

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目 环境影响报告书

建设单位:  中海南海（新加坡）私人有限公司

环评单位:  中海油研究总院有限责任公司

编制时间: 2026 年 5 月

打印编号: 1776679194000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	276856		
建设项目名称	番禺3-1/西江34-3油田开发项目		
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	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	云顶南海（新加坡）私人有限公司		
统一社会信用代码	91440300MAK8T35U4F		
法定代表人（签章）	CHIA YU CHAU		
主要负责人（签字）	CHIA YU CHAU		
直接负责的主管人员（签字）	Chris Yong Chai Hing		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
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
张敏霞	10351243509120210	BH023465	张敏霞
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
居开轩	区域环境概况、环境保护对策措施及其合理性分析	BH078418	居开轩
蔡迎雪	环境影响回顾性分析	BH051361	蔡迎雪
齐莎莎	清洁生产分析与总量控制、环境管理与监测计划	BH008674	齐莎莎
郭良波	海洋生态环境影响预测与评价、环境经济损益分析	BH023449	郭良波

蔡明君	概述、总论、工程概况与工程分析、 评价结论及建议	BH051360	蔡明君
刘在科	区域环境概况	BH023441	刘在科
马知遥	海洋生态环境风险评价	BH036766	马知遥
石娇	环境质量现状调查与评价	BH072890	石娇



目 录

1 概述	1
1.1 项目概述	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 关注的主要环境问题	3
1.4 主要评价结论	3
2 总论	5
2.1 评价依据	5
2.2 评价标准	7
2.3 评价敏感目标与环境保护目标	10
2.4 评价内容	10
2.5 评价重点	11
2.6 评价工作等级	11
2.7 评价范围	12
3 工程概况与工程分析	14
3.1 建设项目基本情况	14
3.2 工程开发方案概述	17
3.3 新建工程组成	20
3.4 生产工艺流程	28
3.5 依托设施校核	31
3.6 施工和建设方案	35
3.7 产污环节与污染物分析	41
3.8 污染源强核算	42
3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选	54
4 区域自然环境现状	58
4.1 工程区域自然环境概况	58
4.2 环境功能区划及相关规划符合性	65
4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布	69
4.4 海洋生态环境保护目标筛选	73
5 海洋生态环境现状调查与评价	75
5.1 海洋生态环境现状调查概况	75
5.2 海水水质现状调查与评价	83
5.3 海洋沉积物现状调查与评价	84
5.4 海洋生态现状调查与评价	87
5.5 生物质量调查与评价	93
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	95
6 环境影响回顾性分析	104
6.1 现有工程回顾	104
6.2 依托工程环评批复及落实情况	105
6.3 环境保护设施运行情况	107
6.4 溢油事故回顾	109
6.5 海洋生态环境质量回顾性分析	110
7 海洋生态环境影响预测与评价	112
7.1 海洋生态环境影响预测	112
7.2 海水水质影响预测与评价	128
7.3 海洋沉积物影响预测与评价	130
7.4 海洋生态影响预测与评价	130



7.5 海洋生物资源损失评估	132
7.6 环境敏感目标影响分析	138
7.7 工程对水文动力的影响分析	139
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	139
8 海洋生态环境风险评价	140
8.1 风险评价概述	140
8.2 风险调查	140
8.3 评价等级及评价范围	142
8.4 风险识别	145
8.5 风险事故情形分析	148
8.6 地质性溢油风险分析及防范措施	153
8.7 浅层气风险分析及防范措施	153
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施	153
8.9 评价结论与建议	169
9 清洁生产与总量控制	170
9.1 清洁生产分析	170
9.2 清洁生产评价	172
9.3 总量控制方案建议	177
10 环境保护对策措施及其合理性分析	180
10.1 建设阶段环境保护对策措施	180
10.2 生产阶段环境保护对策措施	184
10.3 海洋生态保护对策	190
10.4 环境保护对策措施一览表	194
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	196
11 环境经济损益分析	198
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	198
11.2 环境保护的经济损益分析	199
12 环境管理与环境监测	202
12.1 环境管理	202
12.2 环境监测计划	205
13 评价结论及建议	208
13.1 工程分析结论	208
13.2 规划和政策符合性结论	210
13.3 环境现状分析与评价结论	211
13.4 环境影响预测与评价结论	213
13.5 环境风险分析与评价结论	216
13.6 清洁生产与总量控制	218
13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论	218
13.8 建设项目环境可行性结论	221
附件	222
附表	228



1 概述

1.1 项目概述

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目位于中国南海珠江口盆地北部珠 I 坳陷西江凹陷南部隆起带，番禺 3-1 油田与西江 34-3 油田相距 2.8km，距番禺 4-2 油田约 21km。番禺油田群目前主要由 8 座平台和 1 艘浮式生产储油轮组成，分别为 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY10-1WHPA 平台、PY10-2WHPA 平台、PY10-4WHPA 平台（待建）、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台、PY11-12WHPA 及 HYSY111FPSO。

本项目计划新建 1 座有人井口平台 PY3-1WHPA 开发番禺 3-1 油田和西江 34-3 油田，设置 20 个井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽，采用自升式钻井平台进行钻井作业。新建 1 条海底混输管道（PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台，8"/12"，长度约 22.4km）和 1 条海底电缆（PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台，长度约 22.4km）。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置生产分离器，所产物流在本平台脱气和脱水后（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8），分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后去往火炬燃烧，含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放，含水原油经新建海底混输管道输送至拟建 PY10-6DPPA 平台原油处理系统（只进入流程，不处理），后经拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道输往 HYSY111FPSO 进行进一步油水分离，处理为合格原油后进入原油储舱定期外运，分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标排放。

新建 PY3-1WHPA 平台设置 1 套 250kW 余热发电装置，并通过新建海底电缆与拟建 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目由中海石油（中国）有限公司深圳分公司和云顶南海（新加坡）私人有限公司联合开发，本项目建设单位为云顶南海（新加坡）私人有限公司。本项目工程总投资为**亿元人民币，预计 2028 年 4 月投产。本项目投产后预计最高年产油量** $\times 10^4$ m³/a，最高年产气量** $\times 10^4$ m³/a。

本项目依托的拟建 PY10-6DPPA 平台预计 2027 年 10 月投产；依托拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道分为 PY10-6DPPA 至 PLET 钢管和



PLET 至 HYSY111FPSO 动态软管两段，预计 2028 年 4 月投用；依托已建 HYSY111FPSO 预计 2028 年进坞大修，预计 2028 年 4 月投产。以上工程均在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价，在本项目投产前投产/投用，满足本项目依托需求。

1.2 环境影响评价工作过程

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目的可行性研究工程方案已编制完成。根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等的规定，受建设单位云顶南海（新加坡）私人有限公司的委托（见附件一），中海油研究总院有限责任公司承担并完成“番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目”的环境影响评价工作。

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本项目属于“五十四、海洋工程，150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，新区块油气开发及其附属工程”，应该编制环境影响评价报告书。

环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在“中国自然资源报”i 自然网站上开展了“番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目环境影响评价公众参与”第一次公示。同时，环评单位开展了资料收集、相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作。

通过对番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目的工程资料分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目主体功能区规划、国土空间规划、生态红线及相关规划符合性进行了分析。

本次评价采用自然资源部南海生态中心于 2024 年 11 月 24 日~11 月 30 日围绕项目周围海域开展的秋季海洋生态环境现状调查与评价资料，以及广东海洋大学于 2024 年 11 月 22 日~11 月 30 日开展的秋季渔业资源调查与评价资料。

根据本项目工程分析和海洋生态环境现状调查与评价结果，开展了海洋生态环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及海洋生态环境影响预测与评价结论，本项目开展了清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境风险评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。



1.3 关注的主要环境问题

本项目位于珠江口盆地北部珠 I 坳陷西江凹陷南部隆起带，工程评价范围之内的环境敏感目标为一般敏感区，主要包括黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场等。本项目距离国家级自然保护区、海洋生态红线区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区等均较远，新建平台和管缆距离最近的广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果约 78.5km。

本项目在正常作业情况下关注的主要环境问题和环境影响是钻完井期间排放的钻屑、钻井液，铺设海底电缆挖沟埋设时掀起的悬浮物和生产阶段含油生产水的排放对环境敏感目标及周围海域的海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度。在环境风险事故情况下关注的主要环境问题和环境影响是溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源的潜在影响。

1.4 主要评价结论

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目符合国家的产业政策，工程符合《全国海洋主体功能区规划》的要求、与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》、广东省“三区三线”中的海洋生态红线和广东省生态环境分区管控的要求相协调。项目在设计阶段较为充分地考虑了项目可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

本项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑、钻井液和海底电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产阶段主要污染物是含油生产水等，含油生产水经本项目新建平台和依托设施生产水处理系统处理达标后排放，其他污染物排放量相对较小。拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护措施。本项目存在一定的溢油风险，需要采取切实有效的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策



措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，项目建设可行。



2 总论

2.1 评价依据

本环境影响报告书主要根据项目可行性研究报告和建设单位提供的资料，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环境保护法律、法规的要求而编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律

- 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（全国人大常委会，2023.10.24 修订）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（全国人大常委会，2018.12.29 修正）
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人大常委会，2025.12.27 修订）
- 《中华人民共和国水污染防治法》（全国人大常委会，2017.6.27 修正）
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（全国人大常委会，2018.10.26 修订）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012.2.29 修正）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（全国人大常委会，2021.4.29 修订）
- 《中华人民共和国节约能源法》（全国人大常委会，2018.10.26 修正）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29 修订）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院，2017.7.16 修订）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（国务院，2006.2.14）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院，2017.10.7 修订）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部，2016.1.5 修正）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院，1989.3.1 施行）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局，1992.8.26）



- 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部，2021.1.1 施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部，2018.7.16）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部，2025.1.1 施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环境保护部，2012.7.3）
- 《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，2022.05.10）
- 《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》（国家海洋局，2015.11.23 修改）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部，2017.5.23 施行）
- 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11.30）
- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（交通运输部，2021.9.1 起施行）
- 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部，2019.12.13）
- 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资源部，2023.6.13）
- 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资源部，2022.8.16）
- 《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）（自然资源部，2022.10.14）

2.1.3 技术导则及规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）



- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《国内航行海船检验规则（2025）》

2.1.4 基础资料

- 番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目环境影响评价任务委托书（2026.3）
- 番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目可行性研究报告（2025.12）

2.1.5 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8）
- 《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》
- 广东省“三区三线”划定成果中海洋生态保护红线
- 《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》
- 《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》
- 《广东省海岸带及海洋空间规划（2021—2035 年）》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》之外，新建设施距岸（珠海）最近约 153km。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）：“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目环境影响评价中海水水质、沉积物、海洋生物质量均执行现状标准。番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目环境影响评价中所采用的环境质量标准详见表 2.2-1。

表 2.2-1 环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》 (GB3097-1997)	执行现状标准	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量标准》 (GB18668-2002)		海洋沉积物质量现状评价
海洋生物	《海洋生物质量》(GB18421-2001)		海洋贝类（双壳类）的生物质量现状评价
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）	/	海洋生物质量评价（软体类（非双壳贝类）、甲壳



项目	采用标准	等级	适用对象
			类和鱼类的生物体内污染物，铬除外)

2.2.2 污染物排放标准

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目位于南海海域，距岸（珠海）最近距离约 153km。根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），工程所在海域属于三级海域，应执行三级标准。

根据《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号），本项目所在海域位于控制区管控范围之外。

本项目在开发和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放所执行的标准值见表 2.2-2。

表 2.2-2 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 $\geq 50,000\text{mg/L}$	生产阶段排放的含油生产水
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均) 含油浓度 $\leq 65\text{mg/L}$ (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 第 1 部分：分级》 (GB18420.1-2009)	二级	水基钻井液：生物毒性容许值 $\geq 20,000\text{mg/L}$	钻井阶段钻井作业排放的钻屑
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	含油量 $\leq 8\%$; $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$; $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$	
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	$\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$	建设阶段钻井平台和生产阶段生产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	建设阶段钻井平台及生产阶段产生的生产和生活垃圾
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	食品废弃物处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 时，可排放或弃置入海；其他生活垃圾禁止排放或弃置入海	
船舶含油	《73/78 防污公约》 《船舶水污染物	/	石油类 $<15\text{mg/L}$ 排放应在船舶航行中进行	作业船舶排放的含油污水



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
污水	《排放控制标准》 (GB3552-2018)			
海上 钻井 设施 含油 污水	《海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	/	石油类<15mg/L	钻井平台含油 污水
船舶 生活 污水	《船舶水污染物 排放控制标准》 (GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理，不得直接排海： a) 利用船载收集装置，排入接收设施；b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：(1) 在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50 \text{ mg/L}$ ， $SS \leq 150 \text{ mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L；(2) 在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25 \text{ mg/L}$ ， $SS \leq 35 \text{ mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $COD_{Cr} \leq 125 \text{ mg/L}$ ，pH: 6-8.5，总氯（总余氯） $< 0.5 \text{ mg/L}$ 。 污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口。	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水
			同时满足下列条件： (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放；(2) 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。	3 海里 < 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。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶 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
			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集运回陆地处理；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。	食品废弃物
船舶 大气	《船舶大气污染物排放 控制区实施方案》（交海	/	排放控制区范围内使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油	作业船舶产生的大气污染物



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
污染物*	发〔2018〕168号)			

注：作业船舶驶入大气污染物排放控制区时，需满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的相关要求。

2.3 评价敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

本项目位于中国南海海域，本项目评价范围内海域主要的环境敏感目标为一般敏感区，主要包括鱼类产卵场等重要渔业水域等。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场中；新建管缆位于或部分穿越黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场和金线鱼南海北部产卵场；除重要渔业水域外，其他敏感目标距本项目均较远，最近距离均在 78.5km 以上。

工程海域附近主要环境敏感目标具体描述详见报告书“第四篇 工程区域环境概况”篇章中内容。

2.3.2 环境保护目标

本项目在正常建设、运行情况下环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物质量、海洋生物质量及重要鱼类产卵场等。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海域海水水质、海洋渔业资源、海洋生态环境等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第八篇 海洋生态环境风险评价”中内容。

2.4 评价内容

根据环境影响分析结果和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的评价项目和评价内容主要为：建设阶段及正常生产过程中产生的各种污染物（钻屑、钻井液、海底电缆挖沟掀起的悬浮物和含油生产水等）对海水水质、沉积物、海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海洋生态和渔业资源的影响评价。

评价的工程内容主要包括新建 PY3-1WHPA 平台、1 条海底管道及 1 条海底电缆，依托设施校核等。



2.5 评价重点

依据番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定正常作业情况下，环境影响评价的评价重点：

- 施工期间钻屑、钻井液的排放、海底电缆挖沟搅起的悬浮物对工程周围海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度；

- 生产期间含油生产水、生活污水和温排水的排放对工程周围海水水质、海洋生态和渔业资源影响范围及程度；

- 环境保护措施与清洁生产分析；

溢油风险事故情况下的评价重点：

- 溢油事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及自然保护区等环境敏感目标的潜在影响；

- 溢油事故防治措施及可行性分析。

2.6 评价工作等级

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 版），本项目属于“五十四、海洋工程，150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，新区块油气开发及其附属工程”，应该编制环境影响评价报告书。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），建设项目海洋生态环境影响类型和影响程度，评价等级划分为 1、2、3 级。

本项目属于海洋油气开发及其附属工程，本项目的海洋生态环境影响类型包括废水排放及钻屑、钻井液排放和挖沟埋设电缆，见表 2.5-1。

表 2.5-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

评价等级		本项目情况	1	2	3
影响类型					
废水排放量 Q (10 ⁴ m ³ /d)	含 B 类污染物	含油生产水、生活污水： Q=3.6912	Q≥20	5≤Q<20	Q<5
	含 C 类污染物	温排水：Q=0.9768	Q≥500	50≤Q<500	Q<50
泥浆及钻屑排放量 Q (10 ⁴ m ³)		Q=1.92859	Q≥10	5≤Q<10	Q<5
挖沟埋设管缆总长度 L (km) °		L=22.4	L≥100	60≤L<100	L<60

°：挖沟埋设管缆总长度以挖沟累积长度计。

废水排放量 Q：本项目无含 A 类污染物废水；含 B 类污染物废水为含油生产水和生活污水，本项目含油生产水最大排放量为※※m³/d，生活污水最大排放量为 25.2m³/d，Q<5×10⁴m³/d，评价等级为 3 级；含 C 类污染物废水为温排水，本项目新增排放量为 9768m³/d（407m³/h），Q<50×10⁴m³/d，评价等级为 3 级。



泥浆及钻屑排放量 Q : 本项目钻屑排放量合计为 14480.5m^3 , 非钻井油层水基钻井液排放量为 566.0m^3 , 钻井油层水基钻井液排放量为 4239.4m^3 , 保守估计全部达标排放, $Q < 5 \times 10^4\text{m}^3$, 泥浆及钻屑排放量环境影响评价等级为 3 级。

挖沟埋设管缆总长度 L : 本项目计划新铺设 1 条海底混输管道和 1 条海底电缆, 电缆挖沟埋设, 长度为 22.4km , $L < 60\text{km}$, 挖沟埋设管缆总长度环境影响评价等级为 3 级。

综合各影响类型的评价等级取最高等级作为建设项目评价等级, 本项目环境影响评价等级为 3 级。

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025), 确定项目的风险评价等级为三级, 风险评价等级的确定详见报告书“第八篇 海洋生态环境风险评价”。

2.7 评价范围

根据本项目各环境要素评价等级, 并结合项目排污情况以及新建设施所在位置, 确定以本项目新建及依托主要工程设施周围 $33.4\text{km} \times 27.1\text{km}$ 构成的矩形区域作为本项目正常作业下的环境影响评价范围, 评价面积约为 905.14km^2 ; 评价范围边界距离本项目新建和依托设施最近距离为 5km 。评价范围各端点坐标见表 2.6-1, 评价范围示意图见图 2.6-1。

表 2.6-1 评价范围各端点坐标

端点	东经	北纬	端点	东经	北纬
A	※※	※※	B	※※	※※
C	※※	※※	D	※※	※※



图 2.6-1 评价范围示意图



3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

本项目建设项目名称为番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目，建设单位为云顶南海(新加坡)私人有限公司。本项目计划新建 1 座有人井口平台(PY3-1WHPA)、1 条海底混输管道和 1 条海底电缆。项目属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.1 地理位置

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目位于珠江口盆地北部珠 I 坳陷西江凹陷南部隆起带，番禺 3-1 油田与西江 34-3 油田相距 2.8km，距番禺 4-2 油田约 21km。项目所在海域水深变化范围为 84.5~97.7m。新建 PY3-1WHPA 平台距岸（珠海）最近约 153km。

新建及部分依托设施坐标见表 3.1-1。番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目地理位置见图 3.1-1。

表 3.1-1 本项目主要设施坐标

设施	平台/管缆		东经 (E)	北纬 (N)
新建平台	PY3-1WHPA 平台		※※	※※
新建海底混输管道	PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台	起点：PY3-1WHPA 平台	※※	※※
		终点：PY10-6DPPA 平台	※※	※※
新建海底电缆	PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台	起点：PY10-6DPPA 平台	※※	※※
		终点：PY3-1WHPA 平台	※※	※※

图 3.1-1 项目地理位置图

3.1.2 开发规模

本项目计划新建 1 座有人井口平台（PY3-1WHPA 平台），新铺设 1 条海底混输管道（PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台长度约 22.4km）和 1 条海底电缆（PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台长度约 22.4km）。

新建 PY3-1WHPA 平台设置 20 个井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽，计划 2028 年 4 月投产。PY3-1WHPA 平台投产后最大年产量 $\times \times \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最大年产气量 $\times \times \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最大年产水量 $\times \times \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目工程总投资**亿元人民币，其中环保投资**万元人民币，其基础数据详见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目基础数据

项目名称		番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目
产 量	最大年产油	※※×10 ⁴ m ³ /a（2029 年）
	最大年产水	※※×10 ⁴ m ³ /a（2032 年）
	最大产液量	※※×10 ⁴ m ³ /a（2032 年）
	最大年产气	※※×10 ⁴ m ³ /a（2029 年）
开发方式		天然能量衰竭开发
生产平台		PY3-1WHPA 平台
井槽/井数		设置 20 个井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽
设施设计寿命		30 年
工程总投资		※※亿元人民币
预计投产时间		2028 年 4 月

3.1.3 生产物流性质

3.1.3.1 油品物性

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目原油物性见表 3.1-3。

表 3.1-3 油品物性数据

井号	取样深度 (m)	密度 (t/m ³)	粘度 (mPa·s)	含硫	含蜡	胶质	沥青质	凝固点
		20℃	50℃	%	%	%	%	℃

[illegible]

3.1.3.2 天然气性质

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目天然气组分见表 3.1-4。

表 3.1-4 天然气组分

[illegible]

3.1.4 生产预测数据

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目生产预测数据见表 3.1-5。

表 3.1-5 番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目生产预测表

日期	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d				10 ⁴ m ³ /d			
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								



日期	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d				10 ⁴ m ³ /d			
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								

3.2 工程开发方案概述

本项目计划新建 1 座有人井口平台（PY3-1WHPA 平台）开发番禺 3-1 油田与西江 34-3 油田，并新铺设 1 条 8"/12" 22.4km PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道，以及 1 条 22.4kmPY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台的海底电缆。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置生产分离器，所产物流在本平台脱气和脱水后（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8），分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后去往火炬燃烧，含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放，含水原油经新建海底混输管道输送至拟建 PY10-6DPPA 平台原油处理系统，后经拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道输往 HYSY111FPSO 进行进一步油水分离，处理为合格原油后进入原油储舱定期外运，分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标排放。

新建 PY3-1WHPA 平台设置 1 套 250kW 余热发电装置，并通过新建海底电缆与拟建 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。

本项目物流走向见图 3.2-1，总体开发方案示意图见图 3.2-2。

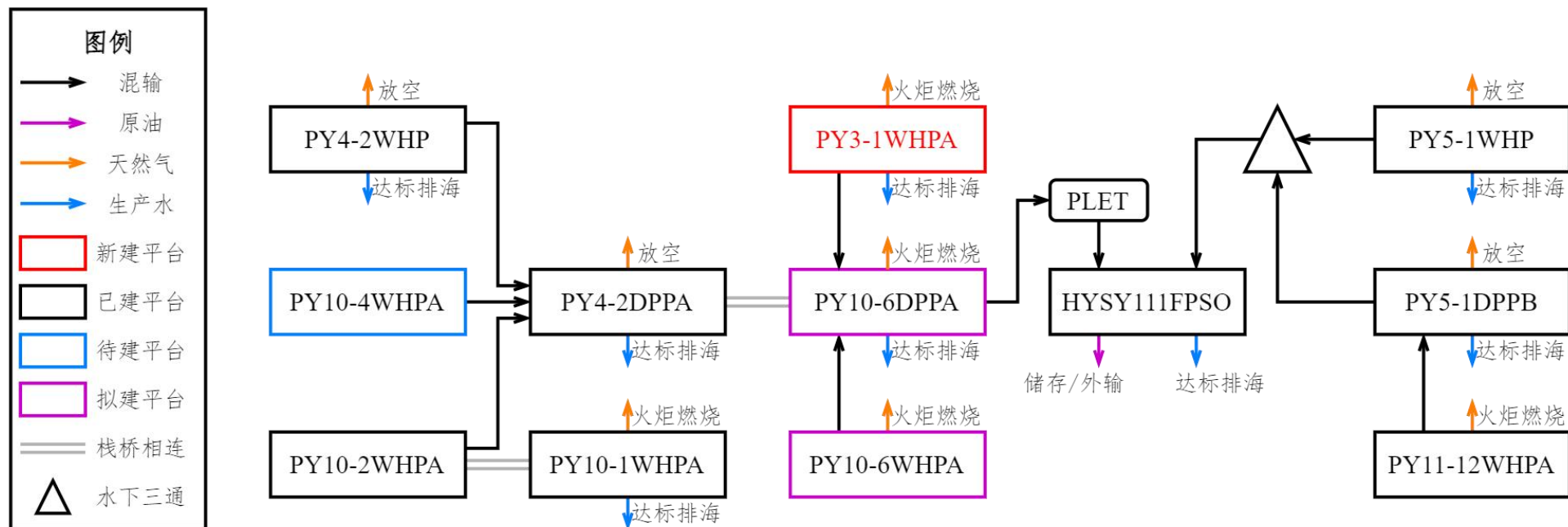


图 3.2-1 本项目主要物流走向示意图*

注：本项目依托的拟建 PY10-6DPPA 平台预计 2027 年 10 月投产；依托拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道分为 PY10-6DPPA 至 PLET 钢管和 PLET 至 HYSY111FPSO 动态软管两段，预计 2028 年 4 月投用；依托已建 HYSY111FPSO 预计 2028 年进坞大修，预计 2028 年 4 月投产。以上工程均在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价，在本项目投产前投产/投用，满足本项目依托需求。



图 3.2-2 本项目开发方案示意图



3.3 新建工程组成

3.3.1 工程组成

本项目计划新建 1 座有人井口平台、1 条海底混输管道和 1 条海底电缆。新建工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目新建工程组成

工程组成	设施及规模			
平台	PY3-1WHPA 平台是一座 4 腿导管架有人井口平台，设 40 人生活楼。平台共设置 20 个井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽。共设有四层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板。平台设置修井机、工艺系统、水处理系统、外输系统、柴油系统、化学药剂注入系统、开式排放系统、闭式排放兼火炬系统、消防系统等设备。			
海底管道	名称	数量	管径 (in)	管长 (km)
	PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台 海底混输管道	1	8/12	22.4
海底电缆	名称	数量	长度 (km)	
	PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台海底电缆	1	22.4	

3.3.2 新建 PY3-1WHPA 平台

新建 PY3-1WHPA 是一座 4 腿导管架有人井口平台，平台工作点间距为 20m×20m，共设 16 井槽，呈 4（行）×5（列）排列，井槽间距为※※m×※※m，采用自升式钻井平台进行钻完井作业，采用修井机进行修井作业。平台共设有四层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板。平台设置修井机、40 人生活楼、工艺系统、水处理系统、外输系统、柴油系统、化学药剂注入系统、开式排放系统、闭式排放兼火炬系统、消防系统等设备。PY3-1WHPA 平台立面图见图 3.3-1。



图 3.3-1 PY3-1WHPA 平台立面示意图

3.3.2.1 直升机甲板

直升机甲板位于上层甲板生活楼的顶部，最大降落环直径为※※m，标高为 EL.(+)※※m。甲板周围设有 1.5 米宽的安全网。

3.3.2.2 上层甲板

上层甲板的主尺寸为※※m×※※m，标高为 EL.(+)※※m。

上层甲板主要布置高效聚结分离器、柴油罐、柴油泵、柴油泵滤器、化学药剂橇、饮用水罐、饮用水泵、淡水罐、淡水泵、热水膨胀罐、修井机和 40 人生活楼。1 轴西侧布置了高效聚结分离器、柴油罐、柴油泵、柴油泵滤器、化学药剂橇；1 轴和 2 轴之间布置修井机附属设备；2 轴东侧布置了饮用水罐、饮用水泵、淡水罐、淡水泵、热水膨胀罐和 40 人生活楼；火炬臂位于甲板的西侧。在甲板南侧布置了一台电动吊机。

上层甲板和直升机甲板平面布置图见图 3.3-2。



3.3.2.3 中层甲板

中层甲板主尺寸为 $\times\times\text{m}\times\times\times\text{m}$ ，标高为 EL.(+) $\times\times\text{m}$ 。

中层甲板的 2 轴西侧 8m 处设有一道 H60 防火墙，将危险区和非危险区分隔开来。1 轴西侧主要布置了原油冷却器、生产分离器、换热器、热水循环泵、热水循环泵滤器、生产水反洗泵、ORC 发电机、天然气冷却器等设备，布置油漆间，并预留了水力旋流器；1 轴和防火墙之间主要布置了井口区、生产管汇、井用泵、柴油储罐、化学药剂撬和伴生气冷却器、柴油滤器、淡水滤器和油漆间等；1 轴和防火墙之间布置了井口区、生产管汇、井口控制盘、污水罐、污水泵、污水泵滤器、生产水增压泵等；防火墙东侧非危险区，防火墙和 2 轴之间主要布置了造淡机、柴油消防泵、柴油消防泵滤器、公用气罐、仪表气罐、氮气罐和溴化锂空调及其风机等设备；2 轴东侧主要布置了两层电气房间，一层房间布置了机修间、储藏间、主开关间、中控室、中控设备间、电池间；二层房间标高为 EL.(+) $\times\times\text{m}$ ，主要布置了 FM200 间、实验室、变频器间、变压器区域、管道破碎机、灰水过滤器撬、毛发过滤器和溴化锂空调设备。

中层甲板平面布置图见图 3.3-3。

3.3.2.4 下层甲板

下层甲板主尺寸为 $\times\times\text{m}\times\times\times\text{m}$ ，标高为 EL.(+) $\times\times\text{m}$ 。

下层甲板的 2 轴西侧 8m 处设有一道 H60 防火墙，将危险区和非危险区分隔开来。1 轴西侧主要布置了污油罐、污油泵、污油泵滤器、化学药剂注入撬、井用泵、置换泵、置换泵滤器、闭排兼火炬分液罐、闭排泵、闭排泵滤器、清管球发射器（去往 PY10-6DPPA）等设备，预留水力旋流器区域；1 轴和防火墙之间主要布置了井口区、生产管汇、井口控制盘、原油外输泵、原油外输泵滤器等设备；防火墙东侧非危险区，防火墙和 2 轴之间主要布置了造氮机、自动反冲洗滤器、海水篮式过滤器、电动消防泵、电动消防泵滤器、海水提升泵、次氯酸钠防海生物装置、生活污水处理单元、台风发电机组等设备；2 轴东侧主要布置了高压开关间、主变压器间、应急开关间、应急机间等。

下层甲板平面布置图见图 3.3-4。

3.3.2.5 平台防腐

平台划分为 3 个腐蚀区域，即大气区、飞溅区和全浸区。新建 PY3-1WHPA 平台大气区钢结构采用高性能防腐蚀涂料；飞溅区采用高性能防腐蚀涂料；全



浸区采用外加电流+牺牲阳极阴极保护措施，牺牲阳极的设计保护年限按不少于 3 年考虑，并设置一套阴极保护监测系统。牺牲阳极采用长条状铝基牺牲阳极。



图 3.3-2 新建 PY3-1WHPA 平台上层甲板和直升机甲板平面布置图



图 3.3-3 新建 PY3-1WHPA 平台中层甲板平面布置图



图 3.3-4 新建 PY3-1WHPA 平台下层甲板平面布置图



3.3.3 海底管道

本项目计划铺设 1 条海底混输管道，海底混输管道采用双层保温钢管。海管内防腐采用“碳钢+内腐蚀裕量+缓蚀剂”的防腐方案，内腐蚀裕量为 6mm。为保证海底管道的安全，在新建海底混输管道出入口设置一套旁路式内腐蚀监测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测内腐蚀情况；海管外防腐采用防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极。海管设计参数见表 3.3-2，管道截面示意图见图 3.3-5。

表 3.3-2 海底混输管道设计参数

海底管道	管长 (km)	管径 (in)	腐蚀裕量 (mm)	设计温度 (℃)	设计压力 (MPaA)	设计寿命 (a)
PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道	22.4	8/12	6	95	10	30

图 3.3-5 新建海底混输管道截面示意图

3.3.4 海底电缆

本项目计划铺设 1 条海底电缆，新建 PY3-1WHPA 平台设置 1 套 250kW 余热发电装置，并通过新建海底电缆与拟建 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。海底电缆参数见表 3.3-3。

表 3.3-3 新建海底电缆设计参数

海底电缆	长度 (km)	技术要求
PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台海底电缆	22.4	25kV, 3×120mm ²



3.4 生产工艺流程

3.4.1 新建 PY3-1WHPA 平台工艺流程

3.4.1.1 生产工艺流程

新建 PY3-1WHPA 平台井口物流经多相流量计计量后，经生产分离器进行油气水分离，分离出的生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放；分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后，气体送去火炬燃烧，液体返回生产分离器；分离出的含水原油（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8）外输至拟建 PY10-6DPPA 平台。PY3-1WHPA 平台生产工艺流程见图 3.4-1。

图 3.4-1 PY3-1WHPA 平台生产工艺流程示意图

3.4.1.2 生产水处理工艺流程

新建 PY3-1WHPA 平台生产水处理系统采用“高效聚结分离器”处理含油生产水。从生产分离器分离出来的含油生产水经过高效聚结分离器，处理后的含油生产水达标后（含油浓度不大于 45mg/L）排放，不达标的进入污水罐返回高效聚结分离器进行处理。从高效聚结分离器分出的少量污油进污油罐后，再回到生产分离器。PY3-1WHPA 平台生产水处理工艺流程见图 3.4-2。



图 3.4-2 PY3-1WHPA 平台生产水处理工艺流程示意图

3.4.2 依托设施 PY10-6DPPA 平台工艺流程

拟建 PY10-6DPPA 平台和已建 PY4-2DPPA 平台栈桥相连,已建 PY4-2DPPA 平台接收来自待建 PY10-4WHPA 平台、已建 PY10-2WHPA 平台、已建 PY4-2WHP 平台物流和自身井口物流; 拟建 PY10-6DPPA 平台接收来自本项目新建 PY3-1WHPA 平台、拟建 PY10-6WHPA 平台物流和自身井口物流。

在拟建 PY10-6DPPA 平台上设置计量分离器用于计量来自 PY3-1WHPA 物流, 物流经计量后进入二级分离器, 二级分离器分离出的伴生气经火炬燃烧排放, 其中来自 PY3-1WHPA 物流中仅含有少量溶解气, 因压力小于二级分离器出口压力而分离不出气; 分离出的含水原油经拟建海底混输管道去往 HYSY111FPSO 进一步油水分离。本项目在拟建 PY10-6DPPA 平台不产生含油生产水排放。PY10-6DPPA 平台和 PY4-2DPPA 平台生产工艺流程见图 3.4-3。



图 3.4-3 PY10-6DPPA 平台和 PY4-2DPPA 平台工艺流程示意图

3.4.3 依托设施 HYSY111FPSO

3.4.3.1 生产工艺流程

来自拟建 PY10-6DPPA 平台物流和其他已建平台物流进入依托 HYSY111FPSO 进行油气水分离，首先经一级分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含水原油经加热后进入二级分离器、电脱水器进行进一步处理，处理合格的原油进入原油储舱定期外运。因压力和温度的变化物流中会含有少量的溶解气，一级分离器、二级分离器和电脱水器分离出的少量气体进入闭排兼火炬系统。一级分离器分离出的含油生产水进入生产水处理系统。HYSY111FPSO 工艺流程见图 3.4-4。

图 3.4-4 HYSY111FPSO 生产工艺和生产水处理工艺流程示意图



3.4.3.2 生产水处理工艺流程

HYSY111FPSO 生产水处理系统采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程，见图 3.4-4，处理后生产水中石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ 后排海。从一级分离器分离出的含油生产水直接进入水力旋流器；从二级分离器和电脱水器分离出的含油生产水经生产水循环泵打入一级分离器进行循环处理。水力旋流器分离出的水进入脱气撇油罐，处理合格后达标排海，水力旋流器分离出的污油进入二级分离器进行处理，脱气撇油罐分离出的污油进入闭排兼火炬系统。

3.5 依托设施校核

3.5.1 依托设施概况

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目依托现有工程设施进行开发。本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置生产分离器，所产物流在本平台脱气和脱水后（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8），分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后去往火炬燃烧，含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放，含水原油经新建海底混输管道输送至拟建 PY10-6DPPA 平台原油处理系统后经拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道输往 HYSY111FPSO 进行进一步油水分离，处理为合格原油后进入原油储舱定期外运，分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标排放。新建 PY3-1WHPA 平台设置 1 套 250kW 余热发电装置，并通过新建海底电缆与拟建 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。依托设施概况见表 3.5-1。

表 3.5-1 依托工程概况

名称	基本情况	依托功能
PY10-6DPPA 平台 ¹	拟建 PY10-6DPPA 平台为 8 腿导管架结构钻采平台。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板，设置模块钻机和 80 人生活楼，还设有原油电站、测试计量系统、分离器、生产水处理设施、注水设施及公用系统。	本项目新建 PY3-1WHPA 平台处理后的含水原油通过新建海底混输管道输往拟建 PY10-6DPPA 上的计量分离器计量后进入二级分离器，后输往 HYSY111FPSO 进一步处理。本项目新建 PY3-1WHPA 平台通过新建海底电缆与拟建 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。
HYSY111FPSO ²	HYSY111FPSO 是 1 艘已建浮式生产、储油和卸油装置，于 2003 年 7 月投产，设计寿命为 25 年，预计 2028 年进坞大修。设有原油处理设施、生产水处理设施、原油发电机、100 人生活楼等。坞	本项目新建 PY3-1WHPA 平台物流在该平台进行进一步的油水分离，处理为合格原油后进入原油储舱定期外运，分离出的含油生产水进入生产水处理



名称	基本情况	依托功能
	修后原油设计处理能力为※※m ³ /d, 生产水设计处理能力为※※m ³ /d, 液量设计处理能力为※※m ³ /d。	系统处理达标排放。

注：本项目投产前 PY10-6DPPA 平台投产，预计投产时间 2027 年 10 月；本项目投产前完成 HYSY111FPSO 坞修，预计投产时间 2028 年 4 月，均在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价。

表 3.5-2 依托管道概况*

依托管道	管段	管径 (in)	长度 (km)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	设计 年限	投产 时间
PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道 (拟建)	PY10-6DPPA 至 PLET 钢管	12/16	9.1	11000	95	30	2028 年 4 月
	PLET 至 HYSY111FPSO 动态软管	12	0.24	9100	105	10	2028 年 4 月

注：PY10-6DPPA 至 PLET 钢管和 PLET 至 HYSY111FPSO 动态软管均在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价。

3.5.2 依托设施校核

3.5.2.1 PY10-6DPPA 平台校核

本项目投产前拟建 PY10-6DPPA 平台已投产，在拟建 PY10-6DPPA 平台上设置计量分离器用于计量来自 PY3-1WHPA 物流，物流经计量后进入二级分离器，二级分离器分离出的伴生气经火炬燃烧排放，其中来自 PY3-1WHPA 物流中仅含有少量溶解气，因压力小于二级分离器出口压力而分离不出气；分离出的含水原油经拟建海底混输管道去往 HYSY111FPSO 进一步油水分离。本项目在 PY10-6DPPA 平台不产生含油生产水排放。

考虑本项目物流、来自拟建 PY10-6WHPA 平台、已建 PY4-2DPPA 平台物流和拟建 PY10-6DPPA 平台自身井口物流，二级分离器最大液处理量为 9713m³/d，二级分离器液设计处理能力为 15600m³/d。经校核，拟建 PY10-6DPPA 平台二级分离器的液最大处理量小于设计处理能力，可以满足本项目投产后需求。

3.5.2.2 HYSY111FPSO 校核

来自拟建 PY10-6DPPA 平台物流和其他已建平台物流进入依托 HYSY111FPSO 进行油气水分离，首先经一级分离器进行油、气、水三相分离，分离出的含水原油经加热后进入二级分离器、电脱水器进行进一步处理，处理合格后进入原油储舱定期外运。因压力和温度的变化物流中会含有少量的溶解气，一级分离器、二级分离器和电脱水器分离出的少量气体进入闭排兼火炬系统。



本项目投产后，HYSY111FPSO 已完成坞修改造，HYSY111FPSO 处理量见表 3.5-3，设计处理能力及处理量见表 3.5-4。从表中可以看出，坞修后的 HYSY111FPSO 设计处理能力满足本项目物流接入的要求，依托可行。



表 3.5-3 本项目投产后 HYSY111FPSO 处理量

年份	HYSY111FPSO 接收量								HYSY111FPSO 总处理量		
	已建平台 ¹		待建平台 ²		PY10-6DPPA 平台、 PY10-6WHPA 平台（拟建）		PY3-1WHPA 平台 （新建）				
	油	水	油	水	油	水	油	水	油	水	液
	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
2028											
2029											
2030											
2031											
2032											
2033											
2034											
2035											
2036											
2037											
2038											
2039											
2040											
2041											
2042											
2043											
2044											
2045											
2046											
2047											
2048											
2049											
2050											

注 1：已建平台包括 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY10-1WHPA 平台、PY10-2WHPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台和 PY11-12WHPA。

注 2：待建平台为 PY10-4WHPA 平台。



表 3.5-4 HYSY111FPSO 坞修后处理能力校核*

处理系统	最大处理量	设计处理能力	依托是否可行
油 (m ³ /d)	※※	※※	可行
生产水 (m ³ /d)	※※	※※	可行
液 (m ³ /d)	※※	※※	可行

3.6 施工和建设方案

3.6.1 钻完井方案

PY3-1WHPA 平台共设置 20 个井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽，井槽排列为 4（行）×5（列），井槽间距为※※m×※※m。PY3-1WHPA 平台井槽布置见图 3.6-1。

图 3.6-1 PY3-1WHPA 平台井槽布置示意图

先期 9 口生产井平均单井井深约 4640.4m，最大单井井深约 5573.4m。本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，采用修井机进行修井作业。

3.6.1.1 井身结构

本项目各新钻井井身结构及套管参数见表 3.6-1，典型井井身结构示意图见图 3.6-2~图 3.6-7。

表 3.6-1 PY3-1WHPA 平台井身结构及套管参数

井型	井号	平均井深(m)	钻头尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
生产井				



井型	井号	平均井深(m)	钻头尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
预留井				



图 3.6-2 第一类水平井井身结构示意图 图 3.6-3 第二类水平井井身结构示意图

图 3.6-4 第三类水平井井身结构示意图 图 3.6-5 第四类定向井井身结构示意图

图 3.6-6 第五类定向井井身结构示意图

图 3.6-7 参考第五类井预留井井身结构示意图

3.6.1.2 钻井液体系

钻井阶段将根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好油气层、保护好



环境的要求。本项目不同井型各井段采用的钻井液体系和组成成分见表 3.6-2 和表 3.6-3。

表 3.6-2 本项目钻井液体系

	井名	井型	井段	钻井液类型
生产井				
预留井				

表 3.6-3 钻井液组成成分

钻井液体系	密度 (g/cm ³)	组成成分

3.6.2 施工方案

本项目建设阶段主要包括钻完井作业、平台就位及安装、平台连接调试、海底管道铺设及海底电缆挖沟铺设等工作。

钻完井作业：本项目 PY3-1WHPA 平台计划采用自升式钻井平台进行钻完井作业，采用修井机进行修井作业。

平台就位及安装：本项目新建 PY3-1WHPA 平台导管架和上部组块均计划在陆地场地建造。平台导管架码头滑移装船，吊装下水，打桩锤将钢桩贯入海底。平台上部组块滑移装船，整体吊装。

海底管道铺设：本项目新建海底管道拟采用“环球 1200”或同等能力铺管船铺设，不挖沟埋设，直接放于海床上。

海底电缆铺设、挖沟和埋设：本项目新建海底电缆拟采用“海洋石油 287”或同等能力船舶铺设；拟采用“海洋石油 291”或同等能力船舶进行后挖沟埋设，自然回填，埋深 1.5m。

海底管道/海底电缆跨越：新建海底混输管道与其他的管缆存在 2 处跨越，新建海底电缆与其他的管缆存在 3 处跨越；采用上交越法进行跨越，跨越处理拟采用“海洋石油 287”或同等能力船舶用水泥压块进行覆盖保护，跨越点施工时，在原有管缆上方放置水泥压块，在其上方铺设新建管缆，新建管缆上方再铺设 30cm 水泥压块进行防护。本项目新建海底管缆与已建管缆的交越情况见表 3.6-4，交越处剖面示意图见图 3.6-8 和图 3.6-9。

平台调试：主要在新建 PY3-1WHPA 平台上部进行，不需使用大型施工船舶。

图 3.6-8 新建管缆与已建电缆的交叉跨越剖断面示意图



图 3.6-9 新建管缆与已建海管的交叉跨越剖面示意图

表 3.6-4 本项目新建管缆与已建管缆交越情况

新建管缆名称	交越现有管缆名称
PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台 海底混输管道	PY4-2WHP 平台至 PY4-2DPPA 平台海底混输管道
	PY4-2WHP 平台至 PY4-2DPPA 海底电缆
PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台 海底电缆	PY4-2WHP 平台至 PY4-2DPPA 平台海底混输管道
	PY4-2WHP 平台至 PY4-2DPPA 海底电缆
	PY10-6DPPA 平台至 HYSY111FPSO 海底混输管道 (拟建)

本项目所使用的各类施工船舶应满足工程能力要求，可能会根据实际情况选择同等类型船舶。本项目施工作业内容、作业船舶和施工人员情况见表 3.6-5。

表 3.6-5 本项目海上施工作业内容、作业船舶及人员

施 工 内 容		施 工 船 舶 功 能 类 型	数 量 (艘)	施 工 天 数 (d)	施 工 人 数 (人)
PY3-1WHPA 平台	导管架海上安装	浮吊	1	18	52
		驳船	3	18	52
	组块海上安装	浮吊	1	52	13
		驳船	2	52	13
	新建平台连接调试	守护船	1	30	12
	钻完井	钻井平台	1	267	130
		拖轮	2	267	10
	钻完井（预留井）	钻井平台	1	491	130
		拖轮	2	491	10
海底管道铺设		铺管船	1	36	8
		驳船	5	36	8
		浮吊	2	30	39
海底电缆铺设		挖沟船	1	35	50
		作业船	1	30	62

3.7 产污环节与污染物分析

3.7.1 建设阶段

建设阶段主要施工作业包括钻完井作业、平台就位及安装、海底管道及电缆铺设和平台调试等。

钻完井过程中将产生钻屑、钻井液，此外参加作业的拖轮等船舶还将产生一定量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾等船舶污染物。

平台就位及安装等过程中，将有浮吊船、驳船等施工船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶污染物。

海底管道及电缆铺设过程中，将有铺管船、挖沟船和拖轮等施工船舶参加作业，污染物主要为在铺设海底电缆挖沟埋设过程中搅起海底沉积物，造成部分沉积物悬起，海管铺设完成后清管作业产生的试压水，参加作业的船舶和人员会产生船舶含油污水、生活污水和食品废弃物等生活垃圾，以及生产垃圾等。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

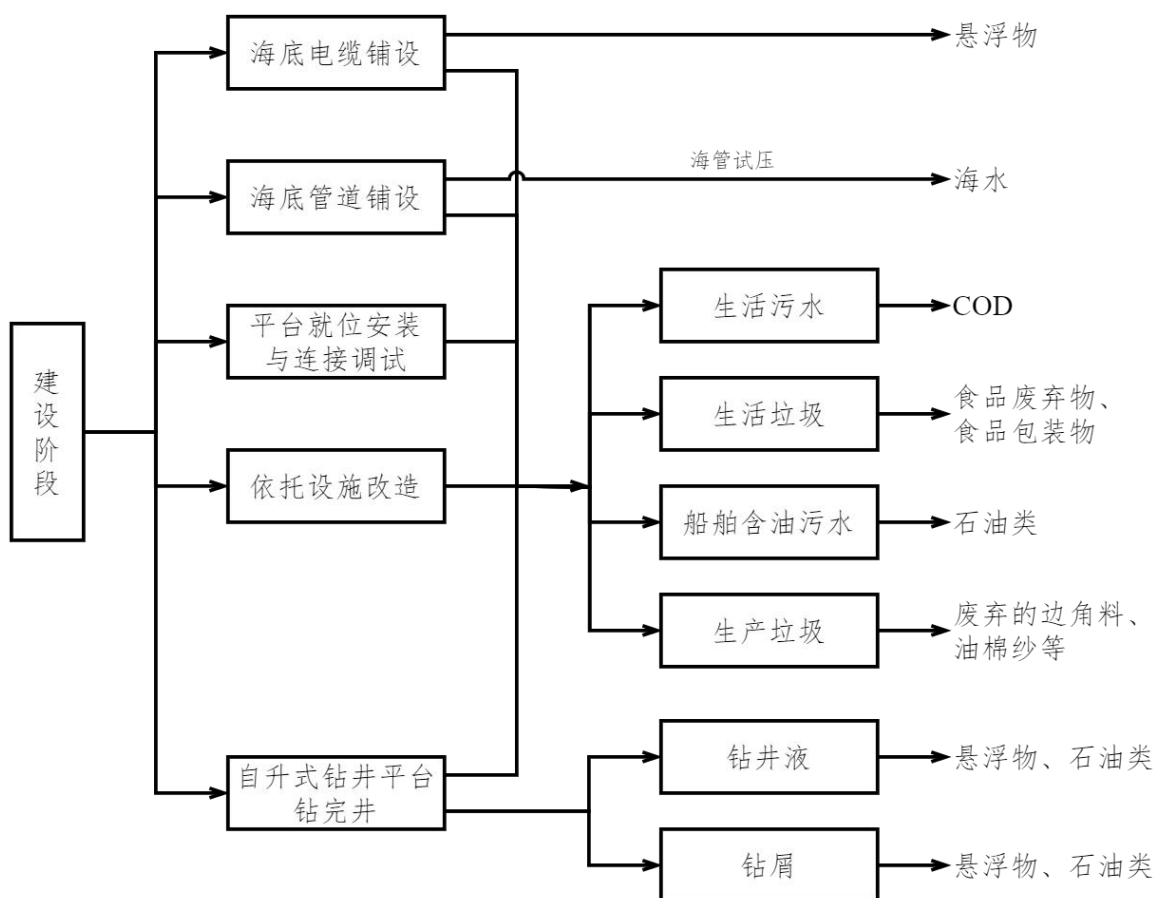


图 3.7-1 建设阶段产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

项目生产阶段产生的污染物主要包括新建平台含油生产水、生活污水、温排水、其它含油污水、生活垃圾、生产垃圾、新建平台和海管的牺牲阳极锌释放等；依托的 HYSY111FPSO 新增含油生产水等，主要污染因子包括石油类、温升、氮氧化物等；本项目投产后新增守护船，产生船舶污染物。

生产阶段产污环节及污染物种类参见图 3.7-2。

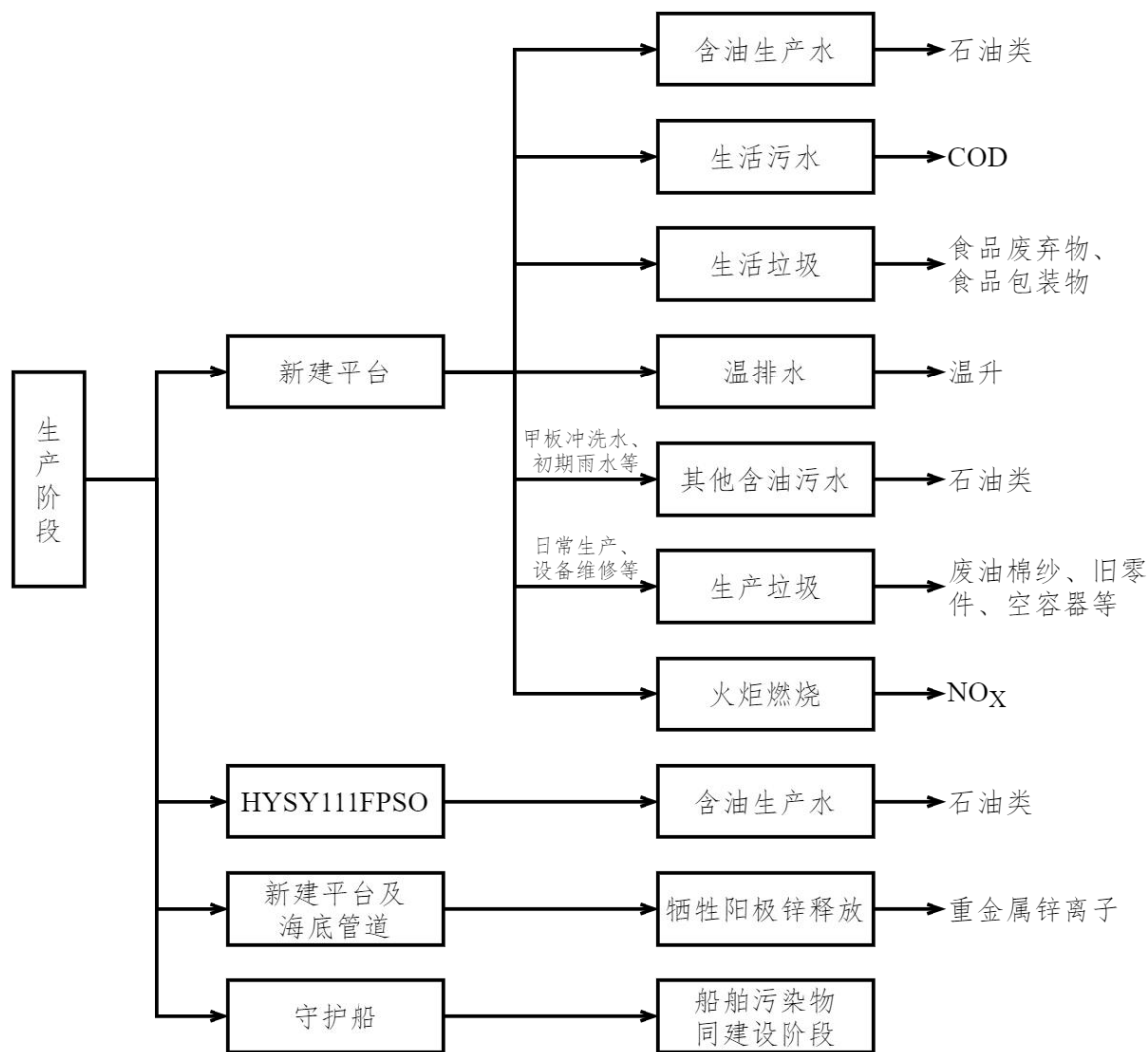


图 3.7-2 生产阶段产污环节和污染物种类

3.8 污染源强核算

3.8.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，海底电缆挖沟产生的悬浮物，参加施工的船舶、钻井平台和人员产生的船舶含油污水、生活污水和生活垃圾等船舶污染物。



3.8.1.1 钻屑

钻屑的排放量主要取决于井数和井身结构，本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置 20 井槽，其中 9 口生产井，7 口预留井，剩余 4 个井槽。根据井身结构、钻井数量、钻头尺寸等数据，可估算本项目所产生的钻屑总量。

计算公式如下：

$$V=\pi R^2\times h\times 1.6$$

式中：V 为钻屑体积（m³）；R 为井眼半径；h 为各井径井段长度；1.6 为松散系数。

据核算，本项目产生的钻屑总量（不含剩余 4 个井槽）约为 14480.5m³（堆体积），其中，非钻井油层水基钻井液钻屑量 4221.8m³（堆体积），钻井油层水基钻井液钻屑量 860.4m³（堆体积），合成基钻井液钻屑量 9398.3m³（堆体积）。预留井钻屑量参考初期生产井井身结构进行计算，具体钻井作业产生的钻屑量可能根据实际钻井情况有所调整。

本项目钻屑量统计见表 3.8-1，钻屑水下 35m 排放，最大排放速率为 199.1m³/d。

表 3.8-1 本项目钻屑量计算结果（堆体积）

类别	井数(口)	总钻屑量(m ³)	非钻井油层水基钻井液钻屑量(m ³)	钻井油层水基钻井液钻屑量(m ³)	合成基钻井液钻屑量(m ³)	钻屑排放速率(m ³ /d)
生产井	第一批	3	2917.5	1351.7	128.5	1437.3
	第二批	3	2267.4	598.0	157.5	1511.9
	第三批	3	1946.1	478.3	253.7	1214.1
预留井	7	7349.5	1793.8	320.7	5235.0	199.1 (最大)
合计	16	14480.5	4221.8	860.4	9398.3	

水基钻井液钻屑的排放应满足《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。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。合成基钻井液钻屑经甩干后检测达标后排放，若不达标进行现场热脱附处理，热脱附装置布置在就近的平台上，处理后的钻屑在符合《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》（GB 18420.1-2009）的要求后由支持船运至 PY3-1WHPA 平台水下 36m 排海。合成基钻井液和钻屑循环路线工艺流程见图 3.8-1。

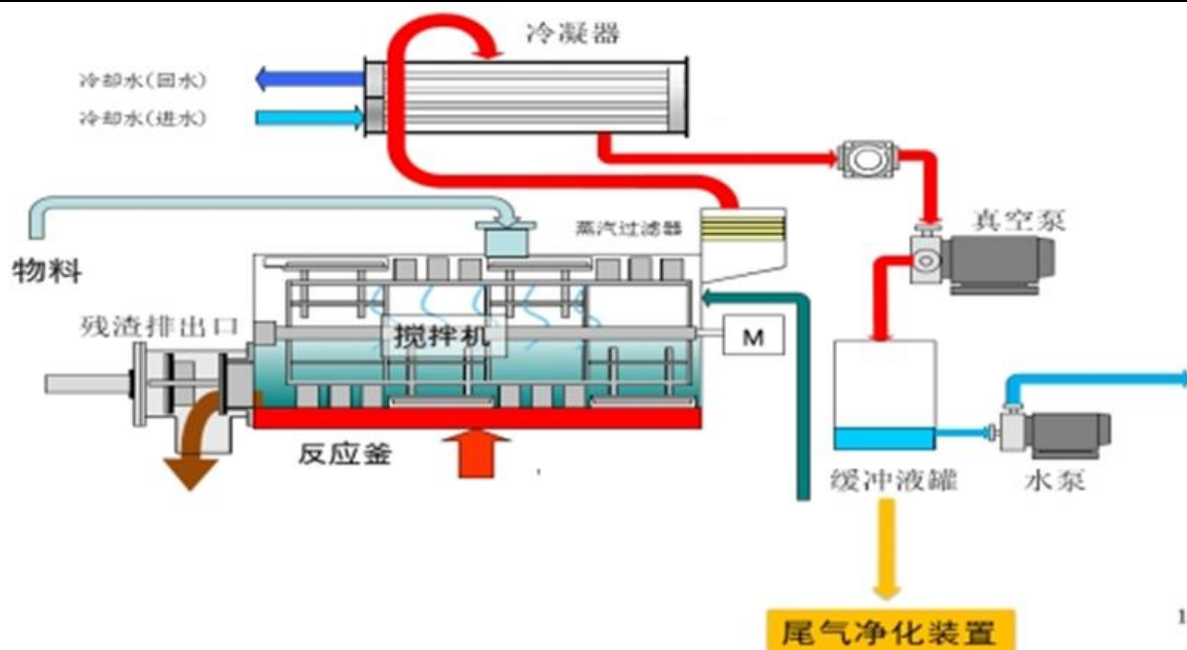


图 3.8-1 合成基钻井液钻屑电磁热脱附处理工艺

3.8.1.2 钻井液

本项目钻井作业 16" 井段均使用海水/膨润土浆体系；12-1/4" 井段除 XJ34-3-A3H 使用环保型水基钻井液，其他井均使用合成基钻井液；8-1/2" 井段均使用水基钻井液（包括免破胶钻开液和环保型水基钻井液）。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。合成基钻井液经循环使用至性能不可维护后全部运回陆地处理。

钻井液产生量计算公式如下：

$$V = V_1 + V_2 + V_3 + V_4$$

式中：V—钻井液体积（ m^3 ）；

V_1 —钻屑黏附量（ m^3 ）， $V_1 = V_{\text{钻屑量}} \times 10\%$ （ m^3 ）；

V_2 —起钻携带量（ m^3 ）， $V_2 = \text{起钻次数} \times 10 m^3/\text{次}$ ；

V_3 —固井置换量（ m^3 ）， $V_3 = \text{固井次数} \times 15 m^3/\text{次}$ ；

V_4 —一次性排放量（ m^3 ）， $V_4 = \text{套管内泥浆量} + V_{\text{泥浆池}} \times 60\%$ （ m^3 ）。

本项目钻井采用批钻方式，钻井液量计算结果统计见表 3.8-2。经核算，本项目总钻井液产生量约为 $13111.9 m^3$ （不含剩余 4 个井槽），其中非钻井油层水基钻井液 $566.0 m^3$ ，钻井油层水基钻井液 $4239.4 m^3$ ，合成基钻井液 $8306.5 m^3$ 。

符合《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）要求的水



基钻井液达标排放，不符合标准要求的全部运回陆地处理。非钻井油层水基钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中，根据井身结构和批钻情况计算，新建 PY3-1WHPA 平台钻井液一次性最大排放量约为 711.9m^3 ，排放速率约为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ；水基钻井液循环使用后符合排放标准的进入排海管线为水下 35m 排放。

表 3.8-2 本项目钻井液计算结果

类别	井数(口)	钻井液总量 (m^3)	非钻井油层 水基钻井液 总量 (m^3)	钻井油层 水基钻井液 总量 (m^3)	合成基钻井液 总量 (m^3)	钻井液一次性 最大排放量 (m^3)
生产井	第一批	3	2514.4	566.0	715.3	1233.1
	第二批	3	2060.2	0	683.1	1377.1
	第三批	3	1751.1	0	641.5	1109.6
预留井	7	6786.1	0	2199.5	4586.7	711.9
合计	16	13111.9	566.0	4239.4	8306.5	

3.8.1.3 悬浮物

本项目 PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台海底电缆全段采用后挖沟的方式铺设，长度约 22.4km，截面近似为梯形，上底宽 2.0m，下底宽 0.5m，埋深 1.5m，平均挖沟速度为 5000m/d。

海底电缆铺设悬浮物的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

产生速率=搅动沉积物的横截面积×设备移动的速度×沉积物密度×起沙率
/86400(s)

本项目参考番禺同海区沉积物密度为 $1700\text{kg}/\text{m}^3$ 。工程区沉积物以粉砂质砂和砂质粉砂为主，粒径相对较粗，相对易沉降，保守考虑本项目起沙率 10%进行核算，则挖沟扰动海底沉积物量为 42000m^3 ，悬浮物产生量约为 4200m^3 ，悬浮物最大排放速率为 $18.4\text{kg}/\text{s}$ 。

本项目铺设电缆施工情况和悬浮物源强见表 3.8-3。

表 3.8-3 铺设电缆施工情况和悬浮物源强

新建海底电缆	长度 (km)	挖沟断面 (上宽/下宽/埋深) (m)	挖沟速率 (km/d)	悬浮物量 (m^3)	源强 (kg/s)
PY10-6DPPA 至 PY3-1WHPA 海底电缆	22.4	2/0.5/1.5	5	4200	18.4

3.8.1.4 船舶污染物

海上施工过程中作业船舶和作业人员将产生船舶含油污水、生活污水、生



生活垃圾和生产垃圾等污染物。其中船舶含油污水和生活污水经处理达标后排海，生活垃圾中食品废弃物按照排放标准要求处理达标后排海，食品包装物等其他生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地处理。

根据参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，对本项目海上建设阶段船舶污染物进行估算。

a. 船舶含油污水

根据开发工程中参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生量。其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim0.5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次钻井平台、铺管船、铺缆船等船舶计算取 $0.5 \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ，本次拖轮、支持船等计算取 $5 \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此估算出本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 429.6 m^3 。

b. 生活污水

在海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶、钻完井阶段厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 0.35 m^3 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 5782.0 m^3 ，处理达标后间断排放。

c. 生活垃圾

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的多年统计资料，生活垃圾按 $1.5 \text{ kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1.0 \text{ kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其它生活垃圾按 $0.5 \text{ kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算。由此估算出本项目建设阶段共产生生活垃圾约 24.8 t ，其中食品废弃物 16.5 t 。生活垃圾中食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径小于 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。其他生活垃圾运回陆地处理。

d. 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的多年统计资料，钻井期间按 $18 \text{ t}/\text{月}\sim 25 \text{ t}/\text{月}$ 计算，本项目计算取 $25 \text{ t}/\text{月}$ ；浮吊船、铺管船、铺缆船等大型施工



船舶按 5t/年计算，拖轮和守护船等小型船舶 0.5t/年计算。由此估算出本项目建设阶段生产垃圾产生量总计约为 5.7t。

建设阶段船舶污染物估算结果见表 3.8-4。

表 3.8-4 本项目建设阶段船舶污染物核算结果

作业内容	船舶含油污水(m ³)	生活污水(m ³)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
钻完井*	89.0	934.5	4.0	0.7
钻完井（预留井）*	163.7	1718.5	7.4	1.3
导管架运输、安装	18.0	655.2	2.8	0.3
上部组块运输、安装	43.3	473.2	2.0	0.9
新建平台连接调试	5.0	126.0	0.5	0.0
海底管道铺设	78.0	611.1	2.6	1.6
海底电缆铺设	32.5	1263.5	5.4	0.9
合计	429.6	5782.0	24.8	5.7

注：只计算钻完井阶段拖轮产生的船舶污染物，钻井平台下一小节计算。

3.8.1.5 钻井平台污染物

本项目新建平台采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在作业期间产生船舶含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等。根据作业天数及作业人数，及中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，钻井平台船舶含油污水产生量按 0.5m³/（船·日）计算，钻井平台产生船舶含油污水量为 379.0m³；生产垃圾按 20t/月计算，钻井平台生产垃圾产生量为 343.6t；生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算，估算钻井平台生活污水产生量约为 34489.0m³；生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1kg/（人·日），估算钻井平台产生生活垃圾约 147.8t（其中食品废弃物为 98.5t）。

建设阶段钻井平台污染物估算结果见表 3.8-5。

表 3.8-5 本项目建设阶段钻井平台污染物核算结果

作业内容	含油污水(m ³)	生活污水(m ³)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
钻完井*	133.5	12148.5	52.1	222.5
钻完井（预留井）*	245.5	22340.5	95.7	121.1
合计	379.0	34489.0	147.8	343.6

注：只计算钻完井阶段钻井平台产生的船舶污染物，拖轮在上一小节计算。

3.8.1.6 试压水

海底管道铺设完毕后，需要对海管进行试压，本项目新铺设 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道试压水产生量约 726.0m³，详见表 3.8-6。试压全部采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物。



表 3.8-6 新铺管道试压水量

海底管道	管长 (km)	管径(in)	试压水量 (m ³)
PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道	22.4	8/12	726.0

3.8.1.7 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.8-7。

表 3.8-7 建设阶段产生的主要污染物

污染物		产生量	排放 速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 14480.5m ³ (不含剩 余井槽)	非钻井油层水基钻 井液钻屑	4221.8m ³	199.1m ³ /d (最大)	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻 井液, 水下 35m 间歇式点 源排放。钻完井结束后, 不达标的钻井油层水基钻 井液和钻屑、合成基钻井 液和钻屑全部运回陆地交 有资质单位处理, 不排放。
	钻井油层水基钻井 液钻屑量	860.4m ³		悬浮物、石油 类	
	合成基钻井液钻屑	9398.3m ³		悬浮物、石油 类	
钻井液 13111.9m ³ (不含剩 余井槽)	非钻井油层水基钻 井液	566.0m ³	35m ³ /h (最大)	悬浮物	
	钻井油层水基钻井 液	4239.4m ³		悬浮物、石油 类	
	合成基钻井液	8306.5m ³	—	悬浮物、石油 类	
悬浮物	海底电缆埋设	4200m ³	18.4kg/s	悬浮物	自然回填
试压水		726.0m ³	—	—	清管后排放
船舶污染物	船舶含油污水	429.6m ³	—	石油类	经船用油水分离器处理达 标后间断排放
	生活污水	5782.0m ³	—	COD 等	处理达标后间断排放
	生活垃圾	24.8t	—	食品废弃物、 食品包装等	食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内(含)的海域, 应收集并排入接收设施; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里(含)的海域, 粉碎 或磨碎至直径小于 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。其他生活垃圾 运回陆地处理。
	生产垃圾	5.7t	—	废旧器件、油 棉纱等	运回陆地处理
钻井平台污染 物	含油污水	379.0m ³	—	石油类	石油类≤15mg/L 排放
	生活污水	34489.0m ³	—	COD 等	处理达到《海洋石油勘探 开发污染物排放浓度限 值》(GB4914-2008) 中



污染物	产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
				COD \leq 500mg/L 后排放
生活垃圾	147.8t	—	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 时,可排放或弃置入海,其他运回陆地处理
生产垃圾	343.6t	—	废旧器件、油棉纱等	运回陆地处理

3.8.2 生产阶段

本项目生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、生活污水、生活垃圾、其它含油污水、生产垃圾、温排水、牺牲阳极锌释放、火炬燃烧产生的 NO_x 以及少量的船舶含油污水、船舶生活污水及船舶垃圾等船舶污染物。

3.8.2.1 含油生产水

本项目投产后在新建 PY3-1WHPA 平台和 HYSY111FPSO 产生含油生产水排放,在拟建 PY10-6DPPA 平台不新增含油生产水排放。

a. 新建 PY3-1WHPA 平台

本项目新建 PY3-1WHPA 有人井口平台设置生产分离器,所产物流在本平台脱气和脱水后(含水率 20%~95.3%,具体见表 3.8-8),含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放。

本项目投产后, PY3-1WHPA 平台含油生产水最大产生量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ (2032 年),最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ (2032 年),小于其设计处理能力为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ ($\times\times\text{m}^3/\text{h}$), PY3-1WHPA 平台处理达标后生产水经开排沉箱排放,排放口深度为水下 36m。本项目投产后 PY3-1WHPA 平台含油生产水经处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准(石油类月均排放浓度限值 $\leq 45\text{mg/L}$,一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分:分级》(GB 18420-2009)二级标准要求。

表 3.8-8 PY3-1WHPA 平台水平衡表

年份	PY3-1WHPA 产生量 (m^3/d)	去往拟建 PY10-6DPPA 物流含水量 (m^3/d)	去往拟建 PY10-6DPPA 物流含水率 (%)	PY3-1WHPA 排放量 (m^3/d)
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				



年份	PY3-1WHPA 产生量 (m ³ /d)	去往拟建 PY10-6DPPA 物流含水量 (m ³ /d)	去往拟建 PY10-6DPPA 物流含水率 (%)	PY3-1WHPA 排放量 (m ³ /d)
2034				
2035				
2036				
2037				
2038				
2039				
2040				
2041				
2042				
2043				
2044				
2045				
2046				
2047				
2048				
2049				
2050				

b. 依托 HYSY111FPSO

本项目投产后依托 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为※※m³/d(2032 年)，小于其设计处理能力※※m³/d，其中本项目新增最大排放量为※※m³/d (2050 年)，HYSY111FPSO 含油生产水处理达标后排放。HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量未超过已批复《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》(环审〔2023〕89 号)中的 HYSY111FPSO 生产水最大排放量 18429m³/d。

表 3.8-9 HYSY111FPSO 平台水平衡表

年份	HYSY111FPSO 接收量				HYSY111FPSO 排放量 (m ³ /d)
	已建平台 ¹ (m ³ /d)	待建平台 ² (m ³ /d)	拟建 PY10-6DPPA 平台、 PY10-6WHPA 平台 (m ³ /d)	新建 PY3-1WHPA 平台 (m ³ /d)	
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					



年份	HYSY111FPSO 接收量				HYSY111FPSO 排放量 (m ³ /d)
	已建平台 ¹ (m ³ /d)	待建平台 ² (m ³ /d)	拟建 PY10-6DPPA 平台、 PY10-6WHPA 平台 (m ³ /d)	新建 PY3-1WHPA 平台 (m ³ /d)	
2041					
2042					
2043					
2044					
2045					
2046					
2047					
2048					
2049					
2050					

注 1: 已建平台包括 PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY10-1WHPA 平台、PY10-2WHPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台和 PY11-12WHPA。

注 2: 待建平台为 PY10-4WHPA 平台。

3.8.2.2 生活污水

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置 40 人生活楼，设置 2 艘 30 人救生艇，救生艇人数共 60 人，采用生化电解式的生活污水处理装置，处理能力为 30.3m³/d。由于钻修井作业等大型作业时需要临时人员登平台，因此平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，即 72 人估算污染物产生量。生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算，则新建 PY3-1WHPA 平台生活污水产生量为 25.2m³/d (9198m³/a)，COD 产生量为 4.599t/a，生活污水处理达标 (COD≤500mg/L) 后排海。

3.8.2.3 生活垃圾

本项目新建 PY3-1WHPA 平台生活垃圾按 1.5kg/(人·日) 计算，其中食品废弃物按 1kg/(人·日)；其它生活垃圾按 0.5kg/(人·日)。新建 PY3-1WHPA 平台生活垃圾产生量为 39.4t/a (其中食品废弃物约 26.3t/a)，产生的食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后可排放或弃置入海，其他生活垃圾运回陆地处理。

3.8.2.4 其他含油污水

本项目新建 PY3-1WHPA 平台上设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。根据统计数据，新建平台其它含油污水产生量约 60m³/a。

3.8.2.5 生产垃圾

在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包



装材料等。根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的多年统计资料，生产垃圾按 2.4 吨/年·万吨油当量计算。本项目投产后最大年产油当量约 $98.4 \times 10^4 \text{t/a}$ ，据此估算生产垃圾产生量约 236.1t/a。生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位处理。

3.8.2.6 温排水

本项目投产后，将在新建 PY3-1WHPA 平台产生温排水排放量，PY3-1WHPA 平台温排水最大排放量为 $407 \text{m}^3/\text{h}$ ，表层排放；排海口海水环境温度为 $21 \sim 32^\circ\text{C}$ ，温排水温升夏季 9°C 、冬季 12°C 。海水取自水下 40m 的中层海水，经次氯酸钠防海生物装置消杀后用于冷却，温排水中会有少量余氯存在。

3.8.2.7 伴生气

新建 PY3-1WHPA 平台设有闭排兼火炬系统，闭排兼火炬系统收集 PY3-1WHPA 平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，分液后的低压气经火炬臂进入低压火炬头燃烧，产生 NO_x 、 CO_2 和 H_2O 。考虑 PY3-1WHPA 平台自产气和从油中闪蒸出的气，本项目投产后火炬燃烧最大量为 $20641 \text{m}^3/\text{d}$ （2030 年），参考《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》中相关系数（天然气发电氮氧化物产污系数： $9.82 \text{g}/\text{m}^3$ 原料），PY3-1WHPA 平台产生氮氧化物量最大为 $202.7 \text{kg}/\text{d}$ 。

3.8.2.8 牺牲阳极中锌的释放量

新建 PY3-1WHPA 平台导管架阴极保护采用牺牲阳极与外加电流联合保护方案，主要采用铝基牺牲阳极，其中锌的质量含量为 3%~6%（保守考虑取 6%），新建 PY3-1WHPA 平台上阳极块净重为 40.7kg，阳极块数量为 968 块，释放到海水中的锌为 0.79t/a，锌释放源强为 $0.0025 \text{g}/\text{s}$ 。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道阳极块锌含量为 3%~6%（保守考虑取 6%），单个阳极块净重约为 45.7kg，阳极块的间隔约为 116.7m，海底管道每年释放到海水中的锌合计为 0.02t/a，单块阳极块锌释放最大源强为 $3.48 \times 10^{-6} \text{g}/\text{s}$ 。

本项目牺牲阳极使用情况及每年释放到海水中的锌情况见表 3.8-10。



表 3.8-10 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台名称	阳极年限 (年)	阳极块锌含量 (%)	单块阳极块净重 (kg)	数量 (块)	单块阳极锌净量 (kg)	每年释放到海水中的锌 (t/a)	单块阳极锌释放源强 (g/s)
PY3-1WHPA 平台	3	6%	40.7	968	2.442	0.79	2.58×10^{-5}
PY3-1WHPA 至 PY10-6DPPA 海底混输管道	30	6%	45.7	208	2.742	0.02	3.48×10^{-6}

3.8.2.9 船舶污染物

本项目投产后，计划新增 1 艘守护船，根据统计资料，一般守护船的船舶含油污水产生量按 $(3 \sim 5) \text{ m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ 计算，本次取 $5 \text{ m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ；生活污水平均每人每天按 0.35 m^3 计算，生活垃圾按 $1.5 \text{ kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1 \text{ kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ ，其它生活垃圾按 $0.5 \text{ kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ ；守护船等小型船舶生产垃圾按 $0.5 \text{ t}/\text{年}$ 计算。据此估算出本项目生产阶段船舶污染物产生量见表 3.8-11。本项目船舶含油污水、船舶生活污水、生活垃圾及生产垃圾的处理按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）执行。

表 3.8-11 本项目生产阶段船舶污染物核算结果

作业内容	船舶类型	数量 (艘)	作业人数 (人)	作业天数 (d/a)	船舶含油污水 (m^3/a)	船舶生活污水 (m^3/a)	船舶垃圾(t/a)	
							生活垃圾	生产垃圾
日常巡视与守护	守护船	1	10	365	60	1277.5	5.5	0.5

3.8.2.10 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各种污染物的产生量汇总见表 3.8-12。

表 3.8-12 生产阶段污染物汇总

污染源位置	污染物		产生/排放量	主要污染因子	排放/处理方式
新建设施 PY3-1WHPA 平台	含油生产水	产生量	※※ m^3/d (2032 年)	石油类	处理达标后开排沉箱水下 36m 排海
		排放量	※※ m^3/d (2032 年)		
	生活污水		$25.2 \text{ m}^3/\text{d}$	COD 等	处理达标后 (COD 浓度 $\leq 500 \text{ mg/L}$) 排海
	生活垃圾		39.4 t/a	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物处理至颗粒直径 $< 25 \text{ mm}$ 时，可排放或弃置入海，其他运回陆地处理
	其它含油污水		$60 \text{ m}^3/\text{a}$	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程
	生产垃圾		236.1 t/a	固体废物	分类收集，运回陆地处理



污染源位置	污染物		产生/排放量	主要污染因子	排放/处理方式
	温排水		407m ³ /h	温升	直接排放
	火炬燃烧		202.7kg/d	NOX	火炬燃烧
依托设施 HYSY111FPSO	含油 生产水	本项目新增	※※m ³ /d (2050 年)	石油类	处理达标后排海
		总排放量	※※m ³ /d (2032 年)		
		批复总量	18429m ³ /d		
牺牲阳极 释放量	重金属 Zn	新建海管	0.02t/a	重金属 Zn	缓慢释放到环境中
守护船	船舶含油污水		60m ³ /a	石油类	执行《船舶水污染物排放 控制标准》 (GB3552-2018)
	船舶生活污水		1277.5m ³ /a	COD 等	
	船舶生活垃圾		5.5t/a	食品废弃物、食品包装等	
	船舶生产垃圾		0.5t/a	固体废物	分类收集, 运回陆地处理

3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选

3.9.1 环境影响因素识别

本项目环境影响因素主要是番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目开发活动对周围海域的海洋生态和海域混合区功能的使用等造成的一定影响。本项目不同工程活动的生态影响因子筛选及影响程度分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目环境影响因素筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海管/电缆铺设	海洋水质	水基钻井液和钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境等的影响	B
		海洋沉积物		B
		海洋生态		B
		海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	水下结构物对局部潮流的影响	D
	钻完井	海水水质、海洋沉积物和海洋生态	污染物排放	B
	施工船舶活动	海水水质/海洋生态	船舶污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	C
生产阶段	平台及海管/电缆占用海域	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
	设施生产运行/生活排污	海水水质	含油生产水、生活污水、温排水、含油生产水等污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
		海洋生态		D
环境风险事故		海水水质、海洋沉积物	溢油	A~D



时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
		和海洋生态		

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)。

3.9.2 环境污染影响因子分析

本项目各阶段各种污染物的种类及其处理或排放方式汇总于表 3.9-2 中。根据对项目各阶段污染源、污染物种类及其处理/处置方式的分析，凭借类似开发项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各污染因子的环境影响程度，并由此确定本次环境影响评价的重点评价因子为：钻完井阶段的钻井液和钻屑、海底电缆挖沟产生的悬浮物、生产阶段的含油生产水，以及潜在的事故性溢油等。



表 3.9-2 本项目污染影响评价因子筛选及影响程度分析

作业阶段	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
建设阶段	非钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源排放。 不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	水质、沉积物及海洋生物	B
	合成基钻井液钻屑	悬浮物、石油类			B
	非钻井油层水基钻井液	悬浮物			B
	合成基钻井液	悬浮物、石油类	钻完井结束后，合成基钻井液全部使用船舶运回陆地交给有资质单位进行处理，不排放。	/	N
	铺设海底电缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
	船舶含油污水	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	海水水质	D
	船舶生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	试压水	悬浮物	直接排海	海水水质	D
生产阶段	含油生产水	石油类	处理达标后排海	海水水质	C
	生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	海水水质	C
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	温排水	温升	直接排海	海水水质、海洋生态	D
	伴生气	NO _x	直接排放	大气	D
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	水质、沉积物	D
	船舶含油污水	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	海水水质	D
	船舶生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
事故	溢油	海面浮油	按溢油应急计划处理	生态环境	A~D

注：环境影响相对程度由高至低依次为 A(高)、B(中)、C(低)、D(微)、N 为无影响。



3.9.3 生态影响因子分析

本项目海洋生态影响评价因子以表征海洋生物生态、生物多样性、生物质量等因子为主。本项目不同工程活动的海洋生态影响评价因子筛选见表 3.9-3。

表 3.9-3 本项目海洋生态影响评价因子筛选

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响时段
初级生产力	叶绿素 a	钻完井	间接	短期	施工期
		海底电缆铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
浮游植物、浮游动物、潮间带生物、底栖生物、游泳动物(含鱼卵仔稚鱼)	种类组成、生物量、密度(丰度)、种群结构、群落特征、分布范围、物种多样性指数等	钻完井	间接	短期	施工期
		海底电缆铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	钻完井	间接	短期	施工期
		海底电缆铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期



4 区域自然环境现状

4.1 工程区域自然环境概况

4.1.1 气象气候条件

油田位于中国南海珠江口盆地，地处热带，温度高，湿度大，干湿季节明显，季风盛行，属于热带海洋季风气候。

4.1.1.1 气温

油田海域夏季高温、高湿时间长，年平均气温为※※℃~※※℃，月平均气温介于※※℃~※※℃。

4.1.1.2 降水和湿度

油田海域终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大。年均降雨量为※※mm，※※~※※月为雨季，月均降雨※※mm，※※月~※※月为干季，月均降雨※※mm。

油田海域年平均相对湿度为※※%，最大相对湿度为※※%，最小相对湿度约为※※%。

4.1.1.3 风况

根据项目工程海域多年的数值后报资料的统计结果，本海区主风向为※※，每年※※月~次年※※月，油田海区盛行※※，风向以※※为主，在※※月和※※月，※※最盛；每年※※~※※月，海区盛行※※，※※风占主导；※※月和※※月是转换季节，※※风交互出现。本海区风玫瑰图见图 4.1-1，与其对应的风向频率统计表见表 4.1-1。

图 4.1-1 油田海域风玫瑰图



表 4.1-1 油田海域风速-风向联合分布统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)								
最大风速(m/s)								
平均风速(m/s)								
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)								
最大风速(m/s)								
平均风速(m/s)								

4.1.2 水文动力环境

4.1.2.1 波浪

根据项目工程海域多年的数值后报资料的统计结果，本海区主浪向为※※，在冬季风时期，浪向以※※为主；在夏季风时期，浪向以※※为主。海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4.1-2，从表中可以看出，台风条件下，该海域最大有效波高可达※※m，方向为※※。

表 4.1-2 油田海域有效波高-波向联合分布统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)								
最大有效波高 (m)								
平均有效波高 (m)								
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)								
最大有效波高 (m)								
平均有效波高 (m)								

4.1.2.2 海流

本项目所在海域的表层海流主要决定于风海流和环流，其中以季风驱动的风海流占主导地位。冬季表层流向以※※为主，夏季表层流向以※※为主。

a. 现场调查概况

中海油田服务股份有限公司深圳分公司于 2025 年 10 月~12 月在本油田工程海域开展了 4 个站位（YC1~YC4 测站）的水文动力现状调查，根据工程方案和已建设施分布情况将 4 个测站分别布设于新建平台和管线路由附近海域。4 个测站均采用潜标方式，获得了全剖面海流实测资料和潮位资料。

上述测站观测要素及站位坐标见表 4.1-3，站位布置与油田位置关系见图 4.1-2。



表 4.1-3 油田附近海域海流和水位观测站位表

测站站号	观测要素	纬度 (N)	经度 (E)
YC1 站	海流、水位		
YC2 站	海流、水位		
YC3 站	海流、水位		
YC4 站	海流、水位		

图 4.1-2 测站位置示意图

b. 海流特征分析

根据 YC1、YC2、YC3 和 YC4 共计 4 个测站的实测海流数据统计及调和分析, 4 个测站反映的海流特征基本一致, 工程海域表层为不规则半日潮流, 现以 YC1 测站为例描述分析结果如下。

根据统计结果, 观测期间表层海流的主流向为※※ (占※※%), 平均流速为※※cm/s; 中层海流的主流向为※※ (占※※%), 平均流速为※※cm/s; 底层海流的主流向为※※ (占※※%), 平均流速为※※cm/s。

根据实测资料通过调和分析得到的各层的潮流性质参数 (表 4.1-4) 可知 YC1 测站海域表层、中层和底层均为不规则半日潮流。

表 4.1-4 各层潮流性质参数

层次	表层	中层	底层
潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$			

根据实测资料分别绘制了 4 个测站大潮和小潮期间的表层潮流矢量图, 见图 4.1-3 和图 4.1-4。



图 4.1-3 YC1 和 YC2 测站潮流矢量图（单位：m/s）

图 4.1-4 YC3 和 YC4 测站潮流矢量图（单位：m/s）

4.1.2.3 潮汐

南海的潮汐主要由太平洋经过台湾与菲律宾之间的巴士海峡和巴林塘海峡一线传入的潮汐所决定。引潮力对南海的潮汐也有重要影响。因此南海四种潮汐类型共存，以※※为主。

a. 现场调查概况

中海油田服务股份有限公司深圳分公司于 2025 年 10 月~12 月在本油田附近海域开展了 4 个站位（YC1~YC4 测站）的潮位现场调查，上述测站观测要素及站位坐标见表 4.1-3，站位布置与油田位置关系见图 4.1-2。根据实测验潮数



据推算, 4 个测站反映的潮汐特征基本一致, 本项目海域的潮汐类型为不规则全日潮。现以 YC1 测站为例描述分析结果如下。

b. 潮汐特征分析

根据 YC1 测站潮位观测资料调和和分析, 根据潮汐学潮汐类型公式: $EI = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2}$, 可以得出 $EI = (H_{k1} + H_{o1}) / H_{M2} = 2.52$, 式中 H 为 K_1 、 O_1 、 M_2 分潮调和常数的振幅。因此, YC1 测站潮汐类型属于※※。

观测期间平均海平面为※※m, 最高水位为※※m, 最低水位为※※m, 最大水位差为※※m, 涨潮历时※※h※※min, 落潮历时※※h※※min。根据潮汐调和常数推算各特征水位相对关系示意图见图 4.1-4。

图 4.1-4 特征水位示意图 (单位: m)

4.1.3 地形地貌与冲淤环境概况

中海油田服务股份有限公司深圳分公司于 2025 年 9 月~10 月在番禺工程海域开展了针对新建工程设施场址的工程勘察作业, 相关地形地貌及冲淤环境概况如下。

4.1.3.1 水深地形

根据新建 PY3-1WHPA 平台场址调查资料, 调查区域内水深在※※~※※m 之间变化, 海底较为平坦, 整体上水深从东北向西南方向缓慢变深。该调查区域水深分布见图 4.1-5。

根据 PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台路由调查资料, 调查区域内水深在※※~※※m 之间变化, 调查区域内水深整体上由西北至东南逐渐变深, 调



查区域水深变化平缓，局部存在麻坑。麻坑坑深※※~※※m，沿路由方向的分布长度在※※~※※m 之间，垂直路由的分布宽度在※※~※※m 之间。调查区域水深地形分布见图 4.1-6。

图 4.1-5 PY3-1WHPA 平台场址水深图

图 4.1-6 PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台路由区域水深图

4.1.3.2 地貌

根据新建 PY3-1WHPA 平台场址调查和新建 PY3-1WHPA 至 PY10-6DPPA 路由调查资料，调查区域内海底地貌灰度整体基本均匀。调查区域主要地貌特征为较多拖痕、麻坑、1 个已建平台和 1 条已建海底管道。其中已建海底管道位于路由南端，为 PY4-2WHP 平台至 PY4-2DPPA 平台海管已建海底管道。麻坑示



意图见图 4.1-7，调查区域内地貌特征见图 4.1-8。

图 4.1-7 路由段麻坑示意图

图 4.1-8 调查区域地貌特征图

4.1.3.3 冲淤环境概况

根据对本油田工程周边已建平台调查成果，海底面比较平缓，水深变化较小，未发现明显的冲刷痕迹，说明本油田工程海域冲淤环境基本稳定。

根据本项目水深资料、浅剖资料和地貌资料，工程区内海底地形比较稳定，整体地形平坦，海底坡度变化不大，表层沉积基本一致。根据地质取样资料，工程区域表层沉积物主要为非常软的粉质粘土。综合水深调查资料、水动力环境资料和海底土质性质可以初步判断本项目区域海底发生冲淤的可能性很小。



4.2 环境功能区划及相关规划符合性

4.2.1 国家产业结构调整目录符合性分析

本项目为海洋油（气）工程及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

4.2.2 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

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。该区域的开发原则是，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；以海洋科研调查、绿色养殖、生态旅游等开发活动为先导，有序适度推进边远岛礁开发。对于资源勘探开发区，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。加强天然气水合物等矿产资源调查评价、勘探开发科研工作。

本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，位于专属经济区的重点开发区域，与该区域开发原则相符合。

综上所述，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

4.2.3 海洋生态红线符合性分析

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），广东省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，自 2022 年 10 月 14 日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。

本项目位于广东省“三区三线”中海洋生态保护红线划定范围外，新建工程设施距广东省海洋生态保护红线中的其他红线区最近距离约 94km，见图 4.2-1。

本项目不涉及围填海工程，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 94km 外红线区内的海洋环境质量。

综上所述，本项目与广东省“三区三线”中海洋生态保护红线的管理要求相协调。



图 4.2-1 本项目与“三区三线”中的海洋生态红线位置关系图

4.2.4 《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目新建设施位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，本项目新建设施距离海洋生态保护红线最近距离为 94km，具体位置见图 4.2-2。本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 94km 外海洋生态保护空间的海洋生态环境。

综上所述，本项目与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》的管理要求相协调。

图 4.2-2 本项目与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》位置关系



4.2.5 《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》符合性分析

按照生态环境部《2023 年生态环境分区管控成果动态更新工作方案》（环办环评函〔2023〕81 号）要求，广东省生态环境厅组织各地市开展了生态环境分区管控动态更新工作。根据《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》，广东省划定 564 个海域环境管控单元，其中优先保护区 317 个，重点管控区 136 个，一般管控区 111 个。本项目位于管控方案划定范围之外，本项目新建工程设施距一般管控单元最近约 78.5km，详见图 4.2-3。

本项目建设阶段对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复，投产后污染物排放超一类水质最大影响距离较小，对 78.5km 外海域生态环境的影响不会增加。

图 4.2-3 本项目与广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果位置关系

4.2.6 其他相关规划符合性分析

4.2.6.1 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》第三十二章提出：“做强做优做大海洋产业，有序推进海洋能源资源开发利用，...实施深海工程，提高深海进入、探测、开发、安全能力。加强主要海湾整体规划，提升北部、东部、南部海洋经济圈发展水平，优化海洋经济发展示范区布局，建设各具特色的现代海洋城市，因地制宜深化港产城融合发展，鼓励沿海地区与内陆地区加强海洋经济合作。”

本项目属于海洋油（气）工程及其附属工程，符合《中华人民共和国国民



经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.6.2 《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》第十二章提出：“**强化海洋资源开发保护**。推动资源开发和生产建设由陆地向海洋延伸、由近海向深远海拓展，落实海洋资源集约使用、有偿使用。加强海岸线分类分段精细化管理，盘活存量资源，提高岸线产出效益。优先拓展开发海域，积极推进海域立体分层利用，统筹推进近海渔业、矿产、旅游等资源的科学开发，分类保护利用海岛，探索无居民海岛保护开发新模式。加大深远海、极地资源勘查开发力度，提高深远海、大洋和极地抵达利用能力。建立陆海协同、区域联动的海洋生态保护体系，强化陆海污染源全链条整治，加强海洋生态保护修复，建设一批美丽海湾、和美海岛。探索开展海洋碳汇核算。”

本项目属于海洋油（气）工程及其附属工程，符合《广东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.6.3 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，“保护海洋生态系统和生物多样性：完善海洋自然保护地网格、加强海洋生态系统保护、加强海洋生物多样性保护；防范环境风险，有效应对海洋突发环境事件和生态灾害：防范海洋突发环境事件风险、健全海洋突发环境事件和生态灾害应急响应体系；强化海洋工程和海洋倾废环境监管。”

本项目距离周边国家自然保护区等在 146.5km 以上，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 146.5km 外的海洋保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，在新建平台上将配备溢油应急物资，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.6.4 《广东省海岸带及海洋空间规划（2021—2035 年）》符合性分析

《广东省海岸带及海洋空间规划（2021—2035 年）》中规划目标指出：至 2035 年，全面形成陆海一体的开发与保护格局、管理与治理体系，全面建成高



品质、高效能、高活力海岸带。海洋资源利用效率和水平显著提升，陆海统筹、集约高效的海岸带开发格局更加优化；现代化海洋产业空间得到充分保障，海洋科技创新能力大幅提升，千亿级以上海洋产业集群全面建成，现代化海洋城市发展格局基本形成，海洋产业国际竞争力迈入全球前列；海洋资源市场化配置稳步推进，海岸带综合管理体制机制创新成为全国典范。

广东省海岸带及海洋空间规划主要指标包括海洋生态保护红线面积、大陆自然岸线保有率、新增修复岸线长度、美丽海湾数量及近岸海域优良水质（一、二类）面积比例等。本项目新建 PY3-1WHPA 平台距岸最近距离约 153km，不涉及岸线，距海洋生态保护红线中的其他红线区最近距离约 94km，本项目在建设和生产运行期严格落实各项环保措施，正常生产运行期间不会对近岸海岸带海域的生态环境产生不利影响。因此，本项目建设符合《广东省海岸带及海洋空间规划（2021—2035 年）》要求。

4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布

海洋生态环境保护目标是评价范围内所有海洋生态敏感区及其他需要保护的物种、种群、生物群落及生态空间等。

海洋生态敏感区为海洋生态功能与价值较高，且遭受损害后较难恢复其功能的海域，分为重要敏感区和一般敏感区。重要敏感区主要包括依法依规划定的国家公园、自然保护区、自然公园等自然保护地、世界自然遗产、生态保护红线等区域。一般敏感区主要包括河口、海湾、海岛，重要水生生物天然集中分布区、栖息地及产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道（以下简称“三场一通道”），特殊生境（红树林、珊瑚礁、海草床和海藻场等），水产种质资源保护区，海洋自然人文历史遗迹和自然景观等。

4.3.1 国家级自然保护区

本项目周边海域国家级自然保护区为广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区和广东惠东海龟国家级自然保护区，本项目新建设施距广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区最近距离约 146.5km；新建设施与广东惠东海龟国家级自然保护区最近距离约 173.4km。详见图 4.3-1。

图 4.3-1 本项目周边国家级自然保护区位置关系图

a. 广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区

广东珠江口中华白海豚自然保护区始建于 1999 年 10 月（粤办函〔1999〕583 号），2003 年 6 月升级为国家级自然保护区（国办发〔2003〕54 号）。

珠江口中华白海豚自然保护区位于珠江口北端，属珠海市水域范围内，北至内伶仃岛，南至牛头岛，西至淇澳岛，东至香港大屿山，与香港中华白海豚自然保护区接壤，东界线为粤港水域分界线，西界线为东经 $113^{\circ}40'00''$ ，南界线为北纬 $22^{\circ}11'00''$ ，北界线为北纬 $22^{\circ}24'00''$ ，总面积 460km^2 ，核心区面积 140km^2 ，缓冲区面积 128km^2 ，实验区面积 192km^2 。

广东珠江口中华白海豚国家级自然保护区的主要保护对象是国家一级保护动物中华白海豚，包括中华白海豚栖息活动区域及保护区的自然环境，水质环境，海底环境，渔业资源和生物多样性。在珠江口的中华白海豚数量是我国资源数量最大的中华白海豚群体，种群世代完整，且具有一定的繁殖规模。

b. 广东惠东海龟国家级自然保护区

1985 年 6 月，广东省渔业行政主管部门批准成立海龟自然保护区，1986 年 12 月晋升为省级，1992 年晋升为国家级自然保护区。

广东惠东海龟国家级自然保护区位于惠东县港口镇大亚湾与红海湾交界处的大星山下九莲澳海滩，地理位置为北纬 $22^{\circ}33'15''\sim 22^{\circ}33'20''$ ，东经 $114^{\circ}52'50''\sim 114^{\circ}54'33''$ 。

保护区湿地类型为浅海、潮间沙石海滩和岩石海岸，保护区面积 18km^2 （海



域面积 16km²)。沿岸海洋植物以马尾藻、石莼及赤藻等湿地植物为主,是鱼类、贝类等海洋生物繁殖与栖息的良好场所。

保护区的四种主要海龟种类为玳瑁、丽龟、棱皮龟和蠵龟。主要保护对象为海龟及其繁殖地,是南中国海北部大陆沿岸唯一的产卵地,每年 6-10 月都有成批海龟洄游到该湿地产卵。

保护区海水、沙滩环境质量良好,是幼龟和雌龟栖息地,是中国大陆唯一的绿海龟按期成批的洄游产卵的场所,也是中国唯一的海龟自然保护区。

4.3.2 产卵场

据农业部《中国海洋渔业水域图》(第一批),南海中上层鱼类产卵场主要包括蓝圆鲹、鲐鱼产卵场。南海底层、近底层鱼类产卵场主要包括金线鱼、深水金线鱼、黄鲷、短尾大眼鲷和长尾大眼鲷等,不涉及珍稀鱼类产卵场。本项目新建设施位于或部分穿越黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场中,上述产卵场与工程位置关系见图 4.3-2~图 4.3-4。

南海中上层鱼类产卵场,具体包括:

蓝圆鲹粤东外海区产卵场:位于东经 115°~116°30',北纬 20°30'~22°35'范围内,水深约为 70~180m,产卵盛期 3~5 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为 40.2km。

鲐鱼珠江口近海区产卵场:位于东经 113°15'~116°20',北纬 21°~22°25'范围内,水深约为 30~80m,产卵盛期 2~3 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为 1.1km。

本项目附近的南海底层、近底层鱼类产卵场,具体包括:

金线鱼南海北部产卵场:分布范围较广,由海南岛东岸一直延伸到汕尾附近(约为东经 111°45'~115°45'),水深为 25~107m,主要是 40~80m,产卵盛期 3~5 月。本项目新建平台及管缆均位于该产卵场内。

深水金线鱼产卵场:从海南岛东岸东经 110°30'以东一直延伸至东经 117°00'的水深 90m 至 200m 范围内,产卵盛期 5~7 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为 6.1km。

短尾大眼鲷南海北部产卵场:分布范围较广,大约在 71~107m 等深线内,由海南岛东部向东北延伸到汕尾外海(约为东经 110°50'~115°45'),连成一条狭



长海区，产卵盛期5月。本项目新建平台及管缆均位于该产卵场内。

长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场：位于万山列岛的东南部，约为东经 $113^{\circ}20'$ ~ $115^{\circ}45'$ ，北纬 $20^{\circ}35'$ ~ $22^{\circ}20'$ 范围内，水深为26~80m，产卵盛期5~6月。本项目新建平台位于该产卵场内，新建管缆部分穿越该产卵场，穿越长度约为4.6km。

黄鲷南海北部产卵场：在南海分布广而狭，处于外海，沿着90m等深线由海南岛东部向东北延伸至汕尾外海（约为东经 $111^{\circ}45'$ ~ $115^{\circ}45'$ ，水深77~119m），连成一条带状，产卵盛期1月。本项目新建设施均位于该产卵场内。

绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场：位于东经 $111^{\circ}30'$ ~ $114^{\circ}40'$ ，北纬 $19^{\circ}50'$ ~ 21° ，水深为60~100m，产卵盛期5月。本项目新建平台位于该产卵场内，新建管缆部分穿越该产卵场，穿越长度约为10.6km。

图 4.3-2 本项目与中上层产卵场位置关系图



图 4.3-3 本项目与底层和近底层产卵场位置关系图 1

图 4.3-4 本项目与底层和近底层产卵场位置关系图 2

4.4 海洋生态环境保护目标筛选

本项目评价范围内涉及的环境敏感目标为一般敏感区。本项目新建 PY3-1WHPA 平台位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场中；新建管缆位于或部分穿越黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场和金线鱼南海北部产卵场；除重要渔业水域外，其他敏感目标距本项目均较远。本项目周边海洋生态环境保护目标见表 4.3-1。



表 4.3-1 主要环境敏感目标

类型	名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	产卵盛期
产卵场	黄鲷南海北部产卵场	位于其中	位于其中	1 月
	短尾大眼鲷南海北部产卵场	位于其中	位于其中	5 月
	金线鱼南海北部产卵场	位于其中	位于其中	3~5 月
	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	位于其中	部分穿越	5 月
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场	位于其中	部分穿越	5~6 月
	深水金线鱼产卵场	28.1km/ES	6.1km/ES	5~7 月
	鲈鱼珠江口近海区产卵场	1.1km/N	1.1km/N	2~3 月
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	54.6km/E	40.2km/E	3~5 月



5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

本项目新建设施距岸（珠海）最近距离 153km，依据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），本项目位于其他海域，可在任何一季开展现状调查。本项目附近海域的海水水质、海洋沉积物、海洋生态（游泳动物除外）调查工作由自然资源部南海生态中心承担，调查时间为 2024 年 11 月 24 日至 30 日。

5.1.1 调查站位布设

本项目附近海域环境质量现状调查采用网格布点的方式。本次调查共布设 5 个横断面，断面间距为 15km；垂直于横断面共布设 6 个纵断面，断面间距为 15km。横纵断面交点为站点所在位置。布设水质调查站位 30 个，沉积物、海洋生态（游泳动物除外）调查站位均为 18 个。同时在 HYSY 111FPSO 500m 半径布设 4 个加密站位(L31-L34)，在 PY4-2DPPA 平台 500m 半径布设 4 个加密站位(L35-L38)。加密站位调查表层石油类和 COD。

环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目分别详见图 5.1-1 和表 5.1-1。

图 5.1-1 环境质量现状调查站位布设



表 5.1-1 调查站位及调查项目

站位	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P1*			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P2			水质
P3			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P4			水质
P5			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P6			水质
P7			水质
P8			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P9			水质
P10			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P11			水质
P12*			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P13			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P14			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P15*			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P16			水质
P17			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P18			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P19			水质
P20*			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P21			水质
P22			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P23			水质
P24			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P25			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P26			水质
P27			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P28			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P29*			水质、沉积物、海洋生态 (游泳动物除外)
P30			水质
L31			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L32			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L33			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L34			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L35			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L36			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L37			表层石油类、COD (表层、50m 层)
L38			表层石油类、COD (表层、50m 层)

注：带*号站位采集平行双样。



5.1.2 调查项目

海水水质、海洋沉积物和海洋生态的调查项目详见表 5.1-2。

表 5.1-2 海水水质、海洋沉积物和海洋生物生态调查项目

调查对象	调查项目
海水水质	盐度、pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐、亚硝酸盐、铵盐）、悬浮物、石油类（只调查表层样品）、挥发性酚、硫化物、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬
海洋沉积物	有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷及沉积物粒度分析
海洋生态	叶绿素 a 及初级生产力
	浮游植物：种类、个体数量、分布、群落特征
	浮游动物：种类、生物量、数量、分布、群落特征
	底栖生物：种类、分布、生物量、栖息密度、群落特征
	生物质量：石油烃、铬、铅、砷、总汞、铜、镉、锌

5.1.3 调查方法

本项目环境质量现状调查中水质、沉积物、海洋生态（游泳动物除外）样品的采集、运输、保存和预处理等均按《海洋监测规范》（GB17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）等要求执行，具体采样要求如下：

海水水质调查站位依据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）和《海洋监测规范》（GB 17378-2007）中的规定进行水样采集、保存和运输，本项目所在海域水深>50m，采集表层（0.5m）和 50m 层。石油类只调查表层。

沉积物采集表层样（0~2）cm，采样器为曙光采泥器，采样面积为 0.1m²。

海洋生物生态调查站位依据《海洋监测规范》（GB 17378-2007），《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）的技术要求执行，具体的调查与分析方法如下：

5.1.3.1 叶绿素 a

叶绿素 a 含量的测定按照《海洋监测规范》中海洋生物调查荧光萃取(Trilogy)法（GB 17378.7-2007）。叶绿素 a 采样站位及层次与水质相同，初级生产力根据叶绿素 a 含量计算得出。

5.1.3.2 浮游植物

浮游植物样品用小型浮游生物网（网口面积 0.1m²，网口直径 37cm，网长为 280cm）由海底垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品用 5%甲醛溶液固定，然后带回实验室进行鉴定和计数。



5.1.3.3 浮游动物

浮游动物样品用大型浮游生物网（网口面积 0.5m^2 ，网口直径 80cm ，网长为 280cm ）由海底垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品用 5% 甲醛溶液固定，带回实验室进行湿重生物量称重，用镜检分析法和个体计数法进行鉴定和计算。

5.1.3.4 底栖生物

底栖生物使用阿氏拖网（定性）及挖泥器（定量）采样。定性样品用 1.5m 宽的阿氏网采集，每站慢速（ $1\sim 2\text{kn}$ ）拖曳 15 分钟（约 1500m ），拣出所有生物；定量样品用 0.1m^2 曙光采泥器采集，每站采泥 2 次，泥样倒入上层孔径为 1.0mm 和下层孔径为 0.5mm 的套筛中用海水冲洗，拣出所有生物，装入含有 5% 甲醛溶液的样品瓶中；所有样品带回实验室进行种类鉴定，多毛纲残体或藻类不记个数。

5.1.3.5 海洋生物质量

生物质量分析从各站底栖生物定性样品中选取足量的鱼类、甲壳类、贝类或软体类优势种若干种，单独分袋、冰冻保存，取可食部分分析。

5.1.4 分析方法

海水水质、海洋沉积物和生物质量调查项目的分析方法分别见表 5.1-3。

海水水质和沉积物样品的采集、保存、运输和分析均按照《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范》（GB 12763-2007）执行。

生物质量选取调查海域采集到的生物样品，测定其体内的石油烃和重金属包括铬（Cr）、铅（Pb）、砷（As）、总汞（Hg）、铜（Cu）、镉（Cd）和锌（Zn）等的含量。

表 5.1-3 海水水质、海洋沉积物和生物质量调查项目的分析方法

项目	测定项目	分析方法	检出限
海水水质	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	0.15mg/L
	溶解氧	碘量法	0.32mg/L
	石油类	紫外分光光度法	$3.5\mu\text{g/L}$
	pH	pH 计法	-
	悬浮物	重量法	-
	砷	电感耦合等离子体质谱法	$0.5\mu\text{g/L}$
	汞	原子荧光法	$7.0\times 10^{-3}\mu\text{g/L}$
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	$1.1\mu\text{g/L}$
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	$0.2\mu\text{g/L}$
	铵盐	次溴酸盐氧化法	$4.4\mu\text{g/L}$



项目	测定项目	分析方法	检出限
	亚硝酸盐	流动分析法	0.35μg/L
	硝酸盐		0.60μg/L
	活性磷酸盐		0.72μg/L
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.12μg/L
	铅		0.07μg/L
	镉		0.03μg/L
	总铬		0.05μg/L
	锌		0.10μg/L
海洋沉积物	粒度	激光法	-
	有机碳	重铬酸钾氧化-还原容量法	1×10^{-6}
	石油类	紫外分光光度法	3×10^{-6}
	硫化物	碘量法	4×10^{-6}
	砷	原子荧光法	0.06×10^{-6}
	汞	热分解冷原子吸收光度法	0.002×10^{-6}
	铜	火焰原子吸收分光光度法	0.008×10^{-9}
	铅		0.07×10^{-9}
	镉		0.015×10^{-9}
	铬	无火焰原子吸收分光光度法	0.07×10^{-9}
	锌	火焰原子吸收分光光度法	0.16×10^{-9}
生物质量	石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}
	砷	原子荧光法	0.2×10^{-6}
	总汞	热分解冷原子吸收光度法	0.002×10^{-6}
	镉	火焰原子吸收分光光度法	0.03×10^{-9}
	锌		1.66×10^{-9}
	铜		0.08×10^{-9}
	铬	无火焰原子吸收分光光度法	0.30×10^{-9}
	铅		0.03×10^{-9}
生物生态	浮游植物、浮游动物、底栖生物的种类组成和数量（生物量）分布及其优势种组成和数量分布	计数法	-

5.1.5 评价因子与评价标准

5.1.5.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。

根据《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目海水水质调查站位位于广东省国土空间规划范围之外，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），水质按不劣于现状海水水质标准评价。各评价因子的评价标准值列于表 5.1-4。



表 5.1-4 海水水质评价标准值（单位：mg/L）

评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2 pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5 pH 单位	
溶解氧>	6	5	4	3
化学需氧量≤	2	3	4	5
活性磷酸盐≤	0.015	0.030		0.045
无机氮≤	0.20	0.30	0.40	0.50
砷≤	0.020	0.030	0.050	
汞≤	0.00005	0.0002		0.0005
铜≤	0.005	0.010	0.050	
铅≤	0.001	0.005	0.010	0.050
锌≤	0.020	0.050	0.10	0.50
镉≤	0.001	0.005	0.010	
总铬≤	0.05	0.10	0.20	0.50
石油类≤	0.05		0.30	0.50
挥发性酚≤	0.005		0.010	0.25
硫化物≤	0.02	0.05	0.10	0.050

5.1.5.2 海洋沉积物质量

海洋沉积物评价因子为汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。根据《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目沉积物调查站位位于广东省国土空间规划范围之外，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），沉积物质量按不劣于现状标准评价。《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）标准值见表 5.1-5。

表 5.1-5 海洋沉积物质量标准

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

5.1.5.3 生物质量

本项目在调查海域采集到鱼类和甲壳类生物体内污染物质含量评价参考



《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)中规定的生物质量标准。鱼类及甲壳类目前没有铬的生物质量评价标准,因此以上评价因子只列出检测结果,不予以评价。生物体内污染物含量评价标准见表 5.1-6。

表 5.1-6 生物体内污染物含量评价标准(湿重: $\times 10^{-6}$)

类别	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
甲壳类	0.2	1	100	2	2.0	150	--	20
鱼类	0.3	1	20	2	0.6	40	--	20

注:“--”表示无相关标准可参考,表中所列值为最大允许值,评价标准参考:《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)。

5.1.6 评价方法

5.1.6.1 叶绿素 a

叶绿素 a 含量的测定按照《海洋监测规范》中海洋生物调查荧光萃取(Trilogy)法(GB 17378.7-2007)。叶绿素 a 采样站位及层次与水质相同,初级生产力根据叶绿素 a 含量计算得出。

5.1.6.2 海水水质

根据监测结果,采用单因子标准指数法对水质现状进行评价。

单因子标准指数法

1) 单因子水质参数 i 在第 j 点的标准指数:

$$S_{i,j} = C_{i,j} / C_{s,i}$$

式中: $S_{i,j}$ — i 评价因子在 j 点的标准指数;

$C_{i,j}$ — i 评价因子在 j 点的实测浓度, mg/L;

$C_{s,i}$ — i 评价因子的评价标准, mg/L。

2) DO 的标准指数为:

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_s$$

$$S_{DO,j} = DO_s / DO_j \quad DO_j \leq DO_s$$

式中: DO_s — 溶解氧的海水水质标准, mg/L;

DO_j — j 点的溶解氧, mg/L;

DO_f — 饱和溶解氧浓度, mg/L, $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$;

S — 实用盐度符号, 量纲为 1;

T — 水温, $^{\circ}\text{C}$ 。

3) pH 的标准指数为:



$$S_{pH,j} = \frac{7.0 - pH_j}{7.0 - pH_{sd}} \quad pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j} = \frac{|pH_j - 7.0|}{pH_{su} - 7.0} \quad pH_j > 7.0$$

式中： $S_{pH,j}$ —pH 值的指数，大于 1 表明该水质因子超标；

pH_j —pH 值实测统计代表值；

pH_{su} —评价标准中 pH 值的上限值；

pH_{sd} —评价标准中 pH 值的下限值。

5.1.6.3 海洋沉积物

与海水水质现状评价的方法相同，海洋沉积物质量现状的评价亦采用单因子标准指数法。

5.1.6.4 海洋生物生态

a. 初级生产力

初级生产力采用 CADEE (1975) 公式，依据叶绿素 a、透明度、水深和碳同化系数进行估算。即：

$$P = \frac{Chla \cdot Q \cdot D \cdot E}{2}$$

式中： P —初级生产力 ($\text{mg} \cdot \text{C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$)；

$Chla$ —真光层平均叶绿素 a 的含量 (mg/m^3)；

Q —不同层次同化指数算术平均值 ($1/\text{d}$)，取 3.7 ($1/\text{d}$)；

D —昼长时间 (h ，根据海区调查季节，估算为 12h)；

E —真光层深度 (m)。

b. 多样性指数、均匀度、丰富度和优势度的计算

评价生物群落结构特征采用 Shannon-Wiener 多样性指数 (H') (1949)、Pielou 均匀度指数 (J') (1975)、Margalef 丰富度指数 (d) (1958)，计算公式分别为：

$$H' = - \sum_{i=1}^S P_i \log_2 P_i$$

$$J' = H' / \log_2 S$$

$$d = (S-1) / \log_2 N$$

式中： $P_i = n_i/N$ (n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个体数)； S 为



种类数。

c. 优势度

采用某一区域的优势度来判定优势种，计算公式为：

$$Y = \frac{n_i}{N} \cdot f_i$$

式中： n_i 是第*i*个物种的个体数， N 是全部物种的个数； f_i 为该种在各站出现的频率。 $Y \geq 0.02$ ，即判定为该区域的优势种。

d. 生物质量

底栖生物质量评价采用单因子标准指数法，评价公式与海水水质相同。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查

调查海域海水水质调查结果见附表 1 和附表 2 调查海域各站位海水水质调查站位平均值。

5.2.2 海水水质评价结果

本次调查所有站位海水水质按不劣于现状海水水质标准评价，即按照现状评价至所属水质等级，同时按照第一类海水水质标准给出各评价因子的单因子标准指数供参考（各站评价因子的平均值和标准指数分别见附表 2 和附表 3）。

5.2.2.1 常规站位调查结果

调查海域海水水质评价结果见表 5.2-1 和表 5.2-2，调查海域 pH、COD、DO、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、铅、硫化物和挥发性酚共 15 项评价因子均满足第一类海水水质标准。

表 5.2-1 调查海域海水水质各评价因子的标准指数结果（按第一类）

评价因子	最小值	最大值	超一类率	评价因子	最小值	最大值	超一类率
pH				锌			
DO				镉			
COD				铅			
石油类				铜			
无机氮				总铬			
活性磷酸盐				硫化物			
汞				挥发性酚			
砷							



表 5.2-2 海水各评价因子的标准指数结果统计

评价因子	满足第一类海水水质标准	满足第二类海水水质标准
pH	所有站位	-
DO	所有站位	-
COD	所有站位	-
石油类	所有站位	-
无机氮	所有站位	-
活性磷酸盐	所有站位	-
汞	所有站位	-
砷	所有站位	-
锌	所有站位	-
镉	所有站位	-
铅	所有站位	-
铜	所有站位	-
总铬	所有站位	-
硫化物	所有站位	-
挥发性酚	所有站位	-

5.2.2.2 加密站位调查结果

加密站位仅调查表层石油类和表层、50m 层 COD，本次调查所有站位均满足第一类海水水质标准。

表 5.2-3 加密站位石油类和 COD 的标准指数结果

评价因子	最小值	最大值	评价结果
石油类			满足第一类海水水质标准
COD			

5.3 海洋沉积物现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

调查海域表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1。本次调查海域 18 个沉积物测站的粒度分析表明，该海域沉积物类型为粉砂质砂 (TS) 和砂质粉砂 (ST)。粒级组分中砂含量介于 (※※~※※) %，平均为 ※※ %；粉砂含量介于 (※※~※※) %，平均为 ※※ %；粘土含量介于 (※※~※※) %，平均为 ※※ %；砾含量介于 (※※~※※) %，平均为 ※※ %。

表 5.3-1 表层沉积物粒度分析结果

站位	砾(%)	砂(%)	粉砂(%)	粘土(%)	类型及代号
P1					
P3					
P5					
P8					
P10					



站位	砾(%)	砂(%)	粉砂(%)	粘土(%)	类型及代号
P12					
P13					
P14					
P15					
P17					
P18					
P20					
P22					
P24					
P25					
P27					
P28					
P29					
最小值					
最大值					
平均值					

5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

调查海域表层沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类调查分析结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 沉积物中各污染物含量状况

站位	有机碳	石油类	硫化物	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
	%	$\times 10^{-6}$								
P1										
P3										
P5										
P12										
P10										
P8										
P13										
P14										
P15										
P17										
P18										
P24										
P22										
P25										
P20										
P27										
P28										
P29										
最小值										
最大值										



站位	有机碳	石油类	硫化物	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
	%	$\times 10^{-6}$								
平均值										

注：当未检出占比不足 1/2，未检出按照其检出限的 1/2 参与计算，占比超过 1/2，则按照其检出限的 1/4 参与计算。

由表 5.3-2 可知，调查海域海洋沉积物污染物含量情况：有机碳含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-2}$ ；硫化物含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；汞含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；砷含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；铜含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；铅含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；镉含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；锌含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；铬含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ ；石油类含量范围为 $(\text{※※} \sim \text{※※}) \times 10^{-6}$ 。

5.3.3 海洋沉积物质量评价结果

调查海域海洋沉积物中各评价因子的标准指数值见表 5.3-3。调查海域表层沉积物中各站位的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类均符合《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准，调查海域内沉积物环境质量整体状况较好。

表 5.3-3 沉积物中各污染物标准指数值（按第一类标准）

站位	有机碳	石油类	硫化物	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
P1										
P3										
P5										
P12										
P10										
P8										
P13										
P14										
P15										
P17										
P18										
P24										
P22										
P25										
P20										
P27										
P28										
P29										
最小值										
最大值										
平均值										
超一类率										



5.4 海洋生态现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

本次调查各站叶绿素 a 含量的具体情况见表 5.4-1。

本次调查海域表层叶绿素 a 含量变化于 (※※~※※) mg/m^3 , 平均值为 ※※ mg/m^3 ; 50m 层叶绿素 a 含量变化于 (※※~※※) mg/m^3 , 平均值为 0.029 mg/m^3 , 调查海域叶绿素 a 含量水平总体较低。初级生产力各站位变化范围为 (※※~※※) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 平均值为 ※※ $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.4-1 各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站位	叶绿素 a (mg/m^3)			初级生产力 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$
	表层	50m 层	平均	
P1*				
P2				
P3				
P4				
P5				
P6				
P7				
P8				
P9				
P10				
P11				
P12*				
P13				
P14				
P15*				
P16				
P17				
P18				
P19				
P20*				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P26				
P27				
P28				
P29*				
P30				
最小值				



站位	叶绿素 a (mg/m^3)			初级生产力 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$
	表层	50m 层	平均	
最大值				
平均值				

注：“*”表示平行站。

5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

本次调查共出现浮游植物**门**属**种，详见附表 4。硅藻种类最多，有**属**种，占总物种数的**%；甲藻有**属**种，占总物种数的**%，蓝藻有**属**种和金藻**属**种各占**%。种类出现较多的属有甲藻门的角藻属（出现**种占**%），硅藻门的角毛藻属（出现**种占**%），硅藻门的根管藻属（出现**种占**%）；以及硅藻门的圆筛藻属（出现**种占**%）；以上**个属种数合计占浮游植物总种数的**%，其他**属出现的种类数较少。

5.4.2.2 个体数量分布

调查海域各站位浮游植物个数数量见表 5.4-2。本次调查各站位浮游植物密度变化范围在（**~**） $\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为** $\times 10^4$ 个/ m^3 。

表 5.4-2 调查各站浮游植物密度（ $\times 10^4$ 个/ m^3 ）

站位	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻	生物密度
P1					
P3					
P5					
P8					
P10					
P12					
P13					
P14					
P15					
P17					
P18					
P20					
P22					
P24					
P25					
P27					
P28					
P29					



站位	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻	生物密度
最小值					
最大值					
平均值					

5.4.2.3 优势种

调查海域浮游植物优势种类有※※、※※、※※、※※共※※种，优势度依次为※※、※※、※※、※※，优势种较多且各个优势种优势度不大。

5.4.2.4 群落特征指数

本次调查浮游植物群落特征指数见表 5.4-3。由表可见调查海域各站位多样性指数变化范围在※※~※※之间，平均值为※※；均匀度变化范围在※※~※※之间，平均值为※※；丰富度指数变化范围在※※~※※之间，平均值为※※，丰富度高。本次调查大多数区域浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平，该海域浮游植物维持较好的群落组成。

表 5.4-3 调查浮游植物群落特征指数

站位	H'	J'	d
P1			
P3			
P5			
P8			
P10			
P12			
P13			
P14			
P15			
P17			
P18			
P20			
P22			
P24			
P25			
P27			
P28			
P29			
最小值			
最大值			
平均值			



5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

本次调查该海域共记录到浮游动物※※种和阶段性浮游幼体（含鱼卵和仔稚鱼）※※类（详见附表 5）。各类群中以※※最多，为※※种，占浮游动物总种类数的※※%；其次为※※，共※※种，占总种类数的※※%。

5.4.3.2 生物量和个体数量分布

调查海域各站位浮游动物生物量和个体数量详见表 5.4-4。

本次调查浮游动物个体数量变化范围在（※※~※※）个/m³之间，平均值为※※个/m³。浮游动物生物量范围在（※※~※※）mg/m³之间，平均值为※※mg/m³。

表 5.4-4 浮游动物生物量（mg/m³）和密度（个/m³）

站位	生物量	个体数量
P1		
P3		
P5		
P8		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P17		
P18		
P20		
P22		
P24		
P25		
P27		
P28		
P29		
最小值		
最大值		
平均值		

5.4.3.3 优势种

调查海域浮游动物优势种共※※种（类），包括※※、※※、※※和※※，优势度依次为※※、※※、※※和※※。

5.4.3.4 群落特征指数

调查海域各站浮游动物群落特征指数见表 5.4-5。



本次调查浮游动物的种类多样性指数 (H') 变化范围在※※~※※之间, 平均值为※※, 各站位多样性指数基本在较好水平; 均匀度 (J') 变化范围在※※~※※之间, 平均值为※※; 丰富度 (d) 指数变化范围在※※~※※之间, 平均值为※※。

从各项群落指数来看, 本次调查海域群落特征表现为浮游动物种类较为丰富, 多样性水平基本在较好水平, 丰富度指数良好, 群落结构稳定性较好。

表 5.4-5 浮游动物群落特征指数

站位	H'	J'	d
P1			
P3			
P5			
P8			
P10			
P12			
P13			
P14			
P15			
P17			
P18			
P20			
P22			
P24			
P25			
P27			
P28			
P29			
最小值			
最大值			
平均值			

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

本次调查共鉴定出底栖生物※※种, 种名详见附表 6。其中※※种类最多, 有※※种, 约占总种数的※※%; ※※次之, 有※※种, 占总种数的※※%; ※※有※※种, 占总种数的※※%; ※※有※※种, 占总种数的※※%, 其他类群比例较低。

5.4.4.2 生物量和栖息密度

调查海域各站底栖生物生物量和生物密度见表 5.4-6。

本次调查底栖生物的栖息密度变化范围为 (※※~※※) 个/ m^2 , 平均栖息密度为※※个/ m^2 ; 生物量变化范围为 (※※~※※) g/m^2 , 平均生物量为※※ g/m^2 。

表 5.4-6 底栖生物各站的栖息密度 (个/m²) 和生物量 (g/m²)

站位	栖息密度	生物量
P1		
P3		
P5		
P8		
P10		
P12		
P13		
P14		
P15		
P17		
P18		
P20		
P22		
P24		
P25		
P27		
P28		
P29		
最小值		
最大值		
平均值		

5.4.4.3 优势种

本次调查底栖生物优势种有※※种，包括※※、※※、※※，优势度分别为※※、※※、※※。

5.4.4.4 群落特征指数

调查海域各站底栖生物群落特征指数见表 5.4-7。

本次调查底栖生物群落的种类多样性指数 (H') 在※※~※※之间，平均值为※※；均匀度 (J') 在※※~※※之间，平均值为※※；丰富度 (d) 在※※~※※之间，平均值为※※。调查海域底栖生物的生物多样性指数、丰富度和均匀度都较高，显示底栖生物群落结构比较稳定。

表 5.4-7 底栖生物群落特征指数

站位	H'	J'	d
P1			
P3			
P5			
P8			
P10			
P12			
P13			
P14			



站位	H'	J'	d
P15			
P17			
P18			
P20			
P22			
P24			
P25			
P27			
P28			
P29			
最小值			
最大值			
平均值			

5.5 生物质量调查与评价

5.5.1 主要污染物质的含量状况

海洋生物质量检测分析样品来自底栖生物定性拖网样品。本次调查站位中生物质量调查共※※份测试样品，其中鉴定出鱼类※※份，甲壳类※※份。根据《海洋监测规范》（GB 17378.6-2007）的有关规定，取待测生物样品的可食部分，测定其铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃的含量。本次调查海洋底栖生物体内污染物含量见表 5.5-1。

从表中可以看出，鱼类体内的砷、铜、镉、锌和石油烃含量平均值低于甲壳类，砷和石油烃的种类间差异更大。鱼类体内富集的总汞和铅含量高于甲壳类，其它调查要素在类群之间分布差异不明显。因为各站点选取的供残毒分析的生物种类并不统一，所以不同污染物在生物体内的含量差异除了是站点区域差异造成的外，也与生物体对污染物富集能力的差异有关。

表 5.5-1 本次调查底栖生物体内各指标的含水平(湿重： $\times 10^{-6}$)

站号	种名	种类	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P3										
P5										
P10										
P13										
P14										
P15										
P20										
P25										
P27										
P28										
P1										
P8										
P12										



站号	种名	种类	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P17										
P18										
P22										
P24										
P29										
平均值										

注：“nd”表示未检出，当检出率为 1/2 以上(含 1/2)时，以检出限的 1/2 统计；检出率不足 1/2 时，以检出限的 1/4 统计。

5.5.2 生物质量评价结果

根据单因子标准指数法计算出各评价因子的标准指数，统计结果列于表 5.5-2。

表 5.5-2 底栖生物的单因子标准指数

站号	种名	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P3									
P5									
P10									
P13									
P14									
P15									
P20									
P25									
P27									
P28									
P1									
P8									
P12									
P17									
P18									
P22									
P24									
P29									
平均值									

统计结果表明，除砷以外，鱼类和甲壳类的生物质量状况较好，总汞、铜、铅、镉、锌和石油烃的单因子标准指数均小于 1，均满足生物质量评价标准的要求。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中砷的标准值，鱼类和甲壳类所有样品的砷均有超标现象，不能满足生物质量评价标准，超标率均为 100%。

5.5.3 超标原因分析

海洋中的砷主要来源于海底火山活动、岩石风化、大气沉降等自然过程和



采矿废水、含砷农药使用等人类活动。海洋中的砷以无机砷、有机砷和吸附性颗粒态砷等形态存在，其中无机砷易被生物吸收且可通过甲基化转化为毒性较低的有机形态，颗粒态砷附在悬浮颗粒物（如有机碎屑、铁锰氧化物）表面，可通过摄食进入生物体内。砷通过摄食、呼吸等途径进入生物体内，底栖生物（如多毛类、贝类）因直接摄食沉积物或滤食颗粒物而导致砷在体内富集，且这种富集通过食物链逐级放大，称为生物放大效应。富集程度受生物代谢能力（如鱼类对无机砷排泄率低）、食性（底栖摄食者更易积累）及环境因素（缺氧沉积环境促进砷释放）共同影响，导致高营养级生物体内砷浓度可达危险水平。

海洋生物体内重金属含量与生物种类和污染物分布状况等息息相关。在海洋生态系统中，鱼类和甲壳类均属于消费者，体内污染物含量在生物富集作用和生物放大效应下，可能处于较高水平。海洋鱼类普遍具有将从环境吸收的无机砷通过生物转化合成转化为有机砷的能力，其体内砷主要存在形态为无毒的砷甜菜碱（AsB）。鱼类体内的砷主要从食物中累积，鱼体内砷累积量比水体高，有些鱼类砷含量高达 $100\mu\text{g/g}$ 。对虾是滤食性或底栖食性，属于初级到次级消费者，可能摄食较多含有砷的沉积物或有机碎屑。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）海洋生物质量中砷的标准值，本次调查砷的超标情况在近年南海海域调查和历史调查中均有类似结果。历次调查中，底栖生物质量（如鱼类、甲壳类、软体类等）的砷含量普遍偏高，可能与它们的种类、生活习性、环境变化及对不同物质的富集能力差异等多种因素有关。

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查时间

本项目渔业资源现状调查由广东海洋大学南海渔业资源监测与评估中心承担，调查时间为 2024 年 11 月 22 日至 11 月 30 日。

5.6.2 调查范围及站位布设

本次调查设 12 个调查站位，渔业资源调查站位见图 5.6-1 和表 5.6-1。

表 5.6-1 渔业资源调查站位

站位	东经 E	北纬 N	调查项目
S1			游泳动物，鱼卵仔稚鱼
S2			游泳动物，鱼卵仔稚鱼



站位	东经 E	北纬 N	调查项目
S3			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S4			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S5			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S6			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S7			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S8			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S9			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S10			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S11			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
S12			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼

图 5.6-1 渔业资源调查站位

5.6.3 调查与评价方法

5.6.3.1 游泳动物

游泳动物现场调查采样和分析参照《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》（GB12763.6-2007）、《海洋渔业资源调查规范》（SC/T 9403-2012）中渔业资源调查的要求进行。渔业资源拖网船为“桂北渔 31888”底拖网渔船，总吨位 198t，净吨位 69t，主机功率 368kW，底拖网具上纲约 44m，每站拖网 1h，拖网速度平均为 3.0nmile/h，每站平均扫海面积 0.122km²。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存运回实验室详细测定生物学数据。

游泳动物资源密度和现存资源量采用扫海面积法（资源密度指数法）评估。其中，资源密度的估算公式为：

$$D=Y/(A(1-E))$$



式中： D —资源密度 (kg/km^2)；

A —每小时扫海面积 (km^2/h)；

Y —平均渔获率 (kg/h)

E —逃逸率 (取 0.5)。

资源量的评估公式为：

$$B=D \cdot S \cdot 10^{-3}$$

式中： B —现存资源量 (t)；

D —资源密度 (kg/km^2)；

S —调查监测水域面积 (km^2)。

5.6.3.2 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼调查根据《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》(GB12763.6-2007) 中鱼类浮游生物调查相关要求执行。用大型浮游生物网进行垂直采集，每个站采样 2 网。采集的样品均用 5% 甲醛溶液固定后，置于鱼舱 -20°C 冷冻保存，运回实验室后挑拣并进行 DNA 测序、分类鉴定和计数。

垂直拖网鱼卵仔稚鱼密度计算公式：

$$D=I/W$$

式中： D —密度 (粒/ m^3 或尾/ m^3)；

I —每网枚数 (粒或尾)；

W —滤水量 (m^3)。

5.6.3.3 相对重要性系数

从各种类在数量、重量中所占的比例和出现频率 3 个方面进行优势度的综合评价，判断其在群落中的重要程度，即：

$$IRI=(N+W) \times F$$

式中： IRI —相对重要性指数；

N —单种在数量中所占的比例；

W —单种在重量中所占的比例；

F —出现频率。

IRI 值大于 1000 的为优势种，100~1000 的为重要种，10~100 的为常见种，1~10 之间为一般种，小于 1 的为少见种。



5.6.4 鱼类资源状况

5.6.4.1 种类组成

调查海域共捕获鱼类※※种，隶属※※目※※科※※属。在鉴定的※※种鱼类中，以※※种数最多，共※※种；※※、※※和※※分别为※※种、※※种和※※种。其余目鱼类种类数均较少。本次调查捕获鱼类种类名录见附表 7。

5.6.4.2 优势种

本次调查的优势渔获物共有※※种，分别为※※、※※、※※、※※，IRI 指数分别为※※、※※、※※、※※。

5.6.4.3 渔获率

本次调查鱼类渔获率见表 5.6-2。

调查海域鱼类拖网渔获率重量变化范围为（※※~※※）kg/h，平均为※※kg/h；拖网渔获率数量变化范围为（※※~※※）尾/h，平均为※※尾/h。

表 5.6-2 各站位鱼类渔获率

站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.4.4 资源量评估

本次调查鱼类资源量见表 5.6-3。

调查海域幼鱼资源密度为（※※~※※）尾/km²，平均值为※※尾/km²；幼鱼资源量为（※※~※※）kg/km²，平均值为※※kg/km²；成鱼资源密度为（※※~※※）尾/km²，平均值为※※尾/km²；成鱼资源量为（※※~※※）kg/km²，平均值为※※kg/km²。



表 5.6-3 各站位鱼类资源量

站位	幼体资源密度 (尾/km ²)	幼体资源量 (kg/km ²)	成体资源密度 (尾/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)
S1				
S2				
S3				
S4				
S5				
S6				
S7				
S8				
S9				
S10				
S11				
S12				
最小值				
最大值				
平均值				

5.6.5 头足类资源状况

5.6.5.1 种类组成

调查海域共获得头足类※※种，隶属于※※目※※科※※属，见附表 8。

5.6.5.2 优势种

本次调查头足类的优势渔获物共有※※种，分别为※※、※※、※※，IRI 指数分别为※※、※※、※※。

5.6.5.3 渔获率

本次调查头足类渔获率见表 5.6-4。

调查海域头足类渔获率重量变化范围为(※※~※※)kg/h，平均为※※kg/h；渔获率数量变化范围为(※※~※※)尾/h，平均为※※尾/h。

表 5.6-4 各站位头足类渔获率

站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		



站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
S10		
S11		
S12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.5.4 资源量评估

本次调查头足类资源量见表 5.6-5。

调查海域头足类幼体资源密度为(※※~※※)尾/km², 平均值为※※尾/km²; 幼体资源量为(※※~※※) kg/km², 平均值为※※kg/km²; 成体资源密度为(※※~※※) 尾/km², 平均值为※※尾/km²; 成体资源量为(※※~※※) kg/km², 平均值为※※kg/km²。

表 5.6-5 各站位头足类资源量

站位	幼体资源密度 (尾/km ²)	幼体资源量 (kg/km ²)	成体资源密度 (尾/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)
S1				
S2				
S3				
S4				
S5				
S6				
S7				
S8				
S9				
S10				
S11				
S12				
最小值				
最大值				
平均值				

5.6.6 甲壳类资源状况

5.6.6.1 种类组成

本次调查渔获甲壳类※※种, 分隶※※目※※科※※属。其中, 虾类和虾蛄类※※种, 蟹类※※种, 种类名录见附表 9。

5.6.6.2 优势种

本次调查甲壳类的优势渔获物共有※※种, 分别为※※和※※, *IRI* 指数分别为※※和※※。



5.6.6.3 渔获率

本次调查甲壳类渔获率见表 5.6-6。

调查海域甲壳类渔获率重量变化范围为(※※~※※)kg/h, 平均为※※kg/h; 渔获率数量变化范围为(※※~※※)尾/h, 平均为※※尾/h。

表 5.6-6 各站位甲壳类渔获率

站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.6.4 资源量评估

本次调查甲壳类资源量及资源密度见表 5.6-7 和表 5.6-8。

调查海域虾类成体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为※※kg/km², 成体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为※※尾/km²; 幼体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为※※kg/km², 幼体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为※※尾/km²。蟹类成体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为※※kg/km², 成体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为 6794 尾/km²; 幼体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为 22.64kg/km², 幼体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为※※尾/km²。虾蛄类成体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为※※kg/km², 成体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为※※尾/km²; 幼体资源重量密度(※※~※※)kg/km², 平均为※※kg/km², 幼体资源尾数密度(※※~※※)尾/km², 平均为※※尾/km²。

表 5.6-7 各站位甲壳类资源量

站位	幼体资源量 (kg/km ²)			成体资源量 (kg/km ²)		
	虾类	蟹类	虾蛄类	虾类	蟹类	虾蛄类
S1						



站位	幼体资源量 (kg/km ²)			成体资源量 (kg/km ²)		
	虾类	蟹类	虾蛄类	虾类	蟹类	虾蛄类
S2						
S3						
S4						
S5						
S6						
S7						
S8						
S9						
S10						
S11						
S12						
最小值						
最大值						
平均值						

表 5.6-8 各站位甲壳类资源密度

站位	幼体资源密度 (尾/km ²)			成体资源密度 (尾/km ²)		
	虾类	蟹类	虾蛄类	虾类	蟹类	虾蛄类
S1						
S2						
S3						
S4						
S5						
S6						
S7						
S8						
S9						
S10						
S11						
S12						
最小值						
最大值						
平均值						

5.6.7 总资源评估

本次调查渔业资源渔获重量变化范围为(※※~※※)kg/h, 平均为※※kg/h; 渔获数量变化范围为(※※~※※)尾/h, 平均为※※尾/h。渔业资源重量资源密度在(※※~※※) kg/km², 平均为※※kg/km²; 尾数资源密度在(※※~※※) 尾/km², 平均为※※尾/km², 具体见表 5.6-9。

表 5.6-9 各站位游泳动物资源状况

站位	重量渔获率 (kg/h)	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数渔获率 (尾/h)	尾数资源密度 (尾/km ²)
S1				



站位	重量渔获率 (kg/h)	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数渔获率 (尾/h)	尾数资源密度 (尾/km ²)
S2				
S3				
S4				
S5				
S6				
S7				
S8				
S9				
S10				
S11				
S12				
最小值				
最大值				
平均值				

5.6.8 鱼卵、仔稚鱼

5.6.8.1 种类组成

本次调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼※※个种类，种类名录详见附表 10。

5.6.8.2 资源密度

调查海域各站鱼卵和仔稚鱼的数量见表 5.6-10。鱼卵平均密度为※※粒/100m³，仔稚鱼为※※尾/100m³。

表 5.6-10 调查海域鱼卵仔稚鱼数量

站位	鱼卵密度 (粒/100m ³)	仔稚鱼密度 (尾/100m ³)
S1		
S2		
S3		
S4		
S5		
S6		
S7		
S8		
S9		
S10		
S11		
S12		
最小值		
最大值		
平均值		



6 环境影响回顾性分析

番禺油田群区域现有生产设施包括 7 座已建井口平台（PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台、PY10-2WHPA 平台、PY10-1WHPA 平台和 PY11-12WHPA 平台），1 座待建 PY10-4WHPA 平台以及 1 艘浮式生产储油轮 HYSY111FPSO。本项目新建 1 座有人井口平台 PY3-1WHPA、1 条海底混输管道和 1 条海底电缆。本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置生产分离器，所产物流在本平台脱气和脱水后（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8），分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后去往火炬燃烧，含油生产水经生产水处理系统处理达标后排放，含水原油经海底混输管道输往 HYSY111FPSO 进行进一步油水分离，处理为合格原油后进入原油储舱定期外运，分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标排放。

表 6.1-1 本项目依托工程概况

工程名称	所属油气田	依托功能	是否涉及改造
PY10-6DPPA 平台	番禺油田群	物流处理、电力	否
HYSY111FPSO	番禺油田群	物流处理、生产水处理	是，另行评价
PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道		物流运输	否

注：PY10-6DPPA 平台及 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道为拟建项目，在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价，计划 2028 年 4 月投产，故下述回顾内容不包含该内容。

为了更加客观地预测评价本项目投产后对周围海域环境可能产生的影响，本篇将主要针对本项目所依托及涉及相关工程设施和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

6.1 现有工程回顾

6.1.1 番禺 4-2/5-1 油田开发工程

番禺 4-2/5-1 油田开发工程的主要工程设施包括 PY4-2WHP 平台、PY5-1WHP 平台、一艘位于两平台间的浮式生产储油装置（HYSY111FPSO）以及分别连接 PY4-2WHP 平台至 HYSY111FPSO、PY5-1WHP 平台至 HYSY111FPSO 的两条海底管线和电缆。PY4-2WHP 和 PY5-1WHP 两座平台于 2003 年 4 月建成，HYSY111FPSO 于 2003 年 7 月安装就位并投产。

番禺 4-2/5-1 油田 2003 年建成时各平台均有 20 个井槽，其中 PY4-2WHP 有 14 口生产井，PY5-1WHP 有 12 口生产井，采用电潜泵开采。井液在平台上经过脱气罐将大部分气体分离排放后由增压泵通过管线外输。HYSY111FPSO 上设有



油水处理设施，分别处理两座平台的来液。

6.1.2 番禺油田调整及改造项目

2024 年，对 HYSY111FPSO 的生产水处理设施进行了局部改造并调整了有关的操作参数，提升处理质量，最大水处理能力仍保留原有的设计能力；实施 42 口调整井工程，全部为生产井，其中 PY4-2WHP 平台实施 5 口调整井，PY4-2DPPA 平台实施 18 口调整井，PY5-1WHP 平台实施 7 口调整井，PY5-1DPPB 平台实施 12 口调整井。

6.2 依托工程环评批复及落实情况

6.2.1 环评批复及竣工验收情况

本项目依托工程的环评批复及竣工验收情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 本项目依托工程的环评批复及竣工验收情况

报告名称	主要建设内容	批复情况	环保设施竣工验收 批复情况
《番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》	新建 PY4-2WHP 平台、PY5-1WHP 平台、一艘浮式生产储油装置（HYSY111FPSO）以及之间的海底管线和电缆。	2001 年 9 月获批，国海环字（2001）353 号	已完成验收，于 2006 年 3 月获批（国海环字〔2006〕135 号）
《番禺油田调整及改造项目环境影响报告表》	改造 HYSY111FPSO 的生产水处理设施，PY4-2WHP 平台、PY4-2DPPA 平台、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台分别实施 5 口调整井、18 口调整井、7 口调整井、12 口调整井。	2025 年 1 月获批，环审（2025）10 号	/

番禺油田群现有相关油田均按要求落实了环评报告书及批复文件中的环保措施及补偿措施：钻井过程中使用的油基钻井液以及不能满足排放要求的水基钻井液和钻屑均全部运回陆地交有资质单位进行处理；生产垃圾、除食品废弃物以外的生活垃圾分类收集运回陆地处理；平台上均设有开/闭排系统，用于收集甲板及设备冲洗水和初期雨水等，防止排放入海；船舶含油污水处理达标后排放；含油生产水、生活污水经处理达标后排放，含油生产水排海量严格控制在已批复的排放总量以下；按照工程造成的渔业资源损失核算补偿金额，设专项资金，交由当地渔业部门确定增殖放流的品种和数量，对工程建设造成的渔业资源损失进行恢复或补偿。具体情况见表 6.2-2。



表 6.2-2 现有工程环评批复落实情况

批复	批复要求	落实情况
《关于番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》(国海环字〔2001〕353 号)	该工程作业区范围为 PY5-1 和 PY4-2 井口平台外缘 500 米以内、海底管线两侧 500 米内以及 FPSO 周围 1 海里半径以内的海域,并以 FPSO 周围 1000 米半径以内海域作为超一类水质混合区。	工程在建设和运行过程中严格控制作业区范围和污染物和排放浓度,投产至今未发生过污染物排放浓度超标的情况。
	该工程污染物排放总量应当严格按照报告书所提出的排污总量控制指标执行。	工程在运行过程中严格控制污染物的排放总量,严格执行已批复的排污总量,本项目依托的 HYSY111FPSO 污染物年排放量均未超过排放总量控制指标。
	在海洋石油开发时应采取切实有效措施,防范溢油风险,并注意油田开发发生溢油事故对珠江口中华白海豚和近海渔场的影响。发生溢油时,应按规定立即报告主管部门,并通报环保、渔业、海事、军队等有关部门。	严格落实了风险防范措施和应急措施,定期组织溢油应急演练,以熟悉应急程序和设备的操作。2008 年,番禺 4-2/5-1 油田发生过一起因海底管道腐蚀泄漏导致的小型溢油事故,作业区立即启动了海管应急维修预案,并于次日按程序上报国家海洋局南海分局。
	由于海底管道采取直接敷设的方式,应采取有效措施保护海底管线,防止渔网拖挂造成溢油事故。	建设单位定期对海底管道进行检测与维护,避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害,防止海底管道因外力破坏等原因造成的油气泄漏。
《关于番油田调整及改造项目环境影响报告表的批复》(环审〔2025〕10 号)	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非水基钻井液、含油量超过 8% 的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质单位处理。平台产生的生产垃圾、生活垃圾(处理合格的食物废弃物除外)应分类收集后运回陆地处理,含油生产水、生活污水经处理达标后排海。船舶产生的各类垃圾、含油污水及生活污水应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552—2018)处理处置。	工程产生污染物的处理和排放严格按照有关规定和标准对污染物进行处理和排放。含油量超过 8% 的水基钻井液和钻屑均运回陆地交由有资质的单位处理。生产垃圾和除食物废弃物以外的生活垃圾分类收集运回陆地处理。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水均严格执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。
	严格执行钻井作业规程和安全规程。加强随钻监测,配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备,建立健全井控管理系统。	建设单位严格执行作业规程和安全规程,加强随钻监测,已配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备,建立健全了井控管理系统。
	切实落实溢油应急措施。对油田现有溢油应急预案进行修订,将本项目纳入其中,并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局(以下简称珠江南海局)备案。发生溢油事故时,应立即启动应急预案,采取有效措施减轻事故对海洋生态	已切实落实环境风险防范措施,针对运营期油气泄漏等风险,建设单位已经制定了《番禺作业公司溢油应急计划》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。



批复	批复要求	落实情况
	环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报广东省渔业、海事部门和中国海警局直属第三局。	
	切实落实生态环境保护措施。钻井液、钻屑采用水下排放方式，并严格控制排放速率，最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。	已切实落实生态环境保护措施。已落实符合排放要求的钻井液和钻屑采用水下排放方式，并严格控制排放速率。

6.3 环境保护设施运行情况

6.3.1 主要环保设施及运行情况

本项目所依托的 HYSY111FPSO 的主要环保设施及运行状况见表 6.3-1。

表 6.3-1 依托工程主要环保设施及运行状况

设施名称	环保设施	数量	运行状况
HYSY111FPSO	生产水处理系统	2	正常
	生活污水处理装置	1	正常
	机舱含油污水处理装置	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式兼冷放空系统	1	正常
	食品废弃物粉碎设备	1	正常

6.3.2 主要污染物排放情况回顾

本项目依托的 HYSY111FPSO 近两年逐月生产水和生活污水排放情况见表 6.3-2。本项目依托的 HYSY111FPSO 生产水和生活污水排放总量均未超过原环评中的排放总量控制指标，生产水石油类和生活污水 COD 均符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求及原环评批复的控制排放浓度要求（生产水中石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ ，生活污水中 COD $\leq 500\text{mg/L}$ ），生产水和生活污水处理设施运行状况良好。



表 6.3-2 HYSY111FPSO 主要污染物排放情况统计

时间	生产水		生活污水		时间	生产水		生活污水	
	排放量 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	石油类浓度 (mg/L)	排放量 (m^3)	COD 浓度 (mg/L)		排放量 ($\times 10^4 \text{m}^3$)	石油类浓度 (mg/L)	排放量 (m^3)	COD 浓度 (mg/L)
2024.01	46.91	16.34	270	222	2025.01	48.97	15.71	233	90
2024.02	42.84	16.48	197	378	2025.02	41.91	16.58	219	77
2024.03	47.59	15.67	267	197	2025.03	45.44	16.88	266	231
2024.04	46.01	14.68	256	215	2025.04	39.43	16.56	259	75
2024.05	47.61	15.97	263	149	2025.05	44.35	15.87	265	86
2024.06	46.26	14.89	236	193	2025.06	44.89	16.17	254	68
2024.07	48.94	14.69	206	396	2025.07	45.75	16.53	165	51
2024.08	49.06	15.59	212	447	2025.08	43.91	17.14	240	76
2024.09	46.69	15.80	144	23	2025.09	37.90	17.27	184	184
2024.10	46.23	14.73	147	52	2025.10	38.94	18.66	253	79
2024.11	43.80	12.55	158	65	2025.11	38.94	18.66	253	79
2024.12	47.92	16.92	268	61	2025.12	40.52	16.87	263	61
年排放量/浓度最大值	559.86	16.92	2624	447	年排放量/浓度最大值	510.95	18.66	2854	231
原环评已批复总量	含油生产水批复总量为 $672.7 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ；生活污水批复总量为 $4088 \text{m}^3/\text{a}$ 。								



6.3.3 其他污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

主要包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水等，经开式和闭式排放系统收集后，全部打回生产流程。

6.3.3.2 伴生天然气

HYSY111FPSO 接收的物流因压力和温度的变化会含有少量的溶解气，分离出的少量气体进入闭排兼火炬系统进行燃烧。

6.3.3.3 固体废弃物

HYSY111FPSO 上设有固体废弃物收集设备，对生产垃圾和除食品废弃物外的生活垃圾分类进行回收，运回陆地，并按照当地政府实施《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。

6.4 溢油事故回顾

2008 年，番禺 4-2/5-1 油田发生过一起因海底管道腐蚀泄漏导致的小型溢油事故，溢油量约为 0.66m^3 。2008 年 12 月 25 日，守护船在日常巡检时发现 PY4-2WHP 平台和 HYSY111FPSO 之间的海域有油膜，经组织作业船及 ROV（水下机器人）进行现场排查，发现海底管线存在一处微小渗漏点，作业区立即启动了海管应急维修预案，并于次日按程序上报国家海洋局南海分局。

建设单位对发生泄漏的海底管道和泄漏点主要采取了以下应急处置措施：

a) 通过降低海底管道压力，降低原油输送流量，减缓泄漏情况，通过以上措施，检测到泄漏点的泄漏情况减缓了 25%；

b) 利用工作船 709 和水下机器人对泄漏点进行维修，在泄漏点处加装管道专用防漏卡子；

c) 维修完成后，通过水下机器人摄像头持续观察泄漏点维修情况，确认无原油泄漏后，完成维修作业返回工作船，避免溢油污染海洋环境；

d) 加强值班船对海底管道的巡检，发现问题及时应对，以避免腐蚀穿孔漏油污染环境事故的发生。

番禺 4-2/5-1 油田投产后，油品实际组分与项目设计时存在较大差异，油品中存在较多的二氧化碳和硫化氢，海管设计参数与实际运行参数存在较大差异。同时，由于当时产量较高，海管流速较大，加速了海管腐蚀，上述原因叠加导致腐蚀速率较快，海管穿孔。



建设单位后续更换了 PY4-2WHP 平台→HYSY111FPSO 和 PY5-1WHP 平台→HYSY111FPSO 混输管道，新建海管于 2009 年和 2010 年投产，新建海管针对油品性质升级了海管材质，同时提高平台水处理能力，降低海管含水率，降低流速。后续投产混输管道（PY4-2DPPA 平台→管线三通处、PY5-1DPPB 平台→管线三通处、PY10-2WHPA 平台→PY4-2DPPA 平台）均考虑了油品组分特点，采用新型材质确保海管安全运行。此外，建设单位每 2 年对海底管道进行一次 ROV 检查，2021 年对番禺 4-2/5-1 油田 5 条海管的调查结果表明，管线状况良好，各法兰等特征点外观良好，未见异常。

6.5 海洋生态环境质量回顾性分析

本项目依托的 HYSY111FPSO 的生产水处理系统和生活污水处理装置运行正常，近两年统计的生产水和生活污水均能实现达标排放且未超原环评批复总量。现有番禺油田投产以来，对外排污水采取了有效的处理措施，排放浓度低于排放标准，对油田周围的海水水质未造成明显损害。

2008 年，番禺 4-2/5-1 油田发生过一起因海底管道腐蚀泄漏导致的小型溢油事故，溢油量约为 0.66m^3 。作业区立即启动了海管应急维修预案，建设单位对发生泄漏的海底管道和泄漏点采取了应急处置措施。

根据调查海区历次调查结果显示，大部分海水水质参数含量稳定。其中溶解氧、化学需氧量、pH、无机氮和活性磷酸盐等理化指标均在一类标准范围内正常波动；汞、砷、铜、锌、镉和总铬含量稳定，维持在低浓度水平；铅含量 2017 年 10 月是历次调查结果中最高，全海区一类占比 91.9%，近两次调查铅含量均较低，所有调查站位含量满足一类标准；硫化物和挥发性酚在历次调查中含量均维持在低浓度水平，各次调查的结果均符合第一类海水水质标准。特征评价因子表层石油类含量在历次调查中均符合第一类海水标准。海洋沉积物中各评价因子均符合第一类沉积物质量标准，其中特征评价因子石油类在表层沉积物中均处于较低水平。历次调查显示浮游植物、浮游动物、底栖生物多样性指数和均匀度均较高，群落组成稳定，海洋生物生境良好。由于调查海区属于大洋，海域历次调查叶绿素 a 含量和初级生产力水平均较低。从历次的调查结果来看，除砷外其它底栖生物体内各评价因子平均含量与前几年相比变化不大；历次调查中，鱼类和甲壳类的砷含量普遍偏高，可能与它们的种类、生活习性、环境变化及对不同物质的富集能力差异等多种因素有关，砷的超标情况在近年



南海海域调查和历史调查中均有类似结果。



7 海洋生态环境影响预测与评价

根据工程分析, 本项目建设期主要污染物为钻屑、钻井液以及铺设海缆挖沟掀起的悬浮物; 运营期主要污染物为达标排放的生产水、生活污水及温排水等。本篇利用数值模拟方法对上述污染物影响进行预测, 并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础之上, 其基本方程如下。

连续方程:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0$$

x 向动量方程:

$$\frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial x} \left(N_x \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(N_y \frac{\partial u}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(N_z \frac{\partial u}{\partial z} \right) + f_v$$

y 向动量方程:

$$\frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial x} \left(N_x \frac{\partial v}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(N_y \frac{\partial v}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(N_z \frac{\partial v}{\partial z} \right) - f_u$$

z 向动量方程:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial z} + \frac{\partial}{\partial x} \left(N_x \frac{\partial w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(N_y \frac{\partial w}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(N_z \frac{\partial w}{\partial z} \right) - g$$

式中: t —时间 (s);

g —重力加速度 (m/s^2);

ρ —海水密度 (kg/m^3);

x, y, z —笛卡尔坐标系;

u, v, w — x, y, z 方向上的速度分量 (m/s);

P —水压力 (kg/m^3);

N_x, N_y, N_z — x, y, z 方向上的紊动粘性系数 (m^2/s)。

a. 边界条件

关于 u, v 和 w 的表面及底部边界条件为:



在 $z=\eta$ 处:

$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y} - w = 0$$

$z=-d$ 处:

$$u \frac{\partial d}{\partial x} + v \frac{\partial d}{\partial y} + w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 v_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

其中, (τ_{bx}, τ_{by}) 为底部摩擦应力在 x 及 y 方向上的分量。

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

$$\xi = \sum f_c H_c \cos[\omega_c + (V_0 + u) - g_c]$$

式中: H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角, 下标 C 为某个分潮; ω 为分潮频率; f 为交点因子; u 为交点订正角; V_0 是天文潮的初位相。模型中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取, 其由 M_2 、 S_2 、 K_1 、 O_1 、 N_2 、 P_1 、 K_2 、 Q_1 、 M_4 、 S_1 等 10 个调和常数经调和分析给出。

b. 初始条件

取零初始条件, 即从静止水位开始起算, 初始时刻水位起伏及各向流速均为 0, 即:

$$\xi(x, y, 0) = 0$$

$$u(x, y, 0) = 0$$

$$v(x, y, 0) = 0$$

$$w(x, y, 0) = 0$$

c. 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域为南海北部海域, 在污染物排放点周围将网格进行加密处理, 水平方向最小网格边长控制在 50m, 以求得准确的污染物浓度分布。本项目新建 PY3-1WHPA 平台附近水深约 86m, 从海面至海底划分为 8 层, 各层划分情况见表 7.1-1, 计算海域水平向网格设置见图 7.1-1。

表 7.1-1 垂向分层设置

分层	第 1 层	第 2 层	第 3 层	第 4 层	第 5 层	第 6 层	第 7 层	第 8 层
水深 (m)	0~10	10~20	20~30	30~40	40~50	50~66	66~76	76~86



计算域网格设置

加密区网格设置

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

7.1.1.2 模型验证

验证点资料来自中海油田服务股份有限公司的调查结果，验证点位置见表 7.1-2 和图 7.1-2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。



表 7.1-2 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
YC1		2025.11.07~11.08	潮位、潮流
YC2		2025.11.07~11.08	潮位、潮流
YC3		2025.11.07~11.08	潮流
YC4		2025.11.07~11.08	潮流

图 7.1-2 验证点地理位置

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从以上验证结果可以看出，潮位误差基本在 10cm 之内，流速过程线的形态基本一致，平均流速偏差在 10%之内，平均流向误差在 15°之内，符合有关技术规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

泥沙输运模块基于水动力模块的流场计算结果，并包括沉降和再悬浮在内的泥沙输运过程。

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{\partial uC}{\partial x} + \frac{\partial vC}{\partial y} + \frac{\partial (w - w_s)C}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial C}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial C}{\partial z} \right) + QC_0 - S$$

式中， C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m^3 ； w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s ； D_h 、 D_v 分别为水平和垂向泥沙扩散系数，在模型中设定为随水动力模块计算出的湍流粘性系数变化，系数取默认值 1； Q 为泥沙输入源强流量，单位 $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$ ； C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ； S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 $\text{kg}/\text{m}^3/\text{s}$ 。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

$$w_s = \begin{cases} \frac{(s-1)gd^2}{18\nu}, d < 100\mu m \\ \frac{10\nu}{d} \left\{ \left[1 + \frac{0.01(s-1)gd^3}{\nu^2} \right]^{0.5} - 1 \right\}, 100 < d < 1000\mu m \\ 1.1[(s-1)gd]^{0.5}, d > 1000\mu m \end{cases}$$

式中, d 为中值粒径, 单位 m ; s 为泥沙密度, 单位 kg/m^3 ; ν 为运动粘滞系数; g 为重力加速度, m/s^2 。

c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言, 床面淤积速率基于 Krone 公式计算:

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ; C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ; P_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

$$p_d = 1 - \frac{\tau_b}{\tau_{cd}}, \quad \tau_b \leq \tau_{cd}$$

式中 τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力, 床沙临界淤积切应力取值 $0.07N/m^2$ 。

对于非粘性泥沙而言, 床沙淤积速率基于下式表达:

$$S_d = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e < \bar{c}$$

d. 床面侵蚀速率

就粘性泥沙而言, 考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehta et al 公式估算, 对于固结粘性床沙有:

$$S_E = E \left(\frac{\tau_b}{\tau_{ce}} - 1 \right)^n, \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中, E 为侵蚀系数, 单位 $kg/m^2/s$; τ_{ce} 为床沙临界侵蚀切应力, 参数取值 $0.2N/m^2$, n 为经验常数。

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有:

$$S_E = E \exp[\alpha(\tau_b - \tau_{ce})^{0.5}], \quad \tau_b > \tau_{ce}$$

式中, α 为经验系数, 单位 $m/N^{0.5}$ 。

非粘性床沙侵蚀速率由下式给出:



$$S_e = -w_s \left(\frac{\bar{c}_e - \bar{c}}{h_s} \right), \quad \bar{c}_e > \bar{c}$$

e. 边界条件和初始条件

陆边界：

$$\frac{K_H}{D} \left[\frac{\partial S}{\partial n} \right] = 0$$

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \text{ 入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向， Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据工程分析核算，本项目产生钻屑总量约为 14480.5m³（堆体积，下同），其中，非钻井油层水基钻井液钻屑量 4221.8m³，钻井油层水基钻井液钻屑量 860.4m³，合成基钻井液钻屑量 9398.3m³，钻屑最大排放速率为 199.1m³/d，于水下 35m 处排放，详见表 7.1-3。

表 7.1-3 钻屑排放总量及排放速率

类别		井数(口)	总钻屑量 (m³)	非钻井油层 水基钻井液 钻屑量(m³)	钻井油层 水基钻井液钻 屑量(m³)	合成基钻井液 钻屑量(m³)	钻屑 排放速率 (m³/d)	排放位置 (m)
生产井	第一批	3	2917.5	1351.7	128.5	1437.3	199.1 (最大)	35
	第二批	3	2267.4	598.0	157.5	1511.9		
	第三批	2	1946.1	478.3	253.7	1214.1		
预留井		8	7349.5	1793.8	320.7	5235.0		
合计		16	14480.5	4221.8	860.4	9398.3		

钻屑粒径分布见表 7.1-4，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、>150μm（按 230μm 计算）共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15%进行计算，按前述公式计算，四组代表粒径下对应的沉降速度分别为 0.005m/s、0.010m/s、0.015m/s、0.029m/s，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。



表 7.1-4 钻屑粒径分布

$<74\mu\text{m}$	$74\sim120\mu\text{m}$	$120\sim150\mu\text{m}$	$>150\mu\text{m}$
25	35	25	15

b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放且排放时间较长，故预测结果与开始排放时刻关系不大，本次预测时长包含完整的大、中、小潮期，取最大浓度包络线作为预测结果，钻屑排放预测结果见表 7.1-5 和表 7.1-6，钻屑排放悬浮物浓度包络线图见图 7.1-4。

由预测结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小。从垂向上来看，钻屑排放悬浮物主要分布在排放层及其下一层（即第 4 层和第 5 层），其余层无超标现象发生。根据数模计算结果，钻屑扩散在排放层（第 4 层）超一（二）类包络面积为 0.244km^2 ，超三、四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.35km ；钻屑停止排放后 3h 悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.025km^2 。

图 7.1-4 钻屑排放浓度包络线

表 7.1-5 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（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)	覆盖 2cm 面积(km^2)
第 4 层	0.244	0.033	0.021	0.35	3	0.025
第 5 层	0.160	0	0			

表 7.1-6 钻屑排放浓度区间面积 (km^2)



层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 4 层	0.110	0.060	0.041	0.033
第 5 层	0.088	0.055	0.016	0
平均	0.099	0.057	0.029	0.016

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据工程分析核算, 本项目总钻井液产生量约为 13111.9m^3 , 其中非钻井油层水基钻井液 566.0m^3 , 钻井油层水基钻井液 4239.4m^3 , 合成基钻井液 8306.5m^3 。钻井液一次性最大排放量约为 711.9m^3 , 排放速率约为 $35\text{m}^3/\text{h}$, 于海面以下 35m 处排放。钻井液密度 $1.05\sim 1.40\text{g}/\text{cm}^3$ (按 $1.25\text{g}/\text{cm}^3$ 计算), 钻井液固相颗粒粒径 $0.008\sim 0.062\text{mm}$, 中值粒径为 0.016mm 。本项目钻井液量及排放情况见表 7.1-7。

表 7.1-7 本项目钻井液量及排放情况

类别	井数 (口)	钻井液 总量 (m^3)	非钻井油层 水基钻井液 总量 (m^3)	钻井油层 水基钻井液 总量 (m^3)	合成基钻井液 总量 (m^3)	最大排放 速率 (m^3/h)	排放位置 (m)
生产井	第一批	3	2514.4	566.0	715.3	35	35
	第二批	3	2060.2	0	683.1		
	第三批	3	1751.1	0	641.5		
预留井	7	6786.1	0	2199.5	4586.7		
合计	16	13111.9	566.0	4239.4	8306.5		

b. 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放, 统计各计算网格最大悬浮物浓度值, 取前述工况最大浓度包络线作为预测结果。钻井液预测结果见图 7.1-5, 钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-8 和表 7.1-9。由预测和分析结果可以看出, 钻井液排放悬浮物主要分布于排放层及其下一层 (即第 4 层和第 5 层), 其余层无超标现象发生。根据统计, 排放层 (第 4 层) 超一 (二) 类水包络面积为 0.539km^2 , 超三、四类面积相对较小, 超一类水质离排放点的最大距离为 0.65km ; 钻井液停止排放后 8h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。



图 7.1-5 钻井液排放浓度包络线

表 7.1-8 钻井液排放预测结果

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（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
第 4 层	0.539	0.071	0.044	0.65	8
第 5 层	0.363	0.000	0.000		

表 7.1-9 钻井液排放浓度区间面积 (km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 4 层	0.244	0.132	0.092	0.071
第 5 层	0.164	0.089	0.110	0.000
平均	0.204	0.111	0.101	0.036

7.1.1.1 悬浮物浓度场预测

a 排放方式及源强

本项目新建 1 条海底管道，1 条海底电缆，海底管道直接敷设于海底不挖沟埋设，海底电缆采用后挖沟的方式铺设，挖沟截面近似为梯形，根据挖沟尺寸及挖沟速度估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，本项目起沙率 10%进行核算，悬浮物产生速率为 18.4kg/s，海底电缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-10。

表 7.1-10 海底电缆铺设悬浮物源强

电缆名称	长度 (km)	上宽/下宽/埋深(m)	挖沟速度 (km/d)	悬浮物源强 (kg/s)
PY10-6DPPA 至 PY3-1WHPA 海底电缆	22.4	2/0.5/1.5	5	18.4



b 预测方法及预测结果

海底电缆挖沟悬浮物预测采取控制点法，即选取海底电缆起止端点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值，叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底电缆悬浮物扩散最大外包络线。海底电缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-11~表 7.1-12，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-6。

由预测结果可以看出，海底电缆挖沟仅在底部的第 8 层和第 7 层存在超标面积，第 7 层以上无超标面积，超标面积第 8 层较大，第 7 层相对较小。第 8 层超一（二）类包络面积为 14.608km²，超三、四类面积相对较小，最大影响距离约为 0.6km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.403km²，挖沟作业停止后最大 5h 即可恢复施工前的水质。

表 7.1-11 铺设海缆悬浮物预测结果

层位	超一（二）类包络面积（km ² ）	超三类包络面积（km ² ）	超四类包络面积（km ² ）	超一（二）类最大距离（km）	恢复时间（h）	覆盖 2cm 面积（km ² ）
第 7 层	6.158	0	0	0.6	5	0.403
第 8 层	14.608	2.399	1.809			

表 7.1-12 铺设海缆悬浮物不同浓度区间面积（km²）

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 7 层	3.846	2.312	0	0
第 8 层	7.043	3.103	2.063	2.399
平均	5.444	2.707	1.031	1.200



图 7.1-6 海底电缆悬浮物扩散包络线

7.1.3 生产水/生活污水影响预测

7.1.3.1 物质输运方程

浓度预测是在三维水动力模型的基础上，利用对流扩散模型计算排放后的浓度场。对流扩散方程如下：

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

式中： C 为污染物浓度（mg/L）； K_p 为污染物降解系数（1/s）； C_s 为污染物排放源浓度（mg/L）； S 为污染物排放源强（L/s）； D_h 、 D_v 分别为污染物水平和垂向扩散系数。

边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

$$\frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

其中， n 为闭边界的法线方向，即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：根据 2024 年 11 月现状调查，项目海域石油类浓度平均值 0.006mg/L，COD 浓度平均值 0.39mg/L。



7.1.3.2 生产水石油类浓度预测

a. 排放方式及源强

本项目 PY3-1WHPA 平台生产水最大排放量为※※m³/d（2032 年），经生产水处理系统处理合格后在水下沉箱排放，排放口深度为水下 36m，生产水排放情况详见表 7.1-13。

表 7.1-13 本项目生产水排放情况

平台	排放量(m ³ /d)	排放水深 (m)	排放浓度(mg/L)	石油类源强 (g/s)
PY3-1WHPA	※※	36	≤45	19.05

b. 预测方法及预测结果

生产水为连续排放，本次预测时段涵盖了大潮和小潮，取浓度最大包络线作为预测结果。初始条件根据海洋环境质量现状调查结果，设置石油类浓度背景值为 0.006mg/L。

PY3-1WHPA 平台生产水排放石油类浓度包络面积预测结果见图 7.1-7，各级超标面积见表 7.1-14~表 7.1-15。由预测结果可知，生产水排放主要影响在第 3~4 层，即排放层及其上一层，其中排放层影响面积最大，超一（二）类包络面积为 0.499km²，超三、四类面积相对较小，超一类最大距离 0.45km。

表 7.1-14 生产水排放预测结果

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（二）类最大距离(km)
第 3 层	0.326	0	0	0.45
第 4 层	0.499	0.041	0.019	

表 7.1-15 生产水排放浓度区间面积 (km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 3 层	0.255	0.071	0	0
第 4 层	0.305	0.150	0.025	0.019
平均	0.280	0.111	0.012	0.009



图 7.1-7 PY3-1WHPA 平台石油类浓度包络线

7.1.3.3 生活污水 COD 浓度预测

本项目新建 PY3-1WHPA 平台救生艇人数为 60 人，考虑钻修井等大型作业时临时人员较多，因此按照救生艇作业人数的 1.2 倍即 72 人计算生活污水量，生活污水按 $0.35\text{m}^3/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，则生活污水产生量为 $25.2\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水经处理达标 ($\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$) 后排海。

a. 排放方式及源强

新建 PY3-1WHPA 平台生活污水最大排放量 $25.2\text{m}^3/\text{d}$ ，其中 $\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$ ，生活污水间断排放，每天排放时间约 2h，据此估算 COD 排放源强约 1.75g/s ，生产水排放情况见表 7.1-16。

表 7.1-16 本项目生活污水排放情况

平台	排放量(m^3/d)	排放水深 (m)	排放浓度(mg/L)	COD 源强 (g/s)
PY3-1WHPA	25.2	海面	≤ 500	1.75

b. COD 预测方法及预测结果

PY3-1WHPA 平台生活污水排放造成的 COD 浓度增量包络图见图 7.1-8。由该图可见，由于生活污水排放量较小且 COD 浓度较低，预测的 COD 浓度在网格分辨率 (50m) 下最大增量为 0.06mg/L ，叠加现状调查中 COD 本底浓度 (0.39mg/L) 后平台周边海水 COD 浓度最大为 0.45mg/L ，由此可知，无论何时排放超一类影响距离都在 50m (预测最小网格边长) 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

图 7.1-8 PY3-1WHPA 平台 COD 浓度包络线

7.1.4 温排水预测

本项目 PY3-1WHPA 平台产生温排水，本节对温排水造成的周围海水温升进行预测。

7.1.4.1 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial uT}{\partial x} + \frac{\partial vT}{\partial y} + \frac{\partial wT}{\partial z} = F_T + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_v \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \hat{H} + T_s S$$

式中， D_v 为垂向湍流扩散系数； \hat{H} 为大气的热交换源项； T_s 为温度源项； F_T 为温度水平扩散项。

表面和底部边界：

$$z = \eta:$$

$$D_h \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{Q_n}{\rho_0 c_p} + T_p \hat{P} - T_e \hat{E}$$

$$z = -d:$$

$$\frac{\partial T}{\partial z} = 0$$

式中， Q_n 为表面热通量； $c_p=4217\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$ ，为水的比热。

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量：



潜热通量（蒸发造成的热量损失）遵循道尔顿方程：

$$q_v = LC_e(a_1 + b_1 W_{2m})(Q_{water} - Q_{air})$$

式中, $L=2.5 \times 10^6 \text{J/kg}$, 为蒸发潜热; $C_e=1.32 \times 10^{-3}$, 为道尔顿常数; W_{2m} 为水面上 2m 风速; Q_{water} 为水表水蒸气密度, Q_{air} 为大气中水蒸气密度; a_1 、 b_1 为常数, 此处分别取 0.5 和 0.9。

感热通量：

感热通量取决于水面与大气之间边界层类型, 通常边界层为湍流边界, 遵循着如下关系：

$$q_c = \begin{cases} \rho_{air} c_{air} c_{heating} W_{10} (T_{air} - T_{water}) & T_{air} \geq T \\ \rho_{air} c_{air} c_{cooling} W_{10} (T_{air} - T_{water}) & T_{air} < T \end{cases}$$

式中, ρ_{air} 为大气密度; c_{air} 为大气比热; $c_{heating}$ 、 $c_{cooling}$ 为斯坦顿常数 (均为 0.0011); W_{10} 为水面上 10m 风速, 临界默认风速值为 7m/s。

短波辐射：

其强度取决于与太阳的距离、赤纬角和纬度、地外辐射以及大气中水蒸气的含量。一天中短波辐射强度随入射角而变化, 地表短波辐射强度 H_0 ($\text{MJ/m}^2/\text{d}$) 按下式计算：

$$H_0 = \frac{24}{\pi} q_{sc} E_0 \cos(\phi) (\sin(\omega_{sr}) - \omega_{sr} \cos(\omega_{sr}))$$

长波辐射：

水面对大气的长波辐射减去大气对水面的长波辐射称为净长波辐射, 取决于云量, 空气温度, 空气中的蒸汽压力和相对湿度, 净输出的长波辐射 $q_{lr,net}$ (W/m^2) 由布伦特方程给出：

$$q_{lr,net} = -\sigma_{sb} (T_{air} - T_k)^4 (a - b\sqrt{e_d}) (c + \frac{n}{n_d})$$

式中, e_d 为露点温度下的蒸汽压力; n 为日照时间, n_d 为最大日照时间; $\sigma_{sb}=5.6697 \times 10^{-8} \text{W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^4)$, 为玻尔兹曼常数。

7.1.4.2 预测源强及预测方法

根据工程分析, PY3-1WHPA 平台温排水最大排量为 $9768 \text{m}^3/\text{d}$, 冬季排放的温排水较海水背景温度最大升高 12°C , 夏季排放的温排水较海水背景温度最大升高 9°C 。温排水于海表排放。

在计算温排水排放造成的海水温升时, 保守考虑了冬季工况。冬季工况环境条件设置如下: 水温初始场选取 24°C 、空气温度取 21°C 、相对空气湿度取 78%、



风速设为 6.9m/s ，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的冬季海区平均辐射强度分别取 -70W/m^2 、 120W/m^2 。

上述工况下温度场计算时长取 30d，结果统计温升最大包络范围。

7.1.4.3 预测结果

PY3-1WHPA 平台温排水造成的最大温升见图 7.1-9，由预测结果可知，由于温排水排量很小，在预测网格分辨率（50m）下造成的排放点周围海水最大温升仅约 0.08°C ，海水温升超一类面积小于一个网格（ 0.0013km^2 ），距离小于 50m，因此认为温排水对海水温度影响轻微。

图 7.1-9 PY3-1WHPA 平台温升包络线

7.2 海水水质影响预测与评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在排放点周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标仅存在于第 4 层和第 5 层，主要在第 4 层，第 5 层超标面积较小。第 4 层超一（二）类包络面积为 0.244km^2 ，距排放点的最大距离为 0.35km ，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间



是有限的。根据预测结果，钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在第 4 层和第 5 层，第 4 层造成的海水超一（二）类包络面积为 0.539km^2 ，超一（二）类距排放点最大距离 0.65km ，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 铺设海缆对海水水质的影响

铺设海缆挖沟铺设掀起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的。根据预测结果，铺设海缆挖沟造成的超标范围仅存在于海底以上 2 层（第 8 层、第 7 层），其他层无超标面积；其中第 8 层超一（二）类包络面积为 14.608km^2 ，超三、四类面积相对较小；第 7 层超一（二）类包络面积为 6.158km^2 ，无超三、四类面积。超一（二）类最大影响距离为 0.6km ，铺设挖沟作业停止后约 5h，悬浮物浓度即可恢复施工前水平。

7.2.4 生产水对海水水质的影响

本项目新建 PY3-1WHPA 平台生产水排放，石油类超标面积存在于第 3 层和第 4 层，其他层无超标面积，超一（二）类包络面积 0.499km^2 ，超一（二）类最大距离约 0.45km ，超三、四类面积相对较小，生产水排放的影响范围是有限的。

7.2.5 生活污水对海水水质的影响

新建 PY3-1WHPA 平台将产生少量达标排放的生活污水，由于其排放量较小且 COD 浓度较低，处理后的生活污水入海后受海流作用充分混合。预测结果表明：无论何时排放超一类水域影响的距离都在 50m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

7.2.6 温排水对海水水质的影响

根据预测结果，由于温排水量较小，PY3-1WHPA 平台周围海水最大温升约 0.08°C ，影响距离小于 50m ，温排水对海水温度影响轻微，不会明显影响本海区的海洋水质。

海水经次氯酸钠防海生物装置消杀后用于冷却，温排水中会有少量余氯存在，余氯对海洋生物有一定的损害作用，其影响程度取决于多种因素，诸如余氯含量的高低、生物种类本身对余氯的敏感性或者抵抗余氯的毒害作用的能力、接触时间的长短和海水的温度等。余氯在海水中以指数规律衰减，其半衰期约



为 1h；本项目处于开阔海域，水动力条件较好有利于扩散，在稀释扩散和衰减耗散的双重作用下，其浓度迅速降低，不会明显影响海水水质。

7.3 海洋沉积物影响预测与评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

本项目钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据数值模拟结果，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.025 km²，因此可以认为钻屑排放对沉积物的环境影响较小。

7.3.2 铺设海缆对沉积物环境的影响

铺设海底电缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于挖沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。根据数值模拟结果，本项目挖沟铺设海底电缆造成悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.403 km²，因此可以认为铺设海缆对沉积物的环境影响较小。

7.4 海洋生态影响预测与评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑和钻井液，使钻井井口周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

7.4.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻井液、钻屑排放以及海底电缆铺设挖沟搅起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游



植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，可以恢复浮游生物的正常生存环境。

7.4.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油类和重金属等有毒物质的含量增加。

基于上述分析并根据数值模拟结果，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 200m 内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对周围的底栖生态系统的稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

铺设海底电缆挖沟及在缆沟两侧堆积的泥沙，会破坏周围海底部分底栖生物，对其周围底栖生物造成一定的影响，但随着施工结束以及时间的推移，海底电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复，因而其对底栖生物造成影响是有限的，不会对周围的底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显影响。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。



施工对渔业的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力，施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响，严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食，而且这些种类多为定置性种类，活动能力较弱，工程施工期会对其生长产生不利影响。因此，从食物链的角度考虑，施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），悬浮物超标引起海洋生物的损失中按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \quad (7.5-1)$$

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、个平方千米或千克平方千米(kg/km²)；

S_j —某一污染物第 j 类浓度增量区面积(km²)；

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。

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

$$M_i = W_i \times T \quad (7.5-2)$$

式中： 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。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值见表 7.5-1。



表 7.5-1 各类海洋生物损失率

污染物超标准倍数 (Bi)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵、仔稚鱼	游泳动物幼体	游泳动物成体
Bi≤1 倍	5	5	1
1<Bi≤4 倍	10	10	5
4<Bi≤9 倍	30	30	15
Bi≥9 倍	50	50	20

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007), 底栖生物损失按以下公式计算:

$$W_i = D_i \times S_i \quad (7.5-3)$$

式中:

W_i —第 i 种生物资源受损量, 单位为尾或个或千克 (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] 或千克每平方千米 (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)。

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

海洋生物资源损失估算采用的海洋生物资料详见表 7.5-2。

表 7.5-2 海洋生物资源密度及来源

资源类别		资源密度	资料来源
鱼卵		0.105 粒/ m^3	广东海洋大学 (2024 年 11 月)
仔稚鱼		0.097 尾/ m^3	
幼体	鱼类	28562 尾/ km^2	
	头足类	3176 尾/ km^2	
	虾 (蛄) 类	4187 尾/ km^2	
	蟹类	3380 尾/ km^2	
成体		467.6 kg/km^2	自然资源部南海生态中心 (2024 年 11 月)
底栖生物		2.50 g/m^2	

7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

根据工程分析, 本项目钻井时间为 225d, 为持续性损害, 按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007) 规定 15d 为 1 个周期, 持续性损害不足 3 年按 3 年进行补偿, 则年均周期为 5。



根据预测结果，各区间超标面积取第 4、5 两层平均值，影响水体厚度取两层之和 20m，各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 钻屑排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 5 周期
		0.099	0.057	0.029	0.016		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.105	0.105	0.105	0.105	0.058	0.289
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 粒)	0.010	0.012	0.018	0.017		
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.097	0.097	0.097	0.097	0.053	0.267
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.010	0.011	0.017	0.016		
幼鱼	密度(尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	786	3930
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	142	164	246	234		
幼虾	密度(尾/km ²)	4187	4187	4187	4187	115	575
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	21	24	36	34		
幼蟹	密度(尾/km ²)	3380	3380	3380	3380	93	465
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	17	19	29	28		
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3176	3176	3176	3176	87	435
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	16	18	27	26		
成体	密度(kg/km ²)	467.60	467.60	467.60	467.60	5	25
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	0	1	2	2		

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%，根据前述公式（3）估算钻屑排放造成底栖生物损失如表 7.5-4。

表 7.5-4 钻屑排放造成底栖生物损失量

面积（km ² ）		密度（g/m ² ）	损失率	损失量（t）
覆盖厚度 2cm（扣除后者）	0.017	2.50	50%	0.02
周围 50m 以内	0.008	2.50	100%	0.02
合计	—	—	—	0.04



7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，本次计算时水深取 20m，超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-9），各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 钻井液排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		0.204	0.111	0.101	0.036	
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.105	0.105	0.105	0.105	0.146
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 粒)	0.021	0.023	0.064	0.038	
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.097	0.097	0.097	0.097	0.135
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.020	0.021	0.059	0.035	
幼鱼	密度(尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	1980
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	291	316	863	510	
幼虾	密度(尾/km ²)	4187	4187	4187	4187	291
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	43	46	127	75	
幼蟹	密度(尾/km ²)	3380	3380	3380	3380	233
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	34	37	102	60	
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3176	3176	3176	3176	220
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	32	35	96	57	
成体	密度(kg/km ²)	467.60	467.60	467.60	467.60	14
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	1	3	7	3	

7.5.2.3 铺设海缆海洋生物损失

根据预测结果，海底电缆铺设造成水质超标范围垂向上主要集中在底层、次底层（第 7、8 层），超标范围影响面积取两层平均值（表 7.1-12），影响水体厚度取两层之和 20m，各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，铺设海缆造成的海洋生物损失见表 7.5-6。



表 7.5-6 铺设海缆海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		5.444	2.707	1.031	1.200	
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.105	0.105	0.105	0.105	3.053
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 粒)	0.572	0.569	0.650	1.261	
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.097	0.097	0.097	0.097	2.817
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.528	0.525	0.600	1.164	
幼鱼	密度(尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	41478
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	7775	7733	8837	17133	
幼虾	密度(尾/km ²)	4187	4187	4187	4187	6081
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	1140	1134	1295	2512	
幼蟹	密度(尾/km ²)	3380	3380	3380	3380	4908
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	920	915	1046	2027	
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3176	3176	3176	3176	4613
	损失率	5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)	865	860	983	1905	
成体	密度(kg/km ²)	467.60	467.60	467.60	467.60	272
	损失率	1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)	25	63	72	112	

铺设海缆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，按电缆两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内(扣除前者面积)底栖生物损失率 50%，根据前述公式 (3) 估算海管及电缆搅起的悬浮物造成底栖生物损失见表 7.5-7。

表 7.5-7 铺设海缆底栖生物损失

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.279	2.50	50%	0.35
两侧各 5m	0.124	2.50	100%	0.31
合计	—	—	—	0.66

7.5.2.4 生产水排放海洋生物损失

本项目生产水连续排放为持续性损害，按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007) 规定 15d 为 1 个周期，则年排放 24 个周



期，各超标区间面积见表 7.1-15，超标面积第 3 层和第 4 层水体厚度共 20m，各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，以此计算生产水排放造成海洋生物损失见表 7.5-8。

表 7.5-8 生产水排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	每年 24 周期
		0.280	0.111	0.012	0.009		
鱼卵	密度 (个/m ³)	0.105	0.105	0.105	0.105	0.070	1.686
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 粒)	0.029	0.023	0.008	0.010		
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.097	0.097	0.097	0.097	0.065	1.556
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)	0.027	0.021	0.007	0.009		
幼鱼	密度(尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	954	22896
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	400	316	105	133		
幼虾	密度(尾/km ²)	4187	4187	4187	4187	139	3336
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	59	46	15	19		
幼蟹	密度(尾/km ²)	3380	3380	3380	3380	112	2688
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	47	37	12	16		
头足类幼体	密度(尾/km ²)	3176	3176	3176	3176	107	2568
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量(尾)	45	35	12	15		
成体	密度(kg/km ²)	467.60	467.60	467.60	467.60	6	144
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量(kg)	1	3	1	1		

7.5.2.5 平台占海损失

本项目平台占海损失按照新建平台投影面积底栖生物损失 100%计算，根据工程资料，本项目新建平台投影面积为 2255m²，底栖生物密度 2.5g/m²，则平台占海造成的底栖生物损失为 0.006t。

表 7.5-9 平台占海造成的底栖生物损失

占海面积	底栖生物密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
2255	2.5	100%	0.006



7.5.2.6 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，本项目海洋生物损失汇总见表 7.5-10。

表 7.5-10 海洋生物资源损失汇总

生物名称	钻屑	钻井液	悬浮物	生产水	平台占海	合计
鱼卵 (10 ⁶ 粒)	0.289	0.146	3.053	1.686	/	5.174
仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	0.267	0.135	2.817	1.556	/	4.775
幼鱼 (尾)	3930	1980	41478	22896	/	70284
幼虾 (尾)	575	291	6081	3336	/	10283
幼蟹 (尾)	465	233	4908	2688	/	8294
幼头足类 (尾)	435	220	4613	2568	/	7836
成体 (kg)	25	14	272	144	/	455
底栖生物 (t)	0.04	/	0.66	/	0.006	0.706

7.6 环境敏感目标影响分析

根据第四章环境敏感目标分析，新建设施位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场，距其他产卵场最近距离均在 1.1km 以上，距离其他类敏感目标均在 78.5km 以上。

为了避免或减缓对上述产卵场的影响，本项目采取了下述生态环境保护措施：

首先，建议海底电缆挖沟作业避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期（5 月）；

其次，由于鱼卵一般为浮性卵，钻井液、钻屑、生产水均采取水下排放措施，其中钻井液、钻屑于水下 35m 处排放，生产水于水下 36m 处排放；

最后，采取增值放流等生态修复措施，使受损的海洋生物资源尽快得到恢复。

此外，根据预测结果，钻井液排放影响最远距离 0.65km，钻屑排放影响最远距离 0.35km，海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物影响最远距离 0.6km，生产水排放影响最远距离 0.45km，生活污水排放影响最远距离 0.05km，温排水排放影响最远距离 0.05km，从影响范围判断不会影响到 1.1km 以外的其他产卵场，更不会影响到 78.5km 以外的其他类环境敏感目标。

在采取了上述生态保护措施和生态补偿措施后，本项目对产卵场等环境敏感目标的影响是可以接受的。



7.7 工程对水文动力的影响分析

本项目主要工程内容为新建 1 座平台、铺设 1 条海底电缆和 1 条海底管道。由于平台为透水式结构，平台等对周边的水动力环境影响很小。海底管道直接铺设在海底不挖沟埋设，海底电缆挖沟埋设于泥面以下，因此对水文动力环境影响很小。

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在井口周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积，由于本项目井口所处海域水深较深，钻屑垂向沉降时间较长，分布较为分散，因此钻屑沉积影响面积较小，对冲淤环境的影响十分轻微；新建海管直接铺设在海底不挖沟，新建海缆挖沟埋设于泥面以下；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言本项目建设对海底的冲淤环境影响很小。



8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合本项目情况，对番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，进行应急能力可行性分析，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

严格执行国家现行有关法律法规、标准和规范的要求，对本项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目环境风险评价等级为三级。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对本项目施工期和生产运行期的风险源分别进行调查。



8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工 作业计划，本项目施工期主要分为导管架海上安装、组块海上安装、新建平台 连接调试、钻完井、依托设施适应性改造、海底管道铺设等环节，计划使用浮 吊船、铺管船、驳船及拖轮等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频 率最高的典型施工船舶为拖轮，拖轮油舱的单舱容积约为 150m³。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建平台、海底管道中的原油、 天然气及燃料油等，见表 8.2-1 和表 8.2-2。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）
平台	PY3-1WHPA 平台	原油	47
		天然气	0.02
		燃料油	126

表 8.2-2 环境风险源汇总表（管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）	长度	管径
新建管道	PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平 台海底混输管道	原油	494	22.4km	8"

8.2.2 环境敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生 态环境风险敏感目标调查应包括环境风险评价范围内的所有海洋生态环境保护 目标，以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区。

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型	名称	与新建平台最近 距离及方位	与新建管缆最近距 离及方位	产卵盛期
产卵 场	黄鲷南海北部产卵场	位于其中	位于其中	1 月
	短尾大眼鲷南海北部产卵场	位于其中	位于其中	5 月
	金线鱼南海北部产卵场	位于其中	位于其中	3~5 月
	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	位于其中	部分穿越	5 月
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场	位于其中	部分穿越	5~6 月
	深水金线鱼产卵场	28.1km/SE	6.1km/SE	5~7 月
	鲈鱼珠江口近海区产卵场	1.1km/N	1.1km/N	2~3 月
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	54.6km/E	40.2km/E	3~5 月



8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质, 按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q;

当存在多种危险物质时, 则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

式中: q_1, q_2, \dots, q_n —每种危险物质的最大存在总量, t;

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

当 $Q \geq 1$ 时, 将 Q 值划分为: (1) $1 \leq Q < 10$; (2) $10 \leq Q < 100$; (3) $Q \geq 100$ 。

8.3.1.1 施工期

经调查, 在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮, 拖轮的单舱容积约为 150m^3 (约 127.5t), 即 $Q=1.275$, $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期的危险物质分布及存在量见表 8.3-1。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i
PY3-1WHPA 平台	原油	47	100	0.47
	天然气	0.02	10	0.002
	燃料油	126	100	1.26
PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道	原油	494	100	4.94
合计				$Q=6.672$

本项目生产运行期危险物质数量与临界量比值 $Q=6.672$, $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.2 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点, 按照表 8.3-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目, 对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M > 20$; (2) $10 < M \leq 20$; (3) $5 < M \leq 10$; (4) $M = 5$, 分别以 M1、M2、M3 和 M4



表示。风险工艺识别见表 8.3-3。

表 8.3-2 行业及生产工艺

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/码头等	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{ MPa}$ ；
b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.3-3 本项目风险生产工艺识别

行业	生产工艺	行业	M 值	M 划分
石油天然气	石油、天然气开采，油气管线	石油天然气	10	M3

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.3-4 确定物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

危险物质数量与临界量比值（Q）	行业及生产工艺（P）			
	M1	M2	M3	M4
$Q \geq 100$	P1	P1	P2	P3
$10 \leq Q < 100$	P1	P2	P3	P4
$1 \leq Q < 10$	P2	P3	P4	P4

本项目施工期危险物质与临界量比值划分为 $1 \leq Q < 10$ ，生产工艺与生产运营期保持一致，识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

本项目生产运行期危险物质与临界量比值划分为 $1 \leq Q < 10$ ，生产工艺识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，见表 8.3-5。本项目位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北



部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场范围内，属于位于一般敏感区，因此本项目位于环境中度敏感区 E2。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

敏感性	评估依据
E1	危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第一类区域或重要敏感区。
E2	危险物质泄漏到海洋的排放点位于海水水质分类第二类区域或一般敏感区。
E3	上述地区之外的其他地区。

8.3.5 环境风险潜势初判断

建设项目环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按表 8.3-6 确定环境风险潜势。

表 8.3-6 建设项目环境风险潜势划分

环境敏感程度 (E)	危险物质及工艺系统危险性 (P)			
	极高危害 (P1)	高度危害 (P2)	中度危害 (P3)	轻度危害 (P4)
环境高度敏感区 (E1)	IV+	IV	III	III
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 II 级。

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 II 级。

8.3.6 评价工作等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目环境风险潜势初判，按表 8.3-7 确定评价工作等级。

本项目施工期的风险潜势为 II 级别，生产运行期的风险潜势为 II 级别，基于上述结果，确定本项目环境风险评价等级为三级。

表 8.3-7 环境风险分析评价工作等级划分

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



8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、天然气和燃料油，其理化性质及危险特性见表 8.4-1~表 8.4-3。

表 8.4-1 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	
	20℃密度：0.85kg/m ³		沸点（℃）：120~200℃	
	禁忌物：强氧化剂		聚合危害：不聚合	
	稳定性：稳定		闪蒸气油比：23835.9m ³ /m ³	
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（℃）：153		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：（500-5000）mg/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。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚。			

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	



标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
	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：强氧化机、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。			
	毒性性质	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。应与央企、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。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 8.4-3 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）0.810-0.84		饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）	
	禁忌物：强氧化剂		聚合危害：不聚合	
危险特性	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	



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	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。	
	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。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，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。吸入液态燃料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。	
	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。	
泄漏处理	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。	
储运	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。	

8.4.2 生产系统风险识别

针对本项目在建设阶段和生产阶段工艺风险进行分析，包括：钻完井工艺、油水分离工艺、天然气处理工艺和海底管道输运工艺，如表 8.4-4 所示。

表 8.4-4 生产系统风险识别

阶段	生产工艺	环境风险性质
建设阶段	钻完井	油气泄漏
生产阶段	油水分离	
	天然气处理	
	海底管道输运	

8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括原油、天然气和燃料油，向环境转移的途径主要通过水体污



染（海水污染）。具体分析见表 8.4-5。

表 8.4-5 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	环境影响的途径和影响方式
原油	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）及大气环境
燃料油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞等；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台容器泄漏、平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏、船舶碰撞等。此外，地质性溢油风险和浅层气风险也作为本项目可能的风险事故进行识别。环境风险事故具体情形分析见表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有天然气和原油物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关系停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工期船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本章 8.6 节。
生产阶段	平台火灾、爆炸	生产阶段新建平台可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔



阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
		船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	船舶碰撞	在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。

8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》（以下简称《风险评估数据指南》）为依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。由于掌握的统计数据有限，要对所有的事故概率做定量分析是十分困难的，这里结合本项目特点，对部分事故做定量分析。

8.5.2.1 井喷

《风险评估数据指南》统计了美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井的井喷事故概率见表 8.5-2。

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

作业阶段	事故概率	
	井喷	单位
钻井	4.8×10^{-5}	次/每钻一口井
生产	2.6×10^{-6}	次/(井·年)

本项目 PY3-1WHPA 平台共钻 9 口生产井，预留 7 口井，预留井全部按生产井计算。本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 7.7×10^{-4} 次，在生产过程中发生井喷事故的概率为 4.2×10^{-5} 次/年。

8.5.2.2 新建平台容器泄漏

《风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.5-3 和表 8.5-4。

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

容器类别	事故类型	泄漏概率	单位
常压罐	固定顶罐破裂	3.0×10^{-6}	(次/罐·年)
带压罐	罐破裂	4.7×10^{-5}	

表 8.5-4 本项目新增储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
PY3-1WHPA 平台	常压罐	9	2.7×10^{-5}
	带压罐	0	--



8.5.2.3 新建平台火灾、爆炸

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

油气传输区	3×10^{-4} 次/a
油气处理区	4×10^{-3} 次/a
储油区	2×10^{-3} 次/a

本项目 PY3-1WHPA 平台设有油气处理设施, 本项目 PY3-1WHPA 平台发生火灾事故的概率为 4.3×10^{-3} 次/a, 由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.5.2.4 海底管道及立管泄漏

根据莫特麦克唐(Mott McDonald)公司报告《PARLOC: The update of Loss of containment Data for Offshore Pipeline》, 挪威船级社(Det Norske Veritas, DNV)的《Riser/Pipeline Leak Frequencies》对 PARLOC 报告进行了修正, 具体泄漏概率见表 8.5-5。

表 8.5-5 海底管道及立管管道泄漏概率

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

本项目新建 1 条 8"长约 22.4km 的 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道, 以平台周围 500m 范围内作为安全区, 海管在两端平台侧各有一根钢制立管。由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率, 见表 8.5-6。本项目新建海管发生事故的的概率为 2.7×10^{-3} 次/a, 立管事故引发溢油的概率为 1.8×10^{-3} 次/a。

表 8.5-6 本项目新建海底管道及立管管道泄漏概率

名称	材质	管长 (km)	管径 (in)	输送介质	海管泄漏 概率(次/a)	立管泄漏 概率(次/a)
PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道	钢管	22.4km	8	油、水	2.7×10^{-3}	1.8×10^{-3}

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

本项目施工期新建平台附近有拖轮、浮吊船、驳船、铺管船及供应船等。



此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及现有平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-7。

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

施工期供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上发生碰撞的概率较低。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船碰撞，不会损坏储油舱。显然，只有当钻井船发生严重的火灾和爆炸事故时，才有可能发生燃料油泄漏。海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 80 年代开始，海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

船舶类型	碰撞频率(次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	碰撞概率
本油田区域船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

本项目施工期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为施工船舶油舱中的燃料油，根据拖轮单舱储油量估算约为 150m^3 (127.5t)。

本项目生产运行期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为新建 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道中的原油。根据美国矿业管理部 (MMS) 管道油品泄漏量估算导则 (MMS2002-033) 给出的估算模式计算原油的泄漏量，本项目新建 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道在近 PY3-1WHPA 平台侧发生全管径断裂事故时溢油量约 140m^3 (119t)。

本项目海洋生态环境风险评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)，三级评价项目应定性分析说明海域环境影响后果。本项目环境风险评价采用类比附近已建项目的方式，参考已审批通过的《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》海洋生态环境风险评价结果，该项目选取 PY11-12WHPA 平台至 PY5-1DPPB 平台海底混输管道近 PY11-12WHPA 平台侧发生全管径断裂事故的情形进行溢油漂移模拟预测，PY11-12WHPA 平台与本项目新建 PY3-1WHPA 平台距离约 42.6km。PY11-12WHPA 平台与本项目新建 PY3-1WHPA 平台均位于珠



江口盆地，地形水深、潮汐潮流性质及受季风影响的气象条件高度一致，且周边环境敏感目标分布特征相似，二者环境背景条件具有较好的可比性，类比结果能客观反映本项目溢油漂移环境影响。该项目选取 NNE、NE、ENE、SE、S、SW、W、NW 等风向的平均及极值风速开展溢油漂移模拟预测，选择最不利条件涨潮时刻作为溢油开始时刻。

表 8.5-8 平均风条件下油膜漂移预测结果

类目/风向	NNE	NE	ENE	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)	10	10	8	6	8	6	6	4
72h 漂移距离(km)	50.7	51.0	42.3	64.8	94.0	81.0	69.1	39.1
平均速度(km/h)	0.7	0.7	0.6	0.9	1.3	1.1	1.0	0.5
扫海面积(km ²)	136.4	137.3	113.2	175.3	255.9	220.1	187.2	104.4
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸
72h 残存油量(%)	44.5	44.5	45.7	47.3	45.7	47.3	47.3	49.5

表 8.5-9 极值风条件下油膜漂移预测结果

类目/风向	NNE	NE	ENE	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)	20	24	24	26	24	22	18	18
72h 漂移距离(km)	129.9	160.9	160.6	139.5	201.3	207.8	156.2	130.5
平均速度(km/h)	1.8	2.2	2.2	2.8	2.8	2.9	2.2	1.8
扫海面积(km ²)	428.7	527.9	526.9	459.4	657.2	678.0	512.8	430.6
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	50	71	不抵岸	不抵岸	不抵岸
首次抵岸前残余油量(%)	—	—	—	31.9	29.8	—	—	—
72h 残存油量(%)	40.7	39.7	39.7	—	—	40.2	41.3	41.3

根据该项目预测结果显示，在 SE 风向极值风速条件下最短 45h 可到达担杆列岛海洋保护区和万山群岛重要渔业水域限制类红线区，在 S 风向极值风速条件下最短 45h 可到达担杆列岛海洋自然保护区限制类红线区。根据该项目溢油应急可行性分析结果，周边可协调的溢油应急设备可以满足在合理时间内对该项目典型事故做出适当反应。

参照《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》中的溢油漂移模拟预测结果，本项目新建 PY3-1WHPA 平台若发生溢油事故，在 SE 风向极值风条件下油膜最短将在 33.1 小时内抵达其他红线区。同时，本项目新建 PY3-1WHPA 平台还位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场内，一旦发生溢油事故，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。建设单位应引起足够的重视，做好应防



范和应急响应的准备。

表 8.5-10 溢油抵达各环境敏感目标的时间

类型	环境敏感目标名称	与新建 PY3-1WHPA 平 台最近距离及 方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达 时间 (h)
产卵场	黄鲷南海北部产卵场	包含	--	即刻抵达
	短尾大眼鲷南海北部产卵场	包含	--	即刻抵达
	金线鱼南海北部产卵场	包含	--	即刻抵达
	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	包含	--	即刻抵达
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场	包含	--	即刻抵达
	深水金线鱼产卵场	28.1km/SE	NW/18	15.6
	鲐鱼珠江口近海区产卵场	1.1km/N	S/24	0.4
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	54.6km/E	W/18	24.8
生态红线区	其他红线区	94.0km/N	S/24	33.5

8.6 地质性溢油风险分析及防范措施

8.6.1 地质性溢油风险分析

8.6.1.1 地层、构造特征及储层物性

8.6.1.2 断层分析

8.6.1.3 上覆泥岩遮挡分析

8.6.1.4 过井断层分析

8.6.2 地质性溢油事故防范措施

8.7 浅层气风险分析及防范措施

8.7.1 浅层气分布分析

8.7.1.1 录井、测井分析

8.7.1.2 三维地震分析

8.7.1.3 工程物探勘察

8.7.2 浅层气风险防范措施

8.7.2.1 钻井方案设计

8.7.2.2 钻井技术措施

8.7.2.3 钻遇浅层气的应急措施

8.7.3 结论

8.8 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，作业者云顶南海（新加坡）私人有限公司制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防



范措施，确保设施安全正常的运行。

8.8.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

防范油气泄漏发生的最有效途径就是从工程设计、施工安装以及生产管理中采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的，本项目制定了相应的应急预案，可以迅速反应将溢油控制和回收，总体而言油气泄漏风险概率很低，油气泄漏事故可防可控。

8.8.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域自然保护区、鱼类产卵场等环境敏感目标可能造成的影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。

8.8.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键。

8.8.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，作业者应在施工阶段采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 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，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 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；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；



- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 整个钻井过程中均采用随钻测井（LWD）工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 输油软管破裂事故防范措施

对于钻完井阶段可能发生的供应船向受油设施输油时的输油软管破裂事故，输油作业者需严格按照已有的输油作业操作规定进行输油操作，并定期检测、更换输油软管；同时，在进行输油作业时供应船及受油设施均应设专人值班监视，一旦发生漏油事故立即关泵停输，最大限度防范输油软管破裂事故的发生。

c. 海底管道事故防范措施

- 严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。
- 作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。
- 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。
- 定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

d. 平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对 PY3-1WHPA 平台生产设施采取了充分的安全防护措施；精心考虑了各部分的合理布置，对危险区采用了防火、防爆设计，并采取了有效的隔离措施来降低危险程度。



新建 PY3-1WHPA 平台上的主要设备、生产装置和单元均设置了相应的压力、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。

在平台容器附近装备了火焰和气体探测器，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。

e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对新建平台及依托平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保新建及依托设施的安全性。

f. 其它防范措施

在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求，建设单位应制定严格的操作和管理规程，采取严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急计划并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.8.3.1 制定溢油应急预案

建设单位云顶南海（新加坡）私人有限公司和中海石油（中国）有限公司深圳分公司将按照《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》的相关规定编写制定《云顶南海（新加坡）私人有限公司 15/33 合同区溢油应急计划》，并在本项目开始海上建设前上报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。

云顶南海（新加坡）私人有限公司应急联络流程见图 8.7-1，番禺油田作业区现场应急组织机构见图 8.7-2。

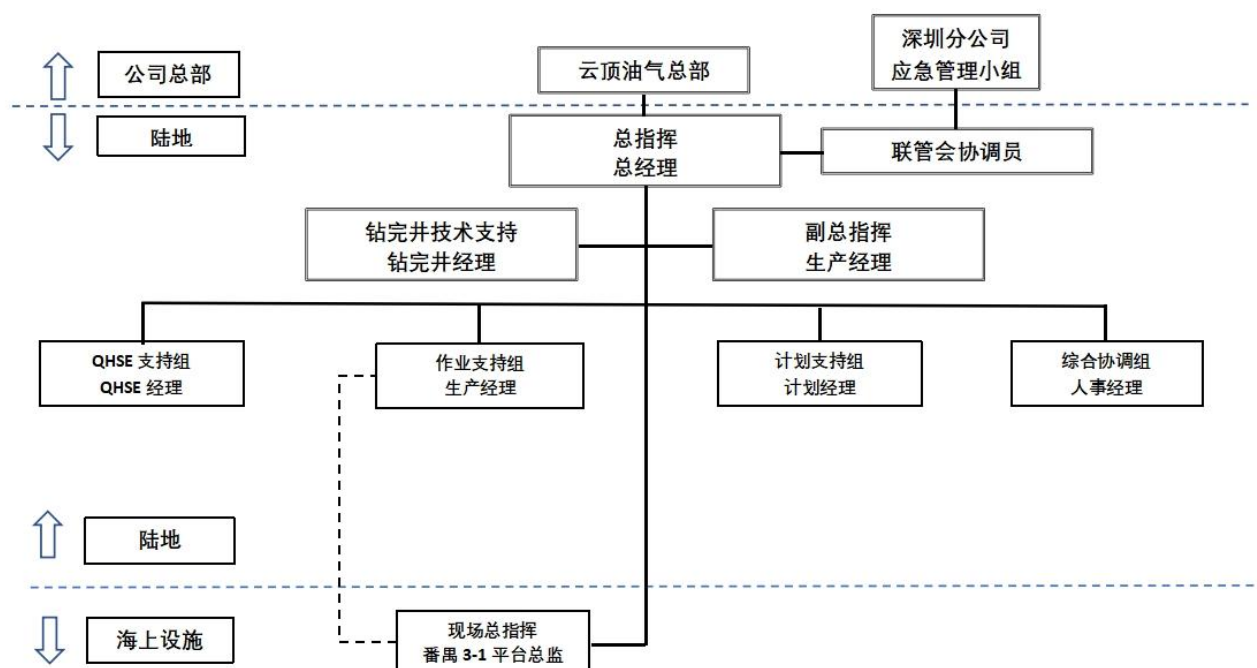


图 8.7-1 云顶南海（新加坡）私人有限公司应急组织机构图

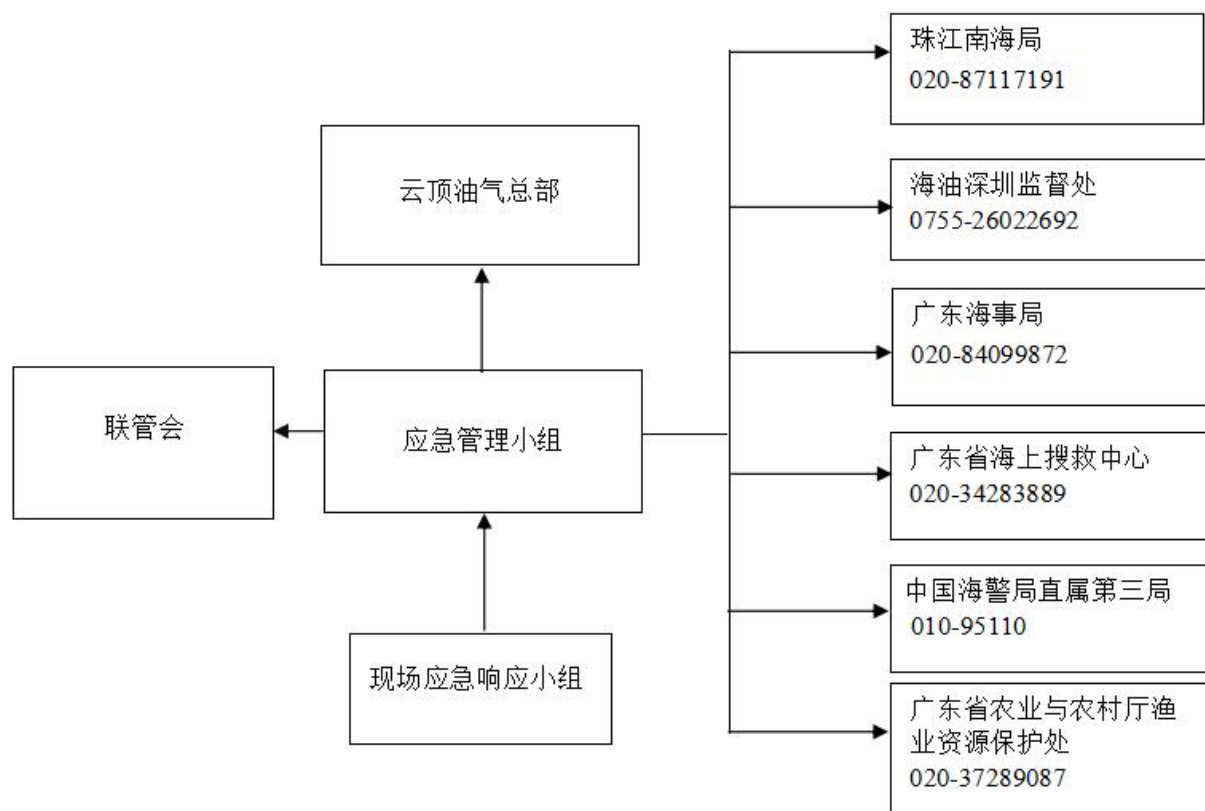


图 8.7-2 溢油事故报告流程图

发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：



- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

8.8.3.2 建立分级响应机制

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

根据溢油事故的严重程度和发展态势，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。溢油事故发生在敏感海域时，可适当调整响应级别。应急响应启动后，可根据事态发展调整响应级别，避免响应不足或响应过度。

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，云顶南海（新加坡）私人有限公司和中海石油（中国）有限



公司深圳分公司应及时启动油气田溢油应急预案和分公司溢油应急预案，并及时报送国家相关主管部门，国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急预案。

8.8.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

1)现场人员发现井涌险情立即报告平台长；

2)如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；

3)启动平台应急程序并向油/气田总监报告，操作人员进入应急状态；

4)关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；

5)启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；

6)守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

7)当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：

8)立即按照指令关闭生产流程；

9)广播通知所有人员事故情况；

10)通知守护船提供协助；

11)报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；

12)如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；

13)事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；

14)若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；

15)若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油/气田总监下达撤离平台的命令；

16)应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。



b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 1)发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 2)启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 3)及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 4)对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 5)根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 6)通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况；
- 7)启动油气田溢油应急预案清理海面原油，调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施，第一时间布放吸油拖缆、吸油毛毡等进行吸附回收，或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- 1)发现火灾或爆炸后立即拉响警报，同时用附近合适的消防设备灭火；
- 2)立即向中控或油气田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 3)现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 4)查清起火位置后，应立即组织全体人员根据不同火种，采取不同的灭火方式进行灭火；
- 5)如有伤员，抢救伤员到安全地带；
- 6)防止火灾蔓延，对周围设备设施采取有效地隔离、降温；
- 7)尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 8)通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 9)向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 1)当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 2)启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 3)对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、



救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；

4)获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施；

5)根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.8.4 配置溢油应急资源

海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。本项目投产前，云顶南海（新加坡）私人有限公司和中海石油（中国）有限公司深圳分公司将签订溢油应急资源共享协议，本项目附近溢油应急资源分布情况见图 8.7-3。

图 8.7-3 溢油应急资源分布（与 PY3-1WHPA 平台距离）

8.8.4.1 本项目所在油气田配备溢油应急资源

PY3-1WHPA 平台建议配备溢油应急资源，见表 8.7-1。

表 8.7-1 PY3-1WHPA 平台溢油应急资源

设备名称	数量	存放地点
吸油毛毡	500 张	PY3-1WHPA 平台
吸油围栏	200 米	
撇油器	1 台	
消油剂	富肯 2 号，2 桶	

8.8.4.2 番禺油田作业区溢油应急资源

当发生海上溢油事故时，本项目主要依托番禺油田作业区现有溢油应急资



源进行处理。番禺油田作业区溢油应急资源主要存放在 HYSY111FPSO 及相关平台，番禺油田作业区现有溢油应急资源见表 8.7-2。

表 8.7-2 番禺油田作业区溢油应急物资

名称	单位	数量	存放地点
充气式围油栏及动力设备	米	400	HYSY111FPSO
撇油器 (60m ³ /h)	套	1	
消油剂	升	1600	
吸油毡	箱	11	
吸油围栏	米	200	PY4-2WHP 平台
吸油棉	张	500	
吸油泵	台	1	
消油剂	升	600	
吸油棉	张	500	PY4-2DPPA 平台
消油剂	升	800	
吸油围栏	米	200	PY5-1WHP 平台
吸油棉	张	500	
吸油围栏	米	200	
塑料小桶	只	10	
吸油泵	台	2	PY5-1DPPB 平台
吸油棉	张	500	
吸油围栏	米	200	
吸油泵	台	1	
吸油毛毡	片	200	PY10-2WHPA 平台
围栏	箱	1	
吸油泵	台	1	

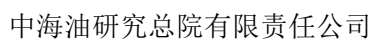
8.8.4.3 深圳分公司配备溢油应急资源

a. 其他作业区溢油应急资源

除本油田作业区外，深圳分公司可利用的作业区的应急力量主要包括西江油田、恩平油田、惠州油田、流花油田、陆丰油田等作业区的溢油应急设施。具体配置情况如见表 8.7-3~表 8.7-7。

表 8.7-3 西江油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点

表 8.7-4 惠州油田作业区溢油应急资源表 8.7-5 流花油田作业区溢油应急资源

第八篇 海洋生态环境风险评价



名称	规格/型号	单位	数量	存放地点

表 8.7-6 恩平油田作业区溢油应急资源

名称	规格/型号	单位	数量	存放地点

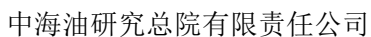


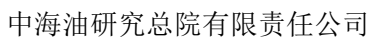
表 8.7-7 陆丰油田作业区溢油应急资源

b. 环保船

“海洋石油 256”和“海洋石油 258”在南海海域主要为深圳分公司服务，当发生溢油事故时，可以调动离溢油现场最近的环保船立即赶赴现场，进行溢油围控和回收作业。“海洋石油 256”和“海洋石油 258”环保船主要性能见表 8.7-8。

表 8.7-8 环保船性能表

第八篇 海洋生态环境风险评价



c. 珠海基地和惠州基地

中海环保是深圳分公司的主要溢油应急处置能力，也是深圳分公司的溢油应急服务承包商，双方签有溢油应急服务合同，一旦发生溢油，中海环保接受深圳分公司的指挥参加溢油应急服务。中海环保建有多个应急基地，针对惠州油田所在海域的溢油应急响应事件，主要由珠海基地、惠州基地负责。珠海基地在珠海横琴终端和珠海高栏终端，惠州基地在惠州石化物流码头。珠海基地、惠州基地溢油应急资源见

表 8.7-9 中海环保珠海基地溢油应急资源

[illegible]

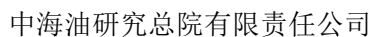


表 8.7-10 中海环保惠州基地溢油应急资源

第 167 页 共 234 页



溢油事故，在 SE 风向极值风条件下油膜最短将在 33.1 小时内抵达其他红线区，本项目可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 3.3h 内即可到达不利风况下油膜位置，可以在油膜抵达该环境敏感目标前对其拦截。

表 8.7-11 本项目及周边气田溢油响应时间（PY3-1WHPA 平台）

设施名称	距离 PY3-1WHPA 平台 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
HYSY111FPSO	29	2	1.3	3.3
西江油田	64	2	2.9	4.9
恩平油田	83	2	3.7	5.7
惠州油田	91	2	4.1	6.1
流花油田	128	2	5.8	7.8
陆丰油田	185	2	8.3	10.3
环保船	--	--	4~10	4~10
惠州基地	187	2	8.4	10.4
珠海基地	188	2	8.5	10.5

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

8.8.5.2 应急能力可行性分析

本项目施工期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为施工船舶油舱中的燃料油，根据拖轮单舱储油量估算约为 150m³（127.5t）。本项目生产运行期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为新建 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道中的原油，在近 PY3-1WHPA 平台侧发生全管径断裂事故时溢油量约 140m³（119t）。

针对本项目施工期船舶溢油事故及生产运行期海底管道泄漏事故，根据 8.5.3 节分析，本项目如发生溢油事故，在 SE 风向极值风条件下油膜最短将在 33.1 小时内抵达其他红线区。根据下表及应急响应时间分析，在海况允许及应急响应及时的情况下，在发生溢油事故后的 10.5h 内可以调动的围油栏为 6367m、机械回收资源能力为 1125m³/h、临时储存资源能力为 1923.2m³，能够覆盖本项目所使用的施工船舶发生溢油事故时的溢油应急能力需求。

当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。



表 8.7-12 区域溢油应急资源

溢油应急资源/能力		是否满足本项目溢油应急能力要求
围油栏 (m)	6367	满足
机械回收能力 (m ³ /h)	1125	
临时储存能力 (m ³)	1923.2	

8.9 评价结论与建议

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目海洋生态环境风险评价等级为三级，本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、输油软管破裂、船舶碰撞泄漏、地质性溢油及浅层气风险、平台火灾爆炸、平台容器泄漏、海底管道与立管泄漏等。本项目新建 PY3-1WHPA 平台位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场内，距离本项目最近的重要敏感区为海洋生态保护红线中的其他红线区，最近距离为 94km。

根据溢油应急可行性分析，云顶南海（新加坡）私人有限公司和中海石油（中国）有限公司深圳分公司在适当时间内可以对本项目所涉及事故类型进行有效响应，能够协调调动的溢油应急资源可以满足本项目所涉及事故类型的溢油应急响应需求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

云顶南海（新加坡）私人有限公司和中海石油（中国）有限公司深圳分公司将按照相关规定编写制定《云顶南海（新加坡）私人有限公司 15/33 合同区溢油应急计划》，并在本项目开始海上建设前上报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急计划与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产与总量控制

9.1 清洁生产分析

清洁生产从本质上来说,就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略,减少或者消除它们对人类及环境的可能危害,同时充分满足人类需要,使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施,其目标就是增效、降耗、节能、减污,由单纯的末端治理向生产全过程贯彻,从而实现清洁生产的目的。番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目基于清洁生产的原则,在设计上采用先进的工艺技术,在管理上制定明确的规章制度,在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从各阶段采取的清洁生产措施以及根据清洁生产评价指标对本项目进行分析,并给出清洁生产结论和建议。

9.1.1 建设阶段采取的清洁生产措施

- 本项目在钻井作业过程中采用合成基钻井液,在部分井段使用环保型水基钻井液,并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量,从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响。排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》(GB18420.1-2009)中二级标准及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准的要求;不符合排放标准的水基钻井液和钻屑、不符合排放标准的合成基钻屑、所有合成基钻井液均运回陆地处理/处置,不排海。

- 本项目新铺设的海底管道全程不挖沟铺设,直接平铺于海底;新铺设的海底电缆采用后挖沟、自然回填的方式进行全程埋设,可以减少挖沟面积,从而最大限度地减轻对海洋底栖生物的破坏范围。通过采用先进铺管/缆技术和合理安排工期,减轻对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

- 施工过程中产生的除食品废弃物以外的生活垃圾、生产垃圾禁止排入海中,经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶含油污水、船舶生活污水经处理达标后间断排放。船舶污染物的处理及排放严格执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。

- 对于钻完井作业、铺管/缆作业以及海上设施安装作业等,建设单位将制定严格的安全环保作业规程,并严格遵照执行。



9.1.2 生产阶段采取的清洁生产措施

9.1.2.1 选用先进的工艺及技术路线

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

(3) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

(4) 在新建 PY3-1WHPA 平台设置中控室，设置过程控制系统（PCS）、紧急关断系统（ESD）和火气系统（FGS）三套独立的控制系统，用于平台上的井口控制、生产过程控制、应急关断和火气探测报警及消防等。

9.1.2.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建 PY3-1WHPA 平台、依托设施 PY10-6DPPA 平台和 HYSY111FPSO 上均设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能泄放的液体等其它含油污水。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

9.1.2.3 污染物最大限度的资源化

本项目生产阶段产生的含油生产水经新建 PY3-1WHPA 和依托设施 HYSY111FPSO 的生产水处理系统处理达标后排海。从含油生产水中回收的污油均打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

9.1.2.4 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目生产阶段产生的污染物主要为：含油生产水、生活污水和固体废弃物。

含油生产水：含油生产水经新建 PY3-1WHPA 和依托设施 HYSY111FPSO 的生产水处理系统处理达标后排海。平台和 FPSO 上的甲板冲洗水/初期雨水等其



它含油污水经开、闭排收集后最终进入生产流程。

生活污水：新建 PY3-1WHPA 平台设置 40 人生活楼，生活污水经平台上的生化电解式的生活污水处理装置处理达标后排海。

固体废弃物：主要包括生活垃圾和生产垃圾。食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm 可排放或弃置入海，其它生活垃圾和生产垃圾等将集中装箱运回陆地进行处理，不排海，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

9.1.2.5 现场管理中的清洁生产控制

在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

(1) 定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

(2) 贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。

(3) 在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备等进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(4) 制定环境监测计划，按照监测计划定期对本项目产生的外排含油生产水和生活污水进行监测。

9.2 清洁生产评价

9.2.1 清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源与能源消



耗指标、生产技术特征指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油气作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。

由表 9.2-1 和表 9.2-2 可知，从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.8，达清洁生产先进水平；采油作业的清洁生产综合评价指数为 80.2，达清洁生产水平。



表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指标数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	94
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	≥ 40	≥ 40	1	
			井深 2000-3000m		≥ 50	≥ 50	1	
			井深 3000m 以上		≥ 60	≥ 60	1	
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	10	≤ 15	≤ 15	1	
		COD	mg/L	10	≤ 500	≤ 500	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	17.74	0.6	
定性指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值 (F_i)	定性评价指标的考核总分值 (P_2)		
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	13.5	98.5		
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5			
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5			
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5			



		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5	
		井控措施	具备	5	5	
		有无防噪措施	有	5	5	
(3) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5	
		满足其他法律法规要求		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数（P）： $P=0.6P_1+0.4P_2$ ；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						
清洁生产等级评定： $P \geq 90$ （清洁生产先进企业）； $75 \leq P < 90$ （清洁生产企业）						本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（ $P \geq 90$ ）

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (P1) 和定性指标 (P2) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高 (大) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低 (小) 越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况 (采油作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤ 65	2.93	1	67
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥ 80	0	0	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	月平均 ≤ 45 ; 一次容许值	月平均 ≤ 45 ; 一次容许值	1	



定量指标					本项目采油作业评价			
					≤65mg/L	≤65mg/L		
		COD	mg/L	5	≤500	≤500	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		含油生产水回用率	%	10	≥60	0	0	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	100	0.2	
定性指标					本项目采油作业评价			
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值（F _i ）	定性评价指标的考核总分值（P ₂ ）		
(1)生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	100		
		采油	套管气回收装置	10	10			
			防止落地原油产生措施	10	10			
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10			
		集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置	10	10			
(2)环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20			
		制订节能减排工作计划		15	15			
(3)贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10			
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5			
本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P ₁ +0.4P ₂ ；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$					P=80.2			
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）					本项目采油作业评定为：清洁生产企业（75≤P<90）			



9.2.2 清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的钻井、集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，钻井作业达清洁生产先进水平，采油气作业达清洁生产水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

9.3 总量控制方案建议

9.3.1 受控污染物筛选

本项目新建 1 座有人井口平台（PY3-1WHPA），在开发过程中排放的具体污染物种类、数量和处理排放方式在本报告“第三篇 工程概况与工程分析”中已有详细叙述。

本项目位于中国南海珠江口盆地，新建设施距岸最近距离约 153km，项目生产过程中产生的废水主要包括含油生产水、生活污水；产生的固废包括生产垃圾和生活垃圾。含油生产水经新建 PY3-1WHPA 平台及已建 HYSY111FPSO 的生产水处理系统处理达标后排海。生活污水在新建 PY3-1WHPA 平台上经生化电解式的生活污水处理装置处理达标后排海。生产垃圾和除食品废弃物外的生活垃圾均运回陆地处理/处置。参照陆域总量控制的受控污染物种类，并根据本项目的特征污染物类型，选择含油生产水、生活污水及所含的主要污染物质石油类、COD 作为海上总量控制的受控污染物。

9.3.2 生产水和石油类总量控制指标建议

本项目投产后含油生产水经新建 PY3-1WHPA 平台和已建 HYSY111FPSO 生产水处理系统处理达标后排放。

根据本报告第三章的污染源强核算，本项目投产后，PY3-1WHPA 平台含油生产水最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），石油类月均浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ 。建议 PY3-1WHPA 平台生产水和石油类排放总量控制指标为 $1335.2\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 和 600.8t/a 。

本项目投产后 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），



未超过已批复《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕89 号）中的 HYSY111FPSO 生产水最大排放量 18429m³/d，总量维持原环评不变。

9.3.3 生活污水和 COD 总量控制指标建议

根据工程分析，新建 PY3-1WHPA 平台产生的生活污水量为 9198m³/a（25.2m³/d），经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海（COD≤500mg/L）。因此，建议新建 PY3-1WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 9198m³/a，COD 排放总量为 4.6t/a。

表 9.3-1 本项目污染物排放总量控制建议

工程设施	污染物	总量控制建议值	控制排放浓度
新建 PY3-1WHPA 平台	含油生产水	含油生产水排放总量 1335.2×10 ⁴ m ³ /a， 石油类 600.8t/a	石油类月均浓度 ≤45mg/L
	生活污水	生活污水排放总量 9198m ³ /a，其中 COD: 4.6t/a	COD≤500mg/L

9.3.4 排污混合区建议

新建 PY3-1WHPA 平台生产水处理系统采用“高效聚结分离器”处理含油生产水，处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类月平均值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）后排海；生活污水采用生化电解式生活污水处理装置处理，处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（COD≤500mg/L）后排海。

根据环境影响预测结果，新建 PY3-1WHPA 平台排放的生产水中石油类浓度超一（二）类海水水质标准离 PY3-1WHPA 平台排放口最远距离为 0.45km；由于处理后排放的生活污水 COD 浓度很小，预测结果 COD 超一类（>2mg/L）海水水质标准的范围在 50m 以内，因此，根据污染物数值模拟预测结果，结合平台安全作业范围，新建的 PY3-1WHPA 平台排污混合区范围建议以新建 PY3-1WHPA 平台排放口为中心 500m 半径以内的海域。

新建 PY3-1WHPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY111FPSO 进一步处理，生产水经 HYSY111FPSO 生产水处理系统处理达到石油类浓度≤20mg/L 后排海。根据生产预测数据，本项目投产后，HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为※※m³/d（2032 年），未超过已批复的《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕89 号）核算的最大生产水排放量，不会超出已批复的排污混合区范围。因此，本项目投产



后，已建 HYSY111FPSO 的排污混合区范围维持已批复的原有范围（以 FPSO 为圆心，半径 0.9 公里的圆形区域）不变。



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 环境风险分析与评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底电缆时挖沟埋设掀起的悬浮物、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。建设单位拟采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

10.1.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目新建平台采用自升式钻井平台进行钻完井作业，钻井作业 16" 井段均使用海水/膨润土浆体系；12-1/4" 井段除 XJ34-3-A3H 使用环保型水基钻井液，其他井均使用合成基钻井液；8-1/2" 井段均使用水基钻井液（包括免破胶钻开液和环保型水基钻井液）。平台设有钻井液循环处理系统。

水基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1：从井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池循环使用，分离出的钻屑送钻屑罐储存，经检测达标后排海。若检测不达标则运回陆地交由有资质单位处理。

合成基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-2：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛进行固液分离，分离后的合成基钻井液进入沉砂池，合成基钻井液钻屑送至甩干机进行分离，甩干机分离后液相与沉砂池合成基钻井液使用离心机高速分离，分离后的液相再回到泥浆池循环使用。振动筛分离出的合成基钻井液钻屑经甩干后检测达标排放，若不达标则进行热脱附处理，处理达标后排海，热脱附设备放置在就近平台上，由支持船使用密闭岩屑箱（储备约 20 个岩屑箱，每个钻屑箱容积为 2 立方米，转运周期一般为 3-5 天，每次转运量约 40 立方米）运送至就近平台进行热脱附处理，处理后的含油钻屑经检测达标后由支持船运至 PY3-1WHPA 平台排海。若热脱附处理后的钻屑仍不达标，则运回陆地交由有资质单位处理（相关合同和单位资质见附件）；回收的原油用于本项目合成基钻井液配置。

非钻井油层水基钻井液钻屑随钻随排，非钻井油层水基钻井液循环利用，在批钻完成后一次性排海；合成基钻井液钻屑检测达标后排海；不能满足排放要求的水基钻井液和钻屑以及合成基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。

本项目 PY3-1WHPA 平台合成基钻井液暂存于自升式钻井平台的 234 立方米泥浆池内，运输至供应船或守护船的船舱中，船舱容积约为 300 立方米，由供应船或守护船密闭运回陆地交由有资质单位处理。检测不达标的钻屑在平台使用密闭钻屑箱收集（惠州基地、自升式钻井平台及供应船上储备 150-200 个钻屑箱，每个钻屑箱容积为 2 立方米），根据实际作业情况定期由供应船密闭运回陆地交由有资质单位处理，周转时间 3-7 天运一次。运输不能满足排放要求的钻井油层水基钻井液和钻屑以及合成基钻井液的船舶在运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，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》（GB18420.1-2009）标准中二级标准的要求，即钻井液的生物毒性容许值不低于 20000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量 $\leq 8\%$ ，重晶石中最大值：Hg $\leq 1\text{mg/kg}$ 、Cd $\leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。

图 10.1-1 水基钻井液和钻屑循环路线工艺流程



图 10.1-2 合成基钻井液和钻屑循环路线工艺流程

10.1.1.2 超标钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目含油量超标的钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托茂名市华凯石化有限公司进行处理，相关合同和单位资质见附件。建设单位将按照相关规定在广东省生态环境厅的危废平台，办理转运登记等手续。

本项目钻井作业工期按 3 年计算，建设阶段可能产生不满足排放要求的钻井油层水基钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑最大量约为 11012.1t/a，钻完井结束后，合成基钻井液使用船舶运回陆地交给茂名市华凯石化有限公司进行处理，不排放。茂名市华凯石化有限公司总处理能力为 30000t/a，剩余处理能力 15000t/a。能够满足项目建设阶段可能含油量超标的钻井油层水基钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑的处理要求。依托处理可行性分析见表 10.1-1。

表 10.1-1 茂名市华凯石化有限公司依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量 (m ³)	年依托 处理量 (t/a)	合计 (t/a)	剩余 处理能力 (t/a)	依托 是否可行
钻井油层水基钻井液钻屑	860.4	448.1	11012.1	15000	是
钻井油层水基钻井液	4239.4	2208.0			
合成基钻井液钻屑	9398.3	4894.9			
合成基钻井液	8306.5	3461.0			

注：钻井液密度按 1.25g/cm³（即为 1.25t/m³）计算；钻屑密度按 2.5g/cm³（即为 2.5t/m³）计算；钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

10.1.2 悬浮物

本项目在海底管缆铺设过程中，将采用先进的施工技术方案，避免施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。本项目海底管道不挖沟，电缆采用后挖沟的埋设方式，埋深 1.5m。



本项目新建设施位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场中；新建管缆位于或部分穿越黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场和金线鱼南海北部产卵场，海底管缆铺设时将缩短海上挖沟作业时间，位于产卵场内的新建电缆挖沟施工避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期（5月），以减缓挖沟作业对附近海域渔业资源和生态环境的影响。

10.1.3 生产垃圾

海上建设阶段将产生一定量的生产垃圾，如废旧零件、边角料、油棉纱和包装材料等废弃物，这些生产垃圾将全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质单位进行处理。

10.1.4 海管试压水

本项目 1 条海底管道铺设完毕后需要试压，采用海水进行试压，产生量合计约 726.0m³。试压水直接排放，其主要污染因子为少量悬浮物。

10.1.5 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、铺缆船、多功能工程船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（2025）》的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。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，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。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。船舶产生的污染物在接收、转运过程中应严格按照相关要求和规定开展，采取分类、密闭等措施。含油危险固体废物运回陆地交由有资质单位处理，运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

建设阶段船舶污染物的污染防治措施见表 10.1-2。

表 10.1-1 建设阶段船舶污染物的污染防治措施

内容	项目	控制要求	备注
船舶	机器处所	执行石油类≤15mg/L，或收集并排入接收设施。	排放应在船舶航



内容	项目	控制要求	备注
含油污水	油污水		行中进行
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水	a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$ ，pH: 6~8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （2）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。	3 海里 < 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。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施，应全程采取密闭措施
	食品废弃物	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径小于 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。	/
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物 and 氮氧化物等	船舶大气污染物排放应满足《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	在排放控制区内需满足该要求

10.1.6 钻井设施污染物

建设阶段钻井设施含油污水、生活污水、生活垃圾和生产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（GB 4914-2008）》三级相关要求。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、生活垃圾、其它含油污水、生产垃圾等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

10.2.1.1 生产水处理流程

本项目产生的含油生产水在新建 PY3-1WHPA 平台和依托 HYSY111FPSO 生产水处理系统进行处理。

PY3-1WHPA 平台生产水处理系统采用“高效聚结分离器”处理含油生产水。从生产分离器分离出来的含油生产水经过高效聚结分离器，处理后的含油生产水达标后（含油浓度不大于 45mg/L）排放，不达标的进入污水罐返回高效聚结分离器进行处理。从高效聚结分离器分出的少量污油进污油罐后，再回到生产分离器（见图 10.1-1）。

HYSY111FPSO 的生产水处理系统采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程（见图 10.2-2）。从 FPSO 油水分离器分离出的含油生产水进入水力旋流器进行处理，从水力旋流器分离出的水进入脱气撇油罐，经脱气撇油罐处理过的生产水达标（石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ ）排海。水力旋流器分离出的污油进入二级分离器进行处理，脱气撇油罐分离出的污油进入闭排兼火炬系统。

图 10.2-1 PY3-1WHPA 平台生产水处理工艺流程图



图 10.2-2 HYSY111FPSO 生产工艺和生产水处理工艺流程图

10.2.1.2 含油生产水处理能力可行性分析

本项目投产后，PY3-1WHPA 平台生产水最大处理量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ ，小于生产水处理系统设计处理能力为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ ($\times\times\text{m}^3/\text{h}$)。本项目接入后，HYSY111FPSO 生产水最大接收处理量为 $1384.2\text{m}^3/\text{d}$ ，小于生产水处理系统总设计处理能力为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ 。因此，本项目新建平台及依托设施生产水处理系统的处理能力均能满足处理要求。

10.2.1.3 含油生产水处理效果分析

生产水处理设施常用的水力旋流器和高效聚结分离器的除油效率通常在 98%以上，保守考虑当油气水生产工艺系统产生的生产水中石油类的含量为 1000mg/L 时，新增生产水处理系统可使生产水的含油量小于 45mg/L 后排海，能够满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准要求。

HYSY111FPSO 产生的含油生产水采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程。根据近两年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），HYSY111FPSO 生产水月均石油类浓度在 $(12.55\sim18.66)\text{mg/L}$ ，设置的生产水处理系统可确保经处理后的生产水石油类浓度不超过 20mg/L ，生产水处理系统处理效果是可行的。

10.2.2 其他含油污水

本项目新建平台设有开式排放系统和闭式排放兼火炬系统。



PY3-1WHPA 平台开式排放系统主要包括开排沉箱和开排泵。开排沉箱主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。当开排沉箱达到一定液位时，由开排泵将含油污水打入闭排兼火炬分液罐。开式排放系统流程图见图 10.2-3。

PY3-1WHPA 平台闭式排放兼火炬系统主要包括闭式排放兼火炬分液罐、罐内加热器、排放泵。闭排兼火炬分液罐主要收集 **PY3-1WHPA** 平台上带压容器、管线等排放出的带压流体以及事故状态下的泄放流体，分出的低压气经火炬臂进入低压火炬头燃烧。当达到一定的液位时，由闭排泵将流体打入生产流程，排放罐内设有加热器。平台闭式排放系统工艺流程详见图 10.2-4。



图 10.2-3 PY3-1WHPA 平台开式排放系统



图 10.2-4 PY3-1WHPA 平台闭式排放兼火炬系统



10.2.3 生活污水

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设 40 人生活楼, 生活污水产生量为 $25.2\text{m}^3/\text{d}$, 设置 1 套生化电解式生活污水处理装置, 设计处理能力为 $30.3\text{m}^3/\text{d}$, 能够满足生活污水处理需求, 处理达标后排海。

本项目生产阶段产生的生活污水其主要污染因子为化学需氧量 (COD), 按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准的规定, 本项目所处海域生活污水排海要求 $\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$, 并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.4 生活垃圾和生产垃圾

本项目生产过程中产生的生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海; 其它生活垃圾和生产垃圾将集中装箱运回陆地, 并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

施工期钻井作业钻井液、钻屑采用水下 35m 排放, 新建平台含油生产水水下 36m 排放, 减少对表层浮性卵的影响; 海底管道不挖沟, 直接铺设于海底, 新建海底电缆采用后挖沟、自然回填方式, 在铺设过程中, 将采用先进的施工技术方案, 减轻或避免铺管施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。建议本项目位于产卵场内新建电缆挖沟施工避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期 (5 月)。

10.3.1.2 生态环境影响减缓措施

为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响, 本项目钻井作业过程中优先使用水基钻井液, 通过循环使用减少钻井液的产生量和排放量; 检测后满足排放要求的水基钻井液和钻屑达标排海, 不能满足排放要求的钻井液、钻屑及合成基钻井液均收集后运回陆地处理。生产阶段生产水经处理达标后排海; 除食品废弃物粉碎至颗粒小于 25mm 排海外, 其他生活垃圾和生产垃圾均经过分类回收后, 运回陆地处理。

各类污染物具体削减量如下:

(1) 本项目含油生产水 (石油类含量约 1000mg/L) 经生产水处理系统处理



达标后（石油类含量 45mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 95%以上。

（2）本项目施工期和运营期生活污水（COD 含量约 2000mg/L）收集处理，经生活污水处理设施处理达标后（COD 含量 500mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 75%以上；生活垃圾（除食品废弃物外）分类收集后，集中装箱运回陆地处理，不排海，除食品废弃物外的生活垃圾排海削减率均达到 100%。

（3）本项目施工期和运营期生产垃圾分类收集后，集中装箱运回陆地处理，不排海，排海削减率均达到 100%。

（4）本项目施工期和运营期船舶含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。船舶含油污水中石油类含量按 500mg/L 考虑，船舶含油污水中石油类排放限值按 15mg/L 计算，污染物排放削减率达 97%。

10.3.1.3 施工期生态保护措施

为减轻对生态环境的影响，本项目在施工过程中将采取以下措施：

（1）严格限制工程施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

（2）优化施工方案，加强科学管理，在保证施工质量的前提下尽可能缩短作业时间，位于产卵场内的电缆挖沟作业，避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期 5 月，以减轻电缆铺设作业对海洋生态资源的影响程度。

（3）项目钻屑、钻井液水下 35m 排放，减小对产卵场的影响。

（4）施工应避免恶劣天气，保障施工安全并避免悬浮物剧烈扩散。

（5）建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

10.3.2 海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1 海洋生态修复与补偿费用

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。根据第十一篇环境经济损益分析，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 319.49 万元。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。

10.3.2.2 生态补偿与增殖放流

为落实生态保护措施要求，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。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。

a. 增殖放流方式和品种选择原则

为保证增殖放流苗种的质量和性价比，整个过程均经过严格规范的政府招投标，在专家严格评选后由具有国家或省级良种场等优良资质的苗种场提供鱼虾贝苗，所有苗种均按水生生物资源保护规定进行认真的检验检疫，确保苗种健康无病害。

渔业资源增殖放流品种选择原则为：1）本地原种或子一代的苗种或亲体；2）能大批量人工育苗；3）选择品质优良品种（属优质经济鱼、虾、贝类）；4）选择本项目附近海域自然生态状况中原有的，确需恢复资源种群的品种；5）禁用影响海洋渔业资源品种，禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

根据以上原则，本项目可选定的增殖放流种类有真鲷、黄鳍鲷和黑鲷等重要经济鱼类，斑节对虾、长毛对虾和墨吉对虾等经济虾类。

综合考虑广东沿岸的海洋水质和地理环境，建议放流地点选择在水质环境较好的惠州大亚湾海域。大亚湾海区每年的幼鱼幼虾当年补充群体的高发期为5~8月，且该时期处于伏季休渔期，增殖放流后幼苗受到的人为干扰（如捕捞活动等）相对较小，因此，建议放流时间于休渔期进行。

根据《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》，南海区适宜增殖放流的鱼类品种不包括鲈鱼、金线鱼、短尾大眼鲷和黄鲷，而且项目所在海域水位较深，不适合进行人工增殖放流，可采用异地补偿的方式进行，建议采用适宜南海区的放流品种（如黑鲷、真鲷等种类）在沿岸进行增

殖放流。

建议本项目渔业资源增殖放流计划涉及的具体放流物种、规格、数量等，应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认后再实施。

b. 增殖放流实施方案

渔业资源增殖放流实施方案见图 10.3-1。通过开展渔业资源增殖放流、修复效果跟踪和评估，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。

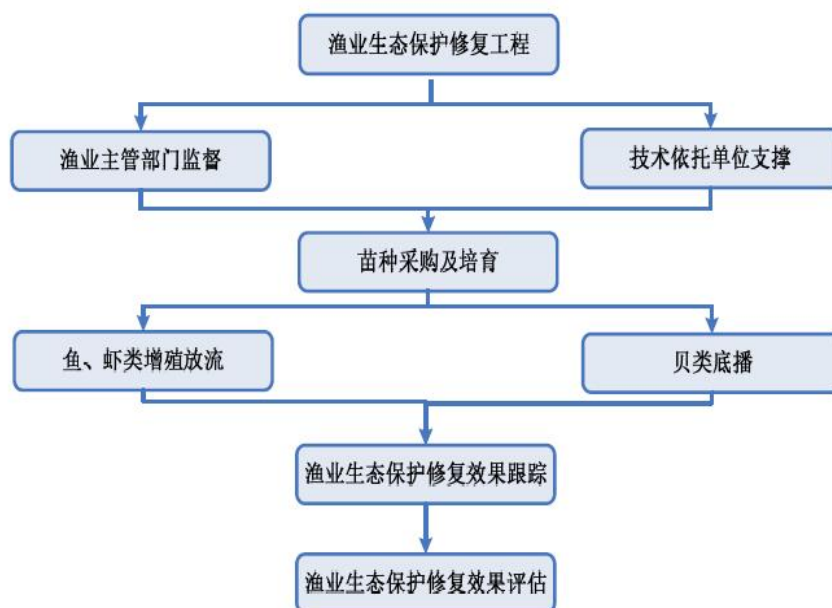


图 10.3-1 渔业资源增殖放流实施方案

通过鱼类、虾蟹类和贝类的增殖放流，一方面补充和恢复了水生生物资源群体，改善种群结构，维护海洋生物多样性；另一方面，随着放流海域渔业资源的恢复，海洋生态系统服务功能加强，海洋生物环境改善，对加强增殖放流海域周边海洋环境及渔业资源保护，保证海域生态环境和水生生物资源可持续利用，实现渔业健康、稳定和持续发展有着重要意义，生态效益显著

10.3.3 生态保护措施建议

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施，但在开发过程中钻屑/钻井液的排放、电缆铺设掀起的悬浮物以及生产阶段达标排放的含油生产水将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使油田开发的同时保护好海洋环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋生态环境和海洋生物资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取



如下措施：

(1) 在建设阶段应严格控制铺设电缆挖沟作业的时间，挖沟作业避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期（5 月），优化施工工艺，以降低和缓解对海洋生态资源的影响程度。

(2) 在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

(3) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将环境风险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。

(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。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

(5) 建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.4-1。

表 10.4-1 本项目环境保护对策措施一览表

污 染 物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
钻井液和钻屑	主要对非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑、合成基钻井液、合成基钻井液钻屑的处理	本项目含预留井槽共产生钻井液量约 13111.9m ³ （其中非钻井油层水基钻井液 566.0m ³ ，钻井油层水基钻井液 4239.4m ³ ，合成基钻井液 8306.5m ³ ），钻屑量约 14480.5m ³ （其中非钻井油层水基钻井液钻屑 4221.8m ³ ，钻井油层水基钻井液钻屑量 860.4m ³ ，合成基钻井液钻屑 9398.3m ³ ）	处理达标后排放；合成基钻井液和不达标钻屑、钻井液运回陆地处理	PY3-1WHPA 平台；与钻完井阶段同步。	由建设单位负责建设、使用和管理
含油生产	PY3-1WHPA 平台和	PY3-1WHPA 平台生产水设计处理能力为※	经处理达标后排海	PY3-1WHPA 平台和	



污 染 物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入 使用时间	责任主体 及运行机 制
水	HYSY111FPSO 生产水处理系统	※m³/d, HYSY111FPSO 生产水 设计处理能力为※※ m³/d		HYSY111FPSO; 与生产设施同步 建设,同步投入生 产使用。	
生活 污水	PY3-1WHPA 平 台生活污水处理 装置	PY3-1WHPA 平台生活 污水处理能力为 30.3m³/d	经处理达标后(COD 浓度≤500mg/L)排海	PY3-1WHPA 平 台;与生产设施同 步建设,同步投入 生产使用。	
其它 含油 污水 和伴 生气	开式排放系统	PY3-1WHPA 平台: 开 排沉箱、开式排放泵	开排沉箱主要用来 收集溢出液、设备冷 却、冷凝水、甲板雨 水和冲洗水;闭排兼 火炬分液罐主要收 集带压容器、管线等 排放出的带压流体 以及事故状态下的 泄放流体。	PY3-1WHPA 平 台;与生产设施同 步建设,同步投入 生产使用	
	闭式排放兼火炬 系统	PY3-1WHPA 平台: 闭 式排放兼火炬分液罐、 罐内加热器、排放泵			
生产 垃圾、 生活 垃圾	分类回收	分类回收箱	生活垃圾中的食品 废弃物经粉碎至颗 粒直径小于 25mm 后排海,其它生活垃 圾和生产垃圾运回 陆地处理		
悬浮 物	优化海底电缆挖 沟施工作业时间	位于产卵场内的海底 电缆挖沟施工作业避 开黄鲷、短尾大眼鲷、 金线鱼、绯鲤类、长尾 大眼鲷等主要经济鱼 类产卵集中期(5月)	减少了对黄鲷、短尾 大眼鲷、金线鱼、绯 鲤类、长尾大眼鲷等 主要经济鱼类的影响	PY3-1WHPA 到 PY10-6DPPA 海 底电缆;海底电缆 挖沟施工作业时 间	
船舶 污 染 物	船舶 含油污水	船舶处理系统或接收 设施与船舶吨位相匹 配	执行《船舶水污染物 排放控制标准》 (GB3552-2018), 石油类≤15mg/L,排 放应在船舶航行中 进行;或收集并排入 接收设施	船舶自带处理系 统或接收设施	由船舶所 属单位负 责
	船舶生活污水和 船舶垃圾	参见本篇中对应的环境保护措施			
钻井 设施 污 染 物	含油污水	产生量 379.0m³, 设含 油污水处理系统。	处理达到《海洋石油 勘探开发污染物排 放浓度限值》 (GB4914-2008) 中	钻井平台自带处 理系统或接收设 施	由钻井设 施所属单 位负责



污 染 物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
			石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后排放。		
	生活污水	产生量 34489.0m^3 ，设生活污水处理系统。	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中 $\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$ 后排放。		
	生活垃圾	产生量 147.8t ，设置分类回收箱。	分类回收，运回陆地处置。		
	生产垃圾	产生量 343.6t ，设置分类回收箱。	分类回收，运回陆地，危险废物交由有资质单位处置。		
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算	根据本区域开发项目造成的渔业资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施	达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的	南海海域；本项目投产后，在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实，委托专业单位完成

10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.5-1。

表 10.5-1 主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生活污水处理系统	PY3-1WHPA 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》三级标准
生产水处理系统	PY3-1WHPA 平台产水处理系统的配备、运行情况及处理效果	含油生产水经生产水处理系统处理达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》二级标准（生物毒性容许值 $\geq 50000\text{mg/L}$ ）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》的三级排放标准（月均含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ）排海
闭式排放兼火炬系统	PY3-1WHPA 平台上闭式排放兼火炬系统的配备及运行情况	收集容器或管线等排放的带压流体进入闭式排放系统；收集甲板初期雨水和甲板冲洗水等进入开式排放系统。
开式排放系统	PY3-1WHPA 平台上开式排放系统的配备及运行情况	
生产垃圾处理	PY3-1WHPA 平台上固体废物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生产垃圾箱，生产垃圾均运回陆地处理/处置。
具备环境保护设施正常运转的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急计划、环境管理机构设置等内容



环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
溢油应急设备和溢油应急计划	新建 PY3-1WHPA 平台溢油应急物资配备、溢油应急计划落实情况。	新建 PY3-1WHPA 平台溢油应急物资配备、溢油应急计划等内容。



11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析油田工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用列于表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资

平台名称	环保设备	设备投资（万元）	折合比率	折合环保投资（万元）
PY3-1 WHPA	开式排放系统	※※	※※	※※
	闭式排放系统	※※	※※	※※
	火炬系统	※※	※※	※※
	消防/救生系统	※※	※※	※※
	过程控制系统/应急关断系统/ 火气探测系统	※※	※※	※※
	生产水处理系统	※※	※※	※※
	生活污水处理系统	※※	※※	※※
	溢油应急资源	※※	※※	※※
海洋生物资源补偿		※※	※※	※※
合计		/	/	※※

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为※※亿元，环保投资为※※万元，环保投资占工程投资的比例为：

$$CT = C1/T \times 100\% = ※※ / ※※ \times 100\% = 4.08\%$$

其中：CT 为环境保护投资占工程投资的比例，C1 为环保投资额，T 为工程设施投资总额。



11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

11.2.1.1 海洋生物资源损失

海洋生物资源损失量根据预测结果，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），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，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，成体价格按 1.5 万元/t。本项目钻井液排放和海缆施工对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 年计，含油生产水补偿按年限配产年限 20 年计算，平台占海造成的底栖生物损失按 20 年计算；按照上述原则计算海洋生物资源补偿见表 11.2-1。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别		损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)
钻屑	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		0.289	1%	0.8 元/尾	3 年	0.69
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		0.267	5%	0.8 元/尾		3.20
	幼体	鱼类 (尾)	3930	0.1kg/尾	15 元/kg		1.77
		虾类 (尾)	575	0.1kg/尾	15 元/kg		0.03
		蟹类 (尾)	465	0.01kg/尾	15 元/kg		0.21
		头足类 (尾)	435	0.1kg/尾	15 元/kg		0.20
	成体 (kg)		25	100%	1.5 万元/t		0.11
	底栖生物 (t)		0.04	100%	1.5 万元/t		0.19
小计							6.40
钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		0.146	1%	0.8 元/尾	3 倍	0.35
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		0.135	5%	0.8 元/尾		1.61
	幼体	鱼类 (尾)	1980	0.1kg/尾	15 元/kg		0.89
		虾类 (尾)	291	0.1kg/尾	15 元/kg		0.01
		蟹类 (尾)	233	0.01kg/尾	15 元/kg		0.10
		头足类 (尾)	220	0.1kg/尾	15 元/kg		0.10
	成体 (kg)		14	100%	1.5 万元/t		0.06
	小计						
铺设海 缆悬浮 物	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		3.053	1%	0.8 元/尾	3 倍	7.33
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		2.817	5%	0.8 元/尾		33.81
	幼体	鱼类 (尾)	41478	0.1kg/尾	15 元/kg		18.67
		虾类 (尾)	6081	0.1kg/尾	15 元/kg		0.27
		蟹类 (尾)	4908	0.01kg/尾	15 元/kg		2.21



排放物	资源类别		损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)
		头足类（尾）	4613	0.1kg/尾	15 元/kg		2.08
	成体（kg）		272	100%	1.5 万元/t		1.22
	底栖生物（t）		0.66	100%	1.5 万元/t		2.97
小计							68.55
生产水	鱼卵（×10 ⁶ 粒）		1.686	1%	0.8 元/尾	20 年	26.98
	仔稚鱼（×10 ⁶ 尾）		1.556	5%	0.8 元/尾		124.49
	幼体	鱼类（尾）	22896	0.1kg/尾	15 元/kg		68.69
		虾类（尾）	3336	0.1kg/尾	15 元/kg		1.00
		蟹类（尾）	2688	0.01kg/尾	15 元/kg		8.06
		头足类（尾）	2568	0.1kg/尾	15 元/kg		7.70
		成体（kg）	144	100%	1.5 万元/t		4.32
	小计						
平台占海	底栖生物（t）	0.006	100%	1.5 万元/t	20 年	0.17	
合计							319.49

11.2.2 环境经济收益

11.2.2.1 直接环境经济收益分析

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。本项目投产后,含油生产水累计产量约为 $15417.80 \times 10^4 \text{m}^3$,经处理后含油浓度从 1000mg/L 降至低于 45mg/L ,由此累计回收石油约 147240t ,按原油 4000元/t 计算,折合经济价值约 5.8896亿元 。

11.2.2.2 间接环境经济收益分析

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由含油生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40% 计算,其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算,两项合计约为 2.9448亿元 。

11.2.2.3 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和,本项目建成投产后,生产运营期总环境经济收益为 8.8344亿元 。

11.2.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快,石油需求将呈强劲增长态势。国内石油开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要,供需矛盾日益突出,进口量逐年上升,每年都要花大量外汇进口石油,对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、



快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本油田开发项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与环境监测

12.1 环境管理

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位云顶南海（新加坡）私人有限公司将建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括建设阶段产生的钻井液、钻屑，海底电缆挖沟铺设产生的悬浮物及作业船舶、钻井平台产生的船舶污染物等，生产阶段主要污染物为含油生产水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾等，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

- （1）贯彻执行环境保护法规和标准；
- （2）组织制定和修改与本项目有关的环保管理制度并监督执行；
- （3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- （4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- （5）检查工程项目环保设施的运行状态；
- （6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 健康、安全和环保政策

云顶南海（新加坡）私人有限公司所有员工和承包商在工作中都要遵守公司 HSE 政策，主要包括：

- （1）遵循并积极支持公司关于健康安全环保的政策、程序和标准；
- （2）为员工提供实现健康安全环保目标的必要设施、知识和资源；
- （3）向承包商提供相关的安全和健康信息，要求其对员工进行培训以确保作业安全，同时保护环境，防止污染；
- （4）与本地政府部门和各关联方共同协作，在现有法律、法规的基础上，制定规则 and 标准以促进安全、健康和环保。

12.1.3 机构及岗位的设置

12.1.3.1 机构与定员

云顶南海（新加坡）私人有限公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作。该公司成立了以总经理为领导的环境保护管理机构，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，见图 12.1-1。

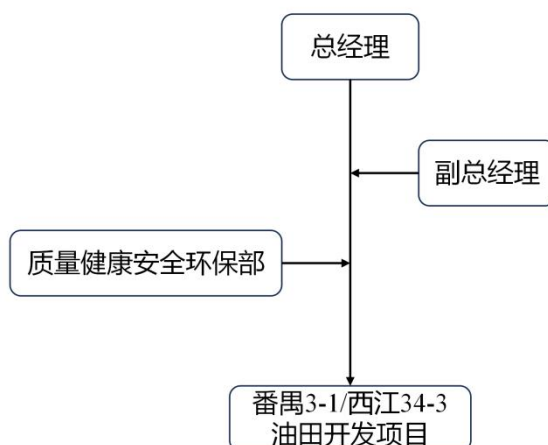


图 12.1-1 云顶南海（新加坡）私人有限公司健康安全环保管理机构图

12.1.3.2 主要人员的岗位职责

本项目新建 PY3-1WHPA 平台建立系统、完整的海上设施组织机构，该平台主要岗位设置平台长、生产主操、机械主操和安全员及操作人员等。

（1）平台长

平台长是油田海上作业时的安全第一责任人，各项工作必须对云顶南海（新加坡）私人有限公司经理负责，负责和组织好安全生产；接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；负责制定和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制定和实施；对生产设备、工艺流程、油气井及其它油田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；做好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台正常生产；掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作等。

（2）生产主操

负责对生产部门管理，包括所有操作工作的全面管理及工作安排；检查和督促、协调各部门的日常工作；负责天然气、原油、污水等的质量控制；负责



生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；组织和实施维修计划，负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；以及其它相关工作。

（3）机械主操

机械主操是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台长负责；负责平台的油、气、水管理工作，负责值班船的打油、打水及装卸货物工作；负责平台主要设备的档案建立和管理；掌握平台耗品耗件及各种备件情况，对海上机械物资库存的更新，及相关文书工作的跟踪和存档；确定重要备件的库存量，保证油田的正常生产；负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划；同平台安全员一起负责每班对平台生产所用吊具、吊索进行检查，发现问题及时更换和处理；负责做好维修部门的费用控制管理。

（4）安全员

对安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；协助平台长制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；负责检查和审批重大作业的安全措施；负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

12.1.4 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。在海上油气田建设和油气生产过程中，应遵守中国环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行污染物达标排放，如《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）。结合油气田开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

12.1.4.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，发现问题及时解



决。

12.1.4.2 安全/环保会议制度

定期举行安全/环保会议，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.4.3 培训与演习制度

登上平台的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得有效的证书才能上岗。建设单位将定期进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

12.1.4.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急计划中的报告程序进行。建立应急小组，由油田平台长担任组长，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.4.5 海底管道/电缆巡查制度

由值班船对本油田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和电缆造成损害。根据运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各工程设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排放量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 污染源监测计划

12.2.1.1 施工期监测计划

本项目建设期间，需对钻完井过程中产生的钻井液、钻屑进行监测：

在钻井作业期间，监测钻井液和钻屑的生物毒性、含油量及重金属含量；作业者负责取样并交给有资质的机构进行钻井液和钻屑（含油量、重金属、生物毒性）监测。

建设期间应按照相应的采样规范及时送样分析。监测方法按照《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）执行。

12.2.1.2 运营期监测计划

本项目新建 PY3-1WHPA 平台处理后的含油生产水需监测石油类浓度和生物毒性容许值，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第一部分：分级》（GB18402.1-2009）和相关政府管理部门的要求执行。新建 PY3-1WHPA 平台处理后的生活污水需监测 COD 浓度，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。每月取样 1 次，委托具有相关资质的、相关主管部门认可的陆上检测单位进行检测。

12.2.2 跟踪监测计划

12.2.2.1 监测点位布设

本项目新建 PY3-1WHPA 平台生产水处理达标后排放，根据预测结果，PY3-1WHPA 平台含油生产水排放超一（二）类水质最大影响距离约为 450m，考虑平台安全作业范围，建议以 PY3-1WHPA 平台为中心，在距离 PY3-1WHPA 平台 500m 半径范围均匀布设 4 个监测点位，监测站位布设见图 12.2-1。

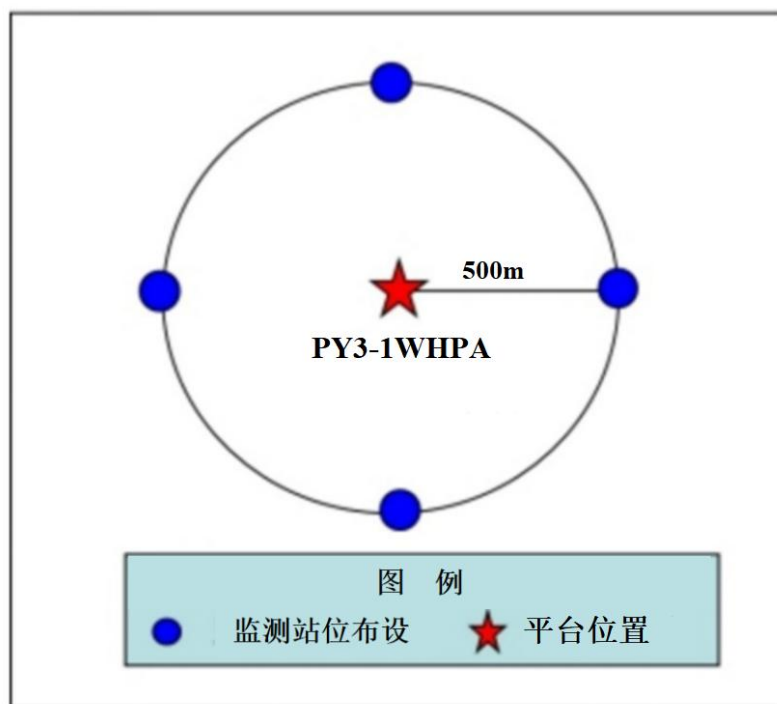


图 12.2-1 PY3-1WHPA 平台监测站位布置图

依托 HYSY111FPSO 的生产水排放超一类水质最大影响距离在原环评已批复的排污混合区范围内，且未超原环评报告书（《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》环审〔2023〕89 号）提出



的跟踪监测站位。建议维持 FPSO 的监测点位同原环评报告一致。

依托 PY10-6DPPA 平台正在编制《番禺 10-6 油田 4 井区开发/番禺 4-2 油田综合调整项目环境影响报告书》，本项目投产后其污染物不增加，平台的跟踪监测计划以项目环评报告及批复为准。

12.2.2.2 监测内容

水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发性酚；

沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳、硫化物；

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量。

环境影响跟踪监测的特征污染物主要为生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD。

12.2.2.3 监测设备

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设有实验室，实验室内配备有以下环境监测设备或仪器：红外分光测油仪、常规化学分析仪器（用于水样的前处理）、天平、冰箱、电热及干燥设备和电器控制设备等。

钻井液和钻屑的生物毒性容许值的监测将送至具有相关资质的、相关主管部门认可的检测单位进行，因此不另设监测仪器。

12.2.2.4 监测方法与频率

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

监测频率建议本项目竣工验收（试运行）进行一次监测，投产 3~5 年进行一次监测。

12.2.2.5 监测资质

监测机构应具有海洋环境调查的资质，具有计量认证证书，取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。

12.2.3 非常规检测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。跟踪监测调查与分析方法按《海洋监测规范》（GB17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）执行。



13 评价结论及建议

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目位于中国南海珠江口盆地北部珠 I 坳陷西江凹陷南部隆起带,番禺 3-1 油田与西江 34-3 油田相距 2.8km,距番禺 4-2 油田约 21km。项目所在海域水深变化范围为 84.5~97.7m。新建 PY3-1WHPA 平台距岸(珠海)最近约 153km。

本项目计划新建 1 座有人井口平台(PY3-1WHPA 平台),新铺设 1 条海底混输管道(PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台长度约 22.4km)和 1 条海底电缆(PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台长度约 22.4km)。

本项目依托的拟建 PY10-6DPPA 平台预计 2027 年 10 月投产;依托拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道分为 PY10-6DPPA 至 PLET 钢管和 PLET 至 HYSY111FPSO 动态软管两段,预计 2028 年 4 月投用;依托已建 HYSY111FPSO 预计 2028 年进坞大修,预计 2028 年 4 月投产。以上工程均在《番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响报告书》另行评价,在本项目投产前投产/投用,满足本项目依托需求。

新建 PY3-1WHPA 平台设置 20 个井槽,其中 9 口生产井,7 口预留井,剩余 4 个井槽,计划 2028 年 4 月投产。PY3-1WHPA 平台投产后最大年产油量 $\times\times\times\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,最大年产气量 $\times\times\times\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$,最大年产水量 $\times\times\times\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

本项目工程总投资 $\times\times\times$ 亿元人民币,其中环保投资 $\times\times\times$ 万元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置生产分离器,所产物流在本平台脱气和脱水后(含水率 20%~95.3%,具体见表 3.8-8),分离出的伴生气送去闭排兼火炬系统气液分离后去往火炬燃烧,含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放,含水原油经新建海底混输管道输送至拟建 PY10-6DPPA 平台原油处理系统(只进入流程,不处理),后经拟建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道输往 HYSY111FPSO 进行进一步油水分离,处理为合格原油后进入原油储舱定期外运,分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标排放。

新建 PY3-1WHPA 平台设置 1 套 250kW 余热发电装置,并通过新建海底电



缆与 PY10-6DPPA 平台连接并组网供电。

13.1.3 主要污染源和污染物

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物，以及参加施工的船舶和人员产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾等船舶污染物和钻井平台污染物。

本项目产生的钻屑总量（不含剩余 4 个井槽）约为 14480.5m^3 （堆体积），其中，非钻井油层水基钻井液钻屑量 4221.8m^3 （堆体积），钻井油层水基钻井液钻屑量 860.4m^3 （堆体积），合成基钻井液钻屑量 9398.3m^3 （堆体积）。本项目钻井作业 16" 井段均使用海水/膨润土浆体系；12-1/4" 井段除 XJ34-3-A3H 使用环保型水基钻井液，其他井均使用合成基钻井液；8-1/2" 井段均使用水基钻井液（包括免破胶钻开液和环保型水基钻井液）。总钻井液产生量约为 13111.9m^3 （不含剩余 4 个井槽），其中非钻井油层水基钻井液 566.0m^3 ，钻井油层水基钻井液 4239.4m^3 ，合成基钻井液 8306.5m^3 。

本项目新建 PY10-6DPPA 平台至 PY3-1WHPA 平台海底电缆全段采用后挖沟的方式铺设，电缆挖沟搅起的悬浮物总量约为 4200m^3 ，悬浮物最大排放速率约为 18.4kg/s 。

建设阶段还将产生船舶污染物和钻井平台污染物，船舶污染物包括船舶含油污水、生活污水和船舶垃圾等，船舶含油污水产生量约为 429.6m^3 、生活污水产生量约为 5782.0m^3 ，生活垃圾产生量约为 24.8t ，生产垃圾产生量约为 5.7t ；钻井平台污染物包括含油污水、生活污水和船舶垃圾等，含油污水产生量约为 379.0m^3 、生活污水产生量约为 34489.0m^3 ，生活垃圾产生量约为 147.8t ，生产垃圾产生量约为 343.6t 。

本项目生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、温排水、火炬燃烧产生的 NO_x 以及少量的船舶污染物等。

本项目新建 PY3-1WHPA 有人井口平台设置生产分离器，所产物流在本平台脱气和脱水后（含水率 20%~95.3%，具体见表 3.8-8），含油生产水经生产水处理系统处理达标后经开排沉箱水下 36m 排放。本项目投产后，PY3-1WHPA 平台含油生产水最大产生量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），小于其设计处理能力为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （ $\times\times\text{m}^3/\text{h}$ ）。

本项目投产后依托 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032



年），小于其设计处理能力 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ ，其中本项目新增最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2050 年），HYSY111FPSO 含油生产水处理达标后排放。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设置 40 人生活楼，救生艇人数共 60 人，本项目投产后将新增生活污水和生活垃圾产生量。生活污水采用生化电解式的生活污水处理装置，处理能力为 $30.3\text{m}^3/\text{d}$ 。新建 PY3-1WHPA 平台生活污水产生量为 $25.2\text{m}^3/\text{d}$ ($9198\text{m}^3/\text{a}$)，COD 产生量为 4.599t/a ，生活污水处理达标 ($\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$) 后排海；新建 PY3-1WHPA 平台生活垃圾产生量为 39.4t/a （其中食品废弃物约 26.3t/a ），产生的食品废弃物处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 后可排放或弃置入海，其他生活垃圾运回陆地处理。

本项目投产后，将在新建 PY3-1WHPA 平台产生温排水排放量，PY3-1WHPA 平台温排水最大排放量为 $407\text{m}^3/\text{h}$ ，表层排放；排海口海水环境温度为 $21\sim 32^\circ\text{C}$ ，温排水温升夏季 9°C 、冬季 12°C 。海水取自水下 40m 的中层海水，经次氯酸钠防海生物装置消杀后用于冷却。

新建 PY3-1WHPA 平台设有闭排兼火炬系统，火炬燃烧产生 NO_x 、 CO_2 和 H_2O 。本项目投产后 PY3-1WHPA 平台火炬燃烧最大量为 $20641\text{m}^3/\text{d}$ （2030 年），产生氮氧化物量最大为 202.7kg/d 。

新增一艘守护船产生船舶含油污水 $60\text{m}^3/\text{a}$ ，船舶生活污水 $1277.5\text{m}^3/\text{a}$ ，船舶生活垃圾 5.5t/a ，船舶生产垃圾 0.5t/a 。

13.2 规划和政策符合性结论

番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目为海洋油气资源勘探开发工程，属于国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，3、原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求，与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》的管理要求相协调。本项目位于广东省“三区三线”中海洋生态保护红线划定范围外，最近距离约为 94km ，与广东省“三区三线”中海洋生态保护红线的管理要求相协调。



13.3 环境现状分析与评价结论

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

13.3.2 海洋水质环境现状

本项目于 2024 年 11 月 24 日至 30 日进行了秋季海水水质现状调查，布设 30 个水质站位，调查单位为自然资源部南海生态中心。海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）和《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目 30 个海水水质调查站位均位于广东省国土空间规划范围之外。本项目海水水质按不劣于现状评价。

本次调查海域 pH、COD、DO、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、铅、硫化物和挥发性酚共 15 项评价因子均满足第一类海水水质标准。

13.3.2.1 海洋沉积物环境现状

本项目于 2024 年 11 月 24 日至 30 日进行了海洋沉积物现状调查，布设 18 个调查站位，调查单位为自然资源部南海生态中心。海洋沉积物评价因子汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。本次 18 个海洋沉积物调查站位均位于海洋生态红线范围之外，本项目海洋沉积物按不劣于现状评价。根据调查结果，调查海域沉积物中各评价因子均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）第一类评价标准，沉积物质量良好。

13.3.2.2 海洋生态环境现状

本项目于 2024 年 11 月 24 日至 30 日进行了海洋生物生态现状调查，均布设 18 个海洋生物生态站位，调查单位为自然资源部南海生态中心。

调查结果表明：本次调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于（※※~※※） mg/m^3 ，平均值为※※ mg/m^3 ；50m 层叶绿素 a 浓度变化于（※※~※※） mg/m^3 ，平均值为 0.029 mg/m^3 。调查海域叶绿素 a 含量水平总体较低。

本次调查各站位初级生产力变化范围为（※※~※※） $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为※※ $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

本次调查海域共出现浮游植物※※种，浮游植物密度变化范围在（※※~※※） $\times 10^4$ 个/ m^3 之间。本次调查大多数区域浮游植物物种多样性和均匀度均处于



高水平，该海域浮游植物维持较好的群落组成。

本次调查海域共鉴定浮游动物※※种和阶段性浮游幼体（含鱼卵和仔稚鱼）※※类，浮游动物生物量变化范围在（※※~※※） mg/m^3 之间，密度变化范围在（※※~※※）个/ m^3 之间。调查海域群落特征表现为浮游动物种类较为丰富，多样性水平基本在较好水平，丰富度指数良好，群落结构稳定性较好。

本次调查海域共鉴定底栖生物※※种，生物量变化范围在（※※~※※） g/m^2 之间，平均为※※ g/m^2 ，密度变化范围在（※※~※※）个/ m^2 之间，平均为※※个/ m^2 。调查海域底栖生物的多样性指数较丰富，均匀度较高。调查海域底栖生物群落结构稳定性较好。

13.3.2.3 海洋生物质量环境现状

本项目于 2024 年 11 月 24 日至 30 日进行了海洋生物质量现状调查，布设 18 个海洋生物质量站位，调查单位为自然资源部南海生态中心。

本次调查生物质量调查分布采集到鱼类※※份，甲壳类※※份。本次调查海域底栖生物样品中，除砷以外，鱼类和甲壳类的生物质量状况较好，总汞、铜、铅、镉、锌和石油烃的单因子标准指数均小于 1，均满足生物质量评价标准的要求。鱼类和甲壳类所有样品的砷均有超标现象，不能满足生物质量评价标准，超标率均为 100%。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）海洋生物质量中砷的标准值，本次调查砷的超标情况在近年南海海域调查和历史调查中均有类似结果。历次调查中，底栖生物质量（如鱼类、甲壳类、软体类等）的砷含量普遍偏高，可能与它们的种类、生活习性、环境变化及对不同物质的富集能力差异等多种因素有关。

13.3.2.4 海洋渔业资源现状

本项目于 2023 年 11 月 3 日~11 月 23 日（秋季）进行了海洋渔业资源现状调查，本次调查单位为广东海洋大学南海渔业资源监测与评估中心，布设 12 个站位。

本次调查共捕获游泳动物※※种，其中鱼类※※种，头足类※※种，甲壳类※※种。鱼类成体平均重量资源密度※※ kg/km^2 ，幼体平均尾数资源密度※※尾/ km^2 。头足类成体平均重要资源密度※※ kg/km^2 ，幼体平均尾数资源密度※※尾/ km^2 。甲壳类虾类成体平均重量资源密度为※※ kg/km^2 ，虾类幼体平均尾数资



源密度为※※尾/ km^2 ；蟹类成体平均重量资源密度为※※ kg/km^2 ，蟹类幼体平均尾数资源密度为※※尾/ km^2 ；虾蛄类成体平均重量资源密度为※※ kg/km^2 ，虾类幼体平均尾数资源密度为※※尾/ km^2 。游泳动物平均总资源量为※※ kg/km^2 。

本次调查共采集到鱼卵和仔稚鱼※※种，鱼卵平均密度为※※粒/ m^3 ，仔稚鱼平均密度为※※尾/ m^3 。

13.4 环境影响预测与评价结论

13.4.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境影响

本项目主要工程设施为新建海上平台和海底管缆。由于平台为透水式结构，平台等对周边的水动力环境影响很小。海底管道直接铺设在海底不挖沟埋设，海底电缆挖沟埋设于泥面以下，因此对水文动力环境影响很小。

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放会对海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在井口周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积，由于本项目井口所处海域水深较深，钻屑垂向沉降时间较长，分布较为分散，因此钻屑沉积影响面积较小，对冲淤环境的影响十分轻微；新建海管直接铺设在海底不挖沟，新建海缆挖沟埋设于泥面以下；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言本项目建设对海底的冲淤环境影响很小。

13.4.2 海水水质环境影响评价

13.4.2.1 钻井液对海水水质的影响

本项目新建 PY3-1WHPA 平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在第 4 层和第 5 层（水深 30~50m），第 4 层造成的海水超一（二）类包络面积为 0.539km^2 ，超一（二）类距排放点最大距离 0.65km，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

13.4.2.2 钻屑对海水水质的影响

本项目新建 PY3-1WHPA 平台钻屑排放对水质的影响主要在排放点周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标仅存在于第 4 层和第 5 层（水深 30~50m），主要在第 4 层，第 5 层超标面积较小。第 4 层超一（二）类包络面积为 0.244km^2 ，距排放点的最大距离为 0.35km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。



13.4.2.3 生产水对海水水质的影响

本项目新建 PY3-1WHPA 平台生产水排放，石油类超标面积存在于第 3 层和第 4 层（水深 20~40m），其他层无超标面积，超一（二）类包络面积 0.499 km²，超一（二）类最大距离约 0.45 km，超三、四类面积相对较小，生产水排放的影响范围是有限的。

13.4.2.4 生活污水对海水水质的影响

本项目新建 PY3-1WHPA 平台将产生少量达标排放的生活污水，由于其排放量较小且 COD 浓度较低，处理后的生活污水入海后受海流作用充分混合。预测结果表明：无论何时排放超一类水域影响的距离都在 50m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

13.4.2.5 海底电缆铺设对海水水质的影响

本项目铺设海缆挖沟铺设掀起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的。根据预测结果，铺设海缆挖沟造成的超标范围仅存在于海底以上 2 层（第 8 层、第 7 层，水深 66~86m），其他层无超标面积，超一（二）类最大影响距离为 0.6km，铺设挖沟作业停止后约 5h，悬浮物浓度即可恢复施工前水平。

13.4.2.6 温排水对水质的影响

根据预测结果，由于温排水量较小，PY3-1WHPA 平台周围海水最大温升约 0.08℃，影响距离小于 50m，温排水对海水温度影响轻微，不会明显影响本海区的海洋水质。

13.4.3 工程对海洋沉积物的影响

13.4.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

本项目钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据数值模拟结果，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.025km²，因此可以认为钻屑排放对沉积物的环境影响较小。

13.4.3.2 铺设海底电缆对沉积物环境的影响

铺设海底电缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在



海流和重力作用下自然回填，覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的面积主要位于挖沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。根据数值模拟结果，本项目挖沟铺设海底电缆造成悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.403km^2 ，因此可以认为铺设海缆对沉积物的环境影响较小。

13.4.4 工程对海洋生态的影响

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑和钻井液，使钻井井口周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖，降低海洋初级生产力；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。由于钻井阶段时间较短，随着施工作业结束，停止钻井液、钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

钻井过程中钻井液、钻屑排放以及海底电缆铺设挖沟搅起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，可以恢复浮游生物的正常生存环境。

本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.025km^2 。除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 0.025km^2 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

海底电缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿电缆一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。但随着施工结束以及时间的推移，海底电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为 0.403km^2 。



13.4.5 工程对海洋渔业的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响。根据计算结果，本项目海洋生物损失为：鱼卵 5.174×10^6 粒，仔稚鱼 4.775×10^6 尾，鱼类幼体 70284 尾，头足类幼体 7836 尾，虾类幼体 10283 尾，蟹类幼体 8294 尾，成体 455kg，底栖生物 0.706t。

13.4.6 工程对环境敏感目标的影响

根据第四章环境敏感目标分析，工程评价范围之内环境敏感目标为一般敏感区，新建设施位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场，距其他产卵场最近距离均在 1.1km 以上，距离其他类敏感目标均在 78.5km 以上。

本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液以及海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物，最大影响距离为 0.65km，且其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响；生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水等，含油生产水经本项目新建平台和依托设施生产水处理系统处理达标后排放，其它污染物排放量相对较小。正常建设、生产期间对前述敏感目标产生影响较小。建设方拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

13.5 环境风险分析与评价结论

本项目建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞等；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台容器泄漏、平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏、船舶碰撞等。

本项目施工期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为施工船舶油舱中的燃料油，根据拖轮单舱储油量估算约为 150m^3 (127.5t)；生产运行期的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要为新建 PY3-1WHPA 平台至 PY10-6DPPA 平台海底混输管道中的原油，在近 PY3-1WHPA 平台侧发生全管径断裂事故时溢油量



约 140m³ (119t)。

本项目海洋生态环境风险评价等级为三级，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)，三级评价项目应定性分析说明海域环境影响后果。本项目环境风险评价采用类比附近已建项目的方式，参考已审批通过的《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》海洋生态环境风险评价结果：本项目新建 PY3-1WHPA 平台若发生溢油事故，在 SE 风向极值风条件下油膜最短将在 33.1 小时内抵达其他红线区，同时本项目新建 PY3-1WHPA 平台还位于黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场内，一旦发生溢油事故，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。建设单位应引起足够的重视，做好应防范和应急响应的准备。

根据应急响应时间分析，本项目及附近可依托的溢油应急资源可以在 3.3h 内到达溢油现场，并陆续进行溢油回收作业。通过对溢油能力的计算，本项目及附近可依托的溢油应急设备可以满足本项目典型事故溢油量的溢油应急能力要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

建设单位已按照相关规定编写了《云顶南海（新加坡）私人有限公司 15/33 合同区块溢油应急计划》，预计本项目投产前报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。本项目从设计阶段采用了国际、国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目建设单位制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急计划与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，番禺 3-1/西江 34-3 油田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目建设单位制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

本项目共设计开发井 9 口，※※。在采取严密、适当的安全防范措施后，



本项目施工和生产过程中地质性溢油及浅层气风险是可控的。

13.6 清洁生产与总量控制

13.6.1 清洁生产分析结论

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.2，达清洁生产先进水平；采油作业的清洁生产综合评价指数为 80.2，达清洁生产水平。

13.6.2 总量控制建议

本项目投产后含油生产水经新建 PY3-1WHPA 平台和已建 HYSY111 FPSO 生产水处理系统处理达标后排放。本项目投产后，PY3-1WHPA 平台含油生产水最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），石油类月均浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ 。建议 PY3-1WHPA 平台生产水和石油类排放总量控制指标为 $1335.2\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 和 600.8t/a ；本项目投产后 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ （2032 年），未超过已批复《番禺 11-12 油田/番禺 10-1 油田/番禺 10-2 油田调整联合开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕89 号）中的 HYSY111FPSO 生产水最大排放量 $18429\text{m}^3/\text{d}$ ，总量维持原环评不变。

本项目投产后新建 PY3-1WHPA 平台产生的生活污水量为 $9198\text{m}^3/\text{a}$ （ $25.2\text{m}^3/\text{d}$ ），经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海（ $\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$ ）。因此，建议新建新建 PY3-1WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $9198\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量为 4.6t/a 。

13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

13.7.1 环境保护对策措施

13.7.1.1 建设阶段

本项目采用钻井平台进行钻完井作业；钻井作业 16" 井段均使用海水/膨润土浆体系；12-1/4" 井段除 XJ34-3-A3H 使用环保型水基钻井液，其他井均使用合成基钻井液；8-1/2" 井段均使用水基钻井液（包括免破胶钻开液和环保型水基钻井液）。钻完井结束后，不达标的钻井油层水基钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑全部运回陆地交有资质单位处理，不排放。平台设有钻井液循环处理系统，分离出的钻井液返回泥浆池循环使用，经甩干机和离心机分离出的合



成基钻井液钻屑达标部分直接排放，不达标的部分经热脱附处理，处理经检测达标后含油钻屑排海；若不达标，则运回陆地交由有资质单位处理。回收的原油用于钻井液配置。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》（GB18420.1-2009）标准中二级标准的要求，同时，向海中排放的钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量 $\leq 8\%$ ，重晶石中最大值： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ ）的要求。

本项目海底电缆铺设采用后挖沟、自然回填的方式，通过采用先进的施工技术方案，能够最大限度控制挖沟宽度，减少对海底的扰动，减少悬浮物产生，减缓并降低铺缆施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。同时，将缩短海上缆铺设作业时间，以减少铺设作业对附近海域海洋渔业资源和生态环境的影响。另外，海底管缆铺设时将缩短海上挖沟作业时间，位于产卵场内的新建电缆挖沟施工避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期（5 月），以减缓挖沟作业对附近海域渔业资源和生态环境的影响。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理应符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《73/78 防污公约》的相关要求。船舶产生的污染物在接收、转运过程中应严格按照相关要求和规定开展，采取分类、密闭等措施。含油危险固体废物运回陆地交由有资质单位处理，运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。

13.7.1.2 生产阶段

本项目产生的含油生产水在新建 PY3-1WHPA 平台和依托 HYSY111FPSO 生产水处理系统进行处理。PY3-1WHPA 平台生产水处理系统采用“高效聚结分离器”处理含油生产水。从生产分离器分离出来的含油生产水经过高效聚结分离器，处理后的含油生产水达标后（含油浓度不大于 $45mg/L$ ）排放，不达标的进入污水罐返回高效聚结分离器进行处理。从高效聚结分离器分出的少量污油进污油罐后，再回到生产分离器；HYSY111FPSO 的生产水处理系统采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程。从 FPSO 一级分离器分离出的含油生产水进入水力旋流器进行处理，从水力旋流器分离出的水进入脱气撇油罐，经脱气撇油罐处理过的生产水达标（石油类浓度 $\leq 20mg/L$ ）排海。水力旋流器分离出



的污油进入二级分离器进行处理，脱气撇油罐分离出的污油进入闭排兼火炬系统。

本项目新建的 PY3-1WHPA 平台上设有开式排放系统和闭式排放兼火炬系统，用于收集平台甲板冲洗水、初期雨水、溢出液以及带压流体或其它含油污水，分出的低压气经火炬臂进入低压火炬头燃烧。

本项目新建 PY3-1WHPA 平台设 40 人生活楼，生活污水产生量为 $25.2\text{m}^3/\text{d}$ ，设置 1 套生化电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 $30.3\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足生活污水处理需求，处理达标后排海。本项目生产过程中产生的生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海；其它生活垃圾和生产垃圾将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

13.7.2 海洋生态保护措施

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施，但在开发过程中钻屑/钻井液的排放、电缆铺设掀起的悬浮物以及生产阶段达标排放的含油生产水将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使油田开发的同时保护好海洋环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋生态环境和海洋生物资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

(1) 在建设阶段应严格控制铺设电缆挖沟作业的时间，挖沟作业避开所在产卵场主要经济鱼类产卵集中期（5 月），优化施工工艺，以降低和缓解对海洋生态资源的影响程度。

(2) 在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

(3) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将环境风险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。

(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。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。



(5) 建设单位需与相关主管部门协商, 对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施, 如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等, 使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等, 其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.8 建设项目环境可行性结论

本项目为海洋油气开发工程及其附属工程, 符合国家产业政策, 工程符合《全国海洋主体功能区规划》的要求、与《广东省国土空间规划(2021-2035 年)》、广东省“三区三线”中的海洋生态红线和广东省生态环境分区管控动态更新成果的要求相协调。项目总体开发方案中较为充分地考虑了工程开发可能对环境造成的影响, 从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施以及节能减排措施; 本项目的生产工艺先进, 自动化程度高, 符合清洁生产的要求。

工程海域的海水、沉积物和生物环境质量现状较好, 评价范围内的敏感目标主要是黄鲷南海北部产卵场、短尾大眼鲷南海北部产卵场、金线鱼南海北部产卵场、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场、长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场等。本项目在建设过程中主要污染物是钻屑、钻井液和海底电缆挖沟埋设时产生的悬浮物, 对环境的影响属于短期性、可恢复性的。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水等, 含油生产水经本项目新建平台和依托设施生产水处理系统处理达标后排放, 其它污染物排放量相对较小。拟采取的清洁生产和污染防治措施得当, 污染物排放后对周围环境(水质、底质及生态)的影响范围和程度较小。

工程的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害, 需要采取有效的保护或补偿措施。拟建工程存在一定的溢油风险, 需要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。

评价认为, 在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施, 切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下, 从环境保护角度考虑, 工程建设可行。



附件

附件 1 环评委托书



附件 2 依托工程环评批复

附件 2-1 《关于番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字〔2001〕353 号）



附件 2-2 《关于番禺油田调整及改造项目环境影响报告表的批复》（环审〔2025〕10 号）



附件 3 依托工程相关验收批复

附件 3-1 《关于番禺 4-2/5-1 油田环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字〔2006〕135 号）



附件 3-2 《关于番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造工程环保设施竣工验收的复函》（国海环字〔2009〕166 号）



附件 4 危险废物处置服务意向书和资质



附表

附表 1 调查海域海水水质调查分析记录统计表



附表 2 调查海域各站位海水水质调查站位平均值



附表 3 调查海域各站位海水水质调查项目标准指数表



附表 4 浮游植物种名录

附表 5 浮游动物名录



附表 6 底栖生物种名录

附表 7 鱼类种类目录



附表 8 头足类种类目录

附表 9 甲壳类种类目录



附表 10 鱼卵、仔稚鱼名录

附表 11 中英文对照表