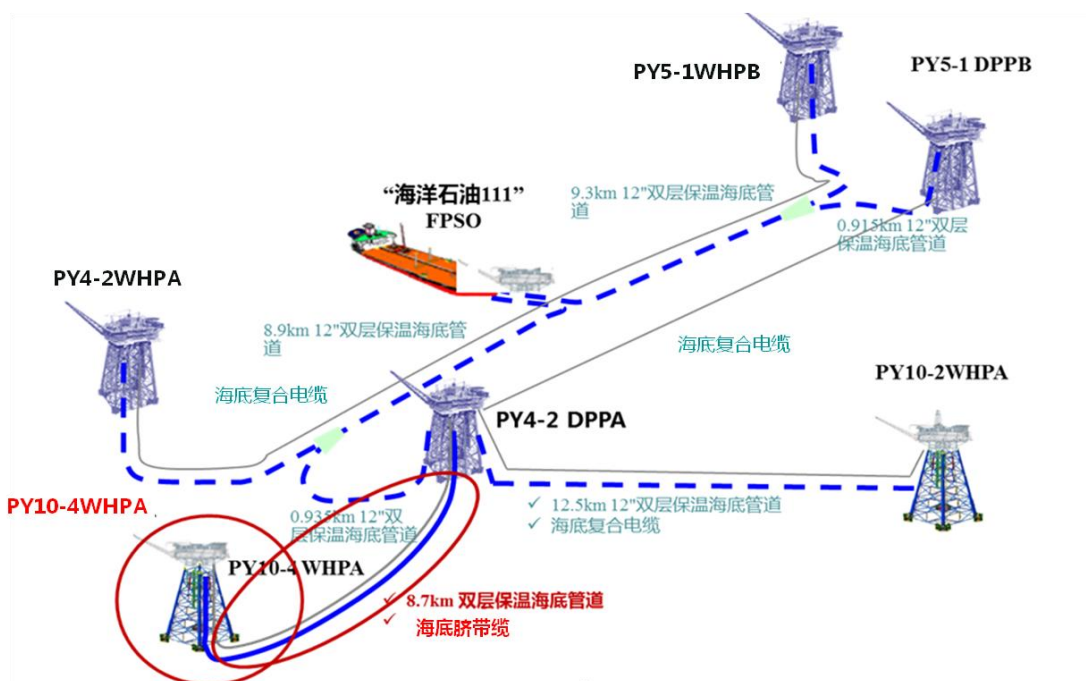


番禺 10-4 油田开发工程

环境影响报告书

建设单位：博道长和石油有限公司



中海油研究总院有限责任公司

北京

二〇一九年三月

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称		番禺 10-4 油田开发工程	
环境影响评价文件类型		环境影响报告书	
一、建设单位情况			
建设单位（签章）		博道长和石油有限公司	
法定代表人或主要负责人（签字）			
主管人员及联系电话		王志群 0755-86706840	
二、编制单位情况			
主持编制单位名称（签章）		中海油研究总院有限责任公司	
社会信用代码		911100007109260782	
法定代表人（签字）			
三、编制人员情况			
编制主持人及联系电话		尹晓娜 010-84522721	
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
尹晓娜	HP0009440		
2. 主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
尹晓娜	HP0009440	概述；总论；工程概况与工程分析	
黄必桂	HP00017666	区域自然环境现状	
胡琴	HP00017635	环境现状调查与评价；环境保护对策措施及其合理性分析	
尤启明	2017035110352014110703000555	环境影响回顾性分析与评价；环境影响评价结论及建议	
郭良波	HP0003264	环境影响预测与评价；环境风险分析与评价；环境经济损益分析	
郭静	HP0011532	环境管理与环境监测；清洁生产分析与总量控制	
四、参与编制单位和人员情况			
海洋环境质量现状调查报告编制单位：国家海洋局南海环境监测中心			
渔业资源现状调查报告编制单位：中国水产科学研究院南海水产研究所			
其他参与编制人员：安明明，谢双蔚，崔艺潇，金嘉萌，吴迪，蒋梅荣			



目 录

概述.....	1
一、项目由来.....	1
二、评价工作程序.....	1
三、关注的主要环境问题.....	2
四、主要评价结论.....	2
1 总论.....	4
1.1 评价依据.....	4
1.2 评价标准.....	6
1.3 环境敏感目标与环境保护目标.....	8
1.4 评价内容.....	9
1.5 评价重点.....	9
1.6 评价工作等级.....	9
1.7 评价范围.....	11
2 工程概况与工程分析.....	12
2.1 建设项目基本情况.....	12
2.2 工程总体开发方案.....	15
2.3 新建工程建设项目组成.....	16
2.4 依托设施校核和改造.....	21
2.5 施工和建设方案.....	27
2.6 生产工艺过程.....	33
2.7 建设阶段产污环节与环境影响分析.....	41
2.8 生产阶段产污环节与环境影响分析.....	42
2.9 建设阶段污染源强核算.....	42
2.10 生产阶段污染源强核算.....	46
3 区域自然环境现状.....	50
3.1 区域自然环境概况.....	50
3.2 海洋功能区划及相关规划符合性分析.....	51
3.3 工程周围环境敏感目标分布.....	58
4 环境现状调查与评价.....	66
4.1 水文动力环境现状调查与评价.....	66
4.2 地形地貌和工程地质环境现状调查与评价.....	66
4.3 海洋环境现状调查概况.....	67
4.4 海水水质现状调查与评价.....	75



4.5	海洋沉积物现状调查与评价.....	77
4.6	海洋生态环境现状调查与评价.....	77
4.7	渔业资源现状调查与评价.....	79
5	环境影响回顾性分析与评价	83
5.1	现有工程回顾.....	83
5.2	相关环评批复及落实情况.....	85
5.3	环境保护设施运行情况.....	86
5.4	海洋环境质量回顾.....	87
5.5	环境影响回顾性分析结论.....	89
6	环境影响预测与评价	91
6.1	海洋环境影响预测.....	91
6.2	海水水质环境影响评价.....	107
6.3	海洋沉积物环境影响评价.....	109
6.4	海洋生态环境影响评价.....	109
6.5	海洋生物资源及生态环境损失评估.....	111
6.6	工程对通航环境的影响分析.....	118
6.7	工程对环境敏感目标的影响分析.....	119
6.8	工程对水文动力的影响分析.....	119
6.9	工程对冲淤环境的影响分析.....	119
7	环境风险分析与评价	121
7.1	风险评价概述.....	121
7.2	风险调查.....	122
7.3	环境风险潜势初判断.....	125
7.4	风险识别.....	131
7.5	风险事故情形分析.....	136
7.6	地质性溢油风险分析.....	146
7.7	溢油风险预测与评价.....	151
7.8	环境风险管理.....	156
7.9	结论与建议.....	167
8	清洁生产分析与总量控制.....	168
8.1	清洁生产内容与符合性分析.....	168
8.2	建设项目清洁生产评价.....	171
8.3	污染物排放总量控制方案与建议.....	176
9	环境保护对策措施及其合理性分析.....	178
9.1	建设阶段环境保护对策措施.....	178
9.2	生产阶段环境保护对策措施.....	182
9.3	海洋生态建设方案.....	188



9.4	环境保护对策措施一览表.....	196
9.5	环保设施“三同时”竣工验收建议	198
10	环境经济损益分析.....	199
10.1	环境保护设备和对策措施的费用估算.....	199
10.2	环境保护的经济损益分析.....	199
10.3	社会效益分析.....	201
11	环境管理与环境监测	203
11.1	环境保护管理计划.....	203
11.2	环境监测计划.....	205
11.3	跟踪监测方案.....	206
12	环境影响评价结论及建议	208
12.1	工程分析结论.....	208
12.2	环境现状分析与评价结论.....	209
12.3	环境影响预测与评价结论.....	213
12.4	环境风险分析与评价结论.....	215
12.5	清洁生产与总量控制.....	219
12.6	环境保护对策措施的合理性、可行性结论.....	220
12.7	区域规划和政策符合性结论.....	222
12.8	建设项目环境可行性结论.....	224
	附件.....	226
附件 1	环境影响评价委托书.....	226
附件 2	依托工程相关环评批复.....	227
附件 3	依托工程相关验收批复.....	238
附件 4	通航报告审查意见	245
附件 5	危废经营许可证	248



概述

一、项目由来

番禺 10-4 油田位于中国南海珠江口盆地，距香港东南约 160km。番禺油田已有番禺 4-2、番禺 5-1、番禺 10-2/5/8 三个油田在生产，番禺 10-4 油田于 2009 年 6 月发现，番禺 10-4 油田计划依托现有番禺 4-2 油田相关设施进行开发。

本工程计划新建一座无人驻守井口平台（PY10-4WHPA），单独开发番禺 10-4 油田 1 井区。新建 PY10-4WHPA 平台设 12 个井槽（初期钻 9 口生产井、预留 3 个井槽），采用自升式钻井船钻完井及后期钻完井、修井。新建 PY10-4WHPA 平台产液通过新建海底管道输往已建 PY4-2DPPA 平台处理，处理后的含水原油通过已建管道输往已建海洋石油 111 号 FPSO（以下简称 HYSY111FPSO）进行进一步处理、储存和外输。番禺 10-4 油田不新建电站，所需用电通过新建海底脐带缆中的电缆由番禺电网提供。

根据国家有关法规的要求，建设单位博道长和石油有限公司委托中海油研究总院有限责任公司承担并完成番禺 10-4 油田开发工程的环境影响评价工作。

二、评价工作程序

按照《环境影响评价技术导则——总纲》（HJ2.1-2011）和《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）的要求，本次环评的工作程序为：接受建设单位评价任务后，评价单位对相关法规、标准及项目有关设计文件进行深入研究，进行项目环境影响识别及因子筛选，并根据分析和筛选结果进行现状调查与收集资料工作，确定了本项目环境影响评价的工作等级、范围和评价重点；根据环境影响评价技术路线进行本项目污染源分析等工程分析工作内容，并开展了环境现状与评价工作；根据工程分析和环境现状调查结果，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、环境经济损益分析、产业政策规划符合性分析等内容；评价单位完成本项目的环境影响报告书后协助建设单位送审相关政府部门，并根据相关政府部门组织召开的



环境影响报告专家审查意见对报告进行修改及报批。

三、关注的主要环境问题

番禺 10-4 油田开发工程主要环境敏感目标为油田所在海域附近的经济鱼类产卵场，油田所在海域位于深海金线鱼产卵场内部，距离鲈鱼珠江口外海区产卵场约 10km，距离其他产卵场均在 30km 以外。

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，以及铺设脐带缆挖沟埋设时掀起的悬浮沙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。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。

四、主要评价结论

番禺 10-4 油田开发工程属于《产业结构调整指导目录(2011 年本)》(2013 修正)“鼓励类”产业，符合国家产业政策。本项目符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划》(2011~2020)，与《广东省海洋主体功能区规划》、《广东省海洋功能区划(2011~2020)》、《广东省海洋生态红线》相协调。

本工程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、沉积物和生物环境质量现状较好，评价范围内的敏感目标主要为深水金线鱼产卵场和鲈鱼珠江口外海区产卵场。本项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液和海底脐带缆挖沟埋设时产生的悬浮沙，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，经依托平台 PY4-2DPPA 和 HYSY111FPSO 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，需采取确实可行的溢



油应急防范对策措施。

评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边的环境影响范围和影响程度是可以接受的。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。



1 总论

1.1 评价依据

本环境影响报告书主要是根据番禺 10-4 油田开发工程总体开发方案，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编制的，具体编制依据如下。

1.1.1 法律法规条例

- 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，2017.11.04 修改）
- 中华人民共和国环境影响评价法（全国人大常委会，2018.12.29 修订）
- 中华人民共和国海域使用管理法（全国人大常委会，2001.10.27 颁布）
- 中华人民共和国渔业法（全国人大常委会，2013.12.28 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（全国人大常委会，2016.11.07 修改）
- 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）
- 中华人民共和国水污染防治法（全国人大常委会，2017.06.27 修改）
- 中华人民共和国环境噪声污染防治法（全国人大常委会，1996.10.29 颁布）
- 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，2016.11.07 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）
- 建设项目环境保护管理条例（国务院，2017.07.16 修改）
- 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）
- 中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例（国务院，1983.12.29）
- 防治船舶污染海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）
- 铺设海底电缆管道管理规定（国务院，1989.02.11）



- 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（国家海洋局，2016.01.05 修改）
- 铺设海底电缆管道管理规定实施办法（国家海洋局，1992.08.26）
- 海底电缆管道保护规定（国家海洋局，2004.01.09 颁布）
- 国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案（国家海洋局，2015.04.03）
- 中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定（交通部，2016.09.02 修正）

1.1.2 技术导则及规范

- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）
- 《建设项目环境风险评价导则》（HJ169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB12763-2007）
- 《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）
- 《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》（2002.4）
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2011 年公布，2016 年修改）
- 《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011）

1.1.3 基础资料

- 番禺 10-4 油田开发工程环境影响评价任务委托书（2018.11）
- 番禺 10-4 油田开发工程总体开发方案（2018.12）

1.1.4 其他依据

- 全国海洋主体功能区规划（2015.8.1）
- 全国海洋功能区划（2011-2020）（国家海洋局，2012.4.25）
- 广东省海洋主体功能区规划（2017.12）
- 广东省海洋功能区划（2011-2020）
- 广东省海洋生态红线（2017.9）
- 产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修正）



1.2 评价标准

1.2.1 环境质量标准

番禺 10-4 油田开发工程环境影响评价中所采用的环境质量标准，详见表 1.2-1。

表 1.2-1 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)	第一类	环境质量现状评价、环境影响评价
	渔业水质标准 (GB11607-89)	-	环境质量现状评价、环境影响评价
沉积物	海洋沉积物质量标准 (GB18668-2002)	第一类	海洋沉积物质量评价
海洋生物	海洋生物质量 (GB18421-2001)	第一类	海洋贝类(双壳类)的生物质量评价
	全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程	/	甲壳类、软体类和鱼类的重金属生物质量评价
	第二次全国海洋污染基线调查技术规程(第二分册)	/	软体类和鱼类的石油烃生物质量评价

1.2.2 污染物排放标准

番禺 10-4 油田开发工程位于香港东南方向 160km 的南海北部海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，工程所在海域属于三级海域；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)，工程所在海区属于二级海区。本项目在建设和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放标准见表 1.2-2。

表 1.2-2 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生物毒性分级 (GB18420.1-2009)	二级	≥50 000mg/L	含油生产水
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	石油类≤45mg/L(月平均)、石油类≤65mg/L(一次容许值)；依托 PY4-2DPPA 平台和 FPSO 石油类控制浓度≤20mg/L(月平均)*	
钻井液/	海洋石油勘探开发污	二级	≥20 000mg/L	水基钻井液



钻屑	染物生物毒性分级 (GB18420.1-2009)			
	海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	水基钻井液和水基钻井液钻 屑含油量≤8% Hg≤1mg/kg; Cd≤3mg/kg	钻井完井作 业过程中排 放的钻井液、 钻屑
生活 污水	海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	COD≤500mg/L	海上钻井阶 段生活污水 的处置
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	海上钻井及 生产阶段生 产垃圾的处 置
生活 垃圾	海洋石油勘探开发污 染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	除粒径直径小于 25mm 的食 品废弃物外，禁止排放或弃 置入海	海上钻井阶 段生活垃圾 的处置
船舶含油污 水		-	含油量≤15mg/L	建设阶段船 舶含油污水 排放
船舶生活污 水	《船舶水污染物排放 控制标准》 (GB3552-2018)、 《73/78 防污公约》、 《国内航行海船法定 检验技术规则》(2011) 《国内航行海船法定 检验技术规则》(2011) (2014 年修改通报)	/	BOD ₅ ≤50mg/L SS≤150mg/L 耐热大肠菌群数≤1000 个/L	2012 年 1 月 1 日前安装(含 更换)生活污 水处理装置 的建设阶段 船舶距岸 3 海里以内(含) 生活污水排 放
		/	BOD ₅ ≤25mg/L SS≤35mg/L 耐热大肠菌群数≤1000 个/L COD _{Cr} ≤125mg/L PH:6~8.5 总氯(总余氯) 0.5 mg/L	2012 年 1 月 1 日及以后安 装(含更换) 生活污水处 理装置的建 设阶段船舶 距岸 3 海里 以内(含)生 活污水排放
		/	使用设备打碎固形物和消毒 后排放；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<距岸 最近距离≤12 海里的海域 内建设阶段 船舶生活污 水排放
		/	船速不低于 4 节，且生活污	距岸最近距



			水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	离 >12 海里海域的建设阶段船舶生活污水排放
船舶垃圾		/	食品废弃物，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。其他固体废弃物收集排入接受设施。	建设阶段船舶产生的船舶垃圾
船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》的要求	/	船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》的要求，其中船舶进入排放控制区应使用硫含量不大于 0.5% 的船用燃油	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

注：*本项目依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 含油生产水中石油类实际排放浓度限值为月均值 ≤20mg/L。

1.3 环境敏感目标与环境保护目标

1.3.1 环境敏感目标

番禺 10-4 油田开发工程主要环境敏感目标为油田所在海域附近的经济鱼类产卵场，油田所在海域位于深水金线鱼产卵场内，距离鲈鱼珠江口外海区产卵场约 10km，距离其他产卵场均在 30km 以外。

此外，番禺 10-4 油田附近的保护区有佳蓬列岛海洋保护区担杆列岛海洋保护区大襟岛海洋保护区、上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区等，距油田最近距离在 120km 以上，油田正常开发生产作业不会对这些敏感造成任何影响，但需作为溢油风险评价关注对象。

工程海区附近主要环境敏感目标详见报告书“第三篇 区域自然环境现状”篇章。

1.3.2 环境保护目标

番禺 10-4 油田开发工程正常作业情况下的环境保护目标为工程周围海域



的海水水质、沉积物质量、生物质量以及重要鱼类产卵场。

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、程度详见报告书“第七篇 环境风险分析与评价”篇章。

1.4 评价内容

根据环境影响识别和有关技术导则的要求，确定本次环境影响评价的评价内容为：建设阶段及正常生产过程中产生的各种污染物（主要是钻井液、钻屑、脐带缆挖沟产生的悬浮沙和含油生产水等）对海水水质、沉积物、海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和渔业资源的影响评价。

1.5 评价重点

依据番禺 10-4 油田开发工程的特点，在对评价因子进行筛选的基础上，确定本次环境影响评价的评价重点包括：

- 施工期间钻井液、钻屑和脐带缆挖沟掀起的悬浮沙的排放对周围海域的海水水质、底质和底栖生物的影响范围及程度；
- 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；
- 环境保护对策措施与清洁生产分析；
- 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；
- 溢油事故风险分析及其防治对策措施。

1.6 评价工作等级

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋工程建设项目的环评内容，依照建设项目的具体类型及其对海洋环境可能产生的影响确定，见表 1.6-1。

表 1.6-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

建设项目类型和内容	环境影响评价内容						
	海水水质环境	海洋沉积物环境	海洋生态和生物资源环境	海洋地形地貌与冲淤环境	海洋水文动力环境	环境风险	其他评价内容
海洋矿产资源勘探开发及其附属工程：海洋油（气）开发及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

由表可见，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油（气）开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于本工程新建平台为导管架结构，导管架桩腿间距较大，透水性良好，对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响轻微；且本工程不涉及填海、疏浚等对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工程内容。本次评价将对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环境影响评价等级主要根据污水每天排放量、年产油量以及所处海域的生态敏感性来确定。

番禺 10-4 油田开发工程投产后，最大年产油量 $42.6 \times 10^4 \text{t/a}$ （2021 年），最大日排水量 $17142.3 \text{m}^3/\text{d}$ （2025 年）。本项目位于深水金线鱼产卵场内，所处生态环境类型为“海洋生态环境敏感区”。根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）的规定，本项目各评价等级见表 1.6-2。

表 1.6-2 环境影响评价等级一览表

工程类型	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	单项海洋环境影响评价等级		
			水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋油（气）开发及其附属工程等工程	污水排放量大于 $10000 \text{m}^3/\text{d}$ 或年产油量大于 100 万 t	生态环境敏感区	1	1	1

由上表可知，根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）中对评价工作等级的判据，确定本项目水质环境、沉积物环境、生态和生物资源环境评价等级为 1 级。

鉴于本工程在建设、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》（HJ 169-2018），确定本项目的风险评价等级为简单分析。

1.7 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB19485-2014）的要求，评价范围需根据工程特点、所在海域环境特征及周边海洋环境敏感目标分布等确定，覆盖工程建设可能影响到的全部海域。

根据番禺 10-4 油田开发工程排污特点以及可能影响的海域范围，并结合本项目各环境要素评价等级，确定以本次开发工程新建和依托设施周围 80km×60km 的矩形区域为本工程正常作业下的的环境影响评价范围。该评价范围的面积约 4800km²，新建设施和依托设施与评价范围边缘的距离均在 15km 以上。

本项目环境影响评价评价范围示意图见图 1.7-1。

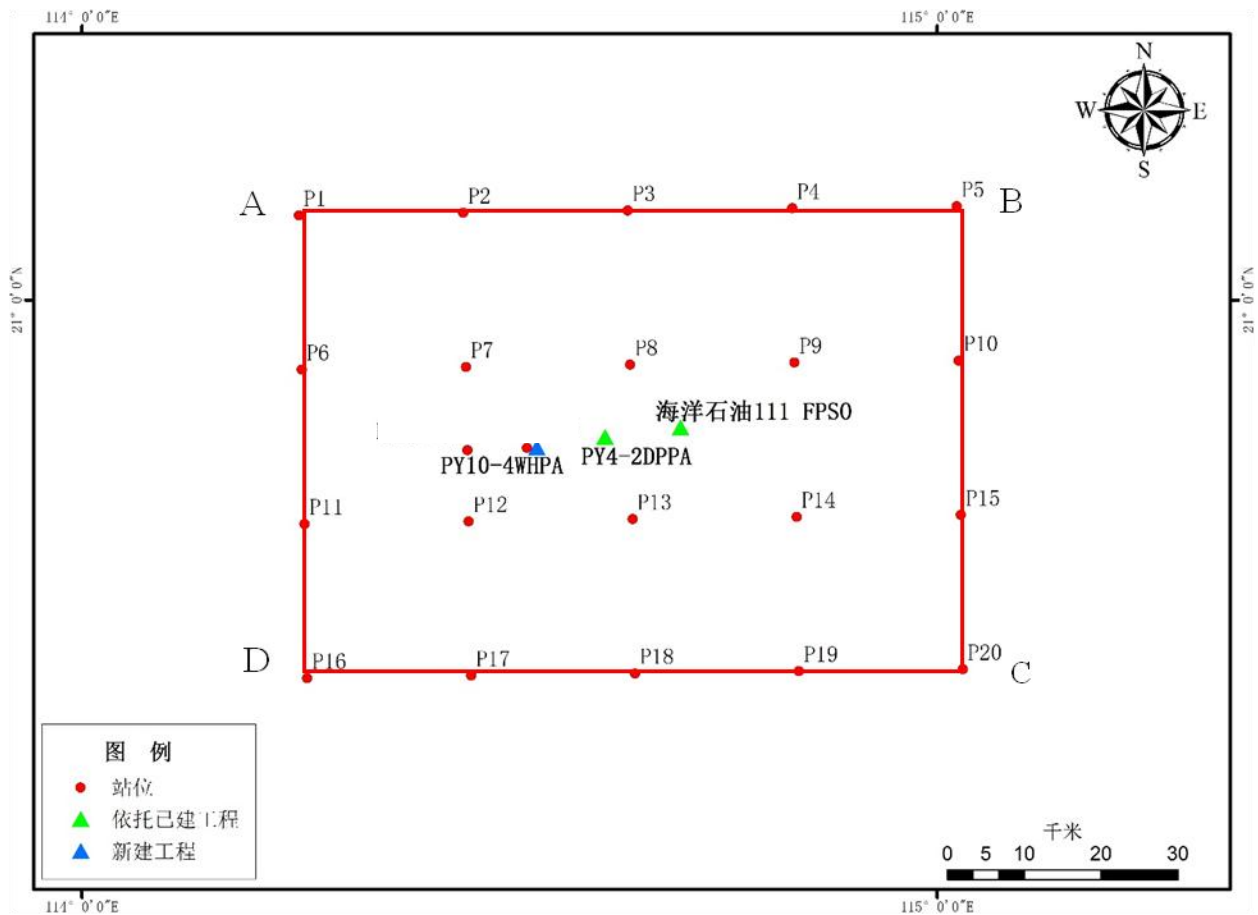


图 1.7-1 本项目正常生产情况下评价范围

2 工程概况与工程分析

2.1 建设项目基本情况

2.1.1 项目名称与建设性质

工程名称为番禺 10-4 油田开发工程，建设单位为博道长和石油有限公司。

本工程新建 1 座无人驻守井口平台、1 条海底管道、1 条海底脐带缆，对现有依托设施（PY4-2DPPA）进行适应性改造，并对现有 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造，属于新建海洋油（气）开发工程。

2.1.2 地理位置

番禺 10-4 油田位于中国南海珠江口盆地，距香港东南约 160km。平台处海图水深为 92m。番禺 10-4 油田开发工程地理位置参见图 2.1-1。

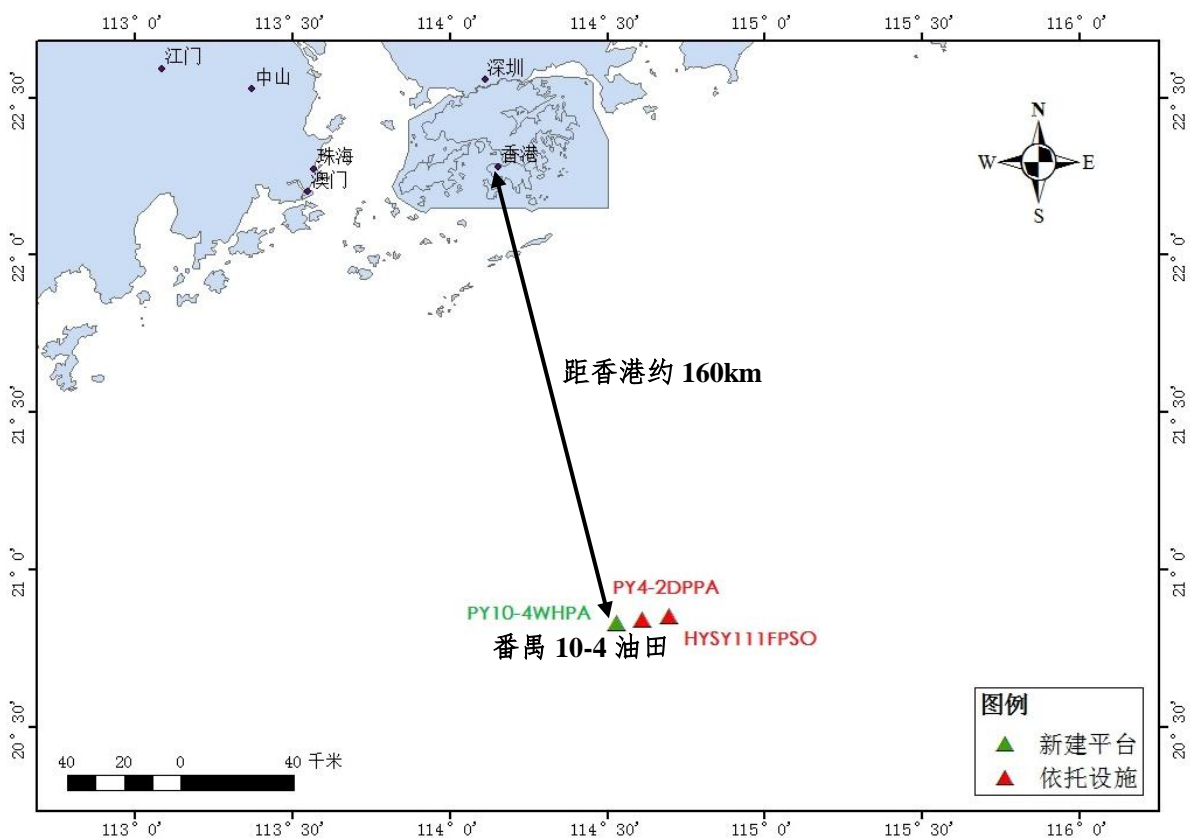


图 2.1-1 工程地理位置示意图



2.1.3 建设内容及规模

本工程新建 1 座无人驻守井口平台 (PY10-4WHPA)、1 条双层保温海底混输管道 (PY10-4WHPA→PY4-2DPPA, 20"/16", 8.7km)、1 条海底脐带缆 (PY4-2DPPA→PY10-4WHPA, 8.7km), 并对依托平台 PY4-2DPPA 进行适应性改造, 对现有平台 PY10-2WHPA 进行无人化改造。

番禺 10-4 油田开发工程先期钻 9 口生产井, 投产后预计最高年产油量为 $42.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年), 最高年产气量为 $38.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)。

本项目主要建设内容见表 2.1-1。

表 2.1-1 本项目建设内容一览表

名称		主要建设内容和规模	
新建工程	平台	功能	新建 PY10-4WHPA 平台为 1 座 4 腿导管架式无人驻守井口平台, 平台不设钻机及修井机模块、无生活楼和相应的生活救生设施。
		总体布置	平台导管架工作点尺寸为 16m×12m。平台上主要设有生产系统、工作间、海水系统、柴油系统和开/闭排系统等。平台共设有上层甲板、下层甲板。
		井槽布置	井槽按照 3(行)×4(列)排列, 井口间距为 2.0m×1.8m, 共计 12 个井槽。新钻生产井 9 口, 预留 3 个井槽。
		采油方式	采用电潜泵采油。
		主工艺系统	平台不设油气水处理系统, 生产井所产流体进入生产管汇汇集后, 依靠电潜泵的压力送入新建的 PY10-4 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道, 主要有生产管汇、多相流量计、清管球发射器等组成。
		公用系统	海水系统、柴油系统和开/闭排系统等。
		环保设施	无水可冲洗环保厕所。
	管道及脐带缆	油气水混输海底管道	PY10-4WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台海底双层保温混输管道, 管径 20"/16", 长度约 8.7km。
		海底脐带缆	PY4-2DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台海底脐带缆, 长度约 8.7km。
改造工程	PY4-2DPPA	对 PY4-2DPPA 平台现有工艺系统、电气系统、仪控系统、通信系统进行适应性改造。	
	PY10-2WHPA	对 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造, 主要包括消防系统、控制系统、操作系统、仪表系统、通信系统等。	

2.1.4 项目生产天数

本项目年生产天数为 328.5 天。



2.1.5 项目基础数据

2.1.5.1 项目开发规模

番禺 10-4 油田开发工程初期钻 9 口生产井，预留 3 个井槽，项目计划自 2021 年 1 月 1 日陆续投产，投产后预计最高年产油量 $42.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)，最高年产气量为 $38.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)，基本情况见表 2.1-2。

表 2.1-2 番禺 10-4 油田开发工程基础数据

项目		番禺 10-4 油田开发工程
高峰 产量	原油	$42.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)
	气	$38.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)
	生产水	$563.13 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2025 年)
开发方式		电潜泵开发
井槽布置		井槽按照 3 (行) \times 4 (列) 排列，井口间距为 1.8m \times 2.0m，共计 12 个井槽。新钻生产井 9 口，预留 3 个井槽。
设施设计年限		平台：25 年、管道：25 年
开发投资		$139,221 \times 10^4$ 元人民币

2.1.5.2 生产物流特性

番禺 10-4 油田油品性质见表 2.1-3，天然气组分见表 2.1-4。

表 2.1-3 番禺 10-4 油田油品性质

番禺 10-4 油田		常规油	稠油
原油密度 kg/m^3	20 $^{\circ}\text{C}$	907.4	944.5
	50 $^{\circ}\text{C}$	888.4	927.0
含蜡量 w%		19.1	1.90
胶质 w%		14.5	19.12
沥青质 w%		1.2	1.70
析蜡点 $^{\circ}\text{C}$		55.7	17.0
凝点 $^{\circ}\text{C}$		39.0	-5.0
闪点 $^{\circ}\text{C}$		59	102
比热 $\text{kJ}/\text{kg}\cdot^{\circ}\text{C}$		2.2	2.0
导热系数 $\text{w}/\text{m}\cdot^{\circ}\text{C}$		0.16	0.15



表 2.1-4 番禺 10-4 油田天然气组分

井号	层位	取样深度 (m)	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	IC ₄	C ₄	IC ₅
PY10-4-1	RE14.70	1006	0.94	70.21	0.6	1.27	0.33	1.19	0.57
		1010	1.5	65.82	0.29	0.08	0.02	0.05	0.04
	RE15.60	1096	8.27	78.73	1.96	2.46	0.69	1.27	1.71
		1100	4.93	73.17	1.39	1.6	2.02	2.12	4.74
		1531.5	9.98	81.38	1.53	0.59	0.31	0.87	0.75
		1533.6	5.19	68.02	0.82	0.19	0.1	0.18	0.11
	RE15.20	1513.5	2.23	66.73	1.59	1.69	1.32	1.81	2.98
	RE16.01	1691	10.09	79.17	2.32	1.37	0.96	0.62	1.59
RE17.20	2040	1.75	82.61	2.02	2.26	1.21	0.76	1.37	
井号	层位	取样深度 (m)	C ₅	C ₆	C ₇	C ₈	N ₂	CO	
PY10-4-1	RE14.70	1006	0.73	0.71	0.44	0.14	12.45	10.42	
		1010	0.06	0.13	0.14	0.07	21.43	10.36	
	RE15.60	1096	0.85	2.68	1.13	0.25	--	--	
		1100	2.54	5.42	1.74	0.33	--	--	
		1531.5	1.16	1.83	1.26	0.32	--	--	
		1533.6	0.14	0.29	0.3	0.19	22.33	--	
	RE15.20	1513.5	1.68	2.86	0.82	0.14	16.17	--	
	RE16.01	1691	0.57	2.16	0.94	0.21	--	--	
RE17.20	2040	0.5	1.63	0.66	0.26	4.97	--		

2.2 工程总体开发方案

本工程将依托番禺 4-2/5-1 油田进行开发,番禺 4-2/5-1 油田由 1 艘海洋石油 111 号 FPSO(以下简称 HYSY111FPSO)和 4 座井口平台(PY4-2WHPA、PY4-2DPPA、PY5-1WHPB、PY5-1DPPB) 及之间的海底管道和电缆组成。番禺 10-4 油田开发工程将新建 1 座 PY10-4WHPA 平台,并铺设 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台的长约 8.7km 的 1 条海底混输管线和 1 条 PY4-2DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台的长约 8.7km 海底脐带缆。

番禺 10-4 油田在新建的 PY10-4WHPA 平台进行开发,生产物流在 PY10-4WHPA 平台计量后通过新建海底混输管道输至 PY4-2DPPA 平台。来自 PY10-4WHPA 的物流,经清管球接收器,送至 PY4-2DPPA 平台现有界面计量分离器进行油气水三相分离。分离出的气相去往闭排兼放空系统;分离出的油相经过商业计量后进入二级分离器,与来自 PY4-2 DPPA 平台、PY10-2/5/8 油田物流一起处理,处理至含水约 40%的流体(2023~2026 年提

高含水率输送) 经现有海底管道输至 HYSY111FPSO 进行进一步处理、储存和外输; 分离出的水相去生产水处理系统, 处理达标后排海。开发工程总体布置见图 2.2-1。

2.3 新建工程建设项目组成

番禺 10-4 油田开发工程计划新建工程设施主要包括:

新建 1 座 PY10-4WHPA 井口平台;

新建 1 条 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台双层保温混输管道 (16"/20", 8.7km);

新建 1 条 PY4-2DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台海底脐带缆 (8.7km)。

2.3.1 新建 PY10-4WHPA 平台

PY10-4WHPA 是一座四腿导管架式无人驻守井口平台, 导管架工作点尺寸为 16m×12m, 采用吊装法整体安装。平台不设生活楼, 不设钻修井设施, 自升式钻井船从平台北侧就位就行钻修井作业。平台共设 12 个井槽, 呈 3 (行) ×4 (列) 排列, 井槽间距为 2.0m×1.8m。平台共设有二层甲板, 分别是上层甲板、下层甲板。平台上主要设有生产系统、工作间、海水系统、柴油系统和开/闭排系统等。

PY10-4 WHPA 平台结构如图 2.3-1 所示。

(1) 上层甲板

上层甲板的尺寸为 31.5m×22.5m, 标高为+24.5m。甲板东侧为两层电气房间, 一层布置了主变压器间、电潜泵变压器区、高压开关间、FM200 间, 二层房间标高+28.5m, 主要布置了中控设备间、电潜泵控制间、主开关间, 此外, 直升机甲板灭火系统布置在 ESP 控制间南侧。直升机甲板位于电气房间顶部, 标高为+35m, 直升机甲板与电气房间顶层有 2.5 米的空间。房间西侧设有 A60 防火墙, 防火墙西侧为危险区, 主要布置了采油树、电加热器、压井泵、多相流量计、测井用区域、为后期开发预留收发球筒、立管和电缆护管等。新建平台无化学药剂系统, 化学药剂由依托平台 PY4-2 DPPA 通过脐带缆提供。上层甲板平面布置图见图 2.3-2 所示。

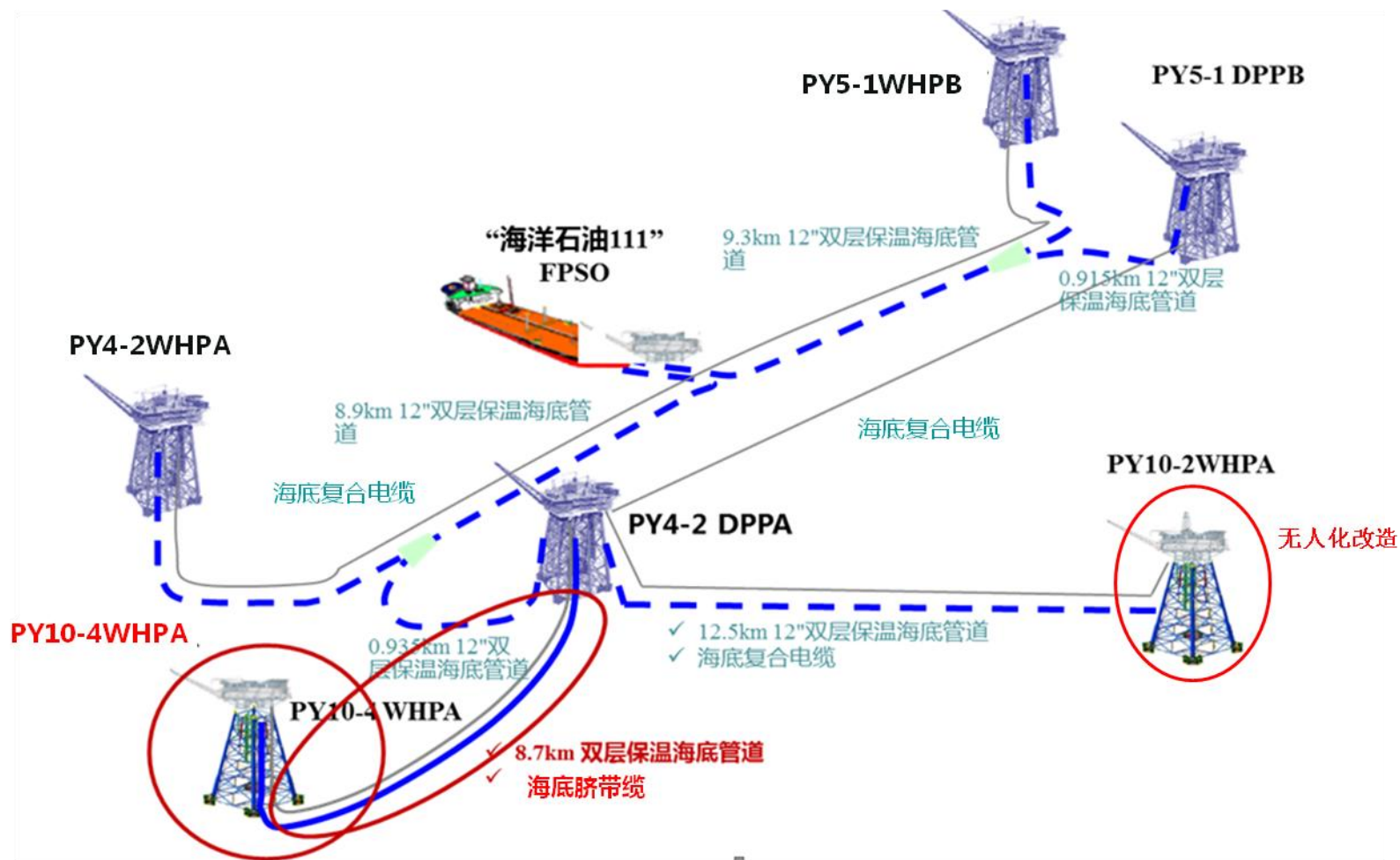


图 2.2-1 番禺 10-4 油田开发工程总体开发方案示意图

(2) 下层甲板

下层甲板尺寸为 31.5m×20.5m，标高为+18.5m。

在甲板 1 轴、2 轴之间设置 A60 防火墙，防火墙东侧为安全区，主要布置了海水系统、应急置换泵、应急发电机间、应急开关间、电池间等。防火墙以西为危险区，主要布置了采油树、清管球发球器、开/闭排系统、柴油系统和多路阀等。下层甲板平面布置图见图 2.3-3 所示。



图 2.3-1 PY10-4WHPA 平台结构图

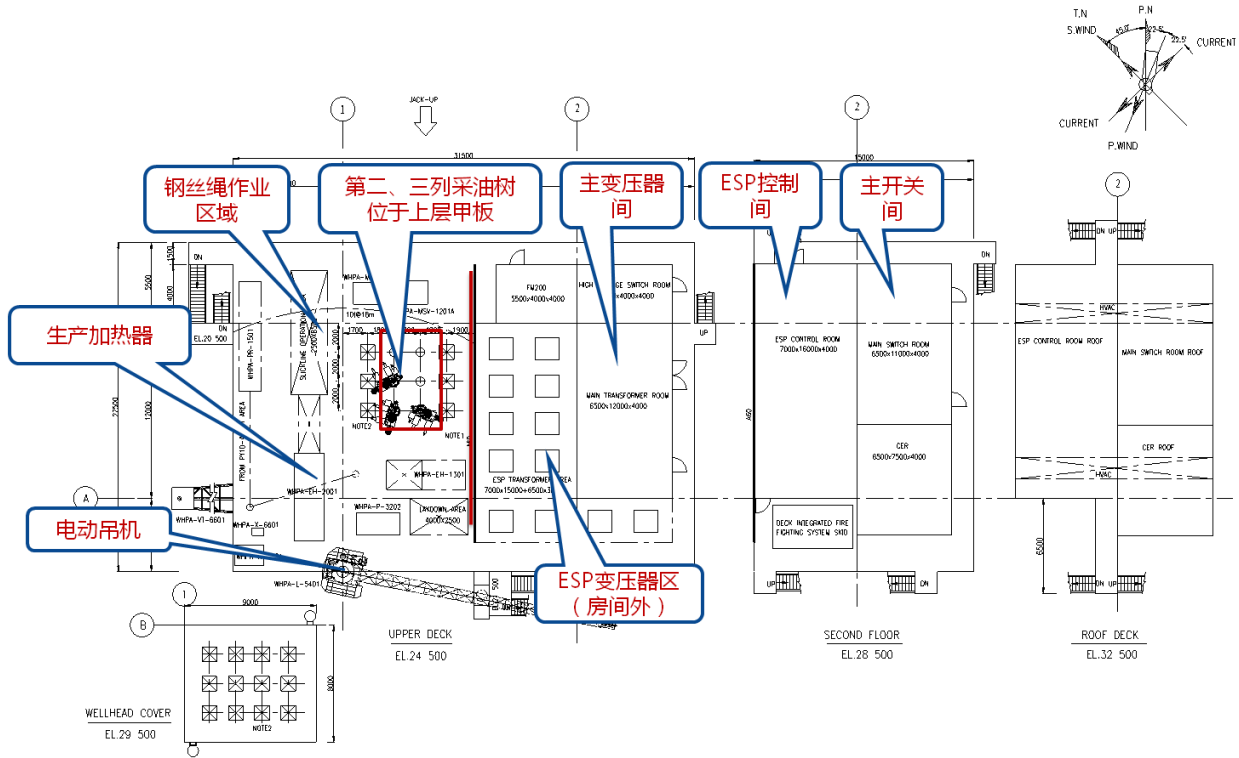


图 2.3-2 新建 PY10-4WHPA 平台上层甲板平面布置图

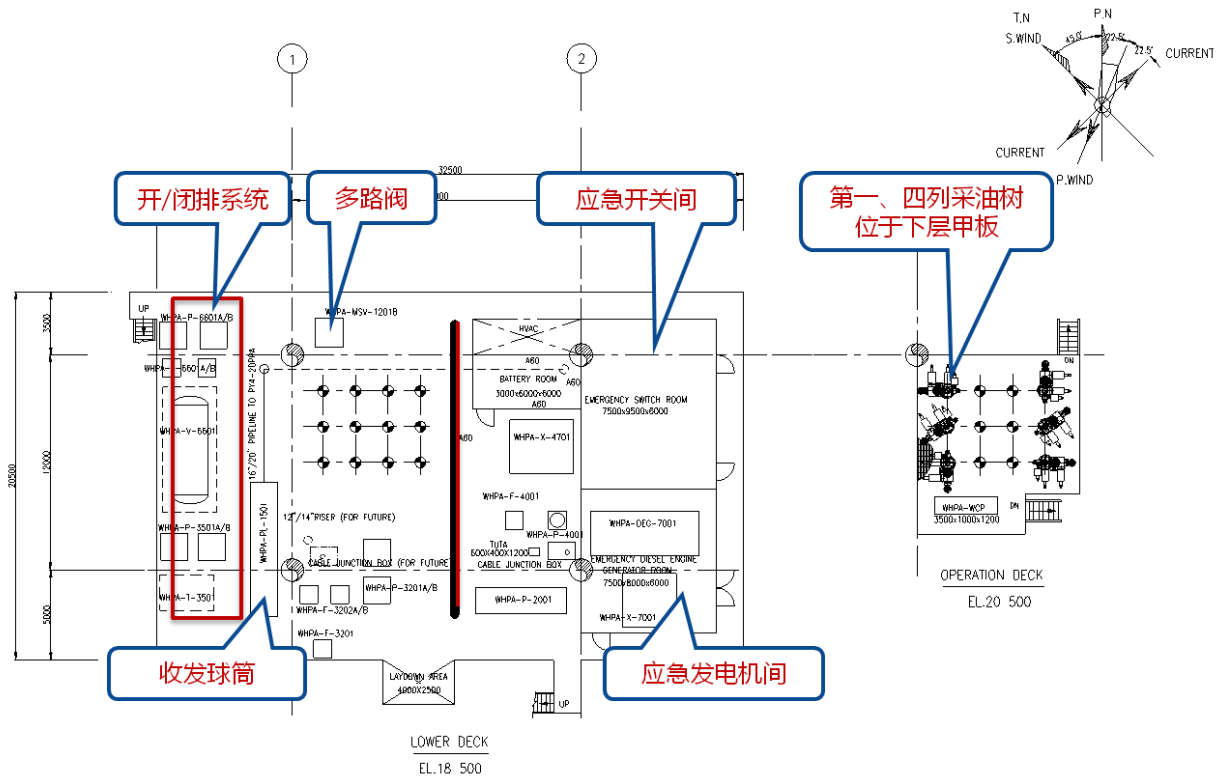


图 2.3-3 新建 PY10-4WHPA 平台下层甲板平面布置图

2.3.2 新建 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台海底管道

番禺 10-4 油田开发工程计划新建 1 条 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台油水混输管道,将 PY10-4 WHPA 平台的生产物流输至 PY4-2 DPPA 平台。新建管道采用双层保温管结构方案,保温层采用聚氨酯泡沫材料,厚度为 25mm,钢管外防腐采用 3LPE (熔结环氧+粘结层+聚乙烯,总厚度不小于 3.1 mm),新建海管有关参数见表 2.3-1,截面示意图见图 2.3-4。海底管道直接铺设于海底,不挖沟埋设。

表 2.3-1 番禺 10-4 油田开发工程新建海管相关参数

参数	PY10-4WHPA→PY4-2DPPA
管道内管直径	406.4mm
管道外管直径	508mm
管道长度	8.7km
最大操作压力	3100kPa
最大操作温度	77℃
液体出口流速	2.91m/s
腐蚀裕量	3.0mm
保温层厚度	25mm
设计寿命	25 年

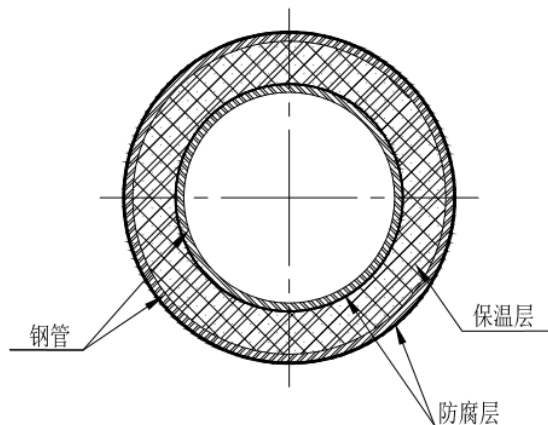


图 2.3-4 新建海底管道截面示意图

2.3.3 新建 PY4-2 DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台海底脐带缆

本项目新建一条 PY4-2 DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台海底脐带缆,长约为 8.7km。脐带缆包括独立的化学药剂注入管线、电缆和光缆,注入管线用于传送化学药剂,电缆用于为平台供电、光缆作为实现无人井口平台

PY10-4WHPA 与 PY4-2 DPPA 通讯的介质。海底脐带缆采用后挖沟方式铺设，埋设 1.5m。

脐带缆内部功能及包含内容见表 2.3-2。

表 2.3-2 脐带缆内部功能

序号	功能	备注
1	3 根化学药剂管线	缓蚀剂/杀菌剂、防垢剂、批处理剂
2	1 根 3 芯电缆	1 条 35kV, $3C \times 120\text{mm}^2$
3	3 根光缆	12 芯 $\times 3$

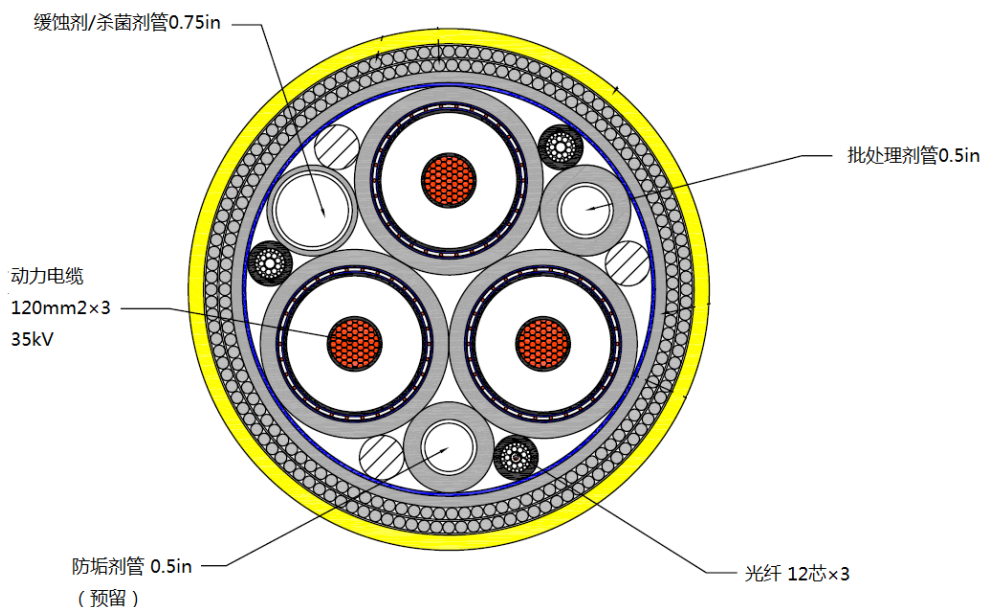


图 2.3-5 脐带缆截面示意图

2.4 依托设施校核和改造

现有番禺油田主要包括番禺 4-2/5-1 油田、番禺 4-2/5-1 油田调整工程、番禺 10-2/5/8 油田，主要工程设施包括由 1 艘 HYSY111FPSO 和 5 座井口平台（PY4-2WHPA、PY4-2DPPA、PY5-1WHPB、PY5-1DPPB、PY10-2WHPA）及之间的海底管道和电缆。各平台物流走向见图 2.4-1。

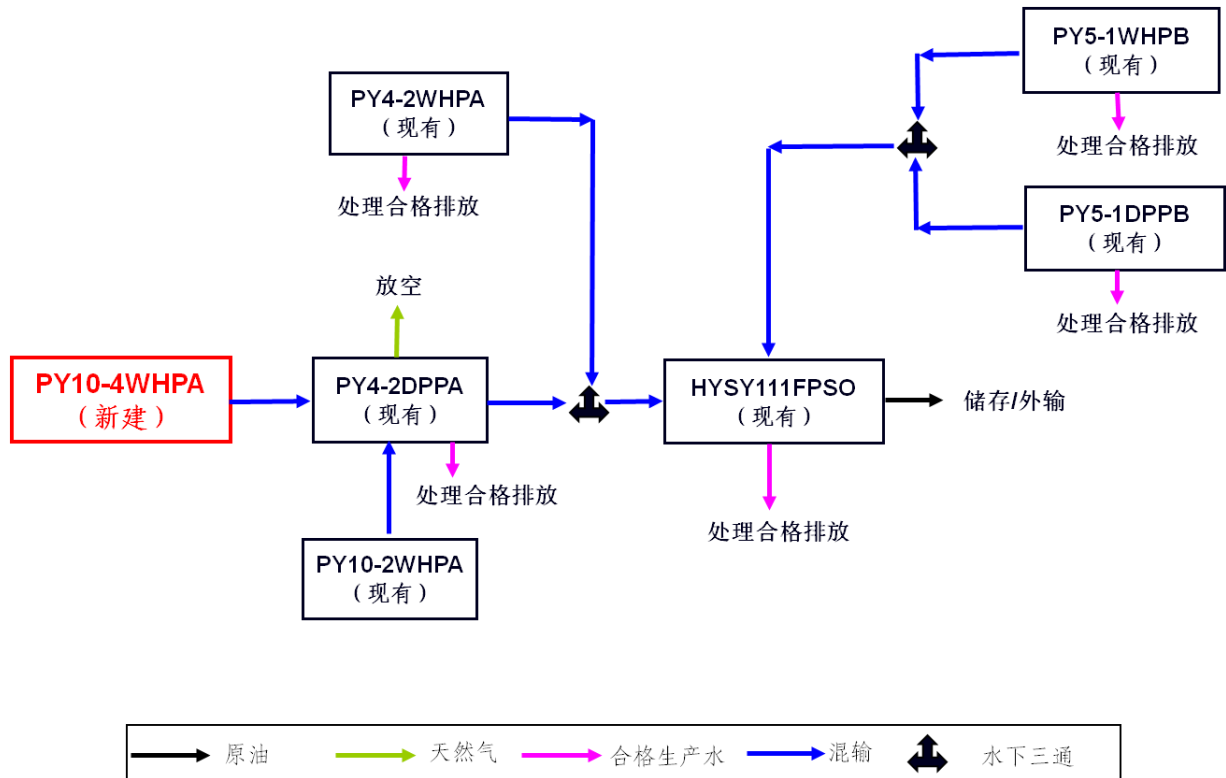


图 2.4-1 物流走向示意图

本项目主要依托 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 及 PY4-2DPPA 至水下三通、水下三通至 HYSY111FPSO 的海底混输管道。依托工程基本情况见表 2.4-1。

表 2.4-1 依托工程基本情况

平台名称	主要建设内容
PY4-2DPPA 平台	PY4-2DPPA 平台为八腿钢结构导管架平台，于 2012 年 11 月建成投产，平台设计寿命为 25 年；设计油处理能力 5499 m ³ /d；生产水处理系统采用“水力旋流器+紧凑式气浮”工艺，生产水处理能力为 87999m ³ /d，液设计处理能力为 93498m ³ /d。
HYSY111FPSO	HYSY111FPSO 是一艘储油能力约为 12.72×10 ⁴ m ³ 的浮式生产、储油和卸油装置，于 2003 年 10 月投产，设计寿命为 25 年；原油设计处理能力 16854m ³ /d；液设计处理能力 38160m ³ /d；生产水处理系统采用“水力旋流器+脱气撇油罐”工艺，生产水设计处理能力为 36570m ³ /d。HYSY111FPSO 分为两个系列（4-2 系列、5-1 系列），其中 4-2 系列原油设计处理能力 8427m ³ /d；液设计处理能力 19080m ³ /d，生产水处理能力为 18285 m ³ /d。
PY4-2DPPA 至水下三通及水下三通至 HYSY111FPSO 的海底混输管道	长约 935mPY4-2DPPA 至水下三通的 12"/16"双层保温混输管；长约 8.9km 水下三通至 HYSY111FPSO 的 12"/16"双层保温混输管。



2.4.1 PY4-2DPPA 平台/HYSY111FPSO 校核

本工程投产后，物流主要依托 PY4-2DPPA 平台、HYSY111FPSO 的油、水、液处理系统进行处理和依托 PY4-2DPPA 平台至水下三通海底混输管道和水下三通至 HYSY111FPSO 海底混输管道进行输送，PY4-2DPPA 平台、HYSY111FPSO 校核结果见表 2.4-2。

表 2.4-2 依托 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 能力校核

	PY4-2DPPA 平台			HYSY111FPSO 4-2 系列		
	油	水	液	油	水	液
设计处理能力 (m ³ /d)	5499	87999	93498	8427	18285	19080
本项目投产后处理量 (m ³ /d)	3035.4	74800	81735.7	3866.6	6358.1	8663.3

由表可见，PY10-4 油田接入 PY4-2DPPA 平台后，PY4-2DPPA 最大油处理量为 3035.4m³/d (2021 年)，最大生产水处理量为 74800m³/d (2023 年~2026 年)，最大产液处理量为 81735.7m³/d (2024 年)。2023 年~2026 年，进 PY4-2DPPA 生产水处理系统的水量按照生产水处理系统设计能力的 85% 考虑，超过处理能力 85% 的水量输送至 HYSY111FPSO。通过校核，本项目投产后，进入 PY4-2DPPA 处理的油、水、液最大量均小于 PY4-2DPPA 平台的油、水、液系统的设计处理能力，PY4-2DPPA 平台的处理能力可以满足依托要求。

本次番禺 10-4 油田开发工程投产后，输送到 HYSY111FPSO4-2 系列处理的最大原油处理量为 3866.6m³/d，最大生产水处理量 6358.1m³/d，最大产液处理量 8663.3m³/d，均低于 HYSY111FPSO 4-2 系列油、水、液系统的设计处理能力，HYSY111FPSO 的处理能力可以满足依托要求。

因此，本工程投产后，进入 PYY4-2DPPA 平台、HYSY111FPSO 油、水、液最大量未超出设备的设计处理能力，满足依托要求。

2.4.2 海底管道校核

本项目依托海底管道包括 PY4-2DPPA 平台至水下三通海底混输管道和水下三通至 HYSY111FPSO 海底混输管道，校核结果见表 2.4-3。



表 2.4-3 依托管道管输能力校核

原设计	最大操作压力	原设计	最大操作压力
PY4-2DPPA→水下三通		水下三通至 HYSY111FPSO	
6260 kPaA	3760kPaA	5000 kPaA	3580 kPaA

由表可见，本工程投产后，依托管道最大操作压力未超出原设计压力，两条管道能够满足该配产输量下的输送需要。各依托管道在达到使用年限前需结合检测计划，开展相关检测和延寿评估工作。

2.4.3 PY4-2DPPA 平台改造

2.4.3.1 工艺系统

番禺 10-4 油田开发工程所产物流经新建海底管道输送到 PY4-2DPPA 平台进行处理，经校核，需对 PY4-2DPPA 平台原来接受 PY10-2/5/8 油田来液的界面计量分离器进行改造，改造后用于接收 PY10-4WHPA 来的物流。主要将加高两台界面计量分离器的堰板高度和对两台界面分离器的水相出口管线进行扩径改造。

经校核，需在 PY4-2DPPA 平台新增化学药剂注入橇（药剂罐、注入泵）、清管球收球筒及增加地漏和溢流管线进入开排管汇，同时，增加相应排放管线进入闭排管汇和放空管汇。

2.4.3.2 电气系统

PY4-2DPPA 平台高压开关间和主开关间新增一面 35kV 和 400V 开关柜，并对 EMS 原系统进行改造升级。新增 35kV 开关柜通过新建海底脐带缆种的电缆与 PY10-4 WHPA 平台相连。

2.4.3.3 给排水系统

PY4-2DPPA 立式旋流气浮水相出口管线新增一条 6”的支路去往 PY10-4WHPA 到 PY4-2DPPA 的海管入口。

2.4.3.4 仪控系统

在 PY4-2DPPA 增加一台 18 寸关断阀及相应的现场仪表和火气探头，新增仪表、阀门和火气探头信号送原 PY4-2DPPA 中控系统集中监控，并修改控



制系统组态和关断逻辑。在 PY4-2DPPA 设置 PY10-4WHPA 平台的远程监控中心，设置 2 台远程操作站和 1 台 PY10-4 WHPA 的应急操作盘。

2.4.3.5 通信系统

PY4-2 DPPA 平台增设数字微波系统，作为光纤通信的备用路由。

2.4.4 PY10-2WHPA 平台改造

PY10-2WHPA 平台于 2014 年投产，为 4 腿导管架，三层甲板，共设 6 个井槽，现有开发井 5 口，平台日产油约 408.8m³，剩余可采年限为 16 年，通过海缆由 PY4-2DPPA 平台提供动力，设有直升飞机坪。PY10-2WHPA 平台距 PY4-2DPPA 平台约为 12.5km，平台所在海域水深 102m。PY10-2WHPA 平台无油水处理设施，平台生产井所产流体进入生产管汇汇集后，依靠电潜泵的压力送入已建的 PY10-2 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道，在 PY4-2DPPA 平台进行处理。

PY10-2WHPA 平台主要改造为无人化改造，改造后为无人驻守平台，本次改造不改变平台工艺流程和主要工艺设备，改造主要为新增仪表、监控设备、中控系统等，不拆除其他设施；主要增加相应的远程控制、远程启动、监测及可视化等功能，实现远程操作和控制。

2.4.4.1 工艺/公用系统

PY10-2WHPA 平台的井口压力、套管压力均改为远传中控。井口去往测试/生产管汇的阀门改造为遥控阀门；将压井泵、药剂注入泵、开排槽泵等相关阀门改为远程控制阀门，实现远程启停功能和远程监测功能。

海水提升泵增加状态监测、远传和远程启停功能；同时增加生活楼海水罐液位远程监控；人员登台巡检时，需对组块和生活楼海水系统进行维护；新增 1 套无水可冲洗式厕所，供登台人员间歇使用；直升机甲板情况及直升机起降过程可在中控室远程视频监控。

消防系统主要增加消防泵状态远传及远程启动控制，增加消防管网压力监测，消防水排海处由多功能摄像头实现监控。气体灭火系统增加状态远传及远程启停功能。



2.4.4.2 机械系统

消防泵、空压机、压井泵、开闭排泵等增加远程启动控制、远程运行状态监控。需要保证机械设备的正常运行，并能够在远程监控中心实时了解设备的运行状态，并根据需要对相应的设备进行远程控制。

2.4.4.3 电气系统

主要在 VCB 具备自动合闸条件，需进行盘柜内接线改造，电气房间增加摄像头。泵类低压回路没有欠压脱扣装置，失电后保持合闸状态。非本平台故障导致失电，且 UPS 有电情况下，可以自动恢复供电。馈线类低压回路没有欠压脱扣装置，失电后保持合闸状态。非本平台故障导致失电，UPS 有电，且未触发 ESD 关断情况下可以自动恢复供电。增加一套 UPS 在线监测系统；在一些设备上的供电回路中增加多功能表，电气参数上传至平台 EMS 系统；对 EMS 进行升级改造。

2.4.4.4 仪控系统

改造仪控系统，实现紧急关断阀远程复位功能、远程开井功能；将一些手动球阀增加电动执行机构，改造为电动控制开关阀，并将新增信号接入中控系统；将平台地显示仪表全部更换为带变送器的仪表，并将新增仪表信号接入中控系统，同时根据工艺要求修改部分设备上的变送器设定点。

将各类改造增加的变送器、流量计、火焰探头和阀门等所有新增现场仪表信号接入平台原中控系统，同时根据工艺要求修改参数设定值，适应最新流程，并对原中控系统进行相应的组态和逻辑改造，实现显示和控制功能。将监测数据接入原中控过程控制系统，实现设备数据监控功能。

另外，对 PY4-2 DPPA 中控室新增两台工程师站，安装相应的软硬件，实现 PY10-2 WHPA 所有数据监控和远程遥控功能。

2.4.4.5 通信系统

在 PY10-2 WHPA 平台现有 CCTV 视频监控系统基础上增加 11 个摄像头接入现有 CCTV 系统，所有视频监控图像通过网络回传到 PY4-2DPPA 平台统一远程监控；增设 4 个 25W 室外防爆扬声器；在 PY10-2 WHPA 井口平台和



PY4-2DPPA 平台增加网络信道控制器，实现无线对讲系统联网。

2.4.4.6 暖通系统

主要将中央控制室、UPS 间、开关间的空调全部增加远程启停功能及温湿度、压力等信号远程状态监测。变压器房间内增加温湿度、压力等状态信号远传中控集中监测；风机、风闸远程启停通过远程控制马达启动器实现。

此外，在登平台直梯位置、通往下层甲板的 2 处入口处增加 3 套防盗门，在靠船设施附件及下层甲板及楼梯处设置挡板。

2.5 施工和建设方案

本开发工程的海上施工/安装作业内容包括钻井完井作业、平台导管架和上部设施的安装、海底管道/脐带缆的铺设、平台改造等工程。

2.5.1 平台安装方案

导管架、组块拟在陆地建造，导管架、组块均滑移装船，使用运输驳船运抵现场，导管架采用浮吊船吊装下水，上部组块设施也使用浮吊船吊装安装。

2.5.2 钻完井方案

根据钻完井方案，番禺 10-4 油田初期钻井 9 口生产井，其中 1 口为定向井、8 口为水平井，钻井总井深 23492.45m，平均井深 2610m，最大井深 3071m（PY10-4-A6H 井），最大水平位移 1745.5m（PY10-4-A6H 井），最大位垂比 1.02（PY10-4-A6H 井）。

2.5.2.1 钻井设备和钻井方式

钻机设备：初期开发井及后期调整井均采用自升式悬臂梁钻井平台开展钻完井作业。

钻井方式：导管架钻井。

2.5.2.2 井槽排列及井口间距

番禺 10-4 油田井槽排列方式为：3×4，井口间距为：2.0m×1.8m，共计 12

个井槽。该平台初期钻井 9 口，预留 3 个井槽。井槽示意图见图 2.5-1。

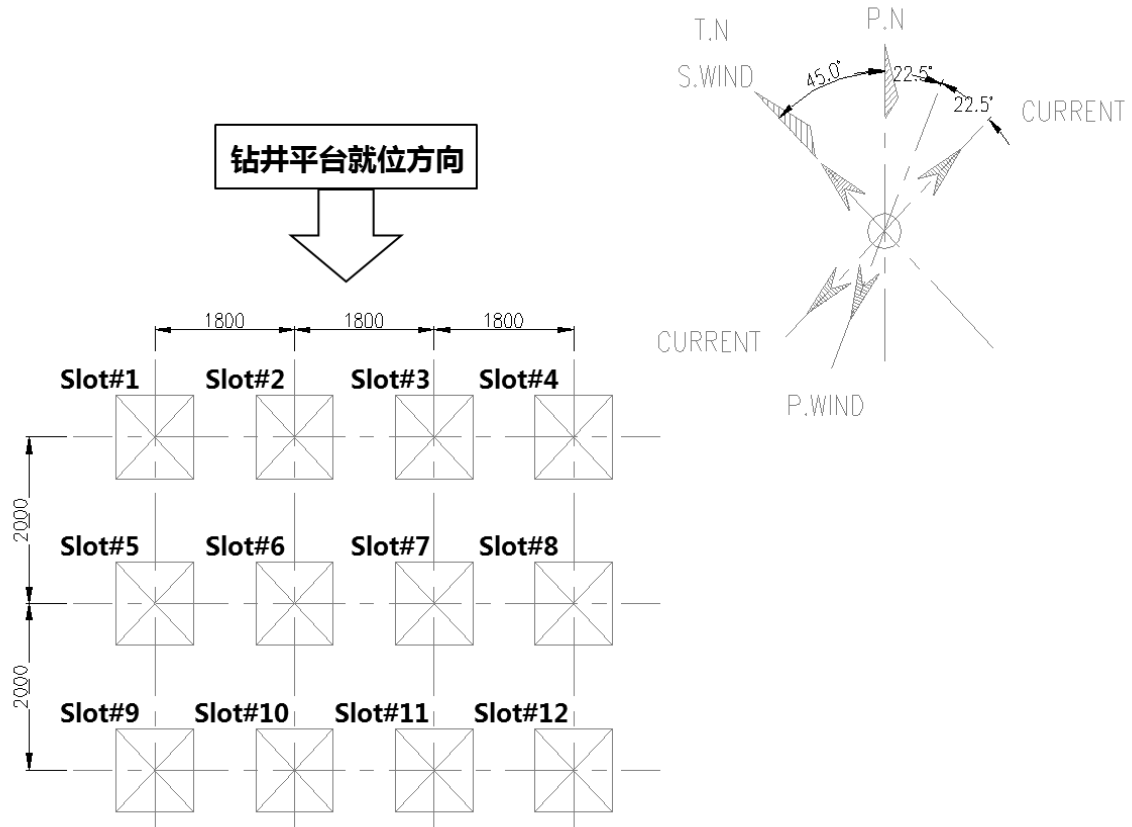


图 2.5-1 井槽排列及预留槽口示意图

2.5.2.3 井身结构套管程序

本工程新建 PY10-4WHPA 平台上共设 12 个井槽，初期钻井 9 口，预留 3 个井槽。套管程序及典型井身结构见表 2.5-1 和图 2.5-2 至图 2.5-3。

表 2.5-1 井身结构及套管程序

井名	井眼尺寸×井深	套管尺寸×井深
A1	16"×740m	13-3/8"×735m
	12-1/4"×2305.46m	9-5/8"×2300m
A2H	16"×743m	13-3/8"×738m
	12-1/4"×2510m	9-5/8"×2505m
	8-1/2"×2953.66m	
A3H	16"×753m	13-3/8"×748m



	12-1/4" × 1998m	9-5/8" × 1993m
	8-1/2" × 2701.97m	
A4H	16" × 753m	13-3/8" × 748m
	12-1/4" × 1875m	9-5/8" × 1870m
	8-1/2" × 2495.22m	
A5H	16" × 763m	13-3/8" × 758m
	12-1/4" × 1768m	9-5/8" × 1763m
	8-1/2" × 2221.02m	
A6H	16" × 780m	13-3/8" × 775m
	12-1/4" × 2490m	9-5/8" × 2485m
	8-1/2" × 3071.02m	
A7H	16" × 753m	13-3/8" × 748m
	12-1/4" × 2020m	9-5/8" × 2015m
	8-1/2" × 2734.89m	
A8H	16" × 775m	13-3/8" × 770m
	12-1/4" × 1920m	9-5/8" × 1915m
	8-1/2" × 2586.27m	
A9H	16" × 763m	13-3/8" × 758m
	12-1/4" × 1870m	9-5/8" × 1865m
	8-1/2" × 2422.94m	

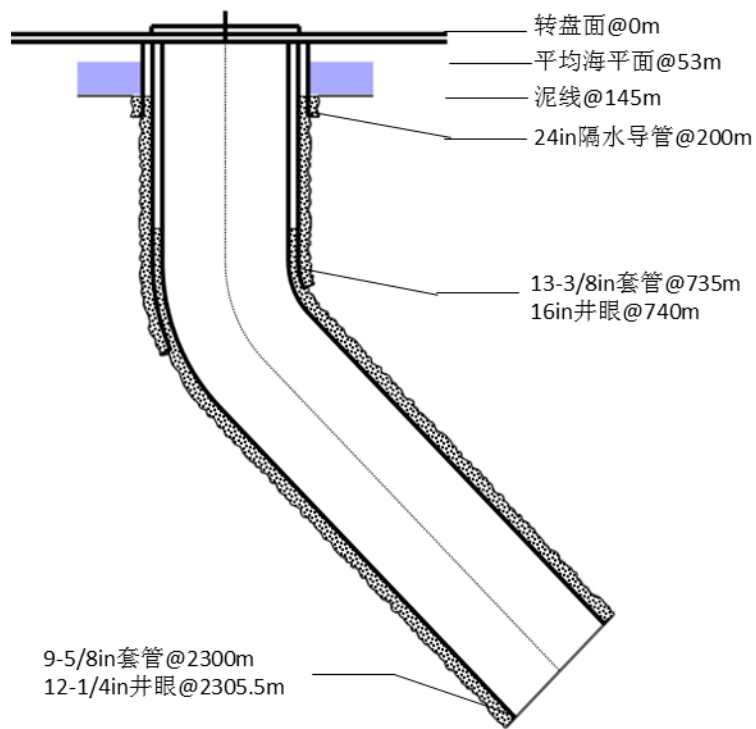


图 2.5-2 典型定向井井身结构示意图 (A1 井)

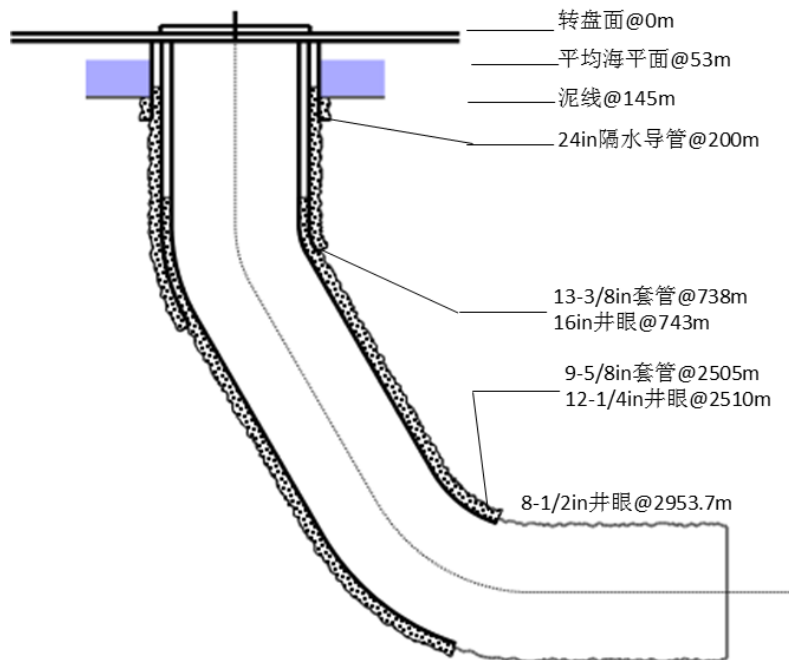


图 2.5-3 典型水平井井身结构示意图 (A2H 井为例)



2.5.2.4 批钻情况和钻井周期

本项目分 2 批次投产，第一批共 6 口井，第二批次共 3 口井。每口井的钻井周期和钻井时间见表 2.5-3。

表 2.5-3 钻井周期和钻井时间

井名	井深 (m)	进尺 (m)	单井周期	钻进时间
A1	2305.46	2160.46	10.1	5.57
A2H	2953.66	2808.66	14.9	10.3
A3H	2701.97	2556.97	13.6	9.21
A4H	2495.22	2350.22	12.7	8.3
A5H	2221.02	2076.02	11.7	7.33
A6H	3071.02	2926.02	15.1	10.5
A7H	2734.89	2589.89	13.8	9.33
A8H	2586.27	2441.27	12.9	8.52
A9H	2422.94	2277.94	12.5	8.12
合计 (9 口井)	23492.45	22187.45	117.3	77.18

2.5.2.5 钻井液体系

本项目全部使用水基钻井液，其中定向井（A1 井）使用海水/膨润土浆和聚合物钻井液体系；水平井（A2H 井、A3H 井、A4H 井、A5H 井、A6H 井、A7H 井、A8H 井、A9H 井）使用海水/膨润土浆、聚合物钻井液体系和免破胶无粘土相钻井液体系。钻井液的主要成分及含量列于表 2.5-4 中。

表 2.5-4 (1) 定向井钻井液及主要性能 (A1 井)

井眼尺寸(in)	16	12-1/4
钻井液类型	海水/膨润土浆	聚合物钻井液
密度(g/cm ³)	1.03~1.06	1.08~1.18
粘度(s/qt)	>100	40~60
PV(mPa.s)	-	≤25
YP(Pa)	-	9~13
GEL10'/10"(Pa)	-	1.5~3/3~6
3/6RPM	-	6~10/9~14
APIFL(ml/30min)	-	≤6.0



MBT(kg/m ³)	-	≤25
PH 值	-	9~10
低密度固相含量(%)	-	≤6.0

表 2.5-4 (2) 水平井钻井液及主要性能

井眼尺寸(in)	16	12-1/4	8-1/2
钻井液类型	海水/膨润土浆	聚合物钻井液	免破胶无粘土相钻开液体系
密度(g/cm ³)	1.03~1.06	1.08~1.18	1.08~1.18
粘度(s/qt)	>100	40~60	50~70
PV(mPa.s)	-	≤25	≤25
YP(Pa)	-	9~13	10~20
GEL10'/10"(Pa)	-	1.5~3/3~6	5~8/8~12
3/6RPM	-	6~10/9~14	4~15/6~18
APIFL(ml/30min)	-	≤6.0	≤5.0
MBT(kg/m ³)	-	≤25	<14
PH 值	-	9~10	8~10
低密度固相含量(%)	-	≤6.0	≤5.0
LSRV(mpa.s)	-		15000~35000

备注:

- (1) 现场以尽量低的钻井液比重开钻、钻进,根据实际情况进行调整;
- (2) 现场要备有足够的加重材料、清洁剂和分散剂、常规堵漏剂及解卡剂;
- (3) 现场在调整钻井液性能时要均匀,防止发生井漏。

2.5.3 海底管道/脐带缆铺设方案

海底管道拟用铺管船施工,海底脐带缆拟用铺缆船施工。海管不埋设,直接放于海床上;脐带缆全程挖沟埋设,采用非接触式喷射挖沟机,先铺设后挖沟,开沟后脐带缆下沉,埋设 1.5m。

海上建设阶段主要作业内容、作业期和参加作业的船舶见表 2.5-5。

表 2.5-5 海上施工作业期(计划)

作业内容	作业期(d)	作业船舶	作业人数
PY10-4WHPA 平台钻完井	184	钻井船 1 艘	130
		供应船 2 艘	20
		值班船 1 艘	10
PY10-4WHPA 平台导管架安装	23	浮吊船 1 艘	46
		拖轮 4 艘	80



		驳船 3 艘	30
		交通船 1 艘	10
组块安装	10	浮吊船 1 艘	52
		拖轮 1 艘	20
		驳船 1 艘	10
		交通船 1 艘	10
		铺管船 1 艘	35
海底管道铺设	77	驳船 4 艘	40
		拖轮 5 艘	100
		铺缆船 1 艘	80
脐带缆铺设	20	拖轮 1 艘	20
平台改造	168	/	70

2.6 生产工艺过程

2.6.1 新建 PY10-4WHPA 平台工艺流程

新建 PY10-4WHPA 平台无油水处理设施，平台生产井所产流体进入生产管汇汇集后，依靠电潜泵的压力送入新建的 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道，在 PY4-2DPPA 平台进行处理。新建 PY10-4WHPA 平台工艺流程图见图 2.6-1。

2.6.2 改造 PY10-2WHPA 平台工艺流程

PY10-2WHPA 平台无油水处理设施，平台生产井所产流体进入生产管汇汇集后，依靠电潜泵的压力送入已建的 PY10-2 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道，在 PY4-2DPPA 平台进行处理。PY10-2WHPA 平台工艺流程图见图 2.6-2。

2.6.3 依托 PY4-2DPPA 平台工艺流程

PY10-4WHPA 平台所产井液通过电潜泵增压，全部输送到 PY4-2DPPA 平台，进入 PY4-2DPPA 平台的油田界面计量分离器，经过油、气、水三相分离，再经过油、气、水三相计量后，含水原油进入 PY4-2DPPA 平台的二级分离器做进一步处理。

番禺 10-4 油田的含水原油与番禺 10-2/5/8 油田、PY4-2DPPA 平台的生产流体在二级分离器进行混合后，处理到含水为 40% 的原油经外输泵增压，通

过海底管道输送到 HYSY111FPSO 上作进一步处理。PY4-2DPPA 平台工艺流程图见图 2.6-3。

脱出的含油生产水采用“水力旋流器+立式旋流气浮”的两级处理流程，处理后含油浓度达到 20mg/L 的生产水经检测合格并经流量计计量后，直接进入开排沉箱进行进一步缓冲除油，最后排放。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，经污油泵增压后进入一级分离器分离室前端。PY4-2DPPA 平台生产水处理流程图见图 2.6-4。

本项目的产气量很小，气体混输至 PY4-2DPPA，通过放空管放空。

2.6.4 依托 HYSY111FPSO 工艺流程

来自 PY4-2DPPA 的含水原油经入口管汇进入 HYSY111FPSO 上的原油处理流程进行处理。首先经高压分离器进行油、气、水三相分离，分离出的原油经油/油换热器和原油加热器加热后进入低压分离器进行三相分离，分离出的原油经静电聚结器处理合格后，通过油/油换热器进行热交换而加以冷却，经原油冷却器进一步冷却后，进入原油储舱定期外运。高压分离器、低压分离器分离出的少量气体则进入放空系统。

从高压分离器分离出的含油生产水直接进入水力旋流器；从低压分离器和静电脱水器分离出的含油生产水经生产水循环泵打入高压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，分离出的油进入低压分离器处理。经脱气撇油罐处理过的水在外排之前需经含油污水分析仪的检测，以确保满足排放标准。当外排水的含油浓度超过设定值时，外排阀关断，不合格的生产水进入生产水舱。生产水舱中的水经生产水泵打回水力旋流器重新处理；生产水舱中的油经污油泵打回高压分离器重新处理。脱气撇油罐脱出的少量气体则进入放空系统。HYSY111FPSO 上的工艺流程见图 2.6-5，生产水系统工艺流程见图 2.6-6。

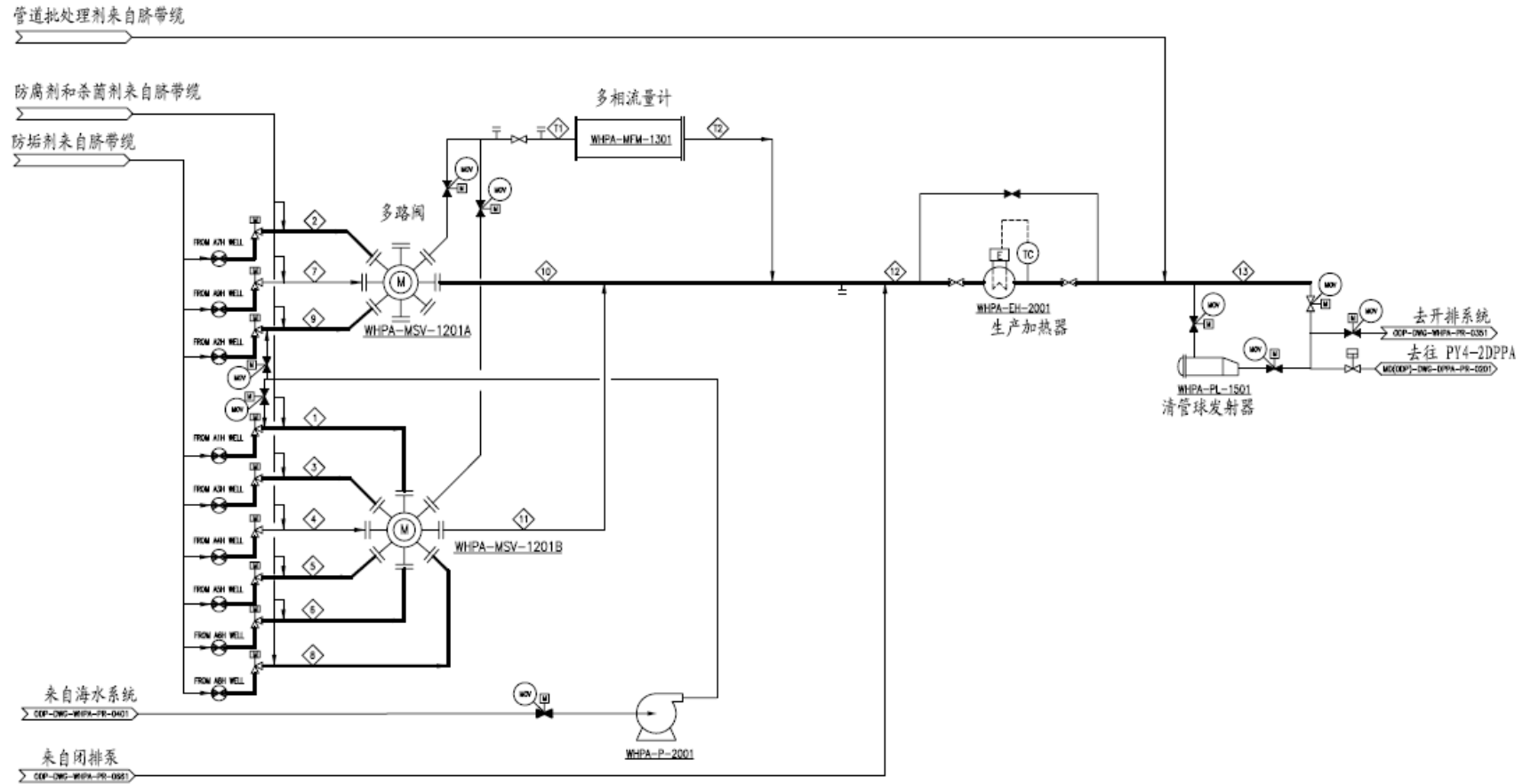


图 2.6-1 PY10-4WHPA 平台工艺流程图

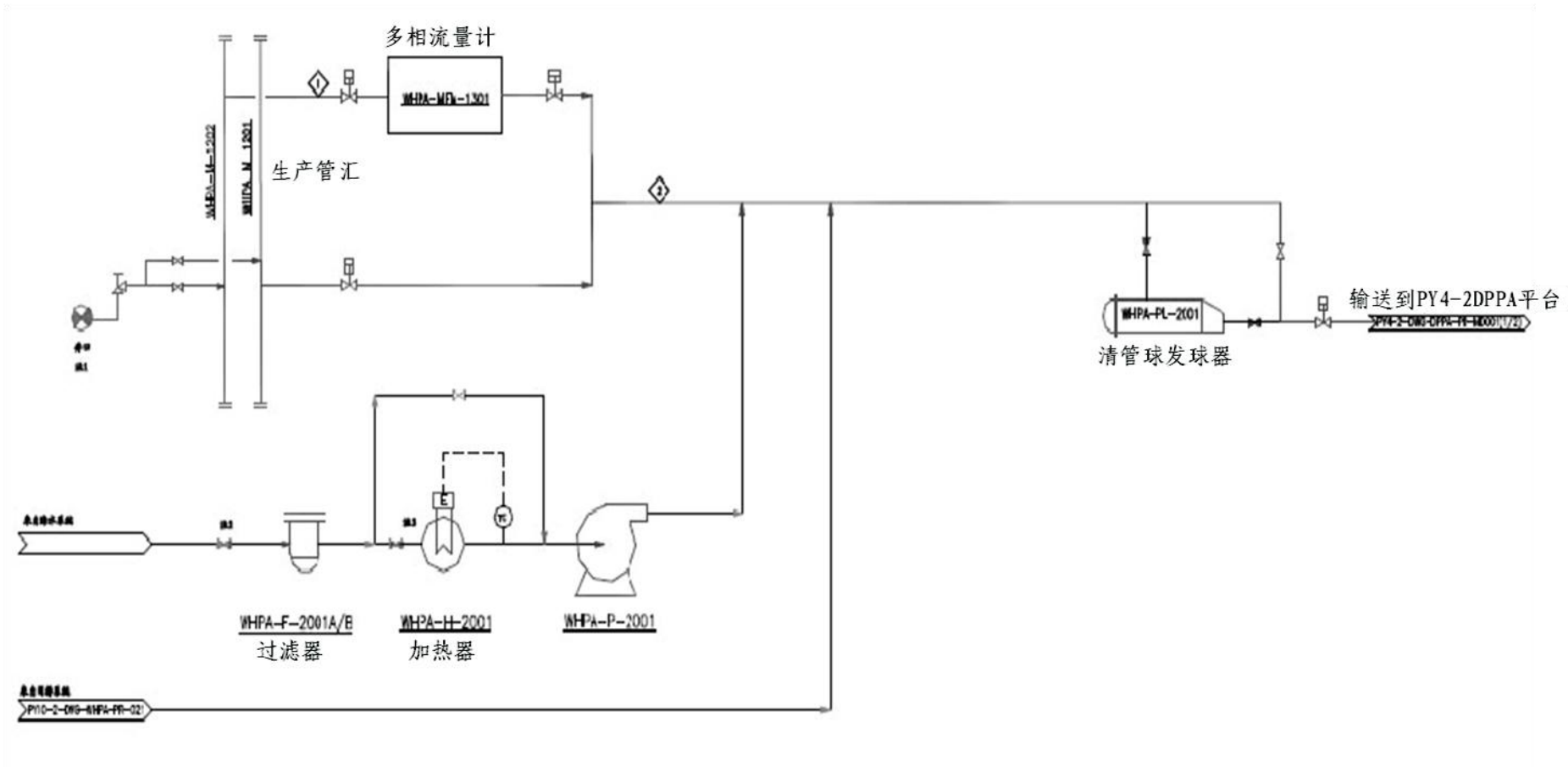


图 2.6-2 PY10-2WHPA 平台工艺流程图

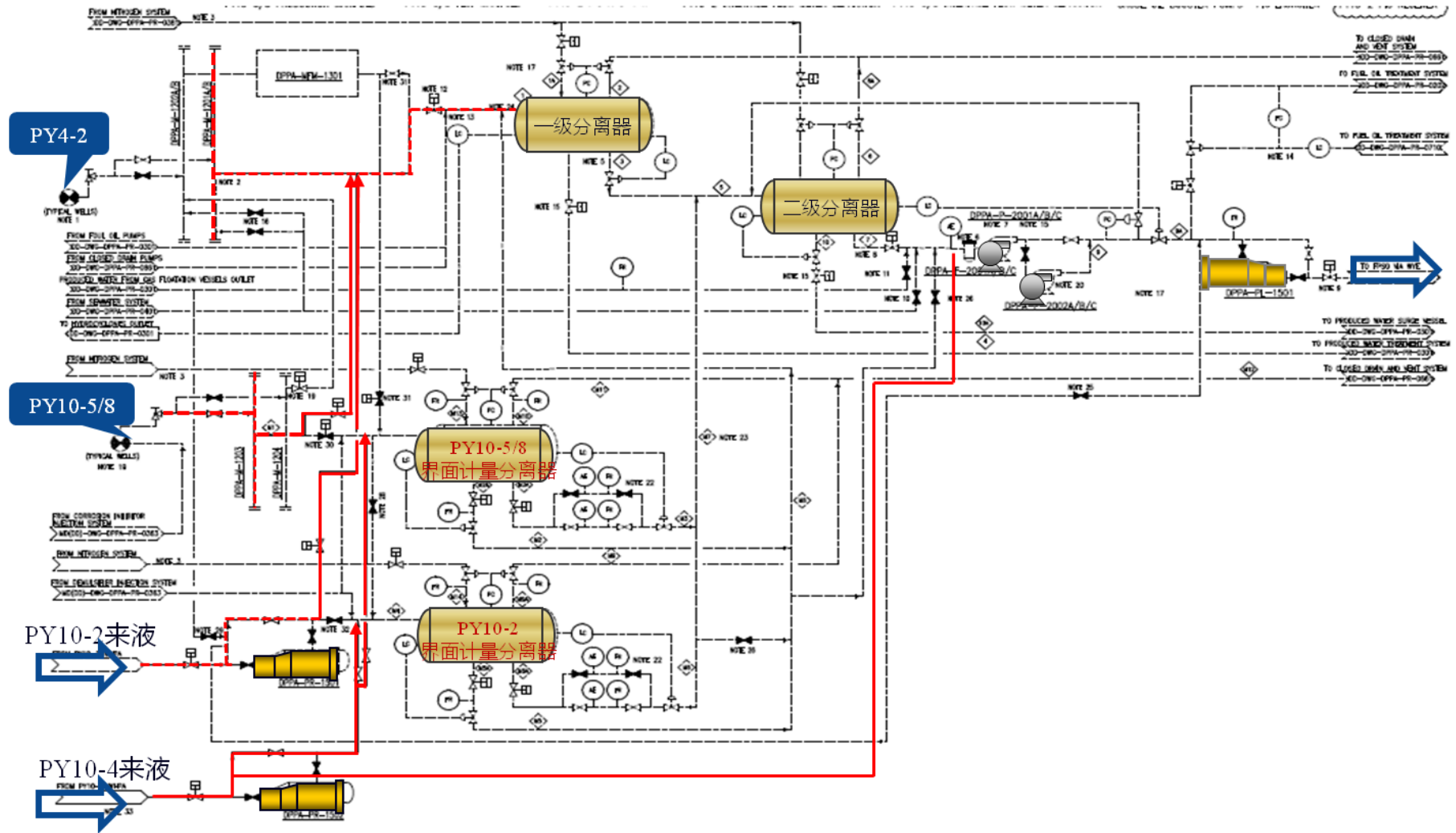


图 2.6-3 PY4-2DPPA 平台工艺流程图

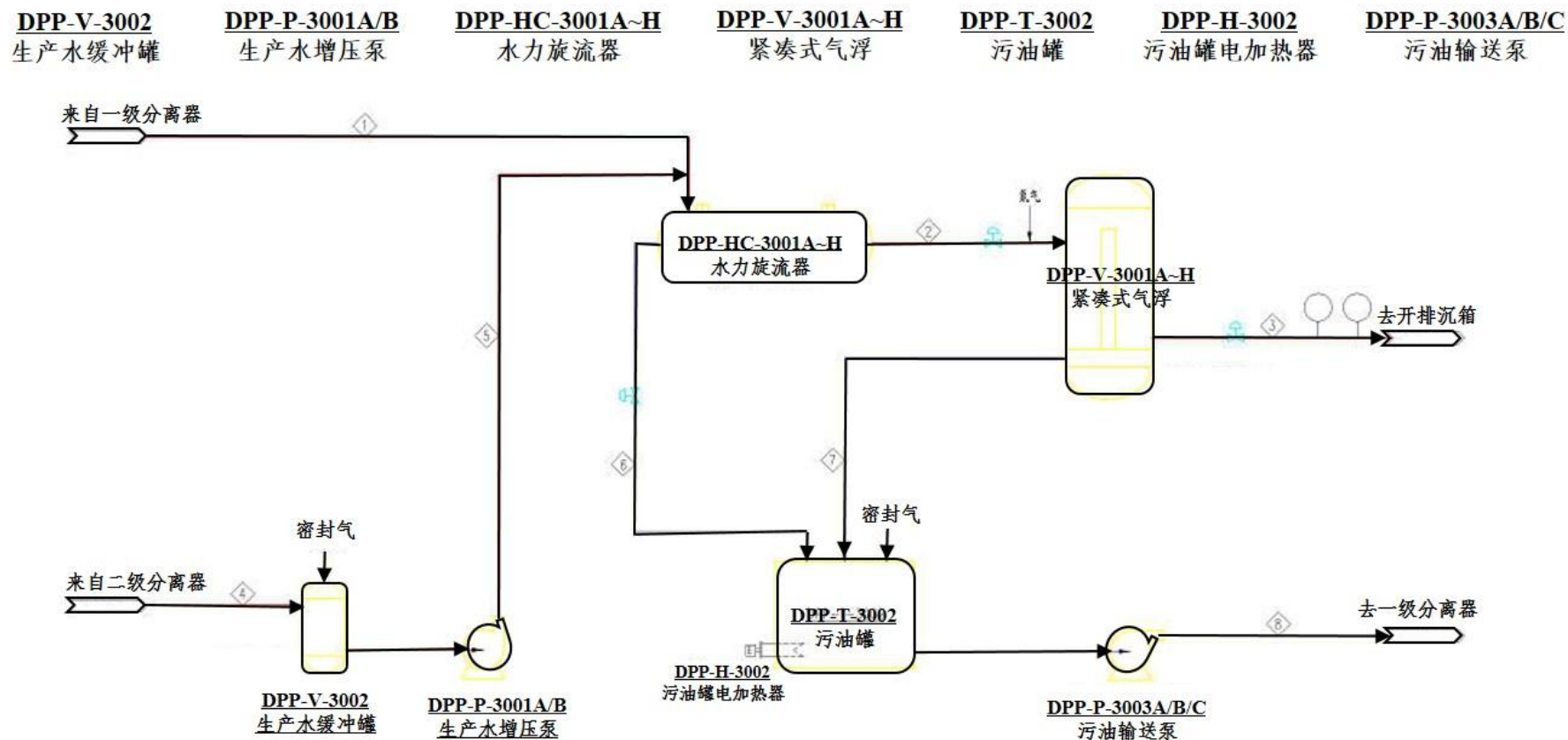
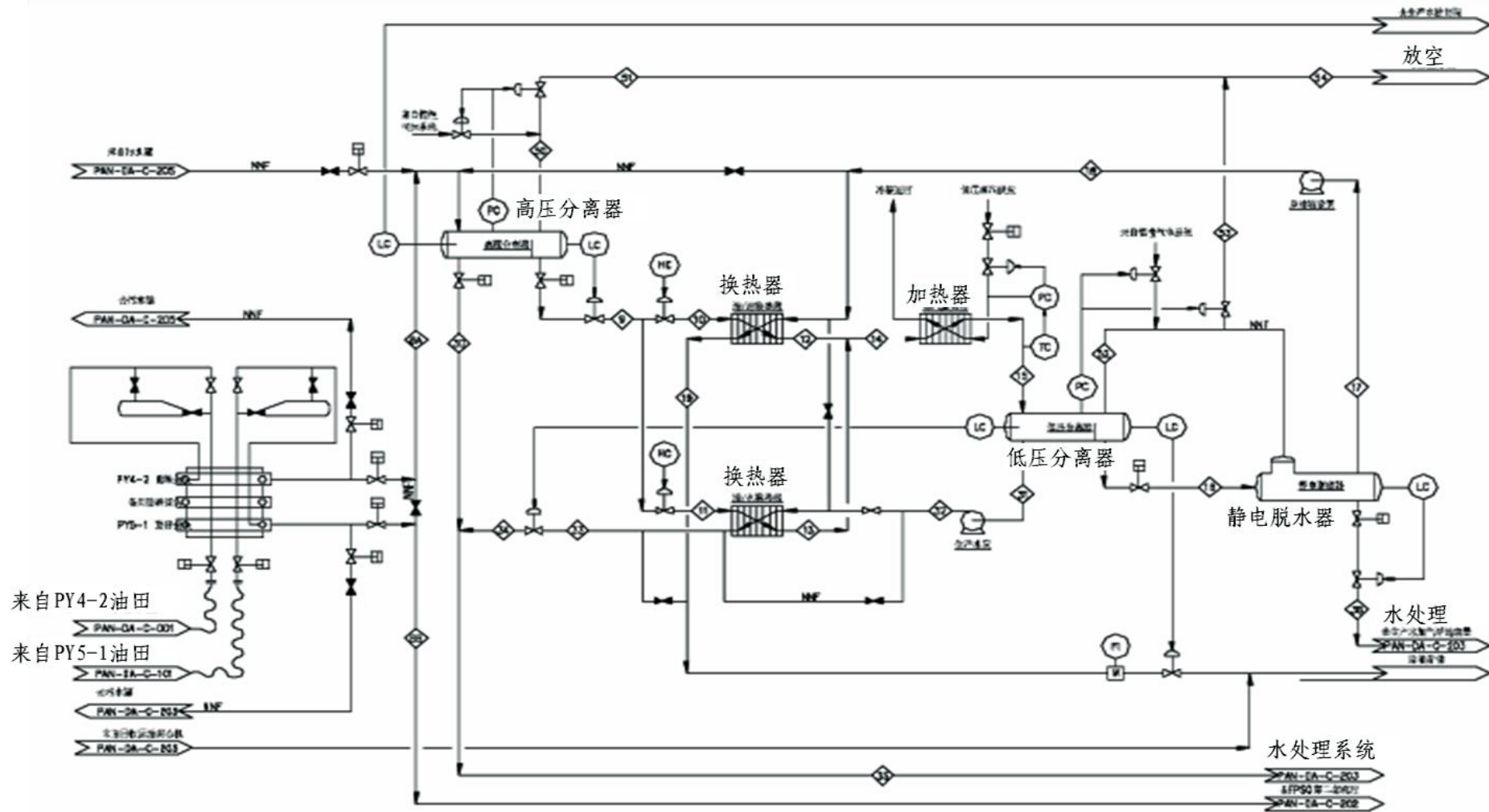


图 2.6-4 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统工艺流程图



2.6-5 HYSY111FPSO 工艺流程图

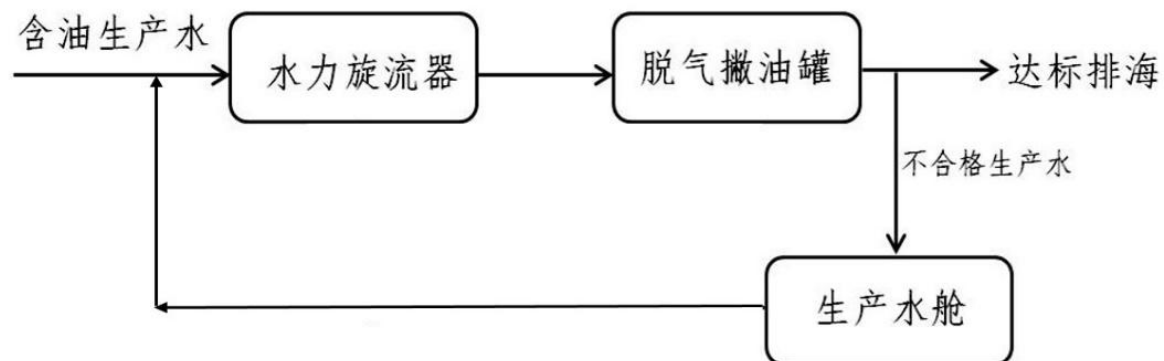


图 2.6-6 HYSY111FPSO 生产水处理流程图

2.7 建设阶段产污环节与环境影响分析

海上施工阶段的主要工作内容主要包括钻完井及海上施工、设施安装改造等。

钻完井过程中，主要污染物包括钻完井作业产生的钻屑和钻井液、作业船舶产生的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为悬浮沙。

海上施工/设施安装改造的作业内容主要包括导管架就位与安装，平台上部模块安装/连接和调试，已建平台改造，海管与脐带缆的铺设等。本阶段主要污染物包括作业船舶产生的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾以及脐带缆挖沟铺设产生的悬浮沙。主要污染因子为悬浮沙。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 2.7-1。

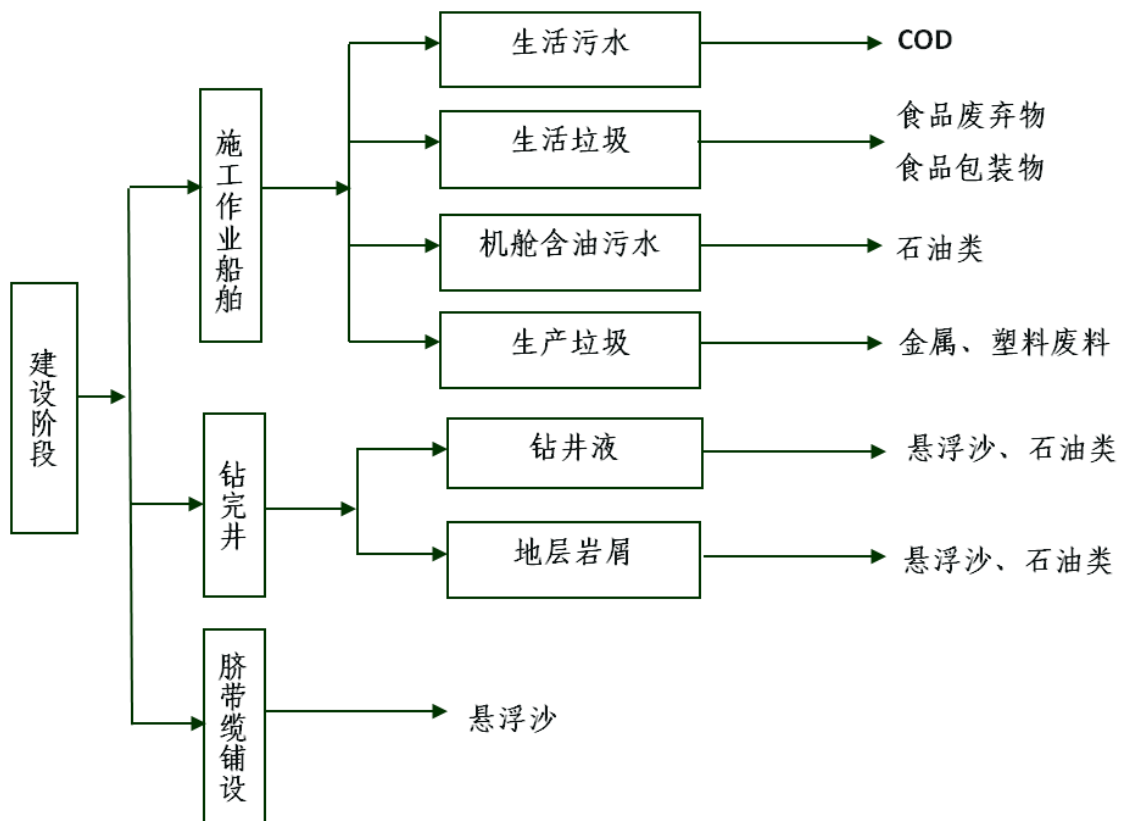


图 2.7-1 建设阶段产污环节与污染物种类

2.8 生产阶段产污环节与环境影响分析

在生产阶段，本项目的产污环节主要是新建平台生产作业区、登平台巡检、以及依托设施生产作业区等。本项目产生的污染物主要包括含油生产水、生产垃圾、伴生天然气，以及守护船产生的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。主要污染因子为石油类。生产阶段产污环节及污染物种类参见图 2.8-1。

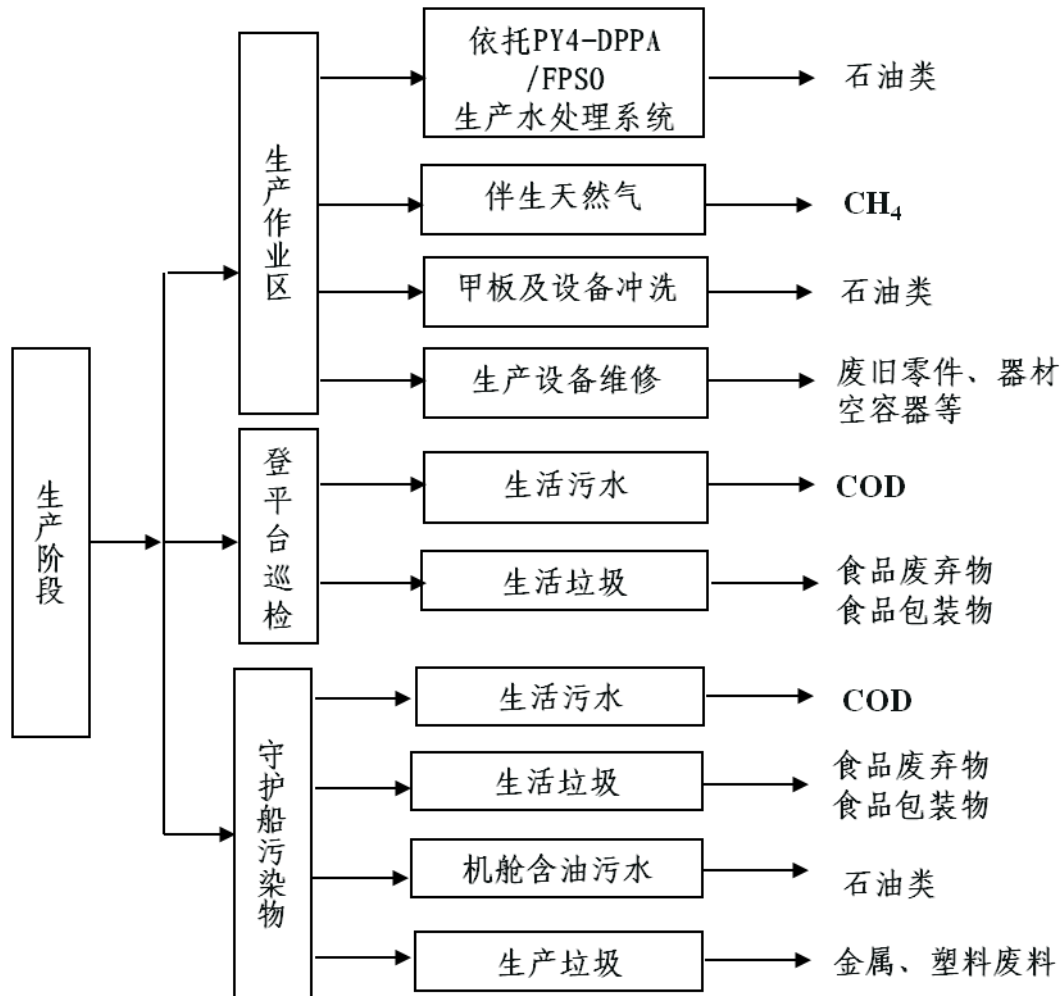


图 2.8-1 生产阶段产污环节与污染物种类

2.9 建设阶段污染源强核算

番禺 10-4 油田开发工程海上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、脐带缆挖沟产生的悬浮沙，设施安装产生的金属下脚料等生产垃圾，此外还有参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾和机舱含油污水等。



2.9.1 钻屑

本工程钻屑的排放量主要取决于井深和井身结构，参照井身结构估算出本工程所产生的钻屑总量。据核算，本工程初期 9 口井的钻屑总量约 4139m^3 （堆体积），其中含油钻屑量约为 674m^3 （堆体积），非含油钻屑量约为 3466m^3 （堆体积）。包含预留井槽后 12 口井的钻屑总量为约 5754m^3 （堆体积），油层段水基钻井液钻屑量约为 898m^3 （堆体积），非油层段水基钻井液钻屑（堆体积）约 4856m^3 。各井钻屑产生量计算见表 2.9-1。

表 2.9-1 各井钻屑产生量计算（堆体积）

井口	钻头尺寸	井深	钻屑量合计	井口	钻头尺寸	井深	钻屑量合计
A1	16"	740m	452.1	A6H	16"	780m	538.4
	12-1/4"	2297.84m			12-1/4"	2490m	
	/	/			8-1/2"	3071.02m	
A2H	16"	743m	525.7	A7H	16"	753m	464.0
	12-1/4"	2510m			12-1/4"	2020m	
	8-1/2"	2965.46m			8-1/2"	2734.89m	
A3H	16"	753m	459.2	A8H	16"	775m	445.1
	12-1/4"	1998m			12-1/4"	1920m	
	8-1/2"	2697.79m			8-1/2"	2586.27m	
A4H	16"	753m	430.6	A9H	16"	763m	425.3
	12-1/4"	1875m			12-1/4"	1870m	
	8-1/2"	2495.22m			8-1/2"	2422.94m	
A5H	16"	763m	399.0	/	/	/	/
	12-1/4"	1768m					
	8-1/2"	2221.02m					

2.9.2 钻井液

本工程使用水基钻井液，钻井液循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。本工程因钻屑粘附排放的钻井液量约为 414m^3 ；因固井作业排放的钻井液量约为 270m^3 ；提下钻作业携带出的钻井液约为 260m^3 ；钻完井作业所有一次性排放钻井液总量约为 4993m^3 。整个钻井作业期间将共产生钻井液约 5937m^3 ，其中非钻井油层水基钻井液总量 4108m^3 ，钻井油层水基钻井液总量 1830m^3 。包含预留井槽后钻井液产生量为 7916m^3 ，其中非钻井油层水基钻井液总量 5477m^3 ，钻井油层水基钻井液总量 2440m^3 。

根据井筒体积、泥浆池容积等核算，最大一次性排放为 938m^3 ，最高排放



速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，其排放速率为 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。

2.9.3 悬浮沙

新建海底脐带缆全程后挖沟埋设，埋深约 1.5m ，该过程会产生一定数量的悬浮沙。挖沟横截面大致为梯形区域；梯形上底长 2m ，下底长 1.0m ，埋深 1.5m ，脐带缆总长 8.7km ，估算得挖沟产生悬浮沙总量 19575m^3 。

2.9.4 生产垃圾

本工程的平台导管架安装作业期约 23 天，作业人数约 166 人；上部组块安装作业期约 10 天，作业人数约 92 人；钻完井作业期约 184 天，作业人数约 160 人；海底管道铺设作业期约 77 天，作业人数约 175 人；脐带缆铺设作业期约 20 天，作业人数约 100 人；平台改造作业期约 168 天，作业人数约 70 人。本工程建设阶段动用的施工船舶见 2.2 节描述。钻井船产生的污染物排放和处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB18420.1-2009)；其他船舶污染物的排放和处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。

在工程建设阶段会产生一定数量的生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据以往的统计数据，浮吊船、铺管船等大型施工船舶按 $5\text{t}/\text{年}$ 计算，拖轮和供应船等小型船舶 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算，由此估算出本工程钻完井阶段产生生产垃圾 98.4t ；海上设施安装调试过程中产生生产垃圾 0.7t ；海底管道铺设/脐带缆过程中产生生产垃圾约 2.3t 。

综上，本项目在建设阶段生产垃圾产生量约为 101.5t 。

2.9.5 生活污水

生活污水产生量按每人每天 0.35m^3 计算，估算本工程钻完井阶段钻井船作业人员产生生活污水 10304m^3 ；海上设施安装调试过程中产生生活污水 1658m^3 ；海底管道铺设/脐带缆过程中产生生活污水约 5416m^3 ；平台改造产生生活污水 1186m^3 。

综上，本项目在建设阶段总的生活污水产生量约为 18564m^3 。



2.9.6 生活垃圾

生活垃圾产生量按每人每天 1.5kg 计算,本工程钻完井阶段作业人员产生生活垃圾 44.2t; 海上设施安装调试过程中产生生活垃圾 7.1t; 海底管道/脐带缆铺设过程中产生生活垃圾 23t; 平台改造过程中产生生活垃圾 5 t。

综上,本项目在建设阶段总的生活垃圾产生量约为 79.3t。

2.9.7 机舱含油污水

钻井船等大型施工船舶机舱污水产生量按 0.5m³/船·日,一般工作船舶机舱污水产生量按 5m³/船·月计算。本工程钻完井阶段产生机舱含油污水 110m³; 海上设施安装调试过程中产生机舱含油污水 31m³; 海底管道/脐带缆铺设过程中产生机舱含油污水约 100m³。

综上,本项目在建设阶段机舱含油污水产生量约为 241m³。

2.9.8 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总于表 2.9-2。

表 2.9-2 建设阶段污染物汇总

污染物		产生量	主要污染因子	排放/处理方式
钻完井	钻屑*(m ³)	总量	5754	悬浮沙
		油层段水基钻井液钻屑	898	石油类
	钻井液*(m ³)	总量	7916	悬浮沙
		钻井油层水基钻井液	2440	石油类
	生活污水(m ³)	10304	COD	钻井船产生的生活污水执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准;其他船舶处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排放
	生活垃圾(t)	44.2	食品废弃物、食品包装等	钻井船产生的生活垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》
				检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)二级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)三级标准,经主管部门批准后排放;若超标则运回陆地处理



	污染物	产生量	主要污染因子	排放/处理方式
				(GB4914-2008) 三级标准； 其他船舶执行《船舶水污染物 排放控制标准》 (GB3552-2018)
	机舱含油污水(m ³)	110	石油类	钻井船产生的机舱含油污水 执行《海洋石油勘探开发污染 物排放浓度限值》 (GB4914-2008)；其他船舶 执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	生产垃圾(t)	98.4	边角料、油棉 纱等	运回陆地处理
海 管/ 脐 带 缆 铺 设	悬浮沙(m ³)	19575	悬浮沙	自然回填
	生活污水(m ³)	5416	COD 等	处理达到《船舶水污染物排放 控制标准》(GB3552-2018) 后排放
	生活垃圾(t)	23	食品废弃物、 食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	机舱含油污水(m ³)	100	石油类	执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	生产垃圾(t)	2.3	边角料、油棉 纱等	运回陆地处理
平 台 安 装 调 试	生活污水(m ³)	1658	COD 等	执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	生活垃圾(t)	7.1	食品废弃物、 食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	机舱含油污水(m ³)	31	石油类	执行《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)
	生产垃圾(t)	0.7	边角料、油棉 纱等	运回陆地处理
平 台 改 造	生活污水(m ³)	1186	COD 等	执行《海洋石油勘探开发污染 物排放浓度限值》 (GB4914-2008) 三级标准
	生活垃圾(t)	5.0	食品废弃物、 食品包装等	

注：*钻井液和钻屑量已包含预留井槽。

2.10 生产阶段污染源强核算

在油田生产运营期，主要污染物为含油生产水、作业船舶上产生的机舱含油污水、生活污水、生活垃圾，以及平台和作业船舶产生的生产垃圾及平台产生的少量伴生天然气等。



2.10.1 含油生产水

本工程产液依托 PY4-2DPPA 平台及 HYSY111FPSO 处理。本工程投产后，PY10-4WHPA 平台最大产水量为 17142m³/d（2025 年），PY4-2DPPA 平台含油生产水的最大排放量为 74800m³/d（2023~2026 年）。HYSY111FPSO 生产水最大排放量为 9480 m³/d（2024 年）。均未超出 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 的生产水设计处理能力。

PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 分别采用“水力旋流器+立式旋流气浮”、“水力旋流器+脱气撇油罐”的处理工艺，处理达标后排放。

2.10.2 生活污水

新建 PY10-4WHPA 平台和改造后的 PY10-2WHPA 平台均为无人驻守平台，PY10-4WHPA 平台无生活设施及生活污水处理设施，PY10-2WHPA 平台原生活污水处理设施为生化法生活污水处理系统，改为无人驻守平台后，原生化法生化污水处理系统将停用，新建一套无水可冲洗环保厕所，供登平台间隙使用。对于 PY10-4WHPA 平台和 PY10-2WHPA 平台，工作人员每月登平台巡检一次，登平台人员巡检期间生产的少量生活污水由新建的无水可冲洗环保厕所收集，运回陆地处理。

2.10.3 放空天然气

番禺 10-4 油田产气量很小，最大产气量约为 1432Sm³/d，脱出的气体将在 PY4-2DPPA 平台通过放空管放空。

2.10.4 生产垃圾

在工程生产阶段 PY10-4WHPA 平台将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。按 2.4t/年·万吨油当量计算，番禺 10-4 油田开发工程投产后最高原油年产量约 42.6×10⁴t/a，最高产量年产生的生产垃圾约 93t/a。

2.10.5 生活垃圾

新建 PY10-4WHPA 平台和改造后的 PY10-2WHPA 平台均为无人驻守平



台，无生活设施，工作人员每月登平台巡检一次，登平台人员巡检期间生产的少量生活垃圾收集后运回陆地处理。

2.10.6 船舶污染物

本项目生产阶段新建 PY10-4WHPA 平台将与周围其他平台共用一艘守护船，在平台附近海域巡视与守护。根据统计资料，一般守护船的船舶含油污水产生量按 $5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 计算，生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；守护船等小型船舶生产垃圾按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。

根据船舶类型和人员数可估算出船舶污染物的产生量，见表 2.10-1。

表 2.10-1 守护船污染物

作业内容	作业人数	作业船舶（艘）	船舶含油污水(m^3/a)	船舶生活污水(m^3/a)	船舶垃圾 (t/a)	
					生活垃圾	生产垃圾
日常巡视与守护	10	守护船 (0.3)	18	383	1.6	0.15

2.10.7 生产阶段污染物汇总

生产阶段污染物种类及数量汇总于表 2.10-2。

表 2.10-2 生产阶段污染物汇总表

污染物	产生量	主要污染因子	排放/处理方式
含油生产水	最高日产水量 $17142\text{m}^3/\text{d}$ (2025 年) PY4-2DPPA 最大总排放量： $74800\text{m}^3/\text{d}$ HYSY111FPSO 最大排放量： $9480\text{m}^3/\text{d}$	石油类	依托 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 处理，处理至石油类月均值 $\leq 20\text{mg/L}$ 后排放
其他含油污水	少量	石油类	经开、闭排收集后，打入原油处理系统
生产垃圾	93t/a	废旧零件、器材、空容器等	运回陆地处理
放空天然气	$1432\text{Sm}^3/\text{d}$ (最大量)	CO_2 、 NO_x 等	在依托 PY4-2DPPA 平台通过放空管放空
生活污水	少量（登平台巡检时产生）	COD	无水可冲洗环保厕所收集后运回陆地处理
生活垃圾	少量（登平台巡检时产生）	食品废弃物、食品包装等	收集后运回陆地处理



污染物	产生量	主要污染因子	排放/处理方式
船舶生活污水	383m ³ /a	COD 等 (≤500mg/L)	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排放
船舶生活垃圾	1.6t/a	食品废弃物、食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
船舶机舱含油污水	18m ³ /a	石油类	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排放



3 区域自然环境现状

3.1 区域自然环境概况

番禺 10-4 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。由已有水深测深数据知，油田所在海域水深为 89m~100m。

3.1.1 气象气候条件

3.1.1.1 气温

番禺 10-4 油田所在海域夏季高温、高湿时间长，多年平均气温为 26.5℃，月平均气温介于 21℃~32℃。

3.1.1.2 降水/湿度

本海区终年云量较多，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。

该海区年平均相对湿度为 80%，最大相对湿度为 100%，最小相对湿度约为 60%。

3.1.1.3 风况

根据多年平均资料 (>3 年) 分析，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。

3.1.1.4 热带气旋

热带气旋是影响番禺 10-4 油田附近海区的主要灾害性天气，该区域热带气旋一般从 5 月开始，直到 12 月结束，其影响季节长达 8 个月，但主要集中在 7 月~9 月。7 月~9 月中影响附近海域的热带气旋占全年的 71.4%，平均每月有 0.6 个，其中 7 月为最多，为平均 0.65 个。影响气田海域的热带气旋产生的源地，一是菲律宾以东的西北太平洋，一是南中国海北部海域。来自菲律宾以东的太平洋洋面的约占总数的 51%，南中国海生成的占 49%。



3.1.2 水文动力环境

3.1.2.1 波浪特性

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。海域台风条件下，该海域最大有效波高可达 15.0m，方向为 ENE。

3.1.2.2 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。

工程海域潮汐性质为不正规全日潮。该海域最高天文潮位于平均海平面上 0.98m，最低天文潮位于平均海平面以下 1.02m。

3.1.2.3 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，冬季主流向是为偏西向，夏季为北偏东向，且冬季比夏季流速大；底层海流以潮流为主，海流的主方向是北偏西和南偏东，流速相对较弱。

油田海域一般条件下潮流为 (20~40) cm/s，但在风的影响下表层海流可达 80.88cm/s。

3.2 海洋功能区划及相关规划符合性分析

3.2.1 海洋主体功能区规划符合性分析

3.2.1.1 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。

本项目属于油气资源勘探开发项目，位于该规划的专属经济区的重点开发区域。本项目与该区域开发原则中“加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设；选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作；加快开发研制深海及远程开采储运成套装备”等要求相符合。

综上所述，番禺 10-4 油田开发工程符合全国海洋主体功能区规划要求。

3.2.1.2 广东省海洋主体功能区规划符合性分析

根据《广东省海洋主体功能区规划》，本项目位于广东省海洋主体功能区规划之外，番禺 10-4 油田距离该规划中最近的优化开发区约 99km，距离最近的禁止开发区约 119km。本项目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《广东省海洋主体功能区规划》中的相关区域，番禺 10-4 油田开发工程与广东省海洋主体功能区规划的管理要求相协调。本工程与《广东省海洋主体功能区规划》位置关系见图 3.2-1。

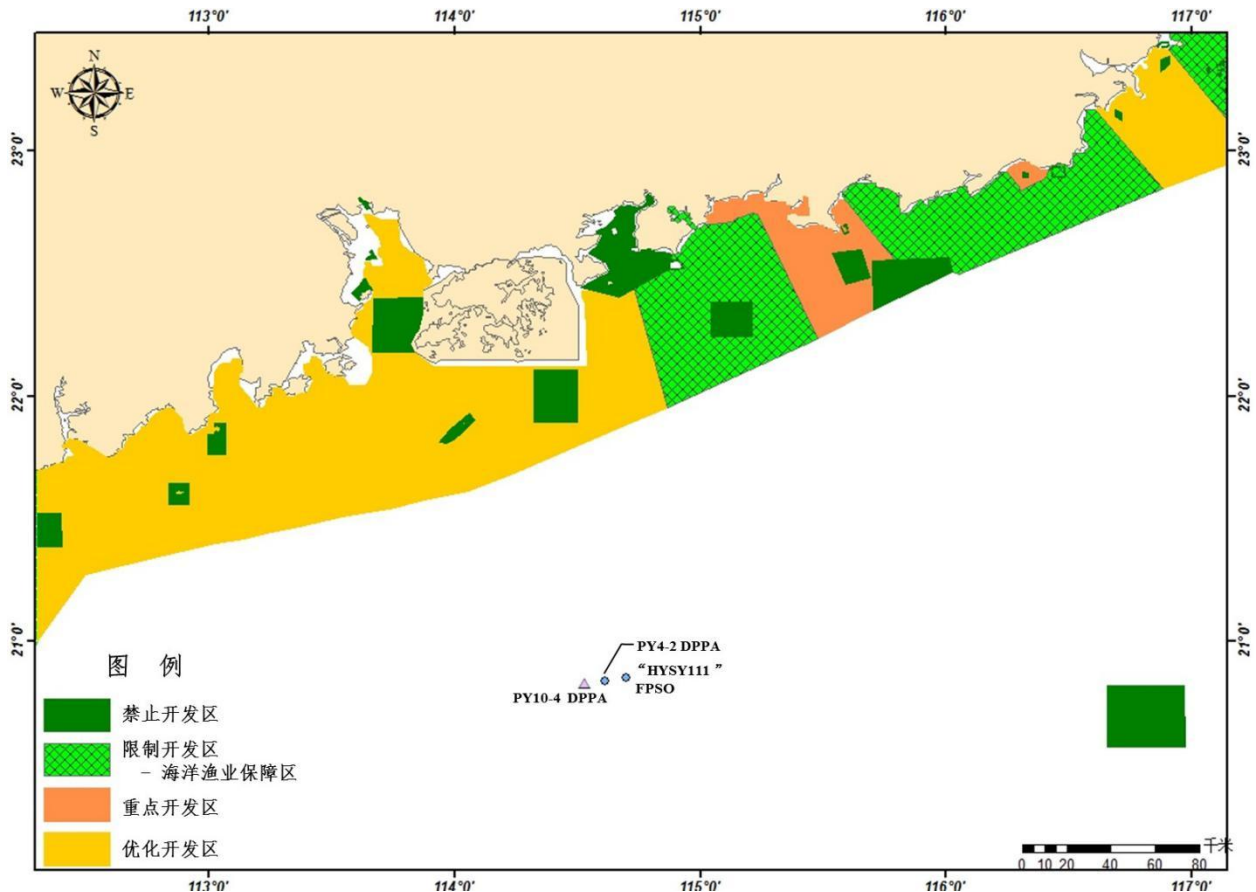


图 3.2-1 本项目与《广东省海洋主体功能区规划》位置关系

3.2.2 海洋功能区规划符合性分析

3.2.2.1 全国海洋功能区划

根据《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》，番禺 10-4 油田位于珠江口盆地油气资源勘探开发区，区域主要功能为矿产与能源开发、渔业、海洋保护，区域重点加强珠江口盆地油气资源勘探开发，加强渔业资源利用和养护，加强水产种质资源保护区建设，保护重要海洋生态系统和海域生态环境。油气区海洋环境保护要求为：水质执行不劣于现状海水水质标准；沉积物执行不劣于现状海洋沉积物质量标准；海洋生物质量执行不劣于现状海洋生物质量标准；在生态环境方面，应减少对海洋水动力环境产生影响，防止海岛、岸滩及海底地形地貌发生改变，不对毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区产生影响。

本项目属于海洋油气资源开发，与珠江口盆地主要功能之一的矿产与能源开发具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。



本项目平台处海图水深约为 92m，利用透水性导管架平台进行开发，对海洋水动力环境影响轻微；本项目新建的海底管道直接铺设在海床上，不挖沟埋设，不会造成海底地形地貌的改变，新建的海底脐带缆采取后挖沟埋设，对海底地形地貌影响轻微且短时间内可恢复。本项目投产后，分离产生的生产水在已建设施进行达标排放，其对周围海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物质量的影响均在排放口周围，排污混合区外不会劣于现状水平。本项目将加强环境管理，形成有效的环境管理体系；制定油田溢油应急计划，并配备有效的溢油应急设备，防治海上溢油等重大海洋环境灾害和突发事件。

综上所述，番禺 10-4 油田开发工程符合《全国海洋功能区划》（2011~2020 年）要求。

3.2.2.2 广东省海洋功能区划

根据《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》，番禺 10-4 油田开发工程周围海域和沿岸的海洋功能区主要分为海洋保护区、农渔业区、港口航运区、旅游休闲区等。番禺 10-4 油田距离该海洋功能区划的海洋保护区、港口航运区、旅游休闲区较远，均在 100km 以上。本项目无论建设阶段还是正常生产阶段，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 100km 外功能区内的海洋环境。本工程与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系见图 3.2-2。

综上所述，番禺 10-4 油田开发工程与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。

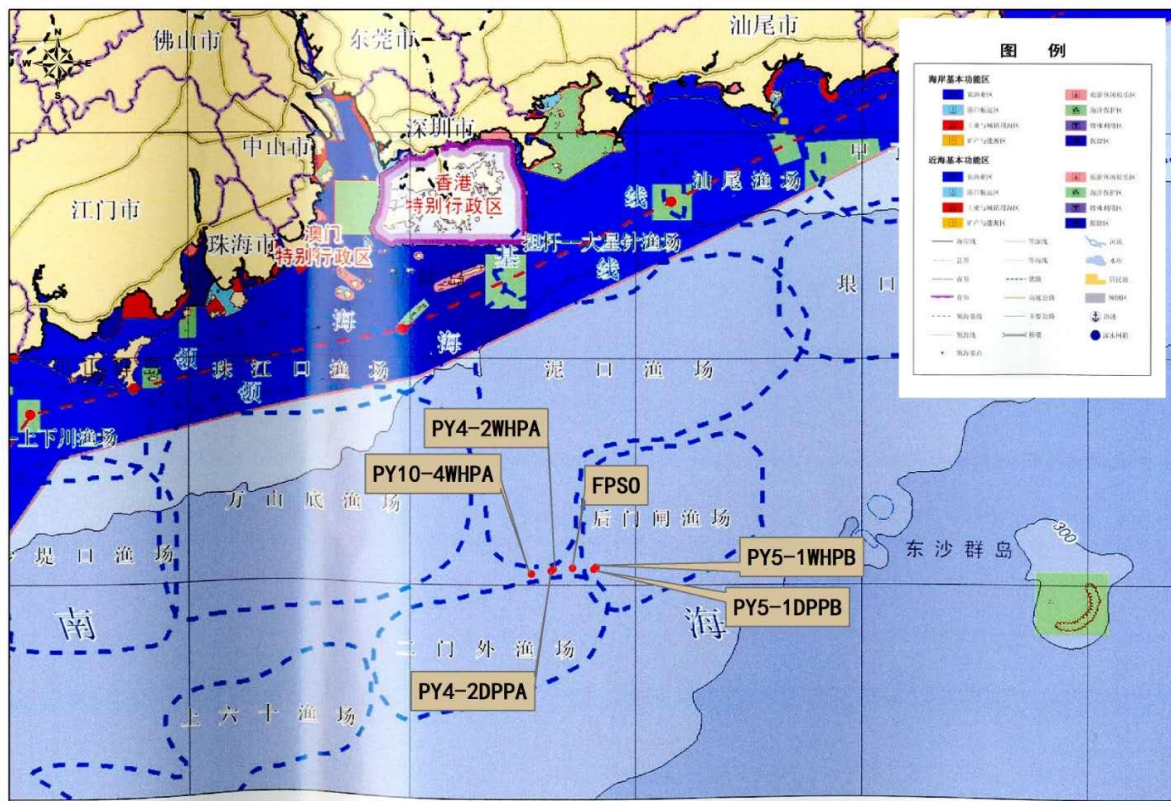


图 3.2-2 本项目与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系

3.2.3 海洋生态红线符合性分析

根据《广东省海洋生态红线》，番禺 10-4 油田开发工程新建工程设施远离所划定的各类红线区，其中最近距离东沙群岛特别保护海岛限制类红线区约 150km。

本工程在建设阶段主要污染物是钻完井作业产生的钻屑和钻井液，排放时间短，对海洋环境影响轻微且短时间内可恢复。正常生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后排放，生产水扩散的超标面积和影响距离集中在排放口周围，其它污染物排放量相对较小，不会影响到 150km 外红线区内的海洋环境。本工程与《广东省海洋生态红线》位置关系见图 3.2-3。

综上所述，番禺 10-4 油田开发工程与《广东省海洋生态红线》相协调。

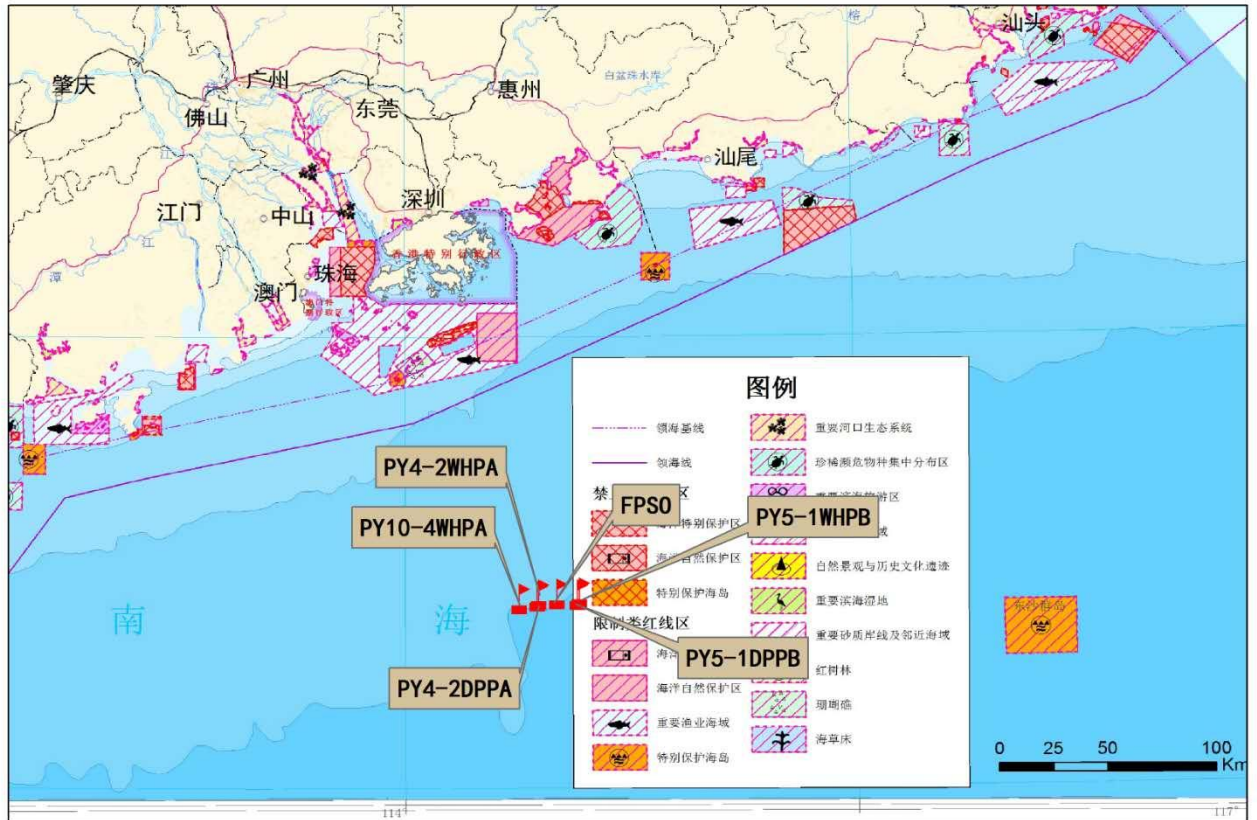


图 3.2-3 本项目与《广东省海洋生态红线》的位置关系示意图

3.2.4 其他相关规划符合性分析

a. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》，十三五期间，加强陆上和海上油气勘探开发，有序开放矿业权，积极开发天然气、煤层气、页岩油（气）。推进炼油产业转型升级，开展成品油质量升级行动计划，拓展生物燃料等新的清洁油品来源。番禺 10-4 油田开发工程属于海上油气勘探开发，符合该规划纲要要求。

b. 能源发展战略行动计划（2014-2020 年）

根据国务院办公厅发布的《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》，该计划提出“加快海洋石油开发；按照以近养远、远近结合，自主开发与对外合作并举的方针，加强渤海、东海和南海等海域近海油气勘探开发，加强南海深水油气勘探开发形势跟踪分析，积极推进深海对外招标和合作，尽快突



破深海采油技术和装备自主制造能力，大力提升海洋油气产量”。番禺 10-4 油田开发工程属于南海油气勘探开发工程，与《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》的目标相符。

c. 广东省海洋经济发展“十三五”规划

根据《广东省海洋经济发展“十三五”规划》要求，推动海洋油气业发展。积极推进省部合作，引进国内外深海研究力量，研究解决南海深水油气资源勘探、开采、储运等领域的技术难题，为南海油气资源开发做好技术储备。优化利用海洋矿产和珠江口盆地油气资源。番禺 10-4 油田开发工程符合规划要求推动海洋油气业发展的要求。

d. 广东省环境保护规划纲要（2006-2020）

根据《广东省环境保护规划纲要（2006—2020 年）》，为实现绿色广东，要加快实施“三区控制、一线引导、五域推进”的总体战略。纲要中，将全省划分为严格控制区、有限开发区和集约利用区，进行生态分级控制管理，近岸海域生态分级控制图见图 3.2-4。由图可知，番禺 10-4 油田区不在广东省近岸海域生态分级控制图的范围内，满足广东省环境保护规划纲要的要求。

3.2.5 建设项目的产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），鼓励类目录中包括“石油、天然气行业（常规石油、天然气勘探与开采，原油、天然气、液化天然气、成品油的储运和管道输送设施及网络建设，油气伴生资源综合利用，油气田提高采收率技术、安全生产保障技术、生态环境恢复与污染防治工程技术开发利用）”等内容，本项目属于石油、天然气勘探与开采类项目，属于国家产业政策鼓励类项目，本项目的开发建设符合国家产业政策要求。



图 3.2-4 广东省近岸海域生态分级控制图

3.3 工程周围环境敏感目标分布

番禺 10-4 油田开发工程附近海域主要环境敏感目标包括海洋保护区、水产种质资源保护区和主要经济鱼类产卵场等。

3.3.1 海洋保护区

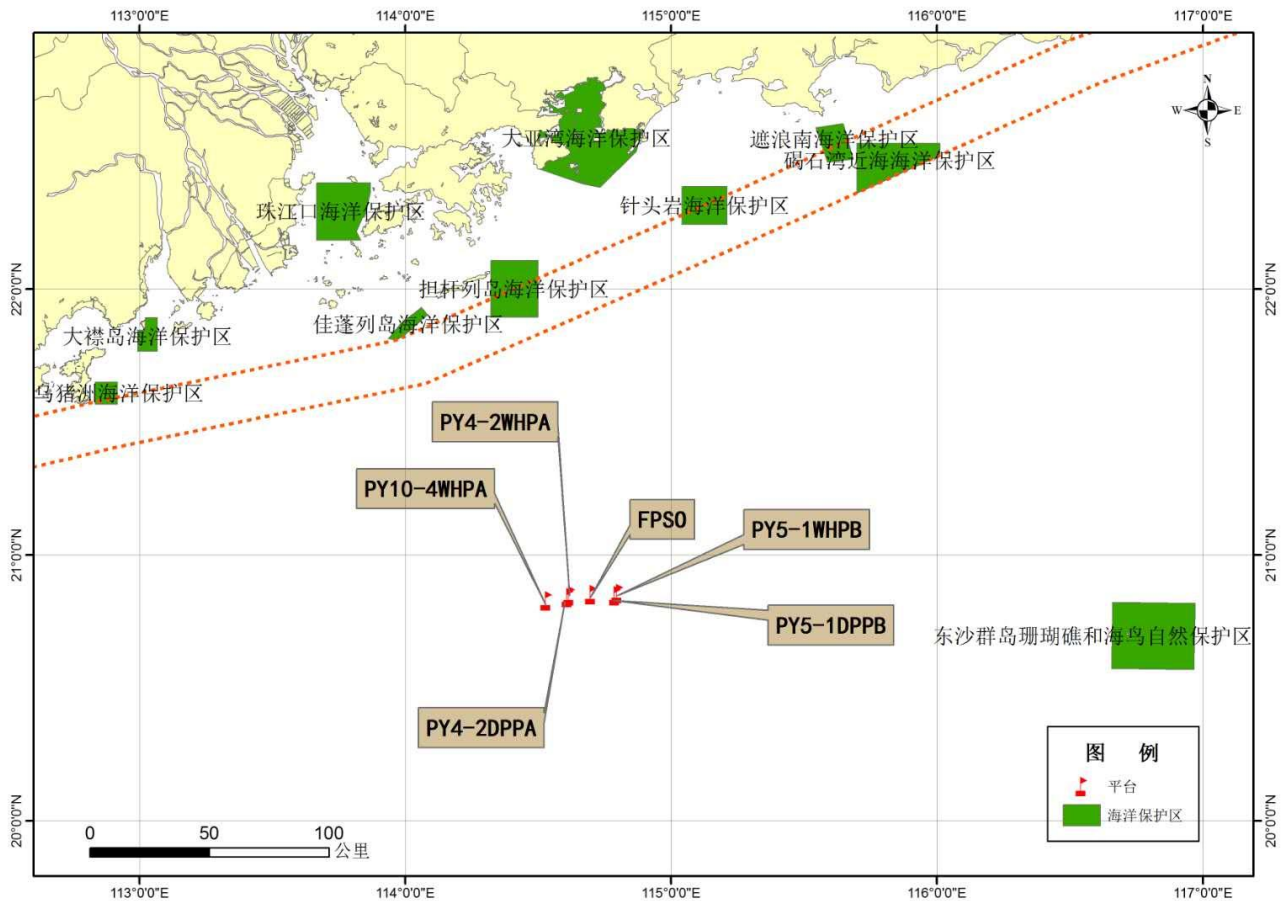
本工程周围海域的海洋保护区有东沙群岛珊瑚礁和海鸟自然保护区、大襟岛海洋保护区（台山大襟岛中华白海豚自然保护区）、担杆列岛海洋保护区和佳蓬列岛海洋保护区（珠海市庙湾珊瑚自然保护区）。番禺 10-4 油田附近海域主要海洋保护区分布见图 3.3-1，各保护区所在位置距离本项目较远，均在 100km 以外。

大襟岛海洋保护区：大襟岛海洋保护区即为台山大襟岛中华白海豚自然保护区，为省级自然保护区。2003 年 1 月成立江门市台山大襟岛自然保护区。2007 年 2 月，升为省级。台山大襟岛中华白海豚自然保护区位于台山东南海区，

包括大襟岛、二襟岛、三杯酒岛等大小岛屿和排石，总面积 10747.7 公顷。其中核心区 4235.8 公顷、缓冲区 2580.1 公顷、实验区 3931.8 公顷。区内共有 10 余种珍稀濒危物种，其中最为珍贵的是国家一级重点保护物种中华白海豚。保护区距离本项目最近距离约 183km（西北）。

担杆列岛海洋保护区：面积约为 42471 公顷，海洋环境保护管理要求为：保护担杆上升流海洋生态系统；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。保护区距离本项目最近距离约 117 km（北）。

佳蓬列岛海洋保护区：其所在位置与珠海市庙湾珊瑚自然保护区相同，面积约为 6151 公顷，海洋环境保护管理要求为：保护珊瑚礁生态系统；加强保护区海洋生态环境监测；执行海水水质一类标准、海洋沉积物质量一类标准和海洋生物质量一类标准。保护区距离本项目最近距离约 121 km（北）。



3.3.2 水产资源保护区

番禺 10-4 油田附近的水产种质资源保护区主要有上下川岛中国龙虾国家

级水产种质资源保护区。该种质资源保护区位于番禺 10-4 油田的西北部，最近距离约为 184km。该保护区与本项目的位关系见图 3.3-2。

上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区：地处珠江口西侧的江门市上下川群岛南部海域，地理范围界于东经 $112^{\circ} 29' 18'' \sim 112^{\circ} 55' 42''$ ，北纬 $21^{\circ} 33' 34'' \sim 21^{\circ} 39' 48''$ ，总面积为 42000 公顷，其中核心区面积是 22000 公顷，实验区面积是 20000 公顷，核心区特别保护期为每年的 3 至 9 月。保护区的主要保护对象是中国龙虾及鱼类多样性。上下川岛保护区由于气候温和、岛屿众多、岸线曲折、水交换良好、深浅适宜、盐度适中、酸碱度合理、加上周围大小不等的岛屿和排石形成较好的庇护，成为鱼虾等水产资源的理想栖息、繁殖场所，同时也是中国龙虾的主产区之一。

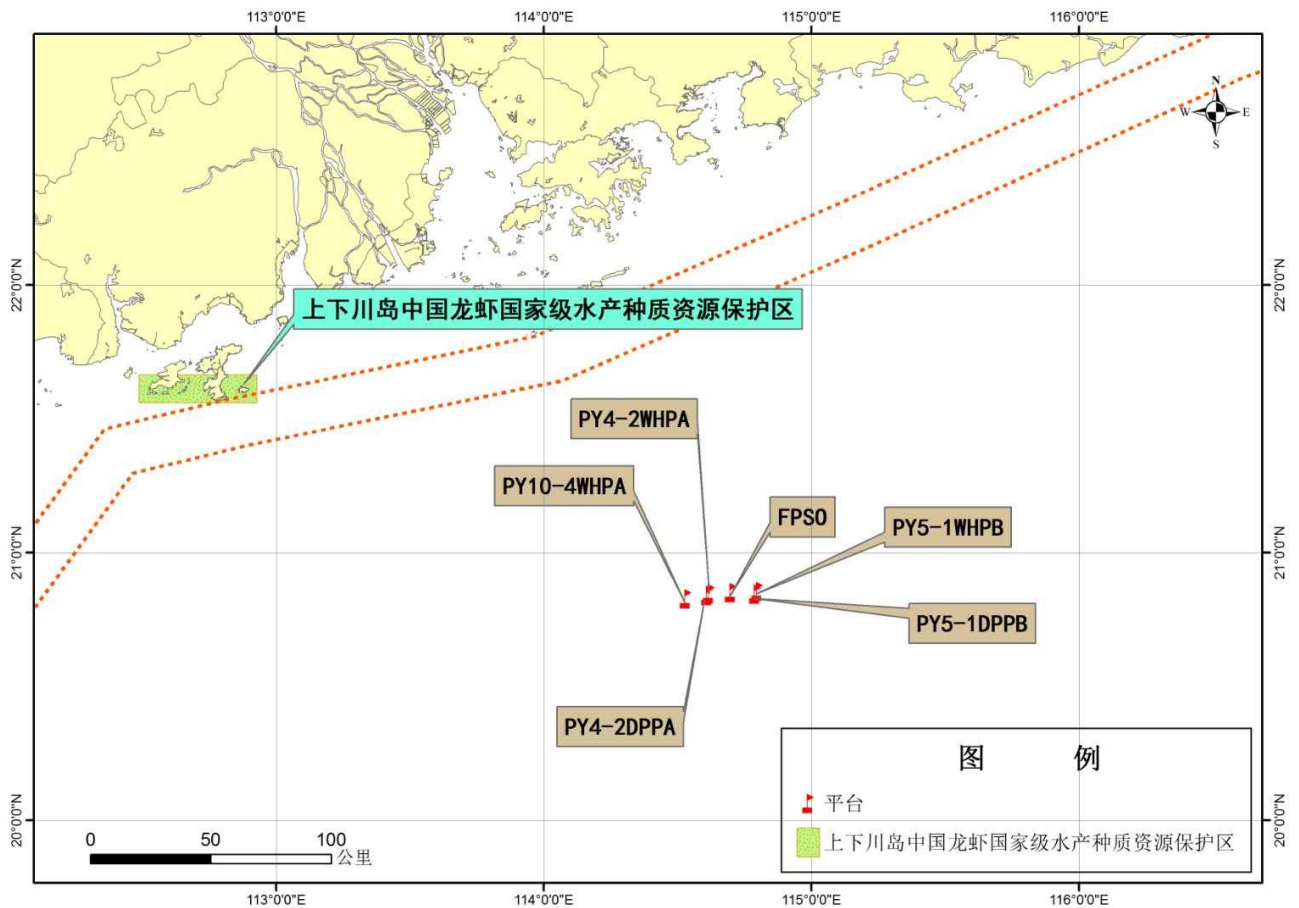


图 3.3-2 番禺 10-4 油田附近海域水产种质资源保护区分布

3.3.3 主要经济鱼类产卵场

番禺 10-4 油田所在海域是多种经济鱼类的重要产卵场之一，本项目位于深水金线鱼产卵场内，距离其他产卵场均在 10km 以外。



根据《南海渔业水域图》(第一批),工程附近海域的中上层鱼类产卵场包括蓝圆鲹和鲐鱼产卵场(参见图 3.3-3),底层、近底层鱼类产卵场包括深水金线鱼产卵场(参见图 3.3-4)。工程设施附近海域主要经济鱼类产卵场包括:

蓝圆鲹粤东外海区产卵场:位于 $113^{\circ} \text{E} \sim 116^{\circ} 30' \text{E}$, $20^{\circ} 30' \text{N} \sim 22^{\circ} 35' \text{N}$,水深约为 70~180 米,产卵期 3 月~7 月,产卵盛期为 3 月~6 月。

蓝圆鲹粤西外海区产卵场:位于 $110^{\circ} 30' \text{E} \sim 112^{\circ} 40' \text{E}$, $18^{\circ} 15' \text{N} \sim 20^{\circ} 05' \text{N}$,水深约为 70~180 米,产卵期 4 月~6 月,产卵盛期为 4 月~5 月。

鲐鱼珠江口外海区产卵场:位于 $113^{\circ} 30' \text{E} \sim 114^{\circ} 40' \text{E}$, $19^{\circ} 30' \text{N} \sim 22^{\circ} 26' \text{N}$,水深为 90~200 米,产卵期 12 月~翌年 7 月,产卵盛期为 3 月~5 月。

鲐鱼粤东外海区产卵场:位于 $117^{\circ} 10' \text{E} \sim 119^{\circ} 15' \text{E}$, $22^{\circ} 30' \text{N} \sim 23^{\circ} 30' \text{N}$,水深为 90~200 米,产卵期 12 月~翌年 2 月,产卵盛期为 3 月~4 月。

深水金线鱼为底层、近底层鱼类,其产卵场在南海北部分布范围广,从海南岛东岸 $110^{\circ} 30' \text{E}$ 以东一直延伸到 $117^{\circ} 00' \text{E}$ 的水深 90~200m 范围内均分布,主要产卵期为 11 月~翌年 8 月,产卵盛期为 3 月~5 月。

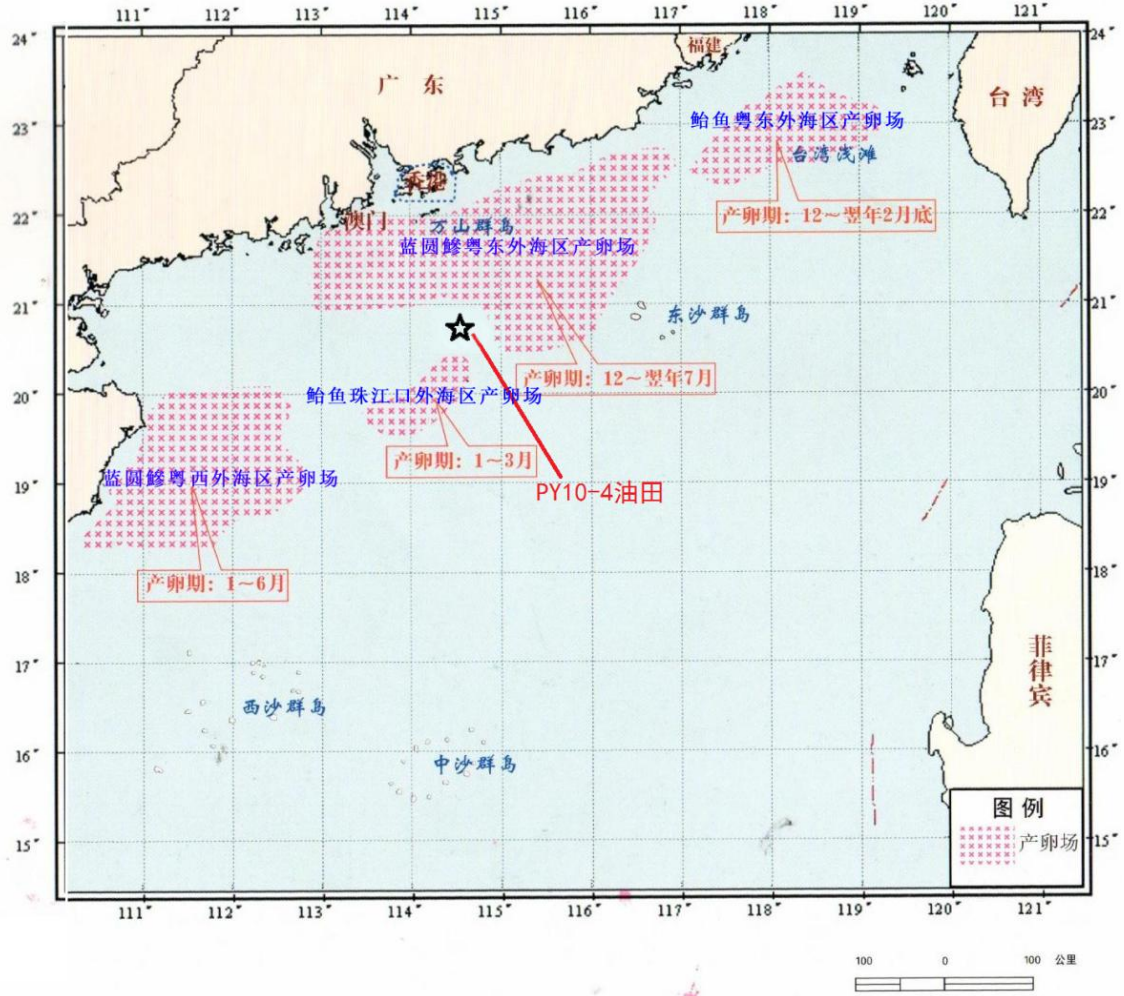


图 3.3-3 工程附近海域中上层鱼类产卵场示意图

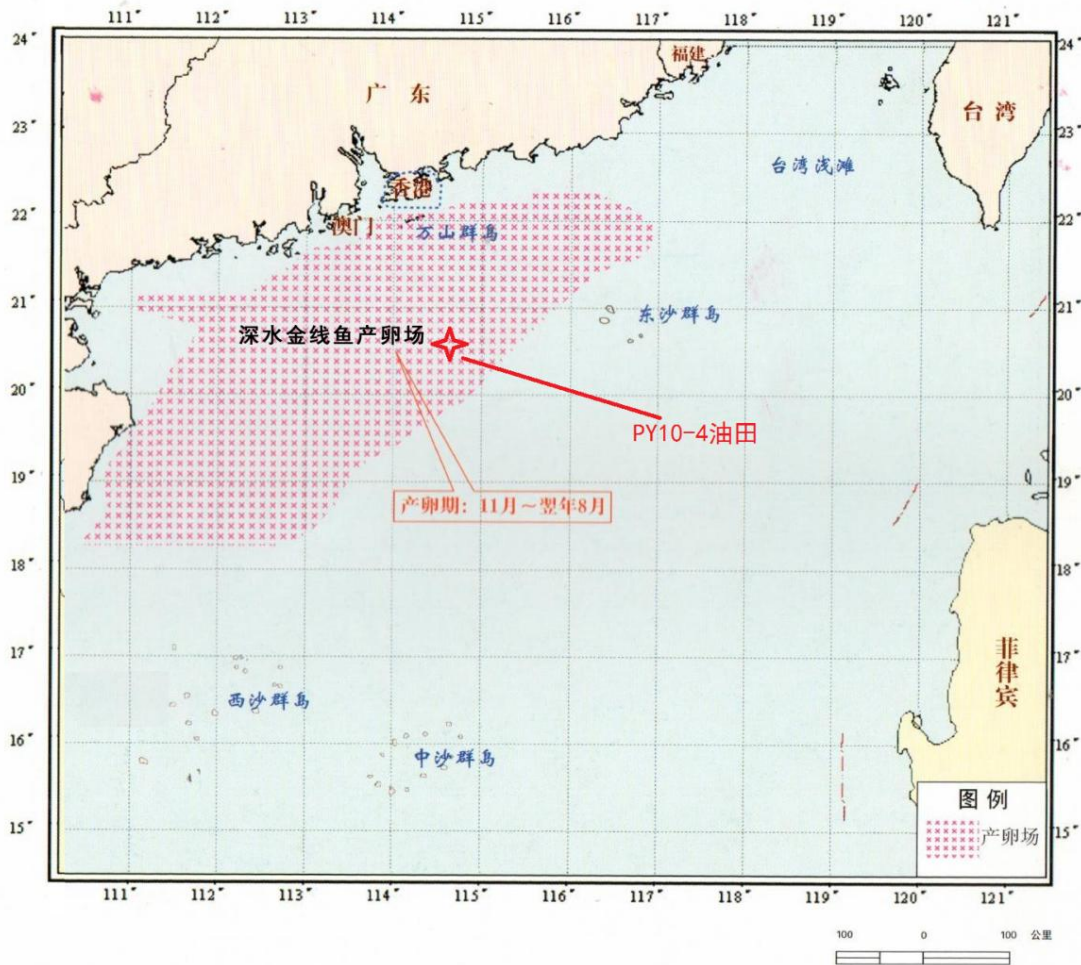


图 3.3-4 工程附近海域底层、近底层鱼类产卵场示意图

3.3.4 通航环境

建设单位委托广州中洋航海技术研究所开展了《番禺 10-4 油田开发工程通航安全影响研究报告》，本节内容主要引自该报告。

a. 习惯航路

根据《中国航路指南》(A103 南海海区)，本工程新建平台与台湾海峡至琼州海峡中水道的最近距离约 54 海里，与台湾海峡至琼州海峡北水道的距离则更远；与台湾海峡至海南岛南岸的最近距离约 25 海里。本项目拟建平台距离最近的航路为珠江口至马尼拉航路，与该航路的最近距离约 7 海里，见图 3.3-5。

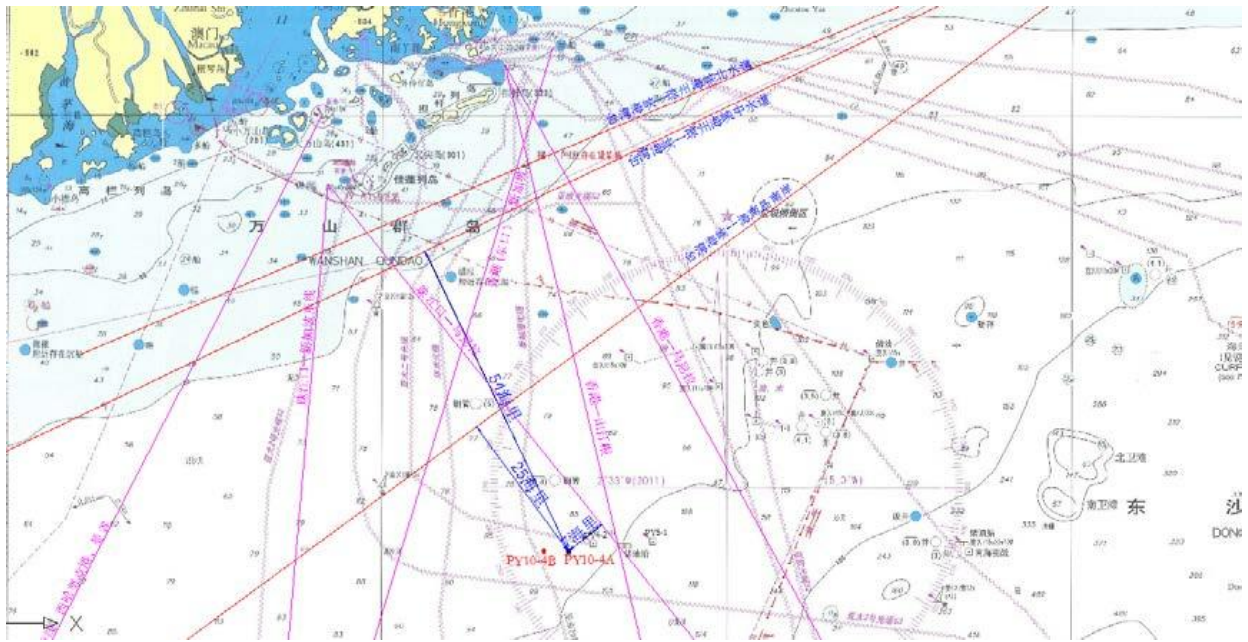


图 3.3-5 本项目新建平台与习惯航路相互位置关系

b. 港口

本工程海域距离维多利亚港、深圳港、珠海港、惠州港等距离均在 90 海里以上，本油田的生产作业将不会影响珠江口附近港口船舶的正常进出港航行，也不会影响到这些港口的功能发挥。

c. 锚地

本工程位于南海北部海域，远离大陆，作业海域海图水深为 97m~100m，周围 10 海里范围内无锚地，也没有锚地规划建设。

d. 本项目对通航安全影响小结

番禺 10-4 油田开发项目距附近水域的习惯航路、港口和锚地区等均较远，对其影响很小。本项目所涉及的通航安全影响因素可能导致的风险可控，适应附近水域通航环境条件和通航安全要求。

3.3.5 主要环境敏感目标筛选

根据以上调查分析，番禺 10-4 油田开发工程附近海域主要环境敏感目标包括海洋保护区、水产种质资源保护区和主要经济鱼类产卵场等。本项目位



于深水金线鱼产卵场内，距离其他产卵场均在 10km 以外；距离海洋保护区和水产种质资源保护区均在 100km 以外。本项目在发生溢油环境风险事故等的情况下，可能影响到附近海域的主要经济鱼类产卵场。因此本项目主要环境敏感目标筛选为主要经济鱼类产卵场。

表 3.3-1 本项目主要环境敏感目标筛选

类型	主要环境敏感目标	距 PY10-4 最短距离 (km) 及方位
海洋保护区	大襟岛海洋保护区 (台山大襟岛中华白海豚自然保护区)	183/西北
	担杆列岛海洋保护区	117/北
	佳蓬列岛海洋保护区 (珠海市庙湾珊瑚自然保护区)	121/北
水产种质资源保护区	上下川岛中国龙虾国家级	184/西北
产卵场	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	约 30/北
	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	约 110/西南
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	约 10/西南
	鲈鱼粤东外海区产卵场	约 120/东北
	深水金线鱼产卵场	位于产卵场内



4 环境现状调查与评价

4.1 水文动力环境现状调查与评价

本项目在 2018 年 8 月 18 日 - 2018 年 9 月 5 日期间，在工程附近开展了 1 个站位的水位和 3 个站位的海流观测

4.1.1 潮汐

本海区以不正规全日潮为主，潮差一般比较小。

4.1.2 海流

该海区经过测点分析表层、中层和底层均为不正规半日型潮流。

4.2 地形地貌和工程地质环境现状调查与评价

2018 年 8 月 21 日~2018 年 9 月 6 日，由“南海 503 船”完成该项目工程物探和工程地质现场调查作业，本项目海底地形地貌和地质调查由中海油田服务股份有限公司深圳分公司承担。

本次调查包含的海上作业调查项目为：（1）水深、地形测量；（2）海底地貌和障碍物调查（旁扫声纳全覆盖调查）；（3）浅地层剖面调查；（4）中地层剖面调查；（5）高分辨率数字地震调查；（6）工程地质钻孔和 CPT 测试等。

4.2.1 水深

在 PY10-4WHPA 平台场址调查范围内，海底较为平缓，水深基本由东北向西南渐深，水深变化范围为 91.7m-94.8m。PY10-4WHPA 预定平台处的水深为 92.0m。

在 PY10-4WHPA 至 PY4-2DPPA 路由调查范围内，海底总体较为平缓，水深由西南向东北渐浅后加深，水深变化范围为 89.7m-95.3m。

4.2.2 地貌特征

根据地貌资料，在 PY10-4WHPA 平台场址调查区域内地貌资料色度较为均匀，海底地形平坦。主要地貌特征是人为工程及渔业活动的锚沟、拖痕等。



除此之外，在 PY10-4WHPA 平台场址调查区域内未发现明显的海底障碍性物体。

在 PY10-4WHPA 至 PY4-2DPPA 海底管缆路由调查区域内地貌资料色度较为均匀，海底地形平坦。主要地貌特征是人为工程及渔业活动造成的锚沟、拖痕等。在 PY10-4WHPA 至 PY4-2DPPA 路由上发现 2 处异常反射区，分布在路由北端附近，异常反射区在地貌特征图上呈强反射，深约 0.5m，推测是渔业活动造成的锚沟、拖痕等。除此之外，未发现其它灾害性地貌特征及其它遗弃物和障碍物体。

4.2.3 地质特征

PY10-4WHPA 平台场址调查区中浅地层剖面的地层可以分为 3 层，分别为 A 层、B 层和 C 层。A 层物质成分上部主要为松散到中密实的褐灰色粘质砂含贝壳碎屑，下部主要为密实到非常密实的褐灰色细到中砂，粉质细砂。B 层的物质成分主要为稍硬的褐灰色粉质粘土混含粉细砂包，中密实到密实的褐灰色粉质细砂和砂质粉土，硬的黑色粉质粘土。C 层上部物质成分主要为中密实到密实的浅黄色细到粗砂，下部物质成分为非常密实的褐灰色细到粗砂，硬的褐灰色粉质粘土含粉土包。

路由调查区域内的地层可以分为 1 层，物质成分主要为非常松散的褐灰色粉质细砂/细砂含少量粘粒和少量贝壳碎屑。

根据中浅地层剖面资料及高分辨数字地震资料分析，在平台场址调查区域内发现 1 条断层，断层顶部埋深为海底以下 36m-55m。预定平台场址与断层水平距离为 297m。在海底至海底以下约 100m，平台在预定位置进行就位和作业时不会穿越断层，断层对于钻井平台在预定位置进行就位和作业没有不利影响。

预定平台和管线路由调查区域内，未发现藏古河道和浅层气等不良地质。

4.3 海洋环境现状调查概况

番禺 10-4 油田区域附近海域海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查工作由国家海洋局南海环境监测中心承担。海水水质、海洋生物生态和生物质量现状调查分别于 2017 年 5 月 14 日~5 月 17 日（春季）



和 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日（秋季）进行了两次调查；海洋沉积物环境质量现状于 2017 年 10 月同步进行了调查。

4.3.1 调查站位布设

调查海域春秋两季环境质量现状调查均采用网格布点的方式。

春、秋季调查站位基本重合，均布设 37 个调查站位，其中水质调查站 37 个，沉积物调查站 23 个，生物生态（浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）调查站 23 个。调查站位布设以 FPSO 为中心，在调查海域以东西向布设 4 条横断面，南北向布设 5 条纵断面，断面间距为 20km，共 20 个调查站位；此外在 PY4-2DPPA 平台、FPSO 周围布设加密站位，共 15 个站位；在 PY10-4W-1、PY10-4-1 设 2 个调查站位。

4.3.2 调查项目

海水水质、海洋沉积物和海洋生物生态的调查项目见表 4.3-1。

表 4.3-1 调查项目

调查对象	项 目	项数
水质	水深、水色和透明度、水温、盐度、pH 值、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发酚、硫化物、砷、总汞、铜、铅、镉、锌、铬	20
沉积物	有机碳、石油类、硫化物、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、沉积物粒度分析	11
生物生态	叶绿素 a 及初级生产力	2
	浮游生物（包括浮游动物和浮游植物）：种类组成分布、优势种、生物量、丰度及种类多样性指数、均匀度和丰富度等	-
	底栖生物：种类组成分布、优势种、生物量、栖息密度及种类多样性指数、均匀度和丰富度等	-
	底栖生物质量：石油烃、总铬、铅、砷、总汞、铜、镉、锌	9

4.3.3 调查方法

水质（包括叶绿素 a）：水深≤100m，采 4 层，分别为：表层（0.5 m）、10m、50m 和底层（离底 2m）；水深>100m，采 5 层，分别为：表层（0.5 m）、10m、50m、100m 和底层（离底 2m）。石油类只采集表层样。

沉积物采集表层样（0~5cm）。表层沉积物采用 0.1m² 曙光采泥器采集。



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（该站水深小于 200m ）或 200m （该站水深大于 200m ）垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品加入约 5% 样品体积的中性甲醛溶液，然后带回实验室进行鉴定和计数。

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（该站水深小于 200m ）或 200m （该站水深大于 200m ）垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品加入约 5% 样品体积的中性甲醛溶液，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。

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

生物质量分析从各站中选取足量的鱼类、甲壳类、贝类和其他软体动物优势种各 2 种，单独分袋、冰冻保存，取可食部分分析。

4.3.4 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按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）、《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）、《海洋监测技术规程》（HY/T 147-2013）等标准执行。具体项目分析方法见下表。

表 4.3-2 水质项目分析方法

项目	分析方法	主要仪器	引用标准	检出限
盐度	盐度计法	SYA2-2 盐度计	GB 17378.4-2007	-
pH	电位计法	PHS-3C 型 pH 计		-
DO	碘量法	滴定仪器		0.32 mg/L
COD	碱性高锰酸钾法	滴定仪器		0.15 mg/L
汞	原子荧光法	AFS-9560		0.007 $\mu\text{g/L}$
砷		原子荧光光度计		0.5 $\mu\text{g/L}$
锌	阳极溶出伏安法	797 伏安极谱仪		1.2 $\mu\text{g/L}$



项目	分析方法	主要仪器	引用标准	检出限
铜				0.6 µg/L
铅				0.3 µg/L
镉				0.09 µg/L
总铬	原子吸收分光光度法	ContrAA700 原子吸收分光光度计		0.10 µg/L
石油类	紫外分光光度法	UV-2450 紫外分光光度计		0.010 mg/L
悬浮物	重量法	BS110S 电子天平		-
挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	LACHAT QC8500 S2 可见分光光度计		0.8 µg/L
硫化物	亚甲基蓝分光光度法	V-5000 分光光度计		0.2 µg/L
无机磷	磷钼蓝分光光度法	LACHAT QC8500 S2 流动注射分析仪	HY/T 147.1-2013	0.0010 mg/L
亚硝酸盐	萘乙二胺分光光度法			0.0005 mg/L
硝酸盐	镉铜还原分光光度法			0.0030 mg/L
氨	次溴酸盐氧化分光光度法			0.0044 mg/L
叶绿素 a	荧光分光光度法	Trilogy 叶绿素分析仪	GB 17378.7-2007	0.01 µg/L

表 4.3-3 沉积物项目分析方法

项目	分析方法	主要仪器	引用标准	检出限
粒度	激光法	MS3000 激光粒度分析仪	GB 12763.8-2007	-
有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	滴定仪器	GB 17378.5-2007	0.03%
硫化物	碘量法	滴定仪器		4×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	ContrAA700 原子吸收分光光度计		0.2×10^{-6}
铜				0.1×10^{-6}
铅				0.1×10^{-6}
镉				0.002×10^{-6}
铬				0.10×10^{-6}
石油类	紫外分光光度法	UV-2450 紫外分光光度计		3.0×10^{-6}
总汞	原子荧光法	AFS-9560 双道原子荧光光度计		0.002×10^{-6}
砷				0.06×10^{-6}

表 4.3-4 生物项目分析方法

项目	分析方法	主要仪器	引用标准	检出限
----	------	------	------	-----



项目	分析方法	主要仪器	引用标准	检出限
石油烃	荧光分光光度法	F-4600 荧光分光光度计	GB 17378.6-2007	0.5×10^{-6}
总汞	原子荧光法	AFS-9560 原子荧光光度计		0.002×10^{-6}
砷				0.2×10^{-6}
铅	火焰原子吸收分 光 光度法	ContrAA700 原子吸收分光光度计		0.1×10^{-6}
铜				0.1×10^{-6}
镉				0.02×10^{-6}
锌				0.2×10^{-6}
总铬				0.10×10^{-6}

4.3.5 评价因子与评价标准

4.3.5.1 海水水质

两次调查选定的海水水质评价因子均包括 pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。

海水水质采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中第一类海水水质标准，有超标的进一步采用第二类或第三类标准评价。各评价因子的评价标准值列于表 4.3-。

表 4.3-5 水质评价标准值

评价因子	第一类标准	第二类标准	第三类标准	第四类标准
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（DO）	>6mg/L	>5mg/L	>4mg/L	>3mg/L
化学需氧量（COD）	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L
无机氮	≤200μg/L	≤300μg/L	≤400μg/L	≤500μg/L
活性磷酸盐	≤15μg/L	≤30μg/L		≤45μg/L
总汞	≤0.05μg/L	≤0.2μg/L		≤0.5μg/L
砷	≤20μg/L	≤30μg/L	≤50μg/L	
锌	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤500μg/L
镉	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	
铅	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L
铜	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L	



评价因子	第一类标准	第二类标准	第三类标准	第四类标准
总铬	≤50μg/L	≤100μg/L	≤200μg/L	≤500μg/L
硫化物	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤250μg/L
挥发性酚	≤5μg/L		≤10μg/L	≤50μg/L

4.3.5.2 海洋沉积物质量

海洋沉积物评价因子为有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬和砷共 10 项。海洋沉积物质量评价执行《海洋沉积物质量》(GB18668-2002) 中规定的第一类海洋沉积物质量标准,各评价因子的评价标准值列于表 4.3-6。

表 4.3-6 海洋沉积物质量标准

评价因子	第一类	第二类	引用标准
有机碳	≤2.0×10 ⁻²	≤3.0×10 ⁻²	《海洋沉积物质量》 (GB18668-2002)
硫化物	≤300.0×10 ⁻⁶	≤500.0×10 ⁻⁶	
石油类	≤500.0×10 ⁻⁶	≤1000.0×10 ⁻⁶	
汞	≤0.20×10 ⁻⁶	≤0.50×10 ⁻⁶	
铜	≤35×10 ⁻⁶	≤100×10 ⁻⁶	
铅	≤60.0×10 ⁻⁶	≤130.0×10 ⁻⁶	
锌	≤150.0×10 ⁻⁶	≤350.0×10 ⁻⁶	
镉	≤0.50×10 ⁻⁶	≤1.50×10 ⁻⁶	
铬	≤80.0×10 ⁻⁶	≤150.0×10 ⁻⁶	
砷	≤20.0×10 ⁻⁶	≤65.0×10 ⁻⁶	

4.3.5.3 生物质量

贝类(双壳类)生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》(GB 18421-2001)规定的第一类标准值;软体类(螺类和头足类)、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质(除铬、砷、石油烃外)含量评价标准采用《全国海岸和海涂资源综合监测简明规程》中规定的生物质量标准,石油烃含量(软体类、鱼类)的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线监测技术规程》(第二分册)中规定的生物质量标准,铬和砷无软体类、甲壳类和鱼类可参考的评价标准,暂不予评价。各类生物体污染物评价标准详见表 4.3-。

表 4.3-7 生物体污染物评价标准 (单位: ×10⁻⁶湿重)

类别	Hg	Cu	Pb	Cd	Zn	石油烃
软体类	0.3	100.0	10	5.5	250	20
甲壳类	0.2	100	2	2.0	150	



类别	Hg	Cu	Pb	Cd	Zn	石油烃
鱼类	0.3	20.0	2	0.6	40	20
检出限	0.002	0.1	0.1	0.02	0.2	0.5

4.3.6 评价方法

4.3.6.1 海水水质

海水水质采用单项标准指数法及超标统计法对调查海域进行环境质量现状评价。

a. 单项标准指数法

计算公式如下：

$$Q_{ij} = \frac{C_{ij}}{C_{oi}}$$

式中： Q_{ij} —站 j 评价因子 i 的标准指数；

C_{ij} —站 j 评价因子 i 的实测浓度；

c_{oi} —评价因子 i 标准值。

因为海水中溶解氧（DO）和 pH 不同于一般的污染指标，有其特殊性，所使用的标准指数计算公式如下。

(1) 对于水中溶解氧采用计算公式如下：

$$Q_j = \frac{C_f - C_j}{C_f - C_o} \quad \text{当 } C_j > C_o \text{ 时}$$

$$Q_j = 10 - 9C_j/C_o \quad \text{当 } C_j \leq C_o \text{ 时}$$

式中： C_f 中：现场水温和盐度条件下溶解氧的饱和量；

C_o 场水溶解氧标准值；

C_j —溶解氧实测值。

(2) 对于水中 pH 采用计算公式如下：

$$Q_j = \frac{2C_j - C_{o, upper} - C_{o, lower}}{C_{o, upper} - C_{o, lower}} \quad |$$

式中： Q_{ij} —站 j 评价因子 i 的污染指数；

C_{ij} —站 j 评价因子 i 的实测值；

C_{oi} —评价因子 i 的评价标准值；



C_f —现场水温和盐度条件下溶解氧的饱和量；

$C_{o,upper}$ — pH 的评价标准值上限；

$C_{o,lower}$ — pH 的评价标准值下限。

b. 超标统计法

统计超标样品的数量及超标率。

4.3.6.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状的评价亦采用标准指数法（单项标准指数法和超标统计法）。

4.3.6.3 海洋生物生态

a. 初级生产力

初级生产力的估算采用叶绿素 a 法，按联合国教科文组织（UNESCO）推荐的下列公式估算：

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

式中： P —现场初级生产力（ $\text{mg C}/(\text{m}^2 \text{d})$ ）； $Chla$ —真光层内平均叶绿素 a 含量（ mg/m^3 ）； Q —不同层次同化指数算术平均值，取 3.7； D —昼长时间（h），根据季节和海区情况取 12.0h； 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

生物群落特征的评价使用 Sharrnon-wiener(1963)的多样性指数计算公式、Pielous(1969)均匀度计算公式，和 Margalef(1958)丰富度计算公式。浮游植物种类多样性(H')、均匀度 (J) 和丰富度 (d) 的计算公式如下：

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

$$J = \frac{H'}{\log_2 S}$$

$$d = \frac{S-1}{\log_2 N}$$



$$D_2 = \frac{N_1 + N_2}{N_i}$$

式中： H —多样性指数； J —均匀度； $P_i = n_i/N$ (n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个数)； S —为种类数； d —丰富度。

优势种的优势度有多种方法表示，这里用两种计算公式表示一个站上的优势度和整个海区的优势度：

对于某一个站上的优势度可用百分比表示，

$$D = n_i/N \cdot 100\%$$

式中： D —第 i 种的百分比优势度； n_i ——第 i 种的数量； N ——该站群落中所有种的数量。

对于某一区域的优势度，计算公式为

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

式中： n_i 为第 i 种的数量； f_i 为该种在各站出现的频率； N 为群落中所有种的数量。生物质量

底栖生物质量评价采用单项标准指数法和超标统计法，评价公式与海水水质相同。

4.4 海水水质现状调查与评价

a. 春季调查

春季调查海域海水中 pH、化学需氧量 (COD)、石油类、无机氮、总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚等项目均满足一类海水水质标准要求。溶解氧和活性磷酸盐存在不同程度的超标现象，超标统计列于表 4.4-1。

溶解氧有 6.5% 的样品超标，全部位于底层，底层超标率为 27.0%。超标样品均满足第二类海水水质标准。

活性磷酸盐有 3.3% 的样品超标，其中表层、10m 和 50m 层溶解氧含量满足第一类海水水质标准；100m 层和底层超标率分别为 20% 和 10.8%。超标样



品均满足第二（三）类海水水质标准。

表 4.4-1 调查海区评价因子的超标统计（春季）

评价因子		超标站位	最大超标倍数 (出现站位)	备注
DO	底层	P3、P8、P12、P13、P18、P25、P32、P34、 PY10-4-1 和 PY10-4W-1 共 10 个站	0.21 (PY10-4-1)	符合第二类标准
PO ⁴ -P	100m 层	P19 共 1 个站	0.63 (P19)	符合二（三） 类标准
	底层	P4、P12、P15 和 P19，共 4 个站	0.55 (P19)	

b. 秋季调查

秋季调查海域海水中 pH、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、总汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚等项目均满足一类海水水质标准要求。溶解氧和铅存在不同程度的超标现象，超标统计列于表 4.4-2。

溶解氧有 27.5% 的样品超标，全部位于 100m 层和底层，100m 层和底层超标率均为 100%。超标样品均满足第二类海水水质标准。

铅有 12.4% 的样品超标，其中 100m 层无超标现象；表层、10m 层、50m 层和底层超标率分别为 18.9%、16.2%、10.8% 和 5.4%。超标样品均满足第二类海水水质标准。

表 4.4-2 调查海区评价因子的超标统计（秋季）

评价因子		超标站位	最大超标倍数（出现 站位）	备注
DO	100m 层	P10、P14、P15、P19 和 P20，共 5 个站	0.77 (P20)	符合第二类 标准
	底层	全部站位	0.93 (P20)	
Pb	表层	P1、P11、P14、P18、P21、P26 和 PY10-4w-1， 共 7 个站	0.40 (P26)	
	10m 层	P14、P18、P26、P27、P28 和 PY10-4w-1， 共 6 个站	0.80 (P27)	
	50m 层	P9、P14、P27 和 PY10-4w-1，共 4 个站	0.40 (P14 和 P27)	
	底层	P4 和 P14，共 2 个站	0.20 (P4 和 P14)	

c. 超标原因分析

春、秋季调查海域水质超标因子主要是溶解氧、活性磷酸盐和铅。溶解



氧的超标样品出现在 100m 层和底层。调查海区水深较大，使底层海水较难获得溶解氧，底层消耗的氧来不及补给，导致底层缺氧。春季调查活性磷酸盐的超标样品主要出现在 100m 层和底层，造成这种现状的原因可能是有机体死亡后沉降到海底，其腐烂和降解过程中产生的无机磷（大部分是活性磷酸盐）溶解在底层海水中；另外，浮游植物大都生长在光线充足的上层海水中，深层海水浮游植物的数量较少，对海水中营养盐（活性磷酸盐和无机氮等）的吸收也相对要少，因此，受陆地影响较小的外海底层海水中营养盐的含量往往比上层海水要高。秋季调查除 100m 层外各层均有部分样品铅含量超出第一类海水水质标准，可能受气溶胶沉降输送等因素影响；而且南海水体本身铅含量偏高，许多研究表明南海区包括南海北部和中南部海域不论是背景值和水质状况，Pb 的含量都是相对较高的；另外，目前实验室海水铅含量测定方法的检出限为 0.3 $\mu\text{g/L}$ ，该检出限与一类海水标准中规定的铅含量 $\leq 1.0 \mu\text{g/L}$ 的限值相差不大，这一定程度上也增加了铅超标的几率。

4.5 海洋沉积物现状调查与评价

调查海区表层海洋沉积物各调查站位中，有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类的标准指数均低于 1，符合海洋沉积物一类评价标准。

4.6 海洋生物质量现状调查与评价

春、秋季调查中底栖生物样品中，鱼类、甲壳类和软体类的各项评价因子的单项标准指数值均小于 1，满足生物质量标准的要求。由此可见，海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类生物质量较好，各项评价因子均未超标，说明调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

4.7 海洋生态环境现状调查与评价

4.7.1.1 叶绿素 a 及初级生产力

春季调查海域各站叶绿素 a 浓度的变化范围为 (0.01~1.51) mg/m^3 ，平均值为 0.28 mg/m^3 。初级生产力变化范围为 (45.51~259.30) $\text{mg C}/(\text{m}^2 \text{d})$ ，平均值为 124.95 $\text{mg C}/(\text{m}^2 \text{d})$ 。

秋季调查海域各站叶绿素 a 浓度的变化范围为 (0.07~0.31) mg/m^3 ，平均



值为 0.15 mg/m^3 。初级生产力变化范围为 $(99\sim 321) \text{ mg C}/(\text{m}^2 \text{ d})$ ，平均值为 $166 \text{ mg C}/(\text{m}^2 \text{ d})$ 。

4.7.1.2 浮游植物

春季调查海域共获浮游植物 3 门 36 属 115 种，优势种为萎软几内亚藻、距端根管藻、短刺角毛藻、透明辐杆藻、窄隙角毛藻、笔尖形根管藻、大西洋角毛藻、翼根管藻纤细变型、束毛藻属未定种、卡氏根管藻和笔尖形根管藻粗径变种。浮游植物密度变化范围在 $(0.22\sim 8.33) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 2.15×10^4 个/ m^3 。多样性指数变化范围在 1.77~5.03 之间，平均值为 3.92，表现为清洁。

秋季调查海域共获浮游植物 3 门 36 属 131 种，优势种有笔尖形根管藻、双凹梯形藻、大角角藻、夜光藻、刚毛根管藻和三角角藻。浮游植物密度变化范围在 $(1.86\sim 4.69)$ 个/ m^3 之间，平均密度为 2.88×10^3 个/ m^3 。多样性指数变化范围在 2.36~5.15 之间，平均值为 4.25，表现为清洁。

4.7.1.3 浮游动物

春季调查海域浮游动物共获 244 种，优势种为软拟海樽、双尾萨利纽鳃樽、抱球虫、真刺水蚤、蝌蚪幼虫、蛇尾纲长腕幼虫、韦氏纽鳃樽和夜光虫。生物量变化在 $(34.89\sim 577.02) \text{ mg}/\text{m}^3$ 之间，平均 $216.75 \text{ mg}/\text{m}^3$ ；密度变化在 $(17.07\sim 146.26)$ 个/ m^3 之间，平均 46.10 个/ m^3 。种类多样性指数平均值为 4.01，处于较高的水平。

秋季调查海域浮游动物共获 194 种，优势种为住囊虫、弓角基齿哲水蚤、抱球虫、长尾基齿哲水蚤、小纺锤水蚤、褶海鞘、羽长腹剑水蚤、普通波水蚤和丽隆哲水蚤。生物量变化在 $(9.83\sim 109.81) \text{ mg}/\text{m}^3$ ，平均 $45.92 \text{ mg}/\text{m}^3$ ；密度变化在 $(7.69\sim 139.75)$ 个/ m^3 之间，平均 47.51 个/ m^3 。种类多样性指数平均值为 4.65，处于较高的水平。

4.7.1.4 底栖生物

春季调查海域底栖生物共获 7 大类 163 种，优势种为银光梭子蟹、假长缝拟对虾、北原左鲆、多棘槭海星和镶边海星。底栖生物生物量变化范围在



(1.19~29.63) g/m^2 之间, 平均生物量为 $5.39\text{g}/\text{m}^2$, 栖息密度变化范围在 (0~75.0) 个/ m^2 之间, 平均栖息密度为 30.43 个/ m^2 。种类多样性指数平均值为 3.57, 生物多样性较好, 生物群落较稳定。

秋季调查海域底栖生物共获 7 大类 120 种, 优势种为银光梭子蟹和假长缝拟对虾、鳄齿藤和多棘槭海星。底栖生物生物量变化范围在 (0.03~17.00) g/m^2 之间, 平均生物量为 $3.28\text{g}/\text{m}^2$, 栖息密度变化范围在 (0~45.0) 个/ m^2 之间, 平均栖息密度为 13.3 个/ m^2 。种类多样性指数平均值为 3.82, 生物多样性较好, 生物群落较稳定。

4.7.1.5 生物质量

春、秋季调查中底栖生物样品中, 鱼类、甲壳类和软体类的各项评价因子的单项标准指数值均小于 1, 满足生物质量标准的要求。

海区底栖生物中鱼类、甲壳类和软体类生物质量较好, 各项评价因子均未超标, 说明调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

4.8 渔业资源现状调查与评价

4.8.1 调查概况

4.8.1.1 调查时间和范围

渔业资源现状主要根据中国水产科学研究院南海水产研究所对番禺 10-4 油田周边海域的现场调查资料及有关科学研究成果, 春季调查于 2018 年 4 月 8 日~17 日进行, 秋季调查于 2017 年 11 月 21 日~11 月 29 日进行。

4.8.1.2 调查站位布设

春、秋季渔业资源调查分别设置 12 个调查站位, 站位基本相同。

4.8.1.3 调查取样和分析方法

a. 游泳动物

游泳动物渔业资源拖网调查网具为底拖网, 网具规格为: 网衣长 59.5m, 网口网目尺寸 50cm, 网囊网目尺寸 40mm, 网口拉深周长为 80.8m, 网口宽度 37.7m。采样均于白天进行, 拖网时间为 1h (秋季调查 S10 站位由于网具



受损,拖网 0.5 小时),拖速为 2.8~3.2kn,平均拖速为 3.0kn。每次放网 1 张。

评估资源密度的方法:资源数量的评估根据底拖网扫海面积法(密度指数法),来估算评价区的资源重量密度和生物尾数密度,求算公式为:

$$S=(y)/a(1-E)$$

式中: S —重量密度 (kg/km^2) 或尾数密度 ($\text{个}/\text{km}^2$)

a —底拖网每小时的扫海面积(扫海宽度取浮纲长度的 2/3)

y —平均渔获率 (kg/h) 或平均生物尾数密度 ($\text{个}/\text{h}$)

E —逃逸率(取 0.5)

b. 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼调查采用浅水 I 型浮游生物网于表层水平拖曳 10 分钟取得,平均拖速为 1.5 节。垂直样品亦采用浅水 I 型浮游生物网采集。海上采获的浮游生物样品用福尔马林固定,带回实验室后将鱼卵仔鱼标本单独挑出,在解剖镜下计数和鉴定。

鱼卵仔鱼的密度计算方法根据网口面积、拖网距离和鉴定的鱼卵仔鱼数量,按以下公式计算单位体积内鱼卵仔鱼的分布密度:

$$V=N/(S \times L)$$

式中: V —鱼卵仔鱼的分布密度,单位为粒/ 1000m^3 、尾/ 1000m^3

N —每网鱼卵仔鱼数量,单位为(粒,尾)

S —网口面积,单位为 m^2

L —拖网距离,单位为 1000m

c. 相对重要性系数

根据渔获物中个体大小悬殊的特点,选用 Pinkas 等提出的相对重要性指数 IRI ,来分析渔获物在群体数量组成中其生态的地位,依此确定优势种。 IRI 计算公式为 $IRI=(N+W)F$ 。

式中: N —某一种类的尾数占渔获总尾数的百分比

W —某一种类的重量占渔获总重量的百分比

F —某一种类的出现的站位数占调查总站位数的百分比



4.8.2 渔业资源现状调查与评价

4.8.2.1 鱼类资源状况

春季调查海域共捕获鱼类 158 种，隶属于 23 目 86 科。

秋季调查海域共捕获鱼类 137 种，隶属于 17 目 68 科。

两季调查渔获的鱼类种类中，属于印度洋、太平洋区系，并以栖息于中层、中上层的暖水性的种类占优势；少部分种类则属于底层、近底层的暖水、深水性种。

4.8.2.2 头足类资源

春季调查海域共捕获头足类 12 种，隶属于 4 目 4 科 5 属。

秋季调查海域共捕获头足类 14 种，隶属于 3 目 4 科 6 属。

4.8.2.3 甲壳类资源

春季调查海域共捕获的甲壳类 26 种，隶属于 13 科。其中虾类有 15 种，蟹类为 11 种。

秋季调查海域共捕获的甲壳类 13 种，隶属于 8 科。其中虾类 8 种，蟹类 4 种和虾姑类 1 种。

4.8.2.4 总资源量评估

春季调查渔业资源游泳动物平均总重量渔获率和平均总尾数渔获率分别为 56.43 kg/h 和 2412 尾/h。幼体群体占有游泳动物群体的平均比例为 77.72%，幼体平均尾数渔获率为 1884 尾/h。

本评价海域面积为 18521 km²，按此计算本评价海域底拖网现存资源量为 9980t。由于本次调查采用底拖网评估资源量，主要是估算栖息于底层的鱼类资源，对于栖息于中上层的鱼类资源的估算，可以采用林金錶（1991）估算的中上层资源密度 1.25t/km²，据此推算，本评价海域栖息于中上层的鱼类现存资源量为 23151t。因此，春季调查底层和中上层资源量合计约 33131t。

秋季调查渔业资源游泳动物总重量渔获率和总尾数渔获率分别为 82.99 kg/h 和 5090 尾/h。幼体群体占有游泳动物群体的平均比例为 75.38%，幼体平均尾数渔获率为 3757 尾/h。



如前所述，本评价海域面积为 18521 km²，按此计算本评价海域底拖网现存资源量为 14970t。中上层资源密度采用林金錶（1991）估算的 1.25t/km²推算，本评价海域栖息于中上层的鱼类现存资源量为 23151t。因此，秋季调查底层和中上层资源量合计约 38121t。

4.8.2.5 鱼卵、仔稚鱼

春、秋季共鉴定出鱼卵仔鱼 14 个种类，隶属于 14 科 14 属，种类名录见附表 20。其中春、秋季调查各鉴定出鱼卵仔鱼 11 个种类。

4.8.2.6 渔业拥有量

2017 年底，番禺 10-4 油田开发区沿海 8 市的各类渔业船舶拥有量总计达到 22340 艘，总吨位 574336t，总功率 1206429kw。机动渔船 21529 艘，总吨位 569762t，总功率 1206429kw；其中捕捞机动渔船 17361 艘，总吨位 511246t，总功率 1011660kw；养殖机动渔船 1348 艘，总吨位 7484，总功率 28496kw。



5 环境影响回顾性分析与评价

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。

5.1 现有工程回顾

本次番禺 10-4 油田开发工程将依托番禺 4-2/5-1 油田现有工程设施进行开发生产。番禺 4-2/5-1 油田现有设施包括一条浮式生产储油装置海洋石油 111 号 FPSO(以下简称 HYSY111FPSO)、两座井口平台(以下简称 PY4-2WHPA、PY5-1WHPB)、两座钻采平台(以下简称 PY4-2DPPA、PY5-1DPPB)，以及油田内部海底管道、电缆、单点系泊系统等。现有番禺 10-2/5/8 油田也依托番禺 4-2/5-1 油田设施进行开发，主要工程设施包括一座井口平台(以下简称 PY10-2WHPA)，以及 PY10-2WHPA 与 PY4-2DPPA 平台之间的海底管道和电缆。

PY4-2WHPA 和 PY5-1WHPB 平台所产物流通过本平台的设施进行分离、脱气处理后，含水 15%的原油通过海底管线输送到 HYSY111FPSO 进行进一步处理。PY4-2DPPA 和 PY5-1DPPB 平台所产物流在平台上进行二级分离，PY4-2DPPA 同时处理 PY10-2WHPA 平台的来液，处理至含水 15%的原油通过海底管线输送至 FPSO。在 FPSO 上来自各平台的含水原油进行三级分离和脱水脱盐处理，合格原油进入货油舱储存，通过穿梭油轮外输。

5.1.1 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 PY4-2WHPA 平台、PY5-1WHPB 平台、一艘位于两平台间的浮式生产储油装置(HYSY111FPSO)以及连接它们的约 9km 长的两段海底管线和电缆。PY4-2WHPA 和 PY5-1WHPB 两座平台于 2003 年 4 月建成，FPSO 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 PY4-2WHPA 有 14 口生产井，PY5-1WHPB 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以及管线外输。FPSO 上设有两列油水处理设施，分别处理两座平台的来液。FPSO 最大油处理能力为 $11130\text{m}^3/\text{d}$ ，最大水处理能力为 $36570\text{m}^3/\text{d}$ ，最大液处理能力为 $38160\text{m}^3/\text{d}$ 。

5.1.2 番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目

油田投产后，发现油田的产油/产水量超过了原来的设计能力，于是在 2006 年对 HYSY111FPSO 的生产工艺处理系统进行了局部改造并调整了有关的操作参数，使其原油处理能力由原来设计的 $11130\text{m}^3/\text{d}$ 提升到 $16854\text{m}^3/\text{d}$ ，最大水处理能力仍保留原有的设计能力；油田新增 14 口生产井（其中 PY4-2WHPA 增加 6 口，PY5-1WHPB 增加 8 口），同时两平台各增加 2 列脱水设施及生产水处理设施，最大液处理能力为 $57240\text{m}^3/\text{d}$ ，最大生产水处理能力为 $50790\text{m}^3/\text{d}$ 。PY4-2WHPA 平台设备改造于 2006 年 8 月完成；PY5-1WHPB 平台设备改造于 2006 年 6 月完成。

5.1.3 番禺 4-2/5-1 油田调整工程

2008 年经过复算，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），并新增 57 口生产井。PY5-1DPPB 和 PY4-2DPPA 平台分别于 2012 年 12 月和 2014 年 7 月建成投产。

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 PY4-2WHPA 平台 17 口，PY5-1WHPB 平台 16 口。两座新建平台的设计原油处理能力为 $5499\text{m}^3/\text{d}$ ，生产水处理能力为 $87999\text{m}^3/\text{d}$ 。

5.1.4 番禺 10-2/5/8 油田开发工程

番禺 10-2/5/8 油田开发工程依托番禺 4-2/5-1 油田的现有工程设施进行开发。新建 1 座 PY10-2WHPA 井口平台，并在 PY4-2DPPA 平台对番禺 10-5 和番禺 10-8 油田实施大位移井开发。PY10-2WHPA 平台于 2014 年 7 月建成投产。

番禺 10-2 油田在 PY10-2WHPA 平台进行开发，生产物流通过新建海底混



输管道输至 PY4-2DPPA 平台；番禺 10-5/8 油田在 PY4-2DPPA 平台利用大斜度井进行开发。番禺 10-2 和番禺 10-5/8 油田的生产物流在 PY4-2DPPA 平台新增的界面计量分离器分别计量后混合，进入 PY4-2DPPA 平台二级分离器，与 PY4-2DPPA 平台物流一起处理；处理至含水 15% 的流体经现有海底管道输至 FPSO 进行三级分离、脱水脱盐处理，合格原油进入货油舱储存，通过穿梭油轮外输。

5.2 相关环评批复及落实情况

5.2.1 环评批复及竣工验收情况

本项目相关现有油田的环评批复及竣工验收情况见表 5.2-1。

表 5.2-1 本项目相关现有油田的环评批复及竣工验收情况

报告名称	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》	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 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书》	2006 年 4 月获批，国海环字 [2006]230 号	已完成验收，于 2009 年 3 月获批（国海环字 [2009]166 号）
《番禺 4-2/5/1 油田调整工程环境影响报告书》	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 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》	2013 年 5 月获批，国海环字 [2013]273 号	已完成验收，于 2015 年 3 月获批（国海环字 [2015]105 号）

5.2.2 环保措施落实情况

本项目相关现有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；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾均运回陆地处理交给有资质的单位进行处理；平台上均设有开/闭排系统，用于收集平台设施常压下排放的液体以及甲板冲洗水和初期雨水、安全阀的泄压及油井套管放气、平台上带压设备、管线等排放出的带压流体等，防止排放入海；含油生产水、生活污水和机舱含油污水经处理



达批复要求后排放，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。

5.3 环境保护设施运行情况

5.3.1 主要环保设施及运行情况

本项目所依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 的主要环保设施及运行状况见表 5.3-1。

表 5.3-1 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
PY4-2DPPA 平台	生产水处理系统	1	正常
	生活污水处理装置	1	正常
	闭排罐	1	正常
	开排沉箱	1	正常
	火炬放空系统	1	正常
	食品废弃物粉碎设备	1	正常
HYSY111FPSO	生产水处理系统	2	正常
	生活污水处理装置	1	正常
	机舱含油污水处理装置	1	正常
	火炬放空系统	1	正常
	食品废弃物粉碎设备	1	正常

5.3.2 主要污染物排放情况回顾

5.3.2.1 生产水排放情况

PY4-2DPPA 平台近两年生产水月排放量为 $(0\sim 158.1) \times 10^4 \text{m}^3$ ，含油浓度在 $(0.22\sim 18.5) \text{mg/L}$ 之间；HYSY111FPSO 生产水月排放量为 $(0\sim 52.4) \times 10^4 \text{m}^3$ ，含油浓度在 $(1.43\sim 19.35) \text{mg/L}$ 之间，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和原环评报告书控制标准的要求，生产水处理设施运行状况良好。



5.3.2.2 生活污水排放情况

PY4-2DPPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 (13.1~337) mg/L 之间, HYSY111FPSO 生活污水 COD 排放浓度在 (17.2~488) mg/L 之间, 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 ($\leq 500\text{mg/L}$), 生活污水处理系统运行正常。

本次将对现有 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造, 由有人驻守平台改为无人驻守平台。PY10-2WHPA 平台生活污水 COD 排放浓度在 (15~385.6) mg/L 之间, 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 ($\leq 500\text{mg/L}$), 生活污水处理系统运行正常。

5.4 海洋环境质量回顾

为了对番禺 10-4 油田开发工程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国家海洋局南海环境监测中心于 2000 年 2 月、2008 年 10 月、2009 年 4 月、2011 年 4 月、2011 年 11 月、2017 年 5 月和 2017 年 10 月对番禺油田海域共七次的调查资料, 本次调查区域覆盖了历次调查区域, 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。

七次调查均由南海环境监测中心按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》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。

5.4.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质评价因子中 pH 值、DO、COD、无机氮、活性磷酸盐、石油类、硫化物、挥发酚、总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷共 15 项作为本次回顾性分析评价因子; 各次调查水质采样层次均为表层、10m 层、50m 层和底层四层, 海水水质评价采用《海水水质标准》(GB3097-1997) 中的一类海水水质标准。



由分析可见,调查海域海水的 pH 值稳定在海水正常的变化范围内。溶解氧的超标是比较普遍的现象,说明调查海区底层海水中存在一定的缺氧现象。历次调查海水中 COD 的平均值均较接近,均低于第一类海水水质标准。特征污染物石油类在历次调查中浓度变化不大,且均低于第一类海水水质标准。除 2008 年 10 月调查中无机氮含量超标较严重外,其它 6 次调查中无机氮含量均无超标现象。2008 年 10 月和 2009 年 4 月调查中活性磷酸盐的超标率都在 90% 以上,但其余 5 次调查的活性磷酸盐含量较低,且远低于第一类海水水质标准。历次调查中挥发酚和硫化物的含量非常低,均符合第一类海水水质标准。调查海区重金属总汞、砷和镉的含量均较低,且历次调查中波动较小;锌和铜的含量在历年调查中呈下降趋势,全部符合第一类海水水质标准;铅含量在历次调查中波动较小,2009 年 4 月及 2017 年 10 月调查中出现了超标现象,可能受大气沉降等因素影响。

5.4.2 海洋生态状况回顾

5.4.2.1 叶绿素 a 和初级生产力

历次调查叶绿素 a 均处于低水平,为典型贫营养海区;初级生产力与叶绿素 a 相似,季节变化规律不明显,年度变化呈现从 2002 年 2 月至 2011 年 4 月逐渐升高,至 2017 年 5 月和 10 月又有所降低的趋势。

5.4.2.2 浮游植物

历次调查浮游植物种类数在(86~239)种之间,种类数较多;海区出现的优势种种类较多,优势种优势度不高;七次调查海区浮游植物个体数量平均为 $(0.29\sim 403)\times 10^4$ 个 $\cdot m^{-3}$,以 2000 年 2 月调查最高;海区多样性除 2008 年 10 月为 2.74 略低于 3 以外,其余 6 次调查均高于 3,显示海区总体为清洁海域;海区均匀度较高,2011 年 11 月略高,其余 6 次调查相差不大;海区浮游植物优势种 2000 年 2 月至 2011 年 11 月以角毛藻、菱形藻等链状硅藻为主,2017 年 2 次调查海区优势种有所变化,以根管藻和甲藻为主。

海区浮游植物从个体密度来看,季节变化规律明显,春季的水平高于秋季。从年度变化来看,海区浮游植物优势种近年来改变明显。



5.4.2.3 浮游动物

历次调查浮游动物种类数在（198~375）种之间，种类数较多；个体密度在 2017 年有所降低，生物量在 2017 年 10 月最低，可能是由于形成本次调查的优势种大多为体型偏中、小型的桡足类，而作为历史优势种、体型和含水量较大的箭虫类（如肥胖箭虫、太平洋箭虫）、大型被囊类（如软拟海樽、纽鳃樽）在本次调查中出现的数量较少；海区浮游动物多样性水平良好，均匀度历年调查差异不大。海区浮游动物优势种在历次调查中不完全相同，抱球虫、普通波水蚤、达氏波水蚤、肥胖箭虫是海区常见优势种。总体上看，调查海域浮游动物种类丰富，无异常情况。

5.4.2.4 底栖生物

除 2009 年 4 月调查种类数相对较少外，其余 6 次调查的种类数差异不大；主要类群均为节肢动物、脊索动物和软体动物，银光梭子蟹等为海区常见优势种；优势种变化不大，主要以节肢动物为主；平均栖息密度差异不大，以 2017 年 5 月的平均栖息密度最高。2011 年 4 月平均生物量明显比其他六次调查的低，可能与采集到的底栖生物中腔肠动物和软体动物比例相对较少有关。总体来看，调查海域底栖生物生态未见异常。

5.4.2.5 生物质量

鱼类体内的各项污染物平均含量近年来基本稳定，虽然某些项目出现一些波动，但仍远低于评价标准。甲壳类体内的砷含量在 2011 年 11 月调查中较高，但在近两次调查中又降至之前的水平，其他污染物含量在各次调查中变化不大，基本保持稳定。

总体来看，调查海域生物质量状况基本保持稳定，油田特征污染物石油烃含量远低于评价标准，生物质量总体状况良好。

5.5 环境影响回顾性分析结论

本项目所依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 的生产水处理系统和生活污水处理装置运行正常，近两年统计的生产水和生活污水均能实现达标排放。



现有番禺油田投产以来，有较大量的含油生产水和生活污水达标排放入海，但是由于对外排污水采取了有效的处理措施，排放浓度远低于排放标准，且海区扩散条件良好，因此油田外排含油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，与油田投产初期相比油田附近海区海水含油浓度未见明显升高，水质依然保持在一类标准水平。虽然油田建设过程中有一定数量的钻井液和钻屑排放于海，但海底沉积物中有机质含量仍然维持在较低的水平，汞、砷、铜、镉和铬的含量也变化不大，石油类、铅和锌的含量有所波动，但仍符合一类沉积物质量标准。近年调查指示调查海区仍属于典型的贫营养海区，浮游植物水环境多数站位清洁，海区浮游动物群落组成稳定，生存环境良好，底栖生物群落较稳定，油田周围海洋生物体内石油烃含量远低于评价标准，生物质量总体状况良好。



6 环境影响预测与评价

根据工程分析，本工程建设期主要污染物为钻井液、钻屑、铺设海底脐带缆后挖沟搅起的悬浮沙，生产期主要污染物为达标排放生产水。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。

6.1 海洋环境影响预测

6.1.1 海域流场模型

6.1.1.1 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：

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

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

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

式中， t 是时间； x 、 y 和 z 是笛卡尔坐标系； η 是水面高度； d 是静水深； $h = \eta + d$ 是总水深； u 、 v 和 w 是 x 、 y 和 z 方向上的速度分量； $f = 2\Omega \sin \phi$ 是科里奥利参数（ Ω 是旋转角速度， ϕ 是纬度）； g 是重力加速度； ρ 是水的密度； s_{xx} 、 s_{xy} 、 s_{yx} 和 s_{yy} 是辐射应力张量的分量； v_t 是垂向湍流粘度（或涡粘）； p_a 是大气压强； ρ_0 是水的参考密度。 S 是点源的流量， u_s 、 v_s 是流入周围环境的水的速度大小， F_u 、 F_v 为水平应力项。

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：



$$\frac{\partial \eta}{\partial t} + u \frac{\partial \eta}{\partial x} + v \frac{\partial \eta}{\partial y} - w = 0, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 v_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

$z = -d$ 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_{sx}, τ_{sy}) 和 (τ_{bx}, τ_{by}) 分别表示表面风应力和底部摩擦应力在 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:

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

其中, 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。

b. 初始条件

$$\begin{cases} h(x, y, z, 0) = d \\ u(x, y, z, 0) = 0 \\ v(x, y, z, 0) = 0 \\ w(x, y, z, 0) = 0 \end{cases}$$

其中, d 为计算开始时刻各个网格的静水深。

c. 计算海域及网格设置

本工程所建立的数学模型计算域范围为整个南海北部海域, 在计算污染物扩散时将网格加密至最小网格 30 m, 以求得准确的污染物浓度分布; 本工程平台附近海域平均水深约 92 m, 在垂向上采用 σ 坐标将水体等分为 7 层, 从海面往下 0~10 m 为第 1 层, 10~20 m 为第 2 层, 20~35 m 为第 3 层, 35~45 m 为第 4 层, 45~70 m 为第 5 层, 70~80 m 为第 6 层, 80~92m (海底) 为第 7 层。番禺 10-4 油田开发工程计算海域与网格设置情况如图 6.1-1 所示。

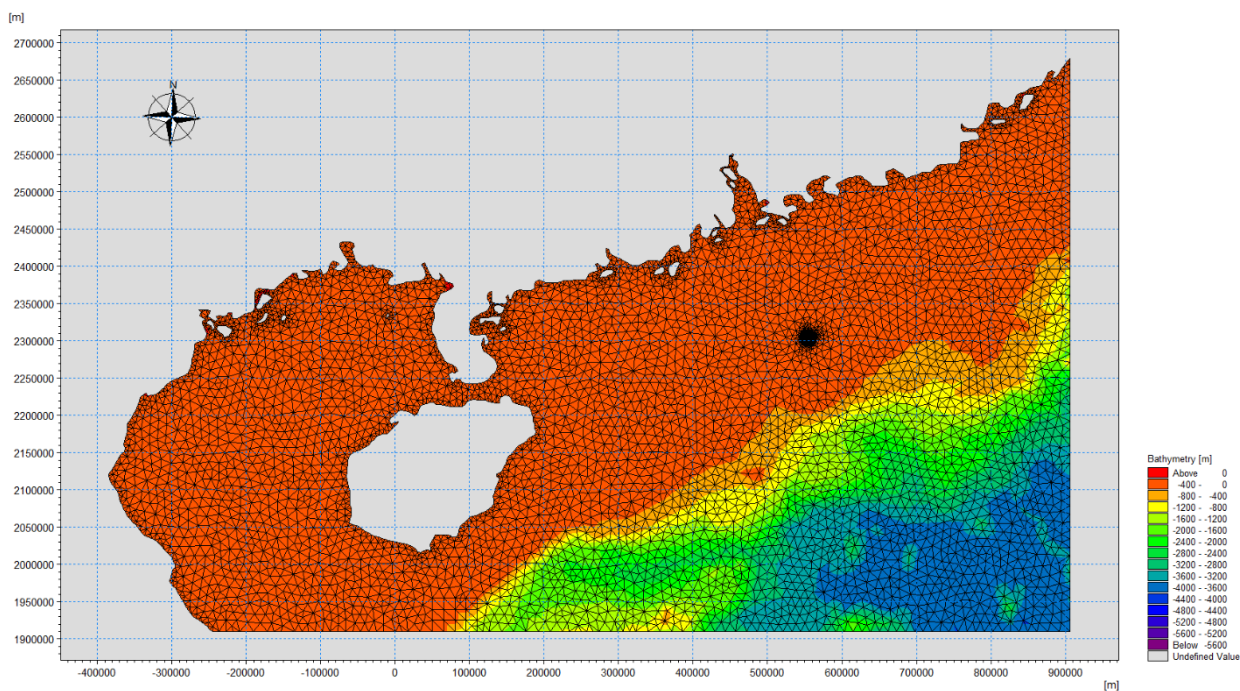


图 6.1-1 计算海域与网格设置情况

6.1.1.2 模型验证

潮位、潮流实测资料来自中海油服物探事业部工程勘察中心现场实测结果，在 A、B、C 点分别将数值计算结果与实测潮位、潮流资料进行了对比验证，验证结果见图 6.1-2 和图 6.1-3。

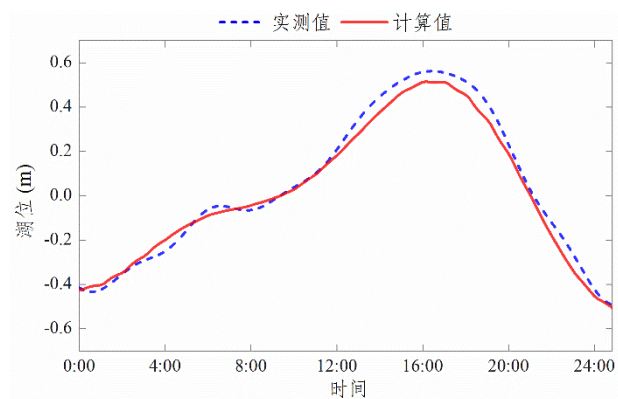
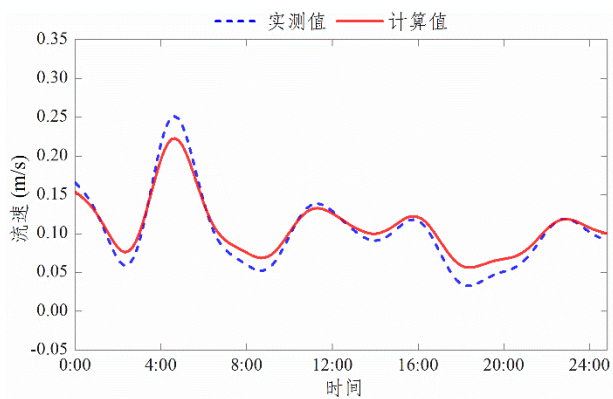
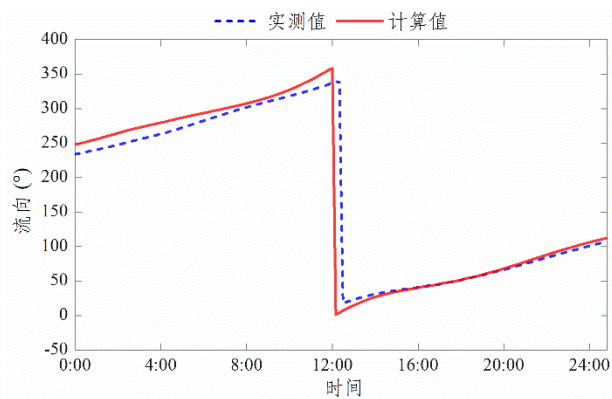


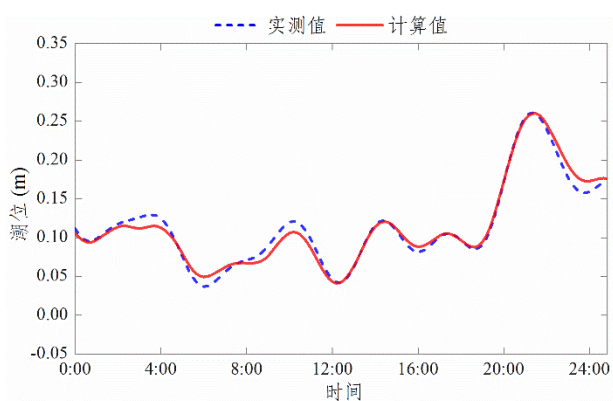
图 6.1-2 A 站潮位验证曲线



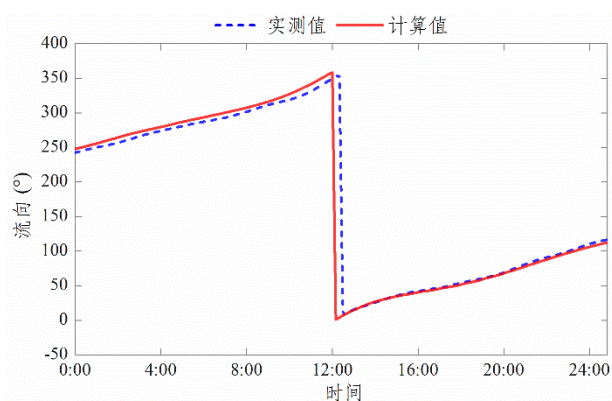
(a) 表层流速



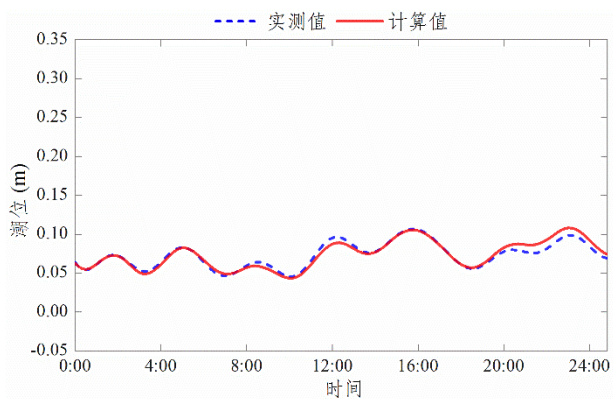
(b) 表层流向



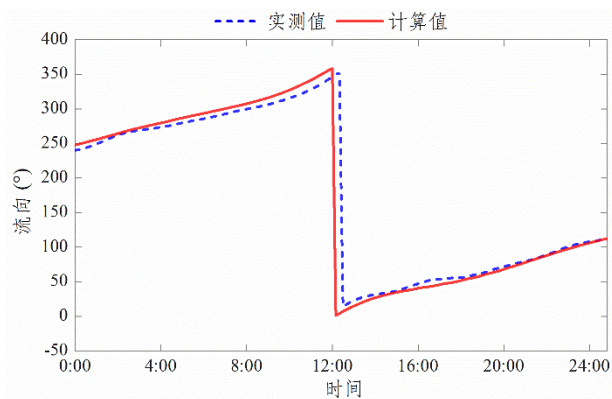
(c) 中层流速



(d) 中层流向

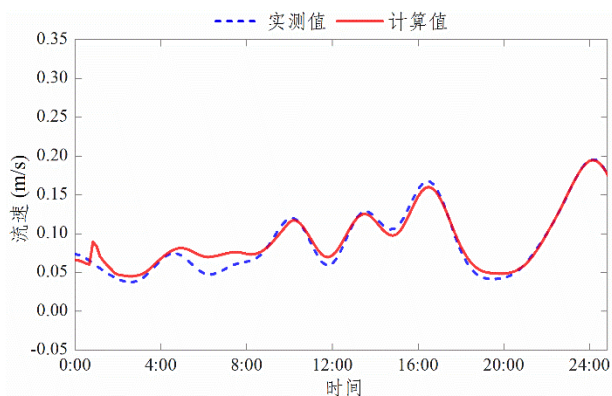


(e) 底层流速

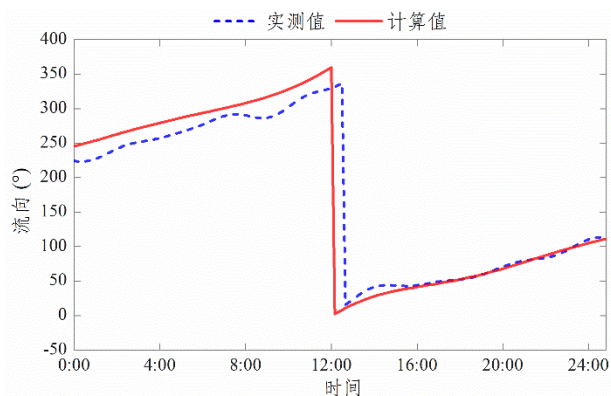


(f) 底层流向

图 6.1-3 A 站潮流验证曲线

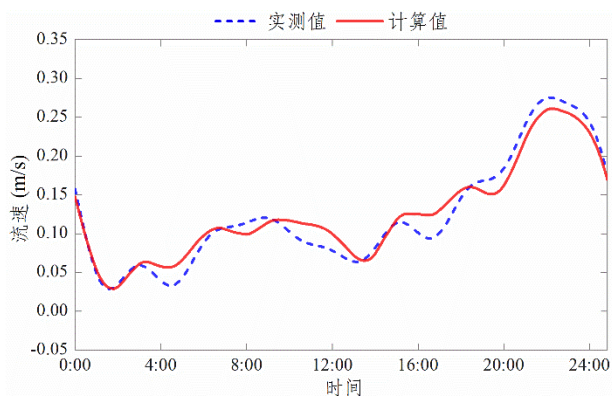


(a) 表层流速

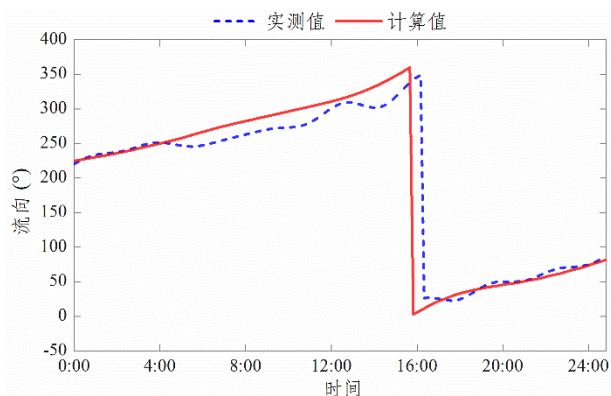


(b) 表层流向

图 6.1-4 B 站潮流验证曲线



(a) 表层流速



(b) 表层流向

图 6.1-5 C 站潮流验证曲线

从以上验证结果可以看出，潮位振幅和位相计算值亦与实测值基本一致；流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

6.1.2 悬浮沙预测

6.1.2.1 泥沙运输模块

泥运输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运输过程。

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 为海水中悬浮沙浓度, 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, 单位 m^2/s , 参数取值为 $0.01\text{m}^2/\text{s}$; Q 为泥沙输入源强流量, 单位 $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$; C_0 为泥沙输入源强中的含沙量, 单位 kg/m^3 ; S 为床沙侵蚀或淤积速率, 单位 $\text{kg}/\text{m}^3/\text{s}$ 。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算:

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

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 $0.07 \text{N}/\text{m}^2$ 。

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 0.2 N/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 m/N 。

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：

$$S|_{\Gamma} = 0, \quad \text{入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向， Γ 为水边界。

因为悬浮沙是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

6.1.2.2 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

新建 PY10-4 WHPA 平台钻井液在钻井过程中循环使用，最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放，最大排放速率为 $35 \text{ m}^3/\text{h}$ 。钻井液密度 $1.08 \text{ g/cm}^3 \sim 1.18 \text{ g/cm}^3$ (按 1.13 g/cm^3 计算)，钻井液固相颗粒粒径 $0.008\text{-}0.062 \text{ mm}$ ，中值粒径为 0.016 mm 。PY10-4 WHPA 平台钻井液排放情况如下。

b. 浓度增量预测结果

通过计算，钻井液排放最大浓度包络线见图 6.1-6 和表 6.1-1~表 6.1-2，从预测结果可以看出，悬浮物超标主要位于海水表层（海面以下 0~10 m），且浓度包络线长轴基本沿本海区主流向方向，超一类包络面积约为 0.406 km²，超三四类面积相对较小，超一类最大距离约为 0.82 km，停排后恢复时间约为 5.0 h。

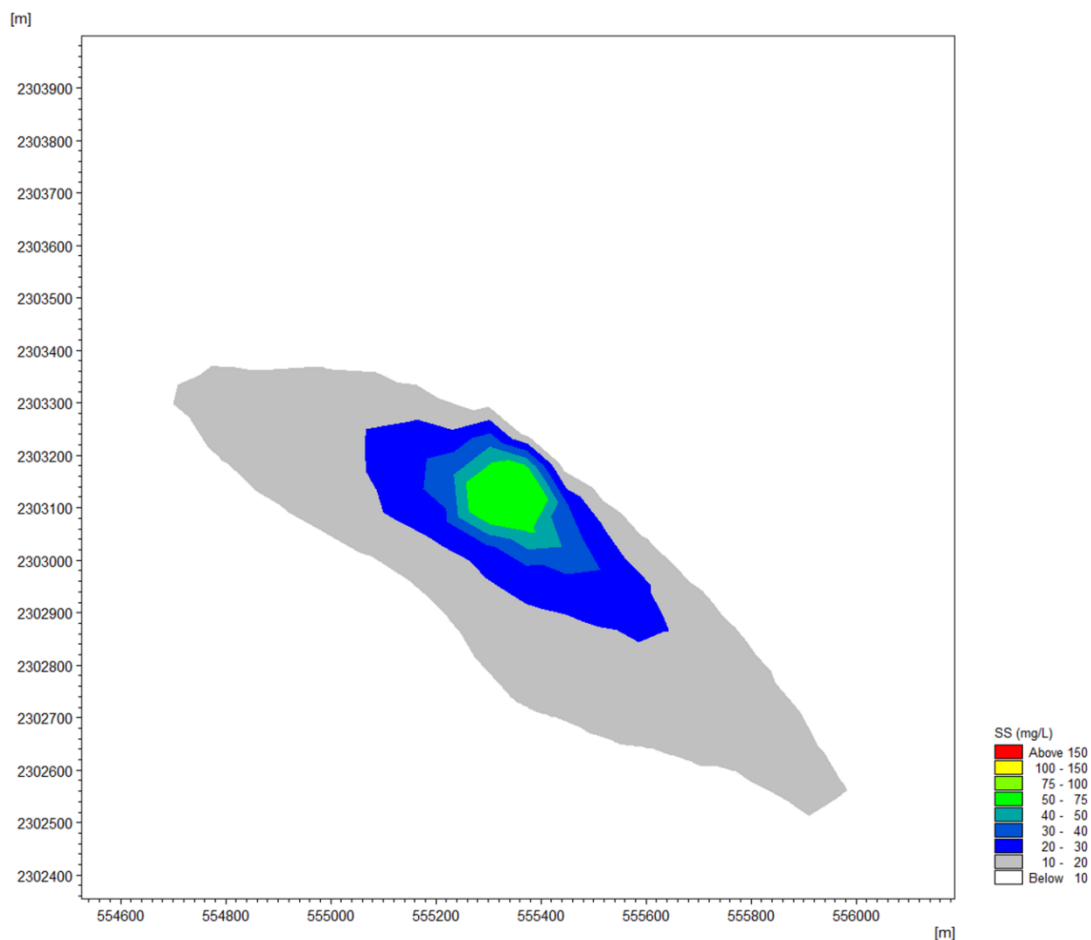


图 6.1-6 PY10-4WHPA 平台钻井液扩散包络线

表 6.1-1 PY10-4WHPA 平台钻井液排放预测结果（表层）

层数	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类最大距离 (km)	恢复时间 (h)
第 1 层 (0~10 m)	0.406	0.005	/	0.82	5.0
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/		
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/		



表 6.1-2 PY10-4WHPA 平台钻井液排放浓度区间面积（表层）

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
第 1 层 (0~10 m)	0.291	0.098	0.011	0.005
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/	/

6.1.2.3 钻屑浓度场预测

a. 钻屑排放位置

根据工程分析，新建 PY10-4 WHPA 平台的钻屑总量约为 5754 m³（堆体积），平均单井钻屑排放量约为 490 m³。钻屑粒径分布如下，计算时中值粒径取为 70 μm、120 μm、150 μm、230 μm 共 4 个等级各占 25%、35%、25%、15% 计算包络面积。

表 6.1-3 钻屑粒径分布

<105μm	105~140 μm	140~178 μm	>178~279 μm
25%	35%	25%	15%

b. 浓度增量预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，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，钻屑排放预测结果见图 6.2-7 和表 6.2-4、表 6.2-5。由预测结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小，浓度包络线长轴基本沿本海域主流向，且浓度超标主要集中在海水表层（海面以下 0~10 m），表层超一类水质海域的最大包络面积为 0.153 km²，离排放点的最大距离为 0.54 km；超三、四类包络面积相对较小；钻屑停止排放后 3.0 h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2 cm 的面积约 0.051 km²。

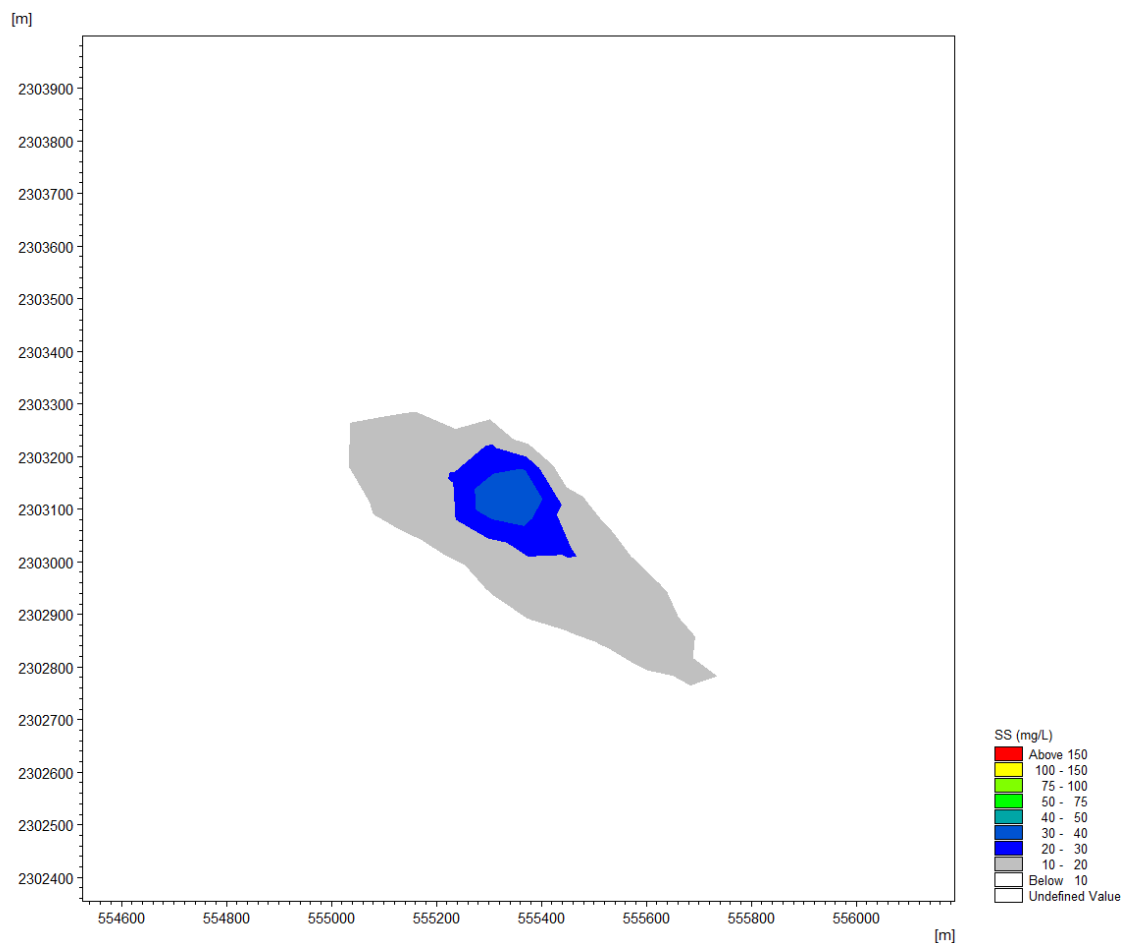


图 6.1-7 PY10-4WHPA 平台钻屑排放浓度包络线

表 6.1-4 PY10-4WHPA 平台钻屑排放预测结果

层数	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
第 1 层 (0~10 m)	0.153	/	/	0.54	3.0	0.051
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/			
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/			

 表 6.1-5 PY10-4WHPA 平台钻屑排放浓度区间面积 (km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	>100
第 1 层 (0~10 m)	0.126	0.019	0.008	/
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/	/



6.1.2.4 悬浮沙浓度预测

本工程新建 1 条海底管道和 1 条海底脐带缆，脐带缆全程后挖沟埋设，铺设过程中将搅起海底泥沙，本节对铺设海底脐带缆悬浮沙影响范围进行预测。

a. 排放位置及源强

铺设海底脐带缆挖沟截面近似梯形，按顶宽 2.0 m、底宽 1.0m、考虑脐带缆自身尺寸挖沟深度约 1.5 m，铺设挖沟速度按每天 1500 m，泥沙湿容重 1.7 g/cm³，起沙率按 10% 计算，则铺设脐带缆挖沟悬浮沙源强为 6.64 kg/s。

b. 悬浮沙预测结果

PY10-4 WHPA→PY4-2 DPPA 海底脐带缆预测结果见表 6.1-6~表 6.1-7 和图 6.1-8。

表 6.1-6 PY10-4 WHPA→PY4-2 DPPA 海底脐带缆悬浮沙预测结果

层位	超一类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
第 5 层 (45~70 m)	/	/	/	0.41	3.0	0.115
第 6 层 (70~80 m)	/	/	/			
第 7 层 (80 m~海底)	0.993	0.216	0.126			

表 6.1-7 PY10-4WHPA→PY4-2DPPA 海底脐带缆悬浮沙浓度区间面积(km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 5 层 (45~70 m)	/	/	/	/
第 6 层 (70~80 m)	/	/	/	/
第 7 层 (80 m~海底)	0.362	0.257	0.158	0.216

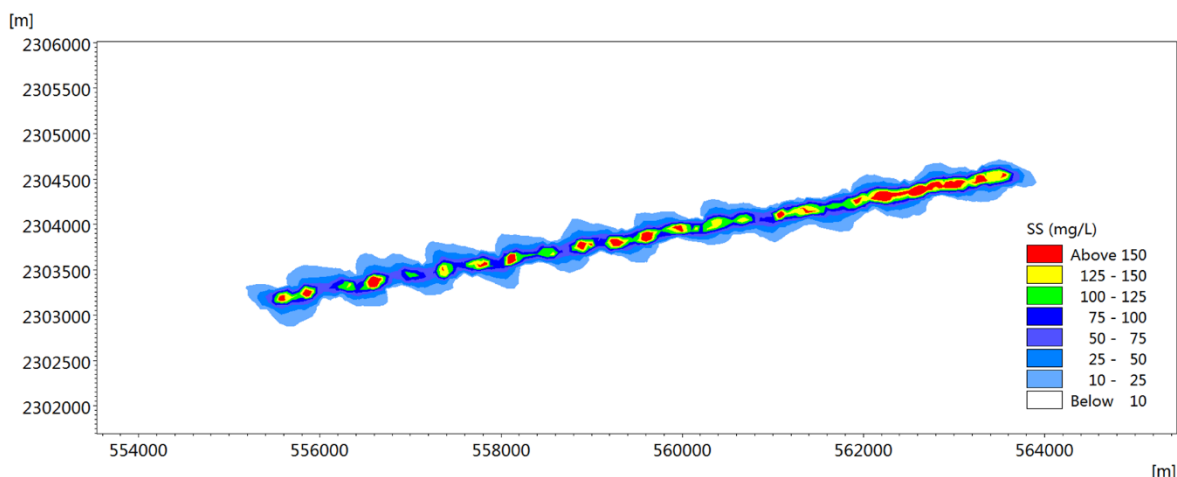


图 6.1-8 海底脐带缆铺设悬浮沙浓度包络线（第 7 层）

从以上预测结果可见，铺设海底脐带缆时悬浮沙浓度及超标面积，主要分布在底层（80 m~海底），底层以上无超标现象，其影响范围和程度仅限于底层，底层超一（二）类水质最大包络面积为 0.993 km²，超一类最大距离约为 0.41 km，施工结束后悬浮沙覆盖厚度超过 2 cm 的总面积约为 0.115 km²，施工作业停止后 3.0 h，作业海域即可恢复施工前的水质。

6.1.3 生产水排放预测

6.1.3.1 物质输运方程

a. 对流扩散方程

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（1/s）； D_h 、 D_v 分别为污染物水平和垂向扩散系数（m²/s），参数取值为 0.01m²/s；。

b. 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。

在生产水浓度预测初始条件为背景浓度值。

6.1.3.2 石油类浓度预测

a. 石油类浓度预测方案

新建 PY10-4 WHPA 平台无油水处理设施，本次开发工程产液依托 PY4-2 DPPA 平台及 HYSY111 FPSO 进行处理。据生产预测，本工程投产后最大产水量约 17142 m³/d（2025 年），PY4-2 DPPA 平台含油生产水的最高处理量约为 74800 m³/d（2023~2026 年）。FPSO 上含油生产水最高处理量为 9480 m³/d，出现在 2024 年。本工程投产后各平台达标的含油生产水最大排量及石油类最大排放速率见表 6.1-。根据工程海域环境质量现状调查结果，石油类背景浓度取两季调查的平均值，为 0.021 mg/L。

表 6.1-8 含油生产水排放情况

平台名称	最大排放量 (m ³ /d)	石油类浓度 (mg/L)	石油类排放源强 (g/s)
PY4-2 DPPA	74800	20	17.315
PY4-2 WHPA	46679	20	10.805
海洋石油 111 FPSO	9480	20	2.194

上表给出了含油污水排放点位置，其中 PY4-2 DPPA、PY4-2 WHPA 排放点位于水下 40 m 处，海洋石油 111 FPSO 排放点为海面排放。由于 PY4-2 DPPA、PY4-2 WHPA 两个平台相距较近（约 1 km），预测时考虑了 PY4-2 DPPA 平台与 PY4-2 WHPA 平台排放的叠加影响，亦即预测结果是两排放源同时排放的结果；HYSY111FPSO 距两平台较远，含油生产水排放不会产生叠加影响。

b. 石油类浓度预测结果

生产水主要污染因子是石油类，由于其密度比水小，因此入海后主要分

布在表层与中层水体。图 6.1-9、图 6.1-10 为 PY4-2 DPPA 与 PY4-2 WHPA 平台含油生产水排放的石油类浓度包络线图。PY4-2 DPPA 与 PY4-2 WHPA 平台含油污水排放扩散的超标面积和影响距离见。

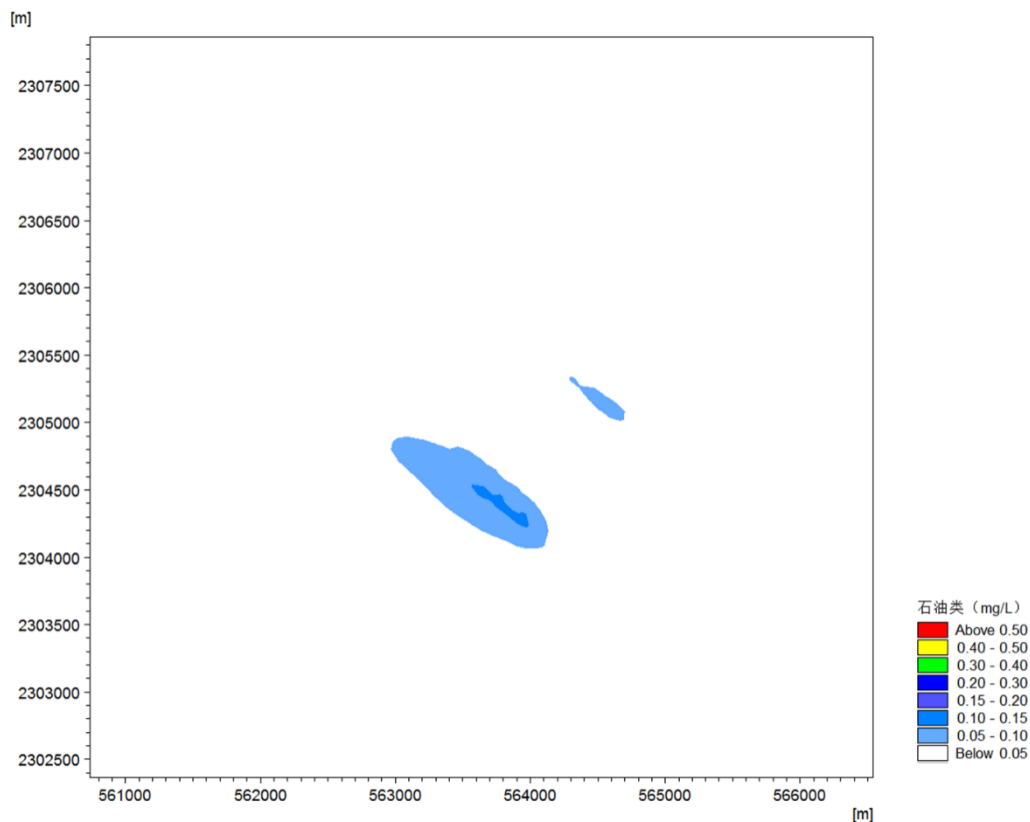


图 6.1-9 PY4-2 DPPA 与 PY4-2 WHPA 平台石油类浓度包络线图(20~35 m)

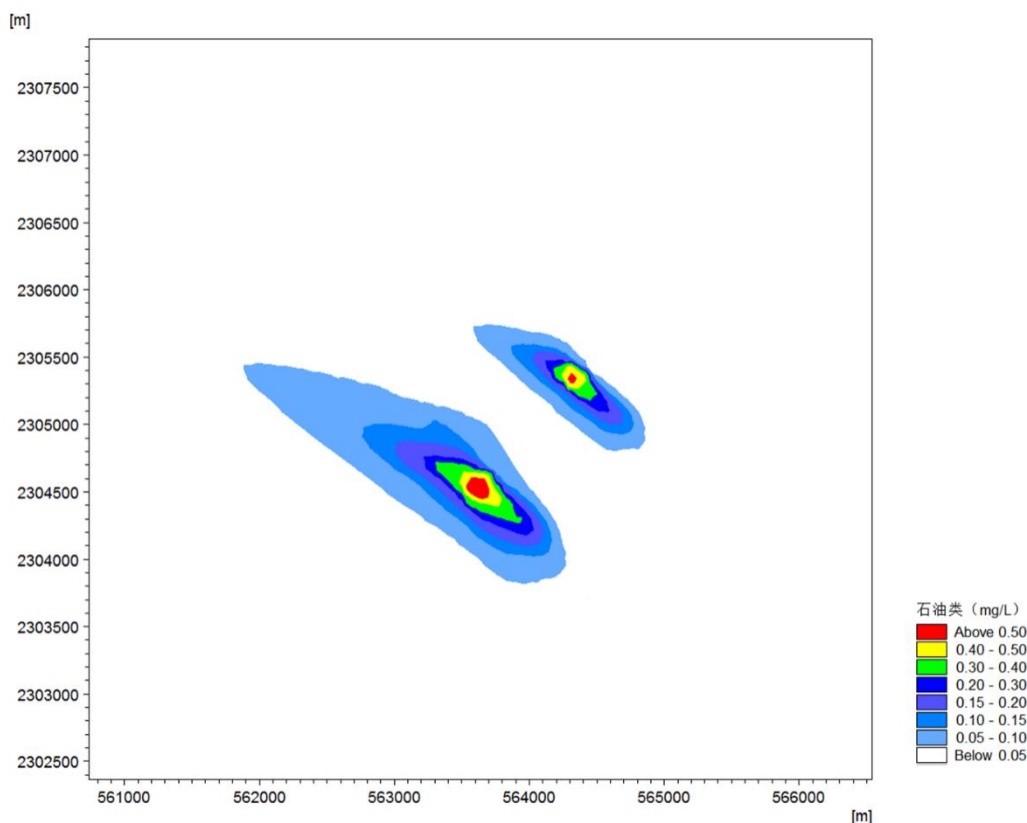


图 6.1-10 PY4-2 DPPA 与 PY4-2 WHPA 平台石油类浓度包络线图(35~45 m)

从预测结果可知，由于生产水在水面以下 40 m 排放且石油类密度低于海水，因此石油类基本分布于海水中层的 20~45 m 水深，主要影响在平台周边附近，且沿工程海域主流方向分布，海水中层 20~45 m 水深的超一类水质的最大包络面积约为 2.258 km²，PY4-2 DPPA 平台周边超一类水质离 PY4-2 DPPA 平台排放点的最远距离约为 2.05 km，PY4-2 WHPA 平台周边超一类水质离 PY4-2 WHPA 平台排放点的最远距离约为 0.80 km；海水中层 20~45 m 水深的超三类水质的最大包络面积约为 0.154 km²，超四类水质的最大包络面积约为 0.033 km²。表层（0~20 m）与底层（45 m~海底）无超标面积。

表 6.1-9 石油类浓度预测结果

层位	超一类包络面积 (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)
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	0.501	/	/	0.71
第 4 层 (35~45 m)	2.258	0.154	0.033	2.05

第 5 层 (45~70 m)	/	/	/	0.48
-----------------	---	---	---	------

 表 6.1-10 PY4-2 DPPA 与 PY4-2 WHPA 平台石油类超标区间面积(km²)

浓度 (mg/L)	0.05~0.10	0.10~0.25	0.25~0.50	>0.50
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	0.408	0.093	/	/
第 4 层 (35~45 m)	1.586	0.411	0.229	0.033
第 5 层 (45~70 m)	/	/	/	/

图 6.1-为海洋石油 111 FPSO 含油生产水排放的石油类浓度包络线图 (表层)。海洋石油 111 FPSO 含油污水排放扩散的超标面积和影响距离 (超一类最大距离) 如表 6.1-11 所示。

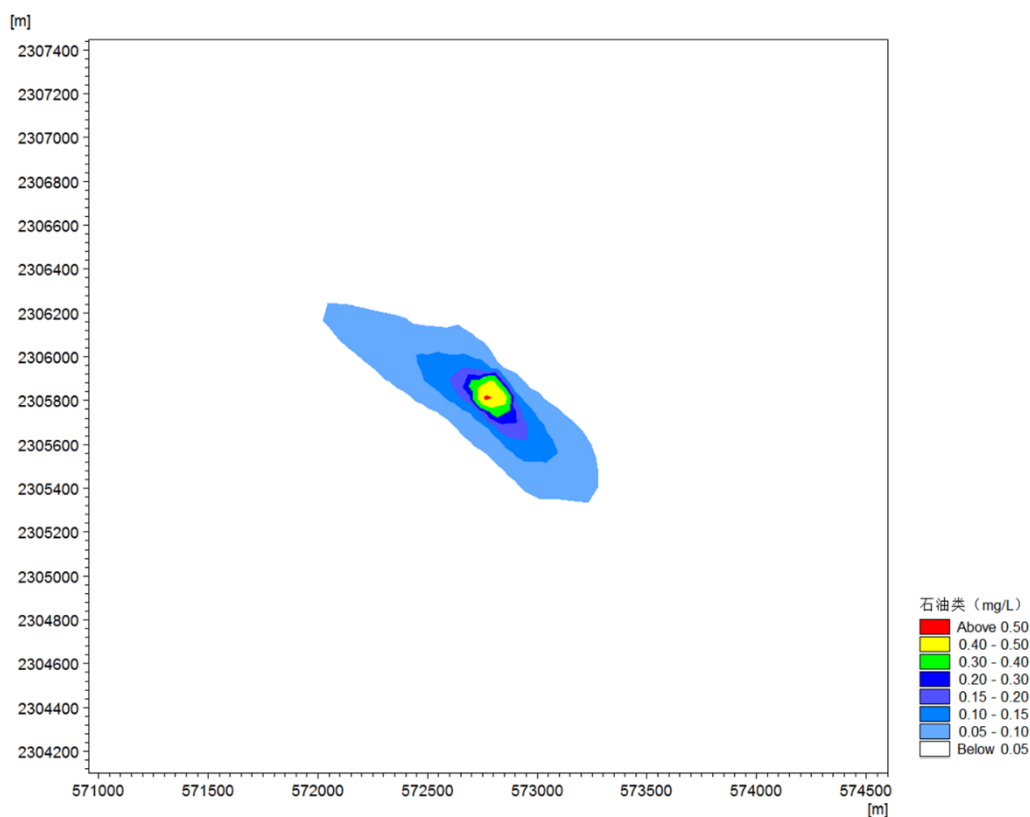


图 6.1-11 海洋石油 111 FPSO 石油类浓度包络线图 (0~10 m)



表 6.1-2 海洋石油 111 FPSO 石油类浓度预测结果

层位	超一类包络面积 (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)
第 1 层 (0~10 m)	0.443	0.041	0.006	0.81
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/	/

由预测结果可以看出,海洋石油 111 FPSO 含油污水排放扩散的超标面积和影响距离均不大,海水表层 0~10 m 水深超一类水质的最大包络面积约为 0.443 km²,最远距离约为 0.81 km;超三类水质的最大包络面积约为 0.041 km²,超四类水质的最大包络面积约为 0.006 km²。中层(10~70 m)与底层(80 m~海底)无超标面积。表 6.1-3 为海洋石油 111 FPSO 表层石油类超标倍数 $B_i \leq 1$ 、 $1 < B_i \leq 4$ 、 $4 < B_i \leq 9$ 及 $B_i > 9$ 的包络面积。

表 6.1-3 海洋石油 111 FPSO 石油类超标区间面积(km²)

浓度 (mg/L)	0.05~0.10	0.10~0.25	0.25~0.50	>0.50
第 1 层 (0~10 m)	0.227	0.165	0.045	0.006
第 2 层 (10~20 m)	/	/	/	/
第 3 层 (20~35 m)	/	/	/	/

6.2 海水水质环境影响评价

6.2.1 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。根据数值预测结果,钻井液排放仅对排放点附近水质有影响,且影响主要在表层海域,新建平台无论何时排放钻井液超一(二)类包络面积最大约为 0.406 km²,超一(二)类水质距排放点的最大距离为 0.82 km;超三类水质海域的包络面积最大为 0.098 km²,无超四类水质出现。钻井液停止排放后约 5.0 h 即可恢复到排放前水质。



6.2.2 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平台周围不远的水域内，钻屑表层超一(二)类包络面积最大不超过 0.153 km^2 ，距排放点的最大距离为 0.54 km ；无超三、四类水质出现；中层及以下各层无超标区域。停止排放后约 3.0 h 内即可恢复到排放前水质。

6.2.3 铺设海底脐带缆对海水水质的影响

铺设海底脐带缆挖沟搅起的悬浮沙有部分进入水体，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，挖沟搅起的悬浮沙的影响主要在施工线路两侧。

根据数值预测结果，铺设海底脐带缆超一(二)类海水最大影响距离为 0.41 km ，底层超一(二)类水质最大包络面积为 0.993 km^2 ；中层及以下各层无超一(二)类水质出现。超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。铺设作业停止后约 3.0 h ，悬浮沙浓度可恢复至背景水平。

6.2.4 含油生产水对海水水质的影响

本项目含油生产水依托 PY4-2 DPPA 平台及 HYSY111 FPSO 进行处理，经处理后的含油生产水达标排海（石油类含量 $\leq 20 \text{ mg/L}$ ），根据预测结果，油田正常生产情况下 PY4-2 DPPA 平台生产水石油类在海水中层（ $20\sim 70 \text{ m}$ ）超一类海水水质海域的最大面积为 2.258 km^2 ，PY4-2 DPPA 平台周边超一类水质离 PY4-2 DPPA 平台排放点的最远距离约为 2.05 km ，PY4-2 WHPA 平台周边超一类水质离 PY4-2 WHPA 平台排放点的最远距离约为 0.80 km ；海水中层（ $20\sim 45 \text{ m}$ ）超三类水质的最大包络面积约为 0.154 km^2 ，超四类水质的最大包络面积约为 0.033 km^2 ；表层（ $0\sim 20 \text{ m}$ ）与底层（ $45 \text{ m}\sim$ 海底）无超标面积；海洋石油 111 FPSO 含油污水排放扩散的超标面积和影响距离均不大，表层（海面以下 10 m ）超一类水质的最大包络面积约为 0.443 km^2 ，最远距离约为 0.81 km ，超三类水质的最大包络面积约为 0.041 km^2 ，超四类水质的最大包络面积约为 0.006 km^2 ；表层以下（ $10 \text{ m}\sim$ 海底）无超标面积。



6.3 海洋沉积物环境影响评价

6.3.1.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

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，本工程钻屑覆盖厚度超过 2 cm 的面积最大为 0.051 km²。

6.3.1.2 铺设海底脐带缆对沉积物环境的影响

铺设海底脐带缆对沉积物环境的影响主要是开挖和覆盖，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 cm 的面积主要位于缆沟两侧附近，因悬浮沙均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。本工程新建 1 条海底脐带缆，根据数值模拟结果，悬浮沙覆盖 2 cm 厚度的覆盖面积约为 0.115 km²。

6.4 海洋生态环境影响评价

6.4.1.1 对浮游植物的影响分析

本工程在钻完井阶段所产生的钻屑和钻井液，使钻井平台周围海水中悬浮沙增大，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，降低了海洋初级生产力；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。

海底脐带缆铺设搅起的小颗粒轻物质悬浮于水中，将使海水浑浊度增加，透明度降低，致使光合作用降低，从而影响浮游植物的繁殖生长，基础生产力将受到影响。但由于底质多以粉砂和砂质粉砂为主，沉积物粒径较粗，水中悬浮物沉降速度快，运移规模也小，沉积物悬浮时间较短，因此挖沟而引起的水体透明度会很快得到恢复。



6.4.1.2 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、钻屑的排放以及海底脐带缆铺设挖起的悬浮沙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，同时使整个水层的浮游植物的生产力水平下降，对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也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，从而恢复浮游生物的正常生存环境。

6.4.1.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：

(1) 直接掩埋和覆盖沉积区内的底上和底内动物；(2) 沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物的掘穴与索食产生影响；(3) 沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；(4) 沉积区内或附近底栖动物体的石油类和重金属等有毒物质的含量增加。

基于上述分析并根据数值模拟结果，可以做出如下预测：(1) 在排放点周围约 200 m 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) 本工程在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200 m 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。

铺设海底脐带缆后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脐带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，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿脐带缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，脐带缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。

6.5 海洋生物资源及生态环境损失评估

本工程对海洋生态环境的损失包括对海洋生物资源的损失和对海洋生态服务功能的损失两部分，其中对海洋生物资源的损失根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）进行估算，对海洋生态服务功能的损失按照《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T28058-2011），二者合计即为本工程造成海洋生物资源及生态服务功能总的损失。

6.5.1 海洋生物资源损失计算方法

6.5.1.1 海洋生物资源损失计算方法

本工程对海洋生物资源的主要影响环节为：建设期钻井液、钻屑的排放、海底脐带缆挖沟铺设时的悬浮沙和运营期含油生产水的排放，本节根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）估算上述排放造成的海洋生物资源损失。

a. 悬浮沙海洋生物损失计算方法

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

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

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, km^2 ;

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

N ——某一污染物浓度增量分区总数。

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15 d 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:

$$M_i = W_i \times T$$

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如下表 6.5-1 所示。

表 6.5-1 各类海洋生物损失率

污染物超标倍数 (B_i)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵、仔稚鱼	幼体	成体
$B_i \leq 1$ 倍 (10~20mg/L)	5	5	1
$1 < B_i \leq 4$ 倍 (20~50mg/L)	10	10	5
$4 < B_i \leq 9$ 倍 (50~100 mg/L)	30	30	10
$B_i \geq 9$ 倍 ($\geq 100\text{mg/L}$)	50	50	20

b. 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:

$$W_i = D_i \times S_i \quad (2)$$

式中:

W_i ——第 i 种生物资源受损量, 单位为尾或个或千克 (kg), 这里指底栖生物和潮间带生物资源受损量。

D_i ——评估区域内第 i 种生物资源密度, 单位为尾 (个) 每平方千米[尾



(个)/ km^2]、尾(个)每立方千米【尾(个)/ km^3 】或千克每平方千米(kg/km^2)。在此为底栖生物和潮间带生物生物量。

S_i ——第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米 (km^2) 或立方千米 (km^3)。本报告中指铺设海底脐带缆开挖海底面积。

6.5.1.2 海洋生物计算参数

海洋生物资源密度取春、秋两季海洋生物资源密度的平均值进行计算。

6.5.1.3 海洋生物损失估算结果

a. 钻井液排放海洋生物损失

钻井液排放超标面积预测结果，其影响主要在海表表层即海面以下 0~10 m，根据调查结果取各类海洋生物密度，各类海洋生物损失率取自表 6.5-1，计算方法根据前述公式(1)，据此计算钻井液排放造成海洋生物损失。

b. 钻屑排放海洋生物损失

钻屑排放超标面积根据 6.1.2 节预测结果，其影响主要在海表表层即海面以下 0~10 m，根据调查结果取各类海洋生物密度，各类海洋生物损失率取自表 6.5-1，计算方法根据前述公式(1)，据此计算钻屑排放造成海洋生物损失。

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 50 m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2 cm 面积内(扣除平台周围 50 m 半径内面积)底栖生物损失率 50%，根据前述公式(3)估算钻屑排放造成底栖生物损失。

c. 铺设脐带缆海洋生物损失

铺设海底脐带缆超标面积根据 6.1.2 节预测结果，其影响主要在海床底层即海床以上 0~10 m，根据调查结果取各类海洋生物密度，各类海洋生物损失率取自表 6.5-1，计算方法根据前述公式(1)，据此估算铺设海底脐带缆海洋生物损失。

铺设海底脐带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，按缆线两侧各 5 m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2



cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（3）估算钻屑排放造成底栖生物损失

d. 生产水排放海洋生物损失

生产水排放超标面积预测结果，其影响主要在海面表层（0~10 m）与中层（20~45 m），即海面以下 0~45 m，根据调查结果取各类海洋生物密度，各类海洋生物损失率取自表 6.5-1，计算方法根据前述公式（1），据此计算钻屑排放造成海洋生物损失。

6.5.2 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是建设期海底脐带缆铺设以及钻井液、钻屑排放，生产期生产水的排放，以及平台占用海域的影响，下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

6.5.2.1 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给（养殖生产、捕捞生产）和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限，且生物资源损失已在第二篇根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）进行了评估，因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估，包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气，本工程生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为：

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

式中：



Q_{O_2} — 氧气生产的物质量，单位为吨（t）；

Q'_{O_2} — 单位时间、单位面积水域浮游植物产生的氧气量，单位为毫克每平方米每天（ $mg/m^2 d$ ）；

S — 评估海域的水域面积，单位为平方千米（ km^2 ）；

N — 时间天数，（d）；

Q''_{O_2} — 大型藻类产生的氧气量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物初级生产提供氧气的计算公式为：

$$Q'_{O_2} = 2.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} — 浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天（ $mg/m^2 d$ ）。

2017 年 5 月与 10 月调查初级生产力平均值为 $145.48 mg C/(m^2 d)$ ，本工程钻井液循环使用间断排放，钻屑在钻井期间连续排放，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，钻屑排放时长约为 $4139/42 \approx 99d$ ，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 $0.153 km^2$ ；生产水超一类包络面积 $2.258 km^2$ ，排放时间 18 年；超一类范围内氧气生产损失率按 10%，根据上述公式评估氧气生产量的损失。

6.5.2.2 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程建设阶段生活垃圾、建设与生产阶段生产垃圾运回陆地处理，含油生产水处理达标后排放、部分钻井泥浆和钻屑就地排放。因此，这里考虑气候调节功能和上述污染物排放造成的环境容量损失。

气候调节物质量评估采用的方法是基于海洋植物（浮游植物和大型藻类）固定二氧化碳的原理计算，物质量等于评价海域的水域面积乘于单位面积水域浮游植物和大型藻类固定二氧化碳的量。本工程生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物固定二氧化碳的量。气候调节的物质量计算公式为：

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$



式中：

Q_{CO_2} — 气候调节的物质质量，单位为吨每年（t）；

Q'_{CO_2} — 单位时间单位面积水域浮游植物固定的二氧化碳量，单位为毫克每平方米每天（mg/m² d）；

S — 评估海域的水域面积，单位为平方千米（km²）；

N — 时间天数，（d）；

Q''_{CO_2} — 大型藻类固定的二氧化碳量，单位为吨每年（t/a）；

浮游植物固定二氧化碳量的计算公示为：

$$Q'_{CO_2} = 3.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} — 浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天（mg/m² d）。

2017 年 5 月与 10 月调查初级生产力平均值为 145.48 mg C/(m² d)，本工程钻井液循环使用间断排放，钻屑在钻井期间连续排放，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，钻屑排放时长约为 4139/42≈99 d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.153 km²；生产水超一类包络面积 2.258 km²，排放时间 18 年；超一类范围内固定的二氧化碳量损失率按 10%，根据上述公式评估氧气生产量的损失。

污染物排放造成的环境容量价值损失采用替代成本法进行评估，计算公式如下：

$$V_{sw} = Q_{swt} \times P_w \times N \times 10^{-4}$$

其中， V_{sw} — 废弃物处理的价值量，万元；

Q_{swt} — 废弃物处理的物质质量，t/a；

P_w — 废弃物处理的单价，元/t；

N — 废弃物排放年限，a。

钻井油层的含油钻屑和钻井液全部运回陆地处理，非油层钻屑和钻井液中的总汞、总镉含量根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），建设期生活污水 COD 浓度根据同类设施的运行情况，每一污染当量的取费标准根据国海环字[2003]214 号文件，计算本工程排污造成的环境容量损失。



6.5.2.3 海洋文化服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋文化服务评估内容主要考虑休闲娱乐、科研服务。休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区; 休闲娱乐的物质质量采用海洋旅游景区的年旅游人数评估, 若旅游人数很少可不进行该项评估。科研服务的物质质量宜采用公开发表的以评估海域为调查研究区域或实验场所的海洋类科技论文数量进行评估。

关于休闲娱乐服务, 本工程所处海域非旅游区, 无大量人员来此观光旅游, 从不利情况出发按照平台占有海域面积进行休闲娱乐价值损失评估, 采用成果参照法, 根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果, 我国水域生态系统单位面积的休闲娱乐功能为 $6438 \text{ 元/a}\cdot\text{hm}^2$ 。由于本工程所在海域远离海岸, 极少有来此观光旅游的人员, 休闲旅游价值低, 因此休闲娱乐价值按沿岸海域的 10% 计算。

本工程新建 PY10-4 WHPA 平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算, 为 1.611 hm^2 , 平台占用海域时间 18 a, 则估算本工程休闲娱乐价值损失。

关于科研服务, 本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地; 关于该海域的科研成果及其科研经费不易统计, 因此这里采用成果参照法, 按照平台占有海域面积进行科研服务价值损失评估, 根据陈仲新和张新时等 (2000) 对我国生态效益价值的估算, 我国单位面积生态系统的平均科研价值 $382 \text{ 元}/\text{hm}^2$, 由于本工程所处海域离岸很远, 距离实验场所或科研基地较远, 科研服务价值较低, 因此其生态价值按沿岸海域的 50% 计算。

本工程新建 PY10-4 WHPA 平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算, 为 1.611 hm^2 , 平台占用海域时间 18 a, 据此估算本工程造成科研服务功能损失。

6.5.2.4 海洋支持服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持。

本工程钻井液循环使用间断排放, 钻屑在钻井期间连续排放, 从不利角



度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，钻屑排放时长约为 4139/42 \approx 99 d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.153 km²；生产水超一类包络面积 2.258 km²，排放时间 18 年。污染物超一类范围内，生态系统多样性可能会受到一定的影响，但不会全部丧失，这里取生物多样性维持价值损失 10%。根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的生物多样性维持价值为 8686 元/(hm².a)，据此估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失。

6.6 工程对通航环境的影响分析

建设单位委托广州中洋航海技术研究所编制了《番禺 10-4 油田开发工程通航安全影响研究报告》，并在 2018 年召开了评审会（评审意见见报告书附件），参会单位有广东海事局、交通运输部南海航海保障中心、南海海巡执法总队等单位代表和专家。该报告内容这里不再重复，引用其论证结论如下：

1、通过选址合理性分析，本工程位置与周边船舶推荐航路最近距离约为 7 海里，距离陆岸约 90 海里，本工程的选址与周边船舶习惯航路、港口航道等交通环境具有较好的适应性。本工程与附近海底光缆最近距离均大于 500m，满足《海底电缆管道保护规定》中有关海底电缆管道保护区规定要求。从船舶通航安全角度出发，PY10-4 油田开发工程的选址是合理的。本项目也符合广东省海洋功能区划。

2、本工程所在海域原本是可通航海域，工程的建设对过往船舶的正常航行有一定的影响。但总体上看，本工程附近海域船舶交通流量小，平台间距达 4 海里，工程周边海域宽阔、水深足够，有足够的空间供过往船舶操纵避让，通过采取相应的安全保障措施后，其对海上通航环境的影响是可控的。

3、针对影响本工程海域船舶通航安全的各个风险指标，本报告提出了相应的缓解措施，综合各指标后，本报告认为本工程的通航风险总体为“较低”。

综上，通过工程建设方案的合理性、可行性分析，本石油平台工程选址较合理。工程的建设对所在海域的通航环境和通航安全有一定的影响，在采取本报告提出的相关安全保障和维护措施后，其不利影响和风险将会得到大大缓解或消除。从船舶通航环境和通航安全角度考虑，番禺 10-4 油田开发工



程对附近通航环境和通航安全的影响是可控的，工程建设是可行的。

6.7 工程对环境敏感目标的影响分析

本工程位于深水金线鱼产卵场内，除此之外其他环境敏感目标距离油田较远，为 10 km~184 km。本项目在建设过程中主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及脐带缆挖沟埋设产生的悬浮沙，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，其对环境的影响属于局部影响。其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产 and 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。根据数值预测结果，钻井液排放超一类最大距离为 0.82 km，钻屑排放超一类最大距离为 0.54 km，铺缆挖沟悬浮沙排放超一类最大距离为 0.41 km，均属于短期、局部、可恢复性影响；含油污水排放超一类最大距离约为 2.05 km（PY4-2 DPPA 平台）、0.81 km（HYSY111 FPSO），对混合区内的渔业资源有一定影响。因此，本工程的建设和正常生产对周围环境敏感目标不会产生明显影响。

6.8 工程对水文动力的影响分析

本工程主要工程设施为海上平台和海底脐带缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，导管架桩腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对本海区的水交换能力没有影响；新建海底脐带缆埋设于海底以下，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。

6.9 工程对冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑排放、铺设海底脐带缆以及安装平台会对局部海底底质产生一定的影响。钻屑的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑堆积；新建海底脐带缆全程埋设，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，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。



7 环境风险分析与评价

7.1 风险评价概述

7.1.1 评价目的

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，结合番禺 10-4 油田开发工程的情况，针对海上工程在建设阶段和生产阶段可能存在的事故风险进行识别，并对事故源项、事故规模和概率进行分析。根据溢油漂移模型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，为番禺 10-4 油田开发工程正常生产做好准备。

7.1.2 评价原则

(1) 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；

(2) 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；

(3) 真实、准确地作出评估结论。

7.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目设计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 7.1-1 确定评价工作等级。

表 7.1-1 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

根据本项目可知，本项目风险潜势为 I 级别，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。



7.1.4 评价范围

根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目海上风险事故状态下以 PY10-4 WHPA 平台为中心，半径 47 km（最大风速下溢油 12 小时漂移距离）的范围为环境风险重点评价范围。

7.2 风险调查

7.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的源为风险源。本项目风险源包括新建井口平台、海底管道、脐带缆及所存在的天然气、原油和化学药剂，见表 7.2-1、表 7.2-2 及表 7.2-2。

表 7.2-1 环境风险源汇总表

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最高年产量	累计产量	生产工艺概述	物流走向
井口平台	新建 PY 10-4 WHPA 平台	原油	$42.6 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)	$198.3 \times 10^4 \text{m}^3$ (至 2038 年)	新建 PY10-4 WHPA 平台无油水处理设施，平台生产井所产流体进入生产管汇汇集后，依靠电潜泵的压力送入新建的 PY10-4 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道，在 PY4-2 DPPA 平台进行处理。	来自 PY10-4 WHPA 的物流，经清管球接收器，送至现有界面计量分离器进行油气水三相分离。气相去往闭排兼放空系统；油相经过商业计量后进入二级分离器，与来自 PY4-2 DPPA 平台、PY10-2/5/8 油田物流一起处理；处理至含水 40% 的流体经现有海底管道输至 FPSO 进行处理，处理合格的原油进入货油舱储存、外输；经界面计量分离器分离出的水相去往一级、二级分离器最终去往生产水处理系统，达标后排放。
		天然气	$38.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)	$190.4 \times 10^4 \text{m}^3$ (至 2038 年)		



表 7.2-2 环境风险源汇总表（海底管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大输送量	长度	管径
管道	新建 PY10-4 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道	原油	$42.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$	8.7 km	16 in
		天然气	$38.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$		

表 7.2-3 环境风险源汇总表（脐带缆）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大输送量	长度	管径
脐带缆	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 缓蚀剂/杀菌剂管	缓蚀剂/杀菌剂	2.6 m^3	8.7km	0.75in
	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 防垢剂管	防垢剂	1.15 m^3	8.7km	0.5in
	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 批处理剂管	批处理剂	1.15 m^3	8.7km	0.5in

7.2.2 环境敏感目标调查

根据调查分析，本项目海域环境敏感区主要为油田所在海域附近的海洋捕捞区（渔场）及经济鱼类产卵场。环境保护目标主要为油田周边海域海洋渔业资源、海洋生态环境和珍稀海洋生物。油田附近可能受到影响的、必须进行重点保护的环境敏感目标见图 7.2-1，与主要敏感目标的方位距离及其敏感时间见表 7.2-4。

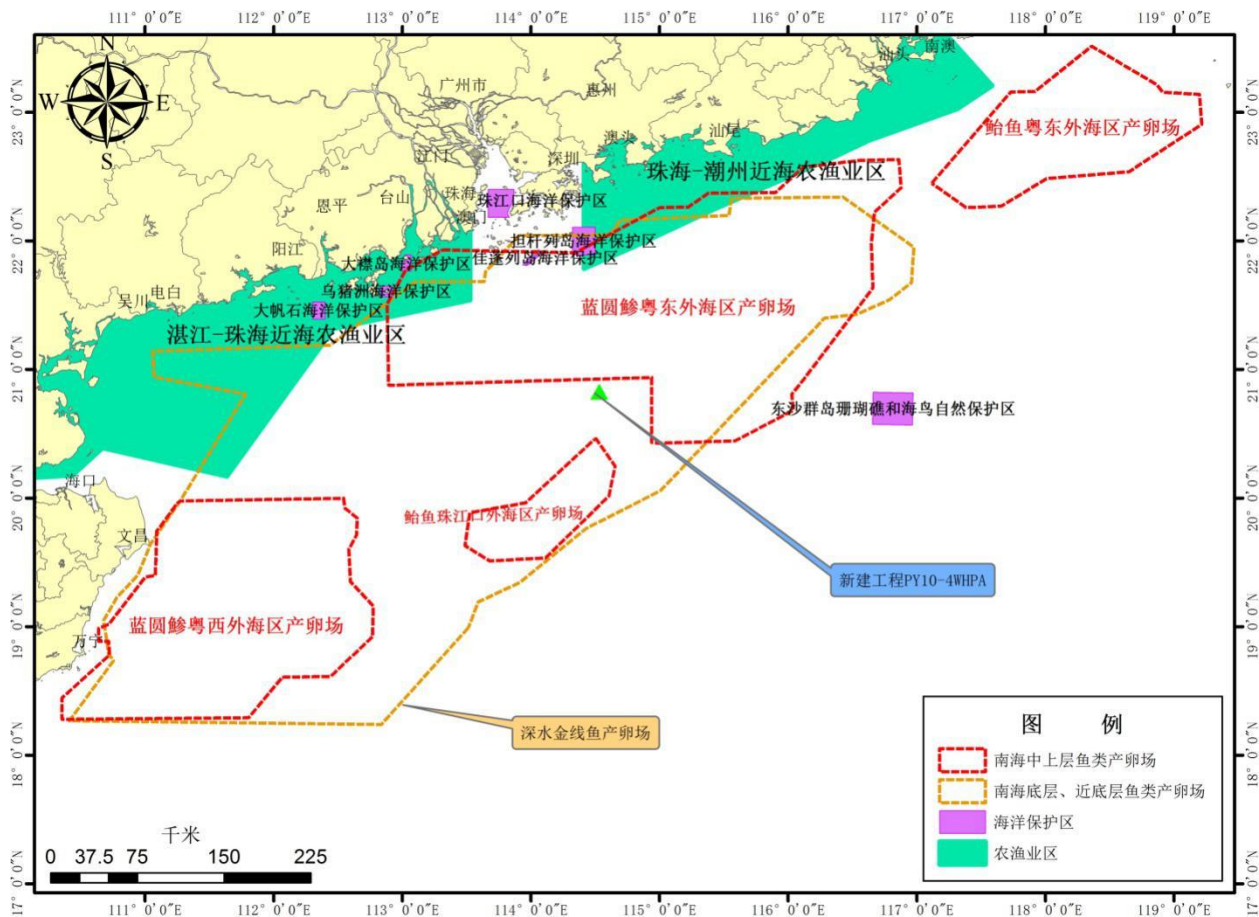


图 7.2-1 本项目附近环境敏感目标示意图

表 7.2-4 本项目主要环境敏感目标

类型	主要环境敏感目标	距 PY10-4WHPA 最短距离 (km) 及方位
海洋保护区	大襟岛海洋保护区 (台山大襟岛中华白海豚自然保护区)	183/西北
	担杆列岛海洋保护区	117/北
	佳蓬列岛海洋保护区 (珠海市庙湾珊瑚自然保护区)	121/北
水产种质资源保护区	上下川岛中国龙虾 国家级水产种质资源保护区	184/西北
产卵场	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	约 30/北
	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	约 110/西南
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	约 10/西南
	鲈鱼粤东外海区产卵场	约 120/东北
	深水金线鱼产卵场	位于产卵场内



7.3 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），建设项目风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。根据建设项目设计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 7.3-1 确定环境风险潜势。

表 7.3-1 评价工作级别

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
环境高度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境高度敏感区 (E3)	III	III	II	I

7.3.1 危险物质及工艺系统危险性分级确定

7.3.1.1 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导则》（HJ 169-2018）、《危险化学品重大危险源辨识》（GB18218-2018），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的比值，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)：

$$\frac{q_1}{Q_1} + \frac{q_2}{Q_2} + \dots + \frac{q_n}{Q_n} \geq 1$$

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） $Q \geq 100$ 。

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）附录 B，结合表 7.2-1、表 7.2-2 及表 7.2-3 本工程环境风险源汇总情况，其中 PY4-2DPPA 至



PY10-4WHPA 缓蚀剂/杀菌剂管中主要为杀菌剂，约占总量的 80%。本工程环境风险源主要风险物质及最大存在量见表 7.3-2、表 7.3-3 及表 7.3-4。

表 7.3-2 本工程环境风险源主要风险物质及最大存在量（井口平台）

风险源	环境风险源名称	主要风险物质	最大存在量
井口平台	PY10-4WHPA 平台	原油	2.29t
		天然气	1.38t

表 7.3-3 本工程环境风险源主要风险物质及最大存在量（海底管道）

风险源	环境风险源名称	主要风险物质	最大输送量	最大存在量
海底管道	PY10-4WHPA 至 PY4-2DPPA 海底混输管道	原油	$42.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$	998.2t
		天然气	$38.2 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$	/

表 7.3-4 本工程环境风险源主要风险物质及最大存在量（脐带缆）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大输送量	主要风险物质	最大存在量
脐带缆	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 缓蚀剂/杀菌剂管	缓蚀剂/杀菌剂	2.6 m^3	杀菌剂	2.29t
	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 防垢剂管	防垢剂	1.15 m^3	防垢剂	1.38t
	PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 批处理剂管	批处理剂	1.15 m^3	批处理剂	1.21t

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）、《危险化学品重大危险源辨识》（GB 18218-2018），结合表 7.3-2~表 7.3-4 本工程环境风险源主要风险物质及最大存在量，本工程重大危险源识别结果如表 7.3-5~表 7.3-7 所示。其中：（1）杀菌剂为混合物，其 $LD_{50} > 5000 \text{ mg/kg}$ ，按照《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013），杀菌剂毒性低，不属于急性毒性危害分类（5 类）中的任何一类；根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），保守参照健康危险毒性物质（类别 2，类别 3）确定杀菌剂推荐临界量为 50t。（2）防垢剂为混合物，其 $LD_{50} > 2000 \text{ mg/kg}$ ，按照《化学品分类和标签规范 第 18 部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013），



杀菌剂毒性低，至多属于急性毒性危害分类（5类）中的类别5；根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），保守参照健康危险毒性物质（类别2，类别3）确定防垢剂推荐临界量为50t。（3）批处理剂为混合物，其LD₅₀>2000mg/kg，按照《化学品分类和标签规范 第18部分：急性毒性》（GB 30000.18-2013），杀菌剂毒性低，不属于急性毒性危害分类（5类）中的任何一类；根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018），保守参照健康危险毒性物质（类别2，类别3）确定批处理剂推荐临界量为50t。

表 7.3-5 新建 PY10-4 WHPA 平台重大危险源识别结果

井口平台	物质	最大存在量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i	识别结果
PY10-4 WHPA 平台	原油	10	2500	0.004	否
	天然气	0.2	50	0.004	
Q				0.008<1	

表 7.3-6 新建海底管道重大危险源识别结果

海底管道	长度 (km)	内径 (in)	有效容积 (m ³)	输送物质	最大存在量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i	识别结果
PY10-4 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台海底混输管道	8.7	16	1100	原油	998.2	2500	0.399	否
				天然气	/	10	/	
Q							0.399<1	

表 7.3-5 新建脐带缆重大危险源识别结果

脐带缆	风险物质	最大存在量	临界量	q_i/Q_i	识别结果
PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 缓蚀剂/杀菌剂管	杀菌剂	2.29t	50t	0.0458	否
PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 防垢剂管	防垢剂	1.38t	50t	0.0276	
PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 批处理剂管	批处理剂	1.21t	50t	0.0242	
Q				0.0976<1	



7.3.1.2 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 7.3-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。

表 7.3-8 行业及生产工艺

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

^a 高温指工艺温度 ≥ 300 °C，高压指压力容器的设计压力 (P) ≥ 10.0 MPa;

^b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

番禺 10-4 油田开发工程风险工艺识别见表 7.3-所示。

表 7.3-9 番禺 10-4 油田开发风险生产工艺识别

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

7.3.1.3 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 7.3-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 7.3-10 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	行业及生产工艺 (P)
------------	-------------



比值 (Q)	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

本项目生产工艺识别为 M3，但是危险物质与临界量比值 $Q < 1$ ，因此不存在危险物质及工艺系统危险性等级的判断。

7.3.2 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性与下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，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，分级原则见表 7.3-。其中地表水功能敏感性分区见表 7.3-和环境敏感目标分级分别见表 7.3-。

表 7.3-11 地表水环境敏感程度分级

危险物质数量与临界量 比值 (Q)	行业及生产工艺 (P)		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E2
S3	E1	E2	E3

表 7.3-12 地表水功能敏感性分区

敏感性	评估依据
敏感性 F1	排放点进入地表水水域环境功能为 II 类及以上，或海水水质分类第一类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨国界的
敏感性 F2	排放点进入地表水水域环境功能为 III 类，或海水水质分类第二类；或以发生事故时，危险物质泄漏到水体的排放点算起，排放进入受纳河流最大流速时，24 h 流经范围内涉跨省界的
敏感性 F3	上述地区之外的其他地区

表 7.3-13 环境敏感目标分级

分级	评估依据
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，



	有如下—类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜区；或其他特殊重要保护区域
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下—类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域
S3	排放点下游（顺水流向）10 km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标

番禺 10-4 油田开发项目所在海区属于海水水质分类第一类，地表水功能分区应为 F1；并且本项目包含多个环境风险受体，存在产卵场等环境敏感目标，环境敏感目标分级应为 S1。根据表 7.3-11 确定，本项目位于环境高度敏感区 E1。

7.3.3 本项目环境风险潜势初判

本项目危险物质及工艺系统不存在危害，虽然位于环境高度敏感区 E1，但由于危险物质与临界量比值 $Q < 1$ ，因此根据表 7.1-14，其风险潜势应为 I 级。

7.3.4 评价工作等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目设计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 7.3-确定评价工作等级。

表 7.3-14 评价工作等级划分

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

根据本项目可知，本项目风险潜势为 I 级别。基于上述结果及的分布情况，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。



7.4 风险识别

7.4.1 物质风险识别

本项目生产过程中涉及的物质主要为原油和天然气，根据《危险化学品目录（2015）》，它们属于危险化学品，其理化性质及危险特性如表 7.4-1 及表 7.4-2 所示。

表 7.4-1 原油理化性质及危险性质

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：907.4 kg/m ³		50℃密度：888.4 kg/m ³	
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：59		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
	急性中毒：			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	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 7.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：Natural gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）	相对密度：（空气=1）0.59
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
毒理性质	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
	侵入途径：吸入	
健康危害	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	



泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与央企、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的想放弃才。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。

此外，在生产过程中涉及的物质尚有脐带缆中存在的化学药剂，主要为以混合物状态存在的杀菌剂、防垢剂与批处理剂，由于毒性极低，它们不在《危险化学品目录（2015）》中，其理化性质及危险特性如表 7.4-3、表 7.4-4 及表 7.4-5 所示。

表 7.4-3 杀菌剂理化性质及危险性

标识	中文名：杀菌剂	英文名：Bactericide Agent TS-890B
理化特性	外观与性状：无色至浅棕色液体	溶解性：易溶于水、乙醇等
	相对密度（水=1）：1.00±0.10	pH 值（原液）：6.0~8.5
	稳定性：包装完好、在阴凉库房中贮存期为一年	聚合危害：不会发生
危险特性	危险性类别：碱性腐蚀性。对眼睛、皮肤及呼吸道有刺激	
	燃烧（分解）产物：CO ₂ , H ₂ O, CO, HCl, SO _x , NO _x	
	危险特性：遇明火、高热，有引起燃烧的危险。	
	灭火方法：可用雾状水、干粉、砂土扑救	
毒理性质	LD ₅₀ : >5000mg/kg（大鼠经口）	毒性判别：实际无毒
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：本产品在使用浓度下无毒，但未经稀释前，本产品具有腐蚀性，眼睛接触会受损。这些症状可能会在数小时后会明显。未经稀释前，本产品也可能引起皮肤过敏反应。过度接触后会刺激皮肤、眼睛、呼吸器官及肠胃。对眼睛、皮肤、呼吸及消化器官有刺激作用。	
	慢性影响：长时间或反复的皮肤接触可导致皮炎。长时间吸入或食入可导致与急性吸入或食入相同的反应。	
急救	皮肤接触：应立即用大量流动清水冲洗 1 分钟以上，直到洗净。冲洗后必需用肥皂将污染衣物洗净后才可重新穿着。	
	眼睛接触：应立即用大量流动清水冲洗最少 15 分钟。冲洗时用手把眼睑提起，冲洗后立即送往医院检查和治疗。	



	食入：如果不慎吞食了本食品而吞食者依然清醒，给吞食者喝两大杯清水以稀释肠内产品。然后立刻寻求医治。倘若吞食者已进入昏迷状态，切勿给予任何东西口服，立即送往医院抢救。
泄漏处理	应急处理：迅速撤离泄漏污染区人员至安全地带，并进行隔离，严格限制出入。应急处理人员必须穿防护服、长筒胶靴，带护目镜和防碱胶皮手套。应尽可能切断泄漏源。防止直接进入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：尽可能将溢漏液收集在密闭容器内，用砂土、蛭石或其它惰性材料吸收残液，用大量水冲稀残余物后排入下水道。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用真空泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理所处理。
储运	储存于阴凉、干燥、通风的库房，避免曝晒。使用、储存、倾倒时远离火种、热源。保持容器密封。储区应备有泄漏应急处理设备和合适的收容材料。 运输注意事项： 防止日光曝晒。

表 7.4-4 防垢剂理化性质及危险性质

标识	中文名：防垢剂	英文名：SCALE INHIBITORTS-5026
理化特性	外观与性状：琥珀色透明液体	溶解性：易溶于水
	相对密度（水=1）：1.10~1.20	pH 值（原液）：3.5~5.5
	稳定性：正常使用和贮存条件下稳定	聚合危害：不会发生
危险性质	危险性类别：有轻微弱酸腐蚀性，对眼睛、皮肤及呼吸道有轻微刺激	
	燃烧（分解）产物：属于水溶液，不可直接燃烧。	
	危险特性：无。	
	灭火方法：采用任何可用合适灭火手段扑灭周围火情及火源。	
毒性性质	LD ₅₀ : >2000mg/kg（大鼠经口）	毒性判别：不大于轻微毒性
健康危害	侵入途径：直接食入,接触皮肤	
	健康危害：对眼睛、皮肤、呼吸及消化器官有刺激作用，吸入或吞食有灼烧反应。眼睛：对眼睛有刺激作用，可能引起结膜炎。若接触时间过长或急救措施不当，可导致永久性损伤。皮肤：对皮肤有刺激性。对少数过敏皮肤的人，可引起过敏性接触性皮炎。吸入：吸入产品蒸气，对呼吸器官有刺激作用。食入：吞食产品对人体有害甚至有致命危险。刺激消化器官，对内脏有灼烧反应，并会导致后遗症。	
	环境危害：本品属基本无毒产品，可生物降解。若泄露，可能渗滤至地下水，但对地下水不会造成污染；中华人民共和国国家标准 GB 3097-1997 中对此化学品的排放无要求。	
	皮肤接触：用肥皂水和清水冲洗皮肤 15 分钟。脱去已被污染的衣服或鞋袜，彻底清洗后再使用。	
急救	眼睛接触：立即翻开上下眼睑，用大量清水或生理盐水冲洗15min，然后就医。	
	食入：若患者神智清晰，用水漱口，喝入温水和牛奶。不要给神智昏迷者任何食物。请立即就医。	



泄漏处理	穿戴好合适的个人防护装备。迅速消除泄漏故障，用清水冲洗泄漏物，排入下水道内。尽可能将溢漏液收集在密闭容器内，避免污染环境。发生溢出和泄漏的地方保持通风畅通。用足够的水冲稀残余物后排入下水道。
储运	保持容器密封。储存于阴凉、干燥、通风的库房，避免曝晒。避免与性质不相容的物体共贮混运。 运输注意事项： 防止日光曝晒。避免与强氧化剂、还原剂并贮混运。

表 7.4-5 批处理剂理化性质及危险性质

标识	中文名：批处理剂	英文名：BHH-504 Pipeline Treatment Chemical
理化特性	外观与性状：黄色至红棕色均匀液体，无机机械杂质	溶解性：溶于水
	相对密度（水=1）：1.20~1.30	pH 值（原液）：4-7
	稳定性：在通常储存和使用条件下稳定	聚合危害：无
危险特性	危险性类别：第 8 类腐蚀品	
	燃烧（分解）产物：碳、氮和磷的氧化物。	
	危险特性：与碱能发生强烈反应，放出大量的热。	
	灭火方法：采用水、干粉、泡沫、二氧化碳等灭火材料。对暴露在火场中的容器要用水冷却；对于大火，喷水使燃烧物彻底淋湿。	
毒理性质	LD ₅₀ ：>2000mg/kg（大鼠经口）	毒性判别：不大于轻微毒性
健康危害	侵入途径：吸入、皮肤吸收	
	健康危害：对皮肤有腐蚀性。对眼睛有刺激性。刺激消化道。	
	环境影响： 该物质对环境有危害，对水生生物有害。应特别注意对水体的污染。	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，立即用肥皂水及清水冲洗至少 15 分钟，如果皮肤大面积接触到化学品，需用淋浴彻底冲洗身体，并立即请医生处理	
	眼睛接触：立即翻开眼睑，用清水冲洗至少 15 分钟，并立即请医生处理。	
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。保暖并休息。呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，并立即请医生处理。	
泄漏处理	应急处理：切断火源。迅速撤离泄露污染区人员至安全地带，并进行隔离，严格限制出入。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防毒服。尽可能切断泄露源。防止进入下水道、排洪沟等限制性空间。少量泄漏：尽可能将溢漏液收集在密闭容器内，用粘土、泥土或任何其他市售的吸收材料吸收，然后将其铲入回收桶待进一步处理。大量泄漏：喷水雾可减少蒸发。保护现场人员。用沙土或其它不燃性吸附剂混合吸收，然后运致废物处理场所。垒堰防止进一步的流失，并转移至回收桶或槽车待处理。对于户内的大量泄漏，当其蒸汽浓度超过极限值时，设法使室内保持良好的通风。水域泄漏：向其他航行船只发出警告。如果可能的话，关闭泄漏源。对于回收液的处理需咨询有关专家以确保符合当地的环保法规。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射。保持容器密封。包装要求密封，不可与空气接触。应与氧化剂分开存放。使用防爆型的通风系统和设备，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。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。罐装时注意控制流速，且有接地装置，防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。

7.4.2 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、海底管道储运工艺、脐带缆输送化学药剂工艺，如表 7.4-6 所示。

表 7.4-6 生产工艺风险识别

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	油气泄漏
	海底管道储运	油气泄漏
	脐带缆输送化学药剂	化学药剂泄漏

7.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质主要为原油、杀菌剂、防垢剂、批处理剂，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 7.4-7。

表 7.4-7 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
原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
杀菌剂	有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
防垢剂	有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
批处理剂	有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

7.5 风险事故情形分析

7.5.1 风险事故情形设定

本工程在建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；



生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞、直升机坠落与脐带缆中的缓蚀剂/杀菌剂管、防垢剂管、批处理剂管发生泄漏。具体情形分析如表 7.5-1。

表 7.5-1 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，将会有原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泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	船舶碰撞	在钻完井阶段主要有驳船、拖轮、供应船等进行人员和物资的运送和供给，船舶和周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致拖轮、供应船储油舱发生泄漏。
生产阶段	井喷	生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能引发井喷事故，伴随井喷释放的有原油和天然气物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。
	平台泄漏	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，可能导致溢油入海。在紧急泄放情况下，尤其是当泄放量小时，从放空系统释放的气体会带出少量原油，或由于火炬燃烧不充分，排出的气体瞬时带出少量未燃烧原油，导致少量原油入海。
	平台火灾、爆炸	生产阶段平台上进行油气的输送、储存或处理等作业，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、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	海底管道与立管泄漏	海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因



阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
		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。
	船舶碰撞和直升机坠落	生产阶段，主要有供应船、直升机进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏，直升机运输中可能由于设备故障、人员误操作等原因造成坠落，从而导致油品泄漏。
	脐带缆中的缓蚀剂/杀菌剂管、防垢剂管、批处理剂管发生泄漏	海底脐带缆可能因穿孔、破裂等事故导致化学药剂泄漏。导致海底脐带缆泄漏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；内部原因有脐带缆管线腐蚀、材料缺陷等原因。

7.5.2 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，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。

由于已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。

7.5.2.1 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如表 7.5-2：

表 7.5-2 常规油井发生井喷概率

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 PY10-4 WHPA 平台设 12 个井槽（预留 3 个），采用自升式钻井船钻井，后期采用自升式钻井船钻井修井。根据钻完井方案，番禺 10-4 油田初期钻井 9 口生产井，据此估算本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 4.32×10^{-4} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 2.34×10^{-5} 次/年。



7.5.2.2 平台火灾、爆炸

根据 S.Fjeld 和 T.Anderson 等人通过对北海气田的事故分析,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

番禺 10-4 油田开发项目新建的 PY10-4 WHPA 为井口平台,其上设有油气传输设施与公用系统等,不设置储油装置。因此,本平台上发生火灾事故的概率为 3.0×10^{-4} 次/a,由火灾引起油气泄漏事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级,因为为 3.0×10^{-5} 次/a。

7.5.2.3 海底管道及立管泄漏

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司的报告《PARLOC: The update of Loss of Contaminant Data for Offshore Pipeline》(以下简称为 PARLOC),该报告统计了 1567 条海管,共 24837km, 328858km a。挪威船级社的《Riser/Pipeline Leak Frequencies》对 PARLOC 报告进行了修正,泄漏概率见表 7.5-3。

表 7.5-3 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
柔性管(海底管道)	全部	2.3×10^{-3}	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

番禺 10-4 油田开发项目新建 1 条海底管道,从 PY10-4 WHPA 平台至



PY4-2 DPPA 平台的混输海底管道,具体海管数据见表 7.5-4。以平台周围 500m 范围内作为安全区,每条海管有两根立管;由此估算海底管道发生事故的概率为 1.07×10^{-3} 次/a,立管发生事故的概率为 1.82×10^{-3} 次/a。

表 7.5-4 海底管道及立管管道泄漏概率

管线名称	输送介质	内径 (in)	长度 (km)	泄漏概率	立管泄漏概率
PY10-4 WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的混输海底管道	油、水	16	8.7	1.07×10^{-3}	1.82×10^{-3}

7.5.2.4 船舶碰撞事故

平台附近主要有供应船等。此外,在该海域航行的外来航船也有可能平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》,船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 7.5-5。

表 7.5-5 船舶碰撞事故概率统计

船舶类型	碰撞频率 (次/装置·年)	亚洲地区分配系数	严重、重大损伤	碰撞概率
本油田群船舶	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油气泄漏事故,因此,引发油气泄漏事故的概率将更小。

7.5.2.5 脐带缆泄漏事故

由于在脐带缆化学药剂泄漏概率计算方面尚无成熟的统计数据,因此本工程参考海底管道泄漏概率进行脐带缆化学药剂泄漏概率的计算。

番禺 10-4 油田开发工程挖沟保护的脐带缆主要包括 1 根缓蚀剂/杀菌剂管、1 根防垢剂管、1 根批处理剂管,脐带缆内管线为钢管。参考柔性管(海底管道)泄漏概率对脐带缆各管线液压液与化学药剂泄漏概率,由于脐带缆比柔性管多一层保护,且本项目脐带缆挖沟埋设,将大大降低发生事故概率。由此估算脐带缆中各管线发生事故的概率低于 2.3×10^{-4} 次/a。



7.5.3 油气泄漏事故后果分析

7.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

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，根据供应船和直升机的最大储油量以及燃料油输油软管过油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 7.5-6。

表 7.5-6 本项目建设阶段可能的油气泄漏量

事故	排放物质	排放量 (m ³)
井喷	井流	难以估算
钻井平台储油罐破裂	燃料油	40
供应船储油舱破裂	燃料油	50
输油软管破裂或误操作	燃料油	5
直升机坠落	燃料油	1

7.5.3.2 生产阶段油气泄漏量

生产阶段油气泄漏事故的主要溢出物质可能是原油、天然气和燃料油。

当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，一般不会导致大量原油入海。

当海底管道和立管发生泄漏事故时，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、应急关断时间、海水压力和油水不容的特性，估算 58.9 m³ 作为海管泄漏溢油量。

对于供应船，取其燃料油舱的容积为风险溢油量。

上述的油气泄漏量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际上的油气泄漏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。根据以上分析，生产阶段可能发生的事故油气泄漏量见表 7.5-7。

表 7.5-7 生产运营期最大油气泄漏量

排放源	排放物	油气泄漏量 (m ³)
平台火灾失控	井流	难以估计



排放源	排放物	油气泄漏量 (m ³)
海管/立管破裂	井流	58.9
供应船破舱	燃料油	50
平台容器泄漏	燃料油	5
输油软管破裂	燃料油	5

7.5.3.3 环境风险与最大可信事故

a. 井喷事故

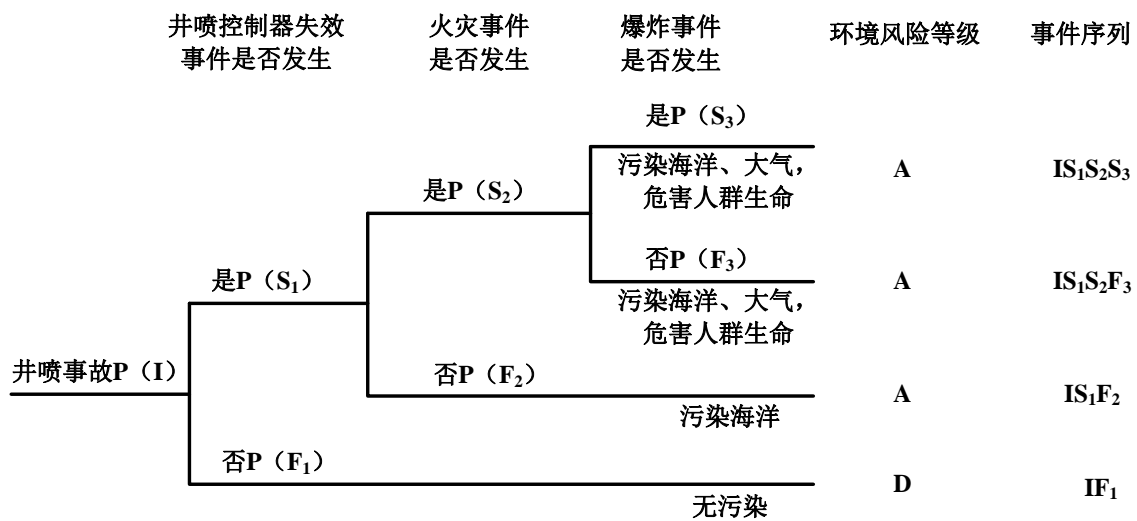


图 7.5-1 井喷事故环境风险树

从井喷事故环境风险事故树及其定量化分析可以看出。一旦发生井喷，则多数情况下将发生火灾和爆炸。在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将全部进入海洋，故环境风险级别为 A。发生井喷火灾—爆炸/未爆炸事故的概率分别为 2.06×10^{-6} 次/a 和 2.29×10^{-7} 次/a。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

表 7.5-8 井喷事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	井喷事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列 概率
		井喷控制器失效事件	隔离失败事件	爆炸事件	
IS1S2S3	$P(I) = 2.86 \times 10^{-6}$	$P(S1) = 0.1$	$P(S2) = 0.8$	$P(S3) = 0.9$	2.06×10^{-6}
IS1S2F3		$P(S1) = 0.1$	$P(S2) = 0.8$	$P(F3) = 0.1$	2.29×10^{-7}



事件序列	井喷事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列 概率
		井喷控制器失效事件	隔离失败事件	爆炸事件	
IS1F2		P(S1)=0.1	P(F2)=0.2	-	5.72×10^{-7}
IF1		P(F1)=0.9	-	-	2.57×10^{-5}

注：P(S_i)表示表中事件 i 独立发生时的概率，P(F_i)表示事件 i 独立不发生时的概率，下同。

b. 海底管道油气泄漏事故

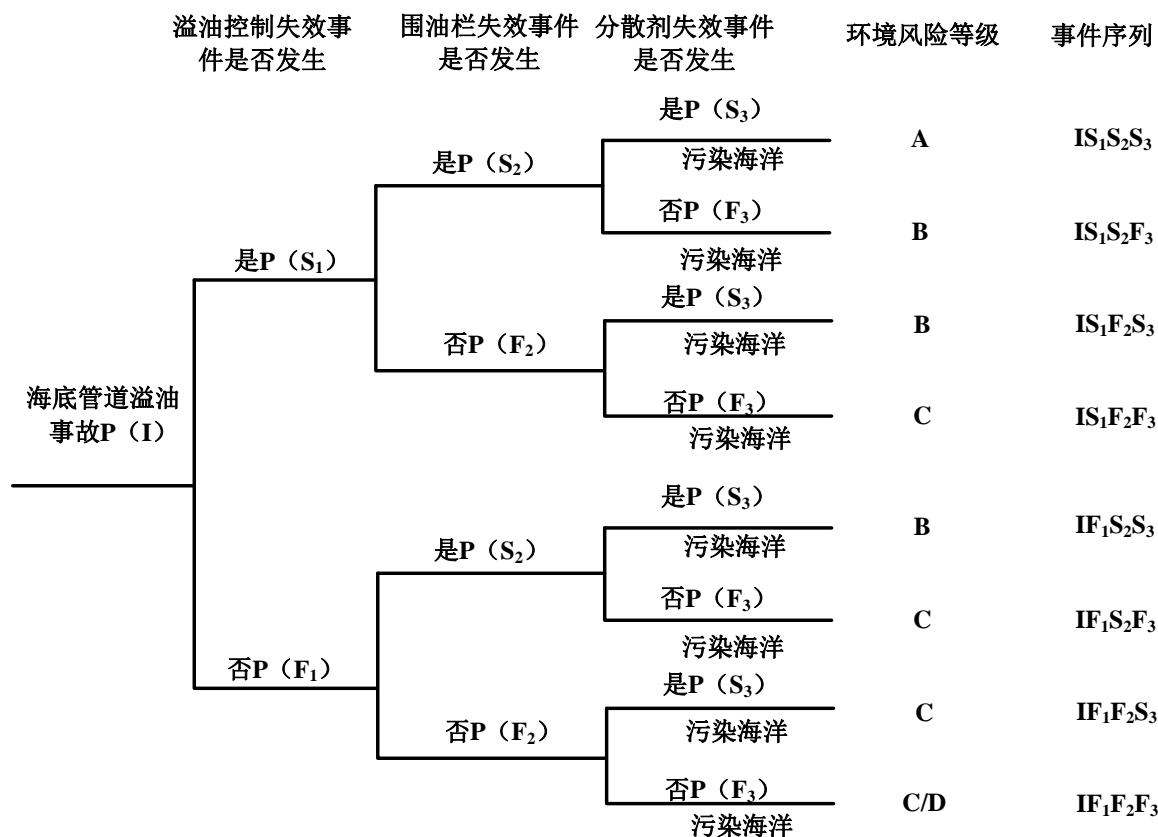


图 7.5-2 海底管道油气泄漏事故环境风险树

海底管道泄漏介质主要为原油，由于其泄漏源在水下，因而一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到海面上的油气通常不会被引燃，多数情况下围油栏能够起到围油作用。只有当围油栏或溢油分散剂不起作用时，才会出现 B 级环境风险。如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，风险概率约为 2.32×10^{-5} 次/a。

表 7.5-9 海底管道事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	海底管道事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列概率
------	--------	------	------	------	--------



		油气泄漏控制失效事件	围油栏失效事件	分散剂失效事件	
IS ₁ S ₂ S ₃	P(I)=1.45×10 ⁻³	P(S ₁)=0.1	P(S ₂)=0.2	P(S ₃)=0.8	2.32×10 ⁻⁵
IS ₁ S ₂ F ₃		P(S ₁)=0.1	P(S ₂)=0.2	P(F ₃)=0.2	5.80×10 ⁻⁶
IS ₁ F ₂ S ₃		P(S ₁)=0.1	P(F ₂)=0.8	P(S ₃)=0.8	9.28×10 ⁻⁵
IS ₁ F ₂ F ₃		P(S ₁)=0.1	P(F ₂)=0.8	P(F ₃)=0.2	2.32×10 ⁻⁵
IF ₁ S ₂ S ₃		P(F ₁)=0.9	P(S ₂)=0.2	P(S ₃)=0.8	2.09×10 ⁻⁴
IF ₁ S ₂ F ₃		P(F ₁)=0.9	P(S ₂)=0.2	P(F ₃)=0.2	5.22×10 ⁻⁵
IF ₁ F ₂ S ₃		P(F ₁)=0.9	P(F ₂)=0.8	P(S ₃)=0.8	8.35×10 ⁻⁴
IF ₁ F ₂ F ₃		P(F ₁)=0.9	P(F ₂)=0.8	P(F ₃)=0.2	2.09×10 ⁻⁴

c. 平台火灾事故

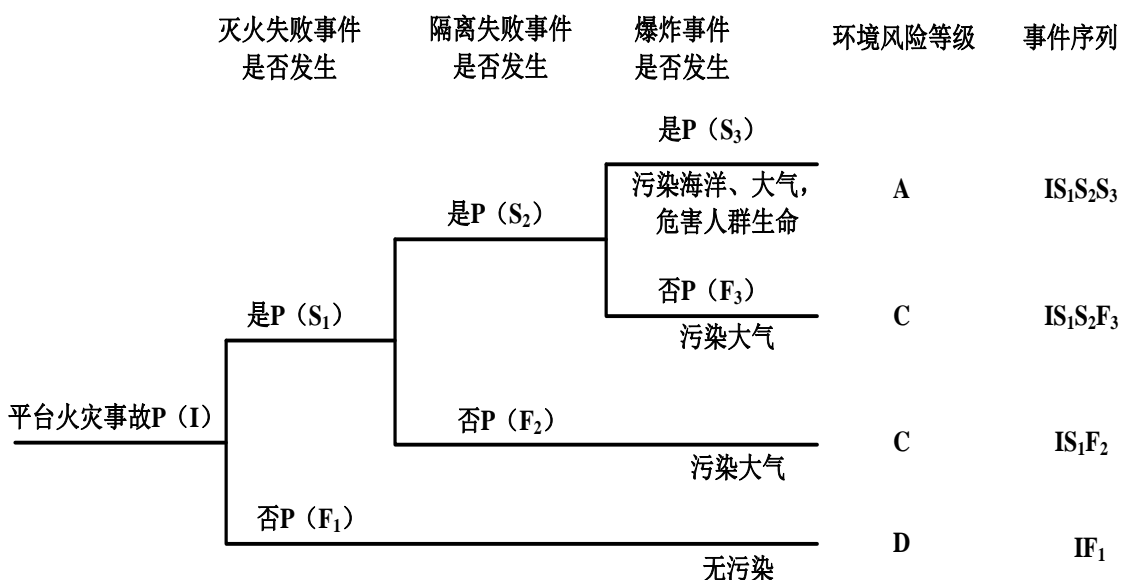


图 7.5-3 平台火灾油气泄漏事故环境风险树

从平台火灾事故风险树及定量化分析可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可将环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情况下才会出现 A 级环境风险，其风险概率为 2.75×10⁻⁴ 次/年。

表 7.5-10 平台火灾事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	平台火灾事故	事件 1	事件 2	事件 3	事件序列概率
		灭火失败事件	火灾事件	爆炸事件	

IS ₁ S ₂ S ₃	P(I)= 4.30×10 ⁻³	P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(S ₃)=0.8	2.75×10 ⁻⁴
IS ₁ S ₂ F ₃		P(S ₁)=0.8	P(S ₂)=0.1	P(F ₃)=0.2	6.88×10 ⁻⁵
IS ₁ F ₂		P(S ₁)=0.8	P(F ₂)=0.9	-	3.10×10 ⁻³
IF ₁		P(F ₁)=0.2	-	-	8.60×10 ⁻⁴

d. 脐带缆化学药剂泄漏事故

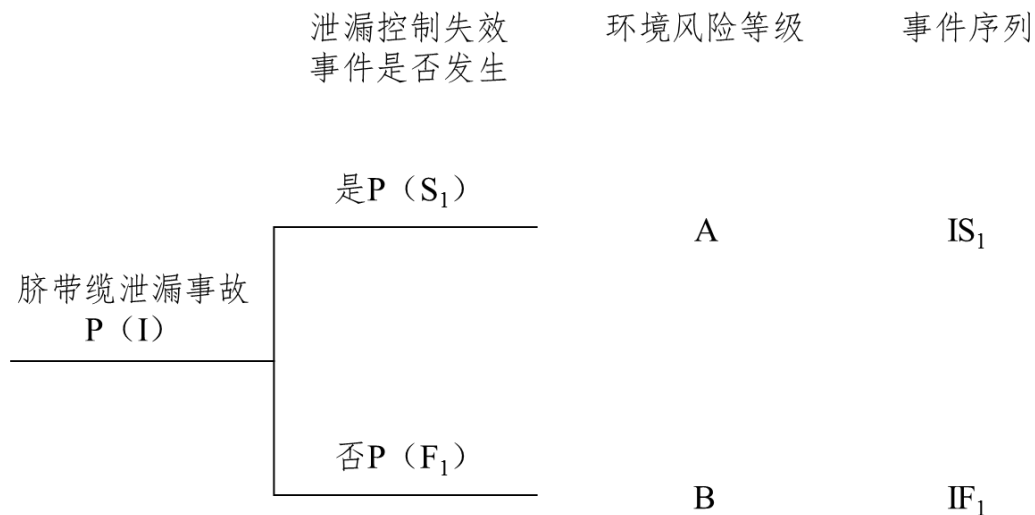


图 7.5-4 脐带缆化学药剂泄漏事故环境风险树

脐带缆化学药剂泄漏介质主要为杀菌剂、防垢剂与批处理剂，其泄漏源在水下，一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到水中的化学药剂与水相溶，防止化学药剂的进一步泄漏可以采取关断脐带缆控制设施的应急措施。当脐带缆控制设施正常关断时，会出现 B 级环境风险。而如果泄漏得不到控制，则会出现 A 级环境风险，风险概率约为 2.3×10^{-4} 次/a。

图 7.5-5 脐带缆化学药剂泄漏事故环境风险事故树定量化分析

事件序列	脐带缆泄漏事故	事件 1	事件序列概率
		泄漏控制失效事件	
IS1	P(I)= 2.3×10 ⁻³	P(S1)=0.1	2.3×10 ⁻⁴
IF1		P(F1)=0.9	2.07×10 ⁻³

e. 最大可信事故

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），通过风险识



别，综上所述，并结合国内外同类项目事故统计资料，确定本工程海管/立管泄漏事故潜在的环境风险最大，为最大可信事故，其发生概率在 10^{-4} （次/年）量级。

7.6 地质性溢油风险分析

7.6.1 地质特征及开发方式

7.6.1.1 地层及构造特征分析

番禺 10-4 油田开发工程位于中国南海珠江口盆地北部珠 I 坳陷恩平凹陷西江 25 区块番禺 4 洼陷。珠江口盆地断裂的形成演化先后经历了文昌组时期、恩平组时期的伸展变形和粤海组~第四系时期的张扭变形，不同时期断裂的变形特征存在显著差异。

a. 强伸展变形阶段

断裂的强伸展变形阶段主要是在文昌组~恩平组时期，该时期的区域应力场方向为近 SN 向的引张。文昌组时期断裂活动相对更强，盆地规模也较大，番禺 4 洼主要受 NE 向和近 EW 向断裂体系（包括 NEE 向、NWW 向和近 EW 向断裂）控制，形成的盆地在平面上呈反 L 型展布，剖面上主要为北断南超、东断西超的半地堑体系。恩平组时期，断裂在文昌组强伸展变形的基础上持续活动，形成的恩平组断陷盆地具有继承性的特征。番禺 4 洼在该时期 NE 向断裂活动趋于减弱，对沉积层序的控制作用较小，盆地内主要在近 EW 向断裂系统控制下沉积了较薄的恩平组地层，主要分布在南次洼内呈近 EW 向展布，盆地的结构总体上为北断南超或双断式地堑结构。

b. 弱伸展变形阶段

断裂的弱伸展变形阶段主要在珠海组~珠江组~韩江组时期沉积时期，该时期处于应力场的转换阶段，即近 SN 向的区域引张应力场显著减弱，而 NWW—SSE 向的区域张扭应力场开始作用。断裂总体上处于相对的静止期，形成的部分规模较小的次级断层，断裂的展布方向都呈 NWW 向展布。盆地内充填的层序不受断裂的控制，整体呈毛毯状覆盖在早期的断陷盆岭结构之上。



c. 张扭变形阶段

东沙运动发生在韩江组沉积末期，发生断块的升降运动，沉积了粤海组、万山组、第四系地层。该时期受到的区域应力场方向为 NWW—SEE 方向，在简单剪切变形作用形成一系列 NWW 向展布的断层，部分主干断裂与次级断裂呈走滑变形特征的断裂密集带形式。

d. 番禺 10-4 油田断层分析

番禺 10-4 构造位于番禺 4 洼西侧，为一受南倾的反向断层控制的断背斜构造，构造范围内主要发育两组断层：F1 和 F2，两组断层均为 NW-SE 向，两组断层共同控制构造高点。在地震剖面上，断层清楚可靠。番禺 10-4 油田所在海域水深约 92.0m~100.0m。F1 和 F2 断层向上段至万山组地层，最浅断开地层深度约为 200m。番禺 10-4 油田构造类型均为断背斜构造，油田范围内断层均未断至海底，其中番禺 10-4 油田断层最浅断至海底泥线以下约 200m。探井 PY10-4-1 井在韩江组钻遇 F1 断层，钻遇过程中无漏失现象；同时水平生产井段和定向井生产井段均无钻遇断层的风险。综上，虽然开发方案中设计井轨迹均会钻遇断层，但钻遇断层的位置均在生产层段之外且钻遇断层均未断至海底，断层封堵性评价显示断层封堵条件较好，因此由断层导致的地质溢油风险极小。

7.6.1.2 储层特征分析

番禺 10-4 油田储集层为一套三角洲体系碎屑岩沉积，储集空间主要为粒间孔隙，储层孔隙发育，物性好，平均孔隙度 20%~30%，渗透率 500 mD~4000mD。油田储层岩性主要为长石岩屑砂岩和长石石英砂岩，岩石成分以石英为主（平均占 50%~93%），其次是岩屑（平均占 1%~37%）和长石（平均占 4%~24%），胶结类型为孔隙式胶结，胶结物以泥质胶结为主，分选性差~好，以次棱一次圆为主，线一点接触为主。番禺 10-4 油田的油藏类型单一，均为断层控制的构造油藏，油田主要油层段原始地层压力为 13.374MPa~19.761MPa，地层温度在 68.3℃~81.3℃。压力梯度为 0.959MPa/100m，地温梯度 3.92℃/100m，处于正常的温压系统。番禺 10-4 油田地层压力属于正常压力系统，无高压油气层；所有油层油气比低，且原油伴生气不含 H₂S，开发



生产时地质溢油风险小。

从番禺 10-4 油田所处的区域对比来看，区域储层砂体横向发育稳定，各储层间均发育有一定厚度的稳定泥岩，形成良好的储盖组合，使各油层具有各自的油水系统，形成多个独立的边底水交互的油藏。从南海东部已生产油田的实际开发经验来看，由于储层砂体横向发育稳定连通性好，所以油田具备足够的能量来支持生产，因此番禺 10-4 油田可以采用天然能量开采，不需要注水。

从砂体对比及连通性分析来看，番禺 10-4 油田水体连通性好、DST 测试压力恢复较快、测试产能较高，说明油藏水体能量充足。同时，珠江口盆地南海东部数十个油田的开发实践经验也表明海相砂岩油藏水体能量充足，一般不需要注水开发。因此，推荐番禺 10-4 油田采用天然能量开采。番禺 10-4 油田油藏物性较好、地饱压差大且地层能量充足，主力油藏 RE15.60 层 DST 测试产能较高。但考虑到提液是珠江口盆地砂岩油藏重要的增产手段，开发设计工作中推荐番禺 10-4 油田开采工艺采用电潜泵开采。为保证合理的下泵深度，在方案预测时物性相对较差的油藏最大生产压差控制在 5.5MPa 以内，物性相对较好的油藏最大生产压差控制在 2.1MPa 以内。在固井质量保证的情况下，由开发方式引起的地质溢油的可能性极小。

7.6.2 钻完井溢油风险分析

7.6.2.1 钻井方案

番禺 10-4 油田开发项目 1 井区新建无人平台开发，共计布置 8 口水平井和 1 口定向井，钻井总进尺 22187.45m，平均井深 2610m，最大井深 3071m（PY10-4-A6H 井），最大水平位移 1745.5m（PY10-4-A6H 井），最大位垂比 1.02（PY10-4-A6H 井）。

根据番禺 10-4 油田的水深和工程方案，经可研阶段的机具比选，推荐选用 400ft 自升式钻井平台进行钻、完、修及后期调整井。

以 PY10-4-A2H 井（水平井垂深最深）为例，分别对各井段关井套管、最大允许溢流量等进行了分析。根据各井段最大允许溢流量分析结果可知：各井段最大允许溢流量均满足设计规范要求，所采取的技术措施能够保证钻井



作业期间控制在一级井控范围，满足下部井段安全钻进。但在钻井过程中需密切关注地层压力变化情况，根据需要及时调整钻井液性能参数，同时发现溢流要及时关井，并确保关井压力小于最大允许关井套压，保证钻井安全。

7.6.2.2 完井方案

根据该油田油藏地质和流体特点、油藏方案、生产要求及钻井工艺，制定番禺 10-4 油田 9 口开发井采用如下完井方式：

- 1) 采用自升式钻井平台进行完井作业；
 - 2) A1 定向井套管射孔完井，A2H/A3H/A4H/A5H/A6H/A7H/A8H/A9H 水平井采用裸眼完井；
 - 3) 所有井下入井下化学药剂注入阀；
 - 4) A1/A5H/A8H 井采用砾石充填防砂，A2H/A3H/A4H/ A6H/A7H/ A9H 井采用优质筛管防砂；
 - 5) 所有井采用双电潜泵生产管柱；
 - 6) 所有井下入电泵工况进行压力和温度监测；
 - 7) 出于安全方面的考虑，所有井均下入井下安全阀和生产封隔器；
 - 8) 关井不需要采取防蜡措施；
 - 9) 关井需要采取防凝措施；
 - 10) 使用金属防垢器作为主体防垢方案；
- A2H/A6H 井采用 ICD 控水管柱，A3H 下入膨胀封隔器进行分段控水，A4H/A5H/A7H/A8H/A9H 井不需要控水。

7.6.3 地质性溢油风险防范

7.6.3.1 钻采方案中地质性溢油风险防范措施

根据钻完井过程中可能存在的溢油风险，预防措施如下：

(1) 定向井设计：设计阶段开展防碰分析，各井分离系数满足标准要求。考虑油藏断层分布情况，实钻前开展轨迹优化尽量避免穿越断层。在探井作业中曾穿越 F3 断层未发生漏失等复杂情况，待钻开发井如果确实不能避开断层，考虑采用随钻堵漏技术，保证固井时封固断层。

(2) 井身结构及套管程序：根据目前地层压力情况，考虑满足下部井段



作业需求，满足井控要求基础上进行井身结构设计。

(3) 井控设计：严格按照《海上钻井作业井控规范》设计，控制关井套压和最大溢流量。作业期间，严格执行 Q / HS 2028-2010《海上钻井作业井控规范》的相关规定，做好井控预案，发生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全。

(4) 固井方案设计：水泥返高满足标准要求基础上，确保封固断层。

(5) 钻井液体系：采用水基钻井液，减少对环境污染的潜在风险。

(6) 完井管柱：生产管柱中均下有井下安全阀与封隔器，在紧急情况下井下安全阀可自动关闭，将井筒与地面隔离，保障在发生事故时井筒的安全。

7.6.3.2 注入方案的地质性溢油风险防范措施

番禺 10-4 油田开发项目推荐采用衰竭开发，不涉及到注入导致的溢油风险。

7.6.4 周边油田对比分析

在番禺 10-4 油田附近有三个在生产油田，分别是番禺 4-2、番禺 10-8、番禺 10-5 油田。番禺 4-2 油田于 2003 年 10 月投产，番禺 10-8 油田于 2015 年 7 月投产，番禺 10-5 油田于 2016 年 1 月投产，三个油田在生产期内均无地质性溢油事件发生。

番禺 10-4 油田与番禺 4-2/10-8/10-5 油田类似，其构造均受断层控制，其中番禺 4-2 油田构造主要受控于北西西走向的两条大断层；番禺 10-5 油田主要受北北西向的两条断层控制；番禺 10-8 油田主要受北北西向的两条断层控制；。从地震方差属性分析可知，番禺 4-2/10-8/10-5 构造范围内断层均未断至海底。从开发方式来看，番禺 4-2/10-8/10-5 油田均是采用天然能量开采，不涉及注水，整个开采过程为压力较为稳定，逐步下降。

对比番禺 10-4 油田与番禺 4-2/10-8/10-5 油田地质特征和开发方式，可以看出番禺 10-4 油田与番禺 4-2/10-8/10-5 油田类似，构造内断层均未断至海底，开发方式均为天然能量开发，开采过程均为降压过程。从番禺 4-2/10-8/10-5 油田整个生产过程来看，从未发生过地质性溢油事件，这极大的增强了番禺 10-4 油田安全生产的信心。

7.6.5 结论

综上所述，通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，番禺 10-4 油田开发项目在施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大，在采取严密、适当的安全防范措施后，本项目施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

7.7 溢油风险预测与评价

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。其中，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。

7.7.1 漂移运动

预测模型综合考虑了风、流、浪等作用的影响，采用“粒子法”模拟溢油在海面的漂移扩散行为。假定 (x_n, y_n) 为粒子在第 n 个计算步长开始时候的水平位置，那么该计算步长结束时油粒子的水平位置可表示为：

$$\begin{aligned}x'_n &= x_n + u\Delta t + \xi\sqrt{6K_H\Delta t} \\y'_n &= y_n + v\Delta t + \xi\sqrt{6K_H\Delta t}\end{aligned}$$

其中， u 和 v 分别为表层流速在 x 和 y 方向上的分量，由水动力模型计算得到； Δt 为计算步长； ξ 为 $[-1,1]$ 区域上的均匀分布随机数， K_H 为水平方向上的湍流涡动粘性系数。

7.7.1.1 表面风加速

暴露在风中的粒子在水表面受到 2 种形式的风影响：间接通过包含了风的流场；直接作用在粒子上的额外作用力。风速传递到粒子速度的大小取决于粒子的性质，粒子暴露的数量、风速大小等。所以对于风影响粒子速度的大小是一个率定因素。

$$U_{particle} = U_{current} + C_w * W * \sin(winddirection - \pi + \theta_w)$$

$$V_{particle} = U_{current} + C_w * W * \cos(winddirection - \pi + \theta_w)$$

其中， C_w 为风速因子， θ_w 为风偏转角。

7.7.1.2 风偏转角

由于科氏力的影响，风漂移向量的方向相对于风向改变。 θ_w 角的偏离称为风偏转角。在北半球向右偏，南半球向左。AL-Rabeh(1994)假定：

$$\theta_w = \beta \exp\left(\frac{\alpha |U_w|^3}{g \gamma_w}\right)$$

其中， α 取 -0.3×10^{-9} ， β 取 $28^\circ 38'$ ； γ_w 为动粘度 (kg/m/s)， g 为重力加速度 (m/s^2)。

7.7.2 风化过程

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。

7.7.2.1 挥发

在溢油开始的几小时和几天中，油膜表面的挥发是主要的风化过程。如果油中包含了轻组分，精制石油产品如汽油等，那么挥发会在 24 小时有效移走几乎所有的油污染物。对于大部分中分子量的原油的去除比较少，在开始后的 24 小时内约有 10%~30% 挥发。时间相关的挥发损失由 Fingas 在 1996 年和 1997 年提出，大多数油遵循对数损失曲线：

$$\text{loss}(\% \text{weight}) = (A + B * T) * \ln(t)$$

其中， A 为油特征常数； B 为油的温度特征常数； T 为油温 ($^{\circ}\text{C}$)， t 为油龄 (minutes)。

7.7.2.2 乳化

乳化物是两种不同液体海水和油在溢油发生后混合后形成的。细的油滴会悬浮在水中（而不溶解），形成的乳化物所占的体积会达到形成前的 4 倍多。而且黏性的乳化物比原油会相当长的存在于环境中，它减缓了随后的风化过程。乳化会发生在强风或波浪的条件下，一般发生在溢油几个小时后。把乳化过程看做是油包水和水包油两个阶段的平衡过程。乳化物的稳定性是决定乳化能力与反乳化的重要因素，不稳定及表观稳定的乳化物会重新释放到水里。Xie 等 (2007) 采用一阶释放公式来形容这个过程。



$$wateruptake = k_{em} * (U + 1)^2 * \frac{(Y_{max} - Y_w)}{Y}$$

$$waterrelease = - a \cdot Y_w$$

其中, Y_w 为水分数; Y_{max} 为最大的水分数; U 为风速; K_{em} 为乳化率常数, 根据 Sebastiao&Soares(1995), A 通常取 $2 \times 10^{-6} \text{s/m}^2$ 。

a 为水释放率, $a=0$ 为稳定乳化物; $a>0$ 为不稳定乳化物。

7.7.3 溢油量及溢出方式

对于海底管道而言, 由于事故发生地点和事故原因的不确定性, 溢油量是很难确定的。当海底管道发生局部泄漏事故时, 管内压力的突然降低将使平台上的自动应急关断系统启动而迅速关断物流, 关断后管道内部分原油还会继续从破损处溢出, 但其溢出速率将随着管道内外压差的降低而迅速减小, 在管道内外压差达到平衡后管道内的原油仅会在海流和比重作用下而缓慢置换溢出, 这时管道内残留的原油的溢出速率是缓慢的。因此可将泄漏管道达到外界压力时的原油泄漏量作为海底管道的风险溢油量。

因此一旦发生原油泄漏事故, 自动控制系统就会启动应急关断系统, 如果自动应急关断系统失灵则进行手动关断, 且由于在平台上均设置有过程控制系统(用于对工艺及公用设施的运行进行控制)、安全监控系统(包括应急关断和火气监控系统), 用于对平台设备及人员安全进行监控和保护。此外还考虑到应急关断时间、海水压力、油水不容、路由区海底平坦以及封堵及时等因素, 其溢出量将是有限的。

管道原油泄漏量按《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)中推荐的液体泄漏速率公式计算:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中:

Q_L ——液体泄漏速度, kg/s;

C_d ——液体泄漏系数, 此值常用 0.65。

A ——裂口面积, m^2 ;

P ——容器内介质压力, Pa;

P_0 ——环境压力, Pa;

g ——重力加速度。

h ——裂口之上液位高度，m。

本项目假定混输管线在新建 PY10-4 WHPA 平台(114°31'12"E, 20°50'24"N)附近破损发生溢油，本项目的产油为原油，密度约 907.4 kg/m^3 ，含蜡量 19.1%，沥青质量含量按 1.2%。混输管道最大操作压力为 3100 kPa，在考虑小孔泄漏的情况下，泄露孔径取 0.010 m，泄漏点处水深 92 m、环境压力为 1003.85 kPa，溢油持续时间按 4 h 考虑。根据上述公式计算得出海底管道的溢油量为 53.5 t (58.9 m^3)。

7.7.4 风场

根据风场资料，选取对周围敏感目标不利的风向。

7.7.5 预测结果

7.7.5.1 油膜漂移轨迹

综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，给出了上述各个风向在平均风和最大风情况下经过 48 h 的溢油油膜漂移轨迹如图 7.7-1 和图 7.7-2。

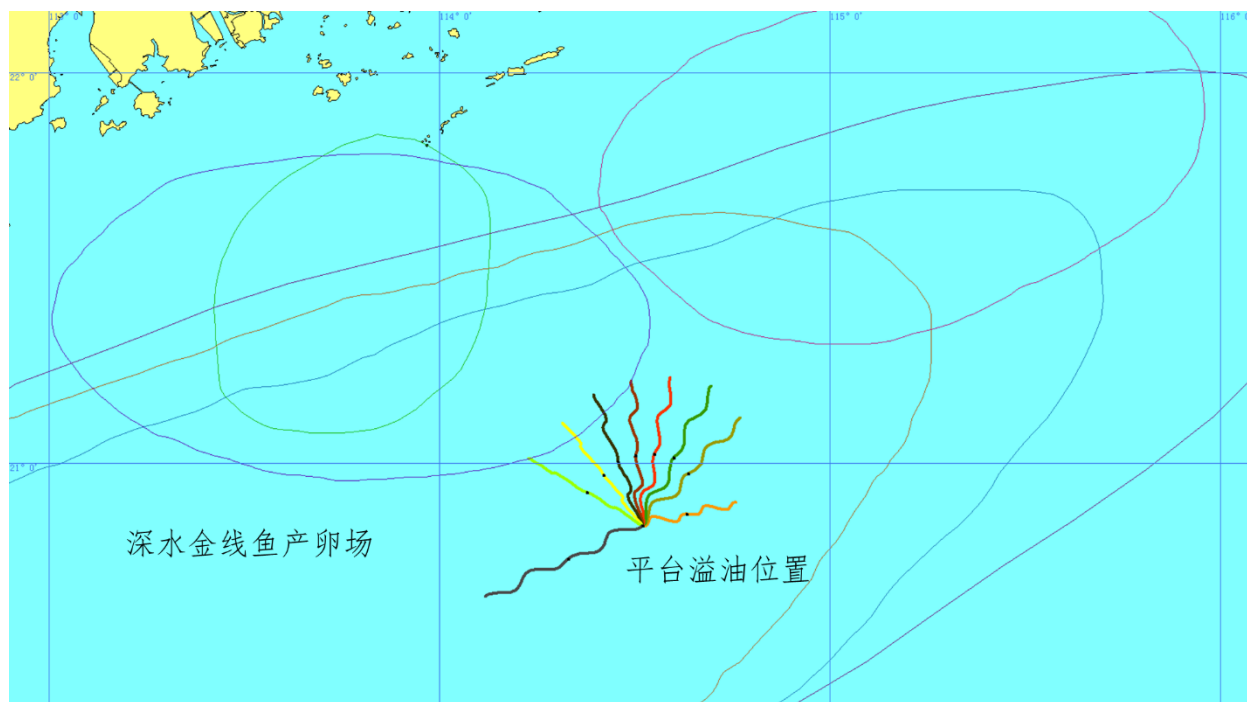


图 7.7-1 平均风速不利风向下溢油漂移轨迹

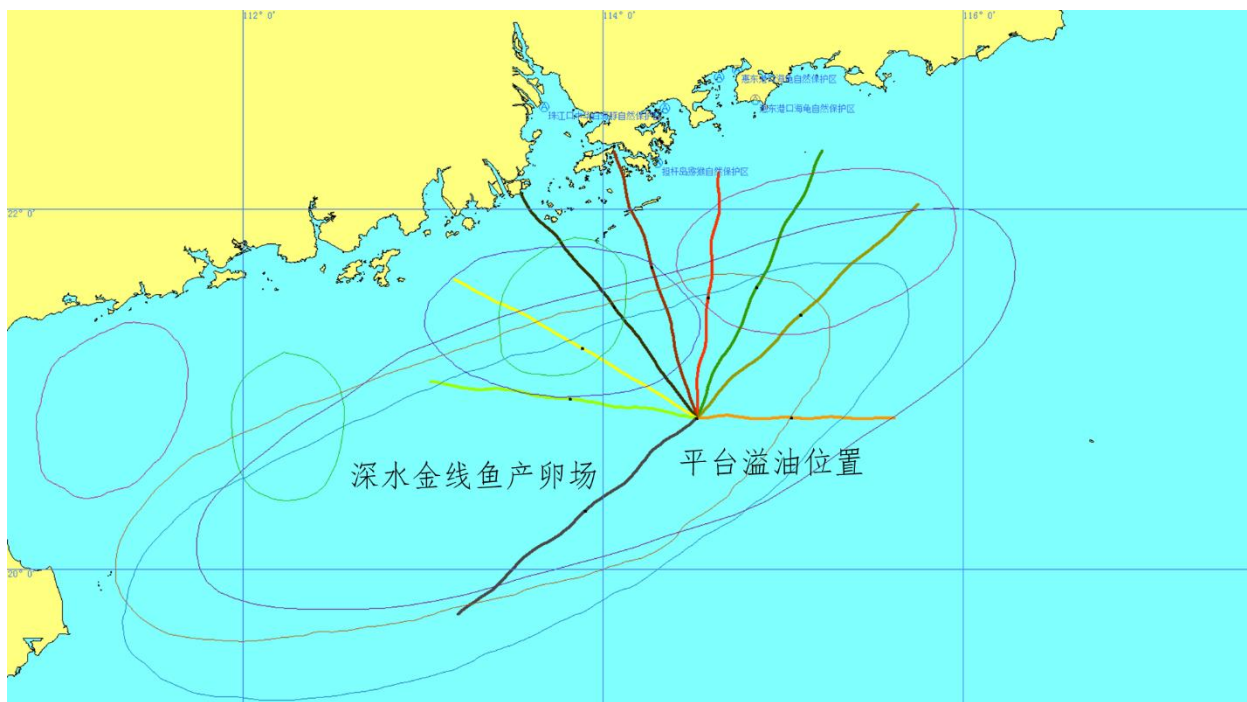


图 7.7-2 最大风速不利风向下溢油漂移轨迹

7.7.5.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

根据模拟计算，平均风速和最大风速作用下，溢油开始至消失时，油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等见表 7.7-1、表 7.7-2。

表 7.7-1 平均风况油膜漂移预测结果

风向	NE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	W
平均风速 (m/s)	10.75	6.87	5.87	5.69	5.67	5.81	6.29	6.31	5.4
漂移距离(km)	52.9	39.1	38.0	40.9	42.9	44.9	46.9	44.9	32.7
平均速度(km/h)	1.1	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	1.0	0.9	0.7
扫海面积(km ²)	290.2	195.9	191.5	211.3	226.4	243.6	259.7	250.9	176.2
抵岸时间(h)	/	/	/	/	/	/	/	/	/
48h 残油量 (%)	19.5	22.1	23.1	23.2	23.3	23.1	22.6	22.6	23.5

表 7.7-2 最大风况油膜漂移预测结果

风向	NE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	W
最大风速 (m/s)	37.92	32.88	33.29	33.1	36.89	27.34	33.16	34.98	24.64
漂移距离(km)	187.9	166.0	170.3	171.7	163.3	145.3	175.5	185.9	122.6



平均速度(km/h)	3.9	3.5	3.5	3.6	3.4	3.0	3.7	3.9	2.6
扫海面积(km ²)	885.0	534.2	695.7	799.4	533.2	537.5	689.2	904.1	520.1
抵岸时间(h)	/	/	/	41	31	/	/	/	/
48h 残油量 (%)	12.0	12.9	12.8	10.6	<0.1	14.0	12.8	12.5	14.6

由以上计算结果可以看出,由于本项目距离陆地较远,即便是不利风向,在最大风速、平均风速下油膜均不会抵达岸边。

7.7.5.3 溢油对敏感目标的影响

本项目附近海域主要环境敏感目标为海洋保护区、产卵场等,在最大风速下溢油抵达主要敏感目标的最短时间见表 7.7-3。

表 7.7-3 溢油抵达敏感目标的最短时间

类型	主要环境敏感目标	方位	与平台最近距离(km)	最快抵达时间(h)
海洋保护区	大襟岛海洋保护区(台山大襟岛中华白海豚自然保护区)	西北	183	50.8
	担杆列岛海洋保护区	北	117	39.0
	佳蓬列岛海洋保护区(珠海市庙湾珊瑚自然保护区)	北	121	40.3
水产种质资源保护区	上下川岛中国龙虾国家级水产种质资源保护区	西北	184	51.1
产卵场	蓝圆鲹粤东外海区产卵场	北	30	10.1
	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	西南	110	28.2
	鲈鱼珠江口外海区产卵场	西南	10	2.6
	鲈鱼粤东外海区产卵场	东北	120	30.8
	深水金线鱼产卵场	位于产卵场内	/	/

从上表可见,本项目新建平台位于深水金线鱼产卵场内,距离鲈鱼珠江口外海区产卵场仅约 10 km,最大风速下溢油最快约 2.6 h 抵达,除此之外其他敏感目标距离均较远,最大风速下溢油最快抵达时间均超过 10 h。

7.8 环境风险管理

番禺 10-4 油田开发项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规和要求,作业者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。



7.8.1 环境风险管理目标

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

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

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

7.8.2 环境风险防范措施

7.8.2.1 设计阶段风险防范措施

本工程生产过程中涉及的物质主要为原油和天然气，根据《危险化学品目录（2015）》，它们属于危险化学品，其理化性质及危险特性如表 7.4-1 及表 7.4-2。开发项目各系统的结构强度、稳性和抗疲劳程度，在设计阶段应严格按照设计标准，正确应用设计规范和建造安装规范。为此，本项目的设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，实施这些规范和标准可以保证工程设计、建造和安装质量，是确保安全生产的关键。

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。海底管道及立管外管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，还留有一定的腐蚀裕量。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。本项目新建的油气混输为双层钢管，内层为输送管，外层为套管，中间为保温层，可以对输送管进行有效的保护。

脐带缆风险事故可能会导致杀菌剂、防垢剂等化学药剂泄漏风险。作业者将从脐带缆结构设计、工艺设计、制造工艺、压力等级/材质选择和腐蚀控制、施工/安装以及运行管理、运行参数设置、调节等诸多方面着眼，以确保



脐带缆安全可靠运行。此外脐带缆具有冗余设置，从而可实现各系统的高可靠性、有效性。

7.8.2.2 建设及生产阶段风险防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止钻井阶段井喷事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 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；
- 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的油气泄漏应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 施工船舶风险防范措施已纳入施工船舶油气泄漏应急预案。

b. 输油软管破裂事故防范措施

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



c. 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，在设计中将针对各生产设施采取充分的安全防护措施；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采用防火、防爆设备，并采取有效的隔离措施来降低危险程度。

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

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

d. 海底管道事故防范措施

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

油气储运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，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

每年定期对油田各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证海底管道焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。作为应急措施，在海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

f. 脐带缆事故防范措施

作业者将制定相应的脐带缆保护和检测程序，由值班船对脐带缆沿途进



行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对脐带缆进行不定期局部检测和定期全面检测，确保脐带缆的安全性。

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证脐带缆铺设质量。脐带缆铺设完成，要进行扫线、清管和试压。作为应急措施，在脐带缆两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

g. 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。

7.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

番禺 10-4 油田开发项目虽在设计、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油气泄漏的环境危害程度。

7.8.3.1 制定溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司深圳分公司针对番禺油田已经制定了溢油应急计划，包括溢油应急预案及环境保护管理制度。本项目正式投产作业前，作业者博道长和石油有限公司将制定番禺 10-4 油田应急计划，中海石油（中国）有限公司深圳分公司对已制定的番禺油田溢油应急计划进行完善修订，增加番禺 10-4 油田相关内容，以上溢油应急计划于本项目投产前在有关部门备案；编制的应急预案应与《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》相衔接。应急预案的主要内容包括应急响应程序、应急措施等。建议与中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急计划相协调考虑，充分利用已有资源，博道长和石油有限公司溢油应急处理流程见图 7.8-1。番禺 10-4 油田开发工程作业者溢油事故报告程序如图 7.8-2 所示。中海石油（中国）有限公司深圳分公司溢油应急处理流程见图 7.8-3。番禺 10-4 油田开发工程所在番禺

作业区块的现场级溢油应急响应流程见图 7.8-4 所示。

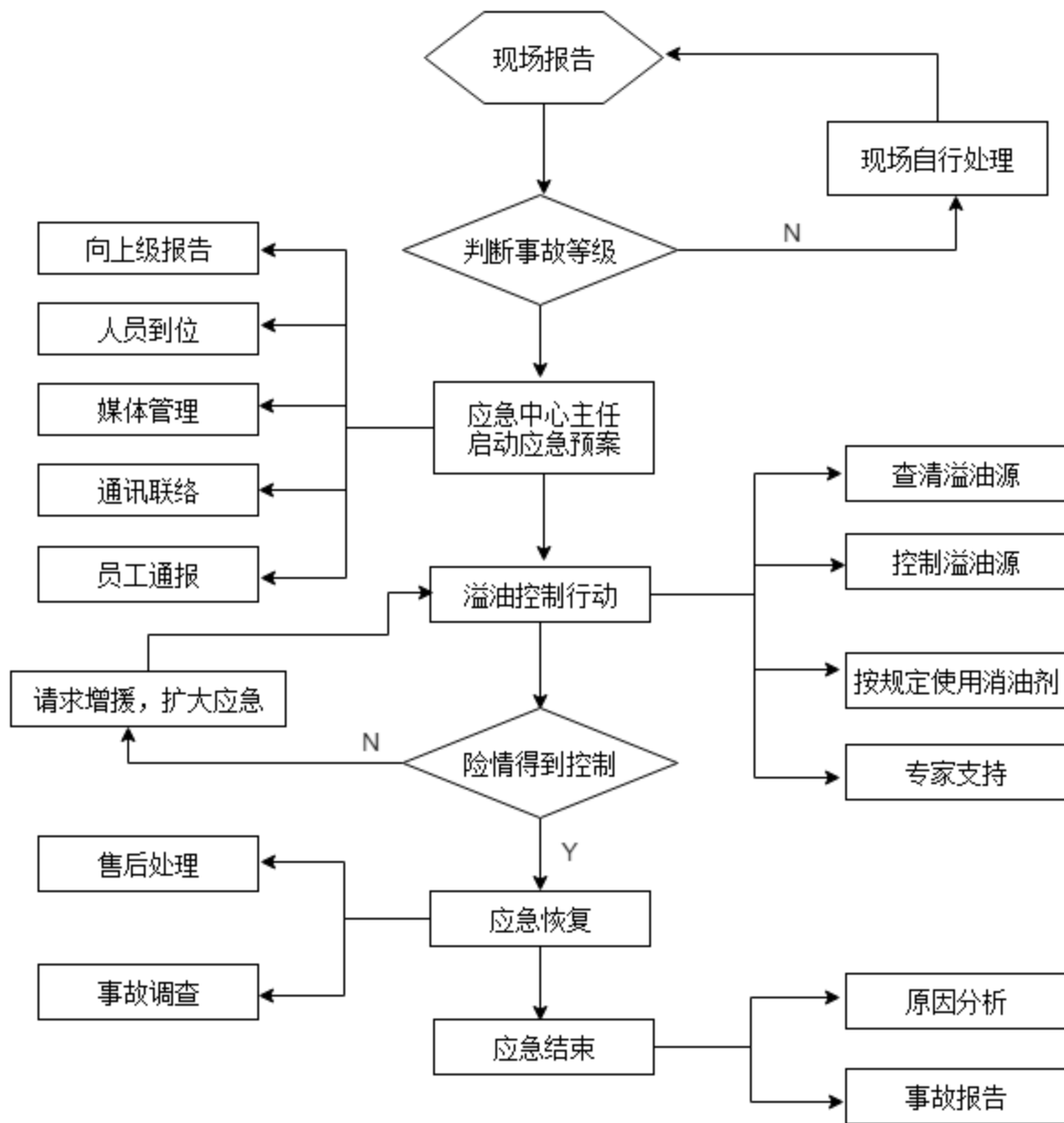


图 7.8-1 博道长和石油有限公司溢油应急处理流程

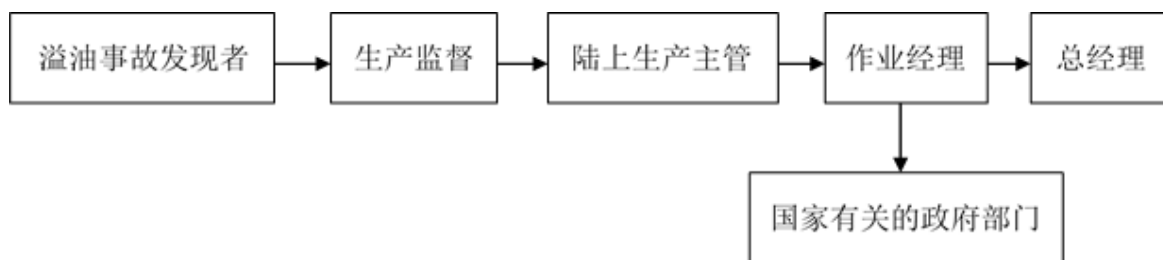


图 7.8-2 番禺 10-4 油田开发工程作业者溢油事故报告程序

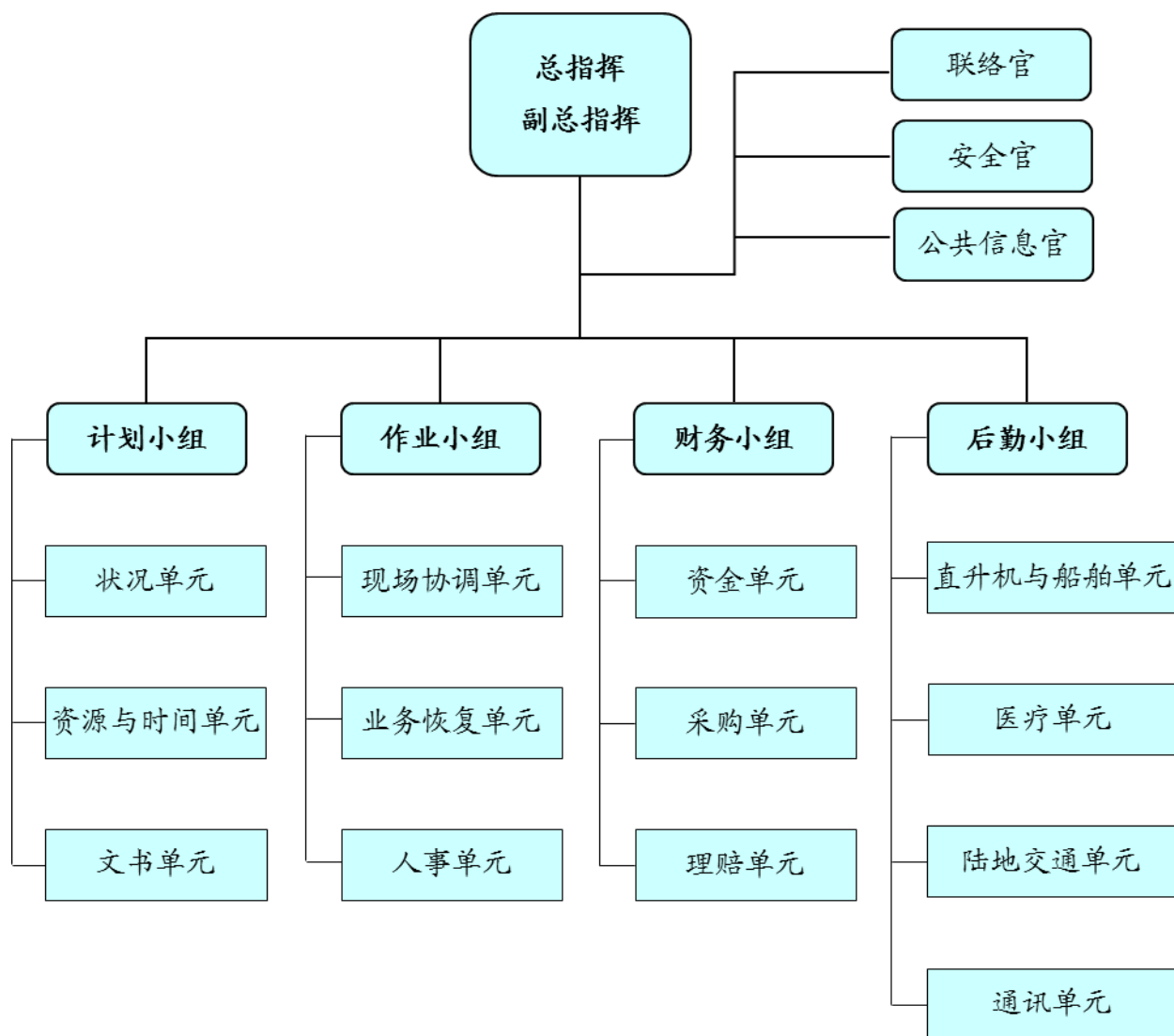


图 7.8-3 深圳分公司应急组织结构

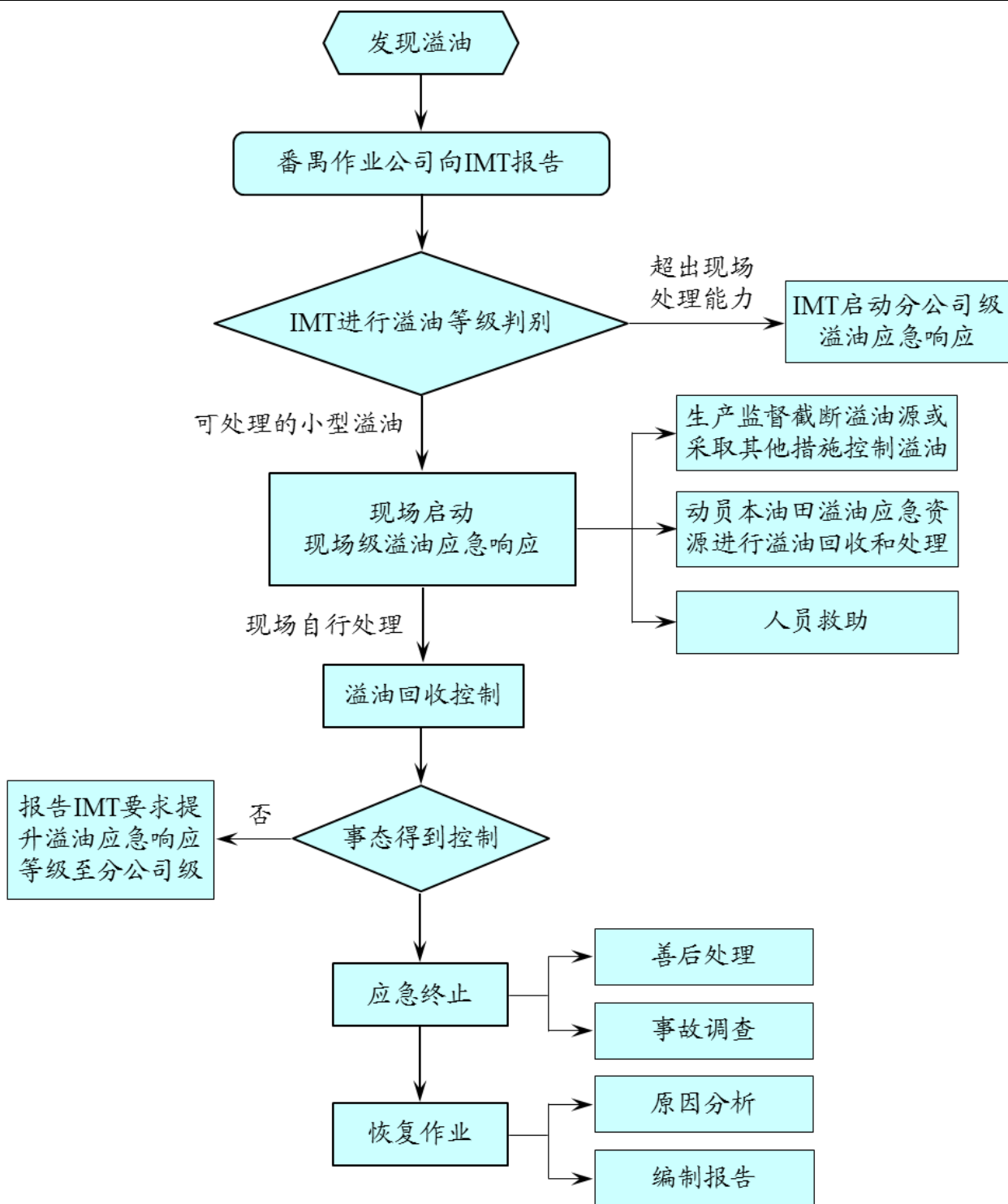


图 7.8-4 番禺作业区块现场级溢油应急响应流程



7.8.3.2 溢油应急资源

a. 本项目溢油应急监测设备

本项目在井口区、开排区设置溢油监测设备，用于平台内部溢油监测；在平台四周设置溢油监测设备用于 24 小时监测平台周围溢油情况；在 PY10-4 WHPA 平台上设置应急通信设备，包括卫星无线电应急示位标、搜救雷达应答器、双向甚高频无线电话应急通信等系统。

b. 附近可借助的应急力量

本项目周边可借用的应急力量包括 HYSY111 FPSO、PY10-2WHPA 平台、PY5-1WHPB 平台、PY5-1DPPB 平台、PY4-2DPPA 平台、PY4-2WHPA 平台等多个油气田的设施。海上主要应急设施包括：FPSO 存放有 6 大桶（约 1200L）消油剂；油田现场守护船“南海 220”、“南海 219”与“海洋石油 623”配备有消油剂喷洒臂，每船备有富肯 2 号牌消油剂两桶（400L）。其他溢油应急设备（包括 400m 气胀式围油栏、动力设备和撇油器）委托中海环保公司深圳分公司保养。附近周边应急力量的溢油应急船舶赶到番禺 10-4 油田现场应急时间需要约 0.5~2 h。

c. 环保船

目前在南海东部海域，海油属下的“海洋石油 251”、“海洋石油 256”和“海洋石油 258”等三艘环保船已运行投入使用，具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能，是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船，其溢油回收能力每小时可达 200m³，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强我国全海域溢油应急响应能力，对于本项目的溢油应急响应。对于本工程的溢油应急响应，南海东部海域环保船从不同海域赶到番禺 10-4 油田现场应急时间需要约 4~6 h。

d. 其它应急设施

若发生大中型溢油事故，计划借助于本项目周边外部溢油应急设备进行应急处置。其中珠海基地溢油应急设备到番禺 10-4 油田现场应急时间需要 5 h；惠州基地溢油应急设备到番禺 10-4 油田现场应急时间需要 6 h。



7.8.3.3 建立分级响应机制

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

(1) 特别重大溢油事故，是指溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故；

(2) 重大溢油事故，是指溢油 500 吨至 1000 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

(3) 较大溢油事故，是指溢油 100 吨至 500 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

(4) 一般溢油事故，是指溢油 0.1 吨至 100 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》中的溢油事故分类，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。发生特别重大、重大溢油事故后，由国家海洋局分别启动 I 级、II 级应急响应，海区分局组织成立现场指挥部，由国家海洋局统一指挥。同时，国家海洋局报告国家重大海上溢油应急处置部际联席会议，提请启动国家重大海上溢油应急处置预案。发生较大、一般溢油事故后，国家海洋局海区分局分别启动 III 级、IV 级应急响应，负责分局溢油应急响应工作的组织、指挥、实施及信息发布等工作。当发生一般性溢油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用番禺 10-4 油田现场及其它专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制在。

7.8.3.4 事故应急处理措施

a. 生产阶段井喷情况下应采取的措施

发生井喷的情况：

- ① 井口装置、内防喷装置以及井控管汇等井控配套装置出问题；
- ② 对油气层认识不足，表层套管下深太浅，或固井质量差；
- ③ 含 H_2S 和 CO_2 等腐蚀性油气井中作业，井控装备、井内管材和钻井液不具抗腐蚀性能。



发生井喷时应采取的措施：

- ① 立即考虑采取措施，确保井喷得到控制；
- ② 考虑并采取保护措施，防止火灾和爆炸；
- ③ 采取一切必要的措施，防止溢油落到船舷以外，并采取行动清除甲板上的溢油；
- ④ 利用所有空桶/罐，收集遗漏在甲板上的油，并倒入污油罐，然后利用去污剂、消油剂、吸收剂和抹布清理；
- ⑤ 绝不能把溢油冲洗到舷外，也不能在水中油膜上喷洒消油剂或者去污剂，因为使用消油剂可能会违反当地政府的规定；
- ⑥ 少量溢油一旦落入大海，就可以利用吸附垫吸收；
- ⑦ 对井喷严重，有大量溢油落入大海，现场钻井监督估计溢油量，启动相应的级别的应急程序。

b. 海管破裂引起溢油情况下应采取的措施

引起海管溢油的情况：

- ① 由于长期的腐蚀加疲劳导致穿孔；
- ② 因为拖网渔船渔网、船舶抛的锚拖拉导致断或裂；
- ③ 因为海底流引起管底大跨度掏空导致海管悬空段疲劳震动破裂。

发生溢油应采取的措施：

- ① 立即关断输油泵，关断海管出入口阀门，平台启动生产关断；
- ② 派出守护船沿管线检查；
- ③ 启动溢油应急计划。

c. 立管破裂引起溢油情况下应采取的措施

- ① 立即关断输油泵；
- ② 平台启动生产关断；
- ③ 派出守护船，或用 ROV 检查；
- ④ 启动溢油应急计划。



d. 火灾事故引起溢油情况下应采取的措施

由于火灾导致溢油事故的情况：

平台发生火灾事故时，首先启动的是自动灭火消防系统。系统的设计能够在灭火的同时，对含油容器、大口径的管汇，都配置的冷却喷灌网和喷头会启动，以确保不致过热、膨胀、破裂。因此这类大量溢油的可能性较少。即使发生，数量在一定范围内，会被这些容器的围堰围住，也可能进入开式排放系统，以防止直接流入海中。

应采取的措施：

- ① 立即启动火灾应急程序；
- ② 一旦发现溢油，首先考虑控制溢油源，防治火灾的进一步扩大；
- ③ 扑灭火灾，冷却含油容器、管汇等；
- ④ 在火情得到控制后，立即启动溢油应急计划，清除平台甲板溢油。

e. 脐带缆破裂引起化学药剂泄漏情况下应采取的措施

- ① 中控人员在操作站上发现化学药剂注入管线压力异常降低，水下井口注入量大幅低于注入泵出口流量，检查平台系统正常后判断水下脐带缆发生破裂造成防腐剂泄漏；
- ② 中控报告设施总监，启动脐带缆化学药剂泄漏应急预案；
- ③ 立即停止化学药剂注入泵，关闭脐带缆水上终端化学药剂管线两道隔离阀，关闭水下井口采油树化学药剂注入阀和流量调节阀。

7.9 结论与建议

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段均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，本项目发生油气泄漏的概率较低，制定了周密的溢油应急预案，依托设施均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。



8 清洁生产分析与总量控制

8.1 清洁生产内容与符合性分析

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程和产品中，以期减少对人类和环境的风险。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 10-4 油田开发工程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。

本篇将从本项目产品的清洁性分析、建设阶段和生产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。

8.1.1 产品的清洁性分析

本项目建成投产后，主要产品为原油。本项目所产物流全部输送至已建的番禺 4-2 油田 PY4-2DPPA 平台进行处理，处理后的含水原油通过现有海底管道输往海洋石油 111 号浮式生产储油设施（简称“HYSY111 FPSO”）进一步处理，合格原油储存、外输。本项目所生产的原油满足地方行业和国家相关标准规范的质量和标准要求。

作为燃料，与煤相比，原油是优质而洁净的能源，热值高，单位质量原油热量高于单位质量煤、焦炭的发热量，与汽油、柴油的单位发热量相当；且燃烧产生的有害物质少，对大气环境影响很小。

根据原油与煤燃烧的污染物产生量对比（见表 8.1-1），用原油代替燃煤作为燃料，可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳和二氧化碳等污染物的排放，采用原油作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。因此，原油的清洁性远高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60% 的中国，发展原油等洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

表 8.1-1 原油和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）*

燃烧产物	原油	煤
灰分	14	148
SO ₂	400	700
NO ₂	5	10
CO	16	29
CO ₂	4	5

注：*表中资料引自《四川石油经济》2000 年第一期中“天然气利用之环境效益初探”。

8.1.2 清洁生产措施

8.1.2.1 建设阶段采取的清洁生产措施

一般钻井作业采用的钻井液可分为油基钻井液和水基钻井液。本项目钻井作业全部采用水基钻井液，同时通过循环使用和批钻作业等方式来延长其使用寿命，减少钻井液使用量和排放量，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。不能满足排放要求（含油量 $\leq 8\%$ ；重晶石中最大值： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ ）的钻井液及钻屑经收集后均运回陆地处理，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；新铺设的海底脐带缆采用后挖沟、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。同时本项目将尽量缩短施工作业工期，减缓并降低铺设作业对海洋渔业资源的影响程度。

对钻完井作业、铺管缆作业和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。

综上所述，在本项目建设阶段，番禺 10-4 油田开发工程通过钻井液的循环利用减少了污染物的排放量；海底脐带缆采用后挖沟、自然回填方式，并且尽量缩短铺管作业时间，减缓并降低项目建设对周围海域渔业资源的影响；同时，用严格的环境安全管理来保证生产安全进行，避免污染环境事故的发生，从而达到清洁生产的目的。

8.1.2.2 生产阶段采取的清洁生产措施

a. 选用先进的工艺及技术路线

本项目生产过程中，生产物流处理均将采用自动化控制程度较高的全密



闭工艺流程，所选用的技术和设备均为在国内外先进和成熟的技术和设备，并在南海多个油气田开发过程中已有成功的应用。

新建的 PY10-4WHPA 平台为无人平台，平台将设置独立的控制系统，用来完成过程控制系统、应急关断系统和火气监控系统功能。其中应急关断系统和火气监控系统功能合用一套安全仪表系统。在已建的依托设施 PY4-2 DPPA 平台设置远程监控中心，设置 1 台 PY10-4 WHPA 的应急操作盘；PY10-4 WHPA 平台的应急关断系统 1/2/3 关断信号和所有生产数据信息远传到 PY4-2 DPPA 平台，在 PY4-2 DPPA 平台对 PY10-4 WHPA 平台的生产情况实时监控。

本项目依托的 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 均对工艺处理系统中的主要设备和管线设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

以上生产工艺流程的全过程运行状态、各种控制系统、应急关断系统以及通信系统的工作状态，在依托设施 PY4-2DPPA 平台的远程监控中心均可一目了然，从而保证番禺 10-4 油田生产过程清洁生产的顺利进行。

b. 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

新建 PY10-4WHPA 平台设有开式排放系统和闭式排放兼放空系统，用于收集溢出液、设备冷却/冷凝水、甲板初期雨水/冲洗水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等，由此可避免污染物的排放，达到清洁生产的目的。

c. 污染物最大限度的资源化

本项目新建 PY10-4WHPA 平台所产物流通过新建海底管道全部输送至依托设施 PY4-2DPPA 平台处理，PY4-2DPPA 平台分离出的含水 40% 的原油外输至 HYSY111 FPSO 进一步处理，分离出的含油生产水在 PY4-2DPPA 平台和 HYSY11 FPSO 的生产水处理系统处理合格后达标排海。从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

d. 必要的末端治理措施

本项目生产过程中在依托设施 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 产生的含油生产水，经依托设施设置的生产水处理系统处理达标后排海。



新建 PY10-4WHPA 平台上产生的溢出液、设备冷凝水、甲板雨水/冲洗水和带压流体等其它含油污水经平台设置的开/闭式排放系统进行收集后，最终进入 PY4-2DPPA 平台的油气工艺处理流程进行处理。

本项目生产过程中产生的食品包装类等生活垃圾和生产垃圾禁止排海，将集中装箱运回陆地，交由有资质的单位进行回收利用或处置。

e. 现场管理中的清洁生产控制

本项目正常生产过程中，通过 PY4-2DPPA 平台远程监控中心对新建 PY10-4WHPA 无人平台进行监控和管理，对 PY10-4WHPA 平台生产情况实时监控。采取具体措施来规范生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

- 本油田及依托设施产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。
- 定期临时登台对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。
- 贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，通过 PY4-2DPPA 平台远程监控中心或定期对新建 PY10-4WHPA 平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题。
- 实行环境保护会议制度，对生产中发现的环保问题及时研究出整改措施，提出工作要求。

8.2 建设项目清洁生产评价

8.2.1 清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对番禺 10-4 油田开发工程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”。

石油和天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产技术特征指标、资源能源消耗指标、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作业的清洁生产指标分别见表 8.2-1 和表 8.2-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》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 8.2-1 和表 8.2-2 可知，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，番禺 10-4 油田开发工程的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.8，采油作业的清洁生产综合评价指数为 91，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

8.2.2 清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、管道路由选择、原料选用、资源能源利用、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，最大限度的降低对周围生态环境的破坏、减少污染物排放。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，项目达到清洁生产先进水平。

建议本项目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。

表 8.2-1 清洁生产指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*					本项目钻井作业评价				
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值(修正 值 K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核 总分值 (P_1)	
(1) 资源与能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准 要求	符合行业标准 要求	1	95	
		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~3000m	15	$\geq 50\%$	$\geq 50\%$	1		
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1		
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	10	≤ 15	≤ 15	1		
		COD	mg/L	10	≤ 500	≤ 500	1		
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	≤ 15	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 (F_i)	定性评价指标的考核总分值 (P_2)			
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	14	97			
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5				
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5				
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	4				
		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	P=95.8
		制订节能减排工作计划	15	14	
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求	10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5	
		满足其他法律法规要求	5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P) : $P=0.6P_1+0.4P_2$; 其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$					
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)					本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)

注: “*” 根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (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: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 8.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况 (采油作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1)资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤ 65	≤ 40	1.62	91.8
(2)资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥ 80	0	0	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤ 45	≤ 20	2.25	
		COD	mg/L	5	≤ 500	≤ 500	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		含油生产水回用率	%	10	≥ 60	0	0	



		油井伴生气外排率	%	10	≤20	100	0.2		
定性指标						本项目采油作业评价			
一级指标	权重值	二级指标		指标分值		本项目实际值 (F _i)	定性评价指标的考核总分值 (P ₂)		
(1) 生产技术特征指标	45	井筒质量		井筒设施完好		5	5	90	
		采油	套管气回收装置		防止落地原油产生措施		10		0
			防止落地原油产生措施				10		10
		采油方式		采油方式经过综合评价确定		10			10
		集输流程		全密闭流程, 并具有轻烃回收装置		10			10
(2) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20		20			
		制订节能减排工作计划		15		15			
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5		5			
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10		10			
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5		5			
本项目清洁生产综合评价指数 (P) : P=0.6P ₁ +0.4P ₂ ; 其中				$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=91			
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)			



8.3 污染物排放总量控制方案与建议

8.3.1 污染物总量控制因子选择

本工程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“第二篇 工程概况与工程分析”中已有详细叙述。番禺 10-4 油田位于中国南海珠江口盆地，距香港东南约 160km，远离陆地人群，本项目所在海域无大气污染物敏感目标。本工程新建的 PY10-4WHPA 平台是一座无人驻守井口平台，在生产阶段产生的废水主要为含油生产水。番禺 10-4 油田所产生的生产水经现有 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 处理达标后排放，产生的生产垃圾全部运回陆地处理。

综上所述，确定本项目产生的含油生产水及其特征污染物石油类作为本项目的总量控制因子。

8.3.2 含油生产水排污混合区范围建议

本工程产液均依托现有 PY4-2DPPA 平台及 HYSY111FPSO 进行处理。根据生产预测，本工程投产后最大产水量约 $17142\text{m}^3/\text{d}$ （2025 年），输送至 PY4-2DPPA 平台后，该平台含油生产水的最大排放量约为 $74800\text{m}^3/\text{d}$ ，HYSY111FPSO 含油生产水的最大排放量约为 $9480\text{m}^3/\text{d}$ 。

根据环境影响预测结果，本工程投产后 HYSY111FPSO 附近超一类海水水质的影响距离为 0.81km；PY4-2DPPA 平台附近超一类海水水质的影响距离为 2.05km。HYSY111FPSO 超过已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2013]273 号）中，以 FPSO 为圆心，半径 0.7km 的圆形区域的排污混合区范围；PY4-2DPPA 平台未超出已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2013]273 号）中，以 PY4-2DPPA 平台和 PY4-2WHPA 平台连线的中心点为圆心，半径 3.5km 的圆形区域的排污混合区范围。

因此，建议本项目依托的 PY4-2DPPA 平台排污混合区维持已批复的原有范围不变，即 PY4-2DPPA 平台的排污混合区为：以 PY4-2DPPA 平台和 PY4-2WHPA 平台连线的中心点为圆心，半径 3.5km 的圆形区域。



HYSY111FPSO 排污混合区进行调整,调整后 HYSY111FPSO 的排污混合区为:以 HYSY111FPSO 排放口为圆心,半径 0.9km 的圆形区域。

8.3.3 污染物排放总量控制指标建议

本项目所处海域,含油生产水的排海要求为含油量月均值小于等于 45mg/L,为响应国家节能减排政策,番禺 4-2/5-1 油田含油生产水处理系统出口指标按照 20mg/L 进行设计。通过对该油田现有设施含油生产水排放回顾分析,番禺 4-2/5-1 油田各排放点含油生产水处理后排放浓度均低于 20mg/L,可见执行一级排放标准是可行的。

本次番禺 10-4 油田开发工程产出的含油生产水全部依托番禺 4-2/5-1 油田海上设施进行处理。根据工程分析结果,本工程投产后,依托的 PY4-2DPPA 平台含油生产水的最大排放量约为 74800m³/d,依托的海洋石油 111 号 FPSO 含油生产水最大排放量约为 9480 m³/d。

根据《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]273 号):番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万立方米,石油类年排放量不得超过 1420 吨。

本项目投产后,依托的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的最大排放量约为 6630×10⁴m³/a,石油类年排放量最大为 1326t,均未超过已批复的总量控制指标。因此,建议本项目依托的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水总量控制指标维持已批复的原有指标不变,见表 8.3-1。

表 8.3-1 番禺 4-2/5-1 油田含油生产水排放总量控制指标建议

油田名称	污染物	总量控制建议值	允许排放浓度	控制排放浓度
番禺 4-2/5-1 油田	生产水	7100×10 ⁴ m ³ /a	含油浓度月平均值 ≤45mg/L	含油浓度月平均值 ≤20mg/L
	其中:石油类	1420t	-	-

同时,本项目还将对现有 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造,完成后该平台将不再有生活污水排放。根据已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》(国海环字[2013]273 号),PY10-2WHPA 平台生活水控制建议值为 3066m³/a,COD 控制建议值为 1.53t/a,本次改造后该平台生活污水及 COD 排放控制指标建议调整为 0。



9 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对番禺 10-4 油田开发工程建设阶段和生产阶段在正常生产作业情况下采取的环保措施进行分析；事故防范措施在“第七篇 环境事故风险分析与评价”中详细说明。

本工程新建的主要海上设施及主要污染物产生情况详见表 9.1-1。

表 9.1-1 本项目主要污染物产生情况

设施	名称	产生的主要污染物	
		建设阶段	生产阶段
新建 1 座 无人井口平台	PY10-4WHPA 平台	钻井液、钻屑、生产垃圾、船舶污染物等	在依托设施 PY4-2DPPA 和 HYSY111 FPSO 产生含油生产水； PY10-4WHPA 平台产生溢出液/初期雨水/甲板冲洗水/带压流体等其它含油污水、伴生气放空、生产垃圾、船舶污染物等
新铺 1 条 海底管道	1 条 PY10-4WHPA 至 PY4-2DPPA 平台的双层保温海底混输管道 (20"/16", 8.7km)	生产垃圾、船舶污染物等	—
新铺 1 条 海底脐带缆	1 条 PY4-2DPPA 至 PY10-4WHPA 平台长约 8.7km 海底脐带缆	悬浮沙、生产垃圾、船舶污染物等	—

9.1 建设阶段环境保护对策措施

由表 9.1-1 可知，本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、海底脐带缆挖沟产生的悬浮沙、生产垃圾以及船舶污染物等。建设单位将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、地方环境保护法规和标准的要求。

9.1.1 钻井液和钻屑

新建 PY10-4WHPA 平台将采用自升式钻井船进行钻完井作业，在钻井过程中全部采用水基钻井液。自升式钻井船设有钻井液循环处理系统，钻井液循环系统的主要工艺流程（见图 9.1-1）：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通

过钻井船上设置的相关设备进行分离后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑达标排海。

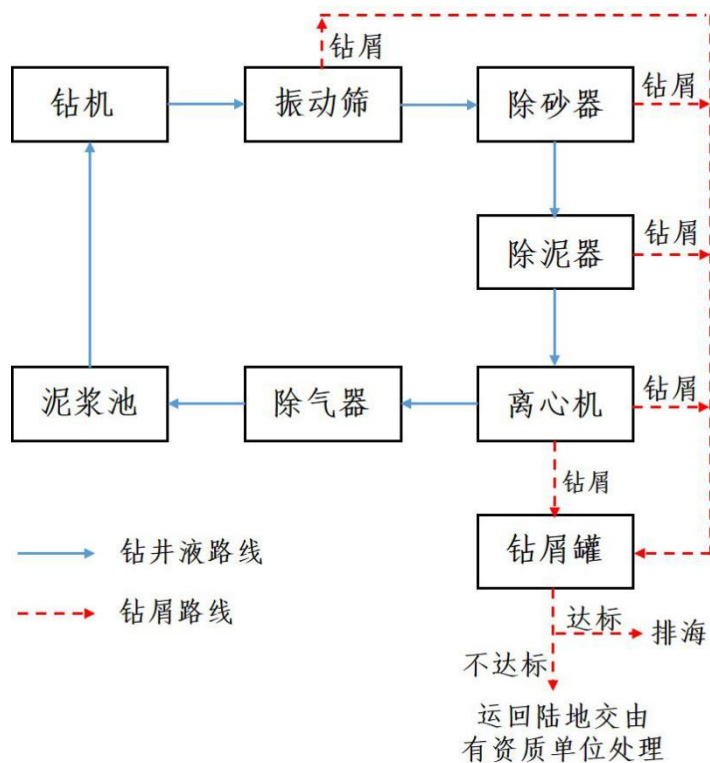


图 9.1-1 钻井液和钻屑循环路线工艺流程

本项目钻井阶段产生的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑均排放；钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑检测达标后经海区主管部门批准后排海；不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理，不排海。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值应达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)中二级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20,000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中三级排放标准(含油量 $\leq 8\%$, 重金属 $Hg \leq 1mg/kg$, $Cd \leq 3mg/kg$)的要求。同时，钻井液和钻屑的排放须按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求执行。



9.1.2 悬浮沙

本项目海底脐带缆将采用铺缆船进行铺设。本项目海底脐带缆的挖沟埋设作业期间采取的环境保护措施主要包括两个方面：一方面采用后挖沟、自然回填的方式进行挖沟埋设，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；另一方面海底脐带缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对附近海域海洋渔业资源和生态环境的影响。

9.1.3 生产垃圾

海上建设阶段将产生一定量的生产垃圾，如废钢材、棉纱、木块、边角料、水泥以及废油、污油等废弃物，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。

博道长和石油有限公司和中海石油油田公司深圳分公司达成协议，本项目所产生的危险废物委托广州绿由工业弃置废物回收处理有限公司（危险废物经营许可证见附件）处理，如含油固体废物、含油漆成分的废物，以及装有害物的金属/塑料容器等。对于无害固体废物一般由陆岸基地交由陆地的废物回收公司处理。

9.1.4 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、铺缆船、驳船和供应船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》（2011）和《国内航行海船法定检验技术规则》（2011）（2014年修改通报）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，船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》的要求。

建设阶段作业船舶其间将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶垃圾和船舶大气污染物等。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）、《73/78 防污公约》和《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》等相关要求。船舶含油污水



处理达标后排放；生活污水处理达标后间断排放，严格执行船舶水污染物排放控制标准；食品废弃物达标排放，食品包装物等船舶垃圾运回陆地处理处理。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，船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》的要求。

海上建设阶段船舶污染物的环境保护措施具体详见表 9.1-2。

表 9.1-2 海上建设阶段船舶污染物的环境保护措施

内容	项目	排放控制要求	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
船舶垃圾排放	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
	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，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物和氮氧化物	船舶大气污染物排放满足《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	

9.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段正常工况下产生的主要污染物为在依托设施 **PY4-2DPPA** 平台和 **HYSY111 FPSO** 上的含油生产水、溢出液/初期雨水/甲板冲洗水/带压流体等其它含油污水、伴气体放空、生产垃圾、船舶污染物等。建设单位均将采取相应污染防治措施，以使上述污染物处理/处置符合国家或地方的法规和标准的要求。

9.2.1 含油生产水

9.2.1.1 含油生产水处理流程

本项目新建 **PY10-4WHPA** 平台所产物流全部通过新建海底管道输往已建 **PY4-2DPPA** 平台处理，分离产生的含油生产水进入 **PY4-2DPPA** 平台生产水处理系统，处理达标后排海；处理后的含水原油通过已建海底管道输往 **HYSY111 FPSO** 进行进一步处理，产生的含油生产水进入 **HYSY111 FPSO** 生产水处理系统进行处理，处理达标后排海，产生的合格原油进行储存和外输。因此，本项目所产生的含油生产水将分别在依托设施 **PY4-2DPPA** 平台和 **HYSY111 FPSO** 进行处理达标后排海。

依托设施 **PY4-2DPPA** 平台产生的含油生产水采用“水力旋流器+紧凑式气浮”两级处理流程，处理效果达到含油浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ 的生产水经过流量计计量后，直接进入开排沉箱进行进一步缓冲除油，最后排海。**PY4-2DPPA** 平台的生产水处理系统工艺流程图见图 9.2-1。

依托设施 **HYSY111 FPSO** 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。从 **FPSO** 油水分离器分离出的含油生产水进入水力旋流器进行处理，从水力旋流器分离出的水进入脱气撇油罐，经脱气撇油罐处理过的生产水中含油浓度 $\leq 20\text{mg/L}$ 后排海。**HYSY111 FPSO** 生产水处理系统见示意图 9.2-2。

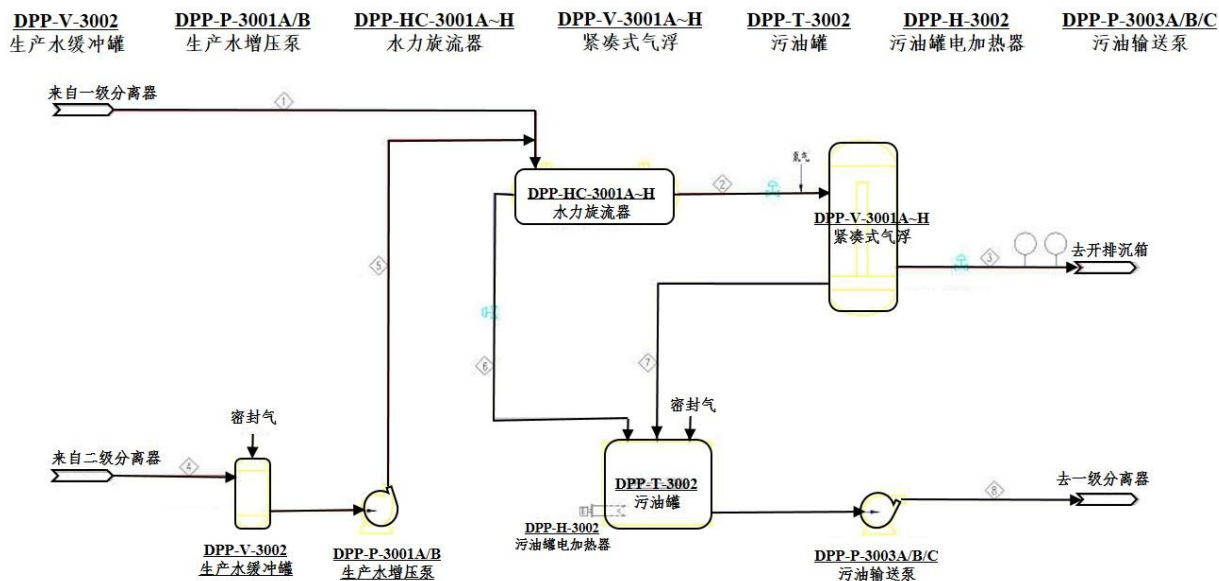


图 9.2-1 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统工艺流程图

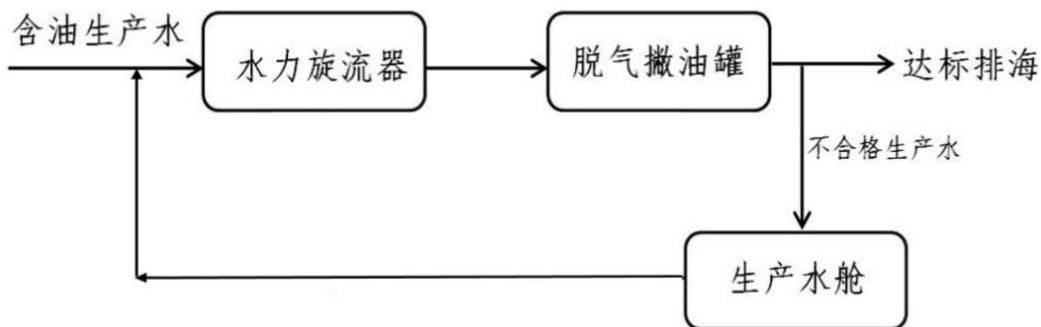


图 9.2-2 HYSY111 FPSO 生产水处理系统工艺流程示意图

9.2.1.2 含油生产水处理效果可行性分析

PY4-2DPPA 平台产生的含油生产水采用“水力旋流器+紧凑型气浮”两级处理流程；HYSY111 FPSO 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。近两年来番禺油田含油生产水排放统计结果显示，PY4-2DPPA 平台近两年生产水月排放含油浓度在 (0.22~18.5) mg/L 之间；HYSY111 FPSO 生产水月排放含油浓度在 (1.43~19.35) mg/L 之间。根据番禺 4-2/5-1 油田已建平台的生产实践证明，生产水处理系统满足番禺油田生产水的处理要求，能够保证排放的生产水中含油浓度小于 20mg/L。由此可知，PY4-2DPPA 平台和 HYSY111 FPSO 生产水处理系统能够保证生产水出水中石油类的排放浓度



≤20mg/L。因此，本项目依托设施采取的生产水处理系统处理效果是可行的。

9.2.1.3 含油生产水处理能力可行性分析

本项目投产后，依托设施 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统处理能力为 87999m³/d，将处理来自番禺 10-4 油田、番禺 10-2/5/8 及番禺 4-2 油田所产的生产水。

PY10-4WHPA 平台产水量在 2025 年达到最大为 17142m³/d。PY4-2DPPA 平台生产水处理能力为 87999m³/d，本项目接入 PY4-2DPPA 后，2023 年~2026 年生产水量最大为 74800m³/d，未超过 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统的处理能力。因此，PY4-2DPPA 平台可以满足本项目接入后的处理要求，无需进行扩容改造。

HYSY111 FPSO 生产水处理系统分为两个系列，单系列处理能力为 18285m³/d，分别处理来自番禺 4-2 油田区域和番禺 5-1 油田区域的生产水。2024 年 HYSY111 FPSO 需处理的来自番禺 4-2 油田区域的总生产水量达到最大为 6358.1m³/d，未超过 HYSY111 FPSO 单系列生产水处理系统能力 19080m³/d，故 HYSY111 FPSO 满足 PY10-4WHPA 平台接入需求，无需改造。

9.2.2 其他含油污水和伴生气

本项目新建的 PY10-4WHPA 平台设置开式排放系统和闭式排放兼放空系统。

开式排放系统主要包括开排槽、开排泵和开排电加热器。开排槽主要用来收集溢出液、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。当开排槽达到一定液位时，经开排泵将含油污水打入闭排罐。开排槽中设有电加热器，当液体降低到一定温度时开启，以防止原油在开排槽中凝固。

闭排兼放空系统主要包括闭排罐、闭排罐电加热器、闭排泵过滤器、闭排泵和放空管。闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体。同时作为平台生产安全泄放系统，平台需要泄放的气体经放空管汇进入闭排兼放空罐，经过分液后的气体进入放空管放空。当达到一定的液位时，经闭排泵过滤器，由闭排泵将流体输送至原油生产系统。



正常生产时，PY10-4WHPA 平台没有气体排放。由于平台为全压设计，放空系统的泄放是根据火灾工况考虑。

9.2.3 生产垃圾和船舶污染物

正常生产阶段，本项目产生的生产垃圾以及值班船舶等产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水、船舶垃圾和船舶大气污染物）等的控制与治理方案同海上建设阶段。

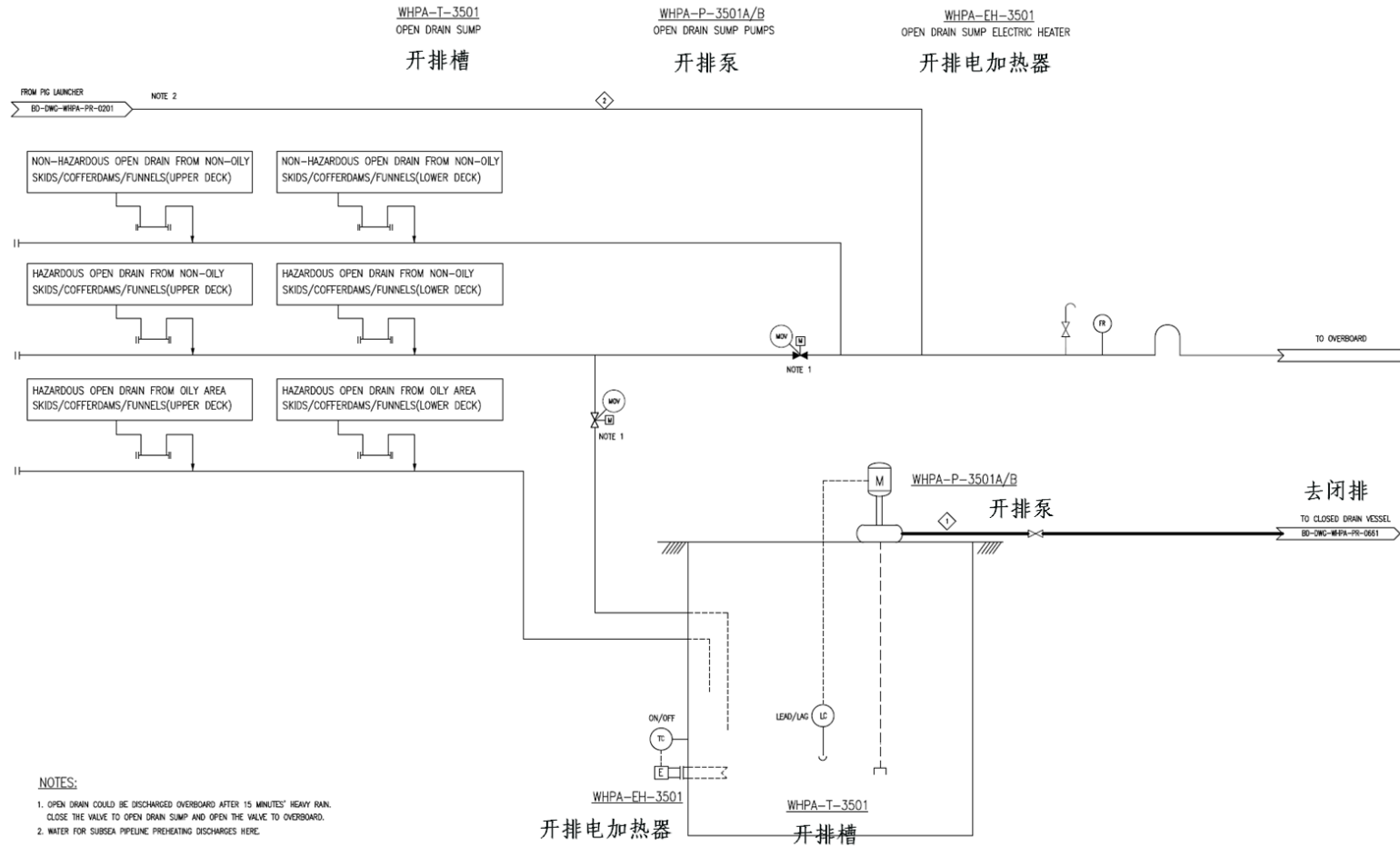


图 9.2-3 开式排放系统工艺流程



WHPA-V-6601
CLOSED DRAIN VESSEL

闭排罐

WHPA-EH-6601
CLOSED DRAIN VESSEL ELECTRIC HEATER

闭排罐电加热器

WHPA-F-6601A/B
CLOSED DRAIN PUMP FILTERS

闭排泵过滤器

WHPA-P-6601A/B
CLOSED DRAIN PUMPS

闭排泵

WHPA-X-6601
CO₂ BOTTLES SKID

WHPA-VT-6601
COLD VENT TIP

冷放空管

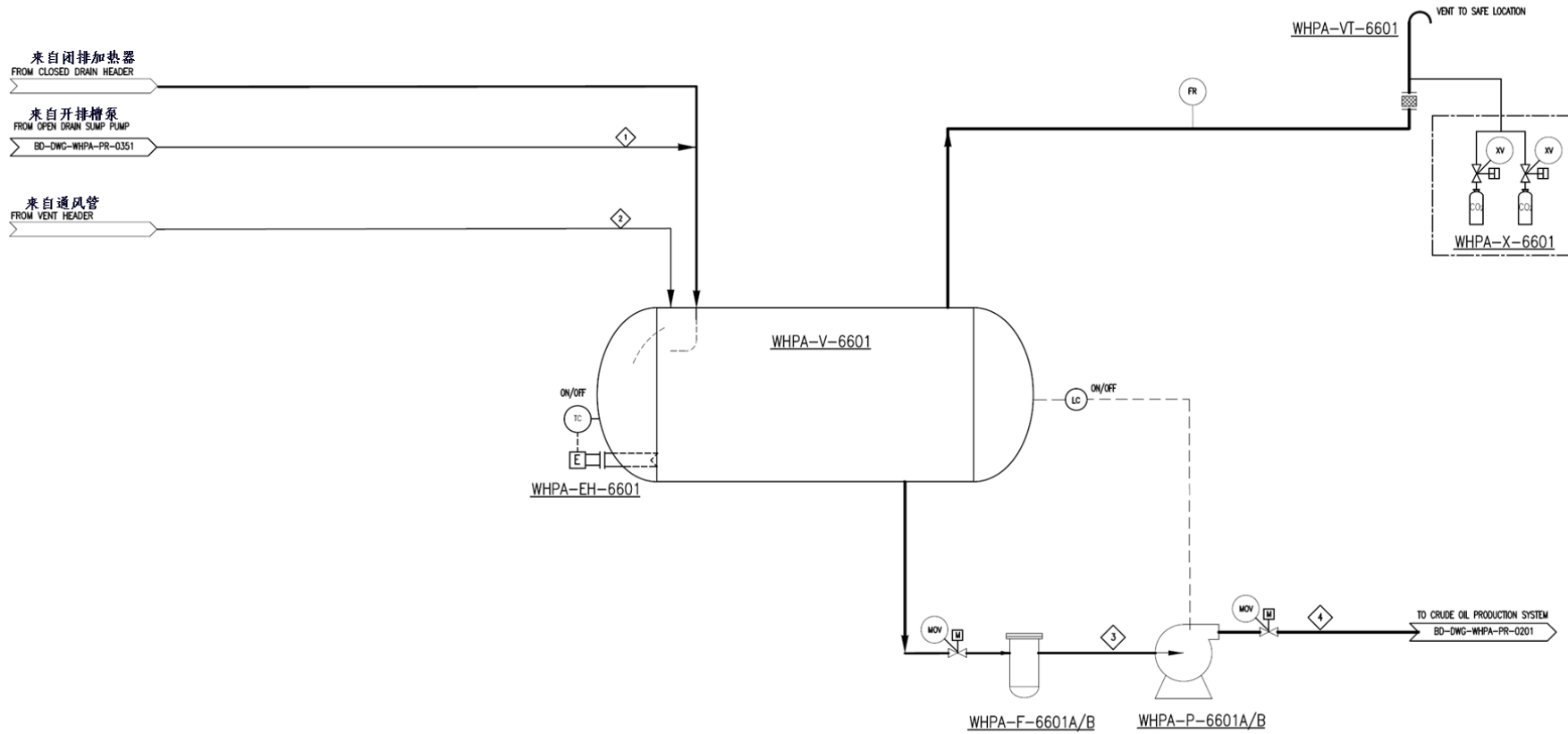


图 9.2-4 闭式排放系统工艺流程



9.3 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发了《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本项目在实施过程中积极落实《实施方案》相关要求，具体如下：

9.3.1 产业政策符合

国家发展和改革委员会在《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中，明确指出鼓励类项目中包括“石油天然气的勘探和开采”。番禺 10-4 油田开发工程是典型的油气开采项目，属于政策鼓励性投资项目，符合国家总体产业政策。

9.3.2 海洋生态红线和各类规划符合

本项目新建工程设施位于《广东省海洋生态红线》范围之外，距离红线区中的东沙群岛特别保护海岛限制类红线区最近，距离约 150km，因此，本项目不涉及海洋生态红线，本项目与《广东省海洋生态红线》的管理要求相协调。

本项目属于海上油气勘探开发，属于《全国海洋主体功能区规划》的专属经济区的重点开发区域，符合该规划要求。本项目与《全国海洋功能区划》（2011~2020 年）中珠江口盆地主要功能之一“矿产与能源开发”具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。本项目符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》要求；本项目属于南海油气开发工程，符合《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》中确定的国家能源发展战略，也符合《广东省海洋经济发展“十三五”规划》要求；本项目不属于严格控制区和有限开发区，满足《广东省环境保护规划纲要》（2006-2020 年）的要求。



9.3.3 污染物源头控制

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全部使用水基钻井液，且通过循环使用减少钻井液的排放量；钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑检测达标后经主管部门批准后排海，不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理。生产阶段含油生产水经处理后达标排海；生产垃圾经过分类回收后，运回陆地处理。

9.3.4 海洋生态保护措施

9.3.4.1 生态环境影响削减措施

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，本项目采取了多项生态环境影响削减措施，具体如下：

(1) 施工期及运营期生活垃圾（除食品废弃物外）和生产垃圾等均分类收集后，集中装箱运回陆地交有资质的单位处理，均不排海，除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾排海削减率均达到 100%。其中，项目施工期生活垃圾削减量为 24t，生产垃圾削减量达 101.4t；运营期间，平台生产垃圾削减量约 93t/a。

(2) 本项目产生的生产水在依托设施上进行处理并达标排海，新增生产水年平均产生量为 $287.4 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ （石油类含量 1000mg/L），在 PY4-2DPPA 和 HYSY111 FPSO 生产水处理设施处理达到石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ 后排海，污染物排放削减率达 98% 以上，含油生产水中石油类削减量年均达 2816t/a。

9.3.4.2 施工作业环境保护措施

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，以减轻海底脐带缆挖沟铺设作业对海洋生态资源的影响程度。



(3) 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。

(4) 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。

9.3.4.3 生态保护措施及建议

番禺 10-4 油田开发工程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环境污染的措施。但在开发过程中钻屑/钻井液、海底脐带缆挖沟产生的悬浮沙以及生产水等污染物的排放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渔业生态环境和渔业资源的损害，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) 本项目位于深水金线鱼产卵场内，产卵盛期为 3 月~5 月，本项目海底脐带缆的挖沟埋设作业应避免其产卵盛期。

(2) 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。

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

(3) 建设单位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，应事先征得海洋主管部门同意。

(4) 鉴于本项目施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的海洋生态造成不可避免的影响，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、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。



9.3.5 海洋生态修复及补偿措施

9.3.5.1 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、海洋生态功能等损害进行补偿，并纳入项目生产预备费及操作费，根据实际需要分年度列支。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。

9.3.5.2 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) 选择番禺 10-4 油田开发工程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。

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 9.3-1。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。

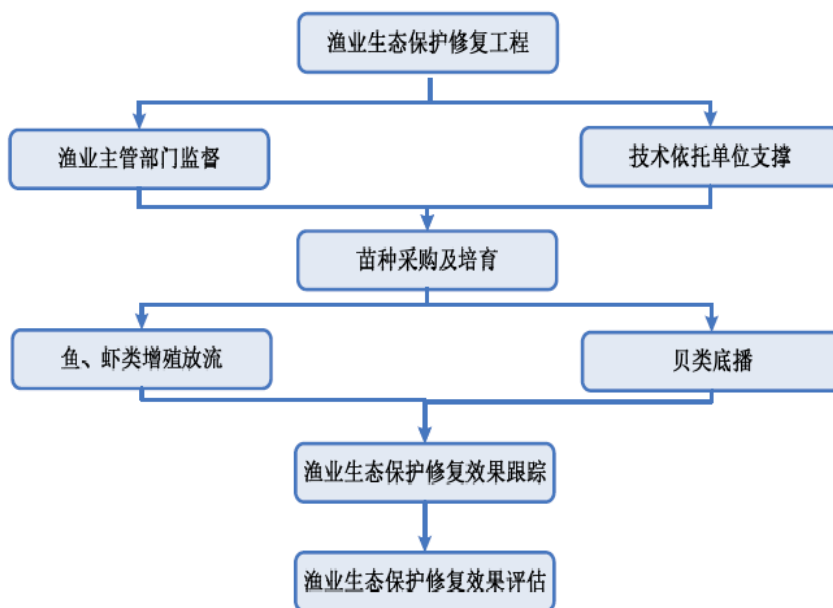


图 9.3-1 渔业资源增殖放流实施方案

c. 资源修复跟踪监测

为监测项目环境、资源修复实施效果，对修复海域海洋生物和渔业资源的变动情况进行跟踪监测，以评估增殖放流的实施效果。委托有资质的单位或院校对增殖放流及周边海域渔船进行捕捞生产动态监测和放流种类渔获量监测，并派出专人按季度对增殖放流海域周边渔港渔船进行渔获产量抽样调查并进行采样，采用生物分子分析技术检验放流效果；对虾类增殖放流效果监测采用生物分子分析技术进行尝试性研究。综合各种监测结果，多方面分析和印证渔业资源修复效果进行跟踪评估。

d. 生态效益

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。

9.3.5.3 海洋生态保护科研教育支持

鉴于项目所在地的生态环境敏感性，建议建设单位积极支持海洋生态环境保护的相关基础科学研究，包括海洋生态系统研究、海洋生态功能研究、海洋生态多样性研究、海洋生态环境调查等基础科研课题与工作，从基础科研角度对海洋生态环境进行保护。

近年来，广东省大力发展海洋生态文明建设：2016年11月24日广东省与国家海洋局签署《关于进一步深化合作共同推动广东海洋强省建设的框架协议》，协议要求在“十三五”期间，双方将充分发挥广东海洋经济优势在“一带一路”建设中的示范引领作用，携手推动广东海洋生态文明建设，大力发展海洋经济，推进海洋科技自主创新，科学管理和利用海洋资源，共同促进南海保护开发，加强21世纪海上丝绸之路和自贸区海洋经济合作，加快广东海洋强省建设步伐。

因此，建议建设单位与当地海洋主管部门沟通，积极参与这些海洋生态文明建设项目。

9.3.5.4 油田服役期满环境恢复措施

油田服务期满后，将根据当时有关法律法规的要求，对所有井口进行永久性封堵并拆除海上构筑物，对海洋生态环境进行恢复。具体处置方式和程序将事先报经国家海洋主管部门认可。在油田废弃处置前，建设单位将编制油田废弃计划书并提交给政府主管部门。计划书内容包括油田废弃程序、操作计划、环境影响分析等。海底管道将采取清洗、封堵等处置措施；海上设施拆除前需对生产设备和管线进行清洗，拆除的工程废料、残油等生产垃圾禁止投入海域，运回陆地处理或回收利用。其他污染物（生活污水、船舶含



生活污水和生活垃圾等)的环保措施与海上施工阶段相同。

9.3.6 海洋生态环境监测措施

本项目监测方案包括常规监测、非常规监测方案、竣工验收监测及跟踪监测方案。具体方案如下:

9.3.6.1 常规监测

在正常生产作业期间,需对下列项目进行监测:

(1) 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分级》(GB18402.1-2009)对钻井作业期间钻井液和钻屑进行监测。作业者负责取样并交给有资质的机构进行检测。

(2) 依托设施 PY4-2DPPA 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。

9.3.6.2 非常规监测

配合政府部门对防污染设备的检查工作,以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。跟踪监测调查与分析方法按《海洋监测规范》执行。

9.3.6.3 竣工验收监测

本项目在建成后试生产期间将委托有资质的单位开展竣工验收监测,主要检查和监测各环保设施的建设和运行情况。验收监测单位将根据相关要求编制验收监测方案,根据现场情况,编制完成建设项目环境保护设施竣工验收监测报告。

9.3.6.4 跟踪监测

本项目新建的 PY10-4WHPA 平台为无人平台,正常生产阶段无生产水和

生活污水的排放。本项目所产物流全部输送至依托设施 PY4-2DPPA 平台进行处理。根据环境影响预测结果，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以依托平台 PY4-2DPPA 平台为中心，在距离平台 1000m 和 2000m 半径范围均匀布设 8 个监测点位，海洋监测站位布设示意图见图 9.3-2。

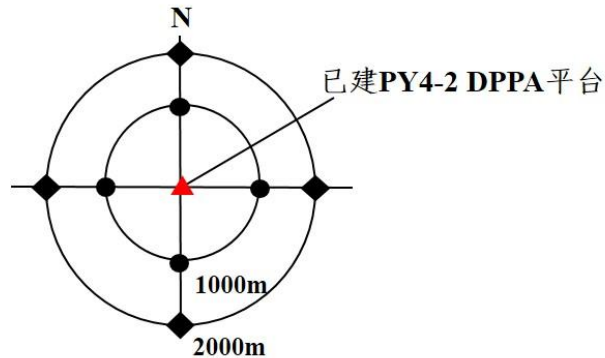


图 9.3-2 海洋环境监测站位布设示意图

a. 监测内容

水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发酚；

沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳、硫化物；

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

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。

b. 监测方法与频次

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。



c. 监测机构

监测机构应具备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。

9.3.7 溢油防范及应急

本项目依托平台 PY4-2DPPA 平台已配置吸油毛毡、溢油分散剂及分散剂喷洒设备等相应的溢油应急设备，周边其它可借用的应急力量包括番禺 4-2 油田和番禺 5-1 油田等附近油气田的溢油应急设备。当发生小型溢油事故时，可立足于建设单位装备在海上平台的溢油应急力量实现自救；当发生中、大型溢油事故时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。

建设单位针对本项目制定了详细的溢油应急计划，并将在本项目正式投产作业前，上报国家海洋主管部门备案。本项目应急计划将与附近其他油气田应急计划统一考虑。

本项目在设计阶段、建设阶段以及生产阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程地质油藏特性制定、实施相应的地质性溢油事故风险防范措施，力争最大限度杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

9.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目采取的主要环境保护对策措施见表 9.4-1。



表 9.4-1 番禺 10-4 油田开发工程环境保护对策措施一览表

主要环境保护措施		规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
钻井液和钻屑	主要对钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑的处理	本项目钻井阶段产生钻井液总量为 7916m ³ ，其中钻井油层水基钻井液约 2440m ³ ；产生钻屑总量为 5754m ³ ，其中钻井油层钻屑为 831m ³	处理达标经主管部门同意后排放；不达标部分运回陆地处理	钻井船；与钻完井作业同步	由建设单位负责建设、使用和管理。
含油生产水	本项目所产生生产水在依托设施 PY4-2DPPA 和 HYSY111 FPSO 进行处理，依托设施上设有生产水处理系统，生产水处理满足排放要求后排海	PY4-2DPPA 平台含油生产水采用“水力旋流器+紧凑式气浮”两级处理流程，设计处理能力为 87999m ³ /d。 HYSY111 FPSO 含油生产水采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程，单系列设计处理能力为 18285m ³ /d。	经处理达到含油浓度 ≤20mg/L 后排海	依托设施 PY4-2DPPA 和 HYSY111 FPSO；已投入生产使用	
其它含油污水	开式排放系统	开式排放系统主要包括开排槽、开排泵和开排电加热器。	开排槽主要用来收集溢液、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。	PY10-4WHPA；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
	闭式排放兼放空系统	闭排兼放空系统主要包括闭排罐、闭排罐电加热器、闭排泵过滤器、闭排泵和放空管。	闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体。		
生产垃圾	分类回收	平台设置分类回收箱	生产垃圾运回陆地处置		
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	参见本篇中的对应的环境保护措施			
	船舶大气污染物	满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的要求			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费纳入项目环保投资预算	根据本油田开发工程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，可委托专业单位完成



9.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

番禺 10-4 油田开发工程环保设施“三同时”竣工验收建议见表 9.5-1。

表 9.5-1 本项目主要环保设施“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
闭式排放兼 放空系统	PY10-4WHPA 平台上闭式排放兼放空系统的配备及运行情况	主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体
开式排放 系统	PY10-4WHPA 平台上开式排放系统的配备及运行情况	主要用来收集溢出液、冷凝水、甲板雨水和冲洗水
生产垃圾 回收设备	PY10-4WHPA 平台上固体废弃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，海上无固废排放，均运回陆地处理/处置
具备环境保护 设施正常运转 的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急计划、环境管理机构设置等内容
环境管理与 监测计划	环境管理机构的设置、环保管理规章、制度以及监测计划、设备和手段等。	



10 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果，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析本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。

10.1 环境保护设备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/T10047-2003)，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，计算本项目的环境保护设施及其投资。

10.2 环境保护的经济损益分析

10.2.1 环境经济损失分析

本项目对海洋生物资源的损害按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007) 进行估算。

10.2.1.1 海洋生物资源损失计算方法

(1) 鱼卵和仔稚鱼损失

鱼卵和仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵和仔稚鱼经济价值按公式 (1) 计算：

$$M = W \times P \times E \cdots \cdots (3)$$

式中：

M ——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

W ——鱼卵和仔稚鱼损失量；



P ——鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1% 成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5% 成活率计算，单位为百分比(%)；

E ——鱼苗的商品价格，根据近年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 1.0 元/尾计算。

(2) 幼体经济价值计算

幼鱼的经济价值折算成成体进行计算，折算成体的经济价值按以下公式计算：

$$M=W \times P \times G \times V \dots\dots\dots (4)$$

式中：

M ——幼鱼的经济损失额，元

W ——幼鱼的损失资源量，尾

P ——幼鱼折算为成体比例，按 100%

G ——幼鱼、幼蟹、头足类幼体长成最小成熟规格的重量按 0.1 kg/尾，幼虾长成最小成熟规格的重量按 0.01 kg/尾。

V ——生物成体商品价格，按 15 元/kg。

(3) 生物资源经济损失计算

$$M = W \times E \dots\dots\dots (5)$$

式中：

M ——第 i 种类生物成体生物资源的经济损失额；

W ——第 i 种类生物成体生物资源损失的资源量；

E ——生物资源的商品价格，生物资源、底栖生物的价格按近年来海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.5 万元/t。

10.2.1.2 海洋生物资源损失补偿

海洋生物资源损失量根据预测结果，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，鱼卵生长到商品鱼苗按 1% 成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5% 成活率计算，幼体长成最小成熟规格重量按 0.1 kg/尾，价格按 20 元/kg。本项目钻井液排放和海底脐带缆施工对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实



实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 计；含油生产水排放为持续性排放，实际影响年限低于 18 年，补偿年限按 18 计。按照上述原则计算海洋生物资源补偿。

10.2.2 海洋生态服务功能损失补偿

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，分别按照相关计算公式计算补偿金额。

10.2.3 环境经济收益分析

番禺 10-4 油田开发工程环境经济收益主要体现在两个方面：

第一，本工程的直接环境经济收益主要是油田产出的含油生产水经生产水处理系统处理后回收的原油。番禺 10-4 油田年均年产含油生产水量为 $281.3 \times 10^4 \text{m}^3$ ，经含油生产水处理系统处理后浓度从 1000mg/L 降至 45mg/L，由此回收的石油烃按 2000 元/t 计算，每年约为 537 万元；番禺 10-4 油田生产年限为 18 年，折合经济价值约为 9671 万元。

第二，本工程海洋生物资源补偿将用于渔业资源增值放流，可以恢复已经衰退的水生生物资源，改善鱼类的群落结构，改善水域生态环境，有利于海洋渔业经济可持续发展；同时可以直接增加渔民捕捞收益，为百姓提供优质水产品，带动相关产业（如海水育苗等）的发展。

10.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油、天然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石油。对国际石油市场的依存度不断提高。因而本工程的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外，油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发



和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，番禺 10-4 油田开发工程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。



11 环境管理与环境监测

11.1 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。建设单位博道长和石油有限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 10-4 油田开发工程的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

11.1.1 环境管理的任务和内容

番禺 10-4 油田开发工程在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括钻井液、钻屑、含油生产水、生活污水、机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾等。污染物若处理/处置不当，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工程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。

11.1.2 机构及岗位的设置

作为番禺油田的作业者代表，博道长和石油有限公司的总经理为安全环保工作的第一责任者，主管生产的副总经理直接领导全公司的安全环保工作。在组织机构上，公司下设安全环保部，负责组织、落实、监督本公司范围内的环境保护工作。番禺 10-4 油田总监负责本油田的安全生产及环保的组织管理工作。环境保护管理机构见图 11.1-1。

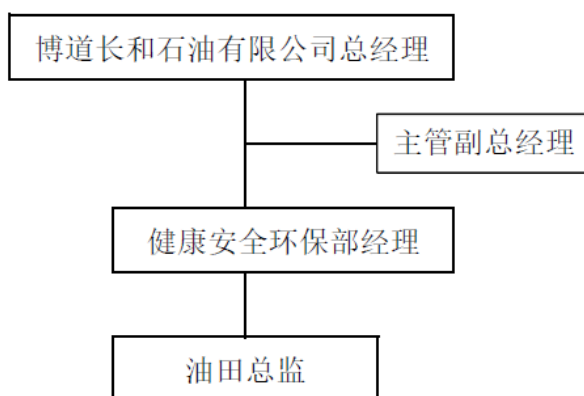


图 11.1-1 博道长和石油有限公司环境保护管理机构图

11.1.3 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。深圳分公司在海上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。本工程将执行以下环境保护管理制度。

11.1.3.1 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。

11.1.3.2 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。

11.1.3.3 培训与演习制度

登上平台的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得有效的证书才能上岗。建设单位将定期进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。



11.1.3.4 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。

11.1.3.5 海底管道/脐带缆巡查制度

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

11.2 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。

11.2.1 监测岗位

番禺 10-4 油田开发工程投产运营后，所依托的 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111FPSO 上配备有化验员负责油田的污水化验工作，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。

11.2.2 污染源监测计划

11.2.2.1 建设期监测计划

在本工程建设期间，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，监测钻井液生物毒性限值、含油量及重金属含量及钻屑的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生物毒性限值监测。

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》（GB18420.1-2009）执行。

11.2.2.2 运营期监测计划

在正常生产作业期间，需监测依托平台 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111FPSO 外排生产水中石油类浓度和生物毒性容许值，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18402.1-2009）和相关政府管理部门的要求执行。

11.2.2.3 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。

11.2.3 监测设备

依托平台 PY4-2 DPPA 平台和 HYSY111FPSO 设有化验室，化验室内配备以下环境监测设备或仪器：红外分光测油仪、常规化学分析仪器（用于水样的前处理）、天平、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

钻井液的生物毒性容许值的监测将委托海洋行政主管部门认可的检测单位进行，因此不设监测仪器。

11.3 跟踪监测方案

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。

11.3.1 监测点位布设

根据环境影响预测结果，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以依托平台 PY4-2 DPPA 平台为中心，在距离平台 1000m 和 2000m 半径范围均匀布设 8 个监测点位，监测站位布设示意图见图 11.3-1。

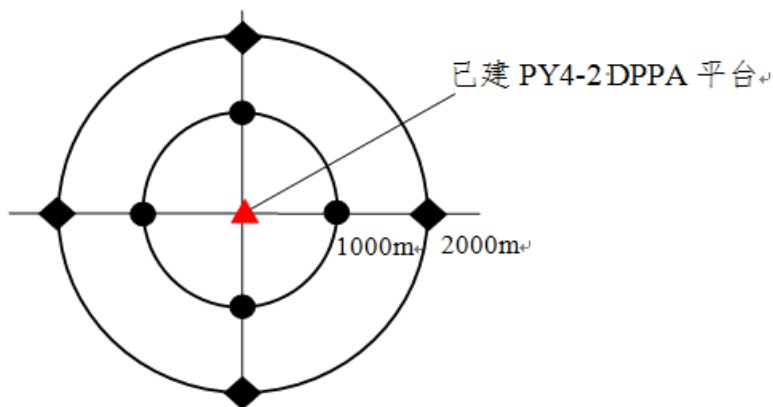


图 11.3-1 海洋环境监测站位布设示意图

11.3.2 监测内容

水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、磷酸盐）、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发酚；

沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳、硫化物；

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物。

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。

11.3.3 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。

11.3.4 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。



12 环境影响评价结论及建议

12.1 工程分析结论

12.1.1 工程概况

番禺 10-4 油田位于中国南海珠江口盆地，距香港东南约 160km，平台处所在海域水深约 92m。本工程拟新建 1 座 PY10-4WHPA 井口平台，新铺设 1 条 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台长约 8.7km 海底管道(直径 20 寸)、1 条 PY4-2DPPA 平台至 PY10-4WHPA 平台长约 8.7km 海底脐带缆，对依托的 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造，对现有 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造。

本工程新建 PY10-4WHPA 平台设有 12 个井槽，拟新钻 9 口生产井，预留 3 个井槽。计划 2021 年投产，投产后预计最高年产油量 $42.60 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)，最高年产气量为 $38.2 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2021 年)。

12.1.2 生产工艺流程

本项目采用电潜泵开发，新建 PY10-4WHPA 平台不设油气水处理设施，平台生产井所产流体进入生产管汇汇集后，依靠电潜泵的压力送入新建的 PY10-4WHPA 平台至 PY4-2 DPPA 平台的海底混输管道，在 PY4-2DPPA 平台进行处理。

来自 PY10-4WHPA 的物流，在 PY4-2DPPA 平台经清管球接收器，送至现有界面计量分离器进行油气水三相分离。气相去往闭排兼放空系统放空；油相经过商业计量后进入二级分离器，与来自 PY4-2 DPPA 平台、PY10-2/5/8 油田物流一起处理；处理至含水 40% 的流体（2023~2026 年提高含水率输送）经现有海底管道输至 HYSY111FPSO 进行处理、储存和外输；经界面计量分离器分离出的水相经一级分离器、二级分离器最终去往生产水处理系统，处理达标后排海。

含水原油进入 HYSY111FPSO 后，经高压分离器、低压分离器进行油气水三相分离，分离出的原油经处理合理后送原油储舱；分离出的含油生产水进生产水处理系统，处理达标后排海。分离出的少量气体进入放空系统放空。



新建 PY10-4WHPA 平台为无人驻守井口平台，平台不设电站和钻机及修井机模块，通过自升式钻井船进行钻完井及修井作业，通过新建的海底脐带缆输送化学药剂、电力以及控制通信等。

12.1.3 主要污染源和污染物

本项目施工过程主要包括平台导管架/组块安装、钻完井、海底管道/脐带缆铺设、平台改造。平台导管架/组块安装有浮吊船、拖轮、驳船完成，钻完井作业有自升式钻井船、供应船、值班船完成，海底管道/脐带缆铺设由铺管船、铺缆船、驳船完成。本工程钻完井过程中（包含预留井槽）排放的水基钻井液约 7916m^3 ，其中非油层段水基钻井液约 5477m^3 、油层段水基钻井液约 2440m^3 。本工程包含预留井槽后产生的钻屑总量（堆体积）约为 5754m^3 ；其中非油层段水基钻井液钻屑（堆体积）约 4856m^3 ，油层段水基钻井液钻屑（堆体积）约为 898m^3 。海底管道不埋设，采用铺管船直接放于海床上。海底脐带缆采用铺缆船全程后挖沟埋设 1.5m ，铺设海底脐带缆挖沟搅起的悬浮沙排放量约为 19575m^3 ，悬浮沙排放速率约为 6.64kg/s 。建设阶段还将生产船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水和船舶垃圾等，生活污水约 18564m^3 、生活垃圾 79.3t 、机舱含油污水 241m^3 。

生产阶段产生的污染物主要为含油生产水。本工程投产后，新建 PY10-4WHPA 平台最大含油生产水产生量约 $17142\text{m}^3/\text{d}$ （2025 年），通过新建海底管道输送到 PY4-2DPPA 平台，处理至含水约 40%（2023~2026 年高于 40%）的原油输送至 HYSY111 FPSO 进一步处理，处理后的合格生产水分别在 PY4-2DPPA 和 HYSY111 FPSO 达标排放，最大排放量约为 $74800\text{m}^3/\text{d}$ （2023 年~2026 年）和 $9480\text{m}^3/\text{d}$ （2024 年）。

12.2 环境现状分析与评价结论

12.2.1 海洋水文气象现状

本工程所在海域夏季高温、高湿时间长，多年平均气温为 26.5°C ；本海区终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大，年均降雨量为 1500mm ；根据多年平均资料分析，本海区主风向为 ENE。



本海区以不正规全日潮为主，潮差一般比较小，最高天文潮为 0.98m，最低天文潮位为-1.02m；本海区的潮流主要为不正规半日潮流，潮流流速较小，由于受季风影响，本海区表层海流呈现一定的季节性变化；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。

12.2.2 地形地貌和工程地质现状

在 PY10-4WHPA 平台场址调查范围内，地貌资料色度较为均匀，海底地形平坦，主要地貌特征是人为工程及渔业活动造成的锚沟、拖痕等。调查区域内未发现明显的海底障碍性物体和影响工程设施安装的不良地质。

12.2.3 海水水质环境现状

本项目对番禺 10-4 油田附近 80km×60km 海域进行了海洋环境质量现状调查，调查面积约为 4800km²，调查范围覆盖了番禺 4-2/5-1 油田和番禺 10-2/5/8 油田。共设置 37 个调查站位，其中水质调查站 37 个，沉积物调查站 23 个，生物生态（浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）调查站 23 个。调查时间为 2017 年 5 月 14 日~5 月 17 日（春季）和 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日（秋季）。

海水水质共设置 37 个站位，其中 5 个站位分别采集表层（0.5 m）、10m、50m、100m 和底层（离底 2m），其他站位分别采集表层（0.5 m）、10m、50m 和底层（离底 2m），监测因子包括 pH 值、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、石油类、挥发酚、硫化物、砷、总汞、铜、铅、镉、锌、铬等 15 项。

2017 年 5 月调查海区海水中 pH、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、总汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）一类海水水质标准。底层溶解氧和 100m 层活性磷酸盐部分站位超标，超标率分别为 6.5%和 3.3%，最大超标倍数为 0.21 和 0.63，超标样品均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）二类海水水质标准。

2017 年 10 月调查海域海水中 pH、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮、活性磷酸盐、总汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）一类海水水质标准。100m 层和底层溶解



氧和铅部分站位超标，超标率分别为 27.5% 和 12.4%，最大超标倍数为 0.93 和 0.80，超标样品均满足《海水水质标准》（GB3097-1997）二类海水水质标准。

12.2.4 海洋沉积物环境现状

本次海洋沉积物设 23 个调查站，调查时间为 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日（秋季），监测因子为有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬和砷共 10 项。根据调查结果，调查海区各监测因子均符合《海洋沉积物》（GB18668-2002）第一类评价标准。

12.2.5 海洋生物生态现状

本次海洋生物生态调查设置 23 个调查站，调查时间为 2017 年 5 月 14 日~5 月 17 日（春季）和 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日（秋季）。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。调查结果表明，调查海区春、秋季各站位叶绿素 a 平均值为 $0.28\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $0.15\text{mg}/\text{m}^3$ ；初级生产力平均值为 $124.95\text{mg C}/(\text{m}^2 \text{d})$ 、 $166 \text{mg C}/(\text{m}^2 \text{d})$ ，调查海区叶绿素 a 含量指示该海区为典型贫营养海域。

调查海域内春、秋两季共出现浮游植物 3 门 36 属 115 种和 3 门 36 属 131 种，硅藻种类最多。评价海域生态环境良好，群落结构较稳定。

调查海域内春、秋两季共鉴定出浮游动物 244 种和 194 种，桡足类种类最多，调查海域浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数处于较高的水平。

调查海域内春、秋两季共鉴定出底栖生物 7 大类 163 种和 7 大类 120 种，节肢动物最多。调查海区生物多样性较好，生物种类分布均匀，生物群落较稳定，种类丰富度较好，底栖生物种类较丰富。

12.2.6 海洋生物质量现状

本次海洋生物质量设 23 个调查站位，调查时间为 2017 年 5 月 14 日~5 月 17 日（春季）和 2017 年 10 月 26 日~10 月 29 日（秋季）。调查因子为总汞、镉、铅、铜、砷、锌、总铬、石油烃等 8 类污染物。调查结果表明，春、秋季调查底栖生物样品中，鱼类、甲壳类和软体类生物质量符合《全国海岸



和海涂资源综合监测简明规程》要求，石油烃含量符合《第二次全国海洋污染物基线监测技术规程》（第二分册）的要求。说明调查海域底栖生物的生物质量状况较好。

12.2.7 渔业资源现状调查

本次渔业资源共设 12 个调查站位，调查时间为 2018 年 4 月 8 日~17 日（春季）和 2017 年 11 月 21 日~11 月 29 日（秋季）。调查结果表明，春、秋季调查海域共捕获鱼类 158 种和 137 种；春、秋季调查海域共捕获头足类 12 种和 14 种；春、秋季调查海域共捕获的甲壳类 26 种和 13 种。

12.2.8 主要环境敏感目标

本项目周围的主要环境敏感目标为油田所在海域附近的经济鱼类产卵场、海洋保护区和水产种质资源保护区。本项目距离海洋保护区、水产种质资源保护区较远，均超过 100km。本项目位于深水金线鱼产卵场内，距鲈鱼珠江口外海区产卵场最近距离约 10km，上述产卵场为需重点保护的环境敏感目标。

12.2.9 环境影响回顾性分析

本项目所依托的 PY4-2DPPA 平台和 HYSY111FPSO 的生产水处理系统和生活污水处理装置运行正常，近两年统计的生产水和生活污水均能实现达标排放。

现有番禺油田投产以来，有较大量的含油生产水和生活污水达标排放入海，但是由于对外排污水采取了有效的处理措施，排放浓度远低于排放标准，且海区扩散条件良好，因此油田外排含油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，与油田投产初期相比油田附近海区海水含油浓度未见明显升高，水质依然保持在一类标准水平。虽然油田建设过程中有一定数量的钻井液和钻屑排放于海，但海底沉积物中有机质含量仍然维持在较低的水平，汞、砷、铜、镉和铬的含量也变化不大，石油类、铅和锌的含量有所波动，但仍符合一类沉积物质量标准。近年调查指示调查海区仍属于典型的贫营养海区，浮游植物水环境多数站位清洁，海区浮游动物群落组成稳定，生存环境良好，底栖生物群落较稳定，油田周围海洋生物体内石油烃含量远



低于评价标准，生物质量总体状况良好。

12.3 环境影响预测与评价结论

12.3.1 工程对海水水质的影响

12.3.1.1 钻井液对海水水质的影响

根据数值预测结果，钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，且影响主要在表层海域，新建平台无论何时排放钻井液超一类包络面积约为 0.406km^2 ，超三四类面积相对较小，超一类最大距离约为 0.82km ，停排后恢复时间约为 5.0h 。

12.3.1.2 钻屑排放对海水水质的影响

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，钻屑表层超一(二)类包络面积最大不超过 0.153km^2 ，离排放点的最大距离为 0.54km ；无超三、四类水质出现；中层及以下各层无超标区域。停止排放后约 3.0h 内即可恢复到排放前水质。

12.3.1.3 铺设海底脐带缆对海水水质的影响

根据数值预测结果，铺设海底脐带缆超一(二)类海水最大影响距离为 0.41km ，底层超一(二)类水质最大包络面积为 0.993km^2 ；中层及以上各层无超一(二)类水质出现。超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。铺设作业停止后约 3.0h ，悬浮沙浓度可恢复至背景水平。

12.3.1.4 含油生产水对海水水质的影响

本项目含油生产水依托 PY4-2 DPPA 平台及 HYSY111 FPSO 进行处理，经处理后的含油生产水达标排海（石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ），PY4-2 DPPA 平台为水下排放（水面下约 40m ），HYSY111 FPSO 为水面表层排放。

根据预测结果，油田正常生产情况下 PY4-2 DPPA 平台生产水石油类在海水中层（ $20\sim 45\text{m}$ ）超一类海水水质海域的最大面积为 2.258km^2 ，PY4-2 DPPA 平台周边超一类水质离 PY4-2 DPPA 平台排放点的最远距离约为 2.05km ；海水中层（ $20\sim 45\text{m}$ ）超三类水质的最大包络面积约为 0.154km^2 ，超四



类水质的最大包络面积约为 0.033 km^2 ；表层（0~20 m）与底层（45 m~海底）无超标面积。

海洋石油 111 FPSO 含油污水排放扩散的超标面积和影响距离均不大，表层（海面以下 10 m）超一类水质的最大包络面积约为 0.443 km^2 ，最远距离约为 0.81 km，超三类水质的最大包络面积约为 0.041 km^2 ，超四类水质的最大包络面积约为 0.006 km^2 ；表层以下（10 m~海底）无超标面积。

12.3.2 工程对海洋沉积物的影响

12.3.2.1 钻屑排放对沉积物的影响

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，钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.051 km^2 。

12.3.2.2 铺设电缆对沉积物的影响

铺设海底脐带缆对沉积物环境的影响主要是开挖和覆盖，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，因悬浮沙均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境的变化。本工程新建 1 条海底脐带缆，根据数值模拟结果，悬浮沙覆盖 2cm 厚度的覆盖面积约为 0.115 km^2 。

12.3.3 工程对海洋生态环境的影响

本工程对海洋生态影响的主要因素是海上钻完井钻屑/钻井液的排放和铺设海底脐带缆掀起的悬浮沙，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，造成底栖生物的掩埋、覆盖等。

12.3.4 工程对环境敏感目标的影响

从本工程与环境敏感目标的距离来看，新建 PY10-4WHPA 平台位于深水



金线鱼产卵场内，除此之外其他环境敏感目标距离油田较远，为 10 km~184 km。本项目在建设过程中主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及脐带缆挖沟埋设产生的悬浮沙，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，其对环境的影响属于局部影响。其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。根据数值预测结果，钻井液排放超一类最大距离为 0.82 km，钻屑排放超一类最大距离为 0.54 km，含油污水排放超一类最大距离约为 2.05 km（PY4-2 DPPA 平台）、0.81 km（HYSY111 FPSO）对混合区内的渔业资源有一定影响。因此，本工程的建设和正常生产对周围环境敏感目标不会产生明显影响。

12.4 环境风险分析与评价结论

12.4.1 环境风险潜势初判断及评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目风险源包括新建井口平台、海底管道、脐带缆及所存在的原油、天然气和化学药剂，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏。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，本项目环境风险潜势为 I 级，确定本项目环境风险评价等级为简单分析。

12.4.2 环境风险事故及概率

本工程在建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞、直升机坠落与脐带缆中的缓蚀剂/杀菌剂管、防垢剂管、批处理剂管发生泄漏。

通过风险识别，并结合国内外同类项目事故统计资料，确定本工程海管/立管泄漏事故潜在的环境风险最大，为最大可信事故，其发生概率在 10^{-4} （次/年）量级。

本次假定混输管线在新建 PY10-4 WHPA 平台附近破损发生溢油，确定以



溢油量 53.5t (58.9m³) 作为溢油事故模拟预测的源强，溢油持续时间为 4h。

12.4.3 事故环境后果

根据模拟计算，发生溢油事故后在最大风速、平均风速下油膜均不会抵达岸边。本项目新建平台位于深水金线鱼产卵场内，距离鲐鱼珠江口外海区产卵场仅约 10 km，最大风速下溢油最快约 2.6 h 抵达，除此之外其他敏感目标距离均较远，最大风速下溢油最快抵达时间均超过 10 h。

12.4.4 环境风险防范措施及应急要求

防止溢油事故发生的最有效途径就是从工程设计、施工建造和安装以及生产管理上采取有效的防范措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生，以防止环境风险溢油事故对海洋环境的污染。

12.4.4.1 设计阶段风险防范措施

本项目的設計將嚴格執行國家有關法規、規範和標準以及遵循國際通用規範和標準，實施這些規範和標準可以保證工程設計、建造和安裝質量，是確保安全生產的關鍵。

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。海底管道及立管外管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，还留有一定的腐蚀裕量。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。本项目新建的油气混输管道均为双层钢管，内层为输送管，外层为套管，中间为保温层，可以对输送管进行有效的保护。

12.4.4.2 建设及生产阶段风险防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止钻井阶段井喷事故的发生，油田作业者应采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；



- 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 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；
- 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的油气泄漏应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 施工船舶风险防范措施已纳入施工船舶油气泄漏应急预案。

b. 输油软管破裂事故防范措施

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

c. 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，在设计中将针对各生产设施采取充分的安全防护措施；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采用防火、防爆设备，并采取有效的隔离措施来降低危险程度。

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

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



d. 海底管道事故防范措施

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性。

油气储运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，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统。

每年定期对气田各条管道进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管道的影响。

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证海底管道焊接质量。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。作为应急措施，在海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

f. 脐带缆事故防范措施

作业者将制定相应的脐带缆保护和检测程序，由值班船对脐带缆沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对脐带缆进行不定期局部检测和定期全面检测，确保脐带缆的安全性。

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证脐带缆铺设质量。脐带缆铺设完成，要进行扫线、清管和试压。作为应急措施，在脐带缆两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

g. 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。



12.4.4.3 溢油应急资源及可行性分析

本项目在井口区、开排区设置溢油监测设备，用于平台内部溢油监测；在平台四周设置溢油监测设备用于 24 小时监测平台周围溢油情况；在 PY10-4 WHPA 平台上设置应急通信设备，包括卫星无线电应急示位标、搜救雷达应答器、双向甚高频无线电话应急通信等系统。

本项目周边可借用的应急力量包括海洋石油 111 FPSO、PY4-2DPPA 平台、PY10-2WHPA 平台、PY5-1WHPB 平台、PY5-1DPPB 平台、PY4-2WHPA 平台等多个油气田的设施，附近周边应急力量的溢油应急船舶赶到番禺 10-4 油田现场应急时间需要约 0.5~2 h。

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段均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。

综上所述，本项目发生油气泄漏的概率较低，制定了周密的溢油应急预案，依托设施均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

12.5 清洁生产与总量控制

12.5.1 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，本项目的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.8，采油作业的清洁生产综合评价指数为 91，本项目可评为清洁生产先进水平。

12.5.2 总量控制建议

本次番禺 10-4 油田开发工程产出的含油生产水全部依托番禺 4-2/5-1 油



田海上设施进行处理。本项目投产后，依托的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水的最大排放量约为 $6630 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，石油类年排放量最大为 1326t，均未超过《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]273 号）中的总量控制指标（番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万立方米，石油类年排放量不得超过 1420 吨）。因此，建议本项目依托的番禺 4-2/5-1 油田含油生产水总量控制指标维持已批复的原有指标不变，即：番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万立方米，石油类年排放量不得超过 1420 吨。

同时，本项目还将对现有 PY10-2WHPA 平台进行无人化改造，完成后该平台将不再有生活污水排放。根据已批复的《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字[2013]273 号），PY10-2WHPA 平台生活水控制建议值为 $3066 \text{m}^3/\text{a}$ ，COD 控制建议值为 1.53t/a，本次改造后该平台生活污水及 COD 排放控制指标建议调整为 0。

12.6 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

12.6.1 环境保护对策措施

12.6.1.1 建设阶段

新建 PY10-4WHPA 平台将采用自升式钻井船进行钻完井作业，在钻井过程中全部采用无毒或低毒的水基钻井液。自升式钻井船设有钻井液循环处理系统，从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过钻井船上设置的相关设备进行分离后，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，不能满足排放标准要求的钻屑经收集后运回陆地处理。钻完井结束后，非钻井油层水基钻井液钻屑间断排放，非钻井油层水基钻井液循环利用，在批钻完成后将一次性排海；钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑检测达标后经海区主管部门批准后排海；不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地处理，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分级》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 $20,000 \text{mg/L}$ 。并同时满足



《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）钻井液和钻屑三级排放标准（含油量 $\leq 8\%$ ，重金属 $Hg \leq 1mg/kg$ ， $Cd \leq 3mg/kg$ ）的要求。钻井油层水基钻井液和钻井油层水基钻井液钻屑的排放须按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》的要求执行。

新建的海底管道不挖沟埋设直接放于海床上，新建海底脐带缆采用后挖沟自然回填方式。后挖沟自然回填施工工艺可减少挖沟面积，直接减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，降低对周围海域环境的影响。同时海底管道和海底脐带缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

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由有资质单位处理。

建设阶段作业船舶其间将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水和船舶垃圾等。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）、《73/78 防污公约》和《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》等相关要求。船舶含油污水处理达标后排放；生活污水处理达标后间断排放，严格执行船舶水污染物排放控制标准；食品废弃物达标排放，食品包装物等船舶垃圾运回陆地处理。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，船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》的要求。

12.6.1.2 生产阶段

本项目新建 PY10-4WHPA 平台所产物流全部通过新建海底管道输往已建 PY4-2DPPA 平台处理，分离产生的含油生产水进入 PY4-2DPPA 平台生产水处理系统，采用“水力旋流器+紧凑式气浮”两级处理流程，处理达标后排海；经 PY4-2DPPA 平台处理后的含水 40% 的原油通过已建海底管道输往 HYSY111 FPSO 进行进一步处理，产生的含油生产水进入 FPSO 生产水处理系统进行处理，采用“水力旋流器+脱气撇油罐”两级处理流程，处理后达标排海。



新建 PY10-4WHPA 平台为无人驻守井口平台，工作人员每月登平台巡检一次，登平台人员巡检期间生产的少量生活污水由新建的无水可冲洗环保厕所收集，运回陆地处理。登平台人员巡检期间生产的少量生活垃圾收集后运回陆地处理。生产过程中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由有资质单位处理。

12.6.2 海洋生态保护措施

为使油气开发与渔业生产协调发展，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋渔业生态环境和渔业资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋渔业生态环境两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

(1) 本项目位于深水金线鱼产卵场内，产卵盛期为 3 月~5 月，本项目海底脐带缆的挖沟埋设作业应避免其产卵盛期。

(2) 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。

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

(3) 建设单位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，应事先征得海洋主管部门同意。

(4) 鉴于本项目施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的海洋生态造成不可避免的影响，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、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。

12.7 区域规划和政策符合性结论

12.7.1 海洋主体功能区规划

根据《全国海洋主体功能区规划》，我国专属经济区和大陆架及其他管



辖海域划分为重点开发区域和限制开发区域。重点开发区域包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。本项目属于油气资源勘探开发项目，位于该规划的专属经济区的重点开发区域。本项目与该区域开发原则中“加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设；选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作；加快开发研制深海及远程开采储运成套装备”等要求相符合。本项目符合全国海洋主体功能区规划要求。

根据《广东省海洋主体功能区规划》，本项目位于广东省海洋主体功能区规划之外，距离该规划中最近的优化开发区约 99km，距离最近的禁止开发区约 119km。本项目在建设和正常生产阶段，对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到《广东省海洋主体功能区规划》中的相关区域。本项目与广东省海洋主体功能区规划的管理要求相协调。

12.7.2 海洋功能区划

根据《全国海洋功能区划（2011~2020 年）》，番禺 10-4 油田位于珠江口盆地油气资源勘探开发区，区域主要功能为矿产与能源开发、渔业、海洋保护，区域重点加强珠江口盆地油气资源勘探开发，加强渔业资源利用和养护，加强水产种质资源保护区建设，保护重要海洋生态系统和海域生态环境。本项目属于海洋油气资源开发项目，与该区域主要功能之一的矿产与能源开发具有一致性，符合全国海洋功能区划的功能定位。

根据《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本项目位于广东省海洋功能区划之外，距离该海洋功能区划的海洋保护区、港口航运区、旅游休闲区较远，均在 100km 以上。本项目无论建设阶段还是正常生产阶段，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 100km 外功能区内的海洋生态环境。本项目与《广东省海洋功能区划（2011-2020 年）》相协调。

12.7.3 海洋生态红线

本项目位于《广东省海洋生态红线》范围之外，本项目新建工程设施远离所划定的各类红线区，其中最近距离东沙群岛特别保护海岛限制类红线区



约 150km。本项目在建设阶段和正常生产阶段，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 150km 以外的海洋生态红线区的海洋环境。本项目与《广东省海洋生态红线》相协调。

12.7.4 相关政策规划符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正），本项目为海上油气开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 年修正）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开发”项目，本项目的建设符合国家产业政策的要求。

本项目的开发建设与《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》、《能源发展战略行动计划（2014-2020 年）》、《广东省海洋经济发展“十三五”规划》、《广东省环境保护规划纲要（2006—2020 年）》的相关要求相符合。

12.8 建设项目环境可行性结论

番禺 10-4 油田开发工程属于《产业结构调整指导目录（2011 年本）》（2013 修正）“鼓励类”产业，符合国家产业政策。本项目符合《全国海洋主体功能区规划》和《全国海洋功能区划》（2011~2020），与《广东省海洋主体功能区规划》、《广东省海洋功能区划（2011~2020）》、《广东省海洋生态红线》相协调。

本工程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、沉积物和生物环境质量现状较好，评价范围内的敏感目标主要为深水金线鱼产卵场和鲈鱼珠江口外海区产卵场。本项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液和海底脐带缆挖沟埋设时产生的悬浮沙，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，经依托平台 PY4-2DPPA 和 HYSY111FPSO 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，需采取确实可行的溢油应急防范对策措施。

评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边的环境影响范围和影响程度是可以接受的。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。



附件

附件 1 环境影响评价委托书

博道长和石油有限公司

关于开展番禺 10-4 油田项目 环境影响评价的委托书

中海油研究总院有限责任公司：

博道长和石油有限公司计划开展番禺 10-4 油田开发项目。

根据国家环境保护相关的法律法规要求，博道长和石油有限公司现委托中海油研究总院有限责任公司按照国家有关法律法规的要求开展以上项目的环境影响评价工作，编制《番禺 10-4 油田项目的环境影响报告书》。

特此委托。


博道长和石油有限公司
2018 年 11 月 20 日



附件 2 依托工程相关环评批复

《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）

国家海洋局

国海环字〔2001〕353 号

关于番禺 4-2/5-1 油田开发工程 环境影响报告书的批复

中国海洋石油总公司：

你公司《关于报送〈番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书〉预审意见的函》（海油函安[2001]28 号）悉。经研究，对报送的《番禺 4-2/5-1 油田开发工程环境影响报告书》（以下简称《报告书》）批复如下：

一、原则同意你公司的预审意见。从环境保护角度分析，在采取报告书提出的各项污染防治及应急措施的前提下，同意该工程的建设。报告书可作为报批可行性研究报告和开展初步设计的依据。

二、初步设计环境保护篇章应根据批准的环境影响报告书编写，由你公司组织审查，报主管部门备案。

三、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。

四、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。

五、该工程在建设和生产过程中应做好以下工作：

1. 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。

2. 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。

3. 该工程在勘探开发中使用的海洋石油平台及其它附属设施，在废弃处理前应按照国家有关规定报主管部门批准。

4. 工程建设过程中，建设单位应将工程进展情况及时通报主管部门。

六、国家海洋局南海分局负责工程建设和生产期间环境保护的监督管理。





《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）

国家海洋局

国海环字〔2006〕230 号

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

中国海洋石油总公司：

你公司“关于报送番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造项目环境影响报告书预审意见的函”（海油函安[2006]16 号）收悉。经研究，对修改后的《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（报批稿）》（以下简称“补充报告”）提出核准意见函复如下：

一、经审查，报告书基本符合环境保护有关法律法规的要求。从环境保护角度分析，在报告书所提出的各项污染防治及应急措施得到落实的前提下，同意进行生产水处理系统改造。

二、在建设和生产过程中应当特别注意以下问题：

1. 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/天以下。

2. 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。

3. 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。

4. 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。



二〇〇六年四月三十日

主题词：海洋 环评报告 函

抄送：中海石油（中国）有限公司，南海分局，海洋咨询中心。

国家海洋局海洋环境保护司

2006 年 5 月 9 日印发

校对入：胡松琴

打印 17 份



《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）

国家海洋局

国海环字〔2011〕108 号

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

中海石油（中国）有限公司：

你公司“关于呈报《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书》（报批稿）的报告”（中海油健[2010]450 号）及《番禺 4-2/5-1 油田调整工程环境影响报告书（报批稿）》收悉。经研究，函复如下：

一、拟建工程位于香港东南方向约 200km 海域，借助番禺 4-2/5-1 油田的现有工程设施进行开发，新建番禺 4-2DPP 平台和番禺 5-1DPP 平台，共钻 57 口生产井，预留 13 个井槽。同时对番禺 4-2WHP 平台和番禺 5-1WHP 平台部分生产井实施侧钻，共钻 33 口生产井。铺设 2 条海底管道，一条从番禺 4-2DPP 平台至番禺 4-2WHP 平台约 0.94km，一条从番禺 5-1DPP 平台至番禺 5-1WHP 平台约 0.92km。番禺 4-2DPP 平台和番禺 5-1DPP 平台的



物流在各自平台进行分离后，含水 15% 的原油输送至 FPSO 进一步处理，处理后的合格原油送至储油舱储存，通过穿梭油轮外输。工程生产年限为 18 年。

经审查，该工程建设符合海洋功能区划，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实的情况下，从海洋环境保护角度分析，同意核准该工程的环境影响报告书。请按照报告书中所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行项目建设。

二、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 的非含油钻屑和 3486m^3 的非含油泥浆，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。机舱含油污水、生活污水经处理达标后方可排海。生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。

三、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为：以番禺 1-2DPP 和番禺 4-2WHP 为焦点，长轴 6km，短轴 5km 的椭圆形以内海域；以番禺 5-1DPP 和番禺 5-1WHP 为焦点，长轴 7km，短轴 6km 的椭圆形以内海域；油田 FPSO 排污混合区范围维持不变。

四、加强施工期的环境监控管理，合理安排作业时间，注意避开渔业敏感季节，减轻对渔业资源的影响，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。

五、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 油田原有的溢油应急计划，并报主管部门批准。发生事故时，应当按照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。

六、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。

七、国家海洋局南海分局负责工程建设和生产期间环境保护的监督管理，请你公司在开工建设之日 30 个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局南海分局。



二〇一一年二月二十八日



《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]273 号）

国家海洋局

国海环字〔2013〕273 号

国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程 环境影响报告书核准意见的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于报送〈番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书〉（报批稿）的报告》（中海油安[2012]524 号）和《番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境影响报告书（报批稿）》（2012 年 11 月版）（以下简称“报告书”）收悉。经研究，对报告书提出核准意见批复如下：

一、番禺 10-2/5/8 油田开发工程位于南海珠江口盆地，距香港东南约 175 公里。拟建工程依托番禺 4-2/5-1 油田设施进行开发，主要建设内容包括：新建一座井口平台（PY10-2WHPA），设 6 个井槽，钻 5 口生产井，预留 1 个井槽；番禺 10-5 油田和番禺 10-8 油田依托 PY4-2DPPA 平台钻 4 口大位移井；新建 PY10-2WHPA 平台至 PY4-2DPPA 平台长 12.5 公里的混输管道和海底电缆各 1 条；对 PY4-2DPPA 平台进行适应性改造。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要



求。从环境保护角度分析，在报告书中各项污染防治对策、生态保护及风险防范对策措施得到落实的前提下，同意核准该项目报告书。请按照报告书中所列的地点、性质、规模、环境保护对策措施及下述要求进行项目建设和运营。

二、项目建设和运营期间应当认真落实报告书中的污染防治、生态保护和风险防范措施、对策及建议，并特别做好以下工作：

（一）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。油基泥浆应全部运回陆地处理；水基泥浆、钻屑中，不含油钻屑和泥浆以及含油量不超过 8% 的钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油量超过 8% 的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水、生活污水、机舱含油污水等废水经处理达标后方可排海；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理。

（二）严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，设置通风系统和烃类气体探测器，关键部位应安装温度和压力报警装置，并设置相应的应急关断系统。

（三）切实落实生态保护措施，施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期，并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。



(四)定期对海底管道进行检测与维护,及时发现并消除事故隐患;采取必要的工程防护措施,避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害;对依托的已有海管,在达到其原有设计寿命前需进行检测评估,必要时予以更换。

(五)切实落实风险防范措施,加强溢油应急管理,工程投产前,应对番禺 4-2/5-1 油田的溢油应急计划进行修改完善,并将本工程的溢油应急纳入该溢油应急计划中。发生事故时,应当按照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。

三、严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后,番禺 4-2/5-1 油田含油生产水年排放总量不得超过 7100 万立方米,石油类年排放量不得超过 1420 吨。PY4-2DPPA 平台和 PY4-2WHPA 平台排污混合区调整为以两平台连线的中心点为圆心,半径 3.5 公里的圆形区域;FPSO 排污混合区范围调整为以 FPSO 为圆心,半径 0.7 公里的圆形区域;番禺 5-1 油田的排污混合区维持原有范围不变。

四、加强施工期的环境监控管理,落实报告书中的监测计划,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。严格执行“三同时”制度,环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

五、国家海洋局南海分局负责工程建设和运营期间环境保护



的监督管理。请你公司在开工建设之日 30 个工作日内将经核准的环境影响报告书送国家海洋局南海分局。



(此件依申请公开)

抄送：国家能源局，交通运输部海事局，农业部渔业局，全军环办，局海域司、中国海监总队、南海分局、海洋咨询中心。



附件 3 依托工程相关验收批复

《关于番禺 4-2/5-1 油田环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字 [2006]135 号）

国家海洋局

国海环字 [2006] 135 号

关于番禺 4-2/5-1 油田环境保护设施 竣工验收的复函

丹文能源中国有限公司：

你公司“关于番禺 4-2/5-1 油田竣工验收的申请”收悉。经研究，同意番禺 4-2/5-1 油田的环境保护设施通过竣工验收，准予正式投入生产。请你公司在生产中严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，认真落实各项环保措施和溢油应急计划。



二〇〇六年三月二十七日



主题词：油田 环保设施 验收 函

抄送：南海分局，中海石油（中国）有限公司，中海石油（中国）有限公司番禺作业公司。

国家海洋局海洋环境保护司

2006 年 3 月 27 日印发

校对人：胡松琴

打印 15 份



《关于番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造工程环保设施竣工验收的复函》（国海环字[2009]166 号）

国家海洋局

国海环字〔2009〕166 号

关于番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统 改造工程环保设施竣工验收的复函

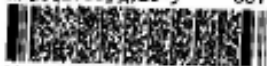
中海石油（中国）有限公司：

你公司“关于申请番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统改造工程环保设施竣工验收的函”（中海油函[2009]7 号）收悉。经研究，同意番禺 4-2/5-1 油田生产水处理系统环境保护设施通过竣工验收，准予正式投入生产。请你公司在生产中严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，认真落实各项环保措施和溢油应急计划，并注意以下问题的落实：

一、严格按照该油田经批准的《溢油应急程序》的要求，每两年举行一次海上综合溢油应急演练并如实记录。

二、鉴于该油田生活污水的排放量大于环评预测，且 5-1 平台和海洋石油 111 悬浮物测值存在超标现象，请你公司加强对该油田生活污水处理装置的管理及生活污水的监测，控制油田作业

部委[2009]第23号 001



健康安全环保部(印) 04-03



人数。

三、采用法定计量单位 mg/L 作为生产污水含油浓度的单位。



二〇〇九年三月二十六日

主题词：海洋 石油 环保设施 验收 函

抄送：中国海监总队，南海分局。

国家海洋局海洋环境保护司

2009年3月31日印发

校对入：胡松琴

打印 16 份



《国家海洋局关于番禺 4-2/5/1 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2014]255 号）

国家海洋局

国海环字〔2014〕255 号

国家海洋局关于番禺 4—2/5—1 油田调整工程环境保护设施竣工验收的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对番禺 4-2/5-1 油田调整工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2013〕31 号）及环保设施竣工验收监测报告收悉。经研究，同意番禺 4-2/5-1 油田调整工程环保设施通过竣工验收，准予正式投入生产运营。

请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环保措施。同时，要加强对环保设施的管理和维护，确保其运行效果。



（此件依申请公开）



《国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》
(国海环字[2015]105 号)

国家海洋局

国海环字〔2015〕105 号

国家海洋局关于番禺 10-2/5/8 油田开发工程 环境保护设施竣工验收的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请对番禺 10-2/5/8 油田开发工程进行环境保护设施竣工验收的函》（中海油函〔2015〕6 号）收悉。经研究，批复如下：

一、根据《中华人民共和国海洋环境保护法》和《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》的有关规定，我局对番禺 10-2/5/8 油田开发工程的环保设施进行了现场检查，并召开了竣工验收会议。经研究，同意该工程环境保护设施通过竣工验收，准予正式投入生产运营。

二、请你公司严格遵守国家环境保护的有关规定，加强环境保护管理，落实各项环境保护措施，并特别注意以下问题：

（一）定期对溢油风险源进行隐患排查与评估，从源头杜绝溢油事故的发生；加强管道设施检测，防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏。

（二）落实环境影响报告书中的监测计划，加强环保设施管



理和维护，确保生产水、生活污水处理达标后排海。

(三)认真落实溢油应急计划，严格执行溢油应急响应程序，加强溢油应急设备管理与维护，确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处置。

三、国家海洋局南海分局负责工程运营期间环境保护的监督管理。请你公司对南海分局的监督检查工作予以配合。



(此件依申请公开)

抄送：海警指挥中心、南海分局、信息中心。



附件 4 通航报告审查意见

《番禺 10-4 油田开发工程通航安全影响研究报告》 专家组评审意见

2018 年 5 月 23 日，博道长和石油有限公司（建设单位）在广州市主持召开了《番禺 10-4 油田开发工程通航安全影响研究报告》（以下简称《报告》）评审会。参加会议的有广东海事局、交通运输部南海航海保障中心、南海海巡执法总队、广州中洋航海技术研究所（《报告》编制单位）等单位代表和特邀专家共 12 人，会议成立了专家组（名单附后）。

与会专家、代表阅研了《报告》，听取了建设单位对工程背景的介绍和编制单位对《报告》的汇报。经认真讨论，形成专家组意见如下：

一、为分析油田开发建设对附近海域通航环境和通航安全的影响情况，开展本项目通航安全影响研究是必要的。

二、《报告》遵循《中华人民共和国海事局水上水下活动通航安全影响论证与评估管理办法》的相关要求编制，资料较翔实，内容较全面，论证思路清晰、合理，结论可信；《报告》根据与会专家、代表所提出的意见和建议进行修改完善后，可作为建设单位申办有关手续的文件之一，并可供通航安全管理参考。

三、据《报告》提供：番禺 10-4 油田位于珠江口南部海域 28/03 区块，距离香港以南约 90 海里，油田海域水深约 97m。本工程依托已建番禺 4-2 油田海上设施进行开发，拟在番禺 4-2 油田西侧新建番禺 10-4WHPA（ $20^{\circ} 49' 39.50'' N$ 、 $114^{\circ} 31' 55.18'' E$ ）和番禺 10-4WHPB（ $20^{\circ} 49' 32.68'' N$ 、



114° 27' 24.28" E) 两座石油平台, 两平台间距 4 海里。在两座新建平台之间铺设输油和电缆管路, 长度 4.2 海里; 在番禺 10-4WHPA 与已建番禺 4-2DPPA 平台之间铺设输油和电缆管路, 长度 4.7 海里。

根据《报告》对工程建设适应性、符合性以及海域通航环境和通航风险因子等分析, 专家组认为, 从通航安全影响方面考量, 本工程选址较合理, 通航安全影响风险是可控的, 工程建设可行。

四、意见与建议:

(一) 项目开发前应与附近已建平台单位沟通协调, 避免发生通航安全方面的相互影响; 建议对附近海底管线路由、距离作进一步核实, 确保工程建设不损及其安全。

(二) 应根据开发工程各施工阶段的特点制定合理的施工组织方案、应急预案和安全与防污染措施(包括合理设置安全作业区、安排船舶警戒、制定大型预制件海上运输安全措施等)。

(三) 工程施工及营运期间应高度重视热带气旋、雷暴等恶劣天气的防范工作;

(四) 施工期及营运期应按相关法规要求处置生活垃圾、含油污水及废弃物, 配备溢油回收设备, 做好防污染工作;





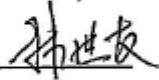
(五) 新建生产平台应按相关规范要求设置导助航标志;

(六) 工程建成后, 建设单位应将平台位置、管线路由等资料报海事等部门;

(七) 建议与海事、航保等部门建立有效联系机制, 及时获取相关的安全信息与保障服务;



(八)工程建设实施前,建议开展相关的通航安全评估工作。
五、《报告》应按与会专家、代表的意见及建议修改完善。

专家组签名:  (组长)
 
 

2018年5月23日



附件 5 危废经营许可证

	<h1>危险废物经营许可证</h1>	<p>法人名称: 广州绿由工业弃置废物回收处理有限公司</p> <p>法定代表人: 陆小安</p> <p>住 所: 广州市南沙区横沥镇合兴路 56 号 (横沥所)</p> <p>经营设施地址: 广州市南沙区横沥镇合兴路 56 号</p> <p>核准经营方式: 收集、贮存、利用、处置 (物化处理、焚烧、)、清洗</p>
<p>核准经营危险废物类别:</p> <p>【收集、贮存、利用】废有机溶剂与含有有机溶剂废物 (HW06 类中的 900-401-404-06, 仅限液态) 1.5 万吨/年; 276-001-005-02, 废药物、药品 (HW03), 农药废物 (HW04), 废有机溶剂与含有有机溶剂废物 (HW06), 废矿物油与含矿物油废物 (HW08 类中的 071-001-08, 071-002-08, 072-001-08, 251-002-006-08, 251-010-012-08, 900-199-201-08, 900-203-205-08, 900-209-222-08, 900-249-08), 精 (蒸) 馏残渣 (HW11 类中的 251-013-11, 252-001-009-11, 252-011-11, 450-001-003-11, 261-007-035-11, 321-001-11, 772-001-11, 900-013-11), 染料、涂料废物 (HW12 类中的 264-002-009-12, 264-011-013-12, 221-001-12, 900-250-256-12, 900-209-12), 有机树脂类废物 (HW13 类中的 265-101-104-13, 900-014-016-13), 感光材料废物 (HW16), 表面处理废物 (HW17 类中的 336-054-17, 336-055-17, 336-058-17, 336-062-064-17, 336-066-17), 含酚废物 (HW39), 共计 0.95 万吨/年;</p> <p>【收集、贮存、处置 (焚烧)】医药废物 (HW02 类中的 271-001-005-02, 272-001-005-02, 275-004-008-02, 276-001-005-02), 废药物、药品 (HW03), 农药废物 (HW04), 废有机溶剂与含有有机溶剂废物 (HW06), 废矿物油与含矿物油废物 (HW08 类中的 071-001-08, 071-002-08, 072-001-08, 251-002-006-08, 251-010-012-08, 900-199-201-08, 900-203-205-08, 900-209-222-08, 900-249-08), 精 (蒸) 馏残渣 (HW11 类中的 251-013-11, 252-001-009-11, 252-011-11, 450-001-003-11, 261-007-035-11, 321-001-11, 772-001-11, 900-013-11), 染料、涂料废物 (HW12 类中的 264-002-009-12, 264-011-013-12, 221-001-12, 900-250-256-12, 900-209-12), 有机树脂类废物 (HW13 类中的 265-101-104-13, 900-014-016-13), 感光材料废物 (HW16), 表面处理废物 (HW17 类中的 336-054-17, 336-055-17, 336-058-17, 336-062-064-17, 336-066-17), 含酚废物 (HW39), 共计 0.95 万吨/年;</p>		
<p>编 号: 440115050101</p> <p>发证机关: 广东省环境保护厅</p> <p>发证日期: 二〇一七年十月十一日</p>	<p>核准经营规模: 见附件</p> <p>有效期限: 自 2017 年 10 月 11 日至 2022 年 10 月 10 日</p> <p>初次发证日期: 2005 年 1 月 1 日</p>	<p>【收集、贮存、清洗】其他废物 (HW49 类中的 900-041-49, 仅限废包装桶) 150 万个/年;</p> <p>【收集】废干电池、废荧管。#</p>

广东省环境保护厅印制



危险废物处理服务合同

合同编号：CCL2017SZPS0425

本技术服务合同（以下称“合同”或“本合同”）由以下双方于 2017 年 11 月 23 日在深圳签订：

甲方：中海石油（中国）有限公司深圳分公司 乙方：广州绿由工业弃置废物回收处理有限公司

注册地址：广东省深圳市南山区 注册地址：广东省广州市南沙区横沥镇

根据《中华人民共和国合同法》及相关法律法规的规定，就乙方为甲方提供危险废物处理服务事宜，经协商一致，双方达成如下合同条款，以兹共同遵守。

第一条 服务

- 1.1 乙方应根据本合同规定为甲方提供危险废物处理服务，完成合同规定的全部工作，具体服务和相关工作的内容、范围、地点及要求详见本合同附件一。
- 1.2 本合同目的：乙方为甲方提供危险废物处理服务。
- 1.3 即使本合同未对某项工作予以明确规定，但是，如相关工作系乙方提供同类服务时，通过执行良好的行业惯例应当预见和完成的工作，或属于为实现本合同目的应当实施的工作，乙方应以符合本合同目的的方式实施该等工作，乙方无权要求调整合同价格或工作期限。
- 1.4 乙方应执行良好的行业惯例提供优质、高效的服务。在提供服务过程中，乙方应维护甲方利益，不得实施任何违背甲方利益的行为。
- 1.5 服务期限：在合同有效期内。

第二条 合同价格和付款

- 2.1 双方经协商一致，最终确定合同价格按费率形式执行。详细费率明细【详见本合同附件三】。后续实际费用按实际工作量进行核算和支付。
- 2.2 合同价格（费率）是本合同项下乙方完成工作、完整履行本合同，甲方应支付的全部对价和报酬的核算基础。合同价格（费率）为固定价格，不受通货膨胀、利率、汇率、税费、成本及市场等因素变化的影响。除非合同另有规定，乙方应承担其在履行合同义务时产生的全部费用和税费。乙方确认，其同意合同总价前已经获得了所有信息并已考虑了所有可能影响成本和费用的因素。为避免歧义合同总价包括：完成工作所需的设备、器具、材料、供应品、备品备件等的费用；直接成本、间接成本、人力成本；履行质量保证责任的费用；与合同相关的所有税费；或有费用及合同没有列明但系为实现合同目的所必需的工作和服务费用；乙方所有的风险、义务和责任，以及合同中明确说明由乙方承担的成本和费用等。
- 2.3 双方应根据法律法规各自承担其应承担的与本合同有关的所有税费。甲方有权根据法律法规和本合同的规定从应支付给乙方的合同总价中扣除应由甲方代扣、代缴的乙方应付税费，但应向乙方提供完税证明。
- 2.4 本合同项下的付款方式：银行电汇。
- 2.5 付款进度：月结，即乙方完成本合同项下甲方指定的工作、提交工作成果，且验收合格后【四十五(45)】日内，甲方应向乙方支付对应该时间段内核算费用的【100%】。具体操作为每月底乙方与甲方核对本月工作量，然后开具发票提交给甲方付款，甲

CCL2017SZPS0425

1 / 25