

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

建设单位：中海石油（中国）有限公司深圳分公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2026 年 3 月



目录

1 概述	1
1.1 工程项目特点	1
1.2 评价工作程序	3
1.3 关注的主要环境问题	3
1.4 主要评价结论	4
2 总论	5
2.1 评价依据	5
2.2 评价标准	7
2.3 环境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 评价等级	11
2.7 评价范围	12
3 工程概况与工程分析	13
3.1 建设项目基本情况	13
3.2 工程开发方案概述	17
3.3 新建工程	20
3.4 生产工艺流程	26
3.5 依托设施校核与改造	29
3.6 施工和建设方案	32
3.7 产污环节分析	39
3.8 污染源强核算	41
3.9 环境影响评价因子筛选	59
4 区域自然环境现状	62
4.1 区域自然环境概况	62
4.2 国土空间规划及相关规划符合性	69
4.3 工程周围环境敏感目标	73



5 海洋生态环境现状调查与评价	77
5.1 海洋生态环境现状调查概况	77
5.2 海水水质评价结果	84
5.3 海洋沉积物现状调查与评价	86
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	90
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	92
5.7 电磁环境现状	96
5.8 声环境质量概况	98
5.9 鸟类及栖息地现状调查与评价	100
6 环境影响回顾性分析	102
6.1 现有工程回顾	103
6.2 相关环评批复及落实情况	104
6.3 环境保护设施运行情况	108
6.4 海洋环境质量回顾	112
6.5 环境影响回顾性分析结论	115
7 海洋生态环境影响预测与评价	117
7.1 海洋生态环境影响预测	117
7.2 海水水质环境影响评价	138
7.3 海洋沉积物环境影响评价	139
7.4 海洋生态环境影响评价	139
7.5 噪声、电磁环境影响	142
7.6 海洋生物资源损失评估	144
7.7 环境敏感目标影响分析	150
7.8 工程对水文动力的影响分析	151
7.9 工程对冲淤环境的影响分析	151
8-海洋生态环境风险评价	152
8.1 风险评价概述	152



8.2 风险调查	152
8.3 评价等级及评价范围	154
8.4 风险识别	157
8.5 风险事故情形分析	163
8.6 溢油风险后果分析	168
8.7 环境风险防范措施及应急处置措施	175
8.8 海洋生态环境风险评价结论	194
9 清洁生产与总量控制	196
9.1 清洁生产分析	196
9.2 清洁生产措施	196
9.3 建设项目清洁生产评价	199
9.4 污染物排放总量控制	204
10 环境保护对策措施及其合理性分析	208
10.1 建设阶段环境保护对策措施	208
10.2 生产阶段环境保护对策措施	213
10.3 海洋生态保护对策	221
10.4 环境保护对策措施一览表	225
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	228
11 环境经济损益分析	229
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	229
11.2 环境保护的经济损益分析	230
12 环境管理与环境监测	233
12.1 环境保护管理计划	233
12.2 环境监测计划	237
13 环境影响评价结论	241
13.1 工程分析结论	241
13.2 规划和政策符合性结论	243
13.3 环境影响评估	244



13.4 环境影响回顾性分析	253
13.5 环境风险分析与评价结论	253
13.6 清洁生产与总量控制	256
13.7 建设项目环境可行性结论	256



1 概述

1.1 工程项目特点

本项目新开发的番禺 10-6 油田位于南海珠江口盆地珠江一坳陷西江凹陷南侧，位于 [REDACTED] 水深约 [REDACTED]。南区（1、3d 井区）距离番禺 10-2 油田约 [REDACTED]，东距番禺 10-5 区块约 [REDACTED]，北区（1d、4、6 井区）距离番禺 3-1 油田约 [REDACTED]。拟进行二次调整的番禺 4-2 油田为 2003 年投产的老油田，南距番禺 10-6 油田 1d、4、6 井区 [REDACTED]。目前番禺 10-5 油田依托 PY4-2DPPA 平台采用大位移井开发，尚有挖潜空间，需进一步完善井网，改善开发效果，因此本项目也制定了番禺 10-5 油田联合番禺 10-6 油田 1 井区/3d 井区挖潜开发原则。

中海石油（中国）有限公司深圳分公司在生产的番禺油田区域积极践行勘探开发一体化策略，拟采用充分依托周围已建设施的方式对番禺 10-6 油田进行开发，并对番禺 4-2 油田进行二次调整开发，改善开发效果。当前番禺油田群按照物流走向可以分为两个序列：PY5-1 序列（包含 PY11-12WHPA、PY5-1DPPB 和 PY5-1WHP 三座已建平台）和 PY4-2 序列（包含 PY10-1WHPA、PY10-2WHPA、PY4-2DPPA、PY4-2WHP 四座已建平台）。PY5-1 序列生产的所有物流均通过 PY5-1 WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理、储存/外输；PY4-2 序列生产物流均经 PY4-2WHP 至 HYSY111 FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理、储存/外输。上述两条主要海管为番禺油田群重要通道。根据检测，两条主要海管部分管段存在锈蚀，影响海管物流输送能力、同时 HYSY111FPSO 的油处理能力也接近饱和。为满足本项目投产后的需求，本项目也计划对两条海管进行更换，对 HYSY111FPSO 进行坞修改造，提升油处理能力。进而满足本项目投产后番禺油田物流的输送、处理需求。

本项目计划新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA、1 座钻采平台 PY10-6DPPA（与已建 PY4-2DPPA 栈桥相连）；新建 1 条 PY10-6WHPA 到 PY10-6DPPA 的海底混输管道 [REDACTED]、1 条 PY10-6DPPA 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道 [REDACTED]、1 条 PY10-6DPPA 到 PY10-6WHPA 的海底电缆 [REDACTED]；更换 PY5-1WHP 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道；对依托 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造、对 HYSY111FPSO 进行坞修改造、对已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管进行反输改造。同时为了实现油气田绿电应用，降低油气田开发过程中碳排放，新建 1 座电力辅助平台，其产生的电力通过新建的 1 条长度约为 [REDACTED]



的海底电缆输往 PY10-6DPPA 平台，接入番禺油田区域电网进行消纳。

本项目新建 PY10-6 WHPA 平台先期钻井 13 口（12 口生产井、1 口注水井），预留 3 个井槽，井口物流在本平台脱气后通过新建混输管道输往 PY10-6DPPA 做进一步处理；新建 PY10-6DPPA 平台先期钻井 25 口（23 口生产井、2 口注水井），预留 20 个井槽。

投产初期（2027 年 10 月~12 月）

本项目两座新建平台计划于 2027 年 10 月投产。投产后至 2027 年 12 月，两座新建平台的全部物流将输送至已建的 PY4-2 DPPA 平台进行处理。处理后的含水原油依托已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送至 PY4-2WHP 水下三通，再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输。由于 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管部分管段存在锈蚀，本项目在投产初期将调整产量，满足依托管道目前限液运行 [REDACTED] 要求。

坞修改造、海管更换期间（2028 年 1 月~4 月）

为满足番禺油田物流输送、处理需求，本项目计划在 2028 年 1 月至 4 月，开展 HYSY111FPSO 坞修改造及 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管新建工程（替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力），并对 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管进行更换。

在此期间，番禺油田停产。HYSY111FPSO 坞修改造、海管更换完成后。本项目封存原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管。将 PY4-2WHP 立管与原 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管通过膨胀弯连接。并调整物流输送方向，将 PY4-2WHP 所产物流反输至 PY4-2DPPA 平台。

稳产阶段（2028 年 4 月后）

2028 年 4 月后，本项目两座新建平台所产物流经 PY10-6DPPA 和 PY4-2DPPA 平台共同处理，处理后的含水原油经新建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管输往 HYSY111FPSO 处理后储存外输。

PY4-2WHP 平台物流反输至 PY4-2DPPA 平台后，经栈桥工艺管线输往 PY10-6DPPA 二级分离器处理外输。

PY10-6DPPA 平台设置 PY3-1WHPA 计量分离器和独立计量流程，拟建 PY3-1WHPA 平台来液经计量后与 PY10-6DPPA 平台二级分离器分离出的含水原油一起混合外输。



根据国家有关法规的要求，建设单位中海石油（中国）有限公司深圳分公司委托中海油研究总院有限责任公司承担并完成番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目的环境影响评价工作。

1.2 评价工作程序

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，本次环评的工作程序为：

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”网站上开展了“番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响评价”第一次公示。同时，开展了资料收集、以及相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复的依托设施相关环评文件等。

通过对本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，并对本项目国土空间规划、主体功能区规划、生态红线及相关规划符合性进行了分析。本项目委托自然资源部南海生态中心围绕本项目工程周围海域开展了秋季海洋环境质量现状调查与评价工作；委托广东海洋大学开展了秋季渔业资源调查与评价工作。

根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果，评价单位对项目产生的环境影响的范围和程度进行预测，并根据预测结果形成了针对本项目的环境保护对策措施、环境管理与监测、环境经济效益分析、产业政策规划符合性分析等内容。

1.3 关注的主要环境问题

本项目位于中国南海珠江口盆地，评价范围内的敏感目标主要是鱼类产卵场等一般环境敏感区，本项目新建设施位于/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和绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场；本项目新建平台和管缆距离其他产卵场的最近距离均在 [REDACTED] 上；本项目新建设施距离海洋保护区、自然保护区等重要环境敏感区均较远，距最近的海洋生态红线约 [REDACTED]

本项目在正常作业情况下，关注的主要环境问题是钻井期间排放的钻井液、钻屑，以及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



上述敏感目标及周围海域的海水水质、底质和海洋生态环境的影响范围及程度。此外，本项目电力辅助平台在施工、运营期也将产生一定的鸟类生态、噪声及电磁影响。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。

1.4 主要评价结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家产业政策；符合《全国海洋主体功能区规划》、《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》，与广东省“三区三线”中划定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。

本项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。本项目周围海域海水、沉积物和海洋生态环境质量现状较好，评价范围内的敏感目标主要为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及绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场等一般环境敏感区。本项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液和海底电带缆挖沟埋设时产生的悬浮物，对环境的影响属于短期性、一次性、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及生活污水，经新建平台设施处理达标后排放，对环境的影响属于局部影响。其它污染物种类较少，且排放量也相对较小，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。

本项目的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，需采取有效的保护措施。本项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位落实了各项环境保护措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。



2 总论

2.1 评价依据

本环境影响报告书主要根据项目设计文件，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求而编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律依据

- 中华人民共和国环境保护法（全国人大常委会，2014.04.24 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 修正）
- 中华人民共和国水污染防治法（全国人大常委会，2017.06.27 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，2012.02.29 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（全国人大常委会，2021.04.29 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）
- 中华人民共和国环境噪声污染防治法（全国人大常委会，2021.12.24 修订）
- 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（全国人大常委会，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，2017.07.16 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，2018.03.19 修订）
- 中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 中国水生生物资源养护行动纲要（国务院，2006.02.14）
- 中华人民共和国自然保护区条例（国务院，2017.10.07 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，2016.01.05 修正）
- 铺设海底电缆管道管理规定（国务院，1989.02.11）



- 海底电缆管道保护规定（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）（生态环境部，2021.01.01 施行）
- 环境影响评价公众参与办法（生态环境部，2018.07.16）
- 国家危险废物名录（2025 年版）（生态环境部，2025.01.01 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）
- 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，2017.05.23 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）
- 水产种质资源保护区管理办法（2016 年 5 月 30 日农业部 2016 年第 3 号修订，自 2016 年 5 月 30 日施行）
- 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，2023.06.13）
- 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，2022.08.16）
- 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（自然资源部办公厅，2022.10.14）
- 关于进一步加强海上风电项目用海管理的通知（自然资源部，2024 年 12 月 30 日）

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》（HJ 1409—2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）



- 《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）

2.1.4 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）》
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（2021 年 3 月）
- 《“十四五”现代能源体系规划》
- 《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“三区三线”划定成果中海洋生态保护红线

2.1.5 基础资料

- 番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目环境影响评价任务委托书
- 番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目可行性研究报告 0 版（2025.12）

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目位于南海珠江口盆地。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”，本项目调查站位均位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》之外，环境影响评价中海水水质、沉积物、海洋生物质量分别执行不劣于现状海水水质、海洋沉积物、海洋生物质量标准。具体见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	不劣于现状水平	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		海洋生物质量现状评价（贝类）
	《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（非双壳类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除总铬外）



项目	采用标准	等级	适用对象
电磁环境	《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)	-	风电周围海域的电磁环境现状

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海珠江口盆地，新建平台距岸最近约 [REDACTED]；根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，项目所在海域属于三级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)，项目所在海域属于二级海区。

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

项目在建设和生产过程中所产生相关污染物的处置与排放标准见表 2.2-2。

表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

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排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	石油类浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均) 石油类浓度 $\leq 65\text{mg/L}$ (一次容许值)	生产阶段排放的含油生产水
	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 50\,000\text{mg/L}$	
钻井液和钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	不得排放含油量 $>8\%$ 的含油水基钻井液 钻屑和水基钻井液； $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ ， $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$	建设阶段钻井作业排放的钻井液和钻屑
	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 $\geq 20000\text{mg/L}$ ；非水基钻井液生物毒性容许值 $\geq 10\,000\text{mg/L}$	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	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/生产阶段排放的生产垃圾
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	食品废弃物经处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 时，可排放或弃置入海，其他生活垃圾禁止排放或弃置入海	建设阶段钻井平台及生产阶



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
				段生产平台排放的生活垃圾
船舶含油污水	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	作业船舶排放的含油污水
钻井船含油污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	/	石油类<15mg/L	钻井船含油污水
船舶生活污水 ¹	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 ≤50mg/L, SS≤150mg/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 ≤25mg/L, SS≤35mg/L, 耐热大肠菌群≤1000 个/L, CODCr≤125mg/L, pH: 6-8.5, 总氯(总余氯)<0.5mg/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 ¹	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
船舶大气污染	《船舶大气污染物排放控制区实施方	/	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



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
物 ²	案》(交海发(2018)168号)			气污染物

注：1 项目工程位置位于 12 海里以外的海域，在工程位置附近施工时船舶生活污水和船舶垃圾执行 12 海里以外海域的对应标准；当船舶从沿岸行驶至工程位置附近时，分别执行 3 海里以内（含）、3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里相对应的标准。

2 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 环境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珠江口盆地，对于重要敏感区，本项目新建设施位于海洋生态保护红线、国家级自然保护区之外。新建设施与广东惠珠江口中华白海豚国家级自然保护区最近距离约 [REDACTED]，距最近的海洋生态红线距离约为 [REDACTED]，工程评价范围内无重要敏感区。

对于一般敏感区，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和绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场内，距离其他产卵场均在 [REDACTED] 以上。

本项目距离国家级自然保护区、海洋生态保护红线等均较远。正常开发生产作业仅对产卵场产生一定影响，不会对其他敏感目标造成影响，但需作为溢油风险评价关注对象。

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

本项目在正常作业情况下环境保护目标为工程周围海域的海水水质、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 环境风险分析与评价”中内容。

2.4 评价内容

本报告针对项目开发可能产生的海洋环境影响进行评价。需要说明的是，本项目涉及的 HYSY111FPSO 坞修改造工作主要在陆地船厂进行，因此本报告仅关注 FPSO 海上解脱、回接等海上施工环节。根据环境影响识别和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的评价内容主要为：建设阶段和正常生产过



程中产生的各类污染物（主要是钻井液/钻屑、悬浮物、含油生产水、生活污水、噪声等）对海水水质、沉积物、海洋生态环境及鸟类生态影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和渔业资源的影响评价。

2.5 评价重点

根据本项目的特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定本次环境影响评价的评价重点包括：

- 钻井作业期间排放的钻井液、钻屑及海缆挖沟铺设掀起的悬浮物对工程周围海水水质、底质和海洋生态环境的影响范围及程度；
- 生产期间含油生产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；电力辅助平台运行对区域鸟类迁徙、栖息及其生境的影响；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 油气泄漏事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故风险分析、防范对策及应急措施可行性分析。

2.6 评价等级

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

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环评评价等级主要根据废水日排放量、泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度以及工程所在海域的生态敏感性来确定。

本项目位于中国南海珠江口盆地，新建平台及管缆位于多个产卵场，属于导则中规定的“生态环境敏感区中的一般敏感区”。本项目投产后，其中无含 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，最大排放量分别为 65494.6m³/d，评价等级为 2 级，含 C 类污染物废水为温排水，最大排放量为 93720m³/d，评价等级为 3 级；泥浆及钻屑最大排放量为 91862m³，评价等级为 2 级；挖沟埋设电缆总长度为 [REDACTED]，评价等级为 3 级。综上，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中对评价工作等级的判据，确



定项目环境评价等级为 2 级，见表 2.6-1。

表 2.6-1 本项目环境影响评价等级

工程内容	影响类型		排放量或长度	判定标准	各影响类型判定评价等级	项目评价等级
海洋油气开发及其附属工程	废水排放量 Q (10 ⁴ m ³ /d)	含 B 类污染物	6.55	5≤Q<20	2	2
		含 C 类污染物	9.372	Q<50	3	
	泥浆及钻屑排放量 Q (10 ⁴ m ³)		9.186	5≤Q<10	2	
	挖沟埋设管缆总长度 L (km)		20.2	L<60	3	

鉴于项目在建设、生产过程中存在潜在的溢油事故环境风险，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），根据风险潜势判定，确定项目的风险评价等级为二级评价。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”中内容。

2.7 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）的要求，评价范围应覆盖建设项目实施后可能对海洋生态环境造成影响的范围。

根据本项目评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，结合所在海域主流向 SE、NW，确定主流向方向约 51.4km，垂直于主流向方向约 52.0km 的矩形区域为项目的环境影响评价范围，评价范围为项目新建设施和依托设施外扩约 15km 海域，评价面积约为 2672.8km²。

本项目环境影响评价范围四至坐标见表 2.7-1，评价范围示意图 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围四至坐标

拐点	经度 (E)		纬度 (N)	
A				
B				
C				
D				

图 2.7-1 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

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司深圳分公司。本项目计划新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA、1 座钻采平台 PY10-6DPPA（与已建 PY4-2DPPA 栈桥相连）、1 座电力辅助平台 EPP；新建 1 条 PY10-6HPA 到 PY10-6DPPA 的海底混输管道 [REDACTED]、1 条 PY10-6DPPA 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道 [REDACTED]、1 条 PY10-6DPPA 到 PY10-6WHPA 的海底电缆 [REDACTED] 1 条 EPP 至 PY10-6DPPA 的海底电缆 [REDACTED]；更换 PY5-1WHP 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道；对依托 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造、对 HYSY111FPSO 进行坞修改造、对已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管进行反输改造。本项目属于新建海洋油(气)开发工程。

3.1.2 地理位置

本项目位于中国南海珠江口盆地，新建设施距岸（珠海）最近约 [REDACTED] 油田所在区域水深约 [REDACTED] 新建及依托设施坐标见表 3.1-1，本项目地理位置见图 3.1-1。

表 3.1-1 本项目相关设施坐标

设施名称		东经 (E)	北纬 (N)
PY10-6WHPA		[REDACTED]	[REDACTED]
PY10-6DPPA		[REDACTED]	[REDACTED]
电力辅助平台 (EPP)		[REDACTED]	[REDACTED]
HYSY111FPSO		[REDACTED]	[REDACTED]
PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 海底混输管道	起点	[REDACTED]	[REDACTED]
	终点	[REDACTED]	[REDACTED]
PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆	起点	[REDACTED]	[REDACTED]
	终点	[REDACTED]	[REDACTED]
PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 混输管道	起点	[REDACTED]	[REDACTED]
	终点	[REDACTED]	[REDACTED]
PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 混输管道	起点	[REDACTED]	[REDACTED]
	终点	[REDACTED]	[REDACTED]
EPP 至 PY10-6 DPPA 海底电缆	起点	[REDACTED]	[REDACTED]
	终点	[REDACTED]	[REDACTED]



图 3.1-1 项目地理位置图

3.1.3 建设内容及规模

本项目计划新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA、1 座钻采平台 PY10-6DPPA（与已建 PY4-2DPPA 栈桥相连）、1 座电力辅助平台 EPP；新建 1 条 PY10-6WHPA 到 PY10-6DPPA 的海底混输管道、1 条 PY10-6DPPA 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道（替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力）、1 条 PY10-6DPPA 到 PY10-6WHPA 的海底电缆、1 条 EPP 至 PY10-6DPPA 的海底电缆；更换 PY5-1WHP 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道；对依托 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造、对 HYSY111FPSO 进行坞修改造、对已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管进行反输改造。

本项目投产后预计最大年产油量为 m^3/a （2029 年），最大年产气量为 m^3/a （2031 年），年发电量 $\text{kW} \cdot \text{h}$ ，最大年产水量 m^3/a （2036 年），最大年注水量 m^3/a （2036 年）。本项目新建海上风电为番禺电网提供绿色电力，可实现年均减碳量约 4.4163 万吨二氧化碳。

本项目新建 PY10-6WHPA 平台设置 16 个井槽（4 口单筒双井），先期开发 12 口生产井，1 口注水井，预计 2027 年 10 月投产，投产后最大年产油量 m^3/a （2029 年），最大年产气量 m^3/a （2028 年）。新建 PY10-6DPPA 平台设置 45 个井槽，先期开发 23 口生产井、2 口注水井，预留井槽 20 个，预计 2027 年 10 月投产，投产后最大年产油量 m^3/a （2030 年），最大年产气量 m^3/a （2031 年）。

本项目工程投资约 元人民币，基础数据见表 3.1-2。本项目主要建设内容见表 3.1-3。

表 3.1-2 本项目基础数据

项目		番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目
产量	最大年产油量	
	最大年产气量	
	最大年产水量	
	最大年注水量	
	电力辅助平台年发电量	
开发方式		天然+注水
开采方式		电潜泵开采



项目	番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目	
平台	PY10-6WHPA	PY10-6DPPA
井数	共设 16 个井槽（含 4 个单筒双井），先期开发 12 口生产井，1 口注水井，预留 3 个井槽	共设 45 个井槽，先期开发 23 口生产井，2 口注水井，预留 20 口井槽
设施设计年限	30	30
预计投产时间	2027 年 10 月	
工程投资		

表 3.1-3 本项目建设内容一览表

序号	名称	主要建设内容和规模	
新建工程	新建 PY10-6WHPA 平台	平台结构	PY10-6WHPA 平台是一座 4 腿导管架井口平台，导管架工作点间距为 20m×20m。平台共设有两层甲板，分别是上层甲板、下层甲板。平台设置 20 人生活楼、微透平、井口生产计量装置、开/闭排系统、电气房间、气液分离器等。
		井槽布置	共设 16 个井槽，设置 4 个单筒双井，按照 4（行）×4（列）排列，井槽间距为 2.1m×2.0m，采用自升式钻井船钻完井及修井作业。
		主工艺系统	主要由生产管汇、单井多相流量计、清管球发球器等组成。
		公用系统	燃料气系统、柴油系统、开式排放系统、化学药剂注入系统、公用仪表风系统、闭排兼火炬系统等。
		水消防系统	主要由海水系统、淡水系统和生活污水处理系统和消防安全系统等组成。
		其他	包括机械、电气、仪控和通信系统等。
	新建 PY10-6DPPA 平台	平台结构	PY10-6DPPA 平台是一 8 腿导管架钻采平台，导管架工作点间距为 26m×(14m+48m+14m)。共设有三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。平台上设有 120 人生活楼、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。
		井槽布置	共设 45 个井槽，按照 9（行）×5（列）排列，井槽间距为 2.1m×2.625m，采用模块钻机钻完井及修井作业
		主工艺系统	主要由多相流量计、一级分离器、二级分离器、清管球发球筒等组成。
		公用系统	燃料气系统、燃料油系统、柴油系统、开式排放系统、化学药剂注入系统、公用仪表风系统、氮气系统、闭排兼火炬系统等。
		水消防系统	主要由生产水处理系统、注水系统、药剂系统、海水系统、淡水系统和生活污水处理系统和消防安全系统等组成。
		其他	包括机械、电气、仪控和通信系统等。
	新建电力辅助平台 EPP	平台结构	新建电力辅助平台属于四腿导管架平台。
		电力设施	采用 1 台 18MW 级风电机组进行发电
	新铺设海底管缆	海底混输管道	新建 1 条长度约 从 PY10-6 WHPA 到 PY10-6 DPPA 海底混输管道； 新铺设一条长度约 从 PY10-6DPPA 到 HYSY111FPSO



序号	名称	主要建设内容和规模	
			的混输管道[REDACTED];
			更换 PY5-1WHP 到 HYSY111FPSO 的混输管道[REDACTED]
		海底电缆	新建 1 条长度约 [REDACTED] 从 PY10-6 DPPA 到 PY10-6 WHPA 海底电缆
			新建 1 条长度约 [REDACTED] 从 EPP 至 PY10-6 DPPA 的海底电缆
依托设施	依托设施适应性改造	PY4-2DPP A 平台	下层甲板：新增甲板 11.5mx7.5m 布置栈桥。 电气：新增一面高压配电柜、一面 35kV 高压开关柜。
		HYSY111 FPSO	HYSY111FPSO 进行坞修改造，主要对 FPSO 工艺系统进行改造升级，提升油处理能力。
FPSO 解脱与就位			HYSY111FPSO 预清洗后解脱； HYSY111FPSO 坞修完成后就位。
海管封存			封存原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海底混输管道、 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海底混输管道。

3.1.4 生产物流特性

本项目原油物性见表 3.1-4, 天然气组分见表 3.1-5。

表 3.1-4 本项目油品物性

项目	密度 20℃	粘度	含硫量	沥青质	胶质	含蜡量	倾点
	g/cm ³	mPa·s	%	%	%	%	℃
番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

表 3.1-5 本项目天然气组成

项目	天然气组分摩尔分量 (%)										
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	H ₂ S
番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3.1.5 生产预测数据

番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目生产预测数据见表 3.1-6~表 3.1-8。



表 3.1-6 番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目生产预测

表 3.1-7 PY10-6DPPA 平台生产预测

表 3.1-8 PY10-6WHPA 平台生产预测

3.2 工程开发方案概述

3.2.1 现有工程概况

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、PY5-1WHP 平台、PY5-1DPPB 平台、PY10-2WHPA 平台、PY10-1WHPA 平台、PY11-12WHPA 平台、PY10-4WHPA 平台（已批待建）及 HYSY111FPSO。如前文所述，番禺油田现有生产设施以 HYSY111FPSO 为界可分为 PY4-2 及 PY5-1 两个生产序列，其中 PY4-2 序列原油走向为：PY10-1WHPA 平台、PY10-2WHPA 平台→PY4-2DPPA 平台→PY4-2WHP 平台→HYSY111FPSO；PY5-1 序列的原油走向为：PY11-12WHPA 平台→PY5-1DPPB 平台→PY5-1WHP 平台→HYSY111FPSO。

本项目主要依托设施为 PY4-2DPPA 平台、HYSY111FPSO 以及 PY4-2DPPA 平台至 HYSY111FPSO 间海底混输管道。已建设施基本情况见表 3.2-1，已建设施物流走向可参考图 3.2-2。

表 3.2-1 已建设施概况一览表

平台名称	基本情况
PY4-2WHP	PY4-2WHP 平台是 1 座 8 腿导管架平台，于 2003 年 4 月建成投产，平台设计寿命 15 年，2013 年 5 月完成生产设施的第一次 5 年延长设计使用期限评估；2018 年 10 月完成生产设施的第二次 5 年延长设计使用期限评估；2023 年 3 月完成生产设施的第三次 5 年延长设计使用期限评估。平台上设有 20 个井槽，20 口生产井，无预留井槽。主要工程设施包括钻井设备、生活设施（可容纳 96 人）、脱气、脱水设施、生产和测试管汇、多相流量计和原油供给泵等，平台所需电力由 FPSO 通过海底电缆供给。 [REDACTED]
PY4-2DPPA	PY4-2DPPA 平台是 1 座 8 腿导管架平台，于 2012 年 11 月建成投产，平台设计寿命为 25 年。平台上设有 41 个井槽，41 口生产井；主要工程设施包括钻井设备、生活设施（可容纳 140 人）、油气以及生产水处理设施、公用系统、开闭排系统等。 [REDACTED]
PY5-1WHP	PY5-1WHP 平台是一座 8 腿导管架平台，于 2003 年 4 月建成投产，平台设



平台名称	基本情况			
	计寿命为 15 年，2013 年 5 月完成生产设施的第一次 5 年延长设计使用期限评估；2018 年 10 月完成生产设施的第二次 5 年延长设计使用期限评估；2023 年 3 月完成生产设施的第三次 5 年延长设计使用期限评估。平台上设有 20 个井槽，20 口生产井，无预留井槽。主要工程设施同 PY4-2WHP 平台。			
PY5-1DPPB	PY5-1DPPB 平台是 1 座 8 腿导管架平台，于 2012 年 12 月建成投产，平台设计寿命为 25 年。平台上设有 35 个井槽，35 口生产井；主要工程设施同 PY4-2DPPA 平台。			
PY10-2WHP A	PY10-2WHPA 是 1 座 4 腿导管架平台，于 2014 年 7 月建成投产，平台设计寿命为 20 年，平台上设有 6 个井槽，5 口生产井，1 个预留井槽；设有井口生产计量，无油水处理设施，设有开闭排系统、公用系统等。			
PY10-1WHP A	PY10-1WHPA 平台是一座 4 腿导管架式平台，于 2024 年 12 月建成投产，平台设计寿命为 15 年，设 12 个井槽，9 口生产井 3 个预留井槽；平台设有井口生产计量装置、生产分离器、水处理设施、空压机系统、原油外输泵、电气房间等。			
PY11-12 WHPA	PY11-12WHPA 平台是一座 4 腿导管架式平台，于 2025 年 5 月建成投产，平台设计寿命为 15 年，设 12 个井槽，6 口生产井 6 个预留井槽；平台上设有井口生产计量装置、生产分离器、化学药剂撬、原油外输泵、柴油系统、开/闭排系统、消防系统、海水系统、电气房间等。			
HYSY111FP SO	HYSY111FPSO 是 1 艘浮式生产、储油和卸油装置，于 2003 年 7 月投产，设计寿命为 25 年；2018 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。			
海底管道	名称	输送 介质	管径 (in)	长度 (km)
	PY4-2WHP 平台至 HYSY111FPSO	油水		
	PY4-2DPPA 平台至 PY4-2WHP 水下三通	油水		
	PY5-1WHP 平台至 HYSY111FPSO	油水		
	PY5-1DPPB 平台至管线三通处	油水		
	PY11-12WHPA 至 PY5-1DPPB	油水		
海底电缆/脐 带缆	PY10-2WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台	油水		
	PY4-2WHP 平台至 HYSY111FPSO	/		
	PY4-2DPPA 平台至 PY5-1DPPB 平台	/		
	PY5-1WHP 平台至 HYSY111FPSO	/		
	PY5-1DPPB 平台至 PY11-12WHPA 平台(脐带缆)	/		
	PY4-2DPPA 平台至 PY10-2WHPA 平台	/		

3.2.2 新建工程概况

本项目依托番禺油田群现有设施进行开发，计划新建 1 座井口平台 PY10-6 WHPA、1 座钻采平台 PY10-6 DPPA，新建 2 条海底混输管道、更换 1 条海底管道，新建 1 条海底电缆；新建 1 座电力辅助平台 EPP 及其配套的海底电缆；对依托设施进行适应性改造。

投产初期（2027 年 10 月~12 月）

本项目计划于 2027 年 10 月投产。投产后至 2027 年 12 月，两座新建平台的全部物流将输送至已建的 PY4-2 DPPA 平台进行处理。处理后的含水原油依托已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送至 PY4-2WHP 水下三通，再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输。由于该海管部分管段存在锈蚀，本项目在投产初期将调整产量，满足依托管道目前限液运行 [] 要求。

坞修、海管更换期间（2028 年 1 月~4 月）

为满足番禺油田物流输送、处理需求，本项目计划在 2028 年 1 月至 4 月，开展 HYSY111FPSO 坞修改造及 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管新建工程（替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力），并对 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管进行更换。

在此期间，番禺油田停产。HYSY111FPSO 坞修改造、海管更换完成后。本项目封存原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管，将 PY4-2WHP 立管与原 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管通过膨胀弯连接。并调整物流输送方向，将 PY4-2WHP 所产物流反输至 PY4-2DPPA 平台。

稳产阶段（2028 年 4 月后）

2028 年 4 月后，本项目两座新建生产平台所产物流经 PY10-6DPPA 和 PY4-2DPPA 平台共同处理，处理后的含水原油经新建的 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管输往 HYSY111FPSO 处理后储存外输。

PY4-2WHP 平台物流反输至 PY4-2DPPA 平台后，经栈桥工艺管线输往 PY10-6DPPA 二级分离器处理外输。

PY10-6DPPA 平台设置 PY3-1WHPA 计量分离器和独立计量流程，拟建 PY3-1WHPA 平台来液经计量后与 PY10-6DPPA 平台二级分离器分离出的含水原油一起混合外输。

新建 1 座电力辅助平台 EPP，其产生的电力通过 1 条 [] 的海缆接入 PY10-6 DPPA 平台，并入番禺电网，为番禺电网提供绿电。

图 3.2-1 总体开发方案示意图



图 3.2-2 本项目主要物流走向示意图

3.3 新建工程

3.3.1 工程组成

本项目计划新建 1 座井口平台、1 座钻采平台、1 座电力辅助平台，新建/更换 3 条海底管道和 2 条海底电缆。

3.3.2 PY10-6WHPA 平台

新建 PY10-6 WHPA 是一座 4 腿导管架井口平台，平台工作点间距为 $20\text{m} \times 20\text{m}$ ，共设 16 个井槽(4 个单筒双井)，呈 4 (行) \times 4 (列) 排列、采油树双层布置。井槽间距为 $2.1\text{m} \times 2.0\text{m}$ ，通过钻井船从平台西侧就位打井与修井。平台分为上层甲板和下层甲板。平台上设有 20 人生活楼、微透平、井口生产计量装置、开/闭排系统、电气房间、气液分离器等。PY10-6 WHPA 平台立面图见图 3.3-1。

图 3.3-1 PY10-6 WHPA 平台立面图

3.3.2.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 $42.5\text{m} \times 47\text{m}$ ，标高为 EL.(+)29.5 m。

上层甲板 1 轴西侧布置有燃料气压缩机撬、柴油罐及预热加热器。

井口区南侧布置生产管汇、外输冷却器及生产分离器。

井口区东侧设置 H60 防火墙，防火墙西侧布置 2 台微透平，东侧布置两层房间，一层为电气房间，主要布置主开关间、主变压器间及高压开关间，电气



房间北侧布置生活污水处理装置，二层布置 20 人生活楼、中控室及中控设备间。

在甲板北侧布置有一台电动吊机，吊机能力为 15t@20m/ 5t@35m。

在甲板南侧布置有火炬臂。

上层甲板平面布置图见图 3.3-2。

图 3.3-2 PY10-6 WHPA 平台上层甲板布置图

3.3.2.2 下层甲板

下层甲板尺寸为 42.5m×47m，标高为 EL.(+)20.0m。

下层甲板 2 轴以西 9.5m 处设置一道 H60 防火防爆墙，将危险区与非危险区分隔开来。防火墙以西为危险区，主要布置了清管球收/发球筒、闭排兼火炬系统、外输泵、化学药剂注入撬等。防火墙以东为安全区，布置有消防泵、海水泵等。

2 轴附近布置有二层房间，其中一层房间布置应急开关间、电池间、应急发电机间、电潜泵变压器区域、储藏间、工作间及机修间，二层房间布置暖通空调系统区域、电潜泵控制间、电潜泵变压器区域、FM200 间。

下层甲板平面布置见图 3.3-3。

图 3.3-3 PY10-6 WHPA 平台下层甲板布置图

3.3.3 PY10-6DPPA 平台

PY10-6DPPA 是 1 座 8 腿导管架钻采平台，导管架工作点间距为 26m×(14m+48m+14m)。共设有三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。井口区位于 1 轴和 2 轴之间，A、B 轴内侧，采用模块钻机钻完井及修井，共有 45 个井槽，9（行）×5（列）排列，井槽间距为 2.1m×2.625m。平台上设有原油电站、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。立面图见图 3.3-4。

图 3.3-4 PY10-6DPPA 平台立面图

3.3.3.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 102m×48m，标高 EL.(+)37.5m。

上层甲板自西向东依次布置火炬臂、钻井设备/钻井支持模块、原油电站房间、微透平、120 人生活楼等。

甲板南北两侧各设 1 台吊机用来吊装货物，北侧电动吊机位于 2.2 轴甲板边缘，最大吊重能力为 20t@20m/8t@40m；南侧柴油吊机位于 2.1 轴甲板边缘，最大吊重能力为 40t@20m/8t@40m。

上层甲板平面布置图见图 3.3-2。

图 3.3-5 PY10-6 DPPA 平台上层甲板布置图

3.3.3.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 102m×48m，标高 EL.(+)28.0m。

甲板的东侧即 2.3 轴东侧是房间区，设两层房间，一层布置了主开关间、主变压器间、高压开关间、应急开关间、应急发电机间、暖通空调系统区域等；二层房间标高为 EL.(+)32.5m，布置的房间有电潜泵变压器区域、电潜泵控制间、中控设备间等。在 2.3 轴位置安装 H60 防火墙将危险区和安全区隔开。防火墙西侧依次布置了测试计量系统、分离器、预留水力旋流器、高效聚结脱气除油罐、双介质过滤器橇、燃料油系统等。

A1 腿外侧外延甲板支撑连接栈桥（约 50m），去往 PY4-2DPPA 平台下层甲板。中层甲板平面布置图见图 3.3-6。

图 3.3-6 PY10-6 DPPA 平台中层甲板布置图

3.3.3.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 90m×48m，标高 EL.(+)21.0m。

2.3 轴安装 H60 防火墙将危险区和安全区隔开。防火墙西侧是危险区，从西侧至东侧依次布置有收发球筒、化学药剂注入撬、开闭排系统、外输泵、污油罐、污水罐、燃油循环撬、燃油闪蒸撬等。防火墙东侧是安全区，布置了海水系统、消防泵、注水泵、生活污水处理设施等。



图 3.3-7 PY10-6 DPPA 平台下层甲板布置图

3.3.4 电力辅助平台

3.3.4.1 概况

本项目新建电力辅助平台采用 1 台 [REDACTED] 风电机组进行发电, 所产生的电力通过新建 [REDACTED] 海底电缆输送至 PY10-6 DPPA 平台, 进而并入番禺油田电网进行消纳。

3.3.4.2 电力辅助平台组成

本项目电力辅助平台位于 PY10-6 DPPA 平台西北侧, 平台处水深 [REDACTED] 风机形式 [REDACTED] 级固定式风机, 选用风机机型为 [REDACTED], 轮毂高度为 [REDACTED]。

a. 电力辅助平台基础结构形式

电力辅助平台基础顶高程为 22m, 采用 4 腿 8 桩导管架结构, 主腿 $\Phi 2400 \times 65$, 钢桩 $\Phi 2200$, 入土深度约 72m。

图 3.3-8 电力辅助平台基础结构图

b. 上部结构

本项目选定单机容量为 [REDACTED] 的风力发电机组, 叶轮直径 [REDACTED], 轮毂高度约 [REDACTED]。其主要参数见表 3.3-1。风力发电机主要包含风轮、机舱和塔杆三部分, 在塔杆底部一般还配备有箱式变压器。机舱是风力发电机组的核心部分, 内部主要有发电机、齿轮箱等组成。

表 3.3-1 风电机组主要参数表

项目		单位	风机参数表
概况	单机容量	MW	[REDACTED]
	IEC 等级		[REDACTED]
	运行温度	℃	[REDACTED]
转轮	叶轮直径	m	[REDACTED]
	叶片长度	m	[REDACTED]



项目		单位	风机参数表
	轮毂高度	m	■
	切入风速	m/s	■
	切出风速	m/s	■
			■
	额定风速	m/s	■
齿轮箱			■
发电机	型式		■
	额定功率	kW	■
	电压	V	■
	防护		■
重量	机舱（含发电机和齿轮箱）	t	■
	叶轮（含轮毂和叶片等）	t	■

图 3.3-9 电力辅助平台形式示意图

3.3.5 海底管道

本项目计划新铺设 2 条海底管道，并对已有 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管进行更换。海管直接铺设于海底，管道的长度和管径等参数见表 3.3-2。新建海底混输管道，采用双层保温结构型式钢管，管道截面示意图见图 3.3-10。

表 3.3-2 海底管道设计参数

海底管道	管长 (km)	内管管 径 (in)	外管管 径 (in)	设计温度 (℃)	设计压力 (MPaA)	设计 寿命 (a)
PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 海底混输管道	■	■	■	■	■	■
PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输 管道	■	■	■	■	■	■
PY5-1WHP 至	■	■	■	■	■	■

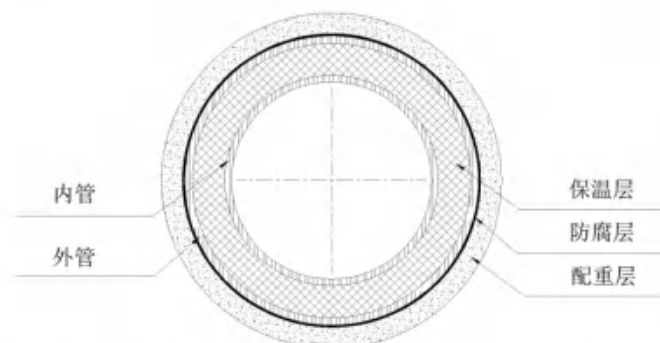
HYSY111FPSO 海底混输
管道（更换）

图 3.3-10 新建海底混输管道截面示意图

PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道铺设完成后，将替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管的外输能力，与更换的 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海底混输管道共同支撑起番禺油田物流输送需求。两路海管均连接至 HYSY111FPSO 水下基盘，并通过两条连接水下基盘与 HYSY111FPSO 的动态软管，将物流输送至 FPSO 进行处理并储存/外输。本项目也将对两条动态软管进行更换。更换后的软管设计参数见表 3.3-3。

表 3.3-3 动态软管设计参数

软管	管径 (in)	长度 (km)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	设计年限
PY4-2 序列软管	■	■	■	■	■
PY5-1 序列软管	■	■	■	■	■

3.3.6 海底电缆

新建 1 条 ■ 从 PY10-6 DPPA 到 PY10-6 WHPA 的海底电缆、1 条 EPP 至 PY10-6DPPA 海底电缆长度约 ■。新铺设海底电缆参数见表 3.3-4。

表 3.3-4 电缆设计参数

电缆名称	长度 (km)
PY10-6 DPPA 到 PY10-6 WHPA 海底电缆	■
EPP 至 PY10-6DPPA 海底电缆	■

3.3.7 平台、海管防腐

本项目新建 PY10-6WHPA 平台、PY10-6DPPA 平台及电力辅助平台均为导管架式平台。平台划分为 3 个腐蚀区域，即大气区、飞溅区和全浸区。根据平台各部位的腐蚀环境不同，采取相应的防腐措施如下：大气区采取涂层防腐措施；飞溅区采取增加壁厚和涂层防腐措施；全浸区采用牺牲阳极阴极保护与外



加电流阴极保护联合防腐措施。本项目全浸区防腐措施以外加电流阴极保护为主，牺牲阳极阴极保护为无外电及应急条件下使用，牺牲阳极设计保护年限 3 年。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，PY10-6WHPA 平台所使用的单块阳极块净重为 57.5kg，阳极块数量为 1150 块；PY10-6DPPA 平台所使用的单块阳极块净重为 57.5kg，阳极块数量为 2300 块；电力辅助平台所使用的单块阳极块净重最大为 57.5kg，阳极块数量为 783 块。

新建/更换的海底混输管道内防腐采取“碳钢+6mm 内腐蚀裕量+缓蚀剂+杀菌剂”的防腐方案。外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法。采用手镯型铝基牺牲阳极，其中 PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 海底混输管道阳极块单重为 31.4kg，共 62 块，阳极块的间隔约为 122m；PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道阳极块单重为 52.5kg，共 82 块，阳极块的间隔约为 111m；更换的 PY5-1 至 HYSY111FPSO 海底混输管道阳极块单重为 52.5kg，共 124 块，阳极块的间隔约为 89m。

3.4 生产工艺流程

3.4.1 新建 PY10-6WHPA 平台工艺流程

新建 PY10-6WHPA 平台各单井所产物流经单井多项流量计计量后在生产管汇汇合，进入生产分离器进行气液分离，分离出的伴生气进入燃料气压缩机撬处理后，部分作为燃料气供透平电站发电，部分经平台火炬燃烧，分离出的液经原油外输泵增压后海管输送至 PY10-6DPPA 平台进一步处理。

图 3.4-1 PY10-6WHPA 平台生产工艺流程图

3.4.2 新建 PY10-6DPPA 平台/已建 PY4-2DPPA 平台工艺流程

3.4.2.1 生产工艺流程

投产初期（2027 年 10 月~12 月）

本项目计划于 2027 年 10 月投产。投产后至 2027 年 12 月，两座新建平台的全部物流将输送至已建的 PY4-2 DPPA 平台进行处理：物流首先进入一级分离器进行油气水三相分离，分离出的含水原油进入二级分离器进一步分离。一级、二级分离器分离出的水进入生产水处理设施，分离出来的少量气体冷放空，二级分离器分离出的含水原油部分依托已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送



至 PY4-2WHP 水下三通，再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输，另一部分含水原油进入燃料油系统脱水后供原油发电机使用。

坞修、海管更换期间（2028 年 1 月~4 月）

待 HYSY111FPSO 坞修、海管更换完成后。本项目封存原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海底管道，将 PY4-2WHP 立管与原 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 水下三通海管通过膨胀弯连接。调整物流输送方向，将 PY4-2WHP 所产物流反输至 PY4-2DPPA 平台。在此期间，番禺油田停产。

稳产阶段（2028 年 4 月后）

2028 年 4 月后，PY4-2DPPA 平台二级分离器及原油电站等设施停用。PY10-6DPPA 与 PY10-6WHPA 平台所产物流优先利用 PY4-2DPPA 平台一级分离器进行处理，超出其处理能力的部分，在本平台一级分离器进行处理，两平台一级分离器处理的物流在 PY10-6DPPA 平台设置的二级分离器进一步脱气增压后外输至 HYSY111FPSO。

PY4-2WHP 平台物流反输至 PY4-2DPPA 平台后，经栈桥工艺管线输往 PY10-6DPPA 二级分离器处理外输。

PY10-6DPPA 平台设置 PY3-1WHPA 计量分离器和独立计量流程，拟建 PY3-1WHPA 平台来液经计量后与 PY10-6DPPA 平台二级分离器分离出的含水原油一起混合外输。

本平台及栈桥相连的 PY4-2DPPA 平台工艺流程图可见图 3.4-2。

图 3.4-2 PY10-6DPPA、PY4-2DPPA 平台生产工艺流程图

3.4.2.2 生产水处理流程

PY10-6DPPA 平台生产水处理系统采用“高效聚结分离器”一级处理流程。PY10-6 DPPA 平台工艺系统分离器水相经生产水过滤器除去机械杂质后进入生产水系统，经生产水处理系统处理合格（石油类含量 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后一部分去往注水系统，一部分直接排海；经高效聚结分离器分离出的污油经污油罐输送返回生产流程。

图 3.4-3 PY10-6DPPA 平台生产水处理流程图

3.4.2.3 注水系统工艺流程



PY10-6DPPA 上设有一套处理能力为 [REDACTED] 的注水系统，主要流程为“双介质过滤器+缓冲罐+超滤膜过滤器+超滤膜水罐”。生产水系统来水经过双介质过滤器处理后进入缓冲罐缓冲沉降，由泵增压后进入超滤膜过滤器处理至达标水质后进入超滤膜水罐，再由注水泵将注水回注地层。

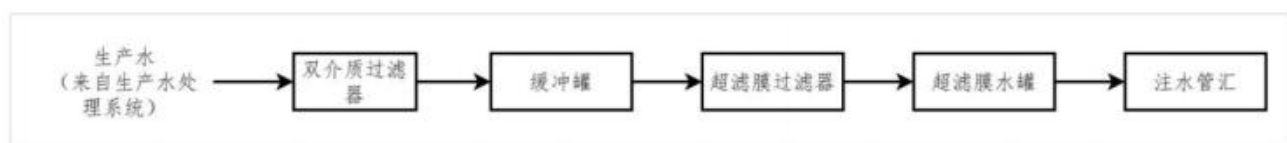


图 3.4-4 PY10-6DPPA 平台注水流程图

3.4.3 依托 PY4-2 DPPA 平台工艺流程

3.4.3.1 生产工艺流程

本平台与新建 PY10-6DPPA 平台栈桥相连，本项目投产后将利用两座平台共同处理能力处理生产物流，本平台生产工艺流程介绍可见 3.4.2.1 节，本平台生产工艺流程见图 3.4-2。

3.4.3.2 生产水处理流程

PY4-2DPPA 平台生产水处理系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的两级处理流程，处理后达标的生产水（石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ ）经过流量计计量后，直接进入开排沉箱进行进一步缓冲除油，最后排海。由水力旋流器和紧凑式气浮分离出的污油直接进入污油罐、开排沉箱分离出的污油进入闭排罐，污油最终返回工艺流程进行处理。

图 3.4-5 PY4-2DPPA 平台生产水处理工艺流程



3.4.4 依托 HYSY111 FPSO 工艺流程

来自 PY10-6DPPA 平台等的生产物流经入口管汇进入 HYSY111FPSO 原油处理流程进行处理。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。因压力和温度变化，原油物流中含有的少量溶解气经一级分离器、二级分离器和电脱水器分离出进入闭排兼火炬系统。

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舱，分离出的生产水达标排海。

图 3.4-6 HYSY111FPSO 物流处理工艺流程

3.5 依托设施校核与改造

3.5.1 依托 PY4-2DPPA 平台校核与改造

3.5.1.1 PY4-2DPPA 平台校核

本项目投产后至 2027 年 12 月，本项目产生的物流全部输送至 PY4-2DPPA 平台进行处理。2028 年 4 月后，本项目产生的部分物流经 PY4-2DPPA 平台的一级分离器处理。根据表 3.5-1 可知，在本项目接入前 PY4-2DPPA 平台物流处理仍有余量，因此本项目充分利用 PY4-2DPPA 平台处理能力。根据表 3.5-2 可知，本项目投产后 PY4-2DPPA 平台的液、油、生产水的最大处理量小于设计处理能力，因此依托可行。

表 3.5-1 PY4-2DPPA 平台处理量

注*：2048 年后老平台停产。

表 3.5-2 PY4-2DPPA 处理能力校核

依托平台	油 m ³ /d	水 m ³ /d	液 m ³ /d
设计处理能力	■	■	■
项目投产后最大处理量	■	■	■
是否满足	满足	满足	满足



3.5.1.2 PY4-2DPPA 平台改造

PY4-2DPPA 下层甲板 EL. (+) 26.0m: 新增甲板 11.5m×7.5m 布置栈桥; 新增一面高压配电柜与新建 PY10-6DPPA 平台 35kV 系统连接, 接入番禺油田电网, 高压开关间新增一面 35kV 高压开关柜。

图 3.5-1 已建 PY4-2DPPA 平台下层甲板改造示意图

3.5.1.3 依托 HYSY111FPSO 校核与改造

根据校核, 本项目投产后, HYSY111FPSO 接收的最大油/液量出现在 2028 年 (见表 3.5-3)。油处理需求超过原 FPSO 设计能力。因此本项目计划在 HYSY111FPSO 坞修期间对其原油处理系统进行设备扩容。HYSY111FPSO 原油处理系统扩容后处理能力见表 3.5-4, 可知 HYSY111FPSO 在改造前后的油、水、液处理能力均能满足本项目接入需求, 因此本项目依托 HYSY111FPSO 可行。本项目新建平台及拟建 PY3-1WHPA 平台产生的物流经分离器处理后, 输往 HYSY111FPSO 的物流中含气量很少, 故在表格中不再展示。



表 3.5-3 HYSY111FPSO 处理量

*注：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。待建平台为 PY10-4WHPA 平台。



表 3.5-4 HYSY111FPSO 处理能力校核表

HYSY111FPSO	油 m ³ /d	生产水 m ³ /d	液 m ³ /d
原设计处理能力（截止 2027 年 12 月）			
2027 年最大处理量			
改造后设计处理能力（2028 年 4 月后）			
投产后最大处理量			
是否满足	满足	满足	满足

注*：因番禺油田原油物性发生变化，FPSO 坞修改造时考虑增加分离器停留时间以提高油水分离效果，因此改造后液处理能力较原设计值相比有所降低。

3.5.1.4 依托海底管道校核与改造

如前文所述，在本项目投产初期，本项目产生的物流依托已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送至 PY4-2WHP 水下三通，再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输。在稳产阶段，本项目计划建设的 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力，因此本项目需对 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管进行物流反输改造。改造后，PY4-2WHP 所产物流将经 PY4-2DPPA 栈桥工艺管线至新建 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管外输。本项目依托的已建海管在不同阶段校核情况见表 3.5-5，可见本项目采用的海管依托方案可行。

表 3.5-5 依托海管校核结果

管线名称	投产时间	设计寿命（年）	设计压力（kPaA）	本工程投产后最大入口压力（kPaA）	设计温度（℃）	本工程投产后最大入口温度（℃）
PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO*						
PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP						

注*：PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海底管道 2024 年完成延寿评估，校核管道剩余寿命 5.1 年（2025-2030 年）。

3.6 施工和建设方案

3.6.1 钻完井方案

新建 PY10-6 WHPA 平台设置 16 个井槽（4 口单筒双井），先期开发 12 口生产井和 1 口注水井，预留 3 个井槽。13 口开发井总进尺，平均井深，最大井深，预留 7 口开发井，总进尺约，平均井深约。采用自升式钻井平台进行钻井作业。



图 3.6-1 PY10-6WHPA 平台井槽布置图

新建 PY10-6 DPPA 平台设置 45 个井槽，先期开发 23 口生产井和 2 口注水井，预留 20 口井。25 口开发井总进尺 [REDACTED]，平均井深 [REDACTED]，最大井深 [REDACTED]，预留 20 口开发井，总进尺约 [REDACTED]，平均井深约 [REDACTED]。采用模块钻机进行钻井作业。

图 3.6-2 PY10-6 DPPA 平台井槽布置图

3.6.1.1 井深结构

本项目新钻井井身结构及套管程序见表 3.6-1、表 3.6-2，典型井井身结构见图 3.6-3 和图 3.6-4，实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。

表 3.6-1 PY10-6 WHPA 各类型井身结构设计结果

表 3.6-2 PY10-6 DPPA 各类型井身结构设计结果

PY10-6 WHPA 井身结构示意图如下：

PY10-6 DPPA 井身结构示意图如下：

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。

依据番禺 10-6/番禺 4-2 油田区域前期作业经验，考虑储层保护和环保要求，各井眼段钻井液体系推荐如表 3.6-3。

表 3.6-3 本项目钻井液体系

3.6.2 施工方案

本项目建设阶段的施工作业内容主要包括钻完井作业、平台海上安装、调试、海底管缆的铺设、HYSY111FPSO 清洗解脱及就位、海管封存以及依托设施的相关改造等。



3.6.2.1 钻完井作业

本项目新建 PY10-6WHPA 平台采用自升式钻井船钻完井及修井作业；新建 PY10-6DPPA 平台采用模块钻机钻完井及修井作业。

3.6.2.2 平台就位及安装

本项目两座生产平台平台导管架和上部组块均计划在陆地场地建造，滑移装船，使用驳船运输。导管架吊装下水，打入钢桩；甲板组块整体吊装安装。

3.6.2.3 电力辅助平台施工

a. 桩基施工

新建电力辅助平台采用 4 腿 8 桩导管架结构基础结构。桩基基础吊装装船，使用驳船运输。吊装下水并进行插打桩施工。

b. 风机设备安装

本项目采用分体安装方案的风机设备组装与吊装方案。

采用驳船将风机零散设备部件（机舱、轮毂、叶片和塔筒）运输至拟安装风机机位。自升式起重船到达拟安装机位处后，通过升降系统将桩腿伸入海底，船舶上升至海面以上形成稳定的操作平台，进行风机各零散设备的组装工作，风机吊装顺序是：下段塔筒→中段塔筒→上段塔筒→风机机舱+轮毂→叶片。

3.6.2.4 海底管道/电缆铺设

本项目海底管道拟采用铺管船铺设，直接铺设于海底，不挖沟埋设，近平台区域采用混凝土压块覆盖保护。新建海底管道拟采用“环球 1200”或同等能力铺管船铺设。

本项目新建海底电缆拟采用 HYSY287 或同等能力船舶铺设，后挖沟，自然回填，埋深 1.5m。

本项目新铺设的海底管缆与已有海底管缆共存在 8 处跨越（PY10-6WHPA 与 PY10-6DPPA 平台间海底管缆各与 PY4-2 DPPA 至 PY10-2WHPA 的管道和电缆发生共 2 处跨越，与 PY4-2 DPPA 至 PY5-1DPPB 的电缆共发生 1 处跨越；EPP 至 PY10-6 DPPA 海底电缆与 PY4-2 DPPA 至 PY4-2WHP 的管道和电缆发生共 2 处跨越）。跨越施工方式为在原有管缆上方放置水泥压块（至少 30cm 高），在其上方铺设新建管缆，新建管缆上方再铺设水泥压块进行防护（见图 3.6-5）。

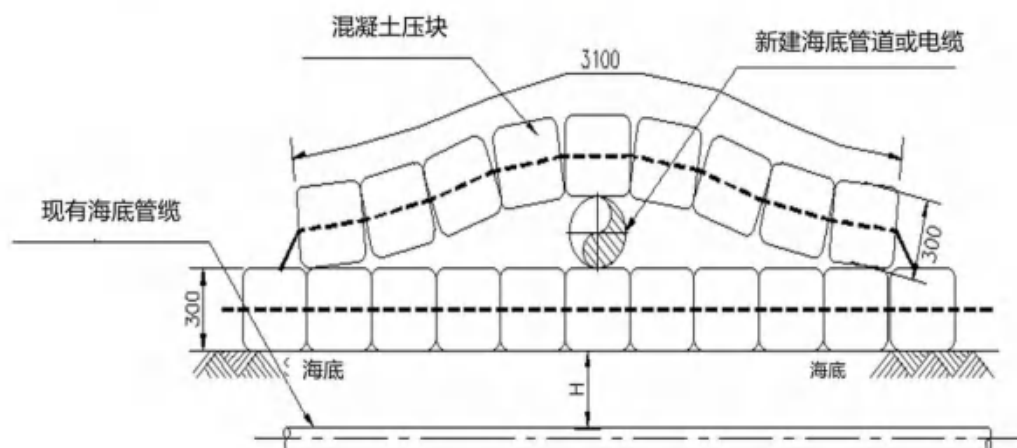


图 3.6-5 海底管缆与已有管缆交越点纵剖面示意图

3.6.2.5 依托设施改造

a. 已建 PY4-2DPPA 平台

依托已建 PY4-2DPPA 平台改造内容主要包括：外扩下层甲板用以布置栈桥；在配电间新增一面高压配电柜与新建 PY10-6DPPA 平台 35kV 系统连接，接入番禺油田电网；高压开关间新增一面 35kV 高压开关柜。具体可见 3.5.1.2 节。

b. HYSY111FPSO 改造

HYSY111FPSO 为 [REDACTED] 浮式生产储卸油装置，本项目计划在坞修期间对工艺处理系统、水处理系统进行适应性升级。其中油处理设施处理能力提升至 [REDACTED]，生产水处理能力保持不变，本次改造仅针对番禺油田原油物性发生变化更换生产水处理适应性更好的内件。具体为对工艺系统、水处理系统涉及的各种容器、管线、阀门进行更换，对电气、机械、仪表等设备进行维修、升级或更换，确保系统适配本项目新平台投产后的处理需求。

c. PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管反输改造

在 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管建成后，原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管将原地封存。本项目需对原 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 的海管进行反输改造，将 PY4-2WHP 平台立管与 PY4-2WHP 至 PY4-2DPPA 的海管进行连接。即可实现 PY4-2WHP 平台物流输往 PY4-2DPPA 平台，经栈桥工艺管线输送至 PY10-6DPPA 平台，进而输往 HYSY111FPSO。从而解决 PY4-2WHP 生产物流外输问题。

3.6.2.6 已建海管封存

如前文所述，PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至



HYSY111FPSO 海管更换完毕后，老海管将原地清洗封存，海管封存的具体环节如下：

第一、二遍清洗：用含油生产水（含水率 $>97\%$ ）驱动海管内的清管球前行至收球筒；第三至六遍清洗用清净海水冲洗。

清洗水每半小时检测一次，连续三次检测石油类含量不超过 45mg/L ，经确认后合格后，使用盲板法兰两头封堵该海管，实现海管两端隔离密闭就地封存。清洗水进入 HYSY111FPSO 生产水处理系统进行处理。

3.6.2.7 HYSY111FPSO 解脱

本次解脱过程包括 HYSY111FPSO 解脱前的清洗作业、HYSY111FPSO 单点系统解脱。

a. 解脱前清洗作业

HYSY111FPSO 解脱前清洗主要包括上部模块的清洗及舱室预清洗：

其中上部模块需要清洗的设备及管线包括原油处理系统清洗、燃气处理及放空系统吹扫、原油外输系统清洗、热油系统清洗。

原油系统清洗流程为：1、导通生产水舱、污油泵至分离器流程，启动污油泵，关闭分离器水相出口，用生产水置换分离器、电脱增压泵及相关原油管线内原油。待电脱增压泵出口取样（含水 $>97\%$ ），停污油泵。2、关闭电脱增压泵出口阀门，将分离器、电脱增压泵滤器及管线内液体排放至污油舱。导通生产水泵到电脱预热器流程，对电脱水器进行置换。待电脱水器出口液体含水 $>97\%$ 时，停生产水泵，排放电脱水器及其管线内液体至污油舱。

燃气处理及放空系统需先进行液体排放，通过闭排管线进入污油舱，然后利用氮气进行 3~5 次吹扫，直至可燃气含量不高于清洗标准要求。原油外输系统在最后一次外输结束后，利用氮气进行吹扫，将系统中全部原油送去提油轮。热油系统清洗需将介质油从系统中排入污油舱，然后利用氮气进行吹扫，直至完全排空。

HYSY111FPSO 需进行预清洗的舱室包括：货油舱 10 个、工艺舱 6 个，原油沉降舱 1 个，撇油舱 1 个。采用“热生产水洗舱”方案，货油舱、原油沉淀舱清洗污水可进入污油舱，静置沉降后，将底部较干净的水转移到生产水舱，通过生产水处理系统达标外排，最后所有无法达到舷外排放标准（石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ ）的洗舱液和含油污水转入进入左/右污油舱，并对其进行驱气、活化。舱室中未



能抽吸出的含油污水，全部留在舱室中，随船一并拖航至目标船厂，进行清洗油污及油泥工作。

b. 单点解脱方案

HYSY111FPSO 整个单点由系泊系统和转塔系统两部分组成；其中系泊系统包括吸力桩、锚链、钢缆和浮筒四部分；转塔系统包括滑环堆栈，液压锁紧机构，液压控制系统，绞车，通风，消防等公用系统组成。单点系泊装置位于艏部。

解脱过程包括单点舱内管线拆除、海生物清理、浮筒解脱、拖航准备等作业内容。

1) 拆除单点舱内管线、收球器、立管、海缆/箱、支撑法兰等设施。在管线拆除前排空管线内残液、拆除电缆前，高压放电。拆除支撑大法兰，将堆栈移到解脱位置，准备浮筒脱离。

2) 使用空潜船对相关结构进行清理，为解脱与后续作业提供干净表面。

3) 浮筒吊环转移，安装至单点浮筒顶部，大缆与吊环连接；FPSO 同步压载至浮筒解脱吃水；单点提升绞车提升浮筒，操作锁定机构，打开浮筒卡钳，释放 STP 浮筒，对中水浮筒进行更换。

4) FPSO 调整压载至拖航吃水，关闭月池盖，移船至安全区等待拖航。

单点解脱后，系泊系统包括吸力桩、锚链、钢缆和浮筒四部分仍然在原海域，不解脱。

3.6.2.8 HYSY111FPSO 回接

回接作业主要包括浮筒连接、堆栈连接及单点舱管线、结构连接。

1) 单点舱注水，打捞漂浮缆，提拉浮筒进行 FPSO 回接，单点舱排水，FPSO 旋转试验；完成 FPSO 与浮筒的连接工作。

2) 拆除提升吊环及提升大缆；滑环堆栈与 STP 浮筒连接，螺栓紧固。

3) 立管与滑环堆栈连接，安装光、电滑环、接线箱电缆/光缆；安装油滑环连接的工艺管线、结构及附属设施恢复。

3.6.2.9 施工船舶

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，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	数量(艘)	施工天数(d)	施工人数(人)
PY10-6WHPA 平台钻完井	初期钻井	自升式钻井船	1	540	130
		拖轮	2		10
	预留井	自升式钻井船	1	268	130
		拖轮	2		10
PY10-6DPPA 平台钻完井	初期钻井	拖轮	2	899	10
	预留井	拖轮	2	956	10
PY10-6WHPA 导管架安 装		浮吊	1	30	52
		驳船	2		
PY10-6WHPA 上部组块 安装		浮吊	1	30	52
		驳船	1		
PY10-6DPPA 导管架安装		浮吊	1	40	60
		驳船	2		
PY10-6DPPA 上部组块安 装		浮吊	1	40	60
		驳船	2		
海底混输管道铺设/调试		铺管船	1	20	50
		配合铺管船拖轮	1		
		配合铺管船限位拖 轮	3	12	36
		驳船	2	12	16
		配合驳船拖轮	2		
		膨胀弯施工船	1	17	70
		配合膨胀弯施工船 拖轮	3	12	140
		多功能工作船	1	12	78
		配合多功能船拖轮	1	4	71
		水泥压块施工船	1	14	40
		驳船	1	5	97
海底电缆铺设		铺缆船	1	5	62
		水泥压块施工船	1	11	40
		多功能船	2		8
		后挖沟施工船	1	6	80
		拖轮	1		10
海管封存		铺管船	1	18	31
		拖轮	1	15	22
		驳船	1	10	18
依托平台改造		驳船	1	20	20
FPSO 解脱、回接		主拖轮	2	30	15
		限位拖轮	1	30	20
		空潜船	1	18	24



施工内容		施工船舶	数量(艘)	施工天数(d)	施工人数(人)
电力辅助平台	平台基础施工	浮式起重船	1	15	60
		驳船	2		
		拖轮	2		
		交通艇	1		
		抛锚艇	1		
		补给船	1		
	风机安装工程	自升式起重船	1	15	60
		可自航式甲板驳船	1		
		拖轮	1		
		交通艇	1		
		抛锚艇	1		
		补给船	1		
	海底电缆铺设调试	铺缆船	1	10	62
		船水泥压块施工船	1		40
		多功能船	2		8
		后挖沟施工船	1	12	80
		拖轮	1		10

3.7 产污环节分析

3.7.1 建设阶段

建设阶段的主要工作内容包括平台海上安装、钻完井作业、依托设施改造、海底管缆铺设、FPSO 解脱与回接、已建海管封存、风电机组安装等工作。

在平台安装过程中,将有拖轮、工作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(船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾)。

钻完井过程中将产生钻井液、钻屑,此外参加作业的人员和船舶将产生一定量的生活污水、生活垃圾、生产垃圾及船舶含油污水。

已建海管封存作业前清洗将产生海管清洗水。

FPSO 解脱前清洗作业会产生工艺管线及船舱清洗水,坞修完成后回接时会产生部分压舱水排放。

本项目新建海底电缆挖沟埋设,海底管道直接铺设于海床上,不挖沟。铺设作业船舶包括铺管/缆船、浮吊、驳船等。铺管缆作业过程中除产生悬浮物外,施工船舶也会产生少量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及少量生产垃圾。

平台打桩产生一定的水下噪声和海底泥沙悬浮物。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

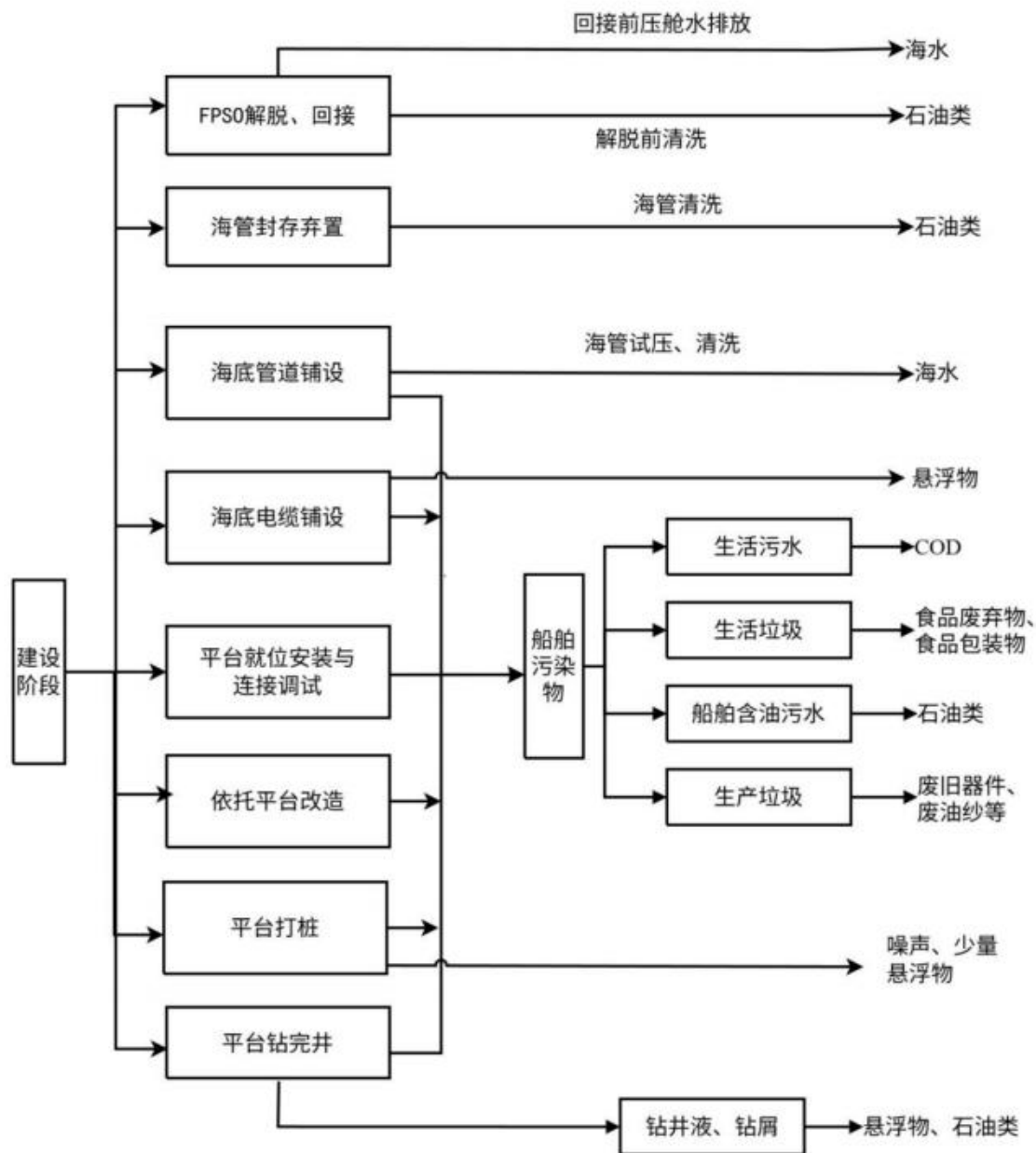


图 3.7-1 建设阶段主要产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

生产阶段，本项目的产污环节主要是新建平台的生产作业区产生的污染物主要包括含油生产水、温排水、生活污水、生产垃圾、牺牲阳极锌释放、电力辅助平台产生的噪声、其运行对区域鸟类迁徙、栖息及其生境的影响等。

海上生产阶段产污环节及污染物种类见图 3.7-2。

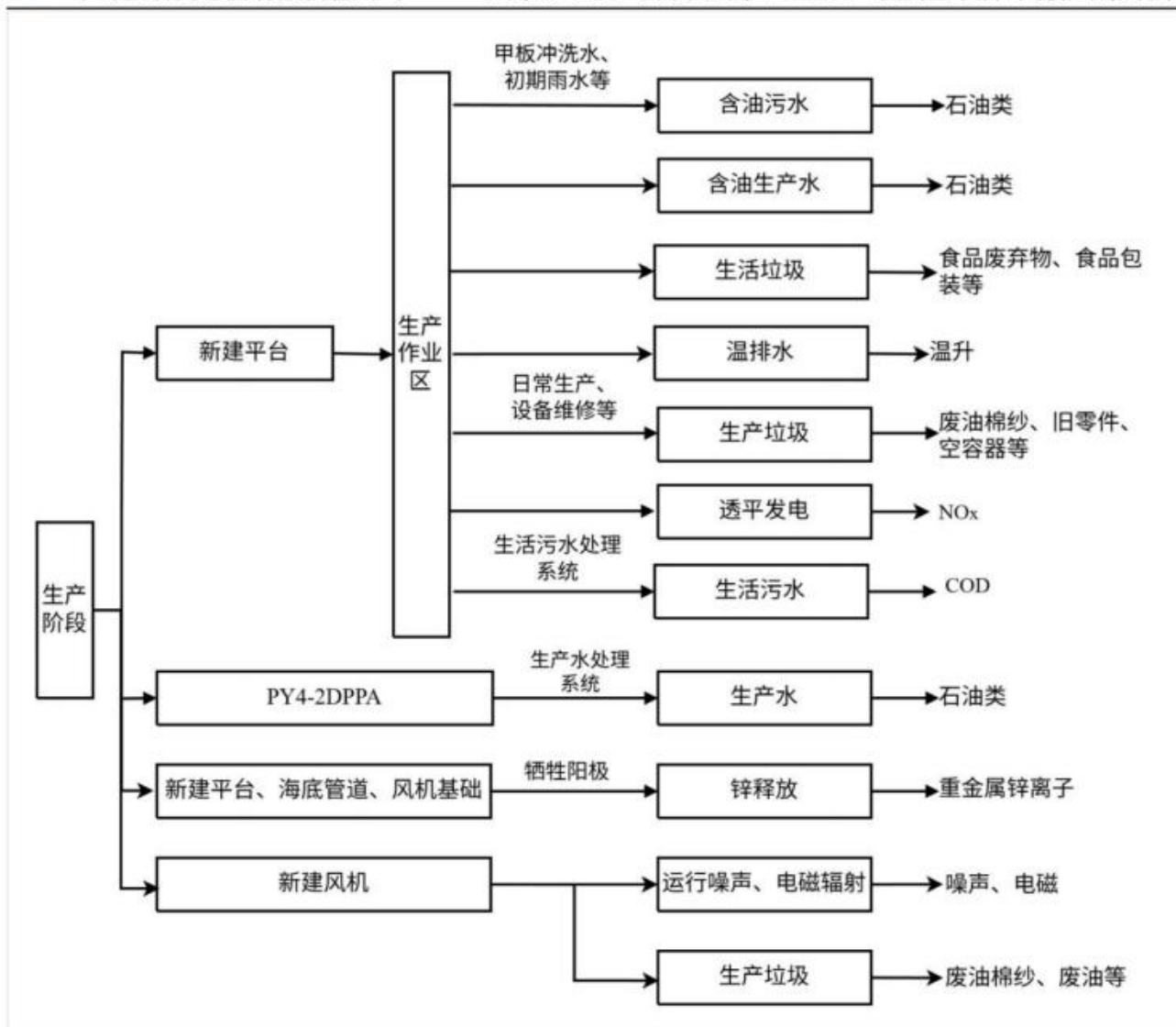


图 3.7-2 生产阶段主要产污环节和污染物种类

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，参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾和船舶含油污水等船舶污染物，以及生产作业产生的生产垃圾。

3.8.1.1 钻屑

钻屑产生量主要取决于井数和井身结构，钻屑产生量根据井眼半径、各井段长度计算所得，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。



根据核算, PY10-6WHPA 平台先期钻井 13 口钻屑总量约为 11429.8m^3 (堆体积), 其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 8001.8m^3 (堆体积), 钻井油层水基钻井液钻屑量 3428m^3 (堆体积); 包含预留井产生的钻屑总量约为 17840.3m^3 (堆体积), 其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 13799.1m^3 (堆体积), 钻井油层水基钻井液钻屑量 4041.2m^3 (堆体积); 经核算, 本平台钻屑最大排放速率约 $134\text{m}^3/\text{d}$ 。

PY10-6DPPA 平台先期钻井 25 口钻屑总量约为 19260.5m^3 (堆体积), 其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 13161.8m^3 (堆体积), 非钻井油层合成基钻井液钻屑量 2665.4m^3 (堆体积), 钻井油层水基钻井液钻屑量 2715.9m^3 (堆体积), 钻井油层合成基钻井液钻屑量 717.4m^3 (堆体积); 包含预留井槽产生的钻屑总量约为 44413.7m^3 (堆体积), 其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 22501.4m^3 (堆体积), 非钻井油层合成基钻井液钻屑量 17364m^3 (堆体积), 钻井油层水基钻井液钻屑量 2715.9m^3 (堆体积), 钻井油层合成基钻井液钻屑量 1832.4m^3 (堆体积); 经核算, 本平台钻屑最大排放速率约 $175\text{m}^3/\text{d}$, 于水下 35m 排放。

本项目钻屑量统计见表 3.8-1。

表 3.8-1 新建平台钻屑量计算结果 (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)	非钻井油 层合成基 钻井液钻 屑量 (m^3)	钻井油层水 基钻井液钻 屑量 (m^3)	钻井油层合 成基钻井液 钻屑量 (m^3)	钻屑排 放速率 (m^3/d)
PY10-6 WHPA	先期钻井	13	11429.8	8001.8	0	3428	0	134 m^3/d
	预留井	7	6410.5	5797.3	0	613.2	0	
	小计	20	17840.3	13799.1	0	4041.2	0	
PY10-6 DPPA	先期钻井	25	19260.5	13161.8	2665.4	2715.9	717.4	175 m^3/d
	预留井	20	25153.2	9339.6	14698.6	0	1115	
	小计	45	44413.7	22501.4	17364	2715.9	1832.4	
合计			62254	36300.5	17364	6757.1	1832.4	/

注: 钻屑堆体积=钻屑实际体积 $\times 1.6$; 预留井槽钻屑量按照单井钻屑最大量进行计算, 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。

本项目水基钻井液钻屑符合《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) 要求后排放。若不符合排放要求, 将运回陆地交由有资质单位接收处理/处置。

合成基钻井液钻屑经甩干后进行现场热脱附处理, 本项目热脱附装置布置在 PY10-6DPPA 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) 的要求后排海。钻屑处理措施详见 10.1.1 章节。

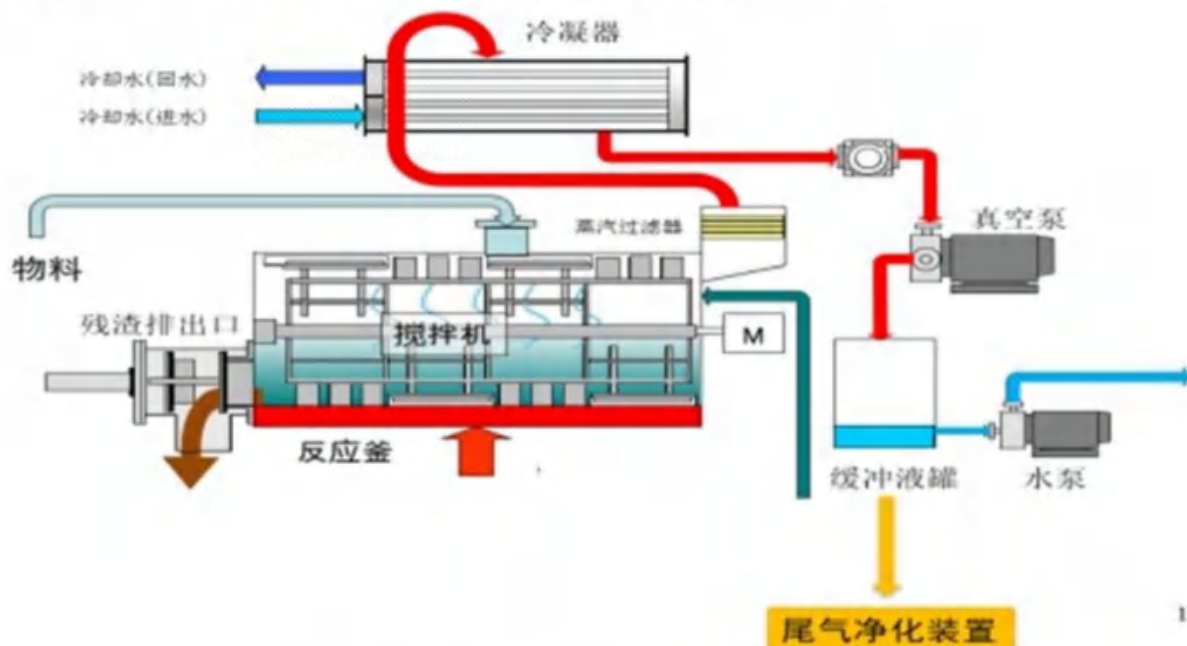


图 3.8-1 合成基钻井液钻屑电磁热脱附处理工艺

3.8.1.2 钻井液

本项目新建平台钻井采用水基钻井液和合成基钻井液体系。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑黏附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。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 (m³)；

V₁—钻屑黏附量 (m³)， $V_1 = V_{\text{钻屑量}} \times 10\%$ (m³)；

V₂—起钻携带量 (m³)， $V_2 = \text{起钻次数} \times 10\text{m}^3/\text{次}$ ；

V₃—固井置换量 (m³)， $V_3 = \text{固井次数} \times 15\text{m}^3/\text{次}$ ；

V₄—一次性排放量 (m³)， $V_4 = \text{套管内泥浆量} + V_{\text{泥浆池}} \times 90\%$ (m³)。

经核算，PY10-6WHPA 平台先期 13 口井非钻井油层水基钻井液产生量约为 5694.4m³，钻井油层水基钻井液量 4576.5m³；包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 8148.8m³，钻井油层水基钻井液量 6090.9m³。

PY10-6DPPA 平台先期 25 口井非钻井油层水基钻井液产生量约为 6177.2m³，非钻井油层合成基钻井液产生量 1881.8m³，钻井油层水基钻井液量 4393.6m³，钻井油层合成基钻井液量 768.9m³；包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量



约为 20392m³，非钻井油层合成基钻井液产生量 9177.4³，钻井油层水基钻井液量 11061.3m³，钻井油层合成基钻井液量 4788.9m³。

符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求的水基钻井液排放，不达标的水基钻井液将全部运回陆地处理；合成基钻井液全部运回陆地交由资质的单位处理。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，PY10-6WHPA 平台钻井液一次性最大排放量约为 1380m³，PY10-6DPPA 平台钻井液一次性最大排放量约为 1195m³。钻井液排放速率均控制在 35m³/h，于 [REDACTED] 排放。

本项目钻井液量计算结果统计见表 3.8-2。

表 3.8-2 钻井液计算结果（单位：m³）

类别		井数 (口)	钻井液总 量	非钻井油层 水基钻井液 量	非钻井油 层合成基 钻井液量	钻井油层 水基钻井 液量	钻井油层合 成基钻井液 量
PY10-6WHPA	先期钻井	13	10270.9	5694.4	0	4576.5	0
	预留井（侧钻）	7	3968.8	2454.4	0	1514.4	0
	小计	20	14239.7	8148.8	0	6090.9	0
PY10-6DPPA	先期钻井	25	13221.5	6177.2	1881.8	4393.6	768.9
	预留井	20	16111.2	4795.6	7295.6	0	4020
	小计	45	29332.7	10972.8	9177.4	4393.6	4788.9
合计			43572.4	19121.6	9177.4	10484.5	4788.9

3.8.1.3 悬浮物

本项目海底管道直接铺设于海床之上，不挖沟。

本项目新铺 2 条海底电缆均采用后挖沟的铺设方式，挖沟截面近似为梯形，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)

本项目参考番禺油田海区泥沙湿容重 1.7g/cm³。保守考虑本项目起沙率 10.0%进行核算，项目海底电缆悬浮物产生最大速率为 18.4kg/s。



表 3.8-3 铺设海底管道施工情况和悬浮物源强

海管名称	长度 (km)	挖沟深度 (m)	顶宽/底宽 (m)	挖沟速度 (m/d)	悬浮物 总量 (m ³)	悬浮物排放 速率 (kg/s)
EPP 至 PY10-6DPPA 平台 海底电缆	■	1.5	2/0.5	5000	2381.3	18.4
PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆	■	1.5	2/0.5	5000	1406.3	18.4

3.8.1.4 试压水

新建海底管道铺设完毕后,需要对海管进行试压,本项目新铺设/更换的 3 条海管在试压过程中会产生部分试压水,产生量合计约 1882m³。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。

3.8.1.5 海管清洗水

本项目已建 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管封存前需进行清洗,为确保海管内壁清洗干净,清管作业需运行 6 次,每次产生清洗废水约 1335m³ (其中 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管: 664m³、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管 671m³), 共计 8010m³, 主要污染物为石油类。清洗废水进入 HYSY111FPSO 生产水处理设施,经处理达标后排海(含油量≤45mg/L)。

3.8.1.6 FPSO 解脱清洗水

a. 上部工艺设施/管线清洗水

HYSY115FPSO 上部模块需要清洗的设备及管线包括原油处理系统清洗、燃气处理及放空系统吹扫、原油外输系统清洗、热油系统清洗。具体清洗水量视清洗效果而定,很难事先精确计算,这里仅仅根据清洗工作量及难易程度,大致估算各系统产生的清洗废水量:原油处理系统清洗废水约 984m³,燃气处理及放空系统清洗废水量约 6m³,原油外输系统清洗废水量约 100m³,热油系统清洗主要采用氮气吹扫和蒸汽干蒸,基本不产生清洗废水,合计共产生清洗废水约 1090m³。清洗废水进入生产水处理系统处理达标后排放。

b. 洗舱水

HYSY111FPSO 需进行预清洗的舱室包括:货油舱 10 个、工艺舱 6 个,原油沉降舱 1 个,撇油舱 1 个,合计需要清洗 18 个,预计产生清洗废水总量 7900m³,其中可通过泵输出的清洗废水水 6500m³,需人工清理含油泥污水 1400m³。清洗废水经 HYSY111FPSO 生产水处理系统处理合格后达标排放。无法达到排放标



准（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）的洗舱液和含油污水转入进入左/右污油舱，并对其进行驱气、活化。舱室中未能抽吸出的含油污水，全部留在舱室中，随船一并拖航至目标船厂，进行清洗油污及油泥工作。

3.8.1.7 FPSO 回接压舱水

FPSO 在坞修改造完成后将拖航至番禺油田进行回接，拖航及回接施工时需压载降低 FPSO 船体高度。回接完成后将排放压舱水，预估压舱水排放量约 13000m^3 。压舱水取自海水，FPSO 在海上解脱及坞修前均会对各舱室进行清洗，压舱水中可能含有少量石油类，在排放前将进行检测，若石油类浓度满足排放标准（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）将进行达标排放，若不满足排放标准，将转入生产水处理流程处理达标后排放。

3.8.1.8 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，食品包装物及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，同时根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim 0.5)\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次铺缆船、铺管船、浮吊、起重船、配套施工船只、驳船等计算取 $0.5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim 5)\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ，本次拖轮、交通艇、抛锚艇、补给船、空潜船多功能船等计算取 $5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 1276.42m^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、钻完井阶段的厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油有限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 0.35m^3 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 17982.0m^3 。



目前,参与施工作业在船舶均配备符合标准的生化式生活污水处理装置,处理后的生活污水可以满足《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)的要求。

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。生活垃圾按 1.5kg/(人·日)计算,其中食品废弃物按 1kg/(人·日)计算;其它生活垃圾按 0.5kg/(人·日)计算。由此估算出本项目建设阶段共产生生活垃圾约 74.76t,其中食品废弃物 49.84t。

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。根据统计资料,大型施工船舶按 5t/年计算,小型船舶按 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 17.65t。

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

施工内容	施工船舶	数量 (艘)	施工 天数 (d)	施工人 数(人)	船舶含 油污水 (m³)	生活污 水(m³)	生活垃 圾(t)	生产 垃圾(t)	
PY10-6WHPA 平台钻完井	拖轮	2	808	10	269.3	2828	12.12	2.2	
PY10-6DPPA 平台钻完井	拖轮	2	1855	10	618.3	6492.5	27.825	5.1	
PY10-6WHPA 导管架安装	浮吊	1	30	52	45	546	2.34	1.2	
	驳船	2							
PY10-6WHPA 平台上部组块 安装	浮吊	1	30	52	45	546	2.34	1.2	
	驳船	1							
PY10-6DPPA 导管架安装	浮吊	1	40	60	60	840	3.6	1.6	
	驳船	2							
PY10-6DPPA 平台上部组块 安装	浮吊	1	40	60	60	840	3.6	1.6	
	驳船	2							
混输海管铺设 调试	铺管船	1	20	50	51.32	2981.65	12.78	2.45	
	拖轮 1	1							
	拖轮 2	3	12	36					
	驳船	2	12	16					
	拖轮 3	2							
	施工船 1	1	17	70					
	拖轮 4	3	12	140					



施工内容	施工船舶	数量 (艘)	施工 天数 (d)	施工人 数(人)	船舶含 油污水 (m³)	生活污 水(m³)	生活垃 圾(t)	生产 垃圾(t)
	多功能船	1	12	78				
	拖轮 5	1	12	71				
	施工船 2	1	14	40				
	驳船 2	1	5	97				
海底电缆铺设	铺缆船	1	5	62	14.7	482.3	2.1	0.34
	施工船 1	1	11	48				
	多功能船	2						
	施工船 2	1	6	90				
	拖轮	1						
海管封存	铺管船	1	18	31	10.5	373.8	1.6	0.32
	拖轮	1	15	22				
	驳船	1	10	18				
依托平台工作	驳船	1	20	20	10	140	0.6	0.03
FPSO 解脱、 回接	主拖轮	2	30	15	18	518.7	2.22	0.1
	限位拖轮	1	30	20				
	空潜船	1	18	24				
电力辅助平台 施工	起重船	1	15	60	35	315	1.35	0.72
	驳船	2						
	拖 轮	2						
	交通艇	1						
	抛锚艇	1						
	补给船	1						
风机安装工程	起重船	1	15	60	20	315	1.35	0.31
	驳船	1						
	拖轮	1						
	交通艇	1						
	抛锚艇	1						
	补给船	1						
电力平台电缆 铺设	铺缆船	1	10	62	19.3	763	0.93	0.48
	施工船 1	1		40				
	多功能船	2		8				
	施工船 2	1	12	80				
	拖轮	1		10				
合计					1276.42	17982.0	74.76	17.65

3.8.1.9 钻井船

本项目 PY10-6WHPA 平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，在作业期间产生机舱含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等。根据开发工程中参加作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，钻井船机舱含油污水产生量按 0.5m³/（日）计算，钻井船产生含油污水



量为 404m^3 ；生产垃圾按 $25\text{t}/\text{月}$ 计算，钻井船生产垃圾产生量为 673.3t ；生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，估算钻井船生活污水产生量约为 36764m^3 ；生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；其他生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ，由此估算钻井船产生生活垃圾约 157.4t ，其中食品废弃物 105t 。

3.8.1.10 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 3.8-5。

表 3.8-5 建设阶段污染物汇总

污染物		产生量	最大排放量	排放速率/源强	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 (含预留井) (m³)	非钻井油层段水基钻井液钻屑	26861	26861	103.9m³/d (最大)	悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准的水基钻井液和钻屑间歇式点源排放；合成基钻井液和不达标的水基钻井液/钻屑全部运回陆地交由危废处置单位处理。
	非钻井油层段合成基钻井液钻屑	11773	11773		悬浮物、石油类	
	钻井油层水基钻井液钻屑量	4034	4034			
	钻井油层合成基钻井液钻屑量	1909	1909			
	合计	44577	44577	-		
钻井液 (含预留井) (m³)	非钻井油层段水基钻井液	32367	32367	35m³/h (最大)	悬浮物	
	非钻井油层段合成基钻井液	8373	0		悬浮物、石油类	
	钻井油层水基钻井液量	12812	12812			
	钻井油层合成基钻井液量	7295	0			
	合计	60847	45179	-		
钻井船 污染物	生活污水 (m³)	36764	36764	-	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 COD≤300mg/L 后排放。
	生活垃圾 (t)	157.4	0	-	食品废弃物、食品包装等	分类回收，运回陆地处置。
	含油污水 (m³)	404	404	-	石油类	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中石油类 ≤15mg/L 后排放。
	生产垃圾 (t)	673.3	0	-	废旧器件、油棉纱等	分类回收，运回陆地，危险废物交由有资质单位处置。
悬浮物 (m³)		3787.6	3787.6	18.4kg/s	悬浮物	自然回填



污染物		产生量	最大排放量	排放速率/源强 (最大)	主要污染因子	排放/处理方式
海管试压水 (m ³)	新建海管	1882	1882	-	悬浮物	使用海水试压，试压后排放
海管清洗水 (m ³)	已建海管	8010	8010	-	石油类	进入 HYSY111FPSO 处理达标后排海
FPSO 解脱清洗水 (m ³)	上部工艺设施	1090	1090	-	石油类	进入 HYSY111FPSO 生产水处理流程处理达标后排海
	洗舱水	7900	6500	-	石油类	清洗水进入 HYSY111FPSO 生产水处理流程处理达标后排海，未能抽吸出的含油污水，全部留在舱室中，随船一并拖航至目标船厂，进行清洗油污及油泥工作。
FPSO 回接压舱水 (m ³)		13000	13000	-	石油类	进入 HYSY111FPSO 生产水处理流程处理达标后排海
船舶污染物	生活污水 (m ³)	17982.0	17982.0	-	COD 等	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
	生活垃圾 (t)	74.76	49.48	-	食品废弃物、食品包装等	
	船舶含油污水 (m ³)	1276.42	1276.42	-	石油类	
	生产垃圾 (t)	17.65	0	-	废旧器件、棉纱等	

3.8.2 生产阶段

生产阶段产生的污染物主要是生产水、温排水、生产垃圾、牺牲阳极锌释放、生活污水、生活垃圾、电力辅助平台运行产生的噪声等污染物。

3.8.2.1 生产水

a. 新建 PY10-6DPPA 平台

新建 PY10-6DPPA 平台设油气水处理设施，本平台物流与 PY10-6 WHPA 平台海管来流汇集后，利用 PY10-6DPPA 平台自身及与之相连的 PY4-2DPPA 平台设置的一级分离器进行油气水分离。经 PY10-6DPPA 平台一级分离器分离出的水进入生产水处理系统，处理达标后的生产水部分经注水系统处理后回注地层、部分排放。分离出的油进入二级分离器进一步脱气。经二级分离器分离出的伴生气作为燃料气供电站发电，分离出的含水原油与 PY4-2DPPA 一级分离器油相出口含水原油一起输往 HYSY111 FPSO 处理合格储存外输。

根据校核，本项目新建 PY10-6DPPA 平台生产水最大排放量为 53478m³/d。生产水在处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》



(SY/T5329-2022) 标准后部分回注地层, 其余部分在 PY10-6DPPA 平台设置的水下沉箱 (水下 54.5m) 达标排海 (石油类月均排放浓度限值 $\leq 45\text{mg/L}$, 一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$)。PY10-6DPPA 平台水平衡表见表 3.8-6。



表 3.8-6 PY10-6 DPPA 平台水平衡表

注*：平台物流优先利用 PY4-2DPPA 一级分离器处理，部分年份 PY10-6DPPA 一级分离器分离生产水不足或无生产水，需从 PY4-2DPPA 引入生产水，满足注水要求，引水量按照 PY10-6DPPA 单台高效聚结分离器处理能力（800m³/h）进行计算；①+②=③+④+⑦；⑥=④+⑤；⑨=⑥-⑧。



b. 依托 PY4-2 DPPA 平台

如前文所述，本项目新建 PY10-6DPPA 平台与已建 PY4-2DPPA 平台栈桥相连，本项目接入后，PY10-6 油田物流充分依托 PY4-2 DPPA 平台处理能力。PY4-2DPPA 平台井口物流进入一级分离器进行油气水三相分离，分离出的含油生产水进入生产水处理系统处理达标后进入开排沉箱水下排放 [REDACTED]。PY4-2 DPPA 平台水平衡表见表 3.8-7，本项目投产后该平台最大生产水处理量为 2031 年的 $112278\text{m}^3/\text{d}$ 。未超出该平台设计生产水处理能力 [REDACTED]，但超过《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 PY4-2DPPA 平台核算生产水排放总量指标 $110161\text{m}^3/\text{d}$ 。



表 3.8-7 PY4-2 DPPA 平台水平衡表

注*: ⑤=②-③-④



c. 依托 HYSY111FPSO

本项目建成后，产生的物流经处理后形成含水原油（含水率大于 20%）最终输往 HYSY111FPSO 处理。经校核，本项目投产后 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量为 $16494.3\text{m}^3/\text{d}$ （2031 年），其中本项目新增最大排放量为 $2522\text{m}^3/\text{d}$ （2057 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 $18429\text{m}^3/\text{d}$ 。具体见表 3.8-8

表 3.8-8 HYSY111FPSO 水平衡表

*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。待建平台为 PY10-4WHPA 平台。

*注 2：⑤=①+②+③+④。

3.8.2.2 其他含油污水

本项目两座新建平台上设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，用于收集甲板初期雨水和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，本项目两座新建平台的其它含油污水产生量合计约 $120\text{m}^3/\text{a}$ 。

3.8.2.3 生产垃圾

在项目生产阶段产生的生产垃圾主要是废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生产垃圾产生量按 [] 油当量计算。本项目新建 PY10-6WHPA 平台投产后最大年产油当量约 []，据此估算生产垃圾产生量约 26.3t/a ；新建 PY10-6DPPA 平台投产后最大年产油当量约 []，据此估算生产垃圾产生量约 25.3t/a 。生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。

电力辅助平台日常维护，需要定期更换发电设施齿轮箱润滑油，将产生少量含油抹布或棉纱废物，根据陆上同类工程类比情况，维护产生的废物量约为 50kg/a ；单台机组每年更换的润滑油类约 2.07t/a 。

3.8.2.4 温排水

两座新建平台均设置冷却海水系统，将产生温排水。温排水为连续排放，其中 PY10-6DPPA 平台温排水最大排量为 $2060\text{m}^3/\text{h}$ ，PY10-6WHPA 平台温排水最大排放量为 $1845\text{m}^3/\text{h}$ ；温排水最大温升控制在夏季 9°C ，冬季 12°C ，均在海表排放。两座平台冷却所用的海水均经次氯酸钠防海生物装置消杀处理，温排



水中会有少量余氯存在。

3.8.2.5 平台和海管牺牲阳极中锌的释放量

本项目新建平台基础全浸区的外部腐蚀控制采用外加电流联合牺牲阳极阴极保护方案，并设置一套阴极保护监测系统，牺牲阳极设计保护年限 3 年。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，铝基牺牲阳极除铝外，重金属主要成分为锌，导管架阳极块锌含量为 2.5~5.75%，单块阳极块最大净重为 57.5kg。

PY10-6WHPA 平台阳极块数量为 1150 块，保守计算释放到海水中的锌总量为 3.8t，锌释放源强 1.27t/a (0.0402g/s)；PY10-6DPPA 平台阳极块数量为 2300 块，保守计算释放到海水中的锌总量为 7.6t，锌释放源强 2.54t/a (0.0804g/s)；电力辅助平台阳极块数量为 783 块，保守计算释放到海水中的锌总量为 2.6t，锌释放源强 0.87t/a (0.026g/s)。

本项目 PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 海底混输管道阳极块锌含量为 5.75%，单块阳极块净重约为 31.4kg，阳极块的间隔约为 122m，释放到海水中的锌总量为 0.371t，锌释放源强 0.004t/a (1.01×10^{-4} g/s)；PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道阳极块单重为 52.5kg，阳极块的间隔约为 111m，释放到海水中的锌总量为 0.371t，锌释放源强 0.012t/a (3.92×10^{-4} g/s)；更换的 PY5-1 至 HYSY111FPSO 海底混输管道阳极块单重为 52.5kg，阳极块的间隔约为 89m，释放到海水中的锌总量为 0.245t，锌释放源强 0.008t/a (2.59×10^{-4} g/s)。

本项目布置牺牲阳极块情况见表 3.8-8。

表 3.8-9 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台和管道名称	牺牲阳极设计年限	单块净重 (kg)	数量 (块)	锌含量 (%)	单块阳极锌含量 (kg)	释放锌总量 (t)	每年释放到海水中的锌 (t/a)
PY10-6 WHPA 平台	3	57.5	1150	2.5-5.75	3.31	3.8	1.27
PY10-6 DPPA 平台	3	57.5	2300	2.5-5.75	3.31	7.6	2.54
电力辅助平台	3	57.5	783	2.5-5.75	3.31	2.6	0.87
PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 海底混输管道	30	31.4	62	5.75	1.81	0.112	0.004



平台和管道名称	牺牲阳极设计年限	单块净重 (kg)	数量 (块)	锌含量 (%)	单块阳极锌含量 (kg)	释放锌总量 (t)	每年释放到海水中的锌 (t/a)
PY10-6 DPPA 至 HYSY111FPSO 海底混输管道	30	52.5	124	4.5-5.75	2.99	0.371	0.012
PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海底混输管道	30	52.5	82	4.5-5.75	2.99	0.245	0.008

3.8.2.6 生活污水和生活垃圾

本项目新建 PY10-6 WHPA 平台设有 20 人生活楼，配备 25 人的救生艇。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 30 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3 ，则新建 PY10-6 WHPA 平台生活污水产生量约为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ($3832.5\text{m}^3/\text{a}$)。PY10-6 WHPA 平台设置一套生化电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 [REDACTED]，能够满足本平台的处理需求。

新建 PY10-6 DPPA 平台设有 120 人生活楼，配备 144 人的救生艇。在估算生活污水产生量时同样保守按照救生艇人数 1.2 倍进行估算。则新建 PY10-6 DPPA 平台生活污水产生量约为 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($15330\text{m}^3/\text{a}$)。PY10-6 DPPA 平台设置一套生化电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 [REDACTED]，同样满足本平台处理需求。生活污水进入生化电解式生活污水处理装置进行处理，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 (COD $\leq 500\text{mg/L}$) 后海面排海。

本项目生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生活垃圾产生量约 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ，其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算。则 PY10-6 WHPA 平台生活垃圾产生量约为 16.43t/a ，其中食品废弃物产生量约为 10.95t/a ，食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后，间断排放；其他生活垃圾产生量为 5.48t/a ，全部运回陆地处理。

新建 PY10-6 DPPA 平台生活垃圾产生量约为 65.7t/a ，其中食品废弃物产生量约为 43.8t/a ，食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后，间断排放；其他生活垃圾产生量为 21.9t/a ，全部运回陆地处理。



3.8.2.7 废气

为新建 PY10-6WHPA 平台设置微透平发电机组以及火炬系统,新建 PY10-6 DPPA 设置火炬系统。根据所产天然气性质,天然气燃烧产生的主要污染物为氮氧化物和二氧化硫。本项目投产后,PY10-6WHPA 平台投产后最大耗气量为 $2.34 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 、PY10-6DPPA 平台投产后最大耗气量为 $0.92 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 参考《工业污染源产排污系数手册》中相关系数(天然气发电 NO_x 产污系数: $9.82\text{g}/\text{m}^3$ 原料),由此估算 PY10-6WHPA 平台新增 NO_x 排放量约为 $77.6\text{kg}/\text{d}$ ($28.3\text{t}/\text{a}$);根据天然气中 H_2S 含量,估算新增 SO_2 排放量(按照 H_2S 含量 0.007% ,年运行 365 天核算)约为 $15.8\text{kg}/\text{d}$ ($5.8\text{t}/\text{a}$)。同理计算出 PY10-6DPPA 平台新增 NO_x 排放量约为 $68.9\text{kg}/\text{d}$ ($25.2\text{t}/\text{a}$)、新增 SO_2 排放量约为 $14.0\text{kg}/\text{d}$ ($5.1\text{t}/\text{a}$)。

3.8.2.8 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 3.8-10。

表 3.8-10 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
PY10-6 DPPA 平台	含油生产水	最大排放量为 $53478\text{m}^3/\text{d}$ (2032 年)	石油类	处理满足标准后部分回注、部分排放
	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
	生活污水	$18396\text{m}^3/\text{a}$	COD	处理满足标准后排放
	生活垃圾	$65.7\text{t}/\text{a}$	食品废弃物、食品包装等	除食品废弃物外其他生活垃圾全部运回陆地处理。
	温排水	$2060\text{m}^3/\text{h}$ (最大)	热污染	海面排放
	生产垃圾	$25.3\text{t}/\text{a}$	固体废物	分类收集,运回陆地处理
	燃烧废气	NO_x : $68.9\text{kg}/\text{d}$ SO_2 : $14.0\text{kg}/\text{d}$	NO_x 、 SO_2	透平发电后排放
PY10-6 WHPA 平台	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
	生活污水	$3832.5\text{m}^3/\text{a}$	COD	处理满足标准后排放
	生活垃圾	$16.43\text{t}/\text{a}$	食品废弃物、食品包装等	除食品废弃物外其他生活垃圾全部运回陆地处理
	温排水	$1845\text{m}^3/\text{h}$ (最大)	热污染	海面排放
	生产垃圾	$26.3\text{t}/\text{a}$	固体废物	分类收集,运回陆地处理
	发电机废气	NO_x : $77.6\text{kg}/\text{d}$ SO_2 : $15.8\text{kg}/\text{d}$	NO_x 、 SO_2	透平发电后排放



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
PY4-2 DPPA 平台	含油生产水	本项目接入后, 最大排放量 112278m ³ /d, 超总量排放指标	石油类	处理达标后 (月均含油浓度 ≤45mg/L, 一次容许值 ≤65mg/L) 排海
HYSY111 FPSO	含油生产水	本项目接入后, 最大排放量 16494.3m ³ /d, 未超总量排放指标	石油类	处理达标后 (月均含油浓度 ≤45mg/L, 一次容许值 ≤65mg/L) 排海

3.9 环境影响评价因子筛选

3.9.1 环境影响要素识别

本项目的有利影响是建设阶段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、底质和海洋生态的影响。另外, 生产阶段生产水排放也将对海水水质、海洋生态以及海洋资源利用等产生不利影响。主要海洋环境影响要素识别见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目主要海洋环境影响要素识别

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、管缆铺设	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
		声环境	风机桩基打桩噪声	D
	施工船舶活动	海洋水质、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	平台及管缆占用海域、生产/生活排污	海洋水质	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	B
		海洋生态		B
	电力辅助平台运行鸟类的影响	鸟类	风机对鸟类栖息、觅食、迁徙等活动的影响	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)。

3.9.2 环境污染影响因子分析

根据对本项目各阶段污染源、污染物种类及其排放量、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因子



对环境的影响程度，并由此确定本项目的重点评价因子：钻完井阶段的钻井液和钻屑、海底管道挖沟产生的悬浮物、生产阶段的含油生产水，以及潜在的事故性溢油等。评价因子筛选见下表 3.9-2。

表 3.9-2 本项目评价因子筛选表（海洋污染影响）

工程内容	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
钻完井	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，合成基钻井液和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
	非钻井油层水基钻井液				B
	钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物、石油类			B
	钻井油层水基钻井液				B
	合成基钻井液钻屑				B
	合成基钻井液				B
海底电缆铺设	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
施工作业	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
生产作业	含油生产水	石油类	处理达标后回注地层、其余部分排海，依托 PY4-2DPPA 平台排海总量增加	海水水质	B
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	D
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质	D
	温排水	热污染	直接排海	水质、海洋生物	D
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理	海水水质	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	水质、沉积物	D
	风机产生的噪声	水上噪声、水下噪声	选择低噪声设备，距离衰减	声环境	D
事故	溢油	海面浮油	按溢油应急预案处理	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。



表 3.10-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

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、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
水生生物“三场一通道”	分布范围、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
鸟类	鸟类名称、数量、行为、坐标位点、生境、调查 GPS 轨迹、天气情况	风电机组运行	间接	长期	生产运行期

4 区域自然环境现状

4.1 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 $25^{\circ}\text{C}\sim 28.0^{\circ}\text{C}$ ，月平均气温介于 $21^{\circ}\text{C}\sim 32^{\circ}\text{C}$ 。

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 1500mm，5~9 月为雨季，月均降雨 200mm，11 月~次年 1 月为干季，月均降雨 20mm。

油田海域年平均相对湿度为 80%，最大相对湿度为 100%，最小相对湿度约为 60%。

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 ENE，每年 10 月~次年 4 月，油田海区盛行东北季风，风向以北、东北和偏东向为主，在 11 月和 12 月，东北季风最盛；每年 6~8 月，海区盛行西南季风，南、西南和东南风占主导；5 月和 9 月是转换季节，北向风和南向风交互出现。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

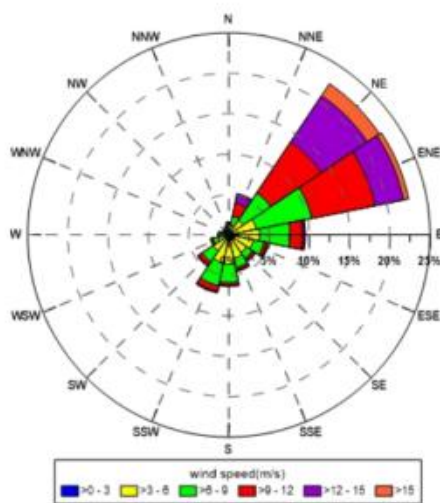


图 4.1-1 油田海域风玫瑰图



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 (%)	1.63	5.21	22.49	22.76	9.52	5.05	4.02	4.61
最大风速(m/s)	33.90	33.27	37.92	34.65	32.88	33.29	33.10	36.89
平均风速(m/s)	6.76	9.13	10.75	9.26	6.87	5.87	5.69	5.67
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	6.38	7.30	4.68	2.34	1.37	0.82	0.80	1.02
最大风速(m/s)	27.34	33.16	34.98	26.61	24.64	25.82	26.62	32.62
平均风速(m/s)	5.81	6.29	6.31	5.79	5.40	4.88	5.12	5.66

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 ENE,在冬季风时期,浪向以东北偏北为主;在夏季风时期,浪向以南为主。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 15.0 m,方向为 ENE。

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 (%)	0.49	1.63	15.68	31.58	11.76	6.3	3.9	4.78
最大有效波高 (m)	9.4	10.9	11.5	15.0	14.4	12.3	12.1	10.8
平均有效波高 (m)	1.7	2.2	3.1	2.4	1.6	1.3	1.3	1.3
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	7.19	9.67	4.46	1.4	0.51	0.21	0.17	0.28
最大有效波高 (m)	10.4	9.0	7.5	7.1	6.0	5.2	5.6	6.7
平均有效波高 (m)	1.2	1.3	1.3	1.2	1.3	1.3	1.5	1.5

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。冬季表层流向以偏西向为主,夏季表层流向以偏北向为主。

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		

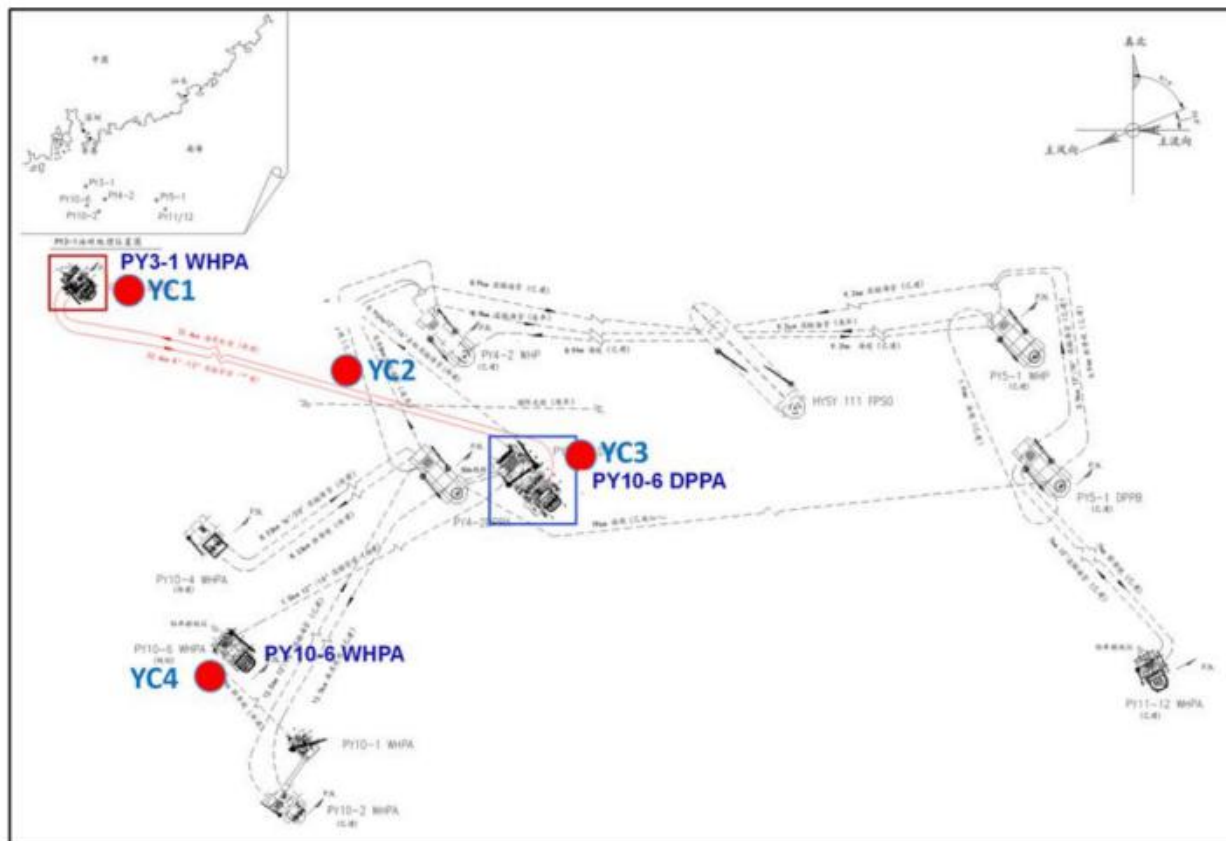


图 4.1-2 测站位置示意图

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 W (占 30.1%), 平均流速为 20.1cm/s; 中层海流的主流向为 W (占 25.6%), 平均流速为 20.2cm/s; 底层海流的主流向为 W (占 23.3%), 平均流速为 14.2cm/s。

根据实测资料通过调和得到的各层的潮流性质参数可知 YC1 测站海域表层、中层和底层均为不规则半日潮流。

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。

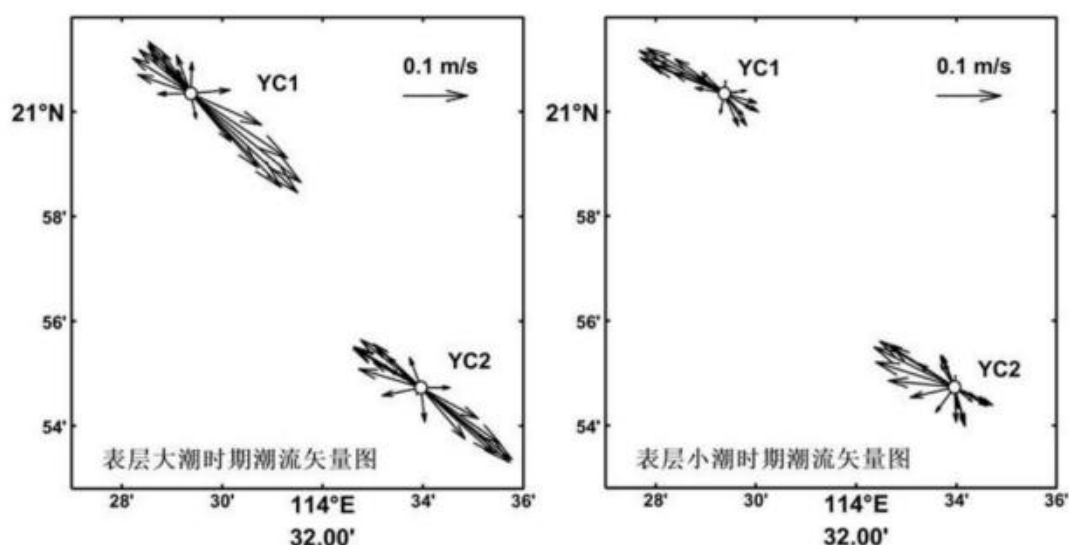


图 4.1-3 YC1 和 YC2 测站潮流矢量图 (单位: m/s)

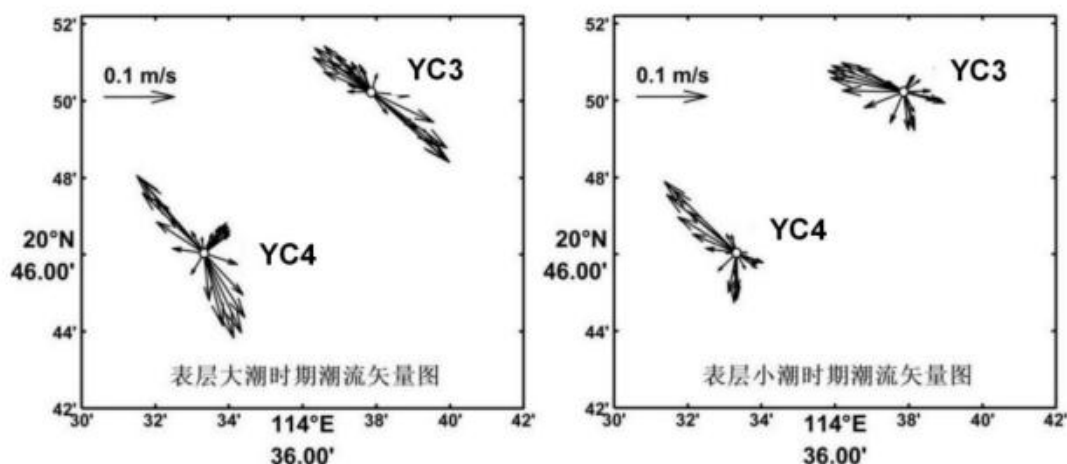


图 4.1-4 YC3 和 YC4 测站潮流矢量图 (单位: m/s)

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，以不正规全日潮为主。

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: $EI=(H_{kl}+H_{ol})/H_{M2}$, 可以得出 $EI=(H_{kl}+H_{ol})/H_{M2}=2.52$, 式中 H 为 K_1 、 O_1 、 M_2 分潮调和常数的振幅。因此, YC1 测站潮汐类型属于不规则全日潮。

观测期间平均海平面为 1.20m, 最高水位为 2.18m, 最低水位为 0.29m, 最大水位差为 1.74m, 涨潮历时 9h24min, 落潮历时 6h48min。根据潮汐调和常数推算各特征水位相对关系示意图见图 4.1-5。

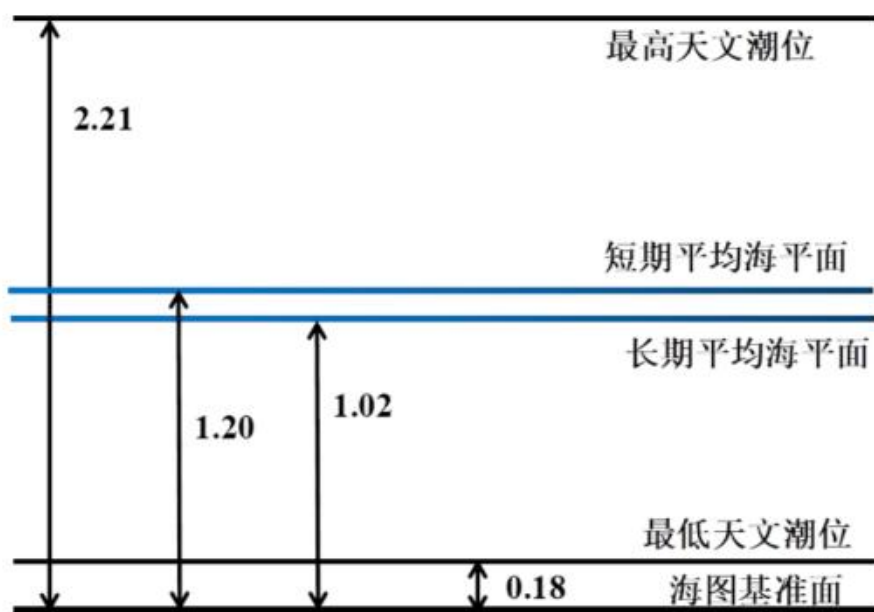


图 4.1-5 YC1 测站特征水位示意图 (单位: m)

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 PY10-6WHPA 平台场址调查资料, 调查区域内水深在 [] 之间变化, 海底较为平坦, 区域内水深变化较小, 整体上自北向南逐渐加深。该调查区域水深分布见图 4.1-6。

根据新建 PY10-6 DPPA 平台场址调查资料, 调查区域内水深在 [] 之间变化, 海底较为平坦, 区域水深变化较小, 整体上自西北向东南逐渐加深。该调查区域水深分布见图 4.1-7。

根据新建 PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 路由调查资料, 调查区域内海底



平坦，水深变化平缓。全区水深在 [REDACTED] 之间变化，整体上自东北向西南逐渐加深，局部存在凸起和凹坑等地形起伏。调查区域水深地形分布见图 4.1-8。

根据新建电力辅助平台场址至 PY10-6 DPPA 路由调查资料，调查区域内水深在 [REDACTED] 之间变化，区域水深变化平缓，整体上由西北至东南逐渐变深，局部存在麻坑。麻坑主要分布在靠近电力辅助平台场址侧，坑深 0.9m-1.8m，沿路由方向的分布长度在 62m-279m 之间，垂直路由的分布宽度在 84m-262m 之间。调查区域水深地形分布见图 4.1-9。

根据新建 PY10-6DPPA 至 HYSY111 FPSO 路由调查资料，调查区域内海底较为平坦，水深变化较为平缓，水深在 [REDACTED] 之间变化，调查范围内未发现明显的地形起伏。调查区域水深地形分布见图 4.1-10。

根据新建 HYSY111 FPSO 至 PY5-1 WHP 路由调查资料，调查区域内海底整体较为平坦，水深变化较为平缓，水深在 [REDACTED] 之间变化。在调查范围中部出现较为明显的地形起伏，结合地貌资料，疑似为硬质海底。调查区域水深地形分布见图 4.1-11。

图 4.1-6 PY10-6 WHPA 平台场址水深图

图 4.1-7 PY10-6 DPPA 平台场址水深图

图 4.1-8 PY10-6WHPA 至 PY10-6DPPA 路由区域水深图

图 4.1-9 电力辅助平台场址至 PY10-6DPPA 路由区域水深图

图 4.1-10 PY10-6DPPA 至 HYSY111 FPSO 路由区域水深图

图 4.1-11 HYSY111 FPSO 至 PY5-1 WHP 路由区域水深图

4.1.3.2 地貌

根据新建 PY10-6 WHPA 平台场址地貌调查资料,调查区域内海底地貌资料色度显示基本均匀,表明海底底质变化不大。主要地貌特征为少量锚痕,拖痕等。调查区域内地貌特征见图 4.1-12。

根据新建 PY10-6 DPPA 平台场址地貌调查资料,调查区域内海底地貌资料色度显示基本均匀,表明海底底质变化不大。主要地貌特征为已建平台、已建管缆、局部凸起、锚痕和拖痕等。调查区域内地貌特征见图 4.1-13。

根据新建 PY10-6 WHPA 至 PY10-6 DPPA 路由地貌调查资料,调查区域内海底地貌资料色度显示基本均匀,表明海底底质变化不大。主要地貌特征为已建平台、已建管缆、局部凸起和凹坑、锚痕、拖痕等。调查区域内地貌特征见图 4.1-14。

根据新建电力辅助平台场址至 PY10-6 DPPA 路由地貌调查资料,调查区域内海底地貌灰度整体基本均匀。主要地貌特征为较多拖痕、麻坑、已建平台和已建海底管道等。查区域内地貌特征见图 4.1-15。

根据新建 PY10-6DPPA 至 HYSY111 FPSO 路由调查资料,调查区域内海底地貌灰度不均,海底底质不均一。调查区域内主要地貌特征为 4 处凹坑、1 处疑似障碍物、2 处底质异常区、1 处已建海底电缆、大量拖痕或锚痕。调查区域内地貌特征见图 4.1-16。

根据新建 HYSY111 FPSO 至 PY5-1 WHP 路由调查资料,调查区域内海底地貌灰度不均,海底底质不均一。调查区域内主要地貌特征为 1 处凹坑群、5 处凹坑、4 处疑似障碍物、1 处已建管缆、1 处底质异常区(疑似硬质海底)、大量拖痕或锚痕。调查区域内地貌特征见图 4.1-17。

图 4.1-12 PY10-6WHPA 平台场址地貌特征图

图 4.1-13 PY10-6 DPPA 平台场址地貌特征图

图 4.1-14 PY10-6WHPA 至 PY10-6DPPA 路由地貌特征图

图 4.1-15 PY10-6DPPA 至电力辅助平台路由地貌特征图

图 4.1-16 PY10-6DPPA 至 HYSY111 FPSO 路由区域地貌特征图

图 4.1-17 HYSY111 FPSO 至 PY5-1 WHP 路由区域地貌特征图

4.1.3.3 冲淤环境概况

根据对本油田工程周边已建平台的调查成果，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 国土空间规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

本工程为海洋油（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，本工程的建设符合国家《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 [REDACTED] 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 [REDACTED] 外红线区内的海洋环境质量。

综上所述，本项目与“三区三线”中海洋生态保护红线的管理要求相协调。

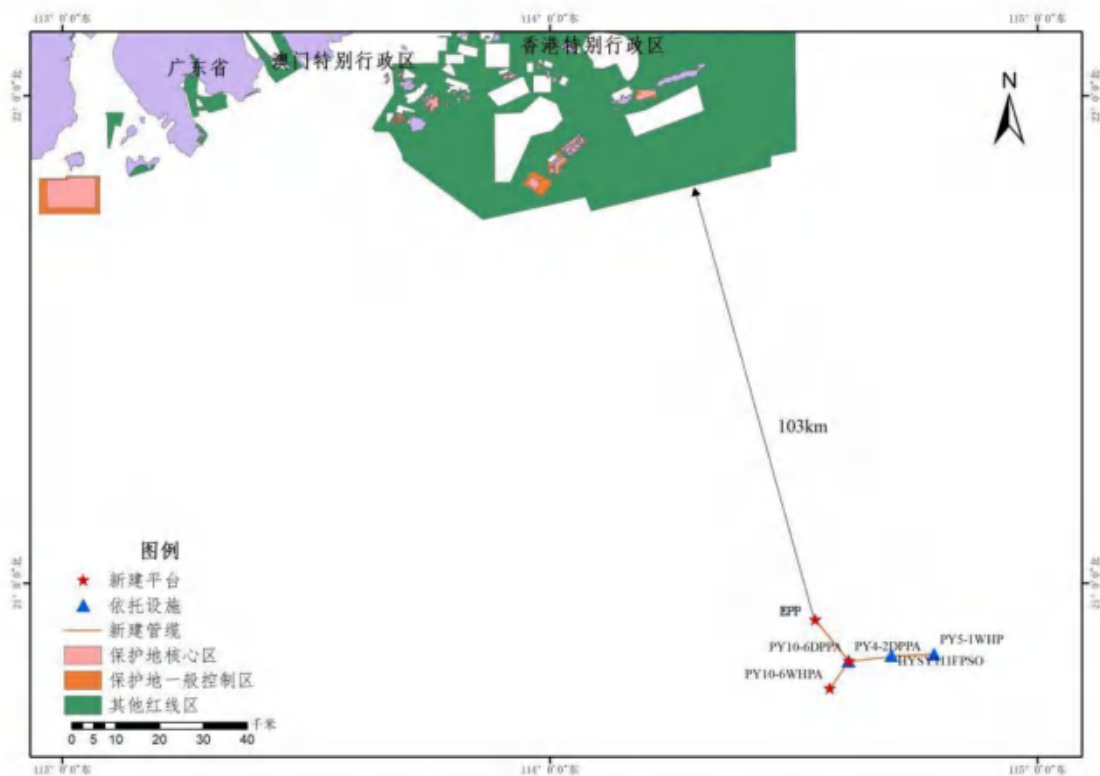


图 4.2-1 本项目与“三区三线”中的海洋生态红线位置关系图

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 [REDACTED]，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 [REDACTED] 外海洋开发利用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。根据广东省生态环境分区管控信息平台，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。本工程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 [REDACTED]，详见图 4.2-3。

本工程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 [REDACTED] 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十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》提出：“十四五期间，实施能源资源安全战略，坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系；持续改善环境质量，深入打好污染防治攻坚战，建立健全环境治理体系，推进精准、科学、依法、系统治污，协同推进减污降碳，不断改善空气、水环境质量，有效管控土壤污染风险。”。

本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.6.2《“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 [REDACTED] 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 [REDACTED] 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。

4.2.6.3《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕

210 号), 到 2025 年, 国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上, 原油年产量回升稳定在 2 亿吨水平, 天然气年产量达到 2300 亿立方米以上。本工程为海洋油气资源勘探开发项目, 与《“十四五”现代能源体系规划》的目标相符。

4.3 工程周围环境敏感目标

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

本工程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港口海龟国家级自然保护区, 本工程新建设施距珠江口中华白海豚国家级自然保护区最近距离约 [REDACTED] 新建设施与广东惠东港口海龟国家级自然保护区最近距离约 [REDACTED] 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 [REDACTED], 南界线为北纬 [REDACTED], 北界线为北纬 [REDACTED], 总面积 [REDACTED], 核心区面积 [REDACTED] 缓冲区面积 [REDACTED] 实验区面积 [REDACTED]

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. 广东惠州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 [REDACTED]

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 [REDACTED] (海域面积 [REDACTED])。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。本项目新建平台及管缆位于/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,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 [REDACTED]

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 [REDACTED]



鲈鱼珠江口外海区产卵场：位于东经 113°30'~114°40'，北纬 19°30'~20°26' 范围内，水深约为 90~200m，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 [REDACTED]

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。[REDACTED]

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。本项目新建平台距该产卵场最近距离约为 [REDACTED]

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。[REDACTED]

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°20'~115°45'，北纬 20°35'~22°20' 范围内，水深为 26~80m，产卵盛期 5~6 月。本项目新建设施距该产卵场最近距离约为 [REDACTED]

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°45'~115°45'，水深 77~119m），连成一条带状，产卵盛期 1 月。[REDACTED]

绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场：位于东经 111°30'~114°40'，北纬 19°50'~21°，水深为 60~100m，产卵盛期 5 月。[REDACTED]

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



4.3.3 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。

；除重要渔业水域外，其他敏感目标距本工程

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			1 月
	短尾大眼鲷南海北部产卵场			5 月
	金线鱼南海北部产卵场			3~5 月
	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场			5 月
	深水金线鱼产卵场			5~7 月
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场			5~6 月
	鲈鱼珠江口近海区产卵场			2~3 月
	鲈鱼珠江口外海区产卵场			2~3 月
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场			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最近距离 [REDACTED]，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 PY4-2 DPPA 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

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 $>50\text{m}$ ，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 0.1m^2 。

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 0.1m^2 ，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（1~2kn）拖曳 15 分钟（约 1500 m），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	3.5μg/L
	pH	pH 计法	-
	悬浮物	重量法	-
	砷	电感耦合等离子体质谱法	0.5μg/L
	汞	原子荧光法	7.0×10 ⁻³ μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L
	铵盐	次溴酸盐氧化法	4.4μg/L
	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



项目	测定项目	分析方法	检出限
	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	



评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
总铬 \leq	0.05	0.10	0.20	0.50
石油类 \leq	0.05		0.30	0.50
挥发性酚 \leq	0.005		0.010	0.25
硫化物 \leq	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 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.20	0.50	1.00
2	镉 ($\times 10^{-6}$) \leq	0.50	1.50	5.00
3	铅 ($\times 10^{-6}$) \leq	60.0	130.0	250.0
4	锌 ($\times 10^{-6}$) \leq	150.0	350.0	600.0
5	铜 ($\times 10^{-6}$) \leq	35.0	100.0	200.0
6	铬 ($\times 10^{-6}$) \leq	80.0	150.0	270.0
7	砷 ($\times 10^{-6}$) \leq	20.0	65.0	93.0
8	有机碳 ($\times 10^{-2}$) \leq	2.0	3.0	4.0
9	硫化物 ($\times 10^{-6}$) \leq	300.0	500.0	600.0
10	石油类 ($\times 10^{-6}$) \leq	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:

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

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;

$C_{s,j}$ — 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, °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 海水水质评价结果

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。

5.2.1.1 水温

调查海域各站水温变化范围为 (23.61~25.27) °C，平均为 24.41°C。加密站位各站水温变化范围为 (23.64~25.26) °C，平均为 24.45°C。

5.2.1.2 pH

调查海域各站 pH 变化范围为 8.12~8.24，平均为 8.19。

5.2.1.3 盐度

调查海域各站盐度变化范围为 33.906~34.009，平均为 33.960。

5.2.1.4 溶解氧 (DO)

调查海域各站溶解氧变化范围为 (6.72~7.02) mg/L，平均为 6.84 mg/L。

5.2.1.5 化学需氧量 (COD)

调查海域各站化学需氧量变化范围为 (0.27~0.46) mg/L，平均为 0.35 mg/L。加密站位各站化学需氧量变化范围为 (0.33~0.53) mg/L，平均为 0.42mg/L。

5.2.1.6 石油类

调查海域表层海水中石油类变化范围为 (未检出~0.010) mg/L，平均为 0.006 mg/L。加密站位表层海水中石油类变化范围为 (0.004~0.042) mg/L，平均为 0.019 mg/L。

5.2.1.7 悬浮物

调查海域各站悬浮物变化范围为 (2.37~11.91) mg/L，平均为 7.17 mg/L。

5.2.1.8 活性磷酸盐

调查海域各站活性磷酸盐均未检出。

5.2.1.9 无机氮

调查海域各站无机氮变化范围为 (48.6~129) µg/L，平均为 77.67 µg/L。



5.2.1.10 汞

调查海域各站汞变化范围为 (0.018~0.032) $\mu\text{g/L}$, 平均为 0.024 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.11 砷

调查海域各站砷变化范围为 (1.17~2.00) $\mu\text{g/L}$, 平均为 1.50 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.12 锌

调查海域各站锌变化范围为 (0.51~9.04) $\mu\text{g/L}$, 平均为 5.44 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.13 镉

调查海域各站镉变化范围为 (未检出~0.10) $\mu\text{g/L}$, 平均为 0.01 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.14 铅

调查海域各站铅变化范围为 (0.11~1.24) $\mu\text{g/L}$, 平均为 0.52 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.15 铜

调查海域各站铜变化范围为 (0.66~4.79) $\mu\text{g/L}$, 平均为 1.30 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.16 总铬

调查海域各站总铬变化范围为 (0.17~0.49) $\mu\text{g/L}$, 平均为 0.33 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.17 硫化物

调查海域各站硫化物变化范围为 (未检出~0.10) $\mu\text{g/L}$, 平均为 0.05 $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.18 挥发性酚

调查海域各站挥发性酚均未检出。

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	0.77	0.82	0	锌	0.03	0.36	0
DO	0.02	0.89	0	镉	0.01	0.06	0
COD	0.15	0.20	0	铅	0.12	0.85	0



石油类	0.04	0.20	0	铜	0.18	0.65	0
无机氮	0.32	0.53	0	总铬	0.01	0.01	0
活性磷酸盐	0.01	0.01	0	硫化物	0.00	0.00	0
汞	0.40	0.54	0	挥发性酚	0.06	0.06	0
砷	0.07	0.09	0				

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	0.18	0.40	满足第一类海水水质标准
COD	0.19	0.24	

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（37.6~57.6）%，平均为 53.0%；粉砂含量介于（36.8~54.6）%，平均为 43.1%；粘土含量介于（2.6~7.7）%，平均为 3.6%；砾含量介于（0.0~4.1）%，平均为 0.2%。

表 5.3-1 表层沉积物粒度分析结果



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

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 $(0.30\sim0.73) \times 10^{-2}$ ；硫化物含量范围为 $(0.41\sim2.62) \times 10^{-6}$ ；汞含量范围为 $(0.0062\sim0.016) \times 10^{-6}$ ；砷含量范围为 $(1.16\sim9.98) \times 10^{-6}$ ；铜含量范围为 $(4.4\sim13.1) \times 10^{-6}$ ；铅含量范围为 $(7.3\sim19.1) \times 10^{-6}$ ；镉含量范围为 $(0.04\sim0.25) \times 10^{-6}$ ；锌含量范围为 $(30.0\sim74.1) \times 10^{-6}$ ；铬含量范围为 $(23.0\sim48.9) \times 10^{-6}$ ；石油类含量范围为 $(3.0\sim18.8) \times 10^{-6}$ 。

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）

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（未检出 \sim 0.083） mg/m^3 ，平均值为 $0.028\text{mg}/\text{m}^3$ ；50m 层叶绿素 a 含量变化于（未检出 \sim 0.086） mg/m^3 ，平均值为 $0.029\text{mg}/\text{m}^3$ ，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 $(7.25\sim48.54) \text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $18.68\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.4-1 各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

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 4 门 46 属 171 种，详见附表 4。硅藻种类最多，



有 36 属 117 种, 占总物种数的 68.4%; 甲藻有 7 属 50 种, 占总物种数的 29.2%, 蓝藻有 1 属 2 种和金藻 2 属 2 种各占 1.2%。种类出现较多的属有甲藻门的角藻属(出现 33 种占 19.3%), 硅藻门的角毛藻属(出现 33 种占 18.7%), 硅藻门的根管藻属(出现 19 种占 11.1%); 以及硅藻门的圆筛藻属(出现 10 种占 5.8%); 以上 4 个属种数合计占浮游植物总种数的 55.0%, 其他 42 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 $(13.36\sim 262.7)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 101.6×10^4 个/ m^3 。

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

5.4.2.3 优势种

调查海域浮游植物优势种类有窄隙角毛藻、洛氏角毛藻、短刺角毛藻、伏氏海毛藻、细弱海链藻、优美辐杆藻、柔弱菱形藻、优美施罗藻、透明辐杆藻共 9 种, 优势度依次为 0.195、0.132、0.101、0.091、0.065、0.039、0.029、0.025、0.021, 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 3.114~4.436 之间, 平均值为 3.900; 均匀度变化范围在 0.530~0.769 之间, 平均值为 0.648; 丰富度指数变化范围在 2.335~3.939 之间, 平均值为 3.362, 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

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 192 种和阶段性浮游幼体(含鱼卵和仔稚鱼) 21 类(详见附表 5)。各类群中以桡足类最多, 为 69 种, 占浮游动物总种类数的 32.4%; 其次为刺胞动物, 共 39 种, 占总种类数的 18.3%; 端足类、阶段性浮游幼体和翼足类分别为 27 种、21 类和 12 种, 分别占总种类数的 12.7%、9.9%和 5.6%; 其它类群种类在 10 种以下, 依次为被囊类 9 种、毛颚类 8 种、磷虾类 7 种、介形类 5 种、十足类 4 种、糠虾类 3 种、异足类 3 种、多毛类 3 种、原生动物 2 种和栉板动物 1 种。



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 (41.40~189.43) 个/ m^3 之间, 平均值为 74.01 个/ m^3 。浮游动物生物量范围在 (23.11~79.13) mg/m^3 之间, 平均值为 41.15 mg/m^3 。

表 5.4-4 浮游动物生物量 (mg/m^3) 和密度 (个/ m^3)

5.4.3.3 优势种

调查海域浮游动物优势种共 13 种 (类), 包括普通波水蚤、狭额次真哲水蚤、肥胖软箭虫、齿形海萤、达氏宇哲水蚤、住囊虫属未定种、彩额锚哲水蚤、长尾类幼体、丹氏厚壳水蚤、毛颚类幼体、间型莹虾、邦海樽和截拟平头水蚤, 优势度依次为 0.126、0.086、0.050、0.048、0.048、0.044、0.039、0.038、0.037、0.029、0.021、0.021 和 0.020。

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 3.11~3.73 之间, 平均值为 3.48, 各站位多样性指数基本在较好水平; 均匀度 (J') 变化范围在 0.48~0.58 之间, 平均值为 0.55; 丰富度 (d) 指数变化范围在 16.11~22.89 之间, 平均值为 19.46。

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

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 154 种, 种名详见附表 6。其中节肢动物种类最多, 有 73 种, 约占总种数的 47.4%; 脊索动物次之, 有 27 种, 占总种数的 17.5%; 软体动物有 22 种, 占总种数的 14.3%; 环节动物有 21 种, 占总种数的 13.6%, 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 (5~25) 个/ m^2 , 平均栖息密度为



15.8 个/m²；生物量变化范围为 (0.04~17.09) g/m²，平均生物量为 2.50g/m²。

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

5.4.4.3 优势种

本次调查底栖生物优势种有 6 种，包括银光梭子蟹、中华隆背蟹、屈足近口虾蛄、栉管鞭虾、羊舌鲆、拟异指虾，优势度分别为 0.179、0.133、0.052、0.049、0.030 和 0.030。

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 3.19~4.69 之间，平均值为 4.05；均匀度 (J') 在 0.80~0.91 之间，平均值为 0.87；丰富度 (d) 在 2.59~5.89 之间，平均值为 4.16。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

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 18 份测试样品，其中鉴定出鱼类 10 份，甲壳类 8 份，软体类 (非双壳类) 和贝类 (双壳类) 未采集到。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重水平(湿重: $\times 10^{-6}$)

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

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
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 103 种，隶属 12 目 54 科 76 属。在鉴定的 103 种鱼类中，以鲈形目种数最多，共 42 种；鲉形目、鲉形目和鳗鲡目分别为 14 种、13 种和 12 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 6 种，分别为黄鳍马面鲀、弓背鳄齿鱼、花斑蛇鲭、条尾绯鲤、深水金线鱼、中线天竺鲷，*IRI* 指数分别为 2027.26、1546.44、1323.40、1215.18、1142.22 和 1042.42。

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 (16.34~87.15) kg/h，平均为 39.92kg/h；拖网渔获率数量变化范围为 (1214~7919) 尾/h，平均为 3481 尾/h。

表 5.6-2 各站位鱼类渔获率

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 (11074~59546) 尾/km²，平均值为 28562 尾/km²；幼鱼资源量为 (138.70~682.20) kg/km²，平均值为 344.06 kg/km²；成鱼资源密度为 (9508~51134) 尾/km²，平均值为 24528 尾/km²；成鱼资源量为 (119.12~585.82) kg/km²，平均值为 286.88kg/km²。

表 5.6-3 各站位鱼类资源量

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 19 种，隶属于 3 目 6 科 9 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 4 种，分别为中国枪乌贼、神户乌贼、金乌贼、虎斑乌贼，*IRI* 指数分别为 7898.98、2847.94、1799.51 和 1475.32。

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(2.53~46.35)kg/h, 平均为 16.67kg/h; 渔获率数量变化范围为(64~1409)尾/h, 平均为 398 尾/h。

表 5.6-4 各站位头足类渔获率

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(476~10640)尾/km², 平均值为 3176 尾/km²; 幼体资源量为(18.88~350.02) kg/km², 平均值为 135.5kg/km²; 成体资源密度为(440~9862)尾/km², 平均值为 2944 尾/km²; 成体资源量为(17.48~324.38)kg/km², 平均值为 125.58kg/km²。

表 5.6-5 各站位头足类资源量

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 43 种, 分隶 2 目 18 科 30 属。其中, 虾类虾和虾蛄类 22 种, 蟹类 21 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 2 种, 分别为长足拟对虾和短足管鞭虾, *IRI* 指数分别为 7778.67 和 1215.31。

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(2.24~12.51)kg/h, 平均为 5.58kg/h; 渔获率数量变化范围为(136~4892)尾/h, 平均为 1177 尾/h。

表 5.6-6 各站位甲壳类渔获率

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(0.01~26.98) kg/km², 平均为 8.96kg/km², 成体资源尾数密度(46~12799) 尾/km², 平均为 3935 尾/km²; 幼体资源重量密度(0.01~27.15) kg/km², 平均为 9.02kg/km², 幼体资源尾数密度(46~12876)



尾/ km^2 ，平均为 3959 尾/ km^2 。蟹类成体资源重量密度 (23.38~99.16) kg/km^2 ，平均为 45.52 kg/km^2 ，成体资源尾数密度 (1138~35608) 尾/ km^2 ，平均为 6794 尾/ km^2 ；幼体资源重量密度 (11.62~49.32) kg/km^2 ，平均为 22.64 kg/km^2 ，幼体资源尾数密度 (566~17714) 尾/ km^2 ，平均为 3380 尾/ km^2 。虾蛄类成体资源重量密度 (0.00~4.46) kg/km^2 ，平均为 0.66 kg/km^2 ，成体资源尾数密度 (0~1510) 尾/ km^2 ，平均为 227 尾/ km^2 ；幼体资源重量密度 (0.00~4.49) kg/km^2 ，平均为 0.67 kg/km^2 ，幼体资源尾数密度 (0~1519) 尾/ km^2 ，平均为 228 尾/ km^2 。

表 5.6-7 各站位甲壳类资源量

表 5.6-8 各站位甲壳类资源密度

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 (28.50~139.34) kg/h ，平均为 62.23 kg/h ；渔获数量变化范围为 (1676~9568) 尾/ h ，平均为 5058 尾/ h 。渔业资源重量资源密度在 (449.58~2027.50) kg/km^2 ，平均为 970.30 kg/km^2 ；尾数资源密度在 (30790~139224) 尾/ km^2 ，平均为 77753 尾/ km^2 ，具体见表 5.6-9。

表 5.6-9 各站位游泳动物资源状况

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 50 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 10.51 粒/ 100m^3 ，仔稚鱼为 9.7 尾/ 100m^3 。

表 5.6-10 调查海域鱼卵仔稚鱼数量

5.7 电磁环境现状

电磁环境现状引自《番禺 10-6 项目新增风机组鸟类电磁噪声现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 12 月）。

5.7.1 监测点位及调查时间

为了解该项目海域电磁环境的情况，自然资源部南海生态中心于 2025 年 12 月 1~3 日对该项目的电磁环境质量进行了现场调查。在工程区域设置 3 条调查



断面，每个调查断面设置 3 个监测站位，一共布设 9 个监测站位，分布位于项目的四周，此外，在距离该项目 [REDACTED] 的海域设置了一个对照点。各站点分布见图 5.7-1，经纬度坐标见表 5.7-1。

图 5.7-1 鸟类样线、电磁和噪声环境调查站位示意图

表 5.7-1 鸟类、电磁和噪声环境现状调查站位经纬度

站号	经度(E)	纬度(N)	监测要素	天气	海况(级)
1	[REDACTED]	[REDACTED]	鸟类、电磁环境、声环境	晴	3
2	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3
3	[REDACTED]	[REDACTED]	鸟类、电磁环境、声环境	晴	3
4	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3
5	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3
6	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3
7	[REDACTED]	[REDACTED]	鸟类、电磁环境、声环境	晴	3
8	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3
9	[REDACTED]	[REDACTED]	鸟类、电磁环境、声环境	晴	3
对照点	[REDACTED]	[REDACTED]	电磁环境、声环境	晴	3

5.7.2 调查内容和方法

根据《交流输变电工程电磁环境监测方法（试行）》（HJ681-2013）的要求，海上电磁环境调查设备选用 FauSer 电磁辐射计，型号为 FM10L，测量计算结果包括工频电场和工频磁场强度。

5.7.3 调查与分析方法

每次测量工频电场和工频磁场时，设备高度距海面 1.5m 处，每个测点连续测 5 次，每次测量的时间不小于 15 秒，并读取稳定状态的最大值。若测量读数起伏较大时，应适当延长测量时间。求出每个监测位置的 5 次读数的算术平均值作为监测结果。

5.7.4 调查结果

工程海域工频电磁环境调查结果见表 5.7-2，工频电磁环境现状监测数据表明：工程海域工频电场强度在 0.3~0.6 (V/m) 之间，平均值为 0.4 (V/m)；工频磁感应强度 0.0070~0.0150 μ T 之间，平均值为 0.0088 μ T。测量结果均满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的电磁环境控制限值工频电场强度 4000V/m 和工频磁感应强度 100 μ T 的要求。

表 5.7-2 工频电场强度、工频磁感应强度监测结果



5.8 声环境质量概况

声环境质量现状引自《番禺 10-6 项目新增风机组鸟类电磁噪声现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 12 月）。各站点分布可见图 5.7-1，经纬度坐标见表 5.7-1。

5.8.1 水上声环境现状

5.8.1.1 监测内容

根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ/T 2.4-2009）的要求，每个站点连续测量时间均为 10 min。测量计算结果包括：

- ① 等效连续 A 声级 L_{eq} ；
- ② 累计百分声级： L_{10} 、 L_{50} 、 L_{90} ；
- ③ 最大声级 L_{max} ；

5.8.1.2 调查与分析方法

当观测船只进入预定站位，抛锚并关闭电机进行水上噪声测量。根据《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ/T2.4-2009）的要求进行监测和分析，海上噪声调查设备为多功能声级计，型号为 AWA6292，每个站点连续测量时间均为 10min，监测一次。

5.8.1.3 监测结果

调查海域水上声环境调查结果见表 5.8-2。由海上声环境现场调查结果可知，该调查海域海面上环境噪声无计权等效噪声级主要分布在 48.7dB~51.4dB 之间，平均值为 49.9dB；最大声级主要分布在 65.7dB~73.8dB 之间，最大声级的平均值为 68.5dB。

表 5.8-1 工程海域水上声环境质量调查结果 单位：dB/20 μ Pa

5.8.2 水下声环境现状

5.8.2.1 监测内容

水下声环境监测内容和测量记录总体依据 GB/T 5265 要求进行，监测内容包括声频带有效声压级、噪声声压谱（密度）级、各测点的峰值声压级、背景噪声测量修正值、全频带累积声压级，每个站点测量记录 10min。

5.8.2.2 调查与分析方法

频率测量覆盖范围为 20 Hz-20 kHz。如果由于风电场使用不同的技术，产生的水下噪声可能超出原定频率范围，则频率测量范围应予以延伸。当监测船只



进入预定站位，抛锚并关闭电机进行水下噪声测量。水下噪声垂向分层观测，设置 3 个水层深度进行同步测量，表层设在水下 2m，中层设在 0.5 倍水深处，底层设在离底 2m 处，测量时间均为 10min。

水下噪声调查设备为声学记录仪，型号为 LoPAS-L，设备标配水听器灵敏度为 -168dB re 1V/ μ Pa，各测量内容计算公式如下：

a. 水下噪声频带声压级 L_{pf}

$$L_{pf} = 20 \lg \frac{P_f}{P_0}$$

式中： L_{pf} —噪声频带声压级，单位为分贝（dB）；

P_f —测量所得的某频带噪声声压，单位为帕（Pa）；

P_0 —基准声压，单位为帕（Pa），通常取 $P_0=1\mu Pa$ 。

b. 水下噪声声压谱[密度]级 L_{ps}

在海洋中基准声压的谱密度级为 $1\mu Pa/\sqrt{Hz}$ ，当声能在 Δf 中均匀分布时：

$$L_{ps} = L_{pf} - 10 \lg \Delta f$$

式中： L_{ps} —噪声声压谱级，又称为等效谱级，单位为分贝（dB），基准值为 $1\mu Pa/\sqrt{Hz}$ ；

L_{pf} —测得的中心频率为 f 噪声频带声压级，单位为分贝（dB），基准值为 $1\mu Pa$ ；

Δf —带通滤波器的有效带宽。

c. 干扰噪声修正

在水下噪声测量中，为减小背景干扰噪声对测量目标的影响，应对测得的结果进行修正，即将实测频带声压级 L_{pf0} 减去修正值 K ，得到修正后的频带声压级 L_{pf} ，如下式所示：

$$L_{pf} = L_{pf0} - K$$

本工程所进行的海洋背景噪声测量用船载方式进行，测量中船位抛锚并关闭发动机和辅机，水下没有其他的干扰声源存在，因此干扰噪声修正值 $K = 0$ 。

各测点的峰值声压级 L_{peak} ，即声压的瞬时值。

d. 全频带累积声压级 L_p

频率不同的声波是不相干的，不会形成相干干涉，所以，声信号总的声能量是各个频率分量上的能量叠加之和。在获取 1/3 倍频程频带声压级的基础上，可以运用不同频带上的声压级叠加原理，对 1/3 倍频程带宽频带声压级进行累加，

求取全频带累积声压级，表示为 L_p ，用于描述各水下测量点上的环境噪声强度。

$$L_p = 10 \lg (10^{0.1L_{pf1}} + 10^{0.1L_{pf2}} + \dots + 10^{0.1L_{pfN}})$$

L_{pf} —中心频率为 f 的 1/3 倍频程频带声压级，单位为分贝（dB）。

5.8.2.3 监测结果

各站点测量深度与对应的峰值声压级见表 5.8-2。水下声环境 1/3 oct. 声压谱级及 1/3 oct. 频带声压级见附表 11~附表 13。

表 5.8-2 各站点测量深度与对应的峰值声压级

在 20Hz~20k Hz 频率范围内，调查海域海洋环境噪声全频带累积声压级在（92.4~133.2）dB 之间，平均值为 115.4 dB，变化范围为 40.8dB，峰值声压在（132.4~171.0）dB 之间，变化范围为 38.6dB。总体环境噪声声谱级呈现“随频率升高而下降”的特征，属于典型的人为活动与自然混合的海洋噪声背景。

5.9 鸟类及栖息地现状调查与评价

鸟类调查资料引自《番禺 10-6 项目新增风机组鸟类电磁噪声现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 12 月）。

5.9.1 监测点位

海上调查使用海上样线法，样线布设见图 5.7-1，设置“S”形，最大程度记录工程范围内鸟类的分布情况，样线总长约 150km。采用样点调查法作为样线法的补充，在项目建设点位附近选取固定的观察点进行观察计数，共布设 4 个，鸟类观测样点见图 5.7-1。

5.9.2 调查方法

鸟类样线调查时，调查人员乘船沿固定线路航行，船行的速度在 7-16 节，观测调查船两侧 400m 以内飞行和水中的海鸟，完整地记录所能看见的样线两侧鸟类种类、数量和距离，对于不易记录的鸟类或鸟群用快照的方法确定鸟类种类、数量。调查时 2~3 人借助 Kowa 双筒望远镜（8 倍×42mm）进行观察。样线调查时主要记录沿线中发现的海中及飞翔的水鸟。为避免重复计数，调查时从前向后飞行的水鸟计数，反向飞行的鸟类则不予记录。观测时在尽量短的时间内将望远镜可辨范围内的水鸟记录完；对不能确定到种的水鸟，确定其类群，计入类群总数。在鸟群较小时使用计数器直接计数，在鸟群规模很大时采取集团计数的方式。另外，由于项目调查点位于大海之上，没有观察到鸟类繁殖场及休息场，因此无法使用直接计数方法对大群鸟类休息场鸟类种类及数量统计。



样点调查法作为样线法的补充，在项目建设点位选取固定的观察点进行观察计数，每个样点观测 10min。

鸟类的种类鉴定主要依据《中国鸟类野外手册》（约翰·马敬能等，2000）。鸟种分类参考《中国鸟类分类与分布名录（第二版）》（郑光美，2000）。根据常规鸟类群落优势度划分标准，将种群数量超过鸟类群落总数 10%的种群定为优势种；1%-10%之间为常见种；低于 1%的为稀有种。

5.9.3 鸟类现状调查结果与评价

5.9.3.1 调查区域鸟类种类和数量

本次调查共发现 1 目 1 科 2 属 2 种鸟类，属于鸽形目，鸥科。数量方面，共记录鸟类 4 只，其中普通海鸥 1 只，占总数 25.0%；褐翅燕鸥 3 只，占总数 75.0%，见表 5.9-1。

表 5.9-1 调查鸟类名录

目	科	属	种	拉丁名	居留型	威胁级别	总数
鸽形目	鸥科	鸥属	普通海鸥	Larus canus	W	LC	1
		燕鸥属	褐翅燕鸥	Onychoprion anaethetus	S	LC	3
总计							4

注：W-冬候鸟，S-夏候鸟；世界自然保护联盟（IUCN）濒危物种红色名录濒危等级 LC-无危。

5.9.3.2 鸟类居留型和生态型组成

根据主要居留型划分，本次调查发现冬候鸟 1 种，为普通海鸥；夏候鸟 1 种，为褐翅燕鸥。

根据鸟类的形态特征和生活习性，可将其大致分为鸣禽（雀形目物种）、攀禽（夜鹰目、鹃形目、佛法僧目、雨燕目物种）、猛禽（鹰形目、鸢形目、隼形目物种）、陆禽（鸡形目、鸽形目物种）、涉禽（鹤形目、鸕形目、鹤形目物种）和游禽（雁形目、潜鸟目、鸕形目、鸕形目、企鵝目物种）六大生态类群。本次调查中发现的 2 种鸟类均为涉禽。

5.9.3.3 优势种和重点保护鸟类

本次调查发现普通海鸥和褐翅燕鸥为优势种，其中褐翅燕鸥为绝对优势种。

世界自然保护联盟（IUCN）濒危物种红色名录，本次调查发现的鸟类均为无危；普通海鸥和褐翅燕鸥 2 种均为有重要生态、科学、社会价值的物种。



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、PY11-12WHPA 和平台）以及 1 艘浮式生产储油轮 HYSY111FPSO。本项目新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA、1 座钻采平台 PY10-6DPPA（与已建 PY4-2DPPA 平台栈桥相连）、1 座电力辅助平台 EPP 及 3 条海底管道和 2 条海底电缆。本项目新建 PY10-6WHPA 平台先期开发 13 口井（先期开发 12 口生产井，1 口注水井），预留 7 口井。井口物流在本平台脱气后通过新建混输管道输往 PY10-6DPPA 做进一步处理；新建 PY10-6DPPA 平台先期开发 25 口井（先期开发 23 口生产井，2 口注水井），预留 20 口井。本项目投产（2027 年 10 月）至 2027 年 12 月，本项目物流利用已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送至 PY4-2WHP 水下三通，再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输；2028 年 1 月至 4 月，本项目开展 HYSY111FPSO 坞修改造及 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管新建工程（替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力），并对 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管进行更换；2028 年 4 月后，PY4-2WHP 平台所产物流反输至 PY4-2DPPA 平台发球筒，接入栈桥相连的 PY10-6DPPA 平台，利用 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 一路海底混输管道输往 HYSY111FPSO 处理合格储存外输。PY10-6 DPPA 平台设置 PY3-1 WHPA 计量分离器和独立计量流程，规划建设的 PY3-1WHPA 来液经计量后与 PY10-6DPPA 平台二级分离器分离出的含水原油一起混合外输至 HYSY111FPSO，原油处理合格后储存/外输。

表 6-1 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
已建 PY4-2DPPA 平台	番禺油田群	本项目物流依托该平台处理、外输	是，适应性改造
已建 HYSY111FPSO	番禺油田群	本项目物流依托该平台处理、外输	是，适应性改造
PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 混输管道		本项目物流依托该海管输送	是，适应性改造
PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 混输管道		本项目物流依托该海管输送	否

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 4-2/5-1 油田调整工程

2008 年，番禺 4-2/5-1 油田储量大幅增加，在充分利用现有设施的基础上，在现有两座平台旁边各新建一座钻采平台（PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB），铺设 1 条从 PY4-2DPPA 平台至 PY4-2WHP 平台现有管线（利用水下三通连接）的海底管线和 1 条从 PY5-1DPPB 平台至 PY5-1WHP 平台现有管线（利用水下三通连接）的海底管线。新建的 PY4-2DPPA 平台和 PY5-1DPPB 平台均设有 35 个井槽，分别钻 25 口和 32 口生产井；同时对老平台部分生产井实施侧钻，其中 PY4-2WHP 平台 17 口，PY5-1WHP 平台 16 口。PY5-1DPPB 和 PY4-2DPPA 平台分别于 2012 年 12 月和 2012 年 11 月建成投产。

PY4-2DPPA 平台和 PY5-1DPPB 平台均设置油气水分离设施，经过处理后的含水原油通过海底管线输送到 HYSY111FPSO 上作进一步处理后外输。

6.1.3 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

已建 PY10-2WHPA 平台井口物流汇合本项目新建 PY10-1WHPA 平台井口物流，在 PY10-1WHPA 平台经脱气、部分脱水后通过已建海底管道输送到 PY4-2DPPA 平台进一步处理后，通过已建海底管道输送至 HYSY111FPSO 处理成合格原油外输；分离出的含油生产水部分依托 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 生产水处理系统处理达标后排放。

新建无人井口平台 PY11-12WHPA 平台设置气液分离设施，分离出的液增压后通过新建海底管道输往 PY5-1DPPB 平台进行处理后，再通过已建海底管道



输送至 HYSY111FPSO 处理成合格原油外输；产生的含油生产水依托 PY5-1DPPB 平台和 HYSY111FPSO 生产水处理系统处理达标后排放。

该项目 39 口调整井工程在已建 PY4-2WHP 平台、已建 PY4-2DPPA 平台、已建 PY5-1WHP 平台、已建 PY5-1DPPB 平台实施，各平台的生产物流分别在各平台进行油气水三相分离；各平台分离出的含油生产水去往各自的生产水处理系统处理达标后排放，分离出的少量伴生气在各平台放空，各平台分离出的含水原油经已建海底管道外输至 HYSY111FPSO 处理成合格原油外输。

6.1.4 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 相关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 PY4-2 WHP 平台、PY5-1 WHP 平台、一艘浮式生产储油装置（HYSY111 FPSO）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 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》	新建 PY4-2 DPPA 平台、PY5-1 DPPB 平台及之间的管线。PY4-2 WHP 平台、PY5-1 WHP 平台分别侧钻 17 口、16 口生产井。	2011 年 2 月获批，国海环字(2011)108 号	已完成验收，于 2014 年 5 月获批（国海环字（2014）255 号）
《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》	新建 PY10-1WHPA 平台及 PY11-12WHPA 平台所产物流依托 PY4-2 DPPA 和 HYSY111 FPSO 进行处理。在 PY4-2 DPPA 平台上实施调整井工程，生产物流在本平台进行三相分离；分离出的含油生产水经生产水处理系统处理达标后排放，分离出的少量伴生气在该平台放空，分离出的含水原油经已建海底管道外输至 HYSY111 FPSO 处理成合格原油外	2023 年 8 月获批，环审（2023）89 号	/



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
	输。		
《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	/

6.2.2 环保措施落实情况

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 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 2025 年污染物排放总量均未超过原环评批复总量。
	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



批复	批复要求	落实情况
		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。
《关于番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2006〕230 号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关污染物排放标准，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度。石油类物质的排放总量应控制在 1399.5 吨/年以内，每个排放口的含油污水排放速率应控制在 30000 立方米/天一下。	工程在运行过程中严格控制污染物的排放总量和排放浓度，严格执行已批复的排海总量和排放速率。本项目依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO2025 年污染物排放总量均未超过原环评批复总量。
	排污混合区为分别以 4-2 平台、5-1 平台、FPSO 外缘为中心 1000 米半径以内海域。	污染物最大影响距离控制在排污混合区范围内，并保证污染物最大影响距离控制在排污混合区范围内。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施和对策，加强应急管理 and 能力建设。应当针对工程改造后的实际情况，重新修改该油田溢油应急计划，按有关规定报批。	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。根据工程改造情况，重新修改了该油田溢油应急计划，并报相关部门备案。
	认真落实报告书提出的监测计划，并将监测结果及时报告南海分局。	建设单位在施工期加强了环境监控管理，严格落实报告书中的监测计划并将监测结果报告南海分局。
《关于番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2011〕108 号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。钻井期间产生的含油钻屑和泥浆运回陆地处理；30770m ³ 非含油钻屑和 3486m ³ 非含油泥浆，其含油量应当符合国家标准并经海区主管部门同意后方可排海。含油生产水正常工况下经处理达标后排海，非正常工况下排海浓度必须符合国家标准。生活污水和机舱含油污水经处理后方可排海；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放。含油钻屑和泥浆运回陆地处理；非含油钻屑和钻井液、含油生产水、生活污水、船舶含油污水等均处理达标后排放；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾分类收集运回陆地处理。
	严格控制污染物的排放总量，工程投产后，番禺 4-2/5-1 油田排污混合区范围内：以 PY4-2 DPPA 和 PY4-2 WHP 为焦点，长轴 6km，短轴 5km 的椭圆形以内海域；以 PY5-1 DPP 和 PY5-1 WHP 为焦点，长轴 7km 短轴 5km 的椭圆形以内海域；油田 FPSO 排污混合区范围维持不变。	工程在运行过程中严格控制污染物的排放总量和排放浓度，严格执行已批复的排海总量。 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO2025 年污染排放总量均未超过排放总量控制指标。各工程设施的生活污水排放量也未超过原环评批复总量。污



批复	批复要求	落实情况
		染物最大影响距离控制在排污混合区范围内。
	加强施工期环境监控管理，合理安排作业时间，注意避开渔业敏感季节，减少对渔业资源影响，并采取增殖、放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。	建设单位在施工期加强环境监控管理，合理安排了施工作业时间，尽可能减轻工程建设对渔业资源的影响，并采取了增殖放流等修复措施。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议，切实加强生产管理。工程投产前，应针对工程调整后的实际情况，重新修订番禺 4-2/5-1 油田原有溢油应急计划，并报主管部门批准。发生事故时，应按规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实了报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，加强了生产管理。工程投产前重新修订了溢油应急计划并报主管部门登记备案。
	落实报告书中的监测计划，严格执行“三同时”制度，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。	建设单位严格落实了报告书提出的监测计划，严格执行了“三同时”制度。于 2014 年完成验收并取得批复。
《关于番禺 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的批复》(环审(2023)89 号)	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、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的单位处理。运营期各类生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食品废弃物除外）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。各类船舶产生的垃圾、含油污水及生活污水应严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。	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。生产垃圾和除食品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和良好的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。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	已加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，已采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。对番禺油田溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，报我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，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别	已切实落实环境风险防范措施，对番禺油田溢油应急计划进行了修改完善，并报珠江南海局备案。



批复	批复要求	落实情况
	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。符合排放要求的钻井液和钻屑应在海面 30 米以下排放，并严格控制排放速率。海底电缆铺设施工作业应避免深水金线鱼和黄鲷的主要产卵期（2 至 4 月），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在海面 30 米以下排放，并严格控制排放速率。海底电缆铺设施工作业避免了深水金线鱼和黄鲷的主要产卵期（2 至 4 月）。

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

本项目所依托及涉及的 PY4-2 DPPA 平台、HYSY111 FPSO 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
PY4-2 DPPA 平台	生产水处理系统	1	正常
	生活污水处理装置	1	正常
	闭排兼冷放空系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	食品废弃物粉碎设备	1	正常
HYSY111 FPSO	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
	闭式排放系统	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

6.3.2.1 生产水排放情况

本项目依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 近两年逐月生产水排放情况见表 6.3-2。本项目依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO2025 年生产水排放总量未超过已批复的环评报告（《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 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 含油生产水排放总量控制指标（PY4-2DPPA 平台含油生产水排放总量为 $4020.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，其中石油类 804.2t/a；HYSY111FPSO 含油生产水排放总量为 $672.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，其中石油类 134.5t/a），生产水石油类均符合《海



《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，生产水处理设施运行状况良好。

6.3.2.2 生活污水排放情况

PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 近两年逐月生活污水排放情况见表 6.3-3。各工程设施的生活污水排放量未超过原环评批复总量，生活污水 COD 排放浓度均满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级海域排放要求（ $COD \leq 500mg/L$ ），生活污水处理系统运行状况良好。



表 6.3-2 生产水排放情况统计

表 6.3-3 生活污水排放情况统计



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

本项目依托的 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 产生的伴生气量较小，其中 PY4-2 DPPA 平台伴生气直接进入放空系统进行放空，HYSY111 FPSO 伴生气进入火炬系统处理。

6.3.3.3 固体废弃物

本项目依托的 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 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。

6.3.3.4 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 0.66m³。2008 年 12 月 25 日，守护船在日常巡检时发现 PY4-2 WHP 平台和 HYSY111 FPSO 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 PY4-2 WHP 至 HYSY111 FPSO 和 PY5-1 WHP 至 HYSY111 FPSO 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（PY4-2 DPPA 平台至 PY4-2WHP 平台、PY5-1 DPPB 平台至 PY5-1WHP 平台、PY10-2 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 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。

6.4 海洋环境质量回顾

为了对番禺油田区周边海域环境质量进行较为系统的分析，本节收集了该海域的历史环境质量现状资料，以对该海域进行环境质量回顾分析。

历史海洋环境质量现状资料采用自然资源部南海生态中心（原名为国家海洋局南海环境监测中心，以下称“南海生态中心”）于 2017 年 10 月、2021 年 11 月和 2024 年 11 月对番禺油田海域的调查资料，历次调查站位见图 6.4-1。由图可见，三次调查均位于番禺油田附近，调查区域相近，站位重合度较好，具有可对比性，便于进行同一海域不同时期调查回顾分析。

三次调查均由南海生态中心按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）的要求进行。历年调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。因此能够通过对比分析较真实地反映番禺油田投产以后对周围海域环境的影响程度。

图 6.4-1 历次调查的站位分布

6.4.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质评价因子中 pH、溶解氧、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 15 项作为本次回顾性分析评价因子，为了便于分析项目所在海域海水水质的变化趋势，统一按照《海水水质标准》（GB3097-1997）中的一类海水水质标准进行标准指数计算和评价。各次海水水质参数的平均标准指数见表 6.4-1。



历次监测中调查海区的水温符合正常的季节变化规律；盐度变化幅度不大，均在海水正常的变化范围内；pH 值在海水正常变化范围内波动。

除 2017 年秋季调查期间出现个别站位的海水铅含量轻微超出第一类海水水质标准值外，其余各评价因子在三次调查期间均全部符合第一类海水水质标准。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。总体看，调查海域历次调查结果表明海水水质状况较稳定，特征污染物石油类含量均符合第一类海水水质标准。

2017 年~2024 年调查均在 HYSY111FPSO 和 PY4-2DPPA 平台布设加密站位，调查化学需氧量和表层油类含量，化学需氧量 COD 主要与生活污水、生产水等有关。调查结果显示，化学需氧量和表层油类含量均较低，在远低于一类标准值的范围内变化，平台周围均未发现异常，加密站位海水化学需氧量及表层油类与环境现状调查站位差异不大。

表 6.4-1 番禺油田周边海域历次海水水质参数的平均标准指数

表 6.4-2 番禺油田海域历次调查水质要素统计结果对比表

注：三次调查的数据均按照 HJ 1409-2025 的要求进行处理和评价。

6.4.2 表层沉积物质量状况回顾

沉积物质量评价因子包括石油类、汞、铜、铅、镉、铬、锌、硫化物、砷和有机碳，历次调查数据的对比分析统计结果如表 6.4-3 所示。

历次调查结果显示，调查海区沉积物各项因子含量在正常范围内波动，最近一次调查总汞、铜、锌和总铬含量略高于其它调查，有机碳、砷、铅和镉含量处于中间水平，石油类略低于其它调查。

总体上看，历次调查所有调查因子均满足第一类沉积物质量标准，无超一类现象，调查海区表层沉积物质量良好且保持稳定。

表 6.4-3 历次调查沉积物各项调查要素含量及超一类情况统计

注：各项指标均为全海区平均值。

6.4.3 海洋生态状况回顾

6.4.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力比对结果列于表 6.4-4。从表可见，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。海区历次叶绿素 a 平均含量变化范围在 $(0.029\sim0.15)\text{ mg/m}^3$ ；海区初级生产力平均含量变化范围在 $(0.19\sim1.66)\times10^2\text{ mg}\cdot\text{C}\cdot(\text{m}^2\cdot\text{d})^{-1}$ 。

表 6.4-4 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

6.4.3.2 浮游植物

浮游植物调查结果比较见表 6.4-5。由表可见，2024 年秋季调查浮游植物种类数、个体数量在历次调查中处于较高水平，各期调查硅藻种数和个数均占绝对优势；该海区的主要优势数量种属为角毛藻属，多次形成第一优势种，各期调查优势种组成具有一定相似性。短刺角毛藻、窄隙角毛藻、菱形海线藻、笔尖形根管藻等是海区常见优势种，多次形成优势。该海域浮游植物多样性水平较高，体现出典型的大洋浮游植物群落特征。

表 6.4-5 历次调查浮游植物群落主要指标比较

注：多样性指数、均匀度和密度均为海区平均值。

6.4.3.3 浮游动物

历次调查浮游动物群落主要指标见表 6.4-6。由表可知，各次调查浮游动物种类数、生物量和个体数量均在年际波动范围之内，各次调查基本持平。群落指数方面，多样性指数、均匀度、丰富度历次调查基本持平。海区的优势种组成存在一定的更迭，依然以暖水种为主，本次调查优势种种类组成较历史调查丰富。

综合历次调查结果，调查海区浮游动物种类组成丰富，丰富度和生物量各次调查基本持平，物种多样性一直保持较好水平，群落间的种类分布也较均匀，显示海区生态环境较好。

表 6.4-6 历次调查浮游动物群落主要指标

6.4.3.4 底栖生物

底栖生物调查结果比较见表 6.4-7。历次调查显示，底栖生物种类数量均在 110 种以上，种类较为丰富。主要种类组成变化较小，均以节肢动物、脊索动物和软体动物为主，其它门类略有变化，但组成比例均较小。主要优势种变化不



大，银光梭子蟹是历年来最常见的优势种，常年处绝对优势地位。

整体来看，历次调查结果显示，调查海区底栖生物种类丰富，多样性水平较高，群落结构较为稳定，底栖生物栖息环境较好。

表 6.4-7 历次调查底栖生物群落主要指标比较

6.4.3.5 生物质量

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》（GB 18421-2001）要求开展生物质量评价，甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）生物体内污染物质（除 Cr 外）的评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409—2025）附录 C。甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）目前无铬的标准值，因此污染因子铬只列出检测结果，不予以评价。贝类（双壳类）评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中相应的标准。生物质量调查数据的对比分析统计结果列于表 6.4-8。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。

表 6.4-8 生物质量历次标准指数值对比

6.5 环境影响回顾性分析结论

本项目所依托的 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 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

本项目新建 2 座平台、1 座电力辅助平台，新铺设 2 条海底电缆，3 条海底混输管道，并对已建 PY4-2DPPA 平台进行改造。根据工程分析，本项目建设期主要污染物为钻屑、钻井液以及铺设海底电缆产生的悬浮物；生产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。此外，本节将对本项目电力辅助平台施工及运营期产生的噪声、电磁、鸟类生态影响进行分析。

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/s²）；

ρ—海水密度（kg/m³）；

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/m³）；

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:

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

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, 调和常数分辨率为 $0.125 \times 0.125^\circ$ 。

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:

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

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

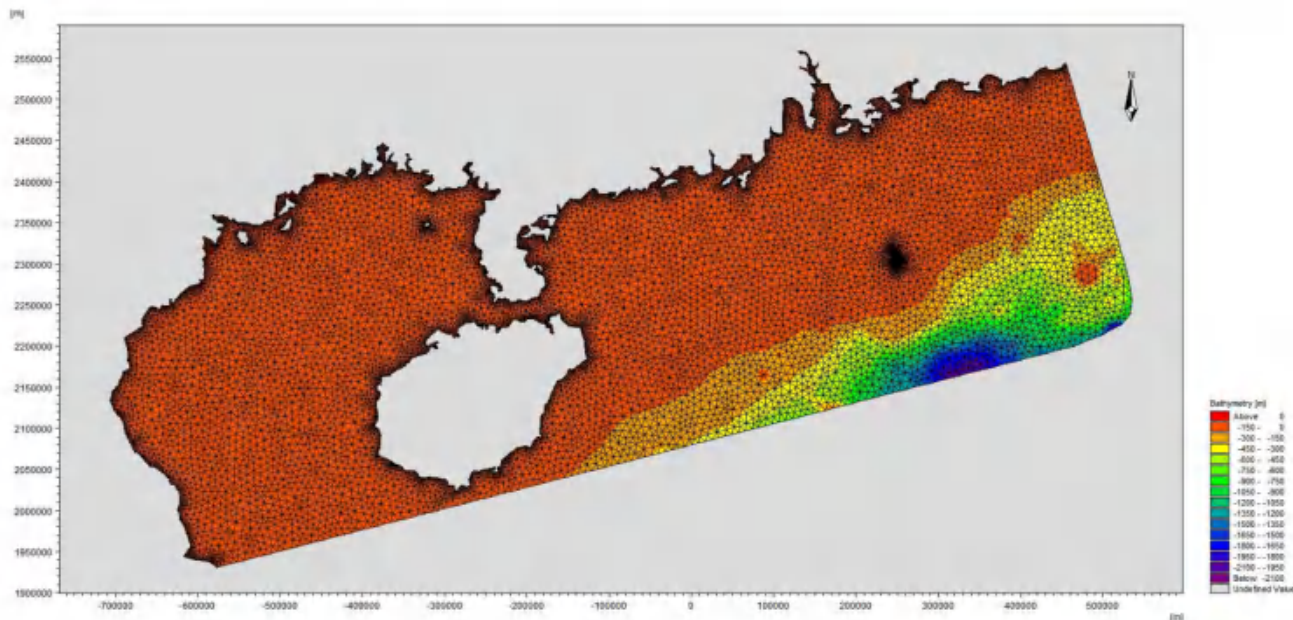
$$v(x, y, 0) = 0$$

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

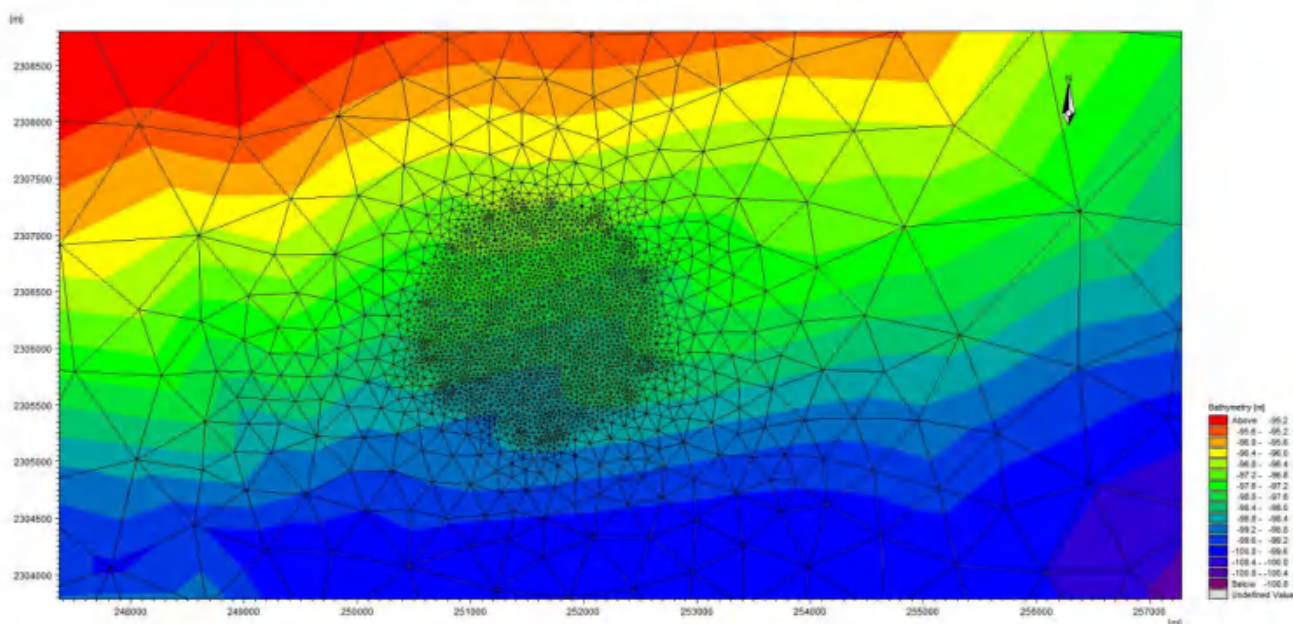
c. 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为南海北部海域, 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。项目所在海域水深在 85~101m 间，在垂向上采用 sigma 坐标将水体等分为 9 层，由表至底依次编号为第 1、2、3...9 层，以 PY10-6DPPA 平台所处水深 97m 为例，每层深度为 $97/9=10.8\text{m}$ 。计算海域水平向网格设置见图 7.1-1。



计算域水深地形及网格设置



加密区及网格设置情况

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

7.1.1.2 模型验证

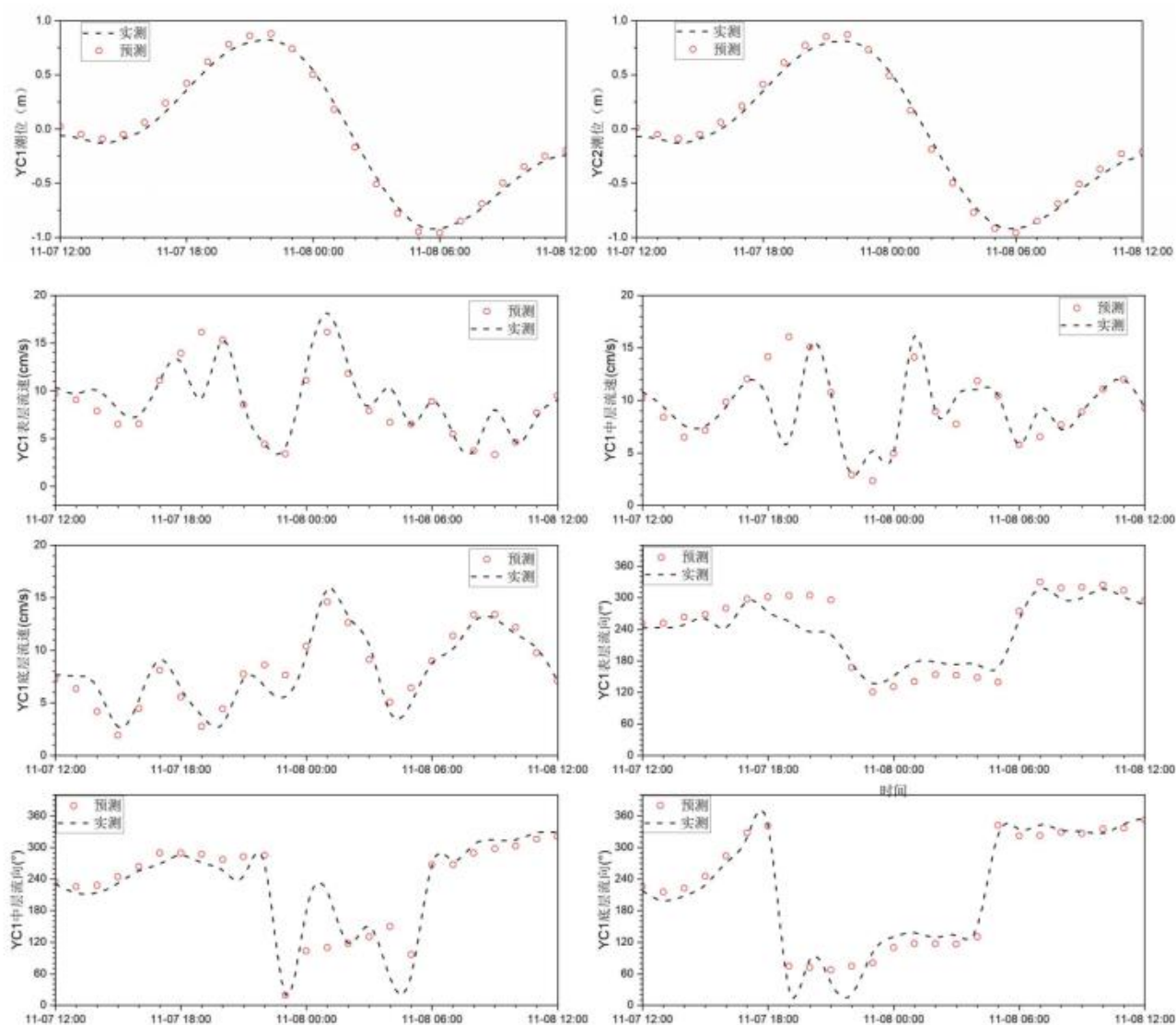
验证点资料来自中海油田服务股份有限公司的调查结果，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2，在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

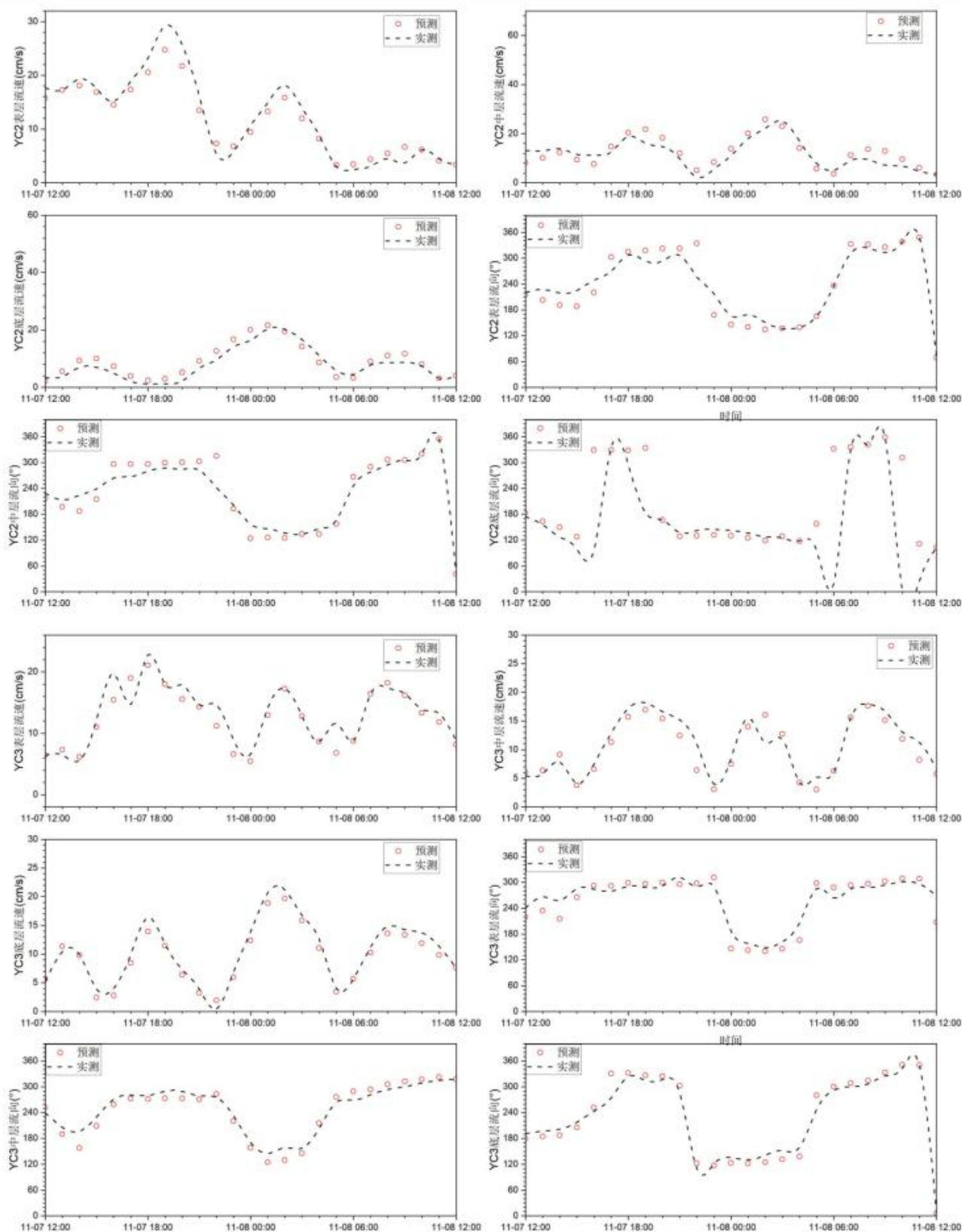


表 7.1-2 验证点坐标位置

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





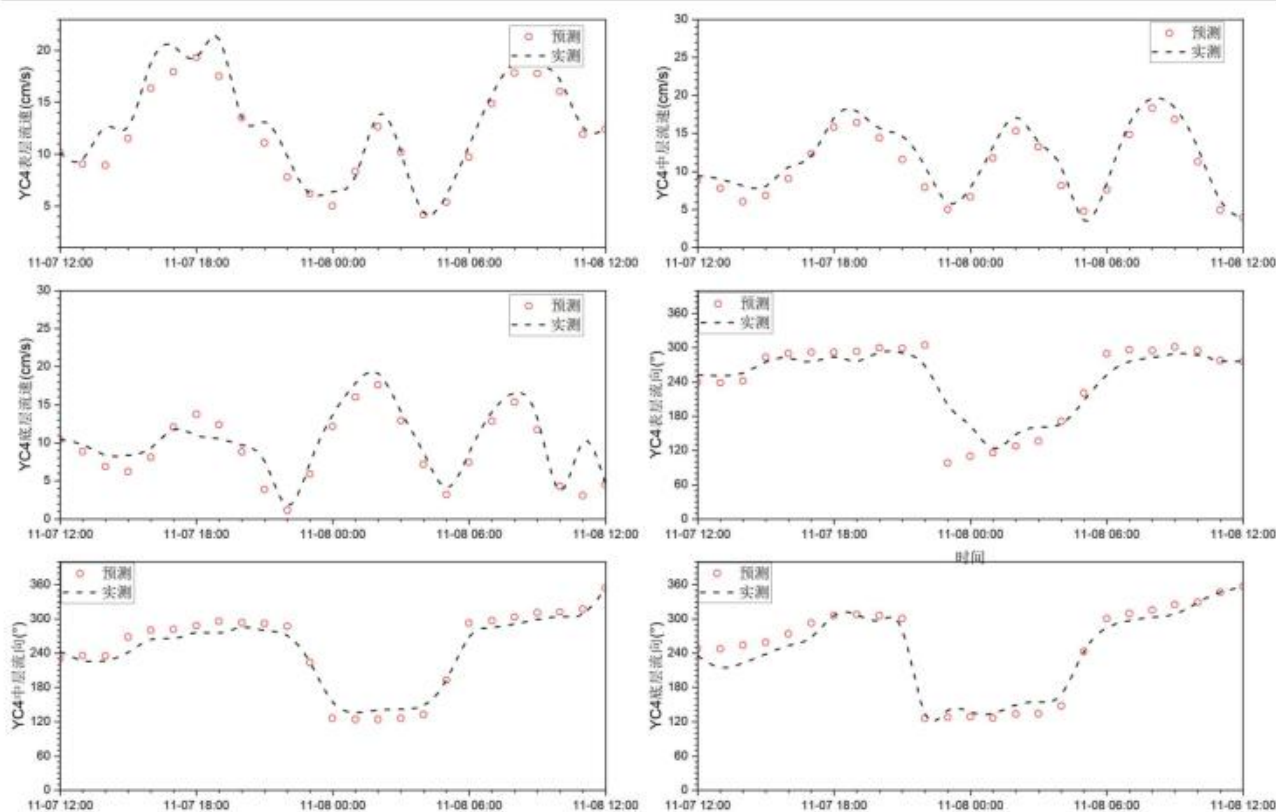


图 7.1-3 潮位潮流验证结果

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 $\text{kg/m}^3/\text{s}$ 。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

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 $\text{kg/m}^2/\text{s}$ ； 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：

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

式中， α 为经验系数，单位 $\text{m/N}^{0.5}$ 。

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

本项目新建两座平台。根据核算，PY10-6WHPA 平台包含预留井槽产生的钻屑总量约为 17842.4m^3 （堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 13801.2m^3



(堆体积)，钻井油层水基钻井液钻屑量 4041.2m^3 (堆体积)。PY10-6WHPA 台钻屑最大排放速率约 $54.6\text{m}^3/\text{d}$ 。

PY10-6DPPA 平台包含预留井槽产生的钻屑总量约为 44413.7m^3 (堆体积)，其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 22501.4m^3 (堆体积)，非钻井油层合成基钻井液钻屑量 17364m^3 (堆体积)，钻井油层水基钻井液钻屑量 2715.9m^3 (堆体积)，钻井油层合成基钻井液钻屑量 1832.4m^3 (堆体积)。PY10-6DPPA 平台钻屑最大排放速率约 $175\text{m}^3/\text{d}$ 详见表 7.1-3。

表 7.1-3 本项目钻屑排放总量及排放速率

平台 (包含预留井)	总钻屑量 (m^3)	非钻井油层水基钻井液钻屑量 (m^3)	非钻井油层合成基钻井液钻屑量 (m^3)	钻井油层水基钻井液钻屑量 (m^3)	钻井油层合成基钻井液钻屑量 (m^3)	钻屑排放速率 (m^3/d)	排放位置
PY10-6WHPA	17842.4	13801.2	0	4041.2	0	$134\text{m}^3/\text{d}$	水下 35m
PY10-6DPPA	44413.7	22501.4	17364	2715.9	1832.4	$175\text{m}^3/\text{d}$	

钻屑粒径分布如下，计算时中值粒径取为 $74\mu\text{m}$ 、 $120\mu\text{m}$ 、 $150\mu\text{m}$ 、 $>150\mu\text{m}$ (按 $230\mu\text{m}$ 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。取浓度最大包络线作为预测结果。本项目新建两座平台所处海域水文动力情况基本一致，综合计算效率及计算保守原则，本次选取钻屑排放源强更大的 PY10-6DPPA 平台进行钻屑排放预测，PY10-6WHPA 平台结果与之类比。钻屑排放预测结果见表 7.1-4 和表 7.1-5。

由预测和分析结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小。从垂向上来看，钻屑排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 4、5 层），其余层无超标现象发生。根据统计，PY10-6DPPA 平台钻屑扩散在排放层（模型垂向第 4 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.153km^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 0.34km ；第 5 层超一（二）



类包络面积约为 0.09km^2 ，无超三四类面积；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。模型计算结果显示，底床上钻屑堆积超过 2cm 厚度面积约为 0.103km^2 。

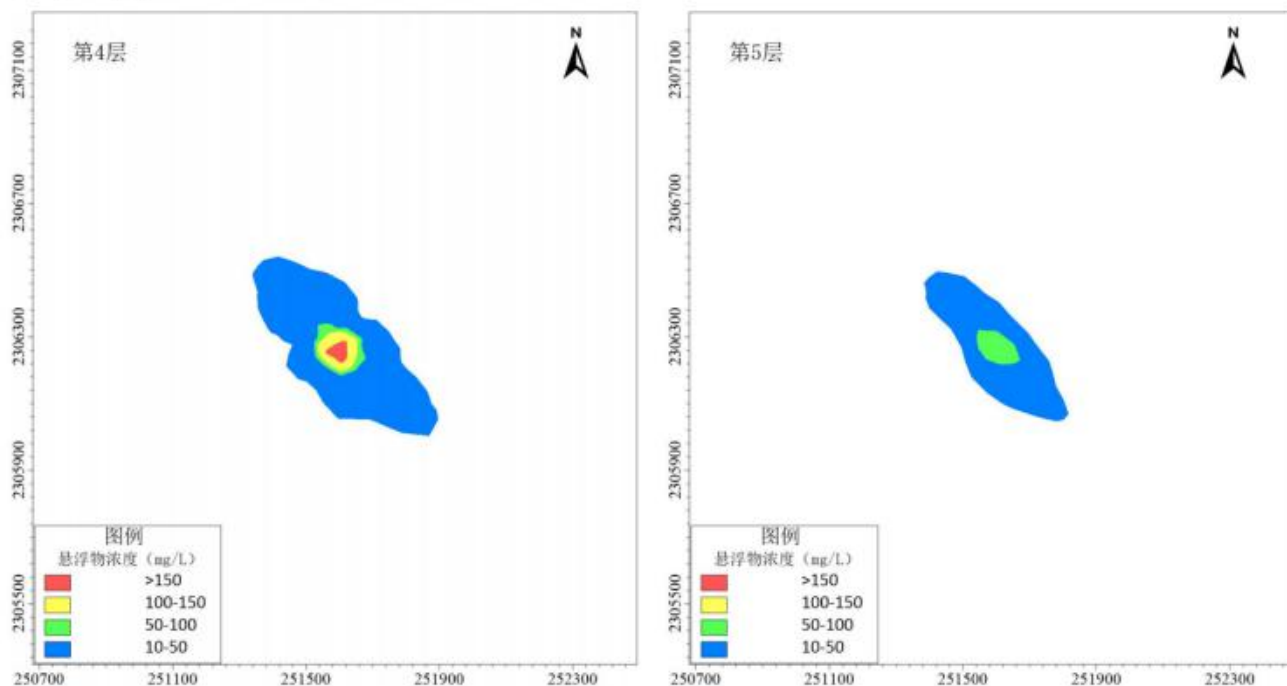


图 7.1-4 PY10-6DPPA 平台钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 钻屑排放预测结果

平台	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)
PY10-6DPPA	第 4 层	0.153	0.011	0.003	0.34	3	0.103
	第 5 层	0.09	0	0			
PY10-6WHPA	第 4 层	0.153	0.011	0.003	0.34	3	0.103
	第 5 层	0.09	0	0			
合计	第 4 层	0.306	0.022	0.006	-	-	0.206
	第 5 层	0.18	0	0			

表 7.1-5 钻屑排放浓度区间面积 (km^2)

平台	层位	$\text{Bi}<1$	$1\leq\text{Bi}<4$	$4\leq\text{Bi}<9$	$\text{Bi}\geq 9$
PY10-6DPPA	第 4 层	0.081	0.055	0.006	0.011
	第 5 层	0.047	0.033	0.01	0
PY10-6WHPA	第 4 层	0.081	0.055	0.006	0.011
	第 5 层	0.047	0.033	0.01	0
合计	第 4 层	0.162	0.11	0.012	0.022
	第 5 层	0.094	0.066	0.02	0
	平均	0.128	0.088	0.016	0.011



7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

钻完井作业中，钻井液循环使用，钻井液排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放。经估算，本项目 PY10-6WHPA 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 8148.8m^3 ，钻井油层水基钻井液量 6090.9m^3 ；PY10-6DPPA 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 10972.8m^3 ，非钻井油层合成基钻井液产生量 9177.4m^3 ，钻井油层水基钻井液量 4393.6m^3 ，钻井油层合成基钻井液量 4788.9m^3 。

根据井筒体积、泥浆池体积以及钻井次数等因素核算，本项目 PY10-6WHPA 平台钻井液一次性最大排放量约为 1380m^3 ；PY10-6DPPA 平台钻井液一次性最大排放量约为 1195m^3 。钻井液排放速率控制在 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。钻机液排放情况详见表 7.1-6。

表 7.1-6 本项目钻井液最大一次性排放总量及排放速率

平台	最大一次性排放量(m^3)	最大排放速率(m^3/h)	排放位置
PY10-6WHPA	1380	35	水下 35m
PY10-6DPPA	1195		

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，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。本次预测选取 PY10-6WHPA 平台进行钻井液排放预测，PY10-6DPPA 平台结果与之类比。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 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 4、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）类水质海域的最大包络面积为 0.538km^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 ；第 5 层超一（二）类包络面积约为 0.226km^2 ，无超三四类面积；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。

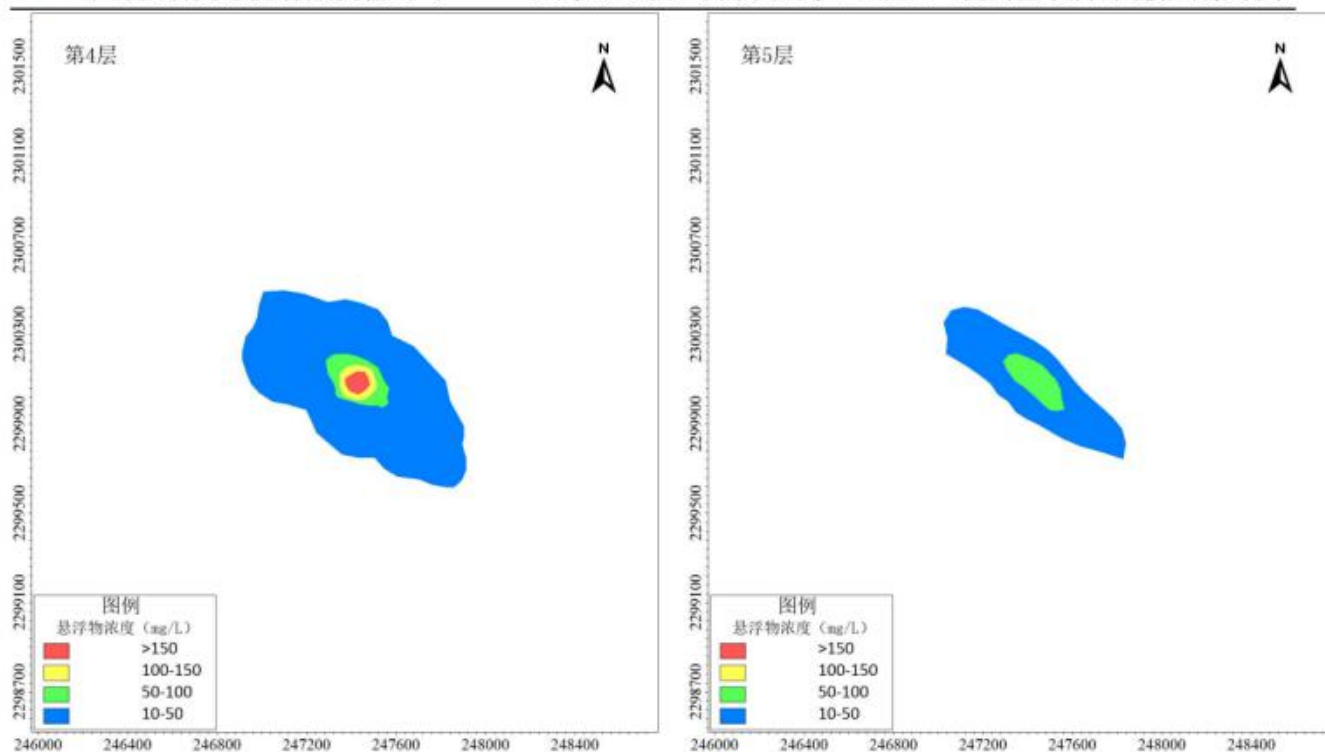


图 7.1-5PY10-6WHPA 平台钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 钻井液排放预测结果

平台	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)
PY10-6WHPA	第 4 层	0.538	0.021	0.008	0.65	8
	第 5 层	0.226	0	0		
PY10-6DPPA	第 4 层	0.538	0.021	0.008	0.65	8
	第 5 层	0.226	0	0		
合计	第 4 层	1.076	0.042	0.016	-	-
	第 5 层	0.452	0	0		

表 7.1-8 钻井液排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
PY10-6WHPA	第 4 层	0.383	0.107	0.027	0.021
	第 5 层	0.129	0.062	0.035	0
PY10-6DPPA	第 4 层	0.383	0.107	0.027	0.021
	第 5 层	0.129	0.062	0.035	0
合计	第 4 层	0.766	0.214	0.054	0.042
	第 5 层	0.258	0.124	0.07	0
	平均	0.512	0.169	0.062	0.021

7.1.2.4 悬浮物浓度预测

本项目新铺 1 条 7.5km 从新建 PY10-6DPPA 至新建 PY10-6WHPA 的海底电缆、1 条 12.7km 从新建 EPP 至新建 PY10-6DPPA 的海底电缆，海底电缆挖沟埋



设；新建/更换的海底混输管道直接铺设于海床之上，不挖沟。因此本节对铺设海底缆掀起的悬浮物影响进行预测。

a. 排放方式及源强

本项目新铺 2 条海底电缆均采用后挖沟的铺设方式，挖沟截面近似为梯形，上底宽 2.0m，下底宽 0.5m，埋深 1.5m，平均挖沟速度为 5000m/d。

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，本项目起沙率按 10.0%进行核算，本项目海底电缆挖沟悬浮物产生速率最大为 18.4kg/s。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 海底管道铺设悬浮物源强核算结果

海管名称	长度 (km)	挖沟尺寸上底/下底/ 埋深 (m)	悬浮物排放速 率 (kg/s)
EPP 至 PY10-6DPPA 平台海底电缆	■	2/0.5/1.5	18.4
PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆	■	2/0.5/1.5	18.4

b. 预测方法及预测结果

本次海底电缆挖沟悬浮物预测采取控制点的方法，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，形成海底电缆施工悬浮物扩散最大外包络线。由于本项目新建海底电缆路由平直，为两侧平台连线，因此本文不再给出控制点分布。

本次预测的海底管缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-6~图 7.1-7。由预测结果可以看出，由于悬浮物向上扩散动力机制较弱，海底电缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 8、9 层上有存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 9 层超一（二）类面积合计为 19.273km²，最大扩散距离约为 0.60km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.304km²，施工作业停止后最大 5h 海域即可恢复施工前的水质。

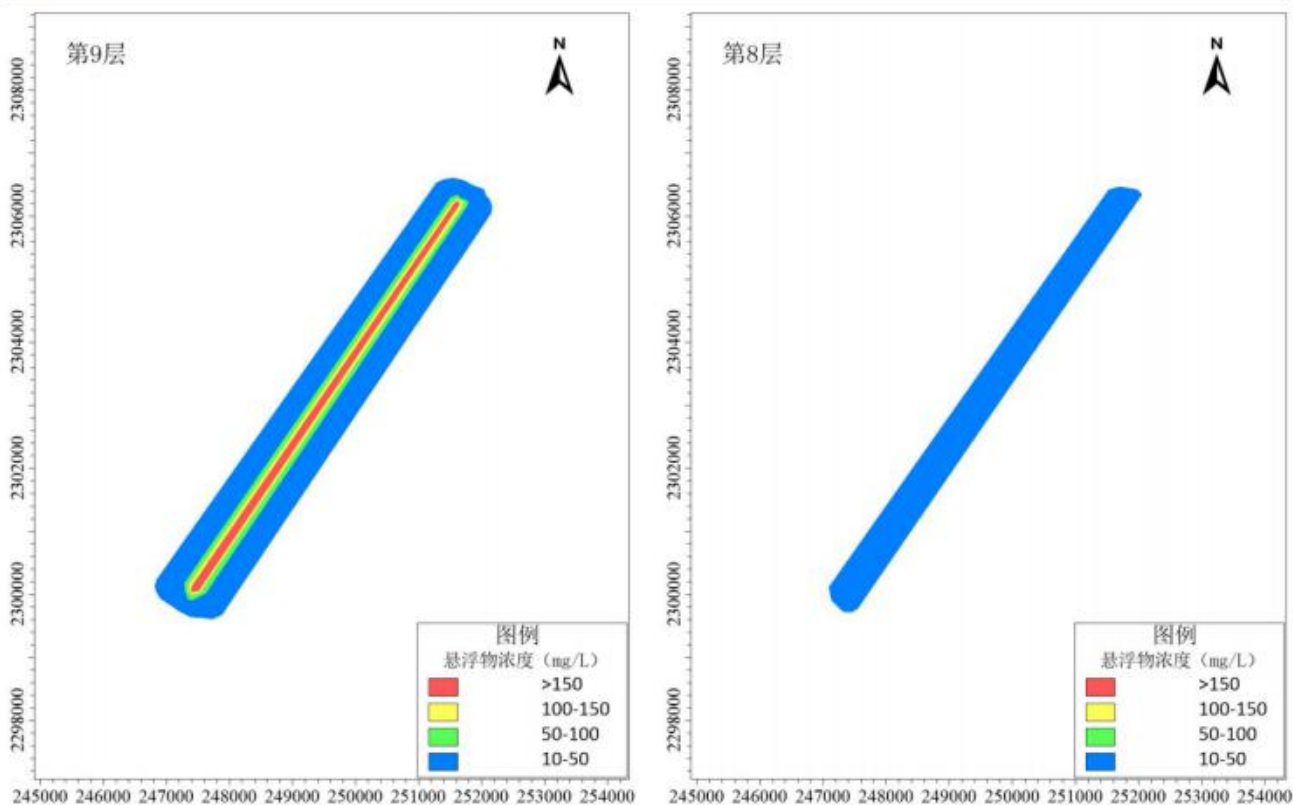


图 7.1-6 PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆悬浮物包络图

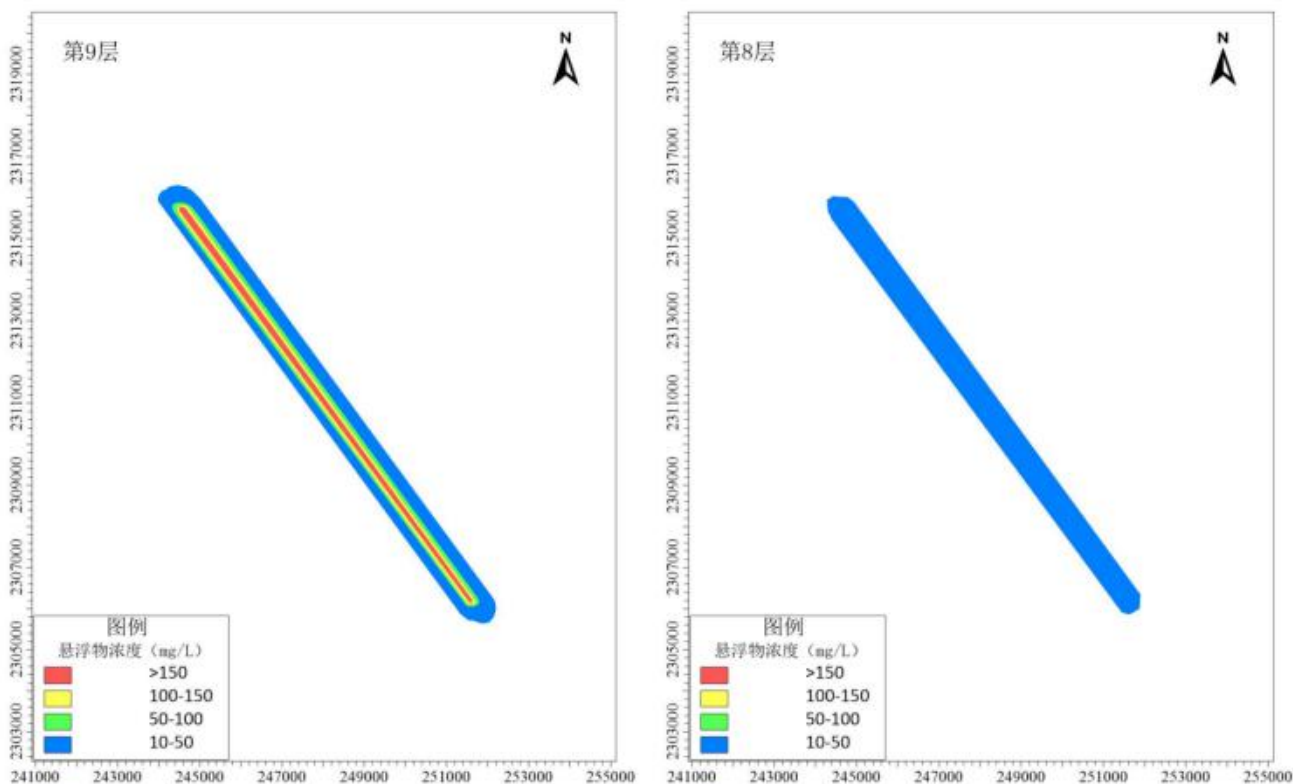


图 7.1-7 EPP 至 PY10-6DPPA 平台海底电缆悬浮物包络图



表 7.1-10 铺设海底电缆悬浮物预测结果

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)
PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆						
第 8 层	4.233	0	0	0.60	5	0.113
第 9 层	8.078	1.473	0.816			
EPP 至 PY10-6DPPA 平台海底电缆						
第 8 层	8.085	0	0	0.60	5	0.191
第 9 层	11.195	2.931	1.47			
合计						
第 8 层	12.318	0	0	--	--	0.304
第 9 层	19.273	4.404	2.286			

表 7.1-11 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
PY10-6 DPPA 至 PY10-6 WHPA 海底电缆				
第 8 层	1.989	2.244	0	0
第 9 层	2.483	3.067	1.055	1.473
EPP 至 PY10-6DPPA 平台海底电缆				
第 8 层	3.445	4.64	0	0
第 9 层	3.495	3.052	1.717	2.931
合计				
第 8 层	5.434	6.884	0	0
第 9 层	5.978	6.119	2.772	4.404
平均	5.706	6.502	1.386	2.202

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）：



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

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：为海域中石油类/COD 浓度的背景值，本次预测取 2024 年 11 月现状调查中所有站位的最大值（石油类：0.042mg/L、COD：0.53mg/L）。

7.1.3.2 生产水石油类浓度预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 PY10-6DPPA 平台上设有生产水处理设施，项目投产后该平台生产水最大排放量为 53478m³/d。此外，本项目依托的 PY4-2DPPA 平台在项目投产后，生产水最大排放量升至 112278m³/d，超出原环评批复值（110161m³/d）。上述两座平台栈桥相连，生产水经各自处理设施处理达标（石油类浓度≤45mg/L）后经水下沉箱排海。由于两平台生产水排放点位距离较近，因此本次预测保守按两平台以最大排放量同时排放产生的叠加影响进行源强设置，详见表 7.1-12。

根据校核，本项目投产后依托的 HYSY111FPSO 生产水最大排放量为 16494.3m³/d（2031 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。因此本节仅对 PY4-2DPPA、PY10-6DPPA 平台生产水排放进行预测。

表 7.1-12 生产水排放源强设置情况

平台	排放量(m ³ /d)	排放水深	排放浓度(mg/L)
PY10-6DPPA	53478		45
PY4-2DPPA	112278		20

b. 预测方法及预测结果

生产水为连续排放，且排放时间较长，本次预测排放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 0.042mg/L。

生产水排放石油类预测结果见表 7.1-13 和表 7.1-14。根据预测结果，石油类超标面积与其排放水量、排放浓度有关，排放水量越大、排放浓度越高，其影响面积越大。石油类影响主要在排放点所在水层，以及相邻的水层，而不会影

响到相隔更远的其他水层。生产水排放点位于第 6 层，其影响面积最大的层也是第 6 层，相邻的第 5 层、第 7 层影响面积相对较小，第 6 层超一（二）类包络面积为 1.011km^2 ，超一类最大距离约 1.35km ，超三四类面积相对要小很多。

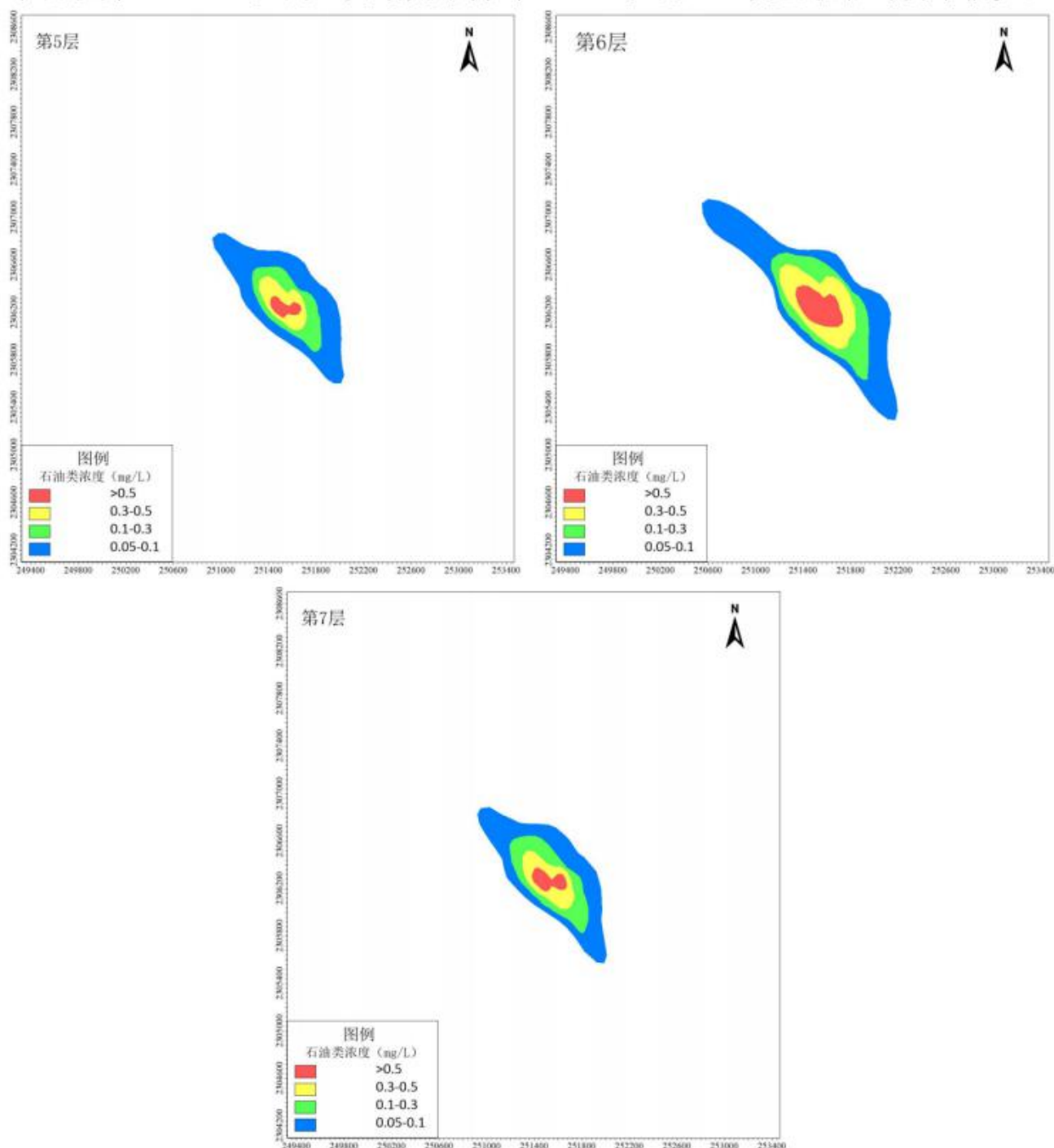


图 7.1-6 PY4-2DPPA/PY10-6DPPA 平台石油类浓度包络线

表 7.1-13 石油类浓度预测结果

工程设施	层位	超一（二）类包络面积 (km^2)	超三类包络面积 (km^2)	超四类包络面积 (km^2)	超一类最大距离 (km)
PY4-2DPPA/ PY10-6DPPA	第 5 层	0.638	0.07	0.037	1.35
	第 6 层	1.011	0.273	0.092	



	第 7 层	0.642	0.126	0.041	
--	-------	-------	-------	-------	--

表 7.1-14 石油类浓度超标区间面积 (km^2)

工程设施	层位	$\text{Bi}<1$	$1\leq\text{Bi}<4$	$4\leq\text{Bi}<9$	$\text{Bi}\geq 9$
PY4-2DPPA/ PY10-6DPPA	第 5 层	0.401	0.13	0.07	0.037
	第 6 层	0.522	0.216	0.181	0.092
	第 7 层	0.356	0.16	0.085	0.041
	平均	0.426	0.169	0.112	0.057

7.1.3.3 生活污水 COD 浓度预测

本项目新建 PY10-6DPPA 平台、PY10-6WHPA 平台均为有人平台。根据工程分析，新建 PY10-6DPPA 平台生活污水最大排放量为 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ 、新建 PY10-6WHPA 平台生活污水最大排放量为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ 。本次预测新建平台生活污水排放造成的海水 COD 浓度扩散情况。

a 排放方式及源强

本次预测保守按照生活污水排放量更大的 PY10-6DPPA 平台 ($42\text{m}^3/\text{d}$) 进行预测。生活污水经处理装置处理达标 ($\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$) 后排放，因此在 COD 源强设置时，浓度保守取 500mg/L 。生活污水间断排放，每天排放时间约 2h。本次预测源强设置详见表 7.1-15。

表 7.1-15 生活污水排放情况

工程设施	生活污水排放量	COD 浓度	COD 源强	排放位置
PY10-6DPPA	$50.4\text{m}^3/\text{d}$	500mg/L	2.92g/s	海表
PY10-6WHPA	$10.5\text{m}^3/\text{d}$	500mg/L	0.73g/s	海表

b COD 预测方法及预测结果

本次预测选取生活污水排放量更大 PY10-6DPPA 平台进行预测，PY10-6WHPA 平台结果与之类比。PY10-6DPPA 平台生活污水排放造成的 COD 浓度增量包络图见图 7.1-9。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 0.1mg/L ，叠加现状调查中 COD 本底浓度 (0.53mg/L) 后平台周边海水 COD 浓度最大为 0.63mg/L ，由此可知，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 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。

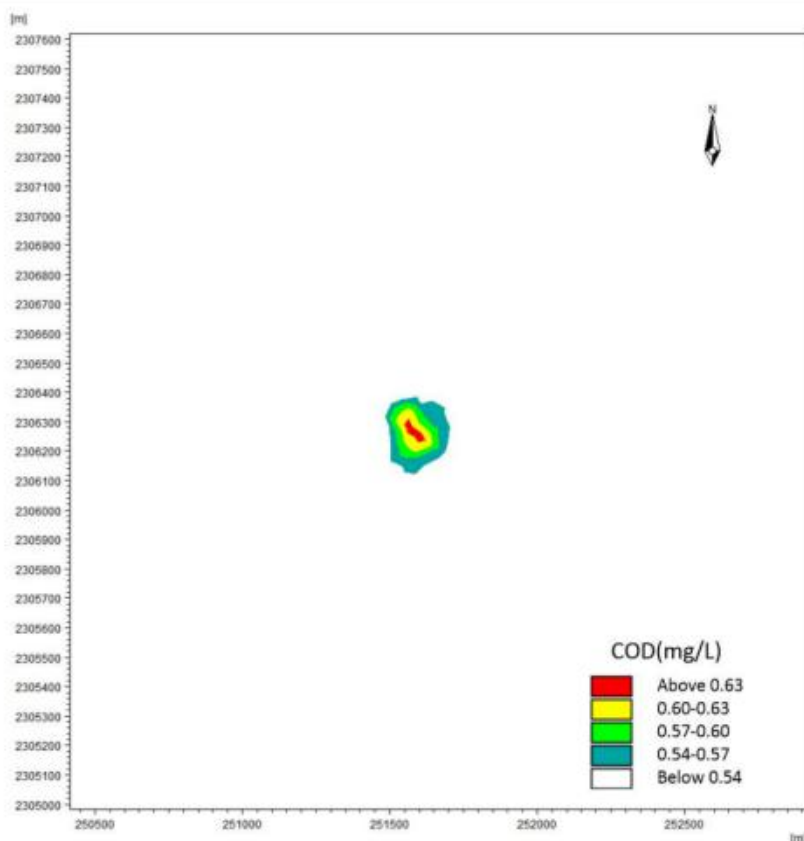


图 7.1-9 PY10-6DPPA 平台 COD 浓度包络线

7.1.4 温排水预测

本项目投产后运营期两座新建平台工艺系统、燃气透平发电机组及压缩机系统需采用海水冷却，将产生部分温排水。因此本节对温排水造成的海水温升进行预测。

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; $c_p = 4217 \text{ J/(kg} \cdot \text{K)}$, 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:

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

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:

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

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:

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

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;

$\sigma_{sb}=5.6697 \times 10^{-8} \text{W}/(\text{m}^2 \cdot ^\circ \text{K}^4)$ ，为玻尔兹曼常数。

7.1.4.2 预测源强及预测方法

由前文可知 PY10-6DPPA 平台温排水最大排量为 $2060 \text{m}^3/\text{h}$ ，PY10-6WHPA 平台温排水最大排量为 $1845 \text{m}^3/\text{h}$ 。冬季温排水较海水背景温度最大升高 12°C ，夏季温排水较海水背景温度最大升高 9°C 。于海表排放。本节选取温排水量更大的 PY10-6DPPA 平台计算其温排水造成的温升情况，PY10-6WHPA 平台与之类比。

在计算温排水造成的海水温升时，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 $-70 \text{W}/\text{m}^2$ 、 $120 \text{W}/\text{m}^2$ 。

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

PY10-6DPPA 平台温排水引起的最大温升范围见图 7.1-10，由预测结果可知，由于温排水排量较小，由于海流的对流扩散作用，预测网格分辨率（50m）下排放点周围海水最大温升约 0.24°C ，海水温度超一类海水水质面积小于一个网格（ 0.0013km^2 ），距离小于 50m。因此认为新建平台冷却水排放对海水温度影响较小。

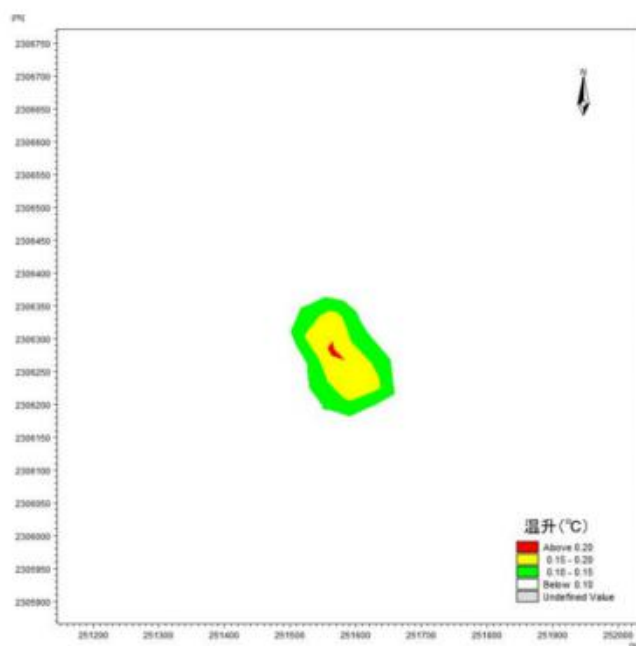


图 7.1-10 PY10-6DPPA 平台温升包络线



7.2 海水水质环境影响评价

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范围仅在模型垂向第 4、5 层有存在，单平台钻屑排放在第 4 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.153km^2 ，距排放点的最大距离为 0.34km ，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，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向 4、5 层有存在，单平台钻井液排放在第 4 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.538km^2 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.65km ，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 海底电缆挖沟对海水水质影响

铺设海底电缆挖沟搅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、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工线路两侧。根据数值预测结果，铺设海底电缆时悬浮物对模型垂向第 8、9 均有影响，其余层无超标范围存在。第 9 层最大超一类距离为 0.6km ，海水水质恢复最大时间为停止作业后 5 h。铺设海底电缆第 9 层超一（二）类包络面积合计为 19.273km^2 ，超三、四类水质海域影响范围相对较小；第 8 层超一（二）类包络面积为 12.318km^2 ；无超三、四类水质包络面积。

7.2.4 生产水对海水水质的影响

本项目投产后，新建 PY10-6DPPA 平台生产水经生产水处理系统处理达标后排海，依托的 PY4-2DPPA 平台生产水最大排放量较原环评也有提升。根据预测结果，新建 PY10-6DPPA 平台和与之栈桥相连的 PY4-2DPPA 平台共同排放造成排放点所在海水水层石油类浓度超一类范围最大包络面积为 1.011km^2 ，最大影响距离为 1.35km 。生产水排放造成的海水水质影响范围是有限的。



7.2.5 生活污水对海水水质的影响

本项目投产后两座新建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

由于本项目两座新建平台温排水量不大，根据预测结果，在网格尺度（50m）下温排水造成的平台排放点周围海水最大温升约 0.24°C ，温升超标面积小于一个网格（ 0.0013km^2 ），距离小于 50m。温排水对海水温度影响较小，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参与冷却流程，因此温排水中会有少量余氯存在。本项目所处开阔海域，水文动力条件较好，有利于扩散，其次余氯自身在水体中衰减较快，其半衰期仅为 1h，加之本项目整体温排水量较小，因此认为温排水中余氯在上述因素影响下，其影响范围是有限的，不会明显影响本海区的海水水质。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境影响

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，本项目各平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积最大约为 0.103km^2 。

7.3.2 海底电缆铺设对沉积物环境影响

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缆沟，覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的面积主要位于缆沟两侧附近，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。本项目 2 条海底电缆挖沟埋设，根据数值模拟结果，海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.304km^2 。

7.4 海洋生态环境影响评价

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、钻屑的排放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预测结果：本项目单平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.103km^2 ，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 0.103km^2 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 0.103km^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。

铺设海底电缆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。

堆积在缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于缆沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，但随着施工结束以及时间的推移，电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。

根据相关研究表明，海洋软体双壳类（如牡蛎、贻贝等）从环境中富集石油烃能力要大于鱼类，而其代谢、释放石油烃的能力却远小于鱼类。牡蛎、贻贝能吸收大量的石油在它们的腮部和肠内，对石油类具有极强的抵抗力，许多细小油珠可被它们吸收。预测结果表明，本项目产生的含油生产水，在垂向上影响范围有限，仅集中在排放点层位附近，未造成底层海水石油类浓度超标，因此认为本项目生产水排放对海洋底栖生物的影响不大。

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。



7.4.5 电力辅助平台建设对鸟类的影响

7.4.5.1 施工期对鸟类的影响

本项目新建电力辅助平台场址离岸最近距离约 [REDACTED]，属于开阔海域，远离主要陆域生态系统，不属于已知鸟类的集中栖息区域，鸟类分布较少。海上施工有着施工时间短和间断施工的特点，目前国内外研究表明，海上风电施工期，鸟类会产生趋避行为，但是随着时间的推移，鸟类对风电场内的环境会产生适应性。由于本项目电力辅助平台场址离岸较远，鸟类分布较少。加上施工时间本身较短，因此施工期对鸟类的影响有限。

7.4.5.2 运营期对鸟类的影响

本项目新建电力辅助平台场址离岸最近距离约 [REDACTED]，属于开阔海域，远离主要陆域生态系统，不属于已知鸟类的集中栖息区域，鸟类分布较少。有研究认为海上风电的建设对周围鸟类的迁徙、觅食及碰撞影响都比较小；东海大桥海上风电场附近鸟类研究表明，风电场建成后，对邻近区域鸟类的栖息和觅食基本无影响。总体上，鸟类会主动规避风电机组的威胁从而选择较为安全的活动高度。此外本项目电力辅助平台仅设一台风电机组，规模较小，空间占用有限。因此本项目新建电力辅助平台运营期对鸟类的影响较小。

7.5 噪声、电磁环境影响

7.5.1 水下噪声影响

7.5.1.1 施工期水下噪声影响

本项目三座平台在桩基打桩施工时会产生水下噪声影响。相关研究成果表明，对噪声比较敏感的海洋鱼类为石首鱼科。长时间暴露于此噪声下可能会使得石首鱼科听力受到损害，受到致死致伤的影响，或受噪声影响后不摄食而死亡。

本项目新建三座平台中主桩腿直径最大约 2.2m，与传统单桩风电桩基直径（一般约 10m）相比直径要小很多。因此其打桩产生的水下噪声强度也要小很多。此外，本工程基础打桩作业采取“软启动（10~15min）”方式，使打桩噪声源的强度缓慢增强，即前几桩使用小强度的打桩措施，能驱使鱼类离开施工水域，能够最大程度减少水下噪声的影响。

7.5.1.2 运营期水下噪声影响

根据德国 Klaus Betke 等（2004）对不同风机、对应不同风速下的噪声谱级



的研究结果,以及丹麦 Jakob Tougaard 等(2009)对海上风电场在两种不同风速下的噪声谱级分布研究结果,风机在水中不同风速下产生的声压级变化不明显。与海洋环境背景噪声相比,不同风速(风速分别为 6m/s 和 13m/s)运转下的风机在水下辐射噪声时,高风速 13m/s 时在低频段风机所辐射的水下噪声与海洋环境背景噪声相当(即淹没在背景噪声中),在 125Hz 频点上风机在高风速(13m/s)比低风速(6m/s)下在水中辐射的水下噪声谱级高 10dB 左右,但总体都不高,与海洋背景噪声相当。

本项目新建电力辅助平台仅设置 1 台风电机组,较常规海上风电场项目而言规模很小。综合以上研究成果,可以认为电力辅助平台在运营期产生的水下噪声基本上与海洋环境背景噪音相当,对环境的影响不大,是可以接受的。

7.5.2 水上噪声影响

7.5.2.1 施工期水上噪声影响

工程施工期水上噪声对海洋动物的影响源主要是施工期船舶运输噪声。根据厦门大学在厦门五缘湾海域对海洋环境噪声与船舶噪声进行的监测。厦门西海域为厦门港的主要航道,监测的船舶渔船经过时的海洋环境噪声变化情况。一艘渔船由远到近,之后又远离时(最近距离 20m)所监测到的船舶噪声其监测结果表明:一般货运船舶噪声的均方根声压级平均值约为 125.5dB,比海洋环境噪声提高了约 10~15dB。部分航速较快、吨位较大、航行中仍在施工或其他船舶其峰值声压级可以达到 150dB 以上。由于风电场周边 500m 范围内无声环境敏感目标,因此,施工船舶运输噪声对水上声环境影响不大。

7.5.2.2 运营期水上噪声影响

工程运行期主要为风机运行空气动力学噪声。根据风力发电机组的特性,风力发电机组噪声具有指向性,即在顺风向的风机两侧噪声较大,垂直风向的风机叶片两侧噪声较小;本项目仅新建 1 座电力辅助平台,不存在多个风机噪声相互叠加的影响。海面上也没有海洋动物等水上敏感目标,不存在水上噪声对海洋动物的影响。因此认为运营期的水上噪声影响较小,是可以接受的。

7.5.3 电磁环境影响

本工程海底电缆挖沟埋设于海床下 1.5m,受电缆铠装层及底层掩蔽作用,海床以上磁场强度水平非常小。此外,本项目新建海底电缆规格为 35kV,远小于常规电场使用的电缆规格。因此认为本项目运行期间,产生的电磁场对海洋



生物基本上不会产生影响。

7.6 海洋生物资源损失评估

7.6.1 海洋生物资源损失计算方法

7.6.1.1 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：

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij} \quad (7.6-1)$$

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：

$$M_i = W_i \times T \quad (7.6-2)$$

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 7.6-1。

表 7.6-1 各类海洋生物损失率

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

7.6.1.2 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：

$$W_i = D_i \times S_i \quad (7.6-3)$$

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）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]或千克每平方千米（kg/km²），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（km²）或立方千米（km³）。

7.6.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用调查海域 2024 年秋季调查值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.6-2。

表 7.6-2 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	
	虾类/虾姑类	4187 尾/km ²	
	蟹类	3380 尾/km ²	
成体		467.6kg/km ²	自然资源部南海生态中心（2024 年 11 月）
底栖生物		2.5g/m ²	

7.6.2 海洋生物损失估算结果

7.6.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目两座新建平台包含预留井的纯钻井时间合计为 1420d，根据施工计划，钻井工作在 5 年内完成。因此本项目单平台年均钻井时间取 $1420/2/5=142\text{d}$ ，为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，排放 10 个周期。

根据预测结果，本项目钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-5），两座新建平台平均水深 [REDACTED]，因此水深取超标水层总水深 [REDACTED]。各类海洋生物密度见表 7.6-2，海洋生物损失率见表 7.6-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.6-3。



表 7.6-3 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 10 周期
		0.128	0.088	0.016	0.011		
鱼卵	密度 (粒/m ³)	0.105	0.105	0.105	0.105		
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)	0.097	0.097	0.097	0.097		
	损失率	5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度(尾/km ²)	28562	28562	28562		
		损失率	5%	10%	30%		
		损失量 (尾)					
	头足类	密度(尾/km ²)	3176	3176	3176		
		损失率	5%	10%	30%		
		损失量 (尾)					
	虾类	密度(尾/km ²)	4187	4187	4187		
		损失率	5%	10%	30%		
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度(尾/km ²)	3380	3380	3380		
		损失率	5%	10%	30%		
		损失量 (尾)					
成体	密度(kg/km ²)	467.6	467.6	467.6	467.6		
	损失率	1%	5%	15%	20%		
	损失量 (kg)						

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(7.5-3)估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 7.6-4。

表 7.6-4 钻屑排海底栖生物损失

面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	2.5	50%	
周围 50m 以内	2.5	100%	
合计			

7.6.2.2 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,本次计算时超标面积取垂向两层平均值(见表 7.1-8),两座新建平台平均水深约 97m,因此水深取超标水层总水深 21.6m。各类海洋生物密度见表 7.6-2,海洋生物损失率见表 7.6-1,计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.6-5。



表 7.6-5 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
			0.512	0.169	0.062	0.021	
鱼卵	密度 (粒/m ³)		0.105	0.105	0.105	0.105	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)		■	■	■	■	
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)		0.097	0.097	0.097	0.097	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)		■	■	■	■	
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	■
		损失率	5%	10%	30%	50%	
		损失量 (尾)	■	■	■	■	
	头足类	密度 (尾/km ²)	3176	3176	3176	3176	■
		损失率	5%	10%	30%	50%	
		损失量 (尾)	■	■	■	■	
	虾类	密度 (尾/km ²)	4187	4187	4187	4187	■
		损失率	5%	10%	30%	50%	
		损失量 (尾)	■	■	■	■	
	蟹类	密度 (尾/km ²)	3380	3380	3380	3380	■
		损失率	5%	10%	30%	50%	
		损失量 (尾)	■	■	■	■	
成体		密度 (kg/km ²)	467.6	467.6	467.6	467.6	■
		损失率	1%	5%	15%	20%	
		损失量 (kg)	■	■	■	■	

7.6.2.3 海底电缆铺设生物损失计算

海底电缆施工造成的生物损失属一次性损失。根据预测结果, 超标范围影响面积取垂向两层平均值 (见表 7.1-10), 新建海底电缆路由平均水深约 91m, 因此水深取超标水层总水深 20.2m。各类海洋生物密度见表 7.6-2, 海洋生物损失率见表 7.6-1, 计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.6-6。

表 7.6-6 油气开发工程海底管缆铺设海洋生物损失

资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
			5.706	6.502	1.386	2.202	
鱼卵	密度 (粒/m ³)		0.105	0.105	0.105	0.105	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 个)		■	■	■	■	
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)		0.097	0.097	0.097	0.097	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量 (10 ⁶ 尾)		■	■	■	■	
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)	28562	28562	28562	28562	■
		损失率	5%	10%	30%	50%	
		损失量 (尾)	■	■	■	■	



资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
			5.706	6.502	1.386	2.202	
头足类	密度(尾/km ²)		3176	3176	3176	3176	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)		■	■	■	■	
虾类	密度(尾/km ²)		4187	4187	4187	4187	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)		■	■	■	■	
蟹类	密度(尾/km ²)		3380	3380	3380	3380	■
	损失率		5%	10%	30%	50%	
	损失量(尾)		■	■	■	■	
成体	密度(kg/km ²)		467.6	467.6	467.6	467.6	■
	损失率		1%	5%	15%	20%	
	损失量(kg)		■	■	■	■	

铺设海底电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，按电缆中心线两侧各 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（7.6-3）估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.6-7。

表 7.6-7 底栖生物损失计算

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	■	2.5	50%	■
两侧各 5m	■	2.5	100%	■
合计				■

7.6.2.4 生产水排放损失

本项目投产造成已建 PY4-2DPPA 平台生产水排放量较原环评有所增加，由于在已批复的《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）中已对 PY4-2DPPA 平台生产水排放进行了海洋生物资源补偿计算。因此本节将采用本次预测的 PY4-2DPPA、PY10-6DPPA 平台生产水叠加排放造成的石油类各浓度区间面积减去原环评计算 PY4-2DPPA 平台各浓度区间面积而得出的增量面积进行损失计算。面积计算过程详见表 7.6-8。

表 7.6-8 石油类浓度区间增量面积计算 (km²)

工程设施	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
PY4-2DPPA (原环评计算值)	第 5 层	0.225	0.102	0.052	0.028
	第 6 层	0.321	0.145	0.077	0.037



	第 7 层	0.235	0.106	0.055	0.029
PY4-2DPPA/PY10-6 DPPA (本次计算值)	第 5 层	0.401	0.13	0.07	0.037
	第 6 层	0.522	0.216	0.181	0.092
	第 7 层	0.356	0.16	0.085	0.041
增量面积 (本次计算- 原环评计算值)	第 5 层	0.176	0.028	0.018	0.009
	第 6 层	0.201	0.071	0.104	0.055
	第 7 层	0.121	0.054	0.03	0.012
	平均	0.166	0.051	0.051	0.025

生产水排放产生的影响造成的生物损失属持续性损失。年均周期为 $365/15=24$ 。根据前文计算结果,石油类浓度超标范围影响增量面积取垂向三层平均值(见表 7.6-8),新建平台附近平均水深 [REDACTED],因此水深取超标水层总水深 [REDACTED]。各类海洋生物密度见表 7.6-2,海洋生物损失率见表 7.6-1,计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.6-9。

表 7.6-9 生产水排放海洋生物损失

资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 24 周期
			0.166	0.051	0.051	0.025		
鱼卵	密度 (粒/m ³)		0.105	0.105	0.105	0.105		
	损失率		5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 个)							
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)		0.097	0.097	0.097	0.097		
	损失率		5%	10%	30%	50%		
	损失量 (10 ⁶ 尾)							
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)	28562	28562	28562	28562		
		损失率	5%	10%	30%	50%		
		损失量 (尾)						
	头足类	密度 (尾/km ²)	3176	3176	3176	3176		
		损失率	5%	10%	30%	50%		
		损失量 (尾)						
	虾类	密度 (尾/km ²)	4187	4187	4187	4187		
		损失率	5%	10%	30%	50%		
		损失量 (尾)						
	蟹类	密度 (尾/km ²)	3380	3380	3380	3380		
		损失率	5%	10%	30%	50%		
		损失量 (尾)						
成体		密度 (kg/km ²)	467.6	467.6	467.6	467.6		
		损失率	1%	5%	15%	20%		
		损失量 (kg)						

7.6.2.5 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台基础投影面积下的底栖生物损失 100%的原则计算。根据工程资料,本项目新建平台基础投影面积之和为 [REDACTED],



底栖生物密度取 $2.5\text{g}/\text{m}^2$, 则本项目平台占海造成的底栖生物损失为 [REDACTED]。

7.6.2.6 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为: 鱼卵 [REDACTED], 仔稚鱼 [REDACTED], 鱼类幼体 [REDACTED], 头足类幼体 [REDACTED], 虾类幼体 [REDACTED], 蟹类幼体 [REDACTED], 成体 [REDACTED], 底栖生物 [REDACTED], 具体见表 7.5-10。

表 7.5-10 海洋生物资源损失汇总

生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	电缆铺设	生产水	合计
鱼卵 (10^6 粒)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
仔稚鱼 (10^6 尾)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
鱼类幼体 (尾)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
头足类幼体 (尾)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
虾类幼体 (尾)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
蟹类幼体 (尾)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
成体 (kg)	/	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
底栖生物	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

7.7 环境敏感目标影响分析

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、绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场和金线鱼南海北部产卵场内, 距离其他敏感目标的距离在 2.9km 以上, 相关研究表明, 上述鱼类所产鱼卵均属于浮性卵。由前述分析可知, 本项目施工期主要产生的污染物为钻屑、钻井液排放。属于短期、一次性、可恢复的影响。在施工结束后海水水质会很快恢复至原有水平。此外, 本项目钻屑、钻井液均采取水下排放的方式来减轻其对浮性卵的影响; 海底电缆挖沟造成的悬浮物超标范围在垂向上也主要存在于近底层。因此可以认为施工期对上述产卵场影响较小, 是可以接受的。

生产运行过程中所产生的主要污染物为处理达标后排放的生产水、少量达标排放的生活污水及温排水, 由预测结果可知, 由于生活污水、温排水量较小, 温升超标面积、COD 超标面积均在一个预测网格面积 (0.0013km^2) 范围之内, 运营期生活污水及温排水对项目所在的产卵场影响较小。生产水同样采取了水下沉箱排放的措施, 根据预测结果可知, 生产水排放造成海水水质超标范围在垂向上仅集中在排放层附近, 最大影响距离为 1.35km , 表层无石油类超标范围存在, 可以认为生产水排放对表层鱼卵的影响较小。

综上, 本项目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。

7.8 工程对水文动力的影响分析

本项目主要工程内容为新建 2 座生产平台、1 座电力辅助平台，铺设 5 条海底管缆。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。因此对水文动力环境影响很小；新建海底电缆埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。

7.9 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；新建海底管道直接铺设在海底，不挖沟；新建海底电缆全程埋设，仅铺缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；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，总体而言本工程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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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，分析应急设施的数量和能力，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，对该项目进行科学、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）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），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 确定环境风险评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目海洋生态环境风险评价等级为二级。

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技术导则》（HJ169-2018）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 施工和建设方案，本项目施工期主要分为钻完井、导管架安装、上部组块安装、海底管道及电缆铺设、海上连接及调试、电力辅助平台基础施工及风机安装工程等环节，共计划使用浮吊船、铺管船、起重船、驳船、拖轮、守护船等约 53 艘施工船舶。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，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m³。

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、海底管道中的油类物质（原油、燃料油、润滑油及绝缘油）及天然气等，见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（生产运行期）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)
新建生产平台	PY10-6 WHPA 平台	原油	28
		天然气	0.06
		燃料油	50.4
	PY10-6 DPPA 平台	原油	421
		天然气	1.14
		燃料油	134.4
新建管道	PY10-6 WHPA 平台到 PY10-6 DPPA 平台海底 混输海管	原油	228.5
	PY5-1 平台至 HYSY111 海底混输管道	原油	736.0
	PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道	原油	563.8
新建电力辅助 平台	风电机组	润滑油	1.9
		绝缘油	0.0055

8.2.2 海洋生态环境风险敏感目标调查

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 8.2-2。



表 8.2-2 海洋生态环境风险敏感目标

类型	名称	与 PY10-6 DPPA 最近距离及方位
海洋生态红线	其他红线区	
产卵场	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	
	深水金线鱼产卵场	
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场	
	鲈鱼珠江口近海区产卵场	
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	

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。

- ① 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;
- ② 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

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、起重船、驳船、拖轮、守护船等约 53 艘施工船舶。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, 单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3 (约 170t), 即 $Q=1.7$, $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.3-1。根据识别结果, 本项目生产运行期 $Q=21.760055$, $10 \leq Q < 100$ 。



表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

类型	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	qi/Qi
新建 PY10-6 WHPA 平台	原油	28	100	0.28
	天然气	0.06	10	0.006
	燃料油	50.4	100	0.504
新建 PY10-6 DPPA 平台	原油	421	100	4.21
	天然气	1.14	10	0.114
	燃料油	134.4	100	1.344
新建 PY10-6 WHPA 到 PY10-6 DPPA 海底混输海管	原油	228.5	100	2.285
PY5-1 平台至 HYSY111 海底混输管道	原油	736.0	100	7.36
PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道	原油	563.8	100	5.638
新建风机	润滑油	1.9	100	0.019
	绝缘油	0.0055	100	0.000055
合计				21.760055

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。番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目风险工艺识别见表 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 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，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 $10 \leq Q < 100$ ，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 P3。

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及绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场内部，属于位于一般敏感区，不位于重要敏感区，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

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），建设项目风险潜势划分为 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，按照表 8.3-6 确定本项目的环境风险潜势。



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

8.3.6 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 环境风险评价等级划分为一级、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。

表 8.3-7 环境风险评价工作等级划分

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

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, 环境风险评价等级为三级。

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 P3, 位于环境中度敏感区 E2, 风险潜势应为 III 级, 环境风险评价等级为二级。

综合考虑本项目海洋生态环境风险评价等级为二级。

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、燃料油、润滑油、绝缘油等油类物质及天然气, 参考化学品安全技术说明书数据库, 其理化性质及危险特性见表 8.4-1~表 8.4-5。

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：858~899kg/m³		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：23835.9m³/m³	
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、CO₂	
	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			



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	
	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 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）0.85	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
	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。	



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	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。	

表 8.4-3 润滑油理化及危险性质

标识	中文名：润滑油	英文名：Gear Oil
	CAS 号：64741-88-4	
理化特性	外观与性状：淡黄色至褐色的粘稠油状液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	相对密度：（水=1）0.86~0.87	
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	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	LD ₅₀ （大鼠经口）>5000mg/kg，LC ₅₀ （大鼠吸入）>5000mg/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。	
	吸入：吸入高浓度油雾或加热时产生的蒸气可刺激呼吸道，引起头晕、头痛、恶心、乏力等症状。严重时可能导致化学性肺炎或油脂性肺炎。皮肤接触：短暂接触通常无严重影响，但可能导致轻微刺激。长时间或反复接触会脱去皮肤表面油脂，导致皮肤干燥、皲裂，甚至引发接触性皮炎或油性痤疮。眼睛接触：可引起物理性刺激，导致疼痛、流泪和发红。食入：毒性较低，但大量食入可能引起恶心、呕吐和腹泻。最大	



标识	中文名：润滑油	英文名：Gear Oil
	CAS 号：64741-88-4	
	的危险在于呕吐时可能被吸入肺部，导致严重的吸入性肺炎。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染的衣物，用肥皂和大量流动清水彻底冲洗受污染的皮肤。如出现刺激或不适，应就医。	
	眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。如刺激感持续，应立即就医。	
	吸入：迅速将患者转移至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如出现呼吸困难，应给予输氧。若呼吸停止，立即进行人工呼吸，并迅速就医。	
	食入：严禁催吐，以防吸入肺部造成化学性肺炎。让患者保持安静，饮用足量温水稀释，并立即就医。	
泄漏处理	小量泄漏：用不燃的吸收材料（如沙土、蛭石、活性炭、吸油棉）吸收或吸附，然后收集于密封容器中待后续处理。大量泄漏：立即隔离泄漏污染区，限制人员出入，并切断火源。构筑围堤或挖坑收容，防止其扩散流入下水道、地表水或地下水。用泡沫覆盖以减少蒸发。使用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
储运	储存于阴凉、干燥、通风良好的专用库房内，远离火种、热源和阳光直射。保持容器密封，防止泄漏和水分进入。应与强氧化剂、强酸、易燃物等分开存放，切忌混储。储存区域应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输车辆应配备消防器材和泄漏应急处理设备。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、酸类、食用化学品等混装混运。运输应遵守相关道路运输规定，按规定路线行驶。	

表 8.4-4 绝缘油理化及危险性质

标识	中文名：绝缘油	英文名：Insulation oil
	CAS 号：—	
理化特性	外观与性状：透明或淡黄色液体，无明显刺激性异味	溶解性：难溶于水，易溶于乙醇、乙醚、石油醚等有机溶剂
	相对密度：（水=1）0.98	
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：可燃，但燃点高（316℃），正常工况下不易被点燃
	燃烧（分解）产物：二氧化碳、一氧化碳（CO）、水及少量合成酯类分解产物等。	
	危险特性：1.仅在温度高于燃点（316℃）或持续明火作用下可燃烧，燃烧过程无剧烈爆炸风险；2.正常储存及使用（低温、潮湿、盐雾环境）时化学性质稳定，无明显腐蚀性；3.意外泄漏（尤其海上泄漏）后无挥发性，环境风险极低，可快速回收或自然分散。	
	灭火方法：1.若发生燃烧，优先采用干粉灭火器、二氧化碳灭火器或泡沫灭火器灭火；2.禁止使用直流水直接喷射燃烧油体，避免油滴飞溅扩大火势；3.灭火人员需佩戴防毒面具（防燃烧产物吸入）及防火服，站在上风向操作。	
	灭火剂：干粉灭火剂、二氧化碳灭火剂、泡沫灭火剂。	
毒理性质	LD ₅₀ （大鼠经口）>5000mg/kg，LC ₅₀ （大鼠吸入）>5000mg/m ³	
	毒性判别：低毒性。	
健康危害	侵入途径：1.吸入（正常使用时挥发物极少，仅高温下可能产生微量蒸汽）；2.皮肤接触（操作时可能直接接触）；3.误食（意外吞咽，概率极低）。	



标识	中文名：绝缘油	英文名：Insolation oil
	CAS 号：—	
	健康危害：1.吸入：微量蒸汽无明显呼吸道刺激，长期高浓度吸入无明确健康损害；2.皮肤接触：长期接触可能导致皮肤轻微干燥，无致敏性；3.误食：可能引起胃肠道不适（如恶心、呕吐），无严重毒性反应。	
急救	吸入急救：迅速将受害者转移至空气新鲜处，保持呼吸道通畅；若出现呼吸困难、胸闷等症状，立即就医； 皮肤接触急救：用肥皂水及流动清水彻底冲洗接触部位，冲洗后无需特殊治疗，若皮肤出现红肿、瘙痒，及时就医； 眼睛接触急救：立即翻开眼睑，用流动清水或生理盐水持续冲洗 10-15 分钟；若出现视力模糊、疼痛，立即就医； 误食急救：立即漱口，饮用 500-1000mL 温水稀释；禁止催吐（避免食道损伤），尽快就医并告知医生“合成酯类绝缘油”成分。	
泄漏处理	1.立即停止泄漏源相关作业，划定警戒区域，禁止无关人员、火源（如打火机、电火花）进入；2.海上泄漏：使用吸油毡、围油栏等专用设备回收泄漏油体，剩余少量可自然分散（生物降解性好，无海洋污染风险）；3.陆地/平台泄漏：用砂土、蛭石等吸附材料覆盖吸收，禁止排入下水道、土壤或海域；4.清理人员需佩戴耐油手套、防护口罩，避免皮肤直接接触；清理后用肥皂水清洗手部，衣物污染后需单独清洗；5.泄漏后检查容器/管道破损情况，修复后方可恢复储存或运输。	
储运	储存于阴凉、干燥、通风良好的专用库房内，远离火种、热源和阳光直射。保持容器密封，防止泄漏和水分进入。应与强氧化剂、强酸、易燃物等分开存放，切忌混储。储存区域应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输车辆应配备消防器材和泄漏应急处理设备。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、酸类、食用化学品等混装混运。运输应遵守相关道路运输规定，按规定路线行驶。	

表 8.4-5 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
		CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.521（液化）	相对密度：（空气=1）0.683
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
危险特性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
	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。	



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
毒理性质	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。		
	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m 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℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。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。		

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 8.4-6 所示。

表 8.4-6 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

本项目危险物质包原油、燃料油、润滑油、绝缘油等油类物质及天然气，主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 8.4-7。

表 8.4-7 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
油类物质	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）



危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
天然气			水体（海水）/大气环境

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、施工船舶碰撞；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、海底管道与立管泄漏、电力辅助平台设备损坏等。环境风险事故具体情形分析如表 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，将会有凝析油和天然气物质喷出，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	详见本篇 8.6 节。
生产阶段	平台火灾、爆炸	生产阶段在平台上进行油气的输送或处理等作业，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、机械撞击起火等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成凝析油泄漏入海。
	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。
	海底管道与立管泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致泄漏。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。
	电力辅助平台设备损坏	电力辅助平台设置的风电机组可能因为维护保养不当或操作失误等原因致使密封系统失效或结构与连接件损坏，可能可能导致内部绝缘油及润滑油泄漏。此外，电力辅助平台若因基础缺陷、



阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
		恶劣天气（如台风）或碰撞事故倒塌，也可能导致内部绝缘油及润滑油泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。

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，对部分油气泄漏事故做定量分析。

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）

本项目新建 PY10-6WHPA 平台先期钻 12 口生产井、1 口注水井，预留 7 口井；新建 PY10-6DPPA 平台先期钻 23 口生产井、2 口注水井，预留 20 口井。本项目共计划钻 65 口井，本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 3.1×10^{-3} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 1.7×10^{-4} 次/年。

8.5.2.2 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

本项目计划新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA，1 座钻采平台 PY10-6DPPA，



均设有油气处理系统，不设储油区。故 PY10-6WHPA、PY10-6DPPA 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。

8.5.2.3 新建平台容器泄漏

《国际油气生产商协会风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见下表。通常容器泄漏可进行自动关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。

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)
新建 PY10-6WHPA 平台	常压罐	6	1.8×10^{-5}
	带压罐	7	3.3×10^{-4}
新建 PY10-6DPPA 平台	常压罐	2	6.0×10^{-6}
	带压罐	19	8.9×10^{-4}

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 [] 的新建 PY10-6 WHPA 到 PY10-6 DPPA 海底混输管道、1 条 [] 的新建 PY5-1WHP 平台至 HYSY111 海底混输管道、1 条 12" [] 的新建 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 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概率为 5.8×10^{-3} 次/a,立管事故引发溢油的概率为 5.4×10^{-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)
PY10-6 WHPA 到 PY10-6 DPPA 海底混输海管	钢管	■	■	油、水	1.9×10^{-3}	1.8×10^{-3}
PY5-1WHP 平台至 HYSY111 海底混输管道	钢管	■	■	油、水	1.9×10^{-3}	1.8×10^{-3}
PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道	钢管	■	■	油、水	2.0×10^{-3}	1.8×10^{-3}

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

在建设阶段,本项目施工期主要分为钻完井、导管架安装、上部组块安装、海底管道及电缆铺设、海上连接及调试、电力辅助平台基础施工及风机安装工程等不同环节,共计划使用浮吊船、铺管船、起重船、驳船、拖轮、守护船等约 53 艘施工船舶。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。

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
本气田区域船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-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。

8.5.2.6 电力辅助平台损坏

台风、风暴潮等恶劣天气会对电力辅助平台设置的风电机组产生较大危害,



台风施加在设备上的静力效应和动力效应共同作用下不断施加疲劳载荷，最后达到或者超过叶片和风机基础的设计载荷极限，轻则引起部件机械磨损，缩短风力发电机组的寿命，严重的使叶片损坏、风机基础倾覆。

风机内部设置变压器，绝缘油量约为 5.5 升/台，呈密封状态；同时风机机舱和轮毂中还可能存在一定润滑油，油品主要为油脂、液压油等，约 1.9t/台。根据其组成特性，该类油具有较好的分水性，由于其油量较小，当风机基础倾覆导致内部油料泄漏后，对周边海洋环境影响相对较小。

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段溢油量

海上建设阶段的油气泄漏事故所可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据单艘拖轮的油舱总容积，可估算建设阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.5-8。

表 8.5-8 建设阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量 (m ³)
井喷	井流	难以估算
钻井船储油罐破裂	燃料油	40
施工储油舱破裂	燃料油	200
输油软管破裂或误操作	燃料油	5

8.5.3.2 生产阶段溢油量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是凝析油。

当新建平台发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量凝析油入海。

当海底混输管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、油气比、应急关断时间、海水压力和油水不容的特性，估算 150m³ 作为海底混输管道泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际上的溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故排放量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段最大泄漏量

排放源	排放物	泄漏量
-----	-----	-----



排放源	排放物	泄漏量
新建平台火灾失控	井流	难以估计
海管/立管破裂	井流	150m ³ (132t)

8.5.3.3 环境风险与具代表性事故

根据上述分析,本项目新增的风险事故类型为井喷事故、海底管道溢油事故、施工期船舶碰撞事故,其中海底管道溢油事故概率大于其他事故类型发生概率。

本项目海管/立管泄漏事故概率最大,海管/立管泄漏事故的泄漏量可达150m³。综合上述分析,本项目海管/立管泄漏发生概率较大,且一旦发生造成的环境危害最为严重,因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

8.6 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故,溢出油漂浮在海面,一方面在风和流作用下向一定方向运移,另一方面,油膜同时不断向四周扩展,使油膜面积增大。此外,油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程(平流、扩散过程)和蒸发、乳化过程,其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

8.6.1 油膜轨迹预测

在环境动力模型提供的环境动力参数的基础上,采用欧拉--拉格朗日追踪方法,进行油膜中心轨迹的预测。油膜中心漂移速度,取决于海面风速与表层流,是空间和时间的函数,其值用油膜中心点所在网格点上的速度内插而得。空间每个网格节点上的x、y方向上的速度在某时刻为:

$$\begin{cases} V_x = V_{rx} + \alpha V_{wind} \sin(180 + \theta_0 + \theta) \\ V_y = V_{ry} + \alpha V_{wind} \cos(180 + \theta_0 + \theta) \end{cases}$$

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的x、y方向分量,皆由环境动力学模型求出; V_{wind} 网格点上的风速, α 为风因子,计算时取0.03; θ_0 为风向, θ 为油粒子受风影响的漂移偏角, θ 的取值与风速的大小有关,公式为:

$$\theta = \begin{cases} 40 - 8\sqrt{V_{wind}} & 0 \leq V_{wind} \leq 25 \text{ m/s} \\ 0 & V_{wind} \geq 25 \text{ m/s} \end{cases}$$

油粒子漂移轨迹计算公式为:



$$\bar{S} = \bar{S}_0 + \int_t^{t+\Delta t} V_l(x(t), y(t), t) dt$$

其中： S_0 为初始时刻， S 为油膜中心点所在位置， $V_l(x(t), y(t), t)$ 为拉格朗日追踪速度

$$V_l = \sqrt{V_x^2 + V_y^2}$$

由于空间和时间不同，流况不同，有时风速、风向也不同，所以在不同地点、不同时刻发生溢油后所追踪到的油膜中心运移轨迹就不同。

8.6.2 油膜扩展输移预测

剪流和湍流引起的扩散过程属于随机运动，可用随机走动法实现模拟。由于每个粒子的随机运动而导致整个粒子云团在水体中的扩散过程。对于水体表面随机扩散过程可用下式描述

$$ra' = R (6ka\Delta t)^{1/2}$$

其中： ra' 为 $\alpha=(x,y,z)$ 方向上的湍动扩散距离； R 为 $[-1, 1]$ 间均匀分布随机数。 ka 为 α 方向上的湍流扩散系数， Δt 为时间步长。

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

$$x_i = u_i \Delta t + r_x'$$

$$y_i = v_i \Delta t + r_y'$$

其中： r_x' 、 r_y' 为在 x 、 y 方向上的随机移动距离； u_i 、 v_i 为第 i 个粒子拉格朗日速度在 x 、 y 方向上的分量。

由于每个粒子代表一定的油量，根据标识粒子所在的位置和所代表的油量可计算溢油的扩展面积和油膜厚度。

8.6.3 油的挥发与乳化

溢油在其输移和扩展过程中，也同时经历着各种化学和生物过程，这些过程直接导致油膜的理化性质的变化，使得溢油在海上的量不断减少。

8.6.3.1 溢油的挥发

油膜挥发过程受油性质、风及油组分控制。采用 Stiver 和 Mackay 提出的一个暴露模式来计算油的挥发：



$$F_v = \ln(1 + \theta \cdot \frac{VP_a}{RT^2} \cdot BT_G \cdot \exp(B(1 - T_0/T)))T / BT_G$$

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；

R —大气常数； θ —挥发系数，取 $2.5 \times 10^{-3} U_w^{0.78}$ ； U_w —风速。

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot \text{API}$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot \text{API}$$

式中： API —15.5℃时原油密度与 4℃时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

$$\text{API 度 (15.5℃)} = (141.5 / \text{相对密度}) - 131.5$$

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

8.6.3.2 油膜的乳化

乳化过程受风速、波浪、油的厚度、环境温度、油风化程度等因素的影响，一般用含水率来表示乳化程度（Mackay, 1990）。

$$\frac{dYW_i}{dt} = R_1 - R_2$$

$$R_1 = \frac{K_1}{\eta_0} (1 + U_w)^2 (YW_{\text{sat}} - YW_i)$$

$$R_2 = \frac{K_2}{A_{\text{sph}} \cdot W_{\text{Ax}} \cdot \eta_i} \cdot YW_i$$

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

K_1 、 K_2 —常数，分别为 5.0×10^{-7} 和 1.2×10^{-5} ；

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

$$\eta_i = \eta^{\text{oil}} \exp \frac{2.5 y w_i}{1 - 0.654 y w_i}$$



式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.6.4 溢油量及溢出方式

本项目最具代表性事故为海管泄漏溢油事故。本项目共新建三条海底管道，鉴于本项目新建 PY10-6WHPA 平台、PY10-6 DPPA 平台物流均依托新建的 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道输送，因此本项目选取该管道近新建 PY10-6 DPPA 平台处作为溢油点，假定 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 长 [REDACTED] 的海底混输管道在 PY10-6 DPPA 平台 [REDACTED] 附近处发生溢油。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部管道油品泄漏量估算导则给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut}$$

式中： V_{rel} 为原油泄漏量，bbl (1bbl \approx 0.159 m³)；

V_{pipe} 为管段体积，ft³ (1ft³ \approx 0.0283168 m³)；

f_{rel} 为最大释放量分数，计算过程附后；

f_{GOR} 为输运条件降低因子，取 0.43；

$V_{pre-shut}$ 为自动关断系统启动前泄漏量，bbl。

8.6.4.1 自动关断系统启动前泄漏量

自动关断系统启动前泄漏量 ($V_{pre-shut}$) 根据 PY11-12WHPA 至 PY5-1DPPB 平台海底混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

$$V_{pre-shut} = Q_L \cdot t$$

式中： Q_L —液体泄漏速率，m³/s；

t ——泄漏时间，s。

根据该海底混输管道典型年份水力、热力计算结果，其最大输液量约为 [REDACTED]，该海管配有自动关断系统，当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内即可启动，因此泄漏时间 t 取 30s。根据上式，该管道发生全管径断裂情况下，在自动关断系统启动前溢出液量约为 3.5m³。



8.6.4.2 自动关断系统启动后溢油量

自动关断系统启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，管道内流体将不再溢出管道。根据美国矿业管理部管道油品泄漏量估算导则，管道内流体最大释放量分数（ f_{rel} ）通常以溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比（ P_{rel} ）进行估算，详见表 8.7-1。

表 8.7-1 最大释放量分数（ f_{rel} ）与相对压力比（ P_{rel} ）关系表

P_{rel}	f_{rel}
1	0.0
1.1~1.2	0.08
1.2~1.5	0.17
1.5~2	0.30
2~3	0.40
3~4	0.47
4~5	0.50
5~10	0.55
10~20	0.64
20~30	0.71
30~50	0.74
50~200	0.76
>200	0.77

针对溢油点管道压力与外部环境压力的相对压力比（ P_{rel} ），其计算公式为：

$$P_{rel} = P_{pipe} / P_{surr}$$

式中： P_{pipe} ——管道内的实际压力，kPaA；

P_{surr} ——环境压力，kPaA。

该管道所处海域平均水深约为 100m，则其环境压力约为 1000kPaA；该管道内压力取设计压力 11000kPaA，则 P_{rel} 约为 11。根据上表，该管道内流体最大释放量分数（ f_{rel} ）应为 0.64。则该管道自动关断系统启动后溢出液量应为 $0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}$ ，经计算得 $182.7m^3$ 。

8.6.4.3 管道泄漏量合计

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut} \approx 186.2m^3$$

根据该海底混输管道典型年份输送物流情况，含水率为 20%，同时，综合考虑溢油关断、封堵，最终确定管道溢油量为 $150m^3$ （132t），油膜漂移预测时间为溢油后的 48h。



8.6.5 风场

根据本项目溢油模拟预测点环境概况风场资料及敏感目标分布情况，选择其所在海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，模拟预测时长为 48h。根据该海区已有多个项目溢油模拟结果，选择最不利条件大潮期涨潮时刻作为溢油开始时刻。风场资料如表 8.7-2 所示。

表 8.7-2 项目附近风场资料

方向	NNE	NE	ENE（主导）	SE	S（不利）	SW	W	NW
平均风速(m/s)	10	10	8	6	8	6	6	4
最大风速(m/s)	20	24	24	26	24	22	18	18

8.6.6 预测结果

8.6.6.1 油膜漂移轨迹

图 8.7-1 为 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道近新建 PY10-6 DPPA 平台侧发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图；图 8.7-2 为 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道近新建 PY10-6 DPPA 平台侧发生溢油后，主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图。

图 8.7-1 平均风速情况下油膜轨迹

图 8.7-2 极值风速情况下油膜轨迹

8.6.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

表 8.7-3 和表 8.7-4 分别给出了不同风向平均风速和极值风速作用下，溢油开始 48h 内油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等。

表 8.7-3 溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向	NNE	NE	ENE	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)	10	10	8	6	8	6	6	4
漂移距离(km)	2.5h	2.6	2.6	2.1	1.2	1.0	0.6	1.0
	12h	17.6	18.3	16.1	11.1	9.6	5.7	5.7
	24h	36.8	39.3	35.5	26.6	23.3	12.4	9.5
	48h	74.2	78.2	69.4	50.3	45.2	24.6	19.3



风向		NNE	NE	ENE	SE	S	SW	W	NW
平均速度(km/h)		1.55	1.63	1.45	1.05	0.94	0.51	0.40	0.66
扫海面 积(km ²)	2.5h	3.2	3.2	2.2	1.4	1.2	0.7	0.9	1.1
	12h	63.7	64.8	51.3	29.1	25.9	16.6	15.7	26.6
	24h	185.6	191.5	159.3	100.6	90.2	52.1	33.5	78.3
	48h	446.8	463.2	389.9	253.2	231.3	122.4	70.6	186.9
残存油 量(%)	2.5h	71.5	71.5	72.0	72.8	72.0	72.8	72.8	73.7
	12h	40.6	40.6	41.8	43.3	41.8	43.3	43.3	45.5
	24h	35.4	35.4	36.6	38.2	36.6	38.2	38.2	40.4
	48h	30.6	30.6	31.8	33.3	31.8	33.3	33.3	35.5

表 8.7-4 溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		NNE	NE	ENE	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)		20	24	24	26	24	22	18	18
漂移距 离(km)	2.5h	4.5	5.2	5.1	4.8	3.9	3.4	3.0	3.5
	12h	28.8	34.5	34.8	34.1	27.6	21.9	16.0	19.7
	24h	59.8	72.9	74.4	74.5	60.1	45.6	29.9	37.6
	48h	121.6	146.5	147.3	145.3	117.4	92.5	59.7	75.5
平均速度(km/h)		2.53	3.05	3.07	3.03	2.45	1.93	1.24	1.57
扫海面 积(km ²)	2.5h	6.9	9.1	6.6	8.9	3.1	4.9	2.8	4.2
	12h	112.8	141.6	120.4	117.5	76.7	84.2	49.0	65.6
	24h	311.6	388.2	346.2	320.4	239.3	233.6	125.0	161.7
	48h	732.1	809.2	661.7	753.1	538.9	563.6	328.3	403.6
残存油 量(%)	2.5h	69.7	69.2	69.2	69	69.2	69.4	70.0	70.0
	12h	36.8	35.8	35.8	35.4	35.8	36.3	37.4	37.4
	24h	31.6	30.6	30.6	30.2	30.6	31.1	32.2	32.2
	48h	26.8	25.8	25.8	25.3	25.8	26.3	27.4	27.4

8.6.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移和扩散的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。本项目附近海域主要环境敏感目标为海洋生态红线区和鱼类产卵场。本次模拟选取了项目附近海域主要敏感目标，选取能够抵达这些敏感目标的最不利风向，计算了溢油抵达这些敏感目标的最短时间，详见表 8.7-5。

表 8.7-5 溢油抵达各环境敏感目标的时间

类型	名称	与 PY10-6 DPPA 最近距离及方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
海洋生态红线	其他红线区		S/24	
产卵场	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		--	



类型	名称	与 PY10-6 DPPA 最近距离及方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
	绯鲤类珠江口-粤西外海产卵场	██████	--	██████
	深水金线鱼产卵场	██████	NW/18	██████
	长尾大眼鲷南海北部万山列岛产卵场	██████	S/24	██████
	鲈鱼珠江口近海区产卵场	██████	S/24	██████
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	██████	NNE/20	██████
	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	██████	W/18	██████

根据模拟计算结果，新建 PY10-6 DPPA 平台侧发生全管径断裂，在 S 风向极值风速条件下最短 █████ 可到达其他红线区。同时，本项目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。

8.7 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，建设单位深圳分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。

8.7.1 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上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。建设单位将修订现有的《番禺作业公司溢油应急计划》（2025 版），并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率较低，油气泄漏事故可防可控。

8.7.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域生态红线区、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。

8.7.2.1 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，本项目的設計將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。

海底管道和立管的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。海底管道和立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。

8.7.2.2 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，建设单位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计划，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. 海底管道泄漏事故防范措施

- 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。
- 建设单位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。

c. 新建平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

- 为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对新建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。

d. 船舶碰撞事故防范措施

本项目在建设阶段所涉及的施工船舶将按《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》的要求提交相应申请报告、安全技术资料及资质证明，办理中华人民共和国水上水下施工作业许可证，并遵守以下规定：

- 按照海事管理机构批准的作业内容、核定的水域范围和使用核准的船舶进行作业，不得妨碍其他船舶的正常航行；
- 及时向海事管理机构通报施工进度及计划，并保持工程水域良好的通航环境；
- 使船舶、浮动设施保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态；
- 实施施工作业或者活动的船舶、设施应当按照有关规定在明显处昼夜显示规定的号灯号型。在现场作业船舶或者警戒船上配备有效的通信设备，施工作业或者活动期间指派专人警戒，并在指定的频道上守听；
- 遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定，不得有超载等违法行为。



在本项目海上施工前，应按照相关要求，申请发布航行警（通）告，提前告知航行路径。船舶在施工和运输作业中，应严格遵守相关的安全作业方案，与往来船只保持安全距离。

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

e. 电力辅助平台风电机组损坏事故防范措施

- 海上风机应涂有醒目的警示色、夜间需采用警示灯的办法。在风机设置航行警示标，以警示船舶有效避让。
- 设定专门机构，定期对风机进行巡视，安装海上风机监视系统随时掌握风机设施水域周围的船舶航行动态。并配置有效的通讯设备，与海事主管机关随时保持通讯联系，以在发生突发事件时能及时获得海事主管机的应急援助。
- 向海事主管机关申请发布航行通告和航行警告，提出协助进行水上安全维护申请。并在以后出版的有关海图上进行标记。
- 运行期间建设单位应建立风机安全维护和作业制度，相关制度应包括安全作业条件（如天气、海况、设备、人员等条件）、作业程序和安全技术要求等内容。作业人员应满足海上高空作业环境和海上航行环境要求，熟悉安全作业的操作规程，具备基本的海上求生技能和急救技能，避免因操作失误引发的风险事故。
- 发生风机倾覆事故，将及时上报相关主管部门及海事、海监部门，对外发布航行预警通告，确保不对周边海上作业构成安全影响。风机业主将及时组织吊装、施工单位，对倒塌风机及基础结构进行吊装、转运至陆上处理，防止风机内部润滑油料泄漏。

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。



8.7.3 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。

8.7.3.1 制定溢油应急计划

本项目溢油应急预案依托建设单位中海石油（中国）有限公司深圳分公司已编制的《番禺作业公司溢油应急计划》（2025 版），该溢油应急计划已于 2025 年登记备案。本项目投产后将纳入《番禺作业公司溢油应急计划》统一管理，并将修改后的应急预案于投产前报相关主管部门备案。

已批复的溢油应急计划的主要内容包括：作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

中海石油（中国）有限公司深圳分公司（以下简称“深圳分公司”）和油气田作业区应急组织机构见图 8.8-1 和图 8.8-2。

所有参加气田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。



图 8.8-1 建设单位溢油应急组织机构图

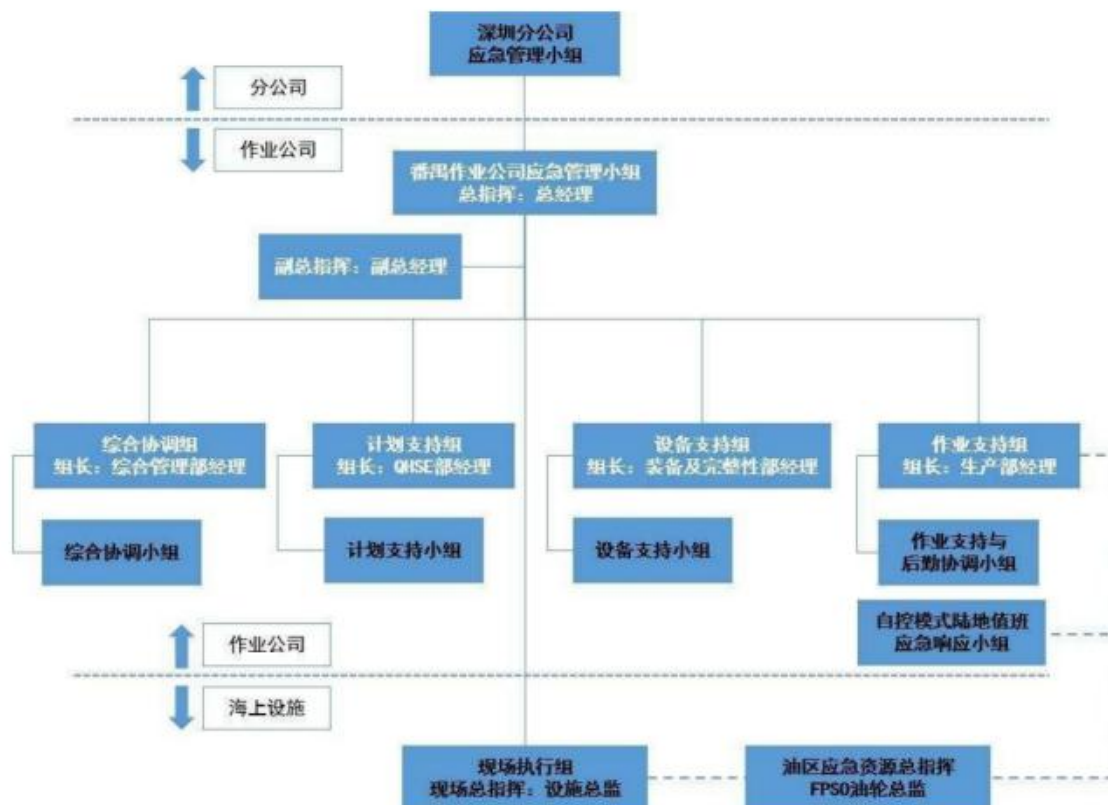


图 8.8-2 番禺作业公司溢油应急组织架构图



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值班室之前完成以下应急响应程序：

- 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。

8.7.3.2 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。

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，建设单位应及时启动油气田溢油应急计划和分公司溢油应急

计划，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和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计划。

番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目的作业者将严格按照上述要求执行。当发生一般性溢油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用现场及中海油专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制；当发生较大溢油事故后，需要中海石油（中国）有限公司深圳分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并根据国家相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。溢油应急处理流程见图 8.7-3。

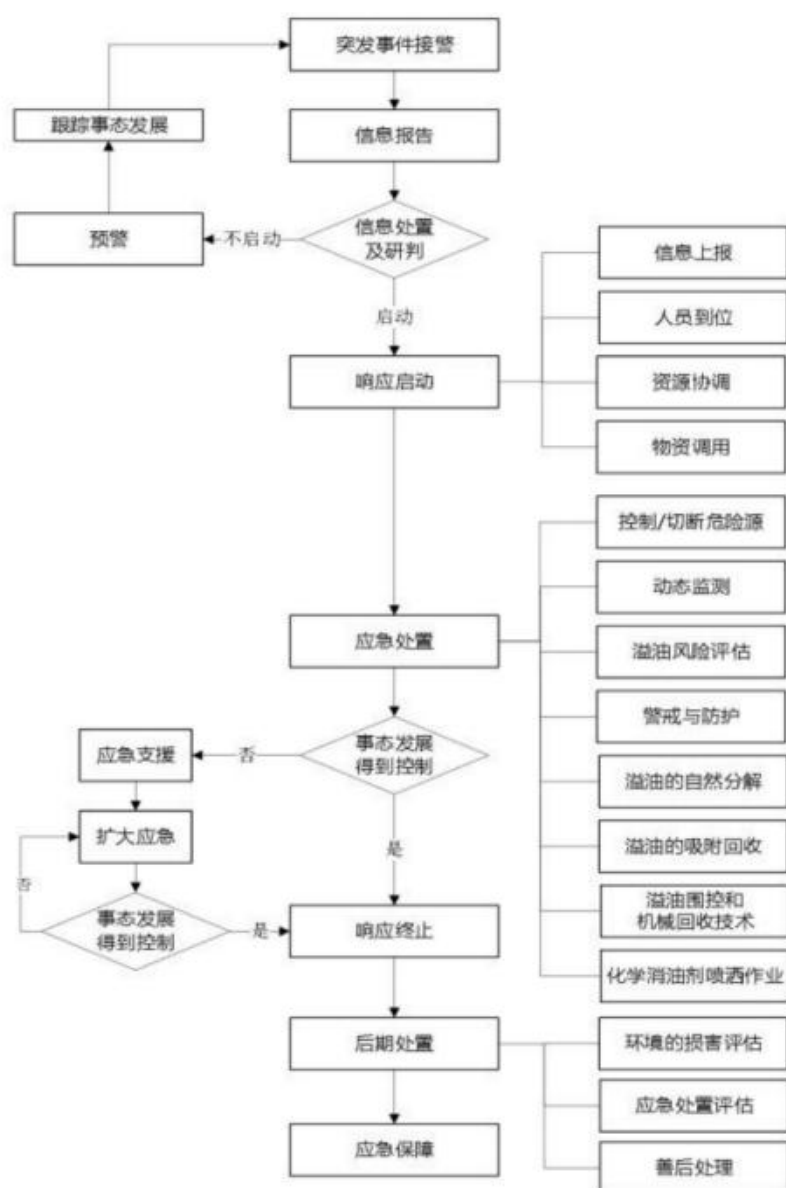


图 8.7-3 溢油应急处理流程



8.7.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 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；
- 启动平台应急程序并向气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 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；
- 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；
- 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。

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：

- 立即按照指令关闭生产流程；
- 广播通知所有人员事故情况；
- 通知守护船提供协助；
- 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷凝析油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急计划；
- 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；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，气田总监下达撤离平台的命令；
- 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

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；



- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 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；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况。

c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- 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；
- 立即向中控或气田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 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；
- 如有伤员，抢救伤员到安全地带；
- 防止火灾蔓延，对周围设施设备采取有效地隔离、降温；
- 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；
- 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 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

- 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；
- 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；
- 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；
- 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；
- 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。
- 在天气状况良好的情况下，首先控制溢油源，使用围油栏对溢油进行围



控, 然后使用吸油毛毡进行吸附。若海况较差(波级四级、五级风以上), 或者有发生火灾爆炸的潜在威胁, 考虑使用消油剂, 利用船舶跟踪漂油进行消油剂喷洒。

8.7.4 溢油风险应急措施有效性分析

当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。本项目附近溢油应急资源分布情况见图 8.8-4。

图 8.8-4 溢油应急资源分布(与 PY10-6 DPPA 平台距离)

8.7.4.1 配置溢油应急资源

a. 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 PY10-6 WHPA、PY10-6 DPPA 平台配备一定溢油应急资源, 见表 8.8-1。

表 8.8-1 新建平台溢油应急资源

平台名称	名称	规格/单位	数量
新建 PY10-6WHPA	溢油分散剂	170 升/桶	2
	溢油分散剂喷洒装置	套	1
	吸油毡	kg	200
新建 PY10-6DPPA	溢油分散剂	170 升/桶	2
	溢油分散剂喷洒装置	套	1
	吸油毡	kg	200

b. 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 8.8-2。

表 8.8-2 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	



名称	单位	数量	存放地点
消油剂	升	1600	
吸油毡	箱	11	
吸油围栏	米	200	
吸油棉	张	500	PY4-2WHP 平台
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	
吸油棉	张	500	PY5-1WHP 平台
吸油围栏	米	200	
塑料小桶	只	10	
吸油泵	台	2	
吸油棉	张	500	PY5-1DPPB 平台
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	

c. 深圳分公司其他作业区配备溢油应急资源

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 8.8-3~表 8.8-7。

表 8.8-3 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
充气式围油栏	青岛光明/WQJ2000	m	2×200	HYSY115FPSO
围油栏动力站	PK1650C	台	1	
充吸气机	FGC	台	1	
侧挂式收油机	劳模/LCS-4C/收油能力：64m³/h	套	1	
刷式撇油器	劳模/MINIMAX60/收油能力：60m³/h	套	1	
喷洒装置	青岛光明/PSB100/喷洒速度：100 升/分钟	套	1	
溢油分散剂	广州富肯/富肯-2	桶	10	
浮式储油囊	青岛光明/FN10/存储 10m³	套	2	
吸油毛毡	--	kg	200	
收油网	青岛华海/SW-WQJ2000	套	1	



表 8.8-4 惠州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
吸油毡	(100 片/包, 43.2cm×48.3cm)	包	5	惠州 26-1 平台
吸附条	吸附条 3.3 米	条	8	惠州 26-1 平台
吸附条	吸附条 1.5 米	条	20	惠州 26-1 平台
收集桶	55 加仑 (敞口)	个	1	惠州 26-1 平台
吸油毡	(\500mm×500mm×5mm)	张	400	惠州 21-1 平台
吸油毡	(\480mm×380mm×2mm\本色)	张	400	惠州 21-1 平台
吸油毡	(3'x 4'(7.62cmx121.92cm))	个	24	惠州 21-1 平台
吸油毡	(3'x 12'(7.62cmx365.76cm))	个	8	惠州 21-1 平台
吸油毡	(\250mm×250mm×45mm\)	个	24	惠州 21-1 平台
吸油毡	(100 片/包, 43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 32-3 平台
吸油毡	(100 片/包, 43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 32-2 平台
吸油毡	RUG\17"×19" (200 片/包)	片	200	惠州 19-3 平台
甲板刮油器	(600mm×1200mm/铝合金)	把	8	惠州 19-3 平台
收集桶	55 加仑 (200L 的塑料桶)	个	2	惠州 19-3 平台
吸油毡	(3 英寸×10 英尺)	条	4	惠州 19-2 平台
吸油毡	(100 片/包, 43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 19-2 平台
吸油毡	(54cm×42cm×8cm)	个	8	惠州 19-2 平台
溢油消散剂	(富肯-2 号\200L/桶)	桶	1	惠州 32-5 平台
吸油毡	吸油毡 (100 片/包, 43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 32-5 平台
吸油毡	吸油毡 XY-350,(43.2cm×48.3cm)	包	4	惠州 25-3 平台

表 8.8-5 流花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
吸油毡	包 (100 片)	包	38	“南海胜利”FPSO
吸油长条袋	6 英寸×10 英尺	个	15	
吸油长条袋	3 英寸×10 英尺	个	42	
吸油长条袋	3 英寸×5 英尺	个	89	
吸附剂 C	25 磅/袋	袋	50	
吸油枕	54cm×42cm×8cm	个	35	
气动泵	1-1/2 英寸, 泵出口带快速接头	台	4	
去油污剂	生物可降解 (55 加仑/桶)	桶	4	
消油剂	桶/ (1.02 吨)	桶	6	
喷射器	1-1/2 英寸带吸入软管	台	3	
吸油长条袋	条	条	10	“南海挑战”FPS
吸油毡	包 (100 片)	包	12	
吸油长条袋	6 英寸×10 英尺	条	10	
吸附剂 C	25 磅/袋	袋	30	
泵*Wilden 双膜	1-1/2 英寸,	台	2	



名称	规格/型号	单位	数量	存放地点
片泵	泵出口带快速接头（气动操作）			
去油污剂	生物可降解（55 加仑/桶）	桶	1	
消油剂	200 升/桶	桶	10	
喷射器	1-1/2 英寸带吸入软管	台	3	
充气式橡胶围油栏	WQJ-2000	米	200	HYSY119FPSO
围油栏动力站	KC4102ZQFB（B）	套	1	
转盘收油机	ZSP-60	套	1	
收油机防爆动力站	KC4102ZQB	套	1	
喷洒设备	PSB100	套	1	
高压清洗机（含两个手持喷枪）	GML17-12	个	1	
储油囊	FN-10	套	4	
消油剂	20kg/桶	桶	50	
气动隔膜泵	4"	台	2	

表 8.8-6 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
充气式橡胶围油栏	WQJ-2000	米	200	HYSY118FPSO
防爆动力站	KC4102ZQFB(B)	套	1	
吸气机	FQX-2000	套	1	
集装箱	—	套	2	
撇油器	ZSP60	套	1	
防爆动力站	KC4102ZQB	套	1	
喷洒设备	PSB100	套	1	
储油囊	FN-10	套	4	
吸油毛毡	PP-2, 200 片/箱	箱	4	
消油剂	富肯 2 号, 170 公斤/桶	桶	5	
吸油毡	PP-2, 200 片/箱	箱	4	
吸油毡	PP-2, 200 片/箱	包	4	EP24-DPP 平台
溢油回收气动泵	04-1010-53, VITON DIAPHRAGM	套	2	EP18-1WHPA 平台
小型溢油回收桶	KIT217	个	10	
小型溢油回收桶	KIT217	个	10	
吸油毡	PP-2, 200 片/箱	箱	4	
吸油围栏	ENP-20OS38, 7.6cm*305cm	根	64	
消油剂	富肯 2 号, 170 公斤/桶	桶	2	EP23-1DPP 平台
吸油围栏	环保型吸油长条袋, 7.6cm*122cm	米	200	
吸油毡	PP-2, 200 片/箱	箱	2	
消油剂	富肯 2 号, 170 公斤/桶	桶	2	
溢油回收泵	04-1010-53, VITON DIAPHRAGM	套	2	



表 8.8-7 陆丰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
围油栏	427m	套	1	HYSY121FSO
扫油网	(SW3 型) 3 套网, 20 米围油栏, 转动支架及动力装置, 固定式	套	1	
消油剂喷洒系统	(Petro Boom DSE/B/20D/6) 固定在船上 (可更换) (电启动柴油机, 60 加仑/分钟)	套	1	
消油剂	—	桶	5	
捞油网	—	张	5	
空气泵	—	套	2	
吸油毡	—	箱	2	
消油剂	—	桶	5	LF13-1
吸油毡	—	箱	3	
捞油网	—	张	5	
消油剂	—	桶	3	LF13-2DPP 平台
吸油毡	—	箱	5	
消油剂	—	桶	2	LF13-2WHP 平台
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	米	400	LF7-2
围油栏集装箱	WX4200	套	1	
围油栏卷绕架	WJ2000	套	1	
围油栏集装箱	WX3100	套	1	
围油栏动力站	PK1648C	套	1	
液压充吸气机	FJY 充吸器机	套	1	
围油栏拖	WQJ2000-01	套	2	
溢油分散剂	富肯-2 号	吨	4.5	
吸油毛毡	PP-2	千克	200	
撇油器	ZSPS30 转刷转盘收油机	套	1	
微型溢油处理工具箱	SPC01-SKH-55	套	3	

d. 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 8.8-8。

表 8.8-8 环保船性能表

序号	主要性能	海洋石油 258	海洋石油 256
1	主尺度	79.8×16.4×7.6m	75×15.2×7m
2	主机功率	4×1520kW	1471kW×4 (8000 匹)



序号	主要性能	海洋石油 258	海洋石油 256
3	最大航速	15.41kn	15.2kn
4	续航力	—	8000 海里
5	自持力	—	30 天
6	溢油回收能力	2×100m ³ /h	2×100m ³ /h
7	溢油/测试井液舱/ 污油水回收舱容	852.2m ³	440m ³ +240m ³ (3 号轻柴油舱可兼做回收舱)
8	溢油监测	—	不小于 4.5km
9	溢油设备安装形式	舷侧内置式	舷侧内置式
10	甲板载货面积	468m ²	430m ²
11	甲板载货量	850t	600t
12	甲板载荷	6t/m ²	5t/m ²
13	消油剂储存仓	15.9m ³	每侧喷洒能力 15m ³ /h

e. 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 8.8-9、表 8.8-10。

表 8.8-9 中海环保珠海基地溢油应急资源

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	GFW1000 固体浮子式橡胶围油栏	100	米
围油栏	GWJ900 固体浮子式橡胶围油栏	240	米
消油剂喷洒装置	PSB40 消油剂喷洒装置	1	套
撇油系统	MiniMax12 撇油系统	1	套
收油机	ZSY5 收油机	1	套
冲气机	EB-415 背负式冲气机	1	套
储油囊	QG5 储油囊	1	套
储油囊	FN10 储油囊	1	套
消油剂	—	1	吨
吸油毛毡	P125-55 吸油毛毡	0.45	吨
吸油毛毡	PP-2 吸油毛毡	0.5	吨
吸油拖栏	XPL-Y-220 吸油拖栏	200	米
吸油拖栏	XTL-Y250 吸油拖栏	60	米
围油拖栏	—	96	米
吸油毯	—	10	卷
吸油垫	TM58 吸油垫	10	箱



表 8.8-10 中海环保惠州基地溢油应急资源

设备/物资名称	规格/型号	数量	单位
堰式收油机	YSJ-30	1	套
Minimax12 收油机	MM12	2	套
刷式收油机	12m ³ /H	2	套
真空收油机	ZK30	2	套
ALLIGATOR100 收油机	ALLIGATOR100	1	台
侧挂式收油机	lsc-4	2	台
HBSF30 收油机	HBSF30	1	台
槽式鼓轮收油机	100m ³ /h	1	台
消油剂喷洒装置	80L/min	5	套
空中消油剂喷洒装置	TC-3	1	套
船用喷洒装置	HDSK40	2	台
PVC 围油栏	WGV-1100	2000	米
充气式橡胶围油栏	QW2000	1000	米
充气式橡胶围油栏	QW3000	400	米
固体浮子式橡胶围油栏	GP900PVC	600	米
沙滩围油栏	HPAW600	40	条
轻便储油罐	PVC 10m ³	7	个
轻便储油罐	QG9	1	台
轻便储油罐	QG5	1	台
储油罐	钢制 7m ³	4	个
储油囊	FN3	8	套
聚氨酯储油囊	25m ³	4	套
聚氨酯储油囊	20m ³	2	套
输油泵	DOP250	1	台
充吸气机	HIS1000	2	台
充吸气机	HIS300DX3	2	套
国产毛毡	PP-2 型; 20kg/包	102	包
吸油毛毡	500×500mm	8	吨
国产吸油拖栏	200 型	1000	米
消油剂	富肯-2	8	吨
凯驰高压冷热水清洗机	HDS1000DE	4	台
凯驰高压冷水清洗机	HD6/15C	2	台

8.7.4.2 应急响应时间分析

本项目可借用的应急力量有 HYSY111FPSO、西江油田、恩平油田、惠州油田、流花油田、陆丰油田、环保船以及惠州基地、珠海基地等的溢油应急设备，周边气田溢油响应时间详见表 8.8-11。本项目新建 PY10-6 DPPA 平台附近若发生溢油事故，在 S 风向极值风速条件下最短 [REDACTED] 可到达其他红线区，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 [] 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 8.8-11 本项目及周边气田溢油响应时间 (PY10-6 DPPA 平台)

设施名称	距离 PY10-6 DPPA 平台 (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
HYSY111FPSO	[]	[]	[]	[]
西江油田	[]	[]	[]	[]
惠州油田	[]	[]	[]	[]
恩平油田	[]	[]	[]	[]
流花油田	[]	[]	[]	[]
陆丰油田	[]	[]	[]	[]
环保船	[]	[]	[]	[]
惠州基地	[]	[]	[]	[]
珠海基地	[]	[]	[]	[]

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到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

8.7.4.3 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

a. 本项目溢油所需应急能力估算

● 围控与防控能力

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

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

式中，

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

V——泄漏原油体积，m³，本次事故溢油量为 150m³；



t ——溢油发生之后的时间，h；

π ——圆周率，无量纲；

d ——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

φ ——围油栏利用系数，取 0.9。

按 150m^3 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，发生溢油 2.5h 时残存油量比例最大约为 75%，所需要的围油栏长度约为 340m，本项目 [REDACTED] 可到达溢油现场的围油栏共有 400m，满足本项目需要。

● 机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

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

式中：

E ——收油机回收速率，单位为立方米每小时 (m^3/h)；

V ——总溢油量，单位为方 (m^3)；

b ——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 50%；

α ——回收油量占回收液体总量的比例 (%)，20%-80%，取 50%；

h ——回收工作时间，单位为小时 (h)，取 12h。

本项目溢油量为 150m^3 ，在 12h 内回收所需的机械回收能力约为 $10.1\text{m}^3/\text{h}$ 。

● 临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为 121.2m^3 。

b. 应急能力符合性分析

本项目溢油应急能力符合分析见下表。

表 8.8-7 溢油能力分析

溢油规模	所需溢油应急能力估算		番禺油田作业区应急资源	深圳分公司内部应急资源			合计
				其他作业区	珠海、惠州基地	环保船	
150m^3	围油栏 (m)	370 (3h)	400	1627	4340	/	6367
	机械回收能力 (m^3/h)	10	60	274	391	400	1125
	临时储存能力 (m^3)	120	0	100	291	1532.2	1923.2

因此，在海况允许的情况下，本项目及深圳分公司周边可协调溢油应急设



备可以满足本项目在合理时间内对本项目最具代表性事故做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，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。

8.8 海洋生态环境风险评价结论

本次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及电力辅助平台风电机组损坏。本项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 150m^3 。

根据预测结果分析，在 S 风向极值风速条件下最短 [] 可到达其他红线区。同时，本项目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。

本次溢油风险预测假定在 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道近新建 PY10-6 DPPA 平台侧发生溢油事故，根据应急响应时间分析，本项目周边的溢油应急资源可以在 [] 内响应溢油事故，深圳分公司内部溢油应急力量 [] 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，本项目及深圳分公司周边可协调溢油应急设备可以满足本项目最具代表性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，还可以通过集团公司的统一指挥协同，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。

中海石油（中国）有限公司深圳分公司已按照相关规定编写了《番禺作业公司溢油应急计划》（2025 版）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的溢



油应急预案进行修订，将本项目纳入建设单位各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急预案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，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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目在贯彻清洁生产原则的基础上,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。

9.2 清洁生产措施

9.2.1 建设阶段采取的清洁生产措施

- 本项目在钻井作业过程中优先采用水基钻井液,在部分井段使用合成基钻井液,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、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、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。

9.2.2 生产阶段采取的清洁生产措施

9.2.2.1 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 PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 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。PY10-6DPPA 和 PY10-6WHPA 两平台控制系统之间通过光纤进行通信。根据物流关系，PY10-6DPPA 与 PY10-6WHPA 平台间设置相应的 ESD 联锁关断逻辑。

本项目新建的 2 个平台均设置台风模式，在陆地操控中心设置台风模式远程操作站、应急操作盘等设备，实现对平台的远程遥控。

9.2.2.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目在新建 PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 平台上均设有开式排放系统和闭排兼火炬系统，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。

9.2.2.3 污染物最大限度的资源化

本项目新建 PY10-6DPPA 平台设油气水处理设施，分离出的水进入生产水处理系统，处理达标后的生产水部分经注水系统处理后回注地层、部分排放。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。

9.2.2.4 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：含油污水、生活污水和固体废弃物。

含油污水：新建 PY10-6WHPA 平台井口物流在本平台脱气后，通过新建海底混输管道输送至 PY10-6DPPA 平台进一步处理。新建 PY10-6DPPA 平台通过栈桥与已建 PY4-2DPPA 平台相连，PY10-6DPPA 平台物流与 PY10-6WHPA 平台海管来流汇集后，一部分送至 PY4-2DPPA 平台一级分离器作进一步处理，超出 PY4-2DPPA 平台一级分离器处理能力的部分，通过 PY10-6DPPA 平台新增一级分离器处理。PY4-2DPPA 平台和 PY10-6DPPA 平台一级分离器油相出口含水原油（含水 20%及以上），在 PY10-6DPPA 新增二级分离器进一步脱气增压。经 PY10-6DPPA 和 PY4-2DPPA 平台一级分离器分离出的水进入各自的生产水处理系统，PY10-6DPPA 平台处理达标后的生产水部分经注水系统处理后回注地层、部分排放；PY4-2DPPA 平台生产水处理达标后排海。本项目的含水原油最终输往 HYSY111FPSO 进行油水分离，生产水处理达标后排海。各平台上的甲板冲洗水/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：本项目新建 PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台均为有人平台，新建两座平台均设有生活污水处理装置，生活污水经平台上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。

9.2.2.5 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。

9.3 建设项目清洁生产评价

9.3.1 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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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 9.3-1 和表 9.3-2。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 9.3-1 和表 9.3-2 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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.6，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 90.2，达清洁生产先进水平。



表 9.3-1 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 Ki)	评价基准 值 (Soi)	本项目实际 值 (Sxi)	单项评价 指数 (Si)	定量评价指标的 考核总分值 (P1)	
(1) 资源与能源 消耗指标	30	占地面积	m2	15	符合行业 标准要求	符合行业标 准要求	1	95.07	
		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	m³/100m 标准进 尺	15	≤10	14.9	0.67		
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 (Fi)	定性评价指标的考核总分值 (P2)			
(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	11.5	96.5			
(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	配有收集设施, 且使钻井液不落	5	5				



		施	地			
		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=0.6P1+0.4P2; 其中 $P_1 = \sum_{i=1}^m S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						P=95.6
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)						本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥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 (P_1) 和定性指标 (P_2) 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: $P_1 = \sum_{i=1}^m S_i \times K_i$; 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 9.3-2 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	3.04	1	83.6
(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	67	0.84	
(3) 污染物产生	40	石油类	mg/L	5	月平均 ≤ 45 ; 一	月平均	1	



指标					次容许值 ≤65mg/L	≤45；一次 容许值 ≤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	33	0.6	
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 (Fi)	定性评价指标的考核总分值 (P2)	
(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=0.6P1+0.4P2；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^m S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						P=90.2		
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：清洁生产先进企业 (P≥90)		



9.3.2 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先进水平。

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。

9.4 污染物排放总量控制

9.4.1 受控污染物筛选

本项目新建 2 座井口平台：PY10-6DPPA 和 PY10-6DPPA，并对已建的 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造。本项目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。本项目含油生产水部分经新建 PY10-6DPPA 平台的生产水处理系统，处理达标后的生产水部分经注水系统进一步处理后回注地层、部分排放；另一部分经 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统处理达标后排海，本项目含水原油（含水 20%及以上）最终输往 HYSY111FPSO 进行油水分离，生产水处理达标后排海。本项目新建 PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台均为有人平台，新建两座平台均设有生活污水处理装置，生活污水经平台上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。

9.4.2 排污混合区建议

9.4.2.1 新建 PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台

本项目新建 PY10-6WHPA 平台为有人平台，设有生活楼和生活污水处理装置，生活污水经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。本项目投产后，新建 PY10-6WHPA 平台生活污水产生量约为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ，经预测，COD 超一类



(>2mg/L) 海水水质标准的范围在 50m 以内。因此可以认为新建平台生活污水排放造成的海洋环境影响不大, 不会明显影响项目所在海域的海水水质。但考虑到海上平台安全作业区距离, 建议 PY10-6WHPA 平台生活污水的排污混合区为: 以 PY10-6WHPA 平台污水排放口为中心、半径为 500m 范围内的海域作为排污混合区。

新建 PY10-6DPPA 平台设生活污水处理装置和生产水处理系统, 生活污水经处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准 ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$) 后海面排海。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) 三级标准后排放 (石油类月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$, 一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$)。根据生产预测数据, PY10-6DPPA 平台生产水最大排放量为 $53478\text{m}^3/\text{d}$ (2031 年), 生活污水产生量约为 $50.4\text{m}^3/\text{d}$, 根据环境影响预测结果, PY10-6DPPA 平台达标含油生产水排放造成的石油类浓度超一(二)类海水水质离平台排放口最大扩散距离为 1.35km, COD 超一类 (>2mg/L) 海水水质标准的范围在 50m 以内。因此, 新建 PY10-6DPPA 平台排污混合区范围建议以该平台排放口为中心 1.35km 半径以内的海域。

9.4.2.2 已建 PY4-2DPPA 平台及 HYSY111FPSO

本项目投产后, 已建 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 均不新增定员, 不新增生活污水排放。

本项目投产前, 根据已批复的环评报告《番禺 11-12 油田/番禺 10-1/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), 已建 PY4-2DPPA 和 HYSY111FPSO 的排污混合区范围及环评核算生产水排放最大值见表 9.4-1。

已建 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 设有生产水处理系统, 处理后生产水中石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ 后达标排放。

根据生产预测数据, 本项目投产后, PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 含油生产水最大排放量分别为 $112278\text{m}^3/\text{d}$ (2031 年) 和 $16494.3\text{m}^3/\text{d}$ (2032 年), HYSY111FPSO 未超过原环评核算的最大生产水排放量 ($18429\text{m}^3/\text{d}$), 而 PY4-2DPPA 平台最大生产水排放量超过原环评核算的最大生产水排放量 ($110161\text{m}^3/\text{d}$)。因本项目新建 PY10-6DPPA 平台与已建 PY4-2DPPA 平台栈桥相连且均有生产水的排放, 故预测时采取两平台同时排放生产水对海水水质的叠加影响, 根据环境影响预测结果, 本项目投产后, PY4-2DPPA/PY10-6DPPA 平



台达标含油生产水排放造成的石油类浓度超一（二）类海水水质离 PY4-2DPPA/PY10-6DPPA 平台排放口最大扩散距离为 1.35km。综上，已建 HYSY111FPSO 的排污混合区范围维持已批复的原有范围不变，PY4-2DPPA 平台排污混合区范围建议以 PY4-2DPPA/PY10-6DPPA 平台排放口为中心 1.35km 半径以内的海域。

9.4.3 总量控制指标建议

9.4.3.1 含油生产水和石油类总量控制指标建议

根据生产预测数据，新建 PY10-6DPPA 平台含油生产水最大日排放量为 $53478\text{m}^3/\text{d}$ (2031 年)，石油类排放浓度限值为 45mg/L (石油类月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$)。建议本项目新建 PY10-6DPPA 平台含油生产水排放总量控制指标为 $2041.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放总量控制指标为 918.5t/a (石油类浓度 $\leq 45\text{mg/L}$)。本项目依托 PY4-2DPPA 平台含油生产水最大日排放量为 $112278\text{m}^3/\text{d}$ ，石油类排放浓度限值为 20mg/L 。建议本项目依托已建的 PY4-2DPPA 平台含油生产水排放总量控制指标为 $4119.6 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放总量控制指标为 823.9t/a (石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$)。

9.4.3.2 生活污水和 COD 总量控制指标建议

本项目新建 PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台均为有人平台，均设有生活楼，新建两座平台均设有生活污水处理装置，生活污水经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台生活污水最大产生量分别为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ($3832.5\text{m}^3/\text{a}$) 和 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($18396\text{m}^3/\text{a}$)，因此，建议 PY10-6WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $3832.5\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量控制指标为 1.92t/a ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$)；PY10-6DPPA 平台生活污水的总量控制指标为 $18396\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量控制指标为 9.20t/a ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$)。

本项目依托的已建 PY4-2DPPA 平台及 HYSY111FPSO 均不新增定员，且不涉及生活污水处理工艺改造，本次不新增生活污水总量申请，维持原环评已批复总量值不变。

9.4.3.3 小结

本项目投产后，新建和已建平台/设施总量控制指标建议见表 9.4-1。



表 9.4-1 本项目污染物排放总量控制建议

工程设施	项目	原环评核定的总量	本项目投产后的总量	本项目投产后总量增加值	备注
新建 PY10-6DPPA	含油生产水	/	2041.0×104m ³ /a; 其中石油类: 918.5t/a	/	石油类月平均值≤45mg/L, 一次容许值≤ 65mg/L
	生活污水		18396m ³ /a; 其中 COD: 9.20t/a	/	COD≤ 500mg/L
新建 PY10-6WHPA	生活污水	/	3832.5m ³ /a; 其中 COD: 1.92t/a	/	
已建 PY4-2DPPA	含油生产水	4020.9×10 ⁴ m ³ /a; 其中石油 类 804.2t/a	4119.6×10 ⁴ m ³ /a; 其中石油 类 823.9t/a	98.7×10 ⁴ m ³ /a; 其中石油 类 19.7t/a	石油类浓度≤ 20mg/L
	生活污水	维持已批复总量不变 (21462m ³ /a, 其中 COD: 10.731t/a)			COD≤ 500mg/L
已建 HYSY111FPSO	含油生产水	维持已批复总量不变 (672.7×10 ⁴ m ³ /a, 其中石油类: 134.5t/a)			石油类浓度≤ 20mg/L
	生活污水	维持已批复总量不变(4088m ³ /a; 其中 COD: 2.044t/a)			COD≤ 500mg/L

注: PY4-2DPPA 平台含油生产水和石油类的原环评核定的总量数据来自《番禺 11-12 油田/番禺 10-1/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)。



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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 PY10-6WHPA 平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，新建 PY10-6DPPA 平台采用模块钻机进行钻完井作业，在钻井过程中优先使用水基钻井液，仅部分井段使用合成基钻井液。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：从钻机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后循环使用，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。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；钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑、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。

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： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ ）的要求。

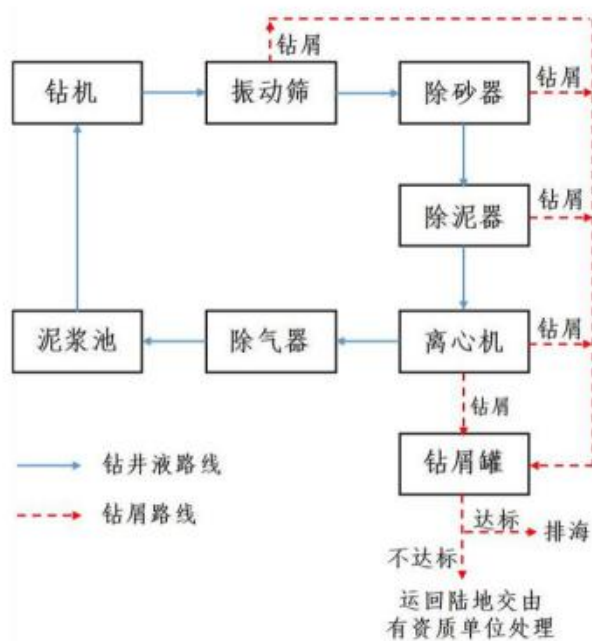


图 10.1-1 水基钻井液和钻屑循环路线工艺流程

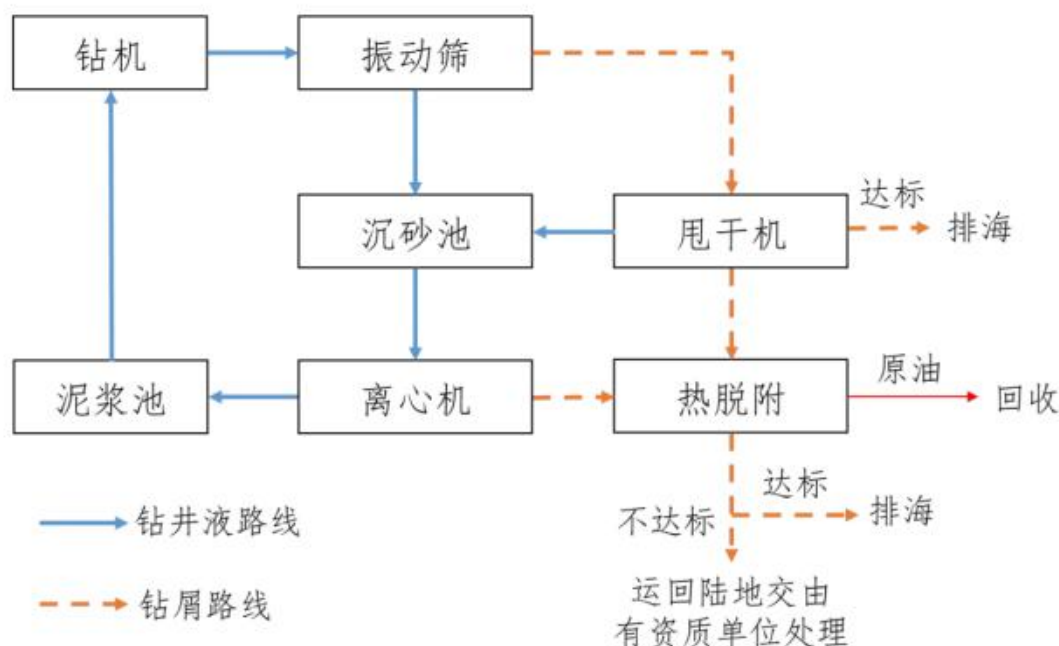


图 10.1-2 合成基钻井液和钻屑循环路线工艺流程



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 5 年计算，建设阶段可能产生的不满足排放要求的钻井油层水基钻井液钻屑、钻井油层水基钻井液、合成基钻井液钻屑和合成基钻井液最大量约为 15981t/a，作业公司近年来合成基钻井液回收率 2024 年为 57.78%，2025 年为 68.75%，其余运回陆地处理。本项目回收率保守取 57.78%，折算后本项目依托茂名市华凯石化有限公司的处理量为 17064.4t/a，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 18000t/a。能够满足项目建设阶段可能含油量超标的合成基钻井液钻屑和合成基钻井液的处理要求。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)	总依托处 理量 (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	6757.1	6757.1	12976.8	17064. 4	18000	是
合成基钻井液钻屑	19196.4	19196.4				
钻井油层水基钻井液	10484.5	10484.5	4087.6			
合成基钻井液	13966.3	5865.8				

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，尽量减轻或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-粤西外海产卵场和金线鱼南海北部产卵场内，海底管缆铺设时将尽量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尽量避开所在产卵场主要经济鱼类产卵盛期较集中月份（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的单位进行处理。

10.1.4 海管试压水

本项目 3 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 1882m³。试压水直接排放，其主要污染因子为少量悬浮物。

10.1.5 海管清洗水

本项目已建 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管封存前需进行清洗，为确保海管内壁清洗干净，清管作业需运行 6 次，每次产生清洗废水约 1335m³，共计 8010m³，主要污染物为石油类。清洗废水进入 HYSY111FPSO 生产水处理设施，经处理达标后排海（含油量≤45mg/L）。

10.1.6 FPSO 解脱清洗水

FPSO 解脱前需对上部工艺模块管线及船舱进行清洗。根据估算，工艺模块管线清洗废水合计约为 1090m³；洗舱水合计产生约 7900m³。工艺模块管线清洗废水进入生产水处理系统处理达标后排放；洗舱水泵至生产水处理系统处理合格后达标排放。无法达到排放标准（石油类≤30mg/L）的洗舱液和含油污水转入进入左/右污油舱，并对其进行驱气、活化。舱室中未能抽吸出的含油污水，全部留在舱室中，随船一并拖航至目标船厂，进行清洗油污及油泥工作。

10.1.7 FPSO 回接压舱水

FPSO 在坞修改造完成后将拖航至番禺油田进行回接，拖航及回接施工时需压载降低 FPSO 船体高度。回接完成后将排放压舱水，预估压舱水排放量约 13000m³。压舱水取自海水，FPSO 在海上解脱及坞修前均会对各舱室进行清洗，压舱水中可能含有少量石油类，在排放前将进行检测，若石油类浓度满足排放标准（石油类≤45mg/L）将进行达标排放，若不满足排放标准，将转入生产水处理流程处理达标后排放。

10.1.8 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的单位处理，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 10.1-2 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
船舶含油污水	机器处所油污水	执行石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ ，或收集并排入接收设施。	排放应在船舶航行中进行
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， $\text{BOD}_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $\text{SS} \leq 150\text{mg/L}$ ，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， $\text{BOD}_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $\text{SS} \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $\text{COD}_{\text{Cr}} \leq 125\text{mg/L}$ ， 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



10.1.9 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。

10.1.10 平台施工打桩噪声

在打桩作业中采取“软启动”方式，使打桩噪声源的强度缓慢增强，即前几桩使用小强度的打桩措施，驱使鱼类离开施工水域，减小水下噪声导致渔业资源的损失。

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、初期雨水/冲洗水/带压流体等含油污水、生活污水、固体废弃物（包括生活垃圾和生产垃圾）、噪声、电磁影响等。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 PY10-6DPPA 平台，已建 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 生产水处理系统进行处理。

PY10-6DPPA 平台的生产水处理系统采用“高效聚结分离器”一级处理流程（见图 10.2-1）。经生产水过滤器除去机械杂质后进入生产水系统，经生产水处理系统处理合格（石油类含量 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后回注地层、部分排放。

PY4-2DPPA 平台的生产水处理系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的两级处理流程（见图 10.2-2），生产水处理合格后（石油类浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）进入开排沉箱水下排放。由水力旋流器、紧凑式气浮和开排沉箱分离出的污油进入污油罐，经污油泵增压后进入一级分离器前端。

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 10.2-3）。从 FPSO 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舱，分离出的生产水达标排海。

图 10.2-1 PY10-6DPPA 平台生产水处理工艺流程图

图 10.2-2 PY4-2DPPA 平台物流及生产水处理工艺流程

图 10.2-3 HYSY111FPSO 物流及生产水处理工艺流程

10.2.1.2 含油生产水处理能力可行性分析

本项目投产后，PY10-6DPPA 平台生产水最大处理量为 [REDACTED]，小于生产水处理系统设计处理能力 [REDACTED]。本项目接入后，PY4-2DPPA 生产水最大接收处理量为 [REDACTED]，小于生产水处理系统总设计处理能力 [REDACTED]；HYSY111FPSO 生产水最大接收处理量为 [REDACTED] 小于生产水处理系统总设计处理能力 [REDACTED]。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。

PY4-2DPPA 平台产生的含油生产水采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的两级处理流程，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。根据近一年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），PY4-2DPPA 平台生产水月均石油类浓度在（14.93~16.90）mg/L，HYSY111FPSO 生产水月均石油类浓度在（12.55~16.92）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

本项目新建平台均设有开式排放系统和闭排兼火炬系统。

PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 平台开式排放系统主要包括开排沉箱和开式排放泵，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。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。开排系统流程图见图 10.2-4 和图 10.2-5。

PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 平台闭排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，分出后的低压气经火炬臂进入低压火炬头烧掉。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 10.2-6 和图 10.2-7。

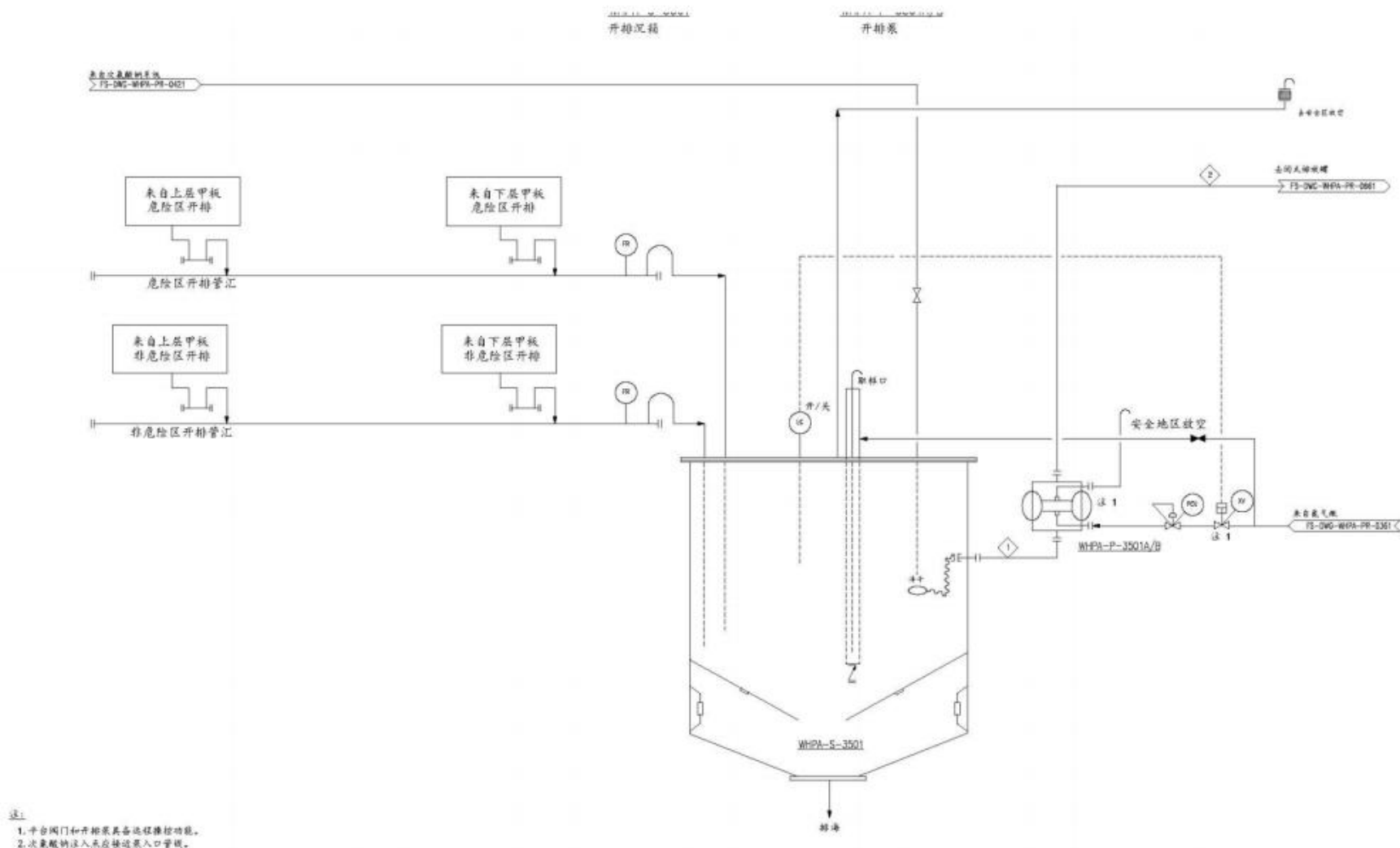


图 10.2-4 PY10-6WHPA 平台开式排放系统

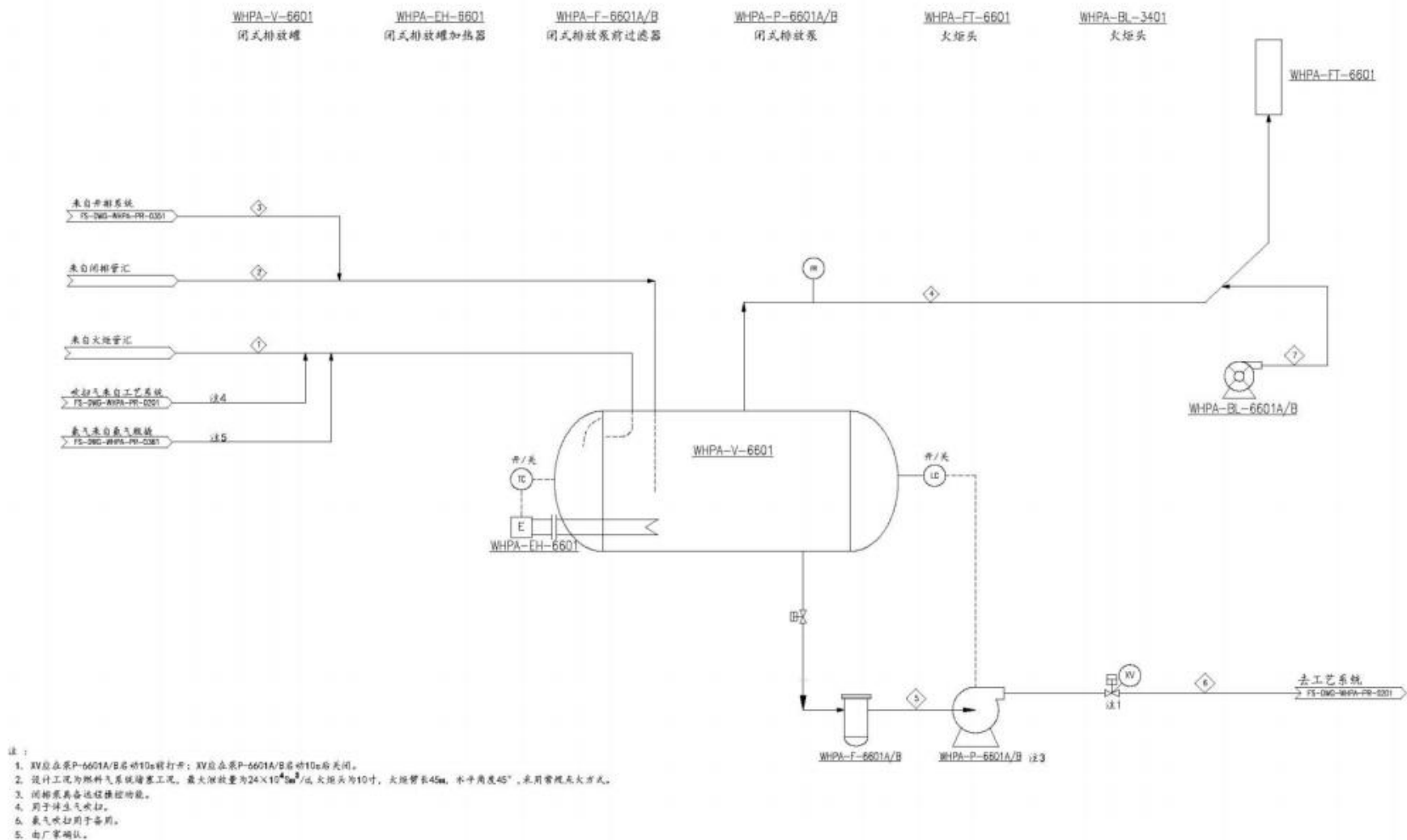


图 10.2-5 PY10-6DPPA 平台开式排放系统

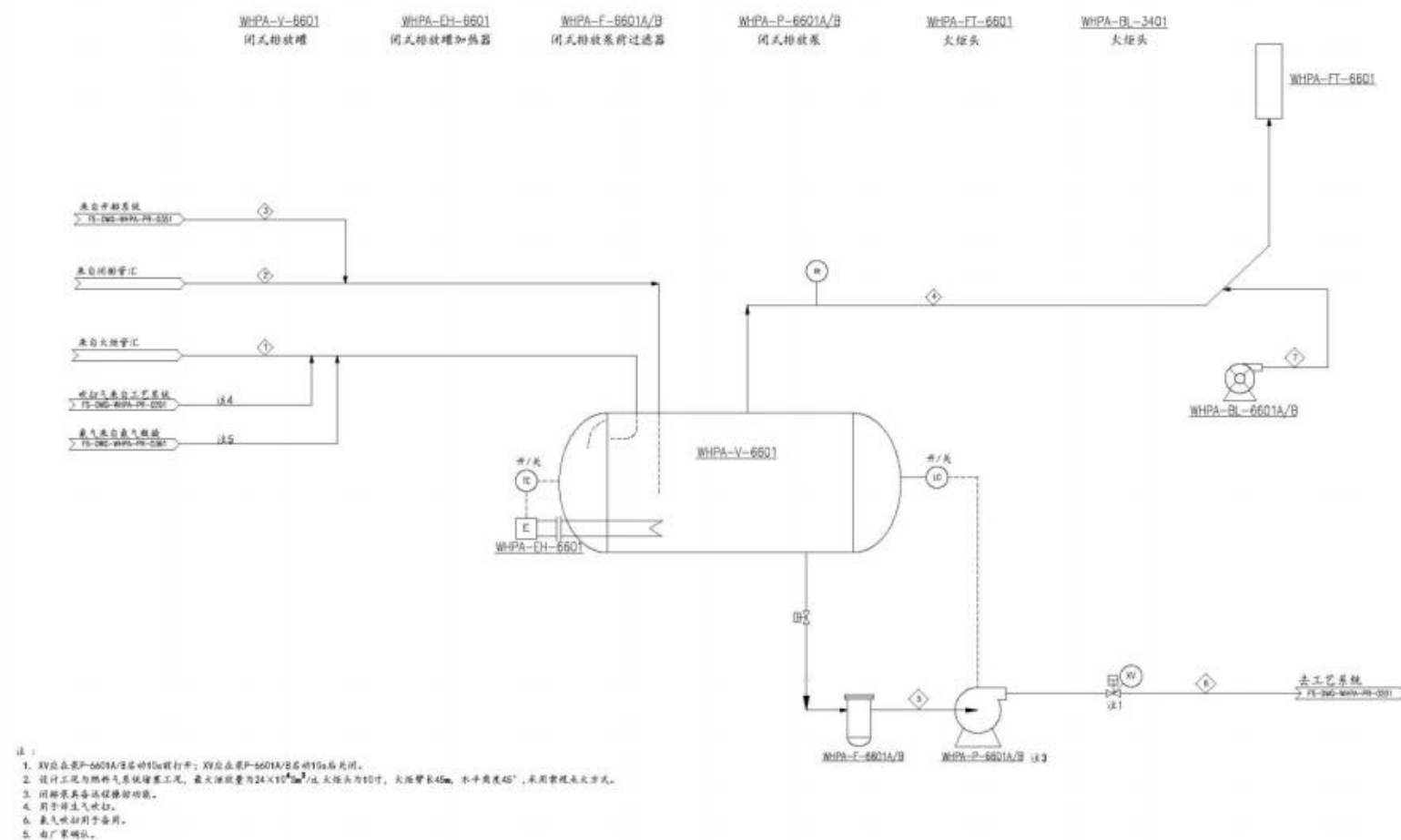


图 10.2-6 PY10-6WHPA 闭式排放兼火炬系统

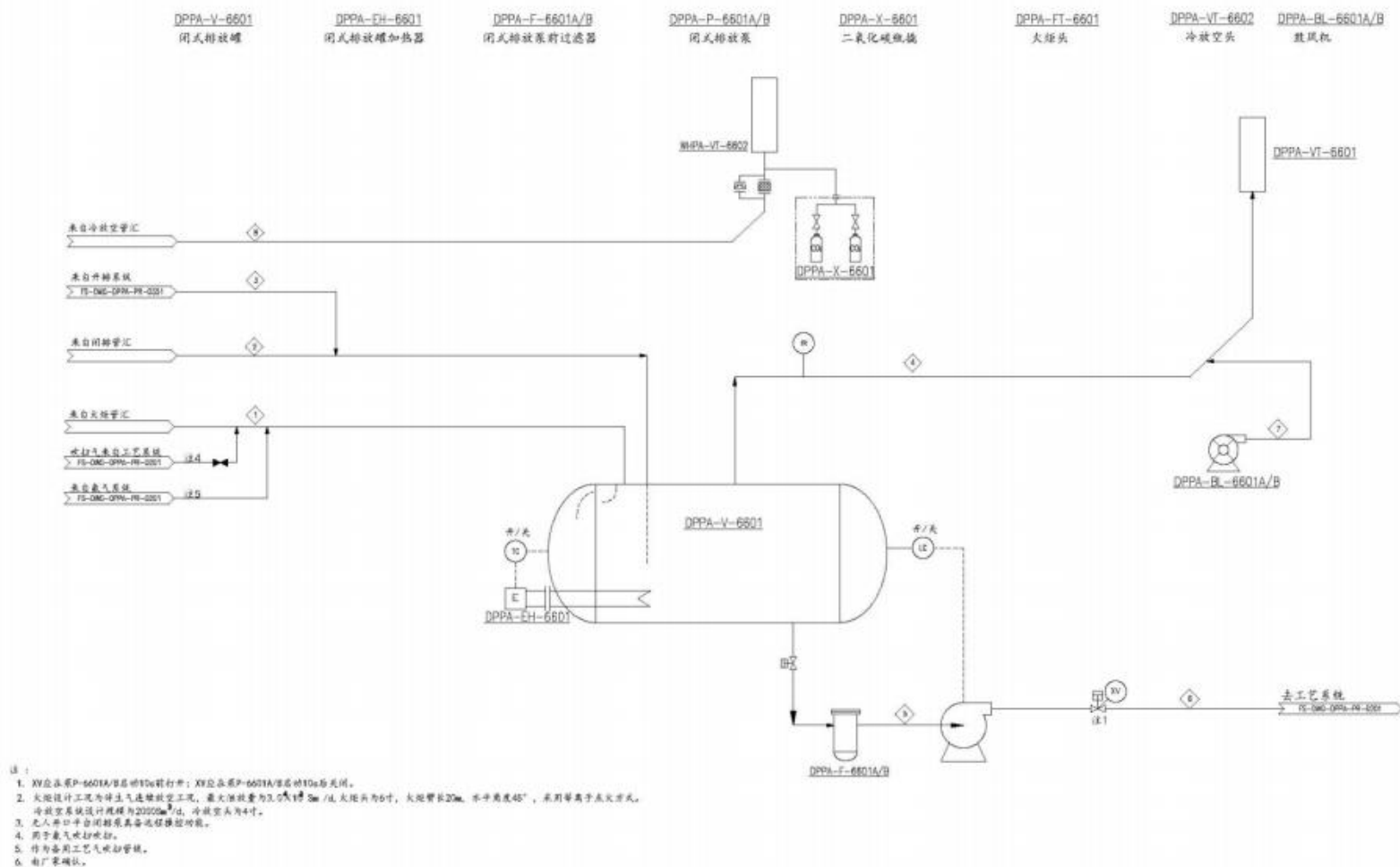


图 10.2-7 PY10-6DPPA 闭式排放兼火炬系统



10.2.3 生活污水

本项目新建 PY10-6WHPA 平台设有 20 人生活楼，新建 PY10-6DPPA 平台设有 120 人生活楼，PY10-6WHPA 平台生活污水产生量约为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ($3832.5\text{m}^3/\text{a}$)，PY10-6DPPA 平台生活污水产生量约为 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($18396\text{m}^3/\text{a}$)。PY10-6WHPA 平台设置一套生化电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 [REDACTED]，PY10-6DPPA 平台设置一套生化电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 [REDACTED]，能够满足生活污水处理需求。

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。

10.2.5 电力辅助平台噪声

本项目电力辅助平台周边 [REDACTED] 内无噪声敏感目标。项目运行期主要噪声源为风力发电机组的机械噪声和结构噪声，其主要控制途径是避免或减少撞击力、周期力和摩擦力，如提高加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件等。为减小机械部件的振动，可在接近力源的地方切断振动传递的途径，如以弹性连接代替刚性连接；或采取高阻尼材料吸收机械部件的振动能，以降低振动噪声。

10.2.6 电磁影响

本项目电磁环境来源主要是海底电缆。国内外实例证明，已经建成的海上风电场的风机系统和输电线路对过往船舶、直升机等，均未造成通信干扰。

本项目输电电缆均埋设于海底 1.5m 以下，海缆有加强铠装保护，敷设于海底后有较好的屏蔽作用，电磁影响很小。



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[]排放，新建 PY10-6DPPA 平台含油生产水[]排放，依托 PY4-2DPPA 平台含油生产水[]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，尽量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的新建电缆挖沟施工尽量避开所在产卵场的产卵盛期集中月份（5月）。

10.3.1.2 鸟类保护措施

为保护海上鸟类群落，本项目将采取以下措施，减少对鸟类及其生境的影响：

（1）尽可能选用低噪声设备，并加强设备的维护和保养，减少施工船舶上机械噪声对鸟类的干扰。同时，对施工人员进行鸟类保护的宣传教育。

（2）采用在风机上适当的位置安设闪烁灯光、以及采用不同色彩搭配，如旋转时形成鹰眼图案，促使鸟类产生趋避行为，降低撞击风险。由于海上导航指示灯会增加鸟类撞击的概率，所以避免使用连续的红光或是旋转光柱，建议采用低亮度的白色闪光。建议用紫外光固化涂料涂漆在风电机叶轮表面，以增加鸟类对风电机的可见度。

（3）合理规划施工作业时间。根据工程用海区海域鸟类的生活习性，合理安排施工期，在迁徙季节竖立和组装风机应该格外留意区域鸟类的出现和行为活动，减少项目对鸟类迁徙期的影响。

（4）加强船舶管理，避免船舶溢油事故发生，进而避免溢油风险事故对邻近海域和岛屿周边鸟类栖息地的影响；对于船舶溢油等风险事故做好突发事件预案，把减缓对邻近海域以及海岛周边鸟类栖息地的影响措施纳入到预案中加以考虑，在预案中形成明确的鸟类及其栖息地保护的措施。

（5）加强区域鸟类活动特征以及鸟类与风机撞击情况的观测，合理调整运行及防范措施。



10.3.1.3 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%。

10.3.1.4 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 [] 排放，尽量减小对产卵场的影响。

(4) 施工应尽量避免恶劣天气，保障施工安全并尽量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 [REDACTED] 专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要选择生态修复、补偿等项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。

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。

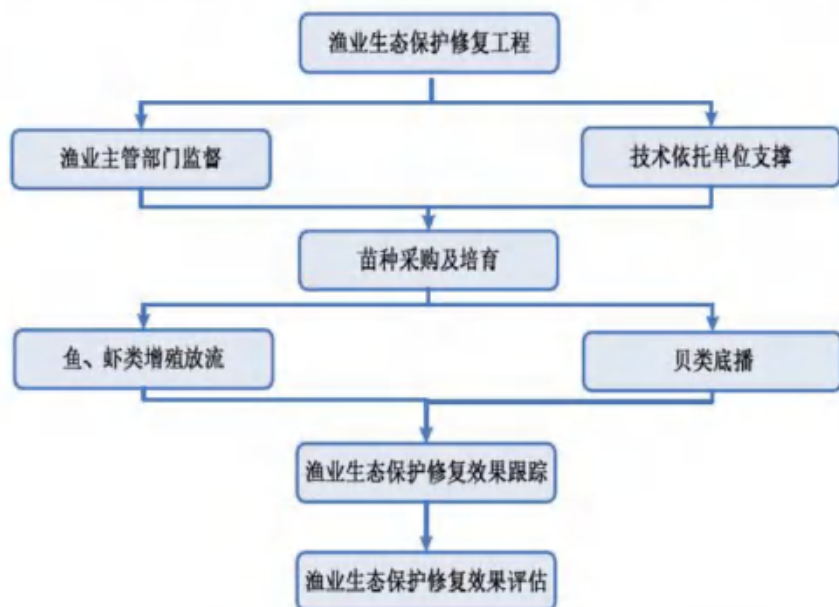


图 10.3-1 渔业资源增殖放流实施方案

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，挖沟作业避开鱼类产卵盛期较集中月份（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	主要对钻井油层水基钻井液、钻	本项目含预留井槽共产生钻井液量约	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放	PY10-6WHPA 平台、PY10-6DPPA	由建设单位负责建



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
钻屑	井油层水基钻井液钻屑的处理	43572.4m ³ （其中非钻井油层水基钻井液 19121.6m ³ ，合成基钻井液 9177.4m ³ ；钻井油层水基钻井液 110484.5m ³ ，合成基钻井液 4788.9m ³ ），钻屑量约 62256.1m ³ （其中非钻井油层水基钻井液钻屑 36302.6m ³ ，合成基钻井液钻屑 17364m ³ ；钻井油层水基钻井液钻屑 6757.1m ³ ，合成基钻井液钻屑 1832.4m ³ ）	《浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量≤8%，重晶石中最大值：Hg≤1mg/kg、Cd≤3mg/kg），且生物毒性容许值满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）二级标准（不低于 20000mg/L）的要求后排放；不达标部分运回陆地处理；油基钻井液全部运回陆地处理	平台；与钻完井阶段同步	设、使用和管理
含油生产水	PY10-6DPPA 平台、PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 生产水处理系统	PY10-6DPPA 平台生产水设计处理能力为 57600m ³ /d， PY4-2DPPA 平台生产水设计处理能力为 112866m ³ /d， HYSY111FPSO 生产水设计处理能力为 29253m ³ /d	经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油浓度≤45mg/L）后排海	PY10-6DPPA 平台、PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
生活污水	PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 平台生活污水处理装置	PY10-6WHPA 平台生活污水处理能力为 12.6m ³ /d；PY10-6DPPA 平台生活污水处理能力为 75.6m ³ /d	经处理达标后（COD 浓度≤500mg/L）排海	PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 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	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台：开排沉箱、开式排放泵	开排沉箱主要收集溢出水、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水等；闭排兼火炬分液罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体以及事故状态下的泄放流体。	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 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	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台：闭式排放兼火炬分液罐、罐内加热器、排放泵			
生产垃圾、	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		



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
生活垃圾			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	海底电缆挖沟施工作 业避开黄鲷、短尾大眼 鲷、金线鱼等主要经济 鱼类的产卵盛期较集 中月份（5月）	减少了对黄鲷、短尾 大眼鲷和金线鱼等主 要经济鱼类的影响	PY10-6DPPA 到 PY10-6WHPA 海 底电缆；海底电缆 挖沟施工作业时 间	
电力 辅助 平台 噪声	避免或减少撞击力、周期力和摩擦力， 如提高加工工艺和安装精度，使齿轮和 轴承保持良好的润滑条件等。为减小机 械部件的振动，可在接近力源的地方切 断振动传递的途径，如以弹性连接代替 刚性连接；或采取高阻尼材料吸收机械 部件的振动能，以降低振动噪声		吸音、减噪、减震	电力辅助平台风 电机组：与风机同 步建设、同步投入 使用	
鸟类 保护	噪声控制；合理规划施工作业时间；在 风机上适当的位置安设闪烁灯光、以及 采用不同色彩搭配，降低撞击风险；加 强船舶管理，避免船舶溢油事故发生对 鸟类栖息地的影响；加强区域鸟类活动 特征以及鸟类与风机撞击情况的观测， 合理调整运行及防范措施等。		达到保护项目用海区 海域鸟类及其栖息地 的目的	本项目用海区域； 本项目施工期及 运行期	
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 404m³，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 石油类≤15mg/L 后排 放。	钻井平台自带处 理系统或接收设 施	由钻井平 台所属单 位负责
	生活污水	产生量 36764m³，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 COD≤500mg/L 后排		



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
			放。		
	生活垃圾	产生量 157.4t, 设置分类回收箱。	分类回收, 运回陆地处置。		
	生产垃圾	产生量 673.3t, 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 2.5-1。

表 2.5-1 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	PY10-6WHPA 和 PY10-6DPPA 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况 & 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	PY10-6DPPA 平台新增生产水处理系统的配备、运行情况 & 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	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 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水等进入开式排放系统。
开式排放系统	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台上开式排放系统的配备及运行情况	
生产垃圾处理	PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 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
溢油应急设备和溢油应急计划	新建 PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台溢油应急物资配备、溢油应急计划落实情况	新建 PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 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见表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

平台	环保设备	设备投资(万元)	折合比率	折合环保投资(万元)
PY10-6 WHPA	开式排放系统	■	100%	■
	闭式排放系统	■	100%	■
	生活污水处理设施	■	100%	■
	火炬系统	■	50%	■
	消防/救生系统	■	25%	■
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统	■	50%	■
	溢油应急物资	■	100%	■
PY10-6D PPA	开式排放系统	■	100%	■
	闭式排放系统	■	100%	■
	生产水处理设施	■	100%	■
	生活污水处理设施	■	100%	■
	火炬系统	■	50%	■
	消防/救生系统	■	25%	■
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统	■	50%	■
	溢油应急物资	■	100%	■
	海洋生物资源损失补偿	■	100%	■
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 ■ 万元，环保直接投资额为 ■ 万元，环境保护投资占工程投资的



比例为：

$$C_T = C_1 / T \times 100\% = \text{[redacted]} \times 100\% = 1.91\%$$

其中：C_T：环境保护投资占工程投资的比例；C₁：环保投资额；

T：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

海洋生物资源损失量根据预测结果计算，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，虾类和虾姑类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，鱼类成体价格 15 元/kg、头足类成体价格按 20 元/kg、虾、蟹类成体按照 30 元/kg 计算。本项目钻井液排放、海底电缆挖沟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，实际影响年限为 5 年，补偿年限按 5 年计；新建平台/风电桩基占海及生产水排放造成的损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为 [redacted] 万元，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)			1%	0.8 元/尾	5 年	
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)			5%	0.8 元/尾		
	幼 体	鱼类 (尾)		0.1kg/尾	15 元/kg		
		头足类 (尾)		0.1kg/尾	20 元/kg		
		虾类 (尾)		0.01kg/尾	30 元/kg		
		蟹类 (尾)		0.1kg/尾	30 元/kg		
	成体 (kg)			100%	15 元/kg		
	底栖生物 (t)			100%	1.5 万元/t		
小计							
钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)			1%	0.8 元/尾	3 倍	
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)			5%	0.8 元/尾		
	幼 体	鱼类 (尾)		0.1kg/尾	15 元/kg		
		头足类 (尾)		0.1kg/尾	20 元/kg		
		虾类 (尾)		0.01kg/尾	30 元/kg		
		蟹类 (尾)		0.1kg/尾	30 元/kg		
	成体 (kg)			100%	15 元/kg		
	底栖生物 (t)		/	100%	1.5 万元/t		
小计							



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)
海底电 缆挖沟 悬浮物	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		■	1%	0.8 元/尾	3 倍	■
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		■	5%	0.8 元/尾		■
	幼 体	鱼类 (尾)	■	0.1kg/尾	15 元/kg		■
		头足类 (尾)	■	0.1kg/尾	20 元/kg		■
		虾类 (尾)	■	0.01kg/尾	30 元/kg		■
		蟹类 (尾)	■	0.1kg/尾	30 元/kg		■
	成体 (kg)		■	100%	15 元/kg		■
	底栖生物 (t)		■	100%	1.5 万元/t		■
小计							■
生产水 排放	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		■	1%	0.8 元/尾	20 年	■
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		■	5%	0.8 元/尾		■
	幼 体	鱼类 (尾)	■	0.1kg/尾	15 元/kg		■
		头足类 (尾)	■	0.1kg/尾	20 元/kg		■
		虾类 (尾)	■	0.01kg/尾	30 元/kg		■
		蟹类 (尾)	■	0.1kg/尾	30 元/kg		■
	成体 (kg)		■	100%	15 元/kg		■
	底栖生物 (t)		/	100%	1.5 万元/t		■
小计							■
平台占 海	底栖生物 (t)		■	100%	1.5 万元/t	20 年	■
总计							■

11.2.2 环境经济收益分析

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,生产水累计产量合计约为 $\text{■} \times 10^4 \text{m}^3$, 生产水经处理后浓度从 $\text{■} \text{mg/L}$ 降低至低于 $\text{■} \text{mg/L}$, 由此累计回收石油约 147337.6t, 按原油 ■ 计算, 折合经济价值约 ■ 。

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, 可达 ■ 元; 其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算, 为 ■ , 两项合计约为 ■ 。

11.2.2.3 碳减排经济收益分析

根据前文分析可知, 本项目投产之后, 年均碳减排量为 ■ , 按照 25 年使用寿命计算, 累计碳减排量合 ■ 。根据全国碳排放权交易市场 (CEA) 给出的碳排放平均交易价格 (69 元/t), 则本项目带来的碳减排收益为



11.2.2.4 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和，本项目投产后，生产运营期总环境经济收益为 [REDACTED]

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，油气需求将呈强劲增长态势。国内油气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油气，对国际油气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油气资源短缺、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。此外油气田开发工程的实施，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油气技术服务业的发展，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 环境保护管理计划

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司深圳分公司（以下简称“深圳分公司”）已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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，海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物及作业船舶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

深圳分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，制定规则和标准以促进安全、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

深圳分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。

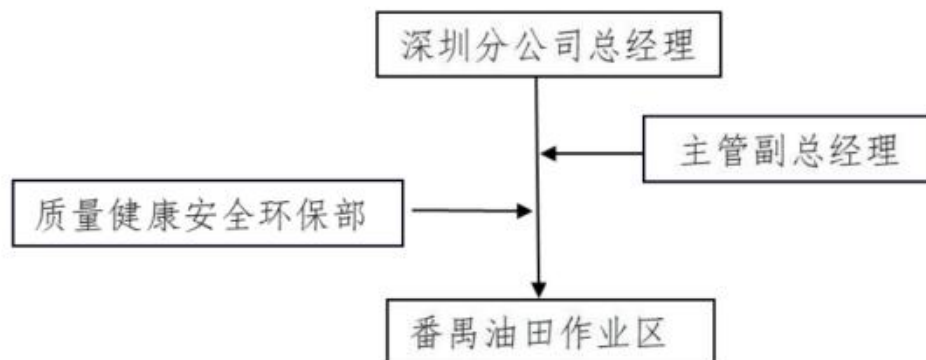


图 12.1-1 深圳分公司健康安全环保管理机构图

12.1.3.2 主要人员岗位职责

本项目依托的已建 PY4-2DPPA 及 HYSY111FPSO 无人员岗位变化。

本项目新建 PY10-6WHPA 平台和 PY10-6DPPA 平台为有人井口平台，均设置有生活楼，主要岗位设置平台总监、生产监督、生产主操和机械主操等。

a. 平台总监

- 油田安全生产和综合管理的第一责任人，抓好油田的生产、维修、成本控制、资源协调和应急管理，做好思想建设、组织建设和作风建设等工作。
- 制定和落实油田各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；
- 接受上级的作业指令，组织生产计划实施并向上级汇报工作；
- 负责海上职工队伍的管理、技术管理和培训，处理临时发生的生产、安全和环保等各种问题，并采取应急处理措施；
 - 组织制定各类工作计划并监督执行，确保质量和成本有效控制；
 - 监督承包商在油田的一切生产作业，确保作业安全；
 - 完成上级交办的其他任务。



b. 生产监督

- 负责本设施机、电、仪和动力设备管理和维修工作，对机、电、仪和动力主操进行技术指导和工作安排，组织维修部门全体成员优质高效的完成设施维保和故障维修任务，确保所有设备安全稳定运行，为安全生产提供有力保障；
- 按照设施设备完整性管理要求，协助设备经理制定并完善设备的定期和长期维修保养计划、检验检测计划，并组织维修部门人员实施这些工作计划。做好设备维修资料的档案管理工作；
- 制定平台设备维保工作计划，并组织实施。协助平台总监制定周作业计划、年度维修计划；
- 协助平台总监完成维修团队人员的培训、绩效管理和考核；
- 负责设备资料档案管理，负责制定设备备品备件采购计划；
- 负责设备可靠性管理，维修制度、程序和规程的制定、审核、修订、完善和执行；
- 监督管理承包商工作，对现场承包商的维修质量进行监督和审核验收；
- 完成上级交办的其他任务。

c. 生产主操

- 在生产监督的领导下，按照公司技术标准及有关安全规定操作规程指导和监督当班操作工的工作；
- 负责监控生产流程及辅助设施、安全设备的运转情况，对设备和仪表故障要及时上报生产监督并通知相应主操及时维修或整改，负责与其他现场操作人员密切配合，进行应急情况下的生产和设备操作，确保安全生产；
- 依据相关规定，根据平台总监及生产监督的指令，监督取全、取准各种资料以及进行油、水、气产量计算，以指定格式记录存档；
- 当有可能影响本平台生产安全的状况发生时，要及时采取相应的措施，通知生产监督，并记录相关信息，与上、下游装置的负责人密切联系，做好停产及恢复生产工作；
- 负责监控平台火气报警信息，如有异常及时通知相关人员和进行恰当的处理；



- 配合其他部门的工作，完成上级交办的其他工作。

d. 机械主操

- 按照公司技术标准、安全规则及工艺标准完成平台的机械维修任务，使设备处于良好的工作状态；
- 负责对本部门人员进行维修质量培训，提高维修质量意识，制定练兵内容，组织、督促本部门员工实施演练；
- 制定设备和备件的专人管理计划，负责物料管理的工作，订购部门的备件、工具和消耗材料；
- 根据生产部门的要求，及时处理生产中出现的意外故障；
- 负责管理和监督外雇机械维修人员及机械部门负责的外包项目人员的工作；
- 负责参与外委机械设备修理的质量检查及功能测试；
- 配合其他部门的工作，完成上级交办的其他工作。

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习，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，由油田总监担任组长，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 海底管缆巡查制度

由值班船对本油田海底管缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管缆造成损害。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

在本项目建设期间，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

在正常生产作业期间，需对下列项目进行监测：

监测 PY4-2DPPA 平台、PY10-6DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 外排生产水中含油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分级》（GB18402.1-2009）和相关政府管理部门的要求执行。

监测 PY10-6DPPA 平台和 PY10-6WHPA 平台生活污水中的化学需氧量（COD）；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, 送至陆地有资质的检测单位进行测定。

12.2.1.3 非常规监测

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。

12.2.2 监测岗位

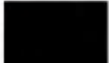
本项目新建 PY10-6DPPA 平台上排放处理达标的含油生产水。配备化验员负责油田的生产水化验工作, 化验员经培训合格后取证上岗。化验员负责对排放的含油生产水定期进行取样分析化验, 监测其是否符合排放标准。化验员依托栈桥相连的已建 PY4-2DPPA 平台的工作人员, 并在已建 PY4-2DPPA 平台设化验室, 化验室内配备: 红外分光测油仪、常规化学分析仪器 (用于水样的前处理)、天平、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

含油生产水、钻井液、钻屑的生物毒性容许值和生活污水中 COD 的监测将委托具有相关资质的、相关主管部门认可的检测单位进行, 因此不另设监测仪器。

12.2.3 环境影响跟踪监测

建设单位可根据建设项目环境影响情况开展跟踪监测, 监测站位布设、监测内容和监测方法及频次等具体内容建议如下。

12.2.3.1 监测点位布设

本项目新建 PY10-6DPPA 平台与已建 PY4-2DPPA 平台栈桥 (长度为 50m) 相连且均有生产水的排放, 故预测时采取两平台同时排放生产水对海水水质的叠加影响, 已建 PY4-2DPPA 平台最大生产水排放量超过《番禺 11-12 油田 / 番禺 10-1/ 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) 生产水最大排放量, 根据环境影响预测结果, 本项目投产后, PY4-2DPPA 平台达标含油生产水排放造成的石油类浓度超一类海水水质离平台排放口最大扩散距离为 1.35km。本项目新建 PY10-6DPPA 平台生活污水在该平台处理达标后排放, 根据预测结果, 生活污水中 COD 超一类 ($>2\text{mg/L}$) 海水水质标准的范围在 50m 以内。综上, 建议在新建 PY10-6DPPA 平台/PY4-2DPPA 平台周围  圆周均匀布设 4 个点位。监测站位布设示意图见图 12.2-1。

本项目投产后, 根据预测结果及“9.4.2 排污混合区建议”小节可知:

依托的 HYSY111FPSO 的生产水排放超一类水质最大影响距离均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/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）中的批复总量控制指标，建议 HYSY111FPSO 执行原监测计划。

本项目新建 PY10-6WHPA 平台、PY10-6DPPA 平台为有人平台，人员登平台产生的生活污水在该平台处理达标后排放，根据预测结果，两座平台生活污水中 COD 超一类（ $>2\text{mg/L}$ ）海水水质标准的范围均在 50m 以内，考虑安全距离，建议在两座平台周围 500m 圆周各均匀布设 4 个点位，监测站位布设示意图（以 PY10-6WHPA 平台为例）见图 12.2-1。

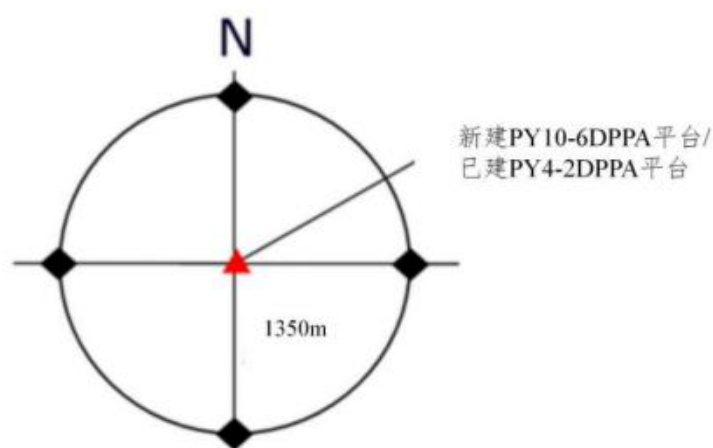


图 12.2-1 新建 PY10-6DPPA 平台/已建 PY4-2DPPA 平台海洋环境监测站位布设示意图

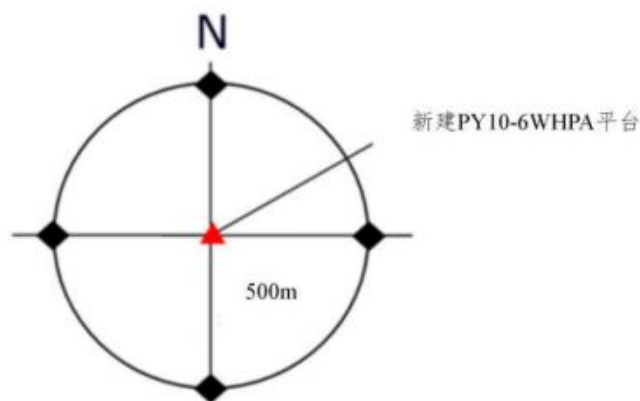


图 12.2-2 新建 PY10-6WHPA 平台海洋环境监测站位布设示意图

12.2.3.2 监测内容

水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、活性磷酸盐）、COD、重金



属、石油类、硫化物、挥发性酚；

沉积物监测包括重金属、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。

12.2.3.3 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。

建议本项目海洋环境影响跟踪监测频率为本项目竣工验收(试运行)进行一次监测,投产后 3~5 年进行一次监测。建议本项目的海洋环境影响跟踪监测计划纳入现有番禺油田环境跟踪监测计划中。

12.2.3.4 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。



13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

本项目新开发的番禺 10-6 油田位于南海珠江口盆地珠一坳陷西江凹陷南侧，位于珠海东南约 [REDACTED]，水深约 [REDACTED]；番禺 4-2 油田为 2003 年投产的老油田，南距番禺 10-6 油田 1d、4、6 井区 [REDACTED]。番禺 10-5 油田依托本项目 PY4-2DPPA 平台采用大位移井开发，在本项目中将联合番禺 10-6 油田 1 井区/3d 井区进行挖潜开发。为满足本项目投产后物流输送及处理需求，本项目也将对番禺油田两条主干海管：PY5-1 WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY4-2WHP 至 HYSY111 FPSO 海管进行更换，并对 HYSY111FPSO 进行坞修改造。

本项目计划新建 1 座井口平台 PY10-6WHPA、1 座钻采平台 PY10-6DPPA（与已建 PY4-2DPPA 栈桥相连）、1 座电力辅助平台 EPP；新建 1 条 PY10-6WHPA 到 PY10-6DPPA 的海底混输管道 [REDACTED]、1 条 PY10-6DPPA 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道（[REDACTED]，代替原 PY4-2WHP 至 HYSY111 FPSO 海管外输能力）、1 条 PY10-6DPPA 到 PY10-6WHPA 的海底电缆（[REDACTED]）、1 条 EPP 至 PY10-6DPPA 的海底电缆（[REDACTED]）；更换 PY5-1WHP 到 HYSY111FPSO 的海底混输管道；对依托 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造、对 HYSY111FPSO 进行坞修改造、对已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管进行反输改造。

新建 PY10-6WHPA 平台设置 16 个井槽（4 口单筒双井），先期开发 12 口生产井，1 口注水井，预计 2027 年 10 月投产，投产后最大年产油量 [REDACTED] $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2029 年），最大年产气量 [REDACTED] $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2028 年）；新建 PY10-6DPPA 平台设置 45 个井槽，先期开发 23 口生产井、2 口注水井，预留井槽 20 个，预计 2027 年 10 月投产，投产后最大年产油量 [REDACTED] $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2030 年），最大年产气量 [REDACTED] $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2031 年）；新建电力辅助平台年发电量 [REDACTED]。

本项目总投资（不含税）[REDACTED] 万元人民币，其中环保投资 [REDACTED] 万元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

投产初期（2027 年 10 月~12 月）

本项目计划于 2027 年 10 月投产。投产后至 2027 年 12 月，两座新建平台的全部物流将输送至已建的 PY4-2 DPPA 平台进行处理。处理后的含水原油依



托已建 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管输送至 PY4-2WHP 水下三通,再经由 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管输送至 HYSY111FPSO 进行处理并储存/外输。

坞修、海管更换期间(2028 年 1 月~4 月)

为满足番禺油田物流输送、处理需求,本项目计划在 2028 年 1 月至 4 月,开展 HYSY111FPSO 坞修改造及 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管新建工程(替代原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管外输能力),并对 PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管进行更换。

在此期间,番禺油田停产。HYSY111FPSO 坞修改造、海管更换完成后。本项目封存原 PY4-2WHP 至 HYSY111FPSO 海管、PY5-1WHP 至 HYSY111FPSO 海管,将 PY4-2WHP 立管与原 PY4-2DPPA 至 PY4-2WHP 海管通过膨胀弯连接。并调整物流输送方向,将 PY4-2WHP 所产物流反输至 PY4-2DPPA 平台。

稳产阶段(2028 年 4 月后)

2028 年 4 月后,本项目两座新建平台所产物流经 PY10-6DPPA 和 PY4-2DPPA 平台共同处理,处理后的含水原油经新建的 PY10-6DPPA 至 HYSY111FPSO 海管输往 HYSY111FPSO 处理后储存外输。

PY4-2WHP 平台物流反输至 PY4-2DPPA 平台后,经栈桥工艺管线输往 PY10-6DPPA 二级分离器处理外输。

PY10-6DPPA 平台设置 PY3-1WHPA 计量分离器和独立计量流程,拟建 PY3-1WHPA 平台来液经计量后与 PY10-6DPPA 平台二级分离器分离出的含水原油一起混合外输。

新建 1 台 18MW 固定式风电机组,通过 1 条 [REDACTED] 的海缆接入 PY10-6 DPPA 平台,并入番禺电网,为番禺电网提供绿电。

13.1.3 主要污染源和污染物

本项目建设阶段的作业内容主要包括钻完井作业、平台就位及安装、海底电缆铺设挖沟、海底管道封存弃置、风机安装、平台调试、依托设施改造等。本项目本项目两座新建平台(包含预留井槽)产生的钻屑总量约为 62256.1m^3 ,其中非钻井油层水基钻井液钻屑量 36302.6m^3 ,非钻井油层合成基钻井液钻屑量 17364m^3 ,钻井油层水基钻井液钻屑量 6757.1m^3 ,钻井油层合成基钻井液钻屑量 1832.4m^3 。本项目钻完井过程中(包含预留井槽)产生的钻井液总量约为 43572.4m^3 ,其中非钻井油层水基钻井液约 191216m^3 、非钻井油层合成基钻井液



约 9177.4m^3 ，钻井油层水基钻井液量 10484.5m^3 ，钻井油层合成基钻井液量 4788.9m^3 。新建海底管道不埋设，采用铺管船直接放于海床上。新建海底电缆采用后挖沟自然回填方式铺设，挖沟 1.5m 深，海底管缆挖沟搅起的悬浮物排放总量约为 3787.6m^3 ，悬浮物排放速率最大约为 18.7kg/s 。新建海管试压水总量为 1882m^3 ，已有海管封存弃置将产生清管水总量为 8010m^3 。建设阶段还将产生船舶污染物，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 1276.42m^3 、生活污水产生量约为 17982.0m^3 ，生活垃圾产生量约为 74.76t ，生产垃圾产生量约为 17.65t 。本项目新建 PY10-6WHPA 平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，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，钻井船产生船舶含油污水量为 404m^3 ，生产垃圾产生量为 673.3t ，生活污水产生量约为 36764m^3 ，生活垃圾产生量约 157.4t 。

生产阶段主要污染物主要是含油生产水、生产垃圾和生活污水，新建 PY10-6DPPA 平台生产水经处理后，部分回注地层，其余部分经水下沉箱达标排海，最大排放量为 $53478\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目依托的 PY4-2DPPA 平台在本项目投产后生产水最大排放量 ($112278\text{m}^3/\text{d}$) 较原环评批复值有增加。两座新建平台生产阶段还将产生其他含油污水，产生量均为 $60\text{m}^3/\text{a}$ ，其他含油污水均进入各平台的开闭排系统处理，不外排。

新建 PY10-6WHPA 平台生产垃圾产生量约 $26.3\text{t}/\text{a}$ ，新建 PY10-6DPPA 平台生产垃圾产生量约 $65.7\text{t}/\text{a}$ 。生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。，同 WZ6-13 WHPA 平台原生活垃圾一起分类收集处理；新建 PY10-6WHPA 平台产生的生活污水排放量为 $3832.5\text{m}^3/\text{a}$ ，PY10-6DPPA 平台产生的生活污水排放量为 $18369\text{m}^3/\text{a}$ 。生活污水经各自平台的处理设施处理达标后排海。

13.2 规划和政策符合性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》，位于《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》和广东省划定的“三区三线”海洋生态保护红线范围之外，与《广东省 2023 年度生态环境分区管控动态更新成果公告》相协调。

本项目的建设符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》《“十四五”海洋生态环境保护规划》《“十四五”现代能源体系规划》等规划要求。



13.3 环境影响评估

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

13.3.2 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状影响

13.3.3 海洋水质环境

13.3.3.1 海水水质环境现状

本项目现状调查资料引用自然资源部南海生态中心于 2024 年 11 月 24 日至 11 月 30 日在周边海域调查的现状资料。共设置 30 个环境现状调查站位。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。所有调查站位均位于广东省国土空间规划范围之外，水质按不劣于现状海水水质标准评价。本次调查结果显示，所有水质站位均满足一类海水水质标准。

13.3.3.2 海洋水质环境影响

影响海洋水质环境的因素主要包括：建设阶段的钻井液、钻屑排放和电缆挖沟产生的悬浮物，船舶排放的船舶污染物（船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾）等；生产阶段为含油生产水、生活污水及温排水的排放。

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平台周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 4、5 层有存在，单平台钻屑排放第 4 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.153km^2 ，距排放点的最大距离为 0.34km ，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。

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，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向 4、5 层有存在，单平台钻井液排放第 4 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.538km^2 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.65km ，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

海底电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，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工电缆两侧。海底电缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为



0.6km，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向 8、9 层有存在。其中第 9 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 19.273km^2 ，第 8 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 12.318km^2 ，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在第 9 层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约 5h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

本项目投产后，新建 PY10-6DPPA 平台生产水经生产水处理系统处理达标后排海，依托的 PY4-2DPPA 平台生产水最大排放量较原环评也有提升。根据预测结果，新建 PY10-6DPPA 平台和与之栈桥相连的 PY4-2DPPA 平台共同排放造成排放点所在海水水层石油类浓度超一类范围最大包络面积为 1.011km^2 ，最大影响距离为 1.35km。生产水排放造成的海水水质影响范围是有限的。

运营期两座新建平台均有生活污水和温排水产生。因其排放量较小，预测结果表明，生活污水和温排水造成的海水水质超标范围集中在一个网格（ 0.0013km^2 ），距离小于 50m。生活污水和温排水对海水水质环境造成的影响不大。

13.3.3.3 环境保护对策措施

本项目新建 PY10-6WHPA 平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，新建 PY10-6DPPA 平台采用模块钻机进行钻完井作业，在钻井过程中优先使用水基钻井液，仅部分井段使用合成基钻井液。平台设有钻井液循环处理系统。

从钻机井口返出的水基钻井液和水基钻井液钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器、沉砂池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后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海；钻井结束后，水基钻井液循环利用后经检测达标后一次性排海。

从钻机井口返出的合成基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。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。

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分级 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中



一级标准的要求，即钻井液的生物毒性容许值不低于 30000mg/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）一级排放标准（含油量 $\leq 1\%$ ，重晶石中最大值： $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。禁止排放非水基钻井液。

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）和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）相关要求。建设阶段产生的生产垃圾全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

新建 PY10-6DPPA 平台的生产水处理系统采用“高效聚结分离器”一级处理流程。经生产水过滤器除去机械杂质后进入生产水系统，经生产水处理系统处理合格（石油类含量 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后回部分注地层、部分排放；本项目投产造成依托 PY4-2DPPA 平台生产水排放量超出原环评批复量，PY4-2DPPA 平台的生产水处理系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”的两级处理流程，生产水处理合格后（石油类浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）进入开排沉箱水下排放。

本项目两座新建平台（PY10-6WHPA、PY10-6DPPA）产生的生产垃圾集中装箱运回陆地，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；两座平台均设有生化电解式生活污水处理装置，各平台产生的生活污水经处理达标后排海。

13.3.4 海洋沉积物环境

13.3.4.1 海洋沉积物环境现状

沉积物环境现状调查时间为 2024 年 11 月 24 日至 11 月 30 日，沉积物评价因子为有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项。调查站位共 18 个，全部位于广东省国土空间规划范围之外，按照不劣于现状进行评价。

调查海域沉积物各调查站位中的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类含量的标准指数均低于 1，符合《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类海洋沉积物的质量标准。调查海域内沉积物环境质量整体状况较好。



13.3.4.2 海洋沉积物环境影响

影响海洋沉积物环境的因素主要包括：建设阶段的钻屑排放和海缆挖沟产生的悬浮物。

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，本项目单平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积最大约为 0.103km²。

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缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于缆沟两侧附近，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。本项目 2 条海底电缆挖沟埋设，根据数值模拟结果，海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.304km²。

13.3.5 海洋生态和渔业资源环境

13.3.5.1 海洋环境敏感区

本项目评价范围内涉及的环境敏感目标为一般敏感区。本项目新建平台位于

；除重要渔业水域外，其他敏感目标距本项目均较远。

13.3.5.2 海洋生态现状

海洋生物生态调查秋季设置 30 个调查站位，调查时间为 2024 年 11 月 24 日至 11 月 30 日，调查因子为叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。调查结果表明，调查海域叶绿素 a 各站平均含量变化于（未检出~0.086）mg/m³，平均值为 0.029mg/m³。各站初级生产力变化范围为（7.25~48.54）mg·C/(m²·d)，平均为 18.68mg·C/(m²·d)。调查海域总体初级生产力水平较低。

本次调查共出现浮游植物 4 门 46 属 171 种，密度变化范围在（13.36~262.7）×10⁴ 个/m³ 之间，平均密度为 101.6×10⁴ 个/m³。调查海域浮游植物



优势种类有窄隙角毛藻、洛氏角毛藻、短刺角毛藻、伏氏海毛藻、细弱海链藻、优美辐杆藻、柔弱菱形藻、优美施罗藻、透明辐杆藻共 9 种。浮游植物多样性指数变化范围在 3.114~4.436 之间，平均值为 3.900；均匀度变化范围在 0.530~0.769 之间，平均值为 0.648；丰富度指数变化范围在 2.335~3.939 之间，平均值为 3.362，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。

本次调查该海域共记录到浮游动物 192 种和阶段性浮游幼体（含鱼卵和仔稚鱼）21 类。浮游动物个体数量变化范围在（41.40~189.43）个/ m^3 之间，平均值为 74.01 个/ m^3 。浮游动物生物量范围在（23.11~79.13） mg/m^3 之间，平均值为 41.15 mg/m^3 。调查海域浮游动物优势种共 13 种（类），包括普通波水蚤、狭额次真哲水蚤、肥胖软箭虫、齿形海萤、达氏宇哲水蚤、住囊虫属未定种、彩额锚哲水蚤、长尾类幼体、丹氏厚壳水蚤、毛颚类幼体、间型莹虾、邦海樽和截拟平头水蚤。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。

本次调查共鉴定出底栖生物 154 种，底栖生物的栖息密度变化范围为（5~25）个/ m^2 ，平均栖息密度为 15.8 个/ m^2 ；生物量变化范围为（0.04~17.09） g/m^2 ，平均生物量为 2.50 g/m^2 。底栖生物优势种有 6 种，包括银光梭子蟹、中华隆背蟹、屈足近口虾蛄、栉管鞭虾、羊舌鲆、拟异指虾。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。

13.3.5.3 海洋生物质量现状

本次调查站位中生物质量调查共 18 份测试样品，其中鉴定出鱼类 10 份，甲壳类 8 份。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%。

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。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。

13.3.5.4 渔业资源现状调查

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, 共设 12 个站位, 调查时间为 2024 年 11 月 22 日至 11 月 30 日。调查海域共捕获鱼类 103 种, 成鱼资源密度平均值为 286.88kg/km^2 , 幼鱼资源密度平均值为 28562尾/km^2 ; 调查海域共获得头足类 19 种, 成体资源密度平均值为 125.58kg/km^2 , 平均值为 3176尾/km^2 ; 本次调查渔获甲壳类 43 种, 虾类成体资源密度平均为 8.96kg/km^2 , 幼体资源密度平均为 3959尾/km^2 , 蟹类成体资源密度平均为 45.52kg/km^2 , 幼体资源密度平均为 3380尾/km^2 , 虾蛄类成体资源密度平均为 0.66kg/km^2 , 幼体资源密度平均为 228尾/km^2 ; 本次调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼 50 个种类, 鱼卵平均密度为 10.51粒/100m^3 , 仔稚鱼为 9.7尾/100m^3 。

13.3.5.5 海洋生态和渔业资源影响

本项目施工阶段对海洋生物资源的主要影响环节为施工期钻井液/钻屑的排放、铺设海底电缆掀起的悬浮物, 导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标, 影响水体中浮游动植物的生长与繁殖, 对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响, 并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。生产阶段, 平台/设施生产水的排放也会对平台/设施附近海域的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和游泳生物等产生一定的影响。

根据损失计算结果, 本项目海洋生物损失为:

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), 估算本项目造成海洋生物资源损失约。

13.3.5.6 工程对环境敏感目标的影响

本项目新建设施位于



，距离其他敏感目标的距离在 以上，相关研究表明，上述鱼类所产鱼卵均属于浮性卵。由前述分析可知，本项目施工期主要产生的污染物为钻屑、钻井液排放。属于短期、一次性、可恢复的影响。在施工结束后海水水质会很快恢复至原有水平。此外，本项目钻屑、钻井液均采用水下排放的方式来减轻其对浮性卵的影响；海底电缆挖沟造成的悬浮物超标范围在垂向上也主要存在于近底层。因此可以认为施工期对上述产卵场影响较小，是可以接受的

生产运行过程中所产生的主要污染物为处理达标后排放的生产水、少量达标排放的生活污水及温排水，由预测结果可知，由于生活污水、温排水量较小，温升超标面积、COD 超标面积均在一个预测网格面积（ 0.0013km^2 ）范围之内，运营期生活污水及温排水对项目所在的产卵场影响较小。生产水同样采取了水下沉箱排放的措施，根据预测结果可知，生产水排放造成海水水质超标范围在垂向上仅集中在排放层附近，最大影响距离为 1.35km ，表层无石油类超标范围存在，可以认为生产水排放对表层鱼卵的影响较小。

综上，本项目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。

13.3.5.7 环境保护对策措施

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，尽量减轻或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-粤西外海产卵场和金线鱼南海北部产卵场内，海底管缆铺设时将尽量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尽量避开所在产卵场主要经济鱼类产卵盛期较集中月份（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、相关渔业资源修复效果跟踪监测和评估等，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。

13.3.6 电磁环境

13.3.6.1 电磁环境现状

电磁环境现状引自《番禺 10-6 项目新增风机组鸟类电磁噪声现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 12 月）。

自然资源部南海生态中心于 2025 年 12 月 1~3 日在工程区域设置 3 条调查断面，每个调查断面设置 3 个监测站位，一共布设 9 个监测站位，分布位于项目的四周，此外，在距离该项目 [REDACTED] 外的海域设置了一个对照点。

工频电磁环境现状监测数据表明：工程海域工频电场强度在 0.3~0.6 (V/m) 之间，平均值为 0.4 (V/m)；工频磁感应强度 0.0070~0.0150 μ T 之间，平均值为 0.0088 μ T。测量结果均满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的电磁环境控制限值工频电场强度 4000V/m 和工频磁感应强度 100 μ T 的要求。

13.3.6.2 电磁环境影响

本工程海底电缆均敷设于海底土层以下，电缆外层的金属屏蔽层、铠装层以及海底土层对磁场具有一定的屏蔽作用。项目风机运行产生的电磁环境影响效应不明显，对周边的电磁场环境影响很小。

13.3.7 声环境

13.3.7.1 声环境现状

本项目声环境质量现状调查站位与电磁调查站位相同，调查海域海面上环境噪声无计权等效噪声级主要分布在 48.7dB~51.4dB 之间，平均值为 49.9dB；最大声级主要分布在 65.7dB~73.8dB 之间，最大声级的平均值为 68.5dB。水下噪声方面：在 20Hz~20k Hz 频率范围内，调查海域海洋环境噪声全频带累积声压级在 (92.4~133.2) dB 之间，平均值为 115.4 dB，变化范围为 40.8dB，峰值声压在 (132.4~171.0) dB 之间，变化范围为 38.6dB。总体环境噪声声谱级呈现“随频率升高而下降”的特征，属于典型的人为活动与自然混合的海洋噪声背景。

13.3.7.2 声环境影响

本项目水下噪声影响主要体现为施工期平台基础打桩施工，水上噪声环境影响主要体现在施工期船舶运输噪声。其中水下打桩噪声可能会对工程附近海域鱼类产生一定影响，但随着项目施工的结束，水下噪声影响将逐渐减弱。项



目场址附近也无声环境敏感目标分布，因此认为施工期船舶水上噪声对环境的影响不大。

13.3.7.3 声环境影响减缓措施

项目施工期在打桩作业中应采取“软启动”方式，使打桩噪声源的强度缓慢增强，即前几桩使用小强度的打桩措施，能驱使鱼类离开施工水域，可达到减小水下噪声导致渔业资源的损失。

项目运行期主要噪声源为风力发电机组的机械噪声和结构噪声，其主要控制途径是避免或减少撞击力、周期力和摩擦力，如提高加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件等。为减小机械部件的振动，可在接近力源的地方切断振动传递的途径，如以弹性连接代替刚性连接；或采取高阻尼材料吸收机械部件的振动能，以降低振动噪声。

13.3.8 鸟类生态环境

13.3.8.1 鸟类生态环境现状

本次调查共发现 1 目 1 科 2 属 2 种鸟类，属于鸽形目，欧科。数量方面，共记录鸟类 4 只，其中普通海鸥 1 只，褐翅燕鸥 3 只。本项目场址位于外海，不属于典型的鸟类栖息地环境。

13.3.8.2 鸟类生态环境影响

本项目新建电力辅助平台场址离岸最近距离约 [REDACTED]，属于开阔海域，远离主要陆域生态系统，不属于已知鸟类的集中栖息区域，鸟类分布较少。总体上，鸟类会主动规避风电机组的威胁从而选择较为安全的活动高度。此外本项目电力辅助平台仅设一台风电机组，规模较小，空间占用有限。因此本项目新建电力辅助平台运营期对鸟类的影响较小。

13.3.8.3 鸟类保护措施

尽可能选用低噪声设备，并加强设备的维护和保养，减少施工船舶上机械噪声对鸟类的干扰。同时，对施工人员进行鸟类保护的宣传教育。

采用在风机上适当的位置安设闪烁灯光、以及采用不同色彩搭配，如旋转时形成鹰眼图案，促使鸟类产生趋避行为，降低撞击风险。由于海上导航指示灯会增加鸟类撞击的概率，所以避免使用连续的红光或是旋转光柱，建议采用低亮度的白色闪光。建议用紫外光固化涂料涂漆在风电机叶轮表面，以增加鸟类对风电机的可见度。



13.4 环境影响回顾性分析

本项目依托现有工程均已获得环评批复，并落实了环评批复文件中的各项要求。现有工程环保设施运行正常，生产水经处理达标后部分回注地层，其余部分达标排海；生活污水均能实现达标排海。并且海区扩散条件良好，因此油田外排污水对油田周围的海水水质并未造成明显损害。从总体上讲，油田附近海区海水水质依然保持较好水平。

根据收集到的历史资料，现有工程生产过程中邻近海域发生溢油污染事件 1 次，均溢油量较少，且得到了及时处理，未对沿岸及周围海洋环境敏感目标造成明显影响。

该项目周边海域环境质量回顾分析结果表明，历次监测中调查海区的水温符合正常的季节变化规律；盐度变化幅度不大，均在海水正常的变化范围内；pH 值在海水正常变化范围内波动。

除 2017 年秋季调查期间出现个别站位的海水铅含量轻微超出第一类海水水质标准值外，其余各评价因子在三次调查期间均全部符合第一类海水水质标准。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。总体看，调查海域历次调查结果表明海水水质状况较稳定，特征污染物石油类含量均符合第一类海水水质标准。

2017 年~2024 年调查均在 HYSY111FPSO 和 PY4-2DPPA 平台布设加密站位，调查化学需氧量和表层油类含量，化学需氧量 COD 主要与生活污水、生产水等有关。调查结果显示，化学需氧量和表层油类含量均较低，在远低于一类标准值的范围内变化，平台周围均未发现异常，加密站位海水化学需氧量及表层油类与环境现状调查站位差异不大。

13.5 环境风险分析与评价结论

番禺 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整项目海洋生态环境风险评价等级为二级，海洋生态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



等及电力辅助平台风机损坏。本项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 150m^3 。本项目新建设施位于

，最近距离为

根据预测结果分析，在 S 风向极值风速条件下最短 46.2h 可到达其他红线区。同时，本项目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。

根据溢油应急可行性分析，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。

本次溢油风险预测假定在 PY10-6 DPPA 平台至 HYSY111 海底混输管道近新建 PY10-6 DPPA 平台侧发生溢油事故，根据应急响应时间分析，本项目周边的溢油应急资源可以在 内响应溢油事故，深圳分公司内部溢油应急力量 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，本项目及深圳分公司周边可协调溢油应急设备可以满足本项目最具代表性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，还可以通过集团公司的统一指挥协同，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。

中海石油（中国）有限公司深圳分公司已按照相关规定编写了《番禺作业公司溢油应急计划》（2025 版）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的溢油应急预案进行修订，将本项目纳入建设单位各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急预案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，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 10-6 油田开发/番禺 4-2 油田二次调整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。



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，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.6，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 90.2，清洁生产先进水平。

13.6.2 总量控制建议

根据生产预测数据，新建 PY10-6DPPA 平台含油生产水最大日排放量为 $53478\text{m}^3/\text{d}$ (2031 年)，石油类排放浓度限值为 45mg/L (石油类月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$)。建议本项目新建 PY10-6DPPA 平台含油生产水排放总量控制指标为 $2041.0 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放总量控制指标为 918.5t/a (石油类浓度 $\leq 45\text{mg/L}$)。本项目依托 PY4-2DPPA 平台含油生产水最大日排放量为 $112278\text{m}^3/\text{d}$ ，石油类排放浓度限值为 20mg/L 。建议本项目依托已建的 PY4-2DPPA 平台含油生产水排放总量控制指标为 $4119.6 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放总量控制指标为 823.9t/a (石油类浓度 $\leq 20\text{mg/L}$)。

本项目新建 PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台均为有人平台，均设有生活楼，新建两座平台均设有生活污水处理装置，生活污水经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。PY10-6WHPA 平台及 PY10-6DPPA 平台生活污水最大产生量分别为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ ($3832.5\text{m}^3/\text{a}$) 和 $50.4\text{m}^3/\text{d}$ ($18396\text{m}^3/\text{a}$)，因此，建议 PY10-6WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $3832.5\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量控制指标为 1.92t/a ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$)；PY10-6DPPA 平台生活污水的总量控制指标为 $18396\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量控制指标为 9.20t/a ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$)。

本项目依托的已建 PY4-2DPPA 平台及 HYSY111FPSO 均不新增定员，且不涉及生活污水处理能力改造，本次不新增生活污水总量申请，维持原环评已批复总量值不变。

13.7 建设项目环境可行性结论

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策的要求；符合《全国海洋主体功能区规划》要求，与《广东省国土空间规划（2021-2035 年）》和广东省“三



区三线”中生态保护红线要求相协调。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。项目周围海域海水、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为一般敏感区。项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、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、可恢复性影响。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，另有少量生活污水及温排水排放。本项目产生的生产水经生产水处理设施处理达标后部分回注，部分于水下沉箱排海，对海水水质的影响是有限的。项目的建设 and 生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响和损害，需采取有效的保护措施。项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位落实了各项污染防治对策措施、生态保护措施、风险防范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。

