

HG 气田开发项目

环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司上海分公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2025 年 12 月



目 录

1 概述	1
1.1 项目由来及总体开发方案概述	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 关注的主要环境问题	2
1.4 主要评价结论	3
2 总论	5
2.1 评价依据	5
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	12
2.7 评价范围	12
3 工程概况与工程分析	14
3.1 建设项目基本情况	14
3.2 工程开发方案概述	17
3.3 新建工程	20
3.4 生产工艺流程	24
3.5 依托工程校核与改造	29
3.6 施工和建设方案	34
3.7 产污环节及污染物分析	39
3.8 污染源源强核算	41
3.9 环境影响评价因子筛选	49
4 工程区域环境概况	53
4.1 工程区域自然环境概况	53
4.2 国土空间区划及相关规划符合性	60
4.3 工程周围环境敏感目标分布	65
5 海洋生态环境现状调查与评价	73
5.1 海洋环境现状调查概况	73
5.2 海水水质现状调查与评价	81
5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价	82
5.4 海洋生态环境现状调查与评价	87
5.5 海洋生物质量现状调查与评价	95
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	99
6 环境影响回顾性分析	113
6.1 现有工程回顾	113
6.2 依托工程环评批复及落实情况	116
6.3 环境保护设施运行情况	119
6.4 溢油事故回顾	123
6.5 海洋环境质量回顾	123
6.6 环境影响回顾性分析结论	133
7 海洋生态环境影响预测与评价	135
7.1 海洋环境影响预测	135
7.2 海水水质环境影响评价	152
7.3 海洋沉积物环境影响评价	153



7.4 海洋生态环境影响评价	153
7.5 海洋生物资源损失评估	155
7.6 环境敏感目标影响分析	160
7.7 工程对水文动力的影响分析	160
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	161
8. 海洋生态环境风险评价	162
8.1 风险评价概述	162
8.2 风险调查	163
8.3 评价等级及评价范围	164
8.4 风险识别	167
8.5 风险事故情形分析	171
8.6 地质性溢油及浅层气风险分析	176
8.7 溢油风险后果分析	176
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施	182
8.9 海洋生态环境风险评价结论	196
9 清洁生产分析与总量控制	198
9.1 清洁生产分析	198
9.2 清洁生产评价	201
9.3 总量控制方案建议	205
10 环境保护对策措施及其合理性分析	206
10.1 建设阶段环境保护对策措施	206
10.2 生产阶段环境保护对策措施	210
10.3 海洋生态保护对策	215
10.4 环境保护对策措施一览表	218
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	221
11 环境经济损益分析	222
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	222
11.2 环境保护的经济损益分析	222
12 环境管理与监测计划	225
12.1 环境保护管理计划	225
12.2 环境监测计划	228
13 环境影响评价结论	231
13.1 工程分析结论	231
13.2 规划和政策符合性结论	233
13.3 环境现状分析与评价结论	233
13.4 环境影响预测与评价结论	236
13.5 环境风险分析与评价结论	239
13.6 清洁生产与总量控制	240
13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论	241
13.8 建设项目环境可行性结论	243
附件 1 环评委托书	245
附件 2 环评报告批复及竣工验收复函	245
附件 3 固体废物委托处理处置合同和资质	246
附表	247



1 概述

1.1 项目由来及总体开发方案概述

东海区域现有在生产油气田※个，遵循“整体部署、分块动用、分期实施、高效开发”的区域开发原则，拟依托※※※※平台、※※※※平台等开发 HG 气田的常规气藏。

HG 气田开发项目的地理位置位于※※※※方向，南距※※气田约※※km，新建平台距岸最近距离约※※km（西）。HG 气田所在※※海域水深范围约※※~※※m。

本项目计划新建 1 座中心平台（HG CEP 平台），新铺设 1 条海底混输管道（HG CEP 平台至※※※※平台长度约※km）、1 条海底电缆（※※※※平台至 HG CEP 平台长度约※km），对已建设施※※※※平台进行改造。

新建 HG CEP 平台设置油气水处理和增压系统，将处理合格的干气和深度脱水的凝析油通过新建海底混输管道输送至※※※※平台，进入※※※※平台新增段塞流捕集器，分离出来的凝析油和干气与※※※※平台脱水处理后的干气和凝析油混合后混输至已建※※※※平台。在※※※※平台进入段塞流捕集器，分离出的干气越站与平黄区域的产气混合，大部分干气经已建※※※※平台至※※※※平台海底输气管道、※※※※平台至※※※※平台海底输气管道和※※※※平台至宁波终端天然气外输管道输送至宁波终端；其余干气经已建※※※※平台至※※※※平台海底输气管道、※※※※平台至南汇终端天然气外输管道输送至南汇终端，其中※※※※平台和※※※※平台栈桥相连。段塞流捕集器分离出的凝析油进入※※※※平台凝析油处理系统，处理合格的凝析油经※※※※平台至※※※※平台海底输油管道和※※※※平台至岱山终端原油外输管道输送至岱山终端。新建 HG CEP 平台分离出的含油生产水进入平台生产水处理系统处理达标后排放，※※※※平台分离出的含油生产水在平台生产水处理系统处理达标后排海，本项目仅依托※※※※平台的段塞流捕集器和凝析油处理系统，不在※※※※平台新增生产水量。本项目新建 1 台燃气透平发电机组，与※※※※平台发电机组组网为 HG CEP 平台和※※※※平台供电，新建※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆。

HG 气田开发项目工程设施总投资为※※万元人民币，预计※※投产。本项目投产后预计最高年产油量※※ $\times 10^4$ m³/a，最高年产气量※※ $\times 10^8$ m³/a，最高



年产水量 $\times\times\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。

1.2 环境影响评价工作过程

HG 气田开发项目的基本设计简缩本已编制完成。根据《中华人民共和国环境影响评价法》和《建设项目环境保护管理条例》等的规定，受建设单位中海石油（中国）有限公司上海分公司的委托（见附件一），中海油研究总院有限责任公司承担并完成“HG 气田开发项目”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”，应该编制环境影响评价报告书。

环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在“中国自然资源报”和自然网站上开展了“HG 气田开发项目环境影响评价第一次公示”。同时，环评单位开展了资料收集、相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作。

通过对 HG 气田开发项目的工程资料分析、相关法规和标准等文件研究、环境敏感目标 and 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，并对本项目主体功能区规划、国土空间规划、生态红线及相关规划符合性进行了分析。

本次评价采用原国家海洋环境监测中心于 2022 年 3 月 9 日~16 日围绕项目周围海域开展的春季海洋生态环境现状调查与评价资料，以及中国水产科学研究院东海水产研究所于 2023 年 11 月 3 日~11 月 23 日开展的秋季渔业资源调查与评价资料。

根据本项目工程分析和海洋生态环境现状调查与评价结果，开展了海洋生态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论，本项目开展了清洁生产分析、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、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。

1.3 关注的主要环境问题

根据本项目特征和工程特点，主要不利影响是建设阶段钻屑排放及海底管道、电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的影响，生产阶段含油生产水、温排水、生活污水等排放对海水水质、海洋沉积物和海洋生态的影响。另外，潜在的事故性溢油也将对海水水质、海洋生态以及海洋



资源利用等产生不利影响。

HG 气田开发项目位于※※海域，工程评价范围之内环境敏感目标主要是带鱼越冬场、海鳗越冬场、日本鲭越冬场、银鲳越冬场等一般敏感区。本项目距离海洋生态保护红线区、水产种质资源保护区等均较远。

本项目在正常建设和生产情况下，关注的主要环境问题是钻井期间钻屑排放、海管/电缆挖沟埋设时掀起的悬浮物以及生产阶段含油生产水、温排水、生活污水的排放对环境敏感目标及周围海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响。在环境风险事故情况下关注的主要环境问题和环境影响是溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、生物资源的潜在影响。

1.4 主要评价结论

HG 气田开发项目符合国家的产业政策，项目与《全国海洋主体功能区规划》《浙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、浙江省划定的“三区三线”海洋生态保护红线、《浙江省生态环境厅关于印发〈浙江省生态环境分区管控动态更新方案〉的通知》《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》等相协调。本项目在设计阶段较为充分地考虑了该气田开发项目可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

本项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性影响。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水，经新建平台生产水处理系统处理达标后排放；其他污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、海洋沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护措施。本项目存在一定的溢油风险，需要采取切实有效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，项目建设可行。



2 总论

2.1 评价依据

本环境影响报告书主要根据 HG 气田开发项目基本设计简缩本和建设单位提供的资料，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。

2.2.1 国家法律

- 中华人民共和国环境保护法（全国人大常委会，2014.4.24 修订）
- 中华人民共和国海洋环境保护法（全国人大常委会，2024.1.1 施行）
- 中华人民共和国环境影响评价法（全国人大常委会，2018.12.29 修正）
- 中华人民共和国海域使用管理法（全国人大常委会，2001.10.27 颁布）
- 中华人民共和国渔业法（全国人大常委会，2013.12.28 修正）
- 中华人民共和国水污染防治法（全国人大常委会，2017.6.27 修正）
- 中华人民共和国大气污染防治法（全国人大常委会，2018.10.26 修订）
- 中华人民共和国固体废物污染环境防治法（全国人大常委会，2020.4.29 修订）
- 中华人民共和国清洁生产促进法（全国人大常委会，2012.2.29 修正）
- 中华人民共和国海上交通安全法（全国人大常委会，2021.4.29 修订）
- 中华人民共和国石油天然气管道保护法（全国人大常委会，2010.10.1 施行）

2.2.2 行政法规及部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施行）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院令第 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）
- 《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 年 10 月 14 日；
- 《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）》（自然资发〔2022〕142号）

- 《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》（国土资源部令第64号修改，2016年1月8日起施行）

- 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院令第698号，2018年3月19日修订）

- 《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42号，2015年8月20日发布）

- 《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年12月29日起施行）

- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院令第27号，1989年3月1日起施行）

- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部令第24号，2004年3月1日起施行）

- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局第3号，1992年8月26日起施行）

- 《国家危险废物名录（2025年版）》（生态环境部，2025.1.1施行）

- 《产业结构调整指导目录（2024年本）》（2023年12月1日第6次委务会议审议通过，2024年2月1施行）

- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第4号，2018年4月16日发布，2019年1月1日起施行）

- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77号，2012年7月3日起施行）

- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98号，2012年8月7日起施行）

- 《关于印发<企业事业单位突发环境事件应急预案备案管理办法（试行）>的通知》（环发〔2015〕4号，2015年1月8日起施行）

- 《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年5月10日起施行）

- 《国家海洋局关于修改<关于颁发《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的通知>等3份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局公告，2015



年 11 月 23 日公布)

- 《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》(交通运输部令 2017 年第 15 号, 2017 年 5 月 23 日起施行)
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》(交海发〔2018〕168 号, 2018 年 11 月 30 日发布)
- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》(中华人民共和国交通运输部令 2021 年第 24 号, 2021 年 9 月 1 日施行)
- 《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函〔2019〕910 号, 2019 年 12 月 13 日公布)
- 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》(国务院令第 645 号, 2013 年 12 月 7 日修改)
- 《水生生物增殖放流管理规定》(中华人民共和国农业部令第 20 号, 2009 年 5 月 1 日施行)
- 《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》(农渔发〔2022〕1 号, 2022 年 1 月 13 日实施)
- 《农业部办公厅关于进一步规范水生生物增殖放流工作的通知》(农办渔〔2017〕49 号, 2017 年 7 月 10 日发布)
- 《关于进一步加强水生生物资源保护 严格环境影响评价管理的通知》(环发〔2013〕86 号, 2013 年 8 月 5 日发布)

2.2.3 技术导则及规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016)
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025)
- 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)
- 《海洋调查规范》(GB/T12763-2007)
- 《海洋监测规范》(GB17378-2007)
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)
- 《国内航行海船法定检验技术规则》(2022 年修改通报)

2.2.4 基础资料

- HG 气田开发项目环境影响评价任务委托书
- HG 气田开发项目基本设计简缩本 (2022.12)



2.2.5 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8）
- 《浙江省国土空间规划（2021-2035 年）》
- 《浙江省生态环境厅关于印发〈浙江省生态环境分区管控动态更新方案〉的通知》（浙环发〔2024〕18 号）
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》
- 《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《浙江省海洋生态环境保护“十四五”规划》
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》
- 《浙江省能源发展“十四五”规划》
- 《“十四五”现代能源体系规划》

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

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

表 2.2-1 环境质量标准

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



2.2.2 污染物排放标准

HG 气田开发项目位于※※海域，距岸最近距离约※※km。根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，工程所在海域属于三级海域，应执行三级标准。根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》(GB18420.1-2009)，本项目所在海区属于二级海区，应执行二级标准。

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

本项目在开发和生产过程中所产生的相关污染物的处理与排放所执行的标准值见表 2.2-2。

表 2.2-2 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》 (GB18420.1-2009)	二级	生物毒性容许值 $\geq 50,000\text{mg/L}$	生产阶段排放的含油生产水
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ (月平均) 含油浓度 $\leq 65\text{mg/L}$ (一次容许值)	
钻井液和钻屑	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》 (GB18420.1-2009)	二级	水基钻井液：生物毒性容许值 $\geq 20000\text{mg/L}$ ；非水基钻井液：生物毒性容许值 $\geq 10000\text{mg/L}$ ；	钻井阶段排放的钻井液和钻屑
	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	禁止排放非水基钻井液； 水基钻井液和钻屑执行： 含油量 $\leq 8\%$ ； $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ ； $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$	
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	$\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$	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)	三级	禁止排放或弃置入海	钻井阶段及生产阶段产生的生产和生活垃圾
生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 (GB4914-2008)	三级	食品废弃物处理至颗粒直径 $< 25\text{mm}$ 时，可排放或弃置入海；其他生活垃圾禁止排放或弃置入海	
船舶含油污水	《73/78 防污公约》 《船舶水污染物排放控制标准》 (GB3552-2018)	/	石油类 $< 15\text{mg/L}$ 排放应在船舶航行中进行	作业船舶排放的含油污水



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》 (GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理，不得直接排海： a) 利用船载收集装置，排入接收设施；b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：(1) 在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L；(2) 在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$ ，pH: 6-8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。 污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口。	距最近陆地 3 海里以内（含）的海域产生的船舶生活污水
			同时满足下列条件： (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放；(2) 船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里 $<$ 与最近陆地间距离 ≤ 12 海里的海域
			船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》 (GB3552-2018)	/	禁止排海， 收集并排入接收设施	塑料、废弃食用油、生活废弃物等
			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集运回陆地处理；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。	食品废弃物

2.3 环境敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

HG 气田开发项目位于※※海域，项目评价范围内无重要敏感区，评价范围内的一般敏感区主要为鱼类越冬场。本项目新建设施位于带鱼越冬场、海鳗越冬场、日本鲭越冬场和银鲳越冬场内，新建设施距绿鳍马面鲀越冬场最近距离 6.6km，本项目距离海洋生态红线区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区等均较远。



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、海洋沉积物质量、海洋生物质量及鱼类越冬场等。

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

2.4 评价内容

根据环境影响分析结果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排放的各类污染物（主要是钻屑、海底管道/电缆挖沟埋设掀起的悬浮物和含油生产水等）对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态和生物资源的影响评价。

本次评价的工程内容主要包括新建 HG CEP 平台、新铺设 1 条海底混输管道、新铺设 1 条海底电缆，以及对已建※※※※平台进行改造。

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，确定正常作业情况下，环境影响评价的评价重点：

（1）施工期间钻屑的排放对工程设施周围海域的海水水质、海洋沉积物和底栖生物的影响范围及程度；

（2）海底管道/电缆挖沟搅起的悬浮物对工程周围海水水质、海洋沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；

（3）生产期间含油生产水的排放对工程周围海水水质、海洋生态和生物资源影响范围及程度；

（4）污染防治措施与清洁生产分析。

溢油风险事故情况下的评价重点：

（1）溢油事故对工程设施周围海域的海洋生态环境、生物资源以及环境敏感目标的潜在影响；

（2）溢油事故防治措施及可行性分析。



2.6 评价工作等级

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

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025), 根据建设项目海洋生态环境影响类型和影响程度, 评价等级划分为 1、2、3 级。

本项目属于海洋油气开发及其附属工程, 本项目的海洋生态环境影响类型包括废水排放、钻屑排放和挖沟埋设管缆长度, 见表 2.6-1。

表 2.6-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

影响类型		本项目情况	1	2	3
评价等级					
废水排放量 Q (10 ⁴ m ³ /d)	含 B 类污染物	含油生产水: 0.01923; 生活污水: 0.00756	Q≥20	5≤Q<20	Q<5
	含 C 类污染物	温排水: 10.8	Q≥500	50≤Q<500	Q<50
泥浆及钻屑排放量 Q (10 ⁴ m ³)		Q=3.882	Q≥10	5≤Q<10	Q<5
挖沟埋设管缆总长度 L (km)°		L=44.93	L≥100	60≤L<100	L<60

c: 挖沟埋设管缆总长度以挖沟累积长度计。

废水排放量 Q: 本项目不含 A 类污染物废水; 含 B 类污染物废水为含油生产水和生活污水, 本项目新增最大排放量分别为 ※※m³/d 和 75.6m³/d, Q<5×10⁴m³/d, 评价等级为 3 级; 含 C 类污染物废水为温排水, 本项目新增排放量为 108000m³/d (4500m³/h), Q<50×10⁴m³/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 38820m³, 不排放钻井液, Q<5×10⁴m³, 泥浆及钻屑排放量环境影响评价等级为 3 级。

挖沟埋设管缆总长度 L: 本项目计划新铺设 2 条海底管缆, 全部挖沟埋设, 总长度为 44.93km, L<60km, 挖沟埋设管缆总长度环境影响评价等级为 3 级。

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

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

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。3 级评



价项目在潮流主流向的扩展距离应不小于 1km~5km，垂直于潮流主流向的扩展距离以不小于主流向扩展距离的 1/2 为宜。

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在 E 方向附近较为集中，确定新建设施沿潮流主流向外扩 5km，垂直于潮流主流向外扩 5km，周围 26.4km×25.6km 的矩形海域为项目的环境影响评价范围，评价面积约为 678.84km²。本项目环境影响评价范围四至坐标见表 2.7-1，评价范围示意图见图 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围四至坐标

拐点	经度 (E)	纬度 (N)
A		
B		
C		
D		

图 2.7-1 本项目评价范围示意图



3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称和建设性质

建设项目名称为“HG 气田开发项目”，建设单位为中海石油(中国)有限公司上海分公司。本项目计划新建 1 座中心平台（HG CEP 平台）、1 条 HG CEP 平台至※※※※平台约※km 的海底混输管道、1 条※※※※平台至 HG CEP 平台约※km 的海底电缆，并对已建依托平台（※※※※平台）进行改造，项目属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.2 地理位置

HG 气田开发项目位于※※海域，南距※※气田约※※km，新建 HG CEP 平台距岸最近距离约※※km。项目所在海域水深约※※~※※m。

本项目新建设施坐标见表 3.1-1。本项目地理位置示意图见图 3.1-1。

表 3.1-1 本项目主要设施坐标

设施	平台/管缆		东经 (E)	北纬 (N)
新建平台	HG CEP 平台			
新建海底混输管道	HG CEP 平台至※※※※平台	起点：HG CEP 平台		
		终点：※※※※平台		
新建海底电缆	※※※※平台至 HG CEP 平台	起点：※※※※平台		
		终点：HG CEP 平台		

图 3.1-1 HG 气田开发项目地理位置示意图

3.1.3 开发规模及建设内容

本项目计划新建 1 座中心平台 HG CEP，新建 1 条 HG CEP 平台至※※※※平台约※km 的海底混输管道、1 条※※※※平台至 HG CEP 平台约※km 的海底



电缆，并对※※※※平台进行改造。

本项目采用衰竭开发方式，共设置 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），先期开发 13 口井，预留 17 口井。本项目预计※※投产。HG CEP 平台高峰年产天然气※※ $\times 10^8 \text{m}^3$ （2032 年），高峰年产凝析油※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （20※-20※年），高峰年产水量※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，设计年限为 30 年。本项目新建平台凝析油设计处理能力为 $180 \text{m}^3/\text{d}$ ；天然气设计处理能力为 $30 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ；生产水设计处理能力为 $480 \text{m}^3/\text{d}$ 。

本项目开发基础数据见表 3.1-2，主要建设内容见表 3.1-3。

表 3.1-2 本项目开发基础数据一览表

项目		HG 气田开发项目
产量	最大年产气	※※ $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ （2032 年）
	最大年产油	※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2031~2035 年）
	最大年产水	※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （2038 年）
开发方式		衰竭开发
井数		设置 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），先期开发 13 口生产井，预留 17 口井
年生产天数		350 天
设施设计年限		新建平台、管道等设计年限：30 年
工程投资		※※万元人民币
预计投产时间		※※

表 3.1-3 主要新建设施一览表

序号	名称	主要建设内容和规模	
1	新建中心平台	功能	HG CEP 平台为有人驻守中心平台，主要功能为采气。
		平台结构	HG CEP 平台采用 8 腿导管架结构。导管架工作点处的几何尺寸为 $22\text{m} \times (18\text{m} + 18\text{m} + 18\text{m})$ 。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板，其上主要布置 120 人生活楼及直升机甲板、透平发电机组、井口生产计量装置、干/湿天然气压缩机系统、三甘醇脱水系统、三甘醇再生系统、生产水处理系统、生活污水处理系统、开闭排系统、消防系统及公用系统等。
		井槽布置	HG CEP 平台设置 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），井槽排列为 6（行） \times 4（列），井槽间距为 $2.2\text{m} \times 2.2\text{m}$ 。
		主工艺系统	中心平台的主要工艺设备有生产管汇、低压/干/湿天然气压缩机系统、生产分离器、聚结分离器、三甘醇脱水系统、三甘醇再生系统、燃料气系统等。
		公用系统	中心平台的公用系统包括开式排放系统、闭排兼低压火炬系统、火炬系统、化学药剂注入系统、柴油系统等
		给排水及消防系统	中心平台设置生产水处理系统、生活污水处理系统、闭式循环温排水系统、消防系统和救生逃生系统等
		其他	包括机械、电气、仪控和通信系统等
2	新建	管道	1 条 HG CEP 平台至※※※※平台※km 16in 海底混输管道



序号	名称	主要建设内容和规模	
	管缆	电缆	1 条※※※※平台至 HG CEP 平台※km 海底电缆
3	依托设施改造	※※※※平台	上层甲板新增段塞流捕集器；更换火炬头。

3.1.4 生产物流特性

3.1.4.1 凝析油特性

本项目凝析油物性见表 3.1-4。

表 3.1-4 本项目凝析油性质表

层位	密度 (t/m ³)	粘度 (mPa.s)	含硫	含蜡	胶质	含水	凝固点	初馏点	馏分(%)	
	20℃	50℃	%	%	%	%	℃	℃	200℃	300℃
H1										
H3b										
H3b										

3.1.4.2 天然气组分

本项目天然气组分见表 3.1-5。

表 3.1-5 本项目天然气组分表

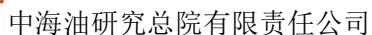
井号	层位	天然气 相对 密度	天然气组分摩尔百分含量 (%)											
			甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷	庚烷以上	氮气	二氧化碳	硫化氢
HG-4	H2a													
	H2a/H2b													
	H3b													
HG-1	H3b													
HG-3	H3c													
HG-1	H4b													
HG-3	H6													

3.1.5 生产预测数据

本项目生产预测数据表 3.1-6。最高年产气※※×10⁸m³/a (20※年)；最高年产油※※×10⁴m³/a (20※-20※年)，最高年产水※※×10⁴m³/a (20※年)。

表 3.1-6 本项目生产预测数据 (不含预留井)

年份	日产量			年产量		
	凝析油 m ³ /d	天然气 10 ⁴ m ³ /d	水 m ³ /d	凝析油 10 ⁴ m ³ /a	天然气 10 ⁸ m ³ /a	水 10 ⁴ m ³ /a

[illegible]



波终端，该部分物流不进入※※※※平台的处理流程。

本项目新建 HG CEP 平台设置油气水处理和增压系统，将处理合格的干气和深度脱水的凝析油通过新建海底混输管道输送至※※※※平台，进入※※※※平台新增段塞流捕集器，分离出来的凝析油和干气与※※※※平台脱水处理后的干气和凝析油混合后混输至已建※※※※平台。在※※※※平台进入段塞流捕集器，分离出的干气越站与平黄区域的产气混合，大部分干气经已建※※※※平台至※※※※平台海底输气管道、※※※※平台至※※※※平台海底输气管道和※※※※平台至宁波终端天然气外输管道输送至宁波终端；其余干气经已建※※※※平台至※※※※平台海底输气管道、※※※※平台至南汇终端天然气外输管道输送至南汇终端，其中※※※※平台和※※※※平台栈桥相连。段塞流捕集器分离出的凝析油进入※※※※平台凝析油处理系统，处理合格的凝析油经※※※※平台至※※※※平台海底输油管道和※※※※平台至岱山终端原油外输管道输送至岱山终端。新建 HG CEP 平台分离出的含油生产水进入平台生产水处理系统处理达标后排放，※※※※平台分离出的含油生产水在平台生产水处理系统处理达标后排海，本项目仅依托※※※※平台的段塞流捕集器和凝析油处理系统，不在※※※※平台新增生产水量。本项目新建 1 台燃气透平发电机组，与※※※※平台发电机组组网为 HG CEP 平台和※※※※平台供电，新建※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆。

本项目物流走向见图 3.2-1，总体开发方案示意图见图 3.2-2。



图 3.2-1 本项目物流走向图

图 3.2-2 总体开发方案示意图



3.3 新建工程

本项目新建工程包括新建平台和新铺海底管道/电缆。本项目新建平台阴极保护采用牺牲阳极保护方式，牺牲阳极的设计保护年限为 30 年。

3.3.1 新建 HG CEP 平台

本项目新建 HG CEP 平台是 1 座 8 腿导管架中心平台，设有 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），采用模块钻机钻井，井槽排列为 6（行） \times 4（列），井槽间距为 2.2m \times 2.2m。新建平台设有 120 人生活楼及直升机甲板，导管架工作点间距为 22m \times (18m+18m+18m)。HG CEP 平台井槽平面布置见图 3.3-1，立面示意图见图 3.3-2。

图 3.3-1 HG CEP 平台井槽布置示意图

图 3.3-2 HG CEP 平台立面示意图

3.3.1.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 $87\text{m} \times 45.7\text{m}$ ，标高 EL.(+)36m。

上层甲板井口东侧设有钻机支持模块(DSM)、燃气透平发电机、低压压缩机(预留)，生活楼和直升机甲板。生活楼顶布置了热水系统、压力水罐，救生艇。井口区上布置了钻机设备模块(DES)。井口西侧布置了干气压缩机(预留)、湿气压缩机(预留)、灰罐等。火炬臂位于甲板的西侧 A 轴处。

上层甲板北侧设置柴油吊机，南侧设置电动吊机，用来吊装货物。

HG CEP 平台上层甲板平面布置示意图见图 3.3-2。

图 3.3-3 HG CEP 平台上层甲板平面布置示意图

3.3.1.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 $77\text{m} \times 37\text{m}$ ，标高 EL.(+)28m。

中层甲板 3 轴处设有防火墙，用以分隔危险区和非危险区。防火墙以东布置有空压机、公用风/仪表风储罐，氮气发生撬、氮气储罐和两层房间。一层房间布置了主开关间、高压开关间、工作间、实验室、机修间、应急发电机间等；二层房间布置了主变压器间、电池间、储藏间、中控设备间、应急开关间。防火墙以西布置了井口区采气树、管汇、高/中/低压分离器、冷却水闭式循环系统、燃料气系统。

HG CEP 平台中层甲板平面布置示意图见图 3.3-3。

图 3.3-4 HG CEP 平台中层甲板平面布置示意图

3.3.1.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 $86.45\text{m} \times 41.5\text{m}$ ，标高 EL.(+)21.5m。

下层甲板 3 轴上设有防火墙，用以分隔危险区和非危险区。防火墙西侧布置饮用水罐和淡水罐、三甘醇再生撬、三甘醇脱水撬、开排系统、闭排兼低压火炬分液罐、水处理系统、凝析油聚结分离器、凝析油外输泵、收发球筒、高压火炬分液罐等；防火墙东侧主要布置了防海生物装置、海水系统、柴油消防泵等设施。4 轴东侧布置了生活污水处理装置及变频器间。

HG CEP 平台下层甲板平面布置示意图见图 3.3-4。

图 3.3-5 HG CEP 平台下层甲板平面布置示意图



3.3.2 新铺海底管道

本项目计划铺设 1 条海底管道，海底混输管道采用单层不保温钢管。海管外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极。海管设计参数见表 3.3-1，管道截面示意图见图 3.3-5。

表 3.3-1 海管设计参数

管道名称	主要输送介质	结构形式	管长 (km)	管径 (in)	设计压力 (kPa)	设计温度 (°C)	腐蚀裕量 (mm)
HG CEP 平台至※※※※平台海底混输管道	天然气、油						

图 3.3-5 新建海底混输管道截面示意图

3.3.3 新铺海底电缆

本项目计划铺设 1 条海底电缆，HG CEP 平台设一座独立的主电站，※※※※平台与 HG CEP 平台通过海底电缆及相关设备实现电力组网。海底电缆参数见表 3.3-2。

表 3.3-2 电缆设计参数

电缆名称	长度 (km)	技术要求
※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆	※	



3.4 生产工艺流程

3.4.1 新建 HG CEP 平台工艺流程

3.4.1.1 生产工艺流程

HG 气田开采初期井口压力高，高压井采出物流经高压井生产管汇汇集后，进入下游的高压生产分离器进行油、气、水分离。分离出的气进入三甘醇系统进行脱水处理，随后外输至※※※※平台或者经干气压缩机增压外输。分离出的油（含水 $\leq 2\text{wt}\%$ ）经凝析油冷却器冷却后进入聚结分离器进行深度脱水，随后脱水后凝析油（含水 $\leq 150\text{ppm}$ ）外输至※※※※平台或者经凝析油外输泵增压，与来自干气系统处理的天然气一同混输至※※※※平台。来自高压生产分离器和聚结分离器的水进入生产水处理系统进行处理。

气田开发中期部分井的井口压力降幅较大，中压井采出物流经中压井生产管汇汇集后，进入下游的中压生产分离器进行油、气、水分离。中压生产分离器分离的气进入湿气压缩机系统增压，与高压生产分离器分离出的气一同进入三甘醇系统脱水处理后，外输至※※※※平台或者经干气压缩机增压外输。中压生产分离器分离出的油（含水 $\leq 2\text{wt}\%$ ），经凝析油增压泵提升压力后送至高压生产分离器入口。此后，全部凝析油经高压生产分离器和聚结分离器处理后，脱水后凝析油（含水 $\leq 150\text{ppm}$ ）外输至※※※※平台或者经凝析油外输泵增压，与来自干气系统处理的天然气一同混输至※※※※平台。来自高压生产分离器、中压生产分离器和聚结分离器的水进入生产水处理系统进行处理。

气田开发后期部分井的井口压力降幅大，低压井采出物流经低压井生产管汇汇集后，进入下游的低压生产分离器进行油、气、水分离。低压生产分离器分离出的气进入低压压缩机系统增压，与中压生产分离器分离出的气一同进入湿气压缩机系统增压；经过增压的湿气进入三甘醇系统进行脱水处理，随后外输至※※※※平台或者经干气压缩机增压外输。低压生产分离器分离出的油（含水 $\leq 2\text{wt}\%$ ），经凝析油增压泵提升压力后送至中压生产分离器入口。此后，来自高压井、中压生产分离器和低压生产分离器的全部凝析油，经高压生产分离器和聚结分离器处理后，脱水后凝析油（含水 $\leq 150\text{ppm}$ ）外输至※※※※平台或者经凝析油外输泵增压，与来自干气系统处理的天然气一同混输至※※※※平台。来自高压生产分离器、中压生产分离器、低压生产分离器和聚结分离器的水进入生产水处理系统进行处理。



HG CEP 平台生产工艺流程见图 3.4-1。

图 3.4-1 HG CEP 平台生产工艺流程

3.4.1.2 生产水处理流程

HG CEP 平台生产水系统的设计规模为 $480\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“脱气缓冲罐+聚结过滤器”的处理流程。生产污水在脱气缓冲罐中初步重力分离后进入聚结过滤器进一步油水分离，处理合格后的生产水(含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$)经开排沉箱水下 30.0m 排海，脱气缓冲罐及聚结过滤器分离出的污油经闭排打回工艺系统。HG CEP 平台的生产水处理系统流程见图 3.4-2。

图 3.4-2 HG CEP 平台生产水系统工艺流程

3.4.2 依托设施※※※※平台工艺流程

本项目新建 HG CEP 平台设置油气水处理和增压系统，将处理合格的干气

和深度脱水的凝析油通过新建海底混输管道输送至※※※※平台。来自 HG CEP 平台的干气和凝析油，首先进入※※※※平台新增的段塞流捕集器，分离出来的凝析油去※※※※平台凝析油缓冲罐，之后经过凝析油泵增压后外输；分离出来的干气去往※※※※平台干气压缩机入口，与※※※※平台干气一起增压外输至※※※※平台。

本项目投产后，※※※※平台生产工艺流程见图 3.4-3。

图 3.4-3 ※※※※平台生产工艺流程

3.4.3 依托设施※※※※平台工艺流程

※※※※平台共接收来自※※※※、※※※※、※※※※和※※※※等平台的油气。本项目仅依托※※※※平台的段塞流捕集器和凝析油处理系统，段塞流捕集器分离出的干气越站外输，不进入天然气脱水系统。本项目进入※※※※平台油处理系统的凝析油已在 HG CEP 平台深度处理为含水率 150ppm 以下，由※※※※平台输往※※※※平台凝析油含水率也为 150ppm 以下，即本项目在※※※※平台不新增生产水。

来自※※※※平台物流经※※※※平台上的段塞流捕集器进行油气分离，分离出的天然气大部分通过海底管道输送至※※※※平台，部分通过海底管道输送至※※※※平台；分出的凝析油进入凝析油处理系统进一步处理。

※※※※平台油处理系统设计三级分离脱水稳定系统。一级分离器接收来自段塞流捕集器分出的液和气井分离器分出的油，进行油、气、水三相分离，分离出的气相进入高压压缩系统，增压后进入湿气压缩机管汇，利用湿气压缩机进一步增压后进入天然气脱水系统；分离出的水进入生产水处理系统处理；分离出的凝析油汇同油井分离器分离出的原油一起经凝析油二级加热器加热后，



进入二级分离器进行油、气、水三相分离。二级分离器气相和油井分离器气相去中压压缩系统，增压后进入湿气压缩机管汇，利用湿气压缩机进一步增压后进入天然气脱水系统；分离出的水进入生产水处理系统；分出的凝析油进入三级分离器进一步降压闪蒸。三级分离器闪蒸出的天然气进入低压压缩系统，增压后进入高压/中压压缩系统进行二次增压回收；分离出的合格原油/凝析油通过原油外输泵增压外输。经三甘醇脱水系统处理合格的天然气部分用于燃料气发电，其余大部分通过海底管道输送至※※※※平台，部分通过海底管道输送至※※※※平台。

※※※※ 平台接收※※※※平台物流工艺流程见图 3.4-4。



图 3.4-4 ※※※※平台处理系统工艺流程



3.5 依托工程校核与改造

3.5.1 工程组成

3.5.1.1 依托工程组成

本项目主要依托 6 座已建平台、3 个已建陆上终端和 8 条已建海底管道，基本情况表 3.5-1。

表 3.5-1 依托工程概况

名称	基本情况	依托功能
※※※※平台	※※※※平台是一座 1 座 8 腿的中心平台，于 2022 年投产。平台上主要设有油气水分离、生产水处理、生活污水处理设施和 120 人生活楼。	本项目处理合格的干气和深度脱水的凝析油通过新建海底混输管道输送至※※※※平台，进入※※※※平台新增段塞流捕集器，分离出来的凝析油和干气与※※※※平台脱水处理后的干气和凝析油混合后输至已建※※※※平台。本项目与※※※※平台组网供电。
※※※※平台	※※※※平台是一座 2015 年投产的 8 腿导管架中心平台。平台上主要设施包括主工艺系统、天然气脱水系统、伴生气压缩系统、湿气压缩系统、发电/供电系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备及 120 人生活楼。	来自※※※※平台混合的凝析油和干气在该平台进行油气分离，后分别经海底输气管道和海底输油管道输往※※※※平台和※※※※平台。
※※※※平台	※※※※平台是一座 8 腿导管架中心平台，于 2005 年投产，设有 90 人生活楼，平台上主要设施包括生产分离器、凝析油处理系统、透平发电供电系统、天然气脱水系统、天然气压缩机系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备。	※※※※平台分离出的合格干气经该平台越站外输。
※※※※平台	※※※※平台是一座 4 腿导管架增压平台，平台不设井槽，共布设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板和下层甲板，其上主要布置了天然气压缩机系统、透平发电机组、10 人生活楼及直升机甲板、燃料气系统、开式排放系统、火炬兼闭排系统、化学药剂注入系统、海水系统和生活污水处理系统等。	来自※※※※平台分离出的合格干气经该平台越站外输。
※※※※平台	※※※※平台是一座 4 腿导管架结构辅助平台，在 2015 年投产，与※※※※栈桥连接，不设置生活楼，设有 3 个井槽，布置有开排沉箱、泥浆系统等设施。	※※※※平台分离出的凝析油经该平台越站外输。
※※※※平台	※※※※平台是一座 6 腿钻井生产综合平台，于 1998 年投产，设有 20 个井槽、钻机模块和 90 人生活楼，并布置有油气处理系统、生产水处理系统、发电系统、燃料气系统、消防系统、生活污水处理系统等公用设施。	该平台与※※※※平台栈桥相连，来自※※※※平台的凝析油经该平台越站外输；来自※※※※平台的天然气经该平台越站外输。



宁波终端	位于浙江省宁波市北仑区，主要是对海上气田送来的天然气进行处理和储存，主要包括天然气处理工程、液化气储罐、火炬等设施。宁波终端三期扩建改造后天然气稳定装置处理规模 1771.4×10 ⁴ m ³ /d。		※※※※平台分离后的部分干气经宁波终端处理、储存和外输。	
岱山终端	位于浙江省舟山市岱山县，主要是对※等送来的原油进行处理和贮存。包括油库区和码头区，码头区又可分为储罐区、污水处理区及行政管理区。岱山终端设计最大进油量 3000m ³ /d。		※※※※平台分离后的部分干气经南汇终端处理、储存和外输。	
南汇终端	位于上海市南汇县新港乡，主要对※田等输送来的天然气进行处理，主要包括天然气处理工程、液化气储罐、火炬等设施。南汇终端天然气处理能力 220×10 ⁴ m ³ /d。		※※※※平台分离后的合格凝析油经岱山终端储存、外输。	
海底管道	名称	输送介质	管径（in）	长度（km）
	※※※※至※※※※海底混输管道	油气	18	74.5
	※※※※至※※※※海底输气管道	气	26	51.3
	※※※※至※※※※天然气外输管道	气	28	173
	※※※※至宁波终端天然气外输管道	气	28	173
	※※※※至※※※※海底输气管道	气	10	20.7
	※※※※至南汇终端海底输气管道	气	14	386
	※※※※至※※※※海底输油管道	油	12	20.7
	※※※※至岱山终端海底输油管道	油	10	305

3.5.1.2 改造工程组成

经校核，本项目将对※※※※平台进行改造，主要工程量见表 3.5-2。

表 3.5-2 改造工程概况

名称	校核结果	改造内容
※※※※平台	HG CEP 平台来物流接入※※※※平台后，进入※※※※平台新增段塞流捕集器，分离出来的凝析油和干气与※※※※平台脱水处理后的干气和凝析油混合后输至已建※※※※平台。※※※※平台的凝析油外输泵、天然气外输压力均能满足 HG CEP 平台物流接入后的要求，需要新增段塞流捕集器。	上层甲板新增段塞流捕集器；更换火炬头。

3.5.2 ※※※※平台校核及改造

3.5.2.1 ※※※※平台改造

为满足本项目依托，※※※※平台需在上层甲板南侧新增段塞流捕集器，并更换火炬头。※※※※平台改造布置图见图 3.5-1。



图 3.5-1 ※※※※平台上层甲板改造布置图

3.5.2.2 ※※※※平台校核

本项目物流接入※※※※平台后，进入※※※※平台的段塞流捕集器，分离出来的凝析油去※※※※平台凝析油缓冲罐，分离出来的干气去往※※※※平台干气压缩机入口，与※※※※平台干气一起增压外输至※※※※平台。经校核，※※※※平台的凝析油外输泵、天然气外输压力均能满足 HG CEP 平台物流接入后的要求，需要新增段塞流捕集器。HG CEP 平台物流接入后，※※※※平台火炬系统最大泄放工况下泄放量超出火炬系统最大处理能力，需更换火炬头。

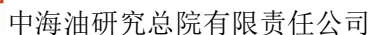
3.5.3 依托※※※※平台校核

本项目仅依托※※※※平台的段塞流捕集器和凝析油处理系统，段塞流捕集器分离出的干气越站外输，不进入天然气脱水系统，不在※※※※平台新增生产水量。HG CEP 平台投产后※※※※平台的凝析油最大处理量为※※m³/d（202※年），小于设计处理能力（※※m³/d），依托可行。

本项目投产后，※※※※平台处理量见表 3.5-3。

表 3.5-3 本项目投产后※※※※平台日处理油量

年份	接收量		※※※※ 处理量
	HG CEP 平台	区域已建及拟建项目合计	
	油	油	
	m ³ /d	m ³ /d	



3.5.4 依托终端校核

3.5.4.1 南汇终端

本项目依托南汇终端的天然气处理系统，项目投产后※※※※平台至※※※※平台的输气量控制在※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 以下，其余天然气输往※※※※平台后经※※※※平台越站输送至宁波终端进行处理。考虑※※※※平台的自产气，※※※※平台至南汇终端的输气量最大为※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，南汇终端天然气处理能力※※ $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，最大处理量小于设计处理能力，满足依托需求。

3.5.4.2 宁波终端

本项目依托宁波终端和南汇终端的天然气处理系统。根据《西湖区域天然气外输与终端设施能力提升项目环境影响报告书》（环审〔2024〕75号），为保障西湖区域 70 亿方产能充分释放和安全生产运行，开展宁波终端三期改扩建



等工程。经校核，考虑本项目和未来规划建设的项目投产后，宁波终端进站天然气量最大为 $※※ \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （20※年），宁波终端三期扩建改造后天然气稳定装置处理规模 $※※ \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，改扩建后最大处理量小于设计处理能力，满足依托需求。宁波终端三期扩建工程已于 2025 年 9 月投产。

3.5.4.3 岱山终端

本项目依托岱山终端进行储存输送，岱山终端无凝析油稳定装置，有 3 座原油储罐，储存能力为 $5 \times 10^4 \text{m}^3$ （ $2 \times 2 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐 + $1 \times 1 \times 10^4 \text{m}^3$ 储罐）。本项目投产后岱山终端接收的最大凝析油量为 $※※ \text{m}^3/\text{d}$ （20※年），小于设计最大进油量 $※※ \text{m}^3/\text{d}$ 。终端现有储运能力能够满足本项目接入要求，无需改造。

3.5.5 依托海底管道能力校核

本项目投产后将依托已建 $※※※※$ 平台至 $※※※※$ 平台海底混输管道、 $※※※※$ 平台至 $※※※※$ 平台输气管道、 $※※※※$ 平台至 $※※※※$ 平台海底输气管道、 $※※※※$ 平台至宁波终端天然气外输管道、 $※※※※$ 平台至 $※※※※$ 平台海底输气管道、 $※※※※$ 平台至南汇终端输气管道、 $※※※※$ 平台至 $※※※※$ 平台海底输油管道和 $※※※※$ 平台至岱山终端海底输油管道。本项目依托管道校核情况见表 3.5-4。

表 3.5-4 依托海底管道校核

海管	投产时间	设计年限(年)	管径(″)	管长(km)	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
$※※※※$ 至 $※※※※$ 海底混输管道	2022	30	18	74.5	19100	16930	53	45	满足
$※※※※$ 至 $※※※※$ 海底输气管道	2024	30	26	51.3	12251	10430	50	40	满足
$※※※※$ 至 $※※※※$ 天然气外输管道	2005	30	28	173	10490	9620	45	40	满足
$※※※※$ 至宁波终端天然气外输管道	2005	30	28	173	10490	9620	45	40	满足
$※※※※$ 至 $※※※※$ 海底输气管道	2023	30	10	20.7	12200	9100	56	50	满足
$※※※※$ 至南汇终端天然气外输管道	1999	30	14	386	10600	8300	40	35	满足
$※※※※$ 至 $※※※※$ 海底输油管道	2019	30	12	20.7	11101	5080	75	70	满足
$※※※※$ 至岱山终端原油外输管道	1998	30	10	305	8700	4720	57	50	满足



根据校核结果，本项目投产后依托的海底管道压力和温度均未超过原设计值，依托海底管道在原设计寿命年限内均能够满足现设计条件。在达到已建管道原设计寿命前须进行检测评估，以保证管道的使用安全。

3.6 施工和建设方案

本项目海上工程建设阶段主要包括平台就位及安装、平台连接调试、钻完井作业、海底管道铺设、电缆铺设、依托平台改造等工作。本项目施工作业内容、作业船舶和施工人员情况见表 3.6-1。

表 3.6-1 本项目海上施工作业内容、作业船舶及人员

施工内容		施工船舶功能类型	数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人)
HG CEP 平台	导管架海上安装	浮吊	1	30	260
		驳船	2	30	40
	组块海上安装及调试	浮吊	1	25	260
		驳船	1	25	40
	新建平台连接调试	生活支持船	1	90	150
		拖轮/供应船	1	90	20
	钻完井（先期钻井）	拖轮	2	752	20
	钻完井（预留井）	拖轮	2	972	20
海底管道铺设		铺管船	1	30	300
		饱和潜水支持船	1	50	100
		后挖沟船	1	20	100
		驳船	2	50	20
		拖轮	1	50	25
海底电缆铺设		铺缆船	1	25	100
		后挖沟船	1	20	100
		拖轮	1	20	25
※※※※平台改造		浮吊	1	3	200
		拖轮	1	30	25

3.6.1 平台安装

本项目导管架在陆上场地建造，滑移装船，海上吊装就位。施工船舶采用浮吊船，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，采用浮吊船舶吊装安装。

3.6.2 钻完井方案

HG CEP 平台共设 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），先期开发 13 口生产井，预留井 17 口。先期开发 13 口生产井钻井进尺约※※m，平均单井井深约※※m，最大井深约※※m；17 口预留井进尺约※※m，平均井深约※※m；预留井井身结构参考初期钻井中第三类单分支水平井。本项目由模块钻机进行钻完井及修



井作业。本项目钻井批次见表 3.6-2。

表 3.6-2 本项目钻井批次

类型	批次	井名	井数（口）
先期钻井	第一批	A4、A12M	
	第二批	A5M、A3M、A9M、A2M	
	第三批	A8M、A10M、A13H	
	第四批	A11M、A6M	
	第五批	A7M、A1M	
	小计		
预留井	第一批		
	第二批		
	第三批		
	第四批		
	第五批		
	小计		
总计			

3.6.2.1 井身结构

本项目各新钻井井身结构及套管参数见表 3.6-3，典型井井身结构示意图见图 3.6-1，预留井井身结构参考第三类单分支水平井。实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。



表 3.6-3 HG CEP 平台井身结构及套管参数

类型	井型	井名	井数	平均井深 (m)	钻头尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
推荐方案	第 1 类 (定向井)	A4	1			
	第 2 类 (常规水平井)	A13H	1			
	第 3 类 (单分支水平井)	A1M、A2M、 A3M、A6M、 A7M	5			
	第 4 类 (单分支水平井)	A8M、A9M、 A10M	3			
	第 5 类 (领眼+单分支水平井)	A5M	1			
	第 6 类 (领眼+单分支水平井)	A11M	1			
	第 7 类 (双分支水平井)	A12M	1			
	小计	/	13			
预留井槽	预留井 (第 3 类-单分支水平井)	/	17			



第 1 类：常规定向井	第 2 类：常规水平井
第 3 类：单分支水平井	第 4 类：单分支水平井
第 5 类：领眼+分支水平井	第 6 类：领眼+分支水平井
第 7 类：双分支水平井	预留井：双分支水平井

图 3.6-1 井身结构示意图



3.6.2.2 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 17-1/2"井段采用海水/膨润土浆，其余井段均使用油基钻井液，不同井型各井段采用的钻井液体系见表 3.6-4。

表 3.6-4 本项目钻井液体系

井型	井名	井段	钻井液类型
先期 钻井 (13 口)	定向井	A4	17-1/2"
			12-1/4"
	常规水平井	A13M	17-1/2"
			12-1/4"
			8-3/8"
	单分支水平井	A1M、A2M、A3M、 A6M、A7M、A8M、 A9M、A10M	17-1/2"
			12-1/4"
			8-3/8"
	领眼+单分支水平井	A5M、A11M	17-1/2"
			12-1/4"
			8-3/8"
	双分支水平井	A12M	17-1/2"
			12-1/4"
			8-3/8"
预留井 (17 个)	单分支水平井(参考先期开发第 3 类)	17 个预留井	17-1/2"
			12-1/4"
			8-3/8"

3.6.3 海底管缆方案

本项目所有管缆全程埋设，海底海管和海底电缆均采用后挖沟、自然回填的埋设方式，埋设管缆顶部距海床表面均为 1.5m。

表 3.6-5 海底管道和电缆施工方式

管缆名称	长度 (km)	管径 (in)	施工方式	埋深 (m)
HG CEP 平台至※※※※平台海底混输管道	※	16	后挖沟，自然回填	1.5
※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆	※	/	后挖沟，自然回填	1.5

管缆近平台无法挖沟埋设的区域，采用混凝土压块进行覆盖保护；后安装立管处设立保护架；近平台端膨胀弯连接法兰设置法兰保护器。

本项目新建海管和新建电缆均需跨越 2 条已建光缆各一次，在原有管缆两

侧放置混凝土压块，待新建海管/电缆铺设完成后，新建管缆上方再铺设水泥压块进行防护，交越段防护设计示意图见图 3.6-2。

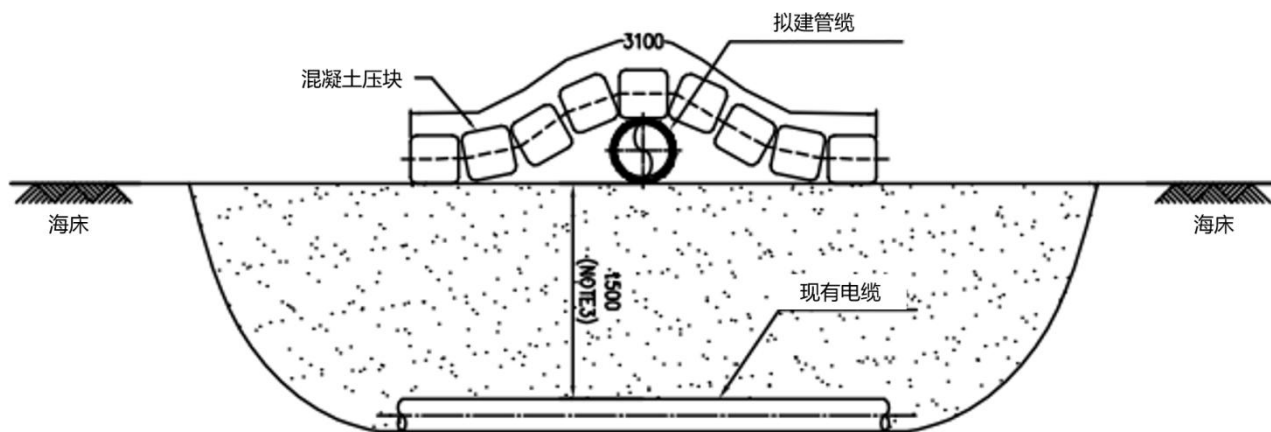


图 3.6-2 交越段防护设计示意图

3.7 产污环节及污染物分析

3.7.1 建设阶段

建设阶段主要施工作业包括钻完井作业、平台就位及安装、海管/电缆铺设、平台调试和依托设施改造等。

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

平台就位及安装等过程中，将有浮吊船、驳船、拖轮等施工船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶污染物。

本项目海底管道采用后挖沟方式，后挖沟作业主要产生悬浮物，另有铺管作业过程中产生一定量的船舶污染物。

海底电缆采用边挖边铺方式，挖沟作业主要产生悬浮物，另有铺缆船、驳船等施工船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶污染物。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

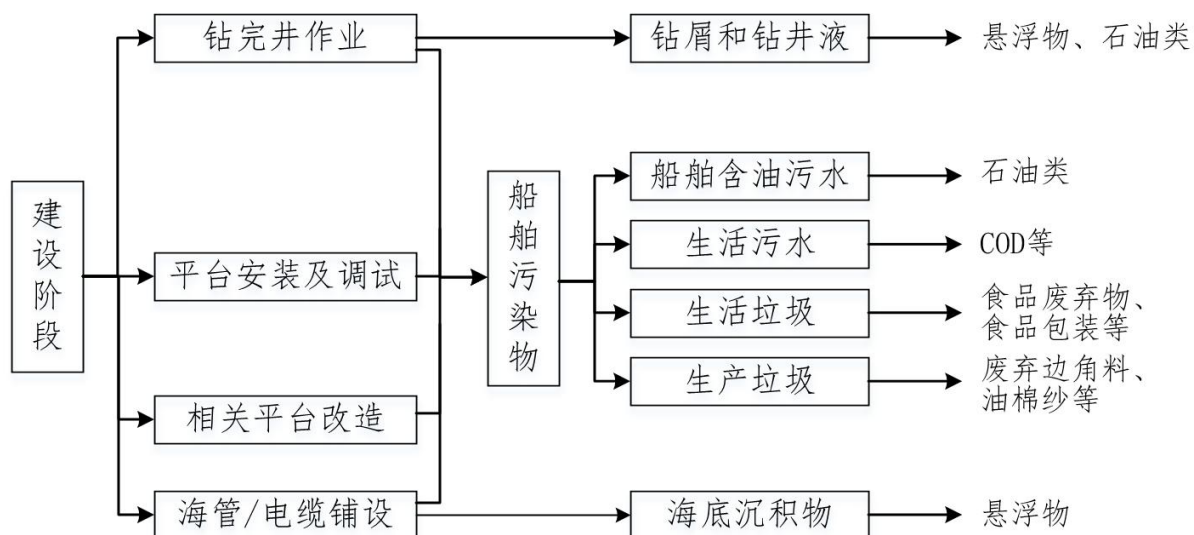


图 3.7-1 建设阶段产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

在生产阶段，本项目的产污环节主要是平台的生产作业区、生活区等，产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、温排水、食品废弃物等生活垃圾、生产垃圾、发电机及压缩机废气等。另外，本项目生产阶段的守护船将产生一定量的船舶污染物，其污染物种类与建设阶段所产生的船舶污染物种类相同。

生产阶段产污环节及污染物种类参见图 3.7-2。

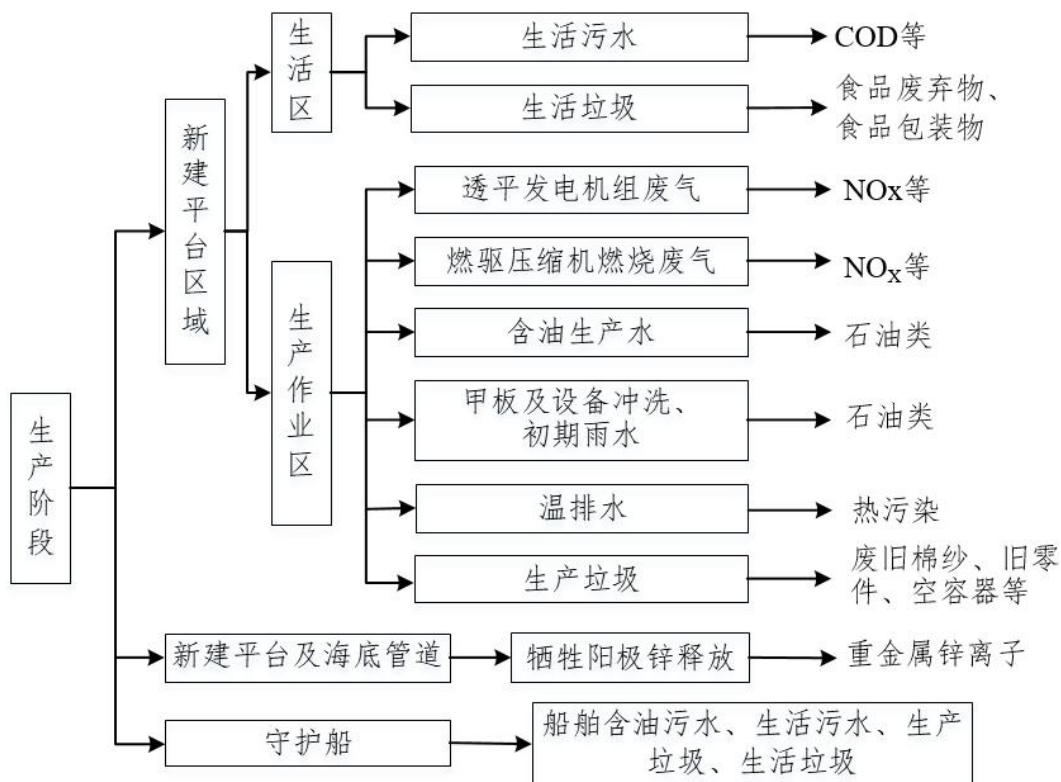


图 3.7-2 生产阶段产污环节和污染物种类



3.8 污染源源强核算

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，管缆挖沟产生的悬浮物，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，以及作业产生的金属下脚料等生产垃圾。

3.8.1.1 钻屑

钻屑的排放量主要取决于井数和井身结构，本工程初期计划钻井 13 口，预留 17 口井。根据井身结构、钻井数量、钻头尺寸等数据，可估算本工程所产生的钻屑总量。

计算公式如下：

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

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

据核算，本项目产生的钻屑总量（包含预留井）约为 38820m³（堆体积），其中非含油钻屑量 22558m³（堆体积），油基钻井液钻屑量 16262m³（堆体积）。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。

HG CEP 平台钻屑量统计见表 3.8-1，本项目产生的非含油钻屑随海水/膨润土通过钻井环空循环返回至海面排放，处理达标后的油基钻井液钻屑于水下 30m 排放，最大排放速率为 126m³/d。

表 3.8-1 本项目钻屑量计算结果（堆体积）

类别	井数 (口)	总钻屑量 (m ³)	非含油 钻屑(m ³)	油基钻井液 钻屑量(m ³)	钻屑排放速率 (m ³ /d)
先期钻井	13	17316	9536	7780	126m ³ /d（非含油钻屑最大）； 34m ³ /d（油基钻井液钻屑最大）
预留井	17	21504	13022	8482	
合计	30	38820	22558	16262	

本项目产生的非含油钻屑随海水/膨润土通过钻井环空循环返回至海面排放。油基钻井液钻屑符合《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。经甩干机和离心机分离出的油基钻井液钻屑达标部分直接排放，不达标的部分运送至※※※※平台进行热脱附处理，处理后的含油钻屑经检测



达标后运至 HG CEP 平台排海，若不达标，则运回陆地交由有资质单位处理。
油基钻井液和钻屑循环路线工艺流程见图 3.8-1。

图 3.8-1 油基钻井液钻屑电磁热脱附处理工艺

3.8.1.2 钻井液

本项目 17-1/2"井段采用海水/膨润土浆，其余井段均使用油基钻井液，钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。

钻井液产生量计算公式如下：

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

式中：V---钻井液体积（m³）；

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

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

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

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

本项目先期钻井和预留井均采用批钻方式，油基钻井液量计算结果统计见表 3.8-2。经核算，项目油基钻井液（含预留井）产生量约为 21884m³。本项目油基钻井液液相经收集后，运回中海油（舟山）能源物流有限公司陆地油基钻井液站重新配方后返回平台或东海其他钻完井作业点循环使用，如无钻井作业，则运回陆地交由有资质单位处理。

表 3.8-2 本项目钻井液计算结果

类别	井数（口）	油基钻井液总量（m ³ ）
先期钻井	13	11815
预留井	17	10069
合计	30	21884

3.8.1.3 悬浮物

本项目管缆全程埋设，海底管道和海底电缆均采用后挖沟、自然回填的方式，埋设管缆顶部距海床表面为 1.5m。经核算，本项目海底管道、电缆挖沟扰动海底沉积物量约为 366987.5m^3 ，所搅动的海底沉积物将有部分形成悬浮物，短时间内随海流扩散，以起沙率 10% 计算，悬浮物量约为 36698.7m^3 。本项目后挖沟截面示意图见图 3.8-2 和图 3.8-2。

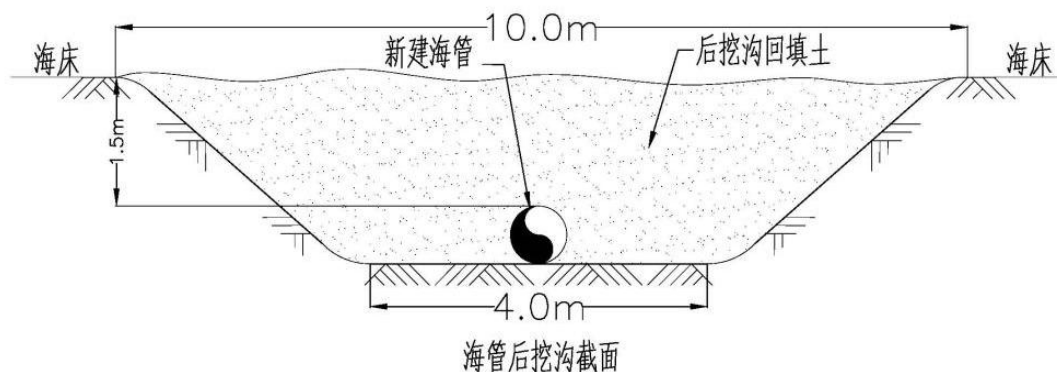


图 3.8-2 海底管道后挖沟截面示意图

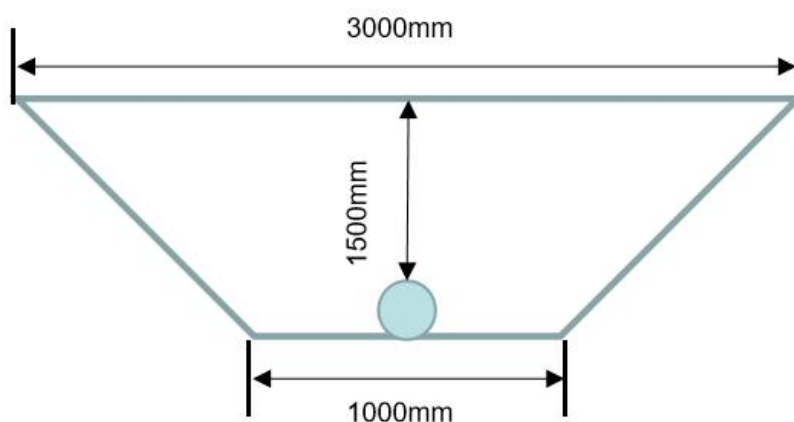


图 3.8-3 海底电缆后挖沟截面示意图

据核算，本项目铺设海底管道掀起的悬浮物最大源强约为 26.4kg/s ，铺设海底电缆掀起的悬浮物的源强约为 11.8kg/s 。本项目铺设管缆施工情况和悬浮物源强计算结果见表 3.8-3。

表 3.8-3 铺设管缆施工情况和悬浮物源强

新建海底管缆	长度	挖沟断面（上宽/下宽/埋深） (m)	挖沟速率 (km/d)	悬浮物量 (m^3)	源强 (kg/s)
	(km)				
HG CEP 平台至※※※※	※	10/4/1.5	1.0	29921.7	26.4



平台海底混输管道					
※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆	※	3/1/1.5	2.0	6777.0	11.8
合计				36698.7	/

3.8.1.4 船舶污染物

根据施工时间、参与作业的人员、船舶种类及数量，可估算出建设阶段船舶污染物的产生量。本项目建设阶段船舶污染物核算结果详见表 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	船舶含油污水 (m ³)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 (t)	生产垃圾 (t)
导管架海上安装	浮吊 (1 艘)、驳船 (2 艘)	45.0	3150	13.5	1.2
组块海上安装	浮吊 (1 艘)、驳船 (1 艘)	25.0	2625	11.3	0.7
新建平台连接调试	生活支持船 (1 艘)、 拖轮/供应船 (1 艘)	30.0	5355	23.0	0.2
钻完井 (先期钻井)	拖轮 (2 艘)	250.7	5264	22.6	628.7
钻完井 (预留井)	拖轮 (2 艘)	324.0	6804	29.2	812.7
海底管道铺设	铺管船 (1 艘)、饱和潜水 支持船 (1 艘)、后挖沟船 (1 艘、驳船 (2 艘)、拖轮 (1 艘)	91.7	6387.5	27.4	2.2
海底电缆铺设	铺缆船 (1 艘)、后挖沟船 (1 艘)、拖轮 (1 艘)	25.8	1750	7.5	0.6
※※※※平台改造	浮吊 (1 艘)、拖轮 (1 艘)	6.5	472.5	2.0	0.1
合计		798.7	31808	136.3	1446.5

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，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核算船舶含油污水产生量。其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim0.5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次浮吊船、铺缆船、铺管船、多功能工程船计算取 $0.5\text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ，本次拖轮、支持船等一般工作船舶计算取 $5\text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量约 798.7 m^3 ，经船用油水分离器处理达标后间断排放。

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厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 0.35 m^3 计算，估算本项目海上建设阶段产生的生活污水总计约为 31808 m^3 ，处理达标后间断排放。



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。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，生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ ；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 。由此估算本工程建设阶段共产生生活垃圾约 136.3t ，其中食品废弃物 90.9t ，其它生活垃圾 45.4t 。本项目产生的生活垃圾中食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径小于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。其他生活垃圾运回陆地处理。

d. 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废旧零件、边角料、油棉纱和包装材料等。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，钻井期间按 $18\text{t}/\text{月}\sim 25\text{t}/\text{月}$ 计算，本项目计算取 $25\text{t}/\text{月}$ ；浮吊船、铺管船、铺缆船等大型施工船舶按 $5\text{t}/\text{年}$ 计算，拖轮和支持船等小型船舶 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。由此估算出本项目建设阶段生产垃圾产生量总计约为 1446.5t ，均运回陆地处理。

3.8.1.5 清管水

海底管道铺设完毕后，需要对海管进行清管，本项目新铺设 1 条混输海管在清管过程中会产生部分清管水，HG CEP 平台至※※※※平台海底混输管道产生量约 2896.4m^3 ，详见表 3.8-5。清管全部采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物。

表 3.8-5 新铺管道清管水量

海底管道	管长(km)	管径(in)	清管水量 (m^3)
HG CEP 平台至※※※※平台海底混输管道	※	16	2896.4

3.8.1.6 建设阶段污染物汇总

本项目建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.8-6。

表 3.8-6 建设阶段产生的主要污染物汇总

污染物		产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻屑 38820m^3 (含预留井)	非含油钻屑 (m^3)	22558	$126\text{m}^3/\text{d}$ (最大)	悬浮物	随海水/膨润土通过钻井环空循环返回至海面排放
	油基钻井液钻屑 (m^3)	16262	$34\text{m}^3/\text{d}$ (最大)	悬浮物、石油类	处理后符合排放标准的钻屑，间歇式点源水下 30m 排放，不达



污染物		产生量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
					标的全部运回陆地交由资质单位处理
钻井液 21884m ³ (含预留井)	油基钻井液量 (m ³)	21884	—	悬浮物、石油类	循环利用,无法循环利用部分运回陆地交由有资质单位处理
挖沟铺设海管/海缆悬浮物 (m ³)		36698.7	26.4kg/s (最大)	悬浮物	自然回填
清管水 (m ³)		2896.4	—	—	清管后排放
船舶污染物	船舶含油污水 (m ³)	798.7	—	石油类	经船用油水分离器处理达标后间断排放
	生活污水 (m ³)	31808	—	COD 等	处理达标后间断排放
	生活垃圾 (t)	136.3	—	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域,应收集并排入接收设施;在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域,粉碎或磨碎至直径小于 25 毫米后方可排放;在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。其他生活垃圾运回陆地处理。
	生产垃圾 (t)	1446.5	—	废旧器件、油棉纱等	运回陆地处理

3.8.2 生产阶段

生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、其它含油污水、温排水、发电机及压缩机废气、生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及少量的船舶含油污水、船舶生活污水及船舶垃圾等船舶污染物。

3.8.2.1 含油生产水

本项目新建的 HG CEP 平台设有生产水处理系统,最大生产水处理量和排放量均约※※m³/d (2042 年),生产水处理系统设计规模为 480m³/d。HG CEP 平台处理达标的含油生产水 (即石油类月均排放浓度限值≤45mg/L,一次容许值≤65mg/L) 通过开排沉箱水下 30m 达标排海。

3.8.2.2 其他含油污水

本项目新建的 HG CEP 平台上设有开式排放系统和闭式排放兼低压火炬系统,用于收集溢出液、甲板初期雨水/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,单个平台的其它含油污水产生量约为 60~120m³/a,本项目产生量按 120m³/a 计。



3.8.2.3 温排水

本项目设置 1 套闭式循环冷却水系统，为凝析油冷却器、湿气压缩机后冷却器、干气压缩机出口冷却器等供应冷却水，将产生温排水，新建平台最大排放量约为 4500m³/h，夏季温升不超过 8.4℃，冬季温升不超过 12℃，经排放管道海面排放。

3.8.2.4 发电机及压缩机废气

HG CEP 平台新建 1 台燃气透平发电机组，与※※※※平台发电机组组网为 HG CEP 平台和※※※※平台供电。同时，HG CEP 平台配置 2 台湿气压缩机（燃驱离心式压缩机组，1 用 1 备 1 预留），产生的烟气通过排烟管排放，主要污染物为氮氧化物。透平发电机组和压缩机的最大耗气量共为 288258 Sm³/d，参考《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》中相关系数，核算产生的氮氧化物最大为 709.1t/a。新建发电机组和压缩机的规模、耗气量及可能产生的污染物量见表 3.8-7。

表 3.8-7 HG CEP 平台新建发电机组及压缩机情况

锅炉	规模	燃料最大消耗量 (Sm ³ /d)	氮氧化物产污系数	年运行时间 (d)	污染物产生量 (t/a)
					NO _x
透平发电机	1×25MW (1 用 1 预留)	187008	9.82g/m ³ 原料	350	642.8
湿气压缩机	2×26470 kW (1 用 1 备 1 预留)	101250	18.71kg/ 万 m ³ 原料	350	66.3
合计		288258	/	/	709.1

3.8.2.5 生活污水/生活垃圾/生产垃圾

生产阶段 HG CEP 平台生活楼定员为 120 人，救生艇人数 180 人。由于钻修井作业等大型作业时需要临时人员登平台，因此平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，即 216 人估算污染物产生量。生活污水平均每人每天按 0.35m³ 计算，则本平台生活污水产生量为 27594m³/a (75.6m³/d)，COD 产生量为 13.8t/a。本项目配备有处理能力为 75.6m³/d 的“生化+电解”式生活污水处理系统，处理达标后排海。

生产阶段的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1.0kg/（人·日）计算，其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）。由此

估算出本平台生活垃圾产生量为 118.3t/a（其中食品废弃物约 78.8t/a），产生的食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后可排放或弃置入海，其他生活垃圾运回陆地处理。

在工程生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。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，生产垃圾按 2.4t/年·万吨油当量计算。本项目投产后最大年产油量约为 $※※ \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2031-2035 年)，原油密度按 $0.83 \text{t}/\text{m}^3$ 计算，最大年产气量约为 $※※ \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ (20※年)，则最高年产油当量 $※※ \times 10^4 \text{t}/\text{a}$ ，产生生产垃圾总量约 250.6t/a。本项目产生的生产垃圾分类收集后运回陆地处理。

3.8.2.6 牺牲阳极中锌的释放量

HG CEP 平台导管架水下部分和新建海底管道为阴极保护防腐。HG CEP 平台全浸区采用牺牲阳极的阴极保护措施, 牺牲阳极的设计保护年限为 30 年。本项目主要采用铝基牺牲阳极, 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 3%~6%, 保守考虑取 6%, 阳极块单重为 395.27kg, 阳极块数量为 1230 块, 释放到海水中的锌 0.972t/a, 锌释放源强 0.0251mg/s。

HG CEP 平台至※※※※平台海底混输管道阳极块锌含量为 2.5%~5.75%，保守考虑取 5.75%，阳极块单重约为 40.2kg，阳极块的间隔约为 85.344m，释放到海水中的锌 0.021t/a，单块阳极块锌释放源强 0.0024mg/s。本项目海底管道牺牲阳极使用情况及每年释放到海水中的锌情况见表 3.8-8。

表 3.8-8 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台和 管道 名称	保护 年限 (年)	阳极块 锌含量 (%)	阳极块 单重 (kg)	数量 (块)	单块阳 极锌净 量 (kg)	每年释 放到海 水中的 锌 (t/a)	单块阳 极锌释 放量 (mg/s)	每年释 放到海 水中的 锌 (t/a)
HG CEP 平台	30	3.0~ 6.0	395.27	1230	23.72	0.972	0.0251	0.972
HG CEP 平台至 ※※※※平台 海底混输管道	30	2.5~ 5.75	40.2	267	2.31	0.021	0.0024	0.021

3.8.2.7 守护船污染物

本项目投产后，计划新增 2 艘守护船，根据统计资料，一般守护船的船舶含油污水产生量按 $(3\sim5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 计算，本次取 $5\text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ；生活污水



平均每人每天按 0.35m^3 计算, 生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$ 计算, 其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$, 其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$; 守护船等小型船舶生产垃圾按 $0.5\text{t}/\text{年}$ 计算。据此估算出本项目生产阶段船舶污染物产生量见表 3.8-9。本项目船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾的处理按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 执行。

表 3.8-9 本项目生产阶段船舶污染物核算结果

作业内容	船舶类型	数量 (艘)	作业人数 (人/艘)	作业天数 (d/a)	船舶含油污水 (m^3/a)	船舶生活污水 (m^3/a)	船舶垃圾(t/a)	
							生活垃圾	生产垃圾
日常巡视与守护	守护船	2	16	365	120	4088	23.4	1.0

3.8.2.8 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各种污染物的产生量汇总见表 3.8-10。

表 3.8-10 生产阶段污染物汇总

污染源位置	污染物	产生量	主要污染因子	排放/处理方式
HG CEP 平台	含油生产水	$\times\times\text{m}^3/\text{d}$ (2042 年)	石油类	处理达标后 (月均含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$, 一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$) 经开排沉箱水下 30m 排海
	其它含油污水	$120\text{m}^3/\text{a}$	石油类	经开、闭排收集后, 进入生产流程
	温排水	$4500\text{m}^3/\text{h}$	热污染	海面排放
	生活污水	$27594\text{m}^3/\text{a}$	COD 等	处理达标后 (COD 浓度 $\leq 500\text{mg/L}$) 排海
	生活垃圾	$118.3\text{t}/\text{a}$ (其中食品废弃物约 $78.8\text{t}/\text{a}$)	食品废弃物、食品包装等	食品废弃物处理至颗粒直径 $< 25\text{mm}$ 时, 可排放或弃置入海, 其他运回陆地处理
	生产垃圾	$250.6\text{t}/\text{a}$	固体废物	分类收集, 运回陆地处理
	发电机、压缩机废气	NO_x : $709.1\text{t}/\text{a}$	NO_x	经排烟管排放
牺牲阳极释放量	重金属 Zn	新建平台 $0.972\text{t}/\text{a}$ 新建海管 $0.021\text{t}/\text{a}$	重金属 Zn	缓慢释放到环境中
守护船	船舶含油污水	$120\text{m}^3/\text{a}$	石油类	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 后排放
	船舶生活污水	$4088\text{m}^3/\text{a}$	COD 等	
	船舶生活垃圾	$23.4\text{t}/\text{a}$	食品废弃物、食品包装等	执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)
	船舶生产垃圾	$1.0\text{t}/\text{a}$	固体废物	

3.9 环境影响评价因子筛选

3.9.1 非污染环境影响因子分析

本项目非污染影响因子主要是在项目开发活动对周围海域的海洋生态等造



成的一定影响。本项目不同工程活动的生态影响因子筛选及影响程度分析见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目非污染影响因子筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海管/电缆铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	水下结构物对局部潮流的影响	D
	钻完井	海水水质、海洋沉积物和海洋生态	污染物排放	B
	施工船舶活动	海水水质	船舶污染物排放	C
生产阶段	平台及海管/电缆占用海域	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
	设施生产运行	海水水质、海洋生态	含油生产水、温排水、生活污水等污染物排放	D
环境风险事故		海水水质、海洋沉积物和海洋生态	溢油	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)。

3.9.2 环境污染影响因子分析

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



表 3.9-2 本项目污染影响评价因子筛选及影响程度分析

作业阶段	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
建设阶段	非含油钻屑	悬浮物	符合排放标准的钻屑和钻井液，间歇式点源排放，	水质、沉积物及海洋生物	B
	油基钻井液钻屑	悬浮物、石油类	不达标的全部运回陆地交有资质单位处理		B
	油基钻井液	悬浮物、石油类	运回陆地交由有资质单位处理	/	N
	铺设海底管道/电缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	水质、沉积物及海洋生物	B
	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
	清管水	悬浮物	直接排海	海水水质	D
生产阶段	含油生产水	石油类	处理达标后排海	海水水质	C
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	N
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质	D
	生活垃圾	生活垃圾	食品废弃物处理至颗粒直径<25mm 后可排放或弃置入海，其他生活垃圾运回陆地处理	海水水质	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地处理	/	N
	温排水	温升	直接排海	海水水质、海洋生态	D
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	水质、沉积物	D
	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
事故	溢油	海面浮油	按溢油应急计划处理	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。



3.9.3 生态影响因子分析

本项目海洋生态影响评价因子以表征海洋生物生态、生物多样性、生物质量等因子为主。本项目不同工程活动的海洋生态影响评价因子筛选见表 3.9-3。

表 3.9-3 本项目海洋生态影响评价因子筛选

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、潮间带生物、底栖生物、游泳动物(含鱼卵仔稚鱼)	种类组成、生物量、密度(丰富度)、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
重要水生生物“三场一通道”	分布范围、生产力	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管缆铺设	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



4 工程区域环境概况

4.1 工程区域自然环境概况

4.1.1 气象与气候条件

本项目海域具有大陆季风气候特征，冬暖夏凉，四季分明，季风明显。春夏盛行偏南风，冬季盛行偏北风，春季多海雾，夏秋多台风。影响该海域的天气系统主要有冷空气（寒潮）、温带气旋和热带气旋。

4.1.1.1 风况

根据本项目海域近十年海洋环境数值后报模拟资料统计，该海域冬季主导风向为偏 N 向，NNW、N、NNE 三个方向比例接近 60%，平均风速为 8.4m/s；夏季偏 S 风处于主导风向，风速相对较小，但多发热带气旋和台风，全年最大风速由台风引起。春、秋两季为过渡转换季节，风向多变，盛行风不明显，此时多有温带气旋产生，可引起大风。夏、秋季海区盛行偏南季风。

该海域 1~3 月北风占优，1 月达到 55.4% (NNW、N、NNE)，2 月达到 56.2% (NNW、N、NNE)，3 月达到 45.5% (NNW、N、NNE)。在这三个月中，平均风速在 7.9~8.7m/s 之间。4、5 月间，由干燥的季风向潮湿的季风转变，风向多变。6~8 月南风盛行，南风 (S、SSW、SW) 平均比例接近 40%。9~12 月，北风向逐渐重新取得优势。9 月北风 (N、NNE、NE) 达到 36.9%；10 月北风 (N、NNE、NE) 达到 58.3%；11 月北风 (N、NNE、NE) 为 54.4%；12 月北风 (NNW、N、NNE) 达到 60.5%。

该海域全年主风向为 N，所占频率达 18.0%；全年最大风速达 41.9m/s，年平均风速为 7.4m/s，全年风速风向统计见表 4.1-1，风玫瑰见图 4.1-1。

表 4.1-1 项目海域全年平均风速与风向统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	\
频率 (%)	18.0	11.6	8.5	5.1	6.1	3.6	4.0	4.2	\
最大风速 (m/s)	30.3	27.9	41.9	32.2	31.3	28.5	29.5	29.0	\
平均风速 (m/s)	8.2	8.1	7.4	6.7	6.6	6.5	6.5	6.5	\
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	合计
频率 (%)	7.4	5.5	4.8	3.2	3.7	2.6	4.3	7.2	100.0
最大风速 (m/s)	30.7	30.1	31.0	30.0	28.1	29.8	32.7	35.3	41.9
平均风速 (m/s)	6.9	7.0	7.0	6.9	6.5	7.8	8.4	8.6	7.4

图 4.1-1 项目海域风玫瑰图

4.1.1.2 气温和湿度

本项目海域的平均气温为 20.7℃。平均气温 2 月份最低，为 11.4℃，8 月份最高，为 31.1℃。冬夏季均为近岸气温低，远岸高，温差分别为 3.2℃和 0.4℃，表明冬季温差大，夏季比较接近。

该海域在夏季湿润多雨，湿度大，平均湿度 86%，最大空气湿度达 95%；冬天受冷空气的影响，温度低，湿度小，平均 55%左右，最小空气湿度为 30%；春季梅雨季节和秋天的台风季节空气湿润。

4.1.1.3 降水和雾日、雷暴日

本项目海域的平均年降水量为 1348mm，年最大降水量为 1845mm。年内各月降水量，主要集中在 3~9 月，该时段总雨量占全年雨量的 75%左右。

本项目海域的年平均雾日为 38d，年内各月中以春夏之交时雾日较多。该海域的年雷暴日为 23d，全年中 90%以上的雷暴集中出现在 3~9 月份。

4.1.1.4 热带气旋

热带气旋是影响本项目海域的主要灾害性天气系统。根据近 60 年的台风资料统计表明，影响本区的热带气旋（项目海域约 500km 范围内）共有 326 个，平均每年约 5.3 个。热带气旋 6~9 月占总数的近 90%，其中 8 月最多，有 112 个，占 34.4%。热带气旋中最大风速大于 24.5 m/s 的强热带风暴和台风共计 222 个，约占热带气旋总数的 68.1%，平均每年有 3.6 个。



4.1.2 水文动力环境

4.1.2.1 波浪

根据本项目海域近十年海洋环境数值后报模拟资料统计，该海域的波浪以风浪为主，冬季由偏 N 大风引起强海况；夏季偏 S 风速较小，风浪相对也较小，但每年有热带气旋影响该海域，最大波浪记录，由热带气旋引起。

该海域的波浪特征为：1 月份波浪主浪向为 N 向，NNW、N、NNE 向占 56.1%；2、3 月份主浪向均为北向（NNW、NNE），其出现频率分别为 58.0%和 46.4%；4 月主浪向仍为 N 向，波高和出现频率都转小。5、6 月波浪逐渐转为 S 向。7、8 月，主浪向均为 S 向，出现频率分别为 16.7%和 12.0%。9、10 月，主浪向逐渐转为 N 向。11 和 12 月波浪在 N 向的出现频率分别为 24.3%和 29.6%。

该海域主浪向为 N，频率为 18.5%。全年波高波向统计见表 4.1-2。

表 4.1-2 项目海域有效波高与波向统计

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	\
频率 (%)									
最大波高 (m)									
平均波高 (m)									
方向	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	合计
频率 (%)									
最大波高 (m)									
平均波高 (m)									

4.1.2.2 海流和潮汐

a 现场调查概况

中石化海洋石油工程有限公司分别于 2021 年 10 月和 2023 年 11 月在本项目海域开展了 4 个站位的水文动力调查。根据本项目设施分布情况，4 个测站分别布设于新建 HG CEP 平台、新建路由及依托设施附近处。上述测站观测要素及站位坐标见表 4.1-3，站位布置见图 4.1-2。

表 4.1-3 水文动力测站信息表

测站站号	观测要素	经度 (E)	纬度 (N)
SW1	海流、潮位		
SW2	海流		
SW3	海流、水位		
SW4	海流、水位		



图 4.1-2 水文动力测站位置图

b 海流特征分析

根据 4 个测站的实测海流数据统计及调和分析, 4 个测站反映的海流特征基本一致, 现将统计分析结果汇总如下。

根据统计结果, 观测期间 SW1 测站表层海流的主流向为 E (占 15%), 平均流速为 48cm/s; 中层海流的主流向为 E (占 23%), 平均流速为 34cm/s。SW2 测站表层海流的主流向为 E (占 25%), 平均流速为 38cm/s; 中层海流的主流向为 ESE (占 15%), 平均流速为 33cm/s。SW3 测站表层海流的主流向为 E (占 13%), 平均流速为 44cm/s; 中层海流的主流向为 NW (占 15%), 平均流速为 41cm/s。SW4 测站观测期间表层海流的主流向为 ESE (占 13%), 平均流速为 32cm/s; 中层海流的主流向为 E (占 11%), 平均流速为 33cm/s。

统计结果表明该海域海流较为规律, 受外海潮波控制, 涨落潮流变化周期明显。落潮流在 E~ESE 方向附近较为集中, 而涨潮流在 NW 方向附近较为集中; 落潮流稍大于涨潮流, 落潮流历时比落潮流历时长。涨落潮流特征统计见表 4.1-4~表 4.1-7。

表 4.1-4 涨落潮流特征统计 (SW1 测站)

层位	涨潮平均流速 cm/s	涨潮平均流向°	涨潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				
层位	落潮平均流速 cm/s	落潮平均流向°	落潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				



表 4.1-5 涨落潮流特征统计 (SW2 测站)

层位	涨潮平均流速 cm/s	涨潮平均流向°	涨潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				
层位	落潮平均流速 cm/s	落潮平均流向°	落潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				

表 4.1-6 涨落潮流特征统计 (SW3 测站)

层位	涨潮平均流速 cm/s	涨潮平均流向°	涨潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				
层位	落潮平均流速 cm/s	落潮平均流向°	落潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				

表 4.1-7 涨落潮流特征统计 (SW4 测站)

层位	涨潮平均流速 cm/s	涨潮平均流向°	涨潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				
层位	落潮平均流速 cm/s	落潮平均流向°	落潮最大流速 cm/s	对应流向°
表层				
中层				
底层				

根据实测资料通过调和与分析得到的各层的潮流性质参数 (表 4.1-8) 可知 4 个测站的表、中、底层潮流类型均为规则半日潮流。根据潮流椭圆要素计算结果, 项目海域潮流的旋转流性质较为明显。

表 4.1-8 各层潮流性质参数 ($W_{O1}+W_{K1}$) / W_{M2}

测站	表层	中层	底层
SW1			
SW2			
SW3			
SW4			

根据余流计算分析, 得到两个测站余流数据如下:



表 4.1-9 各测站余流数据

测站	层位	余流流速 cm/s	余流流向°
SW1	表层		
	中层		
	底层		
SW2	表层		
	中层		
	底层		
SW3	表层		
	中层		
	底层		
SW4	表层		
	中层		
	底层		

c 潮汐特征分析

基于实测水位资料调和分析,根据潮汐学潮汐类型公式: $EI=(H_{k1}+H_{ol})/H_{M2}$ 作为潮汐类型判据,式中H为K1、O1、M2分潮调和常数的振幅。各测站潮汐类型属于不规则半日潮。依据振幅大小可知主要分潮按重要程度依次排序如下:M2>S2>K1>O1。

根据各测站实测水位数据分析,调查期间实测平均潮差在1.92-2.11m,实测最大潮差2.64m。根据潮汐调和常数推算,相对于海图基准面(位于平均海面以下1.85m),最高天文潮位为3.78m,最低天文潮位为-0.13m。各特征水位相对关系示意图4.1-3。

图 4.1-3 特征水位示意图(单位:m)

4.1.3 地形地貌与冲淤环境

中石化海洋石油工程有限公司于2025年7~8月针对本项目新建平台场址和管缆路由进行了工程勘察作业,相关地形地貌及冲淤环境概况如下。

4.1.3.1 水深地形

根据新建 HG CEP 平台场址水深调查资料，调查区域范围内海底比较平缓，水深变化不大。全区水深变化范围为※※m~※※m，水深大致由西往东方向逐渐变浅，坡度为 0.06° ；由北往南方向逐渐变深，坡度为 0.26° ；场址中心位置实测水深值为※※m。调查区域内水深分布见图 4.1-4。

根据新建 HG CEP 平台至※※※※平台海底管道路由水深调查资料，路由总体水深特征为西南深，东北浅。沿路由 KP 走向的水深变化较小，地形整体较平坦，局部有轻微起伏。水深变化范围为※※~※※m，坡度变化范围为 $0\sim0.4$ ，平均坡度值为 0.32° 。调查区域内水深地形分布见图 4.1-5。

图 4.1-4 HG CEP 平台场址水深图

图 4.1-5 新建管道路由水深图（新建 HG CEP 平台至※※※※平台海底管道）

4.1.3.2 地貌特征调查结果

根据新建 HG CEP 平台场址地貌调查资料，调查范围内除部分区域发育少量锚痕地貌外，总体上海底地貌较平坦光滑，无其它异常反射，未发现其他遗



弃物及障碍性物体存在。

根据新建 HG CEP 平台至※※※※平台海底管道路由地貌调查资料，调查范围内除部分区域发育少量锚痕及渔网拖痕地貌外，总体上海底地貌较平坦光滑，无明显底质变化，无其它异常反射，未发现其他遗弃物及障碍性物体存在。

4.1.3.3 冲淤环境概况

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

根据本项目水深资料、浅剖资料和地貌资料，工程区内海底地形变化平缓，表层沉积基本一致。根据地质取样资料，工程区域表层沉积物主要为松散的粉质细砂。综合水深调查资料、水动力环境资料和海底土质性质可以初步判断本项目区域海底发生冲淤的可能性很小。

4.2 国土空间区划及相关规划符合性

4.2.1 产业政策符合性分析

HG 气田开发项目为海洋油气资源勘探开发工程，属于国家《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、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本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》，本项目所在海域属于我国专属经济区中的重点开发区域，包括资源勘探开发区、重点边远岛礁及其周边海域。该区域的开发原则是，加快推进资源勘探与评估，加强深海开采技术研发和成套装备能力建设。资源勘探开发区的开发原则是选择油气资源开采前景较好的海域，稳妥开展勘探、开采工作；加快开发研制深海及远程开采储运成套装备，加强天然气水合物等矿产资源调查评价、勘探开发科研工作。

本项目属于海洋油气勘探开发工程，符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

4.2.3 海洋生态保护红线区符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于浙江等省（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〕2080号），浙江省完成了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，从2022年9月30日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据，本项目位于“三区三线”划定范围外，最近距离约为248.7km。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，建设阶段产生的悬浮物的最大影响距离为0.78km，不会影响到248.7km外海洋生态保护红线内的海洋生态环境和渔业水域环境。本项目开发建设与浙江省“三区三线”中的海洋生态保护红线相协调。

图 4.2-1 本项目与浙江省海洋生态保护红线位置关系

4.2.4 浙江省国土空间规划符合性分析

《浙江省国土空间规划（2021—2035年）》于2023年12月21日获得国务院批复，本项目距岸较远，位于浙江省国土空间规划范围之外，距其最近距离超过200km。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，建设阶段产生的悬浮物的最大影响距离为0.78km，不会影响到浙江省国土空间规划内的海洋生态环境。本项目开发建设与浙江省国土空间规划相协调。

图 4.2-2 本项目与浙江省国土空间规划位置关系



4.2.5 浙江省生态环境分区管控动态更新方案符合性分析

根据浙江省生态环境厅关于印发《浙江省生态环境分区管控动态更新方案》的通知（浙环发〔2024〕18号），本项目新建设施位于浙江省生态环境分区管控动态更新方案之外，距优先保护单元最近距离约 248.7km，详见图 4.2-3。本项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，建设阶段产生的悬浮物的最大影响距离为 0.78km，不会影响到浙江省生态环境分区管控动态更新方案内的海洋生态环境。本项目开发建设与浙江省生态环境分区管控动态更新方案相协调。

图 4.2-3 本项目新建设施与浙江省环境管控单元位置关系示意图

4.2.6 其他相关规划符合性分析

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

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



个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.6.2 《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》符合性分析

根据《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和二〇三五年远景目标纲要》，“打造油气全产业链。打造国家级油气储备基地，完善油品储备体系，力争形成油品储备能力 7000 万吨以上。探索民营企业代储国油、商储国储转换、石油储备动态轮换。提升天然气储气能力，推进宁波舟山 LNG 接收中心建设，接收中转能力达 2300 万吨/年以上。加快推进天然气管网独立、管销分离、供气环节扁平化、燃气企业规模化，推动天然气交易平台建设和发展。加快油气管网及码头、库区等设施建设，实现与国家主干网互联互通。”本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，项目建设对提升海域油气产量具有重要作用，项目建设符合《浙江省国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》要求。

4.2.6.3 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

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

本项目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，不会影响到海洋生态红线保护区、国家级自然保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。建设单位制定了严格的环境管理制度，本项目投产前将修改应急预案并严格执行环境风险应急预案备案制度，以避免发生重大环境污染事件。综上所述，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.6.4 《浙江省海洋生态环境保护“十四五”规划》符合性分析

根据《浙江省海洋生态环境保护“十四五”规划》，“划分海洋生态空间和海洋开发利用空间，严守海洋生态保护红线，健全完善生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线和生态环境准入清单制度，明确禁止和限制发展的涉



水涉海行业、生产工艺和产业目录，调整优化不符合海洋环境功能定位的产业布局。”“健全完善海洋突发环境事件的应急预案，将海洋突发环境事件应急内容纳入突发环境事件应急预案，沿海企业严格执行环境风险应急预案备案制度，定期开展应急演练。”

本项目位于海洋生态红线保护区外，距其最近距离约 248.7km，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，不会影响到生态红线区内的海洋环境质量。建设单位制定了严格的环境管理制度，本项目投产前将修改应急预案并严格执行环境风险应急预案备案制度，定期开展应急演练。综上所述，本项目建设符合《浙江省海洋生态环境保护“十四五”规划》要求。

4.2.6.5 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》符合性分析

《重点海域综合治理攻坚战行动方案》重点任务包括“全面推进长江口-杭州湾、珠江口邻近海域入海排污口排查，建立“一口一档”的入海排污口动态台账。”“推进长江口-杭州湾、珠江口邻近海域滨海湿地和岸线保护修复。”“沿海地方加强沿岸原油码头、危化品运输、重点航线等环境风险隐患排查，强化事前预防和源头监管。建立健全海上溢油监测体系，提升风险早期识别和预报预警能力。”

本项目仅产生少量生产水排海，在建设期钻屑排放和铺管挖沟产生悬浮物，仅对周围海洋环境造成局部轻微影响；投产后将进行渔业资源增殖放流；制定严格的环境管理制度和环境风险应急预案，满足应急响应需要。综上所述，本项目符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的要求。

4.2.6.6 《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号），“十四五”时期现代能源体系建设的主要目标包括：到 2025 年，国内能源年综合生产能力达到 46 亿吨标准煤以上，原油年产量回升稳定在 2 亿吨水平，天然气年产量达到 2300 亿立方米以上，发电装机总容量达到约 30 亿千瓦，能源储备体系更加完善，能源自主供给能力进一步增强。本项目为海洋油气资源勘探开发项目，符合《“十四五”现代能源体系规划》的目标。



4.2.6.7 《浙江省能源发展“十四五”规划》符合性分析

《浙江省能源发展“十四五”规划》提出，“建立天然气供应保障体系。积极拓展气源供应渠道，形成海陆并举、多方气源、储用平衡的安全保供格局，建立与天然气消费快速增长相适应的气源保障体系。”“持续推进天然气管道建设。以宁波、舟山、温州三大 LNG 接收站集中区域外输通道建设为重点，推进甬绍干线等高压大容量主干管网及川气东送二线浙江段建设，深度融合原有省级管网和国家管网。”

本项目属于海洋油气资源勘探开发项目，项目建设对提升该海域天然气产量具有重要作用，项目建设符合《浙江省能源发展“十四五”规划》要求。

4.3 工程周围环境敏感目标分布

4.3.1 水产种质资源保护区

距离本项目最近的水产种质资源保护区是东海带鱼国家级水产种质资源保护区，位于本项目新建管线西侧约 214km，见图 4.3-1。

2008 年 12 月，农业部公告（第 1130 号文）公布了东海带鱼国家级水产种质资源保护区。2011 年农业部发文（农办渔〔2011〕114 号）对保护区的特别保护期进行了调整。东海带鱼国家级水产种质资源保护区位于东海中北部近海的中间海域，是我国近海最大的水产种质资源保护区之一，是东海带鱼最重要的产卵场、索饵场和洄游等主要的生长繁育区域，也是浙江沿岸小黄鱼、鲳、鲈、鳎鱼等主要经济鱼类的产卵场和索饵场。总面积约 225 万公顷，其中核心区面积约 72 万公顷，实验区面积约 153 万公顷。核心区特别保护期为每年 4 月 16 日至 7 月 1 日。保护区由三个拐点（123°40'E，30°30'N；123°05'E，29°00'N；122°40'E，28°30'N）连线以西至沿岸 10m 等深线的海域。核心区是由六个拐点连线围成的区域，拐点坐标分别为（123°10'E，30°30'N；122°35'E，29°00'N；122°10'E，28°30'N；122°30'E，28°30'N；122°55'E，29°00'N；123°30'E，30°30'N）。东海带鱼实验区范围为保护区内除核心区外的其他水域。主要保护对象有带鱼、大黄鱼、小黄鱼、鲈、鳎、灰鲳、银鲳、鳓、蓝点马鲛等重要经济鱼类。



图 4.3-1 本项目与东海带鱼国家级水产种质资源保护区位置关系

4.3.2 东海产卵带鱼保护区

为保护带鱼产卵亲体，遏制带鱼资源衰退，经国务院批准，农业部于 1988 年发布了《关于国务院批准设立东海产卵带鱼保护区的通知》，决定于 1989 年起，在我国东海区设立产卵带鱼保护区（图 4.3-2）。保护区范围为 $28^{\circ}30' - 30^{\circ}30'N$, $124^{\circ}30'E$ 以西至机轮拖网禁渔区线海域，保护区面积约 $34000km^2$ 。保护区内，每年 5 月 1 日至 6 月 30 日禁止拖网渔船及其他以捕捞产卵带鱼为主的作业渔船进入该保护区生产。本项目位于东海产卵带鱼保护区外，最近距离约 106km。

图 4.3-2 本项目与东海产卵带鱼保护区位置关系

4.3.3 大黄鱼幼鱼保护区

为保护大黄鱼的幼鱼繁殖成长，国务院发布了《国务院关于设立幼鱼保护区的决定》，决定从 1981 年 4 月 22 日起，在东海设立大黄鱼幼鱼保护区。保护区范围为 $29^{\circ}N$, $122^{\circ}45'E$; $29^{\circ}N$, $123^{\circ}15'E$; $27^{\circ}30'N$, $122^{\circ}00'E$; $27^{\circ}N$, $121^{\circ}40'E$;

27°N, 121°10'E; 27°30'N, 121°30'E 所围成的海域, 保护区面积约 10900km²。在保护区每年 8~10 月禁止机动底拖网渔船进入生产。本项目新建平台与大黄鱼幼鱼保护区最近距离约 234km, 见图 4.3-3。

图 4.3-3 本项目与大黄鱼幼鱼保护区位置关系

4.3.4 三场一通道

本项目所在海域“三场一通道”分布情况参考《东海区主要经济种类三场一通道及保护区图集》及《东海大陆架生物资源与环境》等资料。

4.3.4.1 带鱼

带鱼属鲈形目, 带鱼科, 带鱼属, 为集群于近底层的暖温性种类, 带鱼资源兴衰关系到东海区海洋捕捞业的稳定, 东海许多禁渔期、禁渔区、保护区是以带鱼资源为基础设立。带鱼主要为南北洄游, 但也存在东西方向的迁移。越冬场位于 26°~32°30'N, 126°E 以西海域, 越冬期 11~12 月。越冬场西部为带鱼产卵场, 5 月起鱼群由鱼山以东进入浙江中北部海区, 5~7 月形成生殖高潮, 主要产卵场在 28°00'~31°30'N、122°00'~124°30'E 的范围内, 产卵活动一直可延续到 10 月以后。产卵后, 部分亲体停留在产卵场附近索饵, 当年生群体也在该区域育幼。本项目新建设施位于带鱼越冬场内, 新建平台距带鱼产卵场和索饵场最近距离约 149km 和 36km, 新建管线距带鱼产卵场和索饵场最近距离约 138km 和 18km。

图 4.3-4 带鱼“三场一通道”分布情况

4.3.4.2 银鲳

银鲳属鲈形目、鲳科、鲳属，为近海暖温性中上层鱼类，广泛分布于渤海、黄海、东海、南海水域，以南黄海和东海数量较多。银鲳在东海越冬场有 2 个位置，分别为 $27^{\circ}\sim 29^{\circ}50'N$ ， $122^{\circ}\sim 125^{\circ}00'E$ ， $30^{\circ}\sim 32^{\circ}00'N$ ， $125^{\circ}\sim 127^{\circ}20'E$ ，80~100m 水深海域，适温范围 $12.0\sim 19.0^{\circ}C$ ，适盐范围 34.0~34.8。越冬群体 5~6 月洄游至浙、闽近海产卵，产卵场在温台近海及闽东近海等。该群体向北不超过长江口，7 月产卵结束后，分散索饵育肥，索饵场为沿岸和近海，秋季伴随水温的渐降，逐步洄游至深水区越冬。越冬期 12 月~翌年 2 月。本项目新建设施位于银鲳产卵场和索饵场外。新建设施位于银鲳越冬场内，距银鲳产卵场和索饵场最近距离均超 200km。

图 4.3-5 银鲳“三场一通道”分布情况

4.3.4.3 海鳗

海鳗越冬场位于 $27^{\circ}\sim 31^{\circ}30'N$ ， $124^{\circ}\sim 127^{\circ}E$ 海域，即鱼山-鱼外、舟外渔

场沿 60~100m 水深左右区域，与浙江南部外海鱼群越冬场相混合。3 月开始鱼群在外海集群，4 月鱼群向西北偏西方向移动（基本沿 31°N 线向近岸移动），5~6 月在海礁、嵎山渔场与东海南部群系沿岸北上的鱼群汇合，并一起向北游动，10~11 月转向东南移动，游向外海越冬场。越冬期 12~翌年 3 月，本项目新建平台和管线位于海鳗越冬场内，距海鳗产卵场和索饵场最近距离分别为 188km 和 111km。

图 4.3-6 海鳗“三场一通道”分布情况

4.3.4.4 日本鲭

东海西部种群日本鲭的越冬场主要在东海中南部至钓鱼岛以北海域，每年 3-6 月进入闽东、浙江近海产卵，在闽东、浙江中南部海域形成产卵群体，部分未性成熟的日本鲭分布在浙江海域索饵成长。8-10 月，随着个体逐渐长大，移向外侧海域索饵，成为群众灯围作业和机轮拖网作业的捕捞对象。10 月以后，分布在浙江近海的日本鲭移向东海中南部海域越冬。从黄渤海域南下的日本鲭，10-12 月经济州岛西部海域，返回东海中、南部外海越冬。历年的生产资料表明鲐鲙鱼类南部生产渔场北至 $32^{\circ}00'\text{N}$ ，南至台湾北部的东海外海，渔汛期为 1-5 月。本项目新建设施位于日本鲭越冬场内，距产卵场和索饵场最近距离分别为 190km 和 164km。

图 4.3-7 日本鲭“三场一通道”分布情况

4.3.4.5 蓝点马鲛

东海种群蓝点马鲛的越冬场在浙、闽周边渔场。1-2 月份为越冬期，越冬场范围较广，南起 $26^{\circ}30'N$ ，北至 $31^{\circ}30'N$ ，其中舟山渔场东部至舟外渔场西部延续到温台渔场东部至温外渔场西部海区是其主要越冬场。越冬结束后向海州湾北部作生殖洄游。秋末，在浙江沿海的产卵群体离开浙江中部近海、东海北部近海等索饵场向东或东南方向洄游，1 月至 2 月相继回到越冬场越冬。本项目新建设施位于蓝点马鲛产卵场、索饵场和越冬场外，最近距离分别为 257km、146km 和 55km。

图 4.3-8 蓝点马鲛“三场一通道”分布情况

4.3.4.6 绿鳍马面鲀

绿鳍马面鲀属鲀形目、单角革鲀科、马面鲀属，俗称橡皮鱼、剥皮鱼、皮匠鱼等，为外海近底层鱼类。我国各海域均有分布，以东海数量最多，但资源兴盛时间仅维持 20 年就转入衰退。越冬场地处东海中、北部外海海区，越冬期



为 12 月至翌年 2 月。3 月末到 4 月，产卵鱼群先后到达评价区西南海域进行产卵（ $26^{\circ}00' \sim 28^{\circ}00'N$ ， $125^{\circ}30'$ 以西海域），产卵期为 3 月底至 5 月，产卵后的亲体陆续离开产卵场，向北作索饵洄游。部分鱼群停留在东海北部边索饵边洄游，在北部形成索饵场。10~11 月鱼群陆续从黄海外海向南洄游，11 月末前后到达济洲岛西部至西南部海区，少数鱼群与停留在东海区北部的鱼群一起进入东海中北部外海越冬（ $27^{\circ}00' \sim 32^{\circ}00'N$ ），12 月至翌年 3 月分别在东海外海海区越冬。本项目新建设施位于绿鳍马面鲷产卵场和越冬场外，新建平台距绿鳍马面鲷产卵场和越冬场最近距离分别为 115km 和 6.6km，新建管线距绿鳍马面鲷产卵场和越冬场最近距离分别为 93km 和 6.6km。

图 4.3-9 绿鳍马面鲷“三场一通道”分布情况

4.3.5 主要环境敏感目标筛选

根据以上调查分析，本项目评价范围内海洋生态环境保护目标为新建设施位于带鱼越冬场、日本鲭越冬场、银鲳越冬场和海鳗越冬场内，属于海洋生态敏感区中的一般敏感区，距离重要敏感区的距离均较远，距离 200km 以上。本项目周边海洋生态环境保护目标见表 4.3-1。

表 4.3-1 本项目周边海域敏感目标

类型	名称	与拟建工程设施最近距离及方位		主要保护对象	主要保护期
		新建平台	新建管道		
一般敏感目标	带鱼越冬场				
	日本鲭越冬场				
	银鲳越冬场				
	海鳗越冬场				
	绿鳍马面鲷越冬场				



类型	名称	与拟建工程设施最近距离及方位		主要保护对象	主要保护期
		新建平台	新建管道		
	带鱼索饵场				
	蓝点马鲛越冬场				



5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋环境现状调查概况

HG 气田开发项目新建 HG CEP 平台距岸最近距离约※※km，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、海洋生物生态和生物质量现状调查工作由原国家海洋环境监测中心承担。春季调查时间为 2022 年 3 月 9 日~16 日，海洋沉积物现状调查于春季同步进行。

5.1.1 调查站位布设

调查海域春季环境质量现状调查采用网格布点的方式。海水水质和海洋生物生态调查为 63 个；生物质量为 38 个；沉积物调查为 63 个。站位布设以大致垂直于岸线方向为横断面，共设置调查断面（间隔约 20km）9 条，每条调查断面等距约 20km 左右布设调查站位 7 个，共计 63 个站位。

环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目分别见表 5.1-1 和图 5.1-1。

表 5.1-1 春季现状调查站位及调查项目

站位	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
S01			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S02			水质、沉积物、海洋生物生态
S03			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S04			水质、沉积物、海洋生物生态
S05			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S06			水质、沉积物、海洋生物生态
S07			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S08			水质、沉积物、海洋生物生态
S09			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S10			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S11			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S12			水质、沉积物、海洋生物生态
S13			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S14			水质、沉积物、海洋生物生态
S15			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S16			水质、沉积物、海洋生物生态
S17			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S18			水质、沉积物、海洋生物生态
S19			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S20			水质、沉积物、海洋生物生态
S21			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量



站位	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
S22			水质、沉积物、海洋生物生态
S23			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S24			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S25			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S26			水质、沉积物、海洋生物生态
S27			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S28			水质、沉积物、海洋生物生态
S29			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S30			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S31			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S32			水质、沉积物、海洋生物生态
S33			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S34			水质、沉积物、海洋生物生态
S35			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S36			水质、沉积物、海洋生物生态
S37			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S38			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S39			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S40			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S41			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S42			水质、沉积物、海洋生物生态
S43			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S44			水质、沉积物、海洋生物生态
S45			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S46			水质、沉积物、海洋生物生态
S47			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S48			水质、沉积物、海洋生物生态
S49			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S50			水质、沉积物、海洋生物生态
S51			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S52			水质、沉积物、海洋生物生态
S53			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S54			水质、沉积物、海洋生物生态
S55			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S56			水质、沉积物、海洋生物生态
S57			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S58			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S59			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S60			水质、沉积物、海洋生物生态
S61			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量
S62			水质、沉积物、海洋生物生态
S63			水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量

图 5.1-1 春季环境质量现状调查站位布设

5.1.2 调查项目

海水水质调查项目：水温、盐度、pH、化学需氧量（COD）、溶解氧（DO）、悬浮物、无机氮（包括硝酸盐氮、亚硝酸盐氮和氨氮）、活性磷酸盐（ $\text{PO}_4^{3-}\text{-P}$ ）、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、石油类、硫化物、挥发性酚。

海洋沉积物调查项目：有机碳、石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷及沉积物粒度分析。

海洋生物生态调查项目：浮游植物、浮游动物和底栖生物的组成和数量分布（包括生物种类、生物密度、生物量、丰富度、均匀度、多样性指数等）以及叶绿素 a 的分布和初级生产力。

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

5.1.3 调查方法

此次调查中水质、沉积物、海洋生物生态和生物质量样品的采集、运输、保存和预处理等均按《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）等要求执行。

（1）海水水质：分 2 个层次进行采集，分别为表层（水面下 0.5~1.0m）、50m，其中石油类只调查表层样品。

（2）海洋沉积物：用 0.1m^2 的采泥器采集底泥，取表层样。

（3）海洋生物生态：

叶绿素 a 及初级生产力：叶绿素 a 样品的采集与水样采集同步进行，采样层次同水质样品，采用荧光分光光度法进行分析。

浮游生物：浮游植物样品采用深水Ⅲ型浮游生物网，自底至表垂直拖网取



得。拖网样品采集后装入标本瓶(500mL),加入甲醛(加入量为样品容量的 5%);水样样品采集后每升水样加入 6~8mL 饱和碘液固定,带回实验室鉴定分析。浮游动物以深水I型浮游生物网自底至表垂直拖网取得。样品采集后装入标本瓶(500mL),加入甲醛溶液(加入量为样品容量的 5%),上岸后静置一昼夜后,浓缩至 100mL 的标本瓶中,带回实验室鉴定分析。

底栖生物:定量样品一般采用 0.1m²的采泥器采样,每站 3 次,再用底栖生物旋涡分选装置筛选生物样(上层用 2.0~5.0mm 网眼,中层用 1.0mm 网眼,下层用 0.5mm 网眼)。样品用 5%甲醛固定保存,带回实验室鉴定分析。

5.1.4 分析方法

海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量调查项目的分析方法见表 5.1-2。

表 5.1-2 海水水质、海洋沉积物和生物质量调查项目的分析方法

类别	检测项目	分析方法	检出限
海水水质	水温	温盐深仪(CTD)定点测温	-
	盐度	温盐深仪(CTD)法	-
	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	0.15mg/L
	溶解氧	碘量法	-
	石油类	紫外分光光度法	1.0μg/L
	pH	pH 计法	-
	悬浮物	重量法	-
	汞	原子荧光法	3.0×10 ⁻³ μg/L
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.20μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.10μg/L
	铵盐	次溴酸钠氧化法	0.42μg/L
	亚硝酸盐	萘乙二胺分光光度法	0.30μg/L
	硝酸盐	镉柱还原法	0.56μg/L
	磷酸盐	磷钼蓝分光光度法	0.62μg/L
	砷	电感耦合等离子体质谱法	0.05μg/L
	铜	电感耦合等离子体质谱法	0.12μg/L
	铅	电感耦合等离子体质谱法	0.07μg/L
	镉	电感耦合等离子体质谱法	0.03μg/L
	总铬	电感耦合等离子体质谱法	0.05μg/L
	锌	电感耦合等离子体质谱法	0.20μg/L
海洋生物生态	叶绿素 a	荧光分光光度法	-
	浮游植物	镜下鉴定法	-
	浮游动物	镜下鉴定法	-
	底栖生物	镜下鉴定法	-
沉积物	石油类	紫外分光光度法	3ng/g
	硫化物	碘量法	4ng/g
	有机碳	重铬酸钾氧化-还原容量法	-
	砷	电感耦合等离子体质谱法	0.180ng/g



类别	检测项目	分析方法	检出限
	汞	热分解冷原子吸收光度法	0.005ng/g
	铜	电感耦合等离子体质谱法	0.008ng/g
	铅	电感耦合等离子体质谱法	0.07ng/g
	镉	电感耦合等离子体质谱法	0.015ng/g
	铬	电感耦合等离子体质谱法	0.07ng/g
	锌	电感耦合等离子体质谱法	0.160ng/g
	粒度	激光法	-
生物质量	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.08×10^{-6}
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.04×10^{-6}
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10^{-6}
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	1.66×10^{-6}
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.30×10^{-6}
	总汞	热分解冷原子吸收光度法	0.005×10^{-6}
	砷	电感耦合等离子体-质谱法	0.10×10^{-6}
	石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}

5.1.5 评价因子与评价标准

5.1.5.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项。

根据《浙江省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目 63 个海水水质调查站位均位于浙江省国土空间规划范围之外，见图 5.1-2。本项目海水水质按不劣于现状评价。《海水水质标准》（GB 3097-1997）的标准值见表 5.1-3。

图 5.1-2 现状调查站位与浙江省国土空间规划的位置关系

表 5.1-3 海水水质标准值

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	
溶解氧	>6 mg/L	>5 mg/L	>4mg/L	>3 mg/L
化学需氧量	≤2 mg/L	≤3 mg/L	≤4 mg/L	≤5 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
活性磷酸盐	$\leq 0.015 \text{ mg/L}$	$\leq 0.030 \text{ mg/L}$		$\leq 0.045 \text{ mg/L}$
无机氮	$\leq 0.20 \text{ mg/L}$	$\leq 0.30 \text{ mg/L}$	$\leq 0.40 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
砷	$\leq 0.020 \text{ mg/L}$	$\leq 0.030 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$	
汞	$\leq 0.00005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.0002 \text{ mg/L}$		$\leq 0.0005 \text{ mg/L}$
铜	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$	
铅	$\leq 0.001 \text{ mg/L}$	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$
锌	$\leq 0.020 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
镉	$\leq 0.001 \text{ mg/L}$	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	
总铬	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.20 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
石油类	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$		$\leq 0.30 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
挥发性酚	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$		$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	$\leq 0.25 \text{ mg/L}$
硫化物	$\leq 0.02 \text{ mg/L}$	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$

5.1.5.2 海洋沉积物

海洋沉积物评价因子为有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类共 10 项。

本项目 63 个海洋沉积物调查站位同海水水质调查站位一致，均位于浙江省国土空间规划范围之外。本项目海洋沉积物按不劣于现状评价。《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）标准值见表 5.1-4。

表 5.1-4 海洋沉积物质量标准

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

5.1.5.3 生物质量

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409—2025）《海洋生物质量》（GB 18421-2001）要求开展生物质量评价，甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）生物体内污染物质（除 Cr 外）的评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409—2025）附录 C。甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）目前无铬的标准值，因此污染因子铬只列出检测结果，不予以评价。贝类



(双壳类) 评价标准采用《海洋生物质量》(GB18421-2001) 中相应的标准。各类生物体污染物评价标准见表 5.1-5。

表 5.1-5 海洋生物质量标准值 (单位: mg/kg 湿重)

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	备注
软体动物 (非双壳类)	/	100	10	250	5.5	1	0.3	20	《环境影响评价技术 导则 海洋生态环境》 (HJ 1409-2025)
甲壳类	/	100	2	150	2.0	1	0.2	20	
鱼类	/	20	2	40	0.6	1	0.3	20	
贝类 (双壳类)	0.5	10	0.1	20	0.2	1.0	0.05	15	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第一类标准
	2.0	25	2.0	50	2.0	5.0	0.10	50	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第二类标准
	6.0	50 (牡蛎 100)	6.0	100 (牡蛎 500)	5.0	8.0	0.30	80	《海洋生物质量》 (GB18421-2001) 第三类标准

注: “/” 表示该监测项目尚未有标准参考。

5.1.6 评价方法

5.1.6.1 海水水质

根据监测结果, 采用单项标准指数法对水质现状进行评价。

标准指数的计算公式如下:

$$PI_i = C_i / S_i$$

式中: PI_i — i 项评价因子的标准指数;

C_i — i 项评价因子的实测浓度;

S_i — i 项评价因子的评价标准。

因为海水中溶解氧 (DO) 和 pH 不同于一般的污染指标, 有其特殊性, 溶解氧标准指数用下述公式计算:

$$P_{DO} = \frac{|DO_f - DO|}{DO_f - DO_s} \quad DO > DO_f$$

$$P_{DO} = \frac{DO_s}{DO} \quad DO \leq DO_f$$

式中: DO — 溶解氧实测值;

DO_s — 溶解氧标准值;

DO_f — 饱和溶解氧的浓度, $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$, S 为盐度, T

为现场温度。

pH 的标准指数用下述公式计算：

$$PI_{pH} = (7.0 - pH_j) / (7.0 - pH_{sd}) \quad pH_j \leq 7.0$$

$$PI_{pH} = (pH_j - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad pH_j > 7.0$$

式中：pH— pH 实测值；

pH_{su} — 海水 pH 标准的上限值；

pH_{sd} — 海水 pH 标准的下限值。

5.1.6.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状的评价采用单项标准指数法，评价公式与海水水质评价相同。

5.1.6.3 海洋生物生态

a. 初级生产力

初级生产力采用 CADEE (1975) 公式进行估算，即：

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

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

Q—碳同化指数，为 3.7；

D—白昼时间长短 (h)；

E—真光层深度 (m)，取透明度的 3 倍；

Chl.a—真光层单位面积海面下，叶绿素 a 的浓度 (mg / m^2)。

b. 多样性指数、均匀度和丰富度

评价生物群落结构特征采用 Shannon-Wiener 多样性指数 (H') (1949)、Pielou 均匀度指数 (J') (1975)、Margalef 丰富度指数 (d) (1958)，计算公式分别为：

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

$$J' = H' / \log_2 S$$

$$d = (S - 1) / \log_2 N$$

式中： $P_i = n_i / N$ (n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个体数)； S 为种类数。



c. 优势度

采用某一区域的优势度来判定优势种，计算公式为：

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

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

5.1.6.4 生物质量

底栖生物质量评价同水质评价，均采用单项标准指数法。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查结果

调查海域春季的海水水质调查项目分析结果详见附表 1 至附表 3。各水质要素的含量变化范围及平均值见表 5.2-1。

表 5.2-1 调查海域的海水水质要素含量变化情况

项目	表层		50m		平均值	
	最小值	最大值	最小值	最大值	最小值	最大值
水温 (°C)						
pH						
盐度						
DO (mg/L)						
COD (mg/L)						
悬浮物 (mg/L)						
活性磷酸盐 (mg/L)						
无机氮 (mg/L)						
铜 (μg/L)						
铅 (μg/L)						
锌 (μg/L)						
镉 (μg/L)						
总铬 (μg/L)						
汞 (μg/L)						
砷 (μg/L)						
石油类 (mg/L)						
硫化物 (mg/L)						
挥发性酚 (mg/L)						

注：“ND”表示未检出，“-”表示该项目未检测。

5.2.2 海水水质评价结果

春季调查所有站位海水水质按不劣于现状海水水质标准评价，即按照现状评价至所属水质等级，不进行超标统计，同时按照第一类海水水质标准给出各



评价因子的单项标准指数供参考（各层评价因子的标准指数分别见附表 4）。各水质要素的标准指数（按一类标准评价）变化范围见表 5.2-2。

表 5.2-2 调查海域的海水水质要素标准指数变化情况

项目	标准指数	
	最小值	最大值
pH		
DO		
COD		
活性磷酸盐		
无机氮		
铜		
铅		
锌		
镉		
总铬		
汞		
砷		
石油类		
硫化物		
挥发性酚		

春季调查海域各站位海水水质现状符合性统计见表 5.2-3。评价因子中除铅外，pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、铜、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物在各站位均满足第一类海水水质标准，铅有 1 个站位符合第二类海水水质标准。

表 5.2-3 春季调查海域各站位海水水质现状符合性统计

评价因子	符合水质类别	个数	站位
铅	二类		

注：1、pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、铜、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物在各站位均满足第一类海水水质标准；

2、铅未列出的站位均满足第一类海水水质标准。

5.3 海洋沉积物质量现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

春季调查海域表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1，共包含 3 种沉积物类型，以粉砂质砂为主，占比 87.3%；其次是砂，占比 11.1%；砂质粉砂占比最低，为 1.6%。沉积物中值粒径范围为 0.018~0.255mm，平均值为 0.166mm。

表 5.3-1 春季调查海域表层沉积物类型及粒径级别

站位	粒级含量(%)	名称	中值粒径 (mm)
----	---------	----	-----------



	粘土 (Y)	粉砂 (T)	砂 (S)		
S01					
S02					
S03					
S04					
S05					
S06					
S07					
S08					
S09					
S10					
S11					
S12					
S13					
S14					
S15					
S16					
S17					
S18					
S19					
S20					
S21					
S22					
S23					
S24					
S25					
S26					
S27					
S28					
S29					
S30					
S31					
S32					
S33					
S34					
S35					
S36					
S37					
S38					
S39					
S40					
S41					
S42					
S43					
S44					
S45					
S46					
S47					
S48					
S49					
S50					



站位	粒级含量(%)			名称	中值粒径 (mm)
	粘土 (Y)	粉砂 (T)	砂 (S)		
S51					
S52					
S53					
S54					
S55					
S56					
S57					
S58					
S59					
S60					
S61					
S62					
S63					
最小值					
最大值					
平均值					

5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

春季调查海域表层沉积物各污染物含量分析结果见表 5.3-2，其中：有机碳含量范围为 $(0.234\sim0.493)\times10^{-2}$ ，石油类含量范围为 $(\text{未检出}\sim49.4)\times10^{-6}$ ，硫化物含量范围为 $(\text{未检出}\sim63.0)\times10^{-6}$ ，铜含量范围为 $(4.3\sim30.4)\times10^{-6}$ ，铅含量范围为 $(8.8\sim14.4)\times10^{-6}$ ，镉含量范围为 $(0.04\sim0.26)\times10^{-6}$ ，铬含量范围为 $(12.2\sim52.4)\times10^{-6}$ ，锌含量范围为 $(40.0\sim69.3)\times10^{-6}$ ，汞含量范围为 $(\text{未检出}\sim0.037)\times10^{-6}$ ，砷含量范围为 $(3.45\sim14.70)\times10^{-6}$ 。

表 5.3-2 春季调查海域海洋沉积物中各污染物含量

站位	有机碳	石油类	硫化物	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷
	10^{-2}	10^{-6}								
S01										
S02										
S03										
S04										
S05										
S06										
S07										
S08										
S09										
S10										
S11										
S12										
S13										
S14										
S15										
S16										



站 位	有 机 碳	石 油 类	硫 化 物	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷
	10 ⁻²	10 ⁻⁶								
S17										
S18										
S19										
S20										
S21										
S22										
S23										
S24										
S25										
S26										
S27										
S28										
S29										
S30										
S31										
S32										
S33										
S34										
S35										
S36										
S37										
S38										
S39										
S40										
S41										
S42										
S43										
S44										
S45										
S46										
S47										
S48										
S49										
S50										
S51										
S52										
S53										
S54										
S55										
S56										
S57										
S58										
S59										
S60										
S61										
S62										
S63										
最小值										
最大值										



站位	有机碳	石油类	硫化物	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷
	10^{-2}	10^{-6}								
平均值										

注：ND 表示未检出。

5.3.3 海洋沉积物质量评价结果

春季调查海域表层沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类含量按一类标准计算的标准指数均低于 1（表 5.3-3），均符合《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类标准。调查海域海洋沉积物质量整体状况较好。

表 5.3-3 春季调查海域海洋沉积物标准指数统计结果（按一类标准计算）

站位	单项标准指数									
	有机碳	石油类	硫化物	汞	砷	镉	铬	铜	铅	锌
S01										
S02										
S03										
S04										
S05										
S06										
S07										
S08										
S09										
S10										
S11										
S12										
S13										
S14										
S15										
S16										
S17										
S18										
S19										
S20										
S21										
S22										
S23										
S24										
S25										
S26										
S27										
S28										
S29										
S30										



站位	单项标准指数									
	有机碳	石油类	硫化物	汞	砷	镉	铬	铜	铅	锌
S31										
S32										
S33										
S34										
S35										
S36										
S37										
S38										
S39										
S40										
S41										
S42										
S43										
S44										
S45										
S46										
S47										
S48										
S49										
S50										
S51										
S52										
S53										
S54										
S55										
S56										
S57										
S58										
S59										
S60										
S61										
S62										
S63										
最小值										
最大值										
超一类比例 (%)										

注：未检出的项目，当检出率为 1/2 以上（含 1/2）时，统计时以检出限的 1/2 表示，检出率不足 1/2 时，统计时以检出限的 1/4 表示。

5.4 海洋生态环境现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

春季调查各站位叶绿素 a 含量和初级生产力计算结果见表 5.4-1。



春季调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于 $(0.16\sim3.21)\text{ mg/m}^3$ ，平均值为 0.98 mg/m^3 ；50m 层叶绿素 a 浓度变化于 $(0.19\sim2.00)\text{ mg/m}^3$ ，平均值为 0.43 mg/m^3 。春季调查各站位初级生产力变化范围为 $(138\sim3215)\text{ mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $740\text{ mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

调查海域春季调查各站位的叶绿素 a 含量水平平均总体较低，处于贫营养状态。

表 5.4-1 春季调查海域各站位海水叶绿素 a 含量和海洋初级生产力

站位	叶绿素 a (mg/m^3)		初级生产力 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$	站位	叶绿素 a (mg/m^3)		初级生产力 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$
	表层	50m 层			表层	50m 层	
S01				S33			
S02				S34			
S03				S35			
S04				S36			
S05				S37			
S06				S38			
S07				S39			
S08				S40			
S09				S41			
S10				S42			
S11				S43			
S12				S44			
S13				S45			
S14				S46			
S15				S47			
S16				S48			
S17				S49			
S18				S50			
S19				S51			
S20				S52			
S21				S53			
S22				S54			
S23				S55			
S24				S56			
S25				S57			
S26				S58			
S27				S59			
S28				S60			
S29				S61			
S30				S62			
S31				S63			
S32				最小值			
最大值				平均值			



5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

春季调查海域共出现浮游植物 5 门 141 种（详见附表 5），其中硅藻门 104 种，甲藻门 24 种，绿藻门 10 种，蓝藻门 2 种，金藻门 1 种。

5.4.2.2 个体数量分布

春季调查海域浮游植物个体数量分布详见表 5.4-2。

春季调查海域浮游植物密度变化范围在 $(1.03\sim444.80)\times10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 36.34×10^4 个/ m^3 。

表 5.4-2 春季调查海域浮游植物个体数量 ($\times10^4$ 个/ m^3)

站位	生物密度	站位	生物密度
S01		S33	
S02		S34	
S03		S35	
S04		S36	
S05		S37	
S06		S38	
S07		S39	
S08		S40	
S09		S41	
S10		S42	
S11		S43	
S12		S44	
S13		S45	
S14		S46	
S15		S47	
S16		S48	
S17		S49	
S18		S50	
S19		S51	
S20		S52	
S21		S53	
S22		S54	
S23		S55	
S24		S56	
S25		S57	
S26		S58	
S27		S59	
S28		S60	



站位	生物密度	站位	生物密度
S29		S61	
S30		S62	
S31		S63	
S32		最小值	
最大值		平均值	

5.4.2.3 优势种

春季调查海域浮游植物的优势种有 3 种，为洛氏角毛藻、中肋骨条藻和夜光藻，优势度依次为 0.055、0.055 和 0.183。

5.4.2.4 群落特征

春季调查海域浮游植物群落特征指数见表 5.4-3。

春季调查海域各站位浮游植物多样性指数 (H') 范围为 0.12~3.49，平均值为 1.92；均匀度 (J') 变化范围为 0.03~0.85，平均值为 0.46；丰富度 (d) 变化范围为 0.47~2.09，平均值为 1.08。

从群落特征指数来看，春季调查海域的浮游植物多样性指数较低，且均匀度较差，浮游植物群落结构稳定性较差。

表 5.4-3 春季调查海域浮游植物多样性指数、均匀度和丰富度

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)	站位	多样性指 数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)
S01				S33			
S02				S34			
S03				S35			
S04				S36			
S05				S37			
S06				S38			
S07				S39			
S08				S40			
S09				S41			
S10				S42			
S11				S43			
S12				S44			
S13				S45			
S14				S46			
S15				S47			
S16				S48			
S17				S49			
S18				S50			
S19				S51			
S20				S52			
S21				S53			



站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)	站位	多样性指 数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)
S22				S54			
S23				S55			
S24				S56			
S25				S57			
S26				S58			
S27				S59			
S28				S60			
S29				S61			
S30				S62			
S31				S63			
S32				最小值			
最大值				平均值			

5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

春季调查海域共鉴定浮游动物 15 大类 198 种 (详见附表 6), 其中桡足类 88 种, 毛颚类 18 种, 被囊类 11 种, 端足类 14 种, 浮游多毛类、介形类和糠虾类各 3 种, 浮游螺类 6 种, 管水母类和樱虾类各 4 种, 磷虾类 6 种, 十足类和原生动物门各 1 种, 水螅水母类 12 种, 浮游幼体 24 种。

5.4.3.2 生物量和密度分布

春季调查海域浮游动物生物量和密度见表 5.4-4。

春季调查海域浮游动物生物量变化范围为 (47~947) mg/m^3 , 平均为 $311\text{mg}/\text{m}^3$ 。浮游动物的密度变化范围为 (37~959) 个/ m^3 , 平均为 198 个/ m^3 。

表 5.4-4 春季调查海域浮游动物的生物量和密度

站位	生物量 (mg/m^3)	密度 (个/ m^3)	站位	生物量 (mg/m^3)	密度 (个/ m^3)
S01			S33		
S02			S34		
S03			S35		
S04			S36		
S05			S37		
S06			S38		
S07			S39		
S08			S40		
S09			S41		
S10			S42		
S11			S43		
S12			S44		
S13			S45		
S14			S46		



站位	生物量 (mg/m ³)	密度 (个/m ³)	站位	生物量 (mg/m ³)	密度 (个/m ³)
S15			S47		
S16			S48		
S17			S49		
S18			S50		
S19			S51		
S20			S52		
S21			S53		
S22			S54		
S23			S55		
S24			S56		
S25			S57		
S26			S58		
S27			S59		
S28			S60		
S29			S61		
S30			S62		
S31			S63		
S32			最小值		
最大值			平均值		

5.4.3.3 优势种

春季调查海域浮游动物的优势种为中华哲水蚤、普通波水蚤、百陶箭虫、微刺哲水蚤和亚强真哲水蚤，优势度依次为 0.17、0.06、0.06、0.04 和 0.02。

5.4.3.4 群落特征

春季调查海域浮游动物群落特征指数见表 5.4-5。

春季调查海域浮游动物的多样性指数(H') 在 1.25~5.11 之间,平均值为 3.50; 均匀度(J') 在 0.25~0.90 之间,平均值为 0.67; 丰富度(d) 在 1.64~9.52 之间,平均值为 5.33。

从群落特征指数来看,春季调查海域浮游动物多样性指数、均匀度和丰富度都较高,浮游动物群落结构稳定性较好。

表 5.4-5 春季调查海域浮游动物多样性指数、均匀度和丰富度

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)	站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)
S01				S33			
S02				S34			
S03				S35			
S04				S36			
S05				S37			
S06				S38			
S07				S39			



站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)	站位	多样性指 数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)
S08				S40			
S09				S41			
S10				S42			
S11				S43			
S12				S44			
S13				S45			
S14				S46			
S15				S47			
S16				S48			
S17				S49			
S18				S50			
S19				S51			
S20				S52			
S21				S53			
S22				S54			
S23				S55			
S24				S56			
S25				S57			
S26				S58			
S27				S59			
S28				S60			
S29				S61			
S30				S62			
S31				S63			
S32				最小值			
最大值				平均值			

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

春季调查海域共鉴定底栖生物 9 门 122 种（详见附表 7），其中环节动物 60 种，节肢动物 34 种，软体动物 15 种，棘皮动物 7 种，纽形动物 2 种，脊索动物、刺胞动物、星虫动物和扁形动物各 1 种。

5.4.4.2 生物量和密度分布

春季调查海域底栖生物各站位栖息密度和生物量见表 5.4-6。

春季调查海域底栖生物生物量变化范围在（0.10~41.80）g/m² 之间，平均为 8.43g/m²。密度变化范围在（10~470）ind/m² 之间，平均为 168ind/m²。

表 5.4-6 春季调查海域底栖生物各站生物量和栖息密度

站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)	站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)
S01			S33		
S02			S34		



站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)	站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)
S03			S35		
S04			S36		
S05			S37		
S06			S38		
S07			S39		
S08			S40		
S09			S41		
S10			S42		
S11			S43		
S12			S44		
S13			S45		
S14			S46		
S15			S47		
S16			S48		
S17			S49		
S18			S50		
S19			S51		
S20			S52		
S21			S53		
S22			S54		
S23			S55		
S24			S56		
S25			S57		
S26			S58		
S27			S59		
S28			S60		
S29			S61		
S30			S62		
S31			S63		
S32			最小值		
最大值			平均值		

5.4.4.3 优势种

春季调查海域底栖生物的优势种为大蠕形海葵、寡鳃齿吻沙蚕和细颚美人虾，优势度分别为 0.05、0.03 和 0.03。

5.4.4.4 群落特征

春季调查海域底栖生物群落特征指数见表 5.4-7。

春季调查海域底栖生物的多样性指数 (H') 在 0~3.47 之间，平均值为 2.41；均匀度 (J') 在 0~1.00 之间，平均值为 0.85；丰富度 (d) 在 0.19~1.70 之间，平均值为 0.89。



从群落特征指数来看，春季调查海域底栖生物的多样性指数较高，均匀度好。调查海域底栖生物群落结构稳定性较好。

表 5.4-7 春季调查海域底栖生物多样性指数、均匀度和丰富度

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)	站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J')	丰富度 (d)
S01				S33			
S02				S34			
S03				S35			
S04				S36			
S05				S37			
S06				S38			
S07				S39			
S08				S40			
S09				S41			
S10				S42			
S11				S43			
S12				S44			
S13				S45			
S14				S46			
S15				S47			
S16				S48			
S17				S49			
S18				S50			
S19				S51			
S20				S52			
S21				S53			
S22				S54			
S23				S55			
S24				S56			
S25				S57			
S26				S58			
S27				S59			
S28				S60			
S29				S61			
S30				S62			
S31				S63			
S32				最小值			
最大值				平均值			

5.5 海洋生物质量现状调查与评价

5.5.1 主要污染物质的含量状况

春季生物质量调查各采集到鱼类 3 种、甲壳类 2 种；春季生物质量调查样品 76 个。春季调查海域底栖生物体内污染物含量见表 5.5-1。

表 5.5-1 春季调查海域海洋生物体内各污染物含量（湿重： $\times 10^{-6}$ ）

站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
----	----	-----	---	---	---	---	---	---	----



站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
S1									
S3									
S5									
S7									
S9									
S10									
S11									
S13									
S15									
S17									
S19									
S21									
S23									
S24									
S25									
S27									
S29									
S30									
S31									
S33									
S35									
S37									
S38									
S39									
S40									



站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
S41									
S43									
S45									
S47									
S49									
S51									
S53									
S55									
S57									
S58									
S59									
S61									
S63									

注：“ND”表示未检出。

5.5.2 生物质量评价结果

春季调查海域底栖生物样品中，鱼类、甲壳类体内的砷存在不同程度超标限值情况，样品的超标率为 57.9%和 71.1%，其他各项评价因子的标准指数值均小于 1，满足相应生物质量标准的要求（见表 5.5-2）。

表 5.5-2 春季调查海域海洋生物质量标准指数

站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
S1									
S3									
S5									
S7									
S9									
S10									



站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
S11									
S13									
S15									
S17									
S19									
S21									
S23									
S24									
S25									
S27									
S29									
S30									
S31									
S33									
S35									
S37									
S38									
S39									
S40									
S41									
S43									
S45									



站位	物种	石油烃	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞
S47									
S49									
S51									
S53									
S55									
S57									
S58									
S59									
S61									
S63									

注：“/”表示该监测项目尚未有标准参考。

5.5.3 超标原因分析

※※海域海洋生物体砷含量超标情况普遍存在，根据 2004 年《第二次全国海洋污染基线调查报告》分析结果，全国各海域东海和南海生物体（贝类）As 残留量超标情况严重，达 43.2%和 40.0%；鱼类生物体砷的超标情况在东海也同样严重，超标率高达 33.3%。此外，在 2024 年《第三次全国海洋污染基线调查报告》中对于鱼类和贝类生物残毒进行了分析，东海鱼类和贝类生物体砷的超标情况同样普遍存在。分析认为海域生物体砷含量存在不同程度超标的现象可能与自然环境背景条件有关，是否由人类用海活动影响产生导致，仍需进一步研究。

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

中国水产科学研究院东海水产研究所于 2023 年 11 月 3 日~11 月 23 日（秋季）在项目周边海域进行了渔业资源现状调查。



5.6.1.2 调查范围和站位布设

秋季渔业资源现状调查范围为※※E~※※E, ※※N~※※N, 覆盖项目附近海域 12 个渔区, 沿纬向布设 5 个断面, 共 20 个站位。调查站位见表 5.6-1 和图 5.6-1。调查项目包括鱼卵、仔稚鱼和游泳生物。

表 5.6-1 秋季渔业资源调查站位表

站位	经度 (E)	纬度 (N)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		

图 5.6-1 秋季渔业资源调查站位图

5.6.1.3 调查方法

渔业资源调查采样方法按《海洋调查规范》(GB 12763-2007)、《海洋渔业资源调查规范》(SC/T 9403-2012)和《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)规范的要求进行。

游泳生物：采用底拖网生产渔船现场试捕法进行，拖曳速度为3~3.5海里/小时，拖曳时间为1h。渔获样品分析先将个体较大和重要的种类单独挑出装入鱼箱，其余的渔获物混合装箱（每箱重约20kg），每箱进行称重，记录渔获量。若渔获不足2箱，全部取样分类；超过2箱，随机取2箱样品。采用随机取样法收集各类的样品，每种每次取样不少于50尾，不足50尾全取。按大、小个体取样分类的种类，同时分别留取生物学测定样品，并分开单独测定，其生物学特征数据按比例进行加权平均处理。对带回实验室进行生物学测定的样品进行标志、编号，并标明捕获时间、站号和航次，入仓速冻或低温保存。

鱼卵、仔稚鱼：采用大型浮游生物网分别进行水平拖网和垂直拖网采集。水平采集为在海水表层（0~3m）持续拖网 10min，船速 1~2kn；垂直采集依据深度和流速大小调整钢丝长度，由海底至海面垂直或倾斜拖网（落网速度为 0.5m/s，起网速度为 0.5m/s~0.8m/s）。鱼卵和仔稚鱼样品用 5%的中性甲醛溶液固定，带回实验室进行镜检分析，种类鉴定、计数。

5.6.1.4 数据处理方法

a. 游泳生物资源密度（重量、尾数）估算方法

拖网资源密度的估算采用扫海面积法，计算式为：

$$\rho_i = C_i / (a_i * q)$$

式中：

ρ_i —第 i 站的资源密度；

C_i —第 i 站的每小时拖网渔获量；

a_i —第 i 站的网具每小时扫海面积（网口水平扩张宽度(km)×拖曳距离(km)，网口水平扩张宽度取下纲长度的 25%，拖曳距离为拖网速度 (km/h) 和实际拖网时间 (h) 的乘积）；

q —网具捕获率（可捕系数=1—逃逸率）。

调查海域深度较大，最大水深达到 118m，底拖网调查会导致中上层鱼类较高的逃逸率，因此无法反应整个空间的群聚结构，故对不同的生物类型设置不



同的网具捕获率，参照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），并结合海域深度和网具参数，中上层鱼类 $q=0.2$ ，头足类 $q=0.3$ ，底层或近底层鱼类 $q=0.4$ ，底栖鱼类及虾蟹类 $q=0.4$ 。

b. 鱼卵、仔稚鱼密度估算方法

以定量样品（垂直采集）计算鱼卵和仔稚鱼密度，公式如下：

$$G_a = \frac{N_a}{S \times L \times C}$$

式中：

G_a —单位体积海水中鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒每立方米或尾每立方米；

N_a —全网鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒或尾；

S —网口面积，单位为平方米；

L —流量计转数；

C —流量计校正值。

c. 相对重要性指数 IRI

游泳动物群落优势种的分析采用 *Pinkas* 的相对重要性指数（ IRI ），以 IRI 大于 500 作为优势渔获物的判断指标。

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

式中： N —某一种类的尾数占渔获总尾数的百分比；

W —某一种类的重量占渔获总重量的百分比；

F —某一种类出现的站位数占调查总站位数的百分比。

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

5.6.2.1 鱼类资源

a. 种类组成

秋季捕获鱼类 78 种，隶属 14 目、45 科、68 属。鱼类种类名录见附表 8。

b. 优势种

根据 IRI 计算结果，秋季鱼类优势种有 6 种，分别是七星底灯鱼、发光鲷、带鱼、短鰐齿鱼、花斑蛇鲻和竹荚鱼（见表 5.6-2）。



表 5.6-2 秋季鱼类优势种

种类名	出现率 (%)	IRI

c. 渔获组成

秋季调查海域鱼类的渔获组成见表 5.6-3。

秋季调查海域鱼类平均重量渔获率变化范围为 (8.51~56.21) kg/h, 平均为 25.98kg/h; 尾数渔获率变化范围为 (164~60223) ind/h, 平均为11139ind/h。

表 5.6-3 秋季调查各站位鱼类的渔获组成

站位	重量渔获率(kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

d. 资源密度

秋季调查海域鱼类资源密度见表 5.6-4。



秋季调查海域鱼类重量资源密度变化范围为 (174.98~975.59) kg/km², 平均为 516.88kg/km²。鱼类尾数资源密度变化范围为 (3932~1016857) ind/km², 平均为 195182ind/km²。根据幼鱼比例计算, 成鱼重量资源密度平均为 397.55kg/km², 尾数资源密度平均为 57384ind/km²; 幼鱼重量资源密度平均为 119.33kg/km², 尾数资源密度平均为 137798ind/km²。

表 5.6-4 秋季调查各站位鱼类的资源状况

站位	重量资源密度(kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.2.2 头足类资源

a. 种类组成

秋季调查共捕获头足类 16 种, 隶属 3 目、6 科、9 属。头足类种类名录见附表 9。

b. 优势种

根据 *IRI* 计算结果, 秋季头足类优势种有 4 种, 分别是剑尖枪乌贼、多钩钩



腕乌贼、神户乌贼和神户枪乌贼（表 5.6-5）。

表 5.6-5 秋季调查海域头足类优势种

种类名	出现率 (%)	IRI

c. 渔获组成

秋季调查海域头足类的渔获组成见表 5.6-6。

秋季调查海域头足类重量渔获率变化范围为（0.86~40.99）kg/h，平均为 5.46kg/h；尾数渔获率变化范围为（16~1304）ind/h，平均为356ind/h。

表 5.6-6 秋季调查各站位头足类的渔获组成

站位	重量渔获率(kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

d. 资源密度

秋季调查海域头足类资源密度见表 5.6-7。



秋季调查海域头足类重量资源密度变化范围为 (19.26~922.31) kg/km², 平均为 122.78kg/km²。头足类尾数资源密度变化范围为 (360~29347) ind/km², 平均为 8007ind/km²。根据幼体比例计算, 成体重量资源密度平均为 110.56kg/km², 尾数资源密度平均为 5157ind/km²; 幼体重量资源密度平均为 12.22kg/km², 尾数资源密度平均为 2850ind/km²。

表 5.6-7 秋季调查各站位头足类的资源状况

站位	重量资源密度(kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.2.3 甲壳类资源

a. 种类组成

秋季调查共捕获甲壳类 22 种, 隶属 2 目、5 科、12 属。甲壳类种类名录见附表 10。

b. 优势种

根据 *IRI* 计算结果, 秋季甲壳类优势种有 6 种, 分别是长角赤虾、戴氏赤虾、



假长缝拟对虾、高脊管鞭虾、须赤虾和三疣梭子蟹（表 5.6-8）。

表 5.6-8 秋季调查海域甲壳类优势种

种类名	出现率 (%)	IRI

c. 渔获组成

秋季调查海域甲壳类的渔获组成见表 5.6-9和表 5.6-10。

秋季调查海域甲壳类重量渔获率变化范围为(0~17.26)kg/h, 平均为3.33kg/h, 其中: 虾类重量渔获率变化范围为 (0~17.25) kg/h, 平均为2.85kg/h, 蟹类重量渔获率变化范围为 (0~1.57) kg/h, 平均为0.47kg/h。甲壳类尾数渔获率变化范围为 (0~10562) ind/h, 平均为1886ind/h, 其中: 虾类尾数渔获率变化范围为 (0~10545) ind/h, 平均为1827ind/h, 蟹类尾数渔获率变化范围为 (0~348) ind/h, 平均为59ind/h。

表 5.6-9 秋季调查各站位甲壳类的渔获组成

站位	重量渔获率(kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		



站位	重量渔获率(kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

表 5.6-10 秋季调查海域虾类和蟹类的渔获组成

站位	虾类		蟹类	
	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)	重量渔获率 (kg/h)	尾数渔获率 (ind/h)
Z01				
Z02				
Z03				
Z04				
Z05				
Z06				
Z07				
Z08				
Z09				
Z10				
Z11				
Z12				
Z13				
Z14				
Z15				
Z16				
Z17				
Z18				
Z19				
Z20				
最小值				
最大值				
平均值				

d. 资源密度

秋季调查海域甲壳类资源状况见表 5.6-11 和表 5.6-12。

秋季调查海域甲壳类重量资源密度变化范围为 (0~291.34) kg/km²，平均为 56.13kg/km²，其中：虾类重量资源密度变化范围为 (0~291.13) kg/km²，平均为 48.16kg/km²，蟹类重量资源密度变化范围为 (0~26.41) kg/km²，平均为 7.97kg/km²。甲壳类尾数资源密度变化范围为 (0~178221) ind/km²，平均为 31821ind/km²，其中：虾类尾数资源密度变化范围为 (0~177927) ind/km²，平均为 30825ind/km²，



蟹类尾数资源密度变化范围为 (0~5872) ind/km², 平均为 996ind/km²。根据幼体比例计算, 虾类: 成体重量资源密度平均为 38.55kg/km², 成体尾数资源密度平均为 17632ind/km², 幼体重量资源密度平均为 9.61kg/km², 幼体尾数资源密度平均为 13193ind/km²; 蟹类: 成体重量资源密平均为 6.88kg/km², 成体尾数资源密度平均为 675ind/km², 幼体重量资源密度平均为 1.09kg/km², 幼体尾数资源密度平均为 321ind/km²。

表 5.6-11 秋季调查各站位甲壳类的资源状况

站位	重量资源密度(kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

表 5.6-12 秋季调查各站位虾类和蟹类的资源状况

站位	虾类		蟹类	
	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)
Z01				
Z02				
Z03				
Z04				
Z05				



站位	虾类		蟹类	
	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)	重量资源密度 (kg/km ²)	尾数资源密度 (ind/km ²)
Z06				
Z07				
Z08				
Z09				
Z10				
Z11				
Z12				
Z13				
Z14				
Z15				
Z16				
Z17				
Z18				
Z19				
Z20				
最小值				
最大值				
平均值				

5.6.2.4 鱼卵、仔稚鱼

a. 种类组成和优势种

秋季调查各站位采集到的鱼卵、仔稚鱼种类见附表 11。

秋季调查共采集到鱼卵和仔稚鱼 27 种（含未定种），隶属于 9 目 19 科。其中鲈形目 11 种，鳕形目和鳗鲡目各 3 种，鲹形目、灯笼鱼目、鲱形目、仙鱼目均有 2 种，其他目各 1 种。石首鱼科 *sp* 为鱼卵优势种；鳀为仔稚鱼优势种。

b. 数量分布

秋季调查海域垂直拖网采集到的鱼卵、仔稚鱼的密度见表 5.6-13。

秋季调查鱼卵密度范围为（0~0.426）粒/m³，平均密度为 0.051 粒/m³；仔稚鱼密度范围为（0~0.455）尾/m³，平均密度为 0.075 尾/m³。

表 5.6-13 垂直拖网采集到的鱼卵、仔稚鱼密度

站位	鱼卵(粒/m ³)	仔稚鱼(尾/m ³)
Z01		
Z02		
Z03		
Z04		



站位	鱼卵(粒/m ³)	仔稚鱼(尾/m ³)
Z05		
Z06		
Z07		
Z08		
Z09		
Z10		
Z11		
Z12		
Z13		
Z14		
Z15		
Z16		
Z17		
Z18		
Z19		
Z20		
最小值		
最大值		
平均值		

5.6.2.5 总资源评估

秋季调查共捕获游泳动物 116 种，其中鱼类 78 种，头足类 16 种，甲壳类 22 种。游泳动物平均总资源密度为 695.79kg/km²，其中：成体平均总资源密度为 553.54kg/km²；幼体平均总资源密度为 154163ind/km²。

表 5.6-14 秋季调查海域底拖网游泳生物资源密度

站位	总资源密度 (kg/km ²)	成体资源密度 (kg/km ²)	幼体资源密度 (ind/km ²)
Z01			
Z02			
Z03			
Z04			
Z05			
Z06			
Z07			
Z08			
Z09			
Z10			
Z11			
Z12			
Z13			
Z14			
Z15			



站位	总资源密度 (kg/km ²)	成体资源密度 (kg/km ²)	幼体资源密度 (ind/km ²)
Z16			
Z17			
Z18			
Z19			
Z20			
最小值			
最大值			
平均值			



6 环境影响回顾性分析

HG 气田开发项目新建 1 座中心平台（HG CEP）、1 条海底管道和 1 条海底电缆，依托周边※油气田、※群、※群现有海上工程设施及陆上工程设施进行开发。本项目依托工程情况见表 6.1。

表 6.1 本项目依托工程概况

工程名称	所属油气田	依托功能	是否涉及改造
※※※※平台	※群	气液分离和增压	是，适应性改造
※※※※平台		气液分离	否
※※※※平台	※田	越站	否
※※※※平台		越站	否
南汇终端		干气处理、储存和外输	否
岱山终端		合格凝析油储存、外输	否
※※※※平台		越站	否
※※※※平台	※群	增压	否
宁波终端		干气处理、储存和外输	否
依托海底管道		物流输送	否

为了更加客观的预测评价本项目投产后对周围环境可能产生的影响，本篇将主要针对本项目所依托相关工程设施及所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

6.1 现有工程回顾

HG 气田开发项目位于※※海域，目前※※海域现有工程设施概况见表 6.1-1，物流走向见图 6.1-1。

表 6.1-1 气田区域工程设施一览表

油气田名称		设施名称	建设及投产情况
※田			
※群			
※群	※气田		
	※气田		
	※气田		
	※气田		
	※气田		



油气田名称		设施名称	建设及投产情况
	※气田		
	※※气田		
	QY 气田		

图 6.1-1 现有工程各平台物流走向

6.1.1 ※田

※田现有海上生产设施包括一座※※※※综合平台，一座※※※※井口平台和一座※※※※生产辅助平台，并有两条分别输往南汇终端和岱山终端的外输海底管道。※※※※平台和※※※※平台所产物流全部输送到※※※※平台进行处理，分离出的少量生产水处理达标后在※※※※平台排放，处理后的天然气输送至南汇终端，凝析油输送至岱山终端。同时※※※※平台还作为中转站接收※群和※群的合格油气分别输往岱山终端和南汇终端，该部分物流不进入※※※※平台的处理流程。

※※※※平台是一座 6 腿钻井生产综合平台，设有 20 口井槽、钻机模块和 90 人生活楼，并布置有油气处理系统、生产水处理系统、发电系统、燃料气系统、消防系统、生活污水处理系统等设施。

※※※※平台是一座无人驻守的四腿钢结构导管架平台，采用 2 座栈桥与※※※※平台连接，平台共有 3 个井槽，其上设有井口槽、泥浆系统、钻井设施和电气房间、清管球系统、二级分离器、立式气浮旋流装置、开排系统等设施。

南汇终端位于上海市南汇县新港乡，主要是对※油气田、※群和平※群送来的天然气进行加工处理，生产出合格的干气、液化气、丙烷、丁烷、戊烷和稳定轻烃产品。

岱山终端位于浙江省舟山市岱山县，主要是对※油气田、※群和※群送来的凝析油进行处理和储存。包括油库区和码头区，油库区又可分为储罐区、污水



处理区及行政管理区。

6.1.2 ※※群

※群现有海上生产设施包括一座※※※※中心平台，以及※※※※和 ※※※※两座井口平台，以及一座※※※※增压平台，并有一条输往宁波终端的外输海底管道。※※※※井口平台的物流在本平台经预处理后，输送到※※※※中心平台，与来自※※※※平台和※群※※※※、※※※※、※※※※三座平台的物流一同进行处理，处理后的天然气输送至宁波终端，凝析油输送至※※※※平台，与该平台凝析油一同输送至岱山终端，少量生产水处理达标后排放。同时※※※※平台还作为中转站，接收来自※※※※的合格天然气输送至宁波终端，该部分物流不进入※※※※平台的处理流程。

※※※※平台是一座 8 腿导管架结构中心平台，设有 90 人生活楼，平台上主要设施包括生产分离器、凝析油处理系统、透平发电供电系统、天然气脱水系统、天然气压缩机系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备。

宁波终端位于浙江省宁波市北仑区，主要是对※群、※群和※群送来的天然气进行处理和储存，主要由天然气工艺生产装置、辅助装置（放空系统、燃料气系统、仪表风系统）、给排水工程、公用工程、贮运设施、环保设施以及行政服务设施组成。

6.1.3 ※群

※油气田群现有海上生产设施包括一座※※※※、※※※※中心平台，以及※※※※、※※※※、※※※※、※※※※、※※※※、※※※※、※※※※、※※※※共 8 座井口平台。※※※※、※※※※、※※※※、※※※※、※※※※和※※※※六座井口平台的物流在各自平台经预处理后，全部输送到※※※※平台与来自※※※※平台的物流一同进行处理，处理后的凝析油和部分天然气输送至※※※※平台，与该平台物流一同输送至岱山终端和南汇终端，另一部分天然气经※※※※平台输送至宁波终端。

※※※※平台是一座 8 腿导管架结构中心平台，设有 120 人生活楼，平台上主要设施包括主工艺系统、天然气脱水系统、伴生气压缩系统、湿气压缩系统、发电/供电系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备。

※※※※平台是 1 座 8 腿钢结构导管架中心平台，具有油气水分离、生产



水处理、生活污水处理设施和 120 人生活楼，设有 24 个井槽。

6.1.4 依托设施概况

本项目的依托设施为※※※※平台、※※※※平台、※※※※平台、※※※※平台、※※※※平台、宁波终端、南汇终端和岱山终端，概况见表 6.1-2。

表 6.1-2 本项目主要依托设施介绍

平台	设施描述
※※※※平台	1 座 8 腿钢结构导管架中心平台，具有油气水分离、生产水处理、生活污水处理设施和 120 人生活楼，采用模块钻机钻完井及修井，平台共设置 24 个井槽。
※※※※平台	1 座 8 腿导管架结构中心平台，设有 120 人生活楼，平台上主要设施包括主工艺系统、天然气脱水系统、伴生气压缩系统、湿气压缩系统、发电/供电系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备。
※※※※平台	1 座 6 腿钻井生产综合平台，设有 20 个井槽、钻机模块和 90 人生活楼，并布置有油气处理系统、生产水处理系统、发电系统、燃料气系统、消防系统、生活污水处理系统等公用设施。
※※※※平台	1 座 4 腿导管架结构辅助平台，与※※※※栈桥连接，不设置生活楼，设有 3 个井槽，布置有开排沉箱、泥浆系统等设施。
※※※※平台	1 座 8 腿导管架结构中心平台，设有 90 人生活楼，平台上主要设施包括生产分离器、凝析油处理系统、透平发电供电系统、天然气脱水系统、天然气压缩机系统、生产水处理系统、生活污水处理系统等生产和辅助设备。
※※※※平台	一座 4 腿增压平台，平台上主要设施包括天然气压缩机系统、透平发电机组、10 人生活楼及直升机甲板、燃料气系统、生活污水处理系统等。
宁波终端	位于浙江省宁波市北仑区，主要是对※群、※群和※群送来的天然气进行处理和储存，包括天然气处理工程、液化气储罐、火炬等设施。
南汇终端	位于上海市南汇县新港乡，主要对※田、※群和※群输送来的天然气进行处理，包括天然气处理工程、液化气储罐、火炬等设施。
岱山终端	位于浙江省舟山市岱山县，主要是对※油气田、※群和※田群送来的原油进行处理和贮存。包括油库区和码头区，码头区又可分为储罐区、污水处理区及行政管理区。

6.2 依托工程环评批复及落实情况

6.2.1 环评批复及竣工验收情况

本项目依托现有油气田的环评批复及竣工验收情况见表 6.2-1。

表 6.2-1 依托工程环评批复和竣工验收情况一览表

环评报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
※田开发工程环境影响报告书	※※※※、南汇终端、岱山终端以及相应海管	※※※※、南汇终端、岱山终端	环监(1994)191号	国海环字(2010)75号
※田辅助平台建设项目环境影响报告书	※※※※平台	※※※※平台	国海环字(2014)700号	环验(2021)8号



环评报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
※群总体开发工程环境影响报告书	※※※※、※※※、※※※※、宁波终端及相应海管	※※※※、宁波终端	国海环字(2002) 325号	国海环字(2007) 154号、国海环字(2013) 206号
西湖区域天然气外输与终端设施能力提升项目环境影响报告书	※※※※平台、新建海管及宁波终端改造等	※※※※平台、宁波终端	环审(2024) 75号	暂未验收

6.2.2 环保措施落实情况

本项目依托现有油气田均按要求落实了环评报告书及批复文件中的环保措施及补偿措施：钻井过程中使用的不能循环利用的油基钻井液以及处理后不能满足排放要求的油基钻屑全部运回陆地交有资质单位进行处理；生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾均运回陆地处理；生产设施上均设有开/闭排系统，用于收集生产设施常压下排放的液体以及甲板冲洗水和初期雨水、安全阀的泄压及油井套管放气、生产设施上带压设备、管线等排放出的带压流体等，防止排放入海；含油生产水、生活污水和机舱含油污水经处理达标后排放，含油生产水排海量严格控制在已批复的排放总量以下；按照工程造成的渔业资源损失核算补偿金额，设专项资金，对工程建设造成的渔业资源损失进行恢复或补偿。具体情况见表 6.2-2。

表 6.2-2 依托工程环评批复落实情况

批复	批复要求	落实情况
《关于※※※田开发工程环境影响报告书的审批意见的复函》（环监〔1994〕191号）	对海上平台采出水，陆上油气处理厂污染物及可能溢油的治理措施和应急方案，在基本设计环保篇（章）中论证和落实，报有关主管部门审定。	相关措施和应急方案已在基本设计环保篇中论证和落实。
	鉴于※※※油气田地处东海舟山渔场，为有效和迅速地处理突发性溢油事故，在油气田投产前要建立海上溢油漂移轨迹数值模拟实时预报系统。	建设单位在油气田投产前配备了适量的溢油应急设备，能够满足溢油事故应急处置的需要。
	建设单位应严格执行环保“三同时”制度，请有关部门加强对该项目的日常监督和管理。	建设单位严格执行了“三同时”制度。
《关于※※※群总体开发工程环境影响报告书的审批意见的复函》（国海	工程污染物排放总量应当严格按照报告书所提出的排污总量控制指标执行，排污混合区应当控制在平台外缘 500m 以内海域。	工程在运行过程中严格控制污染物的排放总量和排放浓度，严格执行已批复的排污总量控制指标和排污混合区。
	工程海上平台多，分布范围广，施工周期长，	建设单位在施工和生产阶段



批复	批复要求	落实情况
环字〔2002〕325号)	建设单位应当采取切实可行的污染防治措施,防止对海洋环境的污染损害。	严格落实了各项污染防治措施。
	工程位于东海渔业资源丰富海区,海上施工阶段应当尽量避开产卵、幼鱼洄游、索饵等渔业敏感季节,工程建设期和生产运行期应严格控制污染物的排放量和排放浓度,尽量减少对渔业资源和渔业生产的影响。	建设单位在施工阶段严格落实了生态环保措施,合理安排了施工作业时间,在工程建设期和生产运行期严格控制污染物的排放量和排放浓度。
	陆地终端工程和突发性海上溢油事故对近岸海水养殖区、盐田和海洋自然保护区等敏感区影响较大,要制定切实可行的应急措施和环保方案,防范溢油风险。发生溢油事故时,应当按照规定立即报告国家海洋局东海分局,并通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位制定并严格落实溢油风险防范和应急措施。
	吸取※油气田输油管断裂的教训,加强海底管道路由勘察及设计工作,加强正常生产期间的管理,定期对海底管道进行检测。	建设单位加强了海底管道的设计和管理,定期对海底管道进行检测。
	工程建设过程中,建设单位应当按照有关法规的要求,加强施工期的监控管理,并将工程进展情况及时通报国家海洋局东海分局。	建设单位在施工期加强了环境监控管理。
	工程建设应严格执行环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。正式投入生产前应按照规定程序申请环保设施竣工验收。验收合格后,方可正式投入生产。	建设单位严格执行了“三同时”制度,※气田群分别于2007年和2010年通过了环保设施竣工验收(国海环字〔2007〕154号《关于※※※群一期工程环境保护设施竣工验收的复函》、国海环字〔2013〕206号《国家海洋局关于※※※田C平台环境保护设施竣工验收的批复》)。
	该工程所使用的石油平台及其它附属设施,在废弃处置前应按照国家有关规定报国家海洋局审批。	建设单位在平台及其它附属设施废弃处置前将编制弃置环境影响评价并报国家主管部门审批。
《国家海洋局关于※※※田辅助平台建设项目环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字〔2014〕700号)	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。非水基泥浆和含油量超过8%的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处置;非含油钻屑、非含油泥浆以及含油量不超过8%的含油钻屑和泥浆经国家海洋局东海分局批准后方可排海;食品废弃物经粉碎至颗粒小于25mm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置;含油生产水、甲板冲洗水、船舶机舱含油污水、生活污水经处理达标后方可排海。	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。钻屑和钻井液、含油生产水、生活污水、机舱含油污水等均处理达标后排放;生产垃圾和除食品废弃物以外的生活垃圾分类收集运回陆地处理。
	严格执行钻井作业规程,配备安全有效的井控设备和充足的压井材料;在关键部位安装温度和压力报警器,并设置相应的应急关断系统;	工程在钻井作业过程中严格执行钻井作业规程,配备了相关设备,加强了随钻监测。



批复	批复要求	落实情况
	加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。	
	切实落实生态保护措施，泥浆、钻屑排放应尽量避开主要经济鱼类的越冬期（12月至翌年3月），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。
	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。	建设单位定期对海底管道进行检测与维护，制订了海底管道巡检制度，采取了必要的管道防护措施。
	严格落实环境风险防范对策措施，按照规定制定溢油应急计划报国家海洋局东海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局东海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	严格落实了环境风险防范对策措施，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。
	加强与海军东海舰队等有关部门的沟通，及时通报有关情况，防止项目建设与运营对军事设施和军事活动产生影响。	建设单位严格落实了该项意见。
	加强工程建设期和运营期环境监控管理，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东海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。	建设单位在工程建设期和运营期加强了环境监控管理，严格落实了报告书中的监测计划，严格执行了“三同时”制度。

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

本项目主要依托的※※※※平台和※※※※平台的主要环保设施及运行状况见表 6.3-1。

表 6.3-1 依托平台主要环保设施

设施名称	环保设施	数量	运行状况
※※※※平台、※※※※平台	生产水处理系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	开式排放系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	固体废物收集系统	1 套	正常

6.3.2 主要污染物排放情况回顾

本项目依托※※※※平台的段塞流捕集器，分离出的气和液增压后越站外输，不在※※※※平台新增生产水量。项目依托※※※※平台的段塞流捕集器和凝析油处理系统，段塞流捕集器分离出的干气越站外输，不进入天然气脱水



系统，不在※※※※平台新增生产水量。为保持回顾完整性，对※※※※平台和※※※※平台生产水和生活污水排放情况进行回顾。

6.3.2.1 生产水排放情况

a. ※※※※平台

※※※※平台含油生产水处理系统采用“生产水脱气缓冲罐+两级聚结过滤器”的处理流程。近两年逐月生产水排放情况统计见表 6.3-3。由表可见，※※※※平台生产水月排放量为（1366~5678） m^3 ，含油浓度在（30.9~35.5） mg/L 之间，均符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求（生产水含油浓度一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ，月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$ ）和已批复总量控制值的要求要求，生产水处理设施运行状况良好。

表 6.3-2 依托※※※※平台生产水排放情况统计

平台	月份	2023 年		2024 年		2025 年	
		月处理水量 (m^3)	含油浓度 (mg/L)	月处理水量 (m^3)	含油浓度 (mg/L)	月处理水量 (m^3)	含油浓度 (mg/L)
※※※※	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						
	11						
	12						
	最小值						
	最大值						
	排放总量						
	已批复总量						

b. ※※※※平台

※※※※平台含油生产水处理系统采用“生产水脱气缓冲罐+生产水过滤器+两级聚结过滤器”的处理流程。近三年逐月生产水排放情况统计见表 6.3-3。由表可见，※※※※平台生产水月排放量在（2808.8~25744.8） m^3 之间，含油浓度在（32.4~37.3） mg/L 之间，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级海域排放要求（生产水含油浓度一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ，



月平均值 $\leq 45\text{mg/L}$)和已批复总量控制值的要求,生产水处理设施运行状况良好。

表 6.3-3 依托※※※※平台生产水排放情况统计

平台	月份	2023 年		2024 年		2025 年	
		月处理水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)	月处理水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)	月处理水量 (m ³)	含油浓度 (mg/L)
※ CEP	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						
	11						
	12						
	最小值						
	最大值						
	排放总量						
	已批复总量						

6.3.2.2 生活污水排放情况

a. ※※※※平台

※※※※平台设有生活污水处理系统,近三年逐月生活污水排放情况统计见表 6.3-5。由表可见,※※※※平台生活污水 COD 排放浓度在 (292.89~467) mg/L 之间,均满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的三级海域排放要求 ($\leq 500\text{mg/L}$) 和已批复总量控制值的要求,生活污水处理系统运行状况良好。

表 6.3-4 依托平台生活污水排放情况统计

平台	月份	2023 年		2024 年		2024 年	
		月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)
※※※※	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						



	11						
	12						
	最小值						
	最大值						
	排放总量						
	已批复总量						

b. ※※※※平台

※※※※平台设有生活污水处理系统，近三年逐月生活污水排放情况统计见表 6.3-5。由表可见，※※※※平台生活污水月排放量在（197.3~800.7）m³之间，COD 排放浓度在（220~276）mg/L 之间，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级海域排放要求（≤500mg/L）和已批复总量控制值的要求，生活污水处理系统运行状况良好。

表 6.3-5 依托平台生活污水排放情况统计

平台	月份	2023 年		2024 年		2025 年	
		月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)	月排放量 (m ³)	COD (mg/L)
※CEP	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						
	11						
	12						
	最小值						
	最大值						
	排放总量						
	已批复总量						

6.3.3 其它污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

※※※※平台和※※※※平台设有开式排放系统和闭式排放系统，开式排放系统主要用于收集甲板冲洗水和初期雨水，闭式排放系统用来收集带压容器、管道等排出的带压流体。开式排放罐达到一定液位后，由开式排放泵将收集的液体送至闭式排放系统；闭式排放罐达到一定液位时，收集的污水送至工艺系统进行处理。根据建设单位提供资料，※※※※平台开/闭排系统运行较好。自



投产以来，未出现海上平台含油污水落海情况。

6.3.3.2 伴生天然气

※※※※平台和※※※※平台的火炬系统主要包括高压火炬分液罐、低压火炬分液罐、高压火炬头、低压火炬头和回收泵。火炬系统作为平台的生产安全泄压系统，主要是收集和处理设备/管线系统在正常操作工况、紧急事故工况、维修泄压工况下，所释放、泄放、放空的气体。来自生产系统的气体和闭式排放系统的气体分别通过不同放空管汇进入火炬分液罐，经过分液后的气体经火炬臂进入火炬头烧掉。当罐内达到一定液位时，液体由火炬分液罐排放泵打入闭式排放罐。目前，※※※※平台火炬系统运行情况良好。

6.3.3.3 固体废物

在※※※※平台和※※※※平台上设有固体废物收集系统，对除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

6.3.3.4 船舶污染物

现有工程生产过程中产生的船舶污染物主要包括值班船/供应船等船舶产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水等。所有作业船舶均设有船用油水分离器，船舶含油污水经处理含油浓度 $\leq 15\text{mg/L}$ 后，达标排海。生活污水通过设置在船舶上的生活污水处理装置处理达标后排放入海。食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，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 25mm 后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域排放。除食品废弃物外的生活垃圾禁止排入海中，集中运回陆地，并按照当地政府规定的要求进行回收利用或处置，符合《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。

6.4 溢油事故回顾

本项目评价范围内的海底管道及生产设施在建设和生产过程中未发生过溢油污染事故。

6.5 海洋环境质量回顾

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

历史海洋环境质量现状资料采用国家海洋局第二海洋研究所于 2014 年 5 月、



上海东海海洋工程勘察设计研究院于 2014 年 11 月和 2018 年 5 月、国家海洋局宁波海洋环境监测中心站于 2019 年 10 月和 2020 年 4 月以及原国家海洋环境监测中心于 2021 年 8~9 月和 2022 年 3 月对工程周围海域的调查资料，历次调查站位见图 6.5-1。由图可见，历次调查均位于同一海区，调查区域相近。调查均按照《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，具有可对比性。因此能够通过对比分析较真实地反映油气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评价因子中 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、挥发性酚共 15 项作为本次回顾性分析评价因子，各次调查数据对比统计结果见表 6.5-1。调查海域海水水质按照不劣于现状进行评价。

由表 6.5-1 可见，历次调查中 pH、COD、石油类、砷、锌、镉、铜、总铬、硫化物、挥发性酚均满足第一类海水水质标准，浓度无明显季节变化。

各次调查中溶解氧、活性磷酸盐部分站位符合第二类海水水质标准，主要出现在底层，受垂直方向上的输送距离有限和上层沉降颗粒物降解影响，与在垂直方向上的一般变化规律有关，与海区海水的自然属性相符。

无机氮仅在 2014 年 11 月有个别站位符合第二类海水水质标准，其余调查均符合第一类海水水质标准。

汞在调查海域海水中浓度普遍较低，仅在 2014 年 5 月调查中有两个站位表层汞浓度略高，符合第二类海水水质标准。汞是一种具有挥发性的重金属元素，主要通过大气进入海水当中。

铅在调查海域海水中浓度普遍较低，仅在 2022 年 3 月调查中有部分站位符合第二类海水水质标准。

油气田开发工程特征污染物石油类在历次调查中均符合第一类海水水质标准，现有平台周围石油类的含量无显著变化，说明油气田工程的开发未对海水水质产生明显影响。



表 6.5-1 历次调查海水水质调查数据对比

调查因子 及层位		数值范围							超一类率						
		秋季			春季				秋季			春季			
		2014.11	2019.10	2021.9	2014.5	2018.5	2020.4	2022.3	2014.1 1	2019.10	2021.9	2014.5	2018.5	2020.4	2022.3
溶解氧 (mg/L)	表层														
	50m 层														
COD (mg/L)	表层														
	50m 层														
pH	表层														
	50m 层														
活性磷 酸盐 (μg/L)	表层														
	50m 层														
无机氮 (μg/L)	表层														
	50m 层														
石油类 (μg/L)	表层														
	50m 层														
汞(μg/L)	表层														
	50m 层														
砷(μg/L)	表层														
	50m 层														
总铬 (μg/L)	表层														
	50m 层														
铜(μg/L)	表层														
	50m 层														
铅(μg/L)	表层														
	50m 层														
锌(μg/L)	表层														
	50m 层														
镉(μg/L)	表层														
	50m 层														



调查因子 及层位		数值范围							超一类率						
		秋季			春季				秋季			春季			
		2014.11	2019.10	2021.9	2014.5	2018.5	2020.4	2022.3	2014.1 1	2019.10	2021.9	2014.5	2018.5	2020.4	2022.3
挥发性	表层														
酚(μg/L)	50m 层														
硫化物	表层														
(μg/L)	50m 层														



6.5.2 表层沉积物质量状况回顾

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

由表可见，调查海区表层沉积物中重金属、硫化物和有机碳含量在历次调查中略有波动但总体水平较稳定，各项因子在气田海域的含量均低于第一类海洋沉积物质量标准。

历次调查中油气田特征污染物石油类含量在未检出 $\sim 87.2 \times 10^{-6}$ 间波动，调查海域所有样品的石油类含量均远低于第一类海洋沉积物质量标准，油气田开采活动没有对沉积物质量产生明显影响。

表 6.5-2 历次调查表层沉积物调查数据对比

评价因子		秋季			春季			
		2014.11	2019.10	2021.9	2014.5	2018.5	2020.4	2022.3
硫化物 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
石油类 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
铬 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
铅 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
锌 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
汞 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
砷 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
铜 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
镉 (10^{-6})	范围							
	超一类率							
有机碳 (10^{-2})	范围							
	超一类率							

注：ND 表示未检出。

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 及海洋初级生产力调查结果比较见表 6.5-3。总体而言，各次调查中叶绿素 a 含量变化不大，无明显季节变化；各次调查叶绿素 a 含量均不超过



4.50 $\mu\text{g/L}$ ，显示海区叶绿素 a 含量处于较低水平，属于典型的贫营养海域。海区初级生产力 2022 年 3 月最高，2014 年 11 月、2018 年 5 月、2021 年 9 月较高，其余各次调查差异不大，未见明显的季节变化规律。

表 6.5-3 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

调查时间			叶绿素 a ($\mu\text{g/L}$)		初级生产力 ($\times 10^2 \text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
			表层	50m 层	
秋季	2014.11	范围			
		平均值			
	2019.10	范围			
		平均值			
	2021.9	范围			
		平均值			
春季	2014.5	范围			
		平均值			
	2018.5	范围			
		平均值			
	2020.4	范围			
		平均值			
	2022.3	范围			
		平均值			

6.5.3.2 浮游植物

浮游植物调查结果比较见表 6.5-4。由表可见，历次调查浮游植物种类数差异不大；生物密度除 2020 年 4 月出现显著高值外，其他各次调查差异不大。总体上调查海区浮游植物多样性和均匀度处于较高水平，显示调查海区浮游植物群落组成较稳定，海区水质环境良好。

表 6.5-4 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间		种类数	生物密度 (10^4 个/ m^3)	多样性	均匀度	丰富度
秋季	2014 年 11 月					
	2019 年 10 月					
	2021 年 9 月					
春季	2014 年 5 月					
	2018 年 5 月					
	2020 年 4 月					
	2022 年 3 月					
优势种						
秋季	2014 年 11 月					
	2019 年 10 月					
	2021 年 9 月					
春	2014 年 5 月					



调查时间	种类数	生物密度 (10^4 个/ m^3)	多样性	均匀度	丰富度
季	2018 年 5 月				
	2020 年 4 月				
	2022 年 3 月				

6.5.3.3 浮游动物

浮游动物调查结果比较见表 6.5-5。由表可见, 2014 年 11 月和 2018 年 5 月调查的浮游动物种类数较少; 生物量除 2020 年 4 月调查出现显著高值外, 其他各次调查波动范围相近。秋季调查浮游动物的多样性指数、均匀度和丰富度比春季调查普遍要高, 秋季调查主要优势种是真刺水蚤类, 春季调查主要优势种为中华哲水蚤, 海区浮游动物呈现出较明显的季节变化。总体而言, 调查海区浮游动物群落结构维持在稳定状态, 海区水质环境较好。

表 6.5-5 历次调查浮游动物群落主要指标比较

调查时间	种类数	生物量 (mg/m^3)	多样性	均匀度	丰富度
秋季	2014 年 11 月				
	2019 年 10 月				
	2021 年 9 月				
春季	2014 年 5 月				
	2018 年 5 月				
	2020 年 4 月				
	2022 年 3 月				
优势种					
秋季	2014 年 11 月				
	2019 年 10 月				
	2021 年 9 月				
春季	2014 年 5 月				
	2018 年 5 月				
	2020 年 4 月				
	2022 年 3 月				

6.5.3.4 底栖生物

底栖生物调查结果比较见表 6.5-6。由表可见, 调查海区春季调查底栖生物的栖息密度和生物量比秋季调查普遍要高; 各次调查海区底栖生物多样性指数、均匀度和丰富度变化不大, 均处于正常水平。

表 6.5-6 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	种类数	栖息密度 ($个/m^3$)	生物量 (g/m^2)	多样性	均匀度	丰富度
秋季	2014 年 11 月					
	2019 年 10 月					
	2021 年 9 月					



春季	2014 年 5 月						
	2018 年 5 月						
	2020 年 4 月						
	2022 年 3 月						
种类组成							
秋季	2014 年 11 月						
	2019 年 10 月						
	2021 年 9 月						
春季	2014 年 5 月						
	2018 年 5 月						
	2020 年 4 月						
	2022 年 3 月						

6.5.3.5 生物质量

生物质量调查数据的对比分析统计结果列于表 6.5-7。各次调查中调查项目包括鱼类、甲壳类和软体动物石油烃和重金属铜、总汞、铅、锌、镉、铬和砷含量。

对比结果显示，除 2014 年 5 月调查文蛤样品中的铅和石油烃含量超出《海洋生物质量》（GB18421-2001）标准 I 类标准（满足 II 类标准）；其余各次调查鱼类、甲壳类和软体动物（除双壳贝类）的铜、铅、锌、镉、总汞和石油烃均满足《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 中相应的生物质量标准。鱼类、甲壳类和软体动物（除双壳贝类）的铬由于未见相关标准规定，未进行评价。

砷含量在 2014 年 5 月、2021 年 9 月和 2022 年 3 月调查部分鱼类、甲壳类和软体动物（除双壳贝类）满足标准要求，其余 3 次调查砷含量均超过《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 要求。

根据调查单位研究成果，※※海域海洋生物体砷含量超标情况普遍存在，2004 年《第二次全国海洋污染基线调查报告》分析表明，全国各海域东海和南海生物体（贝类）As 残留量超标情况严重，达 43.2%和 40.0%；鱼类生物体砷的超标情况在东海也同样严重，超标率高达 33.3%。此外，在 2024 年《第三次全国海洋污染基线调查报告》中对于鱼类和贝类生物残毒进行了分析，东海鱼类和贝类生物体砷的超标情况同样普遍存在。分析认为海域生物体砷含量存在不同程度超标的现象可能与自然环境背景条件有关，是否由人类用海活动影响产生导致，仍需进一步研究。

总体来看，调查海域生物质量状况基本保持稳定，生物质量总体状况较好。



表 6.5-7 历次调查生物质量调查数据比较 (mg/kg)

调查时间	生物类群	生物种名	铜	铅	锌	镉	铬	总汞	砷	石油烃
秋季	2014 年 11 月	鱼类								
		甲壳类								
	2019 年 10 月	鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		甲壳类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
	2021 年 9 月	鱼类								
		甲壳类								
		甲壳类								
		鱼类								
		鱼类								
春季	2014 年 5 月	双壳类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
		甲壳类								
		软体动物								
		鱼类								
	2020 年 4 月	鱼类								
		鱼类								
		甲壳类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								
	2022 年 3 月	甲壳类								
		甲壳类								
		鱼类								
		鱼类								
		鱼类								

注：1. “nd”表示未检出。

2. 2018 年 5 月调查未采集到符合分析要求的海洋生物体质量样品，故无生物体质量数据分析。

6.6 环境影响回顾性分析结论

本项目主要依托设施※※※※平台和※※※※平台的生产水处理系统和生活污水处理装置运行正常，生产水和生活污水均能实现达标排放。



现有工程投产以来，主要污染物为含油生产水和生活污水，由于外排水量较小，处理达标后排放对周围海水水质并未造成明显影响。虽然油气田建设过程中有一定数量的钻井液和钻屑排放于海，但海底沉积物中各评价因子均符合第一类沉积物质量标准，其中特征污染物石油类在表层沉积物中仍处于较低水平，油气田开发生产作业未对其产生明显影响。历次调查显示调查海区属于典型的贫营养海区，浮游植物、浮游动物和底栖生物群落组成稳定，海区水质环境和底栖环境良好；调查海区生物质量状况基本保持稳定，生物质量总体状况较好。

7 海洋生态环境影响预测与评价

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

7.1 海洋环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

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

连续方程:

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

x 向动量方程:

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

y 向动量方程:

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

z 向动量方程:

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

式中: t —时间 (s);

g —重力加速度 (m/s^2);

ρ —海水密度 (kg/m^3);

x, y, z —笛卡尔坐标系;

u, v, w — x, y, z 方向上的速度分量 (m/s);

P —水压力 (kg/m^3);

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

a. 边界条件

关于 u 、 v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 $z=\eta$ 处：

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

$z=-d$ 处：

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

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

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

采用弗拉泽边界条件驱动模型，即给定边界上的水位、潮流条件。

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。

潮流边界条件通过 DHI 全球海流数据库提取。

b. 初始条件

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

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

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

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

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

c. 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围覆盖※※海域，在污染物发生点周围将网格进行加密处理，最小网格边长控制在 50m。以求得准确的污染物浓



度分布。本项目新建设施所处海域水深约在※※~※※m 间变化。考虑到本项目施工及运营期间排放的污染物在垂向上分布情况,将模型在垂向上均分为 10 层(由表至底依次编号为 1、2...10 层)。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

计算域网格水深示意

加密区网格设置示意(部分)

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

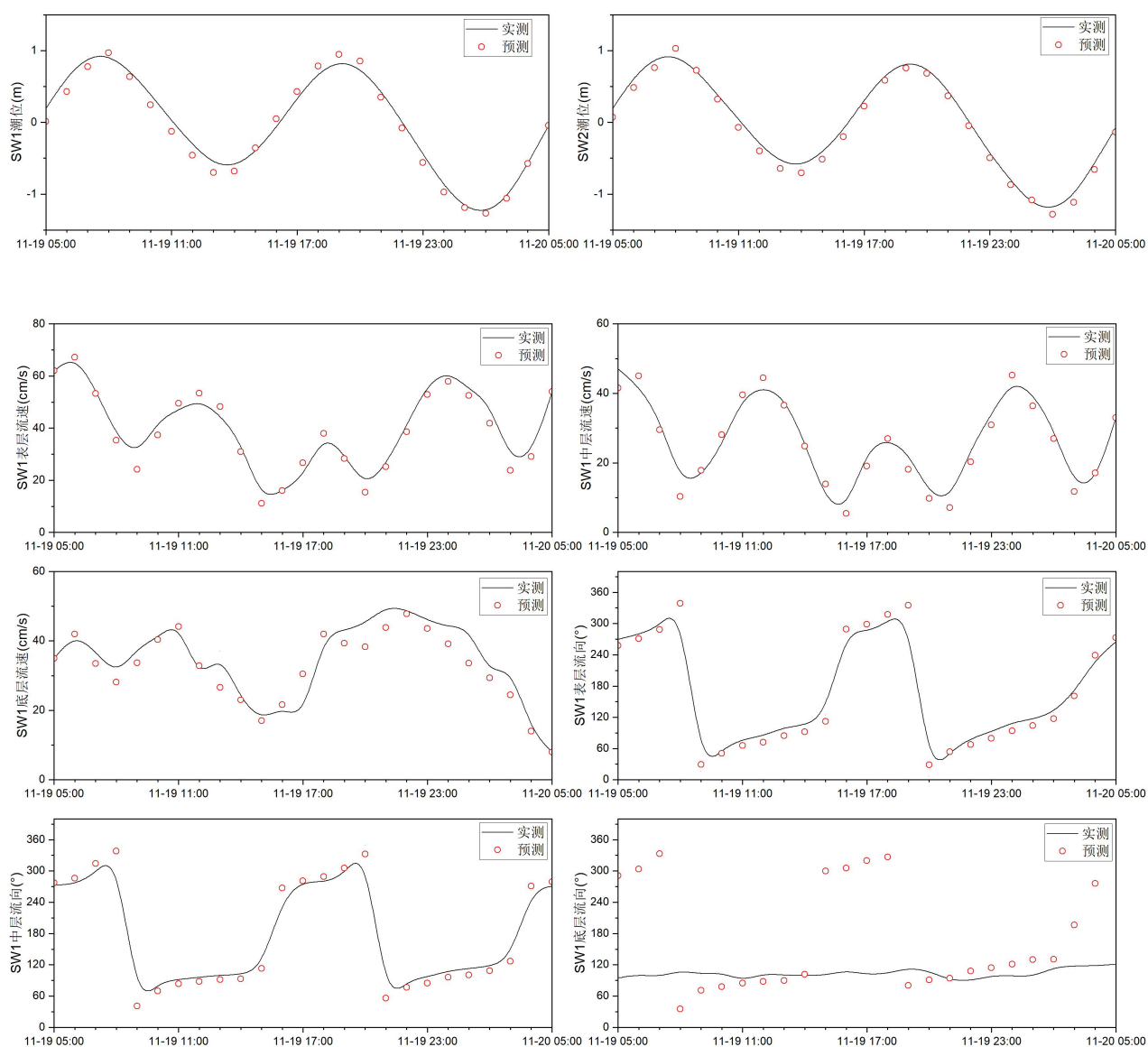
7.1.1.2 模型验证

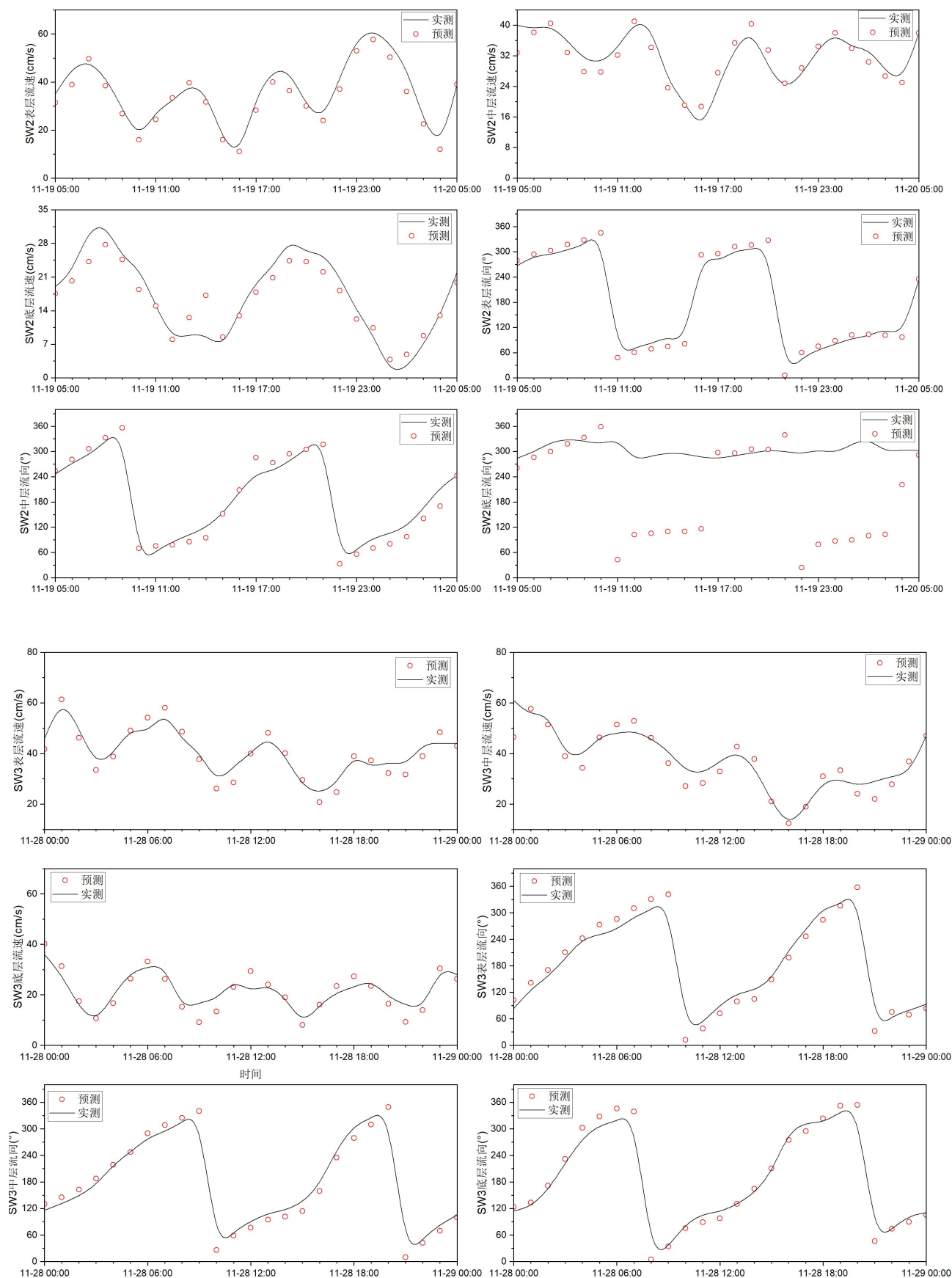
验证点潮位、潮流资料均来源于中海油田服务股份有限公司物探事业部工程勘察作业公司的海洋环境调查结果,验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证,验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
SW1			
SW2			
SW3			
SW4			

图 7.1-2 验证点地理位置





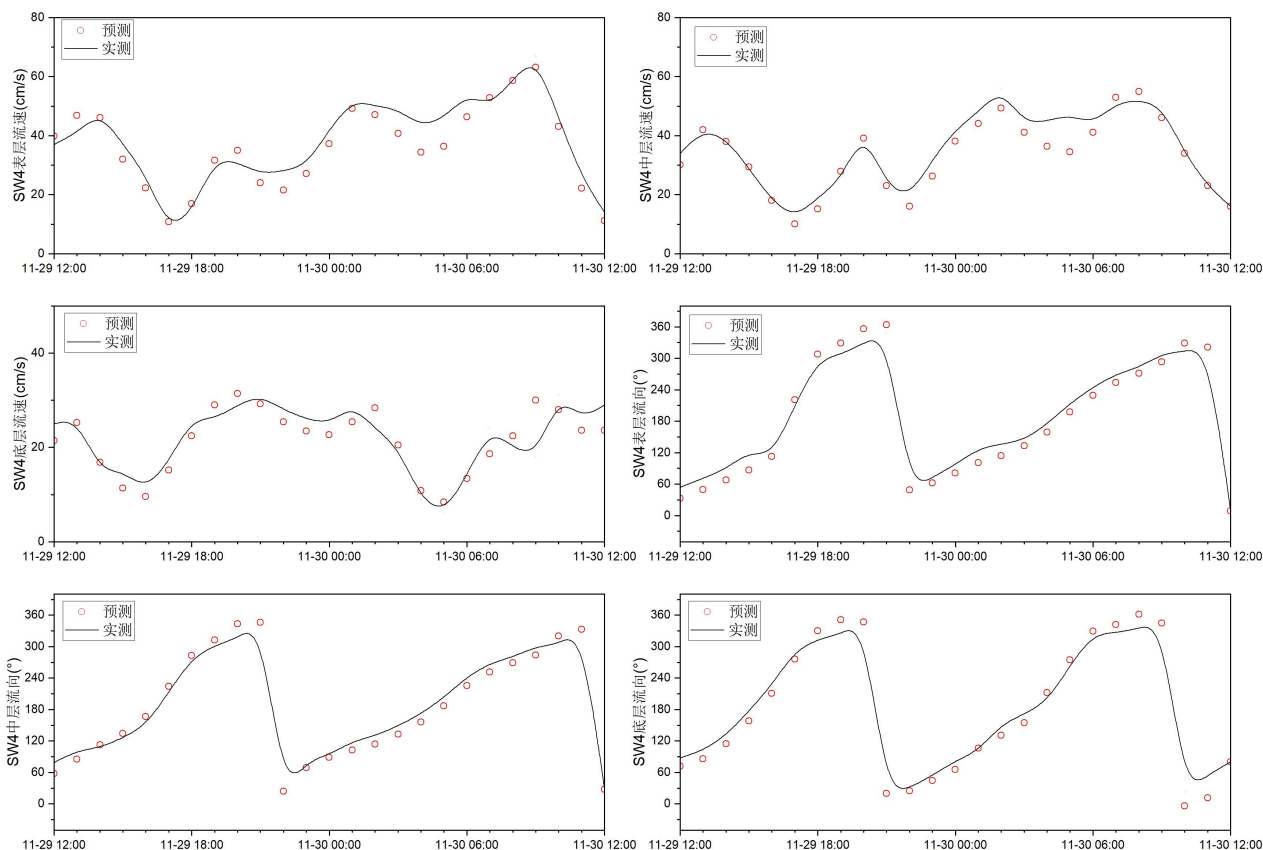


图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从验证结果看，各测站平均潮位、高低潮时间基本一致（相位 $<0.5h$ ），潮位误差在 $10cm$ 之内，流速过程线的形态基本一致，憩流、最大流速出现时间小于 $0.5h$ 。预测结果表明项目附近海域海流主要呈现旋转流的特征。在 4 个测站表中底共计 12 组流速流向验证中，仅有 SW1、SW2 站底层流向有较大偏差，本项目附近海区历史调查记录显示，底层海流也基本呈现旋转流特征，未出现 SW1、SW2 站表征的底层流向基本不变的现象，加之在 12 组流速流向验证中，仅该两组数据存在误差超出相关要求，满足《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）中规定的误差站位不超过 30% 的要求。因此认为本次模拟结果基本能反映工程区域流场特征，能够作为进一步分析计算的基础资料。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程：

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

式中, C 为海水中悬浮物浓度, 单位 kg/m^3 ;

w_s 为泥沙沉降速度, 单位 m/s ;

D_h 、 D_v 分别为水平和垂向泥沙扩散系数, 单位 m^2/s , 参数取值为 $0.01\text{m}^2/\text{s}$;

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

C_0 为泥沙输入源强中的含沙量, 单位 kg/m^3 ;

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

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算:

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

式中, d 为中值粒径, 单位 m ;

s 为泥沙密度, 单位 kg/m^3 ;

ν 为运动粘滞系数;

g 为重力加速度, m/s^2 。

c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言, 床面淤积速率基于 Krone 公式计算:

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ;

C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ;

P_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

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

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

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

d. 床面侵蚀速率

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

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

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

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

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

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

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

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

e. 边界条件和初始条件

陆边界：

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

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

式中， n 为边界的法线方向；

Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

新建 HG CEP 平台先期计划钻井 13 口，预留 17 口。据核算，包含预留井槽产生的钻屑总量约为 38820m^3 （堆体积），其中非含油钻屑量 22558m^3 （堆体



积), 油基钻井液钻屑量 16262m^3 。本项目产生的非含油钻屑随海水/膨润土浆通过钻井环空循环返回至海面排放; 处理达标后的油基钻井液钻屑于水下 30m 排放。本项目钻屑排放情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 新建平台钻屑排放情况

平台	类别	井数 (口)	总钻 屑量 (m^3)	非含油钻屑 量(m^3)	油基钻井 液钻屑量 (m^3)	最大排放速率	排放水深
HG CEP	初期钻井	13	17316	9536	7780	$126\text{m}^3/\text{d}$ (非含油钻屑最大); $34\text{m}^3/\text{d}$ (油基钻井液钻屑最大)	海表 (非含油钻屑);
	预留井槽	17	21504	13022	8482		水下 30m (油基钻井液钻屑)
	合计	30	38820	22558	16262		

钻屑粒径分布见表 7.1-3, 计算时中值粒径取为 $74\mu\text{m}$ 、 $120\mu\text{m}$ 、 $150\mu\text{m}$ 、 $230\mu\text{m}$ 共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15% 进行计算, 然后将计算的增量值叠加, 计算总包络面积。

表 7.1-3 钻屑粒径分布

$<74\mu\text{m}$	$74\sim120\mu\text{m}$	$120\sim150\mu\text{m}$	$>150\mu\text{m}$
25%	35%	25%	15%

b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放, 且排放时间较长, 本次预测钻屑排放时段涵盖了大潮和小潮, 取浓度最大包络线作为预测结果。本项目采用批钻的钻井方式, 由前述分析可知, 本项目非含油钻屑与油基钻井液钻屑在排放深度上有所不同, 因此本节分别给出了海表、水下 30m 排放工况下的悬浮物扩散分布图。HG CEP 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4, 海水水质超标情况及超标不同浓度区间面积见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测结果可以看出, 钻屑对水质的影响范围较小, HG CEP 平台钻屑排放造成的悬浮物浓度超标主要集中在排放层及其下一层 (即模型垂向第 3、4 层), 其余层无悬浮物超标面积。于海表排放时, 第 1 层超一 (二) 类水质海域的最大包络面积为 0.213km^2 , 离排放点的最大距离为 0.32km ; 于水下 30m 排放时, 第 3 层超一 (二) 类水质海域的最大包络面积为 0.117km^2 , 离排放点的最大距离为 0.25km 。钻屑停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。



图 7.1-4a HG CEP 平台钻屑排放浓度包络线（海表排放）

图 7.1-4b HG CEP 平台钻屑排放浓度包络线（水下 30m 排放）

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)
表层排放							
HG CEP	第 1 层	0.213	0.005	0.002	0.32	3	0.073
	第 2 层	0.07	0	0			
水下 30m 排放							
HG CEP	第 3 层	0.117	0.002	0.001	0.25	3	0.070
	第 4 层	0.046	0	0			

表 7.1-5 新建平台钻屑排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
表层排放					
HG CEP	第 1 层	0.141	0.059	0.008	0.005
	第 2 层	0.054	0.013	0.003	0
	平均	0.098	0.036	0.006	0.003
水下 30m 排放					



平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
表层排放					
HG CEP	第 3 层	0.094	0.018	0.003	0.002
	第 4 层	0.031	0.015	0	0
	平均	0.063	0.017	0.002	0.001

7.1.2.3 海水/膨润土浆影响

由工程分析可知，钻井期间油基钻井液循环使用，如无钻井作业，则运回陆地交有资质单位处理。因此不存在油基钻井液排放情况。海水/膨润土浆通过循环返回至海面排放，其体系主要以海水为主，根据需要会添加极少量膨润土浆，因此该环节基本上不会造成海水悬浮物浓度有明显的增加。

7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目新建海底管道/电缆全程埋设，海底管道/电缆均采用后挖沟、自然回填的埋设方式，埋设管缆顶部距海床表面均为 1.5m。所搅动的海底沉积物将有部分形成悬浮物，短时间内随海流扩散，以起沙率 10% 计算，悬浮物量约为 36698.7m³。据核算，本项目铺设海底管道掀起的悬浮物源强约为 26.4kg/s，海底电缆悬浮物源强约为 11.8kg/s。详见表 7.1-6。

表 7.1-6 铺设海管施工情况和悬浮物源强

新建海底管缆	长度	挖沟断面（上宽/ 下宽/埋深）(m)	挖沟速率 (km/d)	悬浮物量 (m ³)	源强 (kg/s)
	(km)				
HG CEP 至※※※※ 混输管道	※	10/4/1.5	1.0	29921.7	26.4
※※※※至 HG CEP 海底电缆	※	3/1/1.5	2.0	6777.0	11.8

b. 预测方法及预测结果

由前文分析可知，本次新建的海底管道/电缆路由、挖沟断面一致，海底管道施工因管道自身直径较大，产生的悬浮物源强也较大。因此本次预测选取悬浮物源强更大的 HG CEP 平台至※※※※平台混输管道进行预测，※※※※平台至 HG CEP 平台海底电缆结果与之类比。

本报告计算不同浓度悬浮物影响面积是采取控制点连线的方法，即选取海底管道/电缆路由关键节点作为控制点，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，形成海底管道/电缆施工悬浮物扩散最大



外包络线。本次悬浮物预测控制点设置见图 7.1-5。

图 7.1-5 HG CEP 平台至※※※※平台混输管道悬浮物预测控制点设置

海底管道超标预测结果见图 7.1-6、表 7.1-7，不同浓度区间超标面积统计见表 7.1-8。从预测结果可以看出，悬浮物浓度超标出现在底层及上一层（即模型中第 9、10 层）。第 10 层超一（二）类最大面积合计约为 42.222km²，第 9 层层超一（二）类最大面积约为 28.74km²，最大扩散距离约为 0.78km。施工结束后悬浮物覆盖厚度超过 2cm 的总面积约为 0.678km²，施工作业停止后 8.0h 海域即可恢复施工前的水质。

图 7.1-6 HG CEP 平台至※※※※平台混输管道施工悬浮物浓度包络线

表 7.1-7 新建海底管道/电缆悬浮物预测结果

层位	超一（二） 类包络面积 (km ²)	超三类包络 面积(km ²)	超四类包络 面积(km ²)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积(km ²)
HG CEP 至※※※※混输管道						
第 9 层	14.37	0	0	0.78	8	0.339
第 10 层	21.111	6.277	3.72			
※※※※至 HG CEP 海底电缆（类比结果）						



第 9 层	14.37	0	0	0.78	8	0.339
第 10 层	21.111	6.277	3.72			
合计						
第 9 层	28.74	0	0	--	--	0.678
第 10 层	42.222	12.554	7.44			

表 7.1-8 铺设海管/电缆悬浮物不同浓度区间面积 (km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
HG CEP 至※※※※混输管道				
第 9 层	6.243	8.127	0	0
第 10 层	6.77	4.825	3.239	6.277
※※※※至 HG CEP 海底电缆 (类比结果)				
第 9 层	6.243	8.127	0	0
第 10 层	6.77	4.825	3.239	6.277
合计				
第 9 层	12.486	16.254	0	0
第 10 层	13.54	9.65	6.478	12.554
平均	13.013	12.952	3.239	6.277

7.1.3 生产水及生活污水影响预测

本项目新建 HG CEP 平台设有生产水处理系统及生活污水处理系统。平台处理合格的生产水通过开排沉箱水下 30m 达标排海；处理达标的生活污水于海表直接排放。本节将对处理达标后排海的生产水、生活污水对海水水质的影响进行预测分析。

7.1.3.1 物质输运方程

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

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

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

边界条件和初始条件

闭边界 (陆地边界)：

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

n 为闭边界的法线方向。即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边



界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：为海域中污染物浓度的背景值，本次计算根据 2022 年 3 月现状调查中石油类最大浓度值为 0.037mg/L，COD 浓度 1.19mg/L。

7.1.3.2 生产水预测

a. 排放方式及源强

根据生产预测，本项目投产后 HG CEP 平台最大生产水处理量和排放量为 $\times\times\text{m}^3/\text{d}$ ，平台生产水处理系统设计规模为 $480\text{m}^3/\text{d}$ 。处理合格生产水（石油类月均排放浓度限值 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次性容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ）通过开排沉箱于水下 30m 排海。本次预测按照计算出的最大排放量为源强计算生产水排海对海水石油类浓度造成的影响。石油类产生源强具体如表 7.1-9。

表 7.1-9 生产水排放情况

平台	排放量(m^3/d)	排放水深	排放浓度(mg/L)	石油类源强(g/s)
HG CEP	$\times\times$	水下 30m	≤ 45	0.1

b. 预测方法及预测结果

本次预测保守按前文计算的石油类排放源强，在模型中运行 30 天，包含完整的大、中、小潮周期。取石油类浓度最大包络范围作为结果。预测结果见图 7.1-7。由预测结果可知，由于平台处理后的生产水石油类浓度不大且排放量很小，在模型网格分辨率下 (50m) 预测结果不存在海水石油类超一类 ($>0.05\text{mg/L}$) 面积，生产水排放造成的海水石油类浓度最大增量为 0.006mg/L ，调查站位中海水石油类最大浓度为 0.037mg/L 。叠加背景浓度后最大浓度约为 0.043mg/L 。因此可以认为平台生产水排放造成的海洋环境影响不大，不会明显影响项目所在海域的海水水质。

图 7.1-7 HG CEP 平台生产水排放石油类浓度包络线



7.1.3.3 生活污水预测

a. 排放方式及源强

本项目 HG CEP 平台设置有 120 人生活楼，投产后将产生生活污水。平台上配置有处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的“生化+电解”式生活污水处理系统。经核算，新建平台生活污水产生量最大为 $63\text{m}^3/\text{d}$ ，处理合格的生活污水 ($\text{COD} \leq 500\text{mg/L}$) 于海表排放，本次预测按照计算出的生活污水最大排放量为源强计算生活污水排海对海水水质造成的影响。COD 产生源强具体见表 7.1-10。

表 7.1-10 生活污水排放情况

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

b. 预测方法及预测结果

根据预测，HG CEP 平台生活污水排放造成的海水 COD 浓度最大增量约为 0.12mg/L ，叠加本次海水水质现状调查所有站位中 COD 最大浓度值 (1.19mg/L) 后平台附近海水 COD 浓度仍未超出一类海水水质标准 ($\text{COD 浓度} > 2\text{mg/L}$)。由模拟结果可以认为由于本项目新建平台生活污水排放量较小，且均经过相应的处理设施处理达标后排海，平台生活污水排放后 COD 超一类海水水质标准范围在 1 个计算网格范围之内 ($< 50\text{m}$)。平台生活污水排放对平台周围海水 COD 浓度增加作用十分轻微，造成的海洋环境影响不大，不会对项目所在海域的海水水质造成明显影响。

图 7.1-8 HG CEP 平台生活污水排放 COD 浓度包络线

7.1.4 温排水预测

7.1.4.1 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：

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

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

表面和底部边界:

$$z = \eta:$$

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

$$z = -d:$$

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

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

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量:

潜热通量 (蒸发造成的热量损失) 遵循道尔顿方程:

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

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

感热通量:

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

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

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

短波辐射:

其强度取决于与太阳的距离、赤纬角和纬度、地外辐射以及大气中水蒸气的含量。一天中短波辐射强度随入射角而变化, 地表短波辐射强度 H_0 ($\text{MJ/m}^2/\text{d}$) 按下式计算:

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

长波辐射：

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

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

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

7.1.4.2 预测源强及预测方法

本项目 HG CEP 平台设置 1 套闭式循环冷却水系统，为凝析油冷却器、湿气压缩机后冷却器等供应冷却水，将产生温排水，新建平台最大排放量约为 $4500 m^3/h$ ，最高温升约 $12^\circ C$ ，经排放管道海面排放。本节计算该平台温排水造成的温升情况。

在计算温排水造成的海水温升时，温度初始场保守选取冬季水温 ($15^\circ C$)、空气温度取 $12^\circ C$ 、相对空气湿度取 55%、风速根据现状调查资料取冬季常风向风速，设为 $7 m/s$ ，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的冬季海区平均辐射强度分别取 $-50 W/m^2$ 、 $120 W/m^2$ 。温度场计算时长取 30d，结果统计温升最大包络范围。

7.1.4.3 预测结果

HG CEP 平台温排水排放引起的温升结果见图 7.1-9，由预测结果可知，由于温排水排量很小，在海流的对流扩散作用下，温排水排放造成的平台海水周围最大温升约 $0.9^\circ C$ ，海水温升超 $0.5^\circ C$ 的面积约为 $0.025 km^2$ 。在网格尺度 ($50 m$) 下无温升超标 (温升 $> 2^\circ C$) 面积存在。温排水排放对海水温度影响较小。

图 7.1-9 HG CEP 平台温排水排放温升包络线



7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要集中在平台周围不远的水域内，HG CEP 平台悬浮物超标主要集中在排放层及其下一层，其余层无悬浮物超标面积。于海表排放时，第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.213km^2 ，离排放点的最大距离为 0.32km ；于水下 30m 排放时，第 3 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 0.117km^2 ，离排放点的最大距离为 0.25km 。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 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 0.78m ，第 10 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 42.222km^2 ，第 9 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 28.74km^2 ，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。海底管/缆铺设作业停止后约 8.0h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.3 生产水/生活污水对海水水质的影响

本项目投产后，生产水/生活污水经过 HG CEP 平台生产水处理系统/生活污水处理设施处理达标后排海。根据本报告预测结果，由于 HG CEP 平台生产水、生活污水排放量较小。在模型网格分辨率（50m）下，本项目处理达标的生产水/生活污水排放未造成平台附近海水石油类/COD 浓度超标情况。由此可知本项目产生的生产水/生活污水排放对海水水质环境影响较小。

7.2.4 温排水对海水水质的影响

根据保守预测结果，HG CEP 平台温排水排放造成的平台海水周围最大温升约 0.9°C ，温升超标（温升 $>2^{\circ}\text{C}$ ）面积远小于一个网格（ 0.0013km^2 ），温排水排放对海水温度影响较小，不会明显影响本海区的海洋水质。



7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据预测结果，HG CEP 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积最大为 0.073km²。

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 1 条海底电缆、1 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为 0.678km²。

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 40.2kg 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 0.63×10^{-6} ，叠加 2022 年 3 月海洋环境现状调查本海区沉积物中锌含量最大值为 69.9×10^{-6} ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 70.53×10^{-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，使新建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，停止钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。



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

7.4.2 对浮游动物的影响分析

浮游植物生产的产物基本上要通过浮游动物这个环节才能被其他动物所利用，浮游动物通过摄食影响或控制初级生产力，同时其种群动态变化又可能影响许多鱼类和其他动物资源群体的生物量。钻井过程中钻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

海底管/缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿管缆路由一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。

堆积在管/缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管/缆沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿海底管缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海管路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 1 条海管、1 条海底电缆，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为 0.678km²。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的



改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

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

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

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

式中： W_i —第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(kg)；

D_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米、个平方千米或千克平方千米 (kg/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：

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

式中： M_i —第 i 种类生物资源累计损失量，单位为尾、个或千克(kg)；

W_i —第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克(kg)；

T —污染物浓度增量影响的持续周期数(以年实际影响天数除以 15)，



单位是个。

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

表 7.5-1 各类海洋生物损失率

污染物超标准倍数 (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
$Bi \leq 1$ 倍	5	5	1
$1 < Bi \leq 4$ 倍	10	10	5
$4 < Bi \leq 9$ 倍	30	30	15
$Bi \geq 9$ 倍	50	50	20

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

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

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

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

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

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)。

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

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

表 7.5-2 海洋生物资源密度及资料来源

资源类别		资源密度	资料来源
鱼卵			中国水产科学研究院东海水产研究所 2023 年 11 月调查值
仔稚鱼			
幼体	鱼类		
	头足类		
	虾类		
	蟹类		
成体			原国家海洋环境监测中心 2022 年 3 月调查值
底栖生物			



7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目新建平台钻井方式为批钻，包含预留井的首开钻井时间（即于海表排放非含油钻屑时间）为 190d，其余井段钻井时间（即于水下 30m 排放的处理达标的油基钻井液钻屑时间）为 1300d。于 4 年内完成，因此年均钻井时间取 325d。钻屑排放为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期，则根据此原则，计算出非含油钻屑年均排放 13 个周期、油基钻井液钻屑年均排放 22 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），新建平台附近海域平均水深约 95m，计算损失时，水深取超标水层总水深（两层，共计约 19m）。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3a 钻屑排海海洋生物损失（表层排放）

资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 13 周期
			0.063	0.017	0.002	0.001		
鱼卵	密度 (粒/m ³)						0.006	0.078
	损失率							
	损失量 (10 ⁶ 个)							
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)						0.008	0.104
	损失率							
	损失量 (10 ⁶ 尾)							
幼体	鱼类	密度(kg/km ²)					0.711	9.243
		损失率						
		损失量 (尾)						
	头足类	密度(kg/km ²)					0.072	0.936
		损失率						
		损失量 (尾)						
	虾类	密度(kg/km ²)					0.057	0.741
		损失率						
		损失量 (尾)						
	蟹类	密度(kg/km ²)					0.007	0.091
		损失率						
		损失量 (尾)						
成体		密度(kg/km ²)					1.097	14.261
		损失率						
		损失量 (kg)						

表 7.5-3b 钻屑排海海洋生物损失（水下 30m 排放）



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 22 周期
		0.098	0.036	0.006	0.003		
鱼卵	密度 (粒/m ³)					0.011	0.242
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)					0.017	0.374
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度(kg/km ²)				1.409	30.998
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度(kg/km ²)				0.144	3.168
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度(kg/km ²)				0.113	2.486
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度(kg/km ²)				0.013	0.286
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体	密度(kg/km ²)					2.368	52.096
	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 最大面积内(扣除平台周围 50m 半径内面积)底栖生物损失率 50%, 根据前述公式(7.5-3)估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 7.5-4。

表 7.5-4 钻屑排海底栖生物损失

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)				0.274
周围 50m 以内				0.067
合计				0.341

7.5.2.2 海底管缆铺设生物损失计算

由前文分析可知, 本项目施工对海洋环境的影响主要体现在建设期海底管缆挖沟铺设产生的悬浮物扩散造成的海水水质超标, 因此本节主要对海管挖沟造成的渔业损失进行计算。

根据预测结果, 海底管缆施工造成的海水悬浮超标范围集中在底层和次底层(即模型第 9、10 层), 其余层无超标情况。本项目海底管道路由附近平均水



深约 95m，则计算时两层水深取 19m，超标范围影响面积取两层平均值（见表 7.1-8）。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 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
			13.013	12.952	3.239	6.277	
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(kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	头足类	密度(kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	虾类 (虾姑类)	密度(kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					
	蟹类	密度(kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					
成体		密度(kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					

铺设管缆将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡，按管道中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%，泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内（扣除前者面积）底栖生物损失率 50%，根据前述公式（7.5-3）估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.5-6。

表 7.5-6 底栖生物损失计算

面积 (km ²)		密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
覆盖 2cm (扣除后者)	0.229	8.43	50%	0.965
两侧各 5m	0.449	8.43	100%	3.785
合计				4.75

7.5.2.3 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100%



的原则计算。根据工程资料，本项目新建的平台投影面积为 3104m^2 ，底栖生物密度取 $8.43\text{g}/\text{m}^2$ ，则本项目平台占海造成的底栖生物损失为 26kg ，即 0.026t 。

7.5.2.4 海洋生物资源损失汇总

综上，本项目海洋生物损失为：鱼卵 6.188×10^6 粒，仔稚鱼 9.108×10^6 尾，鱼类幼体 72.909kg ，头足类幼体 78.108kg ，虾类幼体 61.426kg ，蟹类幼体 6.978kg ，成体 1460.713kg ，底栖生物 5.117t 。

表 7.5-7 海洋生物资源损失汇总

生物名称	平台占海	钻屑排放(海表)	钻屑排放(水下 30m)	铺设海管/海缆	小计
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)					

7.6 环境敏感目标影响分析

本项目新建设施位于带鱼越冬场、海鳗越冬场、日本鲭越冬场和银鲳越冬场内。距离水产种质资源保护区、等其他的环境敏感目标在 106km 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以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，最大影响距离为 0.78km ，且其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目新建平台为有人平台，生产运行过程中新建、依托平台产生少量达标排放的生产水、生活污水和温排水，其排量较小，造成的影响轻微。正常建设、生产期间不会对前述敏感目标产生影响。建设方拟采取的清洁生产 and 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 工程对水文动力的影响分析

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



因此对水文动力环境影响很小。

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管道埋设在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。



8. 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》(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 HG 气田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。

本项目环境风险评价等级为二级, 根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间, 确定本项目风险事故状态下以※※※※平台(危险物质泄漏到海洋的排放点)为中心 58km(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, HG 气田开发项目环境风险评价等级为二级。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

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

8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工和建设方案,本项目施工期主要分为钻完井、导管架及组块安装、新建平台连接调试、海底管道及电缆铺设、依托平台改造等环节,共计划使用浮吊船、铺管船、铺缆船、多功能工程船、驳船、拖轮及守护船等 24 艘施工船舶。经调查,在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮,单艘拖轮的油舱总容积约为 200m³。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

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

表 8.2-1 环境风险源汇总表(生产运行期)

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量(t)
新建平台	HG CEP 平台	凝析油	130
		天然气	8
		燃料油	200
		甲醇	5.1
新建管道	HG CEP 平台至※※※※	凝析油	70



风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)
	平台海底混输管道	天然气	165.6

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	名称	与拟建工程设施最近距离及方位	主要保护对象
一般生态敏感区			

8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

- ① 当只涉及一种危险物质时, 计算该物质的总量与其临界量比值, 即为 Q;
- ② 当存在多种危险物质时, 则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q):

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ ——每种危险物质的临界量, t。

当 $Q < 1$ 时, 该项目环境风险潜势为 I。

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

8.3.1.1 施工期

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、铺缆船、多功能工程船、驳船、拖轮及守护船等约 24 艘施工船舶。经调查, 在本项目施工期使用的频率最高的



典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3 （约 170t），即 $Q=1.7$ ， $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.3-1。根据识别结果，本项目生产运行期 $Q=21.869$ ， $10 \leq Q < 100$ 。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

类型	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i
HG CEP 平台	凝析油	130	100	1.3
	天然气	8	10	0.8
	燃料油	200	100	2
	甲醇	5.1	10	0.51
HG CEP 平台至※※※※平台 海底混输管道	凝析油	70	100	0.7
	天然气	165.6	10	16.56
合计				21.869

8.3.2 行业及生产工艺 (M)

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

表 8.3-2 行业及生产工艺

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

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

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.3-3 生产工艺识别

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



8.3.3 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

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

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

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

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

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

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

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

本项目位于带鱼、日本鲭、银鲳及海鳗越冬场内部, “三场一通道”属于一般敏感区, 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)
环境中度敏感区 (E2)	IV	III	III	II
环境低度敏感区 (E3)	III	III	II	I

8.3.6 评价等级

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

表 8.3-7 环境风险评价工作等级划分

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

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

本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3, 位于环境中度敏感区 E2, 风险潜势应为 III 级, 环境风险评价等级为二级。

综合考虑本项目海洋生态环境风险评价等级为二级。

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

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

表 8.4-1 凝析油理化及危险性质

标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：微黄色、浅棕黄色的透明或半透明油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：801~841kg/m³			
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v %）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，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			



标识	中文名：凝析油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267		CAS 号：8002-05-9
毒理性质	LD ₅₀ : 500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）			毒性判别：低毒类
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
	急性中毒：			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
	泄漏处理			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。			

表 8.4-2 燃料油理化及危险性质

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



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	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	<p>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。</p> <p>眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。</p> <p>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。</p> <p>食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。</p>	
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 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气	英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971 CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体	溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182	沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.521（液化）	相对密度：（空气=1）0.683
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）	禁忌物：强氧化剂、卤素
	临界压力（MPa）：4.59	临界温度（℃）：-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）：889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
毒理性质	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
健康危害	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
	侵入途径：吸入	
	健康危害：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。	



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

表 8.4-4 甲醇理化及危险性质

标识	中文名： 甲醇		英文名：Methanol	
	危规号： 32058	UN 编号： 1230	CAS 号： 67-56-1	
理化特性	外观与性状： 无色澄清液体，有刺激性气味		溶解性： 溶于水，可混溶于醇、醚等大多数有机溶剂	
	熔点（℃）： -97.8		沸点（℃）： 64.8	
	相对密度：（水=1） 0.79		相对密度：（空气=1） 1.11	
	饱和蒸气压（kPa） 13.33（21.2℃）		禁忌物： 酸类、强氧化剂、酸酐、碱金属	
	临界压力（MPa） :7.95		临界温度（℃：） 240	
	稳定性： 稳定		聚合危害： 不聚合	
危险特性	危险性类别： 第 3.2 类，中闪点易燃液体		燃烧性： 易燃	
	引燃温度（℃）： 385		闪点（℃）： 11	
	爆炸极限（%v/v）： 5.5~44.0		最小点火能（mJ）： 0.215	
	燃烧热（kJ/mol） :727		火灾危险类别： 甲	
	燃烧（分解）产物： CO、CO ₂			
	危险特性： 易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热可引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。			
	灭火方法： 尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
	灭火剂： 抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
急性毒性	LD ₅₀ : 5628mg/kg(大鼠经口); 15800mg/kg(兔经皮)			
	LC ₅₀ : 83776mg/m ³ , 4 小时(大鼠吸入)			
健康危害	侵入途径： 吸入、食入、经皮吸收			
	健康危害： 对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代射性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢			



标识	中文名：甲醇		英文名：Methanol	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1	
	性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。 眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。 吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。 食入：饮足量温水，催吐。用清水或1%硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。			
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。灌装时应注意流速（不超过3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时所用的槽（罐）车应有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、碱金属、食用化学品等混装混运。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。			

8.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

本项目危险物质包括凝析油、天然气、燃料油及甲醇，主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析如表 8.4-5。

表 8.4-5 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
凝析油、燃料油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
甲醇			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、船舶碰撞等。环境风险事故具体情形分析如表 8.5-1。



表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有凝析油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关系停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本篇 8.6 节。
生产阶段	平台火灾、爆炸	生产阶段在平台上进行油气的输送或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油类物质泄漏入海。
	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。
	船舶碰撞	在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。

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 HG CEP 平台设置 24 个井槽（6 口单筒双井），先期钻 13 口生产井，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 1.4×10^{-3} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 7.8×10^{-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 座中心处理平台 HG CEP，设有油气传输区及油气处理区，不设储油区。故 HG CEP 平台发生火灾事故的概率为 4.3×10^{-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

《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 HG CEP 平台	常压罐	10	3×10^{-5}
	带压罐	20	9.4×10^{-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 8.5-5。

本项目新建 1 条 16"长约※km 的 HG CEP 平台至※※※※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 8.5-6。本项目新建海管发生事故的概率为 1.1×10^{-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)
HG CEP 平台至※※※※平台混输 海管	钢管	※km	16	油、气	1.1×10^{-3}	1.8×10^{-3}

8.5.2.5 施工期船舶碰撞事故

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

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}

本项目施工期间主要涉及浮吊船、铺管船、铺缆船、多功能工程船、驳船、拖轮及守护船等船舶类型,主要用于包括钻完井、导管架及组块安装、新建平台连接调试、海底管道及电缆铺设、依托平台改造等不同施工阶段,因停留时间、海域有所不同,所以本项目施工船舶相互碰撞的可能性非常小。本项目平



台、海管、电缆铺设所使用的施工船舶占用水域较小，附近航线船舶密度较小，且在项目施工期间会划定安全作业区，本工程的建设基本不会对附近航线上船舶的安全行驶构成影响。本项目施工时间相对较短，作业结束后发生船舶碰撞引发溢油的风险便随即消失，此外发生重大损伤不一定会引起溢油事故。海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 80 年代开始，海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

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（凝析油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据拖轮、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	200
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 HG CEP 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，一般不会导致大量油污入海。

本项目新建 HG CEP 平台至※※※※平台海管的输送介质为凝析油、天然气，根据 PIPEFLO 软件计算结果，其中的凝析油最大在线量为 70t（约 87.5m³）。为充分考虑潜在泄漏事故对海洋生态环境的不利影响，考虑以该管道中的凝析油最大在线量作为源强开展溢油模拟预测。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	凝析油/燃料油	130
平台容器泄漏	甲醇	5.1
海管破裂	凝析油	70
船舶碰撞	燃料油	130

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、平台储罐泄漏事故、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 1.1×10^{-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 70t（约 87.5m³）。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

略

8.6.1 结论

HG 气田为后期挤压反转形成的背斜构造，该构造形态相对完整，以发育早期北北东向逆断层为主，晚期正断层不发育，尤其是对气藏起改造作用的晚期近东西向断层在目的层段（H3 及以下）不发育，基本消失于 H1~H2 大套泥岩当中。在浅层 1000ms（埋深-1100m）以上的深度范围内断层不发育，即气田范围内未见直通海底的“通天”断层。HG 气田 H3b~H4b 及以上地层均为常压，开发井均采用自喷衰竭式开采，各井地层压力随生产时间的延续而降低，各储层内部连通性良好，不存在异常高压，气田开发方式不会存在溢油的风险。

HG 气田浅层至主力含气层段测录井资料无明显气测显示；三维地震资料未见明显亮点、气云区和气测显示，未发现疑似气层异常反射；井场调查结果揭示，在气田浅层未见明显断层、振幅异常构造及浅层气富集；现有资料认为 HG 气田开发项目浅层气发育可能性较小。

8.7 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一

定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

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

8.7.1 油膜轨迹预测

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

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

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x 、 y 方向分量，皆由环境动力学模型求出； V_{wind} 网格点上的风速， α 为风因子，计算时取 0.03； q_0 为风向， q 为油粒子受风影响的漂移偏角， q 的取值与风速的大小有关，公式为：

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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。

8.7.2 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

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

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

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

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

8.7.3 油的挥发与乳化

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

8.7.3.1 溢油的挥发

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

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

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；



T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；

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

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot API$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot API$$

式中： API —15.5℃时原油密度与 4℃时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

8.7.3.2 油膜的乳化

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

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

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

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

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

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：

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

式中： h^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.7.4 溢油量及溢出方式

本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故。本项目将新建 1 条长度为※km 的新建 HG CEP 平台至已建※※※※平台混输海管。鉴于已建※※※※平台相较于新建 HG CEP 平台距离海洋生态环境风险敏感目标的距离更近，因此本项目考虑新建 HG CEP 平台至已建※※※※平台混输海管在※※※※平台附近发生全管径断裂事故。本项目新建 HG CEP 平台至※※※※平台海管的输送介质为凝析油、天然气，根据 PIPEFLO 软件计算结果，其中的凝析油最大在线量为 70t（约 87.5m³）。为充分考虑潜在泄漏事故对海洋生态环境的不利影响，考虑以该管道中的凝析油最大在线量作为源强开展溢油模拟预测。HG CEP 平台至※※※※平台海管输送的凝析油密度考虑为 0.8t/m³，考虑含蜡量为 5.8%，胶质为 3.85%。油膜漂移预测时间为溢油后的 48h。根据该海区已有多个项目溢油模拟结果，选择最不利条件大潮期涨潮时刻作为溢油开始时刻。

8.7.5 风场

根据第四章环境概况风场资料及敏感目标分布情况，考虑本项目假定溢油点与海洋生态环境敏感区的位置关系，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

风向	N (主导风向)	NNE	NEE	E (不利风向)	SE	SSE	S
平均风速 (m/s)	8.2	8.1	6.7	6.6	6.5	6.5	6.9
最大风速 (m/s)	30.3	27.9	32.2	31.3	29.5	29.0	30.7

8.7.6 预测结果

8.7.6.1 油膜漂移轨迹

HG CEP 平台至※※※※平台混输海管在※※※※平台附近处发生全管径断裂事故后，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 溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.7-2 溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.7.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

不同风向平均风速和极值风速作用下的油膜漂移距离、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 溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NNE	NEE	E	SE	SSE	S
风速(m/s)		8.2	8.1	6.7	6.6	6.5	6.5	6.9
漂移距离 (km)	2h	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4	1.3	1.3
	12h	12.9	12.9	12.1	12.8	15.3	16.6	17.9
	24h	26.6	26.6	25.7	27.1	32	34.2	36.6
	48h	49.8	49.8	49.3	52.5	62.1	66.4	70.5
平均速度(km/h)		1.04	1.04	1.03	1.09	1.29	1.38	1.47
扫海面积 (km ²)	2h	1.1	1.1	0.9	0.7	0.7	0.7	0.8
	12h	31.3	31.3	28.9	31.4	38	41.1	45.1
	24h	81	81	76.1	85.9	109.3	118.9	129.1
	48h	190.4	190.4	168.6	207.6	281.1	308.2	332.8
残存油量 (%)	2h	34.1	34.1	35.9	36.1	36.2	36.2	35.7
	12h	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	24h	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
	48h	<1	<1	<1	<1	<1	<1	<1
残存油量<1%时间(h)		7	7	7	8	8	8	7

表 8.7-3 溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	NNE	NEE	E	SE	SSE	S
风速(m/s)		30.3	27.9	32.2	31.3	29.5	29	30.7
漂移距离 (km)	2h	4.9	4.8	5.7	5.5	5.2	5	5.1
	12h	35.2	31.1	35.3	35	37.5	39.5	43.7
	24h	70.2	63.3	74.5	74.6	79.1	82.2	89.7
	48h	134.2	122.7	149.1	152.4	157.5	160.5	173.7
平均速度(km/h)		2.80	2.56	3.11	3.18	3.28	3.34	3.62
扫海面积 (km ²)	2h	2.9	5.5	6	2.7	6.1	4.1	3.1
	12h	85.6	96.8	102.7	76.3	116.4	100.2	105.2



风向		N	NNE	NEE	E	SE	SSE	S
	24h	241	260.8	283.6	239.1	316.5	289.3	301.9
	48h	517.5	634	588.6	510.9	676.1	551.5	532.9
残存油量 (%)	2h	21.6	22.4	21	21.3	21.9	22	21.5
	12h	1	1	1	1	1	1	1
	24h	1	1	1	1	1	1	1
	48h	1	1	1	1	1	1	1
	残存油量<1%时间(h)	5	6	5	5	6	6	5

8.7.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移的过程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。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。

由表 8.7-4 可以看出，※※※※平台附近管道发生溢油事故时，在 E 风向极值风条件下最短 33.3h 可到达东海产卵带鱼保护区，此时残余油量已小于 1%。由于本项目新建工程设施位于带鱼越冬场、日本鲭越冬场、银鲳越冬场、海鳗越冬场内部，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

敏感目标名称	与本项目最近距离 (km) 及方位	风向/风速 (m/s)	最短抵达时间 (h)
东海产卵带鱼保护区			33.3
蓝点马鲛越冬场			17.2
带鱼索饵场			5.6
带鱼越冬场			/
日本鲭越冬场			/
银鲳越冬场			/
海鳗越冬场			/

8.8 环境风险防范措施及应急处置措施

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

8.8.1 环境风险管理目标

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



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

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

8.8.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域生态红线区、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。

8.8.2.1 设计阶段风险防范措施

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

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

8.8.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，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. 其它防范措施

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

8.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

本项目虽在设计、建造、施工、运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急预案并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度。

8.8.3.1 制定溢油应急预案

建设单位制定了严格的环境管理制度，本项目投产之前建设单位将编制《HG 气田开发项目溢油应急预案》，并将编制的应急预案于投产前报相关主管部门备案。

中海石油（中国）有限公司上海分公司（以下简称“上海分公司”）应急联络流程和溢油应急报告流程见图 8.8-1 和图 8.8-2。

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

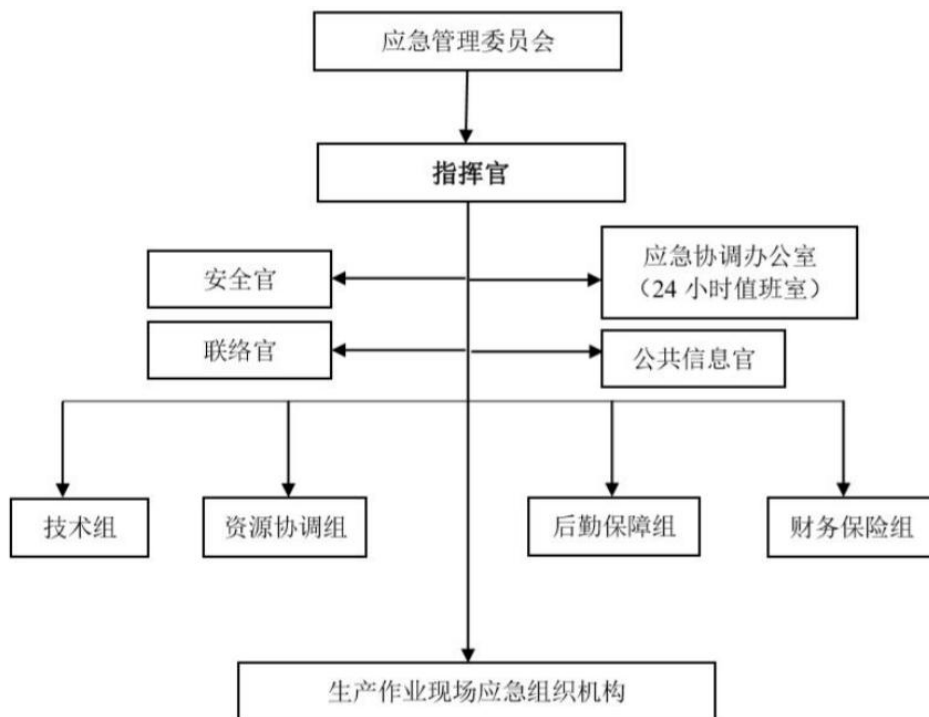


图 8.8-1 建设单位应急联络流程图

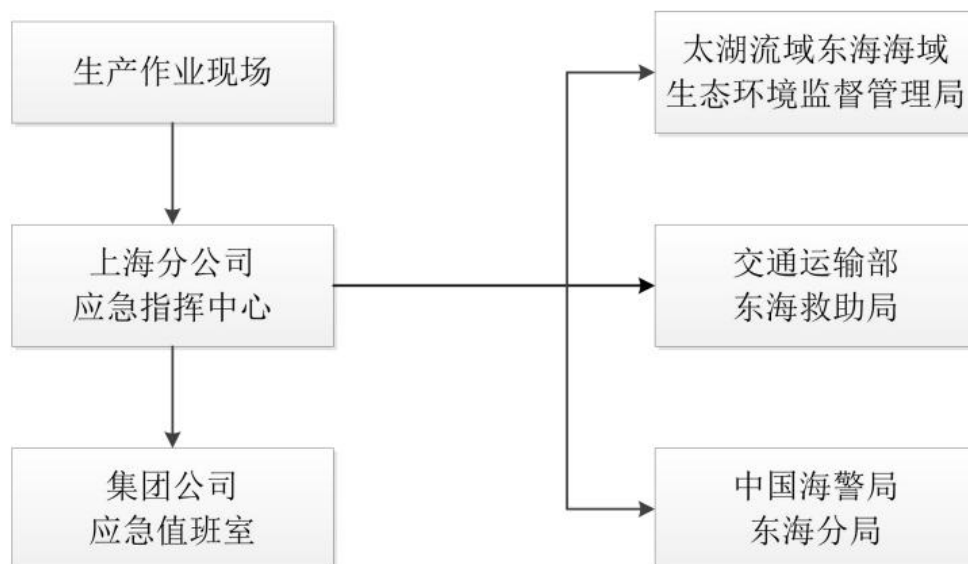


图 8.8-2 溢油应急报告流程图

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。

8.8.3.2 建立分级响应机制

根据《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27号）的规定，海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

（1）特别重大溢油污染环境事件

溢油量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；或者溢油量 500 吨以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石



油勘探开发溢油污染环境事件；

(2) 重大溢油污染环境事件

溢油量 500 吨以上 1000 吨以下，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(3) 较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(4) 一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

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。

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在；当发生较大溢油事故后，需要中海石油（中国）有限公司上海分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制在。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。溢油事故应急响应流程见图 8.8-3。

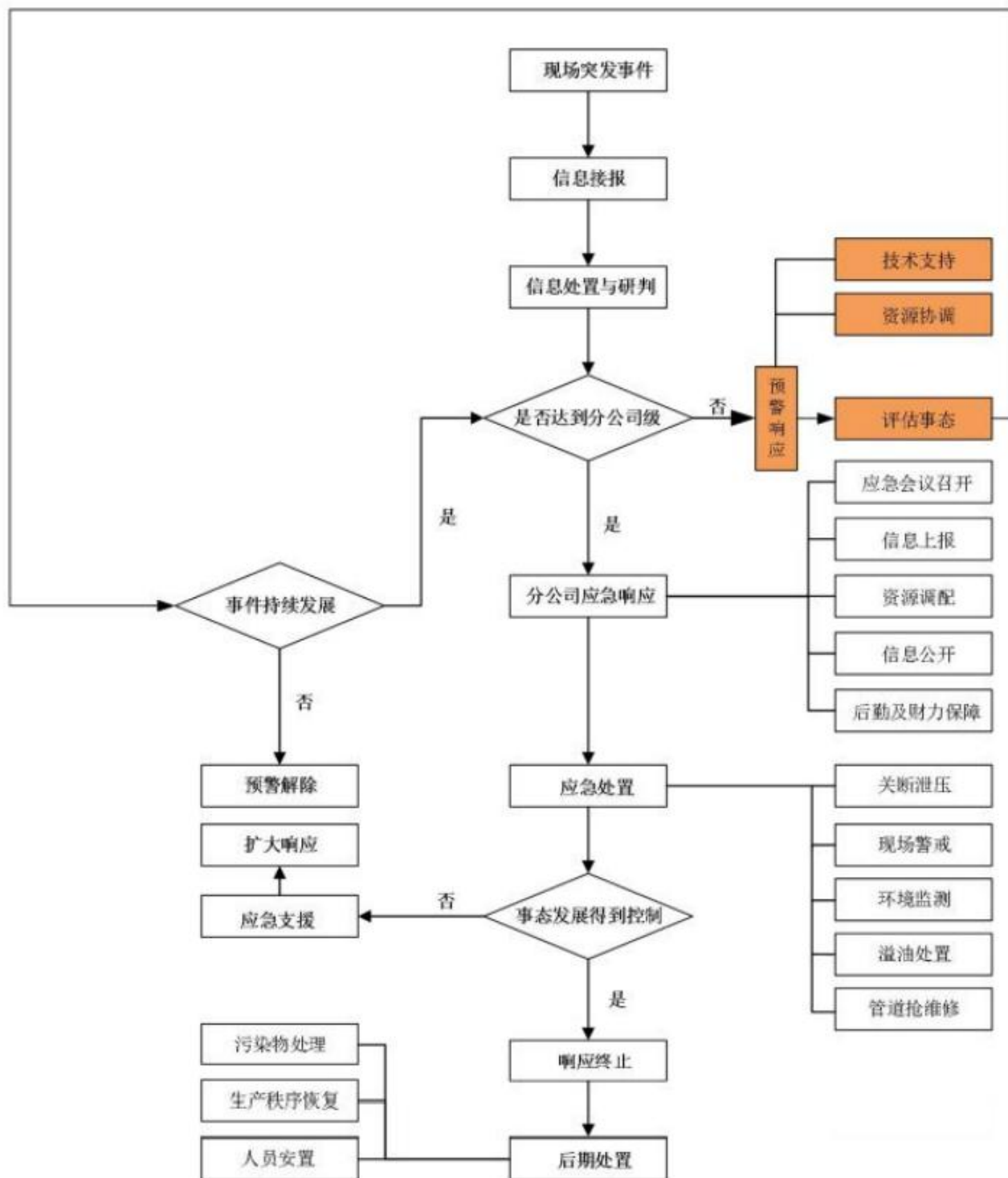


图 8.8-3 溢油事故应急响应流程图

8.8.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；



- 启动平台应急程序并向油气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：

- 立即按照指令关闭生产流程；
- 广播通知所有人员事故情况；
- 通知守护船提供协助；
- 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油气田总监下达撤离平台的命令；
- 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况。



c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- 发现火灾或爆炸后立即拉响警报，同时用附近合适的消防设备灭火；
- 立即向中控或油气田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 查清起火位置后，应立即组织全体人员根据不同火种，采取不同的灭火方式进行灭火；
- 如有伤员，抢救伤员到安全地带；
- 防止火灾蔓延，对周围设备设施采取有效地隔离、降温；
- 尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、平台长，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；
- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。
- 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。

8.8.4 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。

8.8.4.1 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 HG CEP 平台配备溢油应急资源，见表 8.8-1。

表 8.8-1 HG CEP 平台溢油应急资源

设备名称	数量	存放地点
溢油分散剂	2t	HG CEP 平台
吸油毡/吸油棉/吸油垫	0.5t	
溢油分散剂喷洒泵	1 台	

8.8.4.2 上海分公司溢油应急资源

当发生海上溢油事故时，建设单位可依托自有的溢油应急资源进行处理，主要包含西湖作业公司（※※※※、※※※※及※※※※等）及岱山终端溢油应急资源，详见表 8.8-2~表 8.8-3。

表 8.8-2 西湖作业公司溢油应急物资溢油应急物资

名称	数量	平台
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
溢油分散剂喷洒泵		
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
充气式围油栏		
围油栏动力站		
围油栏充吸气机		
围油栏拖头		
撇油器（30m³/h）		
撇油器动力站		
10m³ 浮式储油囊		
消油剂喷洒装置		
高压清洗机		
充气式围油栏		
围油栏动力站		
充吸气机		
撇油器（30m³/h）		
撇油器动力站		
10 方浮式储油囊		
消油剂喷洒装置		
高压清洗机		
溢油分散剂		



吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
抹布		
吸油毡/吸油棉/吸油垫/吸油吸水布		
消油剂		
消油剂喷洒装置		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
溢油分散剂		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油毡/吸油棉/吸油垫		
吸油棉		
抹布		
吸油棉		
抹布		

表 8.8-3 岱山终端溢油应急物资

名称	数量	终端
围油栏		
轻便储油罐		
吸油毡		
吸油索		
消油剂		
喷洒装置		
转盘式收油机 (30m ³ /h)		

8.8.4.3 船舶

建设单位在作业海域拥有或租用三用工作船约 21 艘，具有一定的流动性，不完全固定于某一油气田，在建设单位应急中心的调配下可以尽快赶到溢油位置进行支援。三用工作船具有救生、消防、防污染功能，均配置了溢油应急工具箱等相关设备。



8.8.5 溢油应急可行性分析

8.8.5.1 应急响应时间分析

本项目可调动的应急力量到达溢油应急现场时间详见表 8.8-4。

表 8.8-4 本项目及周边油气田溢油响应时间

起点	终点※※※※ 平台附近	距离 (km)	动员、 装船时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油 现场时间 (h)
HG CEP	溢油现场	22	1.5	1.0	2.5
※※※※	溢油现场	73	1.5	3.3	4.8
※※※※	溢油现场	119	1.5	5.4	6.9
岱山终端	溢油现场	337	1.5	15.2	16.7

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。

8.8.5.2 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。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

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

式中：L——围控溢油所需围油栏长度，m；

V——泄漏凝析油体积，m³，本次事故溢油量为 87.5m³；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；



ϕ ——围油栏利用系数，取 0.9。

按本次最具代表性事故海管断裂泄漏量 87.5m^3 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，考虑溢油事故发生 6.9h（※※※※及※※※※应急资源抵达时间）时残存油量约 12%，所需要的围油栏长度约为 680m。

● 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（ m^3/h ）；

V ——总溢油量，单位为方（ m^3 ）；

b ——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 40%；

α ——回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；

h ——回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

本项目溢油量 87.5m^3 ，在 12h 内回收所需的机械回收能力为 $6\text{m}^3/\text{h}$ 。

● 临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时储存能力应至少为 72m^3 。

b. 应急能力符合性分析

根据计算结果，发生溢油 6.9h（※※※※/※※※※平台等海上平台溢油应急资源抵达时间）时所需要的围油栏长度约为 680m；所需的机械回收能力约为 $6\text{m}^3/\text{h}$ ，所需的临时储存能力应约为 72m^3 。本项目可调动围油栏共约 800m(6.9h)；可调动的溢油回收能力共约 $90\text{m}^3/\text{h}$ ；可调动的临时储油能力（浮式储油囊容积计）共约 70m^3 。建设单位海上工作船舶库（东海作业）共包括 21 艘三用工作船，三用工作船均大多有多功能舱、污油舱及溢油舱，在执行溢油回收任务时，可用于临时储存收油机回收的污油。以国海民祥船为例，该船多功能舱、污油舱及溢油舱的容积约为 902m^3 ，因此建设单位可调动的临时储油能力可以满足本项目最具代表性事故的应急需求。本项目溢油应急能力符合分析见表 8.8-5。

表 8.8-5 区域溢油应急资源

溢油规模	所需溢油应急能力估算		上海分公司 溢油应急资源	是否满足本项目 溢油应急能力要求
87.5m^3	围油栏（m）	680（6.9h）	800	可以满足



溢油规模	所需溢油应急能力估算		上海分公司 溢油应急资源	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	90	足要求
	临时储存能力 (m ³)	72	972	

在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可调动的溢油应急设备可以满足本项目在合理时间内对最具代表性事故的溢油规模 87.5m³ 做出适当的反应。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、国家其他救助机构或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。

本项目如发生溢油事故，泄漏物为凝析油，其具有较高挥发性。参考 2018 年 1 月 6 日“桑吉”轮与香港籍散货船“长峰水晶”轮在长江口以东约 160 海里处发生碰撞导致 13.6 万吨凝析油入海及船舶失火事故的应急措施，以及事故后的现场水质监测结果和凝析油残存量调查结果，事故发生后相关主管部门组织清污船“德深号”、“深潜号”、“海巡 169”轮、“东雷 6”轮等开展了清污作业，以尽量减少油污泄漏对海域的污染。2018 年 1 月 28 日下午至 29 日上午，国家海洋局船舶在巴拿马籍“桑吉”号油轮沉没现场监视监测，未发现明显海面油膜。工作人员在沉船点周边海域共采集了 15 个站位的水样。监测结果显示：海水中石油类物质含量均低于 50 μg/L，沉船海域海水水质符合国标第一类标准。同时，根据烟台溢油应急技术中心模拟，凝析油泄漏 5 小时后，海面残存油量低于 1%。

本项目如发生溢油事故，建设单位会立即启动油气污染应急预案，调度区域内的溢油应急资源进行应急响应。在不利情况下，当溢油量较大且向沿岸敏感目标飘移时，将使用作业船舶对油膜进行跟踪，并从周边终端、油气田调集吸油毛毡、消油剂等物资，视现场条件对残余油膜进行吸附或加速挥发处理，有必要时调集围油栏，并在海况和安全条件允许的情况下进行布设，限制油膜的扩散漂移范围。

综上所述，参考上述“桑吉”轮撞船事件的应急措施及现场水质监测结果，本项目及周边配备的应急资源和三用工作船可以满足溢油应急的需求。

8.9 海洋生态环境风险评价结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井喷、输油软管破裂、平台容器泄



漏、地质性溢油及浅层气风险、平台火灾爆炸、海底管道泄漏、船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 87.5m^3 。

根据预测结果分析，在 E 风向极值风速条件下最短 33.3 小时可到达东海产卵带鱼保护区，建设单位应引起足够的重视，做好应防范和应急响应的准备。

本此溢油风险预测假定 HG CEP 平台至※※※※平台混输海管在※※※※平台附近处发生全管径断裂事故，根据应急响应时间分析，本项目及附近可依托的溢油应急资源可以在 16.7h 内到达溢油现场，并陆续进行溢油回收作业。通过对溢油能力的计算，本项目及附近可依托的溢油应急设备可以满足本项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其他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。

建设单位将按照相关规定编制《HG 气田开发项目溢油应急预案》，并将编制的应急预案于投产前报相关主管部门备案。本项目投产前，本项目将纳入上海分公司各级应急体系中统一考虑，并将本项目溢油应急预案报相关主管部门备案，同时按照溢油应急预案的要求开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用了国际、国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的油气污染应急预案与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，HG 气田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 清洁生产分析

清洁生产是指将综合预防的环境保护策略持续应用于生产过程中的产品和服务中，以期减少对人类和环境的风险。清洁生产从本质上来说，就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略，减少或者消除它们对人类及环境的可能危害，同时充分满足人类需要，使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施，其目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产的目的。HG 气田开发项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将从本项目产品的清洁性分析、各阶段采取的清洁生产措施以及根据清洁生产评价指标对项目进行分析，并给出清洁生产结论和建议。

9.1.1 产品的清洁性分析

HG 气田开发项目建成投产后，主要产品为天然气及其副产品凝析油。作为燃料，与煤相比，天然气是优质而洁净的能源，热值高，燃烧产生的有害物质少。天然气作为优质燃料，在燃烧过程中产生二氧化碳、水、少量氮氧化物等，对大气环境影响很小，属于清洁能源。天然气是一种优质能源，热值高，单位质量天然气热量高于单位质量煤、焦炭的发热量，与汽油、柴油的单位发热量相当。

根据天然气与煤燃烧的污染物产生量对比（见表 9.1-1），用天然气代替燃煤作为燃料，可明显减少二氧化硫、氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等污染物的排放，采用天然气作为煤炭等替代燃料可有效减少酸雨形成和温室效应。因此，天然气的清洁性远高于煤。在一次能源消费煤炭约占 60% 的中国，发展天然气和原油等洁净能源对改善一次能源消费结构和大气污染物减排具有重要意义。

表 9.1-1 天然气和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）*

燃烧产物	天然气	煤
灰分	1	148
SO ₂	1	700
NO ₂	1	10
CO	1	29



燃烧产物	天然气	煤
CO ₂	3	5

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

9.1.2 建设阶段采取的清洁生产措施

本项目 17-1/2"井段采用海水/膨润土浆，其余井段均使用油基钻井液，海水/膨润土浆体系主要以海水为主，根据需要加极少量膨润土浆，本项目产生的海水/膨润土浆通过钻井环空循环返回至海面排放；油基钻井液液相经收集后，运回中海油（舟山）能源物流有限公司陆地油基钻井液站重新配方后返回平台或东海其他钻完井作业点循环使用，如无钻井作业，则运回陆地交由有资质单位处理，不排海，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。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) 及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 标准要求的钻屑间歇式点源水下 30m 排放，不能满足排放要求的钻屑经收集后运回陆地处理，不排海。

本项目新铺设的海底海管和海底电缆均采用后挖沟、自然回填的埋设方式。挖沟埋设作业通过采用先进的施工工艺，同时合理安排施工作业工期，尽可能减缓并降低施工作业对海洋底栖生物的影响程度和范围。

对钻完井作业、铺管/缆作业和海上设施安装作业等，建设单位制定了严格的安全环保作业规程，并严格遵照执行。

综上所述，本项目在建设阶段，通过钻井液的循环利用、运回陆地处理减少了污染物的排放量；尽量缩短铺管/缆作业时间，减缓并降低施工作业对海洋底栖生物的破坏程度和影响范围；用严格的环境安全管理来保证生产安全进行，避免污染环境事故的发生，从而达到清洁生产的目的。

9.1.3 生产阶段采取的清洁生产措施

(1) 选用先进的工艺及技术路线

本项目在生产过程中，生产物流处理将采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备。

HG CEP 平台上设置井口生产计量设施、干/湿天然气压缩机系统、三甘醇脱水、三甘醇再生系统、消防系统及公用系统。该平台主要设备和管线处均设置相应的压力、温度和液位安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。该平台设有 3 套独立的控制



系统，包括过程控制系统（PCS）、应急关断系统（ESD）和火气系统（FGS），用于平台上的井口控制、生产过程控制、应急关断、火气探测报警及消防等。

通过上述分析可以看出，本项目选用国内外先进工艺技术；生产物流处理全部采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程；设置了探测报警和紧急关断系统等，这些措施均符合清洁生产相关法律法规的要求。

（2）污染物最大限度的资源化

本项目所产物流在新建 HG CEP 平台进行处理，分离出的含油生产水经生产水处理系统处理达标后排海，从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为产品，使污染物最大限度的资源化。

（3）设置污染物收集处理系统，减少及消除跑冒滴漏

在新建 HG CEP 平台上设有开式/闭式排放系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/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。开式/闭式排放系统收集的污油输送到油气处理系统进行进一步回收处理，达到清洁生产的目的。

（4）必要的末端治理措施

新建平台上产生的初期雨水、甲板冲洗水和带压流体等其它含油污水经平台设置的开/闭式排放系统进行收集后，进入生产流程处理，处理达标的生产水排海，生活污水经平台上设置的生活污水处理系统，处理达标后排海。本项目生产过程中产生的生产垃圾和除食品废弃物之外的生活垃圾禁止排海，将集中装箱运回陆地进行回收利用或处置。

（5）现场管理中的清洁生产控制

在本项目生产过程中，对于各项操作均将制定明确的作业规程，同时制定严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。采取具体措施规范生产及施工作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

- 定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

- 贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目污染物的排放均按国家有关规定填写登记表，在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。



9.2 清洁生产评价

9.2.1 清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对本项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采行业建设项目清洁生产分析指标主要包括资源能源消耗指标、生产技术特征指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采气作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。由表 9.2-1 和表 9.2-2 可知，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，钻井作业的清洁生产综合评价指数为 94；参照采油作业的清洁生产综合评价指数计算后可知，本项目采气作业的清洁生产综合评价指数为 90。综上所述，本项目的钻井作业和采气作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。



表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准 值 (S_{oi})	本项目实际 值 (S_{xi})	单项评价指 数 (S_i)	定量评价指标的考 核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源 消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业 标准要求	符合行业标 准要求	1	100
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
(2) 生产技术特 征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
(3) 资源综合利 用指标	30	钻井液循环率	井深 3000m 以上	15	$\geq 60\%$	$\geq 60\%$	1	
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
(4) 污染物产生 指标	35	石油类	mg/L	10	≤ 15	≤ 15	1	
		COD	mg/L	10	≤ 500	≤ 500	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	6.41	1	
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	0	85	
(2) 生产技术特 征指标	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收集设施	配有收集设施, 且使钻井液不落地		5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备		5	5		
		井控措施	具备		5	5		
		有无防噪措施	有		5	5		
(3) 环境管理体 系建设	35	建立 HSE 管理体系			20	20		
		制订节能减排工作计划			15	15		
(4) 贯彻执行环	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求			10	10		



境保护法规的符合性	污染物排放总量控制与减排措施情况	5	5	
	满足其他法律法规要求	5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P): $P=0.6P_1+0.4P_2$; 其中: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$				P=94
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)				本项目钻井作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)

注: “*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系(试行)》, 清洁生产指标体系分为定量指标 (P_1) 和定性指标 (P_2) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对于指标数值越高(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 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式: $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ 评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$ 综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况 (参照采油作业)

定量指标						本项目采气作业评价			
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (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	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤65	83.76	0.78	83.4	
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥60	≥60	1		
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥80	≥80	1		
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤45	≤45	1		
		COD	mg/L	5	≤500	≤500	1		
		落地原油回收率	%	10	100	100	1		
		含油生产水回用率	%	10	≥60	0	0		
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	0	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=90
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)						本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 ($P \geq 90$)



9.3 总量控制方案建议

9.3.1 总量控制因子选择

本项目在开发过程中排放的具体污染物种类、数量和处理排放方式在本报告“第三章 工程概况与工程分析”中已有详细叙述。

HG 气田位于※※海域，距岸最近距离约※※km。本项目生产过程中产生的废水主要包括含油生产水、生活污水；产生的固废包括生产垃圾和生活垃圾。含油生产水和生活污水均处理达标后排海。生产垃圾和除食品废弃物外的生活垃圾均运回陆地处理。参照陆域总量控制的受控污染物种类，并根据本项目的特征污染物种类，选择含油生产水以及特征污染物石油类、生活污水以及特征污染物 COD 作为海上总量控制的受控污染物。

9.3.2 排污混合区建议

本项目投产后，所产生的含油生产水在新建的 HG CEP 平台进行处理，处理达标后排海。该平台设置生活污水处理装置，生活污水处理达标后排海。根据环境影响预测结果，该平台含油生产水及生活污水排放造成的石油类和 COD 超一类海水水质区域距离平台排放口均未超过 50m（1 个网格）。考虑到安全作业区范围，建议 HG CEP 平台排污混合区为以排放口为中心 500m 半径以内海域。

9.3.3 总量控制指标建议

根据生产预测数据，新建 HG CEP 平台含油生产水最大日排放量为※※m³/d（2042 年）。石油类排放浓度限值为 45mg/L。建议本项目新建 HG CEP 平台含油生产水的总量控制指标为※※×10⁴m³/a，石油类排放总量为 3.03t/a。

根据本报告“第三章 工程概况与工程分析”，新建 HG CEP 平台产生的生活污水量为 27594m³/a（75.6m³/d），经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海（COD≤500mg/L）。因此，建议新建 HG CEP 平台生活污水的总量控制指标为 27594m³/a，COD 排放总量为 13.8/a。

本项目投产后，总量控制指标建议见表 9.3-1。

表 9.3-1 污染物总量控制指标建议

工程设施	污染物	总量控制建议值	控制排放浓度
HG CEP 平台	生产水	※※×10 ⁴ m ³ /a	石油类月平均值≤45mg/L； 石油类一次容许值≤65mg/L
	生产水中石油类	3.03t/a	
	生活污水	27594m ³ /a	COD≤500mg/L
	生活污水中 COD	13.8t/a	



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对 HG 气田开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

HG 气田开发项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底管道/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

10.2.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目新建的 1 座 HG CEP 平台采用模块钻机进行钻完井作业。平台在钻井过程中 17-1/2" 井段采用海水/膨润土浆，其他井段根据钻井的需要均采用油基钻井液体系。本项目产生的非含油钻屑随海水/膨润土浆通过钻井环空循环返回至海面排放；油基钻井液钻屑经处理符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级和《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）二级要求后水下 30m 达标排放：其中经甩干机和离心机分离出的油基钻井液钻屑达标部分直接排放，不达标的部分运送至※※※※平台进行热脱附处理（热脱附工艺流程见图 10.1-2），处理后的含油钻屑经检测达标后，运至 HG CEP 平台排海，若不达标，则均运回陆地交由有资质单位处理。钻完井结束后，油基钻井液液相经收集后，运回中海油（舟山）能源物流有限公司陆地油基泥浆站重新配方后返回平台或东海其他钻完井作业点循环使用，如无钻井作业，则运回陆地交由有资质单位处理。

油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进行固液分离，分离后的液相进入沉砂池，固相送至甩干机进行分离，甩干机分离后液相与沉砂池中的油基钻井液使用离心机高速分离，分离后的液相再回到泥浆池循环使用。钻屑、钻井液储存或处置设备中振动筛、甩干机、离心机、泥浆池和沉砂池均布置在新建平台上。

经甩干机和离心机分离出的油基钻井液钻屑现场每 6 小时进行取样和快速检测，检测达标直接排放；若检测不达标，则切换至回收流程，由支持船使用

密闭岩屑箱（储备约 20 个岩屑箱，每个钻屑箱容积为 2 立方米，转运周期一般为 3-5 天，每次转运量约 40 立方米）运送至※※※※平台进行热脱附处理，处理后的含油钻屑经检测达标后储存在吨袋由支持船运至 HG CEP 平台排海。若钻屑处理不达标，则均定期由支持船密闭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 3），周转时间 3 天运一次，每次运 120~140 立方米；处理后回收的原油用于钻井液配置。

本项目油基钻井液暂存于平台的 594 立方米泥浆池内，由平台反输至拖轮的泥浆舱中，泥浆舱容积约为 200~600 立方米，运输周期为 2~3 周一次，每次约 300 立方米，转运至平台或东海其他钻完井作业点循环使用，如无钻井作业，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 3）。

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。油基钻井液使用期间，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油基钻井液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 油基钻井液和钻屑循环路线工艺流程

图10.1-2 油基钻井液钻屑热脱附工艺流程



10.2.1.2 含油钻屑检测方法及实施情况

(1) 现场钻屑含油量检测

甩干机处理含油钻屑检测：现场检测人员在甩干机出口采集样品，使用固相含量蒸馏仪进行高温蒸馏，得出含油率，检测达标后开始连续排放，设备连续运转期间检测频率为 6h 一次。

热脱附处理含油钻屑检测：现场检测人员在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，检测达标后由拖轮集中转运至原产废平台原位排放，设备连续运转期间检测频率为 4h 一次。

(2) 含油钻屑生物毒性检测采样方法

每井取样 1 次送有计量认证资质的技术机构检测（含油量、重金属）。

采集数量：采集足够 3 次重复实验的样品用量。

采集地点：钻屑采样在甩干机出口、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、生产或使用人、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。

10.2.1.3 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将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地交由中海油（舟山）能源物流有限公司委托舟山市纳海固体废物集中处置有限公司进行处理，相关合同和单位资质见附件。建设单位将按照相关规定在浙江省生态环境厅的危废平台，办理转运登记等手续。

根据以往附近海域钻井作业产生的钻井气层钻井液和钻井气层钻屑的含油量/Hg/Gd 检测分析结果得知，均满足该海域达标排放要求。本项目钻井作业工期按 3 年计算，HG 气田开发项目建设阶段可能产生的超标油基钻井液钻屑和油基钻井液最大量约为 22670t/a（包含预留井槽），舟山市纳海固体废物集中处置有限公司的总处理能力为 91500t/a，能够满足本项目建设阶段可能含油量超标的油基钻井液钻屑的处理要求。依托处理可行性分析见表 10.1-1。



表 10.1-1 舟山市纳海固体废物集中处置有限公司依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量 (m ³)	年产生量 (t/a)	合计 (t/a)	总处理能力 (t/a)	处理是否可行
油基钻井液钻屑	16262	13552	22670	91500	是
油基钻井液	21884	9118			

注：钻井液密度按 1.25g/cm³（即为 1.25t/m³）计算；钻屑密度按 2.5g/cm³（即为 2.5t/m³）计算；钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

10.1.2 悬浮物

本项目新建海底海管和海底电缆均采用后挖沟、自然回填的埋设方式，通过采用先进的施工技术方案，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。

10.1.3 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、多功能工程船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（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）和《73/78 防污公约》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。含油危险废物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	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	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
	域产生的船舶生活污水	(含更换)生活污水处理装置的船舶, $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$, $SS \leq 150\text{mg/L}$, 耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L; (2) 在 2012 年 1 月 1 日以后安装(含更换)生活污水处理装置的船舶, $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$, $SS \leq 35\text{mg/L}$, 耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L, $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$, pH: 6~8.5, 总氯(总余氯) $< 0.5\text{mg/L}$ 。	
	距最近陆地 3 海里以外海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放; (2) 船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离 ≤ 12 海里的海域
		船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶垃圾排放	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《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》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。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、初期雨水/冲洗水/带压流体等含油污水、温排水、生产垃圾、生活污水、生活垃圾、发电机及压缩机废气等。建设单位将采取相应污染防治对策措施, 以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

10.3.2.1 含油生产水处理流程

新建 HG CEP 平台生产水处理系统采用“脱气缓冲罐+聚结过滤器”的处理流程。生产水在脱气缓冲罐中初步重力分离后进入聚结过滤器进一步油水分离, 处理达标后的生产水(含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$)经开排沉箱水下 30.0m 排海, 脱气缓冲罐及聚结过滤器分离出的污油经闭排打回工艺系统。HG CEP 平台的生产水处理系统流程见图 10.2-1。

图 10.2-1 HG CEP 平台生产水系统工艺流程

10.3.2.2 含油生产水处理效果分析

油气水生产工艺系统产生含油生产水石油类的含量按 500mg/L 考虑，脱气缓冲罐的处理效果按 60%考虑，聚结过滤器的处理效果按 80%考虑，生产水处理系统处理后生产水的含油量小于 45mg/L 后排海。

10.2.2 其他含油污水

本项目新建的 HG CEP 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他含油污水。

开式排放系统主要包括开排沉箱、开式排放泵，收集平台上的甲板初期雨水和冲洗水、危险区域和非危险区域容器及设备的溢出液。在开排沉箱中，油水在重力作用下分离，达到一定的液位时，由开排泵将处于沉箱上部的含油污水打入闭排罐中进行处理，底部分离出的水在达到排放标准后排海。HG CEP 平台开排系统工艺流程详见图 10.2-2。

闭式排放兼低压火炬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。HG CEP 平台闭式排放兼低压火炬系统工艺流程详见图 10.2-3。



图 10.2-2 HG CEP 平台开排系统工艺流程图



图 10.2-3 HG CEP 平台闭式排放兼低压火炬系统工艺流程图



10.2.3 生活污水

本项目新建 HG CEP 平台配备有一套处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的“生化+电解”式生活污水处理系统，生产阶段生活污水产生量为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ ， $27594\text{m}^3/\text{a}$ ；生活污水其主要污染因子为化学需氧量（COD），产生量为 $13.8\text{t}/\text{a}$ 。

生活污水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（ $\text{COD}\leq 500\text{mg}/\text{L}$ ）要求后排海，并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.4 生活垃圾

本项目新建 HG CEP 平台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；其它生活垃圾分类收集后定期装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

10.2.5 生产垃圾

在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、包装材料、含油废物、电池、药剂空桶、油漆空桶等，将分类收集运回陆地，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置，对其中的危险废物交由有资质的单位进行回收利用或处置。

表 10.2-1 危险废物种类及编号

废物类别	种类	主要成分
HW08	废矿物油及含矿物油废物	废机油空桶、废润滑油空桶、含油污泥
HW12	染料、涂料废物	废油漆、废稀释剂、废固化剂
HW31	含铅废物	废铅酸电池
HW49	其他废物	含油的抹布、纸张、手套、吸油毛毡等；油质喷雾罐（破口）、废油漆空桶；油漆滚筒刷类；化学药剂空桶；废弃电路板；废镍镉电池（含电解液）；含油滤芯（油系统滤网/柴油机滤芯等）；废硒鼓、墨盒、色带

10.2.6 温排水

新建 HG CEP 平台设置 1 套闭式循环冷却水系统，为凝析油冷却器、湿气压缩机后冷却器、干气压缩机出口冷却器等供应冷却水，最大排放量约为 $4500\text{m}^3/\text{h}$ ，最高温升约 12°C ，经排放管道海面排放。

10.2.7 发电机及压缩机废气

HG CEP 平台新建 1 台燃气透平发电机组，配置 2 台湿气压缩机，产生的烟气通过排放管排放到大气中，主要污染物为氮氧化物。



10.2.8 船舶污染物

生产阶段计划新增 2 艘守护船，作业船舶产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾）等的控制与治理方案同海上建设阶段。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.2.3 敏感目标保护措施

本项目新建设施位于带鱼越冬场、日本鲭越冬场、银鲳越冬场和海鳗越冬场内。新建设施距绿鳍马面鲀越冬场最近距离约 6.6km，距其他敏感目标均在 18km 以上。为减轻施工对敏感目标的影响，在建设阶段应严格控制达标钻屑的排放速率，管/缆铺设采用先进的施工技术方案，并尽量缩短施工作业时间。

10.3.2.4 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）严格限制工程施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

（2）优化施工方案，加强科学管理，在保证施工质量的前提下尽可能缩短作业时间，以减轻海管铺设作业对海洋生态资源的影响。

（3）施工应尽量避免恶劣天气，保障施工安全并尽量避免悬浮物剧烈扩散。

（4）建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

10.3.2 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 160.32 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

为保证增殖放流苗种的质量和性价比，整个过程均需经过严格规范的招投标，在专家严格评选后由具有国家或省级良种场等优良资质的苗种场提供鱼虾贝苗，所有苗种均按水生生物资源保护规定进行认真的检验检疫，确保苗种健康无病害。

渔业资源增殖放流品种选择原则为：1）本地原种或子一代的苗种或亲体；2）能大批量人工育苗；3）选择品质优良品种（属优质经济鱼、虾、贝类）；4）选择本项目附近海域自然生态状况中原有的，确需恢复资源种群的品种；5）禁用影响海洋渔业资源品种，禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

项目所在海域水位较深，不适合进行人工增殖放流，可采用异地补偿的方式进行，建议根据《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》，采用适宜东海区的放流品种在沿岸进行增殖放流。为避免增殖放流后幼苗受到人为干扰（如捕捞活动等），建议放流时间于休渔期（5月1日至9月16日）进行。

建议本项目渔业资源增殖放流计划涉及的具体放流物种、规格、数量等，应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认后再实施。

b. 增殖放流实施方案

渔业资源增殖放流实施方案见图10.3-1。通过开展渔业资源增殖放流、修复效果跟踪和评估，进行海洋渔业资源恢复、生物多样性保护和生态环境修复。

通过增殖放流，一方面补充和恢复了水生生物资源群体，改善种群结构，维护海洋生物多样性；另一方面，随着放流海域渔业资源的恢复，海洋生态系统服务功能加强，海洋生物环境改善，对加强增殖放流海域周边海洋环境及渔业资源

保护，保证海域生态环境和水生生物资源可持续利用，实现渔业健康、稳定和持续发展有着重要意义，生态效益显著。

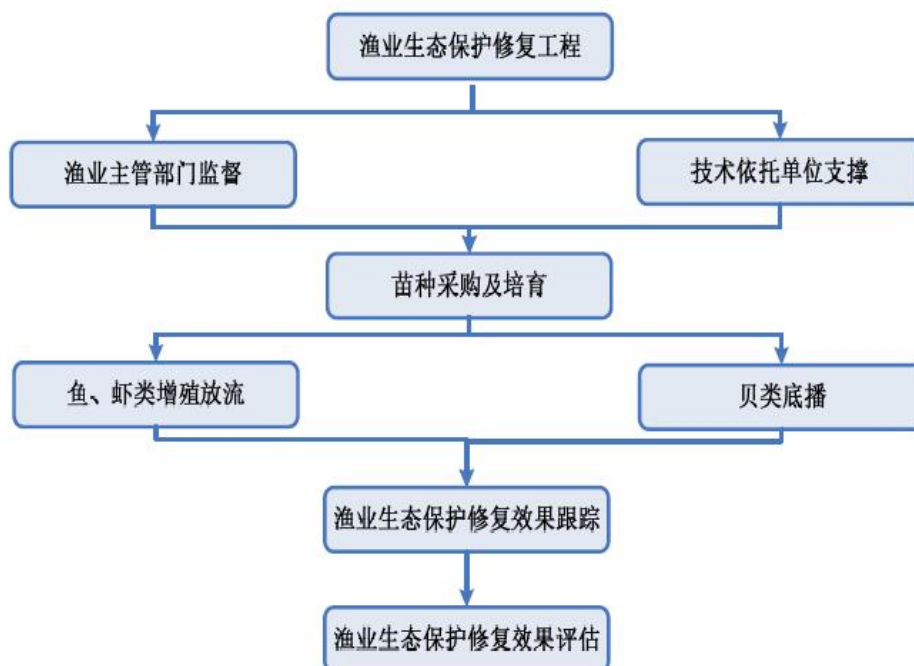


图 10.3-1 渔业资源增殖放流实施方案

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，但在施工过程中海管、海缆铺设掀起的悬浮物将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使气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。

(2) 在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

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



(4) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。本项目为气田开发，凝析油量较小，一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

(5) 建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.4-1。



表 10.4-1 本项目环境保护对策措施一览表

污 染 物	具 体 内 容	规 模 数 量	预 期 效 果	实 施 地 点 及 投 入 使 用 时 间	责 任 主 体 及 运 行 机 制
钻井液和 钻屑	主要对油基钻井液、非含油 钻屑、油基钻井液钻屑的处 理。	本项目含预留井槽共产生油 基钻井液量约 21884m³, 钻屑 量约 38820m³(其中非含油钻 屑 22558m³, 油基钻井液钻屑 16262m³)。	非含油钻屑随海水/膨润土 通过钻井环空循环返回至 海面排放, 油基钻屑处理达 标后水下 30m 排放; 不达 标部分运回陆地处理, 油基 钻井液运回陆地重新配方 后循环使用, 无法循环利用 部分运回陆地交由有资质 单位处理。	HG CEP 平台; 与钻 完井阶段同步。	由建设单位负 责建设、使用 和管理
含油生产水	HG CEP 平台生产水处理系 统	HG CEP 平台生产水处理系 统采用“脱气缓冲罐+聚结过 滤器” 的处理流程, 设计处 理能力为 480m³/d。	处理达标后(含油浓度≤ 45mg/L) 经开排沉箱水下 30.0m 排海	HG CEP 平台	
其它含油 污水	开式排放系统	开排沉箱、开式排放泵	开式排放系统主要收集平 台上的甲板初期雨水和冲 洗水、危险区域和非危险区 域容器及设备的溢出液; 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。	HG CEP 平台; 与生 产设施同步建设, 同 步投入生产使用。	
	闭式排放兼低压火炬系统	闭式排放罐、闭式排放泵等。			
生产垃圾	分类回收	分类回收箱	分类收集运回陆地处理		
船舶污染物	船舶含油污水	船舶处理系统或接收设施与 船舶吨位相匹配。	执行石油类≤15mg/L, 排放 应在船舶航行中进行; 或收 集并排入接收设施。	船舶自带处理系统 或接收设施	由船舶所属单 位负责
	船舶生活污水和船舶垃圾	参见本篇中对应的环境保护措施。			
生活污水	HG CEP 平台生活污水处理	新建一套处理能力为	经处理达标后排海	HG CEP 平台; 与生	由建设单位负



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
	装置	75.6m³/d 的“生化+电解”式生活污水处理系统。		产设施同步建设，同步投入生产使用。	责建设、使用和管理
生活垃圾	分类回收	分类回收箱	食品废弃物经粉碎至颗粒直径小于 25mm 后排海；其它生活垃圾分类收集后定期装箱运回陆地。		
发电机及压缩机废气	燃气透平发电机和压缩机产生的废气	经排气管排放			
温排水	闭式循环冷却水系统产生的温排水	经排放管道海面排放			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算。	根据本区域开发项目造成的渔业资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施。	达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的。	※※海域；本项目投产后，在专业单位建议的时间内完成。	由建设单位负责落实，委托专业单位完成



10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.5-1。

表 10.5-1 主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/ 环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生产水处理系统	HG CEP 平台生产水处理系统配备及运行情况。	生产水经生产水处理系统处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》三级标准（含油浓度 $\leq 45\text{mg/L}$ ）经开排沉箱水下 30.0m 排海
生活污水 处理系统	HG CEP 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》三级标准排海
闭式排放兼低压 火炬系统	HG CEP 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兼低压火炬系统；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	HG CEP 平台上开式排放系统的配备及运行情况	
生产垃圾和生活 垃圾处理	HG CEP 平台上固体废物分类和回收设备的配备、运行情况及处理效果。	平台上需设置分类垃圾箱，除食品废弃物外无固废排放，均运回陆地处理/处置。
溢油应急物资和 溢油应急计划	HG CEP 平台配备消油剂、吸油毡等溢油应急物资、制定溢油应急计划。	落实溢油应急计划、配备溢油应急物资等内容。
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。



11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按100%列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以25%~50%比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用见表11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

平台	环保设备	设备投资(万元)	折合比率	折合环保投资(万元)
HG CEP	生产水处理系统			
	生活污水处理系统			
	开式排放系统			
	闭式排空系统			
	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			
海洋生物资源补偿				
合计				

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为**万元，环保直接投资额为**万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$C_T = C_1 / T \times 100\% = ** / ** \times 100\% = 1.71\%$$

其中：C_T：环境保护投资占工程投资的比例；C₁：环保投资额；

T：工程设施投资总额。

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果，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。本项目海底管缆施工对海洋生物资源影响属一次性损害, 补偿金额按 3 倍计; 钻屑排放为持续性排放, 补偿年限按实际影响年限计算; 新建平台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 160.32 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(海 表排放)		鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	0.078	1%	0.8 元/尾	1 年	
		仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	0.104	5%	0.8 元/尾		
	幼 体	鱼类 (尾)	9.243	100%	15 元/kg		
		头足类 (尾)	0.936	100%	20 元/kg		
		虾类、虾姑类 (尾)	0.741	100%	30 元/kg		
		蟹类 (尾)	0.091	100%	30 元/kg		
	成体 (kg)		14.261	100%	1.5 万元/t		
	底栖生物 (t)		0.341	100%	1.5 万元/t		
小计							
钻屑(水 下 30m 排放)		鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	0.242	1%	0.8 元/尾	4 年	
		仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	0.374	5%	0.8 元/尾		
	幼 体	鱼类 (尾)	30.998	100%	15 元/kg		
		头足类 (尾)	3.168	100%	20 元/kg		
		虾类、虾姑类 (尾)	2.486	100%	30 元/kg		
		蟹类 (尾)	0.286	100%	30 元/kg		
	成体 (kg)		52.096	100%	1.5 万元/t		
	底栖生物 (t)		0.341	100%	1.5 万元/t		
小计							
海底管 缆铺设		鱼卵 (×10 ⁶ 粒)	5.868	1%	0.8 元/尾	3 倍	
		仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)	8.63	5%	0.8 元/尾		
	幼 体	鱼类 (尾)	722.668	100%	15 元/kg		
		头足类 (尾)	74.004	100%	20 元/kg		
		虾类、虾姑类 (尾)	58.199	100%	30 元/kg		
		蟹类 (尾)	6.601	100%	30 元/kg		
	成体 (kg)		1394.356	100%	1.5 万元/t		
	底栖生物 (t)		4.75	100%	1.5 万元/t		
小计							
设施 占海	底栖生物 (t)		0.026	100%	1.5 万元/t	20 年	
合计							



11.2.2 环境经济收益分析

11.2.2.1 直接环境经济收益分析

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。本项目投产后，生产水累计产量合计约为 $\times\times\times 10^4 \text{m}^3$ ，生产水经处理后浓度从 500mg/L 降低至低于 45mg/L ，由此累计回收石油约 422.47t ，按原油 4000元/t 计算，折合经济价值约 $\times\times\times 10^4 \text{元}$ 。

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 $\times\times\times 10^4 \text{元}$ ；其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算，为 $\times\times\times 10^4 \text{元}$ ，两项合计约为 $84.5 \times 10^4 \text{元}$ 。

11.2.2.3 总环境经济收益

综合环境直接收益、间接收益及碳减排收益之和，本项目投产后，生产运营期总环境经济收益为 $\times\times\times 10^4 \text{元}$ 。

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 环境保护管理计划

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司上海分公司（以下简称“上海分公司”）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

为了做好海洋环境保护工作，加强对本气田环保设施运行和维护管理、控制外排污染物对海洋环境的影响程度，建设单位成立了专门机构进行环境保护管理工作。HG 气田开发项目的环境管理主要任务和内容包括：

- （1）贯彻执行国家的环境保护法规、标准和政策；
- （2）组织制定和修改与本项目有关的环境保护政策、规章和制度，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）检查本项目环保设施的运行状态；
- （5）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （6）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （7）组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；
- （8）配合有关管理部门的环境监测和检查。

12.1.2 机构及岗位的设置

12.1.1.1 机构与定员

中海石油（中国）有限公司上海分公司作为本项目的建设单位，负责本气田工程建设和生产期间的环境管理工作。该公司成立了以总经理为领导的环境保护管理体系，积极履行职能范围内的环保职责，健全环保制度并强化执行，推动环境管理持续改进。严格按照国家环保法规标准和集团公司颁发的一系列的环保管理规定、办法开展环境保护管理工作，并已形成了一套系统、完整的环保管理机构和环境保护管理体系。环境管理组织机构见图 12.1-1。

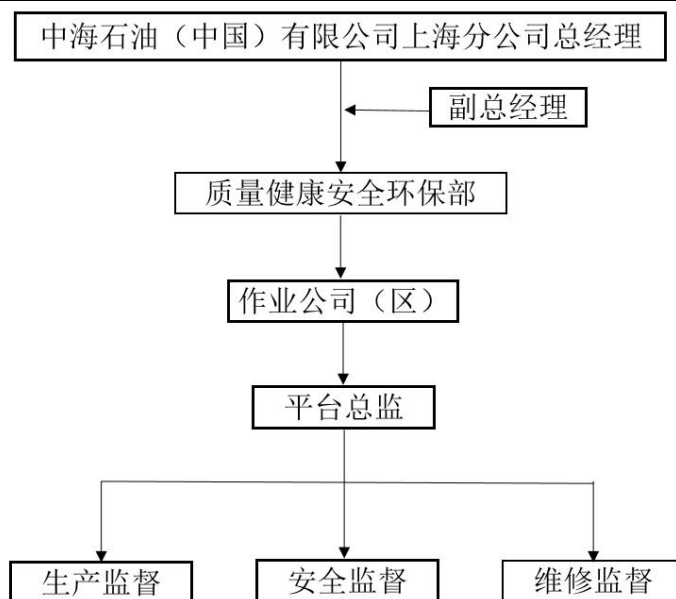


图 12.1-1 建设单位环境保护管理机构图

此外，本项目将建立系统、完整的海上平台组织机构，并将责任落实到每位现场作业人员。本项目新建的 HG CEP 平台的组织机构见图 12.1-2。

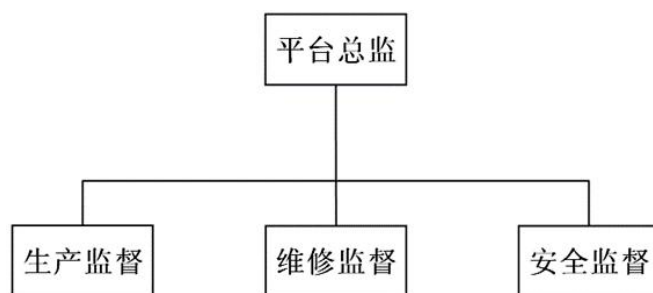


图 12.1-2 平台组织机构图

12.1.1.2 岗位设置和职责

（1）平台总监

平台总监是油气田海上作业时的安全第一责任人，各项工作必须对上海分公司/作业公司经理负责，负责和组织好安全生产；接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；对生产设备、工艺流程、气田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；做好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台生产；掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作。

（2）生产监督

生产监督负责对生产部门管理，包括所有操作工作的全面管理及工作安排；



检查和督促、协调各部门的日常工作；负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；组织和实施维修计划，负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；以及其它相关工作。

（3）安全监督

安全监督对平台安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；协助平台总监制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；负责检查和审批重大作业的安全措施；负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

（4）维修监督

维修监督是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责；负责平台主要设备的档案建立和管理；掌握平台耗品、耗件及各种备件情况及相关文书工作的跟踪和存档；确定重要备件的库存量，保证气田的正常生产；负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划。

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。上海分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守国家相关环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行相应的污染物排放标准。结合本项目开发的特点，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。

（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。海上安全监督/生产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。

（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。

（3）培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

（4）事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急计划中的报告程序进行。建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责气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。

（5）海底管道/电缆巡查制度

由值班船对本气田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管道和电缆造成损害。根据气田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各工程设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 监测岗位

HG CEP 平台上排放处理达标的含油生产水和生活污水，该平台上设有化验员岗位，负责设施的外排污水化验工作，受安全监督和公司健康安全环保部的指导。

12.2.2 污染源监测计划

（1）建设期监测计划

在本工程建设期间，需对钻完井过程中产生的钻屑进行监测：

在钻井作业期间，监测钻屑的生物毒性、含油量及重金属含量；作业者负



责取样并交给有资质的机构进行钻井液和钻屑（含油量、重金属、生物毒性）监测。

建设期间应按照相应的采样规范及时送样分析。监测方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）执行。

（2）运营期监测计划

本项目投产后，依托的※※※※平台不新增生产水。在正常生产作业期间，需对下列项目进行监测：

监测 HG CEP 平台外排生产水中含油浓度和生物毒性容许值，监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18402.1-2009）和相关政府管理部门的要求执行。

监测 HG CEP 平台生活污水中的化学需氧量（COD）；监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和相关政府管理部门的要求执行。每月取样 1 次，送至陆地有资质的检测单位进行测定。

（3）非常规检测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

（4）监测设备

HG CEP 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。

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

12.2.3 跟踪监测计划

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

（1）监测点位布设

根据环境影响预测结果，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以 HG CEP 平台为中心，在距离平台 500m 半径范围均匀布设 4 个监测点位，监测

站位布设见图 12.2-1。

图 12.2-1 海洋环境监测站位布设示意图

(2) 监测内容

水质监测包括悬浮物、无机氮、活性磷酸盐、COD、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发性酚；

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

生物监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物。

环境影响跟踪监测的特征污染物主要为生产运营期间含油生产水中的石油类和生活污水中的 COD，其他监测项目可根据实际情况进行筛选。

(3) 监测方法与频率

海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》(GB12763-2007) 和《海洋监测规范》(GB17378-2007) 执行。

建议本项目海洋环境影响跟踪监测频率为本项目竣工验收（试运行）进行一次监测，投产后 3~5 年进行一次监测。

(4) 监测机构

监测机构应具备海洋环境调查的资质，具有计量认证证书，取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。



13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

HG 气田开发项目位于**海域，南距**气田约 25km，新建 HG CEP 平台距岸最近距离约**km。项目所在海域水深约**~**m。

本项目计划新建 1 座中心平台（HG CEP 平台），新铺设 1 条海底混输管道（HG CEP 平台至**平台长度约**km）、1 条海底电缆（**平台至 HG CEP 平台长度约**km），对已建设施**平台进行改造。

本项目新建 HG CEP 平台设置 24 个井槽（其中 6 个单筒双井），共布设开发井 30 口，其中先期开发 13 口生产井，预留 17 口井。本项目计划于**投产，项目投产后最大年产气量** $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，最大年产凝析油量** $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最大年产水量** $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。本项目工程总投资**万元人民币，其中环保投资**万元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

本项目新建 HG CEP 平台设置油气水处理和增压系统，将处理合格的干气和深度脱水的凝析油通过新建海底混输管道输送至**平台，进入**平台新增段塞流捕集器，分离出来的凝析油和干气与**平台脱水处理后的干气和凝析油混合后混输至已建**平台。在**平台进入段塞流捕集器，分离出的干气越站与平黄区域的产气混合，大部分干气经已建**平台至**平台海底输气管道、**平台至**平台海底输气管道和**平台至宁波终端天然气外输管道输送至宁波终端；其余干气经已建**平台至**平台海底输气管道、**平台至南汇终端天然气外输管道输送至南汇终端，其中**平台和**平台栈桥相连。段塞流捕集器分离出的凝析油进入**平台凝析油处理系统，处理合格的凝析油经**平台至**平台海底输油管道和**平台至岱山终端原油外输管道输送至岱山终端。新建 HG CEP 平台分离出的含油生产水进入平台生产水处理系统处理达标后排放，**平台分离出的含油生产水在平台生产水处理系统处理达标后排海。

本项目新建 1 台燃气透平发电机组，与**平台发电机组组网为 HG CEP 平台和**平台供电，新建**平台至 HG CEP 平台海底电缆。



13.1.3 主要污染源和污染物

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，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。

本项目产生的钻屑总量（含预留井）约为 38820m^3 （堆体积），其中非含油钻屑量 22558m^3 （堆体积），油基钻井液钻屑量 16262m^3 （堆体积）。本项目钻井作业 17-1/2" 井段使用海水/膨润土浆，其他井段均使用油基钻井液，油基钻井液（含预留井）产生量约为 21884m^3 。

海底海管和海底电缆均采用后挖沟、自然回填的埋设方式，埋设管缆顶部距海床表面均为 1.5m ，管缆挖沟搅起的悬浮物总量约为 36698.7m^3 ，悬浮物最大排放速率约为 26.4kg/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 798.7m^3 、生活污水产生量约为 31808m^3 ，生活垃圾产生量约为 136.3t ，生产垃圾产生量约为 1446.5t 。

本项目生产阶段产生的污染物主要是含油生产水、其它含油污水、温排水、发电机及压缩机废气、生活污水、生活垃圾、生产垃圾以及少量的船舶含油污水、船舶生活污水及船舶垃圾等船舶污染物。

本项目新建 HG CEP 平台设有生产水处理系统，最大生产水处理量和排放量均约 $480\text{m}^3/\text{d}$ （2042 年），生产水处理系统设计规模为 $480\text{m}^3/\text{d}$ 。HG CEP 平台处理达标的含油生产水（即石油类月均排放浓度限值 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ）通过开排沉箱水下 30m 达标排海。

本项目设置 1 套闭式循环冷却水系统，新建平台最大排放量约为 $4500\text{m}^3/\text{h}$ ，最高温升约 12°C ，经排放管道海面排放。

本项目 HG CEP 平台新建 1 台燃气透平发电机组，配置 2 台湿气压缩机（燃驱离心式压缩机组，1 用 1 备）。透平发电机组和压缩机的最大耗气量共为 $297500\text{Sm}^3/\text{d}$ ，经核算，产生的氮氧化物最大为 740.8t/a ，产生的烟气通过排气筒排放。

本项目新建 HG CEP 平台生活楼定员为 120 人，配备有处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的“生化+电解”式生活污水处理系统。经核算，平台生活污水产生量为 $27594\text{m}^3/\text{a}$ （ $63\text{m}^3/\text{d}$ ），COD 产生量为 13.8t/a ，生活污水经处理达标后排海。新建平台生活垃圾产生量为 118.3t/a （其中食品废弃物约 78.8t/a ），产生的食品废弃物处理至



颗粒直径 $<25\text{mm}$ 后可排放或弃置入海，其他生活垃圾运回陆地处理。

新增守护船产生船舶含油污水 $120\text{m}^3/\text{a}$ ，船舶生活污水 $4088\text{m}^3/\text{a}$ ，船舶生活垃圾 $23.4\text{t}/\text{a}$ ，船舶生产垃圾 $1.0\text{t}/\text{a}$ 。

本项目投产后新建 HG CEP 平台生产垃圾产生量最大约 $250.6\text{t}/\text{a}$ ，运回陆地交由有资质单位进行处理。其它含油污水产生量约 $120\text{m}^3/\text{a}$ 。

13.2 规划和政策符合性结论

HG 气田开发项目为海洋油气资源勘探开发工程，属于国家《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、成品油的储运和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本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。

本项目符合《全国海洋主体功能区规划》，与《浙江省国土空间规划（2021-2035 年）》、《浙江省生态环境厅关于印发〈浙江省生态环境分区管控动态更新方案〉的通知》（浙环发〔2024〕18 号）的管理要求相协调。本项目位于浙江省划定的“三区三线”海洋生态保护红线范围外，最近距离约为 248.7km ，与浙江省海洋生态保护红线相协调。

13.3 环境现状分析与评价结论

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

本项目分别于 2021 年 10 月和 2023 年 11 月在项目所在海域开展了 4 个站位的水文动力调查（SW1、SW2、SW3、SW4）。根据实测潮汐调和分析结果，工程海区的潮汐类型属于不规则半日潮；根据测站实测海流资料，工程海区表层、中层和底层潮流类型均为规则半日潮流。

本项目于 2024 年 6 月针对新建平台场址和管缆路由进行了工程场地勘察。根据调查资料显示，新建 HG CEP 平台场址调查区域范围内水深在 $\times\times\sim\times\times\text{m}$ 之间变化，区域范围内海底比较平缓，水深变化不大，水深大致由西往东方向逐渐变浅，由北往南方向逐渐变深，场址中心位置实测水深值为 $\times\times\text{m}$ 。新建 HG CEP 平台至 $\times\times\times\times$ 平台管缆路由段调查区域内水深变化范围为 $\times\times\sim\times\times\text{m}$ ，路由总体水深特征为西南深，东北浅，地形整体较平坦，局部有轻微起伏。

根据新建 HG CEP 平台场址地貌调查资料，调查范围内除部分区域发育少量锚痕地貌外，总体上海底地貌较平坦光滑，无其它异常反射，未发现其他遗



弃物及障碍性物体存在。根据新建 HG CEP 平台至※※※※平台海底管道路由地貌调查资料，调查范围内除部分区域发育少量锚痕及渔网拖痕地貌外，总体上海底地貌较平坦光滑，无明显底质变化，无其它异常反射，未发现其他遗弃物及障碍性物体存在。

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

根据本项目水深资料、浅剖资料和地貌资料，工程区内海底地形变化平缓，表层沉积基本一致。根据地质取样资料，工程区域表层沉积物主要为松散的粉质细砂。综合水深调查资料、水动力环境资料和海底土质性质可以初步判断本项目区域海底发生冲淤的可能性很小。

13.3.2 海洋水质环境现状

本项目于 2022 年 3 月 9 日~16 日进行了春季海水水质现状调查，布设 63 个水质站位，调查单位为原国家海洋环境监测中心。海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)和《浙江省国土空间规划(2021-2035 年)》，本项目 63 个海水水质调查站位均位于浙江省国土空间规划范围之外。本项目海水水质按不劣于现状评价。

春季调查海域 pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、铜、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物在各站位均满足第一类海水水质标准。铅有 1 个站位(S37)符合第二类海水水质标准。

13.3.2.1 海洋沉积物环境现状

本项目于 2022 年 3 月 9 日~16 日进行了海洋沉积物现状调查，布设 63 个调查站位，调查单位为原国家海洋环境监测中心。海洋沉积物评价因子汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。本次 63 个海洋沉积物调查站位同海水水质调查站位一致，均位于浙江省国土空间规划范围之外，本项目海洋沉积物按不劣于现状评价。根据调查结果，调查海域沉积物中各评价因子均符合《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)第一类评价标准，沉积物质量良好。



13.3.2.2 海洋生态环境现状

本项目于 2022 年 3 月 9 日~16 日进行了春季海洋生物生态现状调查，布设 63 个海洋生物生态站位，调查单位为原国家海洋环境监测中心。

调查结果表明：春季调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于 (0.16~3.21) mg/m^3 ，平均值为 $0.98\text{mg}/\text{m}^3$ ；50m 层叶绿素 a 浓度变化于 (0.19~2.00) mg/m^3 ，平均值为 $0.43\text{mg}/\text{m}^3$ 。春季海水中叶绿素 a 含量总体较低，为贫营养海域。

春季调查各站位初级生产力变化范围为 (138~3215) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $740\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

春季调查海域共出现浮游植物 5 门 141 种，浮游植物密度变化范围在 (1.03~444.80) $\times 10^4$ 个/ m^3 之间。该海域春季调查海域的浮游植物多样性指数均较低，且均匀度较差，浮游植物群落结构稳定性较差。

春季调查海域共鉴定浮游动物 15 大类 198 种，浮游动物生物量变化范围在 (47~947) mg/m^3 之间，密度变化范围在 (37~959) 个/ m^3 之间。调查海域浮游动物多样性指数、均匀度和丰富度都较高，浮游动物群落结构稳定性较好。

春季调查海域共鉴定底栖生物 9 门 122 种，生物量变化范围在 (0.10~41.80) g/m^2 之间，平均为 $8.43\text{g}/\text{m}^2$ ，密度变化范围在 (10~470) ind/ m^2 之间，平均为 168ind/ m^2 。调查海域底栖生物的多样性指数较丰富，均匀度较高。调查海域底栖生物群落结构稳定性较好。

13.3.2.3 海洋生物质量环境现状

本项目于 2022 年 3 月 9 日~16 日进行了春季海洋生物质量现状调查，布设 38 个海洋生物质量站位，调查单位为原国家海洋环境监测中心。

春季生物质量调查采集到鱼类 3 种、甲壳类 2 种。春季调查海域底栖生物样品中，部分鱼类和甲壳类体内的砷标准指数值大于 1，样品的超标率为 57.9% 和 71.1%，其他各项评价因子的标准指数值均小于 1，满足相应生物质量标准的要求。

13.3.2.4 海洋渔业资源现状

本项目于 2023 年 11 月 3 日~11 月 23 日（秋季）进行了海洋渔业资源现状调查，秋季调查单位均为中国水产科学研究院东海水产研究所，布设 20 个站位。

秋季调查共捕获游泳动物 116 种，其中鱼类 78 种，头足类 16 种，甲壳类 22 种。鱼类成体重量资源密度 $397.55\text{kg}/\text{km}^2$ ，幼体尾数资源密度 137798ind/ km^2 。



头足类成体平均资源密度 $110.56\text{kg}/\text{km}^2$ ，幼体平均资源密度 $2850\text{ind}/\text{km}^2$ 。甲壳类虾类成体平均资源密度为 $38.55\text{kg}/\text{km}^2$ ，虾类幼体平均资源密度为 $13193\text{ind}/\text{km}^2$ ；蟹类成体平均资源密度为 $6.88\text{kg}/\text{km}^2$ ，蟹类幼体平均资源密度为 $321\text{ind}/\text{km}^2$ 。游泳动物平均总资源密度为 $695.79\text{kg}/\text{km}^2$ 。

秋季调查共采集到鱼卵和仔稚鱼 27 种，鱼卵平均密度为 $0.051\text{粒}/\text{m}^3$ ，仔稚鱼平均密度为 $0.075\text{尾}/\text{m}^3$ 。

13.3.3 主要环境敏感目标

本项目新建设施位于带鱼越冬场、海鳗越冬场、日本鲭越冬场和银鲳越冬场内，本项目新建设施距绿鳍马面鲷越冬场最近距离 6.6km ，距其他敏感目标均在 18km 以上。

13.4 环境影响预测与评价结论

13.4.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境影响

本项目主要工程设施为新建海上平台和海底管缆。由于新建平台为透水式结构，新建平台等对周边的水动力环境影响很小。新建海底电缆/管道埋设于海底以下，挖起的海底泥沙短时间堆积于管/缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管/缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。因此本项目对水文动力环境影响很小。

由于新建平台为透水式结构，新建平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管缆埋设在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管缆沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

13.4.2 海水水质环境影响评价

13.4.2.1 钻井液对海水水质的影响

本项目在钻井期间使用的油基钻井液循环使用，不能循环使用部分运回陆地处理，不外排，主要预测钻井期间排放的钻屑造成的悬浮物扩散情况。

13.4.2.2 钻屑对海水水质的影响

HG CEP 平台钻屑排放对水质的影响范围较小，HG CEP 平台悬浮物浓度超标主要集中在模型中垂向第 3、4 层，其余层无悬浮物超标面积。第 3、4 层超一(二)类水质海域的最大包络面积为 0.213km^2 ，离排放点的最大距离为 0.32km ，



钻屑停止排放后最大 3h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

13.4.2.3 海底管缆铺设对海水水质的影响

本项目新建 1 条海底管道和 1 条海底电缆，海底管道及电缆均采用挖沟的铺设方式。海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.78km，造成的水质超标范围主要集中在模型垂向第 9、10 层。其中第 10 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 42.222km²，第 9 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 28.74km²，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最长约 8.0h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

13.4.2.4 含油生产水/生活污水对水质的影响

根据预测结果，由于 HG CEP 平台生产水和生活污水排放量均较小且石油类、COD 浓度含量不大，在网格尺度（50m）下 HG CEP 平台处理达标的生产水和生活污水排放均未造成平台附近海水石油类和 COD 浓度超标情况。由此可知本项目产生的生产水和生活污水排放对海水水质环境影响均较小。

13.4.2.5 温排水对水质的影响

根据预测结果，在网格尺度（50m）下 HG CEP 平台排放点周围海水最大温升约 1.6°C，在网格分辨率尺度下无温升超标面积存在，温排水排放对海水温度影响较小，不会明显影响本海区的海洋水质。

13.4.3 工程对海洋沉积物的影响

13.4.3.1 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，HG CEP 平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.073km²。

13.4.3.2 铺设海底管缆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 1 条海底管道、1 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 0.678km²。



13.4.4 工程对海洋生态的影响

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑使新建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。随着钻井施工作业结束，停止钻屑的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

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

本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.073km²。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。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 0.073km² 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对气田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

海底管缆铺设挖沟所破坏的海底面积及在沟两侧所堆积的挖沟泥沙对底栖生物造成毁灭性破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏施工现场周围海底部分底栖生物并影响沿管/缆一带的海底生态环境，对底栖生物的影响主要是对底栖生物的掩埋作用。但随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 1 条海底管道、1 条海底电缆，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为 0.678km²。

13.4.5 工程对海洋渔业的影响

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。根据计算结果，本项目海洋生物损失为：鱼卵 6.068×10^6 粒，仔稚鱼 8.95×10^6 尾，鱼类幼体 750.848kg，头足类幼体 76.884kg，虾类幼体 60.459kg，蟹类幼体 6.861kg，成体 1441.716kg，底



栖生物 5.117t。

13.4.6 工程对环境敏感目标的影响

本项目新建设施位于带鱼越冬场、海鳗越冬场、日本鲭越冬场和银鲳越冬场内。距离水产种质资源保护区、等其他的环境敏感目标在 106km 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以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，最大影响距离为 0.78km，且其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。本项目新建平台为有人平台，生产运行过程中新建、依托平台产生少量达标排放的生产水、生活污水和温排水，其排量较小，造成的影响轻微。正常建设、生产期间不会对前述敏感目标产生影响。建设方拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

13.5 环境风险分析与评价结论

本项目建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和施工船舶碰撞；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、海底混输管道与立管泄漏、船舶碰撞等。

本项目最具代表性事故为海管/立管泄漏事故，溢油量最大为 70t(约 87.5m³)。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，本次评价选取 HG CEP 平台至已建※※※※平台混输海管在※※※※平台附近发生全管径断裂事故作为风险事故预测情形。由于本项目位于多个鱼类越冬场内，无论何时溢油都会对其产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

根据应急响应时间分析，本项目及附近可依托的溢油应急资源可以在 16.7h 内到达溢油现场，并陆续进行溢油回收作业。通过对溢油能力的计算，本项目及附近可依托的溢油应急设备可以满足本项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其他救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

本项目投产前，建设单位将按照相关规定编写《HG 气田开发项目油气污染应急预案》并取得备案，将本项目纳入上海分公司各级应急体系中统一考虑，



并将新编的油气污染应急预案报相关主管部门备案，同时按照备案后的溢油应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。本项目从设计阶段采用了国际、国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的油气污染应急预案与政府的分级响应机制相衔接。

综合以上分析，HG 气田开发项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

HG 气田为后期挤压反转形成的背斜构造，该构造形态相对完整，以发育早期北北东向逆断层为主，晚期正断层不发育，尤其是对气藏起改造作用的晚期近东西向断层在目的层段（H3 及以下）不发育，基本消失于 H1~H2 大套泥岩当中。在浅层 1000ms（埋深-1100m）以上的深度范围内断层不发育，即气田范围内未见直通海底的“通天”断层。HG 气田 H3b~H4b 及以上地层均为常压，开发井均采用自喷衰竭式开采，各井地层压力随生产时间的延续而降低，各储层内部连通性良好，不存在异常高压，气田开发方式不会存在溢油的风险。

HG 气田浅层至主力含气层段测录井资料无明显气测显示；三维地震资料未见明显亮点、气云区和气测显示，未发现疑似气层异常反射；井场调查结果揭示，在气田浅层未见明显断层、振幅异常构造及浅层气富集；现有资料认为 HG 气田开发项目浅层气发育可能性较小。

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，钻井作业的清洁生产综合评价指数为 94，达清洁生产先进水平；参照采油作业的清洁生产综合评价指数计算后可知，本项目采气作业的清洁生产综合评价指数为 90，达清洁生产先进水平。

13.6.2 总量控制建议

本项目投产后，建议本项目新建 HG CEP 平台含油生产水的总量控制指标



为 $\times\times\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，石油类排放总量为 3.03t/a ；建议新建 HG CEP 平台生活污水的总量控制指标为 $27594\text{m}^3/\text{a}$ ，COD 排放总量为 13.8t/a 。

13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

13.7.1 环境保护对策措施

13.7.1.1 建设阶段

本项目采用模块钻机进行钻完井作业；钻井过程中 17-1/2"井段采用海水/膨润土浆，其他井段根据钻井的需要均采用油基钻井液体系。本项目产生的非含油钻屑随海水/膨润土浆通过钻井环空循环返回至海面排放。平台设有钻井液循环处理系统，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，经甩干机和离心机分离出的油基钻井液钻屑达标部分直接排放，不达标的部分在钻井平台/运送至 $\times\times\times\times$ 平台进行热脱附处理，处理后的含油钻屑经检测达标后，如在 $\times\times\times\times$ 平台处理，则运至 HG CEP 平台排海，若不达标，则均运回陆地交由有资质单位处理。钻完井结束后，油基钻井液液相经收集后，运回中海油（舟山）能源物流有限公司陆地油基泥浆站重新配方后返回平台或东海其他钻完井作业点循环使用，如无钻井作业，则运回陆地交由有资质单位处理。钻井过程中向海中排放的钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中二级标准的要求，同时，向海中排放的钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级排放标准（含油量 $\leq 8\%$ ，重晶石中最大值： $\text{Hg}\leq 1\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cd}\leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。

本项目管缆全程埋设，海底管道采用后挖沟、自然回填的方式，海底电缆采用边铺设边挖沟方式，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。

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）、《73/78 防污公约》和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168号）等的相关要求。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。

13.7.1.2 生产阶段

本项目新建 HG CEP 平台设置油气水处理设施，产生的含油生产水经本平台生产水处理系统处理合格后排海。HG CEP 平台生产水系统采用“脱气缓冲罐+聚结过滤器”的处理流程。生产水在脱气缓冲罐中初步重力分离后进入聚结过滤器进一步油水分离，处理达标后的生产水（石油类月均排放浓度限值 $\leq 45\text{mg/L}$ ，一次容许值 $\leq 65\text{mg/L}$ ）经开排沉箱水下 30.0m 排海。从缓冲罐和聚结过滤器分出的少量污油进闭排后，再回到主工艺流程。

本项目新建的 HG CEP 平台上设有开式排放系统、闭式排放兼低压火炬系统，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他含油污水。

本项目新建 HG CEP 平台新建 120 人生活楼，配备有一套处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的“生化+电解”式生活污水处理系统。生产阶段生活污水产生量为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ ， $27594\text{m}^3/\text{a}$ ；生活污水其主要污染因子为化学需氧量（COD），产生量为 $13.8\text{t}/\text{a}$ ，生活污水经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（ $\text{COD}\leq 500\text{mg/L}$ ）要求后排海。

新建平台生活垃圾产生量为 $118.3\text{t}/\text{a}$ （其中食品废弃物约 $78.8\text{t}/\text{a}$ ），生活垃圾中的食品废弃物处理至颗粒直径小于 25mm 后可排放或弃置入海，其它生活垃圾分类收集后定期装箱运回陆地处理。

在生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、包装材料、含油废物、电池、药剂空桶、油漆空桶等，将分类收集运回陆地，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置，对其中的危险废物交由有资质的单位进行回收利用或处置。

13.7.2 海洋生态保护措施

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，但在施工过程中海管、海缆铺设掀起的悬浮物将不可避免的对海洋生物造成一定的影响。

为使气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。

(2) 在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

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

(4) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。本项目为气田开发，凝析油量较小，一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应事先征得相关主管部门同意。

(5) 建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.8 建设项目环境可行性结论

本项目为海洋油气开发工程及其附属工程，符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》，与《浙江省国土空间规划（2021-2035 年）》《浙江省生态环境厅关于印发〈浙江省生态环境分区管控动态更新方案〉的通知》（浙环发〔2024〕18 号）的管理要求相协调，位于浙江省划定的“三区三线”海洋生态保护红线范围外。项目总体开发方案中较为充分地考虑了工程开发可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施以及节能减排措施；本工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

工程海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境质量现状较好，评价范围内的敏感目标主要是带鱼越冬场、海鳗越冬场、银鲳越冬场和日本鲭越冬场等。本工程项目在建设过程中产生的主要污染物是钻屑、钻井液和海底管缆挖沟埋设时产生的悬浮物，钻井液循环使用不外排，对环境的影响属于短期性、可恢复性影响。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水、生活污水



等，含油生产水和生活污水在新建 HG CEP 平台处理达标后排放，其他污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、海洋沉积物和海洋生态）的影响范围和程度较小。

工程的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护或补偿措施。拟建工程存在一定的溢油风险，需要采取具有针对性的安全保护措施和切实有效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，工程建设可行。



附件 1 环评委托书

附件 2 环评报告批复及竣工验收复函

《关于※开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（环监〔1994〕191 号）

关于报送审查《※开发工程环境影响报告书》（修改稿）的函（沪建规〔94〕第 0027 号）

《关于※总体开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字〔2002〕325 号）

《关于西湖区域天然气外输与终端设施能力提升项目环境影响报告书的批复》（环审〔2024〕75 号）

《关于※一期工程环境保护设施竣工验收的复函》（国海环字〔2007〕154 号）

《国家海洋局关于※C 平台环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字〔2013〕206 号）

《关于※群（一期、二期）开发工程环境保护竣工验收合格的函》（环验〔2021〕2 号）

《关于※辅助平台开发工程环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2021〕8 号）



附件 3 固体废物委托处理处置合同和资质



附表

附表 1 春季表层水质调查分析记录统计表

附表 2 春季 50m 层水质调查分析记录统计表

附表 3 春季水质调查平均值分析记录统计表

附表 4 春季海水质量平均值单因子指数评价统计表（一类水质标准）



附表 5 春季调查浮游植物种类名录

附表 6 春季调查浮游动物种类名录

附表 7 春季调查底栖生物名录

附表 8 秋季调查鱼类种类名录

附表 9 秋季调查头足类种类名录

附表 10 秋季调查甲壳类种类名录

附表 11 秋季调查鱼卵、仔稚鱼种类名录（未定种未列出）