长约 1.8km。
建设性质	☐新建（迁建） ☑改建 ☐扩建 ☐技术改造	建设项目申报情形	☑首次申报项目 ☐不予批准后再次申报项目 ☐超五年重新审核项目 ☐重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	*******	环保投资（万元）	*******
环保投资占比（%）	0.50	施工工期	809 天
是否开工建设	☑否 ☐是：_____		
专项评价设置情况	本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，对照“建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）”（试行）中表 1 的专项评价设置原则表，设置“环境风险”专项评价		

规划情况	无
规划环境影响评价情况	无
规划及规划环境影响评价符合性分析	无
其他符合性分析	涠洲油田群位于中国南海北部湾海域，距离涠洲岛最近距离约 28km。为提高涠洲油田群储量动用程度，完善注采井网，中海石油（中国）有限公司湛江分公司拟在涠洲油田群现有 4 个平台（WZ12-1 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB 及 WZ11-1N WHPA）实施 18 口调整井（包括 3 口压裂井），同时对 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间的海底电缆进行更换。 本项目调整井工程主要是为了稳定油田产能，各平台调整井投产后最大产油量小于历史环评最大产油量（详见表 2-12）。鉴于涠洲 11-4 油田现有海底电缆绝缘结构差异及单相接地故障风险，局部修复易导致进水失效，且光纤制式不兼容，故拟将 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间旧电缆原地封存，并建设 1 条长约 1.8km 的海底电缆。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值；本项目钻完井过程中，新增钻井液及钻屑排海量。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目类别属于“五十四 海洋工程”中“150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”中的“其他”，需编制生态环境影响报告表。 1、国家产业政策的符合性分析 本项目为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类 鼓励类”的“七、石油天然气，1、石油天然气开采”，本项目的建设符合国家产业政策要求。 2、与《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》的符合性分析 《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。 本项目为海洋油（气）开发及其附属工程，符合《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》的要求。 3、与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》的符合性分析

本项目与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》位置关系详见附图 2。经识别，本项目位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，距广西壮族自治区国土空间规划的最近距离约 23.6km，与广西壮族自治区海洋生态保护红线最近距离约 23.6km（见附图 3）。

经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。

综上，本项目距离广西壮族自治区国土空间规划较远，距离海洋生态保护红线较远，正常施工和运营阶段均不会对生态保护红线产生不利影响，不会对广西壮族自治区国土空间规划范围内海域生态环境产生不利影响，本项目与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求相协调。

4、与《北海市国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

本项目与《北海市国土空间总体规划（2021-2035 年》位置关系详见附图 4。

经识别，本项目位于《北海市国土空间总体规划（2021-2035 年》范围之外，距北海市国土空间总体规划的最近距离约 23.6km。

经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。

综上，本项目正常施工期和运营期均不会对北海市国土空间规划范围内海域生态环境产生不利影响，本项目与《北海市国土空间总体规划（2021-2035 年）》相关要求相协调。

5、与生态环境分区管控成果符合性分析

本项目与《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）位置关系见附图 5，与《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）位置关系见附图 6-1，与《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）位置关系见附图 6-2。

（1）与《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》符合性分析

①位置关系

经识别，本项目调整井所在的 4 个平台（WZ12-1 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N

WHPB 及 WZ11-1N WHPA）均位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元（近岸海域）内，海底电缆更换工程位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）范围外，最近距离约 2.1km。

②管控要求

根据《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），近岸海域生态环境准入及管控要求为：

1）严格限制在生态脆弱敏感、自净能力弱的海域实施围填海行为，严禁国家产业政策淘汰类、限制类项目在滨海湿地布局。

2）强化近岸排污口入海污染物管控，严格按照相关法律法规及国土空间用途管制等要求，规范设置和监管入海排污口。有条件的地区，应当将排污口深水设置，实行离岸排放。

3）禁止在依法划定的自然保护地、重要渔业水域及其他需要特别保护的区域，违法建设污染环境、破坏生态的工程建设项目或者从事其他活动。禁止在严格保护岸线范围内开采海砂。

4）加强水生生物重要生境以及自然岸线、红树林、湿地保护。红树林严格按照《广西壮族自治区红树林资源保护条例》进行管控。重要湿地严格按照《中华人民共和国湿地保护法》《广西壮族自治区湿地保护条例》进行管控。

5）确需在生态保护红线区内进行渔业及其执法码头、陆岛交通码头、道路交通、航道锚地、海底管线等公益或公共基础设施建设的，要经严格科学论证并经相关主管部门审批后方可准入。

③符合性分析

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）》中的“鼓励类”项目。项目位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》范围之外，项目不占用生态保护红线，距离生态保护红线最近距离约 23.6km，项目不涉及新建排污口。经类比分析，本项目调整井施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km。本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后部分注入地层，部分排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值，运营期对环境影响较小。

综上，本项目调整井工程所在的 4 个平台（WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB 及 WZ11-1N WHPA）位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新

成果》（2023 年）一般管控单元（近岸海域）内，海底电缆更换工程位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）范围外，本项目对《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》一般管控单元（近岸海域）较小，其建设符合其一般管控单元（近岸海域）的管控要求。

表 1-1　本项目与广西壮族自治区近岸海域环境准入及管控要求符合性分析

生态环境准入及管控要求	符合性分析
1. 严格限制在生态脆弱敏感、自净能力弱的海域实施围填海行为，严禁国家产业政策淘汰类、限制类项目在滨海湿地布局。 2. 强化近岸排污口入海污染物管控，严格按照相关法律法规及国土空间用途管制等要求，规范设置和监管入海排污口。有条件的地区，应当将排污口深水设置，实行离岸排放。 3. 禁止在依法划定的自然保护地、重要渔业水域及其他需要特别保护的区域，违法建设污染环境、破坏生态的工程建设项目或者从事其他活动。禁止在严格保护岸线范围内开采海砂。 4. 加强水生生物重要生境以及自然岸线、红树林、湿地保护。红树林严格按照《广西壮族自治区红树林资源保护条例》进行管控。重要湿地严格按照《中华人民共和国湿地保护法》《广西壮族自治区湿地保护条例》进行管控。 5. 确需在生态保护红线区内进行渔业及其执法码头、陆岛交通码头、道路交通、航道锚地、海底管线等公益或公共基础设施建设的，要经严格科学论证并经相关主管部门审批后方可准入。	1、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）》中的“鼓励类”项目。 2、项目位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》范围之外，项目不占用生态保护红线，距离生态保护红线最近距离约 23.6km，项目不涉及新建排污口。 3、本项目调整井工程所在的 4 个平台（WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB 及 WZ11-1N WHPA）位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元（近岸海域）内，海底电缆更换工程位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）范围外，本项目不占用自然保护地，不占用岸线保护范围。经类比分析，本项目调整井施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km，本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值，运营期对环境影响较小。 综上，本项目的建设符合其一般管控单元（近岸海域）的管控要求。

（2）与《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）符合性分析

①位置关系

本项目调整井所在平台 WZ12-1 WHPB 位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）北海市近岸海域一般管控单元内，管控单元名称为：新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区）（环境管控单元编码：HY45050030016），其余工程均位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）外，最近距离约 8.5km。

②管控要求

根据《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），北海市近岸海域新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区）一般管控单元，其管控要求为：

1）空间布局约束：在严格科学论证的基础上，为保护和修复海域地形地貌的活动外，严格控制其他改变海域自然属性的开发利用方式。新建工程建设项目，应当遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。

2）污染物排放管控：加强区域环境质量监测及污染监测，海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平；工程建设项目不得违法向海洋排放污染物、废弃物及其他有害物质。

3）资源开发利用效率要求：海上风电开发利用要符合相应能源规划和国土空间规划的要求。

③符合性分析

本项目 WZ12-1 WHPB 调整井工程利用老井侧钻实施调整井，不改变海域地形地貌及海域自然属性。

本项目施工期污染物均按照国家有关建设项目环境保护管理的相关规定执行，其中非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经钻井平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km，本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。

综上，本项目调整井所在平台 WZ12-1 WHPB 位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元内，管控单元名称为：北海市近岸海域新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区），其余工程均位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）外，本项目对《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的管控单元影响较小，其建设符合北海市近岸海域新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区）管控要求。

表 1-2　本项目与北海市近岸海域生态环境准入及管控要求符合性分析

管控单元名称	生态环境准入及管控要求		符合性分析
新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区）	空间布局约束	在严格科学论证的基础上，为保护和修复海域地形地貌的活动外，严格控制其他改变海域自然属性的开发利用方式。新建工程建设项目，应当遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。	本项目调整井工程利用老井侧钻实施调整井，不改变海域地形地貌及海域自然属性。
	污染物排放管控	加强区域环境质量监测及污染监测，海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平；工程建设项目不得违法向海洋排放污染物、废弃物及其他有害物质。	本项目施工期污染物均按照国家有关建设项目环境保护管理的相关规定执行，其中非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经钻井平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km，本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。
	资源开发利用效率要求	海上风电开发利用要符合相应能源规划和国土空间规划的要求	本项目不涉及海上风电开发

（3）与《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）符合性分析

①位置关系

本项目调整井所在平台 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPB 位于

《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）钦州市近岸海域一般管控单元内，管控单元名称为：新管控边界扩大区域（钦州市）（新管控边界扩大海洋预留区）（环境管控单元编码：HY45070030007），其余工程均位于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）外，最近距离约 2.1km。

②管控要求

根据《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），钦州市近岸海域新管控边界扩大区域（钦州市）（新管控边界扩大海洋预留区）一般管控单元，其管控要求为：

1）空间布局约束：在严格科学论证的基础上，为保护和修复海域地形地貌的活动外，严格控制其他改变海域自然属性的开发利用方式。新建工程建设项目，应当遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。

2）污染物排放管控：加强区域环境质量监测及污染监测，海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平；工程建设项目不得违法向海洋排放污染物、废弃物及其他有害物质。

3）资源开发利用效率要求：海上风电开发利用要符合相应能源规划和国土空间规划的要求。

③符合性分析

本项目 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPB 调整井工程利用老井侧钻实施调整井，不改变海域地形地貌及海域自然属性。

本项目施工期污染物均按照国家有关建设项目环境保护管理的相关规定执行，其中非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经钻井平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km，本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。

综上，本项目调整井所在平台 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPB 位于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元内，管控单元名称为：新管控边界扩大区域（钦州市）（新管控边界扩大海洋预留区），其余工程均

位于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）外，本项目对《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的管控单元影响较小，其建设符合新管控边界扩大区域（钦州市）（新管控边界扩大海洋预留区）管控要求。

表 1-3　本项目与钦州市近岸海域环境准入及管控要求符合性分析

管控单元名称	生态环境准入及管控要求		符合性分析
新管控边界扩大区域（钦州市）（新管控边界扩大海洋预留区）	空间布局约束	在严格科学论证的基础上，为保护和修复海域地形地貌的活动外，严格控制其他改变海域自然属性的开发利用方式。新建工程建设项目，应当遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。	本项目调整井工程利用老井侧钻实施调整井，不改变海域地形地貌及海域自然属性。
	污染物排放管控	加强区域环境质量监测及污染监测，海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平；工程建设项目不得违法向海洋排放污染物、废弃物及其他有害物质。	本项目施工期污染物均按照国家有关建设项目环境保护管理的相关规定执行，其中非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经钻井平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。经类比分析，本项目施工期钻井液排放超一（二）类水质离排放点的最大距离不超过 0.7km，钻屑离排放点的最大距离不超过 0.35km，施工期铺设海底电缆产生的悬浮物影响不超过电缆两侧 0.55km，本项目施工期对海域的影响较小。本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值。
	资源开发利用效率要求	海上风电开发利用要符合相应能源规划和国土空间规划的要求	本项目不涉及海上风电开发

6、与环境保护规划及其他相关规划的符合性分析

（1）与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》的符合性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划的建议》提出：“有序放开油气勘探开发市场准入，加快深海、深层和非常规油气资源利用，推动油气增储上产。”

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，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的建议》相关要求。

（2）与《生态保护“十五五”规划》符合性分析

《生态保护“十五五”规划》提出，要“建立健全国土空间规划动态维护机制，优化生态保护红线范围。全面推进以国家公园为主体、自然保护区为基础、各类自然公园为补充的自然保护地体系建设。实施自然保护地整合优化，落实分级管理和分区管控，推动解决历史遗留问题，全面提升自然保护地保护管理水平”，“持续加强重点流域水生生物保护，畅通水生生物洄游通道”，“健全生态补偿与损害赔偿制度。探索统筹涉渔生态补偿资金用于珍贵、濒危水生生物保护...深化生态环境损害赔偿制度改革，鼓励各地加快建设生态环境损害赔偿综合性替代修复区域”。

本项目位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，不占用生态保护红线。调整井工程所在的 4 个平台位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元（近岸海域）内，项目的建设符合其一般管控单元（近岸海域）的管控要求；调整井所在的 WZ12-1 WHPB 位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》(2023 年)北海市近岸海域一般管控单元内，调整井所在的 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPB 位于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）钦州市近岸海域一般管控单元内，项目的建设符合其所在管控单元的管控要求。本项目针对施工期的生物资源损失进行核算，对海洋生物资源损失进行补偿，并纳入环保投资，在后续生产过程中建设单位将采取相应生态补偿措施，实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。

综上，本项目与《生态保护“十五五”规划》相符合。

（3）与《石油天然气发展"十五五"规划》符合性分析

《石油天然气发展"十五五"规划》提出，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...油气市场活力持续提升”，“加快储量动用和开发建产，实现页岩油、页岩气和深层煤层气的规模效益开发。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”“渤海、东海、南海三大海域重点推动潜山、地层岩性、深水深层、边缘凹陷勘探”。

本项目位于位于中国南海北部湾、涠洲岛西南方向海域，调整井工程的实施主要是为了稳定油田产能，有效保证石油储量的提升，本项目投产后产油量高于本项目投产前的产油量。

综上，本项目与《石油天然气发展"十五五"规划》相符合。

（4）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，第五节“基本原则”提到：坚持生态优先、绿色引领。深入践行绿水青山就是金山银山理念，以生态优先、绿色发展为引领，推动沿海地区产业结构优化调整，促进生态、生产、生活空间合理布局和绿色高质量发展。第十六节“防范海洋突发环境事件风险”提出，防范海上溢油风险。沿海地方加强沿岸原油码头、危化品运输、重点航线等环境风险隐患排查，强化事前预防和源头监管，严防海上交通事故、安全生产事故等引发的次生溢油事件。强化涉海环境风险源头防范。督促沿海地方和相关企业加强沿海石化聚集区、危化品生产存储、海洋石油平台等涉海环境风险重点区域的调查评估，优化调整和合理布局应急力量及物资储备。

本项目施工期非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台及改造平台施工人员生活污水经钻井平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于 15mg/L 后排放，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。采取上述措施后，本项目对海洋环境影响很小。同时，建设单位制定了严格的环境管理制度，已对本油田溢油应急预案进行备案，可以最大限度防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。本项目施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。

因此，本项目与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

二、建设内容

<table>
<tr><td>地理位置</td><td>本项目位于涠洲油田群，工程内容包括在涠洲油田群 WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB 及 WZ11-1N WHPA 四个平台实施 18 口调整井，同时对 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间的海底电缆进行更换。
本项目所在油田隶属于涠洲油田群，位于中国南海北部湾、涠洲岛西南方向海域，距离涠洲岛最近距离约 28km，距离北海最近距离约 68km。本项目地理位置详见附图 1。</td></tr>
<tr><td>项目组成及规模</td><td>一、项目组成
本项目组成主要包括：
（1）调整井工程：总计 18 口，分布在 WZ12-1 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB 及 WZ11-1N WHPA 四个平台。
（2）海底电缆更换工程：主要包括拟建 1 条 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 海底电缆，长度约 1.8km，更换 WZ11-4 CEPA 与 WZ11-4 WHPB 海缆箱，旧海缆端头做好密封，整体原地封存。
本项目组成详见下表。
表 2-1　本项目主要工程组成表
<table>
<tr><th>工程类型</th><th>名称</th><th>工程情况</th></tr>
<tr><td rowspan="4">调整井工程（18 口）</td><td>WZ12-1 WHPB 实施调整井</td><td>实施 6 口调整井，包括 5 口采油井，1 口注水井，均使用老井侧钻</td></tr>
<tr><td>WZ11-2 WHPA 实施调整井</td><td>实施 3 口调整井，包括 2 口采油井、1 口注水井，均使用老井侧钻</td></tr>
<tr><td>WZ11-4N WHPB 实施调整井</td><td>实施 8 口调整井，包括 5 口采油井，3 口注水井，均使用老井侧钻</td></tr>
<tr><td>WZ11-1N WHPA 实施调整井</td><td>实施 1 口调整井，为采油井，使用老井侧钻。</td></tr>
<tr><td rowspan="3">海底电缆更换工程</td><td>旧电缆</td><td>旧海缆端头做好密封，整体原地封存。</td></tr>
<tr><td>拟建 1 条海底电缆</td><td>拟建 1 条 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 海底电缆，电缆长度约 1.8km</td></tr>
<tr><td>平台改造</td><td>WZ11-4 CEPA 与 WZ11-4 WHPB 海缆箱更换</td></tr>
</table>
二、依托工程回顾
1.　涠洲油田群工程现状
本项目所在油田隶属于涠洲油田群。
涠洲油田群现有生产设施主要包括 34 座已建平台（WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 PAP、WZ11-1 RP、WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ 6-9/6-10 WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ11-4N WHPC、WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ12-1W</td></tr>
</table>

WHPA、WZ12-2 WHPA、WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA、WZ12-2 WHPB、WZ6-13 WHPA、WZ12-8E WHPA、WZ11-2 WHPC、WZ12-1 WHPC、WZ5-3WHPA、WZ6-8 WHPB、WZ12-2 WHPC、WZ11-6 WHPA 和 WZ11-4 CEPD、WZ10-3W WHPA、WZ10-3W MOPU、WZ6-13WHPB），1 座涠洲终端，以及油田群内部相应的海底管道和电缆等。

涠洲油田群总平面布置图详见附图 7。

2. 物流集输现状

本项目调整井工程位于WZ12-1 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB 及WZ11-1N WHPA 四个平台，其中 WZ12-1 WHPB、WZ11-2WHPA、WZ11-4N WHPB 三个平台均不设油气处理设施。本项目物流集输流程如下：

WZ12-1 WHPB 井口物流及平台接收物流通过已建管道输往 WZ12-1 PUQ 进行进一步处理。

WZ11-1N WHPA 井口流体经生产管汇进入生产分离器进行液、气分离。分离出的气体去天然气压缩机加压，液相通过已建管道输送到 WZ11-1 WHPA 越站输送到 WZ12-2 WHPC。

WZ11-2 WHPA 物流通过已建管道输往 WZ11-1 WHPA。

WZ11-1 WHPA 生产物流及接收的生产物流一并进入 WZ11-1 WHPA 液气分离器，分离出的天然气作为 WZ11-1 WHPA 燃料气，多余天然气输往 WZ12-1 PUQ；分离出的液体经外输泵外输到 WZ11-4N WHPB，随 WZ11-4N WHPB 生产物流一并进入 WZ12-2 WHPA，WZ12-2 WHPA 物流通过栈桥输往 WZ12-2 WHPC 进行处理（WZ12-2 WHPC 与 WZ12-2 WHPA 通过栈桥进行连接），经 WZ12-2 WHPC 处理后含水 10%的原油输往 WZ12-1 PUQB 进行进一步处理。经 WZ12-2 WHPC 分离出的天然气去天然气增压系统，经增压后进入外输总管管汇随含水原油输往 WZ12-1 PUQB；分离出的含油生产水经 WZ12-2 WHPC 生产水处理系统处理达到回注水质标准后注入地层，不排海。

WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PAP、WZ12-1 PUQB 和 WZ12-1 WHPC 四个平台通过栈桥进行连接（下文简称“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”）。除涠洲 11-4 油田外，涠洲油田其他生产物流均通过海底管道输送到“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”进行处理。

经 WZ12-1PUQ/PUQB 处理后合格原油，通过已建输油海底管道输往涠洲终端，经 WZ12-1PUQ/PUQB 分离出的伴生气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过已建海底管道输送至涠洲终端；分离出的生产水进入 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水注入地层，剩余合格生产水经 WZ12-1 PUQ 排海。

图 2-1　本项目调整井所在平台物流集输示意图

本项目调整井产生的物流主要依托 WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB 进行油气水处理，依托 WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 WHPC 进行生产水处理。WZ12-2 WHPC 通过栈桥连接 WZ12-2 WHPA；WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PAP、WZ12-1 PUQB 及 WZ12-1 WHPC 四个平台通过栈桥相连（下文简称这四个平台为“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”）

与本项目相关的海上平台概况见下表。

表 2-2　与本项目相关的海上平台概况

项目	平台名称	油气水设计处理能力	主要功能
调整井所在平台	WZ12-1 WHPB	无油气水处理设施	WZ12-1 WHPB 是一座 8 腿 8 桩井口平台，不设油气水分离设施，设有生活污水处理设施，主要设施有测试管汇、发球阀、公用系统和生产辅助设施等。
	WZ11-2 WHPA	无油气水处理设施	WZ11-2 WHPA 是一座 3 腿 3 桩无人驻守的井口平台，不设油气水分离设施，主要设施有油气计量系统设备、公用系统设备、清管球发射器和注水收球筒等。
	WZ11-4N WHPB	无油气水处理设施	WZ11-4N WHPB 是一座 8 腿导管架井口平台，不设油气水分离设施，设有生活污水处理设施，主要设施有油气计量系统设备、公用系统设备（柴油系统、闭式排放兼冷放空系统、开式排放系统和公用仪表风系统）、注水系统设备、电气房间等。
	WZ11-1N WHPA	液处理能力****m^3/d，气处理能力****m^3/d	WZ11-1N WHPA 是一座 6 腿导管架井口平台，设有生活污水处理设施，主要设施有液气分离设施、油气计量系统、公用系统设备（柴油系统、闭式排放系统、火炬系统、开式排放系统和公用仪表风系统）、注水系统设备、电气房间等。
新建海底电缆两端平台	WZ11-4 CEPA	设计原油处理能力为****m^3/d，生产水处理能力为****m^3/d。	WZ11-4 CEPA 是一座 8 腿综合平台，平台安装有动力系统、原油处理工艺系统、含油污水处理系统、燃料气系统、公用系统等多种类型的设备以及生活模块。
	WZ11-4 WHPB	无油气水处理设施	WZ11-4 WHPB 是一座 4 腿井口平台，设有生活污水处理设施，不设油气水分离设施，平台上设有中控室（CCR），简单的工艺处理、工厂风和仪表风系统，海水公用以及喷淋消防系统，配电间、电池间、UPS 以及应急柴油发电机组及生活模块。
物流处理依托平台	WZ12-2 WHPC	生产水处理能力为****m^3/d	WZ12-2 WHPC 是一座 8 腿导管架平台，平台不设生活房间，通过栈桥与 WZ12-2 WHPA 连接。平台上设有原油处理、增压系统、生产水处理系统、天然气增压系统、注水系统、油泥脱水系统、火炬系统、电气间模块（带直升机甲板）等设施。
	WZ12-2	无油气水	WZ12-2 WHPA 是一座 4 腿井口平台，不设

	WHPA	处理设施	油气水分离设施，设有生活污水处理设施，设修井机、生活楼，主要设施有油气计量系统设备、公用系统设备（柴油系统、闭式排放兼冷放空系统、开式排放系统和公用仪表风系统）、注水系统设备、电气房间等。
	WZ12-1 PUQ	设计原油处理能力为****m^3/d，天然气处理能力为****m^3/d，生产水处理能力为****m^3/d。	WZ12-1 PUQ 是一座 8 腿 8 桩综合平台，设有油气水处理、注水等设施和生活楼。接收部分涠洲油田群生产物流，与本平台的物流一起进行处理，合格原油输送至涠洲终端，天然气用于发电、注气开发、火炬（长明灯），并输往终端，分离出的生产水由 WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理至达标后部分回注，部分输送到 WZ12-1PUQ 外排。
	WZ12-1 PUQB		WZ12-1 PUQB 是一座 8 腿综合平台，设有油气水等处理设施和生活楼。接收部分涠洲油田群生产物流进行处理，合格原油输送至涠洲终端，天然气用于发电、注气开发、火炬（长明灯），其余输往终端，分离出的生产水由 WZ12-1PUQB/PUQ/WHPC 生产水处理系统统一处理，处理至达标后部分回注，部分输送到 WZ12-1PUQ 外排。
	WZ12-1 PAP	无油气水处理设施	WZ12-1 PAP 是一座 4 腿简易无人驻守生产辅助平台，平台设有段塞流捕集器等设施，部分涠洲油田群生产物流经段塞流捕集器处理后，输送至 WZ12-1 PUQ 和 WZ12-1 PUQB 处理。
	WZ12-1 WHPC	设计生产水处理能力为****m^3/d	WZ12-1 WHPC 是一座井口平台，4 层甲板（飞机甲板、上层甲板、中层甲板及下层甲板），设有生产水精细处理装置和回注系统、开/闭排系统、燃气透平发电机组，燃料气系统等。平台不设修井机、生活楼。

3. 依托设施工艺流程

（1）WZ12-2 WHPC 原油处理工艺流程

本项目 WZ11-2 WHPA 及 WZ11-4N WHPB 调整井依托 WZ12-2 WHPC 进行初步处理。

WZ12-2 WHPC 生产物流经该平台进行油气水处理，经处理后含 10%生产水的原油经外输泵增压，低压气经压缩机增压后，与高压天然气混合，经 WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 的海管输送到 WZ12-1 PUQB 进一步处理。

WZ12-2 WHPC 分离出的生产水经处理系统处理满足注水标准后注入地层；分离出的含水原油经 WZ12-1 PUQB 分离出合格原油后经上岸管线输送至涠洲终端，进行储存和销售；分离出的天然气部分为油田群透平发电，其余部分经上岸管线输送至涠洲终端。含水原油分离出的生产水由 WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 生产水处理系统统一处理。

图 2-2 WZ12-2 WHPC 原油处理工艺流程示意图

（2）WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 原油处理工艺处理流程

WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PAP、WZ12-1 PUQB 和 WZ12-1 WHPC 四个平台通过栈桥进行连接（下文简称“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”）。除涠洲 11-4 油田外，涠洲油田其他生产物流均通过海底管道输送到“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”进行处理。

WZ12-1 PAP 接收的生产物流进入 WZ12-1 PAP 段塞流捕集器进行气液分离，分离出的液进入 WZ12-1 PUQ 二级分离器。

WZ12-1 PUQ 接收的生产物流经 WZ12-1 PUQ 一级分离器处理后进入 WZ12-1 PUQ 二级分离器，分离后含水原油（含水 30%）经栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 处理。

WZ12-1 PUQB 接收的生产物流，经过一级分离器、二级分离器和电脱水器处理合格的原油通过栈桥输送至 WZ12-1 PAP 后通过已建输油海底管道输往涠洲终端。

段塞流捕集器、各级分离器分离出的伴生气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过已建海底管道输送至涠洲终端；分离出的生产水进入 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理系统统一处理。

“WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC”原油处理工艺流程见下图。

图 2-3　WZ12-1PUQ/PAP/PUQB/WHPC 原油处理工艺流程示意图

（3）WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理流程

WZ12-1 PUQ 生产物流经分离后产生的生产水经撇油罐、水力旋流器处理后部分通过栈桥输往 WZ12-1 PUQB 缓冲罐，剩余部分经改性纤维球过滤器处理达标后排海。

WZ12-1 PUQB 处理后的生产水部分输往 WZ12-1 WHPC 生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至 WZ12-1 PUQ 注入地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海。

WZ12-1 WHPC 采用“微气泡气浮+粗过滤器+高速旋流过滤器+纳米陶瓷旋流过滤器”处理流程，生产水处理达标后部分在本平台回注，部分输往涠洲油田群部分平台回注。

WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理/回注流程示意图见下图。

图 2-4　WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理流程示意图

（4）主要环保工程

与本项目相关平台现有环保设施详见下表。

表 2-3　与本项目相关平台的主要环保设施一览表

项目	平台	主要环境保护设施	数量
调整井所在平台	WZ12-1 WHPB	生活污水处理系统，处理能力为 18m^3/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
	WZ11-2 WHPA	开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套

	WZ11-4N WHPB	生活污水处理系统，处理能力为 84m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
	WZ11-1N WHPA	生活污水处理系统，处理能力为 55.44m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
海缆更换工程两端平台	WZ11-4 CEPA	生产水处理系统，处理能力为****m³/d	1 套
		生活污水处理系统，处理能力为 75.6m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
		火炬系统	1 套
	WZ11-4 WHPB	生活污水处理系统，处理能力为 20.16m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
调整井物流处理依托平台	WZ12-2 WHPC	生产水处理系统，处理能力为****m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
		火炬系统	1 套
	WZ12-1 WHPC	生产水处理系统，处理能力为****m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
	WZ12-1 PUQB	生产水处理系统，处理能力为****m³/d；	1 套
		生活污水处理系统，处理能力为 75.6m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
		火炬系统	1 套
	WZ12-1 PUQ	生产水处理系统，处理能力为****m³/d；	1 套
		生活污水处理系统，处理能力为 75.6m³/d	1 套
		开式排放系统	1 套
		闭式排放系统	1 套
		火炬系统	1 套

三、调整井工程

本项目调整井工程位于 WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA，4 个平台共实施 18 口调整井，包括 13 口采油井，5 口注水井，同时 3 口井实施压裂工艺。

本项目各平台调整井概况如下：

WZ12-1 WHPB：实施 6 口调整井，包括 5 口采油井，1 口注水井，均使用老井侧钻。

WZ11-2 WHPA：实施 3 口调整井，包括 2 口采油井、1 口注水井，均使用老井侧钻。

WZ11-4N WHPB：实施 8 口调整井，包括 5 口采油井，3 口注水井，均使用老井侧钻，其中 2 口井采用压裂工艺。

WZ11-1N WHPA：实施 1 口调整井，为采油井，使用老井侧钻，采用压裂工艺。

1. 调整井工程建设方案

（1）调整井基本参数

本项目实施前后各平台井口概况详见下表。

表 2-4 本项目实施前后井口概况一览表

平台	本项目实施前合计井数（口）	本项目调整井数量（口）	本项目实施后合计井数（口）	备注
WZ12-1 WHPB	采油井：26 注水井：10 共计：36	采油井：5 口 注水井：1 口 共计：6 口	采油井：25 注水井：11 共计：36	本次调整井全部使用老井侧钻
WZ11-2 WHPA	采油井：7 注水井：3 共计：10	采油井：2 口 注水井：1 口 共计：3 口	采油井：7 注水井：3 共计：10	本次调整井全部使用老井侧钻，
WZ11-4N WHPB	采油井：47 注水井：7 共计：54	采油井：5 口 注水井：3 口 共计：8 口	采油井：45 注水井：9 共计：54	本次调整井全部使用老井侧钻，2 口调整井采用压裂工艺
WZ11-1N WHPA	采油井：20 注水井：6 共计：26	采油井：1 注水井：0 共计：1	采油井：20 注水井：6 共计：26	本次调整井使用老井侧钻，采用压裂工艺

本项目调整井基本情况详见下表。

表 2-5 本项目调整井基本情况

序号	平台	利用老井概况		本次环评申请井概况		
		老井井名	老井井别	井名	井别	备注
1	WZ12-1 WHPB	WZ12-1-B2	采油井	WZ12-1-B2S1	采油井	侧钻
2		WZ12-1-B8	采油井	WZ12-1-B8S1	采油井	侧钻
3		WZ12-1-B9	采油井	WZ12-1-B9S1	注水井	侧钻
4		WZ12-1-B11	采油井	WZ12-1-B11S1	采油井	侧钻
5		WZ12-1-B28S2	采油井	WZ12-1-B28M3	采油井	侧钻
6		WZ12-1-B29S2	采油井	WZ12-1-B29M3	采油井	侧钻

7	WZ11-2 WHPA	WZ11-2-A7S2	采油井	WZ11-2-A7M3	采油井	侧钻
8		WZ11-2-A9	注水井	WZ11-2-A9M	注水井	侧钻
9		WZ11-2-A8	采油井	WZ11-2-A8S1	采油井	侧钻
10	WZ11-4N WHPB	WZ11-4N-B11H1	采油井	WZ11-4N-B11H2	注水井	侧钻
11		WZ11-4N-B21	采油井	WZ11-4N-B21H1	采油井	侧钻
12		WZ11-4N-B28	采油井	WZ11-4N-B28H1	采油井	侧钻
13		WZ11-4N-B18	采油井	WZ11-4N-B18M	注水井	侧钻
14		WZ11-4N-B23	采油井	WZ11-4N-B23H1	采油井	侧钻、压裂
15		WZ11-4N-B22H1	采油井	WZ11-4N-B22H2	采油井	侧钻、压裂
16		WZ11-4N-B2H	采油井	WZ11-4N-B2M	采油井	侧钻
17		WZ11-4N-B31	注水井	WZ11-4N-B31M	注水井	侧钻
18	WZ11-1N WHPA	WZ11-1N-A5	采油井	WZ11-1N-A5H1	采油井	侧钻、压裂

本项目包括 3 口压裂井，实施压裂的必要性如下：

建设单位以涠西南页岩油为试验区，坚持“试采揭示问题—科研攻关破题—矿场检验成果”的理念，优选 WZ11-4N-B22H2 井、WZ11-4N-B23H1 井与 WZ11-1N-A5H1 井 3 口井进行页岩油压裂先导试验，落实关键井段的技术可行性，提供技术优化方向，在持续矿场实践中深化认识、优化参数、迭代技术，推动海上页岩油开发从“经验借鉴”走向“自主定型”，逐步形成海上页岩油地质油藏评价体系、页岩水平井钻井技术体系、长水平井体积压裂技术体系和页岩油实验技术体系，为海上页岩油勘探开发示范区建设、海上页岩油规模开发奠定基础。

（2）井身结构

本项目调整井井身结构详见下表。

表 2-6　本项目调整井井身结构一览表

平台	井名	井型	钻头尺寸	井深（m）	水平段长（m）	套管尺寸（in）	套管下深（m）	侧钻开窗位置（m）
WZ12-1 WHPB	WZ12-1-B2S1	定向井						
	WZ12-1-B8S1	定向井						
	WZ12-1-B9S1	定向井						
	WZ12-1-B11S1	定向井						

	WZ12-1-B28M3	分支井						
	WZ12-1-B29M3	分支井						
WZ11-2 WHPA	WZ11-2-A7M3	分支井						
	WZ11-2-A9M	分支井						
	WZ11-2-A8S1	定向井						
WZ11-4N WHPB	WZ11-4N-B22H2	水平井						
	WZ11-4N-B23H1	水平井						
	WZ11-4N-B11H2	水平井						
	WZ11-4N-B21H1	定向井						
	WZ11-4N-B28H1	水平井						
	WZ11-4N-B18M	分支井						
	WZ11-4N-B2M	分支井						
	WZ11-4N-B31M	分支井						
WZ11-1N WHPA	WZ11-1N-A5H1	水平井						

本项目典型井身结构详见下图。

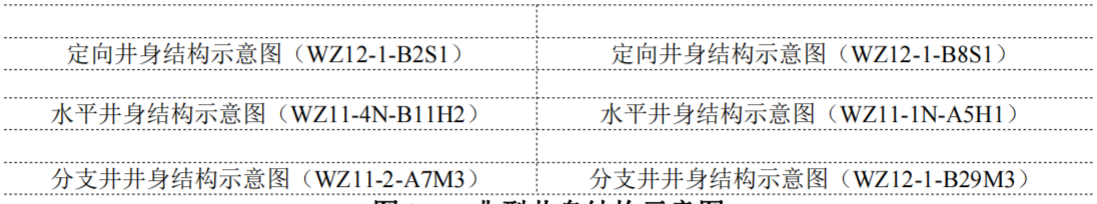


图 2-5　典型井身结构示意图

2.　钻井液及压裂液体系

本项目钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液，其中水基钻井液主要组分包括：淡水、盐水、海水、饱和盐水、膨润土等；非水基钻井液主要组分包括：白油、氯化钙盐水等。

本项目3口调整井采用压裂工艺，压裂液使用海水基滑溜水和海水基瓜胶压裂液体系。

3. 物流集输工艺

本次调整井实施后，涠洲油田群物流集输工艺不发生变化，与现有情况一致。

4. 产能预测

根据建设单位提供的资料，本项目调整井投产前后产能概况详见下表，本项目调整井投产后较投产前，调整井所在的四个平台新增产油量最大值为***m^3/d（****m^3/a，2027年）。

表2-7a 本项目调整井投产前后产能预测表（日产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表2-7b 本项目调整井投产前后产能预测表（年产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

本项目调整井投产前后，WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB及WZ11-1N WHPA各平台产能预测见下表。

表2-8a 调整井投产前后WZ12-1 WHPB产能预测表（日产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									

2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-8b　调整井投产前后 WZ12-1 WHPB 产能预测表（年产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-9a　调整井投产前后 WZ11-2 WHPA 产能预测表（日产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-9b　调整井投产前后 WZ11-2 WHPA 产能预测表（年产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-10a　调整井投产前后 WZ11-4N WHPB 产能预测表（日产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-10b　调整井投产前后 WZ11-4N WHPB 产能预测表（年产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-11a　调整井投产前后 WZ11-1N WHPA 产能预测表（日产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d	油 m^3/d	气 $10^4m^3/d$	水 m^3/d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

表 2-11b　调整井投产前后 WZ11-1N WHPA 产能预测表（年产量）

时间（年）	调整井投产前			调整井投产后			新增产能		
	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$	油 $10^4m^3/a$	气 $10^8m^3/a$	水 $10^4m/a$
2027									
2028									
2029									

2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									

本项目投产后较历史环评产油量概况详见表 2-12，本项目调整井主要是为了稳定油田产能，调整井投产后各平台最大产油量均小于历史环评最大产油量。

表 2-12　本项目投产后较历史环评产油量一览表

平台	本项目投产后最大产油量		历史环评最大产油量		投产后是否小于历史最大产油量	历史环评名称
	m^3/d	$10^4m^3/a$	m^3/d	$10^4m^3/a$		
WZ11-2 WHPA					是	《涠州 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》（环评批复文号：国海环字〔2010〕823 号）
WZ11-4N WHPB					是	《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》（环评批复文号：国海环字〔2014〕389 号）
WZ12-1 WHPB					是	《W12-1 油田北块及 4 井区开发工程环境影响报告书》（环评批复文号：国海环字〔2002〕349 号）
WZ11-1N WHPA					是	《涠洲 11-1N 油田开发工程环境影响书》（环评批复文号：国海环字〔2010〕2 号）

5.　水平衡

本项目投产后，涠洲油田群水平衡详见下表。

表 2-13　本项目投产后水平衡一览表（m^3/d）

年份	WZ12-2 WHPC 水量			WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 水量		
	WZ12-2 WHPC 处理水量	注入地层水量	输往 WZ12-1 PUQ/PUQB	WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台处理水量	注入地层水量	排海量
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						

本项目投产后，WZ12-1 PUQ 排海量最大值为 6732m^3/d（2033 年，约 245.7×10^4m^3/a），不超过原环评（《涠洲 12-2 油田二期开发工程环境影响报告书》（环评批复文号：国海环字〔2015〕334 号））总量控制值（275×10^4m^3/a）。

6. 平台依托可行性分析

本项目调整井产生的井口物流依托 WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 进行处理。本项目调整井工程投产后，依托平台处理量概况详见下表，经校核，WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 依托可行。

表 2-14 本项目投产后依托平台处理量一览表

年份	物流处理					
	WZ12-2 WHPC 平台处理量			WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台处理量		
	油	气	水	油	气	水
	m^3/d	10^4m^3/d	m^3/d	m^3/d	10^4m^3/d	m^3/d
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						

表 2-15 平台处理能力依托可行性分析

平台名称	平台设计处理能力			本项目投产后最大处理量			是否满足要求
	油 m^3/d	气 10^4m^3/d	水 m^3/d	油 m^3/d	气 10^4sm^3/d	水 m^3/d	
WZ12-1 PUQB+PUQ							满足
WZ12-1 WHPC							满足
WZ12-2 WHPC							满足

7. 依托海底管道压力及温度校核

经校核，本项目投产后，现有管道依托可行，管道依托概况详见下表。

表 2-16 管道依托可行性分析

依托管道名称	设计压力(kPaA)	最高操作压力（kPaA）	设计温度(℃)	最高操作温度（℃）	依托可行性
WZ11-1N WHPA 至 WZ11-1 WHPA 混输管道	8500	7575	70	65	可行
WZ11-2 WHPA 至 WZ11-1 WHPA 混输管道	9700	4018	95	81.1	可行
WZ11-1 RP 至 WZ11-4N WHPB 混输管道	4510	3990	96	76.7	可行
WZ11-4N WHPB 至 WZ12-2 WHPA 混输管道	4200	4000	87	79	可行

WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 混输管道	3500	2500	106	74.7	可行
WZ12-1 WHPB 至 WZ12-1 PUQ 混输管道	3000	2304	80	49.2	可行
WZ12-1 PAP 至涠洲终端原油管道	6100	4690	80	60	可行
WZ12-1 PUQ 至涠洲终端天然气管道 1	6600	5500	54	54	可行
WZ12-1 PUQ 至涠洲终端天然气管道 2	1000	800	75	54	可行

8. 依托设施寿命概况

本项目投产后依托设施设计概况详见表 2-17。部分依托设施超过其设计寿命，建设单位已开展延寿评估工作。

根据海上石油设施延寿评估主要依据中华人民共和国应急管理部发布的安全生产行业标准《老龄化海上固定式生产设施主结构安全评估导则》（AQ2078-2020），该标准自 2021 年 5 月 1 日正式实施），标准 9.3 条规定：“延寿评估报告中给出的设施主结构有条件使用年限不应超过 5 年。”即海上石油设施延寿评估每 5 年开展一次。本项目依托的平台和管道在达到设计寿命/延寿评估年限的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

表 2-17 依托设施寿命可行性分析

依托设施		投产时间	设计寿命（年）	是否超期服役	最新延寿评估情况
电缆两端平台	WZ11-4 CEPA	1993 年	15	是	根据《WZ11-4A 平台主结构安全评估报告》（编制单位：中国船级社海域工程技术中心，编制日期：2023 年 1 月），本平台可以有条件使用到 2028 年 2 月 2 日。
	WZ11-4 WHPB	1993 年	15	是	根据《WZ11-4B 平台主结构安全评估报告》（编制单位：中国船级社 海域工程技术中心，编制日期：2023 年 1 月），本平台可以有条件使用到 2028 年 2 月 2 日。
调整井所在平台	WZ12-1 WHPB	2003 年	25	否	——
	WZ11-2 WHPA	2012 年	20	否	——
	WZ11-4N WHPB	2015 年	25	否	——
	WZ11-1N WHPA	2010 年	25	否	——
物流处理依托平台	WZ12-2 WHPC	2026 年	25	否	——
	WZ12-2 WHPA	2015 年	25	否	——
	WZ12-1 PUQB	2013 年	25	否	——
	WZ12-1 PUQ	1999 年	25	是	根据《WZ12-1A 平台主结构安全评估报告》（编制单位：中国船级社 海域工程技术中心，编制日期：2024 年 4 月），本平台可以有条件使用到 2029 年 5 月 9 日。

	WZ12-1 PAP	2006 年	20	是	根据《WZ12-1PAP 平台主结构安全评估报告》（编制单位：中国船级社 海域工程技术中心，编制日期：2026 年 8 月），本平台可以有条件使用到 2030 年 10 月 31 日
	WZ12-1 WHPC	2021 年	25	否	——
依托管道	WZ11-1N WHPA 至 WZ11-1 WHPA 混输管道	2010 年	25	否	
	WZ11-2 WHPA 至 WZ11-1 WHPA 混输管道	2012 年	20	否	——
	WZ11-1 RP 至 WZ11-4N WHPB 混输管道	2015 年	25	否	——
	WZ11-4N WHPB 至 WZ12-2 WHPA 混输管道	2015 年	25	否	——
	WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 混输管道	2015 年	25	否	——
	WZ12-1 WHPB 至 WZ12-1 PUQ 混输管道	2012 年	15	否	根据《涠洲 12-1B 至涠洲 12-1A 混输海底管道合于使用及延寿评估》（中海油安全技术服务有限公司湛江分公司，2026 年 8 月），该管道满足未来五年（2026.8~2031.7）的使用需求。
	WZ12-1 PAP 至涠洲终端原油管道	2010 年	15	是	根据《涠洲 12-1PAP 至涠洲石油终端平台 16 英吋双层石油海管评估报告》（编制单位：常德湘船工程技术有限公司，2024 年 8 月），管道可安全运行至 2031 年。
	WZ12-1 PUQ 至涠洲终端天然气管道 1	1998 年	30	否	——
	WZ12-1 PUQ 至涠洲终端天然气管道 2	1998 年	30	否	——

9. 终端处理能力校核

本项目调整井产生的物流经处理合格的原油将输送至涠洲终端，进行最终储存、外输和销售。经校核，本项目投产后，涠洲终端的原油最大处理量为 17996m^3/d，小于涠洲终端设计处理能力 21342m^3/d，涠洲终端依托可行。

四、海底电缆更换工程

1. 海底电缆更换原因

WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间现有 1 条海底电缆，1993 年 9 月投用，设计寿命 15 年。

现有海底电缆规格：现有电缆属于复合海底电缆，长约 1.8km，包括动力线 3 根、通讯线 3 根、光纤 1 根，电缆截面约 70mm^2，电缆外径平均约 96mm。

海底电缆更换的原因：目前 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆存在单相接

	地情况。现有海缆为 1993 年以前的国外产品，与国内主流海底电缆绝缘结构上存在差异，只更换故障段容易造成海缆进水、绝缘失效，且现有海缆光纤为单模光纤芯，与国内现行多模光纤芯在孔径和芯径上均有差异，直接熔接将造成光信号损耗增大。考虑到 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆存在单相接地情况，长期运行可能会造成海底电缆进一步损坏，直至无法运行，将导致 WZ11-4 WHPB 无法正常生产。因此，湛江分公司拟对 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆进行更换。 **2. 旧海缆处置方式** 旧海缆端头做好密封，整体原地封存。 **3. 拟建海底电缆基本参数** （1）拟建海缆规格 拟建海底电缆选用规格：3×70mm^2、电压等级 26/35 kV，配 3×24 芯光纤，总长约 1.8km。 （2）拟建路由设计 拟建 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆位于 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间已有注水管线的南侧（见附图 9）。拟建海缆从 WZ11-4 CEPA 的 A3 桩腿的电缆护管开始，通过甩弯避开平台西南侧的钻井避让区，沿路由往西南方向直到 WZ11-4 WHPB 的 A2 桩腿的电缆护管登陆平台。拟建海缆路由与现有管缆无交越点。 （3）其他相关改造 WZ11-4 CEPA 与 WZ11-4 WHPB 间海缆箱更换。 拟建海缆箱由海缆厂家配置，安装在现有海缆箱位置，平台内配电间至海缆箱之间高压电缆利旧。平台内配电间至海缆箱之间高压电缆利旧，无须改造。
总平面及现场布置	本项目建设内容包括调整井工程和海底电缆更换工程，调整井工程位于 WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB 及 WZ11-1N WHPA。海底电缆更换工程位于 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 之间。 调整井均使用老井侧钻，其井槽平面布置见附图 8。 海底电缆更换工程平面布置见附图 9。拟建海底电缆位于 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间已有注水管线的南侧，与已有管线的最小间隔距离约为 30 米。拟建海缆从 WZ11-4 CEPA 的 A3 桩腿的电缆护管开始，通过甩弯避开平台西南侧的钻井避让区，沿路由往西南方向直到 WZ11-4 WHPB 的 A2 桩腿的电缆护管登陆平台。
施工方案	本项目施工作业内容主要包括钻完井工程和海底电缆更换。 **一、钻完井施工方案**

1、老井处置方式

起老井生产管柱，完井生产管柱及侧钻点以下老井套管，根据《海洋石油弃井规范》进行弃置。侧钻点以上老井套管，根据钻完井设计方案，分别采取套管磨铣、切割回收、套管开窗等方式进行处置，部分老井根据管柱腐蚀情况及生产年限决策是否需要进行套损检测。

2、钻井设备及方式

WZ12-1 WHPB、WZ11-2WHPA 及 WZ11-1N WHPA 采用钻井平台实施调整井；WZ11-4N WHPB 采用平台上的模块钻机实施调整井。

3、完井方式：水平井裸眼完井，定向井套管射孔完井；

4、固井方式：

常压油井套管固井：水泥至少返到最上一个油层顶部以上 150m；

表层套管固井：水泥至少应返到泥线；

技术套管固井：水泥应返到上层套管鞋内不少于 100m；

尾管固井：水泥至少返至尾管悬挂器顶部 50m 以上。

5、压裂工艺施工方案

本项目有 3 口调整井需要压裂，压裂所需全部装备及材料（压裂液、支撑剂等）均由压裂支持船提供。压裂支持船就位至目标平台附近，通过栈桥实现平台联通，高压管线沿栈桥敷设连接井口开展作业。

本项目压裂井采用套管射孔完井，压裂推荐采用桥塞/射孔联作或滑套压裂工艺：桥塞—射孔联作工艺首段采用趾端滑套压裂，后续层段电缆下入可溶桥塞—射孔联作工具，完成坐封、丢手、射孔后投入可溶球实施压裂。套压裂工艺首段加压开启滑套压裂，后续层段投入滑套开启工具逐级开启滑套完成压裂。

压裂井单井压裂段数 10~30 段，每段 2~6 簇，压裂施工排量在 10~18m^3/min。压裂设计阶段执行的标准包括《Q-HS14018-2019 海上完井压裂设计与作业规范》、《SY/T 5289-2016 油、气、水井压裂设计与施工及效果评估方法》、《QHS 2076-2013 海上水力压裂设计、施工作业与效果评价要求》等。

考虑压裂工况井口施工限压 82MPa，老井井口装置均不满足压裂要求，需重新替换符合要求的井口装置。实施井均磨铣老井 13-3/8″套管至侧钻点以下 30m 左右，表层 16″井段至涠洲组二段底部，下 13-3/8″套管；12-1/4″井段钻至油页岩顶部，下 9-5/8″套管，封隔断层及非目的层；8-1/2″井段钻水平段流二段油页岩，下 5-1/2″套管。前期邻近压裂井 WZ11-1-A15S1/A23S2 井与本次拟实施压裂作业的调整井井身结构一致、套管规格、固井工艺相同，已成功实施压裂。本次拟实施压裂作业的调整井在作业前，均会开展固井质量、套管损伤检测，在确保具备实施水力压裂的条件下进行作业。

二、海底电缆更换方案

本项目旧海缆端头做好密封，整体原地封存。

拟建海底电缆长约 1.8km，海底电缆铺设过程中采用埋设犁边铺边埋的方式，挖沟截面近似为梯形，上底宽 1m，下底宽 0.5m，埋深 2m，埋深不足 2m 和近平台端的海底电缆用铺设水泥压块的方式进行保护处理。海底电缆铺设平均挖沟速度为 2000m/d，天气允许的情况下，每天铺设时间按照 24h 考虑。

三、工期安排

本项目工期见下表，具体实施时间根据本项目环评批复时间进行适当调整。

表 2-18　本项目计划施工时间一览表

关键节点	计划施工时间
调整井工程	2026 年 12 月——2029 年 9 月
海底电缆更换工程	2027 年 4 月——2027 年 6 月

本项目预计 2026 年 12 月开始施工，2027 年 2 月开始陆续投用。其中各平台调整井计划 2027 年 12 月~2029 年 9 月陆续开钻，海底电缆更换工程计划 2027 年 4 月开始施工。本项目预计施工总天数约 809 天，单日最大施工人数约 180 人。

表 2-19　本项目海上施工作业内容和主要作业设备及人员

作业内容		主要作业设备	作业人数（人）	作业总天数（天）	钻井天数（天）
钻完井	WZ12-1 WHPB	钻井平台 1 座	150	210	136
		拖轮 1 艘	25		
	WZ11-2 WHPA	钻井平台 1 座	150	77	51
		拖轮 1 艘	25		
	WZ11-4N WHPB	平台上的模块钻机	130	348	244
		拖轮 1 艘	25		
	WZ11-1N WHPA	钻井平台 1 座	150	55	41
		拖轮 1 艘	25		
压裂作业	WZ11-4N WHPB	压裂支持船	98	60	/
		拖轮 5 艘	125		
		平台上模块钻井实施压裂	130		
	WZ11-1N WHPA	压裂支持船	98	30	/
		拖轮 5 艘	125		
		平台上的修井机实施压裂井	110		
海底电缆更换	旧海缆处置	铺缆船 1 艘	76	2	/
	拟建电缆铺设	铺缆船 1 艘	76	12	/
		拖轮 1 艘	25		
依托平台改造	WZ11-4 CEPA 护管利旧作业、海缆箱更换，新海缆接线调试	不涉及船舶	22	7	/
	WZ11-4 WHPB 护管利旧作业、海缆箱更换，新海缆接线调试	不涉及船舶	22	7	/
合计	——	——	——	809	472

其他	无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

1、现状资料来源

（1）水质、沉积物、海洋生态、生物质量现状资料来源

本次水质、沉积物、海洋生态、生物质量调查资料引自《涠洲 11-4 油田综合调整项目春季环境质量现状调查与评价》。

调查时间：2023 年 5 月 21 至 29 日；

调查内容：水质、沉积物、海洋生态、生物质量调查；

调查单位：国家海洋局南海环境监测中心；

调查站位：共设置 35 个，其中包括 35 个水质站，28 个沉积物站，28 个海洋生物生态站（浮游植物、浮游动物、底栖生物等）和生物质量站开展评价。本项目选取 17 个水质站，14 个沉积物站，28 个海洋生物生态站（浮游植物、浮游动物、底栖生物等）和生物质量站开展评价。

本项目水质、沉积物选取的调查站位详见附表 1-1，调查站位见附图 10-1；生物生态、生物质量调查站位见附表 1-2，调查站位图详见附图 10-2。

（2）渔业资源资料来源

本次渔业资源调查资料引自《涠洲 12-1 油田项目春季渔业资源现状调查与评价》

调查时间：2023 年 4 月 14 至 26 日；

调查内容：鱼卵仔稚鱼、游泳生物；

调查单位：广东海洋大学；

调查站位：共设置 22 个站位；

调查站位详见附表 1-3，调查站位图见附图 10-3。

2、调查结果

（1）水环境质量调查结果

1）评价因子

水质现状评价选用的评价因子有：pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 15 项。

2）评价标准

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》及《广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案》（2023 年），本次选取的调查站位位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》及《广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案》（2023 年）近岸海域环境功能区之外。

本项目选取的调查站位依据《海水水质标准》（GB3097-1997）从一类开始评价至符合相应的标准为止。

表 3-1 调查站位所在功能区及评价标准

调查站位	《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》		《广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案》		执行标准	本次水质评价标准
	红线区	水质标准要求	功能区	水质标准要求		
P43、P44、P48、P58、P62、P64、P67、P72、P75、P76、P79、P80、P82、P83、P84、P87、P88	红线区外	/	功能区外	/	/	从一类水质标准开始评价至符合相应的标准类别

2）评价结果

水环境质量要素调查结果见附表 2-1，评价结果见附表 2-2。

本次选取的 17 个站位（P43、P44、P48、P58、P62、P64、P67、P72、P75、P76、P79、P80、P82、P83、P84、P87、P88）中，有 2 个站位（P87、P84）活性磷酸盐超出《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准。其余各评价因子均达到第一类海水水质标准。

表 3-2 春季海水水质调查结果统计表

功能区要求	站位	超一类标准项目	评价结果
/	P87、P84	活性磷酸盐	（P87、P84）活性磷酸盐超出第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准；其余各评价因子均达到第一类海水水质标准

（2）海洋生态现状调查结果

1）叶绿素 a 和初级生产力

2023 年 5 月，调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为*****mg/ m^3，平均值为*****mg/ m^3；调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为*****mg/ m^3，平均值为*****mg/ m^3。初级生产力为*****mg • C/(m^2 • d)，均值为*****mg • C/(m^2 • d)。调查海域水质营养处于正常水平。

2）浮游植物

调查海区采集的样品共鉴定出浮游植物 4 门 54 属 198 种。硅藻种类最多，有 38 属 137 种，占总物种数的 69.19%；甲藻有 13 属 56 种，占总物种数的 28.28%；蓝藻 2 属 4 种占 2.02%；金藻 1 属 1 种占 0.51%。其中赤潮生物有 4 门 24 属 62 种，占总物种数的 31.31%；赤潮硅藻出现 15 属 38 种，赤潮甲藻出现 7 属 20 种，赤潮蓝藻 1 属 3 种，赤潮金藻 1 属 1 种。

本次调查浮游植物密度变化范围在*****个/m^3之间，平均密度为*****个/m^3。春季调查海域浮游植物样品的多样性指数（H′）在2.11~4.51之间波动，平均值为3.60；均匀度（J）在0.40~0.83之间波动，平均值为0.62；丰富度（d）在2.64~4.84之间，平均值为3.97。调查海域浮游植物物种多样性和均匀度均处于较高水平，指示该海区本次调查浮游植物生态环境适合维持较好的群落组成。

3）浮游动物

2023年5月，调查海域共鉴定出终生浮游动物13类151种和19类阶段性浮游幼体。其中，桡足类种类最多，有58种，占总种类数的（含阶段性浮游幼体）34.1 %；其次为刺胞动物，有45种，占26.5 %；阶段性浮游幼体19类，占11.2 %；端足类有11种，占6.5 %；软体动物8种，占4.7 %；毛颚类7种，占4.1%；其他类群的种类数较少，介于（1~5）种之间。

调查海域浮游动物密度变化范围在*****ind./m^3之间，平均值为*****ind./m^3，调查海域浮游动物湿重生物量变化范围在*****mg/m^3之间，平均值为*****mg/m^3。

调查海域浮游动物样品的多样性指数（H′）在3.13~4.30之间，平均值为3.71；均匀度（J）在0.55~0.74之间，平均值为0.66；丰富度（d）在4.25~8.90之间，平均值为6.62。

本次调查浮游动物种类较为丰富，种类多样性指数、均匀度和丰富度均处于较高水平且不同站点间差异不大，浮游动物群落结构较为稳定。

4）底栖生物

2023年5月，调查海域共鉴定出8门147种，其中节肢动物种类数最多，有41种；其次为环节动物，有33种；软体动物有29种；脊索动物有25种；棘皮动物有11种；腔肠动物有5种；纽形动物有2种；星虫动物有1种。

大型底栖生物湿重生物量变化范围*****ind./m^2之间，平均为*****g/m^2。栖息密度变化范围在*****ind./m^2之间，平均密度为*****ind./m^2。

调查海域底栖生物样品的多样性指数（H′）在2.939~4.355之间，平均值为3.750；均匀度（J）在0.670~0.945之间，平均值为0.848；丰富度（d）在2.249~4.500之间，平均值为3.376。

调查海域底栖生物的多样性指数、丰富度和均匀度都较高，显示底栖生物群落结构比较稳定，底栖生物的种类丰富，种类丰度高。

（4）生物质量调查结果

软体动物（双壳类）生物体内总汞、镉、锌、铅、铜、铬、砷和石油烃含量的评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值；软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类生物体内总汞、镉、锌、铅、铜、砷和石油烃含量的评价标

准采用《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 的标准值；甲壳类、软体类（非双壳类）和鱼类生物体内 Cr 含量因无相关评价标准，不做评价。

本次调查生物质量调查结果见附表 3-1，分析结果见附表 3-2。调查结果表明：

①软体动物（双壳类）：调查站位生物体内总汞、锌、铅、铜、铬和石油烃的含量均可达到《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准值；调查站位生物体内砷的含量均超过《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准值，满足第二类标准值；1 个调查站位（P58）生物体内镉含量超过《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准值，可达到第二类标准值；5 个调查站位（P9、P48、P58、P*61、P70）生物体内镉含量超过《海洋生物质量》（GB18421-2001）第二类标准值，满足第三类标准值。

②软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类：调查站位生物体内总汞、镉、锌、铅、铜和石油烃含量均满足《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 标准值，3 个调查站位（P67、P87、P93）生物体内砷含量满足《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 标准值，其余调查站位生物体内砷含量均超过标准值。

（4）沉积物调查结果

沉积物调查结果见附表 4-1，沉积物评价分析结果见附表 4-2。调查结果表明：

本次选取 14 个站位的海洋沉积物调查，海洋沉积物类型以粉砂为主；对有机碳、硫化物、油类、铜、铅、锌、镉、总汞、铬、砷等因子进行了分析评价，所有调查因子均符合一类海洋沉积物质量标准，海洋沉积物质量状况良好。

（5）渔业资源调查结果

1）鱼卵、仔稚鱼

2023 年 4 月（春季），共调查海域共采集到鱼卵 39 种。所获仔稚鱼 50 种。共调查 22 个站位，2023 年春季调查海域鱼卵垂直拖网平均密度为*****ind./100m^3，变化范围为*****ind./100m^3；水平拖网采获的鱼卵数量变化范围为*****ind./100m^3，平均为*****nd./100m^3。调查海域仔稚鱼垂直拖网平均密度为*****ind./100m^3，变化范围为*****ind./100m^3。水平拖网采获的仔稚鱼数量变化范围为*****ind./100m^3，平均为*****ind./100m^3。

2）鱼类

2023 年 4 月（春季），调查海域共捕获鱼类 126 种，调查海域的渔业资源重量密度介于*****kg/km²，平均为*****kg/km²；资源尾数*****ind./km²，平均为*****ind./km²。幼鱼资源重量密度为*****kg/km²，平均为*****kg/km²；尾数密度为*****尾/km²，平均为*****尾/km²。

3）甲壳类

2023 年 4 月（春季），调查海域共捕获甲壳类 33 种，其中，虾类 16 种、蟹类

17 种；虾类资源重量密度*****kg/km²，平均为*****kg/km²；资源尾数密度*****ind./km²，平均为*****ind./km²。幼虾重量资源密度为*****kg/km²，平均为*****kg/km²；尾数资源密度为*****ind./km²，平均为****ind./km²。调查海域游泳动物群落中，甲壳类优势种为猛虾蛄和须赤虾。

4）头足类

2023 年 4 月（春季），调查海域共捕获头足类 11 种，春季渔业资源调查头足类资源重量密度*****kg/km²，平均为*****kg/km²，资源尾数*****ind./km²，平均为*****ind./km²。幼体重量资源密度为*****kg/km²，平均为*****kg/km²；尾数资源密度为*****ind./km²，平均为*****ind./km²。

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

1、相关工程环保手续执行情况

本项目相关工程环评及批复情况见下表：

表 3-3 本项目相关工程环评及批复情况

序号	报告名称	主要建设内容	与本项目相关工程内容	环评批复	竣工验收
1	《W12-1 油田北块及 4 井区开发工程环境影响报告书》	①WZ12-1 WHPB ②混输管道、注水管道、电缆各 1 条	WZ12-1WHPB 实施调整井工程	国海环字〔2002〕349 号	国海环字〔2006〕136 号
2	《涠洲 11-1N 油田开发工程环境影响书》	①WZ11-1N WHPA ②1 条混输管道、2 条海底电缆	WZ11-1N WHPA 实施调整井工程	国海环字〔2010〕2 号	国海环字〔2013〕204 号
3	《涠州 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程环境影响报告书》	①WZ6-9/6-10 WHPA ②WZ11-2 WHPA ③WZ11-1 RP ④2 条混输海底管道、2 条注水管道、2 条海底复合电缆	WZ11-2WHPA 实施调整井工程	国海环字〔2010〕823 号	国海环字〔2013〕245 号
4	《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》	①WZ12-2 WHPA ②WZ12-1W WHPA ③WZ11-2 WHPB ④WZ11-4N WHPB ⑤WZ11-4N WHPC ⑥6 条海底混输管道、4 条注水管道及 4 条电缆	WZ11-4NWHPB 实施调整井工程	国海环字〔2014〕389 号	环验〔2021〕5 号
5	《涠 11-4 油田开发工程环境影响报告书》	①WZ11-4 WHPA ②WZ11-4 WHPB ③单点系泊：储油轮 ④海底输油管线、动力电缆、注水管线	依托 WZ11-4 WHPB、WZ11-4 WHPA（现名“WZ11-4 CEPA”）实施电缆更换工程	（89）环监字第 275 号	/
6	《涠洲 12-1 油田开发工程环境影响报告书》	①WZ12-1 PUQ 中心处理平台 ②陆上终端油气处理厂 1 座 ③终端处理厂附近的轻烃外运杂货码头 1 座 ④终端处理厂西部的原油外输单点系泊设施 1 座等	依托 WZ12-1PUQ 进行物流处理	环发〔1998〕89 号	（国海环字〔2006〕136 号

7	《涠洲12-8W/6-12油田开发工程环境影响报告书》	①WZ12-1 PUQB ②WZ12-8W WHPA ③WZ6-12 WHPA以及相关海底管线	依托WZ12-1PUQB进行物流处理	国海环字〔2012〕91号	国海环字〔2014〕160号
8	《涠洲5-7油田/11-2油田二期开发工程及涠洲12-1 油田调整工程》	①WZ5-7 WHPA ②WZ11-2 WHPC ③WZ12-1 WHPC ④2条海底混输管道、1条注水管道及2条电缆	依托WZ12-1WHPC进行生产水处理	环审〔2020〕97号	2024年11月完成环境保护设施自主竣工验收工作
9	《涠洲油田群生产处理中心优化产能建设配套项目环境影响报告表》	①WZ12-2 WHPC ②1条电缆	依托WZ12-2WHPC进行井口物流初步处理	环审〔2023〕141号	正在开展环境保护设施自主竣工验收工作

2、环保设施运行情况

（1）含油生产水监测结果

本项目新增含油生产水主要依托WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQ/WZ12-1 PUQB/WZ12-1 WHPC生产水系统进行处理，处理后的生产水部分注入地层，部分经WZ12-1 PUQ排海，其中WZ12-2 WHPC注水系统尚未正式投产。与本项目相关平台的含油生产水监测结果见表3-4。

表3-4　与本项目相关的生产水排放及注水水质一览表

日期	WZ12-1 PUQ				WZ12-1 WHPC	
	月回注量（m^3）	月排放量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）	排放生产水石油类浓度（mg/L）	月回注量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）
2025.1	671241	211229	10.81	2.25	2613	5.23
2025.2	580436	189793	10.34	18.5	1849	2.81
2025.3	645010	211271	10.22	17.0	1707	2.76
2025.4	507620	194953	10.24	16.2	8463	2.66
2025.5	644554	201586	9.31	7.31	9565	3.81
2025.6	533821	175233	9.66	9.6	7201	5.05
2025.7	552776	185810	9.47	17.2	7068	3.91
2025.8	608931	209893	9.24	3.12	7967	4.79
2025.9	512328	180076	9.51	6.21	4454	4.56
2025.10	536791	188581	10.25	6.59	5381	6.26
2025.11	458188	206637	9.76	6.89	9978	1.28
2025.12	485535	218450	9.79	6.26	10692	5.24
浓度最小值	/	/	9.24	2.25	/	1.28
浓度最大值	/	/	10.81	18.5	/	6.26
水量合计	6737231	2373512	/	/	76938	/

根据近一年（2025年）统计数据分析，WZ12-1 PUQ排海水质满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级海域的排放要求（月均含油量≤20mg/L）要求，排放水量不超过其总量控制值（$275\times10^4m^3/a$），WZ12-1 PUQ、WZ12-1 WHPC注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中推荐注水水质含油量浓度要求。本项目依托的WZ12-1 PUQ/WZ12-1 PUQB/WZ12-1 WHPC生产水处理系统处理效果良好。

（2）生活污水监测结果

与本项目相关的生活污水处理设施主要位于 WZ12-1 WHPB、WZ11-4N WHPB、WZ11-1N WHPA、WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 PUQ，各平台近一年生活污水监测结果见表 3-5。

表3-5　油田群各平台生活污水监测结果

时间	WZ11-4 CEPA	WZ11-4 WHPB	WZ12-1 PUQB	WZ12-1 PUQ	WZ12-1 WHPB	WZ11-4N WHPB	WZ11-1N WHPA
2025.01	55	175	48	68	285	128	276
2025.02	176	159	54	78	84	62	147
2025.03	64	67	146	67	61	132	174
2025.04	52	55	150	78	90	51	97
2025.05	51	50	147	57	56	58	153
2025.06	56	52	121	84	108	242	96
2025.07	55	52	58	104	122	69	120
2025.08	110	125	148	64	68	175	54
2025.09	56	70	50	56	54	56	77
2025.10	73	124	105	69	75	105	148
2025.11	51	51	68	122	159	55	90
2025.12	52	52	207	92	72	85	88
控制值	300	300	300	300	300	300	300

根据近一年统计数据分析，与本项目相关的各平台生活污水经处理后 COD 含量均不超过 300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准（COD 含量≤300mg/L）。

综上，与本项目相关的现有环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

3、风险事故回顾

截至目前涠洲油田群生产过程中邻近海域发生溢油污染事故 2 次，2 次事故均溢油量较少，且得到了及时处理，未对沿岸及周围海洋环境敏感目标造成明显影响。

1．2002 年 10 月 6 日 WZ11-4 CEPA 至 WZ12-1PUQ 海底混输管道漏油事故。

油膜带长约 2~3km，宽约 100~200m，估计溢油量不超过 5m^3。2002 年 10 月 6 日 0:00 平台操作人员发现平台出口压力过低，向油田总监和总监助理报告，进行排查生产情况，油田总监通报下游涠洲 12-1 油田和涠洲终端，并向分公司报告。分公司启动应急中心，进入应急状态，召开应急会议，部署有关安全和防污染工作，指示油田关闭涠洲 11-4D 油田、涠洲 11-4 油田原油生产系统。2:20 分公司主管副总经理同有关人员乘坐直升飞机飞抵现场查看情况，然后飞抵涠洲终端处理厂现场指挥处置事故。同时，油田总监调派油田 5 艘船舶沿涠洲 12-1 油田 A 平台至涠洲 12-1 油田 A 平台海底电缆查找原因，动员存放在涠洲终端处理厂的溢油应急回收设备设施到现场。发现海底管道路由附近海面有油膜带，初步判断为海底管道漏油。08:20 分公司派出直升飞机飞抵现场巡查，发现海面有长约 2-3km，宽约 100-200m 的油膜带。10:50 分公司向国家海洋局南海分局报告海面发现油膜带、油田关停生产、排查情况。发现溢油后，

油田总监通报下游涠洲 12-1 油田和涠洲终端，并向分公司报告，进入应急状态。因海况恶劣，无法实施回收作业，经请示国家海洋局南海分局同意，向油膜带喷洒已有分散剂，10 月 6、7 日两天累计喷洒消油剂 6.5 吨。

中海油湛江分公司对输油海管破损段进行修复，对破损海管进行切割取样送回湛江基地，并委托天津海恩海洋工程技术服务有限公司对切割下来的管道进行了分析，调查发现海底管道泄漏点为裂纹，原油从裂纹泄漏出来，管线表面保温层破损呈撕裂状，有明显的刮伤痕迹，认为是输油管道受到外力的作用而破坏。

本次溢油事故发生后，建设单位处理及时，溢油量较少，油污未上岸，未对涠洲油田附近沿岸及周围敏感目标造成明显影响。事故发生后建设单位完善了海底管道巡检管理制度，要求生产平台上工作人员定期对海管路由附近进行瞭望，加强了对海管路由附近过往船只动态监控，发现过往船只异常停靠立即通知守护船前往，避免过往船只在海管路由附近应急抛锚等现象的发生。

2．2006 年 12 月 23 日 WZ11-4 CEPA 至 WZ12-1 PUQ 混输管道渗漏事故。

本次事故是在 WZ11-4 CEPA 附近海面形成小片油膜，估计溢油量在 1.15m^3（1t）以内。

本次溢油事故原因是海底管道腐蚀所致，事故发生后湛江分公司对海底管道进行了修复，并加强对海底管道的巡视和腐蚀监测，为了避免本条海底管道因腐蚀再次发生原油渗漏，湛江分公司于 2008 年在原海底管道旁重新铺设一条海底管道替换原海底管道输油。

4、是否存在环保问题

根据生活污水、含油生产水的检测结果显示，本项目相关平台生产水和生活污水均能做到达标排放或回注，不存在环保问题。

生态环境保护目标

本项目附近的主要环境敏感目标分布见附表 5 和附图 11。本次评价识别项目 5km 内敏感目标，主要为渔业“三场一通道”，本项目位于绯鲤类产卵场、二长棘鲷产卵场、蓝圆鲹产卵场内，位于南海北部幼鱼繁育场保护区、北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区内。具体见下表。

表 3-6 项目周边 5km 范围内主要环境敏感目标表

类别	敏感区名称	主要保护对象		位置关系		
		保护对象	保护期/产卵期	工程平台	距离（km）	方位
渔业“三场一通道”	绯鲤类产卵场	绯鲤	产卵盛期 4~5 月	WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--
	二长棘鲷产卵场	二长棘鲷	产卵盛期 1~3 月	WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--

	蓝圆鲹产卵场	蓝圆鲹	产卵盛期为3~5月	WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--
渔业资源保护区	南海北部幼鱼繁育场保护区	幼鱼、幼虾	位于南海北部及北部湾沿岸40m等深线水域，保护期为1月至12月。	WZ12-1 WHPB	位于其中	--
水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区	主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾	/	WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--

本项目周边5km内的无自然保护区和生态保护红线区，距离最近的生态保护红线区约23.6km（见附图4），正常工况下均不会对其产生影响。

本项目环境风险敏感目标见附录环境风险专项中的第2章节。

评价标准

一、环境质量标准

根据本项目海洋环境质量现状监测站位布设情况，确定本项目各监测站位海洋环境质量执行标准。

本项目环境影响评价采用的环境质量标准见下表。

表3-7 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》（GB3097-1997）	从一类水质标准开始评价至符合相应的标准类别	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		海洋贝类（双壳类的）生物质量现状评价
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录C	——	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，除总铬外）

二、污染物排放和控制标准

本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表3-8 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
水基钻井液、水基钻井液钻屑、非水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）	一级	排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑、非水基钻井液钻屑的含油量≤1%； 重晶石中最大值：Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg	调整井工程
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB 18420.1-2009）	一级	水基钻井液生物毒性容许值：30000mg/L； 非水基钻井液生物毒性容许值：15000mg/L	
非水基钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）	一级	不得排放入海	调整井工程
生活污水（平台、钻井平台	《海洋石油勘探开发污	一级	COD≤300mg/L	海上平台

	及压裂支持船）	染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）			及施工过程使用的移动平台（钻井平台、压裂船支持船）
	生产/生活垃圾		一级	禁止排放或弃置入海	
	船舶机舱含油污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）	/	含油量≤15mg/L	施工船舶
	船舶垃圾 塑料制品及其他垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）		禁止投入水域	
	船舶垃圾 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，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	
	船舶生活污水			2012 年 1 月 1 日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD5≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500 个/L；2012 年 1 月 1 日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD5≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000 个/L、CODCr≤125mg/L、PH6~8.5、总氯（总余氯）＜0.5mg/L	
	船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	应使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油	施工船舶
	含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	石油类≤20mg/L（月均值） 石油类≤30mg/L（一次允许值）	生产水排海
		《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）	一级	生物毒性≥100000mg/L	
		碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法（SY/T5329-2022）	储层空气渗透率（≥0.01~<0.05μm²）和（≥0.5~<2.0μm²）	部分满足含油量≤10mg/L，部分满足含油量≤30mg/	注入地层
其他	本项目运营期不新增定员，不新增生活污水排放量，WZ12-1 PUQ 生产水排海量不超过原环评批复总量（$275\times10^4m^3/a$）。				

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

一、施工期产污环节及污染源分析

本项目施工期的工作内容主要包括：钻完井、压裂作业、海底电缆更换等。

钻完井过程中将产生钻井液、钻屑，压裂作业返排阶段将产生压裂返排液，老井井筒在清洁处理过程中会产生洗井废水，海底电缆更换过程中将产生悬浮物，参加作业的施工人员在施工过程中将产生生产垃圾、生活垃圾和生活污水，施工船舶将产生船舶污染物（船舶含油污水、生活污水和生活垃圾）。

1．钻井液

本项目钻井过程中采用的钻井液包括水基钻井液及非水基钻井液，其中非油层段全部使用水基钻井液，油层段全部使用非水基钻井液。

据建设单位提供的数据，钻井作业期间共产生钻井液约 10835m³，其中非水基钻井液产生量约 6140m³，水基钻井液产生量约 4695m³。

表 4-1　本项目钻井液统计　　单位：m³

平台	水基钻井液产生及排放量	非水基钻井液	钻井液总量
WZ12-1 WHPB	645	1480	2125
WZ11-2 WHPA	940	930	1870
WZ11-4N WHPB	2740	3325	6065
WZ11-1N WHPA	370	405	775
合计	4695	6140	10835

非水基钻井液全部运回陆地交有资质单位处理。

水基钻井液在同时满足《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一部分：分级》（GB18420.1-2009）标准后排海，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，一次性最大排放量约为 550m³，通过阀门控制其最大排放速率为 35m³/h，钻井液在海面排放。

2．钻屑

根据建设单位提供的数据，本项目钻井作业期间共产生钻屑约 6475m³，其中水基钻井液钻屑产生量约为 3625m³，全部为非油层段水基钻井液钻屑，非水基钻井液钻屑产生量约为 2850m³，全部为油层段非水基钻井液钻屑。

表 4-2　本项目钻屑统计　　单位：m³

平台	水基钻井液钻屑产生及排放量	非水基钻井液钻屑产生及排放量	钻屑总量
WZ12-1 WHPB	340	320	660
WZ11-2 WHPA	500	390	890
WZ11-4N WHPB	2450	1850	4300
WZ11-1N WHPA	335	290	625
合计	3625	2850	6475

本项目施工期产生的钻屑在同时满足《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一部分：分级》（GB18420.1-2009）标准后排海。钻屑最大排放速率为 138m³/d，钻屑在海面排放。不满足排放要求的钻屑收集运回陆地交有资质单位处理。

3．压裂返排液

本项目有 3 口调整井需采用压裂工艺，其中 WZ11-1N WHPA 有 1 口压裂井，WZ11-4N WHPB 有 2 口压裂井。

本项目压裂工艺实施过程中，预计单口压裂井进入地层的压裂液量约 45000m³，压裂施工作业完成后，在开井返排阶段排出压裂返排液，压裂液返排率约为 30%，单口压裂井产出的返排液量约 13500m³，每天产生压裂返排液量最大为 200m³。

本项目在 WZ11-4N WHPB 和 WZ11-1N WHPA 分别设置一套压裂返排液处理系统（主要是进行除砂器过滤），处理能力为 500m³/d，满足处理能力要求。压裂返排液处理装置布置于平台上层甲板，压裂返排液进行除砂器过滤，处理后进入平台生产流程。

4．生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

根据多年海上油气开发经验数值，施工人员生活污水产生量按照人均 350L/d 计；生活垃圾产生量参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，参考沿海船舶生活固体废物产生量，生活垃圾按每人 1.5kg/d 进行核算，机舱含油污水根据油田作业船舶实测和经验数据，按每船每日 0.5m³ 计。

本项目产生生活污水约 64333.2m³，生活垃圾约 275.7t，机舱含油污水约 945.5m³。本项目施工期间生活污水、生活垃圾及机舱含油污水产生量见下表。

表 4-3　施工期生活污水、生活垃圾及机舱含油污水核算结果

类别	作业内容		作业设备	作业人数（人	作业天数（天）	机舱含油污水（m³）	生活污水（m³）	生活垃圾（t）
船舶污染物	钻完井	WZ12-1 WHPB	拖轮 1 艘	25	210	105.0	1837.5	7.9
		WZ11-2 WHPA	拖轮 1 艘	25	77	38.5	673.8	2.9
		WZ11-4N WHPB	拖轮 1 艘	25	348	174.0	3045.0	13.1
		WZ11-1N WHPA	拖轮 1 艘	25	55	27.5	481.3	2.1
	压裂作业	WZ11-4N WHPB	拖轮 5 艘	125	60	150.0	2625.0	11.3
		WZ11-1N WHPA	拖轮 5 艘	125	30	75.0	1312.5	5.6
	海缆更换	旧海缆处置	铺缆船 1 艘	76	2	1.0	53.2	0.2
		新电缆铺设	铺缆船 1 艘	76	12	6.0	319.2	1.4
			拖轮 1 艘	25	12	6.0	105.0	0.5
	小计		——	——	——	583.0	10452.4	44.8
移动	钻完井	WZ12-1 WHPB	钻井平台 1 座	150	210	105	11025	47.25
		WZ11-2		150	77	38.5	4042.5	17.3

平台等污染物		WHPA						
		WZ11-1N WHPA		150	348	174.0	18270.0	78.3
	压裂作业	WZ11-4N WHPB	压裂支持船1座	98	60	30.0	2058.0	8.8
				130	60	0.0	2730.0	11.7
		WZ11-1N WHPA		98	30	15.0	1029.0	4.4
				110	30	0.0	1155.0	5.0
	小计		——	——	——	362.5	39154.5	167.8
平台上污染物	WZ11-4N WHPB利用平台上的模块钻机实施调整井		——	130	308	0.0	14014.0	60.1
	WZ11-4 CEPA平台改造		——	22	7	0.0	53.9	0.2
	WZ11-4 WHPB平台改造		——	33	7	0.0	80.9	0.3
	小计		——	——	——	0.0	14148.8	60.6
合计			——	——	——	945.5	64333.2	275.7

船舶机舱含油污水：所有作业船舶均设有船用油水分离器，机舱含油污水经处理含油浓度≤15mg/L后，达标排海。

钻井平台、压裂支持船生活污水和生活垃圾：钻完井及井口压裂期间，钻井平台、压裂支持船产生的生活污水经钻井平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后，间歇排海；产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准要求，全部运回陆地处理。

依托平台生活污水和生活垃圾：施工人员在依托平台产生的生活污水经依托平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后，间歇排海；产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准要求，全部运回陆地处理。

船舶生活污水和生活垃圾：本项目施工船舶产生的生活污水执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求；施工船舶产生的生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。不可排海船舶生活垃圾由船上垃圾箱收集，靠岸后由专业处置公司进行处置。

5．生产垃圾

本工程共实施调整井18口，按单井作业期间大约产生0.5t生产垃圾计算，则调整井工程产生生产垃圾为9t，主要是剩余的工程废料、吸油毡和油抹布等。新海底电缆铺设及平台改造期间，将产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等，约4t，运回陆地处理，其中危废交由有资质单位进行处理。

6．洗井废水

本工程老井井筒在清洁处理过程中会产生洗井废水，本项目产生洗井废水共计约1800m³。

洗井废水处置情况：进入生产闭排系统，经现有生产水处理系统处理后注入地层或排海。

7．悬浮物

本项目拟建海底电缆长约 1.8km，铺设挖沟过程中会产生悬浮物。电缆铺设采用埋设犁边铺边埋的方式，挖沟截面近似为梯形，上底宽 1m，下底宽 0.5m，埋深 2m，天气允许的情况下，施工时间为 24h/d。根据《涠洲 5-7 油田 11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程项目环境影响报告书》，悬浮沙湿密度按平均值 1700kg/m^3，本项目起沙率按 15%计算。

挖沟深度＝2m；

挖沟截面积＝（上底＋下底）/2×挖沟深度=1.5m^2；

每天搅动海底泥沙量＝挖沟截面积(m^2)×每天挖沟长度（m）=3000m^3；

搅动海底泥沙总量＝挖沟截面积(m^2)×电缆长度（m）=2700m^3；

悬浮物源强＝每天搅动海底泥沙量（m^3）×泥沙干容重×起沙率（15%）/86400(s)=6.19kg/s。

按铺设过程中的移动源连续性排放悬浮物计算，本项目海底电缆产生的悬浮物量约为2700m^3，源强为 6.19kg/s。

表 4-4　施工期污染物汇总

污染物		产生量	最大排放量	排放/处理方式
钻井液	非水基钻井液	6140m^3	0	运回陆地交有资质单位处理
	水基钻井液	4695m^3	4695m^3	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一部分：分级》（GB18420.1-2009）标准后排海；不满足排放标准的钻井液、钻屑全部运回陆地交有资质单位处理。
	合计	10835m^3	4695m^3	
钻屑	非水基钻井液钻屑	2850m^3	2850m^3	
	水基钻井液钻屑	3625m^3	3625m^3	
	合计	6475m^3	6475m^3	
压裂返排液		40500m^3	0	经处理后进入生产流程
机舱含油污水		945.5m^3	945.5m^3	含油浓度≤15mg/L 后排海。
移动平台等	生活污水	39154.5m^3	39154.5m^3	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中 COD≤300mg/L 后排放。
	生活垃圾	167.8t	0	运回陆地处置。
依托平台	生活污水	14148.8m^3	14148.8m^3	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中 COD≤300mg/L 后排放。
	生活垃圾	60.6t	0	运回陆地处置。
施工船舶	生活污水	10452.4m^3		执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）
	生活垃圾	44.8t		
生产垃圾		13t	0	运回陆地处理，其中危废交由有资质单位进行处理。
洗井废水		1800m^3	少量	经现有生产水处理系统处理后注入地层或排海。
悬浮物	新电缆铺设	2700m^3	2700m^3	自然回填

二、施工期环境影响分析

1．水质环境影响分析

本项目钻井液、钻屑排放产生的水质影响分析类比《涠洲 5-3 油田开发项目环境影响报告书》（编制单位：中海油研究总院有限责任公司，编制时间：2024 年，环评批复文号：环审〔2025〕16 号）中钻井液、钻屑排放预测结果。本项目与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见下表。

表 4-5　类比条件一览表

项目	类比项目	本项目	对比情况
位置	WZ5-3WHPA	WZ12-1 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ11-1N WHPA	同一海域。WZ12-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ11-1N WHPA 与 WZ5-3 WHPA 距离分别约为 23km、13km、12km、5km。
水深	36 米	30~40 米	基本一致
水文动力	潮流性质：不规则全日潮流为主，全潮期间余流流向整体以东向-东南向为主。 潮汐类型：正规全日潮	潮流性质：不规则全日潮流为主，全潮期间余流流向整体以东向-东南向为主。 潮汐类型：正规全日潮	一致
钻井液排放情况	钻井液一次性最大排放量 630m^3，排放控制速率为 35m^3/h	钻井液一次性最大排放量 550m^3，排放控制速率为 35m^3/h	本项目小于类比对象
钻屑排放情况	钻屑最大排放速率约 155m^3/d	钻屑最大排放速率约 138m^3/d	本项目小于类比对象
结论	本项目与类比对象为同一海域，水深、水文动力、位置基本一致，钻屑排放方式一致，且本项目排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果合理。		

(1) 钻井液排放的水质影响分析

根据《涠洲 5-3 油田开发项目环境影响报告书》（编制单位：中海油研究总院有限责任公司，编制时间：2024 年，环评批复文号：环审〔2025〕16 号）预测结果：钻井液排放影响主要在第 1 层和第 2 层（预测模型分为 4 层，每层水深约为 9m），其下各层无超标现象。根据统计，第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.377km^2，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 0.7km；第 2 层超一（二）类包络面积约为 0.091km^2，无超三四类面积；钻井液停止排放后 10h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

表 4-6　类比报告钻井液预测结果

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）类距平台最大距离（km）	恢复时间（h）
第 1 层	0.377	0.061	0.042	0.7	10
第 2 层	0.091	0.000	0.000		

表 4-7　类比报告钻井液排放不同超标倍数包络面积（km^2）

层位	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi>9
第 1 层	0.170	0.092	0.053	0.061
第 2 层	0.041	0.022	0.028	0.000
平均	0.681	0.369	0.211	0.245

类比分析可知，本项目影响范围、影响时间和面积都不会超过《涠洲 5-3 油田开发项目

环境影响报告书》的预测结果。钻井液排放停止后，海水水质将很快恢复。因此，水基钻井液排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海水水质的影响较小。

(2) 钻屑排放的水质影响分析

根据《涠洲 5-3 油田开发项目环境影响报告书》（编制单位：中海油研究总院有限责任公司，编制时间：2024 年，环评批复文号：环审〔2025〕16 号）预测结果：钻屑在海水中扩散范围较小，悬浮物影响主要在海水第 1 层、第 2 层（预测模型分为 4 层，每层水深约为 9m），其余层无超标面积。第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.236km^2，离排放点的最大距离为 0.35km，钻屑停止排放后最大 3.5h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

表 4-8 类比报告钻屑预测结果

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）类距平台最大距离（km）	恢复时间（h）	覆盖 2cm 面积（km^2）
第 1 层	0.236	0.034	0.025	0.35	3.5	0.094
第 2 层	0.081	0.000	0.000			

表 4-9 类比报告钻屑排放不同超标倍数包络面积（km^2）

层位	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi>9
第 1 层	0.106	0.058	0.037	0.034
第 2 层	0.045	0.028	0.008	0.000
平均	0.076	0.043	0.023	0.017

本项目的钻屑最大排放速率小于类比对象，可引用原报告书的预测结果。类比分析表明，本项目单平台钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不会超过《涠洲 5-3 油田开发项目环境影响报告书》的预测结果，即不超过 0.094km^2。

(3) 海底电缆挖沟对海水水质的影响分析

本项目施工期铺设海底电缆产生的悬浮物对海水水质的影响分析类比《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》（编制单位：中海油研究总院，编制时间：2014 年，环评批复文号：国海环字〔2014〕389 号）中 WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 海底电缆铺设产生的悬浮物浓度的预测结果。本项目及类比对象基本情况见下表。

表 4-10 海底电缆类比条件一览表

项目	类比项目	本项目	对比情况
电缆名称	WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 海底电缆	WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 海底电缆	距离较近
与类比电缆距离（km）	21		
电缆长度（km）	7.4	1.8	一致
电缆走向	SW~NE	SW~NE	一致
水文动力	潮流性质：不规则全日潮流为主，该海域的潮流的方向为 NE-SW 向潮汐性质：正规全日潮	潮流性质：不规则全日潮流为主，该海域的潮流的方向为 NE-SW 向潮汐性质：正规全日潮	一致
悬浮物源强（kg/s）	8.3	6.19	小于类比对象

根据《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》，类比对象

的超标包络线面积详见下表。

表 4-11　类比环评铺设海底电缆预测结果

层位	超一类包络线面积（km^2）	超三类包络线面积（km^2）	超四类包络线面积（km^2）	超一类最大距离（km^2）	恢复时间（h）
表层	/	/	/	0.55	6.5
中层	1.679	0.025	0.005		
底层	2.743	0.497	0.418		

表 4-12　类比环评海底电缆铺设悬浮沙不同超标倍数包络面积（km^2）

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
表层	/	/	/	/
中层	1.083	0.821	0.170	0.025
底层	0.923	0.756	0.394	0.497

本项目拟建海底电缆施工过程产生的悬浮物源强小于类比海底电缆施工源强，拟建海底电缆施工过程中产生的悬浮物超一（二）类海水水质距电缆线两侧最大距离将不超过《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》的水平，即不超过电缆两侧 0.55km。拟建海底电缆长度约为类比海底电缆长度的 0.24 倍，据此核算，本项目拟建海底电缆超标包络线面积详见下表。

表 4-13　拟建海底电缆铺设悬浮沙类比预测结果

层位	超一类包络线面积（km^2）	超三类包络线面积（km^2）	超四类包络线面积（km^2）
表层	/	/	/
中层	0.403	0.006	0.001
底层	0.658	0.119	0.100

表 4-14　拟建海底电缆铺设悬浮沙不同超标倍数包络面积（km^2）

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
表层	/	/	/	/
中层	0.062	0.047	0.010	0.001
底层	0.053	0.044	0.023	0.029

拟建海底电缆铺设过程中产生的悬浮物虽然对路由区的海域水质有一定的影响，但由于铺设海底电缆是一次性的，施工结束后，在 6.5h 内可恢复到本底值水平，对海洋环境影响较小。

2．沉积物环境影响分析

(1)　钻屑对沉积物的影响分析

钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。一般来说，当钻屑停止排放后，由于受海水、海流、水深等多种因素影响，对底质的影响会逐渐削弱，并在短期内得到恢复。根据《涠洲 5-3 油田开发项目环境影响报告书》中钻屑排放的预测结果，单平台钻屑排放对海水水质的影响范围、程度和覆盖 2cm 厚度的面积不超过 0.094km^2。

钻屑对沉积物影响范围仅集中在钻井附近很小的距离内，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，钻屑排放将覆盖井位附近一部分原海底，使该部分海底沉积物的类型、粒径等物理性状发生改变，可能造成沉积物中有机质等污染物的含量略有升高。由于钻屑排放

仅在施工期，影响是暂时的，对海洋沉积环境的影响较小。

(2) 海底电缆挖沟对沉积物的影响分析

根据《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》，在铺设海底电缆期间，搅起来的海底沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖。

根据《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》预测可知，WZ12-2 WHPA 至 WZ12-1 PUQB 海底电缆长约 7.4km，施工过程中悬浮物覆盖 2cm 厚度的范围主要分布在海底电缆两侧，施工期间覆盖面积一直增大，施工结束后覆盖面积不再增大，覆盖 2cm 厚度的面积为 0.158km^2。在此范围内，原海底沉积物将受到一定程度的覆盖和破坏。

本项目类比分析结果：本项目拟建 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 海底电缆，长约 1.8km，与类比对象位于同一海域，水深、水动力条件等一致，挖沟过程中产生的悬浮物排放速率小于类比对象。根据类比对象，本项目海底电缆挖沟造成的悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积不超过 0.158km^2。在此范围内，原海底沉积物将受到一定程度的覆盖和破坏。但悬浮物只在海缆更换施工期间排放，所以影响是暂时的可恢复的。

3．海洋生物生态环境影响分析

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业水基钻井液、钻屑排海、海底电缆挖沟产生的悬浮物对海洋生物生态造成的损害及施工期排放的钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地临时丧失。

（1）计算方法

①悬浮物扩散造成的生物资源损失

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。

A、一次性损失计算方法

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

式中：Wi—第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；Dij—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/km^2）、个平方千米（个/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；Sj—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；Kij—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；n—某一污染物浓度增量分区总数。

B、持续性损失计算方法

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

Mi——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

Wi——第 i 种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

T——污染物浓度增量影响的持续周期数（一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/T9110-2007），各类生物的损失率取值如下：

表 4-15　污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数（Bi）	各类生物损失率（%）		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
Bi≤1 倍	5	1	3
1＜Bi≤4 倍	10	5	8
4＜Bi≤9 倍	30	10	20
Bi≥9 倍	50	20	35

②占用海域造成的底栖生物资源损失

采用如下方法计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：Wi——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg），这里指底栖生物资源受损量；Di——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]、千克每平方千米（kg/km^2），在此为底栖生物生物量；Si——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km^2）或立方千米（km^3）。

（2）生物量损失计算参数

渔业资源密度数据来源：调查资料来源于《涠洲 12-1 油田项目春季渔业资源现状调查与评价》，调查时间为 2023 年 4 月，调查单位为广东海洋大学。

底栖生物密度数据来源：调查资料来源于《涠洲 11-4 油田综合调整项目春季环境质量现状调查与评价》，调查时间为 2023 年 5 月。

表 4-16　生物资源密度取值

种类	密度取值
底栖生物(g/m^2)	
鱼卵（粒/m^3）	
仔稚鱼（尾/m^3）	
幼鱼（尾/km^2）	
头足类幼体（尾/km^2）	
虾类幼体（尾/km^2）	
蟹类幼体（尾/km^2）	
鱼类成体（kg/km^2）	
头足类成体（kg/km^2）	
虾类成体（kg/km^2）	
蟹类成体（kg/km^2）	

备注：鱼卵和仔稚鱼选取距离项目较近的调查站位 6、7、15、16、17、18、20、21 和 22 调查的平均值

（3）生物量损失估算

①底栖生物损失

本项目对底栖生物的影响主要为钻屑沉降对底栖生物造成的损失及海底电缆挖沟堆积占海。

按平台钻屑排放点周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 范围（扣除平台钻屑排放点周围 50m 半径内面积为 122150m²）内损失率按照 50%计算。挖沟掘起的沉积物对沟两边的覆盖宽度大约各 20m（20m 处的覆盖厚度小于 2cm），离管沟 10m 以内的底栖生物按 100%损失计算，10m～20m 间的底栖生物按 50%损失计算。具体各段计算见下表。

表 4-17　施工造成的底栖生物资源的损失量

影响环节		影响面积（m²）	密度（g/m²）	损失率（%）	损失量（t）
拟建电缆	管沟开挖	900		100	
	离管沟 5m 内	18000		100	
	离管沟 5~10m	18000		50	
钻屑	平台钻屑排放点周围 50m	31400		100	
	覆盖 2cm 厚度（扣除平台钻屑排放点周边 50m）	344600		50	
合计					

②钻井液排放造成的生物损失

钻井液排放最大排放量出现在钻井结束后一次性排放过程中，各平台调整井钻井液一次性最大排放量约为 550m³，排放速率约为 35m³/h，排放时间约 16h，小于 15 天，4 个平台都按照一次性损害估算钻井液排放对海洋生物资源造成的损失。钻井液排放造成第 1 层和第 2 层海水悬浮物超标，因此计算时取第 1 层和第 2 层的超标面积平均值，影响水深取本项目项目所在海域超标层的水深（约 18m）。钻井液排放造成的海洋生物资源损失量详见下表。

表 4-18　钻井液排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积（km²）		生物量	生物量单位	损失率（%）	损失量（粒或 kg）	排放次数	合计（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	0.681		粒/m³	5		4	
	1＜Bi≤4 倍	0.369			10			
	4＜Bi≤9 倍	0.211			30			
	Bi≥9 倍	0.245			50			
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.681		尾/m³	5		4	
	1＜Bi≤4 倍	0.369			10			
	4＜Bi≤9 倍	0.211			30			
	Bi≥9 倍	0.245			50			
幼鱼	Bi≤1 倍	0.681		尾/km²	3		4	
	1＜Bi≤4 倍	0.369			8			
	4＜Bi≤9 倍	0.211			20			
	Bi≥9 倍	0.245			35			
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.681		尾/km²	3		4	
	1＜Bi≤4 倍	0.369			8			
	4＜Bi≤9 倍	0.211			20			
	Bi≥9 倍	0.245			35			

虾类幼体	Bi≤1 倍	0.681		尾/km²	3		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			8			
	4<Bi≤9 倍	0.211			20			
	Bi≥9 倍	0.245			35			
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.681		尾/km²	3		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			8			
	4<Bi≤9 倍	0.211			20			
	Bi≥9 倍	0.245			35			
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.681		kg/km²	1		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			5			
	4<Bi≤9 倍	0.211			10			
	Bi≥9 倍	0.245			20			
头足类成体	Bi≤1 倍	0.681		kg/km²	1		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			5			
	4<Bi≤9 倍	0.211			10			
	Bi≥9 倍	0.245			20			
虾类成体	Bi≤1 倍	0.681		kg/km²	1		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			5			
	4<Bi≤9 倍	0.211			10			
	Bi≥9 倍	0.245			20			
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.681		kg/km²	1		4	
	1<Bi≤4 倍	0.369			5			
	4<Bi≤9 倍	0.211			10			
	Bi≥9 倍	0.245			20			

③钻屑排放造成的生物损失

根据本项目施工计划，本项目调整井的钻井天数总计 472 天，为持续性损害，钻屑排放以 15 天为一个周期进行计算，在 4 年内完成，年均排放 8 个周期。根据类比预测结果可知，钻屑排放造成第 1 层和第 2 层海水悬浮物超标，因此计算时取第 1 层和第 2 层的超标面积平均值，影响水深取本项目所在海域超标层的水深（约 18m）。钻屑排放造成的海洋生物资源损失量详见下表。

表 4-19　钻屑排放造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积（km²）		生物量	生物量单位	损失率（%）	损失量（粒或kg）	持续周期	合计（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	0.076		粒/m³	5		8	
	1<Bi≤4 倍	0.043			10			
	4<Bi≤9 倍	0.023			30			
	Bi≥9 倍	0.017			50			
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.076		尾/m³	5		8	
	1<Bi≤4 倍	0.043			10			
	4<Bi≤9 倍	0.023			30			
	Bi≥9 倍	0.017			50			
幼鱼	Bi≤1 倍	0.076		尾/km²	3		8	
	1<Bi≤4 倍	0.043			8			
	4<Bi≤9 倍	0.023			20			
	Bi≥9 倍	0.017			35			
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.076		尾/km²	3		8	
	1<Bi≤4 倍	0.043			8			
	4<Bi≤9 倍	0.023			20			
	Bi≥9 倍	0.017			35			
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.076		尾/km²	3		8	
	1<Bi≤4 倍	0.043			8			

	4＜Bi≤9 倍	0.023			20			
	Bi≥9 倍	0.017			35			
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.076		尾/km²	3		8	
	1＜Bi≤4 倍	0.043			8			
	4＜Bi≤9 倍	0.023			20			
	Bi≥9 倍	0.017			35			
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.076		kg/km²	1		8	
	1＜Bi≤4 倍	0.043			5			
	4＜Bi≤9 倍	0.023			10			
	Bi≥9 倍	0.017			20			
头足类成体	Bi≤1 倍	0.076		kg/km²	1		8	
	1＜Bi≤4 倍	0.043			5			
	4＜Bi≤9 倍	0.023			10			
	Bi≥9 倍	0.017			20			
虾类成体	Bi≤1 倍	0.076		kg/km²	1		8	
	1＜Bi≤4 倍	0.043			5			
	4＜Bi≤9 倍	0.023			10			
	Bi≥9 倍	0.017			20			
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.076		kg/km²	1		8	
	1＜Bi≤4 倍	0.043			5			
	4＜Bi≤9 倍	0.023			10			
	Bi≥9 倍	0.017			20			

④电缆挖沟造成的生物损失

本次工程拟铺设海底电缆一条，电缆施工期间悬浮泥沙浓度增量区域存在时间不超过15天，按一次性损失计算。由于海底电缆产生悬浮物影响面积在中层和底层，因此计算时将中层和底层超标面积平均值，影响水深取本项目项目所在海域超标层的水深（约26m）。电缆施工造成的海洋生物资源损失量详见下表。

表 4-20　电缆施工造成的海洋生物资源的损失量

生物资源	影响面积（km²）		生物量	生物量单位	损失率（%）	损失量（粒或kg）	合计（粒或kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	0.241		粒/m³	5		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			10		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			30		
	Bi≥9 倍	0.063			50		
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.241		尾/m³	5		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			10		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			30		
	Bi≥9 倍	0.063			50		
幼鱼	Bi≤1 倍	0.241		尾/km²	3		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			8		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			20		
	Bi≥9 倍	0.063			35		
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.241		尾/km²	3		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			8		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			20		
	Bi≥9 倍	0.063			35		
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.241		尾/km²	3		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			8		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			20		
	Bi≥9 倍	0.063			35		
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.241		尾/km²	3		
	1＜Bi≤4 倍	0.189			8		
	4＜Bi≤9 倍	0.068			20		

	Bi≥9 倍	0.063			35		
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.241		kg/km²	1		
	1<Bi≤4 倍	0.189			5		
	4<Bi≤9 倍	0.068			10		
	Bi≥9 倍	0.063			20		
头足类成体	Bi≤1 倍	0.241		kg/km²	1		
	1<Bi≤4 倍	0.189			5		
	4<Bi≤9 倍	0.068			10		
	Bi≥9 倍	0.063			20		
虾类成体	Bi≤1 倍	0.241		kg/km²	1		
	1<Bi≤4 倍	0.189			5		
	4<Bi≤9 倍	0.068			10		
	Bi≥9 倍	0.063			20		
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.241		kg/km²	1		
	1<Bi≤4 倍	0.189			5		
	4<Bi≤9 倍	0.068			10		
	Bi≥9 倍	0.063			20		

⑤总损失量估算

经核算，本项目建设约造成了底栖生物损失 3.82t，鱼卵损失 20174435 粒，仔稚鱼损失 2641890 尾，幼鱼损失 40212 尾，头足幼体损失 2079 尾，虾类幼体损失 6918 尾，蟹类幼体损失 2307 尾，鱼类成体损失 191.39kg，头足类成体损失 35.39kg，虾类成体损失 135.06kg，蟹类成体损失 14.47kg。

表 4-21　施工期造成的海洋生物资源的总损失量

生物名称	钻井液	钻屑	电缆挖沟	合计
底栖生物（t）	0.00	3.36	0.46	3.82
鱼卵（粒）	15528240	2842560	1803635	20174435
仔稚鱼（尾）	2033460	372240	236190	2641890
鱼类幼体（尾）	31809	5818	2585	40212
头足类幼体（尾）	1645	301	134	2079
虾类幼体（尾）	5472	1001	445	6918
蟹类幼体（尾）	1825	334	148	2307
鱼类成体（kg）	151.62	27.38	12.39	191.39
头足类成体（kg）	28.04	5.06	2.29	35.39
虾类成体（kg）	106.99	19.32	8.74	135.06
蟹类成体（kg）	11.47	2.07	0.94	14.47

（4）施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3~20 年的，按实际影响年限补偿，影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年”，本项目施工阶段钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿；钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，按 4 倍进行补偿。

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

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

式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按5%成活率计算，单位为百分比（%）；E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近三年主要鱼类苗种平均价格1元/尾计算。

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i=W_i\times E_i$$

式中：Mi—第i类渔业生物资源的经济损失额（元）；Wi—第i类渔业生物资源的损失量（kg）；Ei—生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格按近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，鱼类、头足类、甲壳类成体为1.2万元/t，底栖生物为1.2万元/t。幼鱼的价格按近三年主要鱼类苗种平均价格1元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的7.1.2规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格0.005kg/尾～0.01kg/尾计算”，因此，虾类幼体折算为0.01kg/尾，价格按30元/kg（即为0.3元/尾）；蟹类幼体折算为0.1kg/尾，价格按50元/kg（即为5元/尾）；头足类幼体折算为0.020kg/尾，价格按20元/kg（即为0.4元/尾）计算。经计算可知，本项目造成生物资源损失金额约为******万元。

4．对敏感目标的影响分析

（1）对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的影响分析

本项目调整井工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区内，海底电缆更换工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区外，本项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区的影响主要钻井作业排海的钻屑、钻井液产生的影响。

2026年，建设单位针对《涠洲11-6油田开发/涠洲10-3油田7井区二次开发/涠洲11-4油田综合调整联合项目》开展了项目建设对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题论证，专题论证报告名称为《涠洲11-6油田开发/涠洲10-3油田7井区二次开发/涠洲11-4油田综合调整联合项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告（报批稿）》（编制单位：广东海洋大学，编制时间：2026年1月，农业农村部渔业渔政管理局意见：农渔资环函〔2026〕29号）（下文简称“种质资源保护区专题论证报告”）。

根据种质资源保护区专题论证报告：论证工程部分海底管线及平台位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、北部湾蓝圆鲹产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内。项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底管线铺设产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。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，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。项目部分位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级

水产种质资源保护区核心区内，其主要保护目标为二长棘鲷和长毛对虾。根据北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区管理要求，该保护区核心区特别保护期为1月15日~3月1日。建议项目新建管缆穿越水产种质资源保护区段的管道挖沟时间将避开保护目标的敏感期。

综上，本项目调整井工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区内，海底电缆更换工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区外，本项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区的影响不会超过《涠洲11-6油田开发/涠洲10-3油田7井区二次开发/涠洲11-4油田综合调整联合项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告（报批稿）》中的影响，属于短期、局部、可恢复性影响，本项目对施工期间产生的生物资源损失量采取补偿措施,。同时，本项目钻屑、钻井液排放避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期1月15日至3月1日，采取上述措施后，本项目的建设对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

（2）对渔业“三场一通道”的影响分析

本项目调整井工程位于二长棘鲷、绯鲤类、蓝圆鲹产卵场内。海底电缆更换工程位于二长棘鲷、绯鲤类产卵场内。

根据类比预测分析：本项目钻井液和钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离平台最远距离分别在0.7km、0.35km以内，电缆挖沟铺设产生的产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离电缆两侧最远距离约0.55km；钻井液、钻屑停止排放后分别经10h、3.5h悬浮物浓度即可恢复排放前的水平，海底电缆挖沟结束后约6.5h悬浮物浓度即可恢复挖沟前的水平。

本项目施工会对二长棘鲷产卵场、绯鲤类产卵场、蓝圆鲹产卵场产生一定的影响，但影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目钻屑、钻井液满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009》一级海区排放标准后排放，本项目对施工期间产生的生物资源损失量采取补偿措施。参照《涠洲11-6油田开发/涠洲10-3油田7井区二次开发/涠洲11-4油田综合调整联合项目环境影响报告书》（环评批复文号：环审〔2024〕102号），建议本项目钻屑、钻井液的排放，尽量避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区保护期（1月15日~3月1日）。

（3）对南海北部幼鱼繁育场保护区的影响分析

本项目部分调整井工程（WZ12-1 WHPB调整井）位于南海北部幼鱼繁育场保护区，根据《中国海洋渔业水域图（第一批）——南海区渔业水域图（第一批）》，南海北部幼鱼繁育场保护区位于南海北部及北部湾沿岸40米等深线、17个基点连线以内水域，保护期为1-12月。该保护区的管理要求：保护期内禁止拖网船、拖虾船以及捕捞幼鱼、幼虾为主的作业船只进入本区生产，防止或减少对渔业资源的损害。本项目为调整井及海底电缆更换工程，不

进行拖网、捕捞作业，对南海北部幼鱼繁育场保护区内的渔业资源影响是轻微的短时影响。

（4）对广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地的影响分析

2026 年 10 月 13 日，农业农村部发布公告，设立广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地，现有保护形式：禁渔区禁渔期。每年禁渔 8.5 个月（每年 12 月至次年 4 月专项禁渔，叠加每年 5 月 1 日至 8 月 16 日南海伏季休渔）。

本项目最近距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 22.2km（见附图 11-1）。

本项目在现有油田内进行调整井及电缆更换，钻井液和钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离平台最远距离分别在 0.7km、0.35km 以内，电缆挖沟铺设产生的产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离电缆两侧最远距离约 0.55km；钻井液、钻屑停止排放后分别经 10h、3.5h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平，海底电缆挖沟结束后约 6.5h 悬浮物浓度即可恢复挖沟前的水平。

本项目施工期产生的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 22.2km，施工期产生的悬浮物不会影响广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地。

（5）对重要保护物种的影响分析

1）对布氏鲸的影响分析

布氏鲸为国家一级重点保护野生动物，隶属鲸目须鲸亚目须鲸科须鲸属。

①布氏鲸的分布情况

布氏鲸不会进行长途迁徙，一般出现在南北纬 40°之间，也有可能出现在有暖流经过的高纬度海域，喜 16℃以上的海水温度。因此，在南北纬 30°之间的热带和亚热带海域最常见。

布氏鲸在北部湾海域出现的时间段大致为每年 9 月至次年的 4 月。根据现有资料，每年 3 月和 4 月观察到布氏鲸出现和觅食概率较高。进一步分析表明，布氏鲸出现频率较高的区域，一个是涠洲岛西部，另一个是斜阳岛周围，涠洲岛东部海域也有较高的布氏鲸出现概率；摄食行为主要集中在斜阳岛周围和涠洲岛西南部水域（Chen, et al., 2019）。通过对北部湾涠洲岛和斜阳岛（20.85°~21.08°N，109.07°~109.23°E）栖息环境海水温度的分析表明，两岛屿之间的距离 13.8km，属于亚热带季风气候，年平均海表温度 24.6℃，适宜布氏鲸活动和摄食。

本项目最近距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 22.2km。

②布氏鲸的生活习性

布氏鲸的寿命估测为 50~70 岁，为群居性海洋生物，平时可能单独或 2~5 头小群行动，多的时候也会有 10~20 头的松散群。雌性布氏鲸一般 2~3 年生育一胎，妊娠 11~12 个月，幼鲸出生时体长约 4m，体重 450kg，哺乳期为 6 个月，之后便开始独立生活。成年布氏鲸体长约 10~16.5m，体重 12~25t。

根据分析，布氏鲸周期性出现在涠洲岛至斜阳岛附近海域的原因主要包括以下几个方

面：适宜的海洋环境，如水深、叶绿素 a 含量、洋流和表层水温；相对较少的人为干扰；丰富的饵料资源，如青鳞小沙丁、勒鱼等，有时候也捕食虾或其他浮游甲壳类；天敌少。

③项目影响分析

本项目在现有油田内进行调整井及电缆更换，本项目钻井液和钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离平台最远距离分别在 0.7km、0.35km 以内，电缆挖沟铺设产生的产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离电缆两侧最远距离约 0.55km；钻井液、钻屑停止排放后分别经 10h、3.5h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平，海底电缆挖沟结束后约 6.5h 悬浮物浓度即可恢复挖沟前的水平。施工期产生的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 22.2km，施工期产生的悬浮物基本不会影响广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地内的布氏鲸。

从生理结构上来说，布氏鲸是用肺呼吸的水生哺乳动物，呼吸时头部露出水面直接呼吸空气，浑浊的水体对其呼吸影响不大；在行为上，布氏鲸的进化也使其对外界环境变化具有一定的趋避能力，如果悬浮泥沙明显影响了它的正常活动，其将会选择逃避来减少受到的伤害。因此，施工期悬浮物不会对布氏鲸造成明显不利影响。

陈炳耀（南京师范大学）团队于 2016 年起率先确认涠洲岛海域稳定栖息小型近岸布氏鲸亚种，2018 年起带队长期连续海上监测，至今已 8 年系统追踪北部湾布氏鲸种群，是国内最权威长期研究团队。目前已累计识别建档超 50 头独立个体布氏鲸。其团队研究证实船只近距离高速靠近、长时间尾随围拢靠近布氏鲸个体时，会对其产生明显惊扰胁迫。陈炳耀团队观测布氏鲸在 3-4 月频次较高，月均 20 天，常见 3-5 头/群，2025 年保守确认应有 70 多头。

陈默（广西科学院）团队长期开展海上航调、无人机、水下声学联合监测，摸清布氏鲸年度迁徙节律、捕食热点水域、集群分布特征，明确涠洲岛-斜阳岛之间为核心敏感觅食栖息地。其团队发现，海上打桩、爆破等产生的强脉冲、高强度水下噪声可能会引发布氏鲸生理应激，使其逃离栖息、觅食区域。

陈炳耀、陈默团队研究指出，布氏鲸核心高频觅食活动区域为涠洲岛与斜阳岛之间狭长海域，全年目击频次最高。涠洲油田群周边部分海域也属于布氏鲸季节性活动与索饵觅食区域。

④保护措施

在施工过程中应加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，严控施工强度、限制作业航速，严禁高速靠近、长时间尾随布氏鲸个体，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。如发现受伤的布氏鲸，应及时采取紧急救护措施并报告相关部门处理。

2）对中华白海豚的影响分析

中华白海豚属于鲸类的海豚科，主要分布于西太平洋、印度洋，常见于中国东南部沿海，

属国家一级保护动物。

①中华白海豚的分布情况

中华白海豚的分布高度依赖河口生态系统，它们的分布与主要河流的入海口高度重合。通常在距离海岸线 3~5 公里、水深不超过 20m 的浅水区活动，很少进入深海。中华白海豚偏好平坦、水浅的沿岸水域、河口、红树林沼泽和沙洲附近，便于它们捕食和活动，主要以生活在河口和近岸的鱼类为食。同时，河口的低盐度环境对它们来说非常重要。

中华白海豚在北部湾的分布呈现出明显的区域性、河口性和近岸性特点。其主要种群分布在一些特定的河口和海湾，形成了几个相对独立但又可能存在交流的群体。主要分布在如下几个区域：广西钦州三娘湾及周边海域：这是北部湾乃至全国最重要的中华白海豚栖息地；广西北海合浦县周边海域：包括南流江口、铁山港等区域，历史记录和近年来的调查研究均显示该区域有中华白海豚稳定分布；广东湛江雷州湾海域：位于北部湾的东北部，与广西海域相邻，有一个稳定的中华白海豚种群；海南岛西南沿岸：主要在东方市和昌江县附近海域，该种群可能与广西、湛江的种群存在一定的地理隔离。

Wu 等人（2017，2021）对中华白海豚在北部湾的分布开展了研究。

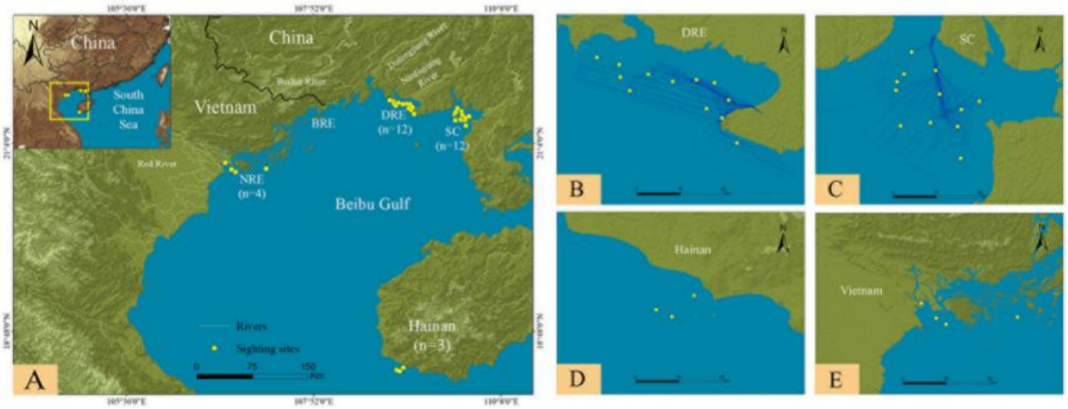


图 4-1　中华白海豚在北部湾的分布（引自 Wu et al., 2021）

②中华白海豚的生活习性

中华白海豚通常不集成大群，常 3~5 只在一起，或者单独活动。除了母亲及幼豚，中华白海豚组群不会有固定的成员。中华白海豚通常 3-5 只/群，在北部湾北部海域月均发现 10 群，它们的群居结构非常有弹性，而组群成员也时常更换。根据记录，组群最多可有 23 条个体，平均为 4 条。性情活泼，在风和日丽的天气，常在水面跳跃嬉戏，有时甚至将全身跃出水面近 1 米高。游泳速度很快，有时可达每小时 12 海里以上。在各种渔船中，白海豚特别喜欢在双拖船后觅食，而在双拖船后的海豚组群也比其他的大很多。中华白海豚与陆生哺乳动物一样肺部发达，用肺呼吸，呼吸的时间间隔很不规律，有时为 3~5 秒钟，有时为 10~20 秒，也有时长达 1~2 分钟以上。外呼吸孔呈半月形开放于头额顶端，呼吸时头部与背部露出水面，直接呼吸空气中的氧气，并发出“Chi-Chi-”的喷气声。

③中华白海豚的栖息地选择

中华白海豚主要栖息于水深不超过20m水域。以往研究显示中华白海豚在北部湾的栖息位置主要分布在大风江到南流江河口段（位于本工程西北，距离本工程最近距离约60km）以及草潭到沙田段（位于本工程东北，距离本工程最近距离约75km），较多受访者在该海域目击到中华白海豚充分验证了这一结论；同时有研究表明在整个广西北部湾近岸沿海，中华白海豚在历史上是呈现连续分布的。从渔民反馈的目击信息来看，在秋季、海况平稳且天气晴朗较易目击到中华白海豚。与潮汐相关的目击状况调研，47.9%的渔民反馈涨潮状态更容易目击到海豚，43.1%的渔民反馈目击与潮汐无关。相关研究显示，在特定海域，潮汐可通过影响鲸豚类的捕食效率进而影响种群对栖息地的选择。涨潮时中华白海豚可能会随捕食鱼类进入潮间带，这在一定程度上有可能增加了涨潮时中华白海豚在近岸海域的目击率。

中华白海豚多在涠洲岛北侧靠近北海市海域分布活动，涠洲岛周边不是中华白海豚核心栖息地。本项目离中华白海豚分布区较远（本项目距离北部湾北部中华白海豚活动区域约64km）。

④项目影响分析

根据现有的研究，本项目离中华白海豚分布区较远，对中华白海豚鲸豚类影响很小。因此，施工期悬浮物不会对中华白海豚造成明显影响。

⑤保护措施

本项目施工船舶航行时，应加强海上观察瞭望，若遇到中华白海豚在附近活动，应尽量远离并在航行安全的情况下降低船速，直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，在发现中华白海豚活动的情况下必须采取限速、避让措施。采取上述措施后，本项目建设和运营对中华白海豚影响影响较小。

5．水文动力与地形地貌影响分析

本项目主要包括调整井和海底电缆更换工程。调整井均利用老井侧钻进行作业，不新增占用海域，调整井建成后不改变海洋原有地形和地貌，因此该工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流等）和泥沙输移不会产生影响；海底更换工程拟建海底电缆长约1.8km，埋于海底，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。工程不会对邻近海域的海底地形地貌以及冲淤环境造成明显的不良影响。

6．施工期环境风险影响分析

本项目对施工期和运营期的环境风险开展了环境风险专项分析（详见附录），本报告表仅填写风险识别及影响结果如下：

本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞泄漏以及地质性溢油事故等。

针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施和溢油应急预案，最大可能减少各类事故发生的概率，制定具有针对性的溢油应急预案减小溢油事故对环境造成的影响。

运营期生态环境影响分析	**一、运营期产污环节及污染源分析** 本项目投产后，不增加平台定员，调整井均采用老井实施，不新增生活污水、生活垃圾及生产垃圾；电缆更换工程埋设在海底，正常情况下，不会新增污染物。 本项目新增含油生产水主要依托 WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQ/WZ12-1 PUQB/WZ12-1 WHPC 生产水系统进行处理，处理合格的生产水注入地层，剩余合格生产水经 WZ12-1 PUQ 排海。本项目投产后，WZ12-1 PUQ 生产水排海量不超过原环评批复总量，不新增海洋生态环境影响。 **二、运营期环境影响分析** 本项目新增含油生产水经生产水处理设施处理达标后注入地层，少量经 WZ12-1PUQ 排海，本项目投产后，WZ12-1 PUQ 生产水排海量不超过原环评批复总量，运营期不增加平台定员，调整井均采用老井实施，不新增生活污水、生活垃圾及生产垃圾，因此本项目不会新增对海洋环境的不利影响。 **三、运营期环境风险影响分析** 针对本项目运营期可能发生的环境风险事故开展了专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。 本项目运营期的环境风险主要有井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、平台工艺管线泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏及地质性溢油事故等。 建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急预案，《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2026 版）于 2026 年 7 月 8 日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。本项目主要为调整井工程及电缆更换工程，受该溢油应急预案管理。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。
选址选线环境合理性分析	本项目调整井在现有平台上实施，不涉及选址合理性分析。 拟建海底电缆更换路由合理性分析： （1）基于目前 WZ11-4 CEPA 的电缆护管位置位于 A3 腿和 WZ11-4 WHPB 电缆护管位于 A2 腿的情况，新建电缆路由优先选择在“WZ11-4 CEPA 与 WZ11-4 WHPB 间注水管线”东南方向进行铺设。 （2）根据目前已有的资料显示，WZ11-4 CEPA 的西南方向有钻井船干涉，新建的海缆需要至少对钻井避让区保留 10m 的距离。 综上，拟建 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间海底电缆位于 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间注水管线的南侧，拟建海底电缆连接两端平台，中间路由走向尽量平直，选址选线合理。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	（一）污染防治对策措施 本项目施工过程产生的主要污染物包括钻井液、钻屑、电缆更换过程中产生的悬浮物、施工船舶污染物、施工生活污水、生产垃圾等。拟建工程施工过程中，建设单位将采取妥善的污染防治措施，以使上述污染物的排放、处置符合国家或地方法规和标准的要求。 1、钻井液和钻屑 本项目钻井作业中，采用水基钻井液和非水基钻井液，其中非水基钻井液进行回收处理，不排海。钻屑和水基钻井液满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级标准要求，同时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）标准中一级海区标准的要求后排海；不满足排放标准的钻屑和水基钻井液运回陆地交有资质单位处理（目前交湛江市粤绿环保科技有限公司、广东同畅环境科技有限公司或茂名市华凯石化有限公司等）。 非水基钻井液钻屑经热机械处理后（见图 5-1），检测结果满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）一级标准后排海，不满足排放标准的运回陆地交由有资质的单位进行处理。 **图 5-1　热机械处理工艺流程示意图** 热机械处理原理：将含油钻屑加入到锤式热相分离器中，利用设备内转子高速旋转带动钻屑高速运动，通过摩擦来提高温度，将温度提高到大部分液体（油和水）的蒸发点，保持这一温度直至污染物全部蒸发，最后将油水蒸汽进行分级冷凝、收集，剩余的钻屑含油量将会大大减少，处理后的钻屑含油量＜1%。 钻井期间平台或钻井平台准备 10 个左右岩屑回收箱，值班拖轮存放 20 个左右岩屑回收箱（容积 2m^3/箱），不满足排放标准的钻屑回收至岩屑回收箱，定期由拖轮或守护船运回码头交有资质单位接收处理。 钻井液平常贮存在各平台/钻井平台泥浆池中，非水基钻井液回收至平台/钻井平台泥浆池，泵输到船舶上的专用泥浆罐或船舱，运至码头交由非水基钻井液提供单位回收。钻井过程中产生的不符合排放标准的水基钻井液交由资质单位进行处理。 2、压裂返排液 本项目 WZ11-1N WHPA 有 1 口压裂井，WZ11-4N WHPB 有 2 口压裂井，共计 3 口井需要压裂，单口井每天产生压裂返排液量最大为 200m^3。 本项目在 WZ11-4N WHPB 和 WZ11-1N WHPA 分别设置一套压裂返排液处理系统，主要是进行除砂器过滤，处理能力为 500m^3/d，压裂返排液经处理后进入平台生产流程。

3、船舶机舱含油污水

海上施工作业的船舶都按要求配备油水分离器，船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于 15mg/L 后排放。

4、生活污水和生活垃圾

移动平台（钻井平台、压裂支持船）的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》（GB 4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后，间歇排海。钻完井期间产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准要求，全部运回陆地处理。

施工船舶（不含钻井平台、压裂支持船）生活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。船舶生活污水与最近陆地间距离＞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。

船舶生活垃圾（不含钻井平台、压裂支持船）执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求：将塑料废弃物、废弃食用油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具和电子垃圾收集并排入接收设施；对于食品废弃物，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，粉碎或磨碎直径不大于 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。

5、船舶大气污染物

施工船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《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，其中海船进入排放控制区应使用硫含量不大于 0.5%m/m 的船用燃油。

6、洗井废水

洗井废水进入生产闭排系统，经现有生产水处理系统处理后注入地层或排海。

（二）生态保护对策措施

建议建设单位在油田开发过程中，采取如下措施：

（1）敏感目标避让措施

本项目钻井液、钻屑排放避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区保护期（1 月 15 日~3 月 1 日）。

（2）污染源头控制措施

施工过程中，严格落实污染物达标排放，减少对海洋环境的影响。

（3）生态补偿措施

针对施工期的生物资源损失核算金额，对海洋生物资源损失进行补偿，补偿金额为******万元，并纳入环保投资。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等工作，从而维持海洋生

	物资源可持续利用。增殖放流具体的投放物种、投放时间、投放地点结合当地主管部门相关要求部署。 （4）建设单位制定了《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2026 版），于 2026 年 7 月 8 日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。建设单位应严格按照溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作，一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。 （5）对重要保护物种的保护措施 1）布氏鲸 在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，严控施工强度、限制作业航速，严禁高速靠近、长时间尾随布氏鲸个体，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。如发现受伤的布氏鲸，应及时采取紧急救护措施并报告相关部门处理。 2）中华白海豚 本项目施工船舶航行时，应加强海上观察瞭望，若遇到中华白海豚在附近活动，应尽量远离并在航行安全的情况下降低船速，直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，在发现中华白海豚活动的情况下必须采取限速、避让措施。
运营期生态环境保护措施	本项目投产后，不增加平台定员，调整井均采用老井实施，海底电缆更换工程运营期不产生污染物。因此本项目投产后，不新增生活污水、生活垃圾及生产垃圾。本项目新增污染物主要为含油生产水。 本项目新增含油生产水主要依托 WZ12-2 WHPC、WZ12-1 PUQ/WZ12-1 PUQB/WZ12-1 WHPC 生产水系统进行处理，处理后的生产水部分注入地层，部分经 WZ12-1 PUQ 排海，排海的生产水满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求。
其他	本项目运营阶段海底电缆更换工程不新增污染物排放量，新增调整井物流产生的生产废水经处理后部分注入地层，部分排海，排海口位于 WZ12-1 PUQ。本项目投产后，WZ12-1 PUQ 生产水排放量不超过原环评批复总量。因此，本项目生产运营阶段的海洋环境影响跟踪监测依托涠洲油田群现有跟踪监测计划。 《涠洲 6-8 油田二期开发项目环境影响报告书》（编制单位：中海油研究总院有限责任公司，编制时间：2023 年 9 月，环评批复文号：环审〔2024〕23 号）已考虑了 WZ12-1 PUQ 的跟踪监测计划，本项目跟踪监测计划依托其现有跟踪监测计划： 监测点位：在 WZ12-1 PUQ 平台周边 500m 边界设置 4 个监测点位。

<table>
<tr><td></td><td>监测内容：以其特征污染物（生产运营期间生产水中的石油类）为主，其他监测项目则根据实际情况进行筛选。水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、活性磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物和挥发性酚；沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳和硫化物；生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物。
综上，本项目生产运营阶段的海洋环境影响跟踪监测依托涠洲油田群现有跟踪监测计划。</td></tr>
<tr><td>环保投资</td><td>环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本工程的环保投资主要用于生产装置污染物的处理处置等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资约为******万元。
表 5-1　环境保护投资估算（万元）<table><tr><th>内容</th><th>环保投资（万元）</th></tr><tr><td>检测费（水基钻井液、钻屑）</td><td></td></tr><tr><td>固废处置</td><td></td></tr><tr><td>生物资源损失补偿费</td><td></td></tr><tr><td>总计</td><td></td></tr></table></td></tr>
</table>

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	（1）非水基钻井液收集运回陆地交有资质单位处理。	（1）检查相关交接手续。	含油生产水依托涠洲油田群现有平台生产水处理系统处理达标后注入地层，多余达标生产水经WZ12-1 PUQ排海。	WZ12-1 PUQ排海的含油生产水满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB 18420.1-2009）一级海区排放标准要求。注水水质含油量浓度限值满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 要求。
	（2）水基钻井液和钻屑经检验合格后排海，不满足排海要求的收集运回陆地交有资质单位处理。	（2）排海的水基钻井液和钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》（GB 18420.1-2009）一级海区排放标准排海。		
	（3）生活污水经船舶/移动平台/依托平台生活污水处理装置处理达标后排海。	（3）施工船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）；钻井平台、压裂支持船及平台生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》，（GB4914-2008）一级标准。		
	（4）施工船舶机舱含油污水处理达标后排海。	（4）《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。		

	（5）钻井液和钻屑排放避让二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的核心区保护期1月15日至3月1日。	（5）钻井液和钻屑排放避开1月15日至3月1日。		
	（6）压裂返排液：进入生产工艺	（6）压裂返排液：进入生产工艺		
	（7）洗井废水：进入闭排系统	（7）洗井废水：进入闭排系统		
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》	/	/
固体废物	钻井平台、压裂支持船及依托平台生活及生产垃圾运回陆地处置；船舶除食品废弃物在距最近陆地12海里以外的可以排放外，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	钻井平台、压裂支持船及依托平台生活及生产垃圾符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准要求；船舶垃圾符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）		
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急预案开展溢油应急工作	溢油应急预案及备案文件	/	溢油应急预案及备案文件
环境监测	/	/	本项目依托涠洲油田群现有环境监测计划	/
其他	/	/	/	/

七、结论

本项目工程内容包括 18 口调整井工程及 WZ11-4 CEPA 至 WZ11-4 WHPB 间的海底电缆更换工程。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版），本项目属于“五十四 海洋工程中的 150 项中的其他”范畴，因此需编制生态环境影响报告表。

1、产业政策符合性

本项目为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”项目，符合国家产业政策。

2、国土空间规划及生态环境分区管控符合性

本项目位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》之外，距离生态保护红线最近距离约 23.6km，本项目不会对《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》的空间规划及海洋生态保护红线产生影响。

本项目调整井工程位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）一般管控单元（近岸海域）内，海底电缆更换工程位于《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）范围外，正常运行情况下，施工期和运营期均不会对《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的管控单元产生不利影响，调整井工程的建设符合其一般管控单元（近岸海域）的管控要求。

本项目调整井所在平台 WZ12-1 WHPB 位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）北海市近岸海域一般管控单元内，调整井所在平台 WZ11-1N WHPA、WZ11-2 WHPA 和 WZ11-4N WHPB 位于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）钦州市近岸海域一般管控单元内，项目的建设符合其所在管控单元的管控要求，海底电缆更换工程位于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）范围外，最近距离约 2.1km。正常运行情况下，本项目施工期和运营期均不会对《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的管控单元产生不利影响，符合其生态环境分区管控要求。

3、环境可行性

本项目施工期非水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；移动平台（钻井平台、压裂支持船）及改造平台施工人员生活污水经移动平台/平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求后排放入海；船舶机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于 15mg/L 后排放，施工船舶（不含钻井平台）生活污水、生活垃圾及船舶垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。本项目钻井施工阶段钻屑及水基钻井液排海、海底电缆挖沟产生悬浮沙排放期很短，影响范围有限。

本项目周边敏感目标主要为北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区及渔业三场一通道，

其中调整井工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区内，海底电缆更换工程位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区外。钻屑及水基钻井液排海避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期1月15日至3月1日，最大限度地减少对海洋生物的影响。本项目施工期对海洋环境的影响较小。

本项目投产后，不新增定员，不新增生活污水排放量；生产水经处理达标后注入地层或排海，排海量不超过涠洲油田群生产水排放口排放总量控制限值，不新增污染物排放量，本项目运营期不新增海洋环境影响。

本项目存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2026版）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。本项目主要为调整井及海底电缆更换工程，纳入该计划管理。

因此，建设单位在施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施及溢油应急预案的基础上，从环境保护角度讲，本项目建设可行。

附图

附图 1 地理位置示意图

附图 2 本项目与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》的位置关系

附图 3 油田周边环境敏感目标分布图（生态保护红线）

附图 4 本项目与《《北海市国土空间规划（2021-2035 年）》》的位置关系

附图 5 本项目与《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的位置关系

附图 6 本项目与北海市及钦州市生态环境分区管控位置关系

附图 6-1 本项目与关于《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的位置关系

附图 6-2 本项目与关于《钦州市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）的位置关系

附图 7 涠洲油田群总平面布置示意图

附图 8 井槽平面布置示意图

附图 8-1 WZ12-1 WHPB 井槽平面布置示意图

附图 8-2 WZ11-2WHPA 井槽平面布置示意图

附图 8-3 WZ11-4N WHPB 井槽平面布置示意图

附图 8-4 WZ11-1N WHPA 井槽平面布置示意图

附图 9 电缆更换工程平面布置示意图

附图 9-1 海缆更换工程路由走向示意图

附图 9-2 WZ11-4 CEPA 平台端海缆路由示意图走向示意图

附图 9-3 WZ11-4 WHPB 平台端海缆路由示意图走向示意图

图 10 现状调查站位图

附图 10-1 水质及沉积物现状调查站位

附图 10-2 生物生态、生物质量调查站位

附图 10-3 渔业资源现状调查站位

附图 11 项目周边环境敏感目标分布图

附图 11-1 项目周边环境敏感目标分布图（保护区及布氏鲸重要栖息地）

附图 11-2 项目与南海北部幼鱼繁育场保护区位置关系

附图 11-3 项目周边环境敏感目标分布图（三场一通道）

附表

附表 1 现状调查站位

附表 1-1 海洋环境质量现状调查站位及调查项目（本项目选取的水质、沉积物站位）

附表 1-2 海洋环境质量现状调查站位及调查项目（生物质量、生物生态）

附表 1-3 渔业资源调查站位

附表 2 水环境质量要素分析结果

附表 2-1 春季表层、底层水质调查分析记录统计表

附表 2-2 春季表层、底层海水质量单因子指数评价统计表（按一类水质标准评价）

附表 3 生物质量调查及评价结果

附表 3-1 生物体检测要素含量状况(单位：$\times 10^{-6}$ 湿重)

附表 3-2 生物质量标准指数（软体动物（双壳类）按照一类生物质量进行评价）

附表 4 沉积物调查及评价结果

附表 4-1 沉积物调查结果

附表 4-2 表层沉积物各评价因子的标准指数

附表 5 项目周边主要环境敏感目标表

附表 6 浮游植物种名录

附表 7 浮游动物种名录

附表 8 底栖生物种名录

附表 9 渔业资源鱼类种名录

附表 10 中英文对照表

附件

附件 1　环评委托书

附件 2　溢油应急预案备案文件

附件 3　现状调查资料封面

（1）现状调查与评价 CMA 封面

（2）渔业现状调查与评价封面

附件 4　依托工程环保手续

(1) 涠洲 11-4 油田环评批复

(2) 涠洲 11-1 油田开发工程环评批复

(3) 涠洲 12-1 油田北块及 4 井区开发工程环评批复及竣工验收

(4) “涠州 6-9/6-10/11-2 油田开发工程及 11-4N 新增井口架工程”环评批复及竣工验收

(5) 涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环评批复及竣工验收

(6) 涠 12-1 油田开发工程环评批复及竣工验收

(7) 涠洲 12-8W/6-12 油田开发工程环评批复及竣工验收

(8) 涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环评批复及竣工验收

(9) 涠洲油田群生产处理中心优化产能建设配套项目环评批复

附件 5　固体废物委托处理处置合同和资质

附件 5-1　湛江市粤绿环保科技有限公司

附件 5-2　广东同畅环境科技有限公司

附件 5-3 茂名市华凯石化有限公司处理处置合同和资质

附件 6　延寿评估报告封面及结论

附录 环境风险专项评价

1. 评价依据

按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发及其附属工程，涉及的危险物质主要为原油、燃料油（柴油）等，理化性质及危险特性如下：

表 1.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	凝点（℃）：-6℃		禁忌物：强氧化剂
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO_2
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD_{50}：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。		

表 1.1-2 柴油理化性质及危险特性表

类别	内容			
标识	中文名称	柴油	英文名称	Diesel oil；Diesel fuel
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（℃）	282~338
	相对密度	水=0.8~0.9	闪点（℃）	38
		空气=4	引燃温度（℃）	257
	爆炸极限（v%）	0.7~5	主要用途	用于柴油机的燃料
危害信息	危险性类别	第 3.3 类高闪点 易燃液体		
	危险特性	遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险；若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险；对环境有危害，对水体和大气可造成污染。本品易燃，具刺激性。		
	禁忌物	硝酸、浓硫酸、高锰酸钾等氧化剂		
	毒性	低毒		
	生态危害	该物质对环境有危害，建议不要让其进入环境；对水体和大气可造成污染，破坏水生生物呼吸系统；对海藻应给予特别注意		
	侵入途径	吸入，食入		

1.2 风险潜势初判

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

本项目在 WZ11-2WHPA、WZ11-4NWHPB、WZ12-1 WHPB 及 WZ11-1N WHPA 平台实施 18 口调整井。物流集输和生产设施依托原工程，本项目不涉及油类管线、储罐等，不会导致油类在线量增加。施工期新增船舶的最大船舶油类在线量为 818m^3，（其中施工船舶单舱油舱最大容量约为 158m^3），柴油密度按 0.87g/cm^3，计算本项目油类在线量最大为 711.66t。

经计算，本项目危险物质油类最大存在总量与其临界量的比值：Q=7.1166。

1.3 风险评价等级

本项目施工阶段危险物质数量与临界量的比值 Q=7.1166，根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 C.1，项目运营阶段行业及生产工艺 M 为“石油天然气”，分值为 10（M3）；根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2，判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 P4。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 G2，本项目位于产卵场内，属于一般敏感区，敏感程度判定为 E2，结合危险物质及工艺系统危险性 P 分（P4），

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）表 2，当 1≤Q＜10 时，项目的环境风险潜势为II，评价工作等级为三级。

综上，最终判定评价工作等级为三级评价。

表 1.3-1 环境风险评价工作等级划分

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

[a] 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

本专项主要对本项目环境风险情形进行识别，对本项目地质性溢油风险、浅层气风险进行排查并提出相应防范措施，对项目可能发生的海上溢油事故风险影响进行分析；针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施，对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

2. 环境敏感目标概况

本项目风险评价工作等级为三级评价，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），确定本次环境风险评价范围为以工程用海外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向各外扩约 5km。

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见下表。其中风险评价范围之内的环境敏感目标主要是渔业“三场”。

表 2-1 环境风险敏感目标分布表

位置	类别	敏感区名称	位置关系		
			工程平台	距离（km）	方位
环境风险评价范围内	渔业“三场”	绯鲤类产卵场	WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--
		二长棘鲷产卵场	WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--
		蓝圆鲹产卵场	WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA	位于其中	--
	渔业资源保护区	南海北部幼鱼繁育场保护区	WZ12-1 WHPB	位于其中	--
	水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种	WZ11-2 WHPA、WZ11-4N WHPB、	位于其中	--

位置	类别	敏感区名称	位置关系		
			工程平台	距离（km）	方位
		质资源保护区核心区	WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA		
环境风险评价范围外	渔业资源保护区	二长棘鲷幼鱼保护区	WZ12-1 WHPB	20.5	W
	海洋保护区	涠洲岛海洋保护区	WZ12-1 WHPB	25.5	SW
		北仑河口红树林海洋保护区	WZ11-1N WHPA	44.3	S
		斜阳岛海洋保护区	WZ12-1 WHPB	33.5	W
	生态保护红线区		WZ12-1 WHPB	23.6	SW
	渔业“三场”	长尾大眼鲷产卵场	WZ11-4N WHPB	21.8	SE
		金线鱼产卵场	WZ11-4 WHPB	9.14	N
	重要栖息地	广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地	WZ12-1 WHPB	22.2	SW
	水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区实验区	WZ12-1 WHPB	45.8	S

3. 环境风险识别

3.1 风险识别

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾/爆炸、船舶碰撞、燃料油泄漏以及地质性溢油事故等。

（1）井喷/井涌

本项目拟实施 18 口调整井，在钻、完井和修井作业中，由于对地层压力变化判断失误或地层压力过高、配备的钻井泥浆比重失调以及采取的防井喷措施失当，可能导致发生井喷/井涌。伴随井喷释放的有大量烃类物质，当烃类浓度在爆炸极限之内时，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见下表。

表 3.1-1 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率

	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

本项目共实施 18 口调整井，其中 13 口生产井（均为采油井）、5 口注水井。发生井喷的概率为 4.58×10^{-5} 次/a，发生井涌的概率为 3.77×10^{-5} 次/a。

（2）船舶碰撞燃料油泄漏

施工期间平台附近主要有钻井平台、压裂船和拖轮等；运营期不新增值班船，运营期不新增船舶碰撞风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。

表 3.1-2 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率（世界范围）	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本油田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目中，施工期发生船舶碰撞并造成重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。由于船舶碰撞造成的溢油事故概率将至少低一个数量级，因此，船舶碰撞造成溢油事故的概率小于 5.0×10^{-7} 次/a。

（3）平台火灾爆炸

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人对北海油田事故的分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

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

本项目在涠洲油田群 4 个平台实施 18 口调整井，主要涉及井口区 4 处、油气输送区 4 处。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为 5.2×10^{-3} 次/a。

由于烃类物质的释放和聚集引起火灾进一步引起溢油事故概率低一个数量级，因此，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 5.2×10^{-4} 次/a。

（4）平台工艺管线泄漏

平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可

能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

此外，根据近年来海上发生的事故情况，在紧急泄放情况下，尤其是当泄放量大时，从泄放系统释放的气体会带出少量原油，或由于火炬燃烧不充分，排出的气体瞬时带出少量未燃烧的原油，导致少量原油入海。

本项目不涉及油类管线、储罐等新增导致油类在线量增加的设施，因此建设期间平台发生工艺管线泄漏事故极小。

（5）海底管道和立管油气泄漏事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。

本项目在现有平台上实施调整井，新增 1 条海底电缆，不新增其他设施设备、不新建海底管道，本项目投产后依托已建管道的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管道的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管道溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

（6）地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。

地质性溢油风险分析详见 3.4 节。

（7）旧电缆漂移原地风险分析

旧海缆端头做好密封，整体原地封存，不存在电缆漂移的风险。

3.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质主要为油类（原油、柴油），向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏。

表 3.2-1 危险物质向环境转移的途径识别

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

3.3 地质性溢油风险分析

略

3.4 浅层气及有害气体风险分析

略

4. 环境风险分析

本节重点分析发生溢油事故后对海域等要素的影响。

4.1 对大气环境的影响分析

工艺管线泄漏事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目区域常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，原油泄漏事故对空气环境影响较小。泄漏的原油一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

4.2 对海域环境的影响分析

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

4.2.1 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的气体交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数

降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

4.2.2 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之

一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.2.3 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物质甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（Smolders R，2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E，2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛎同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

4.2.4 对敏感目标的影响

根据 1.3 小节风险评价等级判定可知本项目环境风险评价等级为三级，拟通过类比分析的方式分析本次工程可能发生的溢油环境风险影响内容。经分析，本次涠洲油田调整井项目类比对象选取为《涠洲终端至涠洲 12-1PUQB 平台新增海缆项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2020 年 11 月，环评批复文号：环审〔2021〕50 号），该环评针对溢油点（WZ12-1WHPC）336.4m^3 溢油量开展了环境风险影响预测。本项目调整工程所在平台（WZ11-2WHPA、WZ11-4NWHPB、WZ12-1 WHPB、WZ11-1N WHPA）与类比环评选取溢油点 WZ12-1WHPC 位置最近约 2.4km。工程距离周边敏感目标均较远，本项目平台端发生溢油事故对于海洋生态环境及周边目标影响基本可以代表本次工程一旦发生溢油产生的影响范围和程度，类比环评环境风险事故影响范围、程度及评价结论如下：

溢油发生在 WZ12-1WHPC 平台附近时，由于位于北部湾二长棘鲷长毛对虾

国家级水产种质资源保护区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场内，因此无论何种风况下溢油，均会对其产生不利影响。溢油抵达北部湾鲱鲤类产卵场的最短时间约 6.6h，到达北部湾长尾大眼鲷产卵场的最短时间约 13.6h，到达二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最短时间约 14.4h，抵达其它敏感区的时间均在 16h 以上。

本项目一旦发生溢油事故对风险评价范围内及周边敏感目标的影响不会超过类比环评《涠洲终端至涠洲 12-1PUQB 平台新增海缆项目环境影响报告书》（中海油研究总院有限责任公司，2020 年 11 月，环评批复文号：环审〔2021〕50 号）中预测的范围，本专项针对可能发生的风险事故制定了有针对性的风险防范措施，并针对可能发生溢油事故开展了溢油应急可行性分析。

5. 环境风险防范措施及应急要求

5.1 建设及生产阶段防范措施

5.1.1 井涌或井喷

为防止生产阶段井喷事故的发生，油气田作业者应采取如下措施：

- 严格实施生产作业规程和安全规程；
- 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；
- 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。

涠洲油田群在生产阶段使用了防喷器、井下安全阀和地面安全阀等安全措施，另外泥浆的比重也将随条件改变而变化，确保了提供可靠的井控条件。即使是防喷设备出现问题， 由于地层压力较低，也不会发生大量原油喷出的情况。

5.1.2 船舶碰撞事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。涠洲油田群具体有以下几方面的管理措施：

- 认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；
- 充分利用听觉、雷达、AIS 系统以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望；
- 使用安全航速；
- 配齐必要的助航仪器；
- 设定安全作业区，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区。
- 狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

5.1.3 生产平台调整井作业导致溢油防范措施

油田群现有控制措施为按照分公司《钻完井健康安全环境管理体系》中的联合作业和修井机钻完井作业的规定做好生产平台调整井作业。

平台调整井作业过程中，存在井眼相碰的风险，一旦钻穿邻井在生产井套管，可能造成溢油事故。按照分公司《钻完井健康安全环境管理体系》中的丛式井作业的规定做好井眼防碰工作。

平台调整井作业期间，如果井控失效，可能造成严重溢油事故。按照《海上钻井作业井控规范》的要求对防喷器组、套管头及油管头进行试压等手段来保证

井控设备的可靠性和完整性，井控装置的管理应符合《海洋石油安全管理细则》的相关要求；按照《海上钻井作业井控规范》的要求，进行钻开油气层前的安全检查，保证现场设备、工具及材料满足井控的需要；按照分公司《钻完井健康安全环境管理体系》中井控管理的规定做好井控工作。

同时，平台调整井作业使用非水基泥浆时，其配置、转运和使用过程中可能存 在油基泥浆入海的风险。所有环节应严格按照分公司《钻完井健康安全环境管理体系》中钻完井液和钻屑管理的规定，防止溢油污染

5.2 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。

5.3 溢油事故应急处理措施

5.3.1 溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司湛江分公司涠洲作业公司制定了《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》并于 2026 年 7 月 8 日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》适用于北部湾涠洲油田群开发生产活动中发生一般溢油事故的初期应急处置，与《中海石油（中国）有限公司湛江分公司溢油应急预案》相衔接。该区域内溢油事故超过油田群自身溢油处置能力时，由湛江分公司启动《中海石油（中国）有限公司湛江分公司溢油应急预案》进行应急处置。

5.3.2 应急组织机构

1.湛江分公司应急组织机构

湛江分公司应急组织机构由湛江分公司应急领导小组、应急指挥中心（值班室、执行组及各应急小组、技术组、资金保险组、后勤保障组、秘书组、通讯保障组）、涉及湛江分公司其他作业机构应急组织、相关单位/部门领导、相关专家、值班人员组成。

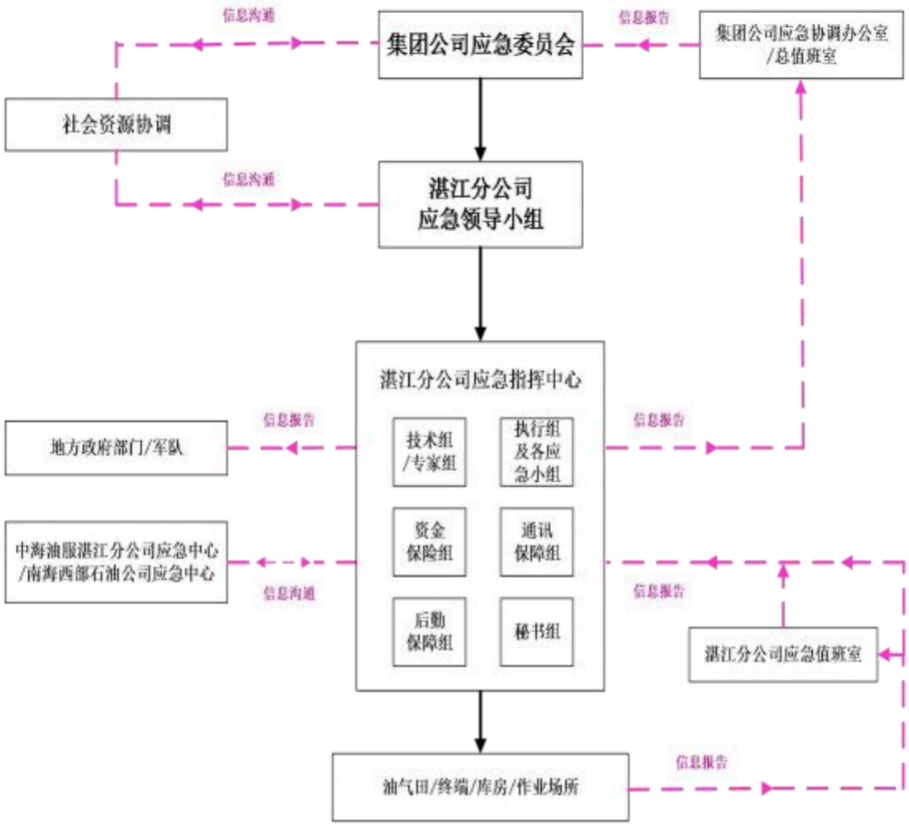


图 5.3-1 湛江分公司应急联络流程图

2.北部湾涠洲油田群现场应急组织机构

北部湾涠洲油田群现场溢油应急小组组织机构及职责见下图。

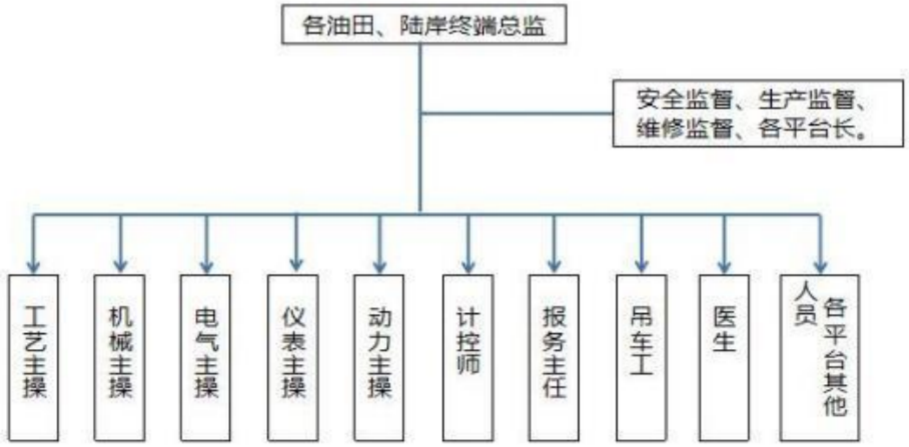


图 5.3-2 北部湾涠洲油田群现场应急组织机构图

5.3.3 溢油事故响应策略

（1）溢油事故的报告程序与内容

发生溢油事故后，无论大小，均必须尽快按规定向上级汇报，汇报程序见下图溢油事故报告程序图。

溢油事故的报告内容应包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）；②目前采取的应急措施及其有效程度；③除现场的自身力量外，海需要求助的外部力量要求等；④填写溢油事故报告表及应急工作报告。

在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应立即启动应急处置，同时向湛江分公司应急值班室报告，湛江分公司应急值班室依据分公司程序进行上报。

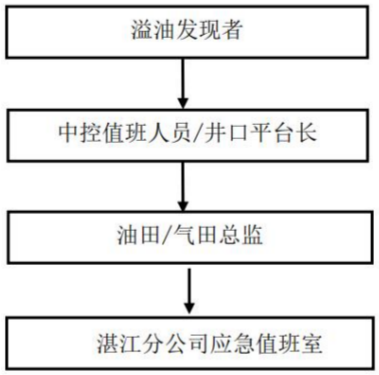


图 5.3-3　溢油事故报告程序图

（2）溢油事故分类

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

1）特别重大溢油污染环境事件

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

2）重大溢油污染环境事件

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

3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

（3）海面溢油的处理

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学溢油分散剂等。

1.溢油的监视和追踪

（1）监视和监测手段

a.遥感监视利用卫星信息资料通过影像处理分析进行监视。计算溢油面积、扩散方向、速度和范围，绘制溢油扩散分布图，为溢油污染损害提供依据；

b.借助溢油漂移软件计算其溢油面积、扩散范围、扩散方向、扩散速度等，确定油膜中心点坐标，作为直升机和船舶巡航的依据，为溢油回收和污染损害提供保障；

c.安排直升机扩大搜索范围，根据漂移预测反馈对可能到达的范围进行进一步搜索识别；

d.安排船舶跟踪监视溢油的漂移动态，跟踪拍照或录像，并记录其漂移轨迹变化；

e.安排无人机对重点区域进行定期巡航观测；

f.平台附近能够看到的漂油，将安排平台专人通过望远镜等设备，监视其漂移动态；

g.报告公司应急指挥中心，派专业的监视和监测队伍。

（2）监视和监测内容

a.油漂移的准确地点、水深、油品种类，并采集油样、录像、照相、现场 污染情况描述等；

b.跟踪浮油： 漂浮油带的宽度、长度、厚度、漂流方向、表层流等；

c.油膜覆盖的范围、覆盖率、形状、色泽等；

d.监测风向、流速、气温、气压等气象要素，为溢油漂移预测提供基本的 数据。

2.溢油的回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类

限制条件和情况包括：

a.海上现场风速达到或超过 6 级；

b.海上现场海浪高度超过 2m；

c.其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

3.溢油围控和回收技术

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案，但必须考虑到所需设备、环境因素的影响，因此要注意优先权的选择。

（1）溢油的围控

溢油发生后，首先应考虑切断溢油源，然后抑制溢油的扩散，随后采取适当措施将溢油回收。溢油在海面风、海流、海浪等的作用下，会迅速地由事故地点向外漂移扩散，形成大面积分散油膜和亮带，对于很薄的油膜大部分设备和材料的回收效果不明显，所以通常情况下，应急处理的第一步是采取围控措施将溢油拦截，阻止溢油的进一步扩散和漂移，将溢油聚集增厚便于回收。

围油栏是防止溢油扩散、缩小溢油面积、配合溢油回收的有效器材之一，根据海域现场实际工况可采用以下种类的围油栏对溢油进行围控回收。

（2）围油栏的布设方法

围油栏的布放可根据溢油源实际情况、气象、水文条件及周围环境而定，基本方法如下：

1）固定点源持续性溢油围控方法

对于海面固定持续溢油源可采用包围溢油源的方法。溢油有可能从围油栏逃逸，可铺设多道围油栏对溢油进行多次围控。对于固定持续溢油源宜采用固体浮子式围油栏进行围控，如果作业现场溢油有起火的风险还应提前布设防火围油栏，并指派具备灭火功能的守护船进行消防守护。

2）移动点源一次性溢油围控方法

对于海上移动点状溢油源或出现漂移的较厚油膜时宜采用两船“U”型、“J”型拖带的方式。对溢油进行兜捕和回收。

操作人员将溢油应急设备开箱检验后，吊到船上并摆放好位置，利用钢丝绳、卸扣、手拉葫芦等固定装置，将溢油设备集装箱固定好，然后迅速驶向溢油位置。围油栏的长度需要 200-400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40m，

撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10-20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

3）特定作业溢油逃逸围控方法

对于海上执行特定作业且该作业可能产生溢油时，现场宜采用布放重型吸油拖栏或充气式围油栏对可能出现的溢油进行拦截吸附。该做法为根据海面风向和流向，在溢油源下游一定距离处布放重型吸油拖栏，对漂来的溢油进行围控吸附。此种工况下宜采用两船拖带吸油拖栏对溢油进行兜捕吸附回收。

（3）吸油拖栏布放方法

一般情况下，每个作业小组由 2 艘作业船、若干吸油拖栏、溢油分散剂及喷洒装置组成。作业小组应在溢油源顶流的方向形成布设（如图示），且距离溢油源应在 500 至 1000m 之间为宜。为避免作业船将吸油拖栏扯断，需用漂浮缆绳将吸油拖栏逐节连接固定，缆绳长度应大于吸油拖栏总长，作业船舶拖带缆绳两端进行围控回收作业。

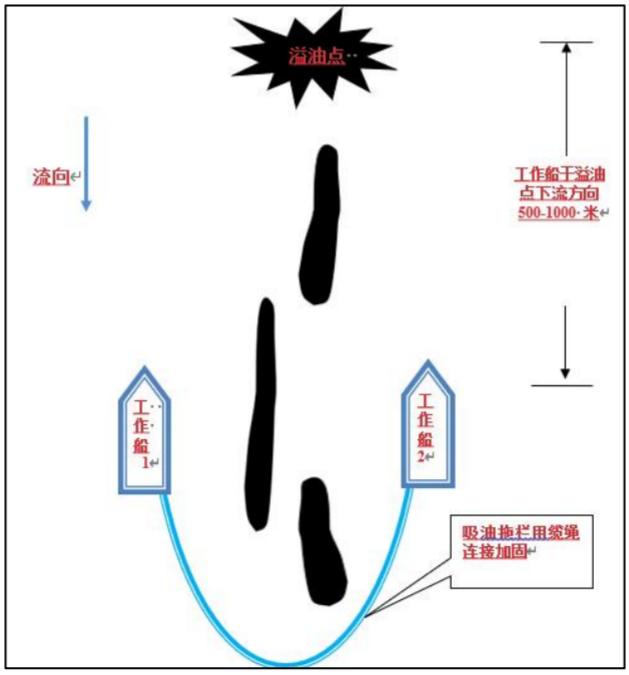


图 5.3-4　吸油拖栏溢油围控方法示意图

如果海流较高，溢油可能从吸油拖栏下面逸出。在这种情况下，可能需要设置多道（两道或三道）拖栏。如果必需设置多道拖栏，则吸油拖栏之间需留出足

够的间隔，便于溢油更好地吸收。一般情况下，作业单元之间距离间隔根据现场情况决定，以便漏出的油能被二级或三级屏障拦截住。

（4）溢油的机械回收

海上溢油的机械回收主要工具为：撇油器、专业环保船以及其它专业工具。

1）撇油器

撇油器是指用于移除水面溢油的机械装置，撇油器主要由撇油头、传输系统和动力站三部分组成。撇油头使油水分离；传输系统包括泵、软管和连接件，主要作用为传送动力、传送回收的油水混合物；动力站为撇油头和泵提供动力。

撇油器一般适用于平静水域一定厚度油膜的回收，不同种类撇油器对中质、中重质、中轻质溢油均有较好的回收效果。撇油器在较好作业面的条件下回收效率较高，但对特重质或高粘稠的乳化油效果一般。

2）专业环保船

环保船是设计用于回收水面溢油的一种船舶，主要包括溢油回收装置、回收油储存仓。工作时利用扫油臂将油水混合物吸入，随后内置式撇油器利用油水比重差使油水分离，将水排出，溢油回收至储油舱。专业环保船对中重质溢油回收效率较高，且回收速率快。

3）船用收油网、人工收油网

船用收油网主要由支撑臂、连接围油栏和集油网组成，一般采用双船拖带收油网进行作业。高黏度溢油漂浮在海面经过波浪的作用逐渐乳化成块状、片状，尤其在低温环境下更易成块，收油网对于此种形式的溢油回收效率较高。

人工收油网是指用人工手动操作的收油网，由网、支架、手柄组成，结构简单，造价低廉。可用于海面零星乳化油、用过的吸油毡吸油拖栏的打捞。但受人力因素影响，不能长时间作业。

4）吸油拖栏

在应急行动中吸油拖栏一般用于处置薄油膜和亮带。吸油拖栏分为两种，普通吸油拖栏和重型吸油拖栏。

一般由拖轮或小型作业船舶左右舷拖带两条普通吸油拖栏，在薄油膜区域进行吸附搅拌，吸油饱和的吸油拖栏用船用吊机吊至甲板回收。

重型吸油拖栏栏体配备配重链，一般由拖轮或小型作业船舶进行拖带，除可以吸附溢油之外，重型吸油拖栏也具备一定的围控功能。

5）吸油毡

吸油毡是较为常见和常用的吸附材料，一般用于已围控区域溢油的辅助性吸附，吸附饱和后人工打捞至工作船。

4.溢油分散剂喷洒作业

溢油分散剂可以破坏油膜，使水面溢油乳化成水包油的微小微粒，进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用，会导致二次污染，对其使用必须严格限制。

（1）法规要求

根据《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》第二十一条规定，海面溢油首先使用机械回收，溢油分散剂应严格控制使用，并遵守国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的国家海洋局关于修改《关于颁发<海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定>的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时，不得使用溢油分散剂：

1）油膜厚度大于 5mm；

2）溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；

3）溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50%以上）以及溢出油的粘度超过 5000mp·s；

4）海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的溢油分散剂除外）；

5）溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取事中事后监管措施，并要求：企业严格按照化学溢油分散剂使用规定及相关标准配备、使用溢油分散剂，使用溢油分散剂后，企业应主动将时间、地点、用量、使用方式报告海洋主管部门。

本项目位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区、南海北部幼鱼繁育场保护区、绯鲤类产卵场、二长棘鲷产卵场、蓝圆鲹产卵场内，若在产卵期发生溢油，则需按照《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的相关要求，不得使用溢油分散剂。

（2）使用原则

除上述规定外，在决定使用溢油分散剂时，还应严格遵循下述两个原则：

1）溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

2）溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

5.4 溢油应急措施有效性分析

5.4.1 涠洲油田群自身溢油应急物资

涠洲油田群配备与油田规模相匹配的溢油应急设备，溢油应急设备详见下表。一般溢油事故发生的初期，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，当发生超过涠洲油田群自身处理能力的溢油事故时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。

表 5.4-1　涠洲油田群溢油应急资源表（本次调整井及电缆更换所涉及的平台）

名称	规格/型号	数量	存放地点
常规型溢油分散剂			WZ11-2WHPA
溢油分散剂			WZ11-4NWHPB
溢油分散剂喷洒装置			
吸油毡			
棉纱			
木糠			
抹布			
充气式橡胶围油栏（含			
围油栏动力站			
船用喷洒装置			
围油栏拖头			
手动液压搬运车			
充吸气机			
浮动油囊			
热水高压清洗机			
手提风机			
转刷/转盘收油机			
转刷/转盘收油机动力			
干木糠/抹布			WZ12-1 WHPB
吸油毡			
溢油分散剂			
溢油分散剂喷洒机			
溢油分散剂			WZ11-4 CEPA
吸油毡			
木糠			

抹布			
防爆铲			
塑料桶			
溢油喷洒机			
吸油毡			WZ11-4 WHPB
木糠			
抹布			
防爆铲			
塑料桶			
常规型溢油分散剂			WZ11-1N WHPA
吸油毡			
吸油棉			
木糠			
溢油喷洒装置			

表 5.4-2　涠洲油田群溢油应急资源表（终端及其他平台）

设备名称	规格	数量	存放地点
充气式围油栏（含卷绕辊）			涠洲终端
充气式围油栏（含卷绕辊）			
固体浮子式围油栏			
沙滩围油栏			
防火型围油栏			
多功能撇油器			
液压驱动槽式轮鼓收油机			
多功能收油机			
浮式收油机			
储油囊			
便携式储油罐			
金属储油罐			
溢油分散剂			
溢油分散剂			
吸附材料			
消油剂喷洒装置			
船用喷洒			
液压充气机			
高压清洗机			
动力站			
动力站			
动力站			
动力站			
柴油驱动充气机			
液压驱动充气机			
捞油抄网			
捞油钩			
卸载泵			
集装箱			
托盘			
溢油分散剂			WZ11-4N WHPA

设备名称	规格	数量	存放地点
吸油毡			
木糠			
抹布			
回收铲			
回收桶			
背负式喷雾器			
吸油毡			WZ11-4 WHPB
木糠			
抹布			
防爆铲			
塑料桶			
充气式围油栏			WZ11-4 CEPD
围油栏动力站			
围油栏拖头			
溢油分散剂			
吸油毡			
干木糠/抹布			
溢油分散剂			WZ11-6WHPA
吸油毡			
干木糠/抹布			
溢油分散剂			WZ12-1 PUQ
吸油毡			
干木糠/抹布			
溢油喷洒机			
溢油分散剂			WZ12-1 PAP
溢油分散剂			WZ11-6 WHPA
吸油毡			
干木糠/抹布			
溢油分散剂			WZ6-8 WHPA
吸油毡			
干木糠/抹布			
溢油分散剂			WZ6-8 WHPB
吸油毡			
木糠/抹布			
干木糠/抹布			WZ6-9\6-10 WHPA
吸油毡			
溢油分散剂			
溢油喷洒机			
干木糠/抹布			WZ12-1 WHPB
吸油毡			
溢油分散剂			
溢油分散剂喷洒机			
溢油分散剂			

设备名称	规格	数量	存放地点
木屑/抹布			WZ11-2 WHPC
吸油毡			
溢油分散剂			WZ12-1 PUQB
吸油毡			
木糠			
抹布			
溢油分散剂喷洒装置			
溢油分散剂			WZ6-13 WHPA
吸油毡			
木糠			
抹布			
溢油分散剂喷洒装置			
溢油分散剂			WZ6-12 WHPA
吸油毡			
木糠			
抹布			
溢油分散剂			WZ12-8W WHPA
吸油毡			
木糠			
抹布			
溢油分散剂			WZ12-1 WHPC
吸油毡			
木糠			
溢油分散剂			HYSY 163
吸油毡			
木糠			
抹布			
吸油毡			WZ6-13WHP
木糠			
抹布			
常规型溢油分散剂			WZ11-1 WHPA
溢油喷洒装置			
吸油毡			
木糠			
溢油分散剂			WZ12-2 WHPA
溢油喷洒装置			
木糠/抹布			
吸油毡			
溢油分散剂			WZ12-2 WHPB
溢油喷洒装置			
木糠/抹布			
吸油毡			
溢油分散剂			WZ11-2 WHPB
溢油喷洒装置			
木糠/抹布			
吸油毡			
溢油分散剂			WZ12- 1W

设备名称	规格	数量	存放地点
溢油喷洒装置			WHPA
木糠/抹布			
吸油毡			
溢油分散剂			WZ10-3W WHPA
吸附材料			
溢油分散剂			MOPU（海洋石油166）
吸附材料			
喷洒装置			

5.4.2 本项目可利用的其他油田溢油应急设备

涠洲油田群现有溢油应急能力可在一般溢油事故初级阶段有效拦截、回收溢油。如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出涠洲油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如湛江分公司其他油田的溢油应急设备及人员，同时还配备了溢油应急专业环保船海洋石油255，加强南海海域溢油应急能力。

1. 湛江分公司内部溢油应急资源

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

表 5.4-3 海洋石油 116FPSO 溢油应急资源

名称	规格型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏			海洋石油 116FPSO
充气式围油栏集装箱			
围油栏动力站			
船用喷洒装置			
围油栏拖头			
充吸气机			
浮动油囊			
LAMOR 浮式收油机			
消油剂喷洒装置			
溢油分散剂			
吸油毡			
干木糠			
抹布			
桶			
铜铲			

消油剂喷洒装置			文昌 15-1A 平台
溢油分散剂			
吸油毡			

表 5.4-4 乌石终端溢油应急资源

名称	规格型号	数量	存放地点
充气式围油栏			终端仓库
动力站			
充吸气机			
防火型围油栏			
吸油拖缆			
吸油毡			
消油剂喷洒装置			
消油剂			
储油囊			
高压清洗机			
收油机（带动力站）			

表 5.4-5 东方终端溢油应急资源

物资名称	型号/规格	数量	存放位置
13-2 凝析油储罐围堰			132 凝析油储罐
老装置凝析油储罐围堰			老装置凝析油储罐
污水池			东方终端 COD 处理装置旁
污油池			东方终端 COD 处理装置旁
集水池			东方终端 COD 处理装置旁
事故水池			4 号料棚对面
吸油毡			132 消防泵房
吸油棉			
木糠			
回收油桶			
气动泵及附件			
移动式消防炮及附件			
塑料桶			
铜铲			
扫帚			
拖把			

表 5.4-6 海南码头溢油应急资源

物资名称	型号	数量	存放地点
固定浮子式橡胶围油栏			海南码头
转盘式收油机			
油拖网			
吸油毡			
溢油分散剂			
轻便储油罐			
溢油分散剂喷洒装置			

5.4.3 应急响应时间

（1）本油田自身应急反应时间

本项目虽拟在各阶段采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。涠洲油田群配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作。本项目调整井所在的 WZ11-4NWHPB、WZ11-1N WHPA 及 WZ12-1 WHPB 均配备一定的溢油应急物资，一旦发生溢油时，在 2h 内完成应急响应。

（2）湛江分公司内部溢油力量应急反应时间

如有需要，还可以调用湛江分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。经计算，周边溢油物资可在 7.75~20.3h 内到达。

表 5.4-7 溢油物资存放点与项目溢油点距离及抵达时间一览表

应急物资存放点	与溢油点距离（km）	物资动员时间（h）	航行所需时间（h）	响应时间（h）
涠洲油田	-	2	-	2
乌石终端	115	2	5.75	7.75
海南码头	160	2	8	10
东方终端	300	2	15	17
海洋石油 116FPSO	366	2	18.3	20.3

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

5.4.4 溢油应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

（1）围控与防护能力

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

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

式中：

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

m——泄漏油品质量，t；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，本次报告取 0.01m；

φ——围油栏利用系数，取 0.9；

ρ——泄漏油品密度，g/cm^3。

本项目施工船舶单舱油舱最大容量约为 158m^3，本项目溢油总量按 158m^3 计算，涠洲油田内部设备的应急响应动员时间需 2h，所需要调用的围油栏长度为 333m。

（2）回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E=V*b/（\alpha*h）$$

式中：E——收油机回收速率，m^3/h；

V——总溢油量，m^3；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%；

α——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；

h——回收工作时间（h），取 24h；

溢油总量按 158m^3 计算，取 b 为 50%，α为 70%，则本项目代表性事故所需的机械回收能力为 4.8m^3/h。

（3）临时储存能力

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

$$C=E*t$$

式中：E——收油机回收速率，m^3/h；t——临时储存回收时间，h，一般取12h；根据前述计算的机械回收能力，本项目需要的临时储存能力为57.6m^3。

5.4.5 溢油应急能力有效性分析

本项目油田自身及外借溢油应急设备的应急能力如下表所示。由表可见涠洲油田群自身及外借的现有溢油应急设备可以满足本项目最大泄漏量（158m^3）的应急需要。

表5.4-8 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油规模	溢油应急能力	涠洲油田群	环保船	其他应急资源	合计	本项目需求	是否满足
158m^3	围油栏（m）	3600	/	2427	6027	333	是
	机械回收能力（m^3/h）	282	200	30	12	4.8	
	临时储存能力（m^3）	27	668	20	715	57.6	

6. 结论

本次评价风险事故情形主要包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏以及地质性溢油、浅层气/气层风险事故等。

涠洲油田及周边油田存放有一定数量的溢油应急设备，包括吸油毡、溢油分散剂、撇油器、储油囊等的溢油应急设备。本项目在发生溢油泄漏事故时，涠洲油田可在2h内响应，周边油田溢油应急物资可在7.75h~20.3h达溢油现场并开始应急作业，所具备的围油栏、机械回收能力和临时储油设施能力，可满足本项目需求。

建设单位已编写《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2026年）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。现有溢油应急预案已经考虑本项目的风险，上述溢油应急预案对本项目有效。建设单位需严格按照溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急预案中各项规定的前提下，本项目风险可控。