

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：涠洲油田群 WZ11-1-A18H1 等 20 口调整井

建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司

编制日期：2024 年 1 月

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 涠洲油田群 WZ11 区块 A18H1 等 20 口调整井

建设单位(盖章): 中海石油(中国)有限公司湛江分公司

编制日期: \_\_\_\_\_ 年 月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号: 1703232576000

019154

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	f6896j		
建设项目名称	涠洲油田群WZ11-1-A18H1等20口调整井		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	中海石油(中国)有限公司湛江分公司		
统一社会信用代码	91440800707973938N		
法定代表人 (签章)	周心怀		
主要负责人 (签字)	李茂 		
直接负责的主管人员 (签字)	刘春春 		
<b>二、编制单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	海油环境科技(北京)有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
<b>三、编制人员情况</b>			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
范丽丽	11351143511110587	BH009521	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
范丽丽	建设项目基本情况、建设内容、结论、附图、附表	BH009521	
张聪	生态环境现状、保护目标及评价标准、主要生态环境保护措施、附录	BH008847	
张生光	生态环境影响分析、生态环境保护措施监督检查清单、附件	BH007950	

# 目 录

一、建设项目基本情况 .....	1
二、建设内容 .....	7
三、生态环境现状、保护目标及评价标准 .....	24
四、生态环境影响分析 .....	36
五、主要生态环境保护措施 .....	49
六、生态环境保护措施监督检查清单 .....	54
七、结论 .....	56
附表 .....	69
附图 .....	67
附件 .....	99
附录 .....	70

## 一、建设项目基本情况

建设项目名称	涠洲油田群 WZ11-1-A18H1 等 20 口调整井		
项目代码	无		
建设单位联系人	路亚辉	联系方式	[REDACTED]
建设地点	中国南海北部湾海域		
地理坐标	WZ11-1 WHPA 平台: [REDACTED]、[REDACTED] WZ11-4N WHPA 平台: [REDACTED]、[REDACTED] WZ11-4N WHPB 平台: [REDACTED]、[REDACTED] WZ12-2 WHPA 平台: [REDACTED]、[REDACTED] WZ12-8E WHPA 平台: [REDACTED]、[REDACTED]		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地(用海)面积(m <sup>2</sup> )/长度(km)	本项目不涉及新增用海
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input type="checkbox"/> 扩建 <input type="checkbox"/> 技术改造	建设项目申报情形	<input checked="" type="checkbox"/> 首次申报项目 <input type="checkbox"/> 不予批准后再次申报项目 <input type="checkbox"/> 超五年重新审核项目 <input type="checkbox"/> 重大变动重新报批项目
项目审批(核准/备案)部门(选填)	/	项目审批(核准/备案)文号(选填)	/
总投资(万元)	[REDACTED]	环保投资(万元)	[REDACTED]
环保投资占比(%)	1.5	施工工期	2024 年-2026 年
是否开工建设	<input checked="" type="checkbox"/> 否 <input type="checkbox"/> 是:		
专项评价设置情况	对照《建设项目环境影响报告表编制技术指南(生态影响类)(试行)》“表1 专项评价设置原则表”的涉及项目类别,本项目属于石油和天然气开采工程,设置“环境风险”专项评价。		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		
其他符合性分析	为深入贯彻落实习近平总书记“建设海洋强国、加快海洋油气资源勘探开发的重要指示精神”,中海石油(中国)有限公司湛江分公司制定了涠洲海域的滚动开发规划,主要通过新增调整井和老油田提液的方式来实现产能释放。  中海石油(中国)有限公司湛江分公司拟实施涠洲油田群		

WZ11-1-A18H1 等 20 口调整井，项目计划在现有 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2 WHPA 平台和 WZ12-8E WHPA 平台（附图 1 和附图 2）实施 20 口调整井，均为生产井，分别为：

在 WZ11-1 WHPA 平台利用老井侧钻实施 4 口井，均为生产井；

在 WZ11-4N WHPA 平台利用老井侧钻实施 3 口井，均为生产井；

在 WZ11-4N WHPB 平台利用老井侧钻实施 1 口井，利用空井槽开发 2 口井，均为生产井；

在 WZ12-2 WHPA 平台利用空井槽开发 1 口生产井；

在 WZ12-8E WHPA 平台利用老井侧钻实施 8 口井，利用空井槽开发 1 口，均为生产井。

本调整井项目计划于 2024 年 5 月施工，2024 年 8 月陆续投产。本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，建设过程中新增钻井液、钻屑排放，运营期间含油生产水处理达标后排海。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目投产后新增污水日排放量未超 1000m<sup>3</sup>，全油田新增最大年产油量未超 20 万吨。本项目属于“五十四 海洋工程中的 150 项中的其他”范畴，需编制环境影响报告表。

现对项目实施与功能区划、规划的符合性进行分析：

#### 一、与国土空间规划符合性分析

本项目属于海洋油气资源开发项目，本项目施工平台位于广西壮族自治区国土空间规划范围之外，正常建设和生产阶段均不会对国土空间规划范围内生态环境产生影响，故项目用海与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求相协调。项目位置与广西壮族自治区国土空间总体规划的位置关系见附图 3。

#### 二、与广西壮族自治区“三区三线”的符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启动“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函[2022]2207 号），广西壮族自治区按照《全国国土空间规划纲要（2021-2035 年）》确定的耕地和永久基本农田保护红线任务和《全国“三区三线”划定规则》，完成了“三区三线”划定工作。本项目所在海域在广西“三区三线”范围之外，最近距离涠洲岛-斜阳岛海域 22km，调整井施工平台距离生态保护红线的最近距离为 22km，见附图 4。

项目建设和正常生产情况下均不会对广西壮族自治区海洋生态红线区造成影响。

### 三、与“三线一单”的符合性分析

1. 与《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月）的符合性分析

根据《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月），本项目 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2 WHPA 平台和 WZ12-8E WHPA 平台均位于“一般管控单元”内，见附图 5。

#### （1）相关管控要求

一般管控单元的生态环境准入及管控要求：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。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海洋国土空间规划等要求，规范设置和监管入海排污口。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《广西壮族自治区湿地保护条例》进行管控。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。

#### （2）符合性分析

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于国家产业政策鼓励类项目。本项目不涉及围填海活动，本项目距离岸边最近距离约为 60km，本项目施工不会对红树林岸线湿地产生影响。根据《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月），本项目位于广西壮族自治区“三线一单”管控范围外，距优先保护单元最近距离约 22km。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，但不会影响到 22km 外管控单元内的海洋生态环境。

综上所述，本项目与《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021年9月）的管理要求相协调。

2. 与《北海市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的

意见》（北政发〔2021〕8号）的符合性分析

2021年7月23日，北海市人民政府发布《北海市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（北政发〔2021〕8号），根据北海市近岸海域环境管控单元分类，本项目WZ11-1 WHPA平台、WZ12-2 WHPA平台和WZ12-8E WHPA平台位于北海市环境管控单元的“一般管控单元”内，见附图6。

（1）相关管控要求

一般管控单元的生态环境准入及管控要求：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。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海洋国土空间规划等要求，规范设置和监管入海排污口。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《广西壮族自治区湿地保护条例》进行管控。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。

（2）符合性分析

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于国家产业政策鼓励类项目。本项目不涉及围填海活动，本项目距离北海市岸边最近距离约为60km，本项目施工不会对红树林岸线湿地产生影响。根据《北海市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（北政发〔2021〕8号），本项目位于北海市“三线一单”管控范围外，距优先保护单元最近距离约22km。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，但不会影响到22km外管控单元内的海洋生态环境。

综上所述，本项目与《北海市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（北政发〔2021〕8号）的管理要求相协调。

3. 与《钦州市“三线一单”生态环境分区管控实施意见》（钦政发〔2021〕13号）的符合性分析

2021年8月31日，钦州市人民政府发布《钦州市“三线一单”生态环境分区管控实施意见》（钦政发〔2021〕13号），根据钦州市近岸海

域环境管控单元分类，本项目 WZ11-4N WHPA 平台和 WZ11-4N WHPB 平台位于钦州市环境管控单元的“一般管控单元”内，见附图 7。

#### (1) 相关管控要求

一般管控单元的生态环境准入及管控要求：在近岸海域一般管控单元内，以维护海洋生态环境质量为导向，结合用海方式确定相应的生态环境管控要求。推进海域资源市场化配置，严控新增围填海造地，完善围填海总量管控，除国家重大战略项目外，全面停止新增围填海项目审批，全面清理非法占用海洋生态保护红线区域的围填海项目。红树林依据《广西壮族自治区红树林资源保护条例》进行管理。开展红树林修复要依法依规进行，并符合红树林资源保护规划等相关要求。海洋开发和海岸开发各类活动，大陆自然岸线保有率标准不低于 35%、无居民海岛岸线长度保有率标准不低于 85%。科学论证在三娘湾海洋保护区、茅尾海中部海洋保护区及周边区域的开发利用活动，严格落实保护区管理要求。严格按照相关法律法规及海洋国土空间规划等要求，规范设置和监管入海排污口。禁止采挖海砂、设置直排排污口及其他破坏河口生态功能的开发活动。严禁圈占沙滩和红树林，禁止红树林海岸带内陆采石等破坏性活动。对红树林、海草床、滨海湿地等重要海洋生态系统实行最严格的保护措施，加强珍稀濒危物种及重要海洋生态系统的生境保护，加大滨海湿地的保护和修复力度。禁止红树林海岸带内陆采石等破坏性活动。

#### (2) 符合性分析

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于国家产业政策鼓励类项目。本项目不涉及围填海活动，本项目距离钦州市岸边最近距离约为 80km，本项目施工不会对红树林、海草床、滨海湿地产生影响，不会占用大陆自然岸线和无居民海岛岸线，本项目不新增排污口。根据《钦州市“三线一单”生态环境分区管控实施意见》（钦政发〔2021〕13 号），本项目位于钦州市“三线一单”管控范围外，距优先保护单元最近距离约 35km。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，但不会影响到 35km 外管控单元内的海洋生态环境。

综上所述，本项目与《钦州市“三线一单”生态环境分区管控实施意见》（钦政发〔2021〕13 号）的管理要求相协调。

### 四、与环境保护规划及其他相关规划的符合性分析

#### 1. 与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

生态环境部、发展改革委、自然资源部、交通运输部、农业农村部、中国海警局联合印发《“十四五”海洋生态环境保护规划》，对“十四五”期间海洋生态环境保护工作作出了统筹谋划和具体部署。该规划提到“有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，构建分区分类的海洋环境风险防控体系，加强应急响应能力建设”。

本项目建设单位已编制了溢油应急计划并进行了备案，该溢油应急计划将油田调整项目纳入其中统一考虑，需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，最大程度地预防海上作业期间溢油事故的发生。因此，本项目符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

## 2. 与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》的符合性分析

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》，十四五期间，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。完善煤炭跨区域运输通道和集疏运体系，加快建设天然气主干管道，完善油气互联互通网络。本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合纲要要求。

## 二、建设内容

地理位置	<p>本调整井项目位于南海北部湾海域涠洲油田群，油田群范围为 [REDACTED] [REDACTED]，[REDACTED]。本调整井项目施工平台距离广西北海市约 65km，离岸最近距离约 60km（东北方向），距离涠洲岛西南约 27km，所处海域水深范围 30m~40m。本调整井项目施工平台地理位置见附图 2，平台坐标见下表。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 2-1 项目相关平台坐标</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 20%;"></th> <th style="width: 30%;">平台</th> <th style="width: 20%;">北纬</th> <th style="width: 30%;">东经</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="5" style="text-align: center;">本项目所在平台</td> <td>WZ11-1WHPA 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ11-4NWHPA 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ11-4NWHPB 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ12-2WHPA 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ12-8EWHPA 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td rowspan="3" style="text-align: center;">依托平台</td> <td>WZ12-1PUQ 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ12-1PUQB 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> <tr> <td>WZ12-1WHPC 平台</td> <td>[REDACTED]</td> <td>[REDACTED]</td> </tr> </tbody> </table>		平台	北纬	东经	本项目所在平台	WZ11-1WHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ11-4NWHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ11-4NWHPB 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ12-2WHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ12-8EWHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	依托平台	WZ12-1PUQ 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ12-1PUQB 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	WZ12-1WHPC 平台	[REDACTED]	[REDACTED]
	平台	北纬	东经																												
本项目所在平台	WZ11-1WHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ11-4NWHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ11-4NWHPB 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ12-2WHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ12-8EWHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
依托平台	WZ12-1PUQ 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ12-1PUQB 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
	WZ12-1WHPC 平台	[REDACTED]	[REDACTED]																												
项目组成及规模	<p><b>（一）涠洲油田群工程现状</b></p> <p><b>1. 涠洲油田群工程概况</b></p> <p>本项目位于中国南海北部湾海域的涠洲油田群。涠洲油田群由涠洲 12-1 油田、涠洲 12-1 油田北块、涠洲 6-1 油田、涠洲 6-8 油田、涠洲 6-9/6-10 油田、涠洲 11-4D 油田、涠洲 11-1 北油田、涠洲 11-1 油田、涠洲 11-2 油田、涠洲 11-4 北油田一期、涠洲 11-4 油田和涠洲 12-8W/6-12 油田、涠洲 11-2 油田北块、涠洲 12-2 油田一期、涠洲 11-4 北油田二期、涠洲 12-1 西油田、涠洲 12-2 油田二期、涠洲 6-13 油田、涠洲 11-2 油田二期和涠洲 12-8 油田东区等已投产油田，以及在建的涠洲 5-7 油田构成。</p> <p>涠洲油田群现有生产设施主要包括 3 座综合平台（WZ12-1PUQ、WZ12-1PUQB 和 WZ11-4WHPA），1 座生产辅助平台（WZ12-1PAP），1 座生产水处理平台（WZ12-1WHPC），1 座独腿立管井口平台（WZ11-1 RP），22 座已建井口平台（WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ6-9/6-10 WHPA、WZ11-4D WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPA、WZ11-4N WHPC、WZ11-4N WHPB、WZ11-4 WHPB、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA、WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA、WZ12-2 WHPB、WZ6-13 WHPA、WZ11-2 WHPC、WZ12-8E WHPA、WZ5-7 WHPA（在建）），3 座待建井口平台（WZ6-8 WHPB、WZ10-3W WHPA 及 WZ12-2 WHPC），1 座涠洲终端，以及油田群内部相应的海底管道和电缆等。</p>																														

涠洲油田群的生产物流依托已建 WZ12-1PUQ 平台、WZ12-1PUQB 平台、WZ12-1PAP 平台、WZ12-1WHPC 平台（四座平台栈桥连接，以下简称 WZ12-1PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台）、WZ11-4WHPA 平台和涠洲终端进行开发，涠洲油田群的生产物流通过海底管道输送到 WZ12-1PUQ/PUQB/PAP/WHPC 平台进行处理，分离出合格原油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，部分用于注气开发，其余部分经 WZ12-1PAP 登陆管道输送至涠洲终端；生产水全部由 WZ12-1PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）。

WZ12-1PUQ 平台接收的生产物流包括：涠洲 12-1 油田（WZ12-1PUQ 和 WZ12-1WHPB 平台）、涠洲 6-1 油田（WZ6-1WHPA 平台）、涠洲 6-8 油田（WZ6-8WHPA 平台）和涠洲 6-9/6-10 油田（WZ6-9/6-10WHPA 平台）、涠洲 11-2C 油田的物流。

WZ12-1PUQB 平台原油处理系统分为自营油田系统和合营油田系统。WZ12-1PUQB 平台接收的自营油田生产物流包括：涠洲 11-1 北油田、涠洲 11-1 油田、涠洲 11-2 油田、涠洲 11-2 油田北块、涠洲 11-2 油田二期、涠洲 11-4 北油田一二期、涠洲 12-1W 油田、涠洲 6-13 油田、涠洲 12-2 油田一、二期的物流、涠洲 12-1C 油田和 WZ12-1PUQ 平台含水 30%的原油及涠洲 11-4 油田含水 5%的原油。涠洲 12-8W/6-12/12-8E 油田物流进入 PUQB 平台的合营油田系统。

WZ12-1PAP 平台为一座生产辅助平台不设油气处理设施，接收来液经段塞流捕集器处理后，输送至 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台处理。

其中，WZ12-1 PUQ 平台、WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 PAP 平台及 WZ12-1 WHPC 平台概况如下：

（1）WZ12-1PUQ 平台：是一座综合平台，平台设有油气水处理、注水等设施和生活楼，接收涠洲部分平台所产物流，与本平台的物流一起进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电和输往终端，分离出的生产水处理至达标后回注或外排。

（2）WZ12-1PUQB 平台：是一座综合平台，平台设有油气水等处理设施和生活楼。接收涠洲油田部分平台所产物流进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电和输往终端，分离出的生产水处理至达标后回注或输送到 WZ12-1PUQ 外排。

WZ12-1PUQB 平台不设排放口，允许排海的生产水通过 WZ12-1PUQ 平台设置的排放口进行达标排海。处理合格的生产水一部分作为注水水源输往各注水平台回注地层，其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排海。

(3) WZ12-1PAP 平台：是一座 4 腿简易无人值守生产平台，不设油气分离处理设施，WZ12-1PAP 平台通过 20m 栈桥分别与 WZ12-1PUQ 平台和 WZ12-1PUQB 平台相连，一部分涠洲油田群生产物流经 WZ12-1PAP 平台进入 WZ12-1PUQ 平台和 WZ12-1PUQB 平台处理。

(4) WZ12-1WHPC 平台：是一座 6 腿 6 桩井口平台，WZ12-1WHPC 平台通过栈桥与 WZ12-1PUQ 和 WZ12-1PUQB 平台相连，WZ12-1WHPC 平台所产物流通过栈桥间管道输送至 WZ12-1 PUQB 平台处理。WZ12-1WHPC 平台配备 1 套生产水精细处理装置和回注系统，处理满足注水水质的含油生产水回注地层；配备燃气透平发电机组，为涠洲油田群生产开发提供电力。

## 2.本调整井项目所在平台及依托平台概况

本次调整项目是在 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2WHPA 平台和 WZ12-8E WHPA 平台上进行施工调整，调整平台生产物流依托 WZ12-1PUQB 平台、WZ12-1 PUQ 平台、WZ12-1WHPC 平台进行处理，现将本次调整井涉及平台及依托平台概况介绍如下：

**表 2-2 本调整井项目所在平台概况**

平台名称	设施描述
WZ11-1 WHPA 平台	WZ11-1 WHPA 是一座 4 腿井口平台，平台于 2007 年 5 月建成。平台上设有气液分离设施、燃料气处理系统、火炬放空系统、海水注入系统和 40 人生活楼。分离出的天然气去往燃料气系统用于发电，剩余气体火炬燃烧放空；分离出的液相通过海底管道输送至 WZ12-1PUQB/PUQ 平台进行处理。
WZ11-4N WHPA 平台	WZ11-4N WHPA 平台是一座井口平台，平台于 2008 年建成，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（闭式排放兼冷放空系统、开式排放系统和公用仪表风系统）。物流通过海底管道输送到 WZ12-1PUQB/PUQ 平台处理。
WZ11-4N WHPB 平台	WZ11-4N WHPB 平台是一座 8 导管架井口平台，平台于 2015 年建成，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（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。物流通过海底管道输送至 WZ12-1 PUQB/PUQ 平台处理。
WZ12-2WHPA 平台	WZ12-2WHPA 平台是一座 4 腿导管架井口平台，平台于 2015 年建成，不设油气水分离设施，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，物流通过海底管道输送到 WZ12-1PUQB/PUQ 平台处理。
WZ12-8E WHPA 平台	WZ12-8E WHPA 平台为一座集生产生活为一体的四腿自安装井口平台，平台于 2022 年 4 月建成。平台设有油气水处理装置和注水系统，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、火炬系统等，平台生产物流处理至液相含水 50%后输送至 WZ12-1PUQB/PUQ 平台处理，本平台的含油生产水经生产水处理设施处理至达到注水标准后回注地层。

**表 2-3 本调整井项目依托平台概况**

平台名称	设施描述
------	------

WZ12-1PUQB 平台	WZ12-1 PUQB 是一座 8 腿综合平台，于 2013 年 3 月建成，平台设有油气水等处理设施和 40 人生活楼。接收 WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ12-1W WHPA 等平台所产物流进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电，剩余部分输往涠洲终端，分离出的生产水处理至达标后，部分回注，部分输送到 WZ12-1PUQ 外排。		
WZ12-1 PUQ 平台	WZ12-1 PUQ 是一座 8 腿 8 桩综合平台，于 1999 年 6 月建成，设计寿命 25 年，已经于 2021 年申请了延寿，延寿期限 2021.12-2026.12。平台设有油气水处理、注水等设施 and 82 人生活楼。接收 WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ12-1 WHPB 等平台所产物流，与本平台的物流一起进行处理，分离出的合格原油输送至涠洲终端，分离出的天然气用于涠洲油田群发电，剩余部分输往涠洲终端，分离出的生产水处理至达标后部分回注，部分外排。		
WZ12-1WHPC 平台	WZ12-1WHPC 平台是一座 6 腿 6 桩井口平台，于 2021 年 6 月建成。平台所产物流通过栈桥间管道输送至 WZ12-1 PUQB 平台处理。布置 1 套生产水精细处理装置和回注系统，处理满足注水水质的含油生产水回注地层；布置燃气透平发电机组，为涠洲油田群生产开发提供电力。		
<p>本调整井项目物流依托 WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台现有处理系统进行处理，无需新增处理系统设施。本调整井项目所在平台及依托平台的主要环保设施见下表，自投产以来各平台环保设施运行良好。</p>			
<b>表 2-4 本调整井项目涉及平台及依托平台主要环保设施</b>			
设施名称	环保设施	数量	运行状况
WZ11-1 WHPA 平台	生活污水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
WZ11-4N WHPA 平台	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ11-4N WHPB 平台	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-2WHPA 平台	生活污水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-8E WHPA 平台	生产水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	生活污水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-1PUQ 平台	生活污水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
WZ12-1PUQB 平台	生活污水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统（处理规模 ██████ ）	2	正常
WZ12-1WHPC 平台	生产水处理系统（处理规模 ██████ ）	1	正常

图 2-1 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理工艺流程图

图 2-2 生活污水处理流程

### 3. 涠洲油田群生产物流集输及工艺流程

涠洲油田群的生产物流通过海底管道输送到 WZ12-1 PUQ/PUQB/PAP/WHPC 平台进行处理，处理后的合格原油经通过 WZ12-1 PAP 登陆管道输送至涠洲终端，进行储存和销售；处理后的合格天然气部分为油田群透平发电，部分用于注气开发，部分进入火炬系统长明灯，其余部分通过 WZ12-1 PUQ 平台登陆管道输送至涠洲终端；处理后的合格生产水部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ），涠洲油田群生产物流走向见下图。

图 2-3 涠洲油田群油气走向示意图

涠洲油田群现有 2 个生产水排放口，分别位于 WZ12-1 PUQ 平台（本项目依托平台）和 WZ11-4 WHPA 平台。

WZ11-4WHPA 平台接收本平台和 WZ11-4WHPB 生产物流，进入 WZ11-4WHPA 生产分离器进行油、气、水的三相分离，分类出的含水原油输至 WZ12-1PUQB 平台进行进一步处理；分离后的伴生气送往火炬系统放空；WZ11-4WHPA 平台分离出的生产水少量在 WZ11-4WHPA 平台处理后满足《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 $\leq 30\text{mg/L}$ 的要求后回注，大部分生产水处理后满足《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 $\leq 20\text{mg/L}$ ）后排海。

除 WZ11-4WHPA 平台排海的达标生产水外，涠洲油田群其他生产水全部由 WZ12-1 PUQB/PUQ/12-1WHPC 平台生产水处理系统进行统一处理，处理后的合格生产水部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）。

涠洲油田群现阶段注水水源为处理合格生产水的平台包括 WZ12-1 PUQ 平台、WZ12-1 WHPB 平台、WZ6-9/6-10 WHPA 平台、WZ6-13 WHPA 平台、WZ11-2WHPC 平台、WZ12-1WHPC 平台和 WZ12-8E WHPA 平台。

图 2-4 涠洲油田群生产水走向示意图

图 2-5 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台原油工艺流程示意图

## （二）本项目建设内容及规模

本调整井项目计划在涠洲油田群的5座现有平台实施20口调整井（全部为生产井），其中16口侧钻，4口井利用空井槽新钻。项目实施后物流流程不发生变化。

**表 2-5 项目主要工程组成表**

类型	工程组成	工程内容及规模
主体工程	实施20口调整井 (全部为生产井)	1. WZ11-1 WHPA 平台(4口): 侧钻4口生产井; 2. WZ11-4N WHPA 平台(3口): 侧钻3口生产井; 3. WZ11-4N WHPB 平台(3口): 空井槽新钻2口生产井、侧钻1口生产井; 4. WZ12-2 WHPA 平台(1口): 空井槽新钻1口生产井; 5. WZ12-8E WHPA 平台(9口): 空井槽新钻1口生产井, 侧钻8口生产井
依托工程	WZ12-1PUQ 平台	依托现有平台油气生产、处理设施进行油气生产
	WZ12-1PUQB 平台	
	WZ12-1WHPC 平台	
	WZ11-1 RP 平台至 WZ11-4N WHPB 平台混输管道	依托其进行物流输送
	WZ11-4N WHPC 平台至 WZ11-4N WHPB 平台混输管道	
	WZ11-4N WHPB 平台至 WZ12-2WHPA 平台混输管道	
	WZ12-2WHPA 平台至 WZ12-1PUQB 平台混输管道	
	WZ12-8E WHPA 平台至 WZ12-8W WHPA 平台混输管道	
	WZ12-8W WHPA 平台至 WZ12-1PUQB 平台混输管道	
	WZ12-1PAP 平台至涠洲终端输油管道	

**1.建设方案**

本调整井项目计划在涠洲油田群的5座平台实施20口调整井（全部为生产井），其中16口侧

钻，4口井利用空井槽新钻。除调整井工程外，项目无其他改造工程。

**表 2-6 本次调整井建设情况**

序号	平台	原井信息			实施井信息			调整方式
		井名	井别	井型	井名	井别	井型	
1	WZ11-1 WHPA (4口)	A18H	生产井	水平井	A18H1	生产井	水平井	侧钻
2		A15H	生产井	水平井	A15H1	生产井	水平井	侧钻
3		A7S1	生产井	水平井	A7H2	生产井	水平井	侧钻
4		A23H	生产井	水平井	A23S2	生产井	定向井	侧钻
5	WZ11-4N WHPA (3口)	A3	生产井	定向井	A3S1	生产井	定向井	侧钻
6		A4H	生产井	水平井	A4H1	生产井	水平井	侧钻
7		A10H	生产井	水平井	A10H1	生产井	水平井	侧钻
8	WZ11-4N WHPB (3口)	空井槽	-	-	B44	生产井	水平井	新钻
9		B21	生产井	定向井	B21S1	生产井	定向井	侧钻
10		空井槽	-	-	B45	生产井	定向井	新钻

11	WZ12-2 WHPA (1口)	空井槽	-	-	A26H	生产井	水平井	新钻
12	WZ12-8E WHPA (9口)	空井槽	-	-	A12H	生产井	水平井	新钻
13		A2H	生产井	水平井	A2M1	生产井	水平井	侧钻
14		A3H	生产井	水平井	A3M1	生产井	水平井	侧钻
15		A4H	生产井	水平井	A4M1	生产井	水平井	侧钻
16		A5H	生产井	水平井	A5M1	生产井	水平井	侧钻
17		A6H	生产井	水平井	A6M1	生产井	水平井	侧钻
18		A8H	生产井	水平井	A8M1	生产井	水平井	侧钻
19		A9H	生产井	水平井	A9M1	生产井	水平井	侧钻
20		A10H	生产井	水平井	A10M1	生产井	水平井	侧钻

表 2-7 调整前后平台井口情况

平台	调整前				本次调整工程		调整后			
	总井数	生产井	注水井	剩余井槽	调整井名称	井数	总井数	生产井	注水井	剩余井槽
WZ11-1 WHPA					A18H1、A15H1、A7H2、A23S2	4				
WZ11-4N WHPA					A3S1、A4H1、A10H1	3				
WZ11-4N WHPB					B44、B21S1、B45	3				
WZ12-2 WHPA					A26H	1				
WZ12-8E WHPA					A12H、A2M1、A3M1、A4M1、A5M1、A6M1、A8M1、A9M1、A10M1	9				

2.调整井井身结构

表 2-8 拟建调整井尺寸及井深参数 (m)

平台	井名	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
WZ11-1 WHPA	A18H1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	A15H1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	A7H2	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	A23S2	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
WZ11-4N WHPA	A3S1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	A4H1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	A10H1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
WZ11-4N WHPB	B44	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深
	B21S1	井身结构	井口	井底	井深	井径	井斜	井底	井口	井底	井深

	B45	■			■	■	■	■			
WZ12-2 WHPA	A26H	■		■	■		■	■	■		
WZ12-8E WHPA	A12H			■	■		■	■	■		
	A2M1		■				■	■	■		
	A3M1		■						■	■	■
	A4M1		■						■	■	■
	A5M1		■						■	■	■
	A6M1		■						■	■	■
	A8M1		■						■	■	■
	A9M1		■				■	■	■		
	A10M1		■				■	■	■		

各平台典型井身结构示意图见下图。

图 2-6 WZ11-1 WHPA 平台井身结构示意图

图 2-7 WZ11-4N WHPA 平台井身结构示意图

图 2-8 WZ11-4N WHPB 平台典型井身结构示意图

图 2-9 WZ12-2 WHPA 平台井身结构示意图

表 2-10 WZ12-8E WHPA 平台井身结构示意图

### 3. 钻井液体系组成表

本次调整井钻井作业采用水基及油基钻井液。油基钻井液使用必要性：北部湾涠洲油田群调整井 12-1/4" 及 8-1/2" 井阶段主要钻遇涠洲组，该处地层泥岩极易水化分散、剥落形成掉块，易导致卡钻甚至井眼报废等事故。针对地层特点，本次调整井采



潤洲 11-1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
潤洲 11-2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
潤洲 12-8E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

### 5.产能预测

本次调整井投产后，全油田最大产油量为 [REDACTED]， [REDACTED]；全油田新增最大产油量为 [REDACTED]，新增含油生产水日排放最大量未超 1000m<sup>3</sup>。

表 2-14a 潤洲油田群生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)(包含 WZ11-4 油田)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14b 潤洲油田群生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)(包含 WZ11-4 油田)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14c WZ11-1 WHPA 平台生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■

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

表 2-14d WZ11-1 WHPA 平台生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14e WZ11-4N WHPA 平台生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14f WZ11-4N WHPA 平台生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■

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

表 2-14g WZ11-4 WHPB 平台生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14h WZ11-4 WHPB 平台生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14i WZ12-2 WHPA 平台生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■

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

表 2-14j WZ12-2 WHPA 平台生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14k WZ12-8E WHPA 平台生产预测汇总日产量(m<sup>3</sup>/d)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-14l WZ12-8E WHPA 平台生产预测汇总年产量(10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a)

年份	实施前			本次调整新增			调整后		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■

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

### 6.能力校核

本项目投产后涠洲油田群 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台物流情况详见下表。

表 2-15 本项目投产后 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台物流表

时间 (年)	涠洲油田群 产水量  m <sup>3</sup> /d	处理量				伴生气消 耗量  注气 需求  10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	注水量  m <sup>3</sup> /d	外输终端量				排放量  m <sup>3</sup> /d
		WZ12-1PUQ/PAP/PUQB			WZ12-1 WHPC			水	油	水	气	
		油	气	水	水							
		m <sup>3</sup> /d	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d							
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

注：[1]注气井位于 WZ12-1 WHPC 平台，注气气源为伴生气。

[2]表 2-15 不包括 WZ11-4 油田的生产物流。

#### (1) 依托平台处理能力校核

本调整井项目投产后处理能力校核见下表。从表中可见，本调整井项目实施后，WZ12-1 PUQ、PUQB、WHPC 平台的油、气、水处理能力均能满足要求。

表 2-16 调整井实施后涠洲油田群油气水处理能力校核（单位：m<sup>3</sup>/d）

平台	原油		天然气		生产水	
	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力
WZ12-1 PUQ+ WZ12-1 PUQB	■	■	■	■	■	■
WZ12-1 WHPC	/	/	/	/	■	■
WZ12-8E WHPA	/	/	/	/	■	■
校核结果	未超其处理能力		未超其处理能力		未超其处理能力	

**(2) 依托管道校核**

本调整井项目投产后依托管线能力校核见下表。从表中可见，本调整井项目实施后，各依托管线满足物流输送要求。

**表 2-17 调整井实施后依托管道校核**

依托的管道名称	投产时间	设计压力 (kPaA)	本项目投产后最大入口压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	本项目投产后最大入口温度 (°C)	是否符合依托的管道能力
WZ11-1 RP 平台至 WZ11-4N WHPB 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-4N WHPB 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ11-4N WHPB 平台至 WZ12-2WHPA 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ12-2WHPA 平台至 WZ12-1PUQB 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ12-8E WHPA 平台至 WZ12-8W WHPA 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ12-8W WHPA 平台至 WZ12-1PUQB 平台混输管道	■	■	■	■	■	符合
WZ12-1PAP 平台至涠洲终端输油管道	■	■	■	■	■	符合

**(3) 终端校核**

涠洲终端处理能力为 ■■■■■。本项目投产后，涠洲终端的最大处理量小于其处理能力，项目依托可行。

**表 2-18 本项目投产后涠洲终端处理能力分析**

项目	涠洲终端处理能力	本项目投产后涠洲终端最大处理量	是否可行
油	■■■■■	■■■■■	可行

总平面及现场布置

本项目在 5 个现有平台实施 20 口调整井，井槽平面布置情况见如下内容：

WZ11-4N WHPA 平台井槽平面布置：

**图 2-11 WZ11-4N WHPA 平台井槽平面图**

WZ11-4N WHPB 平台井槽平面布置：

**图 2-12 WZ11-4N WHPB 平台井槽平面图**

WZ11-1 WHPA 平台井槽平面布置：

**图 2-13 WZ11-1 WHPA 平台井槽平面图**

WZ12-8E WHPA 平台井槽平面布置：

图 2-14 WZ12-8E WHPA 平台井槽平面图

WZ12-2 WHPA 平台井槽平面布置：

图 2-15 WZ12-2 WHPA 平台井槽平面图

本调整井项目在润洲油田群的 5 座平台实施 20 口调整井，其中 4 口为利用空井槽新钻井，16 口侧钻井）。

(1) 新钻调整井钻井方式：

WZ11-4N-B44 井、WZ11-4N-B45 井、WZ12-2-A26H 井和 WZ12-8E-A12H 井为利用空井槽新钻井，WZ11-4N-B44 井和 WZ11-4N-B45 井使用模块钻机钻井，WZ12-2-A26H 井和 WZ12-8E-A12H 井使用钻井平台钻井。

WZ11-4N-B44 井、WZ11-4N-B45 井、WZ12-2-A26H 井和 WZ12-8E-A12H 井工艺流程为：正常钻进—每钻一个井眼下入一层套管—有需求的水平段裸眼完钻—洗井—视防砂需求下防砂管柱—下生产管柱—装采油树。

(2) 侧钻调整井钻井方式：

WZ11-4N-B21S1 井使用模块钻机钻井，工艺流程为：洗井—拆采油树—起出原生产管柱—下斜向器—下钻井管柱—每钻一个井眼下入一层套管—洗井—射孔—视防砂需求下防砂管柱—下生产管柱—装采油树。

其余 15 口井使用钻井平台钻井，工艺流程：洗井—拆采油树—起出原生产管柱—下斜向器—正常钻进—每钻一个井眼下入一层套管—有需求的水平段裸眼完钻—洗井—视防砂需求下防砂管柱—下生产管柱—装采油树。

本次调整井完井方式：本项目调整井中的定向井井型采用套管射孔完井方式，水平井井型采用下筛管或打孔管的完井方式。

本调整井项目计划于 2024 年 5 月施工，2024 年 8 月陆续投产。

表2-19 施工安排

平台	作业船舶	船舶吨级 DWT(T)	施工人数	施工天数
WZ11-1 WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	15000T 以上	150	78
	2 艘工作船	3000T 以上	30	10
	1 艘守护船	3000T 以上	20	90
WZ11-4N WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	15000T 以上	150	68
	2 艘工作船	3000T 以上	30	7

施  
工  
方  
案

其他		1 艘守护船	3000T 以上	30	55	
	WZ11-4N WHPB 平台	1 艘模块钻机	/	120	48	
		2 艘工作船	1980	30	55	
	WZ12-2 WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	15000T 以上	150	39	
		2 艘工作船	3000T 以上	30	10	
		1 艘守护船	3000T 以上	20	50	
	WZ12-8E WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	15000T 以上	150	145	
		2 艘工作船	3000T 以上	30	30	
		1 艘守护船	3000T 以上	20	170	
	本项目投产后不新增定员。					
	无					

### 三、生态环境现状、保护目标及评价标准

本项目离岸较远，不在广西壮族自治区国土空间规划范围及广西壮族自治区“三区三线”划定范围之内。

#### 一、调查资料来源

##### 1.海洋环境质量现状资料来源

本次现状调查资料引自《[REDACTED]》，调查单位为[REDACTED]，调查时间为2021年9月26日~10月1日，布设点位总计30个，其中包括海水水质站位30个，海洋生物生态（不包括渔业资源）站位19个，生物体质量站位19个，沉积物调查站位16个。站位布设情况见表3-1及图3-1。

表 3-1 海洋环境质量现状调查站位

站位	经度	纬度	调查项目
P1	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P2	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P3	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P4	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P5	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P6	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P7	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P8	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P9	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P10	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P11	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P12	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、生物生态、生物质量
P13	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、生物生态、生物质量
P14	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、生物生态、生物质量
P15	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P16	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P17	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P18	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P19	[REDACTED]	[REDACTED]	水质
P20	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P21	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P22	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P23	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P24	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P25	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P26	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P27	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P28	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P29	[REDACTED]	[REDACTED]	水质、沉积物、生物生态、生物质量

生态环境现状

P30

水质、沉积物、生物生态、生物质量

P21-P30 为加密布点：选在已建平台周边

图 3-1 海洋现状调查站位图

## 2.渔业资源现状资料来源

渔业资源调查资料引自《 》，调查单位为 ，调查时间为 2021 年 3 月，调查站位为 12 个。站位布设情况见表 3-2 及图 3-2。

图 3-2 渔业资源现状调查站位

表 3-2 渔业资源现状调查站位

站位	经度	纬度
361		
362		
363		
364		
388		
389		
390		
391		
415		
416		
417		
418		

## 二、水环境质量调查结果

### 1.评价因子

选择 pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、铜、铅、锌、镉、砷、总铬、硫化物、挥发性酚作为评价因子。

### 2.评价标准

根据《海水水质标准》（GB3097-1997），对照《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》和广西壮族自治区“三区三线”划定范围，布设站位的水质执行不劣于现状标准，评价方式为从第一类开始评价，针对超标评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

### 3.评价结果

按一类水质标准评价时，全部站位的调查因子均符合一类标准。

## 三、海洋沉积物环境质量现状调查结果

### 1.评价因子

选择油类、硫化物、有机碳、铜、铅、锌、镉、铬、汞、砷作为评价因子。

## 2.评价标准

根据《海洋沉积物质量》（GB18668-2002），对照《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035年）》和广西壮族自治区“三区三线”划定范围，布设站位的沉积物质量执行不劣于现状标准，评价方式为从第一类开始评价，针对超标评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

## 3.评价结果

按一类沉积物质量标准评价时，全部站位的调查因子均符合一类标准。

## 四、海洋生态环境质量现状调查结果

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

### 1.叶绿素 a 和初级生产力

调查海域表层叶绿素 a 变化范围 [ ]，均值为 [ ]mg/m<sup>3</sup>；中层叶绿素 a 变化范围 [ ] mg/m<sup>3</sup>，均值为 [ ]mg/m<sup>3</sup>；底层叶绿素 a 变化范围 [ ]mg/m<sup>3</sup>，均值为 [ ]mg/m<sup>3</sup>。调查海域初级生产力变化范围： [ ]mg·C·m<sup>-2</sup>·d<sup>-1</sup>，平均值为 [ ]mg·C·m<sup>-2</sup>·d<sup>-1</sup>。

### 2.浮游植物

本次调查共鉴定出浮游植物 107 种，隶属于硅藻门、甲藻门、蓝藻门和金藻门。优势种为 13 种。

调查海区各站位浮游植物密度变化范围在 [ ]×10<sup>4</sup>个/m<sup>3</sup> 之间，生物密度平均值为 [ ]10<sup>4</sup>个/m<sup>3</sup>。各站间浮游植物的丰富度指数变化范围在 [ ]之间，平均值为 [ ]；种类多样性指数分布范围在 [ ]之间，平均为 [ ]；种类均匀度分布范围在 [ ] 之间，平均为 [ ]。

### 3.浮游动物

本次调查共鉴定出浮游动物 88 种。浮游动物群落共发现优势种 12 种。

浮游动物生物量范围为（4.8~57.0）mg/m<sup>3</sup>，平均生物量为 28.6mg/m<sup>3</sup>。浮游动物生物密度范围为（124~5454）ind./m<sup>3</sup>，生物密度平均值为 1417ind./m<sup>3</sup>。各站位浮游动物丰富度范围为 3.42~6.46，平均丰富度为 4.92；种类数范围在（21~50）种，平均 34 种；多样性指数变化范围在 2.42~3.05，平均为 2.69；均匀度变化范围 0.65~0.88，平均值为 0.77。

### 4.底栖生物

本次调查共发现大型底栖生物 41 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物和脊索动物。底栖生物群落共发现优势种 3 种。

底栖生物湿重生物量变化范围在(0.16~2052.17) g/m<sup>2</sup>之间, 平均为 110.17g/m<sup>2</sup>, 栖息密度变化范围在(30~120) ind./m<sup>2</sup>之间, 平均密度为 61ind./m<sup>2</sup>。多样性指数变化范围在 0.35~1.10, 平均为 0.72; 均匀度变化范围 0.76~1.00, 平均值为 0.94; 丰富度变化范围在 0.22~1.92, 平均为 0.80。

### 5. 生物质量

本次调查的项目为: 鱼类、贝类、甲壳类、头足类 4 种代表性种类的总汞、铬、铜、铅、镉、锌、砷、石油烃。

生物体质量评价结果表明:

1) 鱼类生物体内铜、铅、锌、镉、汞含量的评价因子满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准; 石油烃含量的评价标准满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准; 铬和砷含量缺乏评价标准, 不对其进行评价。

2) 按第一类标准评价时, 软体动物(双壳类)生物质量评价因子仅 1 个站位的铅超过第一类标准值, 其他评价因子均满足《海洋生物质量》(GB18421-2001)规定的第一类标准值。按第二类标准评价时, 软体动物(双壳类)生物质量评价因子均满足《海洋生物质量》(GB18421-2001)规定的第二类标准值。

3) 甲壳类生物体内铜、铅、锌、镉、汞含量的评价因子满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准; 石油烃含量的评价标准满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准; 铬和砷含量缺乏评价标准, 不对其进行评价。

4) 软体动物(非双壳类)生物体内铜、铅、锌、镉、汞含量的评价因子均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准; 石油烃含量的评价标准满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准; 铬和砷含量缺乏评价标准, 不对其进行评价。

## 五、渔业资源调查结果

### 1. 鱼卵、仔稚鱼

春季共鉴定出鱼卵、仔稚鱼 48 种, 另有 2 种鉴定到属、2 种鉴定到科以上水平, 所有 52 种鱼卵、仔稚鱼样品隶属于 9 目 29 科。春季水平拖网鱼卵平均密度为 10.57 粒/100m<sup>3</sup>, 仔稚鱼平均密度为 13.15 尾/100m<sup>3</sup>。垂直拖网鱼卵平均密度为 37.42 粒/100m<sup>3</sup>, 仔稚鱼平均密度为 53.27 尾/100m<sup>3</sup>。

### 2. 鱼类

春季拖网调查共出现鱼类 94 种, 隶属 72 属 49 科 13 目。春季调查海域中, 鱼类

成体重量密度平均值为 [ ] kg/km<sup>2</sup>，尾数资源密度平均值为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>，幼体重量密度平均值为 [ ] g/km<sup>2</sup>，尾数资源密度平均值为 [ ] 尾/km<sup>2</sup>；

春季拖网调查海域鱼类多样性指数平均为 3.12，变化范围为 2.37~3.72；物种均匀度指数平均为 0.68，变化范围为 0.47~0.81；物种丰富度指数平均为 2.26，变化范围为 1.58~2.94。

### 3.头足类

春季拖网调查共出现头足类 14 种。头足类资源重量密度 [ ]，平均 [ ]；资源尾数 [ ] ind./km<sup>2</sup>，平均 [ ] ind./km<sup>2</sup>。成体资源重量密度为 [ ] /km<sup>2</sup>，资源尾数密度为 [ ] d./km<sup>2</sup>。幼体资源重量密度为 [ ]，资源尾数密度为 [ ] ind./km<sup>2</sup>。

头足类多样性指数平均为 1.61，变化范围为 0.72~2.52；物种均匀度指数平均为 0.69，变化范围为 0.31~0.97；物种丰富度指数平均为 0.71，变化范围为 0.13~1.16。

### 4.甲壳类

春季拖网调查共出现甲壳类 53 种，其中虾类 24 种，蟹类 29 种。虾类资源重量密度 [ ] kg/km<sup>2</sup>，平均为 [ ] g/km<sup>2</sup>；资源尾数密度 [ ] ind./km<sup>2</sup>~ [ ] ind./km<sup>2</sup>，平均为 [ ] ind./km<sup>2</sup>。成体资源重量密度为 [ ] g/km<sup>2</sup>，资源尾数密度为 [ ] d./km<sup>2</sup>。幼体资源重量密度为 [ ] /km<sup>2</sup>，资源尾数密度为 [ ] /km<sup>2</sup>。蟹类资源重量密度 [ ] kg/km<sup>2</sup>，平均为 [ ] kg/km<sup>2</sup>；资源尾数密度 [ ] ind./km<sup>2</sup>，平均为 [ ] ind./km<sup>2</sup>。成体资源重量密度为 [ ] kg/km<sup>2</sup>，资源尾数密度为 [ ] d./km<sup>2</sup>。幼体资源重量密度为 [ ] g/km<sup>2</sup>，资源尾数密度为 [ ] ind./km<sup>2</sup>。

春季拖网调查海域虾类多样性指数平均为 1.58，变化范围为 0.29~2.35；物种均匀度指数平均为 0.55，变化范围为 0.15~0.84；物种丰富度指数平均为 0.72，变化范围为 0.28~1.22。春季拖网调查海域蟹类多样性指数平均为 1.67，变化范围为 0.59~2.36；物种均匀度指数平均为 0.68，变化范围为 0.37~0.83；物种丰富度指数平均为 0.80，变化范围为 0.23~1.95。

项目有关的原有环境

#### 一、相关工程环保手续执行情况

与本项目相关的现有工程环评及批复情况详见下表，本项目依托工程及适应性改造工程均履行了相关的环保手续。

表 3-3 与本项目相关的环评及批复情况

序号	项目	主要建设内容	本工程主要依托或改造内容	环评核准(审批)	竣工验收
1	《涠洲 12-1 油	①WZ12-1PUQ 平台	①WZ12-1PUQ	环发	国海环字

污染和生态破坏问题	田开发工程》	②海底输油和输气管线各1条 ③涠洲终端1座 ④终端处理厂附近的轻烃外运杂货码头1座； ⑤终端处理厂西部原油外输单点系泊设施1座； ⑥终端处理厂至外输单点海底输油管线2条；输气管线1条；输油管线1条；混输管线1条。	平台（依托其生产水处理设施） ②WZ12-1PUQ平台至涠洲岛陆上终端处理厂海底输油管道（依托其进行原油外输至涠洲终端） ③涠洲终端（依托原油储存、外输）	(1998)89号	(2006)136号 桂环验字(2003)1号
	《涠洲11-1/6-11/11-4N油田开发工程》	①WZ11-1 WHPA 平台 ②WZ6-1 WHPA 平台 ③WZ11-4N WHPA 平台 ④WZ12-1PAP 平台 ⑤3条海底混输管道	①WZ11-1 WHPA 平台（调整井所在平台） ②WZ11-4N WHPA 平台（调整井所在平台） ③海底管线（依托管线进行物流处理）	国海环字(2005)239号	国海环字(2014)590号
	《涠洲12-8W/6-12油田开发工程》	①WZ12-1PUQB 平台 ②WZ12-8W WHPA 平台 ③WZ6-12 WHPA 平台 ④2条海底混输管道	①WZ12-1PUQB 平台（依托其生产水处理设施） ②海底管线（依托管线进行物流处理）	国海环字(2012)91号	国海环字(2014)160号
	《涠洲12-2油田群及涠洲11-4N油田二期开发工程》	①WZ12-2WHPA 平台 ②WZ12-1WWHPA 平台 ③WZ11-2WHPB 平台 ④WZ11-4NWHPB 平台 ⑤WZ11-4NWHPC 平台 ⑥6条海底混输管道、4条注水管道及4条电缆	①WZ12-2WHPA 平台（调整井所在平台） ②WZ11-4N WHPB 平台（调整井所在平台） ③海底管线（依托管线进行物流处理）	国海环字(2014)389号	环验(2021)5号
	《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》	①WZ5-7WHPA 平台 ②WZ11-2WHPC 平台 ③WZ12-1WHPC 平台 ④2条海底混输管道、1条注水管道及2条电缆	WZ12-1 WHPC 平台（依托其生产水处理设施）	环审(2020)97号	2021年10月提出了延期申请（中海油安(2021)543号）
	《涠洲12-8油田东区开发项目环境影响报告书》	①WZ12-8EWHPA 平台 ②1条海底混输管道及1条电缆	①WZ12-2WHPA 平台（调整井所在平台） ②海底管线（依托管线进行物流处理）	环审[2018]56号	环验[2023]6号
	<b>二、环保设施运行情况</b> (1) 含油生产水监测结果				

与本项目相关的 WZ12-1PUQ、WZ12-8EWHPA 及 WZ12-1WHPC 平台近一年生产水处理设施处理效果见下表。

**表 3-4 本项目相关平台生产水处理效果**

时间 (月)	WZ12-1PUQ 排放水质	WZ12-8E WHPA 回注水质	WZ12-1WHPC 回注水质
	含油量 mg/L	含油量 mg/L	含油量 mg/L
2022.11	8	29	5
2022.12	7	28	5
2023.01	3	21	3
2023.02	8	27	4
2023.03	10	30	3
2023.04	7	21	3
2023.05	2	30	4
2023.06	9	27	5
2023.07	11	25	4
2023.08	10	28	5
2023.09	3	26	5
2023.10	9	29	4

WZ12-8EWHPA 平台分离出的生产水在平台处理后满足注水水质含油量 $\leq$ 40mg/L 的要求后回注。

WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台分离出的生产水由 WZ12-1PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水部分回注地层，其余部分在 WZ12-1PUQ 平台达标排海（含油量 $\leq$ 20mg/L）。

根据上表，WZ12-1PUQ、WZ12-8EWHPA 及 WZ12-1WHPC 平台回注或排放水质符合相应指标要求，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 WZ11-1WHPA、WZ12-2WHPA、WZ12-8EWHPA、WZ12-1PUQB 及 WZ12-1PUQ 平台近一年生活污水设施处理效果见下表。

**表3-5 各平台生活污水设施处理效果**

时间	WZ11-1WHPA	WZ12-2 WHPA	WZ12-8E WHPA	WZ12-1 PUQB	WZ12-1PUQ
	COD 浓度 (mg/L)				
2022.11	168	125	189	70	41
2022.12	124	176	124	130	139
2023.01	60	158	123	72	132
2023.02	73	84	142	39	136
2023.03	237	88	116	60	62
2023.04	132	108	117	67	83
2023.05	164	114	170	175	77
2023.06	83	136	146	92	134
2023.07	144	213	56	135	89
2023.08	98	143	132	51	132
2023.09	57	222	148	126	76

2023.10	101	112	91	121	89
---------	-----	-----	----	-----	----

根据上表，与本项目相关的涠洲油田群现有平台生活污水经处理后 COD 含量≤300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求。

综上，与本项目相关的涠洲油田群生活污水和生产水处理装置运行正常。

### 三、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。2 次溢油事故具体情况如下：

1、2002 年 10 月 6 日，涠洲 11-4 油田至涠洲 12-1 油田输油海管发生漏油事故，作为建设单位的中海油湛江分公司立即派出油田附近的守护船开展巡线，并在 1 小时内动员直升机，2 小时内达到现场沿涠洲 11-4 油田至涠洲 12-1 油田原油外输海管周围查找原因和漏点，发现海面上有长约 2~3km，宽约 100~200m 的油膜带，估计溢油量不超过 5m<sup>3</sup>。建设单位向国家海洋局南海分局请示后，积极主动对事故进行处置，因海况恶劣（风力 17~20m/s，阵风 21~23m/s），为了防止油膜带漂移到岸边，决定向油膜带喷洒消油剂，10 月 6、7 日两天在累计喷洒消油剂 6.5 吨后，海面看不到油膜带。

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有限公司对切割下来的输油管道进行了分析，得出分析报告，认为是输油管道受到外力的作用而破坏。事故发生后分公司完善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。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。

2、2006 年 12 月 23 日，WZ11-4 WHPA 生产平台工作人员日常巡检瞭望附近海面时发现 WZ11-4 WHPA 平台至 WZ12-1 WHPA 平台的输油海管因腐蚀发生渗漏，在 WZ11-4 WHPA 平台附近海面形成小片油膜（估计溢油量在 1t 以内）。中海油湛江分公司立即关停相关油田，并派出油田附近的守护船开展巡线，并在 1 小时内动员直升机，2 小时内达到现场开展海上巡线。由于本次泄漏油量不大，速度缓慢，漏油无法回收，三天后已不见油膜，因此建设单位没有动用溢油回收设备，也没有喷洒消油剂。

本次溢油事故主要原因是海管腐蚀，为了避免本条海管因腐蚀再次发生原油渗

漏，中海油湛江分公司积极寻找海管泄漏点，并对海管打卡修复，且于 2008 年在原海管旁重新铺设一条海管替换原海管输油。本次溢油事故发现和处理及时，溢油量很小，没有造成大的海洋环境污染。

参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本次评价仅识别本项目 5km 内敏感目标，经识别，本项目周边 5km 内的敏感目标没有生态红线区及自然保护区，主要环境敏感目标为水产种质资源保护区、南海北部幼鱼繁育场保护区及渔业“三场一通道”（见下表），其他敏感目标与本项目的相对距离均在 10km 以上。本项目环境敏感目标见附图 8、附图 9 和附图 10。

**表 3-6 海上工程主要环境敏感目标分布表**

敏感区类型	敏感目标名称	主要保护对象	方位	最近距离 (km)
水产种质资源保护区	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	二长棘鲷和长毛对虾，特别保护期为 1 月 15 日至 3 月 1 日	位于其中	
重要渔业水域	北部湾二长棘鲷产卵场	二长棘鲷，产卵盛期 12~2 月，浮性卵	位于其中	
	北部湾蓝圆鲈产卵场	蓝圆鲈，产卵盛期 3~5 月，浮性卵	位于其中	
	北部湾绯鲤类产卵场	绯鲤类，产卵盛期 4~5 月	位于其中	
	北部湾金线鱼产卵场	金线鱼，产卵期 2~6 月	西南	23
	北部湾长尾大眼鲷产卵场	长尾大眼鲷，产卵期 5~7 月	西北	21
渔业资源保护区	南海北部幼鱼繁育场保护区	幼鱼、幼虾	位于其中	

**一、环境质量标准**

根据海洋环境质量现状调查站位布设情况，各调查站位均位于广西壮族自治区国土空间规划范围及广西壮族自治区“三区三线”划定范围之外，位于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中的南海桂东海域的涠洲岛—斜阳岛海域范畴内，根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”，油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。本次评价环境质量标准具体执行情况详见下表。

**表 3-7 环境质量标准**

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		第一类标准开始评价，评价至满足标准为止
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		
海洋生物质量	贝类（双壳类）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	第一类
	软体类（除双壳类以外）、甲	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	

生态环境  
保护目标

评价标准

壳类和鱼类（重金属）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）
软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（石油烃）	

**表 3-8a 海水水质标准**

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

**表 3-8b 海洋沉积物质量标准**

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

软体类中贝类（双壳类）生物体内污染物质含量的评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的第一类标准值，其他类（甲壳类、软体类和鱼类）生物体内污染物质（Hg、Cu、Zn、Pb和Cd）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，鱼类、软体类体内石油烃类含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。

表 3-8c 生物体污染物评价标准 (×10<sup>-6</sup> 湿重)

类别	Hg	Cu	As	Pb	Cd	Zn	石油烃	Cr
软体类	0.30	100	/	10	5.5	250	20	/
贝类 (双壳类)	0.05	10	1.0	0.1	0.2	20	15	0.5
甲壳类	0.20	100	/	2	2	150	20	/
鱼类	0.30	20	/	2	0.6	40	20	/

二、污染物排放和控制标准

本项目位于中国南海北部湾海域,根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008),工程所在海域属于一级海域;根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》(GB18420.1-2009),工程所在海区属于一级海区。

根据《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》(交海发(2018)168号),所在海域位于控制区管控范围内。本项目所采用的污染物排放标准见下表。

表 3-9 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、油基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)	一级	排海含油量≤1% Hg≤1mg/kg Cd≤3mg/kg	钻井完井作业过程中排放的水基钻井液、钻屑	
	《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	生物毒性容许值≥30000mg/L		
油基钻井液	《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	钻井完井作业过程中产生的油基钻井液	
生活污水(钻井平台)	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)	一级	COD≤300mg/L	钻井作业生活污水、生活垃圾和生产垃圾	
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	船舶污染物的排放	
船舶垃圾			塑料制品及其他垃圾		禁止投入水域
			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 (三用料船、支持船)			2012 年 1 月 1 日以前安装生活污水处理装置的船舶执行: BOD <sub>5</sub> ≤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: BOD <sub>5</sub> ≤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% <sub>m/m</sub> 的船用燃油	船舶
其他	<p>本项目投产后,不新增生产设施和生活设施;根据建设单位提供的数据,WZ12-1 PUQ 平台排海的生产水量最大为 [REDACTED],含油生产水最大排放量未超过原环评生产水的预测源强(7500m<sup>3</sup>/d),含油生产水处理达标后排放入海;运营期平台定员不变,生活污水产生量不变,不会加重对海洋环境的影响。</p>				

## 四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

### 1、施工期产污环节及污染源分析

本项目调整井施工阶段产生的污染物主要为钻井液、钻屑等，以及施工人员产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾，施工船舶的船舶污染物及钻井平台的机舱含油污水等。

#### (1) 钻井液

本次调整井使用水基及油基钻井液，钻井液循环使用。钻井期间，从井口返回的钻井液通过振动筛以及离心机等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池。

钻井结束后，水基钻井液检测达《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》（GB 18420-2009）一级海区排放标准后排海，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 450m<sup>3</sup>，通过阀门控制其平均排放速率为 35m<sup>3</sup>/h。排放位置位于钻井平台就位位置，水面以上排放。油基钻井液及不满足排放标准的水基钻井液，分别回收至钻井平台泥浆池（总容积约 400~500m<sup>3</sup>，泥浆池约 6 个，单个泥浆池容积为 10~110m<sup>3</sup>）同时泵输到拖轮船舱（容积 120 至 600m<sup>3</sup>、周转时间 15 至 20 天），航运至码头，其中油基钻井液交回油基钻井液提供单位接收处理，不满足排放标准的水基钻井液交有资质单位处理。

本项目共产生钻井液约 ████████，其中非油层水基钻井液量产生量约为 ████████；油层段水基钻井液量约为 ████████；油基钻井液量产生量约为 ████████。

**表 4-1 钻井液产排情况表**

平台	井名	油基钻井液 (m <sup>3</sup> )	非油层段水基钻井液 (m <sup>3</sup> )	油层段水基钻井液 (m <sup>3</sup> )	钻井液产生总量 (m <sup>3</sup> )	钻井液排放总量 (m <sup>3</sup> )	一次性排放量 (m <sup>3</sup> )	钻井液平均排放速率 (m <sup>3</sup> /h)
WZ11-1 WHPA 平台	A18H1	█	█	█	█	█	150	35
	A15H1	█	█	█	█	█	150	35
	A7H2	█	█	█	█	█	450	35
	A23S2	█	█	█	█	█	450	35
WZ11-4N WHPA 平台	A3S1	█	█	█	█	█	225	35
	A4H1	█	█	█	█	█	450	35
	A10H1	█	█	█	█	█	225	35
WZ11-4N WHPB 平台	B44	█	█	█	█	█	150	35
	B21S1	█	█	█	█	█	150	35
	B45	█	█	█	█	█	225	35
WZ12-2 WHPA 平台	A26H	█	█	█	█	█	200	35

WZ12-8E WHPA 平台	A12H	■	■	■	■	■	75	35
	A2M1	■	■	■	■	■	150	35
	A3M1	■	■	■	■	■	75	35
	A4M1	■	■	■	■	■	75	35
	A5M1	■	■	■	■	■	75	35
	A6M1	■	■	■	■	■	75	35
	A8M1	■	■	■	■	■	75	35
	A9M1	■	■	■	■	■	150	35
	A10M1	■	■	■	■	■	150	35
	合计	■	■	■	■	■	/	/

## (2) 钻屑

根据建设单位核算，本项目钻井作业期间共产生钻屑约■，其中油基钻井液钻屑产生量约为■，非油层段水基钻井液钻屑产生量约为■，油层段水基钻井液钻屑产生量约为■。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）一级标准后排海。排放位置位于钻井平台就位位置，水面以上排放，钻屑最大排放速率为160m<sup>3</sup>/d。不满足排放要求的钻屑收集运回陆地交有资质单位处理。

平台钻井期间各平台备10个岩屑回收箱，值班拖轮存放20个左右岩屑回收箱（容积2m<sup>3</sup>/箱），当检测到不满足排放标准的钻屑，立刻回收岩屑至岩屑回收箱，装满即吊运回拖轮甲板，在拖轮上周转时间约3天后航运至码头交有资质单位接收处理。

表 4-2 钻屑排放情况表

井名	单井钻井时间 (天)	油基钻井液钻屑 (m <sup>3</sup> )	非油层水基钻井液钻屑 (m <sup>3</sup> )	油层水基钻井液钻屑 (m <sup>3</sup> )	钻屑产生总量 (m <sup>3</sup> )	钻屑排放量 (m <sup>3</sup> )
WZ11-1-A18H1	■	■	■	■	■	■
WZ11-1-A15H1	■	■	■	■	■	■
WZ11-1-A7H2	■	■	■	■	■	■
WZ11-1-A23S2	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-A3S1	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-A4H1	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-A10H1	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-B44	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-B21S1	■	■	■	■	■	■
WZ11-4N-B45	■	■	■	■	■	■
WZ12-2-A26H	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A12H	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A2M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A3M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A4M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A5M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A6M1	■	■	■	■	■	■

WZ12-8E-A8M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A9M1	■	■	■	■	■	■
WZ12-8E-A10M1	■	■	■	■	■	■

### (3) 生活垃圾、生活污水、机舱含油污水

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等，根据海洋石油开发的多年统计资料，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，食品废弃物按 1.0kg/（人·日）计算，生活污水按 0.35m<sup>3</sup>/（人·日）计算，施工船舶及钻井平台含油污水按 0.5m<sup>3</sup>/日计算。计算结果详见下表。

**表 4-3 项目施工期生活污水、生活垃圾及机舱含油污水产生情况表**

平台	作业船舶	施工人数	施工天数（天）	生活污水（m <sup>3</sup> ）	生活垃圾（t）	机舱含油污水
WZ11-1 WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	150	78	4095	17.55	39
	2 艘工作船	30	10	105	0.45	5
	1 艘守护船	20	90	630	2.7	45
WZ11-4N WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	150	68	3570	15.3	34
	2 艘工作船	30	7	73.5	0.315	3.5
	1 艘守护船	30	55	577.5	2.475	27.5
WZ11-4N WHPB 平台	1 艘模块钻机	120	48	2016	8.64	/
	2 艘工作船	30	55	577.5	2.475	27.5
WZ12-2 WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	150	39	2047.5	8.775	19.5
	2 艘工作船	30	10	105	0.45	5
	1 艘守护船	20	50	350	1.5	25
WZ12-8E WHPA 平台	1 艘自升式钻井平台	150	145	7612.5	32.625	72.5
	2 艘工作船	30	30	315	1.35	15
	1 艘守护船	20	170	1190	5.1	85
钻井平台/现有平台合计		720	378	19341	82.89	165
施工船舶合计		240	477	3923.5	16.815	238.5
合计		960	855	23264.5	99.705	403.5

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

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

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

钻井平台机舱含油污水：钻井平台设有船用油水分离器，根据《海洋石油勘探

开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008),机舱含油污水经处理含油浓度 $\leq 15\text{mg/L}$ 后,达标排海。

生活污水:生活污水经钻井平台/现有平台上的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( $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ )后,间歇排海。

生活垃圾:钻井平台/现有平台上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。

#### (4) 生产垃圾

本次调整井使用自升式钻井平台或模块钻机进行钻完井作业,施工过程中产生的少量边角料、包装材料等固体废弃物属于一般工业固体废物;产生的一些含油的废旧器件等属于危险废物。生产垃圾产生量每口井0.5t计算,20口井产生量约10t,运回陆地处理,含油固废交有危废资质单位处理。

#### (5) 废气

本次调整井废气主要来自于施工船只及机械排放的柴油机尾气,主要污染物 $\text{NO}_2$ 、 $\text{SO}_2$ 、 $\text{CO}$ 、烟尘等,此类废气为间歇排放,随着施工结束而结束。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

**表 4-5 施工期污染物及污染防治措施汇总表**

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
钻屑	5014m <sup>3</sup>	5014m <sup>3</sup>	经处理达标后排放
水基钻井液	11898m <sup>3</sup>	11898m <sup>3</sup>	经处理达标后排放
油基钻井液	3131m <sup>3</sup>		钻完井结束后运回陆地交有资质单位进行处理,不排海
船舶生活污水	3923.5m <sup>3</sup>	3923.5m <sup>3</sup>	经船舶生活污水处理设施处理达标后排海
船舶生活垃圾	16.815t	11.21t	食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放,其他运回陆地处理
生活污水	19341m <sup>3</sup>	19341m <sup>3</sup>	经钻井平台/平台现有的生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾	82.89t		禁止排放或弃置入海,运回陆地处理
生产垃圾	10t	0t	运回陆地处理
船舶机舱含油污水	238.5m <sup>3</sup>	238.5m <sup>3</sup>	经处理达标后排海
钻井平台机舱含油污水	165m <sup>3</sup>	165m <sup>3</sup>	经处理达标后排海

### 3、施工期环境影响分析

钻完井阶段,除船舶生活垃圾中食品废弃物排海外,其余生活及生产垃圾运回陆地处理;生活污水处理达标后排放;机舱含油污水按《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)、《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)

相关要求排海。油基钻井液运回陆地不排海。水基钻井液、钻屑排放为短期行为，对海水水质、海底沉积物和生物生态产生的影响较小。

### 1) 对海水水质环境影响预测

本次调整井钻屑、钻井液排放的水质影响分析类比中海油研究总院有限责任公司编制《涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环境影响报告书》（环审[2020]97 号）中钻屑、钻井液排放预测结果。本次调整井与类比对象处于同一海域，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件如下。

**表 4-6 类比条件一览表**

对象	类比工程	本项目	对比情况
工程名称	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	涠洲油田群 WZ11-1-A18H1 等 20 口调整井	/
位置	WZ12-1 WHPC	WZ11-1/ WZ11-4N/ WZ12-2/WZ12-8E	同一海域
钻屑源强	钻屑最大排放速率 183m <sup>3</sup> /d	钻屑最大排放速率 160m <sup>3</sup> /d	本项目小于类比对象
钻井液源强	钻井液一次性最大排放量 592m <sup>3</sup> , 最大排放速率为 35m <sup>3</sup> /h	钻井液一次性最大排放量 450m <sup>3</sup> , 最大排放速率为 35m <sup>3</sup> /h	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) 钻井液排放对海洋环境影响预测

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》（环审[2020]97 号），钻井液对水质的影响主要在海水表层（海面以下 0-11m），表层以下无超一类面积，超一类包络面积为 0.206km<sup>2</sup>，超一类最远距离为 0.50km，停止排放后约 9.5h 可恢复第一类水质。

**表 4-7 钻井液排放预测结果（表层）**

超一类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超三类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超四类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超一类最大距离 (km)	恢复一类水质时间 (h)
0.206	0.031	0.022	0.50	9.5

**表 4-8 钻井液排放浓度区间面积（表层）**

浓度 (mg/L)	10-20	20-50	50-100	>100
面积 (km <sup>2</sup> )	0.093	0.007	0.074	0.031

### (2) 钻屑排放对海洋环境影响预测

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》（环审[2020]97 号），钻屑排放悬浮物超一类影响范围较小，且主要影响海水表层（海面以下 0-11m），表层超一类水质海域的最大包络面积为 0.119km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离为 0.30km，钻屑停止排放约 4.5h 可恢复到第一类水质。钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.118km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 0.25km。

**表 4-9 钻屑排放预测结果**

层次	超一类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超三类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超四类包络面积 (km <sup>2</sup> )	超一类最大距离 (km)	恢复一类水质时间 (h)
表层 (海面 0-11m)	0.119	0.015	0.011	0.30	4.5
中层 (11-22m)	0.003	—	—	—	—
底层 (22m-海底)	—	—	—	—	—

**表 4-10 钻屑排放浓度区间面积 (表层)**

浓度 (mg/L)	10-20	20-50	50-100	>100
面积 (km <sup>2</sup> )	0.054	0.026	0.025	0.015

### (3) 其他

本项目施工期产生的生活污水经船舶生活污水处理装置处理达标后排海。类比项目所在海域海上平台生活污水排放预测结果可知，一般生活污水超标影响范围在一个网格 30m 范围内，且其施工期影响为暂时的，故施工期生活污水对海洋环境影响小。

#### 2) 对海洋沉积物环境影响分析

水基钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定范围内沉积。其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

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 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环境影响报告书》（环审[2020]97 号）中钻屑排放的预测结果，“表层超一类水质海域的最大包络面积为 0.119km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离为 0.30km，钻屑停止排放约 4.5h 可恢复到第一类水质。钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.118km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 0.25km。”

类比分析可知，本项目各平台钻屑排放量对沉积物影响范围均不会超过原报告书的预测结果，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。

#### 3) 对海洋生态影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻屑、水基钻井液排放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丧失。

##### (1) 计算方法

##### A. 悬浮物扩散造成的生物资源损失采用如下方法计算：

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

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

式中：

$W_i$ —第  $i$  种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（尾）、个（个）、千克（kg）；

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

$S_j$ —某一污染物第  $j$  类浓度增量区面积，单位为平方千米（ $\text{km}^2$ ）；

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

$n$ —某一污染物浓度增量分区总数。

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

**表 4-11 污染物对各类生物损失率**

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

根据春季渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为 99.29kg/ $\text{km}^2$ ，幼鱼平均资源密度为 19440.75 尾/ $\text{km}^2$ ；头足类成体平均资源密度为 56.78kg/ $\text{km}^2$ ，头足类幼体平均资源密度为 648.50 尾/ $\text{km}^2$ ；虾类成体平均资源密度为 41.54kg/ $\text{km}^2$ ，幼体为 9918.14 尾/ $\text{km}^2$ ；蟹类成体平均资源密度为 29.41kg/ $\text{km}^2$ ，幼体为 389.38 尾/ $\text{km}^2$ ；鱼卵平均密度为 0.106 粒/ $\text{m}^3$ ；仔稚鱼的平均密度为 0.132 尾/ $\text{m}^3$ 。

**B. 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：

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

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

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

**(2) 对底栖生物的影响**

本项目钻屑的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，泥沙

覆盖厚度越厚,对贝类等行动缓慢的底栖生物的危害也越大。根据《涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环境影响报告书》(环审[2020]97 号)中钻屑排放的预测结果,“钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.118km<sup>2</sup>,离排放点最大距离约 0.25km。”损失率按 100%计,底栖生物湿重生物量平均为 110.17g/m<sup>2</sup>,则本项目 5 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 65.0 吨。

### (3) 钻井液

项目调整井钻井液一次性排放总计 20 批次,根据类比预测结果,钻井液对水质的影响主要在海水表层(海面以下 0-11m),本次选用 11m 水深进行核算相应的损失量。计算结果见下表。

**表 4-12 施工期钻井液排放造成的渔业资源损失量**

生物资源	影响面积 (km <sup>2</sup> )		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒或 kg)	排放次数	合计 (粒或 kg)
	Bi≤1 倍	0.093					
鱼卵	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007	0.106 粒/m <sup>3</sup>	5	■	20	■
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		10	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		30	■		
				50	■		
仔稚鱼	Bi ≤ 1 倍	0.093	0.132 尾/m <sup>3</sup>	5	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		10	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		30	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		50	■		
幼鱼	Bi ≤ 1 倍	0.093	19440.75 尾/km <sup>2</sup>	5	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		10	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		30	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		50	■		
头足类幼体	Bi ≤ 1 倍	0.093	648.50 尾/km <sup>2</sup>	5	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		10	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		30	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		50	■		
虾类幼体	Bi ≤ 1 倍	0.093	9918.14 尾/km <sup>2</sup>	5	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		10	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		30	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		50	■		
蟹类幼体	Bi ≤ 1 倍	0.093	389.38 尾/km <sup>2</sup>	5	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		10	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		30	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		50	■		
鱼类成体	Bi ≤ 1 倍	0.093	99.29kg/km <sup>2</sup>	1	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		5	■		
	4 < Bi ≤ 9 倍	0.04		10	■		
	Bi ≥ 9 倍	0.031		20	■		
头足类成体	Bi ≤ 1 倍	0.093	56.78kg/km <sup>2</sup>	1	■	20	■
	1 < Bi ≤ 4 倍	0.007		5	■		

虾类成体	4<Bi≤9 倍	0.04	41.54kg/km <sup>2</sup>	10	■	20	■
	Bi≥9 倍	0.031		20	■		
	Bi≤1 倍	0.093		1	■		
	1<Bi≤4 倍	0.007		5	■		
	4<Bi≤9 倍	0.04		10	■		
	Bi≥9 倍	0.031		20	■		
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.093	29.41kg/km <sup>2</sup>	1	■	20	■
	1<Bi≤4 倍	0.007		5	■		
	4<Bi≤9 倍	0.04		10	■		
	Bi≥9 倍	0.031		20	■		

#### (4) 钻屑

以15天为1个影响周期，则总计约为21个周期（WZ11-1WHPA：52d，4个周期，WZ11-4N WHPA：41d，3个周期，WZ11-4N WHPB：40d，3个周期，WZ12-2 WHPA：32d，3个周期，WZ12-8E WHPA：108d，8个周期）。

表 4-13 本项目施工期钻屑排放造成的渔业资源损失量

生物资源	影响面积 (km <sup>2</sup> )		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒或 kg)	持续周期 (个)	合计 (粒或 kg)
鱼卵	Bi≤1 倍	0.054	0.106 粒/m <sup>3</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.054	0.132 尾/m <sup>3</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
幼鱼	Bi≤1 倍	0.054	19440.75 尾 /km <sup>2</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.054	648.50 尾 /km <sup>2</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.054	9918.14 尾 /km <sup>2</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.054	389.38 尾 /km <sup>2</sup>	5	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		10	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		30	■		
	Bi≥9 倍	0.015		50	■		
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.054	99.29kg/km <sup>2</sup>	1	■	21	■
	1<Bi≤4 倍	0.026		5	■		
	4<Bi≤9 倍	0.025		10	■		

头足类成体	$B_i \geq 9$ 倍	0.015	56.78kg/km <sup>2</sup>	20	■	21	■
	$B_i \leq 1$ 倍	0.054		1	■		
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	0.026		5	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	0.025		10	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	0.015		20	■		
虾类成体	$B_i \leq 1$ 倍	0.054	141.54kg/km <sup>2</sup>	1	■	21	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	0.026		5	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	0.025		10	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	0.015		20	■		
蟹类成体	$B_i \leq 1$ 倍	0.054	29.41kg/km <sup>2</sup>	1	■	21	■
	$1 < B_i \leq 4$ 倍	0.026		5	■		
	$4 < B_i \leq 9$ 倍	0.025		10	■		
	$B_i \geq 9$ 倍	0.015		20	■		

**表 4-14 施工期钻屑和钻井液排放造成的渔业资源损失量**

类别	钻井液	钻屑	钻屑年平均损失量	总损失量
底栖生物 (t)	■	■	■	■
鱼类成体 (t)	■	■	■	■
头足类成体 (t)	■	■	■	■
虾类成体 (t)	■	■	■	■
蟹类成体 (t)	■	■	■	■
幼鱼 (尾)	■	■	■	■
头足类幼体 (尾)	■	■	■	■
虾类幼体 (尾)	■	■	■	■
蟹类幼体 (尾)	■	■	■	■
鱼卵 (粒)	■	■	■	■
仔稚鱼 (尾)	■	■	■	■

#### 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实际响年限低于 3 年的，按 3 年补偿”，本次调整井施工阶段钻井液扩散造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。钻屑扩散造成的生物资源损害属持续性损害，施工时长为 2 年，故按 3 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。商品鱼苗接近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i=W_i \times E_i$$

式中： $M_i$ —第*i*类渔业生物资源的经济损失额（元）； $W_i$ —第*i*类渔业生物资源的损失量（kg）； $E_i$ —生物资源的商品价格。生物资源、底栖生物的价格按近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，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 0.8 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 计算。

经计算可知，本次调整井造成生物资源损失金额 [REDACTED]，折合单口井补偿金额约 [REDACTED]。

**表 4-15 本项目造成的渔业损失价值估算**

渔业资源	损失量	折算损失量	单价	经济补偿（万元）	
				补偿倍数	金额
底栖生物（t）	[REDACTED]	[REDACTED]	1.2 万元/t	3	[REDACTED]
鱼卵（×10 <sup>6</sup> 粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	1 元/尾		[REDACTED]
仔稚鱼（×10 <sup>6</sup> 尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	1 元/尾		[REDACTED]
幼鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	1 元/尾		[REDACTED]
头足类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	0.4 元/尾		[REDACTED]
虾类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	0.3 元/尾		[REDACTED]
蟹类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	5 元/尾		[REDACTED]
鱼类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	1.2 万元/t		[REDACTED]
头足类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	1.2 万元/t		[REDACTED]
虾类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	1.2 万元/t		[REDACTED]
蟹类成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	1.2 万元/t		[REDACTED]
总计					[REDACTED]

### 5、对水产种质资源保护区的影响分析

项目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内。项目同区域的“涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程”于 2020 年开展了水产种质资源保护区影响专题论证。《涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程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评价专题报告》（2020 年 3 月）的结论为：北部湾涠洲 5-7、11-2 油田建设及 WZ12-1WHPC 平台钻完井作业将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生态环境造成一定的负面影响，但该影响属于短期的、可恢复性质，可以通过落实生态环境保护对策措施减缓影响；受损的生态与环境可以通过人工增殖放流等生态补偿措施给予修复。拟建工程存在发生溢油的环境风险，发生溢油时的生态与环境损害严重。在建设单位认真落实本专题报告和环

	<p>评报告提出的各项环境保护对策措施、风险防范措施、海洋生态修复措施的前提下，        涠 5-7、11-2 油田工程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具        备生态环境可行性。</p> <p>本项目与的“涠洲 5-7 油田/11 -2 油田二期开发工程”位于同一海域，钻屑、钻        井液排放量及源强均不超该工程，钻井液和钻屑的排放悬浮物超一类范围最大不超        0.5km，停止排放后不超 9.5h 可恢复第一类水质，对周围海洋环境影响范围较小且        短时间内可恢复，其他污染物按相关法律法规及标准要求处理处置。项目施工期采        取钻井液和钻屑排放拟避让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 日的措施，并针对渔业资源损失以增殖放流的形        式进行生态修复。类比《涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程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评价专题报告》（2020 年 3 月）的结论，        在建设单位认真落实本专题报告和环评报告提出的各项环境保护对策措施、风险防        范措施、海洋生态修复措施的前提下，本调整井工程的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具备生态环境可行性。</p>
运营期生态环境影响分析	<p><b>1、运营期生态环境影响分析</b></p> <p>本项目投产后，不新增平台定员、不新增其他生产设施和生活设施。因此生活        污水、生活垃圾产生量不变。</p> <p><b>(1) 生产垃圾</b></p> <p>本项目调整井工程包括 4 口新钻井和 16 口侧钻井。生产阶段工程运营将会产生        一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 1        口井生产垃圾产生量约为 1t/a 计算，新钻井为 4 口，16 口侧钻井不新增生产垃圾，        则年产生的生产垃圾共约 4t/a，经分类收集后运回陆上进行处理，生产垃圾中的危险        废物运回陆地交由有资质单位处理。</p> <p><b>(2) 含油生产水</b></p> <p>本次调整井投产后，WZ12-8E WHPA 平台生产物流处理至液相含水 50%后输送        至 WZ12-1PUQB/PUQ 平台处理，WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、        WZ11-4N WHPB 平台和 WZ12-2 WHPA 平台含油生产水依托现有 WZ12-1        PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水部分回注地层，        其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（含油量≤20mg/L）。根据建设单位提供的        数据，WZ12-1PUQ 平台排海的生产水量最大为 ██████████，油田含油生        产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强（7500m<sup>3</sup>/d），对所在海域生物</p>

	<p>生态和渔业资源的影响不会加重，含油生产水造成的渔业资源损失已在原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生产修复和补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。</p> <p><b>2、运营期环境风险分析</b></p> <p>本项目在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞、地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。</p>
<p>选址 选线 环境 合理性 分析</p>	<p>本项目为调整井工程，均在油田现有安全作业区范围内建设，不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。</p>

## 五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施</p> <p>本次调整井施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生活污水、船舶污染物（机舱含油污水、生活垃圾、生活污水、洗井废水）和生产垃圾。</p> <p>（1）钻井液、钻屑</p> <p>钻井阶段产生的水基钻井液和钻屑将根据《海洋监测规范》(GB17378.5-2007)和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(附录B·水基钻井液和水基钻井液钻屑含油量的分析方法)》(GB4914-2008)中的规定方法进行检测，检测内容包括含油量、汞、镉和生物毒性，其中含油量的检测为现场抽样检测(不少于2次/天)和交检测机构进行检测(1次/月)；汞、镉和生物毒性在钻井阶段每月送至具有海洋环境调查资质的检测机构进行检测。</p> <p>水基钻井液和钻屑的检测结果显示满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准(含油量≤1%；Hg≤1mg/kg；Cd≤3g/kg)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) GB18420.1-2009)一级标准(生物毒性容许值≥30,000mg/L)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。</p> <p>油基钻井液钻屑经热机械处理后检测结果满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准(含油量≤1%；Hg≤1mg/kg；Cd≤3g/kg)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) (GB18420.1-2009)一级标准(生物毒性容许值≥30000mg/L)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。</p> <p>平台钻井期间各平台备10个岩屑回收箱，值班拖轮存放20个左右岩屑回收箱（容积2m<sup>3</sup>/箱），当检测到不满足排放标准的钻屑，立刻回收岩屑至岩屑回收箱，装满即吊运回拖轮甲板，在拖轮上周转时间约3天后航运至码头交有资质单位接收处理。</p> <p>油基钻井液或不满足排放标准的水基钻井液，分别回收至钻井平台泥浆池（总容积约400~500m<sup>3</sup>，泥浆池约6个，单个泥浆池容积为10~110m<sup>3</sup>）同时泵输到拖轮船舱（容积120至600m<sup>3</sup>、周转时间15至20天），航运至码头，其中油基钻井液交回油基钻井液提供单位接收处理，不满足排放标准的水基钻井液交有资质单位处理。</p> <p>（2）生活污水和生活垃圾</p> <p>施工人员的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，船舶生活污水和生</p>
-------------	--

生活垃圾的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求：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，塑料制品及其他垃圾运回陆地处理。

钻井平台生活垃圾全部运回陆地处理。

#### （3）船舶机舱含油污水

施工船舶机舱含油污水经船舶含油污水处理装置处理达标后排海。

依照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的规定，所有参加海上施工作业船舶都按要求配备油水分离器，机舱含油污水经船用油水分离器处理，并满足船级社相关认证，使其含油浓度不大于 15mg/L。钻井平台机舱含油污水依照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）要求排放浓度含油量低于 15mg/L。

#### （4）生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地委托有资质单位进行处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

#### （4）洗井废水

项目调整井施工洗井废水就近进生产流程，不排海。

#### （6）废气

施工期废气主要来自于施工船只及机械排放的柴油机尾气，主要污染物 NO<sub>2</sub>、SO<sub>2</sub>、CO、烟尘等，此类废气只在施工期间产生，为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

本项目位于《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》排放控制区之外，施工船舶应满足《2020 年全球船用燃油限硫令实施方案》（海事局公告 2019 年第 20 号）相关规定：自 2020 年 1 月 1 日起，国际航行船舶进入中华人民共和国管辖水域应当使用硫含量不超过 0.50%<sub>m/m</sub> 的燃油。

### 2、生态保护对策措施

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

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，本次共

计实施 20 口井，钻井液采用完钻一口排放一次的方式，钻屑为随钻随排，经核算每口井补偿金额 [REDACTED]，本项目造成生物资源补偿金额共约 [REDACTED]，并纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位可根据工程实际实施情况采取增殖放流等生态补偿措施，从而维持海洋生物资源可持续利用。

### 3、施工期环境风险防范与应急措施

针对本项目可能发生的风险事故编制了“环境风险专项”，本小节引用该专项的主要结论，施工期间最主要的环境风险类型为船舶碰撞事故、井喷井涌、运输船向钻井平台输送油基钻井液软管破裂等。建设单位需确保安全施工作业。施工期应采取防范措施，减少事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

(1) 避开在雾季、台风季节施工。施工做好通航安全保障措施，设置明显警示标识，密切关注周围船舶动态，切实保障船舶航行安全。

(2) 作好船舶调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

(3) 施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让措施。根据作业需要，划定与施工作业相关安全作业区；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域。

(4) 施工期油基钻井液运输船舶将泥浆舱向钻井平台泥浆池经软管输送钻井液时，需要严格按输送作业有严格的操作规定，加强监视，软管定期更换，加强保养。

(5) 在预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，降低海上溢油的环境污染程度。

建设单位按照《中华人民共和国海洋环境保护法》等相关规定，编写了《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划（2023 年版）》并于 2023 年 8 月取得备案。溢油应急计划内容包括海上施工和生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等，可满足本项目溢油应急的需求。

运营期生态环境保护措施	<p><b>1、污染防治对策措施及生态保护对策措施</b></p> <p>本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水及生产垃圾，不新增生活污水、生活垃圾等、不新增船舶污染物。生产垃圾全部运回陆上处理，危险废物交有相应危废资质单位处理。含油生产水依托现有 WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，生产水最大产生量 [REDACTED]，未超过原环评生产水最大产生量 [REDACTED]，未超过设施的设计处理能力 [REDACTED]，对海洋环境的影响程度均未超过原环评，对海域的影响没有增加。</p> <p>运营期船舶生活污水经生活污水处理装置处理（电解法）达标后排海，船舶生活污水和生活垃圾的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求：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，塑料制品及其他垃圾运回陆地处理。船舶机舱含油污水经船舶含油污水处理装置（船用油水分离器，重力分离法）处理达标后排海。依照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的规定，所有参加海上施工作业的船舶都按要求配备油水分离器，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。</p> <p><b>2、运营期环境风险防范与应急措施</b></p> <p>针对本项目运营期的井喷/井涌、海底管线泄漏、供应船向平台输油软管破裂泄漏、船舶碰撞风险，建设单位制定了风险防范措施及应急处置措施，详见附录“环境风险专项评价”5.2 节、5.3 节。</p>
其他	<p>本次调整井投产后，纳入涠洲油田现有跟踪监测计划中，监测含油生产水中的石油类；监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。依托现有跟踪监测计划，对所在海域的海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。</p> <p>本调整井项目不新增定员，不新增生活污水排放；投产后含油生产水未超原环评总量，本次环评无需申请总量。</p>
环保	<p>本项目环保投资约 [REDACTED]，主要用于钻井期间钻井液、钻屑送检检测、废弃</p>

投资

物处置、生态补偿等。

**表 5-1 环保投资表**

序号	项目	金额（万元）
1	钻井液、钻屑送检检测、废弃物处置	■
2	生态补偿	■
总计		■

## 六、生态环境保护措施监督检查清单

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	<p>钻井液循环使用，从井口返出的钻井液通过振动筛以及离心机等设备进行分离处理后，钻井液返回泥浆池。除油基钻井液收集运回陆地交有资质单位处理外，水基钻井液和钻屑经检验合格、油基钻井液钻屑经处理达标后排海，不合格收集运回陆地交有资质单位处理。</p> <p>生活污水经拖轮或钻井平台生活污水处理装置处理达标后排海；船舶机舱含油污水处理达标后排海</p> <p>施工钻井液和钻屑排放避让二长棘鲷一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</p>	<p>油基钻井液收集运回陆地交有资质单位处理，检查相关交接手续；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》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物毒性》（GB18420-2009）一级海区排放标准排海；</p> <p>船舶生活污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）；</p> <p>钻井平台生活污水及机舱含油污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》，（GB4914-2008）一级标准。</p> <p>船舶机舱含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）</p>	<p>平台生活污水依托油田现有水处理装置处理达标后排海，含油生产水依托油田现有生产水处理装置处理达标后回注/排海</p>	<p>符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准及《海洋石油勘探开发污染物毒性》（GB18420-2009）一级海区排放标准排海/处理</p>
地表水环境	/	/	/	/

内容要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	施工船舶使用符合要求的燃料油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》	/	/
固体废物	海上平台生活及生产垃圾运回陆地处置；船舶除食品废弃物在距最近陆地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	海上平台生活及生产垃圾符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求；船舶垃圾符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	海上平台生活及生产垃圾运回陆地处置	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准
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	溢油应急计划	/	溢油应急计划
环境监测	/	/	纳入《涠洲5-7油田/11-2油田二期开发工程及涠洲12-1油田调整工程环境影响报告书》（2020年）现有跟踪监测计划	/
其他	/	/	/	/

## 七、结论

本项目工程内容为在现有 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2 WHPA 平台和 WZ12-8E WHPA 平台实施 20 口调整井工程。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，因此需编制环境影响报告表。

(1) 本项目为海洋油气勘探开采项目的附属工程，属于《产业结构调整指导目录(2019 年本)》（2021 年修改）中的“鼓励类”，不在广西壮族自治区国土空间规划范围和广西壮族自治区“三区三线”划定范围内，本项目符合广西壮族自治区“三区三线”、广西壮族自治区国土空间规划的相关要求。经分析，本项目与《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021 年 9 月）、《北海市人民政府关于实施“三线一单”生态环境分区管控的意见》（北政发〔2021〕8 号）和《钦州市“三线一单”生态环境分区管控实施意见》（钦政发〔2021〕13 号）的管理要求相协调。

(2) 施工期油基钻井液、钻井平台生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；钻井平台生活污水依托钻井平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。船舶机舱含油污水经船用水分离器处理，使其含油浓度不大于 15mg/L 后排放。施工船舶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。本项目施工船舶产生的生活垃圾和生产垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中相关要求。

(3) 钻井施工阶段钻屑、水基钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；钻屑排放对海底沉积物影响不大，单个平台钻屑覆盖 2cm 厚度面积不会超过 0.118km<sup>2</sup>。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。

(4) 本项目投产后不增加生产定员，故运营期不新增生活污水和生活垃圾；运营期生产垃圾运回陆地处理。本项目投产后含油生产水处理达标后排海，对周围海域海洋环境的影响不会增加。本项目运营期对海洋环境的影响较小。

(5) 工程存在一定溢油风险，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《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划（2023 年版）》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案，该溢油应急计划将油田调整

项目纳入其中统一考虑，需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，最大程度地预防海上作业期间溢油事故的发生。

(6) 建设单位在平台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计划的基础上，从环境保护角度讲，本项目建设可行。

附表 1 海水水质实测数据及评价结果表

表1-1d 各站表层海水水质评价结果表（一类标准）

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P1															
P2															
P3															
P4															
P5															
P6															
P7															
P8															
P9															
P10															
P11															
P12															
P13															
P14															
P15															
P16															
P17															
P18															
P19															
P20															
P21															
P22															
P23															
P24															

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P25															
P26															
P27															
P28															
P29															
P30															
最大值															
最小值															
超标率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

备注：当检出率占样品数的1/2以上（包括1/2）或不足1/2时，未检出部分分别按检出限的1/2和1/4量值参与统计。

表1-1e 各站中层海水水质评价结果表（一类标准）

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P1															
P2															
P3															
P4															
P6															
P7															
P8															
P9															
P10															
P11															
P12															
P13															
P14															

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P15															
P16															
P17															
P18															
P19															
P20															
P21															
P22															
P23															
P24															
P25															
P26															
P27															
P28															
P29															
P30															
最大值															
最小值															
超标率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	/	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

备注：当检出率占样品数的1/2以上（包括1/2）或不足1/2时，未检出部分分别按检出限的1/2和1/4量值参与统计。

表1-1f 各站底层海水水质评价结果表（一类标准）

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P1															
P2															
P3															

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
P4															
P5															
P6															
P7															
P8															
P9															
P10															
P11															
P12															
P13															
P14															
P15															
P16															
P17															
P18															
P19															
P20															
P21															
P22															
P23															
P24															
P25															
P26															
P27															
P28															
P29															
P30															

项目 站位	pH	DO	COD	无机氮	磷酸盐	油类	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	砷	汞
最大值															
最小值															
超标率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	/	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

备注：当检出率占样品数的1/2以上（包括1/2）或不足1/2时，未检出部分分别按检出限的1/2和1/4量值参与统计。

附表 2 沉积物质量实测数据及评价结果表

表2-2 沉积物质量评价结果（一类标准）

项目 站位	石油类	有机碳	硫化物	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞
P1										
P5										
P7										
P8										
P16										
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P25										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
最大值										
最小值										
超标率%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

备注：当检出率占样品数的 1/2 以上（包括 1/2）或不足 1/2 时，未检出部分分别按检出限的 1/2 和 1/4 量值参与统计。

附表3 海洋生态环境监测结果表

附表4 生物体质量监测结果及评价结果表

表4-2 鱼类生物体质量污染指数表

站位	样品类型	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P1	马头鱼							/	/
P5	沙丁鱼							/	/
P7	沙丁鱼							/	/
P8	马头鱼							/	/
P12	沙丁鱼							/	/
P13	沙丁鱼							/	/
P14	鲳鱼							/	/
P16	马头鱼							/	/
P20	半滑舌鳎							/	/
P21	马头鱼							/	/
P22	马头鱼							/	/
P23	马头鱼							/	/
P24	沙丁鱼							/	/
P25	沙丁鱼							/	/
P26	沙丁鱼							/	/
P27	沙丁鱼							/	/
P28	马头鱼							/	/
P29	沙丁鱼							/	/
P30	沙丁鱼							/	/
	最大值							/	/
	最小值							/	/
	超标率	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	/	/

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

表4-3 软体动物（双壳类）生物体质量污染指数表（一类标准评价）

站位号	样品类型	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P1	波纹巴非蛤								
P5	波纹巴非蛤								
P7	波纹巴非蛤								
P8	波纹巴非蛤								
P12	波纹巴非蛤								
P13	波纹巴非蛤								
P14	波纹巴非蛤								
P16	波纹巴非蛤								
P20	波纹巴非蛤								
P21	波纹巴非蛤								
P22	波纹巴非蛤								
P23	波纹巴非蛤								
P24	波纹巴非蛤								

P25	波纹巴非蛤								
P26	波纹巴非蛤								
P27	波纹巴非蛤								
P28	波纹巴非蛤								
P29	波纹巴非蛤								
P30	波纹巴非蛤								
最大值									
最小值									
超标率		0.00%	0.00%	0.00%	5.26%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

表4-4 甲壳类生物体质量污染指数表

站位号	样品类型	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P1	日本蟳							/	/
P5	日本蟳							/	/
P7	日本蟳							/	/
P8	日本蟳							/	/
P12	日本蟳							/	/
P13	日本蟳							/	/
P14	日本蟳							/	/
P16	日本蟳							/	/
P20	日本蟳							/	/
P21	日本蟳							/	/
P22	日本蟳							/	/
P23	日本蟳							/	/
P24	日本蟳							/	/
P25	日本蟳							/	/
P26	日本蟳							/	/
P27	日本蟳							/	/
P28	日本蟳							/	/
P29	日本蟳							/	/
P30	日本蟳							/	/
最大值								/	/
最小值								/	/
超标率		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	/	/

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

表4-5 软体动物（非双壳类）生物体质量污染指数表

站位号	样品类型	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P1	短蛸							/	/
P5	短蛸							/	/
P7	短蛸							/	/
P8	短蛸							/	/
P12	短蛸							/	/
P13	短蛸							/	/
P14	短蛸							/	/

站位号	样品类型	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P16	短蛸							/	/
P20	短蛸							/	/
P21	短蛸							/	/
P22	短蛸							/	/
P23	短蛸							/	/
P24	短蛸							/	/
P25	短蛸							/	/
P26	短蛸							/	/
P27	短蛸							/	/
P28	短蛸							/	/
P29	短蛸							/	/
P30	短蛸							/	/
最大值								/	/
最小值								/	/
超标率		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	/	/

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

表4-6 软体动物（双壳类）污染指数表（按第二类标准评价）

站位	样品名	石油烃	Hg	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As
P1	波纹巴非蛤								
P5	波纹巴非蛤								
P7	波纹巴非蛤								
P8	波纹巴非蛤								
P12	波纹巴非蛤								
P13	波纹巴非蛤								
P14	波纹巴非蛤								
P16	波纹巴非蛤								
P20	波纹巴非蛤								
P21	波纹巴非蛤								
P22	波纹巴非蛤								
P23	波纹巴非蛤								
P24	波纹巴非蛤								
P25	波纹巴非蛤								
P26	波纹巴非蛤								
P27	波纹巴非蛤								
P28	波纹巴非蛤								
P29	波纹巴非蛤								
P30	波纹巴非蛤								
最大值									
最小值									
超标率%		0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

## 附图

附图 1 本项目地理位置图

附图 2 本项目施工平台与涠洲油田群其他平台位置示意图

附图 3 本项目与广西壮族自治区国土空间规划的位置关系

附图 4 本项目与广西壮族自治区“三区三线”的位置关系

附图 5 本项目与广西壮族自治区“三线一单”管控单元位置关系

附图 6 本项目与北海市“三线一单”管控单元位置关系

附图 7 本项目与钦州市“三线一单”管控单元位置关系图

附图 8 本项目与南海北部幼鱼繁育场保护区位置关系图

附图 9 本项目与水产种质资源保护区位置关系示意图

附图 10 本项目与周围渔业三场一通道位置关系示意图

## 附件 1 项目委托书

# 中海石油（中国）有限公司湛江分公司

---

## 关于涠洲油田群20口调整井项目环评委托书

海油环境科技(北京)有限公司:

中海石油（中国）有限公司湛江分公司计划实施涠洲油田群20口调整井项目，为满足本项目环评需求，特委托贵公司按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展涠洲油田群20口调整井项目环境影响评价工作，编制涠洲油田群20口调整井项目环境影响报告。

特此委托。

中海石油（中国）有限公司湛江分公司

2023年10月18日

（联系人及电话：路亚辉 0759-3910481）

---

附件 2 关于涠洲 11-1/6-1/11-4N 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函

附件 3 关于涠洲 12-8 油田东区开发项目环境影响报告书的批复

附件 4 关于涠洲 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核准意见的批复

附件 5 国家海洋局关于涠洲 11-1/6-1/11-4N 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复

附件 6 生态环境部关于涠洲 12-8 油田东区开发项目环境保护设施竣工验收的批复

附件 7 国家海洋局关于涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境保护设施竣工验收延期有关问题的复函

附件 8 涠洲油田群溢油应急计划备案表

附件 9 钻屑、钻井液监测报告

附件 10 危废协议及资质

附件 11 海洋环境现状调查 CMA 报告封面

## 附录

# 涠洲油田群 WZ11-1-A18H1 等 20 口调整井环境

## 风险专项评价

### 1. 评价依据

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

#### 1.1 风险调查

经过风险调查，本次调整井工程所涉及的危险物质主要为原油、柴油、油基钻井液白油、天然气等。危险物质分布于海上平台设施设备，海上钻井平台、船舶燃料舱（海上钻井平台燃油及船舶燃料油均为柴油）及钻井平台泥浆池中。理化性质及危险特性如下。

表 1.1-1 原油理化性质及危险特性表

类别	内容			
标识	中文名称	原油	英文名称	Petroleum; Crude oil
	CAS 号	8002-05-9		
理化特性	外观与气味	原油是一种从地下深处开采的黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深		
	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂		
	性质特点	性质因产地而异。		
	熔点（℃）	-30~30	沸点（℃）	-1~565
	相对密度	水=1	0.867~0.949	闪点（℃）
		空气=1	>1	引燃温度（℃）
	爆炸极限（%）	0.7~5	辛醇/水分配系数	2~6
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石油脑、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料			
危害信息	危险性类别	第 3 类易燃液体		
	燃烧与爆炸危险性	易燃。其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃和爆炸（闪爆）。		
	活性反应	与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸		
	禁忌物	强氧化剂		
	毒性	未见原油引起慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。		
侵入途径	吸入，食入			

表 1.1-2 柴油理化性质及危险特性表

标识	中文名：柴油	英文名：Diesel Oil
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：282-338
	相对密度：（水=1）0.87-0.9	
危险特性	燃烧性：易燃	闪点（℃）：38
	引燃温度（℃）：257	
	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub>	
	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。	
	灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医	

表 1.1-3 天然气理化特性及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（℃）：-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）：889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub> 、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。				
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m <sup>3</sup> ）			
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类			
健康危害	侵入途径：吸入			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、			

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

表 1.1-4 油基钻井液白油理化特性及危险性质

名称	中文名：白油	
主要成分	石蜡基加氢基础油，CAS：64742-54-7	
理化特性	外观与性状：无色透明液体，无味，无刺激性	溶解性：不溶于水，溶于醇、醚、酮、脂等大部分有机溶液
	密度：（20℃）：<820 kg/m <sup>3</sup>	应避免的物质：强氧化剂
	闪点（开口）：不低于 100℃	稳定性：在正常状况稳定
危险特性	燃烧性：丙 B 类可燃液体	有害分解产物：在环境温度下不分解
	有害反应的可能性：不会发生有害反应	
	环境危害：对环境有危害，应防止对土壤、水体的污染	
毒理性质	潜在急性健康危害，急性毒性：急性毒性较低	
健康危害	无明显危害	
	在某些应用场合可能会产生油雾，过度暴露于液体和油雾时可能会引起皮肤及眼睛刺激，可能导致呼吸系统刺激与损伤，并加重原有的哮喘等呼吸道疾病。不慎大量食入严重损害消化系统，应及时采取抢救措施吐	
急救	吸入时：迅速脱离现场至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如果出现头昏、恶心、或者神志不清,请立刻就医。	
	食入时：饮足量温水，催吐，大量吞服者，应立即送医院诊治，在医师的指导下采取催吐或其它的救护措施。	
	眼睛接触：立即翻开上、下眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗，若发生持续刺激，则需就医。	
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂和大量流动清水洗净被污染的部分。如果产品被注入皮下或者人体任何部位,无论伤口的的外观或大小，必须立即送医院进行外科检查治疗	
泄漏处理	应急处理：当发现泄漏时，立即切断火源，隔离可燃物。经风险评价，必要时组织污染区人员撤离至安全区。在清除泄漏物时，必须佩戴个人安全防护器材。 应急抢险过程，应注意防止人身伤害及环境污染等次生灾害。 小量泄漏：尽可能将溢漏液收集在密闭容器内，用砂土、活性炭或其它惰性材料吸收	

	残液，也可以用不燃性分散剂制成的乳液刷洗，洗液应进行无害化处置。 大量泄漏：根据风险程度向相关部门进行情况通报。构筑围堤或挖坑收容。用泵转移至密闭容器内，回收或运至废物处理场所处置
储运	应密闭储存，贮存在阴凉、干燥、通风的场所，远离明火、高温热源、强氧化剂和易燃物，避免混入水及杂质等异物。贮存区域应配备必要的消防器材，泄漏应急处理器材。空容器中可能还残留部分产品，勿明火加热、切割、焊接

## 1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B“重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，天然气的临界量为 10t。

根据建设单位提供资料，本项目不涉及新增平台的管汇、储罐等，天然气最大存在量和原油最大存在量均远小于《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）其中对应的临界值，危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

## 1.3 风险评价等级

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

表 1.3-1 环境风险评价工作等级划分

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

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

## 2. 环境敏感目标概况

本项目距离保护区、生态保护红线等敏感目标较远，本项目距离最近的生态保护红线约为 22km。本项目周边无自然保护区、海洋特别保护区和海洋生态保护红线等。本项目周边主要敏感目标为水产种质资源保护区、重要渔业水域和渔业资源保护区，详见下表及附图 8、附图 9 和附图 10。

表2.1-1 环境风险敏感目标分布表

类型	环境敏感区名称	保护对象/管理要求/保护期	方位	最近距离 (km)
渔业资源保护区	南海北部幼鱼繁育场保护区	幼鱼、幼虾		位于其中
重要渔业水域	北部湾金线鱼产卵场	金线鱼, 产卵期 2-6 月	西南	■
	北部湾蓝圆鲹产卵场	蓝圆鲹产卵盛期 3~5 月		位于其中
	北部湾绯鲤类产卵场	绯鲤类, 产卵盛期 4~5 月		位于其中
	北部湾二长棘鲷产卵场	二长棘鲷, 产卵盛期 12~2 月		位于其中
	北部湾长尾大眼鲷产卵场	长尾大眼鲷, 产卵期 5~7 月	西北	■
水产种质资源保护区	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	二长棘鲷和长毛对虾, 特别保护期为 1 月 15 日至 3 月 1 日		位于其中
	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区实验区	二长棘鲷和长毛对虾, 特别保护期为 1 月 15 日至 3 月 1 日	北	■
国家地质公园	涠洲岛火山国家地质公园	地质遗迹、自然环境	东北	■
海洋保护区	涠洲岛海洋保护区	珊瑚礁及其生境	东北	■
	斜阳岛海洋保护区	珊瑚礁及其生境	东	■
	三娘湾海洋保护区	中华白海豚及其栖息环境	北	■
	广西近海南部海洋保护区	近海生物资源及其产卵场	西北	■
自然保护区	广东雷州珍稀海洋生物国家级自然保护区	珍稀海洋生物及其栖息地, 以及珊瑚礁、海藻场与红树林等典型海洋生态系统	东	■
	广西涠洲岛自然保护区	候鸟和旅鸟及其栖息环境	东北	■
渔业资源保护区	二长棘鲷幼鱼保护区	二长棘鲷幼鱼	北	■

### 3. 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，船舶碰撞事故，平台容器和工艺管道泄漏，依托海底管线油气泄漏、供应船向钻井平台输送油基钻井液软管破裂、供应船向钻井平台输送柴油软管破裂以及地质性溢油事故等。

##### (1) 井喷/井涌

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。本项目共实施 20 口调整井，均为生产井，经计算，发生井喷的概率为  $5.2 \times 10^{-5}$  次/a；发生井涌的概率为  $5.8 \times 10^{-5}$  次/a。

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	$2.9 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-6}$	次/(井·a)
注水井	-	$2.4 \times 10^{-6}$	次/(井·a)

由于钻井平台和泥浆池区均为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且此区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

##### (2) 平台火灾/爆炸

设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸。在钻井作业期间若地层中的可燃流体伴随着钻井液进入泥浆池，聚集到爆炸浓度时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便会酿成火灾和爆炸。油田生产阶段，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。

参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

- 井口区，约为  $1.0 \times 10^{-3}$  次/年；
- 油气处理区，约为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/年；
- 油气输送区，约为  $3.0 \times 10^{-4}$  次/年；

本项目在 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2 WHPA 平台、WZ12-8E WHPA 平台共 5 个平台实施 20 口调整井，本项目为新增调整井工程，

不新增其他设施设备，不增加区域风险概率，平台火灾爆炸不属于本项目的风险。

### (3) 船舶碰撞事故

施工期间各生产平台附近主要有钻井平台和工作船；运营期不新增值班船及运输船供应，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 3.1-2。

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	$8.8 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$3.9 \times 10^{-6}$
外来航船	$2.5 \times 10^{-5}$	0.17	26%	$1.1 \times 10^{-6}$

本项目施工期发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为  $5.0 \times 10^{-6}$  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  $5.0 \times 10^{-7}$  次/a。

### (4) 依托海底管线油气泄漏

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。

本项目不新建海底管道，投产后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，因此海底管道油气泄漏引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

### (5) 平台容器和工艺管道泄漏

项目在生产阶段平台容器和工艺管道由于阀门失效、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，如泄漏后处理和收集不当，则可能导致溢油入海。

本项目不在平台新增容器和工艺管道，不属于本项目新增的风险。

### (6) 输油软管破裂

在供应船向平台输油时操作失误或输油软管破裂可能造成柴油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，输油作业时供应船与输油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

施工期油基钻井液运输船舶向钻井平台输送油基钻井液时，操作失误或软管破裂有可能造成油基钻井液泄漏入海，由于输送作业有严格的操作规定，软管定期更换，同时输送软管较短，内部液量很小，作业时供应船与输送设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

### (7) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，若储层附近恰

好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

地质性溢油风险分析详见 4.3 节。

### 3.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（原油、柴油、油基钻井液白油）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.2-1 风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、油基钻井液白油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）、大气

## 4. 环境风险分析

本项目拟在 WZ11-1 WHPA 平台、WZ11-4N WHPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-2 WHPA 平台和 WZ12-8E WHPA 平台实施 20 口调整井工程，以上 5 个平台与 WZ5-7 WHPA 平台距离在 13km 至 30km 之间，针对本次调整井工程可能发生的风险，其影响通过类比《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》（环审〔2020〕97 号）中的相关内容，该报告书环境风险预测与评价章节已经考虑了井喷、火灾和爆炸、（船舶）燃料油泄漏、海底管道泄漏等风险，并确定海管/立管泄漏事故为最大可信事故，选取从 WZ5-7 WHPA 平台至 WZ11-1N WHPA 平台长约 7.8km 的 6"混输海底管道计算最大溢油量为 85t（93m<sup>3</sup>），进行了 100m<sup>3</sup> 的溢油风险预测，假定 WZ5-7 WHPA 平台（XXXXXXXXXX）附近为溢油位置。预测结果显示，除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移和扩散的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。涠洲油田群附近海域主要环境敏感目标为海洋保护区、产卵场、渔业资源保护区等。WZ5-7 WHPA 平台位于二长棘鲷长毛对虾种质资源保护区核心区、北部湾蓝圆鲹产卵场、北部湾二长棘鲷产卵场和北部湾绯鲤类产卵场内，故无论在何种风向下发生溢油事故，均会对敏感区产生影响，因此应引起足够重视，做好应急响应的准备。

本次调整井项目环境风险没有超过原环评报告书的范围。

### 4.1 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对

周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO<sub>2</sub>、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

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

## 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，降低或抑制其生殖行为，影响其正常生理功能，降低增长率。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物、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

#### 4.2.3 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。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

### 4.3 地质性溢油风险分析

#### 4.4 浅层气风险分析

### 5. 环境风险防范对策措施和应急方法

#### 5.1 施工期风险防范措施

##### 5.1.1 钻井期井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

- ① 严格实施钻井作业规程；
- ② 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- ③ 油管强度设计采用较高的安全系数；
- ④ 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；
- ⑤ 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- ⑥ 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- ⑦ 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- ⑧ 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理体系；
- ⑨ 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- ⑩ 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

##### 5.1.2 船舶碰撞风险防范措施

为有效减少船舶碰撞事故发生，对船舶碰撞事故进行预防和综合控制，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。

① 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。操作人员认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；使用安全航速；配齐必要的助航仪器（配备 AIS 船舶防撞系统）。

② 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，充分利用听觉、雷达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。

③ 协助相关部门作好进作业船舶的调度工作，严格执行操作规程，避免船舶碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

④ 合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告。

⑤ 施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要措施，同时向上级及主管部门报告。

⑥ 发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油舱管系统阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢

油。

⑦在施工期间，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向相关管理部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

### 5.1.3 开发井防碰风险防范措施

①防碰井段作业期间实时模拟轨迹变化，有重大风险及时汇报请示。

②加强参数曲线变化监测，安排录井捞砂及邻井观察等人员到位，录井应每 2 米甚至加密至半米捞砂一次，观察返出钻屑是否含有水泥及铁屑，如有则即使停钻循环。

③浅层防碰钻进至安全井段且无磁干扰情况下，视具体情况决定是否需要陀螺复测轨迹。

④钻进中一旦发生钻具憋跳及其他井眼相碰征兆，立即将钻头提离井底 5 米以上，循环观察，适当降低排量和转速，避免在井底静止大排量循环。

⑤测斜期间判断  $B_{total}$  和  $Dip$  值是否正常。

⑥如实际钻进过程中井眼防碰难以通过，则重新进行绕障设计和定向井施工方案。

⑦通知生产平台，在防碰井段作业期间，加强邻井相关压力监测，有异常及时通知。

### 5.1.4 供应船向钻井平台输送油基钻井液、柴油软管破裂

严格按输送作业操作规定操作，软管加强保养，定期更换，作业时供应船与输送设施加强值班监视，一旦发生事故立即关泵停输。

## 5.2 运营期风险防范措施

针对本项目运营期的井喷/井涌、海底管线泄漏、供应船向平台输送柴油软管破裂、船舶碰撞风险，建设单位制定了以下风险防范措施：

(1) 针对运营期可能发生的井喷等地质性溢油事故，建设单位制定了一系列风险防范措施，设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备等。

(2) 开关井时严格遵守阀门开关顺序和互锁逻辑，保持开关井压力平衡；当阀门前后压力不平衡时，通过注入甲醇，在阀门前后压力平衡后，方可打开阀门。

(3) 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

(4) 水下生产设施处于全浸区及海泥中，水下基盘选材时考虑腐蚀问题，采取必要的绝缘措施。为防止安装或其它作业期间海上落物、渔船拖网等，水下生产系统安装防护罩；脐带缆安装时考虑配重问题。

(5) 设施人员应关注海面,通知守护船按时沿设施巡视,并把巡视情况汇报中控记录,发现油膜、气泡及油带立即报告。

(6) 针对海底管道溢油事故,主要制定了以下防范措施:

1) 采取管道完整性管理的方法实现对海底管线的事故防范;

2) 制定相应的管线保护和检测程序;值班船加强对管线沿途进行巡视;对海底管道进行不定期和定期检测,尤其是加强对依托的现有混输管道的检测;

3) 设置压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置;设置相应的应急关断系统。

(7) 加强供应船向平台输油软管质量检查,进行定期保养维护,定期更换,输油作业时供应船与输油设施加强值班监视,软管输油作业严格按规操作,一旦发生事故立即关泵停输。

(8) 本项目不新增运营期船舶碰撞溢油风险,针对运营期船舶原有碰撞风险,作业单位主要执行了以下措施:

1) 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。

2) 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。本项目具体有以下几方面的管理措施:

A. 认真学习《海上避碰规则》,严格遵守航行法规;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。

B. 充分利用听觉、雷达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(海上作业已配备 AIS 船舶防撞系统);

C. 严格船舶抛锚管理,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。

## 5.3 溢油事故应急处理措施

### 5.3.1 溢油应急预案

建设单位已针对油田作业区海上石油开采开发作业编制了《中海石油(中国)有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划(2023年版)》并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。

本项目的施工和运营均受《中海石油(中国)有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划(2023年版)》的管控,该溢油应急计划将油田调整项目纳入其中统一考虑,需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作,最大程度地预防海上作业期

间溢油事故的发生，确保在发生溢油事故能及时、有效、正确、科学和系统地实施溢油应急响应措施，最大可能地保护海洋环境。

### 5.3.2 应急组织机构

分公司应急组织机构由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）、涉及分公司作业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。

北部湾涠洲油田群现场溢油应急小组由组长（油田、陆岸终端总监），副组长（油田、陆岸终端安全监督、生产监督、维修监督、各平台长）和成员（工艺主操、机械主操、电气主操、仪表主操、动力主操、计划控制工程师、报务员、吊车工、医生等平台其他人员）组成。

湛江分公司应急组织机构如图 5.3-1 所示，北部湾涠洲油田群现场溢油应急小组组织机构如图 5.3-2 所示。

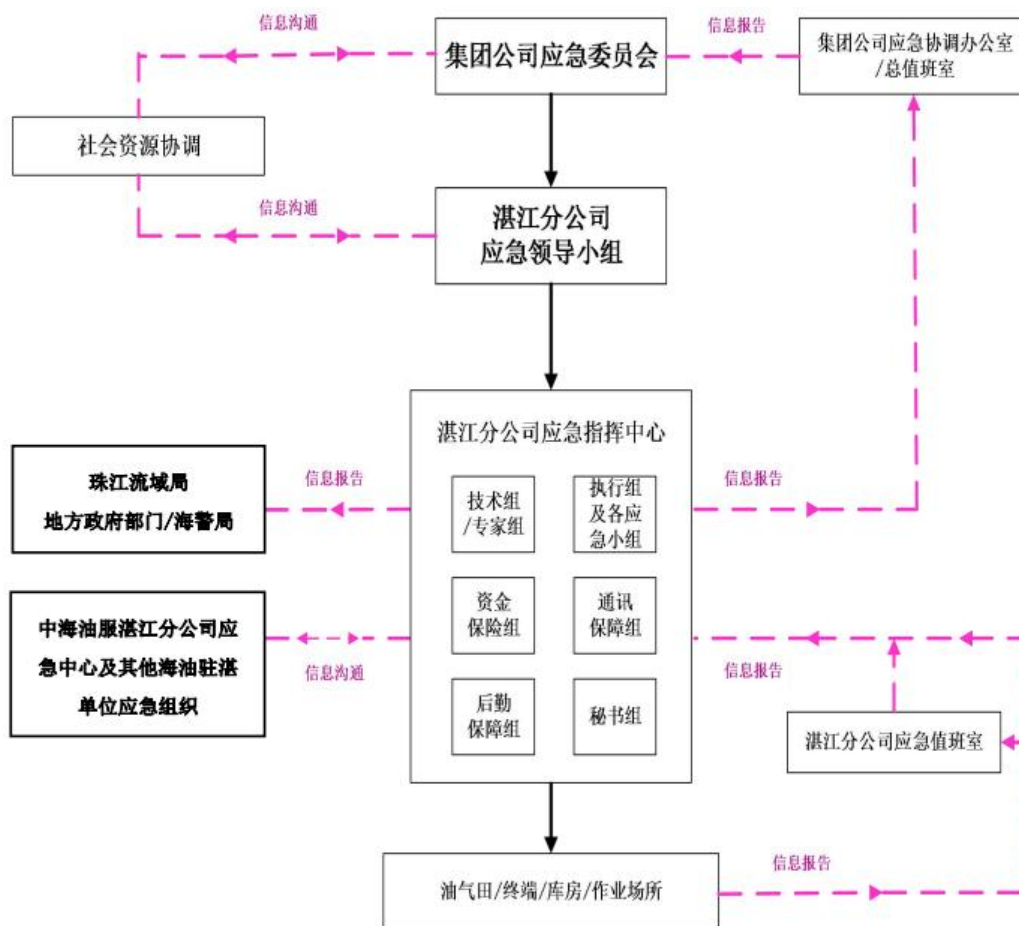


图5.3-1 湛江分公司应急组织机构

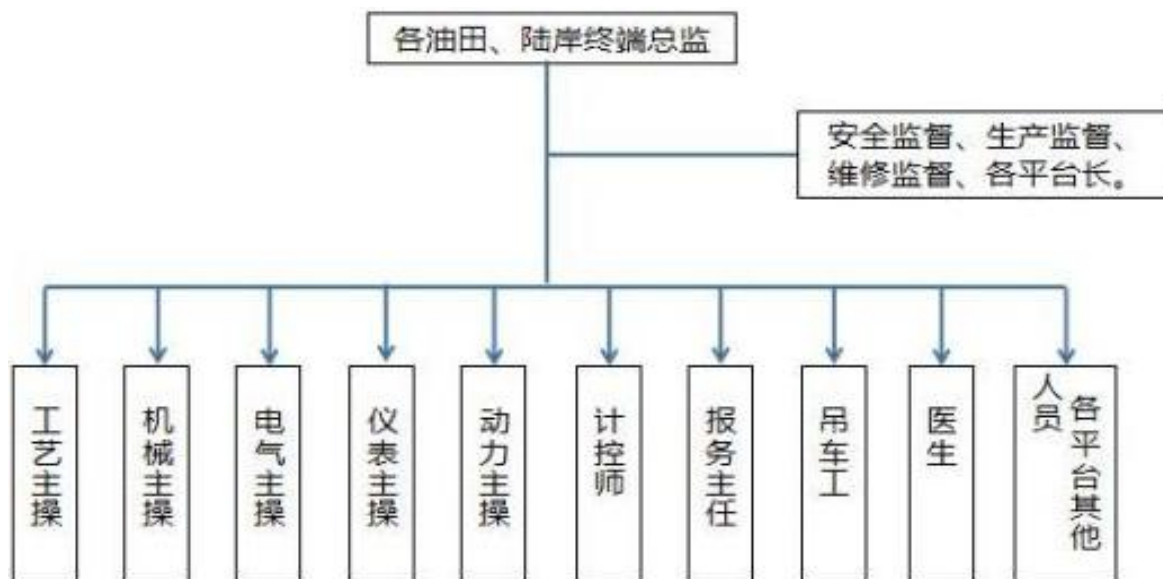


图 5.3-2 北部湾涠洲油田群现场应急组织机构图

发生溢油事故时，作业公司根据授权须将险情上报属地主管政府部门，同时将救援进展情况上报集团公司应急委员会办公室。并请求主管部门、集团公司和相关业务单位和社会应急救援组织的应急支援。

### 5.3.3 溢油事故响应策略

#### (1) 溢油事故的报告

发生溢油事故后，无论事故大小，均必须第一时间按要求向上级汇报，见下图溢油事故报告程序图。

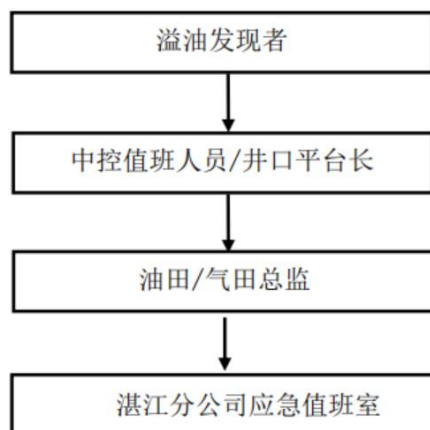


图 5.3-3 溢油事故报告程序图

- 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) 除现场的力量外，还要求助的外部力量的要求等。
- 4) 填写溢油事故报告表。

在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应立刻启动应急处置，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。

## **(2) 溢油事故响应开始和终止**

### **1) 开始条件**

一旦发现溢油事故，立即指派现场值班船赶赴现场进行确认，如确实发生溢油事故，立即启动应急响应程序，并向湛江分公司应急值班室汇报。

### **2) 终止条件**

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部 2022 年 5 月）的具体要求，通过对溢油事故现场调查确认，符合以下两项条件的，应急响应终止：

①溢油源已得到完全控制，隐患已消除；

②海面油污已得到控制。

经主管部门同意，由应急总指挥宣布应急结束。

## **(3) 溢油事故分级**

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（2022 年版）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 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。

## **(4) 海面溢油控制、清除的方式方法**

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油控制、处理方法很多。我们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人工打捞、围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

### **1) 柴油、机油**

由于柴油和机油溢油的量不会太大，特别是机油，很少会有机油泄漏到海上。柴油等燃

料油主要让其自然分解，如果海面风平浪散风速小于1米/秒，海况(0~1级)时，由守护船在溢油海面穿行，加速其分解。

## 2) 原油

对原油的回收以机械回收为主，届时回收船或其它油田的溢油回收设备可被动员到溢油现场，所有回收设备的最终选用将视原油的性质而定，并就现有设备的有效使用，随时与溢油应急专家小组协商。当天气和海况不允许使用机械回收的方法收油，或机械回收完毕后仍有剩余残油时，可考虑采用化学方法处理，即利用溢油分散剂。

## 3) 轻质油

气田伴生的凝析油等轻质油，由于挥发性很强，且溢油量一般较小，主要应以其自然挥发为主。同时应当对溢油区进行必要的警戒，防止不当操作使溢油着火，产生安全事故。

## 4) 油基泥浆

油基泥浆主要参照原油溢油的处理方式进行处理，对于少量残余油可参照柴油溢油处理方式处理

### (5) 溢油的监视和追踪

#### 1) 监视和监测手段

①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；

②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；

③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；

④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；

⑤安排无人机对重点区域进行定期巡航观测；

⑥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；

⑦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

①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；

②跟踪浮油：漂浮油带的宽度、长度、厚度、漂流方向、表层流等；

③油膜覆盖的范围、覆盖率、形状、色泽等；

④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。

### (6) 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，溢油的机械回收作业无法

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：

- 1) 海上现场风速达到或超过 6 级；
- 2) 海上现场海浪高度超过 2 米；
- 3) 其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

#### (7) 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 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米，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（10-20 米），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带船行进的速度，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、消油剂及喷洒装置组成。作业小组应在溢油源顶流的方向形成布设（如下图示），且距离溢油源应在500至1000米之间为宜。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。

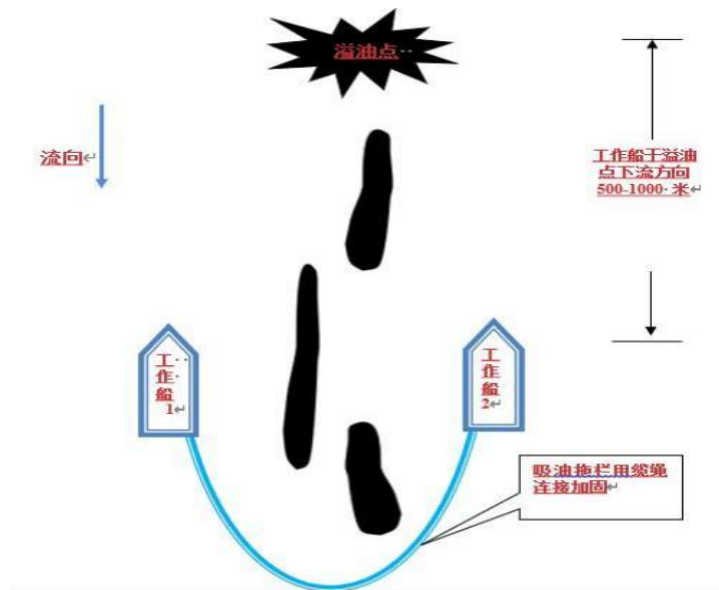


图 5.3-4 吸油拖栏溢油围控方法示意图

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、用过的吸油毛毡吸油拖栏的打捞。但收人力因素影响，不能长时间作业。

### 5) 溢油的吸附

在溢油应急行动中吸附材料一般包括吸油拖栏、吸油毛毡等。

#### ①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。

#### ②吸油毛毡

吸油毛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。

## 5.4 溢油应急措施有效性分析

### 5.4.1 涠洲油田群自身内部溢油应急资源

涠洲油田群内部配备的溢油应急设备主要有围油栏、收油机、储油囊、溢油分散剂、吸油毛毡、木糠/抹布等。

根据本报告表环境分析识别及分析，本次调整井项目环境风险没有超过原环评报告书的范围，故本次报告表主要引用《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》（环审〔2020〕97 号）中的环境风险章节内容及结论：海管/立管泄漏事故为最大可信事故，最大溢油量 85t（93m<sup>3</sup>）。

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》（环审〔2020〕97 号），“一旦发生溢油事故第一时间调用附近设施上的溢油应急设施进行溢油围控回收。可调配距离最近的 WZ11-4NWHPB 平台约 400m 围油栏赶到溢油位置进行支援。当工作船将围油栏拉成 U 形时，经核算最多可以围住约 127m<sup>3</sup> 的浮油（浮油厚度为 5mm）。对 100m<sup>3</sup> 规模的溢油，WZ11-4NWHPB 平台配备的撇油器可在 6 小时内回收完毕。满足本项目溢油围控回收要求”。

涠洲油田群目前自身（含涠洲终端，距离项目 27~47 千米）有围油栏 3200m，吸附材料 3.545t，收油机 4 套，足够满足 93m<sup>3</sup> 溢油量的应急需求。具体配备溢油物资见下表。

**表 5.4-1a 涠洲 11-4NB 油田溢油应急设备、器材、物资统计表**

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶	底层右舷滑油区
2	溢油分散剂喷洒装置	PSC40	1 台	中层溢油物资存放箱
3	吸油毛毡	龙善牌	21KG	
4	棉纱	无	200KG	
5	木糠	无	100KG	
6	抹布	无	100KG	
7	充气式橡胶围油栏	WQJ2000	400 米	
8	围油栏动力站	PK1650C2	1 套	
9	船用喷洒装置	PSC40-WX	2 台	
10	围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	
11	充吸气机	FGY	1 套	
12	浮动油囊	FN10-00	2 套	
13	热水高压清洗机	BCH-1217B	1 套	
14	手提风机	EB-415	2 套	
15	转刷/转盘收油机	ZSPS20-01-WX	1 套	
16	转刷/转盘收油机动力站	ZSPS20-02C-0	1 套	

**表 5.4-1b 涠洲 12-1 油田溢油应急设备、器材、物资统计表**

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	2 桶	W12-1A 平台下层甲板船头
2	吸油毡	龙善牌，800×450mm,21kg	200KG	W12-1A 平台下层甲板船头
3	干木糠/抹布	-	400KG	W12-1A 平台下层甲板船头
4	溢油喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	W12-1A 平台下层甲板船头
5	溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	2 桶	PAP 平台下层甲板天然气换热器旁
6	溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	2 桶	W6-1 平台下甲板闭排罐旁
7	吸油毡	龙善牌，800×450mm,21kg	30KG	W6-1 平台上甲板溢油工具箱
8	干木糠/抹布	-	100KG	W6-1 平台上甲板溢油工具箱
9	溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	2 桶	W6-8 平台上甲板生产加热器旁
10	吸油毡	龙善牌，800×450mm,21kg	100KG	W6-8 平台变压器间旁应急物资箱

11	干木糠/抹布	-	100KG	W6-8 平台变压器间旁应急物资箱
12	干木糠	-	200KG	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
13	抹布	-	200KG	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
14	棉纱	-	100KG	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
15	吸油毡	龙善牌, 800×450mm,21kg	100KG	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
16	溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
17	溢油分散剂喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷溢油应急箱
18	干木糠	-	200KG	W12-1B 平台中层外挂船尾溢油应急物资柜
19	抹布	-	200KG	W12-1B 平台中层外挂船尾溢油应急物资柜
20	吸油毡	龙善牌, 800×450mm,21kg	100KG	W12-1B 平台中层外挂船尾溢油应急物资柜
21	溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	W12-1B 平台中层外挂船尾溢油应急物资柜
22	溢油分散剂喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	W12-1B 平台中层外挂井口区过道

**表 5.4-1c 涠洲 12-8W/6-12 油田溢油应急设备、器材、物资统计表**

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲12-8W平台上层甲板
2	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲6-12平台上层甲板
3	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲6-13平台底层甲板
4	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲12-1 PUQB平台中层甲板
5	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲12-1 C平台中层甲板井口区
6	溢油分散剂	富肯2号200L/桶	2桶	涠洲12-8E平台顶层甲板
7	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	42公斤	涠洲12-8W平台上层甲板
8	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	42公斤	涠洲6-12平台上层甲板
9	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	42公斤	涠洲6-13平台底层甲板
10	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	126公斤	涠洲12-1 PUQB平台中层甲板
11	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	50公斤	涠洲12-1 C平台中层甲板井口区
12	吸油毡	龙善牌 800×450mm, 21 公斤×200张/箱	42公斤	涠洲12-8E平台顶层甲板

13	干木糠	25公斤/袋	100公斤	涠洲12-8W平台上层甲板
14	干木糠	25公斤/袋	100公斤	涠洲6-12平台上层甲板
15	干木糠	25公斤/袋	100公斤	涠洲6-13平台底层甲板
16	干木糠	25公斤/袋	100公斤	涠洲12-1 PUQB平台中层甲板
17	干木糠	25公斤/袋	50公斤	涠洲12-1 C平台中层甲板井口区
18	干木糠	25公斤/袋	100公斤	涠洲12-8E平台顶层甲板
19	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	100公斤	涠洲12-8W平台上层甲板
20	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	100公斤	涠洲6-12平台上层甲板
21	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	100公斤	涠洲6-13平台底层甲板
22	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	400公斤	涠洲12-1 PUQB平台中层甲板
23	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	100公斤	涠洲12-1 C平台中层甲板
24	抹布	60%以上棉质,规格:30CM×40CM	100公斤	涠洲12-8E平台顶层甲板
25	喷洒机	PSC-40喷洒功率2.4m <sup>3</sup> /h	1	涠洲12-1 PUQB平台中层甲板
26	喷洒机	PSC-40喷洒功率2.4m <sup>3</sup> /h	1	涠洲6-13A平台底层甲板
27	喷洒机	PSC-40喷洒功率2.4m <sup>3</sup> /h	1	涠洲12-8E平台顶层甲板

表 5.4-1d 涠洲 11-4 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯牌-2	2 桶 (400L)	底层甲板热介质补充罐旁
2	吸油毡	龙善牌	250kg	W11-4A 平台底层甲板溢油物资存放柜 150kg, 中层甲板溢油物资存放柜 50kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
3	木糠	无	200kg	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 150kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
4	抹布	无	200kg	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 150kg, W11-4B 平台中层甲板 50kg
5	防爆铲	无	6 把	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 4 把, W11-4B 平台中层甲板应急柜 2 把
6	塑料桶	25L	4 个	W11-4A 平台中层甲板溢油物资柜 2 个, W11-4B 平台中层甲板应急柜 2 个
7	溢油喷洒机	光明 psc40	1 台	W11-4A 平台底层甲板

表 5.4-1e 涠洲 11-1 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	常规型溢油分散剂	富肯-2 号	4 桶* (200L)	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
2	吸油毡	龙善牌	240kg	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
3	吸油棉	箱	1 箱	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
4	木糠	袋装	200kg	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
5	溢油喷洒装置	PSC40	1 台	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
6	常规型溢油分散剂	富肯-2 号	4 桶* (200L)	WZ11-1A 平台底层甲板船头

7	溢油喷洒装置	PSC40	1台	WZ11-1A 平台中层甲板二氧化碳间
8	吸油毡	龙善牌	80kg	WZ11-1A 平台各层应急物资柜及主甲板夹层
9	木糠	袋装	150kg	WZ11-1A 平台各层应急物资柜及主甲板夹层
10	常规型溢油分散剂	富肯-2号	2桶*(200L)	WZ11-1A 平台底层甲板

表 5.4-1f 涠洲 12-2 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-2A 底层甲板
2	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-2B 平台底层甲板
3	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ11-2B 平台候机甲板
4	溢油分散剂	富肯-2号	2×200L	WZ12-1W 平台候机甲板
5	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-2A 底层甲板
6	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-2B 平台底层甲板
7	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ11-2B 平台候机甲板
8	溢油喷洒装置	富肯-80	1台	WZ12-1W 平台候机甲板
9	木糠/抹布	-	200Kg	WZ12-2A 底层甲板
10	木糠/抹布	-	100Kg	WZ12-2B 平台底层甲板
11	木糠/抹布	-	100Kg	WZ11-2B 平台候机甲板
12	木糠/抹布	-	100Kg	WZ12-1W 平台候机甲板
13	吸油毛毡	-	20Kg	WZ12-2A 底层甲板
14	吸油毛毡	-	20Kg	WZ12-2B 平台底层甲板
15	吸油毛毡	-	20Kg	WZ11-2B 平台候机甲板
16	吸油毛毡	-	20Kg	WZ12-1W 平台候机甲板

表 5.4-1g 涠洲终端溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	单位	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号 200 升/桶	50	桶	厂区四平台料棚
2	溢油分散剂	富肯 2 号 20kg/桶	100	桶	厂区四平台环保库房
3	吸附材料	羊毛型	2	吨	厂区四平台环保库房
4	圆形吸油拖栏	XTL-Y220	500	米	码头溢油中心库房
5	充气式围油栏(含卷绕辊)	HRA1500	400	米	码头溢油中心库房
6	充气式围油栏(含卷绕辊)	HRA2000	600	米	码头溢油中心库房
7	固体浮子式围油栏	HPFZ/900/25	1000	米	码头溢油中心库房
8	沙滩围油栏	WQV600T	400	米	厂区四平台环保库房
9	防火型围油栏	WGT-900	400	米	厂区四平台环保库房
10	动力站	LPP30	1	套	码头溢油中心库房
11	动力站	HPP50	1	套	码头溢油中心库房
12	动力站	HDPP50A	2	套	码头溢油中心库房
13	动力站	HPP50G	1	套	码头溢油中心库房
14	真空撇油器	ZK30	1	套	码头溢油中心库房
15	高压清洗机	HDS1000DE	3	台	码头溢油中心库房
16	多功能撇油器	多功能	1	套	码头溢油中心库房
17	液压驱动槽式轮鼓收油机	MAGNUM200	1	套	码头溢油中心库房

18	多功能收油机	HAF12	1	套	码头溢油中心库房
19	浮式收油机	HBSH30	1	套	码头溢油中心库房
20	消油剂喷洒装置	PS80	2	套	码头溢油中心库房
21	船用喷洒	HDSK40	2	套	码头溢油中心库房
22	空中喷洒	VIKOMA	1	套	厂区四平台环保库房
23	卸载泵	DOP250	1	台	码头溢油中心库房
24	储油囊	FN5	2	套	码头溢油中心库房
25	便携式储油罐	QG5	2	套	码头溢油中心库房
26	液压充气机	-	2	套	码头溢油中心库房
27	集装箱	-	9	套	码头溢油中心库房
28	托盘	-	2	套	码头溢油中心库房
29	金属储油罐	7方	10	套	厂区四平台环保库房
30	柴油驱动充气机	HIS1000	1	套	码头溢油中心库房
31	液压驱动充气机	HIS300	1	套	码头溢油中心库房
32	应急发电机	KDE6500E	1	套	码头溢油中心库房
33	捞油抄网	-	50	个	厂区四平台环保库房
34	捞油钩	-	50	个	厂区四平台环保库房

表 5.4-1h 涠洲油田群内部主要溢油应急物资汇总

序号	类别	数量
1	围油栏	3200m
2	吸油毛毡	3.545t
3	收油机	4套

除涠洲油田群外，在湛江分公司内部有多处可调用的溢油应急资源。发生溢油情况下，通过守护船运送溢油物资至溢油地点开展溢油应急工作。如果湛江分公司内部溢油应急资源不能满足本油田群的溢油应急处理，湛江分公司可从外部协调调用。

#### 5.4.2 溢油应急措施有效性分析

##### (1) 防范措施有效性

前文对本项目施工期与运营期的风险进行了识别，作业方针对这些风险制定了相应的防范措施，并对地质性溢油及浅层气制定了一系列防范措施。经采取上述措施后，可以最大可能减少风险事故发生概率。

##### (2) 本项目依托的主要溢油应急能力

本项目主要依托涠洲油田群和涠洲终端现有的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，涠洲油田群海上人员首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，本着就近调用应急资源的原则，优先利用油田群内部溢油应急资源进行溢油初期处理。按吊装时间 2h，守护船航行速度 22 千米/小时计算，本次调整井所在平台发生溢油后，涠洲油田内部油田溢油物资最迟在 3.9h 内均可到达。

表 5.4-2 涠洲油田内部溢油应急设备达到溢油应急现场时间一览表

起点	终点	距离 (千米)	吊装时间 (小时)	航行时间 (小时)	到达溢油现场 时间(小时)	交通 工具
涠洲 12-1 油田(最近)	WZ11-1	5.5	2	0.3	2.3	守护航

涠洲 11-4 油田（最远）	WHPA	33.5	2	1.6	3.6	守护船
涠洲 11-4NB 油田（最近）	WZ11-4N	0.8	2	0.04	2.1	守护船
涠 12-8W/6-12 油田（最远）	WHPA	26	2	1.2	3.2	守护船
涠洲 11-1 油田（最近）	WZ11-4N	3.8	2	0.2	2.2	守护船
涠 12-8W/6-12 油田（最远）	WHPB	26.8	2	1.3	3.3	守护船
涠洲 12-2 油田（最近）	WZ12-2	1.7	.2	0.08	0.3	守护船
涠洲 11-1 油田（最远）	WHPA	26.5	2	1.3	3.3	守护船
涠 12-8W/6-12 油田（最近）	WZ12-8E	8	2	0.4	2.4	守护船
涠洲 11-1 油田（最远）	WHPA	40	2	1.9	3.9	守护船

涠洲终端溢油应急设备到达本次调整井工程施工平台需要 1.3~2.2 小时，加上吊装设备的准备 2 小时，则应急时间需要 3.3~4.2 小时。

图 5.4-1 本项目主要应急资源分布图

表 5.4-3 溢油应急设备达到涠洲油田溢油应急现场时间一览表

起点	终点	距离（千米）	吊装时间（小时）	航行时间（小时）	到达溢油现场时间（小时）	交通工具
涠洲终端	溢油现场	27~47	2	1.3~2.2	3.3~4.2	船舶

## 6. 结论

本项目施工和运行期间油田风险事故情形主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、依托海底管线油气泄漏、平台容器和工艺管道泄漏、输油软管破裂、船舶碰撞事故等，根据应急能力分析，涠洲油田群自身有围油栏 3200m，吸油毛毡 3.545t，收油机 4 套，足够满足 100m<sup>3</sup> 溢油量要求；除涠洲油田群外，湛江分公司内部及外部还有可调用应急资源。根据应急响应时间分析，油田自身的溢油应急资源可以在接到通知后的最迟 3.9h 内均可到达，涠洲终端溢油应急资源可在 3.3~4.2h 内到达，目前可利用的溢油应急物资配备满足本项目需求。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《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）》的相关规定，编制了《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划（2023 年版）》。本项目的施工和运营均受该溢油应急计划管控，需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目的溢油的影响可以降至最低。