

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田
侧钻调整井项目

建设单位(盖章): 中海石油(中国)有限公司深圳分公司
中海石油深海开发有限公司

编制日期: 2024 年 9 月

中华人民共和国生态环境部制

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田

侧钻调整井项目

建设单位(盖章): 中海石油(中国)有限公司深圳分公司
中海石油深海开发有限公司

编制日期: 2024 年 9 月

中华人民共和国生态环境部制

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	16
四、生态环境影响分析	25
五、主要生态环境保护措施	35
六、生态环境保护措施监督检查清单	39
七、结论	41
附图	42
附表	44
附件	60
附录	61

一、建设项目基本情况

建设项目名称	番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田侧钻调整井项目		
项目代码	■		
建设单位联系人	郭娜	联系方式	■
建设地点	■		
地理坐标	■		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地(用海)面积(m ²)/长度(km)	本项目不新增用海面积
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建(迁建) <input type="checkbox"/> 改建 <input checked="" type="checkbox"/> 扩建 <input checked="" 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)	■	环保投资(万元)	■
环保投资占比(%)	0.17	施工工期	约 59 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	番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田位于 [REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	<p>本项目新增 28 口调整井，由于 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台近年来工程项目增加，平台维护保养作业量大，生产运行和维护人员会随之增加，PY30-1DPP 平台定员 [REDACTED]。PY34-1CEP 平台定员 [REDACTED]</p>
	<p>[REDACTED]，因此需重新核算 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台生活污水总量。</p>
	<p>本次调整井工程属于海洋油（气）开发及其附属工程。 [REDACTED]</p>
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	[REDACTED]
	<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 [REDACTED]</p>
[REDACTED]	
<p>[REDACTED] 需编制环境影响报告表。</p>	
<p>（1）与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析</p>	
<p>番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田位于南海大陆架珠江口盆地，属于全国海洋主体功能区规划“专属经济区和大陆架及其他管辖海域”中的重点开发区域，本项目作为海洋油气勘探开发及其附属工程，符合全国海洋主体功能区规划要求。</p>	
<p>（2）与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析</p>	
<p>番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田离岸较远 [REDACTED]，位于广东省国土空间总体规划范围之外，距离广东省沿海生态屏障区较远，施工期和运营期均不会对广东省国土空间总体规划区产生不利影响。</p>	
<p>（3）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>根据《广东省人民政府关于印发广东省“三线一单”生态环境分区管控方案</p>	

的通知》（粤府〔2020〕71号，广东省人民政府，2020年12月），番禺30-1、番禺34-1/35-2/35-1气田位于广东省“三线一单”生态环境分区范围之外，且距离广东省“三线一单”一般管控单元规划较远[REDACTED]，本项目施工期和运营期均不会对广东省“三线一单”生态环境分区产生不利影响。

（4）与产业政策的符合性

本项目属于海洋油气勘探开发及其附属工程，与国家《产业结构调整指导目录（2024年本）》（国家发展改革委令 第7号，2024年）中“常规石油、天然气勘探与开采”相协调，属于国家产业政策鼓励类项目。

（5）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

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；……；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。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。可见，本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

二、建设内容

地理位置	番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田位于

，气田位置见下图。

图 2.1 地理位置图

（一）工程现状

1.1 番禺 30-1 气田工程现状

《番禺 30-1、惠州 21-1 天然气联合开发工程环境影响报告书》于 2004 年获得批复（国海环字[2004]344 号），番禺 30-1 气田主要海上工程设施为 PY30-1DPP 平台，2009 年投产，PY30-1DPP 平台收集来自流花 19-5 气田水下井口和本平台产出物流，并在 PY30-1DPP 平台进行油气水处理，处理后的油气通过海底管线输送珠海横琴终端进行天然气及凝析油处理。番禺 30-1 气田工艺流程图见图 2.2。

图 2.2 番禺 30-1 气田工艺流程图

1.2 番禺 34-1/35-2/35-1 气田工程现状

番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程包括番禺 34-1、番禺 35-2 和番禺 35-1 气田，于 2012 年 4 月取得批复（国海环字[2012]218 号），2014 年投产。番禺 34-1 气田主要生产设施为中心处理平台 PY34-1CEP，番禺 35-2 和番禺 35-1 气田采用水下生产系统开发；番禺 35-2 和番禺 35-1 气田产出物流通过海底管线送至 PY34-1CEP 平台处理，和番禺 34-1 气田的油、气、水在 PY34-1CEP 平台分离、脱水处理后通过海底管线输往 LW3-1CEP 平台；在 LW3-1CEP 平台计量、增压后通过海底管线输往珠海高栏终端。工艺流程图见图 2.3。

图 2.3 番禺 34-1/35-2/35-1 气田工艺流程图

表 2.1 番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田现有主要工程组成表

类型	工程组成		工程内容及规模
主体工程	番禺 30-1 气田	PY30-1DPP 平台	一座集生产、计量、油气处理、输送、钻修井、生活楼和动力为一体的综合平台，平台现有 13 口生产井。于
	番禺 34-1/35-2/35-1 气田	PY34-1CEP 平台	平台设有生活楼、模块钻机、电站、余热回收装置、生产处理系统、三甘醇脱水系统、三甘醇再生系统、乙二醇再生系统、乙二醇回收和脱盐系统、生产污水处理系统、高低压火炬系统、化学药剂系统和其他公用系统等。
		PY35-2 水下	PY35-2 水下生产系统

依托工程		生产系统	
		PY35-1 水下生产系统	PY35-1 水下生产系统
	海底混输管道	番禺 34-1/35-2/35-1 气田	包括 3 条海底管线： 1、PY35-2 水下生产系统至 PY34-1CEP 平台油气水混输管线， 2、PY35-1 水下生产系统至 PY34-1CEP 平台油气水混输管线， 3、PY34-1CEP 平台至 LW3-1CEP 平台油气混输管线，
		番禺 30-1 气田	PY30-1DPP 至珠海横琴终端海底油气混输管道，
	平台	LW3-1CEP 平台	一座能提供天然气处理、天然气增压、深水气田生产支持和生活动力等设施的综合平台，平台采用 8 腿 16 裙桩导管架结构形式。平台共设 4 层甲板，分别为直升机甲板、上层、中层和下层工作甲板。设有生活楼、透平发电、天然气处理及增压设施、火炬系统、化学药剂系统和其他公用系统。LW3-1CEP 平台

(二) 本项目建设内容及规模

本项目建设内容主要包括：

在 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-2 水下生产系统和 PY35-1 水下生产系统共计开展 28 口调整井施工，开发方式为天然能量式开发。

另外，PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台定员增加，需重新核算 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台生活污水总量。

2.1 调整井工程

本次调整井计划利用现有生产井眼进行钻井，均为侧钻井，其中 PY30-1DPP 平台调整井数量为 11 口，PY34-1CEP 平台调整井数量为 10 口；PY35-2 水下生产系统调整井数量为 4 口；PY35-1 水下生产系统调整井数量为 3 口；共计 28 口调整井，全部为生产井。

表 2.2 本项目调整井建设情况

气田 (设施)	原井信息		调整井信息		
	井名	井别	井名	井别	是否侧钻
番禺 30-1 气田 (PY30-1DPP 平台)		生产井	PY30-1-A1H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A3H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A4H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A5H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A6H1	生产井	是

		生产井	PY30-1-A7H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A8H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A9H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A10H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A11H1	生产井	是
		生产井	PY30-1-A12H1	生产井	是
番禺 34-1 气田 (PY34-1CEP 平台)		生产井	PY34-1-A1H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A2H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A3H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A4H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A5H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A6H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A7H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A8H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A9H1	生产井	是
		生产井	PY34-1-A10H1	生产井	是
番禺 35-1 气田 (PY35-1 水下 生产系统)		生产井	PY35-1-A1H1	生产井	是
		生产井	PY35-1-A2H1	生产井	是
		生产井	PY35-1-A3H1	生产井	是
番禺 35-2 气田 (PY35-2 水下 生产系统)		生产井	PY35-2-A1H1	生产井	是
		生产井	PY35-2-A2H1	生产井	是
		生产井	PY35-2-A3H1	生产井	是
		生产井	PY35-2-A4H1	生产井	是

2.1.1 调整井井身结构

表 2.3a PY30-1DPP 平台拟建调整井尺寸及井深参数

气田 (设施)	井名	井眼×深度 (m)	套管×下深 (m)
番禺 30-1 气田 (PY30-1DPP 平台)	PY30-1-A1H1		
	PY30-1-A3H1		
	PY30-1-A4H1		
	PY30-1-A5H1		

	PY30-1 -A6H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY30-1 -A7H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY30-1 -A8H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY30-1 -A9H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
PY30-1 -A10H1	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
PY30-1 -A11H1	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
PY30-1 -A12H1	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	

表 2.3b PY34-1CEP 平台拟建调整井尺寸及井深参数

气田 (设施)	井名	[REDACTED]	[REDACTED]
番禺 34-1 气田 (PY34-1CEP 平台)	PY34-1 -A1H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY34-1 -A2H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY34-1	[REDACTED]	[REDACTED]

		-A3H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A4H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A5H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A6H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A7H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A8H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A9H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
		PY34-1 -A10H1	[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]
			[REDACTED]	[REDACTED]

表 2.3c PY35-1 水下生产设施拟建调整井尺寸及井深参数

气田（设施）	井名	井眼×深度（m）	套管×下深（m）
番禺 35-1 气田 （PY35-1 水 下生产系统）	PY35-1 -A1H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]
	PY35-1 -A2H1	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]

		██████████	██████████	
		██████████	██████████	
		██████████		
	PY35-1 -A3H1	██████████	██████████	
		██████████	██████████	
		██████████	██████████	
		██████████	██████████	
			██████████	

表 2.3d PY35-2 水下生产设施拟建调整井尺寸及井深参数

气田	井名	井眼×深度 (m)	套管×下深 (m)
番禺 35-2 气田 (PY35-2 水下 生产系统)	PY35-2 -A1H1	██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	
	PY35-2 -A2H1	██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	
	PY35-2 -A3H1	██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	
	PY35-2 -A4H1	██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	██████████
		██████████	

调整井井身结构图见附图 4。

2.1.2 钻井液体系组成

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，以达到防塌、防漏、减阻润滑、安全和快速钻进、保护好油气层、保护好环境的要求。本项目所用到的钻井液包括水基钻井液和非水基钻井液，非水基钻井液主要用于降低扭矩，减小井下钻进摩阻。为确保钻井安全，所设计钻井液各添加剂用量将根据现场井况进行适当调节。本项目钻井液体系主要为：水基钻井液（如 ██████████ 钻井液体系

系)和非水基钻井液(如 [REDACTED])等,本项目所有井均需使用上述水基钻井液体系和非水基钻井液体系。

2.2 生活污水处理设施

本次涉及生活污水总量调整的平台为 PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台。

目前, PY30-1 DPP 平台设有 1 套生活污水处理系统 [REDACTED], PY30-1 DPP 平台自投产以来,生活污水处理设施存在设备老化,故障率高的情况,为保证生活污水处理设施稳定达标运行,建设单位计划对其进行升级改造;番禺 34-1 CEP 平台上目前设有 1 套生活污水处理系统 [REDACTED]

PY30-1DPP平台计划升级改造的生活污水处理装置采用成熟稳定的电解法或者生化+电解法处理工艺,处理能力 [REDACTED]。计划于2025年启动生活污水处理装置改造工作,预计施工调试时间约90天。

PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台近年来工程项目增加,平台维护保养作业量大,生产运行和维护人员会随之增加, PY30-1DPP 平台定员 [REDACTED]。PY34-1CEP 平台定员 [REDACTED], 因此需重新核算 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台生活污水总量。

电解式设计水量和选型按海上油气生产设施人员生活污水排放定额 350L(人·天)考虑,设计人数按“平台定员人数”考虑,根据电解式生活污水处理装置设计水量公式计算满足设备额定处理量:

(1) PY30-1DPP 平台现有 1 套 [REDACTED] 生活污水处理装置, [REDACTED]。

(2) PY34-1CEP 平台现有 1 套 [REDACTED] 生活污水处理装置, [REDACTED]。

2.3 产能预测

本次调整井投产前后本项目产能预测表见下表,番禺 30-1 气田,番禺 34-1 气田、番禺 35-1 气田和番禺 35-2 气田产能预测表见附表。

表 2.4 调整井投产前后本项目所有平台产能预测表(日产量)

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量			日产量			日产量		
	①油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			①油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			①油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

████████████████████，处理能力均可满足要求。

本项目投产后依托海管校核情况见下表。

表 2.7 本项目依托各管道设计参数及校核情况

序号	管道名称	设计寿命(年)	投产时间	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	████████████████████	■	██████	██	████	■	████	■	是
2	████████████████████	■	██████	██	████	■	████	■	是
3	████████████████████	■	██████	██	████	■	████	■	是
4	████████████████████	■	██████	██	████	■	████	■	是

由上表可知，经校核本项目投产后各依托管道温度、压力均小于原设计参数，满足依托要求。依托管道在原设计寿命年限内能够满足现设计条件，但在达到管道原设计寿命前需进行检测评估，根据评估情况采取相应措施，必要时予以更换，以保证管道在寿命延长期内的使用安全。

<p>总平面及现场布置</p>	<p>番禺 30-1、番禺 34-1/35-1/35-2 气田工程设施平面布置现状见图 2.4，井槽布置图见图 2.5-图 2.7。</p> <p style="text-align: center;">图 2.4 番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田设施现状布置示意图</p> <p style="text-align: center;">图 2.5 PY30-1DPP 平台井口布置图 图 2.6 PY34-1CEP 平台井口布置图</p> <p style="text-align: center;">图 2.7 PY35-2/35-1 水下生产设施井口布置图</p>												
<p>施工方案</p>	<p>本次 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台调整井钻完井作业利用平台现有模块钻机进行施工，PY35-1 水下生产系统和 PY35-2 水下生产系统调整井钻完井作业利用移动式钻井平台进行施工。本项目计划 2025 年至 2030 年实施 28 口调整井，具体计划见下表。</p> <p>老井侧钻前，先起出老井生产管柱，清洁井筒、处理井筒中残留油污，返出少量含油污水回收至生产流程处理，再进行弃井作业，在弃置作业结束、油藏已得到封闭的情况下，进行钻完井作业。</p> <p>侧钻井按照钻完井工程施工设计依次进行各开次钻井作业，钻进、下套管、固井，钻井完成后转入完井作业，下入生产管柱、安装采油树后投产。</p> <p>本次调整井投产后，番禺 30-1、番禺 35-2、番禺 35-1、番禺 34-1 气田物流均依托气田相关现有设备进行处理，不需增建其它设备，不涉及生产设施的新建及改造。因此，调整井投产后，番禺 30-1、番禺 35-2、番禺 35-1、番禺 34-1 气田总体工艺流程保持不变。</p> <p>本项目施工期新增使用 1 艘船舶（移动式钻井平台），本项目 28 口调整井作业时间总计约 1750 天，单日最大施工人数约 150 人。</p> <p>PY30-1DPP 平台计划升级改造的生活污水处理设施升级改造作业时间总计约 90 天，施工人数约 10 人。</p> <p style="text-align: center;">表 2.8 调整井施工计划一览表</p> <table border="1" data-bbox="300 1686 1369 1912"> <thead> <tr> <th>气田（设施）</th> <th>井号</th> <th>施工天数(天)</th> <th>施工人数(人)</th> <th>计划施工时间（年/月）</th> <th>施工船数</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>番禺 30-1 气田（PY30-1DPP 平台）</td> <td>PY30-1-A1H1/A3H1/A4H1/A5H1/A6H1/A7H1/A8H1/A9H1/A10H1/A11H1/A12H1</td> <td>660</td> <td>85</td> <td>2024.12</td> <td>/</td> </tr> </tbody> </table>	气田（设施）	井号	施工天数(天)	施工人数(人)	计划施工时间（年/月）	施工船数	番禺 30-1 气田（PY30-1DPP 平台）	PY30-1-A1H1/A3H1/A4H1/A5H1/A6H1/A7H1/A8H1/A9H1/A10H1/A11H1/A12H1	660	85	2024.12	/
气田（设施）	井号	施工天数(天)	施工人数(人)	计划施工时间（年/月）	施工船数								
番禺 30-1 气田（PY30-1DPP 平台）	PY30-1-A1H1/A3H1/A4H1/A5H1/A6H1/A7H1/A8H1/A9H1/A10H1/A11H1/A12H1	660	85	2024.12	/								

	番禺 34-1 气田 (PY34-1CEP 平台)	PY34-1-A1H1/A2H1/ A3H1/A4H1/A5H1/A6 H1/A7H1/A8H1/A9H1 /A10H1	600	85	2025.1	/
	番禺 35-1 气田 (PY35-1 水下生 产系统)	PY35-1-A1H1/A2H1/ A3H1	210	150	2025.1	1 艘移 动式 钻井 平台
	番禺 35-2 气田 (PY35-2 水下生 产系统)	PY35-2-A1H1/A2H1/ A3H1/A4H1	280	150	2025.1	
	PY30-1DPP 平台 生活污水设施改 造	/	90	10	/	/
其他	无					

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

1. 海洋环境质量现状

本项目位于南海北部海域，离岸较远，不在广东省管辖海域范围内。本项目调查站位所执行的标准为：布设站位的水质、沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状标准，评价方式为从第一类开始评价，针对超一类评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

(1) 调查资料来源

本次现状调查资料引自

，布设 28 个调查站位，其中水质调查站位 28 个，沉积物调查站位 10 个、海洋生物和生物质量调查站位 11 个。

图 3.1 海洋现状调查站位图（2021 年 5 月）

(2) 海水水质

本次调查海区海水样品中 pH、COD、石油类、汞、镉、铅、锌、总铬、砷、硫化物和挥发性酚的单项标准指数均小于 1，均符合第一类海水水质标准。部分样品的 DO、活性磷酸盐、无机氮和铜含量超第一类海水水质标准。

对超过第一类海水水质标准的样品采用第二类标准进行评价。其中 2 个站位铜、18 个站位 DO、5 个站位无机氮和 7 个站位活性磷酸盐符合第二类水质评价标准。对超过第二类海水水质标准的样品采用第三类标准进行评价，其中 9 个站位 DO、9 个站位无机氮符合第三类水质评价标准。对超过第三类海水水质标准的样品采用第四类海水水质标准评价，其中 7 个站位活性磷酸盐符合第四类水质评价标准，14 个站位活性磷酸盐超出第四类水质评价标准，其余站位各调查因子均符合第一类水质评价标准。

(3) 海洋沉积物

调查海区沉积物评价因子为有机碳、硫化物、总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项，样品沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、锌、铬和石油类含量均符合第一类海洋沉积物质量标准，砷（P7 一个站位）、镉（P1 一个站位）样品超过第一类海洋沉积物质量标准，符合第二类海洋沉积物质量标准，说明调查期间海洋沉积物质量总体较好。

生态环境现状

(4) 海洋生物生态

1) 叶绿素 *a* 和初级生产力

本次调查共采集 11 个站位的叶绿素 *a* 样品。表层叶绿素 *a* 浓度变化范围为 0.10~0.22 mg/m³，平均值为 0.15 mg/m³；10 m 层叶绿素 *a* 浓度变化范围为未检出~0.12 mg/m³，平均值为 0.05 mg/m³；50 m 层叶绿素 *a* 浓度变化范围为未检出~0.66 mg/m³，平均值为 0.27 mg/m³；100 m 层叶绿素 *a* 浓度变化范围为未检出~0.34 mg/m³，平均值为 0.15 mg/m³；底层叶绿素 *a* 浓度变化范围为未检出~0.22 mg/m³，平均值为 0.06 mg/m³。参照美国环保局 (EPA) 叶绿素 *a* 的质量浓度评价标准 (叶绿素 *a* 含量低于 4 mg/m³ 为贫营养, 4~10 mg/m³ 为中营养, 超过 10 mg/m³ 为富营养), 本次调查各站位叶绿素 *a* 均处于贫营养水平。

各站海洋初级生产力范围为 (121~571) mg-C/(m²·d), 平均为 292 mg-C/(m²·d)。初级生产力总体上处于中低水平。

2) 浮游植物

调查海域共鉴定出 4 门 40 属 112 种, 其中硅藻门 27 属 76 种, 占总种数的 67.9%, 硅藻的种类占优势。浮游植物细胞密度变化范围为 0.64~1.63 × 10⁴ cells/m³, 平均细胞密度为 1.23 × 10⁴ cells/m³, 浮游植物个体数量处于低水平, 蓝藻细胞数量占绝对优势。调查海域浮游植物主要优势种为铁氏束毛藻。浮游植物多样性指数平均值为 1.80, 均匀度平均值为 0.38, 丰富度指数平均值为 1.81。总体来说, 该海域在调查期间处于一般水平, 浮游植物种类较丰富, 种间分布较不均匀, 浮游植物多样性指数处于中等水平。

3) 浮游动物

本次调查共鉴定出浮游动物 139 种。其中, 桡足类最多, 有 74 种, 占浮游动物总物种数的 53.2%。浮游动物的平均丰度为 76.5 ind./m³, 平均生物量为 156.24 mg/m³, 丰度和生物量均呈不均匀的斑块状分布。桡足类在丰度上占有显著优势。浮游动物的优势种为异尾宽水蚤、长尾类幼体、狭额次真哲水蚤、叉真刺水蚤、肥胖箭虫、帽形次真哲水蚤、亚强次真哲水蚤、叉大眼水蚤、弯尾叶水蚤、箭虫幼体、黑点叶水蚤、瘦新哲水蚤、奇浆水蚤、伪细拟真哲水蚤和细角间哲水蚤。浮游动物的种类多样性指数平均值为 5.24, 均匀度平均值为 0.89, 丰富度指数平均值为 5.88, 均处于较高水平。

4) 底栖生物

调查共鉴定底栖动物 4 门 6 纲 43 种, 其中软体动物门腹足纲最多, 有 22 种, 占总种类数的 51.2%。各站位底栖动物栖息密度变化范围为 0~148 ind./m², 平均为

40 ind./m²。平均生物量为 3.19 g/m²。优势种主要有丁香珊瑚、笔螺和粗糙鸟蛤。调查海域底栖生物生态环境质量一般。

5) 生物质量

在调查海域站位共采集 7 种鱼类、2 种甲壳类生物样品, 共 9 个种类。鱼类、甲壳类和软体类生物质量铅、总汞、镉、铜、锌含量均满足《海洋生物质量》(GB18421-2001) 和《全国海岸和海涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准, 石油烃含量均满足《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。生物质量较好, 各项评价因子均未超标。

(5) 渔业资源

本次渔业资源调查资料引自

。共设 12 个采样站位。

图 3.2 渔业资源调查站位

1) 鱼卵、仔稚鱼

本次调查鉴定出 31 个鱼卵仔鱼种类, 鱼卵 17 种(类), 仔稚鱼 18 种(类)。

水平拖网鱼卵和仔稚鱼总采获量(5~35)尾/网之间, 平均值为 18 尾/网; 垂直拖网鱼卵和仔稚鱼总密度为(0~2600)尾/m³之间, 平均值为 1100 尾/m³。鱼卵数量高于仔稚鱼数量, 仔稚鱼种类数高于鱼卵种类数, 鱼卵平均密度为 0.08 粒/m³; 仔稚鱼的平均密度为 0.03 尾/m³。

2) 鱼类

本次调查共捕获鱼类 102 种。鱼类资源平均重量密度和平均尾数密度分别为 810.30kg/km² 和 19594 尾/km²。鱼类幼体的平均尾数密度为 15538 尾/km²。

3) 头足类

本次调查共捕获头足类游泳生物 10 种。头足类重量资源密度平均值为 124.42kg/km², 尾数资源密度尾平均值 1595 尾/km²。头足类幼体的平均尾数密度为 1302ind/km²。

4) 甲壳类

本次调查共渔获甲壳类 7 种。甲壳类资源量平均值为 17.6kg/km²; 尾数资源密度平均值 423 尾/km²。甲壳类幼体的平均尾数密度为 306 尾/km²。

本项目主要涉及的平台有：PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-1 水下生产系统、PY35-2 水下生产系统。

(1) 相关工程环保手续执行情况

表 3.1 本项目相关环评及批复情况

环评报告	环评批复	批复工程内容	本工程涉及内容	竣工验收
番禺 30-1、惠州 21-1 天然气联合开发工程环境影响报告书		新建一座综合平台 (PY30-1DPP 平台)、 ，2009 年投产。	依托 PY30-1DPP 平台进行油气水处理。在 PY30-1DPP 平台实施 11 口调整井，依托相应海底管道。	
番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书		新建一座中心处理平台 (PY34-1CEP 平台)、两座水下生产设施 (PY35-2SPS、PY35-1SPS)、 。2014 年投产。	依托 PY34-1CEP 进行油气水处理。在 PY34-1CEP 平台实施 10 口调整井，在 PY35-2 水下生产系统实施 4 口调整井，在 PY35-1 水下生产系统实施 3 口调整井。	
流花 19-5、番禺 34-1/35-2/35-1 气田调整项目环境影响报告表			依托相应平台进行油气水处理，依托相应海底管道。	

(2) 环保设施运行情况

根据气田生产水、生活污水监测报表数据可知：PY34-1CEP 平台和 PY30-1DPP 平台生产水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 $\leq 45\text{mg/L}$)；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 ($\leq 500\text{mg/L}$)，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。PY34-1CEP 平台和 PY30-1DPP 平台生产水和生活污水排放和监测结果见下表。

表 3.2 PY34-1CEP、PY30-1DPP 平台生产水排放监测结果

时间	PY34-1CEP 平台		PY30-1DPP 平台	
	石油类监测值 (mg/L)	排放量 (m ³)	石油类监测值 (mg/L)	排放量 (m ³)
2023 年 1 月				
2023 年 2 月				

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

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				
2023年10月				
2023年11月				
2023年12月				

表 3.3 PY34-1CEP、PY30-1DPP 平台生活污水排放监测结果

时间	PY34-1CEP 平台		PY30-1DPP 平台	
	排放量 (m³)	COD 排放浓度 (mg/L)	排放量 (m³)	COD 排放浓度 (mg/L)
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				
2023年10月				
2023年11月				
2023年12月				

(3) 危险废物处置情况

本项目现阶段产生的生产垃圾，包括一般工业垃圾和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，生产垃圾分类经收集后运回陆地。本项目现阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后排放，其他运回陆地处理。

PY34-1CEP 和 PY30-1DPP 平台所产生含油垃圾等危险废物，全部运回陆地交由有资质单位接收处理，不排海。

(4) 风险事故回顾

根据建设单位资料，番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田投产至今，未出现溢油事故。

生态环境

[Redacted content]

保护目标	[REDACTED]					
	[REDACTED]					
	[REDACTED]					
	表 3.4 本项目环境敏感目标					
类别	功能区名称	距离平台名称	方位及距离 (km)	主要保护对象		
渔业三场一通道	深水金线鱼产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	深水金线鱼 (3月~9月, 产卵盛期3月~5月)		
	鲈鱼粤东外海区产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	鲈鱼 (产卵期2~4月)		
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	蓝圆鲹 (产卵期3~7月)		
评价标准	(1) 环境质量标准					
	[REDACTED]					
	[REDACTED]环境质量标准具体执行情况详见下表。					
	表 3.5 环境质量标准					
	类别	采用标准		等级		
	海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)		第一类标准开始评价, 评价至满足标准为止		
	海洋沉积物	《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)				
	海洋生物质量	贝类(双壳类)	《海洋生物质量》(GB18421-2001)		一类	
		软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(重金属)		《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》		
		软体类(除双壳类以外)、甲壳类和鱼类(石油烃)		《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						
[REDACTED]根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008), 气田所在海域属于三级海域; 根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分: 分级》(GB18420.1-2009), 气田所在海域属于二级海区; 根据《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发〔2018〕168号), 气田所在海域位于控制区管控范围之外。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。						
表 3.6 污染物排放标准						
污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象		
含油生产	海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥50000mg/L	生产阶段排放的含油生产水		

水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油浓度≤45mg/L (月平均) 含油浓度≤65mg/L (一次容许值)	
钻井液和钻屑	海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥20000mg/L	钻井阶段排放的钻井液和钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	含油量≤8%; Hg≤1mg/kg; Cd≤3mg/kg	
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	钻井阶段钻井平台及生产阶段生活污水的排放
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	钻井阶段钻井平台及生产阶段生产垃圾的处置
生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	除颗粒直径<25mm的食品废弃物以外;其他生活垃圾禁止排放或弃置入海	钻井阶段钻井平台及生产阶段生活垃圾的处置
机舱含油污水	船舶水污染物排放标准 (GB3552-2018)	/	石油类≤15mg/L	钻井平台机舱含油污水
船舶生活污水	船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)	/	与最近陆地间距离>12海里的海域,船速不低于4节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	钻井平台生活污水排放
船舶生活垃圾	船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)	/	禁止排海,收集并排入接收设施	塑料、废弃食用油、生活废弃物等处置
			在距最近陆地3海里以内(含)的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地3海里至12海里(含)的海域,粉碎或磨碎至直径不大于25毫米后方可排放;在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。	食品废弃物排放
钻井平台大气污染物	船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发[2018]168号)	/	钻井平台所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发[2018]168号)》的要求	在排放控制区(包括沿海控制区和内河控制区)内航行、停泊、作业的船舶

根据《建设项目环境影响报告表编制技术指南》（生态影响类），本节主要阐述含油生产水及生活污水排放总量情况。

（1）含油生产水

①PY30-1DPP 平台含油生产水的去向：PY30-1DPP 平台设置含油生产水处理系统，用于处理 PY30-1DPP 平台和流花 19-5 水下生产系统井口产物分离出的含油生产水，经处理合格的含油生产水排海。

根据 PY30-1DPP 平台 2024-2031 年的逐年产能预测表（见附表），本 [REDACTED]，未超出《流花 19-5 气田开发工程环境影响报告书》（2013 年，中海石油研究中心，国海环字[2013]266 号）中 PY30-1DPP 平台 [REDACTED]，故本次 PY30-1DPP 平台调整井实施后，含油生产水排放总量维持原《流花 19-5 气田开发工程环境影响报告书》（2013 年，中海石油研究中心，国海环字[2013]266 号）中 PY30-1DPP 平台排放总量指标 [REDACTED] 不变。

②PY34-1CEP 平台、PY35-1 水下生产系统、PY35-2 水下生产系统含油生产水均在 PY34-1CEP 平台进行处理，经处理合格的含油生产水排海。

根据 PY34-1CEP 平台 2024 年-2036 年的逐年产能预测表（见附表）。本项目投产后含油生产水 [REDACTED] 未超出《番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2012]218 号）批复的 [REDACTED]，故本次 PY34-1CEP 平台、PY35-1 水下生产系统、PY35-2 水下生产系统调整井实施后，含油生产水排放总量维持原《番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2012]218 号）中 PY34-1CEP 平台排放总量指标 [REDACTED] 不变。

（2）生活污水

由于 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台近年来工程项目增加，平台维护保养作业量大，生产运行和维护人员会随之增加，[REDACTED]，因此需重新核算 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台生活污水总量。

本项目涉及 PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台生活污水总量核算，PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台现有生活污水处理设施处理能力分别 [REDACTED]。根据《番禺 30-1、惠州 21-1 天然气联合开发工程环境影响报告书》（国海环字[2004]344 号）核算的 PY30-1DPP 平台 [REDACTED]；《番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书》（国海环字

其他

[2012]218号)核算的PY34-1CEP平台 [REDACTED]。

PY30-1DPP平台和PY34-1CEP平台的设计人数按“平台定员人数”考虑， [REDACTED]。海上油气生产设施人员生活污水排放定额按350L/(人·天)考虑。 [REDACTED]

表 3.7 本项目生活污水和 COD 总量控制建议

平台	原环评核算的最大值	本项目投产后总量控制指标	本项目投产后总量控制值增加量
	生活污水排放控制值 (m ³ /a)	生活污水排放控制值 (m ³ /a)	生活污水排放控制值 (m ³ /a)
PY30-1DPP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PY34-1CEP	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

一、施工期产污环节及污染源分析

本项目污染物主要为调整井钻井阶段产生的钻井液、钻屑等，钻井平台产生的污染物，此外还有施工期人员产生的少量生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。

(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、更换泥浆体系及钻井作业完成后的一次性排放，非水基钻井液全部回收。

本次调整井水基钻井液和非水基钻井液核算结果见下表，产生水基钻井液总量 []。钻井液最大排放速率出现在钻井作业完成后的一次性排放，水基钻井液最大排放速率 []。本项目水基钻井液排放位置：水面排放。

非水基钻井液产生总量 []，钻完井作业时非水基钻井液暂存于平台泥浆池，钻完井作业结束后回收全部运回陆地，不排海。

表 4.1 本项目钻井液统计

平台	非水基钻井液 (m ³)	水基钻井液 (m ³)	钻井液产生总量 (m ³)	钻井液排放总量 (m ³)	水基钻井液一次性最大排放量 (m ³)	水基钻井液最大排放速率 (m ³ /h)
PY30-1DPP 平台	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY34-1CEP 平台	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY35-1 水下生产系统	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY35-2 水下生产系统	[]	[]	[]	[]	[]	[]
汇总	[]	[]	[]	[]	[]	[]

注：钻井液产生总量=非水基钻井液+水基钻井液；钻井液排放总量=水基钻井液。

本项目产生的钻井液总量为 []，其中包括非水基钻井液 []，水基钻井液 []。本项目钻井液排海最大总量为 []。

钻井液处理措施：

非水基钻井液：本项目施工期产生的非水基钻井液全部运送回陆地，不排海。

水基钻井液：本项目施工期所产生的水基钻井液需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级海区要求后排海。不符合

排放标准的水基钻井液则全部运回陆地处理。结合本次调整油田以往工程经验，水基钻井液的含油量一般较低，可以满足 $\leq 8\%$ 的要求，满足排放标准后可以全部直接排海。

(2) 钻屑

本项目在番禺30-1、番禺35-2、番禺35-1、番禺34-1气田进行28口调整井作业。根据工程资料，非水基钻井液钻屑量[]，水基钻井液钻屑量[]，钻屑产生总量[]；钻屑随钻随排，钻屑在水面排放，钻屑最大排放速率约为[]。

表 4.2 本项目钻屑量统计

序号	钻井时间(天)	非水基钻井液钻屑(m ³)	水基钻井液钻屑(m ³)	钻屑产生总量(m ³)	钻屑排放量(m ³)	钻屑最大排放速率(m ³ /d)
PY30-1DPP 平台	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY34-1CEP 平台	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY35-1 水下生产系统	[]	[]	[]	[]	[]	[]
PY35-2 水下生产系统	[]	[]	[]	[]	[]	[]
汇总	[]	[]	[]	[]	[]	[]

注：钻屑产生总量=非水基钻井液钻屑+水基钻井液钻屑；钻屑排放量=非水基钻井液钻屑+水基钻井液钻屑。

钻屑处理措施：

本项目钻井作业中产生的钻屑包括：使用非水基钻井液钻井产生的钻屑和使用水基钻井液钻井产生的钻屑。

非水基钻井液钻屑处理措施：非水基钻井液产生的含油钻屑经振动筛处理后，经螺旋输送机传送至钻屑甩干机处理，处理后的钻屑符合排放标准通过排放口排放；如不符合排放标准，则进入钻屑减量化处理装置（如热脱附装置），处理后符合排放标准则排海，否则指运回陆地处理。

水基钻井液钻屑处理措施：使用水基钻井液产生的钻屑，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级要求和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）二级海区要求后排海；如不符合排放标准，则进入钻屑减量化处理装置（如热脱附装置），处理后符合排放标准则排海，否则指运回陆地处理。

(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。

根据本项目PY30-1DPP和PY34-1CEP平台日常运营经验数据，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 $0.35\text{m}^3/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算。

本项目调整井作业最大单日作业人数■■■■■，调整井作业天数■■■■■，生活污水■■■■■，生活垃圾产生量■■■■■，其中食品废弃物■■■■■；本项目PY30-1DPP平台生活污水设施改造最大单日作业人数■■■■■，调整井作业天数■■■■■，生活污水■■■■■，生活垃圾产生量■■■■■，其中食品废弃物■■■■■。因此，生活污水合计■■■■■，生活垃圾产生量合计■■■■■，其中食品废弃物■■■■■。

表 4.3 生活污水核算结果表

施工内容	施工人员 (人)	施工天数 (天)	生活污水 (m^3)		生活垃圾 (t)	
			产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台调整井作业	■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
PY35-1 和 PY35-2 水下生产设施调整井作业	■■	■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
PY30-1DPP 平台生活污水设施改造	■■	■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■
合计			■■■■■	■■■■■	■■■■■	■■■■■

(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■■■■■生产垃圾核算，一般工业垃圾按单井作业期间大约产生■■■■■生产垃圾核算。本次共计28口调整井，危险废物产生量■■■■■，全部送回陆地交有资质单位接收处理；一般工业垃圾产生量■■■■■，全部运回陆上处理。

(5) 废气

本项目废气主要来自于钻井平台及机械排放的尾气，主要污染物 NO_2 、 SO_2 、 CO 、烟尘等，此类废气为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

(6) 船舶污染物

本项目 PY35-1 和 PY35-2 水下生产设施调整井作业需要 1 艘钻井平台，施工期间会产生一定的机舱含油污水和生活污水，参考《水运工程环境保护设计规范》(JTS149-2018) 及油田施工历史数据，机舱含油污水按照每船每天 0.5m^3 计，施工时间为■■■■■，总共■■■■■。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	产生量	排放量	处理方式
-------	-----	-----	------

钻屑	非水基钻井液钻屑	■	■	处理后符合排放标准排海
	水基钻井液钻屑	■	■	
钻井液	非水基钻井液	■	■	钻完井结束后运回陆地，不排海
	水基钻井液	■	■	处理后符合排放标准排海
生活污水		■	■	经生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾		■	■	食品废弃物粉碎至粒径小于25mm后排放，其他运回陆地处理
机舱含油污水		■	■	经处理达标后排海
生产垃圾	一般工业垃圾	■	■	运回陆地处理
	危险废物	■	■	运回陆地处理

二、施工期环境影响分析

施工阶段，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；机舱含油污水按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求排海。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）钻屑钻井液排放对海洋环境影响预测

本次调整井钻屑、钻井液排放的水质影响分析类比《流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目环境影响报告书》（2020 年，中海油研究总院有限责任公司，环审（2021）29 号）中钻屑、钻井液排放预测结果。

本次调整井与类比对象处于同一海域，距离约 90km，水深及水动力条件基本一致，具有可比性。类比环境条件如下。

表 4.5 类比条件一览表

对象	类比工程	本项目	对比情况
工程名称	流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目	番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田侧钻调整井项目	/
水动力情况	不正规全日潮汐、表中层不正规全日海流	不正规全日潮汐、不正规全日海流	相似
水深	约 260~300m	约为 190~202m	相似
钻井液	预测位置	流花 11-1 油田	PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-1/35-2 水下设施
	排放源强	最大排放速率约为 35m ³ /h	最大排放速率 35m ³ /h
钻屑	预测位置	流花 11-1 油田	PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-1/35-2 水下设施
	排放源强	28.1m ³ /d	28 m ³ /d
结论	由于本项目与类比对象为同一海域距离较近的平台，水深、水动力情况相似，钻屑、钻井液的排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。		

● 钻井液排放对海洋环境影响预测

根据《流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目环境影响报告书》(2020 年,中海油研究总院有限责任公司,环审(2021)29 号),钻井液排放对水质的影响主要在表层(海面以下 10m),表层以下无超标面积,超一(二)类包络面积约为 0.769km²,离排放点的最大距离为 0.75km,停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 10.5h。

表 4.6 流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目钻井液预测结果

层位	超一(二)类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一类最大距离(km)	恢复一类水质时间(h)
海面 0-10m	0.769	0.155	0.108	0.75	10.5
海面 10-20m	/	/	/		

表 4.7 流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目 LH11-IDPP 平台钻井液浓度区间面积(km²)

层位	Bi<1(10~20mg/L)	1≤Bi<4(20~50mg/L)	4≤Bi<9(50~100mg/L)	Bi≥9(≥100mg/L)
海面 0-10m	0.348	0.149	0.116	0.155
海面 10-20m	/	/	/	/

因此,本项目钻井液排放过程中,悬浮泥沙增量超过 10mg/L 的影响面积和距排放点最大距离将不超过 0.75km,停止排放后,可在 10.5h 内恢复到一类水质。

● 钻屑排放对海洋环境影响预测

根据《流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目环境影响报告书》(2020 年,中海油研究总院有限责任公司,环审(2021)29 号),钻屑对水质的影响主要在排放点周围,且主要影响海水表层,表层以下基本无超标面积,表层超一(二)类水质海域的包络面积为 0.275km²,离排放点的最大距离为 0.35km;超三类包络面积分别为 0.067km²;钻屑停止排放后 4.5h 可恢复到一类水质;钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.089km²。

表 4.8 流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目钻屑排放预测结果

层位	超一(二)类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一类最大距离(km)	恢复一类水质时间(h)
海面 0-10m	0.275	0.067	0.050	0.35	4.5
海面 10-20m	0.005	/	/		
海面 20m 以下	/	/	/		

表 4.9 流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目 LH11-IDPP 平台钻屑浓度区间面积(km²)

层位	Bi<1(10~20mg/L)	1≤Bi<4(20~50mg/L)	4≤Bi<9(50~100mg/L)	Bi≥9(≥100mg/L)
海面 0-10m	0.111	0.059	0.038	0.067
海面 10~20m	0.005	/	/	/
海面 20m 以下	/	/	/	/

因此，本项目钻屑排放过程中，悬浮泥沙增量超过 10mg/L 的影响面积和距排放点最大距离将不超过 0.35km，钻屑停止排放后，可在 4.5h 内恢复到一类水质。

(2) 钻井液和钻屑排放对海洋生态影响分析

1) 对渔业资源的影响分析

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻井液、钻屑排海产生的悬浮泥沙对海洋生态造成的损害，本工程钻井液、钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目环境影响报告书》(2020 年，中海油研究总院有限责任公司，环审(2021)29 号)中 LH11-1DPP 平台排海钻井液、钻屑扩散情况，钻井液、钻屑对水质的影响主要在表层海域，本项目钻井液排放共 28 次，钻屑排放以 15 天为一个周期进行计算，根据施工进度计划安排，本项目共约 95 个周期，整个周期持续 5 年，年均周期约为 19。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、钻屑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 4.10 本项目钻井液、钻屑排放造成渔业资源损失量

生物资源	钻井液	钻屑	合计
鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	■	■	■
仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	■	■	■
幼鱼 (尾)	■	■	■
甲壳类幼体 (尾)	■	■	■
头足幼体 (尾)	■	■	■
鱼类成体 (kg)	■	■	■
甲壳类 (kg)	■	■	■
头足类 (kg)	■	■	■

2) 对海洋底栖生物的影响分析

钻井施工阶段，钻屑沉降对底栖生物造成损失，类比《流花 11-1 油田/流花 4-1 油田联合开发调整项目环境影响报告书》（2020 年，中海油研究总院有限责任公司，环审（2021）29 号），钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，具体计算见下表。

表 4.11 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

影响环节	影响面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除扣除平台周边 50m)	■	■	■	■
周围 50m 以内	■	■	■	■
合计				■

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》（SC/T9110-2007）：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”；“持续性生物资源损害的补偿分 3 种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年～20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续时间 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年。”

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>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（%）；</p> <p>E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近年来主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。</p> <p>幼鱼的经济价值折算成成体进行计算，折算成体的经济价值按以下公式计算：</p> $M=W \times P \times G \times V$ <p>式中：M—幼鱼的经济损失额，元；</p> <p>W—幼鱼的损失资源量，尾；</p> <p>P—幼鱼折算为成体比例，按 100%；</p> <p>G—幼鱼、头足类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.1kg/尾，甲壳类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.01kg/尾；</p> <p>V—生物成体商品价格。</p> <p>渔业生物资源经济价值按下式计算：</p> $M_i=W_i \times E_i$ <p>式中：M_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；</p> <p>W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；</p> <p>E_i—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 1.5 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“甲壳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 0.10kg/尾，价格按 20 元/kg 计算；甲壳类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg 计算。</p> <p>经计算可知，本次调整井造成生物资源补偿金额 [REDACTED]。</p> <p>4、施工期环境风险分析</p> <p>依据环境风险专项评价相关分析结果，本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、非水基钻井液泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施。施工期环境风险分析内容详见“附录环境风险专项评价”。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>一、运营期产污环节及污染源分析</p> <p>本项目投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、船舶机舱含油污水、生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。</p>

(1) 含油生产水

番禺 30-1 气田物流在 PY30-1DPP 平台进行处理，生产水量小于气田生产水处理系统处理能力，处理达标后排放入海。调整井投产后含油生产水 [REDACTED] [REDACTED] 均未超出原环评《流花 19-5 气田开发工程环境影响报告书》(2013 年，中海石油研究中心，国海环字[2013]266 号) 中 PY30-1DPP 平台的含油生产水批复量 [REDACTED]；番禺 34-1 气田与番禺 35-1/35-2 气田的物流汇合后在 PY34-1CEP 平台进行处理，调整井投产后含油生产水 [REDACTED] [REDACTED] 均未超出原环评《番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书》(国海环字[2012]218 号) 的含油生产水批复量 [REDACTED]，故本项目不新增对海洋环境的影响。

(2) 生活污水

本次涉及生活污水总量调整的平台为 PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台。其中，PY30-1DPP 平台和 PY34-1CEP 平台近年来工程项目增加，平台维护保养作业量大，生产运行和维护人员会随之增加， [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]

根据以往其他项目经验预估，超标水域影响的距离都在 50m 范围内，超标的海域基本在排放点周围 1 个网格 (50m) 的范围内，因此可以认定 COD 排放对海洋环境的影响不大。

(3) 生活垃圾

海上运营期产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。由于本项目本项目投产后，PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台人数增加，故运营期生活垃圾的产生量也相应增加。根据日常运营经验数据可知，生活垃圾按照 1.5kg/(人·日) 计算，其中食品废弃物按 1.0kg/(人·日) 计算。本项目 PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台的生活楼定员人数分别为 [REDACTED]。本项目投产后，PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台平时预计最大人数分别为 [REDACTED]，故新增人数为 [REDACTED]，新增生活垃圾 [REDACTED]，其中食品废弃物 [REDACTED]。

(4) 生产垃圾

本项目均为现有井进行侧钻，运营期不新增井数，故运营期不增加生产垃圾产生量。

平台现有一般生产垃圾收集后运回陆上处理，危险废物收集后运回陆上计划交由有资质单位接收处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

表 4.12 运营期新增污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称	新增产生量	新增排放量	处理方式
含油生产水	■	■	处理后达标排海
生活污水	■	■	处理后达标排海
生活垃圾	■	■	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他运回陆地处理
生产垃圾	■	■	运回陆地处理

二、运营期环境风险影响分析

本次调整井不新增风险事故类型，调整井在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台设施设备泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。

选址
选线
环境
合理性
分析

本项目是在既有平台上进行调整井工程和生活污水总量调整，在气田现有安全作业区范围内建设，不涉及重新选址，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>1、污染防治对策措施</p> <p>本项目施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、生活污水、船舶污染物（机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾）和固体废物（包括生活垃圾和生产垃圾）。</p> <p>(1) 钻井液、钻屑</p> <p>钻井作业中，采用水基钻井液和非水基钻井液，其中非水基钻井液进行回收处理，不排海。水基钻井液及水基钻屑和非水基钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009) 标准中二级海区标准的要求，以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中三级标准的要求后方可排放入海。如不符合排放标准，则进入钻屑减量化处理装置（如热脱附装置），处理后符合排放标准则排海，否则运回陆地处理。</p> <p>本项目非水基钻井液暂存于平台或者钻井平台约 350 立方米泥浆池，不满足排放要求的水基钻屑和非水基钻屑进入钻屑减量化处理装置（如热脱附装置），处理后符合排放标准则排海，在平台使用钻屑箱收集（储备足够多钻屑箱，每个钻屑箱容积为 2-3 立方米）后定期由拖轮密闭运回陆地处理，周转时间 5-7 天。</p> <p>(2) 生活污水和生活垃圾</p> <p>施工人员的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，船舶生活污水和生活垃圾的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 相关要求，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，其他运回陆地处理。</p> <p>(3) 钻井平台机舱含油污水</p> <p>施钻井平台机舱含油污水经含油污水处理装置处理达标后排海。</p> <p>依照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 的规定，所有参加海上施工作业船舶均经过船级社认证，且都按要求配备油水分离器，机舱含油污水经船用油水分离器处理，使其含油浓度不大于 15mg/L。</p> <p>(4) 生产垃圾</p> <p>施工期产生的生产垃圾经收集后全部运回陆地处理，其中的危险废物送回陆地交有资质单位接收处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。</p> <p>(5) 废气</p>
-------------	---

施工期废气主要来自于钻井平台及机械排放的尾气，主要污染物 NO₂、SO₂、CO、烟尘等，此类废气只在施工期间产生，为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

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

2、生态保护对策措施

建议作业者在气田开发过程中，采取如下生态保护措施：

（1）钻井阶段尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，提高施工效率。

（2）建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（3）建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》的相关规定，编写制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》和《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》并取得备案。

（4）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

（5）本项目 海洋生态修复/补偿资金，主要用于增殖放流、渔业资源养护与管理等。

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，预防钻井平台及平台火灾和爆炸。

（3）避免燃油舱破损引起燃料油泄漏。加强工作船舶操作人员日常安全防范意识，防止人为操作失误引起作业船舶与钻井平台碰撞。守护船舶保持警戒状态，加强值班瞭望，保证无其他无关船舶干扰以保证作业安全。

	<p>(4) 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。定期开展气井动态监测，及时取录地层压力变化情况。</p> <p>(5) 预防非水基钻井液泄漏。检查泥浆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。钻进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、启动井控程序和相关应急预案。</p> <p>(6) 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> <p>为预防本项目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，建设单位已编制《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》和《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》并取得备案，建设单位应根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施及生态保护对策措施</p> <p>本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、平台生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。</p> <p>本项目投产后各平台的含油生产水日排放量低于各平台及依托处理平台生产水处理系统设备最大处理能力。所产含油污水经各平台处理合格后达标排放。根据近年来统计结果，排放污水的月均含油浓度均低于 20mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB49142008）三级标准（石油类≤45mg/L）的排放要求后排海。</p> <p>为保证生活污水处理设施稳定达标运行，建设单位计划对其进行升级改造。PY30-1DPP 平台升级后的生活污水处理设施处理能力 ██████████，处理工艺采用电解法或者生化法+电解法。计划于 2025 年启动生活污水处理装置改造工作。</p> <p>本项目投产后由于 PY30-1DPP 和 PY34-1CEP 平台人数增加，因此生活污水排放量略有增加。且经过处理的生活污水能够满足《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（COD≤500mg/L）。</p> <p>其余污染物，包括生产垃圾以及除食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放的生活垃圾等，均运回陆地进行处理，对海域的影响没有增加。</p> <p>2、运营期环境风险防范与应急措施</p> <p>针对运营期油气泄漏等风险，建设单位已编制《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》和《中海石油深海开发有限</p>

	<p>公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》并取得备案。上述溢油应急计划内容包括生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等。该溢油应急计划可以实现开发生产期间发生溢油事故时能够及时、有效、迅速地进行应急反应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。</p>																				
其他	<p>本项目是在既有平台上进行调整，本次调整井投产后，污染源常规监测及环境质量监测纳入气田现有已制定的跟踪监测计划中（《番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2012]218号）、《番禺 30-1、惠州 21-1 天然气联合开发工程环境影响报告书》（国海环字[2004]344号））。</p> <p>污染源常规监测包括含油生产水中的石油类和生活污水中的化学需氧量（COD）值；环境质量跟踪监测包括海水水质、沉积物、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测。</p>																				
环保投资	<p>环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。本工程的环保投资主要用于污染物的处理处置等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资 [REDACTED]。</p> <p style="text-align: center;">表 5-1 环境保护投资估算（万元）</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 40%;">环境保护投资及生态补偿</th> <th style="width: 15%;">总投资额</th> <th style="width: 15%;">折合比率</th> <th style="width: 30%;">折合环保投资</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>污染物处理/处置</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td>施工期钻屑钻井液检测</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td>海洋生态损失补偿费用</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">合计</td> <td style="text-align: center;">■</td> <td style="text-align: center;"> </td> <td style="text-align: center;">■</td> </tr> </tbody> </table>	环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资	污染物处理/处置	■	■	■	施工期钻屑钻井液检测	■	■	■	海洋生态损失补偿费用	■	■	■	合计	■		■
环境保护投资及生态补偿	总投资额	折合比率	折合环保投资																		
污染物处理/处置	■	■	■																		
施工期钻屑钻井液检测	■	■	■																		
海洋生态损失补偿费用	■	■	■																		
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	<p>(1) 非水基钻井液,收集运回陆地交有资质单位处理,不排海。</p> <p>(2) 非水基钻井液钻屑达标后排海,不合格的进一步处理达标后排海。</p> <p>(3) 钻完井期间生活污水经钻井平台或平台上污水处理装置处理达标后排海。</p> <p>(4) 机舱含油污水处理达标后排海。</p>	<p>(1) 非水基钻井液,收集运回陆地交资质单位处理,不排海。</p> <p>(2) 非水基钻井液钻屑满足《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 第1部分:分级》(GB18420.1-2009)二级标准。</p> <p>(3) 钻完井期间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。</p> <p>(4) 钻井平台机舱含油污水排放需符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)的规定。</p>	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	钻井平台使用符合要求的燃料油。	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发[2018]168号)》	/	/
固体废物	生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm后排放,其他运回陆地处理;生产垃圾全部运回陆地处理。	平台固体废物符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准。钻井平台固体废物符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。	食品废弃物粉碎后排放,其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理。	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;符合《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
电磁环境	/	/	/	/

环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作。	《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》、《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》。	纳入白云天然气作业区海域溢油应急管理体系	《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》、《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》。
环境监测	/	/	本项目运营期跟踪监测应纳入油田现有环境跟踪监测计划中	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目为在现有 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-2 水下生产系统和 PY35-1 水下生产系统进行调整井工程，调整 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台的生活污水总量，同时对 PY30-1DPP 平台生活污水处理设施进行升级改造，新增钻屑、钻井液排放，生产水排放量未超原环评，

。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。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，经分析，本项目与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》和《广东省“三线一单”生态环境分区管控方案》的要求相协调；位于广东省国土空间总体规划区之外，且距离较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本项目所在海域海水、沉积物和生物环境质量现状较好，距离自然保护区、海洋保护区、海洋生态红线较远，，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。本项目 5km 范围内的敏感目标主要为深水金线鱼产卵场。

本项目施工期水基钻井液、水基钻井液钻屑、非水基钻井液钻屑、钻井平台含油污水处理达标后排放，非水基钻井液全部运回陆地处理，生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾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。运营期新增生活污水处理达标后排放，新增生活垃圾中的食品废弃物粉碎后小于 25mm 排海，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均在原环评影响范围内，对海洋环境的影响范围和程度较小。

因此，在建设单位切实落实了本环境影响报告表提出的各项污染防治措施，切实落实了风险事故防范对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

附图

附图1 本项目与广东省“三线一单”生态环境分区的位置关系

附图2 气田周边环境敏感目标分布图（三场一通道）

附图3 井身结构图（典型井）

PY30-1-A1H1 井身结构示意图

PY34-1-A1H1 井身结构示意图

PY34-1-A10H1 井身结构示意图

PY35-1-A1H1 井身结构示意图

PY35-2-A1H1 井身结构示意图

附表

附表 1 平台调整前后产能预测表

附表 1.1 本项目新增产能汇总

平台	原环评最高产能			本项目投产后最高产能			新增产能		
	日产量								
	气/10 ⁴ m ³	油/m ³	水/m ³	气/10 ⁴ m ³	油/m ³	水/m ³	气/10 ⁴ m ³	油/m ³	水/m ³
PY30-1DPP	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY34-1CEP	■	■	■	■	■	■	■	■	■
总计							■	■	■
平台	原环评最高产能			本项目投产后最高产能			新增产能		
	年产量								
	气/10 ⁸ m ³	油/10 ⁴ m ³	水/10 ⁴ m ³	气/10 ⁸ m ³	油/10 ⁴ m ³	水/10 ⁴ m ³	气/10 ⁸ m ³	油/10 ⁴ m ³	水/10 ⁴ m ³
PY30-1DPP	■	■	■	■	■	■	■	■	■
PY34-1CEP	■	■	■	■	■	■	■	■	■
总计							■	■	■

附表 1.2 调整井投产前后 PY30-1DPP 平台产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

附表 1.3 调整井投产前后番禺 30-1 气田产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		
2031																		

附表 1.4 调整井投产前后 PY34-1CEP 平台产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		
2031																		
2032																		
2033																		
2034																		
2035																		

2036																		
------	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

附表 1.5 调整井投产前后番禺 34-1 气田产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024																		
2025																		
2026																		
2027																		
2028																		
2029																		
2030																		
2031																		
2032																		
2033																		
2034																		
2035																		
2036																		

附表 1.6 调整井投产前后番禺 35-1 气田产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
----	--------	--	--	--	--	--	---------	--	--	--	--	--	-------	--	--	--	--	--

	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

附表 1.7 调整井投产前后番禺 35-2 气田产能预测表

年度	现有工程产能						调整井新增产能						调整后产能					
	日产量			年产量			日产量			年产量			日产量			年产量		
	(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)			(油、水: m ³ /d, 气: 10 ⁴ m ³ /d)			(油、水: 10 ⁴ m ³ /a, 气: 10 ⁸ m ³ /a)		
	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水	气	油	水
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

附表 2 海水水质调查及评价结果

附表 2.1 水质各评价因子的标准指数和超标率

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
P1	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P2	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P4	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
P5	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P6	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P11	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
P14	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P17	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P21	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P24	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P25	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P27	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	层次	pH	DO	COD	石油类	活性磷酸盐	无机氮	汞	镉	铅	铜	锌	总铬	砷	硫化物	挥发性酚
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	10 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	50 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	100 m	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	平均值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率%	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

备注：“/”表示无数据，不予评价。

附表3 海洋沉积物调查结果

附表3.1 沉积物实测结果统计表

序号	站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	锌	镉	铬	石油类
		(%)	(10^{-6})								
1	P1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	P2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	P5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	P6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
7	P9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
8	P10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	P13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	P17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
平均值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

备注：“ND”表示未检出。

附表 4 海洋生态环境监测结果表

附表 4.1 调查海域叶绿素 a 和初级生产力检测结果表

序号	站位	水层	叶绿素 a(mg/m ³)	海洋初级生产力 (mg·C/ (m ² ·d))
1	P1	表层	■	■
2		10 m	■	
3		50 m	■	
4		底层	■	
5	P2	表层	■	■
6		10 m	■	
7		50 m	■	
8		100 m	■	
9		底层	■	
10	P3	表层	■	■
11		10 m	■	
12		50 m	■	
13		100 m	■	
14		底层	■	
15	P5	表层	■	■
16		10 m	■	
17		50 m	■	
18		100 m	■	
19		底层	■	
20	P6	表层	■	■
21		10 m	■	
22		50 m	■	
23		100 m	■	
24		底层	■	
25	P7	表层	■	■
26		10 m	■	
27		50 m	■	
28		100 m	■	
29		底层	■	
30	P9	表层	■	■
31		10 m	■	
32		50 m	■	
33		100 m	■	
34		底层	■	

序号	站位	水层	叶绿素 $a(\text{mg}/\text{m}^3)$	海洋初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
35	P10	表层	■	■
36		10 m	■	
37		50 m	■	
38		100 m	■	
39		底层	■	
40	P13	表层	■	■
41		10 m	■	
42		50 m	■	
43		100 m	■	
44		底层	■	
45	P14	表层	■	■
46		10 m	■	
47		50 m	■	
48		100 m	■	
49		底层	■	
50	P17	表层	■	■
51		10 m	■	
52		50 m	■	
53		100 m	■	
54		底层	■	
最小值			■	■
最大值			■	■
平均值			■	■

附件

附件 1 环评委托书

附件 2 环评批复文件

附件 2.1 番禺 30-1、惠州 21-1 天然气联合开发工程环评批复

附件 2.2 番禺 34-1/35-2/35-1 气田开发工程环评批复

附件 2.3 浣花 19-5、番禺 34-1/番禺 35-2/番禺 35-1 气田调整项目环境影响报告表批复

附件 3 钻井液体系检测报告

附件 3.1 水基钻井液检测报告

附件 3.2 非水基钻井液检测报告

附件 3.3 重晶石检测报告

附件 4 白云天然气作业公司溢油应急计划备案表

附件 5 海洋环境现状调查 CMA 报告封面

附件 6 危废处理单位合同及经营许可

附录

环境风险专项评价

1. 评价依据

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

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，涉及的危险物质主要为油类和天然气，理化性质及危险特性如下。

表 1.1.1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油	英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：黄棕色油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20°C密度：801.3kg/m ³	50°C密度：778.7kg/m ³	
	沸点（°C）：120~200°C	禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合	
危险性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（°C）：350	
	闪点（°C）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。		
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD50：500-5000mg/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		
	急性中毒		
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		
泄漏处理	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医		
	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
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 ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。 灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的想放弃才。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 1.1.3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.855	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合

危险性类别：可燃液体	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
危险特性	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
毒理性质	毒性判别：低毒性	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
健康危害	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度柴油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态柴油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
泄漏处理	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
储运	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

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。

根据建设单位资料，本项目不涉及新增平台的设施、管汇、储罐等，天然气最大存在量和原油最大存在量均远小于《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）油类物质临界量（2500t）及天然气（甲烷）临界量（10t），危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

1.3 风险评价等级

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

表 1.3.1 环境风险评价工作等级划分

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

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

2. 环境敏感目标概况

番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田位于 [REDACTED]。本项目距离自然保护区、海洋保护区、海洋生态红线较远，[REDACTED]，参考《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本项目周边 5km 内的敏感目标没有生态红线区、自然保护区、海洋保护区等，主要环境敏感目标为渔业三场一通道。本项目 5km 范围内的敏感目标主要为深水金线鱼的产卵场 [REDACTED]。

表 2.1.1 本项目周边主要环境敏感目标

类别	功能区名称	距离平台名称	方位及距离 (km)	主要保护对象
渔业三场一通道	深水金线鱼产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	深水金线鱼（3月~9月，产卵盛期3月~5月）
	鲈鱼粤东外海区产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	鲈鱼（产卵期2~4月）
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	[REDACTED]	[REDACTED]	蓝圆鲹（产卵期3~7月）

3. 环境风险识别

3.1 风险识别

(1) 井喷/井涌

在钻井和修井期间，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。由于钻井平台和泥浆池区为敞开区，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《风险评估数据指南》常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 28 口调整井，[REDACTED]，发生井涌的概率低于 8.12×10^{-5} 次/a，发生井喷的概率低于 7.28×10^{-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		单位
	井涌	井喷	
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/(井·a)

(2) 火灾/爆炸

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：

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

本次调整井计划利用现有生产井眼进行钻井，均为侧钻井，其中 PY30-1DPP 平台调整井数量为 11 口，PY34-1CEP 平台调整井数量为 10 口；PY35-2 水下生产系统调整井数量为 4 口；PY35-1 水下生产系统调整井数量为 3 口；共计 28 口调整井，全部为生产井。

本项目为新增调整井，不新增其他设施设备，本项目实施后不会增加运营期平台火灾爆炸不属于本项目的风险。

（3）船舶碰撞燃料油泄漏

本项目施工阶段主要有钻井平台等，船舶与平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，本项目的实施不会导致运营期值班船的增加，故本项目实施后不会增加运营期船舶溢油风险。

参考《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下。

表 3.1.2 船舶碰撞概率

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

本项目所在海域不位于主要航道内，施工期会划定安全施工区，禁止外来航船驶入。各船只均在遵守安全作业前提下在相对固定位置工作，加之本项目作业时间相对较短，作业结束后发生船舶溢油的风险便随即消失，因此发生船舶碰撞进而引发溢油事故的概率极小。本项目中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

（4）非水基钻井液泄漏

本项目调整井采用非水基钻井液，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非水基钻井液排海、泥浆池外溢及转运泄露等风险。

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或钻井平台泥浆池里，平台及时用泵将钻井液打到守护船舶舱内，泥浆池外溢风险极低；操作人员在严格遵循作业守则，非水基钻井液转运泄漏可能性极低。且该风险仅存在于钻井期间，运营期不存在非水基钻井液泄漏风险。

（5）海底管道和立管油气泄漏

由于本项目在现有平台和水下设施实施调整井，不新增其他设施设备、不新建海底管线，本工程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工程新增的环境风险。

(6) 地质性溢油风险事故

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

3.2 地质性溢油风险分析

本节引自《番禺 34-1 气田、番禺 35-1/35-2 气田和番禺 30-1 气田调整井地质性溢油风险分析报告》（2021 年 12 月）相关内容。番禺 34-1/番禺 35-1/35-2 气田和番禺 30-1 气田自投产以来一直处于安全生产状态，为确保气田进一步安全生产，对可能导致气田溢油的因素进行了排查。

3.2.1 地质特征及开发简况

(1) 番禺 34-1 气田

番禺 34-1 气田构造上处于

[REDACTED]

(2) 番禺 35-1 气田

番禺 35-1 构造位于

[REDACTED]

(3) 番禺 35-2 气田

番禺 35-2 气田构造上处于

[REDACTED]

[Redacted]

(4) 番禺 30-1 气田

番禺 30-1 气田位于 [Redacted]

[Redacted]

3.2.2 断层分析

(1) 番禺 34-1 气田

[Redacted]

图 3.2.1 番禺 34-1 气田断裂分布特征

表 3.2.1 番禺 34-1 气田断层要素表

区块	断层编号	断层名称	断层性质	目的层断距 (m)	断层产状			
					走向	倾向	倾角(°)	延伸长度 (km)
番禺 34-1	1							
	2							
	3							
	4							
	5							
	6							
	7							
	8							

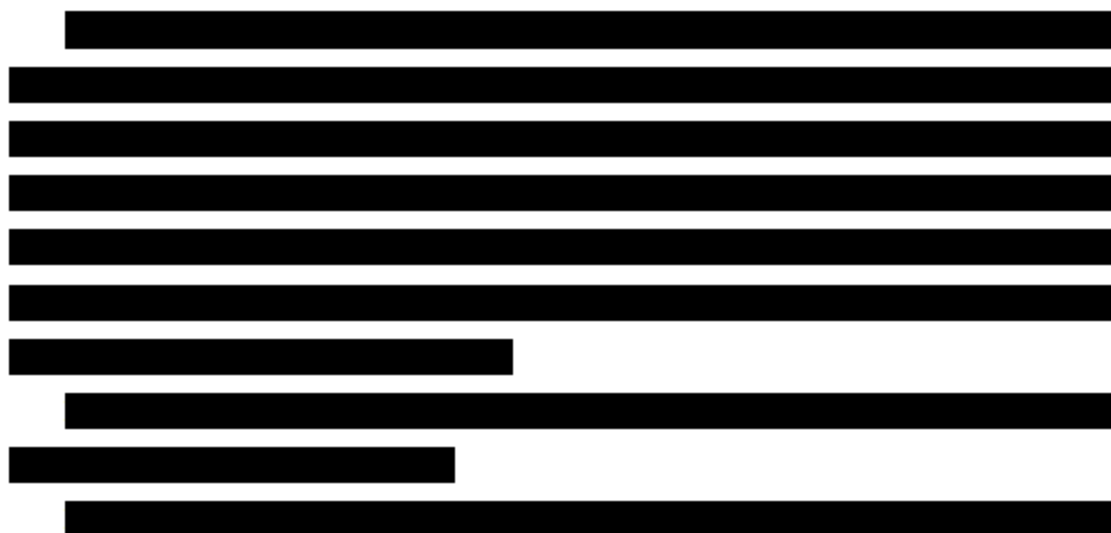
从深度域地震的方差体切片上看,在研究区范围内,在距离海底约 250m 开发发育断层,没有含气层段断穿至海底的大断裂发育,气田范围内发育较大规模的断层距离海底还有一定距离,从过探井及垂直断层方向的地震剖面上,研究区主要断层在距离海底约 200m 左右开始发育,随着深度的加深,研究区内断层开始发育增多,断面特征比较明显,其它断层均为层间小断层,距离海底较远。

图 3.2.2 过番禺 34-1 气田探井及垂直断层走向方向地震剖面

从过番禺 34-1 气田调整井设计轨迹地震剖面上看,10 口调整井基本上都不同程度上钻遇断层,均无发育断至海底面的断层,同时本次调整井均采用原番禺 34-1 气田的开发井进行侧钻,侧钻深度均大于 1600m,原开发老井在实施过程中均为无异常情况。

图 3.2.3 过 PY34-1-A1H1 井地震剖面 (典型井)

(2) 番禺 35-1 气田



[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out information]



图 3.2.4 番禺 35-1 气田断裂分布特征

表 3.2.2 番禺 35-1 气田断层要素表

区块	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	目的层最大断距 (m)	断层产状				钻遇井号
						走向	倾向	倾角 (度)	延伸长度 km	
番禺 35-1	1									
	2									
	3									
	4									
	5									
	6									
	7									
	8									
	9									
	10									
	11									
	12									
	13									
	14									
	15									
	16									
	17									
	18									
	19									
	20									
	21									

区块	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	目的层最大断距(m)	断层产状				钻遇井号
						走向	倾向	倾角(度)	延伸长度km	
	22									
	23									

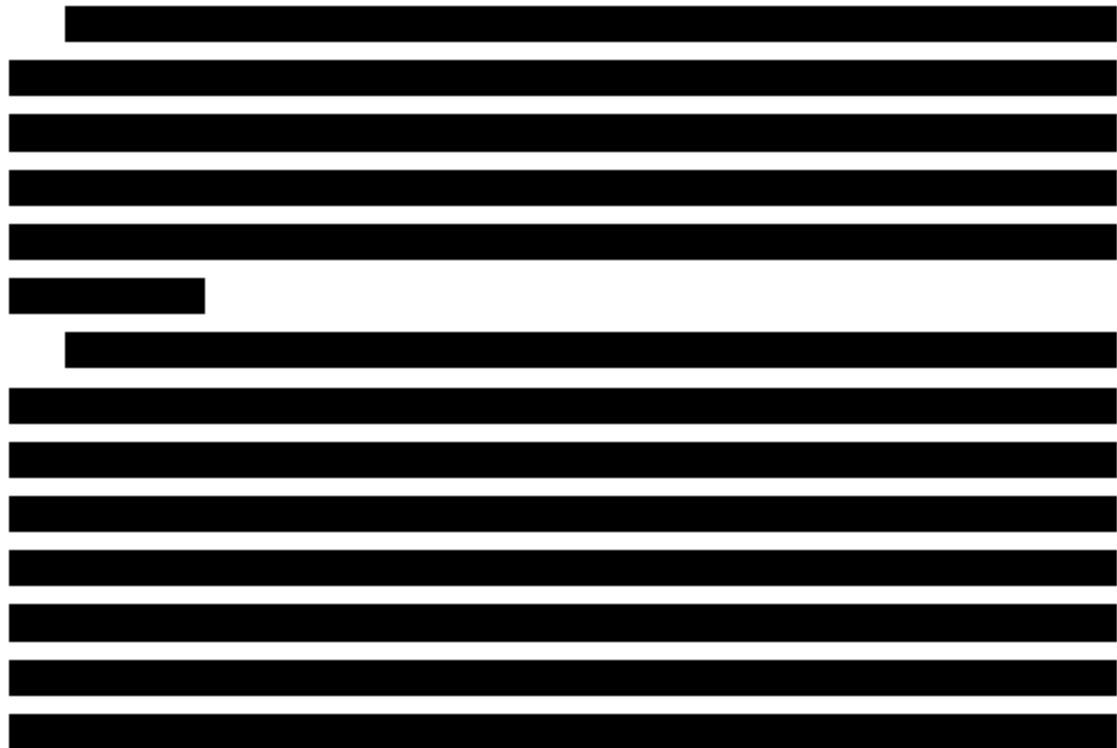
从深度域地震的方差体切片上看,在研究区范围内,在距离海底约 400m 开发发育断层,没有含气层段断穿至海底的大断裂发育,气田范围内发育较大规模的断层距离海底还有一定距离,从过探井及垂直断层方向的地震剖面上,研究区主要断层在距离海底约 400m 左右开始发育,随着深度的加深,研究区内断层开始发育增多,断面特征比较明显,其它断层均为层间小断层,距离海底较远。

图 3.2.5 过番禺 35-1 气田探井及垂直断层走向地震剖面

从过番禺 35-1 气田调整井设计轨迹地震剖面上看,3 口调整井基本上在中生深层均钻遇断层,但无发育断至海底面的断层,同时本次调整井均采用原番禺 35-1 气田的原开发井进行侧钻,侧钻深度约在 600m,原开发老井在实施过程中均为无异常情况。

图 3.2.6 过 PY35-1-A1H1 井地震剖面 (典型井)

(3) 番禺 35-2 气田



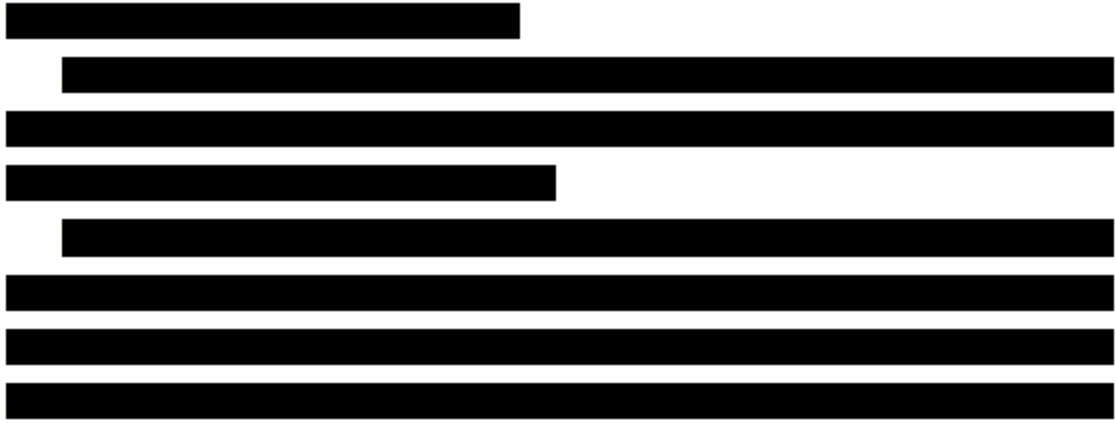


图 3.2.7 番禺 35-2 气田断裂分布特征

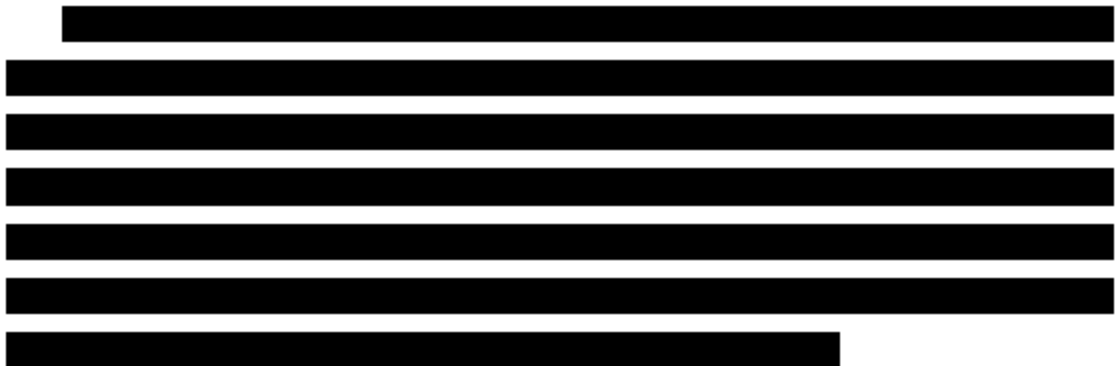


表 3.2.3 番禺 35-2 气田断层要素表

区块	断层编号	断层名称	断层性质	断开层位	目的层最大断层距 (m)	断层产状				钻遇井号
						走向	倾向	倾角 (度)	延伸长度 km	
番禺 3 5- 2	1									
	2									
	3									
	4									
	5									
	6									
	7									
	8									
	9									
	10									
	11									
	12									
	13									
	14									
	15									

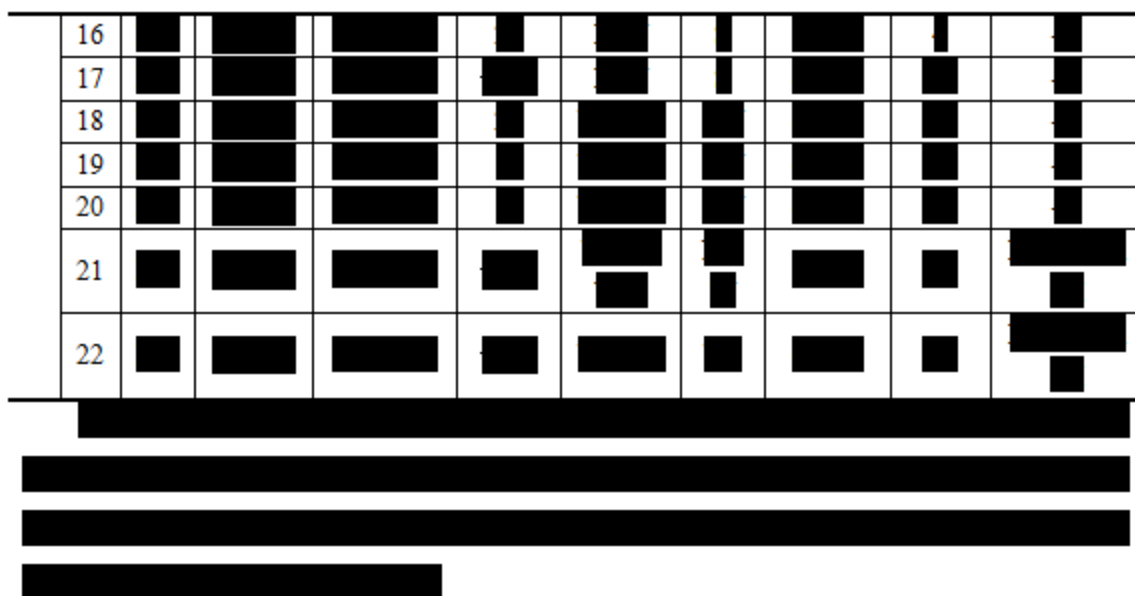


图 3.2.8 过 PY35-2-A1H1 井地震剖面（典型井）

(4) 番禺 30-1 气田



图 3.2.9 番禺 30-1 气田断裂分布特征

表 3.2.4 番禺 30-1 气田断层要素表

圈闭	编号 断层	断层性 质	断开层位	断层产状				钻遇井号
				目的层最 大断距(m)	走向	倾向	倾角 (度)	

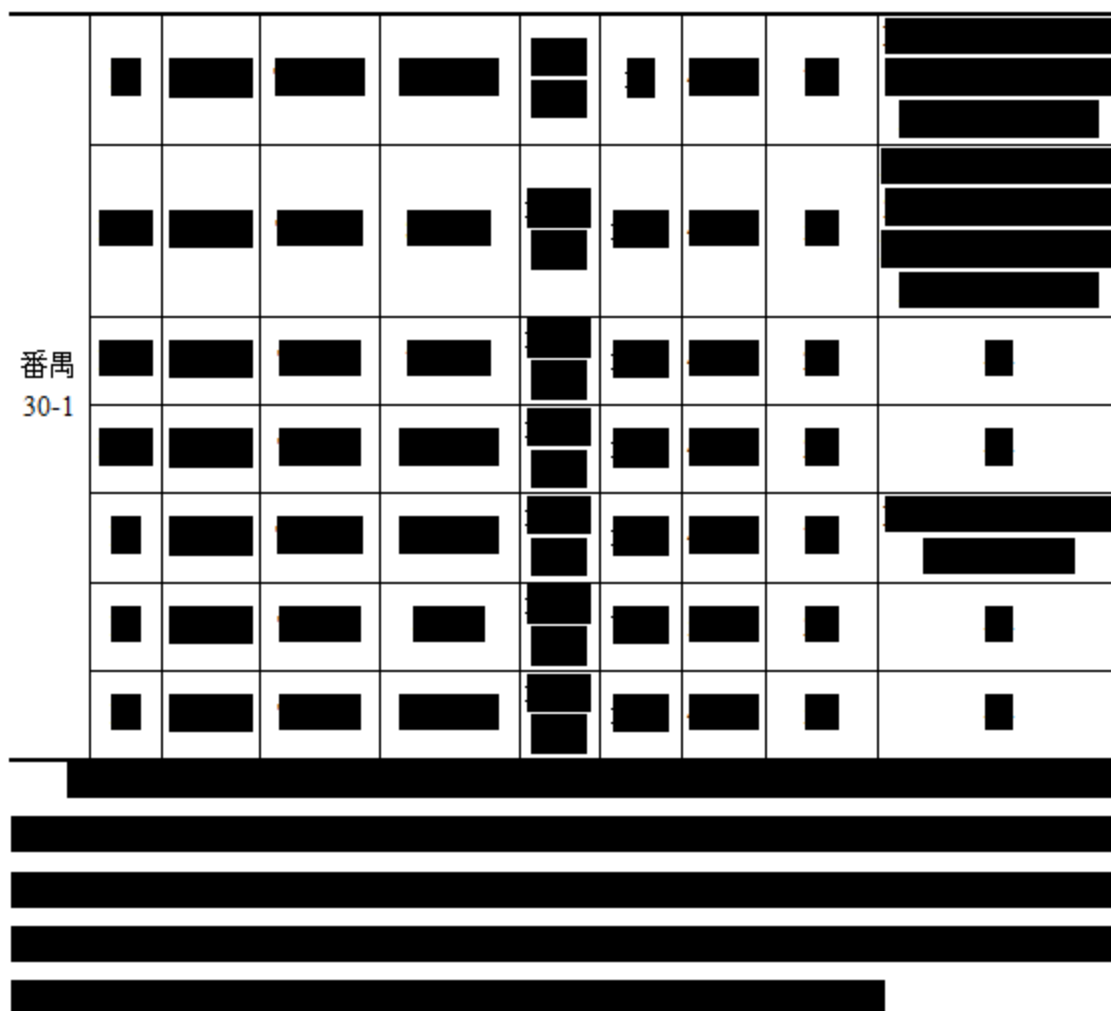


图 3.2.10 番禺 30-1 气田垂直断层走向地震剖面

图 3.2.11 过 PY30-1-A1H1 井地震剖面（典型井）

3.2.3 开发方式分析

从油藏开发上看，番禺 30-1、番禺 34-1/35-1/35-2 气田均利用天然能量开采，不涉及注水，整个开采过程为降压过程，储层中不会产生高压和较大的压力波动，因此开发方式不会产生溢油风险。本次调整井项目钻完井过程中和后续生产过程中发生地质性溢油的风险相对较低。

3.2.3 地质性溢油风险防范措施

(1) 加强生产井的压力资料监测和跟踪

番禺油气田在产油气井根据生产动态研究需要，每年都会选择一部分井进行测压作业。为了保障油气田的安全生产，可利用井筒的测压数据是否存在异常情况，为分析和判断各井及地层的溢流风险提供依据。另外，在产油气井都有套压监测资料，可根据该资料分析和判

断各井筒及地层是否存在溢油风险。

(2) 加强测录井资料的分析

详细分析已钻井的录井资料和测井资料，根据资料判断地层是否存在气测或压力异常，为判断溢油风险提供依据。

(3) 井眼防碰预防措施

①表层防碰井段钻进使用牙轮钻头，采用低排量、低钻压钻井参数确保作业安全。

②防碰井段使用陀螺测斜，密切关注与已钻井眼的防碰扫描。

③优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

④钻进中若出现钻遇套管的征兆，如返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

(4) 固井作业风险防范措施

①提高套管居中度。套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度。

②改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油气水层段，领浆封固上层管鞋，减少穿通风险，中间段使用低密度水泥浆填充。

③优化浆柱结构。固井作业水泥浆采用低密高强体系封固。采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间。

④合理设计前置液浆柱，确保清洗效果。合理选择隔离液。

⑤固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口。固完井拆井口后，要在油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。进行固井质量测井，确保油层段封固。

(5) 完井作业相关风险防范措施

①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

(6) 针对钻遇断层井漏的准备工作及预备措施

①平台上准备充足的堵漏材料，并定期检查并核对数量，根据现场实际用量及时补充。

②在钻至易井漏的地层之前，钻井液中加入单封等堵漏材料，降低井漏的机率。

③开泵时要缓慢开泵，返出正常后再逐渐将泵冲开至正常。

④起下钻遇阻卡需要划眼（或倒划眼）时，应先向反方向活动钻具至少一个单根后，方可缓慢开泵，开启顶驱。

⑤下钻时，如果裸眼段较长或钻井液静止时间较长，中途应分段循环钻井液。

⑥控制裸眼井段的下钻速度，防止发生压力激动而憋漏地层。

⑦优化定向井设计，将定向井数据随时传回陆地进行处理，明确定向井轨迹相对位置关

系，指导后续作业。

⑧过断层前进行短程起下钻作业，保证上部井眼畅通。

⑨控制合理的钻井液性能，在满足井下安全的前提下使用较低的钻井液密度。

(7) 应对断层漏失的措施

①降低排量，甚至停泵，观察漏失速度。

②在钻井液总量允许的情况下，立即配置浓度较高的堵漏钻井液，同时起钻到漏层以上安全井段，起钻时记录罐钻井液量并测算静止漏速。

③堵漏钻井液配置完成后，下钻至漏层底部，并把堵漏浆液替到漏失井段，起钻至堵漏浆液上面，逐步提高排量循环。

④关防喷器，间歇性向漏层中挤入堵漏钻井液，憋压堵漏，提高漏层处的承压能力，直至满足后续作业要求。

⑤如果憋压堵漏后不能满足后续作业要求或破裂后漏失很大，甚至无返出，采用水泥浆堵漏。

3.2.4 结论

(1)从过番禺 34-1 气田调整井设计轨迹地震剖面上看，10 口调整井基本上都不同程度上钻遇断层，均无发育断至海底面的断层，同时本次调整井均采用原番禺 34-1 气田的开发井进行侧钻，侧钻深度均大于 1600m，原开发老井在实施过程中均为无异常情况，因此认为番禺 34-1 气田发生地质性溢油的风险相对较低。

(2)从过番禺 35-1 气田调整井设计轨迹地震剖面上看，3 口调整井基本上在中生深层均钻遇断层，但无发育断至海底面的断层，同时本次调整井均采用原番禺 35-1 气田的原开发井进行侧钻，侧钻深度约在 600m，原开发老井在实施过程中均为无异常情况，因此认为番禺 35-1 气田发生地质性溢油的风险相对较低。

(3)从过番禺 35-2 气田调整井设计轨迹地震剖面上看，4 口调整井均无钻遇断至海底的断层，其中仅 A1H1 井预测在 MD: 3150m~3250m 会钻遇断层 F1，断距约 70m，钻井过程中要注意预防井漏风险；另外，设计的 4 口调整井均利用气田原开发井侧钻，原开发老井在实施过程中均为无异常情况。综合分析认为，番禺 35-2 气田发生地质性溢油的风险相对较低。

(4)从过番禺 30-1 气田调整井设计轨迹地震剖面上看，11 口调整井均无钻遇断至海底的断层，但在目的层之上大都有钻遇多条断层的情况，钻井过程中要注意预防井漏风险；另外，由于气田设计的调整井均利用原开发井侧钻，原开发老井在实施过程中均为无异常情况。综合分析认为，番禺 30-1 气田发生地质性溢油的风险相对较低。

(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，进行地质油藏精细化管理，做好风险防范。

综上所述，番禺 34-1 气田、番禺 35-1 气田、番禺 35-2 气田及番禺 30-1 气田各调整井

的地质溢油风险是可控的。

3.3 浅层气风险分析

3.3.1 浅层气地震预测

(1) 番禺 34-1 气田

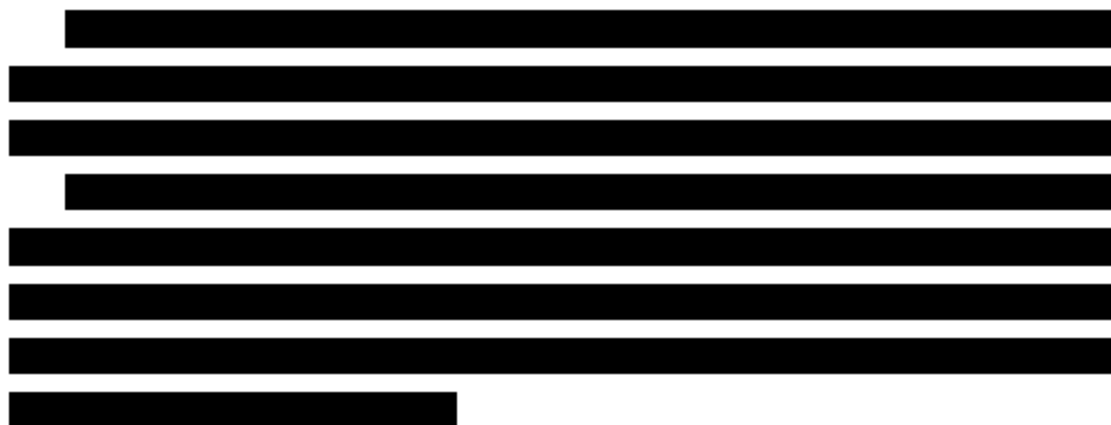


图 3.3.1 番禺 34-1 气田浅层连井地震剖面

(2) 番禺 35-1 气田

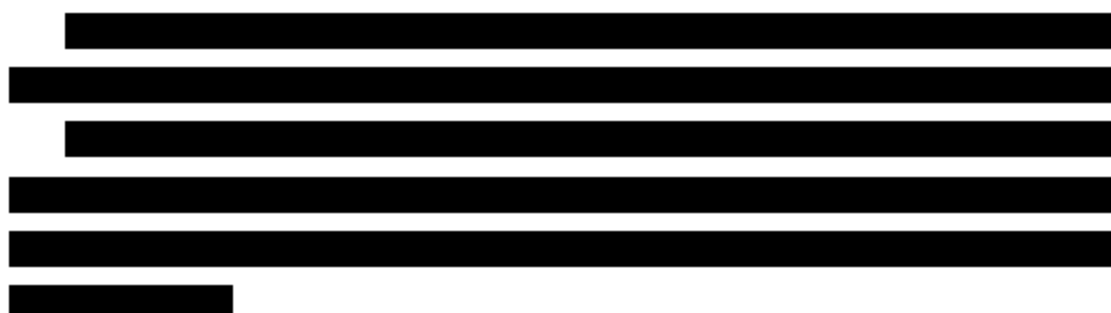


图 3.3.2 番禺 35-1 气田井场调查浅层地震剖面

图 3.3.3 番禺 35-1 气田浅层连井地震剖面

(3) 番禺 35-2 气田



图 3.3.4 番禺 35-2 气田井场调查浅层地震剖面



图 3.3.5 番禺 35-2 气田浅层连井地震剖面

(4) 番禺 30-1 气田

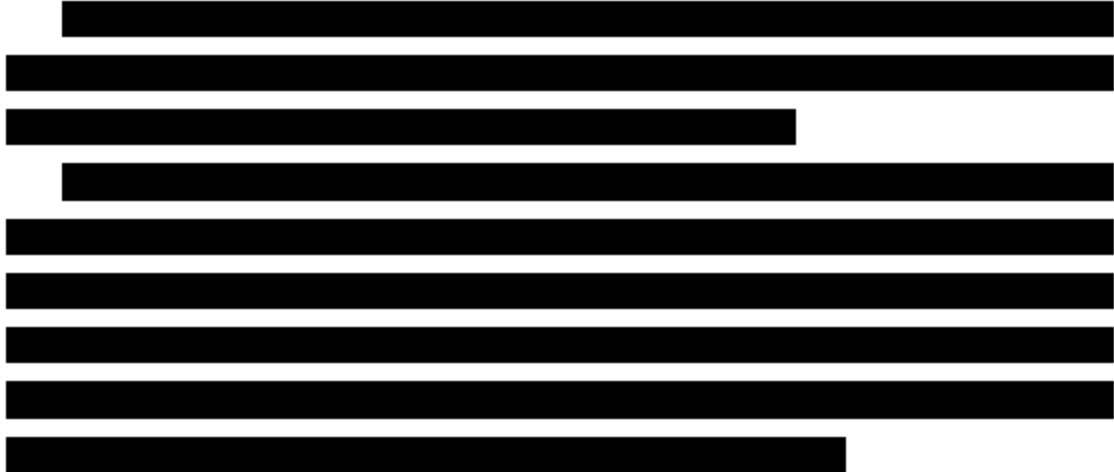


图 3.3.6 番禺 30-1 气田浅层连井地震剖面

图 3.3.7 番禺 30-1 气田 1 井区浅层气及北东疑似浅层气发育范围

3.3.2 浅层气排查结果

(1) 番禺 34-1 气田

本次调整井离 1 井区疑似浅层气区域还有一定距离，基本上都是从 PY34-1-2、PY34-1-3 井区中间穿过，且基本上都利用原老开发井进行侧钻，钻遇浅层气的风险较小。建议为了钻完井作业安全，在钻井过程中仍需做好浅层气的识别及应对措施。

(2) 番禺 35-1 气田

综合探井气测结果及地震剖面振幅变化来看，番禺 35-1 气田范围内浅层无明显振幅异常，探井及已开发井区域不存在明显的浅层气气测异常，本次调整井基本上都利用原老开发井进行侧钻，且侧钻深度较深，分析认为钻遇浅层气的风险较小。建议为了钻完井作业安全，在钻井过程中仍需做好浅层气的识别及应对措施。

(3) 番禺 35-2 气田

本次番禺 35-2 气田设计的 4 口调整井均利用原开发井侧钻，侧钻深度均在 TVDSS：-1750m 以下，气田已钻井连井地震剖面显示，浅层存在局部振幅异常，且探井大都有钻遇，结合录井和测井的结果，分析仅 PY35-2-1 和 PY35-2-5 井局部为气测异常响应特征。另外，研究区浅层振幅和相干属性也显示存在局部异常，大多是沉积原因造成的，与浅层气无关。

原开发老井在实施过程中均为无异常情况，钻遇浅层气的风险较小。建议为了钻完井作业安全，在钻井过程中仍需做好浅层气的识别及应对措施。

(4) 番禺 30-1 气田

番禺 30-1 气田已钻井 18 口，经统计，录井气测多从 400m 左右开始，有 6 口井在浅层粤海组和韩江组上段见有明显气测异常；测井资料仅探井较全，其余井大都仅针对目的层段，测井曲线最浅从 400m 开始，仅 PY30-1-1 井测井解释为浅层气。过番禺 30-1 气田 11 口设计轨迹调整井地震剖面显示，在浅层大都有钻遇振幅异常的情况，疑似浅层气发育。考虑气田设计的 11 口调整井均利用原开发井或调整井侧钻，侧钻深度均在浅层异常段以下，原开发老井在实施过程中均为无异常情况，钻遇浅层气的风险较小。建议为了钻完井作业安全，在钻井过程中仍需做好浅层气的识别及应对措施。

3.3.3 浅层气防范措施

(1) 开钻前应开展以下工作：

- ①检验关键设备及配套装置，对分流设备、泥浆录井仪、计量罐等进行功能测试；
- ②检查压井液材料、堵漏材料和水泥等配备情况；
- ③检查救生和消防设施等的配置及工作状况；
- ④开展浅层气井控应急程序演习、弃船/弃平台演习；

⑤召开钻前安全会。介绍钻浅层气的作业程序、应急程序、作业要求。参加人员主要为作业人员、高级队长、井队作业人员、中控人员、泥浆工程师及固井工程师等。

(2) 应按照分流器等井口装置的要求进行安装井口和功能测试，按设计进行试压，试压不合格不应继续作业。

(3) 钻进期间应控制起下钻速度，起钻宜采用倒划眼方式。

(4) 钻遇浅层气后，应加强钻井参数监控，如出现参数异常（气全量高、返出量增多、出口钻井液密度降低等），则应立即停止钻进，采用大排量循环排气，并实时监控井下及井口状况，待井况恢复正常后，才能恢复钻进，后续钻进时应控制钻速。

(5) 发生浅层气溢流，应立即打开分流管线，关闭分流装置，将浅层气放喷，并按应急程序处理。如果钻具不在井内，应立即尝试下一柱钻杆并建立循环；如果溢流停止，继续下钻，如果溢流继续，应保持循环并打开分流管线，关闭分流装置。

(6) 钻遇浅层气后采取关井程序如下：

- ①发出井涌信号。
- ②上提钻具至合适位置，钻杆接头避开胶芯位置。
- ③停顶驱，停泵。
- ④打开侧面出口防喷阀（注意风向），同时自动关闭分流器。
- ⑤检查分流器是否关闭。
- ⑥报告钻井监督和高级队长。

⑦按照分流放喷的应急流程进行处理。浅层气应急处置应遵循分流放喷的原则，分流放喷无效泵压井液，严重时泵入重晶石塞或打水泥塞封堵，处理无效最后弃平台，让储层自喷衰竭。

3.3.4 结论

综上所述，针对上述风险，在钻完井、生产管理等相关管理部门严格执行相关管理规定和制定的防范措施情况下，番禺 34-1 气田、番禺 35-1 气田、番禺 35-2 气田及番禺 30-1 气田的浅层气风险是可控的。

3.4 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（凝析油和燃料油）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.4.1 危险物质向环境转移的途径识别

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

4. 环境风险影响分析

4.1 对海域环境的影响分析

4.1.1 溢油事故对周围敏感目标影响分析

本项目拟在 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-2 水下生产系统和 PY35-1 水下生产系统共计实施 28 口调整井。根据环境风险事故类型分析可知，本次调整井工程的主要风险类型为井喷/井涌、火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、非水基钻井液泄漏、海底管道和立管油气泄漏和地质性溢油风险事故，最具代表性事故为井涌，发生概率为 7.54×10^{-5} 次/a。本次油田原《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目环境影响报告表》（中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月）溢油风险分析与评价章节已经考虑了井喷、火灾/爆炸、海底管道泄漏和立管泄漏、船舶碰撞燃料油泄漏和地质性溢油风险事故。因此本项目环境风险类型与原环评基本一致。

原《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目》（中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月）针对 PY30-1DPP 平台发生船舶碰撞燃料油泄漏 100m³ 溢油量进行预测。本项目的风险源强不会超过原环评，且本项目可选择代表性溢油位置与原环评一致，均为 PY30-1DPP 平台。

本项目的环境风险影响分析直接引用《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)

调整井项目》（中海油研究总院有限责任公司、2020年3月）相关结论：

[REDACTED]

4.1.2 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）。

4.1.3 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动物、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.1.4 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物质甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（Smolders R, 2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E, 2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

4.2 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2 、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

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

5. 环境风险防范措施及应急要求

5.1 风险防范措施

5.1 本项目施工期风险防范措施

本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井眼碰撞、穿越断层、井喷/井涌、平台火灾、非水基钻井液泄漏、船舶碰撞事故等。

5.1.1 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。

5.1.2 穿越断层风险防范措施

- (1) 在钻至断层之前，采取随钻堵漏的方法，提高地层的承压能力；
- (2) 开泵时要缓慢开泵，返出正常后再逐渐将泵冲开至正常；
- (3) 起下钻遇阻卡需要划眼（或倒划眼）时，应先向反方向活动钻具至少一个单根后，方可缓慢开泵，开启顶驱；
- (4) 下钻时，如果裸眼段较长或钻井液静止时间较长，中途应分段循环钻井液；
- (5) 控制裸眼井段的下钻速度，防止发生压力激动而蹩漏地层；
- (6) 在装钻头水眼时应考虑到堵漏材料的尺寸大小；
- (7) 控制合理的钻井液性能，在满足井下安全的前提下使用较低的钻井液密度；
- (8) 发生较大的漏失，首先降低排量，甚至停泵，观察漏失速度。在钻井液总量允许的情况下，立即配置浓度较高的堵漏钻井液，同时起钻到漏层以上安全井段。堵漏钻井液配置完成后，下钻至漏层底部，并把堵漏浆液替到漏失井段，起钻至堵漏浆液上面，逐步提高排量循环。关防喷器，间歇性向漏层中挤入堵漏钻井液，憋压堵漏，提高漏层处的承压能力，直至满足后续作业要求；
- (9) 如果憋压堵漏后不能满足后续作业要求或破裂后漏失很大，甚至无返出，则建议采用水泥浆堵漏；

(10) 如在钻井过程中发生漏失则采取措施堵漏，堵漏成功再进行后续下套管、固井作业。

5.1.3 井喷/井涌和火灾爆炸防范措施

(1) 为防止钻完井过程中井喷/井涌和火灾事故的发生，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/井涌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，并且至少进行过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对比，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。

5.1.4 非水基钻井液泄漏措施

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。

5.1.5 船舶碰撞事故防范措施

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

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。

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

(2) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望；

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

(4) 合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施；

(5) 施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向公司及主管部门报告；

(6) 发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

5.2 本项目运营期风险防范措施

5.2.1 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、采办和操作中采取了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。

5.2.2 船舶碰撞风险防范措施

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

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施：

(1) 协助相关部门做好作业船舶的调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

(2) 制订必要的事故应急程序，一旦溢油事故发生，立即启动应急程序，并及时报告相关政府部门，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。

(3) 当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；启动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔。

(4) 船舶在中华人民共和国管辖海域发生污染事故，或者在中华人民共和国管辖海域外发生污染事故造成或者可能造成中华人民共和国管辖海域污染的，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。

(5) 发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

5.2.3 地质性及浅层气溢油风险防范措施

见 3.2 节和 3.3 节。

5.3 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《中海石油（中国）有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》和《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划（2023年版）》并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。

5.3.2 应急组织机构

中海石油（中国）有限公司深圳分公司（简称“深圳分公司”）应急指挥中心组织机构按照功能划分为两类，第一类：指挥及辅助人员，包括：总指挥，常务副总指挥，副总指挥，安全官，公共信息官，联络官；第二类：职能小组，包括：作业部、计划部、后勤部和财务行政部。各部门下分别包括各功能单元。在遭遇溢油应急事件时，深圳分公司的应急指挥中心立即进行应急响应。白云天然气作业公司应急响应小组在深圳分公司应急组织机构里属于第二类作业部中的功能单元之一。

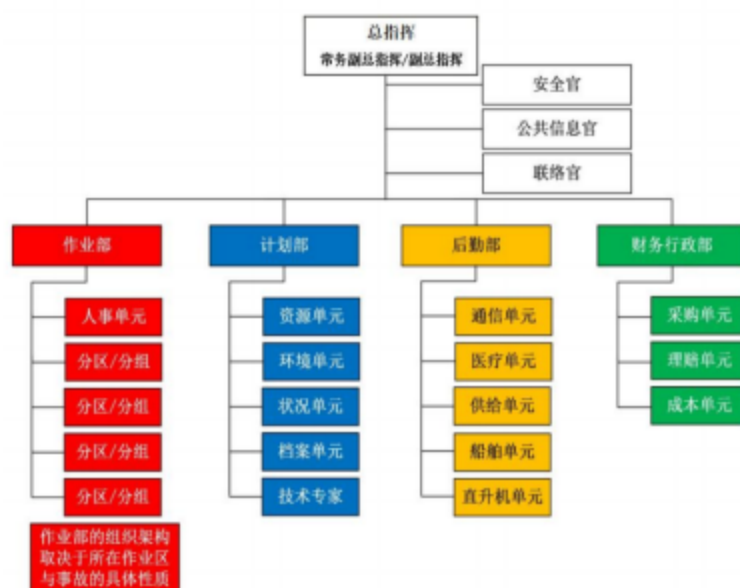


图 5.3.1 深圳分公司应急组织机构

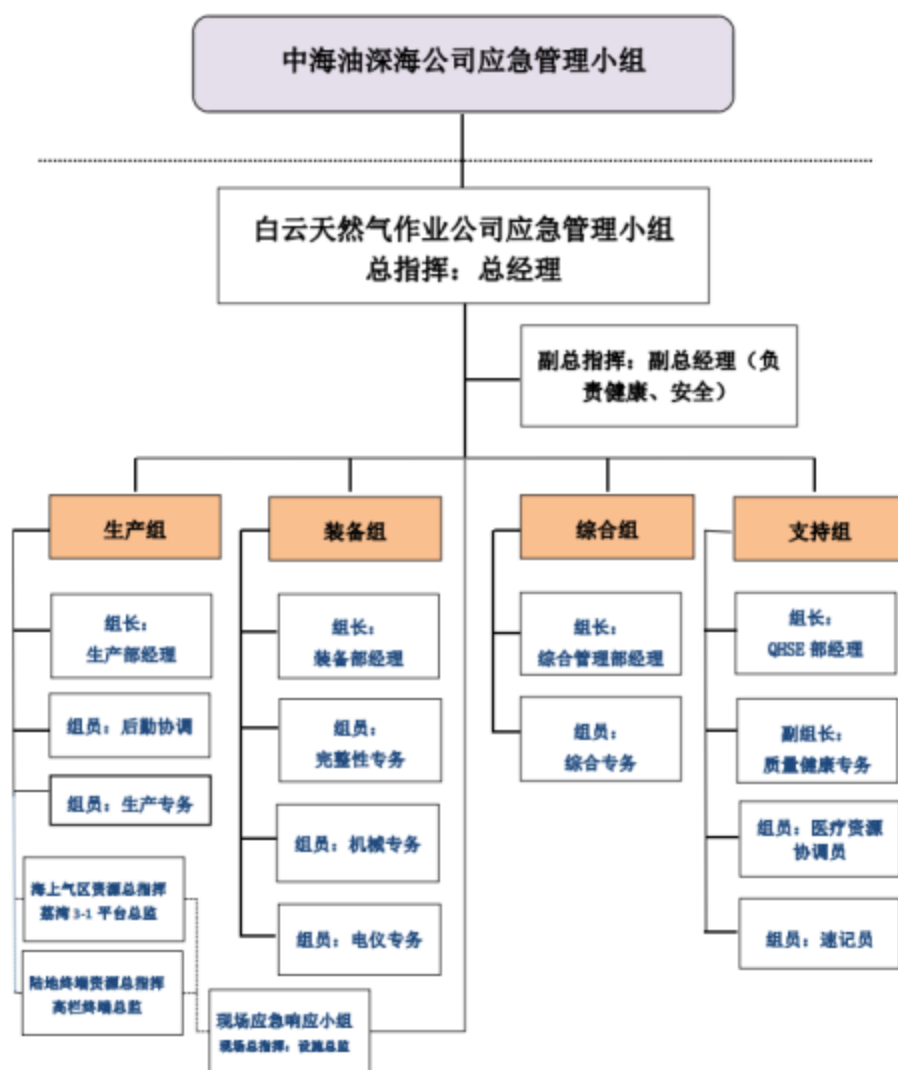


图 5.3.2 白云天然气作业公司应急响应小组组织机构

5.3.3 溢油事故响应策略

(1) 溢油的初步报告

接到发现溢油报告后，由设施经理/总监负责评估并向陆岸办公室报告，包括以下内容：

- ①溢油事故的概况，包括时间地点和现场情况；
- ②溢油事故现场的气体挥发以及发生火灾和爆炸的可能性；
- ③溢油源以及可以采取的控制溢油源继续泄漏的措施；
- ④在可控制范围内，可能采取的围控与回收溢油的措施或其他处置方法；
- ⑤溢油的潜在规模，以及溢油扩散趋势或漂移路径；
- ⑥评估溢油事故对周围环境敏感区和易受损资源可能造成的影响。

溢油事故报告流程见下图。

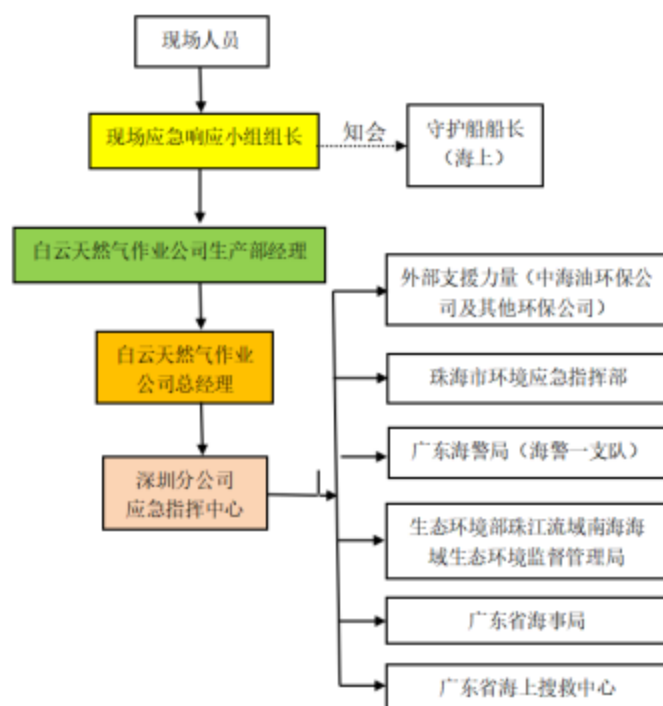


图 5.3.3 事故报告流程图

(2) 响应级别划分

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022年5月）事故分级中有关溢油事故等级的划分，溢油事故共分为特别重大、重大、较大、一般四个等级，各等级对应溢油量如下。

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

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

(3) 较大溢油污染环境事件，是指溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(4) 一般溢油污染环境事件，是指溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

发生溢油后，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) 应急结束

通过对溢油事故现场调查确认，符合以下各项条件的，应急响应终止：

- ①溢油源已得到完全控制，隐患已消除；
- ②海面油污染已得到控制，海上油污回收和岸边清污基本完成，对养殖区等敏感区不构成新的影响；

③连续 3 天跟踪监测，溢油事故发生海域水质达到海洋石油勘探开发作业区水质标准（含油浓度）、污染水团迁移海域水质达到所在区域海水水质标准（含油浓度）。

5.4 溢油应急措施有效性分析

一旦发生溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，同时做好溢油源监控，在利用本地溢油应急资源进行溢油初期处理的同时，可以就近调用本海区配备的溢油应急设备。当本地和就近调用的设备能力仍不满足需要时，可通过深圳分公司应急中心协调相关资源。

5.4.1 油田自身溢油应急设备

本项目在番禺 30-1、番禺 34-1/35-2/35-1 气田的 4 个平台或水下设施（PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台、PY35-2 水下设施和 PY35-1 水下设施）实施调整井工程。建设单位按照有关规定的要求，配备相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。本项目所涉及平台配备的溢油应急资源见下表。

表 5.4.1 油田自身溢油应急资源

序号	溢油应急物资	规格	单位	数量	存放地点
1					PY30-1DPP 平台
2					
3					
4					
5					
6					PY34-1CEP 平台
7					
8					

5.4.2 油田周边溢油应急设备

如果溢油处理所需的应急设备、人员超出了白云天然气作业公司现有的溢油应急力量，深圳分公司可调用其他作业区的溢油应急资源或服务公司的溢油应急设备及相关环保人员。

表 5.4.2 油田周边溢油应急资源（番禺油田）

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1.					海洋石油 111
2.					海洋石油 111
3.					海洋石油 111
4.					海洋石油 111
5.					海洋石油 111
6.					番禺 4-2A 平台
7.					番禺 4-2A 平台
8.					番禺 4-2A 平台
9.					番禺 4-2B 平台
10.					番禺 4-2B 平台
11.					番禺 4-2B 平台
12.					番禺 5-1A 平台
13.					番禺 5-1A、B 平台

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
14.					番禺 5-1A 平台
15.					番禺 5-1B 平台
16.					番禺 10-2 平台
17.					番禺 10-2 平台

表 5.4.3 油田周边溢油应急资源（惠州油田）

序号	名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
1					惠州库房
2					惠州库房
3					惠州库房
4					HG601, TETA07 船各 7 桶, 其他守护船各 15 桶
5					惠州 26-1 平台
6					惠州 21-1 平台
7					惠州 32-3 平台
8					惠州 32-2 平台
9					惠州 32-2 平台
10					惠州 19-3 平台
11					惠州 32-5 平台
12					惠州 32-5 平台
13					惠州 25-3 平台
14					惠州 25-3 平台
15					惠州 25-3 平台
16					惠州 25-3 平台
17					惠州 25-3 平台
18					惠州 25-3 平台

表 5.4.4 油田周边溢油应急资源（惠州基地）

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
围油栏				惠州基地
收油机				惠州基地
喷洒装置				惠州基地

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
储油装置				惠州基地
拖油网				惠州基地
吸附材料				
消油剂				

表 5.4.5 油田周边溢油应急资源（涠洲岛基地）

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
围油栏				涠洲岛基地
收油机				涠洲岛基地
动力站				涠洲岛基地
喷洒装置				涠洲岛基地
储油装置				涠洲岛基地
其他装置				涠洲岛基地

5.4.3 溢油应急响应时间分析

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

白云天然气作业公司气田所在的南海东部的溢油应急响应事件主要由惠州基地、涠洲岛基地负责。若本项目在 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台处发生溢油事故,溢油物资即可到达溢油现场,其他海上平台溢油物资可在接到应急通知后的 1.5~39h 内抵达溢油现场并进行溢油应急处置工作。

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 5.4.6 本项目可利用应急资源响应时间

序号	应急资源分布点	支援位置	航行距离 (km)	船舶航行时间 (h)	动员时间 (h)	反应时间 (h)
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
13						

(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:

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

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；m——泄漏油品质量，t；t——溢油发生之后的时间，h； Π ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，本次报告取 0.01m； ϕ ——围油栏利用系数，取 0.9； ρ ——泄漏油品密度，0.8013g/cm³。

本报告引用《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目》(中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月)溢油情景设定源强(100m³)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 380m。

2) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

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

式中：E——收油机回收速率，m³/h；V——总溢油量，m³；b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%； α ——收油机回收效率(回收液体中石油类的比率)，50%~80%；h——回收工作时间(h)，取 12h；

溢油总量按 100m³计算，取 b 为 50%， α 为 70%，则本项目代表性事故所需的机械回收能力为 5.96m³/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。

$$C=E \times t$$

式中：E——收油机回收速率，m³/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 71.43m³。

(3) 溢油应急能力有效性分析

1) 围油栏溢油应急能力有效性分析

①PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台共有围油栏 100m(按照最快相应时间 1.5h 计算，最大可围控原油约 24.45m³溢油)。

②番禺油田海洋石油 111 共有围油栏 400m，按照最快相应时间 7h 计算，最大可围控原油约 27.13m³溢油、惠州油田共有围油栏 400m，按照最快相应时间 9.5h 计算，最大可围控原油约 17.13m³溢油。

③惠州基地共有各类围油栏 11400m，按照最快相应时间 23h 计算，最大可围控原油约 4353m³溢油。

综上，本项目可利用的围油栏满足本报告引用《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目》(中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月)溢油情景设定源强(100m³)。

2) 机械回收能力有效性分析

番禺油田作业区机械回收能力共计 $60\text{m}^3/\text{h}$ ，12 小时最大可收集约 720m^3 溢油。

综上，本项目可利用的围油栏满足本报告引用《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目》(中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月)溢油情景设定源强 (100m^3)。

3) 临时储油能力有效性分析

惠州基地共有临时储油能力共计 387m^3 。

综上，本项目可利用的围油栏满足本报告引用《番禺 30-1 气田(PY30-1-A12H&A12P 井等 5 口)调整井项目》(中海油研究总院有限责任公司、2020 年 3 月)溢油情景设定源强 (100m^3)。

(4) 溢油应急设施能力小结

由上述分析可知，番禺油田群现有溢油应急能力可以应付一般溢油事故的初始阶段。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将动员其他深圳分公司应急资源及惠州基地溢油应急力量快速到达溢油现场投入现场溢油应急反应与回收。

由上述分析可知，本项目配备及依托的溢油应急能力满足本项目最具代表性事故溢油应急需求，同时还可借助深圳分公司其他作业区配置及惠州基地的溢油应急。可以利用的溢油应急资源能满足 100m^3 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喷/井涌、火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、非水基钻井液泄漏、海底管道和立管油气泄漏和地质性溢油风险事故。根据分析，本项目的风险类型、可能最大溢油量均未超过本项目原环评识别出的风险范畴。

PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台存放有一定数量的溢油应急设备，包括围油栏、吸油毡、消油剂等的溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。一旦发生事故，番禺 30-1、番禺 34-1、番禺 35-2、番禺 35-1 气田可立即响应，现有溢油应急物资可满足本项目施工期和运营期风险事故的需求，若本项目在 PY30-1DPP 平台、PY34-1CEP 平台处发生溢油事故，溢油物资即刻到达溢油现场，其他海上平台溢油物资可在接到应急通知后的 1.5~39h 内抵达溢油现场并进行溢油应急处置工作，可满足本项目需求。

建设单位已编写《中海石油(中国)有限公司深圳分公司白云天然气作业公司溢油应急计划(2023 年版)》和《中海石油深海开发有限公司白云天然气作业公司溢油应急计划(2023 年版)》并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案。本项目受上述溢油应急计划统一管理，上述溢油应急计划的溢油应急资源(溢油物资数量、能力等)可以满足本项目需求，本项目不需修编现有溢油应急计划，若本项目所在海域工程发生变动，建设

单位会根据实际情况动态更新溢油应急计划。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。