涠洲 6-8 油田III期开发项目

生态环境影响报告书



建设单位：中海石油（中国）有限公司湛江分公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2026 年 9 月

打印编号：1789803875000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	6kf8kc
建设项目名称	涠洲6-8油田III期开发项目
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程
环境影响评价文件类型	报告书
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司湛江分公司
统一社会信用代码	91440800707913938N
法定代表人（签章）	黄永章
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	91110000710926078Z
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
张国华	12351343508130432	BH005228	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
熊乐航	海洋生态环境影响预测与评价、环境经济损益分析	BH008519	
刘在科	工程区域环境概况	BH023441	
马知遥	海洋生态环境风险评价	BH036766	
尹晓娜	环境保护对策措施及其合理性分析	BH023443	

崔艺潇	工程区域环境概况、海洋生态环境现状调查与评价	BH018747	崔艺潇
居开轩	清洁生产分析与总量控制、环境管理与监测计划	BH078418	居开轩
张国华	概述、总论、工程概况与工程分析、环境影响评价结论	BH005228	张国华
邓媛媛	环境影响回顾性分析	BH023437	邓媛媛

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 4
2 总论 6
2.1 评价依据 6
2.2 评价标准 8
2.3 环境敏感目标与环境保护目标 10
2.4 评价内容 11
2.5 评价重点 11
2.6 评价工作等级 11
2.7 评价范围 13
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 22
3.4 生产工艺流程 29
3.5 依托设施改造与校核 35
3.6 施工和建设方案 40
3.7 产污环节分析 47
3.8 污染源强核算 49
3.9 环境影响评价因子筛选 60
4 工程区域环境概况 64
4.1 区域自然环境概况 64
4.2 国土空间规划及相关规划符合性 72
4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布 78
4.4 海洋生态环境保护目标筛选 84
5 海洋生态环境现状调查与评价 85

5.1 海洋生态环境现状调查概况 85
5.2 海水水质现状调查与评价 94
5.3 沉积物质量现状调查与评价 96
5.4 海洋生态现状调查与评价 99
5.5 生物质量 108
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价 111
5.7 电磁环境现状 120
5.8 声环境质量概况 122
5.9 鸟类及栖息地现状调查与评价 126
6 环境影响回顾性分析 129
6.1 现有工程回顾 130
6.2 相关环评批复及落实情况 131
6.3 环境保护设施运行情况 140
6.4 溢油事件回顾 146
6.5 海洋环境质量回顾 147
6.6 环境影响回顾分析结论 156
7 海洋生态环境影响预测与评价 158
7.1 海洋生态环境影响预测 158
7.2 海水水质环境影响评价 174
7.3 海洋沉积物环境影响评价 176
7.4 海洋生态环境影响评价 176
7.5 噪声、电磁环境影响 179
7.6 海洋生物资源损失评估 181
7.7 环境敏感目标影响分析 187
7.8 工程对水文动力环境的影响分析 193
7.9 工程对冲淤环境的影响分析 193
8 海洋生态环境风险评价 195
8.1 风险评价概述 195
8.2 风险调查 196
8.3 评价等级及评价范围 197

8.4 风险识别 200
8.5 风险事故情形分析 205
8.6 地质性溢油及浅层气风险分析 210
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施 217
8.9 海洋生态环境风险评价结论 236
9 清洁生产分析与总量控制 238
9.1 清洁生产分析 238
9.2 污染物排放总量控制 246
10 环境保护对策措施及其合理性分析 249
10.1 建设阶段环保措施 249
10.2 生产阶段环保措施 255
10.3 海洋生态保护对策 261
10.4 环境保护对策措施一览表 268
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议 270
11 环境经济损益分析 271
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算 271
11.2 环境保护的经济损益分析 271
12 环境管理与监测计划 275
12.1 环境管理 275
12.2 环境监测计划 278
13 环境影响评价结论 282
13.1 工程分析结论 282
13.2 规划和政策符合性结论 284
13.3 环境影响评估 285
13.4 环境影响回顾性分析 299
13.5 环境风险分析与评价结论 299
13.6 清洁生产与总量控制 301
13.7 建设项目环境可行性结论 302
附件 303
附表 环境质量现状调查与评价结果 304

中英文对照 305

1 概述

1.1 工程项目特点

涠洲6-8油田III期开发项目位于南海北部湾盆地涠洲岛西南方向海域，项目距岸（北海市）最近距离约62km，距涠洲岛约22km，油田所在海域水深约28m。

涠洲6-8油田位于南海北部大陆架北部湾盆地涠西南凹陷中央2号断裂构造带的东端，分南块、中块和北块。涠洲6-8油田采取了分期分区开发原则，其中一期和二期分别开发该油田南块和中块，分别于2010年和2025年投产。本项目新建WZ6-8 WHPC平台及其相关设施用于开发油田北块。

本项目新建1座井口平台WZ6-8 WHPC，新建1条WZ6-8 WHPC平台至WZ6-13 WHPB平台长度约5.7km的海底混输管道（8″），新建1条WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台长度约5.7km的海底注水管道（6″），新建1条WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台长度约5.7km的海底电缆，对WZ6-13 WHPB平台进行适应性改造。本项目在WZ12-2 WHPC平台附近新建4座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA平台~WZ12-2 EPPD平台），每座电力辅助平台上布置12.5MW的风力发电机组。新建两条长度约0.88km分别从WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台、从WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台的海底电缆，新建1条长度约3.1km从WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆和1条长度约4.8km从WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆将风电电能输送至WZ12-2 WHPC平台；登陆该平台后，一路接入该平台35kV电力系统，另一路经过栈桥接入WZ12-2 WHPA平台35kV电力系统，最终接入涠洲油田群电网，并对WZ12-2 WHPC平台和WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。本项目新建4座电力辅助平台为涠洲油田提供绿色电力，可实现年均减碳量约14.39万吨二氧化碳。

涠洲油田群现有生产设施主要包括34座已建平台，1座在建平台，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平台或涠洲12-1处理中心）进行处理。

新建WZ6-8 WHPC平台物流经新建的混输海管全部输送至在建的WZ6-13 WHPB平台，在WZ6-13 WHPB平台越站，与WZ6-13 WHPB平台以及WZ6-13

WHPA平台物流汇合在一起通过WZ6-13 WHPB平台至WZ12-1 WHPC平台的海管，输送到WZ12-1 WHPC平台，通过栈桥输送至WZ12-1 PUQB平台进一步处理，处理合格的原油通过栈桥输送至WZ12-1 PAP平台，通过已建海管输送至涠洲终端；分离出天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过海管输送至涠洲终端；分离出的生产水处理达标后部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台达标排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台排海总量不超原环评批复总量。新建WZ6-8 WHPC平台电力依托WZ6-13 WHPB平台，电力由涠洲12-1处理中心经过已建海缆输送到WZ6-13 WHPB平台，再经新建的海底电缆从WZ6-13 WHPB平台输送至WZ6-8 WHPC平台。

本项目新建WZ6-8 WHPC平台的注水水源来自WZ12-1 WHPC平台处理后的生产水，生产水经处理达到含油量≤6mg/L，悬浮固体含量≤2.0mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤1.5μm水质后经现有海管输送到WZ6-13 WHPB平台，通过WZ6-13 WHPB新增的注水缓冲罐及注水泵,经过新建海管输送至WZ6-8 WHPC平台回注地层。

新建WZ6-8 WHPC平台设置24个井槽（4口单筒双井），先期开发11口井（包括6口采油井，5口注水井），预留17口井，采用自升式钻井船进行钻完井作业。本项目计划于2027年8月试运行，高峰年产油量约XXXXm^3，高峰年产气量约XXXXm^3，年发电量XXXXkW·h，工程投资约XXXX亿元人民币。

根据国家有关法规的要求，建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司委托中海油研究总院有限责任公司承担并完成涠洲6-8油田III期开发项目的环境影响评价工作。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国生态环境法典》和《建设项目环境保护管理条例》等的规定，受建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司的委托（附件一），中海油研究总院有限责任公司（简称环评单位）承担并完成“涠洲6-8油田III期开发项目生态环境影响报告书”的环境影响评价工作。

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

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6-8油田III期开发项目设计文件分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目与国土空间规划及相关规划符合性进行了分析。

本项目引用自然资源部南海生态中心于2022年9月在涠洲6-8油田及周边海域开展的海洋生态环境质量现状调查与评价资料，引用广东海洋大学2022年9月开展的渔业资源及渔业生产现状调查与评价资料，引用自然资源部南海生态中心于2025年11月在本项目电力辅助平台周边海域开展的鸟类、噪声和电磁环境现状调查与评价资料，并根据本项目工程分析、海洋生态环境质量、鸟类、噪声和电磁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。

结合工程分析以及海洋生态环境影响预测与评价结果，开展了本项目清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境风险评价、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。本项目新建设施均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-核心区，根据《水产种质资源保护区管理办法》（农业部令[2011]第1号），建设单位委托中国水产科学研究院南海水产研究所编制了《涠洲6-8油田III期开发项目对国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，已通过农业农村部渔政保障中心的审查。根据各专题研究结果，完成《涠洲6-8油田III期开发项目生态环境影响报告书》的编制。

根据本项目工程分析和海洋生态环境调查与评价结果，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6-8油田III期开发项目环境影响报告书》的编制。

1.3 关注的主要环境问题

本项目周围主要环境敏感目标为工程所在海域附近的一般敏感区：国家级水产种质资源保护区和经济鱼类产卵场。本项目新建设施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、北部湾二长棘鲷产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场内，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约16.2km；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约20.2km，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18.0km，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约16.7km，距其它环境敏感目标的距离在20.2km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，电力辅助平台上风机运行产生的噪声对海洋动物的影响，风机运行对区域鸟类迁徙、栖息及其生境的影响。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。

1.4 主要评价结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，符合国家产业政策；符合《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》、《全国海洋主体功能区规划》，与广西壮族自治区“三区三线”中的海洋生态保护红线、《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023年）》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。本项目钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（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。生产阶段产生的主要污染物为生产水，经依托平台WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC处理达标后生产水部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台生产水排海总量不超原环评批复总量；项目所在海域不属于已知的鸟类集中栖息区域，且项目规模较小，仅规划建设4座电力辅助平台，整体构筑物密度低，空间占用有限，对其所在海域的鸟类迁徙、繁殖和觅食等生态行为影响较小；运营期电力辅助平台上风机产生的水下噪声强度较

低，不会造成鱼类听觉损伤，类比相似工程，风机运行期间，不会对渔业资源产生明显影响；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

本生态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

- 中华人民共和国生态环境法典（全国人民代表大会，2026.8.15 施行）
- 中华人民共和国渔业法（全国人大常委会，2025.12.27 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（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）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 建设项目环境保护管理条例（国务院，2017.07.16 修订）
- 防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例（国务院，2018.03.19 修订）
- 中国水生生物资源养护行动纲要（国务院，2006.02.14）
- 中华人民共和国自然保护区条例（国务院，2017.10.07 修订）
- 中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例（国务院，1983.12.29）
- 中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法（国土资源部，2016.01.05 修正）
- 铺设海底电缆管道管理规定（国务院，1989.02.11）
- 海底电缆管道保护规定（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）（生态环境部，2021.01.01 施行）
- 环境影响评价公众参与办法（生态环境部，2018.07.16）
- 国家危险废物名录（2025 年版）（生态环境部，2025.01.01 施行）
- 产业结构调整指导目录（2024 年本）（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知（环境保护部，2012.7.3）

- 海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案（生态环境部，2022.05.10）
- 中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定（交通运输部，2017.05.23 施行）
- 船舶大气污染物排放控制区实施方案（交通运输部，2018.11.30）
- 中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定（交通运输部，2021.9.1 起施行）
- 关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知（生态环境部，2019.12.13）
- 水产种质资源保护区管理办法（2016 年 5 月 30 日农业部 2016 年第 3 号修订，自 2016 年 5 月 30 日施行）
- 自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知（自然资源部，2023.06.13）
- 自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）（自然资源部，2022.08.16）
- 自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函（自然资源部办公厅，2022.10.14）

2.1.3 技术导则及规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409—2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《环境影响评价技术导则 输变电》（HJ24-2020）
- 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2021）

2.1.4 其他依据

- 广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）
- 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十五个五年规划纲要
- 美丽中国建设“十五五”规划（国发〔2026〕20 号）

- 广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）（桂环规范〔2024〕3 号）
- 广西壮族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》的通知（桂政发〔2026〕15 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）
- 广西壮族自治区海洋环境保护规划（2016~2025 年）

2.1.5 基础资料

- 涠洲 6-8 油田III期开发项目环境影响评价任务委托书
- 涠洲 6-8 油田III期开发项目基本设计（2025.12）

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》，本项目调查站位均位于广西壮族自治区国土空间规划范围之外，但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，海水水质、沉积物、生物质量的环境质量标准执行相应标准的第一类标准。具体见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	第一类	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		海洋生物质量现状评价（贝类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）	-	海洋生物质量评价（软体类（非双壳类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除总铬外）
电磁环境	《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)	-	风电周围海域的电磁环境现状

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海北部湾海域，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分级 第 1 部分：分级 (GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值≥30000mg/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%的水基钻井液和钻屑； 重晶石中最大值： Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/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	≥100000mg/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≤20mg/L（月均） 石油类≤30mg/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）	储层空气渗透率（≥0.01~<0.05μm²）和（≥0.5~<2.0μm²）	部分满足含油量≤10mg/L，悬浮固体含量≤15mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤5μm； 部分满足含油量≤30mg/L，悬浮固体含量≤25mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤5μm；	生产水回注
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	COD≤300mg/L	钻井阶段及生产阶段排放的生活污水
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	钻井阶段及生产阶段生产垃圾的处置
生活垃圾				钻井阶段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（2026 年修改通报）》	-	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	3 海里<距岸最近距

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			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	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的船用燃油	在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶
工频电磁场	《电磁环境控制限值》（GB8702-2014）	/	工频电场强度≤4kV/m，工频磁感应强度≤100μT。	运营期电力辅助平台上风机电气设施、海缆产生的电磁场

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。

本项目新建设施位于一般敏感区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和北部湾蓝圆鲹产卵场内，本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约16.2km；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约20.2km，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18.0km，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约16.7km，距其它环境敏感目标的距离在20.2km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。

2.3.2 环境保护目标

本项目在正常建设、运行情况下环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物质量、海洋生物质量、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“第八章 海洋生态环境风险评价”中内容。

2.4 评价内容

根据环境影响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、噪声等）对海水水质、沉积物、海洋生态环境及鸟类影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和渔业资源的影响评价。

2.5 评价重点

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

- 钻井作业期间排放的钻井液、钻屑及海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；电力辅助平台上风机运行产生传导至水下的噪声对海洋动物的影响；风机运行对区域鸟类迁徙、栖息及其生境的影响；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 油气泄漏事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油事故风险分析、防范对策及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

2.6.1 海洋生态环境影响

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

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环境影响评价等级主要根据废水日排放量、

泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度以及工程所在海域的生态敏感性来确定。本项目新建平台和新建管缆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和经济鱼类产卵场内，属于导则中规定的“生态环境敏感区中的一般敏感区”。

废水排放量：本项目投产后产生生产水最大量为 XXXXm^3/d，生产水依托现有排放口（WZ12-1 PUQ 平台排放口）外排生产水总量不增加，新建平台生活污水排放量为 XXXXm^3/d。生产水和生活污水属于含 B 类污染物废水，最大排放量为 XXXXm^3/d，评价等级为 3 级。

泥浆及钻屑排放量 Q：本项目钻屑排放量合计为 XXXXm^3，钻井液排放量合 计为 XXXXm^3，总计为 XXXXm^3，评价等级为 2 级。

挖沟埋设管缆总长度 L：新建 1 条长度约 5.7km 的海底混输管道，新建 1 条长度约 5.7km 的海底注水管道，新建 1 条长度约 5.7km 的海底电缆，分散式风电新建约 9.7km 的海底电缆，挖沟埋设管缆总长度 L 合计 26.8km。评价等级为 3 级。

综上，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中对评价工作等级的判据，确定项目环境评价等级为 2 级，见表 2.6-1。

表 2.6-1 本项目环境影响评价等级

工程内容	影响类型	排放量或长度	判定标准	各影响类型判定评价等级	项目评价等级
海洋油气开发及其附属工程	废水排放量 Q（10^4m^3/d）	0.15696	Q<5	3	2
	泥浆及钻屑排放量 Q（10^4m^3）	6.7930	5≤Q<10	2	
	挖沟埋设管缆总长度 L（km）	26.8	L<60	3	

2.6.2 环境风险

鉴于项目在建设、生产过程中存在潜在的溢油事故环境风险，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），根据风险潜势判定，项目的风险评价等级为三级评价。鉴于本项目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—核心区内部，生态环境较为敏感，故本项目参考环境风险评价**二级**的要求开展评价。风险评价等级的确定详见报告书“第八章 海洋生态环境风险评价”中内容。

2.6.3 其他

本项目建设 4 座电力辅助平台和 35kV 海底电缆。根据《电磁环境控制限值》（GB8702-2014），100kV 以下电压等级的交流输变电设施产生的电场、磁场、电磁场的设施属于免于管理的范围，同时根据《环境影响评价技术导则 输变电》（HJ24-2020），本项目可不开展电磁环境影响评价。因此本项目仅对电磁环境影响进行简单分析。

2.6.4 评价工作等级小结

综合以上分析，本项目环境影响评价各环境要素评价等级最终为：海洋生态环境影响评价等级定为 2 级，环境风险评价等级为二级，电磁环境评价为简单分析。

表 2.6-2 本项目环境影响评价等级

项目	评价等级	依据
海洋生态	2 级	HJ1409—2025
环境风险	二级	HJ169-2018、HJ1409—2025
电磁	简单分析	HJ24-2020

2.7 评价范围

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

根据本项目评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，结合所在海域主流向 SSW、NNE，确定主流向方向约 47.0km，垂直于主流向方向约 38.8km 的矩形区域为项目的环境影响评价范围，评价范围为项目新建设施和依托设施外扩约 15km 海域，评价面积约为 1823.6km^2。

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

表 2.7-1 评价范围四至坐标

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

图 2.7-1 评价范围示意图

3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为涠洲 6-8 油田III期开发项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司湛江分公司。

本项目依托涠洲油田群现有设施开发，计划新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC，新建 1 条 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台长度约 5.7km 的海底混输管道（8″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底注水管道（6″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底电缆，对 WZ6-13 WHPB 平台进行适应性改造。本项目在 WZ12-2 WHPC 平台附近新建 4 座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台），每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。新建两条长度约 0.88km 分别从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台、从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆和 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆将风电输送至 WZ12-2 WHPC 平台；登陆该平台后，一路接入该平台 35kV 电力系统，另一路经过栈桥接入 WZ12-2 WHPA 平台 35kV 电力系统，最终接入涠洲油田群电网，并对 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。本项目属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.2 地理位置

本项目位于南海北部湾盆地涠洲岛西南方向海域，项目距岸（北海市）最近距离约 62km，距涠洲岛约 22km，油田所在区域水深约 28m。新建及依托设施坐标见表 3.1-1，本项目地理位置见图 3.1-1。

表 3.1-1 新建设施坐标

设施名称			东经（E）	北纬（N）
新建设施	WZ6-8WHPC 平台			
	新建 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台的海底混输管道	起点		
		终点		
	新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底注水管道	起点		
		终点		

设施名称			东经（E）	北纬（N）
	新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆	起点		
		终点		
	WZ12-2 EPPA 平台			
	WZ12-2 EPPB 平台			
	WZ12-2 EPPC 平台			
	WZ12-2 EPPD 平台			
	WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	起点		
		终点		
	WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	起点		
		终点		
	WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台的海底电缆	起点		
		终点		
	WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆	起点		
		终点		

图 3.1-1 项目地理位置图

3.1.3 建设内容及规模

本项目新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC，新建 1 条 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台长度约 5.7km 的海底混输管道（8″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底注水管道（6″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底电缆，对 WZ6-13 WHPB 平台进行适应性改造。新建 4 座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台），每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。新建两条长度约 0.88km 分别从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台、从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆，并对 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。

本项目投产后预计最大年产油量为 XXXXm^3/a（2028 年），最大年产气量为 XXXXm^3/a（2031 年），年发电量 XXXXkW·h，最大年产水量 XXXXm^3/a（2039

年），最大年注水量 XXXXm³/a（2039 年），生产水处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。本项目新建 4 座电力辅助平台为涠洲油田提供绿色电力，可实现年均减碳量约 14.39 万吨二氧化碳。

新建 WZ6-8 WHPC 平台设置 24 个井槽（4 口单筒双井），先期开发 11 口井（包括 6 口采油井，5 口注水井），预留 17 口井，采用自升式钻井船进行钻井作业。

本项目工程投资约 9.4 亿元人民币，基础数据见表 3.1-2。本项目主要建设内容见表 3.1-3。

表 3.1-2 本项目基础数据

项目		涠洲 6-8 油田III期开发项目
产量	最大年产油量	
	最大年产气量	
	最大年产水量	
	最大年注水量	
	年发电量	
生产平台/设施		
开发方式		
开采方式		
井数		
设施设计年限		
预计投产时间		
工程投资		

表 3.1-3 本项目建设内容一览表

序号	名称	主要建设内容和规模	
新建工程	新建 WZ6-8 WHPC 平台	平台结构	WZ6-8 WHPC 平台是一座 4 腿导管架井口平台，导管架工作点间距为 16m×16m；WZ6-8WHPC 共设有三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。平台设置开闭排兼放空系统、柴油系统、注水系统等设备；设 10 人临时休息区。
		井槽布置	井口区位于 A/B 轴及 1/2 轴之间，共有 24 个井槽，四角设置单筒双井，按照 6（行）×4（列）排列，井槽间距为 2.2m×2.2m，采用自升式钻井船钻完井及修井作业。
		主工艺系统	主要由生产管汇、单井短节流量计、清管球发球器等组成。
		公用系统	设柴油系统、开式排放系统、化学药剂注入系统和闭排兼放空系统等。
		水消防系统	主要由注水系统、消防系统和救逃生系统等组成。
		其他	包括机械、电气、仪控和通信系统等。
	新铺设海底管缆	海底混输管道	新建 1 条长度约 5.7km 从 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台 8″的海底混输管道

序号	名称	主要建设内容和规模	
		海底注水管道	新建 1 条长度约 5.7km 从 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台 6″的海底注水管道
		海底电缆	新建 1 条长度约 5.7km 从 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆
			新建 1 条长度约 0.88km 从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台的海底电缆
			新建 1 条长度约 0.88km 从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆
			新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆
			新建 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆
	新建 4 座电力辅助平台	WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台	每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。
依托设施	依托设施适应性改造	WZ6-13 WHPB 平台	中层甲板：在 WZ6-13WHPB 平台的中层甲板夹层预留位置新增注水发球器。 下层甲板：在 WZ6-13WHPB 平台的下层甲板预留位置新增注水泵、注水泵滤器、注水缓冲罐、清管球收球器。
		WZ12-2 WHPC 平台	WZ12-2 EPPA 和 WZ12-2 EPPB 平台上风电机组接入 WZ12-2 WHPC 平台预留高压开关柜 VCB006，新增 5 面控制屏柜布置在 WZ12-2 WHPC 的主开关间
		WZ12-2 WHPA 平台	WZ12-2 EPPC 和 WZ12-2 EPPD 平台上风电机组接入 WZ12-2 WHPA 平台新增高压开关柜 VCB09，新增 2 面监控屏柜布置在 WZ12-2 WHPA 的主开关间。

3.1.4 生产物流特性

本项目原油物性见表 3.1-4，天然气组分见表 3.1-5。

表 3.1-4 本项目油品物性

项目	密度 20℃	粘度	含硫量	沥青质	胶质	含蜡量	倾点
	g/cm^3	mPa.s	%	%	%	%	℃
涠洲 6-8 油田III期开发项目							

表 3.1-5 本项目天然气组成

项目	取样深度(m)	天然气组分摩尔分量（%）										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	H_2S
涠洲 6-8	3127～											

项目	取样深度(m)	天然气组分摩尔分量（%）										
		甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮	二氧化碳	H_2S
油田	3169.5											

3.1.5 生产预测数据

涠洲 6-8 油田III期开发项目生产预测数据见表 3.1-6。

表 3.1-6 涠洲 6-8 油田III期开发项目生产预测

日期	日均产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
年份	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$	$10^4m^3/a$
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								

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 座井口平台 WZ6-8 WHPC，新建 1 条海底混输管道，新建 1 条海底注水管道，新建 5 条海底电缆；新建 4 座电力辅助平台；对依托设施进行适应性改造。

涠洲油田群现有生产设施主要包括34座已建平台，1座在建平台，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。除涠洲11-4油田的生产物流由WZ11-4 CEPA平台处理外，涠洲油田群的生产物流均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；天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，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≤20mg/L）。本项目总体开发方案见图 3.2-1。

本项目新建的WZ6-8 WHPC平台不设油气水处理设施，WZ6-8 WHPC平台物流经新建的混输海管全部输送至在建的WZ6-13 WHPB平台，在WZ6-13 WHPB平台越站，与WZ6-13 WHPB平台以及WZ6-13 WHPA平台物流汇合在一起通过在建的海管输送到WZ12-1 WHPC平台，通过栈桥输送至WZ12-1 PUQB平台进一步处理，处理合格的原油通过栈桥输送至WZ12-1 PAP平台，最终通过已建海管输送至涠洲终端；分离出天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过海管输送至涠洲终端；分离出的生产水处理达标后部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台排海总量不超原环评批复总量。本项目物流走向图见图 3.2-2。

本项目所产物流在WZ12-1 PUQB平台的各级分离器和电脱水器进行油气水分离，分离出的生产水在WZ12-1 PUQB平台经生产水缓冲罐、水力旋流器、纤维球过滤器/双介质过滤器处理后，部分经缓冲罐通过栈桥输往WZ12-1 WHPC平台的生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至WZ12-1 PUQ平台回注地层，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海。经过WZ12-1 WHPC平台精细化处理后的生产水部分在本平台回注，剩余部分输往涠洲油田群部分平台回注。本项目及涠洲油田群生产水回注走向示意见图 3.2-3。

本项目新建平台的注水水源来自WZ12-1 WHPC平台处理后的生产水，生

产水经处理达到XXXX水质后经现有海管输送到WZ6-13 WHPA平台，通过WZ6-13 WHPB新增的注水缓冲罐及注水泵，经过新建海管输送至WZ6-8 WHPC平台回注地层。

本项目新建WZ6-8 WHPC平台不设主电站，新建平台电力依托WZ6-13 WHPB平台，电力由涠洲12-1处理中心（含风电）经过已建海缆输送到WZ6-13 WHPB平台，再经新建的海底电缆从WZ6-13 WHPB平台输送至WZ6-8 WHPC平台。

图 3.2-1 总体开发方案示意图

图 3.2-2 本项目油气物流走向示意图

图 3.2-3 本项目水物流走向示意图

3.3 新建工程项目组成

本项目新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC，新建 1 条 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台长度约 5.7km 的海底混输管道（8″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底注水管道（6″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底电缆，对 WZ6-13 WHPB 平台进行适应性改造；新建 4 座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台），每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。新建两条长度约 0.88km 分别从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台、从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆，并对 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。

本项目工程组成情况见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目工程组成

工程组成	设施及规模			
WZ6-8 WHPC 平台	WZ6-8 WHPC 平台是一座 4 腿导管架井口平台，设有三层甲板，24 个井槽（4 个单筒双井），先期开发 11 口井（包括 6 口采油井，5 口注水井），预留 17 口井，采用自升式钻井船进行钻井作业。平台设置开闭排系统、柴油系统、注水系统等设备。平台设有 10 人临时休息区。			
海底管道	名称	数量	管径(″)	管长(km)
	WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台海底混输海管	1	8″	5.7
	WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台海底注水管道	1	6″	5.7
海底电缆	名称	数量	长度(km)	
	WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆	1	5.7	
	WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台的海底电缆	1	0.88	
	WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆	1	0.88	
	WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	1	3.1	
	WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	1	4.8	
风电工程	名称	数量	规模(MW)	
	风机	4	12.5	

3.3.1 WZ6-8 WHPC 平台

WZ6-8 WHPC 平台是一座 4 腿导管架井口平台，平台工作点间距为 16m×16m。WZ6-8 WHPC 共设有三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。井口区位于 A/B 轴及 1/2 轴之间，共有 24 个井槽，四角设置单筒双井，按照 6（行）×4（列）排列，井槽间距为 2.2m×2.2m，采用自升式钻井船钻完井

及修井作业。平台设置生产管汇、流量计、柴油系统、化学药剂注入系统、开闭排兼冷放空系统、消防系统、注水系统等设备。

平台立面布置图见图 3.3-1。

图 3.3-1 WZ6-8 WHPC 平台立面图

3.3.1.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 38.30m×20.95m，标高为 EL.(+)30.0 m。

上层甲板 2 轴处设置一道 H60 防火防爆墙，将危险区与非危险区分隔开来。防火墙以西为危险区，2 轴西侧布置有预热加热器、化学药剂注入橇、淡水、注水管汇。

上层甲板 2 轴东侧布置 2 层房间，一层布置 FM200 间、电潜泵控制间；二层布置中控设备间、UPS 间，二层标高为 EL.(+)34.0 m，三层布置生活间、储藏室、应急室等。

在甲板南侧布置有一台电动吊机，吊机能力为 15t@20m/ 5t@35m。

在甲板西北角布置有冷放空臂。

上层甲板直升机甲板平面布置见图 3.3-2。

图 3.3-2 WZ6-8 WHPC 平台上层甲板布置图

3.3.1.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 38.15m×20.95m，标高为 EL.(+)24.0 m。

中层甲板 2 轴以西 4.7m 之间、井口东侧设置一道 H60 防火防爆墙，将危险区与非危险区分隔开来。防火墙以西为危险区，防火墙西侧布置有注水收球筒、原油外输冷却器、生产管汇、井口控制盘、采油树等。东侧布置电动消防泵、高压开关间、主开关间等。

中层甲板平面布置见图 3.3-3。

图 3.3-3 WZ6-8 WHPC 平台中层甲板布置图

3.3.1.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 37.15m×20.95m，标高为 EL.(+)18m。

下层甲板 2 轴以西 4.7m 处设置一道 H60 防火防爆墙，将危险区与非危险区分隔开来。防火墙以西为危险区，主要布置了清管球发射器、闭排系统、开排系统。防火墙以东为安全区，布置有海水提升泵、柴油消防泵、变压器间、电池间等。

下层甲板平面布置见图 3.3-4。

图 3.3-4 WZ6-8 WHPC 平台下层甲板布置图

3.3.2 平台防腐

新建平台上所有钢结构的内外表面，均采取适当的防腐措施。根据平台各部位的腐蚀环境不同，采取相应的防腐措施如下：大气区采取涂层防腐措施；飞溅区采取增加壁厚和涂层防腐措施；全浸区采用牺牲阳极阴极保护与外加电流阴极保护联合防腐措施。本项目全浸区防腐措施以外加电流阴极保护为主，牺牲阳极阴极保护为无外电及应急条件下使用，牺牲阳极设计保护年限 3 年。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，单块阳极块净重为 71.7kg，阳极块数量为 235 块。

3.3.3 海底管道

3.3.3.1 海管结构

本项目计划铺设 2 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，管道截面见图 3.3-5。新建混输海管为钢管材质，采用牺牲阳极防腐。

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 (℃)	设计压力 (MPaA)	设计寿命 (a)	管线型式
WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管							
WZ6-13 WHPB 到 WZ6-8WHPC 注水海管							

图 3.3-5 新建海底混输管道截面示意图

3.3.3.2 海管防腐

WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管内防腐采用“碳钢+6mm 内腐蚀裕量+缓蚀剂+杀菌剂”的防腐方案。

新建海底混输管道外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法。采用手镯型铝基牺牲阳极，阳极块单重为 82.8kg，共 65 块，阳极块的间隔约为 97.6m。

WZ6-13 WHPB 至 WZ6-8 WHPC 注水管道推荐采用挠性管方案，内层为 HDPE（高密度聚乙烯）材质，满足抗内腐蚀要求。钢质立管部分采用“碳钢+内衬耐蚀合金”防腐方案。立管外防腐采用涂层与铝基牺牲阳极保护方法。立管牺牲阳极采用手镯型铝基牺牲阳极，阳极块单重为 33.8kg，共 6 块，阳极块的间隔约为 12.2m。

3.3.4 海底电缆

本项目新铺设 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底电缆（规格 35kV，3×70mm²），与涠洲油田群电力组网。

根据接入方案，本项目电力辅助平台上风机接入 WZ12-2 WHPA 和 WZ12-2 WHPC 平台 35kV 母线，海底电缆等级均为 35kV，由于 35kV 电缆输送容量限制，无法满足 4 台风机采用 1 条海缆输送电能，因此采用每 2 台风机一串，接入 WZ12-2 WHPA 和 WZ12-2 WHPC 平台 35kV 系统。

新铺设 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台长度约 3.1km 的海底电缆（规格 35kV，3×300mm²），新铺设 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台长度约 4.8km 的海底电缆（规格 35kV，3×300mm²），新铺设 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台和 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底汇集电缆（规格 35kV，3×95mm²）长度均为 0.88km。

表 3.3-3 电缆设计参数

电缆名称	长度（km）
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆（1 条）	5.7
WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台海底电缆（1 条）	3.1
WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台海底电缆（1 条）	4.8
WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台海底电缆（1 条）	0.88
WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台海底电缆（1 条）	0.88

35kV 电缆拟选用铜导体 3 芯交联聚乙烯绝缘分相铅护套钢丝铠装光复合海

底电缆，油气田项目电缆规格为 3×70mm² 35kV 绝缘电缆，风电电缆规格为 3×95mm² 35kV 和 3×300mm² 35kV 绝缘电缆，电缆全程埋设于海底，埋设深度为 2m。

图 3.3-6 海底电缆结构断面示意图

3.3.5 电力辅助平台

3.3.5.1 概况

本项目在 WZ12-2 WHPC 平台附近新建 4 座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台），每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。新建两条长度约 0.88km 分别从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台、从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆和 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆将风电输送至 WZ12-2 WHPC 平台；登陆该平台后，一路接入该平台 35kV 电力系统，另一路经过栈桥接入 WZ12-2 WHPA 平台 35kV 电力系统，最终接入涠洲油田群电网，并对 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。

本项目电力辅助平台年理论发电量为 XXXXkW·h，综合折减系数为 XXXX%，年等效满负荷小时数为 XXXXh。

3.3.5.2 电力辅助平台布置

本项目新建的电力辅助平台位于 WZ12-2 WHPC 平台西侧，所在水深约 35m，海底地形变化较为平缓。每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组，总装机规模 50MW。风电机组叶轮直径 272m，轮毂高度约 155m。电力辅助平台考虑呈一排且垂直于 NE 风向布置。电力辅助平台间距约 870m。

图 3.3-7 风机平面布置示意图

3.3.5.3 风电机组选型

本项目可研阶段推荐发电量最高、经济性最好的 WTG12500 机型。WTG12500 机型单机容量 12.5MW，叶轮直径 272m，轮毂高度 155m。

3.3.5.4 结构形式

（1）电力辅助平台基础结构形式

电力辅助平台基础采用大直径无过渡段单桩基础结构。电力辅助平台桩基础均采用钢管桩，桩基直径 10.5m，钢管桩桩长约 100~110m，壁厚约 60~100mm，入土深度约 60m。钢管桩外侧设置靠船构件、爬梯，桩顶部设置钢平台。桩顶高程 16.0m。

附属构件采用集成式套笼结构，将防撞结构、外平台结构、爬梯、电缆管及牺牲阳极等附属构件设计为整体套笼结构，安装于钢管桩上。单桩基础结构见下图。

图 3.3-8 单桩基础结构图

（2）电力辅助平台上部结构

每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组，叶轮直径 272m，轮毂高度约 155m。其主要参数见表 3.3-4。风力发电机主要包含风轮、机舱和塔杆三部分，在塔杆底部一般还配备有箱式变压器。机舱是风力发电机组的核心部分，内部主要有发电机、齿轮箱等组成。

表 3.3-4 风电机组主要参数表

项目		单位	风机参数表
概况	单机容量	MW	12.5
	IEC 等级		S
	运行温度	℃	-10~+40
转轮	叶轮直径	m	272
	叶片长度	m	123
	轮毂高度	m	155
	切入风速	m/s	3
	切出风速	m/s	25
	额定风速	m/s	10
齿轮箱			三级行星
发电机	型式		中速永磁
	额定功率	kW	13400
	电压	V	1380
	防护		IP54
重量	机舱（含发电机和齿轮箱）	t	362
	叶轮（含轮毂和叶片等）	t	259.1

图 3.3-9 上部结构形式示意图

（3）海底电缆

项目电力辅助平台之间、电力辅助平台与油气平台之间布置35kW海底电缆。35kV电缆拟选用铜导体3芯交联聚乙烯绝缘分相铅护套钢丝铠装光复合海底电缆，电缆全程挖沟埋设于海底，埋设深度为2m。

3.3.5.5 配套工程

（1）电气系统

本项目在涠洲油田区域近新建4座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA平台~WZ12-2 EPPD平台），每座电力辅助平台上布置12.5MW的风力发电机组。新建两条长度约0.88km分别从WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台、从WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台的海底电缆，新建1条长度约3.1km从WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆和1条长度约4.8km从WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆将风电输送至WZ12-2 WHPC平台；登陆该平台后，一路接入该平台35kV电力系统，另一路经过栈桥接入WZ12-2 WHPA平台35kV电力系统，最终接入涠洲油田群电网。

本工程风电机出口电压为1380V。每座电力辅助平台配套设置一套升压设备，考虑到海上风电场设备运行环境较差、腐蚀及盐雾重，在塔筒内部单独设置一层设备平台，升压设备布置于该专用平台上。升压变压器选用体积紧凑，耐湿度、耐盐雾的干式变压器或环保型高燃点绝缘油变压器；高压侧选用SF_6绝缘断路器柜。本工程机组高压侧采用35kV。风电机组-升压变采用"一机一变"单元接线方式。

风电机组控制方式采用二级控制：海油平台风电机组控制系统及远方监控系统后台、就地控制。

（2）电力辅助平台防腐

大气区采用高性能防腐涂层；飞溅区采用增加壁厚和涂覆玻璃鳞片环氧等高性能防腐涂层的方法；考虑技术可靠性和经济性，全浸区推荐采用涂层联合牺牲阳极阴极保护方式。

单桩基础内部，大气区及水位变动区考虑一定腐蚀裕量，全浸区采用涂层联合牺牲阳极阴极保护方式。

单个基础内部牺牲阳极块单重为138kg，阳极块数为75块，阳极重量为10.35t；外部牺牲阳极块单重为280kg，阳极块数为58块，阳极重量为16.24t。

（3）防冲刷设计

为防止桩周冲刷，沿单桩基础一定范围内采用吹填固化土防冲刷保护方案。本工程应在沉桩完成后及时进行防冲刷施工，保护桩周土体免受冲刷。固化土防冲刷保护措施已在国内海上风电场工程中成功应用。

3.4 生产工艺流程

3.4.1 新建平台

3.4.1.1 WZ6-8 WHPC 平台生产工艺流程

WZ6-8 WHPC 平台各油井所产物流经多相流量计计量后在生产管汇汇合，通过新建混输海管经 WZ6-13 WHPB 平台输送到 WZ12-1 PUQB 平台处理。

生产工艺流程见图 3.4-1。

图 3.4-1 WZ6-8 WHPC 平台生产工艺流程图

3.4.1.2 注水工艺流程

本项目新建平台的注水水源来自 WZ12-1 WHPC 平台处理后的生产水，经 WZ6-13 WHPB 平台通过注水海管输送到 WZ6-8 WHPC 平台。注水输送到 WZ6-8 WHPC 后，先经过注水过滤器过滤，再通过注水管汇分配至各个注水井回注地层。

WZ6-8 WHPC 平台注水系统最大注水量为 XXXXm^3/d，最大注入压力为 XXXXMPaA，注水水质要求：XXXX。WZ6-8 WHPC 平台注水系统主要设备包括：1 台 90m^3/h 的注水过滤器（篮式）；1 台 6″的注水收球筒；1 台 6″的注水管汇。

图 3.4-2 WZ6-8 WHPC 平台注水流程图

3.4.1.3 返排液处理流程

新建平台预留井中有 12 口压裂井需要压裂，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经 WZ6-13 WHPB 平台最终输往涠洲 12-1 中心处理平台生产流程进一步处理；分离出的气去火炬放空系统；分离出的污泥运回陆地处理。

图 3.4-3 WZ6-8 WHPC 平台返排液处理流程

3.4.2 依托设施工艺流程

3.4.2.1 WZ6-13 WHPB 平台工艺流程

WZ6-13 WHPB 平台生产物流经流量计计量后，与来自新建 WZ6-8 WHPC 平台和已建 WZ6-13 WHPA 平台的产液汇合，通过在建海管经由 WZ12-1WHPC 平台输送到 WZ12-1 PUQB 平台处理。

图 3.4-4 WZ6-13 WHPB 平台工艺流程图

3.4.2.2 WZ6-13 WHPB 平台注水流程

本项目新建平台的注水水源来自 WZ12-1 WHPC 平台处理后的生产水经现有海管输送到 WZ6-13 WHPA 平台（与 WZ6-13 WHPB 平台栈桥相连），通过 WZ6-13 WHPB 新增的注水缓冲罐及注水泵，经过新建海管输送至 WZ6-8 WHPC 平台回注地层。WZ6-13 WHPB 平台注水流程改造见图 3.4-5。

图 3.4-5 WZ6-13 WHPB 平台注水流程改造图

3.4.2.3 依托设施 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 工艺处理流程

上游平台 WZ6-9/6-10 WHPA、WZ6-8 WHPA、WZ6-8 WHPB、WZ6-1 WHPA、WZ11-2 WHPC 平台生产物流进入 WZ12-1 PAP 平台段塞流捕集器进行气液分离，分离出的液进入 WZ12-1 PUQ 平台的二级分离器。

WZ12-1 PUQ 平台物流经一级分离器分离后的液和 WZ12-1 WHPB 平台物流经生产分离器分离出的液以及上游平台来液一起进入 WZ12-1 PUQ 平台的二级分离器，分离后含水原油（含水 30%）经栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台处理。

上游平台 WZ11-2 WHPA、WZ11-1 WHPA、WZ11-1N WHPA、WZ11-4N WHPA/B/C、WZ11-2 WHPB、WZ12-1W WHPA、WZ12-2 WHPA、WZ12-2 WHPB、WZ12-2 WHPC、WZ6-12 WHPA、WZ12-8E WHPA、WZ12-8W WHPA 等平台的生产物流输送至 WZ12-1 PUQB 平台，与该平台井口物流混合后，进入段塞流捕集器进行气液分离。

本项目的生产物流与 WZ6-13 WHPA 平台、WZ6-13 WHPB 平台（在建）物

流通过在建海管输送到 WZ12-1 WHPC 平台后，与 WZ12-1 WHPC 平台生产物流一起通过栈桥输送至 WZ12-1PUQB 平台，与其他平台产液混合经段塞流捕集器处理后进入一级分离器处理；WZ5-3 WHPA 平台分离出的油和水通过混输海管输送到 WZ12-1 WHPC 平台，通过栈桥输送至 WZ12-1PUQB 平台进入一级分离器与其他平台产液混合进行处理，经过一级分离器、二级分离器和电脱水器处理合格的原油通过栈桥输送至 WZ12-1 PAP 平台后通过已建输油海底管道输往涠洲终端。

段塞流捕集器、各级分离器分离出的伴生气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过已建海底管道输送至涠洲终端；分离出的生产水进入 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统统一处理。

WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台生产工艺流程见图 3.4-6。

图 3.4-6 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台工艺处理流程

3.4.2.4 WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理流程

WZ12-1 PUQ 平台生产物流经分离后产生的生产水经撇油罐、水力旋流器处理后部分通过栈桥输往 WZ12-1 PUQB 平台缓冲罐，剩余部分经改性纤维球过滤器处理达标后排海。

本项目生产物流经分离后产生的生产水在 WZ12-1 PUQB 平台经生产水撇油罐、水力旋流器、纤维球/双介质过滤器处理后，部分经缓冲罐通过栈桥输往 WZ12-1 WHPC 平台生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至 WZ12-1 PUQ 平台回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海。WZ12-1 WHPC 平台采用“微气泡气浮+粗过滤器+高速旋流过滤器+纳米陶瓷旋流过滤器”处理流程，生产水处理达标后部分在本平台回注，部分输往涠洲油田群部分平台回注。

WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 生产水处理流程见图 3.4-7。

图 3.4-7 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理流程

3.5 依托设施改造与校核

3.5.1 已建设施改造

为了适应本项目的接入，将对现有的 WZ6-13 WHPB 平台、WZ6-13 WHPA 平台、WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台进行适应性改造。

3.5.1.1 WZ6-13 WHPB 平台适应性改造

在 WZ6-13WHPB 平台的中层甲板夹层预留位置新增注水发球器。在 WZ6-13WHPB 的下层甲板预留位置新增注水泵、注水泵滤器、注水缓冲罐、清管球收球器。WZ6-13WHPB 平台适应性改造布置见图 3.5-1 和图 3.5-2。

图 3.5-1 WZ6-13WHPB 平台中层甲板夹层改造布置图

图 3.5-2 WZ6-13WHPB 平台下层甲板夹层改造布置图

3.5.1.2 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造

4 台单机容量 12.5MW 的风机按照 2 路 2+2 模式分别接入 WZ12-2 WHPC 和 WZ12-2 WHPA 平台 SF6 高压开关：WTG1 和 WTG2 风电机组接入 WZ12-2 WHPC 预留高压开关柜 VCB006，WTG3 和 WTG4 风电机组接入 WZ12-2 WHPA 平台新增的高压开关柜 VCB09。

本项目新增 7 面控制屏柜，包括 2 面 WTG1 和 WTG2 风机监控系统屏柜、1 面电能质量在线监测柜、1 面风功率预测柜、1 面综合能源管理系统柜，共 5 面屏柜布置在 WZ12-2 WHPC 平台的主开关间；2 面 WTG3 和 WTG4 风机监控系统屏柜，布置在 WZ12-2 WHPA 平台的主开关间。

3.5.2 依托设施校核

3.5.2.1 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台校核

本项目产液输送至 WZ12-1 WHPC 平台后，通过栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台进行油、气、水处理，处理后的生产水进一步输送至 WZ12-1 WHPC 平台进行精细化处理达标后部分在本平台回注，部分输往涠洲油田群部分平台回注，部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海。

经校核，本项目投产后 WZ12-1 PUQ/WZ12-1 PUQB 平台原油最大处理量为 XXXXm^3/d，小于其原油处理能力 XXXXm^3/d，WZ12-1 PUQ/PUQB 平台生产水最大处理量为 XXXXm^3/d，小于其生产水处理能力 XXXXm^3/d，WZ12-1 WHPC

平台生产水最大处理量为 XXXXm^3/d，未超其生产水处理能力 XXXXm^3/d。WZ12-1 PUQ 生产水最大排放量为 XXXXm^3/d，小于生产水排放批复总量 XXXXm^3/d，满足依托需求，详见表 3.5-1~表 3.5-3。

3.5-1 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台物流平衡表

年份	WZ6-8WHPC 来液（本项目）①			在建项目 WZ6-13WHPB 来液②			现有项目来液量③			规划项目④			WZ12-1PUQ/ PUQB/WHPC 平台处理量⑤			WZ11-4 油田外输油气量⑥		伴生气消耗量⑦		回注水量⑧	排放水量⑨	外输终端量⑩	
																		燃料气用量	注气需求				
	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	水	油	气	气	气	水	水	油	气
	m^3/d	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$	$10^4 m^3/d$	$10^4 m^3/d$	m^3/d	m^3/d	m^3/d	$10^4 m^3/d$
2027																							
2028																							
2029																							
2030																							
2031																							
2032																							
2033																							
2034																							
2035																							
2036																							
2037																							
2038																							
2039																							
2040																							
2041																							
2042																							
2043																							
2044																							
2045																							
2046																							
2047																							
2048																							
2049																							
2050																							
2051																							

注：1、规划项目④包括 WS1-6、WS1-5、WS1-4 平台物流，最终以项目设计文件为准；

2、WZ11-4 油田外输油越站 WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台，直接输送至涠洲终端；WZ11-4 油田外输气部分在 WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台作为燃料气和注气等利用，剩余部分输送至涠洲终端；

3、生产水优先考虑回注，剩余排海，回注水量⑧为 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台输往涠洲油田群部分平台的回注水量，注水明细见表 3.5-2；

4、WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台处理量⑤=①+②+③+④；排放水量⑨=⑤-⑧；外输终端量⑩油=⑤+⑥；外输终端量⑩气=⑤+⑥-⑦。

表 3.5-2 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台回注水量明细表(m^3/d)

年份	WZ6-13 WHPA	WZ12-1 WHPC	WZ6-8 WHPB	WZ12-1 WHPB	WZ6-8 WHPC	WZ6-13 WHPB	WZ12-1 PUQ	WZ11-2 WHPC	WZ6-9/6-10WHPA	合计
2027										
2028										
2029										
2030										
2031										
2032										
2033										
2034										
2035										
2036										
2037										
2038										
2039										
2040										
2041										
2042										
2043										
2044										
2045										
2046										
2047										
2048										
2049										
2050										
2051										

表 3.5-3 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台油气水处理能力校核

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
WZ12-1 PUQ+ WZ12-1 PUQB						
WZ12-1 WHPC						
校核结果	满足		满足		满足	

3.5.2.2 WZ6-13 WHPA 平台校核

依托的 WZ6-13 WHPA 平台原生产岗位 16 人（含在建 WZ6-13 WHPB 平台增加岗位 4 人），本项目投产后，新增生产岗位 4 人，合计 20 人，分两班，每班作业人数为 10 人。生活楼定员数 12 人，每班作业人数不超生活楼定员。根据已批复的环评《涠洲 6-13 油田开发项目环境影响报告书》（国海环字[2016]473 号）WZ6-13 WHPA 平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 15 的 1.2 倍（即 18 人）估算生活污水排放量为 2079m^3/a（6.3m^3/d），其中 COD 为 0.625t/a。本项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台产生的生活污水在该平台处理达标后排海，WZ6-13 WHPA 平台生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评批复总量。

依托的 WZ6-13 WHPA 平台生活污水处理能力为 8.25m^3/d，采用生化电解式生活污水处理设施。满足本项目投产后生活污水处理能力要求。

3.5.2.3 依托海管校核

本项目依托 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ12-1 WHPC 平台混输海管（在建）输送物流至 WZ12-1 WHPC 平台；依托 WZ12-1 PAP 平台至涠洲终端输油海底管道输送合格原油至涠洲终端；依托 WZ12-1 PUQ 平台至涠洲终端输气海底管道（8″高压）和 WZ12-1PUQ 至涠洲终端输气海底管道（14″在建）输送天然气至涠洲终端。依托海底管道基本情况及校核情况见表 3.5-5。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。管道在达到设计年限前，应进行延寿评估，以保证管道的使用安全。

表 3.5-4 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(℃)	最高操作温度（℃）	校核结果
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ12-1 WHPC 平	2026								满足

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(℃)	最高操作温度（℃）	校核结果
台混输海管（在建）									
WZ12-1PAP 至终端输油海底管道	2010								满足
WZ12-1PUQ 至涠洲终端输气海底管道（高压）	1998								满足
WZ12-1PUQ 至涠洲终端输气海底管道（在建）	2026								满足
WZ12-1PUQB 至 WZ6-13WHPA 注水管道	2018								满足

注：1.根据 2024 年 WZ12-1 PAP 平台至涠洲终端输油海底管道评估报告，预测 2031 年前满足要求。2.管道在达到设计年限前，应进行延寿评估，以保证管道的使用安全。

3.5.2.4 终端校核

本项目依托已建海底管道输送合格原油至涠洲终端，经校核，本项目投产后涠洲终端最大原油处理量为 XXXXm^3/d，小于其原油处理能力 XXXXm^3/d；最大天然气处理量为 XXXXSm^3/d，小于其天然气处理能力 XXXXSm^3/d；能够满足本项目接入要求，无需改造。

表 3.5-5 涠洲终端油气水处理能力校核

设施		生产预测（m^3/d）	处理能力（m^3/d）	校核结果
涠洲终端	原油			满足
	天然气			满足

3.6 施工和建设方案

3.6.1 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、平台海上安装、调试、海底管缆的铺设以及依托设施的相关改造等。本项目施工计划见表 3.6-1，施工总天数约为 1026 天，最大同时作业人数为 810 人，其中电力辅助平台海缆铺设挖沟作业时间为 2027 年 4 月 9 日~2027 年 5 月 23 日，油气海缆铺设挖沟作业时间为 2027 年 3 月 20 日~2027 年 4 月 8 日，油气海管铺设挖沟作业时间为 2027 年 3 月 20 日~2027 年 6 月 27 日，海管缆挖沟作业避开了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的特别保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日）。

表 3.6-1 本项目施工进度计划表

任务名称	开始时间	完成时间
WZ6-8 WHPC 平台导管架海上安装		
WZ6-8 WHPC 平台组块海上安装		
电力辅助平台基础海上安装		
风机海上安装		
WZ6-8 WHPC 平台组块海上调试		
电力辅助平台海缆铺设调试		
油气海缆铺设调试		
海管铺设调试		
电力辅助平台连接调试		
WZ6-8 WHPC平台钻井(第一批4口)		

3.6.2 施工船舶

本项目所使用的各类施工船舶应满足工程能力要求，可能会根据实际情况选择同等类型船舶，见表 3.6-2。

表 3.6-2 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）
钻完井	初期钻井	自升式钻井船			
		拖轮			
	预留井	自升式钻井船			
		拖轮			
	压裂作业	压裂船			
		支持船			
导管架安装		浮吊			
		驳船			
上部组块安装		浮吊			
		驳船			
海管铺设调试		铺管船			
		驳船			
		挖沟船			
		浮吊 1			
		浮吊 2			
		守护船			
海底电缆铺设调试		铺缆船			
		多功能船			
		拖轮			
依托平台改造		驳船			
海上连接及调试		守护船			

施工内容		施工船舶	数量（艘）	施工天数(d)	施工人数（人）
电力辅助平台	电力辅助平台基础施工	起重船（配置液压打桩锤）			
		浮式起重船			
		驳船			
		拖 轮			
		交通艇			
		抛锚艇			
		补给船			
	风机安装工程	自升式起重船			
		履带式起重机			
		可自航式甲板驳船			
		拖轮			
		交通艇			
		抛锚艇			
		补给船			
	海底电缆铺设调试	铺缆船			
		多功能船			
		拖轮			
		守护船			
	依托平台改造	驳船			
	电力辅助平台连接调试	守护船			

3.6.3 钻完井作业

本项目 WZ6-8 WHPC 平台采用自升式钻井船进行钻完井及修井作业。

3.6.4 平台安装

新建平台导管架计划在陆上场地建造，滑移装船，滑移下水，海上吊装就位。施工船舶采用浮吊，打入钢桩和隔水套管并安装各类附件。甲板组块在陆上场地建造，滑移装船，采用船舶运输到现场，采用浮吊吊装安装。

3.6.5 钻完井方案

新建 WZ6-8 WHPC 平台设置 24 个井槽（4 口单筒双井），先期钻井 11 口井（包括 6 口采油井，5 口注水井），预留 17 口井，采用自升式钻井船进行钻完井作业。先期钻井总进尺 62558m，主井眼平均井深 5687m，最大井深 6423m。采用批钻方式进行钻井。

图 3.6-1 WZ6-8 WHPC 平台井槽布置图

本项目先期开发的 11 口生产井中 C1H、C3H、C5M、C10H 和 C11H 为注

水井，由于油田储层压力较高，上述5口生产井先期排液生产（前期采油），待压力下降后转为注水井。注水井前期采油采用双电泵生产兼注水管柱。其注水层段与采油层段一致。采用一体式管柱形式，原管柱直接转注，不新增转注井下施工，泵下设置滑套，泵前设置单流阀，前期采油阶段滑套打开，转注水时钢丝作业关闭滑套。

表 3.6-3 生产井转注计划表

井别	井名	试运行时间	转注（注水）时间
生产井	C1H		
生产井	C3H		
生产井	C5M		
生产井	C10H		
生产井	C11H		

新建平台预留井中有12口压裂井（预计2031年-2032年，2038年）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。目标压裂井第一段采用趾端破裂阀压裂，后续层段通过电缆下入可溶桥塞及射孔连作工具，坐封、丢手、射孔；地面投入配套可溶球压裂。压裂井单井预估压裂13段，每段3簇，压裂施工排量在10m^3/min。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》。

3.6.5.1 井身结构

本项目新钻井井身结构及套管程序见表3.6-4，典型井井身结构见图3.6-2和图3.6-11，实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。

表 3.6-4 各类型井身结构设计结果

分类	井号	井深(m)	钻头尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
第一类4500~5000m水平注水井（3口）	C1H、C3H、C10H	4713		
第二类大于5600m水平注水井（1口）	C11H	5646		
第三类4500~5000m	C9H	5048		

分类	井号	井深(m)	钻头尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
水平采油井（1口）				
第四类小于4500m水平分支采油井（1口）	C2M	4211		
第五类大于4500m水平分支采油井	C4M	4709		
第六类大于6000m定向采油井（1口）	C6	6187		
第七类5000~5500m分支注水井（1口）	C5M	5623		
第八类大于6000m水平分支采油井（1口）	C8M	6423		
第九类带领眼的水平分支井（1口）	C7M	5435		
预留井（17口）	参考C6	6187		

图 3.6-2 第一类4500~5000m水平注水井井身结构示意图

图 3.6-3 第二类大于5600m水平注水井井身结构示意图

图 3.6-4 第三类4500~5000m水平采油井井身结构示意图

图 3.6-5 第四类小于4500m水平分支采油井井身结构示意图

图 3.6-6 第五类大于4500m水平分支采油井井身结构示意图

图 3.6-7 第六类大于6000m定向采油井井身结构示意图

图 3.6-8 第七类5000~5500m分支注水井井身结构示意图

图 3.6-9 第八类大于6000m水平分支采油井井身结构示意图

图 3.6-10 第九类带领眼的水平分支井井身结构示意图

图 3.6-11 预留井井身结构示意图（参考C6井）

3.6.5.2 钻井液体系

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

本项目16″井段推荐采用水基钻井液钻进，其他井段均采用油基钻井液体系，见表 3.6-5。

表 3.6-5 本项目钻井液体系

井段	钻井液类型
16"	水基钻井液
12-1/4"	油基钻井液
8-1/2"	油基钻井液
6"	油基钻井液

3.6.6 海底管缆铺设施工方案

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。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，混输海管拟采用“HYSY202”或同等能力铺管船进行铺设，挖沟速度为3000m/d，其中埋深为1.5m，挖沟截面示意图见图 3.6-11；注水海管采用泽安、华通等船舶进行挠性管的铺设，挖沟速度为3000m/d，其中埋深为2m，挖沟截面示意图见图 3.6-12。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 3.6-13。

本项目新建海底管道与周边管道电缆共将产生19处交叉跨越。跨越施工方式为在已建管缆上方先铺设一层混凝土压块，然后将新建海管铺设到混凝土压块上，最后在新建海管上方再铺设一层混凝土压块覆盖。本项目新建海管和周边管缆交越情况见表 3.6-6。

图 3.6-11 海底混输管道挖沟截面示意图

图 3.6-12 海底注水管道挖沟截面示意图

图 3.6-13 海底电缆挖沟截面示意图

表 3.6-6 本项目新建管缆和周边管缆跨越情况统计

本项目海管名称	跨越管缆名称
新建 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台的海底混输管道 新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底注水管道 新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆	WZ12-1PUQB 平台至涠洲终端的海底电缆（交越 3 次）
	WZ12-1PUQ 平台至涠洲终端的输气海底管道（高压）（交越 3 次）
	WZ12-1PUQ 平台至涠洲终端的输气海底管道（低压）（交越 3 次）
	WZ12-1PAP 平台至涠洲终端的海底电缆（交越 3 次）
	WZ12-1PAP 平台至涠洲终端的海底混输管道（交越 3 次）
新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底注水管道	WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPB 平台的海底注水管道（WZ6-13WHPB 平台侧交越 2 次）
新建 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆	WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPB 平台的海底注水管道（WZ6-13WHPB 平台侧交越 2 次）

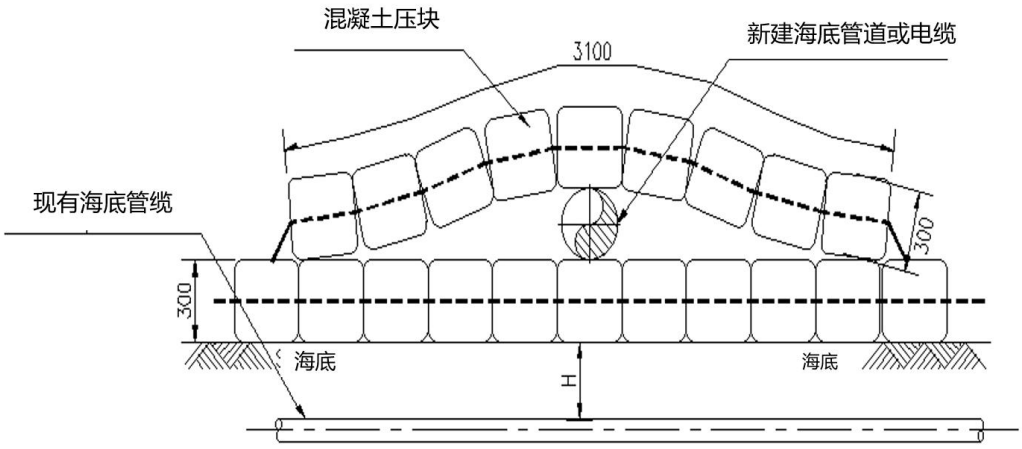


图 3.6-14 海底管缆与已有管缆交越点纵剖面示意图

3.6.7 电力辅助平台施工

3.6.7.1 基础施工

本工程电力辅助平台采用单桩基础。单桩基础钢管桩桩径约 10.5m，重量约为 2200t，桩长约为 100~110m，入泥约 60m。施工流程主要为：钢管桩沉桩施工→基础保护施工→附属构件安装。

（1）钢管桩沉桩施工

拟采用整根长管桩的沉桩施工方式。管桩可在自身重量的作用下插入海床一定深度，桩顶的液压打桩锤放置后，锤重亦可让单桩基础下沉一定的量。在

正式打桩前，应采用小功率轻打，并在打桩过程中，随时监测桩身的垂直度，再逐步加大功率至额定功率打桩。

（2）基础保护施工

单桩基础周围采用固化土防护的方式进行基础外部裸露表面的保护工作。固化土液浆使用专用泵送设备进行固化土吹填，吹填结束后，辅以潜水员和扫测设备进行固化土成型质量检测，确保达到设计标高和尺度范围，并严密监测海水养护状态，保证海水养护至指定龄期。

（3）附属构件施工

本工程单桩基础采用集成式附属构件，采用起重船整体吊装至钢管桩上。

3.6.7.2 风机安装

本项目采用分体安装方案的风机设备组装与吊装方案。

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

3.6.7.3 海底电缆施工

同“3.6.6 海底管缆铺设施工方案”章节。

3.7 产污环节分析

3.7.1 建设阶段

建设阶段的主要工作内容包括平台海上安装、钻完井作业、海底管缆铺设等工作。

在平台安装过程中，将有拖轮、工作船等施工船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶污染物（船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾）。

钻完井过程中将产生钻井液、钻屑，压裂作业产污环节为返排阶段产生压裂返排液，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。

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

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

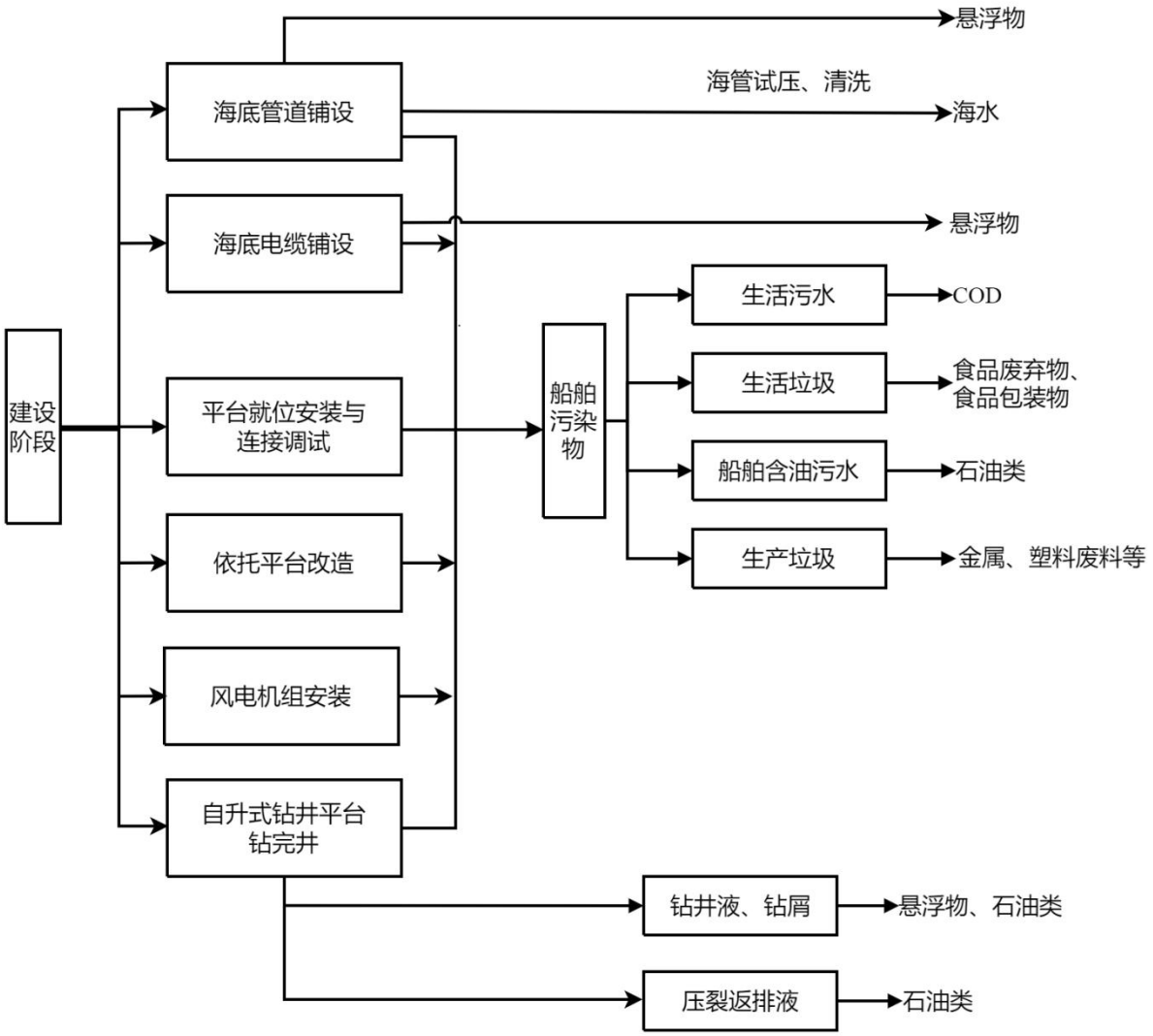


图 3.7-1 建设阶段主要产污环节和污染物种类

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和风机的生产作业区，产生的污染物主要包括含油生产水、生产垃圾、生活污水、牺牲阳极锌释放、风机产生的噪声、风机运行对区域鸟类迁徙、栖息及其生境的影响等。

海上生产阶段产污环节及污染物种类见图 3.7-2。

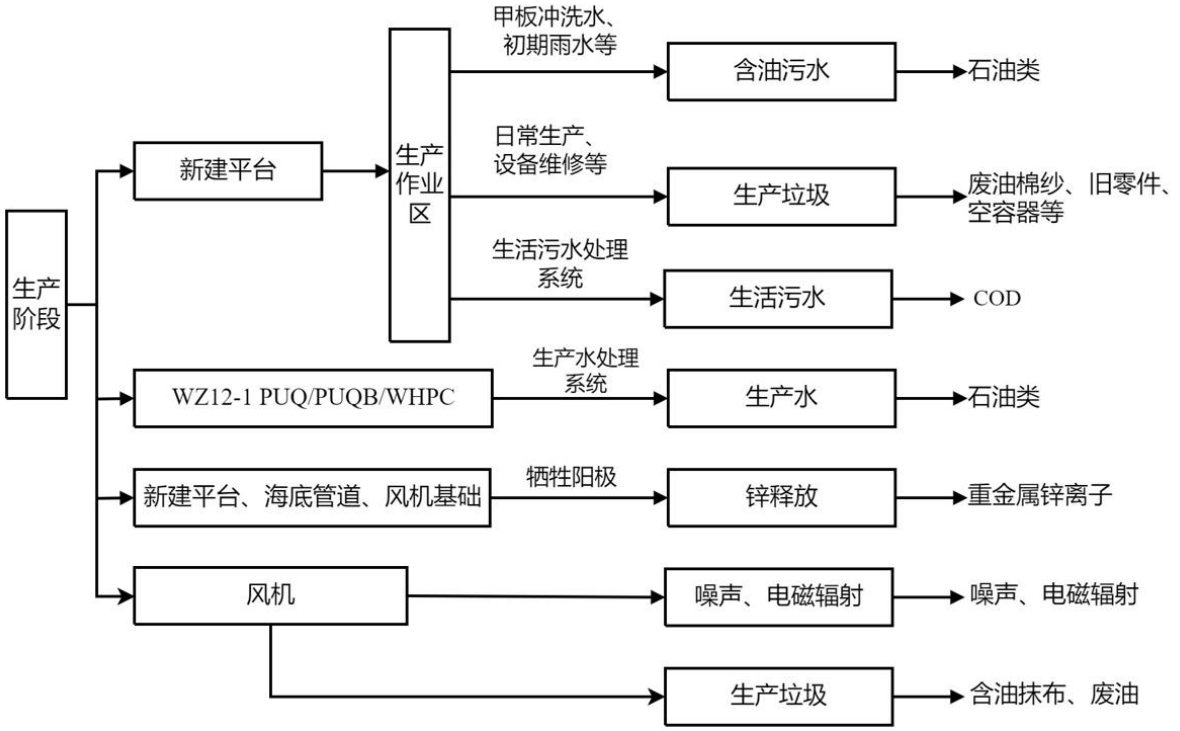


图 3.7-2 生产阶段主要产污环节和污染物种类

3.8 污染源强核算

3.8.1 建设阶段

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

3.8.1.1 钻屑

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

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

式中：V 为钻屑体积（m^3）；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，WZ6-8 WHPC 平台先期钻井 11 口钻屑总量约为 11279m^3（堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 7066m^3（堆体积），油基钻井液钻屑量 4213m^3（堆体积）；包含预留井槽产生的钻屑总量约为 32467m^3（堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 20802m^3（堆体积），油基钻井液钻屑量 11665m^3（堆体积）；经核算，本项目钻屑最大排放速率约 114m^3/d。

本项目钻屑量统计见表 3.8-1。

表 3.8-1 WZ6-8 WHPC 平台钻屑量计算结果（堆体积）

类别		井数（口）	总钻屑量（m^3）	非钻井油层水基钻井液钻屑量（m^3）	油基钻井液钻屑量（m^3）	钻屑排放速率（m^3/d）
WZ6-8 WHPC	先期钻井	11	11279	7066	4213	114m^3/d
	预留井	17	21188	13736	7452	
	合计	28	32467	20802	11665	

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

本项目水基钻井液钻屑和钻井油层水基钻井液钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排放。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置。

油基钻井液钻屑经甩干后进行现场热脱附处理，热脱附装置布置在钻井船上，处理后的钻屑在符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）的要求后排海。钻屑处理措施详见10.1.1章节。

3.8.1.2 钻井液

本项目新建平台钻井采用水基钻井液和油基钻井液体系。钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主

要有四个：外排钻屑黏附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。钻井液产生量计算公式如下：

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

式中：V---钻井液体积（m^3）；

V_1—钻屑黏附量（m^3），$V_1=V_{钻屑量}\times10\%$（m^3）；

V_2—起钻携带量（m^3），V_2=起钻次数×10m^3/次；

V_3—固井置换量（m^3），V_3=固井次数×15m^3/次；

V_4—一次性排放量（m^3），V_4=套管内泥浆量+$V_{泥浆池}\times90\%$（m^3）。

经核算，WZ6-8 WHPC 平台先期11口井非钻井油层水基钻井液产生量约为13130m^3，油基钻井液产生量约为19252m^3；包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为35463m^3，油基钻井液产生量约为49024m^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将全部运回陆地处理；油基钻井液全部运回陆地交由资质的单位处理。钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中，根据井身结构和批钻情况计算，钻井液一次性最大排放量约为1314m^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）

类别		井数(口)	钻井液总量	非钻井油层水基钻井液量	油基钻井液量
WZ6-8 WHPC平台	先期钻井	11	32382	13130	19252
	预留井	17	52105	22333	29772
	合计	28	84487	35463	49024

3.8.1.3 压裂返排液

本项目WZ6-8 WHPC平台预留井中有12口压裂井需要压裂，根据目前单口压裂目标井设计的压裂泵注程序，预计单口压裂井进入地层的压裂液量约13600m^3，压后返排率约为60%，按保守估计预计产出的返排液量约8160m^3。12口压裂井预计产出的总返排液量约97920m^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，进入海底管线最终输往涠洲12-1中心处理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)标准后全部在涠洲油田群部分平台回注。

3.8.1.4 悬浮物

（1）海底管道挖沟产生的悬浮物

本项目海底管道采用后挖沟、自然回填的铺设方式，采用喷射式挖沟机。混输海管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3000m，自然回填。核算铺设海底管道挖沟产生悬浮物总量为3155m^3。注水海管挖沟截面近似为梯形，上底宽5m，下底宽2m，埋深2m，平均挖沟速度为每天3000m，自然回填。核算铺设海底管道挖沟产生悬浮物总量为4294m^3。

本项目新铺5条海底电缆均采用边铺边埋、自然回填的铺设方式，采用喷射式挖沟机，截面近似为梯形，上底宽1.5m，下底宽0.5m，埋深2m，平均挖

沟速度为3000m/d。

海管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/cm^3。保守考虑本项目起沙率10.0%进行核算，项目海底管道悬浮物产生最大速率为44.5kg/s。

表 3.8-3 铺设海底管道施工情况和悬浮物源强

海管名称	长度（km）	挖沟深度（m）	悬浮物总量（m^3）	悬浮物排放速率（kg/s）
WZ6-8 WHPC平台至WZ6-13 WHPB平台海底混输海管	5.7	1.5	3155	32.7
WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台海底注水管道	5.7	2	4294	44.5
WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台的海底电缆	5.7	2	1140	11.8
WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台的海底电缆	0.88	2	180	11.8
WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台的海底电缆	0.88	2	180	11.8
WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆	3.1	2	620	11.8
WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆	4.8	2	960	11.8
合计	/	/	10529	/

（2）平台打桩产生的悬浮物

本工程桩基用液压打桩锤施打沉桩，沉桩施工振动会导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，并可能影响局部沉积物环境。根据类似工程实际施工经验，打桩悬浮物浓度不高，打桩期间产生的悬浮物忽略不计。

3.8.1.5 试压水

新建海底管道铺设完毕后，需要对海管进行试压，本项目新铺设2条海管在试压过程中会产生部分试压水，产生量合计约289m^3。试压全部采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物。

3.8.1.6 船舶污染物

海上施工过程中作业船舶和作业人员将产生船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等污染物。其中船舶含油污水和生活污水经处理达标后排海，

生活垃圾中食品废弃物按照排放标准要求处理达标后排海，食品包装物及生产垃圾全部运回陆地处理。

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

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（0.3~0.5）m^3/（船·日），本次铺缆船、铺管船、浮吊、驳船等计算取 0.5m^3/（船·日）；一般工作船舶含油污水产生量按（3~5）m^3/（船·月），本次拖轮、交通艇、抛锚艇、补给船等计算取 5m^3/（船·月）。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 1556.67m^3。

b. 生活污水

在海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶、钻完井阶段的厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计约为 30611.70m^3。

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

c. 生活垃圾

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1kg/（人·日）计算；其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）计算。由此估算出本项目建设阶段共产生生活垃圾约 131.19t，其中食品废弃物 87.46t。

d. 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据统计资料，大型施工船舶按 5t/年计算，小型船舶按 0.5t/年计算。由此估算出本项目建设阶段生产垃圾产生量总计约为 33.60t。

建设阶段船舶污染物估算结果见表 3.8-4。

表 3.8-4 本项目建设阶段船舶污染物核算结果

施工内容	施工船舶	数量（艘）	施工天数（d）	施工人数（人）	船舶含油污水(m^3)	生活污水(m3)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
钻完井	拖轮							
	压裂船							
	支持船							
导管架安装	浮吊							
	驳船							
上部组块安装	浮吊							
	驳船							
混输海管铺设调试	铺管船							
	驳船							
	挖沟船							
	浮吊 1							
	浮吊 2							
	守护船							
海底电缆挖沟铺设	铺缆船							
	多功能船							
	拖轮							
依托平台改造	驳船							
海上连接及调试	守护船							
电力辅助平台基础施工	起重船（配置液压打桩锤							
	浮式起重船							
	驳船							
	拖轮							
	交通艇							
	抛锚艇							
	补给船							
风机安装工程	自升式起重船							
	履带式起重机							
	驳船							
	拖轮							
	交通艇							
	抛锚艇							
	补给船							
海底电缆挖沟铺设调试	铺缆船							
	驳船							
	拖轮							
	守护船							
依托平台改造	驳船							

施工内容	施工船舶	数量（艘）	施工天数（d）	施工人数（人）	船舶含油污水(m^3)	生活污水(m3)	生活垃圾(t)	生产垃圾(t)
电力辅助平台连接调试	守护船							
合计								

3.8.1.7 钻井船

本项目 WZ6-13 WHPB 平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，在作业期间产生机舱含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等。根据开发工程中参加作业天数及作业人数，同时根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，钻井船机舱含油污水产生量按 0.5m^3/（日）计算，钻井船产生含油污水量为 505.0m^3；生产垃圾按 25t/月计算，钻井船生产垃圾产生量为 841.7t；生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算，估算钻井船生活污水产生量约为 45955.0m^3；生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1kg/（人·日）；其他生活垃圾按 0.5kg/（人·日），由此估算钻井船产生生活垃圾约 197.0t，其中食品废弃物 131.3t。

3.8.1.8 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.8-5。

表 3.8-5 建设阶段污染物汇总

污染物		产生量	最大排放量	排放速率/源强	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑（含预留井）（m^3）	非钻井油层段水基钻井液钻屑					
	油基钻井液钻屑					
	合计					
钻井液（含预留井）（m^3）	非钻井油层段水基钻井液					
	油基钻井液					
	合计					
压裂返排液						
钻井船污染物	生活污水（m^3）					
	生活垃圾（t）					
	含油污水（m^3）					
	生产垃圾（t）					

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
悬浮物（m^3）						
海管试压水（m^3）	新建海管					
船舶污染物	生活污水（m^3）					
	生活垃圾（t）					
	船舶含油污水（m^3）					
	生产垃圾（t）					

3.8.2 生产阶段

生产阶段产生的污染物主要是生产水、生产垃圾、牺牲阳极锌释放、生活污水、生活垃圾、风机产生的噪声等污染物以及风机运行生态影响。

3.8.2.1 生产水

WZ6-8 WHPC平台物流通过海底混输管道经由WZ6-13 WHPB平台（越站）、WZ12-1WHPC平台（越站）输送到WZ12-1 PUQB平台处理。物流在WZ12-1 PUQB平台的各级分离器和电脱水器进行油气水分离，分离出的生产水在WZ12-1 PUQB平台经生产水缓冲罐、水力旋流器、纤维球过滤器/双介质过滤器处理后，部分经缓冲罐通过栈桥输往WZ12-1 WHPC平台生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至WZ12-1 PUQ平台回注地层，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海。经过WZ12-1 WHPC平台精细化处理后的生产水部分在本平台回注，部分输往涠洲油田群部分平台回注。水平衡见表 3.5-1。

本项目产生生产水最大量为1557m^3/d，在WZ12-1 PUQB平台和WZ12-1 WHPC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）标准后部分在涠洲油田群部分平台回注地层，其余部分在WZ12-1 PUQ平台达标排海（石油类≤20mg/L），排海总量不超原环评批复总量。

3.8.2.2 其他含油污水

本项目新建平台上设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，用于收集甲板初期雨水和冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。根据统计数据，本项目新建平台的其它含油污水产生量约60m^3/a。

3.8.2.3 生产垃圾

在项目生产阶段产生的生产垃圾主要是废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平

台生产垃圾产生量按XXXXt/年·万吨油当量计算。本项目投产后最大年产油当量约XXXXt/a，据此估算生产垃圾产生量约XXXXt/a。生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。

风机日常维护，定期更换齿轮箱润滑油，将产生少量含油抹布或棉纱废物，根据陆上同类工程类比情况，维护产生的废物量约为XXXXkg/a；单台机组每年更换的润滑油类约XXXXt/a，四台机组每年更换的润滑油类约XXXXt/a。

3.8.2.4 平台和海管牺牲阳极中锌的释放量

新建WZ6-8 WHPC平台全浸区的外部腐蚀控制采用外加电流联合牺牲阳极阴极保护方案，并设置一套阴极保护监测系统，牺牲阳极设计保护年限3年。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，铝基牺牲阳极除铝外，重金属主要成分为锌，导管架阳极块锌含量为5.75%，单块阳极块净重为71.7kg，阳极块数量为235块，释放到海水中的锌总量为0.969t，锌释放源强0.323t/a（0.0102g/s）。

本项目WZ6-8 WHPC平台至WZ6-13 WHPB平台混输海管阳极块锌含量为5.75%，单块阳极块净重约为82.8kg，阳极块的间隔约为97.6m，释放到海水中的锌总量为0.309t，锌释放源强0.012t/a（3.9×10^{-4}g/s）。

本项目WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台海底注水管道立管部分阳极块锌含量为5.75%，单块阳极块净重约为33.8kg，阳极块的间隔约为12.2m，释放到海水中的锌总量为0.012t，锌释放源强0.0005t/a（1.5×10^{-5}g/s）。

单座电力辅助平台基础内部牺牲阳极块单重为138kg，阳极块数为75块，阳极重量为10.35t；外部牺牲阳极块单重为280kg，阳极块数为58块，阳极重量为16.24t。四座电力辅助平台释放到海水中的锌总量为6.116t，锌释放源强0.245t/a（0.008g/s）

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	单块净重（kg）	数量（块）	锌含量（%）	单块阳极锌含量（kg）	释放锌总量（t）	每年释放到海水中的锌（t/a）
WZ6-8 WHPC平台							
WZ6-8 WHPC平台至WZ6-13 WHPB混输海管							

平台和管道名称		牺牲阳极设计年限	单块净重（kg）	数量（块）	锌含量（%）	单块阳极锌含量（kg）	释放锌总量（t）	每年释放到海水中的锌（t/a）
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台海底注水管道（立管部分）								
风机	单座电力辅助平台基础内部							
	单座电力辅助平台基础外部							
	单座电力辅助平台							
	4 座电力辅助平台合计							

3.8.2.5 生活污水和生活垃圾

WZ6-8 WHPC 平台为无人平台，设有 10 人临时休息区，配备 30 人的救生艇。本项目依托的 WZ6-13 WHPA 平台为有人平台，新增生产岗位 4 人，物流依托的 WZ12-1 PUQB/WHPC 平台不新增定员。

（1）生活污水

新建 WZ6-8 WHPC 平台为无人平台。由于钻修井作业、压裂作业、检修维护等需要临时人员登平台，预计临时登平台的天数 100~365 天/年（仅 2031 年考虑压裂井作业较多需登平台约 365 天，其他年份登平台时间约 100 天/年~211 天/年），因此平台污染物计算作业天数按照年最大 365 天估算，作业人数按照救生艇作业人数（30 人）的 1.2 倍，即 36 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3，则新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水产生量约为 12.6m^3/d（4599m^3/a）。本项目在新建 WZ6-8 WHPC 平台设置一套电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 15.2m^3/d，能够满足本平台的处理需求。生活污水进入电解式生活污水处理装置进行处理，处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后海面排海。

依托的 WZ6-13 WHPA 平台原生产岗位 16 人（含在建 WZ6-13 WHPB 平台增加岗位 4 人），本项目投产后，新增生产岗位 4 人，合计 20 人，分两班，每班作业人数为 10 人。生活楼定员数 12 人，每班作业人数不超生活楼定员。根据已批复的环评《涠洲 6-13 油田开发项目环境影响报告书》（国海环字[2016]473 号）WZ6-13 WHPA 平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 15 的 1.2 倍（即 18 人）估算生活污水排放量为 2079m^3/a（6.3m^3/d），其中 COD 为 0.625t/a。本

项目投产后WZ6-13 WHPA平台产生的生活污水处理达标后在该平台排海，WZ6-13 WHPA平台生活污水排放量和COD排放量未超原环评批复总量。

（2）生活垃圾

本项目生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。本项目投产后，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，WZ6-8 WHPC平台生活垃圾产生量约1.5kg/（人·日），其中食品废弃物按1kg/（人·日），其它生活垃圾按0.5kg/（人·日）。新建WZ6-8 WHPC平台生活垃圾产生量约为19.71t/a，其中食品废弃物产生量约为13.14t/a，其他生活垃圾产生量为6.57t/a，全部运回陆地处理。

本项目投产后，依托的WZ6-13 WHPA平台新增生产岗位4人，根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，海上平台生活垃圾产生量约1.5kg/（人·日），其中食品废弃物按1kg/（人·日），其它生活垃圾按0.5kg/（人·日），WZ6-13 WHPA平台新增生活垃圾产生量约为2.19t/a，其中食品废弃物产生量约为1.46t/a，其他生活垃圾产生量为0.73t/a。新增生活垃圾同WZ6-13 WHPA平台原生活垃圾一起全部运回陆地处理。

3.8.2.6 风机噪声

（1）风机噪声分析

本工程运行期主要噪声源为风力发电机组工作过程中在风及运动部件的激励下，叶片及机组部件产生了较大的噪声，其噪声源主要有机械噪声及结构噪声、空气动力噪声、通风设备噪声。

风机运行过程中产生的噪声主要由有机械及结构噪声和空气动力噪声组成，空气动力噪声主要由叶片快速转动从而形成气流湍流扰动形成，因此叶片转速越高造成的空气动力噪声越强。

参考文献(Møller H and Pedersen C S,2011)对大容量风机噪声的预测，12.5MW风机的水上噪声源等效声级约为113dB(A)。

（2）水下噪声

营运期的水下噪声主要由风机运转而产生，尤其是低频噪声通过结构振动经塔筒、风机桩基等不同路径传入水中而产生了水下噪声。根据厦门大学实测东海大桥海上风电场风机水下噪声，风机运行中水下噪声的频谱级基本上都相似，总体强度随频率增加而明显较小，在特定频段（120Hz~1.5kHz）上的噪声

高于背景噪声（10~20dB/1μPa），总体噪声谱级都在120dB/1μPa以下，基本上与海域其它点测量到的背景噪声相近。

3.8.2.7 电磁环境影响

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

海缆均埋设于海底2m以下，经与已运行的220kV海底电缆类比分析，监测各点工频电场强度在0.304～0.354V/m之间，远小于4000V/m的限值要求；工频磁感应强度在0.0307～0.0374μT之间，远小于100μT的限值要求。海缆有加装铠装保护，敷设于海底后有较好的屏蔽作用，电磁影响很小。

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
WZ6-8 WHPC	生产水				
	甲板冲洗水等其他含油生产水				
	生产垃圾				
	生活污水				
	生活垃圾				
WZ6-13 WHPA	生活污水				
	生活垃圾				
电力辅助平台	风机噪声				
	生产垃圾	日常维护产生的含油抹布等生产垃圾			
		润滑油			
海缆	电磁环境				

3.9 环境影响评价因子筛选

3.9.1 环境影响要素识别

本项目的主要不利影响是建设阶段水基钻井液和钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、底质和海洋生态的影响。另外，生产阶段生

产水排放也将对海水水质、海洋生态以及海洋资源利用等产生不利影响。主要海洋环境影响要素识别见表3.10-1。

表3.10-1 本项目主要海洋环境影响要素识别

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台和风机安装、管缆铺设	海洋水质	水基钻井液和钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境等的影响	B
		海洋沉积物		B
		海洋生态		B
		海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	水下结构物对局部潮流的影响	D
	施工船舶活动	海洋水质、海洋生态	船舶污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	C
生产阶段	平台及管缆占用海域、生产/生活排污	海洋水质	生产水等污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
		海洋生态		D
	电力辅助平台风电运行对声、电磁环境、鸟类的影响	声环境	风机产生的噪声对周围环境的影响	D
		电磁环境	升压设施、输电线路产生的电磁环境影响	D
		鸟类	风机对鸟类栖息、觅食、迁徙等活动的影响	D

注：环境影响相对程度由高至低依次为A(高)、B(中)、C(低)、D(微)。

3.9.2 环境污染影响因子分析

根据对本项目各阶段污染源、污染物种类及其排放量、处理/处置方式的分析，凭借类似开发项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各因子对环境的影响程度，并由此确定本项目的重点评价因子：钻完井阶段的钻井液和钻屑、海底管道挖沟产生的悬浮物、生产阶段的含油生产水，以及潜在的事故性溢油等。评价因子筛选见下表 3.10-2。

表 3.10-2 本项目评价因子筛选表（海洋污染影响）

工程内容	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
钻完井	非钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源排放，油基钻井液和不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	水质、沉积物及海洋生物	B
	非钻井油层水基钻井液				B
	油基钻井液钻屑	悬浮物、石油类			B

工程内容	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
海底管缆铺设	铺设海底管缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
施工作业	船舶含油污水	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
	船舶生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	海水水质	D
	船舶生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
生产作业	含油生产水	石油类	处理达标后回注地层、其余部分排海，排海总量不增加	海水水质	D
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	D
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质	D
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾运回陆地处理	海水水质	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	水质、沉积物	D
	风机产生的噪声	水上噪声、水下噪声	选择低噪声设备，距离衰减	声环境	D
	风电产生的电磁环境	工频电场工频磁感应强度	电气设备罩壳屏蔽、接地等措施	电磁环境	D
事故	溢油	海面浮油	按溢油应急预案处理	生态环境	A~D

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

表 3.10-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

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

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响时段
源保护区		生产设施运行	间接	长期	生产运行期
鸟类	鸟类名称、数量、行为、坐标位点、生境、调查GPS轨迹、天气情况	电力辅助平台风电机组运行	间接	长期	生产运行期

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℃，其中年最高气温35.4℃，年最低气温2.9℃。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，属南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	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
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分别于2022年8月~10月和2025年12月在本油田工程海域开展了5个测站YC1~YC5的水动力现状调查，获得了全剖面实测海流资料和潮位资料。各测站均采用潜标观测方式，在海底以上布置1台ADCP（换能器向上）进行海流剖面观测。

上述测站观测要素及站位坐标见表 4.1-1，站位布置与油田位置关系见图4.1-3。

表 4.1-1 油田附近海域水文测站信息表

测站	测站坐标	资料时间	测量要素
YC1			潮位、海流
YC2			潮位、海流
YC3			潮位、海流
YC4			潮位、海流
YC5			潮位、海流

图4.1-3 测站位置示意图

2）海流特征分析

根据5个测站的实测海流数据统计及调和分析，5个测站反映的海流特征基本一致。现以观测时间最长的YC3测站为例描述分析结果。

根据统计结果，观测期间表层海流的主流向为SSW（占15.7%）和N（占

13.6%），平均流速为29.5cm/s;中层海流的主流向为NNE（占18.9%）和SSW（占15.8%），平均流速为27.7cm/s；底层海流的主流向为NE（占21.6%）和SW（占13.6%），平均流速为15.7cm/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（$W_{O1}+W_{K1}$）/W_{M2}（见表 4.1-2）可知调查海区表层为不规则全日潮流，中层和底层以不规则全日潮流为主。

表 4.1-2 各层潮流性质参数

层次	表层	中层	底层
YC1 测站潮流类型指数	2.37	1.85	1.80
YC2 测站潮流类型指数	2.44	2.03	2.01
YC3 测站潮流类型指数	2.33	2.21	1.62
YC4 测站潮流类型指数	2.20	2.81	3.61
YC5 测站潮流类型指数	2.30	2.28	2.79

根据实测资料分别绘制了各测站各层大潮期间的潮流矢量图，见图 4.1-4。

图 4.1-4 各测站表层、中层和底层潮流矢量图

根据实测资料进行了涨、落潮期间的流速统计，见表4.1-5。

表 4.1-5 涨落潮期间流速统计(流速单位cm/s，流向单位°)

站位	层次	涨潮			落潮		
		最大流速	对应流向	平均流速	最大流速	对应流向	平均流速
YC1	表层						
	中层						
	底层						
YC2	表层						
	中层						
	底层						
YC3	表层						
	中层						
	底层						
YC4	表层						
	中层						
	底层						
YC5	表层						
	中层						
	底层						

根据实测资料计算了最大可能潮流流速和余流等特征参数，见表4.1-6。

表 4.1-6 最大可能潮流和余流特征（流速单位cm/s，流向单位°）

站位	层次	最大可能潮流		余流	
		流速	流向	流速	流向
YC1	表层				
	中层				
	底层				
YC2	表层				
	中层				
	底层				
YC3	表层				
	中层				
	底层				
YC4	表层				
	中层				
	底层				
YC5	表层				
	中层				
	底层				

4.1.2.3 潮汐

南海的潮汐主要由太平洋经过台湾与菲律宾之间的巴士海峡和巴林塘海峡一线传入的潮汐所决定。引潮力对南海的潮汐也有重要影响。

1）现场调查概况

观测仪器：在海底以上1m布置1台验潮仪进行水位观测。根据实测验潮数据推算，5个测站反映的潮汐特征基本一致，本海区的潮汐类型属于规则全日潮。

2）潮汐特征分析

根据潮汐学潮汐类型公式：$E1=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$，依据振幅大小可知主要分潮按重要程度依次排序如下：各测站为O1>K1>M2>S2。

由本次调查数据和周边历史资料给出最高天文潮和最低天文潮，相对于海图基准面（位于平均海面以下2.40m），最高天文潮位为5.26m，最低天文潮位为-0.00m。各特征水位相对关系示意图见图 4.1-5 。

图 4.1-5 特征水位示意图（单位：m）

根据测站实测水位统计，观测期间平均海平面为2.55m，最高水位为4.82m，最低水位为0.33m，最大水位差为4.49m，涨潮历时为11h2min，落潮历时为

8h2min。

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分别于2025年1~2月、10月和12月完成了本项目新建设施场址和管缆路由勘察作业。相关地形地貌及冲淤环境概况如下。

4.1.3.1 平台场址及路由地形地貌

1）新建WZ6-8 WHPC平台场址

根据调查资料，新建WZ6-8 WHPC平台场址调查区域内海底平坦，水深变化平缓。全区水深在27.4m至29.3m之间变化，总体上呈南浅北深。预定WZ6-8 WHPC平台位置处水深为27.7m。调查区域内海底坡度整体小于2°，仅在局部桩腿坑、拖痕以及管沟边缘区域较大。调查区域水深分布见图 4.1-6。

调查区域西北部、西南部和东部，存在9个桩腿坑，直径大约18-30m，深度大约为0.2-1.5m。桩腿坑西侧，存在多条较明显的拖痕，拖痕宽度约为0-25m，深度大约为0.1-1.0m。预定WZ6-8 WHPC附近发现约8处凹坑，直径约5-7m，深度约0.1-0.3m，位置与本项目工程地质钻孔位置基本一致，推测为钻孔遗留痕迹。调查区域地貌特征分布见图 4.1-7。

图 4.1-6 WZ6-8 WHPC平台场址水深地形图

图 4.1-7 WZ6-8 WHPC 平台场址地貌特征图

2）电力辅助平台场址

根据调查资料，新建电力辅助平台场址调查区域内海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深，水深值在35.7m-37.2m之间，局部存在桩腿坑及拖痕。其中WZ12-2 EPPA平台位置处水深值为36.0m，WZ12-2 EPPB平台为36.4m，WZ12-2 EPPC平台为36.8m，WZ12-2 EPPD平台为36.9m。调查区域水深分布见图 4.1-8。

新建电力辅助平台场址调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，反射强度变化不大，反映调查区海底底质无明显变化。调查区域内存在1组桩腿坑、桩腿拖痕、疑似钻井作业遗留井口及少量锚痕等特征。调查区域地貌特征

分布图 4.1-9。

图 4.1-8 新建风机场址及海缆路由水深地形图

图 4.1-9 新建风机场址及海缆路由地貌特征图

3）新建 WZ6-8 WHPC 至 WZ6-13 WHPB 平台管线路由

根据调查资料，路由调查范围内海底平坦，水深变化平缓。全区水深在 27.6m 至 30.7m 之间变化，在桩腿坑群水深最深为 33.6m，整体上由西北向东南渐深。海底坡度整体小于 2°，仅在局部的桩腿坑、拖痕以及管沟处较大。

调查区域东南部，即在已建 WZ6-13 WHPA 西北侧存在 1 处桩腿坑群，桩腿坑直径大约 14-33m，深度大约 0.4-3.3m，其附近存在多条明显的拖痕，拖痕宽度约 8-23m，深度大约 0.1-0.7m。调查区域内共发现约 13 处凹坑，直径约 5-7m，深度约 0.1-0.3m，预定 WZ6-8WHPC 平台和 WZ6-13WHPB 平台附近凹坑位置与本项目及周边项目工程地质钻孔位置基本一致，推测为钻孔遗留痕迹。调查区域内存在 2 条较为明显的管沟，走向分别近东北-西南向和西北-东南向。调查区域水深地形和地貌特征分布见图 4.1-10。

图 4.1-10 新建 WZ6-8 WHPC 至 WZ6-13WHPB 路由水深地形和地貌特征图

4）新建风机海缆路由

根据区域水深地形调查资料，新建WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台海缆路由段水深在36.5m-37.1m之间变化，海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深，路由东北部存在桩腿拖痕。新建WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台海缆路由段水深在35.8m-36.4m之间变化，海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深。新建WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC风机海缆路由段水深在35.2m-36.8m之间变化，海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深，北侧存在管沟、桩腿坑、拖痕及沟痕。新建WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC路由段水深在34.8m-36.1m之间变化，海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深，已建WZ12-2 WHPC平台附近存在桩腿坑和沟痕。调查区域水深分布见图 4.1-8。

根据区域地貌调查资料，新建风机海缆路由调查区域内，海底地貌资料色度显示基本均匀，反射强度变化不大，反映调查区海底底质无明显变化。其中新建WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台段海缆路由段主要地貌特征为钻井平台拖痕和少量的锚痕等，拖痕宽度15-20m，深度约0.1-0.3m。新建WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC海缆路由段主要地貌特征为已建WZ12-2 WHPC平台、已建海底管缆、管缆压块、桩腿坑、疑似钻井遗留井口、凹坑、拖痕、沟痕和少量的锚痕等。新建WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台海缆路由段主要地貌特征为有少量的锚痕。WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC海缆路由段主要地貌特征为已建WZ12-2 WHPC平台、已建海底管缆、管缆压块、桩腿坑、凹坑、拖痕、沟痕和少量的锚痕等。调查区域地貌特征分布图 4.1-9。

4.1.3.2 冲淤环境概况

根据对本油田工程周边已建平台的冲刷调查成果，新建WZ6-8 WHPC平台场址和依托在建WZ6-13 WHPB平台海底面比较平缓，调查区域内海底坡度整体小于 2°，仅在局部桩腿坑、拖痕以及管沟边缘区域较大，表明本油田工程海域总体冲淤环境基本稳定。

根据本项目水深资料、浅剖资料和扫测资料，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。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大范围冲淤的可能性很小。

4.2 国土空间规划及相关规划符合性

4.2.1 产业政策符合性分析

涠洲6-8油田III期开发项目为海洋油(气)开发及其附属工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024年本）》的要求。

4.2.2 《全国国土空间规划纲要（2021-2035年）》

《全国国土空间规划纲要（2021-2035年）》在“第七章 加强陆海空间协同，服务海洋强国建设”中提出 “统筹安排各类用海活动”，合理保障海洋油气等产业的用海需求。

涠洲6-8油田III期开发项目为海洋油（气）开发及其附属工程，符合《全国国土空间规划纲要（2021-2035年）》的要求。

4.2.3 《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。

本项目钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1月15日至3月1日），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；新建

WZ6-8 WHPC平台生产物流依托WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台处理，处理合格的原油通过已建海管输送至涠洲终端，达标后生产水部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台生产水排海总量不超原环评批复总量。建设阶段产生的船舶生活污水处理达标后间断排放，生产阶段产生的生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理，不会对海洋环境造成显著不利影响，不影响其功能的发挥。

综上所述，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》要求。

4.2.4 广西壮族自治区国土空间规划符合性分析

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》（以下简称《规划》），到2035年，广西自治区形成“八五六三”的国土空间开发保护总体格局，构建“一屏六区一廊+一片海”的国土生态安全格局，即一个生态屏障、六大生态功能区、一条生态廊道和一片海，其中“六区”包含桂东生态功能区、北海湾沿海生态功能区、桂西南生态功能区、桂中生态功能区、桂东南生态功能区和十万大山生态功能区。“一片海”是指落实北部湾海域海洋生态保护红线、一般生态空间、生态红线类海岛、生态控制类海岛为主的海洋生态空间。《规划》第四节指出“有序推进深远海海上风电项目开发，推动海上风电与海洋牧场、海洋油气等多产业融合发展。”

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》，本项目位于广西壮族自治区国土空间规划之外，见图 4.2-1。本项目新建设施距离海洋生态红线区最近距离约18km，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18km外海洋生态保护红线内的海洋生态环境，本项目新建海上风电为涠洲油田群供电，与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》的相关要求相符合。

图 4.2-1 本项目与广西壮族自治区国土空间规划位置关系

4.2.5 海洋生态保护红线符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于北京等省（区、市）启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2207号），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。本项目位于广西

壮族自治区“三区三线”中的海洋生态保护红线外，新建 WZ6-8 WHPC 平台距海洋生态保护红线最近约 18.0km，新建管缆距其最近距离约 18.0km，新建风机距其最近距离约 34.5km，本工程周边海洋生态保护红线见图 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；WZ6-8 WHPC 平台生产物流依托 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台处理，处理合格的原油通过已建海管输送至涠洲终端，生产水处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。

综上所述，本项目在建设阶段和正常生产阶段不会对海洋生态保护红线造成不利影响。

图 4.2-2 本项目与海洋生态保护红线位置关系

4.2.6 广西壮族自治区生态环境分区管控成果符合性分析

根据《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年），本项目位于广西壮族自治区生态环境分区管控成果中一般管控单元范围内，见图 4.2-3。根据《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 版），本项目位于近岸海域一般管控单元中的新管控边界扩大区域（北海市）（新管控边界扩大海洋预留区），其生态环境准入及管控要求为：在严格科学论证的基础上，为保护和修复海域地形地貌的活动外，严格控制其他改变海域自然属性的开发利用方式。新建工程建设项目，应当遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。污染物排放管控为：1．加强区域环境质量监测及污染监测，海域开发前基本保持所在海域环境质量现状水平。2．工程建设项目不得违法向海洋排放污染物、废弃物及其他有害物质。资源开发利用效率要求为：海上风电开发利用要符合相应能源规划和国土空间规划的要求。

本项目不改变所在海域自然属性，并严格遵守国家有关建设项目环境保护管理的规定。在正常生产阶段制定了监测计划，污染物排放将严格执行相应排放标准和要求。本项目海上风机位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》范围之外，《规划》第四节指出“有序推进深远海海上风电项目开发，推动海上风电与海洋牧场、海洋油气等多产业融合发展。”本项目建设符合其要求。

综上所述，本项目与《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》

（2023 年）和《北海市生态环境分区管控动态更新成果》（2023 版）的管理要求相协调。

图 4.2-3 本项目与广西壮族自治区生态环境分区管控成果位置关系图

4.2.7 其他相关规划符合性分析

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

根据《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，第五十二章保障国家经济安全提出：“强化能源资源供应保障：坚持立足国内、补齐短板、多元保障、强化储备，加强能源产供储销体系建设。坚持油气核心需求自主保障，实施中长期油气增储上产战略行动，确保原油年产量稳定在 2 亿吨左右、天然气产量稳步增长，加强煤制油气产能和技术储备。强化政府储备和企业储备协同，提升国家石油储备规模，建立更加灵活的轮换动用机制，增强天然气储备调节保障能力，完善煤炭储备体系。”

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.7.2 《美丽中国建设“十五五”规划》符合性分析

根据国务院发布的《美丽中国建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕20 号），深化海洋生态环境保护。健全陆海统筹、近远海协调联动的海洋生态环境保护格局。划定国家生态环境治理重点海域及其控制区域、省级重点海域范围，实施综合治理攻坚。深化陆源污染治理与管控，加强海洋垃圾清理和资源化利用，基本完成重点海域入海排污口排查整治。强化海水养殖环境整治与监管，提升海水浴场等亲海区域环境品质。加强海上风电、油气等开发建设活动监管。有序推进海洋生态环境综合调查，开展典型海洋生态系统保护修复及成效评估，加强重要海洋物种及其栖息地保护与监管。推进潮白河—渤海湾、九龙江—厦门湾等从山顶到海洋保护治理机制创新。

本项目距离周边海洋生态红线区在 18km 以上，在建设阶段，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，在生产运营阶段，生产水处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量，不会影响到

18km外的海洋生态红线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WZ6-8 WHPC平台上将配备溢油应急物资，针对溢油事故制定应急方案，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《美丽中国建设“十五五”规划》要求。

4.2.7.3 《新型能源体系建设“十五五”规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884号），“推动油气田和炼化产业转型。规模化开展陆上油气田与新能源融合发展，探索海洋油气田和海上风电协同开发，推动CCUS区域产业集群建设，提高油气田生产电气化率，打造低碳零碳油气田。……加大油气增储上产力度。大力推进油气勘探开发，加大投入强度，加强传统大型油气田和页岩油气等新型资源勘探开发。围绕深地、深海、非常规、老油气田四大领域，促进“稳油增气”，推动海域、非常规领域成为原油稳产主力。实现原油年产量稳定在2亿吨水平，天然气产量稳步增长。”

本项目为海洋油（气）开发及其附属工程，并配套建设分散式海上风电，与《新型能源体系建设“十五五”规划》的目标相符。

4.2.7.4 《石油天然气发展“十五五”规划》符合性分析

根据《石油天然气发展“十五五”规划》（发改能源〔2026〕1055号），“十五五”时期要“实现五个持续提升——能源安全保障能力持续提升，国内油气总产量持续增加，大国储备体系持续建成...2030年，国内油气供应量4.4亿吨油当量...攻坚原油产量稳中有升，天然气持续上产...实施海洋油气再提升工程，推动海洋油气产量当量达亿吨级规模...”。

本项目为海洋油（气）开发及其附属工程，与《石油天然气发展“十五五”规划》的目标相符。

4.2.7.5 《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）开发及其附属工程，与《广西能源发展“十四五”规划》的目标相符。

4.2.7.6 《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。”“大力发展清洁能源，深度开发水电，安全稳妥发展先进核电，积极开发陆上风电和光伏发电，规模化、集约化发展海上风电”。本项目新建海上风电为涠洲油田群供电，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，平台和风机建设对海水水质和海洋沉积物的影响较小且短期可恢复。海底管缆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。海底管缆挖沟作业及钻井液、钻屑排放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。湛江分公司已编写制定了《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预案》（2025 版），建设单位将本项目纳入上述溢油应急预案修订内容，并报主管部门备案。建设单位将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测。

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。

4.2.7.7 广西壮族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要

根据《广西壮族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，第三十三章构建多元能源保障体系中指出，“以建设国家综合能源安全保障区为统领，优化能源骨干通道布局，提升能源多元供给保障能力，加强能源一体开发利用、系统融合发展，推动能源体制机制改革创新，加快构建清洁低碳、安全高效的新型能源体系。.....加快建设北部湾海上风电基地，有序推动分散式风

电和分布式光伏就地就近开发利用。……加快海上油气和陆上页岩气等资源勘探开发，引导煤炭油气合理增储上产。”

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，项目新建工程包括海上风电，符合《广西壮族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.7.8 《广西壮族自治区国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》符合性分析

根据《广西壮族自治区国土空间生态修复规划(2021-2035)》：“广西要构建“1216”国土空间生态修复格局，即“一屏两核一带六区”。一屏是指桂北生态屏障，两核是指桂西南珍稀动植物生态核心区、大瑶山珍稀动植物生态核心区，一带是指北部湾海岸带生态保护修复带，六区是指左右江生物多样性保护和石漠化治理区、红水河石漠化治理区、柳江中下游人居环境提升和水土流失防治区、桂贺江-南岭水源涵养和生物多样性保护区、郁江-黔浔江平原人居环境提升与水土流失防治区、桂南沿海丘陵平原人居环境提升和水土流失防治区。其中，北部湾海岸带生态保护修复带重点在北仑河口-珍珠湾、防城港湾、钦州湾、廉州湾-银滩、铁山港、涠洲岛等海岸带海岛生态保护修复。北部湾海岸带生态保护修复带重点区域中的涠洲岛生态保护修复重点区位于涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园内、涠洲岛岸滩、涠洲岛鸟类自然保护区、斜阳岛。实施开展海岛整治修复，维护海岛生态健康。修复受损珊瑚礁生态系统，设置珊瑚礁示范恢复区；修复涠洲岛东岸海岸植被，开展东岸岸滩综合整治。”

本项目位于《广西壮族自治区国土空间生态修复规划(2021-2035)》范围外，与《广西壮族自治区国土空间生态修复规划(2021-2035)》相符合。

4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布

4.3.1 重要渔业海域

4.3.1.1 水产种质资源保护区

本项目新建设施均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-核心区，见图 4.3-1。

北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区位于北部湾东北部沿岸区域，总面积 1,142,158.03 公顷，其中核心区面积 808,771.36 公顷，实验区面积 333,386.67 公顷。核心区特别保护期为 1 月 15 日至 3 月 1 日，保护区的主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾，栖息的其他物种包括金线鱼、蓝圆鲹、黄带

鲱鲤等。

根据《水产种质资源保护区管理办法》（农业部令[2011]第1号）：“第十六条 农业部和省级人民政府渔业行政主管部门应当分别针对国家级和省级水产种质资源保护区主要保护对象的繁殖期、幼体生长期等生长繁育关键阶段设定特别保护期。特别保护期内不得从事捕捞、爆破作业以及其他可能对保护区内生物资源和生态环境造成损害的活动。”“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WZ6-8 WHPC平台生产物流依托WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台处理，处理合格的原油通过已建海管输送至涠洲终端，生产水处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台生产水排海总量不超原环评批复总量。本项目不涉及围湖造田、围海造地或围填海工程等工程，已根据《水产种质资源保护区管理办法》编制本项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，主要结论将纳入环境影响评价报告书。

4.3.1.2 二长棘鲷幼鱼幼虾保护区

二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区为北部湾涠洲岛北端21°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。保护区的主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾，栖息的其他物种包括金线鱼、蓝圆鲹、黄带鲱鲤、长尾大眼鲷、蛇鲻类、日本金线鱼、墨吉对虾、长足鹰爪虾、中华管鞭虾、锈斑蟳、逍遥馒头蟹、日本蟳、马氏珠母贝、方格星虫等。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。

WZ6-8 WHPC 平台距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 16.2km，新建管缆距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 16.2km，新建风机距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 30.9km，具体位置关系见图 4.3-1。

图 4.3-1 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

4.3.1.3 产卵场

本项目 WZ6-8 WHPC 平台、新建风机和新建管缆均位于北部湾二长棘鲷产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场内，见图 4.3-2。

北部湾二长棘鲷产卵场：二长棘鲷的产卵场位于北部湾 107°20′~109°15′E，20°00′N 至近岸，水深 60 m 以浅海域，产卵期为 1~3 月。本项目 WZ6-8 WHPC 平台、新建风机及新建管缆均位于该产卵场。

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 107°15′~109°40′E，20°00′~21°30′N 之间，水深 40 m 以内，产卵期为 3~7 月。本项目 WZ6-8 WHPC 平台、新建风机及新建管缆均位于该产卵场。

图 4.3-2 本项目与产卵场位置关系图

4.3.2 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 109º3′51.67″E~109º9′55.29″E；20º59′29.58″N~21º5′20.54″N 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 20.2km，

WZ6-8 WHPC 平台距该海洋公园最近约 20.2km，新建风机距该海洋公园最近约 36.5km，见图 4.3-3。

图 4.3-3 本项目与广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园位置示意图

4.3.3 国家重点保护水生野生动物重要栖息地

根据中华人民共和国农业农村部公告第 1070 号，农业农村部将广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地列入《国家重点保护水生野生动物重要栖息地名录（第三批）》。广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地位于北部湾涠洲岛东南海域，保护物种为布氏鲸，保护级别为一级，广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地情况见表 4.3-1。

表 4.3-1 广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地情况表

物种名称	保护级别	栖息地名称	地理坐标	总面积（公顷）	现有保护形式
布氏鲸	一级	广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地	1）北纬：20°58′56″，东经：109°02′55″ 2）北纬：21°00′19″，东经：109°04′41″ 3）北纬：20°59′09″，东经：109°05′57″ 4）北纬：21°02′37″，东经：109°10′52″ 5）北纬：20°53′52″，东经：109°18′52″ 6）北纬：20°48′43″，东经：109°12′07″	33543	禁渔区禁渔期

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km，新建管缆距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km，新建电力辅助平台距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 32.7km，见图 4.3-4。

图 4.3-4 本项目与广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地位置示意图

4.3.4 重要保护物种

4.3.4.1 布氏鲸 *Balaenoptera edeni*

布氏鲸（*Balaenoptera edeni*）属鲸目（*Cetacea*）、须鲸亚目（*Mysticeti*）、须鲸科（*Balaenopteridae*）、须鲸属（*Balaenoptera*），是世界上最神秘的须鲸

类动物之一，是唯一一种全年生活在暖水海域的大型须鲸，已被列入中国《国家重点保护野生动物名录》，认定为国家一级保护动物。

布氏鲸与其他须鲸不一样，其有背鳍且靠后，与尾部距离相比与其他后背有鳍的齿鲸更近，呈镰刀状，每头布氏鲸的背鳍镰刀形状各有不同之处，有的个体背鳍上还会有形状奇特且不一的缺口，因此背部伤痕和背鳍是作为布氏鲸个体识别的主要特征之一。布氏鲸具有较细长的身形，较大成年个体体长11~15m，较小成年个体体长9~11.5m，新生幼鲸体长4m左右。

布氏鲸的分布范围比较广泛，在大平洋，新西兰、加利福尼亚、泰国、日本、中国等地周边海域均有发现布氏鲸的记录；印度洋布氏鲸的发现记录相对较少，在马尔代夫、爪哇等地周边海域有发现；在大西洋，多集中于南非西海岸、墨西哥湾、加勒比海、巴西沿海水域。布氏鲸在中国水域如黄海、东海和南海都有分布，在浙江、上海、福建、广东和广西沿海均有搁浅记录。

本项目不在布氏鲸的密集分布海区，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约16.7km，但施工期可能偶有布氏鲸出现在施工海域。施工对布氏鲸活动可能产生影响，本项目在涠洲岛施工现场应在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。

4.3.4.2 中华白海豚 *Sousa chinensis*

中华白海豚属鲸目（Cetacea）齿鲸亚目（Odontoceti）海豚科（Delphinidae）白海豚属（Sousa），1988年国务院颁布的《国家重点保护动物名录》将其列为一级重点保护动物。在1991年颁布的《濒危野生动植物物种国际贸易公约》CITES中，该物种被列入附录I。

中华白海豚身体修长呈纺锤型，喙突出狭长，刚出生的白海豚约1m左右，成年个体体长2.0m至2.5m；背鳍突出，位于近中央处，呈后倾三角形；胸鳍较圆浑，基部较宽，运动极为灵活；尾鳍呈水平状，健壮有力，以中央缺刻分成左右对称的两叶，有利于其快速游泳。刚出生的中华白海豚幼豚呈深灰色，随着长大身体颜色慢慢变浅、褪色，浑身呈现灰黑色斑点，老年中华白海豚呈现浑身白色。

中华白海豚在全球的分布十分广泛，从西印度洋，一直到中国的东南沿岸区域均有不同密度的分布。目前，还没有明确的文献对全球中华白海豚的种群

数量进行估计，但根据不同国家学者已发表的文献累积统计中华白海豚的种群数量有5700头左右。中华白海豚的分布虽然广泛，但是印度东部和东南亚各国的种群数量相对较少，且较为分散。而中国是中华白海豚的重要栖息地。在我国，中华白海豚的分布北起长江口，最南端至海南三亚水域均有发现，也曾在大连发现中华白海豚。根据目前的调查研究，中国沿海水域可能有9个中华白海豚种群，分别是宁德水域、厦门水域、汕头水域、台湾西海岸、泛珠江口（包括香港澳门及珠江河口西部）、湛江、沙田-草潭、大风江-南流江、海南西南部水域。中华白海豚不集成大群，较大的群体通常与拖网渔船相关。团体往往很小，由少于10只组成，但最多可由25只组成。通常3~5只在一起，或者单独活动。其作息通常会与涨潮和日照的时间相配合，晨昏最为活跃，常在潮涨时觅食。中华白海豚主要以丰富的河口鱼类和与珊瑚礁环境相关的鱼类为食。它们通常在海底附近觅食。一些群体随着潮水上涨而进食。也会跟随拖网渔船，以废弃的生物为食。通常在春季和夏季繁殖。经过10~12个月的妊娠期后，每胎产一仔，初生的幼豚体长约100cm。

中华白海豚分布距离本项目施工区域较远，但有可能会游动至施工区域，本项目应在施工过程中加强瞭望，当发现中华白海豚出现在附近海域时，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。

4.3.4.3 中国鲎 *Tachypleus tridentatus*

中国鲎隶属于肢口纲剑尾目鲎科鲎属，为国家二级保护动物，有活化石之称。躯体分为头胸部、腹部和尾剑三部分；体色黑褐色；头胸部具发达的马蹄形背甲，背面拱突，周缘圆弧形；背面有三条纵脊，中脊的前端两侧有一对单眼；腹部呈六角形，尾剑细长，断面呈三角形。分布于广西、广东、海南、浙江、福建、台湾沿海海域；在日本濑户内海、九州北部沿海海域至印度尼西亚北部沿海海域也有分布。

中国鲎为暖水性近海节肢动物，生活在水深40m到潮间带之间的沙质海底，喜欢居位於盐度较低的河口，同时具有溯河而上的习性。一般以蠕虫、薄壳小贝类、海豆芽、动物尸体及有机碎屑为食。

中国鲎具有越冬和产卵的洄游习性，每年11月由浅海游向深水区越冬，次年4~5月又向浅海游动进行生殖洄游，雌雄异体，产卵期是5~8月，自立夏至处暑进入产卵盛期。中国鲎寿命较长，可达50多年。

本项目施工区域距离中国蚕活动区域较远，施工对中国蚕活动基本不产生影响。

4.4 海洋生态环境保护目标筛选

本项目评价范围内的海洋生态环境保护目标为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二长棘鲷产卵场。上述水产种质资源保护区、产卵场均属于海洋生态敏感区中的一般敏感区。

本项目距离较近的一般敏感区有二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区，距离较近的重要敏感区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自然保护地一般控制区和其他红线区等。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 4.4-1 和表 4.4-1。

图 4.4-1 本项目周边环境敏感目标

表 4.4-1 主要环境敏感目标

类型		敏感目标名称	与 WZ6-8 WHPC 平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	与新建风机最近距离及方位	保护期/产卵期
重要敏感区	国家级海洋公园	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园	20.2km/东北	20.2km/东北	36.5km/东北	\
	海洋生态保护红线区	其他红线区	18.0km/东北	18.0km/东北	34.5km/东北	\
		保护地一般控制区	20.2km/东北	20.2km/东北	36.5km/东北	\
一般敏感区	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	位于	位于	位于	1 月 15 日~3 月 1 日
	国家重点保护水生野生动物重要栖息地	广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地	16.7km/东北	16.7km/东北	32.7km/东北	\
	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区		16.2km/北	16.2km/北	30.9km/北	12 月~翌年 2 月
	产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场	位于	位于	位于	1~3 月
		北部湾蓝圆鲹产卵场	位于	位于	位于	3~7 月

5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

本项目新建设施距岸（涠洲岛）最近距离约22km，依据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），本项目位于其他海域，因此可选择任何一季开展现状调查。本项目附近海域的海水水质、海洋沉积物、海洋生态（游泳动物除外）现状调查资料引用自然资源部南海生态中心于2022年9月5日至9月11日在周边海域调查的现状资料。

5.1.1 调查站位布设

调查海域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，横纵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个和海洋生态（游泳动物除外）调查站位30个。

调查海域环境质量现状调查的站位布设见图 5.1-1 和表 5.1-1。

图 5.1-1 环境质量现状调查站位布设示意图

表 5.1-1 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			
2	P2			
3	P3			
4	P4			
5	P5			
6	P6			
7	P7			
8	P8			
9	P9			
10	P10			
11	P11			
12	P12			
13	P13			
14	P14			
15	P15			
16	P16			

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

5.1.2 调查项目

调查海域，海水水质、海洋沉积物和海洋生态（游泳动物除外）的调查项目见表 5.1-2。

表 5.1-2 海水水质、海洋沉积物和海洋生态调查项目

调查对象	调查项目
水质	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
沉积物	有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、粒度

调查对象	调查项目
海洋生态	叶绿素a、初级生产力
	浮游生物（包括浮游动物和浮游植物）：种类、生物量、密度、优势种
	底栖生物：种类、生物量、密度、优势种
	生物质量：石油烃、铬、铅、砷、总汞、铜、镉、锌

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《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）和《海洋监测规范》（GB 17378-2007）中的规定进行水样采集、保存和运输，本项目所在海域10m<水深≤50m，采集表层（0.5m）和底层（高于泥线2m）。

沉积物采集表层样（0~5）cm。

海洋生态（游泳动物除外）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》（GB 17378.7-2007）中海洋生物调查荧光萃取（Trilogy）法。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

当水深小于30米时，浮游植物现场调查采用浅水III型浮游生物网由海底（离底2.0m）至海面作垂直拖网一次。当水深大于30米时，浮游植物现场调查采用小型浮游生物网由海底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

当水深小于30米时，浮游动物现场调查采用浅水I型浮游生物网由海底（离底2.0m）至海面作垂直拖网一次。当水深大于30米时，浮游动物现场调查采用大型浮游生物网由海底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

底栖生物分定性和定量两种方法采集。定性样品用阿氏拖网采集，拖速2节左右；定量样品用抓斗式采泥器采集；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，样品的种类和数量必须满足环境影响评价有关导则要求。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
沉积物	粒度	激光法	GB/T 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		3.0×10^{-6}
	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	0.005×10^{-9}

类别	项 目	分 析 方 法	引 用 标 准	检出限
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

海水水质调查站位50个，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（PO_4^{3-}-P）、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物、挥发性酚共15项；其中加密站位仅对石油类和化学需氧量（COD）进行评价。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，《海水水质标准》（GB3097-1997）的标准值见表 5.1-4。

海水水质调查50个站位中，P1~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《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》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。

表 5.1-4 海水水质评价标准值（单位：mg/L）

项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	

项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
溶解氧>	6	5	4	3
化学需氧量≤	2	3	4	5
活性磷酸盐≤	0.015	0.030		0.045
无机氮≤	0.20	0.30	0.40	0.50
石油类≤	0.05		0.30	0.50
铜≤	0.005	0.010	0.050	
铅≤	0.001	0.005	0.010	0.050
锌≤	0.020	0.050	0.10	0.50
镉≤	0.001	0.005	0.010	
总铬≤	0.05	0.10	0.20	0.50
汞≤	0.00005	0.0002		0.0005
砷≤	0.020	0.030	0.050	
硫化物≤	0.020	0.050	0.10	0.25
挥发性酚≤	0.005		0.010	0.050

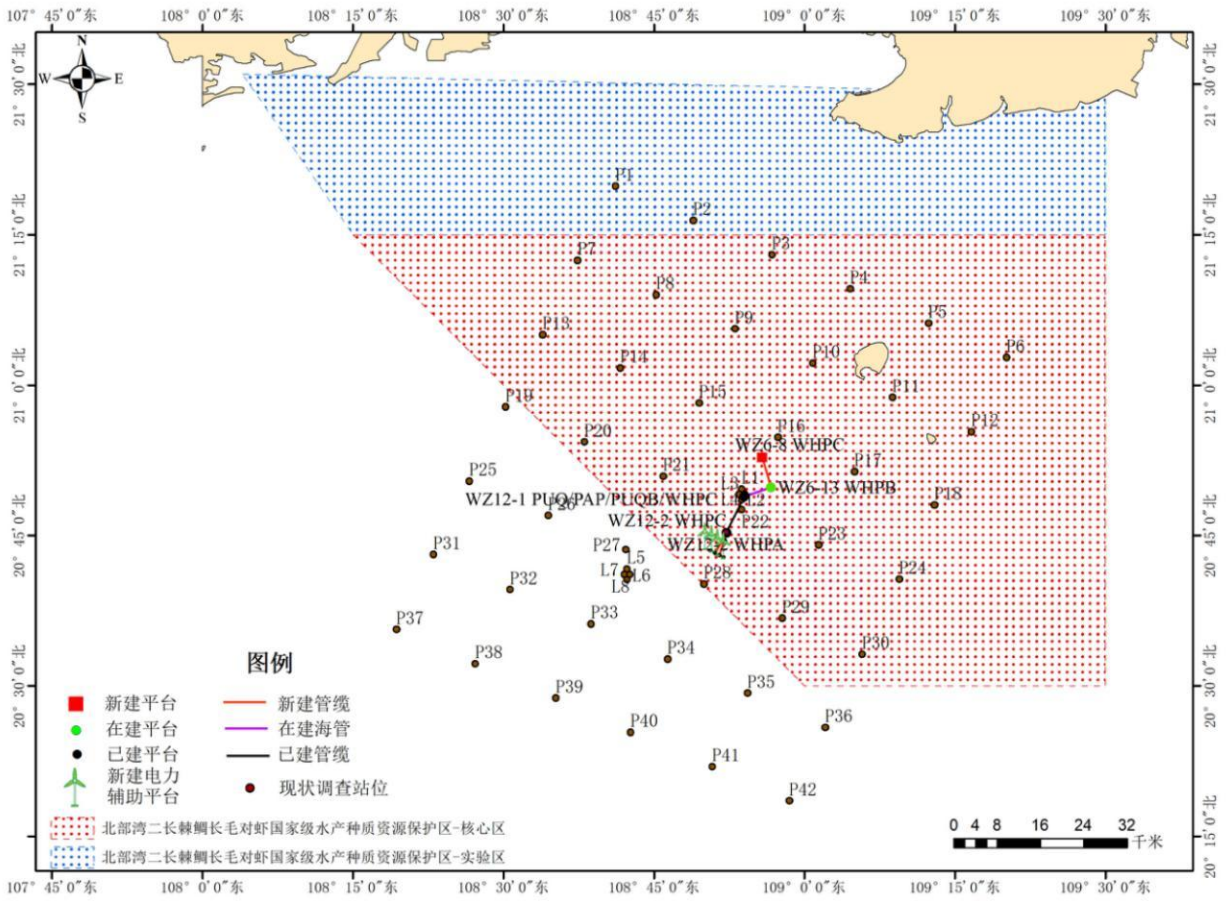


图 5.1-2 调查站位与国家级水产种质资源保护区位置关系

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30个，其中21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内，执行第一类沉积物质量标准；位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产

种质资源保护区外的9个站位按照不劣于现状进行评价。各评价因子的评价标准值见表 5.1-5。

表 5.1-5 沉积物执行标准

项目	标准类别		
	第一类	第二类	第三类
汞（$\times10^{-6}$）≤	0.20	0.50	1.00
镉（$\times10^{-6}$）≤	0.50	1.50	5.00
铅（$\times10^{-6}$）≤	60.0	130.0	250.0
锌（$\times10^{-6}$）≤	150.0	350.0	600.0
铜（$\times10^{-6}$）≤	35.0	100.0	200.0
铬（$\times10^{-6}$）≤	80.0	150.0	270.0
砷（$\times10^{-6}$）≤	20.0	65.0	93.0
有机碳（$\times10^{-2}$）≤	2.0	3.0	4.0
硫化物（$\times10^{-6}$）≤	300.0	500.0	600.0
石油类（$\times10^{-6}$）≤	500.0	1000.0	1500.0

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，采用单因子标准指数法。海洋生态调查站位30个，评价因子包括总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃。

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》、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》(GB 18421-2001)中第一类生物质量标准，9个站位按照不劣于现状评价。软体类（非双壳类）、鱼类和甲壳类生物体内污染物质（除铬外）含量评价参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中规定的生物质量标准；鱼类、软体类（非双壳类）及甲壳类目前没有铬的生物质量评价标准，因此只列出检测结果，不予以评价，各项评价因子的标准值见表 5.1-6。

表 5.1-6 底栖生物体内各指标评价标准（$\times10^{-6}$）

类别	Hg	As	Cu	Pb	Cd	Zn	Cr	石油烃
贝类（双壳类）第一类 I	0.05	1.0	10	0.1	0.2	20	0.5	15
贝类（双壳类）第二类 I	0.10	5.0	25	2.0	2.0	50	2.0	50
贝类（双壳类）第三类 I	0.30	8.0	50 牡蛎 100	6.0	5.0	100 牡蛎 500	6.0	80
软体类（非双壳类）II	0.3	1	100	10	5.5	250	--	20
甲壳类 II	0.2	1	100	2	2.0	150	--	20

鱼类 II	0.3	1	20	2	0.6	40	--	20

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

I. 《海洋生物质量》(GB 18421-2001)；

II. 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025） 。

5.1.5 评价方法

5.1.5.1 海水水质

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）采用单因子标准指数法进行环境质量现状评价。

单因子标准指数法：

1）单因子水质参数 i 在第 j 点的标准指数:

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

式中：$S_{i,j}$—i 评价因子在 j 点的标准指数；

$C_{i,j}$—i 评价因子在 j 点的实测浓度，mg/L；

$C_{s,i}$—i 评价因子的评价标准，mg/L。

2）DO 的标准指数为：

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

$$S_{DO,j} = DO_S / DO_j \qquad DO_j \leq DO_f$$

式中：DO_s—溶解氧的海水水质标准，mg/L；

DO_j—j 点的溶解氧，mg/L；

DO_f—饱和溶解氧浓度，mg/L，对于河流，$DO_f = 468/(31.6+T)$；对于盐度比较高的湖泊、水库及入海河口、近岸海域，$DO_f = (491-2.65S)/(33.5+T)$；

S—实用盐度符号，量纲为 1；

T—水温，℃。

3）pH 的标准指数为：

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

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

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

pH_j — pH 值实测统计代表值；

pH_{su} — 评价标准中 pH 值的上限值；

pH_{sd} — 评价标准中 pH 值的下限值。

5.1.5.2 海洋沉积物

采用与水质相同的单因子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。

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（mg·C/(m^2·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 的多样性指数计算公式、Pielous 均匀度计算公式，和 Margalef 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：

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

均匀度（J′）：$J'=H'/ln\ S$

丰富度（d）：$d=(S-1)/ln\ N$

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，采用单因子标准指数法。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

调查海域海水水质调查项目分析结果见附表 1。

5.2.1.1 水温

调查海域水温变化于（28.67~31.30）℃。

5.2.1.2 盐度

调查海域盐度变化于 28.181~33.149。

5.2.1.3 pH

调查海域 pH 值变化于 8.01~8.28。

5.2.1.4 溶解氧（DO）

调查海域海水 DO 含量变化于（3.20~6.72）mg/L。

5.2.1.5 化学需氧量（COD）

调查海域海水 COD 变化于（0.16~0.83）mg/L。

5.2.1.6 无机氮（DIN）

调查海域海水 DIN 含量变化于（11.3~90.4）μg/L。

5.2.1.7 活性磷酸盐

调查海域海水活性磷酸盐含量变化于（未检出~14.7）μg/L。

5.2.1.8 汞

调查海域海水汞含量变化于（0.009~0.044）μg/L。

5.2.1.9 锌

调查海域海水锌含量变化于（0.42~11.34）μg/L。

5.2.1.10 镉

调查海域海水镉含量变化于（未检出~0.04）μg/L。

5.2.1.11 铅

调查海域海水铅含量变化于（0.18~2.16）μg/L。

5.2.1.12 砷

调查海域海水砷含量变化于（1.30~4.07）μg/L。

5.2.1.13 铜

调查海域海水铜含量变化于（0.55~2.32）μg/L。

5.2.1.14 总铬

调查海域海水总铬含量变化于（0.13~1.36）μg/L。

5.2.1.15 石油类

调查海域表层海水石油类含量变化于（0.010~0.045）mg/L。

5.2.1.16 悬浮物

调查海域海水悬浮物的含量变化于（1.5~13.1）mg/L。

5.2.1.17 挥发性酚

调查海域海水挥发性酚含量变化于（未检出~3.0）μg/L。

5.2.1.18 硫化物

调查海域海水硫化物含量变化于（未检出~0.16）μg/L。

5.2.2 海水水质评价结果

调查站位中有30个站位（包括4个加密站位）执行《海水水质标准》(GB 3097-1997)中第一类海水水质标准，海水水质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。（各站评价因子的平均值和标准指数分别见附表2和附表3）

5.2.2.1 调查结果

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）的要求，本次调查采用各站位各评价因子的表层与底层监测数据的平均值进行海水水质评价。结果显示，调查海域海水中pH、COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共13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，其中溶解氧超标率为76.9%；铅仅涠洲岛以北的P4站位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 5.2-1 调查海区海水水质超标因子统计

评价因子	符合一类水质标准	符合二类水质标准	符合三类水质标准
溶解氧	P1~P6（6个，23.1%）	P7~P18、P20~P22、P28~P30（18个，69.2%）	P23、P24（2个，7.7%）
铅	P1~P3、P5~P18、P20~P24、P28~P30（25个，96.2%）	P4（1个，3.8%）	\

b. 按现状评价

20个按照现状评价的站位中，全部站位的pH、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共14项评价因子的含量符合第一类海水水质标准。15个站位的溶解氧含量符合第二类海水水质标准；1个站位的溶解氧含量符合第三类海水水质标准。

5.2.2.2 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。

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。根据2012年9月至2022年4~5月的调查结果，调查海区溶解氧超标较为普遍，且主要集中出现于底层（水深17m~40m）。这与调查期间水文和水体交换情况相关，说明调查海区底层海水中存在一定的季节性缺氧现象-秋季较春季明显，这与中国近海季节性跃层特点相关。

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76.7%，其次为砂质粉砂（ST），所占比例为16.7%。总体上，调查海区表层沉积物类型以粉砂为主。

表 5.3-1 表层沉积物粒度类型

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
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										

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
	%	$\times10^{-6}$								
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，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（按海洋沉积物第一类质量标准评价）

站位	有机碳	硫化物	汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油类
P1										
P3										
P6										
P8										
P9										
P10										

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

5.4 海洋生态现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

5.4.1.1 叶绿素 a

调查海域各站叶绿素 a 含量情况见表 5.4-1。

调查海域叶绿素 a 各站平均含量变化于（XXXX）mg/m^3，平均值为XXXXmg/m^3。

表 5.4-1 各站叶绿素 a 和海洋初级生产力

站位	叶绿素 a（mg/m^3）			海洋初级生产力（mg·C/(m^2·d)）
	表层	底层	平均值	
P1				
P2				
P3				

站位	叶绿素 a（mg/m³）			海洋初级生产力（mg·C/(m²·d)）
	表层	底层	平均值	
P4				
P5				
P6				
P7				
P8				
P9				
P10				
P11				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P19				
P20				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P26				
P27				
P28				
P29				
P30				
最小值				
最大值				
平均值				

注：“nd”表示样品测值低于检出限；当检出率为 1/2 以上(含 1/2)时，统计运算时取其检出限的 1/2，当检出率不足 1/2 时，统计运算时取其检出限的 1/4。

5.4.1.2 初级生产力

本次调查各站初级生产力计算结果见表 5.4-1。

调查海域各站初级生产力变化范围为（XXXX）mg·C/(m²·d)，平均为XXXXmg·C/(m²·d)。调查海域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

调查海域共出现浮游植物 4 门 53 属 170 种，名录详见附表 4。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%。

5.4.2.2 个体数量分布

本次调查各站浮游植物密度见表 5.4-2。

调查海区浮游植物密度变化范围在（XXXX）×10^4 个/m^3，平均密度为XXXX个/m^3。

表 5.4-2 各站浮游植物密度（×10^4 个/m^3）

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

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0.490、0.087、0.058、0.050，优势种均为硅藻。

5.4.2.4 群落特征指数

本次调查浮游植物群落特征指数见表 5.4-3。

调查海域各站浮游植物多样性指数（*H'*）范围为XXXX，平均值为XXXX；均匀度指数(*J*)范围为XXXX，平均值为XXXX；丰富度指数(*d*)范围为XXXX，平均值为XXXX。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 5.4-3 调查海域浮游植物群落特征指数

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			

站位	多样性（H′）	均匀度（J′）	丰富度（d）
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

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，见附表 5。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，其生态类型主要分为三种生态类群，分别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

本次调查浮游动物生物量和密度见表 5.4-4。

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

表 5.4-4 调查海域浮游动物生物量（mg/m^3）和密度（个/m^3）

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							

站位	密度（个/m³）						生物量 (mg/m³)
	毛颚类	阶段性浮游幼体	枝角类	桡足类	其他	合计	
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

调查海域的浮游动物优势种共计 7 种，分别为肥胖软箭虫、鸟喙尖头溞、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 0.336、0.150、0.092、0.066、0.034、0.026 和 0.021。

5.4.3.4 群落特征指数

本次调查浮游动物群落特征指数见表 5.4-5。

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

总体来看，本次调查浮游动物种类多样性指数和丰富度指数处于较高水平，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 5.4-5 浮游动物群落特征指数

站位	多样性（*H'*）	均匀度（*J*）	丰富度（*d*）
P1			
P3			
P6			
P8			

站位	多样性（H'）	均匀度（J）	丰富度（d）
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			

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

本次调查共鉴定出7门148种底栖生物，见附表 6。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

本次调查底栖生物生物量和栖息密度见表 5.4-6。

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

表 5.4-6 底栖生物各站的栖息密度（个/m^2）和生物量（g/m^2）

站位	栖息密度（个/m^2）	生物量（g/m^2）
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		

5.4.4.3 优势种

本次调查底栖生物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 0.033、0.025 和 0.020。定量样品优势种为细腕阳遂足，优势度为 0.040。

5.4.4.4 群落特征指数

本次调查底栖生物群落特征指数见表 5.4-7。

调查海区底栖生物种类多样性指数（*H'*）的变化范围为XXXX，平均值为XXXX；均匀度（*J*）的变化范围为XXXX，平均值为XXXX；丰富度（*d*）的变化范围为XXXX，平均值为XXXX。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。

表 5.4-7 底栖生物群落特征指数

站位	多样性（*H'*）	均匀度（*J*）	丰富度（*d*）
P1			
P3			
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			

5.5 生物质量

5.5.1 污染物含量

本次调查海洋生物体内污染物含量见表 5.5-1。

本次调查共测定生物质量样品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。

表 5.5-1 调查海域生物质量分析结果（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										
P20										
P21										
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										

站位	生物名称	类别	石油烃	铜	铅	镉	锌	铬	砷	总汞
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。

5.5.2 生物质量评价结果

本次调查生物质量各评价因子的单因子标准指数见表 5.5-2。

调查海域鱼类中砷的超标率为 93.7%，其余各项评价因子的标准指数值均小于 1。甲壳类中一份样品（口虾蛄）的镉轻微超标，砷超标率为 84.6%，其他全部样品的标准指数值均小于 1。贝类样品中铜、锌和石油烃单项标准指数均小于 1，符合第一类海洋生物质量标准；砷、镉、铬、总汞和铅出现超标现象，其中镉、铬、总汞和铅的超标站位均符合第二类生物质量标准，砷的超标站位均符合第三类生物质量标准。

表 5.5-2 底栖生物的单因子标准指数

站位	种名	类别	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P1										
P3										
P6										
P8										
P9										
P10										
P10										
P11										
P11										
P12										
P12										
P13										
P15										
P15										
P16										
P17										
P18										
P18										
P19										
P20										
P21										

站位	种名	类别	总汞	砷	铜	铅	镉	锌	铬	石油烃
P22										
P23										
P24										
P26										
P27										
P28										
P29										
P30										
P32										
P34										
P35										
P37										
P39										
P42										

注：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。

5.5.3 超标原因分析

贝类超标的主要影响因素，一是海洋双壳贝类通过水相暴露和颗粒过滤食物相暴露两种途径累积金属，对藻类选择性滤食是贝类物种的生活特性，贝类部分重金属含量高可能是生物体维持自身生命所需的基本代谢需求（生物体最低需求量），这种生物体自然累积富集能力存在差异，并非由环境污染造成；二是目前生物质量评价标准中，贝类的评价标准远高于甲壳类和鱼类。本次调查贝类超标站位集中分布在涠洲岛附近海域，工程设施平台附近的调查站位并未出现贝类超标情况，结果表明生物质量超标情况与工程设施平台并无明显的相关性。

调查海域底栖生物质量状况较稳定，检测结果显示存在砷含量较高的现象，原因分析如下：从食物链和生物富集能力分析，海洋环境是砷全球循环的重要场所，海水中砷的含量可高达24μg/L，比淡水中的含量（0.15~0.45μg/L）高很多。海洋生物通过食物链吸收无机砷并将其转化为有机砷，有机砷比无机砷在食物链中具有更高的传递能力。海洋鱼类和双壳贝类普遍具有将从环境吸收的无机砷通过生物转化合成转化为有机砷的能力，其体内砷主要存在形态为无毒的砷甜菜碱（AsB）。鱼类体内的砷主要从食物中累积，鱼体内砷累积量比水体高，有些鱼类砷含量高达100μg/g。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）海洋生物质量中砷的标准值，本次调查大部分的鱼类、甲壳类和双壳贝类中都表现高超标率，且标准指数均值高。本次调查砷的超标情况在近年南海海域调查和历史

调查中均有类似结果。历次调查中，底栖生物质量（如鱼类、甲壳类、双壳贝类等）的砷含量普遍偏高，可能与它们的种类、生活习性、环境变化及对不同物质的富集能力差异等多种因素有关。

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查概况

5.6.1.1 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，调查时间为2022年9月25日~10月2日。

5.6.1.2 调查站位布设

调查范围为108°~110°E，20°~21.5°N，本次调查了12个渔区海域，调查站位见表 5.6-1和图 5.6-1。

图 5.6-1 渔业资源调查站位示意图

表 5.6-1 渔业资源调查站位坐标

站位	经度/E	纬度/N
WS01		
WS02		
WS03		
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		

5.6.1.3 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。本次调查采用“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/km^2）；

Y—平均渔获率（kg/h）；

a—每网次的扫海面积（km^2）；

p—网具捕获率（取 0.5）；

B—现存资源量（t）；

A—评价区面积（km^2）。

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/m^3 或尾/m^3；

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（m^3）。

鱼卵、仔稚鱼种类鉴定方法：

（1）形态学鉴定方法：对带回实验室的样品通过形态学方法在 ZEISS-Stemi 508 解剖镜下进行种类鉴定，形态学鉴定参考《中国近海及其邻近海域鱼卵与仔稚鱼》、《南海仔稚鱼图鉴一》和《南海经济鱼类图鉴》。

（2）分子鉴定方法：对于部分形态破损或难以鉴定的物种，使用分子生物学方法进行进一步鉴定，基于 COI（Cytochorme Coxidase Subunit I线粒体细胞色素 C 氧化酶亚基I）基因条形码技术，通过提取样本的基因组 DNA 后采用 PCR 扩增目的基因并测序；基因组 DNA 的提取主要使用生物公司的试剂盒完成，扩

增COI基因片段后，送至专业生物公司进行纯化和双向测序获得遗传信息，经鱼类基因库比对确定种类。

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。

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

5.6.2.1 鱼类资源状况

a. 种类组成

调查海域内共捕获鱼类130种，见附表 7，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、鲽形目、鲱形目、鳗鲡目、鲶形目、鲻形目、鲀形目、仙女鱼目、鳕形目、鲉形目、鼬鳚目、真鲨目和鲼形目。其中，鲹科的种类最多，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、竹荚鱼、白姑鱼、多齿蛇鲻、银鲳等，均是南海区的主要捕捞对象。

b. 优势种

调查海域优势种为二长棘鲷，相对重要性指数为1923.45。

c. 鱼类资源密度和资源量评估

调查海域鱼类的渔获率见表 5.6-2。

调查海域鱼类重量渔获率变化范围（XXXX）kg/h，平均为XXXXkg/h；尾数变化率范围为（XXXX）尾/h，平均为XXXX尾/h。

表 5.6-2 鱼类渔获率

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS01		
WS02		

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS03		
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		
最小值		
最大值		
平均值		

本次调查鱼类资源密度见表 5.6-3。

渔业资源调查海域鱼类资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为 XXXXkg/km^2；资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为 XXXX 尾/km^2；成体资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为 XXXXkg/km^2；成体资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为 5434 尾/km^2。幼体资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为 XXXXkg/km^2；幼体资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为 XXXX 尾/km^2。

表 5.6-3 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
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						

5.6.2.2 头足类资源

a. 种类组成

本次调查共有头足类9种，见附表 8。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

本次调查优势种有1种，为杜氏枪乌贼，相对重要性指数为6973.29。

c. 渔获率

本次调查头足类渔获率见表 5.6-4。

本次调查头足类重量渔获率变化范围（0.00~1.73）kg/h，平均为0.31kg/h；尾数渔获率范围为（0~101）尾/h，平均为22尾/h。

表 5.6-4 头足类渔获率

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS01		
WS02		
WS03		
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		
最小值		
最大值		
平均值		

d. 头足类资源密度和资源量评估

本次调查头足类资源密度见表 5.6-5。

调查海域头足类资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为XXXXkg/km^2，资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为XXXX尾/km^2。成体资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为XXXXkg/km^2；成体资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为XXXX尾/km^2。幼体资源重量密度（XXXX）kg/km^2，平均为XXXXkg/km^2；幼

体资源尾数密度（XXXX）尾/km²，平均为 XXXX 尾/km²。

表 5.6-5 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/km²	尾/km²	kg/km²	尾/km²	kg/km²	尾/km²
WS01						
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						

5.6.2.3 甲壳类资源

a. 种类组成

本次调查共捕获甲壳类 71 种，包括虾类 45 种、蟹类 26 种，种类名录见附表 9。

b. 优势种

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 7033.29、2962.97 和 2029.76；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 8927.78、1805.61 和 1252.19。

c. 渔获率

本次调查甲壳类渔获率见表 5.6-6。

调查海域甲壳类重量渔获率变化范围（XXXX）kg/h，平均为 XXXXkg/h；渔获尾数变化范围（XXXX）尾/h，平均为 XXXX 尾/h。

表 5.6-6 甲壳类渔获率

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS01		
WS02		

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS03		
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		
最小值		
最大值		
平均值		

d. 甲壳类资源密度和资源量评估

本次调查甲壳类资源量见表 5.6-7 和表 5.6-8。

表 5.6-7 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 5.6-8 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						

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
WS02						
WS03						
WS04						
WS05						
WS06						
WS07						
WS08						
WS09						
WS10						
WS11						
WS12						
最小值						
最大值						
平均值						

5.6.2.4 总资源评估

a. 总渔获率

本次调查渔业资源总渔获率见表 5.6-9。

调查海域各站渔业资源重量总渔获率变化范围（XXXX）kg/h，平均为XXXXkg/h；渔获尾数变化范围（XXXX）尾/h，平均为XXXX尾/h。

表 5.6-9 渔业资源总渔获率

站位	尾数渔获率（尾/h）	重量渔获率(kg/h)
WS01		
WS02		
WS03		
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		
最小值		
最大值		
平均值		

b. 总资源密度

本次调查渔业资源总资源密度见表 5.6-10。

调查海域渔业资源总重量密度范围（XXXX）kg/km^2，平均为 XXXXkg/km^2，资源尾数密度（XXXX）尾/km^2，平均为 XXXX 尾/km^2。

表 5.6-10 渔业资源总资源密度

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

5.6.2.5 鱼卵、仔稚鱼

a. 鱼卵、仔稚鱼种类组成

本次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 10。

b. 鱼卵、仔稚鱼密度

本次调查鱼卵、仔稚鱼密度见表 5.6-11。

调查海域垂直拖网鱼卵密度变化范围为（XXXX）粒/100m^3，平均密度为 XXXX 粒/100m^3。仔稚鱼密度变化范围为 XXXX）尾/100m^3，平均密度为 XXXX 尾/100m^3。

表 5.6-11 鱼卵、仔稚鱼密度分布

站位	鱼卵（粒/100m^3）	仔稚鱼（尾/100m^3）
WS01		
WS02		
WS03		

站位	鱼卵（粒/100m³）	仔稚鱼（尾/100m³）
WS04		
WS05		
WS06		
WS07		
WS08		
WS09		
WS10		
WS11		
WS12		
最小值		
最大值		
平均值		

5.7 电磁环境现状

电磁环境现状引自《涠洲6-8油田III期开发项目鸟类、声环境和电磁环境现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025年11月）。

5.7.1 监测点位及调查时间

为了解该项目海域电磁环境的情况，自然资源部南海生态中心于2025年10月15～20日对该项目的电磁环境质量进行了现场调查。在海上风机工程区域设置4条调查断面，每个调查断面设置2~5个监测站位，一共布设16个监测站位，分布位于项目的四周，此外，在距离该项目4km外的海域设置了一个对照点。各站点分布见图 5.7-1，经纬度坐标见表 5.7-1。

图 5.7-1 电磁和噪声环境调查站位示意图

表 5.7-1 电磁环境现状调查站位经纬度

站号	经度(E)	纬度(N)
P17		
P19		
P22		
P24		
P31		
P32		
P33		
P34		
P35		
P36		
P37		
P38		
P39		

站号	经度(E)	纬度(N)
P40		
P41		
对照点		

5.7.2 调查内容和方法

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

5.7.3 调查与分析方法

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

5.7.4 调查结果

工程海域工频电磁环境调查结果见表 5.7-2，工频电磁环境现状监测数据表明：工程海域工频电场强度在 0.070～0.090（V/m）之间，平均值为 0.080（V/m）；工频磁感应强度 0.0068~0.0091μT 之间，平均值为 0.0080μT。测量结果均满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的电磁环境控制限值工频电场强度 4000V/m 和工频磁感应强度 100μT 的要求。

表 5.7-2 工频电场强度、工频磁感应强度监测结果

站号	工频电场（V/m)	工频磁场（μT)
P41		
P38		
P17		
P31		
P32		
P19		
P37		
对照点		
P24		
P34		
P33		
P36		
P40		
P39		
P35		
P22		

5.8 声环境质量概况

声环境质量现状引自《涠洲6-8油田III期开发项目鸟类、声环境和电磁环境现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025年11月）。

5.8.1 监测点位及调查时间

为了解该项目海域声环境的情况，自然资源部南海生态中心于2025年10月15～20日对该项目的声环境质量进行了现场调查。在海上风机工程区域设置4条调查断面，每个调查断面设置2~5个监测站位，一共布设16个监测站位，分布位于项目的四周，此外，在距离该项目4km外的海域设置了一个对照点。水下噪声垂向分层监测，监测层位设在水下2m处、0.5倍水深处、海底以上2m处；水上噪声监测在船舶上同步进行，每个站点水上布置1个测点，各监测点位监测一次。各站点分布可见图 5.8-1，经纬度坐标见表 5.8-1。

图 5.8-1 电磁和噪声环境调查站位示意图

表 5.8-1 声境现状调查站位经纬度及天气状况

站号	经度(E)	纬度(N)	天气	海况（级）
P17			晴	4
P19			晴	4
P22			晴	4
P24			晴	4
P31			晴	4
P32			晴	4
P33			晴	3
P34			晴	4
P35			晴	4
P36			晴	3
P37			晴	4
P38			晴	4
P39			晴	3
P40			晴	3
P41			晴	4
对照点			晴	4

5.8.2 水上声环境现状

5.8.2.1 监测内容

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

① 等效连续A声级 L_{eq}；

② 累计百分声级：L_{10}、L_{50}、L_{90}；

③ 最大声级 L_{max}；

5.8.2.2 调查与分析方法

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

5.8.2.3 监测结果

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

表 5.8-2 工程海域水上声环境质量调查结果 单位：dB/20μPa

站位编号	噪声源	最大声级(dB)	等效连续声级(dB)	累积百分声级 L10(dB)	累积百分声级 L50(dB)	累积百分声级 L90(dB)
P41	海上声环境					
P38						
P17						
P31						
P32						
P19						
P37						
对照点						
P24						
P34						
P33						
P36						
P40						
P39						
P35						
P22						

5.8.3 水下声环境现状

5.8.3.1 监测内容

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

5.8.3.2 调查与分析方法

频率测量覆盖范围为20 Hz-20 kHz。如果由于风电场使用不同的技术，产生的水下噪声可能超出原定频率范围，则频率测量范围应予以延伸。当监测船只进入预定站位，抛锚并关闭电机进行水下噪声测量。水下噪声垂向分层观测，设置3个水层深度进行同步测量，表层设在水下2m，中层设在0.5倍水深处，底层设在离底2m处，测量时间均为10min。

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

a. 水下噪声频带声压级L_{pf}

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

式中：L_{pf}—噪声频带声压级，单位为分贝（dB）；

P_f—测量所得的某频带噪声声压，单位为帕（Pa）；

P_0—基准声压，单位为帕（Pa），通常取P_0=1μPa。

b. 水下噪声声压谱[密度]级L_{ps}

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

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

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

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

Δf—带通滤波器的有效带宽。

c. 干扰噪声修正

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

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

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

各测点的峰值声压级L_{peak}，即声压的瞬时值。

d. 全频带累积声压级L_p

频率不同的声波是不相干的，不会形成相干干涉，所以，声信号总的声能量是各个频率分量上的能量叠加之和。在获取1/3倍频程频带声压级的基础上，可以运用不同频带上的声压级叠加原理，对1/3倍频程带宽频带声压级进行累加，求取全频带累积声压级，表示为L_p，用于描述各水下测量点上的环境噪声强度。

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

L_{pf}—中心频率为f的1/3倍频程频带声压级，单位为分贝（dB）。

5.8.3.3 监测结果

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

表 5.8-3 各站点测量深度与对应的峰值声压级

站点	测点深度(m)	峰值声压(dB/1μPa)	全频带累积声压级 Lp(dB/1μPa)		
			各测量点	各站点平均值	调查海域平均值
P41					
P38					
P17					
P31					
P32					
P19					
P37					
对照点					
P24					

站点	测点深度(m)	峰值声压(dB/1μPa)	全频带累积声压级 Lp(dB/1μPa)		
			各测量点	各站点平均值	调查海域平均值
P34					
P33					
P36					
P40					
P39					
P35					
P22					

在20~20k Hz频率范围内，调查海域海洋环境噪声全频带累积声压级在XXXX dB之间，平均值为XXXXdB，变化范围为XXXX dB，峰值声压在XXXX dB之间，变化范围为XXXX dB。总体环境噪声声谱级呈现“随频率升高而下降”的特征，属于典型的人为活动与自然混合的海洋噪声背景。当前区域声环境监测数据远低于组织损伤阈值、永久性听觉损伤阈值和大规模栖息地排斥所需的高强度持续噪声水平，总体不存在中长期生态风险，不会对区域鱼类、海洋哺乳动物或底栖生态造成显著不利影响，影响主要可能表现为瞬时最大声级较高时，将产生局部、短时、可恢复的行为干扰。因此，该区域的水下噪声背景对生态系统的影响总体可控，可恢复，属于低至中等强度。

5.9 鸟类及栖息地现状调查与评价

鸟类调查资料引自《涠洲6-8油田III期开发项目鸟类、声环境和电磁环境现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025年11月）。

5.9.1 监测点位及调查时间

海上调查使用海上样线法，样线涵盖工程边界线向外扩展8km区域，样线

布设见图 5.9-1，设置“S”形，最大程度记录工程范围内鸟类的分布情况，样线总长约 150km。采用样点调查法作为样线法的补充，在项目建设点位附近选取固定的观察点进行观察计数，共布设 12 个，鸟类观测样点见图 5.9-1。

图 5.9-1 鸟类调查样线及样点示意图

表 5.9-1 鸟类现状调查站位经纬度

站号	经度(E)	纬度(N)
P35		
P38		
p42		
P43		
P44		
P45		
P46		
P47		
P48		
P49		
P50		
P51		

5.9.2 调查方法

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

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

鸟类的种类鉴定主要依据《中国鸟类野外手册》（约翰•马敬能等，2000）。鸟种分类参考《中国鸟类分类与分布名录（第二版）》（郑光美，2000）。根

据常规鸟类群落优势度划分标准，将种群数量超过鸟类群落总数10%的种群定为优势种；1%-10%之间为常见种；低于1%的为稀有种。

5.9.3 鸟类现状调查结果与评价

5.9.3.1 调查区域鸟类种类和数量

本次调查共发现3目4科5属5种鸟类，见表 5.9-2。其中鸻形目3种，雀形目和鹱形目各1种。数量方面，共记录鸟类8只，其中白额鹱数量最多，有3只，占总数37.5%，灰鹮鸻次之，有2只，占总数25.0%，大凤头燕鸥、褐翅燕鸥和短尾贼鸥分别为1只，占12.5%。

表 5.9-2 调查鸟类名录

目	科	属	种	拉丁名	居留型	威胁级别	总数
鹱形目							
鸻形目							
雀形目							
总计							

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

5.9.3.2 鸟类居留型和生态型组成

根据主要居留型划分，本次调查发现本区域的留鸟1种，为大凤头燕鸥；冬候鸟1种，为灰鹮鸻；夏候鸟1种，为褐翅燕鸥；旅鸟2种，为白额鹱和短尾贼鸥。

根据鸟类的形态特征和生活习性，可将其大致分为鸣禽（雀形目物种）、攀禽（夜鹰目、鹃形目、佛法僧目、雨燕目物种）、猛禽（鹰形目、鸮形目、隼形目物种）、陆禽（鸡形目、鸽形目物种）、涉禽（鸻形目、鹈形目、鹤形目物种）和游禽（雁形目、潜鸟目、鹱鹏目、鹱形目、企鹅目物种）六大生态类群。本次调查中涉禽3种，鸣禽1种，游禽1种。

5.9.3.3 优势种和重点保护鸟类

由于本次调查发现的鸟类数量较少，各鸟类种群数量占鸟类群落总数均超过10%，故每种鸟类均为优势种。

世界自然保护联盟（IUCN）濒危物种红色名录，本次调查鸟类无危4种，近危1种，为白额鹱；国家二级重点保护野生动物1种，为大凤头燕鸥；有重要生态、科学、社会价值3种，为褐翅燕鸥、短尾贼鸥和灰鹮鸻。

6 环境影响回顾性分析

涠洲6-8油田III期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。本项目计划新建1座井口平台WZ6-8 WHPC，新建1条WZ6-8 WHPC平台至WZ6-13 WHPB平台海底混输管道，新建1条WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台海底注水管道，新建1条WZ6-13 WHPB平台至WZ6-8 WHPC平台海底电缆，对WZ6-13 WHPB平台进行适应性改造。本项目在WZ12-2 WHPC平台附近新建4座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA平台~WZ12-2 EPPD平台），每座电力辅助平台上布置12.5MW的风力发电机组。新建两条长度约0.88km分别从WZ12-2 EPPB平台至WZ12-2 EPPA平台、从WZ12-2 EPPD平台至WZ12-2 EPPC平台的海底电缆，新建1条长度约3.1km从WZ12-2 EPPA平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆和1条长度约4.8km从WZ12-2 EPPC平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆，并对WZ12-2 WHPC平台和WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。

为了更加客观地预测评价涠洲6-8油田III期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
WZ6-13 WHPB平台		是，适应性改造
WZ6-13 WHPA平台		否
WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台		否
WZ12-2 WHPC/WHPA平台		是，适应性改造
WZ6-13 WHPB平台至WZ12-1 WHPC平台混输海管（在建）		否
WZ12-1PUQB平台至WZ6-13WHPA平台注水管道		否
WZ12-1 PAP平台至涠洲终端海底输油管道		否
WZ12-1 PUQ平台至涠洲终端海底输气管道（高压）		否
WZ12-1 PUQ平台至涠洲终端海底输气管道（在建）		否
涠洲终端		否

6.1 现有工程回顾

涠洲油田群现有生产设施主要包括34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、WZ6-13 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、WZ6-8 WHPB、WZ12-1 WHPC、WZ12-2 WHPC、WZ5-3 WHPA、WZ11-6 WHPA、WZ11-4 CEPD、WZ10-3W WHPA和WZ10-3W MOPU），1座在建平台（WZ6-13 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从WZ12-1 PAP平台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用于油田群区域开发，部分用于燃料气系统使用，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标准后部分回注地层，其余部分在WZ12-1 PUQ平台达标排海（石油类≤20mg/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
WZ6-13 WHPB平台（在建）		

主要设施	原设计处理能力	主要功能
WZ6-13 WHPA 平台		
WZ12-1WHPC 平台		
WZ12-1 PUQ 平台		
WZ12-1 PUQB 平台		
WZ12-1 PAP 平台		
WZ12-2WHPA 平台		
WZ12-2WHPC 平台		
涠洲终端		

6.2 相关环评批复及落实情况

6.2.1 环评批复及竣工验收情况

本项目相关已建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/调整内容	依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《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 11-1/6-1/11-4N 油田开发工程环境影响报告书》	WZ11-1 WHPA 、WZ11-4N WHPA 、WZ12-1 PAP 平台及相应海底管缆	WZ12-1 PAP 平台	2005 年 6 月获得国家海洋局批复（国海环字〔2005〕239 号）	2014 年 10 月 20 日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字〔2014〕590 号）

报告名称	主要建设/调整内容	依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《涠洲12-8W/6-12油田开发工程环境影响报告书》	WZ12-1 PUQB、WZ12-8W WHPA、WZ6-12 WHPA平台及相应海底管缆	WZ12-1 PUQB平台	2012年2月17日获得国家海洋局核准（国海环字〔2012〕91号）	2014年4月8日获得国家海洋局环境保护设施竣工验收复函（国海环字〔2014〕160号）
《涠洲6-13油田开发项目环境影响报告书》	WZ6-13 WHPA平台及相应海底管缆；WZ12-1 WHPB平台2口低效井转为注水井	WZ6-13 WHPA平台	2016年9月30日获得国家海洋局批复（国海环字〔2016〕473号）	2021年6月8日获得国家生态环境部环境保护设施竣工验收合格的函（环验〔2021〕3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平台及相应海底管缆	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）	涠洲5-7油田因油藏开发情况不理想已终止开发，涠洲11-2油田二期开发工程及涠洲12-1油田调整工程已于2024年11月14日通过竣工验收。
《涠洲油田群WZ6-9-A19H1等52口调整井项目环境影响报告表》	在现有28个平台新增12口侧钻井和40口新钻井，共52口调整井，包括42口采油井、7口注水井和3口注气井。分别为：WZ6-9/6-10 WHPA平台、WZ6-12 WHPA平台、WZ12-1 WHPC平台、WZ12-2 WHPB平台、WZ12-1W WHPA平台、WZ6-13 WHPA平台、WZ11-2 WHPC平台、WZ11-1 WHPA平台	WZ12-1 WHPC平台（采用外挂井槽新增8个单筒双井，实施16口调整井：12口采油井、1口注水井、3口注气井）	2023年9月21日获得国家生态环境部批复（环审〔2023〕102号）	不涉及
《涠洲12-2油田群及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WZ12-2WHPA、WZ12-1WWHPA、WZ11-2WHPB、WZ11-4NWHPB、WZ11-4NWHPC及相应海底管缆	WZ12-2WHPA	2014年7月23日获得国家海洋局批复（国海环字〔2014〕389号）	2021年7月23日获得国家生态环境部环境保护设施竣工验收合格的函（环验〔2021〕5号）
《涠洲油田群生产处理中心优化产能建设配套项目环境影响报告表》	新建WZ12-2WHPC平台及WZ12-1 WHPC平台至WZ12-2 WHPC平台的海底电缆	WZ12-2WHPC	2023年12月28日获得国家生态环境部批复（环审〔2023〕141号）	/
《涠洲12-1油田中块4井区/涠洲6-13	新建WZ6-13 WHPB平台，新建1条从WZ6-13	WZ6-13 WHPB平台（在建）	2026年3月2日获得国家生	/

报告名称	主要建设/调整内容	依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
油田综合调整项目环境影响报告书》	WHPB平台至WZ12-1 WHPC平台的海底混输管道，利用WZ6-13 WHPA平台至WZ12-1 PUQB平台现有的10″混输管道清洗后转换为注水管道反向使用。		态环境部批复（环审〔2026〕22号）	
《涠洲12-1PUQ到涠洲终端天然气管线项目环境影响报告书》	新建一条14寸，32.8km长WZ12-1PUQ平台到涠洲终端的天然气海管，对WZ12-1PUQ进行适应性改造，原涠洲12-1PUQ至涠洲终端12寸天然气海管清洗后封存。	WZ12-1PUQ平台到涠洲终端的天然气海管（在建）	2026年7月27日获得国家生态环境部批复（环审〔2026〕80号）	/

6.2.2 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，其他相关工程具体情况见表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
《关于涠洲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）	涠州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。
	涠州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，并落实各项环保措施。
	涠州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。
	按行业规范要求做好溢油等风险事件的应急设备、器材的储备及通讯网络的建设。	落实各项污染物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。定期开展溢油应急反应演练。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。
	固体废弃物应按有关规定妥善处置。	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。
《国家海	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含	工程在运行过程中严格按照国家相

批复	批复要求	落实情况
洋局关于涠洲6-13油田开发项目环境影响报告书的批复》（国海环字〔2016〕473号）	油量 >1% 的钻屑、钻井液不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻屑和非含油钻井液、机舱含油污水、部分含油生产水、生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理：含油生产水经处理达标后方可回注地层。	关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油泥浆和钻屑、机舱水、生活垃圾、工业垃圾全部运回陆地处理，生活污水处理达标后排海，含油生产水处理后回注地层。
	加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。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，采取有井眼防碰措施，加强随钻监测；及时控制可能遇到的溢流和井涌。	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。
	加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定有针对性井控预案。严格按照设计注入压力和注入量进行分层注水作业。在注水过程中加强实时监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施，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。
	管道开挖铺设应采用先进的施工工艺和方法，采用安全环保、具有高防腐性能的材料；合理安排施工顺序和进度，减少悬浮泥沙的产生，最大限度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，采用先进的施工工艺和方法，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。
	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；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。	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。
	切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。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环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局南海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实了报告书中提出的各项环境风险防范措施，加强了生产管理，严格实施了钻完井作业规定，定期对海底管道进行检测和维护。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。
	切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间。海底管道、导管架施工等水下作业应尽量避开工程所在海域的主要经济鱼类的产卵盛期（1月15日-3月1日），减轻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。
	加强工程环境监测管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。严格执行“三同时”和竣工验收制度，环境保护设施未经验收合格，工程不得投入运行。	工程建设严格执行了“三同时”制度，已于2021年6月通过了环境保护设施竣工验收。
《国家海洋局关于涠洲12-8W/6-12油田开发工程环境影响报	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，严格控制污染物排放总量和排放浓度。钻井应采用水基钻井泥浆且循环使用，钻井产生的泥浆和钻屑中含油量大于1%的应运回陆地交由有资质的单位处置，其余经海区主管部门批准后方可排放。船舶机舱含油污水、生活污水经处理达标后方可排海。生产垃圾和生活垃圾应分类收集，运回陆地处理。含油生	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油泥浆和钻屑、机舱水、生活垃圾、工业垃圾区全部运回陆地处理，生活污水处理达标后排海，含油生产水处理后回注地层。

批复	批复要求	落实情况
告书的批复》（国海环字〔2012〕91号）	产水经处理达标后回注地层。	
	合理安排施工作业时间，钻屑泥浆排放和海底管道挖沟作业应尽量避开渔业资源的产卵期，特别是二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区的特别保护期，减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响，并采取增殖放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。同时，加强对海事、渔业、军队等相关部门的沟通和协调，及时通报相关信息。	施工期严格落实了该项意见，严格控制作业区范围，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。
	加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经海洋主管部门检查批准不得投入试运行。	工程建设严格执行了“三同时”制度，已于2014年4月通过了环境保护设施竣工验收。
	切实加强生产管理。根据生产水处理系统的处理能力，严格控制进入生产水处理系统水量。优化注入水量和采出油量，切实实现注采平衡。同时，制定注水系统日常作业和监控制度，实时监控注水压力、注水量及注水地层的压力变化，严格将注水地层的压力控制在安全生产压力以下，严禁超压、超量注水。建立管道日常巡检制度，定期对海底管道进行检测与维护。	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。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议，制定溢油事件风险防范措施和应急计划，将工程的应急管理纳入北部湾涠洲油田群应急管理体系，工程投产前应当对北部湾涠洲油田群原有的应急计划进行修订，并报海洋主管部门审批。发生事件时，应当按照规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实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，定期对海底管道进行检测和维护。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。
《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》（环审〔2020〕97号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过8%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。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。
	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。
	加强注水、注气作业管理，防范地质性溢油事件发生。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

批复	批复要求	落实情况
		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。发生溢油事件时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事件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。
《国家海洋局关于涠洲11-1/6-1/11-4N油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2005〕239号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。施工阶段，船舶的船舶含油污水和生活垃圾、工业垃圾应当运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海；钻井采用无毒的水基泥浆且循环使用，含油泥浆和钻屑全部回收，运回陆地交由有资质的单位处置。生产阶段，含油生产水正常状况下经处理后回注地层，不得排放入海，非正常工况下排海浓度必须符合国家标准；机舱污水、生活垃圾和工业固体废弃物分类收集，运回岸上处理。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油泥浆和钻屑、机舱水、除食品废弃物以外的生活垃圾、工业垃圾全部运回陆地处理，生活污水处理达标后排海，含油生产水处理后回注地层。
	严格控制污染物的排放总量和排放浓度。本项目投产后，涠洲12-1PUQ平台排污混合区范围和含油生产水排放总量控制指标维持不变。	工程运营期间严格执行已批复的排海总量、排放浓度和排污混合区范围。
	加强施工期的环境监控管理，海上施工作业应尽可能避开渔业敏感季节，减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对临近海域渔业资源进行养护和修复。	施工期严格落实了该项意见，作业期间尽量避开了渔业敏感季节。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议，制定事件风险防范措施和应急计划，定期对海底管道进行检测与维护。新建平台及油田值班守护船上应当配备适量溢油分散剂和溢油器材等应急设备，涠洲终端应配备可应对中型溢油事件的应急设备。发生事件时，应当按照规定立即报告国家海洋局南海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	工程在运行过程中严格落实了各项污染防治措施、对策及建议，建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。
	落实报告书中的监测计划，严格执行“三同时”制度，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局南海分局。	钻井期间泥浆钻屑送检油类、总汞、总镉。生产水每日四次监测含油浓度，每月一次送实验室检验含油浓度，每月一次送检生物毒性。生活污水每月一次送检。守护船机舱污水均不排放，采取岸基回收的方式处理。工程建设严格执行了“三同时”制度，已于2014年10月通过了环境保护设施竣工验收。
《国家海洋局关于涠洲12-2	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	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油泥浆和钻屑、机舱水、除

批复	批复要求	落实情况
油田群及涠洲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）	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返回陆地处理。	食品废弃物以外的生活垃圾、工业垃圾全部运回陆地处理，生活污水处理达标后排海，含油生产水处理后回注地层。
	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，立即停止注水井并采取有效措施。杜绝局部超注超压，防止溢油事故发生。	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、电缆铺设应避开二长棘鲷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。	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。
	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。	工程在运行过程中严格落实了各项污染防治措施、对策及建议，建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。
《国家生态环境部关于涠洲油田群生产处理中心优化产能建设配套项目环境影响报告表的批复》（环审〔2023〕141号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过1%的水基钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质单位处理。各类生产垃圾、生活垃圾分类收集后运回陆地处理，生活污水经处理达标后排海。运营期含油生产水经处理达标后部分回注地层、部分排海。船舶产生的各类垃圾、含油污水及生活污水，应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552—2018）进行处理处置。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油泥浆和钻屑、机舱水、生活垃圾、工业垃圾区全部运回陆地处理，生活污水处理达标后排海，含油生产水处理后回注地层。
	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、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻井过程中严格执行作业规程，制定周密的钻完井计划，配备了相应的井控设施、烃类气体探测器、温度或压力报警装置和应急关断系统。
	加强地质性溢油风险管理。提高注水井的管理水平，严格按照设计注入压力和注入量作业，建立动态监测系统，并根据监测结果及时调整注入压力和注入量，确保注采平衡。	建设单位严格加强地质性溢油风险管理。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。对涠洲油田群现有溢油应	工程在运行过程中严格落实了各项

批复	批复要求	落实情况
	急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应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、海事部门和广西海警局。	污染防治措施、对策及建议，建设单位编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。
	切实落实生态环境保护措施。钻井液和钻屑排放、海底电缆铺设施工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日至3月1日），最大限度减轻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。
关于涠洲12-1油田中块4井区/涠洲6-13油田综合调整项目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。含油量超过1%的钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质单位处理，其他钻井液、钻屑、生活污水、自升式钻井船含油污水经处理达标后排海。平台含油生产水经处理达标后优先回注地层，剩余部分排海。生活垃圾、生产垃圾分类收集后运回陆地处理，其中危险废物应交由有资质单位处理。船舶含油污水、生活污水、各类垃圾应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018) 处理处置。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，含油量不达标的钻井液和钻屑运回陆地交由有资质单位处理，其他钻井液、钻屑、生活污水、自升式钻井船含油污水经处理达标后排海。平台含油生产水经处理达标后优先在涠洲油田群部分平台回注地层，剩余部分排海。生活垃圾、生产垃圾分类收集后运回陆地处理，其中危险废物应交由有资质单位处理。船舶含油污水、生活污水、各类垃圾应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018) 处理处置。
	严格执行钻井作业规程和安全规程。加强陵钻监测，配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	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。
	加强注水作业管理。严格按照设计注入压力和注入量进行作业，加强动态监测，根据监测结果及时调整注入压力和注入量，确保注采平衡，防范地质性溢油风险。	生产期间严格按设计注入压力和注入量进行注水作业，加强注水压力和注水量的监测；优化注入水量和采出液量，实现注采平衡，从而保持地层压力稳定。
	加强海底管道管理和维护。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道交越处悬空。制定相应的管道保护和检测程序，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。	海底管道交越处按照设计要求施工，采取混凝土压块等措施；建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
	切实落实溢油应急措施。对现有溢油应急预案进行修订，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境的影响，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	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。工程投产前对现有溢油应急预案进行修订，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海

批复	批复要求	落实情况
	事部门及广西海警局。	域生态环境监督管理局备案。
	切实落实生态环境保护措施。严格控制钻屑、水基钻井液的排放速率。合理安排施工作业时间，钻屑、水基钻井液排放和新建海底混输管道挖沟作业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的特别保护期（1月15日至3月1日），最大限度减轻项目建设对海洋生态环境的影响。	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。
关于涠洲12-1PUQ到涠洲终端天然气管线项目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。施工船舶机舱含油污水、生活污水、各类垃圾等应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552—2018）处理处置。旧管清洗废水、陆域涠洲终端施工生活污水经处理达标后排海，陆域涠洲终端施工生活垃圾、生产垃圾、定向钻施工产生的泥浆和地层岩屑由市政环卫部门或处置公司统一处理，其中危险废物交由有资质单位处理。	工程在运行过程中严格按照国家相关规定和标准对污染物进行处理和排放，船舶含油污水、生活污水、各类垃圾应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018) 处理处置。旧管清洗废水、陆域涠洲终端施工生活污水经处理达标后排海，陆域涠洲终端施工生活垃圾、生产垃圾、定向钻施工产生的泥浆和地层岩屑由市政环卫部门或处置公司统一处理，其中危险废物交由有资质单位处理。
	加强海底管道管理和维护。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道交越处悬空。制定相应的管道保护和检测程序，定期进行全面检测，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	海底管道交越处按照设计要求施工，采取混凝土压块等措施；建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。
	切实落实应急措施。发生事故时，应立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境的影响，按照规定立即报告生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局），并视情况及时通报广西省渔业、海事部门和广西海警局。	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。工程投产前对现有应急预案进行修订，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。发生事故时，应立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境的影响，按照规定上报。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工时间，定向钻及海底管道挖沟施工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特别保护期(1月15日至3月1日)、北部湾二长棘鲷产卵场产卵盛期（1月至3月）、北部湾蓝圆鲹产卵场产卵盛期（3月至5月）、布氏鲸主要活动期（1月至4月）。靠近北海市涠洲岛珊瑚礁红线区和珊瑚礁分布区的近岸段海底管道挖沟施工应在涨潮时进行。施工船舶污水排放应避开近岸珊瑚礁分布海域。施工期加强瞭望，发现布氏鲸、中华白海豚等珍贵、濒危海洋动物，应立即停止施工，待其游离后方可施工。若发现布氏鲸、中华白海豚等受伤，应及时采取紧急救护措施并报告相关部门处理。	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。靠近北海市涠洲岛珊瑚礁红线区和珊瑚礁分布区的近岸段海底管道挖沟施工，严格按照报告书及批复的要求执行。施工期加强瞭望，发现布氏鲸、中华白海豚等珍贵、濒危海洋动物，应立即停止施工，待其游离后方可施工。若发现布氏鲸、中华白海豚等受伤，应及时采取紧急救护措施并报告相

批复	批复要求	落实情况
		关部门处理。

6.3 环境保护设施运行情况

6.3.1 主要环保设施及运行情况

本项目主要依托已建的WZ6-13 WHPA平台和WZ12-1PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台的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
WZ6-13 WHPA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
	注水系统	1	正常
WZ12-1 WHPC平台	生产水处理系统	1	正常
	注水系统	1	正常
	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常
WZ12-1 PUQB平台	生产水处理系统	2	正常
	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
WZ12-1 PUQ平台	生产水处理系统	1	正常
	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
	注水系统		
	火炬系统	1	正常
WZ12-1 PAP平台	开式排放系统	1	正常
	闭式排放系统	1	正常

6.3.2 主要污染物排放情况回顾

6.3.2.1 生产水处理、回注及排放情况

本项目新建WZ6-8 WHPC平台生产水主要依托WZ12-1 WHPC平台和WZ12-1 PUQB平台进行处理和回注。

本项目生产水在WZ12-1 PUQB平台采用“生产水缓冲罐+水力旋流器+纤维球过滤器/双介质过滤器”三级处理流程处理满足排放标准后，一部分达标生产水输往WZ12-1 WHPC平台采用“微气泡气浮+粗过滤器+高速旋流过滤器+纳米陶瓷旋流过滤器”四级处理流程进一步处理至满足注水水质后，输往涠洲油田群部分平台回注地层；其余达标生产水在WZ12-1 PUQ平台排海。

WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 WHPC 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台近 2 年生产水和回注水质监测结果见表 6.3-2。WZ12-1 WHPC 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台回注水中石油类含量分别为（XXXX）mg/L、（XXXX）mg/L 和（XXXX）mg/L，回注生产水符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准的要求；WZ12-1PUQ 平台排放的生产水中石油类含量为（XXXX）mg/L，生产水处理系统运行状况良好。

表 6.3-2 WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 WHPC 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台生产水和回注水监测结果

采样日期	WZ12-1 PUQ 平台[4]						WZ12-1 PUQB 平台[2]	WZ12-1 WHPC 平台			WZ6-13 WHPA 平台	
	月处理量（m^3）[1]	月回注量（m^3）	月排放量（m^3）	日平均排放量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）	排放生产水石油类浓度（mg/L）	月处理量（m^3）	月处理量（m^3）[3]	月回注量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）	月回注量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）
	A	B	C=(A-B)+(D-F-G)				D	E	F		G	
2025 年 1 月												
2025 年 2 月												
2025 年 3 月												
2025 年 4 月												
2025 年 5 月												
2025 年 6 月												
2025 年 7 月												
2025 年 8 月												
2025 年 9 月												
2025 年 10 月												
2025 年 11 月												
2025 年 12 月												

采样日期	WZ12-1 PUQ 平台[4]						WZ12-1 PUQB 平台[2]	WZ12-1 WHPC 平台			WZ6-13 WHPA 平台	
	月处理量（m^3）[1]	月回注量（m^3）	月排放量（m^3）	日平均排放量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）	排放生产水石油类浓度（mg/L）	月处理量（m^3）	月处理量（m^3）[3]	月回注量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）	月回注量（m^3）	回注水石油类浓度（mg/L）
	A	B	C=(A-B)+(D-F-G)				D	E	F		G	
2026 年 1 月												
2026 年 2 月												
2026 年 3 月												
2026 年 4 月												
2026 年 5 月												
2026 年 6 月												
2026 年 7 月												
最小值												
最大值												
平均值												

注：[1] WZ12-1 PUQ 平台处理后的生产水部分输送至 WZ12-1 WHPC 平台进一步处理满足至注水水质后回注地层，部分在本平台处理达标排海，部分输往 WZ12-1 WHPB 等平台回注。

[2] WZ12-1 PUQB 平台无回注井，经 WZ12-1 PUQB 平台处理后的生产水部分输送至 WZ6-13 WHPA 和 WZ6-8 WHPB 等平台回注地层。

[3] WZ12-1 PUQ 平台和 WZ12-1 PUQB 平台处理后的生产水部分输送至 WZ12-1 WHPC 平台进一步处理至满足注水水质后输往部分平台回注地层。

[4] 根据已获批复的《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》（环审〔2020〕97 号），WZ12-1 PUQ 平台生产水总量控制指标为 $275\times10^4m^3/a$（$7500m^3/d$），石油类控制排放浓度为 20mg/L，石油类总量控制指标为 55t/a，生产水排放量不超过原批复总量。

6.3.2.2 生活污水排放情况

WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台设有生活污水处理系统，生活污水经处理达标后排放。WZ12-1 WHPC 为无人井口平台，WZ12-1 PAP 平台为无人生产辅助平台，2 个平台都无生活污水产生和排放。

WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台近 2 年生活污水排放情况见表 6.3-3。WZ12-1 PUQB 平台生活污水中 COD 浓度为（48~207）mg/L，2025 年生活污水排放量为 2608.8m^3，未超过原环评报告书的总量控制要求 3066m^3/a；WZ12-1 PUQ 平台生活污水中 COD 浓度为（56~253）mg/L，2025 年生活污水排放量为 10780m^3，未超过原环评报告书的总量控制要求 14600m^3/a；WZ6-13 WHPA 平台生活污水中 COD 浓度为（51~196）mg/L，2025 年生活污水排放量为 1724m^3，未超过原环评报告书的总量控制要求 2079m^3/a。COD 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（化学需氧量≤300mg/L），生活污水处理系统运行状况良好。

表 6.3-3 WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台生活污水排放情况

采样日期	WZ12-1 PUQB 平台		WZ12-1 PUQ 平台		WZ6-13 WHPA 平台	
	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）
2025 年 1 月						
2025 年 2 月						
2025 年 3 月						
2025 年 4 月						
2025 年 5 月						
2025 年 6 月						
2025 年 7 月						
2025 年 8 月						
2025 年 9 月						
2025 年 10 月						
2025 年 11 月						
2025 年 12 月						
2026 年 1 月						
2026 年 2 月						
2026 年 3 月						
2026 年 4 月						
2026 年 5 月						

采样日期	WZ12-1 PUQB 平台		WZ12-1 PUQ 平台		WZ6-13 WHPA 平台	
	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）	月排放量（m^3）	COD 浓度（mg/L）
2026 年 6 月						
2026 年 7 月						
最小值						
最大值						
平均值						

6.3.3 其他污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

WZ6-13 WHPA 平台、WZ12-1 WHPC 平台、WZ12-1 PUQB 平台、WZ12-1 PAP 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。

6.3.3.2 伴生天然气

涠洲油田群伴生天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，其余部分从 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。

6.3.3.3 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《中华人民共和国生态环境法典》规定的要求进行回收利用或处置。依托工程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《中华人民共和国生态环境法典》的要求进行回收利用或处置。危险废物陆上处理需按照《危险废物转移管理办法》等规定的要求，

交有资质的单位处理处置。本项目建设单位已与湛江市粤绿环保科技有限公司、茂名市华凯石化有限公司和贵港台泥东园环保科技有限公司签订了危险废物处理合同，相关资质证书和合同文件见附件。

6.3.3.4 船舶污染物

船舶污染物主要包括守护船/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≤15mg/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。

6.4 溢油事件回顾

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件 2 次，2 次事件溢油量均较少，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 次溢油事件具体情况如下：

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件，作为建设单位的中海石油（中国）有限公司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，积极主动对事件进行处置，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。

中海石油（中国）有限公司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服务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。事件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。本次溢油事件发生后，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小片油膜，经调查为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。

本次溢油事件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，中海石油（中国）有限公司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。本次溢油事件发现和处理及时，溢油量很小，没有造成大的海洋环境污染。

6.5 海洋环境质量回顾

为了对涠洲6-8油田III期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）、2015年9月（秋季）、2018年9月（秋季）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6-8油田III期开发项目附近，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

6.5.1 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，调查海区秋季水温依然很高，2022 年秋季平均水温略高于此前各次秋季调查的平均水温；四次调查的盐度和 pH 小幅波动，均符合外海水高盐和弱碱性的自然特征。

四次调查期间的溶解氧平均含量均低于 6mg/L，2022 年秋季的平均含量处于历次调查的中等水平；四次调查均发现溶解氧超一类标准现象，2022 年秋季的超一类率与 2015 年秋季相当，处于历次超标率的中等水平。

四次调查期间的化学需氧量含量均不高，无超一类标准现象发生，2022 年秋季平均含量与 2018 年秋季水平相当，略高于 2012 年和 2015 年秋季。

2015 年秋季调查期间发现轻微的石油类超一类标准现象，超一类率为 9.8%，其余三次调查均未发现石油类超一类标准现象。

四次调查期间的营养盐含量均较低，无机氮没有发现超一类标准现象，除 2012 年秋季发现轻微的活性磷酸盐超标现象以外，其余三次调查未发现活性磷酸盐超一类标准现象。

调查海区海水汞、砷、镉、铜和总铬含量稳定维持在低浓度水平，未发现超一类标准现象。2015 年秋季调查发现轻微的锌超一类标准现象，超一类率为 7.8%，整个海区超一类站点较为分散，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 年秋季和 2022 年秋季调查均未再出现超一类率现象，且平均含量呈较明显下降趋势。调查海区海水铅含量也是在 2015 年秋季出现轻微超一类标准现象，超一类率为 3.9%，2022 年秋季调查再次出现轻微铅超一类标准现象，超一类率为 3.8%（仅 1 个站位）。超一类站位位于涠洲岛以北海域，可能与沿岸排污存在一定联系，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，2022 年秋季的铅平均含量较历史三次调查有轻微降低。

四次调查期间的硫化物和挥发性酚均处于低浓度水平，符合一类海水水质标准

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（表 6.5-2）WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC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，各次调查含量较低。从区域分布来看，各次调查的平均含量均与周边海域水平相当；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。

表 6.5-1 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）

调查时间 \ 调查项目		2022 年 9 月	2018 年 9 月	2015 年 9 月	2012 年 9 月
水温 (℃)	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				
	超一类率(%)				
化学需氧量 (mg/L)	范围				
	平均值				
石油类 (mg/L)	范围				
	平均值				
	超一类率(%)				
无机氮 (μg/L)	范围				
	平均值				
PO_4^{3-}-P (μg/L)	范围				
	平均值				
	超一类率(%)				
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		2022 年 9 月	2018 年 9 月	2015 年 9 月	2012 年 9 月
	超一类率(%)				
镉 (μg/L)	范围				
	平均值				
铅 (μg/L)	范围				
	平均值				
	超一类率(%)				
铜 (μg/L)	范围				
	平均值				
总铬 (μg/L)	范围				
	平均值				
硫化物 (μg/L)	范围				
	平均值				
挥发性酚 (μg/L)	范围				
	平均值				
悬浮物 (mg/L)	范围				
	平均值				

表 6.5-2 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）	2015 年 9 月（秋季）	2018 年 9 月（秋季）	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				

6.5.2 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 6.5-3。

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 9 月的调查结果略高于前 3 次调查。各次调查海域沉积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统计（按一类标准评价）

项目		2012 年 9 月	2015 年 9 月	2018 年 9 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				
铬	范围				
	平均值				
石油类	范围				

项目		2012 年 9 月	2015 年 9 月	2018 年 9 月	2022 年 9 月
	平均值				

6.5.3 海洋生态状况回顾

6.5.3.1 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见表 6.5-4。从表可见，附近海域从2012至2022年以来历次调查叶绿素a含量均属贫营养海域。初级生产力均为低水平或中低水平。2012年秋季海水叶绿素a和初级生产力的含量相对较高，2022年秋季调查海水的叶绿素a和初级生产力与历史其他年份调查的结果相差较小，基本处于平均水平。

整体来看，海区叶绿素a和初级生产力历次调查波动不大，海区叶绿素a含量处于低水平，指示调查海区属于典型的贫营养海区。

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（$mg·C/(m^2·d)$）	
	范围	平均值	范围	平均值
2012 年 9 月				
2015 年 9 月				
2018 年 9 月				
2022 年 9 月				

6.5.3.2 浮游植物

浮游植物调查结果比较见表 6.5-5。与历年调查结果相比，2022 年 9 月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	2015 年 9 月	2018 年 9 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				

6.5.3.3 浮游动物

浮游动物调查结果比较见表 6.5-6。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 9 月平均生物量较高。优势种有一定的变化，其中鸟喙尖头溞和肥胖软箭虫在所有 4 次调查中均形成优势，且为最主要的优势种；软拟海樽在秋季则数量较少。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	2015 年 9 月	2018 年 9 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				

6.5.3.4 底栖生物

底栖生物调查结果比较见表 6.5-7。

调查海区底栖生物种类较为丰富，历次调查底栖生物种类数量均在 100 种以上，2022 年 9 月调查底栖生物种类数、平均生物量和平均生物密度均最高。多样性指数调查结果波动不大，2015 年 9 月调查结果处于较高水平。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	2015 年 9 月	2018 年 9 月	2022 年 9 月
种类数				
平均生物量(g/m^2)				
平均密度(个/m^2)				
多样性				
均匀度				
主要优势种				

6.5.3.5 生物质量

历次调查底栖生物（鱼类、甲壳类、贝类、软体类）体内污染物标准指数对比见表 6.5-8~表 6.5-11。鱼类、甲壳类和软体类调查评价因子按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 进行评价，贝类按照

《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准进行评价。结果显示，调查海区底栖鱼类中铜、铅、镉、锌、总汞、石油烃评价因子的标准指数均小于 1，历次调查均未超标，砷存在超标的情况。甲壳类仅在 2022 年 9 月调查一个样品镉出现轻微超标，砷存在超标的情况。贝类（双壳类）的超标现象较普遍，除铜和石油烃外，其他历次调查因子均存在超标现象。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。软体类超标较少，仅在 2015 年秋季采集到一个软体类样品习见蛙螺中砷的含量超出标准值，其余评价因子的标准指数均小于 1，历次调查均未超标。历次调查结果表明，调查海区底栖生物的生物质量总体状况良好，超标因子均为重金属。底栖生物的重金属含量超标与其活动能力较弱、通过滤食获取海水中的营养物质及对重金属有较强富集能力等因素有关。

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		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(%)				
砷	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		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(%)				

评价因子		2012.9	2015.9	2018.9	2022.9
砷	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		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		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(%)			
砷	单项标准指数			
	超标率(%)			
石油烃	单项标准指数			
	超标率(%)			

注：“—”表示无此项数据。

6.6 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件 2 次，均溢油量较少，且得到了及时处理，未对沿岸及周围海洋环境敏感目标造成明显影响。

该项目周边海域环境质量回顾分析结果表明，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、锌和铅出现略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 2015 年秋季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。调查海域各类生物体内砷均存在超标现象，贝类（双壳类）的超标现象较普遍，甲壳类仅在 2022 年 9 月调查一个样品镉出现轻微超标；底栖生物的重金属含量超标与其活动能力较弱、通过滤食获取海水中的营养物质及对重金属有较强富集能力等因素有关，总体来看该海域生物质量状况良好。

7 海洋生态环境影响预测与评价

根据工程分析，本项目主要污染物为建设期产生的钻屑、钻井液及铺设海底管缆产生的悬浮物；运营期产生的部分生产水依托 WZ12-1PUQ 平台排放，依托的 WZ6-13WHPA 平台在本项目投产后新增岗位 4 人。根据核算，本项目投产不会造成依托平台排放的生产水、生活污水超出原环评批复的总量，因此本篇主要对施工期产生的悬浮物进行预测，并根据预测结果分析与评价对海洋环境的影响；对运营期风机设施产生的噪声、电磁及鸟类影响进行分析。

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

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

连续方程：

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

x 向动量方程：

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

y 向动量方程：

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

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：

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

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

固体侧边界条件：

$$v_n=0$$

开边界水位边界条件：

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

式中：H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角，下标 C 为某个分潮；

ω为分潮频率；

f 为交点因子；

u 为交点订正角；

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

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部分海域，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 30m。以求得准确的污染物浓度分布；本项目新建设施附近海域平均水深约 30m，在垂向上采用σ坐标将水体平均分为 3 层。计算海域及网格设置见图 7.1-1。

计算域水深地形及网格设置

加密区网格设置情况

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

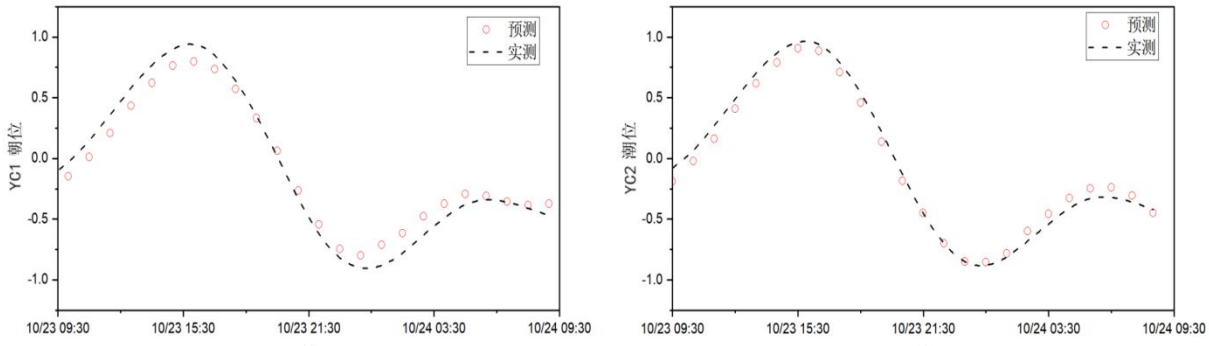
7.1.1.2 模型验证

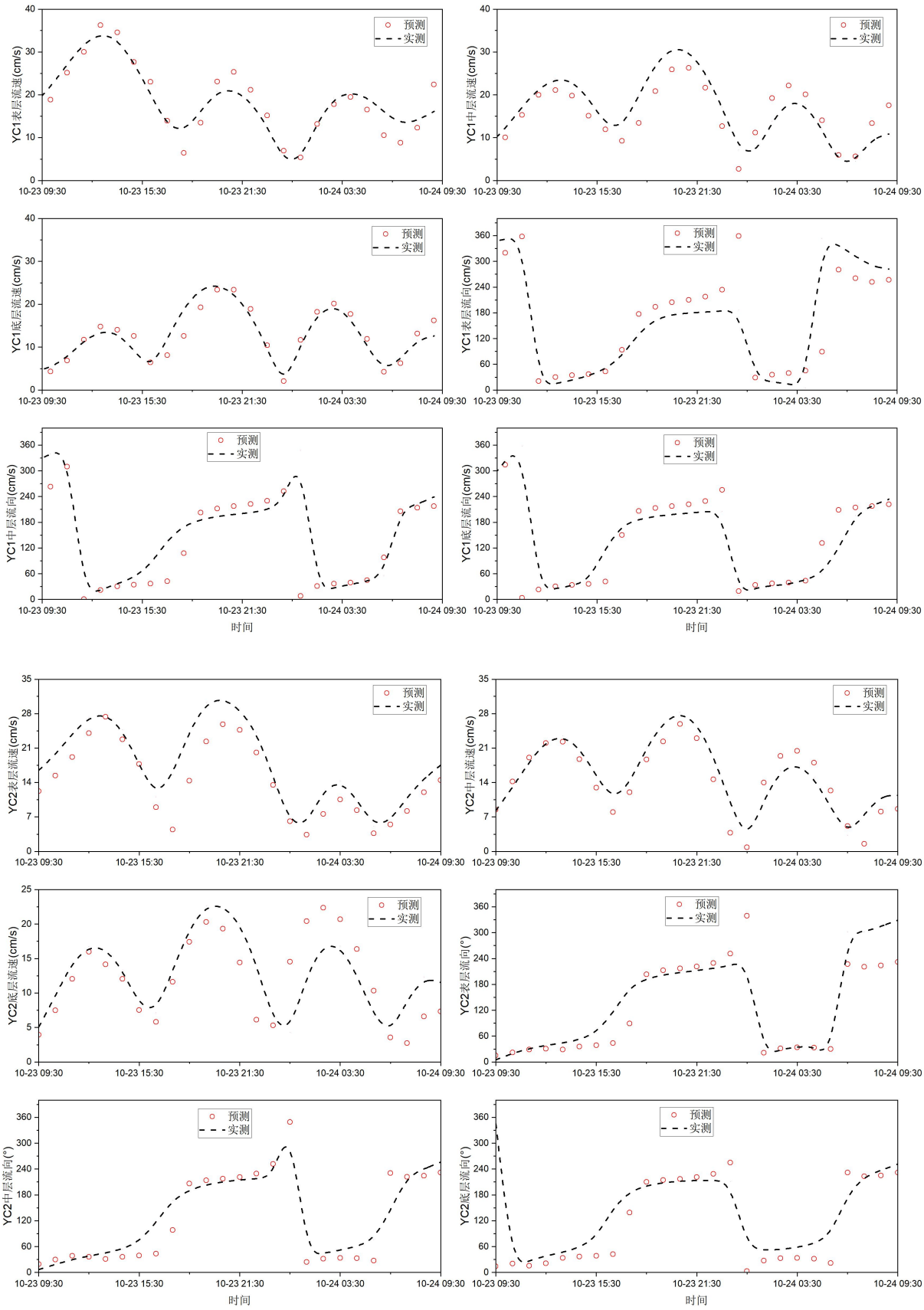
为验证模型结果准确性，本次选取了 5 个站位进行验证，验证点位置及验证因子见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

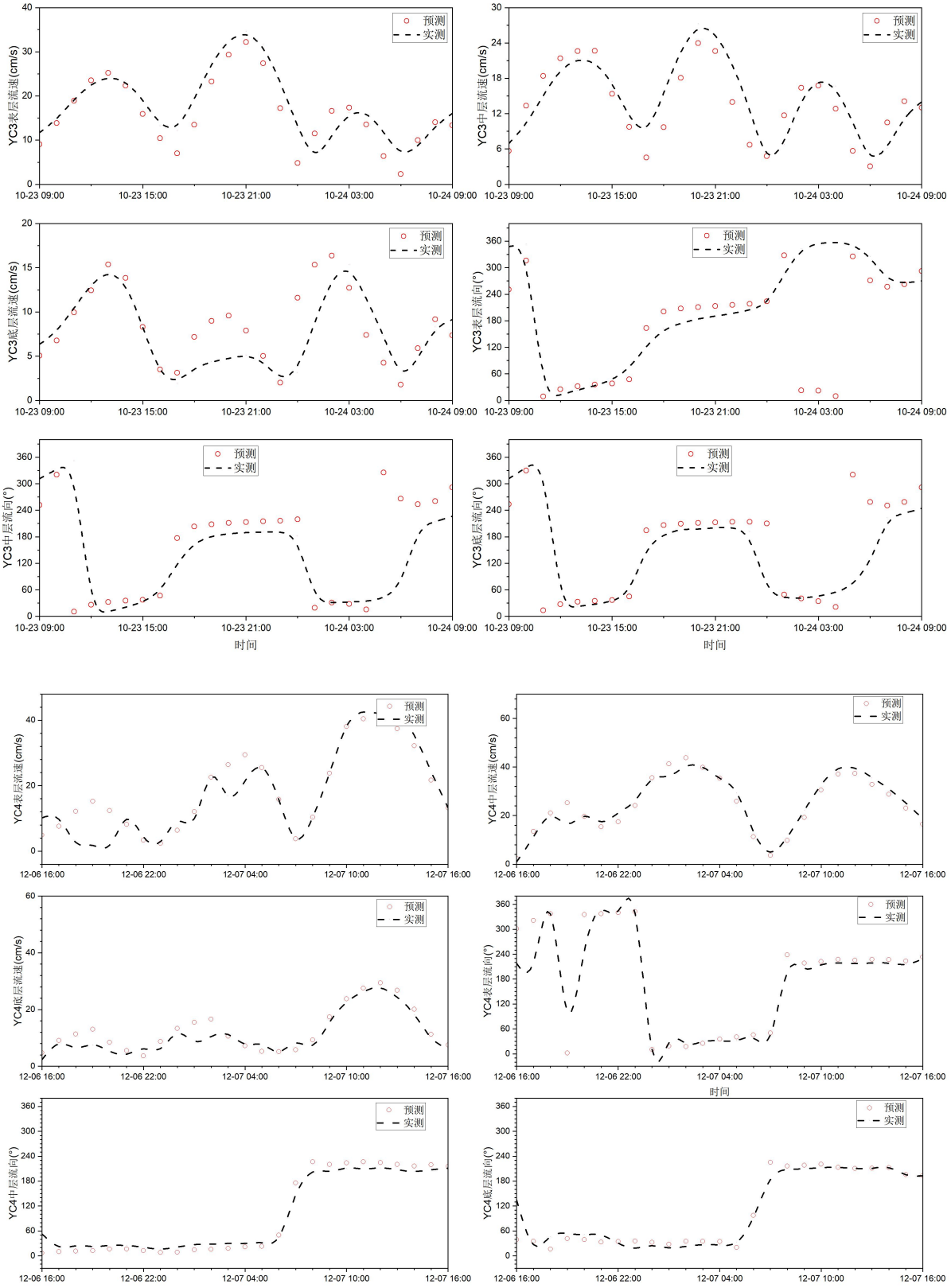
表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
YC1			潮流、潮位
YC2			潮流、潮位
YC3			潮流
YC4			潮流
YC5			潮流

图 7.1-2 验证点地理位置




YC1表层流速(cm/s)
YC1中层流速(cm/s)
YC1底层流速(cm/s)
YC1表层流向(cm/s)
YC1中层流向(cm/s)
YC1底层流向(cm/s)
YC2表层流速(cm/s)
YC2中层流速(cm/s)
YC2底层流速(cm/s)
YC2表层流向(°)
YC2中层流向(°)
YC2底层流向(°)
预测
实测
10-23 09:30
10-23 15:30
10-23 21:30
10-24 03:30
10-24 09:30
时间


YC3表层流速(cm/s)
YC3中层流速(cm/s)
YC3底层流速(cm/s)
YC3表层流向(°)
YC3中层流向(°)
YC3底层流向(°)
YC4表层流速(cm/s)
YC4中层流速(cm/s)
YC4底层流速(cm/s)
YC4表层流向(°)
YC4中层流向(°)
YC4底层流向(°)
预测
实测
时间
10-23 09:00
10-23 15:00
10-23 21:00
10-24 03:00
10-24 09:00
12-06 16:00
12-06 22:00
12-07 04:00
12-07 10:00
12-07 16:00

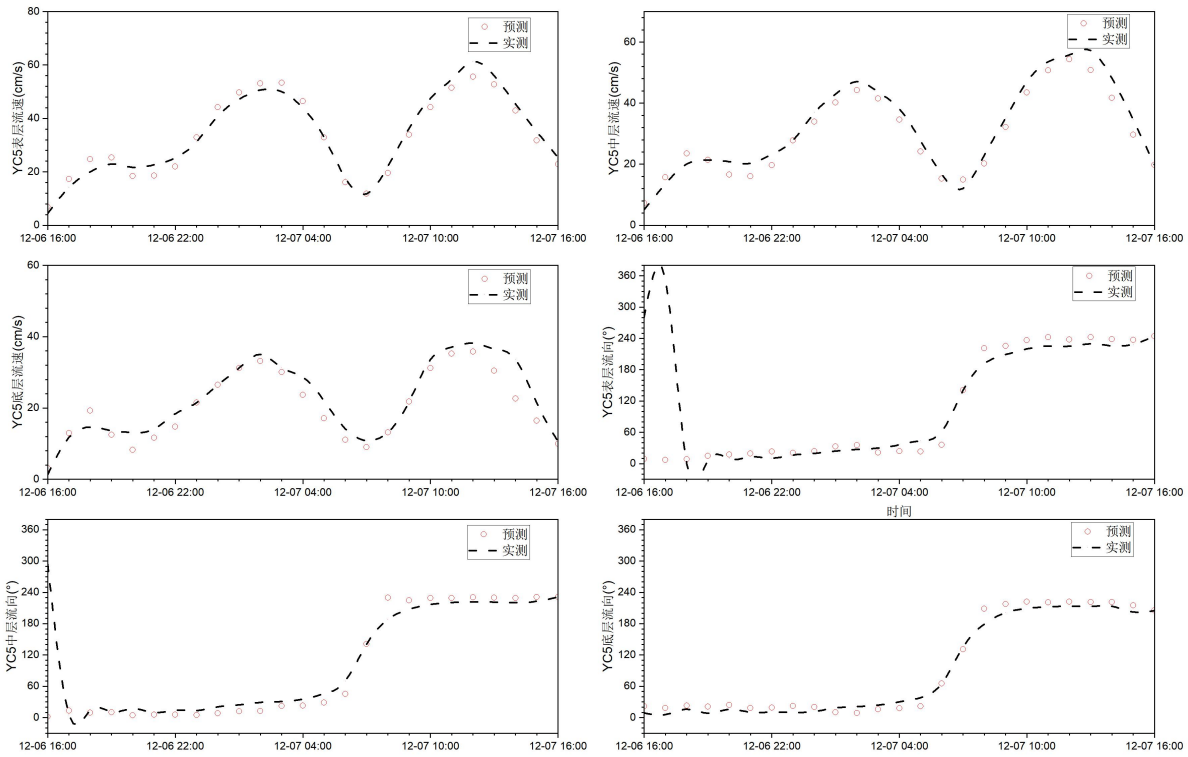


图 7.1-3 潮位潮流验证结果

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

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程如下

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

式中，C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m³；w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s；D_h、Dv 分别为水平和垂向泥沙扩散系数，在模型中设定为随水动力模块计算出的湍流粘性系数变化，系数取默认值 1；Q 为泥沙输入源强流量，单位 m³/s/m³；C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m³；S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 kg/m³/s。

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

式中，d 为中值粒径，单位 m；s 为泥沙密度，单位 kg/m^3；v 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：

$$S_D=W_sC_bp_d$$

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

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

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：

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

d. 床面侵蚀速率

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

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

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

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

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

式中，α为经验系数，单位 $m/N^{0.5}$。

非粘性床沙侵蚀速率由下式给出：

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

e. 边界条件和初始条件

陆边界：

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

开边界：

$$S|_\Gamma = 0 \text{入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向，Γ为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目 WZ6-8WHPC 平台初期计划钻井 11 口，预留 17 口井。根据核算，包含预留井槽产生的钻屑总量约为 32467m^3（堆体积），其中非钻井油层段水基钻井液钻屑量 20802m^3（堆体积），油基钻井液钻屑量 11665m^3（堆体积）。本项目钻屑最大排放速率约 114m^3/d，于海表排放。详见表 7.1-2。

表 7.1-2 新建平台钻屑排放总量及排放速率

类别	井数(口)	总钻屑量（m^3）	非钻井油层水基钻井液钻屑量（m^3）	油基钻井液钻屑量（m^3）	钻屑排放速率(m^3/d)	排放位置
先期钻井	11	11279	7066	4213	114m^3/d	海表
预留井	17	21188	13736	7452		
合计	28	32467	20802	11665		

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

表 7.1-3 钻屑粒径分布

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

b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，故预测结果与开始排放时刻关系不大，本次预测时长包含完整的大、中、小潮期。取浓度最大包络线作为预测结果。本次预测的 WZ6-8 WHPC 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4，钻屑排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测和分析结果可以看出，钻屑对水质的影响范围较小。从垂向上来看，钻屑排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 1、2 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层(模型垂向第 1 层)超一(二)类水质海域的最大包络面积为 0.257km^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 0.36km；第 2 层超一（二）类包络面积约为 0.129km^2，无超三四类面积；钻屑停止排放后 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。钻屑沉降在平台周围，覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.108km^2。

图 7.1-4 WZ6-8WHPC 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)
WZ6-8WHPC	第 1 层						
	第 2 层						

表 7.1-5 新建平台钻屑排放预测结果（km^2）

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WZ6-8WHPC	第 1 层				
	第 2 层				
	平均				

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

经核算，本项目 WZ6-8 WHPC 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 35463m^3，油基钻井液产生量约为 49024m^3。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 1314m^3，排放速率约为 35m^3/h。

表 7.1-6 新建平台钻井液最大一次性排放总量及排放速率

平台	最大一次性排放量（m^3）	最大排放速率（m^3/h）	排放位置
WZ6-8 WHPC	1314	35	海表

b. 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。本次预测的 WZ6-8WHPC 平台钻井液扩散结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层及其下一层（即第 1、2 层），其余层无超标现象发生。根据统计，排放层（第 1 层）超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.325km^2，超三四类面积相对较小，超一类水质离排放点的最大距离为 0.71km；第 2 层超一（二）类包络面积约为 0.18km^2，无超三四类面积；钻井液停止排放后 8h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-5 WZ6-8WHPC 平台钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 新建平台钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类包络面积(km^2)	超三类包络面积(km^2)	超四类包络面积(km^2)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)
WZ6-8WHPC	第 1 层					

	第 2 层					

表 7.1-8 新建平台钻井液排放浓度区间面积（km^2）

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WZ6-8WHPC	第 1 层				
	第 2 层				
	平均				

7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

a. 排放方式及源强

（1）基础悬浮物

本工程风机和平台桩基用液压打桩锤施打沉桩，沉桩施工振动会导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，并可能影响局部沉积物环境。根据东海大桥海上风电实际施工经验，开挖和打桩悬浮物浓度不高，且打桩施工时长持续较短，因此基础打桩对海水水质造成的影响属于短期、轻微的。本节主要关注海底管缆挖沟造成的悬浮物扩散影响。

（2）管缆挖沟悬浮物

本项目新建 2 条海底管道、5 条海底电缆，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。混输海管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 3000m；注水海管挖沟截面近似为梯形，上底宽 5m，下底宽 2m，埋深 2m，平均挖沟速度为每天 3000m。

本项目新铺 5 条海底电缆均采用边铺边埋、自然回填的铺设方式，采用喷射式挖沟机，截面近似为梯形，上底宽 1.5m，下底宽 0.5m，埋深 2m，平均挖沟速度为 3000m/d。

根据挖沟尺寸（考虑海底管道直径）及挖沟速度，估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，本项目起沙率按 10.0%进行核算，本项目海底管道悬浮物产生速率最大为 44.5kg/s，海底电缆悬浮物产生速率最大为 11.8kg/s。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 海底管道铺设悬浮物源强核算结果

海管名称	长度（km）	挖沟尺寸上底/下底/埋深（m）	悬浮物排放速率（kg/s）
WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台海底混输海管	5.7	4.5/2/1.5	32.7
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台海底注水管道	5.7	5/2/2	44.5

海管名称	长度（km）	挖沟尺寸上底/下底/埋深（m）	悬浮物排放速率（kg/s）
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台的海底电缆	5.7	1.5/0.5/2	11.8
WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台的海底电缆	0.88	1.5/0.5/2	11.8
WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆	0.88	1.5/0.5/2	11.8
WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	3.1	1.5/0.5/2	11.8
WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆	4.8	1.5/0.5/2	11.8

b. 预测方法及预测结果

本次海底管道挖沟悬浮物预测采取控制点的方法，即选取海底管缆起止端点及拐点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值。叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底管缆施工悬浮物扩散最大外包络线。WZ6-8 WHPC 与 WZ6-13 WHPB 平台间管缆路由一致，本次按照源强最大的 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台海底注水管道进行预测，同路由的其余两条管缆结果与之类比。本次预测的风机间电缆挖沟预测的控制点设置见图 7.1-6，由于 WZ6-8 WHPC 与 WZ6-13 WHPB 平台间管缆路由平直，预测控制点取两侧平台中心点，此处不再给出控制点示意。

WZ12-2 EPPA、WZ12-2 EPPB、WZ12-2 WHPC 平台风机电缆控制点　　WZ12-2 EPPC、WZ12-2 EPPD、WZ12-2 WHPC 平台风机电缆控制点

图 7.1-6 风电项目海底电缆悬浮物模拟控制点示意

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 7.1-7。由预测结果可以看出，由于悬浮物向上扩散动力机制较弱，海底管道挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 2、3 层上有存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 3 层超一（二）类面积合计为 21.416km^2，最大扩散距离约为 0.67km，悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.289km^2，施工作业停止后最大 6h 海域即可恢复施工前的水质。

图 7.1-7 WZ6-13 WHPB 至 WZ6-8 WHPC 海底注水管道悬浮物包络图

图 7.1-8 WZ12-2 EPPB 至 WZ12-2 EPPA 海缆悬浮物包络图

图 7.1-9 WZ12-2 EPPD 至 WZ12-2 EPPC 海缆悬浮物包络图

图 7.1-10WZ12-2 EPPA 至 WZ12-2 WHPC 海底电缆悬浮物包络图

图 7.1-11WZ12-2 EPPC 至 WZ12-2 WHPC 海底电缆悬浮物包络图

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)
WZ6-13 WHPB 至 WZ6-8 WHPC 海底注水管道						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						
第 2 层						
第 3 层						

第 2 层				--		
第 3 层						

第 2 层				--		
第 3 层						

表 7.1-11 铺设海管悬浮物不同浓度区间面积（km^2）

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台海底注水管道				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
平均				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
第 2 层				
第 3 层				
平均				
第 2 层				
第 3 层				
平均				

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：

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

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 COD 浓度的背景值，本次预测保守取现状调查中所有站位的最大值，0.83mg/L。

7.1.3.2 生活污水 COD 浓度预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台为无人平台，设有 10 人临时休息区，平台将排放处理达标后的生活污水，主要污染物为 COD。根据前文核算结果，WZ6-8 WHPC 平台生活污水最大排放量为 12.6m³/d，COD 浓度保守按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）考虑预测，本项目生活污水源强详见表 7.1-12。

表 7.1-12 生活污水水排放量及源强

平台	排放量(m³/d)	排放水深	COD 排放浓度(mg/L)
WZ6-8 WHPC			

b. 预测方法及预测结果

本次预测生活污水排放时段涵盖了大潮和小潮，取浓度最大包络线作为预

测结果。初始条件根据 2022 年 9 月海洋环境质量现状调查结果，设置 COD 浓度背景值为 0.83mg/L。

WZ6-8 WHPC 平台生活污水排放 COD 浓度包络面积预测结果见 7.1-12。WZ6-8 WHPC 平台生活污水排放量较小，且经处理后排放的生产水中 COD 含量较小，由预测结果可知，在预测网格分辨率（30m）下，排放点附近海水 COD 最大浓度约为 0.86mg/L。由预测结果分析可知，本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台由于生活污水排放量较小，COD 超标范围远小于一个预测网格面积（0.0003km^2），对海水水质的影响程度较小。

7.1-12 WZ6-8 WHPC 平台生活污水排放 COD 浓度包络线

7.1.4 依托平台生产水、生活污水排放海洋环境影响

本项目建成后，产生的生产水量最大为 1557m^3/d，在 WZ12-1PUQB 和 WZ12-1WHPC 平台处理达标后部分回注至底层，部分依托 WZ12-1PUQ 平台达标排海，根据分析，本项目投产不会造成 WZ12-1PUQ 平台生产水排放量超出原环评预测值，因此本节引用《涠 12-1 油田开发工程环境影响报告书》中对 WZ12-1PUQ 平台生产水排放预测结果：

综合排污情况下，排放中心的海水石油类浓度最大增量为 0.001mg/L，平台生产水达标排放对海水石油类浓度影响较小，在严格控制生产水排放总量及排放浓度的前提下，不会对本海区的生态环境及渔业生产造成明显不利影响。

项目投产后依托的 WZ6-13WHPA 平台新增 4 名定员。根据前文计算结果，本项目投产不会导致依托的 WZ6-13WHPA 平台生活污水排放量超出原环评预测量，因此本节引用《涠洲 6-13 油田开发项目环境影响报告书》中对 WZ6-13WHPA 平台达标排放的生活污水预测结果：

由于生活污水排放量很小，且 COD 浓度较低。排放点附近海水 COD 浓度超标面积和距离都较小，其影响仅限在一个计算网格范围（30m）内。

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，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 1、2 层有存在，平台钻屑排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.257km^2，距排放点的最大距离为 0.36km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向 1、2 层有存在，平台钻井液排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.325km^2，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 8h 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，挖沟搅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 0.67km，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向 2、3 层有存在。其中第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 21.416km^2，第 2 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 9.325km^2，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在第 3 层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约 6h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.4 桩基施工对海水水质的影响

本工程平台钢管桩用液压打桩锤施打沉桩，沉桩施工振动会导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，并可能影响局部沉积物环境。根据东海大桥海上风电实际施工经验，开挖和打桩悬浮物浓度不高，且打桩施工时长持续较短，因此打桩对海水水质造成的影响属于短期、轻微的。

7.2.5 生活污水排放对海水水质的影响

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水排放量较小，经处理后生活污水中 COD 含量较小，生活污水排放造成排放点附近水体 COD 浓度超标范围不超过一个计算网格面积（0.0003km^2），因此认为处理达标后排放的生活污水对海水

水质的影响轻微。

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 的面积为 0.108km^2。

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 条海底管道，5 条海底电缆。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 0.289km^2。

本工程新铺海底管道采用牺牲阳极作为防腐措施之一，牺牲阳极中的锌在发生原电池反应后，以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以可以把每个阳极块当做一个单独的释放源。根据工程分析，阳极块的质量不尽相同，这里按质量最大的 82.8kg 计算，阳极块中锌含量按 5.75%计算，假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加约 1.3×10^{-6}，叠加 2022 年 9 月海洋环境现状调查本海区沉积物中锌含量最大值为 93.4×10^{-6}，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 94.7×10^{-6}，低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6}，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

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。

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管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 0.108km^2，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 0.108km^2 内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 0.108km^2 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

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

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

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

7.4.5 工程建设对鸟类的影响

7.4.5.1 施工期对鸟类的影响

海上风电施工期对鸟类的影响是一个多层面的短期生态干扰过程，其核心影响源于基础打桩、船舶运输、电缆铺设及夜间照明等施工活动。对鸟类的影响主要属于驱离效应。本项目新建风电机组离岸最近距离约 39km，项目规模较小，仅规划建设 4 台 12.5 MW 风力发电机组，占用的海域面积相对于整个北部湾海域而言极为有限，因此对鸟类整体栖息和觅食空间的影响范围小、程度轻。从海上施工特点分析，风机、海上升压站及电缆布设等施工具有时间短和间断施工的特点，同时风机安装施工均在白天进行。从施工阶段分析，在风机基础施工、升压站施工期间，由于均为近海面作业，施工设备的高度一般在 20m 以下。在风机安装阶段，根据风机的轮毂高度和叶片半径，机组高度在 270m 左右，在这一阶段，鸟类正常迁飞一般不会受影响。在白天，鸟类视觉灵敏，基本上能够避开这些施工区域。只有在云雾或强劲的逆风等不利天气下，有个别鸟类会飞至工程风机总高度甚至以下。目前国内外研究表明，鸟类普遍具有一定的环境适应与规避能力，在遇到施工活动、船舶航行等临时干扰时，通常会主动调整行为或飞行路径以回避风险。

本项目新建风机场址不位于鸟类栖息地，海上风电对鸟类栖息和觅食的影响相对较小。在施工期间，由于有施工噪声，安装好的风机也比较大，容易被迁飞鸟类注意到。综上所述，工程施工期对迁徙鸟类影响较小。

7.4.5.2 运营期对鸟类的影响

本项目新建风机距岸最近约 39km，生境较为单一，新建风机场址不属于适宜鸟类栖息的环境，鸟类分布较少。有研究认为海上风电的建设对周围鸟类的迁徙、觅食及碰撞影响都比较小；魏科技等（2011）的研究表明，沿海风力发电场的建成对鸟类的栖息地和觅食会造成一定的影响，但总体上影响较小；东海大桥海上风电场附近鸟类研究表明，风电场建成后，对邻近区域鸟类的栖息和觅食基本无影响。总体上，鸟类会主动规避风电机组的威胁从而选择较为安全的活动高度。本项目新建风机距岸较远，鸟类分布较少、新建风机规模较小。因此本项目新建风机运营期对鸟类的影响较小。

涠洲 6-8 油田区域位于“东亚-澳大利西亚”迁飞通道附近（图 7.4-1）。作为东亚-澳大利西亚候鸟迁飞通道的关键节点，北部湾海域每年春秋季有超过 200 种迁徙鸟类过境，包括黑脸琵鹭等濒危物种，故本区域风机运营时会对鸟类的迁徙造成一定影响。但有研究显示，在能见度正常的情况下，鸟类对风机具有一定的躲避能力，大部分鸟类可以穿过变速的风机而不受损伤，而且本项目仅建设 4 台风力发电机组，密度低且占用空间少，对候鸟迁徙的影响较小。

图 7.4-1 东亚-澳大利西亚候鸟迁徙路线（《森林与人类》杂志，2019）

本项目风电场建成后，4 台风机所在的区域位于距离海岸线较远的海上，不涉及岛屿、礁石或滨海滩涂等典型鸟类繁殖生境。根据实地调查与相关生态资料，本项目所在海域内未发现鸥类、鹭类、鹬鸻类等水鸟的集中繁殖地，也无筑巢、孵卵及育雏等繁殖活动记录。因此，运营期间风机不会直接占用、破坏或干扰鸟类的繁殖场所，对鸟类繁殖行为本身的影响较为有限。

7.5 噪声、电磁环境影响

7.5.1 噪声影响

7.5.1.1 运营期水下噪声影响

根据德国 Klaus Betke 等（2004）对不同风机、对应不同风速下的噪声谱级的研究结果，以及丹麦 Jakob Tougaard 等（2009）对海上风电场在两种不同风速下的噪声谱级分布研究结果，风机在水中不同风速下产生的声压级变化不明显。与海洋环境背景噪声相比，不同风速（风速分别为 6m/s 和 13m/s）运转下

的风机在水下辐射噪声时，高风速 13m/s 时在低频段风机所辐射的水下噪声与海洋环境背景噪声相当（即淹没在背景噪声中），在 125Hz 频点上风机在高风速（13m/s）比低风速 （6m/s）下在水中辐射的水下噪声谱级高 10dB 左右，但总体都不高，与海洋背景噪声相当。

本项目仅新建 4 台风机，较常规海上风电场项目而言规模很小。综合以上研究成果，可以认为风机机组在运营期产生的水下噪声基本上与海洋环境背景噪音相当，对环境的影响不大，是可以接受的。

7.5.1.2 运营期水上噪声影响

工程运行期主要为风机运行空气动力学噪声。根据风力发电机组的特性，风力发电机组噪声具有指向性，即在顺风向的风机两侧噪声较大，垂直风向的风机叶片两侧噪声较小；而风机布置时为尽可能减小风机之间的尾流影响，控制湍流发生，一般在垂直于主风向上布置风机较多且间距较窄，而在主风向上布置的排数少且排距大，加之本项目仅新建 4 台风机，规模很小，因此可以认为风力发电机组间噪声叠加影响非常小，多台风机间仅是影响范围的扩大，基本不增加影响程度。

参考文献(Møller H and Pedersen C S,2011)对大容量风机噪声的预测，12.5MW 风机的水上噪声源等效声级约为 113dB(A)。轮毂高度约 155m。可知海面上距风机桩基水平距离 300m 处，噪声已衰减至低于 55dB(A)，接近海域水上噪声现状监测的背景值。在 1000m 处已衰减至低于 45dB，低于国家规定的《声环境质量标准》(GB3096-2008)中 1 类标准限值。

由于海面上没有海洋动物等水上敏感目标，不存在水上噪声对海洋动物的影响，根据 7.5.1.2 节水上噪声辐射至水下产生的对海洋动物的影响分析结果，与海洋环境背景噪声相比，不同风速（风速分别为 6m/s 和 13m/s）运转下的风机在水下辐射噪声时，高风速 13m/s 时在低频段风机所辐射的水下噪声与海洋环境背景噪声相当(即淹没在背景噪声中),在 125Hz 频点上风机在高风速(13m/s)比低风速(6m/s)下在水中辐射的水下噪声谱级高 10dB/re 1μPa 左右，但总体都不高，与海洋背景噪声相当。因此可以认为运营期的水上噪声影响较小，是可以接受的。

7.5.2 电磁环境影响

本项目电力辅助平台产生的电力均采用海底电缆的形式进行输送，本项目

35kV 海底电缆线经过电缆外层遮蔽后产生的工频电磁场强度水平非常小。基本与背景值一致。海缆工频电场强度和工频磁感应强度均能满足《电磁环境控制限值》 (GB8702 GB8702-2014) 中 4kV/m 和 0.1mT 的限值要求。

有研究认为，磁场能够影响鱼类，因为有些鱼的体内具有磁性物质，可用于识别地理磁场，从而协助它们进行空间定位。但是这些研究都是以淡水鱼类为研究对象，因此与海水鱼类相比磁场反应有可能不同。目前很少有现场研究对鱼类如何受到电缆及其所产生磁场的影响进行观测。袁健美、张虎等选取江苏近海常见 12 种海洋生物，通过实验方法研究不同磁场强度磁场下，风电磁场对鱼、虾、蟹和贝类的存活、行为等方面的影响。结果表明：鱼类、底栖贝类、底栖虾蟹类的磁场影响范围主要为 0.2 mT～4.05mT ，在 0～0.2mT 之内电磁场对 鱼类、底栖贝类、底栖虾蟹类行为无明显差异，影响较小，因此电磁场控制在《电磁环境控制限值》（GB 8702 8702-2014）公众暴露控制限值 0.1mT 之内，电磁场对鱼类、底栖贝类、底栖虾蟹类影响较小。

本工程海底电缆均敷设于海底土层以下 2.0m ，且鱼类活动空间较大，在海底区域活动的鱼类种类及数量相对较少。本项目风机海底电缆规格为 35kV，远小于常规风电场使用的电缆规格。另外根据国内外现有电磁场对海洋鱼类的影响研究资料分析，风电场运行期期间，海底电缆经保护层及沉积物屏蔽后，产生的工频电磁场不会改变鱼类的洄游路线及洄游形式。因此可以认为工程产生的电磁场对底栖贝类和鱼类、虾蟹类影响较小。

7.6 海洋生物资源损失评估

7.6.1 海洋生物资源损失计算方法

7.6.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

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

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/km^2）；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积（km^2）；

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

N—某一污染物浓度增量分区总数。

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

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

式中：M_i—第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

W_i—第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

T—污染物浓度增量影响的持续周期数（以年实际影响天数除以 15），单位为个。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），各类生物的损失率取值见表 7.6-1。

表 7.6-1 各类海洋生物损失率

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

7.6.1.2 底栖生物损失计算方法

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

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

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

D_i—评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km^2]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km^3]或千克每平方千米（kg/km^2），在此为底栖生物生物量；

S_i—第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km^2）或立方千米（km^3）。

7.6.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用本次现状调查中所有站位的海域秋季调查平均值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.6-2。

表 7.6-2 海洋生物资源密度及来源

资源类别		资源密度	资料来源
鱼卵			广东海洋大学（2022 年 9 月调查值）
仔稚鱼			
幼体	鱼类		
	头足类		
	虾类		
	蟹类		
成体			
底栖生物			自然资源部南海生态中心（原国家海洋局南海环境监测中心）（2023 年 5 月调查值）

7.6.2 海洋生物损失估算结果

7.6.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目新建平台包含预留井的总钻井时间为 815 天，在 3 年内完成。因此本项目新建平台年均钻井时间取 272d，为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，排放 18 个周期。

根据预测结果，本项目平台钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-5），水深取超标水层总水深 20m。各类海洋生物密度见表 7.6-2，海洋生物损失率见表 7.6-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.6-3。

表 7.6-3 钻屑排海海洋生物损失

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 18 周期
			0.121	0.053	0.014	0.006		
鱼卵		密度（粒/m^3）						
		损失率						
		损失量（10^6个）						
仔稚鱼		密度（尾/m^3）						
		损失率						
		损失量（10^6尾）						
幼体	鱼类	密度（尾/km^2）						
		损失率						
		损失量（尾）						
	头足类	密度（尾/km^2）						
		损失率						
		损失量（尾）						
	虾类	密度（尾/km^2）						
		损失率						
		损失量（尾）						
	蟹类	密度（尾/km^2）						
		损失率						
		损失量（尾）						

资源	面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 18 周期
		0.121	0.053	0.014	0.006		
成体	密度（kg/km^2）						
	损失率						
	损失量（kg）						

钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，钻屑按平台周围 50m 半径内底栖生物损失率 100%，覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除平台周围 50m 半径内面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.5-3）估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 7.6-4。

表 7.6-4 钻屑排海底栖生物损失

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

7.6.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，本次计算时水深取 20m，超标面积取垂向两层平均值（见表 7.1-8），各类海洋生物密度见表 7.6-2，海洋生物损失率见表 7.6-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.6-5。

表 7.6-5 钻井液排海海洋生物损失

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计
			0.158	0.069	0.019	0.008	
鱼卵		密度（粒/m^3）					
		损失率					
		损失量（10^6个）					
仔稚鱼		密度（尾/m^3）					
		损失率					
		损失量（10^6尾）					
幼体	鱼类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	头足类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	虾类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	蟹类	密度（尾/km^2）					
		损失率					

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi≥9	小计
			0.158	0.069	0.019	0.008	
		损失量（尾）					
成体		密度（kg/km^2）					
		损失率					
		损失量（kg）					

7.6.2.3 海底管缆铺设生物损失计算

海底管缆施工造成的生物损失，计算时平均水深取 20m，超标范围影响面积取垂向两层平均值（见表 7.1-11）。各类海洋生物密度见表 7.6-2，海洋生物损失率见表 7.6-1，计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.6-6 和表 7.6-7。

表 7.6-6 油气开发工程海底管缆铺设海洋生物损失

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi ≥9	小计
			4.398	3.545	0.914	2.079	
鱼卵		密度（粒/m^3）					
		损失率					
		损失量（10^6个）					
仔稚鱼		密度（尾/m^3）					
		损失率					
		损失量（10^6尾）					
幼体	鱼类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	头足类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	虾类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	蟹类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
成体		密度（kg/km^2）					
		损失率					
		损失量（kg）					

表 7.6-7 风电工程海底管缆铺设海洋生物损失

资源	面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi ≥9	小计
		2.314	0.889	0.475	0.759	
鱼卵	密度（粒/m^3）					
	损失率					
	损失量（10^6个）					
仔稚鱼	密度（尾/m^3）					

资源		面积（km^2）	Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi ≥9	小计
			2.314	0.889	0.475	0.759	
		损失率					
		损失量（10^6尾）					
幼体	鱼类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	头足类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	虾类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
	蟹类	密度（尾/km^2）					
		损失率					
		损失量（尾）					
成体		密度（kg/km^2）					
		损失率					
		损失量（kg）					

铺设海底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，按电缆中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.6-3）估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.6-8。

表 7.6-8　底栖生物损失计算

工程	面积（km^2）		密度（g/m^2）	损失率	损失量（t）
油气开发工程	覆盖 2cm（扣除后者）				
	两侧各 5m				
风电工程	覆盖 2cm（扣除后者）				
	两侧各 5m				

7.6.2.4 平台/桩基占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100%的原则计算。根据工程资料，本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台投影面积为 808m^2，底栖生物密度取 16.99g/m^2，则本项目 WZ6-8 WHPC 平台占海造成的底栖生物损失为 0.014t；本项目新建 4 座电力辅助平台，均采用单桩基础，桩基覆盖范围（合计 380m^2）的底栖生物将全部损失，据此计算电力辅助平台基础占海造成的底栖生物损失为 0.006t。

7.6.2.5 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，本项目海洋生物损失为：鱼卵 133.799×10^6 粒，仔稚鱼 7.146×10^6 尾，鱼类幼体 29008 尾，头足类幼体 464 尾，虾类幼体 15574 尾，蟹类幼体 26572 尾，成体 280.564kg，底栖生物 5.737t，具体见表 7.5-9。

表 7.5-9 海洋生物资源损失汇总

生物名称	平台/桩基占海	钻屑	钻井液	海底管缆铺设（油气田工程）	海底电缆铺设（风电工程）	合计
鱼卵（10^6 粒）						
仔稚鱼（10^6 尾）						
鱼类幼体（尾）						
头足类幼体（尾）						
虾类幼体（尾）						
蟹类幼体（尾）						
成体（kg）						
底栖生物（t）						

7.7 环境敏感目标影响分析

7.7.1 对重要渔业的影响

本项目新建设施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、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 16.2km，距离其他的海洋保护区、生态红线区最近距离在 18km 以上。

本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，如 7.1.2 节所述，施工期产生的钻屑、钻井液排放及海底管/缆挖沟造成的悬浮物超一类海水水质最大距离为 0.71km。海底管缆挖沟铺设时会造成近底层海水悬浮物浓度超标，鉴于挖沟悬浮物产生影响时间有限，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。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。

7.7.2 对重要保护物种的影响分析

7.7.2.1 对布氏鲸的影响分析

布氏鲸为国家一级重点保护野生动物，隶属鲸目须鲸亚目须鲸科（*Balaenopteridae*）须鲸属（*Balaenoptera*）。

1）布氏鲸的分布情况

布氏鲸不会进行长途迁徙，一般出现在南北纬 40°之间，也有可能出现在有暖流经过的高纬度海域，喜 16℃以上的海水温度。因此，在南北纬 30°之间的热带和亚热带海域最常见。

布氏鲸在北部湾海域出现的时间段大致为每年 9 月至次年的 4 月。根据现有资料，每年 3 月和 4 月观察到布氏鲸出现和觅食概率较高。相关研究分析表明，布氏鲸出现频率较高的区域，一个是涠洲岛西部，另一个是斜阳岛周围，涠洲岛东部海域也有较高的布氏鲸出现概率；摄食行为主要集中在斜阳岛周围和涠洲岛西南部水域（Chen, et al., 2019）。通过对北部湾涠洲岛和斜阳岛（20.85°~21.08°N，109.07°~109.23°E）栖息环境海水温度的分析表明，两岛屿之间的距离 13.8km，属于亚热带季风气候，年平均海表温度 24.6℃，适宜布氏鲸活动和摄食。

2）布氏鲸的生活习性

布氏鲸的寿命估测为 50~70 岁，为群居性海洋生物，平时可能单独或 2~5 头小群行动，多的时候也会有 10~20 头的松散群。雌性布氏鲸一般 2~3 年生育一胎，妊娠 11~12 个月，幼鲸出生时体长约 4m，体重 450kg，哺乳期为 6 个月，之后便开始独立生活。成年布氏鲸体长约 10~16.5m，体重 12~25t。

根据分析，布氏鲸周期性出现在涠洲岛至斜阳岛附近海域的原因主要包括以下几个方面：适宜的海洋环境，如水深、叶绿素 a 含量、洋流和表层水温；相对较少的人为干扰；丰富的饵料资源，如青鳞小沙丁、勒鱼等，有时候也捕食虾或其他浮游甲壳类；天敌少。

3）项目影响分析

本项目风电运营期将产生一定的噪声，本项目不在布氏鲸的密集分布海区。布氏鲸主要分布在涠洲岛东南斜阳岛周围的海域，本项目距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km。根据预测，风机运行所产生的水下噪声与海洋环境背景噪声相当。施工期也会产生一定噪声。本项目在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。

钻屑和钻井液排放、管缆挖沟将产生一定的悬浮物，经过预测施工超一（二）类水质距排放点的最大距离为 0.71km，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前

水质。另外，从生理结构上来说，布氏鲸是用肺呼吸的水生哺乳动物，呼吸时头部露出水面直接呼吸空气，浑浊的水体对其呼吸影响不大；在行为上，布氏鲸的进化也使其对外界环境变化具有一定的趋避能力，如果悬浮物明显影响了它的正常活动，其将会选择逃避来减少受到的伤害。因此，施工期悬浮物不会对布氏鲸造成明显不利影响。

陈炳耀（南京师范大学）团队于 2016 年起率先确认涠洲岛海域稳定栖息小型近岸布氏鲸亚种，2018 年起带队长期连续海上监测，至今已 8 年系统追踪北部湾布氏鲸种群，是国内最权威长期研究团队。目前已累计识别建档超 50 头独立个体布氏鲸。其团队研究证实船只近距离高速靠近、长时间尾随围拢靠近布氏鲸个体时，会对其产生明显惊扰胁迫。本工程最近距离涠洲岛-斜阳岛之间布氏鲸分布较多区域约 20km，陈炳耀团队观测布氏鲸在 3-4 月频次较高，月均 20 天，常见 3-5 头/群，2025 年保守确认应有 70 多头。

陈默（广西科学院）团队长期开展海上航调、无人机、水下声学联合监测，摸清布氏鲸年度迁徙节律、捕食热点水域、集群分布特征，明确涠洲岛-斜阳岛之间为核心敏感觅食栖息地。其团队发现，海上打桩、爆破等产生的强脉冲、高强度水下噪声可能会引发布氏鲸生理应激，使其逃离栖息、觅食区域。

陈炳耀、陈默团队研究指出，布氏鲸核心高频觅食活动区域为涠洲岛与斜阳岛之间狭长海域，全年目击频次最高。涠洲油田群周边部分海域也属于布氏鲸季节性活动与索饵觅食区域。在涠洲岛施工现场应在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，严控施工强度、限制作业航速，严禁高速靠近、长时间尾随布氏鲸个体，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。如发现受伤的布氏鲸，应及时采取紧急救护措施并报告相关部门处理。

7.7.2.2 对中华白海豚的影响分析

中华白海豚（*Sousa chinensis*），属于鲸类的海豚科。主要分布于西太平洋、印度洋，常见于中国东南部沿海，属国家一级保护动物。

1）中华白海豚的分布情况

中华白海豚的分布高度依赖河口生态系统，它们的分布与主要河流的入海口高度重合。通常在距离海岸线 3~5 公里、水深不超过 20m 的浅水区活动，很少进入深海。中华白海豚偏好平坦、水浅的沿岸水域、河口、红树林沼泽

和沙洲附近，便于它们捕食和活动，主要以生活在河口和近岸的鱼类为食。同时，河口的低盐度环境对它们来说非常重要。

中华白海豚在北部湾的分布呈现出明显的区域性、河口性和近岸性特点。其主要种群分布在一些特定的河口和海湾，形成了几个相对独立但又可能存在交流的群体。主要分布在如下几个区域：广西钦州三娘湾及周边海域：这是北部湾乃至全国最重要的中华白海豚栖息地。种群数量相对较大，观察到的频率高，该海域位于大风江口和钦江口之间；广西北海合浦县周边海域：包括南流江口、铁山港等区域，历史记录和近年来的调查研究均显示该区域有中华白海豚稳定分布；广东湛江雷州湾海域：位于北部湾的东北部，与广西海域相邻，有一个稳定的中华白海豚种群；海南岛西南沿岸：主要在东方市和昌江县附近海域，该种群可能与广西、湛江的种群存在一定的地理隔离。

Wu 等人（2017，2021）对中华白海豚在北部湾的分布开展了研究。

图 7.7-1 中华白海豚在北部湾的分布（引自 Wu et al., 2021）

2）中华白海豚的生活习性

中华白海豚通常不集成大群，常 3~5 只在一起，或者单独活动。除了母亲及幼豚，中华白海豚组群不会有固定的成员。中华白海豚通常 3-5 只/群，在北部湾北部海域月均发现 10 群，它们的群居结构非常有弹性，而组群成员也时常更换。根据记录，组群最多可有 23 条个体，平均为 4 条。性情活泼，在风和日丽的天气，常在水面跳跃嬉戏，有时甚至将全身跃出水面近 1 米高。游泳速度很快，有时可达每小时 12 海里以上。在各种渔船中，白海豚特别喜欢在双拖船后觅食，而在双拖船后的海豚组群也比其他的大很多。中华白海豚与陆生哺乳动物一样肺部发达，用肺呼吸，呼吸的时间间隔很不规律，有时为 3~5 秒钟，有时为 10~20 秒，也有时长达 1~2 分钟以上。外呼吸孔呈半月形开放于头额顶端，呼吸时头部与背部露出水面，直接呼吸空气中的氧气，并发出“Chi-Chi-”的喷气声。

3）中华白海豚的栖息地选择

中华白海豚主要栖息于水深不超过 20m 水域。以往研究显示中华白海豚在北部湾的栖息位置主要分布在大风江到南流江河口段以及草潭到沙田段，较多受访者在该海域目击到中华白海豚充分验证了这一结论；同时有研究表

明在整个广西北部湾近岸沿海，中华白海豚在历史上是呈现连续分布的。从渔民反馈的目击信息来看，在秋季、海况平稳且天气晴朗较易目击到中华白海豚。与潮汐相关的目击状况调研，47.9%的渔民反馈涨潮状态更容易目击到海豚，43.1%的渔民反馈目击与潮汐无关。相关研究显示，在特定海域，潮汐可通过影响鲸豚类的捕食效率进而影响种群对栖息地的选择。涨潮时中华白海豚可能会随捕食鱼类进入潮间带，这在一定程度上有可能增加了涨潮时中华白海豚在近岸海域的目击率。

中华白海豚多在涠洲岛北侧靠近北海市海域分布活动，涠洲岛周边不是中华白海豚核心栖息地。本项目离中华白海豚分布区较远（本项目距离北部湾北部中华白海豚活动区域约 60km）。

4）项目影响分析

根据现有的研究，本项目离中华白海豚分布区较远，对中华白海豚鲸豚类影响很小。因此，施工期悬浮物不会对中华白海豚造成明显影响。

本项目施工船舶航行时，应加强海上观察瞭望，若遇到中华白海豚在附近活动，应尽量远离并在航行安全的情况下降低船速，直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。同时，根据相关研究，船舶航速小于 6 节时不会对中华白海豚直接产生撞击。因此，施工船舶在移动时应尽量将船速控制在 6 节以下，同时加强海上观察瞭望，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，在发现中华白海豚活动的情况下必须采取限速、避让措施。在采用合理施工工艺和有效防护措施条件下，本项目建设和运营对中华白海豚影响影响较小。

7.7.2.3 对中国鲎的影响分析

中国鲎（Tachypleus tridentatus），属于节肢动物门，肢口纲、剑尾目、鲎科、东方鲎属，国家二级保护动物，因头胸部具发达的马蹄形背夹，又被称为马蹄蟹。

1）中国鲎的分布情况

中国鲎的自然地理分布范围相当狭窄，仅局限于太平洋西岸，自日本濑户内海开始，沿我国浙江、福建、广东、广西、海南、香港和台湾沿岸，南至印度尼西亚爪哇岛北岸以北、苏门答腊岛印度洋东侧的海域。相对于东南亚沿岸，中国鲎在中国东部和日本南部海域的历史分布较广、产量较高。广西北部湾海

域是中国鲎与圆尾鲎的共生区，而中国鲎与圆尾鲎也是我国仅存的两种鲎。

北部湾广西沿岸是中国鲎的重要栖息地，中国鲎多生活于沙地。历史调查表明，2011 年北海龙潭下村靠近红树林处存在小个体中国鲎，北海铁山港山口镇北界村红树林处存在大量中国鲎，防城港沙螺迂泥沙滩采集到中国鲎。基于 MAXENT 模型，预测中国鲎稚鲎的潜在适宜生境分布于广西犀牛角和北暮盐场、广东乞水湾和流沙湾以及海南东方等地潮间带（颜明艳等，2019）。

2）中国鲎的生活习性

鲎是暖水性的底栖动物，喜浅砂穴居，只露出剑尾，中国鲎喜欢有细沙的阴凉处。杂食性，食性广，其中幼体鲎以单胞藻、轮虫、丰年虫幼体、桡足类为主；成体鲎常以底栖的小型甲壳动物、小型软体动物、环节动物、星虫、海豆芽等为食，有时也进食一些有机碎屑。

由于所处的纬度不同，鲎的繁殖季节也略有不同，总体来说，每年 5~9 月是成体鲎的繁殖季节，6~8 月为繁殖盛期，通常雄鲎抱住雌鲎成对爬至高潮线附近的滩涂上产卵。中国鲎倾向于在高潮线位置的红树林区域产卵，其稚鲎偏好在靠近红树林的泥滩区域栖息并觅食。中国鲎一般要生长 12 年以上才成年，成年的鲎生活在水深 20~30m 的近海，可其出生后的前 3~5 年是在红树林滩涂和附近的海草床度过的，可见保护红树林湿地就是保护鲎。

3）北部湾中国鲎种群资源现状

据相关资料表明，在中国自然分布的中国鲎资源曾经占全球总蕴藏量的 95%以上，2010 年中国的鲎资源主要集中在南海北部的海南、北部湾及粤西一带海域，占中国总蕴藏量的 95%。广西北海西背岭一带潮间带，海滩平摊宽阔，为沙砾泥滩地，水质优良，非常适合中国鲎的孵育，是目前发现中国鲎幼体最多的区域。根据李琼珍等（2011）调查，北海西背岭潮间带（21°24'30"N~21°25'24"N 及 109°11'12"E~109°13'14"E）范围内，幼鲎的分布主要集中在红树林边界约 500m 的范围内，超过 500m 没有分布。越靠近红树林边界幼鲎数量越多，表明中国鲎幼体倾向于栖息在距离红树林较近的区域。

中国鲎幼体喜欢栖息于潮间带地区，且很容易受到光照、温度等外界环境因子的影响。在低温季节，如冬季，它们会将自己埋在底泥中，蛰伏不出，甚至会出现生长的停滞。由于中国鲎生殖期局限于短暂的夏季，且有上岸产卵习性，容易被人捕捉。

4）项目影响分析

根据现有的研究，中国鲎通常在高潮线附近的滩涂上产卵，稚鲎偏好在靠近红树林的泥滩区域栖息并觅食，生后的前 3~5 年是在红树林滩涂和附近的海草床度过。本项目评价范围内无红树林，有效避免了对中国鲎稚体的影响，本项目距离中国鲎稚体活动海域约 60km，项目附近无中国鲎稚体活动。

成年的鲎生活在水深 20~30m 的近海。项目施工会导致鲎栖息生境受到影响，减少其觅食空间，但在本项目现状调查中并没有发现该种类。而且本项目施工影响范围很小，浓度大于 10mg/L 的悬浮物影响范围主要集中在平台或管缆施工位置 710m、施工作业停止后 8h 工程海域的海水水质可恢复施工前。另外鲎具有一定主动回避危险的能力，项目建设不会对鲎生活觅食活动产生实质性影响。同时，建议施工时加强对中国鲎的观察，发现出现在施工区域时应降低施工强度直至停工，避免对其栖息和繁殖造成影响。

因此，项目施工不会对鲎产生明显不利影响。

7.8 工程对水文动力环境的影响分析

本项目主要工程设施为新建海上平台及海底管缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海底管缆埋设于海底以下，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

本项目电力辅助平台采用单桩基础，单桩基础钢管桩桩径约 10.5m，单个桩基附近的海域流态有一定影响，单个桩基附近的海域流速、流向有一定变化，对流场影响范围较小，仅对桩基附近局部流场有影响；本项目仅建设 4 台风力发电机组，间距约 870m，桩基密度低，不会形成桩基群效应，对周边大范围海域流态影响不大，工程建成后基本不会对周围海域的潮流场产生影响。

7.9 工程对冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海底管缆、安装平台会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建管缆全程埋设，仅铺管挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度

受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合本项目情况，对涠洲 6-8 油田III期开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

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

8.1.3 评价范围

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。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围。一、二级评价项目的评价范围分别根据危险物质 72h、48h 扩散范围确定，可根据海域特征、生态敏感区分布情况等做适当调整。

本项目参考环境风险评价二级的要求开展评价，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目风险事故状态下以新建 WZ6-8 WHPC 平台（危险物质泄漏到海洋的排放点）为中心 63.4km（平均风况下油膜 48 小时漂移距离）的范围为环境风险重点评价范围。

8.1.4 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），环境风险评价级别划分为一级、二级、三级和简单分析。根据建设项目涉及的物质及工艺系统危险性和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，按照表 8.1-1 确定环境风险评价工作等级。

表 8.1-1 环境风险评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，涠洲 6-8 油田III期开发项目环境风险评价等级为三级。鉴于本项目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—核心区内部，生态环境较为敏感，故本项目参考环境风险评价**二级**的要求开展评价。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对本项目施工期和生产运行期的风险源分别进行调查。

8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工和建设方案，本项目施工期主要分为钻完井、导管架安装、上部组块安装、海底管道及电缆铺设、依托平台改造、海上连接及调试、电力辅助平台基础施工及风机安装工程等环节，共计划使用浮吊船、铺管船、铺缆船、起重船、驳船、拖轮及守护船等约 57 艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建平台、海底管道及风机中的油类物质（原油、燃料油、润滑油及绝缘油）及天然气等，见表 8.2-1。

表 8.2-1 环境风险源汇总表（生产运行期）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量
新建平台	WZ6-8 WHPC	原油	
		天然气	
		燃料油	

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量
新建管道	WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台海底混输海管	原油	
		天然气	
电力辅助平台	WZ12-2 EPPA 平台 ~WZ12-2 EPPD 平台	润滑油	
		绝缘油	

8.2.2 海洋生态环境风险敏感目标调查

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

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-2。

表 8.2-2 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型		敏感目标名称	与 WZ6-8 WHPC 平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	与新建电力辅助平台最近距离及方位
重要敏感区	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			
一般敏感区	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			
	国家重点保护水生野生动物重要栖息地	广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地			
	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区				
	产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场			
		北部湾蓝圆鲹产卵场			

8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

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

① 当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

② 当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

式中：q_1，q_2…q_n——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q_1, Q_2…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≥1 时，将 Q 值划分为：（1）1≤Q<10；（2）10≤Q<100；（3）Q≥100。

8.3.1.1 施工期

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、驳船、拖轮、守护船等约 57 艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3（约 170t），即 Q=1.7，1≤Q<10。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.3-1。根据识别结果，本项目生产运行期 Q=1.8752，1≤Q<10。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

类型	物质	最大在线量（t）	临界量（t）	q_i/Q_i
新建 WZ6-8 WHPC 平台	原油			
	天然气			
	燃料油			
新建 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台海底混输海管	原油			
	天然气			
新建 WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台	润滑油			
	绝缘油			
合计				

8.3.2 行业及生产工艺（M）

分析项目所属行业及生产工艺特点，按照表 8.3-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目，对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为（1）M>20；（2）10<M≤20；（3）5<M≤10；（4）M=5，分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。涠洲 6-8 油田III期开发项目风险工艺识别见表 8.3-3。

表 8.3-2 行业及生产工艺

行业	评估依据	分值
石化、化工、医药、轻工、化纤、有色冶炼等	涉及光气及光气化工艺、电解工艺（氯碱）、氯化艺、硝化工艺、合成氨工艺、裂解（裂化）工艺、氟化艺、加氢工艺、重氮化工艺、氧化工艺、过氧化工艺、胺基化工艺、磺化工艺、聚合工艺、烷基化工艺、新型煤化工工艺、电石生产工艺、偶氮化工艺	10/套
	无机酸制酸工艺、焦化工艺	5/套
	其他高温或高压，且涉及危险物质的工艺过程 a、危险物质贮存罐区	5/套(罐区)
管道、港口/	涉及危险物质管道运输项目、港口/码头等	10

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

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

表 8.3-3 生产工艺识别

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

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

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

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

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

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

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

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

本项目位于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及北部湾蓝圆鲹产卵场内部，属于位于一般敏感区，不位于重要敏感区，因此本项目位于环境中度敏感区 E2。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

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

8.3.5 环境风险潜势初判断

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），建设项目风险潜势划分为I、II、III、IV/IV^{+}级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按照表8.3-6确定本项目的环境风险潜势。

表8.3-6 建设项目环境风险潜势划分

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

8.3.6 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价等级划分为一级、二级、三级。根据建设项目环境风险潜势初判，按表8.3-7确定评价工作等级。

表8.3-7 环境风险评价工作等级划分

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

本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为P4，位于环境中度敏感区E2，风险潜势应为II级，环境风险评价等级为三级。

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为P4，位于环境中度敏感区E2，风险潜势应为II级，环境风险评价等级为三级。

综合考虑本项目海洋生态环境风险评价等级为三级。鉴于本项目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—核心区内部，生态环境较为敏感，故本项目参考环境风险评价二级的要求开展评价。

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、燃料油、润滑油、绝缘油等油类物质及天然气，参考化学品安全技术说明书数据库，其理化性质及危险特性见表8.4-1~表8.4-5。

表8.4-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油	英文名：Crude Oil

	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	20℃密度：0.85t/m^3		沸点（℃）：120~200℃
	禁忌物：强氧化剂		聚合危害：不聚合
	稳定性：稳定		闪蒸气油比：23835.9m^3/m^3
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350
	闪点（℃）：153		燃烧（分解）产物：CO、CO_2
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v %）：8.7
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土		
毒理性质	LD_{50}：（500-5000）mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
	急性中毒		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。		

表 8.4-2 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.85	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容	

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m^3）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。 眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。 食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

表 8.4-3 润滑油理化及危险性质

标识	中文名：润滑油	英文名：Gear Oil
	CAS 号：64741-88-4	
理化特性	外观与性状：淡黄色至褐色的粘稠油状液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	相对密度：（水=1）0.86~0.87	
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等。	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	LD_{50}（大鼠经口）>5000mg/kg，LC_{50}（大鼠吸入）>5000mg/m^3	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；	

标识	中文名：润滑油	英文名：Gear Oil
	CAS 号：64741-88-4	
	燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。	
	吸入：吸入高浓度油雾或加热时产生的蒸气可刺激呼吸道，引起头晕、头痛、恶心、乏力等症状。严重时可能导致化学性肺炎或油脂性肺炎。皮肤接触：短暂接触通常无严重影响，但可能导致轻微刺激。长时间或反复接触会脱去皮肤表面油脂，导致皮肤干燥、皲裂，甚至引发接触性皮炎或油性痤疮。眼睛接触：可引起物理性刺激，导致疼痛、流泪和发红。食入：毒性较低，但大量食入可能引起恶心、呕吐和腹泻。最大的危险在于呕吐时可能被吸入肺部，导致严重的吸入性肺炎。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染的衣物，用肥皂和大量流动清水彻底冲洗受污染的皮肤。如出现刺激或不适，应就医。 眼睛接触：立即提起眼睑，用大量流动清水或生理盐水彻底冲洗至少 15 分钟。如刺激感持续，应立即就医。 吸入：迅速将患者转移至空气新鲜处，保持呼吸道通畅。如出现呼吸困难，应给予输氧。若呼吸停止，立即进行人工呼吸，并迅速就医。 食入：严禁催吐，以防吸入肺部造成化学性肺炎。让患者保持安静，饮用足量温水稀释，并立即就医。	
泄漏处理	小量泄漏：用不燃的吸收材料（如沙土、蛭石、活性炭、吸油棉）吸收或吸附，然后收集于密封容器中待后续处理。大量泄漏：立即隔离泄漏污染区，限制人员出入，并切断火源。构筑围堤或挖坑收容，防止其扩散流入下水道、地表水或地下水。用泡沫覆盖以减少蒸发。使用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。	
储运	储存于阴凉、干燥、通风良好的专用库房内，远离火种、热源和阳光直射。保持容器密封，防止泄漏和水分进入。应与强氧化剂、强酸、易燃物等分开存放，切忌混储。储存区域应配备相应品种和数量的消防器材及泄漏应急处理设备。运输车辆应配备消防器材和泄漏应急处理设备。运输过程中要确保容器不泄漏、不倒塌、不坠落、不损坏。严禁与氧化剂、酸类、食用化学品等混装混运。运输应遵守相关道路运输规定，按规定路线行驶。	

表 8.4-4 绝缘油理化及危险性质

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

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

表 8.4-5 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.521（液化）		相对密度：（空气=1）0.683
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、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		

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
	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，导致空气中氧气含量降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。		
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。		
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。		
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。		
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。		

8.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括原油、燃料油、润滑油、绝缘油等油类物质及天然气，主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 8.4-6。

表 8.4-6 危险物质向环境转移的途径识别

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

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂、施工船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台容器泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、海上风机设备损坏等。环境风险事故具体情形分析如表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有原油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。
生产阶段	平台火灾、爆炸	生产阶段在平台上进行油气的输送或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类物质泄漏入海。
	平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效(管子、管件、容器破裂)、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道与立管泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	海上风机设备损坏	海上风机可能因为维护保养不当或操作失误等原因致使密封系统失效或结构与连接件损坏，可能导致内部绝缘油及润滑油泄漏。此外，海上风机若因基础缺陷、恶劣天气（如台风）或碰撞事故倒塌，也可能导致内部绝缘油及润滑油泄漏。

8.5.2 风险事故概率分析

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

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

8.5.2.1 井喷

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

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

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

新建 WZ6-8 WHPC 平台设置 24 个井槽（4 口单筒双井），先期钻井 11 口井（包括 6 口采油井，5 口注水井），预留 17 口井，预留井按照采油井考虑。

则本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 1.3×10^{-3} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 6.0×10^{-5} 次/年。

8.5.2.2 平台火灾、爆炸

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

油气传输区 3×10^{-4} 次/a

油气处理区 4×10^{-3} 次/a

储油区 2×10^{-3} 次/a

本项目计划新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC 平台，不设油气处理系统及储油区。故 WZ6-8 WHPC 平台发生火灾事故的概率为 3.0×10^{-4} 次/a，由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.5.2.3 新建平台容器泄漏

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

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

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

表 8.5-4 本项目储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率（次/a）
新建 WZ6-8 WHPC 平台	常压罐	8	2.4×10^{-5}

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率（次/a）
	带压罐	10	4.7×10^{-4}

8.5.2.4 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，见表 1.5-5。

本项目新建 1 条 8″长约 5.7km 的 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管，海管在两端平台侧各有一根钢制立管。由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率，见表 1.5-6。本项目新建海管发生事故的概率为 2.8×10^{-3} 次/a，立管事故引发溢油的概率为 1.8×10^{-3} 次/a。

表 8.5-5 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
立管	钢管-管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/年
	钢管-管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

表 8.5-6 本项目新建海底管道及立管管道泄漏概率

名称	材质	管长（km）	管径（in）	输送介质	海管泄漏概率（次/a）	立管泄漏概率（次/a）
WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管	钢管	5.7km	8	油、气、水	2.8×10^{-3}	1.8×10^{-3}

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

在建设阶段，本项目主要涉及浮吊船、铺管船、铺缆船、起重船、驳船、拖轮及守护船等船舶类型，用于包括钻完井、导管架安装、上部组块安装、海底管道及电缆铺设、依托平台改造、海上连接及调试、风机基础施工及风机安装工程等不同施工阶段。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-7。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

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

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定

引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

8.5.2.6 海上风机损坏

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

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

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

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，根据拖轮、钻井平台的最大单舱储油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏量见表 8.5-8。

表 8.5-8 建设阶段可能溢油量

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

8.5.3.2 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油类物质。当新建 WZ6-8 WHPC 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，本项目估算 96m^3（81.6t）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，生产阶段可能最大油气泄漏量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段可能泄漏量

排放源	排放物	泄漏量（t）
井喷	井流	难以估算
平台火灾失控	井流	难以估算
平台容器泄漏	原油/燃料油	21
海管破裂	井流	81.6
风机损坏	润滑油/绝缘油	1.9

8.5.3.3 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主要为井喷事故、储罐泄漏事故、平台火灾事故、海管/立管溢油事故、施工期船舶碰撞事故、海上风机损坏事故等，其中海管/立管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 2.8×10^{-3} 次/a，立管事故引发溢油的概率为 1.8×10^{-3} 次/a，海管/立管泄漏事故的泄漏量可达 $96m^3$（81.6t）。综合上述分析，本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

8.6 地质性溢油及浅层气风险分析

本章节依据《涠洲 6-8 油田III期开发项目地质溢油风险、浅层气分析报告》进行分析和编制。

8.6.1 地理位置

涠洲 6-8 油田位于南海北部大陆架北部湾盆地涠西南凹陷中央 2 号断裂构造带的东端，是被断层复杂化的断块、断鼻构造，分南、中、北三块。

图 8.6-1 涠洲 6-8 油田地理位置图

图 8.6-2 北部湾盆地涠西南凹陷开发形势图

8.6.2 油田地质油藏特征

8.6.2.1 地层特征

XXXX

8.6.3 地质性溢油风险分析及防范措施

XXXX

8.6.4 浅层气风险排查及应对措施

XXXX

8.6.5 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：

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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。

8.6.6 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在Δt 时段内的位移可表示为：

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

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

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

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

8.6.7 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。

8.6.7.1 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 $2.5\times10^{-3}U_w^{0.78}$；$U_w$—风速。

T_0、T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0=532.98-3.1295*API$$

$$T_G=985.62-13.597*API$$

式中：API—15.5℃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：

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

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。

8.6.7.2 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）。

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

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

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

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%；

h_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}；

h_i—乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

$$\eta_i=\eta^{oil}\exp\frac{2.5yw_i}{1-0.654yw_i}$$

式中：h^{oil}—乳化前油的运动粘性系数。

8.6.8 溢油量及溢出方式

本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故。鉴于新建 WZ6-8 WHPC 平台与敏感目标的相对位置更近，因此本项目选取该管道距离敏感目标最近位置作为溢油点，假定 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管在 WZ6-8 WHPC 平台附近处发生溢油。

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：

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

式中：V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1bbl≈0.159m^3）；

V_{pipe} 为管段体积，ft^3（1ft^3≈0.0283m^3）；

f_{rel} 为最大泄漏率，根据海底管道内外压力，取 0.64；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.8；

$V_{pre\text{-}shut}$ 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（$V_{pre\text{-}shut}$）根据混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

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

式中：Q_L—液体泄漏速率，m^3/s；

t——泄漏时间，s。

根据 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管典型年份水力、热力计算结果，其最大输液量约为 XXXXm^3/d（以 2028 年日产量计算），输送液体全部为原油。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 0.5m^3。

（2）管道泄漏量合计

$$V_{rel}=0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR}+V_{pre\text{-}shut} \approx 96m^3 \text{（81.6t）}$$

综合考虑溢油关断、封堵，最终确定 WZ6-8 WHPC 平台附近海底管道溢出液量约为 96m^3（81.6t）。WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台混输海管输送的原油密度约 0.85t/m^3，属中质原油，油膜漂移预测时间为溢油后的 48h。

8.6.9 风场

根据第四章环境概况风场资料及敏感目标分布情况，考虑海洋生态保护红线区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区等环境敏感区的方位，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场数据见表 8.7-1。

表 8.7-1 工程海域风场

方向	NE	SE	S	SW	WSW	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

8.6.10 预测结果

8.6.10.1 油膜漂移轨迹

WZ6-8 WHPC 平台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见图 8.7-1；主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹见图 8.7-2。

图 8.7-1 WZ6-8 WHPC 平台附近海管溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.7-2 WZ6-8 WHPC 平台附近海管溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.6.10.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

不同风向平均风速和极值风速作用下的油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等见表 8.7-2 和表 8.7-3。

表 8.7-2 WZ6-8 WHPC 附近管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
风速(m/s)		4.7	2.9	2.7	5.5	4.6	2.8	1.8
抵岸时间(h)		—	—	—	30	32	—	—
漂移距离(km)	2h	1.3	1.9	2	2.2	1.9	1.5	1.3
	12h	10.3	13.8	14.6	17.2	15.7	13.5	11.9
	24h	28.1	29.6	29.8	32.7	31.8	29.7	28.1
	48h	57.2	61.4	63.2	43.8	45.2	63.4	59.5
	最大值	57.2	61.4	63.2	43.8	45.2	63.4	59.5
平均速度(km/h)		1.2	1.3	1.3	1.5	1.4	1.3	1.2
扫海面积(km^2)	2h	0.9	1.1	1.2	1.8	1.6	1.2	0.9
	12h	21.2	31	35.3	47.5	42.8	34.8	28.8
	24h	96.5	82	75	103.8	107.1	99.8	93.9
	48h	257.8	227.6	178.2	151.5	170.7	273	197
	最大值	257.8	227.6	178.2	151.5	170.7	273	197
残存油量(%)	2h	67.5	69.8	70.1	66.8	67.7	70	71.9
	12h	51.5	54.1	54.5	50.7	51.6	54.3	56.6
	24h	46.4	49	49.4	45.5	46.5	49.2	51.5
	48h	41.5	44.2	44.5	43.9	43.9	44.3	46.7

表 8.7-3 WZ6-8 WHPC 附近管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向	时间	NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
风速(m/s)	—	15.5	9.3	10.2	14.6	15.3	13.4	9.6
抵岸时间(h)	—	—	—	—	10	9	—	—
漂移距离(km)	2h	1.9	2.9	3.2	3.6	3.4	2.6	1.1
	12h	15.3	19.2	21.7	24.2	21.2	23.1	13.7
	24h	43.8	37.1	37	24.2	21.2	46.2	35
	47h	88.6	72.6	71.8	24.2	21.2	106.1	71.3
	最大值	88.6	72.6	71.8	24.2	21.2	106.1	71.3
平均速度(km/h)		1.8	1.5	1.5	2.4	2.4	2.2	1.5

风向	时间	NE	SE	S	SW	WSW	W	NW
扫海面积 (km^2)	2h	1.1	2.1	2	4.1	3.7	2.3	0.7
	12h	35.7	47.2	55	70.7	56.6	61.7	33.1
	24h	166.4	133.2	101.6	70.7	56.6	171.7	129.4
	47h	442.7	350.6	291.7	70.7	56.6	537.5	367.5
	最大值	442.7	350.6	291.7	70.7	56.6	537.5	367.5
残存油量 (%)	2h	61.5	64.2	63.7	61.9	61.6	62.3	64
	12h	45	47.8	47.3	46.8	47.3	45.8	47.6
	24h	39.9	42.7	42.2	46.8	47.3	40.7	42.5
	47h	35	37.8	37.3	46.8	47.3	35.8	37.7

8.6.10.3 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 8.7-4 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。

WZ6-8 WHPC 平台附近海域主要环境敏感目标为国家级海洋公园、海洋生态保护红线区、重要渔业水域保护区、水产种质资源保护区及产卵场、国家重点保护水生野生动物重要栖息地等。由表 8.7-4 可以看出，WZ6-8 WHPC 平台附近管道发生溢油事故时，在 WSW 风向极值风条件下最短 7.5h 可到达海洋生态保护红线区、最短 6.9h 可到达广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地。由于 WZ6-8 WHPC 平台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核心区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

表 8.7-4 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		敏感目标名称	与 WZ6-8 WHPC 平台最近距离（km）及方位	风向/风速（m/s）	最短抵达时间（h）
重要敏感区	国家级海洋公园	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园	20.2/东北	WSW/15.3	8.4
	海洋生态保护红线区	其他红线区	18.0/东北	WSW/15.3	7.5
		保护地一般控制区	20.2/东北	WSW/15.3	8.4
一般敏感区	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	位于	/	/
	国家重点保护水生野生动物重要栖息地	广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地	16.7km/东北	WSW/15.3	6.9
	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区		16.2/北	S/10.2	10.8

类型		敏感目标名称	与 WZ6-8 WHPC 平台最近距离（km）及方位	风向/风速（m/s）	最短抵达时间（h）
	产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场	位于	/	/
		北部湾蓝圆鲹产卵场	位于	/	/

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，建设单位湛江分公司制定了严格的各项操作和管理规程，采取了严格的防范措施，确保设施安全正常的运行。

8.7.1 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《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2025 版），并将编制的应急预案于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率较低，油气泄漏事故可防可控。

8.7.2 环境风险防范措施

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

8.7.2.1 设计阶段风险防范措施

严格按照设计标准进行精心设计，正确应用设计规范和建造安装规范是工程各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，本项目的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。

8.7.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，建设单位应在施工阶段采取如下措施：

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

b. 海底管道泄漏事故防范措施

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

最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

- 定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

c. 新建平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

- 为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对新建平台生产设施采取了充分的安全防护措施；精心考虑了各部分的合理布置，对危险区采用了防火、防爆设计，并采取了有效的隔离措施来降低危险程度。
- 新建平台上的主要设备、生产装置和单元均设置了相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统。
- 在平台容器附近装备了火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

d. 船舶碰撞事故防范措施

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

（1）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；

（2）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；

（3）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；

（4）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；

（5）遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定，不得有超载等违法行为。

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

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制

和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

e. 海上风机损坏事故防范措施

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

f. 其它防范措施

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

8.7.3 油气泄漏事故应急处置措施

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

程度。

8.7.3.1 制定溢油应急预案

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《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》（2025 版），该溢油应急预案已于 2025 年登记备案。本项目投产后将纳入《北部湾涠洲油田群溢油应急预案》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。

已备案的溢油应急预案的主要内容包括：作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等。

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

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

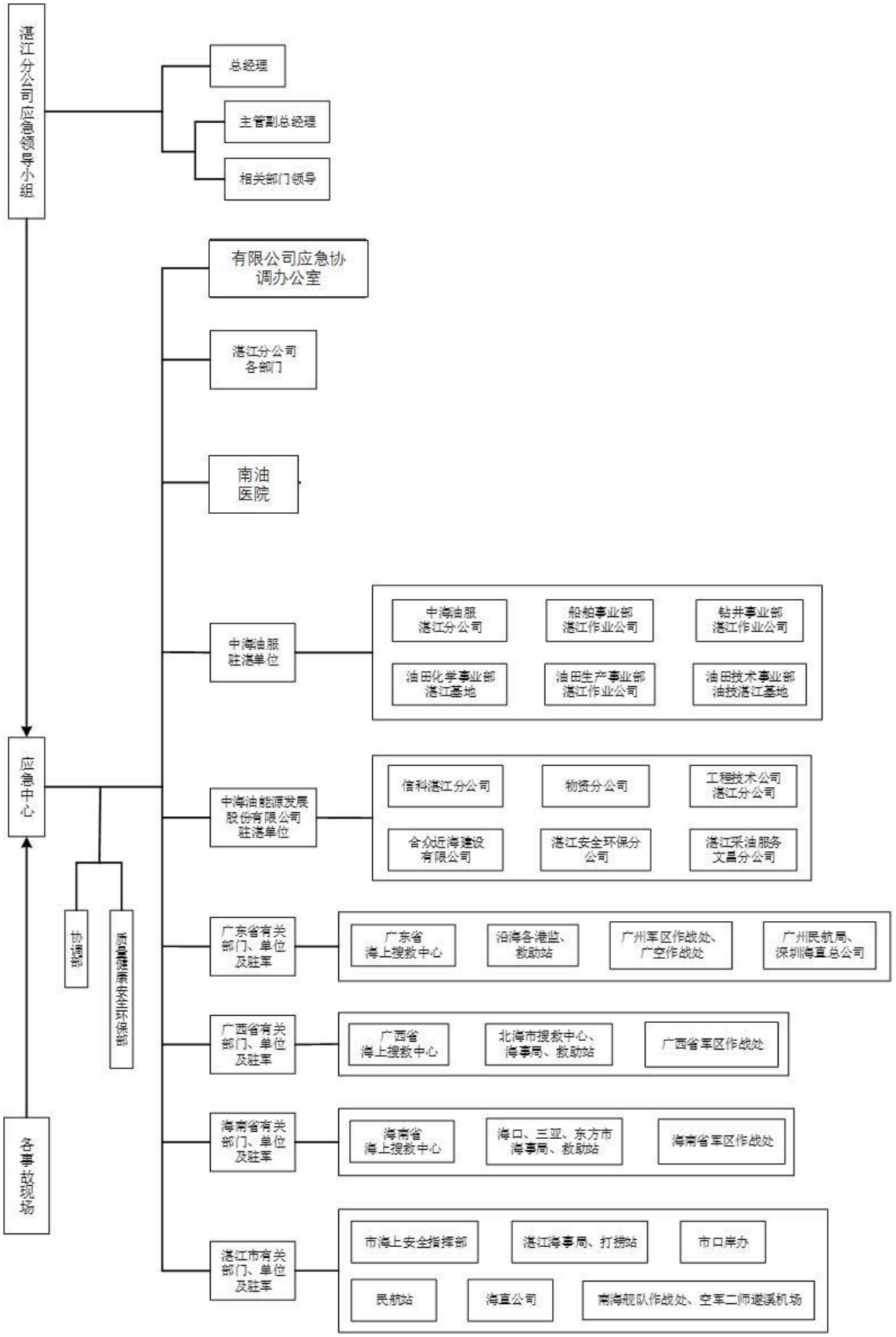


图 8.8-1 建设单位应急联络流程图

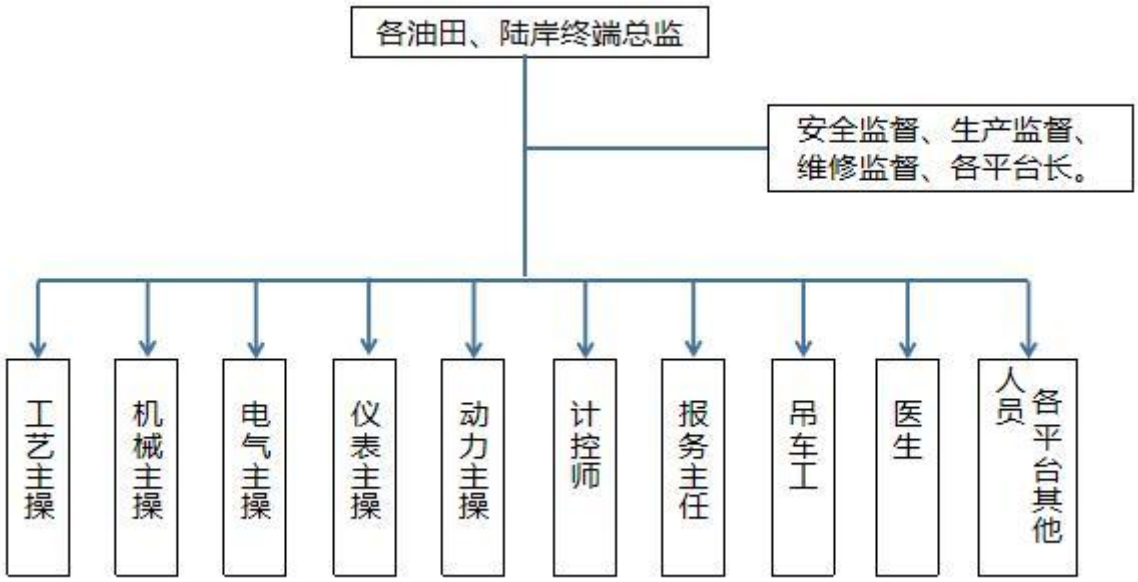


图 8.8-2 北部湾涠洲油田群现场应急组织机构图

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

在通知建设单位应急值班室之前完成以下应急反应程序：

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

8.7.3.2 建立分级响应机制

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

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

油勘探开发溢油污染环境事件；

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动油气田溢油应急预案和分公司溢油应急预案，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急预案。

涠洲 6-8 油田III期开发项目的作业者将严格按照上述要求执行。当发生一般性溢油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用现场及中海油专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制；当发生较大溢油事故后，需要中海石油（中国）有限公司湛江分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并根据国家相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。溢油应急处理流程见图 8.8-3。

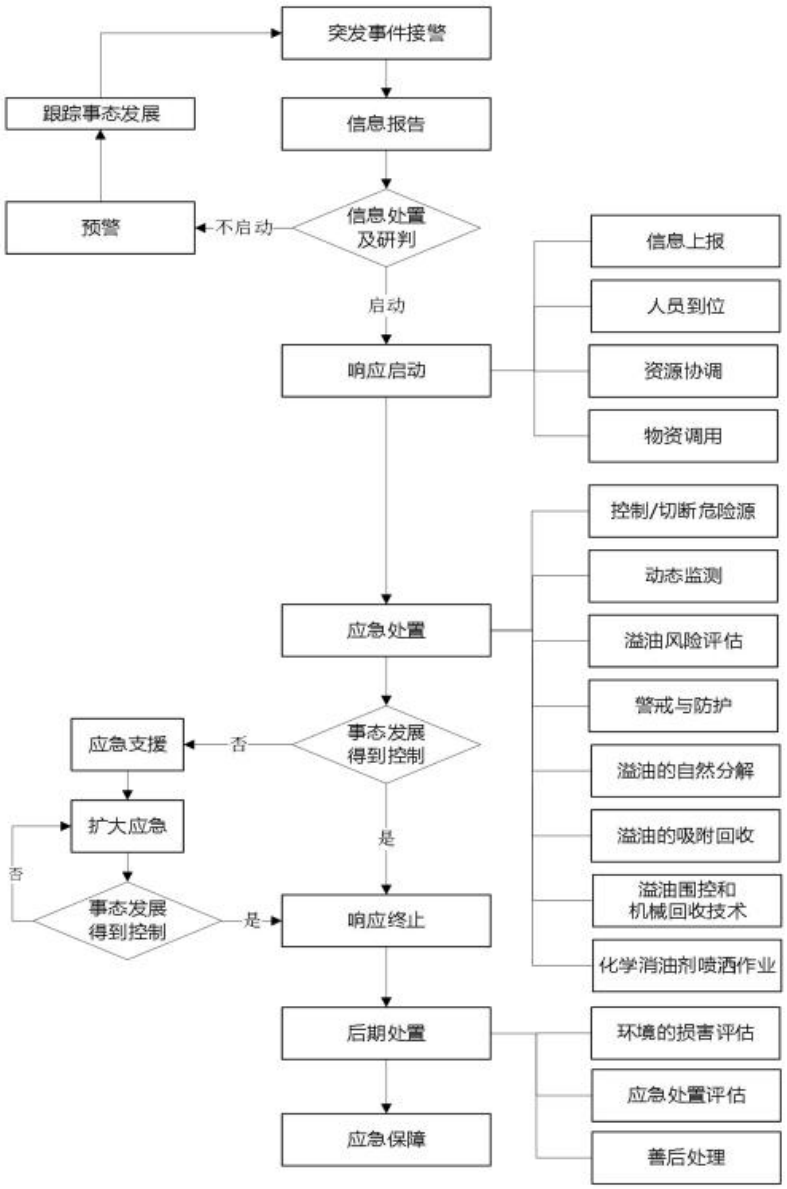


图 8.8-3 溢油应急处理流程

8.7.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 启动平台应急程序并向油田总监报告，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；
- 如井喷对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油田总监下达撤离平台的命令；
- 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况。

c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- 发现火灾或爆炸后立即拉响警报，同时用附近合适的消防设备灭火；
- 立即向中控或油田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 查清起火位置后，应立即组织全体人员根据不同火种，采取不同的灭火

方式进行灭火；

- 如有伤员，抢救伤员到安全地带；
- 防止火灾蔓延，对周围设备设施采取有效地隔离、降温；
- 尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避开海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。
- 在天气状况良好的情况下，首先控制溢油源，使用围油栏对溢油进行围控，然后使用吸油毛毡进行吸附。若海况较差（波级四级、五级风以上），或者有发生火灾爆炸的潜在威胁，考虑使用消油剂，利用船舶跟踪漂油进行消油剂喷洒。

8.7.4 配置溢油应急资源

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。

a. 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 WZ6-8 WHPC 平台配备溢油应急资源，见表 8.8-1。

表 8.8-1 WZ6-8 WHPC 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	WZ6-8 WHPC 平台
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 8.8-2~表 8.8-12。

表 8.8-2 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	
围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	
充吸气机	FGY	1 套	
浮动油囊	FN10	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 8.8-3 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	

设备名称	规格	数量	存放地点
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 8.8-4 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	
充气式围油栏	WQJ2000	400 米	WZ11-4 CEPD 平台
围油栏动力站	PK1650C2	1 套	
围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	
溢油分散剂	富肯牌-2	2 桶	
吸油毡	无	100kg	
干木糠/抹布	无	50kg	

表 8.8-5 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	

名称	规格型号	数量	存放地点
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/棉纱		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 8.8-6 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
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	
溢油分散剂	富肯 2 号，200L/桶	2 桶	WZ6-13 WHPA 平台
吸油毡	龙善牌，800×450mm，21kg（200 张/箱）	2 箱	
木糠	无	100kg	
抹布	无	100kg	
溢油分散剂喷洒装置	PS-40	1 台	
溢油分散剂	富肯 2 号，200L/桶		WZ6-12 WHPA 平台
吸油毡	龙善牌，800×450mm，21kg（200 张/箱）		
木糠	无	40kg	
抹布	无	100kg	
溢油分散剂	富肯 2 号，200L/桶	2 桶	WZ12-8W WHPA 平台
吸油毡	龙善牌，800×450mm，21kg（200 张/箱）	2 箱	
木糠	无	40kg	
抹布	无	100kg	

表 8.8-7 涠洲 11-1 油田溢油应急物资

名称	规格型号	数量	存放地点

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	
常规型溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	4 桶	WZ11-1 WHPA 平台
溢油喷洒装置	PSC40	1 台	
吸油毡	龙善牌	80kg	
木糠	袋装	150kg	
常规型溢油分散剂	富肯-2 号，200L/桶	2 桶	WZ11-2 WHPA 平台

表 8.8-8 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 8.8-9~表 8.8-12。

表 8.8-9 文昌 9-2/9-3 油田群溢油应急物资一览表

设备名称	型号	数量	存放地点
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	2 箱	文昌 9-2/9-3 中心平台
溢油分散剂	富肯 2 号，200L/桶	8 桶	各井口平台
溢油分散剂	富肯 2 号，200L/桶	2 桶	文昌 9-2/9-3 中心平台
铲		6 把	文昌 9-2/9-3 中心平台

表 8.8-10 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 8.8-11 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	
吸油毛毡	PP 型	1000kg	
溢油分散剂	浓缩型	1000kg	
轻便储油罐	10 m³	1 套	
溢油分散剂喷洒装置	速度 0.19t/h	1 套	

表 8.8-12 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 Petreleum	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 套	南山终端

d. 船舶

建设单位在正常生产时一般租用 2~3 艘三用工作船进行守护，租用的船舶具有一定的流动性，不完全固定于某一油气田，在公司应急中心的调配下可以尽快赶到溢油位置进行支援。工作船具有救生、消防、防污染功能，均配置了

溢油应急工具箱等相关设备。

8.7.5 溢油应急可行性分析

8.7.5.1 应急响应时间分析

本项目周边可借用的应急力量有 WZ11-4N WHPB 平台、WZ11-4 CEPD 平台、涠洲终端、南山终端、海南码头等多个油气田的溢油应急设备，周边油气田溢油响应时间见表 8.8-13。

表 8.8-13 本项目及周边油气田溢油响应时间

设施名称	与 WZ6-8 WHPC 距离(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	22	1.0	1.0	2.0
涠洲终端	24.5	1.0	1.1	2.1
WZ11-4 CEPD 平台	33.9	1.0	1.5	2.5
南山终端	285.4	1.0	12.9	13.9
海南码头	298.5	1.0	13.4	14.4

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。

8.7.5.2 应急能力可行性分析

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

a. 本项目溢油所需应急能力估算

- 围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。参照 P.C. Blokker 公式，围油栏长度与溢油量存在如下关系：

$$L=\frac{\pi}{2}\sqrt{D_0^3+\frac{24}{\pi}K(\rho_w-\rho_O)V_0t\frac{\rho_O}{\rho_w}}$$

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 850kg/m^3；

V_0——溢油量，m^3；

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 96m³ 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 3h 时所需要的围油栏长度约为 770m；在发生溢油 12h 时所需要的围油栏长度约为 1222m。

- 机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

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

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 96m³，在 12h 内回收所需的机械回收能力为 6.5m³/h。

- 临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时储存能力应至少为 78m³。

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设备及物质可以在 2.0h 内到达，湛江分公司配备的溢油应急设备及物质可以在 14.4h 内到达。

围油栏：北部湾涠洲油田群共 3600m，湛江分公司共 2047m，围油栏合计 5647m。

机械回收能力：北部湾涠洲油田群溢油回收能力为 92m³/h，湛江分公司溢油回收能力为 70m³/h，机械回收能力共计 162m³/h。

临时储油能力：北部湾涠洲油田群临时储油能力为 110m³，湛江分公司临时储油能力为 30m³，守护船临时储油能力为 640m³，临时储油能力共计 780m³。

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.8-14。

表 8.8-14 区域溢油应急资源

本项目溢油规模	所需溢油应急能力			本项目及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
96m³	围油栏（m）	3h	770	5647	满足
		12h	1222		

本项目溢油规模	所需溢油应急能力		本项目及附近可借助	是否满足本项目溢油应急能力要求
	机械回收能力（m^3/h）	6.5	162	
	临时储存能力（m^3）	78	780	

因此，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目及附近可借助溢油应急资源可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油规模（96m^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。中海石油（中国）有限公司湛江分公司与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务股份有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目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 海洋生态环境风险评价结论

涠洲 6-8 油田III期开发项目海洋生态环境风险评价等级为三级，参考环境风险评价二级的要求开展评价。本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞泄漏、海上风机损坏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 WZ6-8 WHPC 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 96m^3。根据预测结果分析，WZ6-8 WHPC 附近管道发生溢油事故时，在 WSW 风向极值风条件下最短 7.5h 可到达海洋生态保护红线区、最短 6.9h 可到达广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地。由于 WZ6-8 WHPC 平台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核心区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场内，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。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险

事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将修订现有溢油应急预案，并将本项目纳入其中统筹考虑，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。根据应急响应时间分析，如果 WZ6-8 WHPC 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 2h 内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于本项目位于水产种质资源保护区内，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 6-8 油田III期开发项目发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并重新备案，WZ6-8 WHPC 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 6-8 油田III期开发项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从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。生产的合格原油的质量标准满足行业和国家相关标准规范的要求。

作为燃料，与煤相比，原油是优质较洁净的能源，热值高，燃烧产生的有害物质较少。原油属于一种优质能源，热值高，单位质量原油高于单位质量煤、焦碳的发热量，与汽油、柴油的单位发热量相当。

根据原油与煤燃烧的污染物产生量对比见表 9.1-1，用原油代替燃煤作为燃料，可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等污染物的排放，采用原油作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。因此，原油的清洁性高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60%的中国，发展原油等洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

表 9.1-1 原油和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）*

燃烧产物	原油	煤
灰分	14	148
SO_2	400	700
NO_2	5	10
CO	16	29
CO_2	4	5

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

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采用水基和油基钻井液，通过循环使用减少钻井

液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响。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；不能满足排放要求的钻井液/钻屑和油基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。本项目 WZ6-8 WHPC 平台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核心区，钻井液、钻屑排放避让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的特别保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日）。

本项目采用铺管船对海底管道进行铺设，海底管道全程埋设，采用水力喷射式挖沟机挖沟和自然回填方式。采用铺缆船对海底电缆进行铺设，海底电缆全程埋设，采用水力喷射式挖沟机挖沟和自然回填方式。为减轻本项目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。新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日）。

施工过程中施工船舶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、船舶生活污水及船舶垃圾的处理均严格执行《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 使用风电清洁生产

海上风电具备开发潜力大、离负荷中心近的优势，是可再生能源领域的技术前沿，加快发展海上风电，是构建我国清洁低碳、安全高效能源体系的重要保障。风力发电项目，生产过程中无废气、废水排放，基本无固废排放，具有清洁生产特征。项目利用风能进行发电，项目建设有利于能源结构调整，减少煤炭用量。本分散式海上风电项目每年可为涠洲电网提供 22255.1×10^4 千瓦时的绿色电力，可实现年均减碳量约 14.39 万吨二氧化碳。

9.1.3.2 选用先进的工艺及技术路线

（1）优化开发工程方案，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 WZ6-8 WHPC 平台上设置控制区，统一监控和管理平台生产和安全，设置过程控制系统（PCS）、应急关断系统（ESD）、火气探测系统（FGS）和专用控制系统（SIS）4 套独立的控制系统。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。

9.1.3.3 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台上设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，用于收集甲板初期雨水和冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

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。

9.1.3.4 污染物最大限度的资源化

本项目产生的含油生产水由 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统统一处理，达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后一部分生产水在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。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。

9.1.3.5 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、固体废物和船舶污染物等。

生产水：本项目新建的 WZ6-8 WHPC 平台不设油气水处理设施，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，排海总量不超原环评批复总量。

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《中华人民共和国生态环境法典》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。

9.1.3.6 现场管理中的清洁生产控制措施

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产水、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 6-8 油田III期开发项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源能源消耗指标、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）》中表 4 的分级标准，P≥90 为清洁生产先进企业，75≤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，经评估，涠洲 6-8 油田III期开发项目的钻井作业的清洁生产综合评价指数为 93.61，采油作业的清洁生产综合评价指数为 100，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

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	89.35
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤25	1	
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	≥95	1	
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	≥40%	≥40%	1	
			井深 2000-3000m		≥50%	≥50%	1	
			井深 3000m 以上		≥60%	≥60%		
		污油回收率	%	15	≥90	≥90	1	
（4）污染物产生指标	35	石油类	%	10	不外排	不外排	1	
		COD	mg/L	10	≤300	≤300	1	
		废弃钻井液	m^3/100m 标准进尺	15	≤10	34.13	0.29	

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	15	100
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先	5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术	5	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施，且使钻井液不落地	5	5	
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5	
		井控措施	具备	5	5	

		有无防噪措施	有	5	5
（3）环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20
		制订节能减排工作计划		15	15
（4）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井钻井液处置措施满足法规要求		10	10
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5
		满足其他法律法规要求		5	5
本项目清洁生产综合评价指数（P）：$P=0.6P_1+0.4P_2$；其中$P_1=\sum_{i=1}^{n}S_i\times K_i$；$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$					**P=93.61**
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）					**本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）**

注：“*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产指标体系分为定量指标（P_1）和定性指标（P_2）两部分。

其中，定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算：对于指标数值越高（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 $S_i=S_{oi}/S_{xi}$。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	45.59	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≤30mg/L	处理达标后部分回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排	1	

						海，外排生产水总量不增加。	
		COD	mg/L	5	≤300	≤300	1
		落地原油回收率	%	10	100	100	1
		含油生产水回用率	%	10	≥60	≥60	1
		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$P_1=\sum_{i=1}^{n}S_i\times K_i$；$P_2=\sum_{i=1}^{n}F_i$						**P=100**	
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）						本项目采油作业评定为：**清洁生产先进企业（P≥90）**	

9.1.5 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，项目达到清洁生产先进水平。

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管理培训，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为含油生产水，产生的固体废弃物为生产垃圾。含油生产水在已建的 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。生产垃圾运回陆地处理。本项目依托 WZ6-13 WHPA 平台为有人平台，新增岗位 4 人。由此确定依托的WZ12-1 PUQ平台的生产水及其特征污染物石油类,新建的WZ6-8 WHPC 平台和依托的 WZ6-13 WHPA 平台的生活污水及其特征污染物 COD 作为本项目的受控污染物。

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

本项目新建的 WZ6-8 WHPC 平台不设油气水处理设施，WZ6-8 WHPC 平台物流经新建的混输海管全部输送至在建的 WZ6-13 WHPB 平台，在 WZ6-13 WHPB 平台越站，与 WZ6-13 WHPB 平台以及 WZ6-13 WHPA 平台物流汇合在一起通过在建的海管输送到 WZ12-1 WHPC 平台，通过栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台进一步处理，处理合格的原油通过栈桥输送至 WZ12-1 PAP 平台，通过已建海管输送至涠洲终端；分离出天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过海管输送至涠洲终端；分离出的生产水处理达标后部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目

投产后 WZ12-1 PUQ 平台排海总量不超原环评批复总量。

9.2.2.2 生活污水排放量和 COD 排放量控制指标建议

根据工程分析，新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水产生量约为 4599m^3/a（12.6m^3/d），经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海（COD≤300mg/L）。因此，建议新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水的总量控制指标为 4599m^3/a，COD 排放总量为 1.38t/a。

依托的 WZ6-13 WHPA 平台原生产岗位 16 人（含在建 WZ6-13 WHPB 平台增加岗位 4 人），本项目投产后，新增生产岗位 4 人，合计 20 人，分两班，每班作业人数为 10 人。生活楼定员数 12 人，每班作业人数不超生活楼定员。根据已批复的环评《涠洲 6-13 油田开发项目环境影响报告书》（国海环字〔2016〕473 号），WZ6-13 WHPA 平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 15 的 1.2 倍（即 18 人）估算生活污水排放量为 2079m^3/a（6.3m^3/d），其中 COD 为 0.625t/a。本项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台产生的生活污水处理达标后排海，WZ6-13 WHPA 平台生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评批复总量。WZ6-13 WHPA 平台生活污水排放总量控制指标保持不变。

本项目投产后，建议总量控制指标见表 9.2-1。

表 9.2-1 污染物排放总量控制建议

工程设施	污染物	已批复总量控制值	本项目投产后建议总量控制值	申请总量控制指标	控制排放浓度
新建 WZ6-8 WHPC 平台	生活污水				
	其中：COD				
WZ12-1 PUQ 平台	生产水				
	其中：石油类				
WZ6-13 WHPA 平台	生活污水				
	其中：COD				

9.2.3 排污混合区建议

本项目产生的生产水依托 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台进行处理，处理合格的生产水部分在涠洲油田群回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排放口达标排海。本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台排海总量不超原环评批复总量，

不增加涠洲油田群（WZ12-1 PUQ 平台）生产水排放量。

根据已获批复的《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》（环审〔2020〕97 号），WZ12-1 PUQ 平台的排污混合区范围为 500m 半径以内区域。本项目投产后，WZ12-1 PUQ 平台排放的生产水量最大为 XXXXm^3/d，未超过原环评批复量（XXXXm^3/d）。因此，本项目投产后，WZ12-1 PUQ 平台生产水维持原有排污混合区范围不变，即 WZ12-1 PUQ 平台周围 500m 半径以内海域。

本项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台的生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评（国海环字〔2016〕473 号）批复总量。因此，本项目投产后，WZ6-13 WHPA 平台生活污水维持原有排污混合区范围不变，即 WZ6-13 WHPA 平台周围 500m 半径以内海域。

本工程投产后，新建 WZ6-8 WHPC 平台由于处理后排放的生活污水 COD 浓度很小，预测结果 COD 超一类（>2mg/L）海水水质标准的范围在 30m 以内。考虑到海上平台安全作业区距离为 500m。因此，建议新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水排污混合区为：以排放口为中心的 0.5km 半径内的海域。

10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对涠洲 6-8 油田III期开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环保措施

根据第三章“工程概况与工程分析”,本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底管道/电缆时挖沟埋设掀起的悬浮物、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。建设单位拟采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

10.1.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目采用自升式钻井船进行钻完井作业，钻井液采用了水基钻井液和油基钻井液体系，平台设有钻井液循环处理系统。

水基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后间歇式点源海面排放；钻井结束后，水基钻井液循环利用后经检测达标后一次性排海。不能满足排放要求的钻井液/钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

油基钻井液循环系统的主要工艺流程（见图 10.1-2）：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器、离心机和甩干机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑进行热脱附处理（热脱附工艺流程见图 3.8-1），处理达标后排海，热脱附设备放置在钻井平台上。若热脱附处理后的钻屑仍不达标，则运回陆地交由有资质单位处理（相关合同和单位资质见附件）；热脱附回收的白油用于油基钻井液的配置或收集装箱运回陆地处理。油基钻井液和不能满足排放要求的钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

综上，本项目分离出的钻屑经检测达标后间歇式点源海面排放；钻井结束后，水基钻井液循环利用后经检测达标后一次性排海。不能满足排放要求的钻井液/钻屑和油基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。

钻井过程中符合排放标准的钻井液/钻屑海表排放，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）中一级标准的要求，其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）一级排放标准的要求。

平台钻井期间新建平台备 30 个岩屑回收箱，值班拖轮存放 50 个左右岩屑回收箱（容积 2m^3/箱），不能满足排放要求的水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑回收至岩屑回收箱，在拖轮上周转时间约 3 天后航运至码头交有资质单位接收处理，依据拖轮的甲板面宽，一次约装 60-100 个岩屑回收箱。油基钻井液或不满足排放标准的水基钻井液，分别回收至钻井平台泥浆池（总容积约 800m^3）同时泵输到拖轮船舱（容积 120m^3 至 600m^3、周转时间 15 至 20 天），航运至码头，其中油基钻井液及不满足排放标准的水基钻井液交有资质单位处理。建设单位将按照相关规定办理转运登记等手续。

油基钻井液使用过程全程闭环管理，拖轮输送至平台前，由专人检查工艺流程完好无滴漏。输送过程全程专人监护，平台与拖轮保持联系，若有异常立即停泵。油基泥浆使用期间，平台严格执行油基钻井液使用管理规定，严防跑冒滴漏。运输不能满足排放要求的钻屑及钻井液的船舶在运输过程应全程采取密闭措施，防止运输过程发生逸散和泄漏等情况。油基钻井液钻屑和油基钻井液的使用、回收有专人进行管理和记录。

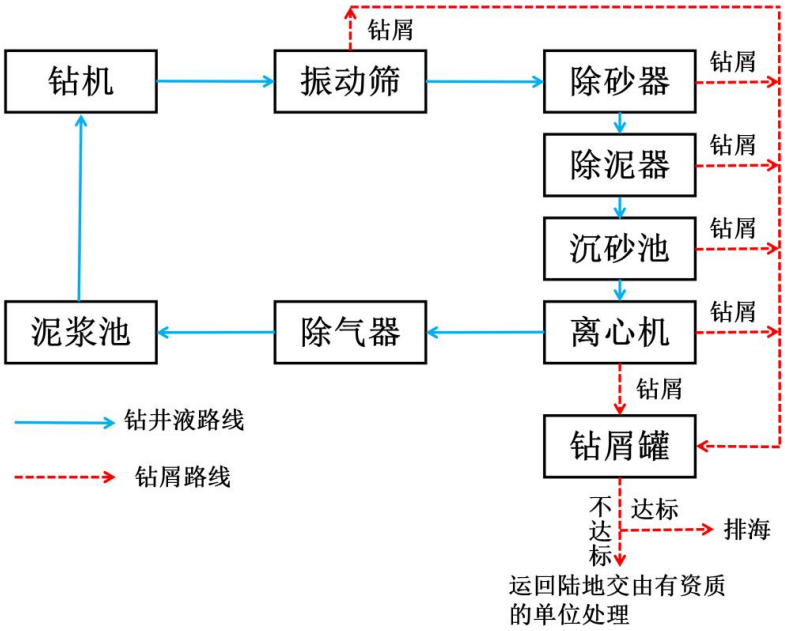


图 10.1-1 水基钻井液和钻屑循环路线工艺流程

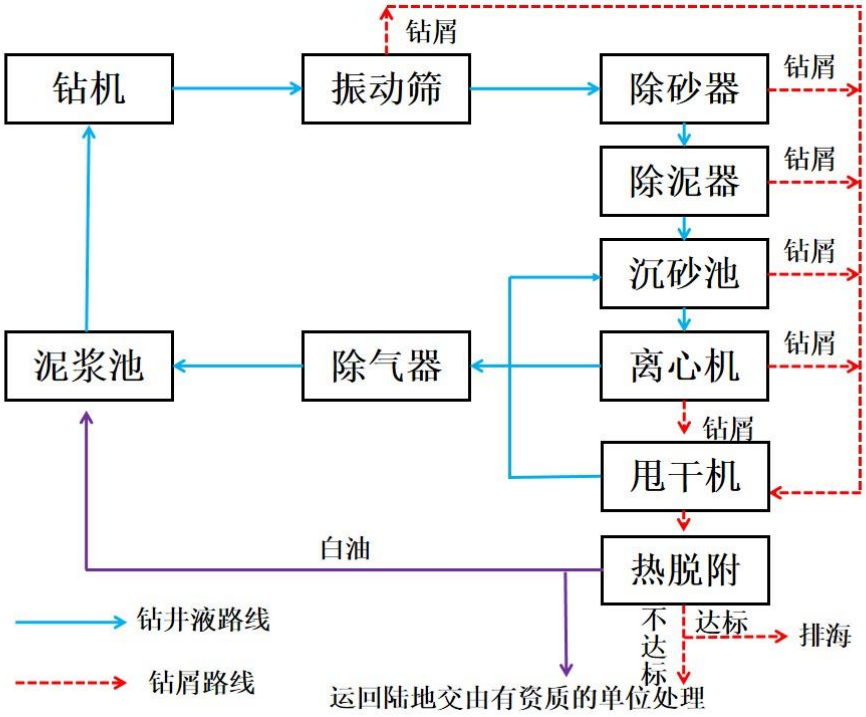


图 10.1-2 油基钻井液和钻屑循环路线工艺流程

10.1.1.2 含油钻屑检测方法及实施情况

（1）现场钻屑含油量检测

含油钻屑检测：现场检测人员在振动筛/热脱附残渣排出口采集样品，使用固相含量蒸馏仪进行高温蒸馏，得出含油率，检测达标后排放，设备连续运转期间检测频率为 6h 一次。

（2）含油钻屑生物毒性、含油量等检测

每井每月取样 1 次送有计量认证资质的技术机构检测（生物毒性、含油量、Hg、Cd）。

采集数量：采集足够 3 次重复实验的样品用量。

采集地点：钻屑采样在振动筛/热脱附残渣排出口。

标签：所有样品容器上应标明样品名称、样品油井号、生产或使用者、采样人、采样时间、采样方式、采样量等。

贮存和运输：不同的样品按所采用的分析方法的相关规定执行，并符合《海洋监测规范 第 3 部分：样品采集、贮存与运输》（GB17378.3-2007）中的相关规定。

生物毒性检验按照《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 2 部分 检验方法》（GB/T 18420.2-2009）的规定执行。

10.1.1.3 超标钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目含油量超标的钻屑和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、茂名市华凯石化有限公司和湛江粤绿环保科技有限公司进行处理，相关合同和单位资质见附件。

本项目钻井作业工期按3年计算，除油基钻井液外，运回陆地处理的油基钻井液钻屑保守按照总量核算，本项目运回陆地处理的钻屑和钻井液最大量约26502t/a。本项目新建设施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核心区，该保护区核心区特别保护期为1月15日~3月1日。本项目如果在保护期内开展钻井作业，需要将钻井液和钻屑全部运回陆地处理，本项目纯钻井作业工期按815天计算，产生的非钻井油层水基钻井液和钻屑最大量约为76832t，保护期（约46天）产生的非钻井油层水基钻井液和钻屑最大量约为4337t。因此，本项目钻井期间需处理的钻井液和钻屑危险废物最大量约30839t/a。湛江市粤绿环保科技有限公司的总处理能力为30000t/a，剩余处理能力为15000t/a；贵港台泥东园环保科技有限公司的总处理能力为200000t/a，剩余处理能力为50000t/a；茂名市华凯石化有限公司的总处理能力为30000t/a，剩余处理能力为500t/a。湛江市粤绿环保科技有限公司、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总剩余处理能力为65500t/a，能够满足保护期期间本项目钻井作业产生的钻屑和钻井液的处理要求。依托处理可行性分析见表10.1-1。

表10.1-1 本项目施工期危险废物依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量（m^3）	年产生量（t/a）		剩余处理能力（t/a）	处理是否可行
油基钻井液钻屑	11665	6076	26502	贵港台泥东园环保科技有限公司：50000 湛江市粤绿环保科技有限公司：15000 茂名市华凯石化有限公司：500 合计为：65500	可行
油基钻井液	49024	20426			
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保护期（约46天）产生的非钻井油层水基钻井液和钻屑最大量			4337		
合计			30839		

注：钻井液密度按1.25g/cm^3（即为1.25t/m^3）计算；钻屑密度按2.5g/cm^3（即为2.5t/m^3）计算；钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

10.1.2 悬浮物

本项目海底管道采用后挖沟、自然回填的方式，海底电缆为边铺边埋、自然回填，近平台采用混凝土压块保护。通过采用先进的施工技术方案，能够最

大限度控制挖沟宽度，减少对海底的扰动，减少悬浮物产生，减缓并降低铺管/缆施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。同时，将尽量缩短海上管/缆铺设作业时间，以减少铺设作业对附近海域海洋渔业资源和生态环境的影响。

本项目新建平台及管道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核心区，该保护区特别保护期为 1 月 15 日~3 月 1 日。因此，本项目新建平台的钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1 月 15 日至 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、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 年）》及 2022 年修改通报的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶，应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理应符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的相关要求。船舶产生的污染物在接收、转运过程中应严格按照相关要求和规定开展，采取分类、密闭等措施。含油危险固体废物运回陆地交由有资质的单位处理，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。

海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施具体详见表 10.1-2。

表 10.1-2 海上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≤15mg/L，或收集并排入接收设施。	排放应在船舶航行中进行
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水	a）利用船载收集装置，排入接收设施； b）利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD_5≤50mg/L，SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD_5≤25mg/L，SS≤35mg/L，耐热大肠菌群≤1000 个/L，COD_{Cr}≤125mg/L，pH：6~8.5，总氯（总余氯）<0.5mg/L。	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口

内容	项目	控制要求	备注
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （2）船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离≤12 海里的海域
		船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离>12 海里的海域
船舶垃圾排放	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施，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，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	/

10.1.4 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，并按照《中华人民共和国生态环境法典》和《危险废物转移管理办法》等规定的要求，交给有资质的单位进行处理。

10.1.5 钻井平台污染物

建设阶段钻井平台含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）》一级相关要求。

10.1.6 压裂返排液

本项目 WZ6-8 WHPC 平台预留井中有 12 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总量约为 97920m^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 500m^3/d，满足处理能力要求。压裂返排液处理装置布置于支持船上。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涠洲 12-1 中心处理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。

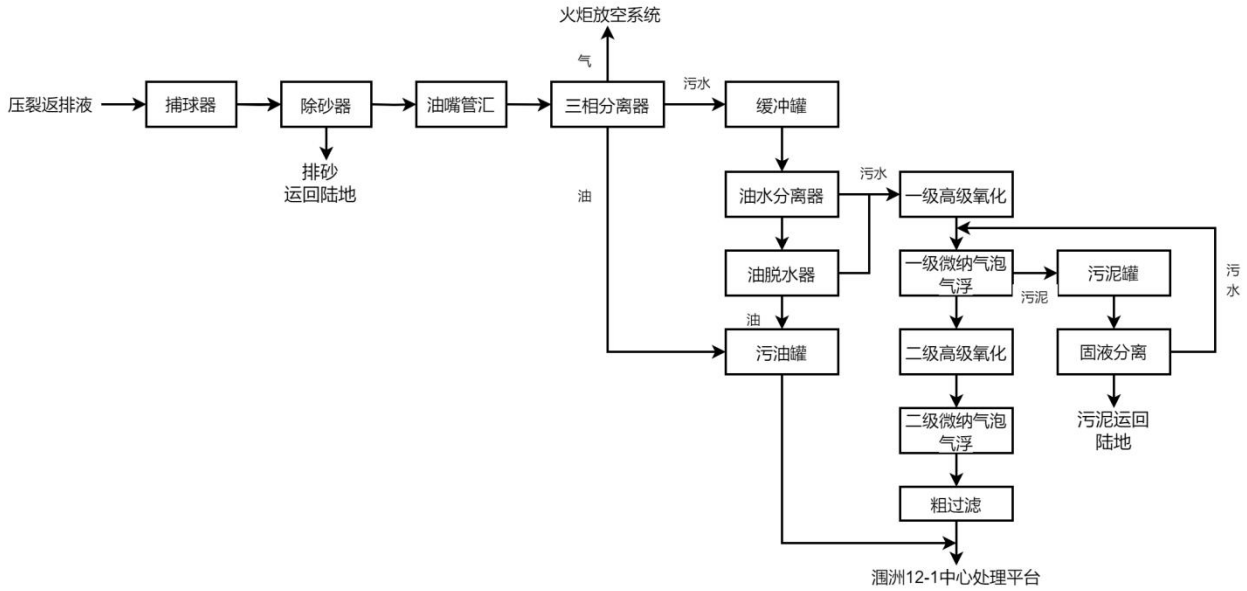


图 10.2-7 WZ6-8 WHPC 平台返排液处理流程

10.2 生产阶段环保措施

根据第三章“工程概况与工程分析”,本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、初期雨水/冲洗水/带压流体等含油污水、生活污水、固体废弃物（包括生活垃圾和生产垃圾）、风机噪声、电磁影响等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

本项目新建 WZ6-8 WHPC 井口平台不设置油气水处理设施，产生的含油生产水依托已建的 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统处理达标后部分在涠洲油田群回注,其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海。本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统不涉及改造。

10.2.1.1 含油生产水处理流程

WZ12-1 PUQB 平台的生产水处理系统采用“生产水缓冲罐+水力旋流器+纤维球过滤器/双介质过滤器+缓冲罐”的处理流程。生产水经 WZ12-1 PUQB 平台的生产水处理系统处理后满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求，并满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）的IV级水质标准（XXXX）要求。生产水经 WZ12-1 PUQB 平台的生产水处理系统处理后部分通过栈桥输送到 WZ12-1 WHPC 平台

生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至 WZ12-1 PUQ 平台回注地层，其余在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海。

WZ12-1 WHPC 平台生产水回注精细化处理系统采用“微气泡气浮+粗过滤器+高速旋流过滤器+纳米陶瓷旋流过滤器”处理流程。生产水处理后出水按照 XXXX 控制，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）II级水质标准要求（XXXX），部分在本平台回注，部分输送至涠洲油田群部分平台回注地层。

WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理流程见图 10.2-1。

图 10.2-1 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理流程

10.2.1.2 含油生产水处理能力可行性分析

经校核，本项目投产后，依托的已建 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台水平衡见表 10.2-1。

本项目生产水产生量最大为 XXXXm³/d，本项目投产后 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台最大生产水处理量为 XXXXm³/d，小于 WZ12-1 PUQ/PUQB 平台生产水处理系统的设计处理能力 XXXXm³/d，处理后的生产水部分输送至 WZ12-1 WHPC 平台生产水回注精细化处理系统进一步处理后输送到涠洲油田群部分平台回注地层，部分输送至 WZ12-1 PUQ 平台回注地层，剩余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海。WZ12-1 WHPC 平台生产水处理最大量为 XXXXm³/d，未超其生产水处理系统的设计处理能力 XXXXm³/d，因此，本项目生产水处理系统的处理能力满足处理要求。

WZ12-1 PUQ 生产水最大排放量为 XXXXm³/d，小于生产水排放批复总量 XXXXm³/d，满足依托需求。

表 10.2-1 本项目投产后依托的已建 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台水平衡情况

年份	WZ6-8WHPC 来水（本项目）①	在建 WZ6-13WHPB 来水②	现有项目来液量③	规划项目来水④	WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台处理量⑤	回注水量⑧	排放水量⑨
	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
2027							
2028							
2029							

年份	WZ6-8WHPC 来水（本项目）①	在建 WZ6-13WHPB 来水②	现有项目来液量③	规划项目来水④	WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台处理量⑤	回注水量⑧	排放水量⑨
	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d	m^3/d
2030							
2031							
2032							
2033							
2034							
2035							
2036							
2037							
2038							
2039							
2040							
2041							
2042							
2043							
2044							
2045							
2046							
2047							
2048							
2049							
2050							
2051							

注：

1、规划项目④包括 WS1-6、WS1-5、WS1-4 平台，最终以项目设计文件为准；

2、生产水优先考虑回注，剩余排海，回注水量⑧为 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台输往涠洲油田群部分平台的回注水量，注水明细见表 3.5-2；

3、WZ12-1PUQ/PUQB/WHPC 平台处理量⑤=①+②+③+④；排放水量⑨=⑤-⑧。

10.2.1.3 含油生产水处理效果分析

根据近两年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），WZ12-1 PUQ 平台和 WZ12-1 WHPC 平台含油生产水处理后的注水水质月均含油浓度分别在（XXXX）mg/L 和（XXXX）mg/L 之间，均满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）相应的标准要求。WZ12-1 PUQ 平台排放的生产水中石油类含量为（XXXX）mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求。WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台的生产水处理系统运行状况良好，本项目依托可行。

10.2.2 其他含油污水

本项目新建的 WZ6-8 WHPC 平台上设有开式排放系统、闭排系统兼冷放空系统，用于收集平台甲板冲洗水、初期雨水、溢出液以及带压流体或其它含油污水。

开式排放系统主要包括开排罐和开排槽泵，主要用于收集溢出液、设备冷却/冷凝水、甲板初期雨水/冲洗水等，当达到一定的液位时，由开排槽泵将含油污水输送至闭式排放罐。WZ6-8 WHPC 平台开排系统工艺流程详见图 10.2-2。

闭式排放兼冷放空系统主要包括闭式排放罐、闭式排放泵等。闭式排放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生产工艺流程。正常生产时，平台没有气体排放，冷放空系统用于事故工况放空。WZ6-8 WHPC 平台闭式排放兼冷放空系统工艺流程详见图 10.2-3。

图 10.2-2 WZ6-8 WHPC 平台开排系统工艺流程图

图 10.2-3 WZ6-8 WHPC 平台闭式排放兼冷放空系统工艺流程

10.2.3 生活污水

新建 WZ6-8 WHPC 平台为无人平台。由于钻修井作业、压裂作业、检修维护等需要临时人员登平台，预计临时登平台的天数 100~365 天/年（仅 2031 年考虑压裂井作业较多需登平台约 365 天，其他年份登平台时间约 100 天/年~211 天/年），因此平台污染物计算作业天数按照年最大 365 天估算，作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，即 36 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3，则新建 WZ6-8 WHPC 平台生活污水产生量约为 12.6m^3/d（4599m^3/a）。本项目在新建 WZ6-8 WHPC 平台设置一套电解式生活污水处理装置，设计处理能力为 15.2m^3/d，能够满足本平台的处理需求。生活污水进入电解式生活污水处理装置进行处理，处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后海面排海。

本项目投产后依托的 WZ6-13 WHPA 平台新增加生产岗位 4 人，产生的生活污水由 WZ6-13 WHPA 平台原有处理设施处理达标后（COD 浓度≤300mg/L）排海。WZ6-13 WHPA 平台采用生化电解式生活污水处理设施，生活污水处理能力为 8.25m^3/d。

WZ6-13 WHPA 平台原生产岗位 16 人（含在建 WZ6-13 WHPB 平台增加岗位 4 人），本项目投产后，新增生产岗位 4 人，合计 20 人，分两班，每班作业人数为 10 人。生活楼定员数 12 人，每班作业人数不超生活楼定员。根据已批复的环评《涠洲 6-13 油田开发项目环境影响报告书》（国海环字[2016]473 号）WZ6-13 WHPA 平台的全年平均作业人数按照救生艇人数 15 的 1.2 倍(即 18 人)估算生活污水排放量为 2079m^3/a（6.3m^3/d），其中 COD 为 0.625t/a。根据近两年逐月生产水监测数据可知（见本报告第六篇），WZ6-13 WHPA 平台处理后生活污水中 COD 浓度为（57~252）mg/L，日平均排放量为（3.1~6.3）m^3/d，生活污水处理系统运行良好，处理后的生活污水能满足达标排放。因此，本项目投产后，WZ6-13 WHPA 平台最大生活污水处理量未超处理设施处理能力，处理后的生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评批复总量，满足本项目投产后生活污水处理能力要求。

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《中华人民共和国生态环境法典》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、湛江市粤绿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。

表 10.2-2 危险废弃物种类及编号

废物类别	种类	主要成分
HW08	废矿物油及含矿物油废物	废污油、油棉纱
HW31	含铅废物	废旧铅酸蓄电池
HW49	其他废物	废电路板、报废化学品桶、干燥剂以及报废的危化品等

10.2.5 风机噪声

本项目海上风机周边 10km 内无噪声敏感目标。项目运行期主要噪声源为风力发电机组的机械噪声和结构噪声，其主要控制途径是避免或减少撞击力、周期力和摩擦力，如提高加工工艺和安装精度，使齿轮和轴承保持良好的润滑条件等。为减小机械部件的振动，可在接近力源的地方切断振动传递的途径，如以弹性连接代替刚性连接；或采取高阻尼材料吸收机械部件的振动能，以降低振动噪声。

10.2.6 电磁影响

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

本项目风电场输电电缆及送出海缆均埋设于海底 2m 以下，海缆有加强铠装保护，敷设于海底后有较好的屏蔽作用，电磁影响很小。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

a. 保护目标敏感期避让措施

本项目新建设施均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核心区，该保护区特别保护期为 1 月 15 日~3 月 1 日。因此，本项目 WZ6-8 WHPC 平台钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1 月 15 日至 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

本项目新建设施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、北部湾二长棘鲷产卵场和北部湾蓝圆鲹产卵场内，距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 16.2km，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km，距离其他的海洋保护区、生态红线区最近距离在 18km 以上。

本项目在开发建设阶段将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，从而减缓铺管缆作业对海洋底栖生物和浮游生物的损害。

本项目生产水依托已建的WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC平台生产水处理系统处理达到注水水质标准后优先回注地层，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台含油生产水排海总量不超原环评批复总量。采取了生态友好的环境保护措施，避免了含油生产水排放对环境的影响。

本项目在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，应降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。

c. 开展保护区影响专题研究

本项目新建设施均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核心区。

根据《水产种质资源保护区管理办法》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，建设单位委托中国水产科学研究院南海水产研究所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 6-8 油田III期开发项目对国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，已通过农业农村部渔政保障中心的审查。其评价结论如下：本项目在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内，渔业生态环境敏感。工程建设将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渔业资源造成一定影响，需采取有效的生态补偿和保护管理措施。工程建设存在油气泄漏事故风险，一旦发生将会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水产资源和渔业生态系统

产生严重的影响，需要采取严格的油气泄漏事故风险应急防范措施。本项目在严格执行国家有关法律法规，切实落实各项环境保护措施、油气泄漏事故风险应急措施、生态保护措施和生态补偿措施的前提下，从生态环境与渔业资源保护的角度分析，其对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区生物生态和渔业资源的影响是可以接受的。

10.3.1.2 对重要物种的保护措施

（1）布氏鲸

布氏鲸核心高频觅食活动区域为涠洲岛与斜阳岛之间狭长海域，全年目击频次最高。本项目距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约16.7km。在涠洲岛施工现场应在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸出现在附近海域时，严控施工强度、限制作业航速，严禁高速靠近、长时间尾随布氏鲸个体，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，通知降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。如发现受伤的布氏鲸，应及时采取紧急救护措施并报告相关部门处理。

（2）中华白海豚

根据现有的研究，本项目离中华白海豚分布区较远，对中华白海豚鲸豚类影响很小。因此，施工期悬浮物不会对中华白海豚造成明显影响。

本项目施工船舶航行时，应加强海上观察瞭望，若遇到中华白海豚在附近活动，应尽量远离并在航行安全的情况下降低船速，直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。同时，根据相关研究，船舶航速小于6节时不会对中华白海豚直接产生撞击。因此，施工船舶在移动时应尽量将船速控制在6节以下，同时加强海上观察瞭望，严格遵守《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，在发现中华白海豚活动的情况下必须采取限速、避让措施。在采用合理施工工艺和有效防护措施条件下，本项目建设和运营对中华白海豚影响影响较小。

（3）中国鲎

根据现有的研究，中国鲎通常在高潮线附近的滩涂上产卵，稚鲎偏好在靠近红树林的泥滩区域栖息并觅食，生后的前3~5年是在红树林滩涂和附近的海草床度过。本项目评价范围内无红树林，有效避免了对中国鲎稚体的影响，本项目距离中国鲎稚体活动海域约60km，项目附近无中国鲎稚体活动。

成年的鲎生活在水深20~30m的近海。项目施工会导致鲎栖息生境受到影响，

减少其觅食空间，但在本项目现状调查中并没有发现该种类。而且本项目施工影响范围很小，浓度大于10mg/L的悬浮物影响范围主要集中在平台或管缆施工位置710m、施工作业停止后8h工程海域的海水水质可恢复施工前。另外鲎具有一定主动回避危险的能力，项目建设不会对鲎生活觅食活动产生实质性影响。

施工时加强对中国鲎的观察，发现出现在施工区域时应降低施工强度直至停工，避免对其栖息和繁殖造成影响。

10.3.1.3 鸟类保护措施

为保护海上鸟类群落，本项目将采取以下措施，减少对鸟类及其生境的影响：

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

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

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

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

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

10.3.1.4 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优先回注地层，排海量不超已批复总量；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）本项目生产水依托已建的WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC平台生产水处理系统处理达到注水水质标准后优先回注地层，剩余部分在WZ12-1 PUQ平台排海（排海生产水石油类含量≤20mg/L），本项目投产后WZ12-1 PUQ平台排海总量不超原环评批复总量。污染物排放削减率达98%以上。

（4）本项目施工期的施工船舶含油污水的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，钻井平台含油污水的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）相关要求。施工船舶和钻井平台含油污水中石油类含量按500mg/L考虑，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%。

10.3.1.5 施工期生态保护措施

为减轻对海洋生态环境的影响，本项目在施工过程中将采取以下措施：

（1）本项目钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1月15日至3月1日），以降低和缓解对海洋生物的影响。

（2）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。

（3）施工时加强对重要保护物种的观察，发现出现在施工区域时应降低施工强度直至停工，待其游离后方可恢复施工。避免对重要保护物种造成影响。

（4）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。

（5）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。

（6）对施工海域设置明显警示标志，告知施工周期，明示禁止进行张网捕捞活动的范围、时间。

（7）建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

10.3.2 海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1 海洋生态修复与补偿费用

本项目将设生态修复/补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源损害进行补偿，并纳入项目环保投资。专项资金数额将根据损失计算结果进行设置。根据11.2.1节，本项目在建设和生产过程中可能造成的海洋生物资源损失价值约XXXX万元。专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要选择生态修复、补偿等项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境监测。

10.3.2.2 生态补偿与增殖放流

为落实生态保护措施要求，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。根据《中国水生生物资源养护行动纲要》，建设单位将根据工程实施进度、环评及批复要求，在渔业主管部门指导下开展渔业资源生态修复工作。在相关主管部门、专业机构的统一指导下选择合适的时机、合适的海域、合适的增殖放流品种开展增殖放流工作。

通过人工方法科学规范地向海洋天然水域增殖放流鱼、虾、贝的幼体（成体或卵等），增加水域资源量，以增加种群数量，改善和优化水域的渔业资源群落结构，是养护水生生物资源、保护生物多样性、改善水域生态环境和促进渔业可持续发展的一项有效措施。

a. 增殖放流方式和品种选择原则

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。

b. 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黑鲷、紫红笛鲷、平鲷、

断斑石鲈、拟穴青蟹、日本对虾、长毛对虾、斑节对虾等，具体由当地主管部门统一部署。

c. 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。

d. 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进行，以避开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。

10.3.3 生态保护措施建议

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施，但在施工过程中钻屑/钻井液的排放、海管/海缆铺设掀起的悬浮物以及生产阶段达标排放的生产水、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）在建设阶段应严格控制铺设海管和海缆挖沟作业的时间，优化施工工艺，以降低和缓解对海洋生态资源的影响程度。本项目新建平台的钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（1月15日至3月1日），减少对海洋生态资源对的不利影响。

（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）本项目含油生产水依托已建的WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC平台生产水处理系统处理达到注水水质标准后部分在涠洲油田群回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后控制WZ12-1 PUQ平台生产水排海总量不超原环评批复总量，减小本项目生产过程对海洋生态环境的影响。

（3）建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上

将环境风险事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

（4）建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

（5）建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、相关渔业资源修复效果跟踪监测和评估等等，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。

（6）在风电场建成后可开展鸟类调查和监测项目，针对性地开展风电场对鸟类的影响研究，并及时采取相应的改进措施。

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

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
闭式排放兼冷放空系统	WZ6-8 WHPC 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；收集甲板初期雨水和甲板冲洗水等进入开式排放系统。
开式排放系统	WZ6-8 WHPC 平台上开式排放系统的配备及运行情况	
生活污水处理系统	WZ6-8 WHPC 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。
生活垃圾和生产垃圾处理	WZ6-8 WHPC 平台上固体废物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生活垃圾箱和生产垃圾箱，海上无固废排放，均运回陆地处理/处置。
溢油应急	WZ6-8 WHPC 平台上溢油应急物资的配备	按照溢油应急计划，配备相应的溢油应急物资
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果，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按100%列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以25%~50%比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表11.1-1。

表11.1-1 环境保护设施投资估算

平台	环保设备	设备投资（万元）	折合比率	折合环保投资（万元）
WZ6-8 WHPC	开式排放系统			
	闭式排放/火炬系统			
	消防/救生系统			
	过程控制系统/应急关断系统/火气探测系统			
	溢油应急物资			
	生活污水处理设施			
海洋生物资源补偿				

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）总额约为XXXX万元，环保直接投资额为XXXX万元，环境保护投资占工程投资的

比例为：

$$C_T=C_1/T\times100\%=XXXX/XXXX\times100\%=1.06\%$$

其中：C_T：环境保护投资占工程投资的比例；C_1：环保投资额；

T：工程设施投资总额。

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果计算，并根据《建设项目对海洋生物资

源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类和虾姑类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，鱼类成体价格 15 元/kg、头足类成体价格按 20 元/kg、虾、蟹类成体按照 30 元/kg 计算。本项目钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 年计；新建平台/风电桩基占海造成的损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为 473.11 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（×10⁶ 粒）						
	仔稚鱼（×10⁶ 尾）						
	幼体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
钻井液	鱼卵（×10⁶ 粒）						
	仔稚鱼（×10⁶ 尾）						
	幼体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
海底管缆挖沟悬浮物（油气田工程）	鱼卵（×10⁶ 粒）						
	仔稚鱼（×10⁶ 尾）						
	幼体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
平台占海	底栖生物（t）						

排放物	资源类别		损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额（万元）
海底电缆挖沟悬浮物（风电工程）	鱼卵（×10⁶粒）						
	仔稚鱼（×10⁶尾）						
	幼体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
风电桩基占海	底栖生物（t）						

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 XXXXm^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 XXXXt，按原油 4000 元/t 计算，折合经济价值约 XXXX 元。

11.2.2.2 间接环境经济收益分析

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40%计算，可达 XXXX 元；其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10%计算，为 XXXX 元，两项合计约为 XXXX 元。

11.2.2.3 碳减排经济收益分析

根据前文分析可知，本项目投产之后，年均碳减排量为 14.39×10^{4}t，按照 25 年使用寿命计算，累计碳减排量合 359.8×10^{4}t。根据全国碳排放权交易市场（CEA）给出的碳排放平均交易价格（69 元/t），则本项目带来的碳减排收益为 XXXX 元。

11.2.2.4 总环境经济收益

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

11.2.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，油气需求将呈强劲增长态势。国内

油气开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口油气，对国际油气市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的油气资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油气田开发工程的实施，也将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油气技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。

12 环境管理与监测计划

12.1 环境管理

环境管理是保护环境和控制污染的重要措施之一。建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称“湛江分公司”）已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对本项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括建设阶段产生的钻井液、钻屑，海底管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含油生产水、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。风机运行对声、电磁环境和鸟类将造成一定影响。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规章制度并监督执行；

（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

湛江分公司作为本项目的建设单位，负责油气田项目建设、生产运行以及生产期间的环境管理工作。公司成立了以总经理为领导的环境保护管理机构，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进，组织机构见图 2.1-1。

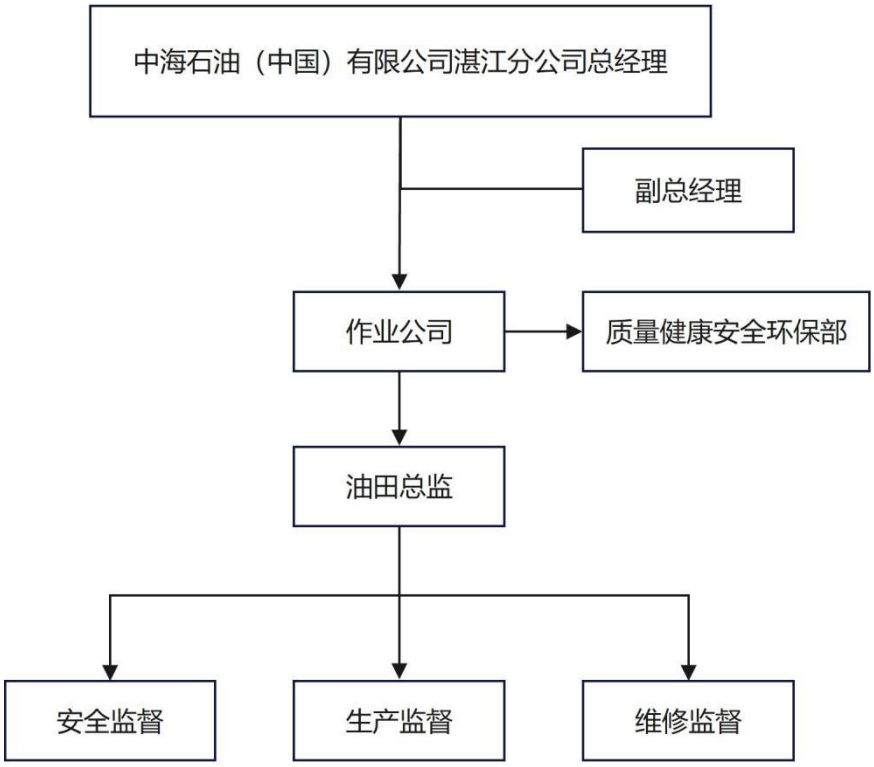


图 12.1-1 湛江分公司环境保护管理机构图

12.1.2.2 主要人员岗位职责

本项目新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC，为设有 10 人临时休息区的无人平台，依托 WZ6-13 WHPA 平台生产管理，依托的 WZ6-13 WHPA 平台新增生产岗位 4 人，WZ6-13 WHPA 平台生活楼可满足本项目需要。新建平台依托 WZ6-13 WHPA 平台、WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台建立系统完整的海上设施组织机构。

a. 油田总监

油田总监是油田安全生产第一责任人，在作业区的领导下全面负责油田的安全生产作业、员工生命和油田财产安全；对油田现场生产活动实施计划、组织、指挥、协调、监督、控制，组织和监督各部门监督进行生产作业、设备维修保养和执行各项规章制度及主管部门指令，并向主管作业及设备经理汇报；按照公司的生产计划，组织油田的生产作业，完成生产任务；监督承包商在油田的施工维修作业，控制、监督作业质量及安全措施；负责制定相关的计划、标准和程序，规范油田的运作模式。

b. 生产监督

生产监督向油田总监负责；负责对生产部门管理；检查和督促、协调各部门的日常工作；负责油、气、水的质量控制；负责平台生产装置、工艺流程的

技术管理；负责生产设施的操作维护和对事故的应急处理；编写生产操作程序及有关操作细则，监督和落实各岗位责任制的执行情况，以及其它相关工作。

c. 安全监督

安全监督对平台安全工作实行全面监督。贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；监督与检查《安全手册》的贯彻与实施；监督开展安全教育、技术培训工作；检查平台生产设施的安全生产情况，对违反有关安全生产规定、危害职工安全健康的情况提出期限整改要求，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并组织提出安全改进措施；对不具备安全生产基本条件的部门或生产设施有权提请有关部门，请示生产监督令其停产整顿或暂予封闭；负责监督与检查全平台的消防、救生设施的维护、维修，并确保它们状态良好；协助生产监督制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演习工作。

d. 维修监督

维修监督向油田总监负责；负责各类设备的安全运行，确保关键设备的可靠性、可用性、整体安全性能与工作性能；负责执行设备维护管理长期计划，保证设备完好以满足生产目标。

12.1.3 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。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。湛江分公司将定期在平台上进行溢油应急演习，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预案中的报告程序进行。本项目应建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.3.5 海底管道巡查制度

由值班船对本油田海底管道进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管线处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各油田设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，监测设备运行对环境的影响，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

本项目新增生产水经已建WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台排海总量不超原环评批复总量。本项目生活污水在新建WZ6-8 WHPC平台和依托WZ6-13 WHPA平台处理排放，项目投产后WZ6-13 WHPA平台的生活污水排放总量不新增未超过原环评批复总量。WZ12-1 PUQ平台上设有化验室，经培训合格的化验员负责涠洲油田的生产水化验工作，同时负责填写防污报表。

12.2.2 监测项目与频率

12.2.2.1 常规监测

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

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：本项目新建WZ6-8 WHPC平台生产水依托WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC平台处理，生产水经生产水处理系统处理达标后部分回注地层，其余部分排海。生产水在回注和排放前在WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC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）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。

生活污水：本项目生活污水在新建平台WZ6-8 WHPC平台和依托WZ6-13 WHPA平台处理排放，需监测WZ6-8 WHPC平台和WZ6-13 WHPA平台外排生活污水量及COD浓度。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）和相关政府管理部门的要求执行。

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

已建WZ12-1 PUQ平台设有化验室，化验室内配备以下环境监测设备或仪器：红外分光测油仪、常规化学分析仪器（用于水样的前处理）、天平、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。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。含油生产水的生物毒性容许值和生活污水中COD监测将委托有资质的单位进行，因此不另设监测仪器。

12.2.3 海洋环境影响监测计划

12.2.3.1 海洋生态环境监测

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台所产物流依托 WZ12-1 PUQ/PAP/PUQB/WHPC 平台进行处理，本项目新增生产水处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台排海总量不超原环评批复总量。本项目生活污水在新建平台 WZ6-8 WHPC 平台和依托 WZ6-13 WHPA 平台处理排放，项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台的生活污水排放总量未超过原环评批复总量，建议 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台按原环评中的跟踪监测计划开展工作。

建设单位在 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台跟踪监测均按照原环评及批复要求开展，监测频率为竣工验收（试运行）进行一次监测、投产后 3~5 年进行一次监测。

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

a. 监测站位布设

本项目新建 WZ6-8 WHPC 平台的生活污水处理达标后排海，根据预测结果，生活污水排放影响范围在 30m 以内。考虑到海上平台安全作业区距离为 500m。因此，建议在以新建 WZ6-8 WHPC 平台为中心半径 500m 范围均匀布设 4 个点位。

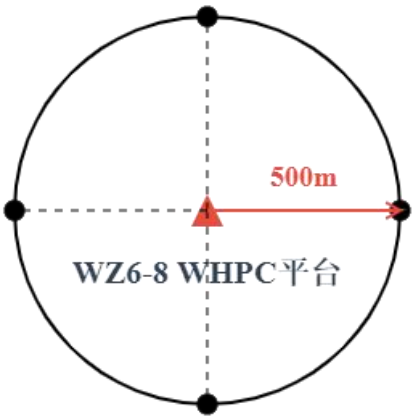


图 12.2-1 WZ6-8 WHPC 平台海洋环境监测站位布设示意图

建议 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台按原环评中的跟踪监测计划开展工作，监测站位布设见图 12.2-2。

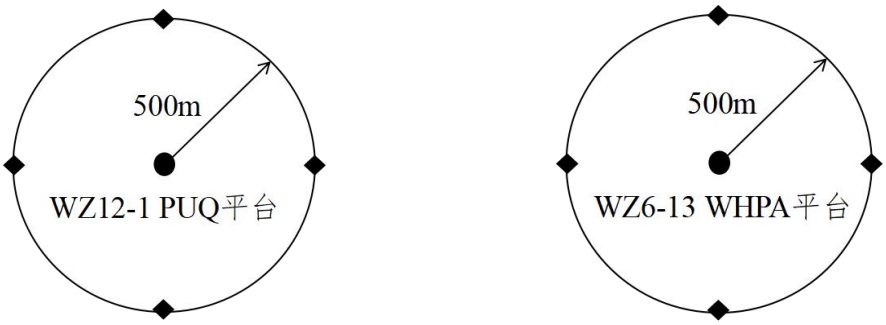


图 12.2-2 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台海洋环境监测站位布设示意图

b. 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。

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

c. 监测方法与频率

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

建议跟踪监测频率为本项目竣工验收（试运行）前进行一次监测，投产后 3~5 年进行一次监测。建议本项目依托平台的监测计划建议纳入 WZ12-1 PUQ 平台和 WZ6-13 WHPA 平台的海洋环境影响监测计划。

监测机构应具备海洋环境调查的资质，具有计量认证证书，取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。

13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

涠洲 6-8 油田III期开发项目位于南海北部湾盆地涠洲岛西南方向海域，项目距岸（北海市）最近距离约 62km，距涠洲岛约 22km，油田所在海域水深约 28m。

本项目新建 1 座井口平台 WZ6-8 WHPC，新建 1 条 WZ6-8 WHPC 平台至 WZ6-13 WHPB 平台长度约 5.7km 的海底混输管道（8″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底注水管道（6″），新建 1 条 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ6-8 WHPC 平台长度约 5.7km 的海底电缆，对 WZ6-13 WHPB 平台进行适应性改造。本项目在 WZ12-2 WHPC 平台附近新建 4 座电力辅助平台（WZ12-2 EPPA 平台~WZ12-2 EPPD 平台），每座电力辅助平台上布置 12.5MW 的风力发电机组。新建两条长度约 0.88km 分别从 WZ12-2 EPPB 平台至 WZ12-2 EPPA 平台、从 WZ12-2 EPPD 平台至 WZ12-2 EPPC 平台的海底电缆，新建 1 条长度约 3.1km 从 WZ12-2 EPPA 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆和 1 条长度约 4.8km 从 WZ12-2 EPPC 平台至 WZ12-2 WHPC 平台的海底电缆将风电输送至 WZ12-2 WHPC 平台；登陆该平台后，一路接入该平台 35kV 电力系统，另一路经过栈桥接入 WZ12-2 WHPA 平台 35kV 电力系统，最终接入涠洲油田群电网，并对 WZ12-2 WHPC 平台和 WZ12-2 WHPA 平台适应性改造。本项目新建 4 座电力辅助平台为涠洲油田提供绿色电力，可实现年均减碳量约 14.39 万吨二氧化碳。

新建 WZ6-8 WHPC 平台设置 24 个井槽（4 口单筒双井），先期开发 11 口井（包括 6 口采油井，5 口注水井），预留 17 口井，采用自升式钻井船进行钻完井作业。本项目计划于 2027 年 8 月试运行，高峰年产油量约 XXXXm^3，高峰年产气量约 XXXXm^3，年发电量 XXXXkW·h，工程投资约 XXXX 亿元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

新建 WZ6-8 WHPC 平台物流经新建的混输海管全部输送至在建的 WZ6-13 WHPB 平台，在 WZ6-13 WHPB 平台越站，与 WZ6-13 WHPB 平台以及 WZ6-13 WHPA 平台物流汇合在一起通过 WZ6-13 WHPB 平台至 WZ12-1 WHPC 平台的海管，输送到 WZ12-1 WHPC 平台，通过栈桥输送至 WZ12-1 PUQB 平台进一步处理，处理合格的原油通过栈桥输送至 WZ12-1 PAP 平台，通过已建海管输送

至涠洲终端；分离出天然气部分用于区域开发，部分用于燃料气系统使用，剩余部分通过海管输送至涠洲终端；分离出的生产水处理达标后部分在涠洲油田群部分平台回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台达标排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台排海总量不超原环评批复总量。新建WZ6-8 WHPC平台电力依托WZ6-13 WHPB平台，电力由涠洲12-1处理中心经过已建海缆输送到WZ6-13 WHPB平台，再经新建的海底电缆从WZ6-13 WHPB平台输送至WZ6-8 WHPC平台。

本项目新建平台的注水水源来自WZ12-1 WHPC平台处理后的生产水，生产水经处理合格后经现有海管输送到WZ6-13 WHPB平台，通过WZ6-13 WHPB新增的注水缓冲罐及注水泵，经过新建海管输送至WZ6-8 WHPC平台回注地层。

13.1.3 主要污染源和污染物

本项目建设阶段的作业内容主要包括钻完井作业、平台就位及安装、海底管缆铺设挖沟、风机安装、平台调试、依托设施改造等。本项目WZ6-8 WHPC平台计划采用自升式钻井船钻完井及修井作业。本项目海底管道拟采用铺管船铺设，海底管道全程埋设，施工方式为后挖沟，采用自然回填的方式；海底电缆拟采用铺缆船铺设，海底电缆全程埋设，施工方式为边铺边埋，采用自然回填的方式；近平台区域采用混凝土压块覆盖保护。本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，桩基打桩产生一定的水下噪声和悬浮物，以及参加施工的船舶和人员所产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物。本项目（包含预留井槽）产生的钻屑总量约为32467m^3，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量20802m^3，油基钻井液钻屑量11665m^3。本项目钻完井过程中（包含预留井槽）产生的钻井液总量约为84487m^3，其中非钻井油层水基钻井液约35463m^3、油基钻井液约49024m^3。符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）要求的水基钻井液和钻屑排放，不能满足排放要求的水基钻井液、钻屑和全部油基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。海底混输管道采用后挖沟方式铺设，挖沟1.5m深；海底注水管道采用后挖沟方式铺设，挖沟2m深；海底电缆采用边铺边埋方式，挖沟2m深，海底管缆挖沟搅起的悬浮物排放总量约为10529m^3，悬浮物排放速率最大约为44.5kg/s。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 1556.7m^3、生活污水产生量约为 30611.7m^3，生活垃圾产生量约为 131.2t，生产垃圾产生量约为 33.6t。本项目新建平台采用自升式钻井船进行钻完井作业，在作业期间产生船舶含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等，钻井船产生船舶含油污水量为 505.0m^3，生产垃圾产生量为 841.7t，生活污水产生量约为 45955.0m^3，生活垃圾产生量约 197.0t。

本项目生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、生活污水和生产垃圾。本项目新建 W6-8 WHPC 平台产生生产水最大产生量为 XXXXm^3/d，在 WZ12-1 PUQB 平台和 WZ12-1 WHPC 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）标准后部分在涠洲油田群部分平台回注地层，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台达标排海，排海总量不超原环评批复总量。新建 W6-8 WHPC 平台生活污水产生量为 12.6m^3/d（4599m^3/a），处理达标后排海。新建平台其它含油污水产生量约 60m^3/a。新建平台投产后生产垃圾产生量约 65.8t/a，生产垃圾全部运回陆地交由有资质单位进行处理。新建平台生活垃圾产生量约为 19.71t/a，其中食品废弃物产生量约为 13.14t/a，其他生活垃圾产生量为 6.57t/a，全部运回陆地处理。依托的 WZ6-13 WHPA 平台原生产岗位 16 人，本项目投产后，新增生产岗位 4 人，合计 20 人，分两班，每班作业人数为 10 人，生活楼定员数 12 人，每班作业人数不超生活楼定员。本项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台生活污水处理能力满足要求，生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评批复总量。WZ6-13 WHPA 平台新增生活垃圾产生量约为 2.19t/a，同 WZ6-13 WHPA 平台原生活垃圾一起分类收集处理。本项目电力辅助平台风机运行过程中的噪声源等效声级约为 113dB(A)。风机日常维护，定期更换齿轮箱润滑油，将产生少量含油抹布或棉纱废物，根据陆上同类工程类比情况，维护产生的废物量约为 50kg/a；四台机组每年更换的润滑油类约 8.28t/a。

13.2 规划和政策符合性结论

本项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“鼓励类”项目，符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》，位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》和广西壮族自治区划定的“三区三线”海洋生态保护红线范围之外，与《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）》的管理要求相协调。

本项目的建设符合《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《广西壮族自治区国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》《美丽中国建设“十五五”规划》《石油天然气发展“十五五”规划》《新型能源体系建设“十五五”规划》和《广西壮族自治区国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》等规划要求。

13.3 环境影响评估

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

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℃，其中年最高气温 35.4℃，年最低气温 2.9℃。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%。年平均风速为 4.1m/s，年最大风速为 15.9m/s。

本项目海域海浪冬季主波向为 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%。

本项目海域表层为不规则全日潮流，中层和底层以不规则全日潮流为主。潮汐性质为以规则全日潮为主。

根据调查资料，新建 WZ6-8 WHPC 平台调查区域内海底平坦，水深变化平缓。全区水深在 27.4m 至 29.3m 之间变化，总体上呈南浅北深。新建 WZ6-8 WHPC 至 WZ6-13WHPB 平台管线路由调查范围内海底平坦，水深变化平缓。全区水深在 27.6m 至 30.7m 之间变化，整体上由西北向东南渐深。

根据调查资料，新建电力辅助平台场址调查区域内海底整体上较为平坦，水深从东北向西南方向缓慢变深，水深值在 35.7m-37.2m 之间，局部存在桩腿坑及拖痕。

根据本项目水深资料、浅剖资料和扫测资料，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。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大范围冲淤的可能性很小。

13.3.1.2 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境现状影响

本项目主要工程设施为新建海上平台海底管缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对项目所在海区的水交换能力没有影响；新建海

底管缆埋设于海底以下，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

本项目电力辅助平台风机采用单桩基础，单桩基础钢管桩桩径约10.5m，单个桩基附近的海域流态有一定影响，单个桩基附近的海域流速、流向有一定变化，对流场影响范围较小，仅对桩基附近局部流场有影响；本项目仅建设4台风力发电机组，间距约870m，桩基密度低，不会形成桩基群效应，对周边大范围海域流态影响不大，工程建成后基本不会对周围海域的潮流场产生影响。

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海底管缆、安装平台及风机会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建管缆全程埋设，仅铺管挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台和风机桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

13.3.2 海洋水质环境

13.3.2.1 海水水质环境现状

本项目现状调查资料引用自然资源部南海生态中心（原国家海洋局南海环境监测中心）于2022年9月5日至9月11日在周边海域调查的现状资料。共设置50个环境现状调查站位。海水水质评价因子包括pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共15项。海水水质调查50个站位中，P1~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《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》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。

调查海域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，其中溶解氧超标率为76.9%；铅仅涠洲岛以北的P4站位样品超出第一类海水水质标准限值，超标率为3.8%。20个按照现状评价的站位中，全部站位的pH、化学需氧量、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、砷、锌、镉、铅、铜、总铬、硫化物和挥发性酚共14项（L5-L8加密站位石油类、COD）评价因

子的含量符合第一类海水水质标准。15 个站位的溶解氧含量符合第二类海水水质标准；1 个站位的溶解氧含量符合第三类海水水质标准。

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。

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。根据历史调查结果，调查海区溶解氧超标较为普遍，且主要集中出现于底层（水深 17m~40m）。这与调查期间水文和水体交换情况相关，说明调查海区底层海水中存在一定的季节性缺氧现象-秋季较春季明显，这与中国近海季节性跃层特点相关。

13.3.2.2 海洋水质环境影响

影响海洋水质环境的因素主要包括：建设阶段的钻井液、钻屑排放和管缆挖沟产生的悬浮物，船舶排放的船舶污染物（船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾），风机和平台桩基打桩产生海底泥沙悬浮物等；生产阶段含油生产水和生活污水的排放。

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，由于海水对流扩散作用，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 1（0~10m）、2 层（10~20m）有存在，平台钻屑排放在第 1 层造成的海水超一(二)类最大包络面积为 0.257km^2,距排放点的最大距离为 0.36km，停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向 1（0~10m）、2 层（10~20m）层有存在，平台钻井液排放在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.325km^2，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 8h 即可恢复到排放前水质。

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，挖沟搅起的悬浮物的影响

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0.67km，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向2、3层有存在。其中第3层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为21.416km^2，第2层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为9.325km^2，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在第3层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约6h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

本工程平台桩基用液压打桩锤施打沉桩，沉桩施工振动会导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，并可能影响局部沉积物环境。根据东海大桥海上风电实际施工经验，开挖和打桩悬浮物浓度不高，且打桩施工时长持续较短，因此风机和平台打桩对海水水质造成的影响属于短期、轻微的。

本项目新建WZ6-8 WHPC平台由于生活污水排放量较小，生活污水排放造成排放点附近水体COD超标范围远小于一个预测网格面积（0.0003km^2），对海水水质的影响程度较小。

13.3.2.3 环境保护对策措施

本项目采用自升式钻井船进行钻完井作业；本项目16″井段推荐采用水基钻井液钻进，其他井段均采用油基钻井液体系，平台设有钻井液循环处理系统。

从钻机井口返出的水基钻井液和水基钻井液钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器、沉砂池和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海；钻井结束后，水基钻井液循环利用后经检测达标后一次性排海。

从钻机井口返出的油基钻井液和油基钻井液钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器、离心机和甩干机等设备进行固液分离，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑送至热脱附处理，钻屑经处理达标后排海，热脱附设备放置在钻井船上。若热脱附处理后的钻屑仍不达标，则运回陆地交由有资质单位处理；热脱附回收的白油用于油基钻井液的配置或收集装箱运回陆地处理。油基钻井液和不能满足排放要求的钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 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≤1%，重晶石中最大值：Hg≤1mg/kg、Cd≤3mg/kg）的要求。禁止排放非水基钻井液。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168号）相关要求。建设阶段产生的生产垃圾全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

本项目运营期生产水依托已建的WZ12-1 PUQB/WHPC平台生产水处理系统处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后WZ12-1 PUQ平台生产水排海总量不超原环评批复总量。

WZ12-1 PUQB平台的生产水处理系统采用生产水缓冲罐+水力旋流器+纤维球过滤器/双介质过滤器+缓冲罐的处理流程。从工艺系统分离出的生产水进入生产水缓冲罐进行初步分离，然后依次进入水力旋流器、纤维球过滤器/双介质过滤器进一步处理。生产水经WZ12-1 PUQB平台的生产水处理系统处理后满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）标准要求（含油量≤20mg/L），同时控制生产水中悬浮固体含量≤10mg/L，悬浮物颗粒直径中值≤4μm，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）的注水标准IV级（XXXX）要求。生产水经WZ12-1 PUQB平台的生产水处理系统处理后部分通过栈桥输送到WZ12-1 WHPC平台生产水回注精细化处理系统进一步处理，部分输送至WZ12-1 PUQ平台回注地层，其余在WZ12-1 PUQ平台达标排海。

WZ12-1 WHPC平台生产水回注精细化处理系统采用“微气泡气浮+粗过滤器+高速旋流过滤器+纳米陶瓷旋流过滤器”处理流程。生产水处理出水按照XXXX控制，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SYT5329-2022）II级标准（XXXX）要求，部分在本平台回注，部分输送至涠洲油田群部分平台回注地层。

新建WZ6-8 WHPC平台设置一套电解式生活污水处理装置。生活污水经电解式生活污水处理装置处理达标后排海。

项目产生的生产垃圾集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国生态环境法典》的要求进行回收利用或处置。

依托的WZ6-13 WHPA平台生活污水经生化电解式生活污水处理设施处理达标后排海。新增生活垃圾同WZ6-13 WHPA平台原生活垃圾一起全部运回陆地处理。

13.3.3 海洋沉积物环境

13.3.3.1 海洋沉积物环境现状

调查时间为2022年9月5日至9月11日，沉积物评价因子为有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油类共10项。沉积物调查站位30个，其中21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内，执行第一类沉积物质量标准；位于《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》和北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区外的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》（GB 18668-2002）中第一类海洋沉积物的质量标准。调查海域内沉积物环境质量整体状况较好。

13.3.3.2 海洋沉积物环境影响

影响海洋沉积物环境的因素主要包括：建设阶段的钻屑排放和管缆挖沟产生的悬浮物，生产阶段海底管道采用牺牲阳极引起的锌释放。

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的面积为0.108km^2。

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条海底管道，5条海底电缆。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0.289km^2。

本工程新铺海底管道采用牺牲阳极作为防腐措施之一，牺牲阳极中的锌在发生原电池反应后，以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不

会相互叠加，所以可以把每个阳极块当做一个单独的释放源。根据工程分析，阳极块的质量不尽相同，这里按质量最大的 82.8kg 计算，阳极块中锌含量按 5.75%计算，假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加约 1.3×10^{-6}，叠加 2022 年 9 月海洋环境现状调查本海区沉积物中锌含量最大值 93.4×10^{-6}，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 94.7×10^{-6}，低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6}，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

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

本项目评价范围内的海洋生态环境保护目标为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二长棘鲷产卵场。上述水产种质资源保护区、产卵场均属于海洋生态敏感区中的一般敏感区。

本项目距离较近的一般敏感区有二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区，距离较近的重要敏感区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自然保护地一般控制区和其他红线区等。

本项目新建工程距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 16.2km；距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 20.2km，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 18.0km，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km，距其它环境敏感目标的距离在 20.2km 以上。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。

13.3.4.2 海洋生态现状

海洋生态调查秋季设置 30 个调查站位，调查时间为 2022 年 9 月 5 日至 9 月 11 日，调查因子为叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。调查结果表明，调查海域叶绿素 a 各站平均含量变化于（XXXX）mg/m^3，平均值为 XXXXmg/m^3。各站初级生产力变化范围为（XXXX）$mg\cdot C/(m^2\cdot d)$，平均为 XXXX$mg\cdot C/(m^2\cdot d)$。调查海域总体初级生产力处于中低水平。

调查海域共出现浮游植物 4 门 53 属 170 种，密度变化范围在（XXXX）$\times10^4$ 个/m^3，平均密度为 XXXX 个/m^3。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，浮游植物多样性指数（H'）范围为 0.828~4.484，

平均值为3.293；均匀度指数（*J*）范围为XXXX，平均值为XXXX；丰富度指数（*d*）范围为XXXX，平均值为XXXX。

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。浮游动物密度变化范围为（XXXX）个/m^3，平均XXXX个/m^3；生物量变化范围为（XXXX）mg/m^3，平均XXXXmg/m^3。调查海域的浮游动物优势种共计7种，分别为肥胖软箭虫、鸟喙尖头溞、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。本次调查浮游动物种类多样性指数和丰富度指数处于较高水平，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。

本次调查共鉴定出7门148种底栖生物，底栖生物栖息密度变化范围为（XXXX）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（XXXX）g/m^2，平均生物量为XXXXg/m^2。主要优势种为刺足掘沙蟹、棒锥螺和触角尖尾鱼，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。

13.3.4.3 海洋生物质量现状

本次调查共测定生物质量样品35份，包括鱼类5种16份，甲壳类6种13份，贝类4种6份。调查海域鱼类中砷的超标率为93.7%，其余各项评价因子的标准指数值均小于1。甲壳类中一份样品（口虾蛄）的镉轻微超标，砷超标率为84.6%，其他全部样品的标准指数值均小于1。贝类样品中铜、锌和石油烃单项标准指数均小于1，符合第一类海洋生物质量标准；砷、镉、铬、总汞和铅出现超标现象，其中镉、铬、总汞、铅的超标率分别为XXXX，超标站位均符合第二类生物质量标准，砷的超标率为100%，砷的超标站位均符合第三类生物质量标准。

重金属含量高可能是生物体维持自身生命所需的基本代谢需求（生物体最低需求量），生物体自然累积富集能力存在差异，并非由环境污染造成。本次调查贝类超标站位集中分布在涠洲岛附近海域，工程设施平台附近的调查站位并未出现贝类超标情况，结果表明生物质量超标情况与工程设施平台并无明显的相关性。

本次调查砷的超标情况在近年南海海域调查和历史调查中均有类似结果。

历次调查中，底栖生物质量（如鱼类、甲壳类、双壳贝类等）的砷含量普遍偏高，可能与它们的种类、生活习性、环境变化及对不同物质的富集能力差异等多种因素有关。

13.3.4.4 渔业资源现状调查

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，渔业资源调查共设12个调查站位，调查时间为2022年9月25日~10月2日。调查结果表明，调查海域内共捕获鱼类130种，成体平均资源重量密度为XXXXkg/km^2，幼体平均资源尾数密度为XXXX尾/km^2；本次调查共有头足类9种，调查海域头足类成体平均资源重量密度为XXXXkg/km^2，幼体平均资源尾数密度为XXXX尾/km^2；调查共捕获甲壳类XXXX种，虾类成体平均资源重量密度为XXXXkg/km^2，幼体平均资源尾数密度为XXXX尾/km^2；蟹类成体平均资源重量密度为25.33kg/km^2，幼体平均资源尾数密度为8936尾/km^2。

本次调查样品共鉴定出35种鱼卵和仔稚鱼样品，调查海域垂直拖网鱼卵密度变化范围为（XXXX）粒/100m^3，平均密度为XXXX粒/100m^3。仔稚鱼密度变化范围为（XXXX）尾/100m^3，平均密度为XXXX尾/100m^3。

13.3.4.5 海洋生态和渔业资源影响

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

根据计算结果，本项目海洋生物损失为：鱼卵XXXX粒，仔稚鱼XXXX尾，鱼类幼体XXXX尾，头足类幼体XXXX尾，虾类幼体XXXX尾，蟹类幼体XXXX尾，成体XXXXkg，底栖生物XXXXt，根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），估算本项目造成海洋生物资源损失约473.11万元。

13.3.4.6 工程对环境敏感目标的影响

本项目新建设施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、

北部湾蓝圆鲹产卵场和北部湾二长棘鲷产卵场。上述水产种质资源保护区、产卵场均属于海洋生态敏感区中的一般敏感区。本项目距离较近的一般敏感区有二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区，距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 16.2km；

本项目重要敏感区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自然保护地一般控制区和其他红线区等。距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 20.2km，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 18.0km，距离广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地最近距离约 16.7km，距其它环境敏感目标的距离在 20.2km 以上。

本项目已委托中国水产科学研究院南海水产研究所进行了水产种质资源保护区的专题论证，编制了《涠洲 6-8 油田III期开发项目对国家级水产种质资源保护区的影响专题论证报告》，已通过农业农村部渔政保障中心的审查。其评价结论如下：本项目在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内，渔业生态环境敏感。工程建设将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渔业资源造成一定影响，需采取有效的生态补偿和保护管理措施。工程建设存在油气泄漏事故风险，一旦发生将会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水产资源和渔业生态系统产生严重的影响，需要采取严格的油气泄漏事故风险应急防范措施。本项目在严格执行国家有关法律法规，切实落实各项环境保护措施、油气泄漏事故风险应急措施、生态保护措施和生态补偿措施的前提下，从生态环境与渔业资源保护的角度分析，其对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区生物生态和渔业资源的影响是可以接受的。

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，施工期产生的钻屑、钻井液排放及海管挖沟造成的悬浮物超一类海水水质最大距离为 0.71km。海底管缆挖沟铺设时会造成近底层海水悬浮物浓度超标，鉴于挖沟悬浮物产生影响时间有限，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（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。本项目在钻完井阶段所产生的钻屑、钻井液以及海底管缆挖沟埋设，均为施工期短期影响，影响的范围相对产卵场面积不大，仅占产卵场面积的十万分之一，造成的

保护对象的数量略有减少，不会改变其生态功能。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。

施工时加强对布氏鲸、中华白海豚、中国鲎等重要保护物种的观察，发现出现在施工区域时应降低施工强度直至停工，待其游离后方可恢复施工。避免对重要保护物种造成影响。

13.3.4.7 环境保护对策措施

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，本项目部分井段推荐采用水基钻井液钻进，部分井段采用油基钻井液体系，平台设有钻井液循环处理系统，通过循环使用减少钻井液的排放量。

水基钻井液循环系统的主要工艺流程：从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后间歇式点源海面排放；钻井结束后，水基钻井液循环利用后经检测达标后一次性排海。不能满足排放要求的钻井液/钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

油基钻井液循环系统的主要工艺流程：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、离心机和甩干机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑进行热脱附处理，处理达标后排海，热脱附设备放置在钻井平台上。若热脱附处理后的钻屑仍不达标，则运回陆地交由有资质单位处理；热脱附回收的白油用于油基钻井液的配置或收集装箱运回陆地处理。油基钻井液和不能满足排放要求的钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

本工程新铺的海底管缆将采用铺管/缆船+水力喷射式挖沟机进行挖沟埋设，主要产生悬浮物。海上施工作业将通过缩短海底管缆的施工期、采用先进铺管/缆船和挖沟设备作业等，减少对海底的开挖面积和悬浮物产生量，尽可能减缓铺管挖沟作业对底栖生物和浮游生物的损害。

本项目钻井液、钻屑排放和新建海底管缆挖沟避让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的特别保护期（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。

本项目在施工过程中加强瞭望，当发现布氏鲸等重要保护物种出现在附近海域时，应降低施工强度直至停止施工，待其游离后方可恢复施工。

建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、相关渔业资源修复效果跟踪监测和评估等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.3.5 声环境

13.3.5.1 声环境现状

声环境现状引自《涠洲 6-8 油田 III 期开发项目鸟类、声环境和电磁环境现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 11 月）

自然资源部南海生态中心于 2025 年 10 月 15～20 日对该项目的声环境质量进行了现场调查。在海上风机工程区域项目四周共布设 16 个监测站位，在距离该项目 4km 外的海域设置了一个对照点。

该调查海域海面上环境噪声无计权等效噪声级主要分布在 35.9~69.4 dB 之间，平均值为 54.2 dB；最大声级主要分布在 62.5~94.0 dB 之间，最大声级的平均值为 78.7 dB。

根据本次调查海域 20 Hz–20k Hz 频率范围内的水下声学监测结果，调查海域的海洋环境噪声呈现以下特征：全频带累积声压级总体分布于 98.4~118.6 dB 之间，平均值为 108.0 dB；峰值声压最高可达 172.6 dB。1/3 倍频程声压谱级显示，海域背景噪声随频率升高整体呈下降趋势。

此次声环境调查结果显示海域范围属于典型的人为活动与自然混合的海洋噪声背景，总体不存在中长期生态风险。

13.3.5.2 声环境影响

（1）水下噪声

运营期本项目仅新建 4 台风机，较常规海上风电场项目而言规模很小。参考国外研究成果，可以认为风机机组在运营期产生的水下噪声基本上与海洋环境背景噪音相当，对环境的影响不大，是可以接受的。

（2）水上噪声

运营期海面上没有海洋动物等水上敏感目标，不存在水上噪声对海洋动物的影响，由于背景值海上风声和海浪声较大，风电场运行噪声对水上噪声影响

较小，是可以接受的。

13.3.5.3 降噪措施

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

13.3.6 电磁环境

13.3.6.1 电磁环境现状

自然资源部南海生态中心于 2025 年 10 月 15~20 日对该项目的电磁环境进行了现场调查。在海上风机工程区域共布设 16 个监测站位，分布位于项目的四周，此外，在距离该项目 4km 外的海域设置了一个对照点。

工程海域工频电场强度在 0.070～0.090（V/m）之间，平均值为 0.080（V/m）；工频磁感应强度 0.0068~0.0091μT 之间，平均值为 0.0080μT。测量结果均满足《电磁环境控制限值》(GB8702-2014)中规定的电磁环境控制限值工频电场强度 4000V/m 和工频磁感应强度 100μT 的要求。

13.3.6.2 电磁环境影响及措施

本工程海底电缆均敷设于海底土层以下，电缆外层的金属屏蔽层、铠装层以及海底土层对磁场具有一定的屏蔽作为。项目风机运行产生的电磁环境影响效应不明显，对周边的电磁场环境影响很小。

13.3.7 对鸟类环境影响

13.3.7.1 鸟类及栖息地现状调查

鸟类调查资料引自《涠洲 6-8 油田 III 期开发项目鸟类、声环境和电磁环境现状调查与评价》专题报告（自然资源部南海生态中心，2025 年 11 月）。海上调查使用海上样线法，样线涵盖工程边界线向外扩展 8km 区域，样线总长约 150km。采用样点调查法作为样线法的补充，在项目建设点位附近选取固定的观察点进行观察计数，共布设 12 个鸟类观测样点。

本次调查共发现 3 目 4 科 5 属 5 种鸟类，其中鸻形目 3 种，雀形目和鹱形目各 1 种。共记录鸟类 8 只，其中白额鹱 3 只，灰鹱鸻 2 只，大凤头燕鸥、褐翅燕鸥和短尾贼鸥分别为 1 只。由于本次调查发现的鸟类数量较少，各鸟类种

群数量占鸟类群落总数均超过 10%，故每种鸟类均为优势种。世界自然保护联盟（IUCN）濒危物种红色名录，本次调查鸟类无危 4 种，近危 1 种，为白额鹱；国家二级重点保护野生动物 1 种，为大凤头燕鸥；有重要生态、科学、社会价值 3 种，为褐翅燕鸥、短尾贼鸥和灰鹊鸽。

13.3.7.2 本项目对鸟类的主要影响因素

风电机在运转过程中会产生叶片扫风噪声和机械运转噪声。风机运行将直接对发电场鸟类栖息和觅食产生影响。鸟类在风电场范围内的飞行，存在鸟类碰撞叶片而伤亡的风险，所以风电场范围不再适宜作为鸟类的栖息觅食场所。如风力发电场占有鸟类迁徙通道，横亘在鸟类迁徙路线上，会对鸟类迁徙成为障碍。

13.3.7.3 鸟类保护措施

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

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

13.3.7.4 鸟类及其生境影响分析

本项目新建风机位于涠洲岛最近约 39 公里，距离最近陆地约 70 公里，地处开阔海域，远离主要陆地生态系统，不属于已知的鸟类集中栖息区域，且项目规模较小，仅规划建设 4 台风力发电机组，整体构筑物密度低，空间占用有限，预计对周边鸟类活动的影响范围相对可控。综合判断，预计本项目对鸟类整体栖息与觅食行为的影响较小。

涠洲 6-8 油田区域位于“东亚-澳大利西亚”迁飞通道附近，故本区域风机运营时会对鸟类的迁徙造成一定影响。但有研究显示，在能见度正常的情况下，鸟类对风机具有一定的躲避能力，大部分鸟类可以穿过变速的风机而不受损伤，而且本项目仅建设 4 台风力发电机组，密度低且占用空间少，对候鸟迁徙的影响较小。

本项目风电场建成后，4 台风机所在的区域位于距离海岸线较远的海上，不

涉及岛屿、礁石或滨海滩涂等典型鸟类繁殖生境。运营期间风机不会直接占用、破坏或干扰鸟类的繁殖场所，对鸟类繁殖行为本身的影响较为有限。

13.4 环境影响回顾性分析

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

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

该项目周边海域环境质量回顾分析结果表明，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、锌和铅略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 2015 年秋季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。调查海域各类生物体内砷均存在超标现象，其他调查因子历次调查均未超标；底栖生物的重金属含量超标与其活动能力较弱、通过滤食获取海水中的营养物质及对重金属有较强富集能力等因素有关，总体来看该海域生物质量状况良好。

13.5 环境风险分析与评价结论

涠洲 6-8 油田北块从油田地质特征、油藏工程、钻完井方案、注水方式等方面对可能导致溢油的潜在风险进行了逐一分析，并针对识别出的风险因素提出了防范和应对措施，最终得到以下结论：首先，通过落实风险断层位置和砂体分布特征，在调整方案中采用优化井位部署、完善注采井网、实施分层配注及控制地层压力等方式实现油田注采平衡。其次，钻完井工程针对可能存在的地

质性溢油风险因素，通过平台位置优选、井身结构设计、固井方案优化、井轨迹优化等措施，全面防范避免钻完井过程可能的风险。涠洲6-8油田北块开发方案针对风险因素提出了一系列生产动态监测和应急措施，因此，开发方案的地质性溢油风险和钻完井工程风险都是可控的。

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、WZ6-8 WHPC平台火灾/爆炸、新建平台容器泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞泄漏和海上风机损坏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置WZ6-8 WHPC平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为96m^3。根据预测结果分析，WZ6-8 WHPC附近管道发生溢油事故时，在WSW风向极值风条件下最短7.5h可到达海洋生态保护红线区、最短6.9h可到达广西北海涠洲岛布氏鲸重要栖息地。由于WZ6-8 WHPC平台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核心区、北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场内，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。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目将修订现有溢油应急预案，并将本项目纳入其中统筹考虑，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定。根据应急响应时间分析，如果WZ6-8 WHPC平台附近海底管道处发生溢油，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短2.0h内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于本项目位于水产种质资源保护区及多个产卵场内，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。

建设单位中海石油（中国）有限公司湛江分公司已按照《中华人民共和国生态环境法典》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的

相关规定，编写制定了《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预案》（2025版）并在生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局备案。本项目开始海上建设前，中海石油（中国）有限公司湛江分公司将涠洲6-8油田III期开发项目纳入上述溢油应急预案修订内容，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局重新备案。

综合以上分析，涠洲6-8油田III期开发项目发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并重新备案，本项目所在油田已在WZ6-8 WHPC平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

13.6 清洁生产与总量控制

13.6.1 清洁生产分析结论

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为93.61，达清洁生产先进水平；采油作业的清洁生产综合评价指数为100，清洁生产先进水平。

13.6.2 总量控制建议

本项目新建的WZ6-8 WHPC平台不设油气水处理设施，WZ6-8 WHPC平台物流全部输送到WZ12-1 WHPC平台，通过栈桥输送至WZ12-1 PUQB平台进一步处理，产生的生产水在已建的WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC平台生产水处理系统处理达标后部分在涠洲油田群部分回注，其余部分在WZ12-1 PUQ平台排海，本项目投产后，WZ12-1 PUQ平台排放的生产水量最大为XXXXm^3/d，未超过原环评批复量（XXXXm^3/d）。本项目不新增生产水排放总量申请。

根据工程分析，新建WZ6-8 WHPC平台生活污水产生量约为4599m^3/a（12.6m^3/d），经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海（COD≤300mg/L）。因此，建议新建WZ6-8 WHPC平台生活污水的总量控制指标为4599m^3/a，COD排放总量为1.38t/a。

WZ6-13 WHPA平台原生产岗位16人，本项目投产后，新增生产岗位4人，合计20人，分两班，每班作业人数为10人，生活楼定员数12人，每班作业人数不超生活楼定员。根据已批复的环评《涠洲6-13油田开发项目环境影响报告书》（国海环字〔2016〕473号），WZ6-13 WHPA平台的全年平均作业人数按

照救生艇人数 15 的 1.2 倍(即 18 人)估算生活污水排放量为 2079m^3/a(6.3m^3/d)，其中 COD 为 0.625t/a。本项目投产后 WZ6-13 WHPA 平台生活污水排放量和 COD 排放量未超原环评批复总量。WZ6-13 WHPA 平台不新增生活污水排放总量申请。

13.7 建设项目环境可行性结论

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策的要求；符合《全国海洋主体功能区规划》要求，与《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035）》和广西壮族自治区“三区三线”中生态保护红线要求相协调。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。项目周围海域海水、沉积物和生物环境质量现状较好，评价范围内的敏感目标主要为一般敏感区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二长棘鲷产卵场。项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液和海底管缆挖沟埋设时产生的悬浮物，对环境的影响属于短期性、可恢复性影响。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，依托已建的 WZ12-1 PUQ/PUQB/WHPC 平台生产水处理系统处理达标后部分在涠洲油田群回注，其余部分在 WZ12-1 PUQ 平台排海，本项目投产后 WZ12-1 PUQ 平台生产水排海总量不超原环评批复总量。钻井液、钻屑排放和海底管道挖沟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），尽量降低对国家级水产种质资源保护区等海洋生态环境的影响。其它污染物种类较少，且排放量也相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。

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。项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的溢油应急防范对策措施。

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

附件

附表 环境质量现状调查与评价结果

中英文对照

英文简写	中文名称
WHPA/B/C	井口 A/B/C 平台
PUQB	生产综合处理 B 平台
PUQ	生产综合处理平台
PAP	辅助平台
CEPA	中心 A 平台
CEPD	中心 D 平台
RP	立管平台
EPPA/B/C/D	电力辅助平台 A/B/C/D
EL.	标高