

文昌 10-3 气田 II 期开发项目 环境影响报告书

建设单位： 中海石油（中国）有限公司湛江分公司

环评单位： 中海油研究总院有限责任公司

编制时间： 2026 年 5 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	ncm6at		
建设项目名称	文昌10-3气田II期开发项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司湛江分公司		
统一社会信用代码	91440800707913938N		
法定代表人 (签章)	阎洪涛		
主要负责人 (签字)	李茂		
直接负责的主管人员 (签字)	刘春春		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张敏霞	10351243509120210	BH023465	张敏霞
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
马知遥	概述、总论、工程概况与工程分析、海洋生态环境风险评价、环境影响评价结论	BH036766	马知遥
石娇	清洁生产分析与总量控制	BH072890	石娇
谭海月	区域自然环境概况、海洋生态环境现状调查与评价	BH059346	谭海月
朱睿	环境影响回顾性分析	BH062132	朱睿

蔡迎雪	海洋生态环境风险评价	BH051361	蔡迎雪
居开轩	环境保护对策措施及其合理性分析	BH078418	居开轩
熊乐航	海洋生态环境影响预测与评价、环境 经济损益分析	BH008519	熊乐航



蔡迎雪





目 录

1 概述	1
1.1 项目概述	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 关注的主要环境问题	2
1.4 主要评价结论	3
2 总论	4
2.1 评价依据	4
2.2 评价标准	7
2.3 环境敏感目标	9
2.4 环境保护目标	9
2.5 评价内容	10
2.6 评价重点	10
2.7 评价工作等级	10
2.8 评价范围	11
3 工程概况与工程分析	13
3.1 建设项目基本情况	13
3.2 工程开发方案概述	15
3.3 工程项目组成	17
3.4 生产工艺流程	20
3.5 依托设施校核与改造	23
3.6 施工方案	29
3.7 产污环节分析	33
3.8 污染源强核算	34
3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选	42
4 区域自然环境概况	45
4.1 工程区域自然环境概况	45
4.2 国土空间规划及相关规划符合性	49
4.3 环境敏感目标筛选	55
5 海洋生态环境现状调查与评价	56
5.1 海洋生态环境现状调查概况	56
5.2 海水水质现状调查与评价	64
5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价	66



5.4 海洋生态环境现状调查与评价	69
5.5 海洋生物质量现状调查与评价	76
5.6 海洋渔业资源调查	78
6 环境影响回顾性分析	86
6.1 现有工程概况	87
6.2 环评批复及落实情况	90
6.3 依托工程环保设施运行状况回顾	99
6.4 现有工程溢油风险事故回顾	103
6.5 文昌油田群周围海域环境质量回顾性分析	103
6.6 环境影响回顾性分析结论	112
7 海洋生态环境影响预测与评价	113
7.1 海洋生态环境影响预测	113
7.2 海水水质环境影响评价	126
7.3 海洋沉积物环境影响评价	127
7.4 海洋生态环境影响评价	127
7.5 海洋生物资源损失评估	129
7.6 环境敏感目标影响分析	135
7.7 工程对水文动力的影响分析	135
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	135
8 海洋生态环境风险评价	137
8.1 风险评价概述	137
8.2 风险调查	138
8.3 评价等级	139
8.4 风险识别	142
8.5 风险事故情形分析	147
8.6 地质性溢油及浅层气风险分析及防范措施	151
8.7 溢油风险后果分析	156
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施	163
8.9 评价结论与建议	180
9 清洁生产分析与总量控制	182
9.1 清洁生产分析	182
9.2 清洁生产评价	185
9.3 总量控制方案建议	189



10 环境保护对策措施及其合理性分析	191
10.1 建设阶段环境保护对策措施	191
10.2 生产阶段环境保护对策措施	194
10.3 海洋生态保护对策	198
10.4 环境保护对策措施一览表	202
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	203
11 环境经济损益分析	205
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	205
11.2 环境保护的经济损益分析	205
12 环境管理与监测计划	209
12.1 环境管理	209
12.2 环境监测计划	212
12.3 跟踪监测方案	213
13 环境影响评价结论	215
13.1 项目概况	215
13.2 规划和政策符合性结论	217
13.3 项目环境影响评估	217
13.4 环境影响回顾性分析	222
13.5 海洋生态环境风险评价结论	223
13.6 清洁生产与总量控制	224
13.7 环境保护对策措施	225
13.8 评价结论	226



1 概述

1.1 项目概述

文昌 10-3 气田 II 期开发项目位于中国南海北部珠江口盆地，距最近陆地约 120km，所在海域水深 120m~150m。文昌 10-3 气田 II 期开发项目计划于 2027 年 9 月投产，高峰年产气量约 XXXXm³（2029 年），高峰年产油量约 XXXXm³（2029 年）。工程总投资约 XXXX 元人民币。

文昌 10-3 气田 II 期开发项目拟新建 1 座井口平台（WC10-3 WHPA 平台），布设 20 个井槽，先期钻 7 口生产井，预留 13 口井；新铺设 1 条 12" 24.5km WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 的海底混输管道、1 条 12" 21.7km WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 的海底混输管道、1 条 7.0km WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆；将已建 10" 18.3km WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道清洗后封存。

WC10-3 WHPA 平台物流中高含氦气井部分所产物流进入提氦工艺系统，分离出的氦气进入氦气储存系统，分离出的天然气、凝析油及其他生产物流与其余井所产物流混合，经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 低压生产分离器分离出的气相混合后进入湿气压缩机增压，后经过三甘醇脱水系统脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，增压后经已建海底管道外输至高栏和香港终端销售；段塞流捕集器分离后的含水原油经已建海底管道越站输送至 WC8-3 WHPA 平台，再经新建海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台，处理至含水 50%后经已建海底管道越站输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输；生产水部分经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海，其余部分依托 HYSY116 FPSO 处理达标排海。WC10-3 WHPA 平台不设主电站，通过新建海底电缆由 WC16-2 WHPA 平台供电。本项目同时对依托的 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台和 WC16-2 WHPA 平台进行适应性改造。

本项目 WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼。本项目计划采用模块钻机进行钻完井、修井以及后期调整井作业；新建海底管道计划采用铺管船铺设，直接放置于海底，不挖沟；新建海底电缆计划采用铺缆船铺设，后挖沟，埋深 1.5m。



1.2 环境影响评价工作过程

受建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司的委托，中海油研究总院有限责任公司承担文昌 10-3 气田 II 期开发项目的环境影响评价工作。

环评单位接到本项目的环评任务委托 7 个工作日内，通过“海南省生态环境厅网站”网络媒体进行了信息公开。同时，开展了资料收集，以及相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复的依托设施相关环评文件等。

通过对文昌 10-3 气田 II 期开发项目设计文件分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目国土空间规划及相关规划符合性进行了分析。

本项目委托自然资源部南海生态中心于 2022 年 9 月围绕文昌 10-3 气田 II 期开发项目及周边海域开展了海洋生态环境质量现状调查与评价工作，委托中国水产科学研究院南海水产科学研究所于 2022 年 9 月开展了渔业资源及渔业生产现状调查与评价工作，并根据本项目工程分析和海洋生态环境质量现状调查与评价结果，开展了本项目的环境影响预测与评价工作。

结合工程分析以及海洋生态环境影响预测与评价结果，开展了本项目清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境风险分析与评价、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《文昌 10-3 气田 II 期开发项目环境影响报告书》的编制。

1.3 关注的主要环境问题

本项目周围主要环境敏感目标为项目所在海域附近经济鱼类产卵场，本项目位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内；本项目新建平台距海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 125km，新建管缆距离海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 81km。

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，海底电缆挖沟埋设时掀起的悬浮物及船舶污染物（船舶生活污水、船舶垃圾、船舶含油污水等）和生产阶段生产水、生活污水及船舶污染物的排放对上述敏感目标及周围海域的海水水质、底质和海洋生态环境的影响范围及程度。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。

1.4 主要评价结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家产业政策；符合《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》《全国海洋主体功能区规划》要求，与海南省“三区三线”中的海洋生态保护红线和《关于海南省“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》要求相协调。

本项目从设计和施工方案上采取了一系列污染防治和环境保护措施，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。建设阶段产生的主要污染物为钻屑和钻井液，海底电缆挖沟埋设时掀起的悬浮物及船舶污染物（船舶生活污水、船舶垃圾、船舶含油污水等），对环境的影响属于短期、一次性且可恢复的。平台设有钻井液循环处理系统，分离出的钻井液循环使用，符合排放标准的钻井液/钻屑经检测达标后海面 60m 以下排放；不达标的钻井液/钻屑和合成基钻井液运回陆地交由有资质单位处理。本项目海底电缆挖沟施工作业避开蓝圆鲹和深水金线鱼等主要经济鱼类的产卵盛期（4 至 6 月）。生产阶段产生的主要污染物为生产水、生活污水和温排水，生产水经 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 处理达标后排放，生活污水在新建 WC10-3 WHPA 平台处理达标后排放，新建 WC10-3 WHPA 平台产生的少量温排水直接排放。其它污染物排放量较小，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的影响范围和程度较小。

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

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、海洋生态保护对策措施，切实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。



2 总论

2.1 评价依据

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

2.1.1 法律依据

- 《中华人民共和国环境保护法》（全国人大常委会，2014.4.24 修订）
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（全国人大常委会，2023.10.24 修订）
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（全国人大常委会，2018.12.29 修正）
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人大常委会，2025.12.27 修正）
- 《中华人民共和国水污染防治法》（全国人大常委会，2017.6.27 修正）
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（全国人大常委会，2018.10.26 修订）
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人大常委会，2020.4.29 修订）
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人大常委会，2012.2.29 修正）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（全国人大常委会，2021.4.29 修订）
- 《中华人民共和国节约能源法》（全国人大常委会，2018.10.26 修正）
- 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（全国人大常委会，2010.10.1 施行）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院，2017.7.16 修订）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（国务院，2006.2.14）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院，2017.10.7 修订）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部，2016.1.5 修正）



- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院，1989.2.11）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局，1992.8.26）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）（生态环境部，2021.1.1 施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部，2018.7.16）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部，2025.1.1 施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环境保护部，2012.7.3）
- 《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022.5.10）
- 《海洋工程环境影响评价管理规定》（国家海洋局，2017.4.27）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部，2017.5.23 施行）
- 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11.30）
- 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部，2019.12.13）
- 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资源部，2023.06.13）
- 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资源部，2022.08.16）
- 《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资源部，2022.10.14）
- 《农业农村部办公厅关于进一步明确涉渔工程水生生物资源保护和补偿有关事项的通知》（农业农村部，2018.06.29）

2.1.3 技术导则及规范

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



- 《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019）
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2020）及 2022 年修改通报

2.1.4 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8）
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》（2021.3）
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》（2022.1）
- 《“十四五”现代能源体系规划》（2022.1）
- 《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》（2021.3）
- 《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》（2021.12）
- 《海南省油气产业发展“十四五”规划》（2021-2025 年）
- 《海南省生态环境分区管控方案（2023 年版）》
- 《海南省国土空间规划（2021-2035）》
- 《海南省海洋经济发展“十四五”规划》（2021-2025 年）
- 《海南省“三区三线”划定方案》（2022 年）

2.1.5 基础资料

- 文昌 10-3 气田 II 期开发项目环境影响评价任务委托书
- 文昌 10-3 气田 II 期开发项目可行性研究报告（2025.10）
- 文昌 10-3 气田 II 期开发项目基本设计报告（2025.12）
- 文昌 10-3 气田 II 期开发项目工程场地勘察报告（2025.12）
- 《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》及其批复
- 《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》及其批复
- 《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》及其批复
- 《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》及其批复



- 《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》及其批复
- 《文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书》及其批复
- 《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》及其批复
- 《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》及其批复和竣工验收文件

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目位于《海南省国土空间规划（2021-2035）》之外，新建设施距岸最近约 120km。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），“在海洋生态环境保护规划或近岸海域生态环境分区管控均未明确质量目标的海域，以维持环境质量现状为目标”，本项目环境影响评价中海水水质、沉积物、海洋生物质量均执行现状标准。本项目环境影响评价中所采用的环境质量标准见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的环境质量标准

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

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海北部珠江口盆地，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本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），本项目所在海域属于二级海区。本项目在建设过程中所产生的相关污染物的处理与排放标准见表 2.2-2。



表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
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 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均) 石油类 $\leq 65\text{mg/L}$ (一次容许值)	生产阶段 排放的 生产水
	海洋石油勘探开发 污染物生物毒性 第 1 部分: 分级 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 50000\text{mg/L}$ 。	
钻井液和 钻屑	海洋石油勘探开发 污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	禁止排放非水基钻井液, 不得排放含油 量 $>8\%$ 的含油钻屑和钻井液, 重晶石中最 大值: $\text{Hg}\leq 1\text{mg/kg}$, $\text{Cd}\leq 3\text{mg/kg}$	建设阶段 钻井作业排 放的钻井液 和钻屑
	海洋石油勘探开发 污染物生物毒性 第 1 部分: 分级 (GB18420.1-2009)	二级		
生活污水	海洋石油勘探开发 污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	$\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$	平台排放的 生活污水
生产垃圾	海洋石油勘探开发 污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	禁止排放或弃置入海。	钻井阶段/ 生产阶段产 生的生产垃 圾
生活垃圾	海洋石油勘探开发 污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	三级	食品废弃物经处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 时, 可排放或弃置入海; 其他生活垃圾禁止排放或弃置入海。	平台产生的 生活垃圾
船舶 含油污水	船舶水污染物排放 控制标准 (GB3552-2018)	/	石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 排放应在船舶航行中进行。	作业船舶排 放的含油污 水
船舶生活 污水	船舶水污染物排放 控制标准 (GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理, 不得直接排 海: a) 利用船载收集装置, 排入接收设施; b) 利用船载生活污水处理装置处理, 达到 以下规定要求后在航行中排放: (1) 在 2012 年 1 月 1 日以前安装 (含更换) 生活 污水处理装置的船舶, $\text{BOD}_5\leq 50\text{mg/L}$, $\text{SS}\leq 150\text{mg/L}$, 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, $\text{COD}_{\text{Cr}}\leq 125\text{mg/L}$, $\text{pH}: 6-8.5$, 总氯 (总余氯) $< 0.5\text{mg/L}$ 。 污染物排放监控位置: 生活污水处理装置 出水口。	距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海 域产生的船 舶生活污水
			同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放;	



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			(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。	离≤12 海里的海域
			船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离>12 海里的海域
船舶垃圾	船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)	/	禁止排海, 收集并排入接收设施。	塑料、废弃食用油、生活废弃物等
			在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域, 应收集运回陆地处理; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域, 粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。	食品废弃物
船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	排放控制区范围内使用硫含量不大于 0.5% _{m/m} 的船用燃油。	作业船舶产生的大气污染物
			2022 年 1 月 1 日起, 海船进入沿海控制区海南水域应使用硫含量不大于 0.1% _{m/m} 的船用燃油。	

2.3 环境敏感目标

本项目位于中国南海北部珠江口盆地, 评价范围内的敏感目标为本项目所在海域附近的经济鱼类产卵场。

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内; 本项目新建平台距海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 125km, 新建管缆距海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 81km。正常开发生产作业仅对蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场产生一定影响, 不会对其他敏感目标造成任何影响。

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

2.4 环境保护目标

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

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



2.5 评价内容

根据环境影响识别和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的评价内容主要为：建设阶段和正常生产过程中产生的各类污染物（主要是钻井液、钻屑、海底电缆挖沟掀起的悬浮物、生产水和生活污水等）对海水水质、沉积物和海洋生态环境影响的评价，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。

本次评价的工程内容主要包括：

- 新建 WC10-3 WHPA 平台；
- 新铺设 1 条 12" 24.5km WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道；
- 新铺设 1 条 12" 21.7km WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道；
- 新铺设 1 条 7.0km WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆。

2.6 评价重点

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

- 钻井作业期间排放的钻井液、钻屑和海底电缆挖沟掀起的悬浮物对工程周围海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境和海洋生物资源的影响范围及程度；
- 生产阶段生产水的排放对工程周围海水水质、海洋生态和生物资源的影响范围及程度；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 油气泄漏事故对工程设施周围海域的海水水质、海洋生态环境、生物资源以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故风险分析、防范对策及应急措施可行性分析。

2.7 评价工作等级

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

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），建设项目海洋生态环境影响类型和影响程度，评价等级划分为 1、2、3 级。本项目属于海洋油气开发及其附属工程，本项目的海洋生态环境影响类型包括废水排放、



泥浆及钻屑排放和挖沟埋设管缆，见表 2.7-1。

表 2.7-1 海洋工程建设项目评价等级判定表

影响类型		1	2	3	本项目
废水排放量 Q (10 ⁴ m ³ /d) ^a	含 B 类污染物	Q≥20	5≤Q<20	Q<5	XXXX
	含 C 类污染物	Q≥500	50≤Q<500	Q<50	XXXX
泥浆及钻屑排放量 Q (10 ⁴ m ³)		Q≥10	5≤Q<10	Q<5	XXXX
挖沟埋设管缆总长度 L (km) ^b		L≥100	60≤L<100	L<60	XXXX

^a: 排放口位于近岸海域以外海域的评价等级降低一级（最低为 3 级）；建设项目排放的污染物为受纳水体超标因子，评价等级应不低于 2 级。

^b: 挖沟埋设管缆总长度以挖沟累积长度计。

废水排放量 Q: 本项目无含 A 类污染物废水；含 B 类污染物废水为含油生产水和生活污水，本项目生产水新增最大排放量 XXXXm³/d，生活污水最大排放量为 XXXXm³/d，评价等级为 3 级；含 C 类污染物废水为温排水，最大排放量为 XXXXm³/d (XXXXm³/h)，评价等级为 3 级。

泥浆及钻屑排放量 Q: 本项目钻屑排放量合计为 XXXXm³，钻井液排放量合计为 XXXXm³，总计为 XXXXm³，Q<5×10⁴m³，泥浆及钻屑排放量环境影响评价等级为 3 级。

挖沟埋设管缆总长度 L: 本项目计划新铺设的 1 条海底管缆挖沟埋设，总长度为 7.0km，L<60km，挖沟埋设管缆总长度环境影响评价等级为 3 级。

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

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)，确定本项目的风险评价等级为二级，风险评价等级的确定详见报告书“第八篇 海洋生态环境环境风险评价”。

2.8 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025) 的要求，海洋生态环境影响评价范围应覆盖建设项目整体实施后可能对海洋生态环境造成影响的范围。根据评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，确定评价范围。本项目环境影响评价等级为 3 级，根据导则要求，在潮流主流向的扩展距离应不小于 1km~5km，本项目所在海区主流向为 NW-SE，并结合工程排污情况及新建设施所在位置，确定以新建 WC10-3 WHPA 平台、新建海底管道/电缆和依托设施(WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO)外扩 5km，共 74.7km×49.5km 的方形区域为本项目的环境影响评价范围，评价面积约为



3698km²。

本项目环境影响评价范围四至坐标见表 2.8-1，评价范围示意图见图 2.8-1。

表 2.8-1 评价范围四至坐标

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

XXXX

图 2.8-1 评价范围示意图

3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为文昌 10-3 气田 II 期开发项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司湛江分公司。本项目计划新建 1 座井口平台（WC10-3 WHPA 平台）、2 条海底管道和 1 条海底电缆，属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.2 地理位置

文昌 10-3 气田 II 期开发项目位于中国南海北部珠江口盆地，距最近陆地约 120km，所在海域水深 120m~150m。本项目地理位置见图 3.1-1。

XXXX

图 3.1-1 项目地理位置图

3.1.3 建设内容及规模

本项目新建 1 座平台，新铺设 2 条海底管道和 1 条海底电缆。包括：

- 1 座 4 腿有人井口平台（WC10-3 WHPA 平台）；
- WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 的海底混输管道（12"，24.5km）；
- WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 的海底混输管道（12"，21.7km）；
- WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆（7.0km）。

已建 WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道清洗后封存，对依托的 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台和 WC16-2 WHPA 平台进行适应性改造。

本项目投产后，文昌 10-3 气田 II 期预计最大年产气量为 XXXXm³（2029 年），最大年产油量为 XXXXm³（2029 年），最大年产水量 XXXXm³（2034 年），工程总投资约 XXXX 元人民币，基础数据见表 3.1-1。

表 3.1-1 本项目基础数据

项目		文昌 10-3 气田 II 期
产量	最大年产气量	XXXX
	最大年产油量	XXXX
	最大年产水量	XXXX
开发方式		XXXX
开采方式		XXXX
井数		XXXX
设施设计年限		XXXX



项目	文昌 10-3 气田 II 期
工程总投资	XXXX
预计投产时间	XXXX

3.1.4 生产物流特性

天然气组分见表 3.1-2、表 3.1-3，原油物性见表 3.1-4。

表 3.1-2 天然气组分

XXXX

表 3.1-3 高含氦气井天然气组分

XXXX

表 3.1-4 油品物性

XXXX

3.1.5 生产预测数据

文昌 10-3 气田 II 期开发项目生产预测数据表 3.1-5。

表 3.1-5 文昌 10-3 气田 II 期生产预测

时间	日产量				年产量			
	气	油	水	液	气	油	水	液
	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁸ Sm ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								



3.2 工程开发方案概述

3.2.1 文昌油田群现有工程概况

文昌油田群现有生产设施包括 15 座平台 (WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC15-1 WHPA、WC14-3 WHPA、WC13-6 WHPA、WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC13-1 WHPA、WC13-2 WHPA、WC13-2 WHPB、WC9-7 DPP、WC16-2 WHPA 和 WC19-1 DPPA、WC9-2/9-3 CEP)、1 套水下生产设施 (WC10-3 SPS) 和 1 艘 10 万吨级的浮式生产储油装置 (HYSY116 FPSO) 以及文昌油田群内部的海底管道和电缆。

文昌油田群现有各平台所产物流通过各自海底管道汇集至 HYSY116 FPSO, 物流走向分为三个系列。

19-1 系列: 包括 WC10-3 SPS/WC9-2/9-3 CEP/WC8-3 WHPB/WC8-3 WHPA/WC14-3 WHPA/WC13-6 WHPA/WC9-7 DPP/WC16-2 WHPA/WC19-1 WHPA/WC19-1 WHPB/ WC19-1 WHPC/WC19-1 DPPA 平台。其中 WC10-3 SPS 和 WC9-2/9-3 CEP 平台的生产物流经过处理后的气体接入崖城-香港输气管道送往高栏和香港终端; 分离出的凝析油和水通过已建海管输往 WC8-3 WHPB 平台, 与 WC8-3 WHPB 平台物流汇合后通过已建海管输往 WC8-3 WHPA 平台; 与 WC8-3 WHPA 平台物流汇合后通过已建海管输往 WC14-3 WHPA 平台; 与 WC14-3 WHPA 平台物流和 WC13-6 WHPA 平台来液汇合后通过已建海管输送至 WC9-7 DPP 平台; 与 WC9-7 DPP 平台、WC16-2 WHPA 平台物流汇合, 经部分脱水后通过已建海管输送至 WC19-1 DPPA 平台, 越站与经 WC19-1 DPPA 平台处理后的 WC19-1 WHPA/WHPB/WHPC 及 WC19-1 DPPA 平台物流一起通过已建海管经 WC19-1 WHPA 输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输。

15-1 系列: 包括 WC15-1 WHPA 平台。WC15-1 WHPA 平台设有油气分离设施, 分离出的气体去放空系统, 其余物流通过海底管道输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输。

13-2 系列: 包括 WC13-1 WHPA、WC13-2 WHPA 和 WC13-2 WHPB 平台。WC13-1 WHPA 和 WC13-2 WHPA 物流通过已建海管输送至 WC13-2 WHPB 平台, 与 WC13-2 WHPB 平台物流汇合后通过已建海管输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输。

文昌油田群来自各平台的生产物流在 HYSY116 FPSO 上进行处理后, 分离

出的合格原油进入货油舱储存，定期由穿梭油轮外运；HYSY116 FPSO 分离出的天然气用作燃料气在 HYSY116 FPSO 上发电，其余剩余部分通过火炬系统燃烧后排放。

WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC14-3 WHPA、WC13-1 WHPA、WC13-2 WHPB、WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC9-7 DPP、WC19-1 DPPA 平台均设生产水处理设施，部分生产水在各自平台处理达标后排放，其余生产水依托 HYSY116 FPSO 生产水处理设施处理达标后排放。

文昌油田群现有工程设施物流走向见图 3.2-1。

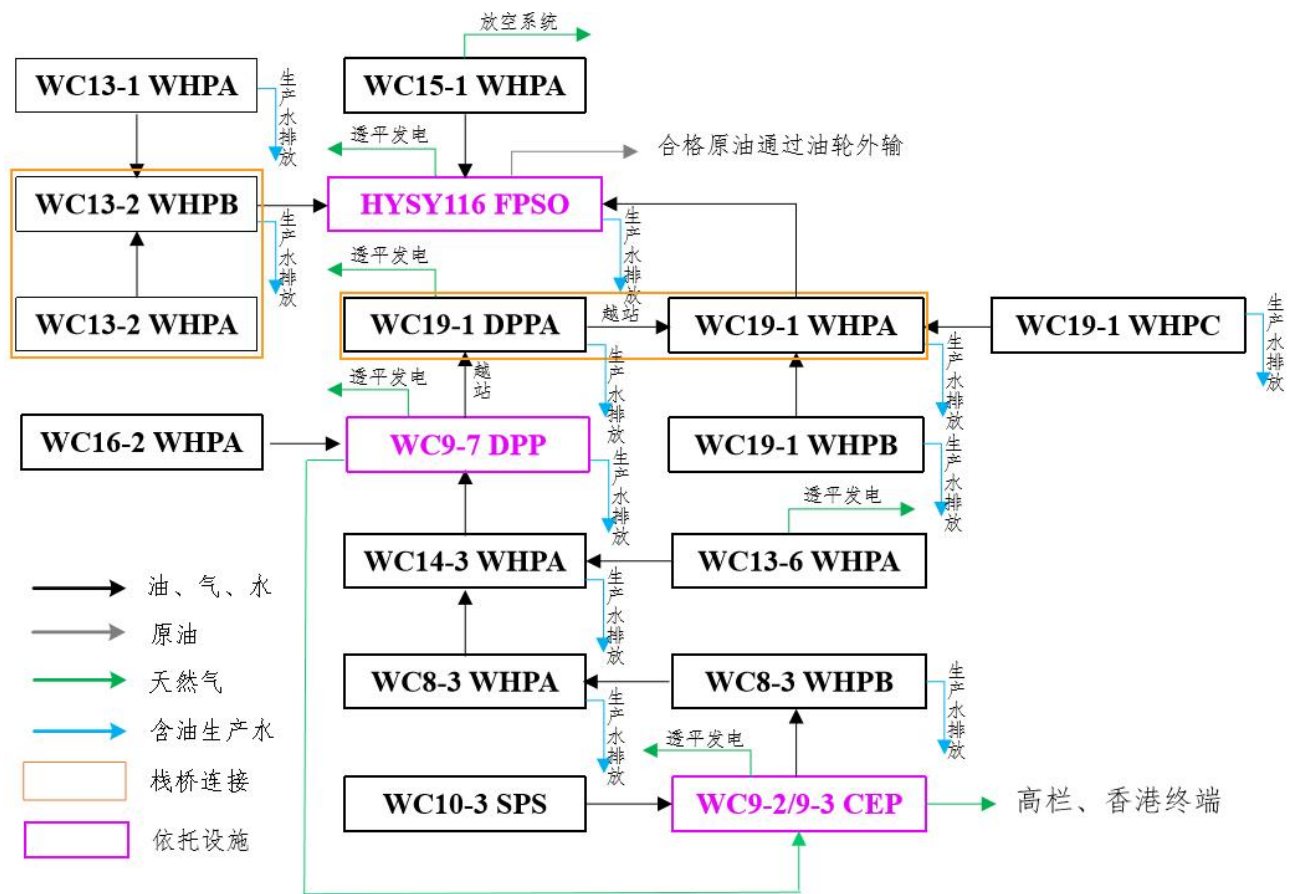


图 3.2-1 文昌油田群现有工程物流走向图

3.2.2 本项目工程开发方案概述

本项目依托文昌油田群现有设施进行开发，计划新建 1 座 4 腿有人井口平台 WC10-3 WHPA，先期钻 7 口井；新铺设 2 条海底混输管道和 1 条海底电缆。

已建 WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道于 2024 年进行的内检测显示，最大腐蚀深度 67%，存在腐蚀严重隐患，校核无法通过，故本项目新建 WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道，已建 WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道就地封存。本项目投产前，WC9-2/9-3 CEP 平台至 WC9-7

DPP 平台的物流方向为 WC9-2/9-3 CEP 平台→WC8-3 WHPB 平台→WC8-3 WHPA 平台→WC14-3 WHPA 平台→WC9-7 DPP 平台；本项目投产后，此路物流方向为 WC9-2/9-3 CEP 平台→WC8-3 WHPB 平台→WC8-3 WHPA 平台→WC9-7 DPP 平台，如图 3.2-2、图 3.2-3 所示。

新建 WC10-3 WHPA 平台物流中高含氦气井部分所产物流进入提氦工艺系统，分离出的氦气进入氦气储存系统，分离出的天然气、凝析油及其他生产物流与其余井所产物流混合，经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 低压生产分离器分离出的气相混合后进入湿气压缩机增压，后经过三甘醇脱水系统脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，增压后经已建海底管道外输至高栏和香港终端销售；段塞流捕集器分离后的含水原油经已建海底管道越站输送至 WC8-3 WHPA 平台，再经新建海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台，处理至含水 50% 后经已建海底管道越站输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输；生产水部分经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海，其余部分依托 HYSY116 FPSO 处理达标排海。

本项目投产后总体开发方案示意图见图 3.2-2，文昌油田群物流走向见图 3.2-3。

XXXX

图 3.2-2 总体开发方案示意图

XXXX

图 3.2-3 本项目投产后文昌油田群物流走向示意图

3.3 工程项目组成

本项目新建 1 座井口平台 WC10-3 WHPA，新铺设 2 条海底混输管道和 1 条海底电缆；将已建 WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道清洗后封存；并对依托 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台和 WC16-2 WHPA 平台进行适应性改造。本项目工程组成情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目工程组成

工程性质	工程组成	设施及规模			
新建工程	WC10-3 WHPA				
	海底管道				
	海底电缆				
海底管道封存					
适应性改 造工程	WC9-2/9-3 CEP	•			
	WC8-3 WHPA 平台	•			
	WC9-7 DPP 平台	•			
	WC16-2 WHPA 平台	•			

3.3.1 WC10-3 WHPA 平台

WC10-3 WHPA 为一座 4 腿导管架井口平台,导管架工作点间距为 20m×20m。平台立面结构示意图见图 3.3-1。平台设直升机甲板、上层甲板、中层甲板和下层甲板。

WC10-3 WHPA 平台上设有 120 人生活楼、主工艺系统、柴油系统、化学药剂注入系统、火炬系统、开闭排系统、消防系统及公用系统等设施。

XXXX

图 3.3-1 平台立面结构示意图

3.3.1.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 62.3m×45m, 标高 EL.(+)36m。

上层甲板东侧布置 120 人生活楼, 西侧布置鹤管及装料撬, 平台共设置三组提氦管束集撬。井口区位于 A/B 轴及 1/2 轴之间, 共有 20 个井槽, 按照 4(行)×5(列)排列, 井槽间距为 2.3m×2.3m。生活楼西侧设有模块钻机以及火炬臂, 在甲板南侧 1 轴和北侧 1 轴各布置一台吊机。

上层甲板平面布置见图 3.3-2。

XXXX

图 3.3-2 WC10-3 WHPA 平台上层甲板平面布置示意图

3.3.1.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 48.9m×54.4m，标高为 EL.(+)27m。

1 轴和 2 轴之间为井口区及相关设备，2 轴东侧为电器房间。2 轴西侧设有电动消防泵、化学药剂注入橇等。2 轴西侧设置 H60 防火墙，分隔非危险区与危险区。甲板北侧预留 2 台湿气压缩机、气液分离器以及生产分离器。2 轴东侧房间区设有有二层甲板，布置有主变压器间、中控室等。提氦设备布置于甲板西南侧，包括一/二/三级膜渗透压缩机，以及脱氢、吸附、脱水、膜分离和脱碳设备。

中层甲板平面布置见图 3.3-3。

XXXX

图 3.3-3 WC10-3 WHPA 平台中层甲板平面布置示意图

3.3.1.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 43.5m×48.3m，标高为 EL.(+)21m。

甲板设有开排泵、柴油输送泵、清管球发球筒、闭排泵、火炬分液罐、海水过滤器、生活污水处理装置、柴油消防泵、海水提升泵、饮用水罐。2 轴西侧设置 H60 防火墙，分隔非危险区与危险区。在甲板西侧预留 2 台清管器，北侧预留外输泵及滤器。提氦设备布置于甲板西南侧，包括制冷橇、富氦气液分离器橇、富氦冷却器等。

下层甲板平面布置见图 3.3-4。

XXXX

图 3.3-4 WC10-3 WHPA 平台下层甲板平面布置示意图

3.3.1.4 平台防腐

平台飞溅区以上的部分采用高性能防腐涂层；飞溅区增加钢的壁厚并采用高性能防腐蚀涂料；全浸区的外腐蚀控制采用外加电流联合阴极与牺牲阳极保护防腐措施。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护。本项目牺牲阳极考虑 3 年的设计年限。

3.3.2 海底管道

本项目计划铺设 2 条海底混输管道，长度和管径等参数见表 3.3-2。新建 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道采用单层不保温海管，截面见图

3.3-5, 海底管道内衬采用 316L 材质防腐, 外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法, 阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极, 外防腐涂层采用三层聚乙烯防腐涂层, 厚度 3.5mm。新建 WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道采用双层钢管, 截面见图 3.3-5, 海底管道内衬采用 316L 材质防腐, 外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法, 阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极, 外防腐涂层采用三层聚乙烯防腐涂层, 厚度 3.5mm。

表 3.3-2 新建海底管道设计参数

管道名称	设计参数						
	设计年限 (a)	管径 (in)	长度 (km)	设计压力 (MPa)	设计温度 (°C)	腐蚀裕量 (mm)	配重层厚 度(mm)
WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海 底混输管道							
WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底 混输管道							

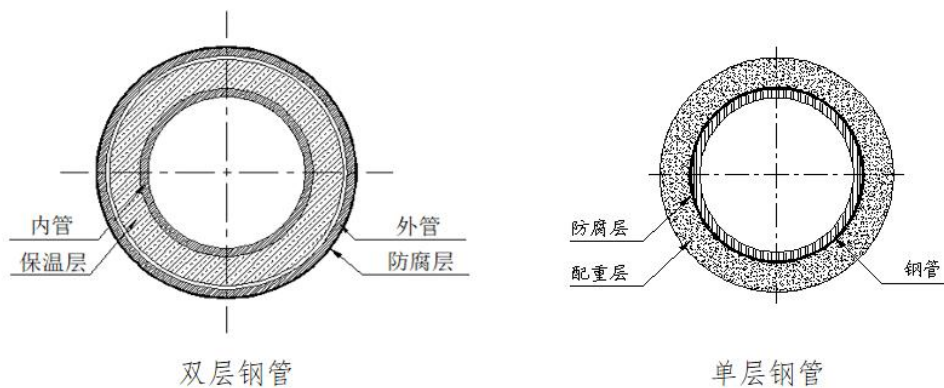


图 3.3-5 新建海底混输管道截面示意图

3.4 生产工艺流程

3.4.1 新建 WC10-3 WHPA 平台

主工艺流程: 新建 WC10-3 WHPA 平台单井物流经过单井多相流量计计量后, 分别设置高压 (高于起输压力) 和低压 (低于起输压力) 两个井口压力体系。高压井物流经高压生产管汇进入外输海管, 低压井物流经低压生产管汇在平台上经过分离器气液分离。分离器气相出口气体经过湿气压缩机增压后与分离器液相出口液体用泵增压混合后再与高压管汇物流汇合后通过新建海底混输管道外输至 WC9-2/9-3 CEP 平台。

XXXX

图 3.4-1 WC10-3 WHPA 平台主工艺流程图

提氮工艺流程：本项目高含氮气井（A7H、A10M）部分所产物流进入提氮工艺系统，经过预处理系统、粗氮提取系统、氮气纯化系统，制得的高纯氮气进入氮气储存系统，分离出的天然气、凝析油及其他生产物流与其余井所产物流混合后外输。

XXXX

图 3.4-2 WC10-3 WHPA 平台提氮工艺示意图

XXXX

图 3.4-3 WC10-3 WHPA 平台提氮工艺流程图

3.4.2 依托 WC9-2/9-3 CEP 平台

WC10-3 WHPA 平台物流经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离（部分年份段塞流捕集器能力不足时物流部分进入低压分离器处理），分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 平台低压生产分离器分离出的气相混合后进入湿气压缩机增压，后经过三甘醇脱水系统脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，经干气压缩机增压后外输；段塞流捕集器处理后的含水原油经已建海底管道越站输送至 WC9-7 DPP 平台。生产流程见图 3.4-4。

XXXX

图 3.4-4 WC9-2/9-3 CEP 平台生产工艺流程图

3.4.3 依托 WC9-7 DPP 平台

3.4.3.1 生产工艺流程

本项目投产后，新建 WC10-3 WHPA 平台生产物流经 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离后，含水原油经已建海底管道越站输送至 WC8-3 WHPA 平台，再经新建海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台段塞流捕集器，分离出的液相与 WC9-7 DPP 平台低压井物流、高压生产分离器分离出的液相、WC14-3 WHPA 及上游平台分离出的液相一起进入低压分离器，低压分离器分离出的液相经缓冲罐（缓冲罐脱出的气进入低压压缩机）后通过已建海管外输至 WC19-1 DPPA 平台；分离出的生产水经生产水处理系统处理达标后在 WC9-7

DPP 平台排海。

依托的 WC9-7 DPP 平台生产工艺流程见图 3.4-5。

XXXX

图 3.4-5 WC9-7 DPP 平台生产工艺流程图

3.4.3.2 生产水处理工艺流程

本项目依托 WC9-7 DPP 平台的生产水处理系统。WC9-7 DPP 平台设 1 套生产水处理设施，采用“水力旋流器+立式旋流气浮”的两级处理流程，处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后水下 60m 排海，见图 3.4-6。

XXXX

图 3.4-6 WC9-7 DPP 平台生产水处理工艺流程图

3.4.4 依托设施 HYSY116 FPSO

3.4.4.1 生产工艺流程

HYSY116 FPSO 生产工艺流程分为轻质油处理系列和中质油处理系列。轻质油系列采用轻质一级分离器+轻质二级分离器处理系统，中质油系列采用中质一级分离器+旋风分离器+中质二级分离器处理系统。

WC19-1 WHPA 平台及上游平台物流（含本项目 WC10-3 WHPA、WC16-2 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC14-3 WHPA、WC13-6 WHPA、WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC9-7 DPP、WC19-1 DPPA、WC9-2/9-3 CEP 和 WC10-3 SPS 物流）进入中质油系统处理流程，分别依次经过中质一级分离器、旋风分离器进行三相分离，分离出的油再经中质二级分离器/三相分离器（并联）进一步脱水，处理合格的原油进入原油舱外输销售；分离出的生产水经生产水处理系统处理达标后排海；分离出的天然气部分用于燃料气发电，其余部分去火炬系统；WC13-2 WHPB 平台及上游平台物流（含 WC13-1 WHPA、WC13-2 WHPA 和 WC13-2 WHPB 物流）和 WC15-1 WHPA 平台物流进入轻质油系统处理流程。工艺流程图见图 3.4-7。

XXXX

图 3.4-7 HYSY116 FPSO 生产工艺流程图

3.4.4.2 生产水处理工艺流程

HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理来自于轻质油系统和 中质油系统分离的生产水。生产水处理流程分两个系列（并联）：系列一：“生产水舱+水力旋流器+一级气浮装置+二级气浮装置+脱气罐”，该系列处理能力为 6000m³/d，系列二：“一级气浮装置+二级气浮装置”，该系列处理能力为 12000m³/d。

生产水经处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级标准（石油类≤45mg/L）后排海，见图 3.4-8。

XXXX

图 3.4-8 HYSY116 FPSO 生产水处理工艺流程图

3.4.5 海底电缆

本项目新铺设 1 条 WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆（规格 35kV，3*120mm²，长约 7.0km），与文昌油田群电力组网。

3.5 依托设施校核与改造

3.5.1 依托设施校核

3.5.1.1 WC9-2/9-3 CEP 平台校核

WC10-3 WHPA 平台物流经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 低压生产分离器分离出的气相混合后进入湿气压缩机增压，后经过三甘醇脱水系统脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，经干气压缩机增压后外输；段塞流捕集器分离后的含水原油经已建海底管道越站输送至 WC9-7 DPP 平台。

本项目投产后 WC9-2/9-3 CEP 平台处理气量见表 3.5-1，WC9-2/9-3 CEP 平台依托设施处理能力校核情况见表 3.5-2、表 3.5-3。WC9-2/9-3 CEP 平台段塞流捕集器接收新建 WC10-3 WHPA 平台物流，最大气处理量为 89.9×10⁴Sm³/d，段塞流捕集器校核结果显示气相空间、管嘴满足校核要求，入口和液相出口管线满足要求，气相出口管线不满足要求，如遇到气量较大工况，段塞流捕集器未分离的物流接入低压分离器进行进一步分离。经校核，本项目投产后 WC9-2/9-3 CEP 平台处理能力满足要求，无需改造。



表 3.5-1 WC9-2/9-3 CEP 平台处理量

年份	文昌 10-3 气田 II 期(本项目) 日产量				其余项目日接收量				WC9-2/9-3 CEP 平台日处理量			
	气	油	水	液	气	油	水	液	气	油	水	液
	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2027												
2028												
2029												
2030												
2031												
2032												
2033												
2034												
2035												
2036												
2037												
2038												
2039												
2040												
2041												
2042												
2043												
2044												

表 3.5-2 WC9-2/9-3 CEP 平台气处理能力校核

项目	原设计处理能力 (10 ⁴ Sm ³ /d)	本项目接入后最大气量 (10 ⁴ Sm ³ /d)	校核结果
湿气压缩机			满足
三甘醇脱水系统			满足
干气压缩机			满足

表 3.5-3 WC9-2/9-3 CEP 平台段塞流捕集器及低压分离器处理能力校核

段塞流捕集器及低压分离器	气 (10 ⁴ Sm ³ /d)	液 (m ³ /d)	校核结果
设计处理能力			满足
实际最大处理量			

3.5.1.2 WC9-7 DPP 平台校核

a. 原油处理能力校核

WC10-3 WHPA 平台所产物流经 WC9-2/9-3 CEP 平台段塞流捕集器分离出的含水原油经已建/新建海底管道越站输送至已建 WC9-7 DPP 平台进行处理。

WC9-7 DPP 平台接收上游文昌 9-2/9-3 油田、文昌 8-3 油田、文昌 13-6 油田、



文昌 14-3 油田外输物流以及文昌 16-2 油田全部物流，在 WC9-7 DPP 平台处理成含水 50% 输往 HYSY116 FPSO。本项目接入后，WC9-7 DPP 平台处理量见表 3.5-4。经校核，本项目投产后 WC9-7 DPP 平台处理能力满足要求，无需改造。

表 3.5-4 本项目接入后 WC9-7 DPP 平台处理量

年份	文昌 10-3 气田 II 期 (本项目)		其余项目		WC9-7 DPP 平台处理量合计			
	日产油	日产水	日产油	日产水	日处理水	日排放水	外输水	外输油
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								

依托设施 WC9-7 DPP 平台原油处理系统校核情况见表 3.5-5。

表 3.5-5 WC9-7 DPP 平台原油处理系统处理能力校核

介质 处理系统	段塞流捕集器 (WC8-3 WHPA、 WC14-3 WHPA)		低压分离器		校核 结果
	设计处理能力	最大处理量	设计处理能力	最大处理量	
油 (m ³ /d)					满足
水 (m ³ /d)					

b. 生产水处理能力校核

WC10-3 WHPA 平台依托 WC9-7 DPP 平台生产水处理设施。本项目投产后，



WC9-7 DPP 平台生产水最大日处理量为 XXXXm³/d，最大日排水量 XXXXm³/d，未超过最大设计处理能力 XXXXm³/d，但超过《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕65 号）中 WC9-7 DPP 平台生产水排放总量控制指标 XXXXm³/d，本项目重新申请 WC9-7 DPP 平台生产水排放总量控制指标。

3.5.1.3 HYSY116 FPSO 校核

a. 原油处理能力校核

HYSY116 FPSO 分轻质油和中质油处理系统。WC13-2 WHPB 平台及上游平台物流和 WC15-1 WHPA 平台物流进入轻质油系统处理流程；WC19-1 WHPA 平台及上游平台物流进入中质油系统处理流程。本项目 WC10-3 WHPA 平台物流最终进入 HYSY116 FPSO 中质油处理系统处理。

本项目投产后，依托设施 HYSY116 FPSO 中质油系统物流接收、处理情况见表 3.5-6。

表 3.5-6 本项目投产后 HYSY116 FPSO 中质油系统物流平衡表

年份	WC9-7 DPP 及上游平台外输量（含水 50%）（含本项目）			WC19-1 DPPA/WHPA/WHPC 外输量（含水 50%）			HYSY116 FPSO 中质油系统接收量		
	日产油	日产水	日产液	日产油	日产水	日产液	日接收油	日接收水	日接收液
年	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									
2041									
2042									
2043									
2044									



依托设施 HYSY116 FPSO 中质油系统校核情况见表 3.5-7。

表 3.5-7 HYSY116 FPSO 中质油系统处理能力校核

介质 处理系统	一级分离器		旋风分离器		二级分离器+三相分离器 (并联)		校核 结果
	设计处理 能力	最大 处理量	设计处理 能力	最大 处理量	设计处理 能力	最大 处理量	
水 (m ³ /d)							满足
液 (m ³ /d)							

b. 生产水处理能力校核

文昌油田群物流主要依托 HYSY116 FPSO 进行进一步处理、储存和外输，本项目投产后，HYSY116 FPSO 的生产水最大排放量为 XXXXm³/d，未超过最大设计处理能力 XXXXm³/d，未超过《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响评价报告书》（环审〔2023〕88 号）中 HYSY116 FPSO 生产水排放总量控制指标 XXXXm³/d。HYSY116 FPSO 水平衡见表 3.5-8。

表 3.5-8 HYSY116 FPSO 生产水处理量（单位：m³/d）

年份	中质油系统生产水处理量	轻质油系统生产水处理量	HYSY116 FPSO 生产水处理量
2027			
2028			
2029			
2030			
2031			
2032			
2033			
2034			
2035			
2036			
2037			
2038			
2039			
2040			
2041			
2042			
2043			
2044			

3.5.1.4 依托海管校核

本项目依托海底管道基本情况及校核情况见表 3.5-9。根据校核结果，本项目投产后依托海底管道的最大操作压力和最高操作温度均未超过设计压力和设计温度，可以满足物流输送要求。在已有管道达到设计寿命前需进行检测评估，

以保证管道的使用安全。

表 3.5-9 本项目依托海底管道校核

海管	管道结构	长度 (km)	直径 (in)	设计压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	最大操作压力 (kPaA)	最大操作温度 (°C)	校核结果
WC19-1 WHPA 至 HYSY116 FPSO								满足
WC9-7 DPP 至 WC19-1 DPPA								满足
WC8-3 WHPB 至 WC8-3 WHPA#2								满足
WC8-3 WHPB 至 WC8-3 WHPA#1								满足
WC9-2/9-3 CEP 至 WC8-3 WHPB								满足

3.5.1.5 终端校核

本项目所产物流经依托设施 WC9-2/9-3 CEP 平台处理后，合格干气经已建 YC13-1 AWA 平台至香港终端天然气管道和分输至高栏终端天然气管道，输送至香港终端和高栏终端进行销售。经校核，本项目投产后香港终端进站天然气量最大为 XXXXm³/d，小于天然气接收能力 XXXXm³/d；高栏终端进站天然气量最大为 XXXXm³/d，小于天然气接收能力 XXXXm³/d，无需改造。

3.5.2 依托设施改造

3.5.2.1 WC9-2/9-3 CEP 平台

为了适应本项目的接入，将对已建 WC9-2/9-3 CEP 平台进行适应性改造。

WC9-2/9-3 CEP 平台下层甲板东侧外扩甲布置新增清管球收球筒，见图 3.5-1。

XXXX

图 3.5-1 WC9-2/9-3 CEP 平台改造布置图（下层甲板）

3.5.2.2 WC8-3 WHPA 平台

为了适应本项目的接入，将对已建 WC8-3 WHPA 平台进行适应性改造。

WC8-3 WHPA 平台下层甲板拆除原有的清管球发球筒，新增一个清管球发球筒，并在 A2 轴外侧新增 12in 立管和海管防碰架，见图 3.5-2。

XXXX

图 3.5-2 WC8-3 WHPA 平台改造布置图（下层甲板）

3.5.2.3 WC9-7 DPP 平台

为了适应本项目的接入，将对已建 WC9-7 DPP 平台进行适应性改造。

WC9-7 DPP 平台下层甲板原有预留位置布置新增清管球收球筒, 见图 3.5-3。

XXXX

图 3.5-3 WC9-7 DPP 平台改造布置图 (下层甲板)

3.6 施工方案

3.6.1 钻完井方案

WC10-3 WHPA 平台共设 20 个井槽, 5 (行) × 4 (列) 排列, 井槽间距为 2.3m × 2.3m, 井槽布置见图 3.6-1, 先期钻 7 口生产井, 预留 13 口井。先期钻井总进尺 38222m, 平均井深 5460m, 最大井深 6803m, 由模块钻机进行钻完井及修井作业。本项目先期钻井批次见表 3.6-1。

XXXX

图 3.6-1 WC10-3 WHPA 平台井槽布置图

表 3.6-1 本项目先期钻井批次

批次	井名	井数 (口)
第一批	A12P&A12H、A8H	2
第二批	A6M、A7H、A10M	3
第三批	A9、A11H	2

3.6.1.1 井身结构

本项目钻井井身结构及套管程序见表 3.6-2, 典型井井身结构见图 3.6-2~图 3.6-8, 实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。

表 3.6-2 井身结构及套管程序

平台	井名	井型	钻头尺寸(") × 井深(m)	套管尺寸(") × 下深(m)
WC10-3 WHPA	A9	4500m 定向井		
	A8H	5000m 水平井		
	A7H	5500m 水平井		
	A11H	6000m 水平井		

平台	井名	井型	钻头尺寸(")×井深(m)	套管尺寸(")×下深(m)
	A12P&A12H	5000m 水平井 (带领眼)		
	A10M	6800m 分支井 (2 分支)		
	A6M	5500m 水平分 支井 (2 分支)		

XXXX

图 3.6-2 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图 (4500m 定向井-A9)

XXXX

图 3.6-3 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图 (5000m 水平井-A8H)

XXXX

图 3.6-4 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图 (5500m 水平井-A7H)

XXXX

图 3.6-5 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图 (6000m 水平井-A11H)

XXXX

图 3.6-6 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图 (5000m 水平井 (带领眼)
-A12P&A12H)

XXXX

图 3.6-7 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图（6800m 分支井（2 分支）-A10M）

XXXX

图 3.6-8 WC10-3 WHPA 平台典型井井身结构示意图（5500m 水平分支井（2 分支）-A6M）

3.6.1.2 钻井液体系

钻井阶段将根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好油气层、保护好环境的要求。本项目各井段采用的钻井液体系见表 3.6-3。

表 3.6-3 本项目钻井液体系

平台	井名	井段	钻井液类型
WC10-3 WHPA	A12P&A12H、A8H（第一批） A6M、A7H、A10M（第二批） A9、A11H（第三批）	24"	
		16"	
		12-1/4"	
		8-1/2"	
		6"（A10M）	

3.6.2 施工方案

本项目建设阶段主要包括钻完井作业、平台就位及安装、海底电缆铺设、平台连接调试等工作，作业计划见表 3.6-4。

平台就位及安装：本项目新建平台导管架和上部组块均计划在陆地场地建造。平台导管架滑移装船，海上采取滑移下水，使用浮吊船辅助扶正就位；上部组块滑移装船，平台采取吊装方式安装，生活楼使用浮吊船吊装安装。

平台连接调试：主要在新建平台上部进行。

钻完井作业：本项目 WC10-3 WHPA 平台计划采用模块钻机进行钻完井、修井以及后期调整井作业。

海底管道铺设：本项目新建海底管道计划采用铺管船铺设，放置于海底。本项目新建 WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道与已建 WC9-2/9-3 CEP 至 WC14-3 WHPA 海底电缆存在 1 处交叉跨越。跨越点施工时，在原有海底电缆上方放置水泥垫块，在其上方铺设新建海底管道，新建海底管道上方再铺设水泥压块进行防护，交越处剖断面示意图见图 3.6-9。

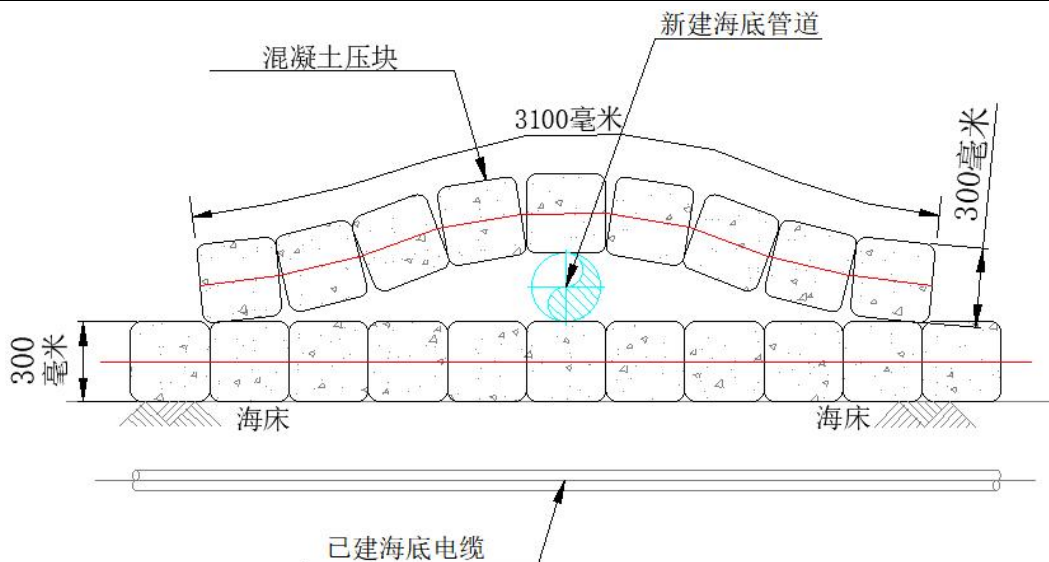


图 3.6-9 新建海底混输管道与已建电缆的交叉跨越剖面示意图

海底电缆铺设：本项目新建海底电缆计划采用铺缆船铺设，后挖沟，埋深 1.5m。新建海底电缆与已建管缆不存在跨越。

依托平台改造：主要在依托的 WC9-2/9-3 CEP、WC8-3 WHPA、WC9-7 DPP 平台进行。

表 3.6-4 本项目海上施工作业内容和作业船舶及人员

作业内容		施工船舶功能类型	数量 (艘)	施工天数(d)	施工人数 (人)
WC10-3 WHPA	导管架海上安装	浮吊	2	25	340
		驳船	3		
	组块海上安装及调试	浮吊	1	15	240
		驳船	2		
	新建平台连接调试	生活支持船	1	60	200
		拖轮/供应船	1		
钻完井 (推荐方案)	拖轮	2	264	150	
	生活支持船	1			
钻完井 (预留井槽)	拖轮	2	494	150	
	生活支持船	1			
海底管道铺设	铺管船	1	80	280	
	多功能工程船	1	60	150	
	驳船	3	100	45	
	拖轮	2	90	20	
海底电缆铺设	铺缆船	1	10	80	
	多功能工程船	1	15	80	
	驳船	1	5	15	
	拖轮	1	15	10	
依托平台改造	拖轮	2	80	20	

3.7 产污环节分析

3.7.1 建设阶段

本项目建设阶段主要施工作业包括平台就位及安装、平台连接调试、钻完井作业、海底管道/电缆铺设和依托平台改造等工作。

平台就位安装及连接调试、依托平台改造过程中，将有浮吊船、驳船、拖轮等施工船舶参加作业，这些船舶将产生一定量的船舶污染物。

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

本项目海底管道试压使用淡水试压产生的试压水，试压后排放。

本项目已建海底管道清洗废水经 WC9-7 DPP 平台生产水处理装置处理达标后排海。

本项目海底电缆挖沟埋设，产生悬浮物，另有铺管船、驳船等施工船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶污染物。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类见图 3.7-1。

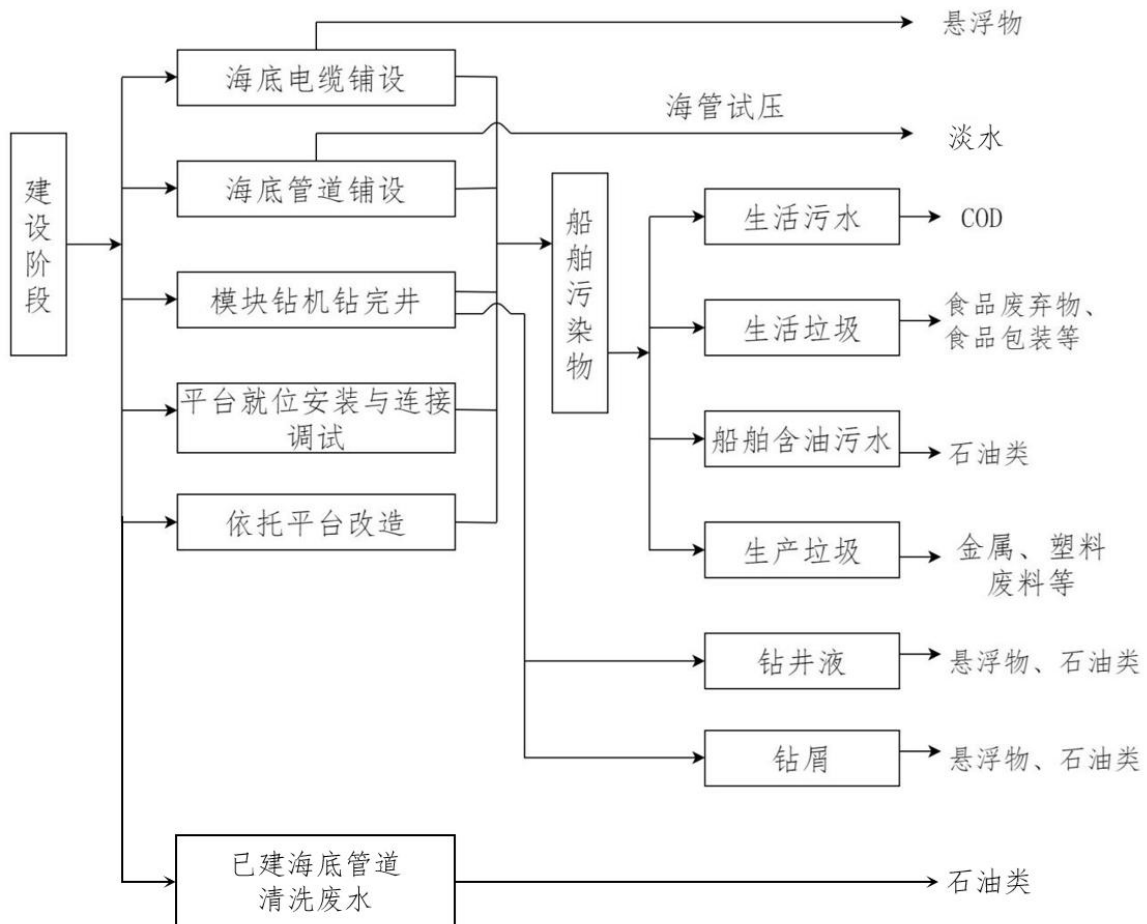


图 3.7-1 建设阶段主要产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

在生产阶段，本项目的产污环节主要是新建平台的生产作业区、生活区，以及依托设施 WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO 的生产作业区等，产生的污染物主要包括生产水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾、生产垃圾等。另外，本项目生产阶段的守护船将产生一定量的船舶污染物，其污染物种类与建设阶段所产生的船舶污染物种类相同。

海上生产阶段产污环节及污染物种类见图 3.7-2。

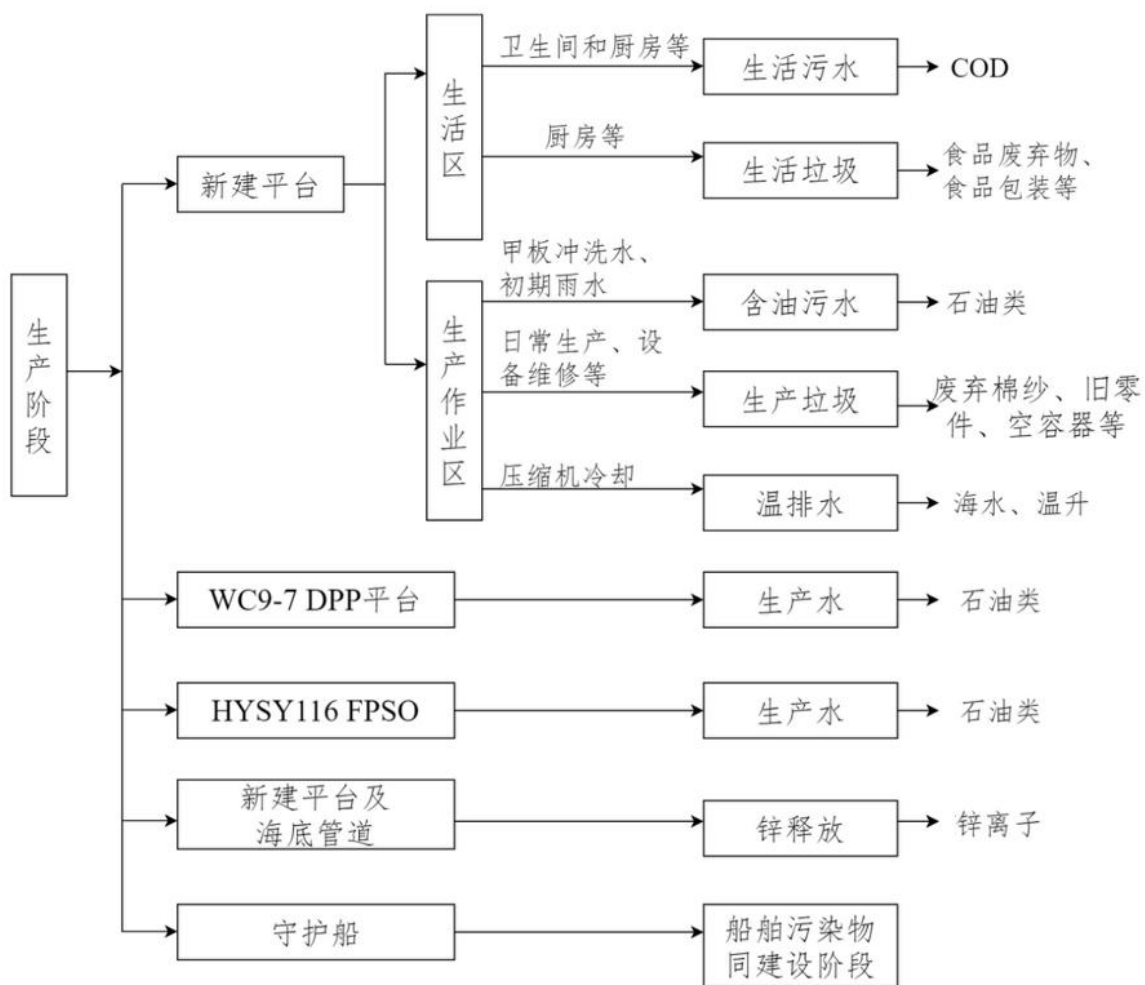


图 3.7-2 生产阶段主要产污环节和污染物种类

3.8 污染源强核算

3.8.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，以及参加施工的船舶和人员所产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物。

3.8.1.1 钻屑

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

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

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

水基钻井液钻屑的排放应满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。合成基钻井液钻屑经离心机甩干后，经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420-2009）要求的钻屑排海，不符合要求的钻屑进行热脱附处理。热脱附技术装置为封闭系统，设置在平台上，钻屑经钻屑箱翻转系统进入进料罐中，由进料泵输送至热解反应釜内，在反应釜内钻屑通过锤磨摩擦热脱附，在高温绝氧环境下，合成基钻井液钻屑在容器内发生热解脱附反应，油和水以气体的形式分离出来，经冷凝装置冷却液化成油和水后用于循环泥浆池循环使用，剩余的固态残渣进入干渣接料系统，并经检测满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求后排放。处理工艺流程见图 3.8-1。

XXXX

图 3.8-1 热脱附处理工艺流程图

本项目钻屑量计算结果统计见表 3.8-1，当钻至气层时，会有少量气层段钻屑产生；根据钻遇气层厚度及井径，可估算气层段钻屑产生量。

新建 WC10-3 WHPA 平台先期钻 7 口生产井，预留 13 口井，其中预留井槽钻屑量按照单井钻屑最大量进行计算。据核算，先期钻 7 口井产生的钻屑总量约为 6358m³（堆体积），其中非钻井气层水基钻井液钻屑量 3420m³（堆体积），合成基钻井液钻屑量 2938m³（堆体积）；包含预留井槽产生的钻屑总量约为 20747m³（堆体积），其中非钻井气层水基钻井液钻屑量 10340m³（堆体积），合成基钻井液钻屑量 10407m³（堆体积）。本项目最大钻屑排放速率为 144m³/d。



表 3.8-1 钻屑量计算结果（堆体积*）

平台	类别	井数 (口)	总钻屑量 (m ³)	非钻井气层水基钻 井液钻屑量(m ³)	合成基钻井液 钻屑量(m ³)	最大钻屑 排放速率(m ³ /d)
WC10-3 WHPA	先期钻井	7	6358	3420	2938	144
	预留井槽	13	14389	6920	7469	
合计		20	20747	10340	10407	

*注：钻屑堆体积=钻屑实际体积×1.6；预留井槽钻屑量按照单井钻屑最大量进行计算，具体钻井作业产生的钻屑量可能根据实际钻井情况有所调整。

3.8.1.2 钻井液

本项目钻井采用水基钻井液体系和合成基钻井液体系，钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。钻井液产生量计算公式如下：

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

式中：V---钻井液体积（m³）；

V₁—钻屑黏附量（m³），V₁=V_{钻屑量}×10%（m³）；

V₂—起钻携带量（m³），V₂=起钻次数×10m³/次；

V₃—固井置换量（m³），V₃=固井次数×15m³/次；

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

本项目钻井液量计算结果统计见表 3.8-2。共设置循环泥浆池 9 个，其中最大泥浆池容积为 98m³，总容积为 539m³。

据核算，WC10-3 WHPA 平台先期钻 7 口井产生的非钻井气层水基钻井液产生量约为 4078m³；包含预留井槽非钻井气层水基钻井液产生量约为 15009m³。

WC10-3 WHPA 平台先期钻 7 口井产生的合成基钻井液产生量约为 3936m³，包含预留井槽合成基钻井液产生量约为 16307m³，全部运回陆地处理。

符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求的水基钻井液排放，合成基钻井液和不达标的水基钻井液将全部运回陆地处理。钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中，根据井身结构和批钻情况计算，钻井液一次性最大排放量约为 822m³，排放速率约为 35m³/h。

表 3.8-2 钻井液计算结果（单位：m³）

平台	类别	井数(口)	水基钻井液总量	非钻井气层水基钻井液量	合成基钻井液总量
WC10-3 WHPA	先期钻井	7	4078	4078	3936
	预留井槽	13	10931	10931	12371
合计		20	15009	15009	16307

注：预留井槽钻井液产生量采用非批钻单井钻井液最大量进行计算；具体钻井作业产生的钻井液量可能根据实际钻井情况有所



调整。

3.8.1.3 悬浮物

本项目海底电缆采用后挖沟的埋设方式，使用喷射式挖沟机。挖沟截面近似为梯形，上底宽 3m，下底宽 1m，埋深 1.5m。本项目海底电缆铺设挖沟全天连续作业，平均挖沟速度为每天 3000m，泥沙湿容重 1.7g/cm^3 ，表层沉积物的物质成分主要为砂质粘土和粉质细砂，因此，起沙率按 10% 计，核算挖沟产生悬浮物总量为 2100m^3 ，悬浮物排放源强为 17.71kg/s 。

3.8.1.4 试压水

本项目海管建成后，使用淡水进行试压，试压水产生量 3371m^3 ，海管试压完成后排放。

3.8.1.5 已建海底管道清洗废水

本项目新建海底管道建成后，需对已建 10" 18.3km WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道进行清洗后封存。海底管道清洗的常规做法为通球清洗，即先从海底管道的始端发出清管球后，将水基环保型清洗剂打入海底管道的始端，后在海底管道的终点取出清管球，随后将清洗后的废液进行集中处理，完成整个海底管道的清洗流程。海底管道清洗作业完成后进行海底管道封存施工，在充水状态下完成端部处理后原地封存。

WC8-3 WHPA 至 WC14-3 WHPA 海底混输管道容积约为 963.6m^3 ，按清洗 3 遍计算，总计产生约 2891m^3 的清洗废水。产生的海管清洗废水先到达 WC14-3 WHPA 平台，后通过已建 WC14-3 WHPA 平台至 WC9-7 DPP 平台海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）排海。

3.8.1.6 船舶污染物

海上施工过程中作业船舶和作业人员将产生船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物。其中船舶含油污水和生活污水经处理达标后排海，生活垃圾中食品废弃物按照排放标准要求处理达标后排海，食品包装物及生产垃圾全部运回陆地处理。

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

（1）船舶含油污水

根据开发工程中参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，参照中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生



量。其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim 0.5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次浮吊船、驳船、拖轮、铺管船、铺缆船、生活支持船等计算取 $0.5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim 5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此估算出本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 861.1m^3 。

(2) 生活污水

生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 62764m^3 。

(3) 生活垃圾

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算。由此估算出本项目建设阶段共产生生活垃圾约 269.1t 。

(4) 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据统计资料，大型施工船舶按 $5\text{t}/\text{年}$ 计算，小型船舶按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。由此估算出本项目建设阶段生产垃圾产生量总计约为 17.2t 。

建设阶段船舶污染物估算结果见表 3.8-3。

表 3.8-3 本项目建设阶段船舶污染物核算结果

作业内容		作业期(d)	作业人数	作业船舶(艘)	船舶含油污水(m ³)	生活污水(m ³)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
WC10-3 WHPA	导管架海上安装	25	340	浮吊(2)、驳船(3)	37.3	2975	12.8	0.79
	组块海上安装及调试	15	240	浮吊(1)、驳船(2)	12.4	1260	5.4	0.25
	新建平台连接调试	60	200	生活支持船(1)、拖轮/供应船(1)	39.9	4200	18	0.9
	钻完井(推荐方案)	264	150	生活支持船(1)、拖轮(2)	218.8	13860	59.4	4.34
	钻完井(预留井槽)	494	150	生活支持船(1)、拖轮(2)	409.4	25935	111.2	8.12
海底管道铺设		80	280	铺管船(1)	40	7840	33.6	1.1
		60	150	多功能工程船(1)	30	3150	13.5	0.82
		100	45	驳船(1)	16.4	1575	6.8	0.14
		90	20	拖轮(1)	14.8	630	2.7	0.12
海底电缆铺设		10	80	铺缆船(1)	5	280	1.2	0.14
		15	80	多功能工程船(1)	7.5	420	1.8	0.21
		5	15	驳船(1)	0.8	26	0.1	0.01
		15	10	拖轮(1)	2.5	53	0.2	0.02



作业内容	作业期(d)	作业人数	作业船舶(艘)	船舶含油污水(m ³)	生活污水(m ³)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
依托平台改造	80	20	拖轮(2)	26.3	560	2.4	0.22
总计				861.1	62764	269.1	17.2

3.8.1.7 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.8-4。

表 3.8-4 建设阶段污染物汇总

污染物		产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 (m ³) (含预留井槽)	非钻井气层水基钻井液钻屑量	10340	144m ³ /d (最大)	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液, 水下 60m 达标排放; 合成基钻井液和不达标的水基钻井液/钻屑全部运回陆地处理
	合成基钻井液钻屑量	10407			
钻井液 (m ³) (含预留井槽)	非钻井气层水基钻井液量	15009	35m ³ /h (最大)	悬浮物	
	合成基钻井液	16307	—		
悬浮物 (m ³)		2100	17.71kg/s	悬浮物	自然沉降
试压水 (m ³)		3371	—	—	试压后排放
已建海底管道清洗废水 (m ³)		2891	—	石油类	经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后(石油类≤45mg/L)排海
船舶污染物	船舶含油污水 (m ³)	861.1	—	石油类	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3522-2018)
	船舶生活污水 (m ³)	62764	—	COD 等	
	船舶生活垃圾 (t)	269.1	—	食品废弃物、食品包装等	
	船舶生产垃圾 (t)	17.2	—	废旧器件、油棉纱等	

3.8.2 生产阶段

生产阶段产生的污染物主要是生产水、生活污水、温排水、生活垃圾、生产垃圾以及少量的船舶含油污水、船舶生活污水及船舶垃圾等船舶污染物。

3.8.2.1 生产水

本项目 WC10-3 WHPA 平台不设生产水处理设施, 依托文昌 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标后排海。根据本项目 WC10-3 WHPA 平台生产预测数据, WC10-3 WHPA 平台最大生产水产生量为 73.1m³/d (2034 年)。

WC10-3 WHPA 平台物流经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离, 段塞流捕集器处理后的含水原油经已建海底管



道越站输送至 WC9-7 DPP 平台，处理至含水 50%后经已建海底管道越站输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输；生产水部分经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海，其余部分依托 HYSY116 FPSO 处理达标排海。

a. WC9-7 DPP 平台

WC9-7 DPP 平台设有生产水处理系统，采用“水力旋流器+立式旋流气浮装置”的处理流程，设计处理能力为 $XXXXm^3/d$ ，处理达标后水下 60m 排放。本项目投产后，WC9-7 DPP 平台的生产水最大排放量为 $XXXXm^3/d$ ，未超过设计处理能力。

根据《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕65 号），WC9-7 DPP 平台生产水排放总量控制指标为 $XXXXm^3/d$ 。本项目投产后，WC9-7 DPP 平台生产水最大排放量增加到 $XXXXm^3/d$ ，需重新申请总量控制指标。

b. HYSY116 FPSO

HYSY116 FPSO 的生产水平衡见表 3.5-8。

本项目投产后，HYSY116 FPSO 的生产水最大排放量为 $XXXXm^3/d$ ，未超过设计处理能力 $XXXXm^3/d$ ，未超过《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响评价报告书》（环审〔2023〕88 号）中 HYSY116 FPSO 生产水排放总量控制指标 $XXXXm^3/d$ 。

3.8.2.2 生活污水

新建 WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼，配备 2 艘 75 人的救生艇。由于钻修井作业等大型作业时需要临时人员登平台，因此平台的全年平均作业人数按照救生艇乘员定额人数 150 人的 1.2 倍，即 180 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 $0.35m^3$ ，则新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水产生量约为 $63m^3/d$ （ $23011m^3/a$ ）。本项目在新建 WC10-3 WHPA 平台设置一套电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 $75.6m^3/d$ ，能够满足本平台的处理需求。生活污水进入电解式生活污水处理装置进行处理，处理满足《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（ $COD \leq 500mg/L$ ）后排海。

3.8.2.3 生活垃圾

本项目生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生活垃圾



产生量约 1.5kg/(人·日)，其中食品废弃物按 1kg/(人·日)，其它生活垃圾按 0.5kg/(人·日)。新建 WC10-3 WHPA 平台生活垃圾产生量约为 82.2t/a，其中食品废弃物产生量约为 54.8t/a，食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后，间断排放；其他生活垃圾产生量为 27.4t/a，全部运回陆地处理。

3.8.2.4 生产垃圾

在项目生产阶段产生的生产垃圾主要是废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生产垃圾产生量按 2.4t/年·万吨油当量计算。

本项目投产后最大年产气量为 XXXXm³（2029 年），最大年产油量为 XXXXm³（2029 年），最大年产油当量约 XXXXt/a（天然气折原油系数按 0.001t/m³），据此估算生产垃圾产生量约 XXXXt/a。

此外，WC10-3 WHPA 平台提氮工艺系统涉及多级脱水、脱碳、脱氢吸附工艺。经统计，使用的吸附剂总体积约 XXXXm³，使用周期大于 3 年。按吸附剂平均密度 0.7g/cm³ 计算，提氮工艺生产垃圾产生量约 XXXXt/a。

综上所述，本项目生产垃圾产生量约 XXXXt/a，生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。

3.8.2.5 温排水

WC10-3 WHPA 平台主工艺系统、提氮工艺系统等需要海水冷却，产生的循环冷却水最大排量为 195m³/h（4680m³/d），冬季温升最高 12℃，夏季温升最高 9℃，排海温度为 33.3~41.5℃。

3.8.2.6 平台和海管牺牲阳极中锌的释放量

新建平台水下部分采用牺牲阳极与外加电流联合的阴极保护系统。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护。本项目牺牲阳极考虑 3 年的设计年限。

海底管道阴极保护防腐采用牺牲阳极保护法。

本项目主要采用铝基牺牲阳极，其中平台阳极锌质量含量为 3%~6%（保守考虑取 6%），海底管道阳极锌质量含量为 4.5%~5.75%（保守考虑取 5.75%）。本项目新建平台及海底管道使用情况及每年释放到海水或底质中的锌情况见表 3.8-5。

表 3.8-5 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量



平台和管道名称	设计年限	单块净重 (kg)	数量 (块)	锌含量 (%)	单块阳极锌含量 (kg)	释放锌总量 (t)	每年释放到海水或底质中的锌 (t/a)
WC10-3 WHPA 平台							
WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道							
WC8-3 WHPA 平台至 WC9-7 DPP 海底混输管道							
合计							

3.8.2.7 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各种污染物的产生量汇总见表 3.8-6。

表 3.8-6 生产阶段污染物汇总

污染源位置	污染物	产生量	主要污染因子	排放/处理方式
依托设施 WC9-7 DPP 平台	生产水	3589.6m ³ /d (最大值)	石油类	经生产水处理系统处理达标后 (石油类≤45mg/L)水下 60m 排海
依托设施 HYSY116 FPSO	生产水	16309.9m ³ /d (最大值)	石油类	经生产水处理系统处理达标后 (石油类≤45mg/L)排海
WC10-3 WHPA 平台	生活污水	23011m ³ /a	COD 等	处理达标后 (COD≤500mg/L)排海
	生活垃圾	82.2t/a	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物处理至颗粒直径 <25mm 时, 可排放或弃置入海, 其他运回陆地处理
	生产垃圾	104.2t/a	固体废物	分类收集, 运回陆地处理
	温排水	4680m ³ /d	温升	直接排放
WC10-3 WHPA 平台、新建海底管道	牺牲阳极锌 释放	0.241t/a	Zn	缓慢释放

3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选

3.9.1 环境影响因素识别

本项目环境影响因素主要是在文昌 10-3 气田 II 期开发项目活动对周围海域的航运交通、捕捞作业和海域混合区功能的使用等造成的一定影响。本项目不同工程活动的环境影响因素及影响程度分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目环境影响因素筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海底电缆铺设	海洋生态	占用海域, 影响局部使用功能	D
		水文动力	平台桩腿对局部潮流的影响	D
	施工船舶活动	海洋生态	影响渔业捕捞作业	D
生产阶段	平台及海管/电缆占用海域	海洋生态	影响渔业捕捞作业	D

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

3.9.2 环境影响评价因子筛选

根据对本项目各阶段工程内容、排放污染源、污染物种类、排放量、处理/处置方式的分析，凭借类似开发项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各污染影响评价因子和生态影响评价因子的环境影响程度，参照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）的管理要求，确定本次环境影响评价的污染影响重点评价因子为：钻完井阶段的钻井液和钻屑、海底电缆挖沟产生的悬浮物，以及潜在的事故性溢油；生态影响重点评价因子为底栖生物、游泳动物生物量。

表 3.9-2 评价因子筛选及影响程度分析表（污染影响）

工程内容	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
钻完井	非钻井气层水基钻井液及钻屑	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，水下 60m 达标排放，不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	水质、沉积物及海洋生物	B
	合成基钻井液及钻屑	悬浮物、石油类			B
海底管缆铺设	铺设海底电缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
已建海管清洗	海底管道清洗废水	石油类	经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）排海	海水水质	D
施工船舶	船舶含油污水	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	海水水质	D
	船舶生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
生产排放	含油生产水	石油类	处理达标后排海	海水水质	C
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	D
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质	C
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理	海水水质	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	温排水	温升	直接排放	/	D
事故	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	水质	D
	溢油	海面浮油	按溢油应急预案处理	生态环境	A~D

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



表 3.9-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响时段
初级生产力	叶绿素 a	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管道铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
浮游植物、浮游动物、底栖生物、游泳动物（含鱼卵仔稚鱼）	种类组成、生物量、密度（丰度）、种群结构、群落特征、分布范围、物种多样性指数等	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管道铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
水生生物“三场一通道”、水产种质资源保护区	分布范围、生产力	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管道铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行期
		生产设施运行	间接	长期	生产运行期

4 区域自然环境概况

4.1 工程区域自然环境概况

4.1.1 气象条件

文昌油田所在海域的强天气过程主要是热带气旋和寒潮。热带气旋是本海区最主要的灾害天气，多出现在夏季和夏季到冬季的转换季节。寒潮入侵在冬季及季节转换期均可发生，特别在 10~11 月，由于海陆温差大，有可能出现比隆冬季节更强的风速。强冷空气入侵时，风向经常由东北向北偏转。寒潮一般持续时间较长。

4.1.1.1 气温

文昌油田所在海域夏季高温、高湿时间长，年平均气温 26.8°C，7 月份平均气温最高，为 29.2°C，1 月份平均气温最低为 23.4°C。

4.1.1.2 降水/湿度

本海区终年云量较多，雨水充沛，雨日多，雨量大。年降水量约 1500mm。年暴雨日数平均为 7.5 天，最高可达 17 天。但本海区能见度好，出现雾的情况不多。本海区最大相对湿度约为 100%，最小相对湿度约为 60%。

4.1.1.3 风况

本海区呈现出冬季风强而夏季风较弱的特点，冬季盛行东北风，夏季盛行南偏西风。冷空气一般从 9 月下旬开始影响文昌海域，到次年 5 月结束。冬季风以 ENE 向为主。从 10~12 月，ENE 方向频率最高，但 NNE 方向平均风速最大。强寒潮过程每年平均有 3.6 次，平均日数约 16 天。该海区夏秋季受台风影响，据统计，南海强热带风暴和台风每年平均出现 10 个，其中进入离文昌海区 300km 以内的海域，平均每年出现热带气旋约 7 个，其中 1.3 个为台风，1.5 个为强热带风暴，其余为热带风暴及热带低压。出现最多的月份为 8 月，其次为 9 月和 7 月，10 月和 6 月亦有一定数量。表 4.1-1 为油田海域的风速-风向联合分布统计，从中可以看出，本海区主风向为 ENE，图 4.1-1 为工程区域风玫瑰。

表 4.1-1 油田海域风速-风向联合分布统计

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

XXXX

图 4.1-1 工程海域风玫瑰

4.1.2 水文条件

4.1.2.1 潮汐

根据本项目海域的短期潮汐观测资料分析结果，该海域潮汐类型属于不正规全日潮。

2025 年 9 月 13 日至 10 月 13 日，中海油田服务股份有限公司湛江分公司在本项目所在海域开展了 2 个站位的水位观测，命名为 YC1 和 YC2。测站坐标见图 4.1-2 和表 4.1-2。

XXXX

图 4.1-2 测站站位图

表 4.1-2 水位和海流测站信息

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度
YC1			2025.09.13-2025.10.13	30 天
YC2			2025.09.13-2025.10.13	30 天

对 2 个测站潮位观测资料进行潮汐性质指数分析， $E_{YC1}=2.43$ ， $E_{YC2}=2.21$ ，结果表明 2 个测站的潮汐类型均为不正规全日潮。

观测期间 YC1 测站最高水位为 2.12m，平均海平面为 1.20m，最低水位为 0.43m，涨潮平均历时 11.9h，落潮平均历时 7.7h。观测期间 YC2 测站最高水位为 2.17m，平均海平面为 1.20m，最低水位为 0.42m，涨潮平均历时 11.2h，落潮平均历时 7.2h。

4.1.2.2 海流

2025 年 9 月 13 日至 10 月 13 日，中海油田服务股份有限公司湛江分公司在



本项目所在海域开展了 2 个站位的海流观测，命名为 YC1 和 YC2。测站坐标见表 4.1-2。

根据 YC1 测站实测海流资料，观测期间表层最大流速为 108.6cm/s，流向为 S；表层最大平均流速为 41.9cm/s，流向为 WNW。中层最大流速为 81.4cm/s，流向为 NW；中层最大平均流速为 33.4cm/s，流向为 WNW。底层最大流速为 60.0cm/s，流向为 SSW；底层最大平均流速为 18.7cm/s，流向为 NW。

根据统计结果，YC1 测站观测期间表层海流的显著流向为 NW（14.62%），中层海流的显著流向为 WNW（17.70%），底层海流的显著流向 S（15.98%）。

根据 YC2 测站实测海流资料，观测期间表层最大流速为 107.5cm/s，流向为 WSW；表层最大平均流速为 35.2cm/s，流向为 NE。中层最大流速为 90.9cm/s，流向为 N；中层最大平均流速为 36.4cm/s，流向为 N。底层最大流速为 56.6cm/s，流向为 SSE；底层最大平均流速为 18.3cm/s，流向为 SSE。

根据统计结果，YC2 测站观测期间表层海流的显著流向为 WNW（15.54%），中层海流的显著流向为 W（16.01%），底层海流的显著流向 SW（11.88%）和 SSE（11.84%）。

YC1 和 YC2 测站海流特征相近，根据 2 个测站潮流实测资料，通过调和分析得到的各层的潮流性质参数（表 4.1-3）可知 YC1 和 YC2 测站所在海域表层为不正规全日潮流，中层和底层为不正规半日潮流。

YC1 和 YC2 测站最大可能流速和观测期间的余流分析结果见表 4.1-4。

表 4.1-3 潮流性质参数

潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$	站位	表层	中层	底层
	YC1			
	YC2			

表 4.1-4 潮流和余流分析结果

测站名称	层次	最大可能潮流		余流	
		流速 (cm/s)	流向 (°)	流速 (cm/s)	流向 (°)
YC1 测站	表层				
	中层				
	底层				
YC2 测站	表层				
	中层				
	底层				

4.1.2.3 波浪

根据该海区波浪模拟结果，本海区主浪向为 ENE，油田海域年统计有效波高-波向联合分布见表 4.1-5，波浪玫瑰图见图 4.1-3。

表 4.1-5 工程海区波向分布统计

方位	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)								
方位	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)								

XXXX

图 4.1-3 工程海域波浪玫瑰

4.1.3 地形地貌与冲淤环境

4.1.3.1 调查概况

中海油田服务股份有限公司湛江分公司对本项目平台场址和管线路由所在海域进行了工程物探和工程地质调查。调查包含的海上作业调查项目包括海底水深、地形测量，海底地貌特征调查，浅层地质调查和工程地质调查等。

4.1.3.2 水深地形地貌调查结果

根据调查资料，在 WC10-3 WHPA 平台场址调查区域内水深在 139.4m-141.5m 之间变化（见图 4.1-4），调查区域内水深由西北至东南逐渐变深，整体地形较为平坦。根据地貌资料可知，在调查区域内，海底的反射强度基本均匀，海底底质变化不大。预定 WC10-3 WHPA 平台位置处海图水深值为 140.4m。

WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 路由区域内水深约在 140.5m-147.9m 之间变化，路由区域内水深由西北向东南逐渐变深，海底地形整体变化较为平缓，局部海底坡度无明显变化（见图 4.1-5）。

WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 路由区域内水深约在 117.0m-140.9m 之间变化，路由区域内水深由西北至东南逐渐变深，地形整体变化较为平缓（见图 4.1-6）。路由调查区域内存在较多小麻坑，直径小于 30m，坑深小于 1.0m。根据地貌资料分析，调查区域内发现的主要地貌特征为麻坑和底质异常（见图 4.1-7）。除此之外，未发现局部海底坡度剧烈变化的区域。

WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 路由区域内水深约在 112.1m-127.0m 之间变化，

路由区域内水深由西北向东南逐渐变深，地形整体变化较为平缓。在预定路由调查范围内发现的主要地貌特征为麻坑群、麻坑、已建海底管缆、已建平台及底质异常区等，坑深在 0.2-1.2m 之间变化（见图 4.1-8）。

XXXX

图 4.1-4 WC10-3 WHPA 平台水深图

XXXX

图 4.1-5 WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 路由水深图

XXXX

图 4.1-6 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/3 CEP 路由水深图

XXXX

图 4.1-7 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/3 CEP 路由段海底地貌图

XXXX

图 4.1-8 WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 路由水深图

4.1.3.3 冲淤环境概况

本项目平台场址和管线路由调查区域内，海底地形整体变化平缓，全区水深约在 112.1m-147.9m 之间变化。工程区内海底地形比较稳定，海底坡度变化不大，除部分海底麻坑区外，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本是一致的。区域表层沉积物成分主要为粉质黏土和黏土，海底冲淤处于较为稳定状态。

4.2 国土空间规划及相关规划符合性

4.2.1 国家产业政策符合性分析

文昌 10-3 气田 II 期开发项目为海洋油（气）开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

4.2.2 海南省国土空间规划符合性分析

根据《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》，以资源环境承载力和国土

空间开发适宜性评价为基础，服务自由贸易港建设等国家战略需要，按照陆海统筹、生态优先的原则，将全省陆域划分为城市化发展区、农产品主产区、重点生态功能区，将近岸海域划分为海洋生态空间、海洋开发利用空间。对于海洋空间，要统筹陆海空间格局。蓝海环绕，加强海岸带保护，严格管控沿海岸段的开发利用，确保本岛自然岸线保有率不低于 60%；山海相通，以海南岛主要入海河流为廊道，统筹山水林田湖海的系统保护，实现生态系统的山海相通；近优远拓，优化近岸海域建设活动，除保障性产业用海之外，其他海域空间以保护为主，积极拓展深远海的开发利用，发展新兴海洋产业。

本项目不在海南省国土空间规划的规划范围内，距离最近的为海洋开发利用空间，最近距离约 71km（见图 4.2-1）。因此，本项目与《海南省国土空间规划（2021~2035 年）》的要求相协调。

XXXX

图 4.2-1 工程附近的海南省国土空间规划主体功能分区图

4.2.3 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42 号）将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。其中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。

规划对资源勘探开发区的要求是“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”。

文昌 10-3 气田 II 期开发项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

4.2.4 海洋生态保护红线符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207 号），海南省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，从 2022 年 10 月 14 日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。本项目位于“三区三线”的生态红线划定范围外，距海洋生态保护红线区最近约 81km（见图 4.2-2）。本项目正常工况下产生的污染物主要是钻完井阶段排放的钻屑、钻井液，生产

阶段排放的生产水、生活污水及电缆挖沟埋设产生的悬浮物，其最大影响范围在排放口周围 0.75km 范围内，不会对 81km 外的海南省近岸海域生态保护红线区产生影响。

综上所述，本项目与海南省“三区三线”中的海洋生态保护红线的管理要求相协调。

XXXX

图 4.2-2 本项目与海南省海洋生态保护红线位置关系图

4.2.5 海南省“三线一单”符合性分析

根据《海南省“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021 年 9 月），本项目位于海南省生态环境分区管控范围外，新建设施距一般管控区最近约 71km，见图 4.2-3。本项目在建设和正常生产阶段，悬浮物、生产水等污染物排放的最大影响距离约 0.75km，不会影响到 71km 外海南省生态环境分区管控的海洋生态环境。本项目与《海南省“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》（2021 年 9 月）的管理要求相协调。

XXXX

图 4.2-3 本项目与海南省“三线一单”位置关系图

4.2.6 其它相关规划符合性分析

4.2.6.1 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》，“实施能源资源安全战略：坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，完善产供储销体系，增强能源持续稳定供应和风险管控能力，实现煤炭供应安全兜底、油气核心需求依靠自保、电力供应稳定可靠。夯实国内产量基础，保持原油和天然气稳产增产，做好煤制油气战略基地规划布局和管控。扩大油气储备规模，健全政府储备和企业社会责任储备有机结合、互为补充的油气储备体系。”。

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

4.2.6.2 《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》符合性分析

根据《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》第四章第一节“培育以“陆海空”为主的三大未来产业：深海产业—依托三亚深海科技城建设，发展深海科考服务、深远海探测、海洋工程装备、海洋遥感、海洋资源勘探及开发利用、海洋生态保护和利用、海洋生物活性物质及生物制品等产业。建设深远海空间站岸基服务业保障基地、国家南海生物种质资源库等，打造国家深海基地南方中心。”

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》的要求。

4.2.6.3 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

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

本项目距离周边海洋保护区等在 120km 以上，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，最大影响距离约 0.75km，不会影响到 120km 外的海洋保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目投产前将制定详细的污染事故应急预案，并纳入《文昌油田群溢油应急预案》中，做到事前防范，形成严格的风险防范体系，对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.6.4 《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》提出，要强化海洋工程环境监管，严格落实海洋工程环评制度，强化海洋工程监管，加强海洋工程污染防治，探索建立跨部门的海洋工程监管联动机制。要加强海洋水产和渔业资源保护，实施海洋生物养护工程，严格执行近海海域伏季休渔制度，加强管辖海域重要海洋生物“三场一通道”及水产种质资源保护区的保护和修复。要健全风险预警防控



与监管体系，加强沿海石化、危化品码头，海上船舶，核电等重点领域风险源的事前监管和海上溢油、危险化学品泄漏等重大环境风险防控，加强污染物泄漏预警预报设施建设。

本项目在建设和生产阶段均将采取有效的环境保护措施，尽可能减少对海洋环境的损害，严格执行环评制度，制定严密的溢油防范及应急预案，以达到海洋石油开发与海洋环境保护两者兼顾的目的，项目建设符合《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求。

4.2.6.5 《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》符合性分析

根据《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》，要加强深海开发与合作，重点开展深海科考、深海探测、深海资源勘探开发、海洋遥感、海洋生态保护等活动；推进深海技术研发和深海工程装备制造，发展深海养殖、深海油气、深海生物活性物质及生物制品、深层海水开发利用等产业。推动海洋油气勘探开发向深远海拓展，坚持“陆海统筹、由浅入深、以近养远、远近结合”的原则，推进油气勘探开发，建设南海近浅海油气开发带，稳步推进深远海油气资源开发。

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》要求。

4.2.6.6 《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210 号），到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上。本项目为海洋油（气）开发及其附属工程，与《“十四五”现代能源体系规划》的目标相符。

4.2.6.7 《海南省油气发展“十四五”规划（2021-2025 年）》符合性分析

《海南省油气发展“十四五”规划（2021-2025 年）》指出要加快推进勘探开发与保障基地建设，重点推拿深远海油气资源开发，重点推进陵水 17-2 气田、东方 13-2、乐东 10-1 等气田开发利用……加快建设海口海洋油气勘探开发指挥中心……稳步推进“零碳南海，地质碳汇”行动，推动碳封存基地基设，加快推动海域油气项目 CCUS 示范项目建设……推进大中型油气田勘探开发技术攻关……实现增油稳气提效。

本项目开发建设符合《海南省油气发展“十四五”规划（2021-2025 年）》要求。

4.2.7 工程周围环境敏感目标分布

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

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

文昌 10-3 气田 II 期开发项目附近海域主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、生态保护红线、产卵场等环境敏感目标,见图 4.2-4。生态保护红线分析详见本章 4.2.4 小节。

4.2.7.1 国家级自然保护区

距离本项目最近的国家级自然保护区是海南铜鼓岭国家级自然保护区，距新建设施最近约 120km，与本项目的关系见图 4.2-4。

海南铜鼓岭国家级自然保护区于 1983 年 6 月经原文昌县（现文昌市）政府批准其为县级自然保护区，1988 年列为省级重点自然保护区，2003 年 1 月 23 日，国务院办公厅批准为国家级自然保护区。

海南铜鼓岭国家级自然保护区位于海南岛东北部的文昌市龙楼镇境内，处于海陆交界部位，是一个包含着海域、陆域不同生态系统的综合型自然保护区，保护对象主要包括以热带常绿季雨矮林生态系统及其野生动物、海蚀地貌、珊瑚礁及其底栖生物。保护区仍保存着良好的生态系统，区内动植物资源丰富，生物多样性突出。海洋环境保护管理要求为：保护海岸地形地貌和珊瑚礁及其生态系统；执行一类海水水质标准，一类海洋沉积物质量标准，一类海洋生物质量标准。

XXXX

图 4.2-4 本项目工程区域周围环境敏感目标分布图



4.2.7.2 产卵场

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，见图 4.2-4。

蓝圆鲹粤西外海区产卵场：位于东经 112°50'~114°30'，北纬 21°~22°范围内，水深为 60m 以内，产卵期 4~6 月。

深水金线鱼产卵场：从海南岛东岸东经东经 110°30' 以东一直延伸至东经 117°00' 的水深 90m 至 200m 范围内，产卵期 3~9 月。

4.3 环境敏感目标筛选

根据以上的调查分析，本项目所在海域周围的主要环境敏感目标为经济鱼类产卵场，属一般敏感区。新建设施距重要敏感区中的海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 81km，距其他自然保护区等敏感目标均在 120km 以上，距离其他敏感目标均较远。周边环境敏感目标见表 4.3-1。

表 4.3-1 本项目主要环境敏感目标分布

环境敏感区类型		环境敏感目标名称	与新建平台最近距离(km)/方位	与新建管道最近距离(km)/方位	产卵期/保护期	主要保护目标
一般敏感区	重要渔业水域					
重要敏感区	海洋生态保护红线					
	国家级自然保护区					

5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

文昌 10-3 气田 II 期开发项目海域环境现状调查由自然资源部南海生态中心承担。本项目现状评价等级为 3 级。海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查均于 2022 年 9 月 15 日~9 月 19 日(秋季)进行。依托 HYSY116 FPSO 的回顾性站位调查时间为 2023 年 9 月 9 日~9 月 11 日。依托平台 WC9-7 DPP 的回顾性站位调查时间为 2025 年 7 月 25 日,该调查由生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局生态环境监测与科学研究中心进行。

5.1.1 调查站位布设

调查海域秋季环境质量现状调查采用网格布点的方式,设 6 个纵断面,断面间距为 20km;以垂直于纵断面布设 5 个横断面,断面间距为 20km,纵横断面交点为站点所在位置,共布设 30 个调查站位,其中水质调查站位 30 个,沉积物、生物生态和生物质量调查站位 24 个。在 HYSY116 FPSO 周围 850m 圆周均匀布设 4 个加密站位,在 WC9-7 DPP 平台周围 500m 圆周均匀布设 4 个加密站位。环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目分别见图 5.1-1 和表 5.1-1。

XXXX

图 5.1-1 秋季调查站位布设图

表 5.1-1 秋季调查站位及调查项目

站号	经度 E	纬度 N	调查内容
P1			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P2			水质
*P3			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P4			水质
P5			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P6			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P7			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P8			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P9			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P10			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P11			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P12			水质、沉积物、生物生态、生物质量
*P13			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P14			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P15			水质、沉积物、生物生态、生物质量



站号	经度 E	纬度 N	调查内容
P16			水质
P17			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P18			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P19			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P20			水质
P21			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P22			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P23			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P24			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P25			水质、沉积物、生物生态、生物质量
*P26			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P27			水质
P28			水质、沉积物、生物生态、生物质量
P29			水质
P30			水质、沉积物、生物生态、生物质量

注：1) 带*采水质平行双样。2) 叶绿素 a 和水文气象站同水质站 (P1~P30)；3) 8 个回顾性调查的加密站位仅调查 COD 和表层石油类。

5.1.2 调查项目

海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和海洋生物质量的调查项目如下：

海水水质：水深、水温、盐度、pH 值、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、溶解氧 (DO)、化学需氧量 (COD)、活性磷酸盐、无机氮 (硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮)、悬浮物。

海洋沉积物：粒度、有机碳、硫化物、重金属 (汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷)、石油类。

海洋生物生态：浮游植物、浮游动物、底栖生物等的组成和数量分布 (包括生物种类、生物密度、生物量、丰富度、均匀度、多样性指数等)、叶绿素 a 的分布以及初级生产力。

海洋生物质量：选取调查海域具有代表性的生物样品，测定其体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃含量等。

5.1.3 调查方法

调查方法依据《海洋调查规范》(GB/T12763-2007) 和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025) 中的有关规定，具体采样要求如下：

(1) 海水水质采样层次：采 2 层，分别为：表层 (0.5m) 和 50m。石油类只采集表层样。平台附近加密站只采集石油类和 COD，石油类只采集表层，COD 采集表层和 50m 层 (HYSY116 FPSO 加密站位)/60m 层 (WC9-7 DPP 加密站位)。

(2) 海洋沉积物采集表层样品 (0~5cm)，使用曙光型采泥器进行采集。

(3) 海洋生物生态调查站位依据《海洋监测规范》(GB17378-2007)、《海洋调查规范》(GB/T12763-2007) 的技术要求执行，具体的调查与分析方法如下：

5.1.3.1 叶绿素 a 及初级生产力

叶绿素 a 样品依据《海洋监测规范》(GB17378.4-2007) 水质样品采集的原则，采用荧光萃取 (Trilogy) 法 (GB17378.7-2007) 进行分析。叶绿素 a 和水温采样和观测层次同水质。

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

5.1.3.2 浮游植物

浮游植物样品采用小型浮游生物网 (网口面积 0.1m^2 ，网口直径 37cm，网长为 280cm) 由海底垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品加入约 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。

5.1.3.3 浮游动物

浮游动物采用大型浮游生物网 (网口面积 0.5m^2 ，网口直径 80cm，网长为 280cm) 由海底垂直拖曳至海面。每站只采集 1 次，采集到的样品加入约 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。

5.1.3.4 底栖生物

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

5.1.3.5 海洋生物质量

生物质量分析从各站中选取足量的鱼类、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。

5.1.4 分析方法

海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量调查项目的分析方法分别见表 5.1-2。

表 5.1-2 海水水质、海洋沉积物和生物质量调查项目的分析方法

项目	分析方法	主要仪器	检出限	
海水水质	盐度	盐度计法	SYA2-2 盐度计	-
	pH	pH 计法	PHS-3C 型 pH 计	-
	DO	碘量法	滴定仪器	0.32mg/L
	COD*	碱性高锰酸钾法	滴定仪器	0.15mg/L
	汞	原子荧光法	HGF-V4 原子荧光光度计	0.007μg/L
	锌	电感耦合等离子体质谱法	Agilent 7900CX ICP-MS	0.10μg/L
	砷			0.05μg/L
	铜			0.12μg/L
	铅			0.07μg/L
	镉			0.03μg/L
	总铬			0.05μg/L
	石油类*	紫外分光光度法	UV-2450 紫外分光光度计	0.0035mg/L
	悬浮物	重量法	BS110S 电子天平	-
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	SKALAR SAN++连续流动分析仪	0.8μg/L
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	UNICO UV-2150 紫外可见分光光度计	0.10μg/L
	活性磷酸盐	流动分析法	BDFIA-8000 流动注射分析仪	0.0008mg/L
	亚硝酸盐	流动分析法		0.0005mg/L
	硝酸盐	流动分析法		0.0020mg/L
	氨氮	次溴酸盐氧化法	UNICO UV-2150 紫外可见分光光度计	0.0044mg/L
	叶绿素 a	荧光分光光度法	Trilogy 叶绿素分析仪	0.0101μg/L
海洋沉积物	粒度	激光法	MS3000 激光粒度分析仪	-
	有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	滴定仪器	0.03%
	硫化物	碘量法	滴定仪器	4×10 ⁻⁶
	锌	火焰原子吸收法	ContrAA 800D 原子吸收光谱仪	6.0×10 ⁻⁶
	铜			2.0×10 ⁻⁶
	铅			3.0×10 ⁻⁶
	镉	无火焰原子吸收法	ZEE nit 700P 原子吸收光谱仪	0.04×10 ⁻⁶
	铬			2.0×10 ⁻⁶
	石油类	紫外分光光度法	UV-2450 紫外分光光度计	3.0×10 ⁻⁶
	汞	热分解冷原子吸收光度法	DMA-80 直接测汞仪	0.005×10 ⁻⁹
	砷	原子荧光法	AFS9560 双道原子荧光光度计	0.06×10 ⁻⁶
海洋生物	石油烃	荧光分光光度法	F-4600 荧光分光光度计	0.2×10 ⁻⁶

项目		分析方法	主要仪器	检出限
质量	总汞	热分解冷原子吸收光度法	DMA-80 直接测汞仪	0.005×10^{-9}
	砷	原子荧光法	AFS9560 双道原子荧光光度计	0.2×10^{-6}
	铜	火焰原子吸收法	ContrAA 800D 原子吸收光谱仪	2.0×10^{-6}
	镉			0.08×10^{-6}
	锌			0.4×10^{-6}
	铅	无火焰原子吸收法	ZEE nit 700P 原子吸收光谱仪	0.04×10^{-6}
	铬			0.04×10^{-6}

注：*加密站位 COD 和石油类分析方法同海水水质调查项目分析方法。

5.1.5 评价因子与评价标准

5.1.5.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。采用《海水水质标准》（GB3097-1997）（表 5.1-3）中规定的水质标准对调查海区水质现状进行评价。

根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目 36 个秋季环境现状调查站和 8 个加密站均位于海南省国土空间规划范围外（见图 5.1-2）。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），水质按不劣于现状海水水质标准评价。

XXXX

图 5.1-2 秋季调查站位与国土空间规划（2021-2035 年）叠加示意图

表 5.1-3 海水水质评价标准值

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



评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
石油类	≤0.05mg/L	≤0.30mg/L		≤0.50mg/L
挥发性酚	≤0.005mg/L	≤0.010mg/L		≤0.25mg/L
硫化物	≤0.02mg/L	≤0.05mg/L	≤0.10mg/L	≤0.050mg/L

5.1.5.2 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。同水质调查站位，本项目 24 个秋季沉积物调查站位均位于《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》范围外，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），沉积物质量按照不劣于现状评价。《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）标准值见表 5.1-4。

表 5.1-4 海洋沉积物质量标准

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

5.1.5.3 生物质量

本项目 24 个秋季生物质量调查站位位于《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》范围外，按照不劣于现状评价。本项目在调查海域采集到的底栖生物样品为鱼类、甲壳类和软体类（非双壳类）。软体类（非双壳类）、鱼类和甲壳类生物体内污染物质含量评价参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）中规定的生物质量标准。鱼类、软体类（非双壳类）及甲壳类目前没有铬的生物质量评价标准，因此以上评价因子只列出检测结果，不予以评价。各评价因子的评价标准值详见表 5.1-5。

表 5.1-5 生物体内各污染物指标评价标准（湿重： $\times 10^{-6}$ ）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	备注
软体动物 (非双壳类)	/	100	10	250	5.5	1	0.3	20	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》 (HJ1409-2025)
甲壳类	/	100	2	150	2.0	1	0.2	20	



生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	备注
鱼类	/	20	2	40	0.6	1	0.3	20	

5.1.6 评价方法

5.1.6.1 海水水质

海水水质环境质量现状评价采用单项标准指数法。分层采样的点位采用多层数据的平均值进行评价，如下：

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

式中： $S_{i,j}$ — i 评价因子在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$ — i 评价因子在 j 点的实测浓度，mg/L；

$C_{s,i}$ — i 评价因子的评价标准，mg/L。

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，溶解氧标准指数用下述公式计算：

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

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

式中： DO_s —溶解氧的海水水质标准，mg/L；

DO_j — j 点的溶解氧，mg/L；

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

S —实用盐度符号，量纲为 1；

T —水温， $^{\circ}\text{C}$ 。

3) pH 的标准指数为：

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

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

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

pH_j —pH 值实测统计代表值；

pH_{su} —评价标准中 pH 值的上限值；

pH_{sd} —评价标准中 pH 值的下限值。

5.1.6.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状评价采用单项标准指数法，评价公式与海水水质相同。

5.1.6.3 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 CADEE (1975) 公式估算：

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

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

$Chla$ —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)；

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：

$$\text{种类多样性 (H')} : H' = -\sum_{i=1}^S P_i \log_2 P_i$$

$$\text{均匀度 (J')} : J' = H' / \log_2 S$$

$$\text{丰富度 (d)} : d = (S-1) / \log_2 N$$

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。

采用某一区域的优势度来判定优势种，计算公式为：

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

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



5.1.6.4 生物质量

生物质量评价采用单项标准指数法，评价公式与海水水质相同。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查与评价

调查海域秋季的海水水质调查项目分析结果详见附表 1。各水质要素的含量变化范围及平均值见表 5.2-1。

HYSY116 FPSO 加密站位表层石油类浓度 XXXXmg/L，表层 COD 浓度 XXXXmg/L，50m 层 COD 浓度 XXXXmg/L；WC9-7 DPP 加密站位表层石油类浓度 XXXXmg/L，表层 COD 浓度 XXXXmg/L，50m 层 COD 浓度 XXXXmg/L。

表 5.2-1 调查海域的海水水质要素含量变化情况

项目	统计项	表层	50m 层	站位平均值
水温 (°C)	范围			
	平均值			
盐度	范围			
	平均值			
pH	范围			
	平均值			
DO (mg/L)	范围			
	平均值			
COD (mg/L)	范围			
	平均值			
石油类 (mg/L)	范围			
	平均值			
悬浮物 (mg/L)	范围			
	平均值			
无机氮 (µg/L)	范围			
	平均值			
活性磷酸盐 (µg/L)	范围			
	平均值			
汞 (µg/L)	范围			
	平均值			
砷 (µg/L)	范围			
	平均值			
锌 (µg/L)	范围			
	平均值			
镉 (µg/L)	范围			
	平均值			
铅 (µg/L)	范围			
	平均值			



项目	统计项	表层	50m 层	站位平均值
铜 ($\mu\text{g/L}$)	范围			
	平均值			
总铬 ($\mu\text{g/L}$)	范围			
	平均值			
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	范围			
	平均值			
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)	范围			
	平均值			

注：“—”表示未监测；“ Δ ”表示样品测值低于检出限，根据《海洋监测规范》（GB17378-2007），检出率占样品频数的 1/2 以上（包括 1/2）或不足 1/2 时，未检出部分分别取检出限的 1/2 和 1/4 参加统计运算。下同。

5.2.2 海水水质评价结果

秋季调查所有站位海水水质按不劣于现状海水水质标准评价，即按照现状评价至所属水质等级，不进行超标统计，同时按照第一类海水水质标准给出各评价因子的单项标准指数供参考（各站位水质评价因子的标准指数见附表 2）。各水质要素的标准指数（按一类标准评价）变化范围见表 5.2-2。

表 5.2-2 调查海域的海水水质要素标准指数变化情况

项目		标准指数	
		最小值	最大值
36 个现状站位	pH		
	DO		
	COD		
	活性磷酸盐		
	无机氮		
	铜		
	铅		
	锌		
	镉		
	总铬		
	汞		
	砷		
	石油类		
	硫化物		
	挥发性酚		
HYSY116 FPSO 加密站位	石油类		
	COD		
WC9-7 DPP 加密站 位	石油类		
	COD		

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），取 30 个现状调查站位各评价因子的表层和 50m 层含量平均值作为评价值并计算标准指



数，结果显示：全部站位的全部评价因子（pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 15 项评价因子）的标准指数均小于 1，符合第一类海水水质标准。

HYSY116 FPSO 和 WC9-7 DPP 加密站位的石油类和 COD 的标准指数也均小于 1，符合第一类海水水质标准。

5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

调查海域秋季沉积物类型有三种，分别为粉砂质砂、砂和砂质粉砂，其中粉砂质砂类型占优势，占比为 60%。沉积物样品中值粒径 M_d 的变化范围为 0.0552mm~0.2994mm，平均为 0.1575mm，沉积物颗粒较粗。表层沉积物粒度含量及类型见表 5.3-1。

表 5.3-1 表层沉积物类型及粒度参数

站号	砾	砂	粉砂	粘土	中值粒径 M_d		代号及名称
	%				ϕ	mm	
P1							ST 砂质粉砂
P3							S 砂
P5							S 砂
P6							TS 粉砂质砂
P7							TS 粉砂质砂
P8							TS 粉砂质砂
P9							TS 粉砂质砂
P10							TS 粉砂质砂
P11							TS 粉砂质砂
P12							TS 粉砂质砂
P13							TS 粉砂质砂
P14							TS 粉砂质砂
P15							TS 粉砂质砂
P17							TS 粉砂质砂
P18							TS 粉砂质砂
P19							TS 粉砂质砂
P21							TS 粉砂质砂
P22							TS 粉砂质砂
P23							S 砂
P24							TS 粉砂质砂
P25							TS 粉砂质砂
P26							S 砂
P28							S 砂
P30							TS 粉砂质砂
最小值							/



站号	砾	砂	粉砂	粘土	中值粒径 Md		代号及名称
	%				φ	mm	
最大值							/
平均值							/

5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

海洋沉积物中汞、铜、铅、镉、铬、石油类、硫化物、锌、砷和有机碳的现状调查分析结果见表 5.3-2。

表 5.3-2 海洋沉积物中各污染物含量状况

站点	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
	%	10 ⁻⁶								
P1										
P3										
P5										
P6										
P7										
P8										
P9										
P10										
P11										
P12										
P13										
P14										
P15										
P17										
P18										
P19										
P21										
P22										
P23										
P24										
P25										
P26										
P28										
P30										
最小值										
最大值										
平均值										

注：“未”表示样品测值低于检出限，低于检出限的样品量≤1/2 样品总量时，计算时取其检出限的一半，低于检出限的样品量>1/2 样品总量时，计算时取其检出限的 1/4。

调查海域表层沉积物有机碳含量范围为 XXXX；硫化物含量未检出；石油类含量范围为 XXXX；汞含量范围为 XXXX；铜含量范围为 XXXX；铅含量范



围为 XXXX; 镉含量范围为 XXXX; 锌含量范围为 XXXX; 铬含量范围为 XXXX; 砷含量范围为 XXXX。

5.3.3 海洋沉积物质量评价结果

调查海区所有站位表层沉积物中各评价因子均符合《海洋沉积物质量》(GB18668-2002) 中第一类海洋沉积物质量标准, 详见表 5.3-3。调查海区沉积物质量良好。

表 5.3-3 表层沉积物各评价因子的标准指数

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
	按一类标准评价									
P1										
P3										
P5										
P6										
P7										
P8										
P9										
P10										
P11										
P12										
P13										
P14										
P15										
P17										
P18										
P19										
P21										
P22										
P23										
P24										
P25										
P26										
P28										
P30										
最小值										
最大值										
平均值										
超标率/%										



5.4 海洋生态环境现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

5.4.1.1 叶绿素 a

秋季调查海域各站叶绿素 a 平均浓度的变化范围为 XXXXmg/m³，平均值为 XXXXmg/m³。从垂直分布来看，海区叶绿素 a 含量较低，50m 略高于表层。参照美国环保局（EPA）关于叶绿素 a 含量的评价标准：<4mg/m³ 为贫营养，4~10mg/m³ 为中营养，>10mg/m³ 为富营养。调查海区属于典型的贫营养海域。

表 5.4-1 秋季调查各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站号	叶绿素 a (mg/m ³)			海洋初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))
	表层	50m 层	平均值	
P1				
P2				
P3				
P4				
P5				
P6				
P7				
P8				
P9				
P10				
P11				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P19				
P20				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P26				
P27				
P28				
P29				
P30				
最小值				



站号	叶绿素 a (mg/m ³)			海洋初级生产力 (mg·C/(m ² ·d))
	表层	50m 层	平均值	
最大值				
平均值				

5.4.1.2 初级生产力

秋季调查各站初级生产力见表 5.4-1。调查海域各站初级生产力变化范围为 XXXXmg·C/(m²·d)，平均值为 XXXXmg·C/(m²·d)。调查海区总体初级生产力处于低水平。

5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

秋季调查海域共出现浮游植物 4 门 48 属 163 种（含变种、变型），详见附表 3。其中，硅藻种类为 31 属 95 种；甲藻有 13 属 61 种；金藻 2 属 2 种，蓝藻 2 属 5 种。

5.4.2.2 个体数量分布

秋季调查海域浮游植物密度变化范围为 XXXX 个/m³，平均密度为 XXXX 个/m³，详见表 5.4-2。

表 5.4-2 秋季调查各站浮游植物个体数量 (×10⁴ 个/m³)

站号	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻	总个体数量
P1					
P3					
P5					
P6					
P7					
P8					
P9					
P10					
P11					
P12					
P13					
P14					
P15					
P17					
P18					
P19					
P21					
P22					
P23					
P24					



站号	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻	总个体数量
P25					
P26					
P28					
P30					
最小值					
最大值					
平均值					

5.4.2.3 优势种

秋季调查海域浮游植物的优势种 11 种，有铁氏束毛藻、卡氏根管藻、长海毛藻、紧挤角毛藻、笔尖形根管藻粗径变种、笔尖形根管藻、短叉角毛藻、翼根管藻印度变型、美丽漂流藻、菱形海线藻、伯氏根管藻，优势度分别为 XXXX。

5.4.2.4 群落特征指数

秋季调查海域中各站位浮游植物多样性指数 (H') 变化范围为 XXXX，平均值为 XXXX；均匀度 (J) 变化范围为 XXXX，平均值为 XXXX；丰富度指数 (d) 变化范围为 XXXX，平均值为 XXXX。从浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度等指标来看，显示该海区生态环境状况良好，详见表 5.4-3。

表 5.4-3 秋季调查浮游植物群落特征指数

站号	多样性 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1			
P3			
P5			
P6			
P7			
P8			
P9			
P10			
P11			
P12			
P13			
P14			
P15			
P17			
P18			
P19			
P21			
P22			
P23			
P24			
P25			



站号	多样性 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P26			
P28			
P30			
最小值			
最大值			
平均值			

5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

秋季调查该海域共鉴定浮游动物 15 类 325 种和阶段性浮游幼体（包含鱼卵和仔稚鱼）15 类，种类名录见附表 4。其中各类群中以桡足类种类数最多，共计 112 种；其次为刺胞动物 61 种；端足类 37 种；被囊类和介形类分别出现 33 种和 22 种；其它类群种类较少，种类数介于 1~15 种（类）之间。

5.4.3.2 生物量和密度分布

秋季调查浮游动物生物量变化范围为 XXXXmg/m³，平均为 XXXXmg/m³；密度变化范围为 XXXXind/m³，平均为 XXXXind/m³。详见表 5.4-4。

表 5.4-4 秋季调查浮游动物的生物量和密度

站点	个体数量 (ind/m ³)	生物量 (mg/m ³)
P1		
P3		
P5		
P6		
P7		
P8		
P9		
P10		
P11		
P12		
P13		
P14		
P15		
P17		
P18		
P19		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P26		



站点	个体数量 (ind/m ³)	生物量 (mg/m ³)
P28		
P30		
最小值		
最大值		
平均值		

5.4.3.3 优势种

秋季调查海域浮游动物优势种类有 8 种，分别为双尾萨利亚纽鳃樽、蛇尾纲长腕幼虫、狭额次真哲水蚤、肥胖软箭虫、后圆真浮萤、芦氏拟真刺水蚤、普通波水蚤和长尾类幼体，其优势度依次为 XXXX。

5.4.3.4 群落特征指数

秋季调查海域浮游动物的种类多样性指数 (H') 为 XXXX，平均为 XXXX；均匀度 (J) 为 XXXX，平均为 XXXX；丰富度 (d) 为 XXXX，平均为 XXXX。从各项群落指数来看，调查海区浮游动物种类十分丰富，群落多样性指数和丰富度都处于较高水平，群落均匀性良好，显示海区水质环境较好。详见表 5.4-5。

表 5.4-5 秋季调查浮游动物群落特征指数

站位	多样性 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1			
P3			
P5			
P6			
P7			
P8			
P9			
P10			
P11			
P12			
P13			
P14			
P15			
P17			
P18			
P19			
P21			
P22			
P23			
P24			
P25			
P26			
P28			



站位	多样性 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P30			
最小值			
最大值			
平均值			

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

秋季调查中海域共鉴定底栖生物 6 大门类 193 种，其中节肢动物种类最多，有 71 种；软体动物次之，有 38 种；脊索动物有 34 种；环节动物有 17 种；棘皮动物有 22 种；腔肠动物有 11 种；其他类群比例较低，种类名录见附表 5。

5.4.4.2 生物量和栖息密度

秋季调查海域底栖生物生物量变化范围为 $XXXXg/m^2$ ，平均为 $XXXXg/m^2$ ；栖息密度变化范围为 $XXXXind/m^2$ ，平均为 $XXXXind/m^2$ 。详见表 5.4-6。

表 5.4-6 秋季调查底栖生物的生物量和栖息密度

站号	总密度 (ind/m^2)	生物量 (g/m^2)
P1		
P3		
P5		
P6		
P7		
P8		
P9		
P10		
P11		
P12		
P13		
P14		
P15		
P17		
P18		
P19		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P28		
P30		
最小值		
最大值		



站号	总密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)
平均值		

5.4.4.3 优势种

秋季调查中，底栖生物优势种共有 5 种，分别为银光梭子蟹、羊舌鲆、筒氏瓷蛇尾、六突拟对虾和象牙长螯蟹，海区优势度分别为：XXXX。

5.4.4.4 群落特征指数

秋季调查底栖生物群落的多样性指数 (H') 变化范围为 XXXX，平均为为 XXXX；均匀度 (J) 变化范围为 XXXX，平均为 XXXX；丰富度 (d) 变化范围为 XXXX，平均为 XXXX，详见表 5.4-7。调查海域底栖生物多样性指数、丰富度和均匀度的均值都较高，显示底栖生物生物多样性较高，群落结构稳定。

表 5.4-7 秋季调查底栖生物群落特征指数

站位	多样性 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1			
P3			
P5			
P6			
P7			
P8			
P9			
P10			
P11			
P12			
P13			
P14			
P15			
P17			
P18			
P19			
P20			
P21			
P22			
P23			
P24			
P25			
P28			
P30			
最小值			
最大值			
平均值			



5.5 海洋生物质量现状调查与评价

5.5.1 主要污染物质的含量状况

秋季生物质量调查共测定底栖生物生物质量样品 26 份，包括鱼类 19 个，甲壳类 6 个，软体类（非双壳类）1 个，监测其体内总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬、石油烃的含量，详见表 5.5-1。

表 5.5-1 秋季调查生物体内各污染物指标的含量（湿重单位： $\times 10^{-6}$ ）

类别	站号	种名	含量 ($\times 10^{-6}$)							
			Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
鱼类	P1	鳄齿鱼								
	P3	日本金线鱼								
	P5	网纹裸胸鳝								
	P8	黄鳍马面鲀								
	P9	黄鳍马面鲀								
	P10	银方头鱼								
	P11	羊舌鲆								
	P12	羊舌鲆								
	P13	黄鳍马面鲀								
	P14	黄鳍马面鲀								
	P15	黄鳍马面鲀								
	P19	黄鳍马面鲀								
	P21	黑斑新魮鲷								
	P22	黄鳍马面鲀								
	P23	黄鳍马面鲀								
	P24	日本瞳鲷								
	P25	羊舌鲆								
	P25	羊舌鲆								
P28	日本金线鱼									
甲壳类	P1	假长缝拟对虾								
	P7	假长缝拟对虾								
	P13	假长缝拟对虾								
	P22	假长缝拟对虾								
	P24	假长缝拟对虾								
	P25	假长缝拟对虾								
软体类	P12	长蛸								
平均值		鱼类								
		甲壳类								
		软体类								

注：“nd”表示未检出；“-”表示样品量不足，无法测定。

5.5.2 生物质量评价结果

秋季调查底栖生物质量各评价因子的单项标准指数见表 5.5-2。软体类、鱼



类和甲壳类的砷标准指数值均大于 1，样品的超标率分别为 100.0%、95%和 100.0%，其它各项评价因子的标准指数值均小于 1，海区整体生物质量状况良好。

表 5.5-2 秋季生物质量标准指数值

类别	站号	种名	含量 ($\times 10^{-6}$)							
			Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
鱼类	P1	鳄齿鱼								
	P3	日本金线鱼								
	P5	网纹裸胸鳝								
	P8	黄鳍马面鲀								
	P9	黄鳍马面鲀								
	P10	银方头鱼								
	P11	羊舌鲆								
	P12	羊舌鲆								
	P13	黄鳍马面鲀								
	P14	黄鳍马面鲀								
	P15	黄鳍马面鲀								
	P19	黄鳍马面鲀								
	P21	黑斑新魮鲷								
	P22	黄鳍马面鲀								
	P23	黄鳍马面鲀								
	P24	日本瞳鲷								
	P25	羊舌鲆								
	P25	羊舌鲆								
P28	日本金线鱼									
甲壳类	P1	假长缝拟对虾								
	P7	假长缝拟对虾								
	P13	假长缝拟对虾								
	P22	假长缝拟对虾								
	P24	假长缝拟对虾								
	P25	假长缝拟对虾								
软体类	P12	长蛸								
平均值		鱼类								
		甲壳类								
		软体类								
超标率		鱼类								
		甲壳类								
		软体类								

注：“—”表示无相关标准可参考；样品测值低于检出限的，根据《海洋监测规范》（GB17378-2007），检出率占样品频数的 1/2 以上（包括 1/2）或不足 1/2 时，未检出部分分别取检出限的 1/2 和 1/4 参加统计运算。

5.5.3 超标原因分析

砷是广泛存在于海洋生物体内的重金属元素之一。从食物链和生物富集能力分析，海洋环境是砷全球循环的重要场所，海水中砷的含量可高达 24 $\mu\text{g/L}$ ，

比淡水中的含量 (0.15~0.45 $\mu\text{g/L}$) 高很多。海洋生物通过食物链吸收无机砷并将其转化为有机砷, 有机砷比无机砷在食物链中具有更高的传递能力。海洋鱼类普遍具有将从环境吸收的无机砷通过生物转化合成转化为有机砷的能力, 其体内砷主要存在形态为无毒的砷甜菜碱。Zhang 等从大亚湾 12 个站位采集 19 种野生海洋生物, 螃蟹 (13.4~35.1 $\mu\text{g/g}$) 体内砷浓度最高, 紧接着是虾 (8.52~27.6 $\mu\text{g/g}$), 底栖鱼类 (3.45~28.6 $\mu\text{g/g}$) 和浮游鱼类 (1.22~5.23 $\mu\text{g/g}$)。Li 等从中国的南沙群岛采集 38 种热带海洋鱼类, 检测其体内的总砷和不同形态砷, 结果表明总砷的平均含量为 20.9 $\mu\text{g/g}$ 。Zhang 和 Wang 调查了中国沿海 29 种海洋野生鱼类砷的富集状况, 不同海洋鱼类体内砷的浓度变化范围为 (2.09~134) $\mu\text{g/g}$, 湛江海洋底栖鱼类孔虾虎鱼(*Trypauchen vagina*)体内砷含量达到 134 $\mu\text{g/g}$ 。多项调查研究表明海洋生物体中砷出现高值为常态, 且不同生物种和发育状态其砷含量也存在较大差异, 与环境质量无显著关系。

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

5.6 海洋渔业资源调查

5.6.1 调查时间

中国水产科学研究院南海水产研究所于 2022 年 9 月 23 日~10 月 7 日(秋季) 在项目周边海域进行了秋季渔业资源现状调查。

5.6.2 调查范围及站位布设

调查范围为项目周边海域, 调查站位见表 5.6-1 和图 5.6-1。

表 5.6-1 渔业资源调查站位

站位	东经 E	北纬 N	调查项目
W1			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W2			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W3			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W4			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W5			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W6			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W7			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W8			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼



站位	东经 E	北纬 N	调查项目
W9			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W10			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W11			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼
W12			游泳动物, 鱼卵仔稚鱼

XXXX

图 5.6-1 秋季渔业资源调查站位

5.6.3 调查方法

5.6.3.1 游泳动物

游泳动物现场调查采样和分析参照《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》（GB12763.6—2007）、《海洋渔业资源调查规范》（SC/T 9403-2012）中渔业资源调查的要求进行。采样网具为 404 型生产网具，上纲长度 37.7m，网口周目数 404 目，网口网目尺寸 200mm，网衣全长 60.5m，网囊目尺寸 39mm。每站位渔业资源调查的平均拖速约为 3.16kn/h，拖网时长约为 1h，渔获物均换算为单位小时的质量渔获率（kg/h）和个体渔获率（尾/h）。各站的渔获样品在现场完成分类统计，并按种类记录重量、尾数等数据后，将样品运回实验室完成详细种类鉴定、生物学测定。

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

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

式中：D—资源密度（kg/km²）；

A—每小时扫海面积（km²/h）；

Y—平均渔获率（kg/h）

E—逃逸率（取 0.5）。

资源量的评估公式为：

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

式中：B—现存资源量（t）；

D—资源密度（kg/km²）；

S—调查监测水域面积（km²）。

5.6.3.2 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼调查根据《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》（GB-T 12763.6-2007），用深水型大型浮游生物网（网长 280cm，网口内径 80cm，孔径 0.330mm）采集，每个站采样 1 网。

垂直拖网采样时，拖网以约 1m/s 速度从底往上垂直拖拽。当站位水深浅于 200m 时，从水底垂直往上拖至水面；水深大于 200m，则为水深 200m 至水面。

垂直拖网鱼卵仔鱼密度计算公式：

$$D=I/W$$

式中：D—密度（粒/m³ 或尾/m³）；

I—每网枚数（粒或尾）；

W—滤水量（m³）。

5.6.4 相对重要性指数

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

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

式中：IRI—相对重要性指数；

N—单种在数量中所占的比例；

W—单种在重量中所占的比例；

F—出现频率。

IRI 值大于 1000 的为优势种。

5.6.5 鱼类资源状况

5.6.5.1 种类组成

秋季调查共捕获鱼类 153 种，隶属 19 目 79 科，见附表 6。在鉴定的 153 种鱼类中，以鲈形目种数最多，共 62 种；鲉形目有 20 种，鲽形目 15 种。其余目鱼类种类数均较少。

5.6.5.2 优势种

秋季调查的优势渔获物共有 2 种，圆鳞发光鲷和条尾绯鲤，IRI 指数为 3485 和 1402。

5.6.5.3 渔获率

秋季调查鱼类渔获率见表 5.6-2。调查海域鱼类拖网渔获率重量变化范围为



XXXXkg/h, 平均为 XXXXkg/h; 拖网渔获率数量变化范围为 XXXX 尾/h, 平均为 XXXX 尾/h。

表 5.6-2 秋季调查鱼类渔获率

站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
W1		
W2		
W3		
W4		
W5		
W6		
W7		
W8		
W9		
W10		
W11		
W12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.5.4 资源量评估

秋季调查鱼类资源量见表 5.6-3。调查海域幼鱼资源量 XXXX 尾/km², 平均值为 XXXX 尾/km²; 成鱼资源量 XXXXkg/km², 平均值为 XXXXkg/km²; 总资源量范围 XXXXkg/km², 平均值 XXXXkg/km²。

表 5.6-3 秋季调查鱼类资源量

站位	幼体资源量 (尾/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	总资源量 (kg/km ²)
W1			
W2			
W3			
W4			
W5			
W6			
W7			
W8			
W9			
W10			
W11			
W12			
最小值			
最大值			
平均值			



5.6.6 头足类资源状况

5.6.6.1 种类组成

秋季调查海域共获得头足类 18 种，隶属于 3 目 5 科，见附表 7。

5.6.6.2 优势种

秋季调查头足类的优势种共有 3 种，中国枪乌贼、剑尖枪乌贼和金乌贼，IRI 指数分别为 XXXX。

5.6.6.3 渔获率

秋季调查海域头足类渔获率见表 5.6-4。调查海域头足类渔获率重量变化范围为 XXXXkg/h，平均为 XXXXkg/h；渔获率数量变化范围为 XXXX 尾/h，平均为 XXXX 尾/h。

表 5.6-4 秋季调查头足类渔获率

站位	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (尾/h)
W1		
W2		
W3		
W4		
W5		
W6		
W7		
W8		
W9		
W10		
W11		
W12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.6.4 资源量评估

秋季调查头足类资源量见表 5.6-5。调查海域头足类幼体资源量 XXXX 尾/km²，平均值为 XXXX 尾/km²；成体资源量 XXXXkg/km²，平均值为 XXXXkg/km²；总资源量范围 XXXXkg/km²，平均值 XXXXkg/km²。

表 5.6-5 秋季调查头足类资源密度

站位	幼体资源量 (尾/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	总资源量 (kg/km ²)
W1			
W2			
W3			



站位	幼体资源量 (尾/km ²)	成体资源量 (kg/km ²)	总资源量 (kg/km ²)
W4			
W5			
W6			
W7			
W8			
W9			
W10			
W11			
W12			
最小值			
最大值			
平均值			

5.6.7 甲壳类资源状况

5.6.7.1 种类组成

秋季调查渔获甲壳类 22 种，分隶 2 目 13 科。其中，虾类有 8 科 12 种；蟹类 4 科 8 种；虾蛄类有 1 科 2 种，见附表 8。

5.6.7.2 优势种

秋季调查甲壳类的优势渔获物共有 3 种，以卷折馒头蟹、银光梭子蟹和假长缝拟对虾，IRI 指数分别为 XXXX。

5.6.7.3 渔获率

秋季调查海域甲壳类渔获率见表 5.6-6。调查海域甲壳类渔获率重量变化范围为 XXXXkg/h，平均为 XXXXkg/h；渔获率数量变化范围为 XXXX 尾/h，平均为 XXXX 尾/h。

表 5.6-6 秋季调查甲壳类渔获率

站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
W1		
W2		
W3		
W4		
W5		
W6		
W7		
W8		
W9		
W10		
W11		
W12		
最小值		



站位	重量密度 (kg/h)	尾数密度 (尾/h)
最大值		
平均值		

5.6.7.4 资源量评估

秋季调查甲壳类资源量见表 5.6-7。调查海域虾类幼体资源量范围在 XXXX 尾/km²，平均值 XXXX 尾/km²；虾类成体资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值为 XXXXkg/km²，虾类总资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值 XXXXkg/km²。蟹类幼体资源量范围在 XXXX 尾/km²，平均值 XXXX 尾/km²；蟹类成体资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值为 XXXXkg/km²；蟹类总资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值 XXXXkg/km²。虾蛄类幼体资源量范围在 XXXX 尾/km²，平均值为 XXXX 尾/km²；虾蛄类成体资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值为 XXXXkg/km²；虾蛄类总资源量范围在 XXXXkg/km²，平均值为 XXXXkg/km²。

表 5.6-7 秋季调查甲壳类资源量

站位	幼体尾数资源量 (尾/km ²)			成体重量资源量 (kg/km ²)			总重量资源量 (kg/km ²)		
	虾类	蟹类	虾蛄类	虾类	蟹类	虾蛄类	虾类	蟹类	虾蛄类
W1									
W2									
W3									
W4									
W5									
W6									
W7									
W8									
W9									
W10									
W11									
W12									
最小值									
最大值									
平均值									

5.6.7.5 总资源评估

根据鱼类、头足类和甲壳类秋季渔获物分析结果，鱼类成体资源密度平均值为 XXXXkg/km²，幼体为 XXXX 尾/km²。头足类成体资源密度平均值为 XXXXkg/km²，幼体为 XXXX 尾/km²。虾类成体资源密度平均值为 XXXXkg/km²，幼体为 XXXX 尾/km²。蟹类成体资源密度平均值为 XXXXkg/km²，幼体为 XXXX 尾/km²。虾蛄类成体资源密度平均值为 XXXXkg/km²，幼体为 XXXX 尾/km²。



综上,渔业资源秋季成体总资源量平均值为 XXXXkg/km²,幼体为 XXXX 尾/km²。

5.6.8 鱼卵、仔稚鱼

5.6.8.1 种类组成

秋季调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼 37 个种类,隶属于 19 目 34 科,见附表 9。

5.6.8.2 资源密度

秋季调查鱼卵、仔稚鱼密度分布见表 5.6-8。调查海域垂直拖网共采到鱼卵 XXXX 粒,仔稚鱼 XXXX 尾;鱼卵平均密度为 XXXX 粒/1000m³,仔稚鱼为 XXXX 尾/1000m³。

表 5.6-8 秋季调查海域鱼卵仔稚鱼数量

站位	鱼卵密度 (粒/1000m ³)	仔稚鱼密度 (尾/1000m ³)
W1		
W2		
W3		
W4		
W5		
W6		
W7		
W8		
W9		
W10		
W11		
W12		
最小值		
最大值		
平均值		



6 环境影响回顾性分析

文昌油田群主要工程设施包括 15 座平台（WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC15-1 WHPA、WC14-3 WHPA、WC13-6 WHPA、WC8-3 WHPA、WC8-3 WHPB、WC13-1 WHPA、WC13-2 WHPA、WC13-2 WHPB、WC9-7 DPP、WC16-2 WHPA、WC19-1 DPPA 和 WC9-2/9-3 CEP）、1 艘 10 万吨级 HYSY116 FPSO、1 套水下生产系统（WC10-3 SPS）以及文昌油田群内部的海底管道和电缆。文昌油田群现有工程设施示意图 6-1。

为了更加客观的评价文昌 10-3 气田 II 期开发项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将对文昌油田群开发投产以来环保设施运行情况及其所处海域环境质量进行简要的回顾性对比分析。

本项目 WC10-3 WHPA 平台物流经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台进行气液分离，分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 气相混合后增压脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，增压后经已建海底管道外输至高栏和香港终端销售；液相依次经过 WC9-2/9-3 CEP 平台→WC8-3 WHPB 平台→WC8-3 WHPA 平台→WC9-7 DPP 平台处理至含水 50%→WC19-1 DPPA 平台/WC19-1WHPA 平台→HYSY116 FPSO 处理成合格原油。主要涉及设施概况见表 6-1。

表 6-1 本项目主要涉及设施概况

设施	涉及功能	是否需要改造
WC9-2/9-3 CEP 平台	本项目物流依托该平台气液分离，天然气经该平台外输销售；含水原油经该平台越站外输	是
WC8-3 WHPB 平台	本项目物流经该平台越站外输	否
WC8-3 WHPA 平台	本项目物流经该平台越站外输	否
WC9-7 DPP 平台	本项目物流依托该平台处理、外输，部分生产水依托该平台处理达标后排海	否
WC19-1 DPPA 平台 WC19-1WHPA 平台	WC19-1WHPA 平台与 WC19-1 DPPA 平台栈桥相连，本项目物流经 WC9-7 DPP 平台处理后，经该平台越站外输	否
HYSY116 FPSO	本项目物流依托 FPSO 处理、外输、销售，剩余生产水依托 FPSO 处理达标后排海	否
WC16-2 WHPA 平台	本项目依托该平台至 WC10-3 WHPA 平台新建海底电缆接入文昌油田群电网	否

XXXX

图 6-1 文昌油田群现有工程设施示意图

6.1 现有工程概况

文昌油田群包括文昌 13-1/13-2 油田、文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田、文昌 19-1 油田北块、文昌 8-3 油田东块、文昌 13-6 油田、文昌 9-7 油田、文昌 9-2/9-3/10-3 气田群以及文昌 16-2 油田。下面将对本项目涉及的 WC9-2/9-3 CEP、WC8-3 WHPB、WC8-3 WHPA、WC19-1 DPPA、WC19-1WHPA、WC9-7 DPP、WC16-2 WHPA 平台以及 HYSY116 FPSO 的开发过程进行回顾。

6.1.1 文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程

文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程包括 5 座井口平台（WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC15-1 WHPA、WC14-3 WHPA、WC8-3 WHPA 平台）以及 1 座浮式生产储油装置（HYSY116 FPSO）。HYSY116 FPSO 为一座 10 万吨级浮式生产储油装置，其上的主要设施有原油工艺处理系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、火炬系统、生活楼、公用系统等，5 座井口平台的物流均通过海底管道输往 HYSY116 FPSO 进行处理、储存和外输。

《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》于 2005 年 6 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2005〕238 号），见附件 2-1。文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环保设施于 2009 年 2 月 26 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字〔2009〕91 号），准予投入试生产，并于 2011 年 1 月 25 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收的复函（国海环字〔2011〕39 号），正式投产，见附件 3-1。

6.1.2 文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程

文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程新建 3 座井口平台（WC19-1WHPC、WC8-3 WHPB、WC13-6WHPA 平台）、3 条海底管道以及 3 条海底电缆。其中 WC19-1 WHPC 平台物流通过海底管道输往 WC19-1 WHPA 平台，与该平台物流混合一起输至 HYSY116 FPSO 进行油气水处理；WC8-3 WHPB 平台物流通过海底管道输往 WC8-3 WHPA 平台，经海底管道汇同 WC14-3 WHPA 平台物流一同输往 HYSY116 FPSO 进行处理；WC13-6 WHPA 平台物流通过海底管道输往 WC14-3 WHPA 平台，与该平台物流混合一起输至 HYSY116 FPSO 进行油气水处理。《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及



文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》于 2012 年 9 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2012〕654 号），见附件 2-2。文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块环保设施于 2013 年 6 月 20 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字〔2013〕359 号），准予投入试生产，并于 2014 年 8 月 14 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字〔2014〕475 号），正式投产；文昌 13-6 油田环保设施于 2014 年 5 月 16 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件（国海环字〔2014〕260 号），准予投入试生产，并于 2015 年 1 月 5 日获国家海洋局的竣工验收批复（国海环字〔2015〕3 号），见附件 3-2。

6.1.3 文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目

文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目对 WC19-1 WHPA 平台进行局部改造，扩大中层甲板，增加一套分离设备撬，包括分离设施和生产水处理设施。WC19-1 WHPA 平台生产水处理装置采用“两级水力旋流+浮选器”除油工艺，最大生产水排放为 3000m³/d。《文昌 19-1 油田 A 平台新增生产水处理设施项目环境影响报告表》于 2014 年 7 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2014〕364 号），批复见报告附件 2-3。

6.1.4 文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程

文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程新建文昌 9-2/9-3 中心平台（WC9-2/9-3 CEP）、文昌 10-3 水下生产系统（WC10-3 SPS）及 3 条海底管道、1 条脐带缆。文昌 10-3 气田生产的物流经过 WC10-3 SPS 至 WC9-2/9-3 CEP 的海底管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台，与该平台物流混合进入油气分离处理系统，处理满足要求的干气通过管道接入崖城 13-1 至香港输气管道给高栏、香港供气；分离出的油和水通过海底管道输送到 HYSY116 FPSO，处理合格的原油外输，处理达标后的生产水外排。

《文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书》于 2014 年 3 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2014〕116 号），批复见报告附件 2-4。2021 年 7 月 23 日，生态环境部以《关于文昌 9-2/9-3/10-3 气田开发工程等 4 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2021〕5 号），批复文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境保护设施通过竣工验收，见附件 3-3。该工程于 2019 年 3 月投产。



6.1.5 文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放工程

文昌 19-1 油田调整井工程在现有 WC19-1 WHPA 平台利用老井侧钻 3 口调整井，文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放即在 WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC8-3 WHPB 和 WC15-1 WHPA 等 5 个平台采用提液的方式实施产能释放。项目建成投产后，文昌油田群各平台的物流走向不改变，提液后 WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC 和 WC8-3 WHPB 等 3 个平台输往其它平台的海管不满足输送要求，需要在上述 3 个井口平台上分离出部分生产水，进行处理后排海。由于文昌 19-1N/8-3E 等油田产能释放的提液开发造成文昌油田群生产水量的增加，对 HYSY116 FPSO 生产水处理系统进行扩容改造。《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》于 2018 年 3 月 5 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2018〕97 号），批复见报告附件 2-5。

2021 年 7 月 23 日，生态环境部以《关于文昌 9-2/9-3/10-3 气田开发工程等 4 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2021〕5 号），批复文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放工程环境保护设施通过竣工验收。该工程于 2021 年 7 月投产。批复见报告附件 3-3。

6.1.6 文昌油田群联合调整项目

文昌油田群联合调整项目在已建 WC19-1 WHPA 平台侧钻 6 口采油井，在已建 WC19-1 WHPC 平台侧钻 5 口采油井；新铺设 WC13-2 WHPB 至 HYSY116 FPSO、WC13-1 WHPA 至 WC13-2 WHPB、WC8-3 WHPA 至 WC13-6 WHPA 海管各一条；新铺设 WC13-6 WHPA 至 WC13-2 WHPA、WC13-2 WHPB 至 WC19-1 WHPA、WC9-2/9-3 CEP 至 WC14-3 WHPA、WC13-6 WHPA 至 WC13-1 WHPA 电缆各一条；在已建 WC9-2/9-3 CEP 平台新建燃气透平发电机组；WC8-3 WHPB、WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPB、WC19-1 WHPC、WC13-2 WHPB 等 5 个平台生产水处理装置扩容改造；WC13-6 WHPA 平台新增生产水处理装置，处理后的生产水于本平台达标排放；南海奋进号 FPSO 及其单点系泊系统解脱。《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》于 2022 年 2 月 19 日获得生态环境部的批复（环审〔2022〕26 号），批复见报告附件 2-6。

2024 年 1 月 16 日，生态环境部以《关于陆丰油田群区域开发项目等 3 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2024〕1 号），批复文昌油田群联合调整项目（不包括 WC19-1 WHPA、WC19-1 WHPC 平台生产水处理装置扩容



改造，WC13-6 WHPA 平台新增生产水处理装置）环境保护设施通过竣工验收。批复见报告附件 3-4。

6.1.7 文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目

文昌 9-7 油田新建 1 座文昌 9-7 油田钻采平台（WC9-7 DPP 平台）；文昌 19-1 油田二期开发项目新建 1 座文昌 19-1 油田钻采平台（WC19-1 DPPA 平台），与 WC19-1 WHPA 平台栈桥相连；新铺设 WC9-7 DPP 至 WC19-1 DPPA 平台的海底混输管道，WC14-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 平台的海底混输管道，WC9-7 DPP 至 WC9-2/9-3 CEP 平台的海底输气管道以及 WC9-7 DPP 至 WC14-3 WHPA 平台海底电缆各一条。

《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》于 2023 年 8 月 17 日获得生态环境部的批复（环审〔2023〕88 号），批复见报告附件 2-7。

6.1.8 文昌 16-2 油田开发项目

文昌 16-2 油田开发项目新建 1 座井口平台 WC16-2 WHPA，新铺设 1 条 WC16-2 WHPA 至 WC9-7 DPP 平台海底混输管道和 1 条 WC9-7 DPP 至 WC16-2 WHPA 平台海底电缆；并对依托 WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO 和 WC9-2/9-3 CEP 平台进行适应性改造。新建 WC16-2 WHPA 平台物流经新建海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台，与 WC9-7 DPP 平台以及上游平台所产物流混合后进入油气水处理系统，处理后的含水原油经在建海底混输管道输送至 WC19-1 DPPA 平台，越站与经 WC19-1 DPPA 平台处理后的物流一起通过已建海管经 WC19-1 WHPA 输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输；在 WC9-7 DPP 平台处理合格的天然气经 WC9-2/9-3 CEP 平台外输至高栏和香港终端销售；生产水部分经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海，其余部分依托 HYSY116 FPSO 处理达标排海。

《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》于 2024 年 7 月 3 日获得生态环境部的批复（环审〔2024〕65 号），批复见报告附件 2-8。

6.2 环评批复及落实情况

6.2.1 环评批复情况

文昌油田群各阶段开发建设均按照相关法律法规的要求编制了环评报告，并在进行开发方案设计时，根据国家相关法律法规要求设计了相应的环保设施。油田环保设施的设计、建造工作与海上钻井、生产平台的设计建造工作同时进



行，并随油田一起投入试运行。本项目相关设施的环评批复情况及开发建设时间见表 6.2-1。

表 6.2-1 现有工程环评批复及开发建设情况一览表

环评报告书	本项目相关工程设施	环评批复情况	投产时间
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	WC19-1 WHPA 平台、WC8-3 WHPA 平台以及 HYSY116 FPSO	于 2005 年 6 月 16 日获得国家海洋局核准（国海环字（2005）238 号）	2011 年 1 月投产，FPSO 设计使用年限为 25 年，其他设施使用年限为 20 年。
《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	WC8-3 WHPB 平台	于 2012 年 9 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字（2012）654 号）	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块 2014 年 8 月投产，文昌 13-6 油田 2015 年 1 月投产，设计使用年限为 20 年。
《文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台	于 2014 年 3 月 18 日获得国家海洋局核准（国海环字（2014）116 号）	2019 年 3 月投产，设计使用年限为 25 年。
《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》	WC19-1 WHPA 平台、WC8-3 WHPB 平台、HYSY116 FPSO	于 2018 年 3 月 5 日获得国家海洋局的批复（国海环字（2018）97 号）	2021 年 7 月投产
《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPB 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC19-1 WHPA 平台、HYSY116 FPSO	于 2022 年 2 月 19 日获得生态环境部的批复（环审（2022）26 号）	2024 年 1 月投产
《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》	WC19-1 DPPA 平台、WC19-1 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台	于 2023 年 8 月 17 日获得生态环境部的批复（环审（2023）88 号）	2025 年 4 月试生产
《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO、WC16-2 WHPA 平台	于 2024 年 7 月 3 日获得生态环境部的批复（环审（2024）65 号）	2025 年 9 月试生产

6.2.2 环评批复落实情况

本项目改造及依托工程环评报告书批复意见落实情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 本项目相关设施环评批复意见落实情况一览表

现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境	2005 年 6 月 16 日	同意各类污染物的排放总量按报告书中建议的“总量控制指标”执行，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度。	2011 年 1 月	工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排放浓度。



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
《影响报告书》 (国海环字 (2005) 238 号)		本项目的排污混合区以FPSO为中心1000米半径以内海域。		工程在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。
		加强溢油事故防范和溢油应急体系建设,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。		建设单位编制了溢油应急计划,并在国家海洋主管部门登记备案。
		本项目投产前,应当结合施工期的监测,对工程海域的生物生态做一次春季调查。		投产前,委托监测机构进行了一次生态调查。
		钻井过程中备足压井材料,加强实时观测,以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。		严格落实,钻井过程中有效防范了溢流和井涌事故的发生。
		海上施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期,加快施工进度,缩短海上施工周期和铺管时间,减轻对渔业资源的影响,并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。		施工期严格落实了该项意见,在海底管道挖沟作业期间尽量避开了主要经济鱼类产卵盛期和洄游期。
		根据生产水处理系统的处理能力,严格控制进入生产水处理系统的水量。		工程运营期间进入生产水处理系统的水量均未超过其处理能力。
		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。		建设单位制定了海底管道保护和检测程序,由值班船对海底管道沿途进行巡视,并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		工程投产前,应重新修订文昌油田原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局批准。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。		工程投产前,建设单位重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。
严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后,海洋石油116FPSO排污混合区范围不变,生产水年最大排放量不得超过392万立方米,石油类年最大排放量不得超过176.4吨。	工程运营期间严格执行已批复的排海总量、排放浓度和排污混合区范围。			
《文昌19-1油田北块和文昌8-3油田东块及文昌	2012年9月18日	严格执行钻井作业规程,配备安全有效的井控设备,设置烃类气体探测器,在关键部位安装温度或压力报警装置,并设置相应的	文昌19-1油田北块和文昌8-3油田东块:2014	在钻井过程中严格执行钻井作业规程,配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
13-6 油田开发工程环境影响报告书》 (国海环字(2012) 654 号)		应急关断系统。	年 8 月；文昌 13-6 油田：2015 年 1 月。	装置和应急关断系统。
		钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。		严格落实，钻井过程中有效防范了溢流和井涌事故的发生。
		海上施工作业应尽量避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，加快施工进度，缩短海上施工周期和铺管时间，减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。		施工期严格落实了该项意见，在海底管道挖沟作业期间尽量避开了主要经济鱼类产卵盛期和洄游期。
		根据生产水处理系统的处理能力，严格控制进入生产水处理系统的水量。		工程运营期间进入生产水处理系统的水量均未超过其处理能力。
		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。		建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		工程投产前，应重新修订文昌油田原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局批准。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。		工程投产前，建设单位重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。
		严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，海洋石油 116FPSO 排污混合区范围不变，生产水年最大排放量不得超过 392 万立方米，石油类年最大排放量不得超过 176.4 吨。		工程运营期间严格执行已批复的排海总量、排放浓度和排污混合区范围。
《文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书》 (国海环字(2014) 116 号)	2014 年 3 月 18 日	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油量大于 8% 的水基泥浆和钻屑应运回陆地处理；其它水基泥浆和钻屑经国家海洋局南海分局批准后方可排海；生产水、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。	2021 年 7 月	工程施工期及运营期的污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
		工程投产后，海洋石油 116FPSO 的排污混合区范围不变。		工程在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。
		施工作业应避免主要经济鱼类的产卵盛期(12 月~翌年 3 月)，		施工期严格落实了该项意见，避开了主要经济鱼



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
		以减轻对渔业资源的影响,并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。		类产卵盛期,并采取了增殖放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。
		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;采取严格的管道防腐和必要的管道防护措施,避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害。		建设单位制定了海底管道保护和检测程序,由值班船对海底管道沿途进行巡视,并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		切实落实风险防范对策措施,防止溢油事故发生,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。		建设单位严格落实环境风险防范措施,重新修订了原有的溢油应急计划并报国家海洋局南海分局获得了批准。
《文昌 19-1 油田调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》(国海环字〔2018〕97 号)	2018 年 3 月 5 日	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油量大于 8%的钻屑、钻井液不得排海,应运回陆地交由有资质的单位处理;含油量不超过 8%及非含油的钻井液和钻屑、机舱含油污水、生产水、生活污水经处理达标后方可排海;生产垃圾、生活垃圾(除食品废弃物外)应分类收集运回陆地处理;食品废弃物应粉碎至粒径小于 25mm 后间断排放。	2021 年 7 月	工程施工期及运营期的污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
		严格执行作业规程和安全规程,制定周密的钻完井计划,加强随钻监测,配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备,建立健全井控管理系统。		在钻井过程中严格执行作业规程和安全规程,制定周密的钻完井计划,配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
		加强铺管作业管理,合理安排施工顺序和进度,减少悬浮泥沙的产生;加强海底管道巡检工作,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,防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。		施工期合理安排施工顺序和进度,加强铺管作业管理,建设单位制定了海底管道保护和检测程序,由值班船对海底管道沿途进行巡视,并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		切实落实生态保护措施,合理安排施工作业时间,严格控制钻井液和钻屑的排放速率,避开工程所在海域渔业资源产卵盛期		施工期严格落实了生态保护措施,合理安排施工作业时间,避开了工程所在海域渔业资源产卵盛



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》 (环审〔2022〕26号)	2022年2月19日	(1-2月和4-6月), 最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	2024年1月	期(1-2月和4-6月)。
		严格落实环境风险防范措施, 制定溢油应急计划报国家海洋局南海分局备案。发生溢油事故时, 按照规定立即报告国家海洋局南海分局, 及时通报渔业、海事、军队等有关部门。		建设单位严格落实环境风险防范措施, 重新修订了原有的溢油应急计划并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。
		污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油量超过8%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水、船舶含油污水及生活污水处理达标后方可排海。除符合要求可以排放的食品废弃物外, 其他生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。		工程施工期及运营期的污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
《文昌9-7油	2023年8月	严格执行作业规程和安全规程, 加强随钻监测, 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备, 建立健全井控管理系统。	2025年5月	在钻井过程中严格执行作业规程和安全规程, 制定周密的钻完井计划, 配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
		加强铺管作业管理, 严格按照设计要求施工, 采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检, 定期进行全面检测和清管作业, 防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。		加强铺管作业管理, 按照设计要求施工, 建设单位制定了海底管道保护和检测程序, 由值班船对海底管道沿途进行巡视, 并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		切实落实环境风险防范措施。修改完善文昌油田溢油应急计划, 将本项目纳入其中, 并报我部珠江流域南海海域生态环境监督管理局(以下简称珠江南海局)备案。发生溢油事故时, 应当立即启动溢油应急计划, 采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响, 按照规定立即报告珠江南海局, 并视情况及时通报海南省渔业、海事部门和中国海警局。		建设单位严格落实环境风险防范措施, 重新修订了原有的溢油应急计划将本项目纳入其中, 并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。
《文昌9-7油	2023年8月	污染物的处理和排放应符合国	2025年5月	工程施工期及运营期的



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕88号）	17 日	家有关规定和标准。合成基钻井液、含油量超过 8%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。运营期产生的各类生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食物废弃物除外）应分类收集后运回陆地处理；含油生产水、生活污水经处理达标后排海。船舶产生的各类垃圾、含油污水及生活污水应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。		污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
		严格执行作业规程和安全规程。加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。		在钻井过程中严格执行作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划，配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
		加强地质性溢油风险管理。提高注气井的管理水平，严格按照设计注入压力和注入量作业，建立动态监测系统，根据监测结果及时调整注入压力和注入量，确保注采平衡。		注气井严格按照设计注入压力和注入量作业，建立动态监测系统，实时监测调整注入压力和注入量，确保注采平衡。
		加强铺管作业管理。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。		加强铺管作业管理，按照设计要求施工，建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		切实落实溢油应急措施。修改完善文昌油田群溢油应急预案，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报海南省渔业、海事部门和中国海警局直属第四局。		建设单位严格落实环境风险防范措施，重新修订了原有的溢油应急计划将本项目纳入其中，并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
		切实落实生态环境保护措施。符合排放要求的钻井液和钻屑应在海面 60 米以下排放，并严格控制排放速率。海底电缆铺设施工作业应避免蓝圆鲹和深水金线鱼等主要经济鱼类的产卵盛期(4 至 6 月)，最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。		施工期严格落实了生态保护措施，合理安排施工作业时间，钻井液和钻屑在海面 60 米以下排放，并严格控制了排放速率，海底电缆铺设施工作业避免了所在海域渔业资源产卵盛期（4 月至 6 月）。
《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕65 号）	2024 年 7 月 3 日	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。合成基钻井液、含油量超过 8%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。运营期产生的各类生产垃圾、生活垃圾（处理合格的食物废弃物除外）应分类收集后运回陆地处理；含油生产水、生活污水经处理达标后排海。船舶产生的各类垃圾、含油污水及生活污水应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。	2025 年 9 月	工程施工期及运营期的污染物的处理和排放符合国家有关规定及标准。
		严格执行作业规程和安全规程。加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。		在钻井过程中严格执行作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划，配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
		加强海底管道铺设作业管理。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海管巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。		加强铺管作业管理，按照设计要求施工，建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
		切实落实溢油应急措施。修改完善文昌油田群溢油应急预案，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按		建设单位严格落实环境风险防范措施，重新修订了原有的溢油应急计划将本项目纳入其中，并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。



现有工程	批复时间	环评报告书批复意见	投产时间	落实情况
		照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报海南省渔业、海事部门和中国海警局直属第四局。		
		切实落实生态环境保护措施。符合排放要求的钻井液和钻屑采用水下排放方式，并严格控制排放速率。合理安排施工作业时间，海底电缆埋设施工应避免蓝圆筋和深水金线鱼产卵盛期（4月至6月），最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。		施工期严格落实了生态保护措施，合理安排施工作业时间，避开了蓝圆筋和深水金线鱼产卵盛期（4月至6月）。

6.2.3 三同时检查及竣工验收情况

本项目相关的已建 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPB 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC19-1WHPA 平台和 HYSY116 FPSO 均已通过环保设施“三同时”检查，准予投入试生产，通过环保设施竣工验收，准予投入正式生产，具体情况见表 6.2-3。本项目依托的 WC9-7 DPP 平台和 WC19-1 DPPA 平台的环评报告书于 2023 年 8 月 17 日取得批复，依托的 WC16-2 WHPA 平台的环评报告书于 2024 年 7 月 3 日取得批复，以上两个项目均于 2025 年试生产，目前待开展环保设施竣工验收。

表 6.2-3 本项目相关设施三同时及竣工验收情况一览表

环评报告书	本项目相关工程设施	三同时检查情况	竣工验收情况
《文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田开发工程环境影响报告书》	WC19-1WHPA 平台、WC8-3 WHPA 平台、HYSY116 FPSO	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田环保设施于 2009 年 2 月 26 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字〔2009〕91 号）	文昌 19-1/15-1/14-3/8-3 油田 2011 年 1 月 25 日通过国家海洋局的验收（国环字〔2011〕39 号）
《文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块及文昌 13-6 油田开发工程环境影响报告书》	WC8-3 WHPB 平台	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块环保设施于 2013 年 6 月 20 日获得国家海洋局“三同时”检查批复文件，准予投入试生产（国海环字〔2013〕359 号）	文昌 19-1 油田北块和文昌 8-3 油田东块于 2014 年 8 月 14 日通过国家海洋局的验收（国海环字〔2014〕475 号）
《文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台	/	文昌 9-2/9-3/10-3 气田群开发工程于 2021 年 7 月 23 日通过生态环境部的验收（环验〔2021〕5 号）
《文昌 19-1 油田	WC19-1 WHPA 平台、	/	文昌 19-1 油田调整井及文



环评报告书	本项目相关工程设施	三同时检查情况	竣工验收情况
调整井及文昌 19-1N/8-3E 油田产能释放项目环境影响报告书》	WC8-3 WHPB 平台、HYSY116 FPSO		昌 19-1N/8-3E 油田产能释放工程于 2021 年 7 月 23 日通过生态环境部的验收（环验〔2021〕5 号）
《文昌油田群联合调整项目环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPB 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC19-1 WHPA 平台、HYSY116 FPSO	/	文昌油田群联合调整项目于 2024 年 1 月 16 日通过生态环境部的竣工验收（环验〔2024〕1 号）
《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书》	WC19-1 DPPA 平台、WC19-1 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台	/	待完成环保设施竣工验收
《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》	WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO、WC16-2 WHPA 平台	/	待完成环保设施竣工验收

6.3 依托工程环保设施运行状况回顾

6.3.1 主要环保设施

本项目物流依托 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 处理，因此，主要针对 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 环保设施进行回顾，主要环保设施见表 6.3-1，主要包括生产水处理系统、生活污水处理系统、食品废弃物粉碎设备、开/闭排系统和火炬放空系统，WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO 自投产以来各设施均运行正常。

表 6.3-1 依托设施主要环保设施一览表

依托设施	环保设施	数量	运行状况
WC9-2/9-3 CEP 平台	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台	正常
WC9-7 DPP 平台	生产水处理系统：设计处理能力为 14400m ³ /d	1 套	正常
	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
HYSY116 FPSO	食品废弃物粉碎设备	1 台	正常
	生产水处理系统：设计处理能力为 18000m ³ /d	1 套	正常
	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常



c. 固体废物

WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 上均设垃圾回收箱和食品废弃物粉碎设备，对除食品废弃物以外的生活垃圾和生产垃圾分类回收，运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

d. 船舶污染物

现有工程生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水等。所有作业船舶均设有船用油水分离器，船舶含油污水经处理至石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后，达标排海。生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后（符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求）排放入海。除食品废弃物以外的所有生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置，并符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

6.4 现有工程溢油风险事故回顾

根据收集到的历史资料，文昌油田群自投产以来，并未发生过溢油事故。

6.5 文昌油田群周围海域环境质量回顾性分析

为了对文昌油田群周围海域环境质量进行较为系统的分析，收集了该海域的历史环境监测资料，进行本项目及附近海域的环境质量回顾分析。

历史环境资料采用自然资源部南海生态中心 2017 年 5 月和 2020 年 5 月文昌油田附近海域的调查资料，历次调查站位对比见图 6.5-1。前 2 次和本次（2022 年 9 月）调查的采样站位、调查范围以及调查项目基本上相似或相同，分析方法和评价标准相似或一致，调查结果具有可比性。历次调查较好的覆盖了本项目涉及的平台设施，因此能够通过对比分析较真实地反映文昌油田群投产以后周围海域海洋环境质量变化趋势。历年调查内容见表 6.5-1，历次调查文昌油田群的平台设施覆盖情况见图 6.5-1。

表 6.5-1 历年调查内容

调查时间	站位(个)	调查项目
2017 年 5 月	38	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2020 年 5 月	54	水质、沉积物、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量
2022 年 9 月	38	水质、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量

XXXX

图 6.5-1 本次调查与历史调查站位对比图

6.5.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质评价因子中水温、盐度、pH、DO、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 17 项作为本次回顾性分析评价因子，海水水质评价采用《海水水质标准》（GB3097-1997）的第一类海水水质标准进行评价。海水水质回顾比较结果见表 6.5-2。从中可以看出：

（1）海水温度主要受水深、气温及日照的影响，历次监测中调查海区的水温符合正常的季节变化规律。

（2）调查海区的盐度变化幅度不大。中国近海海水盐度的平均值为 33，大洋海水的平均盐度为 35。同时海水的盐度还受地表径流、海流及潮位等的综合影响。因此调查海区的盐度范围均在海水正常变化范围内。

（3）天然海水的 pH 值稳定在 7.5~8.5 之间。历次调查海区的 pH 值均在正常变化范围内。

（4）该海区溶解氧往次调查有 10%左右站位超出第一类海水水质标准的现象，均符合二类水质标准，2022 年 9 月调查溶解氧平均含量较高，均符合一类海水水质标准。溶解氧含量的波动与调查期间水文和水体交换情况相关。

（5）历次调查该海区 COD、表层油类、无机氮和活性磷酸盐含量均不高，符合第一类海水水质标准。从平均值来看，2022 年 9 月 COD 和表层油类均值较低，无机氮和活性磷酸盐与历次调查持平。

（6）调查海区海水汞、砷、镉和总铬含量稳定维持在低浓度水平，锌则表现出降低趋势。从铅的平均含量来看，2022 年 9 月调查的铅平均含量为历次最低水平，2020 年 5 月调查中铅有个别样品符合二类标准。

（7）调查海区海水硫化物和挥发性酚含量维持在低浓度水平，历次调查的结果均符合第一类海水水质标准。

通过回顾比较可知，调查海区绝大部分海水状况符合该海区水质自然属性，未发现异常现象。历次调查结果对比表明海水质量状况稳定，石油类含量普遍比较低，表明油气田开发活动未对海区水质产生明显影响。



历次调查,已建设施排污混合区附近加密站位调查结果显示,石油类和 COD 均满足第一类海水水质标准,各平台附近未发现水质恶化的情况。



表 6.5-2 调查海域海水水质要素回顾比较

调查项目 \ 调查时间		2017 年 5 月	2020 年 5 月	2022 年 9 月
水温 (°C)	范围			
	平均值			
盐度	范围			
	平均值			
pH	范围			
	平均值			
DO (mg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
COD (mg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
石油类 (mg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
无机氮 (µg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
活性磷酸盐 (µg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
汞 (µg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
砷	范围			



调查时间		2017 年 5 月	2020 年 5 月	2022 年 9 月
调查项目				
(μg/L)	平均值			
	一类达标率 (%)			
锌 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
镉 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
铅 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
铜 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
总铬 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
硫化物 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			
挥发性酚 (μg/L)	范围			
	平均值			
	一类达标率 (%)			

注：“Δ”表示该项未检出。



6.5.2 海洋沉积物质量状况回顾

海洋沉积物环境质量状况回顾选取各次调查中有机碳、硫化物、铜、汞、砷、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项作为本次回顾性分析评价因子，沉积物质量评价采用《海洋沉积物质量》（GB18668—2002）中的第一类海洋沉积物质量标准进行评价。调查海区历次调查沉积物质量评价结果比较见表 6.5-3。

油田开发以来各监测因子的调查结果总体变化不大，历次调查所有评价因子均满足第一类海洋沉积物质量标准要求。总体而言，调查海区沉积物质量优良，维持在正常的稳定状态，未发生明显变化。

总体上看，调查海区的沉积物环境质量良好，其中特征污染物石油类在表层沉积物中持续处于较低水平，表明石油开采活动没有对沉积物质量产生明显影响。

表 6.5-3 历次调查沉积物各项污染物标准指数及超标情况统计

调查项目 \ 调查时间		2022 年 9 月	2020 年 5 月	2017 年 5 月
有机碳	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
硫化物	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
汞	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
砷	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
铜	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
铅	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
镉	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
锌	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			
铬	范围			



调查项目	调查时间	2022 年 9 月	2020 年 5 月	2017 年 5 月
		平均值		
	超一类率(%)			
石油类	范围			
	平均值			
	超一类率(%)			

6.5.3 海洋生物生态状况回顾

海洋生物生态状况采用 2017 年 5 月以来共 3 次调查资料对本海区海洋生物生态环境质量比较分析。各次生物生态评价要素包括：叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

6.5.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 和海洋初级生产力调查数据的对比分析统计结果见表 6.5-4，从 2017 年春季至 2022 年秋季海区平均叶绿素 a 含量变化范围为 XXXXmg/m³，海区叶绿素 a 含量较低。从季节变化来看，海区叶绿素 a 表现为春季略高于秋季。

海区初级生产力以 2020 年春季最高，总体上海区初级生产力季节变化规律不明显。

表 6.5-4 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

调查时间	叶绿素 a (mg/m ³)		初级生产力 (10 ² mg·C/(m ² ·d))	
	范围	平均值	范围	平均值
2017 年 5 月 (春季)				
2020 年 5 月 (春季)				
2022 年 9 月 (秋季)				

6.5.3.2 浮游植物

浮游植物历次调查结果比较见表 6.5-5。由表可知，2022 年 9 月调查浮游植物种类数较此前同期调查有较大的增幅；尽管浮游植物种类数为历史最高水平，但 2022 年 9 月调查个体数量是历年调查最低水平。总体上浮游植物个体数量均处于较低水平，年际波动不大，无明显规律，季节变化上表现为春季较高；优势种出现一定的演替现象，此前调查该海域第一优势种均为硅藻，2022 年 9 月调查第一优势种为蓝藻门的束毛藻，角毛藻次之，但角毛藻、束毛藻和根管藻仍是海区常见的优势种；该海域多样性指数和均匀度均较高。

整体看来，2022 年 9 月调查所获浮游植物密度为低水平，种类丰富，多样性高；优势种组成有所更替，群落结构稳定。

表 6.5-5 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间 调查项目	2022 年 9 月 (秋季)	2020 年 5 月 (春季)	2017 年 5 月 (春季)
种类数			
个体密度 ($\times 10^4$ 个/ m^3)			
多样性指数			
均匀度			
优势种			

6.5.3.3 浮游动物

历次调查浮游动物种类组成及主要指标数据比较见表 6.5-6。

调查区域历次调查浮游动物种类数介于 XXXX 种 (类) 之间, 浮游动物种类组成非常丰富。2022 年 9 月调查发现浮游动物 XXXX 种, 处于调查的较高水平。个体数量处于较高水平。

群落指数中, 多样性指数和均匀度在历次调查中虽略有波动, 但均保持在较高水平, 表明海区浮游动物种类十分丰富, 多样性水平很高, 群落间的种类分布也很均匀。调查海区历次调查的第一优势类群均为桡足类, 其他常见优势类群包括毛颚类、被囊类和浮游幼体。优势种的组成存在一定的更迭, 肥胖软箭虫在历次调查中均为优势种, 且优势度一般较高, 是调查海区最常见的优势种; 狭额次真哲水蚤、后圆真浮萤和普通波水蚤在秋季调查中也常形成优势, 2022 年 9 月调查优势种与往期调查无明显差异。

回顾分析结果显示, 调查海域浮游动物种类十分丰富, 群落多样性一直处于较高水平, 显示海区生态环境较好。

表 6.5-6 历次调查浮游动物群落主要指标比较

项目	2017 年 5 月 (春季)	2020 年 5 月 (春季)	2022 年 9 月 (秋季)
种类数			
生物量 ($\times 10^2$ mg/ m^3)			
个体数量(ind/ m^3)			
多样性			
均匀度			
优势类群			
优势种			

6.5.3.4 底栖生物

历次调查底栖生物的主要指标数据及优势种比较见表 6.5-7。

历年调查的种类数量、主要类群、栖息密度、生物量、多样性指数和均匀度的波动变化不大，整体稳定性较高。历年调查海区的优势种变化较大，但主要优势种多数属于节肢动物、棘皮动物和脊索动物，2022 年 9 月调查优势种为银光梭子蟹、羊舌鲆、筒氏瓷蛇尾、六突拟对虾、象牙长螯蟹，都曾是历年调查的优势种，出现频率较高。综合分析，未发现调查区的底栖生物群落存在明显退化情况。

表 6.5-7 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	2022 年 9 月 (秋季)	2020 年 5 月 (春季)	2017 年 5 月 (春季)
种类数			
主要类群及种类百分比			
栖息密度 (个/m ²)			
生物量 (g/m ²)			
多样性指数 H'			
均匀度 J'			
主要优势种			

6.5.3.5 生物质量

历次调查底栖生物（鱼类、甲壳类、贝类、软体类）体内污染物标准指数对比见表 6.5-8。鱼类、甲壳类和软体类调查评价因子按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 进行评价，贝类按照《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准进行评价。由表可知历年调查中，只有 2020 年 5 月出现个别样品超标现象，其他各次调查甲壳类、鱼类和贝类的生物质量都处于良好水平，没有出现过超标。本次调查的鱼类、甲壳类和软体类污染因子的平均指数值对比往年各有小幅升降，总体上，历次调查平均指数值都处于较低水平。

表 6.5-8 历次调查底栖生物质量对比分析

类别	调查时间	类比项	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
鱼类	2022 年 9 月	平均值								
		超标数								
	2020 年 5 月	平均值								
		超标数								
	2017 年 5 月	平均值								
		超标数								



类别	调查时间	类比项	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
甲壳类	2022 年 9 月	超标数								
		平均值								
	2020 年 5 月	超标数								
		平均值								
	2017 年 5 月	超标数								
		平均值								
软体类	2022 年 9 月	超标数								
		平均值								
	2020 年 5 月	超标数								
		平均值								

注：“/”表示未有相关数据。

6.6 环境影响回顾性分析结论

根据近三年文昌油田群主要污染物处理/排放情况，本项目依托的 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 现有生产水处理系统、生活污水处理系统和其他环保设施目前运行正常。文昌油田群投产以来，有一定量的生产水和生活污水达标排放入海，由于对外排污水采取了有效的处理措施，且该海域扩散条件良好，油田群外排生产水对油田群周围的海水水质并未造成明显影响。

从总体上讲，文昌油田群所在海区海水水质保持较好水平。历次调查结果对比表明海水质量状况稳定，石油类含量普遍比较低。历次调查海底沉积物中各评价因子标准指数均满足第一类海洋沉积物质量标准要求，沉积物质量优良，其中特征污染物石油类在表层沉积物中仍处于较低水平。历次调查显示该海域浮游植物历年的多样性指数和均匀度均较高，不同种类数量分布较为均匀；调查海区浮游动物种类十分丰富，多样性水平很高，群落间的种类分布也很均匀，主要优势种的组成无明显差异；历年调查底栖生物的种类数量、主要类群、栖息密度、生物量、多样性指数和均匀度的波动变化不大，整体稳定性较高；历年调查中该海域的甲壳类、鱼类和软体类的生物质量都处于良好水平。



7 海洋生态环境影响预测与评价

根据工程分析，本项目主要污染物为建设期产生的钻屑、钻井液及铺设海底电缆产生的悬浮物；运营期产生的生产水依托 WC9-7 DPP 平台处理达标后排放。根据核算，本项目投产造成依托平台排放的生产水量超出其原环评批复的总量。此外，新建 WC10-3 WHPA 平台运营期还有少量处理达标的生活污水、温排水产生。因此本篇利用数值模拟方法对上述污染物影响进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

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

连续方程：

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

x 向动量方程：

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

y 向动量方程：

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

z 向动量方程：

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

式中： t —时间 (s)；

g —重力加速度 (m/s^2)；

ρ —海水密度 (kg/m^3)；

x, y, z —笛卡尔坐标系；

u, v, w — x, y, z 方向上的速度分量 (m/s)；



P —水压力 (kg/m^3) ;

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

a. 边界条件

关于 u, v 和 w 的表面及底部边界条件为:

在 $z=\eta$ 处:

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

$z=-d$ 处:

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

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

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

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

式中: H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角, 下标 C 为某个分潮;

ω 为分潮频率;

f 为交点因子;

u 为交点订正角;

V_0 是天文潮的初位相。模型中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取, 其由 $M_2, S_2, K_1, O_1, N_2, P_1, K_2, Q_1, M_4, S_1$ 等 10 个调和常数经调和分析给出, 调和常数分辨率为 $0.125 \times 0.125^\circ$ 。

b. 初始条件

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

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

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

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

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

c. 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为南海北部海域，在污染物发生点周围将网格进行加密处理，最小网格边长控制在 50m，以求得准确的污染物浓度分布。本项目新建设施所在海域附近平均水深约 140m，考虑到本项目污染物排放水深垂向位置主要集中在海表、海底及水下 60m 处，垂向上采用 σ 坐标将水体均分为 15 层（按平均水深 140m 计算，则垂向 15 层的每层深度约为 9.3m），在本文中由表至底分别将垂向层位编号为 1、2、3...15 层。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

XXXX

计算域网格及水深地形分布

XXXX

加密区网格设置示意

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

7.1.1.2 模型验证

验证点潮位、潮流资料均来源于中海油田服务股份有限公司物探事业部工程勘察作业公司的海洋环境调查结果，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
YC1			潮位、潮流
YC2			潮位、潮流
YC3			潮流

XXXX

图 7.1-2 验证点地理位置

XXXX

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从以上验证结果可以看出，潮位误差基本在 10cm 之内，流速过程线的形态基本一致，平均流速偏差在 10% 之内，平均流向误差在 10° 之内，符合有关技术

规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

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

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

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

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：

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

式中 τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力，床沙临界淤积切

应力取值 0.07N/m^2 。

对于非粘性泥沙而言，床沙淤积速率基于下式表达：

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

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：

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

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

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

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

式中， α 为经验系数，单位 $\text{m/N}^{0.5}$ 。

非粘性床沙侵蚀速率由下式给出：

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

e. 边界条件和初始条件

陆边界：

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

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \text{ 入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向， Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目 WC10-3 WHPA 平台初期计划钻井 7 口，预留 13 口井。根据核算，包含预留井槽产生的钻屑总量约为 20747m^3 （堆体积），其中非钻井气层水基钻井

液钻屑量 10340m³（堆体积），合成基钻井液钻屑量 10407m³（堆体积）。本项目钻屑最大排放速率约 144m³/d，于水下 60m 排放。详见表 7.1-2。

表 7.1-2 新建平台钻屑排放总量及排放速率

平台	类别	井数(口)	总钻屑量(m ³)	最大钻屑排放速率(m ³ /d)	排放位置
WC10-3 WHPA	先期钻井	7	6358	144	水下 60m
	预留井槽	13	14389		
合计		20	20747		

钻屑粒径分布如下，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、>150μm（按 230μm 计算）共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15%进行计算，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。

表 7.1-3 钻屑粒径分布

<74μm	74~120μm	120~150μm	>150μm
25%	35%	25%	15%

b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，故预测结果与开始排放时刻关系不大，本次预测时长包含完整的大、中、小潮期。取浓度最大包络线作为预测结果。本次预测的 WC10-3 WHPA 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4，钻屑排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测和分析结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小。从垂向上来看，钻屑排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 6、7 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（模型垂向第 6 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.191km²，超三四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.32km；第 7 层超一（二）类包络面积约为 0.107km²，无超三四类面积；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.13km²。

XXXX

图 7.1-4 WC10-3 WHPA 平台钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 新建平台钻屑排放预测结果

平台	层位	超一（二）类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一（二）类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
WC10-3 WHPA	第 6 层	0.191	0.005	0.002	0.32	3	0.13
	第 7 层	0.107	0	0			

表 7.1-5 新建平台钻屑排放预测结果 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC10-3 WHPA	第 6 层	0.125	0.048	0.013	0.005
	第 7 层	0.067	0.036	0.004	0
	平均	0.096	0.042	0.009	0.003

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

经核算，本项目 WC10-3 WHPA 平台包含预留井槽非钻井气层水基钻井液产生量约为 15009m³。钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中，根据井身结构和批钻情况计算，钻井液一次性最大排放量约为 822m³，排放速率约为 35m³/h。

表 7.1-6 新建平台钻井液最大一次性排放总量及排放速率

平台	最大一次性排放量 (m ³)	最大排放速率 (m ³ /h)	排放位置
WC10-3 WHPA	822	35	水下 60m

b. 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。本次预测的 WC10-3 WHPA 平台钻井液扩散结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 6、7 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（第 6 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.676km²，超三四类面积相对较小，超一类水质离排放点的最大距离为 0.71km；第 7 层超一（二）类包络面积约为 0.253km²，无超三四类面积；钻井液停止排放后 9h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

XXXX

图 7.1-5 WC10-3 WHPA 平台钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 新建平台钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
WC10-3 WHPA	第 6 层	0.676	0.019	0.008	0.71	9
	第 7 层	0.253	0	0		

表 7.1-8 新建平台钻井液排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC10-3 WHPA	第 6 层	0.417	0.199	0.041	0.019
	第 7 层	0.151	0.079	0.023	0
	平均	0.284	0.139	0.032	0.01

7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 1 条海底电缆，采用后挖沟的埋设方式，使用喷射式挖沟机。挖沟截面近似为梯形，上底宽 3m，下底宽 1m，埋深 1.5m，平均挖沟速度为每天 3000m；新建 2 条海底管道直接铺设于海床之上，不挖沟。

根据挖沟尺寸及挖沟速度，估算悬浮物源强。泥沙湿容重取 1.7g/cm³，表层沉积物的物质成分主要为砂质粘土和粉质细砂，因此，起沙率按 10%计，核算挖沟产生悬浮物总量为 2100m³，悬浮物排放源强为 17.71kg/s。海底电缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 海底电缆铺设悬浮物源强核算结果

海管名称	长度(km)	挖沟尺寸上底/下底/埋深(m)	悬浮物排放速率(kg/s)
WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆	7	3/1/1.5	17.71

b. 预测方法及预测结果

本次海底电缆挖沟悬浮物预测采取控制点的方法，即选取海底电缆起止端点及拐点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值。叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底电缆施工悬浮物扩散最大外包络线。

本次预测的海底电缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10、表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-6。由预测结果可以看出，由于悬浮物向上扩散动力机制较弱，海底电缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 14、

15 层上有存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 15 层超一(二)类面积约为 10.067km²，最大扩散距离约为 0.75km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.077km²，施工作业停止后最大 6h 海域即可恢复施工前的水质。

XXXX

图 7.1-6 WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆悬浮物包络图

表 7.1-10 铺设海底电缆悬浮物预测结果

层位	超一(二)类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一(二)类最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆						
第 14 层	4.046	0	0	0.75	6	0.077
第 15 层	10.067	1.645	1.149			

表 7.1-11 铺设电缆悬浮物不同浓度区间面积 (km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆				
第 14 层	1.031	3.015	0	0
第 15 层	4.049	3.265	1.108	1.645
平均	2.54	3.14	0.554	0.823

7.1.3 生产水、生活污水排放海洋环境影响

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台不设生产水处理设施，依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标后排海。根据前文分析，本项目投产后，WC9-7 DPP 平台的生产水最大排放量为 XXXXm³/d，超出其原环评生产水排放总量控制指标 (XXXXm³/d)；HYSY116 FPSO 的生产水最大排放量为 XXXXm³/d，未超过其原环评生产水排放总量控制指标 (XXXXm³/d)。此外，新建 WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼，运营期有处理达标的生活污水排放，因此本节将对依托的 WC9-7 DPP 平台生产水、新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水排放产生的影响进行预测。

7.1.3.1 物质输运方程

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

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

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

边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

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

n 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：为海域中污染物浓度的背景值，本次计算根据现状调查中石油类最大浓度值为 0.015mg/L，COD 浓度 0.51mg/L。

7.1.3.2 生产水预测

a. 排放方式及源强

本项目投产后 WC9-7 DPP 平台最大生产水处理量和排放量为 3589.6m³/d，处理合格生产水（石油类月均排放浓度限值≤45mg/L，一次性容许值≤65mg/L）通过开排沉箱于水下 60m 排海。本次预测按照最大排放量为源强计算生产水排海对海水石油类浓度造成的影响。石油类产生源强具体如表 7.1-12。

表 7.1-12 生产水排放情况

平台	排放量(m ³ /d)	排放水深	排放浓度(mg/L)	石油类源强(g/s)
WC9-7 DPP	3589.6	水下 60m	≤45	2.99

b. 预测方法及预测结果

本次预测保守按前文计算的石油类排放源强，在模型中运行 30 天，包含完整的大、中、小潮周期，取石油类浓度最大包络范围作为结果。预测结果见图 7.1-7。由预测结果可知，WC9-7 DPP 平台生产水排放量相对较小，石油类超标范围在垂向上仅存在于排放层（WC9-7 DPP 平台水深约 122m，排放深度对应位于模型垂向第 7 层）。WC9-7 DPP 平台生产水排放造成海水水质超一（二）类最大包络面积为 0.014km²，超一（二）类最大距离约 0.11km，见表 7.1-13。

XXXX

图 7.1-7 WC9-7 DPP 平台生产水排放石油类浓度包络线

表 7.1-13 依托平台石油类浓度预测结果

平台/层位		超一（二）类包络面积 (km ²)	超三类包络面积 (km ²)	超四类包络面积 (km ²)	超一类距离 (km)
WC9-7 DPP	第 7 层	0.014	0	0	0.11

表 7.1-14 依托平台石油类浓度不同区间面积 (km²)

平台/层位		Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WC9-7 DPP	第 7 层	0.010	0.004	0	0

7.1.3.3 生活污水预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台设置有 120 人生活楼，投产后将产生生活污水。经核算，新建平台生活污水产生量最大为 63m³/d，处理合格的生活污水（COD≤500mg/L）于海表排放，本次预测按照计算出的生活污水最大排放量为源强计算生活污水排海对海水水质造成的影响。COD 产生源强具体见表 7.1-15。

表 7.1-15 生活污水排放情况

平台	排放量(m ³ /d)	排放水深	排放浓度(mg/L)	COD 源强 (g/s)
WC10-3 WHPA	63	海表	≤500	0.36

b. 预测方法及预测结果

根据预测，叠加现状调查站位中 COD 浓度最大值（0.51mg/L）后 WC10-3 WHPA 平台生活污水排放造成平台附近海水 COD 浓度仍未超出一类海水水质标准（COD 浓度>2mg/L）。由模拟结果可以认为由于本项目新建平台生活污水排放量较小，且均经过相应的处理设施处理达标后排海，平台生活污水排放后 COD 超一类海水水质标准范围在 1 个计算网格范围之内（<50m）。平台生活污水排放对平台周围海水 COD 浓度增加作用十分轻微，造成的海洋环境影响不大，不会对项目所在海域的海水水质造成明显影响。

XXXX

图 7.1-8 WC10-3 WHPA 平台生活污水排放 COD 浓度包络线

7.1.4 温排水预测

7.1.4.1 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：



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

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

表面和底部边界:

$$z = \eta:$$

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

$$z = -d:$$

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

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

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量:

潜热通量 (蒸发造成的热量损失) 遵循道尔顿方程:

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

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

感热通量:

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

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

式中, ρ_{air} 为大气密度; c_{air} 为大气比热; $c_{heating}$ 、 $c_{cooling}$ 为斯坦顿常数 (均为 0.0011); W_{10} 为水面上 10m 风速, 临界默认风速值为 2m/s。

短波辐射:

其强度取决于与太阳的距离、赤纬角和纬度、地外辐射以及大气中水蒸气

的含量。一天中短波辐射强度随入射角而变化，地表短波辐射强度 H_0 ($\text{MJ}/\text{m}^2/\text{d}$) 按下式计算：

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

长波辐射：

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

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

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

7.1.4.2 预测源强及预测方法

本项目 WC10-3 WHPA 平台设置 1 套闭式循环冷却水系统，将产生温排水，新建平台最大排放量约为 $195\text{m}^3/\text{h}$ ，最大温升约 12°C ，经排放管道海面排放。本节计算该平台温排水造成的温升情况。

在计算温排水造成的海水温升时，保守考虑了冬季工况。冬季工况环境条件设置如下：水温初始场选取 24°C 、空气温度取 21°C 、相对空气湿度取 78%、风速设为 $6.9\text{m}/\text{s}$ ，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的冬季海区平均辐射强度分别取 $-70\text{W}/\text{m}^2$ 、 $120\text{W}/\text{m}^2$ 。温度场计算时长取 30d，结果统计温升最大包络范围。

7.1.4.3 预测结果

WC10-3 WHPA 平台冷却水排放引起的温升结果见图 7.1-9，由预测结果可知，由于冷却水排量很小，在海流的对流扩散作用下，冷却水排放造成的海水温升变化幅度很小（最大约 0.22°C ）。温排水造成平台附近海水温度超标的范围远小于一个计算网格 (0.0013km^2)。冷却水排放对海水温度影响很小。

XXXX

图 7.1-9 WC10-3 WHPA 平台冷却水排放温升包络线

7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，WC10-3 WHPA 平台悬浮物超标主要出现在模型第 6、7 层，在第 6 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.191km^2 ，距排放点的最大距离为 0.32km ，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，WC10-3 WHPA 平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向第 6、7 层，第 6 层超一（二）类包络最大面积约为 0.676km^2 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.71km ，停止排放后约 9.0h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 铺设海底电缆对海水水质的影响

海底电缆挖沟铺设掀起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工电缆两侧。

海底电缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.75km ，第 15 层水体超一（二）类水质最大包络面积约为 10.067km^2 ，第 14 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 4.046km^2 ，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。海底电缆铺设作业停止后约 6.0h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.4 生产水对海水水质的影响

本项目投产后，生产水经过依托的 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海。根据本报告预测结果，由于 WC9-7 DPP 平台生产排放量较小，生产水水下 60m 排放造成的海水水质超标范围仅集中在排放层（即模型第 7 层），石油类超一（二）类包络面积为 0.014km^2 ，超一类最大距离约 0.11km ，超三类、超四类包络面积较小。可以认为依托平台生产水排放对海水水质影响不大。

7.2.5 生活污水对海水水质的影响

由于本项目新建平台生活污水日排放量不大，加之处理后生活污水 COD 浓度较小。预测结果表明生活污水排放造成海水 COD 浓度超标范围远小于一个预测网格面积（ 0.0013km^2 ）。平台生活污水排放造成的海水水质影响很小。

7.2.6 温排水对海水水质的影响

WC10-3 WHPA 平台温排水最大排量仅为 $195\text{m}^3/\text{h}$ ，自身温升较小。根据预测结果，温排水对海水水温提升作用比较轻微，预测网格分辨率下，最大温升仅 0.22°C ，温排水对海水水温影响很小，不会明显影响本海区的海洋水质。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

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。根据预测结果，WC10-3 WHPA 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.13km^2 。

7.3.2 海底电缆铺设对沉积物环境的影响

铺设海底电缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填缆沟，覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的面积主要位于缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新挖沟铺 1 条海底电缆。根据预测结果，铺设海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.077km^2 。

7.4 海洋生态环境影响评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

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

海底电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

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，初级生产力将受到影响。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，因此挖沟引起的海水透明度降低会很快得到恢复。

7.4.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻井液、钻屑的排放以及海底电缆铺设挖起的悬浮物将增加海水的浑浊度，减少了透光层的厚度，使生物合成量减少，同时使整个水层浮游植物的生产力水平下降，不利于浮游植物生长繁殖，进一步影响浮游动物的摄食能力和摄食量，从而影响了浮游动物的生长和繁殖。但这种影响是短时期的，完成作业之后，通过一系列的稀释、吸附、沉淀或扩散等海洋环境的物理过程，可以恢复浮游生物的正常生存环境。

7.4.3 对底栖生物的影响分析

海底电缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿电缆一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。

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海底电缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 1 条海底电缆，铺设海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为 0.077km²。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度

下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

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

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

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

式中： W_i —第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(kg)；
 D_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米、个平方千米或千克平方千米(kg/km²)；
 S_j —某一污染物第 j 类浓度增量区面积(km²)；
 K_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，%；
 N —某一污染物浓度增量分区总数。

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

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

式中： M_i —第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克(kg)；
 W_i —第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克(kg)；
 T —污染物浓度增量影响的持续周期数(以年实际影响天数除以 15)，单位为个。

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

表 7.5-1 各类海洋生物损失率

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

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

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

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

式中： W_i —第 i 种生物资源受损量，单位为尾或个或千克 (kg)，这里指底栖生物资源受损量；

D_i —评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾 (个) 每平方千米 [尾 (个) / km²]、尾 (个) 每立方千米 [尾 (个) / km³] 或千克每平方千米 (kg/km²)，在此为底栖生物生物量；

S_i —第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米 (km²) 或立方千米 (km³)。

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用工程海域秋季调查值，海洋生物资源密度及来源详见表 7.5-2。

表 7.5-2 海洋生物资源密度及资料来源

资源类别	资源密度	资料来源
鱼卵		
仔稚鱼		
幼体	鱼类	
	头足类	
	虾类	
	蟹类	
成体		
底栖生物		



7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目新建平台总钻井时间为 758d，在 3 年内完成，因此本项目新建平台年均钻井时间取 253d。为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，排放 17 个周期。

根据预测结果，本项目平台钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-5），本项目新建平台附近平均水深约 140m，则超标水层总水深约为 18.6m。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 钻屑排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 17 周期
		0.096	0.042	0.009	0.003		
鱼卵	密度 (粒/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度(尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
头足类	密度(尾/km ²)						
	损失率						
	损失量 (尾)						
虾类 (虾姑类)	密度(尾/km ²)						
	损失率						
	损失量 (尾)						
蟹类	密度(尾/km ²)						
	损失率						
	损失量 (尾)						
成体	密度(kg/km ²)						
	损失率						
	损失量 (kg)						

钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.5-3）估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 7.5-4。



表 7.5-4 钻屑排海底栖生物损失

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

7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-8），水深取超标水层总水深 18.6m。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 钻井液排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	
		0.284	0.139	0.032	0.01		
鱼卵	密度 (粒/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
蟹类	密度 (尾/km ²)						
	损失率						
	损失量 (尾)						
成体	密度 (kg/km ²)						
	损失率						
	损失量 (kg)						

7.5.2.3 海底电缆铺设生物损失计算

海底电缆施工造成的生物损失，超标范围影响面积取垂向两层平均值（见表 7.1-11），海缆路由附近平均水深约 143m，计算损失时超标水层总水深约 19m。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.5-6。



表 7.5-6 海底电缆铺设海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	
		2.54	3.14	0.554	0.823		
鱼卵	密度 (粒/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度(尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度(尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度(尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度(尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体	密度(kg/km ²)						
	损失率						
	损失量 (kg)						

铺设海底电缆将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，按电缆中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.6-3）估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.5-7。

表 7.5-7 铺设海底电缆底栖生物损失

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

7.5.2.4 生产水排放海洋生物损失

根据预测结果，本项目依托 WC9-7 DPP 平台生产水排放造成海水水质超标范围仅在排放层，因此在计算生物损失时超标范围影响取该层各区间面积（见表 7.1-13），WC9-7 DPP 平台附近水深约 122m，则计算损失时水深取单层水深 8.1m。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算方法根据前述公式（7.5-1），本项目生产水持续性排放，每年排放天数按 330 天计算，



按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，则年均排放 22 个周期，据此计算生产水排放增量造成海洋生物损失见表 7.5-8。

表 7.5-8 生产水排海生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 22 周期	
		0.01	0.004	0	0			
鱼卵	密度 (粒/m ³)							
	损失率							
	损失量 (10 ⁶ 个)							
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)							
	损失率							
	损失量 (10 ⁶ 尾)							
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)						
		损失率						
		损失量 (尾)						
	头足类	密度 (尾/km ²)						
		损失率						
		损失量 (尾)						
	虾类 (虾姑类)	密度 (尾/km ²)						
		损失率						
		损失量 (尾)						
	蟹类	密度 (尾/km ²)						
		损失率						
		损失量 (尾)						
成体	密度 (kg/km ²)							
	损失率							
	损失量 (kg)							

7.5.2.5 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100% 的原则计算。根据工程资料，本项目新建平台投影面积为 2604m²，底栖生物密度取 1.74g/m²，则本项目平台占海造成的底栖生物损失为 0.005t。

7.5.2.6 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，本项目海洋生物损失为：鱼卵 XXXX 粒，仔稚鱼 XXXX 尾，鱼类幼体 XXXX 尾，头足类幼体 XXXX 尾，虾类幼体 XXXX 尾，蟹类幼体 XXXX 尾，成体 XXXXkg，底栖生物 XXXXt，具体见表 7.5-9。

表 7.5-9 海洋生物资源损失汇总

生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	海底管缆铺设	生产水	合计
鱼卵 (10 ⁶ 粒)						
仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)						



生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	海底管缆铺设	生产水	合计
鱼类幼体 (尾)						
头足类幼体 (尾)						
虾类幼体 (尾)						
蟹类幼体 (尾)						
成体 (kg)						
底栖生物 (t)						

7.6 环境敏感目标影响分析

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，距其他自然保护区等敏感目标均在 81km 以上。本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响，新建平台钻屑、钻井液于水下 60m 排放，垂向影响范围主要集中在排放层及下一层（模型中第 5-6 层）；海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物主要影响在近底层（模型中第 14-15 层）。若平均水深按照 140m 计算，则施工期悬浮物在垂向上主要影响范围集中在 56~84m、112~140m。相关资料表明，蓝圆鲹和深水金线鱼属于浮性卵，产出后自由漂浮于水体上层，因此建设阶段产生的悬浮物对鱼卵影响较小。生产运行过程中所产生的主要污染物为少量生产水、生活污水和冷却水，其中冷却水及生活污水因排放量较小，对环境的影响属于局部轻微影响。生产水设计为水下 60m 排放，影响主要在 56m~70m 深度水层，对项目所在的蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场影响较小。拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设生产和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

7.7 工程对水文动力的影响分析

本项目主要工程内容为新建 1 座平台、铺设 2 条海底管道和 1 条海底电缆。由于平台为透水式结构，井口平台等对周边的水动力环境影响很小。新建海底电缆埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。海底管道直接铺设在海底，不挖沟，因此对水文动力环境影响很小。

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底电缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在缆沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，



不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。



8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），结合本项目情况，对文昌 10-3 气田 II 期开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

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

8.1.3 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 II 级，环境风险评价等级为三级；本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 III 级，环境风险评价等级为二级。综合施工期、生产运行期，本项目海洋生态环境风险评价等级为二级。

8.1.4 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价



范围应根据环境敏感目标分布情况、事故后果预测可能对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围。一、二级评价项目的评价范围分别根据危险物质 72h、48h 扩散范围确定，可根据海域特征、生态敏感区分布情况等做适当调整。

本项目环境风险评价等级为二级，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目风险事故状态下以 WC9-2/9-3 CEP 平台为中心，半径 47km（平均风况下油膜 48 小时漂移最大距离）的范围为环境风险重点评价范围。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），对本项目施工期和生产运行期的风险源分别进行调查。

8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工作业计划，本项目施工期主要分为钻完井作业、平台就位及安装、海底管缆铺设、平台连接调试等工作，共计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等施工船舶。经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 180m³。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建平台及海底管道中的凝析油/燃料油等油类物质、天然气及甲醇等，见表 8.2-1 和表 8.2-2。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（新建平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量(t)
平台	WC10-3 WHPA	凝析油	1.8
		天然气	1.1
		甲醇	11.8
		燃料油	25.8

表 8.2-2 环境风险源汇总表（新建管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)	长度 (km)	管径(in)
管道	WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道	凝析油	143.0	24.5	12
		天然气	47.5		
	WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道	凝析油	328.0	21.7	12
		天然气	20.3		

8.2.2 海洋生态环境风险敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），海洋生态环境风险敏感目标调查应包括环境风险评价范围内的所有海洋生态环境保护目标，以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区。

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 海洋生态环境风险敏感目标调查表

环境敏感区类型		环境敏感目标名称	与新建平台最近距离 (km)/方位	与 WC9-2/9-3 CEP 最近距离 (km)/方位	产卵期/保护期	主要保护目标
重要敏感区	海洋生态保护红线	其他红线区	125/W	101/W	-	-
	国家级自然保护区	海南铜鼓岭国家级自然保护区	166/W	143/W	-	-
一般敏感区	重要渔业水域	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	包含	包含	4~6 月	蓝圆鲹
		深水金线鱼产卵场	包含	包含	3~9 月	深水金线鱼
		南海北部幼鱼繁育场保护区	120/W	96/W	-	幼鱼

8.3 评价等级

8.3.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ169-2018），计算所涉及的每种危险物质在厂界内的最大存在总量与其对应临界量的比值 Q。在不同厂区的同一种物质，按其在厂界内的最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q)：

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

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

8.3.1.1 施工期

经调查, 在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮, 单艘拖轮的油舱总容积约为 180m^3 (153t), 则本项目施工期危险物质数量与临界量比值 $Q=1.53$, 即 $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期的危险物质分布及存在量见表 8.3-1。根据识别结果, 本项目生产运行期危险物质数量与临界量比值 $Q=13.056$, 即 $10 \leq Q < 100$ 。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

设施	物质	在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i
新建 WC10-3 WHPA 平台	凝析油	1.8	100	0.018
	天然气	1.1	10	0.11
	甲醇	11.8	10	1.18
	燃料油	25.8	100	0.258
WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道	凝析油	143.0	100	1.43
	天然气	47.5	10	4.75
WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海底混输管道	凝析油	328.0	100	3.28
	天然气	20.3	10	2.03
合计				13.056

8.3.2 行业及生产工艺 (M)

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

表 8.3-2 行业及生产工艺

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺 (氯碱)、氯化工艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解 (裂化) 工艺、氟化工艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	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/	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10



行业	评估依据	分值
码头等		
石油天然气	石油、天然气、页岩气开采（含净化），气库（不含加气站的气库），油库（不含加气站的油库）、油气管线 b（不含城镇燃气管线）	10
其他	涉及危险物质使用、贮存的项目	5

a 高温指工艺温度 $\geq 300^{\circ}\text{C}$ ，高压指压力容器的设计压力（P） $\geq 10.0\text{MPa}$ ；

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.3-3 本项目风险生产工艺识别

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

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

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

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

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

本项目生产运行期危险物质与临界量比值划分为 $10 \leq Q < 100$ ，生产工艺识别为 M3，因此危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3。

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，见表 8.3-5。

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，属于一般敏感区，因此本项目位于环境中度敏感区 E2。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

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

8.3.5 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ169-2018），建设项目风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV⁺级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 8.3-6 确定环境风险潜势。

表 8.3-6 环境风险潜势判断表

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

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

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 III 级别。

8.3.6 评价工作等级判定

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级。根据建设项目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，据此确定环境风险分析评价工作等级。

表 8.3-7 环境风险分析评价工作等级划分

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

本项目施工期的风险潜势为 II 级别，生产运行期的风险潜势为 III 级别，基于上述结果，确定本项目海洋生态环境风险评价工作等级为二级。

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为凝析油、天然气、燃料油及甲醇，参考化学品安全技术说明书数据库，其理化性质及危险特性见表 8.4-1~表 8.4-4。



表 8.4-1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：黄褐色、浅褐色半透明液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	15°C 密度：0.753~0.765kg/m ³			
	沸点（°C）：120-200°C		禁忌物：强氧化剂	
危险性	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（°C）：350	
	闪点（°C）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
毒理性	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
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°C。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。			

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（°C）：-182		沸点（°C）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.521（液化）		相对密度：（空气=1）0.683	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8°C）		禁忌物：强氧化剂、卤素	
	临界压力（MPa）：4.59		临界温度（°C）：-82.3	
危险性	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（°C）：482~632		闪点（°C）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（v%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	



标识	中文名：天然气	英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971
	燃烧热 (MJ/mol) :889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧 (分解) 产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m ³)	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30% 时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 8.4-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点 (°C)：-18	沸点 (°C)：180-370
	相对密度：(水=1) 0.85	饱和蒸气压 (kPa) 37.1 (20°C)
危险特性	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度 (°C)：257	闪点 (°C)：55
	爆炸下限 (v%)：0.6	爆炸上限 (v%)：6.5
	燃烧 (分解) 产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
毒理性质	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300 (mg/m ³)	
	毒性判别：低毒性	



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
急救	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。 眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道通畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。 食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

表 8.4-4 甲醇理化及危险性质

标识	中文名：甲醇	英文名：Methanol	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
理化特性	外观与性状：无色澄清液体，有刺激性气味	溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂	
	熔点 (°C)：-97.8	沸点 (°C)：64.8	
	相对密度：(水=1) 0.79	相对密度：(空气=1) 1.11	
	饱和蒸气压 (kPa) 13.33 (21.2°C)	禁忌物：酸类、强氧化剂、酸酐、碱金属	
	临界压力 (MPa) :7.95	临界温度 (°C)：240	
危险特性	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合	
	危险性类别：第 3.2 类，中闪点易燃液体	燃烧性：易燃	
	引燃温度 (°C)：385	闪点 (°C)：11	
	爆炸极限 (v%)：5.5~44.0	最小点火能 (mJ)：0.215	
	燃烧热 (kJ/mol) :727	火灾危险类别：甲	
	燃烧 (分解) 产物：CO、CO ₂		
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。		
灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			



标识	中文名：甲醇	英文名：Methanol	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1
急性毒性	LD ₅₀ : 5628mg/kg(大鼠经口); 15800mg/kg(兔经皮) LC ₅₀ : 83776mg/m ³ , 4 小时(大鼠吸入)		
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收		
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。		
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。		
	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。 食入：饮足量温水，催吐。用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。		
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、碱金属、食用化学品等混装混运。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。		

8.4.2 生产系统风险识别

针对本项目在建设阶段和生产阶段工艺风险进行分析，包括：钻完井工艺、油水分离工艺、天然气处理工艺和海底管道输运工艺，如表 8.4-5 所示。

表 8.4-5 生产系统风险识别

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

8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类物质（凝析油、燃料油）、天然气及甲醇，主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 8.4-6。

表 8.4-6 危险物质向环境转移的途径识别

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

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

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

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有凝析油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关系停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。
生产阶段	平台火灾、爆炸	生产阶段在平台上进行油气的输送或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成凝析油泄漏入海。
	平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发油气、燃料油、甲醇泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。此外，新建平台提氦工艺系统生产的氦气暂存于平台的管束式集装箱或罐式集装箱中，上述原因可能导致氦气泄漏。



阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
	海底管道与立管泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、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。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。

8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会 OGP(International Association of Oil & Gas Producers)风险评估数据指南》(以下简称《风险评估数据指南》)为依据进行分析,中海石油(中国)有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。

由于掌握的统计数据有限,要对所有的事故概率做定量分析是十分困难的,这里结合本项目特点,对部分油气泄漏事故做定量分析。

8.5.2.1 井喷

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

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

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

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台共设 20 个井槽,先期钻 7 口生产井,预留 13 口井。预留的 13 口井按生产井考虑,本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 9.6×10^{-4} 次;在生产过程中发生井喷事故的概率为 5.2×10^{-5} 次/年。

8.5.2.2 平台火灾、爆炸

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

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

本项目计划新建 1 座有人井口平台 WC10-3 WHPA,不设油气处理系统,故

WC10-3 WHPA 平台发生火灾事故的概率为 3.0×10^{-4} 次/a，由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.5.2.3 新建平台容器泄漏

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

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

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

表 8.5-4 本项目储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
新建 WC10-3 WHPA 平台	常压罐	8	2.4×10^{-5}
	带压罐	4	1.9×10^{-4}

8.5.2.4 海底管道及立管泄漏

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

表 8.5-5 海底管道及立管管道泄漏概率

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道 (开阔海域)	井流管道，以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气，管径>24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
柔性管 (海底管道)	全部	2.3×10^{-3}	次/km·a
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

海底管道在两端平台侧各有一根钢制立管，由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率，计算结果见表 8.5-6。可见，本项目海管发生事故的概率为 5.4×10^{-3} 次/a，立管事故引发溢油的概率为 3.6×10^{-3} 次/a。



表 8.5-6 本项目新建海底管道及立管管道泄漏概率

名称	材质	管长 (km)	管径 (in)	输送 介质	海管泄漏 概率	立管泄漏 概率
WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道	钢管	24.5	12	油气 水	2.8×10^{-3} 次/a	1.8×10^{-3} 次/a
WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 海 底混输管道	钢管	21.7	12	油气 水	2.6×10^{-3} 次/a	1.8×10^{-3} 次/a

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

本项目施工期新建平台及现有依托平台附近有浮吊船、驳船及铺管船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及现有平台设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-7。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

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

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

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

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段溢油量

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

表 8.5-8 建设阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量 (m ³)
井喷	井流	难以估算
钻井船储油罐破裂	燃料油	40
施工储油舱破裂	燃料油	180
输油软管破裂或误操作	燃料油	5

8.5.3.2 生产阶段溢油量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是凝析油。

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

当海底混输管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、油气比、应急关断时间、海水压力和油水不容的特性，估算 170m³ 作为混输海底管道泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际上的溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故排放量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段最大泄漏量

排放源	排放物	泄漏量
新建平台火灾失控	井流	难以估计
海管/立管破裂	井流	170m ³ (129.2t)
平台容器泄漏 (甲醇)	甲醇	15m ³ (11.8t)

8.5.3.3 环境风险与具代表性事故

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

本项目海管/立管泄漏事故概率最大，海管/立管泄漏事故的泄漏量可达 170m³。综合上述分析，本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

8.6 地质性溢油及浅层气风险分析及防范措施

8.6.1 构造特征

XXXX。

XXXX

图 8.6-1 文昌 10-3 气田地理位置图

XXXX

图 8.6-2 文昌 10-3 气田珠海组三段 T₆₂ 深度构造叠合珠海组圈闭、油气示意图

XXXX

图 8.6-3 文昌 10-3 气田 II 期开发项目各开发层位井位部署图

8.6.2 断层分析

XXXX。

XXXX

图 8.6-4 文昌 10-3 气田断裂系统分布图

表 8.6-1 文昌 10-3 构造区主要断层距海底最近距离

断层	距海底最近距离 (m)

8.6.3 储层连续性分析

XXXX。

XXXX

图 8.6-5 文昌 10-3 气田连井地层对比图

XXXX

图 8.6-6 文昌 10-3 气田连井地震剖面

8.6.4 过井断层分析

XXXX。

表 8.6-2 过设计井断层分析

井号	断层	测深 (m)	断距 (m)	最近距离 (m)
----	----	--------	--------	----------

8.6.6 压力系统

XXXX。

8.6.7 浅层气分布情况

8.6.7.1 录井、测井分析

XXXX。

XXXX

图 8.6-14 已钻探井浅层地层对比图

8.6.7.2 三维地震分析

XXXX。

XXXX

图 8.6-15 过设计平台浅层地震剖面

8.6.7.3 工程勘察分析

XXXX。

8.6.8 地质性溢油及浅层气风险防范措施

8.6.8.1 地质性溢油预防措施

主控断层珠三南断裂 F1 为凹陷的边界断裂，控制凹陷的形成演化，该断裂和次级的 F32 断层断距较大，延伸长度长，断层顶端最浅处距海底大致分别在 150m、120m 左右。因此，文昌 10-3 气田区域内不发育直通海底的通天断层。

由于文昌 10-3 气田几乎不存在通过断层溢油的风险，且在气田历年实施及开发过程中均未发现地质性溢油现象，因此认为本项目生产井在实施及开发过程中，地质性溢油风险发生概率较低，在二期开发井实施及后续生产过程中应加强压力监测，预防溢油风险。

8.6.8.2 钻完井溢油风险预防措施

利用探井测井数据进行了地层三压力预测。由于储层的非均质性，在实际生产过程中每口井的压力值都可能与理论预测值存在一定的差异。因此在施工前，应进行单井压力剖面复核设计，并应加强施工过程中及生产过程中的地层压力监控。

实际作业中，所有新钻井表层作业均采用陀螺测斜防碰，以提高井轨迹测



量精度。常规定向井采用马达定向，大斜度定向井及水平井采用旋转导向。实钻阶段定向井及水平井防碰应对措施：

(1) 定期进行人员培训，保证定向井工程师、钻井技术员、司钻及钻工须熟知井组中各井相对位置、相碰预兆及应急措施。

(2) 优化工具选择与井眼控制。选配合适的工具满足设计的造斜率要求，导管施工须保持垂直。

(4) 采取实时监测与防碰措施。

8.6.8.3 钻遇浅层气的应对措施

(1) 采用闭路循环，井口安装分流器；

(2) 钻遇浅层气，停止钻进上提钻具离开井底；

(3) 循环观察，保持最大泵排量；

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

(5) 循环的同时，做好撤离所有不必要人员准备；

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

(7) 如果井口气涌量在增加，撤离所有不必要人员，向基地汇报，继续循环观察；

如果气涌量增加很快以致气流极大，拉响弃船警报，撤离所有平台人员。

8.6.8.4 作业期间应采取的措施

- 现场作业时参照 Q/HS 2028—2016《海上钻井作业井控规范》井控装置试压的规定，按钻井设计要求对防喷器组、阻流管汇、立管管汇进行压力试验，确保性能良好，满足作业要求；
- 现场作业时根据《海洋钻井手册》下册第十五章第二节关于钻井作业的安全管理规定，储备足够的压井、堵漏材料和重泥浆；
- 起下钻作业严禁猛提猛放，防止抽吸和压力激动；
- 钻柱下端接近钻头位置应安装钻具止回阀，应安装钻具内防喷工具、溢流监测仪器仪表、气体监测仪、钻井液处理及灌注装置；
- 如遇溢流，要求采用软关井，现场根据实际情况选择合理的压井方法。
- 固井作业要优化套管扶正器以居套管，确保水泥浆的密度和水泥环返高，

保证固井质量，必要时进行固井质量检测；

- 做好套管防磨损，保护套管的完整性，以防后期生产涉漏；
- 现场应储备加重和堵漏材料、水泥及添加剂以及处理事故可能用到的封隔器、桥塞，钢丝绞车和油管打孔等工具。

8.6.9 结论

XXXX。综上所述，在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

文昌 10-3 气田为正常压力系统，XXXX。综上所述，本工程浅层气风险是可控的。

8.7 溢油风险后果分析

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

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

8.7.1 油膜轨迹预测

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

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

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

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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

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

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

8.7.2 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

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

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

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

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

8.7.3 油的挥发与乳化

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

(1) 溢油的挥发

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

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

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；



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

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 * API$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 * API$$

式中：API—15.5°C 时原油密度与 4°C 时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

(2) 油膜的乳化

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

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

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

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

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

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

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

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

式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.7.4 溢油量及溢出方式

本项目最具代表性事故为海管泄漏溢油事故。本项目共新建两条海底混输管道，鉴于本项目新建平台物流依托新建 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台处理，且 WC9-2/9-3 CEP 平台端与敏感

目标的相对位置更近，因此本项目选取该管道距离敏感目标最近位置作为溢油点，假定 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 长 24.5km 的海底混输管道在 WC9-2/9-3 CEP 平台（112°23'57.687"E, 19°48'25.176"N）附近处发生溢油。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算凝析油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中： V_{rel} 为凝析油泄漏量，bbl（1bbl \approx 0.159m³）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³ \approx 0.0283m³）；

f_{rel} 为最大泄漏率，根据海底管道内外压力，取 0.40；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.26；

$V_{pre-shut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

8.7.4.1 自动关断系统启动前泄漏量

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-shut}$ ）根据 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，m³/s；

t —泄漏时间，s。

根据 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 混输管道典型年份水力、热力计算结果，其最大输液量约为 XXXXm³/d（即 XXXXm³/s，2028 年）。该海管配有自动关断系统，当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内即可启动，因此 t 取 30s。根据上式，该管道发生全管径断裂情况下，在自动关断系统启动前的泄漏量约为 0.11m³。

8.7.4.2 自动关断系统启动后溢油量

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

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

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

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

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

式中：

P_{pipe} —管道内的实际压力，kPaA；

P_{surr} ——环境压力，kPaA。

该管道近 WC9-2/9-3 CEP 处水深约为 120m，则其环境压力约为 1300kPaA，该管道内压力取 2028 年 WC9-2/9-3 CEP 端压力 3750kPaA，则 P_{rel} 为 2.88。根据上表，该管道内流体最大释放量分数 (f_{rel}) 应为 0.40。则该管道自动关断系统启动后泄漏量应为 $0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}$ ，经计算得 $185.92m^3$ 。

8.7.4.3 管道泄漏量合计

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-shut} = 186.03m^3$$

新建 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底管道典型年份最大输油量为 $277.6m^3/d$ (2027 年)，同时，综合考虑溢油关断、封堵及含水率，最终确定 WC9-2/9-3 CEP 平台附近海底管道溢油量为 $170m^3$ 。WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道输送的凝析油密度约 $760kg/m^3$ ，油膜漂移预测时间为溢油后的 48h。

8.7.5 风场

根据第四章环境概况风场资料及敏感目标分布情况，选择海域主导风向和

不利风向进行溢油模拟预测，风场数据见表 8.7-2。

表 8.7-2 工程海域风场

方向	NE 主导风向	ENE 主导风向	E 不利风向	ESE	SE	SSE	S
平均风速(m/s)							
最大风速(m/s)							

8.7.6 预测结果

8.7.6.1 油膜漂移轨迹

新建 WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 海底混输管道于近 WC9-2/9-3 CEP 平台侧发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹见图 8.7-1；主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹见图 8.7-2。

XXXX

图 8.7-1 WC9-2/9-3 CEP 附近海管溢油平均风速情况下油膜轨迹

XXXX

图 8.7-2 WC9-2/9-3 CEP 附近海管溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.7.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

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

表 8.7-3 溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风速(m/s)							
漂移距离 (km)	2.1h						
	12h						
	24h						
	48h						
平均速度(km/h)							
扫海面积 (km ²)	2.1h						
	12h						
	24h						
	48h						
残存油量 (%)	2.1h						
	12h						
	24h						
	48h						
残存油量<1%时间(h)							

表 8.7-4 溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S
风速(m/s)								
漂移距离 (km)	2.1h							
	12h							
	24h							
	48h							
平均速度(km/h)								
扫海面积 (km ²)	2.1h							
	12h							
	24h							
	48h							
残存油量 (%)	2.1h							
	12h							
	24h							
	48h							
残存油量<1%时间(h)								

8.7.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。溢油点附近的环境敏感目标的分布以及溢油抵达环境敏感目标的最短时间等见表 8.7-5。

本项目新建设施附近海域主要环境敏感目标为国家级海洋公园、海洋生态保护红线区、水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区及产卵场等。由表 8.7-5 可以看出，WC9-2/9-3 CEP 附近管道发生溢油事故时，在 E 风向极值风条件下最短 46.1h 可到达海洋生态保护红线区的其他红线区，最短 43.8h 可到达南海北部幼鱼繁育场保护区。根据预测结果，8h 后溢出凝析油的残余油量将小于 1%，因此本项目若发生海底管道泄漏溢油事故，不会影响到上述其他红线区、南海北部幼鱼繁育场保护区等环境敏感目标。由于 WC9-2/9-3 CEP 平台位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场、深水金线鱼产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

表 8.7-5 各环境敏感目标的分布及溢油抵达各环境敏感目标的时间

环境敏感区类型		环境敏感目标名称	与 WC9-2/9-3 CEP 最近距离(km)/方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
重要敏感区	海洋生态保护红线	其他红线区	101/W	E/21.50	46.1
	国家级自然保护区	海南铜鼓岭国家级自然保护区	143/W	E/21.50	65.3



环境敏感区类型		环境敏感目标名称	与 WC9-2/9-3 CEP 最近距离(km)/方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
一般敏感区	重要渔业水域	蓝圆鲹粤西外海区产卵场	位于其中	--	即刻抵达
		深水金线鱼产卵场	位于其中	--	即刻抵达
		南海北部幼鱼繁育场保护区	96/W	E/21.50	43.8

8.8 环境风险防范措施及应急处置措施

本项目在设计、施工、运营中严格落实法律法规要求，建设单位湛江分公司制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.8.1 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上采取有效的防范措施，从源头上消除事故隐患，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

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

8.8.2 环境风险防范措施

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

8.8.2.1 设计阶段风险防范措施

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

海底管道和立管的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于

设计寿命的环境条件重现期。海底管道和立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。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。

8.8.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，作业者应在施工阶段采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；
- 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 整个钻井过程中均采用随钻测井（LWD）工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的溢油应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 输油软管破裂事故防范措施

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

c. 海底管道事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。

油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

d. 平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

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

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

在平台容器附近装备了火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

e. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对平台周围进行巡视，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、雾灯、平台标志牌等。

f. 其它防范措施

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

8.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急预案并建立严格的应急程序，

并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.8.3.1 制定溢油应急预案

建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司已针对现有文昌油田群的开发活动编制了《文昌油田群溢油应急预案》（2025 年版）并在主管部门登记备案（见附件 4）。本项目投产前，将对已制定的应急预案进行修订，将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案。湛江分公司应急组织机构和溢油应急联络流程见图 8.8-1。

所有参加油田开发作业的施工船舶均需参照《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。

发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，溢油事故报告程序见图 8.8-2。

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：

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

报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

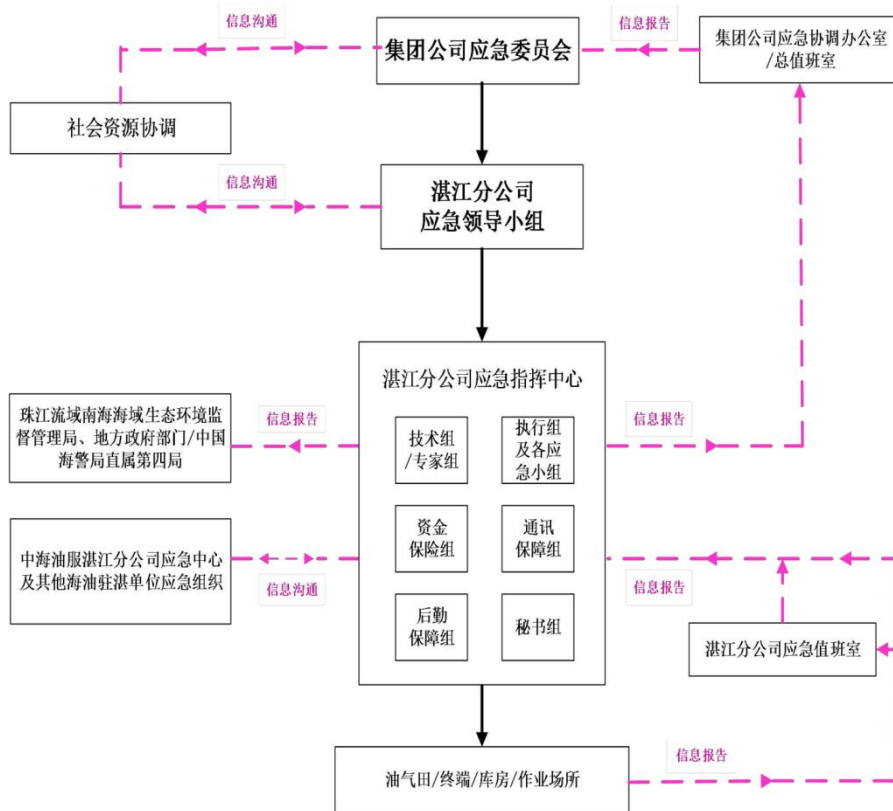


图 8.8-1 建设单位应急组织机构图

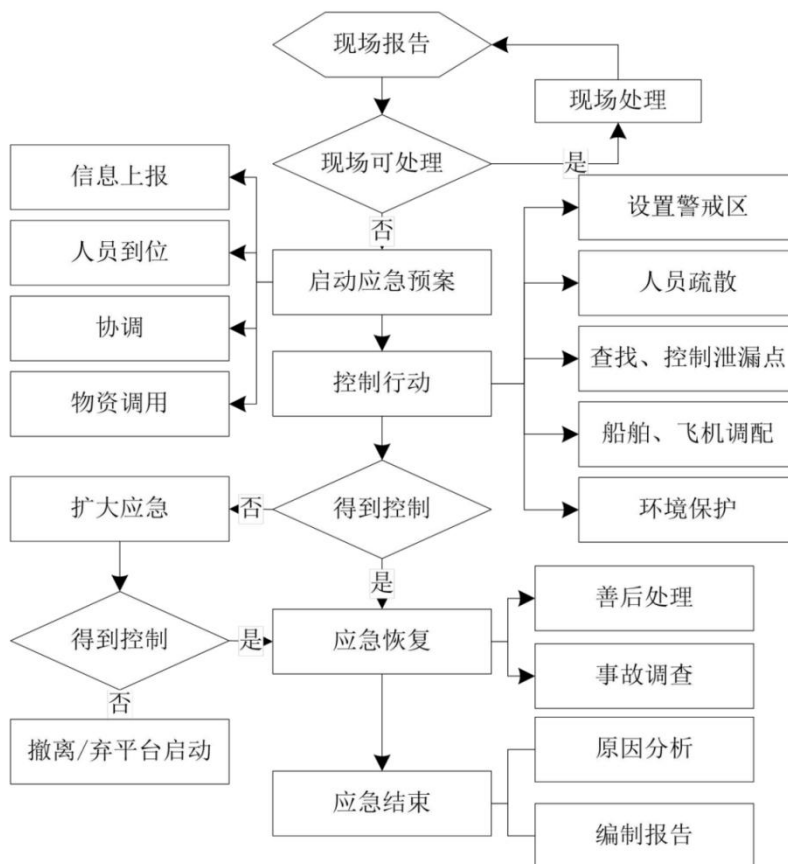


图 8.8-2 建设单位溢油应急联络流程图

8.8.3.2 建立分级响应机制

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

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

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

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动油气田溢油应急预案和分公司溢油应急预案，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急预案。

8.8.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 启动平台应急程序并向油/气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，

到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；

- 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

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

- 立即按照指令关闭生产流程；
- 广播通知所有人员事故情况；
- 通知守护船提供协助；
- 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷凝析油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油/气田总监下达撤离平台的命令；
- 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况。

c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

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

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.8.4 溢油风险应急措施有效性分析

海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。本项目附近溢油应急资源分布情况详见图 8.8-3。

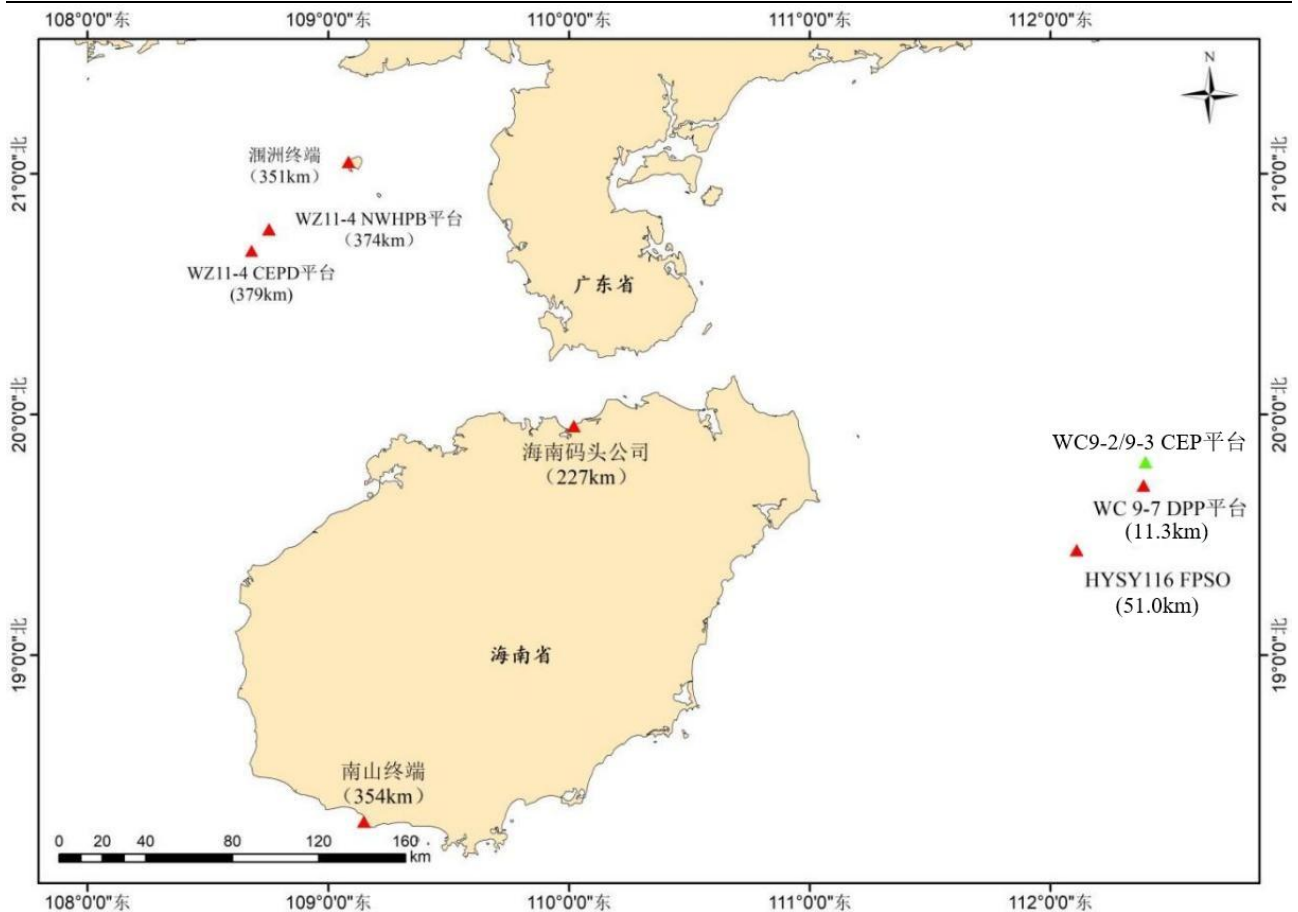


图 8.8-3 溢油应急资源分布（与 WC9-2/9-3 CEP 距离）

8.8.4.1 配置溢油应急资源

文昌油田群现有溢油应急能力可在一般溢油事故初级阶段有效拦截、回收溢油。如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出油田及周边油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助时，可向所属上级分公司申请调用中国海油溢油应急中心的溢油应急设备资源及相关环保人员。可调用的溢油应急资源主要包括湛江分公司溢油应急资源、专业公司溢油应急资源（如“海洋石油 255”号环保船）及海南分公司溢油应急资源。

a. 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 WC10-3 WHPA 平台配备溢油应急资源，见表 8.8-1。

表 8.8-1 WC10-3 WHPA 平台溢油应急资源

设备名称	数量	存放地点
溢油分散剂	4 桶	WC10-3 WHPA 平台
轻便型喷洒装置	1 套	WC10-3 WHPA 平台
吸油棉	6 箱	WC10-3 WHPA 平台
木屑	200 包	WC10-3 WHPA 平台



b. 文昌油田群溢油应急资源

当发生海上溢油事故时，本项目可依托文昌油田群现有溢油应急资源进行处理。文昌油田群现有溢油应急资源见表 8.8-2~表 8.8-4。

表 8.8-2 WC9-7 DPP 平台溢油应急资源

设备名称	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	600m	WC9-7 DPP 平台
充气式围油栏集装箱	3 套	WC9-7 DPP 平台
围油栏动力站	1 套	WC9-7 DPP 平台
船用喷洒装置	1 套	WC9-7 DPP 平台
围油栏拖头	2 套	WC9-7 DPP 平台
充吸气机	1 套	WC9-7 DPP 平台
浮动油囊	2 套	WC9-7 DPP 平台
高压蒸汽清洗机	1 套	WC9-7 DPP 平台
浮式收油机	1 套	WC9-7 DPP 平台
轻便型喷洒装置	1 套	WC9-7 DPP 平台
溢油分散剂	4 桶	WC9-7 DPP 平台
吸油棉	6 箱	WC9-7 DPP 平台
木屑	200 包	WC9-7 DPP 平台

表 8.8-3 HYSY116 FPSO 和文昌 9-2/9-3 气田群溢油应急资源

设备名称	型号	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	600m	HYSY116 FPSO 货场甲板
充气式围油栏集装箱	WX2000	3 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
围油栏动力站	WQJ2000-00-02	1 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
船用喷洒装置	PSB100	1 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
围油栏拖头	WQJ2000-00-02	2 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
充吸气机	FGC	1 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
浮动油囊	FN10	2 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
高压蒸汽清洗机	HDS 1000 DE	1 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
LAMOR 浮式收油机	LMS	1 套	HYSY116 FPSO 货场甲板
轻便型喷洒装置	PS40	5 套	HYSY116 FPSO 及 所属各个井口平台
轻便型喷洒装置	PS40	1 套	文昌 9-2/9-3 中心平台
吸油棉	SPC 牌 100 片/箱	6 箱	HYSY116 FPSO 库房
吸油棉	SPC 牌 100 片/箱	2 箱	文昌 9-2/9-3 中心平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	12 桶	HYSY116 FPSO 油料储存区及 所属各个井口平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	2 桶	文昌 9-2/9-3 中心平台
木屑	/	200 包	HYSY116 FPSO 库房
抹布	/	300kg	HYSY116 FPSO 库房
桶、铲	/	60 个、60 把	HYSY116 FPSO 库房
铲	/	6 把	文昌 9-2/9-3 中心平台



表 8.8-4 WC19-1 WHPA/WC14-3 WHPA/WC8-3 WHPA/WC13-6WHPA/ WC8-3

WHPB 平台溢油应急资源

WC19-1WHPA 平台溢油应急资源配备表		
设备名称	数量	存放地点
溢油分散剂（富肯 2 号，200L/桶）	2 桶	底层甲板
喷洒装置（PSC40）	1 套	
吸油毡（美国 SPC 牌 100 片/1 箱）	2 箱	顶层甲板溢油物资专用箱
16 升塑料桶	5 个	
铲	5 把	
木屑	2 包	
抹布	20 公斤	
WC13-6WHPA 平台溢油应急资源配备表		
设备名称	数量	存放地点
吸油毛毡，规格：800×450mm，21kg×200 张/箱	20kg	底层甲板溢油应急资源箱
吸油棉，型号：SPC100，规格：PADS 38×48cm，100 片/箱	3 箱	
吸油棉，型号：SPC50，规格：PADS 76×76cm，50 片/箱	3 箱	
富肯 2 号溢油分散剂，200kg/桶	2 桶	
消油剂喷洒装置，型号 PS40	1 套	
抹机布片，60%以上棉质，规格：30×40cm	150kg	
棉纱，60%以上棉质	100kg	
干木糠	200kg	
WC14-3 WHPA 平台溢油应急资源配备表		
设备名称	数量	存放地点
吸油棉（美国 SPC 牌 100 片/箱）	1 箱	中层甲板溢油应急资源柜
溢油分散剂，200kg/桶	2 桶	
溢油喷洒装置	1 套	
抹布	20kg	
WC8-3 WHPA 平台溢油应急资源配备表		
设备名称	数量	存放地点
吸油棉（美国 SPC 牌 100 片/箱）	1 箱	工作间（底层甲板溢油应急资源箱）
溢油分散剂富肯 2 号，200L/桶	2 桶	底层甲板
轻便型喷洒装置，PS40	1 套	底层甲板
抹布	2 袋	工作间（底层甲板溢油应急资源箱）
WC8-3 WHPB 平台溢油应急资源配备表		
设备名称	数量	存放地点
吸油毛毡，规格：800×450mm，21kg×200 张/箱	20kg	中层甲板溢油应急资源柜
吸油棉，型号：SPC100，规格：PADS 38×48cm，100 片/箱	2 箱	
吸油棉，型号：SPC50，规格：PADS 76×76cm，50 片/箱	2 箱	
富肯 2 号溢油分散剂，200kg/桶，	2 桶	
消油剂喷洒装置，型号 PS40	1 套	
抹机布片，60%以上棉质，规格：30×40cm	200kg	



棉纱，60%以上棉质	100 kg	
干木糠	200kg	

c. 湛江分公司配备溢油应急资源

湛江分公司溢油应急资源的配置地点包括涠洲油田群、涠洲终端等。具体配置情况见表 8.8-5、表 8.8-6。

表 8.8-5 涠洲油田群溢油应急资源

设备名称	规格	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	400m	WZ11-4NWHPB 平台
围油栏动力站	PK1650C2	1 套	
围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	
充吸气机	FGY	1 套	
浮动油囊	FN10-00	2 套	
转刷/转盘收油机	ZSPS20-01-WX	1 套	
转刷/转盘收油机动力站	ZSPS20-02C-0	1 套	
船用喷洒装置	PSC40-WX	2 台	
热水高压清洗机	BCH-1217B	1 套	
手提风机	EB-415	2 套	
溢油分散剂	富肯 2 号	2 桶	
溢油分散剂喷洒装置	PSC40	1 台	
吸油毛毡	龙善牌	21kg	
棉沙	无	200kg	
木糠	无	100kg	
抹布	无	100kg	
充气式围油栏	/	400m	
围油栏动力站	/	1 套	
围油栏拖头	/	2 套	
溢油分散剂	/	2 桶 (400L)	
吸油毡	/	100kg	
干木糠/抹布	/	50kg	WZ11-6 WHPA 平台
溢油分散剂	/	2 桶 (400L)	
吸油毡	/	100kg	
干木糠/抹布	/	50kg	

表 8.8-6 涠洲终端溢油应急资源

设备名称	规格	数量	存放地点
充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA1500	400m	存于涠洲终端
充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA2000	600m	
固体浮子式围油栏	HPFZ/900/25	1000m	
沙滩围油栏	WQV600T	400m	
防火型围油栏	WGT-900	400m	



设备名称	规格	数量	存放地点
真空撇油器	ZK30	1 套	
多功能撇油器	多功能	1 套	
液压驱动槽式轮鼓收油机	MAGNUM200	1 套	
多功能收油机	HAF12	1 套	
浮式收油机	HBSH30	1 套	
储油囊	FN5	2 套	
便携式储油罐	QG5	2 套	
金属储油罐	7m ³	10 套	
溢油分散剂	富肯 2 号 200L/桶	50 桶	
溢油分散剂	富肯 2 号 20kg/桶	100 桶	
吸附材料	羊毛型	2t	
圆形吸油拖栏	XTL-Y220	500m	
消油剂喷洒装置	PS80	2 套	
船用喷洒	HDSK40	2 套	
空中喷洒	VIKOMA	1 套	
液压充气机	\	2 套	
高压清洗机	HDS1000DE	3 台	
动力站	LPP30	1 套	
动力站	HPP50	1 套	
动力站	HDPP50A	2 套	
动力站	HPP50G	1 套	
应急发电机	KDE6500E	1 套	
柴油驱动充气机	HIS1000	1 套	
液压驱动充气机	HIS300	1 套	
捞油抄网	/	50 个	
捞油钩	/	50 个	
卸载泵	DOP250	1 台	
集装箱	/	9 套	
托盘	/	2 套	

d. 海南分公司配备溢油应急资源

海南分公司溢油应急资源的配置地点包括崖城 13-1 气田（南山终端）等。具体配置情况见表 8.8-7、表 8.8-8。

表 8.8-7 崖城 13-1 气田溢油应急资源

	名称	型号	数量	存放地点
消油剂	溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	生产平台主甲板
	溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	南山终端 2#化学品仓库
	溢油分散剂	富肯-2 号(200L)	6 桶	海洋石油 606
吸油类设备	吸油粉末	56.6kg/袋	200 袋	南山终端
	吸油垫纸	3M,T-151,17“X19”, 200 片/袋	30 袋	南山终端



	名称	型号	数量	存放地点
	沾油丝	12.5m/条	80 条	南山终端
	吸油栏	2.9m/条	250 条	南山终端
	吸油栏	3M Petroleum	65 条	南山终端
	吸油栏	3M POWERSORB	3 件	生产平台主甲板
消油剂 喷洒设备	船载喷洒装置	/	1 套	海洋石油 606
	喷雾器	X-PERT/4 加仑	9	南山终端
	喷雾器	2 加仑	2	南山终端
	喷雾器	3 加仑	2	南山终端
	喷雾器	2 1/4 加仑	18	南山终端
围油栏	围油栏	6"×12" (30m/节)	420m	南山终端
	围油栏	12"×24"	600m	南山终端
	围油栏	38"	200m	南山终端
	防火围油栏	WGJ-900H	200m	南山终端二级维场
撇油器及其 组件	撇油器	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油器	Skim-Pak	1 台	南山终端
	液压吸油泵	CRUCIAL	1 台	南山终端
	撇油头	Skim-Pak	1 台	南山终端
	撇油头	CRUCIAL	1 台	南山终端
	吸油管	2"	2 条	南山终端
	吸油管	2"	1 批	南山终端
	柴油机	带驱动液压泵	1 台	南山终端
	柴油机	带驱动液压泵	1 台	南山终端
其它	清刷泵	CURICAL	1 台	南山终端
	布栏机	BR-75*8HM	3 套	南山终端
	移动式水箱	/	5	南山终端

表 8.8-8 海南码头公司溢油应急资源

应急资源名称	型号	数量	存放地点
固定浮子式橡胶围油栏	WGJ1100	627m	海南码头
转盘式收油机	ZK-10m ³ /h	1 台	
油拖网	TYT-4m ³	1 套	
吸油毛毡	PP 型	1000kg	
溢油分散剂	浓缩型	1000kg	
轻便储油罐	10m ³	1 套	
溢油分散剂喷洒装置	速度 0.19t/h	1 套	

e. 船舶

湛江分公司在文昌油田群正常生产时一般租用 2~3 艘三用工作船进行守护，租用的船舶具有一定的流动性，不完全固定于某一油田，在公司应急中心的调



配下可以尽快赶到溢油位置进行支援。湛江分公司在文昌油田群的守护船具有救生、消防、防污染功能，均配置了溢油回收系统、溢油回收舱、消油剂及喷洒装置等相关溢油应急设备，每艘守护船可用临时储存能力约 260m³，在海况允许的情况下，保守估计距离本项目最近的守护船最快可以在 3h 内到达溢油事故地点进行海面溢油的围控和回收作业。

8.8.4.2 应急响应时间分析

a. 本项目及周边可借用的溢油应急资源

本项目主要依托文昌油田群现有的溢油应急设备，本项目新建的 WC10-3 WHPA 平台配备有吸油棉、溢油分散剂、轻便型喷洒装置等溢油应急资源，当发生溢油时的响应时间按动员时间 1.5h 计算；本项目周边可借用的应急力量有 HYSY116 FPSO、海南码头、南山终端、涠洲油田群、涠洲终端、WC9-7 DPP 平台等多个油气田的溢油应急设备。本项目及周边油气田溢油响应时间详见表 8.8-9。

表 8.8-9 本项目及周边油气田溢油响应时间（至 WC9-2/9-3 CEP 平台）

设施名称	距离 WC9-2/9-3 CEP (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
WC9-7 DPP 平台	11.3	1.5	0.6	2.1
HYSY116 FPSO	51.0	1.5	2.3	3.8
海南码头	227	1.5	10.2	11.7
南山终端	354	1.5	15.9	17.4
涠洲终端	351	1.5	15.8	17.3
WZ11-4N WHPB 平台	374	1.5	16.8	18.3
WZ11-4 CEPD 平台	379	1.5	17.1	18.6

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

b. 应急响应时间可行性分析

根据环境风险预测结果，在 E 风向极值风条件下最短 46.1h 可到达海洋生态保护红线区的其他红线区。根据上述分析，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 2.1h 内即可到达不利风况下油膜位置，可以在油膜抵达该环境敏感目标前对其拦截。

本项目如发生溢油事故，泄漏物为凝析油，其具有较高挥发性。参考 2018 年 1 月 6 日“桑吉”轮与香港籍散货船“长峰水晶”轮在长江口以东约 160 海里处发生碰撞导致 13.6 万吨凝析油入海及船舶失火事故的应急措施，以及事故后的现

场水质监测结果和凝析油残存量调查结果，事故发生后相关主管部门组织清污船“德深号”、“深潜号”、“海巡 169”轮、“东雷 6”轮等开展了清污作业，以尽量减少油污泄漏对海域的污染。2018 年 1 月 28 日下午至 29 日上午，国家海洋局船舶在巴拿马籍“桑吉”号油轮沉没现场监视监测，未发现明显海面油膜。工作人员在沉船点周边海域共采集了 15 个站位的水样。监测结果显示：海水中石油类物质含量均低于 50 $\mu\text{g/L}$ ，沉船海域海水水质符合国标第一类标准。同时，根据烟台溢油应急技术中心模拟，凝析油泄漏 5 小时后，海面残存油量低于 1%。

综上所述，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。

8.8.4.3 应急能力可行性分析

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

a. 本项目溢油所需应急能力估算

（1）围控与防控能力

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

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

式中， L —围控溢油所需围油栏长度，m；

V —泄漏原油体积， m^3 ，本次事故溢油量为 170 m^3 ；

t —溢油发生之后的时间，h；

π —圆周率，无量纲；

d —油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

φ —围油栏利用系数，取 0.9。

按 170 m^3 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，发生溢油 2.1h 时残存油量比例最大约为 50%，所需要的围油栏长度约为 230m，本项目 2.1h 内可到达溢油

现场的围油栏共有 600m，满足本项目需要。

(2) 机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

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

式中： E —收油机回收速率，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

V —总溢油量，单位为方（ m^3 ）；

b —机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 40%；

α —回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；

h —回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

本项目溢油量 $170m^3$ ，回收所需的机械回收能力为 $11.4m^3/h$ 。

(3) 临时储存能力

本项目溢油量 $170m^3$ ，本项目临时储存能力应至少为 $136.8m^3$ 。

b. 应急能力符合性分析

根据响应时间分析，WC9-7 DPP 平台的溢油应急设备及物质可以在 2.1h 内到达，湛江分公司及海南分公司配备的溢油应急设备及物质可以在 18.6h 内到达。

围油栏：文昌油田群共 1200m，海南分公司和湛江分公司共 5647m。

机械回收能力：文昌油田群内部 HYSY116 FPSO 配置的 LAMOR 浮式收油机的回收速率为 $150.6m^3/h$ ，其他 $10m^3/h$ 。

临时储存能力：文昌油田群临时储存能力为 $40m^3$ ，海南分公司和湛江分公司临时储存能力为 $120m^3$ ，守护船临时储存能力 $520m^3$ 。

针对本项目生产运行期海底管道泄漏事故，其溢出的为凝析油，挥发较快且可能的泄漏量较小，根据 8.6.3 节分析，本项目如发生溢油事故，泄漏凝析油的残余油量将在 8h 以内 <1%，溢油对项目周边的产卵场、南海北部幼鱼繁育场保护区影响较小。中海石油（中国）有限公司湛江分公司可以调动的区域溢油应急资源能够满足该事故的溢油应急能力需求。

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.8-10。

表 8.8-10 区域溢油应急资源

本项目溢油规模	溢油应急资源/能力		是否满足本项目溢油应急能力要求
170m ³	围油栏（m）（2.1h）	600	满足
	机械回收能力（m ³ /h）	160.6	
	临时储存能力（m ³ ）	680	

根据表 8.8-9、表 8.8-10，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目及附近可借助溢油应急资源可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油规模（170m³）做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。中海石油（中国）有限公司湛江分公司与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目所在油气田及附近湛江分公司、海南分公司的可借助油田溢油应急资源基本可以保证在合理的时间内对本项目发生的溢油量做出适当的反应，对于一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

8.9 评价结论与建议

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 WC9-2/9-3 CEP 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 170m³。根据预测结果分析，WC9-2/9-3 CEP 附近管道发生溢油事故时，在 E 风向极值风条件下最短 46.1h 可到达海洋生态保护红线区的其他红线区，最短 43.8h 可到达南海北部幼鱼繁育场保护区。由于 WC9-2/9-3 CEP 平台位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场、深水金线鱼产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《文昌油田群溢油应急预案》（2025 年版）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的应急预案进行修订，将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部



门备案，同时按照修编后的溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将修订现有溢油应急预案，并将本项目纳入其中统筹考虑，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。根据应急响应时间分析，如果 WC9-2/9-3 CEP 平台附近海底管道处发生溢油，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 2.1h 内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于本项目位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场、深水金线鱼产卵场内，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，文昌 10-3 气田 II 期开发项目发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并重新备案，本项目所在油田已在新建 WC10-3 WHPA 平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 清洁生产分析

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中的产品中，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。文昌 10-3 气田 II 期开发项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

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

9.1.1 产品的清洁生产分析

文昌 10-3 气田 II 期开发项目建成投产后，主要产品为天然气。作为燃料，与煤相比，天然气是优质而洁净的能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。天然气作为优质燃料，在燃烧过程中产生二氧化碳、水、少量氮氧化物等，对大气环境影响很小，属于清洁能源。天然气是一种优质能源，热值高，单位质量天然气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。

根据天然气与煤燃烧的污染物产生量对比（见表 9.1-1），用天然气代替燃煤作为燃料，可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等污染物的排放，采用天然气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，天然气的清洁性远高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60% 的中国，发展天然气和凝析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 9.1-1 天然气和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）*

燃烧产物	天然气	煤
灰分	1	148
SO ₂	1	700
NO ₂	1	10
CO	1	29
CO ₂	3	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”。

9.1.2 建设阶段采取的清洁生产措施

本项目钻井作业优先采用水基钻井液，部分井段根据钻井的需要使用合成基钻井液，通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响。不达标的水基钻井液和钻屑以及合成基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。

本项目新铺设的海底管道直接铺设于海底，不挖沟埋设，新铺设的海底电缆采用后挖沟自然回填的方式。挖沟埋设作业通过采用先进的施工工艺，同时合理安排施工作业工期，尽可能减缓并降低施工作业对海洋底栖生物的影响程度和范围。

对钻完井作业、铺管/缆作业和海上设施安装作业等，建设单位制定了严格的安全环保作业规程，并严格遵照执行。

由此可以看出，本项目在建设阶段，通过钻井液的循环利用减少了污染物的排放量；采用先进施工工艺、合理安排施工工期并尽量缩短铺管/缆作业时间，减缓并降低施工作业对海洋底栖生物的破坏程度和影响范围；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。

9.1.3 生产阶段采取的清洁生产措施

9.1.3.1 选用先进的工艺及技术路线

本项目在生产过程中，生产物流处理将采用自动化控制程度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。

新建 WC10-3 WHPA 平台设置中控设备间，设置有中控系统，用于平台上的井口控制、生产过程控制、应急关断、火气探测报警及消防等。平台设置井口生产计量设施和公用系统。该平台主要设备和管线处均设置相应的压力、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，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

通过上述分析可以看出，本项目选用国内外先进工艺技术；生产物流处理全部采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程；设置了探测报警和紧急关断系统等，这些措施均符合清洁生产相关法律法规的要求。

9.1.3.2 污染物最大限度的资源化

本项目所产物流输送至依托的 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC9-7 DPP 平台和



HYSY116 FPSO 进行处理，分离出的含油生产水经生产水处理系统处理达标后排海，从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

9.1.3.3 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

在新建 WC10-3 WHPA 平台上设有开式排放系统和闭式排放系统。开式排放系统包括开式排放罐、开排槽、开式排放泵和开排槽泵等，主要用来收集溢出液、甲板初期雨水和冲洗水等。闭式排放系统主要包括闭式排放罐、闭式排放泵等，主要收集带压容器、管线等维修工况排放出的带压流体、开排系统的污油，闭排罐内达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体打入流程，达到清洁生产的目的。

9.1.3.4 必要的末端治理措施

本项目生产过程中产生的少量含油生产水依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标（生产水含油浓度一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ，月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后排放。

新建 WC10-3 WHPA 平台上产生的初期雨水、甲板冲洗水和带压流体等其它含油污水经平台上设置的开/闭式排放系统进行收集后，最终去往 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 进行处理。

本项目生产过程中产生的生产垃圾禁止排海，将集中装箱运回陆地进行回收利用或处置。

9.1.3.5 现场管理中的清洁生产控制

在本项目生产过程中，对于各项操作均将制定明确的作业规程，同时制定严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。采取具体措施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：

- 污染物排放均按国家有关规定填写登记表。
- 定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。
- 贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。
- 定期定时对含油生产水进行监测，监测其石油类浓度和生物毒性容许值。



- 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。

9.2 清洁生产评价

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）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

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

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。由表 9.2-1 和表 9.2-2 可知，从资源能源利用指标、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 93.76，采油作业的清洁生产综合评价指数为 94，由此可知本项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。



表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价			
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准 值 (S_{oi})	本项目实际 值 (S_{xi})	单项评价指 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	91.6	
		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 3000m 以上	15	$\geq 60\%$	$\geq 60\%$	1		
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1		
(4) 污染物产生 指标	35	石油类	mg/L	10	≤ 15	≤ 15	1		
		COD	mg/L	10	≤ 500	≤ 500	1		
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	50.6	0.44		
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	12	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	5			
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5			
		井控措施	具备		5	5			
有无防噪措施	有		5	5					
(3) 环境管理体 系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20				
		制订节能减排工作计划		15	15				
(4) 贯彻执行环	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10				



环境保护法规的符合性	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 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$				P=93.76
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)				本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标(P1)和定性指标(P2)两部分。其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高(大)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数(S_i)计算公式为 $S_i=S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低(小)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数(S_i)计算公式为 $S_i=S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况(采油气作业)

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	33.53	1	90	
(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	≥ 80	1		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤ 45	≤ 45	1		
		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	≤ 20	1		
定性指标						本项目采油作业评价			
一级指标	权重	二级指标			指标分值	本项目实际值	定性评价指标的考核总分值 (P_2)		



	值			(F _i)		
(1) 生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	100
		采油	套管气回收装置	10	10	
			防止落地原油产生措施	10	10	
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10	
集输流程	全密闭流程, 并具有轻烃回收装置	10	10			
(2) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
(3) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P): $P=0.6P_1+0.4P_2$; 其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$				P=94		
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)				本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)		



9.3 总量控制方案建议

9.3.1 总量控制因子选择

本项目在开发过程中排放的具体污染物种类、数量和处理排放方式在本报告“第三章 工程概况与工程分析”中已有详细叙述。

本项目生产过程中产生的少量含油生产水依托已建 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 处理后达标排放。本项目新建 WC10-3 WHPA 平台为有人平台。由此确定 WC10-3 WHPA 平台的生活污水及其特征污染物 COD，依托的 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 含油生产水及其特征污染物石油类作为本项目的受控污染物。

9.3.2 排污混合区建议

本项目产生的含油生产水依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 进行处理，处理达标后排海。本项目投产后，WC9-7 DPP 平台生产水最大日排放量为 $XXXXm^3/d$ ，超过已批复的总量控制指标 ($XXXXm^3/d$)，因此对 WC9-7 DPP 平台的排污混合区重新进行预测。根据环境影响预测结果，依托的 WC9-7 DPP 平台排放的生产水中石油类浓度超一（二）类海水水质标准离平台排放口最远距离为 0.20km，超过已批复环评《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕65 号）中的预测混合区最远距离（0.11km）。因此，根据污染物数值模拟预测结果，同时考虑平台附近需预留足够的安全作业区，依托 WC9-7 DPP 平台排污混合区范围建议以平台排放口为中心 500m 半径以内的海域。

本项目投产后，HYSY116 FPSO 生产水最大日排放量为 $XXXXm^3/d$ （2027 年），未超过已批复环评（《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响评价报告书》（环审〔2023〕88 号））核算的生产水排放总量指标 $XXXXm^3/d$ 。因此，建议依托的 HYSY116 FPSO 排污混合区范围维持原环评报告书批复值 850m 不变。

本项目投产后，新建 WC10-3 WHPA 平台由于处理后排放的生活污水 COD 浓度很小，预测结果 COD 超一类 ($>2mg/L$) 海水水质标准的范围在 50m 以内。同时，考虑新建平台附近需预留足够的安全作业区，建议新建 WC10-3 WHPA 平台的排污混合区为：以排放口为中心的 500m 半径以内海域。

9.3.3 总量控制指标建议

根据已批复的《文昌 16-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2024〕



65 号), WC9-7 DPP 平台含油生产水总量控制指标为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$), 石油类排放量控制指标为 $XXXXt/a$ 。本项目投产后, 含油生产水的最大年排放量为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$, 2032 年), 石油类最大排放量为 $XXXXt/a$ (2032 年), 均超过已批复总量。生产水和石油类排放总量控制指标需新增 $XXXXm^3/a$ 和 $XXXXt/a$ 。因此, 本项目投产后, 建议 WC9-7 DPP 平台生产水总量控制指标为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$), 石油类总量控制指标为 $XXXXt/a$ 。

根据《文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响评价报告书》(环审〔2023〕88 号), HYSY116 FPSO 含油生产水总量控制指标为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$), 石油类排放量控制指标为 $XXXXt/a$ 。本项目投产后, 含油生产水最大日排放量为 $XXXXm^3/d$, 未超过已批复的总量控制指标 ($XXXXm^3/d$), 建议 HYSY116 FPSO 生产水和石油类排放总量控制指标维持原环评批复不变, 为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$) 和 $XXXXt/a$ 。

根据工程分析, 新建 WC10-3 WHPA 平台产生的生活污水量为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$), 经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海 ($COD \leq 500mg/L$)。因此, 建议新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $XXXXm^3/a$, COD 排放总量为 $XXXXt/a$ 。

表 9.3-1 污染物排放总量控制建议

工程设施	污染物	原批复总量指标	本项目投产后新增总量指标	总量控制建议值	控制排放浓度
WC10-3 WHPA 平台	生活污水				
WC9-7 DPP 平台	生产水				
HYSY116 FPSO	生产水				

10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对文昌 10-3 气田 II 期开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

文昌 10-3 气田 II 期开发项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底电缆时挖沟埋设掀起的悬浮物、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。建设单位拟采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

本项目 WC10-3 WHPA 平台采用钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中主要使用水基钻井液，部分井段根据钻井的需要使用合成基钻井液，平台设有钻井液循环处理系统。

水基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等相关设备进行分离处理后，分离出的钻屑经检测达标后排海；钻井过程中水基钻井液循环利用，钻井结束经检测达标后一次性排海。不符合排放标准的钻屑、水基钻井液运回陆地交有资质的单位处理。

XXXX

图 10.1-1 水基钻井液循环路线工艺流程

合成基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-2：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛进行固液分离，分离后的合成基钻井液进入沉砂池，合成基钻井液钻屑送至甩干机进行分离，甩干机分离后液相与沉砂池合成基钻井液使用离心机高速分离，分离后的液相再回到泥浆池循环使用。振动筛分离出的合成基钻井液钻屑经甩干后检测达标排放，若不达标进行现场热脱附处理，处理后的合成基钻井液钻屑经检测达标后排海。

XXXX

图 10.1-2 合成基钻井液循环路线工艺流程

水基钻井液钻屑的排放应满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》

(GB4914-2008) 和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009) 的要求。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。合成基钻井液钻屑经离心机甩干后，经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420-2009) 要求的钻屑排海，不符合要求的钻屑进行热脱附处理。合成基钻井液钻屑热脱附处理工艺流程见图 10.1-3。热脱附技术装置为封闭系统，设置在钻井平台上，钻屑经钻屑箱翻转系统进入进料罐中，由进料泵输送至热解反应釜内，在反应釜内钻屑通过锤磨摩擦热脱附，在高温绝氧环境下，合成基钻井液钻屑在容器内发生热解脱附反应，油和水以气体的形式分离出来，经冷凝装置冷却液化成油和水后用于循环泥浆池循环使用，剩余的固态残渣进入干渣接料系统，并经检测满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009) 的要求后排放。

XXXX

图 10.1-3 合成基钻井液钻屑热脱附处理工艺流程图

钻井过程中符合排放标准的钻井液/钻屑水下 60m 排放，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009) 标准中二级标准的要求，即钻井液生物毒性容许值不低于 20000mg/L。同时，向海中排放的符合排放标准的钻井液/钻屑中的含油量和重晶石中重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级排放标准（含油量 $\leq 8\%$ ，重晶石中最大值： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ ）的要求。

本项目含油量超标的钻屑、水基钻井液及合成基钻井液将作为危险废物 (HW08) 经收集后运回陆地委托湛江市粤绿环保科技有限公司进行处理，相关合同和单位资质见附件 5。建设单位将按照相关规定办理转运登记等手续。

本项目钻井作业工期按 1 年计算，运回陆地处理的钻屑、钻井液保守按照合成基钻屑和合成基钻井液总量核算，文昌 10-3 气田 II 期开发项目产生的合成基钻井液钻屑和合成基钻井液量最大量约为 33535t (钻井液密度按 $1.25t/m^3$ 计算，钻屑密度按 $2.5t/m^3$ 计算)，即每年产生量约 11178t/a，湛江市粤绿环保科技有限公司的总处理能力为 30000t/a，剩余处理能力为 15000t/a。本项目钻井作业期间湛江市粤绿环保科技有限公司剩余处理能力能够满足本项目建设阶段可能产



生的含油量超标合成基钻井液钻屑和合成基钻井液的处理要求。

10.1.2 悬浮物

本项目在海底电缆铺设过程中，将采用先进的施工技术方案，尽量减轻或避免施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。本项目海底管道不挖沟，电缆采用后挖沟的埋设方式，使用喷射式挖沟机。挖沟截面近似为梯形，上底宽 3m，下底宽 1m，埋深 1.5m。

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，海底电缆铺设时将尽量缩短海上挖沟作业时间，电缆挖沟作业避开主要经济鱼类产卵盛期 4~6 月，以减缓挖沟作业对附近海域渔业资源和生态环境的影响。

10.1.3 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、铺缆船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则》（2020）及 2022 年修改通报的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶，应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）的要求。

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

建设阶段船舶污染物的污染防治措施见表 10.1-1。

表 10.1-1 建设阶段船舶污染物的污染防治措施

内容	项目	控制要求	备注
船舶含油污水	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	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口



内容	项目	控制要求	备注
		氯（总余氯）<0.5mg/L。	
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放； (2) 船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里的海域
		船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离>12 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施，应全程采取密闭措施
	食品废弃物	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径小于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	/
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物 and 氮氧化物等	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求	在排放控制区内需满足该要求

10.1.3.1 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，危险废物交由有资质的单位进行处理。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

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

10.2.1 生产水

10.2.1.1 生产水处理流程

本项目产生的生产水依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统进行处理。

WC9-7 DPP 平台的生产水处理系统采用“水力旋流器+立式旋流气浮装置”的二级处理流程，见图 10.2-1。从工艺系统分离出的生产水进入水力旋流器进行初步分离，然后进入立式旋流气浮装置除油，处理至满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类月均值≤45mg/L，一次容许值≤65mg/L）后水下 60m 排海。水力旋流器和立式旋流气浮装置分离出的污油进入污油罐，由污油泵打回生产分离器。

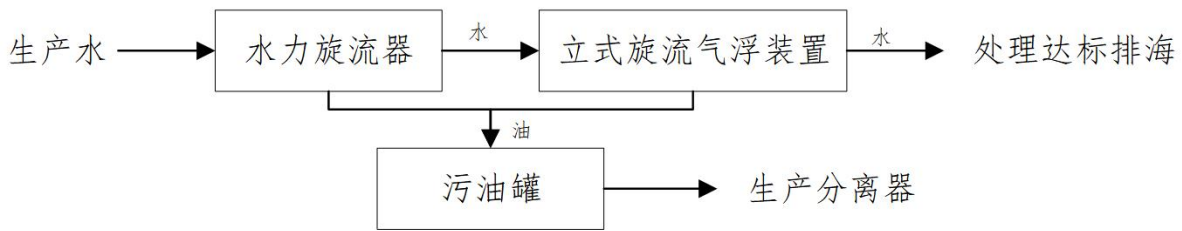


图 10.2-1 WC9-7 DPP 平台生产水处理流程示意图

HYSY116 FPSO 的生产水处理系统采用“生产水舱+水力旋流器+一级气浮装置+二级气浮装置+脱气罐”与“一级气浮装置+二级气浮装置”的并联运行处理生产水流程，见图 10.2-2。生产水经处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准后排海。

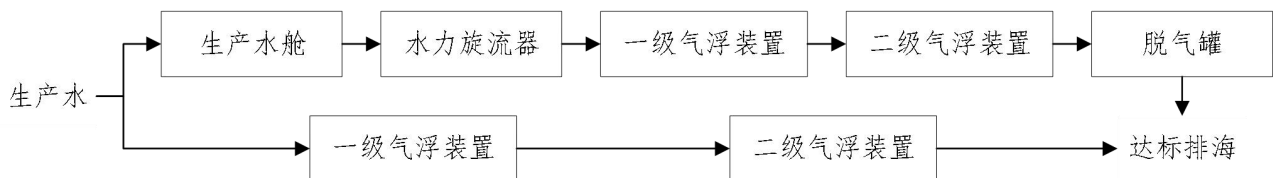


图 10.2-2 HYSY116 FPSO 生产水处理流程示意图

10.2.1.2 生产水处理能力可行性分析

经校核，本项目投产后 WC9-7 DPP 平台最大生产水处理量为 $XXXXm^3/d$ ，小于其生产水处理系统的设计处理能力 $XXXXm^3/d$ ；HYSY116 FPSO 接收处理的最大水量 $XXXXm^3/d$ ，小于生产水处理系统的设计处理能力 $XXXXm^3/d$ 。因此，依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统的处理能力均能满足处理要求。

10.2.1.3 生产水处理效果分析

WC9-7 DPP 平台采用的“水力旋流器+立式旋流气浮装置”的水处理流程在南海多个油田群广泛应用，属于常规流程。在设计阶段，生产水处理系统入口按照水中含油 $1000mg/L$ 设计，生产水经过水力旋流器处理后，含油量可达到 $150mg/L$ ，经过立式旋流气浮装置处理后可满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准的要求。

根据近三年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），HYSY116 FPSO 生产水月均石油类在 $XXXXmg/L$ ，设置的生产水处理系统可确保经处理后的生产水月均石油类不超过 $45mg/L$ ，能够满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准的要求。WC10-3 WHPA 平台所产物流经



WC9-2/9-3 CEP 平台段塞流捕集器分离出的含水原油经已建海底管道越站输送至已建 WC9-7 DPP 平台进行处理，在 WC9-7 DPP 平台处理成含水 50% 输往 HYSY116 FPSO。HYSY116 FPSO 生产水处理系统运转正常，工作效率良好，可满足生产水达标排放要求。

10.2.2 其他含油污水

本项目新建的 WC10-3 WHPA 平台设有开式排放系统和闭式排放及冷放空系统。

开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵、开排槽、开排槽泵等，主要收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢出液等。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。WC10-3 WHPA 平台开式排放系统工艺流程详见图 10.2-3。

闭式排放及冷放空系统主要包括闭排罐、闭式排放泵等。闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等维修工况排放出的带压流体、开排系统的污油。当罐内达到一定液位时，由闭式排放泵将流体打入流程。正常生产时，平台没有气体排放，当发生事故时，泄放气体通过冷放空臂排入大气。WC10-3 WHPA 平台闭式排放系统工艺流程详见图 10.2-4。



XXXX

图 10.2-3 WC10-3 WHPA 平台开式排放系统

XXXX

图 10.2-4 WC10-3 WHPA 平台闭式排放兼冷放空系统

10.2.3 生活污水

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼，生活污水产生量为 $63\text{m}^3/\text{d}$ ，设置 1 套电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ ，能够满足生活污水处理需求。

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

10.2.4 温排水

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台循环冷却水最大排量为 $195\text{m}^3/\text{h}$ （ $4680\text{m}^3/\text{d}$ ），冬季温升最高 12°C ，夏季温升最高 9°C ，排海温度为 $33.3\sim 41.5^\circ\text{C}$ 。本项目排放温排水符合《海水冷却水排放要求》（GB/T 39361-2020）中对于海水冷却水排放水温的要求。

10.2.5 固体废物

本项目生产过程中产生的生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海；其它生活垃圾和生产垃圾将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。危险废物陆上处理需按照《危险废物转移管理办法》等规定的要求，交有资质的单位处理处置。本项目建设单位已与湛江市粤绿环保科技有限公司签订了危险废物处理合同，相关资质证书和合同文件见附件 5。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台及新建管缆位于蓝圆鲹和深水金线鱼产卵场内，产卵盛期为 4~6 月，鱼卵是浮性卵。为尽量减小对表层浮性卵的影响，本项目新建平台钻井液/钻屑由表层排放优化为水下 60m 排放，采取了生态友好的环境保护措施。根据预测结果，新建平台钻井液、钻屑排放悬浮物超标主要影响在 $46.5\text{m}\sim 65.1\text{m}$ 层，其它层无超一（二）类面积，排放造成的最远影响距离不超过 0.71km ，停止排放后 9h 可恢复到排放前水质；其影响仅局限在平台排放口附近，影响范围占产卵场面积很小；其影响是短暂、一次性且可恢复的。

本项目新增生产水排放依托 WC9-7 DPP 平台生产水处理达标后排放，根据预测结果石油类超标主要影响在 55.8m~65.1m 层，其它层无超一（二）类面积，排放造成的最远影响距离不超过 0.20km，其影响也主要集中在 WC9-7 DPP 平台附近。

本项目海底电缆挖沟作业的影响主要在 121.3m~140m 层，蓝圆鲹和深水金线鱼为表层浮性卵，海底电缆挖沟的影响集中在底层，对表层浮性卵影响很小。本项目海底管道直接敷设于海底，不挖沟，对产卵场基本无影响。

依据《关于文昌 9-7 油田和文昌 19-1 油田二期开发项目环境影响报告书的批复》（环审[2023]88 号）的要求：海底电缆铺设施工作业应避免蓝圆鲹和深水金线鱼等主要经济鱼类的产卵盛期（4 至 6 月）。因此，为减轻海底电缆施工对海洋生态的影响，海底电缆挖沟作业避开主要经济鱼类产卵盛期 4~6 月。在建设阶段应严格控制铺设海底电缆挖沟作业的时间，尽量缩短施工作业时间，并优化施工方式，选择对底层生态环境影响小的施工方式。

10.3.1.2 生态环境影响减缓措施

为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，本项目钻井作业过程中优先使用水基钻井液，部分井段采用合成基钻井液，通过循环使用减少钻井液的产生量和排放量；检测后满足排放要求的水基钻井液和钻屑达标排海，不能满足排放要求的钻井液、钻屑及合成基钻井液均收集后运回陆地处理。生产阶段生产水经处理达标后排海；除食品废弃物粉碎至颗粒小于 25mm 排海外，其他生活垃圾和生产垃圾均经过分类回收后，运回陆地处理。

各类污染物具体削减量如下：

（1）施工期及运营期生活垃圾（除食品废弃物外）和生产垃圾等分类收集后，集中装箱运回陆地处理，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%。

（2）本项目生产水（石油类含量约 1000mg/L）在 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标后（石油类含量 45mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 95%以上。

（3）本项目运营期生活污水（COD 含量约 2000mg/L）经生活污水处理设施处理达标后（COD 含量 500mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 75%以上。

(4) 本项目施工期的施工船舶和运营期的守护船含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)相关要求。本项目施工船舶和守护船含油污水中石油类含量按 500mg/L 考虑,船舶含油污水中石油类排放限值按 15mg/L 计算,污染物排放削减率达 97%。

10.3.1.3 施工期生态保护措施

为减轻对生态环境的影响,本项目在施工过程中将采取以下措施:

(1) 严格限制工程施工区域在其用海范围内,划定施工作业海域范围,禁止非施工船舶驶入,避免任意扩大施工范围,以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

(2) 优化施工方案,加强科学管理,在保证施工质量的前提下尽可能缩短作业时间,以减轻海管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。

10.3.2 生态保护措施建议

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备,采取有效的防止和减轻污染的措施,但在开发过程中钻屑/钻井液的排放、海底电缆挖沟作业掀起的悬浮物以及生产阶段达标排放的生产水将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使油田开发的同时保护好海洋环境,建设单位应积极采取有效措施,尽可能地减少对海洋生态环境和海洋生物资源的损害,以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此,建议建设单位在本项目开发过程中,采取如下措施:

(1) 本项目在建设阶段应严格控制海底电缆的挖沟作业时间,优化施工工艺,以降低和缓解对海洋生态资源的影响程度。

(2) 在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度,减少对海洋环境影响的范围和程度。

(3) 本项目新建平台钻井液/钻屑由表层排放优化为水下 60m 排放,减小了本项目建设对海洋生态环境的影响。

(4) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误,从根本上



将环境风险事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(5) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

(6) 建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

10.3.3 海洋生态修复及补偿措施

本项目设生态补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源等损害进行补偿，并纳入项目环保投资。根据损失计算结果，本项目海洋生物资源补偿金额约 175.78 万元。专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要选择生态补偿项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境监测。

10.3.3.1 增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；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。

10.3.3.2 增殖放流备选品种

根据以上原则，本项目可选定的增殖放流种类有斑节对虾、紫红笛鲷、青石斑鱼、红笛鲷、卵形鲳鲹等，具体由当地主管部门统一部署。

10.3.3.3 增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 2.5cm 以上；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

10.3.3.4 增殖放流计划

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔



期间的 5 月下旬至 7 月上旬，以避免高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，但是具体的投放物种、投放时间、投放地点由当地主管部门安排部署。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.4-1。

表 10.4-1 本项目环境保护对策措施一览表

污染物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
钻井液和钻屑	主要对合成基钻井液和合成基钻井液钻屑的处理	本项目含预留井槽共产生钻井液量约 31316m ³ (其中非钻井气层水基钻井液 15009m ³ ，合成基钻井液 16307m ³)，钻屑量约 20747m ³ (其中非钻井气层水基钻井液钻屑 10340m ³ ，合成基钻井液钻屑 10407m ³)	处理达标后排放；合成基钻井液和 不达标钻屑、水基钻井液运回陆地处理	WC10-3 WHPA；与钻完井阶段同步	由建设单位负责建设、使用和管理
生产水	依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统	依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水设计处理能力分别为 14400m ³ /d、18000m ³ /d	经处理达标后（石油类 ≤45mg/L）排海	WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO	
生活污水	WC10-3 WHPA 平台生活污水处理装置。	WC10-3 WHPA 平台生活污水处理能力为 60.5m ³ /d	经处理达标后（COD 浓度 ≤500mg/L）排海	WC10-3 WHPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
其它含油污水	WC10-3 WHPA 平台开式排放系统	开排排放罐、开式排放泵、开排槽、开排槽泵等	开式排放系统主要收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢出液等；闭式排放系统用于收集平台上带压容器、管线等维修工况排放出的带压流体、开排系统的污油	WC10-3 WHPA 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
	WC10-3 WHPA 平台闭式排放及冷放空系统	闭排兼冷放空罐、闭式排放罐加热器、闭式排放泵等			
生产垃圾、生活垃圾	WC10-3 WHPA 平台分类回收	分类回收箱	生活垃圾中的食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海，其它生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理		
悬浮	优化海底电缆	海底电缆挖沟施工作业避	减少了对蓝圆鲹和	WC9-7 DPP 平台	



污染物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
物	挖沟施工作业时间	开蓝圆鲹和深水金线鱼等主要经济鱼类的产卵盛期(4至6月)	深水金线鱼等主要经济鱼类的影响	至 WC10-3 WHPA 平台海底电缆;海底电缆挖沟施工作业时间	
船舶污染物	船舶含油污水	船舶处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	执行石油类 ≤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	船舶设置生活污水处理系统	处理达到船舶水污染物排放控制标准(GB3552-2018)等要求		
	船舶垃圾	船舶设置分类回收箱			
生态补偿	人工增殖放流等, 其经费应纳入项目环保投资预算	根据本区域开发项目造成的渔业资源损失, 应采取适当的生态恢复或补偿措施	达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的	南海海域; 本项目投产后, 在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实, 委托专业单位完成

10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.5-1。

表 10.5-1 主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生活污水处理系统	WC10-3 WHPA 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)》三级标准
闭式排放及冷放空系统	WC10-3 WHPA 平台上闭式排放系统的配备及运行情况	主要收集平台上带压容器、管线等维修工况排放出的带压流体、开排系统的污油进入闭式排放系统;
开式排放系统	WC10-3 WHPA 平台上开式排放系统的配备及运行情况	
生产垃圾处理	WC10-3 WHPA 平台上固体废物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生产垃圾箱, 生产垃圾均运回陆地处理/处置
溢油应急设备和溢油应急预案	WC10-3 WHPA 平台上配备溢油分散剂、轻便型喷洒装置、吸油棉、木屑等溢油应急物资; 对已制定的溢油应急预案进行修编, 将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑等	平台上配备适量溢油分散剂、轻便型喷洒装置等溢油应急设备; 对已制定的溢油应急预案进行修编, 将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑等
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	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急预案、环境管理机构设置等内容



环保设施/环境管理 件	验收内容	执行标准/处理效果
件	原料、动力供应等	
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	



11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效果，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

平台	环保设备	设备投资(万元)	折合比率	折合环保投资(万元)
WC10-3 WHPA	开/闭式排放/火炬系统			
	生活污水处理装置			
	溢油应急物资			
	消防/救生系统			
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统			
海洋生物资源补偿				
合计				

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为 XXXX 亿元，环保直接投资额为 XXXX 万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$C_T = C_1 / T \times 100\% = XXXX$$

其中： C_T ：环境保护投资占工程投资的比例； C_1 ：环保投资额；

T ：工程设施投资总额。

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果计算，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，鱼卵生长到商品鱼苗按 1% 成活率



计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类和虾姑类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，鱼类成体价格 15 元/kg、头足类成体价格按 20 元/kg、虾、蟹类成体按照 30 元/kg 计算。本项目钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 年计；新建平台占海、依托平台生产水排放造成的损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为 175.78 万元，见表 11.2-1。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)	
钻屑	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ($\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (尾)					
		头足类 (尾)					
		虾类 (尾)					
		蟹类 (尾)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
小计							
钻井液	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ($\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (尾)					
		头足类 (尾)					
		虾类 (尾)					
		蟹类 (尾)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
小计							
海底电缆挖沟悬浮物	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ($\times 10^6$ 尾)						
	幼体	鱼类 (尾)					
		头足类 (尾)					
		虾类 (尾)					
		蟹类 (尾)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
小计							
生产水排放	鱼卵 ($\times 10^6$ 粒)						
	仔稚鱼 ($\times 10^6$ 尾)						



排放物	资源类别	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额(万元)
	幼体	462				
		154				
		44				
		0				
	成体 (kg)					
	底栖生物 (t)					
小计						
平台占海	底栖生物 (t)					
总计						

11.2.2 环境经济收益分析

11.2.2.1 直接环境经济收益分析

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。本项目投产后，生产水累计产量合计约为 XXXXm³，生产水经处理后浓度从 500mg/L 降低至低于 45mg/L，由此累计回收石油约 XXXXt，按原油 XXXX 元/t 计算，折合经济价值约 XXXX 元。

11.2.2.2 间接环境经济收益分析

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40% 计算，可达 XXXX 元；其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算，为 XXXX 元，两项合计约为 XXXX 元。

11.2.2.3 总环境经济收益

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

11.2.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，油气需求将呈强劲增长态势。国内油气开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口油气，对国际油气市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的油气资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油气田开发工程的实施，也将对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪



表等) 发挥一定的作用, 同时促进下游产品开发和油气技术服务业的发展, 增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看, 本项目是一项利国利民的工程, 其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与监测计划

12.1 环境管理

环境管理是保护环境和控制污染的重要措施之一。建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称“湛江分公司”）已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对本项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括生产水、生活污水、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项目有关的环保管理制度并监督执行；
- （3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- （4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- （5）检查工程项目环保设施的运行状态；
- （6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 机构及岗位的设置

湛江分公司作为本项目的建设单位，负责油气田项目建设、生产运行以及生产期间的环境管理工作。公司成立了以总经理为领导的环境保护管理机构，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼，按照生产准备定额管理规定，建设单位组织机构见图 12.1-1。

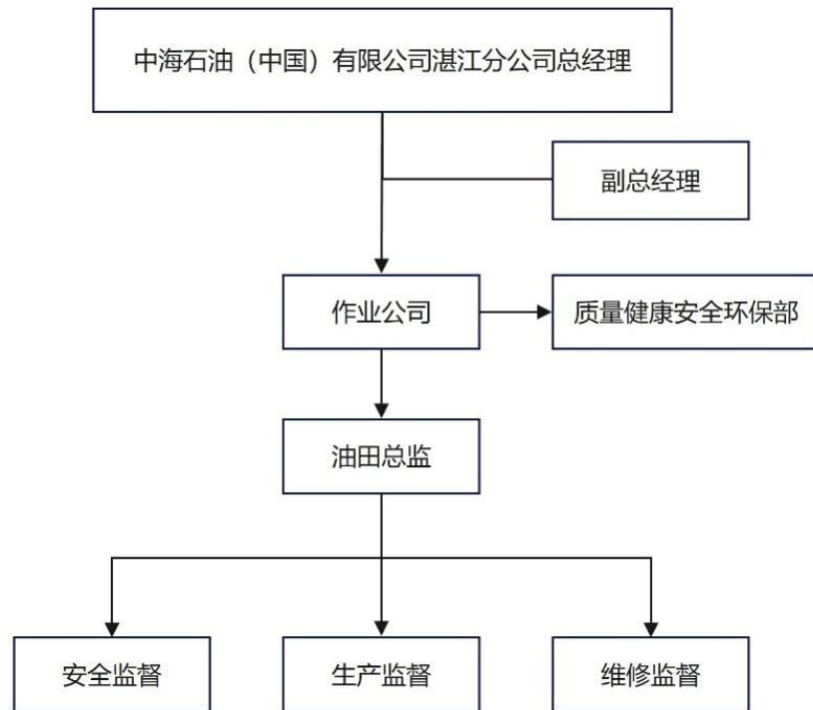


图 12.1-1 湛江分公司环境保护管理机构图

12.1.3 主要人员岗位职责

12.1.3.1 油田总监

油田总监是油田安全生产第一责任人，在作业区的领导下全面负责油田的安全生产作业、员工生命和油田财产安全；对油田现场生产活动实施计划、组织、指挥、协调、监督、控制，组织和监督各部门监督进行生产作业、设备维修保养和执行各项规章制度及主管部门指令，并向主管作业及设备经理汇报；按照公司的生产计划，组织油田的生产作业，完成生产任务；监督承包商在油田的施工维修作业，控制、监督作业质量及安全措施；负责制定相关的计划、标准和程序，规范油田的运作模式。

12.1.3.2 生产监督

生产监督向油田总监负责；负责对生产部门管理；检查和督促、协调各部门的日常工作；负责油、气、水的质量控制；负责平台生产装置、工艺流程的技术管理；负责生产设施的操作维护和对事故的应急处理；编写生产操作程序及有关操作细则，监督和落实各岗位责任制的执行情况，以及其它相关工作。

12.1.3.3 安全监督

安全监督对平台安全工作实行全面监督。贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；监督与检查《安全手册》的贯彻与

实施；监督开展安全教育、技术培训工作；检查平台生产设施的安全生产情况，对违反有关安全生产规定、危害职工安全健康的情况提出期限整改要求，组织和参加有关事故调查，监督事故的处理，并组织提出安全改进措施；对不具备安全生产基本条件的部门或生产设施有权提请有关部门，请示生产监督令其停产整顿或暂予封闭；负责监督与检查全平台的消防、救生设施的维护、维修，并确保它们状态良好；协助生产监督制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作。

12.1.3.4 维修监督

维修监督向油田总监负责；负责各类设备的安全运行，确保关键设备的可靠性、可用性、整体安全性能与工作性能；负责执行设备维护管理长期计划，保证设备完好以满足生产目标。

12.1.4 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。建设单位在本项目生产过程中，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。结合油田开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度，并定期对以下环保管理内容进行自检。

12.1.4.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否真实、正确和上报是否及时。海上监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

12.1.4.2 安全/环保会议制度

定期举行监督参加的安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.4.3 培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安



全救生培训等有效的证书才能上岗。湛江分公司将定期在平台上进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

12.1.4.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急预案中的报告程序进行。本项目应建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.4.5 海底管道巡查制度

由值班船对本油田海底管道进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管线处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各油田设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 监测项目与频率

12.2.1.1 常规监测

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

钻井液、钻屑：监测钻井液、钻屑的生物毒性容许值、含油量及重晶石中重金属含量；在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液进行监测，钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

化学需氧量（COD）：监测 WC10-3 WHPA 平台生活污水中的 COD，按《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。每月取样 1 次，送至陆地有资质的检测单位进行测定。

生产水：本项目生产水依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标后排海，监测 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水排放，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。



12.2.1.2 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》（GB17378-2007）和《海洋调查规范》（GB12763-2007）执行。

12.2.1.3 监测设备

本项目依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 进行生产水处理和排放，在 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 上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）、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

生产水的生物毒性容许值，以及生活污水中 COD 的监测将委托有相关资质的单位开展，因此不另设监测仪器。

12.3 跟踪监测方案

12.3.1 监测站位布设

根据第七篇预测结果，本项目投产后，生产水依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理达标后排海，新建 WC10-3 WHPA 平台设生活污水处理装置，生活污水处理达标后排放。

WC9-7 DPP 平台排放生产水最大影响距离为 110m，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以 WC9-7 DPP 平台为中心，在距离平台 500m 半径范围均匀布设 4 个监测点位，与 WC9-7 DPP 平台原监测方案一致。

HYSY116 FPSO 生产水排放未超出该平台现有生产水排放量，HYSY116 FPSO 监测点位布设方案维持原方案不变，即：在 HYSY116 FPSO 主流向半径 850m 处均匀布设 2 个点位。

新建 WC10-3 WHPA 平台排放的生活污水中的化学需氧量（COD）影响范围很小，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以 WC10-3 WHPA 平台为中心，在距离平台 500m 半径范围均匀布设 4 个监测点位。海洋环境监测站位布设示意图见图 12.3-1。

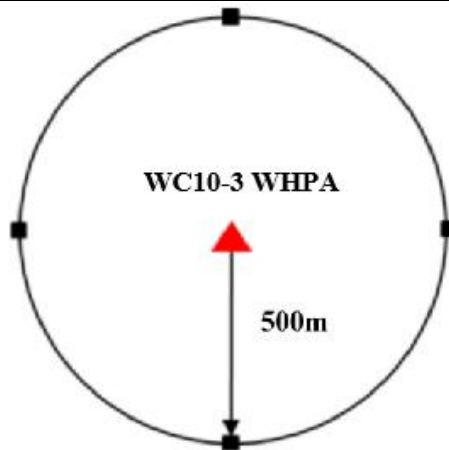


图 12.3-1 海洋环境监测站位布设示意图

12.3.2 监测内容

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

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

生物监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

本项目生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD 是跟踪监测必测内容，其他监测项目可根据实际情况进行筛选。

12.3.3 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。

建议在竣工验收（试运行）进行一次监测，在生产运营 3~5 年后再进行一次监测。

13 环境影响评价结论

13.1 项目概况

13.1.1 工程概况

文昌 10-3 气田 II 期开发项目位于中国南海北部珠江口盆地，距最近陆地约 120km，所在海域水深 120m~150m。

文昌 10-3 气田 II 期开发项目拟新建 1 座井口平台（WC10-3 WHPA 平台），布设 20 个井槽，先期钻 7 口生产井，预留 13 口井；新铺设 1 条 12" 24.5km WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 的海底混输管道、1 条 12" 21.7km WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 的海底混输管道、1 条 7.0km WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 海底电缆，对依托的 WC9-2/9-3 CEP 平台、WC8-3 WHPA 平台、WC9-7 DPP 平台和 WC16-2 WHPA 平台进行改造，不涉及终端改造。本项目 WC10-3 WHPA 平台设有 120 人生活楼。本项目计划采用模块钻机进行钻完井、修井以及后期调整井作业；新建海底管道计划采用铺管船铺设，直接放置于海底，不挖沟；新建海底电缆计划采用铺缆船铺设，后挖沟，埋深 1.5m。本项目计划于 2027 年 9 月投产，高峰年产气量约 XXXXm³，高峰年产油量约 XXXXm³，高峰年产水量约 XXXXm³，工程投资约 XXXX 亿元人民币，其中环保投资 XXXX 万元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

WC10-3 WHPA 平台物流中高含氦气井部分所产物流进入提氦工艺系统，分离出的氦气进入氦气储存系统，分离出的天然气、凝析油及其他生产物流与其余井所产物流混合，经新建海底混输管道输送至 WC9-2/9-3 CEP 平台的段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气与 WC9-2/9-3 CEP 低压生产分离器分离出的气相混合后进入湿气压缩机增压，后经过三甘醇脱水系统脱水后，与来自 WC9-7 DPP 平台的干气混合，增压后经已建海底管道外输至高栏和香港终端销售；段塞流捕集器分离后的含水原油经已建海底管道越站输送至 WC8-3 WHPA 平台，再经新建海底混输管道输送至 WC9-7 DPP 平台，处理至含水 50%后经已建海底管道越站输送至 HYSY116 FPSO 处理成合格原油外输；生产水部分经 WC9-7 DPP 平台生产水处理系统处理达标后排海，其余部分依托 HYSY116 FPSO 处理达标排海。WC10-3 WHPA 平台不设主电站，通过新建海底电缆由 WC16-2 WHPA 平台供电。

13.1.3 主要污染源和污染物

本项目建设阶段主要施工作业包括平台就位及安装、平台连接调试、钻完井作业、海底管道/电缆铺设和依托平台改造等工作。新建 WC10-3 WHPA 平台计划采用模块钻机进行钻完井、修井以及后期调整井作业。新建海底管道计划采用铺管船铺设，直接放置于海底，不挖沟；新建海底电缆计划采用铺缆船铺设，后挖沟，埋深 1.5m。

项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物，参加施工的船舶和人员所产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物。本项目（包含预留井槽）产生的钻屑总量约为 20747m³，其中非钻井气层水基钻井液钻屑量 10340m³，合成基钻井液钻屑量 10407m³。本项目钻完井过程中（包含预留井槽）产生的钻井液总量约为 31316m³，其中非钻井气层水基钻井液约 15009m³，合成基钻井液约为 16307m³。符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）要求的水基钻井液和钻屑排放，合成基钻井液钻屑经甩干后检测达标（含油量≤8%）排放，若不达标进行热脱附处理达标后排海，不能满足排放要求的水基钻井液和钻屑以及合成基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。海底电缆采用后挖沟方式铺设，挖沟 1.5m 深，海底电缆挖沟搅起的悬浮物排放总量约为 2100m³，悬浮物排放速率约为 17.71kg/s。建设阶段还将产生船舶污染物，包括船舶生活污水、生活垃圾、含油污水和生产垃圾等，船舶含油污水产生量约为 861.1m³，船舶生活污水产生量约为 62764m³，船舶生活垃圾产生量约为 269.1t，船舶生产垃圾产生量约为 17.2t。

项目生产阶段产生的污染物主要是生产水、生活污水、温排水、生活垃圾、生产垃圾以及少量的船舶含油污水、船舶生活污水及船舶垃圾等船舶污染物。项目投产后，依托 WC9-7 DPP 平台最大生产水排放量约 XXXXm³/d，依托 HYSY116 FPSO 最大生产水排放量约 XXXXm³/d，处理达标后的含油生产水排海。新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水产生量最大约 23011m³/a，处理达标后排海；生活垃圾产生量最大约 82.2t/a，其中食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 排放或弃置入海，其他运回陆地处理；生产垃圾产生量最大约 104.2t/a，运回陆地处理；此外，新建平台温排水最大产生量 4680m³/d，直接排放入海。

13.2 规划和政策符合性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》，与《海南省国土空间规划（2021-2035）》、海南省“三区三线”划定成果中海洋生态保护红线、《海南省“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》的管理要求相协调。

项目的建设符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《海南省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》、《“十四五”海洋生态环境保护规划》、《海南省“十四五”海洋生态环境保护规划》、《海南省海洋经济发展“十四五”规划（2021-2025 年）》《“十四五”现代能源体系规划》和《海南省油气发展“十四五”规划（2021-2025 年）》等规划要求。

13.3 项目环境影响评估

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

13.3.1.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

本项目所在海域年平均气温 26.8°C，其中年最高气温 29.2°C，年最低气温 23.4°C。本海区呈现出冬季风强而夏季风较弱的特点，冬季盛行东北风，夏季盛行南偏西风。

本项目海域全年海浪的主导方向为 ENE 向。工程海域表层为不正规全日潮流，中层和底层为不正规半日潮流；潮汐性质为不正规全日潮。

根据调查资料，WC10-3 WHPA 平台调查区域内水深在 139.4m-141.5m 之间变化，调查区域内水深由西北至东南逐渐变深。预定 WC10-3 WHPA 平台位置处海图水深值为 140.4m。

WC16-2 WHPA 至 WC10-3 WHPA 路由区域内水深约在 140.5m-147.9m 之间变化，路由区域内水深由西北向东南逐渐变深，海底地形整体变化较为平缓。WC10-3 WHPA 至 WC9-2/9-3 CEP 路由区域内水深约在 117.0m-140.9m 之间变化，路由区域内水深由西北至东南逐渐变深，地形整体变化较为平缓。WC8-3 WHPA 至 WC9-7 DPP 路由区域内水深约在 112.1m-127.0m 之间变化，路由区域内水深由西北向东南逐渐变深，地形整体变化较为平缓。

13.3.1.2 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状影响

本项目新建 1 座井口平台（WC10-3 WHPA 平台），新铺设 2 条海底管道和

1 条海底电缆。平台为透水式结构，对周边的水动力环境影响和地形地貌与冲淤环境影响均很小。新铺设海底管道置于海床上，不挖沟；海底电缆挖沟埋设，对工程海域水文动力环境产生的影响轻微，对海底地貌的影响较小。

13.3.2 海洋水质环境

13.3.2.1 海洋水质环境现状

自然资源部南海生态中心于 2022 年 9 月 15 日~19 日（秋季）开展了海水水质调查，共布设 30 个海水水质站位，依托 HYSY116 FPSO 和依托平台 WC9-7 DPP 分别于 2023 年 9 月和 2025 年 7 月进行 4 个回顾性站位调查。根据《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目 30 个秋季环境现状调查站和 8 个加密站均位于海南省国土空间规划范围外，水质按不劣于现状海水水质标准评价。

调查显示，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），取 30 个现状调查站位各评价因子的表层和 50m 层含量平均值作为评价值并计算标准指数，结果显示：全部站位的全部评价因子（pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 15 项评价因子）的标准指数均小于 1，符合第一类海水水质标准。

HYSY116 FPSO 和 WC9-7 DPP 加密站位的石油类和 COD 的标准指数也均小于 1，符合第一类海水水质标准。

13.3.2.2 海洋水质环境影响

本项目新建设施所在海域附近平均水深约 140m，在垂向上将水体分为 15 层开展预测。

本项目钻井过程中符合排放标准的钻屑排放，不符合排放标准的钻屑运回陆地交有资质的单位处理。钻屑最大排放速率为 144m³/d，水下 60m 排放。WC10-3 WHPA 平台钻屑排放对水质的影响范围较小，从垂向上来看，钻屑排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 6、7 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（模型垂向第 6 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.191km²，超三四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.32km；第 7 层超一（二）类包络面积约为 0.107km²，无超三四类面积；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

本项目钻井过程中符合排放标准的钻井液排放。合成基钻井液及不符合排

放标准的水基钻井液运回陆地交有资质的单位处理。钻井液一次性最大排放量约为 822m^3 ，排放速率约为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ，水下 60m 排放。WC10-3 WHPA 平台钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 6、7 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（第 6 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.676km^2 ，超三四类面积相对较小，超一类水质离排放点的最大距离为 0.71km ；第 7 层超一（二）类包络面积约为 0.253km^2 ，无超三四类面积；钻井液停止排放后 9h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

海底电缆挖沟铺设掀起的悬浮物对海水水质的影响是短期的、一次性的、可恢复的，影响主要在电缆两侧。海底电缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 14、15 层上有存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 15 层超一（二）类面积约为 10.067km^2 ，最大扩散距离约为 0.75km ，施工作业停止后最大 6h 海域即可恢复施工前的水质。

本项目投产后将增加 WC9-7 DPP 平台生产水排放量，WC9-7 DPP 平台生产水排放在水下 60m 。WC9-7 DPP 平台生产水排放量相对较小，石油类超标范围在垂向上仅存在于排放层（WC9-7 DPP 平台水深约 122m ，排放深度对应位于模型垂向第 7 层）。WC9-7 DPP 平台生产水排放造成海水水质超一（二）类最大包络面积为 0.014km^2 ，超一（二）类最大距离约 0.11km 。

WC10-3 WHPA 平台生活污水日排放量不大，COD 排放浓度较小，预测结果 COD 超一类（ $>2\text{mg/L}$ ）海水水质标准的范围在 50m 以内，平台生活污水排放造成的海水水质影响很小。

WC10-3 WHPA 平台温排水最大排量为 $195\text{m}^3/\text{h}$ ，自身温升较小。根据预测结果，由于冷却水排量很小，在海流的对流扩散作用下，冷却水排放造成的海水温升变化幅度很小（最大约 0.22°C ）。温排水造成平台附近海水温度超标的范围远小于一个计算网格（ 0.0013km^2 ）。冷却水排放对海水温度影响很小。

13.3.3 海洋沉积物环境

13.3.3.1 海洋沉积物环境现状

自然资源部南海生态中心于 2022 年 9 月 15 日~19 日（秋季）开展了沉积物调查，共布设 24 个沉积物站位，均位于海南省国土空间规划范围外，按照不劣于现状评价。

调查海域沉积物各调查站位中的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、

铬、砷和石油类含量全部符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准。沉积物各调查站位所有调查因子均符合所在功能区沉积物质量标准。调查海域内沉积物环境质量整体状况良好。

13.3.3.2 海洋沉积物环境影响

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。根据预测结果，WC10-3 WHPA 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.13km²。

本项目新铺 1 条海底电缆，挖沟埋设；新铺设 2 条海底管道不挖沟。海底电缆铺设对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然沉降缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。根据预测结果，海底电缆铺设悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积为 0.077km²。

13.3.4 海洋生态和渔业资源环境

13.3.4.1 海洋环境敏感区

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，距海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 81km，距其他自然保护区等敏感目标均在 120km 以上。

13.3.4.2 海洋生态环境现状

海洋生态现状与海水水质调查同步进行。

调查结果表明：秋季调查海域各站叶绿素 a 平均浓度的变化范围为 XXXXmg/m³，平均值为 XXXXmg/m³。初级生产力变化范围为 XXXXmg·C/(m²·d)，平均值为 XXXXmg·C/(m²·d)。海区总体初级生产力处于低水平。浮游植物 4 门 48 属 163 种，密度变化范围在 XXXX 个/m³ 之间，平均密度为 XXXX 个/m³。浮游植物的优势种为铁氏束毛藻、卡氏根管藻、长海毛藻、紧挤角毛藻、笔尖形根管藻粗径变种、笔尖形根管藻、短叉角毛藻、翼根管藻印度变型、美丽漂流藻、菱形海线藻和伯氏根管藻共 11 种，从浮游植物多样性指数、均匀度、丰富度等指标来看，显示该海区生态环境状况良好。浮游动物 15 类 325 种和阶段性浮游幼体 15 类，浮游动物生物量变化范围在 XXXXmg/m³ 之间，平均为

XXXXmg/m³；密度变化范围为 XXXX 个/m³，平均为 XXXX 个/m³。浮游动物优势种类为双尾萨利亚纽鳃樽、蛇尾纲长腕幼虫、狭额次真哲水蚤、肥胖软箭虫、后圆真浮萤、芦氏拟真刺水蚤、普通波水蚤和长尾类幼体共 8 种。调查海区浮游动物种类十分丰富，群落多样性指数和丰富度都处于较高水平，群落均匀性良好，显示海区水质环境较好。底栖生物 6 大门类 193 种，生物量变化范围为 XXXXg/m²，平均为 XXXXg/m²；栖息密度变化范围为 XXXX 个/m²，平均为 XXXX 个/m²。底栖生物的优势种为银光梭子蟹、羊舌鲆、简氏瓷蛇尾、六突拟对虾和象牙长螯蟹共 5 种。底栖生物生物多样性较高，群落结构稳定。

13.3.4.3 海洋生物质量环境现状

海洋生物质量环境现状调查时间同海水水质调查时间。秋季生物质量调查共测定底栖生物生物质量样品 41 份，包括鱼类 29 个，甲壳类 9 个，软体类 3 个。秋季调查结果显示，软体类有 1 个站位所采样品总汞不符合生物质量标准的要求，软体类、鱼类和甲壳类的砷标准指数均值大于 1，样品的超标率为 100.0%、96.6%和 100.0%，其余站位所有指标均符合生物质量标准的要求，海区整体生物质量状况良好。

13.3.4.4 海洋渔业资源现状

中国水产科学研究院南海水产研究所于 2022 年 9 月 23 日~10 月 7 日(秋季)开展海洋渔业资源现状调查。

秋季调查共捕获鱼类 153 种、头足类 18 种、甲壳类 22 种、鱼卵仔稚鱼 37 种。各站位成鱼资源量平均为 XXXXkg/km²，幼鱼资源量平均为 XXXX 尾/km²；头足类成体资源量平均为 XXXXkg/km²，幼体资源量平均为 XXXX 尾/km²；虾类成体资源量平均为 XXXXkg/km²，幼体资源量平均为 XXXX 尾/km²；虾姑类成体资源量平均为 XXXXkg/km²，幼体资源量平均为 XXXX 尾/km²；蟹类成体资源量平均为 XXXXkg/km²，幼体资源量平均为 XXXX 尾/km²；垂直拖网鱼卵平均密度为 XXXX 粒/m³，仔稚鱼平均密度为 XXXX 尾/m³。

13.3.4.5 环境敏感目标影响分析

本项目新建设施位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场内，距海洋生态保护红线中的其他红线区最近约 81km，距其他自然保护区等敏感目标均在 120km 以上。本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底电缆挖沟埋设产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、局部、



可恢复性影响，本项目 WC10-3 WHPA 平台钻屑、钻井液于水下 60m 排放，影响主要在 46.7m~65.3m 水层；海底电缆挖沟作业产生的悬浮物主要影响在底层、次底层（121.3~140m 层）。根据相关资料显示，蓝圆鲹和深水金线鱼属于浮性卵，产出后自由漂浮于水体上层，且本项目影响面积很小，仅占产卵场面积的百万分之一~十万分之一，因此建设阶段产生的悬浮物对鱼卵影响较小。生产运行过程中所产生的主要污染物为少量生产水、生活污水和冷却水，其中冷却水及生活污水因排放量较小，对环境的影响属于局部轻微影响。生产水设计为水下 60m 排放，由于排放量较小，影响主要在 46.7m~65.3m 深度水层，其余层位无石油类超标现象，对项目所在的蓝圆鲹粤西外海区产卵场和深水金线鱼产卵场影响较小。拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

13.3.4.6 海洋生态和渔业资源影响

本项目对海洋生态影响主要是建设阶段钻井液/钻屑的排放和海底电缆挖沟作业掀起的悬浮物，导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标，影响水体中浮游动植物的生长与繁殖，对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响，并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。生产阶段，新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水的排放和依托 WC9-7 DPP 平台生产水排放会对海洋环境造成一定的影响，最大影响距离不超过 0.20km。

本项目海洋生物损失为：鱼卵 XXXX 粒，仔稚鱼 XXXX 尾，鱼类幼体 XXXX 尾，头足类幼体 XXXX 尾，虾类幼体 XXXX 尾，蟹类幼体 XXXX 尾，成体 XXXXkg，底栖生物 XXXXt。海洋生物资源损失补偿 XXXX 万元。

13.4 环境影响回顾性分析

根据近三年文昌油田群主要污染物处理/排放情况，本项目依托的 WC9-7 DPP 平台、HYSY116 FPSO 现有生产水处理系统、生活污水处理系统和其他环保设施目前运行正常。文昌油田群投产以来，有一定量的生产水和生活污水达标排放入海，由于对外排污水采取了有效的处理措施，且该海域扩散条件良好，油田群外排生产水对油田群周围的海水水质并未造成明显影响。

从总体上讲，文昌油田群所在海区海水水质保持较好水平。历次调查结果

对比表明海水质量状况稳定，石油类含量普遍比较低。历次调查海底沉积物中各评价因子标准指数均满足第一类海洋沉积物质量标准要求，沉积物质量优良，其中特征污染物石油类在表层沉积物中仍处于较低水平。历次调查显示该海域浮游植物历年的多样性指数和均匀度均较高，不同种类数量分布较为均匀；调查海区浮游动物种类十分丰富，多样性水平很高，群落间的种类分布也很均匀，主要优势种的组成无明显差异；历年调查底栖生物的种类数量、主要类群、栖息密度、生物量、多样性指数和均匀度的波动变化不大，整体稳定性较高；历年调查中该海域的甲壳类、鱼类和软体类的生物质量都处于良好水平。

13.5 海洋生态环境风险评价结论

13.5.1 环境风险分析

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 WC9-2/9-3 CEP 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 170m³。根据预测结果分析，WC9-2/9-3 CEP 附近管道发生溢油事故时，在 E 风向极值风条件下最短 46.1h 可到达海洋生态保护红线区的其他红线区，最短 43.8h 可到达南海北部幼鱼繁育场保护区。由于 WC9-2/9-3 CEP 平台位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场、深水金线鱼产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《文昌油田群溢油应急预案》（2025 年版）并取得备案，本项目投产前，将对已制定的应急预案进行修订，将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑，并将修改后的溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照修编后的溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将修订现有溢油应急预案，并将本项目纳入其中统筹考虑，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。根据应急响应时间分析，如果 WC9-2/9-3 CEP 平台附近海底管道处发生溢油，建设单



位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 2.1h 内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于本项目位于蓝圆鲹粤西外海区产卵场、深水金线鱼产卵场内，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，文昌 10-3 气田 II 期开发项目发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并重新备案，本项目所在油田已在新建 WC10-3 WHPA 平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.5.2 地质性溢油和浅层气风险分析

文昌 10-3 气田所在的珠三坳陷地层发育较齐全，主要储层位于珠海组一段、珠海组二段，以及珠海组三段，属“下生上储”组合类型。盆地内已证实珠海组一段泥岩和珠江组一段下部的泥岩盖层，厚度较大、分布稳定，封闭能力强，构成良好盖层。文昌 10-3 气田区域内不发育直通海底的通天断层。设计井轨迹距离 F32 断层最近距离约 50m，在以往实施及开发过程中未发生过溢油现象。因此由断层引发的地质溢油风险较小。综上所述，在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

文昌 10-3 气田为正常压力系统，采用天然能量开发，无注水、注气，开发过程属于降压的过程，溢油风险小。文昌 10-3 气田在浅层（海拔-1000m 以上）没有发育浅层气藏，各探井、开发井均未钻遇，地震剖面上无浅层气异常特征。综合分析本项目现有已钻井资料、地震资料和区域类比资料认为，研究区无明显存在浅层气异常区域。综上所述，本工程浅层气风险是可控的。

13.6 清洁生产与总量控制

13.6.1 清洁生产分析结论

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，本项目钻井作



业的清洁生产综合评价指数为 93.76，达清洁生产先进水平；采油作业的清洁生产综合评价指数为 94，达清洁生产先进水平。

13.6.2 总量控制建议

本项目投产后，WC9-7 DPP 平台含油生产水的最大年排放量为 $XXXXm^3/a$ ，石油类最大排放量为 $XXXXt/a$ ，均超过已批复总量。生产水和石油类排放总量控制指标需新增 $XXXXm^3/a$ 和 $XXXXt/a$ 。因此，本项目投产后，建议 WC9-7 DPP 平台生产水总量控制指标为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$)，石油类总量控制指标为 $XXXXt/a$ 。新建 WC10-3 WHPA 平台产生的生活污水量为 $XXXXm^3/a$ ($XXXXm^3/d$)，经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海 ($COD \leq 500mg/L$)。因此，建议新建 WC10-3 WHPA 平台生活污水的总量控制指标为 $XXXXm^3/a$ ，COD 排放总量为 $XXXXt/a$ 。

13.7 环境保护对策措施

13.7.1 建设阶段

本项目采用模块钻机进行钻完井作业；在钻井过程中优先采用水基钻井液，部分井段采用合成基钻井液。平台设有钻井液循环处理系统，分离出的钻井液循环使用，符合排放标准的钻井液/钻屑经检测达标后海面 60m 以下排放；不达标的钻井液/钻屑和合成基钻井液运回陆地交由有资质单位处理。钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009) 标准中二级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 三级排放标准 (含油量 $\leq 8\%$ ，重晶石中最大值： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$) 的要求。

本项目新建海底管道计划采用铺管船铺设，放置于海底；新建海底电缆计划采用铺缆船铺设，后挖沟，埋深 1.5m；海底电缆挖沟施工作业避开蓝圆鲹和深水金线鱼等主要经济鱼类的产卵盛期 (4 至 6 月)。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发[2018]168 号) 相关要求。建设阶段产生的生产垃圾全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

13.7.2 生产阶段

本项目 WC10-3 WHPA 平台不设生产水处理设施，依托 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 生产水处理系统处理。WC9-7 DPP 平台生产水采用“水力旋流器+立式旋流气浮”的两级处理方式；HYSY116 FPSO 生产水处理流程分两个系列（并联）：系列一为“生产水舱+水力旋流器+一级气浮装置+二级气浮装置+脱气罐”，系列二为“一级气浮装置+二级气浮装置”。生产水在 WC9-7 DPP 平台和 HYSY116 FPSO 经处理后满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级海域标准（石油类 $\leq 45\text{mg/L}$ ）后排海。

本项目新建 WC10-3 WHPA 平台设生活楼，生活污水采用电解式生活污水处理装置处理后满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级海域标准（COD $\leq 500\text{mg/L}$ ）后排海；生活垃圾中的食品废弃物粉碎至颗粒直径 $< 25\text{mm}$ 后排放，除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾收集后集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

13.7.3 海洋生态保护措施

建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

（1）在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

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

（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，应事先征得相关主管部门同意。

（4）建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.8 评价结论

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策的要求；符合《海南省国土空



间规划（2021—2035 年）》《全国海洋主体功能区规划》《全国海洋功能区划》（2011~2020 年）和《海南省海洋功能区划（2011-2020 年）》要求，与海南省“三区三线”中的海洋生态保护红线和《关于海南省“三线一单”生态环境分区管控的实施意见》要求相协调。

文昌 10-3 气田 II 期开发项目设计方案中较为充分考虑了油田开发项目可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。评价认为，在建设单位落实各项环境保护措施、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。