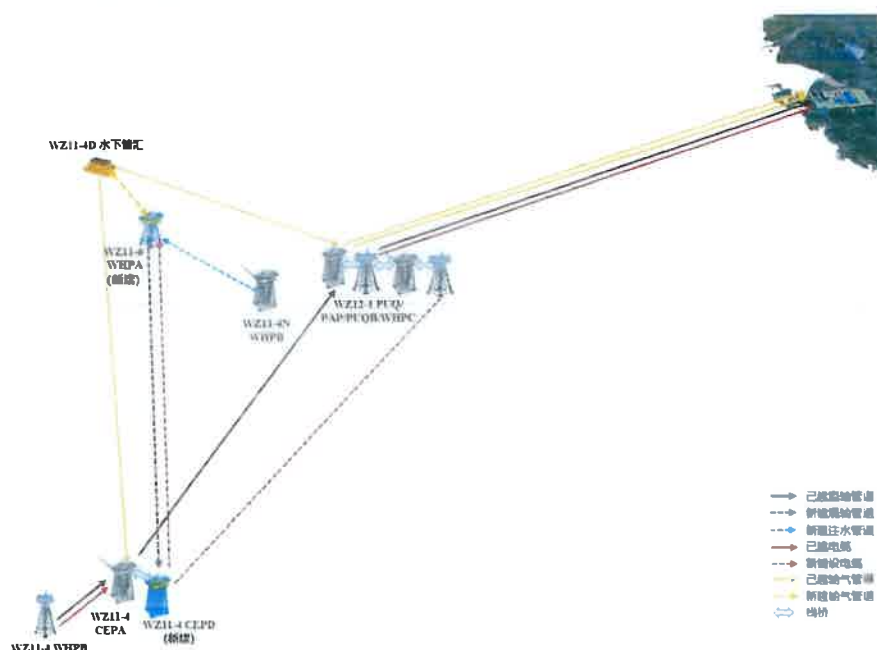


涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发 /涠洲 11-4 油田综合调整联合项目 环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司



中海油研究总院有限责任公司

北京

二〇二四年五月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	bb19d1		
建设项目名称	涠洲11-6油田开发/涠洲10-3油田7井区二次开发/涠洲11-4油田综合调整联合项目		
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）	周心怀		
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
崔艺潇	概述、总论、工程概况与工程分析、环境影响评价结论及建议	BH018747	崔艺潇
张国华	清洁生产分析与总量控制、环境保护对策措施及其合理性分析	BH005228	张国华
刘在科	工程区域环境概况	BH023441	刘在科
蔡迎雪	工程区域环境概况、环境管理与监测计划	BH051361	蔡迎雪

蔡明君	环境质量现状调查与评价、环境影响 回顾性分析	BH051360	蔡明君
熊乐航	环境影响预测与评价、环境经济损益 分析	BH008519	熊乐航
马知遥	环境风险分析与评价	BH036766	马知遥



目 录

1	概述	1
1.1	工程项目特点	1
1.2	环境影响评价工作过程	2
1.3	关注的主要环境问题	3
1.4	主要评价结论	3
2	总论	5
2.1	评价依据	5
2.2	评价标准	7
2.3	环境敏感目标与环境保护目标	10
2.4	环境保护目标	10
2.5	评价内容	10
2.6	评价重点	10
2.7	评价工作等级	11
2.8	评价范围	12
3	工程概况与工程分析	14
3.1	建设项目基本情况	14
3.2	工程开发方案概述	18
3.3	新建工程项目组成	20
3.4	已建设施改造与校核	27
3.5	施工和建设方案	33
3.6	生产工艺流程	38
3.7	产污环节分析	41
3.8	污染源强核算	43
3.9	环境影响评价因子筛选	52
4	工程区域环境概况	54
4.1	区域自然环境概况	54
4.2	环境功能区划及相关规划符合性	61
4.3	工程周围环境敏感目标分布	70
5	环境质量现状调查与评价	72



5.1 海洋环境现状调查概况	72
5.2 海水水质现状调查与评价	81
5.3 沉积物质量现状调查与评价	85
5.4 海洋生物生态和生物质量现状调查与评价	88
5.5 海洋渔业资源和渔业生产现状调查与评价	106
6 环境影响回顾性分析	121
6.1 现有工程回顾	122
6.2 相关环评批复及落实情况	124
6.3 环境保护设施运行情况	127
6.4 溢油事故回顾	131
6.5 海洋环境质量回顾	132
6.6 环境影响回顾分析结论	143
7 环境影响预测与评价	144
7.1 海洋环境影响预测	144
7.2 海水水质环境影响评价	158
7.3 海洋沉积物环境影响评价	160
7.4 海洋生态环境影响评价	160
7.5 海洋生物资源损失评估	162
7.6 环境敏感目标影响分析	167
7.7 通航安全影响分析	168
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	170
7.9 工程对水文动力的影响分析	171
8. 环境风险分析与评价	172
8.1 风险评价概述	172
8.2 风险调查	173
8.3 风险识别	177
8.4 风险事故情形分析	180
8.5 地质性溢油及浅层气风险分析及防范措施	186
8.6 溢油风险后果分析	191
8.7 环境风险防范措施及应急处置措施	198



8.8 评价结论与建议	216
9. 清洁生产分析与总量控制	217
9.1 清洁生产分析	217
9.2 污染物排放总量控制	225
10. 环境保护对策措施及其合理性分析	227
10.1 建设阶段环境保护对策措施	227
10.2 生产阶段环境保护对策措施	230
10.3 海洋生态保护对策	237
10.4 环境保护对策措施一览表	241
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	243
11 环境经济损益分析	244
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	244
11.2 环境保护的经济损益分析	245
12 环境管理与监测计划	248
12.1 环境管理	248
12.2 环境监测计划	252
13 环境影响评价结论及建议	255
13.1 项目概况	255
13.2 规划符合性分析	257
13.3 项目环境影响评估	257
13.4 清洁生产与总量控制	264
13.5 环境保护对策措施	265
13.6 环境风险	267
13.7 评价结论	268



1 概述

1.1 工程项目特点

为加快海上油气开发需要,实现增储上产目标,中海石油(中国)有限公司湛江分公司拟对涠洲 11-6 油田和涠洲 10-3 油田 7 井区进行开发,对涠洲 11-4 油田进行综合调整开发。

涠洲 11-6 油田、涠洲 10-3 油田 7 井区及涠洲 11-4 油田均位于南海北部湾盆地涠洲岛西南方向海域,涠洲 11-6 油田和涠洲 10-3 油田 7 井区距涠洲岛约 XXX,距已建涠洲 11-4 油田约 XXX,距已建涠洲 11-4 北油田约 XXX,油田范围内水深约 XXX。涠洲 11-4 油田距涠洲 12-1 综合处理平台 XXX,距涠洲岛 XXX,油田所在海域水深约 XXX。涠洲 11-4 油田投产时间 1993 年 9 月,现役平台 2 座,为 WZ11-4 CEPA 平台(原 WZ11-4 WHPA 平台)和 WZ11-4 WHPB 平台。

本项目新建 2 座平台,新铺设 3 条海底管道和 2 条海底电缆。包括:

- 1 座无人井口平台(WZ11-6 WHPA);
- 1 座中心处理平台(WZ11-4 CEPD),与已建 WZ11-4 CEPA 平台栈桥相连;
- WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管(XXX);
- WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管(XXX);
- WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道(XXX);
- WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆(XXX);
- WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆(XXX)。

同时,对已建 WZ11-4 CEPA 平台 5 口生产井进行提液,对 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理系统进行升级改造,并对已建平台 WZ11-4N WHPB、WZ11-4 CEPA、WZ12-1 WHPC 和 WZ12-1PUQ 平台进行适应性改造。

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台物流通过新建混输海管输往新建 WZ11-4 CEPD 平台进行处理。当生产物流中气量大于 WZ11-4 CEPA 和 WZ11-4 CEPD 平台的电站所需燃料气量时,WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入生产分离器,部分气通过新建输气海管输送至 WZ11-4D WHPA 水下管汇,其余生产物流通过新建混输海管输送至 WZ11-4 CEPD 平台。当生产物流中气量小于 WZ11-4 CEPA 和 WZ11-4 CEPD 平台的电站所需燃料气量时,WZ11-6 WHPA 平台全部生产物



流与来自 WZ11-4D WHPA 水下管汇的天然气混合后通过新建混输海管输送至 WZ11-4 CEPD 平台。WZ11-6 WHPA 平台的注水水源通过新建注水海管取用已建 WZ11-4N WHPB 平台的纳滤水。WZ11-6 WHPA 平台不设置主电源，通过新建海底电缆由 WZ11-4 CEPD 平台提供。

新建 WZ11-4 CEPD 平台接收来自 WZ11-6 WHPA 平台物流，与 WZ11-4 CEPD 平台所产物流一起在该平台进行油气水处理，油处理成含水 5%后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台，与其他平台处理合格的原油混合后，通过已建海管输送至涠洲终端；伴生气在 WZ11-4 CEPD 平台用作电站燃料气；分离出的生产水处理达标后在 WZ11-4 CEPD 平台回注。WZ11-4 CEPD 平台设置两台透平发电机组，并铺设一根 WZ11-4 CEPD 与 WZ12-1 WHPC 间的海底电缆，以达到区域电站互备，实现涠西南油田群电网的互联互通。

本项目计划于 2025 年投产，高峰年产油量约 XXXm^3 ，高峰年产气量约 XXXm^3 ，工程投资约 XXX 亿元人民币。

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，由中海油研究总院有限责任公司承担并完成涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目的环境影响评价工作。

环评单位接到项目的环评任务委托 7 个工作日内，通过“北海新闻网”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。

通过对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目设计文件分析、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，并对本项目功能区划及相关规划符合性进行了分析。

本项目委托国家海洋局南海环境监测中心于 2022 年 4 月和 9 月围绕涠洲 11-6 油田/涠洲 10-3 油田/涠洲 11-4 油田及周边海域开展了海洋环境质量现状调查与评价工作，委托广东海洋大学于 2023 年 4 月和 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环境现状调查与



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、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，并编制了《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》。根据各专题研究结果，完成《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目环境影响报告书》的编制。

根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果，评价单位对项目产生的环境影响的范围和程度进行预测，并根据预测结果形成了针对本项目的环境保护对策措施、环境管理与监测、环境经济损益分析、产业政策规划符合性分析等内容；并完成《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合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工程所在海域附近的国家级水产种质资源保护区和经济鱼类产卵场。本项目新建平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建管缆穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 XXX；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 XXX，距广西壮族自治区“三区三线”中的海洋生态保护红线最近约 XXX，距其它环境敏感目标的距离在 XXX 以上。

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，海底管缆挖沟埋设时掀起的悬浮物，以及生产阶段生活污水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《全国海洋主体功能区规划》，与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》、广西壮族自治区“三区三线”中的生



态保护红线和《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》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，采用先进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，海底管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。穿越北部湾二长棘鲷国家级水产种质资源保护区核心区的海底管道/电缆挖沟作业将避开保护区核心保护期（1月15日至3月1日），以降低和缓解对海洋生物的影响程度。生产阶段产生的生产水经 WZ11-4 CEPD 平台处理达标后回注，其中 2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，超出部分（XXX）通过栈桥输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理，处理达标后排放，本项目投产后 WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量不超原环评批复总量 XXX。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，需采取确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、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，2014.04.24 修订）
- 中华人民共和国海洋环境保护法（全国人大常委会，2023.10.24 修订）
- 中华人民共和国环境影响评价法（全国人大常委会，2018.12.29 修正）
- 中华人民共和国渔业法（全国人大常委会，2013.12.28 修正）
- 中华人民共和国水污染防治法（全国人大常委会，2017.06.27 修正）
- 中华人民共和国大气污染防治法（全国人大常委会，2018.10.26 修订）
- 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（全国人大常委会，2020.04.29 修订）
- 中华人民共和国清洁生产促进法（全国人大常委会，2012.02.29 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（全国人大常委会，2021.04.29 修订）
- 中华人民共和国节约能源法（全国人大常委会，2018.10.26 修正）
- 中华人民共和国石油天然气管道保护法（全国人大常委会，2010.10.01 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，2017.07.16 修订）
- 防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 中国水生生物资源养护行动纲要（国务院，2006.02.14）
- 中华人民共和国自然保护区条例（国务院，2017.10.07 修订）
- 中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例（国务院，1983.12.29）
- 中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法（国土资源部，2016.01.05 修正）



- 铺设海底电缆管道管理规定（国务院，1989.02.11）
- 海底电缆管道保护规定（国土资源部，2004.01.09 颁布）
- 铺设海底电缆管道管理规定实施办法（国家海洋局，1992.08.26）
- 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）（生态环境部，2021.01.01 施行）
- 环境影响评价公众参与办法（生态环境部，2018.07.16）
- 国家危险废物名录（2021 年版）（生态环境部，2021.01.01 施行）
- 产业结构调整指导目录（2024 年本）（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知（环境保护部，2012.7.3）
- 海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案（生态环境部，2022.05.10）
- 海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定（国家海洋局，2015.11.23 修改）
- 海洋工程环境影响评价管理规定（国家海洋局，2017.04.27）
- 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，2017.05.23 施行）
- 船舶大气污染物排放控制区实施方案（交通运输部，2018.11.30）
- 中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定（交通运输部，2021.9.1 起施行）
- 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知（生态环境部，2019.12.13）
- 水产种质资源保护区管理暂行办法(2016 年修正本)(农业部，2016.05.30)
- 自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知（自然资源部，2023.06.13）
- 自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）（自然资源部，2022.08.16）
- 自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函（自然资源部办公厅，2022.10.14）

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）
- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）



- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2020 年）

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
- “十四五”海洋生态环境保护规划
- “十四五”现代能源体系规划
- 广西壮族自治区海洋主体功能区规划（2018.04）
- 广西壮族自治区“三区三线”中的海洋生态保护红线（2022.10）
- 广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单(试行)(桂环规范〔2021〕6 号)
- 广西壮族自治区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（桂政发〔2021〕11 号）
- 广西壮族自治区海洋生态环境保护高质量发展“十四五”规划（桂政发〔2022〕3 号）
- 广西能源发展“十四五”规划（桂政办发〔2022〕59 号）
- 广西壮族自治区海洋环境保护规划（2016-2025 年）
- 广西壮族自治区国土空间生态修复规划（2021-2035 年）

2.1.5 基础资料

- 涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目环境影响评价任务委托书
- 涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目可行性研究深化报告（2023.11）

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目位于“三区三线”中生态保护红线之外，新建海底管缆部分穿越国



家级水产种质资源保护区，环境质量标准将执行所在海域的相应标准，具体见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的环境质量标准

项目	采用标准	标准等级	适用对象
海水水质	海水水质标准 (GB 3097-1997)	执行所在 海域的 相应标准	海水水质评价
沉积物	海洋沉积物质量 (GB 18668-2002)		海洋沉积物质量评价
	海洋生物质量 (GB 18421-2001)		海洋生物质量评价 (贝类)
海洋生物	《全国海岸带和海涂资源综合调查 简明规程》	-	海洋生物质量评价 (软体类、 甲壳类和鱼类的重金属生物 质量评价, 砷和铬除外)
	《第二次全国海洋污染基线调查技 术规程》 (第二分册)	-	海洋生物质量评价 (软体类和 鱼类的石油烃生物质量评价)

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海北部湾海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，工程所在海域属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009)，工程所在海区属于一级海区。本项目在建设和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放标准见表 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
钻井液/ 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)	一级	生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$	钻井阶段排放的 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)	一级	禁止排放含油量 $>1\%$ 的 含油钻屑和钻井液； 重晶石中最大值： $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$, $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$	
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)	一级	$\geq 100000\text{mg/L}$	生产水排放
	海洋石油勘探开发污染物 排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ (月均) 石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (一次容许值)	
	碎屑岩油藏注水水质 指标技术要求及分析方法 (SY/T5329-2022)	-	石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (注入层平均空气渗透率 为 $>0.5 \sim \leq 2.0\mu\text{m}^2$)	生产水回注
生活污水	海洋石油勘探开发污染物	一级	$\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$	海上施工阶段/



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
	排放浓度限值 (GB4914-2008)			生活污水的处置
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物 排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上施工及生产 阶段生产垃圾的 处置
生活垃圾				海上施工及生产 阶段生活垃圾的 处置
船舶 含油污水	《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)、 《国内航行海船法定检验 技术规则(2022年)》	-	含油量≤15mg/L	建设阶段船舶含 油污水排放
船舶 生活污水		/	BOD ₅ ≤50mg/L SS≤150mg/L 耐热大肠菌群数≤2500 个/L	2012 年 1 月 1 日 前安装(含更换) 生活污水处理装 置的建设阶段船 舶距岸 3 海里以 内(含)生活污水 排放
		/	BOD ₅ ≤25mg/L SS≤35mg/L 耐热大肠菌群数≤1000 个/L COD _{Cr} ≤125mg/L PH:6~8.5 总氯(总余氯) 0.5 mg/L	2012 年 1 月 1 日 及以后安装(含 更换)生活污水 处理装置的建设 阶段船舶距岸 3 海里以内(含)生 活污水排放
		/	使用设备打碎固形物和消毒后排放; 船速不低于 4 节,且生活污水排放速 率不超过相应船速下的最大允许排放 速率	3 海里<距岸最 近距离≤12 海里 的海域内建设阶 段船舶生活污水 排放
		/	船速不低于 4 节,且生活污水排放速 率不超过相应船速下的最大允许排放 速率	距岸最近距 离>12 海里海域 的建设阶段船舶 生活污水排放
船舶垃圾		/	食品废弃物,在距最近陆地 3 海里以 内(含)的海域,应收集运回陆地处 理;在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含)的海域,粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放;在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。其他固体废 弃物收集排入接受设施。	建设阶段船舶产 生的船舶垃圾
船舶大气 污染物	《船舶大气污染物排放控制 区实施方案(交海发 [2018]168 号)》的要求	/	船舶所使用的燃料油和大气污染物的 排放应满足《船舶大气污染物排放控 制区实施方案(交海发[2018]168 号)》 的要求,其中海船进入排放控制区应 使用硫含量不大于 0.5% _{m/m} 的船用	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



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			燃油	

2.3 环境敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

本项目位于中国南海北部湾海域，评价范围内的保护目标为油田所在海域的国家级水产种质资源保护区及经济鱼类产卵场。

本项目新建平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建管缆穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 XXX；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 XXX，距广西壮族自治区“三区三线”中的海洋生态保护红线最近约 XXX，距其它环境敏感目标的距离在 XXX 以上。正常生产作业对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和产卵场产生一定影响，不会对其他敏感目标造成不利影响，但需作为溢油风险评价关注对象。

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

2.4 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、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区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、海洋渔业资源、海洋生态环境等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第八篇 环境风险分析与评价”中内容。

2.5 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、悬浮物等）对海水水质、沉积物和海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和渔业资源的影响评价。

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、钻屑及海底管缆挖沟铺设掀起的悬浮物对工程周围海水水质、底质和海洋生态环境的影响范围及程度；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 油气泄漏事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故风险分析、防范对策及应急措施可行性分析。

2.7 评价工作等级

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014），海洋工程建设项目的环评评价内容，依照建设项目的具体类型及其对海洋环境可能产生的影响确定，见表 2.7-1。

表 2.7-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

建设项目类型和 内容	环境影响评价内容						
	海水水质 环境	海洋沉积物 环境	海洋生态和 生物资源环境	海洋地形地貌 与冲淤环境	海洋水文 动力环境	环境 风险	其他评价 内容
海洋油（气）开发 及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

备注：★为必选环境影响评价内容；☆为依据建设项目具体情况可选环境影响评价内容。

由表 2.7-1 可见，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油（气）开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于本项目新建平台为导管架结构，导管架桩腿间距较大，透水性良好，对水文动力、地形地貌与冲淤环境影响轻微；新铺设海底管缆挖沟埋设，不改变海床的自然性状，不会对工程所在海域产生冲刷、淤积的情况，且对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响甚微。因此，本次评价将对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

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

本项目投产后，最大年产油当量约 XXX，涠洲 11-6 油田和涠洲 11-4 原油密度分别按 XXX 计算），最大生产水产生量为 XXX，生产水经处理达标后回注。根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）中对评价工



作等级的判据，本项目应编制环境影响报告书。

本项目新建平台位于经济鱼类产卵场内，新建海底管缆部分穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和经济鱼类产卵场，属于导则中规定的“生态环境敏感区”。参照《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014），确定本项目水质、生态和生物资源环境评价等级为 1 级，沉积物环境评价等级为 2 级，见表 2.7-2。

表 2.7-2 海洋工程环境影响评价等级

工程类型	工程规模	工程所在海域和生态环境类型	单项海洋环境影响评价等级		
			水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋油（气）开发及其附属工程等工程	污水每天排放（10000~5000m ³ ）或年产油量（100~50）万 t	生态环境敏感区	1	2	1

鉴于本项目在建设、生产过程中存在潜在的溢油事故环境风险，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），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 环境风险分析与评价”中内容。

2.8 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）的要求，评价范围需根据工程特点、所在海域环境特征及周边海洋环境敏感目标分布等确定，覆盖工程建设可能影响到的全部海域。

根据本项目各环境要素评价等级，并结合工程排污情况以及新建设施所在位置，确定以新建和依托设施周围 60km×45km 的矩形区域为本项目的环境影响评价范围，评价范围外延距离本项目新建设施和依托设施约 15km，评价面积约为 2700km²。

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 2.8-1。

表 2.8-1 评价范围四至坐标

拐点	经度（E）	纬度（N）
A		
B		
C		
D		



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

建设项目名称为涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司湛江分公司。本项目依托现有设施开发，计划新建 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA）和 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD），新建 3 条海底管道和 2 条海底电缆，属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.2 地理位置

本工程位于南海北部湾海域，距涠洲岛最近约 XXX。涠洲 11-6 油田水深 XXX，涠洲 11-4 油田水深 XXX。本项目地理位置见图 3.1-1。

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 2 座平台，新铺设 3 条海底管道和 2 条海底电缆。包括：

- 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA）；
- 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD），与已建 WZ11-4 CEPA 平台栈桥相连；
- WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管（XXX）；
- WZ11-6 WHPA 平台至已建 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管（XXX）；
- 已建 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道（XXX）；
- WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆（XXX）；
- WZ11-4 CEPD 平台至已建 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆（XXX）。

同时，对已建 WZ11-4 CEPA 平台 5 口生产井进行提液，对 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理系统进行升级改造，并对已建平台 WZ11-4N WHPB、WZ11-4 CEPA、WZ12-1 WHPC 和 WZ12-1PUQ 平台进行适应性改造。

本项目投产后预计最大年产油量为 XXX（2026 年），最大年产气量为 XXX（2028 年），最大年产水量 XXX（2031 年），生产水达标回注。本项目工程投资约 18.7 亿元人民币，基础数据见表 3.1-1。



表 3.1-1 本项目基础数据

项目		涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目	
产量	最大年产油量		
	最大年产气量		
	最大年产水量		
生产平台/设施		WZ11-6 WHPA 平台	WZ11-4 CEPD 平台
开发方式		注水开发（压裂井采用压裂+注水开发）	天然能量开发
开采方式		人工举升	人工举升
井数			
设施设计年限		20 年	40 年
预计投产时间		2025 年 11 月	2025 年 10 月
工程投资			

3.1.4 生产物流特性

涠洲 11-6 油田原油物性见表 3.1-2，天然气组分见表 3.1-3，涠洲 11-4 油田原油物性见表 3.1-4，天然气组分参考 WZ11-4 CEPA 平台现场化验组分，见表 3.1-5。

表 3.1-2 涠洲 11-6 油田油品物性

井号	层位	取样深度	样品类型	20℃密度	50℃动力粘度	含硫	沥青质	硅胶质	含蜡	含水	倾点	测井解释结论	井区
		m		t/m³	mPa·s	%	%	%	%	%	℃		
WY-5													
WY-5													
WZ11-6-2													

表 3.1-3 涠洲 11-6 油田天然气组分（mol%）

井号	油组	天然气组分（%）											
		H ₂ S	N ₂	CO ₂	C ₁	C ₂	C ₃	NC ₄	IC ₄	NC ₅	IC ₅	C ₆	C ₇
WZ10-3-2													
WZ10-3-7													

表 3.1-4 涠洲 11-4 油田油品物性

密度 g/cm ³	20℃	
	50℃	
粘度（50℃）mm ² /s		
粘度（20℃）mm ² /s		



析蜡点, °C	
凝点, °C	
倾点, °C	
闪点, °C	闭口
残炭, %	
灰分, %	
含蜡量, %	
含盐量, ppmNaCl	
酸值	
硫含量%	
机械杂质, %	
相对分子质量	
沥青质, %	
胶质, %	
原油比热, kJ/(kg·°C)	
低热值, MJ/kg	

表 3.1-5 涠洲 11-4 油田天然气组分 (mol%)

平台	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6+	N ₂	CO ₂	H ₂ S, mg/m ³
WZ11-4 CEPA											

3.1.5 生产预测数据

WZ11-6 WHPA 平台生产预测数据见表 3.1-6, 涠洲 11-4 油田综合调整后增量生产预测数据见表 3.1-7。

表 3.1-6 WZ11-6 WHPA 平台生产预测

日期	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
年份	m ³ /d			m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a			10 ⁴ m ³ /a
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								



2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								

表 3.1-7 涠洲 11-4 油田综合调整后增量预测

日期	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
年份	m ³ /d			10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a			10 ⁸ m ³ /a
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								

表 3.1-7 本项目生产预测总量

年份	日均产量				年产量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								



2037								
2038								
2039								
2040								

3.2 工程开发方案概述

本项目依托涠洲油田群现有设施进行开发，计划新建 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA）和 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD），新铺设 3 条海底管道和 2 条海底电缆，同时，对已建 WZ11-4 CEPA 平台 5 口生产井进行提液，并对已建平台 WZ11-4N WHPB、WZ11-4 CEPA、WZ12-1 WHPC 和 WZ12-1PUQ 平台进行适应性改造。

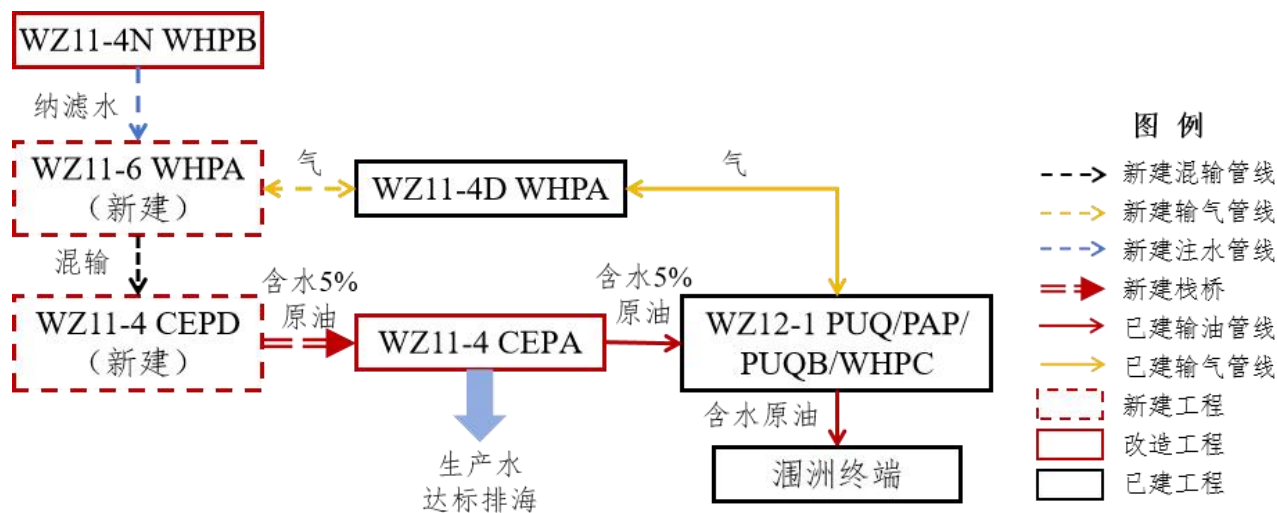
新建 WZ11-6 WHPA 平台物流输往新建 WZ11-4 CEPD 平台进行处理。当本项目生产物流中气量大于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入生产分离器，部分气输送至 WZ11-4D WHPA 水下管汇，其余生产物流输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台。当本项目产气量小于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台全部生产物流与来自 WZ11-4D WHPA 水下管汇的天然气混合后通过新建混输海管输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台。WZ11-6 WHPA 平台的注水水源通过新建注水海管取用已建 WZ11-4N WHPB 平台的纳滤水。WZ11-6 WHPA 平台不设置主电源，通过新建海底电缆由 WZ11-4 CEPD 平台提供。

新建 WZ11-4 CEPD 平台接收来自 WZ11-6 WHPA 平台物流，与本平台所产物流一起在 WZ11-4 CEPD 平台进行油气水处理，油处理成含水 5%后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台，与其他平台处理合格的原油混合后，通过已建海管输送至涠洲终端；伴生气在 WZ11-4 CEPD 平台用作电站燃料气；分离出的生产水处理达标后在新建 WZ11-4 CEPD 平台回注，其中 2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，超出部分（最大约 XXX）通过栈桥输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理，处理达标后排放，本项目投产后 WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量不超原环评批复总量 XXX。WZ11-4 CEPD 平台设置两台透平发电机组，为本平台及新建 WZ11-6 WHPA 平台供电，并铺设一根 WZ11-4 CEPD 与 WZ12-1 WHPC 间的海底电缆，以达到区域电站互备，实现涠西南油田群电网的互联互通。



本项目总体开发方案见图 3.2-1,物流走向见图 3.2-2。

图 3.2-1 本项目总体开发方案示意图





3.3 新建工程项目组成

本项目新建 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA）和 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD），新铺设 3 条海底管道和 2 条海底电缆。本项目新建工程组成情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目新建工程组成

工程组成	设施及规模			
平台	WZ11-6 WHPA 平台是一座 4 腿无人井口平台，设有两层甲板，24 个井槽（其中 4 个单筒双井），先期钻 8 口采油井、4 口注水井，预留 16 口井。平台设有井口生产计量装置、注水系统、开/闭排系统、电气房间、气液分离器等设备。			
	WZ11-4 CEPD 平台是一座 8 腿中心处理平台，设有四层甲板，28 个井槽，先期钻 20 口采油井，3 口注水井，预留 5 口井。平台上设有原油处理、燃料气处理、水处理设施、电站、注水设施、开闭排及公用系统等设备。			
海底管道	名称	数量	管径(″)	管长(km)
	WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管	1		
	WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	1		
	WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道	1		
海底电缆	WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆	1		
	WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆	1		

3.3.1 WZ11-6 WHPA 平台

WZ11-6 WHPA 是一座 4 腿导管架井口平台。平台工作点间距为 20m×20m，共设 24 个井槽，四角 4 个井槽为单筒双井。平台分为上层甲板和下层甲板。平台上设有注水系统、井口生产计量装置、开/闭排系统、电气房间、气液分离器、压裂井开发预留配套区域等。WZ11-6 WHPA 平台不设电站，由 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 平台新建电缆供电。

3.3.1.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 48.5m×32.4m，标高为 EL.(+)25.5 m。

上层甲板 1 轴西侧布置有海水预热加热器、外输冷却器，井口区东侧布置有注水管汇、柴油储罐、预留公用淡水系统区域及两层压裂井配套 ESP 控制间和变压器间。打包式厕所位于甲板东南侧。

上层甲板井口区西侧预留区域 18.5m×5m、南侧预留区域 10.5m×10m、东侧预留区域 25m×21m 作为压裂井开发预留配套区域，用于在压裂作业施工期布置压裂返排液处理装置等设备，同时考虑预留 10 人生活楼及直升机甲板区域。

在甲板北侧布置有一台电动吊机，吊机能力为 10t@15m/ 5t@22m；南侧布置有一台电动吊机，吊机能力为 30t@20m/ 8t@43m。



在甲板西南角布置有火炬臂。

3.3.1.2 下层甲板

下层甲板尺寸为 $42\text{m} \times 32.2\text{m}$ ，标高为 $\text{EL.}(+)17.5\text{m}$ 。

下层甲板 2 轴以西 8.5m 处设置一道 H60 防火防爆墙，将危险区与非危险区分隔开来。防火墙西侧为危险区，主要布置了清管球收/发球筒、采油树、闭排兼火炬系统、开排系统、多路阀、多相流量计。防火墙东侧为安全区，布置有电动消防泵、海水系统、应急柴油发电机及其柴油日用罐撬；预留生活污水处理装置区域；2 轴东侧布置有两层房间，一层布置主开关间、应急开关间、高压开关间、主变压器间；二层（ $\text{EL.}(+)21.5\text{m}$ ）布置 ESP 变压器间、ESP 控制间、FM200 间、电池间及中控设备间。

3.3.2 WZ11-4 CEPD 平台

WZ11-4 CEPD 平台是一座 8 腿导管架中心平台，与已建 WZ11-4 CEPA 平台栈桥接连，导管架工作点间距为 $20\text{m} \times (16\text{m} + 16\text{m} + 16\text{m})$ 。共设有四层甲板，分别是上层、中层、下层和工作甲板。平台上设有原油处理、燃料气处理、水处理设施、电站、注水设施、开闭排及公用系统。

3.3.2.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 $77\text{m} \times 32.5\text{m}$ ，标高 $\text{EL.}(+)39.5\text{m}$ 。

上层甲板主要布置液压修井机、透平发电机、伴生气压缩机、电气楼等设施。液压修井机及修井配套设施布置在上层甲板西侧，修井机东侧布置两台伴生气压缩机撬。上层甲板东侧布置三层电气楼，电气楼西侧设有 H60 防火墙，一层房间为现场办公区，二层电气房间布置主开关间，三层电气房间布置变频器间、主变压器间。一层办公区东侧设有一台救生艇。两台燃气透平发电机组位于电气楼西侧，火炬臂位于上层甲板的西侧 A 轴处。

电气楼顶部设有直升机甲板，直升机甲板降落环直径为 21m ，可满足大型直升机西科斯基 S92 的起降要求。直升机甲板标高为 $\text{EL.}(+)58.5\text{m}$ 。

甲板南北两侧各设 1 台吊机用来吊卸货物，北侧电动吊机最大吊重能力为 $15\text{t}@20\text{m} \& 5\text{t}@35\text{m}$ ；南侧柴油吊机最大吊重能力为 $25\text{t}@20\text{m} \& 5\text{t}@35\text{m}$ 。

3.3.2.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 $69.5\text{m} \times 32.5\text{m}$ ，标高 $\text{EL.}(+)30.5\text{m}$ 。

中层甲板主要布置油气生产设施和工作间，在 3 轴处布置有 H60 墙，将危



险区和非危险区隔开。中层甲板主要布置了生产分离器、高效聚结脱气除油罐、化学药剂注入撬、双介质过滤器等，4 轴东西两侧布置二层工作间，一层房间布置有机修间、电潜泵控制间、储藏间、实验室、应急开关间、应急发电机间等；二层房间标高为 EL.(+)35m，布置有中控室、中控设备间、高压开关间、变压器间等。

3.3.2.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 60m×32.5m，标高 EL.(+)22.5m。

下层甲板主要布置井口采油树、油气生产设施和公用设施。西北侧设有 78m 栈桥与在役平台 WZ11-4 CEPA 相连。3 轴处布置有 H60 墙，将危险区和非危险区隔开。H60 墙西侧为危险区，布置含油气设施，主要布置了水处理设施（预留）、火炬分液罐、段塞流捕集器、伴生气压缩机撬、多相流量计、污水罐、双介质过滤器等。H60 墙东侧是非危险区，布置了注水缓冲罐、饮用淡水罐、反冲洗水泵、海水系统、2 台电动消防泵、柴油消防泵等。

3.3.2.4 工作甲板

上部模块东、西两块分别设有工作甲板，标高均为 EL.(+)17.5m。西块工作甲板尺寸为 26.5m×30m，东块尺寸为 16m×22m。

工作甲板布置的设施主要有清管球收球器、开排系统、闭排系统、污油罐、污油泵、外输泵和注水泵等。



图 3.3-1 WZ11-6 WHPA 平台上层甲板布置图

图 3.3-2 WZ11-6 WHPA 平台下层甲板布置图



图 3.3-3 WZ11-6 WHPA 平台立面图



图 3.3-4 WZ11-4 CEPD 平台上层甲板布置图

图 3.3-5 WZ11-4 CEPD 平台中层甲板布置图

图 3.3-6 WZ11-4 CEPD 平台下层甲板布置图

图 3.3-7 WZ11-4 CEPD 平台工作甲板布置图



图 3.3-8 WZ11-4 CEPD 平台立面图

3.3.3 平台防腐

平台全浸区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,牺牲阳极考虑 3 年的设计年限。

3.3.4 海底管道

本项目计划铺设 3 条海底管道,长度和管径等参数见表 3.3-2。新建海底混输管道采用双层保温结构型式,管道截面示意图见图 3.3-9。新建海底注水管道采用不保温挠性管结构型式,管道截面示意图见图 3.3-10。新建海底输气管道采用单层不保温管结构型式,管道截面示意图见图 3.3-11。

新建混输海管和输气海管采用“碳钢+缓蚀剂”的内防腐方案,正常生产期间连续注入缓蚀剂、定期注入杀菌剂;WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 注水海管采用挠性管,满足防腐要求。

表 3.3-2 海管设计参数

海底管道	管长 (km)	管径 (in)	腐蚀裕量 (mm)	设计 温度 (°C)	设计 压力 (MPaA)	设计 寿命 (a)	管线型式
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管	14.9	12/18	6	88	6	20	双层钢管
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	2.2	8	4	50	6	20	单层钢管
WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道	11.9	8	0	50	24.7	20	挠性管

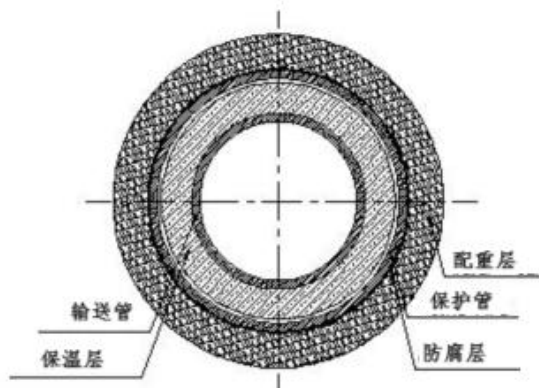


图 3.3-9 新建海底混输管道截面示意图

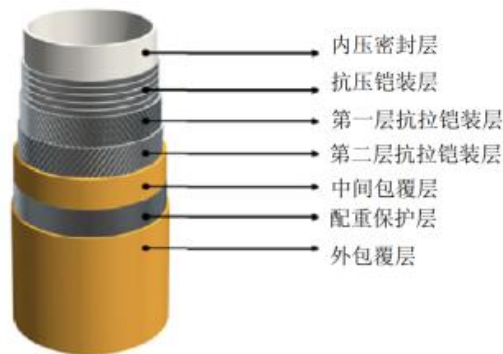


图 3.3-10 新建海底注水管道截面示意图

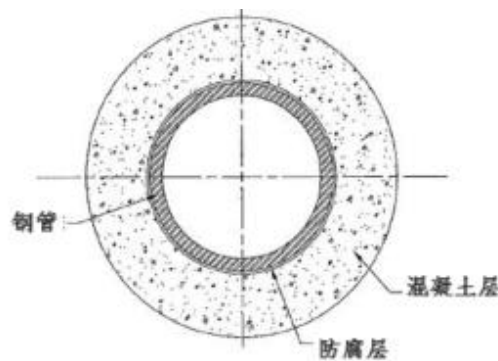


图 3.3-11 新建海底输气管道截面示意图

3.3.5 海底电缆

3.3.5.1 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆

WZ11-6 WHPA 平台不设置主电源，其电力由 WZ11-4 CEPD 平台提供。本项目计划在 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台间新铺 1 条长约 XXX，35kV， $3 \times 185\text{mm}^2$ 的海底电缆为 WZ11-6 WHPA 平台供电。

3.3.5.2 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆

本项目计划在 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台间新铺 1 条长约 XXX，35kV， $3 \times 240\text{mm}^2$ 的海底电缆与涠洲电网组网。

3.4 已建设施改造与校核

3.4.1 已建设施概况

涠洲油田群现有生产设施主要包括 28 座已建平台（WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 PAP、WZ11-1 RP、WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ 6-9/6-10 WHPA、WZ11-4D WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ11-4N WHPC、WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA、



WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA、WZ12-2 WHPB、WZ6-13 WHPA、WZ12-8E WHPA、WZ11-2 WHPC、WZ12-1 WHPC 和 WZ5-7 WHPA），3 座待建井口平台（WZ12-2 WHPC、WZ10-3W WHPA 和 WZ6-8 WHPB），1 座涠洲终端，以及油田群内部相应的海底管道和电缆等。

涠洲油田群生产物流由 WZ11-4 CEPA 平台和 WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PAP、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 WHPC 平台（四座平台栈桥连接，以下简称 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台）进行处理。涠洲 11-4 油田的生产物流在 WZ11-4 CEPA 平台处理到含水 5%的原油经海底管线输送到 WZ12-1 PUQ 平台，与其他平台合格原油混合后，通过涠洲登陆管道输送至涠洲终端；分离出的生产水进入 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统，一部分处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注，另一部分处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）后在 WZ11-4 CEPA 平台排海。

涠洲油田群除涠洲 11-4 油田外的其他油田生产物流均依托 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台进行处理。涠洲油田群（除涠洲 11-4 油田外）的生产物流通过海底管道输送到 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台进行处理，处理后的合格原油经通过涠洲登陆管道输送至涠洲终端，进行储存和销售；天然气部分为油田群透平发电，部分用于注气开发，部分进入火炬系统长明灯，其余部分通过 WZ12-1 PUQ 平台登陆管道输送至涠洲终端；分离出的生产水由 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理合格的生产水部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（含油量 $\leq 20\text{mg/L}$ ）。

涠洲油田群现有设施物流走向见图 3.4-1。

图 3.4-1 涠洲油田群现有设施物流走向图

3.4.2 已建设施改造

为了适应本项目的接入，将对现有的 WZ11-4N WHPB、WZ11-4 CEPA、WZ12-1 WHPC、WZ12-1 PUQ 平台进行适应性改造。

3.4.2.1 WZ11-4N WHPB 平台改造

a. 上层甲板

上层甲板南侧新增房间顶部布置 FM200 撬。

b. 中层甲板

中层甲板南侧新增甲板 $5.8\text{m} \times 7\text{m}$ 布置新增变频器间，二层新增甲板 $8.8\text{m} \times 8.2\text{m}$ 布置新增变压器间及空调室外机区域。

c. 下层甲板

下层甲板利用 3 轴东侧已有甲板布置新增 1 台注水发球筒去往 WZ11-6WHPA，利用 4 轴东侧已有甲板布置新增 2 台注水泵。在 A1 腿外侧增加 1 根注水立管。

图 3.4-2WZ11-4N WHPB 平台改造布置图（上层甲板）

图 3.4-3WZ11-4N WHPB 平台改造布置图（中层甲板）

图 3.4-4WZ11-4N WHPB 平台改造布置图（下层甲板）

3.4.2.2 WZ11-4 CEPA 平台改造

本项目投产后，WZ11-4 CEPA 平台电气与 WZ11-4CEPD 组网，对电气系统、通讯系统、仪控系统进行升级改造。WZ11-4 CEPA 平台设有 120 人生活楼，为满足平台临时作业人员需求，将原 3 艘 40 人救生艇替换为 2 艘 75 人救生艇，将生活污水处理装置由处理能力 $30\text{m}^3/\text{d}$ 更换为处理能力 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 。

a. 上层甲板

上层甲板拆除原南侧 1 艘 40 人救生艇，东侧原 2 艘 40 人救生艇替换为 2 艘 75 人救生艇。

b. 中层甲板

中层甲板 A 轴南侧新增甲板 $5\text{m} \times 4\text{m}$ ，用于布置新增栈桥去往 WZ11-4CEPD。拆除原生活污水处理单元，布置新增灰水过滤器撇油橇、管道破碎机等生活污水处理设备。



c. 下层甲板

下层甲板 B 轴西南侧利用已有甲板布置新增生活污水处理单元。

图 3.4-5WZ11-4 CEPA 平台改造布置图（中层甲板）

图 3.4-6WZ11-4 CEPA 平台改造布置图（下层甲板）

3.4.2.3 WZ12-1 WHPC 平台改造

在 WZ12-1 WHPC 平台高压开关间新增 1 面 35kV 高压配电柜。

3.4.2.4 WZ12-1 PUQ 平台改造

平台工艺管线改造：新增两根 4”输气工艺管线，一根管线将输气海管上岸气体引入压缩机入口；一根管线将压缩机出口部分气体引入输气海管。

3.4.3 依托设施校核

本项目主要依托设施为 WZ11-4 CEPA 平台、WZ11-4N WHPB 平台、海底管道及涠洲终端。

3.4.3.1 WZ11-4 CEPA 平台校核

本项目生产物流由 WZ11-4 CEPD 平台处理，2031-2032 年生产水超本平台回注需求（38400m³/d），超出部分通过栈桥输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理。WZ11-4 CEPA 平台实施老井提液后，在 2026-2028 年所产生生产水超本平台生产水处理系统的设计处理能力 17500m³/d，超出部分的生产水通过栈桥输往 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理系统处理。经校核，本项目投产后 WZ11-4 CEPA 平台生产水最大处理量为 XXX，小于其生产水处理能力 XXX 生产水最大排放量为 XXX，小于生产水排放批复总量 XXX，满足依托需求。

表 3.4-1 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理能力校核

年份	WZ11-4 CEPA 处理量	WZ11-4 CEPD 处理量	外输原油 含水量	WZ11-4 CEPA 注水量	WZ11-4 CEPA 排海量	WZ11-4 CEPD 注水量
2025						
2026						
2027						
2028						
2029						



年份	WZ11-4 CEPA 处理量	WZ11-4 CEPD 处理量	外输原油 含水量	WZ11-4 CEPA 注水量	WZ11-4 CEPA 排海量	WZ11-4 CEPD 注水量
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						

3.4.3.2 WZ11-4N WHPB 平台校核

本项目 WZ11-6 WHPA 平台回注水依托 WZ11-4N WHPB 平台海水纳滤系统产水，WZ11-4N WHPB 海水纳滤处理系统处理后的回注水经过注水增压泵、注水泵增压后通过海管输送到 WZ11-6 WHPA 回注。经校核，本项目投产后，WZ11-4N WHPB 和 WZ11-6 WHPA 平台最大纳滤水需求量为 XXX，小于 WZ11-4N WHPB 的纳滤装置能力 XXX，满足依托需求。WZ11-4N WHPB 平台现有注水泵无法满足本项目依托需求，因此在 WZ11-4N WHPB 上增加 2 台 60m³/h 的注水泵。WZ11-4N WHPB 和 WZ11-6 WHPA 平台逐年的纳滤水需求见表 3.4-2。

表 3.4-2 WZ11-4N WHPB 和 WZ11-6 WHPA 平台逐年纳滤水需求

年份	WZ11-4N WHPB 平台 纳滤海水注水需求 (m ³ /d)	WZ11-6 WHPA 平台 纳滤海水注水需求 (m ³ /d)	合计 (m ³ /d)
2026			
2027			
2028			
2029			
2030			
2031			
2032			
2033			
2034			
2035			
2036			
2037			
2038			
2039			



年份	WZ11-4N WHPB 平台 纳滤海水注水需求 (m ³ /d)	WZ11-6 WHPA 平台 纳滤海水注水需求 (m ³ /d)	合计 (m ³ /d)
2040			
2041			
2042			
2043			
2044			
2045			
2046			

3.4.3.3 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 3.4-3。根据校核结果，本项目投产后依托海底管道的最高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 3.4-3 本项目依托海底管道校核

海管	投产时间	设计年限 (年)	管长 (km)	管径 (")	设计压力 (kPaA)	最高操作压力 (kPaA)	设计温度 (°C)	最高操作温度 (°C)	校核结果
WZ11-4 CEPA 至 WZ12-1 PUQ 混输海底管道									满足
WZ11-4DWHPA 水下管汇至 WZ12-1 PUQ 输气海底管道									满足
WZ12-1 PUQ 至终端输油海底管道									满足
WZ12-1PUQ 至涠洲终端输气管道 (高压)									满足
WZ12-1PAP 至涠洲终端输气管道 (低压)									满足

3.4.3.4 终端校核

本项目投产后涠洲终端处理能力依托可行性分析校核见表 3.4-4。

经校核，本项目投产后涠洲终端现有生产装置能够满足本项目接入要求，无需改造。本项目投产后生产水最大排放量为 XXX，不超原环评批复总量 XXX。

表 3.4-4 涠洲终端处理能力校核 (单位: m³/d)

平台	原油		天然气		生产水	
	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力	生产预测	处理能力
涠洲终端						



3.5 施工和建设方案

3.5.1 工程施工作业内容

本项目建设阶段的施工作业内容主要包括钻完井作业、导管架安装、上部组块安装与调试、海底管道和海底电缆的铺设以及依托设施的相关改造等。本项目施工作业计划见表 3.5-1，总施工天数为 1069 天。本项目所使用的各类施工船舶应满足工程能力要求，可能会根据实际情况选择同等类型船舶。

表 3.5-1 本项目海上施工作业内容、作业船舶及人员

施工内容		施工船舶	数量（艘）	施工天数（d）	施工人数（人）
导管架海上安装		驳船	4	34	52
		浮吊	1		
组块海上运输、安装与调试		驳船	5	19	52
		浮吊	2		
海底管缆铺设		铺管船	1	32	16
		驳船	3		
		浮吊	1	196	64
		铺缆船	1	14	8
钻完井	WZ11-6WHPA	自升式钻井平台	1	350	130
		拖轮	1	305	10
		压裂船	1	45	30
	WZ11-4 CEPD	自升式钻井平台	1	422	130
		拖轮	1	422	10
平台改造		驳船	1	1	15
		浮吊	1	1	

3.5.2 平台安装

本项目新建平台海上安装分为导管架安装和上部组块安装两个部分，导管架和上部组块均在陆地建造，装船运至指定海域进行安装就位，均采用滑移装船，驳船运输，浮吊安装。

3.5.3 钻完井方案

新建 WZ11-6WHPA 平台先期共钻 12 口井，包括 8 口生产井和 4 口注水井，预留 16 口井。WZ11-6WHPA 平台钻井总井深 38971.3m，平均井深 3247.6m，最大单井井深 3883.6m。WZ11-6WHPA 平台采用批钻方式进行钻井，由自升式钻井平台进行钻井作业。

WZ11-6WHPA 平台有 3 口压裂井需要压裂，采用集成式压裂船靠泊平台的方式进行压裂施工作业，所有压裂装备及材料（压裂液、支撑剂等）均由压裂



船提供，通过高压软管与平台压裂管汇和井口相连，进行压裂作业。推荐采用桥塞/射孔联作压裂工艺，套管射孔完井。XXX。压裂设计阶段执行的标准包括《Q-HS 14018-2019 海上完井压裂设计与作业规范》和《SY/T 5289-2016 油、气、水井压裂设计与施工及效果评估方法》。

新建 WZ11-4 CEPD 平台先期共钻 23 口井（20 口生产井、3 口注水井），预留 5 口井。WZ11-4 CEPD 平台钻井总井深 58551.7m，平均井深 2545.7m，最大单井井深 4498m。WZ11-4 CEPD 平台采用批钻方式进行钻井，由自升式钻井平台进行钻井作业。

图 3.5-1 WZ11-6 WHPA 平台井槽布置图

图 3.5-2 WZ11-4 CEPD 平台井槽布置图

3.5.3.1 井身结构

本项目新钻井井身结构及套管程序见表 3.5-2，典型井井身结构示意图见图 3.5-3~图 3.5-6，实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。

表 3.5-2 各类型井身结构设计结果

平台	井型	井号	井身结构及套管程序
WZ11-6 WHPA		A1	
		A2-A3	
		A4M	
		A5H	
		A6-A9	
		A10H-A12H	
WZ11-4 CEPD		D3H、D4H、D8H、 D10H-D14H、 D18H-D20H	
		D1H、D2H、D5H、D9H	
		D6H、D15H-D16H	
		D17H	
		D7H	
		D21H	
		D22H、D23H	



图 3.5-3 3000m 定向井典型井井身结构示意图 (A2-A3)

图 3.5-4 3800m 水平分支井典型井井身结构示意图 (A4M)

图 3.5-5 1500-2200m 水平井典型井井身结构示意图 (D3H、D4H、D8H、
D10H-D14H、D18H-D20H)

图 3.5-6 4000-4500m 水平井典型井井身结构示意图 (D17H、D7H)

3.5.3.2 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。

根据研究结果，本项目 WZ11-6 WHPA 平台 20"和 16"井段推荐采用海水/膨润土浆钻进，12-1/4"井段和 8-1/2"井段推荐油基钻井液体系。WZ11-4 CEPD 平台常规水平井推荐 16"井段采用海水聚合物体系钻进，12-1/4"井段选用水基钻井液体系钻进，目的层 8-1/2"井段选用免破胶钻开液体系钻进；大位移井 20"井段采用海水聚合物/搬土浆；16"井段推荐海水聚合物钻井液，12-1/4"、8-1/2"和 6"水平井段推荐采用油基钻井液。

不同井型采用的钻井液体系见表 3.5-3。

表 3.5-3 本工程使用钻井液体系

平台	井型	井段	钻井液类型
WZ11-6 WHPA	全部井		
WZ11-4 CEPD	常规水平井		



平台	井型	井段	钻井液类型
	大位移井 (D7H、D17H)		

3.5.4 海底管道/电缆铺设施工方案

本项目采用铺管船/铺缆船对海底管道和海底电缆进行铺设，海底管道和海底电缆均全程埋设，近平台采用混凝土压块保护。管缆路由存在硬质海床，海底管道采用水力喷射式挖沟机挖沟，施工方式为后挖沟、自然回填，硬质海床区域采用人工回填，拟采用“HYSY202”或同等能力铺管船进行铺设，挖沟速度为 400m/d，埋深为 1.5m，挖沟截面示意图见图 3.5-7。海底电缆采用水力喷射式挖沟机挖沟，施工方式为边铺边埋、自然回填，挖沟速度为 3000m/d，埋深 2m，挖沟截面示意图见图 3.5-8；硬质海床区域采用挖沟犁进行预挖沟，采用人工回填 1m+自然回填的方式，埋深 1.5m，拟采用聚力号或同等能力船舶铺设电缆。

本项目新建海底管道及电缆与周边管道电缆共将产生 23 处交叉跨越。新建 WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管与已有管线存在 4 处交叉跨越，新建 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管与已有管线存在 1 处交叉跨越，新建 WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道与已有管线存在 2 处交叉跨越。新建 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆与已有管缆存在 4 处交叉跨越，WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆与已有管缆存在 12 处交叉跨越，跨越方式为混凝土压块。本项目新建管缆和周边管缆交叉情况见表 3.5-4。

本项目新建输气海管接入 WZ11-4D WHPA 水下管汇，新建水下基盘及膨胀弯连接海管。水下基盘安装前 WZ11-4D WHPA 至 WZ12-1 PUQ 平台已建输气海管和 WZ11-4D WHPA 至 WZ11-4 CEPA 已建输气海管已完成海管清洗作业。水下基盘安装在 WZ11-4D WHPA 至 WZ12-1 PUQ 平台输气海管 WZ11-4D WHPA 远端法兰口，水下管汇分别连接 WZ11-4D WHPA 至 WZ12-1 PUQ 平台已建输气海管、WZ11-4D WHPA 至 WZ11-4 CEPA 平台已建输气海管、WZ11-6WHPA 至 WZ11-4D WHPA 新建输气海管，并预留接口加装球阀与盲板，用于后续可能工程项目接入。具体工艺如下：



①潜水员水下检查膨胀弯位置的挖沟情况，确认整个膨胀弯已经全部暴露在海床上。

②潜水员拆开膨胀弯连接处法兰。

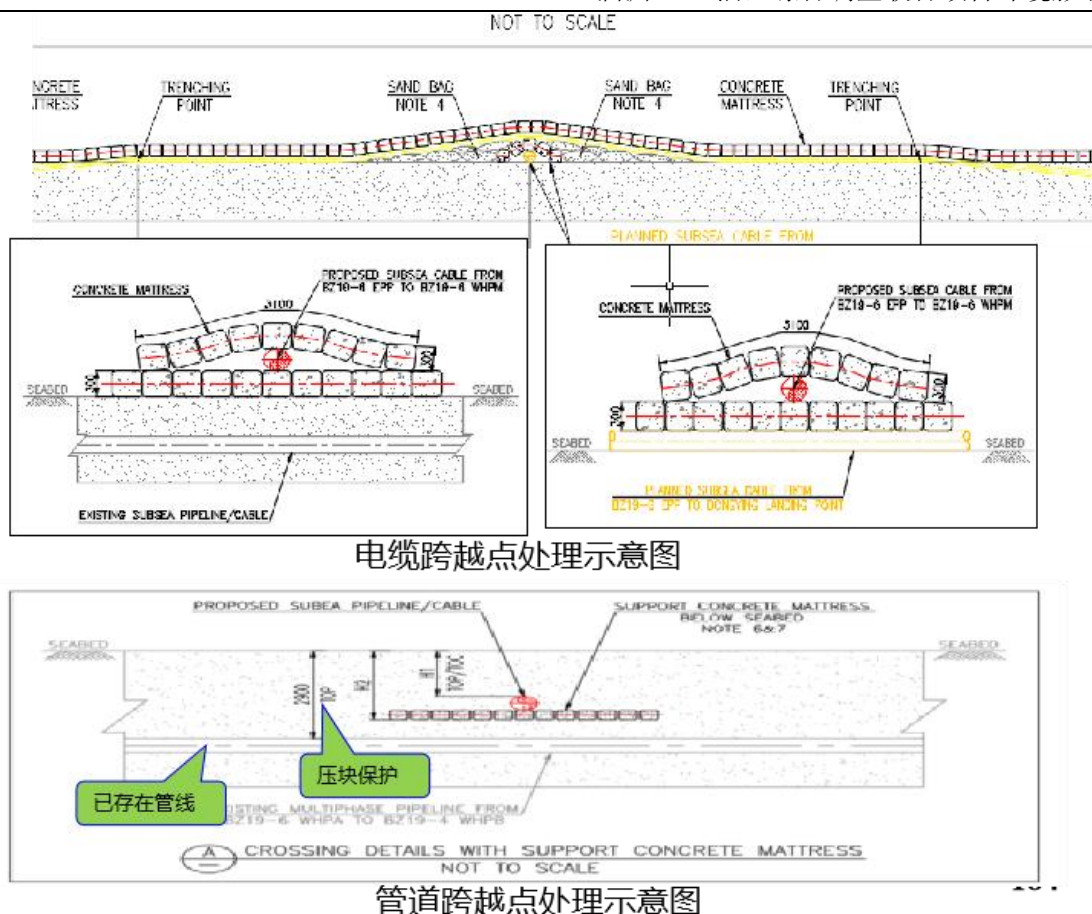
③旧膨胀弯拆除后，在 WZ11-4D WHPA 至 WZ12-1 PUQ 平台输气海管远端法兰口连接水下管汇，管汇另一侧连接 WZ11-4D WHPA 至 WZ11-4 CEPA 已建输气海管及本项目新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4DWHPA 输气海管，并预留接口加装球阀与盲板，用于后续可能工程项目接入。

图 3.5-7 海底管道挖沟截面示意图

图 3.5-8 海底电缆挖沟截面示意图

表 3.5-4 本项目新建管缆和周边管缆跨越情况统计

本项目管缆名称	跨越管缆名称
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管	WZ11-4A 与 WZ12-1A 之间输油管线
	WZ11-4A 与 WZ12-1A 之间输油管线（已停用）
	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间海底电缆
	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间管线混输管线(6"/10")
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	WZ10-3SPM 与 WZ11-4A 之间原油管线(6"/10")
WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道	WZ11-1 与 WZ11-4N 之间海底电缆
	WZ11-1 与 WZ11-4N 之间混输管线
WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆	WZ11-4A 与 WZ12-1A 之间输油管线
	WZ11-4A 与 WZ12-1A 之间输油管线（已停用）
	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间海底电缆
	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间管线混输管线(6"/10")
WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间海底电缆
	WZ11-4A 与 WZ11-4C 之间管线混输管线(6"/10")
	WZ11-4 N WHPB 与 WZ12-2 WHPA 之间海底管线
	WZ11-4 N WHPB 与 WZ12-2 WHPA 之间注水软管
	WZ11-4 N WHPB 与 WZ12-2 WHPA 之间海底电缆
	WZ11-2 WHPB 与 WZ12-1W WHPA 之间海底电缆
	WZ11-2 WHPB 与 WZ12-1W WHPA 之间海底管线
	WZ12-2WHPA 与 WZ12-1PUQB 之间海底管线
	WZ12-2WHPA 与 WZ12-1PUQB 之间注水软管
	WZ12-2WHPA 与 WZ12-1PUQB 之间海底电缆
	WZ12-2WHPA 与 WZ12-8W WHPA 之间混输管线
	WZ12-2WHPA 与 WZ12-8W WHPA 之间海底电缆



电缆跨越点处理示意图

管道跨越点处理示意图

图 3.5-9 海底管道/电缆交越点施工示意图

3.6 生产工艺流程

3.6.1 新建 WZ11-6 WHPA 平台

3.6.1.1 生产工艺流程

当本项目生产物流中气量大于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入生产分离器，部分气输送至 WZ11-4D WHPA 水下管汇，其余生产物流输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台。当本项目产气量小于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台全部生产物流与来自 WZ11-4D WHPA 的天然气混合后通过新建混输海管输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台。

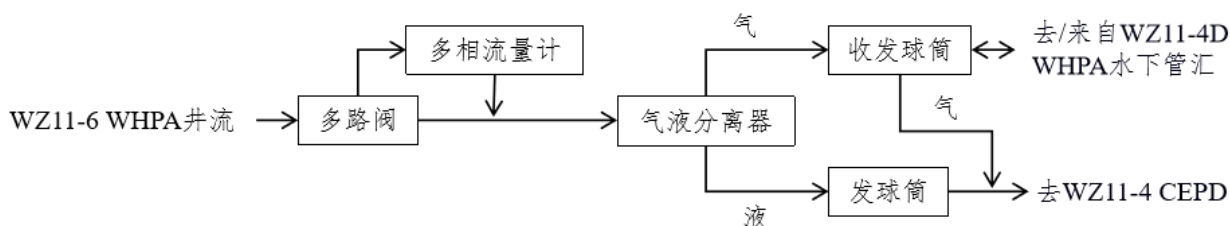


图 3.6-1 WZ11-6 WHPA 平台生产工艺流程图

3.6.1.2 注水工艺流程

WZ11-6 WHPA 平台设有 4 口注水井，设置 1 套注水处理系统，投产后的最大注水量为 XXX，最大注入压力为 XXX。根据 WZ11-6 WHPA 平台注水配伍性实验研究结果，本项目生产水无法满足 WZ11-6 WHPA 平台注水要求，注水水源需采用 WZ11-4N WHPB 平台的纳滤水。注水通过新建注水海管输送到 WZ11-6 WHPA 后，先经过注水过滤器粗滤，再通过注水管汇分配至各个注水井回注地层。

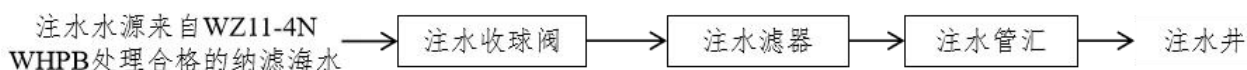


图 3.6-2 WZ11-6 WHPA 平台注水工艺流程

3.6.1.3 返排液处理流程

在压裂施工作业完成后，在开井返排阶段排出压裂返排液。压裂返排液进入除砂器过滤，过滤后的液相进入三相分离器，分离出的污水进一步进行油水分离+高级氧化+微纳气泡气浮处理系统进行处理，处理后水和污油通过海底管道输往 WZ11-4 CEPD 平台生产流程进一步处理；分离出的气去平台火炬放空系统；分离出的污泥运回陆地处理。

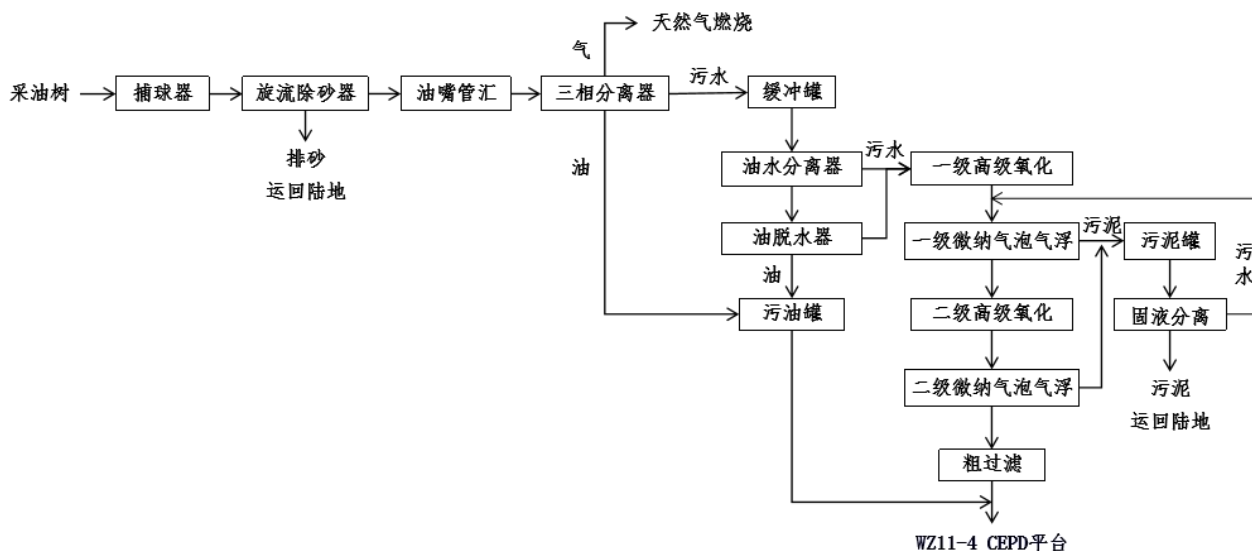


图 3.6-3 WZ11-6 WHPA 平台返排液处理流程

3.6.2 新建 WZ11-4 CEPD 平台

3.6.2.1 生产工艺流程

WZ11-6 WHPA 平台物流登陆 WZ11-4 CEPD 平台后进入段塞流捕集器，分

离出的液与 WZ11-4 CEPD 平台所产物流一起进入生产分离器,油处理成含水 5% 后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台;伴生气增压后供给透平机组做燃料气。

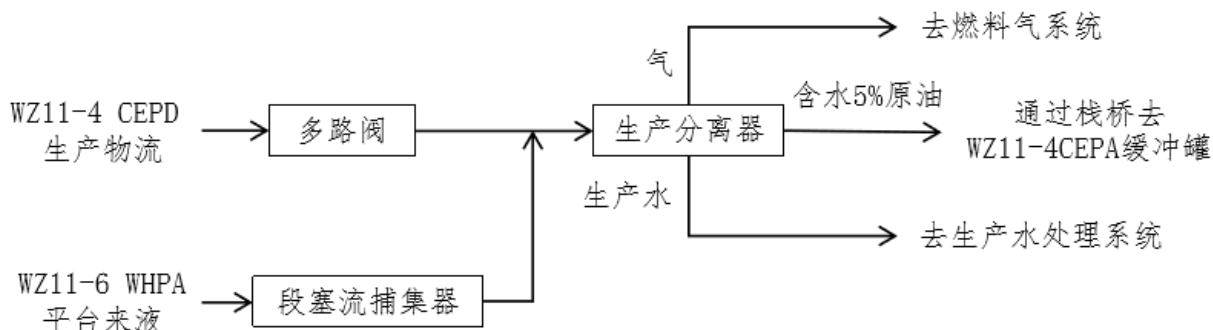


图 3.6-4 WZ11-4 CEPD 平台工艺处理流程

3.6.2.2 生产水处理流程

平台布设 1 套处理能力为 XXX 的生产水处理系统,生产水处理系统采用“高效聚结生产水分离器+双介质过滤器”二级处理流程。生产水通过高效聚结生产水分离器初步分离出的水进入双介质过滤器,生产水处理达到地层回注标准后在 WZ11-4 CEPD 平台回注,分离出的油进入污油罐中,由污油泵打回工艺流程处理。

WZ11-4 CEPD 和 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统互联互通。本项目充分利用新建平台注水能力“以新带老”,WZ11-4 CEPD 平台接收 WZ11-4 CEPA 平台部分生产水处理后在本平台回注。仅 2031~2032 年 WZ11-4 CEPD 平台接收生产水量超本平台回注需求,部分生产水将通过栈桥输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理,WZ11-4 CEPA 平台生产水最大处理量为 XXX,小于其生产水处理系统的设计处理能力 XXX。

WZ11-4 CEPD 生产水处理流程见图 3.6-5,涠洲油田群水平衡见表 3.6-1。

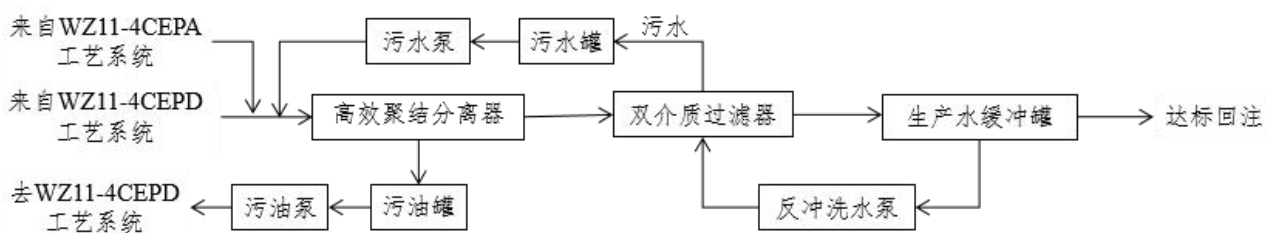


图 3.6-5 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理流程

表 3.6-1 涠洲 11-4 油田生产水平衡表（单位：m³/d）

年份	WZ11-4 CEPA 接收量			WZ11-4 CEPD 接收量		外输原油含水量	WZ11-4 CEPA 注水量	WZ11-4 CEPA 排海量	WZ11-4 CEPD 注水量
	WZ11-4 WHPB	WZ11-4 CEPA	WZ10-3W MOPU	WZ11-4 CEPD	WZ11-6 WHPA 来水				
2025									
2026									
2027									
2028									
2029									
2030									
2031									
2032									
2033									
2034									
2035									
2036									
2037									
2038									
2039									
2040									

3.6.2.3 生活污水处理流程

WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设办公区域，配备一套生活污水收集系统，对生活污水进行预处理，预处理后的液体通过泵增压后经栈桥输送到 WZ11-4 CEPA 生活污水处理装置处理满足标准（COD≤300mg/L）后排海。

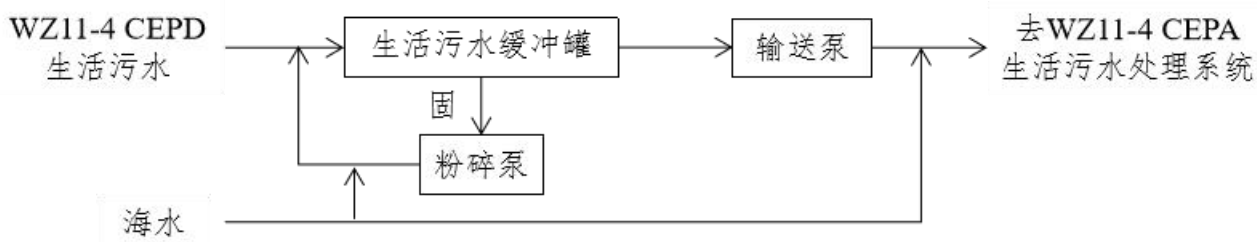


图 3.6-6 WZ11-4 CEPD 平台生活污水收集系统处理流程

3.7 产污环节分析

3.7.1 建设阶段

建设阶段的主要工作内容包括平台导管架和甲板组块海上运输与安装、钻完井作业、海管/电缆铺设等工作。

在平台安装过程中,将有浮吊船、驳船等施工船舶参加作业,这些船舶将产生少量的船舶污染物(船舶含油污水、船舶生活污水、船舶生活垃圾及船舶垃圾)。

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

本项目新建海底管道和海底电缆均全程挖沟埋设,铺设作业船舶包括铺管船、铺缆船和驳船等。铺管作业过程中除产生悬浮物外,也会产生少量的船舶含油污水、船舶生活污水和食品废弃物等生活垃圾及少量生产垃圾。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

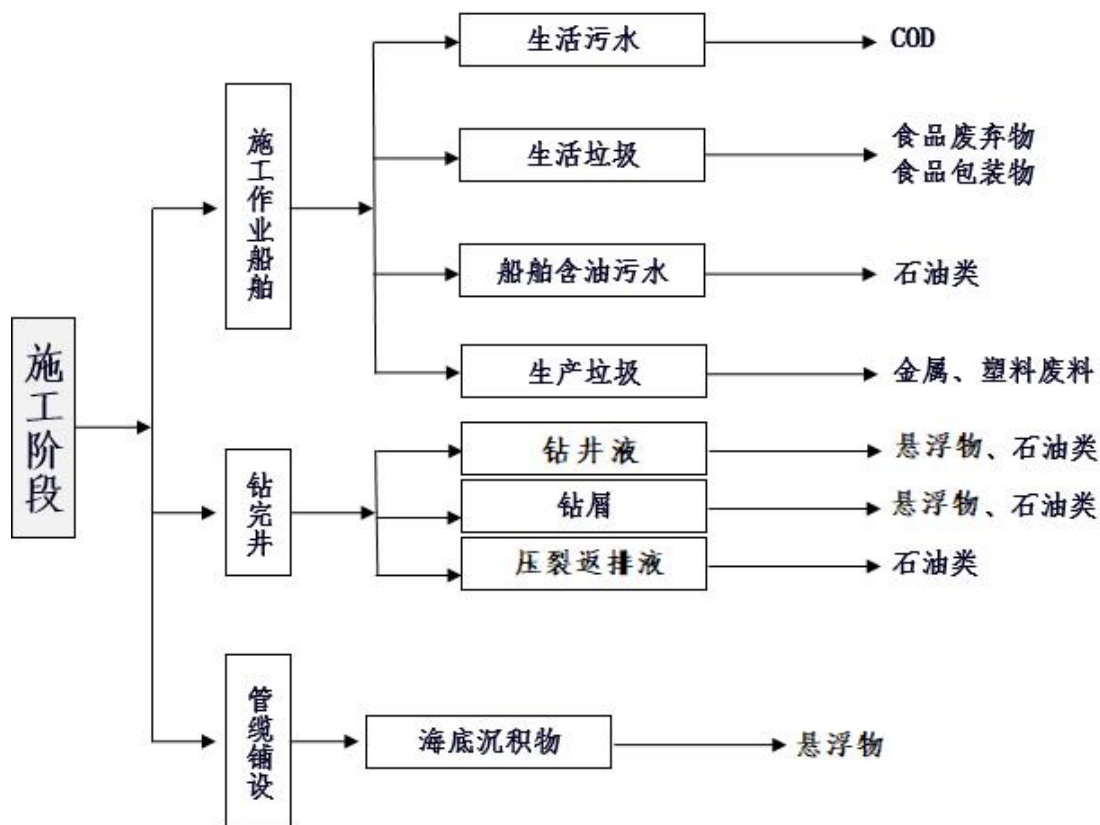


图 3.7-1 建设阶段主要产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

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,产生的污染物主要包括生产垃圾、生活垃圾、生活污水、含油生产水、海水冷却水和牺牲阳极锌释放等。同时,本项目生产阶段的守护船等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。

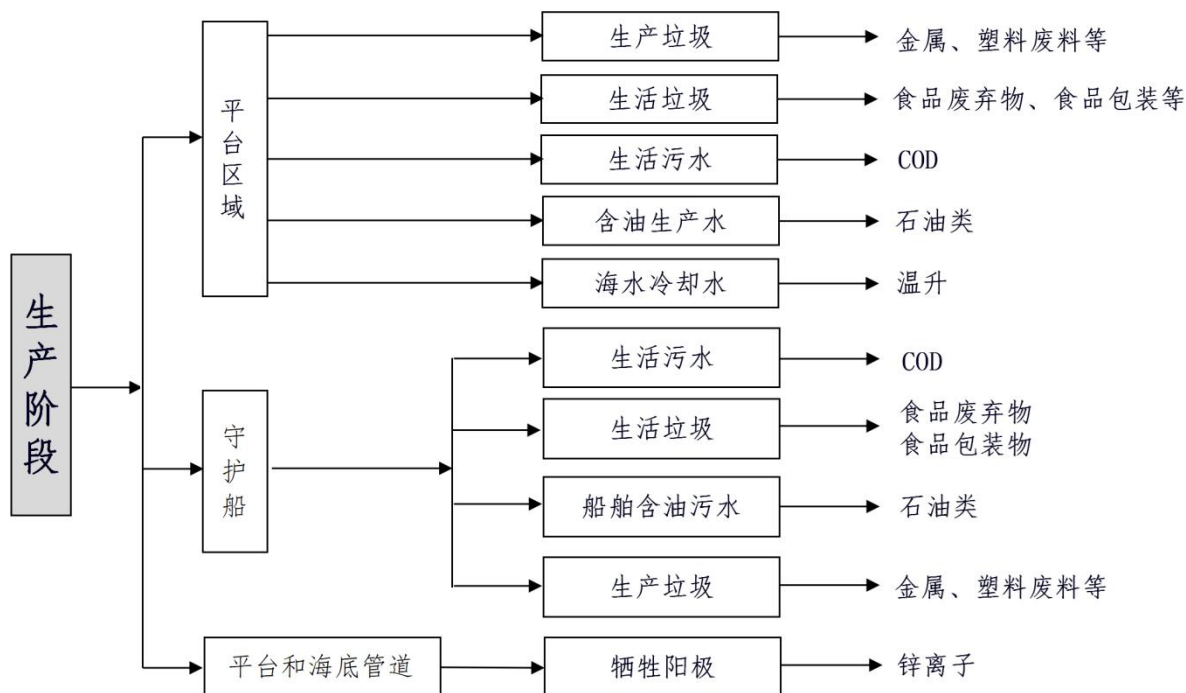


图 3.7-2 生产阶段主要产污环节和污染物种类

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

3.8.1.1 钻屑

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

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

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

根据核算，本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台初期计划钻井 12 口，预留 16 口井。初期钻井 12 口钻屑总量约为 7329m³（堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 4969m³（堆体积），油基钻井液钻屑量 2360m³（堆体积）。包含预留井槽产生的钻屑总量约为 17305m³（堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 11362m³（堆体积），油基钻井液钻屑量 5943m³（堆体积）。经核算，WZ11-6 WHPA



平台钻屑最大排放速率约 $160\text{m}^3/\text{d}$ 。

新建 WZ11-4 CEPD 平台初期计划钻井 23 口，预留 5 口井。初期钻井 23 口钻屑总量约为 9794m^3 （堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 8177m^3 （堆体积），钻井油层段水基钻井液钻屑量 976m^3 （堆体积），油基钻井液钻屑量 641m^3 （堆体积）。包含预留井槽产生的钻屑总量约为 16681m^3 （堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 12412m^3 （堆体积），钻井油层段水基钻井液钻屑量 1318m^3 （堆体积），油基钻井液钻屑量 2951m^3 （堆体积）。经核算，WZ11-4 CEPD 平台钻屑最大排放速率约 $166\text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目钻屑量统计见表 3.8-1。

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)	非钻井油层 水基钻屑量 (m^3)	钻井油层 水基钻屑量 (m^3)	油基钻屑 量 (m^3)	钻屑排放 速率 (m^3/d)
WZ11-6 WHPA	初期钻井	12	7329	4969	0	2360	$160\text{m}^3/\text{d}$
	预留井	16	9976	6393	0	3583	
	合计	28	17305	11362	0	5943	
WZ11-4 CEPD	初期钻井	23	9794	8177	976	641	$166\text{m}^3/\text{d}$
	预留井	5	6887	4235	342	2310	
	合计	28	16681	12412	1318	2951	
总计	初期钻井	35	17123	13146	976	3001	-
	预留井	21	16862	10627	342	5892	-
	合计	56	33984	23773	1318	8893	-

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

3.8.1.2 钻井液

本项目钻井部分采用水基钻井液体系，WZ11-6 WHPA 平台所有井的 12-1/4" 井段和 8-1/2" 井段和 WZ11-4 CEPD 平台 D17H 和 D7H 井的 12-1/4" 井段和 8-1/2" 井段计划使用油基钻井液。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。钻井液产生量计算公式如下：

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

式中：V---钻井液体积（ m^3 ）；

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

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



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

V_4 —一次性排放量 (m^3)， $V_4 = \text{套管内泥浆量} + V_{\text{泥浆池}} \times 90\%$ (m^3)。

经核算，WZ11-6 WHPA 先期 12 口井非钻井油层水基钻井液产生量约为 $922m^3$ ，油基钻井液量约为 $2634m^3$ ；包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 $7315m^3$ ，油基钻井液量约为 $21265m^3$ 。

WZ11-4 CEPD 先期 23 口井非钻井油层水基钻井液产生量约为 $3096m^3$ ，钻井油层水基钻井液产生量约为 $1532m^3$ ，油基钻井液量约为 $1920m^3$ ；包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 $9324m^3$ ，钻井油层水基钻井液产生量约为 $5219m^3$ ，油基钻井液量约为 $14719m^3$ 。

符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)要求的水基钻井液排放，不达标的水基钻井液和油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 $818m^3$ ，排放速率约为 $35m^3/h$ 。

本项目钻井液量计算结果统计见表 3.8-2。

表 3.8-2 钻井液计算结果 (单位: m^3)

平台	类别	井数(口)	水基钻井液 总量	非钻井油层 水基钻井液量	钻井油层 水基钻井液量	油基钻井液 量
WZ11-6 WHPA	初期钻井	12	922	922	0	2634
	包含后期钻井	28	7315	7315	0	21265
WZ11-4 CEPD	初期钻井	23	4628	3096	1532	1920
	包含后期钻井	28	14543	9324	5219	14719
总计	初期钻井	35	5550	4018	1532	4553
	包含后期钻井	56	21857	16638	5219	35984

注：预留井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 压裂返排液

本项目 WZ11-6 WHPA 平台有 3 口压裂井需要压裂，根据目前 3 口压裂目标井设计的压裂泵注程序，预计进入地层的总压裂液量约 $40800m^3$ ，压后返排率约为 60%，按保守估计预计产出的返排液量约 $24480m^3$ 。压裂作业过程中，每天产生压裂返排液量最大为 $500m^3$ ，经专用的压裂返排液处理系统处理后，进入海底管线输往 WZ11-4 CEPD 平台进入工艺流程和生产水处理流程处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后在 WZ11-4 CEPD 平台回注。



3.8.1.4 悬浮物

本项目海底管道采用后挖沟的铺设方式，使用喷射式挖沟机，自然回填（硬质海床区域人工回填）。挖沟截面近似为梯形，上底宽 4.5m，下底宽 2m，埋深 1.5m，平均挖沟速度为每天 400m。本项目海底电缆采用喷射式挖沟机，挖沟截面近似为梯形，上底宽 1m，下底宽 0.5m，埋深 2m，平均挖沟速度为每天 3000m，自然回填；硬质海床区域采用挖沟犁进行预挖沟，挖沟截面近似为梯形，上底宽 5m，下底宽 0.5m，埋深 1.5m，平均挖沟速度为每天 3000m，采用人工回填 1m+自然回填的方式。核算铺设海底管道、电缆挖沟产生悬浮物总量为 25703m³。

管缆铺设悬浮物的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量 = 搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

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

本项目参考涠洲油田海区泥沙湿容重 1.7g/cm³。保守考虑本项目起沙率 10.0%进行核算，项目海底管道/电缆悬浮物产生最大速率为 24.35kg/s。

表 3.8-3 铺设海底管道/电缆施工情况和悬浮物源强

管缆名称	长度 (km)	挖沟深度 (m)	悬浮物总量 (m ³)	悬浮物排放速率 (kg/s)
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管	14.9	1.5	7264	3.84
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	2.2	1.5	1073	3.84
WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道	11.9	1.5	5801	3.84
WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆	9.9	2.0	1485	8.85
	5	1.5	2063	24.35
WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆	12.2	2.0	1830	8.85
	15	1.5	6188	24.35
合计	/	/	25703	/

3.8.1.5 船舶污染物

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

根据参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，对本项目海上建设



阶段船舶污染物进行估算。

a. 船舶含油污水

根据开发工程中参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim0.5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次驳船、拖轮计算取 $0.5\text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ，本次铺缆船、铺管船、浮吊计算取 $5\text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 966.7 m^3 。

b. 生活污水

在海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶、钻完井阶段的厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 0.35 m^3 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 11145.4 m^3 。

c. 生活垃圾

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾按 $1.5\text{ kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 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 47.77 t ，其中食品废弃物 31.85 t 。

d. 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据统计资料，大型施工船舶按 $5\text{ t}/\text{年}$ 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 26.09 t 。

建设阶段船舶污染物估算结果见表 3.8-4。

表 3.8-4 本项目建设阶段船舶污染物核算结果

作业内容	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)
钻完井	727	20	拖轮 2 艘	727.0	5089.0	21.81	19.92
	45	30	压裂船 1 艘	22.5	472.5	2.03	1.23
导管架 安装	34	52	浮吊船 1 艘、驳船 4 艘	73.7	618.8	2.65	1.91
上部组块 安装	19	52	浮吊船 2 艘、驳船 5 艘	53.8	345.8	1.48	1.35
海底管道	32	16	铺管船 1 艘、驳船 3 艘	53.3	179.2	0.77	1.36



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)
铺设	196	64	浮吊 1 艘	32.7	4390.4	18.82	0.27
海底电缆 铺设	14	8	铺管船 1 艘	2.3	39.2	0.17	0.02
依托平台 改造	2	15	浮吊船 1 艘、驳船 1 艘	1.3	10.5	0.05	0.03
总计				966.7	11145.4	47.77	26.09

3.8.1.6 钻井平台

本项目新建两座平台采用 2 艘自升式钻井平台进行钻完井作业，在作业期间产生机舱含油污水、生产固废、生活垃圾和生活污水等。根据开发工程中参加作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油集团公司石油开发工程的多年统计资料，钻井平台机舱含油污水产生量按 $0.5\text{m}^3/(\text{日})$ 计算，钻井平台产生含油污水量为 363.5m^3 ；生产固废按 $25\text{t}/\text{月}$ 计算，钻井平台生产固废产生量为 605.8t ；生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，估算钻井平台生活污水产生量约为 66157m^3 ；生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；其他生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 。由此估算钻井平台产生生活垃圾约 283.5t （其中食品废弃物为 189.0t ）。

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于表 3.8-5。

表 3.8-5 建设阶段污染物汇总

污染物		产生量	最大排放量	排放速率/ 源强	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 (含预留井) (m ³)	非钻井油层段水基钻井液钻屑	23773	23773	166m ³ /d (最大)	悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放的水基钻井液和钻屑间歇式点源排放；油基钻井液和不达标的水基钻井液/钻屑全部运回陆地交由危废处置单位处理
	钻井油层段水基钻井液钻屑	1318	1318		悬浮物、石油类	
	油基钻井液钻屑	8893	8893			
	合计	33984	33984	-	-	
钻井液 (含预留井) (m ³)	非钻井油层段水基钻井液	16638	16638	35m ³ /h (最大)	悬浮物	
	钻井油层段水基钻井液	5219	5219		悬浮物、石油类	
	油基钻井液	35984	0			
	合计	57841	21857	-	-	
压裂返排液		24480	24480	500m ³ /d (最大)	石油类	采用专用的返排液处理系统进行处理，处理后进入海底管



污染物		产生量	最大排放量	排放速率/ 源强	主要污染因子	排放/处理方式
						线输往平台工艺系统和生产水处理系统处理,处理合格后排海;分离出的污泥运回陆地交由危废处置单位处置
钻井平台污染物	生活污水 (m ³)	66157	66157	-	COD 等	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中 COD≤300mg/L 后排放。
	生活垃圾 (t)	283.5	0	-	食品废弃物、食品包装等	分类回收, 运回陆地处置。
	机舱含油污水 (m ³)	363.5	363.5	-	石油类	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中石油类 ≤15mg/L 后排放。
	生产垃圾 (t)	605.8	0	-	废旧器件、油棉纱等	分类回收, 运回陆地, 危险废物交由有资质单位处置。
铺设海管/海缆悬浮物 (m ³)		25703	25703	24.35kg/s (最大)	悬浮物	自然回填(硬质海床区域人工回填)
船舶污染物	生活污水 (m ³)	11145.4	11145.4	-	COD 等	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
	生活垃圾 (t)	47.77	31.85	-	食品废弃物、食品包装等	
	船舶含油污水 (m ³)	966.7	966.7	-	石油类	
	生产垃圾 (t)	26.09	0	-	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、生活垃圾及生产垃圾等污染物。

3.8.2.1 生产水

本项目产生生产水最大量为 XXX, 在 WZ11-4 CEPD 平台处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后回注。2031~2032 年 WZ11-4 CEPD 平台接收生产水量超本平台回注需求, 超出部分生产水(最大约 XXX)将通过栈桥输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理, 处理达标后排海。本项目投产后 WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量为 XXX, 不超过 WZ11-4 CEPA 平台原环评生产水排放批复总量为 XXX。



3.8.2.2 生活污水和生活垃圾

本项目新建 WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设置办公区，在正常生产阶段将产生生活污水和生活垃圾，均依托栈桥相连的 WZ11-4 CEPA 平台进行处理。为满足临时登平台作业人员需要，本项目将 WZ11-4 CEPA 平台处理能力 $30\text{m}^3/\text{d}$ 的生活污水处理设施更换为一套处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的生化电解式生活污水处理设施。WZ11-4 CEPA 平台最大登平台人数为救生艇人数 150 人，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3 ，考虑修井作业等临时登平台作业人员，按 1.2 倍波动系数经核算，生活污水最大排放量约为 $63\text{m}^3/\text{d}$ ($22995\text{m}^3/\text{a}$)。WZ11-4 CEPA 平台已批复的生活污水总量控制指标为 $30\text{m}^3/\text{d}$ ，因此，本项目新增生活污水最大排放量约为 $33\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水处理至《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（ $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ）后排海。

WZ11-6 WHPA 平台为无人驻守平台，无生活设施及生活污水处理设施，新建一套打包式环保厕所，供工作人员登平台巡检期间使用，产生的少量生活污水和生活垃圾运回陆地处理。

3.8.2.3 生产垃圾

在项目生产阶段产生的生产垃圾主要是废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油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 $2.4\text{t}/\text{年} \cdot \text{万吨油当量}$ 计算。本项目投产后最大年产油当量约 XXX，据此估算生产垃圾产生量约 XXX。生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。

3.8.2.4 海水冷却水

本项目新建 WZ11-4 CEPD 平台设置有闭式循环冷却水系统，取水口位于水下 30m，取海水为透平发电机海水冷却器供应冷却水。海水冷却水量为 $160\text{m}^3/\text{h}$ ，在海水表层排放，冷却水排放温度约 35°C ，温升 9°C 。

3.8.2.5 船舶污染物

本项目生产阶段新增 1 条守护船，参照《水运工程环境保护设计规范》（JT/S149-2018）中要求“船舶舱底油污水水量宜按实测资料确定”，根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生量，一般工作船舶的船舶含油污水产生量按 $5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ，生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$



计算；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算。守护船等小型船舶生产垃圾按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。本项目生产阶段新增 1 条守护船船舶含油污水产生量约 $60\text{m}^3/\text{年}$ ，生活污水约为 $1278\text{m}^3/\text{年}$ ，生活垃圾约 $1.8\text{t}/\text{年}$ ，生产垃圾约为 $0.5\text{t}/\text{年}$ 。

3.8.2.6 发电机废气

本工程新建 WZ11-4 CEPD 平台上设燃气透平发电机，为本工程新建平台提供电力，燃料气组成成分包括 H_2S 和烃类，因此发电时产生的主要污染物为 SO_2 和 NO_x 。WZ11-4 CEPD 平台共设 2 台透平发电机，单台透平发电机设计能力为 $30\times 10^4\text{m}^3/\text{d}$ 。根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》（2008 年）中关于燃气发电 NO_x 产排污系数 $9.82\text{g}/\text{m}^3$ ，计算得出 NO_x 排放量。由此得出，平台由伴生天然气燃烧发电产生的氮氧化物最大排放量约为 $5892\text{kg}/\text{d}$ 。

SO_2 根据下列公式计算：

$$G_{\text{SO}_2} = 2.857 \times V \times C_{\text{H}_2\text{S}} \quad (\text{物料衡算法})$$

式中： G_{SO_2} ---- SO_2 排放量，kg；

V ---- 燃气耗量， m^3 ；

$C_{\text{H}_2\text{S}}$ ---- 燃气中 H_2S 体积含量，%。

本项目燃料气 H_2S 体积含量约 0.01% ，估算得出 SO_2 在本平台的最大排放量约为 $85.71\text{kg}/\text{d}$ 。

3.8.2.7 平台和海管牺牲阳极中锌的释放量

新建 WZ11-6 WHPA 和 WZ11-4 CEPD 平台导管架水下部分均采用外加电流与牺牲阳极相结合的方式，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，牺牲阳极设计年限 3 年。本项目铺设 3 条海底管道，其中 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管和 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管为钢管材质，采用牺牲阳极防腐。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，其中锌的质量含量为 $2.5\%\sim 5.75\%$ （保守考虑取 5.75% ）。

本项目布置牺牲阳极块情况见表 3.8-6。

表 3.8-6 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台和管道名称	牺牲阳极 设计年限	净重 (t)	锌含量 (%)	释放锌总 量 (t)	每年释放到海水 中的锌 (t/a)
WZ11-6 WHPA 平台	3	30	5.75	1.725	0.575
WZ11-4 CEPD 平台	3	50	5.75	2.875	0.958
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4	20	20	5.75	1.15	0.058



平台和管道名称	牺牲阳极 设计年限	净重 (t)	锌含量 (%)	释放锌总 量 (t)	每年释放到海水 中的锌 (t/a)
CEPD 混输海管					
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	20	3	5.75	0.173	0.009

3.8.2.8 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各种污染物的产生量汇总见表 3.8-7。

表 3.8-7 生产阶段污染物汇总

污染源位置	污染物	产生量/排放量	主要污染因子	排放/处理方式
WZ11-4 CEPD	生产水	XXX	石油类	处理达标后回注
	生产垃圾	XXX	固体废物	分类收集，运回陆地处理
	海水冷却水	160m ³ /h	温升	经排放口排放
WZ11-6 WHPA	生产垃圾	XXX	固体废物	分类收集，运回陆地处理
	生活垃圾	少量	-	运回陆地处理
	生活污水			
依托 WZ11-4 CEPA	生活污水	33m ³ /d (本项目新增)	COD 等	处理达标后排海
船舶污染物	生活污水	1278m ³ /a	COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后间断排放
	生活垃圾	1.8t/a	食品废弃物、食品包装等	分类回收，运回陆地处理
	船舶含油污水	60m ³ /a	石油类	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排放
	生产垃圾	0.5t/a	废旧器件、油棉纱等	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置

3.9 环境影响评价因子筛选

3.9.1 非污染影响因子分析

本项目非污染影响因子主要是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一定影响。本项目不同工程活动的非污染影响因子筛选及影响程度分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目非污染影响因子筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海管铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	水下结构物对局部潮流的影响	D
	施工船舶活动	通航环境	影响航运交通	D
		海洋生态	影响渔业捕捞作业	D



时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
生产阶段	平台及海管占用海域	通航环境	影响航运交通	D
		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 环境污染影响因子分析

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

表 3.9-2 本项目污染影响评价因子筛选及影响程度分析

评价时段	环境影响要素	评价因子	工程内容及其表征	影响程度
建设阶段	水环境	悬浮物	钻井液、钻屑、海底管缆挖沟埋设及船舶污染物等排放	B
	底质环境	悬浮物		C
	生物生态	鱼卵/仔稚鱼		B
		底栖生物		B
		渔业资源		C
生产阶段	水环境	COD	生活污水等处理达标后排放	C
	环境空气	NO _x	发电机排放废气	D
事故风险	水环境	石油类	事故性溢油对海洋生态的影响	A
	底质环境	石油类		B
	海洋生态	海洋生物		A

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



4 工程区域环境概况

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 气象气候条件

本项目所在海域年平均气温 23°C ，其中年最高气温 35.4°C ，年最低气温 2.9°C 。每年 5~11 月份为台风季节，夏季风级一般 3~4 级，最大阵风 6~7 级，风向西南；冬季一般 6~7 级，最大阵风 9~10 级，风向东北。

工程海域位于南亚季风气候区域内，受北方大陆与南海、太平洋及孟加拉湾的海洋影响，使其具有季节性的寒风及暑雨的气候特色，属亚热带季风型海洋性气候。每年 5~11 月受西北太平洋台风及南海台风影响，但由于东有雷州半岛、南有海南岛作为屏障，风力有所减弱，6 级风以上平均每年为 3~4 次，8 级风以上平均每年为 2~3 次。11 月至翌年 4 月主要受北方寒潮大风影响。

根据工程海域附近涠洲岛海洋站 2018~2020 年风观测资料统计，工程海域夏季主要受偏南风控制，冬季主要受偏北风控制，常年主导风向为 NE，占全年的 15.4%，每年 10 月至次年 3 月盛行东北偏北风，4 月和 9 月为季风转换时期，风向多变；5 月至 8 月盛行西南偏南风。年平均风速为 4.1m/s ，年最大风速为 15.9m/s 。风玫瑰图见图 4.1-1，多年平均风向频率统计表见表 4.1-1。

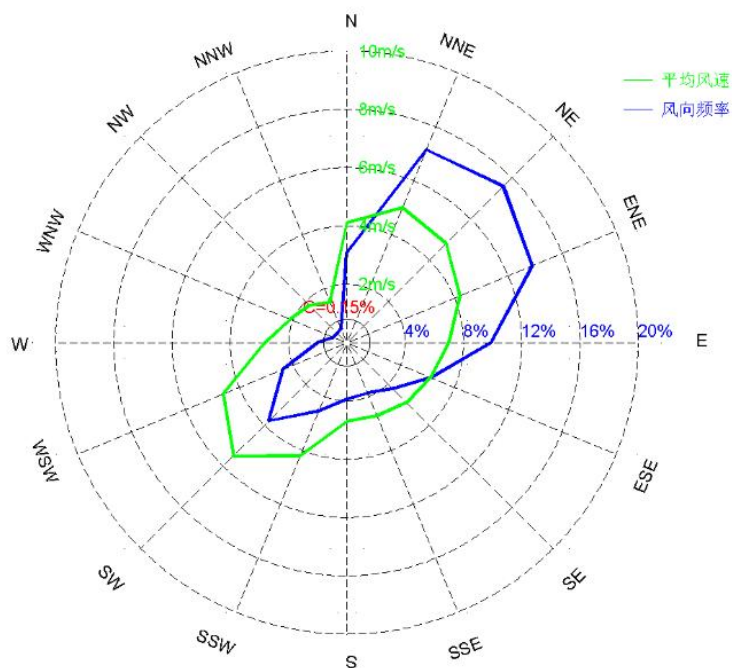


图 4.1-1 工程海域全年风玫瑰图



表 4.1-1 工程海域风向频率、风速统计表（年）

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)								
平均风速 (m/s)								
极值风速 (m/s)								
方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)								
平均风速 (m/s)								
极值风速 (m/s)								

4.1.2 水文动力环境

4.1.2.1 波浪

根据工程海域附近涠洲岛海洋站 2018 年~2020 年的波浪观测资料，波向因受季风气候影响具有明显的季节性变化特征。冬季主波向为 NE，夏季为 SW。全年波向以 NE 方向频率最高，为 16.3%；NNE 方向次之，为 14.2%。波向的季节变化为：S~WSW 方向波浪主要发生在 6 月~8 月；NNE~E 波向发生在 9 月~4 月；5 月为季风转换期，N~E~WSW 方向的波浪均有出现。波浪玫瑰图见图 4.1-2。

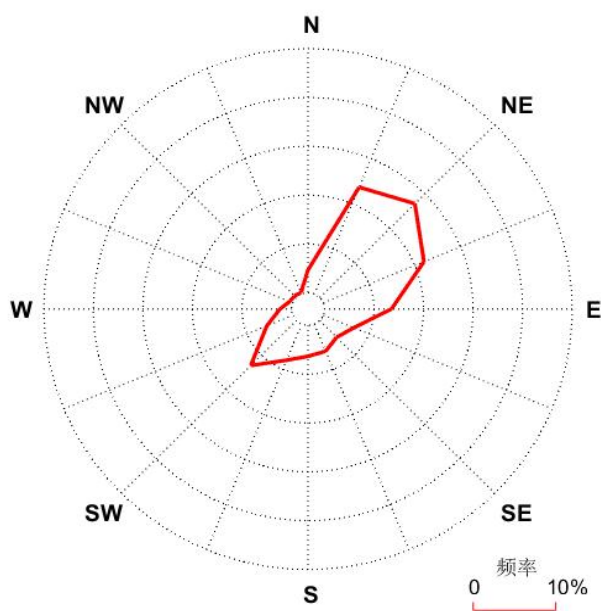


图 4.1-2 工程海域全年浪玫瑰图

4.1.2.2 海流

根据最新的文献研究成果（引自《中国区域海洋学-物理海洋学》（2012 年）），北部湾四季大致上都是一个大的逆时针环流，湾口海水终年东进西出。受潮致余流、风生流和密度流三者的相互影响，各个局部海域的流在不同的季节又呈现出



不同的局部特征。

1) 现场调查概况

中海油田服务股份有限公司湛江分公司在本项目工程海域开展了 4 个站位 (YC1~YC4 测站) 的水文动力现状调查, 根据本项目工程方案和周边已建设施分布情况将 4 个测站分别布设于新建平台和已建平台附近海域, 观测时间为 2023 年 9 月~10 月。4 个测站均采用潜标方式, 获得了全剖面海流实测资料和潮位资料。

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

表 4.1-2 水文动力测站表

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

图 4.1-3 水文动力测站位置示意图

2) 海流特征分析

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

根据统计结果, 观测期间表层海流的主流向为 N(占 18.6%)和 SW(占 10.7%), 平均流速为 18.2cm/s; 中层海流的主流向为 NE(占 17.9%)和 SSW(占 16.9%), 平均流速为 16.4cm/s; 底层海流的主流向为 NE(占 18.8%)和 SW(占 26.1%), 平均流速为 8.9cm/s。

根据实测资料通过调和分析得到的各层的潮流性质参数(表 4.1-3)可知 YC1 测站海域表层和中层为不规则全日潮流, 底层为不规则半日潮流。

表 4.1-3 各层潮流性质参数

层次	表层	中层	底层
潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$	2.13	2.30	1.07

根据实测资料绘制了大潮期各层的潮流矢量图，见图 4.1-3。

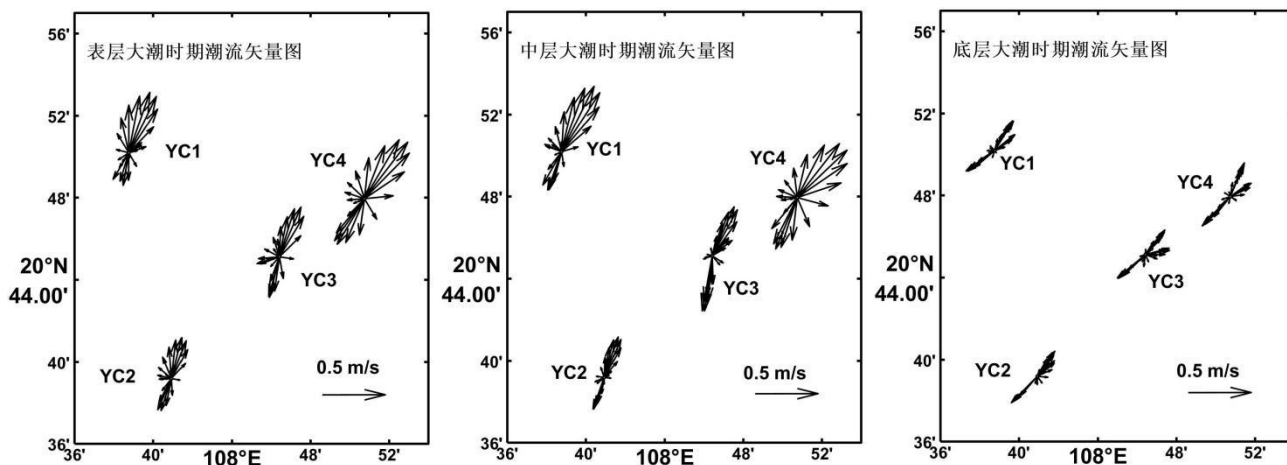


图 4.1-4 YC1 测站潮流矢量图（单位：m/s）

4.1.2.3 潮汐

1) 现场调查概况

中海油田服务股份有限公司湛江分公司在本项目工程海域开展了 4 个站位 (YC1~YC4 测站) 的潮位现场调查，上述测站观测要素及站位坐标见表 4.1-2，站位布置与油田位置关系见图 4.1-3。根据实测验潮数据推算，4 个测站反映的潮汐特征基本一致，本项目海域的潮汐类型为规则全日潮。现以 YC1 测站为例描述分析结果如下。

2) 潮汐特征分析

基于 YC1 测站潮位观测资料调和和分析结果，根据潮汐类型判定公式 $EI=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $EI=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=5.48$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC1 测站潮汐类型属于规则全日潮。

该测站主要分潮调和常数见表 4.1-4。



表 4.1-4 YC1 测站主要分潮调和常数

分潮	H (cm)	G (deg)	分潮	H (cm)	G (deg)
M ₂					
S ₂					
O ₁					
K ₁					

观测期间平均海平面为 2.6m，最高水位为 4.54m，最低水位为 0.95m，最大水位差为 3.59m，涨潮历时 10h38min，落潮历时 7h46min。根据潮汐调和常数推算各特征水位相对关系示意图见图 4.1-5。

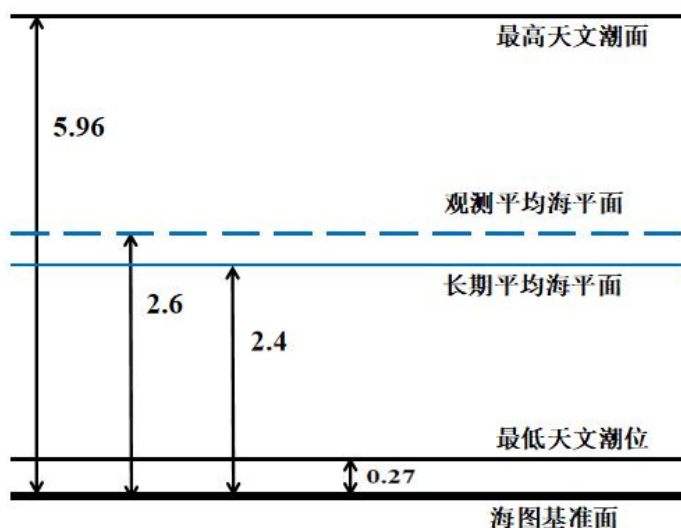


图 4.1-5 YC1 测站特征水位示意图（单位：m）

4.1.3 地形地貌与冲淤环境概况

中海油田服务股份有限公司湛江分公司于 2023 年 9 月~10 月在本项目工程海域开展了针对新建工程设施的工程勘察作业，相关地形地貌及冲淤环境概况如下。

4.1.3.1 新建平台场址地形地貌

1) 新建 WZ11-6 WHPA 平台场址

根据本平台场址调查资料，调查区域内海底平坦，水深变化平缓，没有明显的局部起伏变化，水深从 37.2m 至 37.8m 之间变化，未发现明显的地形起伏。地貌调查资料显示，调查区域内海底地貌资料色度显示均匀，海底底质无明显变化，



仅发现多处拖痕、锚痕和渔业活动痕迹。该调查区域水深分布见图 4.1-6，地貌特征见图 4.1-7。

图 4.1-6 WZ11-6 WHPA 场址水深图

图 4.1-7 WZ11-6 WHPA 场址地貌特征图

2) 新建 WZ11-4 CEPD 平台场址

根据本平台场址调查资料，调查区域内海底基本平坦，水深变化平缓，存在一处西北-东南走向的宽缓的水深变化区域，全区水深从 41.5m 至 43.1m 之间变化，未发现明显的地形起伏。地貌调查资料显示，调查区域内海底的反射强度基本均一，表明海底底质基本均一。调查区域内发现多处拖痕、锚痕和渔业活动痕迹，以及 1 座已建 WZ11-4 CEPA 平台及 9 条已建管缆。该调查区域水深分布见图 4.1-8，地貌特征见图 4.1-9。

图 4.1-8 WZ11-4 CEPD 场址水深图

图 4.1-9 WZ11-4 CEPD 场址地貌特征图

4.1.3.2 新建路由区地形地貌

1) 新建 WZ11-4CEPD 至 WZ12-1WHPC 路由

根据本段路由调查资料，调查区域内海底平坦，水深变化基本平缓。全区水深在 32.2m~43.1m 之间变化，从东北向西南逐渐加深，调查区域东北部地形有较多小凸起。地貌调查资料显示，调查区域内海底地貌资料色度显示大体均匀，部分区域海底底质有所变化。调查区域主要地貌特征为 9 处底质异常区（沉积异常）、多处小凸起、多处桩腿坑、3 个已建平台、多条已建管缆痕迹及大量锚痕、拖痕等。

本段路由区水深地形分布见图 4.1-10，地貌特征见图 4.1-11。

图 4.1-10 新建 WZ11-4CEPD 至 WZ12-1WHPC 路由水深地形图

图 4.1-11 新建 WZ11-4CEPD 至 WZ12-1WHPC 路由（部分）地貌特征图

2) 新建 WZ11-4D WHPA 水下三通至 WZ11-6WHPA 路由

根据本段路由调查资料，调查区域内海底平坦，除已建设施和桩腿坑以外，水深无明显起伏变化，全区水深在 38.0m~38.6m 之间变化。地貌调查资料显示，调查区域内海底地貌资料色度显示均匀，海底底质均一，主要地貌特征为多处桩腿坑、1 个已建平台、5 条已建管缆痕迹及大量锚痕、拖痕等。本段路由区水深地形分布见图 4.1-12，地貌特征见图 4.1-13。

图 4.1-12 新建 WZ11-4D WHPA 水下三通至 WZ11-6WHPA 路由水深地形图

图 4.1-13 新建 WZ11-4D 水下三通至 WZ11-6WHPA 路由(部分)地貌特征图

3) 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4N WHPB 路由

根据本段路由调查资料，调查区域内海底平坦，除桩腿坑外水深无明显起伏变化，全区水深在 38.0-38.9m 之间变化。地貌调查资料显示，调查区域内海底地貌资料色度显示均匀，海底底质均一。主要地貌特征为 2 处凹坑、5 处底质异常区（沉积异常）、1 个已建平台、3 条已建管缆痕迹及大量锚痕、拖痕等。本段路由区水深地形分布见图 4.1-14，地貌特征见图 4.1-15。

图 4.1-14 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4N WHPB 路由水深地形图

图 4.1-15 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4N WHPB 路由(部分)地貌特征图

4) 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4CEPD 路由

根据本段路由调查资料，调查区域内海底平坦，水深从北向南逐渐加深，除桩腿坑外水深变化基本平缓。全区水深在 38.0m-43.2m 之间变化。地貌调查资料显示，调查区域内主要地貌特征为 3 处底质异常区（沉积异常）、较多小凸起、多处桩腿坑、1 个已建平台、多条已建管缆痕迹及大量锚痕、拖痕等。本段路由区水深地形分布见图 4.1-16，地貌特征见图 4.1-17。

图 4.1-16 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4CEPD 路由水深地形图

图 4.1-17 新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4CEPD 路由地貌特征图

4.1.3.3 冲淤环境概况

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

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

4.2 环境功能区划及相关规划符合性

4.2.1 国家产业结构调整目录符合性分析

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目为海洋油（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 海洋主体功能区规划符合性分析

4.2.2.1 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月 1 日），本项目所处的北部湾海域属于优化开发区域，该区域的发展方向与开发原则是：优化近岸海域空间布局，合理调整海域开发规模和时序，控制开发强度，严格实施围填海总量控制制度；推动海洋传统产业技术改造和优化升级，大力发展海洋高技术产业，积极发展现代海洋服务业，推动海洋产业结构向高端、高效、高附加值转变；推进海洋经济绿色发展，提高产业准入门槛，积极开发利用海洋可再生能源，增强海洋碳汇功能；严格控制陆源污染物排放，加强重点河口海湾污染整治和生态修复，规范入海排污口设置；有效保护自然岸线和典型海洋生态系统，提高海洋生态服务功能。其中北部湾海域的主要功能规划为：构建西南现代化港口群。积极推广生态养殖，严格控制近海捕捞强度，合理开发渔业资源。依托民俗文化特色，发展具有热带气候、沙滩海岛、边关风貌和民族风情的特色旅游。推动近岸海域污染防治，强化船舶污染治理。加强珍稀濒危物种、水产种质资源及沿海红树林、海草床、河口、海湾、滨海湿地等保护。

本项目在开发过程中将注重对周边敏感目标的保护，并且在海上建设阶段产生的污染物对环境的影响属于短期、可恢复的；在正常运行阶段生产水经 WZ11-4CEPD 平台处理后达标回注，建设和生产阶段产生的生活污水处理达标后间断排放，生活垃圾中食品废弃物处理达标后排放，其余船舶污染物运回陆地处理，不会对海洋环境影响造成显著不利影响。

综上所述，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

4.2.2.2 《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》，本项目位于广西壮族自治区海洋主体功能区规划范围之外，新建管缆与北海市涠洲岛-斜阳岛海域限制开发区的最近距离约为 XXX，新建平台与上述限制开发区域的最近距离约 XXX，本项目与海洋主体功能区规划位置关系见图 4.2-1。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 XXX 外海洋功能区划内的海洋生态环境。

综上所述，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田



综合调整联合开发项目与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》的管理要求相协调。

图 4.2-1 本项目与海洋主体功能区规划位置关系

4.2.3 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），广西壮族自治区完成了“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”的生态保护红线划定范围外，新建设施与生态保护红线中的其他红线区最近距离约 XXX，见图 4.2-2。本项目建设阶段产生的污染物对环境的影响属于短期、可恢复的；在正常运行阶段生产水经 WZ11-4CEPD 平台处理后回注地层，不会对生态保护红线区内的海洋生态环境造成不利影响。

综上所述，本项目在建设阶段和正常生产阶段不会对生态保护红线造成不利影响。

图 4.2-2 本项目与生态保护红线位置关系

4.2.4 其他相关规划符合性分析

4.2.4.1 《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

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



空气、水环境质量，有效管控土壤污染风险。”

本项目属于海洋油（气）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》要求。

4.2.4.2 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

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

本项目距离周边海洋保护区等在 XXX 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的影响是局部、短期、可恢复的，不会影响到 XXX 外的海洋保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，在新建平台上将配备溢油应急物资，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.4.3 《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

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

4.2.4.4 《广西能源发展“十四五”规划》符合性分析

《广西能源发展“十四五”规划》指出“提高石油储备水平。优先依托广西北部湾港口建设大型原油码头、大型储油库，在输油管道干线地区及重要边境城市，有序布局一批 10 万立方米及以上石油储备项目。在北部湾沿海、石漠化地区等具有独特地质条件的地区，布局建设地下水封石油洞库，积极开展前期工作，做好场址保护。推动企业落实石油储备的社会责任，稳定区内原油供应，提高石油战略储备和商业储备能力。”本项目为海洋油气资源勘探开发项目，与《广西能源发展“十四五”规划》的目标相符。



4.2.4.5 《广西壮族自治区海洋生态环境保护高质量发展“十四五”规划》符合性分析

《广西壮族自治区海洋生态环境保护高质量发展“十四五”规划》提出“加强海洋生态系统保护。严守海洋生态保护红线，贯彻落实海洋生态保护红线管控措施……严防海上运输事故、安全生产事故等引发的次生环境污染事件。”本项目海上施工作业将通过采用先进的铺管船、挖沟设备和挖沟技术方案等，减少对海底的开挖面积和悬浮物产生量；并通过合理安排施工期、缩短海上铺设作业时间等措施，从而最大限度地减轻对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，海底管缆铺设期将避开水产种质资源保护区的特别保护期，尽可能减轻对水产种质资源保护区的影响。本项目投产前建设单位将修订现有的《北部湾涠洲油田群溢油应急计划》，并将编制的应急计划报主管部门备案。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。

因此，本项目符合《广西壮族自治区海洋生态环境保护高质量发展“十四五”规划》的要求。

4.2.4.6 广西壮族自治区“三线一单”符合性分析

根据《广西壮族自治区“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），本项目位于广西壮族自治区“三线一单”中一般管控单元范围内，见图4.2-3。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会对一般管控单元内的海洋生态环境产生明显影响。

综上所述，本项目与《广西壮族自治区“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。

图 4.2-3 本项目与广西壮族自治区“三线一单”位置关系图

4.2.4.7 广西壮族自治区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

根据《广西壮族自治区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》，第三十六章推进陆海统筹发展指出，要“实施海洋资源全面调查，



加快对海洋生物、矿产、可再生能源等自然资源，海域、海岛、海岸带等空间资源以及海洋生态资源的调查和勘探开发，大力推进海洋特色资源产业化和规模化。”本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，促进推动油气增储上产，符合《广西壮族自治区国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.4.8 广西壮族自治区国土空间生态修复规划

根据《广西壮族自治区国土空间生态修复规划》（2021-2035 年），本项目位于广西壮族自治区国土空间生态修复规划之外，距离最近的桂南沿海丘陵平原人居环境提升和水土流失防治区约 XXX。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 XXX 外的海洋生态环境。

4.2.5 重要渔业海域

4.2.5.1 水产种质资源保护区

本项目新建管缆部分穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区-核心区，穿越长度约为 XXX，新建平台距离上述水产种质资源保护区的最近距离约 XXX，具体位置关系见图 4.2-4。

根据《水产种质资源保护区管理暂行办法》（农业部令[2011]第 1 号）：“第十七条 在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。”“第十九条 单位和个人在水产种质资源保护区内从事水生生物资源调查、科学研究、教学实习、参观游览、影视拍摄等活动，应当遵守有关法律法规和保护区管理制度，不得损害水产种质资源及其生存环境。”“第二十条 禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田、围海造地或围填海工程。”“第二十一条 禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。”

本项目不涉及围湖造田、围海造地或围填海工程等工程，已编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，主要结论已纳入环境影响评价报告书。本项目在正常运行阶段生产水经 WZ11-4CEPD 平台处理达标后回注地层，新建



WZ11-4CEPD 平台距离北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区一核心区的最近距离为 XXX，在正常生产阶段不会影响到国家级水产种质资源保护区内的海洋生态环境。

4.2.5.2 二长棘鲷幼鱼幼虾保护区

北部湾涠洲岛北端 $21^{\circ} 05' N$ 以北的海域，边接涠洲岛南至广东省海康县流沙港以西 20m 水深以内的海域，为二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区。在禁渔期间，禁止底拖网作业渔船和拖虾渔船进入该海域生产。

新建电缆距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 XXX，新建平台距离上述保护区的最近距离为 XXX，具体位置关系见图 4.2-4。

图 4.2-4 本项目与国家级水产种质资源保护区和二长棘鲷幼鱼幼虾保护区
位置关系

4.2.5.3 产卵场

本项目新建平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建海底管缆部分穿越北部湾蓝圆鲹产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场，具体位置见图 4.2-5。在工程开发实施过程中，需采取切实可行的防范措施，以避免或缓解工程开发对鱼类产卵场影响。

北部湾蓝圆鲹产卵场：北部湾是蓝圆鲹主要的产卵场和育幼场之一，产卵场的范围介于 XXX 之间，水深 40 m 以内，产卵盛期为 3~5 月。本项目新建平台距离该产卵场最近距离约 XXX，新建管缆部分穿越该产卵场。

北部湾绯鲤类产卵场：绯鲤类北部湾产卵场位于东经 XXX，北纬 XXX，水深 XXX 米，产卵期 2-8 月。本项目新建平台位于该产卵场内，新建管缆部分穿越该产卵场。

北部湾二长棘鲷产卵场：二长棘鲷的产卵场位于北部湾 XXX，XXX 至近岸，水深 60 m 以浅海域，产卵期为 1~3 月。本项目新建平台位于北部湾二长棘鲷产卵场内，新建管缆部分穿越该产卵场。



图 4.2-5 本项目与产卵场位置关系图

4.2.6 国家级海洋公园

广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园位于广西壮族自治区北海市南部海域，于 2012 年 12 月 21 日经国家海洋局批准成立，地理坐标在 XXX 之间，主要位于涠洲岛东北面和西南面距海岸线 500m 以外至 15m 等深线组成的两部分海域。总面积为 2512.92 公顷，其中重点保护区 1278.08 公顷，主要包括涠洲岛东北部珊瑚礁，重点保护区主要功能为保护珊瑚礁，发挥其提供海洋公园及其附近海域鱼类等海洋生物多样性以及栖息地的生态作用，并开展珊瑚礁生态修复、渔业资源保育、生物多样性保护等活动，限制对生态系统产生破坏的任何开发活动；适度利用区 1234.84 公顷，位于涠洲岛西南部海域和东南部海域，可开展珊瑚礁观光、休闲垂钓的生态旅游、休闲渔业等活动。本项目新建管缆距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 XXX，新建平台距该海洋公园最近约 XXX，具体位置关系见图 4.2-6。

图 4.2-6 本项目与广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园位置示意图

4.2.7 通航环境

本项目所在海域的通航资料来源于广东海洋大学编制的《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目通航安全影响论证报告》有关调查资料。

4.2.7.1 推荐航路

根据《中国航路指南（南海海区（A103））》、《全国沿海航路总体规划》、《海南沿海航行安全服务指南》、《世界大洋航路(NP136)》以及《中国沿海航行指南（南海海区）（CNP6）》、《广西海事局关于调整广西北部湾沿海船舶航路的公告（2023 年第 1 号）》等航路资料，工程海域附近推荐航线主要是涠洲岛西航路、北部湾港至东南亚各国航路-至铁山港支线、北部湾港至东南亚各国航路、北部湾港至东南亚各国航路-至海南洋浦港支线、北海港至海南岛西海岸港口航路（图 4.2-7）。本项目新建的 WZ11-4 CEPD 平台和 WZ11-6 WHPA 平台与上述航路最近距离均在 XXX 以上，其中 WZ11-6 WHPA 平台距离最近的北部湾港至东南亚各国航路边界约 XXX，WZ11-4 CEPD 平台距离最近的北部湾港至东南亚各国航路



-至海南洋浦港支线航路边界约 XXX；新建海底管缆距离上述推荐航路最近距离均在 XXX 以上，其中新建 WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆距离涠洲岛西航路边界最近，约 XXX。本项目新建平台与附近航路距离见表 4.2-1。

图 4.2-7 本项目附近推荐航路位置示意图

表 4.2-1 本项目新建平台与附近航路距离

新建平台	附近航路	距离 (nmile)
WZ11-6 WHPA	涠洲岛西航路	14.2
	北部湾港至东南亚各国航路-至铁山港支线	10.1
	北部湾港至东南亚各国航路	6.0
	北部湾港至东南亚各国航路-至海南洋浦港支线	13.7
	北海港至海南岛西海岸港口航路	20.3
WZ11-4 CEPD	涠洲岛西航路	19.2
	北部湾港至东南亚各国航路-至铁山港支线	18.6
	北部湾港至东南亚各国航路	11.7
	北部湾港至东南亚各国航路-至海南洋浦港支线	9.8
	北海港至海南岛西海岸港口航路	14.9

4.2.7.2 锚地

工程水域附近锚地主要是防城港 5#锚地、防城港 6-1# 锚地、防城港 6-2#锚地、防城港 7#锚地、钦州港 11#锚地和北海港 10 万吨级散货待泊锚地。新建平台距离最近的钦州港#11 锚地约 XXX，本工程海域附近锚地位置示意图见图 4.2-8。

图 4.2-8 工程海域附近锚地位置示意图

4.2.7.3 港口

工程水域附近主要有北海港、钦州港、防城港等，新建平台距离这些港口均在 XXX 以上，本项目海域路由附近的港口如图 4.2-9 所示，新建平台与附近港口距离如表 4.2-2 所示。

图 4.2-9 本项目附近港口位置示意图

表 4.2-2 本项目新建平台与附近港口距离

新建平台	附近港口	距离 (nmile)
WZ11-6 WHPA	北海	36.6



WZ11-4 CEPD	钦州	35.3
	防城港	35.7
	北海	43.2
	钦州	43.9
	防城港	43.9

4.3 工程周围环境敏感目标分布

本项目附近海域主要环境敏感目标包括国家级海洋公园、海洋生态保护红线及重要渔业水域等。

本项目新建管缆部分穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区、北部湾蓝圆鲹产卵场及北部湾绯鲤类产卵场，全部位于北部湾二长棘鲷产卵场内；新建平台位于北部湾二长棘鲷产卵场和北部湾绯鲤类产卵场内。其他距离项目所处海域较近的环境敏感区域有广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园、海洋生态保护红线区中的保护地一般控制区和其他红线区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区等。在工程实施过程中，需采取切实可行的防范措施，以避免或缓解工程开发对环境敏感目标的影响。本项目与周边环境敏感目标的位置关系见图 4.3-1 和表 4.3-1。

图 4.3-1 本项目周边环境敏感目标

表 4.3-1 主要环境敏感目标

类型	敏感目标名称	与新建 WZ11-6WHPA 平台最近距离 及方位	与新建 WZ11-4CEPD 平台最近距离 及方位	与新建管缆 最近距离及 方位	保护期
国家级海洋公园	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园				\
海洋生态保护红线区	其他红线区				\
	保护地一般控制区				\
水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区				1.15~3.1
二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区					12 月~翌年 2 月
产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场				1~3 月
	北部湾蓝圆鲹产卵场				3~5 月
	北部湾绯鲤类产卵场				2~8 月





5 环境质量现状调查与评价

5.1 海洋环境现状调查概况

涠洲 11-6 油田、涠洲 10-3 油田 7 井区、涠洲 11-4 油田所在海域的海水水质、沉积物、生物生态和生物质量现状调查工作由国家海洋局南海环境监测中心承担。海水水质、生物生态和生物质量现状调查分别于 2022 年 4 月 29 日至 5 月 6 日（春季）和 2022 年 9 月 5 日至 9 月 11 日（秋季）两次进行。沉积物质量调查于 2022 年 9 月 5 日至 9 月 11 日（秋季）进行。

5.1.1 调查站位布设

调查海域春秋两季环境质量现状调查均采用网格布点的方式，共设置 50 个环境现状调查站位，包括在已建平台 WZ12-1 PUQ 附近布设加密站位 L1-L4），和已建平台 WZ11-4 CEPA 平台附近布设加密站位 L5-L8，共计 8 个加密站位。调查共布设 6 个纵断面，断面间距为 15km；以垂直于纵断面布设 7 个横断面，断面间距为 15km，纵横断面交点为站点所在位置。其中，水质调查站位 50 个（含 8 个加密站位），沉积物调查站位 30 个（进秋季进行调查）和生物生态调查站位 30 个。

调查海域春、秋季环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标分别见图 5.1-1 和表 5.1-1。

图 5.1-1 春、秋季环境质量现状调查站位布设示意图

表 5.1-1 春、秋季调查站位及调查项目

序号	站位	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
1	P1			水质、沉积物、生物生态
2	P2			水质
3	P3			水质、沉积物、生物生态
4	P4			水质
5	P5			水质
6	P6			水质、沉积物、生物生态
7	P7			水质
8	P8			水质、沉积物、生物生态
9	P9			水质、沉积物、生物生态
10	P10			水质、沉积物、生物生态
11	P11			水质、沉积物、生物生态
12	P12			水质、沉积物、生物生态
13	P13			水质、沉积物、生物生态



序号	站位	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
14	P14			水质
15	P15			水质、沉积物、生物生态
16	P16			水质、沉积物、生物生态
17	P17			水质、沉积物、生物生态
18	P18			水质、沉积物、生物生态
19	P19			水质、沉积物、生物生态
20	P20			水质、沉积物、生物生态
21	P21			水质、沉积物、生物生态
22	P22			水质、沉积物、生物生态
23	P23			水质、沉积物、生物生态
24	P24			水质、沉积物、生物生态
25	P25			水质
26	P26			水质、沉积物、生物生态
27	P27			水质、沉积物、生物生态
28	P28			水质、沉积物、生物生态
29	P29			水质、沉积物、生物生态
30	P30			水质、沉积物、生物生态
31	P31			水质
32	P32			水质、沉积物、生物生态
33	P33			水质
34	P34			水质、沉积物、生物生态
35	P35			水质、沉积物、生物生态
36	P36			水质
37	P37			水质、沉积物、生物生态
38	P38			水质
39	P39			水质、沉积物、生物生态
40	P40			水质
41	P41			水质
42	P42			水质、沉积物、生物生态
43	L1			水质 (石油类、COD)
44	L2			水质 (石油类、COD)
45	L3			水质 (石油类、COD)
46	L4			水质 (石油类、COD)
47	L5			水质 (石油类、COD)
48	L6			水质 (石油类、COD)
49	L7			水质 (石油类、COD)
50	L8			水质 (石油类、COD)

注：仅秋季进行沉积物调查；

5.1.2 调查项目

调查海域，水质、沉积物和生物生态的调查项目见表 5.1-2。

表 5.1-2 水质、沉积物和生物生态调查项目

调查对象	调查项目	项数
------	------	----



调查对象	调查项目	项数
水质	水深、水色和透明度、水温、盐度、pH 值、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬	20
沉积物	有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、粒度	11
生物生态	叶绿素 a、初级生产力	2
	浮游生物（包括浮游动物和浮游植物）：种类、生物量、密度	3
	底栖生物：种类、生物量、密度	3
	鱼卵仔鱼：种类、数量及分布情况	3
	生物质量：石油烃、铬、铅、砷、总汞、铜、镉、锌	8

调查方法依据《海洋监测规范》(GB 17378-2007)和《海洋调查规范》(GB/T 12763-2007)中的有关规定,具体采样要求如下:

海水水质调查站位依据《海洋监测规范》(GB 17378-2007)中的规定进行水样采集、保存和运输,水深 $\leq 50\text{m}$,分三个层次进行采集:表层(低于表层 0.5m)、 10m 、底层(高于泥线 2m)。加密测点(L1~L8)调查海水水质中表层石油类和 COD,石油类只调查表层样品,COD 调查三层(表层(低于表层 0.5m)、 10m 、底层(高于泥线 2m))。

沉积物的采集采用抓斗式采泥器通过水文绞车将其沉降到选定的采样点,采集沉积物表层样($0\sim 5$)cm,采样器为曙光采泥器,采样面积为 0.05m^2 。

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

5.1.2.1 叶绿素 a

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

5.1.2.2 浮游植物

现场调查采用浅水 III 型浮游生物网(网口面积 0.1m^2 ,网口直径 37cm ,网长为 140cm)由海底(离底 2.0m)至海面作垂直拖网一次。采集到的样品用 5%的甲醛溶液固定,带回实验室进行镜检分析、种类鉴定和个数统计。

5.1.2.3 浮游动物

现场调查采用浅水 I 型浮游生物网(网口面积 0.2m^2 ,网口直径 50cm ,网长为 145cm)由海底(离底 2.0m)至海面作垂直拖网一次。采集到的样品用 5%的甲醛溶液固定,然后带回实验室进行镜检分析、种类鉴定和个数统计。



5.1.2.4 底栖生物

分定性和定量两种方法采集。定性样品用 0.7m 宽的阿氏拖网采集，每站慢速拖曳 15min（约 1500m），拣出所有生物；定量样品用 0.05m² 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。

5.1.2.5 生物质量

海洋生物质量主要调查工程附近海域常见的定居性双壳贝类、甲壳类、软体类和鱼类，分别不少于 1 种。样品的种类和数量必须满足环境影响评价有关导则要求。采样用 1.5m 宽阿氏网采集，每站慢速拖曳 15min（约 1500m），拣出所有生物。所获生物个体作为生物质量样品进行保存和分析。测定生物体内的石油烃和重金属（铬、铅、砷、总汞、铜、镉和锌）的含量。

5.1.3 分析方法

各调查项目的分析方法按照《海洋监测规范》(GB 17378-2007)、《海洋调查规范》(GB/T 12763-2007)等标准执行。具体项目分析方法见表 5.1-3。

表 5.1-3 海水水质、沉积物和生物质量项目的分析方法

类别	项 目	分 析 方 法	引 用 标 准	检 出 限
水质	pH	pH 计法	GB 17378.4-2007	/
	DO	碘量法		0.32mg/L
	COD	碱性高锰酸钾法		0.15mg/L
	活性磷酸盐	磷酸盐-流动分析法	HY/T 147.1-2013	0.0008mg/L
	亚硝酸盐氮	亚硝酸盐-流动分析法		0.0005mg/L
	硝酸盐氮	硝酸盐-流动分析法		0.0020mg/L
	氨氮	次溴酸盐氧化法	GB 17378.4-2007	0.0044mg/L
	汞	原子荧光法	GB 17378.4-2007	0.007μg/L
	砷	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.1-2013	0.05μg/L
	锌			0.10μg/L
	铅			0.07μg/L
	铜			0.12μg/L
	镉			0.03μg/L
	总铬			0.05μg/L
	石油类	紫外分光光度法	GB 17378.4-2007	0.0035mg/L
	悬浮物	重量法		0.2mg/L
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法		0.10μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法		0.8μg/L
	叶绿素 a	荧光仪法	HY/T 147.1-2013	0.0101μg/L



类别	项 目	分 析 方 法	引 用 标 准	检 出 限
沉积物	粒度	激光法	GB 12763.8-2007	/
	有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	GB 17378.5-2007	0.03%
	硫化物	碘量法		4.0×10^{-6}
	锌	火焰原子吸收分光光度法		6.0×10^{-6}
	铜			2.0×10^{-6}
	铅			3.0×10^{-6}
	镉	无火焰原子吸收分光光度法		0.04×10^{-6}
	铬			2.0×10^{-6}
	石油类			紫外分光光度法
	砷	原子荧光法		0.06×10^{-6}
	汞	热分解冷原子吸收光度法		HY/T 147.2-2013
生物质量	石油烃	荧光分光光度法	GB 17378.6-2007	0.2×10^{-6}
	砷	原子荧光法		0.2×10^{-6}
	铜	火焰原子吸收分光光度法		2.0×10^{-6}
	锌			0.4×10^{-6}
	镉			0.08×10^{-6}
	铅	无火焰原子吸收分光光度法		0.04×10^{-6}
	铬			0.04×10^{-6}
	总汞	热分解冷原子吸收光度法	HY/T 147.3-2013	0.005×10^{-9}
生物生态	浮游植物、浮游动物、底栖生物的种类组成和数量（生物量）分布及其优势种组成和数量分布	计数法	GB 17378.7-2007	/
	鱼卵仔稚鱼的种类组成和数量（生物量）分布及其优势种组成和数量分布	计数法	GB/T 12763.6-2007	/

5.1.4 评价因子与评价标准

5.1.4.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧（DO）、化学需氧量（COD）、石油类、无机氮（DIN）、活性磷酸盐（ $\text{PO}_4^{3-}\text{-P}$ ）、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共 15 项。采用《海水水质标准》（GB 3097-1997）中规定的水质标准对调查海区水质现状进行评价。

春、秋季均设 50 个环境现状调查站位。其中 P1 和 P2 站位位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，执行第一类海水水质标准；P11 站位



位于海洋生态保护红线中的其他红线区和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，执行第一类海水水质标准；P3~P10、P12~P18、P20~P24、P28~P30、L1~L4（30 个）站位位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，执行第一类海水水质标准；P19、P25~P27、P31~P42、L5~L8（20 个）站位位于海洋保护生态红线和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区之外，按照不劣于现状评价。调查站位与国家级水产种质资源保护区和生态红线叠加示意图见图 5.1-2，春、秋季各站位水质执行标准情况见表 5.1-4，各评价因子的评价标准值列于表 5.1-5。

图 5.1-2 春、秋季调查站位与国家级水产种质资源保护区/生态红线叠加示意图

表 5.1-4 各站位水质执行标准

站位	海水水质标准
P1~P18、P20~P24、P28~P30、L1~L4（30 个）	第一类
P19、P25~P27、P31~P42、L5~L8（20 个）	不劣于现状

表 5.1-5 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
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L
挥发性酚	≤0.005mg/L		≤0.010mg/L	≤0.050mg/L
硫化物	≤0.02mg/L	≤0.05mg/L	≤0.10mg/L	≤0.25mg/L



5.1.4.2 沉积物质量

沉积物评价因子为有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类共 10 项。沉积物调查站位为 30 个，本次沉积物环境质量评价标准采用《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)中第一类标准进行评价。各评价因子的评价标准值列于表 5.1-6。

表 5.1-6 各站位沉积物执行标准

评价因子		沉积物质量评价标准
有机碳	%	2.0
硫化物	$\times 10^{-6}$	300.0
汞		0.20
砷		20.0
铜		35.0
铅		60.0
镉		0.50
锌		150.0
铬		80.0
石油类		500.0

5.1.4.3 生物质量

生物质量的评价方法和计算方法与水质相同，采用单项因子标准指数法和超标率统计法。评价因子包括总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃。

目前已发布的国家标准《海洋生物质量》(GB 18421-2001)是以贝类(双壳类)为监测生物对于软体类(除双壳类外的其他软体动物)、甲壳类和鱼类等目前尚未有国标/行标的生物，本报告参考《全国海岛资源综合调查简明规程》和《第二次全国海洋污染基线调查技术规程(第二分册)》中规定的生物质量标准，各项评价因子的标准值见表 5.1-7。对于没有评价标准可参考的生物类群，本报告不对其进行评价。

表 5.1-7 底栖生物体内各指标评价标准 ($\times 10^{-6}$)

标准系数	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
贝类(双壳类)	0.05 ^I	1.0 ^I	10 ^I	0.1 ^I	0.2 ^I	20 ^I	0.5 ^I	15 ^I
软体类	0.3 ^{II}	--	100 ^{II}	10.0 ^{II}	5.5 ^{II}	250 ^{II}	--	20 ^{III}
甲壳类	0.2 ^{II}	--	100 ^{II}	2.0 ^{II}	2.0 ^{II}	150 ^{II}	--	--
鱼类	0.3 ^{II}	--	20 ^{II}	2.0 ^{II}	0.6 ^{II}	40 ^{II}	--	20 ^{III}

注：“--”表示无相关标准可参考，表中所列值为最大允许值，评价标准参考如下：

- I. 《海洋生物质量》(GB 18421-2001)的一类标准；
- II. 《全国海岛资源综合调查简明规程》；
- III. 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程(第二分册)》。



5.1.5 评价方法

5.1.5.1 海水水质

海水水质采用单项标准指数法对调查海域进行环境质量现状评价。

计算公式：

$$PI_i = \frac{C_i}{S_{0i}}$$

式中： PI_i —某监测站位评价因子 i 的标准指数；

C_i —某监测站位评价因子 i 的实测浓度；

S_{0i} —评价因子 i 的评价标准值。

pH 标准指数的计算公式：

$$PI_{pH} = \frac{|pH - pH_{SM}|}{D_S}$$

其中： $pH_{SM} = \frac{1}{2}(pH_{su} + pH_{sd})$ ， $D_S = \frac{1}{2}(pH_{su} - pH_{sd})$

式中： PI_{pH} —pH 的标准指数；

pH —pH 的实测浓度；

pH_{su} —海水 pH 标准的上限值；

pH_{sd} —海水 pH 标准的下限值。

溶解氧标准指数的计算公式：

$$PI_{DO} = \frac{|DO_f - DO|}{(DO_f - DO_s)}, DO \geq DO_s$$

$$PI_{DO} = \frac{10 - 9DO}{DO_s}, DO < DO_s$$

式中： PI_{DO} —溶解氧的标准指数；

DO —溶解氧的实测浓度；

DO_s —溶解氧的评价标准；

DO_f —为饱和的溶解氧。

水质参数的标准指数 >1 ，表明该水质参数超过了相应的水质标准。

5.1.5.2 海洋沉积物

采用与水质相同的单项标准指数法进行评价，具体公式：

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



其中： Q_{ij} 为沉积物 i 站点 j 测项的标准指数值；

C_{ij} 为沉积物 i 站点 j 测项的实测值；

C_j 为沉积物 j 测项的评价标准。

为了阐述沉积物各项评价指标的总体水平，对各项标准分指数进行平均值统计，得出平均标准指数 Q_{ie} ：

$$Q_{ie} = \sum_{i=1}^n \frac{Q_{ij}}{n}$$

其中，式中的 n 为站位数。

5.1.5.3 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)，根据季节和海区情况取 12.5h；

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。



某一个站上的优势度可用百分比表示,

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

式中: D —第 i 种的百分比优势度;

n_i —第 i 种的数量;

N —该站群落中所有种的数量, 本报告用密度表示。

c. 生物质量

生物质量的评价方法和计算方法与水质相同, 采用单项标准指数法和超标率统计法。评价因子包括总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查

调查海域, 春、秋季两次海水水质调查项目分析结果分别见附表 1 和附表 2。

5.2.1.1 水温

春季调查海区水温变化于 (XXX) °C。

秋季调查海区水温变化于 (XXX) °C。

5.2.1.2 盐度

春季调查海区盐度变化于 XXX。

秋季调查海区盐度变化于 XXX。

5.2.1.3 pH

春季调查海区 pH 值变化于 XXX。

秋季调查海区 pH 值变化于 XXX。

5.2.1.4 溶解氧 (DO)

春季调查海区海水 DO 含量变化于 (XXX) mg/L。

秋季调查海区海水 DO 含量变化于 (XXX) mg/L。

5.2.1.5 化学需氧量 (COD)

春季调查海区海水 COD 变化于 (XXX) mg/L。

秋季调查海区海水 COD 变化于 (XXX) mg/L。

5.2.1.6 无机氮 (DIN)

春季调查海区海水 DIN 含量变化于 (XXX) µg/L。

秋季调查海区海水 DIN 含量变化于 (XXX) µg/L。



5.2.1.7 活性磷酸盐

春季调查海区海水活性磷酸盐含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水活性磷酸盐含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.8 汞

春季调查海区海水汞含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水汞含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.9 锌

春季调查海区海水锌含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水锌含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.10 镉

春季调查海区海水镉含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水镉含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.11 铅

春季调查海区海水铅含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水铅含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.12 砷

春季调查海区海水砷含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水砷含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.13 铜

春季调查海区海水铜含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水铜含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.14 总铬

春季调查海区海水总铬含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水总铬含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.15 石油类

春季调查海区表层海水石油类含量变化于 (XXX) mg/L 。

秋季调查海区表层海水石油类含量变化于 (XXX) mg/L 。

5.2.1.16 悬浮物

春季调查海区海水悬浮物的含量变化于 (XXX) mg/L 。

秋季调查海区海水悬浮物的含量变化于 (XXX) mg/L 。



5.2.1.17 挥发性酚

春季调查海区海水挥发性酚含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水挥发性酚含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.1.18 硫化物

春季调查海区海水硫化物含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

秋季调查海区海水硫化物含量变化于 (XXX) $\mu\text{g/L}$ 。

5.2.2 海水水质评价结果

调查海域春、秋季两次调查海水水质各层评价因子的标准指数分别见附表 3 至附表 8。

其中,调查站位中有 30 个站位(包括 4 个加密站位)位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区,执行《海水水质标准》(GB 3097-1997)中第一类海水水质标准,海水质量评价采用单项标准指数法。P19、P25~27、P31-42、L5~L8 共 20 个站位位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区外,按照现状评价到所属等级。

秋季站位中,P30、P42~P44、P48~59 和 L5~L8 站位位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区外,按照现状评价到所属等级。其余 30 个位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区内,执行第一类海水水质标准进行评价。

5.2.2.1 春季调查

春季调查海域海水中 pH、DO、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共 14 项评价因子符合《海水水质标准》(GB 3097-1997)第一类海水水质标准,满足所在海域海水水质标准。

a. 执行第一类海水水质标准

执行第一类海水水质标准的 30 个站位中,仅部分站位出现铅超标现象,10m 层和底层超标率分别为 7.7%和 42.3%,最大超标倍数为 1.70。表层超标站位 P5、P20 共 2 个站位,底层超标站位 P1、P2、P5、P6、P9、P10、P15、P16、P20、P21、P23 共 11 个站位,均符合第二类海水水质标准。超标统计见表 5.2-1。

表 5.2-1 调查海区春季海水水质超标因子统计

评价因子	层次	超标站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)
------	----	------	------------------	------------



评价因子	层次	超标站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)
铅	10m 层	P5、P20 (2 个)	1.08 (P5)	7.7
	底层	P1、P2、P5、P6、P9、P10、P15、P16、P20、P21、P23 (11 个)	1.70 (P5)	42.3

b. 不劣于现状评价

20 个按照现状评价的站位中，P19 站底层样品和 P38 站表层、10m 层的铅含量符合第二类海水水质标准，其余站位样品均符合第一类海水水质标准。

5.2.2.2 秋季调查

秋季调查海域海水中 pH、COD、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 14 项评价因子符合《海水水质标准》(GB 3097-1997) 第一类海水水质标准，满足所在海域海水水质标准。

a. 执行第一类海水水质标准

执行第一类海水水质标准的 30 个站位中部分站位出现溶解氧和铅超标现象，其中溶解氧表层、10m 层和底层超标率分别为 7.7%、23.1%和 96.2%，最大超标倍数为 4.20。表层、10m 层超标站位符合第二类海水水质标准，底层超标站位共 25 个，其中，P1、P2、P4~P9、P11、P16~P18 共 12 个站位符合第二类海水水质标准，P10、P12、P13、P28~P30 共 6 个站位符合第三类海水水质标准，P14、P15、P20~P24 共 7 个站位符合第四类海水水质标准；铅仅涠洲岛以北的 P4 站位表层样品超出第一类海水水质标准限值，符合第二类海水水质标准。超标统计见表 5.2-2。

表 5.2-2 调查海区秋季海水水质超标因子统计

评价因子	层次	超标站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)
溶解氧	表层	P10、P11 (2 个)	0.66 (P10)	7.7
	10m 层	P10~12、P18、P23、P24 (6 个)	0.84 (P10)	23.1
	底层	P1、P2、P4~18、P20~24、P28~30 (25 个)	4.20 (P23)	96.2
铅	表层	P4 (1 个)	1.16 (P4)	3.8

b. 不劣于现状评价

20 个按照现状评价的站位中，P19、P25、P26、P31、P32、P37、P38 共 7 个站位底层样品溶解氧符合第二类海水水质标准，P33~36、P39~42 共 8 个站位底层符合第三类海水水质标准，P27 底层样品符合第四类海水水质标准，其余站位样品均符合第一类海水水质标准。



5.2.2.3 超标原因分析

调查海区海水中铅出现轻微超标现象，与调查海区历史调查中存在铅超标的现象一致，可能是因为该海区海水铅含量本底较高。

秋季溶解氧随水深增加而明显降低主要是由于该海区秋季水温较高，上下层水体交换较弱，下层海水难以获得溶解氧补给。此外，生物碎屑沉降过程中的再矿化过程也不断消耗水体中的溶解氧。

5.3 沉积物质量现状调查与评价

5.3.1 沉积物质量调查结果

调查海区表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1。沉积物站位共布设 30 个，采样层次为表层（0~5）cm。表层沉积物粒度类型有砂质粉砂（ST）、粉砂质砂（TS）和粉砂（T）三种，以粉砂（T）为主，所占比例为 XXX%，其次为砂质粉砂（ST），所占比例为 XXX%。总体上，调查海区表层沉积物类型以粉砂为主。

表 5.3-1 表层沉积物类型及粒度参数

站位	砾(%)	砂(%)	粉砂(%)	粘土(%)	类型及代号
P1					T-S 粉砂-砂
P3					ST 砂质粉砂
P6					T 粉砂
P8					T 粉砂
P9					ST 砂质粉砂
P10					T 粉砂
P11					T 粉砂
P12					TS 粉砂质砂
P13					ST 砂质粉砂
P15					T 粉砂
P16					T 粉砂
P17					T 粉砂
P18					T 粉砂
P19					T 粉砂
P20					T 粉砂
P21					T 粉砂
P22					T 粉砂
P23					T 粉砂
P24					T 粉砂
P26					T 粉砂
P27					T 粉砂
P28					T 粉砂



站位	砾(%)	砂(%)	粉砂(%)	粘土(%)	类型及代号
P29					T 粉砂
P30					T 粉砂
P32					ST 砂质粉砂
P34					ST 砂质粉砂
P35					T 粉砂
P37					T 粉砂
P39					TS 粉砂质砂
P42					T 粉砂

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

表 5.3-2 沉积物中各污染物含量状况

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
	%	$\times 10^{-6}$								
P1										
P3										
P6										
P8										
P9										
P10										
P11										
P12										
P13										
P15										
P16										
P17										
P18										
P19										
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										
最小值										
最大值										
平均值*										



注：*检出率大于 1/2,未检出部分取检出限的 1/2 量参加统计计算；检出率不足 1/2,未检出部分取检出限的 1/4 量参加统计计算。(GB 17378.1-2007《海洋监测规范》)。

5.3.2 沉积物质量评价结果

调查海域沉积物各调查站位中的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类含量的标准指数均低于 1，符合《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类海洋沉积物的质量标准，详见表 5.3-3。沉积物各调查站位所有调查因子均符合所在海域沉积物质量标准。调查海域内沉积物环境质量整体状况较好。

表 5.3-3 沉积物中各污染物标准指数值

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
P1										
P3										
P6										
P8										
P9										
P10										
P11										
P12										
P13										
P15										
P16										
P17										
P18										
P19										
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										
最小值										



站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
最大值										
平均值										
超标率(%)										

5.4 海洋生物生态和生物质量现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

5.4.1.1 叶绿素 a

春秋两季调查各站叶绿素 a 含量的具体情况分别见表 5.4-1 和表 5.4-2。

春季调查海区表层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 ，平均值为 XXX；10m 层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 ，平均值为 XXX；底层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 ，平均值为 XXX mg/m^3 。海区叶绿素 a 各站平均含量变化于 (XXX) mg/m^3 ，平均值为 XXX mg/m^3 。各站叶绿素 a 含量较低且有一定差异。从叶绿素 a 的垂直分布总体上来看，海区内叶绿素 a 的底层平均含量大于表层、10m 层。

表 5.4-1 春季各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站位	叶绿素 a (mg/m^3)				海洋初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	10m 层	底层	平均值	
P1					
P3					
P6					
P8					
P9					
P10					
P11					
P12					
P13					
P15					
P16					
P17					
P18					
P19					
P20					
P21					
P22					
P23					
P24					
P26					
P27					
P28					



站位	叶绿素 a (mg/m^3)				海洋初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	10m 层	底层	平均值	
P29					
P30					
P32					
P34					
P35					
P37					
P39					
P42					
最小值					
最大值					
平均值					

秋季调查海区表层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 , 平均值为 XXX; 10m 层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 , 平均值为 XXX; 底层叶绿素 a 含量变化于 (XXX) mg/m^3 , 平均值为 XXX。海区叶绿素 a 各站平均含量变化于 (XXX) mg/m^3 , 平均值为 XXX。各站叶绿素 a 含量较低且有一定差异。从叶绿素 a 的垂直分布总体上来看, 底层平均含量大于表层、10m 层。

表 5.4-2 秋季各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站位	叶绿素 a (mg/m^3)				海洋初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	10m 层	底层	平均值	
P1					
P3					
P6					
P8					
P9					
P10					
P11					
P12					
P13					
P15					
P16					
P17					
P18					
P19					
P20					
P21					
P22					
P23					
P24					
P26					



站位	叶绿素 a (mg/m^3)				海洋初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
	表层	10m 层	底层	平均值	
P27					
P28					
P29					
P30					
P32					
P34					
P35					
P37					
P39					
P42					
最小值					
最大值					
平均值					

注：“*”表示平行站。

5.4.1.2 初级生产力

春秋两季调查各站初级生产力计算结果分别见表 5.4-1 和表 5.4-2。

春季调查海域各站初级生产力变化范围为 (XXX) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均为 XXX $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。调查海区总体初级生产力处于中低水平。

秋季调查海域各站初级生产力变化范围为 (XXX) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均为 XXX $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。调查海区总体初级生产力处于中低水平。

5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

春季调查海域共出现浮游植物 4 门 43 属 148 种，名录详见附表 9。春季浮游植物中硅藻种类最多，有 31 属 102 种，占总物种数的 68.9%；甲藻有 10 属 42 种，占总物种数的 28.4%；蓝藻有 1 属 3 种占 2.03%；金藻有 1 属 1 种占 0.68%。春季调查海域浮游植物中赤潮生物有 4 门 22 属 53 种，占总物种数的 35.8%。其中，赤潮硅藻出现 14 属 32 种，赤潮甲藻出现 6 属 17 种，赤潮蓝藻出现 1 属 3 种，赤潮金藻出现 1 属 1 种。

秋季调查海域共出现浮游植物 4 门 53 属 170 种，名录详见附表 9。秋季浮游植物中硅藻种类最多，有 36 属 122 种，占总物种数的 71.8%；甲藻有 13 属 42 种，占总物种数的 24.7%；蓝藻 2 属 4 种占 2.4%；金藻 2 属 2 种占 1.2%。秋季调查海域浮游植物中赤潮生物有 4 门 25 属 58 种，占总物种数的 34.1%。其中，赤潮硅藻出现 14 属 35 种，赤潮甲藻出现 8 属 18 种，赤潮蓝藻 1 属 3 种，赤潮



金藻 2 属 2 种。

5.4.2.2 个体数量分布

春、秋季调查各站浮游植物密度见表 5.4-3 和表 5.4-4。

春季调查海区浮游植物密度变化范围在 (XXX 个/m³, 平均密度为 XXX。

表 5.4-3 春季调查各站浮游植物密度 (×10⁴ 个/m³)

站位	总密度	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻
P1					
P3					
P6					
P8					
P9					
P10					
P11					
P12					
P13					
P15					
P16					
P17					
P18					
P19					
P20					
P21					
P22					
P23					
P24					
P26					
P27					
P28					
P29					
P30					
P32					
P34					
P35					
P37					
P39					
P42					
最小值					
最大值					
平均值					



秋季调查海区浮游植物密度变化范围在 XXX 个/m³，平均密度为 XXX 个/m³。。

表 5.4-4 秋季调查各站浮游植物密度 (×10⁴ 个/m³)

站位	总密度	硅藻	甲藻	金藻	蓝藻
P1					
P3					
P6					
P8					
P9					
P10					
P11					
P12					
P13					
P15					
P16					
P17					
P18					
P19					
P20					
P21					
P22					
P23					
P24					
P26					
P27					
P28					
P29					
P30					
P32					
P34					
P35					
P37					
P39					
P42					
最小值					
最大值					
平均值					

5.4.2.3 优势种

春季调查海区浮游植物优势种为窄隙角毛藻、短角弯角藻、并基角毛藻、



洛氏角毛藻、菱软几内亚藻、细弱海链藻、柔弱菱形藻、日本角毛藻、优美辐杆藻、丹麦细柱藻、巨圆筛藻共 11 种，优势度依次为 XXX，优势种均为硅藻。

秋季调查海区浮游植物优势种有优美辐杆藻、拟弯角毛藻、丹麦细柱藻、柔弱菱形藻共 4 种，优势度依次为 XXX，优势种均为硅藻。

5.4.2.4 群落特征指数

春、秋两季调查浮游植物群落特征指数见表 5.4-5。

春季调查海域各站浮游植物多样性指数 (H') 范围为 XXX，平均值为 XXX；均匀度指数 (J) 范围为 XXX，平均值为 XXX；丰富度指数 (d) 范围为 XXX，平均值为 XXX。

秋季调查海域各站浮游植物多样性指数 (H') 范围为 XXX，平均值为 XXX；均匀度指数 (J) 范围为 XXX，平均值为 XXX；丰富度指数 (d) 范围为 XXX，平均值为 XXX。

该海区多数区域浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平，表明调查海域浮游植物生态环境较好，可维持较好的群落组成。

表 5.4-5 春、秋季调查浮游植物群落特征指数

春季				秋季			
站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1							
P3							
P6							
P8							
P9							
P10							
P11							
P12							
P13							
P15							
P16							
P17							
P18							
P19							
P20							
P21							
P22							
P23							
P24							
P26							



春季				秋季			
站位	多样性(H')	均匀度(J)	丰富度(d)	站位	多样性(H')	均匀度(J)	丰富度(d)
P27							
P28							
P29							
P30							
P32							
P34							
P35							
P37							
P39							
P42							
最小值							
最大值							
平均值							

5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

春季调查海域共鉴定出终生浮游动物 148 种和 17 类阶段性浮游幼体（详见附表 10）。其中，桡足类种类最多，有 64 种，占总种数的（含阶段性浮游幼体）38.8%；刺胞动物种类也较多，有 38 种，占 23.0%；端足类和被囊类分别有 10 种和 8 种，分别占 6.1%和 4.8%；其他类群的种类数在 1~6 种之间。

秋季调查海域共鉴定出终生浮游动物 125 种和 21 类阶段性浮游幼体（详见附表 10）。其中，桡足类种类最多，有 62 种，占总种数的（含阶段性浮游幼体）42.5%；刺胞动物种类也较多，有 25 种，占 17.1%；端足类和毛颚类分别有 8 种和 6 种，占 5.5%和 4.1%；软体动物 7 种，占 4.8%；其他类群的种类数在 1~4 种之间。

根据调查海域浮游动物对温度和盐度的适应性，可将其生态类型大致划分为暖水近岸生态类群、广盐暖水生态类群和暖水外海生态类群，三种生态类群的种类均较多。

5.4.3.2 密度和生物量分布

春、秋季调查浮游动物生物量和密度见表 5.4-6 和表 5.4-7。

春季调查海域浮游动物密度变化范围为（XXX）个/ m^3 ，平均值为 XXX 个/ m^3 ；生物量变化范围为（XXX） mg/m^3 ，平均值为 XXX mg/m^3 。

表 5.4-6 春季调查浮游动物生物量 (mg/m^3) 和密度 ($\text{个}/\text{m}^3$)

站位	密度 ($\text{个}/\text{m}^3$)							生物量 (mg/m^3)
	被囊类	枝角类	桡足类	刺胞动物	毛颚类	其他	合计	
P1								
P3								
P6								
P8								
P9								
P10								
P11								
P12								
P13								
P15								
P16								
P17								
P18								
P19								
P20								
P21								
P22								
P23								
P24								
P26								
P27								
P28								
P29								
P30								
P32								
P34								
P35								
P37								
P39								
P42								
最大值								
最小值								
平均值								

秋季调查海域浮游动物密度变化范围为 (XXX) $\text{个}/\text{m}^3$, 平均 XXX $\text{个}/\text{m}^3$;
生物量变化范围为 (XXX) mg/m^3 , 平均 XXX mg/m^3 。

表 5.4-7 秋季调查浮游动物生物量 (mg/m^3) 和密度 ($\text{个}/\text{m}^3$)

站位	密度 ($\text{个}/\text{m}^3$)						生物量 (mg/m^3)
	毛颚类	阶段性浮游幼体	枝角类	桡足类	其他	合计	



站位	密度 (个/m ³)						生物量 (mg/m ³)
	毛颚类	阶段性浮游幼体	枝角类	桡足类	其他	合计	
P1							
P3							
P6							
P8							
P9							
P10							
P11							
P12							
P13							
P15							
P16							
P17							
P18							
P19							
P20							
P21							
P22							
P23							
P24							
P26							
P27							
P28							
P29							
P30							
P32							
P34							
P35							
P37							
P39							
P42							
最大值							
最小值							
平均值							

5.4.3.3 优势种

春季调查海域的浮游动物优势种共计 7 种，分别为鸟喙尖头蚤、软拟海樽、肥胖软箭虫、双生水母、五角水母、邦海樽和住囊虫，优势度分别为 XXX。

秋季调查海域的浮游动物优势种共计 7 种，分别为肥胖软箭虫、鸟喙尖头蚤、多毛类幼体、长尾类幼体、亚强次真哲水蚤、住囊虫和短尾类幼体，优势度分别为 XXX。



5.4.3.4 群落特征指数

春、秋两季调查浮游动物群落特征指数见表 5.4-8。

春季调查海域浮游动物的种类多样性指数 (H') 为 XXX, 平均值为 XXX; 均匀度 (J) 为 XXX, 平均值为 XXX; 丰富度指数 (d) 为 XXX, 平均值为 XXX。

秋季调查海域浮游动物的种类多样性指数 (H') 为 XXX, 平均值为 XXX; 均匀度 (J) 为 XXX, 平均值为 XXX; 丰富度指数 (d) 为 XXX, 平均值为 XXX。

调查海域浮游动物春季、秋季的种类多样性指数和丰富度指数处于较高水平, 由于部分优势种的优势度较高, 相应的均匀度指数较低。总体来看, 海域浮游动物较为丰富, 群落指数变化范围与海区的地理条件相符, 浮游动物群落结构较为稳定。

表 5.4-8 春、秋季调查浮游动物群落特征指数

春季				秋季			
站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1							
P3							
P6							
P8							
P9							
P10							
P11							
P12							
P13							
P15							
P16							
P17							
P18							
P19							
P20							
P21							
P22							
P23							
P24							
P26							
P27							
P28							
P29							
P30							
P32							
P34							



春季				秋季			
站位	多样性(H')	均匀度(J)	丰富度(d)	站位	多样性(H')	均匀度(J)	丰富度(d)
P35							
P37							
P39							
P42							
最小值							
最大值							
平均值							

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

春季调查共鉴定出 9 门 189 种底栖生物，详见附表 11。其中节肢动物种类数最多，有 56 种；其次为脊索动物，有 38 种；软体动物有 37 种；环节动物有 33 种；棘皮动物有 17 种；腔肠动物有 5 种；纽形动物、星虫动物和蠕虫动物各有 1 种。

秋季调查共鉴定出 7 门 148 种底栖生物，详见附表 12。其中节肢动物种类数最多，有 47 种；其次为脊索动物，有 33 种；环节动物有 26 种；软体动物有 23 种；棘皮动物有 12 种；腔肠动物有 4 种；纽形动物有 3 种。

5.4.4.2 生物量和栖息密度

春、秋两季调查底栖生物生物量和栖息密度见表 5.4-9。

春季调查海域底栖生物栖息密度变化范围为 (XXX) 个/ m^2 ，平均栖息密度为 XXX 个/ m^2 。底栖生物生物量变化范围为 (XXX) g/m^2 ，平均生物量为 XXX g/m^2 。

秋季调查海域底栖生物栖息密度变化范围为 (XXX) 个/ m^2 ，平均栖息密度为 37 个/ m^2 。底栖生物生物量变化范围为 (XXX) g/m^2 ，平均生物量为 XXX g/m^2 。

表 5.4-9 底栖生物各站的栖息密度 (个/ m^2) 和生物量 (g/m^2)

站位	春季		秋季	
	栖息密度 (个/ m^2)	生物量 (g/m^2)	栖息密度 (个/ m^2)	生物量 (g/m^2)
P1				
P3				
P6				
P8				
P9				
P10				
P11				
P12				
P13				
P15				



站位	春季		秋季	
	栖息密度 (个/m ²)	生物量 (g/m ²)	栖息密度 (个/m ²)	生物量 (g/m ²)
P16				
P17				
P18				
P19				
P20				
P21				
P22				
P23				
P24				
P26				
P27				
P28				
P29				
P30				
P32				
P34				
P35				
P37				
P39				
P42				
最小值				
最大值				
平均值				

注：“--”表示无底栖生物或为残断个体不计数。

5.4.4.3 优势种

春季调查底栖生物定性拖网的优势种有 6 种，主要优势种为刺足掘沙蟹、须赤虾和香港蟳，优势度分别为 XXX；矛形梭子蟹优势度为 XXX，触角尖尾鱼为 XXX，伪装关公蟹为 XXX。定量样品优势种有皱皮蛇尾、纽虫和长大刺蛇尾，优势度分别为 XXX。

秋季调查定性拖网的优势种有 4 种，主要优势种为刺足掘沙蟹、棒锥螺和触角尖尾鱼，优势度为 XXX。定量样品优势种为细腕阳遂足，优势度为 XXX。

5.4.4.4 群落特征指数

春、秋两季调查底栖生物群落特征指数见表 5.4-10。

春季调查海区底栖生物种类多样性指数 (H') 的变化范围为 2.487~4.633，平均值为 3.936；均匀度 (J) 的变化范围为 XXX，平均值为 XXX；均匀度 (J) 的变化范围为 XXX，平均值为 XXX；丰富度 (d) 的变化范围为 XXX，平均值



为 XXX。调查海区各站之间的底栖生物群落指数差异不大，多样性指数、均匀度指数和丰富度指数均处于中上水平，群落结构持续稳定。

秋季调查海区底栖生物种类多样性指数 (H') 的变化范围为 XXX，平均值为 XXX；均匀度 (J) 的变化范围为 XXX，平均值为 XXX；丰富度 (d) 的变化范围为 XXX，平均值为 XXX。秋季调查海区底栖生物种类多样性指数和均匀度指数变化范围波动较大，丰富度指数相差不大。整体来看，海区底栖生物群落多样性指数、均匀度指数和丰富度指数均处于中上水平，群落结构持续稳定。

表 5.4-10 底栖生物群落特征指数

春季				秋季			
站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)	站位	多样性(H')	均匀度 (J)	丰富度 (d)
P1							
P3							
P6							
P8							
P9							
P10							
P11							
P12							
P13							
P15							
P16							
P17							
P18							
P19							
P20							
P21							
P22							
P23							
P24							
P26							
P27							
P28							
P29							
P30							
P32							
P34							
P35							
P37							
P39							
P42							



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

5.4.5 生物质量

5.4.5.1 污染物含量

春季调查共测定底栖生物的生物质量样品 40 份，包括鱼类 6 种 27 份，甲壳类 4 种 13 份。

秋季调查共测定底栖生物的生物质量样品 35 份，包括鱼类 5 种 16 份，甲壳类 6 种 13 份，贝类 4 种 6 份。

根据《海洋监测规范》(GB 17378.6-2007)的有关规定，取待测生物样品的可食部分，测定其铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞和石油烃的含量。

春、秋两季调查海洋底栖生物体内污染物含量详见表 5.4-11 和表 5.4-12。

表 5.4-11 春季调查生物质量分析结果 (湿重: $\times 10^{-6}$)

站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	铬	砷	总汞
P1										
P1										
P3										
P6										
P9										
P10										
P11										
P12										
P12										
P13										
P15										
P15										
P16										
P16										
P17										
P17										
P18										
P18										
P18										
P20										
P21										
P22										
P22										



站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	铬	砷	总汞
P23										
P23										
P24										
P26										
P27										
P27										
P28										
P29										
P29										
P30										
P32										
P34										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										
平均值										

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

表 5.4-12 秋季调查生物质量分析结果（湿重： $\times 10^{-6}$ ）

站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	铬	砷	总汞
P1										
P3										
P6										
P8										
P9										
P10										
P10										
P11										
P11										
P12										
P12										
P13										
P15										
P15										
P16										
P17										
P18										
P18										
P19										



站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	铬	砷	总汞
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										
平均值										

注：“nd”表示未检出，当检出率为 1/2 以上(含 1/2)时，以检出限的 1/2 统计；检出率不足 1/2 时，以检出限的 1/4 统计；“-”表示样品肌肉量不足，未做检测。

5.4.5.2 生物质量评价结果

春、秋季两次调查底栖生物质量各评价因子的单项标准指数见表 5.4-13 和表 5.4-14，超标统计见表 5.4-15。

春季调查底栖生物样品中，鱼类和甲壳类的各项评价因子均满足生物质量标准的要求。

秋季调查海域鱼类各项评价因子均满足生物质量标准。甲壳类中除一份样品（口虾蛄）的镉轻微超标，其他全部样品的标准指数值均小于 1；贝类样品砷、镉、铬、总汞和铅出现超标现象，其中砷的超标站位均符合第三类生物质量标准，镉、铬、总汞和铅的超标站位均符合第二类生物质量标准。

表 5.4-13 底栖生物的单项标准指数（春季）

站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	总汞
P1								
P1								
P3								
P6								
P9								
P10								



站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	总汞
P11								
P12								
P12								
P13								
P15								
P15								
P16								
P16								
P17								
P17								
P18								
P18								
P18								
P20								
P21								
P22								
P22								
P23								
P23								
P24								
P26								
P27								
P27								
P28								
P29								
P29								
P30								
P32								
P34								
P34								
P35								
P37								
P39								
P42								

注：（1）标准值不足 0.01 的按 0.01 进行统计；“--”表示无相关标准可参考，未做评价，或者样品肌肉量不足，未做检测；（2）春季未采集到贝类，采集到的鱼类和甲壳类无砷和铬的评价标准。

表 5.4-14 底栖生物的单项标准指数（秋季）

站位	种名	类别	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P1										
P3										
P6										
P8										



站位	种名	类别	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P9										
P10										
P10										
P11										
P11										
P12										
P12										
P13										
P15										
P15										
P16										
P17										
P18										
P18										
P19										
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										

注：标粗体站位没有评价标准的按照现状评价到所属等级，不参与超标统计；标准值不足 0.01 的按 0.01 进行统计；“--”表示无相关标准可参考，未做评价，或者样品肌肉量不足，未做检测。

表 5.4-15 秋季调查海区生物质量超标统计表

站位	生物质量执行标准	是否超标	符合情况	超标种类（要素）
P9	一类	是	三类	联珠蚶（砷）
P11	一类	是	三类	衣硬蓝蛤（砷）
P12	一类	是	三类	闪光桔蛤（砷）
P12	一类	是	二类	衣硬蓝蛤（砷、镉和铬） 闪光桔蛤（铬）
P18	一类	是	二类	闪光桔蛤（总汞、砷、铅、镉和铬） 波纹巴非蛤（砷）
P30	--	是	--	口虾蛄（镉）



注：“--”表示评价标准参考《全国海岛资源综合调查简明规程》。

5.4.5.3 超标原因分析

秋季调查结果表明，贝类有 4 个站位（P9、P11、P12、P18）出现污染物超标情况，超标站位与最近的已建平台 WZ12-1 PUQ 的距离较远，P9 站位距 WZ12-1 PUQ 平台最近距离约 XXX，P11 站位距 WZ12-1 PUQ 平台最近距离约 XXX，P12 站位距 WZ12-1 PUQ 平台最近距离约 XXX，P18 站位距 WZ12-1 PUQ 平台最近距离约 XXX，超标站位与平台距离较远，超标原因为平台排放的可能性较小。超标生物主要为贝类，主要是因为贝类的滤食食性使其具有较高的金属富集能力，致使其金属含量偏高；同时固着生活于岩石表面，不易规避污染物，活动能力较弱不利于体内污染物代谢。甲壳类和鱼类的生物质量状况良好，这与它们运动能力强、易于规避污染物的影响等因素有关。同时结合海域历次调查结果（详见第六章 环境影响回顾性分析），可知该区域除贝类外其他底栖生物体内各污染物均无超标情况，调查海域鱼类、甲壳类和软体类生物体内各污染物标准指数均无明显波动，且处于较低水平，同时春季贝类的重金属超标率略低于秋季；除铜和石油烃未超标外，其它评价因子均存在不同程度超标现象，铅的超标率最高，其次为铬、镉和砷，锌和总汞的超标情况较为轻微，与本次调查数据相符合，推测评价因子本底值较高是导致结果超标的主要原因。

5.5 海洋渔业资源和渔业生产现状调查与评价

5.5.1 调查概况

5.5.1.1 调查时间和范围

渔业资源现状主要根据广东海洋大学对项目周边海域的现场调查资料及有关科学研究成果，春季调查于 2023 年 4 月 14 日~4 月 26 日进行，秋季调查于 2022 年 9 月 25 日~10 月 2 日进行。

5.5.1.2 调查站位布设

调查范围为 108°~110°E，20°~21.5°N，春、秋季均调查了 12 个渔区海域（其中春季调查本项目周边增设 4 个站位仅调查鱼卵、仔稚鱼资源情况），调查站位见图 5.5-1、图 5.5-2 和表 5.5-1。

图 5.5-1 春季渔业资源调查站位示意图



图 5.5-2 秋季渔业资源调查站位示意图

表 5.5-1 春、秋季渔业资源调查站位坐标

春季			秋季		
站位	经度/E	纬度/N	站位	经度/E	纬度/N
1			WS01		
2			WS02		
3			WS03		
4			WS04		
5			WS05		
6			WS06		
7			WS07		
8			WS08		
9			WS09		
10			WS10		
11			WS11		
12			WS12		
13*			/	/	/
15*			/	/	/
19*			/	/	/
21*			/	/	/

注：“*”表示表示站位只进行鱼卵、仔稚鱼调查。

5.5.1.3 调查与评价方法

a. 游泳动物

游泳动物调查采用底拖网调查。春秋季调查采用“桂北渔 31888”底拖网渔船，总吨位 198t，净吨位 69t，底拖网具上纲 44m，拖网速度平均为 3kn；每站拖网 0.5h，拖网时网口宽度按照上纲的 50%计算。

渔获物在现场鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

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

$$\rho=Y/(a \times p)$$

资源量的评估公式为：

$$B=\rho \times A \times 10^{-3}$$

式中： ρ —资源密度（kg/km²）；



Y —平均渔获率 (kg/h) ;

a —每网次的扫海面积 (km²) 。

p —网具捕获率 (取 0.5) ;

B —现存资源量 (t) ;

A —评价区面积 (km²) 。

b. 鱼卵、仔稚鱼

定性样品使用大型浮游生物网 (网口直径 80cm) 海表层水平拖网采集, 拖时 10min, 拖速 1.5kn; 定量样品使用大型浮游生物网 (网口直径 80cm) 从海底至表层垂直拖网采集, 采集的样品经 95%乙醇固定后置于 -4℃ 冷藏箱保存, 运回实验室挑拣、分类、计数、DNA 测序和鉴定。

鱼卵仔稚鱼密度计算公式:

$$G=N/V$$

式中: G —单位体积海水中鱼卵或仔稚鱼个体数, 单位为粒/m³ 或尾/m³;

N —全网鱼卵或仔稚鱼个体数, 单位为粒或尾;

V —滤水量, 单位为立方米 (m³) 。

c. 相对重要性系数

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

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

式中: IRI —相对重要性指数;

N —单种在数量中所占的比例;

W —单种在重量中所占的比例;

F —出现频率。

IRI 值大于 1000 的为优势种, 100~1000 的为重要种, 10~100 的为常见种, 小于 10 的为少见种。

5.5.2 渔业资源现状调查与评价

5.5.2.1 鱼类资源状况

a. 种类组成

春季调查评价水域内共捕获鱼类 104 种 (鱼类名录见附表 13), 隶属于 13 目 49 科。以鲈形目种数最多, 共有 64 种, 其余 40 种分属于鲷形目、鲈形目、



鳗鲡目、鲇形目、鲭形目、鲈形目、虾虎鱼目、仙女鱼目、鳉形目、鳐形目、鼬鲷目、真鲨目和鲛形目。其中虾虎鱼科的种类最多，共 10 种，其次为石首鱼科，为 6 种。其中，二长棘鲷、带鱼、竹筴鱼、白姑鱼、多齿蛇鲭、银鲳等，均是南海区的主要捕捞对象。

秋季调查评价水域内共捕获鱼类 130 种（鱼类名录见附表 14），隶属于 18 目 60 科。以鲈形目种数最多，共有 79 种，其余 51 种分属于刺鱼目、带鱼目、灯笼鱼目、鲹形目、鲱形目、鳗鲡目、鲛形目、鲭形目、鲈形目、仙女鱼目、鳉形目、鲉形目、鼬鲷目、真鲨目和鲛形目。其中，鲈科的种类最多，共 14 种，其次为石首鱼科，为 9 种。渔获物中二长棘鲷、带鱼、蓝圆鲹、竹筴鱼、白姑鱼、多齿蛇鲭、银鲳等，均是南海区的主要捕捞对象。

b. 优势种

春季调查海域优势种为二长棘犁齿鲷、竹筴鱼和项鳞沟虾虎鱼 3 种，相对重要性指数分别为 XXX。

秋季调查海域优势种为二长棘鲷，相对重要性指数为 XXX。

c. 鱼类资源密度和资源量评估

春、秋季调查鱼类的渔获率见表 5.5-2。

春季调查鱼类重量渔获率范围为（XXX）kg/h，平均为 XXX，尾数渔获率范围为（XXX）尾/h，平均为 XXX 尾/h。

秋季调查鱼类重量渔获率变化范围（XXX）kg/h，平均为 XXXkg/h；尾数变化率范围为（XXX）尾/h，平均为 XXX 尾/h。

表 5.5-2 春、秋季调查鱼类渔获率

春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					



春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
11					
12					
最小值					
最大值					
平均值					

春、秋季调查鱼类资源密度见表 5.5-3 和表 5.5-4。

春季渔业资源调查海域鱼类渔业资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。成体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 成体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。幼体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km², 见表 5.5-3。

表 5.5-3 春季各站位鱼类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度 (成 体)	资源尾数 密度 (成 体)	资源重量 密度 (幼 体)	资源尾数 密度 (幼 体)
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
最小值						
最大值						
平均值						

秋季渔业资源调查海域鱼类资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²; 成体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 成体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。幼体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²;



幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km², 见表 5.5-4。

表 5.5-4 秋季各站位鱼类资源密度

渔区	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度 (成 体)	资源尾数 密度 (成 体)	资源重量 密度 (幼 体)	资源尾数 密度 (幼 体)
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						

5.5.2.2 头足类资源

a. 种类组成

春季调查共有头足类 10 种 (见附表 15): 经济价值较高的 5 种, 为中国枪乌贼、杜氏枪乌贼、真蛸、无针乌贼和拟目乌贼, 占本次调查头足类总重量的 67.86%, 总尾数的 68.93%; 经济价值一般的柏氏四盘耳乌贼、四盘耳乌贼、马氏乌贼、耳乌贼、沙蛸, 占总重量的 32.14%, 占总尾数的 21.07%, 其余种类经济价值较低。

秋季调查共有头足类 9 种 (见附表 15)。经济价值较高的 3 种, 为中国枪乌贼、杜氏枪乌贼、曼氏无针乌贼, 占本次调查头足类总重量的 57.37%, 总尾数的 67.31%; 经济价值一般的卵蛸和拟目乌贼, 占总重量的 30.16%, 占总尾数的 2.10%, 其余种类经济价值较低。

b. 优势种

春季调查优势种有 3 种, 分别为中国枪乌贼、马氏乌贼、和真蛸, 相对重要性指数分别为 XXX。

秋季调查优势种有 1 种, 为杜氏枪乌贼, 相对重要性指数为 XXX。



c. 渔获率

春、秋季调查头足类渔获率见表 5.5-5。

春季调查头足类重量渔获率范围为 (XXX) kg/h, 平均为 XXXkg/h, 尾数渔获率范围为 (XXX) 尾/h, 平均为 XXX 尾/h。

秋季调查头足类重量渔获率变化范围 (XXX) kg/h, 平均为 XXXkg/h; 尾数变化率范围为 (XXX) 尾/h, 平均为 XXX/h。

表 5.5-5 春、秋季拖网捕获的头足类渔获率

春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
最小值					
最大值					
平均值					

d. 头足类资源密度和资源量评估

春、秋季调查头足类资源密度见表 5.5-6 和表 5.5-7。

春季调查头足类资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km², 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。成体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 成体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。幼体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。

表 5.5-6 春季各站位头足类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度 (成 体)	资源尾数 密度 (成 体)	资源重量 密度 (幼 体)	资源尾数 密度 (幼 体)
----	------------	------------	---------------------	---------------------	---------------------	---------------------



	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
最小值						
最大值						
平均值						

秋季调查头足类资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km², 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。成体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 成体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。幼体资源重量密度 (XXX) kg/km², 平均为 XXXkg/km²; 幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。

表 5.5-7 秋季各站位头足类资源密度

站位	资源重量密度	资源尾数密度	资源重量密度	资源尾数密度	资源重量密度	资源尾数密度
	kg/km ²	尾/km ²	密度 (成体)	密度 (成体)	密度 (幼体)	密度 (幼体)
			kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						



5.5.2.3 甲壳类资源

a. 种类组成

春季调查共捕获甲壳类 30 种，包括虾类 15 种、蟹类 15 种，种类名录见附表 16。

秋季调查共捕获甲壳类 71 种，包括虾类 45 种、蟹类 26 种，种类名录见附表 17。

b. 优势种

春季调查海域虾类优势种为须赤虾和猛虾蛄，相对重要性指数分别为 XXX 和 XXX；蟹类优势种为直额蟳、远海梭子蟹和双斑蟳，相对重要性指数分别为 XXX。

秋季调查海域虾类优势种为猛虾蛄、须赤虾和断脊口虾蛄，相对重要性指数分别为 XXX；蟹类优势种为直额蟳、远海梭子蟹和矛形梭子蟹，相对重要性指数分别为 XXX。

c. 渔获率

春、秋季调查甲壳类渔获率见表 5.5-8。

春季调查各站甲壳类重量渔获率变化范围 (XXX) kg/h，平均为 XXXkg/h；渔获尾数变化范围 (XXX) 尾/h，平均为 XXX 尾/h。

秋季调查甲壳类重量渔获率变化范围 (XXX) kg/h，平均为 XXXkg/h；渔获尾数变化范围 (XXX) 尾/h，平均为 XXX 尾/h。

表 5.5-8 春、秋季调查甲壳类渔获率

春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					



春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
12					
最小值					
最大值					
平均值					

d. 甲壳类资源密度和资源量评估

春、秋季调查甲壳类资源量见表 5.5-9~表 5.5-12。

春季调查中，虾类资源重量密度 (XXX) kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 ；成体资源重量密度 XXX kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，成体资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 ；幼体资源重量密度 (XXX) kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 。

蟹类资源重量密度 (XXX) kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 ；成体资源重量密度 (XXX) kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，成体资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 ；幼体资源重量密度 (XXX) kg/km^2 ，平均为 XXX kg/km^2 ，幼体资源尾数密度 (XXX) 尾/ km^2 ，平均为 XXX 尾/ km^2 。

表 5.5-9 春季调查各站位虾类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度 (成 体)	资源尾数 密度 (成 体)	资源重量 密度 (幼 体)	资源尾数 密度 (幼 体)
	kg/km^2	尾/ km^2	kg/km^2	尾/ km^2	kg/km^2	尾/ km^2
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
最小值						
最大值						



站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度（成 体）	资源尾数 密度（成 体）	资源重量 密度（幼 体）	资源尾数 密度（幼 体）
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
平均值						

表 5.5-10 春季调查各站位蟹类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度 （成体）	资源尾数 密度 （成体）	资源重量 密度 （幼体）	资源尾数 密度 （幼体）
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
1						
2						
3						
4						
5						
6						
7						
8						
9						
10						
11						
12						
最小值						
最大值						
平均值						

秋季调查中，虾类资源重量密度（XXX）kg/km²，平均为 XXXkg/km²；资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均为 XXX 尾/km²；成体资源重量密度（XXX）kg/km²，平均为 XXXkg/km²，成体资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均为 XXX 尾/km²；幼体资源重量密度（XXX）kg/km²，平均为 XXXkg/km²，幼体资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均为 XXX 尾/km²。

蟹类资源重量密度（XXX）kg/km²，平均值为 XXXkg/km²；资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均值为 XXX 尾/km²；成体资源重量密度（XXX）kg/km²，平均为 XXXkg/km²，成体资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均为 XXX 尾/km²；幼体资源重量密度（XXX）kg/km²，平均为 XXXkg/km²，幼体资源尾数密度（XXX）尾/km²，平均为 XXX 尾/km²。



表 5.5-11 秋季调查各站位虾类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度（成 体）	资源尾数 密度（成 体）	资源重量 密度（幼 体）	资源尾数 密度（幼 体）
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						

表 5.5-12 秋季调查各站位蟹类资源密度

站位	资源重量 密度	资源尾数 密度	资源重量 密度（成 体）	资源尾数 密度（成 体）	资源重量 密度（幼 体）	资源尾数 密度（幼 体）
	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²	kg/km ²	尾/km ²
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						



5.5.2.4 总资源评估

a. 总渔获率

春、秋季调查渔业资源总渔获率见表 5.5-13。

春季调查各站渔业资源重量总渔获率变化范围 (XXX) kg/h, 平均为 XXXkg/h; 渔获尾数变化范围 (XXX) 尾/h, 平均为 XXX 尾/h。

秋季调查各站渔业资源重量总渔获率变化范围 (XXX) kg/h, 平均为 XXXkg/h; 渔获尾数变化范围 (XXX) 尾/h, 平均为 XXX 尾/h。

表 5.5-13 春、秋季渔业资源总渔获率

春季			秋季		
站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)	站位	尾数渔获率 (尾/h)	重量渔获率 (kg/h)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
最小值					
最大值					
平均值					

b. 总资源密度

春、秋季调查渔业资源总资源密度见表 5.5-14。

春季调查海域渔业资源总重量密度范围(XXX)kg/km², 平均为 XXXkg/km², 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。

秋季调查海域渔业资源总重量密度范围(XXX)kg/km², 平均为 XXXkg/km², 资源尾数密度 (XXX) 尾/km², 平均为 XXX 尾/km²。

表 5.5-14 春、秋季渔业资源总资源密度

春季			秋季		
站位	资源重量密度 (kg/km ²)	资源尾数密度 (尾/km ²)	站位	资源重量密度 (kg/km ²)	资源尾数密度 (尾/km ²)



春季			秋季		
站位	资源重量密度 (kg/km ²)	资源尾数密度 (尾/km ²)	站位	资源重量密度 (kg/km ²)	资源尾数密度 (尾/km ²)
1					
2					
3					
4					
5					
6					
7					
8					
9					
10					
11					
12					
最小值					
最大值					
平均值					

c. 鱼卵、仔稚鱼

d. 种类组成

春季调查样品共鉴定出鱼卵 33 种隶属于 6 目 18 科 29 属, 5 种鉴定到科, 7 种鉴定到属, 21 种鉴定到种; 仔稚鱼样品 41 种 8 目 22 科 36 属, 其中 3 中未鉴定, 1 种鉴定到科, 2 种鉴定到属, 35 种鉴定到种。鱼卵、仔稚鱼种类名录见附表 18。

秋季调查样品共鉴定出鱼卵 35 种隶属于 7 目 21 科 21 属, 其中 1 种鉴定到目, 5 种鉴定到科, 15 种鉴定到属, 11 种鉴定到种; 仔稚鱼样品 35 种 8 目 24 科 33 属, 其中 9 种鉴定到属, 26 种鉴定到种。鱼卵、仔稚鱼种类名录见附表 18。

e. 鱼卵、仔稚鱼密度

春、秋季调查鱼卵、仔稚鱼密度分布见表 5.5-15。

春季调查垂直拖网鱼卵密度变化范围为 (XXX) 粒/100m³, 平均密度为 XXX 粒/100m³。仔稚鱼密度变化范围为 (XXX) 尾/100m³, 平均密度为 XXX 尾/100m³。

秋季调查垂直拖网鱼卵密度变化范围为 XXX 粒/100m³, 平均密度为 XXX 粒/100m³。仔稚鱼密度变化范围为 (XXX) 尾/100m³, 平均密度为 XXX/100m³。

表 5.5-15 春、秋季调查鱼卵、仔稚鱼密度分布

春季	秋季
----	----



站位	鱼卵 (粒/100m ³)	仔稚鱼 (尾/100m ³)	站位	鱼卵 (粒/100m ³)	仔稚鱼 (尾/100m ³)
1					
3					
5					
6					
7					
9					
10					
11					
13					
15					
19					
21					
最小值					
最大值					
平均值					



6 环境影响回顾性分析

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目将依托涠洲油田群现有设施进行开发生产，详见表 6.1-1。本项目共新建 2 座平台，无人井口平台 WZ11-6 WHPA 和中心处理平台 WZ11-4 CEPD；新铺设 3 条海底管道：WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台混输海管、WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 平台水下管汇输气海管和 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台注水海管；新铺设 2 条海底电缆：WZ11-4 CEPD 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底电缆和 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆；对 4 个平台进行适应性改造：WZ11-4N WHPB 平台、WZ11-4 CEPA 平台、WZ12-1 WHPC 和 WZ12-1 PUQ 平台。为了更加客观地预测评价涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将对本项目所涉及的相关工程设施及所处海域环境质量进行简要的回顾性分析评价。

表 6-1 本项目依托设施

设施名称	依托功能概述	是否需要改造
WZ11-4N WHPB 平台	为新建 WZ11-6 WHPA 平台提供注水水源。	是
WZ11-4 CEPA 平台	与新建 WZ11-4 CEPD 平台栈桥相连，WZ11-4 CEPD 平台将油处理成含水 5%后，通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台。处理来自新建平台 WZ11-4 CEPD 的生活污水。	是
WZ12-1 WHPC 平台	为新建 WZ11-4 CEPD 平台供电，为满足供电需求进行适应性改造。	是
WZ12-1 PUQ 平台	本项目新建平台反输气期间部分天然气越站经过 WZ11-4D WHPA 水下管汇、WZ12-1 PUQ 平台输送至涠洲终端；含水 5%原油越站经过 WZ11-4 CEPA 和 WZ12-1 PUQ 输送至涠洲终端。其中 WZ12-1 PUQ 平台需要进行适应性改造。	是



设施名称	依托功能概述	是否需要改造
WZ11-4 CEPA 至 WZ12-1 PUQ 混输海底管道； WZ11-4DWHPA 水下管汇至 WZ12-1 PUQ 输气海底管道； WZ12-1 PUQ 至终端输油海底管道； WZ12-1PUQ 至涠洲终端输气管道（高压）； WZ12-1PAP 至涠洲终端输气管道（低压）	依托海管输送油、气、水。	否
涠洲终端	涠洲油田群处理合格的原油和天然气将输送至涠洲终端，进行最终储存、外输和销售。	否

6.1 现有工程回顾

涠洲油田群现有生产设施主要包括 28 座已建平台（WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 PAP、WZ11-1 RP、WZ12-1 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ 6-9/6-10 WHPA、WZ11-4D WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-2 WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPA、WZ11-4N WHPB、WZ11-4N WHPC、WZ11-4 CEPA、WZ11-4 WHPB、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA、WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA、WZ12-2 WHPB、WZ6-13 WHPA、WZ12-8E WHPA、WZ11-2 WHPC、WZ12-1 WHPC 和 WZ5-7 WHPA），3 座待建井口平台（WZ12-2 WHPC、WZ10-3W WHPA 和 WZ6-8 WHPB），1 座涠洲终端，以及油田群内部相应的海底管道和电缆等。

涠洲油田群的生产物流除涠洲 11-4 油田外，其他油田物流均依托已建 WZ12-1 PUQ、WZ12-1 PUQB、WZ12-1 PAP 和 WZ12-1 WHPC 平台（四座平台栈桥连接，以下简称 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台）和涠洲终端进行开发；涠洲 11-4 油田物流依托已建 WZ11-4 CEPA 平台、WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台和涠洲终端进行开发。涠洲油田群（除涠洲 11-4 油田外）的生产物流通过海底管道输送到 WZ12-1 PUQ/PUQB/PAP/WHPC 平台进行处理；涠洲 11-4 油田的生产物流通过海底管道输送到 WZ11-4 CEPA 平台进行处理后，通过海底管道输送到 WZ12-1 PUQ/PUQB/PAP/WHPC 平台进行进一步处理。

处理后的合格原油通过 WZ12-1 PUQ 登陆管道输送至涠洲终端，进行储存



和销售；处理后的合格天然气部分为油田群透平发电，部分用于注气开发，部分进入火炬系统长明灯，其余部分通过 WZ12-1 PUQ 平台登陆管道输送至涠洲终端；分离出的生产水由 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理至满足注水水质要求后部分回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海（石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ ）。本项目主要依托设施介绍见表 6.1-1。

表 6.1-1 本项目主要相关设施介绍

主要设施	原设计处理能力	主要功能
WZ11-4N WHPB 平台	以海水作为水源， 纳滤装置能力 XXX	WZ11-4N WHPB 平台是一座 8 腿导管架井口平台。平台共设四层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板。不设油气水分离设施，主要设施有油气计量系统设备、公用系统设备（柴油系统、闭式排放兼冷放空系统、开式排放系统和公用仪表风系统）、注水系统设备、电气房间等。
WZ11-4 CEPA 平台	生产水处理能力为 XXX	WZ11-4 CEPA 平台为 8 腿综合平台，平台安装有动力系统、原油处理工艺系统、含油生产水处理系统、燃料气系统、公用系统等多种类型的设备以及生活模块。
WZ12-1 WHPC 平台	生产水处理能力为 XXX	6 腿 6 桩井口平台，设有 8 个井槽，4 层甲板（飞机甲板、上层甲板、中层甲板及下层甲板），设有 1 套生产水精细处理装置和回注系统、开/闭排系统、2 台燃气透平发电机组，燃料气系统等。平台不设修井机、生活楼。
WZ12-1 PUQ 平台	设计原油处理能力为 XXX， 天然气处理能力为 XXX，生 产水处理能力为 XXX	WZ12-1 PUQ 是一座 8 腿 8 桩综合平台，设有油气水处理、注水等设施 and 82 人生活楼。接收 WZ6-1 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ12-1 WHPB 等平台所产物流，合格原油输送至涠洲终端，天然气用于发电、注气开发、火炬(长明灯)，并输往终端，分离出的生产水由 WZ12-1 PUQB/PUQ/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，处理至达标后部分回注，部分输送到 WZ12-1 PUQ 平台外排。
涠洲终端	原油处理能力为 XXX，天然 气处理能力为 XXX。	涠洲终端主要接收海上来油后进一步处理与储存。该终端设有原油储运系统、天然气储运系统、污水处理系统等，并配有码头、航道及锚地等。



6.1 相关环评批复及落实情况

6.1.1 环评批复及竣工验收情况

本项目相关现有工程设施均已获得环评批复并通过竣工验收，具体情况见表 6.2-1。环评和竣工验收批复见报告附件 2 和附件 3。

表 6.2-1 本项目相关设施的环评批复及竣工验收情况

报告名称	主要建设内容	依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《南海涠 11-4 油田环境影响评价报告书》	新建中心处理平台（A 平台）；新建井口平台（B 平台）；单点系泊；储油轮；海底输油管线、动力电缆、注水管线。	WZ11-4 CEPA 平台	于 1989 年获得国家环境保护总局批复〔（89）环监字第 275 号〕	/
《涠洲 12-1 油田开发工程环境影响报告书》	WZ12-1 PUQ 中心处理平台；陆上终端油气处理厂 1 座；终端处理厂附近的轻烃外运杂货码头 1 座；终端处理厂西部的原油外输单点系泊设施 1 座等	WZ12-1 PUQ 平台、涠洲终端	1998 年 6 月 3 日获得国家环境保护总局批复（环发〔1998〕89 号）	涠洲终端 2003 年 1 月 3 日，获得广西壮族自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（桂环验字〔2003〕1 号）；涠洲 12-1 油田 2006 年 3 月 27 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〔2006〕136 号）
《涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书》	新建 5 座井口平台（WZ12-2 WHPA、WZ12-1W WHPA、WZ11-2 WHPB、WZ11-4N WHPB 和 WZ11-4N WHPC）；新铺设 10 条海底管道和 4 条海底电缆。对依托的 WZ12-1 PUQB 平台和 WZ12-1 PUQ 平台进行适应性改造。	WZ11-4N WHPB 平台、WZ12-1 PUQ 平台	2014 年 7 月 25 日获得国家海洋局核准（国海环字〔2014〕389 号）	涠洲 12-2 油田群及涠洲 11-4N 油田二期开发工程于 2021 年 7 月 23 日，获得生态环境部竣工环境保护验收意见（环验〔2021〕5 号）
《涠洲 5-7 油田/11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环境影响报告书》	WZ12-1 WHPC、WZ5-7 WHPA、WZ11-2 WHPC 平台及相应海底管道	WZ12-1 WHPC 平台	2020 年 8 月 4 日获得国家生态环境部批复（环审〔2020〕97 号）	申请延期竣工验收，中海油安〔2023〕823 号



6.1.2 环保措施落实情况

本项目相关工程已落实环评报告批复中的相关要求，具体情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 现有工程环评批复落实情况

批复	批复要求	落实情况
关于《南海涠 11-4 油田环境影响评价报告书》的批复（（89）环监字第 275 号）	南海西部石油公司应严格执行“三同时”制度要确保投资，保障各项环境保护措施的实施。	落实“三同时”制度，通过编写工作日志等措施保证防治污染的设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。
	从海上石油开发的风险性特点考虑，为防止污染事故的发生，该工程从钻井阶段起，就应制定并实施严格的环境保护管理制度，配备应有的各种防护设施，报告书中提出的事故监测、应急装备、报警系统及通讯网络应予齐备，并使之经管处于三作待命状确保能随时启运。	落实各项污染防治措施和环保管理措施。对有关人员定期进行环保知识和环保技能的培训。定期开展溢油应急响应演练。
	北部湾海域是我园重要的渔业生产区域，水产资源丰富，因此工程作业区要严管控制，施工作业期的安排要顾及所在海域鱼、虾产卵及繁育生长期，以利水产资源的保护。	建设单位严格落实了生态保护措施，合理安排了施工作业时间，尽可能减轻了工程建设对渔业资源的影响。
《关于涠 12-1 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（环发〔1998〕89 号）	涠洲岛终端处理后的废水应采用深海排放方式，稀释扩散区的超标面积控制在 0.04 平方公里范围内。	生产废水和污染雨水经生产水处理系统处理后达标经深海排污口排放。根据 2023 年废水监测结果，涠洲终端处理厂排放的含油废水可满足达标要求。
	固体废弃物应按有关规定妥善处理。	涠洲终端产生的工业固废均分类收集暂存后，全部用集装箱运回湛江分公司统一处置；生活垃圾由涠洲岛环卫部门统一处置。危险废物外委有资质的单位处理处置。一般固体废物由厂家回收。
	按行业规范要求做好溢油等风险事故的应急设备、器材的储备及通讯网络的建设。	落实各项污染防治措施和环保管理措施。对有关人员定期进行环保知识和环保技能的培训。定期开展溢油应急响应演练。制定了《涠洲终端突发环境事件应急预案》，配备了溢油应急物资，落实通信与信息保障。
	涠洲岛已被北海市确定为特定功能的综合性旅游区，在岛上开展建设要严格按总体规划的功能区进行布局，确保该区域的环境质量要求。	企业改扩建项目均在厂界内实施，未新增占地，符合总体规划，并落实各项环保措施。
	涠洲岛是鸟类的迁徙栖息地，要切实落实对野生动物的保护措施。	涠洲岛上已设置了涠洲岛自然保护区鸟类监测站。
《国家海洋局关于涠洲 12-2 油田群及	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。非含油泥浆、非含油钻屑以及含油量不超过 1%的泥浆和钻屑经国家海洋局南海分局同意后 方可排海；油基泥浆和含油量超过 1%的泥浆和钻屑运	工程污染物处理和排放均符合国家有关规定和标准要求。非含油泥浆、非含油钻屑以及含油量不超过 1%的泥浆和钻屑经国家海洋局南海分局



批复	批复要求	落实情况
涠洲 11-4N 油田二期开发工程环境影响报告书核准意见的批复》国海环字〔2014〕389 号	回陆地交由有资质的单位处置。含油生产水经处理达标后全部回注地层；甲板冲洗水、初期雨水等其他含油废水进入生产水处理系统；生活污水、船舶机舱含油污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。	同意后方可排海；油基泥浆和含油量超过 1%的泥浆和钻屑运回陆地交由有资质的单位处置。含油生产水经处理达标后全部回注地层；甲板冲洗水、初期雨水等其他含油废水进入生产水处理系统；生活污水、船舶机舱含油污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。
	严格实施钻井作业规程，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，制定有针对性的井控预案并加强随钻监测，及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。	在钻井过程中严格执行作业规程，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。
	加强生产管理，严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实施注水井动态监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施。杜绝局部超注超压，防止溢油事故发生	将严格要求注水井在生产过程中按照设计的注入量和注入压力作业，配备动态监测装置，针对可能出现的异常情况制定完善的应急处理预案。
	切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，钻屑泥浆排放和海底管道、电缆铺设应避免二长棘绸长毛对虾水产种质资源保护区的特别保护期（1 月 15 日-3 月 15 日），减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响	施工期严格落实了该项意见，施工期严格控制作业区范围，合理安排了施工作业时间，钻屑泥浆排放和海底管道、电缆铺设避免了特别保护期，尽可能减轻对水产种质资源的影响。
	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；加强海底管道海域巡检工作，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。	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。
	严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定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，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实了报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，加强了生产管理，严格实施了钻完井作业规定。工程投产前编制了溢油应急计划并在国家海洋主管部门登记备案。
	加强与海军南海舰队等有关部门的沟通，及时通报有关情况，防止项目建设对军事设施和军事活动产生影响。	加强与海军南海舰队等有关部门的沟通。
《国家生态环境部关于涠洲 5-7 油田 /11-2 油田二期开发工程及涠洲 12-1 油田调整工程环境影响报告书的批复》	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过 8%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。船舶生活污水、机舱含油污水处理达标后方可排海。含油生产水处理达标后回注不排海。除符合标准要求的食品废弃物外，其他生活垃圾和生产垃圾应分类收集运回陆地处理。	工程污染物处理和排放均符合国家有关规定和标准要求。含油生产水、生活污水、机舱含油污水经处理达标后排海。含油量超过 8%的水基钻井液和钻屑运回陆地处理。除符合要求可以排放的食品废弃物外的其他生活垃圾、生产垃圾应分类收集运回陆地处理。
	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，建立健全引控管理系统。	在钻井过程中严格执行作业规程，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。



批复	批复要求	落实情况
(环审〔2020〕97号)	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。	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。
	加面注水、注气作业管理,防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业,在注水、注气过程中加强实时监测,杜绝超注超压。	生产期间严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业,实时监测井口的注入压力和注水量,加强注入地层的地层压力监测,无超压、超量或有注无采状况发生。
	切实落实环境风险防范措施。修改完善油田群原有溢油应急计划,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(以下前称珠江南海局)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,并视情况及时通报广西壮族自治区渔业、海事部门和中国海警局。	建设单位严格落实了报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议,加强了生产管理,严格实施了钻完井作业规定。工程投产前编制了溢油应急计划并在国家海洋主管部门登记备案。
	切实落实生态环境保护措施。施工作业应严格避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期(1月15日~3月1日),最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	建设单位严格落实了生态保护措施,合理安排了施工作业时间,尽可能减轻了工程建设对渔业资源的影响,并采取了增殖放流等修复措施。

6.2 环境保护设施运行情况

6.2.1 主要环保设施及运行情况

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入气液分离器,分出的液通过新建混输海管输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台,与新建 WZ11-4 CEPD 平台所产物流一起在 WZ11-4 CEPD 平台进行油气水处理,油处理成含水 5%后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管越站输送至 WZ12-1 PUQ 平台,通过已建海管越站输送至涠洲终端;分离出的气相优先输往 WZ11-4 CEPD 平台用作电站燃料气,反输气期间多余气通过输气海管输送至 WZ11-4D WHPA 水下管汇,后经已建海底输气管道越站输送至 WZ12-1 PUQ 平台,越站经已建海底管道输往涠洲终端。涠洲终端本项目投产后涠洲终端现有生产装置能够满足本项目接入要求,无需改造。

因新建 WZ11-6 WHPA 平台对注水水质要求较高,注水井所需水依托 WZ11-4N WHPB 平台提供的纳滤处理后的海水。

WZ11-4 CEPD 平台依托 WZ11-4 CEPA 对生活污水进行处理,达标后(COD $\leq 300\text{mg/L}$)后在已建 WZ11-4 CEPA 平台排放。



本项目依托各平台主要环保设施及运行状况见表 6.3-1。

表 6.3-1 现有工程主要环保设施及运行情况

平台	环境保护设施	数量	运行情况
WZ11-4N WHPB 平台	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
WZ11-4 CEPA 平台	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统	1	正常
WZ12-1 WHPC 平台	生产水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-1 PUQ 平台	生活污水处理系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
	火炬系统	1	正常
	生产水处理系统	1	正常

6.2.2 主要污染物排放情况回顾

6.2.2.1 生产水处理、回注及排放情况

新建 WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入气液分离器，分出的液通过新建混输海管输送至新建 WZ11-4 CEPD 平台，与新建 WZ11-4 CEPD 平台所产物流一起在平台进行油气水处理，油处理成含水 5%后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台，与其他平台原油混合后，通过已建海管输送至涠洲终端；生产水处理达标后在新建 WZ11-4 CEPD 平台回注（2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，超出部分输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理）。WZ11-6 WHPA 平台的注水水源通过新建注水海管取用已建 WZ11-4N WHPB 平台的纳滤水，WZ11-4N WHPB 为无人井口平台，无油气处理设施。

WZ11-4 CEPA 平台生产水采用“气浮+水力旋流器+精细过滤器”处理流程。

WZ11-4 CEPA 平台近 1 年生产水回注/排海水质监测结果见表 6.3-2。WZ11-4 CEPA 平台生产水中石油类含量为 (XXX) mg/L，日平均排放量为 (XXX)m³/d，生产水排放量和排放浓度符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值



（GB4914-2008）》（石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ ）及原环评报告书的总量控制要求（ $16535\text{m}^3/\text{d}$ ）；回注生产水符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）标准的要求，生产水处理系统运行状况良好。

表 6.3-2 WZ11-4 CEPA 平台生产水监测结果

采样日期	WZ11-4 CEPA 平台				
	月处理量 (m^3)	月回注量 (m^3)	月排放量 (m^3)	日平均排放量 (m^3)	石油类 浓度 (mg/L)
2022 年 12 月					
2023 年 1 月					
2023 年 2 月					
2023 年 3 月					
2023 年 4 月					
2023 年 5 月					
2023 年 6 月					
2023 年 7 月					
2023 年 8 月					
2023 年 9 月					
2023 年 10 月					
2023 年 11 月					
最小值					
最大值					
平均值					

6.2.2.2 生活污水排放情况

WZ11-4 CEPA 平台设有生活污水处理系统，生活污水经处理达标后排放。WZ11-4N WHPB 为无人井口平台，无油气水处理设施。

WZ11-4 CEPA 平台近 1 年生活污水排放情况见表 6.3-3。WZ11-4 CEPA 平台生活污水中 COD 浓度为（73~185） mg/L ，日平均排放量为（14.8~20.2） m^3/d ，COD 浓度波动较大与平台人数变动、污水处理装置保养情况等因素有关，但均符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级海域排放要求（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ）及原环评报告书的总量控制要求（ $30\text{m}^3/\text{d}$ ），生活污水处理系统运行状况良好。

表 6.3-3 WZ11-4 CEPA 平台生活污水排放情况

采样日期	WZ11-4 CEPA 平台		
	月排放量 (m^3)	日排放量 (m^3)	COD 浓度 (mg/L)
2022 年 12 月			
2023 年 1 月			



采样日期	WZ11-4 CEPA 平台		
	月排放量 (m ³)	日排放量 (m ³)	COD 浓度 (mg/L)
2023 年 2 月			
2023 年 3 月			
2023 年 4 月			
2023 年 5 月			
2023 年 6 月			
2023 年 7 月			
2023 年 8 月			
2023 年 9 月			
2023 年 10 月			
2023 年 11 月			
最小值			
最大值			
平均值			

6.2.3 其他污染物处理/排放情况

6.2.3.1 其他含油污水

WZ11-4 CEPA、WZ11-4N WHPB、WZ12-1 WHPC 平台和 WZ12-1 PUQ 平台均设有开式排放系统和闭式排放系统，开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵过滤器和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、初期雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，经过开式排放泵过滤器过滤后，再由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

闭式排放系统主要包括闭式排放罐、闭式排放泵过滤器和闭式排放泵。闭式排放罐主要用于收集和分离平台上压力容器和管线排放出的可燃性介质，闭式排放泵将罐内液体输送到原油处理系统进行处理。根据建设单位提供资料，各平台开/闭排系统运行较好。

自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

6.2.3.2 伴生天然气

伴生天然气部分为油田群透平发电，部分用于注气开发，部分进入火炬系统长明灯，其余部分通过 WZ12-1 PUQ 平台登陆管道输送至涠洲终端。在设备检修和紧急泄压时，伴生天然气经火炬系统燃烧排放。

6.2.3.3 固体废弃物

在依托工程各生产设施上设有垃圾回收箱，对生活垃圾和生产垃圾分类进



行回收，运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。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贵港台泥东园环保科技有限公司和茂名市华凯石化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 4。

6.2.3.4 船舶污染物

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石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后，达标排海；生活污水和生活垃圾中的食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求处理达标后排海；除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。

6.3 溢油事故回顾

截至目前涠洲油田群生产过程中邻近海域发生溢油污染事故 2 次，2 次事故均溢油量较少，且得到了及时处理，未对沿岸及周围海洋环境敏感目标造成明显影响。2 次溢油事故具体情况如下：

1、2002 年 10 月 6 日，涠洲 11-4 油田至涠洲 12-1 油田输油海管发生漏油事故，作为建设单位的中海油湛江分公司立即派出油田附近的守护船开展巡线，并在 1h 内动员直升机，2h 内达到现场沿涠洲 11-4 油田至涠洲 12-1 油田原油外输海管周围查找原因和漏点，发现海面上有长约 2~3km，宽约 100~200m 的油膜带，估计溢油量不超过 5m^3 。建设单位向国家海洋局南海分局请示后，积极主动对事故进行处置，因海况恶劣（风力 17~20m/s，阵风 21~23m/s），为了防止油膜带漂移到岸边，决定向油膜带喷洒消油剂，10 月 6、7 日两天在累计喷洒消油剂 6.5t 后，海面看不到油膜带。

中海油湛江分公司对输油海管破损段进行修复，对破损海管进行切割取样送回湛江基地，并委托天津海恩海洋工程技术有限公司对切割下来的输油管道进行了分析，得出分析报告，认为是输油管道受到外力的作用而破坏。事



故发生后分公司完善海底管道巡检管理制度，要求生产平台上工作人员定期对海管路由附近进行瞭望，加强了对海管路由附近过往船只动态监控，发现过往船只异常停靠立即通知守护船前往，避免过往船只在海管路由附近应急抛锚等现象的发生。本次溢油事故发生后，建设单位处理及时，溢油量较少，油污未上岸，未对涠洲油田附近沿岸及周围敏感目标造成明显影响。

2、2006 年 12 月 23 日，WZ11-4 WHPA 生产平台工作人员日常巡检瞭望附近海面时发现 WZ11-4 WHPA 平台至 WZ12-1 WHPA 平台的输油海管因腐蚀发生渗漏，在 WZ11-4 WHPA 平台附近海面形成小片油膜（估计溢油量在 1t 以内）。中海油湛江分公司立即关停相关油田，并派出油田附近的守护船开展巡线，并在 1h 内动员直升机，2h 内达到现场开展海上巡线。由于本次泄漏油量不大，速度缓慢，漏油无法回收，三天后已不见油膜，因此建设单位没有动用溢油回收设备，也没有喷洒消油剂。

本次溢油事故主要原因是海管腐蚀，为了避免本条海管因腐蚀再次发生原油渗漏，中海油湛江分公司积极寻找海管泄漏点，并对海管打卡修复，且于 2008 年在原海管旁重新铺设一条海管替换原海管输油。本次溢油事故发现和处理及时，溢油量很小，没有造成大的海洋环境污染。

6.4 海洋环境质量回顾

为了对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目周边海域环境质量进行较为系统的分析，本节收集了该海域的历史环境质量现状资料进行环境质量回顾分析。

历史资料采用国家海洋局南海环境监测中心于 2012 年 9 月（秋季）、2014 年 5 月（春季）、2015 年 9 月（秋季）、2018 年 4 月（春季）、2018 年 9 月（秋季）、2022 年 4 月（春季）和 2022 年 9 月（秋季）的调查资料，历次调查站位见图 6.5-1。由图 6.5-1 可见，历次调查均位于涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目附近，调查区域相近，站位重合度较好，具有可对比性，便于进行同一海域不同时期调查回顾分析。

历次调查均由国家海洋局南海环境监测中心按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行，历次调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。因此能够通过对比分析较真实地反映油田投产以后对周围海域环境的



影响程度。

图 6.5-1 历次调查的站位分布

6.4.1 海水水质状况回顾

选取各次调查海水水质要素中水温、盐度、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、挥发性酚和悬浮物共 18 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）中的第一类海水水质标准进行评价。各次调查数据对比统计结果见表 6.5-1。

由表 6.5-1 可见，历次调查水温、盐度、pH 和悬浮物均变化不大，在海水的正常变化范围内波动。历次调查海水中 COD、无机氮、汞、砷、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚的含量均较低，均低于第一类海水水质标准。

调查海域海水中溶解氧超第一类海水水质标准的现象较为普遍，主要集中在底层，且秋季较春季明显，说明调查海区底层海水中存在一定的季节性缺氧现象。2022 年 4 月溶解氧调查结果全部满足第一类海水水质标准，显示好于其他年份。2022 年 9 月调查结果平均值与历史三次秋季调查结果水平相当。溶解氧不符合第一类海水水质标准现象与调查期间水文和水体交换情况以及中国近海季节性跃层特点相关，同时还受海水中微生物生长的影响。该调查结果符合大洋海水自然变化规律。

调查海域表层海水中石油类含量有所波动，但平均含量均符合第一类海水水质标准；2014 年 5 月和 2015 年 9 月仅 1~5 个样品不符合第一类海水水质标准，比例分别为 4.0%和 3.3%，且站位分布较为随机，未发现与油田平台作业具有相关性。2022 年 4 月石油类平均值较往年明显降低，2022 年 9 月调查结果与历史水平相当。

调查海域海水中活性磷酸盐含量在 2012 年 9 月和 2015 年 9 月两次调查中的底层出现零星超出第一类海水水质标准现象，比例分别为 1.7%和 2.0%。其他历次调查结果均满足第一类海水水质标准。海洋中的活性磷酸盐大都来自陆源贡献以及有机体死亡后沉降到海底降解产生，同时，海域的潮流与季节也影响活性磷酸盐的含量。调查海域水深范围为 19.0m~44.5m，属于离岸有一定距离但



水深不超过真光层深度的区域，海水底层出现活性磷酸盐不符合第一类海水水质标准现象与水体中沉降的有机颗粒物的降解和海底沉积物再悬浮释放无机营养盐有关。

调查海域海水中重金属含量基本维持在稳定较低水平，仅锌和铅出现轻微超出第一类海水水质标准的现象。锌在 2014 年 5 月和 2015 年 9 月个别站位不符合第一类海水水质标准，比例分别为 4.0%和 11.1%，整个海区不符合第一类海水水质标准站点较为分散，没有明显分布规律，未发现与平台作业具有相关性，此后的 2018 年和 2022 的四次调查中均未出现超出第一类海水水质标准的现象，且平均含量呈较明显下降趋势。铅含量在 2014 年 5 月、2015 年 9 月、2022 年 4 月和 2022 年 9 月出现超出第一类海水水质标准的现象，比例分别为 19.2%、3.3%、16.7%和 1.3%。不符合第一类海水水质标准站位位于涠洲岛以北，可能与沿岸排污存在一定关系，未发现与平台作业具有相关性。北半球径流较多、人口密集，因此从河流和大气接收到外部输入的铅会比南半球多。南海作为位于北半球的边缘海，受人类活动影响强烈，许多研究结果均表明其水体本身铅含量背景值较高。从铅的平均值来看，除 2014 年 5 月调查结果较高以外，其余年份平均含量水平相当。

总体来看，调查海域多数水质评价因子均符合第一类海水水质标准及海水自然变化规律，海区水质环境较为稳定，油田特征污染物石油类自 2018 以来再未出现过超出第一类海水水质标准的现象，保持在较低水平，说明油气田工程的开发未对海水水质产生明显影响。

历次调查平台周围加密站位的化学需氧量均符合第一类海水水质标准。从年际变化趋势来看，加密站位的化学需氧量变化规律与周边海域相似，均是 2014 年春季最高，2018 年春季次之，其余各次调查含量较低。从区域分布来看，除 2018 年春季加密站位的化学需氧量含量略高于周边海域平均含量以外（但仍远低于第一类海水水质标准限值），其余各次调查的平均含量均与周边海域水平相当。

平台周围加密站位的石油类除 2015 年秋季的 1 个站位不符合第一类海水水质标准以外，其余各次调查的结果均符合第一类海水水质标准。加密站位的石油类年际变化规律与周边海域相似，均是 2015 年秋季高于其余年份。从区域分布来看，2015 年秋季加密站位的石油类含量略微高于周边海域，2014 年春季则



低于周边海域，其余年份水平相当。

表 6.5-1 历次调查加密站位的 COD 和石油类含量比较

调查时间		2012 年 9 月 (秋季)	2014 年 5 月 (春季)	2015 年 9 月 (秋季)	2018 年 4 月 (春季)	2018 年 9 月 (秋季)	2022 年 4 月 (春季)	2022 年 9 月 (秋季)
化学需氧量 (mg/L)	范围							
	平均值							
石油类 (mg/L)	范围							
	平均值							



表 6.5-2 历次调查海域海水水质要素分析结果比较（按第一类海水水质标准进行评价）

调查项目 调查时间		2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 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							
溶解氧 (mg/L)	范围							
	平均值							
	超标率(%)							
化学需氧 量 (mg/L)	范围							
	平均值							
石油类 (mg/L)	范围							
	平均值							
	超标率(%)							
无机氮 (μg/L)	范围							
	平均值							
PO43--P (μg/L)	范围							
	平均值							
	超标率(%)							
汞 (μg/L)	范围							
	平均值							
砷 (μg/L)	范围							
	平均值							
锌 (μg/L)	范围							
	平均值							



调查项目 调查时间		2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 月	2022 年 9 月
	超标率(%)							
镉 ($\mu\text{g/L}$)	范围							
	平均值							
铅 ($\mu\text{g/L}$)	范围							
	平均值							
	超标率(%)							
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							
悬浮物 (mg/L)	范围							
	平均值							



6.4.2 沉积物质量状况回顾

沉积物质量评价因子包括石油类、汞、铜、铅、镉、铬、锌、硫化物、砷和有机碳，历次调查数据的对比分析统计结果见表 6.5-2。

由表可知，历次调查有机碳、铜、铅和镉的平均标准指数呈明显下降趋势，2022 年 9 月调查结果最低；硫化物、汞、砷、锌和石油类的平均标准指数呈波动变化，无明显变化趋势；铬的平均标准指数在 2012 年 9 月~2018 年 9 月调查期间无明显变化，2022 年 4 月和 9 月的调查结果略高于前 5 次调查。除 2014 年 5 月沉积物锌出现轻微超出第一类沉积物质量标准的情况外，其余各污染物评价因子均满足第一类海洋沉积物质量标准。

总体上看，调查海域表层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处于较低水平，表明石油开采活动未对沉积物质量产生明显影响。

表 6.5-3 历次调查沉积物各评价因子单项标准指数及超标率统计

项目		2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 月	2022 年 9 月
有机碳	范围							
	平均值							
硫化物	范围							
	平均值							
汞	范围							
	平均值							
砷	范围							
	平均值							
铜	范围							
	平均值							
铅	范围							
	平均值							
镉	范围							
	平均值							
锌	范围							
	平均值							
	超标率(%)							
铬	范围							
	平均值							
石油类	范围							
	平均值							



6.4.3 海洋生态状况回顾

6.4.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力对比结果列于表 6.5-3。从表可见，叶绿素 a 含量各次调查差异不大，未见明显的季节变化规律，总体上为贫营养水平；初级生产力与叶绿素 a 相似，季节变化规律不明显。

表 6.5-4 历史叶绿素 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 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)	
	范围	平均值	范围	平均值
2012 年 9 月				
2014 年 5 月				
2015 年 9 月				
2018 年 4 月				
2018 年 9 月				
2022 年 4 月				
2022 年 9 月				

6.4.3.2 浮游植物

浮游植物调查结果比较见表 6.5-4。与历年调查结果相比，2022 年 4 月和 9 月两次调查的浮游植物种类数、平均密度均处于较高水平，群落的多样性指数均值位于较高水平。浮游植物群落结构较为稳定，优势种有一定的变化，总体上看调查海区浮游植物群落组成较稳定，海区水质环境良好。

表 6.5-5 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间	2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 月	2022 年 9 月
种类数							
平均密度 (10^6 个/ m^3)							
多样性							
均匀度							
主要 优势种							

6.4.3.3 浮游动物

浮游动物调查结果比较见表 6.5-5。受调查范围和站位数量的影响，历次调查浮游动物的种类数有较大的差异，浮游动物的密度和生物量波动范围较大，变化规律不明显，2012 年 9 月浮游动物种类数最高，2022 年 4 月平均生物量和



平均密度较高。优势种有一定的变化，其中鸟喙尖头蚤和肥胖软箭虫在所有 7 次调查中均形成优势，且为最主要的优势种；软拟海樽在 3 次春季调查中均形成优势，而秋季则数量较少。总体来看，调查海区浮游动物群落多样性指数和均匀度均处于较高水平，群落组成稳定。

表 6.5-6 历次调查浮游动物群落主要指标比较

调查时间	2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 月	2022 年 9 月
种类数							
平均生物量 (mg/m ³)							
平均密度 (个/m ³)							
多样性							
均匀度							
主要优势种							

6.4.3.4 底栖生物

底栖生物调查结果比较见表 6.5-6。

调查海区底栖生物种类较为丰富，除 2014 年 5 月调查的种类数为 84 种外，其余历次调查底栖生物种类数量均在 100 种以上，2022 年 4 月调查底栖生物种类数最高。平均生物量和平均生物密度波动较大，2022 年 4 月和 9 月两次调查结果处于中等水平。多样性指数调查结果波动不大，2022 年 4 月和 9 月两次调查结果均处于较高水平。历次调查海域底栖生物均以节肢动物为主；在优势种组成上，刺足掘沙蟹和波纹巴非蛤为海域最常见优势种类，其他优势种类历次调查更替明显，受季节影响较大。总体而言，该海域底栖生物种类丰富，群落结构稳定。

表 6.5-7 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	2012 年 9 月	2014 年 5 月	2015 年 9 月	2018 年 4 月	2018 年 9 月	2022 年 4 月	2022 年 9 月
种类数							
平均生物量 (g/m ³)							
平均密度 (个/m ³)							
多样性							
均匀度							
主要优势种							



6.4.3.5 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 6.5-7~表 6.5-10。结果显示，除贝类外其他底栖生物体内各污染物均无超标情况，调查海域鱼类、甲壳类和软体类生物体内各污染物标准指数均无明显波动，且处于较低水平。贝类（双壳类）的超标现象较普遍，相关调查研究表明，贝类的滤食食性使其具有较高的金属富集能力，且其活动能力较弱不利于体内污染物代谢，致使其金属含量偏高。历次调查结果表明，除了铜和石油烃未超标外，其它评价因子均存在不同程度超标现象，铅的超标率最高，其次为铬、镉和砷，锌和汞的超标情况较为轻微；从季节变化看，历次春季贝类的重金属超标率略低于秋季。总体来看，该海域底栖生物质量状况较稳定，生物质量状况良好。

表 6.5-8 历次调查底栖生物生物质量单项标准指数及超标率统计（鱼类）

评价因子		春季			秋季			
		2014.5	2018.4	2022.4	2012.9	2015.9	2018.9	2022.9
铜	单项标准指数							
	超标率(%)							
铅	单项标准指数							
	超标率(%)							
镉	单项标准指数							
	超标率(%)							
锌	单项标准指数							
	超标率(%)							
总汞	单项标准指数							
	超标率(%)							
石油烃	单项标准指数							
	超标率(%)							

注：“nd”表示未检出，下同。

表 6.5-9 历次调查底栖生物生物质量单项标准指数及超标率统计（甲壳类）

评价因子		春季			秋季			
		2014.5	2018.4	2022.4	2012.9	2015.9	2018.9	2022.9
铜	单项标准指数							
	超标率(%)							
铅	单项标准指数							



评价因子		春季			秋季			
		2014.5	2018.4	2022.4	2012.9	2015.9	2018.9	2022.9
	超标率(%)							
镉	单项标准指数							
	超标率(%)							
锌	单项标准指数							
	超标率(%)							
总汞	单项标准指数							
	超标率(%)							

表 6.5-10 历次调查底栖生物生物质量单项标准指数及超标率统计（贝类）

评价因子		春季		秋季			
		2014.5	2018.4	2012.9	2015.9	2018.9	2022.9
铜	单项标准指数						
	超标率(%)						
铅	单项标准指数						
	超标率(%)						
镉	单项标准指数						
	超标率(%)						
锌	单项标准指数						
	超标率(%)						
铬	单项标准指数						
	超标率(%)						
总汞	单项标准指数						
	超标率(%)						
砷	单项标准指数						
	超标率(%)						
石油烃	单项标准指数						
	超标率(%)						

表 6.5-11 历次调查底栖生物生物质量单项标准指数及超标率统计（软体类）

评价因子		春季			秋季		
		2014.5	2018.4	2022.4	2012.9	2015.9	2018.9
铜	单项标准指数	—					
	超标率(%)	—					
铅	单项标准指数	—					
	超标率(%)	—					
镉	单项标准指数	—					
	超标率(%)	—					
锌	单项标准指数	—					
	超标率(%)	—					
总汞	单项标准指数	—					
	超标率(%)	—					
石油烃	单项标准指数	—					



评价因子	春季			秋季		
	2014.5	2018.4	2022.4	2012.9	2015.9	2018.9
超标率(%)						

注：“—”表示无此项数据。

6.5 环境影响回顾分析结论

通过对本项目所涉及的相关工程设施和所处海域环境质量现状的回顾性分析，得出如下结论：

本项目依托现有工程均已获得环评批复，并落实了环评批复文件中的各项要求。现有工程环保设施运行正常，生产水经处理达标后部分回注地层，其余部分达标排海；生活污水均能实现达标排海。并且海区扩散条件良好，因此油田外排污水对油田周围的海水水质并未造成明显损害。从总体上讲，油田附近海区海水水质依然保持较好水平。

根据收集到的历史资料，现有工程生产过程中邻近海域发生溢油污染事故 2 次，均是溢油量较少，且得到了及时处理，未对沿岸及周围海洋环境敏感目标造成明显影响。

该项目周边海域环境质量回顾分析结果表明，海水水温、盐度、pH 和悬浮物均处于正常变化范围内，COD、无机氮、汞、砷、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚的含量较低，均低于第一类海水水质标准。溶解氧、活性磷酸盐、锌和铅出现微超出第一类海水水质标准的现象。油田特征污染物石油类仅在 2014~2015 年间的调查中出现超出第一类海水水质标准的现象，近年监测结果显示其浓度处于较低的水平，说明油气田工程的开发未对海水水质产生明显影响。

调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，石油类和重金属指标未出现明显变化趋势。浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构较为稳定，种类数、平均密度和多样性指数均出现了上升趋势，表明该海区海洋生态状况良好，油田开发活动未对其产生显著影响。调查海域除贝类外的其他各类生物体内各污染物含量总体处于较低水平，贝类由于其本身的滤食食性体内重金属含量轻微超标，总体来看该海域生物质量状况良好。



7 环境影响预测与评价

根据工程分析, 本项目建设期主要污染物为钻井液、钻屑、铺设海底管缆搅起的悬浮物; 生产期主要污染物为达标排放的生活污水和温排水等。本篇利用数值模拟方法对上述污染物影响进行预测, 并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响。

7.1 海洋环境影响预测

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：

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

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

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件：

$$\xi = \sum f_C H_C \cos[\omega_C + (V_0 + u)_C - g_C]$$

式中： H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角，下标 C 为某个分潮；

ω 为分潮频率；

f 为交点因子；

u 为交点订正角；

V_0 是天文潮的初位相。模型中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取。

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北部湾海域，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。本项目涉及的平台和海底管缆所在海域附近水深在 32~43m 之间，在垂



向上采用 σ 坐标将水体均分为 4 层，由表至底依次编为第 1、2、3、4 层。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

计算域网格水深示意

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	108°38'45.870"E,20°50'11.010"N	2023.10.01~10.02	潮位、潮流
YC2	108°40'55.865"E,20°39'11.775"N	2023.10.01~10.02	潮位、潮流
YC3	108°46'24.886"E,20°45'07.075"N	2023.10.01~10.02	潮位、潮流
YC4	108°50'44.642"E,20°47'56.845"N	2023.10.01~10.02	潮位、潮流

图 7.1-2 验证点地理位置

潮位验证结果



潮流验证结果

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

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

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程：

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

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，单位 m^2/s ，参数取值为 $0.01\text{m}^2/\text{s}$ ；

Q 为泥沙输入源强流量，单位 $\text{m}^3/\text{s}/\text{m}^3$ ；

C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ；

S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 $\text{kg}/\text{m}^3/\text{s}$ 。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

式中， d 为中值粒径，单位 m ；

s 为泥沙密度，单位 kg/m^3 ；



ν 为运动粘滞系数;

g 为重力加速度, m/s^2 。

c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言, 床面淤积速率基于 Krone 公式计算:

$$S_D = W_s C_b P_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ;

C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ;

P_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

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

式中, τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力, 床沙临界淤积切应力取值 0.07N/m^2 。对于非粘性泥沙而言, 床沙淤积速率基于下式表达:

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

d. 床面侵蚀速率

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

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

式中, E 为侵蚀系数, 单位 $\text{kg/m}^2/\text{s}$;

τ_{ce} 为床沙临界侵蚀切应力, 参数取值 0.2N/m^2 , n 为经验常数。

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有:

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

式中, α 为经验系数, 单位 $\text{m/N}^{0.5}$ 。非粘性床沙侵蚀速率由下式给出:

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

e. 边界条件和初始条件

陆边界:



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

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

式中， n 为边界的法线方向；

Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据核算，本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台包含预留井槽产生的非钻井油层段水基钻井液钻屑量 11362m³（堆体积）；新建 WZ11-4 CEPD 平台包含预留井槽产生的非钻井油层段水基钻井液钻屑量 12412m³（堆体积）。本项目钻屑排放情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 钻屑量排放情况

平台	类别	井数(口)	非钻井油层水基钻井液钻屑量(m ³)	最大排放速率	排放水深
WZ11-6 WHPA	初期钻井	12	4969	160m ³ /d	水下 20m
	包含预留井槽	28	11362		
WZ11-4 CEPD	初期钻井	23	8177	166m ³ /d	水下 20m
	包含预留井槽	28	12412		

钻屑粒径分布见表 7.1-3，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、>150μm（计算时中值粒径取 230μm）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，本次预测钻屑排放时段涵盖了大潮和小潮，取浓度最大包络线作为预测结果。由前文分析可知，本项目新建的



WZ11-4 CEPD 平台钻屑排放速率较大, 因此本次预测选取 WZ11-4 CEPD 平台钻屑排放扩散情况进行预测, WZ11-6 WHPA 平台结果与之类比。WZ11-4 CEPD 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4, 海水水质超标情况及超标不同浓度区间面积见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测结果可以看出, 钻屑对水质的影响范围较小, WZ11-4 CEPD 平台浓度超标主要集中在模型中垂向第 2、3 层(约水下 10.5m~31.5m), 其余层无悬浮物超标面积。第 2 层超一(二)类水质海域的最大包络面积为 0.212km², 离排放点的最大距离为 0.40km, 钻屑停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-4 WZ11-4 CEPD 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)
WZ11-4 CEPD	第 2 层	0.212	0.006	0.003	0.40	3	0.13
	第 3 层	0.123	0	0			
WZ11-6 WHPA (类比结果)	第 2 层	0.212	0.006	0.003	0.40	3	0.13
	第 3 层	0.123	0	0			
合计	第 2 层	0.424	0.012	0.006	-	-	0.26
	第 3 层	0.246	0	0			

表 7.1-5 新建平台钻屑排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WZ11-4 CEPD	第 2 层	0.139	0.056	0.011	0.006
	第 3 层	0.099	0.021	0.003	0
WZ11-6 WHPA (类比结果)	第 2 层	0.139	0.056	0.011	0.006
	第 3 层	0.099	0.021	0.003	0
合计	第 2 层	0.278	0.112	0.022	0.012
	第 3 层	0.198	0.042	0.006	0

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

经核算, 新建 WZ11-6 WHPA 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 7315m³, 油基钻井液量约为 21265m³; 新建 WZ11-4 CEPD 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 9324m³, 钻井油层水基钻井液产生量约为 5219m³, 油基钻井液量约为 14719m³。



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 818m^3 ，出现在 WZ11-4 CEPD 平台，排放速率均控制在 $35\text{m}^3/\text{h}$ 。本项目钻井液排放情况详见表 7.1-6。钻井液密度 $1.10\text{g}/\text{cm}^3\sim 1.25\text{g}/\text{cm}^3$ （按 $1.25\text{g}/\text{cm}^3$ 计算），钻井液固相颗粒粒径 $0.008\text{mm}\sim 0.062\text{mm}$ ，中值粒径为 0.016mm 。

表 7.1-6 新建平台钻井液排放情况

平台	类别	井数(口)	最大一次性排放量 (m^3)	最大排放速率 (m^3/h)	排放深度
WZ11-6 WHPA	初期钻井	12	600	35	水下 20m
	包含后期钻井	28			
WZ11-4 CEPD	初期钻井	23	818	35	水下 20m
	包含后期钻井	28			

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。由前文分析可知，本项目新建两座平台钻井液排放速率相等，WZ11-4 CEPD 平台一次性排放量更大，因此本次预测选取 WZ11-4 CEPD 平台进行钻井液排放影响预测，WZ11-6 WHPA 平台结果与之类比。

WZ11-4 CEPD 平台钻井液排放预测结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在模型垂向第 2、3 层（约水下 $10.5\text{m}\sim 31.5\text{m}$ ），其余层无超标现象发生。根据统计，第 2 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.252km^2 ，超三、四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.71km ；第 3 层超一（二）类包络面积约为 0.136km^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。

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)
WZ11-4 CEPD	第 2 层	0.252	0.017	0.009	0.71	9
	第 3 层	0.136	0	0		
WZ11-6 WHPA (类比结果)	第 2 层	0.252	0.017	0.009	0.71	9
	第 3 层	0.136	0	0		
合计	第 2 层	0.504	0.034	0.018	-	-



	第 3 层	0.272	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
WZ11-4 CEPD	第 2 层	0.119	0.091	0.025	0.017
	第 3 层	0.05	0.052	0.034	0
WZ11-6 WHPA (类比结果)	第 2 层	0.119	0.091	0.025	0.017
	第 3 层	0.05	0.052	0.034	0
合计	第 2 层	0.238	0.182	0.05	0.034
	第 3 层	0.1	0.104	0.068	0

图 7.1-5 WZ11-4 CEPD 平台钻井液排放浓度包络线

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 3 条海底管道，2 条海底电缆，海底管道采用水力喷射方式挖沟埋设、海底电缆采用边铺边埋的铺设方式。挖沟截面近似梯形，根据挖沟尺寸及挖沟速度，估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，本项目起沙率 10.0%进行核算，项目海缆悬浮物产生速率为 8.85kg/s（硬质海床区域为 24.35kg/s），海底管道悬浮物产生速率为 3.84kg/s。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 管缆铺设悬浮物源强核算结果

管缆名称	长度 (km)	管缆深 (m)	挖沟(上宽/ 下宽)(m)	挖沟速度 (km/d)	悬浮物排放 速率(kg/s)
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 混输海管	14.9	1.5	4.5/2/1.5	0.4	3.84
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	2.2	1.5	4.5/2/1.5	0.4	3.84
WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 海底注水管道	11.9	1.5	4.5/2/1.5	0.4	3.84
WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆	9.9	2.0	1/0.5/2	3	8.85
	5	1.5	5/0.5/1.5	3	24.35
WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆	12.2	2.0	1/0.5/2	3	8.85
	15	1.5	5/0.5/1.5	3	24.35



b. 预测方法及预测结果

本项目新建的海底管缆存在沿路由源强变动情况，本次预测采取控制点连线的方法，即选取海底管缆起止端点及源强变化点作为控制点，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，形成海底管缆施工悬浮物扩散最大外包络线。由前文分析可知，WZ11-4 CEPD 与 WZ11-6 WHPA 平台间新建的海底电缆和管道路由一致，长度相同。因此本次选取源强更大的 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆进行悬浮物扩散预测，WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 混输海管结果与之类比。本次预测的 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆、WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆控制点设置见图 7.1-6~图 7.1-7。其余路由悬浮物预测控制点均为管线两端，这里不再给出。

图 7.1-6 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆预测控制点设置情况

图 7.1-7 WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆预测控制点设置情况

本次预测的海底管缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-8~图 7.1-11。由预测结果可以看出，悬浮物浓度超标出现在第 3、4 层（约水下 18m~海底），其余层无污染物超标面积，浓度超标面积有从底层到表层逐渐减小的趋势。第四层超一（二）类最大面积合计为 59.875km²，最大扩散距离约为 0.70km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.828km²，施工作业停止后最大 6.5h 海域即可恢复施工前的水质。

表 7.1-10 铺设海底管缆悬浮物预测结果

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 ）
WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆						
第 3 层	6.635	0	0	0.70	6.5	0.164
第 4 层	11.876	3.061	1.412			
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 混输海管（类比结果）						



第 3 层	6.635	0	0	0.70	6.5	0.164
第 4 层	11.876	3.061	1.412			
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管						
第 3 层	1.34	0	0	0.52	5	0.028
第 4 层	2.315	0.299	0.16			
WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 海底注水管道						
第 3 层	6.228	0	0	0.52	5	0.12
第 4 层	9.356	2.629	1.101			
WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆						
第 3 层	14.861	0	0	0.70	6.5	0.352
第 4 层	24.452	7.475	4.033			
总计						
第 3 层	35.699	0	0	--	--	0.828
第 4 层	59.875	16.525	8.118			

表 7.1-11 铺设海底管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
WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆				
第 3 层	2.599	4.036	0	0
第 4 层	3.813	2.55	2.452	3.061
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 混输海管 (类比结果)				
第 3 层	2.599	4.036	0	0
第 4 层	3.813	2.55	2.452	3.061
WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管				
第 3 层	0.856	0.484	0	0
第 4 层	0.764	0.841	0.411	0.299
WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 海底注水管道				
第 3 层	2.418	3.81	0	0
第 4 层	2.734	2.286	1.707	2.629
WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆				
第 3 层	5.608	9.253	0	0
第 4 层	6.645	6.44	3.892	7.475
总计				
第 3 层	14.08	21.619	0	0
第 4 层	17.769	14.667	10.914	16.525

图 7.1-8 WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 海底电缆悬浮物扩散包络线

图 7.1-9 WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管悬浮物扩



散包络线

图 7.1-10 WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 海底管道悬浮物扩散包络线

图 7.1-11 WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 海底电缆悬浮物扩散包络线

7.1.3 生活污水影响预测

7.1.3.1 物质输运方程

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

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

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

边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

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

n 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：为海域中污染物浓度的背景值，本次预测保守取现状调查中所有站位 COD 浓度的最大值为 0.83mg/L。

7.1.3.2 生活污水扩散浓度预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台为无人驻守平台，无生活设施及生活污水处理设施，新建 WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设置办公区，在正常生产阶段将产生生活污水，主要污染因子为 COD。生活污水经平台上设置的收集系统收



集后经栈桥输送到 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置进行处理，处理后达标排放。

经核算，WZ11-4 CEPA 平台生活污水最大排放量约为 $63\text{m}^3/\text{d}$ ，生活污水处理至《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（ $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ）后排海。按照每天排放 2h 计算，COD 排放源强为 2.63g/s 。具体可见表 7.1-12。

表 7.1-12 生活污水排放量及源强

平台	排放量(m^3/d)	排放水深	排放浓度(mg/L)	COD 源强 (g/s)
WZ11-4 CEPA	63	海表	≤ 300	2.63

b. 预测方法及预测结果

由于生活污水为间歇性排放，因此本次预测于大、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。COD 浓度初始场根据 2022 年 9 月进行的海洋环境质量现状调查，调查站位中海水 COD 最大浓度保守取 0.83mg/L 。经计算 WZ11-4 CEPA 平台 COD 扩散预测结果见图 7.1-12。

由图 7.1-12 可知，由于平台处理后的生活污水 COD 浓度很小，在预测网格分辨率（50m）下预测结果不存在海水 COD 超一类（ $>2\text{mg/L}$ ）面积，生活污水排放造成的海水 COD 最大浓度为 0.89mg/L 。因此可以认为平台生活污水排放造成的海洋环境影响不大，不会明显影响项目所在海域的海水水质。

图 7.1-12 WZ11-4 CEPA 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:

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

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

感热通量:

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

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

式中, ρ_{air} 为大气密度; c_{air} 为大气比热; c_{heating} 、 c_{cooling} 为斯坦顿常数(均为 0.0011); W_{10} 为水面上 10m 风速, 临界默认风速值为 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 ($\text{MJ/m}^2/\text{d}$) 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； $\sigma_{sb}=5.6697 \times 10^{-8} W/(m^2 \cdot ^\circ K^4)$ ，为玻尔兹曼常数。

7.1.4.2 预测源强及预测方法

WZ11-4 CEPD 平台压缩机系统采用海水作为冷却水，产生温排水。最大排量为 $160m^3/h$ ，排放的冷却水较海水背景温度最大升高 $9^\circ C$ 。本节计算该平台温排水造成的温升情况。

在计算冷却水排放造成的海水温升时，温度初始场保守选取夏季水温 ($29.5^\circ C$)、空气温度取 $33^\circ C$ 、相对空气湿度取 88%、风速根据现状调查资料取夏季常风向风速，设为 $7m/s$ ，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的夏季海区平均辐射强度分别取 $-35W/m^2$ 、 $220W/m^2$ 。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

WZ11-4 CEPD 平台冷却水排放引起的温升结果见图 7.1-13，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，冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 $0.1^\circ C$ ，在网格分辨率 ($50m$) 下无温升超标面积存在。冷却水排放对海水温度影响较小。

图 7.1-13 WZ11-4 CEPD 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，本项目新建平台悬浮物超标主要在排放层及其下一层（模型垂向第 2、3 层），在第 2 层造成的海水超一（二）类最大包络面积合计为



0.424km²，距排放点的最大距离为 0.40km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，且影响主要在排放层及其下一层（模型垂向第 2、3 层），第 2 层超一（二）类包络最大面积合计为 0.504km²，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.71km，停止排放后最大约 9h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 铺设海底管缆对海水水质的影响

海底管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，挖沟掀起的悬浮物的影响主要在施工管缆两侧。

海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.70km，造成的水质超标范围主要集中在模型垂向第 3、4 层。其中第 4 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 59.875km²，第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 35.699km²，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。海底管缆铺设作业停止后最大约 6.5h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.4 生活污水对海水水质的影响

由于本项目投产后依托的 WZ11-4 CEPA 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。因此预测结果不存在海水 COD 超一类(>2mg/L)面积。平台生活污水排放造成的海水水质影响很小。

7.2.5 温排水对海水水质的影响

WZ11-4 CEPD 平台冷却水最大排量为 160m³/h，自身温升较小（9℃）。根据预测结果，冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 0.1℃，在网格尺度（50m）下无温升超标面积存在，冷却水排放对海水温度影响较小，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，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.26km²。

7.3.2 海底管缆铺设对沉积物环境的影响

铺设海底管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管/缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于管/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。本项目新铺 2 条海底电缆、3 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为 0.828km²。

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。

海缆铺设搅起的小颗粒轻物质悬浮于水中，将使海水浑浊度增加，透明度降低，致使光合作用降低，从而影响浮游植物的繁殖生长，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

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

基于上述分析并根据预测结果：本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.26km²，距排放点最大距离约 0.2km，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 200m 内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 200m 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

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

堆积在管/缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管/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管/缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海底管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 2 条海缆、3 条海底管道，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 0.828km²。

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

7.5.1.2 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、底栖生物均采用现状调查中本项目设施附近站位的海域春、秋两季调查密度的平均值；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来源



资源类别		资源密度	资料来源
鱼卵			广东海洋大学（2023 年 4 月、2022 年 9 月调查平均值）
仔稚鱼			
幼体	鱼类		
	头足类		
	虾类		
	蟹类		
成体			国家海洋局南海环境监测中心（2022 年 4 月及 9 月调查平均值）
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

本项目平台年均钻井时间为 140d，为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，排放 9 个周期。

根据预测结果，本项目新建平台钻屑排放造成海水水质超标范围集中在模型垂向第 2、3 两层，超标范围平均水深取 42m，因此计算损失时各区间超标面积取两层平均值，水深取超标水层总水深 21m。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 9 周期
			0.238	0.077	0.014	0.006		
鱼卵		密度（粒/m ³ ）					1.399	12.591
		损失率						
		损失量（10 ⁶ 个）						
仔稚鱼		密度（尾/m ³ ）					0.079	0.711
		损失率						
		损失量（10 ⁶ 尾）						
幼 体	鱼类	密度（尾/km ² ）					485	4365
		损失率						
		损失量（尾）						
	头足类	密度（尾/km ² ）					28	252
		损失率						
		损失量（尾）						
	虾类	密度（尾/km ² ）					205	1845
		损失率						
		损失量（尾）						
	蟹类	密度（尾/km ² ）					180	1620
		损失率						
		损失量（尾）						
成体		密度（kg/km ² ）					4.621	41.589



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 9 周期
		0.238	0.077	0.014	0.006		
	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 (km²)		密度 (g/m²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.244	17.91	50%	2.185
周围 50m 以内	0.016	17.91	100%	0.287
合计				2.472

7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

由于钻井液的排放和影响时间不超过 15 天，因此按照一次性损失计算。根据预测结果，新建平台钻井液排放造成海水水质超标范围集中在模型垂向第 2、3 两层，超标范围平均水深取 42m。因此本项目新建平台计算损失时各区间超标面积取两层平均值，水深取超标水层总水深 21m。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
		0.169	0.143	0.059	0.017	
鱼卵	密度 (粒/m ³)					2.556
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 个)					
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)					0.144
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 尾)					
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)				887
		损失率				
		损失量 (尾)				
	头足类	密度 (尾/km ²)				52
		损失率				
		损失量 (尾)				
	虾类	密度 (尾/km ²)				374
		损失率				
		损失量 (尾)				



资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
			0.169	0.143	0.059	0.017	
	蟹类	密度 (尾/km ²)					329
		损失率					
		损失量 (尾)					
	成体	密度 (kg/km ²)					10.225
		损失率					
		损失量 (kg)					

7.5.2.3 海底管/缆铺设生物损失计算

根据预测结果,海底管/缆施工造成的海水悬浮超标范围集中在第 3、4 层,其余层无超标情况。超标范围平均水深取 36m,则计算时水深取超标水层总水深 18m,超标范围影响面积取两层平均值。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 海底管/缆铺设海洋生物损失

资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi ≥9	小计
	鱼卵	密度 (粒/m ³)					374.950
		损失率					
		损失量 (10 ⁶ 个)					
	仔稚鱼	密度 (尾/m ³)					21.115
		损失率					
		损失量 (10 ⁶ 尾)					
幼体	鱼类	密度(尾/km ²)					151747
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度(尾/km ²)					8885
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度(尾/km ²)					64141
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度(尾/km ²)					56103
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体		密度(kg/km ²)					1715.181
		损失率					
		损失量 (kg)					

铺设海管/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,按管/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(7.5-3)估算悬



浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.5-7。

表 7.5-7 海底电缆铺设底栖生物损失

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.117			1.048
两侧各 5m	0.711			12.734
合计				13.782

7.5.2.4 项目设施占海造成底栖生物资源损失计算

平台建设对底栖生物的影响一般按照平台投影面积进行计算。本项目新建的两座平台投影总面积为 1649m²,底栖生物密度为 17.91g/m²,按照损失率 100% 计算,则新建设施共造成的底栖生物资源损失量为 0.03t。

7.5.2.5 海洋生物资源损失量小结

本项目海洋生物损失为:鱼卵 309.097×10⁶粒,仔稚鱼 21.97×10⁶尾,鱼类幼体 156999 尾,头足类幼体 9189 尾,虾类幼体 66360 尾,蟹类幼体 58052 尾,成体 1766.995kg,底栖生物 16.284t,见表 7.5-8。

表 7.5-8 海洋生物损失量汇总

生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	海底管缆铺设	合计
鱼卵 (10 ⁶ 粒)	--	12.591	2.556	374.95	390.097
仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	--	0.711	0.144	21.115	21.97
鱼类幼体 (尾)	--	4365	887	151747	156999
头足类幼体 (尾)	--	252	52	8885	9189
虾类幼体 (尾)	--	1845	374	64141	66360
蟹类幼体 (尾)	--	1620	329	56103	58052
成体 (kg)	--	41.589	10.225	1715.181	1766.995
底栖生物	0.03	2.472	/	13.782	16.284

7.6 环境敏感目标影响分析

本项目部分设施穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、北部湾绯鲤类产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场。距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 XXX,距离其他的海洋保护区、生态红线区最近距离在 XXX 以上。

本项目已委托广东海洋大学进行了水产种质资源保护区的专题论证,编制了《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题



论证报告》，其评价结论如下：根据专题报告，本工程海上建设阶段和生产阶段将对水产种质资源保护区的生态环境造成一定的负面影响，但该影响属于短期的、可恢复性质，可以通过落实生态环境保护对策措施减缓影响；受损的生态与环境可以通过增殖放流补偿措施给予修复。本项目位于种质资源保护区内的海底管缆挖沟应避免北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期（1月15日~3月1日），尽可能降低和缓解对附近海域海洋生物生态环境的影响程度。本项目施工期及运营期可能发生的风险包括井涌或井喷、船舶碰撞、平台火灾、地质性溢油事故、海底管道泄漏事故，经识别本项目代表性事故为新建海底混输管道泄漏事故。在建设单位、施工单位等有关单位认真落实本专题报告提出的各项环境保护对策措施、风险防范措施、海洋生态修复措施的前提下，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目工程对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区具备生态环境可行性。

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，以及海底管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。为了降低建设阶段对产卵场的影响，本项目钻屑、钻井液采取了水下 20m 排放的措施。预测结果表明，建设期钻屑、钻井液排放造成的影响在水下 10.5m~31.5m 区间，管缆挖沟造成的悬浮物超标范围在海底~约水下 18m 范围内。相关文献表明，绯鲤类、二长棘鲷产出卵后自由漂浮在水体上层，因此可以认为本项目建设期间对产卵场造成的影响较小。生产运行过程中所产生的主要污染物为处理达标后排放生活污水和冷却水。生活污水和冷却水排放量较小，预测其排放造成的水质超标范围在一个网格（约 0.0004km²）以内，对产卵场的影响轻微。综上所述，本项目拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

7.7 通航安全影响分析

为保障本项目投产营运期间航运畅通，防止工程对附近海域通航环境带来不利影响，保障附近来往船舶航行安全和工程自身的安全，建设单位委托广东海洋大学进行了通航安全影响专题论证，编制了《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3



油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目通航安全影响论证报告》，论证结论如下：

1、项目建设规范性、适应性及符合性

（1）规范性分析

本项目工程海域位于南海西部北部湾盆地，海域宽阔清爽，依托目前周边已有设施实现经济有效开发，开发前景良好。

本工程平台前沿水域水深满足《船舶靠泊海上设施作业规范》的要求；泊位前沿回旋水域宽度满足《海港总体设计规范》的要求；工程海域海洋环境适合平台建设和海底管缆的铺设。

（2）适应性分析

本项目能最大程度利用现有设施设备力量，同时有利于周边油田的开发和接入；热带气旋等自然环境对海上平台的建设和营运有一定的影响；拟建平台远离习惯航路；拟建平台和海底管道对渔场种群繁殖产卵造成一定影响；平台甲板高程等满足《海上固定平台安全规则》要求。

（3）符合性分析

本工程与《全国海洋主体功能区规划》、《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》、“三区三线”中生态保护红线和《广西壮族自治区“三线一单”环境管控单元及生态环境准入清单（试行）》等的要求相符合。

2、工程碍航性及与通航环境的相互影响分析

（1）施工时划定的安全作业区占据一定范围的可航水域，对正常航行的船舶产生一定影响；工程建设完成后，海上固定平台作为海上固定建筑物，会在一定程度上影响过往船舶的正常航行；船舶在平台附近海域航行时，船舶失控或能见度不良时会对平台正常营运带来一定的安全隐患。

（2）工程所在海域为产卵场附近，渔船生产过程中，存在渔船与平台触碰的安全隐患；渔船在平台附近海域进行底拖网作业时，可能会触碰到海底管缆，造成油气泄漏、电力中断。

（3）工程施工、平台的开采及海底管道的运输一旦发生油气泄漏，均可能造成海洋污染；工程施工安装，钻井和生产输送这三项环节，都存在程度不一的溢油风险。

（4）热带气旋对本工程有一定影响。工程海域至附近港口的距离不远，防



台避风锚地条件较好。

(5) 本工程平台的建设及营运与附近港口、航道、锚地及水工建筑物相互影响较小，但新建管缆与已有管缆发生跨越，管缆工程的建设可能会影响到附近平台的正常营运生产。

(6) 通过运用风险评价模型对工程及其附近水域的风险因子进行定性及定量评价，并针对性提出安全保障措施，风险等级为一般以及较高的风险因子所带来的风险会得到一定的缓解或消除。

3、安全保障措施

(1) 在建设期间，建设单位应加强对施工船舶的安全管理，制定并落实施工安全措施和应急预案；加强平台构件及海底管缆等材料装载、运输过程的安全管理；按照拖带运输的相关规定及本报告提出的安全建议，落实各项运输船舶航行安全保障措施，尤其应加强对拖带航行过程的安全控制；平台海上安装、海底管缆铺设划定施工安全作业区，申请发布航行警（通）告，施工单位注意施工船舶自身的安全，并尽量减少对附近平台及其他船舶的影响。

(2) 在营运期间，营运单位应落实安全管理的相关制度和应急处置措施；加强平台与附近船舶的沟通协调；按要求配备导助航设施和防污应急设施设备；密切关注台风预报，在台风来临前检查并加固平台设施设备，撤离人员；加强海底管缆的安全维护，按照相关规定进行安全生产；服从海事主管机关的通航安全管理。

项目组建议：建设单位应充分认识到通航环境和安全生产的关系，投入必要的物力和配套设施保障项目建设和运营的通航安全，积极主动与当地海事机构、应急救援、渔业渔政等部门进行协调沟通，在抓好安全生产的同时，尽量减小工程建设及营运对所在海域的通航安全不利影响。

经过对本项目的通航安全影响专题研究，项目组认为：涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目符合工程海域功能规划要求，对所在海域的海上交通安全和通航环境影响整体可控。

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

本项目新建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。海底管/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管/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。

7.9 工程对水文动力的影响分析

本项目主要工程内容为新建 2 座平台、铺设 3 条海底管道和 2 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/管道埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于管/缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管/缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。因此对水文动力环境影响很小。



8 环境风险分析与评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本项目情况，对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，进行应急能力可行性分析，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本项目情况，对本项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故：

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

8.1.3 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价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。鉴于本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台物流通过新建海底混输管道输往新建 WZ11-4 CEPD 平台进行处理，考虑到新建 WZ11-6 WHPA 平台相较于新建 WZ11-4 CEPD 而言，与敏感目标的相对位置更近，发生溢油事故时风险更高，因此确定本项目海上风险事故状态下以新建 WZ11-6 WHPA 平台为中心，半径 57km（平均风况下油膜 72h 漂移距离）的范围为环境风险重点评价范围。考虑到本项目周边敏感目标分布情况，环境风险评价范围将适当扩大，扩展至沿岸海域。



8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），结合本项目情况，对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行分析。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目存在物质或能量意外释放，并可能产生环境危害的源为风险源。本项目风险源包括新建平台、新建海底管道中的原油和天然气，见表 8.2-1 和表 8.2-2。本项目依托的其他海底管道在投产后均未超过设计参数，相应的环境风险不增加，故不在本项目风险源调查中列出。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）
新建平台	新建 WZ11-6 WHPA 平台	原油	4.2
		天然气	0.25
		燃料油	60
	新建 WZ11-4 CEPD 平台	原油	13.4
		天然气	0.2
		燃料油	80

表 8.2-2 环境风险源汇总表（管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）	长度	管径
新建管道	WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台海底混输管道	原油	422	14.9km	12"
		天然气	11.7		
	WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	天然气	2.2	2.2km	8"

8.2.2 环境敏感目标调查

本项目附近海域主要环境敏感目标为周边海域内的海洋生态保护红线、渔业资源保护区、海洋保护区及经济鱼类产卵场等。附近海域主要环境敏感目标详见本报告第四章。

8.2.3 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），建设项目风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表 8.2-3 确定本项目的环境风险潜势。



表 8.2-3 建设项目环境风险潜势划分

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

8.2.4 危险物质及工艺系统危险性分级确定

8.2.4.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q;

当存在多种危险物质时, 则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

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

Q_1, Q_2, \dots, Q_n —每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

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

表 8.2-4 新建设施危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i	识别结果
WZ11-6 WHPA 平台	原油	4.2	2500	0.00168	是
	天然气	0.25	10	0.025	
	燃料油	60	2500	0.024	
WZ11-4 CEPD 平台	原油	13.4	2500	0.00536	
	天然气	0.2	10	0.02	
	燃料油	80	2500	0.032	
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台海底混输管道	原油	422	2500	0.1688	
	天然气	11.7	10	1.17	
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	天然气	2.2	10	0.22	
合计 $1 \leq Q = 1.667 < 10$					

8.2.4.2 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 8.2-5 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。涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目风险工艺识别见表 8.2-6。

表 8.2-5 行业及生产工艺

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

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

表 8.2-6 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

8.2.4.3 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 8.2-7 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 8.2-7 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

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

8.2.5 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳地表水体功能敏感性与



下游环境敏感目标情况，共分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，分级原则见表 8.2-8。其中地表水功能敏感性分区和环境敏感目标分级分别见表 8.2-9 和表 8.2-10。

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目新建平台邻近北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区，地表水功能分区应为 F2，环境敏感目标分级为 S1。根据表 8.2-8 确定本项目位于环境高度敏感区 E1。

表 8.2-8 地表水环境敏感程度分级

地表水环境敏感程度分级 (S)	地表水功能敏感性分区 (F)		
	F1	F2	F3
S1	E1	E1	E2
S2	E1	E2	E2
S3	E1	E2	E3

表 8.2-9 地表水功能敏感性分区

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

表 8.2-10 环境敏感目标分级

分级	评估依据
S1	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体：集中式地表水饮用水水源保护区（包括一级保护区、二级保护区及准保护区）；农村及分散式饮用水水源保护区；自然保护区；重要湿地；珍稀濒危野生动植物天然集中分布区；重要水生生物的自然产卵场及索饵场、越冬场和洄游通道；世界文化和自然遗产地；红树林、珊瑚礁等滨海湿地生态系统；珍稀、濒危海洋生物的天然集中分布区；海洋特别保护区；海上自然保护区；盐场保护区；海水浴场；海洋自然历史遗迹；风景名胜區；或其他特殊重要保护区域。
S2	发生事故时，危险物质泄漏到内陆水体的排放点下游（顺水流向）10 km 范围内、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内，有如下一类或多类环境风险受体的：水产养殖区；天然渔场；森林公园；地质公园；海滨风景游览区；具有重要经济价值的海洋生物生存区域。
S3	排放点下游（顺水流向）10km 范围、近岸海域一个潮周期水质点可能达到的最大水平距离的两倍范围内无上述类型 1 和类型 2 包括的敏感保护目标。



8.2.6 本项目环境风险潜势初判

根据表 8.2-3，本项目危险物质及工艺系统危险性等级为 P4，位于环境高度敏感区 E1，环境风险潜势应为 III 级。

8.2.7 评价等级

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 8.2-11 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

根据上述分析可知，本项目风险潜势为 III，本项目环境风险评价工作等级为二级。

8.3 风险识别

8.3.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、天然气和储罐燃料油，其理化性质及危险特性见表 8.3-1~表 8.3-3。

表 8.3-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：0.838~0.887kg/m ³		沸点（℃）：120~200℃	
	禁忌物：强氧化剂		聚合危害：不聚合	
	稳定性：稳定		闪蒸气油比：23835.9m ³ /m ³	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：153		燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD50：（500-5000）mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
	急性中毒			



标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速(不超过 3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚。			

表 8.3-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素	
	临界压力（MPa）:4.59		临界温度（℃：）-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）:889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
	毒理性质	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	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			



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

表 8.3-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.84	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。	
	眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。	
	吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
	食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下	



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

8.3.2 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括原油、天然气和燃料油，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染）。本项目建设阶段存在井喷事故风险，井流中的天然气将直接扩散至大气环境中。本项目在生产阶段存在容器泄漏风险及地质性溢油风险，在发生容器泄漏事故时，天然气将直接扩散至大气环境中；在发生地质性溢油事故时，天然气和原油将从地层泄漏至海水中，由于天然气溶解度较低，大部分泄漏的天然气将从海水扩散至大气环境中；在发生船舶碰撞事故时，燃料油有可能泄漏至海水中。具体分析见表 8.3-4。

表 8.3-4 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	环境影响的途径和影响方式
原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）及大气环境
燃料油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）

8.4 风险事故情形分析

8.4.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、新建平台容器泄漏、新建平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏等。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见表 8.4-1。

表 8.4-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有天然气和原油物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境



阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
		境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关系停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工期船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	由于油田的复杂性，存在破裂压力不确定的可能性，在现场实施的过程中，可能会钻遇异常压力地层，出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求，引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足钻井作业要求，出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况。从而可能发生地质性溢油风险。 经资料分析，本项目开发范围内未发现浅层气。从安全的角度，本项目提出了钻完井、工程方面的防范措施。 地质性溢油及浅层气风险分析详见 8.5 节。
生产阶段	新建平台火灾、爆炸	生产阶段新建新建 WZ11-6 WHPA 平台、WZ11-4 CEPD 平台可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	新建平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、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。

8.4.2 风险事故概率分析

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



8.4.2.1 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 8.4-2。

表 8.4-2 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 WZ11-6 WHPA 平台共钻 8 口生产井、4 口注水井，预留 16 口井；新建 WZ11-4 CEPD 平台共钻 20 口生产井、3 口注水井，预留 5 口井。本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 2.4×10^{-3} 次，在生产过程中发生井喷事故的概率为 1.3×10^{-4} 次/年。

8.4.2.2 新建平台容器泄漏

《风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.4-3 和表 8.4-4。

表 8.4-3 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 8.4-4 本项目新增储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
新建 WZ11-6 WHPA 平台	常压罐	9	2.7×10^{-5}
新建 WZ11-4 CEPD 平台	常压罐	12	3.6×10^{-5}
	带压罐	2	9.4×10^{-4}

8.4.2.3 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

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台不设油气处理设施，新建 WZ11-4 CEPD 平台设有油气处理设施。本项目新建平台发生火灾事故的概率为 6.6×10^{-3} 次/a，由



火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.4.2.4 海底管道及立管泄漏

海底管道及立管泄漏概率参照国际油气协会(OGP)发布的“Risk Assessment Data Directory Report NO.434-04 Riser pipeline release frequencies”。该报告也被《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 E 所引用,作为泄漏频率数据来源。具体泄漏概率见表 8.4-5。

本项目新建 1 条 12"长约 14.9km 的 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台海底混输管道和 1 条 8"长约 2.2km 的 WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管,以平台周围 500m 范围内作为安全区,海管在两端平台侧各有一根钢制立管。由此估算:

- 本项目海底管道发生泄漏事故的概率:

$$p1 = 1 - (1 - 5.1 \times 10^{-5})^{(14.9+2.2-0.5 \times 4)} \cdot (1 - 7.9 \times 10^{-4})^4 = 3.924 \times 10^{-3} \approx 3.9 \times 10^{-3} \text{ (次/年)}$$

- 本项目立管发生泄漏事故的概率:

$$p2 = 1 - (1 - 9.1 \times 10^{-4})^4 = 3.635 \times 10^{-3} \approx 3.6 \times 10^{-3} \text{ (次/年)}$$

多个风险源的事故相互独立,按独立事件概率进行计算。设 A、B 事故发生概率分别为 $p(A)=a$ 、 $p(B)=b$ 且相互独立,当 a 、 b 均小于 1×10^{-2} 时,忽略 a 、 b 同时发生的概率 ab 对事故总发生概率 p 造成的误差小于 1%,此条件下可近似使用两独立事故发生概率之和计算事故总概率。以此计算方法估算:

- 本项目海底管道发生泄漏事故的概率:

$$p1 = (14.9+2.2-0.5 \times 4) \times (5.1 \times 10^{-5}) + 4 \times 7.9 \times 10^{-4} = 3.930 \times 10^{-3} \approx 3.9 \times 10^{-3} \text{ (次/年)}$$

- 本项目立管发生泄漏事故的概率:

$$p2 = 4 \times 9.1 \times 10^{-4} = 3.640 \times 10^{-3} \approx 3.6 \times 10^{-3} \text{ (次/年)}$$

本项目海管发生泄漏事故的概率,计算结果见表 8.4-6。可见,本项目新建海管发生事故的概率为 3.9×10^{-3} 次/a,立管事故引发溢油的概率为 3.6×10^{-3} 次/a。

表 8.4-5 海底管道及立管管道泄漏概率

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



管道	类别	泄漏概率	单位
	钢管-管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

表 8.4-6 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
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4 CEPD 平台海底混输管道	钢管	14.9km	12	油、气、水	2.3×10^{-3}	1.8×10^{-3}
WZ11-6 WHPA 平台至 WZ11-4D WHPA 水下管汇输气海管	钢管	2.2km	8	气	1.6×10^{-3}	9.1×10^{-4}

8.4.2.5 船舶碰撞事故

本项目施工期新建平台附近有拖轮、浮吊船、驳船、铺管船、铺缆船、供应船。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。

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

海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 80 年代开始，海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

表 8.4-7 船舶碰撞事故概率统计

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

8.4.3 油气泄漏事故后果分析

8.4.3.1 建设阶段油气泄漏量

海上建设阶段的油气泄漏事故可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据施工期铺管船、钻井船的最大单舱储油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.4-8。

表 8.4-8 钻井阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量 (m^3)
井喷	井流	难以估算
钻井平台储油罐破裂	燃料油	40



事故	排放物质	排放量 (m ³)
施工船舶储油舱破裂	燃料油	150
输油软管破裂或误操作	燃料油	5

8.4.3.2 生产阶段事故泄漏量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是原油。

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，一般不会导致大量原油入海。

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，本项目考虑长约 14.9km 的管道，估算 110m³ 作为海管泄漏溢油量。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 8.4-9。

表 8.4-9 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	难以估算
新建平台容器泄漏	燃料油	60m ³
海管/立管破裂	井流	110m ³

8.4.3.3 环境风险与最具代表性事故

根据上述分析，本项目的风险事故类型为井喷事故、储罐泄漏事故、新建平台火灾事故、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的发生概率。本项目新建海管发生事故的概率为 3.9×10^{-3} 次/a，立管事故引发溢油的概率为 2.7×10^{-3} 次/a，海管/立管泄漏事故的泄漏量可达 110m³。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。



8.5 地质性溢油及浅层气风险分析及防范措施

8.5.1 构造特征

8.5.2 断层分析

8.5.3 开发方式分析

8.5.4 浅层气分布情况

8.5.5 地质性溢油及浅层气风险防范措施

8.5.5.1 油藏溢油风险预防措施

(1) 取资料严格按标准执行

生产中严格执行取资料相关的标准：《油田开发监测及取资料要求》和《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》，根据油田开发需要，油井静压监测一年两次；油井流压监测根据需要随时监测；油井油、套压监测根据需要随时监测；产液剖面测试每年进行一次。

注水井地层静压监测每年一次；分层静流压监测一年两次；井口压力监测实时监测，吸水剖面测试每年一次；示踪剂监测根据需要进行监测。

新井根据需要进行随钻测压。地面水质监测每天一次。监测工作量可根据油田实际生产情况进行必要调整。

(2) 生产动态分析按照标准执行

生产动态分析中，严格按照标准《油田动态分析技术要求》执行，分析采油井、注水井的压力、产出和吸水剖面等，避免地层压力出现异常高压层。加强注采关系和小层对比研究工作，防止局部高压的发生。

(3) 措施保障

在修井、钻井等情况时，周边的注水井按规范要求停注；生产中一旦发现局部高压现象，周边注水井马上停注，采取洗井、酸化解堵、保证注入水水质等措施，在确保油藏地层压力低于原始地层压力的前提下，注好水、注够水，保证油田开发效果。

8.5.5.2 浅层气风险预防措施

在预定 WZ11-6 WHPA 和 WZ11-4 CEPD 场址调查区域资料解释深度范围内（海底至海底以下约 100m）的地层中，均未发现浅层气。基于目前认识，两平台开发井均按照无浅层气进行钻井方案设计。目前已经采取的下述措施可以满



足安全钻井的需求。

所选平台位置及单井轨迹已由地球物理专业扫描，不存在钻遇可疑气层的风险。设计阶段开展防碰分析，各井分离系数满足标准要求。

本项目隔水导管入泥较浅，表层井段下深较浅。钻井过程中可根据实钻情况，满足钻井安全的情况下，对井身结构进行合理调整。全过程采用过平衡钻井，优化钻井液性能，其液柱压力不低于地层压力加附加压力。表层套管固井应采用单级全封，水泥浆应至少返至泥面。该油田为常压油田，所配井控装置可以满足安全钻井作业需求。在完井管柱设计时，所有井均下有井下安全阀与封隔器，可以有效地实现地层与地面的隔离。

本油田开发项目钻完井设计均经过井筒完整性评价。根据 Q/HS 14031-2017《海上油气井完整性要求》，对设计进行“复盘”，分析本油田所有风险。经过井筒完整性评价，本钻井工程基本设计满足井完整性要求，设计考虑了所有可能影响井筒完整性的风险因素，开展了针对性的优化设计，并提出风险预案。要求后续在作业过程中加强井完整性屏障单元的完整性验证，保证井屏障合格，并按照 Q/HS 14031-2017《海上油气井完整性要求》的要求进行资料的移交及存档，做到资料的可追溯性。

综上，实施过程中严格按照钻完井设计、相关标准规范及作业程序等做好预防及应对措施，涠洲 11-6 油田及涠洲 11-4 油田区域浅部气层风险可控。

表 8.5-8 浅层气钻井应对措施

类型	应对措施
井槽布置	有钻遇浅层气风险的井，尽量选择边部井槽
井身结构	表层适当下深尽可能封固风险断层（浅部不存在钻遇浅层气风险的井）； 揭开浅层气、不揭开断层下入表层套管（预钻井）； 浅层气及风险断层不宜同时在表层井段。
钻井液	在不压漏地层的前提下，钻井液密度考虑附加 $0.03\text{g/cm}^3 \sim 0.07\text{g/cm}^3$ 安全余量。 考虑防泥包功能。
钻具组合	优选风险井采用 8-1/2in 领眼钻进，落实浅层气风险，尽可能选择简单钻具。 尽量不采用扶正器等较大外径的钻具。 入井钻具安装浮阀。
固井设计	钻遇气层的井：固井采用单级全封，水泥浆返至井口； 浅层气井段采用防气窜水泥浆体系； 表层套管固井后，及时安装套管四通及盲法兰，并安装压力表进行监测； 钻遇浅层气的表层井段采用不离线固井，部分预钻井表层测固井质量，后续根据实际作业情况调整。



井控和完整性设计	<p>(1) 钻井参数 根据激动压力和抽汲压力, 设定起下钻速度最高限值。计算钻井过程中循环当量密度, 推荐钻井液密度和排量组合。</p> <p>(2) 井控装备配置 配备浅层气分流装置和控制系统, 并按照要求进行功能测试。建议配备环空液面和溢流早期监测装置。</p> <p>(3) 试压要求 对所有的井控设备、井口和套管柱进行试压设计。</p> <p>(4) 井完整性要求 考虑到浅层气风险, 密封表层套管与隔水导管环空, 保障长期井筒完整性。</p>
备注	设计基础为地质专业对浅层气的解释结果, 设计中采用预钻井落实浅层气分布, 预钻井的选择力争完全落实平台区域浅层气的分布, 实际实施过程中根据落实结果实现钻井顺序及钻井方案优化。

8.5.5.3 钻完井溢油风险预防措施

由于油田的复杂性, 破裂压力存在不确定性的可能。在现场实施的过程中, 可能会钻遇异常压力地层, 出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求, 引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足调整井钻井作业要求, 出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况。根据钻完井过程中可能存在的溢油风险, 预防措施如下:

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

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

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

(4) 钻井施工时选取部分井进行浅层地漏实验, 确定浅层的破裂压力梯度, 作业实施中进行合理的调整。

(5) 各层套管封固时, 水泥浆要封固该井段钻遇的断层。

(6) 在钻完井作业过程中备足钻井液材料, 以备及时、妥善的处理可能遇到的溢流和井涌。

(7) 作业期间, 严格执行 Q / HS 2028-2016《海上钻井井控规范》和 Q/HS 2028-2016《海洋钻井井控规范》第 1 号修改单的相关规定, 做好井控预案, 发



生复杂情况时，严格按照标准进行施工作业，切实保证钻井安全。

8.5.5.4 注水溢油风险预防措施

(1) 严格按设计注入压力和注入量进行注水作业。

(2) 制定注水系统日常作业和监控程序，设置注水压力和流量实时监测，一旦发现注水压力和流量异常，立即停止注水，待查明原因并采取相应措施后再恢复注水作业。

(3) 对于达到最高注入压力仍无法满足配注要求的井需及时进行酸洗酸化作业解除堵塞恢复注水能力，或增打注水井或及时转注老井，以降低单井注入量和注水压力。

(4) 根据注水井组油井的生产能力配注，及时调整注水井的配注量，避免出现注水井注水量过大，注入压力过高。

8.5.5.5 压裂作业风险预防措施

1、压裂船制定驳靠平台的方案，并交项目组讨论、备案；

2、压裂船出海前，要求流程布局合理，固定点牢固，设备连接固定完，试运行合格，所有高压管线按标准试压合格；

3、制定压裂船尾靠平台的压裂作业方案，包括管线连接及固定，快速解脱方案，防风应急等。

表 8.5-8 风险分析及安全措施：压裂船配合平台压裂作业

风险分析	安全措施
1) 天气、海况对施工的影响	由船方实时关注海上气象并提前告知作业领队，涌浪的幅度角度大小要满足设备箱体长度方向小于 15°的要求。风速达到 6 级以上，涌浪 2 米以上做好启动快速应急脱离预案的准备。
2) 靠泊平台时，操船不当，撞击平台	精准操船，压裂船控制好与平台安全距离，施工过程中，专人值守，并保持通讯畅通。
3) 施工过程中，平台悬挂器意外打开，高压软管线脱落风险	将管线放入到悬挂器中，插上大销钉，使用螺母锁紧，将两个别针弹簧销插进大销钉，两名以上主操人员确认销钉是否插装、锁紧到位，施工过程中，船驾驶台使用望远镜观察悬挂器及悬挂器管线固定状态。
4) 平台与压裂船之间吊装作业风险	船舶空间狭小，需要精准吊装，使用尾绳及推拉杆，避免碰撞设备，吊装作业应由专职司索人员工作，无关人员远离吊装区域。
5) 压裂船作业，人员坠海风险	人员在压裂船工作，注意自己的站位，穿好救生衣，远离舷边。
6) 压裂船作业，空间有限，噪音大，作业时影响沟通交流	配备对讲机耳麦，压裂施工作业前，测试好对讲机及耳麦，确保沟顺畅。



风险分析	安全措施
7) 压裂船船尾红区相关风险	高压软管坐进平台悬挂器及相关固定作业完成前, 人员远离船尾区域, 平台人员在舷边使用工具时应系好安全绳, 将平台舷边的松散物品移开或固定牢靠, 防止发生高空落物。
8) 压裂管线被卷入螺旋桨	水手与钻井甲板班长共同检查确认压裂管线须浮于海面, 作业过程中水手与钻井甲板班长实时看护, 管线出现拉扯或者下沉与船长及时沟通。压裂管线浮在海面长度适中, 避免管线过长容易绞入船螺旋桨, 或过短导致船出现拖拽现象。
9) 天气海况恶化或船舶动力故障, 导致压裂管线拉断	压裂船作业期间, 做好快速脱离装置使用准备, 确保快速脱离装置功能正常。

表 8.5-9 风险分析及安全措施: 压裂施工

基本工作步骤	风险分析	安全措施
1) 高压软管连接	管线受外部张力疲劳损坏, 压裂船晃动拖带高压管线。	1、高压软管连接后压裂船端留有余量, 平台端将高压软管固定牢固, 确保管线不受外部拉力; 2、压裂船端高压软管附近避开硬物; 3、上下通讯联络畅通。
2) 管线试压	管线憋压甩动伤人, 管线破裂, 高压伤人。	1、管线每隔 5 米固定; 2、试压前全船广播; 3、拉隔离带, 无关人员远离高压区, 专人值班; 4、保持通讯畅通(现场约定通用内部频道)。
3) 环空带压作业	压力泄漏伤人; 环空备压下降造成井内油管破裂, 导致压裂失败。	1、防喷器提前功能试验, 严格按设计要求试压; 2、带压作业期间无关人员远离井口; 3、使用闸板防喷器; 4、安装压力传感器严密监测环空压力; 保持环空备压稳定。
4) 压裂测试作业和主压裂作业	1、井口压力过高或管线跳动造成管柱刺漏爆裂、连接处脱开; 2、压裂泵、加砂器等设备出现故障, 3、电磁波干扰导致意外停泵; 4、提前出现脱砂压力, 井下工具砂埋; 5、拖轮摆动拉动高压管线, 拉断缆绳无法作业; 6、封隔器泄漏或管柱刺漏导致套压异常, 超过设定安全值。	1、所有入井工具、油管及接头认真检查并按规定扭矩上紧, 管柱试压合格, 所有带压工具管线作业前必须试压合格并固定牢靠; 高压作业标识隔离危险地带并通知全船人员; 2、按规定检查、保养、维护压裂设备, 如出现意外, 停止泵砂作业, 执行应急处理方案; 3、压裂作业期间通知平台及附近船只停用单边带; 4、优化主压裂设计, 严格按设计施工; 5、作业前分析未来 48 小时内的天气预报, 选择合适的作业时间; 如作业过程遇 6 级及以上大风, 压裂船晃动较大, 立即停止泵砂, 执行应急处理方案; 6、压裂过程中严格监视油套压, 不要超过设计的安全压力; 7、随时保持通讯畅通, 加强现场巡查。
5) 配制压裂液	1、人员受伤(滑倒/绊倒/摔倒/手指被夹)2、化学品泄漏腐蚀甲板 3、设备损坏, 软管裂开, 渗漏	1、配压裂液前召开安全会议; 2、经过培训认证、能够胜任的操作人员; 3、安装现场防护装置, 远离在移动的物品; 4、甲板保持干净, 避免结冰; 照明充分, 留好安全通道; 5、在运输、处理前检化学品包装; 6、尽可能使用举升辅助工具; 7、维护保养设备。



表 8.5-10 风险分析及安全措施：返排作业

基本工作步骤	风险分析	安全措施
1、就位设备	索具断裂，吊装伤人。	检查索具合格方能使用；所有人员应远离重物，由指挥员一人来指挥，要确保有逃生路线。
2、管线试压	管线憋压甩动伤人，管线破裂，高压伤人。	试压前全船广播；拉隔离带无关人员远离高压区，专人值班，保持通讯畅通(现场约定通用内部频道)。
3、返排作业	管线抖动，泄漏，油嘴活动幅度大损坏设备；有害气体伤人；平台应急关断，天然气泄漏。	地面返排管线的所有连接处、弯头处均带安全链；拉好隔离带，油嘴管汇专人看护，其他管线要定时巡检；返排过程中油嘴调节要小心，尽量缓慢动作；返排人员带可燃气体探测器和 H ₂ S 探测器，随时监测返排管线附近可燃气体和 H ₂ S 含量；若平台发生天然气泄漏或应急关断时，立即停止返排作业。
4、取样	针阀损坏。	所有取样口均装 2 个针阀。
5、油气进流程	流程关断，分离器爆满	与平台密切联系；控制防喷压力；流程关断后立即中止返排。
6、气体返出，井口压力升高	井口失控、井涌、井喷。	压裂头等井口工具、地面管线及阀门提前按设计要求试压；控制好油嘴，避免大量陶粒返出刺坏井口工具及管线；随时监控并记录井口压力。
7、大量陶粒返出	堵塞返排地面设备和管线。	按设计要求控制好油嘴；监测出砂量，出砂量一旦开始增多，立即采用排砂方式；一旦地面管线或者设备堵塞，关闭压裂头主阀关井，立即排砂或用泥浆泵冲洗返排管线和设备，畅通后立即开井返排。
8、返排物回收	容器不够，支撑剂或压裂液落海。	监测返量若含砂多，容器不足，关闭压裂头主阀关井；若不含砂，无论何种流体，返排进流程。

8.5.6 小节

综上所述，通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行。在涠洲 11-6 油田、涠洲 10-3 油田、涠洲 11-4 油田开发范围内未发现浅层气特征。在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测，本项目在生产过程中地质性溢油及浅层气风险是可控的。

8.6 溢油风险后果分析

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



本次溢油漂移数值预测主要考虑了原油在海面上的物理过程（平流、扩散过程）和蒸发、乳化过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。本项目溢油模型采用的是海工导则中要求使用的“油粒子”模型，该模型可以很好地模拟溢油的物理化学过程，另外，“油粒子”模型是基于拉格朗日体系具有高稳定性和高效率的特点。“油粒子”模型就是把溢油离散为大量的油粒子，每个油粒子代表一定的油量，油膜就是由这些大量的油粒子所组成的“云团”。首先计算各个油粒子的位置变化、组分变化，然后统计各网格上的油粒子数和各组分含量可以模拟出油膜的浓度时空分布和组分变化。本项目溢油量约为 110m^3 (92.18t)，共设置释放 5000 个油粒子，每个油粒子特征质量约为 0.018t，设置临界油膜厚度 1mm。模型首先计算各个油粒子的位置变化、组分变化，然后统计各网格上的油粒子数和各组分含量可以模拟出油膜的浓度及油膜厚度的时空分布和组分变化。

8.6.1 油膜轨迹预测

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

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

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x 、 y 方向分量，皆由环境动力学模型求出； V_{wind} 网格点上的风速， α 为风因子，计算时取 0.03； q_0 为风向， q 为油粒子受风影响的漂移偏角， q 的取值与风速的大小有关，公式为：

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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



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

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

8.6.2 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

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

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

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

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

8.6.3 油的挥发与乳化

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

8.6.3.1 溢油的挥发

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

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

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；



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

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot API$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot API$$

式中： API —15.5℃时原油密度与 4℃时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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

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。

8.6.3.2 油膜的乳化

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

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

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

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

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

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

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

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

式中： η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.6.4 溢油量及溢出方式

根据第 8.4.3 节分析，本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故。鉴于本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台物流通过新建海底混输管道输往新建 WZ11-4 CEPD 平台进行处理，考虑到新建 WZ11-6 WHPA 平台相较于新建 WZ11-4 CEPD



而言，与敏感目标的相对位置更近，发生溢油事故时风险更高，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，假定新建 WZ11-6 WHPA 平台至新建 WZ11-4 CEPD 平台长 XXX 的海底混输管道在 WZ11-6 WHPA 平台(XXX)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原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中： V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1bbl≈0.159m³）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³≈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；

$V_{\text{pre-shut}}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

（1）截断阀关闭前泄漏量

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{\text{pre-shut}}$ ）根据 WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

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

式中： Q_L —液体泄漏速率，m³/s；

t ——泄漏时间，s。

根据 WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 海底混输管道典型年份水力、热力计算结果，其最大输液量约为 XXXm³/d（即 XXXm³/s），其中原油 XXXm³，生产水 XXXm³，此时管道内的油水比为 XXX（体积比）。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 0.86m³。

（2）管道泄漏量合计

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}} = 113.9\text{m}^3$$

综合考虑溢油关断、封堵，最终确定新建 WZ11-6 WHPA 平台附近海底管道溢出液量为 113.9m³。取输送量最大工况下的数据，原油在液相中占比约为 88%，



则溢油量估计为 $113.9\text{m}^3 \times 88\% = 100.2\text{m}^3$ ，取 110m^3 。WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 海底混输管道输送的原油密度约 838kg/m^3 ，属轻质原油，油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

8.6.5 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 8.6-1。

表 8.6-1 工程海域风场

方向	NE (主导风向)	SE	S (不利风向)	SW (不利风向)	WSW (不利风向)	W	NW
平均风速(m/s)	4.7	2.9	2.7	5.5	4.6	2.8	1.8
最大风速(m/s)	15.5	9.3	10.2	14.6	15.3	13.4	9.6

8.6.6 预测结果

8.6.6.1 油膜漂移轨迹

图 8.6-1 为 WZ11-6 WHPA 附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图；图 8.6-2 为 WZ11-6 WHPA 附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图。

图 8.6-1 WZ11-6 WHPA 附近海管溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.6-2 WZ11-6 WHPA 附近溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.6.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

表 8.6-2 和表 8.6-3 分别给出了不同风向平均风速和极值风速作用下的油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等。

表 8.6-2 WZ11-6 WHPA 附近管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

	NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
风速(m/s)							
漂移距离(km)							
平均速度(km/h)							
扫海面积(km ²)							
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸	不抵岸
首次抵岸前残余油量	--	--	--	--	--	--	--



	NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
72h 残存油量							

表 8.6-3 WZ11-6 WHPA 附近管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

	NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
风速(m/s)							
漂移距离(km)							
平均速度(km/h)							
扫海面积(km ²)							
抵岸时间(h)	不抵岸	不抵岸	不抵岸	62	32	不抵岸	不抵岸
首次抵岸前残余油量							
72h 残存油量							

8.6.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移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。表 8.6-4 给出了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。

WZ11-6 WHPA 平台附近海域主要环境敏感目标为海洋保护区、生态红线区、重要渔业水域保护区、水产种质资源保护区、产卵场等。由表 8.6-4 可以看出，WZ11-6 WHPA 附近管道发生溢油事故时，在 SW 风向极值风条件下最短 1.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区。由于 WZ11-6 WHPA 平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，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 8.6-4 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

类型	主要敏感目标名称	方位	与 WZ11-6 WHPA 最近距离 (km)	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
海洋保护区	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园	NE			28.5
生态红线区	其他红线区	NE			27.1
	保护地一般控制区	NE			28.5
重要渔业水域保护区	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区	N			22.3
水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区	NE			1.8
产卵场	北部湾绯鲤类产卵场	/	位于其中	/	即刻到达
	北部湾二长棘鲷产卵场	/	位于其中	/	即刻到达



8.7 环境风险防范措施及应急处置措施

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

8.7.1 环境风险管理目标

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

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

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的。建设单位将修订现有的《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划》，并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率很低，油气泄漏事故可防可控。

8.7.2 环境风险防范措施

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

8.7.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的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。



8.7.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，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计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 海底管道事故防范措施

作业者将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。
- 定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

c. 新建平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对新建 WZ11-6 WHPA 平台和



新建 WZ11-4 CEPD 平台生产设施采取了充分的安全防护措施；精心考虑了各部分的合理布置，对危险区采用了防火、防爆设计，并采取了有效的隔离措施来降低危险程度。

新建 WZ11-6 WHPA 平台和新建 WZ11-4 CEPD 平台上的主要设备、生产装置和单元均设置了相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统。

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

d. 船舶碰撞事故防范措施

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

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

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

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

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对新建平台周围进行巡视，



驱散在安全区范围内作业的渔船，确保新建设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求，本项目新建平台上设置有助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

e. 其它防范措施

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

8.7.3 油气泄漏事故应急处置措施

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

8.7.3.1 制定溢油应急计划

本项目溢油应急预案依托建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司已编制的《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划（2021 年版）》，该溢油应急计划已于 2021 年登记备案。本项目投产后将纳入《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划》统一管理，并将修改后的应急预案于投产前报相关主管部门备案。

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

湛江分公司应急组织机构和溢油应急联络流程见图 8.7-1。

参加施工作业的施工船舶需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环境管理体系的相关要求向湛江分公司提供其安全应急预案和溢油应急计划。船舶发生污染事故的应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

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 8.7-2。

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。

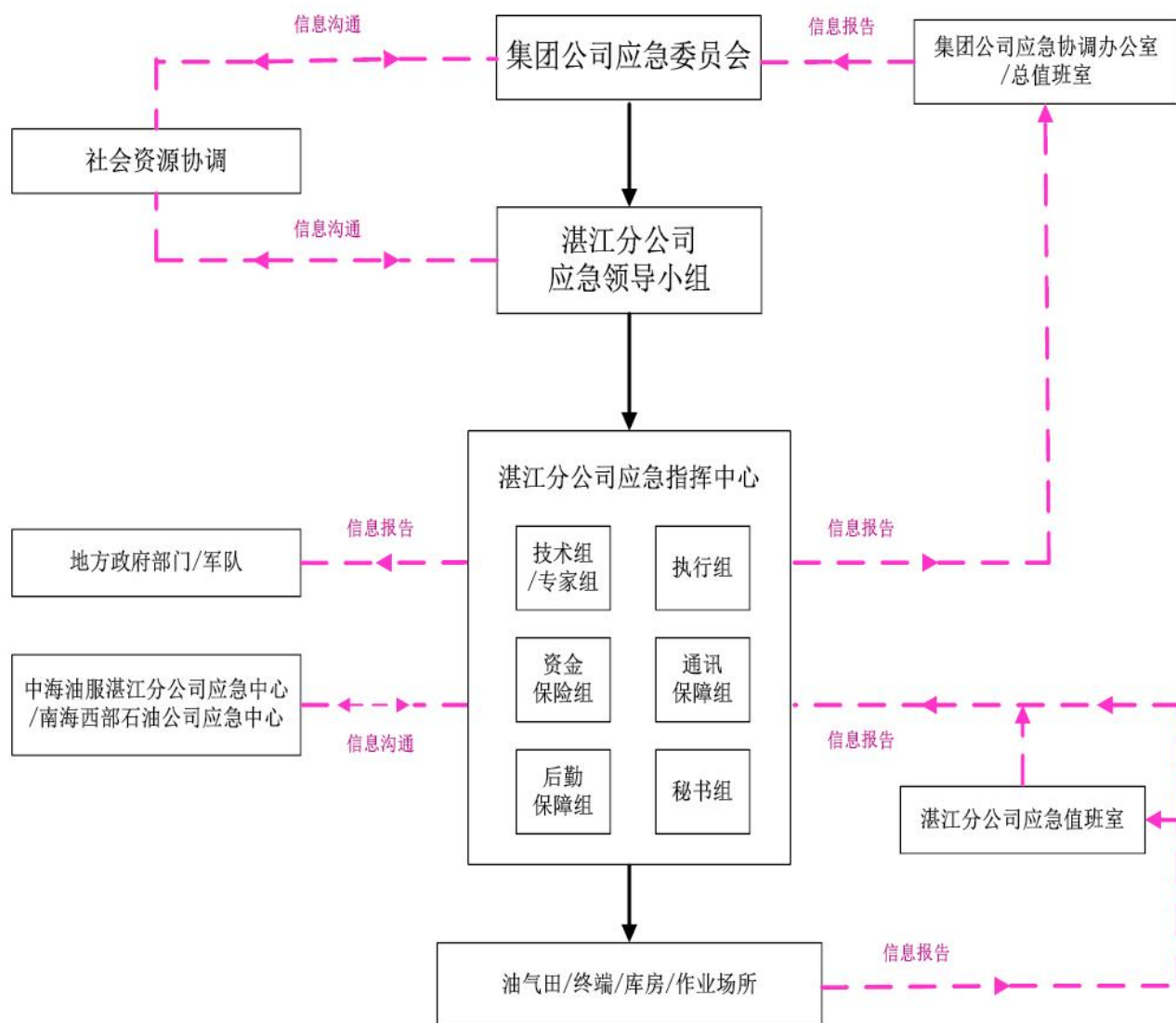


图 8.7-1 建设单位应急组织机构图

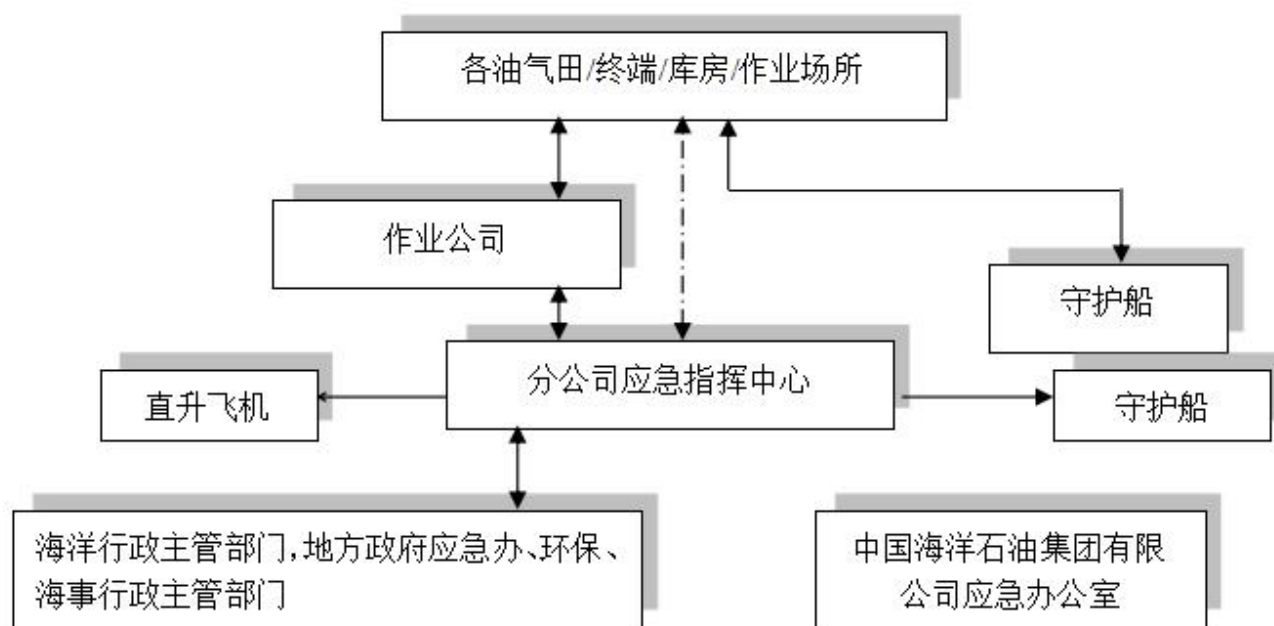


图 8.7-2 建设单位溢油应急联络流程图

8.7.3.2 建立分级响应机制

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

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

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计划和分公司溢油应急计划，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急计划。

8.7.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 启动平台应急程序并向油/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；
- 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急计划；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，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；
- 启动油气田溢油应急计划清理海面原油，调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施，第一时间布放吸油拖缆、吸油毛毡等进行吸附回收，或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

c. 新建平台火灾/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，对周围设施设备采取有效地隔离、降温；
- 尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，



视事故情况决定是否请求外部支援；

- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.7.4 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计划，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 8.7-3。

图 8.7-3 溢油应急资源分布（与 WZ11-6 WHPA 平台距离）

8.7.4.1 配置溢油应急资源

a. 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 WZ11-6 WHPA 平台和新建 WZ11-4 CEPD 平台配备溢油应急资源，见表 8.7-1。

表 8.7-1 WZ11-6 WHPA 平台、WZ11-4 CEPD 平台溢油应急资源

设备名称	数量	存放地点
溢油分散剂	2 桶	WZ11-6 WHPA 平台
吸油毡	100kg	
干木糠/抹布	50kg	
充气式围油栏	200m	WZ11-4 CEPD 平台
围油栏动力站	1 套	
围油栏拖头	2 套	
溢油分散剂	2 桶	
吸油毡	100kg	
干木糠/抹布	50kg	

b. 北部湾涠洲油田群溢油应急资源

当发生海上溢油事故时，本项目主要依托北部湾涠洲油田群现有溢油应急资源进行处理。北部湾涠洲油田群溢油应急资源主要存放在涠洲终端及相关平



台，北部湾涠洲油田群现有溢油应急资源见表 8.7-2~表 8.7-8。

表 8.7-2 涠洲终端溢油应急物资

设备名称	规格	数量	存放地点
充气式围油栏（含卷绕辊）	HRA1500	400m	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	
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	7 方	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	2 吨	
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	

表 8.7-3 涠洲 11-4N 油田溢油应急物资

设备名称	规格	数量	存放地点
充气式橡胶围油栏	WQJ2000	400 米	WZ11-4N WHPB 平台
围油栏动力站	PK1650C2	1 套	



设备名称	规格	数量	存放地点
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	

表 8.7-4 涠洲 12-1 油田溢油应急物资

名称	规格型号	数量	存放地点
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ12-1 PUQ 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	120kg	
干木糠/抹布		400kg	
溢油喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶 (有效期 3 年)	2 桶	WZ12-1 PAP 平台
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶 (有效期 3 年)	2 桶	WZ6-1 WHPA 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	30kg	
干木糠/抹布		50kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶 (有效期 3 年)	2 桶	WZ6-8 WHPA 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	100kg	
干木糠/抹布		50kg	
干木糠/抹布/棉沙		100kg	WZ6-9\6-10 WHPA 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	100kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶 (有效期 3 年)	2 桶	
溢油喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	
干木糠/抹布		100kg	WZ12-1 WHPB 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	100kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	
溢油分散剂喷洒机	广州富肯环保科技有限公司 FK-PS40	1 台	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ11-2 WHPC 平台
木屑/抹布	无	100kg	
吸油毡	无	50kg	

表 8.7-5 涠洲 12-8W/6-12 油田溢油应急物资

名称	规格型号	数量	存放地点
----	------	----	------



名称	规格型号	数量	存放地点
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	2 桶	WZ12-1 PUQB 平台
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	6 箱	
木糠	无	120kg	
抹布	无	200kg	
溢油分散剂喷洒装置	PS-40	1 台	WZ6-13 WHPA 平台
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	2 桶	
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	2 箱	
木糠	无	100kg	
抹布	无	100kg	WZ6-12 WHPA 平台
溢油分散剂喷洒装置	PS-40	1 台	
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶		
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)		
木糠	无	40kg	WZ12-8W WHPA 平台
抹布	无	100kg	
溢油分散剂	富肯 2 号, 200L/桶	2 桶	
吸油毡	龙善牌, 800×450mm, 21kg (200 张/箱)	2 箱	
木糠	无	40kg	
抹布	无	100kg	

表 8.7-6 涠洲 11-4 油田溢油应急物资

名称	规格型号	数量	存放地点
溢油分散剂	富肯牌-2	2 桶 (400L)	WZ11-4 CEPA/WHPB 平台
吸油毡	龙善牌	250kg	
木糠	无	200kg	
抹布	无	200kg	
防爆铲	无	6 把	
塑料桶	25L	4 个	
溢油喷洒机	光明 psc40	1 台	

表 8.7-7 涠洲 11-1 油田溢油应急物资

名称	规格型号	数量	存放地点
常规型溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	4 桶	WZ11-1N WHPA 平台
吸油毡	龙善牌	240kg	
吸油棉	箱	1 箱	
木糠	袋装	200kg	
溢油喷洒装置	PSC40	1 台	WZ11-1 WHPA 平台
常规型溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	4 桶	
溢油喷洒装置	PSC40	1 台	
吸油毡	龙善牌	80kg	
木糠	袋装	150kg	WZ11-2 WHPA 平台
常规型溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	



表 8.7-8 涠洲 12-2 油田应急溢油物资

名称	规格型号	数量	存放地点
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ12-2 WHPA 平台
溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	
木糠/抹布		200kg	
吸油毛毡		20kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ12-2 WHPB 平台
溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	
木糠/抹布		100kg	
吸油毛毡		20kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ11-2 WHPB 平台
溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	
木糠/抹布		100kg	
吸油毛毡		20kg	
溢油分散剂	富肯-2 号, 200L/桶	2 桶	WZ12-1W WHPA 平台
溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	
木糠/抹布		100kg	
吸油毛毡		20kg	

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文昌油田群、崖城 13-1 气田（南山终端）等。具体配置情况见表 8.7-9~表 8.7-12。

表 8.7-9 HYSY116 FPSO 和文昌 9-2/9-3 气田群溢油应急物资一览表

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



设备名称	型号	数量	存放地点
桶、铲		60 个、60 把	HYSY116 FPSO 库房
铲		6 把	文昌 9-2/9-3 中心平台

表 8.7-10 WC14-3WHPA/WC8-3WHPA/WC13-6WHPA/WC8-3WHPB 平台

溢油应急物资配备表

WC13-6WHPA 平台溢油应急物资配备表		
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 应急物资箱
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	
WC14-3WHPA 平台溢油应急物资配备表		
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 应急物资柜
溢油分散剂，200KG/桶	2 桶	
溢油喷洒装置	1 套	
抹布	20kg	
WC8-3WHPA 平台溢油应急物资配备表		
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
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
WC8-3WHPB 平台溢油应急物资配备表		
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 应急物资柜
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	

表 8.7-11 海南码头公司溢油应急设备及物资

应急物资名称	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-10m³/h	1 台	
油拖网	TYT-4m³	1 套	



应急物资名称	型号	数量	存放地点
吸油毛毡	PP 型	1000kg	
溢油分散剂	浓缩型	1000kg	
轻便储油罐	10 m ³	1 套	
溢油分散剂喷洒装置	速度 0.19t/h	1 套	

表 8.7-12 崖城 13-1 气田溢油应急物资配备表

	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	56.6 升/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
	沾油丝	12.5 米/条	80 条	南山终端
	吸油栏	2.9 米/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" (30 米/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(Manual Start)	带驱动液压泵	1 台	南山终端
	柴油机(Battery Start)	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(Boom Roller)	BR-75*8HM	3 套	南山终端
	移动式水箱(Fast Tank)		5	南山终端



d. 船舶

建设单位在北部湾涠洲油田群正常生产时一般租用 2~3 艘三用工作船进行守护，本项目新增一艘守护船配备在涠洲 11-4 油田附近，兼顾涠洲 11-6 油田，可以尽快赶到溢油位置进行支援。本项目守护船具有救生、消防、防污染功能，均配置了溢油应急工具箱等相关设备。

8.7.4.2 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

本项目周边可借用的应急力量有涠洲终端、WZ11-4N WHPB 平台、海南码头、南山终端、“海洋石油 116” FPSO 等多个油气田的溢油应急设备，周边油气田溢油响应时间详见表 8.7-13。

表 8.7-13 本项目及周边油气田溢油响应时间

设施名称	距离 WZ11-6 WHPA (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
WZ11-4N WHPB 平台	12.5	1.0	0.6	1.6
WZ11-4 CEPD 平台	14.9	1.0	0.7	1.7
涠洲终端	52.3	1.0	2.4	3.4
海南码头	172.5	1.0	7.8	8.8
南山终端	320.0	1.0	14.4	15.4
“海洋石油 116” FPSO	408.5	1.0	18.4	19.4

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. 应急响应时间符合性分析

根据环境风险预测结果，在 SW 风向极值风条件下最短 1.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区。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 1.6h 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。因此，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。

8.7.4.3 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急情况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：

$$L = \frac{\pi^3}{2} \sqrt{D_0^3 + \frac{24}{\pi} K(\rho_w - \rho_o) V_0 t \frac{\rho_o}{\rho_w}}$$

式中，

L ——拦截围控溢油所需围油栏长度，m；

D_0 ——油膜初始时刻的直径，m，此处计算忽略初始状态，取 0；

ρ_w 、 ρ_o ——水和原油的比重，本项目原油为 838kg/m³；

V_0 ——溢油量，m³；

K ——常数，取 7000/min；

π ——圆周率，无量纲；

t ——溢油发生之后的时间，min。

按 110m³ 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算，在发生溢油 12h 时残余油量最大为 30%，所需要的围油栏长度约为 900m。

(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（m³/h）；

V ——总溢油量，单位为方（m³）；

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 110m³，在 12h 内回收所需的机械回收能力为 7.4m³/h。

(3) 临时储存能力



一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时储存能力应至少为 88.8m^3 。

b. 应急能力符合性分析

根据响应时间分析，北部湾涠洲油田群的溢油应急物资可以在 3.4h 内到达，湛江分公司配备的溢油应急物资可以在 19.4h 内到达。

围油栏：北部湾涠洲油田群共 3200m，湛江分公司共 2647m，围油栏合计 5847m。

机械回收能力：北部湾涠洲油田群溢油回收能力为 $122\text{m}^3/\text{h}$ ，湛江分公司溢油回收能力为 $70\text{m}^3/\text{h}$ ，机械回收能力共计 $192\text{m}^3/\text{h}$ 。

临时储油能力：北部湾涠洲油田群临时储油能力为 110m^3 ，湛江分公司临时储油能力为 30m^3 ，临时储油能力共计 140m^3 。

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.7-14。

表 8.7-14 本项目溢油应急能力符合性分析

本项目溢油规模	所需溢油应急能力		附近可借助油田现有应急资源	是否满足本项目溢油应急能力要求
110m^3	围油栏 (m)	900	3400	满足
	机械回收能力 (m^3/h)	7.4	192	
	临时储存能力 (m^3)	88.8	140	

根据表 8.7-14，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目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 (110m^3) 做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目附近北部湾涠洲油田群和湛江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。

8.8 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、新建平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最大可信事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 WZ11-6 WHPA 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 110m^3 。根据预测结果分析，WZ11-6 WHPA 附近管道发生溢油事故时，在 SW 风向极值风条件下最短 1.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区。由于 WZ11-6 WHPA 平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，并紧邻北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区，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。

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计划，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 WZ11-6 WHPA 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 1.6h 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，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目发生油气泄漏的概率较低。本项目投产前将修订溢油应急计划并重新备案，新建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。涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目在贯彻清洁生产原则的基础上,在设计上采用先进的工艺技术,在管理上制定明确的规章制度,在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

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

9.1.1 产品的清洁性分析

本项目建成投产后,主要产品为合格原油和天然气。生产的合格原油和天然气等产品的质量标准均满足行业和国家相关标准规范的要求。

作为燃料,与煤相比,天然气和原油均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。原油和天然气均是一种优质能源,热值高,单位质量原油、天然气热量均高于单位质量煤、焦炭的发热量,与汽油、柴油的单位发热量相当。

根据天然气、原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 9.1-1,用天然气和原油代替燃煤作为燃料,可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等污染物的排放,采用天然气和原油作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。因此,天然气和原油的清洁性远高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60%的中国,发展天然气和原油等洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

表 9.1-1 天然气、原油和煤燃烧的排污量对比(按单位热值计)*

燃烧产物	天然气	原油	煤
灰分	1	14	148
SO ₂	1	400	700
NO ₂	1	5	10



燃烧产物	天然气	原油	煤
CO	1	16	29
CO ₂	3	4	5

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

9.1.2 建设阶段采取的清洁生产措施

本项目在钻井作业过程中优先采用水基钻井液，在部分井段使用油基钻井液，并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响。排放的水基钻井液/钻屑需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）中一级海域标准及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级海域标准的要求；不达标的钻井油层水基钻井液/钻屑及油基钻井液/钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

本项目海底管道全程埋设，采用铺管船铺设后挖沟的铺设方式，使用喷射式挖沟机，自然回填（硬质海床区域采用人工回填）。海底电缆采用铺缆船边铺边埋的铺设方式，使用喷射式挖沟机，自然回填（硬质海床区域不挖沟，采用抛石保护）。为减轻海底管缆施工对海洋生物资源和海洋生态的影响，尽量缩短施工作业工期，本项目新建的 WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 海底注水海管和 WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 的海底电缆穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，穿越段施工挖沟作业避开核心区特别保护期 1 月 15 日至 3 月 1 日。

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

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

9.1.3 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

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



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

(3) 本项目在新建 WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台上设置中控室，统一监控和管理平台生产和安全，设置过程控制系统（PCS）、安全仪表系统（SIS）、应急关断系统（ESD）和火气系统（FGS）。本项目油田总体控制方案在保证安全、防止环境污染前提下设置。

9.1.3.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目在新建 WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台上设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能泄放的液体或其它含油污水。收集的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，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。

9.1.3.3 污染物最大限度的资源化

本项目产生的生产水在新建的 WZ11-4 CEPD 平台经生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水水质标准后回注地层；生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

9.1.3.4 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目生产阶段产生的污染物主要为：生产水、生活污水、固体废物和船舶污染物等。

生产水：经新建的 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层。

生活污水：本项目生活污水经 WZ11-4 CEPD 平台收集后通过栈桥输送到依托的 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置处理达标后排海。

固体废弃物：主要包括生活垃圾和生产垃圾。生活垃圾和生产垃圾等将集中装箱运回陆地进行处理，不排海，并按照《中华人民共和国固体废物污染防治法》的要求进行回收利用或处置。



船舶污染物：守护船产生的船舶污染物处理/处置同建设阶段，均按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《国内航行海船法定检验技术规则（2022 年修改通报）》的相关要求进行。

9.1.3.5 现场管理中的清洁生产控制

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

（1）对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

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

（3）定期对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。

（4）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。

（5）制定环境监测计划，定期对本项目产生的生活污水进行监测。

9.1.4 建设项目清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合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 9.1-2 和表 9.1-3。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。

由表 9.1-2 和表 9.1-3 可知，从资源与能源消耗指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 99.16，采油作业的清洁生产综合评价指数为 100，则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 9.1-2 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	99.6
		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 2000-3000m	15	≥ 50	≥ 50	1	
			井深 3000m 以上		≥ 60	≥ 60	1	
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	10	≤ 15	≤ 15	1	
		COD	mg/L	10	≤ 300	≤ 300	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	10.3	0.97	
定性指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值 (F_i)	定性评价指标的考核总分值 (P_2)	
(1) 资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	13.5	98.5	
(2) 生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施， 且使钻井液不落地		5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、 除砂器、离心机等固控设备		5	5		
		井控措施	具备		5	5		
		有无防噪措施	有		5	5		
(3) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系			20	20		
		制订节能减排工作计划			15	15		
(4) 贯彻执行环境保护法	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求			10	10		



定量指标*				本项目钻井作业评价	
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 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F$				P=99.16	
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: $P_2 = \sum_{i=1}^n F$; 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 9.1-3 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况(采油作业)

定量指标						本项目采油气作业评价		
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	4.2	1	100
(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	月平均值 ≤ 20 ; 一次容许值 ≤ 30 mg/L	月平均值 ≤ 20 ; 一次容许值 ≤ 30 mg/L	1	
		COD	mg/L	5	≤ 300	≤ 300	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		生产水回用率	%	10	≥ 60	≥ 60	1	



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



9.1.5 清洁生产结论和建议

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

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

9.2 污染物排放总量控制

9.2.1 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“第三篇 工程概况与工程分析”中已有详细叙述。

本项目生产过程中产生的废水主要包括生产水、生活污水；产生的固体废弃物包括生产垃圾和生活垃圾。生产水在 WZ11-4 CEPD 平台上处理达标后回注地层。生活污水依托 WZ11-4 CEPA 平台处理达标后排海。生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。因此，选择生活污水及所含的主要污染物 COD 作为海上总量控制的受控污染物。

9.2.2 总量控制指标建议

9.2.2.1 生产水和石油类总量控制指标建议

新建 WZ11-4 CEPD 平台与已建 WZ11-4 CEPA 平台栈桥相连。本项目投产后，物流在 WZ11-4 CEPD 平台处理，生产水处理达到地层回注标准后在 WZ11-4 CEPD 平台回注，WZ11-4 CEPD 平台不新增生产水排放。

根据生产预测数据，2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，部分输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理，处理后生产水达标排海。本项目投产后，WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量为 XXX，小于原环评批复总量 XXX，因此 WZ11-4 CEPA 平台生产水和石油类总量控制指标维持原环评不变，即为 XXX 和 XXX。

9.2.2.2 生活污水和 COD 总量控制指标建议

本项目新建 WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设置办公区，在正常生产阶段将产生生活污水，主要污染因子为 COD 等。WZ11-4 CEPD 平台设置生活污水



收集系统，生活污水收集系统分出的液体通过泵增压后经栈桥输送到 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置进行处理，处理后达标排放。本项目接入后，对 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理系统及救生艇进行扩容，扩容后救生艇人数按照 150 人规格，考虑 1.2 倍波动系数，即按照 180 人估算生活污水量。经核算本项目投产后生活污水年排放量约为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ($63\text{m}^3/\text{d}$)，超过已批复的总量控制指标 $10950\text{m}^3/\text{a}$ ($30\text{m}^3/\text{d}$)，WZ11-4 CEPA 平台已申请的生活污水和 COD 排放总量控制指标为 $10950\text{m}^3/\text{a}$ ($30\text{m}^3/\text{d}$) 和 $3.29\text{t}/\text{a}$ ，需要新增申请生活污水和 COD 排放总量控制指标为 $12045\text{m}^3/\text{a}$ ($33\text{m}^3/\text{d}$) 和 $3.61\text{t}/\text{a}$ ，生活污水和 COD 排放总量控制指标一共为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ($63\text{m}^3/\text{d}$) 和 $6.90\text{t}/\text{a}$ 。

本项目投产后，总量控制指标建议见表 9.2-1。

表 9.2-1 污染物排放总量控制建议

污染物	工程设施	总量控制建议值	控制排放浓度
生活污水	依托 WZ11-4 CEPA 平台	共申请总量控制指标 生活污水: $22995\text{m}^3/\text{a}$ 其中 COD: $6.90\text{t}/\text{a}$	$\text{COD} \leq 300\text{mg}/\text{L}$

9.2.3 排污混合区建议

新建 WZ11-6 WHPA 平台为无人驻守井口平台，无生活设施，临时登平台人员每月巡检期间产生的少量生活污水收集后运回陆地处理，不排海。新建 WZ11-6 WHPA 平台物流混输至 WZ11-4 CEPD 平台处理。因此，该平台无含油生产水和生活污水排放，不涉及排污混合区范围设置。

本项目生活污水依托 WZ11-4 CEPA 平台处理后达标排放，最大日排放量为 $63\text{m}^3/\text{d}$ 。经预测，WZ11-4 CEPA 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 ($>2\text{mg}/\text{L}$) 海水水质标准的范围在 50m 以内。因此可以认为 WZ11-4 CEPA 平台生活污水排放造成的海洋环境影响不大，不会明显影响项目所在海域的海水水质。考虑到海上平台安全作业区距离为 500m。因此，建议 WZ11-4 CEPA 平台生活污水的排污混合区为：以 WZ11-4 CEPA 平台生活污水排放口为中心、半径为 500m 范围内的海域作为 WZ11-4 CEPA 平台生活污水的排污混合区。



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 环境风险分析与评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底电缆和海底管道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

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台采用钻井船进行钻完井及修井作业，在钻井过程中优先采用水基钻井液，部分井段根据钻井的需要使用油基钻井液，平台设有钻井液循环处理系统。

钻井液循环系统的主要工艺流程见图 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。油基钻井液及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。

钻井结束后，非钻井油层水基钻井液钻屑间断排放，非钻井油层水基钻井液循环利用，在批钻完成后一次性排海。钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑检测达标后排海；油基钻井液及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。

钻井过程中符合排放标准的钻井液/钻屑水下 20m 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）标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准（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、水基钻井液及油基钻井液将作为危险废物

(HW08) 经收集后运回陆地委托贵港台泥东园环保科技有限公司和茂名市华凯石化有限公司进行处理, 相关合同和单位资质见附件 4。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 3 年计算, 运回陆地处理的钻屑、钻井液保守按照油基钻屑和油基钻井液总量核算, 本项目产生的油基钻井液钻屑和油基钻井液量最大量约为 67212.5t, 折合约 22404t/a (钻井液密度按 1.25t/m^3 计算, 钻屑密度按 2.5t/m^3 计算), 贵港台泥东园环保科技有限公司的总处理能力为 200000t/a, 茂名市华凯石化有限公司的总处理能力为 30000t/a, 本项目钻井作业期间贵港台泥东园环保科技有限公司和茂名市华凯石化有限公司均能够满足本项目建设阶段可能产生的含油量超标的油基钻井液钻屑和油基钻井液的处理要求。

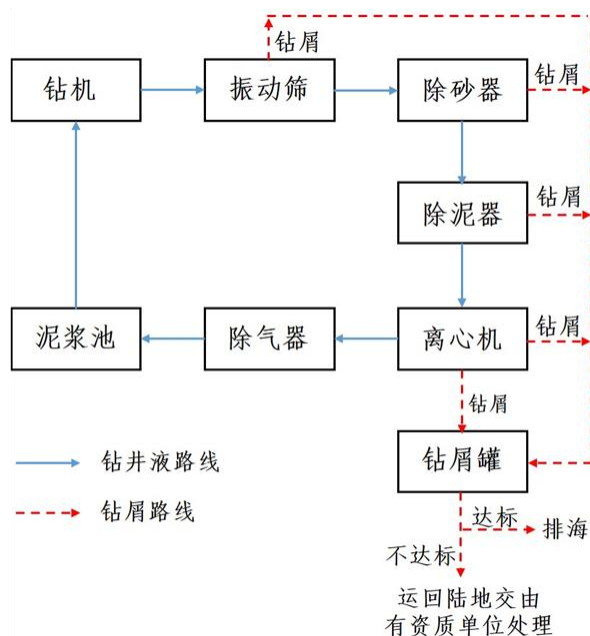


图 10.1-1 钻井液循环路线工艺流程

10.1.2 悬浮物

本项目在海底管道和海底电缆铺设过程中, 将采用先进的施工技术方案, 尽量减轻或避免铺管缆施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。本项目海底管道采用后挖沟的铺设方式, 使用喷射式挖沟机, 自然回填, 埋深 1.5m。本项目海底电缆采用边铺边埋的铺设方式, 使用喷射式挖沟机, 自然回填, 埋深 2m。

本项目新建 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道和 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆将穿越北部湾二长棘鲷长毛



对虾国家级水产种质资源保护区核心区,该保护区核心保护期为 1 月 15 日~3 月 1 日。因此,本项目穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区时,穿越段的海底管道和海底电缆挖沟作业时段将避开其特别保护期(1 月 15 日~3 月 1 日),减少对该环境敏感目标的不利影响。

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)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具体详见表 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, $\text{COD}_{\text{Cr}} \leq 125\text{mg/L}$, $\text{pH}: 6 \sim 8.5$, 总氯(总余氯) $< 0.5\text{mg/L}$ 。	污染物排放监控位置: 生活污水处理装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放; (2) 船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离 ≤ 12 海里的海域
		船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率	与最近陆地间距



内容	项目	控制要求	备注
		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	作业船舶产生的大气污染物等	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

本项目生产水通过 WZ11-4 CEPD 平台和 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统进行处理。

WZ11-4 CEPD 平台的生产水处理系统采用“高效聚结生产水分离器+双介质过滤器”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高效聚结生产水分离器进行初步分离，然后进入双介质过滤器除油，处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值后回注地层。高效聚结生产水分离器和双介质过滤器分离出的污油进入污油罐，由污油泵打回生产分离器。

WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统采用“水力旋流器+精细过滤器”处理流程；生产水部分处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值后回注地层，部分经处理满足《海洋石

油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（石油类月平均值 $\leq 20\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 30\text{mg/L}$ ）后排海。

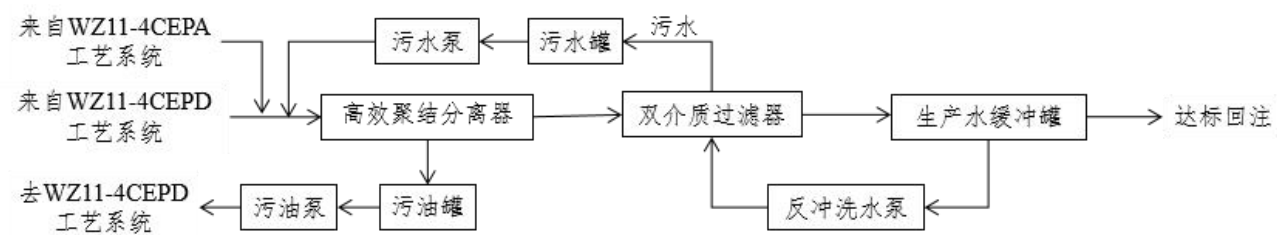


图 10.2-1 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理流程示意图

10.2.1.2 生产水处理能力可行性分析

本项目投产后 WZ11-4 CEPD 平台最大生产水处理量为 XXX，小于其生产水处理系统的设计处理能力 XXX，WZ11-4 CEPA 平台生产水处理量为 XXX，小于其生产水处理系统的设计处理能力 XXX，因此，本项目生产水处理系统的处理能力满足处理要求。

10.2.1.3 生产水处理效果分析

WZ11-4 CEPD 平台产生的含油生产水采用“高效聚结生产水分离器+双介质过滤器”二级水处理流程。在设计阶段，生产水处理系统入口按照水中含油 XXX 设计，生产水经过高效聚结生产水分离器处理后，含油量可达到 XXX，经过双介质过滤器装置处理后可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值的要求。

WZ11-4 CEPA 平台生产水处理采用“气浮+水力旋流器+精细过滤器”处理流程。根据 WZ11-4 CEPA 平台一年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），WZ11-4 CEPA 平台生产水月均石油类在 XXXmg/L，生产水处理系统运行状况良好。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 20mg/L，能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准的要求。

10.2.2 其他含油污水

本项目新建的 WZ11-6 WHPA 平台设有开式排放系统和闭式排放兼火炬系统，新建的 WZ11-4 CEPD 平台设有开式排放系统和闭式排放系统。

WZ11-6 WHPA 平台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、容器及设备的溢出水、设备冷却冷凝水等。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。WZ11-6 WHPA 平台开式排放系统工艺流程详见图 10.2-2。

WZ11-6 WHPA 平台闭式排放兼火炬系统主要包括闭排兼火炬分液罐、闭式排放泵等。闭排兼火炬分液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，泄放气体通过火炬头燃烧掉。WZ11-6 WHPA 平台闭式兼冷火炬系统工艺流程详见图 10.2-3。

WZ11-4 CEPD 平台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、容器及设备的溢出水、设备冷却冷凝水等。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。WZ11-4 CEPD 平台开式排放系统工艺流程详见图 10.2-4。

WZ11-4 CEPD 平台闭式排放系统主要包括闭排罐、闭式排放泵。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。当罐内达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体打入流程。WZ11-4 CEPD 平台采用火炬放空系统放空。WZ11-4 CEPD 平台闭式排放系统工艺流程详见图 10.2-5。



图 10.2-2 WZ11-6 WHPA 平台开式排放系统

图 10.2-3 WZ11-6 WHPA 平台闭式兼火炬系统

图 10.2-4 WZ11-4 CEPD 平台开式排放系统

图 10.2-5 WZ11-4 CEPD 平台闭式排放系统

10.2.3 生活污水

WZ11-6 WHPA 平台为无人驻守平台，无生活设施及生活污水处理设施，新建一套打包式环保厕所，供工作人员登平台巡检期间使用，产生的少量生活污水运回陆地处理。

WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设办公区域，平台设置生活污水收集系统，见图 10.2-6，生活污水收集系统分出的液体通过泵增压后经栈桥输送到 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置进行处理，处理后达标排放。

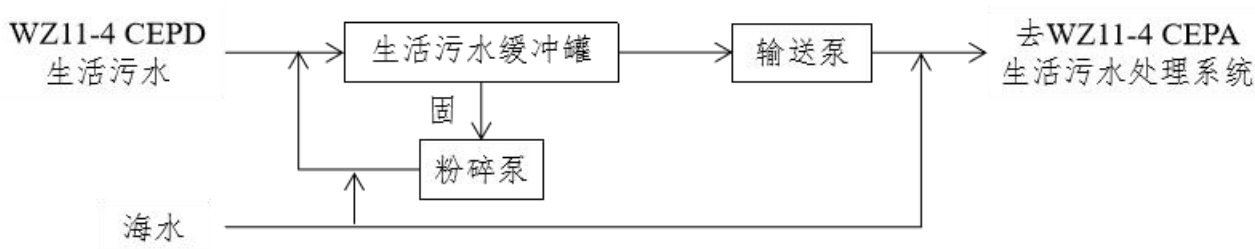


图 10.2-6 WZ11-4 CEPD 平台生活污水收集系统

本项目生活污水依托 WZ11-4 CEPA 平台处理，本项目接入后，对 WZ11-4 CEPA 平台救生艇进行扩容，扩容后救生艇人数按照 150 人规格，考虑生活污水一定的波动系数，经计算生活污水最大排放量约为 $63\text{m}^3/\text{d}$ 。本次对 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置进行扩容改造，采用一套生化电解式生活污水处理设施，处理能力为 $75\text{m}^3/\text{d}$ ，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）一级标准的规定，本项目所处海域生活污水排海要求 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ，并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.4 固体废物

本项目生产过程中产生的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，交由有资质的单位处理处置。本项目建设单位已与贵港台泥东园环保科技有限公司和茂名市华凯石化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 4。

10.2.5 压裂返排液

本项目 WZ11-6 WHPA 平台有 3 口压裂井需要压裂，压裂施工作业完成后，



在开井返排阶段排出压裂返排液。根据工程分析预测，按保守估计压裂返排液产生量约为 24480m^3 ，每天产生压裂返排液量最大为 500m^3 。本项目设置压裂返排液处理系统，处理能力为 $500\text{m}^3/\text{d}$ ，满足处理能力要求。压裂返排液处理装置布置于平台上层甲板。压裂返排液进入除砂器过滤，过滤后的液相进入三相分离器，分离出的污水进一步进行油水分离+高级氧化+微纳气泡气浮处理系统进行处理，处理后水和污油通过海底管道输往 WZ11-4 CEPD 平台生产流程进一步处理；分离出的气去平台火炬放空系统；分离出的污泥运回陆地由有资质单位处置。压裂返排液处理处理系统流程图见图 10.2-7。



图 10.2-7 WZ11-6 WHPA 平台返排液处理流程

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

a. 保护目标敏感期避让措施

本项目新建 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台部分海底注水管道和 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台部分海底电缆将穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区，该保护区核心保护期为 1 月 15 日~3 月 1 日。因此，本项目穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区时，穿越段的海底管道和海底电缆挖沟作业时段将避开其特别保护期（1 月 15 日~3 月 1 日），减少对该环境敏感目标的不利影响。

b. 敏感目标保护措施

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建海底管缆穿越北部湾蓝圆鲈产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场。本项目新建 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台的部分海底注水管道和 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台的部分海底电缆将穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区。

本项目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，减少对海洋渔业资源的影响范围和程度。

本项目海上施工作业将通过采用先进铺管/缆船和铺设设备作业，减少对海底的开挖面积和悬浮物排放速率和产生量，从而减缓铺管铺缆作业对海洋底栖生物和浮游生物的损害。

本项目生产水在 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理满足注水标准后回注地层，采取了生态友好的环境保护措施，避免了生产水排放对环境的影响。

本项目新建平台钻井液/钻屑由表层排放优化为水下 20m 排放，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水下 10.5m~31.5m 区间，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 9.0h 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。

本项目海底管道和海底电缆挖沟作业的影响主要在底层及上一层（水下

18m~海底)，蓝圆鲹、绯鲤类和二长棘鲷鱼为表层浮性卵，海底电缆挖沟的影响集中在底层，对表层浮性卵影响很小。

c. 开展保护区影响专题研究

本项目新建 WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台部分海底注水管道和 WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台部分海底电缆将穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区。

根据《水产种质资源保护区管理暂行办法》第十七条管理要求，为了评估该项工程设施对保护区的影响及应采取的必要保护措施，使本项目对海洋环境造成的不利影响降到最低程度，维护海洋生态平衡，建设单位委托广东海洋大学就本项目开发对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的影响进行专题评价，并编制了《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，其评价结论如下：根据专题报告，本工程海上建设阶段和生产阶段将对水产种质资源保护区的生态环境造成一定的负面影响，但该影响属于短期的、可恢复性质，可以通过落实生态环境保护对策措施减缓影响；受损的生态与环境可以通过增殖放流补偿措施给予修复。本项目位于种质资源保护区内的海底管缆挖沟应避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期（1 月 15 日~3 月 1 日），尽可能降低和缓解对附近海域海洋生物生态环境的影响程度。本项目施工期及运营期可能发生的风险包括井涌或井喷、船舶碰撞、平台火灾、地质性溢油事故、海底管道泄漏事故，经识别本项目代表性事故为新建海底混输管道泄漏事故。在建设单位、施工单位等有关单位认真落实本专题报告提出的各项环境保护对策措施、风险防范措施、海洋生态修复措施的前提下，涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目工程对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区具备生态环境可行性。

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，部分井段采用油基钻井液，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、钻屑及油基钻井液均收集后

运回陆地处理。生产阶段生产水经处理达标后回注地层；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（除船舶食品废弃物外）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，生活垃圾（除船舶食品废弃物外）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 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理系统处理达标后（石油类含量 30mg/L 以下）全部回注地层，污染物排放削减率达 100%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 300mg/L 以下）排海，污染物排放削减率达 85%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、海底管道、海底电缆铺设掀起的悬浮物以及生产阶段达标排放的生活污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铺设海底管道/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) 本项目新建平台生产水处理达标后回注地层，减小了本项目建设对海洋生态环境的影响。

(4) 本项目新建平台钻井液/钻屑由表层排放优化为水下 20m 排放，减小了本项目建设对海洋生态环境的影响。

(5) 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。

(6) 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。

(7) 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 1433.47 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内的 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	主要对钻井油层水基钻井液、油基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑和油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 57841m ³ （其中非钻井油层水基钻井液 16638m ³ ，钻井油层水基钻井液 5219m ³ ，油基钻井液 35984m ³ ），钻井液钻屑量约 33984m ³ （其中非钻井油层水基钻井液钻屑 23773m ³ ，钻井油层水基钻井液钻屑 1318m ³ ，油基钻井液钻屑 8893m ³ ）	非钻井油层水基钻井液钻屑间断排放，非钻井油层水基钻井液循环利用，在批钻完成后一次性排海；钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑经处理检测达标后排放；油基钻井液和不达标钻屑、钻井液运回陆地处理	WZ11-6 WHPA 平台、WZ11-4 CEPD 平台与钻完井阶段同步	由建设单位负责建设、使用和管理
生产水	WZ11-4 CEPD 平台设置了生产水处理系统	WZ11-4 CEPD 平台生产水设计处理能力为 XXX	经处理达标后（含油量≤30mg/L，固体悬浮物含量≤25mg/L，粒径中值≤5μm）回注地层	WZ11-4 CEPD 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	

污 染 物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入使用时间	责任主体及运行机制
生活污水	WZ11-4 CEPD 平台生活污水收集装置、WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置。	WZ11-4 CEPD 平台生活污水收集系统,改造提升 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理能力为 75m ³ /d	经处理达标后 (COD 浓度≤300mg/L) 排海	WZ11-4 CEPD 平台和 WZ11-4 CEPA 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	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;	WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台;与生产设施同步建设,同步投入生产使用	
	WZ11-6 WHPA 闭式排放系统	闭排罐、闭式排放罐加热器、闭式排放泵等	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	WZ11-6 WHPA 平台;与生产设施同步建设,同步投入生产使用	
	WZ11-4 CEPD 闭式排放系统	闭排罐、闭式排放泵、闭式排放罐加热器等	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	WZ11-4 CEPD 平台;与生产设施同步建设,同步投入生产使用	
生产垃圾、生活垃圾	分类回收	分类回收箱	生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理		
悬浮物	优化海底管道和海底电缆挖沟施工作业时间	本项目穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区,穿越段的海底管道和海底电缆挖沟作业时段避开其特别保护期(1月15日~3月1日)	减少对二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的影响	WZ11-4N WHPB 平台至 WZ11-6 WHPA 平台海底注水管道、WZ11-4 CEPD 平台至 WZ12-1 WHPC 平台海底电缆;海底管道和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	船舶设置生活污水处理	处理达到《船舶水污染		

污 染 物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入 使用时间	责任主 体及运 行机制
	生活污水	系统	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	WZ11-4 CEPD 平台生活污水收集系统的配备、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）》一级标准。
生产水处理系统	WZ11-4 CEPD 平台生产水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生产水经生产水处理装置处理后达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值的要求。
闭式排放系统	WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台上闭式排放系统的配备及运行情况。	收集容器或管线等排放的带压流体进入闭式排放系统；在紧急事故工况下泄放的气体去火炬系统。
开式排放系统	WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台上开式排放系统的配备及运行情况。	收集平台检修时的含油污水等进入开式排放系统。
生产垃圾处理	WZ11-6 WHPA 平台和 WZ11-4 CEPD 平台上固体废物分类和回收设备的配备及运行情况。	平台上需设置生产垃圾箱，生产垃圾均运回陆地处理/处置。
具备环境保护 设施正常运转 的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等。	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急计划、环境管理机构设置等内容。
环境管理与 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益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析油田工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按 100% 列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表 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)
WZ11-6 WHPA	开排系统		100%	
	闭排兼火炬系统		100%	
	注水系统		50%	
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统		25%	
	消防和救生系统		25%	
WZ11-4 CEPD	开排系统		100%	
	闭排及火炬系统		100%	
	生产水处理系统		100%	
	生活污水收集系统		100%	
	注水系统		50%	
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统		25%	
	消防和救生系统		25%	
海洋生物资源补偿			100%	
合计				

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为 18.7 亿元，环保直接投资额为 9112.47 万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$C_T = C_I / T \times 100\% = 9112.47 / 187000 \times 100\% = 4.87\%$$

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,并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007),鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算,仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算,幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%,成熟规格按 0.1kg/尾,虾类幼体折算成体比例按 100%,成熟规格按 0.01kg/尾。根据《2023 年中国渔业统计年鉴》,2022 年广西壮族自治区海洋捕捞产值为 898037.68 万元,产量为 476405 吨,海洋捕捞产值与产量比值为 18.85 元/kg。本项目渔业资源成体价格按照 18.85 元/kg 计算。本项目钻井液、海底管缆挖沟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。新建平台占海造成的损失补偿年限按照 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为 1433.47 万元,见表 11.2-1。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别		损失量	长成率/折 算率	单价	补偿倍数/ 年限	补偿金额 (万元)
钻屑	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		12.591	1%	0.8 元/尾	3 年	30.218
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		0.711	5%	0.8 元/尾		8.532
	幼 体	鱼类 (尾)	4365	0.1kg/尾	18.85 元/kg		2.468
		头足类 (尾)	252	0.1kg/尾	18.85 元/kg		0.143
		虾类 (尾)	1845	0.01kg/尾	18.85 元/kg		0.104
		蟹类 (尾)	1620	0.1kg/尾	18.85 元/kg		0.916
	成体 (kg)		41.589	100%	18.85 元/kg		0.235
	底栖生物 (t)		2.472	100%	18.85 元/kg		13.98
小计							56.595
钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		2.556	1%	0.8 元/尾	3 年	6.134
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		0.144	5%	0.8 元/尾		1.728
	幼 体	鱼类 (尾)	887	0.1kg/尾	18.85 元/kg		0.502
		头足类 (尾)	52	0.1kg/尾	18.85 元/kg		0.029
		虾类 (尾)	374	0.01kg/尾	18.85 元/kg		0.021
		蟹类 (尾)	329	0.1kg/尾	18.85 元/kg		0.186
	成体 (kg)		10.225	100%	18.85 元/kg		0.058
	底栖生物 (t)		--	100%	18.85 元/kg		0
小计							8.658
海底管	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)		374.95	1%	0.8 元/尾	3 倍	899.880

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)
缆挖沟 悬浮物	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)		21.115	5%	0.8 元/尾		253.380
	幼 体	鱼类 (尾)	151747	0.1kg/尾	18.85 元/kg		85.813
		头足类 (尾)	8885	0.1kg/尾	18.85 元/kg		5.024
		虾类 (尾)	64141	0.01kg/尾	18.85 元/kg		3.627
		蟹类 (尾)	56103	0.1kg/尾	18.85 元/kg		31.726
	成体 (kg)		1715.181	100%	18.85 元/kg		9.699
	底栖生物 (t)		13.782	100%	18.85 元/kg		77.937
小计							1367.086
设施占 海	底栖生物 (t)		0.03	100%	18.85 元/kg	20 年	1.131
合计							1433.47

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 $XXXm^3$ ，生产水经处理后浓度从 $1000mg/L$ 降低至低于 $20mg/L$ ，由此累计回收石油约 $XXXt$ ，按原油 4000 元/t 计算，折合经济价值约 XXX 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 XXX 元；其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算，为 XXX 元，两项合计约为 XXX 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 XXX 元。

11.2.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油需求将呈强劲增长态势。国内石油开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口石油，对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表

等) 发挥一定的作用, 同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展, 增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看, 本油田开发项目是一项利国利民的工程, 其环保设施的设置与投资是合理可行的。

12 环境管理与监测计划

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”）负责本项目后续的工程建设、生产运行以及生产期间的环境管理工作。建设单位非常重视环境保护工作，建立了一套系统、完整的环境保护管理机构 and 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，主要包括建设阶段产生的钻井液、钻屑，海底管道电缆铺设产生的悬浮物及作业船舶产生的船舶污染物等，生产阶段主要污染物为生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、作业船舶产生的船舶污染物等，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

- （1）贯彻执行环境保护法规和标准；
- （2）组织制定和修改与本项目有关的环保管理制度并监督执行；
- （3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- （4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- （5）检查工程项目环保设施的运行状态；
- （6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 机构及岗位的设置

12.1.2.1 机构与定员

建设单位湛江分公司负责油田工程建设、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体系，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，见图 12.1-1。

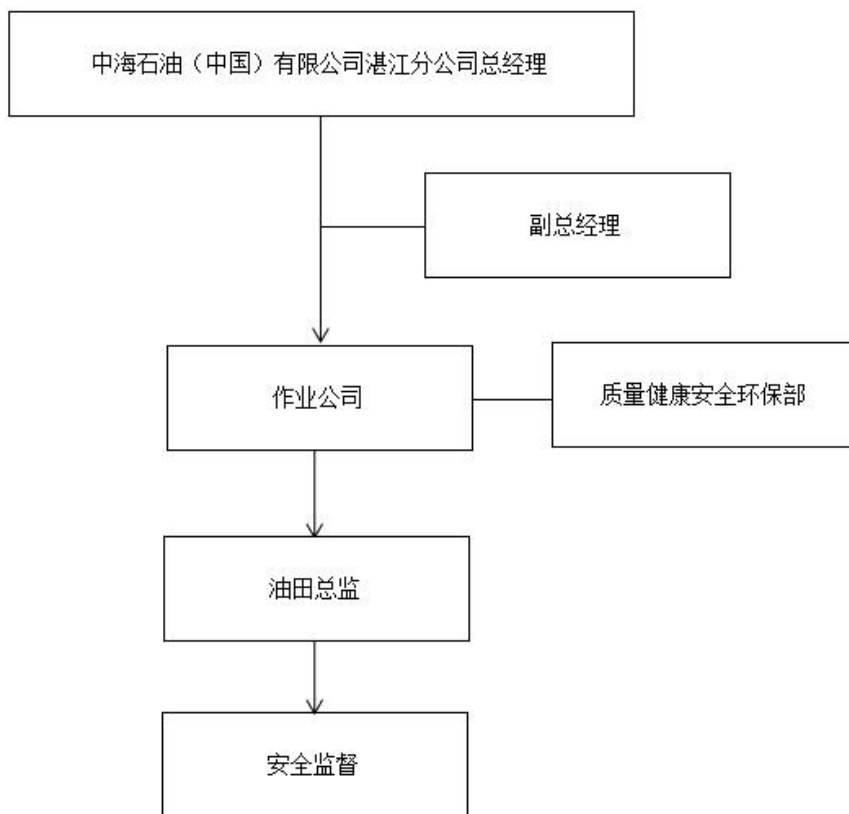


图 12.1-1 湛江分公司环境保护管理机构图

12.1.2.2 主要人员的岗位职责

本项目新建 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA）和 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD），新建 WZ11-4 CEPD 平台接收来自 WZ11-6 WHPA 平台物流，与本平台所产物流一起在 WZ11-4 CEPD 平台进行油气水处理，新建 WZ11-4 CEPD 平台的主要岗位职责为：

a. 油田总监

- 油田总监是油田安全生产第一责任人，在作业公司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。

b. 生产监督

- 接受和执行上级生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；
- 对生产设备、工艺流程、井口平台油井及油田其它设施的异常情况，及时组织人员进行抢修，采取对策，并及时通知上级主管部门；
- 是平台安全生产的第一责任人，负责和组织好安全生产；
- 负责职工队伍的管理，监督各项管理规章制度的落实；
- 负责原油、污水、注水、燃料气等的质量控制；
- 负责生产设施的操作维护和对事故的应急处理；
- 负责监督和落实各岗位责任制的执行情况；
- 负责定期对安全救生设备进行检查、试运转，发现事故隐患及时整改并报告油田总监；
- 负责召开平台的安全例会，出安全月报；
- 负责检查和审批重大作业的安全措施；
- 对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督；
- 对新工人、外来人员、参观人员进行安全教育。

c. 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，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并组织提出安全改进措施；
- 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；
- 负责平台内起重吊人、吊物以及系驳、带缆等作业的安全检查等。

d. 维修监督

- 推动、督促、检查设备设施完整性管理工作；
- 为设备设施完整性管理体系有效运行提供资源保障；
- 设施设备检维修应制定安全作业方案，对重大维修改造方案应开展安全

评估；

- 对特种设备设施监督管理，并定期检验或送检；
- 配备职业病防护设备和用品，并确保其处于正常状态。

12.1.3 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，如《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）。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。

12.1.3.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，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。

12.1.3.2 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。

12.1.3.3 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。建设单位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。

12.1.3.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急计划中的报告程序进行。本项目组应建立应急小组，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。

12.1.3.5 海底管道巡查制度

由值班船对本油田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和电缆造成损害。根据油田运行情况，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 监测岗位

本项目新建 WZ11-4 CEPD 平台接收来自 WZ11-6 WHPA 平台物流，与本平台所产物流一起在 WZ11-4 CEPD 平台进行油气水处理，生产水在新建 WZ11-4 CEPD 平台处理达标后回注地层。WZ11-4 CEPD 平台上设有化验室，经培训合格的化验员负责本平台的生产水化验工作，同时负责填写防污报表。

12.2.2 监测项目与频率

在本工程建设期间应按照相应的采样规范及时送样分析。监测方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420.1-2009）执行。

12.2.2.1 常规监测

本项目在正常建设和生产作业期间，需对钻完井过程中产生的钻井液、钻屑及生产阶段新建 WZ11-4 CEPD 平台产生的生产水和生活污水进行监测，监测方法及频率如下：

钻井液、钻屑：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。

生产水：本项目生产水在新建 WZ11-4 CEPD 平台处理达标后回注地层。生产水在回注前在 WZ11-4 CEPD 平台进行监测，主要监测其含油量、悬浮固体含量和悬浮物颗粒中值粒径等控制指标，具体按《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）执行。

生活污水：已建 WZ11-4 CEPA 平台外排生活污水中 COD 浓度的监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府主管部门的要求执行。

12.2.2.2 非常规监测

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

12.2.2.3 监测设备

新建 WZ11-4 CEPD 平台设有化验室，化验室内配备以下环境监测设备或仪器：污水分析仪、便携式可见分光光度计、天平、超声波清洗器、悬浮物测定仪和电脱含油分析仪等。以上设备将在设备有效期内使用，满足相关规范的要求。由经培训合格的生产操作人员作为兼职化验员，开展监测工作。

12.2.3 海洋环境影响监测计划

本项目所产物流在新建 WZ11-4 CEPD 平台处理后回注，WZ11-4 CEPD 平台不新增排放口。本项目投产后 WZ11-4 CEPA 平台生产水排放量不超原环评批复总量，故本项目的监测方案建议纳入 WZ11-4 CEPA 平台的海洋环境影响监测工作一并考虑。WZ11-4 CEPA 平台监测站位布设、监测内容和监测方法及频次等具体内容如下：

（1）监测站位布设

在 WZ11-4CEPA 平台周边 500 米范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位。

（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、硫化物和挥发性酚；

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

生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

（3）监测方法和频率

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。

WZ11-4 CEPA 平台监测内容以其特征污染物（生产运营期间生产水中的石

油类) 为主, 其他监测项目则根据实际情况进行筛选。

监测频率建议在 WZ11-4 CEPA 平台生产运营期间 3~5 年进行一次监测。

(4) 监测资质

监测机构应具有海洋环境调查的资质, 具有计量认证证书, 取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。



13 环境影响评价结论及建议

13.1 项目概况

13.1.1 工程概况

涠洲 11-6 油田、涠洲 10-3 油田 7 井区和涠洲 11-4 油田均位于南海北部湾盆地涠洲岛西南方向海域。涠洲 11-6 油田距涠洲岛约 XXX，距已建涠洲 11-4 油田约 XXX，距已建涠洲 11-4 北油田约 XXX，油田范围内水深约 XXX。涠洲 11-4 油田距涠洲岛 XXX，距涠洲 12-1 综合处理平台 XXX，油田所在海域水深约 XXX。

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目将依托涠洲油田群现有设施进行开发，拟新建 1 座无人井口平台（WZ11-6 WHPA 平台）和 1 座中心处理平台（WZ11-4 CEPD 平台）。WZ11-6 WHPA 平台共设置 24 个井槽（包括 4 个单筒双井），本次拟钻 8 口生产井，4 口注水井，预留 16 口井。WZ11-4 CEPD 平台与已建 WZ11-4 CEPA 平台栈桥相连，本次拟钻 20 口生产井，3 口注水井，预留 5 口井。本项目新铺设 3 条海底管道和 2 条海底电缆：1 条 12" 14.9km WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4 CEPD 平台的海底混输管道，1 条 6" 2.2km WZ11-6 WHPA 至 WZ11-4D WHPA 水下管汇的海底输气管道，1 条 8" 11.9km WZ11-4N WHPB 至 WZ11-6 WHPA 平台的海底注水管道，1 条 14.9km WZ11-4 CEPD 至 WZ11-6 WHPA 平台的海底电缆，1 条 27.1km WZ11-4 CEPD 至 WZ12-1 WHPC 平台的海底电缆。

本项目计划于 2025 年投产，高峰年产油量约 XXX，高峰年产气量约 XXX，工程投资约 XXX 人民币。

13.1.2 生产工艺流程

本项目新建 WZ11-6 WHPA 平台物流通过新建混输海管输往新建 WZ11-4 CEPD 平台进行处理。当本项目生产物流中气量大于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台生产物流进入生产分离器，部分气通过新建输气海管输送至 WZ11-4D WHPA 水下管汇，其余生产物流通过新建混输海管输送至 WZ11-4 CEPD 平台。当本项目产气量小于涠洲 11-4 油田的电站所需燃料气量时，WZ11-6 WHPA 平台全部生产物流与来自 WZ11-4D WHPA 水下管汇的天然气混合后通过新建混输海管输送至 WZ11-4 CEPD 平台。WZ11-6 WHPA 平台的注水水源通过新建注水海管取用已建 WZ11-4N WHPB 平台的纳滤水。WZ11-6



WHPA 平台不设置主电源，通过新建海底电缆由 WZ11-4 CEPD 平台提供。

新建 WZ11-4 CEPD 平台接收来自 WZ11-6 WHPA 平台物流，与本平台所产物流一起在 WZ11-4 CEPD 平台进行油气水处理，油处理成含水 5%后通过栈桥输送至 WZ11-4 CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1 PUQ 平台，与其他平台处理合格的原油混合后，通过已建海管输送至涠洲终端；伴生气在 WZ11-4 CEPD 平台用作电站燃料气；分离出的生产水处理达标后在 WZ11-4 CEPD 平台回注（2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理）。WZ11-4 CEPD 平台设置两台透平发电机组，并铺设一根 WZ11-4 CEPD 与 WZ12-1 WHPC 间的海底电缆，以达到区域电站互备，实现涠西南油田群电网的互联互通。

13.1.3 工程分析和环保措施

本项目建设阶段初期钻井产生的钻屑总量约为 17123m^3 （堆体积），其中非钻井油层水基钻井液钻屑量 13146m^3 （堆体积），钻井油层水基钻井液钻屑量 976m^3 （堆体积），油基钻井液钻屑量 3001m^3 （堆体积）；包含预留井槽产生的钻屑总量约为 33984m^3 （堆体积），其中非钻井油层水基钻井液钻屑量 23773m^3 （堆体积），钻井油层水基钻井液钻屑量 1318m^3 （堆体积），油基钻井液钻屑量 8893m^3 （堆体积）。本项目产生的非钻井油层水基钻井液产生量约为 4018m^3 ，包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 16638m^3 ；钻井油层水基钻井液量约为 1532m^3 ，包含预留井槽后钻井油层水基钻井液量约为 5219m^3 。本项目 WZ11-4 CEPD 平台 D17H、D7H 井和 WZ11-6 WHPA 平台所有井的 12-1/4"、8-1/2"和 6"井段计划使用油基钻井液，油基钻井液产生量约为 4553m^3 ，符合排放标准的钻屑和钻井液间歇式点源排放，不符合排放标准要求的钻井液、钻屑和油基钻井液全部运回陆地处理。海底管缆挖沟埋设，产生的悬浮物 25703m^3 ，沉降于管缆附近。建设阶段还将产生船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水和船舶垃圾等，船舶含油污水产生量约为 966.7m^3 、生活污水产生量约为 11145.4m^3 ，生活垃圾产生量约为 47.77t ，生产垃圾产生量约为 XXX。

本项目生产阶段产生的污染物主要是生产水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。本项目投产后，新增生产水在 WZ11-4 CEPD 平台处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值后回注地层。2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需



求，超出部分输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理达标后排海，WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量不超原环评批复总量 $16535\text{m}^3/\text{d}$ 。新建 WZ11-6 WHPA 平台无生活楼，工作人员登平台巡检期间生产的少量生活污水和生活垃圾收集后运回陆地处理；新建 WZ11-4 CEPD 平台设办公区，工作人员办公期间生产的少量生活污水和生活垃圾均依托 WZ11-4 CEPA 平台进行处理，生活污水处理至《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ）后排海，生活污水最大排放量约为 $63\text{m}^3/\text{d}$ 。本项目生产阶段新增 1 艘守护船，船舶含油污水产生量约 $60\text{m}^3/\text{年}$ ，生活污水约为 $1278\text{m}^3/\text{年}$ ，生活垃圾约 $1.8\text{t}/\text{年}$ ，生产垃圾约为 $0.5\text{t}/\text{年}$ 。

13.2 规划符合性分析

13.2.1 产业政策符合性分析

根据《产业结构调整指导目录（2024 年本）》，本项目为海洋油（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“石油、天然气开采”项目，符合国家产业政策的要求。

13.2.2 相关规划符合性分析

本项目位于中国南海北部湾海域，符合《全国海洋主体功能区规划》要求，与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》和广西壮族自治区“三区三线”中的生态保护红线要求相协调。

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 23°C ，其中年最高气温 35.4°C ，年最低气温 2.9°C 。每年 5~11 月份为台风季节，夏季风级一般 3~4 级，最大阵风 6~7 级，风向西南；冬季一般 6~7 级，最大阵风 9~10 级，风向东北。

本项目海域全年海浪的主导方向为 NE 向。工程海域表层和中层为不规则全日潮流，底层为不规则半日潮流；潮汐类型为规则全日潮。

根据新建 WZ11-6 WHPA 平台场址调查资料，调查区域海图水深在 $37.2\text{m}\sim 37.8\text{m}$ 之间变化，未发现明显的地形起伏，海底地貌资料色度显示均匀，海底底质无明显变化。根据新建 WZ11-4 CEPD 平台场址调查资料，调查区域海图水深在 $41.5\text{m}\sim 43.1\text{m}$ 之间变化，未发现明显的地形起伏，调查区域内海底的



反射强度基本均一，表明海底底质基本均一。

新建路由调查区域内海底平坦，除已建设施和桩腿坑以外，水深无明显起伏变化。新建 WZ11-4CEPD 至 WZ12-1WHPC 路由调查区域水深在 32.2m~43.1m 之间变化，新建 WZ11-4D WHPA 水下管汇至 WZ11-6WHPA 路由调查区域内水深在 38.0-38.6m 之间变化，新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4N WHPB 路由调查区域内水深在 38.0-38.9m 之间变化，新建 WZ11-6WHPA 至 WZ11-4CEPD 路由调查区域内水深在 38.0m-43.2m 之间变化。调查区域主要地貌特征为多处小凸起、桩腿坑、底质异常区、已建平台、多条已建管缆痕迹及锚痕、拖痕等。

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 2 座平台（WZ11-6 WHPA 和 WZ11-4 CEPD），新铺设 3 条海底管道和 2 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均很小。新建海底管缆埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于管沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境；管缆铺设产生的悬浮物的量较小，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。

13.3.2 海洋水质环境

13.3.2.1 海洋水质环境现状

国家海洋局南海监测中心于 2022 年 4 月 29 日至 5 月 6 日（春季）和 2022 年 9 月 5 日至 9 月 11 日（秋季）开展了海水水质调查，共布设 50 个海水水质站位（含 8 个加密站位）。其中 30 个海水水质调查站位位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区内，执行第一类海水水质标准；20 个站位按照不劣于现状进行评价。

春季调查，国家级水产种质资源保护区内一类区 30 个站位中 pH、DO、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准；铅的超标站位均符合第二类海水水质标准。生态保护红线和国家级水产种质资源保护区外的 20 个站位中，pH、DO、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准，铅有 2 个站位符合第二类海水水质标准，其余站位符合第一类海水水质标准。

秋季调查，国家级水产种质资源保护区内一类区 30 个站位中 pH、COD、



石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准；溶解氧的超标站位 12 个符合第二类海水水质标准，6 个符合第三类海水水质标准，7 个符合第四类海水水质标准；铅的超标站位均符合第二类海水水质标准。国家级水产种质资源保护区外的 20 个站位中，pH、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、铅、总铬、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准；溶解氧 7 个站位符合第二类海水水质标准，8 个站位符合第三类海水水质标准，1 个站位符合第四类海水水质标准，其余站位样品均符合第一类海水水质标准。

13.3.2.2 海洋水质环境影响

钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，仅对海水模型垂向第 2、3 层（约水下 10.5m~31.5m）水体水质有影响，第 2 层钻屑超一（二）类包络面积为 0.212km^2 ，距排放点的最大距离为 0.40km ；超三、四类水质海域的包络面积分别为 0.006km^2 、 0.003km^2 ，停止排放后约 3.0h 内即可恢复到排放前水质。

钻井液排放仅对海水模型垂向第 2、3 层（约水下 10.5m~31.5m）水体水质有影响，第 2 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.252km^2 ，超三、四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 0.71km ；第 3 层超一（二）类包络面积约为 0.136km^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。

铺设管缆底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 59.875km^2 ，超一（二）类最大距离约为 0.70km ；超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小，停止作业后约 6.5h 悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

本项目投产后依托的 WZ11-4 CEPA 平台生活污水日排放量较小，预测结果不存在海水 COD 超一类（ $>2\text{mg/L}$ ）面积，平台生活污水排放造成的海水水质影响很小。

冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 0.1°C ，在网格尺度（50m）下无温升超标面积存在，冷却水排放对海水温度影响较小，不会明显影响本海区的海洋水质。

13.3.3 海洋沉积物环境

13.3.3.1 海洋沉积物环境现状

国家海洋局南海监测中心于 2022 年 9 月 5 日至 9 月 11 日（秋季）开展了



沉积物调查，共布设 30 个沉积物站位。其中 21 个站位位于“三区三线”中生态保护红线区和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区内，执行第一类沉积物质量标准；9 个站位按照不劣于现状进行评价。

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

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。根据数值模拟结果，WZ11-4 CEPD 平台和 WZ11-6 WHPA 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.26km²。

铺设管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管沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于管沟两侧附近，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。本项目新铺 3 条海底管道和 2 条海底电缆，根据数值模拟结果，铺设管缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为 0.828km²。

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

本项目周围主要环境敏感目标为工程所在海域附近的国家级水产种质资源保护区和经济鱼类产卵场。本项目新建平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建管缆穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 XXX；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 XXX，距广西省生态红线区最近约 XXX，距其它环境敏感目标的距离在 XXX 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：春季调查海域叶绿素 a 各站平均含量变化于 (XXX) mg/m³，



平均值为 XXXmg/m^3 ，总体属于贫营养水平。初级生产力变化范围为 $(\text{XXX}) \text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均为 $\text{XXXmg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，处于中低水平。浮游植物共 4 门 43 属 148 种，密度变化范围在 (XXX) 个/ m^3 之间，平均密度为 XXX 个/ m^3 ；优势种为窄隙角毛藻、短角弯角藻、并基角毛藻、洛氏角毛藻、萎软几内亚藻、细弱海链藻、柔弱菱形藻、日本角毛藻、优美辐杆藻、丹麦细柱藻、巨圆筛藻共 11 种；该海区大多数区域浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平，表明调查海域浮游植物生态环境较好，可维持较好的群落组成。浮游动物共 148 种和 17 类阶段性浮游幼体，密度变化范围为 (XXX) 个/ m^3 ，平均值为 XXX 个/ m^3 ；生物量变化范围为 $(\text{XXX}) \text{mg/m}^3$ ，平均值为 XXXmg/m^3 ；优势种为鸟喙尖头蚤、软拟海樽、肥胖软箭虫、双生水母、五角水母、邦海樽和住囊虫共 7 种；调查海域浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数处于较高水平，由于部分优势种的优势度较高，相应的均匀度指数较低。底栖生物共 9 门 189 种，密度变化范围为 (XXX) 个/ m^2 ，平均栖息密度为 XXX 个/ m^2 ；生物量变化范围为 (XXX) ；定性拖网的优势种为刺足掘沙蟹、须赤虾、香港蜉、矛形梭子蟹、触角尖尾鱼和伪装关公蟹共 6 种，定量样品优势种有皱皮蛇尾、纽虫和长大刺蛇尾共 3 种；底栖生物群落指数差异不大，多样性指数、均匀度指数和丰富度指数均处于中上水平。

秋季调查海域叶绿素 a 各站平均含量变化于 $(\text{XXX}) \text{mg/m}^3$ ，平均值为 XXXmg/m^3 ，总体属于贫营养水平。初级生产力变化范围为 $(\text{XXX}) \text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均为 $\text{XXXmg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，处于中低水平。浮游植物共 4 门 53 属 170 种，密度变化范围在 $(\text{XXX}) \times 10^4$ 个/ m^3 ，平均为 XXX 个/ m^3 ；优势种有优美辐杆藻、拟弯角毛藻、丹麦细柱藻和柔弱菱形藻共 4 种，该海区多数区域浮游植物物种多样性和均匀度均处于高水平，表明调查海域浮游植物生态环境较好，可维持较好的群落组成。浮游动物共 125 种和 21 类阶段性浮游幼体，密度变化范围为 (XXX) 个/ m^3 ，平均 XXX 个/ m^3 ；生物量变化范围为 $(\text{XXX}) \text{mg/m}^3$ ，平均 XXXmg/m^3 ；优势种为肥胖软箭虫、鸟喙尖头蚤、多毛类幼体、长尾类幼体、亚强次真哲水蚤、住囊虫和短尾类幼体共 7 种；调查海域浮游动物的种类多样性指数和丰富度指数处于较高水平，由于部分优势种的优势度较高，相应的均匀度指数较低。底栖生物共 7 门 148 种，栖息密度变化范围为 (XXX) 个/ m^2 ，平均栖息密度为 XXX 个/ m^2 ；底栖生物生物量变化范围为 $(\text{XXX}) \text{g/m}^2$ ，平均生



物量为 XXXg/m^2 。定性拖网的主要优势种为刺足掘沙蟹、棒锥螺和触角尖尾鱼，定量样品优势种为细腕阳遂足；底栖生物种类多样性指数和均匀度指数变化范围波动较大，丰富度指数相差不大。整体来看，海区底栖生物群落多样性指数、均匀度指数和丰富度指数均处于中上水平。

13.3.4.3 海洋生物质量环境现状

海洋生物质量调查与海水水质调查同步进行。

根据“三区三线”中生态保护红线和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的要求，21 个站位贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准执行《海洋生物质量》（GB18668—2002）中第一类生物质量标准，9 个站位按照不劣于现状评价。甲壳类、软体类（螺类和头足类）和鱼类生物体内污染物质（除石油烃、总铬和砷外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，生物体内的石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。鱼类、软体类及甲壳类无总铬和砷的评价标准，甲壳类体内石油烃也无评价标准，因此以上污染因子只列出检测结果，不予以评价。

春季调查共测定底栖生物的生物质量样品 40 份，包括鱼类 6 种 27 份，甲壳类 4 种 13 份。底栖生物样品中，鱼类和甲壳类的各项评价因子均满足生物质量标准的要求。

秋季调查共测定底栖生物的生物质量样品 35 份，包括鱼类 5 种 16 份，甲壳类 6 种 13 份，贝类 4 种 6 份。底栖生物样品中，鱼类各项评价因子均满足规定的标准值。甲壳类除其中 1 个样品的镉轻微超标外，均满足生物质量标准值。贝类中的砷、镉、铬、总汞和铅存在超标现象，其中砷超标站位符合第三类生物质量标准，镉、铬、总汞和铅超标站位均符合第二类生物质量标准。

13.3.4.4 海洋渔业资源现状

广东海洋大学于 2023 年 4 月（春季）和 2022 年 9 月（秋季）开展海洋渔业资源现状调查。

春季调查共捕获鱼类 104 种、头足类 10 种、甲壳类 30 种、鱼卵仔稚鱼 74 种。各站位鱼类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；头足类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；虾类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；



蟹类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；总平均资源量为 XXXkg/km^2 ，资源密度为 XXX 尾/km^2 。垂直拖网鱼卵平均密度为 XXX 粒/100m^3 ，仔稚鱼平均密度为 XXX 尾/100m^3 。

秋季调查共捕获鱼类 130 种、头足类 9 种、甲壳类 71 种、鱼卵仔稚鱼 35 种。各站位鱼类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；头足类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；虾类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；蟹类重量资源密度平均为 XXXkg/km^2 ，尾数资源密度平均为 XXX 尾/km^2 ；总平均资源量为 XXXkg/km^2 ，资源密度为 XXX 尾/km^2 。垂直拖网鱼卵平均密度为 XXX 粒/100m^3 ，仔稚鱼平均密度为 XXX 尾/100m^3 。

13.3.4.5 环境敏感目标影响分析

本项目新建平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，新建管缆穿越北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 XXXkm ；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 XXXkm ，距广西省生态红线区最近约 XXXkm 。

本项目已委托广东海洋大学进行了水产种质资源保护区的专题论证，编制了《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告》，于 2024 年 5 月通过广西壮族自治区组织的专家审查。其评价结论如下：根据专题报告，本工程海上建设阶段和生产阶段将对水产种质资源保护区的生态环境造成一定的负面影响，但该影响属于短期的、可恢复性质，可以通过落实生态环境保护对策措施减缓影响；受损的生态与环境可以通过增殖放流补偿措施给予修复。本项目位于种质资源保护区内的海底管缆挖沟应避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期（1 月 15 日~3 月 1 日），尽可能降低和缓解对附近海域海洋生物生态环境的影响程度。本项目施工期及运营期可能发生的风险包括井涌或井喷、船舶碰撞、平台火灾、地质性溢油事故、海底管道泄漏事故，经识别本项目代表性事故为新建海底混输管道泄漏事故。在建设单位、施工单位等有关单位认真落实本专题报告提出的各项环境保护对策措施、风险防范措施、海洋生态修复措施的前提下，涠洲 11-6 油



田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目工程对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区具备生态环境可行性。

本项目在建设阶段排放的钻井液、钻屑及铺设海底管缆产生的悬浮物影响均是短期的，其影响范围也是较小的，恢复时间较短。根据预测结果：海底管缆施工、钻井液、钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的最远距离分别约 0.70km、0.71km、0.40km 以内，对产卵场影响较小，且施工结束后悬浮物恢复到第一类海水水质的最大时间约为 9h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复。

综上，在开发建设和生产运营期间对除北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级种质资源保护区和北部湾绯鲤类产卵场、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场内之外的环境敏感目标基本无影响。

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/钻屑的排放和海底管缆铺设掀起的悬浮物，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，新增生活污水排放，主要污染物为 COD。

本项目海洋生物损失：XXX。海洋生物资源损失补偿 1433.47 万元。

13.4 清洁生产与总量控制

13.4.1 清洁生产水平

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，本项目的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 99.16，采油作业的清洁生产综合评价指数为 100，本项目可评为清洁生产先进水平。

13.4.2 总量控制

本项目投产后，生产水在 WZ11-4 CEPD 平台处理达到地层回注标准后回注，WZ11-4 CEPD 平台不新增生产水排放。根据生产预测数据，2031 和 2032 年本项目生产水产生量超 WZ11-4 CEPD 平台回注需求，超回注需求部分生产水输往 WZ11-4 CEPA 平台生产水处理系统处理达标后排海。本项目投产后，WZ11-4 CEPA 平台生产水最大排放量为 XXXm³/d，小于原环评批复总量 16535m³/d，



WZ11-4 CEPA 平台生产水和石油类总量控制指标维持原环评不变。因此，本项目不新增生产水排放总量。

本项目新建 WZ11-4 CEPD 平台不设生活楼，设置办公区，产生的生活污水经栈桥输送到 WZ11-4 CEPA 平台生活污水处理装置进行处理，处理后达标排放。经核算本项目投产后生活污水年排放量约为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ($63\text{m}^3/\text{d}$)，超过已批复的总量控制指标 $10950\text{m}^3/\text{a}$ ($30\text{m}^3/\text{d}$)，需要新增申请生活污水和 COD 排放总量控制指标为 $12045\text{m}^3/\text{a}$ ($33\text{m}^3/\text{d}$) 和 3.61t/a ，建议 WZ11-4 CEPA 平台生活污水和 COD 排放总量控制指标为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ($63\text{m}^3/\text{d}$) 和 6.90t/a 。

13.5 环境保护对策措施

13.5.1 建设阶段

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业；在钻井过程中采用水基钻井液和油基钻井液。平台设有钻井液循环处理系统，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用；符合排放标准的钻井液/钻屑经检测达标后排海；不达标的钻井液/钻屑和油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）标准中一级标准的要求，即钻井液的生物毒性容许值不低于 30000mg/L 。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准（含油量 $\leq 1\%$ ，重晶石中最大值： $\text{Hg}\leq 1\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cd}\leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。

本工程新铺的海底管道/电缆将采用铺管/缆船舶+喷射式挖沟机进行挖沟埋设，主要产生悬浮沙。海上施工作业将通过缩短海底管道/电缆的施工期、采用先进铺管船和挖沟设备作业等，减少对海底的开挖面积和悬浮沙产生量，尽可能减缓铺管/缆挖沟作业对底栖生物和浮游生物的伤害。穿越北部湾二长棘鲷国家级水产种质资源保护区核心区的海底管道/电缆挖沟作业将避开保护区核心保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日），以降低和缓解对海洋生物的影响程度。

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。



13.5.2 生产阶段

本项目新增的生产水经 WZ11-4 CEPD 平台生产水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）中规定的注水标准值的要求后回注地层，减小对周边海域生态环境的影响。本项目 WZ11-6 WHPA 平台为无人平台，工作人员登平台巡检期间生产的少量生活污水和生活垃圾收集后运回陆地处理，WZ11-4 CEPD 平台设办公区，产生的少量生活污水输往 WZ11-4 CEPA 平台处理至《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（ $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ）后排海；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。

13.5.3 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）海底管道/电缆挖沟铺设作业将避开北部湾二长棘鲷国家级水产种质资源保护区核心区的核心保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日）；其他施工作业将根据施工作业周期、工程进度、施工作业时的海况等因素，合理安排海上施工作业，加快施工进度，尽量安排无污染物排放的施工作业，以降低和缓解对海洋生物的影响程度。

（2）本项目建设阶段钻井液、钻屑排放采用水下 20m 排放的方式

（3）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。

（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。



13.6 环境风险

13.6.1 海洋环境风险分析

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险类型包括井喷、平台容器泄漏、地质性溢油、浅层气风险、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞泄漏等事故。项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故，溢油风险预测选取在最不利情况 WZ11-6 WHPA 平台附近海管发生溢油事故，溢油量最大为 110m^3 。

根据预测结果分析，WZ11-6 WHPA 平台附近管道发生溢油事故时，在 S 风向极值风条件下最短 22.3h 可到达二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区；在 SW 风向极值风条件下最短 1.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区——核心区。由于 WZ11-6 WHPA 平台位于北部湾绯鲤类产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场内，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。

溢油风险预测假定在 WZ11-6 WHPA 平台附近海管发生溢油事故，根据应急响应时间分析，如果 WZ11-6 WHPA 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 1.6h 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。

本项目投产前，建设单位将修编《中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油应急计划》，将本项目纳入湛江分公司各级应急体系中统一考虑，上报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。同时按照其修编的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.6.2 地质性溢油和浅层气风险分析

通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，本项目地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行，在本项目开发范围内未发现浅层气特征。在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中



密切加强监测的情况下，本项目在生产过程中地质性溢油及浅层气风险是可控的。

13.7 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《全国海洋主体功能区规划》要求，与《广西壮族自治区海洋主体功能区规划》和广西壮族自治区“三区三线”中生态保护红线要求相协调。

涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合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。