

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: 惠州油田 75 口调整井项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司

编制日期: 2025 年 7 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: 惠州油田 75 口调整井项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司深圳分公司

编制日期: 2025 年 7 月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号: 1751001383000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	79q37d		
建设项目名称	惠州油田75口调整井项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司深圳分公司		
统一社会信用代码	91440300708594625J		
法定代表人（签章）	阎洪涛		
主要负责人（签字）	赵春明 		
直接负责的主管人员（签字）	张美望 		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA0107HP1A		
三、编制人员情况			
1 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张增迎	20230503512000000018	BH030131	
2 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张增迎	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、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附图、附件、附表、附录	BH030131	

目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容.....	5
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	30
四、生态环境影响分析.....	46
五、主要生态环境保护措施.....	62
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	68
七、结论.....	69
附图.....	71
附表.....	72
附件.....	96
附录 环境风险专项评价.....	97

一、建设项目基本情况

建设项目名称	惠州油田 75 口调整井项目		
项目代码			
建设单位联系人	张美望	联系方式	0755-26334469
建设地点	中国南海珠江口盆地		
地理坐标	A 平台： B 平台： C 平台： D 平台： E 平台： F 平台： G 平台： H 平台：		
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）	在原平台上进行调整井、平台改造，不涉及申请用海。
建设性质	<input type="checkbox"/> 新建（迁建） <input checked="" type="checkbox"/> 改建 <input checked="" 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）	■■■■	环保投资（万元）	■■■■
环保投资占比（%）	■	施工工期	■■■■■
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>惠州油田群位于中国南海珠江口盆地海域，距深圳市东南约 [REDACTED]。惠州油田群已开发的油气田包括 A 油田、B 油田、C 油田、D 油田、E 油田、K 气田、F 油田、L 油田、G 油田、M 油田、N 油田、H 油田以及 O 油田，配套建设了 A 平台、P 平台、B 平台、C 平台、D 平台、E 平台、F 平台、G 平台和 H 平台、I 平台和 J FPSO 等 [REDACTED] 座设施。</p> <p>随着惠州油田群滚动式开发的进行，产量自然递减趋势严重，部分油井开始进入了高含水期，为了改善惠州油田群开发效果，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惠州油田群现有平台中的 8 个平台实施 75 口调整井工程，均为生产井。</p> <p>本项目是在既有平台上进行调整，主要目的是为了稳定油田产能，调整后最大产油量为 [REDACTED]，小于《惠州油田 72 口调整井环境影响报告表》（[REDACTED]）中最大产油量 [REDACTED]。调整后生产水最大日产量为 [REDACTED] 不超过《西江惠州综合调整项目环境影响报告书》（[REDACTED]）中惠州油田群各平台批复的生产水最大排放值 [REDACTED]，不新增生活污水排放量。本项目在建设阶段将产生钻井液和钻屑等污染物，施工期新增钻井液排放量约为 [REDACTED]、新增钻屑排放量约为 [REDACTED]，钻井液和钻屑排放量超出现有环评批复排放总量，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目不属于新区块油气开发及其附属工程；污水日排放量 1000 立方米以下且年产油量 20 万吨以下；且不涉及海底挖沟以及环境敏感区；需编制环境影响报告表。</p> <p>(1) 与海洋主体功能区规划符合性分析</p> <p>1) 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>根据《全国海洋主体功能区规划》，我国专属经济区和大陆架及其他管辖海域划分为重点开发区域和限制开发区域。重点开发区域包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。本项目位于我国专属经济区和大陆架及其他管辖海域的资源勘探开发区，属于油气资源勘探开发及其附属工程，与该区域开发原则中“加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设；选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作；加快开发研制深海及远程开采储运成套装备”等要求相符合。本项目为油气勘探开发调整工程，项目建设符合《全国海洋主体功能区规划》要求。</p> <p>2) 《广东省海洋主体功能区规划》符合性分析</p> <p>本项目与《广东省海洋主体功能区规划》的位置示意图见附图 1。</p>
---------	--

经识别，惠州油田群位于广东省海洋主体功能区规划范围之外，距岸最近距离约 [REDACTED]，距离优先开发区最近，距离约 [REDACTED]。本次调整工程施工期和运营期均不会对广东省海洋主体功能区规划产生不利影响。

(2) 与《广东省国土空间规划（2021-2035年）》符合性分析

惠州油田群位于南部海洋生态保护链管控范围之外，距离南部海洋生态保护链管控范围约 [REDACTED]，见附图2。经类比，本项目钻井液、钻屑排放悬浮物超一（二）类水质距平台最大距离为 [REDACTED]，最长 [REDACTED]可恢复至一类海水水质，未占用广东省国土空间规划生态保护红线范围。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。

(3) 与广东省“三区三线”符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207号），广东省“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，最近距离约为 [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4。

(4) 与广东省“三线一单”生态环境分区管控方案符合性分析

惠州油田群位于广东省“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 [REDACTED]，见附图3。经类比，本项目钻井液、钻屑排放悬浮物超一（二）类水质距平台最大距离为 [REDACTED]，最长 [REDACTED]可恢复至一类海水水质，调整工程施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

(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）》（中华人民共和国国家发展和改革委员会令第7号）中“第一类鼓励类”的“七、石油天然气”项目。

(6) 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；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

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性法规和标准的要求。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》相协调。

(7) 与《广东省海洋生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

《广东省海洋生态环境保护“十四五”规划》提出：强化涉海风险源头防范。督促沿海地级以上市加强沿海石化、原油、危化品、油气管线、陆域终端等涉海环境风险源的调查、识别与评估，明确高环境风险地区，绘制环境风险地图。开展重点区域环境风险源专项检查，压实企业环境风险防控主体责任。防范海上溢油风险，建立健全海上溢油风险监控监测体系，提升风险识别和预报预警能力。

本项目施工期满足排放标准的钻井液、钻屑按要求排放，未达排放标准钻井液、钻屑全部送至陆上进行处理，生活垃圾除少量食品废弃物粉碎后排海，生产垃圾全部送至陆上处理，生活污水处理达标后排放，对周边功能区的影响较小。本项目运行期正常工况下，生产水处理合格后达标排海，生活污水达标处理后排海，故本项目运行期对周边功能区影响较小。同时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。

本项目与《广东省海洋生态环境保护“十四五”规划》相协调。

二、建设内容

地理位置	<p>惠州油田群现有工程主体设施位于中国南海珠江口盆地,东经 [REDACTED]、北纬 [REDACTED]。本项目已建设施距岸最近距离约 [REDACTED],据深圳市 [REDACTED]。惠州油田群所在海域平均水深约为 [REDACTED]。油田地理位置见附图 5。</p>																														
项目组成及规模	<p>1、工程现状</p> <p>(1) 现有油田工程设施</p> <p>惠州油田群已开发的油气田包括：A 油田（1990 年投产）、B 油田（1991 年投产）、C 油田（1995 年投产）、D 油田（1995 年投产）、E 油田（2004 年投产）、K 气田（2005 年投产）、F 油田和 L 油田（2005 年投产）、G 油田和 M 油田（2010 年投产）、N 油田（2010 年投产）、H 油田以及 O 油田（2018 年投产）、I 油田（2024 年投产）。惠州油田群海上设施目前主要由 11 座设施组成，分别为 A 平台、P 平台、B 平台、C 平台、D 平台、E 平台、F 平台、G 平台和 H 平台、I 平台和 J FPSO。其中，A 油田和 K 气田依托 A、P 平台（两平台栈桥相连，即 A/B 平台）开发；B 油田依托 B 平台开发；C 油田依托 C 平台开发；D 油田依托 D 平台开发；G 油田和 M 油田依托 G 平台开发；E 油田依托 E 平台开发；F 油田、L 油田和 N 油田依托 F 平台开发；H 油田和 O 油田依托 H 平台开发；I 油田依托 I 平台开发。</p> <p>西江油田群已开发的油田包括 P 油田、Q 油田、R 油田以及 S 油田，主要工程设施包括 S 平台、T 平台、Q 平台、R 平台、P 平台、1 艘浮式生产储油轮（U FPSO）以及相应海底管缆。</p> <p>本项目工程设施平面布置图见附图 7。</p> <p>本项目拟在惠州油田群 A、B、C、D、F、E、G 和 H 共计 8 个平台实施 75 口调整井。</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;">表 2-1 与本项目相关工程概况</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; margin-top: 10px;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">惠州油田群</th> <th style="width: 15%;">平台名称</th> <th style="width: 15%;">现有生产井数量（口）</th> <th style="width: 15%;">项目实施后生产井数量（口）</th> <th style="width: 15%;">投产时间</th> <th style="width: 20%;">与本项目关系</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td style="text-align: center;">A 油田</td> <td style="text-align: center;">A</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">1990 年</td> <td>本次拟实施调整井 17 口（其中有 5 口井先后调整 2 次）</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">B 油田</td> <td style="text-align: center;">B</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">1991 年</td> <td>本次拟实施调整井 9 口</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">C 油田</td> <td style="text-align: center;">C</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">1995 年</td> <td>本次拟实施调整井 6 口（其中有 1 口井先后调整 2 次）</td> </tr> <tr> <td style="text-align: center;">D 油田</td> <td style="text-align: center;">D</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">[REDACTED]</td> <td style="text-align: center;">1995 年</td> <td>本次拟实施调整井 6 口</td> </tr> </tbody> </table>	惠州油田群	平台名称	现有生产井数量（口）	项目实施后生产井数量（口）	投产时间	与本项目关系	A 油田	A	[REDACTED]	[REDACTED]	1990 年	本次拟实施调整井 17 口（其中有 5 口井先后调整 2 次）	B 油田	B	[REDACTED]	[REDACTED]	1991 年	本次拟实施调整井 9 口	C 油田	C	[REDACTED]	[REDACTED]	1995 年	本次拟实施调整井 6 口（其中有 1 口井先后调整 2 次）	D 油田	D	[REDACTED]	[REDACTED]	1995 年	本次拟实施调整井 6 口
惠州油田群	平台名称	现有生产井数量（口）	项目实施后生产井数量（口）	投产时间	与本项目关系																										
A 油田	A	[REDACTED]	[REDACTED]	1990 年	本次拟实施调整井 17 口（其中有 5 口井先后调整 2 次）																										
B 油田	B	[REDACTED]	[REDACTED]	1991 年	本次拟实施调整井 9 口																										
C 油田	C	[REDACTED]	[REDACTED]	1995 年	本次拟实施调整井 6 口（其中有 1 口井先后调整 2 次）																										
D 油田	D	[REDACTED]	[REDACTED]	1995 年	本次拟实施调整井 6 口																										

E 油田	E	■	■	2004 年	本次拟实施调整井 12 口 (其中有 1 口井先后调整 2 次)
F/L 油田、N 油田	F	■	■	F/L 油田于 2005 年投产, N 油田于 2010 年投产	本次拟实施调整井 17 口 (其中有 7 口井先后调整 2 次)
G 油田和 M 油田	G	■	■	2009 年	本次拟实施调整井 5 口 (其中有 2 口井先后调整 2 次)
H 油田和 O 油田	H	■	■	2018 年	本次拟实施调整井 3 口

注：部分井调整两次，因此出现本次调整井多于现有生产井的情况

表 2-2 与本项目相关平台工程组成表

类型	名称	主要工程设施相关描述
本项目工程	A 平台	A 平台，是一座 4 腿桩基导管架结构的油气生产处理平台，设 []、原油处理系统、开闭排系统和公用系统等设施。 []。
	B 平台	一座原油生产处理平台， []，8 腿桩基导管架结构。设置原油处理系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、开闭排系统及公用系统等设施。 []。
	C 平台	一座原油生产平台， []，4 腿桩基导管架结构。设置生活污水处理系统、开闭排系统和公用系统等设施。
	D 平台	一座原油生产处理平台，设 []，4 腿桩基导管架结构。设置原油处理系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、开闭排系统及公用系统等设施。 []。
	E 平台	一座 4 腿桩基导管架结构的原油生产平台，设 [] 及生活污水处理系统、开闭排系统和公用系统等设施。
	F 平台	是一座 4 腿桩基导管架结构的原油生产处理平台，设 [] 及生产水处理系统、原油处理系统、生活污水处理系统、开闭排系统和公用系统等设施。 []。
	G 平台	是一座 4 腿桩基导管架结构的原油生产处理平台 [] 及生活污水处理系统、原油处理系统、生产水处理系统、开闭排系统和公用系统等设施。 []。
	H 平台	一座 4 腿固定式综合小型平台， []。设置原油处理系统、天然气脱水系统和生产水处理系统， []。
依托工程	P 平台	一座天然气生产处理平台， []，4 腿桩基导管架结构，与 A 平台通过栈桥相连。设置天然气处理系统， []。
	T 平台	T 是 1 座 8 腿导管架钢结构平台，平台设施包括模块钻机、两级分离、水处理、电站、 []。
	U FPSO	U FPSO 是 1 艘 [] 浮式生产储油卸油装置；设有油气水处理系统、合格原油储存系统、含油生产水处理系统等， []。原油处理能力 []。

J 号 FPSO	J 号 FPSO 是 1 艘浮式生产储油卸油装置；设有油气水处理系统、合格原油储存系统、含油生产水处理系统等，		
工程设施	管线走向	长度 (km)	尺寸
混输管线	C→D		
	G→F		
	E→F		
	D→B		
	H→S		
	B→H		
	F→T		
A→B	A→A-PLM		
	A-PLM→B-PLM		
	B-PLM→B		
输气管道	B→C		
	A→B		
海底电缆	E→F		
	B→D		
	C→D		
	C→F		
	C→G		
	B→G		

表 2-3 主要环保工程一览表

设施	主要环保设施	数量	处理能力
A 平台	生活污水处理系统		
B 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
C 平台	生活污水处理系统		
D 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
E 平台	生活污水处理系统		
F 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
G 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
H 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
J FPSO	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
T 平台	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		
U FPSO	生产水处理系统		
	生活污水处理系统		

(2) 现有工程物流走向

本次调整井属于惠州油田群，U FPSO 已于 2024 年 2 月 28 日坞修完成后返回与 J FPSO 共同服役于西江油田群与惠州油田群。

来自 E 平台和 G 平台的含水原油与 F 平台自身产液汇集后，进入 F 平台处理，F 平台物流，一路通过 F 至 T 海底管道输送至 T 平台，与 T 平台产液一起处理，脱水至含水

后在 Q 平台和 P 平台越站，之后进入 U FPSO。（特殊情况下，U FPSO 因停产大修等原因，根据现场实际生产情况，物流从 T 经过 S、H 输往 J FPSO。（下图虚线部分））另一路，来自 N 油田文昌组物流通过 F 至 A 海底管道输送至 A 平台，后与 A/B 物流 B 平台处理后，通过 B 平台至 H 平台的海底管道输送至 H 平台，与 H 平台的含水原油一起处理至含水 后，进入 J 号 FPSO 进行进一步处理

图 2.1 F 平台物流走向示意图

惠州油田群 C 平台、D 平台、B 平台和 A/B 平台的含水原油在 B 平台处理后，通过 B 平台至 H 平台的海底管道输送至 H 平台，与 H 平台的含水原油一起处理至含水 后，进入 J 号 FPSO 进行进一步处理。（特殊情况下，J 号 FPSO 因停产大修等原因停止接收物流时，物流从 H 平台经过 S、T、Q、P 输往 U FPSO。（下图虚线部分））

图 2.2 A 平台物流走向示意图

R 平台、T 平台、Q 平台、P 平台的物流，在各自平台进行分离处理后，最终进入 U FPSO 进行处理、储存和外输。H 平台的物流分离处理后进入 J FPSO 进行处理、储存和外输。

图 2.3 惠州油田、西江油田物流走向示意图

(3) 现有工程生产工艺流程

1) G 平台

G 油田和 M 油田所产物流进入 G 平台的生产分离器进行处理，分离出的含水原油输送至 F 平台进一步处理；分离出的少量伴生气经冷放空系统放空；分离出的生产水进入生产水处理系统，经水力旋流器、撇油器进行油水分离，分离出的水进入开排沉箱，经进一步沉降后达标排海，分离出的污油返回生产分离器进行处理。

G 平台工艺流程见下图。

图 2.4 G 平台工艺流程示意图

2) F 平台

F 平台自身产液与来自 E 平台和 G 平台的含水原油汇集后，一并进入 F 平台的生产分离器进行油、气、水三相分离。分离出的含水原油一路通过海底管道输送至 T 平台进一步处理；一路通过海底管道输送至 A 平台；分离出的气体进入火炬系统；分离出的生产水进入生产水处理系统，经水力旋流器、撇油器进行油水分离，分离出

的水进入开排沉箱，经进一步沉降后达标排海，分离出的污油返回生产分离器进行处理。

F 平台工艺流程见下图。

图 2.5 F 平台工艺流程示意图

3) E 平台

E 平台的含水原油在本设施从井口经过总管汇直接进入外输海管至 F 平台，本设施不做处理；

E 平台、G 平台、F 平台的含水原油在 F 平台处理后，通过 F 平台至 T 平台的海底管道输送至 T 平台进行再次处理，后在 Q 平台和 P 平台越站，最后进行 U FPSO。

4) A 平台

A 油井所产物流、N 油田所产物流（F 平台部分物流）与来自 P 平台的液相物流（凝析油和凝析水）一起进入 A 平台生产分离器进行气液分离，分离出的液相输往 B 平台进一步处理，分离出的伴生气经栈桥送往 P 平台的伴生气回收压缩机增压后注入天然气处理系统。A 气井物流经过栈桥送 P，凝析液送回 A 和油井物流混合处理，天然气和伴生气经三甘醇天然气脱水系统处理到含水合格，和 V 返送气工艺引入的天然气混合，经栈桥管线，送至 A 平台，经 A 外输气管线，伴生气送 B 和 C 平台。

A 和 P 平台工艺流程见下图。

图 2.6 A 和 P 平台工艺流程示意图

5) C、D 平台

来自 C 平台的物流与 D 平台自身产液一起进入 D 平台生产分离器进行油、气、水三相分离。分离出的含水原油输往 B 平台进一步处理；分离出的气体进入火炬系统燃烧放空；分离出的生产水进入生产水处理系统，经水力旋流器、撇油器进行油水分离，分离出的水进入开排沉箱，经进一步沉降后达标排海，分离出的污油返回生产分离器进行处理。D 平台工艺流程见下图。

图 2.7 D 平台工艺流程示意图

6) B 平台

B 平台自身产液与 A 和 P 平台所产原油和凝析油，以及来自 D 平台的含水原油汇集后，进入 B 平台的生产分离器进行油、气、水三相分离。分离出的含水原油（ ）去 H 平台，与其自身产液一起处理后，输往 J FPSO 进一步处理；分离出的伴生气由伴生气回收系统回收，未能回收的部分进入火炬系统燃烧；分

离出的生产水进入生产水处理系统，经水力旋流器、撇油器进行油水处理，分离出的水经进一步沉降后达标排海，分离出的污油返回生产分离器进行处理。

B 平台工艺流程见下图。

图 2.8 B 平台工艺流程示意图

7) H 平台

H 平台自身产液与来自 B 平台的含水原油汇集后，进入 H 平台的生产分离器进行处理后输往 J FPSO 进一步处理；分离出的伴生气去火炬系统燃烧；分离出的生产水进入生产水处理系统，经水力旋流器、立式旋流气浮进行油水分离，处理合格的生产水进入开排沉箱进一步缓冲除油后排海，分离出的污油返回生产分离器进行处理。

H 平台工艺流程见下图。

图 2.9 H 平台工艺流程示意图

8) U FPSO 工艺流程

惠州油田群和西江油田 3 座平台的物流经 P 平台至 U FPSO 海底管道输至 FPSO，首先进入合格原油/原油换热器，与来自电脱水器和电脱盐器的合格原油进行换热，再经过加热器将物流进一步加热升温，然后进入生产分离器进行油气水分离；经生产分离器初步处理，进入电脱水器与电脱盐器进行进一步分离；从电脱水器与电脱盐器出来的合格原油冷却后，进入货油舱储存。经生产分离器分离出的气体进入火炬系统燃烧放空；经生产分离器、电脱水器和电脱盐器分离出的生产水进入生产水处理系统处理合格后排海。

U FPSO 通过“污水沉降舱+水力旋流器”的两级处理流程，污水沉降舱分离出的水通过水泵进入水力旋流器，经进一步旋流处理后达标排海，分离出的污油返回污油舱，然后通过污油泵打回生产分离器。U FPSO 工艺流程见图 2.10。

图 2.10 U FPSO 工艺流程示意图

9) J FPSO 现有工艺流程

现 U FPSO、J FPSO 共同服役于惠西油田群（惠州油田群与西江油田群）。J FPSO 原油处理工艺见图 2.11，物流经新增换热器、加热器加热后进入一级分离器进行沉降分离，分离出来的原油经加热后进入二级分离器进行沉降分离，分离出来的原油进入原油增压泵增压，再经加热器升温至 [] 后进入电脱水器进一步脱水至含水 [] 以下，电脱出口原油经换热器降温至约 []，再经海水冷却器降温至 [] 以下进合格油舱储存。J FPSO 原油处理能力为 []。

燃料气系统和生产水处理系统工艺保持不变。

图 2.11 J FPSO 原油处理工艺图

H 平台的物流分离处理后进入 J FPSO 进行处理、储存和外输，惠州油田群、西江油田群整体物流可能根据实际生产情况进行调整。

2、本项目建设内容及规模

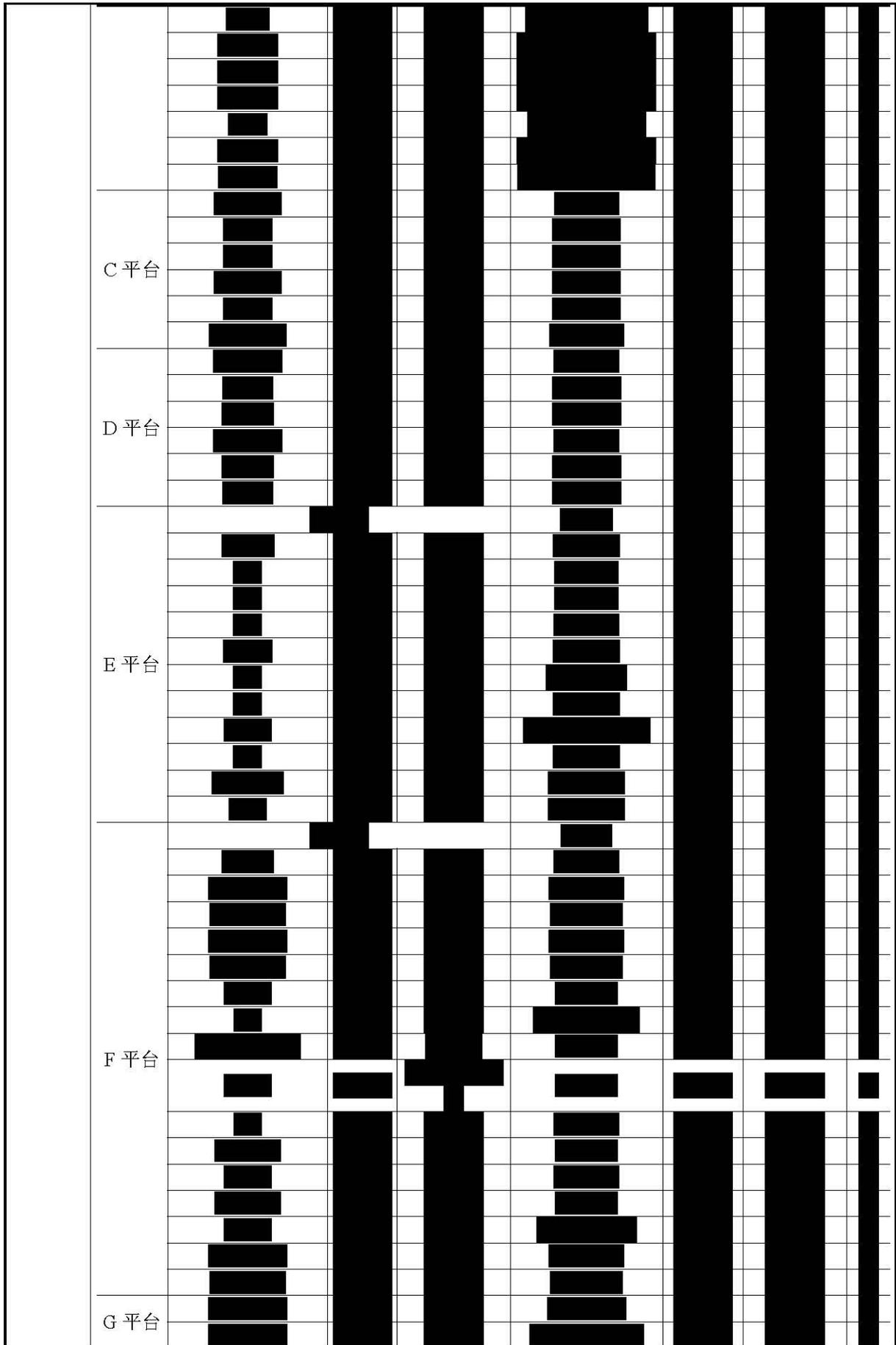
本项目拟在惠州油田群 A、B、C、D、E、F、G 和 H 共计 8 个平台实施 75 口调整井。均利用平台模块钻机进行钻完井作业。

1) 调整井建设方案

本项目拟在惠州油田群 8 个平台实施 75 口调整井，包括 2 口新钻井和 73 口侧钻井，均利用平台钻机进行钻完井作业。具体工程情况为：A 平台实施 17 口调整井（XXXXXXXXXX），B 平台实施 9 口调整井（XXXXXXXXXX），C 平台实施 6 口调整井（XXXXXXXXXX），D 平台实施 6 口调整井（XXXXXXXXXX），E 平台实施 12 口调整井（XXXXXXXXXX），F 平台实施 17 口调整井（XXXXXXXXXX），G 平台实施 5 口调整井（XXXXXXXXXX），H 平台实施 3 口调整井（XXXXXXXXXX）。

表 2.4 本次调整井建设情况

平台	原井信息			调整井信息			
	井名	井别	井型	井名	井别	井型	是否侧钻
A 平台	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>
B 平台	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	XXXXXXXXXX	XXXX	XX	<input type="checkbox"/>



H 平台							

注：井名中措施说明：指对已建好的井，一般当它生产到特高含水阶段（含水率 以上），再次钻新的生产段动用已建好井周边较近距离的剩余油（平面距离一般 以内）。即对已建好的井不弃井，用钻头作业对生产的储层小范围调整的增产技术。

2) 调整井井身结构

本项目共计 75 口调整井，调整井井身结构及尺寸数据见下表。

表 2.5 调整井井身结构基本参数

序号	平台	井名	井眼尺寸 (")	深度 (m)	本井段进 尺 (m)	侧钻点深度 (m)	总进尺 (m)
1	A 平台						
2							
3							
4							
5							
6							
7							
8							
9							

10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18	B 平台						
19							
20							
21							
22							
23							
24							
25							
26							
27	C 平台						
28							

29								
30								
31								
32								
33	D 平台							
34								
35								
36								
37								
38								
39		E 平台						
40								
41								
42								
43								
44								
45								
46								

47							
48							
49							
50							
51	F 平台						
52							
53							
54							
55							
56							
57							
58							
59							
60							
61							
62							
63							
64							

65							
66							
67							
68	G 平台						
69							
70							
71							
72							
73	H 平台						
74							
75							

本项目典型井身结构见下图。

图 2.12 侧钻井井身结构示意图

3) 钻井液

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井深较大的井，以降低扭矩，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。

4) 产能预测

本次 75 口调整井投产后各平台产能预测表见下表。

表 2.6a 调整井投产前后 A 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量	调整井增量	调整井投产后总产量
----	--------	-------	-----------

(年)	日产量			日产量			日产量		
	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)

表 2.6b 调整井投产前后 A 平台产能预测表 (年产量)

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
(年)	年产量			年产量			年产量		
	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)

表 2.7a 调整井投产前后 B 平台产能预测表 (日产量)

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
(年)	日产量			日产量			日产量		
	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)

表 2.7b 调整井投产前后 B 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量 年产量			调整井增量 年产量			调整井投产后总产量 年产量		
	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)

表 2.8a 调整井投产前后 C 平台产能预测表 (日产量)

时间 (年)	现有工程产量 日产量			调整井增量 日产量			调整井投产后总产量 日产量		
	油 (m^3/d)	气 (m^3/d)	水(m^3/d)	油 (m^3/d)	气 (m^3/d)	水(m^3/d)	油 (m^3/d)	气 (m^3/d)	水(m^3/d)

表 2.8b 调整井投产前后 C 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量 年产量			调整井增量 年产量			调整井投产后总产量 年产量		
	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)

表 2.10b 调整井投产前后 E 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量 年产量			调整井增量 年产量			调整井投产后总产量 年产量		
	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)

表 2.11a 调整井投产前后 F 平台产能预测表 (日产量)

时间 (年)	现有工程产量 日产量			调整井增量 日产量			调整井投产后总产量 日产量		
	油(m^3/d)	气(m^3/d)	水(m^3/d)	油(m^3/d)	气(m^3/d)	水(m^3/d)	油(m^3/d)	气(m^3/d)	水(m^3/d)

表 2.11b 调整井投产前后 F 平台产能预测表 (年产量)

时间 (年)	现有工程产量 年产量			调整井增量 年产量			调整井投产后总产量 年产量		
	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	油 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	气 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)	水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)

表 2.12a 调整井投产前后 G 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			日产量			日产量				
	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)		

表 2.12b 调整井投产前后 G 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			年产量			年产量				
	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)		

表 2.13a 调整井投产前后 H 平台产能预测表（日产量）

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
----	--------	--	--	-------	--	--	-----------	--	--

(年)	日产量			日产量			日产量		
	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)

表 2.13b 调整井投产前后 H 平台产能预测表 (年产量)

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	年产量			年产量			年产量		
(年)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)

表 2.14a 调整井投产前后本项目平台产能预测表 (日产量)

时间	现有工程产量			调整井增量			调整井投产后总产量		
	日产量			日产量			日产量		
(年)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)	油(m ³ /d)	气(m ³ /d)	水(m ³ /d)

表 2.14b 调整井投产前后本项目平台产能预测表（年产量）

时间 (年)	现有工程产量 年产量			调整井增量 年产量			调整井投产后总产量 年产量		
	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁴ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)
	█	█	█	█	█	█	█	█	█

本项目投产后新增最大产油量 █。本项目投产后最大年产油量约为 █。本项目投产后最大年产油量小于《惠州油田 72 口调整井环境影响报告表》（█）中最大产油量 █

5) 生产水平衡分析

G、F、D、B、H 分离出的生产水分别经各自平台生产水处理设施处理合格后排海，处理后的原油最终输送至 U FPSO 和 J FPSO 进行进一步处理，分离出的生产水经生产水处理设施处理合格后排海，惠州油田群水平衡见下表。

表 2-15 惠州油田群水平衡一览表

时间	B (m ³ /d)			D (m ³ /d)		
	接收水量总计	排海量	外输至 H	接收水量总计	排海量	外输至 B
备注	接收水量总计=排海量+外输量			接收水量总计=排海量+外输量		
█	█	█	█	█	█	█

	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
D 平台	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	气 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
F 平台	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	气 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
G 平台	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
H 平台	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	气 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
J FPSO	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	气 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
T 平台	油 (m ³ /d)	■	■	可行
	生产水 (m ³ /d)	■	■	可行
U FPSO	油 (m ³ /d)	■	■	可行

注 1: A/B 平台接收 N 油田文昌组产液。

注 2: B 平台接收量包括本平台产液、D 平台来液和 A/B 平台来液。

注 3: D 平台接收量包括本平台产液和 C 平台来液。

注 4: F 平台接收量包括本平台产液和 E 平台和 G 平台来液。

注 5: G 平台接收本平台产液。

注 6: H 平台接收量包括本平台产液和 B 平台来液。

注 7: T 平台接收量包括本平台产液和 F 平台来液

注 8: U FPSO 接收惠州油田群和西江油田群含水原油。

由表可知, 本次调整井投产后, 处理能力均可满足要求。

4、已建海底管道校核

表 2-17 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 (kPaA)	设计温 度 (°C)	最大压 力(kPa)	最高温 度(°C)	
1	C→D 混输管道	■	■	■	■	■	■
2	G→F 混输管道	■	■	■	■	■	■
3	E→F 混输管道	■	■	■	■	■	■
4	D→B 混输管道	■	■	■	■	■	■
5	H→S 混输管道	■	■	■	■	■	■
6	B→H 混输管道	■	■	■	■	■	■
7	F→T 混输管道	■	■	■	■	■	■
8	A→B 混输管道	■	■	■	■	■	■
9	B→C 输气管道	■	■	■	■	■	■

10	A→B 输气管道	■	■	■	■	■	■	■
<p>由上表可知，本次调整井投产后，处理能力均可满足要求，各管道温度、压力均小于原设计参数，满足依托要求。</p>								
<p>5、依托设施寿命校核</p>								
<p>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进行延寿评估，以保证平台的使用安全。</p>								
<p>表 2-18 惠州油田主要设施延寿评估情况</p>								
类型	平台名称	投产时间	设计寿命 (年)	延寿情况				
	主体设施	■	■	■	■			
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
■		■	■	■				
混输管道	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				
	■	■	■	■				

		■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■
		■	■	■	■
	输气管道	■	■	■	■
		■	■	■	■

总平面及现场布置

本项目所涉及的现有工程设施主要为惠州油田群的相关设施。

惠州油田群包括 11 个海上设施（A 平台、P 平台、B 平台、C 平台、D 平台、E 平台、F 平台、G 平台和 H 平台、I 平台和 J FPSO）以及设施之间的海底管道及海底电缆。本项目井槽布置图见附图 6，本项目工程设施平面布置图见附图 7。

施工方案

1、调整井施工方案

本项目拟在惠州油田群 A、B、C、D、F、E、G 和 H 共计 8 个平台实施 75 口调整井，包括 2 口新钻井和 73 口侧钻井，均利用平台模块钻机进行钻完井作业，不新增施工船舶。

1) 施工方式

新钻调整井流程：以 F 平台为例，首先进行 ■ 隔水导管下入作业，然后使用海水/般土浆体系钻进 ■ 井眼，下/固 ■ 套管，钻 ■ 井眼至中完井深，下/固 ■ 套管，钻 ■ 井眼至设计完钻井深，转入完井作业。

老井侧钻调整井流程：接井，压井，起甩老井生产管柱，组下弃井桥塞，注弃井水泥塞，套管开窗作业，侧钻井眼，下套管，钻至设计完钻井深，转入完井作业。

2) 原井处置方式

老井眼侧钻的调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，主要步骤是将原井进行关井、压井作业、拆采油树并安装防喷器组、注弃井水泥塞等作业过程。侧钻调整井与正常的新钻井作业工艺基本一致。常规封堵过程：1) 通井；2) 注水泥封堵油层；3) 下桥塞至油层以上 ■ 井试压合格；4) 在桥塞顶部打 ■ 水泥塞、探塞、试压；5) 起钻至尾管挂下 ■ 向上注 ■ 水泥塞，候凝，探水泥面。

3) 新钻井、侧钻井的固井方式，完井方式

采用单级或单级双封的固井工艺。完井程序为：下防砂管柱，坐封隔器；下生产管柱、坐封隔器；装采油树。

本项目调整井作业，单井作业时间约 ■ 天，调整井钻完井作业时间总计约 ■

天，参加作业的人数约 [REDACTED] 人，具体计划见下表。

表 2-19 本项目调整井预计作业天数及作业人次

平台	施工天数	施工人数	施工船数
B 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
A 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
H 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
C 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
D 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
F 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
E 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
G 平台	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

其他

无

P13					
P14					
P15					
P16					
P17					
P18					
*P19					
P20					
P21					
P22					
P23					
*P24					
P25					
P26					
P27					

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下图及下表。

站位	经度 (E)	纬度 (N)	监测内容
X1			
X2			
X3			
X4			
X5			
X6			
X7			
X8			
X9			
X10			
X11			
X12			

(二) 调查结果

[Redacted text block containing survey results]

(3) 评价结果

调查海域 pH、COD、石油类、无机氮、汞、砷、锌、镉、铜、铅、总铬、硫化物和挥发性酚均满足第一类海水水质标准。调查海区海水溶解氧表层有 1 个站位符合第二类海水水质标准；100m 层有 14 个站位符合第二类海水水质标准；底层站位满足第二类、第三类海水水质标准的样品个数分别为 16 个和 2 个，其余站位满足一类海水水质标准。调查海区海水无机氮含量 100m 层有 1 个站位满足第二类海水水质标准，其余层次各站位均符合一类海水水质标准。调查海区海水活性磷酸盐 100m 层、底层符合第二（三）类海水水质标准的站位分别为 2 个和 11 个。

表 3-3 2021 年 5 月调查超出第一类水质标准的因子及站位

| 因子 |
|----|----|----|----|----|----|----|----|
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |
| | | | | | | | |

2、海洋生态现状调查结果

(1) 叶绿素 a

[Redacted text block]

(2) 初级生产力

(3) 浮游植物

(4) 浮游动物

(5) 底栖生物

5、渔业资源调查结果

(1) 鱼卵、仔稚鱼

[Redacted text block]

(2) 鱼类

[Redacted text block]

(3) 头足类

[Redacted text block]

(4) 甲壳类

[Redacted text block]

[Redacted text block]

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 惠州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
《南海惠州 A 油田、B 油田环境影响报告书》	[Redacted]	本项目在 A 和 B 平台实施调整井	[Redacted]	[Redacted]
《惠州 32 油田开发项目环境影响报告书》	[Redacted]	本项目在 C 和 D 平台实施调整井作业	[Redacted]	[Redacted]
《惠州 19-3/2/1 油田开发工程环境影响报告书》	[Redacted]	本项目在 F 平台实施调整井	[Redacted]	[Redacted]
《惠州 21-1 天然气开发工程环境影响报告书》	[Redacted]	本项目在 A 平台实施调整井	[Redacted]	[Redacted]

与项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

	《G/1 &HZ25-4 油田开发工程环境影响报告书》		本项目在 G 平台实施调整井作业		
	《H 油田综合调整/O 油田联合开发项目环境影响报告书》		本项目在 H 平台实施调整井作业		
	《惠州和西江油田群合并项目环境影响报告书》		本项目依托 B 平台至 H 平台的海底油水混输管道,以及 F 平台至 T		
	《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》		本项目在 H 平台实施调整井作业		
	《U /J 坞修替代项目环境影响报告书》		生产物流输送至 U 和奋进号 FPSO 处理		

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：B、D、H、F、G、T 平台 J FPSO 和 U FPSO 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 $\leq 45\text{mg/L}$ ）；A、C、B、D、H、F、E、G、T、U FPSO、J FPSO 平台生活污水经处理后 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。

表 3-5 B 平台生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量	生产水排放浓	生活污水排放	生活污水排放浓度
----	--------	--------	--------	----------

	(m ³)	度 (含油浓度, mg/L)	量 (m ³)	(COD 值, mg/L)

表 3-6 D 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 ³)	生产水排放浓度 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

表 3-7 H 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 ³)	生产水排放浓度 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

表 3-8 F 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 ³)	生产水排放浓度 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

		均值, mg/L)		

表 3-9 E 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 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

注: N/A 表示此平台不进行生产水处理, 无数据。

表 3-10 G 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 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

表 3-11 A 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 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

		均值, mg/L)			

注: N/A 表示此平台不进行生产水处理, 无数据。

表 3-12 C 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 ³)	生产水排放浓度 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

注: N/A 表示此平台不进行生产水处理, 无数据。

表 3-13 T 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 ³)	生产水排放浓度 (含油浓度月均值, mg/L)	生活污水排放量 (m ³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)

表 3-14 HYSY115FPSO 生产水及生活污水排放监测结果

时间	生产水排放量	生产水排放浓	生活污水排放	生活污水排放浓度
----	--------	--------	--------	----------

	(m³)	度(含油浓度月 均值, mg/L)	量 (m³)	(COD 值, mg/L)
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

表 3-15 NHFJ FPSO 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(含油浓度月 均值, mg/L)	生活污水排放 量 (m³)	生活污水排放浓度 (COD 值, mg/L)
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

注：J FPSO 于 2024 年 7 月至 9 月进行 I 油田开发项目适应性改造。

3、风险事故回顾

██████████，南海东部海域在热带风暴“巨爵”升级为强台风过程中，于傍晚时分南海发现号 FPSO 的卫星定位系统显示其单点系泊向北偏移，系泊三条输油管线被扭断，造成一起有限溢油事故。考虑到从发现漂浮溢油与管线扭断受损的时间差以及关停后管内残油在压差作用下的微量惯性溢出，估算溢油总量为 ██████████。

事故发生后油田采取的主要措施有：（1）10 分钟内立即关停全部生产并启动了相应的应急程序；（2）出动动态定位船“记录号”驶往事发地点准备进行海底系泊系统和海底管线受损情况的水下勘查；（3）启动溢油预测模拟，并派遣直升机进行空中溢油漂移监视；（4）关闭提油终端，并通知下游供气暂停；（5）实施 FPSO 解脱。

此后，惠州油田加强对海管的监测以及对恶劣天气的评估，修改了台风应急计划及溢油应急计划，重新修订了恶劣天气下 FPSO 的解脱工作程序，避免今后有此类事故的发生。2019 年，惠州油田群与西江油田群合并，南海发现号 FPSO 已经移除。建设单位针对 ██████████

的溢油事故，增加海上设施气象预报，增加气象预报频次，现场增加海流和海浪的观测设备；结合新的 FPSO 系泊系统设计，与专业公司研讨 FPSO 的安全解脱天气条件；更新了台风应急预案和溢油应急预案。

，中海石油（中国）有限公司深圳分公司惠州油田守护船在进行日常巡航过程中，发现 H 平台附近海面出现零星油膜。事件发生后，惠州油田、深圳分公司立即启动应急处置程序，利用 ROV 对 H 平台及上游各设施开排系统等水下设施检查，发现 B 平台生产水沉箱注入管线存在漏点。现场采集 B 平台原油样品，与海面油膜样品进行了分析，分析结果显示二者样品谱图高度相似。同时，利用专业溢油漂移分析软件对溢油路径进行回溯分析，符合漏点与油膜初始发现区域相对位置分布。经过对 B 平台设备设施进一步排查确定，此次事件中海面出现的零星油膜是由 B 平台生产水撇油罐瞬时不稳定工况引发，致使部分原油伴随生产水进入沉箱注入管线，在经过管线漏点时外漏到海中。

事发后，惠州油田作业区立即关停 B 平台生产，启动溢油应急响应计划，并启动汇报流程，分公司紧急调用海洋石油 赶往现场。经排查发现，B 平台生产水撇油罐的液位变送器的磁制伸缩杆上有较多的油泥，油泥可能会使浮子偶发卡滞，立即清除油泥后，液位变送器恢复正常。深圳分公司在此次事件后，加大对老旧环保设施管理及维护保养，事件发生后先后完成多个设施的开排沉箱整体更换工作，通过以上措施，深圳分公司海上设施未再发生类似事件。

本次事件预估溢油量，由于溢油量较小，油膜 消散不见，未动用溢油设备。

本项目距离保护区、海洋生态红线区等敏感目标较远，参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2025）》中海洋生态环境影响三级评价范围，本项目所在平台周边 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区距离均在 以上。

表 3-16 项目周边主要环境保护目标

类型	环境敏感区名称	保护对象/管理要求/保护期	方位	最近距离 (km)
生态环境 保护 目标	蓝圆鲹粤东 外海产卵场			1
	渔业三 场一通 道 鲈鱼珠江口 近海产卵场			1
	鲈鱼粤东外			1

	海产卵场			
	金线鱼产卵场			I
	深水金线鱼产卵场			I
	短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场			I
	黄鲷南海北部产卵场			I
自然保护区/海洋保护区	担杆列岛海洋保护区			
广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线				

评价标准	<p>1、环境质量标准</p> <p>本项目位于《广东省国土空间规划（2021-2035年）》规划范围外，最近距离约 [REDACTED]，位于广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外，最近距离约 [REDACTED]。本项目位于中国南海珠江口盆地。</p> <p>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。</p> <p style="text-align: center;">表 3-17 环境质量标准</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">类别</th> <th style="width: 45%;">采用标准</th> <th style="width: 15%;">从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止</th> <th style="width: 25%;">适用对象</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>海水水质</td> <td>《海水水质标准》（GB3097-1997）</td> <td rowspan="2">从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止</td> <td>环境质量现状评价、环境影响评价</td> </tr> <tr> <td>海洋沉积物</td> <td>《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）</td> <td>海洋沉积物质量评价</td> </tr> <tr> <td rowspan="2">海洋生物生态</td> <td>《海洋生物质量》（GB18421-2001）</td> <td rowspan="2">/</td> <td>海洋贝类（双壳类）的生物质量评价</td> </tr> <tr> <td>《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）</td> <td>鱼类、甲壳类和软体类的重金属生物质量评价参照执行</td> </tr> </tbody> </table>				类别	采用标准	从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止	适用对象	海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止	环境质量现状评价、环境影响评价	海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）	海洋沉积物质量评价	海洋生物生态	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	/	海洋贝类（双壳类）的生物质量评价	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）	鱼类、甲壳类和软体类的重金属生物质量评价参照执行
	类别	采用标准	从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止	适用对象																	
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	从第一类标准开始评价，评价至满足标准为止	环境质量现状评价、环境影响评价																		
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量评价																		
海洋生物生态	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	/	海洋贝类（双壳类）的生物质量评价																		
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）		鱼类、甲壳类和软体类的重金属生物质量评价参照执行																		
	<p>2、污染物排放和控制标准</p> <p>本项目位于中国南海珠江口盆地，距离惠州市约 [REDACTED]，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。</p> <p style="text-align: center;">表 3-18 污染物排放标准</p>																				

污染物	采用标准	等级/海区等级	污染因子	标准值	适用对象
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	含油量	≤8%	钻井作业中排放的钻井液和钻屑
			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	水基钻井液生物毒性容许值≥20000mg/L; 非水基钻井液生物毒性容许值≥10000mg/L		
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)	生产阶段排放的含油生产水
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分:分级》 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值≥50000mg/L		
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	建设阶段和生产阶段各平台排放的生活污水
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		建设阶段和生产阶段排放的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 ██████████ 的 B 平台、D 平台、F 平台、G 平台、H 平台含油生产水,调整并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。各平台维持原环评总量指标。

工程设施	污染物	原环评批复量	投产后产生量	增减量	主要污染因子	允许排放浓度	控制排放浓度
B	含油生产水	██████████	██████████			██████████	██████████
D		██████████	██████████			██████████	██████████
F		██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
G		██████████	██████████			██████████	██████████
H		██████████	██████████	██████████			██████████

本项目投产后未新增定员,未新增生活污水排放量,因此生活污水最大排放量维持原

环评核算的最大值不变				
工程设施	项目	原环评核定的总量控制指标	本项目投产后总量控制指标	本项目投产后总量指标变化值
HZ19-2 平台	■	■	■	■
HZ19-3 平台		■	■	
HZ25-3 平台		■	■	
HZ21-1A/B 平台		■	■	
HZ32-2 平台		■	■	
HZ32-3 平台		■	■	
HZ26-1 平台		■	■	
H 平台		■	■	
HZ19-2 平台	■	■	■	■
HZ19-3 平台		■	■	
HZ25-3 平台		■	■	
HZ21-1A/B 平台		■	■	
HZ32-2 平台		■	■	
HZ32-3 平台		■	■	
HZ26-1 平台		■	■	
H 平台	■	■		

四、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、洗井废水等、参加钻完井作业的人员产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾。此外，在平台适应性改造阶段也会产生生活污水、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核算结果见表4.1。

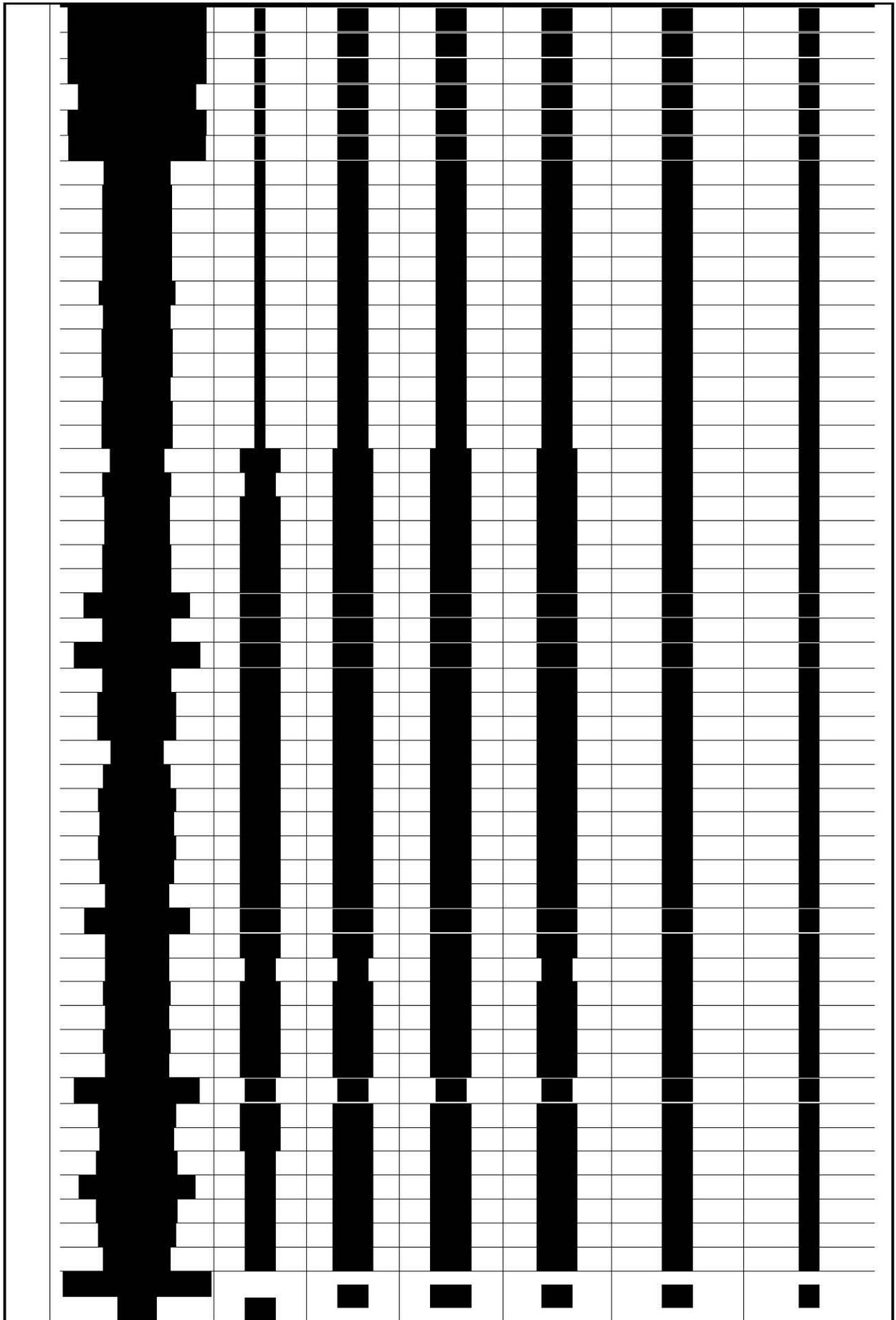
本次调整井项目所产生水基钻井液总量约[REDACTED]。本项目钻完井作业中钻井液循环使用，水基钻井液其排放节点主要有5个：外排钻屑携带、提带、固井置换、更换泥浆体系及钻井作业完成后的一次性排放，本项目水基钻井液排放位置及方式：B平台[REDACTED]，A平台、C平台、H平台[REDACTED]，D平台、F平台、E平台、G平台[REDACTED]，单井单排。钻井液最大排放速率出现在结束后的一次性排放，水基钻井液最大平均排放速率约[REDACTED]。

非水基钻井液产生总量约[REDACTED]，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非水基钻井液，泵输到船舱运至码头交有资质单位接收处理，不排海。

表 4-1 本项目调整井钻井液核算结果

井名	非水基钻井液产生量 (m³)	水基钻井液产生量 (m³)	钻井液产生总量 (m³)	水基钻井液排放量(m³)	水基钻井液一次性最大排放量 (m³)	钻井液最大平均排放速率 (m³/h)
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

施
工
期
生
态
环
境
影
响
分
析



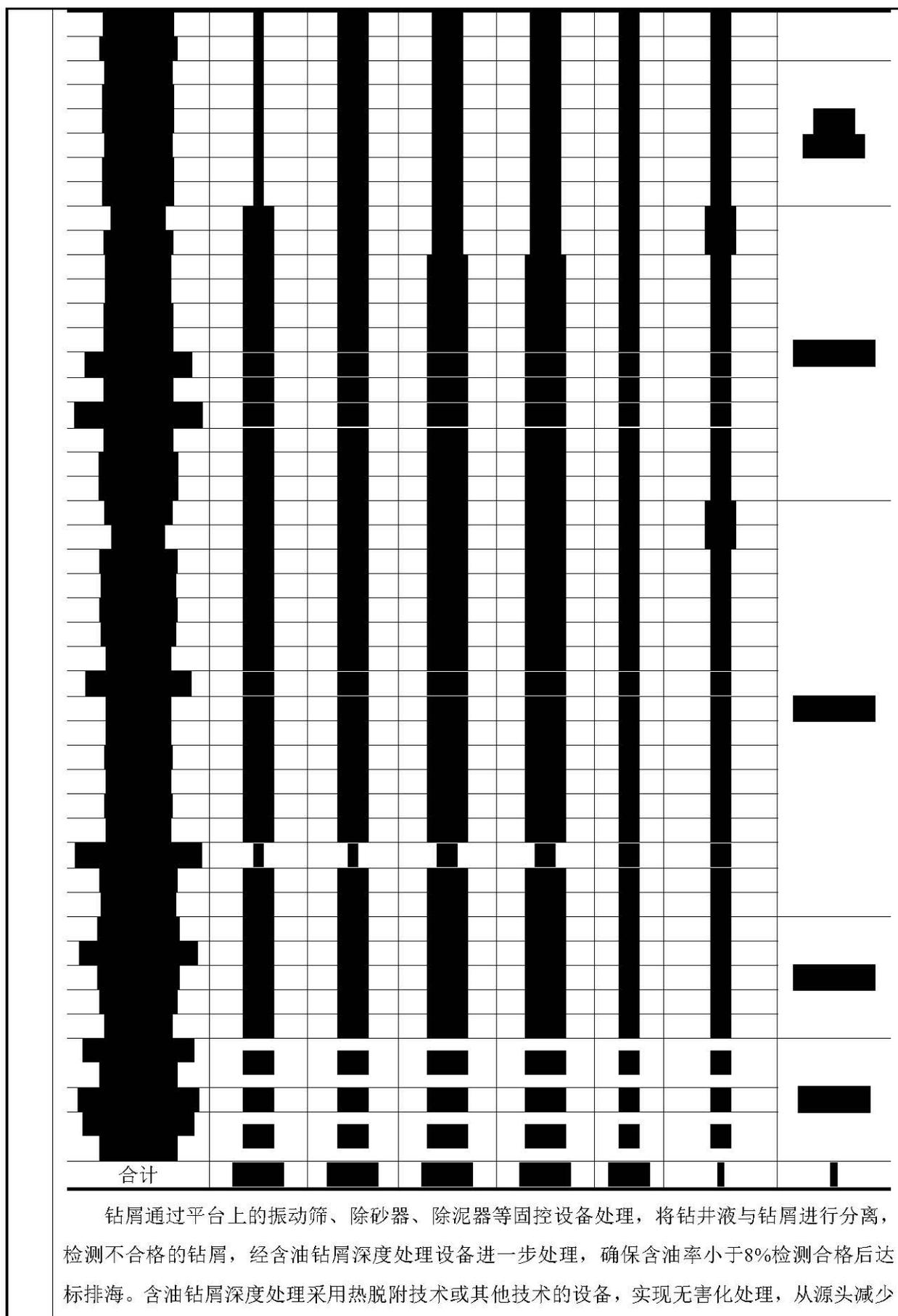
合计							

(2) 钻屑

根据建设单位核算,本项目总钻屑产生量约为 [redacted]。钻屑单井最大排放速率约 [redacted], 具体见下表。

表 4-2 本项目钻屑量统计

井名	非水基钻屑产生量 (m ³)	水基钻屑产生量 (m ³)	钻屑产生总量 (m ³)	钻屑排放总量 (m ³)	钻井时间 (d)	最大排放速率 (m ³ /d)	排放位置
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	



海上钻井作业含油钻屑的产生。

钻屑排放位置及方式：排放方式为，B平台 []，A平台、C平台、H平台水下 []，D平台、F平台、E平台、G平台 []，非含油钻屑随钻随排，钻井期间连续排放；含油钻屑测得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，经过处理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。水基钻屑的排放应满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求。

(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0.35m³/(人·日)计算。

本项目调整井作业天数 []，作业人数为 []，生活垃圾产生量约 []，其中食品废弃物生产量为 []，生活污水约 []。

表 4-3 施工期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 ³)		生活垃圾 (t) (含食品废弃物)		食品废弃物 (t)	
			产生负荷	产生量	产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
调整井作业	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]
合计	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]	[]

注：施工期作业人员包含在平台定员内，本项目实施后各平台未新增定员。

(4) 生产垃圾

生产垃圾主要来源于钻完井过程。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 []调整井，一般工业垃圾约为 []，含油生产垃圾约为 []。本项目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。

(5) 洗井废水

本工程 []口调整井中 []口为生产井侧钻，采用处理达标的生产水进行洗井，单口井产生洗井水约 []，主要污染因子为石油类等；产生洗井废水约为 []。产生的洗井废水进入各自平台上的生产水处理系统处理达标后排海。

表 4-4 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物	污染物的产生量	污染物的排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式

钻井液	水基钻井液	██████	██████	██████	██████	██████
	非水基钻井液	██████	██		██████	██████
钻屑	水基钻屑	██████	██████	██████	██████	██████
	非水基钻屑	██████	██████	██████	██████	██████
洗井废水		██████	██████		██████	██████
生活污水		██████	██████		██████	██████
生活垃圾		██	██████		██████	██████
固体废物		██████	██		██████	██████
		██████	██		██████	██████

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

本次调整井钻屑排放的水质影响分析类比《西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目环境影响报告表》（██████）、《R 油田 W 区开发项目环境影响报告书》（██████）中钻屑排放预测结果，类比环境条件如下：

表 4-5 钻屑排放类比条件一览表

对象	类比工程	本项目	对比情况
水深	██████	██████	██████
水文动力	██████	██████	██████

类比工程概况			
结论			

根据《西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目环境影响报告表》，排放钻屑引起第1层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为[]，超三类海水水质标准的面积为[]，超四类海水水质标准的面积为[]。其它层无超海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围距排放点最大距离为[]，停止排放后[]整个海域可恢复到一类水质。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过[]的面积最大约为[]。

表 4-6 西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目钻屑排放预测结果

平台	层次	超一（二）类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一（二）类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 厚度面积 (km ²)
T		[]	[]	[]	[]	[]	[]

表 4-7 西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积 (km², 第 1 层)

平台	层位	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi > 9
T		[]	[]	[]	[]

根据《R油田W区开发项目环境影响报告书》，排放钻屑影响主要在海面以下[]，其他层无超一（二）类面积；超一（二）类最大包络面积为[]，超三、四类海水水质标准的面积相对较小，超三、四类水质海域的包络面积为[]。超一（二）类海水水质标准的范围距排放点最大距离为[]。停止排放后[]整个海域可恢复到一类水质。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过[]的面积最大约为[]。

表 4-8R 油田 W 区开发项目钻屑排放预测结果

平台	层次	超一（二）类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一（二）类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 厚度面积 (km ²)
X		[]	[]	[]	[]	[]	[]
		[]	[]	[]			

表 4-9R 油田 W 区开发项目钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积 (km², [])

平台	层位	10~20 mg/l 面积 (km ²)	20~50 mg/l 面积 (km ²)	50~100 mg/l 面积 (km ²)	>100 mg/l 面积 (km ²)
X		[]	[]	[]	[]

表 4-10 本项目钻屑排放产生悬浮物超标面积类比结果(km²)

平台	位置	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9

(2) 钻井液排放对海洋环境影响预测

本次调整井钻井液排放的水质影响分析类比《西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目环境影响报告表》()、《R 油田 W 区开发项目环境影响报告书》()中钻井液排放预测结果，类比环境条件如下：

表 4-11 钻井液排放类比条件一览表

对象	类比工程	本项目	对比情况
水深	西江油田群平均水深为 ，惠州油田群平均水深为	惠州油田群平均水深为	基本一致
水文动力			
类比工程概况			
结论			

根据《西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目环境影响报告表》钻井液的预测结果。钻井液排放产生的悬浮物对海水水质的影响主要在第一层。钻井液一次性排放量最大值为 ，引起第一层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 ，超三类海水水质标准的面积为 ，超四类海水水质标准的面积为 。其它层无超

海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 []，停止排放后，在 [] 内恢复水质。

表 4-12 西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目钻井液排放预测结果

平台	层次	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)	恢复时间 (h)
T	[]	[]	[]	[]	[]	[]

表4-13 西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目钻井液排放产生的悬浮物不同超标倍数总包络面积

平台	层位	B _i ≤ 1 (km ²)	1 < B _i ≤ 4 (km ²)	4 < B _i ≤ 9 (km ²)	B _i > 9 (km ²)
T	[]	[]	[]	[]	[]

根据《R油田W区开发项目环境影响报告书》钻井液的预测结果。悬浮物超标主要位于排放点以下的水层，其他层无超一（二）类面积，超一（二）类最大包络面积约为 []，超三、四类面积相对较小，超三、四类水质海域的包络面积最大分别为 [] 和 []，钻井液一次性排放量最大值为 []。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 []，停止排放后，在 [] 内恢复水质。

表 4-14 R 油田 W 区开发项目钻井液排放预测结果

平台	层次	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)	恢复时间 (h)
X	[]	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]		

表4-15 R油田W区开发项目钻井液排放产生的悬浮物不同超标倍数总包络面积

平台	层位	10~20 mg/l 面积 (km ²)	20~50 mg/l 面积 (km ²)	50~100 mg/l 面积 (km ²)	>100 mg/l 面积 (km ²)
X	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]	[]

表 4-16 本项目钻井液排放产生悬浮物超标面积类比结果(km²)

平台	位置	B _i ≤ 1	1 < B _i ≤ 4	4 < B _i ≤ 9	B _i > 9
[]	[]	[]	[]	[]	[]
[]	[]	[]	[]	[]	[]

(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：

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

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克（kg）；

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

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积， km^2 ； K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，%；

N ——某一污染物浓度增量分区总数。

本项目钻屑生物资源损失量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

M_i ——第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i ——第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

项目施工期排放的钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地丧失。底栖生物资源损害量评估按下面公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

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

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

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

本报告中指钻屑沉降覆盖 2cm 厚度的海底面积。

表 4-17 海洋生物资源密度及来源

资源类别	资源密度	调查单位	调查时间
鱼卵			
仔鱼			
幼体	鱼类		
	甲壳类		
	头足类		
成体			
底栖生物			

注：根据《R 油田 W 区开发项目环境影响报告书》甲壳类幼体中虾类幼体、蟹类幼体、虾蛄类幼体尾数资源密度占比分别为 ██████████。

各类生物的损失量计算结果如下：

表 4-18 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 ²)	生物量	损失率 (%)	损失量 (粒、尾或 kg)		排放次数	合计 (粒、尾或 kg)														
鱼卵	Bi≤1	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████														
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
仔稚鱼	Bi≤1								██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████							
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
鱼类幼体	Bi≤1															██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
头足类幼体	Bi≤1	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████														
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
甲壳类幼体	Bi≤1								██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████							
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
成体	Bi≤1															██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
鱼卵	Bi≤1	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████														
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
仔稚鱼	Bi≤1								██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████							
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
鱼类幼体	Bi≤1															██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
头足类幼体	Bi≤1	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████														
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
甲壳类幼体	Bi≤1								██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████							
	1<Bi≤4																					
	4<Bi≤9																					
	Bi>9																					
成体	Bi≤1															██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████	██████████

	1<Bi≤4								
	4<Bi≤9								
	Bi>9								

注：损失量=影响面积×密度×损失率，*鱼卵、仔鱼损失量=影响面积×影响层位深度×密度×损失率，下同。

表 4-19 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 ²)		生物量	损失率 (%)	损失量	持续性损失量 (粒或 kg) (平台最长钻屑排放时间跨年, 23 个周期)
					(粒或 kg)	
鱼卵	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
仔稚鱼	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
鱼类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
头足类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
甲壳类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
成体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
鱼卵	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
仔稚鱼	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
鱼类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
头足类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
甲壳类幼体	Bi≤1					
	1<Bi≤4					
	4<Bi≤9					
	Bi>9					
成体	Bi≤1					

1<Bi≤4						
4<Bi≤9						
Bi>9						

(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，钻屑沉降对底栖生物造成损失，损失率按照 [] 计算，根据前述公式估算钻屑排放造成底栖生物损失如下表。

表 4-20 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

类比项目	影响环节	影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
西江油田惠州油田群海管铺设及调整井项目环境影响报告表	钻屑覆盖 [] 厚度	[]	[]	[]	[]
R 油田 W 区开发项目环境影响报告书		[]	[]	[]	[]

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_i—第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i—第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i—生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，鱼类、头足类、甲壳类成体为 1.2 万元/t，底栖生物为 1.2 万元/t。幼鱼的价格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，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，因此，虾类和虾蛄类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 30 元/kg；头足类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定，本项目钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按3倍计；钻屑为持续性排放，实际影响年限低于5年，补偿年限按5计，据此计算海洋生物资源补偿见下表。

经计算可知，本次调整井造成生物资源损失金额约 [REDACTED] 万元。

表 4-21 本项目造成的渔业损失价值估算

排放类别	渔业资源	损失量	长成率	单价	经济损失	经济补偿（万元）		
					（元）	补偿年限/倍数	金额	
钻井液	鱼卵（粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	
	仔稚鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	鱼类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	幼头足类（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	甲壳类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	小计	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
钻屑	鱼卵（粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	
	仔稚鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	鱼类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	幼头足类（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	甲壳类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	底栖生物（t）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
	鱼卵（粒）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]
	仔稚鱼（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
	鱼类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
	幼头足类（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
	甲壳类幼体（尾）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
	成体（kg）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
	底栖生物（t）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]
小计	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			
合计						[REDACTED]	[REDACTED]	
合计（向上取整）						[REDACTED]	[REDACTED]	

4、施工期环境风险分析

(1) 本项目在钻井期间，钻台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；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；平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 [REDACTED]。

(2) 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，本项目施工期发生井涌的概率为 [REDACTED]，井喷的概率为 [REDACTED]。

(3) 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。

	<p>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泥浆池里，平台及时用泵将钻井液打到支持船船舱内，定期巡查非水基泥浆池、管线、软管，确保设备处于良好状态，防止跑、冒、滴、漏现象发生；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露可能性极低。</p>
运营期生态环境影响分析	<p>1、运营期环境影响分析</p> <p>本项目投产后，油田含油生产水最大排放量未超过原报告书中生产水的预测源强，对所在海域生物生态和渔业资源的影响不会加重，含油生产水造成的渔业资源损失已在原报告书中进行了评估，对周围环境的影响以及造成的渔业损失等内容，生产修复和补偿方案以及相应费用已在原项目建设中做统一考虑。</p> <p>(1) 生产垃圾</p> <p>本项目调整井所在 F 平台利用预留井槽 [REDACTED]，E 平台利用预留井槽 [REDACTED]，其余 [REDACTED]。生产阶段工程运营将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 [REDACTED] 井生产垃圾产生量约为 [REDACTED] 计算，则年产生的生产垃圾共约 [REDACTED]，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。</p> <p>(2) 含油生产水</p> <p>本项目核算了 2025 年-2040 年的 A、B、C、D、F、E、G 和 H 的含油生产水排放量。本项目投产后最大年排放量未超出《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（[REDACTED]）核算量，本项目投产后新增污染物排放，但其影响未超过现有环评批复总量控制指标，故本项目对海洋环境的影响未超过现有环评。</p> <p>2、运营期环境风险分析</p> <p>(1) 本项目涉及 8 座平台，油气处理区 8 处、油气输送区 8 处。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为 [REDACTED]，平台火灾引起的泄漏溢油事故概率不高于 [REDACTED]。</p> <p>(2) 本项目运营期不新增船舶数量，不增加船舶碰撞燃料油泄漏风险。</p> <p>针对本项目的风险编制了环境风险专项评价，专项针对运营的环境风险开展了识别，经识别风险类型没有超过现有环评识别出的风险范畴，针对可能发生的风险专项提出了风险防范措施，建设单位已编写《惠州油田溢油应急计划（2025年版）》同时制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》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。</p>

选址
选线
环境
合理性
分析

本项目属于惠州油田群调整井作业，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

1、污染防治对策措施

本次调整井施工期产生的污染物为钻井液、钻屑、洗井废水、生活污水和固体废物（包括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。

1) 非水基钻井液:

本项目非水基钻井液暂存于平台泥浆池，泵输到船舱运至码头交有资质单位接收处理，不排海。

2) 水基钻井液:

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） $\leq 1\text{mg/kg}$ ，Cd（重晶石中最大值） $\leq 3\text{mg/kg}$ ，含油量 $\leq 8\%$ 。

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[]（按照[]，开钻后作业周期超过[]的需再次送样检测），监测项目包括含油量、汞和镉（检测报告参照附件2），不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理（通常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，然后吊装至三用料船运至码头，同时及时更好空岩屑箱到平台备用）。

(2) 钻屑

钻屑包括水基钻井液钻屑和非水基钻井液钻屑。

1) 钻屑的排放:

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） $\leq 1\text{mg/kg}$ ，Cd（重晶石中最大值） $\leq 3\text{mg/kg}$ ，含油量 $\leq 8\%$ 。

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，将空岩屑箱送至平台备用。

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。结合历史检测报告（见附件3），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 $\leq 8\%$ 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，经非水基钻井液钻屑深度处理设备进一步处理，确保含油率小于等于 8% 检测合格后达标排海。含油钻屑深度处理采用热脱附技术或其他技术的设备，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，处理后再次检测含油量，达标则排海，不达标的含油钻屑进行回收，送回陆地交有资质单位接收处理。

3) 钻屑的检测：

现场具有资质的人员取振动筛返出岩屑，用含油量测定仪器（如固相含量测定仪采用蒸馏法）做化验，符合标准（含油量 $\leq 8\%$ ）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单位检测频次为每井一次，监测项目包括含油量、汞和镉（历史钻屑钻井液检测报告参照附件）。检测不达标的水基钻屑和非水基钻屑在平台使用钻屑箱收集（平[]），均定期由供应船密闭运回陆地，委托有资质单位进行处理。

（3）洗井废水

本项目[]生产井侧钻时涉及到洗井，采用处理达标的生产水进行洗井，单口井产生洗井水约[]，主要污染因子为石油类等；其产生洗井废水约为[]。产生的洗井废水经对应平台生产水处理设施处理达标后排海。

（4）生活污水和生活垃圾

平台施工人员的生活污水和生活垃圾的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）相关要求。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[]后间断排放，其他运回陆地处理。

（5）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

施工期产生的不合格钻屑、不合格钻井液、生产垃圾和生活垃圾（除食品废弃物）均运回陆地处理。运营期含油生产水和生活污水处理达标后排海，生活垃圾（除食品废弃物）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。

本项目尽量优化缩短施工周期，合理选择施工时间，加强科学管理，选择适宜的海况条件，提高施工效率。钻井作业过程中优先使用水基钻井液，部分井段采用非水基钻井液，通过循环使用减少钻井液的排放量；钻井油层水基钻井液和钻屑收集并处理达标后排放，不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理。

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 [REDACTED]。钻井液循环使用，间断性排放，最大平均排放速率为 [REDACTED]。实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开关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) 敏感目标保护措施

本项目位于蓝圆鲹粤东外海产卵场、鲈鱼珠江口近海产卵场、鲈鱼粤东外海产卵场、金线鱼产卵场、深水金线鱼产卵场、短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场和黄鲷南海北部产卵场内，其保护对象分别为蓝圆鲹、鲈鱼、金线鱼、深水金线鱼、短尾鳍大眼鲷、黄鲷及其生境。产卵盛期为 [REDACTED]。为此，建议作业者在作业过程中，采取如下措施：

根据钻屑、钻井液影响预测类比分析，本项目钻井液的影响主要在海面第一层、第二层，钻屑的影响主要在第一层。短尾鳍大眼鲷、黄鲷、金线鱼、深水金线鱼为底层鱼类属于南海底层/近底层鱼类，因此本项目钻屑、钻井液的排放对其影响轻微；蓝圆鲹、鲈鱼属于南海中上层鱼类，钻屑、钻井液的排放，对其产生一定的影响。

结合蓝圆鲹、鲈鱼产卵盛期的时间分析，本项目所在海域重要渔业资源产卵敏感期集中月份为3月，且结合《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》批复文件（[REDACTED]），钻井液、钻屑排放避开所在海域重要渔业资源产卵盛期（[REDACTED]）的要求，建议本项目钻屑、钻井液的排放尽量避开 [REDACTED]，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；同时钻井过程中应严格控制钻屑和钻井液的排放速率，钻屑排放在非油层钻进期间持续排放，速率和强度不大，本工程最大排放速率约为 [REDACTED]，钻井液循环使用，间断性排放，最大平均排放速率限定为 [REDACTED]，实际中可通过钻井液循环使用，减少排放量；通过闸阀开关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和生态环境的影响。

(3) 海洋生态修复与生态补偿

本项目将设生态修复/补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源损害进行补偿，并纳入项目环保投资，根据实际需要分年度列支。根据环境经济损益分析，本项目在生产建设过程中可能造成的海洋生物资源损失补偿费用约 [REDACTED]。专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要选择生态修复、补偿等项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。根据《中国水生生物资源养护行动纲要》，建设单位将根据工程实施进度、环评及批复要求在相关主管部门、专业机构的

统一指导下选择合适的时机、适合的海域、合适的增殖放流品种开展增殖放流工作。通过人工方法科学规范地向海洋天然水域增殖放流鱼、虾、贝的幼体（成体或卵等），增加水域资源量，以增加种群数量，改善和优化水域的渔业资源群落结构，是养护水生生物资源、保护生物多样性、改善水域生态环境和促进渔业可持续发展的一项有效措施。

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、启动井控程序和相关应急预案。

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。

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《惠州油田溢油应急计划》。同时制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局进行备案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），该溢油应急计划已满足本项目施工期溢油应急的需求。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。

运营期生态环境保护措施	<p>1、污染物源头控制</p> <p>污染物源头控制，本项目投产后运营期不增加生产定员，故生活污水和生活垃圾产生量不增加，均在现有环评核算量范围内；运营期生产水最大产生量未超过相关设施的处理能力，不增加其他含油污水，含油生产水影响范围未超过现有环评的预测影响范围，对海洋环境的影响程度均未超过现有环评；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；洗井废水和海管清洗水经生产水处理设施处理达标后排海；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</p> <p>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$\leq 45\text{mg/L}$）排海，含油生产水不超出现有环评预测范围，对海洋环境的影响没有增加。</p> <p>(2) 生产垃圾</p> <p>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，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。</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《惠州油田溢油应急计划》同时制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》并报送生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。上述溢油应急计划内容包括溢油应急组织机构及职责、溢油风险分析、溢油预测预警、海面溢油监视监测、溢油应急处置流程、溢油应急保障、溢油事故处置、应急计划维护和管理等。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>本项目运营期不新增污染物种类及排放量，因此不单独设置跟踪监测计划，本项目跟踪监测纳入惠州油田群现有跟踪监测计划中。</p>

本项目环保投资约 [REDACTED]，明细如下。

表 5-1 环保投资明细

序号	环境保护投资	折合环保投资（万元）
1	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]
3	[REDACTED]	[REDACTED]
4	[REDACTED]	[REDACTED]
5	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]

环保
投资

六、生态环境保护措施监督检查清单

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	水基钻井液达标后排放, 不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理; 非水基钻井液收集后全部运回陆地交有资质单位处理, 不排海; 钻屑达标后排海, 不达标的钻屑进行回收, 送回陆地交有资质单位接收处理; 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。 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污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	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。	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。	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	《中海石油(中国)有限公司深圳分公司溢油应急计划》(2023年)、《惠州油田溢油应急计划》(2025年)	制定溢油防范措施, 配备相应的溢油应急资源, 设置应急组织机构、明确其职责与应急联络方式, 实现对溢油事故的有效处理, 包括事故报告、应急响应程序、现场处置等。需将本项目建设内容纳入到现有《惠州油田溢油应急计划》中。	《中海石油(中国)有限公司深圳分公司溢油应急计划》(2023年), 《惠州油田溢油应急计划》修编后向主管部门备案。
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

本项目计划在惠州油田群实施 75 口调整井，调整后最大产油量为 [REDACTED]，小于《惠州油田 72 口调整井环境影响报告表》（[REDACTED]）中最大产油量 [REDACTED]。调整后生产水最大日产量为 [REDACTED] 不超过《西江惠州综合调整项目环境影响报告书》（[REDACTED]）中惠州油田群各平台批复的生产水最大排放值 [REDACTED] 不新增生活污水排放量。本项目在建设阶段将产生钻井液和钻屑等污染物，施工期新增钻井液排放量约为 [REDACTED]、新增钻屑排放量约为 [REDACTED]，钻井液和钻屑排放量超出现有环评批复排放总量。根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，本项目不属于新区块油气开发及其附属工程；污水日排放量 [REDACTED] 立方米以下且年产油量 [REDACTED] 吨以下；且不涉及海底挖沟以及环境敏感区；而又不满足编制环评登记表的其他工程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（2024 年本）》中的“鼓励类”，与《广东省国土空间规划》和广东省“三区三线”划定成果相协调，位于广东省“三线一单”生态环境分区管控方案中的生态保护红线之外，施工期和运营期对其产生影响较小。

2、环境可行性

本项目位于南海珠江口盆地海域，主要敏感目标是油田所在海域的经济鱼类产卵场。本项目位于蓝圆鲹粤东外海产卵场、鲈鱼珠江口近海产卵场、鲈鱼粤东外海产卵场、金线鱼产卵场、深水金线鱼产卵场、短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场和黄鲷南海北部产卵场内，本项目所在平台周边 [REDACTED] 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态红线区等，距离上述最近的敏感区均在 [REDACTED] 以上。本项目施工期和运营期对项目周边敏感区产生影响较小。

本项目施工期钻屑及水基钻井液达标后排海，非水基钻井液运回陆上交由有资质单位处理，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，不新增生活垃圾，不新增生活污水，含油生产水处理后达标排放，对海洋环境的影响较小。

工程存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态和环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《惠州油田溢油应急计划》。同时制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》并在珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案，本项目投产后一并纳入该溢油应急计划。

在施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施及溢油应

急计划的基础上，从环境保护角度讲，本项目可行。

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位置关系示意图

附图 2 本项目与广东省国土空间规划（2021-2035 年）位置关系

附图 3 本项目与广东省“三线一单”生态环境分区管控方案位置关系

附图 4 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示意图

附图 5 工程地理位置图

附图 6 本项目井槽布置图

附图 6.1 HZ21-1 平台槽口示意图

附图 6.2 B 平台槽口示意图

附图 6.3 C 平台槽口示意图

附图 6.4 D 平台槽口示意图

附图 6.5 E 平台槽口示意图

附图 6.6 F 平台槽口示意图

附图 6.7 G 平台槽口示意图

附图 6.8 HZ32-5 平台槽口示意图

附图 7 本项目工程设施平面布置图

附图 8 调查站位与广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线叠加示意图

附图 9 本项目与中上层产卵场位置关系图

附图 10 本项目与底层产卵场位置关系图

附表

附表 1 项目周边主要环境敏感目标表

类型	环境敏感区名称	保护对象/管理要求/保护期	方位	最近距离 (km)
渔业三场一通道	蓝圆鲹粤东外海产卵场			
	鲈鱼珠江口近海产卵场			
	鲈鱼粤东外海产卵场			
	金线鱼产卵场			
	深水金线鱼产卵场			
	短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场			
	黄鲷南海北部产卵场			
自然保护区/海洋保护区	担杆列岛海洋保护区		■	■
广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线			■	■

中文名	拉丁名
[REDACTED]	[REDACTED]

中文名	拉丁名
[Redacted]	[Redacted]

附表 5 渔业资源名录

附表 5.1 游泳动物名录

序号	种名	拉丁学名
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

附件

附件 1: 委托书

附件 2: 危废处理服务合同及资质证书

附件 3: 环评批复文件

《对（89）海油函（安）23 号、24 号、43 号文的批复》（（89）环监字第 220）

《关于对惠州 32 油田开发项目环境影响报告书审批意见的复函》（环监字〔1994〕531 号）

《关于惠州 19-3/2/1 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字〔2002〕356 号）

《关于惠州 21-1 天然气开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2013〕273 号）

《关于 G/1 &HZ25-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2009〕517 号）

《国家海洋局关于 H 油田综合调整/O 油田联合开发项目环境影响报告书的批复》（国海环字〔2017〕421 号）

《关于惠州和西江油田群合并项目环境影响报告书的批复》（环审〔2018〕35 号）

《关于西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书的批复》（环审〔2021〕109 号）

《关于 I 油田开发项目环境影响报告书的批复》（环审〔2023〕22 号）

《关于 U / J 坞修替代项目环境影响报告书的批复》（环审〔2022〕83 号）

附件 4: 本项目设施延寿报告

附件 5: 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

附件 5.1 《惠州油田溢油应急计划》（2025 年）

附件 5.2 《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》

附件 6 钻井液、钻屑检测报告

附录 环境风险专项评价

1. 评价依据

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，并按《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ42361-2025）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，理化性质及危险特性如下。

表 1.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝点（℃）：-6℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
毒理性质	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。			
健康危害	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。			
	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。			
急救	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。			

1.2 风险潜势初判

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

本次工程评价内容主要包括 75 口调整井。本项目平台物流集输和生产设施依托原工程，因此 8 个平台的最大油类在线量为平台上工艺管线中基本所包含的油量，平台上工艺管线及相关设施无新增，本项目投产后平台上不新增油类。根据《建设项目环境风险评价技术导则》，本项目运营期危险物质与其临界量的比值 Q 小于 1。当 $Q < 1$ 时，该项目的环境风险潜势为 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。

但鉴于本项目主要危险物质原油一旦泄漏对海洋环境影响较大，因此根据《建设项目环境风险评价技术导则》的要求对本项目环境风险情形进行识别；对项目可能发生的海上溢油事故进行预测并说明风险影响；针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施；对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

表 1.3-1 环境风险评价工作等级划分

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

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

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 2.1-1 本项目周边主要环境敏感目标

敏感区类型	敏感目标名称	方位	距离 (km)
渔业三场一通道	蓝圆鲹粤东外海产卵场	■	
	鲈鱼珠江口近海产卵场		
	鲈鱼粤东外海产卵场		
	金线鱼产卵场		
	短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场		
	深水金线鱼产卵场		
	黄鲷南海北部产卵场		
自然保护区/海洋保护区	担杆列岛海洋保护区	■	■
广东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线		■	■

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75口调整井，均为生产井，发生井涌的概率低于 [REDACTED]，发生井喷的概率低于 [REDACTED]。

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	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

(2) 火灾/爆炸

根据 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

本项目涉及 8 座平台、井口区 8 个、油气处理区 6 个。由此估算生产运营期间，设施火灾事故发生频率为 [REDACTED]

由于烃类物质的释放和聚集引起火灾和爆炸引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此泄漏溢油事故概率不高于 [REDACTED]。

(3) 平台管线或储罐泄漏

本项目无新增工艺管线及储罐，因此无新增工艺管线及储罐泄漏风险。

(4) 非水基钻井液泄漏

本项目部分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漏等风

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

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。

由于本项目在现有平台实施调整井，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

对于断裂系统复杂的油气田，由于自然深埋等影响，局部储层可能存在异常高压，若与连通海床的自然地质断层相沟通，储层流体可能沿断层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

略

3.3 浅层气分析及风险防范措施

略

4 环境风险影响分析

本节重点分析发生溢油事故后对海域、大气等要素的影响。

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（于桂峰，2007）。

4.1.1 溢油事故对海洋生态环境的影响

本项目的环境风险类型主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸和地质性溢油风险事故等，拟通过类比分析的方式展开溢油风险影响分析。类比对象为《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（XXXXXXXXXX），该报告溢油风险分析与评价章节已经考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏、非水基钻井液及钻屑泄漏等风险，并针对运营期海底管道泄漏XXXXXX溢油量进行预测。

表 4.1-1 环境风险识别汇总表

事故类型	泄漏物质	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
井喷	XXXXXX			
井涌	XXXXXX			
火灾爆炸	XXXXXX			
海底管道破裂	XXXXXX			
非水基钻井液泄漏	XXXXXX			
船舶碰撞	XXXXXX			
地质性溢油	XXXXXX			

本项目环境风险类型未超出类比环评风险类型。且本项目溢油位置与类比环评一致。因此，本项目的环境风险影响直接引用类比环评风险评价结论：

类比环评环评针对运营期海底管道泄漏XXXXXX溢油量进行预测，溢油点设置在XXXXXXXXXX（XXXXXXXXXX），根据溢油漂移的数模预测结果：

本次预测中溢油漂移距离最远为XXXXXX，发生在 E 向极风涨潮工况下；XXXXXX油膜最大扫海面积为XXXXXX，发生在XXXXXX向极风涨潮工况下；最快抵岸时间为XXXXXX，发生在XXXXXX向极风涨潮、XXXXXX向极风落潮工况下。

根据预测结果，溢油在预测工况下抵达南海北部幼鱼繁育场保护区最短时间为XXXXXX，抵达万山群岛重要渔业海域限制类、担杆列岛海洋自然保护区限制类、担杆列岛海洋保护区最短时间为XXXXXX，抵达淇澳—担杆岛海洋自然保护区禁止类最短时间为XXXXXX，抵达东山海海龟珍稀濒危物种集中分布区限制类最短时间为XXXXXX。同时，由于本项目位于蓝圆鲹粤东外海产卵场、鲈鱼粤东外海产卵场、鲈鱼珠江口近海产卵场、短尾鳍大眼鲷南海北部产卵场、深水金线鱼产卵场和黄鲷

南海北部产卵场内，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，溢油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。

本项目溢油事故对周边敏感目标的影响不会超过类比环评《西江油田/惠州油田综合调整项目环境影响报告书》（XXXXXXXXXXXX）。

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

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 RE, 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SO₂、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

5.1.1 井喷和火灾爆炸防范措施

为防止钻井阶段火灾和井喷事故的发生，作业者拟采取如下措施降低相应风险：

(1) 严格实施钻井作业规程；开钻之前制定周密的钻井计划；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确关井程序实行有效控制，及时组织压井作业；

(2) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；选择优质封隔器并及时更换损坏元件；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

(3) 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；

(4) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理体系；

(5) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

5.1.2 平台设施设备泄漏事故防范措施

(1) 设计中针对各生产设施采取充分的安全防护措施；各部分合理布放，对危险区采用防火、防爆设备，并采取有效的隔离措施来降低危险程度；

(2) 主要设备、生产装置和单元均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统；

(3) 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；

5.1.3 非水基钻井液泄漏防范措施

本项目部分调整井采用非水基钻井液，钻完井、测试阶段由于钻完井、测试液输送管线/槽及各类阀门定期进行检查维护，且配有钻完井、测试液的计量的设备、仪器，可全天候监测泄漏情况，且现场相关岗位 24 小时值班，因此非水基钻井液落海的可能性较小。一旦发生大规模泄漏，将采用围油栏进行围控，布放撇油器进行回收，以及消油剂喷洒消除溢油的手段。

建设单位应对非水基钻井液泄漏的反应计划：

(1) 在可行的情况下立即隔离泄漏源；

(2) 将时间报告给岸上管理人员，并进一步报告生态环境行政主管部门；

(3) 对于水面下和水面上溢油的检测，将使用中海石油环保服务（天津）有限公司水下漂移预测软件进行监控；

(4) 对水面上的溢油，还可以利用守护船和直升飞机共同检测海面（油膜）；

(5) 就解决地面非水基钻井液泄漏的方法将向生态环境部寻求指导和建议。

5.1.4 实施调整井的防碰风险措施

(1) 防碰情况说明：轨迹设计均能与邻井较快分离且分离系数均大于 1.5，防碰风险可控，钻进时实际井眼轨迹与设计井眼轨迹会存在偏差情况，因此在钻进过程中需要密切关注钻井参数的变化情况以及测斜数据磁干扰程度，及时使用实测数据进行防碰计算与分析，实时对轨迹进行扫描，往有利方向钻进。

(2) 防碰措施：

① 钻具组合使用牙轮钻头+马达组合，确保精准绕障及降低与邻井产生碰撞险情时对邻井套管的攻击性；

② 定向井工程师负责整个防碰作业的轨迹控制、监控和汇报，录井负责防碰段的捞砂和岩屑鉴定，泥浆工程师保障连续稠浆上水，队长和司钻防碰期间要求

同时在钻台，并安排专人对有防碰风险的井听套管，禁止自动送钻，确保钻台通讯畅通。回流槽安装磁铁干扰器，不间断观察有无铁屑；

③防碰段定向井工程师钻台值班，监测记录好各项钻进参数，增加异常情况出现时的应急反应能力，一旦出现钻具蹩跳及其他相碰征兆，立即将钻头提离井底 5m 以上范围内活动，循环观察，降低转速，禁止在井底静止大排量循环，分析汇报后决定下一步作业方案；

④MWD 工程师监测测斜数据磁干扰情况并做好记录，如有异常（Btotal 值和 Dip 值异常，超出该地区正常值的 $\pm 2\%$ ）及时汇报，必要时中途测斜（陀螺或 MWD），准确把握马达的造斜能力及轨迹走向，一旦造斜率与设计有偏差时，必须重新进行轨迹预测和防碰扫描，以制定下一步的作业措施；

⑤与本井防碰严重的邻井，提前落实好邻井井身结构，套压，水泥返高，安全阀位置等数据，建议防碰段钻进时临时关邻井，安排专人在井口聆听套管。

5.1.5 地质性溢油风险防范措施

(1) 油田群内断层较为复杂，定向井设计时已充分考虑与周边断层的关系，尽量避免穿越断层。根据地质研究结果优化钻井轨迹设计，事先识别并避开延伸到海底或接近海底的地质断层。在钻穿越这些断层的开发井时，考虑采用随钻堵漏技术，在固井时封固断层，或者在钻遇漏失量较大的断层时，考虑在钻井实施中在钻遇断层前下一层套管，从而保证钻井作业安全。

(2) 部分井井身轨迹复杂，在套管程序设计中依据地层孔隙压力、破裂压力预测专题研究成果，以压井过程中套管鞋处的最大压力始终小于套管鞋处地层破裂压力为条件优化设计表层套管下入深度以满足下部井段钻进的井控要求。

5.1.6 钻完井溢油风险防控措施

(1) 定向井设计时，充分考虑与周边断层的关系，优化井身轨迹，尽量避免穿越断层。

(2) 在钻穿越断层的开发井时，考虑采用随钻堵漏技术，在固井时封固断层，或者在钻遇漏失量较大的断层时，考虑在钻井实施中在钻遇断层前下一层套管。

(3) 在油田开发各个阶段钻井时，每口井实钻前需依据油藏提供该井可能钻遇的最大地层压力和深度，进行单井井控分析，校核井身结构及套管程序，根据油藏压力预测变化情况变更井身结构或者钻井液密度。

(4) 采用环境友好型的水基钻完井液体系。钻井液主要使用 PLUS/KCL 水基

钻井液体系。

(5) 各层套管封固时，水泥浆要封固该井段钻遇的断层。

(6) 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。

(7) 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。

(8) 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。

5.1.7 全过程浅层气风险控制措施

(1) 钻井方案设计

1) 一开安装分流器，各平台作业的第一口井安装分流器，后续井根据实钻情况确定是否安装分流器；

2) 根据实钻情况调整表层套管下深，钻遇浅层气则表层套管下浅，不钻遇则表层套管下深；根据钻进情况，合理控制泥浆密度，从而确定出适合于区块的泥浆密度；

3) 固井设计方面，采用单级固井设计，表层套管全封固，技术套管封固至表层套管鞋以上，全井段测固井质量。

(2) 钻井技术措施

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，起钻前要进行短起下作业，测量后效，准确计算油气上窜速度；

4) 最大限度的减小起钻抽吸压力，严禁“拔活塞”起钻是预防浅层气井喷技术的关键；

5) 合理规定起下钻和下套管速度，避免抽吸和压力激动导致井喷或井漏；

6) 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；

7) 控制钻井液固相含量，降低泥浆失水，增加泥浆的封堵能力，减小井壁泥饼厚度；

8) 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；

9) 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) 钻遇浅层气的应急措施

1) 采用闭路循环，井口安装分流器；

2) 钻遇浅层气，停止钻进上提钻具离开井底；

3) 循环观察，保持最大泵排量；

4) 关掉平台上所有不必要设施，以减少潜在的火源，并保证井口附近的消防设施处于立即可用状态；

5) 循环的同时，做好撤离所有不必要人员准备；

6) 如果井口气涌量得以控制并在减小，继续循环观察确认无浅层气溢流，钻进 3m 新地层循环，无浅层气溢流，方可恢复正常作业；

7) 如果井口气涌量在增加，撤离所有不必要人员，向基地汇报，继续循环观察；

8) 如果气涌量增加很快以致气流极大，拉响弃船警报，撤离所有平台人员。

5.2 溢油事故应急处理措施

5.2.1 溢油应急预案

中海石油(中国)有限公司深圳分公司制定了《惠州油田溢油应急计划》(2025年5月版)并于2025年5月29日在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局完成备案。计划适用于惠州油田作业区所属的海上设施和海底管道发生的溢油事故，计划包括了环境风险事件分类与分组、组织机构与职责、监控和预警、应急响应、事故处理、应急保障、善后处置、预案管理与演练等内容。应急计划体现了分级响应、区域联动的原则，与国家及地区各级环境风险应急预案相衔接。本项目受该计划管理，无须修订。

所有参加油田开发作业的施工船舶(供应船、守护船或工程船舶等)均需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的相关要求向深圳分公司提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故其应急预案应

符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

5.2.2 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，深圳分公司溢油应急事故管理团队组织架构图见图 5.2-1，惠州油田溢油应急组织架构图见图 5.2-1，惠州油田海上设施各平台应急组织机构见图 5.2-3。

图 5.2-1 深圳分公司溢油应急事故管理团队组织架构图

图 5.2-2 惠州油田溢油应急组织架构图

图 5.2-3 惠州油田海上设施各平台应急组织机构

5.2.3 溢油事故响应策略

(1) 溢油事故报告程序

一旦发现溢油，设施负责人立即报告生产经理，生产经理立即将信息通报给油田总经理和质量健康安全环保部经理及深圳分公司应急值班室。油田总经理接到报告后直接分公司主管领导报告；质量健康安全环保部经理接报后向深圳分公司质量健康安全环保部报告。

质量健康安全环保部应根据事故溢油情况，及时向集团公司、生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局、中国海警局直属第三局等国家相关主管部门报告，并同时上报至海油安监办深圳监督处。详见下图。

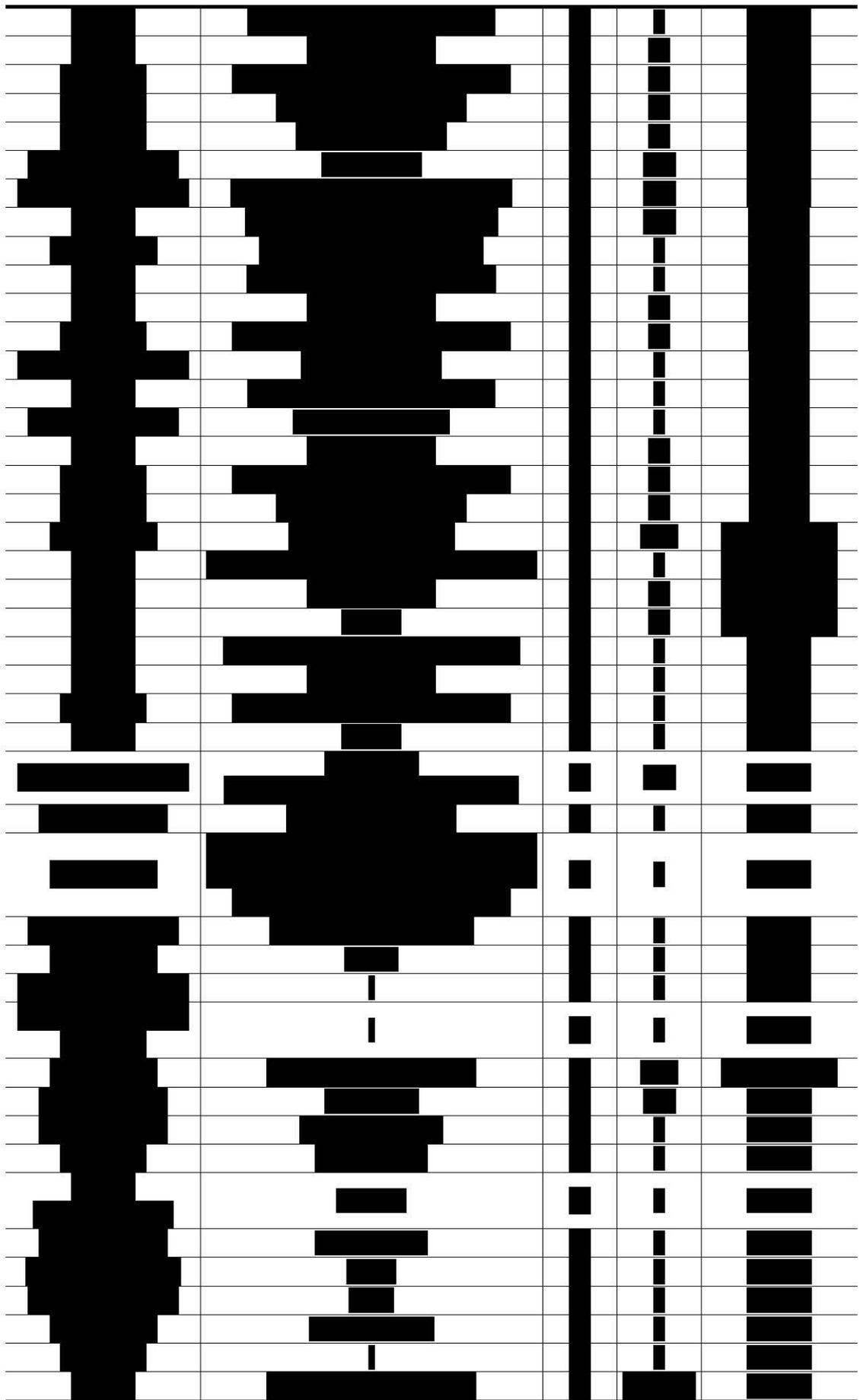
图 5.2-5 溢油事故报告流程图

(2) 溢油事故相应级别划分

依据表 5.2-1《溢油应急响应级别划分》确定应急响应级别，如果现场溢油小于 10 吨，惠州油田作业区将启动现场级溢油应急响应；对于 10-100 吨的溢油，深圳分公司启动分公司级溢油应急响应；100 吨及以上的溢油，启动有限公司总部级溢油应急响应。

表 5.2-1 溢油应急响应级别划分

应急响应级别	溢油量 X (t)
现场级	0-10
分公司级	10-100
总部级	100及以上



5.3.2 油田周边溢油应急设备

一旦发生溢油规模大于其自身应急处理能力的时候，根据《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》，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。深圳分公司其他作业区配置的溢油应急资源表如下。

表 5.3-2 西江油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█

表 5.3-4 番禺油田作业区溢油应急物资

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█
█	█	█	█	█

表 5.3-6 陆丰作业公司溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放设施

1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
13					
14					
15					
16					
17					
18					
19					
20					
21					
22					
23					
24					
25					
26					
27					
28					
29					
30					
31					
32					
33					
34					
35					
36					
37					
38					
39					
40					
41					
42					
43					
44					
45					
46					
47					
48					
49					
50					
51					
52					
53					
54					
55					
56					
57					
58					
59					
60					
61					
62					
63					
64					
65					
66					
67					
68					
69					
70					
71					
72					
73					
74					
75					
76					
77					
78					
79					
80					
81					
82					
83					
84					
85					
86					
87					
88					
89					
90					
91					
92					
93					
94					
95					
96					
97					
98					
99					
100					

表 5.3-7 恩平作业公司溢油应急资源

消油剂 喷洒				
储油装置				
吸附材 料				
	消油剂			

5.3.4 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) 自身应急资源响应时间分析

本项目涉及到惠州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 内进行响应处理。

(2) 周边油田及其他溢油应急力量应急反应时间

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 1h 至 2h 抵达现场进行救援工作。

图 5.3.1 溢油应急力量分布

表 5.3-9 周边溢油应急力量抵达本项目油田时间

应急资源分布点	航行时间 (h)	准备时间约为 (h)	抵达时间约为 (h)
西江油田作业区	1	1	2
流花作业公司	1	1	2
番禺作业公司	1	1	2
白云天然气作业公司	1	1	2
陆丰作业公司	1	1	2
恩平作业公司	1	1	2
惠州基地	0	0	0

注：上表的航行时间均以作业区/基地的中心点之间的直线航行距离为计算基础得出，船舶航行速度为经济平均航速 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，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

(3) 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； π ——圆周率，无量纲；d——油膜厚度，m，本次报告取0.01m； ϕ ——围油栏利用系数，取0.9； ρ ——泄漏油品密度，g/cm³。

本报告引用《西江惠州综合调整项目环境影响报告书》（2021年）溢油情景设定源强（██████）进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算惠州基地的应急资源最晚于██████抵达溢油现场，按照██████计算出本项目所需要调用的围油栏长度为██████（██████）。若按照惠州油田（本油田）应急资源最快抵达时间██████计算，则计算出本项目所需要调用的围油栏长度为██████（██████）。

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，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██████计算，取b为50%， α 为70%，则本项目所需的机械回收能力为██████。

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，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██████。

(3) 溢油应急能力有效性分析

本项目油田自身及外借溢油应急设备的应急能力如下表所示。由表可见惠州油田自身及外借的现有溢油应急设备可以满足H平台至S平台海底混输管道近S平台一端溢油事故最大物料泄漏量（██████）的应急需要，本项目不新增溢油应急设备。

表 5.3-10 本项目可利用的溢油应急能力一览表

类比溢油规模	溢油应急能力估算	惠州油田	周边油田	惠州基地	合计	本项目所需能力	是否满足本项目需求
257.2t	围油栏 (m)	██████	██████	██████	██████	██████	■
	机械回收能力 (m ³ /h)	██████	██████	██████	██████	██████	
	临时储存能力 (m ³)	██████	██████	██████	██████	██████	

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、平台管线或储罐泄漏、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现有环评识别出的风险范畴。

B平台、HZ21-1平台、D平台、E平台、F平台、HZ32-5、G平台和JFPSO存放有一定数量的溢油应急设备，包括围油栏、吸油毡、消油剂等溢油应急设备，具备一定的溢油应急能力。一旦发生事故，惠州油田群可立即响应，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，周边溢油应急资源可以在接到通知后的██████内抵达本工程附近并开始应急作业，可满足本项目需求。《惠州油田溢油应急计划（2025年版）》还对应急演练的实施做出了相关规定。可以满足相关要求。

建设单位已编写《惠州油田溢油应急计划（2025年版）》同时制定了《中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划》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。