

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：陆丰油田群 52 口调整井工程

建设单位（盖章）：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

编制日期：2024 年 2 月

# 建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称：陆丰油田群 52 口调整井工程

建设单位（盖章）：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

编制日期：2024 年 2 月

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	oq0ew m		
建设项目名称	陆丰油田群52口调整井工程		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
<b>一、建设单位情况</b>			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司深圳分公司		
统一社会信用代码	91440300708594625J		
法定代表人 (签章)	周心怀		
主要负责人 (签字)	赵春明		
直接负责的主管人员 (签字)	张美望		
<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
李雪飞	07351543507150279	BH013710	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
李雪飞	建设项目基本情况、建设内容、生态环境现状、保护目标及评价标准、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、附录、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附表、附件、附图	BH013710	

# 目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容.....	4
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	18
四、生态环境影响分析.....	28
五、主要生态环境保护措施.....	40
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	45
七、结论.....	46
附图.....	47
附件.....	49
委托书.....	49
附表.....	50
附录 1 环境风险专项评价.....	51
附录 2 水文动力模型.....	108

## 一、建设项目基本情况

建设项目名称	陆丰油田群 52 口调整井工程		
项目代码			
建设单位联系人	张美望	联系方式	[REDACTED]
建设地点	[REDACTED]		
地理坐标	[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）	本项目仅为调整井工程，不新增用海
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（%）	2.9%	施工工期	36 个月
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）中表1的专项评价设置原则表的相关类别和涉及项目类别，本项目属于石油天然气开采工程，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	<p>陆丰油田群位于 [REDACTED]。最早开发的陆丰13-1油田于1993年投产， [REDACTED]</p> <p>[REDACTED] 随着陆丰油田群滚动式开发的进行，产量自然递减趋势越来越严重，部分油井开始进入了高含水期，为了改善陆丰油田群开发效果，提高产能和采油速度，中海石油（中国）有限公司深圳分公司拟对陆丰油田群实施52口调整井工程，其中在LF13-1DPP平台实施17口调整井，LF13-2DPP平台实施14口调整井，LF7-2DPP平台实施3口调整井，LF14-4DPP平台实施14口调整井，LF15-1DPP平台实施4口调整井。</p> <p>[REDACTED]</p> <p>[REDACTED]</p> <p>[REDACTED]</p> <p>[REDACTED]</p>
	<p>[REDACTED] 根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021年版）要求，需编制环境影响报告表。</p> <p>（1）与“三区三线”符合性分析</p> <p>根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207号），广东省“三区三线”划定成果，本项目不占用农业空间、生态空间及城镇空间，也不涉及生态红线及永久基本农田，本项目所处海域位于广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外， [REDACTED]，本项目与广东省“三区三线”划定成果相协调，位置示意图见附图2。</p> <p>（2）与广东省“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析</p> <p>陆丰油田群位于广东省“三线一单”生态环境分区管控范围之外，且距离广东省海洋生态红线较远（73km），施工期和运营期均不会对其产生不利影响。</p> <p>（3）与《广东省国土空间规划（2021—2035年）》符合性分析</p> <p>陆丰油田群位于南部海洋生态保护链管控范围之外，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。</p> <p>（4）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析</p> <p>2022年发布的《“十四五”海洋生态环境保护规划》提出：“强化精准治污，以近岸海湾、河口为重点，分区分类实施陆海污染源头治理，深入打好重点海域综合治理攻坚战，陆海统筹持续改善近岸海域环境质量；保护修复并举，着力构建海洋生物多样性保护网络，恢复修复典型海洋生态系统，强化海洋生态监测监</p>

管，提升海洋生态系统质量和稳定性；要有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，加强应急响应能力建设；坚持综合治理，强化“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾示范建设和长效监管，切实解决老百姓反映强烈的突出海洋生态环境问题；推进海洋应对气候变化的响应监测与评估，有效发挥海洋固碳作用，提升海洋适应气候变化的韧性。

本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。项目在运营阶段建设单位对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物环境定期进行监测。建设单位通过增殖放流修复海洋生态环境。同时油气田已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

（5）与产业政策的符合性

本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展和改革委员会令第40号）中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。

## 二、建设内容

地理位置																																					
项目组成及规模	<p><b>1、工程现状</b></p> <p><b>(1) 工程概况</b></p> <p>陆丰油田作业区主要包括陆丰 13-1 油田、陆丰 13-2 油田、陆丰 7-2 油田、陆丰 14-4 油田、陆丰 15-1 油田、陆丰 8-1 油田、陆丰 14-8 油田、陆丰 9-2 油田以及陆丰 22-1 油田。</p> <p>陆丰油田的主要工程设施包括六座钻采平台：LF13-1DPP 平台、LF13-2DPP 平台、LF7-2DPP 平台、LF14-4DPP 平台、LF15-1DPP 平台及 LF8-1DPP 平台；一套陆丰 22-1 水下生产系统（LF22-1SPS）；一艘具有原油储存和外输功能的 HYSY121FSO 浮式储油装置。</p> <p>本项目拟对陆丰油田群现有的 5 个平台 LF13-1DPP 平台、LF13-2DPP 平台、LF7-2DPP 平台、LF14-4DPP 平台 LF15-1DPP 平台实施调整井工程。</p> <p>与本项目相关主要工程概况见表 2-1，现有主要工程组成表见表 2-2。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 2-1 与本项目相关工程概况</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 25%;">来自油田</th> <th style="width: 25%;">主体工程设施</th> <th style="width: 15%;">投产时间</th> <th style="width: 35%;">备注</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>陆丰 13-1 油田</td> <td>LF13-1DPP 平台</td> <td>1993.10</td> <td>本次新增 17 口调整井</td> </tr> <tr> <td>陆丰 13-2 油田</td> <td>LF13-2DPP 平台</td> <td>2011.10</td> <td>本次新增 14 口调整井</td> </tr> <tr> <td>陆丰 7-2 油田</td> <td>LF7-2DPP 平台</td> <td>2014.11</td> <td>本次新增 3 口调整井</td> </tr> <tr> <td>陆丰 14-4 油田 陆丰 14-8 油田</td> <td>LF14-4DPP 平台</td> <td>2021.11</td> <td>本次新增 14 口调整井</td> </tr> <tr> <td>陆丰 15-1 油田</td> <td>LF15-1DPP 平台</td> <td>2022.9</td> <td>本次新增 4 口调整井</td> </tr> </tbody> </table> <p style="text-align: center;"><b>表 2-2 与本项目相关平台工程组成表</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">类型</th> <th style="width: 15%;">名称</th> <th style="width: 70%;">主要工程设施相关描述</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td rowspan="4" style="text-align: center; vertical-align: middle;">本项目调整井所在平台</td> <td style="text-align: center;">LF13-1DPP 平台</td> <td>8 腿导管架结构钻采生产平台， 、模块钻机、原油和含油生产水处理系统、生活污水处理装置、公用辅助系统和生活楼等设施。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">LF13-2DPP 平台</td> <td>8 腿导管架钻采生产平台， 。其上设有生活楼、原油电站、燃料油储罐、模块钻机、原油生产外输系统、污水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">LF7-2DPP 平台</td> <td>8 腿钢结构导管架钻采生产平台， 、生活楼、原油发电机、模块钻机、原油生产外输系统、生产水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，天然气设计处理能力为，生产水设计处理能力为。</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">LF14-4DPP 平台</td> <td>8 腿导管架钻采生产平台， 、生活楼，三相分离系统、生产水处理系统、注水系统和原油电站等生产设施及公用辅助设施。生产水设计处理能力，注水处理能力，生活污水设计处理能力为。</td> </tr> </tbody> </table>	来自油田	主体工程设施	投产时间	备注	陆丰 13-1 油田	LF13-1DPP 平台	1993.10	本次新增 17 口调整井	陆丰 13-2 油田	LF13-2DPP 平台	2011.10	本次新增 14 口调整井	陆丰 7-2 油田	LF7-2DPP 平台	2014.11	本次新增 3 口调整井	陆丰 14-4 油田 陆丰 14-8 油田	LF14-4DPP 平台	2021.11	本次新增 14 口调整井	陆丰 15-1 油田	LF15-1DPP 平台	2022.9	本次新增 4 口调整井	类型	名称	主要工程设施相关描述	本项目调整井所在平台	LF13-1DPP 平台	8 腿导管架结构钻采生产平台， 、模块钻机、原油和含油生产水处理系统、生活污水处理装置、公用辅助系统和生活楼等设施。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。	LF13-2DPP 平台	8 腿导管架钻采生产平台， 。其上设有生活楼、原油电站、燃料油储罐、模块钻机、原油生产外输系统、污水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。	LF7-2DPP 平台	8 腿钢结构导管架钻采生产平台， 、生活楼、原油发电机、模块钻机、原油生产外输系统、生产水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，天然气设计处理能力为，生产水设计处理能力为。	LF14-4DPP 平台	8 腿导管架钻采生产平台， 、生活楼，三相分离系统、生产水处理系统、注水系统和原油电站等生产设施及公用辅助设施。生产水设计处理能力，注水处理能力，生活污水设计处理能力为。
来自油田	主体工程设施	投产时间	备注																																		
陆丰 13-1 油田	LF13-1DPP 平台	1993.10	本次新增 17 口调整井																																		
陆丰 13-2 油田	LF13-2DPP 平台	2011.10	本次新增 14 口调整井																																		
陆丰 7-2 油田	LF7-2DPP 平台	2014.11	本次新增 3 口调整井																																		
陆丰 14-4 油田 陆丰 14-8 油田	LF14-4DPP 平台	2021.11	本次新增 14 口调整井																																		
陆丰 15-1 油田	LF15-1DPP 平台	2022.9	本次新增 4 口调整井																																		
类型	名称	主要工程设施相关描述																																			
本项目调整井所在平台	LF13-1DPP 平台	8 腿导管架结构钻采生产平台， 、模块钻机、原油和含油生产水处理系统、生活污水处理装置、公用辅助系统和生活楼等设施。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。																																			
	LF13-2DPP 平台	8 腿导管架钻采生产平台， 。其上设有生活楼、原油电站、燃料油储罐、模块钻机、原油生产外输系统、污水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，生产水设计处理能力为。																																			
	LF7-2DPP 平台	8 腿钢结构导管架钻采生产平台， 、生活楼、原油发电机、模块钻机、原油生产外输系统、生产水处理系统、火炬系统和其他公用系统等。原油设计处理能力为，天然气设计处理能力为，生产水设计处理能力为。																																			
	LF14-4DPP 平台	8 腿导管架钻采生产平台， 、生活楼，三相分离系统、生产水处理系统、注水系统和原油电站等生产设施及公用辅助设施。生产水设计处理能力，注水处理能力，生活污水设计处理能力为。																																			



	LF15-1DPP 平台	8 腿导管架钻采生产平台， 。平台上设有生活楼，三相分离系统、生产水处理系统、注水系统等生产设施及公用辅助设施。生产水设计处理能力，注水处理能力，生活污水设计处理能力。
依托工程	HYSY121 FSO 浮式储油装置	一艘单甲板的双壳油轮，设有尾压载舱、机舱（和生活楼）、泵舱、污水水舱、货油舱（和边压载舱）、艏压载舱，内转塔式单点系统位于船艏。双层底、上甲板和舷侧均采用纵骨架式，机舱和首尾两端采用横骨架式。设置 12 个货油舱、2 个污水水舱。
	海底混输管线	LF13-1DPP→LF13-2DPP，长 12km，
		LF13-2DPP→HYSY121FSO，长 2km，
		LF7-2DPP→LF13-2DPP，长 15km，
		LF14-4DPP→LF13-2DPP，长 12km，
	LF15-1DPP→LF14-4DPP，长 25.88km，	

## (2) 现有工程物流走向

现有 LF13-1DPP 平台和 LF7-2DPP 平台的物流在本平台的原油处理系统中进行处理，处理后的合格原油小部分供应平台原油发电机，其余大部分掺入处理合格的生产水后输送至 LF13-2DPP 平台。

LF22-1SPS 所产物流全部输送至 LF15-1DPP 平台，与 LF15-1DPP 平台所产物流一同进行分离处理后经 LF14-4DPP 平台越站输送至 LF13-2DPP 平台。LF14-4DPP 平台所产物流经过分离后，分离出的含水原油部分经燃料油处理系统处理为合格原油后供原油电站发电，部分与来自 LF15-1DPP 平台的含水原油一起输送至 LF13-2DPP 平台。

现有 LF13-2DPP 平台接收来自本平台的自产物流及来自现有 LF13-1DPP 平台、LF7-2DPP 平台、LF14-4DPP 平台、LF15-1DPP 的掺水原油，以及来自 LF8-1DPP 平台 20%的含水原油处理成合格原油，输送至 HYSY121FSO 储存外输。

各平台分离出的少量伴生气作为燃料气利用或通过火炬燃烧放空；分离出的生产水除 LF15-1DPP 平台部分回注外，其余经各平台生产水处理系统处理达标后排海。

陆丰油田群主要物流走向示意图见下图。

图 2-1 物流走向示意图-略

## 2、本项目建设内容及规模

### 1) 调整井建设方案

本项目拟在陆丰油田群 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 共计 5 个平台实施 52 口调整井，均利用平台钻机进行钻完井作业。其中 LF13-1DPP 平台实施 17 口调整井，LF13-2DPP 平台实施 14 口调整井，LF7-2DPP 平台实施 3 口调整井，LF14-4DPP 平台实施 14 口调整井，LF15-1DPP 平台实施 4 口调整井，井槽布置图见附图 5。

表 2-3 本次调整井建设情况

序号	平台	原井信息			调整井信息			
		井名	井别	井型	井名	井别	井型	调整方式
1	LF13-1DPP	LF13-1-13H	采油井	水平井	LF13-1-13H1	采油井	水平井	侧钻
2		LF13-1-17S1	采油井	定向井	LF13-1-17H2	采油井	水平井	侧钻
3		LF13-1-27S3	采油井	定向井	LF13-1-27H4	采油井	水平井	侧钻

4		LF13-1-28S2	采油井	定向井	LF13-1-28H3	采油井	水平井	侧钻
5		LF13-1-29H3	采油井	水平井	LF13-1-29H3	采油井	水平井	侧钻
6		空井槽	/	/	LF13-1-35M	采油井	水平井	新钻
7		空井槽	/	/	LF13-1-37H	采油井	水平井	新钻
8		空井槽	/	/	LF13-1-38M	采油井	水平井	新钻
9		LF13-1-4H3	采油井	定向井	LF13-1-4H3	注水井	定向井	直接转注
10		LF13-1-9a	采油井	定向井	LF13-1-9a	注水井	定向井	直接转注
11		LF13-1-10a	采油井	定向井	LF13-1-10a	注水井	定向井	直接转注
12		LF13-1-11M2	采油井	水平井	LF13-1-11M2	注水井	水平井	直接转注
13		LF13-1-17S1	采油井	定向井	LF13-1-17S1	注水井	定向井	直接转注
14		LF13-1-27S3	采油井	定向井	LF13-1-27S3	注水井	定向井	直接转注
15		LF13-1-18M2	采油井	水平井	LF13-1-18M2	注水井	水平井	直接转注
16		LF13-1-28S2	采油井	定向井	LF13-1-28S2	注水井	定向井	直接转注
17		LF13-1-21H1	采油井	水平井	LF13-1-21H1	注水井	水平井	直接转注
18	LF13-2DPP	LF13-2-A15	采油井	定向井	LF13-2-A15	采油井	定向井	侧钻
19		LF13-2-A17	采油井	定向井	LF13-2-A17	采油井	定向井	侧钻
20		LF13-2-A13H1	采油井	水平井	LF13-2-A13H1	采油井	水平井	侧钻
21		LF13-2-A9H	采油井	水平井	LF13-2-A9H1	采油井	水平井	侧钻
22		LF13-2-A14H	采油井	水平井	LF13-2-A14H1	采油井	水平井	侧钻
23		LF13-2-A11H	采油井	水平井	LF13-2-A11H1	采油井	水平井	侧钻
24		LF13-2-A18	采油井	定向井	LF13-2-A18S1	采油井	定向井	侧钻
25		LF13-2-A6H	采油井	水平井	LF13-2-A6H	注气井	水平井	直接转注
26		LF13-2-A7H1	采油井	水平井	LF13-2-A7H1	注气井	水平井	直接转注
27		LF13-2-A8H	采油井	水平井	LF13-2-A8H	注气井	水平井	直接转注
28		LF13-2-A9H1	采油井	水平井	LF13-2-A9H1	注气井	水平井	直接转注
29		LF13-2-A10H	采油井	水平井	LF13-2-A10H	注气井	水平井	直接转注
30		LF13-2-A12H	采油井	水平井	LF13-2-A12H	注气井	水平井	直接转注
31		LF13-2-A14H	采油井	水平井	LF13-2-A14H	注气井	水平井	直接转注
32	LF7-2DPP	LF7-2-A1H	采油井	定向井	LF7-2-A1H	采油井	定向井	侧钻
33		LF7-2-A3H	采油井	水平井	LF7-2-A3H	采油井	水平井	侧钻
34		LF7-2-A8	采油井	定向井	LF7-2-A8	采油井	定向井	侧钻
35	LF14-4DPP	LF14-4-A2	采油井	水平井	LF14-4-A2S1	注水井	水平井	侧钻
36		LF14-4-A4	注水井	定向井	LF14-4-A4S1	采油井	定向井	侧钻
37		LF14-8-A12H	采油井	水平井	LF14-8-A12H	采油井	水平井	侧钻
38		LF14-8-A13H	采油井	水平井	LF14-8-A13H	采油井	水平井	侧钻
39		LF14-8-A15H	采油井	水平井	LF14-8-A15H	采油井	水平井	侧钻

40		LF14-8-A20	采油井	定向井	LF14-8-A20	采油井	定向井	侧钻
41		LF14-8-A11	注水井	定向井	LF14-8-A11H1	采油井	水平井	侧钻
42		LF14-8-A14	注水井	定向井	LF14-8-A14H1	采油井	水平井	侧钻
43		LF14-8-A16	注水井	定向井	LF14-8-A16H1	采油井	水平井	侧钻
44		LF14-4-A5	采油井	定向井	LF14-4-A5	注水井	定向井	直接转注
45		LF14-4-A6	采油井	定向井	LF14-4-A6	注水井	定向井	直接转注
46		空井槽	/	/	LF14-4-A9H	注水井	定向井	新钻
47		空井槽	/	/	LF14-4-A22	采油井	定向井	新钻
48		空井槽	/	/	LF14-4-A24M	采油井	水平井	新钻
49	LF15-1DPP	LF15-1-A2H	采油井	水平井	LF15-1-A2H	采油井	水平井	侧钻
50		LF15-1-A3H	采油井	水平井	LF15-1-A3H	注水井	水平井	直接转注
51		LF15-1-A9H	采油井	水平井	LF15-1-A9H	采油井	水平井	侧钻
52		LF15-1-A6H	采油井	水平井	LF15-1-A6H	采油井	水平井	侧钻

为提高油田采收率，本项目陆丰 13-1 油田、陆丰 14-4 油田、陆丰 15-1 油田需采用注水开发提供能量，分别新增 9 口注水井、4 口注水井和 1 口注水井，注水水源来自陆丰 13-1 油田地层水 [REDACTED] [REDACTED]，注水去向为陆丰 13-1 油田注水层 [REDACTED]，陆丰 14-4 油田注水水源为纳滤海水，陆丰 15-1 油田注水水源为本平台生产水。陆丰油田群水平衡见下表。

表 2-4 陆丰油田群水平衡一览表

时间	LF13-1DPP (m³/d)				LF13-2DPP (m³/d)				LF7-2DPP (m³/d)		
	接收水量	生产水排海量	外输至 LF 13-2 DPP	注水量 (自源闭式注水, 未经过系统)	接收水量	生产水排海量	外输量	注水量	生产水接收水量	排海量	外输至 LF 13-2 DPP
2024	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2025	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2026	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2027	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2028	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2029	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2030	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2031	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2032	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2033	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2034	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
时间	LF14-4DPP (m³/d)				LF15-1DPP (m³/d)				/		
	接收水量	生产水排海量	外输至 LF 13-2 DPP	注水量 (水源为纳滤海水)	接收水量	生产水排海量	外输至 LF 13-2 DPP	注水量	/	/	/
2024	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/	/

2025	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/

陆丰 13-2 油田采用注气开发提供能量，新增 7 口注气井，注气气源来自陆丰 13-2 油田生产伴生气，注气去向为陆丰 13-2 油田注气层（-2370 米层）。陆丰油田群气平衡详见下表。

表 2-5 陆丰油田群气平衡一览表

时间	LF13-1DPP (m³/d)				LF13-2DPP (m³/d)					LF7-2DPP (m³/d)			
	接收和产出量	放空量	燃烧量	外输量	接收和产出量	放空量	燃烧量	外输量	注气量	接收和产出量	放空量	燃烧量	外输量
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
时间	LF14-4DPP (m³/d)				LF15-1DPP (m³/d)				/				
	接收和产出量	放空量	燃烧量	外输至 LF13-2DPP (外输量)	接收和产出量	放空量	燃烧量	外输量	/	/	/	/	/
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/

2029	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	/	/	/	/	/

## 2) 调整井井身结构

本项目共计 52 口调整井，调整井井身结构及尺寸数据见下表。

**表 2-6 拟建调整井井身结构基本参数**

序号	平台	井名	井眼直径 (") × 井身长度 (m)
1	LF13-1DPP	LF13-1-13H1	██
		LF13-1-17H2	██
		LF13-1-27H4	██
		LF13-1-28H3	██
		LF13-1-29H3	██
		LF13-1-35M	██
		LF13-1-37H	██
		LF13-1-38M	██
		LF13-1-4H3	██
		LF13-1-9a	██
		LF13-1-10a	██
		LF13-1-11M2	██
		LF13-1-17S1	██
		LF13-1-27S3	██
		LF13-1-18M2	██
LF13-1-28S2	██		
LF13-1-21H1	██		
2	LF13-2DPP	LF13-2-A15	██
		LF13-2-A17	██
		LF13-2-A13H1	██
		LF13-2-A9H1	██

		LF13-2-A14H1	[REDACTED]
		LF13-2-A11H1	[REDACTED]
		LF13-2-A18S1	[REDACTED]
		LF13-2-A6H	[REDACTED]
		LF13-2-A7H1	[REDACTED]
		LF13-2-A8H	[REDACTED]
		LF13-2-A9H	[REDACTED]
		LF13-2-A10H	[REDACTED]
		LF13-2-A12H	[REDACTED]
		LF13-2-A14H	[REDACTED]
3	LF7-2DPP	LF7-2-A1H	[REDACTED]
		LF7-2-A3H	[REDACTED]
		LF7-2-A8	[REDACTED]
4	LF14-4DPP	LF14-4-A2S1	[REDACTED]
		LF14-4-A4S1	[REDACTED]
		LF14-8-A12H	[REDACTED]
		LF14-8-A13H	[REDACTED]
		LF14-8-A15H	[REDACTED]
		LF14-8-A20	[REDACTED]
		LF14-8-A11H1	[REDACTED]
		LF14-8-A14H1	[REDACTED]
		LF14-8-A16H1	[REDACTED]
		LF14-4-A5	[REDACTED]
		LF14-4-A6	[REDACTED]
		LF14-4-A9H	[REDACTED]
		LF14-4-A22	[REDACTED]
LF14-4-A24M	[REDACTED]		
5	LF15-1DPP	LF15-1-A2H	[REDACTED]
		LF15-1-A3H	[REDACTED]
		LF15-1-A9H	[REDACTED]
		LF15-1-A6H	[REDACTED]

本项目典型井身结构见下图。

图 2-2 井身结构示意图-略

### 3) 钻井液体系组成表

本项目调整井工程根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系。其中大位移一开 20" 井眼利用海水钻进，16" 井眼闭路采用水基钻井液体系，裸眼较长的 16" 井眼超过 3000m 亦可能采用非水基钻井液。常规浅井拟采用水基钻井液体系，见表 2-7。

非水基钻井液主要用于井深较大的井和裸眼段长的井段，以降低扭矩，减小井下钻进摩阻，见表 2-8。非水基钻井液包含油基钻井液和合成基钻井液。合成基钻井液是以气质油为基础油的非水相钻井液，配制和维护与常规油基钻井液相同，它的可生物降解性使合成基钻井液具有较好的环境安全性。对于复杂地质条件下都能满足钻井工程的需要，特别适用于深水井、大斜度井、大位移井和水平井、密度窗口窄的高难度井钻进。

表 2-7 水基钻井拟采用各井段性能液体系

井眼尺寸(in)									
钻井液类型									
密度(g/cm <sup>3</sup> )									
粘度(s/qt)									

表 2-8 非水基钻井拟采用各井段性能液体系

井段 (in)									
钻井液类型									
密度(g/cm <sup>3</sup> )									
粘度(s/qt)									

### 4) 产能预测

本次 52 口调整井投产后各平台产能预测表见下表。

表 2-9a 调整井投产前后 LF13-1DPP 平台产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024									
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									

表 2-9b 调整井投产前后 LF13-1DPP 平台产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024									
2025									
2026									
2027									
2028									

2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-10a 调整井投产前后 LF13-2DPP 平台产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-10b 调整井投产前后 LF13-2DPP 平台产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-11a 调整井投产前后 LF7-2DPP 平台产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-11b 调整井投产前后 LF7-2DPP 平台产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■



2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-12a 调整井投产前后 LF14-4DPP 平台产能预测表 (日产量)

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-12b 调整井投产前后 LF14-4DPP 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-13a 调整井投产前后 LF15-1DPP 平台产能预测表 (日产量)

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2-13b 调整井投产前后 LF15-1DPP 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2031																			
2032																			
2033																			

表 2-14a 调整井投产前后总产能预测表（日产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)			日产量(m <sup>3</sup> /d)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024									
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									

表 2-14b 调整井投产前后总产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			年产量(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2024									
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									

4) 处理能力校核

本项目拟在陆丰油田群 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 共计 5 个平台实施 52 口调整井，以及本项目物流现有工程走向情况（注：LF13-1DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP 均各自接收本平台产液，LF13-2DPP 接收本平台产液及上游平台外输液），校核如下：

表 2-15 处理能力校核表

主要设施	项目	系统设计能力	本项目投产后 预测最大处理量	依托是否 可行
LF13-1DPP	油 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	气 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	生产水 (m <sup>3</sup> /d)			可行
LF13-2DPP	油 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	气 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	生产水 (m <sup>3</sup> /d)			可行
LF7-2DPP	油 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	气 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	生产水 (m <sup>3</sup> /d)			可行
LF14-4DPP	油 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	气 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	生产水 (m <sup>3</sup> /d)			可行
LF15-1DPP	油 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	气 (m <sup>3</sup> /d)			可行
	生产水 (m <sup>3</sup> /d)			可行

HYSY121FSO	油仓容积 (m <sup>3</sup> )	████████	████████	████████	可行
------------	------------------------	----------	----------	----------	----

由表可知，本次调整井投产后，处理能力均可满足要求。

### 5) 已建海底管道校核

表 2-16 项目依托各管道设计参数及校核情况

序号	管道名称	管长 (km)	设计参数		依托后参数		是否满足
			设计压力 (kPa)	设计温度 (°C)	最大压力 (kPa)	最高温度 (°C)	
1	LF13-1DPP→LF13-2DPP 海底混输管道	████	████	████	████	████	是
2	LF13-2DPP→HYSY121FSO 海底混输管道	██	████	██	████	██	是
3	LF7-2DPP→LF13-2DPP 海底混输管道	████	████	████	████	████	是
4	LF14-4DPP→LF13-2DPP 海底混输管道	████	████	████	████	████	是
5	LF15-1DPP→LF14-4DPP 海底混输管道	████	████	██	████	██	是

由表 2-13 可知，本次调整井投产后，处理能力均可满足要求。由表 2-14 可知，经校核本项目投产后各管道温度、压力均小于原设计参数，满足依托要求。

### 6) 依托设施寿命校核

针对本项目依托设施分析其寿命情况，见下表。建议在达到平台设计寿命前将进行延寿评估，以保证平台的使用安全。

表 2-17 陆丰油田主要设施延寿评估情况

类型	平台名称	投产时间	设计寿命	到期时间	延寿情况
平台	LF13-1DPP 平台	1993	15	2008 (2020 年进行延寿评估, 经过结构评估后, 在维持平台现状的情况下, 平台结构疲劳寿命可延至 2035 年)	████████████████████
	LF13-2DPP 平台	2011	25	2036	/
	LF14-4DPP 平台	2021	25	2046	/
	LF15-1DPP 平台	2022	20	2042	/
	LF7-2DPP 平台	2014	25	2039	/
	HYSY121FSO	2020	15	2035	/

	海底混输管道	LF13-1DPP→LF13-2DPP	2020	15	2035	/
		LF13-2DPP→HYSY121FSO	2012	12	2024	[REDACTED]
		LF7-2DPP→LF13-2DPP	2014	25	2039	/
		LF14-4DPP→LF13-2DPP	2021	25	2046	/
		LF15-1DPP→LF14-4DPP	2022	20	2040	/
总平面及现场布置	<p>本项目所涉及的现有工程设施主要为陆丰油田群的相关设施。</p> <p>陆丰油田群包括 8 个海上设施：LF13-1DPP 平台、LF13-2DPP 平台、LF7-2DPP 平台、LF14-4DPP 平台、LF15-1DPP 平台、LF8-1DPP 平台、一套陆丰 22-1 水下生产系统（LF22-1SPS）和一艘具有原油储存和外输功能的 HYSY121FSO 浮式储油装置以及设施之间的海底管道及海底电缆。本项目工程设施平面布置图见附图 6。</p>					
施工方案	<p><b>(1) 调整井施工方案</b></p> <p>本项目拟在陆丰油田群 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 共计 5 个平台实施 52 口调整井，均利用平台钻机进行钻完井作业。其中 LF13-1DPP 平台实施 17 口调整井，LF13-2DPP 平台实施 14 口调整井，LF7-2DPP 平台实施 3 口调整井，LF14-4DPP 平台实施 14 口调整井，LF15-1DPP 平台实施 4 口调整井。</p> <p>1) 施工方式</p> <p>空井槽的调整井流程：以 LF13-1 平台为例，首先进行 24"隔水导管下入作业，然后使用海水钻进 16"井眼，下/固 13-3/8"套管，钻 12-1/4"井眼至中完井深，下/固 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼至设计完钻井深，转入完井作业。</p> <p>老井侧钻调整井钻井流程：老井交接至钻井部门，向井筒内泵入压井液平衡地层压力，起甩老井生产管柱，组下弃井桥塞，注弃井水泥塞，完成老井眼弃井。侧钻的第 1 种侧钻方式为：切割回收 9-5/8"套管，13-3/8"套管开窗作业，侧钻 12-1/4"井眼，钻 12-1/4"井眼至中完井深，下/固 9-5/8"套管，钻 8-1/2"井眼至设计完钻井深或者继续钻 6"井眼完钻的方式完成，转入完井作业。侧钻的第 2 种侧钻方式为：9-5/8"套管开窗作业，侧钻 8-1/2"井眼，钻 8-1/2"井眼至中完井深，下/固 7"套管，钻 6"井眼完钻的方式完成，转入完井作业。</p> <p>调整井完井流程：需要下部完井，则下防砂管柱，坐封顶部封隔器；下生产管柱、坐生产封隔器；装采油树。</p> <p><b>(2) 调整井作业计划</b></p> <p>本项目计划 2024 年至 2027 年实施 52 口调整井，具体计划见下表。</p>					

本项目调整井作业主要包括钻完井作业等。其中平台钻完井作业采用模块钻机，单井作业时间约29-73天，调整井钻完井作业时间总计约1550天，参加作业的人数约65人。本项目调整井作业工期和钻进时间见下表。

**表2-18 本项目调整井预计作业天数及作业人次**

序号	油田	井名	计划施工时间（年/月）	施工天数（天）	施工人数（人）
1	LF13-1	LF13-1-13H1	2024.7	40	65
2		LF13-1-17H2	2024.8	44	65
3		LF13-1-27H4	2025.7	40	65
4		LF13-1-28H3	2025.8	70	65
5		LF13-1-29H3	2025.10	48	65
6		LF13-1-35M	2026.7	45	65
7		LF13-1-37H	2026.8	63	65
8		LF13-1-38M	2026.10	42	65
9	LF13-2	LF13-2-A15	2024.7	36	65
10		LF13-2-A17	2025.7	29	65
11		LF13-2-A13H1	2026.7	42	65
12		LF13-2-A9H1	2024.8	40	65
13		LF13-2-A14H1	2024.9	34	65
14		LF13-2-A11H1	2025.9	35	65
15	LF13-2-A18S1	2025.10	52	65	
16	LF7-2	LF7-2-A1H	2024.7	36	65
17		LF7-2-A3H	2025.7	34	65
18		LF7-2-A8	2025.8	30	65
19	LF14-4	LF14-4-A2S1	2024.7	51	65
20		LF14-4-A4S1	2025.7	49	65
21		LF14-8-A12H	2025.8	59	65
22		LF14-8-A13H	2024.8	68	65
23		LF14-8-A15H	2025.8	73	65
24		LF14-8-A20	2026.7	36	65
25		LF14-8-A11H1	2026.9	56	65
26		LF14-8-A14H1	2026.11	60	65
27		LF14-8-A16H1	2027.7	65	65
28		LF14-4-A22	2024.6	50	65
29		LF14-4-A9H	2024.4	50	65
30	LF14-4-A24M	2024.2	53	65	
31	LF15-1	LF15-1-A2H	2024.5	40	65
32		LF15-1-A9H	2025.6	37	65
33		LF15-1-A6H	2025.8	43	65

其他

无

### 三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状

#### (一) 现状资料来源

##### 1、水质、海洋生态、生物质量、沉积物现状资料来源

本次水质、生物生态、生物质量、沉积物调查资料引自《陆丰 13-8/13-9 油田开发工程春季环境质量现状调查与评价》。

##### 1) 水质、生物生态、生物质量

调查时间：2022 年 5 月 23 日~5 月 28 日；

调查内容：海水水质、沉积物、生物生态；

调查单位：国家海洋局南海环境监测中心；

调查站位：春季调查共布设 35 个调查站位，其中水质站位 35 个，生物生态（浮游植物、浮游动物、鱼卵仔稚鱼、底栖生物等）站位 22 个。以东西向为横断面，共设置 5 个断面，断面间距 18km，以垂直于横断面设 7 个纵断面，断面间距 20km。

##### 2) 沉积物

调查时间：2022 年 5 月；

调查内容：沉积物调查；

调查单位：国家海洋局南海环境监测中心；

调查站位：本次环境现状调查围绕陆丰油田群周围海域范围内进行。调查共设置沉积物站 22 个。

##### 3) 渔业资源资料来源

本次渔业资源调查资料引自《陆丰 13-8/13-9 油田开发工程春季渔业资源现状调查与评价报告》。

调查时间：2022 年 4 月 9 日~4 月 16 日；

调查内容：鱼卵仔稚鱼、游泳生物；

调查单位：广东海洋大学南海渔业资源监测与评估中心；

调查站位：12 个。

#### (二) 调查概况

##### 1、水质、海洋生态、生物质量现状站位

工程区域的水质、海洋生态、生物质量现状调查站位详下表及下图。

图 3-1 海洋现状调查站位图（略）

表 3-1 春季调查站位表

站号	经度 (E)	纬度 (N)	监测内容
P1			水质、沉积物、生物生态
P2			水质
*P3			水质、沉积物、生物生态

P4				水质
P5				水质、沉积物、生物生态
P6				水质
P7				水质、沉积物、生物生态
P8				水质、沉积物、生物生态
P9				水质
P10				水质、沉积物、生物生态
P11				水质
*P12				水质、沉积物、生物生态
P13				水质
P14				水质、沉积物、生物生态
P15				水质
P16				水质、沉积物、生物生态
P17				水质、沉积物、生物生态
P18				水质、沉积物、生物生态
*P19				水质、沉积物、生物生态
P20				水质、沉积物、生物生态
P21				水质
P22				水质、沉积物、生物生态
P23				水质
P24				水质、沉积物、生物生态
P25				水质、沉积物、生物生态
P26				水质、沉积物、生物生态
P27				水质
*P28				水质、沉积物、生物生态
P29				水质、沉积物、生物生态
P30				水质
P31				水质、沉积物、生物生态
P32				水质
P33				水质、沉积物、生物生态
P34				水质
P35				水质、沉积物、生物生态

注：带\*号站位采集平行双样。

## 2、渔业资源站位

渔业资源调查站位详见表 3-2 及附图 3-2。

图 3-2 渔业资源现状调查站位（略）

表 3-2 春季调查监测站位及监测内容

站位	东经 (E)	北纬 (N)	调查项目
1			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
2			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
3			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
4			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
5			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
6			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
7			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
8			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
9			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
10			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
11			鱼卵仔稚鱼、渔业资源
12			鱼卵仔稚鱼、渔业资源

### (三) 调查结果

## 1、水环境质量调查结果

### (1) 评价因子

选取 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项作为评价因子。

### (2) 评价标准

根据《海水水质标准》(GB3097-1997)、《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)和《海洋生物质量》(GB18421-2001)，对照《全国海洋功能区划(2011-2020年)》、《广东省海洋功能区划(2011-2020年)》中对各功能区水质、沉积物、生物质量管理目标要求，确定各调查站位水质、沉积物、生物质量评价执行标准情况。

2022年5月的调查站位位于《广东省海洋功能区划(2011-2020年)》划定范围之外。因此，根据全国海洋功能区划的要求，本项目春季海洋环境质量调查站位的水质从第一类标准开始评价；针对超过一类标准的因子，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。调查站位图见附图3和附图4。

### (3) 评价结果

1) 调查海域海水中 pH、化学需氧量、油类、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚符合《海水水质标准》(GB3097-1997)第一类海水水质标准。

2) 溶解氧底层11个站位满足第三类海水水质标准，底层23个站位、100m层16个站位满足第二类海水水质标准，其余站为均满足一类海水水质标准。

3) 无机氮底层10个站位满足第二类海水水质标准，其余站为均满足一类海水水质标准。

4) 活性磷酸盐底层5个站位满足第四类海水水质标准，底层14个站位、100m层3个站位满足第二类海水水质标准，其余站为均满足一类海水水质标准。

表 3-3 春季调查海域海水各评价因子的站位统计

评价因子	水质等级评价	层次及站位		
	水质类别	层次	个数	站位号
pH、化学需氧量、油类、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚	满足第一类海水水质标准	所有层次	35	P1~P35
	满足第三类海水水质标准	底层	11	P20、P21、P25~P28、P31~P35
溶解氧	满足第二类海水水质标准	100m 层	16	P14~P24、P26、P29、P31、P32、P35
		底层	23	P1~P12、P14~P19、P22~P24、P29、P30
	满足第一类海水水质标准	其余站为均满足一类海水水质标准		
无机氮	满足第二类海水水质标准	底层	10	P20、P21、P24~P26、P31~P35
	满足第一类海水水质标准	其余站为均满足一类海水水质标准		
活性磷酸盐	满足第四类海水水质标准	底层	5	P25、P26、P31~P33
	满足第二类海水水质标准	100m 层	3	P22、P24、P33
		底层	14	P8、P10、P14、P16~24、P34、P35
	满足第一类海水水质标准	其余站为均满足一类海水水质标准		

## 2、海洋生态现状调查结果

### (1) 叶绿素 a



春季调查海域各站叶绿素 a 平均含量变化于(0.03~0.12)mg/m<sup>3</sup>, 平均值为 0.07mg/m<sup>3</sup>, 海区各水层叶绿素 a 含量有一定差异, 50m 层叶绿素 a 含量最高, 其余水层叶绿素 a 含量较低。

#### (2) 初级生产力

春季调查海域各站海洋初级生产力差异较大, 范围为(49.53~187.38)mg·C/(m<sup>2</sup>·d), 平均为 113.64mg·C/(m<sup>2</sup>·d), 初级生产力总体上处于低水平。

#### (3) 浮游植物

春季调查海域共采集到浮游植物 4 门 41 属 142 种(含变种、变型)。其中, 硅藻种类数 32 属 88 种, 占总种数的 62.0%; 甲藻 7 属 49 种, 占总种数的 34.5%; 金藻 1 属 2 种; 蓝藻 1 属 3 种。

春季调查海域除个别站位外, 调查海区各站位浮游植物个体数量总体上差异不大, 个体数量范围为(0.14~2.45)×10<sup>4</sup>个/m<sup>3</sup>, 平均为 0.66×10<sup>4</sup>个/m<sup>3</sup>。多样性指数变化范围在 1.97~5.06 之间, 平均值为 4.36。均匀度变化范围在 0.42~0.93 之间, 平均值为 0.82; 丰富度指数变化范围在 1.90~4.54 之间, 平均值为 3.25。各项指标表明调查海区大多数调查站位多样性指数、均匀度和丰富度总体上均处于较高水平。总的来说, 浮游植物群落多样性水平较高。

#### (4) 浮游动物

春季调查该海域共鉴定出终生浮游动物 16 类 279 种和 17 类阶段性浮游幼体。其中以桡足类种类数最多, 共计 114 种, 占总种类数(含阶段性浮游幼体)的 38.5%; 其次为刺胞动物, 共 49 种, 占总种类数 16.6%; 端足类 41 种, 占 13.9%; 介形类 19 种, 占 6.4%; 阶段性浮游幼体 17 类, 占 5.7%; 被囊类 13 种, 占 4.4%; 其他类群的种类数较少, 介于 1~8 种之间, 按种类数由多到少依次为磷虾类、毛颚类、翼足类、多毛类、十足类、异足类、原生动物、糠虾类、栉板动物和等足类。

春季调查海域浮游动物调查海区各站点间浮游动物个体密度的变化差异较大, 变化范围在 17.79~90.49ind/m<sup>3</sup> 之间, 平均为 39.37ind/m<sup>3</sup>。春季调查海域各站位浮游动物的平均生物量为 23.47mg/m<sup>3</sup>, 变化范围为 8.98~75.24mg/m<sup>3</sup>。种类多样性指数在 4.06~5.42 之间, 平均 4.81; 均匀度在 0.64~0.80 之间, 平均值 0.74; 丰富度在 10.55~23.54 之间, 平均值 17.45。此次调查中监测海区浮游动物群落的生物多样性指数差异均不大, 均维持在较高水平, 表明调查海区浮游动物群落具有很高的生物多样性水平, 群落间的种类分布也很均匀, 浮游动物群落结构稳定, 海区生态环境处于健康状态。

#### (5) 底栖生物

春季调查经鉴定共有 7 大类 195 种。其中节肢动物种类最多, 有 66 种, 约占总种数的 33.8%; 软体动物次之, 有 32 种, 占总种数的 21.9%; 脊索动物次之, 有 50 种, 占总种数的 25.6%; 软体动物有 35 种, 占总种数的 17.9%; 环节动物有 22 种, 占总种数的 11.3%; 棘皮动物有 15 种, 占总种数的 7.7%; 刺胞动物有 6 种, 占总种数的 3.1%, 底栖生物种类组成以暖水性大洋广布种类为主。

春季调查海域底栖生物的栖息密度变化范围为(0~300) ind/m<sup>2</sup>, 平均栖息密度为 29.1ind/m<sup>2</sup>;

生物量变化范围为(0~11.49) g/m<sup>2</sup>, 平均生物量为 2.46g/m<sup>2</sup>。种类多样性指数平均为 3.84, 变化范围为 2.64~4.67; 均匀度指数平均为 0.84, 变化范围为 0.68~0.93; 丰富度指数平均为 3.69, 变化范围为 1.91~5.03。查区生物多样性指数、丰富度和均匀度都较高, 显示底栖生物群落结构比较稳定。

### 3、生物质量调查结果

春季调查海域底栖生物质量状况良好。鱼类、甲壳类和软体类生物体内汞、铜、铅、镉和锌满足《中国海岸带和海涂资源综合调查专业报告集—环境质量调查报告》(1980~1987)中规定的生物质量标准。鱼类、软体类体内石油烃含量满足《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。

### 4、沉积物调查结果

2022年5月调查海域海洋沉积物中有机碳、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷和油类的含量均符合第一类海洋沉积物质量标准限值要求。

### 5、渔业资源调查结果

#### (1) 鱼卵、仔稚鱼

春季鱼卵和仔稚鱼水平拖网共采到鱼卵 641 粒, 仔稚鱼 180.5 尾。水平拖网总平均密度鱼卵为 22.95 粒/hm<sup>3</sup>, 仔稚鱼为 6.46 尾/hm<sup>3</sup>。垂直拖网共采鱼卵 364 粒, 仔稚鱼 201 尾。垂直拖网总平均鱼卵为 68.28 粒/hm<sup>3</sup>, 仔稚鱼为 43.49 尾/hm<sup>3</sup>。

#### (2) 鱼类

春季调查期间共捕获鱼类 128 种, 优势种为条尾绯鲤、长鳮。其中幼鱼为 18366 尾/km<sup>2</sup> 和 170.63kg/km<sup>2</sup>; 成鱼为 18827 尾/km<sup>2</sup> 和 174.91kg/km<sup>2</sup>

#### (3) 头足类

春季调查海域共获得头足类 17 种, 优势种为中国枪乌贼、柏氏四盘耳乌贼。幼体平均资源密度为 1017 尾/km<sup>2</sup> 和 21.53kg/km<sup>2</sup>, 成体平均资源密度为 2205 尾/km<sup>2</sup> 和 46.68kg/km<sup>2</sup>。

#### (4) 甲壳类

春季调查渔获甲壳类 33 种, 优势种为鹰爪虾、银光梭子蟹、卷折馒头蟹、武士螯。幼体平均资源密度为 2195 尾/km<sup>2</sup> 和 6.74kg/km<sup>2</sup>, 成体平均资源密度为 3002 尾/km<sup>2</sup> 和 9.21kg/km<sup>2</sup>。

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

(1) 相关工程环保手续执行情况

本项目相关工程环评及批复情况如下表：

表 3-4 陆丰油田群历次环评报告书批复和竣工环保验收情况

环评报告	主体工程设施	本工程依托	环评批复情况	竣工验收情况
《南海陆丰 13-1 油田环境影响报告书》	LF13-1DPP 平台、“南海盛开号”FSOU 及之间的管道、电缆	LF13-1DPP 布设 16 口调整井及配套管线		
《陆丰 13-2 油田开发调整工程环境影响报告书》	LF13-2DPP 平台及配套管道、电缆	LF13-2DPP 布设 15 口调整井及配套管线		
《陆丰 7-2 油田开发工程环境影响报告书》	LF7-2DPP 平台及配套管道、电缆	LF7-2 本项目布设 3 口调整井及配套管线		
《陆丰油田长期复产项目环境影响报告表》	HYSY121FSO 浮式储油装置	本项目各平台通过 LF13-2DPP 平台将原油送至 HYSY121FSO 浮式储油装置		
《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》	LF14-4DPP 平台、LF15-1DPP 平台、LF22-1SPS 水下生产系统及配套管道、电缆	LF14-4DPP 布设 14 口调整井、LF15-1 布设 4 口调整井及配套管线		
《陆丰油田群二期开发项目环境影响报告书》	LF8-1DDP 平台、LF13-1DPP 平台 20 口调整井、LF13-2DPP 平台 3 口调整井及水下生产系统及配套管道、电缆	/		

(2) 环保设施运行情况

根据油田生产水、生活污水监测报表数据可知：LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 平台生产水排放总量未超出原环评批复总量，且经处理后石油类含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准（石油类≤45mg/L）；LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 生活污水经处理后 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准（≤500mg/L），环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

表 3-5 LF13-1DPP 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量 (m³)	生产水排放浓度 (mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值)
2022 年 10 月				
2022 年 11 月				
2022 年 12 月				
2023 年 1 月				
2023 年 2 月				
2023 年 3 月				

2023年4月				
2023年5月				
2023年6月				
2023年7月				
2023年8月				
2023年9月				
合计				

表 3-6 LF13-2DPP 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量 (m³)	生产水排放浓度 (mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值)
2022年10月				
2022年11月				
2022年12月				
2023年1月				
2023年2月				
2023年3月				
2023年4月				
2023年5月				
2023年6月				
2023年7月				
2023年8月				
2023年9月				
合计				

表 3-7 LF7-2DPP 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量 (m³)	生产水排放浓度 (mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值)
2022年10月				
2022年11月				
2022年12月				
2023年1月				
2023年2月				
2023年3月				
2023年4月				
2023年5月				
2023年6月				
2023年7月				
2023年8月				
2023年9月				
合计				

表 3-8 LF14-4DPP 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量 (m³)	生产水排放浓度 (mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值)
2022年10月				
2022年11月				
2022年12月				
2023年1月				
2023年2月				
2023年3月				
2023年4月				
2023年5月				
2023年6月				
2023年7月				
2023年8月				
2023年9月				
合计				

表 3-9 LF15-1 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量 (m <sup>3</sup> )	生产水排放浓度 (mg/L)	生活污水排放量 (m <sup>3</sup> )	生活污水排放浓度 (COD 值)
2022 年 10 月	█	█	█	█
2022 年 11 月	█	█	█	█
2022 年 12 月	█	█	█	█
2023 年 1 月	█	█	█	█
2023 年 2 月	█	█	█	█
2023 年 3 月	█	█	█	█
2023 年 4 月	█	█	█	█
2023 年 5 月	█	█	█	█
2023 年 6 月	█	█	█	█
2023 年 7 月	█	█	█	█
2023 年 8 月	█	█	█	█
2023 年 9 月	█	█	█	█
合计	█	█	█	█

注：LF15-1DPP 平台于 2022 年 9 月 30 日投产。

(4) 风险事故回顾

[Redacted content]

生态环境  
保护目标

[Redacted content]

表 3-10 项目周边主要环境保护目标

类型	环境敏感区名称	产卵期	方位	最近距离 (km)
----	---------	-----	----	-----------

渔业三场一通道	蓝圆鲹粤东外海产卵场	蓝圆鲹（产卵期 3~7 月）		/
	鲐鱼产卵场	鲐鱼（产卵期 2~4 月）		/
	深水金线鱼产卵场	深水金线鱼（产卵期 3~9 月）		/

(1) 环境质量标准

████████████████████  
████████████████████  
████████████████████

本项目环境影响评价中所采用的环境质量评价标准见下表。

**表 3-11 环境质量标准**

类别	采用标准	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	环境质量现状评价、环境影响评价、海洋沉积物质量评价
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	
海洋生物生态	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	贝类（双壳类）的生物质量评价
	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	/
	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	/

(2) 污染物排放和控制标准

████████████████████，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），油田所在海域属于三级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），油田所在海域属于二级海区；本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

**表 3-12 污染物排放标准**

污染物	采用标准	等级/海区等级	污染因子	标准值	适用对象
水基钻井液、水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	
			Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg	
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）	二级	生物毒性容许值 ≥20000mg/L		
非水基钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	不得排放入海			非水基钻井液
非水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的非水基
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	

评价标准

			Cd (重晶石中最大值)	≤3mg/kg	钻井液钻屑
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分: 分级》 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥20000mg/L	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分: 分级》 (GB18420.1-2009)	
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	石油类	石油类≤45mg/L (月平均值) 石油类≤65mg/L (一次容许值)	油田排放的含油生产水
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分: 分级》 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥10000mg/L		
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	COD	≤500mg/L	各平台生活污水排放
生产垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	禁止排放或弃置入海		钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾
生活垃圾			除颗粒直径<25mm 的食品废弃物以外, 禁止其它生活垃圾排放或弃置入海		

本项目核算了2024年-2033年的LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP含油生产水排放量, 其中LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF15-1DPP调整井投产后最大年排放量均未超出原环评批复量维持原环评核定的最大排放量。[REDACTED]

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED], 详见下表。

表 3-13 本项目投产后各设施含油生产水排放量较原环评对比表

设施	项目	原环评核定的总量控制指标	本项目投产后最大排放量	本项目投产后总量指标增加值	本项目投产后总量指标	允许排放浓度	控制排放浓度
LF13-1	生产水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/
	其中: 石油类 (t/a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	≤45mg/L	≤40mg/L
LF13-2	生产水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/
	其中: 石油类 (t/a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	≤45mg/L	≤40mg/L
LF7-2	生产水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/
	其中: 石油类 (t/a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	≤45mg/L	≤45mg/L
LF14-4	生产水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/
	其中: 石油类 (t/a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	≤45mg/L	≤45mg/L
LF15-1	生产水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	/	/
	其中: 石油类 (t/a)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	≤45mg/L	≤45mg/L

其他

## 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

本项目施工期阶段产生的污染物主要为调整井钻井阶段产生的钻井液、钻屑等、施工作业的人员产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

#### (1) 钻井液

本项目使用的钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液，本次调整井水基钻井液和非水基钻井液使用及核算结果见下表。

本项目所产生水基钻井液总量约 [REDACTED]。本项目钻完井作业中钻井液循环使用，水基钻井液其排放节点主要有5个：外排钻屑携带、提带、固井置换、更换钻井液体系及钻井作业完成后的一次性排放，本项目水基钻井液排放位置及方式：水下排放，单井单排。钻井液最大排放速率出现在结束后的一次性排放，水基钻井液最大平均排放速率约 35m<sup>3</sup>/h。

水基钻井液的处理：平台设钻井液循环处理系统，水基钻井液钻井结束后经检测达标一次性排放。钻井液送样委托第三方检测检测，频次为每月一次（按照30天计，开钻后作业周期超过30天的需再次送样检测），监测项目包括含油量、汞和镉，不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理。通过泵输到船舱运至码头交有资质单位处理，或打到平台上带盖的回收箱内，然后吊装至供应船运至码头。

非水基钻井液产生总量约 [REDACTED]。

非水基钻井液的处理：陆地配制所有非水基钻井液由陆地泥浆站配置完毕后，通过船舶运送到现场，输送上平台泥浆池，然后开钻时替入井内；钻进期间通过补充新钻井液和加入材料予以维护，完钻用海水顶替出来，输送至船舶上然后带回陆地；可以重复使用的钻井液回收至泥浆站进行处理，需要报废的钻井液直接交给有资质的危废处理单位处理。

**表 4-1 本项目调整井钻井液核算结果**

平台	井名	非水基钻井液产生量/m <sup>3</sup>	水基钻井液排放总量/m <sup>3</sup>	一次最大排放量/m <sup>3</sup>	最大排放速率/m <sup>3</sup> /h
LF13-1DPP	LF13-1-13H1		■	■	■
	LF13-1-17H2		■	■	■
	LF13-1-27H4		■	■	■
	LF13-1-28H3	■	■	■	■
	LF13-1-29H3		■	■	■
	LF13-1-35M	■	■	■	■
	LF13-1-37H	■	■	■	■
LF13-2DPP	LF13-1-38M	■	■	■	■
	LF13-2-A15		■	■	■
	LF13-2-A17		■	■	■
	LF13-2-A13H1		■	■	■
	LF13-2-A9H1		■	■	■



	LF13-2-A14H1						
	LF13-2-A11H1						
	LF13-2-A18S1						
LF7-2DPP	LF7-2-A1H						
	LF7-2-A3H						
	LF7-2-A8						
LF14-4DPP	LF14-4-A2S1						
	LF14-4-A4S1						
	LF14-8-A12H						
	LF14-8-A13H						
	LF14-8-A15H						
	LF14-8-A20						
	LF14-8-A11H1						
	LF14-8-A14H1						
	LF14-8-A16H1						
	LF14-4-A9H						
	LF14-4-A22						
	LF14-4-A24M						
	LF15-1DPP	LF15-1-A2H					
LF15-1-A9H							
LF15-1-A6H							
合计							

(2) 钻屑

根据建设单位核算，本项目总钻屑产生量约为28560m<sup>3</sup>。钻屑单井最大排放速率约174m<sup>3</sup>/d，具体见下表。

表 4-2 本项目钻屑量统计

平台	非水基钻屑排放量 (m <sup>3</sup> )	水基钻屑排放量 (m <sup>3</sup> )	钻屑排放总 量 (m <sup>3</sup> )	钻井时间 (d)	最大排放速 率* (m <sup>3</sup> /d)
LF13-1DPP					
LF13-2DPP					
LF7-2DPP					
LF14-4DPP					
LF15-1DPP					
合计					

\*最大排放速率：钻井表层段钻速最快，故最大排放速率取表层钻屑排放速率

钻屑通过平台上的振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理，将钻井液与钻屑进行分离，检测不合格的钻屑，经非水基钻井液钻屑优化处理设备进一步处理，确保含油率小于8%检测合格后达标排海。

钻屑排放位置及方式：排放为水下排放，水基钻屑随钻随排，钻井期间连续排放；含油钻屑经检测含油量满足排放要求部分随钻随排，钻井期间连续排放；含油量超过排放要求的钻屑先进行回收，经再次处理且经检测达标后再进行连续排放。若达不到标准则收集运回陆地，交由陆地有资质的单位接收处理。

(3) 生活垃圾、生活污水

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。

根据日常运营经验数据：生活垃圾按1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按1.0kg/（人·日）计算，生活污水根据中国海油多年海上油气开发经验数值，按0.35m<sup>3</sup>/（人·日）计算。

本项目调整井作业天数约为1550天，作业人数为65人，生活垃圾产生量约151.13t，生活污水约35262.5m<sup>3</sup>；

表 4-3 生活污水核算结果表

施工内容	施工人员（人/每天）	施工天数（天）	生活污水（m <sup>3</sup> ）		生活垃圾（t）	
			产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
调整井作业	65	1550	0.35m <sup>3</sup> （人·天）	35262.5	1.5kg（人·天）	151.13

(4) 生产垃圾

本项目施工过程中产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，根据经验数据，调整井作业含油生产垃圾按单井作业期间大约产生 0.5t 生产垃圾核算。本次共计 52 口调整井，生产垃圾约为 26t，一般工业垃圾全部运回陆上处置，其中危险废物全部运回陆上交有资质单位处理。

2、施工期环境影响分析

施工期，生活垃圾除少量食品废弃物粉碎后排海外，其余运回陆地处理；生活污水处理达标后排放；生产垃圾运回陆地处理。钻井液、钻屑排放虽为短期行为，但瞬间排放速率较大，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定影响。

(1) 钻屑排放对海洋环境影响预测

① 预测源强

根据建设单位核算，本项目总钻屑产生量约为 28560m<sup>3</sup>。钻屑单井最大排放速率约 174m<sup>3</sup>/d，具体见下表。本项目预测取最大排放速率代表钻屑排放源强，即取 LF13-1DPP 调整井排放非油层段钻屑，排放水深位于水下 30m。

表 4-4 本项目钻屑量统计

平台	非水基钻屑排放量（m <sup>3</sup> ）	水基钻屑排放量（m <sup>3</sup> ）	钻屑排放总量（m <sup>3</sup> ）	钻井时间（d）	最大排放速率*（m <sup>3</sup> /d）
LF13-1DPP	174	0	174	1	174
LF13-2DPP	174	0	174	1	174
LF7-2DPP	174	0	174	1	174
LF14-4DPP	174	0	174	1	174
LF15-1DPP	174	0	174	1	174
合计	870	0	870	5	174

\*最大排放速率：钻井表层段钻速最快，故最大排放速率取表层钻屑排放速率

钻屑粒径分布一般如下表所示，计算时中值粒径取为74 μm、120 μm、150 μm、230 μm共4个等级各占百分比为25%、35%、25%、15%进行计算，然后将计算的增量值叠加。

② 预测方案

非油层段钻屑排放位置取LF13-1DPP平台，计算非油层段钻屑连续排放15d（包含一个完整的半月潮），分别统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻屑排放产生悬浮物的浓度增量超海水水质标准的总包络范围。其余平台非油层段钻屑排放影响类比LF13-1DPP结果。

③ 钻屑排放对海洋环境影响预测结果

预测结果的超标面积统计见表 4-5，不同超标倍数的包络面积见表 4-6。非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 4-1。

由表可知，非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量第一层、第二层和第三层超标。由于钻屑排放水深位于模型模拟的第二层，因此第二层超标面积最大。第二层超一（二）类海水水质标准的面积为 0.215km<sup>2</sup>，超三类海水水质标准的面积为 0.005km<sup>2</sup>，超四类海水水质标准面积为 0.002km<sup>2</sup>。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.39km，停止排放恢复到一类水质所需时间在 1h 内。

表 4-5 非油层段钻屑排放产生的悬浮物预测结果

层级	超一类水质 (km <sup>2</sup> )	超三类水质面积 (km <sup>2</sup> )	超四类水质面积 (km <sup>2</sup> )	超一（二）类距钻井平台最大距离 (km)	结束后恢复一类水质时长 (h)
第一层 (0-18.75 米)	0.001	0	0	0.39	1
第二层 (18.75-37.5 米)	0.215	0.005	0.002		
第三层 (37.5-56.25 米)	0.001	0	0		
第四层至第八层	0	0	0		

表 4-6 非油层段钻屑排放产生的悬浮物不同超标倍数包络面积 (km<sup>2</sup>)

层级	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi > 9
第一层	0.001	0	0	0
第二层	0.14	0.06	0.011	0.005
第三层	0.001	0	0	0
第四层至第八层	0	0	0	0

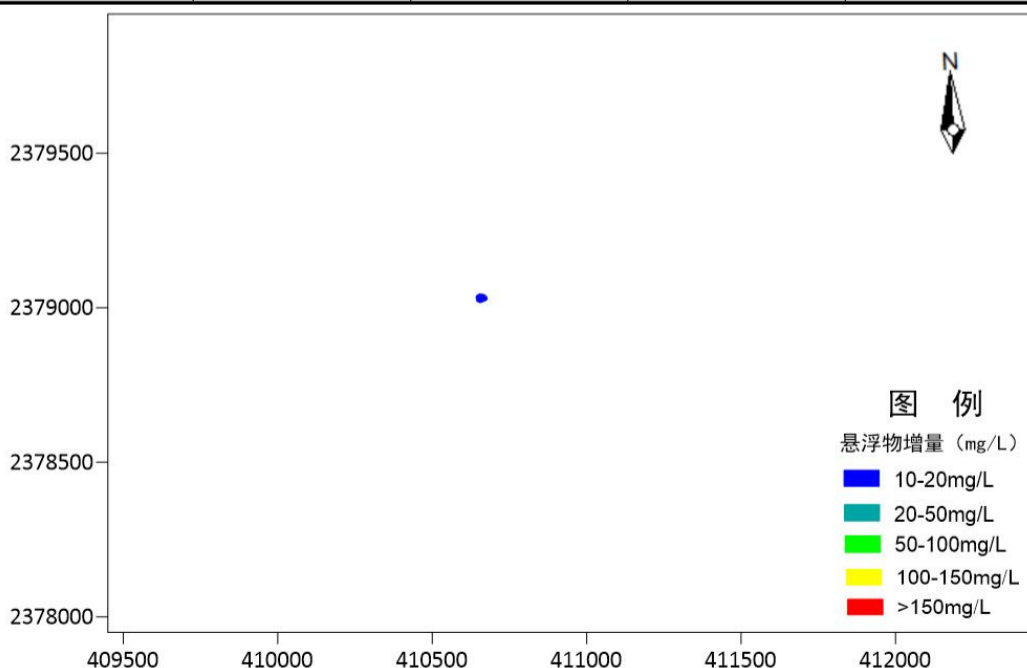


图 4-1a 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第一层）

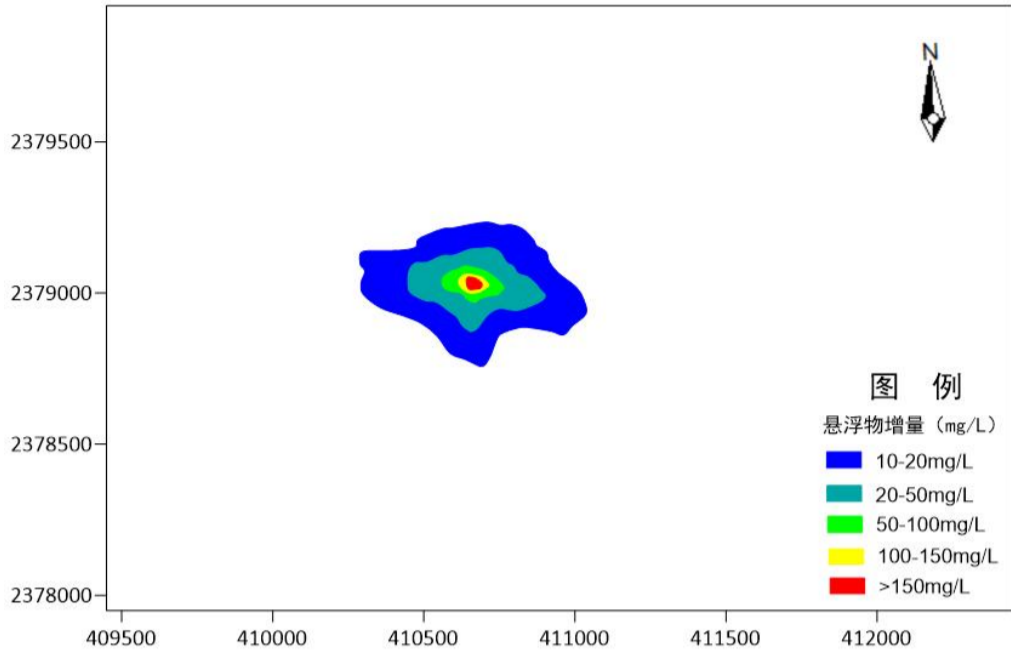


图 4-1b 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第二层）

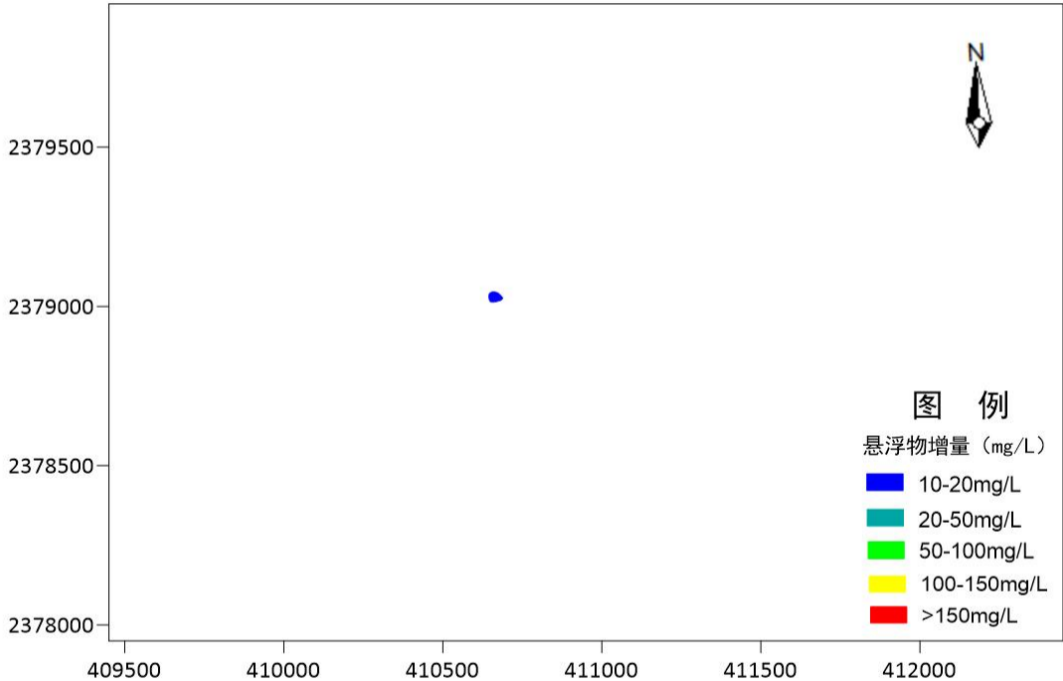


图 4-1c 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第三层）

(3) 钻井液排放对海洋生态影响

①悬浮物排放源强

根据污染物分析结果，本项目 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 调整井钻完井过程中，共产生水基钻井液排放 36130m<sup>3</sup>。各平台水基钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放，最大排放速率控制在 35m<sup>3</sup>/h 以下。钻井液比重一般在 1.08g/cm<sup>3</sup>~1.5g/cm<sup>3</sup>（本项目按 1.25g/cm<sup>3</sup> 计算），钻井液粒径 0.008mm~0.062mm，中值粒径取为 0.016mm。经估算，钻井液排放产生悬浮物的源强为

12.15kg/s。

②预测方案

本项目各平台调整井水基钻井液排放速率均为 12.15kg/s，本次取 LF13-1DPP 调整井排放水基钻井液，排放水深位于水下 30m。为计算对海水水质环境的最不利影响，本报告选择钻井液最大排放时长 28h 计算钻井液的影响范围，其余情况影响范围不会超过此范围，可与之类比。分别统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为钻井液排放产生悬浮物浓度增量超标总包络范围。

③预测结果分析

LF13-1DPP 水基钻井液排放预测结果的超标面积统计见表 4-7，不同超标倍数的包络面积见表 4-8。LF13-1DPP 水基钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 4-2。

由表可知，水基钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量第一层、第二层和第三层超标。由于钻井液排放水深位于模型模拟的第二层，因此第二层超标面积最大。第二层超一（二）类海水水质标准的面积为 0.53km<sup>2</sup>，超三类海水水质标准的面积为 0.02km<sup>2</sup>，超四类海水水质标准面积为 0.01km<sup>2</sup>。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.51km，停止排放恢复到一类水质所需时间在 2h 内。

**表 4-7 LF13-1 DPP 平台水基钻井液排放产生的悬浮物预测结果**

层级	超一类水质 (km <sup>2</sup> )	超三类水质面积 (km <sup>2</sup> )	超四类水质面积 (km <sup>2</sup> )	超一（二）类距钻井平台最大距离 (km)	结束后恢复一类水质时长 (h)
第一层 (0-18.75 米)	0.01	0	0	0.51	2
第二层 (18.75-37.5 米)	0.53	0.02	0.01		
第三层 (37.5-56.25 米)	0.01	0	0		
第四层至第八层	0	0	0		

注：LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP 和 LF15-1DPP 水基钻井液排放影响小于表格 LF13-1DPP 平台预测结果。

**表 3-2 LF13-1 DPP 平台水基钻井液排放产生的悬浮物不同超标倍数包络面积 (km<sup>2</sup>)**

层级	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi > 9
第一层	0.01	0	0	0
第二层	0.30	0.17	0.04	0.02
第三层	0.01	0	0	0
第四层至第八层	0	0	0	0

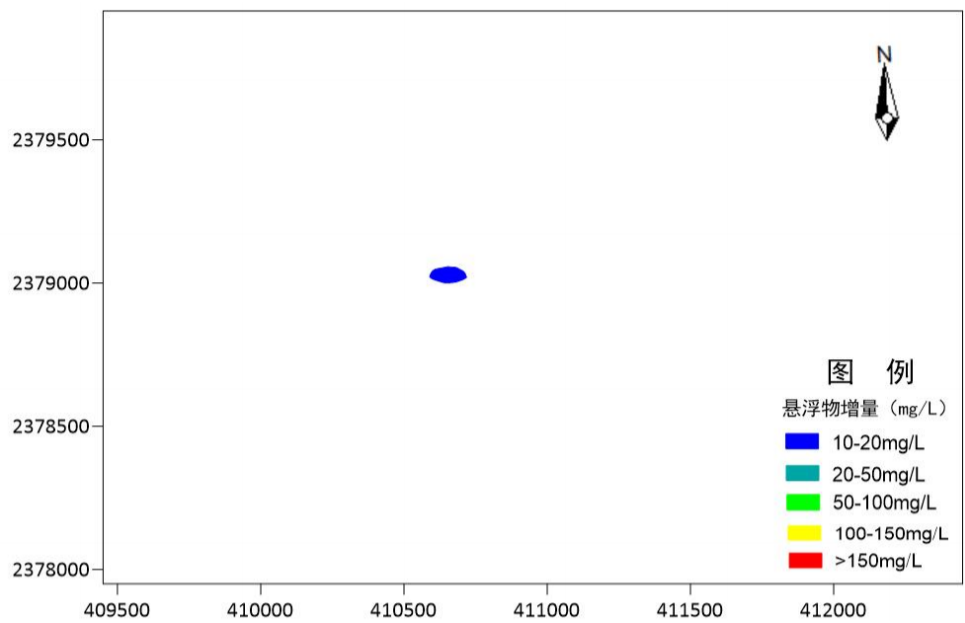


图 4-2a 水基钻井液排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第一层）

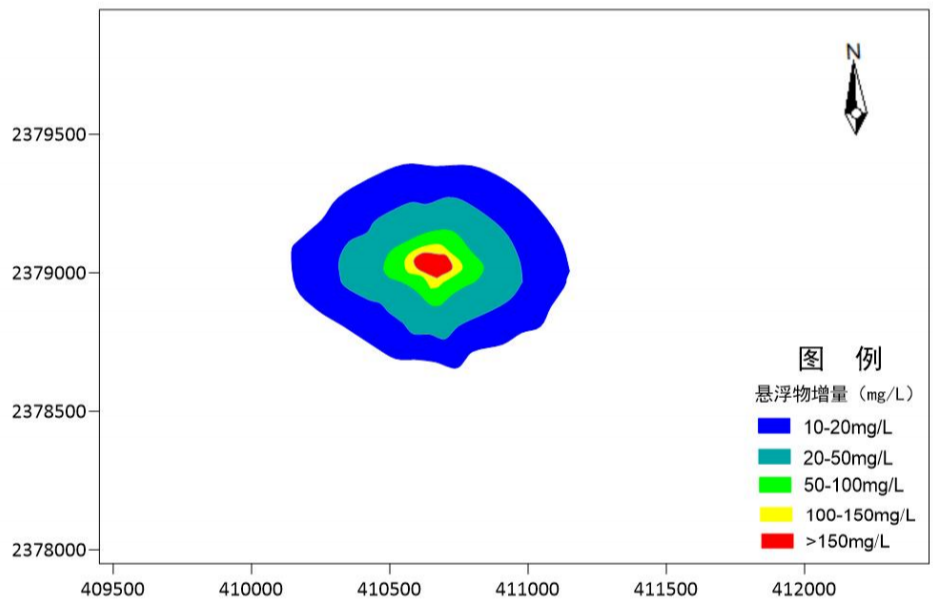


图 4-2b 水基钻井液排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第二层）

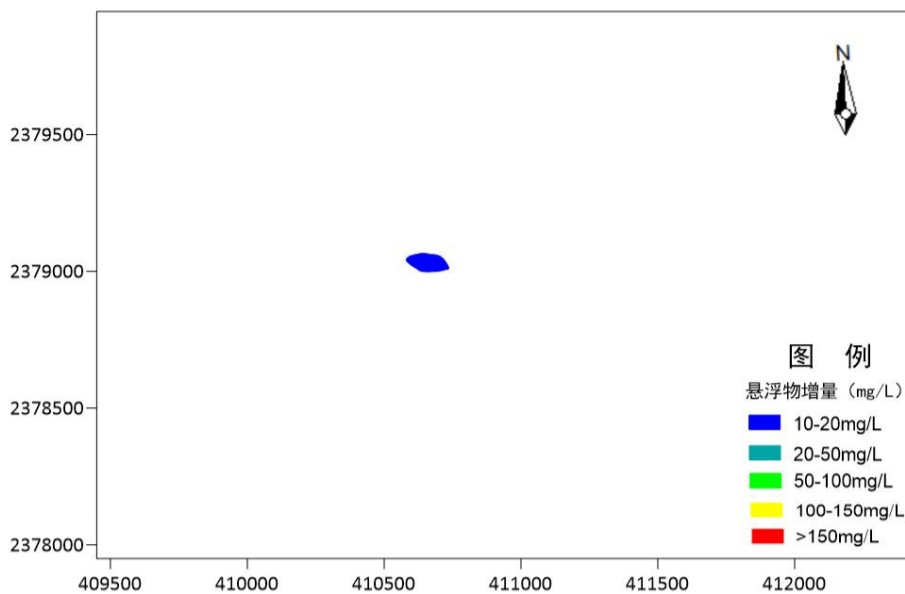


图 4-2c 非水基钻井液排放产生的悬浮物浓度增量包络线（第三层）

(3) 钻井液和钻屑排放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、钻井液排海产生的悬浮物对海洋生物资源造成的损害。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，结合现状调查结果，本项目钻井液生物资源损失量按以下公式计算：

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

本项目钻屑生物资源损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

各类生物的损失量计算结果如下：

表 4-7 本项目钻井液排放造成渔业资源损失量

生物资源	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	影响面积 (km <sup>2</sup> )	生物量	损失率 (%)	损失量 (粒或 kg)
鱼卵					
仔稚鱼					
鱼类幼体					
甲壳类幼体					
头足类幼体					
鱼类成					

体							
甲壳类成体							
头足类成体							

表 4-8 本项目钻屑排放造成渔业资源损失量

生物资源	影响面积 (km <sup>2</sup> )		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒或 kg)
鱼卵					
仔稚鱼					
鱼类幼体					
甲壳类幼体					
头足类幼体					
鱼类成体					
甲壳类成体					
头足类成体					

(4) 钻屑排放对海洋生物资源的影响评价

钻井施工阶段，钻屑沉降对底栖生物造成损失，损失率按照 100%计算。具体计算见下表。

表 4-9 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

影响环节	影响面积 (m <sup>2</sup> )	密度 (g/m <sup>2</sup> )	损失率 (%)	损失量 (t)
钻屑覆盖 2cm 厚度				

3、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”，本次调整井施工阶段悬浮物扩散造成的生物资源损害属一次性损害，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<sub>i</sub>—第i类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W<sub>i</sub>—第i类渔业生物资源的损失量（kg）；

E<sub>i</sub>—生物资源的商品价格，渔业资源成体的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为1.2万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格1.0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”。头足类幼体折算为0.020kg/尾，价格按20元/kg计算；甲壳类幼体折算为0.1kg/尾，价格按30元/kg计算。

经计算可知，本次调整井造成生物资源损失



本次施工期风险事故情形主要包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。建设单位已编写制定《陆丰油田作业区溢油应急计划》（2023年）

	<p>并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。建设单位在施工期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。</p>
运营期 生态环境 影响分析	<p>(1) 生活污水 本项目不新增定员，不新增生活污水，同时不超过原环评总量，不新增环境影响。</p> <p>(2) 生产垃圾 本项目调整井所在 LF13-1DPP 平台利用空井槽新钻 3 口调整井、LF14-4DPP 平台利用空井槽新钻 3 口调整井，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，运营期按每口井生产垃圾产生量约为 1t/a，则年产生的生产垃圾共约 6t/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资质单位接收处理。</p> <p>(3) 含油生产水 本项目核算了 2024 年-2033 年的 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP 含油生产水排放量，其中 LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF15-1DPP 调整井投产后最大年排放量均未超出原环评批复量，故含油生产水对水质影响未增加。</p> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <div style="background-color: black; width: 100%; height: 15px; margin-bottom: 5px;"></div> <p>本次运营期风险事故情形主要包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。建设单位已编写制定《陆丰油田作业区溢油应急计划》（2023 年）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。</p>

选址 选线 环境 合理性 分析	本项目属于陆丰油田群既有平台调整井作业，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。
-----------------------------	---

## 五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	<p><b>1、污染防治对策措施</b></p> <p>本次调整井施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生活污水和固体废物（包括生活垃圾和生产垃圾）。</p> <p>（1）钻井液</p> <p>本项目使用的钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液。</p> <p>1) 非水基钻井液：</p> <p>LF13-1DPP 平台非水基钻井液和不达标钻井油层钻井液暂存于平台 286m<sup>3</sup> 泥浆池内，LF13-2DPP 平台不达标的非水基钻井液暂存于 380m<sup>3</sup> 泥浆池内，LF14-4DPP 平台不达标的非水基钻井液暂存于 540m<sup>3</sup> 泥浆池内，LF7-2DPP 平台不达标的非水基钻井液暂存于 425m<sup>3</sup> 泥浆池内，LF15-1DPP 平台不达标的非水基钻井液暂存于 370m<sup>3</sup> 泥浆液池内，反输至供应船或守护船的船舱中，单船船舱容积为 400m<sup>3</sup>。由船运至码头交有资质单位接收处理。</p> <p>2) 水基钻井液：</p> <p>水基钻井液的排放：本次调整井工程钻井过程中向海中排放水基钻井液，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》(GB18420-2009)标准中二级海区标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求，即 Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。</p> <p>水基钻井液的处理：平台设钻井液循环处理系统，水基钻井液钻井结束后经检测达标一次性排放。钻井液送样委托第三方检测检测，频次为每月一次（按照 30 天计，开钻后作业周期超过 30 天的需再次送样检测），监测项目包括含油量、汞和镉，不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理。通过泵输到船舱运至码头交有资质单位处理。</p> <p>3) 钻井液池的防护措施</p> <p>钻井液贮存在平台钻井液池中，一般不会产生污染。符合排放要求的水基钻井液可直接排海。因而，贮存污染防治措施主要针对非水基钻井液：定期巡查非水基钻井液钻井液池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；若因控制管系泄漏或钻井液池满溢油，及时组织人员进行清除溢油或积油工作，将泄漏的非水基钻井液驳入平台空油舱或废油桶。一切污染杂物，严禁弃置大海。</p> <p>（2）钻屑</p> <p>钻屑包括水基钻井液钻屑和非水基钻井液钻屑。</p> <p>1) 钻屑的排放：</p> <p>本次调整井工程钻井过程中向海中排放的钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘</p>
-------------	---

探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420-2009)标准中二级海区标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中三级标准要求，即 Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。

不符合排放标准的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至船舶运至码头，同时及时更换空岩屑箱到平台备用。

### 2) 钻屑的处理：

①水基钻井液钻屑处理：水基钻井液钻屑通过平台上的振动筛将钻井液与钻屑进行分离；钻屑检验达标后排海，不符合标准在平台上进行收集存储，然后将回收岩屑吊装至船舶运至码头，后续通过陆地运输的方式交有资质单位接收处理。结合以往工程经验，使用水基钻井液产生钻屑的含油量一般较低，可以满足含油量≤8%的要求。

②非水基钻井液钻屑处理：钻屑通过平台上的振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理，将钻井液与钻屑进行分离，检测不合格的钻屑，经含油钻屑优化处理设备进一步处理，确保含油率小于 8%检测合格后达标排海。油基钻井液钻屑与合成基钻井液钻屑所用的深度处理工艺相同，包括非水基钻屑热机械处理工艺、非水基钻屑电磁感应热解处理工艺为例，将钻屑输送至减压热解釜装置内，在高温真空状态下发生热解反应，油和水以气体馏分的形式分离出来，经冷凝装置冷却液化成油和水加以回收，剩余的固态残渣自动排出，实现无害化处理，从源头减少海上钻井作业含油钻屑的产生。

### 3) 钻屑的检测：

钻井液工程师每 4~6 个小时取振动筛返出岩屑，经检测符合标准（含油量≤8%）后岩屑排海，不符合标准（含油量>8%）岩屑贮存在岩屑箱中，用岩屑箱全部回收。此外，钻屑送样委托第三方检测频次为 1 次/月（检测报告参照附件 3）。若检测不达标的水基钻屑和非水基钻屑在平台使用密闭钻屑箱收集（平台及供应船上储备 50 个钻屑箱，每个钻屑箱容积为 2.9 立方米），均定期由供应船密闭运回陆地，委托茂名市华凯石化有限公司或同等资质单位进行处理。

### (3) 生活污水和生活垃圾

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，生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径≤25mm 后间断排放，其它运回陆地处理。

### (4) 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾中一般工业垃圾经收集后运回陆地进行处理，生产垃圾中危险废物运回陆地交有资质单位处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求进行回收利用或处置。

## 2、生态保护对策措施

(1) 污染物源头控制

施工期含油钻屑、含油钻井液、生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。运营期含油生产水处理达标后排海，生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。尽量减少污染物排海，最大限度降低对海洋环境的影响。

钻井过程中应严格控制钻屑和非含油钻井液的排放速率。钻屑排放在钻井作业期间持续排放，速率和强度不大，本工程钻屑单井瞬时最大排放速率约 174m<sup>3</sup>/d。钻井液循环使用，间断性排放，平均最大排放速率限定为 35m<sup>3</sup>/h。实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开程度控制其排放速率，降低钻井液入海后的扩散范围，减少悬浮物超标面积，从而减少对渔业资源的影响。

(2) 生态避让

本项目钻井液、钻屑在水下 20~57 米处排放，减缓对经济鱼类的影响；合理安排工期，钻井过程中需严格控制钻井液，减少悬浮物扩散的影响范围，最大限度地减少对海洋生物的影响。

(3) 生态补偿

本项目海洋生态损失补偿费用约 [REDACTED]，该专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门、专业机构的指导下，结合实际选择合适的时机、海域以及增殖放流品种开展增殖放流工作。

**3、施工期环境风险防范与应急措施**

施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

(1) 制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(2) 充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护，提供充分的消防设备，预防平台火灾和爆炸。

(3) 预防地质性溢油。关注地层压力稳定，从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统，实时监控压力并做好记录，发现异常情况及时报警处置。定期开展油井动态监测，及时取录地层压力变化情况。

(4) 预防非水基钻井液泄漏。检查钻井液池及管线阀门的密封性，确保密封完好，并由专人负责，挂牌、示警，全程防止非水基钻井液泄漏。钻井期间随时对非水基钻井液液面进行监控，发现异常及时汇报、启动井控程序和 Related 应急预案。

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

	<p>为预防调整井钻完井作业期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位编写制定了《陆丰油田作业区溢油应急计划》（2023年）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案（备案登记表见附件2.1），建设单位应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。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。</p>
运营期生态环境保护措施	<p><b>1、污染物源头控制</b></p> <p>项目运营期不增加生产定员，故生活污水产生量不增加，均在原环评核算量范围内；初期雨水、甲板冲洗水全部经收集进入生产流程，经处理达标后外排，项目运营期不增加初期雨水、甲板冲洗水产生量；生产垃圾和生活垃圾（食品废气物经粉碎达标后排放）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有资质单位接收处理，项目运营期不增加生活垃圾产生量；本项目运营期不新增船舶数量，不增加船舶机舱含油污水产生量。</p> <p>（1）含油生产水 含油生产水通过各平台生产水处理设施处理合格后（含油浓度<math>\leq 45\text{mg/L}</math>）排海。</p> <p>（2）生产垃圾 运营期产生的生产垃圾中一般工业垃圾经收集后运回陆地进行处理，生产垃圾中危险废物运回陆地交有资质单位处理处置。</p> <p><b>2、加强运营期对海洋生态环境的监测</b></p> <p>原环评已针对运营期制定了跟踪监测计划，定期对海洋环境开展跟踪监测，实时掌握开发区域的环境质量现状。</p>
其他	<p>本项目运营期不新增污染物种类，各平台原跟踪监测计划可以满足本次调整井工程故本项目继续执行现有跟踪监测计划。其中LF14-4DPP平台和LF15-1DPP平台参照《陆丰油田群区域开发项目环境应报告书》（环审〔2021〕13号）中的跟踪监测计划执行，LF7-2DPP平台参照《陆丰7-2油田开发工程环境影响报告书》（国海环字〔2012〕664号）中的监测计划执行，LF13-1DPP平台和LF13-2DPP平台参照《关于陆丰13-2油田开发调整工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2010〕531号）中的跟踪监测计划执行。</p> <p>监测点位： LF14-4DPP监测点位为以LF14-4DPP平台为中心，半径500m均匀布设4个监测点。 LF15-1DPP监测点位为以LF15-1DPP平台为中心，半径1000m均匀布设4个点位。 LF7-2DPP监测点位为以LF7-2DPP平台为中心，半径500m均匀布设4个监测点。</p>

	<p>LF13-2DPP 监测点位为以 LF13-2DPP 平台为中心，半径 500m 均匀布设 4 个监测点。</p> <p>LF13-1DPP 监测点位为以 LF13-1DPP 平台为中心，半径 500m 均匀布设 4 个监测点。</p> <p>监测内容：水质监测包括水色、透明度、悬浮物、营养盐（包括无机氮、活性磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb 和 Cd）和石油类；沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb 和 Cd）和石油类；</p> <p>生物监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物等。环境影响跟踪监测的特征污染物主要为生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD。</p> <p>监测频次：生产运营期3-5年后进行一次环境影响跟踪监测。</p>																					
环保投资	<p>本项目环保投资约 ██████████，明细如下。</p> <p style="text-align: center;"><b>表 5.2 环保投资明细</b></p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 10%;">序号</th> <th style="width: 60%;">环境保护投资</th> <th style="width: 30%;">折合环保投资（万元）</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>1</td> <td>非水基钻井液回收处理费用</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>含油钻屑处理费用</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> <tr> <td>2</td> <td>固废处置</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> <tr> <td>3</td> <td>海洋生态损失补偿费用</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> <tr> <td>4</td> <td>检测费（钻井液、钻屑）</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> <tr> <td></td> <td style="text-align: center;">合计</td> <td style="text-align: center;">██████</td> </tr> </tbody> </table>	序号	环境保护投资	折合环保投资（万元）	1	非水基钻井液回收处理费用	██████	2	含油钻屑处理费用	██████	2	固废处置	██████	3	海洋生态损失补偿费用	██████	4	检测费（钻井液、钻屑）	██████		合计	██████
序号	环境保护投资	折合环保投资（万元）																				
1	非水基钻井液回收处理费用	██████																				
2	含油钻屑处理费用	██████																				
2	固废处置	██████																				
3	海洋生态损失补偿费用	██████																				
4	检测费（钻井液、钻屑）	██████																				
	合计	██████																				



## 六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	水基钻井液处理达标后排海。 钻屑经检验合格、达标后排海。 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。	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）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级标准。非水基钻井液，收集运回陆地交有资质单位处理。 生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。	运营期生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。 含油生产水经含油生产水处理装置处理达标后排海。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	/	/	/	/
固体废物	食品废弃物粉碎后排放。	其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理。 符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。	食品废弃物粉碎后排放。	其他生活垃圾运回陆地处理。 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《陆丰油田溢油应急计划》（2023年）及备案登记表	运营期严格遵守操作规程，一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作	《陆丰油田溢油应急计划》（2023年）
环境监测	/	/	纳入油田现有跟踪监测计划	/
其他	/	/	/	/

## 七、结论

### 1、产业政策及区划规划符合性

本项目在现有 5 个平台实施 52 口调整井，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（2021 年修改）中的“鼓励类”，符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划（2011～2020 年）》相关要求；位于《广东省海洋功能区划》和广东省“三区三线”划定成果，广东省三线一单中的生态保护红线之外，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

### 2、环境可行性

本项目位于

本项目施工期生活垃圾中的食品废弃物粉碎达标后排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，对海洋环境影响较小，且工期较短，其影响属于短期、可恢复性影响。生产阶段新增生产垃圾运回陆地处理，含油生产水处理后达标排放，对海洋环境的影响较小。

因此，在积极落实本报告表提出的防治措施和溢油应急计划的情况下，本项目可行。

## 附图

附图 1 本项目与广东省海洋主体功能区规划的位置关系

附图 2 本项目与广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线的位置关系

附图 3 调查站位与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系图

附图 4 调查站位与广东省“三区三线”位置关系图

附图 5 陆丰油田群位置示意图

附图 6 井槽布置图

附图 6-1 LF13-1DPP 井槽布置图

附图 6-2 LF13-2DPP 井槽布置图

附图 6-3 LF7-2DPP 井槽布置图

附图 6-4 LF14-4DPP 井槽布置图

附图 6-5 LF15-1DPP 井槽布置图

附图 7 本项目工程设施平面布置图

附图 8 油田周边环境敏感目标分布图（保护区）

附图 9 油田周边环境敏感目标分布图（三场一通道）

附图 9a 工程与南海底层、近底层鱼类产卵场分布图

附图 9b 工程附近主要经济鱼类产卵场（底层、近底层）分布图

## 附件

### 委托书

#### 附件 1 环评批复文件

附件 1-1 《南海陆丰 13-1 油田境影响报告书》批复文件

附件 1-2 《关于陆丰 13-2 油田开发调整工程环境影响报告书核准意见的复函》

附件 1-3 《国家海洋局关于陆丰 7-2 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》

附件 1-4 《关于陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书的批复》

附件 1-5 《关于陆丰油田群二期开发项目环境影响报告书的批复》

附件 1-6 《关于陆丰油田长期复产项目环境影响报告表的批复》

附件 2 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案报告表

附件 3 钻井液、钻屑检测报告

附件 3.1 水基钻井液检测报告

附件 3.2 水基钻井液钻屑检测报告

附件 3.3 非水基钻井液检测报告

附件 3.4 非水基钻屑检测报告

附加 3.5 水基钻井液生物毒性检测报告

附件 3.6 非水基钻井液生物毒性检测报告

附表

附录 1 环境风险专项评价

## 陆丰油田 52 口调整井项目

### 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》（HJ169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

### 1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，在陆丰油田群现有5个平台（LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP平台）实施52口调整井工程，不新增施工期船舶。故项目所涉及的危险物质主要为原油和天然气，本项目所涉及的危险物质的理化性质及危险特性见表1.1-1~表1.1-2。

表 1.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油	英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝点（℃）：-6℃	禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO <sub>2</sub>	
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD <sub>50</sub> ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。		



表 1.1-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：natural gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（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。			
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m <sup>3</sup> ）			
毒理性质	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。应与央企、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。			

## 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》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（甲烷）的临界量为 10t。

本项目工程内容为在陆丰油田群现有 5 个平台实施 52 口调整井工程。本项目平台物流集输和生产设施依托原工程，因此 5 个平台的最大油类及天然气在线量为平

台上工艺管线中所包含的油量及气量，平台上工艺管线及相关设施无新增，因此本项目平台上新增油类最大在线量约为 0t，天然气最大在线量约为 0t。

根据下式计算危险物质数量与临界量比值 Q：

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

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

$Q_1$ 、 $Q_2$ 、……、 $Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t；油类物质取 2500t，天然气取 10t。

本项目危险物质数量与临界量比值  $Q=0<1$ ，因此，该项目环境风险潜势为 I。

鉴于一旦发生风险事故，对海洋环境影响较大，本专项针对可能发生的溢油事故开展了影响分析。

### 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

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见下表。

表 2-1 环境风险敏感目标分布表

类型	环境敏感区名称	产卵期	方位	最近距离 (km)
渔业三场一通道	蓝圆鲹粤东外海产卵场	蓝圆鲹 (产卵期 3~7 月)	■	/
	鲈鱼产卵场	鲈鱼 (产卵期 2~4 月)	■	/
	金线鱼产卵场	金线鱼 (产卵期 4~5 月)	■	/
	深水金线鱼产卵场	深水金线鱼 (产卵期 3~9 月)	■	/
	黄鲷产卵场	黄鲷 (产卵期 1 月)	■	40
	绯鲤类产卵场	绯鲤 (产卵期 4~5 月)	■	33
	短尾大眼鲷产卵场	短尾大眼鲷 (产卵期 5 月)	■	30
	长尾大眼鲷产卵场	长尾大眼鲷 (产卵期 5~6 月)	■	38

自然保护区/海洋保护区	东沙群岛珊瑚礁和海鸟自然保护区	/	■	82
	碣石湾近海海洋保护区	/	■	68
广东省海洋红线区	碣石湾海马海洋自然保护区禁止类红线区	/	■	75
	东沙群岛特别保护海岛限制类红线区	/	■	80

### 3. 环境风险识别

#### 3.1 风险识别

##### 3.1.1 风险事故类型分析

本项目在陆丰油田群现有 5 个平台（LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP 平台）实施调整井工程，不新增施工期船舶、不新增工艺管线及相关设施等。

通过对井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、非水基钻井液泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等相关风险进行识别，结合本项目工程特点，本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、非水基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等，具体风险识别识别如下。

##### （1）井喷/井涌

本项目在陆丰油田群现有 5 个平台实施 52 口调整井，在钻完井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。

由于钻台和钻井液池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且作业区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

根据国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 52 口调整井，发生井喷概率为  $1.24 \times 10^{-4}$  次/a、发生井涌概率为  $8.99 \times 10^{-5}$  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）

## （2）平台火灾

平台改造过程中存在着动火作业，如离油气生产区较近，存在平台火灾风险。

设备故障以及人员操作失误有可能造成油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类泄漏入海。参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

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

本项目涉及 5 座平台，井口区 5 处。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为  $2.95 \times 10^{-2}$  次/a。

由于烃类物质的释放和聚集引起火灾进一步引起溢油事故概率低一个数量级，因此，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于  $2.95 \times 10^{-3}$  次/a。

## （3）油基钻井液泄漏

本项目部分调整井采用油基钻井液，在正常工况下不会外排，但若因管理不当、极端天气等原因可能造成油基钻井液排海、钻井液池外溢及转运泄露等风险。

## （4）船舶碰撞泄漏事故

施工船舶受风、水流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，但本项目建成后不新增船舶使用数量，运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010 年），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。

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%	$1.1 \times 10^{-6}$

本项目平台钻完井作业采用模块钻机进行，施工期不新增施工作业船舶，运营期不会导致值班船的增加，因此施工期和运营期船舶溢油风险不属于本项目新增的风险。

### (5) 平台工艺管线泄漏

平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E “泄漏频率的推荐值”，确定本项目测试管线泄漏概率，具体如下表。

**表 3.1-3 油气物流管线泄漏频率表**

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.0 \times 10^{-6}$ (m·a)
	全管径泄漏	$3.0 \times 10^{-7}$ (m·a)
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	$2.4 \times 10^{-6}$ (m·a)
	全管径泄漏	$1.0 \times 10^{-7}$ (m·a)

本项目不新增平台工艺管线，因此平台工艺管线泄漏风险不属于本项目新增的风险。

### (6) 海底管道和立管油气泄漏

海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司 2003 年出版的报告《PARLOC2001: The up date of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社（DetNorskeVeritas，DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。

**表 3.1-4 不同管径的管道在不同位置的事故概率统计**

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道（开阔海域）	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	$5.0 \times 10^{-4}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	$5.1 \times 10^{-5}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径>24 英寸	$1.4 \times 10^{-5}$	次/km·a
海底管道（平台周围安全区内）	管径≤16 英寸	$7.9 \times 10^{-4}$	次/年
	管径>16 英寸	$1.9 \times 10^{-4}$	次/年
柔性管（海底管道）	全部	$2.3 \times 10^{-3}$	次/km·a
立管	钢管-管径≤16 英寸	$9.1 \times 10^{-4}$	次/年
	钢管管径>16 英寸	$1.2 \times 10^{-4}$	次/年

由于本项目在现有平台上实施调整井，不新建海底管线，本项目投产后管线的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管线的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管线溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

### (7) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

地质性溢油风险分析详见 3.2 节。

### 3.1.2 小结

由以上的分析/论述可知，本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。

(1) **井喷/井涌**：发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计；

(2) **平台火灾**：当平台发生火灾时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海；在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，大量井流将流入海洋，但这种事故下的最大溢油量很难定量给出；

(3) **油基钻井液泄漏**：本项目采用部分调整井采用油基钻井液，在正常工况下不会外排，但若因管理不当、极端天气等原因可能造成油基钻井液排海、钻井液池外溢及转运泄露等风险，但这种事故下的最大溢油量很难定量给出；

(4) **地质性溢油风险事故**：一旦发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。

表 3.1-5 环境风险判别

序号	事故类型	泄漏物质	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
1	井喷/井涌	井流	难以估算	井喷 $1.24 \times 10^{-4}$ 井涌 $8.99 \times 10^{-5}$	高
2	平台火灾（引起溢油）	原油	难以估算	$2.95 \times 10^{-3}$	高
3	油基钻井液泄漏	油基钻井液	难以估算	低	低
4	地质性溢油	原油	难以估计	中	不定

综上所述，根据风险识别，本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。

### 3.2 地质性溢油风险分析

本节内容引自《陆丰油田群 52 口调整井工程地质性溢油风险分析报告》（中海石油（中国）有限公司深圳分公司，2023 年 10 月）。为确保油田进一步安全生产，结合本次调整工程方案，对可能导致的油田地质性溢油风险因素进行了排查。

本项目在陆丰油田群共涉及 33 口调整井钻井作业，其中陆丰 13-1 油田（LF13-1DPP 平台）涉及 5 口侧钻井、3 口新井，陆丰 13-2 油田（LF13-2DPP 平台）涉及 7 口侧钻井，陆丰 7-2 油田（LF7-2DPP 平台）涉及 3 口侧钻井，陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田（LF14-4DPP 平台）涉及 9 口侧钻井、3 口新井，陆丰 15-1 油田（LF15-1DPP 平台）涉及 3 口侧钻井。

#### （1）陆丰 13-1 油田

陆丰 13-1 油田新近系珠江组和古近系珠海组主要发育构造圈闭油藏，古近系恩平组 2850~2890 油藏受构造和岩性共同控制，发育构造岩性圈闭油藏，底水油藏和边水油藏交互存在。陆丰 13-1 油田整体上为一个低幅度的背斜构造，背斜长轴走向为北西南东向，北翼地层倾角陡，东南翼平缓。油田周边发育两条大断层，从珠江组至恩平组均有发育，恩平组地层发育三条小断层，各条断层都为正断层。油田范围内的断裂系统中各断层的位置、延伸长度、落差以及相互接触关系都能得到比较准确的解释，在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。

本项目陆丰 13-1 油田实施 17 口调整井，其中 8 口调整井需要侧钻，其开发系及埋深情况见表 3.2-1，调整井钻遇断层情况见表 3.2-2，目的油藏均为构造圈闭油藏，驱动类型包括底水驱动和边水驱动。

表 3.2-1 开发层系及埋深情况

序号	井名				
1	LF13-1-13H1				
2	LF13-1-17H2				
3	LF13-1-27H4				
4	LF13-1-28H3				
5	LF13-1-29H3				
6	LF13-1-35M				
7	LF13-1-37H				
8	LF13-1-38M				

表 3.2-2 陆丰 13-1 油田调整井钻遇断层情况

序号	油田	井名	钻遇断层数	据断层距离	备注
				(米)	
1	陆丰 13-1	LF13-1-13H1	1		

序号	油田	井名	钻遇断层数	据断层距离	备注
				(米)	
2		LF13-1-17H2	1	■	
3		LF13-1-27H4	1	■	
4		LF13-1-28H3	1	■	
5		LF13-1-29H3	1	■	
6		LF13-1-35M	1	■	
7		LF13-1-37H	1	■	
8		LF13-1-38M	1	■	

### (2) 陆丰 13-2 油田

陆丰 13-2 油田油藏为构造油藏■■■■，油藏驱动类型为边水驱动。陆丰 13-2 油田是一个被断层复杂化的背斜构造，构造走向近东西向，构造幅度低，为低幅构造油藏；陆丰 13-2 构造主要受控于北倾的 F1 和南倾的 F2、F5 大断层，F2 至 F5 之间发育一系列近东西走向、雁行排列的小断层；各断层都为正断层，其中 F5 断层最发育，从万山组地层断至基底。在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。

本项目陆丰 13-2 油田实施 14 口调整井，其中 7 口调整井需要钻井作业，其开发层系及埋深情况见表 3.2-3，调整井钻遇断层见情况见表 3.2-4，目的油藏为构造边水油藏■■■■。

表 3.2-3 开发层系及埋深情况

序号	井名	开发层系	埋深
1	LF13-2-A15	■■■■	■■■■
2	LF13-2-A17	■■■■	■■■■
3	LF13-2-A13H1	■■■■	■■■■
4	LF13-2-A9H1	■■■■	■■■■
5	LF13-2-A14H1	■■■■	■■■■
6	LF13-2-A11H1	■■■■	■■■■
7	LF13-2-A18S1	■■■■	■■■■

表 3.2-4 陆丰 13-2 油田调整井钻遇断层情况

序号	油田	井名	钻遇断层数	据断层距离	备注
				(米)	
1	陆丰 13-2	LF13-2-A15	1	■	
2		LF13-2-A17	1	■	
3		LF13-2-A13H1	1	■	
4		LF13-2-A9H1	1	■	
5		LF13-2-A14H1	1	■	
6		LF13-2-A11H1	1	■	
7		LF13-2-A18S1	1	■	

### (3) 陆丰 7-2 油田

陆丰 7-2 油田油藏以构造油藏为主，珠海组、恩平组个别油藏发育岩性-构造油藏，油藏驱动类型包括边水驱动和底水驱动。陆丰 7-2 油田主块■■■■层是发育在古



隆起背景上的断块构造，受南、北两大断层夹持，位于断层上升盘，构造走向南西-北东向。南块是滚动背斜，局部受岩性影响，受晚期构造运动改造，位于断层下降盘，构造走向南西-北东向。油田范围内发育 6 条断层，断层 F1 为南西~北东向正断层，断层 F2~F6 为北西~南东向正断层，主要断层 F1~F4 夹持构造，将油田分为南北两块。F1~F4 从粤海组地层断至基底，F5 从韩江组断至珠海组，F6 从韩江组断至恩平组。在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。

本项目陆丰 7-2 油田实施 3 口调整井，均需要钻井作业，其开发层系及埋深情况见表 3.2-5，调整井钻遇断层见情况见表 3.2-6，目的油藏包括边水油藏和底水油藏

**表 3.2-3 开发层系及埋深情况**

序号	井名	开发层系	埋深
1	LF7-2-A1H		
2	LF7-2-A3H		
3	LF7-2-A8		

**表 3.2-4 陆丰 7-2 油田调整井钻遇断层情况**

序号	油田	井名	钻遇断层数	据断层距离	备注
				(米)	
1	陆丰 7-2	LF7-2-A1H	■	■	
2		LF7-2-A3H	■	■	
3		LF7-2-A8	■	■	

#### (4) 陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田

##### 1) 陆丰 14-4 油田

陆丰 14-4 油田古近系文昌组油藏类型主要为断块、地层-断块油藏，主要含油层段为文昌组文四段、文五段，在文四段上部发育有巨厚、稳定的灰色泥岩，粉砂质泥岩等，同时珠江组上段也有区域相对稳定的灰色泥岩，粉砂质泥岩等，这两套巨厚泥岩对断层具有非常好的封堵能力，纵向上形成良好的储盖系统，有效地保护了油气藏。陆丰 14-4 油田油区范围内发育主干断层 2 条（F1、F3）平面延伸约 7.40-14.50km。纵向上断穿文昌组，部分断层断至珠江组，目的层段断距较大，约 30-500m 不等。其中 F3 断层活动时间较长，断层直至中新世停止活动，断层发育显示了一定继承性发育与控沉积作用，且油田范围内未发现有断至海底的大断层，主干断层向上延伸距离海底基本还有约 800ms 左右（约 810-1060m）以上。

本项目陆丰 14-4 油田的 8 口调整井，目的油藏包括构造圈闭油藏和构造岩性圈闭油藏，驱动类型包括底水驱动和边水驱动。

表 3.2-5 陆丰 14-4 油田开发层系及埋深情况

序号	井名	开发层系	埋深
1	LF14-4-A2S1		
2	LF14-4-A4S1		
3	LF14-8-A11H1		
4	LF14-8-A14H1		
5	LF14-8-A16H1		
6	LF14-4-A9H		
7	LF14-4-A22		
8	LF14-4-A24M		

表 3.2-6 陆丰 14-4 油田调整井钻遇断层情况

序号	井名	钻遇断层数	距断层距离（米）	备注
1	LF14-4-A2S1			
2	LF14-4-A4S1			
3	LF14-8-A11H1			
4	LF14-8-A14H1			
5	LF14-8-A16H1			
6	LF14-4-A9H			
7	LF14-4-A22			
8	LF14-4-A24M			

## 2) 陆丰 14-8 油田

陆丰 14-8 油田范围断层总体表现为张性特征并具有多期活动的特点。在平面上，断裂走向基本上为 NEE-SWW、NE-SW 向。油区范围内发育主干断层 4 条（F1、F2、F4、F6）平面延伸约大于 4km，纵向上断穿文昌组，部分断层断至珠江组，目的层段断距较大，约 50m~290m 不等。其中 F2、F6 断层活动时间较长，断层直至中新世停止活动，部分断层发育显示了一定继承性发育与控沉积作用。

研究区海底基本介于 190ms-250ms 之间，综合以上油田范围内的断裂特征和平面分布分析，油田内未出现断层延伸至海底的现象。结合 1000ms、1100ms、1200ms 和 1300ms 方差体切片对比来看，1000ms-1200ms 方差体切片无明显断裂响应，陆丰 14-8 油田及其周边区域未出现断层向上断至 1200ms 的现象，通过 1300ms 方差体切片揭示，在陆丰 14-8 油田西南方向约 2km 处出现断层响应特征。

综上所述，陆丰 14-8 油田主要发育构造圈闭油藏且陆丰 14-8 油田范围内无断层断穿或接近海底现象，同时在油田探井及 ODP 实施过程中未有相关异常情况出现，综合认为油田溢油风险低。

本项目陆丰 14-8 油田的 4 口调整井，其开发系及埋深情况见表 3.2-7，调整井钻遇断层见情况见表 3.2-8。

表 3.2-7 开发层系及埋深情况

序号	井名	开发层系	埋深
1	LF14-8-A12H		
2	LF14-8-A13H		
3	LF14-8-A15H		
4	LF14-8-A20		

表 3.2-8 陆丰 14-8 油田调整井钻遇断层情况

序号	油田	井号	新设计轨迹 钻遇断层数	距离断 层距离	备注
1	LF14-8	LF14-8-A12H	■	■	
2		LF14-8-A13H	■	■	
3		LF14-8-A15H	■	■	
4		LF14-8-A20	■	■	

(5) 陆丰 15-1 油田

陆丰 15-1 油田油藏类型为断背斜圈闭，构造范围内断层发育比较简单，主要发育一条正断层 F1。该断层走向北东东向，平面延伸约 17.5km，纵向上从珠海组断至韩江组，目的层段断距约 15m~40m，倾向南南东向，断层倾角介于 45°~68° 的范围内，考虑油田位置，断层对油田影响较小，油田范围内未发现明显断层发育。

本项目陆丰 15-1 油田的 3 口调整井（见表 3.2-9~表 3.2-10），目的油藏为构造圈闭油藏，驱动类型为边水驱动。

表 3.2-9 陆丰 15-1 油田开发层系及埋深情况

序号	井名	开发层系	埋深
1	LF15-1-A2H		
2	LF15-1-A9H		
3	LF15-1-A6H		

表 3.2-10 陆丰 15-1 油田措施井钻遇断层情况

序号	油田	井名	钻遇断层数	距断层距离(米)
1	陆丰 15-1	LF15-1-A2H		
2		LF15-1-A9H		
3		LF15-1-A6H		

3.2.2 温压系统分析

(1) 陆丰 13-1 油田

目前陆丰 13-1 油田已完钻探井 1 口，评价井 3 口，开发井 95 口，钻井过程中尚未发现温度和压力异常。

[Redacted text block]

(2) 陆丰 13-2 油田

[Redacted text block]

(3) 陆丰 7-2 油田

[Redacted text block]

(4) 陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田

1) 陆丰 14-4 油田

[Redacted text block]

2) 陆丰 14-8 油田

[Redacted text block]

[Redacted text block]

**(5) 陆丰 15-1 油田**

[Redacted text block]

**3.2.3 注水/注气溢油风险分析**

本项目在陆丰油田群共涉及 14 口注水井，7 口注气井，其中陆丰 13-1 油田（LF13-1DPP 平台）涉及 9 口注水井、陆丰 13-2 油田（LF13-2DPP 平台）涉及 7 口注气井、陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田（LF14-4DPP 平台）涉及 4 口注水井、陆丰 15-1 油田（LF15-1DPP 平台）涉及 1 口注水井。

**(1) 陆丰 13-1 油田（注水）**

1) 注水水源及水质

[Redacted text block]

2) 注水方式

[Redacted text block]

[REDACTED]

### 3) 最大井口注入压力

根据陆丰 13-1 油田自源开放式注水规划方案，共有 9 口注水井，注水层位位于  $\alpha$  层及深层恩平组。

应用陆丰 13-1 油田区域储层破裂压力当量梯度 [REDACTED]，预测各层破裂压力，见下表。

表 3.2-11 注水层破裂压力（单位 MPa）

层位	中部海拔	破裂压力梯度	地层破裂压力
	m	Mpa/100m	Mpa
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

安全系数取 0.80，计算单井推荐井底注入压力，见下表。

表 3.2-12 注水井各层最大注入压力（单位 MPa）

层位	最大井底流压
	Mpa
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]

[REDACTED]

注水过程中合理控制注入压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。井口注入压力与注水井实际注入量有较大的关系，在生产过程中需要根据注水井实际注入量进行实时计算。注入过程加强监测，关注注入量及压力参数。

### 4) 注采关系

陆丰 13-1 油田计划转 9 口生产井为注水井，注入层位为  $\alpha$  层及深层恩平组，注水层位均已动用，注水方案不存在有注无采现象。

[REDACTED]

，方案设计、开发过程中地层压力均未超过原始地层压力。

### 3) 注水井与风险断层距离

通过对浅层地震资料进行排查，陆丰 13-1 油田周边共发育断层 5 条，其中珠江组至恩平组发育 2 条大断层，恩平组地层发育 3 条小断层。油田的断裂系统中各断层的位置、延伸长度、落差以及相互接触关系都能得到比较准确的解释，在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力，避免压破地层导致溢油的风险。

为了分析注水井与断层空间关系，根据目的层段的构造图，对本次方案注水井在目的层段与邻近风险断层之间的距离进行了统计。注水井与断层之间距离在 。

本次方案的 9 口注水井均由生产井转为注水井，9 口井均未钻遇断层。个别井距离断层较近，注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力，避免压破地层导致溢油的风险。

**表 3.2-13 本项目注水调整井目的层钻遇断层情况**

序号	油田	注水井	钻遇断层数	距断层距离
				(米)
1	陆丰 13-1		1	
2			1	
3			1	
4			1	
5			1	
6			1	
7			1	
8			1	
9			1	

### (2) 陆丰 13-2 油田 (注气)

#### 1) 注气气源及气质

根据油藏方案，本油田采用循环注气开发，注气气源来自 LF13-2DPP 伴生气。通过平台脱水后的干气，不含游离水。推荐注气温度范围 52℃~100℃。

#### 2) 注气方式

陆丰 13-2 油田主区规划方案设计 7 口生产井转注气， ，采用循

环注气方式进行开采。

### 3) 最大井口注入压力

参考陆丰 13-2 油田和临近油田相似层位钻井实验数据,地层破裂压力相对较高,钻井液当量密度基本在  $1.60\text{g/cm}^3$  以上,采取钻井液当量密度法预测单井井底破裂压力,见下表。

**表 3.2-14 注气井井底破裂压力 (单位 MPa)**

油藏	储层垂深/m	破裂压力梯度 MPa/m	地层破裂压力 MPa
■	■	■	■

安全系数取 0.80,并结合油藏实际压力情况,计算单井推荐井底注入压力,结合对应注气量在选定油管尺寸下的沿程摩阻,应用多相管流软件计算单井推荐井口注入压力,见下表。

**表 3.2-15 注气井井口最大注入压力 (单位 MPa)**

油藏	井口最大注入压力 MPa
■	■

从满足配注要求和保证地层不被压破,并结合注气能耗、注气压缩机增压能力等方面综合考虑,陆丰 13-2 油田主区注气井在采用推荐油管尺寸后,推荐最大井口注入压力 ■。

注气过程中合理控制注气压差及井口注入压力可以避免压破地层导致溢油的风险。井口注入压力与注气井实际注入量有较大的关系,在生产过程中需要根据注气井实际注入量进行实时计算。注入过程加强注气介质监测,并关注注入温度及压力参数。

### 4) 注采关系

陆丰 13-2 油田开发方式现为天然水驱开发,计划后期转注气开发,注入层位为 ■,现有开发井数 ■口,天然能量充足,长期开发原始地层压力保持水平高;储层发育稳定,分布范围广,开发方案井位部署不存在有注无采现象。

### 5) 注气井与风险断层距离

通过对浅层地震资料进行排查,陆丰 13-2 油田范围内共发育 11 条断层,构造主要受控于北倾的 F1 和南倾的 F2、F5 大断层,F2 至 F5 之间发育一系列近东西走向、雁行排列的小断层;各断层都为正断层,其中 F5 断层最发育,从万山组地层断至基底。在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。注气过程中合理控制注气压差及井口注入压力,避免压破地层导致溢油的风险。



为了分析注气井与断层空间关系，根据目的层段的构造图，对本次方案注气井在目的层段与邻近风险断层之间的距离进行了统计（表 3.2-16）。注气井与断层之间距离为 [REDACTED]。部分井距离断层较近，注气过程中合理控制注气压差及井口注入压力，避免压破地层导致溢油的风险。

表 3.2-16 本项目调整井钻遇断层情况

序号	油田	注气井	钻遇断层数	距断层距离
				(米)
1	陆丰 13-2	[REDACTED]	1	[REDACTED]
2		[REDACTED]	1	[REDACTED]
3		[REDACTED]	1	[REDACTED]
4		[REDACTED]	1	[REDACTED]
5		[REDACTED]	1	[REDACTED]
6		[REDACTED]	1	[REDACTED]
7		[REDACTED]	1	[REDACTED]

### (3) 陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田（注水）

#### 1) 注水水源及水质

根据油藏方案，本油田采用纳滤海水的水源。纳滤海水属于 I 类水质。

#### 2) 注水方式

[REDACTED]

#### 3) 最大井口注入压力

油田生产压差范围在 4-15MPa，结合区域类别及本油田 DST 测试结果，生产过程中压力下降在合理范围内。注水井注水压差为 6-20MPa，根据本油田钻井漏失实验折算地层破裂压力为 64MPa，油田最大注入压力为 57MPa，同时注水方案设计时尽量保证注水井与断层之间安全距离>200m，因此注入压差对断层封堵性影响不大，推荐最大井口注入压力为 25MPa。

#### 4) 注采关系

LF14-4 油田古近系开发方式为注水开发，注入层位是文昌组，设计 7 口油井和 5 口注水井开采该层位。安全考虑，推荐方案注水井最大允许注入流压 [REDACTED] 按照不大于破裂压力的 85%进行设计，整体按照注采比 1: 1，方案设计、开发过程中地层压力均未超过原始地层压力。

[REDACTED]

### 5) 注水井与风险断层距离

通过对浅层地震资料进行排查，陆丰 14-4 油田周边共发育断层 22 条，其中主干断层有 4 条（F1、F3、F13、F15），纵向上断穿文昌组，部分断层断至珠江组，其它断层规模不大。在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力，避免压破地层导致溢油的风险。

为了分析注水井与断层空间关系，根据目的层段的构造图，对本次方案开发井在目的层段与邻近风险断层之间的距离进行了统计（见表 3.2-17）。注水井与断层之间距离在 [ ]。本次方案的 2 口注水井由生产井转注，该 2 口井均已完钻，无钻遇断层。另外，新侧钻一口注水井 A2S1、新补充一口注水井 A9H，目的层在设计轨迹无钻遇断层风险。同时，通过注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力，避免压破地层导致溢油的风险。

表 3.2-17 本项目注水调整井在目的层钻遇断层情况

序号	油田	注水井	钻遇断层数	距断层距离
				(米)
1	陆丰 14-4	[ ]	1	[ ]
2		[ ]	1	[ ]
3		[ ]	1	[ ]
4		[ ]	1	[ ]

### (4) 陆丰 15-1 油田（注水）

#### 1) 注水水源及水质

根据油藏方案，本油田采用生产污水处理合格后作为注水水源。水质满足油田化学提出的注水水质标准（含油量 $\leq 6\text{mg/L}$ ，悬浮物含量 $\leq 2\text{mg/L}$ ，悬浮物粒径中值 $\leq 1.5\mu\text{m}$ ）。

#### 2) 注水方式

LF15-1-A3H 井为油井转注水井的方式，注水层位均为陆丰 15-1 油田珠江组礁灰岩低渗储层 ZJ10 层。

#### 3) 最大井口注入压力

油田生产压差范围在 5-8MPa，结合区域类别及本油田 DST 测试结果，生产过程中压力下降在合理范围内。注水井最大注水压差为 8MPa，根据本油田钻井漏失实验折算地层破裂压力为 30MPa，油田最大注入压力为 27MPa，同时注水方案设计时尽量保证注水井与断层之间安全距离 $>200\text{m}$ ，因此注入压力对断层封堵性影响不大，

推荐最大井口注入压力为 27MPa。

#### 4) 注采关系

陆丰 15-1 油田珠江组礁灰岩低渗储层 ZJ10 层开发方式为注水开发,注入层位是 ZJ10 层,设计 8 口油井和 3 口注水井开采该层位。安全考虑,推荐方案注水井最大允许注入压力(27MPa)按照不大于破裂压力的 90%进行设计,整体按照注采比 0.96,方案设计、开发过程中地层压力均未超过原始地层压力。

#### 5) 注水井与风险断层距离

通过对浅层地震资料进行排查,陆丰 15-1 构造范围内断层发育比较简单,主要发育一条正断层 F1。该断层走向北东东向,平面延伸约 17.5km,纵向上从珠海组断至韩江组,目的层段断距约 15m~40m,倾向南南东向,断层倾角介于 45°~68° 的范围内。在地震剖面上,该断层特征清晰可靠,陆丰 15-1 构造主体即发育在该断层的上升盘。陆丰 15-1 油田海底基本介于 350ms~400ms 之间,通过方差体切片对比来看,450ms 方差体切片揭示油田 LF15-1-2 井北部约 2.8km 处出现断层响应特征,该断层断至距离海底约 50m 处终止。在油田附近和油田内部均不存在通至海床的断层。注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力,避免压破地层导致溢油的风险。

为了分析注水井与断层空间关系,根据目的层段的构造图,对本次方案开发井在目的层段与邻近风险断层之间的距离进行了统计(见表 3.2-18)。注水井与断层之间距离大于 500m。本次方案的 1 口注水井由生产井转注,该井已完钻,无钻遇断层。同时,通过注水过程中合理控制注水压差及井口注入压力,避免压破地层导致溢油的风险。

表 3.2-18 本项目注水调整井在目的层钻遇断层情况

序号	油田	注水井	钻遇断层数	距断层距离
				(米)
1	陆丰 15-1	LF15-1-A3H	/	3000

### 3.2.4 预防措施

为避免陆丰油田发生由于不恰当注入引起的地质性油气泄漏事故,建议从如下几个方面进一步加强对钻/完井作业、注水作业的管理,预防事故的发生。

#### (1) 钻、完井方案采取的风险防范措施

根据地质研究结果优化钻井轨迹设计,事先识别并尽可能使注入井避开通海底或接近海底的地质断层;

事先识别压力异常地层,合理设计套管程序,制定有针对性的井控预案并加强

随钻监测；

在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌；

对于碰撞风险点，加强钻进过程的跟踪与监测，根据碰撞风险征兆判断是否具有碰撞风险；

利用防碰模拟软件，对轨迹进行跟踪分析；

加强现场测量，提高轨迹精度；

对于碰撞风险点以上井段，利用陀螺进行轨迹复测；

利用地层标定，来消除上部误差椭圆。

### **(2) 注水/气井采取的风险防范措施**

海上注水/气井安全井控措施主要由井口安全阀、封隔器、注水/气井口等构成。井口安全阀安装于注气井口上，井下封隔器用来封闭油管 and 套管环空；

严格按设计注入压力和注入量进行注水/气作业。制定注气系统日常作业和监控程序，进行注气压力和注气量的监测，一旦发现注水/气压力和流量异常立刻停止注水/气，查明原因并采取相应措施；

优化注入水/气量和采出液/气量，实现注采平衡，从而保持地层压力稳定；

对因微粒运移等原因导致的注入压力高的注气井及时实施解堵等措施，缓解注入压力高的问题；

制定注气系统日常作业和监控程序，实时监测注水/气压力和注气量，一旦发现注气压力异常，立即停止注水/气，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水/气作业；

生产井动态监测，确保注采平衡，避免有注无采情况发生。

### **(3) 注水/气井压力监测系统**

在油田的生产管理中，应严格按照中国海洋石油总公司《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》执行，做到随时监测注气地层的压力变化，严格把注气地层的压力控制在安全生产压力（地层破裂压力）以下。对于瞬时高值以及异常状况及时分析，确保安全生产。及时关注、排查注入压力高的注水/气井，在后续的工作中将继续针对不同的情况分析其原因，并采取以下有效的措施来确保油田的安全生产：

动态监测系统：根据录取资料要求，综合考虑油田开发需要，按照固定与非固定监测井点相结合，兼顾油田高部位与低部位、油田边部与内部的方针，确定油田动态监测系统；

单井注入压力、注入量跟踪：全天监测计量注入井注入压力及注入量变化，当记录值突变，注气出现异常时，及时跟踪分析并与现场沟通，采取有效措施，恢复注气井正常注入；

日常动态分析：油藏动态人员日常跟踪注气井注入量及注入压力变化情况，结合油井动态，综合分析注气井动态变化，出现问题，及时提出压力、产液/气剖面、吸气剖面等动态监测需求及酸压等解堵措施，并与现场沟通，确保安全注水/气；

月度动态分析：根据注气井周边受效生产井生产动态变化适时配注，实施月度配注制度，及时调整注气井的配注量，并分析月度含水上升率、存水率等开发效果评价指标；

注气管理措施：对于注水/气井实施精细化管理，维持井组均衡开采，杜绝地层出现局部高压的情况。

### 3.2.5 小结

(1) 陆丰 13-1/13-2/7-2/14-4/14-8/15-1 油田区域内及附近均无通至海床的断层。

(2) 油藏驱动类型为边水或底水，所有的油藏均为正常压力系统，气油比较低，饱和压力低，地饱压差大。

(3) 经过对陆丰 13-1/13-2/14-4/14-8/15-1 油田区断层、注水/注气、地层压力以及注水井和生产水回注井井口压力排查，陆丰 13-1/13-2/14-4/14-8/15-1 油田地质条件及断层认识清楚、注采井网及注水方式规范合理，不存在“只注不采”的现象。

(4) 在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强采油井、注水/气井压力监测，对距离第一类断层较近的水井要重点监测，实现注采平衡，杜绝超注、超压现象，生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

(5) 按照设计井轨迹实施并严格执行海上石油安全生产相关规定，进行地质油藏精细管理，做好风险防范。

综上所述，陆丰 13-1/13-2/7-2/14-4/14-8/15-1 油田地质条件及断层风险认识清楚，注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象。通过地质油藏综合分析，认为陆丰 13-1/13-2/7-2/14-4/14-8/15-1 油田地质溢油风险是可控的。

## 3.3 浅层气及有害气体风险分析

### 3.3.1 浅层气及气层排查

基于油田范围内根据录井、测井资料结合三维地震资料，重点针对待钻井及周边已钻探井的全井段的浅层气（含可疑浅层气）、气层（含可疑气层）开展排查。

### 3.3.2 测录井分析结果

#### （1）陆丰 13-1 油田

陆丰 13-1 油田目前共有 1 口探井(LF13-1-1)、评价井 3 口(LF13-1-2、LF13-1-3、LF13-1S-1)，开发井 96 口。已钻井在 600m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 13-1 油田所有探井和开发井的录井与测井资料，未见明显的浅层气特征。

因在埋深 0~600m 范围内，缺少录井及测井资料，但结合已钻井情况综合分析，0~600m 范围浅层气存在概率极低。

图 3.3-1 陆丰 13-1 油田连井剖面图

#### （2）陆丰 13-2 油田

陆丰 13-2 油田目前共有探井 1 口(LF13-2-1),评价井 2 口(LF13-2-2、LF13-2-3),开发井 24 口。已钻井在 200m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 13-2 油田所有探井和开发井的录井与测井资料，未见明显的浅层气特征。

因在埋深 0~200m 范围内，缺少录井及测井资料，但结合已钻井情况综合分析，0~200m 范围内存在浅层气概率极低。

图 3.3-2 陆丰 13-2 油田连井剖面图

#### （3）陆丰 7-2 油田

陆丰 7-2 油田目前共有 3 口探井（LF7-2-1、LF7-1-1、LF7-2S-1），开发井 17 口。已钻井在 700m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 7-2 油田所有探井和开发井的录井与测井资料，未见明显的浅层气特征。

因在埋深 0~700m 范围内，缺少录井及测井资料，但结合已钻井情况综合分析，0~700m 范围内存在浅层气概率极低。

图 3.3-3 陆丰 7-2 油田连井剖面图

#### （4）陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田

陆丰 14-4 油田项目目前已钻探井/评价井共 6 口(LF14-4-1d/1dsa/1dsb、LF14-4-2、LF14-4-3、LF14-3-1)，开发井共 8 口。已钻井在 700m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 14-4 油田所有探井和开发井的录井与测井资料，未见明显的浅层气特

征。

因在埋深 0~700m 范围内，缺少录井及测井资料，但结合已钻井情况综合分析，0~700m 范围内存在浅层气概率极低。

#### 图 3.3-4 陆丰 14-4 油田项目连井剖面图

陆丰 14-8 油田井区项目目前共有 1 开口探井（LF14-8-1d）、评价井 2 口（LF14-8-2d、LF14-8-2dSa），开发井 14 口。已钻井在 805m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 14-8 油田所有探井和开发井的录井和测井资料，未见明显的浅层气特征。

因在埋深 0~805m 范围内，缺少录井和测井资料，但结合已钻井情况综合分析，0~805m 范围内存在浅层气概率低。

#### 图 3.3-5 陆丰 14-8 油田项目连井剖面图

##### （5）陆丰 15-1 油田

陆丰 15-1 油田目前共有探井 1 口、评价井 1 口，生产井 10 口，注水井 2 口，领眼井 2 口。探井及评价井在 600m 以下进行了录井与测井资料录取，开发井及领眼井在 900m 以下录取录井与测井资料，通过复查陆丰 15-1 油田所有已钻井的录井与测井资料，未见明显的浅层气特征。

#### 图 3.3-6 陆丰 15-1 油田项目连井剖面图

因在埋深 0~600m 范围内，缺少录井及测井资料，结合已钻井情况综合分析，0~600m 范围内发育浅层气概率低。

### 3.3.3 浅层气地震预测结果

#### （1）陆丰 13-1 油田

对陆丰 13-1 油田项目浅层无测录井段 0m~600m 范围内的浅层气进行了排查。连井地震剖面显示（图 3.3-7），在平台下方存在振幅异常区，主要由拖缆地震采集数据缺失造成能量补偿差异而形成局部低频弱-杂乱反射区域，同时已钻井在本段未见明显气层特征，因此浅层气存在概率低。方差体显示（图 3.3-8），除平台下方由于地震采集缺道造成振幅异常，其他区域无明显浅层气响应调整。另外，0m~600m 范围内的振幅相干切片显示（图 3.3-9），井区附近存在振幅异常，为采集脚印现象，

浅层气存在概率低。

**图 3.3-7 陆丰 13-1 油田过平台地震剖面**

**图 3.3-8 陆丰 13-1 油田过平台方差体剖面**

**图 3.3-9 陆丰 13-1 油田振幅相干切片**

### **(2) 陆丰 13-2 油田**

对陆丰 13-2 油田项目浅层无测录井段 0m~200m 范围内的浅层气进行了排查。连井地震剖面显示（图 3.3-10），在平台下方存在振幅异常区，主要由拖缆地震采集数据缺失造成能量补偿差异而形成局部低频弱-杂乱反射区域，同时已钻井在本段未见明显气层特征，因此浅层气存在概率低。方差体显示（图 3.3-11），除平台下方由于地震采集缺道造成振幅异常，其他区域无明显浅层气响应调整。另外，0m~200m 范围内的振幅相干切片显示（图 3.3-12），井区附近存在振幅异常，为采集脚印现象，浅层气存在概率低。

**图 3.3-10 陆丰 13-2 油田过平台地震剖面**

**图 3.3-11 陆丰 13-2 油田过平台方差体剖面**

**图 3.3-12 陆丰 13-2 油田振幅相干切片**

### **(3) 陆丰 7-2 油田**

通过复查陆丰 7-2 油田所有探井和已实施开发井的测录井资料，未见明显的浅层气特征；通过复查油田已完成的井场调查报告来看，未发现浅层气存在的振幅异常和浅层断层发育存在；通过查看地震资料振幅及相干切片（图 3.3-13~3.3-15），浅层存在局部振幅及相干异常，经过分析认为是沉积现象及地震资料采集脚印导致，无浅层气存在明显特征，综上所述认为该区域浅层气存在可能性较低。

**图 3.3-12 陆丰 7-2 油田 Inline 方向地震剖面**

**图 3.3-14 陆丰 7-2 油田 200-800ms 振幅均方根平面图（窗口 20ms）**



### 图 3.3-15 陆丰 7-2 油田沿层相干与地震剖面分析图

#### (4) 陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田

基于研究区现有三维地震资料，首先确定测井解释气层地震响应特征，再依据气层特征落实无测录井深度浅层气。

对陆丰 14-4 油田项目浅层无测录井段 0m~600m 范围内的浅层气进行了排查。连井地震剖面显示（图 3.3-16），在平台下方未存在振幅异常区，同时已钻井在本段未见明显气层特征，因此浅层气存在概率低。方差体无明显浅层气响应。另外，0m~600m 范围内的振幅相干切片显示（图 3.3-17），未存在异常，浅层气存在概率低。

### 图 3.3-16 陆丰 14-4 油田过平台地震剖面

#### 图 3.3-17 陆丰 14-4 油田方差体切片

基于研究区现有三维地震资料，对陆丰 14-8 油田范围内的浅层气进行了排查。从过探井的地震剖面上看局部存在振幅异常，探井均有钻遇，但未见浅层气异常（图 3.3-18）。从异常区均方根振幅切片上看（图 3.3-19），探井钻遇该振幅异常，通过对探井沉积环境分析，推测该异常为沉积滨岸沉积有关。从方差体切片上看（图 3.3-20），在工区范围内存在相干和振幅异常区域，经过分析推测为异常区域为采集脚印、资料拼接及海底边界影响。从井场调查报告上看，在油田范围内也未见明显的浅层气存在的振幅异常存在。综上所述，陆丰 14-8 油田范围浅层气概率较低。

### 图 3.3-18 过探井连井地震剖面

#### 图 3.3-19 异常区域均方根振幅切片

### 图 3.3-20 陆丰 14-8 油田相干及振幅切片

#### (5) 陆丰 15-1 油田

对陆丰 15-1 油田项目浅层无测录井段 0m~600m 范围内的浅层气进行了排查。连井地震剖面及方差体剖面（图 3.3-21~图 3.3-22）显示，油田内浅层不存在振幅异常区，同时已钻井在本段未见明显气层特征，因此浅层气存在概率低。通过 500ms、600ms、700ms、800ms 方差体切片（图 3.3-23）显示，LF15-1-2 井北部约 2.8km 处存在明显断层响应特征，考虑油田位置，断层对油田影响较小，油田范围内无明显断层响应存在；方差体切片表明该区域内无明显浅层气响应特征，浅层气存在概率低。

**图 3.3-21 陆丰 15-1 油田过井地震剖面**

**图 3.3-22 陆丰 15-1 油田过井方差体剖面**

**图 3.3-23 陆丰 15-1 油田振幅相干切片**

综上分析认为，陆丰 13-1 油田、陆丰 13-2 油田、陆丰 7-2 油田、陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田、陆丰 15-1 油田现有三维地震资料从海底至录井起始段地层中未发现与浅层气相关的异常反射存在。

### **3.3.4 防范措施**

基于陆丰 13-1 油田、陆丰 13-2 油田、陆丰 7-2 油田、陆丰 14-4 油田和陆丰 14-8 油田、陆丰 15-1 油田现有三维地震资料从海底至录井起始段地层中未发现与浅层气相关的异常反射，不存在浅层气，且历史井作业无浅层气。

需注意的是该层段无测录井资料对地震进行标定，且地震分辨率也局限于有限频带，基于纯地震预测存在一定的不确定性，针对浅层气井段应对措施。

#### **（1）钻前准备**

1) 加强浅层气钻井安全知识及井控培训，地质监督、钻井监督、平台经理、队长、司钻、气测值班人员等关键人员需要获取相关培训证书后方可出海工作；

2) 在平台上召开专门的安全会议，明确钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求，进而使关键人员明确自身的岗位职责和任务；参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、钻井液工程师及固井工程师等；

3) 做好钻井设备的检验和配套，特别是防喷器、钻井液录井仪、计量灌等的检查及功能测试；对所有的井控设备进行试压合格；

4) 检验可燃气体探头、警报系统，校准有关仪表及传感器；

5) 检查救生和消防设施的配置及工作状况（主要救生设施有：救生艇、救生筏、救生衣、救生圈等，浅层钻进期间救生艇处于准备下放的状态（解掉安全绳）；主要消防设施：各种便携式手提灭火器、消防水龙头等）；

6) 做好钻遇浅层气所需要的各种演习及操练，包括防喷演习、弃船演习、消防演习等，检查模拟发生浅层气后相关人员的应急程序执行情况；

7) 检验井口甲板周围的消防系统以及喷水系统；

8) 做好钻井材料的储备，按照井控要求提前备足压井液及加重材料，备足堵漏材料，提前备足两倍井眼容积的压井液；

9) 备用钻井液池尽量放满海水，提前检查钻井液池放海水满足钻浅层气要求；

10) 在钻进期间，值班船应安装气体检测器，并在上风上流位置航行待命；

11) 应选择在白天钻开浅层气地层；

12) 浅层气钻进过程中，尽量控制现场作业人员的数量。

## **(2) 作业程序**

1) 在一开浅层气井段钻进期间井口区域及钻井装置周围要有专人连续观察海面的变化情况。

2) 如有下述情况，要停钻循环观察 5~10min：当准备接单根或立柱时，如果发现海面有气泡，应立即停止钻进观察。

3) 钻到下套管深度，用钻井液将井眼清扫干净，泵入 1.5 倍井眼容积的高黏钻井液到井内后起钻。

## **(3) 一开钻进的浅层气的处理程序（未安装井口）**

在钻进或观察期间，如果发现钻遇浅层气，应立即停止钻进，循环观察，同时向基地报告情况。

1) 若海面冒气泡、有微小气流：

①继续循环，观察气泡 / 气流是否正在增加；

②针对气泡 / 气流稳定或稀少的情况，钻 1~2m 新地层之后再次循环观察；

③如果气泡 / 气流增加，应转入下步，否则继续钻进。

2) 若有较大气流出现：

①以尽可能快的速度泵入压井液压住气流。

②决定是否采取下述具体行动：

浅层气位于相对较深的位置时，注水泥塞封井，在浅层气顶部，提前下入导管，安装分流器（转喷器）；

浅层气位于相对较浅的位置，将使用低密度的钻井液逐渐、分步循环，同时密切观察井眼、海面的变化情况，寻求以平衡浅层气的钻井液密度钻穿气层，下入导管封住浅层气固井。

3) 若有极大的气流出现，危及平台和作业人员的安全时：

①拉响弃船警报。

②撤离部分人员到值班船上。

③在进行上述作业时，迅速泵入压井钻井液。

④如果气流得到有效控制，则确定下一步作业措施；如气流无法得到有效控制，则应继续泵入现有的钻井液、海水，直到人员撤完。

#### **(4) 一开钻进的浅层气的处理程序（安装井口）**

如钻进时已建立闭路井口，隔水导管上部安装分流器（转喷器），预接放喷管线，在钻进过程中考虑采用分流放喷或压井方式实施井控。

钻遇浅层气后按下述程序进行：

1) 一旦发现钻遇浅层气，均应立即停钻大排量循环观察。

2) 如果发现气流增加，应适当提高钻井液密度，直至气流得到有效控制才能继续钻进。

3) 如果发现溢流、井涌，立即按浅层气关井程序关井并分流放喷，根据气流的变化情况，按浅层气井涌程序进行井控作业。

#### **(5) 二开 12-1/4" 井眼钻进过程中应对措施**

由于二开 12-1/4" 井眼钻进时已经建立闭路井口，上部配备防喷器组，此井段属于正常油气层段钻进，且地层相对稳定，在钻进过程中若出现井涌和溢流，则采用常规压井方式实施井控。

钻遇油气层后按下述程序进行：如果发现溢流、井涌，立即按硬关井程序关井，按照井涌程序进行井控。

#### **(6) 井控处理**

1) 工程师法压井

发生溢流或井喷后先关井，待压井液加重好后，用一个循环周完成压井作业。

2) 司钻法压井

这种方法通常至少需要循环两周。第一循环周用原来密度的钻井液循环排除环空中的溢流液体和侵污的钻井液。待加重钻井液配好后，第二循环周泵入加重好的钻井液，压井过程中保持井底压力略大于地层压力。

### **(7) 钻遇气层固井措施**

1) 压稳气层。优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力，循环时井口进出密度差小于  $0.02\text{g}/\text{m}^3$ 。

2) 优化冲洗液，提高顶替和固井质量。

3) 采用防气窜水钻井液体系，封固气层及以上至少  $150\sim 200\text{m}$ ，应加入防气窜剂，并控制 API 失水在  $30\text{mL}$  以下，游离液为零，缓凝段用领浆封固。

### **(8) 其他注意事项及技术措施**

1) 钻进注意事项：

①按标准规范要求对所有的井控设备、井口头和套管柱试压合格并进行地层破裂压力试验。

②现场根据需要配置分流设备，使用、安装、试压等要严格按照规范和标准执行。

③合理安排和利用钻井液池：确保储备足够的钻井液、重钻井液。

④尽可能选择良好的季节和白天开孔，以有利于观察井口气泡变化情况。

⑤钻具组合中应考虑加装单流阀，并将单流阀位置尽可能接近钻头处，以防止钻具排空。

⑥钻进时尽可能控制钻速（采用多循环并随时观察海面井口气泡的反应情况）。

⑦发生浅层气井涌循环排气是主要措施，但不宜用重钻井液压井，以免压漏地层后造成井涌。

⑧钻井过程中要有严格的安全措施，预防浅层气进入井筒，并适当处理已进入井筒的浅层气。

2) 其他作业中的技术措施：

①根据实钻情况调整优化钻井液性能及泵排量等，如密度、粘度、切力等；

②钻井过程中要密切观察钻井液池体积的变化情况，储备足够的堵漏材料及加重材料，接单根及下钻到底开泵要平缓，防止憋漏地层；

③若钻遇气层，起钻前建议进行短起下作业，测量后效，准确计算油气上窜速度；

④严格控制起下钻和下套管速度，避免抽吸和压力激动导致井涌或井漏；

⑤及时进行短起下作业及循环清洁井壁，清除井壁上的沉砂，减小或比避免井壁一次性形成的虚泥饼厚度，防止“拔活塞”现象的发生；

⑥控制钻井液固相含量，降低钻井液失水，增加钻井液的封堵能力，减小井壁泥饼厚度；

⑦在起下钻过程中专人观察井眼液面变化情况，计量钻井液的灌入量和返出量，发现有轻微“拔活塞”现象，应立即接顶驱循环；

⑧起钻后及空井期间要注意观察井眼液面的变化情况，防止钻井液在表层渗滤速度过快，井眼液面快速下降，会导致液柱压力降低，应及时灌满钻井液。

### 3.3.5 小结

综上所述认为，陆丰13-1油田、陆丰13-2油田、陆丰7-2油田、陆丰14-4油田、陆丰14-8油田、陆丰15-1油田现有三维地震资料从海底至录井起始段地层中未发现与浅层气相关的异常反射存在，浅层气/有害气体风险是可控的。

## 4. 环境风险分析

本节重点分析发生溢油事故后对海域的影响。

### 4.1 对海域环境的影响分析

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

#### (1) 溢油事故对周边敏感区的影响

陆丰油田群现有 5 个平台（LF13-1DPP、LF13-2DPP、LF7-2DPP、LF14-4DPP、LF15-1DPP 平台）实施 52 口调整井工程，本项目所在调整井风险事故类型没有超过《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》[ ] 的风险范围，调整井平台 LF14-4DPP 与《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》中假定混输管道在 LF14-4DPP 平台 [ ] 附近破损溢油的位置一致。

因此本报告引用《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》（2021年）溢油情景设定源强（69m<sup>3</sup>），以及相关溢油预测结果主要结论如下：

在平均风速下，各风向下油膜均不抵岸；在最大风速 S 和 SE 风向下，分别于 81 小时、91 小时后抵岸，其他风向均不会抵岸。在最大风速情况下，油膜最大漂移距离约为 141.8km（E 风向），油膜最大扫海面积约为 405km<sup>2</sup>（E 风向）。

## （2）溢油对敏感目标的影响

根据类别《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》（2021年）溢油情景设定源强（69m<sup>3</sup>），一旦发生溢油，对周边敏感目标影响结论如下：

在最大风速不利风向下溢油抵达碣石湾近海海洋保护区的最短时间为 50.0h，抵达遮浪南海洋保护区的最短时间为 60.0h，抵达其它敏感区的时间均在 60.0h 以上。同时，本项目还位于深水金线鱼产卵场、蓝圆鲈产卵场内，一旦发生溢油事故，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。在最大风速下不利风向溢油抵达鲐鱼产卵场的最短抵达时间为 1.0h，不利风向溢油抵达金线鱼南海北部产卵场的最短时间为 12h。因此，建设单位应引起足够的重视，做好事故防范和应急响应的准备。

## （3）对浮游生物的影响

### （1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞

数量将大幅度降低。

## (2) 浮游动物

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

## (4) 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、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。

## (5) 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。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。

## 5. 环境风险防范措施及应急要求

### 5.1 本项目风险防范措施

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井喷、平台火灾、油基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。

#### 5.1.1 井喷和平台火灾爆炸防范措施

（1）为防止钻完井过程中井喷和火灾事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

- 1) 严格实施钻完井作业规程；
- 2) 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- 3) 安装井口防喷器；
- 4) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- 5) 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- 6) 选择优质封隔器并及时更换损坏组件；
- 7) 开钻之前制定周密的钻完井计划；
- 8) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；
- 9) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 10) 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；
- 11) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 12) 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。

## (2) 平台火灾风险防范措施

1) 充分调研的基础上制定出可行性强、作业安全性高的施工方案，并且至少进行一次技术沟通交底会，经油田现场签字审核后方可开展施工作业。

2) 施工方案若有不符合项，需根据现场意见与现场实际工况进行比对，进一步整改完善施工方案。

3) 特种作业人员必须取得相应作业操作资格证书后，方可上岗作业。

4) 施工前进行作业交底，向作业人员说本次施工的质量控制点、质量目标及采取的控制措施。

5) 使用在有效期并检验合格的工机具。

6) 根据施工方案，考虑施工现场条件，合理选择并正确使用工机具。

7) 加强材料进场的检查验收，做好检验工作。

8) 按要求对舾装板进行固定，并由领队复检合格。

### 5.1.2 油基钻井液泄漏措施

本项目使用非水基钻井液作业时，所有排海口均挂牌封闭，非水基钻井液排海风险极低；非水基钻井液平时存储在平台钻井液池里，平台及时用泵将钻井液打到支持船舱内，定期巡查非水基钻井液池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；钻井液池外溢风险极低；操作人员在严格遵循作业守则，非水基钻井液转运泄露可能性极低。且该风险仅存在于钻井期间，运行期不存在非水基钻井液泄漏风险。

### 5.1.3 地质性及浅层气溢油风险防范措施

见 3.2 节和 3.3 节。

## 5.2 其他相关风险防范措施

### 5.2.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

(1) 轨迹设计最优化；

(2) 仔细检查工具，准确测量角差；

(3) 引线下钻，与陀螺数据做对比；

(4) 落实防碰井套管程序、水泥返高、是否在生产需要关井；

(5) 作业前制定详细的作业方案，如何保证造斜率等；

(6) 钻进中做好套管监听、捞砂、返出槽放置磁铁等工作；

(7) 使用常规陀螺作业时，根据需求及时复测已钻井段陀螺数据；

(8) 勤扫描，勤预测，尽量按照有利于防碰作业的方向控制轨迹；

(9) 即将着陆井段或者水平段分离系数小于 1 的井尽量通过方位调整增加防碰距离；

(10) 密切关注钻井参数变化，必要时启动防碰预案。

### 5.2.2 生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计、建造、采办和操作中将采取一系列保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备：

(1) 精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；

(2) 对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。

(3) 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；

(4) 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；

(5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

(6) 平台井口区设安全阀。当井口出现泄漏异常情况时，可自动关闭油流通道；

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

(8) 严格执行设备完整性管理体系，包括生产设施的巡检制度、设备的预防性维修、管线和结构的腐蚀检测等；

(9) 安全环保有关的仪器仪表，（压力表、温度表和关断阀等）油田按照相关法律法规进行标定或试验。

## 5.3 溢油事故应急处理措施

### 5.3.1 溢油应急预案

建设单位已编写制定《陆丰油田作业区溢油应急计划》（2023 年）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。应急计划的主要内容应包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、溢油应急力量和溢油应急保障等。

### 5.3.2 应急组织机构及职责

中海石油（中国）有限公司实行三级应急管理架构见图 5.3-1，深圳分公司溢油应急事故管理团队组织架构图见图 5.3-2，陆丰油田溢油应急组织架构图见图 5.3-3。

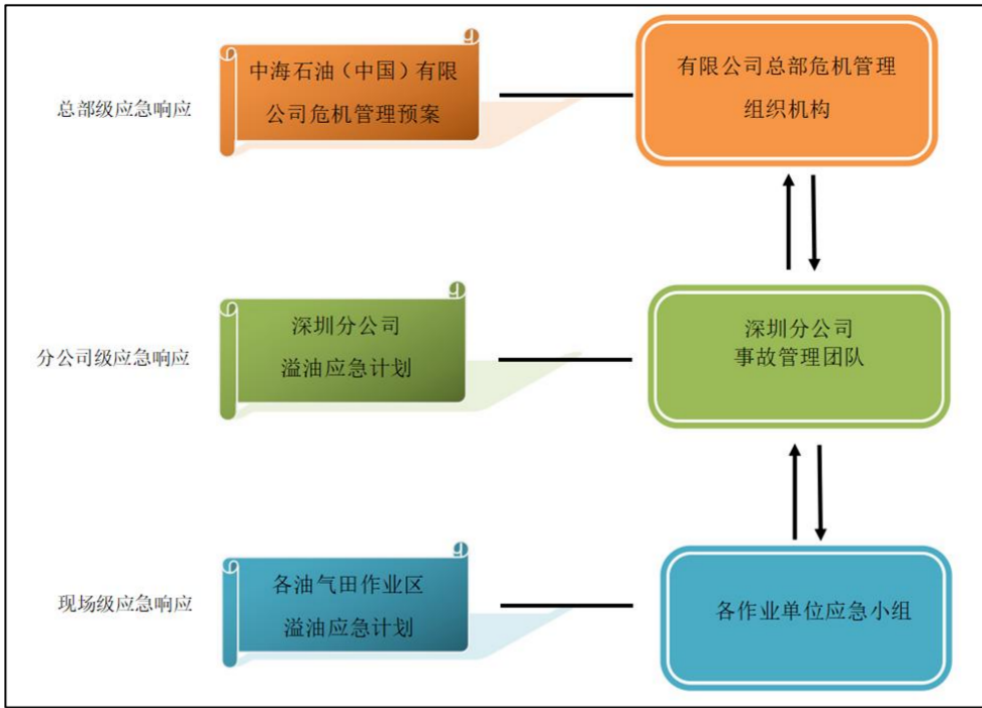


图 5.3-1 中海石油（中国）有限公司三级应急管理架构

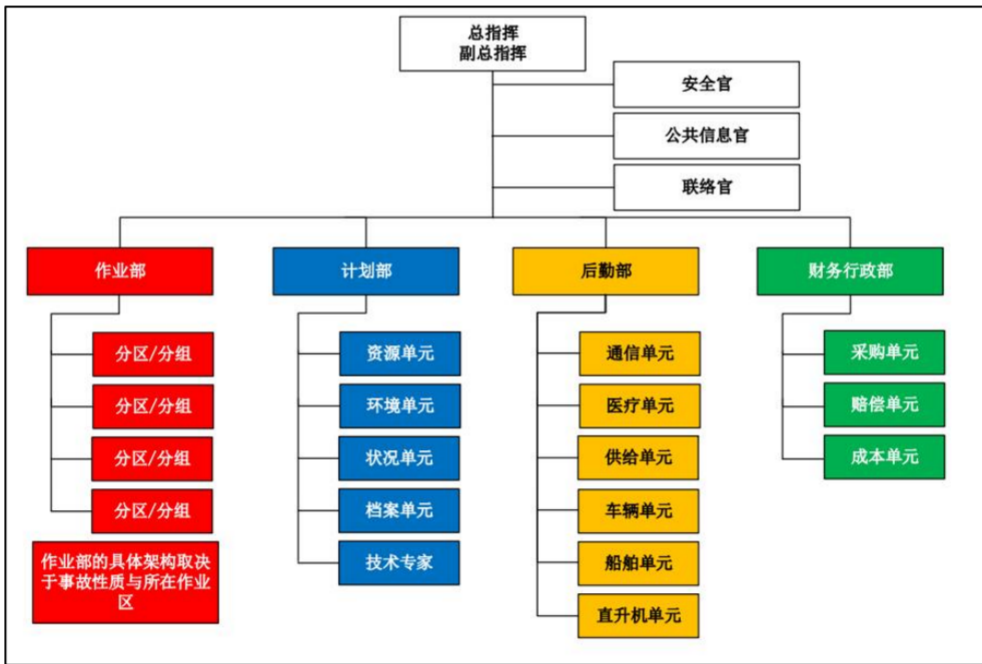


图 5.3-2 中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急组织机构图

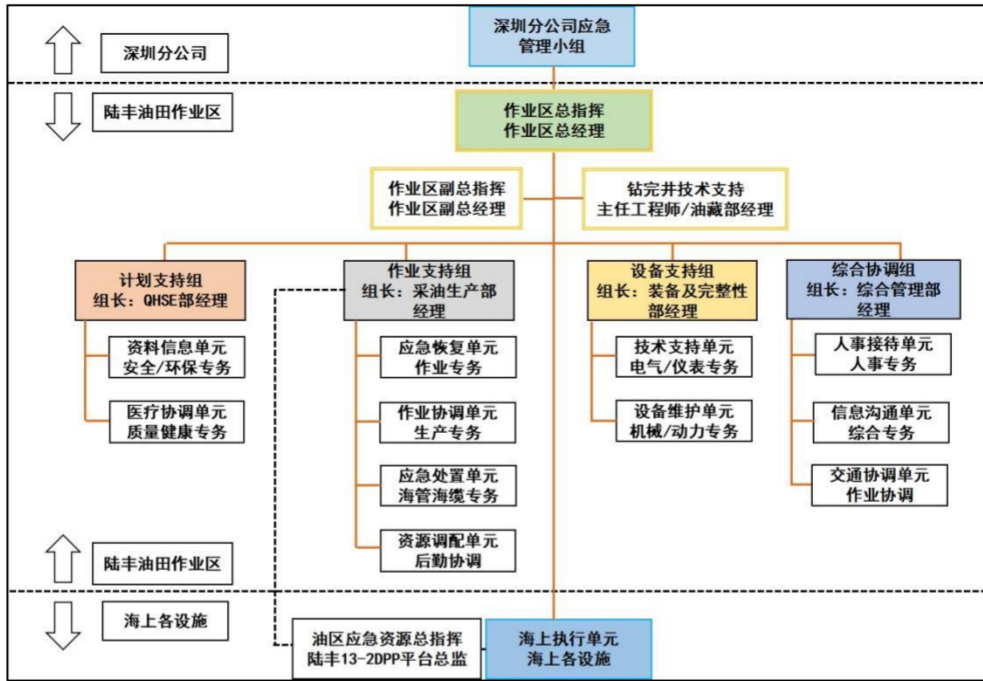


图 5.3-3 陆丰油田作业区溢油应急组织架构图

### 5.3.3 溢油事故响应策略

#### (1) 溢油事故报告程序与内容

一旦发生溢油，设施负责人必须立即报告陆丰油田作业区，作业区接报后须立即报告至分公司应急值班室、分公司QHSE部及分公司主管安全生产副总经理，并由分公司QHSE部立即电话上报集团公司QHSE部及生态环境部珠江南海局、广东省海上搜救中心、广东省农业农村厅-渔业资源保护处、广东海事局等相关政府部门详见下图。

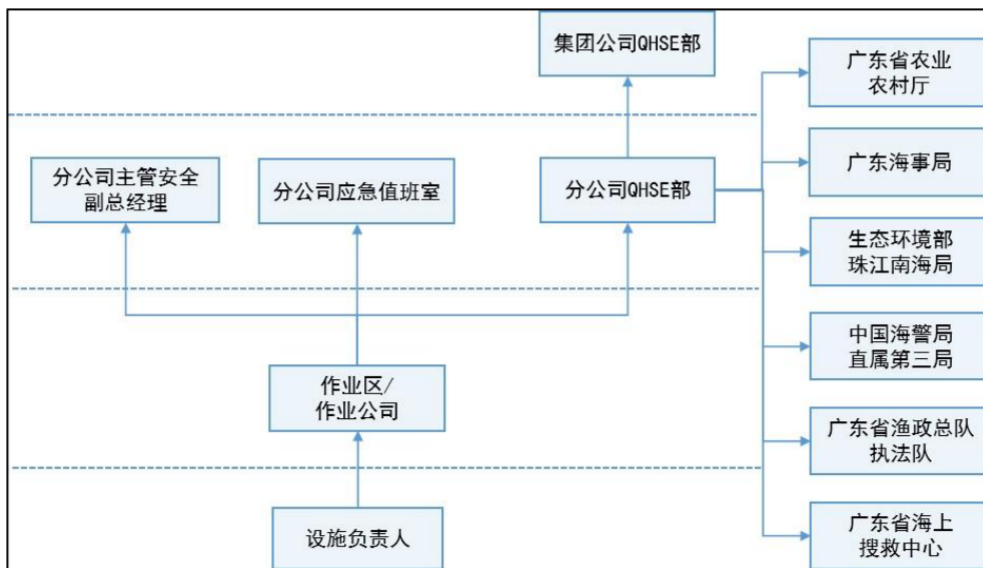


图 5.3-4 溢油事故报告流程图

## （2）溢油事故相应级别划分

根据生态环境部《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（2022年）规定，海洋石油勘探开发溢油污染事故分为特大、重大、较大和一般四级（下面有关数量的表述中，“以上”含本数，“以下”不含本数）：

1）特大溢油污染事故，溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染事故；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事故；

2）重大溢油污染事故，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事故；

3）较大溢油污染事故，溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故；

4）一般溢油污染事故，溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染事故。

发生溢油后，启动现场级应急响应，作业区利用现场溢油应急资源开展应急处置。如溢油量超出 1 吨或超出现场处置能力时，启动分公司级应急响应。

## （3）海上溢油的处置流程

在控制溢油源的基础上，应急作业应该尽量靠近溢油源进行。海上的溢油事故应该尽量将溢油影响控制在海面上，以避免溢油对岸线造成污染。海上溢油处置方法选择的流程图如下：

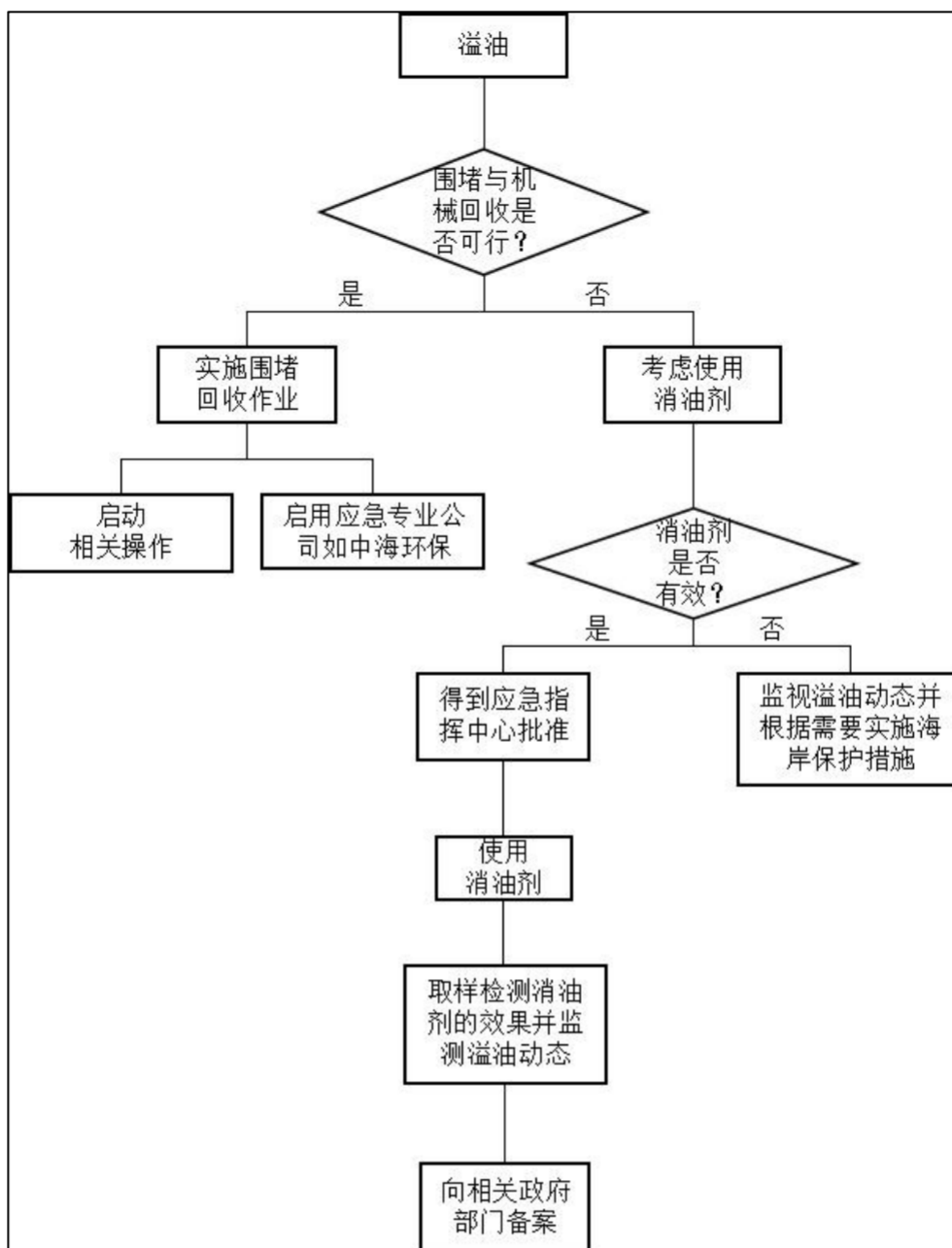


图 5.3-5 溢油应急处置流程图

#### (4) 围控与回收

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

### 1) 两船拖带之“J”型

这种拖带形式需要用两艘船。一艘作为主拖船，用于拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；另一艘作为辅拖船，用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200~400m。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20~40m，撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧（10~20m），以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状，可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索，对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时，一般情况下，主拖船为指挥船，主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向前面的拖船发出指令，拖船应注意随时与主拖船良好的通信联络，严格按照指令及时调整航向和航速，只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式，达到理想的溢油回收效果。

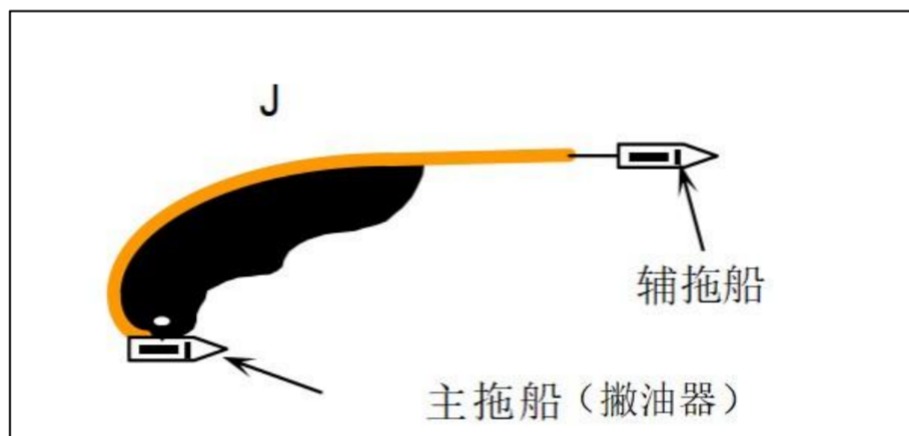


图 5.3-6 “J”型拖带

### 2) 两船拖带之“U”型

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。



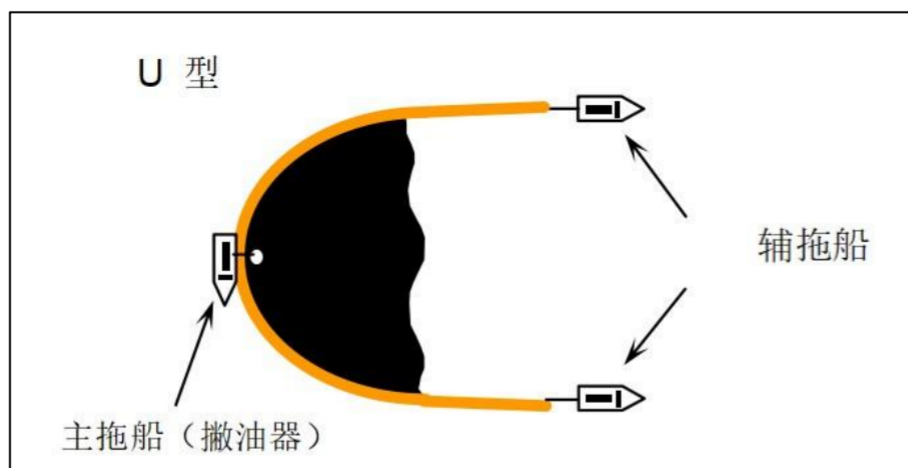


图 5.3-7 “U”型拖带

#### (5) 消油剂的喷洒

在中华人民共和国的内海、领海及其它管辖海域从事石油勘探开发的法人、自然人和其它经济实体（以下称作业者），由于海况较差（波级四级、五级风以上）或其它原因，无法使用物理、机械方法回收溢油的，或使用消油剂处理溢油所造成的环境损害小于溢油自然扩散所造成的环境损害的，可以使用消油剂。

发生溢油事故时，作业者应首先考虑回收措施，对少量确实无法回收的溢油，可使用消油剂。

使用消油剂应配备专门的喷洒设备或工具，根据所配备的消油剂使用说明书，合理控制喷洒比例，以确保消油剂的分散效率。

当出现下列情况之一时，不宜使用消油剂：

- ①油膜厚度大于 5mm；
- ②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- ③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50% 以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa · s；
- ④海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；
- ⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

#### (6) 溢油现场焚烧

在大型溢油事故中，如果溢油规模较大，围控回收效率较低，可使用防火式围油栏将油品围控后进行海上就地焚烧。但目前政府法规没有明确规定允许采用现场焚烧的方法，因而此方法在本预案中不做详述。但并不排除在大型溢油情况下政府临时审批特殊溢油处置方法的可能，因而在溢油防备和应急资源储备过程中，可适

当储备防火式围油栏。海上现场焚烧的一些客观与主观条件限制如下：

- ①安全保障：保障应急人员的健康与安全；
- ②政府批准：需要政府特殊批准与指示；
- ③油膜厚度：新鲜的油膜 2-3 毫米；
- ④海况天气：风速<20 节，浪高<1 米，洋流<1 节；
- ⑤溢油窗口期：溢出后 24-72 小时；
- ⑥围油栏使用：具有防火式围油栏；
- ⑦空气污染：具有空气检测能力；
- ⑧残渣处理：具有燃烧残渣处理能力。

## 5.4 溢油应急措施有效性分析

### 5.4.1 油田自身应急能力

建设单位按照有关规定的要求，配备与油田群开发规模相适应的溢油应急处理资源，包括围油栏、吸油毡、溢油分散剂、收油机等。陆丰油田作业区海上现场储存的应急资源分别见表 5.4-1。

表 5.4-1 陆丰油田作业区溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	捞油网				LF13-1DPP平台
2	吸油毡				
3	消油剂				
4	消油剂				LF13-2DPP平台
5	吸油毡				
6	消油剂				LF13-2WHP平台
7	充气式橡胶围油栏				LF7-2DPP平台
8	撇油器				
9	围油栏拖				
10	吸油毛毡				
11	液压充吸机				
12	消油剂				
13	充气式橡胶围油栏				“海洋石油 121” FSO
14	空气泵				
15	捞油网				
16	围油栏动力站				
17	吸油毡				
18	消油剂				LF14-4DPP平台
19	消油剂喷洒设备				
20	吸油毡				
21	消油剂				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
22	消油剂喷洒设备				LF15-1DPP平台
23	充气式橡胶围油栏				
24	围油栏动力站				
25	收油机				
26	收油机动力站				
27	消油剂喷洒设备				
28	浮式储油囊				
29	高压清洗机				
30	吸油毛毡				
31	消油剂				
32	溢油回收桶				
33	围油栏动力站备用 电池				
34	收油机动力站备用 电池				
35	消油剂				
36	消油剂喷洒设备				
37	吸油毛毡				

#### 5.4.2 本项目可利用的其他油田溢油应急设备

一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，中海石油（中国）有限公司深圳分公司可统一安排人员、设备或其他资源。该级响应需由深圳分公司事故管理团队来统一指挥现场的溢油应急处置作业。本项目可利用的其他油田溢油应急设备见表 5.4-2~表 5.4-12。

表 5.4-2 流花油田作业区溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	吸油毡				“南海胜利” FPSO
2	吸油长条袋				
3	吸油长条袋				
4	吸油长条袋				
5	吸附剂 C				
6	吸油枕				
7	气动泵				
8	空气软管				
9	经化学处理的吸入/ 排放软管				
10	去油污剂				
11	消油剂				
12	喷射器				
13	取样器				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点	
14	应急空气管接头				“南海挑战” FPS	
15	充气式围油栏					
16	围油栏动力站（含充吸气机）					
17	消油剂喷洒设备					
18	收油机					
19	收油机动力站					
20	吸油长条袋					
21	吸油毡					
22	吸油长条袋					
23	吸附剂 C					
24	泵*Wilden 双膜片泵					
25	空气软管					
26	吸入/排放软管					
27	去油污剂					
28	消油剂					
29	喷射器					
30	充气式橡胶围油栏					“海洋石油 119” FPSO
31	围油栏动力站（含充吸气机）					
32	转盘收油机					
33	收油机防爆动力站					
34	喷洒设备					
35	高压清洗机（含两个手持喷枪）					
36	储油囊					
37	消油剂					
38	气动隔膜泵					
39	隔膜泵用水管（含接头）					
40	15米隔膜泵用气管（含接头）					

表 5.4-3 惠州油田溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	吸油毡				惠州库房
2	消油剂				
3	可压缩吸油拖栏				
4	消油剂				HG601, TETA07 船各7桶, 其他守护船各15桶
5	吸油毡				惠州26-1平台
6	吸附条				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
7	吸附条				
8	收集桶				
9	吸油毡				惠州21-1平台
10	吸油毡				
11	吸油毡				
12	吸油毡				
13	吸油毡				
14	吸油毡				惠州32-3平台
15	吸油毡				
16	可压缩吸油拖栏				惠州32-3平台
17	充气式橡胶围油栏				
18	吸油毡				惠州19-3平台
19	甲板刮油器				
20	收集桶				
21	吸油毡				惠州19-2平台
22	吸油毡				
23	吸油毡				惠州32-5平台
24	消油剂				
25	吸油毡				惠州32-5平台
26	吸油毡				
27	充气式橡胶围油栏				惠州25-3平台
28	围油栏动力站				
29	围油栏配件				
30	消油剂喷洒设备				
31	刷式收油机				
32	刷式收油机动力站				惠州32-5平台
33	刷式收油机动力站液压管线				
34	消油剂				
35	充气式围油栏				南海奋进FPSO
36	围油栏动力站				
37	充吸机				
38	撇油器（30方/小时）				
39	收油机动力站				
40	10方浮式储油囊				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
41	消油剂喷洒装置				
42	高压清洗机				
43	吸油毛毡				
44	消油剂				

表 5.4-4 西江油田作业区溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
1.	消油剂		■	■	惠州 25-8 平台
2.	吸油毡		■	■	
3.	吸油毡		■	■	西江 24-3B 平台
4.	消油剂		■	■	
5.	吸油毡		■	■	西江 24-3 平台
6.	吸油毡		■	■	西江 30-2 平台
7.	脚轮式泄漏应急处理桶		■	■	西江 23-1 平台
8.	吸油毡		■	■	西江 23-1 平台
9.	充气式围油栏		■	■	海洋石油 115FPSO
10.	围油栏动力站		■	■	
11.	充吸气机		■	■	
12.	侧挂式收油机		■	■	
13.	刷式撇油器		■	■	
14.	喷洒装置		■	■	
15.	消油剂		■	■	
16.	浮式储油囊		■	■	
17.	吸油毡		■	■	
18.	收油网		■	■	
19.	高温高压清洗机		■	■	
20.	压缩式吸油拖栏		■	■	

表 5.4-5 番禺油田作业区溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	充气式围油栏及动力设备		■	■	海洋石油 111FPSO

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
2	撇油器				
3	吸油毡				
4	围油臂				
5	气动泵				
6	清洗剂				
7	消油剂				
8	吸油棉(毡)				
9	遮油布				
10	吸油围栏				
11	吸油泵				
12	吸油泵吸口管线				
13	吸油泵出口管				
14	吸油泵压缩空气管				
15	消油剂				番禺 4-2DPPA 平台
16	吸油泵				
17	泵进口管线				
18	泵出口管线				
19	泵空气管气				
20	吸油毡				
21	遮油布				
22	吸油围栏				
23	消油剂				
24	吸油棉				
25	充气机				
26	集装箱				
27	遮油布				番禺 5-1DPPB 平台
28	围栏				
29	塑料小桶				
30	吸油泵				
31	吸油泵吸口管线				
32	消油剂				
33	吸油棉				
34	围栏				
35	吸油泵				
36	吸油泵吸口管线				
37	吸油泵出口管				
38	吸油泵压缩空气管				
39	消油剂				
40	吸油毛毡				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
41	围栏				台
42	吸油泵				
43	吸油泵吸口管线				
44	吸油泵出口管				
45	吸油泵压缩空气管				

表 5.4-6 白云天然气作业公司溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	刷式收油机				珠海终端
2	动力站				
3	围油栏				
4	浮式储油囊				
5	消油剂				
6	吸油毛毡				番禺 30-1 平台
7	吸油毯				
8	围油栏				
9	吸油毯				
10	吸油毯				
11	吸油毡				
12	溢油用品桶				
13	吸油枕				
14	吸油索				
15	消油剂				
16	盛消油剂桶				荔湾 3-1 平台
17	气动隔膜泵				
18	气管线				
19	吸油管线				
20	撇油器				
21	撇油器动力站				番禺 34-1 平台
22	消油剂喷洒设备				
23	浮式储油囊				
24	吸油毛毡				高栏终端
25	消油剂				
26	吸油毛毡				
27	消油剂				
28	转盘收油器				高栏终端
29	收油器动力站				
30	固体浮子式橡胶围油栏				
31	防火式围油栏				
32	充气式橡胶围油栏				
33	围油栏动力站				
34	充气机				
35	消油剂喷洒装置				
36	消油剂喷洒装置				



37	浮式储油囊					
38	油拖网					
39	轻便储油罐					
40	消油剂					
41	消油剂					
42	围油栏					
43	围油栏动力站					

表 5.4-7 恩平油田作业区溢油应急资源

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1	吸油毡				恩平 24-2 平台
2	空气软管				
3	吸入/排放软管				
4	气动双膜片wilden 泵				
5	Brand吸油条				海洋石油 118FPSO
6	19L应急包				
7	溢油组合桶				
8	充气式橡胶围油栏				
9	围油栏防爆动力站				
10	防爆动力站				
11	撇油器				
12	消油剂喷洒设备				
13	手持喷枪				
14	充吸气机				
15	溢油设备集装箱				恩平 23-1 平台
16	储油囊				
17	吸油毡				
18	消油剂				
19	收油桶				恩平 15-1 平台
20	吸油围栏				
21	吸油毡				
22	溢油回收泵				
23	废油回收桶				恩平 15-1 平台
24	消油剂				
25	充气式围油栏				
26	围油栏动力站				
27	充吸气机				
28	多功能收油机				
29	浮式储油囊				
30	消油剂喷洒装置				
31	高压清洗机				
32	消油剂				

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
33	吸油毛毡				
34	捞油网				
35	吸油棉条				
36	气动双模片泵				
37	废油回收桶				
38	吸油毛毡				恩平 10-2 平台
39	气动双模片泵				
40	废油回收桶				
41	吸油毛毡				恩平 20-5 平台
42	带快速接头和软管				
43	废油气动双模片泵 (设施增配电动泵) 回收桶				
44	消油剂				恩平 20-4 平台
45	吸油毛毡				
46	捞油网				
47	吸油棉条				
48	气动双模片泵				
49	废油回收桶				恩平 18-1 平台
50	吸油棉条				
51	气动泵加管子				
52	吸油毛毡				恩平 18-6 平台
53	消油剂				
54	消油剂				
55	吸油毛毡				恩平 18-6 平台
56	吸油棉条				

中海石油环保服务（天津）有限公司具有 7 个卫星基地，在基地内存放了大量溢油应急资源。针对本项目的溢油事故，中海环保惠州基地的应急物资可以进行及时的响应工作。中海环保惠州基地的溢油应急资源明细如表 5.4-8 所示。

表 5.4-8 中海环保珠海基地溢油应急资源

序号	类别	名称	型号	数量	单位/规格	
1	围油栏	固体浮子式阻燃型橡胶围油栏			米	
2		固体浮子式 PVC 围油栏			米	
3		固体浮子式 PVC 围油栏				米
4						米
5						米
6		防火式围油栏				米
7						米

序号	类别	名称	型号	数量	单位/规格
8		岸滩围油栏			米
9		快速布放围油栏			米
10		充气式橡胶围油栏			米
11					米
12	收油机	刷式收油机			100m <sup>3</sup> /h
13					12m <sup>3</sup> /h
14					12m <sup>3</sup> /h
15					12m <sup>3</sup> /h
16		刷带式收油机			30m <sup>3</sup> /h
17		堰式撇油器			30m <sup>3</sup> /h
18		槽式轮鼓收油机			100m <sup>3</sup> /h
19					100m <sup>3</sup> /h
20		侧挂式撇油器（左）（右）			30m <sup>3</sup> /h
21					30m <sup>3</sup> /h
22		卸载泵			30m <sup>3</sup> /h
23					100m <sup>3</sup> /h
24					30m <sup>3</sup> /h
25		刷式收油机			12m <sup>3</sup> /h
26	消油剂喷洒	消油剂喷洒设备			40L/min
27					40L/min
28					40L/min
29					80L/min
30					80L/min
31				80L/min	
32		直升机喷洒			300L/min
33		消油剂喷洒设备			80L/min
34	储油装置	浮动储油囊			25m <sup>3</sup>
35					15m <sup>3</sup>
36					10m <sup>3</sup>
37					5m <sup>3</sup>
38		轻便式储油罐			5m <sup>3</sup>
39					10m <sup>3</sup>
40		钢制储油罐			个
41				个	
42	拖油网	拖油网			套
43	吸附材料	吸油毛毡			KG
44					KG
45					KG
46					KG
47					KG
48		吸油拖栏			米
49					米
50					米
51					米

序号	类别	名称	型号	数量	单位/规格
52					米
53					米
54					米
55					吨
56	消油剂	富肯 2#消油剂			吨
57					吨

### 5.4.3 溢油应急设施能力估算

本项目按照自身情况配置了部分溢油应急资源及设备，在发生溢油事件的第一时间里即可展开现场海上溢油的围控和回收作业。随着溢油事态发展需要时，及时向应急协调办公室报告，由应急协调办公室组织、协调周边油气田及陆地的溢油应急资源设备及环保人员进行下一步的海上溢油清理作业。

#### (1) 资源应急响应时间分析

本项目涉及到陆丰油田自身具备相应的溢油应急物资，应急物资准备时间按 2h 计算，因此可以在发生溢油后 2h 进行响应处理。

发生溢油事故后，无论溢油规模大小均需要及时上报。若根据溢油事态发展情况需要，可以与周边油田和其他溢油应急力量进行联合应急响应。共同处理溢油，本项目周边油田及其他溢油应急力量的分布见下图。响应时间见下表，在发生溢油后周边可以利用的溢油应急资源可以在 8.5~18.8h 抵达现场进行救援工作。

图 5.4-1 中海石油（中国）有限公司深圳分公司应急资源分布图

表 5.4-9 应急资源调动时间表

序号	应急资源分布点	距离 (公里)	动员、装船时间 (小时)	航行时间 (小时)	到达溢油现场 时间(小时)
1	流花油田作业区		2		8.5
2	惠州油田		2		10.1
3	西江油田作业区		2		11.8
4	番禺作业公司		2		13.6
5	白云天然气作业公司		2		14.6
6	恩平油田作业区		2		18.8
7	惠州基地		2		16.4

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度为经济平均航速 9 节（约 16.7 公里/小时）。在实际中，陆地运输受交通路况影响；海上受海况影响，船舶会以最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

#### (2) 溢油应急能力估算

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

### 1) 围控与防护能力

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

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

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；m——泄漏油品质量，t；t——溢油发生之后的时间，h； $\pi$ ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，本次报告取0.01m； $\phi$ ——围油栏利用系数，取0.9； $\rho$ ——泄漏油品密度，g/cm<sup>3</sup>。

本报告引用《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》（2021年）溢油情景设定源强（69m<sup>3</sup>）进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算在发生溢油3h时所需要的围油栏长度约为315m。

### 2) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V * b / (\alpha * h)$$

式中：E——收油机回收速率，m<sup>3</sup>/h；V——总溢油量，m<sup>3</sup>；b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%； $\alpha$ ——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；h——回收工作时间（h），取12h；

溢油总量按69m<sup>3</sup>计算，取b为50%， $\alpha$ 为70%，则本项目代表性事故所需的机械回收能力为4.11m<sup>3</sup>/h。

### 3) 临时储存能力

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

转移处理，保障回收作业连续进行的能力。

$$C=E*t$$

式中：E——收油机回收速率，m<sup>3</sup>/h；t——临时储存回收时间，h，一般取 12h；根据前述计算的机械回收能力，本项目需要的临时储存能力为 49.32m<sup>3</sup>。

### (3) 溢油应急能力有效性分析

围油栏：经统计，陆丰油田作业区共有围油栏 1000m。中海石油（中国）有限公司深圳分公司其他作业公司共有围油栏 5900m；惠州基地共有各类围油栏 8680m，则本项目能利用的围油栏长度至少为 15580m。

机械回收能力：经统计，陆丰油田作业区机械回收能力共计 60m<sup>3</sup>/h。中海石油（中国）有限公司深圳分公司其他作业公司机械回收能力共计 544m<sup>3</sup>/h；惠州基地机械回收能力共计 628m<sup>3</sup>/h。则本项目能利用的机械回收能力至少为 1232m<sup>3</sup>/h。

临时储油能力：经统计，陆丰油田作业区临时储油能力共计 20m<sup>3</sup>。中海石油（中国）有限公司深圳分公司其他作业公司共有临时储油能力共计 190m<sup>3</sup>，惠州基地共有临时储油能力共计 82m<sup>3</sup>。则本项目能利用的临时储存能力至少为 292m<sup>3</sup>。

表 5.4-5 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油规模	溢油应急能力估算	陆丰油田作业区	其他作业公司	惠州基地	合计	所需能力	是否满足本项目需求
*69m <sup>3</sup>	围油栏 (m)	1000	5900	8680	<b>15580</b>	<b>315</b>	是
	机械回收能力 (m <sup>3</sup> /h)	60	544	628	<b>1232</b>	<b>4.11</b>	
	临时储存能力 (m <sup>3</sup> )	20	190	82	<b>292</b>	<b>49.32</b>	

注：\*引用《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》（2021 年）溢油情景设定源强（69m<sup>3</sup>）

由上述分析可知，本项目所在油田群自身及周边平台均配备了较为充足的溢油应急物资。根据分析可知，可以利用的溢油应急资源能满足 69m<sup>3</sup> 溢油的应急处理需求，现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要。

## 6. 结论

本次评价风险事故情形主要包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、非水基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等。经识别，本项目所在调整井工程风险事故类型未超过《陆丰油田群区域开发项目环境影响报告书》[ ] 的风险范围，因此本报告引用该报告书溢油情景设定源强 69m<sup>3</sup>。

陆丰油田及周边油田存放有一定数量的溢油应急设备，包括吸油毛毡、溢油剂、撇油器、储油囊等的溢油应急设备。本项目在发生海管泄露事故时，陆丰油田立即

响应，流花油田作业区、惠州油田、西江油田作业区、番禺作业公司、白云天然气作业公司、恩平油田作业区、惠州基地溢油应急物资可在 8.5~18.8h 达溢油现场并开始应急作业，所具备的围油栏、机械回收能力和临时储油设施能力，可满足本项目需求。

建设单位已编写制定《陆丰油田作业区溢油应急计划》（2023 年）并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。现有溢油应急计划已经考虑本项目的风险，上述溢油应急计划对本项目有效。建设单位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、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目风险可控。

## 附录 2 水文动力模型

### 1. 水文动力模型建立

本项目平台所处区域水深约 150m，对该项目附近的大面积水域建立三维的数学模型，采用有限体积法求解水流运动控制方程。首先计算该水域的流速场，明确其潮流的运动特性。

#### (1) 基本控制方程

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

连续性方程：

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

动量方程：

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial vu}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} = fu - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \\ \frac{1}{\rho_0 h} \left( \frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) + F_u + \frac{\partial}{\partial z} \left( \nu_t \frac{\partial u}{\partial z} \right) + u_s S \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial wv}{\partial z} = -fv - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \\ \frac{1}{\rho_0 h} \left( \frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) + F_v + \frac{\partial}{\partial z} \left( \nu_t \frac{\partial v}{\partial z} \right) + v_s S \end{aligned}$$

式中：x、y、z 为笛卡尔坐标系；t 为时间； $\eta$  为水面相对于模型基准面的高程；d 为静水深； $h=\eta+d$  为全水深；u、v、w 分别为 x、y、z 方向的流速分量；g 为重力加速度； $\rho$  为海水密度，根据 UNESCO 海水标准方程计算； $\rho_0$  为水的密度； $f = 2\Omega \sin \phi$  为科氏力参数， $\Omega$  为地球的自转角速度， $\phi$  为地理纬度； $P_a$  为大气压强； $s_{xx}$ 、 $s_{xy}$ 、 $s_{yx}$ 、 $s_{yy}$  为辐射应力张量分量；S 为点源排放量，无质量净流入（出）时取 0； $u_s$ 、 $v_s$  为点源排水流速在 x、y 方向的速度分量； $\nu_t$  为垂向涡粘系数； $F_u$ 、 $F_v$  为水平剪应力，可按以下公式计算：



$$F_u = \frac{\partial}{\partial x} \left( 2A \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( A \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right)$$

$$F_v = \frac{\partial}{\partial x} \left( A \left( \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( 2A \frac{\partial v}{\partial y} \right)$$

式中： $A$  为水平涡粘系数，可按 Smagorinsky1963 年提出的公式计算：

$$A = c_s^2 l^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}, \text{ 变形率 } S_{ij} \text{ 计算公式为: } S_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i} \right), \quad (i, j=1, 2), \text{ 其中}$$

$c_s$  为常数， $l$  为特征长度。

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

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

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

## (2) 计算条件

### ① 初始条件

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

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

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

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

式中： $\eta_0$ 、 $u_0$ 、 $v_0$ 、 $w_0$  分别为  $\eta$ 、 $u$ 、 $v$ 、 $w$  在初始时刻的已知值。本报告取连续计算 5 天后的稳定结果作为初始条件。

### ② 边界条件

海底 ( $z = -d$ ) 处：

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

海面 ( $z = \eta$ ) 处：

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

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

### b. 闭边界条件

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

### c. 开边界条件

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

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

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

模型开边界的强迫水位资料料采用全球调和模型求得开边界的  $M_2$ 、 $S_2$ 、 $O_1$ 、 $K_1$ 、 $M_4$  和  $M_{S4}$  六个分潮调和常数值输入计算得到。

### d. 动边界条件

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

## (3) 参数设置

### ①水平涡粘系数

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

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

计算中通过输入  $C_s$  值计算涡粘系数，经过调试，模型中取为 0.28。

### ②垂向涡粘系数

垂向涡粘系数采用  $k - \epsilon$  方程：

$$v_t = c_\mu \frac{k^2}{\epsilon}$$

其中， $k$  为湍动能， $\epsilon$  为湍动能耗散， $c_\mu$  为经验常数，取 0.09。

### ③底摩擦应力

底摩擦应力采用二次非线性公式：

$$(\tau_{bx}, \tau_{by}) = C_d \rho_w \sqrt{u^2 + v^2} (u, v)$$

式中： $\tau_{bx}$ 、 $\tau_{by}$  分别为  $x$ 、 $y$  方向的底摩擦应力 ( $\text{kg/m}^2$ )； $\rho_w$  是海水密度 ( $\text{kg/m}^3$ )； $u$ 、 $v$  分别为  $x$ 、 $y$  方向的底层流速 ( $\text{m/s}$ )； $C_d$  为底摩擦拖曳系数，本报告  $C_d$  取为 0.0025。

#### (4) 计算海域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型岸线及水深资料采用海军航保部 2014 年出版的海图岸线和水深,并根据 GoogleEarth 岸线进行调整,以平均海平面为基准面进行计算,采用 UTM-50 坐标系,中央经度为 117°

本报告选取 19° 45' N~21° 30' N, 108° E~109° 10' E 所围的海域作为计算海域,模拟采用非结构三角网格,由 10000 个节点和 19755 个三角单元组成。为了能清楚了解本工程附近海域的潮流状况,保证后续污染物浓度分布的计算精度,将本工程附近海域进行局部加密,最小空间步长约为 30m。垂向采用 sigma 分层,项目所在的陆丰油田区域水深约 150m,垂向平均分为 8 层,自海面往下依次为第一层(0-18.75 米)、第二层(18.75-37.5 米)、……、第十二层(131.25-150 米)。计算海域与工程附近海域网格设置及水深地形见下图。

图 1-1 计算海域网格与地形

图 1-2 工程附近海域网格与地形

#### (4) 潮流及潮位验证

##### ①验证站位分布

在计算海域中,采用 2020 年 3 月 19 日~3 月 20 日的潮流潮位实测资料与数值计算结果进行验证。各监测站位坐标、位置如下图表所示。潮流潮位验证站位及位置见表 1-1 和图 1-3 所示。

表 1-1 潮流潮位验证站位及位置一览表

站位	纬度 (N)	经度 (E)	调查项目
C1	21°43.225'	116°39.288'	潮流
C2	21°44.498'	116°44.129'	潮流、潮位
C4	21°40.167'	116°47.013'	潮流
T1	21°41.527'	116°43.485'	潮流、潮位

图 1-3 模型验证点位分布图

##### ②验证结果

图 1-4 和图 1-8 为各个验证站位的大潮期间潮流、潮位验证结果。由验证结果可以看出模拟潮位与实测潮位基本吻合,二者变化趋势一致,潮位误差在 10cm 之内。从流速、流向验证过程来看,模拟的流速过程与实测值总体吻合较好,少数时刻大

小和流向存在差异。总体认为本报告所建立的潮流模型比较全面地反映了工程区附近海域的流动规律，预测流场能够反映工程周边海域潮流状况。

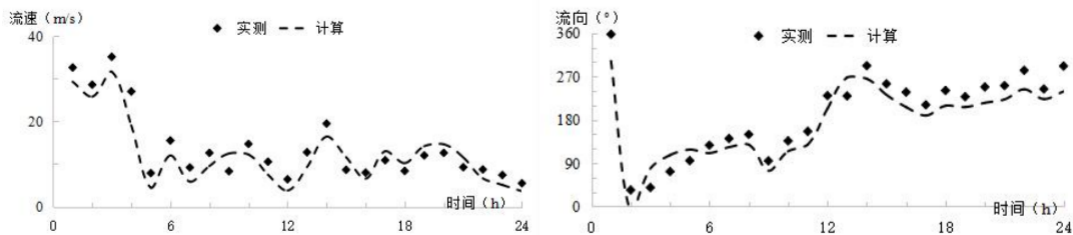


图 1-4a C1 站潮流验证曲线（表层）

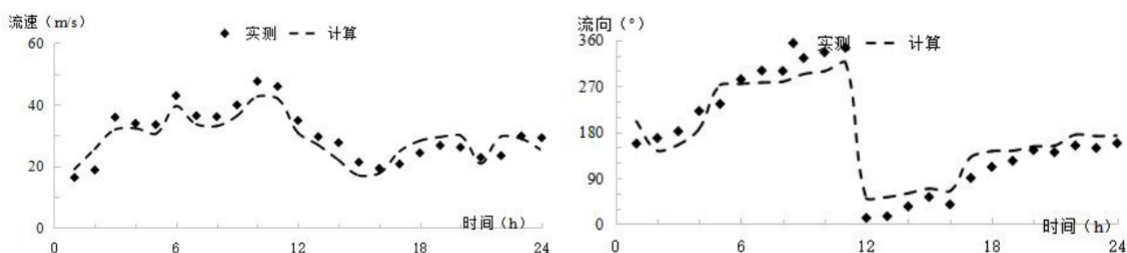


图 1-4b C1 站潮流验证曲线（中层）

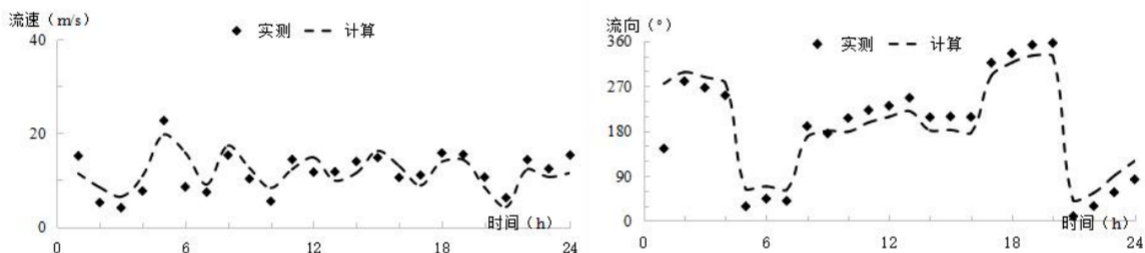


图 1-4c C1 站潮流验证曲线（底层）

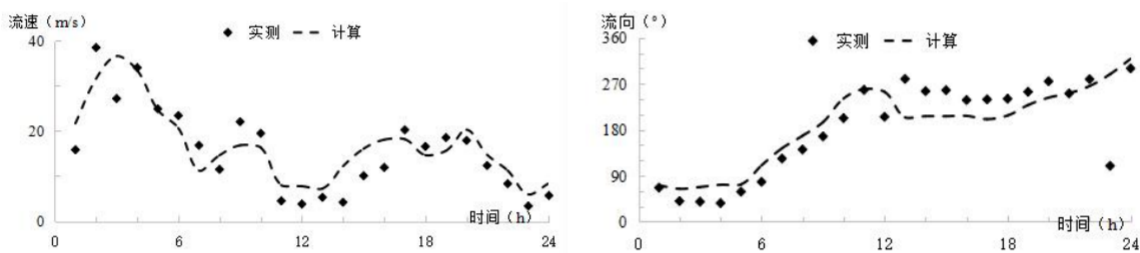


图 1-5a C2 站潮流验证曲线（表层）

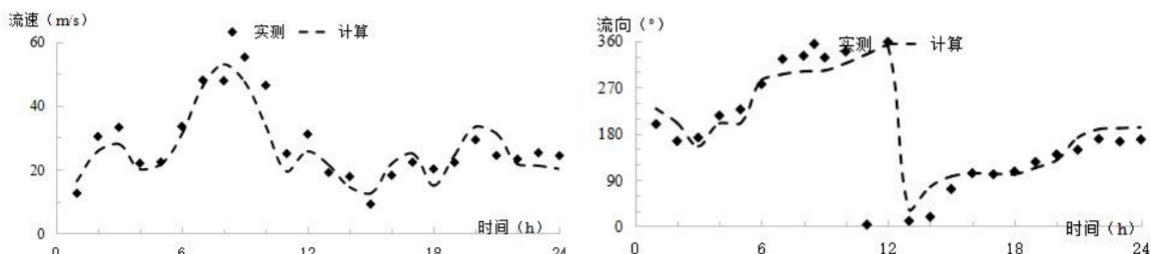


图 1-5b C2 站潮流验证曲线（中层）

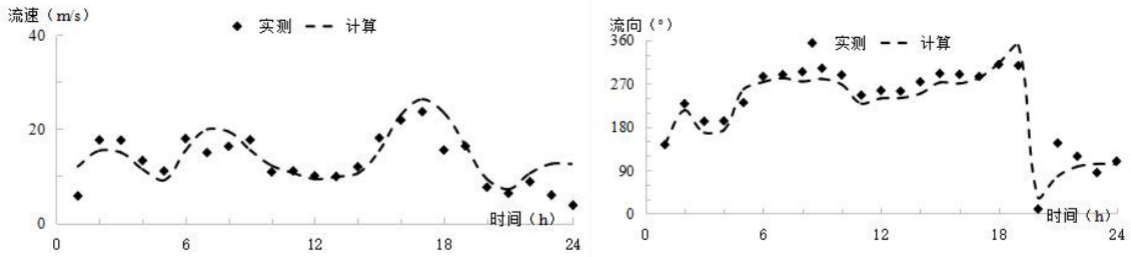


图 1-5c C2 站潮流验证曲线 (底层)

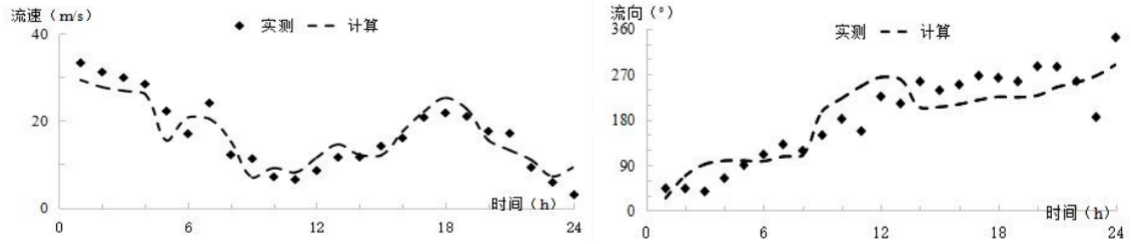


图 1-6a T1 站潮流验证曲线 (表层)

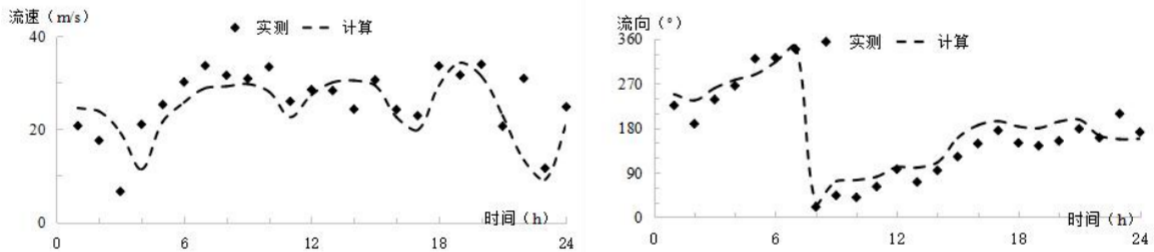


图 1-6b T1 站潮流验证曲线 (中层)

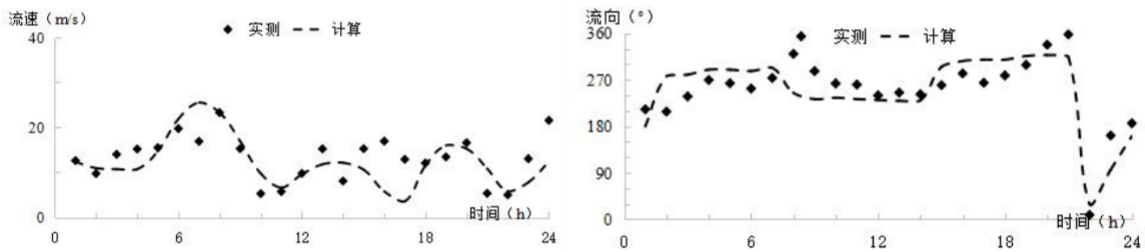


图 1-6c T1 站潮流验证曲线 (底层)

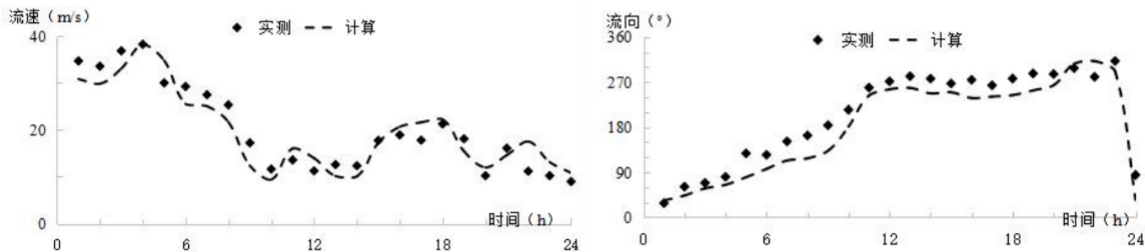


图 1-7a C4 站潮流验证曲线 (表层)

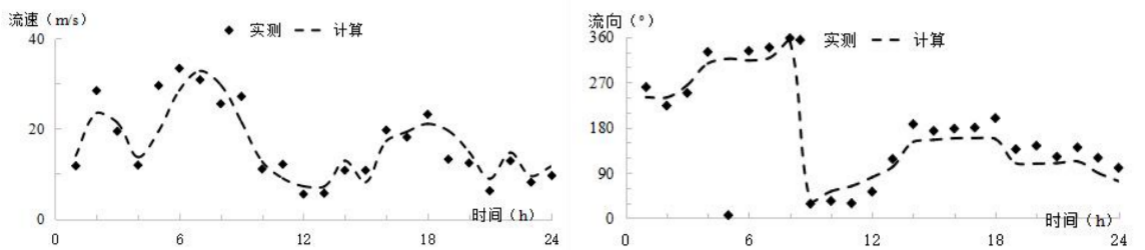


图 1-7b C4 站潮流验证曲线（中层）

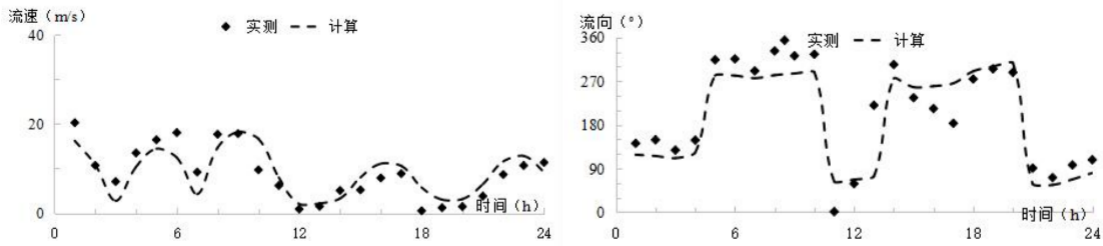


图 1-7c C4 站潮流验证曲线（底层）

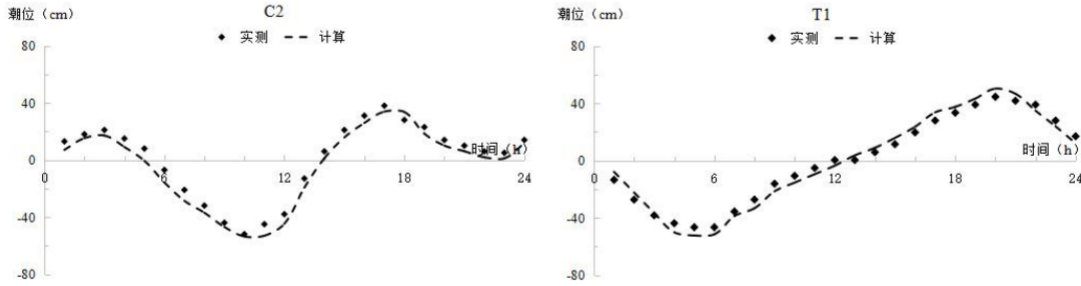


图 1-8 潮位验证曲线

## 2. 潮流计算结果

根据潮流数值模拟结果，工程区周边海域第一层流速最大，底层流速最小。其中图 2-1 和图 2-2 分别为项目附近海域大潮时涨急、落急两个时刻的第一层潮流场。

图 2-3 工程附近海域大潮涨急表层潮流场

图 2-4 工程附近海域大潮落急表层潮流场

## 3. 悬浮物对海水水质的影响

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

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

### （1）预测模型

#### ①控制方程

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

式中：C：为浓度；

S：为源项的排放量；

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

$C_s$ : 为源项的排放浓度;

$D_h$ : 为横向扩散系数;

$D_v$ : 为垂向扩散系数;

其它符号同上。

## ②边界条件

固边界上, 浓度通量为 0。

开边界上,

$$C|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

其中  $n$  为边界的法线方向,  $\Gamma$  为水边界。

## ③初始条件

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

## ④沉降速度

泥沙沉速与泥沙颗粒粒径有关。对于泥沙粒径  $< 0.02\text{mm}$  的, 将发生絮凝现象, 沉速取  $0.0005\text{m/s}$ 。对于粒径大于  $> 0.02\text{mm}$  的, 悬浮物沉速采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算, 公式如下所示。

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

其中,  $\nu$  为水运动粘滞系数, 取值  $0.0000011\text{m}^2/\text{s}$ ;  $D$  为悬浮物中值粒径 (mm);  $\alpha$  为重率系数, 取 1.7。