



# 涠洲油田新区产能建设项目 环境影响报告书

(送审稿)

HYP202410020

建设单位：中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司

编制单位：森诺科技有限公司

编制时间：二〇二六年四月



打印编号: 1776043190000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	q6gm72		
建设项目名称	涠洲油田新区产能建设项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司		
统一社会信用代码	91310115745639407K		
法定代表人（签章）	赵勇		
主要负责人（签字）	赵勇		
直接负责的主管人员（签字）	韦敏		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	森诺科技有限公司		
统一社会信用代码	913705001647347212		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
孙苗苗	2015035230352014230001000689	BH014550	孙苗苗
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张敏	环境风险分析与评价、清洁生产、总量控制、环境保护措施等	BH009748	张敏
栾熙明	概述、总则、环境经济损失分析、环境影响评价结论等	BH008639	栾熙明
孙苗苗	工程概况、工程分析、海洋生态环境影响预测与评价、环境管理与监测计划、环境可行性分析	BH014550	孙苗苗
孔英	海域自然环境现状、环境现状调查与评价	BH012766	孔英

# 目 录

概述 .....	I
一、建设项目由来 .....	I
二、建设项目特点 .....	II
三、环境影响评价工作过程 .....	III
四、分析判定相关情况 .....	III
五、关注的主要环境问题及环境影响 .....	IV
六、环境影响评价的主要结论 .....	V
<b>1 总则 .....</b>	<b>1</b>
1.1 编制依据 .....	1
1.2 评价重点 .....	4
1.3 评价内容 .....	4
1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选 .....	4
1.5 评价标准 .....	9
1.6 评价等级及评价范围 .....	14
1.7 评价时段 .....	20
1.8 环境保护目标 .....	20
<b>2 工程概况 .....</b>	<b>23</b>
2.1 拟建工程概况 .....	23
2.2 依托工程校核 .....	78
<b>3 工程分析 .....</b>	<b>89</b>
3.1 建设期施工工艺 .....	89
3.2 生产运行期生产工艺 .....	94
3.3 各阶段产污环节分析 .....	104
3.4 各阶段污染源源强核算 .....	107
3.5 各阶段海洋生态环境影响分析 .....	127
<b>4 海域自然环境现状 .....</b>	<b>128</b>
4.1 海洋自然环境概况 .....	128
4.2 周边海域环境敏感目标分布 .....	131

<b>5 环境现状调查与评价</b>	<b>140</b>
5.1 海洋环境现状调查资料来源	140
5.2 海洋水文动力环境现状调查与评价	140
5.3 海水水质现状调查与评价	151
5.4 海洋沉积物现状调查与评价	168
5.5 海洋生态与生物资源现状调查与评价	173
5.6 海洋生物质量现状调查与评价	187
5.7 海洋渔业资源现状调查与评价	192
5.8 小结	203
<b>6 海洋生态环境影响预测与评价</b>	<b>204</b>
6.1 海洋环境影响预测	204
6.2 海水水质环境影响评价	244
6.3 海洋沉积物环境影响评价	247
6.4 水文动力影响分析	248
6.5 地形地貌与冲淤影响分析	248
6.6 海洋生态环境影响评价	249
6.7 主要环境敏感目标影响分析	260
6.8 项目对通航的影响分析	262
<b>7 环境风险分析与评价</b>	<b>266</b>
7.1 风险调查	266
7.2 评价等级判定	267
7.3 风险识别	272
7.4 风险事故情形分析	276
7.5 海洋生态环境风险预测	285
7.6 地质性溢油风险分析与评价	308
7.7 环境风险防控方案	332
7.8 结论	367
<b>8 清洁生产</b>	<b>368</b>
8.1 产品的清洁性分析	368



8.2 各阶段清洁生产措施 .....	369
8.3 本项目清洁生产指标 .....	371
8.4 清洁生产结论和建议 .....	376
<b>9 总量控制 .....</b>	<b>377</b>
9.1 总量控制因子 .....	377
9.2 总量控制指标 .....	377
9.3 排污混合区建议 .....	378
<b>10 环境保护措施 .....</b>	<b>379</b>
10.1 建设期环境保护措施 .....	379
10.2 生产运行期环境保护措施 .....	385
10.3 海洋生态保护对策措施 .....	389
10.4 环境保护措施汇总一览表 .....	391
10.5 “三同时”竣工验收一览表 .....	392
<b>11 环境经济损益分析 .....</b>	<b>398</b>
11.1 环境保护投资估算 .....	398
11.2 环境经济损益分析 .....	399
<b>12 环境管理与监测计划 .....</b>	<b>404</b>
12.1 环境管理 .....	404
12.2 环境监测 .....	408
<b>13 环境可行性分析 .....</b>	<b>412</b>
13.1 与产业政策符合性分析 .....	412
13.2 与相关环保政策符合性分析 .....	412
13.3 与生态保护红线管控要求符合性分析 .....	413
13.4 与生态分区管控要求符合性分析 .....	414
13.5 工程选址合理性分析 .....	414
<b>14 环境影响评价结论 .....</b>	<b>416</b>
14.1 工程分析结论 .....	416
14.2 环境现状分析与评价结论 .....	418
14.3 环境影响预测分析与评价结论 .....	420

14.4	环境风险分析与评价结论 .....	423
14.5	环境保护对策措施 .....	424
14.6	清洁生产和总量控制结论 .....	426
14.7	环境可行性分析 .....	426
14.8	评价结论 .....	427
15	附件 .....	428

## 概述

### 一、建设项目由来

涠洲油田位于南海北部湾西部海域，距离广西壮族自治区北海市约 118km，距涠洲岛约 80km，海域水深约 46m。

2003 年 2 月，中国石油化工股份有限公司获得涠洲地区涠西探区勘查权，由上海海洋油气分公司承担该地区油气勘探与钻探工作。2015 年在涠西南凹陷涠 11-4W 构造上钻探涠 4 井取得油气重大突破，涠三段两层测试均获高产油流，发现了涠洲油田。经过后期勘探评价及储量扩储等工作，上海海洋油气分公司于 2023 年向国土资源部上报涠洲油田探明地质储量原油 $*****\times 10^4\text{t}$ 。

2024 年，为落实海中凹陷生烃潜力和规模储集体分布特征，在北部陡坡带海三构造部署了海 3 斜井并取得了勘探重大突破。该井涠三段滩坝砂储层裸眼测试获高产工业油气流，日产量创北部湾海中凹陷油气勘探最高记录。2025 年 9 月，提交控制储量 $*****\times 10^4\text{t}$ 。

经前期系统勘探与综合评价，证实涠洲油田具有一定储量基础，具备建产条件。为满足涠洲油田新区产能开发需求，上海海洋油气分公司拟实施“涠洲油田新区产能建设项目”，新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台），新建 1 条 26km 海底管道，新建 1 条 26km 海底光缆，同时对依托的中海石油（中国）有限公司湛江分公司（以下简称“中海油”）WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造。项目计划于 2027 年底投产，实施后最大产油量 $****\times 10^4\text{t/a}$ （第 4 年），最大产液量 $****\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ （第 13 年），总投资约\*\*\*\*亿元。

本项目新建 WZ-CEP 平台油井采出液经新建采出液处理系统进行三相分离后，分离出的原油（含水率 $<0.5\%$ ）通过新建海底输油管道输送至依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台，再通过中海油 WZ11-4CEPD 平台至中海油 WZ11-4CEPA 平台的已建栈桥管道输送至中海油 WZ11-4CEPA 平台后，最终依托中海油现役海底管道输送至中海油涠洲终端进行储存及外销；分离出的伴生气根据本项目新建 WZ-CEP 平台用气需求，优先用于 WZ-CEP 平台发电机组发电、注气回注、气举采油，剩余伴生气进入火炬系统燃烧；分离出的采出水经新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理达标后首选在新建 WZ-CEP 平台回注。

本项目运行前 9 年，海底管道输送含水率 $<0.5\%$ 的原油，管道末端油温可维持高于油品凝点 $5^{\circ}\text{C}$ ，热力安全裕度充足，满足防凝管安全运行要求，此阶段采出水仅在新建 WZ-CEP 平台处理达标后就地回注；运行第 10 年及以后，原油产量

逐年衰减，纯输送含水率<0.5%的原油工况下管道末端热力安全余量不足，存在凝管及蜡沉积风险。为保障管道安全运行，外输原油采用掺水增温输送工艺，将部分采出水掺入原油中一并输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台，经该平台生产分离器系统进行油水再分离后，这部分采出水由中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后在 WZ11-4CEPD 平台回注。

本项目主要建设内容如下：

#### （一）新建 1 座平台

新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台），共部署 28 口井，其中新钻 16 口井（油井 11 口、注水井 4 口、注气井 1 口），预留 12 个井槽。共设顶层甲板、中层甲板、底层甲板等三层甲板，具有采油、油气水处理、值班人员生活、海水处理、注水、注气、油气计量及外输等功能，配套辅助工程、环保工程、公用工程等，平台供电由新建双燃料燃气轮发电机组进行供电。

#### （二）新建海底输油管道

新建 1 条由新建 WZ-CEP 平台至依托中海油 WZ11-4CEPD 平台海底输油管道，长度 26km，采用双壁管结构，外管规格  $\Phi 406.4 \times 14.3\text{mm}$ ，内管规格  $\Phi 273.1 \times 15.9\text{mm}$ 。

#### （三）新建海底光缆

新建 1 条由新建 WZ-CEP 平台至依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底光缆，长度 26km，36 芯。

#### （四）依托平台改造

本项目拟对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造，主要工程内容为扩建甲板、新建收球筒、电加热器等设施。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》（主席令[2023]12 号）、《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令[2018]第 24 号（2018 年修正本））等的规定，受上海海洋油气分公司的委托（委托书见附件 1），森诺科技有限公司承担了涠洲油田新区产能建设项目的环境影响评价工作，并依据有关法规、导则的要求完成了《涠洲油田新区产能建设项目环境影响报告书》。

## 二、建设项目特点

### 1) 项目本身特点

本项目为海洋矿产资源开发类项目，属于新区块首次规模化产能开发，需开展海上采油平台、海底输油管道、海底光缆等海洋工程设施的建设，具有工程系统性强、作业环节复杂、海洋环境适配要求高等特征。

## 2) 周围环境特点

本项目选址位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内,属于《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)规定的一般敏感区。特殊的区位属性决定项目建设与生产需严格遵循“矿产资源开发与生态保护协同发展”原则,在保障油气产能开发的同时,需重点落实水生生物产卵期保护要求,兼顾资源开发效益与生态环境可持续性双重目标。

## 三、环境影响评价工作过程

根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》(2021年版),本项目类别属于“五十四、海洋工程中的 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程”,本项目属于新区块海洋油气开发及其附属工程,应编制环境影响报告书。为此,中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司(以下简称上海海洋油气分公司)于2024年11月6日委托评价单位森诺科技有限公司开展本项目的环境影响评价工作(委托书见附件1)。

评价单位接受委托后7个工作日内,于2024年11月11日在广西热线网站进行了第一次信息公示。同时,开展了资料收集,以及相关法规和标准等与本项目有关文件的研究工作。

通过对涠洲油田新区产能建设项目可行性研究文件分析、环境敏感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,并对相关政策符合性进行了分析。

本项目委托自然资源部北海海洋中心对项目及周边海域开展了海洋环境现状调查工作,并根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果,开展了本项目的环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及环境影响预测与评价结果,完成了清洁生产、环境保护措施、环境风险分析与评价、环境管理与监测计划以及环境经济损益分析等章节编制。同时环评工作开展过程中,根据《环境影响评价公众参与办法》(2019年1月1日)等相关规定,建设单位作为责任主体开展了项目信息公示和公众意见调查等工作,收集公众对本项目建设的意见,以保证拟采取的环境保护措施更加完善,最大限度减少项目建设对环境的影响,充分发挥项目建设的环境效益和社会效益。在以上工作的基础上,完成了本项目环境影响报告书的编制。

## 四、分析判定相关情况

### 1) 产业政策符合性

本项目为《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”，符合国家产业政策。

### 2) 生态保护红线管控要求符合性

本项目地理位置不在项目周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，不涉及生态保护红线区。根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》、《湛江市国土空间规划（2021-2035 年）》，距本项目最近的生态保护红线区为新建海底管道东北侧约 52.3km 处的广西壮族自治区生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区），项目建设对生态红线区影响较小。

### 3) 生态环境分区管控要求

本项目地理位置不在周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，位于各省市生态环境分区管控单元范围外，根据《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（2024 年 8 月 2 日）、《海南省生态环境分区管控方案（2023 年版）》（2024 年 8 月 5 日）、《湛江市 2023 年“三线一单”生态环境分区管控成果更新调整成果》（2024 年 2 月 8 日），本项目周边最近的生态管控单元为海底输油管道北侧 5km 的广西壮族自治区一般管控单元，项目在建设和正常生产运行期污染物排放对周围海洋生态环境影响较小，不会影响到广西壮族自治区一般管控单元。

## 五、关注的主要环境问题及环境影响

本项目新建 WZ-CEP 平台、海底管道及海底光缆均位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金钱鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内，周边最近的一般敏感区有北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区（海底管道东北 10.5km）、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区（海底管道北 41km）；周边最近的重要敏感区有广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园（海底管道东北 54.1km）、生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区）（海底管道东北 52.3km）。

在正常作业情况下，本项目关注的主要环境问题是建设期经过检测达标的水基钻井液及钻屑排放、经过检测达标的油基钻井液钻屑排放、作业废水排放以及海底管缆挖沟埋设时产生的悬浮沙。另外生产运行期温排水、生活污水、浓盐水等排放对上述敏感目标及周围海域的海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度，以及拟采取的环境保护措施及污染防治措施及其可行性。

在风险事故情况下，本项目关注的主要环境问题是油气泄漏事故对项目周围海洋生态环境风险敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产等的潜在影响。

## 六、环境影响评价的主要结论

本项目的建设符合国家、行业颁布的相关产业政策、法律法规等要求。本项目从设计和施工方案上采取了一系列污染防治和环境保护措施，采用先进的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。建设期排放的钻屑和钻井液、作业废水、海底管缆挖沟埋设时掀起的悬浮沙及船舶污染物（船舶生活污水、船舶生活及生产垃圾、船舶含油污水等），对环境的影响属于短期、一次性且可恢复的。生产运行期产生的采出水经本项目新建 WZ-CEP 平台、依托中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后回注。其它污染物排放量较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响属于短期的可恢复影响，对周边海域的水文动力和冲淤环境的影响较小。

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

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



# 1 总则

## 1.1 编制依据

### 1.1.1 国家及地方有关法律法规

- 1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015 年 1 月 1 日）；
- 2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》（主席令〔2023〕12 号）；
- 3) 《中华人民共和国海域使用管理法》（2002 年 1 月 1 日）；
- 4) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018 年 12 月 29 日）；
- 5) 《中华人民共和国渔业法》（2025 年 12 月 27 日修订）；
- 6) 《中华人民共和国海上交通安全法》（2021 年 9 月 1 日）；
- 7) 《中华人民共和国水污染防治法》（2018 年 1 月 1 日）；
- 8) 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2022 年 6 月 5 日）；
- 9) 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018 年 10 月 26 日）；
- 10) 《中华人民共和国突发事件应对法》（2024 年 11 月 1 日）；
- 11) 《中华人民共和国节约能源法》（2018 年 10 月 26 日）；
- 12) 《中华人民共和国循环经济促进法》（2018 年 10 月 26 日）；
- 13) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 7 月 1 日）；
- 14) 《中华人民共和国野生动物保护法》（2023 年 5 月 1 日）；
- 15) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020 年 9 月 1 日）；
- 16) 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（2010 年 10 月 1 日）。

### 1.1.2 行政法规与部门规章

- 1) 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号（2017 年修正本））；
- 2) 《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）；
- 3) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.03.19 修订）；
- 4) 《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（2016 年修正本））；
- 5) 《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范〔2017〕7 号）；
- 6) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（国务院令第 676 号（2017 年修正本））；
- 7) 《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

修正本] ) ；

8) 《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 日实施）；

9) 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）；

10) 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部，2021.01.01 施行）；

11) 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令[2018]第 4 号）；

12) 《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日）；

13) 《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号)；

14) 《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）；

15) 《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》（国家海洋局，2015 年 11 月 16 日实施）；

16) 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部，2017.05.23 施行）；

17) 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11.30）；

18) 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（交通运输部，2021.9.1 起施行）；

19) 《水产种质资源保护区管理暂行办法（2016 年修正本）》（农业部，2016.05.30）；

20) 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资源部，2022.08.16）；

21) 《关于发布〈危险废物排除管理清单（2026 年版）〉的公告》（公告 2026 年第 2 号）。

### 1.1.3 技术导则与规范

1) 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）；

2) 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ 2.1-2016）；

3) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）；

4) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；

5) 《海洋监测规范》（GB 17378-2007）；

- 6) 《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）；
- 7) 《海水水质标准》（GB 3097-1997）；
- 8) 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）；
- 9) 《海洋生物质量》（GB 18421-2001）；
- 10) 《渔业水质标准》（GB 11607-1989）；
- 11) 《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）；
- 12) 《突发环境事件应急监测技术规范》（HJ 589-2021）；
- 13) 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》(GB18420.1-2009)；
- 14) 《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》(环海洋函[2022]27 号)；
- 15) 《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）；
- 16) 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）；
- 17) 《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T877-2013）；
- 18) 《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）；
- 19) 《石油天然气开采业污染防治技术政策》（公告 2012 年 第 18 号）。

#### 1.1.4 其他依据

- 1) 《海洋弃井作业规范》（SY/T 6845-2011）；
- 2) 《湛江市 2023 年“三线一单”生态环境分区管控成果更新调整成果》(2024 年 2 月 8 日)；
- 3) 《湛江市国土空间规划（2021-2035 年）》；
- 4) 《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（2024 年 8 月 2 日）；
- 5) 《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》；
- 6) 《海南省生态环境分区管控方案(2023 年版)》（2024 年 8 月 5 日）；
- 7) 《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》。

#### 1.1.5 基础资料

- 1) 项目环境影响评价任务委托书（见附件 1）；
- 2) 《涠洲油田新区产能建设项目可行性研究报告》（中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司，2026 年 1 月）；
- 3) 项目涉及的其他资料。

## 1.2 评价重点

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

- 1) 钻井作业期间排放的钻井液及钻屑、作业废水以及海底管缆挖沟铺设掀起的悬浮沙对工程周围海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度；
- 2) 环境保护对策措施及其合理性分析；
- 3) 油气泄漏事故对周围海域的海洋生态环境、渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响；
- 4) 溢油事故风险分析、环境风险防范措施及应急处置措施可行性分析。

## 1.3 评价内容

根据环境影响识别和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的主要内容：建设期和正常生产过程中产生的各类污染物（主要是钻井液/钻屑、悬浮物等）对海水水质、沉积物和海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态环境和渔业资源的影响评价。

## 1.4 环境影响因素识别和评价因子筛选

### 1.4.1 环境影响因素识别

#### 1.4.1.1 污染环境影响因素识别

建设期，在钻完井作业过程水基钻井液及钻屑、油基钻井液钻屑等经检测达标后排海，作业废水经处理达标后排海，海底管道试压废水排海；平台建设、海底管道及光缆挖沟产生的悬浮沙；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入新建 WZ-CEP 平台生产流程和采出水处理系统处理达标后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

生产运行期，采出水、含油污水、作业废水等经处理达标后全部回注；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入新建 WZ-CEP 平台生产流程和采出水处理系统处理达标后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注；生活污水、浓盐水、温排水等排海对海洋环境产生局部轻微影响。

此外，海上建设期和生产运行期参加作业的人员和船舶将产生少量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及少量生产垃圾。生活垃圾(除船舶的食品废弃物)

及生产垃圾运回陆地处理，船舶含油污水和生活污水分别经相应处理设备处理达标后排海，对海洋环境产生局部轻微影响。

事故性溢油是较严重的潜在污染源，溢油可能会对附近生态环境和渔业资源造成损害，在不利风向条件下还可能威胁到周边环境敏感目标。本项目具体环境影响因素识别见表 1.4-1。

表 1.4-1 环境影响因素识别表

时段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
建设期	机舱含油污水	石油类	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	船舶生活污水	COD、SS 等	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	船舶及钻井平台生活垃圾	食品废弃物、包装物	排海或运回陆地处理	海水水质、海洋生态环境	中
	生产垃圾	边角料、油棉纱等	运回陆地处理	—	无
	平台建设、海底管缆挖沟悬浮沙	悬浮沙	连续排放	海水水质、海洋生态环境	中
	水基钻井液及岩屑，油基钻井液钻屑	悬浮物	经检测达标后排海	海水水质、海洋生态环境	中
	油基钻井液、不满足排放要求的钻屑及水基钻井液	石油类	运回陆地处理	—	无
	管线试压废水	悬浮物	排海	—	小
	酸化废水	pH、SS 等	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期平台生产系统建成后，经过论证平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标后回注	—	无
	作业废水	pH、石油类等	经处理达标排海	海水水质、海洋生态环境等	小
	施工机械和船舶废气	SO <sub>2</sub> 、NO <sub>2</sub> 、C <sub>m</sub> H <sub>n</sub>	自然扩散	大气环境	小
	施工机械噪声	噪声	自然排放	声环境	小
生产运行期	生产垃圾	边角料、废含油棉纱等	运回陆地处理	—	无
	生活垃圾	包装物等	运回陆地处理	—	无

时段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
	生活污水	COD、SS 等	经处理达标排海	海水水质	小
	采出水、含油污水等	石油类	经处理达标回注	—	无
	作业废水	石油类	进入平台采出水处理系统处理达标后回注	—	无
	酸化废水	pH、SS 等	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标后回注	—	无
	海底管道防腐溶出物	锌	连续排放	海水水质、海洋沉积物环境	小
事故状态下	环境风险事故下的溢油	石油类	直接排放	海水水质、海洋沉积物环境、海洋生态环境	大

#### 1.4.1.2 海洋生态环境影响因素识别

因项目建设引起的海洋生态、沉积物等海洋生态环境影响主要表现为：

- 1) 平台建设将会长期占用海域，可能对附近的海洋沉积物、海洋生态环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境产生影响。
- 2) 平台、海底管道、海底光缆建设临时对海洋沉积物、海洋生态与生物资源产生影响。

由于项目建设引起的海洋生态环境影响因素识别见表 1.4-2。

表 1.4-2 生态环境影响因素识别表

工程行为	影响方式	影响性质	影响对象	影响程度
平台建设	占用海域	长期占用	海洋沉积物、海洋生态环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境等	小
海底管道及光缆铺设	占用海域	临时占用	海洋沉积物、海洋生态与生物资源等	中

#### 1.4.2 评价因子筛选

##### 1) 环境质量现状评价因子

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）等的有关要求，结合本项目污染物排放特征和项目所在地环境特征，确定本项目环境评价

因子见表 1.4-3。

表 1.4-3 环境质量现状评价因子

序号	类型	现状评价因子
1	海水水质	pH 值、盐度、悬浮物、生化需氧量、COD、DO、无机氮（氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮）、活性磷酸盐、硫化物、挥发性酚、石油类、砷、汞、铜、铅、镉、锌、总铬
2	海洋沉积物	总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物、有机碳
3	生物质量	生物体内石油烃和重金属（铬、铅、砷、总汞、铜、镉和锌）含量
4	海洋生物生态	叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、游泳动物（含鱼卵和仔稚鱼）、底栖生物
5	海洋水文动力	水温、水深、盐度、潮流（流速、流向）、波浪、潮位、潮汐、水位
6	渔业资源	鱼类资源状况：种类组成、数量分布、优势种及生物学特征、主要经济幼鱼比例等； 头足类资源：种类组成、数量分布、优势种及生物学特征、渔获量、头足类资源密度和资源量评估等； 甲壳类资源：种类组成、数量分布、优势种及生物学特征、渔获量、甲壳类资源密度和资源量评估等； 总资源评估：总渔获量、总资源密度、鱼卵、仔稚鱼种类组成、鱼卵、仔稚鱼密度等

## 2) 环境影响评价因子

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）4.3.2 评价因子筛选，环境影响评价因子包括污染影响评价因子和生态影响评价因子，其中污染影响因子筛选原则：“项目执行的生态环境质量标准和污染物排放标准中包含的污染因子作为海水水质和海洋沉积物的评价因子，无国家和地方相应标准的污染物不作筛选（国家有特殊管控要求的有毒有害物质等除外）。”

生态影响评价因子筛选原则：“以表征海洋生物生态、生物多样性、生物质量等因子为主，根据生态系统的特点参照附录 A 进行筛选。

另外，有温（冷）排水排放的建设项目，温升应作为评价因子。

本项目根据以上筛选原则、项目周围海域环境特征和工程自身特点，确定评价因子具体见表 1.4-4。



表 1.4-4 环境影响评价因子筛选表

序号	类型	环境影响因素		影响评价因子	工程影响内容及影响方式	影响性质及影响时段
1	污染影响评价因子	海水水质		SS、COD、温升、石油类	1、钻完井：排放悬浮物，直接影响 2、海底管缆挖沟：排放悬浮沙，直接影响 3、生活污水排海：排放 COD，直接影响 4、温排水排海：温度变化，直接影响 5、作业废水排海：排放石油类，直接影响 6、其他排海：船舶及钻井平台机舱含油污水排海：排放石油类，直接影响； 7、海管试压废水排海：排放悬浮物，直接影响。	1、建设期：短期影响、可逆影响； 2、生产运行期：长期影响、可逆影响。
		海洋沉积物		SS	1、钻完井：排放悬浮物，直接影响 2、海底管缆挖沟：排放悬浮沙，直接影响。	建设期：短期影响、可逆影响
				Zn	平台防腐材料锌释放	生产运行期：长期影响、可逆影响
2	生态影响评价因子	海洋生态	初级生产力	叶绿素 a	1、钻完井：排放悬浮物，直接影响； 2、海底管缆挖沟：排放悬浮沙，直接影响； 3、生活污水排海：排放 COD，直接影响； 4、温排水排海：温度变化，直接影响； 5、作业废水排海：排放石油类，直接影响； 6、其他排海：船舶及钻井平台机舱含油污水排海：排放石油类，直接影响； 7、海管试压废水排海：排放悬浮物，直接影响。	1、建设期：短期影响、可逆影响； 2、生产运行期：长期影响、可逆影响。
			浮游植物、浮游动物、底栖生物、游泳动物	生物资源损失		
			重要水生生物“三场一通道”、水产种质资源保护区			
			海洋生物质量	—		
3	环境风险事故情况下		石油类	溢油：直接影响	1、建设期：短期影响、不可逆影响； 2、生产运行期：短期影响、不可逆影响。	

## 1.5 评价标准

### 1.5.1 环境质量标准

根据《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》、《湛江市国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目海洋现状调查站位位于以上各省市国土空间规划范围之外，但部分海洋环境现状调查站位位于《广西壮族自治区生态环境厅关于印发广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案的通知》（桂环发〔2023〕9 号）中近岸海域一类环境功能区范围内，执行一类水质标准，位于功能区外的站位海水水质、海洋沉积物、海洋生物质量执行不劣于现状标准，具体标准见下表。

表 1.5-1 海洋环境质量标准

类别	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB 3097-1997）	功能区内：执行所在功能区的相关标准； 功能区外：现状评价标准	海水水质质量现状评价
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
海洋生物生态	《海洋生物质量》（GB 18421-2001）		海洋生物质量现状评价 软体动物（双壳类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中附录 C 相应标准限值	/	海洋生物质量评价（软体动物（非双壳类）、甲壳类和鱼类）

表 1.5-2 海水水质标准 单位：mg/L（pH 除外）

项目	一类	二类	三类	四类
悬浮物	人为增加的量≤10		人为增加的量≤100	人为增加的量≤150
pH	7.8~8.5，同时不超出该海域正常变动范围 0.2pH 单位		6.8~8.8，同时不超出该海域正常变动范围 0.5pH 单位	
溶解氧>	6	5	4	3
化学需氧量≤	2	3	4	5
无机氮（以 N 计）≤	0.20	0.30	0.40	0.50
活性磷酸盐（以 P 计）≤	0.015	0.030		0.045
汞≤	0.00005	0.0002		0.0005
镉≤	0.001	0.005	0.010	
铅≤	0.001	0.005	0.010	0.050
总铬≤	0.05	0.10	0.20	0.50
砷≤	0.020	0.030	0.050	
铜≤	0.005	0.010	0.050	
锌≤	0.020	0.050	0.10	0.50

## 1 总则

项目	一类	二类	三类	四类
挥发酚 $\leq$	0.005		0.010	0.050
硫化物（以 S 计） $\leq$	0.02	0.05	0.10	0.25
石油类 $\leq$	0.05		0.30	0.50

表 1.5-3 海洋沉积物质量标准

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

表 1.5-4 海洋生物质量标准值（鲜重）（单位：mg/kg）

编号	项目	贝类**			软体动物* （非双壳贝类）	甲壳类*	鱼类*
		一类	二类	三类			
1	铬 $\leq$	0.5	2.0	6.0	/	/	/
2	铜 $\leq$	10	25	50	100	100	20
3	锌 $\leq$	20	50	100	250	150	40
4	砷 $\leq$	1.0	5.0	8.0	1	1	1
5	镉 $\leq$	0.2	2.0	5.0	5.5	2.0	0.6
6	总汞 $\leq$	0.05	0.1	0.30	0.3	0.2	0.3
7	铅 $\leq$	0.1	2.0	6.0	10	2.0	2.0
8	石油烃 $\leq$	15	50	80	20	20	20

\*\*引用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中的一类、二类、三类标准。

\*引用《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中附录 C 相应标准限值。

## 1.5.2 污染物排放标准

本项目位于中国南海北部湾海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），所在海域属于一级海区；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），所在海区属于一级海区。项目在建设和生产运行过程中产生的相关污染物排放标准详见表 1.5-5。

表 1.5-5 污染物排放标准一览表

阶段	污染物		采用标准	等级	标准值	适用对象	
建设期	钻井平台污染物	生活污水		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	COD≤300mg/L	施工阶段生活污水的处置
		机舱含油污水		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	—	石油类≤15mg/L	钻井平台机舱含油污水处理
		钻井液/岩屑	《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）	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	钻井阶段排放的水基钻井液及钻屑，以及处理达标的油基钻井液钻屑	
			《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	排海含油量<1%，Hg≤1mg/kg，Cd≤3mg/kg		
		生产垃圾、生活垃圾		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	钻井阶段生产垃圾及生活垃圾的处置
		作业废水		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	—	石油类一次值≤30mg/L，石油类月次值≤20mg/L	建设期作业废水处置
	船舶污染物	船舶垃圾	塑料、生活废弃物等	—	—	禁止排海	建设期船舶垃圾
			食品废弃物	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《国内航行海船法定检验技术规则（2022年修改通报）》	—	船舶食品废弃物在距最近陆地3海里以内（含）的海域，应收集运回陆地处理；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎至直径不大于25mm后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可排放	
		船舶含油污水		《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《国内航行海船法定检验技术规则（2022年修改通报）》	—	石油类≤15mg/L	建设期船舶含油污水排放

阶段	污染物			采用标准	等级	标准值	适用对象
		生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的 海域 产生的船舶 生 活污水	《船舶水污染物排放控制标准》 （GB3552-2018）、《国内航行海船 法定检验技术规则（2022 年修改通 报）》	—	1、利用船载收集装置，排入接收设施； 2、利用船载生活污水处理装置处理，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， 排放污水污染物浓度：BOD <sub>5</sub> ≤50mg/L， SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500 个 /L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装 （含更换）生活污水处理装置的船舶， 排放污水污染物浓度：BOD <sub>5</sub> ≤25mg/L， SS≤35mg/L，耐热大肠菌群≤1000 个 /L，CODCr≤125mg/L，pH：6～8.5，总 氯（总余氯）<0.5mg/L	生活污水处理装置出水口
			距最近陆地 3 海里以外海域 产生的船舶生活污 水	《船舶水污染物排放控制标准》 （GB3552-2018）、《国内航行海船 法定检验技术规则（2022 年修改通 报）》	—	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 海里的海域内建设期 船舶生活污水排放
				距最近陆地 3 海里以外海域 产生的船舶生活污 水	《船舶水污染物排放控制标准》 （GB3552-2018）、《国内航行海船 法定检验技术规则（2022 年修改通 报）》	—	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。
		大气污染物		《船舶大气污染物排放控制区实施方 案》（交海发[2018]168 号）	—	船舶所使用的燃料油和大气污染物的排 放应满足《船舶大气污染物排放控制区 实施方案》（交海发[2018]168 号）的 要求，其中海船进入排放控制区应使用 硫含量不大于 0.5% <i>m/m</i> 的船用燃油	在排放控制区（包括沿海 控制区和内河控制区）内 航行、停泊、作业的船舶
生产运行	生产垃圾、生活垃圾			《海洋石油勘探开发污染物排放浓度 限值》（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	生产运行期生产及生活垃 圾的处置

阶段	污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
期	采出水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）	—	储层空气渗透率[0.05，0.5） $\mu\text{m}^2$ 对应 限值	生产运行期采出水回注
	生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	COD $\leq$ 300mg/L	生产运行期生活污水排放

本项目新建 WZ-CEP 平台回注水水质执行《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中Ⅲ级标准要求，具体见下表。

表 1.5-6 回注水水质控制指标

项目		《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T 5329-2022)				
储层空气渗透率， $\mu\text{m}^2$		<0.01	[0.01, 0.05)	[0.05, 0.5)	[0.5, 2.0)	$\geq 2.0$
水质标准分级		I	II	III	IV	V
控制指标	悬浮固体含量，mg/L	$\leq 8.0$	$\leq 15.0$	$\leq 20.0$	$\leq 25.0$	$\leq 35.0$
	悬浮物颗粒直径中值， $\mu\text{m}$	$\leq 3.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.0$	$\leq 5.5$
	含油量，mg/L	$\leq 5.0$	$\leq 10.0$	$\leq 15.0$	$\leq 30.0$	$\leq 100.0$
	平均腐蚀率，mm/a	$\leq 0.076$				

## 1.6 评价等级及评价范围

### 1.6.1 评价等级

#### 1.6.1.1 海洋生态环境影响评价等级

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的海洋环境影响评价等级主要根据废水日排放量、泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度以及工程所在海域的生态敏感性来确定。本项目新建 WZ-CEP 平台和新建管缆位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内，属于导则中规定的“生态环境敏感区中的一般敏感区”。

建设项目海洋生态环境影响评价等级判定见表 1.6-1。

表 1.6-1 建设项目海洋生态环境影响评价等级判定表

影响类型 \ 评价等级		1	2	3
废水排放量 Q ( $10^4\text{m}^3/\text{d}$ ) <sup>a</sup>	含 A 类污染物	$Q \geq 2$	$0.5 \leq Q < 2$	$Q < 0.5$
	含 B 类污染物	$Q \geq 20$	$5 \leq Q < 20$	$Q < 5$
	含 C 类污染物	$Q \geq 500$	$50 \leq Q < 500$	$Q < 50$
水下开挖/回填量 Q ( $10^4\text{m}^3$ ) <sup>b</sup>		$Q \geq 500$	$100 \leq Q < 500$	$Q < 100$
泥浆及钻屑排放量 Q ( $10^4\text{m}^3$ )		$Q \geq 10$	$5 \leq Q < 10$	$Q < 5$
挖沟埋设管缆总长度 L (km) <sup>c</sup>		$L \geq 100$	$60 \leq L < 100$	$L < 60$
水下炸礁、爆破挤淤工程量 Q ( $10^4\text{m}^3$ ) <sup>d</sup>		$Q \geq 6$	$0.2 \leq Q < 6$	$Q < 0.2$
入海河口（湾口）宽度束窄/拓宽尺度占原宽度的比例 R%		$R \geq 5$	$1 < R < 5$	$R \leq 1$



1 总则

影响类型		评价等级	1	2	3
用海面积 S (hm <sup>2</sup> )	围海		S≥100	S<100	/
	填海		S≥50	S<50	/
	其他用海 <sup>e</sup>		S≥200	100≤S<200	S<100
线性水工构筑物轴线长度 L (km)	透水		L≥5	1≤L<5	L<1
	非透水		L≥2	0.5≤L<2	L<0.5
人工鱼礁固体投放量 Q (空方 10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )			Q≥10	5≤Q<10	Q<5
<p>a: 排放口位于近岸海域以外海域的评价等级降低一级（最低为 3 级）；建设项目排放的污染物为受纳水体超标因子，评价等级应不低于 2 级。</p> <p>b: 海底隧道按水下开挖（回填）量划分评价等级，采用盾构、钻爆方式施工的海底隧道，评价等级降低一级（最低为 3 级）。</p> <p>c: 挖沟埋设管缆总长度以挖沟累积长度计。</p> <p>d: 爆破挤淤工程量以挤出淤泥量计。</p> <p>e: 其他用海主要指海上风电、海上太阳能发电、海水养殖等开放式用海建设项目；不投加饵料的海水养殖项目，评价等级为 3 级。</p>					

根据上表，本项目主要涉及以下影响类型：

1) 废水排放量 Q

建设期，作业废水经污水处理设备处理达标后排海，污染物主要为石油类。

生产运行期，生活污水经处理达标后排海，污染物主要为 COD；采出水、含油污水、作业废水进入平台采出水处理系统处理达标后回往；温排水需排海，可能引起水体中温度变化。根据《入河入海排污口监督管理技术指南 入海排污口设置论证技术导则》（HJ 1406-2024）附录 A，COD、石油类属于附录 A 中的 B 类物质，温排水可能引起水体中温度变化，属于 C 类物质。

表 1.6-2 废水排放情况

阶段	类别	污染物	废水排放量 Q (m <sup>3</sup> /d)	
			含 B 类污染物	含 C 类污染物
建设期	作业废水	石油类	240	—
生产运行期	生活污水	COD	63	—
	温排水	—	—	12624
合计		—	303	12624

综上，本项目 B 类物质排放量为 303m<sup>3</sup>/d<5×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，C 类物质排放量为 12624m<sup>3</sup>/d<50×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，评价等级为 3 级。

2) 泥浆及钻屑排放量 Q

本项目建设期水基钻井液及钻屑经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放

浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》(GB 18420.1-2009)要求后排海，不达标的全部运回陆地委托有资质单位处置。

油基钻井液钻屑：进入钻井平台热脱附处理设备处理达标后排海，不达标的全部运回陆地委托有资质单位处置。

根据后文 3.4.1 建设期污染源源强核算章节计算结果，28 口井水基钻井液排海量为  $16689.72\text{m}^3$ ，钻屑排海量为  $25858.33\text{m}^3$ ，合计排放量为  $42548.05\text{m}^3 < 50000\text{m}^3$ ，评价等级为 3 级。

### 3) 挖沟埋设管缆总长度 L

本项目开挖海底管道和海底光缆各 26km，挖沟累计长度合计  $52\text{km} < 60\text{km}$ ，评价等级为 3 级。

综合以上，本项目整体评价等级为 3 级。

## 1.6.1.2 海洋生态环境风险评价等级

根据 7 环境风险分析与评价章节中 7.2.6 评价等级计算结果可知，本项目海洋生态环境风险评价等级为二级。

## 1.6.2 评价范围

### 1.6.2.1 海洋生态环境影响评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)规定，海洋生态环境影响评价范围以建设项目平面布置外缘线向外的扩展距离确定，1 级、2 级和 3 级评价项目在潮流主流向的扩展距离应不小于  $15\text{km} \sim 30\text{km}$ 、 $5 \sim 15\text{km}$ 、 $1\text{km} \sim 5\text{km}$ ，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。管缆类项目穿越非生态敏感区时，以线路中心线向两侧和两端外延  $1\text{km}$  为参考评价范围。穿越一般敏感区时，以线路中心线向两侧和两端外延  $2\text{km}$  为参考评价范围；穿越重要敏感区时，以线路中心线向两侧和两端外延  $3\text{km}$  为参考评价范围；实际确定评价范围时，应结合生态敏感区主要保护对象的分布、物种生态习性、项目的穿越方式等适当扩展。

本项目海洋生态环境影响评价等级为 3 级，项目所在海域主流向 SSW、NNE，确定评价范围为：以设施（新建 WZ-CEP 平台和依托改造平台）外缘线为起点，分别向潮流主流向及垂直于潮流主流向各外扩  $25\text{km}$ ，其中向西以中越海上分界线为边界，评价面积约为  $3753.48\text{km}^2$ 。评价范围各拐点坐标参见表 1.6-3，评价范围见图 1.6-1。

表 1.6-3 海洋生态环境影响评价范围拐点坐标表

四至点位	经度	纬度
A	****	****
B	****	****
C	****	****
D	****	****

#### 1.6.2.2 海洋生态环境风险评价范围

根据后文 7.5 海洋生态环境风险预测结果，均风不利风向（SW 风）情况下，48h 油膜最大扩散（直线）距离约 48.92km，环境风险评价范围确定为以溢油点为中心（溢油点位于依托中海油 WZ11-4CEPD 平台端）外扩 48.92km 范围，其中向西以中越海上分界线为边界，具体见图 1.6-2。

图 1.6-1 本项目海洋生态环境评价范围图

图 1.6-2 本项目海洋生态环境风险评价范围图

## 1.7 评价时段

本项目位于南海北部湾海域，距岸最近距离约 118km，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 2 海洋生态环境影响评价时段，项目所在海域属于其他海域。本项目海洋生态环境影响评价等级为 3 级，因此，评价时段可选任何一季，本项目温排水评价时段为夏季，海洋沉积物评价时段为春季，其余要素评价时段为秋季。

## 1.8 环境保护目标

### 1.8.1 环境敏感目标

本项目位于中国南海北部湾海域，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），本项目不涉及自然保护区、生态保护红线区等敏感区，项目位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内。评价范围内敏感目标主要为水生生物产卵场、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区等一般敏感区，以及国家级海洋公园、海洋生态保护红线区等，新建 WZ-CEP 平台距北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区最近约 32km，距二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近约 47.4km，距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 78km，距最近生态保护红线区（广西近海南部海洋保护区）约 67.1km。

在项目实施过程中，需采取切实可行的防范措施，以避免或缓解项目开发对环境敏感目标的影响。本项目海洋生态风险保护目标见表 1.8-1。项目海域周边主要环境敏感目标具体描述详见报告书“4 海域自然环境现状”篇章中内容。

### 1.8.2 环境保护目标

本项目在正常建设、生产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、水生生物产卵场等。

溢油情况下的环境保护目标为项目周围海域海水水质、海洋渔业资源、海洋生态环境等环境敏感目标。

潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第七篇 环境风险分析与评价”中内容。

表 1.8-1 本项目海洋生态风险保护目标一览表

类型		敏感目标名称	主要保护对象	与新建平台位置关系		与海底管缆位置关系		备注
				最近距离(km)	方位	最近距离(km)	方位	
重要敏感区	国家级海洋公园	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园	珊瑚礁	78.0	东北	54.1	东北	-
	海洋生态保护红线区	广西涠洲岛珊瑚礁保护区	珊瑚礁	74.0	东北	52.3	东北	-
		广西近海南部海洋保护区	-	67.1	北	60.8	北	-
		洪江遂溪江洪海洋生态地方级自然保护区	-	107.2	东北	81.9	东北	-
一般敏感区	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区		二长棘鲷幼鱼和幼虾	47.4	北	41.0	北	12月至翌年2月
	水产种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区	二长棘鲷和长毛对虾	32.0	东北	10.5	东北	特别保护期1月15日~3月1日
	水生生物产卵场	北部湾二长棘鲷产卵场	二长棘鲷	位于其中				产卵盛期1~2月
		北部湾绯鲤类产卵场	绯鲤类	位于其中				产卵盛期4~5月
		北部湾金线鱼产卵场	金线鱼	位于其中				产卵盛期3~5月
		北部湾蓝圆鲹产卵场	蓝圆鲹	32.7	东	11.7	东	产卵期3~7月
		北部湾长尾大眼鲷产卵场	大眼鲷	16.1	北	24.7	北	产卵期5~7月
		北部湾红笛鲷产卵场	红笛鲷	34.1	南	34.1	南	产卵期4~7月



图 1.8-1 海洋环境敏感目标分布图

北部湾二长棘鲷产卵场	北部湾绯鲤类产卵场
北部湾金线鱼产卵场	北部湾蓝圆鲹产卵场
北部湾长尾大眼鲷产卵场	北部湾红笛鲷产卵场

图 1.8-2 评价范围内产卵场分布图

## 2 工程概况

### 2.1 拟建工程概况

#### 2.1.1 基本概况

##### 2.1.1.1 基本情况

项目名称：涠洲油田新区产能建设项目

建设性质：新建

建设单位：中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司

项目投资：\*\*\*\*亿元

项目内容：

主要包括新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台）、1 条 26km 海底管道、1 条 26km 海底光缆等设施，并对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造。具体内容如下：

#### 1) 本次新建设施

##### (1) 平台

新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台），平台设有采油、油气水处理、值班人员生活区、海水处理、注水、注气、油气计量及外输、电站等设备，配套辅助工程、环保工程、公用工程等。平台设 24 个井槽 28 个井口（4 角单筒双井），新钻 16 口井（油井 11 口、注水井 4 口、注气井 1 口），预留 12 个井槽。

##### (2) 海底管道

新建 1 条 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台海底管道，长 26km，外管规格  $\Phi 406.4 \times 14.3\text{mm}$ ，内管规格  $\Phi 273.1 \times 15.9\text{mm}$ ，采用双壁管保温结构。

##### (3) 海底光缆

新建 1 条 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台海底光缆，长 26km。

#### 2) 依托平台改造

主要改造工程内容为扩建甲板、新建收球筒、电加热器等设施，配套建设电气、消防等内容。

本项目新钻 16 口井，其中涠洲区块 10 井，海中区块 6 口井，各井井口均位于本项目新建 WZ-CEP 平台，采用自升式钻井平台进行钻井作业。本项目实施后，预计最大产油量  $**** \times 10^4\text{t/a}$ （第 4 年），平台主要设备建设情况见表 2.1-1。

表 2.1-1 本项目平台主要设备建设情况一览表

序号	类型				建设情况/规模	备注
1	新建 WZ- CEP 平台	井数	新钻	涠洲 区块	10 口井 （7 口油井、3 口注水井）	-
				海中 区块	6 口井 （4 口油井、1 口注水井、1 口 注气井）	-
				小计	16 口井	-
			预留	12 个井槽		-
			合计		28 口井	-
2		开发 方式	涠洲区块		注水开发	注水水源： 海水+采出水
			海中 区块	北一块	注气开发	气源： 油井伴生气
				北二块	注水开发	注水水源： 海水+采出水
3		开采 方式	涠洲区块		自喷+电潜泵	-
			海中区块		自喷+气举	-
4		产量	最大年产油量		****	开发第 4 年
			最大年产气量		****	开发第 3 年
			最大年产液量		****	开发第 13 年
			最大年注水量		****	开发第 13 年
			最大年注气量		****	开发第 3 年
5	平台主要 系统建设 规模	采出液处理系统 设计处理规模		****	-	
		原油处理系统 设计处理规模		****	-	
		天然 气系 统设 计规 模	燃气 处理系统	****	-	
			注气 压缩机橇	****	****	
			气举 压缩机橇	****	****	
		注水 系统	设计 注水规模	****	****	
				****	****	
		采出水处理系统 设计处理规模		****	****	
		修井模块		****	****	
		电站规模		****	****	
6	改造 平台	中海油 WZ11-	扩建 甲板	中层	****	****
				下层	****	-
			加热器橇	****	-	

序号	类型			建设情况/规模	备注
		4CEPD 平台	新建设备	收球筒	****
				缓蚀剂注入泵	****

### 2.1.1.2 地理位置

本项目位于南海北部湾涠洲岛西南方向海域，距离广西壮族自治区北海市约 118km，距涠洲岛最近约 80km，油田所在海域水深约 46m。本项目新建及依托设施地理坐标见表 2.1-2、图 2.1-1。

表 2.1-2 新建及依托设施坐标一览表

序号	类型			东经 (E)	北纬 (N)
1	本次新建设施	新建 WZ-CEP 平台			
		海底管道	起点	新建 WZ-CEP 平台	
			终点	依托中海油涠洲 WZ11-4CEPD 平台	
		海底光缆	起点	新建 WZ-CEP 平台	
			终点	依托中海油涠洲 WZ11-4CEPD 平台	
2	依托平台改造	依托中海油涠洲 WZ11-4CEPD 平台			

图 2.1-1 项目地理位置图

2.1.2 勘探开发历程

- 1) 预探阶段（2003 年～2015 年）  
\*\*
- 2) 涠洲评价阶段（2016 年～2018 年）  
\*\*
- 3) 涠洲扩储阶段（2019 年～2023 年）  
\*\*
- 4) 海中预探突破及开发方案编制阶段（2024 年～2025 年）  
\*\*

2.1.3 地质油藏概况

- 1) 油藏情况
  - (1) 涠洲区块  
\*\*  
。
  - (2) 海中区块  
\*\*  
。
- 2) 构造情况  
\*\*  
\*\*  
。

图 2.1-2 区域整体开发形势图

图 2.1-3 涠西探区构造区划图

- 4) 储层情况
  - (1) 涠洲区块  
\*\*
  - (2) 海中区块  
\*\*

## 2.1.4 原油、天然气基本性质

根据建设单位提供的试油资料，区块的原油物性见表 2.1-3，天然气的物性数据见表 2.1-4。根据现阶段建设单位勘探井勘察资料，涠洲区块伴生气以轻组分为主，不含  $H_2S$ ；海中区块伴生气中硫化氢浓度较低（小于  $0.1mg/m^3$ ）。

表 2.1-3 原油物性数据表

区块	原油密度 $t/m^3$	原油粘度 $mPa \cdot s$	凝点 $^{\circ}C$	含硫 %	含蜡 %	胶质 %	沥青 质 %
涠洲 区块							
海中 区块							

表 2.1-4 天然气物性数据表

区块	甲烷	乙烷	丙烷	异丁 烷	正丁 烷	异戊 烷	正戊 烷	己烷 以上	氮	二氧 化碳	相对 密度
	%	%	%	%	%	%	%	%	%	%	—
涠洲 区块											
海中 区块											

## 2.1.5 产能预测及开发方式

## 1) 开发方式

涠洲区块开发方式：A6 井采用天然能量开发，其余井采用注水开发。

海中区块开发方式：注水开发+注气开发。

表 2.1-5 注入井与受效井关系一览表

区块	井区	注入井		对应受效井		
		井号	井别	井号	井别	开发方式
涠洲 区块	涠 4 井区					
	涠 6 井区					
海中 区块	北一块					

区块	井区	注入井		对应受效井		
		井号	井别	井号	井别	开发方式
	北二块					

## 2) 产能预测

本项目新钻 16 口井，项目实施后最大产油量 $** \times 10^4 \text{t/a}$ （第 4 年），最大产液量 $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （第 13 年），最大注气量 $** \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ （第 3 年），最大注水量 $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （第 13 年）。本项目未来 20 年的产能预测指标见表 2.1-6，本项目新建 WZ-CEP 平台液量物流平衡见表 2.1-7，本项目新建 WZ-CEP 平台注采水平衡见表 2.1-8，本项目新建 WZ-CEP 平台天然气物流平衡见表 2.1-9。



表 2.1-6 本项目新建 WZ-CEP 平台未来 20 年的产能预测指标表

年度 (年)	开发年 度	井数				日产量/日注量							年产量/年注量						
		总井数 (口)	油井 (口)	注水井 (口)	注气井 (口)	产油 (方)	产油 (吨)	产气 (万方)	产水 (方)	液量 (方)	注水 (方)	注气 (万方)	产油 (万方)	产油 (万吨)	产气 (亿方)	产水 (万方)	产液 (万方)	注水 (万方)	注气 (亿方)
2027	第 1 年																		
2028	第 2 年																		
2029	第 3 年																		
2030	第 4 年																		
2031	第 5 年																		
2032	第 6 年																		
2033	第 7 年																		
2034	第 8 年																		
2035	第 9 年																		
2036	第 10 年																		
2037	第 11 年																		
2038	第 12 年																		
2039	第 13 年																		
2040	第 14 年																		
2041	第 15 年																		
2042	第 16 年																		
2043	第 17 年																		
2044	第 18 年																		
2045	第 19 年																		

年度 (年)	开发年 度	井数				日产量/日注量							年产量/年注量						
		总井数 (口)	油井 (口)	注水井 (口)	注气井 (口)	产油 (方)	产油 (吨)	产气 (万 方)	产水 (方)	液量 (方)	注水 (方)	注气 (万 方)	产油 (万 方)	产油 (万 吨)	产气 (亿 方)	产水 (万 方)	产液 (万 方)	注水 (万 方)	注气 (亿 方)
2046	第 20 年																		

表 2.1-7 本项目新建 WZ-CEP 平台液量物流平衡表

序号	年度 (年)	平台产液量				平台消耗量		平台外输液量 (至依托平台)			
		油	水	液		水	油	水	液		
				液量	含水率				液量	含水率	
		m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	%	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	%	
		①	②	③=①+②	—	④	⑤	⑥	⑦=⑤+⑥	—	
1	2027										
2	2028										
3	2029										
4	2030										
5	2031										
6	2032										
7	2033										
8	2034										
9	2035										
10	2036										
11	2037										
12	2038										
13	2039										
14	2040										

序号	年度 (年)	平台产液量				平台消耗量	平台外输液量（至依托平台）			
		油	水	液		水	油	水	液	
				液量	含水率				液量	含水率
		m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	%	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	%
		①	②	③=①+②	—	④	⑤	⑥	⑦=⑤+⑥	—
15	2041									
16	2042									
17	2043									
18	2044									
19	2045									
20	2046									

注：平台产液量=平台消耗量+平台外输液量，即③=④+⑦，其中③=①+②，⑦=⑤+⑥。

表 2.1-8 本项目新建 WZ-CEP 平台注采水平衡表

序号	年度 (年)	进入采出水系 统海水量	平台自身 采出水产量	回注量			外输量 (至中海油 WZ11-4CEPD 量)		
				采出水 回注	海水 回注	合计	外输原油含水 (0.3~0.5%)	掺采出水	合计
		m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d
		①	②	③	④	⑤=③+④	⑥	⑦	⑧=⑥+⑦
1	2027								
2	2028								
3	2029								
4	2030								
5	2031								

序号	年度 (年)	进入采出水系 统海水量	平台自身 采出水产量	回注量			外输量 (至中海油 WZ11-4CEPD 量)		
				采出水 回注	海水 回注	合计	外输原油含水 (0.3~0.5%)	掺采出水	合计
				m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d
				①	②	③	④	⑤=③+④	⑥=③+④
6	2032								
7	2033								
8	2034								
9	2035								
10	2036								
11	2037								
12	2038								
13	2039								
14	2040								
15	2041								
16	2042								
17	2043								
18	2044								
19	2045								
20	2046								

注：进入平台水量+平台产水量=平台回注水量+外输水量，即①+②=⑤+⑧，其中⑤=③+④，⑧=⑥+⑦。

表 2.1-9 本项目新建 WZ-CEP 平台天然气物流平衡表

序号	年度 (年)	平台产气量	平台消耗气量				
			注气量	发电耗气量	气举耗气量	火炬燃烧气量	合计
		$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$
		①	②	③	④	⑤	⑥
1	2027						
2	2028						
3	2029						
4	2030						
5	2031						
6	2032						
7	2033						
8	2034						
9	2035						
10	2036						
11	2037						
12	2038						
13	2039						
14	2040						
15	2041						
16	2042						
17	2043						
18	2044						

序号	年度 (年)	平台产气量	平台消耗气量				
			注气量	发电耗气量	气举耗气量	火炬燃烧气量	合计
		$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$	$10^4 \text{m}^3/\text{d}$
		①	②	③	④	⑤	⑥
19	2045						
20	2046						

注：平台产气量=平台消耗气量，即①=⑥=②+③+④+⑤。

### 2.1.6 工程开发方案概述

本项目新建 1 座具有采油、油气水处理、海水处理、注水、注气、油气计量及外输等功能的综合处理平台（WZ-CEP 平台），新铺设 1 条海底管道和 1 条海底光缆，同时对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造，项目开发情况具体如下：

#### 1) 原油

##### (1) 开发第 1 年至第 9 年（2027 年～2035 年）

本项目运行前 9 年，海底管道输送含水率 $<0.5\%$ 的原油，管道末端油温可维持高于油品凝点  $5^{\circ}\text{C}$ ，热力安全裕度充足，满足防凝管安全运行要求，此阶段采出水仅在新建 WZ-CEP 平台处理达标后就地回注。新建 WZ-CEP 平台油井产液经本平台采出液处理系统进行三相分离，分离出的原油（含水率 $\leq 0.5\%$ ）经计量增压后通过新建海底管道输送至依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台（越站，不作处理），和 WZ11-4CEPD 平台的生产物流一起通过已建栈桥管道输送到中海油 WZ11-4CEPA 平台（越站，不作处理），和中海油 WZ11-4CEPA 平台物流一起通过已建中海油 WZ11-4CEPA 至中海油 WZ12-1PUQ 平台海底管道输送到 WZ12-1PUQ 平台（越站，不作处理）后，通过栈桥管道输送至中海油 WZ12-1PAP 平台（越站，不作处理），经 WZ12-1PAP 至中海油涠洲终端海底输油管道输送到涠洲终端进行储存、销售。

##### (2) 开发第 10 年至第 20 年（2036 年～2046 年）

随着开发年限推移，原油产量逐年衰减，运行至第 10 年，纯输送含水率 $<0.5\%$ 原油工况下，管道末端热力安全余量不足，存在凝管及蜡沉积风险，为保障管道安全运行，外输原油采用掺水增温输送工艺，将部分采出水掺入原油中一并输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台，依托该平台生产分离器系统进行油水再分离，分离出的采出水经中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后在 WZ11-4CEPD 平台回注，分离出的原油依托中海油已建海底管道最终输送到涠洲终端进行储存、销售。

#### 2) 天然气

三相分离出的天然气进入燃料气系统进一步处理后，根据平台生产年限及各系统用气需求，分别用于本平台发电机发电、通过注气压缩机增压回注、通过气举压缩机增压后气举采油，剩余全部通过火炬燃烧。具体分年限详细去向介绍见 3.2.2.2 天然气处理工艺章节。

#### 3) 采出水

根据平台生产年限及生产需求不同，本项目平台采出水去向也不同，本节主要进行概述性说明，具体分年限详细去向介绍见 3.2.3 采出水处理工艺章节。

本项目采出水主要去向主要分如下两部分：

(1) 随原油外输

新建 WZ-CEP 平台油井产液经本平台采出液处理系统进行处理，处理后的原油（含水率 $<0.5\%$ ）携少部分采出水进入外输原油管道，最终经中海油已有海底管道外输至涠洲终端。

(2) 用于注水井回注

①新建 WZ-CEP 平台注水井回注

新建 WZ-CEP 平台采出水经 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后在 WZ-CEP 平台回注。

②依托中海油 WZ11-4CEPD 平台注水井回注

自开发第 10 年开始，处理合格的原油（含水率 $<0.5\%$ ）需掺采出水\*\*\*后外输至中海油 WZ11-4CEPD 平台生产分离器系统进行处理，分离出的采出水依托中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后用于 WZ11-4CEPD 平台注水井回注。

4) 回注水

注水井回注水源主要为平台处理达标采出水，同时经过淡化后的海水作为回注水的补充水源。

5) 注气

本项目涠洲区块和海中区块根据生产需求不同投产年限不同，海中区块油井于 2028 年投产，于 2029 年在海中区块新建 1 口注气井（井号：B4），用于补充地层能量，将原油推向生产井，提高原油采收率。本项目三相分离后的天然气依次进入气液分离器、燃气压缩橇、注气压缩橇进一步处理后输送到**注气井**进行回注。

6) 气举

海中区块油井于 2028 年投产，由于地层能量高，自 2028 年至 2030 年采用自喷形式采油；2031 年开始，自喷能量不足，需采用气举作为人工举升方式进行采油，气举气源为平台处理后的油井伴生气。

本项目总体开发方案见图 2.1-4，物流走向见图 2.1-5 至图 2.1-6。



图 2.1-4 本项目开发方案示意图

图 2.1-5 本项目油气走向整体物流图

图 2.1-6 本项目采出水走向示意图

### 2.1.7 工程组成

本次工程内容见表 2.1-10。

表 2.1-10 本项目工程内容一览表

类型	工程组成		数量	规模	备注	
新建工程	主体工程	平台	1 座	新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台），平台设计使用年限为 30 年，设有 70 人生活楼，设有采油系统、油气水处理系统、注水系统、注气系统、生活污水处理系统、开/闭排系统等。	新建	
		钻完井工程	28 口	共 24 个井槽 28 个井口，本次新钻 16 口井（油井 11 口、注水井 4 口、1 口注气井），预留 12 个井槽	新建	
		储层改造工程	-	涠洲区块 7 口油井、海中区块 2 口井（注气井 B4、注水井 B5）采用酸化方式投产	新建	
		采油工程	-	1、涠洲区块：采用自喷+电潜泵举升方式； 2、海中区块：采用自喷+气举举升方式，气源为平台处理后的油井伴生气。	新建	
		油气处理工程	采出液及原油处理系统	1 套	采出液系统设计处理规模为***m <sup>3</sup> /d，原油系统设计处理规模为 3300m <sup>3</sup> /d，新建主要设施包括 3 台换热器橇、1 台一级分离器橇、1 台二级分离器橇、1 台电脱水器橇、2 台原油提升泵、1 台外输缓冲罐橇、3 台外输泵等。	新建
			天然气处理系统	1 套	设计处理规模为***×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，新建主要设施包括 1 台气液分离器、1 台燃料气压缩机橇、1 台低压压縮橇等。	
		油气集输工程	1 条	新建 1 条新建 WZ-CEP 平台～中海油 WZ11-4CEPD 平台海底管道，长约 26km，设计输送压力***MPa，采用双壁管保温结构，内管 Φ***mm 无缝钢管，外管 Φ***mm 无缝钢管，设计年限 30 年。	新建	
		注水工程	1 套	注水井 4 口（涠洲区块 3 口，海中区块 1 口），分层注水，回注水源为平台处理达标采出水+海水；平台设计注水能力为***m <sup>3</sup> /d，新建主要设施包括 2 台长轴离心泵式注水泵、2 台离心式喂水泵、2 台长轴离心式增压泵及阀组等。	新建	
	注气工程	1 套	海中区块 1 口注气井，分层注气，气源为平台处理后的油井伴生气	新建		
	辅助工程	化验室	1 个	平台设化验室 1 个，对原油含水率、采出水指标、天然气组分等进行简单化验	新建	
防腐工程		-	1、平台设置阴极保护自动监测系统，并根据不同的腐蚀环境中的平台钢质设施采取车间底漆、环氧富锌底漆、双组份耐磨环氧树脂底漆、丙烯酸聚氨酯面漆等搭配组合防腐； 2、海管采用铝-锌-钢合金牺牲阳极保护，采用环氧富锌底漆内防腐。	新建		

类型	工程组成		数量	规模	备注		
	公用工程	修井模块		1 套	修井模块包含修井机、井架、天车、高压管汇系统、井控系统、固控系统等。	新建	
		给排水工程	给水	-	1、淡水给水：生活用水、甲板冲洗用水等； 2、海水给水：压缩机冷却水系统、空调机组冷却水系统等用水，当供应船供应不及时或故障等情况下，采用海水淡化系统处理后合格水用作生活用水的应急水源。	新建	
			排水	-	1、排海：平台上生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海；压缩机系统、空调机组系统等产生的温排水排海、浓盐水排海； 2、非排海：初期雨水、甲板冲洗水进入开排系统；开排泵及闭排管汇收集的含油污水进入闭排罐兼火炬分液罐，分离出的含油污水经闭排泵输送至原油处理前端进行后续处理	新建	
		供电工程	主体供电工程	-	7000kW 燃气透平发电机组***台，配套干式配电变压器、电潜泵升压变压器以及配套开关柜、光缆等相关设施	新建	
			应急供电工程	-	1400kW 应急柴油发电机组***套；50kVA UPS 装置 1 套		
		供热及暖通工程		-	1、新建 4500kW 热媒油余热锅炉***台，用于换热器供热，内部设导热油； 2、电气类房间均采用船用风冷分体空调器，夏季制冷；生活楼区域采用 3 台船用风冷组 装式中央空调机组（2 用 1 备）制冷	新建	
		柴油系统		1 套	主要设备包括 1 个 50m³ 柴油储罐、1 个 6m³ 柴油日用箱、1 个 60m³ 桩腿柴油箱等，为柴油发电机、应急发电机、柴油吊机、压井泵、消防泵等提供柴油	新建	
		化学药剂系统		1 套	设化学药剂注入橇 1 座，内设缓蚀剂橇、降凝剂橇、反向破乳剂橇、消泡剂橇、防蜡剂橇等	新建	
		消防工程		-	平台设置固定消防系统，包括：固定水消防系统、固定泡沫灭火系统；电气房间设置七氟丙烷气体灭火系统。同时整个平台及生活楼等配置一定数量干粉灭火器灭火	新建	
		通信工程		-	1、新建 1 条新建 WZ-CEP 平台～中海油 WZ11-4CEPD 平台***km 海底光缆，***芯； 2、平台设置数据通信、视频监控、对空通信、应急通信、卫星电视接收等通信系统。	新建	
		自控工程		-	平台中控室设置独立的中央控制系统，包括井口控制、生产过程控制、紧急关断和火气探测报警控制功能各 1 套	新建	
	环保工程	建设期	钻井固废处置系统		-	钻井平台设置 1 套热脱附处置设备，用于处理油基钻井液岩屑	外委
			作业废水处理系统		-	平台设置 1 套临时作业废水处理设备，采用加热+气浮+过滤等处理工艺，用于处理建设	外委

类型	工程组成			数量	规模	备注
					期作业废水	
			酸化废水处理系统	-	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统处理达标后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注	外委或本次平台新建
			船舶生活污水处置系统	-	船舶配备生活污水处理设备，用于处理船舶生活污水	外委
			船舶含油污水处置系统	-	船舶配备含油污水处理设备，用于处理船舶含油污水	外委
			钻井平台含油污水处理系统	-	钻井平台配备机舱含油污水处理装置设备，用于处理钻井平台含油污水	外委
		生产运行期	采出水处理系统	1 套	设计处理能力***m <sup>3</sup> /d，新建主要设施包括 1 座撇油橇、1 座紧凑型密闭气浮装置、1 套过滤器橇块等	新建
			海水处理系统	1 套	新建 1 座脱氧装置及配套设施，设计处理能力***m <sup>3</sup> /d，	新建
			生活污水处理系统	1 套	新建 1 套生活污水处理橇装装置，设计处理能力为***m <sup>3</sup> /d	新建
			开/闭式排放系统	2 套	1、1 套开式排放系统，主要包括 1 座开排罐、2 台开排泵等设施； 2、1 套闭排系统，主要包括 1 座闭排罐兼火炬分液罐，2 台闭排泵，1 座闭排罐兼火炬分液罐，2 座闭排泵过滤器等。	新建
			火炬系统	1 套	1、火炬头设计泄放量***×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /d，火炬臂长度 32m，规格为 DN200； 2、冷放口设计放空量***m <sup>3</sup> /d，规格为 DN200。	新建
			固废贮存系统	4 套	设置生活垃圾收集装置和生产垃圾收集装置	新建
改造工程	依托平台改造		中层甲板	-	平台北侧外扩 22m×4m，目的是防止坠物损坏本项目在下层甲板新建收球筒	扩建
			下层甲板	-	1、下层甲板北侧 1 轴与 2 轴之间外扩甲板 ***米，用于布置新增 1 台加热器橇； 2、下层甲板北侧 2.1 轴与 2.3 轴之间外扩甲板 ***米，用于布置新增 1 台收球筒； 3、下层甲板中侧化学药剂橇 CEPD-X-3601 南侧布置新增 2 台缓蚀剂注入泵； 4、下层甲板南侧 2.3 轴与 4 轴之间外扩甲板 ***米，用于布置新增电气间、FM200 橇及空调室外机等。	扩建

类型	工程组成		数量	规模	备注
依托工程	平台	WZ11-4CEPD 平台	-	依托其进行油气水处理。	依托
	输油管道	-	4 条	。	依托
	终端	涠洲终端	-	依托其进行含水原油进行接收、脱水、存储和外输。	依托

### 2.1.7.1 主体工程

#### 2.1.7.1.1 新建 WZ-CEP 平台

新建 1 座 8 腿导管架综合处理平台，有人值守。导管架工作点间距为\*\*\*m，共设 24 个井槽 28 个井口，四角 4 个井槽为单筒双井。

##### 1) 平台甲板布置

平台共设三层甲板，分别是顶层甲板、中层甲板、底层甲板，主甲板尺寸：\*\*\*m（顶层、中层），\*\*\*m（底层）。平台上设有 70 人生活楼、直升机甲板、电气房、原油处理系统、天然气处理系统、水处理系统、注水系统、注气系统，以及热媒系统、仪表风系统、火炬系统、开闭排系统、安全逃救生设备、消防设备等。

图 2.1-7 平台结构模型图

##### (1) 顶层甲板

顶层甲板尺寸为\*\*\*m，标高为\*\*\*m。

##### ①甲板西侧

修井机及井口作业区、修井支持模块、燃料气压缩机区、电驱吊机、注气压缩机预留区；

##### ②甲板东侧

发电机及余热回收区、压滤装置区、柴油系统、药剂堆放区、柴油驱吊机、公用设备区（公用风、仪表风、氮气罐等）、工艺设备预留区；

##### ③生活楼

顶层甲板设 70 人生活楼 1 座（\*\*\*m×\*\*\*m×\*\*\*m），共 3 层，层高 4m。

一层距顶层甲板底部 1.5m，设有厨房、餐厅、食品库房、配电室、洗衣房、吸烟室、更衣室等；

二层，设有居住用房、公共卫生间、中控室、办公室、会议室等；

三层，设有办公室、会议室、住人间、资料室等；

生活楼顶部设直升机甲板，ROOF 层：层高 49.5m，设有候机室、报务室、医务室和储藏室等。

##### (2) 中层甲板

中层甲板尺寸为\*\*\*m×\*\*\*m，标高\*\*\*m。中层甲板东西两侧通过防火墙隔开，西侧布置有原油处理、采出水处理、燃料气处理等设备，东侧布置 2 层层间设备

房。

### ①甲板西侧

布置各级分离器橇、各级换热器橇、电脱水器橇、外输缓冲罐橇、外输计量区、低压压缩机橇、油处理加药橇、注水罐区、过滤器橇、斜板除油器橇、紧凑型密闭气浮装置、燃料气处理设备区、工艺设备预留区；

### ②甲板东侧

布置层间设备房，2 层布置，尺寸为\*\*\*m，设有中控室、主开关室、电池间、暖通机房、变压器室、高压开关室、应急开关室、空压机房、七氟丙烷间、应急机房等。

## (3) 底层甲板

底层甲板尺寸为\*\*\*m，标高\*\*\*m，底层甲板西侧主要布置井口区、外输区、泄放区、开闭排区等；平台东侧布置有注水泵区、消防泵区、海水处理区等。

### ①底层西侧

设有采油树区、井口操作台、井口控制盘、管汇及单井计量区、外输泵及预留区、发球筒、不合格油罐及泵、火炬分液罐及泵、开排槽及泵、闭排罐及泵、海管置换泵、水处理系统加药橇、污油罐及泵、污泥罐及泵、污水罐及泵、开排罐及泵、热媒排放罐及泵，海管立管及预留立管基座；

### ②底层东侧

设置注水泵及检修区、海水淡化装置、海水系统加药橇块、脱氧塔、生活污水处理装置、反冲洗过滤器、海水提升泵、消防泵、化验室、机修间、光缆立管及预留光缆护管基座等。

图 2.1-8 顶层甲板平面布置图

图 2.1-9 中层甲板平面布置图

图 2.1-10 底层甲板平面布置图

## 2) 平台总体布置

### (1) 平台方位布置

平台北与真北方向成  $22.5^{\circ}$ ，主风向为 NNE，与平台北方向一致。



火炬：设置在平台南侧靠西，火炬臂向南延伸，位于主风向的下风向、最小风频的上风向，远离生活区和直升机甲板，能在最大程度上保证气体排放和扩散远离平台。

钻井侧：设置于平台西侧，考虑钻井船一次就位后可以覆盖所有井槽，避免二次就位（钻井需求）。

靠船侧：位于平台南北两侧，便于船舶尾靠平台；直升机逆风起降，有利于飞行和着陆稳定。

生活楼：设置在平台最东侧，远离井口区、油气水处理区以及火炬和冷放空设备；

救生设备：救生艇、救生筏设置在平台东侧，且位于非危险区，主浪向为NNE，有助于事故状态时救生艇等设施尽快随流远离平台；

应急集合区：位于生活楼一层东侧开敞区域，靠近救生艇登乘区。

图 2.1-11 平台方位布置图

## （2）平台竖向布置

①充分考虑外来钻井船作业的就位高度，避免悬臂梁与修井机、吊机等干涉；

②竖向布置考虑系统排放要求，充分利用势能减少能耗，如开排系统位于底层甲板，开排管网中的流体利用重力自流至开排设备；充分考虑泵运行需求，如外输缓冲罐和注水罐均位于外输泵和注水泵的上层，提高泵运行效果；

③考虑各层主要设备高度和检维修需求，将底层甲板和中层甲板之间的层高 7m，中层甲板至顶层甲板之间的层高 9m；

④充分利用竖向空间，减少平台总体面积；如底层甲板设置井口操作台，实现设备和管网的立体布置；

⑤生活区的正上、正下方不布置油气水处理设施和油气立管；

⑥火炬分液罐布置在底层甲板，位于火炬系统的最低点位置，且靠近火炬臂。

## （3）平台分区布置

①油气水处理区设备布置满足工艺流程需要，且油气水系统均靠近布置，主要设备均位于中层甲板西侧；油气水处理设备均布置在通风良好的甲板上；

②电气设备区、淡水区、海水处理区等与工艺设备区通过防火墙分隔；

③生活楼与电气设备区、海水区位于同侧，远离井口区、油气水处理区、火炬及能放设备，且生活楼正下方不布置油气水处理设施和油气立管。

### 2.1.7.1.2 钻完井工程

#### 1) 井槽布置

##### (1) 井槽排列

本次新建 WZ-CEP 平台井槽采用  $4 \times 6$  型式布置, 共 24 个井槽 28 个井口, 四角为单筒双井。本项目新钻 16 口井, 预留 12 个井槽。本项目采用自升式钻井平台进行钻井作业。

##### (2) 井槽间距

单简单井井槽间距 $***m \times ***m$ , 单筒双井井槽间距 $***m \times ***m$ 。井槽示意图见图 2.1-12。

图 2.1-12 平台井槽布置图

#### 2) 井身结构

本项目涠洲区块定向井采用二开井身结构, 水平井采用三开井身结构; 海中区块定向井采用三开井身结构, 新钻井井身结构及套管程序见表 2.1-11, 典型井井身结构示意图见图 2.1-13, 实际井身结构可能会根据现场实际钻井情况进行调整。

表 2.1-11 本项目钻井井身结构及套管程序表

区块	井号	井别	井型	一开				二开				三开			
				井深 (m)	钻头直 径 (mm)	套管直 径 (mm)	套管 下深 (m)	井深 (m)	钻头 直径 (mm)	套管 直径 (mm)	套管 下深 (m)	井深 (m)	钻头直 径 (mm)	套管 直径 (mm)	套管下深 (m)
涠洲区块	A1H	油井	水平井												
	A2H	油井	水平井												
	A3	油井	定向井												
	B1	注水井	定向井												
	A6	油井	定向井												
	A4H	油井	水平井												
	A5	油井	定向井												
	B2	注水井	定向井												
	A7	油井	定向井												
海中区块	B3	注水井	定向井												
	A8	油井	定向井												
	A9	油井	定向井												
	A10	油井	定向井												
	A11	油井	定向井												
	B4	注气井	定向井												
	B5	注水井	定向井												

涠洲区块定向井井身结构示意图	涠洲区块水平井井身结构示意图
海中区块定向井井身结构示意图	

图 2.1-13 井身结构示意图

### 3) 钻机情况

根据油田整个开发周期钻采工程量，结合公司内部钻机资源，本次选用自升式钻井平台钻井+修井机修井。

### 4) 钻井液体系

钻井阶段将根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、防水化膨胀、防卡及安全、快速钻进和保护好油气层、保护好环境的要求。根据地层特点和目前成熟的钻井液配套技术现状，本项目钻井液体系及成分见表 2.1-12。

表 2.1-12 钻井液体系及成分

区块	井型	井段	钻井液体系	钻井液成分
涠洲区块	定向井	一开	**	**
		二开	**	**
	水平井	一开	**	**
		二开	**	**
		三开	**	**
海中区块	定向井	一开	**	**
		二开	**	**
		三开	**	**

### 5) 固井工程

#### (1) 涠洲区块

一开，表层套管采用常规固井方式，要求水泥浆返至\*\*。

二开，油层套管/技术采用常规固井方式，要求水泥浆返至\*\*。

三开，水平井采用筛管砾石充填完井。

#### (2) 海中区块

一开，表层套管采用单级双封固井方式，要求水泥返至\*\*。

二开，油层套管/技术采用单级固井方式，首浆\*\*；尾浆\*\*；中间使用填充水泥浆。

三开，采用单级固井方式，水泥浆返至尾管悬挂器以上不少于 50m。

## 6) 完井工程

### (1) 涠洲区块

定向井采用套管射孔砾石充填完井，水平井采用裸眼优质筛管砾石充填完井。油井均采用\*\*mm 油管，注水井均采用\*\*分注，双管均为\*\*mm 油管。

### (2) 海中区块

定向井采用尾管射孔完井。采油树主通路匹配\*\*mm 或\*\*mm 油管。

### 2.1.7.1.3 储层改造工程

根据前期油藏预测结果，本项目不同区块作业方式不同，具体如下：

建设期涠洲区块地层岩石比较疏松，出砂风险大，需采取充填防砂工艺。本项目定向井油井需采用砂岩酸进行酸化作业，水平井油井采用生物酶进行酸化作业，用于解除近井地带污染，保证产能充分释放、油井增产。

建设期海中区块地层岩石比较坚硬，出砂风险低，但是渗透率低，为了提高注水井（注气井）注入能力，建设期需要进行酸化增注作业。

表 2.1-13 建设期各井酸化工艺表

区块	井号	井别	井型	酸化工艺
涠洲区块	A1H	油井	水平井	
	A2H	油井	水平井	
	A3	油井	定向井	
	A6	油井	定向井	
	A4H	油井	水平井	
	A5	油井	定向井	
	A7	油井	定向井	
海中区块	B4	注气井	定向井	
	B5	注水井	定向井	

#### 1) 砂岩酸酸化

与常规土酸相比，砂岩酸可实现 H<sup>+</sup> 的逐级释放，有效保持岩心骨架完整，实现深穿透缓速解堵（解堵半径 2m 以上），酸化效果好。

根据建设单位提供资料，涠洲区块 4 口定向井油井酸化液用量合计约 1060m<sup>3</sup>，海中区块 2 口注入井酸化液用量合计约 13270m<sup>3</sup>。

表 2.1-14 酸化液配方表

序号	入井液名称	原理	配方
1	地层预处理		

序号	入井液名称	原理	配方
2	盐酸预酸洗		
3	主体砂岩酸		
4	后置冲洗液		

注：酸化液配方需根据实际情况进行调整。

## 2) 生物酶酸化

生物酶解堵工艺适用井型为水平井、适用完井类型为裸眼完井。本项目涠洲区块油井水平井需采用生物酶进行解堵，生物酶滤饼去除剂主要由弱性酸/螯合剂+酶+破胶剂+互溶剂等组成的体系，主要针对处理钻井液体侵入地层造成的伤害，去除水基钻井泥浆中的超细碳酸钙、淀粉等固相杂质后，使得裸眼段充分暴露后与井筒沟通，同时高效的去除水平井裸眼段周围近井地带残留的泥浆污染，提高生产效率。

生物酶滤饼去除剂是一种弱酸性处理剂（pH 值在 5~6），属于第三方油服公司的专利产品，不含重金属，因配方保密，不再给出具体成分。根据建设单位提供资料，涠洲区块 3 口水平井油井解堵作业生物酶用量合计约 62m<sup>3</sup>，完井作业结束后生物酶滤饼去除剂返排后基本无酸性，后期可直接接入生产流程。

### 2.1.7.1.4 采油工程

#### 1) 涠洲区块

涠洲区块油井采用自喷+电潜泵机械采油，诱喷设备采用自喷-电潜泵一体化管柱，初期投产直接采用电潜泵进行诱喷。

#### 2) 海中区块

海中区块油井采用自喷+气举采油，气举深度\*\*m~\*\*m，下入\*\*级气举阀。

气举是一种人工举升方式，原理主要是将高压天然气注入油管与井筒之间环空空间内，气体经预设于环空内的气举阀进入油管，与油管内原油充分混合，可降低井筒流体密度及井底回压，同时依托注入气体膨胀做功产生的举升动能，将原油连续举升至地面，实现油井正常采油。同时因井筒底部设置封隔器，能防止注入的气体进入地层或进入生产油管的末端。

本项目海中区块气油比高，气举举升可充分利用采油井自身伴生气实现人工举升，操作方便，检修费用低，适合高气油比工况的举升方式。生产初期采用气举自喷合采管柱，自喷期结束后进行气举，实现举升方式转换。

图 2.1-14 气举工程示意图

## (1) 气举工艺及参数

气举参数见表 2.1-15。

表 2.1-15 气举参数

区块	海中区块
气举井	**口
举升工艺	初期下入**级气举阀，用于后期人工举升
注气压力	**MPa
最大用气量	**万 m <sup>3</sup> /d
注气气源	平台产出的伴生气

## (2) 气举设备

新建气举设备主要工程量见下表。

表 2.1-16 气举设备主要工程量表

序号	名称	数量
1	气举自喷合采管柱	4 套
2	地面气举设备（主要包括压缩机等）， 见表 2.1-17 油气处理工程量表	—
3	配套阀组、井口工艺等	—

## 2.1.7.1.5 油气处理工程

本平台采出液系统设计处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d，原油处理规模\*\*m<sup>3</sup>/d，天然气系统处理规模为\*\*×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，采出液系统采用“\*\*+\*\*”处理工艺。

井口产液通过单井多相流量计计量后进入井口管汇，经管汇汇合后进入两级分离器橇+一级电脱水器橇进行三相分离，脱水后原油含水率≤0.5%，经交接计量后通过新建海底管道输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台，依托中海油已建管网，最终输送至涠洲终端进行统一处理后外销；分离出的采出水经采出水处理系统进行后回注；分离出的天然气进入天然气处理系统处理后用作燃气发电机燃料、注气井注气、气举采油等。本项目平台新建油气处理设备见下表。

表 2.1-17 油气处理工程量表

序号	油气处理系统设备		数量 (台)	运行情况	规格
1	一级换热器橇				
2	一级分离器橇				
3	二级换热器橇				
4	二级分离器橇				
5	原油提升泵橇	原油提升泵			
6	三级换热器橇				
7	外输缓冲罐橇				
8	电脱水器橇				
9	外输泵橇	外输泵			
10	不合格油回收罐橇				
11	不合格油泵橇	不合格油回收泵			
12	海管置换泵橇				
13	合格原油计量橇				
14	发球筒				
15	气液分离器				
16	二级分水提升泵橇	二级分水提升泵			
17	低压压缩机橇	低压压缩机入口冷却器			
		低压压缩机			
		低压压缩机出口冷却器			
18	燃料气压缩机橇	燃料气压缩机入口冷却器			



序号	油气处理系统设备		数量 (台)	运行情况	规格
		燃料气压缩机			
		燃料气压缩机出口冷却器			
19	气举压缩机橇	气举压缩机入口冷却器			
		气举压缩机			
		气举压缩机出口冷却器			
20	注气压缩机橇	注气压缩机入口冷却器			
		注气压缩机			
		注气压缩机出口冷却器			
21	燃料气洗涤器橇				

2.1.7.1.6 油气集输工程

本项目新建 1 条 26km 海底管道，采用双壁管保温结构，在管道两端新建立管。设计参数见表 2.1-18。路由示意图见图 2.1-15。海底输油管线剖面如图 2.1-16 所示。

表 2.1-18 新建海底管道设计参数表

序号	本平台～依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底混输管道			备注
1	参数	单位	数量	
2	长度	km		
3	管径	内管	mm	
		外管		
4	材质	内管	—	
		外管		
5	设计温度	℃		
6	设计输送压力	MPa		
7	设计寿命	年		
8	管线形式	—		

图 2.1-15 新建海底管道及光缆路由示意图

图 2.1-16 典型输油管线剖面图

2.1.7.1.7 注水工程

1) 注水规模和参数

本项目新建 1 套注水系统，设计注水规模\*\*m<sup>3</sup>/d，注水井采用\*\*分注工艺，防砂工艺采用\*\*。注水规模及水质要求等相关参数见表 2.1-19。

表 2.1-19 注水规模及水质要求

区块	涠洲区块	海中区块
注水井		
最大注水压力		
设计注水压力		
注水水源	处理达标采出水+海水	处理达标采出水+海水
注水水质	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》 (SY/T 5329-2022) III级标准	

## 2) 注水工程量

新建注水设备主要工程量见表 2.1-20。

表 2.1-20 注水设备主要工程量表

序号	名称	数量
1		
2		
3		
4		
5		
(1)		
(2)		
(3)		

## 2.1.7.1.8 注气工程

海中区块海三构造润三段整体为低渗油藏，地层中注气较注水阻力小，且注气能够降低地下原油粘度，提高渗流能力。北一块为断背斜构造，构造相对整装，且圈闭面积较小，适合部署 1 套高部位注气、低部位采油的完整注采井组。本次海中区块北一块新建 1 口注气井，将平台产生的伴生气回收、驱油提采两个环节有机融合，该技术通过建设地面压缩、注入装置，将伴生气注入油藏，起到了驱油增油的效果。注气工程示意图见图 2.1-17。

图 2.1-17 注气工程示意图

## 1) 注气工艺及参数

最大注气压力\*\*MPa，井口压力等级\*\*MPa，注气参数见表 2.1-21。

表 2.1-21 注气参数

区块	海中区块
注气井	**口
最大注气压力	**MPa
最大注气量	**万 m <sup>3</sup> /d
目的层位	
注气气源	平台油井伴生气，经处理后天然气达到《天然气》（GB 17820-2018）中Ⅱ类干气指标

## 2) 注气设备

新建注气设备主要工程量见下表。

表 2.1-22 注气设备主要工程量表

序号	名称	数量
1	选用十字型双翼双阀采气树及配件	1 套
2	优选 1400m 3-1/2" +4330m 2-7/8" 油管	1 套
3	地面注气设备（主要包括压缩机等）， 见前文表 2.1-17 油气处理工程量表	—
4	配套阀组、井口工艺等	—

### 2.1.7.2 辅助工程

#### 2.1.7.2.1 化验室

平台设化验室 1 个，对原油含水率、采出水指标、天然气组分等进行简单化验，具体化验流程见表 2.1-23。

表 2.1-23 化验流程

序号	类型	指标	工艺流程	原料辅料
1	原油	原油含水率		汽油、含水原油
2	采出水	含油量		石油醚、采出水
		悬浮固体含量		石油醚、采出水
		颗粒直径中值		氯化钠、采出水
3	天然气	组分		—

#### 2.1.7.2.2 防腐工程

##### 1) 平台防腐工程

本项目新建 WZ-CEP 平台位于海上，环境较复杂，因此对位于不同的腐蚀环境中的平台钢质设施采取适宜的外防腐涂层以及阴极保护联合措施。平台结构防腐涂层见表 2.1-24。平台采用强制张紧式电流阴极保护系统，临时阴极保护采用牺牲阳极阴极保护系统，采用铝-锌-镉合金牺牲阳极，牺牲阳极形状为梯形，梯形铝合金牺牲阳极重量约 80kg/块，本次约需要 300 块。

另外，为了实时了解新建 WZ-CEP 平台钢管桩的阴极保护有效性，及时发现问题，确保钢结构长期安全运营，在新建 WZ-CEP 平台设置阴极保护自动监测系统，导管架安装监测探头实时采集阴极保护数据，通过信号光缆上传至平台控制

中心，实现阴极保护数据的可视化。

表 2.1-24 平台结构防腐涂层表

钢结构名称		防腐材料	道数	干膜厚度 (μm)	干膜总厚度 (μm)
栏杆等大气区附属 钢结构外表面		车间底漆	**	**	**
		环氧富锌底漆	**	**	
		双组份厚浆环氧树脂	**	**	
		丙烯酸聚氨酯面漆	**	**	
甲板表面		车间底漆	**	**	**
		环氧富锌底漆	**	**	
		双组份耐磨环氧树脂底漆	**	**	
罐体	外表面	**	**	**	≥360
		**	**	**	
		**	**	**	
	内表面	**	**	**	≥600
导向筒内壁、隔水 套管外壁		喷涂锌丝层	**	**	**
		喷涂 AC 铝丝层	**	**	
		液体环氧涂料	**	**	
导管架桩腿（EL. - 5m 至 EL. +8m）		环氧玻璃鳞片底漆	**	**	**
		环氧玻璃鳞片面漆	**	**	

## 2) 海管防腐

### (1) 涂层结构

新建海底管线的典型涂层结构见下表。

表 2.1-25 新建海底管线防腐层结构表

名称		防腐材料	干膜厚度 ( $\mu\text{m}$ )	干膜总厚度 ( $\mu\text{m}$ )
内管	内管外壁			
	外壁补口			
外管	平管段基材外壁			
	平管段外壁补口			
	立管段			

### (2) 阴极保护

海底管道阴极保护采用铝-锌-镉合金牺牲阳极，牺牲阳极形状为手镯型。镯状铝阳极重量约 50kg/块，本次约需要 1200 块。

### (3) 管线内腐蚀监测

为了了解和掌握海底管线内介质的腐蚀性，以及介质对钢管材质的腐蚀性，发现腐蚀发展变化趋势，及时发现存在的问题，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施，确保生产设施的安全运行，在海底管道两端设置内腐蚀监测系统，内腐蚀监测装置使用内腐蚀挂片和内腐蚀探针。

### 2.1.7.2.3 修井模块

本项目新建 WZ-CEP 平台配套建设 1 套修井模块，方便后期进行平台修井，修井模块主要设备见表 2.1-26。

表 2.1-26 平台修井模块主要设备表

序号	设备名称	参数	数量
一	井架及底座		
二	天车		
三	旋转系统		
四	绞车系统		
五	高压管汇系统		
六	井控系统		
七	固控系统		
1	泥浆罐（含罐面设备）		
2	搅拌器		
3	修井机		
4	振动筛		
5	混浆泵		
6	除气器		
7	泥浆回流槽		
八	其他		
1	防喷器组		
2	BOP 远程控制台		

### 2.1.7.3 环保工程

#### 2.1.7.3.1 采出水处理系统

本项目新建 WZ-CEP 平台新建 1 套采出水处理系统，设计处理规模为 3400m<sup>3</sup>/d。另外，本项目采出水量在开发第 2 年至第 16 年不满足注水量需求时，需采用海水作为补充水源保证注水开发需求。平台新建 1 套海水补充水预处理系统，设计处理规模\*\*m<sup>3</sup>/d，采用“海水提升+粗过滤器+脱氧塔”预处理工艺。海水经海水提升泵提升至粗过滤器处理后，从脱氧塔顶部向下穿过塔内填料流到塔底，脱氧后的海水直接接入采出水处理流程后半段（铝硅酸盐过滤器）继续处理。

## 1) 设计指标

为说明本项目采出水处理工艺可实现水质达标,《涠洲油田新区产能建设项目可行性研究报告》对比了近年中海油涠洲油田、胜利油田埕岛油田等海上平台,以及陆域采出水处理工艺,最终确定本次采出水处理工艺为“斜板除油器+紧凑型密闭气浮装置+两级过滤器橇(核桃壳过滤罐和铝硅酸盐过滤器)”,出水水质能够达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中规定Ⅲ级标准要求,其中多介质过滤器滤料使用年限为3~5年,铝硅酸盐过滤器滤料使用年限为8~10年。

表 2.1-27 采出水处理系统设计参数表

序号	参数		数值
1	设计处理规模		
2	进水水质	含油量	
		悬浮固体含量	
3	出水水质	含油量	
		悬浮固体含量	

## 2) 新建水处理设备

表 2.1-28 新建水系统主要设备一览表

序号	设备	单位	数量	备注
一、采出水处理主体设备				
1		座	1	
2		座	1	
3		套	1	
4		套	1	
5		座	1	
8		套	2	
9		套	1	
10		台	2	
11		台	2	
12		套	1	
13		套	1	
14		台	2	
15		套	1	
1		套	1	
2		套	1	

序号	设备	单位	数量	备注
3		-	若干	

### 2.1.7.3.2 生活污水处理系统

本次新建 WZ-CEP 平台定员 70 人，设生活楼，配备建设 1 套生化法+电解法生活污水处理橇，设计处理规模为  $63\text{m}^3/\text{d}$ ，处理后水质满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ）后排海。

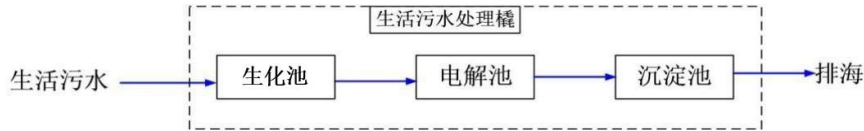


图 2.1-18 生活污水处理工艺流程图

### 2.1.7.3.3 开/闭式排放系统

开式排放系统主要用于收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢液等。

闭排系统由闭排罐和闭排泵组成，该系统设计用于收集来自容器或管道的带压液体，通过闭排总管将液体输送至闭排罐。本项目在平台上设计闭排罐 1 座，用于收集和处理生产和公用系统中带压排放的气液混合物、开排罐来液及火炬分液罐来液，分离出的含水原油利用闭排泵直接打入原油处理系统，分离出的气体去火炬系统。闭排罐设有电加热棒，对罐内液体进行加热，防止原油因为温度过低在罐底凝固。当闭排罐液位过高时，两台泵可以同时运行，提高排放速度。本项目新建 WZ-CEP 平台的开/闭式排放系统设置见表 2.1-29。

表 2.1-29 本项目开/闭式排放系统设备表

序号	设备名称		单位	数量	规格
1	开排	开排罐	座		
		开排泵	台		
		篮式过滤器	台		
		开排提升泵	台		
		给排水管网	套		
2	闭排	闭排罐兼火炬分液罐	座		
		闭排罐加热器	座		
		闭排泵	台		
		闭排泵过滤器	座		



图 2.1-19 开排系统流程图

图 2.1-20 闭排系统工艺流程图

#### 2.1.7.3.4 火炬系统

火炬系统主要包括火炬分液罐、火炬臂、火炬头和点火盘。原油处理系统、天然气处理系统、水处理系统、燃料气处理系统在正常生产和紧急情况下（包括火灾情况）通过减压维持系统压力稳定，减压泄放的气体将被输送至火炬系统进行处理。火炬系统设计泄放量为 $10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，火炬臂长度 32m。

平台设置低压冷放空系统 1 套，主要用于低压设备冷放空。

表 2.1-30 火炬系统设备一览表

序号	设备名称	单位	数量	规格
1	火炬分液罐	座		
2	火炬分液罐加热器	座		
3	火炬分液泵	台		
4	火炬分液泵过滤器	台		

图 2.1-21 火炬及放空系统工艺流程图

#### 2.1.7.3.5 固废贮存系统

本项目新建 WZ-CEP 平台设置工业垃圾及生活垃圾收集装置，对垃圾进行集中收集，定期运回陆上处理。

表 2.1-31 生产运行期固体废物收集装置设置情况

序号	生活垃圾回收装置容量数量	生活垃圾存放地点	生产垃圾回收装置容量数量	工业垃圾存放地点
1				

#### 2.1.7.4 公用工程

##### 2.1.7.4.1 给排水工程

##### 1) 给水

##### (1) 淡水给水

本项目新建 WZ-CEP 平台上淡水用户主要包括生活用水、甲板冲洗用水等，淡水主要由供应船和海水淡化装置供水。

### ①生活用水

平台设定员 70 人生活楼，生活用水主要采用船舶运输淡水提供，但平台设 1 台 $100\text{m}^3/\text{h}$ 的海水淡化撬装装置，若船舶出现故障或无法及时运输淡水时，则采用海水淡化装置将海水处理后作为值班人员生活用水的补充水。生活楼淡水用水量约  $1\text{m}^3/\text{h}$ 。本项目海水淡化采用一级反渗透处理工艺，产水率约 40%，浓缩倍率约 1.67。

### ②甲板冲洗用水

甲板冲洗用水来源于海水淡化装置处理后的淡水，主要防止结垢。

## (2) 海水给水

海水系统用户主要为采出水处理系统、压缩机冷却系统、空调机组冷却系统、生活楼、修井模块、电解铜铝防海生物装置等，最大用水量约为 $100\text{m}^3/\text{h}$ 。海水给水系统设置海水提升泵、海水自动反洗粗过滤器、电解铜铝防海生物装置等，平台引用海水均需通过海水提升泵提升后进入海水过滤器进行初步过滤杂质，再根据后续用户需求依次进入后续流程。

### ①采出水处理系统用水

本项目采用海水作为注水井补充回注水源，海水经前期海水提升+粗过滤器过滤后进入脱氧塔处理，脱氧后的海水直接接入采出水处理流程后半段(铝硅酸盐过滤器)继续处理。

### ②压缩机冷却系统、空调机组冷却系统

压缩机冷却系统、空调机组冷却系统引用海水主要用于机组冷却等，用水量约  $526\text{m}^3/\text{h}$ 。

### ③生活楼

生活楼用海水主要为冲刷用水。

### ④修井模块

修井模块用海水主要用于洗井、配置修井液等。

### ⑤电解铜铝防海生物装置

电解铜铝防海生物装置所用海水主要为配制电解液用海水。

为防止海生物在泵的入口生长堵塞泵吸入口，本项目新建 WZ-CEP 平台设置 1 套“电解铜铝防海生物装置”，装置主要由铜阳极、铝阳极、阴极及直流供电控制系统组成。装置以海水为电解质，通过施加低压直流电使铜阳极、铝阳极发生电化学氧化反应，其中铜阳极电解产生微量铜离子，在海水中形成稳定低浓度抑菌环境，有效抑制海洋生物的生长与附着，避免生物堵塞海水管路、影响系统运行；铝阳极电解产生铝离子，与海水中氢氧根结合生成氢氧化铝胶体，胶体物

质可在管路内壁形成均匀致密的保护膜，隔绝海水与金属管壁接触，减缓管路腐蚀速率，同时进一步提升防海生物附着效果。

图 2.1-22 海水给水系统流程图

图 2.1-23 海水淡化工艺流程图

## 2) 排水

### (1) 生活污水

生活污水经生活污水处理橇装装置处理达标后排海。

### (2) 初期雨水

本项目平台设置开排管网及开排系统，在平台底层甲板上设开排罐，为了收集平台底层甲板雨水，配套设置开排提升泵将开排罐的液体打回闭排系统后进入油气集输系统，最终进入采出水处理系统进行处理，不排海。

### (3) 冷却水系统

本项目平台伴生气压缩机、空调机组压缩机冷却水水源为海水，海水经预处理后用于上述设备冷却，换热后海水在海水表层排放。

表 2.1-32 给排水工程量表

序号	工作内容	单位	工程量
1.1	生活楼部分		
1.1.1	2m <sup>3</sup> 热水柜 1200mm×1800mm 设计压力 0.6MPa	座	
1.1.2	热水循环泵 Q=1m <sup>3</sup> /h H=50m	台	
1.1.3	3m <sup>3</sup> 压力水柜 1400mm×2000mm 设计压力 0.8MPa	座	
1.1.4	紫外线消毒器 Q=20m <sup>3</sup> /h	台	
1.1.5	管线 DN200	米	
1.2	平台部分		
1.2.1	海水淡化装置 Q=20m <sup>3</sup> /h	座	
1.2.2	130m <sup>3</sup> 生活水罐 4500mm×6500mm×5000mm (L×W×H)	座	
1.2.3	生活水泵 Q=20m <sup>3</sup> /h H=80m	台	
1.2.4	50m <sup>3</sup> 淡水罐 4000mm×4000mm×5000mm (L×W×H)	座	
1.2.5	公用淡水泵 20m <sup>3</sup> /h H=80m	台	
1.2.6	180m <sup>3</sup> 淡水罐 18000mm×2500mm×5000mm (L×W×H)	座	
1.2.7	修井淡水泵 80m <sup>3</sup> /h H=30m	台	
1.2.8	淡水过滤器 DN80, 1.6MPa	台	
1.2.9	生活污水处理橇(含隔油器)	套	
1.2.10	海水提升泵 Q=800m <sup>3</sup> /h 出口压力 0.8MPa	台	

序号	工作内容	单位	工程量
1.2.11	海水自动反冲洗过滤器撬块 $Q=800\text{m}^3/\text{h}$	座	
1.2.12	电解铜铝防海生物装置（与消防泵共用）	座	
1.2.13	$80\text{m}^3$ 开排罐 $4500\text{mm}\times 5000\text{mm}\times 4500\text{mm}$ (L×W×H)	座	
1.2.14	开排泵 $Q=30\text{m}^3/\text{h}$ , $H=50\text{m}$	台	
1.2.15	篮式过滤器 DN80, 1.6MPa	台	
1.2.16	开排提升泵, $Q=10\text{m}^3/\text{h}$ , $H=20\text{m}$	台	
1.2.17	给排水管网		
(1)	管线 DN400	米	
(2)	管线 DN200	米	
1.2.18	阀门	—	

#### 2.1.7.4.2 供电工程

##### 1) 常规供电

本项目采用\*\*台\*\*kW 双燃料燃气轮发电机组作为平台主电源, 考虑平台用电负荷较大, 故本次所采用的燃气轮机为双燃料机型, 即天然气+柴油均可做为机组燃料。

燃气轮发电机组位于顶层甲板, 预留 1 台电站位置将来根据油田开发情况增加燃气轮机或者安装海上风电变电站。平台设有干式主变压器, 在平台中层新建变配电室 1 座, 共分两层, 一层为高压开关室、变压器室、应急配电间及应急柴油发电机房; 二层为主开关室、电池间。

##### 2) 应急供电

本平台设有 1 套应急柴油发电机组和 1 台 50kVA UPS 不间断电源装置。当主电源停电时, 应急柴油发电机在 45 秒之内自动起动, 为消防泵、救生艇、应急照明供电, 连续供电至少为 18 小时; 当主电源和备用应急电源发生故障时, 采用 UPS 不间断电源给通信、火灾探测及仪表控制等系统供电, 供电时间至少半小时。另外, 生活楼火灾自动报警系统自带蓄电池, 在 UPS 断电后, 保证系统正常工作至少 3 小时。

表 2.1-33 供电工程量一览表

序号	名称及规格	单位	数量
1	海上 燃气透平发电机组 10.5kV 50Hz 7000kW		
2	海上 应急柴油发电机组 400V 50Hz 1400kW		
3	海上 干式配电变压器 3150kVA, 10.5kV/0.4kV Dy11 二级能效		

序号	名称及规格	单位	数量
4	海上 干式配电变压器 2000kVA, 10.5kV/0.6kV Dy11 二级能效		
5	海上 干式配电变压器 250kVA, 400V/230V Dy11 二级能效		
6	海上 电潜泵升压变压器 315kVA, 400V/3300V		
7	海上 UPS 装置 冗余 400/230V 50kVA 30min		
8	海上 电力管理系统 EMS		
9	电力系统其他配套设备		

#### 2.1.7.4.3 供热工程

高压开关室、应急开关室、主开关室、中控室、电池室及变压器室等电气类房间均采用船用风冷分体空调器，夏季制冷；生活楼区域采用 3 台船用风冷组装式中央空调机组（2 用 1 备）制冷。

#### 2.1.7.4.4 热媒系统

热媒系统为二级分离器橇、二级分离器橇间换热提供热源。平台采用天然气进行自发电，为充分回收发电机余热，在发电机烟囱设置余热回收装置用来作为热媒油的热源。热媒油经过热媒循环泵加压之后，进入余热回收装置，升温到 220℃ 后，输送到各系统，再回到余热回收装置加热。高温引起的体积膨胀部分进入热媒膨胀罐。事故状态下或检修时，系统排放出的热媒油进入热媒油回收罐，之后通过热媒油补给泵打入热媒油膨胀罐，进入系统循环。

当燃气轮机或热媒油系统出现故障时，烟气走旁通直接排放。

表 2.1-34 余热利用工程一览表

名称	数量	数量 (套)	备注
1	热媒油余热锅炉（介质为 T55 导热油）系统，锅炉额定功率为 4400kW		
2	旁通烟道		

#### 2.1.7.4.5 柴油系统

柴油系统主要设备包括 1 个 50m<sup>3</sup> 柴油储罐、1 个 6m<sup>3</sup> 柴油日用箱、1 个 60m<sup>3</sup> 桩腿柴油箱、柴油过滤器、柴油提升泵、柴油离心机，柴油通过供应船输送至柴油储罐。设置柴油输送泵将柴油输送至柴油日用箱（应急发电机）、柴油吊机、柴油消防泵等用户，柴油离心机将用于净化柴油储罐中的柴油。

#### 2.1.7.4.6 化学药剂系统

设置化学药剂注入橇 1 座，内部缓蚀剂橇、缓蚀剂橇、降凝剂橇、反向破乳剂橇、消泡剂橇、防蜡剂橇、备用药剂橇等，主要为采出液处理、采出水处理、海水处理、外输等流程注入药剂。

#### 2.1.7.4.7 消防工程

平台设置固定消防系统，包括固定水消防系统、固定泡沫灭火系统。电气房间设置七氟丙烷气体灭火系统。同时整个平台及各配电用房等配置一定数量的移动式灭火器灭火。

#### 2.1.7.4.8 通信系统

本次新建 WZ-CEP 平台为有人值守平台，通信系统主要包括数据通信系统、视频监控系统、话音及广播报警系统、办公局域网、对空通信系统、应急通信系统、卫星电视接收系统。本次主要对数据通信系统和视频监控系统进行说明：

##### 1) 数据通信系统

本项目采用光缆通信+散射通信+卫星通信方式用于平台对外通信。新建 1 条由本项目 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台之间海底光缆（36 芯）26km（与海底管道同路由，与管道间距 30m），然后利用中海油 WZ11-4CEPD 平台至涠洲终端的中海油已建海底光电复合缆（已核实芯数足够）；由涠洲终端租公网专线至上海局。在新建 WZ-CEP 平台设 VSAT 卫星站一套，通过卫星实现与中石化卫星主站之间的自控数据通信，并通过内部网络传输至上海局。卫星主站不在本项目范围内。海底光缆断面结构如下图所示。

图 2.1-24 海底光缆结构图

##### 2) 视频监控系统

新建 WZ-CEP 平台设视频监控系统 1 套，监控点分别设计在平台登入处、工艺装置区等重点区域，监控图像传至本平台中控室进行统一存储和管理。在平台周边设置紫外光源溢油监测摄像头，对海面实时监测，及时发现平台溢油事故。

新建 WZ-CEP 平台设置视频智能分析平台，利用人工智能技术建立安全识别模型，实现防非法侵入、平台生产安全监控等场景的监视、报警及联动机制，不安全生产自动报警的信息推送和统计，做到事前预警/处理、事后追踪/取证，保证生产设施的安全生产。

#### 2.1.7.4.9 自控系统

##### 1) 平台自控系统

WZ-CEP 平台设置独立的中央控制系统，包括井口控制、生产过程控制系统（PCS）、紧急关断系统（ESD）和火气探测报警控制系统（FGS）。平台设置中央控制室，监控和管理平台的生产、安全和紧急关断，中控室设置硬手操盘负责手动触发、手动复位和显示平台重要的 ESD 关断信号和火气信号。

##### 2) 海底管道自控系统

本次在外输海底管道设置负压波泄漏监测系统 1 套，设置声波传感器 1 台，压力变送器 1 台，同时在依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台设置声波传感器 1 台，压力变送器 1 台，在新建 WZ-CEP 平台控制室设置操作站 1 台、信号采集处理设备 1 套，中海油 WZ11-4CEPD 平台控制室设置信号采集处理设备 1 套，分别用于采集和存储本区内的声波传感器信号。其中新建 WZ-CEP 平台的操作站对两个区域的声波信号做数据处理、信号分析和泄漏定位计算。

管道发生泄漏时会产生包含负压波信号在内的多种信号，负压波信号沿着管道内的流体介质传播，通过在管道首尾两端安装声波传感器，采用开放式的专家数据库和小波分析算法，在复杂的环境噪声中提取出泄漏产生的负压波信号，通过泄漏声波到达首尾两端传感器的时间差，可以实现泄漏的定位。

新建主要自控设备见表 2.1-35，同时配套各类关断阀门等。

表 2.1-35 新建主要自控设备一览表

序号	设备名称	规格	单位	数量
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9		-	套	1

#### 2.1.7.5 依托工程改造

##### 2.1.7.5.1 改造目的

本项目原油外输至中海油 WZ11-4CEPD 平台，为了满足本项目原油接入，本次拟对 WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造。主要改造内容为 WZ11-4CEPD 平台增加

设备用于预处理中石化物流。另外，为保障未来接入改造不造成 WZ11-4CEPD 停产，已提前完成 WZ11-4CEPD 工艺设备接口预留。

### 2.1.7.5.2 依托工程概况

中海油 WZ11-4CEPD 为一座 8 腿导管架中心平台，于 2025 年底投产，设计寿命 30 年，该平台与已建中海油 WZ11-4CEPA 平台通过栈桥连接。平台共设有四层甲板，分别是上层、中层、下层和工作甲板，设有原油处理、燃料气处理、水处理设施、电站、注水设施、开闭排及公用系统，共有 28 个井槽，4（行）7（列）排列。

#### 1) 平台生产系统

##### (1) 采出液处理系统

中海油 WZ11-4CEPD 平台设有 1 套采出液处理系统，设计处理规模为  $47376\text{m}^3/\text{d}$ 。

WZ11-4CEPD 平台接收来自涠洲 11-6 油田 WZ11-6WHPA 平台物流，与 WZ11-4CEPD 平台所产物流一起进入该平台生产分离器进行油气水处理，处理后含水 5% 原油后通过栈桥管道输送至中海油 WZ11-4CEPA 平台后通过已建海管输送至 WZ12-1PUQ 平台，再通过已建海管输送至中海油涠洲终端；伴生气在 WZ11-4CEPD 平台用作电站燃料气；分离出的采出水在 WZ11-4CEPD 平台处理达标后在 WZ11-4CEPD 平台回注。

图 2.1-25 WZ11-4 CEPD 平台工艺处理流程

##### (2) 采出水处理系统

中海油 WZ11-4CEPD 平台设有 1 套处理规模为  $50400\text{m}^3/\text{d}$  的采出水处理系统，采用“高效聚结分离器+双介质过滤器”处理工艺，采出水通过高效聚结分离器初步分离出的水进入双介质过滤器，通过双介质过滤器对水中的油、悬浮物进行进一步去除，处理后出水达标后在 WZ11-4CEPD 平台回注，分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回工艺流程处理。

图 2.1-26 WZ11-4 CEPD 平台采出水处理流程

##### (3) 注水系统

中海油 WZ11-4CEPD 平台建设 3 口注水井，设 1 套注水处理系统，设计注水能力  $46080\text{m}^3/\text{d}$ ，注水井最大需水量为  $38400\text{m}^3/\text{d}$ 。WZ11-4CEPD 平台注水工艺流



程图见图 2.1-27。

图 2.1-27 WZ11-4CEPD 平台注水工艺流程图

## 2) 外输原油管道

中海油 WZ11-4CEPD 平台无外输海底管道，该平台与已建中海油 WZ11-4CEPA 平台通过栈桥连接，平台含水 5%原油通过栈桥管道输送至已建 WZ11-4CEPA 平台，再通过 WZ11-4CEPA 平台已建外输海底管道最终输送至涠洲终端处理。

### 2.1.7.5.3 依托工程改造

#### 1) 主体工程改造

依托中海油 WZ11-4CEPD 平台主体工程改造内容主要包括外扩中层和底层甲板，以及新建加热器橇、收球筒、缓蚀剂注入泵等主要设施。

表 2.1-36 依托平台主要改造内容一览表

甲板	主要改造内容
中层甲板	
下层甲板	

#### (1) 中层甲板

WZ11-4CEPD 平台中层甲板原尺寸为 87m×35m，标高 EL. (+)26.5m。

本次拟在中层甲板北侧外扩甲板 22m×4m，目的是防止坠物损坏本项目在下层甲板新建的设备。

图 2.1-28 依托 WZ11-4CEPD 平台改造平面布置图（中层甲板）

## (2) 下层甲板

WZ11-4CEPD 平台下层甲板原尺寸为 84.5m×35m，标高 EL. (+)19m。

本次拟在平台北侧外扩甲板 12.5m×3m 和 22m×4m，布置新增加热器橇和收球筒(中石化)；平台中侧化学药剂橇 CEPD-X-3601 南侧布置新增缓蚀剂注入泵，用于预处理本项目海管输送至依托平台物流。另外，利用平台 A1 腿预留立管，利用平台 A1 腿预留电缆护管（用于中石化新铺的海底光缆），并在 2.3 轴新增防火墙 H60 分隔安全区。

### ①新建设施

#### a、加热器橇

新建加热器橇 1 台，因本项目平台物流进入 WZ11-4CEPD 平台后，首先经新建加热器升温，之后根据不同年份原油含水不同调整去向，具体如下：

开发第 1 年至第 9 年，本项目外输原油(含水 0.3~0.5%)直接进 WZ11-4CEPD 平台原油缓冲罐后，经已有海底管道外输；

开发第 10 年至第 20 年，因外输原油掺采出水外输，含水 9.2%~52.7%原油需进入 WZ11-4CEPD 平台采出液处理系统进行处理，处理后含水 5%原油经中海油已建海底管道外输，采出水进入 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后在该平台回注。

#### b、收球筒

新建收球筒 1 台，目的是本项目海管运行期间不定期清管，布置在下层甲板北侧。

#### c、缓蚀剂注入泵

按 WZ11-4CEPD 平台设计原则，本项目海管出口和缓冲罐或采出液处理系统生产分离器之间的原油管线需要考虑注入缓蚀剂作为防腐措施。

因 WZ11-4CEPD 平台原注入泵已无余量，并考虑药剂注入流量的计量，因此本次需要增加 2 台缓蚀剂注入泵（1 用 1 备），后期根据实际需求调节注入量。本次拟在 WZ11-4CEPD 平台原缓蚀剂储罐 CEPD-T-3601 增加泵入口接入口。

表 2.1-37 依托工程新建设备一览表

序号	设备名称	数量（台）	设计条件			热负荷
			规格	压力	温度	(单台)
			(单台)	kPaG	℃	kW
1	收球筒	1	10in×14in	6500	80	—
2	加热器	1	—	1350	100	1300
3	缓蚀剂	2（1 用 1 备）	4L/h	1200	50	—

序号	设备名称	数量（台）	设计条件			热负荷
			规格	压力	温度	（单台）
			（单台）	kPaG	℃	kW
	注入泵					

### ②改造后工艺流程

依托平台改造后工艺流程图见图 2.1-29。

图 2.1-29 依托平台改造后工艺流程图

### ③改造后甲板布置

依托 WZ11-4CEPD 平台改造平面布置图（下层甲板）见图 2.1-30。

图 2.1-30 依托 WZ11-4CEPD 平台改造平面布置图（下层甲板）

## 2) 辅助工程改造

WZ11-4CEPD 平台辅助工程改造主要内容包括电气、消防、预留接口、配套设施等内容。辅助工程主要改造内容见表 2.1-38。

表 2.1-38 依托工程辅助工程改造一览表

序号	工程名称		工程量
1	电气		
2	消防		
3	其他	预留接口改造	
4		配套设施	

### 2.1.8 主要技术经济指标

表 2.1-39 主要技术经济指标表

序号	项目		单位	数量	备注
一	生产规模				
1	产量	最大年产油量	10 <sup>4</sup> t		
		最大年产液量	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup>		
		最大年产气量	10 <sup>8</sup> m <sup>3</sup>		
2	油水井		28 口		
3	海底管道		km		
4	海底光缆		km		
二	时间				
1	设计年运行时间		d		
2	平台设计使用年限		年		
三	原辅材料及能源消耗				
1	天然气		10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a		最大消耗量
2	新鲜水	淡水	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a		
		海水	10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a		
3	柴油		t/a		外购
四	职工定员		人		
五	工程投资		亿元		

### 2.1.9 施工人员及工期安排

#### 1) 建设期

本项目海上建设期施工设备见表 2.1-40。平台、海底管道、海底光缆、依托平台改造施工船舶及人员安排见表 2.1-41 至表 2.1-45。根据建设单位提供的各部分施工进度，本项目平台建设、钻井期间可同步铺设海底管道和光缆，预计 2027 年投产。

表 2.1-40 海上建设期施工设备一览表

序号	船舶名称	船型	吨级 (t)	数量 (艘)
1	拖轮	12000HP 拖轮		
		8000HP 拖轮		
		10000HP 拖轮		
		20000HP 拖轮		
		6000HP 拖轮		
		胜利 281 拖轮 (8000HP)		
		交通船 (拖轮)		
		4000HP 拖轮		
2	驳船	16800T 自航驳		
		15000T 自航驳		
		7000T 自航驳		
		50000T 驳船		
		5000T 自航驳		
		2000T 驳船		
3	浮吊	7500T 全回转浮吊		
		900T 浮吊		
		海底管道铺设母船 (浮吊)		
4	生活支持船			
5	测量船			
6	铺管船			
7	抛锚艇			
8	交通船			
9	工作船			
10	铺缆船			
11	钻井船			
12	供应船			

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

表 2.1-41 新建 WZ-CEP 平台施工船舶及人员计划表

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人)
导管架	海上运输及安装	驳船			
		驳船			
		拖轮			
		浮吊			
组块及生活楼	海上运输及安装	驳船			
		拖轮			
		驳船			

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 （艘）	施工天数 （d）	施工人数 （人）
		浮吊			
		拖轮			
海上调试		驳船			
		生活支持船			
		拖轮			
合计					

表 2.1-42 海底管道施工船舶及人员计划表

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 （艘）	施工天数 （d）	施工人数 （人）
海底 管道	施工前预调查	测量船			
	运输及安装（平 管+连锁排+膨胀 管等）	铺管船			
		拖轮			
		抛锚艇			
		驳船			
		交通船			
	基线检测、后挖 沟、清管和试 压、铺管后调查 等	拖轮			
		抛锚艇			
		驳船			
		交通船			
		铺管船			
		测量船			
		拖轮			
		抛锚艇			
		后挖沟母船			
		测量船			
合计					

表 2.1-43 海底光缆施工船舶及人员计划表

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人)
海底 光缆	海上运输、 基线检测、施 工、调试等	驳船			
		铺缆船			
合计					



表 2.1-44 钻完井施工船舶及人员计划表

类型	施工内容	施工船舶	数量 (艘)	井数 (口)	钻井天数 (d)	施工人数 (人)
钻完井	海上钻井	钻井平台	1			
		供应船	1			
	海上运输、 固井、完井 等	钻井平台	1			
		供应船	1			
合计			4			

表 2.1-45 依托海油平台改造施工船舶及人员计划表

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人/d)
依托海油平台改造	海上运输及 安装	拖轮	1		
		拖轮	1		
合计			2		

## 2) 生产运行期

平台设置劳动定员 66 人，2 班轮值。

## 2.2 依托工程校核

本项目开发第 1 年至第 9 年，生产的原油（含水率<0.5%）就近输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台（越站，不处理），与 WZ11-4CEPD 平台的生产物流一起通过栈桥管道输送至中海油 WZ11-4CEPA 平台（越站，不处理），再与该平台的物流一起通过中海油 WZ11-4CEPA 平台至 WZ12-1PUQ 海底混输管道输送到 WZ12-1PUQ 平台，并通过 WZ12-1PUQ 平台至涠洲终端海底输油管道输送到涠洲终端处理。

开发第 10 年至第 20 年，本项目外输原油掺采出水后就近输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台采出液处理系统，与 WZ11-4CEPD 平台采出液一起进行油水分离，分离出的采出水在该平台处理达标后回注，分离出的原油（含水 5%）通过栈桥管道输送至中海油 WZ11-4CEPA 平台，经已有海底管道最终外输至涠洲终端进行外销。

综上，本项目依托工程主要包括依托中海油 WZ11-4CEPD 平台、海底管道、涠洲终端。

表 2.2-1 依托关系表

依托类型		依托名称
平台	采出液处理系统	
	采出水处理系统	

依托类型		依托名称
	注水系统	
海底管道		
涠洲终端		

2.2.1 依托平台校核

2.2.1.1 环保手续

中海油 WZ11-4CEPD 平台环保手续执行情况见表 2.2-2。

表 2.2-2 中海油 WZ11-4CEPD 平台环保手续执行情况表

类型	环评报告名称	主要建设内容	环评批复情况	竣工验收情况
WZ11-4CEPD 平台	《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合开发项目环境影响报告书》	新建 2 座平台，新铺设 3 条海底管道和 2 条海底光缆	于 2024 年 10 月 14 日取得生态环境部批复，文号：环审〔2024〕102 号	

2.2.1.2 采出液处理系统

2.2.1.2.1 工艺流程

采出液处理系统工艺流程见前文图 2.1-25 WZ11-4 CEPD 平台工艺处理流程图，本节不再赘述。

2.2.1.2.2 处理能力

中海油 WZ11-4CEPD 平台设计采出液处理规模为\*\*m³/d。本项目外输至中海油 WZ11-4CEPD 平台最大液量约\*\*m³/d，则 WZ11-4CEPD 平台处理液量最大为\*\*m³/d（\*\*年），小于其采出液设计处理规模\*\*m³/d。因此，中海油 WZ11-4CEPD 平台剩余处理量满足本项目依托处理需求。

表 2.2-3 依托 WZ11-4CEPD 平台采出液处理能力校核

年份 (年)	WZ11-4CEPD 平台总产 能（包含了涠洲 11-4 油田、涠洲 11-6 油 田等来液）	本项目外输至 WZ11-4CEPD 平台 液量	合计 产液量	WZ11-4CEPD 平台设计处 理液量	依托 校核
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	—
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					
2041					
2042					
2043					
2044					
2045					
2046					

### 2.2.1.3 采出水处理系统

#### 2.2.1.3.1 工艺流程

采出水处理系统工艺流程见前文图 2.1-26 WZ11-4 CEPD 平台采出水处理流程，本节不再赘述。

#### 2.2.1.3.2 处理能力

中海油 WZ11-4CEPD 平台设计采出水处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d。本项目平台开发第 10 年至第 20 年外输原油需掺水外输，根据前文表 2.1-7 本项目新建 WZ-CEP 平台液量物流平衡表，本项目最大外输至 WZ11-4CEPD 平台且需要依托该平台处理水量约\*\*m<sup>3</sup>/d，经校核，本项目投产后 WZ11-4CEPD 平台采出水最大处理水量\*\*m<sup>3</sup>/d（见表 2.2-4），小于其采出水处理能力\*\*m<sup>3</sup>/d，因此，WZ11-4CEPD 平台

采出水处理系统满足依托需求。

表 2.2-4 依托 WZ11-4 CEPD 平台采出水处理能力校核

年份	WZ11-4CEPD 平台接收水量 (包含涠洲 11-4 油田、涠 洲 11-6 油田等来水)	本项目外输至 WZ11-4CEPD 平台 需依托该平台处 理水量	合计 水量	WZ11-4CEPD 平台设计处 理规模	依托 校核
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	-
2027					可行
2028					可行
2029					可行
2030					可行
2031					可行
2032					可行
2033					可行
2034					可行
2035					可行
2036					可行
2037					可行
2038					可行
2039					可行
2040					可行
2041					可行
2042					可行
2043					可行
2044					可行
2045					可行
2046					可行

#### 2.2.1.4 注水系统

中海油 WZ11-4CEPD 平台注水系统设计最大回注需求量\*\*m<sup>3</sup>/d，本项目平台开发第 10 年至第 20 年外输原油需掺水外输，根据前文表 2.1-8 本项目新建 WZ-CEP 平台注采水平衡表，本项目外输至 WZ11-4CEPD 平台最大水量约\*\*m<sup>3</sup>/d。经校核，本项目投产后，2036 年至 2046 年 WZ11-4CEPD 平台最大注水量\*\*m<sup>3</sup>/d（见表 2.2-5），小于该平台最大回注需水量\*\*m<sup>3</sup>/d，因此，WZ11-4CEPD 平台注水系统满足依托回注需求。

表 2.2-5 依托中海油 WZ11-4CEPD 平台注水系统能力校核

年份	WZ11-4CEPD 回注量	本项目需依托 WZ11-4CEPD 回注 量	合计回注量	WZ11-4CEPD 设计回注量	依托校核
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	—
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					
2041					
2042					
2043					
2044					
2045					
2046					

## 2.2.2 依托管道校核

### 2.2.2.1 环保手续

本项目新建 WZ-CEP 平台物流接入 WZ11-4CEPD 平台，和 WZ11-4CEPD 平台的生产物流一起通过栈桥管道输送至 WZ11-4CEPA 平台，和该平台的物流一起通过 WZ11-4CEPA 至 WZ12-1PUQ 海底混输管道输送至 WZ12-1PUQ 平台，再通过栈桥管道输送至 WZ12-1PAP 平台，并通过 WZ12-1PAP 平台至涠洲终端已有海底管道输送至涠洲终端处理。

本项目依托管道环保手续执行情况见表 2.2-6。

### 2.2.2.2 输送能力

本项目依托管道基本情况及校核情况见表 2.2-7。根据校核结果，本项目投产后依托管道的最高操作压力和最高操作温度均未超过设计压力和设计温度，可

以满足物流输送要求。在已有管道达到设计寿命前需进行检测评估，以保证管道的使用安全。

表 2.2-6 依托管道环保手续执行情况表

类型	环评报告名称	主要建设内容	环评批复情况	竣工验收情况
中海油 WZ11-4CEPD 平台至 中海油 WZ11-4CEPA 平台管道 （栈桥管道）	《涠洲 11-6 油田开发/ 涠洲 10-3 油田 7 井区二 次开发/涠洲 11-4 油田综 合调整联合开 发项目环境影响报告书》	新建 2 座平台，新铺设 3 条海底管道和 2 条海底光 缆	于 2024 年 10 月 14 日取得生态环境部 批复，文号：环审 [2024]102 号	2025 年底投产， 目前进入调试阶段
中海油 WZ11-4CEPA 至 WZ12-1PUQ 海底混输管道	《南海涠 11-4 油田 环境影响评价报告书》	新建中心处理平台（A 平 台）；新建井口平台（B 平台）；单点系泊；储油 轮；海底输油管线、动力 光缆、注水管线。	于 1989 年获得国 家环境保护总局批 复〔（89）环监字 第 275 号〕	/
WZ12-1PUQ 至 WZ12-1PAP 平台管道 （栈桥管道）、 WZ12-1PAP 平台至涠洲终端 海底输油管道	《涠洲 12-1 油田 开发工程环境 影响报告书》	WZ12-1PUQ 中心处理平 台；陆上终端油气处理厂 1 座；终端处理厂附近的 轻烃外运杂货码头 1 座； 终端处理厂西部的原油外 输单点系泊设施 1 座等	1998 年 6 月 3 日获 得国家环境保护总 局批复（环发 [1998]89 号）	涠洲终端于 2003 年 1 月 3 日获 得广西壮族自治区环境保护局竣 工环境保护验收意见（桂环验字 [2003]1 号）；涠洲 12-1 油田 于 2006 年 3 月 27 日获得国家海 洋局环境保护设施竣工验收的复 函（国海环字[2006]136 号）

表 2.2-7 本项目依托管道校核

海底输油管道名称	设计年限 (年)	管道长 度 (m)	结构	管径	设计压力 (kPaA)	最高操作 压力 (kPaA)	设计温度 (℃)	最高操作 温度 (℃)	设计输 油量 (m <sup>3</sup> /d)	实际输 油量 (m <sup>3</sup> /d)	校核结 果
WZ11-4CEPD 至 WZ11-4CEPA 混输海底管道 (栈桥管道)											
WZ11-4CEPA 至 WZ12-1PUQ 混输海底管道											
WZ12-1PUQ 至 WZ12-1PAP 混输海底管道 (栈桥管道)											
WZ12-1PAP 至涠洲终 端输油管道											



### 2.2.3 依托涠洲终端校核

#### 2.2.3.1 环保手续

涠洲终端始建于 1996 年，位于涠洲岛西岸中部。涠洲终端设有原油分离脱水、原油稳定、污水处理、储运等生产设施。各平台进入涠洲终端的低含水原油（含水率\*\*%~\*\*%）在终端进行处理成合格原油（含水小于\*\*%），再经海底管道从外输单点系泊装置装船外销，轻烃回收的液化石油气产品和轻油产品在轻烃码头装船外运。涠洲终端环保手续执行情况见表 2.2-8。

表 2.2-8 涠洲终端环保手续执行情况表

名称	环评			验收
	报告名称	环评批复时间	环评批复文号	报告名称
涠洲终端	《涠洲 12-1 油田开发工程环境影响报告书》	1998 年 6 月 3 日获得国家环境保护总局批复	环发〔1998〕89 号	涠洲终端 2003 年 1 月 3 日，获得广西壮族自治区环境保护局竣工环境保护验收意见（桂环验字〔2003〕1 号）

#### 2.2.3.2 采出液及原油处理系统

##### 2.2.3.2.1 工艺流程

涠洲终端采出液及原油处理工艺流程见图 2.2-1。

图 2.2-1 涠洲终端采出液及原油处理工艺流程图

##### 2.2.3.2.2 处理能力

本项目投产后，涠洲终端处理能力依托可行性分析校核见表 2.2-9。涠洲终端设计采出液处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d，原油处理规模为\*\*m<sup>3</sup>/d，经校核，本项目投产后涠洲终端最大处理液量为\*\*m<sup>3</sup>/d，最大处理油量为\*\*m<sup>3</sup>/d，小于终端设计处理规模，因此，涠洲终端现有生产装置能够满足本项目接入需求，无需改造。

表 2.2-9 涠洲终端处理能力校核

设施		生产预测最大值 (m <sup>3</sup> /d)	设计处理规模 (m <sup>3</sup> /d)	校核结果
涠洲终端	采出液			满足
	原油			满足

### 2.2.3.3 采出水处理系统

#### 2.2.3.3.1 工艺流程

涠洲终端采出水处理工艺流程见图 2.2-2, 经处理后采出水生物毒性容许值满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分: 分级》(GB18420.1-2009) 一级标准, 以及石油类浓度满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中(石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ (月均), 石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (一次容许值)) 要求后排海。

图 2.2-2 涠洲终端采出水处理工艺流程图

#### 2.2.3.3.2 处理能力

涠洲终端设计采出水处理能力约为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ , 经校核, 本项目投产后涠洲终端最大处理采出水量为 $1000\text{m}^3/\text{d}$ (2030年), 小于终端设计采出水处理规模, 因此, 涠洲终端现有生产装置能够满足本项目接入需求, 无需改造。另外终端处理采出水最大排海量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ , 不超原环评批复总量 $1000\text{m}^3/\text{d}$ 。

表 2.2-10 依托涠洲终端采出水处理系统处理能力校核

年份 (年)	涠洲终端管辖范围 内现有及在建工程产水量	本项目外输 至终端水量	合计 产水量	设计处 理规模	依托校核
	$\text{m}^3/\text{d}$	$\text{m}^3/\text{d}$	$\text{m}^3/\text{d}$	$\text{m}^3/\text{d}$	可行
2027					
2028					
2029					
2030					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					
2041					
2042					
2043					

年份 (年)	涠洲终端管辖范围 内现有及在建工程产水量	本项目外输 至终端水量	合计 产水量	设计处 理规模	依托校核
	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	m <sup>3</sup> /d	可行
2044					
2045					
2046					

#### 2.2.4 依托工程延寿评估情况

本项目依托的海上平台为中海油 WZ11-4CEPD 平台，设计使用年限为 30 年，该平台于 2025 年底投产，目前处于调试阶段，不存在超期使用的情况。

本项目依托的中海油 WZ11-4CEPA 平台至 WZ12-1PUQ 平台海底混输管道未超过设计年限；WZ12-1PAP 平台至涠洲终端海底输油管道超过设计年限，已完成延寿评估工作。本项目依托海底管道延寿评估情况见下表。

表 2.2-11 依托的海底管道延寿情况

海上 依托 设施	依托工程名称	设计 年限	建成 时间	设计有 效期限	是否超 原设计 年限	延寿评估 情况	延寿到期 日期
依托 管道	WZ11-4CEPA 至 WZ12-1PUQ 海底 混输管道						
	WZ12-1PAP 至 涠洲终端输油管 道						

## 3 工程分析

### 3.1 建设期施工工艺

本项目建设期的施工作业内容主要包括海上平台安装、钻完井作业、海底管道和海底光缆的铺设等。

#### 3.1.1 平台安装

本项目海上平台安装包括新建 WZ-CEP 平台海上安装及依托海油平台适应性改造等。

##### 3.1.1.1 新建 WZ-CEP 平台安装

新建 WZ-CEP 平台为 8 腿导管架结构,海上安装分为导管架安装、平台组块、生活楼安装三个部分,以上设备均在陆地建造,装船运至指定海域进行安装就位,其中导管架采用立式建造,陆地滑移装船,海上利用大型浮吊蓝鲸(7500t)或振华 30(12000t)吊装就位。平台组块采用分层建造,采用码头滑移装船,海上利用蓝鲸或振华 30 浮托安装;生活楼采用码头吊装装船,与上部组块一起运输,海上单独吊装。

平台海上施工主要分为陆上预制、海上拖航、海上安装三部分。

平台建设施工过程主要为:半成品构件的拉运—导管架陆上预制—上部组块陆地预制—井口平台陆地预制—平台工艺安装—脚手架的搭设—导管架装船—桩管及隔水管装船—海上施工。主要施工流程见图 3.1-1。

海上施工流程如下:构件的海上运输—海底探摸及平整—船舶抛锚就位—导管架吊装就位—打桩—灌浆。

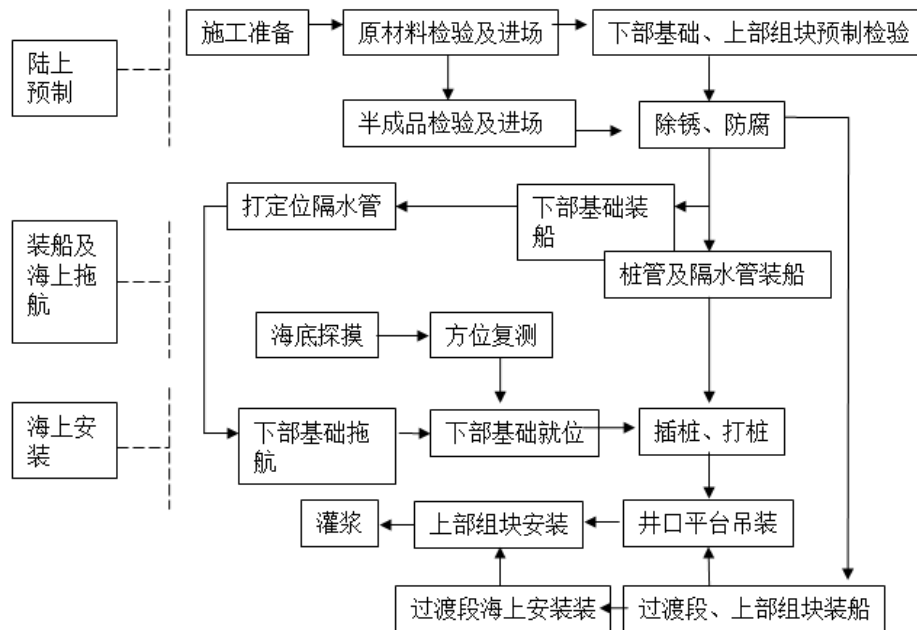


图 3.1-1 平台海上安装施工流程图

### 3.1.1.2 依托平台改造

依托中海油平台适应性改造主要是对依托平台甲板进行扩建和平台新建设施，以上内容均在陆地预制或建造，采用拖轮运至指定平台进行安装就位，具体施工流程见上文图 3.1-1 平台海上安装施工流程图。

## 3.1.2 钻完井工程

### 3.1.2.1 钻井工程

#### 1) 钻井施工

钻井施工主要包括钻前准备、钻进和钻完井、设备拆卸搬运。本项目采用自升式钻井平台钻完井作业，修井机修井作业。

#### (1) 钻前准备

钻前准备包括钻井设备运输及设备安装等，具体如下：

##### ①拖航与进场

提前用多波束测深、浅地层剖面扫海，确认海底无障碍物，钻井平台/钻井船由拖轮拖航/自航至目标井位。

##### ②就位校准与固定

钻井船：抵达井位后，使用动态定位系统（DP）或抛锚系统进行精确定位，确保平台稳定。

自升式平台：抵达后，放下桩腿插入海底，通过液压系统提升平台主体至海面以上，形成稳定作业基础，避免受海浪影响。

就位后需进行声学定位及海底检查，确认井口周围无障碍物，确保安全。

#### ④设备安装

下放井口导向基盘至海床，坐底、灌浆固定，作为井口定位基准。

安装水下防喷器+隔水管，下放至海底，与井口法兰对接、锁紧。

#### ⑤连接、试压、功能测试

连接水下防喷器，做压力测试与功能测试。再进行声学定位+水下海底核查，确保井口对中、防喷器 BOP 密封、隔水管张力合格。

### 2) 钻进施工

钻井是采用旋转的钻头给所钻的地层一定的压力，使钻头的牙齿嵌入地层，然后旋转钻头，利用旋转钻头的扭矩来切削地层，并用循环的钻井泥浆将钻屑带出井眼，以保证持续钻进。利用钻机设备破碎地层形成井筒的工艺过程。

#### ①隔水导管

采用锤入法下入隔水导管，锤入深度约 50m。

#### ②一开井身结构

444.5mm 钻头通常钻至涠一段顶部，下 339.7mm 套管，然后进行固井封固上部疏松地层，在套管和井壁之间的环形空间内注入水泥浆，将套管和地层固结在一起。

#### ③二开井身结构

311.2mm 钻头井段钻至涠洲组底，采用 244.5mm 套管封固易坍塌涠二段。

#### ④三开井身结构

水平井三开采用 215.9mm 钻头，水平段揭露储层，裸眼完钻。

### (3) 设备拆卸、搬运

钻井完成后，钻井队将钻井设备进行拆卸、搬运。

## 3.1.2.2 完井工程

### 3.1.2.2.1 射孔工艺

射孔工艺利用射孔器射穿油层套管、水泥环并穿透至油层一定深度，从而建立井筒与地层间的油气流动通道。射孔方式采用油管输送射孔工艺。

### 3.1.2.2.2 防砂工艺

#### 1) 涠洲区块

油井：定向井采用分层高速水充填防砂工艺，水平井采用裸眼顶部砾石充填防砂工艺。

注水井：不防砂。

## 2) 海中区块

油井和定向井均不防砂。

### 3.1.2.2.3 完井工艺

完井工艺包括下油管、装油管头和采油树等，然后进行替喷、诱导油流使油气进入井眼，为下一步进行采油生产做准备。

本项目根据需要，建设期可能进行洗井、充填防砂等作业，从而产生作业废水，经平台临时设置的污水处理设备处理达标后排海。具体处理流程如下图 3.1-2。

图 3.1-2 建设期作业废水处理工艺流程图

### 3.1.3 储层改造工程

#### 1) 砂岩酸酸化工艺流程

##### (1) 涠洲区块工艺流程

涠洲区块采用一步法分层酸化+分层高速水循环充填，提高防砂质量，释放油井产能。

①施工前准备：对井筒进行通井、洗井作业，确保井筒清洁、畅通，下入防砂充填服务管柱；连接施工管线并试压，检查施工设备，保证其正常运行。

②酸液注入：首先进行下层酸化，采用正注方式，将配制好的酸液缓慢注入井筒，控制注入速度，防止酸液对地层造成过度冲刷。

③充填防砂：通过防砂服务管柱进行高速水充填防砂。

④重复以上步骤，依次完成上部各层位酸化、防砂等内容。

⑤残酸返排：高速水充填防砂后，下入电泵生产管柱，启泵返排残酸，5~6 天返排完。

##### (2) 海中区块工艺流程

海中区块注入井采用正注法进行酸化，提高注水井（注气井）吸收能力，残酸不返排。

①施工前准备：对井筒进行通井、洗井、射孔作业，下入酸化管柱；连接施工管线并试压，检查施工设备，保证其正常运行。

②酸液注入：采用正注方式将配制好的酸液缓慢注入井筒，控制注入速度，防止酸液对地层造成过度冲刷。

施工程序见表 3.1-1。

表 3.1-1 酸化施工顺序表

序号	工作内容	方式
1		
2		
3		
4		
5		

2) 生物酶工艺流程

(1) 施工前准备

安装调试加压、混合设备，检查井口管线密封性，避免施工中漏液。完成水平井充填防砂施工作业。

(2) 注入生物酶

通过高压泵将配置好的生物酶匀速注入储层，注入过程中精准控制排量和压力，确保生物酶能均匀渗透到裸眼井壁的滤饼，借助酶催化溶蚀高分子聚合物成分。

(3) 后续作业

下入电泵生产管柱，连接地面流程进行后启泵返排。

3.1.4 海底管道施工

本项目采用铺管船对海底管道进行铺设。施工主要有以下几个步骤：

1) 前期准备

在海底管道铺设操作开始前，应由调查船对施工海域水深、地貌、障碍物、地质情况等进行扫测及取样调查。将挖沟船拖航至施工海域并抛锚固定船位。

2) 挖沟和埋设作业

海底管道拟采用铺管船铺设，管道埋设采用后挖沟、自然回淤。后挖沟就是在海底管道铺设在海床上之后再用水底挖沟机在海底管道底部进行挖沟作业。基本原理是利用后挖沟机产生的大流量喷冲水流对海底管道底部的土壤进行冲刷、液化，液化土壤随流冲走，从而形成管沟，管线在自重作用下，沉入沟中。

在管线两端立管附近，为了防止管道悬空，采用混凝土压块覆盖。在平管段，采用后挖沟方式进行管道埋设，沟深 2m。



### 3) 立管及膨胀弯安装

本次新建 WZ-CEP 平台侧新建立管/护管在陆上建造场地预安装，在中海油 WZ11-4CEPD 平台一侧预安装立管。

立管\膨胀弯连接，拟采用“胜利 902”或同等能力船舶施工。

### 4) 清管试压

清管采用海水，试压废水排海。

## 3.1.5 海底光缆施工

本项目新建 1 条由 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台 26km 海底光缆，与海底管道同路由，间距 30m。拟采用“中天 5 号”或同等能力船舶铺设。海底光缆在中间段采用水力喷射冲埋式，在两端靠近海上平台处采用 ROV 后冲埋敷设，自然回填。在两端靠近海上平台处，为了防止海底光缆悬空，采用混凝土压块覆盖，覆盖长度约为 35m。海底光缆具体施工工艺如下：

### 1) 扫海作业

在光缆铺设操作开始前，应针对埋设段进行扫海作业。扫海作业时在海底路由中心线左右 0.5m 范围内摸清并扫除路由上有碍埋设作业的所有障碍物，以保证后续埋设作业的顺利进行。

### 2) 光缆敷埋作业

海底光缆在中间段采用水力喷射冲埋式施工方法，水力喷射冲埋式埋设设备的底部有几排喷水孔，平行分布于两侧，作业时，每个孔同时向海底喷射出高压水柱，将海底泥沙冲开，形成海缆沟；设备上部有一导缆孔，用来引导光缆到海缆沟底部，由潮流将冲沟自动填平。埋设设备由施工船拖曳前进，并通过工作电缆作出各种指令。

### 3) 后冲埋作业

海底光缆在两端靠近海上平台处采用水下机器人（ROV）后冲埋敷设。在完成最后的埋深检查后，操作员关闭 ROV 的水泵，缓慢地回收 ROV 到水平面，将 ROV 回收至甲板。

### 4) 后期测试与维护

铺设完成后，需进行全程信号测试，通过两端基站发送检测信号，确认光缆通信质量。

## 3.2 生产运行期生产工艺

生产运行期生产工艺主要包括采油、油气集输、油气处理、注水等主要内容，

以及不定期井下作业等辅助流程。

### 3.2.1 采油工艺

涠洲区块采用自喷+电潜泵方式采油，海中区块采用自喷+气举方式采油。

#### 1) 电潜泵采油

电潜泵的工作原理是基于电力驱动泵体运转，将石油输送到地面。具体流程：地面供电→井下电机旋转→离心泵增压→井液沿油管举升至地面。

#### 2) 气举采油

2031 年开始，海中区块地能能量不足，油井无法进行自喷，采用气举方式采油。气举采油工艺流程如下：高压天然气经气举压缩橇增压后，注入油管与井筒之间环空空间并通过井下气举阀进入油管。气体与油管内原油混合后可降低液柱密度，利用地层能量将原油举升至地面，最终进入生产系统进行后续处理。

图 3.2-1 气举工艺流程图

### 3.2.2 油气集输及处理工艺

#### 3.2.2.1 原油处理工艺

本平台采出液处理能力 $10000\text{ m}^3/\text{d}$ ，原油处理能力 $10000\text{ m}^3/\text{d}$ ，经处理后原油（含水率 $\leq 0.5\%$ ）通过交接计量后经外输泵增压外输，最终经已有中海油海底管道输送至中海油涠洲终端。原油脱水采用“一级分离器橇+二级分离器橇+电脱水器橇”的三级处理流程（采出液处理流程示意图见图 3.2-2），具体工艺流程如下：

本项目新建 WZ-CEP 平台井口产液通过单井多相流量计计量后进入井口管汇，油井采出液经管汇汇合后，首先进入一级分离器橇（高效分水装置）进行初步油气水三相分离，一级分离器橇在 $20\sim 40^\circ\text{C}$ 温度下处理油、气、水三相介质，分离器的操作压力和液位分别通过压力控制器和液位控制器控制，采出液停留时间 $10\text{ min}$ ，一级分离出的原油含水率 $\leq 10\%$ 。

一级分离器橇分出的含水原油需经过二级换热器加热至 $40^\circ\text{C}$ 后，进入二级分离器橇进行进一步油气水分离，采出液停留时间 $10\text{ min}$ ，二级分离出的原油含水率 $\leq 10\%$ 。

二级分离器橇分出的含水原油通过提升泵增压后经过三级换热器加热至 $60^\circ\text{C}$ 后，进入电脱水器橇进行原油脱水，采出液停留时间 $10\text{ min}$ ，分离出的原油含水率控制在 $0.5\%$ 以内。处理后的合格原油一部分进入前端工艺流程中一级换热器热源为采出液升温，剩余合格原油换热至 $60^\circ\text{C}$ 后进入外输缓冲罐，外输缓冲罐目的

是用于平衡上游油气处理系统与外输泵之间的流量波动，避免压力骤变对设备造成冲击，同时提供应急存储，防止系统憋压或原油回流。

三级分离器橇(电脱水器橇)出口的原油先经过含水分析仪测定原油含水量，若含水率在\*\*%以内则进入外输缓冲罐，经外输泵增压后经原油计量橇块（质量流量计）计量后进入本项目新建海底输油管道输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台。若含水率大于\*\*%则进入不合格油罐，经提升泵增压后返回至一级分离器橇入口进入后续流程继续处理。

图 3.2-2 生产运行期平台油气水处理工艺流程图（**整体图**）

### 3.2.2.2 天然气处理工艺

本项目新建 WZ-CEP 平台天然气系统设计处理规模为\*\*万 m<sup>3</sup>/d，天然气来源于一级、二级分离器橇，其中一级分离器橇分出的气体压力较高 (\*\*kPaG)，二级分离器橇分出的气体压力较低 (\*\*kPaG)，平台设置低压压缩机橇块及燃料气压缩机橇块，从二级分离器橇分出的天然气因压力较低需先进行增压，增压后再与一级分离器橇分出的气体汇合后进入气液分离器进行分水，分离后的天然气经燃气压缩橇增压后分别用作燃气轮发电机组燃料气、通过注气压缩机增压后用于注气井注气、通过气举压缩机为海中区块油井进行气举采油，剩余天然气经过火炬燃烧。根据产能开发需要，因平台生产年限系统需求不同，天然气流程和去向不同，具体如下：

开发第 1 年至第\*\*年 (\*\*年～\*\*年)，\*\*年涠洲区块投产油井，\*\*年海中区块投产油井，投产初期地层能量充足，采用自喷形式，因此，油井伴生气用于本平台发电机发电，剩余全部通过火炬燃烧。

开发第 3 年至第\*\*年 (\*\*年～\*\*年)，\*\*年，海中区块投产 1 口注气井用于补充地层能量及驱油，注气气源为平台所产伴生气。因此，\*\*年～\*\*年平台产生的伴生气用于本平台发电机发电、通过注气压缩机增压回注，剩余全部通过火炬燃烧。

开发第 5 年至第\*\*年 (\*\*年～\*\*年)，\*\*年开始，海中区块油层能量不足，需采用气举采油。因此，\*\*年～\*\*年平台产生的伴生气用于本平台发电机发电、通过注气压缩机增压回注、通过气举压缩机增压后气举采油，剩余全部通过火炬燃烧。

开发第 13 年至第\*\*年 (\*\*年～\*\*年)，\*\*年开始，随着油井产油量递减，油井伴生气产量也随之降低，无法同时满足平台燃气发电机燃气和注气需求。因此，取消海中区块注气井 (B4)，将注气井转为采油井，平台产生的伴生气用于本平台发电机发电、通过气举压缩机增压后气举采油，剩余全部通过火炬燃烧。

天然气处理流程见图 3.2-3。

图 3.2-3 生产运行期平台伴生气处理工艺流程图

### 3.2.3 采出水处理工艺

本项目平台新建 1 套采出水处理系统，设计处理规模 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“斜板除油器+紧凑型密闭气浮装置+二级过滤”工艺。

#### 1) 主体工艺流程

本项目新建 WZ-CEP 平台“两级分离器橇+一级电脱水器橇”分离出的采出水进入斜板除油器，去除水中大部分原油及悬浮物，斜板除油器内设置浮动收油装置，可连续或间歇收油，回收的油进入污油回收罐；斜板除油器出水再进入紧凑型密闭气浮装置进一步除浮油及悬浮物，气浮装置可定期通过底部排泥阀门实现排泥，回收的原油通过装置内的油泵回收至污油回收罐中，气浮装置出水进入两级过滤橇（核桃壳+铝硅酸盐）继续处理，出水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）相关标准后输送至本平台注水井进行回注。

#### （1）开发第\*\*年至第\*\*年（\*\*年～\*\*年）

新建 WZ-CEP 平台采出液处理系统处理后原油含水率在 0.3%，可直接通过新建海底输油管道外输至中海油 WZ11-4CEPD 平台（越站，不处理物流），通过已建海底管道外输至涠洲终端。

#### （2）开发第\*\*年至第\*\*年（\*\*年～\*\*年）

采出水分如下两部分去向：

①外输至海底管道：新建 WZ-CEP 平台采出液处理系统处理后原油含水率在 0.3～0.5%，直接外输至海底输油管道；

②本平台回注：采出液处理系统三相分离出的采出水经本平台采出水处理系统处理达标后在本平台回注。

另外，因前期采出水产生量较低，考虑第 2 年开始采用普通海水作为补充水保证注水开发需求。为了提高地面流程利用率，最大程度降低前期投资，海水经过滤器处理后直接接入采出水处理系统流程后半段与其他采出水一同处理后回注。

#### （3）开发第\*\*年至第\*\*年（\*\*年～\*\*年）

采出水分如下三部分去向：

①外输至海底管道：新建 WZ-CEP 平台采出液处理系统处理后原油含水率在 0.3～0.5%，直接外输至海底输油管道；

②本平台回注：采出液处理系统三相分离出的采出水经本平台采出水处理系统处理达标后在本平台回注。

③掺水外输至中海油平台处理并回注：第\*\*年开始，外输原油需掺采出水\*\*~\*\*m<sup>3</sup>/d 后外输至中海油 WZ11-4CEPD 平台，进入该平台生产分离器系统进行三相分离处理，分离出的采出水依托中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后用于 WZ11-4CEPD 平台注水井回注；而剩余采出水\*\*~\*\*m<sup>3</sup>/d 在本项目平台回注。

## 2) 辅助工艺流程

### (1) 污油回收流程

斜板除油器内设置浮动收油装置，可以连续或间歇来收油，回收的油进入污油回收罐；紧凑型密闭气浮装置油室是气浮装置回收的原油，通过装置内的油泵回收至污油回收罐中，然后通过污油泵提升至采出液处理系统前端一级分离器橇进入流程继续处理。污油泵与污油回收罐液位连锁，根据液位实现自动启停。

### (2) 反冲洗流程

反冲洗流程是通过过滤器自带反冲洗泵从注水罐中取水，用于过滤器进行反冲洗，反冲洗排水进入反冲洗回收水罐，由反冲洗回收泵回收至斜板除油器前端进入流程继续处理，反冲洗回收泵与反冲洗回收水罐液位连锁，根据液位实现自动启停。

### (3) 污泥处理流程

斜板除油器、紧凑型密闭气浮装置、反冲洗回收罐均定期排泥，排出的泥进入污泥罐中，通过污泥泵提升至污泥压滤机进行压滤，压滤出的污泥装入袋中堆放在固废存放箱中，定期运往陆地委托有资质单位进行处置；压滤出的含油污水进入平台采出水处理系统进行处理达标后回注，不外排。



图 3.2-4 生产运行期采出水及海水处理工艺流程图

### 3.2.4 海水处理工艺

本项目新建 1 套海水补充水预处理系统，设计处理规模 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，用于平台第 2 年至第 16 年注水井回注的补充水源，采用“海水提升+粗过滤器+脱氧塔”预处理工艺。海水经海水提升泵提升至粗过滤器过滤后，从脱氧塔顶部向下穿过塔内填料流到塔底，塔顶真空泵抽吸水中气体，形成微负压工况（真空度稳定维持在 $0.05\text{MPa}$ ），脱除水中的氧气（约 $10\text{ppm}$ ），使海水中的溶解氧含量小于 $1\text{mg/L}$ 。为了提高地面流程利用率，最大程度降低前期投资，脱氧后的海水直接接入采出水处理流程后半段（铝硅酸盐过滤器）继续处理，具体工艺流程见上图 3.2-4 生产运行期采出水及海水处理工艺流程图。

根据结垢分析，海水与采出水混合存在一定的结垢趋势，因此本次在两种水混合前投加杀菌剂和阻垢剂。

### 3.2.5 注水工艺

本平台涠洲区块新建 3 口注水井，海中区块新建 1 口注水井，但涠洲区块与海中区块的注水压力不同且相差较大，海中区块的注水压力（最大注水压力 $25\text{MPa}$ ）远高于涠洲区块的注水压力（最大注水压力 $15\text{MPa}$ ）。为便于注水系统的生产管理，同时能够实现注水系统的高效节能运行，本项目统筹考虑两个区块的注水生产，采取先整体升压满足涠洲区块注水需求，再二次增压满足海中区块注水生产的思路。

本项目新建 WZ-CEP 平台注水系统设计注水能力为 $100\text{m}^3/\text{d}$ ，采用“泵控泵”的注水工艺，实现变频喂水泵与工频注水泵串联，能够更好的适应注水量及配注压力的变化。处理合格的采出水输送至注水罐进行缓冲，经喂水泵提升至注水泵，整体增压后通过高压阀组分输送至井口平台的配水阀组，计量分配后输送至涠洲区块注水井进行回注；经高压阀组分输的另一路高压水输送至增压泵，通过二次增压后增压至 $32\text{MPa}$ ，输送至海中区块注水井进行回注。

图 3.2-5 注水工艺流程图

### 3.2.6 注气工艺

本项目海中区块采用注气方式补充油藏能量，新建 1 口注气井，注气量为 $100\text{m}^3/\text{d}$

万方/天。气源为平台处理后的伴生气，经注气压缩机增压后，通过注气汇管最终注入目的油藏层位。气体在地下驱替原油并维持地层压力，促使原油流向生产井。

图 3.2-6 注气工艺流程图

### 3.2.7 井下作业工艺

生产运行期井下作业是主要针对油水井实施的不定期作业，如：洗井、清砂、修井、检泵、下泵、打塞、钻塞、套管整形、酸化等作业，以恢复油井产能、封堵无效层以及其他井下故障处理的过程。本项目平台配套建设修井模块，根据实际生产需求进行井下作业。

为了提高油井采收率，生产运行期油井可能需进行酸化作业；而平台注水水源为海水与采出水，混合回注后可能导致井筒周边结垢，为提高地面注水压力及增注效果，生产运行期需对注水井采取酸化工艺除垢，具体酸化作业流程见前文 3.1.3 储层改造工程。根据建设单位提供资料，生产运行期油井酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，经预处理设备处理后进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注；注水井酸化完成后直接投用注水井进行注水，不需返排酸化废水。

## 3.3 各阶段产污环节分析

### 3.3.1 建设期

建设期的主要工作内容包括平台海上安装、钻完井作业、海底管道/光缆铺设等工作。生产运行期产污环节见图 3.3-1。

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

钻完井及作业过程中将产生钻井液、钻屑、酸化废水、作业废水。此外参加作业的人员和船舶将产生一定量的生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶含油污水等。

本项目新建海底管道和海底光缆全程挖沟埋设，铺设作业船舶包括铺管船、铺缆船、浮吊、驳船等。施工过程中除产生悬浮物、试压废水外，施工船舶也会产生少量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。

### 3.3.2 生产运行期

生产运行期产污环节主要来自新建 WZ-CEP 平台的生产作业区，产生的污染物主要包括生产垃圾、生活垃圾、生活污水、采出水、含油污水、温排水、浓盐水、牺牲阳极锌金属等，以及井下作业产生的作业废水，酸化作业产生的酸化废水等。同时，本项目生产运行期设有守护船，也将产生一定量的船舶污染物，污染物种类与建设期船舶污染物种类相同。生产运行期产污环节见图 3.3-2。

图 3.3-1 建设期产污环节分析图

图 3.3-2 生产运行期产污环节图

### 3.3.3 服务期满后

服务期满后主要工程内容包括工艺设备及海底输油管道的扫线处理、上部组块及相关设备和设施的拆卸、导管架的拆除、油水井的永久封井和水下井口的切割等。具体工程内容因废弃方式或程度不同而有所差异，需届时根据废弃工程具体方案进行详细分析。总体而言服务期满后的主要污染物包括设备和管线清洗废水、拆除的废旧设施和钢材等工业垃圾，以及施工船舶产生的船舶含油污水、施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。按照有关法律规定，油田服务期满后需另行进行专门的环境影响评估。

## 3.4 各阶段污染源强核算

### 3.4.1 建设期污染源强核算

#### 3.4.1.1 钻井液

钻井液的产生量主要与井身、井径有关，本项目钻井液分为水基钻井液、油基钻井液。油基钻井液可循环用于下一口井钻井使用，循环率约 50%，钻井液采用以下经验公式进行计算：

$$V = \frac{1}{4} \pi (AD)^2 h \times (1 - \theta)$$

式中：V——钻井液体积， $m^3$ ；

D——井眼/套管的直径，m；

A——井眼扩大率，按照建设单位以往钻井井眼扩大率经验参数，1.06；

h——钻深，m；

$\theta$ ——钻井泥浆循环率，50%。

本项目一开涠洲区块+海中区块钻井均采用水基钻井液（海水+膨润土），三开涠洲区块采用水基泥浆，经检测后在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求后排海。

二开涠洲区块+海中区块钻井均采用油基钻井液，三开海中区块采用油基钻井液，从井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛等固控设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池进行循环使用，钻井结束后，运回陆地交由具备危废处置单位进行处置。

根据上述计算公式，并考虑到钻井平台泥浆损耗情况以及建设单位实际钻井

经验，经核算，本项目水基钻井液产生量约为 16689.72m<sup>3</sup>，油基钻井液量约为 15258.77m<sup>3</sup>，合计 31948.49m<sup>3</sup>，其中经检测合格后最大排海量约 16689.72m<sup>3</sup>。

水基钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程，根据井身结构及泥浆池容积计算，本项目钻井液一次性最大排放量约为 836m<sup>3</sup>，控制排放速率最大为 35m<sup>3</sup>/h。

表 3.4-1 本项目废钻井液排放量计算结果

序号	类别	井数 (口)	总钻井液 (m <sup>3</sup> )	水基钻井液量 (m <sup>3</sup> )	油基钻井液量 (m <sup>3</sup> )	钻井液排放 速率(m <sup>3</sup> /h)
1	新钻井	16	13260.52	8057.52	5203.00	35
2	预留井	12	18687.97	8632.20	10055.77	
合计		28	31948.49	16689.72	15258.77	

注：12 口预留井钻屑量按照单井钻屑最大量进行计算，具体钻井作业产生的钻屑量可能根据实际钻井情况有所调整，预留井包含海中 9 口+涠洲 3 口。

表 3.4-2 建设期危险废物（油基废钻井液）汇总表

危险废物名称	油基废钻井液
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆
产生量	油基钻井液 15258.77m <sup>3</sup>
产生工序及装置	二开（涠洲区块和海中区块）钻井过程采用油基钻井液， 三开（海中区块）钻井过程采用油基钻井液
形态	固态
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	钻井施工过程中产生
危险特性	T
污染防治措施	运至陆地，委托具备危废处理资质单位进行处理

### 3.4.1.2 钻屑

钻井岩屑的产生量随着井深、井径的变化而变化，本项目产生的钻井岩屑按照来源分为水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑等两类。钻井岩屑采用以下经验公式进行计算：

$$V = \frac{1}{4} \pi (AD)^2 h \times 1.6$$

式中：V——钻井岩屑量，m<sup>3</sup>；

D——井眼的直径，m；

A——井眼扩大率，建设单位以往钻井井眼扩大率经验参数，1.06；

h——各井径井段长度，m。

1.6——松散系数。

根据核算，本项目平台新钻井 16 口，预留 12 个井槽。根据核算，总钻屑产生量约为 25858.33m<sup>3</sup>（堆体积），其中水基钻井液钻屑产生量为 16360.14m<sup>3</sup>（堆体积），油基钻井液钻屑产生量为 9498.19m<sup>3</sup>（堆体积）。经核算，平台钻屑最大排放速率约 145m<sup>3</sup>/d。

表 3.4-3 本项目钻屑产生量计算结果（堆体积）

序号	类别	井数 (口)	总钻屑量 (m <sup>3</sup> )	水基钻井液钻屑 量 (m <sup>3</sup> )	油基钻井液钻 屑量 (m <sup>3</sup> )	钻屑最大排 放速率 (m <sup>3</sup> /d)
1	新钻井	16	12435.77	7892.52	4543.25	145
2	预留井	12	13422.56	8467.62	4954.94	
合计		28	25858.33	16360.14	9498.19	

注：12 口预留井钻屑量按照单井钻屑最大量进行计算，具体钻井作业产生的钻屑量可能根据实际钻井情况有所调整，预留井包含海中 9 口+涠洲 3 口。

本项目两个区块一开均采用水基钻井液，涠洲区块三开采用水基钻井液，经检测后在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）等相关要求后排海。若不符合排放要求，将运回陆地交由具备危废处理资质单位进行处置。

本项目两个区块二开钻井均采用油基钻井液，海中区块三开钻井采用油基钻井液，以上产生的油基钻井液钻屑进入钻井船设置的现场热脱附装置进行处理，处理后的钻屑经检测后在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排海，若不符合排放要求，将运回陆地交由具备危废处理资质单位进行处置，钻屑处理措施详见 10.1.1 钻井液和钻屑处置措施章节。

根据《国家危险废物名录（2025 年版）》（2025 年 1 月 1 日）及《危险废物环境管理指南 陆上石油天然气开采》（2021 年 12 月 21 日），以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆属于危险废物，废物代码为 071-002-08。本项目涠洲区块二开、海中区块二开及三开均采用油基钻井液，根据《关于发布〈危险废物排除管理清单（2026 年版）〉的公告》（公告 2026 年第 2 号），以上开次产生的钻井液和钻屑属于危险废物。



表 3.4-4 建设期危险废物汇总表

危险废物名称	油基钻井液岩屑
危险废物类别	HW08 废矿物油与含矿物油废物
危险废物代码	071-002-08 以矿物油为连续相配制钻井泥浆用于石油开采所产生的钻井岩屑和废弃钻井泥浆
产生量	油基钻井液岩屑 9498.19t
产生工序及装置	采用油基钻井液用于石油开采产生的钻井岩屑
形态	固态体
主要成分	砂石、矿物油
有害成分	矿物油
产废周期	无固定周期，一般在采用油基钻井液钻井施工过程中产生
危险特性	T
污染防治措施	进入钻井船设置的现场热脱附装置进行处理，处理后经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排海。若不符合排放要求，将运回陆地交由具备危废处理资质单位进行处置

### 3.4.1.3 悬浮沙

本项目海上施工过程产生的悬浮物主要来自海底管道、光缆铺设搅动海床产生的悬浮泥沙。悬浮泥沙浓度的大小，一方面取决于施工船舶设备和作业方式，另一方面又与施工海域沉积物粒径大小密切相关。

本项目新建 1 条 26km 海底管道，采用后挖沟的铺设方式，拟采用浮吊携带挖沟机进行挖沟，自然回填。挖沟截面近似为梯形，上底宽 4.5m，下底宽 2m，沟深度 2m，平均挖沟速度为每天 1100m。

本项目新建 1 条 26km 海底光缆，施工采用水力喷射冲埋式的铺设方式，工作原理是借助高压水流的作用来开挖沟槽并埋设海底光缆，挖沟深度为 2m，管沟底宽 0.3m，顶宽 1m，平均挖沟速度为每天 3000m。

管道和光缆铺设悬浮沙的产生速率和产生量计算公式如下：

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

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

本项目参考涠洲油田周边海区泥沙湿容重  $1.7\text{t}/\text{m}^3$ ，起沙率按照\*\*%进行核算，经估算项目海底管道铺设悬浮沙最大产生速率为  $14.07\text{kg}/\text{s}$ ，海底光缆铺设悬浮沙最大产生速率为  $7.67\text{kg}/\text{s}$ 。

海底管道及光缆悬浮沙的产生量见下表。

表 3.4-5 悬浮沙污染源强一览表

序号	管线名称	长度 (km)	挖沟 上宽 m	挖沟下 宽 m	沟深度 m	起沙率%	挖沟设备移动速 度 m/d	沉积物密度 t/m <sup>3</sup>	悬浮沙产生量 (m <sup>3</sup> )	悬浮沙排放速率 (kg/s)
1	本项目新建 WZ-CEP 平台~中海油涠洲 WZ11-4CEPD 平台海 底管道	26	4.5	2	2	**	1100	1.7	16900	**
2	本项目新建 WZ-CEP 平台~中海油涠洲 WZ11-4CEPD 平台海 底光缆	26	1	0.3	2	**	3000	1.7	3380	**
合计		52	-	-	-	-	-	-	20280	-

### 3.4.1.4 酸化废水

建设期涠洲区块 4 口定向井油井（A3、A6、A5、A7）、海中区块 2 口注入井（B4、B5）采用砂岩酸酸化工艺进行酸化作业，其中涠洲区块油井酸化后需要返排酸化废水，海中区块注入井（B4、B5）酸化后不需要返排。根据建设单位提供资料，4 口油井酸化废水产生量约  $1060\text{m}^3$ ，每天最大产生量约  $265\text{m}^3$ ，拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入平台生产流程和采出水处理系统处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

建设期涠洲区块 3 口水平井油井（A1H、A4H、A2H）采用生物酶进行酸化作业。生物酶滤饼去除剂是一种弱酸性处理剂，pH 值在 5~6，与地层发生反应后 pH 值在 7 左右，根据以往其他平台运行经验，生物酶属于容易降解环保物质，后期平台流程建成后，直接随采出液进入流程处理。

### 3.4.1.5 作业废水

建设期作业废水主要包括完井时的洗井废水等，本项目建设期 16 口井作业废水产生量约  $22\text{m}^3$ 。经平台临时污水处理设备处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）（石油类一次值  $\leq 30\text{mg/L}$ ，石油类月次值  $\leq 20\text{mg/L}$ ）标准限值要求后排海，最大排放量为  $240\text{m}^3/\text{d}$ 。

### 3.4.1.6 试压废水

本项目新建海底管道铺设完毕后，需对海管进行试压并产生试压废水，经估算，试压废水产生量约  $22\text{m}^3$ 。本项目采用海水进行试压，通常无其他添加成分，其主要污染因子为悬浮物，试压废水可直接排海。

### 3.4.1.7 船舶污染物

#### 3.4.1.7.1 含油污水

根据建设期参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，同时类比周边涠洲开发区域中海石油（中国）有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料，大型施工船舶含油污水产生量按  $(0.3 \sim 0.5)\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{日})$ ，本次驳船、铺管船、浮吊、铺缆船计算取  $0.5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按  $(3 \sim 5)\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ，本次拖轮、工作船、生活支持船、交通船等计算取  $5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ 。据此计算，本项目建设期船舶含油污水产生量约  $764.1\text{m}^3$ 。

### 3.4.1.7.2 生活污水

海上建设阶段船舶产生的生活污水主要包括厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等。根据周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料,生活污水平均每人每天按  $0.35\text{m}^3$  计算,估算本项目建设期船舶生活污水产生量总计约为  $28039.5\text{m}^3$ 。

目前,参与施工作业在船舶均配备符合标准的生化式生活污水处理装置,处理后的生活污水可以满足《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)的要求。根据《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)对生活污水排放控制要求,位于与最近陆地间的距离大于 12 海里的海域,施工船舶产生的生活污水在满足“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”的条件下,间歇排海。

### 3.4.1.7.3 生活垃圾

建设期船舶产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据《水运工程环境保护设计规范》(JTS 149-2018)及局部修订公告(交通运输部公告 2019 年第 85 号),生活垃圾按  $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$  计算。由此估算,本项目建设期船舶产生生活垃圾约  $120.2\text{t}$ ,执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)中相关要求。

### 3.4.1.8 钻井平台污染物

本项目新建 WZ-CEP 平台采用自升式钻井平台进行钻完井作业,在作业期间会产生机舱含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等。根据作业天数及作业人数,同时参考类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料,钻井平台机舱含油污水产生量按  $0.5\text{m}^3/\text{d}$  计算,本项目 28 口井钻完井周期合计约\*\*天(包含钻井及完井时间),经计算,钻井平台机舱含油污水产生量约  $714.8\text{m}^3$ 。平台配备含油污水处理装置,处理后在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)要求后排海。

类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料,生活污水平均每人每天按  $0.35\text{m}^3$  计算,本项目钻井平台 28 口井钻井周期合计约\*\*天(包含钻井及完井时间),经计算,生活污水产生量约为  $60045.3\text{m}^3$ 。钻井平台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》(GB 4914-2008)一级标准( $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ )后间歇排海。

钻井平台产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据《水运工

程环境保护设计规范》(JTS 149-2018)及局部修订公告(交通运输部公告 2019 年第 85 号),生活垃圾按 1.5kg/(人·日)计算。由此估算,建设期钻井平台生活垃圾产生量约 257.3t,执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级标准要求,全部运回陆地处理。

船舶及钻井平台污染物产生量汇总情况见下表。

表 3.4-6 船舶及钻井平台污染物产生量汇总表

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人)	含油污水 (m <sup>3</sup> )	生活污水 (m <sup>3</sup> )	生活垃圾 (t)	生产垃圾 (t)
平台	导管架海上运输 及安装	驳船	3	12	20				
		驳船	2	19	49				
		拖轮	2	19	49				
		浮吊	1	19	49				
	组块及生活楼 海上运输及安装	驳船	2	12	20				
		拖轮	1	12	20				
		驳船	2	16	20				
		浮吊	1	16	40				
		拖轮	4	16	40				
	海上调试	驳船	1	20	20				
		生活支持船	1						
		拖轮	1						
海底管道	施工前预调查	测量船	1	10	10				
	运输及安装（平管+ 连锁排+膨胀管等）	铺管船	1	141	40				
		拖轮	1	141	20				
		抛锚艇	1	141	40				
		驳船	1	141	40				
		交通船	1	141	10				
		拖轮	1	15	20				
		抛锚艇	1	15	30				

类型	施工内容	施工船舶	船舶数量 （艘）	施工天数 （d）	施工人数 （人）	含油污水 （m³）	生活污水 （m³）	生活垃圾 （t）	生产垃圾 （t）
	清管、基线检测、 试压、管道后挖沟 及完工后调查等	驳船	1	15	30				
		交通船	1	15	10				
		铺管船	1	15	40				
		测量船	1	15	30				
		拖轮	1	62	20				
		抛锚艇	1	62	30				
		后挖沟母船	1	62	30				
		测量船	1	20	10				
海底光缆	海上运输	驳船	1	12	30				
	海上施工	铺缆船	1	20	10				
钻完井	钻井	钻井平台	1	1093	120				
		供应船	1	1093	25				
	完井	钻井平台	1	337	120				
		供应船	1	337	25				
依托海油 平台改造	海上运输及安装	拖轮	1	12	25				
		拖轮	1	143					
合计			45	4219	1092				

### 3.4.1.9 生产垃圾

建设期产生的生产垃圾主要来源于海上安装过程(包括平台导管架、组块的安装、安装调试等)、钻完井过程、海底管缆铺设、依托平台适应性改造等,种类主要为废弃器件、边角料、油棉纱、包装材料等。

根据以往类似项目的统计数据,钻井平台生产固废按 25t/月计算,钻井平台生产垃圾产生量为\*\*t,其中一般工业固体废物约\*\*t,危险废物约\*\*t。

类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料,大型施工船舶生产垃圾产生量按 5t/年计算,小型船舶按 0.5t/年计算。由此估算,本项目建设期船舶生产垃圾产生量总计约为\*\*t,其中一般工业固体废物约\*\*t,危险废物约\*\*t。

海上安装过程、海底管缆铺设、依托平台适应性改造等施工产生的生产垃圾约\*\*t,其中一般工业固体废物约\*\*t,危险废物约\*\*t。

综上,建设期生产垃圾产生量合计约\*\*t,其中一般工业固体废物产生量约\*\*t,经平台设置的垃圾箱分类收集后,转运至陆地委托专业单位处置;危险废物产生量约\*\*t,分类收集后运回陆上交有具备危废处理资质单位进行处置。

### 3.4.1.10 其他

本项目建设期产生的废气主要是施工过程的施工机械和船舶产生的废气,对项目周边大气环境影响较小,并且施工期间排放的大气污染物随工程的结束而结束。施工船舶所使用的燃料油和大气污染物的排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发[2018]168号)》的要求,其中海船进入排放控制区应使用硫含量不大于 0.5% $\text{m/m}$  的船用燃油。

### 3.4.1.11 建设期污染物汇总

建设期污染物产排情况见下表。



表 3.4-7 建设期污染物产排情况表

序号	类型	污染物		产生量	最大排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
1	固体废物	钻井液 (含预留井) (m <sup>3</sup> )	油基钻井液			35m <sup>3</sup> /h	悬浮物、石油类	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准的水基钻井液点源排海；油基钻井液和不达标的水基钻井液全部运回陆地交由危废处置单位处理
			水基钻井液				悬浮物	
			合计			-	-	
		钻屑 (含预留井) (m <sup>3</sup> )	油基钻井液钻屑			145m <sup>3</sup> /d (最大)	悬浮物、石油类	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准要求的水基钻井液钻屑、油基钻井液岩屑排海，不符合标准的运至陆地交由危废处置单位处理
			水基钻井液钻屑				悬浮物	
			合计			-	-	
		生产垃圾 (t)	一般工业固废			/	废边角料、包装材料等	分类回收，运回陆地处置
			危险废物			/	含油垃圾等	分类回收，运回陆地交由危废处置单位进行处理
		生活垃圾 (t)	船舶生活垃圾			/	食品废弃物、食品包装等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)要求后排海
			钻井平台生活垃圾			/	食品废弃物、食品包装等	分类回收，运回陆地处置
2	悬浮沙 (m <sup>3</sup> )	海底管道敷设悬浮沙				14.07kg/s (最大)	悬浮物	自然回填
		海底光缆敷设悬浮沙				7.67 kg/s (最大)		

序号	类型	污染物		产生量	最大排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
3	废水	酸化废水 (m <sup>3</sup> )				-	pH、悬浮物等	拉运至陆地委托专业单位进行处置, 若后期平台生产系统建成后, 经过论证平台可接收情况下, 则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后, 进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注, 不外排
		作业废水 (m <sup>3</sup> )				240m <sup>3</sup> /d (最大)	石油类	经平台临时污水处理设备处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) (石油类一次值≤30mg/L, 石油类月次值≤20mg/L) 标准限值要求后排海
		试压废水 (m <sup>3</sup> )				/	SS	使用海水试压, 试压后排海
		船舶污水	含油污水 (m <sup>3</sup> )			/	石油类	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 要求后排海
			生活污水 (m <sup>3</sup> )			/	COD、SS、BOD <sub>5</sub> 等	
		钻井平台污水	含油污水 (m <sup>3</sup> )			/	石油类	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中石油类≤15mg/L 后排放。
			生活污水 (m <sup>3</sup> )			/	COD、SS、BOD <sub>5</sub> 等	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中 COD≤300mg/L 后排放

### 3.4.2 生产运行期污染源强核算

#### 3.4.2.1 采出水

本项目新建 WZ-CEP 平台采出水最大产生量为 $** \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （第 18 年），随着开发年限不同及生产需要，采出水去向主要为随新建海底管道外输、本平台回注、依托中海油 WZ11-4CEPD 平台回注，具体见表 3.4-8。

表 3.4-8 平台采出水产生量及去向

序号	时段	最大产生量 $10^4 \text{m}^3/\text{a}$	去向
1	开发第 1 年至第 2 年 (2027 年~2028 年)	**	随原油（含水率 0.3%）外输。
2	第 3 年至第 9 年 (2029 年~2035 年)	**	1、随原油（含水率 $<0.5\%$ ）外输； 2、本平台注水井回注。
3	第 10 年至第 20 年 (2036 年~2046 年)	**	1、随原油（含水率 $<0.5\%$ ）外输； 2、本平台注水井回注； 3、依托中海油 WZ11-4CEPD 平台注水井回注。

#### 3.4.2.2 含油污水

本项目新建 WZ-CEP 平台上设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集甲板初期雨水和冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料，新建 WZ-CEP 平台含油污水产生量约  $60 \text{m}^3/\text{a}$ 。

#### 3.4.2.3 作业废水

生产运行期可能根据实际情况进行井下作业，主要作业类型包括油井检泵、注水井检管，作业过程会产生少量井下作业废水。本项目涠洲区块 7 口油井修井频次为 1 次/3 年，3 口注水井修井频次为 1 次/10 年；海中区块 4 口油井修井频次为 1 次/10 年，2 口注水井修井频次为 1 次/5 年。环评考虑最大不利情况，假定 16 口井在同一年全部进行井下作业情况下，作业废水最大产生量合计约  $13000 \text{m}^3$ ，单口井最大作业废水产生量为  $1210 \text{m}^3$ ，主要污染物为石油类，进入平台采出水处理系统处理达标后回注。

#### 3.4.2.4 酸化废水

生产运行期油井和注水井需进行酸化，其中油井酸化后产生的酸化废水需返排至地面，注水井酸化完成后直接投用注水，不需返排酸化废水。油井酸化废水产生量约  $2783 \text{m}^3$ ，拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-

CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入平台生产流程和采出水处理系统处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

#### 3.4.2.5 生活污水

本项目平台设有 70 人生活楼，考虑到修井作业等大型作业人数较多，作业人数按照 150 人进行估算，每人每天生活污水产生量约  $0.35\text{m}^3$ ，同时考虑一定的波动系数（按 1.2 倍波动系数）。经核算，生活污水最大排放量约为  $63\text{m}^3/\text{d}$ （ $22995\text{m}^3/\text{a}$ ）。

为满足临时登平台作业人员需要，本项目平台建设 1 套处理能力  $63\text{m}^3/\text{d}$  的生活污水处理橇装装置，生活污水处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准要求（ $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ）后排海。新建 WZ-CEP 平台生活污水及 COD 产生量见表 3.4-9。

表 3.4-9 新建 WZ-CEP 平台生活污水及 COD 产生量

序号	人员 (人)	波动 系数	生活污水日产生 量 ( $\text{m}^3/\text{d}$ )	COD 日产生量 ( $\text{t/d}$ )	生活污水年 产生量 ( $\text{m}^3/\text{a}$ )	COD 年产生 量 ( $\text{t/a}$ )
1	150	1.2 倍	63	0.02	22995	6.9

#### 3.4.2.6 浓盐水

本项目海水淡化系统设计处理规模为  $20\text{m}^3/\text{h}$ ，采用一级反渗透处理工艺，间歇运行，经估算，本项目浓盐水最大排放量约  $72\text{m}^3/\text{d}$ （约  $8760\text{m}^3/\text{a}$ ），在海水表面排放。

#### 3.4.2.7 温排水

本项目新建 WZ-CEP 平台取海水为压缩机、空调机组冷却水系统供水，产生的温排水量为  $12624\text{m}^3/\text{d}$ ，在海水表面排放，排水最大温升约  $10^\circ\text{C}$ 。

#### 3.4.2.8 船舶污染物

##### 1) 船舶含油污水

本项目生产运行期新增 1 艘物资供应船(5000HP)、1 艘平台守护船(5000HP)，类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生量，一般工作船舶的船舶含油污水产生量按  $5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ，本项目生产运行期船舶含油污水产生量约  $120\text{m}^3/\text{a}$ 。

##### 2) 船舶生活污水

本项目生产运行期新增 1 艘物资供应船(5000HP)、1 艘平台守护船(5000HP), 类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料, 生活污水平均每人每天按  $0.35\text{m}^3$  计算, 船舶人数合计约 20 人, 本项目生产运行期船舶生活污水产生量约  $2555\text{m}^3/\text{a}$ 。

### 3) 生活垃圾

本项目生产运行期新增 1 艘物资供应船(5000HP)、1 艘平台守护船(5000HP), 类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分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, 船舶人数合计约 20 人, 本项目生产运行期船舶生活垃圾产生量约  $11.0\text{t}/\text{a}$ 。

### 4) 船舶生产垃圾

本项目生产运行期新增 1 艘物资供应船(5000HP)、1 艘平台守护船(5000HP), 类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料, 单只船舶生产垃圾按  $0.5\text{t}/\text{a}$  计算, 则本项目生产运行期船舶生产垃圾产生量约  $1\text{t}/\text{a}$ 。

## 3.4.2.9 生活垃圾

本项目新建 WZ-CEP 平台定员 70 人。考虑到修井作业等大型作业人数较多, 作业人数按照 150 人进行估算, 同时考虑一定的波动系数(按 1.2 倍波动系数)。经核算, 生活垃圾按照每人每天产生  $1.5\text{kg}$  估算, 则生产运行期生活垃圾最大产生量为  $98.6\text{t}$ , 运回陆地交由具备处理能力单位处置。

表 3.4-10 平台生活垃圾产生量

序号	人员 (人)	波动系 数	每人每天产生量 (kg/d)	生活垃圾日产生 量 (kg/d)	生活垃圾年产生 量 (t/a)
1	150	1.2 倍	1.5	270	98.6

## 3.4.2.10 生产垃圾

生产运行期产生的生产垃圾主要是废零件、废含油棉纱、废包装材料、废润滑油、废铅蓄电池、油泥砂、废导热油、废过滤吸附材料、废反渗透膜等。类比周边涠洲开发区域中海石油(中国)有限公司湛江分公司石油开发工程的多年统计资料, 海上平台生产垃圾产生量按  $2.4\text{t}/\text{年}\cdot\text{万吨油当量}$  计算。本项目投产后最大年产油当量约  $50\times 10^4\text{t}/\text{a}$  (第 4 年), 据此估算生产垃圾产生量约  $120\text{t}/\text{a}$ , 其中危险废物产生量约  $16\text{t}/\text{a}$ 。生产垃圾实施分类收集, 运至陆地处置, 其中危险废物交由交由危废处置单位进行处置。

### 3.4.2.11 锌金属

本项目新建海底管道、新建 WZ-CEP 平台阴极保护采用铝-锌-镉合金牺牲阳极，海底管道牺牲阳极形状为手镯型，海洋平台牺牲阳极形状为梯形。铝合金阳极除铝外，重金属主要成分为锌，含量为 2.5%~5.75%（保守考虑取 5.75%）。

海底管线对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极中的重金属溶出。牺牲阳极中的重金属释放到海水环境中的过程可分为两步：首先是进入到埋设牺牲阳极的土层中，其次是随着掀起的海底泥沙溶出后进入到海水中。由此可见，阳极中的锌可能引起沉积物环境和水环境的重金属污染。

海管设计使用寿命按 30 年计，考虑到阳极使用寿命的裕量，牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量情况见表 3.4-11。

表 3.4-11 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

序号	管线名称	设计年限 (年)	单块净重 (kg)	数量 (块)	锌含量 (%)	单块阳极锌 含量 (kg)	释放锌 总量 (kg)	每年释放 锌量 (kg/a)
1	海底管道	30	50	1200	5.75	2.9	3450	115
2	平台	30	80	300	5.75	4.6	1380	46
合计		—	—	—	—	—	4830	161

### 3.4.2.12 发电机废气

本项目新建 WZ-CEP 平台产生的伴生气一部分经压缩机增压后用作燃气轮发电机组燃料，为本平台供电，剩余的天然气经注气压缩机增压后用于注气井回注，以及用于海中区块气举驱油。

本平台新建 3 台国产 7MW 双燃料机型燃气轮机发电机组（2 用 1 备），即天然气+柴油均可做为机组燃料，主要燃料为平台伴生气，年运行时间 8400h，废气接至 2 台余热锅炉进行再利用，富裕的热烟气经旁通从烟囱排出。燃料组成成分主要为烃类，因此，发电时产生的主要污染物为 SO<sub>2</sub> 和 NO<sub>x</sub>。

烟气量、污染物排放浓度取值如下：

#### 1) 污染物产污系数取值

根据《排放源统计调查产排污核算方法和系数手册》（生态环境部 公告 2021 年 第 24 号）4411、4412 火力发电热电联产行业系数手册“4430 工业锅炉（热力生产和供应行业）产排污系数表—燃气工业锅炉”，燃气发电烟气量产污系数为 24.55m<sup>3</sup>/立方米天然气，颗粒物产污系数为 103.9mg/立方米天然气，氮氧化物产污系数为 1.27g/立方米天然气。

本项目平台产生天然气包含涠洲区块和海中区块，其中涠洲区块天然气中不

含硫化氢，海中区块伴生气中硫化氢浓度 $<0.1\text{mg}/\text{m}^3$ 。

## 2) 污染物排放量计算

本次燃气轮发电机热效率取 85%，自产伴生气平均低位发热量为  $35146\text{kJ}/\text{m}^3$  计，满负荷下 2 台机组燃用天然气总量为  $1417.15 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ ，则烟气量为  $34790.97 \times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。则经计算，有组织废气污染物排放情况见表 3.4-12。

表 3.4-12 满负荷下有组织废气排放情况表

项目	产污系数	排放量 (t/a)
颗粒物	103.9mg/立方米天然气	1.472
二氧化硫	2Smg/立方米天然气	0.003
氮氧化物	1.27g/立方米天然气	17.998

## 3.4.2.13 生产运行期污染物汇总

生产运行期污染物的产生及排放情况见表 3.4-13。

表 3.4-13 生产运行期污染物排放情况汇总

序号	污染物		产生量	排放量	主要污染因子	排放/处理方式
1	采出水 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)				石油类	经采出水处理系统处理达标后回注
	生活污水 (m <sup>3</sup> /a)				COD、SS、BOD <sub>5</sub> 等	经生活污水处理系统处理达标后排海
	含油污水 (m <sup>3</sup> /a)				石油类	经开/闭排放系统进行收集、处理后进入油气处理系统前端一级分离器橇前端进行后续处理，不排海
	作业废水 (m <sup>3</sup> /a)				石油类	进入平台采出水处理系统处理达标后回注
	浓盐水 (m <sup>3</sup> /a)				SS 等	排海
	酸化废水 (m <sup>3</sup> /a)				pH、SS 等	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注，不外排
	温排水 (m <sup>3</sup> /d)				/	排海
2	船舶污染物	船舶生活污水 (m <sup>3</sup> /a)			COD、SS、BOD <sub>5</sub> 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海
		船舶含油污水 (m <sup>3</sup> /a)			石油类	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海
		船舶生活垃圾 (t/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)中相关要求
		船舶生产垃圾 (t/a)			废旧器件、油棉纱等	分类回收，运回陆地，危险废物交由有资质单位处置
3	生活垃圾 (t/a)				食品废弃物、食品包装等	分类回收，运回陆地处置
	生产垃圾 (t/a)				废旧器件、油棉纱、废铅蓄电池、油泥砂等	分类回收，运回陆地处置，其中危险废物交由危废处置单位处置



序号	污染物		产生量	排放量	主要污染因子	排放/处理方式
4	锌金属 (kg/a)				锌	自然释放
5	发电机 废气	二氧化硫 (t/a)			二氧化硫、氮氧化物	大气环境
		颗粒物 (t/a)				
		氮氧化物 (t/a)				

### 3.5 各阶段海洋生态环境影响分析

本项目新建 WZ-CEP 平台建设、海底管道/光缆铺设会占用部分海域，造成底栖生物的损失，生物量的损失根据工程扰动底土面积和当地底栖生物密度来估算。但海上施工时间较短，且由于海域宽阔，生物具有活动性，因此，人为活动的干扰不会根本性改变海洋生物的觅食及活动规律。施工结束后，在施工区海域会逐渐形成新的生态平衡。

建设期海底管道及海底光缆铺设产生的悬浮泥沙使施工区周围海水中悬浮泥沙浓度增大，透明度下降，引起浮游植物的光合作用减少，对浮游植物和浮游动物产生一定的影响和破坏作用，也会对作业区周边鱼卵仔鱼造成一定的生态损失。但由于悬浮泥沙影响的时间相对较短，随着施工作业结束悬浮泥沙的排放也停止，其影响将会逐渐减轻。平台建设和管缆铺设完成后对附近的局部海域水动力和冲淤环境影响较小。总体上说，项目的建设对海洋生物会产生一定的影响，这些影响具有局部性和阶段性，待项目建设完毕后，海洋生态环境将逐渐恢复。

生产运行期生活污水经处理达标后排海；采出水、作业废水经处理达标后回注，酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，经预处理后进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注，不排海，不会对该区的海洋生态环境造成显著不利影响。

## 4 海域自然环境现状

### 4.1 海洋自然环境概况

#### 4.1.1 气象气候条件

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

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

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

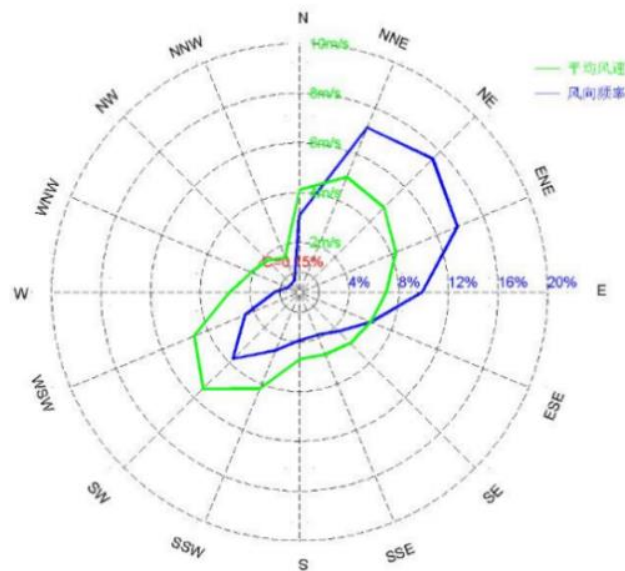


图 4.1-1 工程所在海域全年风玫瑰图

表 4.1-1 项目所在海域风向频率、风速统计表（年）

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

4.1.2 水文

4.1.2.1 波浪

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

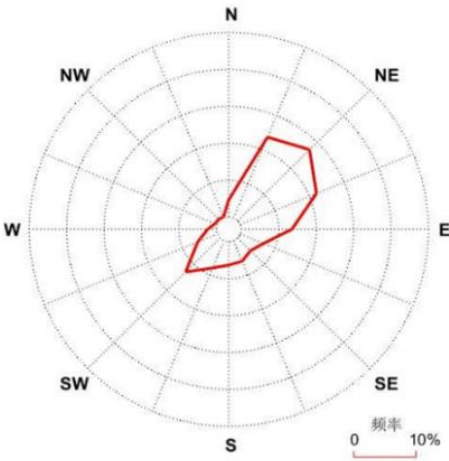


图 4.1-2 工程海域全年浪玫瑰图

4.1.2.2 海水温度

根据文献研究成果(引自《中国区域海洋学-物理海洋学》(2012 年)、《中国

近海海洋-物理海洋与海洋气象》(2012 年), 本项目所在的北部湾海域海水温度变化特征描述如下: 冬季太阳辐射最弱, 并受东北季风影响海面潜热释放量显著增加, 海域水温处于全年最低, 在 20℃ 左右, 等温线平面分布与等深线基本一致, 水温由岸向外递增, 水温垂向分布均匀。夏季受太阳辐射最强, 海域水温升至全年最高为 28~32℃, 等温线平面分布与等深线基本一致, 水温垂向分布有明显的层化现象。

#### 4.1.2.3 海水盐度

根据文献研究成果(引自《中国区域海洋学-物理海洋学》(2012 年)、《中国近海海洋-物理海洋与海洋气象》(2012 年), 对本项目所在的北部湾海域海水盐度特征描述如下:

冬季陆地径流量最小, 且受东北季风影响海面蒸发大于降水, 海域盐度全年最高, 表层盐度在 34.0 左右, 等盐线走向大体与等深线一致, 盐度由岸向外递增。夏季降水量和陆地径流量达到最大, 海域盐度全年最低约为 33.0, 盐度由岸向外递增。

#### 4.1.3 地形地貌与冲淤环境

本次引用中海油田服务股份有限公司湛江分公司于 2023 年 9 月~10 月在本项目工程海域开展了针对本次依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台场址(位于本项目平台东北 26km, 本次新建海底管道终点为 WZ11-4CEPD 平台)的勘察作业, 相关地形地貌及冲淤环境概况如下:

##### 1) 平台场址地形地貌

调查区域内海底基本平坦, 水深变化平缓, 存在一处西北-东南走向的宽缓的水深变化区域, 未发现明显的地形起伏。地貌调查资料显示, 调查区域内海底的反射强度基本均一, 表明海底底质基本均一。

##### 2) 冲淤环境概况

根据对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台周边已建平台的冲刷调查成果, 区域海底面比较平缓, 水深变化较小, 未发现明显的冲刷痕迹, 说明本项目工程海域冲淤环境基本稳定。根据本项目水深资料、浅剖资料和地貌资料, 工程区内海底地形比较稳定, 整体地形平坦, 海底坡度变化不大, 表层沉积基本一致。根据地质取样资料, 工程区域表层沉积物主要为非常软的粘土。综合水深调查资料、水动力环境资料和海底土质性质可以初步判断本项目区域海底发生冲淤的可能性很小。

#### 4.1.4 地质地貌

涠洲油田群所在海域属南海北部湾海域，海底地形平坦，没有明显的起伏，属南海西北部大陆架的堆积平原地貌。新构造运动特征表现为总的沉降背景上以断裂活动和以周边断裂为界的断块差异性升降运动。工程所在区域不存在晚更新世活动断裂，且地处涠洲布格重力负异常带南侧涠西南负异常体的边缘，航磁、地壳厚度变化平缓部位。根据区域强震发生的地震地质条件，工程区域均不会发生 6 级和 6 级以上地震。

### 4.2 周边海域环境敏感目标分布

#### 4.2.1 环境敏感目标分布

本项目海洋环境风险保护目标主要有国家级海洋公园、生态保护红线区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、水生生物产卵场等。

本项目位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内。除产卵场外，本项目周围最近敏感目标为北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，新建 WZ-CEP 平台距其最近约 32km，新建海底管道和光缆距其最近约 10.5km。

本项目海洋生态风险保护目标见前文表 1.8-1。

#### 4.2.2 主要环境敏感目标现状

##### 4.2.2.1 广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园

广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园位于广西壮族自治区北海市南部海域，于 2012 年 12 月 21 日经国家海洋局批准成立，地理坐标在  $109^{\circ}3'51.67''E \sim 109^{\circ}9'55.29''E$ ； $20^{\circ}59'29.58''N \sim 21^{\circ}5'20.54''N$  之间，主要位于涠洲岛东北面和西南面距海岸线 500m 以外至 15m 等深线组成的两部分海域。总面积为 2512.92 公顷，其中重点保护区 1278.08 公顷，主要包括涠洲岛东北部珊瑚礁，重点保护区主要功能为保护珊瑚礁，发挥其提供海洋公园及其附近海域鱼类等海洋生物多样性以及栖息地的生态作用，并开展珊瑚礁生态修复、渔业资源保育、生物多样性保护等活动，限制对生态系统产生破坏的任何开发活动；适度利用区 1234.84 公顷，位于涠洲岛西南部海域和东南部海域，可开展珊瑚礁观光、休闲垂钓的生态旅游、休闲渔业等活动。

本项目新建海底管道距广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园最近约 54.1km，新建 WZ-CEP 平台距该海洋公园最近约 78.0km，具体位置关系见图 4.2-1。

图 4.2-1 本项目与广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园位置关系示意图

#### 4.2.2.2 生态保护红线区

本项目地理位置不在项目周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，根据《湛江市国土空间规划（2021-2035 年）》、《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目不在各省市生态保护红线区范围内，距本项目最近的生态保护红线区为新建海底管道东北侧约 52.3km 处的广西壮族自治区生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区）。 本项目周边生态保护红线区分布情况见下图。

图 4.2-2 本项目周边生态保护红线区分布图



#### 4.2.2.3 二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区

北部湾涠洲岛北端  $21^{\circ} 05' N$  以北的海域, 边接涠洲岛南至广东省海康县流沙港以西 20m 水深以内的海域为二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区。保护区的主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾, 栖息的其他物种包括金线鱼、蓝圆鲹、黄带鲱鲤、长尾大眼鲷、蛇鲻类、日本金线鱼、墨吉对虾、长足鹰爪虾、中华管鞭虾、锈斑蟳、逍遥馒头蟹、日本蟳、马氏珠母贝、方格星虫等。在禁渔期间, 禁止底拖网作业渔船和拖虾渔船进入该海域生产。

本次新建 WZ-CEP 平台距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 47.4km, 新建海底管道北侧距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 41km, 东侧距离二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区最近距离约 56.9km。具体位置关系见图 4.2-3。

图 4.2-3 项目与二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区位置关系图

#### 4.2.2.4 北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区

北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区由原南海区渔政局申报，2008 年 12 月获农业部渔业局批准。北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区位于北部湾东北部沿岸区域，由核心区和实验区两个区域组成。核心区由五个拐点连线组成；实验区由北纬  $21^{\circ} 31'$  线、四个拐点连线及广西壮族自治区防城港市、北海市海岸线组成。保护区总面积 1142158.03 公顷，其中核心区面积 808771.36 公顷，实验区面积 333386.67 公顷。核心区特别保护期为 1 月 15 日至 3 月 1 日，主要保护对象为二长棘鲷和长毛对虾，其他保护物种包括金线鱼、蓝圆鲹、黄带鲱鲤等。

本项目在北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区范围之外，新建海底管道距离核心区最近约 10.5km，新建 WZ-CEP 平台距离上述水产种质资源保护区的最近距离约 32.0km，具体位置关系见图 4.2-4。本项目在正常生产运行期采出水、含油污水、作业废水经本平台采出水处理系统处理达标后回注地层，不会影响到国家级水产种质资源保护区内的海洋生态环境。

图 4.2-4 本项目与国家级水产种质资源保护区位置关系图

#### 4.2.2.5 渔业三场概况

根据《中国海洋渔业水域图 南海区渔业水域图（第一批）》，本项目新建 WZ-CEP 平台和新建管缆均位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内，海洋风险评价范围内产卵场还有北部湾蓝圆鲹产卵场、北部湾长尾大眼鲷产卵场、北部湾红笛鲷产卵场等 3 处产卵场，具体见前文图 1.8-2 评价范围内产卵场分布图。

**北部湾二长棘鲷产卵场：**二长棘鲷的产卵场位于北部湾  $107^{\circ} 20' \sim 109^{\circ} 15' E$ ，北纬  $20^{\circ} 00' N$  至近岸，水深 60m 以浅海域，产卵期为 1~3 月，根据《北部湾二长棘鲷渔业生物学的研究》（2013 年 11 月 28 日），产卵盛期为 1~2 月。二长棘鲷为暖温性近底层鱼类，栖息于底质为沙泥、沙砾等海区，本项目新建 WZ-CEP 平台和新建海管均位于北部湾二长棘鲷产卵场内。

**北部湾金线鱼产卵场：**金线鱼属鲈形目、金线鱼科、金线鱼属，系暖水性近底层鱼类。北部湾金线鱼产卵场主要有两处，第一处为东经  $107^{\circ} 15' \sim 108^{\circ} 50' E$ ，北纬  $19^{\circ} 10' \sim 20^{\circ} 55' N$ ，水深 40~75 m，产卵期 2~6 月；第二处为  $106^{\circ} 05' \sim 107^{\circ} 20' E$ ， $18^{\circ} 15' \sim 19^{\circ} 55' N$ ，水深 20~80m，产卵期 4~8 月。根据《北部湾金线鱼的数量分布及变化趋势》（海洋湖沼通报，2020 年），产卵盛期是 3~5 月。金线鱼属于暖水性底层鱼类，栖息于底质为沙泥和沙质的海区，产浮性卵，分批产卵。本项目位于北部湾金线鱼产卵场内。

**北部湾绯鲤类产卵场：**北部湾绯鲤类产卵场位于  $107^{\circ} 20' \sim 108^{\circ} 15' E$ ， $18^{\circ} 15' \sim 21^{\circ} 15' N$ ，水深 20~100m，产卵期 2~8 月，盛期 4~5 月，产浮性卵，一般栖息于底质为泥或泥沙的海区。本项目位于北部湾绯鲤类产卵场内。

**北部湾蓝圆鲹产卵场：**北部湾是蓝圆鲹主要的产卵场和育幼场之一，产卵场的范围介于  $107^{\circ} 15' \sim 109^{\circ} 40' E$ ， $20^{\circ} 00' \sim 21^{\circ} 30' N$  之间，水深 40m 以内，产卵期为 3~7 月。本项目新建 WZ-CEP 平台距产卵场最近 32.7km。

**北部湾长尾大眼鲷产卵场：**北部湾长尾大眼鲷产卵场共有三处，第一处位于  $107^{\circ} 30' \sim 108^{\circ} 50' E$ ， $20^{\circ} 15' \sim 21^{\circ} 20' N$  海域，第二处为  $107^{\circ} 35' \sim 109^{\circ} 05' E$ ， $19^{\circ} 35' \sim 20^{\circ} 25' N$  海域，第三处  $107^{\circ} 35' \sim 108^{\circ} 25' E$ ， $18^{\circ} 25' \sim 19^{\circ} 25' N$  海域，产卵期为 5~7 月。本项目新建 WZ-CEP 平台距产卵场最近 16.1km。

**北部湾红鳍笛鲷产卵场：**主要分为两处，第一处为  $107^{\circ} 25' \sim 108^{\circ} 43' E$ ， $19^{\circ} 12' \sim 20^{\circ} 20' N$ ，水深 20~70m 海域；第二处为  $106^{\circ} 55' \sim 107^{\circ} 56' E$ ， $17^{\circ} 45' \sim 19^{\circ} 00' N$ ，水深 65~85m 海域。产卵期为 4~7 月。本项目新建 WZ-

CEP 平台距产卵场最近 34.1km。

## 5 环境现状调查与评价

### 5.1 海洋环境现状调查资料来源

本项目海洋环境现状调查资料情况见表 5.1-1。

表 5.1-1 海洋环境现状调查资料来源一览表

海洋要素	数据来源	调查单位	调查时间	站位 布设
水文动力	《涠洲油田新区产能建设项目水动力调查报告》	自然资源部北海海洋中心		
海水水质	《涠洲油田开发项目海洋环境影响评价海洋调查报告》 (秋季航次)	自然资源部北海海洋中心		
沉积物	《涠洲油田开发项目海洋环境影响评价海洋调查报告》 (春季航次)	自然资源部北海海洋中心		
生态和生物资源	涠洲油田开发项目海洋环境影响评价海洋调查报告(秋季航次)	自然资源部北海海洋中心		
生物质量	涠洲油田开发项目海洋环境影响评价海洋调查报告(秋季航次)	自然资源部北海海洋中心		
渔业资源	涠洲油田开发项目海洋环境影响评价海洋调查报告(秋季航次)	自然资源部北海海洋中心		

### 5.2 海洋水文动力环境现状调查与评价

#### 5.2.1 调查单位、调查时间

根据项目需要,为了解工程海域水动力状况,委托自然资源部北海海洋中心于 2024 年 11 月 30 日~12 月 1 日对项目所在海域水文动力进行调查,共设立 6 个测流点。选择 RTI-Seaprofiler300/600K 直读式 ADCP 与 TRDI-WHS 600kHz 自容式 ADCP 开展海流调查;选择 RBRduet<sup>3</sup> 型双通道波潮仪开展波浪、潮位调查;选择海鸟 SBE37SM-RS232 型自容式 CTD 开始水温、盐度、水深等调查。进行了连续 25h 的周日海流观测。

#### 5.2.2 调查内容

根据《海洋调查规范 第 2 部分:海洋水文观测》(GB/T12763.2-2007)的规定,结合本项目的特点,本次水动力调查工作包括水温、盐度、潮流流向及流速、波浪、潮位、潮汐、水深、水位等要素,并分析该海域的潮流、余流等水动力条件特征。

### 5.2.3 调查站位

本次共布置 6 个水文动力现状调查站位，调查站位坐标见表 5.2-1，调查站位分布图见图 5.2-1。

表 5.2-1 水文动力调查站位一览表

站位编号	经度	纬度	常规监测项目	监测项目
1#			水温、盐度、潮流流向及流速、波浪、潮位、潮汐、水深、水位等要素	/
3#				/
6#				波浪、潮
25#				/
27#				波浪、潮
30#				/

图 5.2-1 海洋水文动力调查站位图

### 5.2.4 调查结果

#### 5.2.4.1 海流

##### 1) 海流统计情况

调查站位平均潮流及最大潮流统计情况见下表。

表 5.2-2 调查站位平均潮流及最大潮流统计表（单位：流速：cm/s；流向：°）

站位	层次	平均流速		最大流速及相应流向			
		涨潮	落潮	涨潮流速	流向	落潮流速	流向
1#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						
	0.8H						
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						
3#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						



站 位	层 次	平均流速		最大流速及相应流向			
		涨潮	落潮	涨潮流速	流向	落潮流速	流向
	0.8H						
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						
6#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						
	0.8H						
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						
25#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						
	0.8H						
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						
27#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						
	0.8H						
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						
30#	表						
	0.2H						
	0.4H						
	0.6H						
	0.8H						

站位	层次	平均流速		最大流速及相应流向			
		涨潮	落潮	涨潮流速	流向	落潮流速	流向
	底						
	最大值						
	最小值						
	平均值						

由上表可知，测站 1#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 1#大潮期涨潮平均流速在 10~28cm/s 之间，落潮平均流速在 13~23cm/s。最大涨潮流速为 38cm/s，相应流向是 40°，最大落潮流速不到 37cm/s，相应流向是 248°，0.2H 层流速相对较大。

测站 3#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 3#大潮期涨潮平均流速在 7~25cm/s 之间，落潮平均流速在 9~24cm/s。最大涨潮流速为 36cm/s，相应流向是 3°，最大落潮流速为 38cm/s，相应流向是 248°，落潮流速稍大与涨潮流速。

测站 6#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 6#大潮期涨潮平均流速在 16~21cm/s 之间，落潮平均流速在 13~24cm/s。最大涨潮流速为 50cm/s，相应流向是 3°，最大落潮流速不到 44cm/s，相应流向是 178°。

测站 25#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 25#大潮期涨潮平均流速在 9~22cm/s 之间，落潮平均流速在 12~28cm/s。最大涨潮流速为 38cm/s，相应流向是 21°，最大落潮流速为 48cm/s，相应流向是 212°，表层流速相对较大，落潮流速大于涨潮流速。

测站 27#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 27#大潮期涨潮平均流速在 6~27cm/s 之间，落潮平均流速在 7~26cm/s。最大涨潮流速为 38cm/s，相应流向是 25°，最大落潮流速为 41cm/s，相应流向是 210°。

测站 30#大潮调查期间的实测流速流向特征值。从表中可知，测站 30#大潮期涨潮平均流速在 13~26cm/s 之间，落潮平均流速在 14~18cm/s。最大涨潮流速为 48cm/s，相应流向是 315°，最大落潮流速不到 36cm/s，相应流向是 312°。

## 2) 流速

本项目所在海域潮流属于不正规全日潮，海域开阔，潮流运动形式主要为旋转潮流，流向在一个潮周期内不断变化。2024 年 11 月 30 日~2024 年 12 月 1 日大潮调查时段各站位的流速矢量见图 5.2-2~图 5.2-7。根据各站的流速矢量图可知，测流期间 6#与 30#站位表现出旋转流性质，其余站位主流向为东北-西南向，呈较明显的往复流性质，具体为：

测站 1#: 垂向平均潮流具有出往复流性质, 涨潮流向主要为东北偏东向, 落潮流主要为西南偏南向, 底层流矢分布不均, 具有旋转流特性;

测站 3#: 测量期间表、底层流向基本一致, 涨潮流向主要为东北向, 落潮流向主要为西南向, 落潮流大于涨潮流, 往复流特征明显;

测站 6#: 全深度潮流呈弱旋转流性质, 具有东北-西南向主潮流流向;

测站 25#: 涨潮流向为东北偏北向, 落潮流向为西南偏南或偏南向, 落潮流与涨潮流差异不大, 基本为往复流;

测站 27#: 涨潮流向为东北偏北向, 落潮流向为西南偏南或偏南向, 落潮流大于涨潮流, 且差异不大, 为往复流性质;

测站 30#: 全深度潮流均呈旋转流性质, 流矢旋转特性强于 6#, 无明显主潮向。

结合涠洲岛海流长期观测数据综合分析, 工程海域的潮流为往复流, 涨潮流向主要为东北向, 落潮流向主要为西南向。潮流不对称现象显著, 且具有垂向变化特征。在东西方向, 各水层 (10 米、20 米、30 米) 的潮流均表现为正向不对称; 在南北方向, 10 米和 20 米层为负向不对称, 而 30 米层则转为正向不对称。潮流流速方面, 平均潮流流速约为 0.26-0.33m/s, 最大潮流流速可达 1.02m/s。

以 3#站表层数据计算的潮流性质参数  $(W01+WK1)/WM2$  为 12.43, 表明该海域表层为正规全日潮流。各层各分潮流的量值大小按下列次序排列: 01, K1, M2, S2。各分潮的椭圆率在 -0.41 至 0.28 之间, 各层各分潮潮流椭圆以右旋为主。表、中、底层的最大可能潮流流速分别为 81.0cm/s、58.4cm/s、24.6cm/s, 方向依次为 24 度、344 度、352 度。

表 5.2-3 主要分潮潮流调和常数

表层 (东分量)			表层 (北分量)		
分潮	U (cm/s)	$\xi$ (deg)	分潮	V (cm/s)	$\eta$ (deg)
01					
K1					
M2					
S2					
M4					
MS4					

表 5.2-4 主要分潮潮流椭圆要素

层次	椭圆要素	01	K1	M2	S2	M4	MS4
表层	W (cm/s)						
	w (cm/s)						
	K						

	$\tau$ (hr)						
	$\theta$ (°)						

图 5.2-2 各测站表层海流矢量图

图 5.2-3 各测站 0.2H 层海流矢量图

图 5.2-4 各测站 0.4H 层海流矢量图

图 5.2-5 各测站 0.6H 层海流矢量图

图 5.2-6 各测站 0.8H 层海流矢量图

图 5.2-7 各测站底层海流矢量图

#### 5.2.4.2 余流

本次调查期间在项目所在海域可以实测到的水流有潮流、风海流（漂流）、气压梯度流、盐度梯度流和温度梯度流（密度流）、波浪流、河口泄流等形成的综合水流，这种综合水流可以分解为周期性水流和非周期性水流，余流通常指实测海流资料中除去周期性流动（天文潮）之后，剩余的部分流动。一般情况下余流相对于潮流的量级较小，但在某些特定海域，余流影响不能被忽略。

本次测流期间各站位余流调查结果见下表，各站位余流图见图 5.2-8 至图 5.2-13。实测结果显示：各测站余流均较弱，测站 1#表层余流流速最大，为 13cm/s，测站 25#表层余流最小，为 4cm/s，受底摩擦影响，底层余流均小于表层，最大为 5cm/s，出现在测站 6#，测站 1#、3#、27#、30#的表层余流指向西北方向，测站 25#指向西南，测站 6#指向东北，表现出区域各异性。测站 6#、25#、30#底层余流流矢显著，其余站位的底层余流流矢不明显。

表 5.2-5 各站余流特征值（单位：流速：cm/s；流向：°）

站位	海流	层次					
		表	0.2H	0.4H	0.6H	0.8H	底
1#	流速						
	流向						
3#	流速						
	流向						
6#	流速						
	流向						
25#	流速						
	流向						
27#	流速						
	流向						
30#	流速						
	流向						
最大值	流速						
	流向						
最小值	流速						
	流向						
平均值	流速						
	流向						

图 5.2-8 各测站表层余流矢量图

图 5.2-9 各测站 0.2H 层余流矢量图

图 5.2-10 各测站 0.4H 层余流矢量图

图 5.2-11 各测站 0.6H 层余流矢量图

图 5.2-12 各测站 0.8H 层余流矢量图

图 5.2-13 各测站底层余流矢量图

### 5.2.4.3 水文

#### 1) 水温

大潮调查期间各站位各层水温变化情况见图 5.2-14 至图 5.2-19。

图 5.2-14 测站 1#大潮调查期间各层水温变化图

图 5.2-15 测站 3#大潮调查期间各层水温变化图

图 5.2-16 测站 6#大潮调查期间各层水温变化图

图 5.2-17 测站 25#大潮调查期间各层水温变化图

图 5.2-18 测站 27#大潮调查期间各层水温变化图

图 5.2-19 测站 30#大潮调查期间各层水温变化图

由前文各层水温变化图可知，各测站均存在一段时期内水温变化的一致性，同时也展现了各自区域特有的水温特征，呈现出一定的区域性差异。

在本次观测周期内，测站 1#的 0.8H 层及底层水温呈现出波动上升的趋势，其温度由初始的 24.3℃逐步增至约 24.4℃。与此同时，0.4H 层与 0.6H 层的水温表现较为稳定，基本维持在 24.2℃左右，波动幅度较小。相对而言，表层及 0.2H 层的水温略有下降，但整体仍处于一个相对稳定的温度区间。

在测站 3#的观测中，底层水温的波动较为显著，尤其是在大潮期间，其最高温度记录为 24.6℃，波动振幅达到最大值 0.3℃。具体而言，底层温度从 24.3℃上升至 24.36℃。与此同时，0.8H 层的水温波动幅度相对底层略有减小。其他水层则表现出相对稳定的水温特征，普遍维持在 24.3℃左右，仅在 12 月 1 日的 6 时与 17 时出现了小幅的温度波动。

在测站 6#的观测中，各水层的水温变化呈现出较高的一致性，其温度范围在 24℃至 24.2℃之间波动。具体而言，水温在 12 月 1 日的 3 时达到观测周期内的极大值，而在同日的 15 时降至极小值。此外，值得注意的是，底层水温在 12 月 1 日 16 时之后出现了小幅波动现象，其温度相较于其他水层略有升高。

在测站 25#的水温数据中，整体水温表现出较高的稳定性，基本维持在 24.6℃。

除底层外，其他水层的水温波动保持一致。特别地，底层水温在 12 月 1 日的 10 时起开始出现升温趋势，至 14 时达到极大值  $24.85^{\circ}\text{C}$ ，此后便开始降温。在整个观测周期内，底层水温普遍高于其他水层。

测站 27#的水温变化趋势与测站 25#呈现出一定的相似性，其水温整体略高于测站 25#，稳定在  $24.7^{\circ}\text{C}$ 。同样地，底层水温在 12 月 1 日的 10 时之后也出现了波动现象，其振幅约为  $0.3^{\circ}\text{C}$ ，显示出一定的温度动态变化。

测站 30#的水温变化曲线与测站 25#、27#呈现出相似的模式，其水温在  $24.7^{\circ}\text{C}$  上下呈现波动。特别是 0.8H 层和底层水温，在 12 月 1 日的 10 时之后，相较于其他水层，出现了更为显著的波动现象。在这一时间段内，这两个水层的水温普遍高于其他水层。

## 2) 盐度

大潮调查期间各站位各层盐度变化见图 5.2-20 至图 5.2-25。

图 5.2-20 测站 1#大潮调查期间各层盐度变化

图 5.2-21 测站 3#大潮调查期间各层盐度变化

图 5.2-22 测站 6#大潮调查期间各层盐度变化

图 5.2-23 测站 25#大潮调查期间各层盐度变化

图 5.2-24 测站 27#大潮调查期间各层盐度变化

图 5.2-25 测站 30#大潮调查期间各层盐度变化

本项目调查的六个测站中，测站 3#的盐度水平为最低，其最小值降至 21.8。相比之下，测站 25#和测站 27#的盐度则相对较高，基本维持在 32.55 左右。其他测站的盐度则围绕 32.3 上下波动，各测站均呈现出微弱的日变化趋势。

特别值得关注的是，测站 25#在 12 月 1 日的 10 时也出现了振幅为 0.5 的小幅波动，其极小值约为 32.02。27#、30#站因水深适中，底摩擦致底层流速偏低，水体垂向交换弱，低盐水体底层累积，形成次底层盐度高于底层的分布；25#站地处近岸，受局地小型上升流影响，盐度出现瞬时小幅突变。

5.2.4.4 波潮

1) 水位

调查期间测站 6#和测站 27#在大潮调查期间的水位变化曲线(两站潮位基于同一基准面)见图 5.2-26 至图 5.2-27。

由图可知,测站 6#的水位变化情况如下:在 2024 年 11 月 30 日的 23 时,测站 6#正处于涨潮期。至次日 12 月 1 日的 5 时 30 分左右,水位达到高潮,高潮水位约为 35.35m。在此期间,并未观察到平潮现象。高潮过后,水位开始下降,进入落潮期,这一过程持续了约 9.5 小时,潮差约为 3.35m。随后,测站 6#进入第二次涨潮,水位再次上升至高潮,然后下降至下一个低潮,并最终再次上升至下一个高潮,从而完成了一个完整的潮汐周期。测站 6#的潮汐周期呈现出不规则全日潮的特征。在水位变化速率方面,落潮时的变化速率略高于涨潮,最大落潮速率接近 0.015cm/s。

测站 27#的水位涨落变化与测站 6#基本保持一致。在测站 27#,高潮水位约为 53m,潮差约为 2.75m。其平均水位在 51.5m,较测站 6#为高。在水位变化速率方面,测站 27#的变化速率接近 0.013cm/s,与测站 6#相比略有差异。

图 5.2-26 大潮调查期间测站 6#水位变化

图 5.2-27 大潮调查期间测站 27#水位变化

根据涠洲海洋站多年逐时潮位资料,潮汐特征值结果详见表 5.2-6。本项目所在海域的潮汐类型为规则全日潮,各分潮中以全日分潮占主导地位,实测最高潮位为 3.46m(85 基面,下同),最低潮位为-1.82m,平均潮差为 2.29m,最大潮差为 5.08m,平均大潮差为 3.64m。本项目所在海域平均大潮差在 2.0m~4.0m 之间,属于中等强度潮汐海域;平均涨潮历时为 11.0h,平均落潮历时为 8.1h。

表 5.2-6 工程海域潮汐特征值的统计表

特征值	
$(Hk_1+HO_1)/HM_2$ 潮汐性质	
潮汐类型	
最高潮位 (cm)	
最高潮位出现时间	
最低潮位 (cm)	
最低潮位出现时间	
平均高潮位 (cm)	



特征值	
平均低潮位 (cm)	
平均海面	
平均潮差 (cm)	
平均大潮差 (cm)	
最大潮差 (cm)	
平均涨潮历时 (h)	
平均落潮历时 (h)	
资料时限	
基准面	

## 2) 波浪

调查期间测站 6#和测站 27#在大潮调查期间的波浪变化情况见图 5.2-28 至图 5.2-29, 可以观察到以下波浪特征:

在测站 6#, 大潮调查期间的平均有效波高约为 7cm, 而有效波周期大约为 10 秒。在此期间, 并未记录到明显的大浪现象。

测站 27#在大潮调查期间的平均有效波高约为 6cm, 有效波周期则略长, 约为 11 秒。与测站 6#相似, 测站 27#也未经历明显的大浪过程, 波浪同样呈现出一定的稳定性。

根据涠洲海洋站长期波浪观测资料对项目周边海域的波浪特征进行分析。所在海区的波浪类型以风浪为主, 其中风浪 (F) 频率占 96.6%。受季风影响, 项目所在海区的波向季节变化明显, 春季盛行波向为 NE 向, 夏季盛行波向为 SW 向, 秋、冬季盛行波向均为 NNE 向, 全年波向主要集中在 NNE、NE、ESE、SW 向, 这四个方向分布频率在 8%~20% 之间。项目所在海区常浪向为 NNE 向, 强浪向为 S 向。项目所在海域波浪较小, 为小浪区。多年平均 1/10 大波波高 ( $H_{1/10}$ ) 为 0.3m, 平均周期为 2.6s, 实测最大波高为 4.0m。各月平均 1/10 波高变化小, 均在 0.3m~0.4m 之间变化。

图 5.2-28 大潮调查期间测站 6#波浪变化

图 5.2-29 大潮调查期间测站 27#波浪变化

图 5.2-30 涠洲海洋站全年波浪玫瑰图

5.3 海水水质现状调查与评价

5.3.1 水质现状调查

5.3.1.1 调查站位

为了解项目海域海水水质现状，本次委托自然资源部北海海洋中心于 2024 年 11 月 23 日~11 月 30 日在该海区进行海水水质现状调查，共设立 34 个调查站位，调查站位坐标见表 5.3-1，具体位置见图 5.3-1。

表 5.3-1 海水水质现状调查站位表

调查站位		坐标范围		站位代表性
		经度 (E)	纬度 (N)	
常规 站位	1#			—
	2#			—
	3#			—
	4#			—
	5#			位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家 级水产种质资源保护区范围内
	6#			
	7#			—
	8#			—
	9#			—
	10#			—
	11#			位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家 级水产种质资源保护区范围内
	12#			
	13#			—
	14#			—
	15#			—
	16#			—
	17#			—
	18#			位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家 级水产种质资源保护区范围内
	19#			—
	20#			—
	21#			—
	22#			—
	23#			—
	24#			—
	25#			—
	26#			—
	27#			—

调查站位	坐标范围		站位代表性
	经度 (E)	纬度 (N)	
	28#		—
	29#		—
	30#		—
加密 站位	31#		位于拟建平台周边
	32#		位于拟建平台周边
	33#		位于拟建平台周边
	34#		位于拟建平台周边

图 5.3-1 海水水质调查站位布设示意图

### 5.3.1.2 调查因子

海水水质现状调查因子详见表 5.3-2。

表 5.3-2 海水水质现状调查因子一览表

监测类别	监测项目	项数
海洋水文	水深、水色、透明度、水温	4 项
海水	pH、盐度、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、无机氮（硝酸盐、亚硝酸盐、氨）、活性磷酸盐、硫化物、挥发性酚、悬浮物、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷	18 项

### 5.3.1.3 采样层次

本次调查海域水深约 46m，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），水深在 10~50m 时，采集表层和底层样品。其中，石油类只采集表层样品。

### 5.3.1.4 调查时段和频次

调查时间为 2024 年 11 月 23~30 日，调查 1 次，调查时段为秋季。

### 5.3.1.5 监测方法

各调查指标严格按照《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）、《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋监测技术规程》（HY/T 147-2013）等规定的具体要求执行。海水水质调查指标分析方法见表 5.3-3。

表 5.3-3 海水水质调查指标分析方法一览表

序号	调查项目	标准（方法）	分析仪器	检出限
1	水温	《海洋调查规范 第 2 部分 海洋水文观测》 GB/T 12763.2-2007/5.2.1 温盐深仪（CTD） 定点测温	CTD 仪	/

序号	调查项目	标准（方法）	分析仪器	检出限
		《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/25.1 表层水温表法	表层水温表	
2	水深	《海洋调查规范 第2部分：海洋水文观测》GB/T 12763.2-2007/4.8 水深测量	钢丝绳	/
3	水色	《海洋调查规范 第2部分：海洋水文观测》GB/T 12763.2-2007/10.2.2 水色观测	水色计	/
4	透明度	《海洋调查规范 第2部分：海洋水文观测》GB/T 12763.2-2007/10.2.1 海水透明度观测	白色透明度盘	/
5	pH	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/26 pH—pH计法	PHS-3C型pH计	/
6	溶解氧	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/31 溶解氧—碘量法	电子滴定器	0.042 mg/L
7	化学需氧量	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/32 化学需氧量—碱性高锰酸钾法	电子滴定器	0.15 mg/L
8	生化需氧量	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB17378.4-2007/33.1 五日培养法（BOD <sub>5</sub> ）	电子滴定器	1.0 mg/L
9	亚硝酸盐	《海洋监测技术规程 第1部分：海水》HY/T 147.1-2013/7.1 亚硝酸盐的测定—流动分析法	San++连续流动分析仪	0.35 µg/L
10	硝酸盐	《海洋监测技术规程 第1部分：海水》HY/T 147.1-2013/8.1 硝酸盐的测定—流动分析法	San++连续流动分析仪	0.60 µg/L
11	氨	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/36.2 次溴酸盐氧化法	UV-8000S 紫外可见分光光度计	0.4 µg/L
12	活性磷酸盐	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/39.1 磷钼蓝分光光度法	UV-8000S 紫外可见分光光度计	0.62 µg/L
13	悬浮物	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/27 悬浮物—重量法	XSR105DU/A 电子天平	2.0 mg/L
14	盐度	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/29.1 盐度计法	SYA2-2 实验室盐度计	2
15	硫化物	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/18.1 亚甲基蓝分光光度法	V-5800PC 可见分光光度计	0.2 µg/L
16	挥发性酚	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/19 挥发性酚—4-氨基安替比林分光光度法	V-5800PC 可见分光光度计	1.1 µg/L
17	石油类	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/13.2 紫外分光光度法	UV-8000S 紫外可见分光光度计	3.5 µg/L
18	铜	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/6.2 阳极溶出伏安法	797 伏安极谱仪	0.6 µg/L
19	铅	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/7.2 阳极溶出伏安法	797 伏安极谱仪	0.3 µg/L
20	锌	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/9.2 阳极溶出伏安法	797 伏安极谱仪	1.2 µg/L
21	镉	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/8.2 阳极溶出伏安法	797 伏安极谱仪	0.09 µg/L
22	总铬	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/10.1 无火焰原子吸收分光光度法	ZEE nit700 原子吸收分光光度计	0.4 µg/L

序号	调查项目	标准（方法）	分析仪器	检出限
23	汞	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB 17378.4-2007/5.1 原子荧光法	AFS-9530 原子荧光光度计	0.007 µg/L
24	砷	《海洋监测规范 第4部分：海水分析》GB	AFS-9530 原子荧光光度计	0.50 µg/L

### 5.3.1.6 调查结果

海水水质现状调查结果见表 5.3-4。

表 5.3-4 海水水质调查结果统计表

站位	层位	水深	温度	盐度	pH	色度	透明度	溶解氧	悬浮物	COD	BOD <sub>5</sub>	NH <sub>4</sub> -N	硝酸盐	亚硝酸盐	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物
		m	℃	‰	无量纲	/	m	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L	μg/L
1#	表	42.2																								
1#	底																									
2#	表	44.7																								
2#	底																									
3#	表	41.4																								
3#	底																									
4#	表	40.2																								
4#	底																									
5#	表	35.5																								
5#	底																									
6#	表	33.9																								
6#	底																									
7#	表	45.9																								
7#	底																									
8#	表	47.2																								
8#	底																									
9#	表	42.3																								
9#	底																									
10#	表	42.4																								
10#	底																									
11#	表	38.6																								
11#	底																									
12#	表	34.9																								
12#	底																									
13#	表	44																								
13#	底																									
14#	表	47.2																								
14#	底																									
15#	表	45.3																								
15#	底																									
16#	表	43.8																								
16#	底																									
17#	表	44.4																								
17#	底																									
18#	表	39																								
18#	底																									

站位	层位	水深	温度	盐度	pH	色度	透明度	溶解氧	悬浮物	COD	BOD <sub>5</sub>	NH <sub>4</sub> -N	硝酸盐	亚硝酸盐	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物
		m	℃	‰	无量纲	/	m	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	mg/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L	μ g/L
19#	表	56.4																								
19#	底																									
20#	表	51.7																								
20#	底																									
21#	表	46.4																								
21#	底																									
22#	表	46.7																								
22#	底																									
23#	表	42.1																								
23#	底																									
24#	表	42.2																								
24#	底																									
25#	表	46.3																								
25#	底																									
26#	表	51.0																								
26#	底																									
27#	表	50.9																								
27#	底																									
28#	表	46.4																								
28#	底																									
29#	表	48.1																								
29#	底																									
30#	表	44.5																								
30#	底																									
31#	表	48.2																								
31#	底																									
32#	表	46.9																								
32#	底																									
33#	表	49.7																								
33#	底																									
34#	表	45.7																								
34#	底																									

5.3.2 水质现状评价

5.3.2.1 评价标准

本项目设 34 个海水水质现状调查站位，其中 1#-12#、17#、18#站位等 14 个站位位于《广西壮族自治区生态环境厅关于印发广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案的通知》（桂环发〔2023〕9 号）中近岸海域一类环境功能区，执行《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第一类海水水质标准；其余站位位于《广西壮族自治区生态环境厅关于印发广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案的通知》（桂环发〔2023〕9 号）中近岸海域一类环境功能区 and 北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区范围之外，按照不劣于现状评价，评价方式为从第一类海水水质标准开始评价，针对超标评价因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。各站位水质执行标准见表 5.3-5。海水水质调查站位与广西壮族自治区近岸海域环境功能区及水产种质资源保护区范围叠图见下图。

表 5.3-5 各站位水质执行标准一览表

站位	海水水质标准	备注
1#-12#、17#、18#站位等 14 个站位	第一类	位于《广西壮族自治区生态环境厅关于印发广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案的通知》（桂环发〔2023〕9 号）中近岸海域一类环境功能区范围，其中 5#、6#、11#、12#、18#位于北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区范围内
13#-16#、19#-34#等 20 个站位	不劣于现状	位于以上功能区范围之外



图 5.3-2 海水水质调查站位与广西壮族自治区近岸海域环境功能区及水产种质资源保护区范围叠图

### 5.3.2.2 评价方法

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中 6.2.3 评级方法，海水水质现状评价采用单一站位的单因子标准指数法，指数计算公式参考 HJ 2.3 附录 D。分层采样的点位采用多层数据的平均值进行评价。

1) 某评价因子的标准指数：

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

式中：\$S\_{i,j}\$——第 \$i\$ 种污染物在 \$j\$ 点的标准指数（pH 除外）；

\$C\_{i,j}\$——第 \$i\$ 种污染物在 \$j\$ 点的实测浓度；

\$C\_{si}\$——第 \$i\$ 种污染物的标准值，mg/L。

2) 溶解氧（DO）的标准指数

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

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

式中：\$S\_{DO,j}\$——溶解氧的标准指数，大于 1 表明该水质因子超标；

\$DO\_j\$——溶解氧在 \$j\$ 点的实测统计代表值，mg/L；

\$DO\_s\$——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

\$T\$——水文，℃；

\$S\$——实用盐度符号，量纲为 1；

3) pH 的质量指数

pH 同样有其特殊性，它的质量指数计算方法根据监测范围内的海洋功能类型所要求的水质标准来确定：

$$S_{pH,j} = \frac{|pH_j - pH_{sm}|}{DS}$$

$$pH_{sm} = (pH_{su} + pH_{sd}) / 2$$

$$D_s = (pH_{su} - pH_{sd}) / 2$$

式中：\$S\_{pH,j}\$——pH 的质量指数；

\$pH\_{su}\$——标准中规定的 pH 值上限；

pHsd——标准中规定的 pH 值下限。

### 5.3.2.3 评价结果

本项目海水水质评价结果见表 5.3-8~表 5.3-9。根据评价结果可知,调查海域海水中 pH、化学需氧量、生化需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、锌、镉、总铬、汞、砷、铜、硫化物和挥发酚等 14 项评价因子符合《海水水质标准》(GB 3097-1997)中第一类海水水质标准,但溶解氧和铅存在超标现象,具体如下:

#### 1) 执行第一类海水水质标准

执行第一类海水水质标准的 14 个站位中,3 个站位溶解氧超标,7 个站位铅超标。

溶解氧超标站位:表层和底层超标率均为 21%,最大超标倍数为 0.04。表层超标站位 6#、12#、18#等 3 个站位,底层超标站位 6#、12#、18#等 3 个站位,均符合第二类海水水质标准。

铅超标站位:表层超标率为 50%,底层超标率为 14%,最大超标倍数为 2.4。表层超标站位 4#、7#、8#、10#、12#、17#、18#等 7 个站位,底层超标站位 4#、5#等 2 个站位,均符合第二类海水水质标准。

超标统计见表 5.3-6。

表 5.3-6 调查海区执行第一类海水水质标准站位超标因子统计

评价因子	层次	超标站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)
溶解氧	表层	6#、12#、18#等 3 个站位	0.02 (6#)	21
	底层	6#、12#、18#等 3 个站位	0.04 (6#)	21
铅	表层	4#、7#、8#、10#、12#、17#、18#等 7 个站位	2.40 (10#)	50
	底层	4#、5#等 2 个站位	2.20 (5#)	14

#### 2) 不劣于现状评价

20 个按照现状评价的站位中,4 个站位溶解氧超一类水质标准,5 个站位铅超一类水质标准,符合《海水水质标准》(GB 3097-1997)中第二类海水水质标准。其余站位均符合第一类海水水质标准。

表 5.3-7 调查海区执行不劣于现状评价站位超标因子统计

评价因子	层次	超标一类水质站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)	符合水质标准
溶解氧	表层	24#、28#、29#、30# 等 4 个站位	0.06 (29#站位)	20	二类
	底层	24#、28#、29#、30# 等 4 个站位	0.08 (29#站位)	20	二类

评价因子	层次	超标一类水质站位	最大超标倍数 (出现站位)	超标率 (%)	符合水质标准
铅	表层	21#、23#、27#、 30#、32#等 5 个站位	1.90 (30#站位)	25	二类
	底层	/	/	/	/

3) 超标原因分析

调查海区海水中铅出现轻微超标现象。本次类比《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目环境影响报告书》（批复文号：环审〔2024〕102 号）对涠洲海域历年海水水质调查结果，类比项目中新建 WZ11-4CEPD 平台为本次依托平台，距离本项目 26km 且均位于涠洲海域，类比项目调查海区历史调查中存在铅超标的现象，与本项目调查结果一致，可能是因为该海区海水铅含量本底较高。

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

表 5.3-8 调查站位海水水质评价结果（第一类标准）

站位	层位	溶解氧	pH	化学需氧量	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
1#	表层																
	底层																
	平均值																
2#	表层																
	底层																
	平均值																
3#	表层																
	底层																
	平均值																
4#	表层																
	底层																
	平均值																
5#	表层																
	底层																
	平均值																
6#	表层																
	底层																
	平均值																
7#	表层																
	底层																

站位	层位	溶解氧	pH	化学需氧量	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
	平均值																
8#	表层																
	底层																
	平均值																
9#	表层																
	底层																
	平均值																
10#	表层																
	底层																
	平均值																
11#	表层																
	底层																
	平均值																
12#	表层																
	底层																
	平均值																
13#	表层																
	底层																
	平均值																
14#	表层																
	底层																

站位	层位	溶解氧	pH	化学需氧量	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
	平均值																
15#	表层																
	底层																
	平均值																
16#	表层																
	底层																
	平均值																
17#	表层																
	底层																
	平均值																
18#	表层																
	底层																
	平均值																
19#	表层																
	底层																
	平均值																
20#	表层																
	底层																
	平均值																
21#	表层																
	底层																
	平均值																

站位	层位	溶解氧	pH	化学需氧量	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
22#	表层																
	底层																
	平均值																
23#	表层																
	底层																
	平均值																
24#	表层																
	底层																
	平均值																
25#	表层																
	底层																
	平均值																
26#	表层																
	底层																
	平均值																
27#	表层																
	底层																
	平均值																
28#	表层																
	底层																
	平均值																
29#	表层																



站位	层位	溶解氧	pH	化学需氧量	无机氮	磷酸盐	石油类	As	Cu	Pb	Cd	Cr	Zn	Hg	挥发酚	硫化物	BOD <sub>5</sub>
	底层																
	平均值																
30#	表层																
	底层																
	平均值																
31#	表层																
	底层																
	平均值																
32#	表层																
	底层																
	平均值																
33#	表层																
	底层																
	平均值																
34#	表层																
	底层																
	平均值																

表 5.3-9 调查站位海水水质评价结果（第二类标准）

站位	层位	DO	Pb	站位	层位	DO	Pb
4#	表层			16#	表层		
	底层				底层		

站位	层位	DO	Pb	站位	层位	DO	Pb
	平均值				平均值		
5#	表层			21#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		
7#	表层			23#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		
8#	表层			27#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		
10#	表层			30#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		
12#	表层			32#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		
17#	表层			18#	表层		
	底层				底层		
	平均值				平均值		

## 5.4 海洋沉积物现状调查与评价

### 5.4.1 沉积物现状调查

#### 5.4.1.1 调查站位

本次依据海水水质断面设置情况，选择其中 17 个水质站位作为本次沉积物调查站位，且站位尽可能均匀分布于整个评价海域，海洋沉积物调查站位详见表 5.4-1。

表 5.4-1 海洋沉积物调查站位表

站位编号	地理坐标		站位代表性
	经度	纬度	
1#			—
3#			—
5#			位于北部湾二长棘 鲷长毛对虾水产种 质资源保护区
8#			—
10#			
12#			
13#			—
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			
25#			
27#			
29#			

图 5.4-1 海洋沉积物调查站位分布图

#### 5.4.1.2 调查因子

沉积物调查因子包括 pH、有机碳、硫化物、石油类、铜、锌、砷、镉、铅、铬、汞共 11 项指标。

#### 5.4.1.3 调查时间

调查时间为 2025 年 3 月 1 日~3 月 5 日，调查时段为春季。

#### 5.4.1.4 调查方法

##### 1) 采样方法

##### (1) 采样装置

抓斗式采泥器、刀、勺、接样板等。

##### (2) 采样步骤

——将绞车的钢丝绳与采泥器连结，检查是否牢固，同时，测采样点水深；

——慢速开动绞车将采泥器放入水中。稳定后，常速下放至离海底一定距离 3m~5m，再全速降至海底，此时应将钢丝绳适当放长，浪大流急时更应如此；

——慢速提升采泥器离底后，快速提至水面，再缓慢提升，当采泥器高过船舷时，停车，将其轻轻降至接样板上；

——打开采泥器上部耳盖，轻轻倾斜采泥器，使上部积水缓缓流出。若因采泥器在提升过程中受海水冲刷，致使样品流失过多或因沉积物太软、采泥器下降过猛，沉积物从耳盖中冒出，均应重采；

——样品处理完毕，弃出采泥器中的残留沉积物，冲洗干净待用。

##### 2) 质量控制

为使沉积物样品具有代表性，在同一采样点周围应采样 2 次~3 次，将各次采集的样品混合均匀分装。现场采双样并制备接近现场样品特性的固体合成质控样。质控样应放入相同的贮样容器中，与分析样品同样条件下贮存、运输直至分析。

采样时，如海流速度大可加大采样器配重，保证在采样点准确位置上采样。应避免搅动水体和沉积物，特别是在浅海区。

##### 3) 样品的贮存与运输

##### (1) 样品贮存容器

采用聚乙烯袋和广口棕色玻璃瓶贮存海洋沉积物样品。聚乙烯袋强度有限，使用时应用两只袋子双层加固。聚乙烯袋装样时，应排尽袋内空气。聚乙烯袋不能用于湿样测定和硫化物等样品的贮存，应采用不透明的广口棕色玻璃瓶做容器，

且装满玻璃瓶。用于分析有机物的沉积物样品应置于棕色玻璃瓶中。聚乙烯袋预先用硝酸溶液泡 2d~3d，用去离子水淋洗干净、晾干。

#### (2) 样品保存

样品应放置阴冷处，最好采用低温冷藏。一般情况下也可以将样品放置阴暗处保存。

#### (3) 样品的运输

同水质样品。

#### (4) 样品登记

塑料袋上需贴胶布，用记号笔注明时间、海域、站号，并将写好的标签放入袋中，扎口封存。认真做好采样现场记录。

#### 4) 分析方法

海洋沉积物各项目所采用的分析方法见表 5.4-2。

表 5.4-2 沉积物调查各项目分析方法

项目	分析方法	执行标准
pH	电位法	GB/T 12763.8-2007
总汞	热分解冷原子吸收光度法	HY/T 147.2-2013
铜	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
铅	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
锌	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
镉	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
铬	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
砷	电感耦合等离子体质谱法	HY/T 147.2-2013
硫化物	碘量法	GB 17378.5-2007
有机碳	重铬酸盐氧化-还原容量法	GB 17378.5-2007
石油类	紫外分光光度法	GB 17378.5-2007

#### 5.4.1.5 调查结果

海洋沉积物各因子调查结果见表 5.4-3。

表 5.4-3 海洋沉积物现状调查结果

站位	有机碳 ( $10^{-2}$ )	硫化物 ( $10^{-6}$ )	石油类 ( $10^{-6}$ )	Cu ( $10^{-6}$ )	Zn ( $10^{-6}$ )	As ( $10^{-6}$ )	Cd ( $10^{-6}$ )	Pb ( $10^{-6}$ )	Cr ( $10^{-6}$ )	Hg ( $10^{-6}$ )
1#										
3#										
5#										
8#										
10#										
12#										
13#										
14#										
15#										
16#										
17#										
20#										
22#										
24#										
25#										
27#										
29#										
平均值										

### 5.4.2 沉积物现状评价

#### 5.4.2.1 评价标准

本项目沉积物执行《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类标准。

#### 5.4.2.2 评价方法

评价因子选取有机碳、硫化物、石油类、铜、锌、砷、镉、铅、铬、汞共 10 项。

沉积物各化学要素采用单因子评价方法，计算公式为：

$$P_i = M_i / S_i$$

式中：P<sub>i</sub>——污染物的污染指数；

M<sub>i</sub>——污染物的浓度，10<sup>-6</sup>；

S<sub>i</sub>——污染物的沉积物质量标准，10<sup>-6</sup>。

评价因子标准指数>1，则表明该项沉积物质量已超过了规定的标准。

#### 5.4.2.3 评价结果

海洋沉积物各因子评价结果见表 5.4-4。由评价结果可知，项目附近海域所有站位的沉积物各评价因子均能满足《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）标准第一类质量标准，这说明调查海域海洋沉积物质量状况良好。

表 5.4-4 海洋沉积物现状评价结果表

站位	有机碳	硫化物	石油类	铜	锌	砷	镉	铅	铬	汞
1#										
3#										
5#										
8#										
10#										
12#										
13#										
14#										
15#										
16#										
17#										
20#										
22#										
24#										

站位	有机碳	硫化物	石油类	铜	锌	砷	镉	铅	铬	汞
25#										
27#										
29#										
平均值										

注：未检出按照检出限的一半进行评价。

## 5.5 海洋生态与生物资源现状调查与评价

### 5.5.1 生态与生物资源现状调查

#### 5.5.1.1 调查站位

依据海水水质断面设置情况，本次选择其中 22 个水质站位作为海洋生态与生物资源调查站位，且站位尽可能均匀分布于整个评价海域。调查站位位置见表 5.5-1。

表 5.5-1 海洋生态与生物资源调查站位一览表

站位编号		地理坐标		站位代表性
		经度	纬度	
常规 站 位	1#			—
	3#			—
	5#			位于北部湾二长棘 鲷长毛对虾水产种 质资源保护区
	6#			
	8#			—
	10#			
	12#			位于北部湾二长棘 鲷长毛对虾水产种 质资源保护区
	13#			—
	14#			
	15#			
	16#			
	17#			
	20#			
	22#			
	24#			—
	25#			
	27#			
	29#			
加 密	31#			位于拟建平台周边
	32#			位于拟建平台周边



站位编号		地理坐标		站位代表性
		经度	纬度	
站 位	33#			位于拟建平台周边
	34#			位于拟建平台周边

图 5.5-1 海洋生态与生物资源调查站位图

#### 5.5.1.2 调查时间

调查时间为 2024 年 11 月，调查时段为秋季。

#### 5.5.1.3 调查因子

调查因子包括：叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、游泳动物（含鱼卵仔稚鱼）、底栖生物等。

#### 5.5.1.4 调查方法

本项目现场采样按照《海洋监测规范 第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》（GB 17378.7-2007）和《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》（GB/T 12763.6-2007）中规定的要求执行。

##### 1) 叶绿素 a

与海水水质的采集要求同步实施，其数据结果用以估算海洋初级生产力水平。采样后尽快过滤，过滤时负压应小于 50 kPa，过滤海水体积以近岸水量取 0.5～2.0L。

##### 2) 浮游植物

本航次浮游植物现场采样共布设 22 个站位。采用浅水Ⅲ型浮游生物网（网口面积 0.1m<sup>2</sup>，网口直径 37cm，网长 140cm）由海底至海面作垂直拖网一次，采集到的样品用 5%的甲醛溶液固定，然后带回实验室进行镜检分析、种类鉴定和个体数量计数。水样样品采集后每升水样加入 6～8mL 饱和碘液固定，然后带回实验室进行镜检分析、种类鉴定和计数。

##### 3) 浮游动物

定量调查：采用浅水Ⅰ型浮游生物网由底至表进行垂直拖网一次采集，采集到的样品用 5%的甲醛溶液固定。

定性调查：采用浅Ⅰ型浮游生物网水平拖网 10 分钟，船速 2 节，采集到的样品用 5%的甲醛溶液固定，然后带回实验室进行镜检分析、种类鉴定和个体数

量计数。

#### 4) 大型底栖生物

定量调查：采用开口面积为  $0.05\text{m}^2$  的抓斗式采泥器采集，每站采样 4 次，泥样淘洗后，拣出所有底栖生物装入样品瓶中，用 5% 的甲醛溶液固定。

定性调查：定性样品用 0.7m 宽的阿氏网采集，每站拖曳 15min，船速 2kn，拣出所有生物。

#### 5) 鱼卵和仔、稚鱼

采用浅水 I 型浮游动物网，垂直拖网每站由底至表垂直拖网 1 次（定量）；一般在海水表层 0~3m 或其他水层进行水平拖网每站拖曳 10 min（定性），拖网速度为 2kn，采集到的样品用 5% 甲醛溶液固定。

### 5.5.1.5 分析方法

表 5.5-2 海洋生态与生物资源各调查指标分析方法一览表

序号	调查项目	标准（方法）	分析仪器
1	叶绿素-a	《海洋监测规范 第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》GB 17378.7-2007/8.2 分光光度法	UV-8000S 紫外可见分光光度计
2	浮游植物	《海洋监测规范 第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》GB 17378.7-2007/5 浮游生物生态调查	ECLIPSE Ci 藻类计数仪
3	浮游动物	《海洋监测规范 第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》GB 17378.7-2007/5 浮游生物生态调查	SZX7 体视显微镜
4	大型底栖生物	《海洋监测规范 第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》GB 17378.7-2007/6 大型底栖生物生态调查	Stemi2000c 生物显微镜 / YP2002 电子天平
5	鱼卵和仔、稚鱼	《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》GB/T 12763.6-2007/ 9. 鱼类浮游生物调查	显微镜
6	游泳动物	《海洋调查规范 第 6 部分：海洋生物调查》GB/T 12763.6-2007/14 游泳动物调查	显微镜 电子天平
备注：初级生产力采用叶绿素-a 法估算，按联合国教科文组织（UNESCO）推荐的下列公式估算： $P = (\text{chl}a \cdot Q \cdot D \cdot E) / 2$ 式中：P—现场初级生产力 ( $\text{mg} \cdot \text{C} / (\text{m}^2 \cdot \text{d})$ )；chl a—真光层内平均叶绿素-a 含量 ( $\text{mg} / \text{m}^3$ )；Q—不同层次同化指数算术平均值，取 3.7；D—昼长时间 (h)，根据季节和海区情况而定；E—真光层深度 (m)，取透明度的 3 倍，若透明度的 3 倍大于水深，则取水深值。			

### 5.5.1.6 调查结果

#### 5.5.1.6.1 叶绿素 a 及初级生产力

##### 1) 叶绿素 a

本次对调查海区 22 个调查站位表层、中层和底层水域叶绿素 a 含量进行调

查，调查结果见表 5.5-3、图 5.5-2。

调查海区表层叶绿素 a 含量在(0.8~2.1)mg/m<sup>3</sup>之间,平均含量为 1.2mg/m<sup>3</sup>,最高值出现在 15#站,最低值出现在 29#、34#号站;中层叶绿素 a 含量在(0.5~1.5)mg/m<sup>3</sup>之间,平均含量为 1.0mg/m<sup>3</sup>,最高值出现在 25#站,最低值出现在 10#、34#号站;底层叶绿素 a 含量在(0.3~1.7) mg/m<sup>3</sup>之间,平均含量为 0.6mg/m<sup>3</sup>,最高值出现在 13#站,最低值出现在 10#、31#、34#号站。

表 5.5-3 调查海域叶绿素 a 含量 (mg/m<sup>3</sup>)

站位	表	底	中	站位	表	底	中
1#							
3#							
5#							
6#							
8#							
10#							
12#							
13#							
14#							
15#							
16#							

图 5.5-2 调查海域叶绿素 a 含量 (mg/m<sup>3</sup>)

## 2) 初级生产力

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

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

式中:

P—现场初级生产力 (mg·C/(m<sup>2</sup>·d)) ;

chla—真光层内平均叶绿素 a 含量 (mg/m<sup>3</sup>) ;

Q—不同层次同化指数算术平均值, 取 3.7;

D—昼长时间 (h) , 根据调查时的季节和海区情况取 11 小时;

E—真光层深度, 取透明度的 3 倍, 若透明度的 3 倍大于水深, 则取水深值。

计算得出, 调查海域现场初级生产力为 (219.8~672.8) mgC/(m<sup>2</sup>·d), 均值为 369.5mgC/(m<sup>2</sup>·d)。

表 5.5-4 调查海域初级生产力含量 ( $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ )

站位	初级生产力	站位	初级生产力
1#			
3#			
5#			
6#			
8#			
10#			
12#			
13#			
14#			
15#			
16#			

#### 5.5.1.6.2 浮游植物

##### 1) 种类组成

本次调查海域各站位共鉴定出浮游植物 4 门 128 种。其中,硅藻门种类数最多,为 82 种,占总种类数的 64.06%;甲藻门为 41 种,占总种类数的 32.03%;蓝藻门为 3 种,占总种类数的 2.34%;金藻门为 2 种,占总种类数的 1.56%。详见图 5.5-3。

##### 2) 数量组成与分布

本次调查中各门类的细胞密度相差较大,其中甲藻门的平均细胞密度为  $5.40 \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ , 占总密度的 0.20%;金藻门的平均细胞密度为  $69.10 \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ , 占总密度的 2.57%;蓝藻门的平均细胞密度为  $419.94 \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ , 占总密度的 15.60%;硅藻门平均细胞密度为  $2197.45 \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ , 占 81.63%。详见图 5.5-3。

22 个站位浮游植物的细胞密度介于  $(29.09 \sim 11313.59) \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$  之间,平均密度为  $2691.89 \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ , 其中 25#号站位样品细胞密度最高,6#号站位细胞密度最低。22 个站位浮游植物各类群的细胞密度详见表 5.5-5。

表 5.5-5 各站位浮游植物细胞密度

站位	细胞密度 ( $\times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ )
1#	
3#	
5#	
6#	
8#	
10#	

站位	细胞密度 ( $\times 10^3 \text{ cells/m}^3$ )
12#	
13#	
14#	
15#	
16#	
17#	
20#	
22#	
24#	
25#	
27#	
29#	
31#	
32#	
33#	
34#	
平均值	

图 5.5-3 浮游植物类群组成

图 5.5-4 各站位浮游植物细胞密度

### 3) 优势种及其优势度

优势种的优势度有多种方法表示,这里采用不同的计算公式来分别计算和表示各个调查站优势种的优势度和整个调查海区优势种的优势度。

对于某一调查站优势种的优势度可用百分比表示:

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

式中: D—第 i 种的百分比优势度;

$n_i$ —第 i 种的数量;

N—该站群落中所有种的数量,数量可用个体数、密度、重量等单位表示,本报告用密度表示。

对于某一区域优势种的优势度,计算公式如下:

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

式中:  $n_i$ —为第 i 种的数量;

$f_i$ —为该种在各站出现的频率;

$N$ —为群落中所有种的数量。

当某一种浮游植物的优势度  $Y \geq 0.02$  时, 判定该种为监测区域的优势种。

根据上述优势度公式的计算结果, 本次调查期间该海域垂直网采浮游植物优势种类共有 4 种。其中, 菱软海链藻为第一优势种, 优势度为 0.783, 平均细胞密度为  $2108.91 \times 10^3 \text{ cells/m}^3$ ; 铁氏束毛藻为第二优势种, 优势度为 0.100, 平均细胞密度为  $268.02 \times 10^3 \text{ cells/m}^3$ 。详见表 5.5-6。

表 5.5-6 浮游植物的优势种

优势种	平均密度 ( $\times 10^3 \text{ cells/m}^3$ )	占总密度比例 (%)	出现频率 (%)	优势度
菱软海链藻				
铁氏束毛藻				
束毛藻				
红海束毛藻				

#### 5.5.1.6.3 浮游动物

##### 1) 种类组成

本次调查海域各站位共鉴定出浮游动物 14 类群 83 种。其中, 桡足类最多, 有 35 种, 占浮游动物总物种数的 42.17%; 浮游幼体有 17 种, 占浮游动物总物种数的 20.48%; 腔肠动物有 10 种, 占浮游动物总物种数的 12.05%; 被囊类有 5 种, 占浮游动物总物种数的 6.02%; 腹足纲有 3 种, 占浮游动物总物种数的 3.61%; 枝角类、十足类、毛颚类和糠虾类, 各有 2 种, 分别占浮游动物总物种数的 2.41%; 栉水母动物、涟虫类、介形类、多毛类和端足类, 各有 1 种, 分别占浮游动物总物种数的 1.20%。详见图 5.5-5。

图 5.5-5 浮游动物种类组成图

##### 2) 数量分布

本次调查浮游幼体和桡足类占优势, 两者占浮游动物总丰度的 89.96%。浮游幼体 ( $185.95 \text{ ind./m}^3$ ) > 桡足类 ( $110.19 \text{ ind./m}^3$ ) > 毛颚类 ( $13.71 \text{ ind./m}^3$ ) > 被囊类 ( $5.81 \text{ ind./m}^3$ ) > 十足类 ( $5.33 \text{ ind./m}^3$ ) > 枝角类 ( $4.14 \text{ ind./m}^3$ ) > 腔肠动物 ( $2.56 \text{ ind./m}^3$ ) > 介形类 ( $1.31 \text{ ind./m}^3$ ) > 腹足纲 ( $0.10 \text{ ind./m}^3$ ) > 栉水母动物 ( $0.05 \text{ ind./m}^3$ ) > 糠虾类 ( $0.03 \text{ ind./m}^3$ ) > 多毛类 ( $0.012 \text{ ind./m}^3$ ) > 涟虫类 ( $0.006 \text{ ind./m}^3$ ) = 端足类 ( $0.006 \text{ ind./m}^3$ )。详见图 5.5-5。

22 个站位浮游动物密度范围为 (37.14~5472.88) ind./m<sup>3</sup>，平均密度为 329.19 ind./m<sup>3</sup>，最高密度出现在 6# 号站位，最低在 22# 号站位；生物量范围为 (9.52~207.54) mg/m<sup>3</sup>，平均生物量为 43.69 mg/m<sup>3</sup>，其中最高生物量出现在 6# 号站位，最低在 22# 号站位。结果详见表 5.5-7 和图 5.5-6。

表 5.5-7 调查海域浮游动物个体密度和生物量表

站位	密度 (ind./m <sup>3</sup> )	生物量 (mg/m <sup>3</sup> )
1#		
3#		
5#		
6#		
8#		
10#		
12#		
13#		
14#		
15#		
16#		
17#		
20#		
22#		
24#		
25#		
27#		
29#		
31#		
32#		
33#		
34#		
平均值		

图 5.5-6 各站位浮游动物密度

### 3) 优势种及其优势度

优势种的确定由优势度决定，计算公式： $Y = P_i \times f_i$ ， $f_i$  为第  $i$  种在各个站位出现的频率。本次调查将浮游动物的优势度  $Y \geq 0.02$  的种类作为该海域的优势种类。

调查期间该海域浮游动物优势种类有桡足幼体、亚强次真哲水蚤、肥胖箭虫、

中隆水蚤、叉胸刺水蚤、无节幼体和莹虾幼体，这 7 种浮游动物占有所有浮游动物总丰度的 78.49%。优势度最高的种类是桡足幼体，优势度为 0.158，平均丰度为 60.37ind./m<sup>3</sup>，出现频率为 86.36%。调查结果详见表 5.5-8。

表 5.5-8 浮游动物的优势种调查结果表

优势种	平均丰度 (ind./m <sup>3</sup> )	比例 (%)	出现频率 (%)	优势度
桡足幼体				
亚强次真哲水蚤				
肥胖箭虫				
中隆水蚤				
叉胸刺水蚤				
无节幼体				
莹虾幼体				

#### 5.5.1.6.4 大型底栖生物

##### 1) 种类组成

调查海域共采集鉴定出大型底栖生物 9 门 66 种，其中环节动物种类最多，为 35 种，占总种类数的 53.03%；节肢动物为 10 种，占总种类数的 15.15%；棘皮动物和软体动物均为 6 种，各占总种类数的 9.09%；脊索动物为 5 种，占总种类数的 7.58%；刺胞动物、纽形动物、星虫动物和蠕虫动物均为 1 种，各占总种类数的 1.52%。调查海域底栖生物种类组成详见图 5.5-7。

图 5.5-7 调查海域底栖生物种类组成

##### 2) 栖息密度和生物量

调查海域大型底栖生物栖息密度以环节动物为主，其平均密度为 39.32ind./m<sup>2</sup>，占总密度的 58.84%；其次为棘皮动物，平均密度为 11.59ind./m<sup>2</sup>，占 17.35%；星虫动物最低，平均密度为 0.23ind./m<sup>2</sup>，占 0.34%。生物量以棘皮动物为主，平均生物量为 2.85g/m<sup>2</sup>，占 38.43%；其次为环节动物，平均生物量为 1.98g/m<sup>2</sup>，占 26.61%；最低为星虫动物，平均生物量为 0.01g/m<sup>2</sup>，仅占 0.11%。详见图 5.5-7。

调查海域各站位大型底栖生物的密度介于 (5.00~165.00) ind./m<sup>2</sup> 之间，平均密度为 66.82ind./m<sup>2</sup>，其中最高值出现在 34# 号站位，为 165.00ind./m<sup>2</sup>；大型底栖生物的生物量介于 (0.170~39.695) g/m<sup>2</sup> 之间，平均生物量为 7.43g/m<sup>2</sup>，最



高出现在 6#号站位，为  $39.70\text{g}/\text{m}^2$ 。详见表 5.5-9、图 5.5-8。

表 5.5-9 调查海域底栖生物生物量和栖息密度调查结果表

站位	栖息密度(ind./m <sup>2</sup> )	生物量(g/m <sup>2</sup> )
1#		
3#		
5#		
6#		
8#		
10#		
12#		
13#		
14#		
15#		
16#		
17#		
20#		
22#		
24#		
25#		
27#		
29#		
31#		
32#		
33#		
34#		
平均值		

图 5.5-8 调查海域大型底栖生物栖息密度和生物量

### 3) 优势种及其优势度

优势种的确定由优势度决定，计算公式： $Y=P_i \times f_i$ ， $f_i$  为第  $i$  种在各个站位出现的频率。本次调查将大型底栖生物的优势度  $\geq 0.02$  的种类作为该海域的优势种类。

调查期间该海域大型底栖生物第一优势种为毡毛岩虫，优势度为 0.084，平均栖息密度为  $9.55\text{ind.}/\text{m}^2$ ，出现频率 45.45%，该种在 34#号站位分布密度最高；第二优势种为奇异稚齿虫，优势度为 0.028，平均栖息密度为  $4.09\text{ind.}/\text{m}^2$ 。大型

底栖生物的优势种调查结果详见表 5.5-10。

表 5.5-10 大型底栖生物的优势种调查结果表

优势种	平均密度 (ind./m <sup>2</sup> )	比例 (%)	出现频率 (%)	优势度
毡毛岩虫				
奇异稚齿虫				
光滑倍棘蛇尾				
日本和美虾				

## 5.5.2 生态与生物资源现状评价

### 5.5.2.1 评价方法

对浮游生态环境、底栖生态环境等分别计算各站位上各生物群落的多样性指数、均匀度指数、丰度指数和优势度指数，依《近岸海域环境监测技术规范（系列）》（HJ 442-2020）提供的生物多样性指数评价标准，结合生物群落其他特征指数进行综合评价，以说明调查海域生境质量。

各生物群落特征指数按下列公式计算。

多样性（Shannon-Weaver）指数：

$$H' = -\sum_{i=1}^s P_i \log_2 P_i$$

式中：  $H'$  ——种类多样性指数；

$s$  ——样品中的种类总数；

$P_i$  ——第  $i$  种的个体数（ $n_i$ ）与总个体数（ $N$ ）的比值（ $\frac{n_i}{N}$  或  $\frac{w_i}{W}$ ）。

均匀度（Pielou）指数：

$$J = \frac{H'}{H_{\max}}$$

式中：  $J$  ——表示均匀度；

$H'$  ——种类多样性指数值；

$H_{\max}$  ——为  $\log_2 S$ ，表示多样性指数的最大值， $S$  为样品中总种类数。

优势度（Berger-Parker）指数：

$$D = \frac{N_1 + N_2}{NT}$$

式中：  $D$  ——优势度；

$N_1$  ——样品中第一优势种的个体数；

$N_2$ ——样品中第二优势种的个体数；

$NT$ ——样品中的总个体数。

丰富度 (Margalef) 指数：

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

式中： $d$ ——表示丰度；

$S$ ——样品中的种类总数；

$N$ ——样品中的生物个体数。

### 5.5.2.2 评价结果

#### 5.5.2.2.1 初级生产力

根据贾晓平等发表的《海洋渔场生态环境质量状况综合评价方法探讨》(中国水产科学, 第10卷第2期, 2003年4月), 将初级生产力水平划分为6个等级, 见表 5.5-11。

表 5.5-11 初级生产力水平分级 (单位:  $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ )

项目	等级					
	1	2	3	4	5	6
水平状况						
水平指数						
初级生产力						

调查海区各站位的初级生产力值列于表 5.5-4, 计算得出调查海域现场初级生产力为 ( $**\sim**$ )  $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ , 均值为  $**\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。因此, 调查海域平均初级生产力处于中等水平。

#### 5.5.2.2.2 浮游植物

调查期间该海域垂直网采浮游植物多样性指数范围在 (0.592~3.015) 之间, 平均值为 1.508, 最高值出现在 24#号站位, 为 3.015, 最低值出现在 17#号站位, 为 0.592; 均匀度指数范围在 (0.104~0.647) 之间, 平均值 0.271, 最高值出现在 6#号站位, 为 0.647, 最低值出现在 17#号站位, 为 0.104; 丰富度指数范围在 (1.212~3.203) 之间, 平均值为 2.272, 最高值出现在 27#号站位, 为 3.203, 最低值出现在 6#号站位, 为 1.212。调查海域浮游植物群落特征详见表 5.5-12。

浮游植物丰富度指数偏低, 均匀度指数、多样性指数较高, 优势度偏高, 说明该区域浮游植物群落结构稳定性中等。

表 5.5-12 调查海域浮游植物群落特征

站位号	多样性指数 ( $H'$ )	均匀度指数 ( $J$ )	丰富度指数 ( $D$ )
1#			
3#			
5#			
6#			
8#			
10#			
12#			
13#			
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			
25#			
27#			
29#			
31#			
32#			
33#			
34#			
平均值			

### 5.5.2.2.3 浮游动物

调查期间该海域浮游动物多样性指数范围在 (2.438~3.948) 之间, 平均值为 3.017, 最高值出现在 29#号站位, 为 3.948, 最低在 25#号站位, 为 2.438; 均匀度指数范围在 (0.472~0.733) 之间, 平均值为 0.607, 最高出现在 3#号站位, 为 0.733, 最低在 6#号站位, 为 0.472; 丰富度指数范围在 (3.630~6.745) 之间, 平均值为 4.651, 最高出现在 29#号站位, 为 6.745, 最低在 31#号站位, 为 3.630。调查海域浮游动物群落特征详见表 5.5-13。

浮游动物丰富度指数偏低, 均匀度指数中等, 多样性指数偏低, 优势度偏高, 说明该区域浮游动物群落结构稳定性中等偏弱。

表 5.5-13 调查海域浮游动物群落特征表

站位	多样性指数 (H')	均匀度指数 (J)	丰富度指数 (D)
1#			
3#			
5#			
6#			
8#			
10#			
12#			
13#			
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			
25#			
27#			
29#			
31#			
32#			
33#			
34#			
平均值			

#### 5.5.2.2.4 大型底栖生物

各站位大型底栖生物多样性指数的变化范围为(0.000~4.208)，平均值为2.665，14#号站位最高，为4.208；均匀度变化范围为(0.810~1.000)，平均值为0.945，其中22#、24#和25#号站位最高，均达到了1.000，15#号站位最低，为0.810；丰富度指数变化范围为(1.116~5.765)，平均值为3.321，14#号站位最高，为5.765；其中5#、12#号站位仅采集到1种大型底栖生物，故无均匀度。结果详见表5.5-14。

底栖生物丰富度指数偏低，均匀度指数中等，多样性指数偏低，优势度偏高，说明该区域底栖生物群落结构稳定性中等偏弱。

表 5.5-14 调查海域底栖生物群落特征表

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (D)
1#			

站位	多样性指数 (H')	均匀度 (J)	丰富度 (D)
3#			
5#			
6#			
8#			
10#			
12#			
13#			
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			
25#			
27#			
29#			
31#			
32#			
33#			
34#			
平均值			

## 5.6 海洋生物质量现状调查与评价

### 5.6.1 生物质量现状调查

#### 5.6.1.1 调查站位

本次设置 22 个海洋生物质量调查站位，且站位尽可能均匀分布于整个评价海域，调查站位见表 5.6-1、图 5.6-1。

表 5.6-1 海洋生物质量调查站位表

站位编号		地理坐标		站位代表性
		经度	纬度	
常规 站 位	1#			—
	3#			—
	5#			位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区
	6#			
	8#			—
	10#			

站位编号	地理坐标		站位代表性
	经度	纬度	
12#			位于北部湾二长棘鲷长毛对虾水产种质资源保护区
13#			
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			—
25#			
27#			
29#			
加密 站 位	31#		位于拟建平台周边
	32#		位于拟建平台周边
	33#		位于拟建平台周边
	34#		位于拟建平台周边

图 5.6-1 海洋生物质量调查站位图

5.6.1.2 调查时段

调查时间为 2024 年 11 月，调查时段为秋季。

5.6.1.3 调查因子

调查因子包括：铜、铅、锌、镉、铬、总汞、砷、石油烃。

5.6.1.4 监测方法

表 5.6-2 海洋生物质量各调查指标的分析方法表

序号	调查项目	分析方法	分析仪器	检出限
1	铜	《海洋监测规范 第 6 部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/6.1 无火焰原子吸收分光光度法	A3AFG-12 原子吸收分光光度计	$0.4 \times 10^{-6}$
2	铅	《海洋监测规范 第 6 部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/7.1 无火焰原子吸收分光光度法	A3AFG-12 原子吸收分光光度计	$0.04 \times 10^{-6}$

序号	调查项目	分析方法	分析仪器	检出限
3	锌	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/9.1 火焰原子吸收分光光度法	A3AFG-12 原子吸收分光光度计	$0.4 \times 10^{-6}$
4	镉	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/8.1 无火焰原子吸收分光光度法	A3AFG-12 原子吸收分光光度计	$0.005 \times 10^{-6}$
5	铬	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/10.1 无火焰原子吸收分光光度法	A3AFG-12 原子吸收分光光度计	$0.04 \times 10^{-6}$
6	总汞	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/5.1 原子荧光法	AFS-9530 原子荧光光度计	$0.002 \times 10^{-6}$
7	砷	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/11.1 原子荧光法	AFS-9530 原子荧光光度计	$0.2 \times 10^{-6}$
8	石油烃	《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》GB 17378.6-2007/13 荧光分光光度法	F97XP 荧光分光光度计	$0.2 \times 10^{-6}$

### 5.6.1.5 调查结果

本次对项目海域进行了生物生态现状调查,采集了二长棘鲷、日本金线鱼、棕斑兔头鲈、褐篮子鱼、火枪鱿、中国明对虾、短钩对虾、亚洲乌蛤等共 14 种鱼类、节肢类、软体类代表性生物样品,检测项目包括总汞、砷、铅、铜、锌、镉、铬和石油烃共 8 项,各参数的监测数据均为湿重,海洋生物体质量调查结果见下表。

表 5.6-3 海洋生物体质量调查结果表

站位	类群	生物种 中文学名	石油烃	铬	铜	锌	砷	镉	铅	汞
			$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$
12#	节肢动物									
24#	软体动物									
29#	脊索动物									
27#	软体动物									
25#	脊索动物									
13#	脊索动物									
1#	脊索动物									
8#	脊索动物									
34#	脊索动物									
14#	脊索动物									
31#	节肢动物									



站位	类群	生物种 中文学名	石油烃	铬	铜	锌	砷	镉	铅	汞
			$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$	$\times 10^{-6}$
32#	脊索动物									
33#	软体动物									
20#	脊索动物									
15#	节肢动物									
3#	脊索动物									
10#	节肢动物									
16#	节肢动物									
22#	脊索动物									
17#	脊索动物									
5#	软体动物									
6#	脊索动物									

### 5.6.2 生物质量现状评价

#### 5.6.2.1 评价方法

采用单因子标准指数法进行质量评价。标准指数的计算公式如下：

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

式中， $S_{i,j}$ ——第  $i$  种评价因子  $j$  的标准指数；

$C_{i,j}$ ——第  $i$  种评价因子  $j$  的测量值；

$C_{i,s}$ ——评价因子  $j$  的评价标准值。

#### 5.6.2.2 评价因子和评价标准

##### 1) 评价因子

铬、铜、铅、锌、镉、砷、总汞、石油烃。

##### 2) 评价标准

本项目调查的生物属于软体动物、甲壳类、鱼类，其中软体动物（双壳类）执行《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中的一类标准，其他生物执行《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C 标准。

#### 5.6.2.3 评价结果

海洋生物质量评价结果详见表 5.6-4，根据评价结果可知，各站位鱼类、甲壳类和软体类（非双壳类）生物体中的石油烃、总汞、砷、铅、铜、锌、镉和铬均符合相关标准，其中 5#站位软体类（双壳类）亚洲乌蛤生物体中铬、镉、铅出现超标现象，主要是因为贝类的滤食食性使其具有较高的金属富集能力，致使其

金属含量偏高；同时固着生活于岩石表面，不易规避污染物，活动能力较弱不利于体内污染物代谢。

另外，5#站位位于中海油湛江分公司涠洲西南油田群，本次类比中海油湛江分公司《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目环境影响报告书》（批复文号：环审〔2024〕102 号）对涠洲海域历年调查结果，类比项目中新建 WZ11-4CEPD 平台为本次依托平台，距离本项目 26km 且均位于涠洲海域，类比项目历年调查结果：除贝类外其他底栖生物体内各污染物均无超标情况，除铜和石油烃未超标外，其它评价因子均存在不同程度超标现象，铅的超标率最高，其次为铬、镉和砷。类比项目调查结果与本项目调查结果相吻合，推测评价因子本底值较高是导致结果超标的主要原因。

表 5.6-4 生物质量评价结果表

监测 站位	类群	生物种 中文学名	石油烃	铬	铜	锌	砷	镉	铅	汞
12#	甲壳类									
24#	软体动物 (非双壳类)									
29#	鱼类									
27#	软体动物 (非双壳类)									
25#	鱼类									
13#	鱼类									
1#	鱼类									
8#	鱼类									
34#	鱼类									
14#	鱼类									
31#	甲壳类									
32#	鱼类									
33#	软体动物 (非双壳类)									
20#	鱼类									
15#	甲壳类									
3#	鱼类									
10#	甲壳类									
16#	甲壳类									
22#	鱼类									
17#	鱼类									
5#	软体动物 (双壳类)									
6#	鱼类									

注：“/”表示无标准未进行评价；未检出按照检出限的一半进行评价。

## 5.7 海洋渔业资源现状调查与评价

### 5.7.1 渔业资源现状调查

#### 5.7.1.1 调查站位

共设置 22 个渔业资源调查站位，详见表 5.7-1，具体站位分布情况见图 5.7-1。

表 5.7-1 海洋渔业资源调查站位表

站位编号		地理坐标		站位代表性
		经度	纬度	
常规 站 位	1#			—
	3#			—
	5#			位于北部湾二长棘 鲷长毛对虾水产种 质资源保护区
	6#			
	8#			—
	10#			
	12#			位于北部湾二长棘 鲷长毛对虾水产种 质资源保护区
	13#			—
	14#			
	15#			
	16#			
	17#			
	20#			
	22#			
	24#			—
	25#			
	27#			
	29#			
加 密 站 位	31#			位于拟建平台周边
	32#			位于拟建平台周边
	33#			位于拟建平台周边
	34#			位于拟建平台周边

图 5.7-1 渔业资源调查站位图

### 5.7.1.2 调查方法

#### 1) 鱼卵和仔、稚鱼

采用浅水 I 型浮游动物网，垂直拖网每站由底至表垂直拖网 1 次（定量）；一般在海水表层 0~3 m 或其他水层进行水平拖网每站拖曳 10 min（定性），拖网速度为 2 kn，采集到的样品用 5% 甲醛溶液固定。

#### 2) 游泳动物

定点站位每站拖曳 1h 左右（视具体海上作业条件而定），拖网速度应根据调查对象游泳能力的强弱和调查船性能综合考虑，调查中小型底层鱼类以 2~3 kn 为宜，调查游泳能力强的大型底层鱼类和中上层鱼类以 3~4kn 为宜。

### 5.7.2 渔业资源调查结果

#### 5.7.2.1 鱼卵、仔稚鱼调查结果

##### 1) 种类组成

本次调查共鉴定出鱼卵仔稚鱼 6 科 8 种。其中鱼卵 4 科 4 种，3 种鉴定到科，1 种鉴定到属；仔稚鱼 4 科 4 种，3 种鉴定到科，1 种鉴定到种。

表 5.7-2 鱼卵、仔稚鱼种类表

科名	中文名	拉丁名	发育阶段
鱻科			
鯉科			
鰺科			
石首鱼科			
鲳科			
舌鳎科			

##### 2) 密度分布

调查的 22 个站位，11 个站位均采获到鱼卵，密度范围为 (0.108~0.249) ind./m<sup>3</sup>，平均密度为 0.070 ind./m<sup>3</sup>，其中最高值出现在 1#号站位，密度为 0.249 ind./m<sup>3</sup>，最低出现在 31#号站位，其鱼卵密度为 0.108 ind./m<sup>3</sup>；4 个站位均采获到仔稚鱼，密度范围为 (0.102~0.313) ind./m<sup>3</sup>，平均密度为 0.034 ind./m<sup>3</sup>，其中最高值出现在 6#号站位，密度为 0.313 ind./m<sup>3</sup>，最低出现在 27#号站位，其仔稚鱼密度为 0.102 ind./m<sup>3</sup>。鱼卵、仔稚鱼生物密度详见下表。

表 5.7-3 垂直拖网鱼类浮游生物密度

站位	发育阶段		合计 (ind./m <sup>3</sup> )
	鱼卵 (ind./m <sup>3</sup> )	仔稚鱼 (ind./m <sup>3</sup> )	
1#			
3#			
5#			
6#			
8#			
10#			
12#			
13#			
14#			
15#			
16#			
17#			
20#			
22#			
24#			
25#			
27#			
29#			
31#			
32#			
33#			
34#			
平均值			

### 3) 优势种

优势种的确定由优势度决定，计算公式： $Y=P_i \times f_i$ ， $f_i$  为第  $i$  种在各个站位出现的频率，本次调查将鱼卵仔稚鱼的优势度  $Y \geq 0.02$  的种类作为该海域的优势种类。

本次调查中，鱼卵优势种有 3 种，其中棱鯉属的优势度最高为 0.085；仔稚鱼优势种有 1 种，多鳞鱮的优势度为 0.089。鱼类浮游生物优势种详见表 5.7-4。

表 5.7-4 鱼类浮游生物优势种

中文名	平均密度 (ind./m <sup>3</sup> )		比例 (%)		出现频率 (%)		优势度 (Y)	
	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼
石首鱼科								
舌鳎科								
棱鯉属								

中文名	平均密度 (ind./m <sup>3</sup> )		比例 (%)		出现频率 (%)		优势度 (Y)	
	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼	鱼卵	仔稚鱼
多鳞鳕								

注：“—”表示鱼卵或仔稚鱼非优势种。

### 5.7.2.2 游泳动物调查结果

#### 1) 种类组成和分布

本次调查共捕获渔业资源中的游泳生物共 63 科 99 属 131 种。其中，鱼类种类最多，为 44 科 74 属 89 种，占总种数的 67.94%；虾类共 3 科 10 属 20 种，占总种数的 15.27%；蟹类共 7 科 10 属 17 种，占总种数的 12.98%；头足类共 4 科 5 属 5 种，占总种数的 3.82%。调查海域游泳生物种类组成见图 5.7-2。

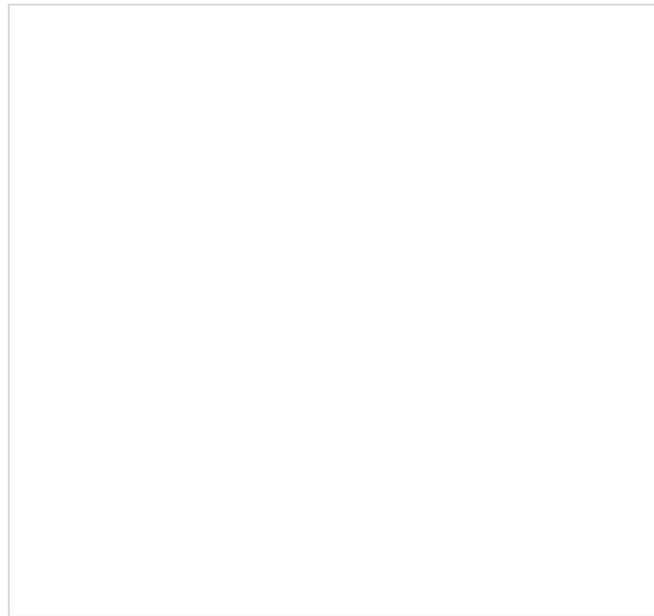


图 5.7-2 调查海域游泳动物种类组成

调查的 22 个站位总渔获种数在 27~52 种之间，平均每站渔获 23 种，其中 27#站的种类数只有 27 种，34#站的种类数达 52 种。鱼类在全部站位均有出现，出现站渔获种数在 15~32 种之间，平均每站渔获 27 种。虾类在全部站位均有出现，出现站渔获种数在 6~11 种之间，平均每站渔获 9 种。蟹类在全部站位均有出现，出现站渔获种数在 2~9 种之间，平均每站渔获 6 种。头足类除了 10#站未出现外，其他 21 个站均有出现，各站位渔获种数为在 0~3 种之间，平均每站渔获 2 种。各站位渔获种类数分布详见表 5.7-5。

表 5.7-5 各站各类游泳动物渔获种数分布

站位	鱼类 (种)	虾类 (种)	蟹类 (种)	头足类 (种)	总渔获 (种)
1#					
5#					

站位	鱼类（种）	虾类（种）	蟹类（种）	头足类（种）	总渔获（种）
6#					
8#					
10#					
12#					
13#					
14#					
15#					
16#					
17#					
20#					
22#					
24#					
25#					
27#					
29#					
3#					
31#					
32#					
33#					
34#					
范围					
均值					

## 2) 拖网调查渔获率分布

本次调查 22 个站位的总渔获率采用两种方式表示，分别为重量渔获率和尾数渔获率，各站的重量渔获率和尾数渔获率信息见表 5.7-6 和表 5.7-7。

调查区域各站重量渔获率的差异较大，变化范围为（22.06~76.28）kg/h，平均重量渔获率为 47.30 kg/h。重量渔获率较大的站位出现在 24#和 34#，较小的站位出现在 14#和 17#站。从图 5.7-3 中可知，各站重量渔获率中的鱼类获取率明显高于虾类、蟹类和头足类，鱼类、虾类、蟹类和头足类的平均重量获取率分别为 36.01 kg/h、6.66 kg/h、1.96 kg/h 和 2.80kg/h。

调查区域各站尾数渔获率的差异较大，变化范围为（901~5168）ind./h，平均尾数渔获率为 2513ind./h。尾数渔获率最大的站位为 34 站，较大的站位出现在 34#和 13#，较小的站位出现在 17#和 22#站。从图 5.7-4 中可知，各站位的鱼类尾数渔获率略高于虾类，鱼类尾数渔获率变化范围为（601~2903）ind./h，平均尾数渔获率为 1490 ind./h，虾类的变化范围为（222~2050）ind./h，平均

为 846ind./h。蟹类和头足类的尾数渔获率明显低于鱼类和虾类，蟹类和头足类平均尾数渔获率为 134ind./h 和 45ind./h。

表 5.7-6 各站各类游泳动物重量渔获率信息表 (kg/h)

站位	总渔获率	鱼类	虾类	蟹类	头足类
1#					
3#					
5#					
6#					
8#					
10#					
12#					
13#					
14#					
15#					
16#					
17#					
20#					
22#					
24#					
25#					
27#					
29#					
31#					
32#					
33#					
34#					
平均					

表 5.7-7 各站各类游泳生物尾数渔获率分布 (ind./h)

站位	总渔获率	鱼类	虾类	蟹类	头足类
1#					
3#					
5#					
6#					
8#					
10#					
12#					
13#					
14#					



站位	总渔获率	鱼类	虾类	蟹类	头足类
15#					
16#					
17#					
20#					
22#					
24#					
25#					
27#					
29#					
31#					
32#					
33#					
34#					
平均					

图 5.7-3 调查海域各站位重量渔获率分布图

图 5.7-4 调查海域各站位尾数渔获率分布图

### 3) 渔业资源密度分布

游泳生物资源密度采用底拖网扫海面积法 (Shindo, 1973 转引自 Aoyama, 1973; Nguyen, 2005) 估算。计算公式为:

$$d = \frac{y}{vl} \cdot \frac{1}{(1-E)}$$

式中: d 为资源密度; y 为拖网渔获率; v 为平均拖速; l 为网口宽度; E 为逃逸率 (取 0.5)。

本次调查 22 个站位的游泳生物资源密度采用重量密度和尾数密度表示, 各站的重量密度和尾数密度信息见表 5.7-8 和表 5.7-9。

调查区域各站总渔获资源的重量密度差异较大, 变化范围为 (992.80~3432.21) kg/km<sup>2</sup>, 平均重量密度为 2128.31kg/km<sup>2</sup>。总渔获资源的重量密度较大的站位出现在 24#和 34#, 较小的站位出现在 17#和 14#站。从图 5.7-5 中可知, 各站总渔获资源重量密度中的鱼类重量密度明显高于虾类、蟹类和头足类, 鱼类、虾类、蟹类和头足类的平均重量密度分别为 1620.26 kg/km<sup>2</sup>、299.63 kg/km<sup>2</sup>、88.22 kg/km<sup>2</sup>和 120.20 kg/km<sup>2</sup>。

调查区域各站总渔获资源的尾数密度的差异较大, 变化范围为 (40541.76~

232541.40) ind./km<sup>2</sup>, 平均尾数密度为 113096.41 ind/km<sup>2</sup>。总渔获资源的尾数密度最大的站位为 34 站, 较大的站位出现在 24#和 25#, 较小的站位出现在 17#和 32#站。从图 5.7-6 中可知, 各站位总渔获资源的鱼类尾数密度略高于虾类, 鱼类尾数密度变化范围为 (27042.84~130624.55) ind/km<sup>2</sup>, 平均尾数密度为 67024.18ind/km<sup>2</sup>, 虾类的变化范围为 (9989.20~92242.62) ind/km<sup>2</sup>, 平均为 38083.32ind/km<sup>2</sup>。蟹类和头足类的尾数密度明显低于鱼类和虾类, 蟹类和头足类平均尾数渔获率为 6047.93ind/km<sup>2</sup>和 2033.41ind/km<sup>2</sup>。

表 5.7-8 各站各类游泳生物资源重量密度分布 (kg/km<sup>2</sup>)

站位	总渔获	鱼类	虾类	蟹类	头足类
1#					
3#					
5#					
6#					
8#					
10#					
12#					
13#					
14#					
15#					
16#					
17#					
20#					
22#					
24#					
25#					
27#					
29#					
31#					
32#					
33#					
34#					
平均					

表 5.7-9 各站各类游泳生物资源尾数密度分布 (ind/km<sup>2</sup>)

站位	总渔获	鱼类	虾类	蟹类	头足类
1#					
3#					
5#					

站位	总渔获	鱼类	虾类	蟹类	头足类
6#					
8#					
10#					
12#					
13#					
14#					
15#					
16#					
17#					
20#					
22#					
24#					
25#					
27#					
29#					
31#					
32#					
33#					
34#					
平均					

图 5.7-5 调查海域各站位游泳生物资源重量密度分布图

图 5.7-6 调查海域各站位游泳生物资源尾数密度分布图

#### 4) 优势种

渔获物优势种分析通过 Pinkas 等提出的相对重要性指标 (*IRI*) 来确定, 相对重要性指标 (*IRI*) 计算公式为:

$$IRI = (N+W) \times F \times 10^4$$

式中: *N* 为某种类的尾数占总渔获尾数的百分比; *W* 为某种类的质量占总渔获质量的百分比; *F* 为某种类在调查中被捕获的站位数与总调查站位数之比。以 *IRI* 值大于 1000 的种类为优势种, *IRI* 值在 500~1000 的为主要种类, 优势种和主要种类组成优势种群。

本次调查总渔获物优势种为二长棘犁齿鲷 (*Evynnis cardinalis*), 其尾数占总鱼获尾数的百分比(*N*)为 10.64%, 质量占总渔获质量的百分比(*W*)为 30.30%,

中文名	拉丁名	N (%)	W (%)	F (%)	IRI

渔获物幼体的界定参考《农业部关于实施带鱼等 15 种重要经济鱼类最小可捕标准及幼鱼比例管理规定的通告》等相关文献资料的体长、肛长和叉长等长度标准，部分游泳生物缺乏相关的标准，因此只选取部分经济游泳生物进行分析，本次调查渔获物幼体名录见下表。

[illegible]

中文名	拉丁文名	科	属

渔获物幼体调查中共包括鱼类 18 种，根据渔获物分析，本次调查中幼鱼总生物量占鱼类总生物量的 17.56%，幼鱼总尾数占鱼类总尾数的 30.53%，因此幼鱼平均渔获量为 2.70kg/h 和 95.41ind./h。同时，本调查中成幼鱼类平均渔获量为 16.77kg/h 和 335.41ind./h，经换算幼鱼绝对资源密度均值为 121.28kg/km<sup>2</sup> 和 4293.07ind./km<sup>2</sup>。

渔获物幼体调查中调查共包括虾类 9 种，根据渔获物分析，本次调查中幼虾总生物量占虾类总生物量的 53.41%，幼虾总尾数占虾类总尾数的 78.25%，因此幼虾平均渔获量为 4.43kg/h 和 279.18ind./h。同时，本调查中成幼虾类平均渔获量为 5.67kg/h 和 517.59ind./h，经换算幼虾绝对资源密度均值为 199.32kg/km<sup>2</sup> 和 12562.18ind./km<sup>2</sup>。

渔获物幼体调查中调查共包括蟹类 1 种，根据渔获物分析，本次调查中幼蟹总生物量占蟹类总生物量的 50.31%，幼蟹总尾数占蟹类总尾数的 13.78%，因此幼蟹平均渔获量为 0.10kg/h 和 8.64ind./h。同时，本调查中成幼蟹类平均渔获量为 0.66 kg/h 和 16.73 ind./h，经换算幼蟹绝对资源密度均值为 4.49 kg/km<sup>2</sup> 和 288.61ind./km<sup>2</sup>。

渔获物幼体调查中调查共包括头足类 2 种，根据渔获物分析，本次调查中幼体总生物量占头足类总生物量的 3.51%，幼体总尾数占头足类总尾数的 1.56%，因此幼体平均渔获量为 0.03kg/h 和 1.27ind./h。同时，本调查中成幼头足类平均渔获量为 2.52kg/h、40.59ind./h，经换算头足类幼体绝对资源密度均值为 1.55 kg/km<sup>2</sup> 和 57.27ind./km<sup>2</sup>。调查海域渔业资源物种多样性一般，本次海洋调查期间没有发现珍稀或濒危生物物种。

## 5.8 小结

### 1) 海水水质

调查海域共部署 34 个海水水质站位, 其中符合第一类海水水质标准的站位有 17 个, 34 个站位全部符合第二类海水水质标准, 水质总体表现为优良。

### 2) 海洋沉积物

调查海域共部署 17 个海洋沉积物站位, 调查海域所有站位的沉积物各评价因子均能满足《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002) 标准第一类质量标准。沉积物质量状况良好。

### 3) 海洋生态与生物资源

调查海域共部署 22 个海洋生态与生物资源站位, 所在海域生态环境状况一般, 海域平均初级生产力处于中等水平, 浮游植物群落结构稳定性中等。浮游动物、底栖生物群落结构稳定性中等偏弱。

### 4) 海洋生物质量

调查海域共部署 22 个海洋生物质量站位, 鱼类、甲壳类和软体类(非双壳类)生物体中的石油烃、总汞、砷、铅、铜、锌、镉和铬均符合相关标准, 软体类(双壳类)生物体中铬、镉、铅出现超标现象, 超标倍数分别为 1.02、4.73、2.10。

### 5) 海洋渔业资源

调查海域共部署 22 个海洋渔业资源站位, 共鉴定出鱼卵仔稚鱼 6 科 8 种, 鱼卵密度范围为  $(0.108 \sim 0.249) \text{ ind. /m}^3$ , 仔稚鱼密度范围为  $(0.102 \sim 0.313) \text{ ind. /m}^3$ 。

本次调查共捕获渔业资源中的游泳生物共 63 科 99 属 131 种, 调查区域各站重量渔获率变化范围为  $(22.06 \sim 76.28) \text{ kg/h}$ , 总渔获资源的重量密度变化范围为  $(992.80 \sim 3432.21) \text{ kg/km}^2$ , 总渔获资源的尾数密度变化范围为  $(40541.76 \sim 232541.40) \text{ ind. /km}^2$ , 本次调查总渔获物优势种为二长棘犁齿鲷 (*Evynnis cardinalis*), 总渔获物中的主要种类为法氏口虾蛄 (*Oratosquilla fabricii*)、斑点多纪鲀 (*Takifugu poecilonotus*) 和火枪鱿 (*Loligo beka*)。

调查海域渔业资源物种多样性一般, 本次海洋调查期间没有发现珍稀或濒危生物物种。

## 6 海洋生态环境影响预测与评价

### 6.1 海洋环境影响预测

根据工程分析，本项目建设期排海主要污染物为钻井液、钻屑、铺设海底管道及光缆产生的悬浮沙，以及经处理达标的作业废水；生产运行期主要排海污染物为生活污水、温排水。本章节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产生的影响。

#### 6.1.1 海域流场模型

本项目采用的水动力模型基于三维不可压缩的 N-S 方程，满足 Boussinesq 假设并且自由表面由高度函数表示。它由连续性方程，动量方程，温度和密度的状态方程组成，并通过湍流理论使方程闭合。

##### 6.1.1.1 预测模型

##### 6.1.1.1.1 水动力模型

在笛卡尔坐标系中，连续性方程为：

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

x、y、z 方向上的动量方程分别为：

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial vu}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} = & \\ f v - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial x} - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} + F_u + \frac{\partial}{\partial z} \left( v_t \frac{\partial u}{\partial z} \right) & \\ \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial wv}{\partial z} = & \\ -f u - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial y} - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_a}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} + F_v + \frac{\partial}{\partial z} \left( v_t \frac{\partial v}{\partial z} \right) & \\ \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial uw}{\partial x} + \frac{\partial vw}{\partial y} + \frac{\partial w^2}{\partial z} = & \\ -\frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial z} + F_w + \frac{\partial}{\partial z} \left( v_t \frac{\partial w}{\partial z} \right) & \end{aligned}$$

其中， $t$ 为时间； $x, y, z$ 为笛卡尔坐标系； $\eta$ 为表层水位； $u, v, w$ 为 $x, y, z$ 方向上的速度分量； $q$ 为非静水压力； $f=2\Omega \sin \phi$ 为科氏力参数（ $\Omega$ 为旋转角速率， $\phi$ 为地理纬度）； $v_t$ 为垂向涡粘系数； $g$ 为重力加速度； $p_a$ 是自由表面下的大气压力； $\rho$ 是水的密度； $\rho_0$ 为水的参考密度。

在上述公式中通过将总压力  $p$  分解为非静水压分量和静水压分量  $p_H$  而得出的。

$$p_H = p_A + \rho_0 g(\eta - z) + g \int_z^\eta (\rho - \rho_0) dz$$

模型假设流体是不可压缩的, 因此, 密度不取决于压力, 而只取决于温度  $T$ , 和盐度  $S$ , 其状态方程为:

$$\rho = \rho(T, S)$$

这里使用的是联合国教科文组织的状态方程。

水平应力项用压力梯度相关来描述, 可简化为:

$$\begin{aligned} F_u &= \frac{\partial}{\partial x} (2v_t^h \frac{\partial u}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (v_t^h (\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x})) \\ F_v &= \frac{\partial}{\partial x} (v_t^h \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (2v_t^h \frac{\partial v}{\partial y}) \\ F_w &= \frac{\partial}{\partial x} (v_t^h \frac{\partial w}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial y} (v_t^h \frac{\partial w}{\partial y}) \end{aligned}$$

其中  $v_t^h$  为水平方向上的涡粘系数。

$u$ ,  $v$  和  $w$  的表面和底部边界条件为:

当  $z = \eta$  时,

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

当  $z = -d$  时,

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

其中  $d$  为静水深度,  $(\tau_{bx}, \tau_{by})$  为底部摩擦力在  $x$  和  $y$  方向上的分量,  $(\tau_{sx}, \tau_{sy})$  为表面风应力在  $x$  和  $y$  方向上的分量。

总水深  $h = \eta + d$  是通过对局部连续性方程垂向积分, 并考虑了表面和底部的边界条件后得到:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{\partial h \bar{u}}{\partial x} + \frac{\partial h \bar{v}}{\partial y} = 0$$

其中  $\bar{u}$  和  $\bar{v}$  为关于水深的平均速度。

$$h \bar{u} = \int_{-d}^{\eta} u dz, \quad h \bar{v} = \int_{-d}^{\eta} v dz$$



### 6.1.1.1.2 湍流模型

湍流采用的是涡流粘度理论进行建模。涡粘系数可以用经验公式或通过求解湍流闭合模型来描述。

本项目中，水平方向上涡粘系数采用 Smagorinsky (1963) 提出的经验公式开展计算，认为涡粘系数与流速梯度和网格尺度等相关，如下式：

$$v_t^h = c_s^2 I^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$$

其中  $c_s$  为涡粘系数因子， $I$  为特征长度（网格尺度），变形率  $S_{ij}$  如下式：

$$S_{ij} = \frac{1}{2} \left( \frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) (i, j = 1, 2)$$

垂向上涡粘系数通过  $k$ - $\varepsilon$  湍流模型求解，即涡粘系数  $v_t$  是由湍流参数  $k$  和  $\varepsilon$  推导出：

$$v_t = c_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}$$

其中  $k$  为单位质量的湍流动能， $\varepsilon$  为湍流动能的耗散率（湍流耗散）。

湍流动能  $k$  和湍流耗散系数  $\varepsilon$  可由以下传输方程得到：

$$\begin{aligned} \frac{\partial k}{\partial t} + \frac{\partial uk}{\partial x} + \frac{\partial vk}{\partial y} + \frac{\partial wk}{\partial z} &= F_k + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{v_t^v}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial z} \right) + P + B - \varepsilon \\ \frac{\partial \varepsilon}{\partial t} + \frac{\partial u\varepsilon}{\partial x} + \frac{\partial v\varepsilon}{\partial y} + \frac{\partial w\varepsilon}{\partial z} &= F_\varepsilon + \frac{\partial}{\partial z} \left( \frac{v_t^v}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial z} \right) + \frac{\varepsilon}{k} (c_{1\varepsilon}P + c_{3\varepsilon}B - c_{2\varepsilon}\varepsilon) \end{aligned}$$

其中剪切作用力  $P$  和浮力  $B$  由下式给出：

$$\begin{aligned} P &= \frac{\tau_{xz}}{\rho_0} \frac{\partial u}{\partial z} + \frac{\tau_{yz}}{\rho_0} \frac{\partial v}{\partial z} \approx v_t^v \left( \left( \frac{\partial u}{\partial z} \right)^2 + \left( \frac{\partial v}{\partial z} \right)^2 \right) \\ B &= -\frac{v_t^v}{\sigma_t} N^2 \end{aligned}$$

上式中的 Brunt-Väisälä 频率  $N$  定义为：

$$N^2 = -\frac{g}{\rho_0} \frac{\partial \rho}{\partial z}$$

其中  $\tau_{xz}$  和  $\tau_{yz}$  是雷诺应力的分量， $\sigma_t$  为湍流的普朗特数。 $\sigma_k$ ， $\sigma_\varepsilon$ ， $c_{1\varepsilon}$  和  $c_{2\varepsilon}$  为经验常数。 $F_k$  和  $F_\varepsilon$  为水平应力，由以下公式得出：

$$\begin{aligned} F_k &= \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{v_t^h}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{v_t^h}{\sigma_k} \frac{\partial k}{\partial y} \right) \\ F_\varepsilon &= \frac{\partial}{\partial x} \left( \frac{v_t^h}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \frac{v_t^h}{\sigma_\varepsilon} \frac{\partial \varepsilon}{\partial y} \right) \end{aligned}$$

$k$ - $\varepsilon$  湍流模型所使用的为经过仔细校准后的经验系数。在标准的  $k$ - $\varepsilon$  模型中：

$c_\mu=0.09$ ,  $\sigma_t=0.9$ ,  $\sigma_k=1.0$ ,  $\sigma_\varepsilon=1.3$ ,  $c_{1\varepsilon}=1.44$ ,  $c_{2\varepsilon}=1.92$ ,  $c_{3\varepsilon}=0$ 。

### 6.1.1.2 模型构建

本项目所处的北部湾海域位于南海西北部，其潮汐受到南海潮波系统的控制。该区域正处于半日潮和全日潮的过渡地带。针对北部湾地处潮汐过渡带且受深远海影响的特殊性，为确保区域模拟的准确性，必须优先建立一个覆盖范围大的大尺度三维模型。该大模型需包含水位、流速、温度、盐度等完整的三维物理场边界条件，以精确刻画潮波传播与大尺度环流。在方案模拟阶段，根据具体工况情景对重点研究区域局部加密网格，以满足每个工程方案模拟精度的需要。大尺度三维模型则为工程区的局部加密小模型提供潮位、流速、温度边界条件。

#### 6.1.1.2.1 模型范围及网格划分

本项目整体模型范围包括北部湾及海南岛东部南海部分海域，边界选择开阔的深水区域，见图 6.1-1。

图 6.1-1 大尺度模型范围

大尺度模型网格划分见图 6.1-2，工程区附近网格在不同模拟预测方案中进行了更为精细的局部网格加密，网格边长在 10m~50m 之间，工程区所在的北部湾海域网格边长在 1000m 左右，其余区域网格边长小于 2000m，共计 251971 个三角网格单元。

图 6.1-2 大尺度模型网格划分

#### 6.1.1.2.2 参数设置

在水动力模型中对以下主要参数进行设置：

时间步长：根据模型网格大小、水深条件动态调整模型计算时间步长，使 CFL 数小于 0.8，满足模型稳定的要求，计算时步长在 0.01s~30s 之间。

涡粘：水平涡粘采用 Smagorinsky 公式，相应 Smagorinsky 系数取值为  $0.28\text{m}^2/\text{s}$ ；垂向涡粘采用  $k\sim\varepsilon$  公式。

底部应力：底部应力指定底床糙率高度，率定后的底部粗糙高度分布见图 6.1-3。

图 6.1-3 大尺度模型底部粗糙高度

干湿边界：对计算区域内滩地干湿过程，采用网格冻结方法处理。当某点水深小于 0.005m 时，令该网格点为干点，滩地干出，不参与水动力计算；当某点水深大于 0.005m 但小于 0.05m 时，令该处流速为零，该网格点仅参与水流连续方程的计算，当该处水深大于 0.1m 时，该网格点参与计算，潮水上滩。

大尺度模型边界条件如下：

(1) 大尺度三维模型潮位边界数据基于 DTU 全球潮汐模型，流速边界、温盐边界数据为垂向分层的 U 流速、V 流速、水温和盐度，从 Hycorn 模式中提取得到边界的立面二维时间序列文件。

(2) 陆域岸线边界位置通过卫星遥感影像、海图数据等资料确定；水下地形高程采用最新海图及工程附近最新实测地形图。

(3) 为和实测数据进行对比，率定验证期间输入模型的风场为 ERA5 逐时风场数据。

#### 6.1.1.3 模型验证

本项目利用 2024 年 11 月 30 日 23 时~12 月 1 日 23 时工程海域水文观测资料验证水动力模拟质量，包括潮位和海流流速、流向模拟的验证。观测点位置见图 6.1-4。

图 6.1-4 验证点位置图

表 6.1-1 观测点位置及观测内容一览表

站位编号	经度	纬度	指定监测项目
1#			流速、流向
3#			流速、流向
6#			流速、流向、波浪、潮位
25#			流速、流向
27#			流速、流向、波浪、潮位
30#			流速、流向

##### 6.1.1.3.1 潮位验证

潮位计算值与实测值的对比结果见图 6.1-5。从图中可以看出，在潮位变化过程以及高潮位、低潮位水位拟合方面，模拟结果与实测数据均具有较高的吻合度。潮位验证误差精度见表 6.1-2，误差精度符合导则要求的精度范围。

图 6.1-5 工程海域潮位模拟值与观测值对比

表 6.1-2 潮位验证误差精度列表

潮位站	验证时段	平均误差(m)	最高潮位偏差(m)	最低潮位偏差(m)	评价依据	精度控制	模拟评价
6#							
27#							

6.1.1.3.2 流速验证

本次选择项目海域最近的 1#、3#、25#、27#站点数据对模拟流速进行了验证。在观测期间，各观测点模拟的平均流速和观测平均流速偏差详见表 6.1-3，可以看出各站点在观测期间模拟平均流速和观测平均流速偏差均小于 7.9%（<10%），符合《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）的要求。

表 6.1-3 各站点观测期间平均流速偏差（%）

站点	表层	0.2H	0.4H	0.6H	0.8H	底层
1#						
3#						
25#						
27#						

各验证站点不同深度模拟流速与观测流速对比见图 6.1-6～图 6.1-9。从流速验证结果可以看出，表、中、底层模拟流域与实测流速吻合良好，模型模拟结果能够反映出工程海域流场特征。

1) 站点 1 流速验证

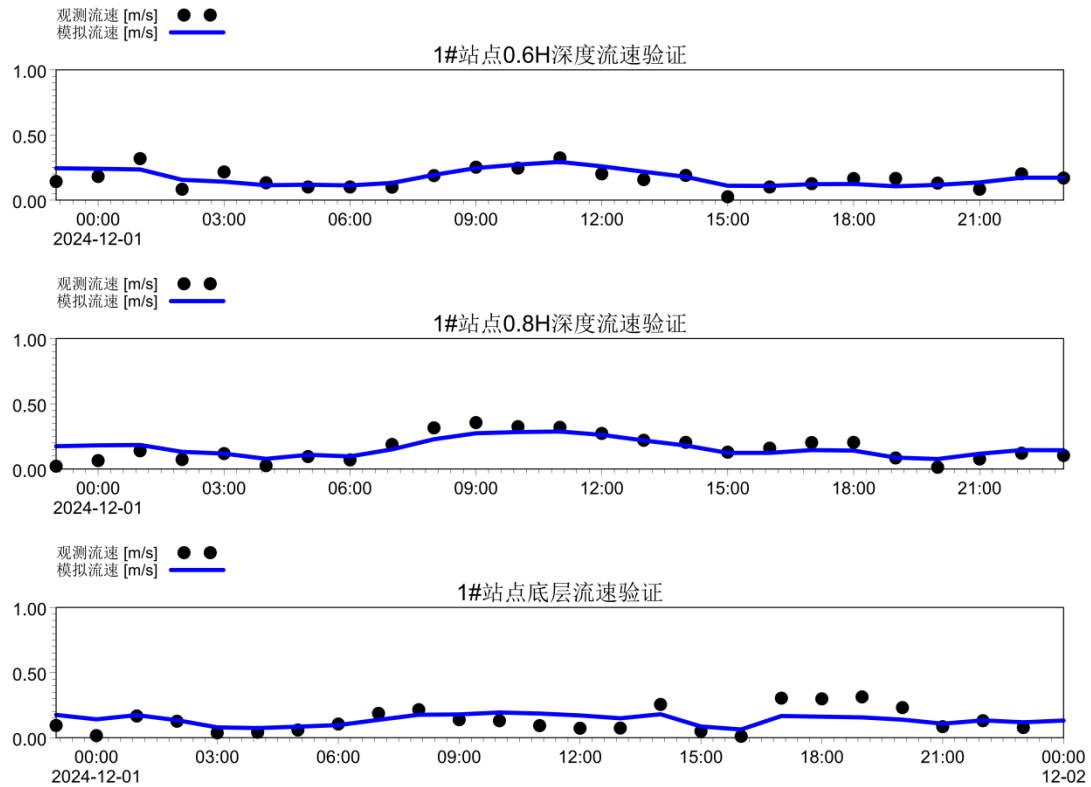
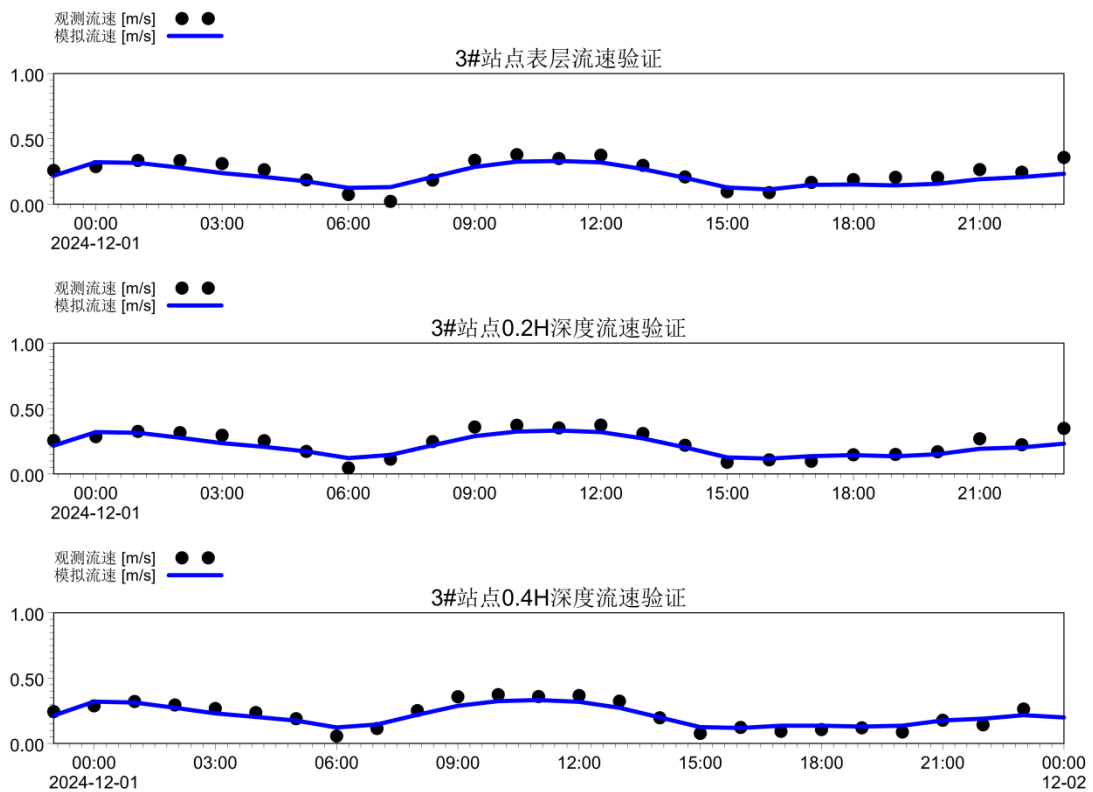


图 6.1-6 站点 1 流速验证结果

## 2) 站点 3 流速验证



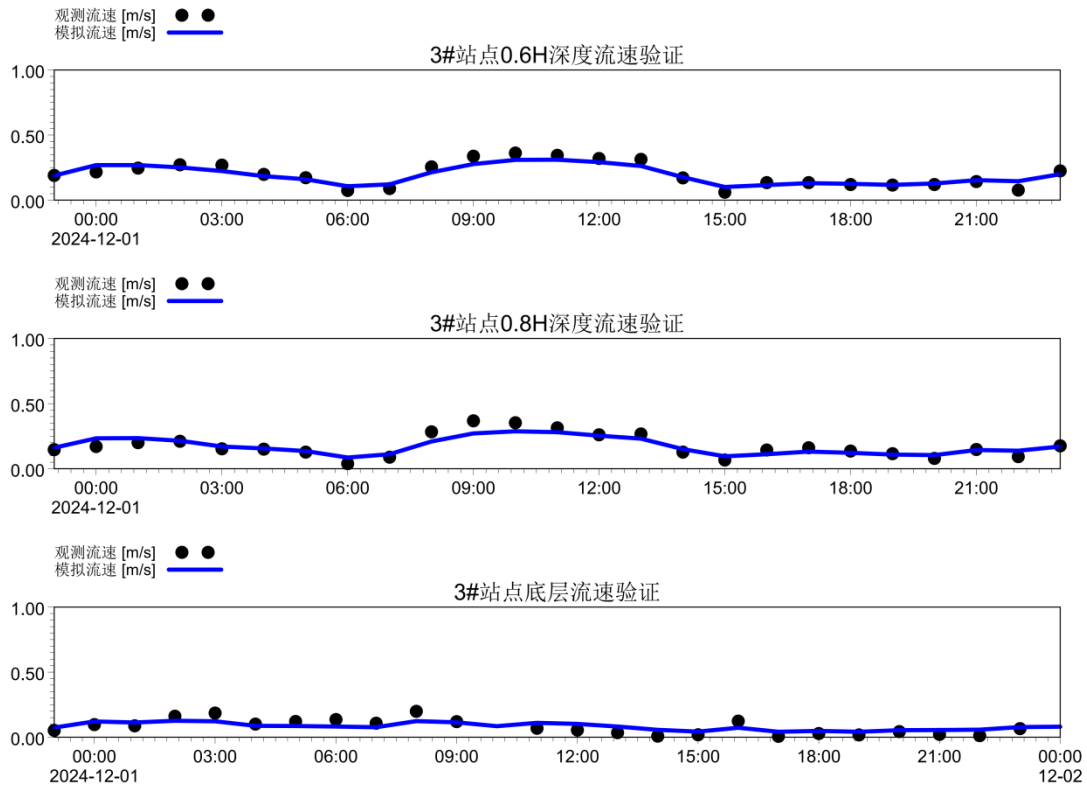
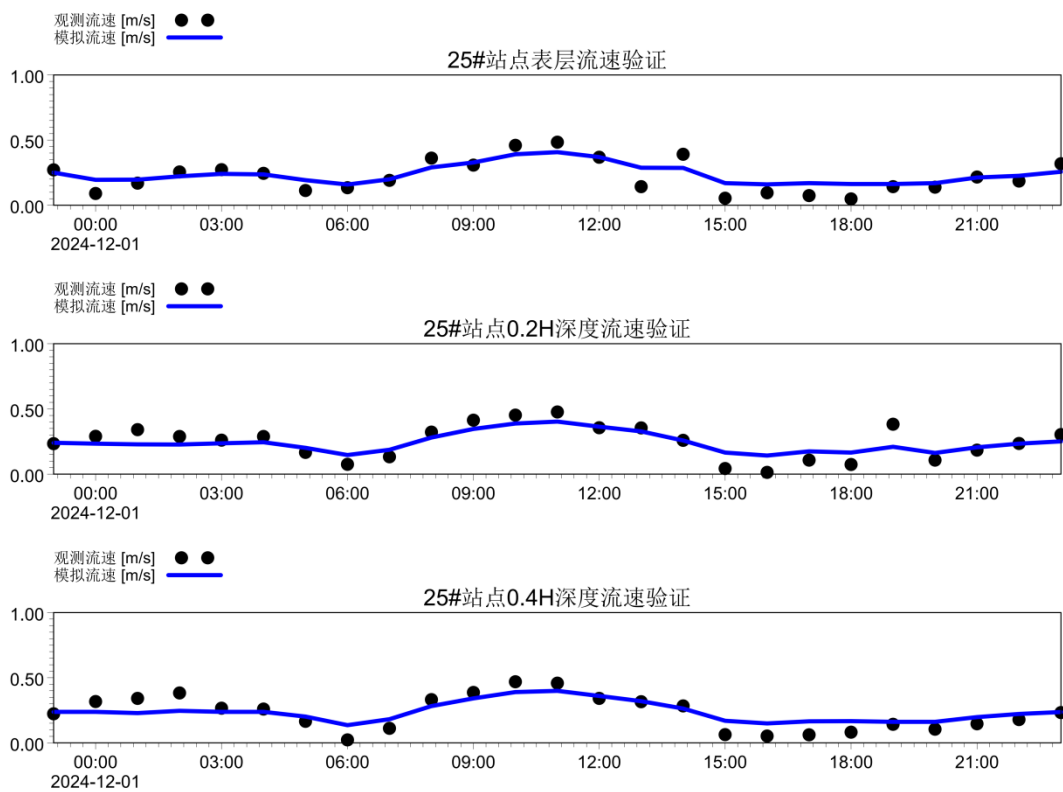


图 6.1-7 站点 3 流速验证结果

## 3) 站点 25 流速验证



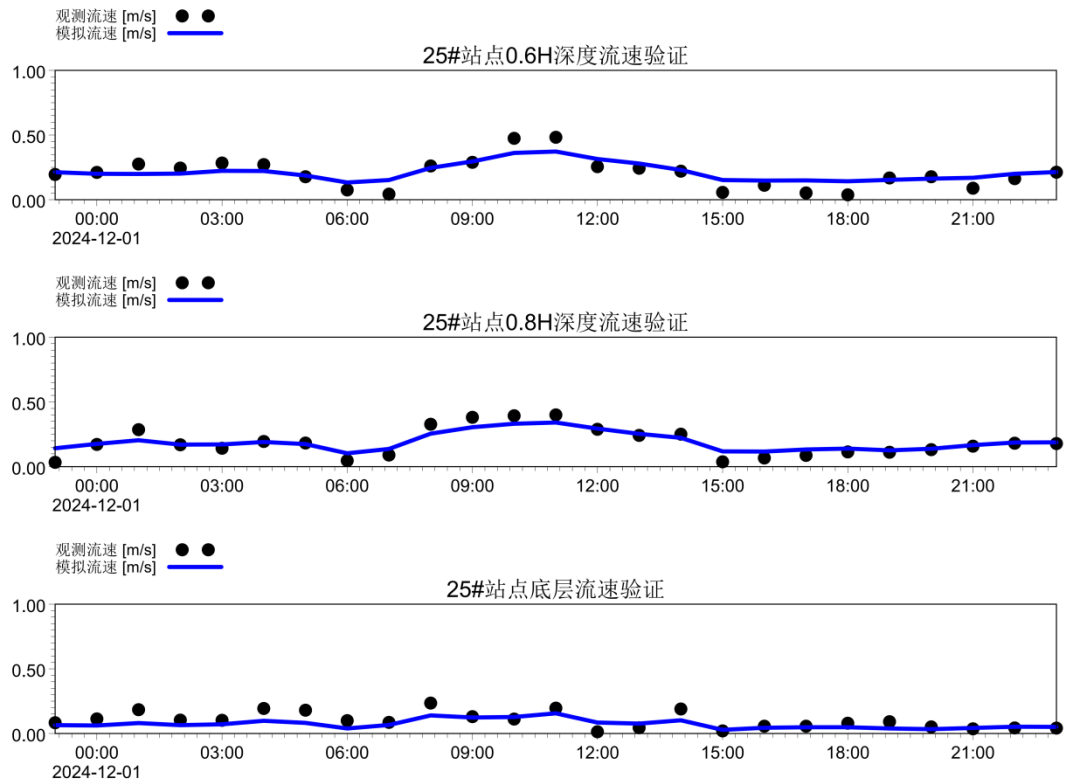
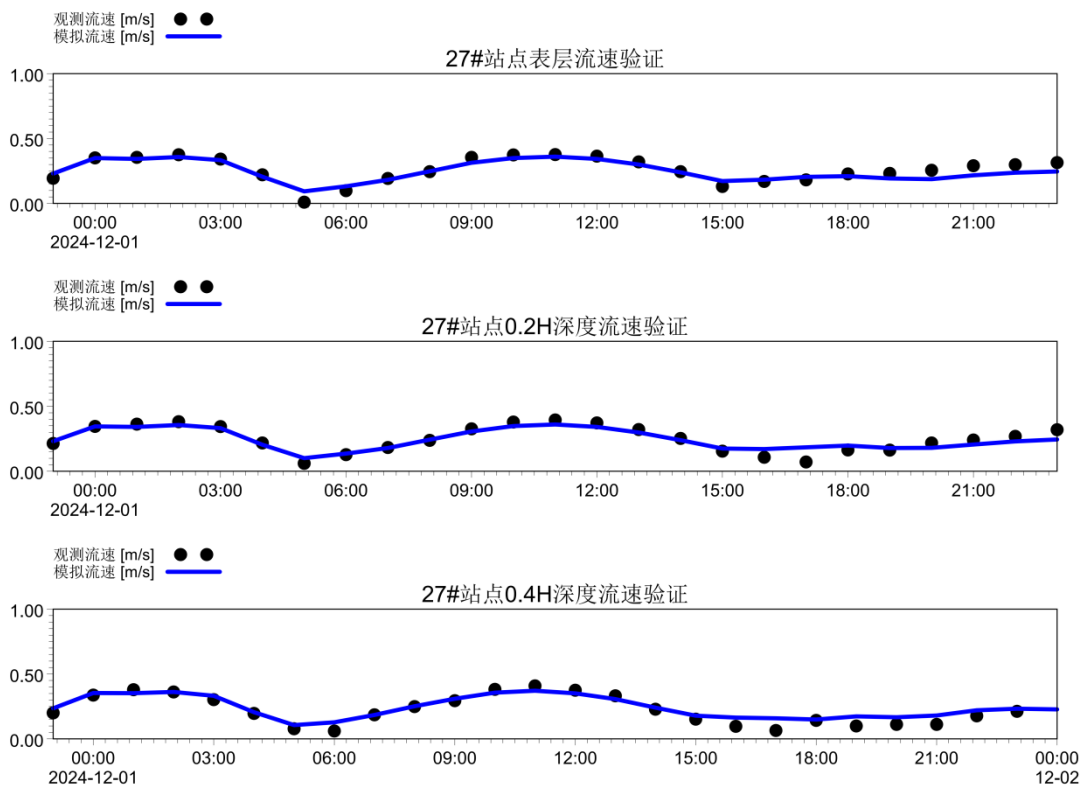


图 6.1-8 站点 25 流速验证结果

## 4) 站点 27 流速验证结果



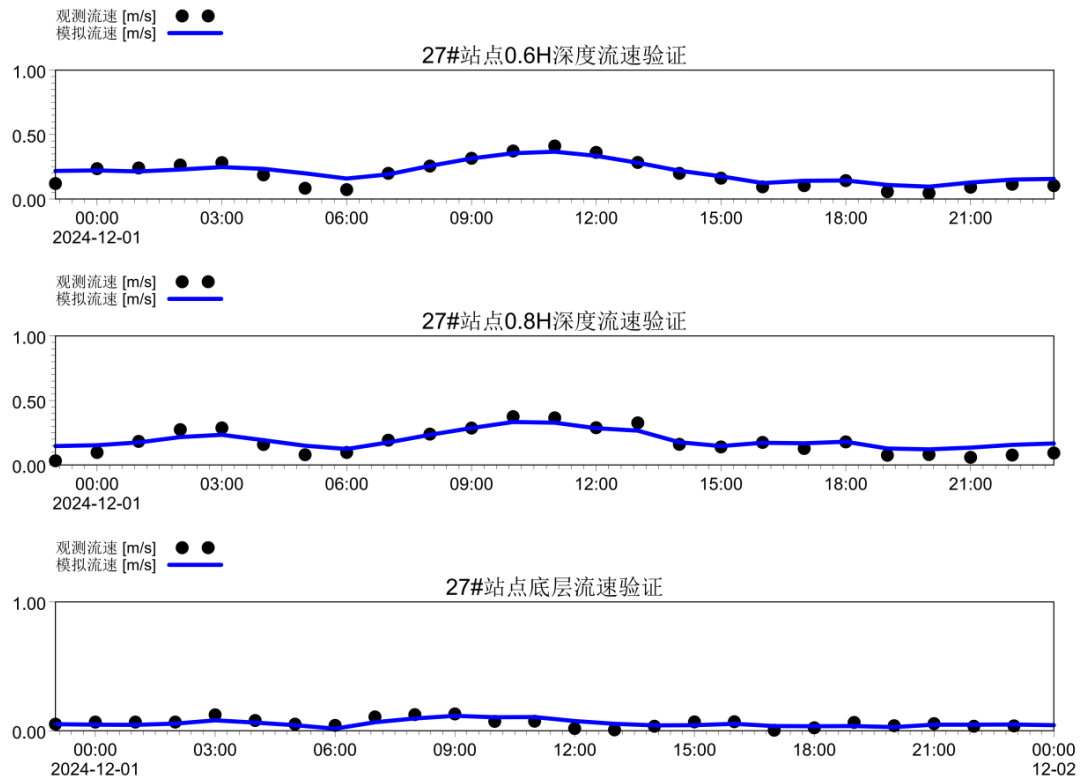


图 6.1-9 站点 27 流速验证结果

### 6.1.1.3.3 流向验证

计算流向与观测流向对比见图 6.1-10~图 6.1-13。从流向验证结果可以看出，潮流主方向模拟值能够反映工程海域涨落潮主体流向的变化。模拟流向和观测流向偏差符合《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)的要求。

#### 1) 站点 1#流向验证



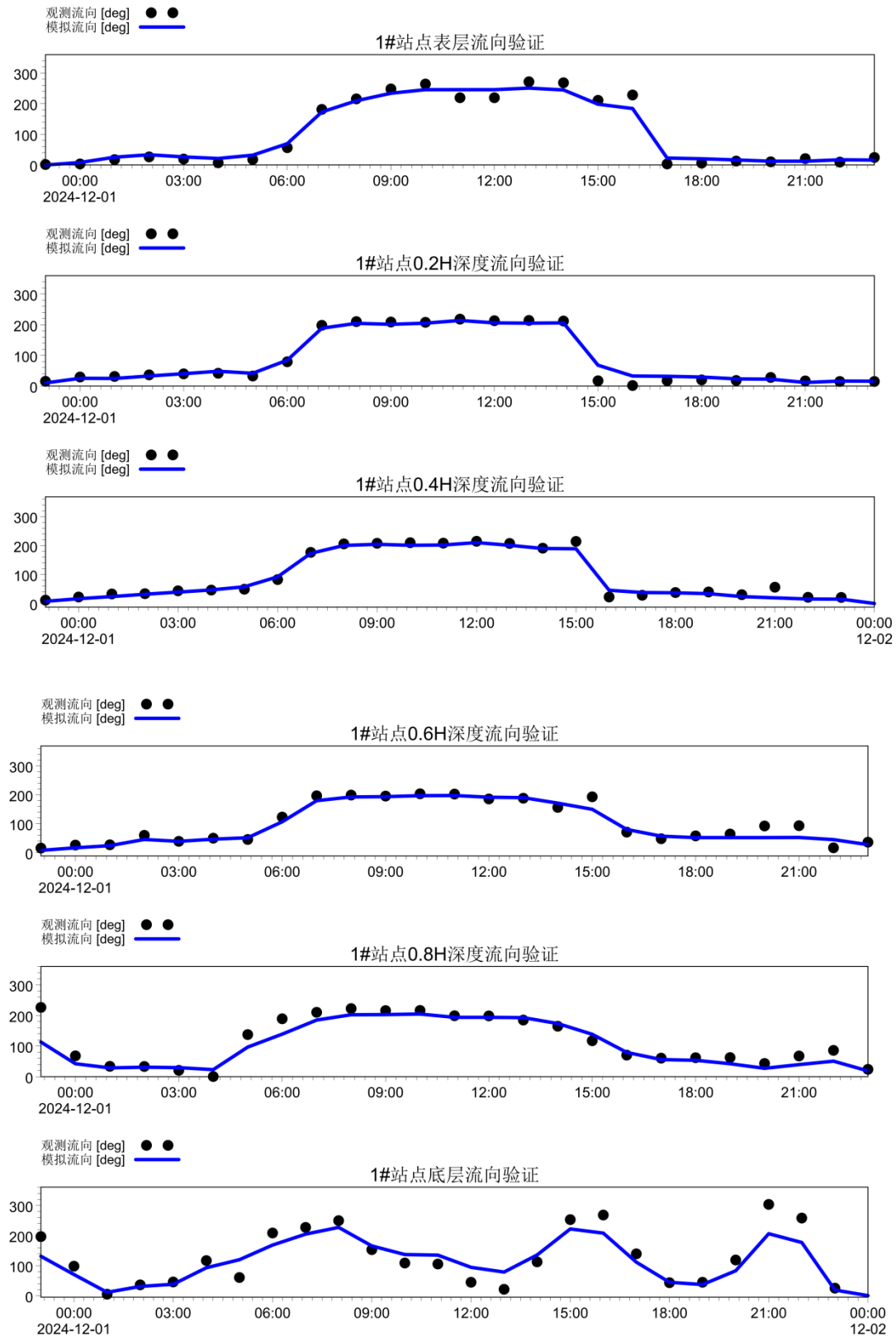


图 6.1-10 站点 1#流向验证结果

## (2) 站点 3#流向验证

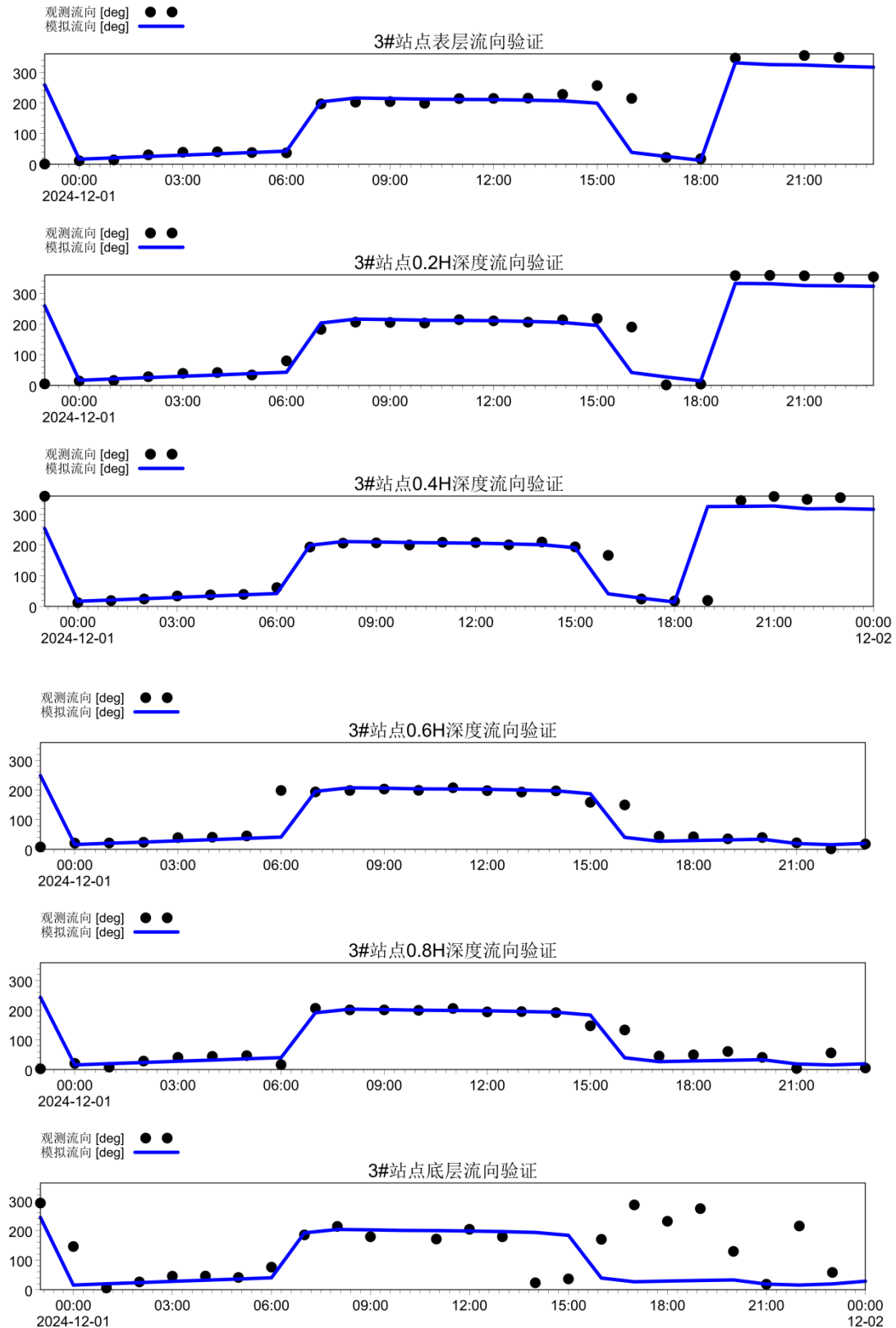


图 6.1-11 站点 3#流向验证结果

## (3) 站点 25#流向验证

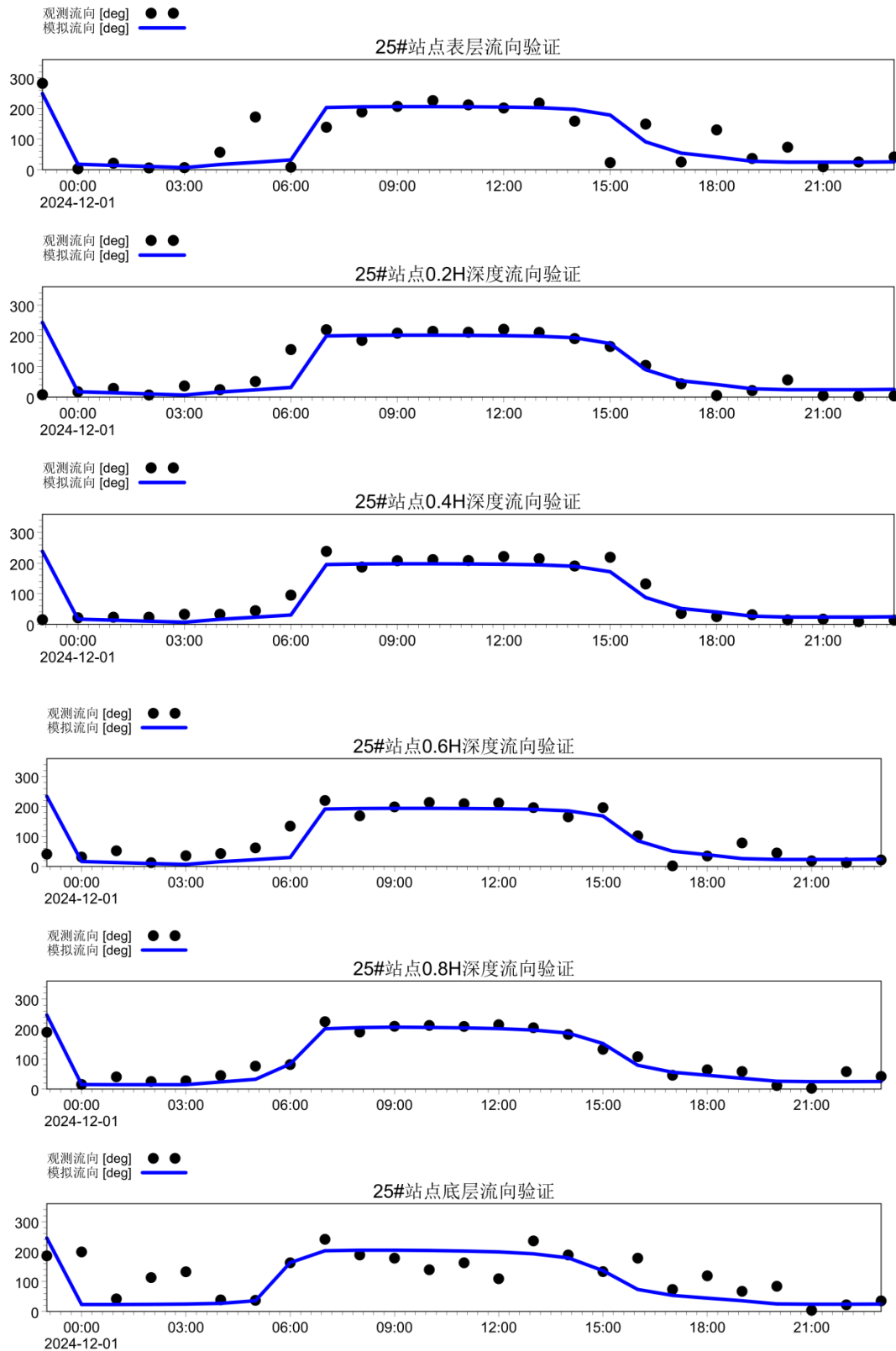


图 6.1-12 站点 25#流向验证结果

## (4) 站点 27#流向验证

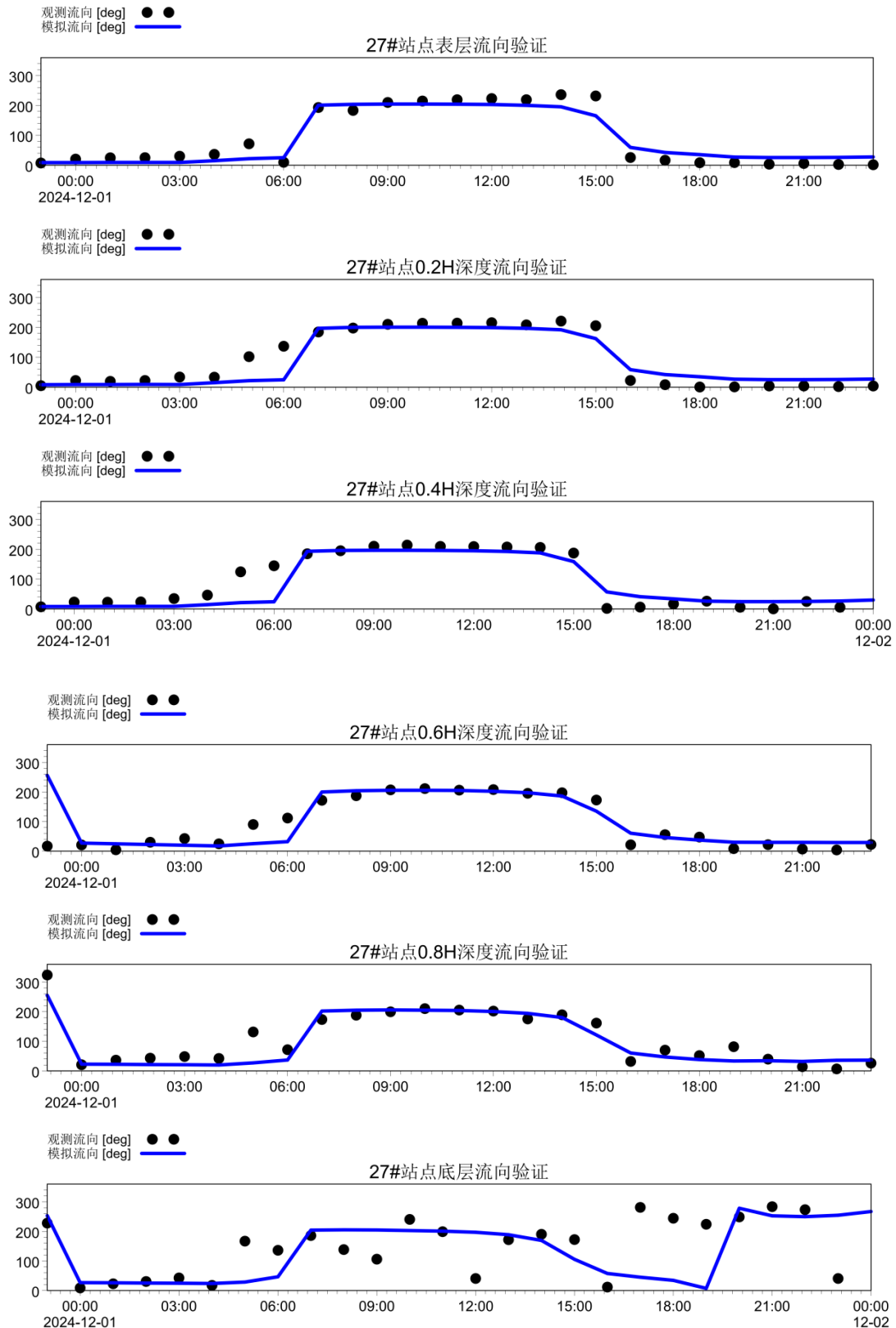


图 6.1-13 站点 27#流向验证结果

#### 6.1.1.3.4 小结

综合潮位及流速、流向的分析可知,水动力模型采用的计算方法可靠,参数设置合理,能够良好反映计算区域潮波运动特性,可为项目海域水环境预测提供准确可靠的潮流条件。

#### 6.1.1.4 水动力模拟结果及潮流特征分析

##### 6.1.1.4.1 大范围流场特征

北部湾湾内以规则全日潮为主,湾内同时存在规则全日潮流、不规则全日潮流以及不规则半日潮流,潮流运动形式以往复式潮流为主。图 6.1-14~图 6.1-19 分别给出了大范围涨落急时刻表层、中层、底层的流速矢量及流速分布图。

涨潮期间,南海水自海南岛的西南部北上,与从琼州海峡进入北部湾并沿海南岛西北部流动的海水相互混合后继续向北流动。在北部湾湾内,整个流场流向基本为西北向。琼州海峡与海南岛西侧沿岸海域为流速最大的海域,流速在  $1.0\text{m/s}\sim 1.5\text{m/s}$ 。

落潮期间,在落急时刻的流场中整体流速大于涨急时刻的流速,同时北部湾湾内的海水主要从琼州海峡东侧以及北部湾南部流出,与涨潮流速分布相同,落潮期间也是在海南岛西侧与琼州海峡内海水流动的速度最大,流速也在  $1.0\text{m/s}\sim 1.5\text{m/s}$  之间,同时在琼州海峡东口处东向流呈现放射状。涨落潮期间,表层、中层、底层流态基本一致,表层流速最大,底层流速最小。

图 6.1-14 大潮涨急时刻流场(表层)

图 6.1-15 大潮落急时刻流场(表层)

图 6.1-16 大潮涨急时刻流场(中层)

图 6.1-17 大潮落急时刻流场(中层)

图 6.1-18 大潮涨急时刻流场(底层)

图 6.1-19 大潮落急时刻流场（底层）

#### 6.1.1.4.2 项目区域流场特征

项目区域大潮涨急、落急时刻的流场见图 6.1-20~图 6.1-25，中潮涨急、落急时刻的流场见图 6.1-26~图 6.1-31，小潮涨急、落急时刻的流场见图 6.1-32~图 6.1-37，项目所在海域潮流特征如下：

##### 1) 表层

涨潮时刻，表层潮流为北向。工程区域内流速空间差异小，各潮型下流速区间跨度均不足 0.1m/s，整体流场分布平缓，无局部强流或弱流区。随潮差减小，涨急流速显著降低，大潮涨急流速集中在 0.40m/s~0.50m/s（均值 0.43m/s），中潮降至 0.33m/s~0.41m/s（均值 0.36m/s），小潮仅 0.17m/s~0.25m/s（均值 0.21m/s）。

落潮表层流向稳定为南向，且项目区流速依旧保持空间均匀性；流速随潮差减小逐渐降低，各潮型流速区间跨度均在 0.1m/s 左右，流场分布平缓。大潮落急流速处于 0.50m/s~0.60m/s 范围，平均流速为 0.56m/s；中潮落急流速处于 0.38m/s~0.48m/s 范围，平均流速 0.44m/s；小潮落急流速处于 0.23 m/s~0.32 m/s 范围，平均流速 0.27m/s。

同潮型下落急时刻流速普遍高于涨急时刻，这说明落潮阶段水体输运动力更显著。

##### 2) 中层

涨潮时刻，中层潮流为北向。大潮涨急流速处于 0.34m/s~0.42m/s 范围，平均流速 0.38m/s；中潮涨急流速处于 0.30m/s~0.36m/s 范围，平均流速 0.33m/s；小潮涨急流速处于 0.20m/s~0.24m/s 范围，平均流速 0.22m/s。

落潮时刻，中层潮流为南向。大潮落急流速处于 0.48m/s~0.56m/s 范围，平均流速 0.52m/s；中潮落急流速处于 0.40m/s~0.47m/s 范围，平均流速 0.43m/s；小潮落急流速处于 0.26m/s~0.30m/s 范围，平均流速 0.28m/s。

无论涨落潮，中层流速均保持空间均匀性，且随潮差减小逐渐降低（大潮>中潮>小潮），各潮型流速区间跨度稳定在 0.08m/s~0.1m/s，流场分布平缓；涨潮流向为北向、落潮为南向，与表层流向一致。

##### 3) 底层

涨潮时刻，底层潮流为北向。大潮涨急流速处于 0.28m/s~0.33m/s 范围，平均流速 0.30m/s；中潮涨急流速处于 0.24m/s~0.29m/s 范围，平均流速 0.27m/s；小潮涨急流速处于 0.18m/s~0.22m/s 范围，平均流速 0.20m/s。

落潮时刻，底层潮流为南向。大潮落急流速处于  $0.40\text{m/s}\sim 0.47\text{m/s}$  范围，平均流速  $0.43\text{m/s}$ ；中潮落急流速处于  $0.34\text{m/s}\sim 0.39\text{m/s}$  范围，平均流速  $0.36\text{m/s}$ ；小潮落急流速处于  $0.22\text{m/s}\sim 0.25\text{m/s}$  范围，平均流速  $0.23\text{m/s}$ 。

综合对比可知，工程海域潮流呈现显著的垂向分层特征与潮时差异规律：表层水体受潮汐力与风应力共同驱动，流速变幅最大、极值最高，流向受外界动力扰动相对复杂；底层水体受地形约束及床面摩擦作用显著，流速变幅与极值均最小；中层水体作为垂向动力传递的过渡层，流速介于表层与底层之间。

图 6.1-20 大潮涨急时刻流场（表层）

图 6.1-21 大潮落急时刻流场（表层）

图 6.1-22 大潮涨急时刻流场（中层）

图 6.1-23 大潮落急时刻流场（中层）

图 6.1-24 大潮涨急时刻流场（底层）

图 6.1-25 大潮落急时刻流场（底层）

图 6.1-26 中潮涨急时刻流场（表层）

图 6.1-27 中潮落急时刻流场（表层）

图 6.1-28 中潮涨急时刻流场（中层）

图 6.1-29 中潮落急时刻流场（中层）

图 6.1-30 中潮涨急时刻流场（底层）

图 6.1-31 中潮落急时刻流场（底层）

图 6.1-32 小潮涨急时刻流场（表层）

图 6.1-33 小潮落急时刻流场（表层）

图 6.1-34 小潮涨急时刻流场（中层）

图 6.1-35 小潮落急时刻流场（中层）

图 6.1-36 小潮涨急时刻流场（底层）

图 6.1-37 小潮落急时刻流场（底层）

## 6.1.2 悬浮沙影响预测

### 6.1.2.1 预测模型

本章节对本项目建设期及生产运行期对海域的悬浮物影响进行模拟分析，包括海底管道、海底光缆施工引起的悬浮物超标风险分析，钻井液和钻屑排放以及作业废水排放风险分析。基于水动力模型搭建悬浮物对流扩散模型，对不同泄漏风险下对表层、中层、底层水体的悬浮物影响进行预测分析。

#### 6.1.2.1.1 基本控制方程

本项目采用的悬沙扩散方程为：

$$\frac{\partial S}{\partial t} + u \frac{\partial S}{\partial x} + v \frac{\partial S}{\partial y} + w_f \frac{\partial S}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_x \frac{\partial S}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_y \frac{\partial S}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_z \frac{\partial S}{\partial z} \right) + QC_0 - S_E$$

式中：

S为水体悬浮物浓度，单位  $\text{kg}/\text{m}^3$ ；



$u$ 、 $v$  分别为水流矢量沿  $x$  向、 $y$  向流速，单位  $m/s$ ；

$w_f$  为  $z$  向有效流速，单位  $m/s$ ， $w_f = w - \omega$ ， $\omega$  为泥沙沉降速度，单位  $m/s$ ；

$D_x$ 、 $D_y$ 、 $D_z$  分别为  $x$  向、 $y$  向、 $z$  向泥沙扩散系数，单位  $m^2/s$ ；

$Q$  为泥沙输入源强，单位  $m^3/s/m^3$ ；

$C_0$  为泥沙输入源强中的含沙量，单位  $kg/m^3$ ；

$S_E$  为床沙侵蚀或淤积速率，单位  $kg/m^3/s$ 。

#### 6.1.2.1.2 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

式中：

$d$  为中值粒径，单位  $m$ ；

$s$  为泥沙密度，单位  $kg/m^3$ ；

$\nu$  为运动粘滞系数；

$g$  为重力加速度， $m/s^2$ 。

#### 6.1.2.1.3 床面淤积速率

粘性泥沙床面淤积速率基于 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  $\tau_b$ 、 $\tau_{cd}$  分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力对于非粘性泥沙而言，床沙淤积速率计算公式如下：

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

#### 6.1.2.1.4 床面侵蚀速率

粘性泥沙考虑床沙固结程度的床面侵蚀速率基于 Mehtaetal 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 为经验系数, 单位  $\text{kg/m}^2/\text{s}$ ;  $\tau_{ce}$  为床沙临界侵蚀切应力, n 为经验常数

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有:  $S_E = E \exp[\alpha(\tau_b - \tau_{ce})^{0.5}]$ ,  $\tau_b > \tau_{ce}$

式中,  $\alpha$  为经验系数, 单位  $\text{m/N}^{0.5}$

非粘性床沙侵蚀速率计算公式如下:

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

#### 6.1.2.1.5 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;  $\Gamma$  为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量, 因为初始条件以零值起算。

#### 6.1.2.2 海底管缆悬浮沙影响预测及分析

##### 6.1.2.2.1 预测源强

本项目新建 1 条 26km 海底管道, 采用后挖沟的铺设方式。新建 1 条 26km 海底光缆, 采用水力喷射冲埋式的铺设方式。根据前文 3.4.1.3 悬浮沙, 海底光缆悬浮物产生速率为 7.67kg/s, 海底管道悬浮物产生速率为 14.07kg/s。悬浮沙产生速率计算结果见表 6.1-4。

表 6.1-4 海底管缆悬浮沙排放速率表

项目	海底管道	海底光缆
长度 km	26	26
起沙率%	10	10
产生量 m <sup>3</sup>	16900	3380
挖沟设备移动速度 m/d	1100	3000
沉积物密度 t/m <sup>3</sup>	1.7	1.7
产生速率 kg/s	14.07	7.67

### 6.1.2.2.2 模型构建

#### 1) 模型构建

模型计算域以海底管道施工的起点与终点连线作为施工路线，向两侧各扩展约 5000m 形成局部网格区域。在施工路线沿程 500m 范围内进行 10m×40m 四边形网格剖分，确保工程区周边流场和施工过程中悬浮沙传输的计算精度；在施工路线沿程 500m~3000m 范围内进行边长为 100m 的三角形网格剖分，在施工路线沿程 3000m~5000m 范围内进行边长为 200m 的三角形网格剖分，以兼顾从细网格到粗网格的过渡和减少模型模拟计算时间的双重需要。北部湾其余海域采用最大边长 2.5km 的三角形网格剖分，兼顾计算效率与区域流场整体性；南海其他远海区域采用最大边长 5km 的三角形网格剖分，实现核心区与外海的动力衔接。垂向采用 sigma 等值分层方式，均分 6 层。

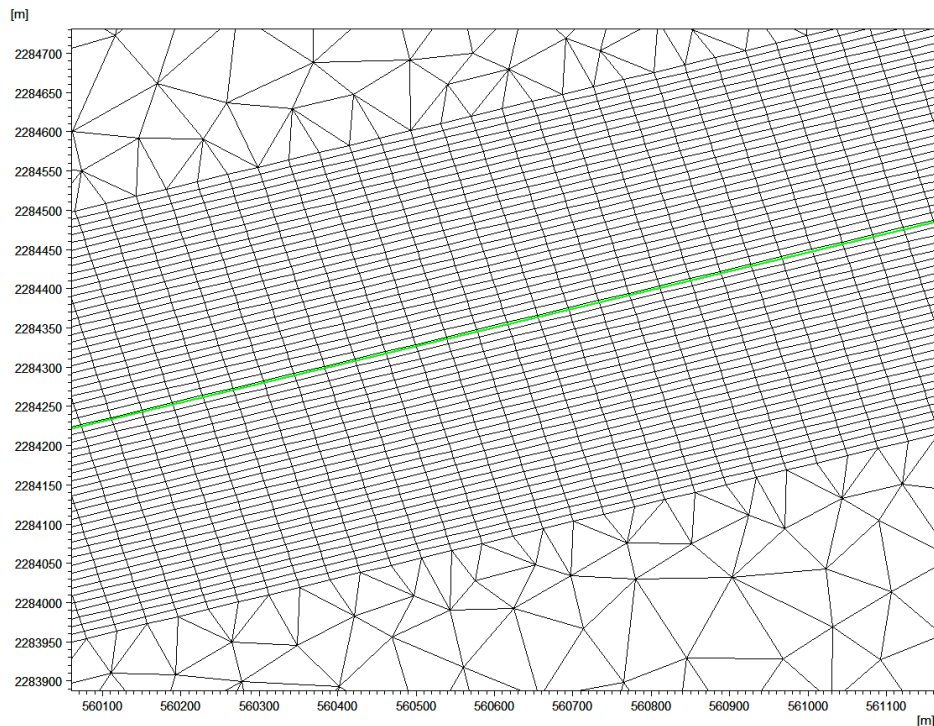


图 6.1-38 施工区局部加密网格 (1)

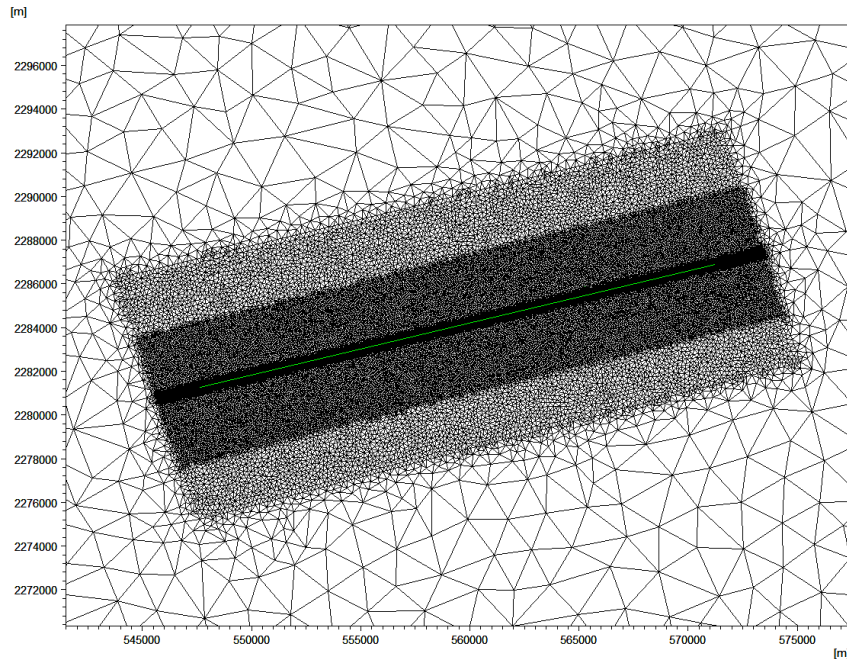


图 6.1-39 施工区局部加密网格 (2)

图 6.1-40 全区域计算网格

图 6.1-41 施工起止点沿线剖面垂向分层及层数排序

管道和光纤铺设的控制点源强分别设置为  $14.07\text{kg/s}$  和  $7.67\text{kg/s}$ ，起沙率为 10%。模拟时段为从大潮涨潮开始至小潮落潮结束。

## 2) 模拟情景

由于管道和光缆施工均发生在海底，移动源设置为只在底床以上 20m 范围内释放悬浮沙。海底管道与海底光缆施工路由一致，但海底管道悬沙产生量 ( $16900\text{m}^3$ ) 远高于海底光缆 ( $3380\text{m}^3$ )，其悬沙影响范围可覆盖海底光缆施工的悬沙影响范围。因此，本项目海底管道与海底光缆采用同一套地形网格分别进行管道施工和光缆施工的悬沙影响预测。

采用设置移动源方式，将海底管道起止端点作为移动释放源的起止点，释放源移动速度与挖沟设备移动速度一致。海底管道施工时间可覆盖一个大潮、中潮、小潮期，模拟方案选择在大潮开始时进行施工。海底光缆模拟方案选择分别在大潮、中潮、小潮开始时刻进行施工。方案计算完成后统计模拟区域内的悬浮沙最大浓度包络面积，分析海底管道施工期间的悬沙影响范围。模拟方案见表 6.1-5。

表 6.1-5 海底管缆施工悬浮物影响模拟方案一览表

工况	源强	潮时
海底管道	悬沙产生速率 14.07kg/s 移动速度 1100m/d 施工距离 26km	大、中、小潮
海底光缆	悬沙产生速率 7.67kg/s 移动速度 3000m/d 施工距离 26km	大、中、小潮

## 3) 模型条件

初始条件和开边界条件浓度设置为  $0\text{kg}/\text{m}^3$ 。

## 6.1.2.2.3 海底管道施工影响预测结果

海底管道施工产生的悬浮物包络带随涨潮、落潮呈南—北方向延伸，由于铺设海底管道是在海底底床上进行，悬浮沙主要影响海水中层到底层范围，表层无超一类包络面积。管道施工引起的水体悬浮物浓度增量包络线见图 6.1-42 至图 6.1-45。水体悬浮物浓度增量大于  $10\text{mg}/\text{L}$ （超海水水质标准第一、第二类水质）的最大包络面积为  $23.1912\text{km}^2$ 。悬浮物浓度增量大于  $100\text{mg}/\text{L}$ （超海水水质标准第三类水质）的最大包络面积为  $0.3496\text{km}^2$ 。悬浮物浓度增量大于  $150\text{mg}/\text{L}$ （超海水水质标准第四类水质）的最大包络面积为  $0.2134\text{km}^2$ 。海底管道施工造成悬浮沙超一类的最远到达距离为  $0.66\text{km}$ ，悬浮物覆盖厚度超过  $2\text{cm}$  的面积为  $0.235\text{km}^2$ ，施工悬浮物未对周边环境敏感目标造成不利影响。停止作业约  $1\text{h}$  即可恢复第一类水质。

表 6.1-6 铺设海底管道悬浮沙预测结果

层位	超一类 包络面 积 ( $\text{km}^2$ )	超三类 包络面 积 ( $\text{km}^2$ )	超四类 包络面 积 ( $\text{km}^2$ )	超一类 最大距 离 (km)	覆盖 2cm 面 积 ( $\text{km}^2$ )	覆盖 2cm 的 最远距 离 (km)	恢复时 间 (h)
第 6 层（表层） （海面 $0\text{m} \sim 7.7\text{m}$ ）							
第 5 层（ $7.7\text{m} \sim 15.4\text{m}$ ）							
第 4 层（ $15.4\text{m} \sim 23.1\text{m}$ ）							
第 3 层 （ $23.1\text{m} \sim 30.8\text{m}$ ）							

第 2 层 (30.8m~ 38.5m)							
第 1 层 (底层) (38.5m~海底 46m)							

表 6.1-7 海底管道铺设悬浮沙超标区间面积 (km<sup>2</sup>)

层位 \ 浓 度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	≥100mg/L
	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi ≥ 9
第 6 层 (表层) (海面 0m~7.7m)	/	/	/	/
第 5 层 (7.7m~15.4m)	/	/	/	/
第 4 层 (15.4m~23.1m)	0.3865	0.0106	/	/
第 3 层 (23.1m~30.8m)	9.6328	3.7024	0.7352	0.4698
第 2 层 (30.8m~38.5m)	12.2056	6.3891	1.8765	0.5323
第 1 层 (底层) (38.5m~海底 46m)	13.9860	7.5417	1.6635	0.4241

图 6.1-42 海底管道施工悬浮物包络面积图 (第 1 层 (底层))

图 6.1-43 海底管道施工悬浮物包络面积图 (第 2 层)

图 6.1-44 海底管道施工悬浮物包络面积图 (第 3 层)

图 6.1-45 海底管道施工悬浮物包络面积图 (第 4 层)

#### 6.1.2.2.4 海底光缆施工影响预测结果

不同工况下海底光缆施工悬浮物影响预测结果见表 6.1-8。由预测结果可以看出, 由于悬浮物向上扩散动力机制较弱, 海底光缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向底层以上存在, 浓度超标面积有从底层到中层逐渐减小的趋势。

水体悬浮物浓度增量大于 10mg/L (超海水水质标准一 (二) 类水质) 的最大包络面积为 9.0652km<sup>2</sup>, 悬浮物浓度增量大于 100mg/L (超海水水质标准三类水

质)的最大包络面积为  $0.1531\text{km}^2$ , 悬浮物浓度增量大于  $150\text{mg/L}$  (超海水水质标准四类水质)的包络面积为  $0.1539\text{km}^2$ , 超海水水质标准一(二)类最远到达距离为  $0.37\text{km}$ 。悬浮物覆盖厚度超过  $2\text{cm}$  区域的面积约  $0.232\text{km}^2$ , 施工停止作业后  $1\text{h}$  即可恢复一类水质。

表 6.1-8 海底光缆施工悬浮物影响预测结果

层位	超一类包络面积 ( $\text{km}^2$ )	超三类包络面积 ( $\text{km}^2$ )	超四类包络面积 ( $\text{km}^2$ )	超一类最大距离 (km)	覆盖 $2\text{cm}$ 面积 ( $\text{km}^2$ )	覆盖 $2\text{cm}$ 的最远距离 (km)	恢复时间 (h)
第 6 层 (表层) (海面 $0\text{m} \sim 7.7\text{m}$ )	/	/	/	0.37	0.232	0.010	1h
第 5 层 ( $7.7\text{m} \sim 15.4\text{m}$ )	/	/	/				
第 4 层 ( $15.4\text{m} \sim 23.1\text{m}$ )	/	/	/				
第 3 层 ( $23.1\text{m} \sim 30.8\text{m}$ )	5.1528	0.0004	/				
第 2 层 ( $30.8\text{m} \sim 38.5\text{m}$ )	8.7182	0.1531	/				
第 1 层 (底层) ( $38.5\text{m} \sim$ 海底 $46\text{m}$ )	9.0652	0.0766	0.1539				

表 6.1-9 海底光缆超标区间面积 ( $\text{km}^2$ )

层位 \ 浓度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	$\geq 100\text{mg/L}$
	$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$	$4 < B_i \leq 9$	$B_i \geq 9$
第 6 层 (表层) (海面 $0\text{m} \sim 7.7\text{m}$ )	/	/	/	/
第 5 层 ( $7.7\text{m} \sim 15.4\text{m}$ )	/	/	/	/
第 4 层 ( $15.4\text{m} \sim 23.1\text{m}$ )	/	/	/	/
第 3 层 ( $23.1\text{m} \sim 30.8\text{m}$ )	3.3231	1.2957	0.5340	0.0004
第 2 层 ( $30.8\text{m} \sim 38.5\text{m}$ )	5.1392	3.0426	0.5364	0.1531
第 1 层 (底层) ( $38.5\text{m} \sim$ 海底 $46\text{m}$ )	6.0824	2.8288	0.1540	0.2305

图 6.1-46 第 1 层 (底层) 水体悬浮物包络线

图 6.1-47 第 2 层水体悬浮物包络线

图 6.1-48 第 3 层水体悬浮物包络线

### 6.1.3 钻井液排放影响预测

#### 6.1.3.1 预测方案

钻井液最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程，根据井身结构计算，本项目钻井液一次性最大排放量约为  $836\text{m}^3$ ，控制排放速率最大为  $35\text{m}^3/\text{h}$ 。

表 6.1-10 钻井液最大一次性排放总量及排放速率表

源强类型	最大排放速率 $\text{m}^3/\text{h}$	最大一次性排放总量 $\text{m}^3$	密度 $\text{g}/\text{cm}^3$	排海深度
钻井液	35	836	1.25	海面以下 20m

根据最大一次性排放总量和最大排放速率可以得出钻井液的持续排放时间约为 24h，考虑到本项目所在海域的潮流特征属于不正规全日潮，排放时间可以涵盖一次涨潮和落潮，因此选择大、中、小潮期，从涨潮时刻开始模拟，钻井液持续排放 24h，统计上述工况模拟结果的最大浓度叠加包络线作为钻井液排放的影响范围。

#### 6.1.3.2 模型构建

钻井液排放影响范围主要集中在新建 WZ-CEP 平台的施工区域，为了准确模拟钻井液排放进入海域后的传输扩散过程，需要对钻井周边 5000m 范围搭建  $10\text{m} \times 10\text{m}$  的精细网格。北部湾海域采用最大边长 2000m 的三角网格，南海其他区域采用最大边长 5000m 的三角网格。垂向采用 sigma 等值分层方式，均分 10 层。



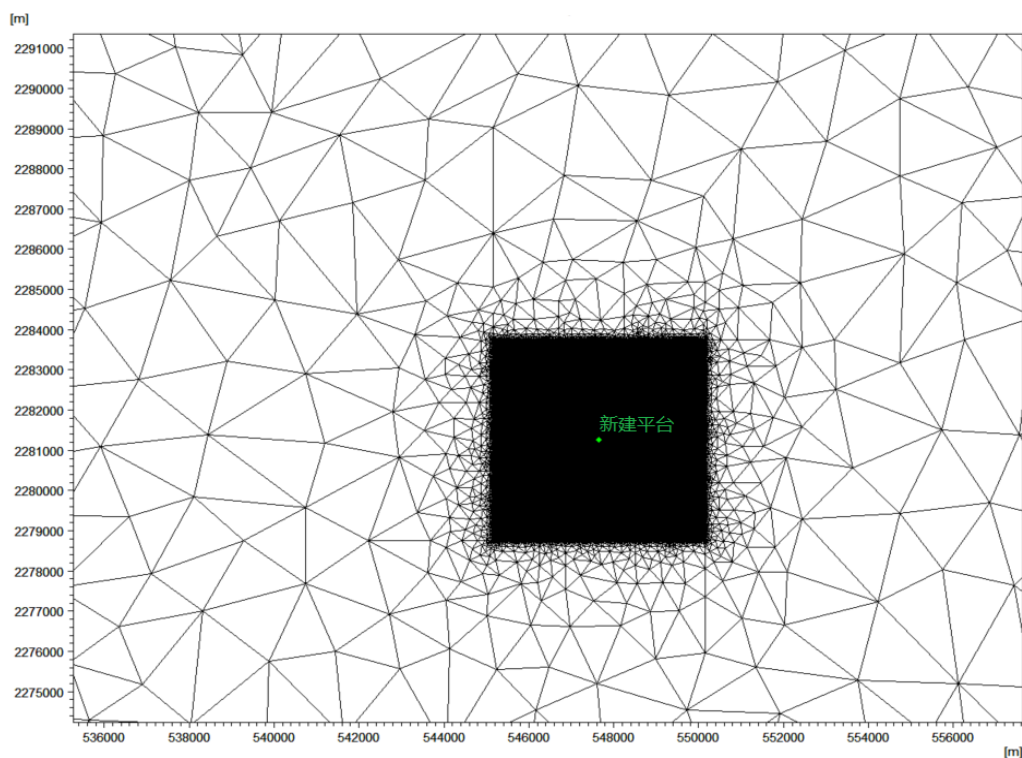


图 6.1-49 局部加密网格示意图

图 6.1-50 模拟计算全区域网格示意图

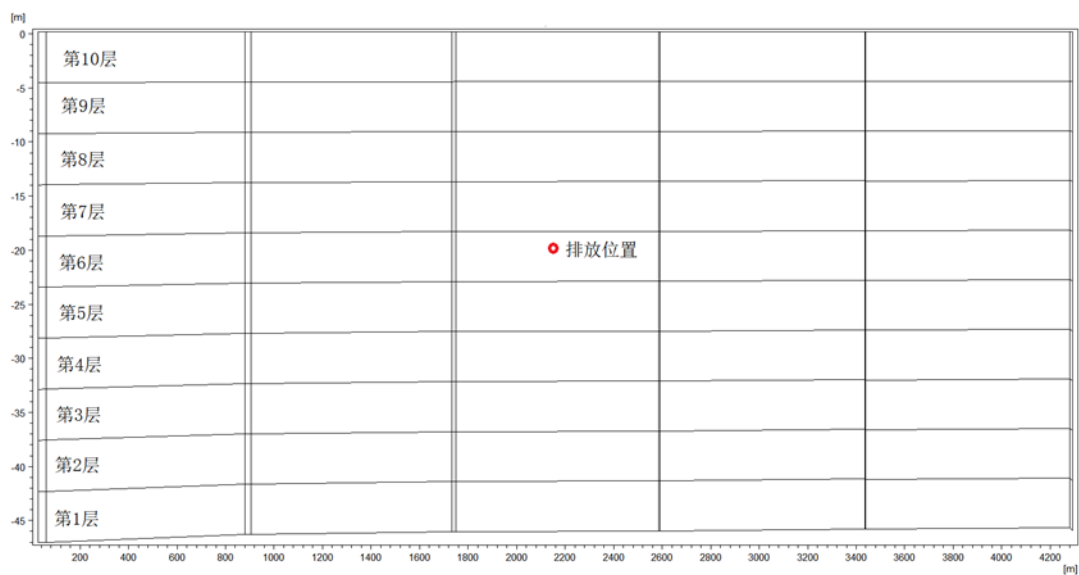


图 6.1-51 排放点水下位置和垂向分层

模拟时间选取大潮、中潮、小潮开始时刻提前两天计算，钻井液持续排放 24 小时后再模拟 12 小时观察钻井液排放后的恢复时间。

### 6.1.3.3 预测结果

本项目钻井液排放位置位于海面以下 20 米处,对应前文图 6.1-51 排放点水下位置和垂向分层中的第 6 层。钻井液排放形成的悬浮物包络带随潮汐涨落在排放点周边呈南北方向延伸,排放引起的水体悬浮物增量主要分布于水体中层(第 4 层至第 7 层),本次增量最大包络面积分别统计大潮、中潮、小潮各潮期工况下各计算网格各分层在整个模拟时段内的浓度最大值。在此基础上,进一步提取各计算网格垂向分层间的最大值,最终形成垂向和潮期综合统计得到的悬浮物浓度增量最大包络面积。不同工况下钻井液排放预测结果见表 6.1-11,钻井液排放浓度区间面积见表 6.1-12。

表 6.1-11 钻井液排放预测结果

层位	超一类 包络面 积 (km <sup>2</sup> )	超三类 包络面 积 (km <sup>2</sup> )	超四类 包络面 积(km <sup>2</sup> )	超一类 最大距 离(km)	覆盖 2cm 面 积 (km <sup>2</sup> )	悬浮沙覆 盖 2cm 最 远距离 (km)	恢复 时间 (h)
表层(第 10 层) (海面 0m~4.6m)	/	/	/	/	/	/	2h
第 9 层(4.6m~ 9.2m)	/	/	/	/			
第 8 层(9.2m~ 13.8m)	/	/	/	/			
第 7 层(13.8m~ 18.4m)	0.5755	0.0011	0.0006	1.1750			
排放层 第 6 层 (18.4m~23m)	1.2516	0.0052	0.0053	1.6350			
中层(第 5 层) (23m~27.6m)	0.7061	0.0016	0.0007	1.3550			
第 4 层(27.6m~ 32.2m)	0.3990	/	/	0.5490			
第 3 层(32.2m~ 36.8m)	/	/	/	/			
第 2 层(36.8m~ 41.4m)	/	/	/	/			
底层(第 1 层) (41.4m~海底 46m)	/	/	/	/			

表 6.1-12 钻井液排放浓度区间面积(km<sup>2</sup>)

层位 \ 浓度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	≥100mg/L
	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9
表层(第 10 层) (海面 0m~4.6m)	/	/	/	/
第 9 层(4.6m~9.2m)	/	/	/	/
第 8 层(9.2m~13.8m)	/	/	/	/

层位 \ 浓度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	≥100mg/L
	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9
第 7 层 (13.8m~18.4m)	0.4595	0.1061	0.0099	0.0017
排放层 第 6 层 (18.4m~23m)	1.0006	0.2130	0.0380	0.0105
中层 (第 5 层) (23m~27.6m)	0.6080	0.0875	0.0106	0.0023
第 4 层 (27.6m~32.2m)	0.3486	0.0496	0.0008	/
第 3 层 (32.2m~36.8m)	/	/	/	/
第 2 层 (36.8m~41.4m)	/	/	/	/
底层 (第 1 层) (41.4m~海底 46m)	/	/	/	/

图 6.1-52 钻井液排放悬浮物包络线图

由上述预测结果可知,钻井液排放引起水体中第 4 层至第 7 层水体悬浮物浓度超标,其中水体悬浮物浓度增量大于 10mg/L (超海水水质标准第一、第二类水质)的最大包络面积为 1.2516km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 100mg/L (超海水水质标准第三类水质)的最大包络面积为 0.0052km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 150mg/L (超海水水质标准第四类水质)的包络面积为 0.0053km<sup>2</sup>。超海水水质标准第一、第二类水质最远距离为 1.635km。

总体上,钻井液排放引起的悬浮物污染主要集中在排放层周边,未出现覆盖厚度超过 2cm 的面积。钻井液停止排放后 2h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

#### 6.1.4 钻屑排放影响预测

##### 6.1.4.1 预测方案

###### 1) 钻屑排放源强

本项目平台新钻井 16 口,预留 12 个井槽。根据前文 3.4.1.2 钻屑章节核算,总钻屑产生量约为 25858.33 m<sup>3</sup> (堆体积),经核算,平台钻屑最大排放速率约 145m<sup>3</sup>/d。详见表 6.1-13。

表 6.1-13 本项目钻屑产生量计算结果 (堆体积)

序号	类别	井数 (口)	总钻屑量 (m <sup>3</sup> )	水基钻井液钻屑量 (m <sup>3</sup> )	油基钻井液钻屑量 (m <sup>3</sup> )	钻屑最大排放速率 (m <sup>3</sup> /d)	排放深度
1	新钻井	16	12435.77	7892.52	4543.25	145	海面以下

序号	类别	井数 (口)	总钻屑量 (m <sup>3</sup> )	水基钻井液钻 屑量 (m <sup>3</sup> )	油基钻井液 钻屑量 (m <sup>3</sup> )	钻屑最大 排放速率 (m <sup>3</sup> /d)	排放深度
2	预留井	12	13422.56	8467.62	4954.94		20m
合计		28	25858.33	16360.14	9498.19		

## 2) 粒径分布

钻屑粒径分布见表 6.1-14。计算时中值粒径取为 74  $\mu\text{m}$ 、120  $\mu\text{m}$ 、150  $\mu\text{m}$ 、>150  $\mu\text{m}$  (计算时中值粒径取 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 6.1-14 钻屑粒径分布

<74 $\mu\text{m}$	74 $\mu\text{m}$ ~120 $\mu\text{m}$	120 $\mu\text{m}$ ~150 $\mu\text{m}$	>150 $\mu\text{m}$
25	35	25	15

由于钻屑为连续排放,且排放时间较长,本次预测方案选取半月潮作为模拟方案,该时段涵盖了大潮、中潮、小潮等典型潮时,取浓度最大包络线作为预测结果。

### 6.1.4.2 模型构建

钻屑排放影响范围主要集中在新建 WZ-CEP 平台的施工区域,采用和钻井液相同的局部加密网格进行模拟计算。钻屑释放源位置在新建 WZ-CEP 平台坐标,采用的是固定源排放,钻屑最大排放速率 145m<sup>3</sup>/d,排放层设置为海面以下 20m,钻屑排放浓度为 1250kg/m<sup>3</sup>。钻屑液中不同粒径的泥沙沉降速率根据斯托克斯公式计算得到,沉降速率。

表 6.1-15 钻屑不同粒径沉降速率 (单位: m/s)

<74 $\mu\text{m}$	74 $\mu\text{m}$ ~120 $\mu\text{m}$	120 $\mu\text{m}$ ~150 $\mu\text{m}$	>150 $\mu\text{m}$
0.0049	0.0109	0.0162	0.0313

### 6.1.4.3 预测结果

由于钻屑为连续排放,且排放时间较长,本次预测时长包含完整的大、中、小潮期,取最大浓度包络线作为预测结果。本项目钻屑排放点位于海面以下 20m,对应前文图 6.1-51 排放点水下位置和垂向分层中的第 6 层,钻屑排放引起的悬浮物包络带随涨潮、落潮呈南—北方向延伸,主要影响水体中层(第 7 层)至底层(第 1 层)。钻屑排放产生的悬浮物浓度增量最大包络面积,采用全时段-全水深最不利叠加方法进行统计。首先,提取各计算网格在整个模拟周期内各分层悬浮物浓度增量的时间最大值,在此基础上,进一步统计各网

格垂向各分层间的空间最大值，形成悬浮物浓度增量的最大包络面积，见图 6.1-53。本次预测的平台钻屑排放预测结果见表 6.1-16，钻屑排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 6.1-17。

表 6.1-16 钻屑排放影响预测结果

层位	超一类 包络面 积 (km <sup>2</sup> )	超三类 包络面 积 (km <sup>2</sup> )	超四类 包络面 积(km <sup>2</sup> )	超一类 最大距 离(km)	覆盖 2cm 面 积 (km <sup>2</sup> )	覆盖 2cm 最 远距离 (km)	恢复时 间(h)
表层(第10层) (海面0m~4.6m)	/	/	/	/	0.071	0.345	1h
第9层(4.6m~9.2m)	/	/	/	/			
第8层(9.2m~13.8m)	/	/	/	/			
第7层(13.8m~18.4m)	0.0127	/	/	0.1650			
排放层第6层 (18.4m~23m)	0.0359	0.0010	0.0011	0.3050			
中层(第5层) (23m~27.6m)	0.0576	0.0012	0.0014	0.4150			
第4层(27.6m~32.2m)	0.0775	0.0015	0.0010	0.4950			
第3层(32.2m~36.8m)	0.0933	0.0008	0.0006	0.5450			
第2层(36.8m~41.4m)	0.1060	0.0007	0.0003	0.5950			
底层(第1层) (41.4m~海底 46m)	0.1121	0.0002	0.0001	0.6050			

表 6.1-17 钻屑排放预测超标区间面积(km<sup>2</sup>)

层位 \ 浓度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	≥100mg/L
	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9
表层(第10层)(海面 0m~4.6m)	/	/	/	/
第9层(4.6m~9.2m)	/	/	/	/
第8层(9.2m~13.8m)	/	/	/	/
第7层(13.8m~18.4m)	0.0083	0.0036	0.0008	/
排放层第6层 (18.4m~23m)	0.0216	0.0110	0.0033	0.0021
中层(第5层) (23m~27.6m)	0.0339	0.0185	0.0052	0.0026
第4层(27.6m~32.2m)	0.0472	0.0244	0.0059	0.0025
第3层(32.2m~36.8m)	0.0582	0.0290	0.0061	0.0014

层位 \ 浓度	10~20mg/L	20~50mg/L	50~100mg/L	≥100mg/L
	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi ≥ 9
第 2 层 (36.8m~41.4m)	0.0695	0.0312	0.0053	0.0010
底层 (第 1 层) (41.4m~海底 46m)	0.0786	0.0300	0.0035	0.0003

图 6.1-53 钻屑排放所致悬浮物增量的最大包络面积

(垂向最大值统计与模拟时段内最大统计值)

由上述预测结果可知,第 1 层(底层)水体悬浮物浓度增量大于 10mg/L(超海水水质标准第一、第二类水质)的最大包络面积为 0.1121km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 100mg/L(超海水水质标准第三类水质)的最大包络面积为 0.0002km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 150mg/L(超海水水质标准第四类水质)的最大包络面积为 0.0001km<sup>2</sup>。超海水水质标准第一、第二类水质距离为 0.605km。

第 6 层(排放层)水体悬浮物浓度增量大于 10mg/L(超海水水质标准第一、第二类水质)的包络面积为 0.0359km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 100mg/L(超海水水质标准第三类水质)的包络面积为 0.0010km<sup>2</sup>。悬浮物浓度增量大于 150mg/L(超海水水质标准第四类水质)的包络面积为 0.0011km<sup>2</sup>。超海水水质标准第一、第二类水质距离为 0.305km。

总体上,钻屑排放引起的悬浮物污染主要集中在排放层以下,覆盖厚度超过 2cm 的面积约 0.071km<sup>2</sup>。钻屑停止排放后 1h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。水基钻屑排放引起的悬浮物运移扩散均不会对周边环境敏感目标造成不利影响。

### 6.1.5 作业废水排放影响预测

施工期排放的作业废水采用对流扩散模型模拟预测作业废水进入海域后的环境影响,基于水动力模型计算得到的潮流条件,对典型条件下作业废水排放带来的石油类污染物浓度变化进行预测分析。

#### 6.1.5.1 模型原理

石油类污染物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作业废水排放后的浓度场。对流扩散方程如下:

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

$$F_c = \left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] C$$

式中：

$C$ ：污染物浓度（mg/L）；

$k_p$ ：污染物降解系数（1/s）；

$C_s$ ：污染物排放源浓度（mg/L）；

$F_c$ ：水平扩散项

$D_h$ 、 $D_v$ ：分别为污染物水平和垂向扩散系数。

边界条件：

$$\text{闭边界（陆地边界）：} \frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

$n$  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：为模拟区域内石油类浓度背景值，根据 2024 年 11 月进行的海洋环境质量现状调查，本次取所有调查站位中海水石油类最大浓度，取 0.04mg/L。

#### 6.1.5.2 模拟方案设置

考虑到不同潮型对污染物的传输影响差异，本项目作业废水模拟涵盖大潮、中潮、小潮。排放口位于海面以下 20m。作业废水排放参数见下表。

表 6.1-18 作业废水排放参数一览表

参数	排放速率 m <sup>3</sup> /h	排放量 m <sup>3</sup> /d	石油类浓度 mg/L	排海深度
数值	10	240	一次性容许值 30， 月均值 20	海面以下 20m

#### 6.1.5.3 模型构建

作业废水排放影响范围主要集中在新建 WZ-CEP 平台的施工区域，采用和钻屑排放相同的局部加密网格进行模拟计算，同样将作业废水排放点设置在水面以下 20m 处，坐标为新建 WZ-CEP 平台坐标，点源排放量为 240m<sup>3</sup>/d，排放浓度为 20mg/L。

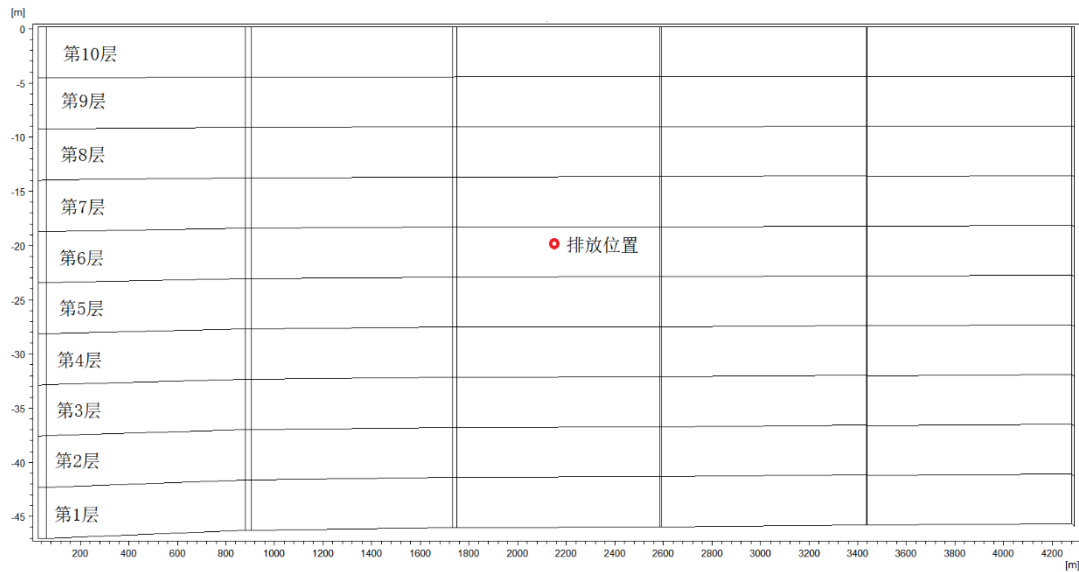


图 6.1-54 排放点位置、垂向分层及层数排序

石油类浓度初始场根据 2024 年 11 月进行的海洋环境质量现状调查，本次取所有调查站位中海水石油类最大浓度，取 0.04mg/L。开边界设置为零通量边界条件。

#### 6.1.5.4 预测结果

施工期作业废水持续排放 15 天，但因为排放量相比进入海域范围水量较小，排放主要对排放点所在的中层（第 6 层）水体产生影响，污染带随潮流向南北方向延伸，第 6 层水体石油类浓度包络图见图 6.1-55。

中层（第 6 层）水体石油类浓度在 0.0400005mg/L~0.040001mg/L 之间，未超过海水水质标准第一类标准（0.05mg/L）。因作业废水排放引起的石油类浓度增量最大 0.00000111mg/L，增量最大值只存在一个 10m×10m 网格范围内，未出现超过海水水质标准第一类水质的包络面积。综上，作业废水排放对海洋环境的影响轻微，排放不会明显影响项目所在海区的海水水质，对周边环境敏感目标无显著不利影响。

图 6.1-55 作业废水排放影响预测结果图

### 6.1.6 生活污水排放影响预测

#### 6.1.6.1 预测模型

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 COD 排放后的浓度场。对流扩散方程如下：



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

$$F_c = \left[ \frac{\partial}{\partial x} \left( D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] C$$

式中：

$C$ ：污染物浓度（mg/L）；

$k_p$ ：污染物降解系数（1/s）；

$C_s$ ：污染物排放源浓度（mg/L）；

$F_c$ ：水平扩散项

$D_h$ 、 $D_v$ ：分别为污染物水平和垂向扩散系数，由潮动力模型求得。

边界条件：

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：为模拟区域内 COD 浓度背景值，模拟中选取现状调查中所有站位监测浓度的最大值，1.47mg/L。

#### 6.1.6.2 预测源强

本项目新建 WZ-CEP 平台为有人驻守平台，设生活设施及生活污水处理设施，在正常生产运行期将产生生活污水，主要污染因子为 COD。生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排放。经核算，本平台生活污水最大排放量约为 63m<sup>3</sup>/d，生活污水处理至《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（COD≤300mg/L）后排海。按照每天持续 24h 排放计算，COD 排放源强为 0.22g/s。具体可见表 6.1-19。

表 6.1-19 生活污水排放量及预测源强表

参数	数值
生活排放量 m <sup>3</sup> /d	63
COD 浓度 mg/L	300
COD 源强 g/s	0.22
排放水深 m	排放口位于海平面以上 6m
排放时间	每天持续排放
潮时	大、中、小潮

### 6.1.6.3 模型构建

#### 1) 预测情景

由于生活污水为持续性排放，因此本次预测考虑到不同潮型对污染物的传输影响差异，模拟时长为 7 天，包含大潮、中潮、小潮 3 个工况排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。

#### 2) 模型边界

生活污水排放点为固定点源，坐标为新建 WZ-CEP 平台坐标，COD 浓度初始场根据 2024 年 11 月进行的海洋环境质量现状调查，本次调查站位中海水 COD 最大浓度，保守取 1.47mg/L。

开边界设置为零通量边界条件。

#### 3) 预测内容

预测内容包括 COD 浓度增量、叠加背景值后的 COD 浓度分布、达到不同水质标准的包络范围、面积及最远到达距离。生活污水排放模型采用对排放点周边 60km 范围内进行 50m×50m 的局部加密网格，北部湾海域采用最大边长 2000m 的三角网格，南海其他区域采用最大边长 5000m 的三角网格。垂向采用 sigma 等值分层方式，均分 6 层。

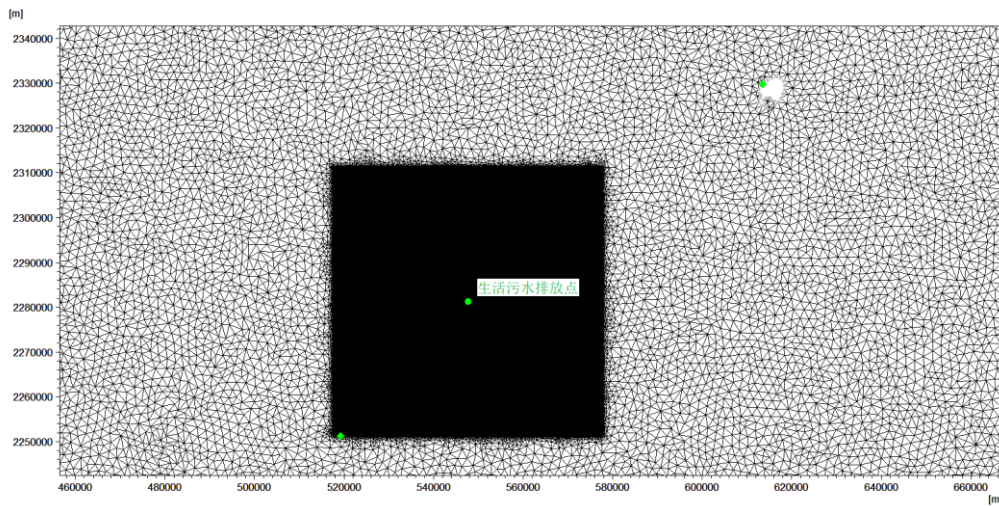


图 6.1-56 局部加密网格

图 6.1-57 全区域网格示意图

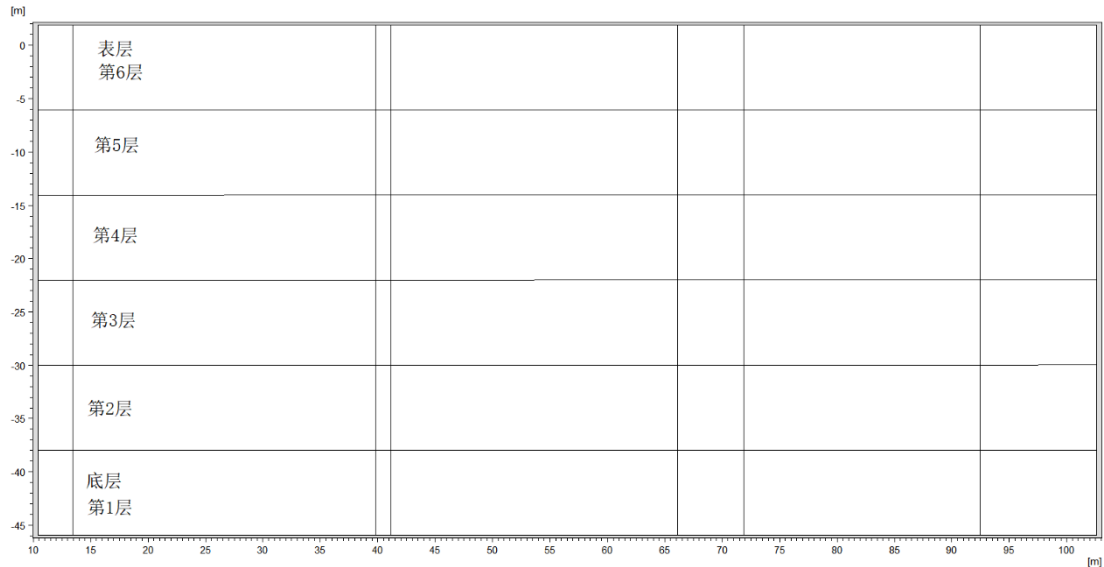


图 6.1-58 排放点纵剖面垂向分层及层数排序

#### 6.1.6.4 预测结果

生活污水泄漏主要对表层水体产生影响,污染带随潮流向南北方向延伸,COD 浓度包络图见图 6.1-59。由预测结果可知,由于平台处理后的生活污水 COD 浓度很小,表层水体 COD 浓度在 1.47mg/L~1.50mg/L 之间,未超过海水水质标准第一类标准(2mg/L)。因生活污水排放引起的 COD 浓度最大增量为 0.03mg/L,增量最大值只存在一个 50m×50m 网格范围内。

图 6.1-59 COD 浓度包络线(表层)

#### 6.1.7 温排水排放影响预测

##### 6.1.7.1 预测模型

本项目基于计算得到的工程海域三维潮流条件,利用水动力模型的温盐模拟功能对温排水排放影响进行预测。

温度 $T$ 的输运遵循一般对流扩散方程,如下:

$$\frac{\partial T}{\partial t} + \frac{\partial uT}{\partial x} + \frac{\partial vT}{\partial y} + \frac{\partial wT}{\partial z} = F_t + \frac{\partial}{\partial z} \left( D_{ts}^v \frac{\partial T}{\partial z} \right) + \hat{H}$$

其中 $D_{ts}^v$ 是垂向湍流(涡流)扩散系数, $\hat{H}$ 是与大气进行热交换产生的源项。 $F_t$ 和 $F_s$ 是水平扩散项,方程式为:

$$F_t = \frac{\partial}{\partial x} \left( D_{ts}^h \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( D_{ts}^h \frac{\partial T}{\partial y} \right)$$

其中 $D_{ts}^h$ 是水平方向上的湍流扩散系数。水平方向和垂向的扩散系数可以是

一个恒定值，也可以通过涡粘系数按比例确定。

表面温度的边界条件为：

当 $z=\eta$ 时，

$$D_{ts}^v \frac{\partial T}{\partial z} = \frac{Q_n}{\rho_0 c_p}$$

而底部边界条件为：

当 $z=-d$ 时，

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

其中， $Q_n$ 是表面净热通量， $c_p=4217\text{J}/(\text{kg}^\circ\text{K})$  是水的比热。

水—气表面的热交换主要根据以下四个物理过程进行计算：

$$Q_n = q_v + q_c + \beta q_{sr,net} + q_{lr,net}$$

$$\hat{H} = \frac{Q_n}{\rho_0 c_p}$$

式中，

$q_v$ 为潜热通量（蒸发引起的热损失）；

$q_c$ 为显热通量（对流引起的热通量）；

$q_{sr,net}$ 为净短波辐射；

$q_{lr,net}$ 为净长波辐射。

潜热通量（蒸发引起的热损失）遵循道尔顿方程：

Dalton 定律给出了蒸发热损失（潜热通量）的关系式：

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

式中： $L$ 为蒸发潜热， $2.5 \times 10^6 \text{J}/\text{kg}$ ； $C_e$ 为湿润系数，0.00132； $W_{2m}$ 为水面上方 2 米处风速； $Q_{water}$ 为靠近水表面的水蒸气密度； $Q_{air}$ 为大气中的水蒸气密度，与大气的相对湿度  $R$  成正比关系； $a_1$ 和 $b_1$ 是用户自定义系数，用于对蒸发量进行率定。

显热通量（对流）：显热通量 $q_c$ （对流引起的热通量）取决于水面与大气之间的边界层类型。一般来说，该边界层是湍流形态，具有以下关系式：

$$q_c = \begin{cases} \rho_{air} C_{air} C_c W_{10} (T_{air} - T_{water}), & T_{air} \geq T_{water} \\ \rho_{air} C_w C_c W_{10} (T_{water} - T_{air}), & T_{air} < T_{water} \end{cases}$$

式中： $\rho_{air}$ 为大气密度， $1.3 \text{kg}/\text{m}^3$ ； $C_{air}$ 为大气热容， $1007 \text{J}/\text{kg}^\circ\text{C}$ ； $C_w$ 为水的热容， $4186 \text{J}/\text{kg}^\circ\text{C}$ ； $W_{10}$ 为水面上方 10m 高处风速； $T_w$ 为水体的绝对温度； $T_{air}$ 为大气的绝对温度； $C_c$ 为显热传热系数，0.00141。

太阳短波辐射：太阳辐射主要是由一系列不同波长的电磁波组成，其中的大

部分被臭氧层吸收,剩下的一部分在穿过大气层的时候光谱有所变化,到达地球表面时的波长范围在  $0.14\ \mu\text{m}\sim 0.40\ \mu\text{m}$  之间,可以被归为短波辐射。入射到地球水面上的太阳短波辐射强度取决于与太阳的距离、偏向角、纬度信息、地外辐射、云量以及大气中的水蒸气量,即它随地球纬度、高程、季节、时间和气象条件等变化。太阳短波辐射可通过日射强度计测定,但由于工程区域往往缺乏长时间的气象资料,所以可采用以下公式进行计算。

水面上一整天的太阳短波辐射强度  $H_0$  可以由下式得到:

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

式中:

$q_{sc}$  为日照辐射常数;

$E_0$  为地球到太阳的平均距离的两次方与太阳实际距离之间的比值;

$\phi$  为研究区域的纬度值;

$\delta$  为偏向角;

$\omega_{SF}$  为日出方位角。

上述这些参数均可由模型内置的相关计算公式计算得到。

多云天气下每天的太阳短波辐射强度  $H$  的计算公式如下:

$$\frac{H}{H_0} = a_2 + b_2 \frac{n}{N_d}$$

式中:  $n$  为日照时数;  $N_d$  为白天时长;  $a_2$  和  $b_2$  是用户自定义常数。

太阳短波辐射对水温的影响主要取决于透光率的大小,透光率可通过设置项中的消光系数参数来体现,也可选择 Beer 定律来体现太阳短波辐射在水体中的投射过程,见下式:

$$I(d) = (I - \beta) I_0 e^{-\lambda d}$$

式中:  $I(d)$  为水面下  $d$  深处的光照强度;  $I_0$  为水面处的光照强度;  $\beta$  为被水面表层吸收的强度比率;  $\lambda$  为消光系数。

净长波辐射: 大气和水面的长波辐射波长范围为  $4\ \mu\text{m}\sim 120\ \mu\text{m}$ , 属红外线范畴。将从水面到大气的长波辐射减去从大气到水面的长波辐射的差值定义为水面的净长波辐射,它与气温、云度、空气中的水蒸气压强和大气相对湿度有关,具体见下式:

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

式中:  $b$ 、 $c$ 、 $d$  为常系数,分别为  $0.56$ 、 $0.077\text{mb}^{-1/2}$ 、 $0.10$  和  $0.90$ ;

$e_d$ : 测量露点温度处的蒸汽压强,  $e_d = 10e_{saturated}R$ ,  $R$  为大气相对湿度;

$e_{saturated}$ :饱和蒸汽压,在 $-51^{\circ}\text{C}\sim 52^{\circ}\text{C}$ 之间 100%相对湿度的饱和蒸汽压可计算得到,计算公式为 $e_{saturated} = 3.38639 \cdot ((7.38 \times 10^{-3} \cdot T_{air} + 0.8072))^8 - 1.9 \cdot 10^{-5} |1.8T_{air} + 48| + 1.316 \cdot 10^{-3}$ );

N:日照时数;

$N_d$ :白天时长,即可能的最大日照时数;

$\sigma_{sb}$ :Stefan Boltzman 常数,  $\sigma_{sb} = 5.6697 \times 10^{-8} \text{W}/(\text{m}^2\text{K}^4)$ ;

$T_{air}$ 为大气温度。

### 6.1.7.2 预测方案

本项目新建 WZ-CEP 平台伴生气压缩机、空调机组压缩机系统采用海水作为冷却水,产生温排水。本节预测该平台温排水造成的温升情况。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)相关要求,采用大潮、中潮、小潮对夏季温排水排放造成的海域温升影响进行预测计算,计算方案见表 6.1-20。

表 6.1-20 温排水排放影响预测方案表

工况	温排水排放参数	季节/潮时
工况 1	排放量: $526\text{m}^3/\text{h}$ 排放温度: 高于海水背景温度 $10^{\circ}\text{C}$ 排放方式: 排放口位于海平面以上 6m, 每天持续排放	夏季/全潮

### 6.1.7.3 模型构建

温排水排放影响范围主要集中在新建 WZ-CEP 平台的施工区域,采用和生活污水排放相同的局部加密网格进行模拟计算。

温排水排放点: 排放点为固定点源,坐标为新建 WZ-CEP 平台坐标,点源排放量为  $526\text{m}^3/\text{h}$ ,排放的温排水较海水背景温度最大升高  $10^{\circ}\text{C}$ ,设置为表层持续排放。

周围环境: 在计算温排水排放造成的海水温升时,海域温度初始场保守选取夏季水温( $29.5^{\circ}\text{C}$ )、空气温度取  $33^{\circ}\text{C}$ 、相对空气湿度取 88%、风速根据现状调查资料取夏季常风向,风速根据现状调查资料取夏季常风向 SSW,风速为  $7\text{m}/\text{s}$ 。温度场计算时长取 30d,预测结果统计模拟时长内的最大温升场及不同温升包络面积。

开边界条件设置: 为零通量边界条件。

水温模型模拟时间: 从大潮开始前 10 天起进行计算,涵盖大潮、中潮、小

潮潮期，共计算 17 天。

#### 6.1.7.4 预测结果

本平台温排水排放引起的表层温升包络线范围见图 6.1-60。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，温排水排放影响主要作用于表层水体，最大温升只有  $0.11^{\circ}\text{C}$ ，影响范围只有一个  $50\text{m}\times 50\text{m}$  网格。在网格分辨率（50m）下无温升超标面积存在，温排水排放对海水温度影响较小。

图 6.1-60 平台温排水排放表层温升包络线

## 6.2 海水水质环境影响评价

### 6.2.1 建设期对海水水质影响评价

#### 6.2.1.1 铺设海底管缆对海水水质的影响

海底管道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。

海底管道挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.66km，挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向中层、底层有存在。海底管道铺设底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $23.1912\text{km}^2$ ，海面以下 15.4m 之内无污染物超标面积，超三类、四类水质面积相对较小。海底管都铺设作业停止后最大约 1h 悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

海底光缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.37km，挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向中层、底层有存在。其中海底管道铺设底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $9.0652\text{km}^2$ ，海面以下 23.1m 之内无污染物超标面积，超三类、四类水质面积相对较小。对周围海水水质影响是短暂的，海底光缆铺设作业停止后最大约 1h 悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

#### 6.2.1.2 钻井液排放对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目由预测和分析结果可以看出，钻井液排放造成的水质超标范围集中在排放层。超一（二）类水质海域的最大包络面积为  $1.2516\text{km}^2$ ，

超三四类面积相对较小，超一（二）类水质离排放点的最大距离为 1.635km，停止排放后最大约 2h 即可恢复到排放前水质。

### 6.2.1.3 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，本项目新建 WZ-CEP 平台悬浮物超标主要在模型垂向排放层以下，超一（二）类水质最大包络面积为 0.1121km<sup>2</sup>，距排放点的最大距离为 0.605km，钻屑停止排放后约 1h 内即可恢复第一类水质。

### 6.2.1.4 其他废水对海水水质的影响

#### 1) 作业废水

施工期作业废水经平台临时污水处理设备处理达标后排海。根据前文预测结果，本项目作业废水排放量相比进入海域范围水量较小，排放主要对排放点所在的中层（第6层）水体产生影响，中层（第6层）水体石油类浓度在 0.0400005mg/L~0.040001mg/L 之间，未超过海水水质标准第一类标准（0.05mg/L）。因作业废水排放引起的石油类浓度增量最大 0.00000111mg/L，增量最大值只存在一个 10m×10m 网格范围内，未出现超过海水水质标准第一类水质的包络面积。综上，作业废水排放对海洋环境的影响轻微，排放不会明显影响项目所在海区的海水水质，对周边环境敏感目标无显著不利影响。

#### 2) 试压废水

本项目新铺设海管在清管过程中会产生部分试压废水。清管采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物，直接排放入海，对海洋环境影响较小。

#### 3) 酸化废水

建设期酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排，不会对海水水质环境产生影响。

#### 4) 生活污水

施工期对海水水质环境会产生影响的污染物还有施工人员生活污水、施工船舶产生的机舱含油污水。



施工期船舶人员生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海, 钻井平台施工人员生活污水经平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准的要求后排放入海, 生活污水排放量小, 类比本项目 6.2.2.1 生活污水排放对海水水质影响预测结果可知, 生活污水超标影响范围在一个网格 50m 范围内, 且其施工期影响为临时的, 故生活污水对海洋环境影响小。

#### 5) 船舶及钻井平台含油污水

船舶含油污水由污水系统收集, 建设期作业船舶将产生一定量的船舶含油污水。船舶含油污水经处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)中石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后排放, 排放应在船舶航行中进行。本项目建设过程中采用自升式钻井平台进行钻完井作业, 钻井过程中钻井平台将产生含油污水, 经处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后排放。因此, 正常工况下对海水水质环境影响较小。

### 6.2.2 生产运行期对海水水质影响评价

#### 6.2.2.1 生活污水排放对海水水质的影响

本项目平台生活污水虽持续排放, 但日排放量不大, 加之处理后生活污水 COD 浓度较小, 排放影响主要集中在表层水体。由于平台处理后的生活污水 COD 浓度很小, 表层水体 COD 浓度在  $1.47\text{mg/L} \sim 1.50\text{mg/L}$  之间, 未超过海水水质标准第一类标准 ( $2\text{mg/L}$ )。因生活污水排放引起的 COD 浓度最大增量为  $0.03\text{mg/L}$ , 增量最大值只存在一个  $50\text{m} \times 50\text{m}$  网格范围内。综上, 生活污水排放造成的海水水质影响很小。

#### 6.2.2.2 温排水排放对海水水质的影响

本项目压缩机、空调机组冷却水系统会排放温排水, 最大排量为  $526\text{m}^3/\text{h}$ , 温排水较海水背景温度最大增加 ( $10^\circ\text{C}$ ), 于海表排放。本项目温排水排放量与周围水体量相比较小, 且本项目海域开阔, 水动力条件较好, 生产水携带的热量能够较快耗散。

根据前文 6.1.7 温排水排放影响预测结果, 温排水排放主要影响工程海域表层, 造成的平台海水周围最大温升约  $0.11^\circ\text{C}$ , 在网格尺度 ( $50\text{m}$ ) 下无温升超标面积存在, 因此, 温排水排放对海水温度影响较小。

### 6.2.2.3 浓盐水排放对海水水质的影响

本项目海水淡化处理过程中产生的浓盐水经收集后直接排入海域。本项目浓盐水排放量最大为  $72\text{m}^3/\text{d}$ ，由于所在海域开阔，水动力条件较好，且浓盐水排放量较少，能较快经水体稀释扩散，因此，浓盐水排放对海水水质的影响在可接受范围内，不会对周边海域水质造成持续性、区域性不良影响。

### 6.2.2.4 其他废水对海水水质的影响

生产运行期产生的其他废水包括采出水、含油污水、作业废水、酸化废水等。

本项目投产后，正常工况下，采出水、作业废水经新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理合格后回注，不排海。平台含油污水包括甲板冲洗废水、初期雨水等，最终全部进入生产工艺系统处理，船舶含油污水经处理达标后排海。而酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注，对海水水质环境影响较小。

## 6.3 海洋沉积物环境影响评价

### 6.3.1 建设期对沉积物影响评价

#### 6.3.1.1 钻屑及钻井液排放对沉积物环境的影响分析

钻屑及钻井液排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑及钻井液的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑及钻井液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，钻屑覆盖厚度超过  $2\text{cm}$  的面积为  $0.071\text{km}^2$ ，钻屑停止排放后  $1\text{h}$  海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平；钻井液排放未出现覆盖厚度超过  $2\text{cm}$  的面积，钻井液停止排放后  $2\text{h}$  海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平，对周围环境影响较小。

#### 6.3.1.2 平台建设对沉积环境的影响分析

桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境发生改变。但由于导管架桩腿间距较大，透水性良好，因此平台建设期对沉积物环境的影响较小。

#### 6.3.1.3 海底管道/光缆铺设对沉积环境的影响分析

铺设海底管道/光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，覆盖厚度大于  $2\text{cm}$  的面积主要位于管

沟两侧。本项目新建 1 条海底管道和 1 条海底光缆，总长度约为 52km，根据预测结果，海底管道施工悬浮沙覆盖 2cm 厚度的覆盖面积约  $0.235\text{km}^2$ ，海底光缆施工悬浮沙覆盖 2cm 厚度的覆盖面积最大约  $0.232\text{km}^2$ 。施工结束后 1h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。另外，因悬浮沙是本海区原有沉积物再沉降，不会引起沉积物环境的变化。

### 6.3.2 生产运行期对沉积物影响评价

生产运行期海底管道对沉积物环境的影响主要为外防腐牺牲阳极中锌的释放。海底管道采用手镯型铝基牺牲阳极，阳极块主要成分为锌，锌的含量仅占 2.5%~5.75%。锌在发生原电池反应后，将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升高。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，本项目海底管道使用 1200 块阳极块，单块净重 50kg，锌含量按 5.75% 考虑，则海底管道单块阳极块每年释放到环境中的锌约 172.5kg，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  $0.81 \times 10^{-6}$ ，叠加本项目 2025 年 3 月海洋沉积物现状调查中的锌含量平均值  $116 \times 10^{-6}$ ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为  $116.81 \times 10^{-6}$ ，低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值  $150 \times 10^{-6}$ ，因此海管防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

### 6.4 水文动力影响分析

本项目施工内容包括新建 WZ-CEP 平台安装、钻井完井、海底管道/光缆的铺设、依托平台适应性改造。由于平台为透水式结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，但是不会影响整个海域的流场，对项目所在海区的水交换能力没有影响；海底管道/海底光缆埋于海底以下 2m，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

### 6.5 地形地貌与冲淤影响分析

本项目新建 WZ-CEP 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/光缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在海底管道/光缆沟周围，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，

本项目的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

## 6.6 海洋生态环境影响评价

### 6.6.1 海洋生态环境的影响分析

#### 6.6.1.1 建设期对海洋生态环境影响分析

##### 6.6.1.1.1 对浮游植物的影响分析

本项目在钻完井阶段所产生的钻屑和钻井液使钻井平台周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响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，停止钻屑和钻井液的排放，其影响将会逐渐降低以至消失。

海底管道/光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。

##### 6.6.1.1.2 对浮游动物的影响分析

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

##### 6.6.1.1.3 对底栖生物的影响分析

###### 1) 钻屑及钻井液排放对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻屑及钻井液的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明显的不利影响，其主要会通过以下几种方式对底栖生物产生不利影响：（1）直接掩埋和覆盖沉积区内的动物；（2）沉积层化学和构造上的改变对某些底栖生物

的掘穴与索食产生影响；（3）沉积区内高耗氧量有机物的富集造成沉积层缺氧从而影响生物的生存；（4）沉积区内或附近底栖动物体的石油类和重金属等有毒物质的含量增加。

基于上述分析并根据预测结果：本项目建设期钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为  $0.071\text{km}^2$ ，距排放点最大距离约 0.345km，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约  $0.071\text{km}^2$  内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围  $0.071\text{km}^2$  范围内，因对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

#### 2) 海底管道/光缆铺设对底栖生物的影响分析

海底管道/光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。

堆积在海底管道/光缆沟两侧的沉积物，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道/光缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。本项目挖沟铺设 1 条海底光缆、1 条海底管道，根据预测结果，铺设海底光缆周围悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内（ $0.232\text{km}^2$ ）以及铺设海底管道周围悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内（ $0.235\text{km}^2$ ）底栖生物将遭受损失。

#### 6.6.1.1.4 对渔业资源的影响分析

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，工程建设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。

本项目位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场、北部湾金线鱼产卵场内。根据前文 6.1.4 钻屑排放影响预测、6.1.3 钻井液排放影响预测结果可知，新建 WZ-CEP 平台钻屑排放造成的悬浮物超标范围在模型垂向的第 7 层（海面以下 13.8m）至海底均有分布，超一（二）类水质最远影响距离 0.605km，停止排放后最长约 1.0h 可恢复到排放前水质，其影响范围占产卵场面积较小；钻井液排放造成的悬浮物超标范围集中在第 7 层（海面以下 13.8m~18.4m）至第 4 层（海面以下 27.6m~32.2m），其余层无超标情况，其它层无超一（二）类面积，排放造成的最远影响距离为 1.635km，停止排放后最长约 2.0h 可恢复到排放前水质，其影响范围占产卵场面积较小，影响是短暂、一次性且可恢复的。

本项目海底管道和海底光缆挖沟作业的影响主要在海面以下 15.4m 至海底层，而二长棘鲷、绯鲤类、金线鱼鱼卵为浮性卵，主要集中在表层，随海流漂移，因此，海底管道和海底光缆挖沟对表层浮性卵影响很小。

#### 6.6.1.2 生产运行期对海洋生态的影响

生产运行期采出水、作业废水经新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理合格后回注，不排海；含油污水包括甲板冲洗废水、初期雨水等，最终全部进入生产工艺系统处理；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注，不外排；生产垃圾及生活垃圾拉运至陆地进行处置。

运行期对海洋生态产生影响的环节主要为平台生活污水、温排水、浓盐水排海影响，根据前文 6.1.6 生活污水排放影响预测、6.1.7 温排水排放影响预测章节，生活污水、温排水排放主要影响工程海域表层，影响范围主要在平台周围 50m 网格范围内，对周围海洋生态环境影响较小；本项目浓盐水排海会使排放平台周围海域的海水盐度升高，由于所在海域开阔，水动力条件较好，且浓盐水排放量较少，能较快经水体稀释扩散，因此，浓盐水排放对海洋生态环境的影响在可接受范围内，不会对周边海域造成持续性、区域性不良影响。

## 6.6.2 海洋生物资源损失评估

本项目按照《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)中 6.4 工程对海洋生物资源损害评估方法进行计算海洋生物损失量。

### 6.6.2.1 生物资源损失计算方法

#### 6.6.2.1.1 占用渔业水域的海洋生物资源量损害评估

本方法适用于因工程建设需要, 占用渔业水域, 使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。各种类生物资源损害量评估按公式 (5) 计算:

$$W_i = D_i \times S_i$$

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

$D_i$ —评估区域内第  $i$  种生物资源密度, 单位为尾 (个) 每平方千米 [尾 (个) / $\text{km}^2$ ]、尾 (个) 每立方千米 [尾 (个) / $\text{km}^3$ ] 或千克每平方千米 ( $\text{kg}/\text{km}^2$ )。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 ( $\text{km}^2$ ) 或立方千米 ( $\text{km}^3$ )。

#### 6.6.2.1.2 污染物扩散范围内的海洋生物资源量损害评估

本方法适用于污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估, 分一次性损害和持续性损害。

一次性损害: 污染物浓度增量区域存在时间少于 15d (不含 15d);

持续性损害: 污染物浓度增量区域存在时间超过 15d (含 15d)。

##### 1) 一次性平均受损量评估

一次性损失计算方法:

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

式中:

$W_i$ ——第  $i$  种类生物资源一次性平均损失量, 单位为尾 (尾)、个 (个)、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 (尾/ $\text{km}^2$ )、个平方千米 (个/ $\text{km}^2$ )、千克平方千米 ( $\text{kg}/\text{km}^2$ );

$S_j$ ——某一污染物第  $j$  类浓度增量区面积, 单位为平方千米 ( $\text{km}^2$ );

$K_{ij}$ ——某一污染物第  $j$  类浓度增量区第  $i$  种类生物资源损失率, 单位为百分

之 (%)；

$n$ ——某一污染物浓度增量分区总数。

## 2) 持续性损失计算方法

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害量。计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

$M_i$ ——第  $i$  种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克 (kg)；

$W_i$ ——第  $i$  种类生物资源一次平均损害量，单位为尾、个或千克 (kg)；

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

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）附录 B，各类生物的损失率取值如表 6.6-1。

表 6.6-1 污染物对各类生物损失率

污染物 $i$ 的超标 倍数 ( $B_i$ )	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	游泳动物幼体	游泳动物成体
$B_i \leq 1$ 倍 (10~20mg/L)	5	5	1
$1 < B_i \leq 4$ 倍 (20~50mg/L)	20	20	5
$4 < B_i \leq 9$ 倍 (50~100mg/L)	40	40	15
$B_i \geq 9$ 倍 ( $\geq 100$ mg/L)	50	50	20

## 6.6.2.2 生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物采用海洋现状调查中春、秋两季调查密度的平均值，海洋生物资源密度及来源见表 6.6-2。

表 6.6-2 生物量取值

种类	春季密度	秋季密度	两季平均
底栖生物 ( $g/m^2$ )			
鱼卵 (粒/ $m^3$ )			
仔稚鱼 (尾/ $m^3$ )			
游泳动物成体 ( $kg/km^2$ )			
幼鱼 (尾/ $km^2$ )			
头足类幼体 (尾/ $km^2$ )			
虾类幼体 (尾/ $km^2$ )			
蟹类幼体 (尾/ $km^2$ )			



种类	春季密度	秋季密度	两季平均
资料来源	自然资源部北海海洋中心于 2025 年 3 月调查数据	自然资源部北海海洋中心于 2024 年 11 月调查数据	-

6.6.2.3 生物资源损失计算结果

6.6.2.3.1 钻屑排海生物损失计算

本项目平台 28 口井纯钻井时间为 561 天（包含预留井），为持续性损害，按《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）规定，15d 为 1 个周期，则平台排放时间合计约 38 个周期。

本项目所在海域水深约 46m。根据预测结果，钻屑排放造成的悬浮物超标范围在模型垂向的第 7 层（海面以下 13.8m）至海底底层有分布。因此，本项目钻屑排放计算生物资源损失时，水深取超标水层水深约 32.2m，超标范围影响面积取垂向各层平均值。

1) 游泳生物损失

钻屑排放造成游泳生物损失见表 6.6-3。

表 6.6-3 钻屑排海造成游泳生物损失量

资源		面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1 0.0453	1<Bi≤4 0.0211	4<Bi≤9 0.0043	Bi>9 0.0017	排放周 期 (个)	合计
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )							
	损失率							
	损失量 (10 <sup>4</sup> 粒)							
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )							
	损失率							
	损失量 (10 <sup>4</sup> 尾)							
幼体	鱼类	密度 (尾/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (尾)						
	头足类	密度 (尾/km <sup>2</sup> )						
		损失率						
		损失量 (尾)						
	虾	密度						

资源	面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9	排放周 期 (个)	合计
		0.0453	0.0211	0.0043	0.0017		
类	(尾/km <sup>2</sup> )						
	损失率						
	损失量 (尾)						
	密度 (尾/km <sup>2</sup> )						
	损失率						
	损失量 (尾)						
成体	密度 (kg/km <sup>2</sup> )						
	损失率						
	损失量 (kg)						

## 2) 底栖生物损失

钻屑排放将对底栖生物造成一定的掩埋，并使其中部分底栖生物死亡。本项目排放点周围 50m 半径面积为 0.008km<sup>2</sup>，底栖生物损失率按照 100% 计算。根据预测结果，覆盖 2cm 面积为 0.071km<sup>2</sup> 大于排放点周围 50m 半径面积 0.008km<sup>2</sup>，因此，本次计算排放点周围 50m 半径、覆盖 2cm 厚度面积造成的底栖生物损失。根据前述公式（6.6.2.1.1 占用渔业水域的海洋生物资源量损害评估）估算钻屑排放造成底栖生物损失见表 6.6-4。

表 6.6-4 钻屑排海造成底栖生物损失量计算结果

类型	面积 (km <sup>2</sup> )	密度 (g/m <sup>2</sup> )	损失率	损失量 (kg)
覆盖 2cm (扣除后者)				
周围 50m 以内				
合计				

## 6.6.2.3.2 钻井液排海生物损失计算

本项目水基钻井液为钻井结束后一次性排放，共排放 8 次。根据预测结果，钻井液造成的悬浮物超标范围在海面以下 13.8m~32.2m 之间，其余层无超标情况。因此，钻井液排放计算生物资源损失时，水深取超标水层水深 18.4m（总水深 46m），超标范围影响面积取垂向超标层的平均值。

本项目水基钻井液排海时间小于 15 天，因此，计算按照一次性损失估算钻井液扩散造成的海洋生物损失量。生物量取值见前文 6.6.2.2 生物资源损失计算参数章节，钻井液排放造成海洋生物损失见表 6.6-5。

表 6.6-5 钻井液排放造成海洋生物损失量计算结果

资源	面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	排放次数 (次)	合计
		0.6042	0.1141	0.0148	0.0036		
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>4</sup> 粒)						
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )						
	损失率						
	损失量 (10 <sup>4</sup> 尾)						
幼体	鱼类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体		密度 (kg/km <sup>2</sup> )					
		损失率					
		损失量 (kg)					

## 2) 底栖生物损失

钻井液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。本项目排放点周围 50m 半径面积为 0.008km<sup>2</sup>，底栖生物损失率按照 100% 计算。根据预测结果，钻井液排放未出现覆盖厚度 2cm 面积，因此，本次仅计算排放点周围 50m 半径面积造成的底栖生物损失。根据前述公式（6.6.2.1.1 占用渔业水域的海洋生物资源量损害评估）估算钻屑排放造成底栖生物损失见

表 6.6-6。

表 6.6-6 钻井液排海造成底栖生物损失量计算结果

类型	面积 (km <sup>2</sup> )	密度 (g/m <sup>2</sup> )	损失率	损失量 (kg)
周围 50m 以内	0.008	17.94	100%	140.79

### 6.6.2.3.3 海底管道/光缆铺设生物损失计算

#### 1) 海洋生物损失

本项目新建海底管道/海底光缆各 1 条, 施工期间悬浮物浓度增量区域存在时间不超过 15d, 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), 按照一次性损失计算。

根据预测结果, 海底光缆施工造成的海水悬浮超标范围集中在中、底层, 其余层无超标情况, 其影响主要在海面以下 23.1m 至海底。根据统计, 本项目海底管道路由附近海域水深约 46m。因此, 本项目平台钻井液排放计算生物资源损失时, 水深取超标水层水深 22.9m, 超标范围影响面积取垂向超标水层平均值。海底管道铺设海洋生物损失见表 6.6-7。海底光缆排放造成海洋生物损失量计算结果见表 6.6-8。

表 6.6-7 海底管道排放造成海洋生物损失量计算结果

资源	面积 (km <sup>2</sup> )	Bi ≤ 1	1 < Bi ≤ 4	4 < Bi ≤ 9	Bi ≥ 9	小计
		9.0527	4.4110	1.4251	0.4754	
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )					
	损失率					
	损失量 (10 <sup>4</sup> 粒)					
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
	损失率					
	损失量 (10 <sup>4</sup> 尾)					
幼体	鱼类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	头足类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	虾类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	蟹类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				

资源	面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		9.0527	4.4110	1.4251	0.4754	
成体	密度 (kg/km <sup>2</sup> )					
	损失率					
	损失量 (kg)					

表 6.6-8 海底光缆排放造成海洋生物损失量计算结果

资源	面积 (km <sup>2</sup> )	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		14.5447	7.1671	1.2244	0.3840	
鱼卵	密度 (粒/m <sup>3</sup> )					—
	损失率					
	损失量 (10 <sup>4</sup> 粒)					
仔稚鱼	密度 (尾/m <sup>3</sup> )					
	损失率					
	损失量 (10 <sup>4</sup> 尾)					
幼体	鱼类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	头足类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	虾类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	蟹类	密度 (尾/m <sup>3</sup> )				
		损失率				
		损失量 (尾)				
成体	密度 (kg/km <sup>2</sup> )					
	损失率					
	损失量 (kg)					

## 2) 底栖生物损失

铺设海管/光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,按海底海管/光缆中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%。

本项目海底管道长度 26km,两侧 5m 范围内面积为 0.26km<sup>2</sup>。根据预测结果,海底管道周围覆盖厚度 2cm 面积为 0.235km<sup>2</sup> 小于管道两侧 5m 范围面积 0.26km<sup>2</sup>,因此,海底管道仅计算管道两侧 5m 范围内面积造成的底栖生物损失。

本项目海底光缆长度 26km,两侧 5m 范围内面积为 0.26km<sup>2</sup>。根据预测结果,

海底光缆周围覆盖厚度 2cm 面积最大为  $0.232\text{km}^2$  小于管道两侧 5m 范围面积  $0.26\text{km}^2$ ，因此，海底光缆仅计算管道两侧 5m 范围内面积造成的底栖生物损失。

根据前述公式，估算铺设海底管道/光缆造成底栖生物损失见下表。

表 6.6-9 铺设海管及光缆的底栖生物损失

类型	面积 ( $\text{km}^2$ )		密度 ( $\text{g}/\text{m}^2$ )	损失率	损失量 (kg)
海底管道					
海底光缆					

#### 6.6.2.3.4 平台占海海洋生物损失计算

本项目新建 WZ-CEP 平台属于透水构筑物，平台占海造成海洋生物损失按照桩基及井槽占海面积进行计算。根据项目可行性研究报告，桩基及井槽占海面积约  $****\text{m}^2$ 。平台占海将永久性占用渔业水域，该区域内海洋生物因栖息地被破坏而死亡，因此损失率按 100% 损失计算，具体计算结果见表 6.6-10。

表 6.6-10 占用海域造成底栖生物的损失量

种类	密度	影响类别	影响面积 ( $\text{m}^2$ )	计算水深 (m)	损失率 (%)	损失量
底栖生物	$17.94 (\text{g}/\text{m}^2)$	平台占海				

综上，本项目建设造成的海洋生物资源损失量汇总见表 6.6-11。

表 6.6-11 海洋生态环境损失汇总

生物名称	平台占海	钻屑	钻井液	海底管道悬浮沙	海底光缆悬浮沙	合计
底栖生物 (kg)						
鱼卵 (万粒)						
仔稚鱼 (万尾)						
成体 (kg)						
幼鱼 (尾)						
头足类幼体 (尾)						
虾类幼体 (尾)						
蟹类幼体 (尾)						

## 6.7 主要环境敏感目标影响分析

### 6.7.1 建设期对环境敏感目标影响

#### 6.7.1.1 对海洋保护区、海洋生态红线区等的影响分析

根据前文 1.8 环境保护目标中环境敏感目标识别,本项目距离较近的一般敏感区有北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区(海底管道东北 10.5km)、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区(海底管道北 41km);距离较近的重要敏感区有广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园(海底管道东北 54.1km)、海洋生态保护红线区-广西涠洲岛珊瑚礁保护区(海底管道东北 52.3km)。

根据 6.2.1 建设期对海水水质影响评价章节所述,施工期海底管道挖沟造成的悬浮物超一(二)类海水水质最大距离为 0.66km,海底光缆挖沟铺设时超一(二)类海水最大影响距离为 0.37km,钻屑排放造成的悬浮物超一类海水水质最大距离为 0.605km,钻井液排放造成的悬浮物超一(二)类水质离排放点的最大距离为 1.635km。上述超标距离远远小于本项目与海洋保护区、海洋生态红线区等之间距离(大于 10.5km),因此,可认为本项目建设对其影响较小。

#### 6.7.1.2 对项目对“三场一通道”的影响分析

本项目选址位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内,上述产卵场均属于海洋生态敏感区中的一般敏感区。由于油气资源位置的限制,本项目无法避让 3 座产卵场。本项目周边“三场”情况见表 6.7-1。

表 6.7-1 项目与周边“三场”关系表

序号	“三场一通道”名称	保护期	产卵特征	相对工程方位	最近距离
1	北部湾二长棘鲷产卵场	产卵盛期 1~2 月	浮性卵	位于其内	0km
2	北部湾绯鲤类产卵场	产卵盛期 4~5 月	浮性卵	位于其内	0km
3	北部湾金线鱼产卵场	产卵盛期 3~5 月	浮性卵	位于其内	0km

建设期主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液、作业废水,以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物,其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。为了降低建设期对产卵场的影响,本项目钻屑、钻井液、作业废水均采取了海面以下 20m 排放的措施。根据前文 6.1 海洋环境影响预测结果,建设期钻井液排放造成的影响在水下 13.8m~32.2m 之间,钻屑排放造成的影响在水下 13.8m~海底 46m 之间,作业废水排放未造成超一类水质面积,管缆挖沟造成的悬浮物超标范

围在海面以下 15.4m~海底 46m 范围内。

根据资料调研, 绯鲤类、二长棘鲷、金线鱼所产鱼卵均为浮性卵, 主要集中在表层, 随海流漂移, 因此, 本项目建设期间对产卵场影响程度较弱, 影响可接受。

## 6.7.2 生产运行期对环境敏感目标影响

### 6.7.2.1 对海洋保护区、海洋生态红线区等的影响分析

根据前文 1.8 环境保护目标中环境敏感目标识别, 本项目距离较近的一般敏感区有北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区(海底管道东北 10.5km)、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区(海底管道北 41km); 距离较近的重要敏感区有广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园(海底管道东北 54.1km)、海洋生态保护红线区-广西涠洲岛珊瑚礁保护区(海底管道东北 52.3km)。

生产运行期所产生的主要污染物为采出水、作业废水、含油污水、酸化废水、生活污水、温排水、浓盐水, 其中采出水、作业废水进入平台采出水处理系统处理达标后回注; 平台含油污水包括甲板冲洗废水、初期雨水等, 最终全部进入生产工艺系统处理; 酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置, 若经过论证, 在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下, 进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注。生活污水、温排水、浓盐水排海, 排放量较小。根据 6.1 海洋环境影响预测章节, 由于平台处理后的生活污水 COD 浓度很小, 表层水体 COD 浓度在 1.47mg/L~1.50mg/L 之间, 未超过海水水质标准第一类标准(2mg/L)。因生活污水排放引起的 COD 浓度最大增量为 0.03mg/L, 增量最大值只存在一个 50m×50m 网格范围内。

由于温排水排量很小, 在海流的对流扩散作用下, 温排水排放影响主要作用于表层水体, 最大温升只有 0.11℃, 影响范围只有一个 50m×50m 网格。在网格分辨率(50m)下无温升超标面积存在。

本项目浓盐水排放量最大为 72m<sup>3</sup>/d, 由于所在海域开阔, 水动力条件较好, 且浓盐水排放量较少, 能较快经水体稀释扩散。

综上, 可认为本项目生产运行期对以上海洋保护区、海洋生态保护红线区影响较小。

### 6.7.2.2 对项目对“三场一通道”的影响分析

本项目位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内, 生产运行期温排水、生活污水排放影响范围只在排放点周围 1 个网格



(50m) 范围内, 对水生生物产卵场影响较小。本项目实施后将积极采取增殖放流等有效措施, 将项目建设对海洋生态和生物资源环境的损害程度降低到最小, 以促进海洋生物资源恢复和可持续发展。

## 6.8 项目对通航的影响分析

为保障本项目生产运行期航运畅通, 防止项目对附近海域通航环境带来不利影响, 建设单位委托交通运输部天津水运工程科学研究所编制了《广西北部湾涠洲油田工程通航环境及风险研究报告》, 本节引用该报告中相关内容。

### 6.8.1 周边航路、港口、锚地等现状

根据《广西北部湾涠洲油田工程通航环境及风险研究报告》, 本项目拟建平台不在港口、锚地、进港航道、倾倒地与海洋牧场等范围内, 项目周边航道主要北部湾港至东南亚各国航路-至海南洋浦港支线。2025 年 11 月 3 日, 广西海事局发布了《关于调整北部湾港至东南亚各国航路一至海南洋浦港支线的公告》(2025 年 11 月 7 日起实施), 对北部湾港至东南亚各国航路一至海南洋浦港支线(以下简称“洋浦港支线”)进行优化调整, 航路宽度为航路中心线两侧各 2.0 海里。

根据调整后航路图, 本项目新建 WZ-CEP 平台不在航路范围内, 平台位置距离北部湾港至东南亚各国航路边界 2 海里警戒线 103m, 距北部湾港至海南洋浦港支线 2 海里警戒线 188m, 满足通航安全保障要求。

图 6.8-1 项目附近航线示意图

## 6.8.2 对海上交通影响分析

### 6.8.2.1 建设期对海上交通影响

#### 1) 材料运输对通航的影响

材料运输船从码头装货到指定的施工区,增加了航线水域的通航密度。特别是在需要使用拖轮进行拖带运输的情况下,会对水域的交通会造成一定的影响。

#### 2) 安装施工对通航的影响

施工时划定的安全作业区占据一定范围的可航水域,对正常航行的船舶产生一定影响。

### 6.8.2.2 生产运行期对海上交通影响

1) 生产运行期存在渔船与平台触碰的安全隐患。另外,渔船在平台附近海域进行底部拖网作业时,可能会触碰到海底管缆,造成油气泄漏、信号中断。

2) 新建 WZ-CEP 平台油气开采及海底管道的运输一旦发生油气泄漏,均可能造成海洋污染,对周围海上交通可能造成影响。

## 6.8.3 项目安全保障措施

### 6.8.3.1 建设期安全保障措施

1) 为保障工程建设期的通航安全,建设单位应严格遵守《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》(交通运输部,2021.9.1 起施行)中的有关要求,落实安全生产法律法规要求,完善安全生产条件,制定施工通航安全保障方案,保障施工作业及其周边水域交通安全。在取得海事管理机构颁发的《中华人民共和国水上水下活动许可证》后,方可进行相应的水上水下活动。

2) 为便于海上平台施工水域的安全管理,建设期将划定施工水域范围,并发布航行通(警)告,设置施工标识明确施工水域,非工程相关船舶禁止进入。施工单位注意施工船舶自身的安全,并尽量减少对附近平台及其他船舶的影响。

3) 建设单位应加强对施工船舶的安全管理,制定并落实施工安全措施和应急预案;加强平台构件及海底管缆等材料装卸、运输过程的安全管理;按照拖带运输的相关规定及本报告提出的安全建议,落实各项运输船舶航行安全保障措施,尤其应加强对拖带航行过程的安全控制。

### 6.8.3.2 生产运行期安全保障措施

#### 1) 完善工程海域船舶安全监管能力

本项目新建 WZ-CEP 平台配备监控系统，并确保在控制室能随时监控平台水域附近船舶的活动，防止附近过往船舶进入平台海域，避免影响平台的安全运行。

#### 2) 落实平台的运行和维护管理制度

为了保证平台、海底管道、海底光缆等的正常运行，需要由维护管理人员进行定期的检查维护工作，按照相关规定进行安全生产。

#### 3) 制定船舶航行管制及应急预案

海上平台区域建设完成后，应及时发布航海通告，更新海图资料，标明海上平台区域位置，并合理划定保护区域，严禁船舶误入海上平台区域内并抛锚。落实安全管理的相关制度和应急处置措施，按要求配备导助航设施和防污应急设施设备。

#### 4) 完善航标配布及导助航服务

海上平台施工前，必须事先向所涉及海区的区域主管机关申请发布海上航行警告、航行通告。

#### 5) 提升平台的防撞能力

海上平台为高耸建筑物，其运输和安装需要较高的技术条件，平台项目在初步设计阶段采用合适的构造设计、施工方案、工艺方法和施工船具，保证工程施工安全和营运。平台设施的结构设计需保证设施能够经受海上环境的腐蚀和环境载荷，保证结构安全。

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

## 7 环境风险分析与评价

### 7.1 风险调查

#### 7.1.1 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），对本项目建设期和生产运行期的风险源分别进行调查。

##### 1) 建设期风险源调查

本项目建设期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油，建设期主要分为钻井作业、导管架安装、上部组块安装、海底管道/光缆铺设、依托平台改造及海上连接及调试等环节，计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等施工船舶。经调查，项目建设期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 G，船舶在线量按单个船舶所载货油或船用燃料油全部舱容的数量确定。本项目拖轮油舱全部舱容最大约为  $2000\text{m}^3$ 。钻井平台油舱全部舱最大容积约为  $585\text{m}^3$ 。

##### 2) 生产运行期风险源调查

生产运行期的风险源主要为新建 WZ-CEP 平台和海底管道，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 G 可知，危险物质主要考虑对海洋生态产生危害的物质，本项目风险物质主要为原油。

本项目危险物质分布及存在数量详见下表。

表 7.1-1 危险物质主要分布及存在数量一览表

阶段	名称		风险单元	最大在线量 q <sub>i</sub> (t)	
				柴油	原油
建设期	拖轮	油舱	油舱		—
	钻井平台	油舱	油舱		—
生产运行期	生产平台	油气处理工程	一级分离器橇	—	
			二级分离器橇	—	
			电脱水橇	—	
			外输缓冲罐橇	—	
			不合格油回收罐橇	—	
		柴油系统	70m <sup>3</sup> 柴油罐	—	
			6m <sup>3</sup> 柴油日用箱	—	
			60m <sup>3</sup> 桩腿柴油箱	—	
	管道	新建 WZ-CEP 平台~依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底管道		管道	—

注：柴油密度按照 0.85g/cm<sup>3</sup> 计算。

### 7.1.2 环境敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），海洋生态环境风险敏感目标调查应包括环境风险评价范围内的所有海洋生态环境保护目标，以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区，具体见 1.8 环境保护目标章节。

## 7.2 评价等级判定

### 7.2.1 危险物质数量与临界量比值（Q）

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 G，计算所涉及的每种危险物质在危险单元内的最大存在总量与对应临界量（油类物质参照本标准，其他物质参照 HJ 169）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。长输管线项目按照两个截断阀之间管段危险物质最大存在总量计算。

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

$$Q=q_1/Q_1 + q_2/Q_2 + \cdots q_n/Q_n$$

式中：q<sub>1</sub>，q<sub>2</sub>，…，q<sub>n</sub>——每种危险物质的最大存在总量，t；

Q<sub>1</sub>，Q<sub>2</sub>，…，Q<sub>n</sub>——每种危险物质的临界量，t。

将 Q 值划分为：（1）Q<1；（2）1≤Q<10；（3）10≤Q<100；（4）Q≥

100。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），危险物质数量与临界量比值（Q）核算时，危险物质数量选取独立风险单元中的最大存在总量。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。

建设期计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮、钻井自升平台等施工船舶。经调查，本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，拖轮油舱全部舱容积约为  $2000\text{m}^3$ ，钻井平台油舱全部舱容积约  $585\text{m}^3$ 。

生产运行期危险单元主要包括 1 座新建 WZ-CEP 平台、1 条新建海底管道，主要危险物质为原油，本项目危险单元的 Q 值见表 7.2-1。由计算结果可知，最大 Q 值为 17.000，属于  $10 \leq Q < 100$ 。

表 7.2-1 本项目危险物质分布及存在数量一览表

阶段	独立单元名称		危险物 质	存储设施名称	设施规格及规模	最大存在量	临界量	Q	$\Sigma Q$
						$q_i$ (t)	Q (t)		
建设 期	柴油系统区		柴油	拖轮油舱	容积约为2000m <sup>3</sup>		100		
			柴油	钻井平台燃油 舱柴油罐	容积约为585m <sup>3</sup>		100		
生产 运行 期	平 台	一级分离器橇	原油	一级分离器橇	$\Phi 3.6\text{m} \times 10.8\text{m}$		100		
		二级分离器橇	原油	二级分离器橇	$\Phi 2.8\text{m} \times 8.4\text{m}$		100		
		电脱水橇	原油	电脱水橇	$\Phi 3.2\text{m} \times 9.6\text{m}$		100		
		外输缓冲罐橇	原油	外输缓冲罐橇	$\Phi 4\text{m} \times 15.5\text{m}$		100		
		不合格油回收罐橇	原油	不合格油回收 罐橇	$4\text{m} \times 4\text{m} \times 4\text{m}$ , 有效容积40m <sup>3</sup>		100		
		柴油罐	柴油	70m <sup>3</sup> 柴油罐	70m <sup>3</sup>		100		
		柴油日用箱	柴油	6m <sup>3</sup> 柴油日用箱	6m <sup>3</sup>		100		
		桩腿柴油箱	柴油	60m <sup>3</sup> 桩腿柴油箱	60m <sup>3</sup>		100		
	管 道	新建WZ-CEP平台~依托 的中海油WZ11-4CEPD平 台海底管道	原油	管道	海管内管规格 $\Phi 273.1 \times 15.9\text{mm}$ , 26km		100		



### 7.2.2 行业及生产工艺（M）分级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中附录 C，分析项目所属行业及生产工艺特点，具有多套工艺单元的项目，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；行业及生产工艺见表 7.2-2。

表 7.2-2 行业及生产工艺（M）

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。		

建设期，主要为各类施工船舶油舱贮存柴油，行业属于“其他”（涉及危险物质使用、贮存的项目），行业及生产工艺 M 为 M4；

生产运行期，本项目属于石油开采行业，行业及生产工艺 M 为 M3。

### 7.2.3 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

建设项目的危险物质及工艺系统危险性等级（P）的判断见表 7.2-3，分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

建设期危险物质与临界量比值划分为  $10 \leq Q < 100$ ，行业及生产工艺 M 为 M4，因此，危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4。

生产运行期危险物质与临界量比值划分为  $10 \leq Q < 100$ ，行业属于石油开采，行业及生产工艺 M 为 M3，因此，危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3。

表 7.2-3 危险物质及工艺系统危险性等级判断

危险物质数量与临界量 比值 (Q)	行业及生产工艺 (M)			
	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

#### 7.2.4 环境敏感程度 (E) 的分级

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。本项目位于水生生物产卵场内，属于《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ1409-2025) 规定的一般敏感区，因此，敏感性为 E2。

表 7.2-4 环境敏感程度分级

敏感性	环境敏感特征
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

#### 7.2.5 环境风险潜势初判

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，建设项目环境风险潜势划分见表 7.2-5。

建设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。

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。

表 7.2-5 项目环境风险潜势划分

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

### 7.2.6 评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），评价工作等级划分情况见表 7.2-6。

建设期风险潜势为Ⅱ级，环境风险评价等级为三级；生产运行期风险潜势为Ⅲ级，环境风险评价等级为二级。因此，本项目整体风险评价等级为二级。

表 7.2-6 评价工作等级划分表

环境风险潜势	IV、IV+	Ⅲ	Ⅱ	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

## 7.3 风险识别

### 7.3.1 物质危险性识别

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），本项目所涉及危险物质主要是建设期船舶柴油（又称燃料油），生产运行期主要是原油（以采出液形式存在）及柴油（又称燃料油），理化性质见下表。

表 7.3-1 船舶柴油（又称燃料油）理化性质及危险性表

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 <sup>3</sup> ）	
	毒性判别：低毒性	
	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	

健康危害	健康危害：皮肤接触燃料油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；燃料油燃烧废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。
	急性中毒：吸入高浓度燃料油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态燃料油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可在保证安全情况下，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 7.3-2 原油理化及危险性质表

标识	中文名：原油		英文名：Petroleum
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9
理化性质	外观与形状：红棕色或黑色、荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂
	熔点（℃）：-35		沸点（℃）：120~200
	相对密度：0.712（水=1）		稳定性：稳定
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
	闪点（℃）：<28		引燃温度（℃）：350
	闪点（℃）：153		燃烧（分解）产物：一氧化碳、二氧化碳
	危险特性：其蒸气与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂能发生强烈反应。遇高温，容器内压增大，有开裂和爆炸危险性。		
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。		
	灭火剂：泡沫、干粉、二氧化碳		
毒性	LD <sub>50</sub> ：500mg/kg~5000mg/kg		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：蒸气可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。		
泄漏	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		

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。
----	---

### 7.3.2 生产系统危险性识别

#### 7.3.2.1 建设期风险识别

##### 1) 井喷

在钻完井阶段，当地层压力过高且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有天然气和原油物质喷出，从而引发井喷，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。

##### 2) 施工船舶碰撞

建设期船舶与周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油舱发生泄漏。供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，一般只有在发生碰撞情况下，储油舱才有可能损坏。而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上是不太可能发生碰撞的。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船中上部碰撞，不会损坏储油舱。

##### 3) 输油软管破裂

钻完井阶段，在供应船进行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，输油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

##### 4) 依托平台改造施工火灾/爆炸

本项目依托平台改造施工过程中存在着一些动火作业，如离油气生产区较近设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸，事故升级可能造成原油泄漏入海。

##### 5) 地质性溢油、浅层气/气层风险

由于油田的复杂性，存在破裂压力不确定的可能性，在现场实施的过程中，可能会钻遇异常压力地层，出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求，引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足钻井作业要求，出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况，从而可能发生地质性溢油风险。如钻井过程中钻遇浅层气/气层，不恰当处理可能产生气窜产生井喷、井涌等风险。

### 7.3.2.2 生产运行期风险识别

#### 1) 井喷

在正常生产作业过程中,发生井喷的概率较小。在修井作业中,由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因,可能导致发生井涌,若不及时控制或控制不当,可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质,当烃类物质聚集到爆炸浓度后,遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

#### 2) 新建 WZ-CEP 平台火灾、爆炸

生产运行期新建 WZ-CEP 平台可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏,当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸,从而导致事故升级,可能造成原油泄漏入海。

#### 3) 新建 WZ-CEP 平台设施泄漏

本项目设有外输缓冲罐橇、不合格油回收罐橇、柴油罐、柴油日用箱、桩腿柴油箱等储存设施。由于阀门、管件阀门、腐蚀失效等原因可能导致设施泄漏,当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸,一旦储罐燃烧、爆炸、破裂等一系列连锁反应发生时,如果处理不当,可能导致泄漏入海,造成溢油事故。此外,储罐附近如果发生火灾,由于长期高温,可能对储油罐阀门等关键部位造成伤害,使其扭曲变形,出现溢油事故。

#### 4) 海底管道与立管泄漏

生产运行期海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明,导致海底管道事故的内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等;外部原因有海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

立管可能因腐蚀、第三方破坏、地质灾害及操作波动等发生穿孔、开裂与泄漏,是海洋油气环境风险防控的关键环节。

#### 5) 地质性溢油风险事故

生产运行期地质性溢油风险分析详见 7.6 地质性溢油风险分析与评价章节。

### 7.3.3 危险物质向环境转移的途径识别

本项目位于海上,发生风险泄漏事故时,危险物质主要通过海水、大气等途径扩散。

#### 1) 水环境

当发生油品泄漏事故时,原油或船舶燃料油会扩散至海水中,影响海水水质。若未能及时采取风险防范和应急措施,溢油会在风和波浪的共同作用下向外扩散,

对项目程周边的水产种质资源保护区、渔业资源“三场一通道”等敏感目标造成不利影响。

## 2) 大气环境

建设期存在井喷事故风险，井流中的天然气将直接扩散至大气环境中。

生产运行期存在新建 WZ-CEP 平台设施泄漏风险及地质性溢油风险，在发生容器泄漏事故时，天然气将直接扩散至大气环境中；在发生地质性溢油事故时，天然气和原油将从地层泄漏至海水中，由于天然气溶解度较低，大部分泄漏的天然气将从海水扩散至大气环境中。具体分析见表 7.3-3。

表 7.3-3 危险物质向环境转移的途径识别

序号	危险物质	危险物质特性	环境风险类型	影响环境的途径
1	燃料油（柴油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
2	原油	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
3	天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）及大气环境

## 7.4 风险事故情形分析

### 7.4.1 风险事故情形设定

本项目在建设期、生产运行期可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设期的环境风险事故包括井喷、施工船舶碰撞、输油软管破裂、依托平台改造施工火灾、爆炸等；生产运行期的环境风险事故包括新建 WZ-CEP 平台火灾爆炸、新建 WZ-CEP 平台设施泄漏、海底管道与立管泄漏等。此外，地质性溢油风险和浅层气风险也作为本项目可能的风险事故进行识别。环境风险事故具体情形分析见表 7.4-1。

表 7.4-1 环境风险事故情形分析

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

序号	阶段	油气泄漏 事故原因	油气泄漏事故情形分析
			生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
		依托平台 改造施工 火灾、爆 炸	平台改造施工过程中存在着一些动火作业，如离油气生产区较近设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸，事故升级可能造成原油泄漏入海
		地质性溢 油及浅层 气风险	地质性溢油及浅层气风险分析详见 7.6 地质性溢油风险分析与评价章节
2	生产 运行 期	新建 WZ- CEP 平台 火灾、爆 炸	生产运行期新建 WZ-CEP 平台可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
		新建 WZ- CEP 平台 设施泄漏	生产运行期平台储罐类容器由于阀门失效、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、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
		地质性溢 油及浅层 气风险	地质性溢油及浅层气风险分析详见 7.6 地质性溢油风险分析与评价

#### 7.4.2 风险事故概率分析

本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海油工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合工程特点，对开发生产过程中可能导致较严重溢油事故进行定量定性分析。

##### 7.4.2.1 井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980 年～2005 年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，其中常规油井发生井喷的概率见表 7.4-2。



表 7.4-2 常规油井井涌和井喷事故概率

阶段	事故频率	
	井喷	单位
钻井	$4.8 \times 10^{-5}$	次/每钻一口井
生产井	$2.6 \times 10^{-6}$	次/（井·年）

根据工程方案，本项目新建 WZ-CEP 平台设 28 个井槽，新钻 16 口井（11 口油井、1 口注气井、4 口注水井），预留 12 个井槽，预留 12 口井全部按采油井计算。本项目发生井喷计算结果详见表 7.4-3。

表 7.4-3 本项目井喷事故概率一览表

阶段	事故频率	
	井喷	单位
钻井	$1.34 \times 10^{-3}$	次
生产井	$5.98 \times 10^{-5}$	次/年

#### 7.4.2.2 新建 WZ-CEP 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，约为  $3.0 \times 10^{-4}$  次/年

油气处理区，约为  $4.0 \times 10^{-3}$  次/年

本项目新建 WZ-CEP 平台设有油气处理及传输系统，由此估算生产运行期平台发生火灾事故的频率为  $4.3 \times 10^{-3}$  次/年。

#### 7.4.2.3 新建 WZ-CEP 平台设施泄漏事故

《风险评估数据指南》，本项目新建 WZ-CEP 平台带压罐主要有 6 座，包括外输缓冲罐橇、不合格油回收罐橇、闭排罐、火炬分液罐、热媒膨胀罐、热煤油排放罐等；常压罐 1 座，主要为柴油储罐等。储罐发生火灾事故的概率见表 7.4-4。本项目新建 WZ-CEP 平台设置有开式/闭式排放系统，可收集设备容器和工艺管道泄漏油品。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将油品打入闭排系统最终进入原油生产流程，平台设施泄漏导致原油入海的可能性很小。

表 7.4-4 储罐泄漏概率统计

储罐类别	事故类型	泄漏频率 (次/（罐·年）)	储罐数量 (座)	储罐泄漏概率 (次/年)
常压罐	储罐破裂	$3.0 \times 10^{-6}$	1	$3.0 \times 10^{-6}$
带压罐	储罐破裂	$4.7 \times 10^{-5}$	6	$2.82 \times 10^{-4}$

#### 7.4.2.4 依托平台改造施工火灾/爆炸事故

本次拟对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台进行改造，施工将严格执行联合作业各项制度，作业前进行必要的安全分析，严格执行作业计划，严格实施作业安全监督。合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离，并对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制等。同时根据新增设备设施完善相应的安全管理制度和操作规程。采取严格风险防范措施后，依托平台改造施工火灾爆炸概率较小，导致溢油入海的可能性很小。

#### 7.4.2.5 海底管道/立管泄漏事故

海底管道突发事故风险，主要是指海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。其中因海水腐蚀造成的海底管道事故的可能性较小。

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 7.4-5。

表 7.4-5 海底管道及立管管道泄漏概率

管道	类别	频率	单位
海底管线 (开阔海域)	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	$5.0 \times 10^{-4}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径≤24 英寸	$5.1 \times 10^{-5}$	次/km·a
	输送处理后的油气，管径>24 英寸	$1.4 \times 10^{-5}$	次/km·a
海底管道 (平台周围安全区内)	管径≤16 英寸	$7.9 \times 10^{-4}$	次/年
	管径>16 英寸	$1.9 \times 10^{-4}$	次/年
立管	钢管管径≤16 英寸	$9.1 \times 10^{-4}$	次/年
	钢管管径>16 英寸	$1.2 \times 10^{-4}$	次/年

本项目 1 条内管规格为  $\Phi 273.1 \times 15.9\text{mm}$  长约 26km 海底管道，以平台周围 500m 范围内作为安全区，海管在两端平台侧各有一根钢制立管。由此估算：

海底管道发生泄漏事故的概率：

$$p_1 = (26 - 0.5 \times 2) \times (5.1 \times 10^{-5}) + 2 \times 7.9 \times 10^{-4} = 2.855 \times 10^{-3} \text{ (次/年)};$$

立管发生泄漏事故的概率：

$$p_2 = 2 \times 9.1 \times 10^{-4} = 1.82 \times 10^{-3} \text{ (次/年)}$$

本项目海管发生泄漏事故的概率计算结果见表 7.4-6。

表 7.4-6 海底管道及立管管道泄漏概率

序号	类型	长度 (km)	材质	管径 (in)	泄漏概率
1	海管	26	钢管	16	$2.855 \times 10^{-3}$ 次/年
2	立管	—	钢管	—	$1.82 \times 10^{-3}$ 次/年

#### 7.4.2.6 船舶碰撞泄漏事故

建设期主要涉及驳船、浮吊船、拖轮、铺管船、工作船等船舶类型，用于包括导管架及组块海上安装调试、钻完井作业、海底管道铺设、依托平台改造等不同施工阶段。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 7.4-7。

表 7.4-7 船舶碰撞概率

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

本项目发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为  $5.0 \times 10^{-6}$  次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

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

### 7.4.3 源项分析

#### 7.4.3.1 建设期

建设期的油气泄漏事故主要包括井喷、依托平台改造施工火灾/爆炸、施工船舶燃料油等，可能泄漏物质主要是原油和燃料油。建设期发生井喷事故时，并流的喷放量很大，难以估计。依托平台改造施工火灾爆炸溢油入海几率很小且溢油量难以估计。供应船输油软管较短，内部存油量很小，发生破裂事故时不会造成大规模泄漏。因此，本节主要给出建设期因船舶碰撞泄漏的燃料油最大可能溢油量。

对于燃料油泄漏事故，根据施工期船舶、钻井平台的最大单舱储油量估算施

工阶段的可能最大油气泄漏排放量，具体见表 7.4-8。

表 7.4-8 建设期可能溢油量

序号	事故	污染物质	最大单舱储油量 (m <sup>3</sup> )	溢油量 (m <sup>3</sup> )
1	钻井平台柴油罐泄漏	柴油	417	417
2	施工船舶储油舱破裂	燃料油	150	150

#### 7.4.3.2 生产运行期

##### 7.4.3.2.1 新建 WZ-CEP 平台设施泄漏

当新建 WZ-CEP 平台储罐发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量原油入海。本项目平台设有各类储罐和生产设施，本次根据单座容积最大的外输缓冲罐核算最大原油泄漏量。

表 7.4-9 平台储罐泄漏量计算结果表

阶段	独立单元名称	危险物质	存储设施名称	设施规格及规模	最大泄漏量 (t)
生产运行期	平台外输缓冲罐	原油	外输缓冲罐	Φ4m×15.5m	189.838

##### 7.4.3.2.2 海底管道破裂

###### 1) 计算方法

因本项目仅建设 1 条海底输油管道，因此本次评价选择该管道进行溢油量计算。

海管原油的最大可能泄漏量由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，根据最不利原则，按照全管径泄漏进行估算；另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量。当海底管道发生泄漏事故时，在 20s 内将启动自动关断系统，关断后管道内部分原油会缓慢漏出。

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

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

式中：

$V_{rel}$  为采出液泄漏量，bbl（1 桶=0.159m<sup>3</sup>）；

$V_{pipe}$  为管段体积，ft<sup>3</sup>（1ft<sup>3</sup>=0.0283168m<sup>3</sup>）；

$F_{rel}$  为最大泄漏率，本次取 0.64，取值来源见下文；

$f_{GOR}$  为压力衰减系数，本次取 0.64，取值来源见下文；

$V_{pre-shut}$  为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

## 2) 参数选取

### (1) 管段体积 $V_{pipe}$

本项目新建 WZ-CEP 平台～依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底混输管道长度为 26km，管道内径规格为  $\Phi 273.1 \times 15.9\text{mm}$ ，管容积为  $1188.39\text{m}^3$ 。

### (2) 管道内介质压力 P

本项目新建 WZ-CEP 平台～依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底混输管道设计压力 6.5MPa，本次评价取 6.5MPa。

### 3) 环境压力 $P_0$

环境压力取新建 WZ-CEP 平台附近海底压力，为大气压力加海水压力，海水深度按照 44.6m 计算，环境压力为 532701.34Pa。

### 4) 最大泄漏率 $F_{rel}$

根据美国矿业管理部 (MMS) 管道油品泄漏量估算导则 (MMS2002-033)， $F_{rel}$  的大小与介质压力和环境压力的比值 ( $\Delta P_{rel}$ ) 有关，本项目介质压力和环境压力的比值 ( $\Delta P_{rel}$ ) 为 12.20。查表得， $F_{rel}$  为 0.64。

表 7.4-10  $\Delta P_{rel}$  与  $F_{rel}$ 、 $G_{max}$  关系表

$\Delta P_{rel}$	$F_{rel}$	最大气油比 $G_{max}$ (scf/stb)
1	0.0	无泄漏
1.1-1.2	0.08	140
1.2-1.5	0.17	225
1.5-2	0.30	337
2-3	0.40	449
3-4	0.47	505
4-5	0.50	560
5-10	0.55	505
10-20	0.64	337
20-30	0.71	168
30-50	0.74	140
50-200	0.76	112
>200	0.77	112

### 5) 压力衰减系数 $f_{GOR}$

压力衰减系数与输送介质的气油比 GOR 有关。当介质气油比小于最大气油比

$G_{\max}$  时, 压力衰减系数按照表 7.4-11 第二列进行计算, 当介质气油比大于最大气油比  $G_{\max}$  时, 压力衰减系数取查表结果。本项目有油井原油原始气油比为  $76.7\text{m}^3/\text{d}$ , 换算后为  $430.67\text{scf/stb}$ 。根据上表 7.4-10, 最大气油比  $G_{\max}$  为 337, 因此本项目原则上压力衰减系数  $F_{\text{GOR}}$  为 1.28, 但本项目海底管道外输原油为平台“两级分离器橇+一级电脱水器橇”处理后的含水原油, 伴生气已经在前端流程基本完成分离, 用于平台发电机组发电或油井注气、气举采油等, 因此海底管道输送原油伴生气量极低。为保守起见, 本项目压力衰减系数按照原始计算  $F_{\text{GOR}}$  的一半取值, 即  $1.28/2=0.64$ , 取 0.64。

表 7.4-11 压力衰减系数表

气油比 GOR (scf/stb)	$F_{\text{GOR}}$	
	当 $\text{GOR} < G_{\max}$	当 $\text{GOR} > G_{\max}$
0-225	$F_{\text{GOR}} = \text{GOR}/G_{\max}$	1
225-280		0.98
280-340		0.97
340-420		0.95
420-560		0.90
560-1100	不会发生该情况	0.85
1100-1700		0.82
1700-2800		0.63
2800-5600		0.43
5600-11300		0.26

注: ①scf 是“Standard cubic feet”的缩写, 意思为“标准立方英尺”,  $1\text{scf}=0.0283168\text{m}^3$ ; ②stb 是“Standard cubic bbl”的缩写, 意为标准桶,  $1\text{stb}=0.159\text{m}^3$ 。

#### 6) 泄漏液体密度 $\rho$

本项目原油密度为  $978\text{kg}/\text{m}^3$ , 因本项目投产后第 4 年原油产量最大, 保守起见本次评价按照运行第 4 年的含水率等数据计算。本项目投产后运行第 4 年采出液含水 0.5% (质量比例), 水的密度按照  $1000\text{kg}/\text{m}^3$  计算, 则泄漏采出液密度为  $978\text{kg}/\text{m}^3$ 。

#### (3) 计算结果

##### 1) 截断阀关闭前泄漏量 $V_{\text{pre-shut}}$

本项目海底管道外输液量在  $692.4 \sim 1651.5\text{m}^3/\text{d}$ , 截断阀关闭前的泄漏量 ( $V_{\text{pre-shut}}$ ) 与输送液量一致。根据前文表 2.1-7 本平台液量平衡表, 本项目运行第 4 年产油量及外输量均最大, 因此选择第 4 年进行预测, 外输液量为  $1651.6\text{m}^3/\text{d}$ 、

外输油量为  $1643.3\text{m}^3/\text{d}$ 。管道断裂后失压，压力监测系统可在第一时间反应关闭阀门同时关井，从管道断裂到完成关阀、关井可在 20s 内完成。因此，关阀前泄漏量按照 20s 的油井产量计算，原油泄漏量为 0.372t，采出液泄漏量为 0.374t（约  $0.382\text{m}^3$ ），即为 2.4bbl。

## 2) 截断阀关闭前泄漏量

$V_{af}=0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}}=0.1781 \times (1188.386/0.0283168) \times 0.64 \times 0.64=****\text{bbl}$ 。

则根据上述公式计算，采出液泄漏量  $V_{\text{rel}}=V_{af}+V_{\text{pre-shut}}=3063.92\text{bbl}$ ，则采出液泄漏量为\*\*\*\*t，原油泄漏量为\*\*\*\*t。

当本项目海底输油管线发生泄漏时，各管线泄漏参数和泄漏量情况见表 7.4-12。

表 7.4-12 泄漏参数和泄漏量情况一览表

符号	参数	本项目新建 WZ-CEP 平台~依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台海底混输管道	单位
$f_{\text{GOR}}$	压力衰减系数	***	——
$F_{\text{rel}}$	最大泄漏率	***	——
$V_{\text{pipe}}$	管段体积	***	$\text{ft}^3$
P	容器内介质压力	***	Pa
$P_0$	环境压力	***	Pa
h	泄漏点水深	***	m
D	管道内径	***	mm
t	阀门关闭时间	***	s
$\rho$	采出液密度	***	$\text{kg}/\text{m}^3$
$V_{\text{pre-shut}}$	截断阀关闭前采出液泄漏量	***	bbl
$V_{af}$	截断阀关闭后采出液泄漏量	***	bbl
$V_{\text{rel}}$	采出液泄漏总量（体积）	***	bbl
$V_{\text{rel}}$	采出液泄漏总量（质量）	***	t
w	原油含水率	***	%
V 油	原油泄漏量	***	t

综上，本项目生产运行期溢油事故的排放物质主要是原油。当新建 WZ-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，一般不会导致大量原油入海。当海底管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、应急关断时间、海水压力等特性，本项目考虑长约 26km 的管道，估算\*\*\*\*t 作为海管泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原

则在极端前提下给出的，实际上的溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。根据对本项目生产设施的分析，生产运行期可能发生的事故排放量见表 7.4-13。

表 7.4-13 生产运行期最大可能溢油量汇总表

序号	事故类型	排放物	溢油量	规模
1	井喷	石油	难以估算	—
2	新建 WZ-CEP 平台设施泄漏	石油	189.838t (单座最大量)	一般
3	新建 WZ-CEP 平台火灾及爆炸	石油	难以估计	不定
4	海底管道破裂	石油	***	较大

#### 7.4.4 最大可信事故

由以上分析可知，本项目的风险事故类型为井喷事故、新建 WZ-CEP 平台设施泄漏、新建 WZ-CEP 平台火灾及爆炸、船舶碰撞事故、海底管道破裂溢油，以及地质因素导致的溢油等，其中海底管道溢油事故概率大于其他事故类型的发生概率。

本项目新建海底管道发生事故的概率最大为  $2.855 \times 10^{-3}$  次/a，立管事故引发溢油的概率为  $1.82 \times 10^{-3}$  次/a，海管泄漏事故的泄漏量可达\*\*\*\*\*t。综合上述分析，本项目最大可信事故选取新建海底输油管道破裂溢油事故，一旦发生泄漏造成的环境危害最为严重。

### 7.5 海洋生态环境风险预测

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和蒸发、乳化、溶解等过程，其它过程由于其参数化的复杂性未能计入。

#### 7.5.1 预测模式

##### 7.5.1.1 油组分定义

在油风化模型的溢油模板中，将油划分为 2 种组分：轻组分和重组分。轻组分定义为碳氢化合物分子量小于 160g/mol，沸点小于 300℃。重组分定义为碳氢化合物分子量大于 160g/mol，沸点在 250℃~300℃之间或以上，其中也包括了蜡和沥青组分。



### 7.5.1.2 输移过程

溢油突发时，由于油的比重比水轻，溢油入海漂浮在水面之上，逐渐扩散成油膜，进行漂移。在溢油模型中，将油膜的运动细分为三种形式：扩展运动、漂移运动和紊动扩散。

#### 7.5.1.2.1 扩展运动

油膜扩展是指溢油油膜覆盖面积在重力、惯性力、黏性力和表面张力作用下在平面上的不断扩大。溢油模型中采用修正的 Fay 重力—粘力公式计算油膜扩展：

$$\left(\frac{dA_{oil}}{dt}\right) = K_a \cdot A_{oil}^{1/3} \cdot \left(\frac{V_{oil}}{A_{oil}}\right)^{4/3}$$

式中 $A_{oil}$ 为油膜面积， $A_{oil} = \pi R_{oil}^2$ ； $R_{oil}$ 为油膜直径； $K_a$ 为系数； $t$ 为时间；油膜体积为：

$$V_{oil} = R_{oil}^2 \cdot \pi \cdot h_s$$

初始油膜厚度：

$$h_s = 10\text{cm}$$

#### 7.5.1.2.2 漂移运动

油粒子漂移受到风、水流和溢油自身紊动扩散作用的共同影响，漂移的作用力主要是水流和风拽力，油粒子总漂移速度由以下权重公式计算：

$$U_{tot} = C_w(z) \cdot U_w + U_s$$

其中 $U_w$ 为水面以上 10m 处的风速； $U_s$ 为表面流速； $c_w$ 为风漂移系数，一般在 0.02 和 0.04 之间。

风场数据从气象部门获得，而流场从二维水动力模型计算结果获得。但是一般二维水动力模型计算出的是垂向平均值，必须据此估算流速的垂向分布。假定其符合对数关系：

$$V(z) = \frac{U_f}{\kappa} \cdot \ln\left(\frac{h-z}{k_n/30}\right) \quad (\text{式 a})$$

其中  $z$  为水面以下深度； $V(z)$  为对数流速关系； $k$  为冯卡门常数（0.42）； $k_n$  为 Nikuradse 阻力系数； $U_f$  为摩阻速度，定义为：

$$U_f = \left( \frac{V_{mean} \cdot \kappa}{\ln\left(\frac{h}{k_n/30} - 1\right)} \right)$$

其中  $V_{mean}$  为平均流速。

当式 (a) 满足式 (b) 时等于 0。

$$z = h - \frac{k_n}{30} \quad (\text{式 b})$$

当水深大于此位置时模型假定对流速度为 0。

当  $z=0$  时，即可求出表面流速  $U_s$ ：

$$U_s = V(0)$$

二维水动力计算结果中的流速计算点位于各离散的网格点，而“油粒子”模型中绝大部分时间里粒子不是正好处于这些点上，因此需要对流速值内插。因此本文采用双线性内插法：

$$F = F_1 + l(F_2 - F_1) \cdot y + (F_4 - F_1) \cdot x + (F_1 - F_2 + F_3 - F_4) \cdot x \cdot y$$

其中  $F_1$ 、 $F_2$ 、 $F_3$ 、 $F_4$  是网格点的已知流速； $x$ 、 $y$  为距离。

#### 7.5.1.2.3 紊动扩散

油滴粒子的紊动扩散速率采用随机步长计算。假定水平扩散各向同性，一个时间步长内  $\alpha$  方向上的可能扩散距离  $S_\alpha$  可表示为：

$$S_\alpha = [R]_{-1}^1 \cdot \sqrt{6 \cdot D_\alpha \cdot \Delta t_p}$$

其中  $[R]_{-1}^1$  为 -1 到 1 的随机数， $D_\alpha$  为  $\alpha$  方向上的扩散系数。

#### 7.5.1.2.4 岸线吸附

当溢油接触岸线后，岸线对油膜进行吸附和解吸，模型根据岸坡坡度的不同对不同岸线设定不同的吸附概率，模拟油膜被岸线吸附的量。

#### 7.5.1.3 风化过程

油粒子的风化包括蒸发、溶解和形成乳化物等过程，在这些过程中油粒子的组成发生改变，但油粒子水平位置没有变化。

##### 7.5.1.3.1 挥发

在溢油开始的几小时和几天中，油膜表面的挥发是主要的风化过程。如果油中包含了比例较大的轻组分，如汽油等，那么挥发会在 24 小时有效移走大部分的油污染物。对于包含了大部分大分子碳链的原油来说，通过挥发发生的去除比较少，在开始后的 24 小时内大致有 10%~30% 会通过挥发去除。

时间相关的挥发损失由 Fingas 在 1996 年和 1997 年提出，并被采用在 MIKE 21 溢油模型中。基于对石油及其产品的经验研究，Fingas 测定了多张油类型对于单位时间损失分数和绝对损失量最合适的方程。大多数油遵循对数损失曲线，

衍生关系如下列结构式：

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

其中：

A—油特征常数 (evapA)；

B—油的温度特征常数 (evapB)；

T—油温，℃；

T—油龄，minutes。

### 7.5.1.3.2 乳化

乳化物是两种不同液体海水和油在溢油发生后混合后形成的。细的油滴会悬浮在水中（而不溶解），形成的乳化物占的体积会达到形成前的4倍多。而且黏性的乳化物比原油会相当长地存在于环境中，它减缓了随后的风化过程。

乳化会发生在强风或波浪的条件下，一般发生在溢油几个小时后。现有的模型把乳化过程看作是油包水和水包油两个阶段的平衡过程。乳化物的稳定性是决定乳化能力与反乳化的重要因素，不稳定及表观稳定的乳化物会重新释放到水里。Xie 等（2007）采用一阶释放公式来形容这个过程。

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

$$\text{waterrelease} = -\alpha * Y_w$$

其中：

$Y_w$ —水分数；

$Y_{max}$ —最大的水分数；

$U$  —风速；

$k_{em}$ —乳化率常数。根据 Sebastiao&Soares (1995),  $A$  通常取  $2 \times 10^{-6} \text{s/m}^2$ ；

$\alpha$ —水释放率， $\alpha=0$  为稳定乳化物； $\alpha>0$  为不稳定乳化物。

水释放率  $\alpha$  与乳化稳定性  $S$  参数相关。

$$\alpha = \begin{cases} a_0 - (a_0 - a_{0.67})S/0.67 & [\text{for } S < 0.67] \\ a_{0.67}[(1.22 - S)/(1.22 - 0.67)] & [\text{for } 0.67 \leq S < 1.22] \\ 0 & [\text{for } S \geq 1.22] \end{cases}$$

其中：

$a_0$  为不稳定乳化物水的释放率。这个值等于  $\ln(Y_{max}/0.1)/3600\text{s}^{-1}$  相应于乳化物在微风条件下几个小时内破碎的时候。

$a_{0.67}$  表观稳定乳化物水的释放率。这个值等于  $\ln(Y_{\max}/0.1)/(24 \cdot 3600) \text{ s}^{-1}$  相应于表观稳定乳化物在微风条件下几天内破碎的时候。

### 7.5.1.3.3 溶解

因为部分可溶性碳氢化合物溶解到周围水体中，部分油膜量会减少。这虽然减少了油膜的大小，但是会造成环境问题，因为溶解的溢油成分对海洋生物来说是最有毒性的。小分子的芳香族碳氢化合物如苯和甲苯，其他大分子的多环芳烃（PAHs）如萘是水溶性的石油组分，其毒性是众所周知的。

其他影响油溶解的因素包括油膜表面暴露的溢油量，风，海平面条件，气温及日照强度。其他因素有油膜的乳化，这会极大地减缓蒸发率。

挥发性组分和重组分的溶解过程计算式如下：

$$\frac{d\text{DISS}_{\text{volatile}}}{dt} = k_{\text{disl}} \times A \times \frac{M_{\text{volatile}}}{M_{\text{total}}} \times \rho_{\text{volatile}} \times f_{\text{Disp}} \times C_{\text{volatile}}^{\text{sat}}$$

$$\frac{d\text{DISS}_{\text{heavy}}}{dt} = k_{\text{dish}} \times A \times M_{\text{heavy}}/M_{\text{total}} \times \rho_{\text{heavy}} \times f_{\text{Disp}} \times C_{\text{heavy}}^{\text{sat}}$$

其中：

$k_{\text{disl}}$ —轻、挥发性组分溶解率[m/s]

$k_{\text{dish}}$ —重组分溶解率[m/s]

$M_{\text{volatile}}$ —挥发性组分油粒子质量[kg]

$M_{\text{heavy}}$ —重组分油粒子质量[kg]

$M_{\text{total}}$ —油粒子总质量[kg]

$\rho_{\text{volatile}}$ —挥发性组分密度[kg/m<sup>3</sup>]

$\rho_{\text{heavy}}$ —重组分密度[kg/m<sup>3</sup>]

$A$ —每个与水面接触的粒子油膜面积[m<sup>2</sup>]

$f_{\text{Disp}}$ —化学分散剂效果，溶解能力的提高

$C_{\text{volatile}}^{\text{sat}}$ —挥发性组分的水溶解度[kg/kg]

$C_{\text{heavy}}^{\text{sat}}$ —重组分的水溶解度[kg/kg]。

## 7.5.2 预测参数

### 7.5.2.1 溢油位置

本项目最大可信事故为海底管道泄漏溢油事故。溢油点选取的原则为：一、溢油量较大；二、距离敏感目标较近，影响较为严重。

本项目新建 WZ-CEP 平台物流通过新建海底管道输往中海油 WZ11-4CEPD 平

台，新建 1 条本项目平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台 16km 海底管道。相较于本项目新建 WZ-CEP 平台而言，新建海底管道终点（中海油 WZ11-4CEPD 平台）与敏感目标北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区的相对位置更近（约 10.5km）。因此，本项目选取海底管道终点中海油 WZ11-4CEPD 平台（距离敏感目标最近 10.5km）作为溢油点，假定本项目新建 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台的海底管道（26km）在中海油 WZ11-4CEPD 平台附近处发生溢油，溢油点坐标为：108°41′1.336″E，20°40′18.578″N。管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。

溢油点和敏感目标的相对位置关系见表 7.5-1。

图 7.5-1 海底管道溢油点位置与项目周边保护目标关系示意图

### 7.5.2.2 溢油源强

考虑最不利情况，按照全管径泄漏进行估算；原油最大可能泄漏量，由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，原油泄漏量为 474.12t，具体计算过程详见 7.4.3.2.2 海底管道破裂章节。

### 7.5.2.3 潮型与潮时

选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻。

### 7.5.2.4 风场

本项目所在海域夏季主要受偏南风控制，冬季主要受偏北风控制，常年主导风向为 NE，占全年的 15.4%。根据项目所在海域风况特征及周边环境敏感目标分布，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场条件见表 7.5-1。

表 7.5-1 溢油数值模拟扩散选取风况表

方向	NE (主导 风向)	S (不利 风向)	SSW (不利 风向)	SW (不利 风向)	W (不利 风向)
平均风速 (m/s)					
最大风速 (m/s)					

### 7.5.2.5 溢油预测方案

综上，本次评价的预测方案见下表。

表 7.5-2 溢油预测方案一览表

序号	方案名称	溢油种类	典型风向	风速 (m/s)	潮型
1	S1	原油			涨潮
2	S2	原油			落潮
3	S3	原油			涨潮
4	S4	原油			落潮
5	S9	原油			涨潮
6	S10	原油			落潮
7	S11	原油			涨潮
8	S12	原油			落潮
9	S13	原油			涨潮
10	S14	原油			落潮
11	S15	原油			涨潮

序号	方案名称	溢油种类	典型风向	风速 (m/s)	潮型
12	S16	原油			落潮
13	S17	原油			涨潮
14	S18	原油			落潮
15	S19	原油			涨潮
16	S20	原油			落潮
17	S21	原油			涨潮
18	S22	原油			落潮
19	S23	原油			涨潮
20	S24	原油			落潮

### 7.5.2.6 模型构建

为了准确模拟管道溢油风险发生后油膜在海上扩展面积,对溢油点及油粒子可到达范围内进行了网格加密,网格最大边长 150m,北部湾内其他区域网格最大边长 2.5km,大范围内其他网格最大边长 5km。垂向采用 sigma 等值分层,均分 6 层。

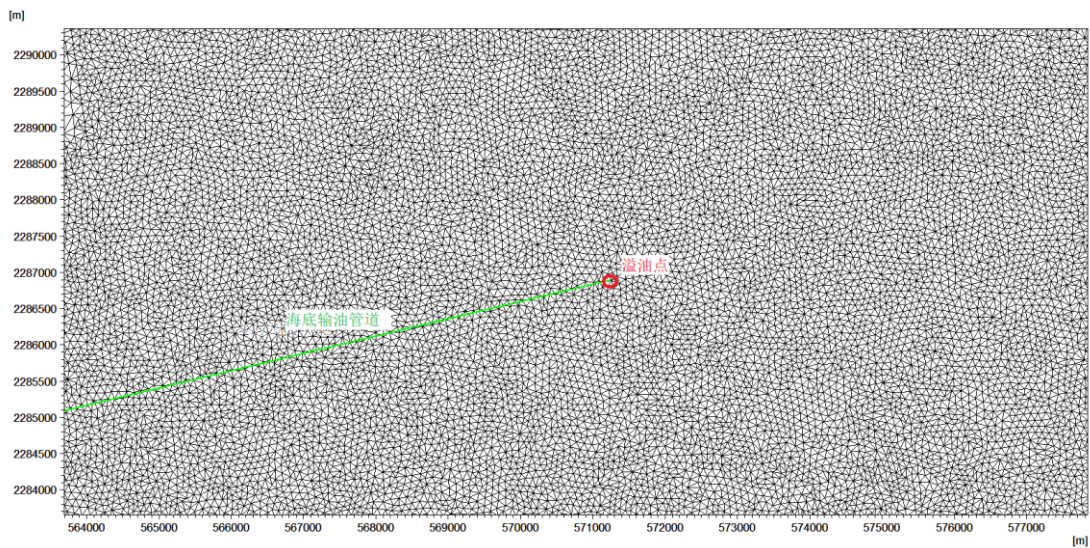


图 7.5-2 溢油点及局部加密网格

图 7.5-3 全区域网格

溢油预测模型基于水动力模型解耦文件进行模拟计算。每个溢油模拟方案的计算时间参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》(HJ 1409-2025)和《水上溢油环境风险评估技术导则》(JT/T1143-2017)要求,设置为 48 小时。模型参数按照原油的油品组分进行了设置。

温度是影响油蒸发速率的关键因素之一。温度升高,油的饱和蒸汽压增大,蒸发速率加快。因此在溢油模型中合理考虑温度对蒸发的影响,对于预测油膜的



质量损失和海面油膜厚度的变化至关重要。从保守角度考虑，在本项目溢油模型温度条件设置时，从最不利情况考虑，采用涠洲岛冬季最低气温 12℃。

### 7.5.3 预测结果

#### 7.5.3.1 油膜漂移轨迹

发生溢油事故后，不同工况下的油漂移模拟轨迹见图 7.5-4 至 7.5-7，所有预测工况中，油膜最远漂移距离出现在风向 W—最大风速—涨潮工况下，最远距离为 103.99km；油膜最大扫海面积在不利风向 SW—最大风速—落潮工况下，为 110.78km<sup>2</sup>；48 小时残油量最高值出现在风向 S—平均风速—落潮工况下，为 84.38%。

##### 7.5.3.1.1 最大风速工况下

溢油事故对溢油点所在的北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场造成不利影响，对其他敏感目标影响分析具体如下：

在主导风向 NE 的最大风速条件下，油膜向西南方向漂移，对北部湾金线鱼产卵区、北部湾红鳍笛鲷产卵区和北部湾长尾大眼鲷产卵区造成不利影响。

在不利风向 S 的最大风速条件下，油膜向北偏东方向漂移，对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、北部湾蓝圆鲹产卵区造成不利影响，涨潮期间溢油影响到达海洋生态红线区（广西近海南部海洋保护区）。

在不利风向 SSW 的最大风速条件下，油膜向北偏东方向漂移，对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、海洋生态保护红线区（广西近海南部海洋保护区）以及北部湾蓝圆鲹产卵区造成不利影响。涨潮期间，48 小时内油膜到达北海市岸线，对岸线生态造成影响。

在不利风向 SW 的最大风速条件下，油膜向东北方向漂移，对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、广西壮族自治区海洋生态红线区和北部湾蓝圆鲹产卵区造成不利影响。在该工况下，油膜漂移路径穿过海洋生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区），对其造成不利影响。

在不利风向 W 的最大风速条件下，油膜向东方漂移，对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区和北部湾蓝圆鲹产卵区造成不利影响。

表 7.5-3 溢油预测结果（最大风速）

项目	NE	S	SSW	SW	W
风速 (m/s)					
漂移距离 (km)					
扫海面积 (km <sup>2</sup> )					
抵岸时间 (h)					
48h 残存油量 (%)					

图 7.5-4 最大风速—涨潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于保护区）

北部湾二长棘鲷产卵场	北部湾蓝圆鲹产卵场	北部湾金线鱼产卵场
北部湾鲱鲤类产卵场	北部湾红鳍笛鲷产卵场	北部湾长尾大眼鲷产卵场

图 7.5-5 最大风速一涨潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于产卵场）

图 7.5-6 最大风速—落潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于保护区）

北部湾二长棘鲷产卵场	北部湾蓝圆鲹产卵场	北部湾金线鱼产卵场
北部湾鲱鲤类产卵场	北部湾红鳍笛鲷产卵场	北部湾长尾大眼鲷产卵场

图 7.5-7 最大风速—落潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于产卵场）

### 7.5.3.1.2 平均风速工况下

溢油事故对溢油点所在的北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场造成不利影响，对其他环境敏感目标的不利影响具体如下：

在主导风向 NE 的平均风速条件下，油膜向西南方向漂移，对北部湾金线鱼产卵区造成不利影响。

在不利风向 S、SW、SSW 的平均风速下，油膜向东和北偏东方向漂移，对北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和北部湾蓝圆鲹产卵区造成不利影响。

在不利风向 W 的平均风速条件下，油膜向东南方漂移。涨潮条件下，油膜到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区和北部湾蓝圆鲹产卵区，对其造成不利影响。

表 7.5-4 溢油预测结果（平均风速）

项目	NE	S	SSW	SW	W
风速 (m/s)					
漂移距离 (km)					
扫海面积 (km <sup>2</sup> )					
抵岸时间 (h)					
48h 残存油量 (%)					

注：“/”表示不抵岸，下同。

图 7.5-8 平均风速—涨潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于保护区）

北部湾二长棘鲷产卵场	北部湾蓝圆鲹产卵场	北部湾金线鱼产卵场
北部湾鲱鲤类产卵场	北部湾红鳍笛鲷产卵场	北部湾长尾大眼鲷产卵场

图 7.5-9 平均风速—涨潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于产卵场）

图 7.5-10 平均风速—落潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于保护区）

北部湾二长棘鲷产卵场	北部湾蓝圆鲹产卵场	北部湾金线鱼产卵场
北部湾鲱鲤类产卵场	北部湾红鳍笛鲷产卵场	北部湾长尾大眼鲷产卵场

图 7.5-11 平均风速—落潮条件下各工况油膜漂移轨迹（相对于产卵场）

### 7.5.3.2 油膜漂移距离、扩散浓度、时空分布

溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离、扫海面积与残存油量不同，预测结果图见后文 16 附图，由预测结果得出如下结论：

#### 1) 油膜飘移距离

所有工况下，溢油事故后 48 小时油膜最远到达距离为 13.94km~103.49km，其中最大值出现在 W 风向—最大风速 13.4m/s—涨潮工况，最小值则对应 S 风向—平均风速 2.7m/s—落潮工况，整体呈现出显著的工况差异。

预测工况中，SSW、W 风向在最大风速条件下，均出现超过 100km 的油膜漂移距离。极大风速工况中，主导风向 NE 下，涨潮和落潮时油膜漂移距离平均值为 98.93km，为所有预测工况中油膜漂移平均距离的最大值。在平均风速工况中，SW 风向下油膜漂移距离高于其他工况，其涨潮与落潮的平均油膜漂移距离（44.31km）为所有平均风速工况中油膜涨、落潮平均漂移距离的最高值。

#### 2) 扫海面积

所有工况下，溢油事故发生后 48 小时油膜扫海面积在 14.04km<sup>2</sup>~110.78km<sup>2</sup> 范围。48 小时最大扫海面积出现在风向 SW—最大风速 14.6m/s—落潮条件下出现；最小扫海面积出现在风向 NE—平均风速 4.7m/s—落潮条件下出现。

从风向风力因素考虑，溢油事故发生后 48 小时油膜扫海面积最大值出现在不利风向 W 和 SW，这几个工况下油膜扫海面积均出现超过 80km<sup>2</sup>。在风向 W—最大风速 13.4m/s 条件下，油膜扫海面积分别达到 91.05km<sup>2</sup>（涨潮）和 108.77km<sup>2</sup>（落潮）；在风向 SW—最大风速 14.6m/s 条件下，油膜扫海面积分别达到 88.18km<sup>2</sup>（涨潮）和 110.78km<sup>2</sup>（落潮）。

#### 3) 48 小时残油量

所有工况下溢油事故发生后的 48 小时残油量在 82.62%~84.38% 范围内。最大值出现在风向 S—平均风速 2.7m/s—落潮条件下；最小值出现在风向 SW—最大风速 14.6m/s—涨潮条件下。

残油量主要受到潮流、风力和温度的综合影响，从保守角度考虑，本项目在残油量计算时，从最不利角度出发考虑采用研究海域冬季最低温度 12℃，预测得到的结果为保守环境条件下的不利情况。

表 7.5-5 不同参数下 48h 溢油漂移距离与扫海面积（极风）

风向	风速	潮汐状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	48h 溢油扩散中最大油膜面积 (km <sup>2</sup> )	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	48 小时残存油量 (%)
NE	15.5	涨潮							/	/	82.97
		落潮							/	/	83.13
S	10.2	涨潮							/	/	83.24
		落潮							/	/	83.77
SSW	14.8	涨潮							45.18	83.17	82.99
		落潮							/	/	83.22
SW	14.6	涨潮							/	/	82.62
		落潮							/	/	83.24
W	13.4	涨潮							/	/	82.79
		落潮							/	/	83.39



表 7.5-6 不同参数下 48h 溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐状况	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	48h 溢油 扩散中最大油膜面积 (km <sup>2</sup> )	最大油膜厚度 (mm)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	48 小时残余油量 (%)
NE	4.7	涨潮							/	/	83.83
		落潮							/	/	84.26
S	2.7	涨潮							/	/	83.96
		落潮							/	/	84.38
SSW	4.2	涨潮							/	/	83.87
		落潮							/	/	84.30
SW	5.5	涨潮							/	/	83.76
		落潮							/	/	84.21
W	2.8	涨潮							/	/	83.96
		落潮							/	/	84.37

表 7.5-7 不同参数下海底管道溢油 2h、2.2h、6h、12h、24h、48h 漂移距离、扫海面积与残存油量（极风）

风向	风速	潮汐情况	最大漂移距离（km）						扫海面积（km <sup>2</sup> ）						残存油量（%）						扩散面积（km <sup>2</sup> ）					
			2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h
NE	15.5	涨潮																								
		落潮																								
S	10.2	涨潮																								
		落潮																								
SSW	14.8	涨潮																								
		落潮																								
SW	14.6	涨潮																								
		落潮																								
W	13.4	涨潮																								
		落潮																								

表 7.5-8 不同参数下海底管道溢油 2h、2.2h、6h、12h、24h、48h 漂移距离、扫海面积与残存油量（均风）

风向	风速	潮汐情况	最大漂移距离（km）						扫海面积（km <sup>2</sup> ）						残存油量（%）						扩散面积（km <sup>2</sup> ）					
			2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h	2h	2.2h	6h	12h	24h	48h
NE	4.7	涨潮																								
		落潮																								
S	2.7	涨潮																								
		落潮																								
SSW	4.2	涨潮																								
		落潮																								
SW	5.5	涨潮																								
		落潮																								
W	2.8	涨潮																								
		落潮																								

## 7.5.4 影响分析

### 7.5.4.1 对敏感区的影响分析

海底管道溢油对周围敏感目标的影响汇总情况见下表。

表 7.5-9 海底管道溢油对周围敏感目标的影响汇总

敏感目标类别	敏感目标	海底输油管道		
		最不利条件	到达最短时间 (h)	残余油量 (%)
国家级海洋公园	广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园	/	/	/
生态保护红线	海洋生态保护红线区 (广西涠洲岛珊瑚礁保护区)			
	海洋生态保护红线区 (广西近海南部生态保护区)			
	广东省湛江市海洋生态保护红线区 (洪江遂溪江洪海洋生态地方级自然保护区)			
种质资源保护区	北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区			
	二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区			
渔业三场	北部湾二长棘鲷产卵场			
	北部湾绯鲤类产卵场			
	北部湾长尾大眼鲷产卵场			
	北部湾金线鱼产卵场			
	北部湾蓝圆鲹产卵场			
	北部湾红鳍笛鲷产卵场			

注：标注为“/”表示油膜未到达该保护目标。

本项目溢油点位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾绯鲤类产卵场范围内，所有工况下溢油事故发生均会对上述环境敏感目标产生不利影响。

溢油点周边环境敏感目标包括：广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园、海洋生态红线区、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区以及水生生物产卵场等。溢油事故发生后，在风力和潮汐作用下向周边漂移，对运动方向上的环境敏感目标造成不利影响，主要影响对象和区域随气象和潮汐条件表现为：

总体上，溢油事故对本项目所在地周边环境敏感目标造成不利影响，主要影响对象和区域随气象和潮汐条件表现为：

1) 共计 13 个工况，油膜到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，其中 SW 风向的最大风速落潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 5.8h 油膜

最快抵达该保护区，抵达时的残余油量占泄漏总量的 93.84%。

2) 共计 8 个工况油膜到达二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区，其中 SSW 风向的最大风速涨潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 26.75h 油膜最快抵达该保护区，抵达时的残余油量占泄漏总量的 87.25%。

3) 共计 5 个工况油膜到达广西壮族自治区海洋生态红线区，其中 3 个工况影响对象为海洋生态保护红线区（广西近海南部海洋保护区），2 个工况影响对象为海洋生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区）；1 个工况影响到海洋生态保护红线区（洪江遂溪江洪海洋生态地方级自然保护区）。SW 风向的最大风速落潮条件下，在溢油泄漏事故发生后的 26.75h 油膜最快抵达海洋生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区），抵达时的残余油量占泄漏总量的 87.96%。

4) 共计 15 个工况油膜到达北部湾蓝圆鲹产卵场，其中 SSW 风向的最大风速涨潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 6.18h 油膜最快抵达该产卵场，抵达时的残余油量占泄漏总量的 93.55%。

5) 共计 4 个工况油膜到达北部湾金线鱼产卵场，其中 NE 风向的最大风速落潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 5.33h 油膜最快抵达该产卵场，抵达时的残余油量占泄漏总量的 93.84%。

6) 共计 2 个工况油膜到达北部湾红鳍笛鲷产卵场，其中 NE 风向的最大风速落潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 30.62h 油膜最快抵达该产卵场，抵达时的残余油量占泄漏总量的 87.20%。

7) 共计 1 个工况油膜到达北部湾长尾大眼鲷产卵场，为 NE 风向的最大风速落潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 33.75h 油膜抵达该产卵场，抵达时的残余油量占泄漏总量的 86.27%。

8) 共计 1 个工况油膜抵达北海市岸线，为 SSW 风向最大风速涨潮条件下在溢油泄漏事故发生后的 45.18h 油膜抵岸，抵岸时的残余油量占泄漏总量的 83.17%。

总体来看，本项目海底管道溢油点位于 2 个鱼类产卵场内，溢油事故在发生初始即造成负面生态影响。同时，溢油点周边分布多种鱼类产卵区、水产种质资源保护区、海洋生态红线区，生态系统脆弱且保护价值高，溢油易对渔业资源繁殖、珊瑚礁等特有生态系统造成负面生态影响。从影响规律来看，项目区域北—东北方向保护区、海洋生态红线区是受影响频次最高的区域，在偏南风气象条件下易受溢油事故影响，而西侧、南侧鱼类产卵场及海洋生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区）则面临特定风向条件下的高强度风险。从岸线影响来看，虽受影响工况较少，但岸线的油污堆积可能进一步扩散至近岸浅水区，威胁滨海生

态系统并增加清污难度。综上，本项目溢油生态风险涉及面广、影响对象多，须构建覆盖预警、拦截、清污、修复全链条的闭环管理体系，最大限度降低对区域生态环境的不利影响。

#### 7.5.4.2 对海洋生态环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007 年）。

##### 7.5.4.2.1 对浮游植物的影响

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于海底，致使一些海藻的孢子失去合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地释放其毒性。由此导致溢油海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

##### 7.5.4.2.2 对浮游动物的影响

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活

动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007 年）。

#### 7.5.4.2.3 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。溢油对鱼类的损害尤为严重，其中又以鱼卵和幼体为甚，鱼卵和幼体对石油污染的毒性敏感程度要比成熟个体高约 100 倍（张计涛，2007 年）。

如果污染事故发生在鱼类的产卵或孵化场，由于油的覆盖和毒害，鱼卵和幼体会被杀死：性成熟的鱼，当产卵洄游到严重油污、地理位置较窄、浅水和水交换不良处，也会被杀死：产卵场或孵化场受到严重油污，将影响鱼的怀卵数量和产卵行为，种群繁衍可能受到伤害：无脊椎动物由于逃离溢油现场的速度较鱼类慢，因此其受溢油的损害更大。油污不仅能降低甲壳类动物的摄食率和运动能力，还能抑制甲壳类动物的趋化性，阻抑或降低其生殖行为，延长其蜕皮时间，降低其生长率。溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

#### 7.5.4.2.4 对底栖生物的影响

发生溢油后,相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底,底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物,而底栖生物基本上不做远距离迁移,所以一旦受到溢油污染,它们便难以生存。溢油中的多环芳烃将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡,从而加速贝类死亡(Smolders R, 2004 年)。此外,溢油区域的贝类会受到氧化胁迫,从而导致贝类酶的活性受抑制,发生突变、活动减弱,繁殖力下降,加速衰老(Thomas RE, 2007)。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感,往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛎同样会丧生,即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味,这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性,对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

### 7.6 地质性溢油风险分析与评价

本部分评价内容主要引自《涠洲油田新区地质性溢油风险评估报告》。

#### 7.6.1 油田地质概况

##### 7.6.1.1 涠洲区块地质概况

涠洲油田自下到上依次揭示地层为:古近系古新统长流组、始新统流沙港组,渐新统涠洲组;新近系中新统下洋组、角尾组、灯楼角组,上新统望楼港组;第四系。中新统与渐新统、渐新统与始新统、始新统与古新统、古新统与基底之间均有较明显的不整合。钻井揭示均为砂泥岩地层,含油气层系主要分布在渐新统涠洲组,其次为始新统流沙港组。本次方案主要目的层为涠三、涠四段,油藏埋深 1530m~2212m(图 7.6-1、图 7.6-2)。涠三段划分 4 套砂层组( $W_3I-W_3IV$ ), 12 个小层,涠四段划分 2 套砂层组( $W_I$  和  $W_{4II}$ ), 4 个小层。

图 7.6-1 涠洲油田单井综合柱状图

图 7.6-2 涠洲油田近东西向对比剖面

##### 7.6.1.2 海中区块地质概况

海中区块位于海三构造北部,从海三构造已钻井资料揭示地层均为砂泥岩地

层，含油气层系主要分布在渐新统涠洲组。方案主要目的层为涠二、涠三、涠四段，滩坝砂沉积，油层单层厚度薄，横向变化快，油藏埋深 2500m~3800m，具体见表 7.6-1、图 7.6-3。

表 7.6-1 海三构造地层划分表

注：表中深度为底深，转盘面起算；▼表示未钻穿。

图 7.6-3 海 301 侧 2 井-海 301 井-海 301 侧 1 井-海 3 斜井连井剖面图

## 7.6.2 地质性溢油风险评价

### 7.6.2.1 地质性溢油风险识别

油气藏形成的基本条件包括：充足的油气来源、有利的生储盖组合、有效的圈闭和良好的保存条件。保存条件主要体现为稳定的区域性盖层、相对稳定的构造环境和水动力环境。在自然改造或人类开发活动影响下，若油气藏保存条件遭受破坏，将导致油气发生散失，泄漏到地表或海底。

#### 7.6.2.1.1 断裂系统

为了提高油田采收率，大部分油藏开发需补充地层能量，注水或注气是目前主要的地层能量补充方式。油田含油构造内的断层，特别是“通天”断层的存在，可能成为地层流体逸散至地表的通道。一旦注入水或气造成局部地层超压，引起岩石地应力改变，原有断层可能会被诱发复活，导致断层处于不稳定状况，原油将可能沿断层面纵向运移到海床。断层复活必须具备两个条件：①断层面充水，并有一定高的压力，断层面润滑有利于岩块活动；②断层面两侧压力不平衡，达到足以移动岩块的能量。断层顶部距离地表的距离及断层的封堵性是影响地质性溢油的重要地质因素。

因此，在油藏开发过程中合理部署注水井位置，控制注水压力和注水量，在小于断层临界开启压力的前提下开展注水及采油活动。

#### 7.6.2.1.2 储盖组合

储层对溢油的影响主要有以下三方面：

一是储盖组合。储盖组合是指地层剖面中紧密相邻的包括储集层和盖层的一个有规律的组合。理论上盖层厚度对封闭作用不是主要因素，起主导作用的是排替压力的大小和裂缝的发育程度。但从保存油气的角度分析，厚度大的盖层一般



分布比较稳定，易形成区域性的盖层；盖层厚度大，不易被小断层错断，不易形成连通的微裂缝。相反，如果地层上覆属于厚度薄或未固结成岩的松散沉积物，将导致断层封闭性差，一旦开采作业操作不当出现地层超压，流体极易通过断层直达地表或海底，造成溢油事故。

二是储层物性。针对注水开发油藏，物性好、渗透率高的储层有利于注水，以较低的注水压力注入大量的水，满足油藏需要。相反，如果物性较差，需要的注水压力较高，注水压力过高能压破地层或压力延伸到地面的裂缝面。

三是储层连续性。注水开发的油藏，储层连续性是决定水驱效果的关键。储层连续性好，易形成有效的注采对应关系，开发效果较好；连续性差的储层，可能造成只采不注或者只注不采的现象，特别是只注不采区域易形成异常高压区，会增加地质性溢油的风险。

#### 7.6.2.1.3 浅层气

一般认为浅层气是聚集在地表或海底以下 1000m 以内的各类天然气。在钻井施工过程中主要指在一开钻井过程中所遇到的天然气，此段地层钻井施工时未下套管，未安装套管头，气体溢出时无法用普通的关井技术来控制井涌。钻井过程中，浅层气一旦侵入井筒，就会以很快的速度在井筒中向上运移，短时间内到达井口，造成井喷，并可能进一步引发火灾、井眼垮塌等严重钻井事故。

引发浅层气井喷的直接原因包括：①钻井液密度设计不合理。若钻前缺乏准确的地层压力资料，设计的钻井液密度过低，钻遇到高压气层时液柱压力突然小于地层压力，地层内的气体快速侵入井内，造成钻井液密度进一步下降，形成恶性循环，最终诱发井喷事故；②起钻时灌浆不及时或灌浆液量不足。浅层气地层由于埋藏浅，地层疏松，渗透性很强，灌浆不及时会引起钻井液大量渗入地层而造成钻井液漏失，导致井筒液柱压力降低，使得浅层气能够快速进入井眼，引起井喷；③“拔活塞”起钻导致钻具内的液面迅速下降。钻井过程中常出现缩径和钻头泥包，导致起钻时产生“拔活塞”现象，钻井液会随着钻具的起出而外溢。这时从井筒中拔出钻具的体积和“外溢”的钻井液体积不能被及时补充，导致液柱压力突然小于气层压力引起井喷；④停泵静止时间过长。长时间停泵后，井筒处于一种“静稳”状态，浅层气层中的气体在扩散作用下缓慢进入井筒，在井筒中聚集形成“气柱”。“气柱”由于密度较小，会沿井筒向上运移。运移过程中，压力减小，体积进一步发生膨胀，最终在井口形成高压导致井喷；⑤固井时井喷。固井时，水泥浆在候凝过程中，由于井壁和套管的部分承压以及水分子组合形式的变化，易形成失重现象。如果设计时没有充分考虑浅层气异常压力的影响，使

用的隔离液密度过低，会引起候凝过程中环空液柱下降过大，造成井喷。

### 7.6.2.2 断裂系统风险评估

#### 7.6.2.2.1 涠洲区块

构造西北低东南高，地层倾角约  $3^{\circ} \sim 22^{\circ}$ ，涠洲组以近东西向、北西-南东走向的断层为主，各层系断层继承性较好。本区主要发育二级断层 1 条，三级断层 3 条，四级断层 15 条，其他低序级断层 21 条。

涠洲油田开发及潜力方案主要目的层系涠三段-涠四段，井区位于西一块(涠 4 井区)、南块 A(涠 6 井区)及南块 B(涠 6 南块)。

西一块(涠 4 井区)为受  $F_c$ 、 $F_d$  断层所夹持的单斜构造，构造整体较为简单，构造东南高西北低，地层倾角  $9^{\circ}$  左右，区块内发育低序级断层  $F_{d6-1}$  和  $F_{d6-2}$ 。

南块 A(涠 6 井区)边部断层为\*\*\*，是一个以涠 6 井为高点的被断层复杂化的背斜构造，区块内部发育  $F_u$ 、 $F_v$  两条低序级小断层，南块 A 位于  $F_u$  上升盘，地层倾角  $5^{\circ} \sim 16^{\circ}$ 。

南块 B(涠 6 南)为受  $F_3$  和  $F_d$  断层所夹持的单斜构造，在  $F_u$  断层下降盘， $F_u$  整体断距较小，未能将目的层涠三段、涠四段砂体完全断开， $F_u$  断层上升盘砂体与下降盘砂体存在连通的可能。

图 7.6-4 涠洲油田涠洲组断裂分级图(W3IIc)

图 7.6-5 涠洲油田过南块 B 南北向地震剖面(东侧)

图 7.6-6 涠洲油田过南块 A-西一块南北向地震剖面(中部)

图 7.6-7 涠洲油田过西一块南北向地震剖面(西侧)

表 7.6-2 涠洲油田断层要素表

断层名称	断层级别	断开层位	断层落差 (m)				断层产状		延伸长度 (km)
			T2	T32	T33	T6	走向	倾向	
F3	2								
Fc	3								
Fd	3								
Fb	3								
Fd5	4								
Fd7	4								
Fd8	4								
Fd3	4								
Fd9	4								
Fd-3	4								
Fc2	4								
Fc1	4								
Fd1	4								
Fd-2	4								
Fd6-1	4								
Fd6-2	4								
Fd4	4								
Fi	4								
Fj	4								
Fu	4								
Fc1	4								

从图 7.6-5 涠洲油田过南块 B 南北向地震剖面 (东侧) 可见, 研究区南块 B (涠 6 南) 垂向封闭性主要受 F3、Fu 断层控制, 其中 Fu 断层活动消亡时间最晚, 终止于下洋组地层, 对应消亡时间约 1180ms (距海底深度约 1420m)。

从图 7.6-6 可见, 研究区过南块 A (涠 6 井区) 垂向封闭性主要受 F3、Fv、Fu 及 Fd 断层控制, 其中 Fu 断层活动消亡时间最晚, 终止于下洋组地层, 对应消亡时间约 1180ms (距海底深度约 1420m)。

从图 7.6-6、图 7.6-7 可见, 研究区西一块 (涠 4 井区) 垂向封闭性主要受 Fc、Fd 和 F6-1 断层控制, 其中 Fc 断层活动消亡时间最晚, 终止于下洋组地层, 对应消亡时间约 1230ms (距海底深度约 1480m)。

综合分析表明, 各区块目的层钻遇断层均未沟通海底, 不发育“通天断层”, 不存在因断层垂向连通引发的地质性溢油风险。

#### 7.6.2.2.2 海中区块

海中试采方案主要目的层系为涠三段-涠四段, 井区位于海三构造。海三构造为断背斜-断鼻构造, 处于 F3 断裂下降盘, 沉积厚度较大, 内部发育 F3 断层伴生的低级序断裂。

工区整体未遭受大规模剥蚀,海三构造内部低级序断裂复杂,垂向呈“花状”结构,低级序断层截断在 F3 断裂之上。多数低级序断层为南掉的正断层,发育少量反向的调节断层,剖面上表现为“Y”字型、“入”字型、阶梯式、铲式及垒堑式等组合样式。平面上受区域构造影响,海三构造形态以断阶式为主,断层平面组合样式为斜交式,外围五级、六级次级断层呈类放射状与斜交式展布。

海三构造主要发育 1 条二级断层(F3 断层)、5 条四级断层(Fh2-1、Fh2-2、Fh2-3、Fh2-4、Fh2-5 断层),多条五级断层(图 7.6-8)。海三构造南北向地震剖面见图 7.6-9,海三构造近西南-东北向地震剖面见图 7.6-10,海三构造主要断层要素见表 7.6-3。

图 7.6-8 涠三下段顶面断层平面分布图

图 7.6-9 海三构造南北向地震剖面

图 7.6-10 海三构造近西南-东北向地震剖面

表 7.6-3 海三构造主要断层要素表

断层名称	断层性质	断层级别	断开层位	断层落差(m)			断层产状		延伸长度(km)
				T <sub>3</sub> <sup>1</sup>	T <sub>3</sub> <sup>2</sup>	T <sub>3</sub> <sup>3</sup>	走向	倾向	
F3	正	二							
Fh2-1	正	四							
Fh2-2	正	四							
Fh2-3	正	四							
Fh2-4	正	四							
Fh2-5	正	四							

海中区块目的层油藏分布在北一块和北二块,主要依靠 F3、Fh2-3、Fh2-5 断层封堵,断层消亡最晚的为 F3 断层,该断层消亡于下洋组地层,消亡时间约 1160ms,距海底约 1260m,因此不存在由“通天断层”引发的溢油风险。

### 7.6.2.3 盖层风险评估

北部湾盆地涠三段之上发育二套主要的盖层：一套是渐新统涠洲组二段大范围沉积了一套滨/浅湖—半深湖相厚层泥页岩，分布稳定，厚度约 210m~400m，为良好的区域盖层；三是中新统角尾组中上部及下洋组广泛沉积的滨浅海相泥岩，厚度约 260m~320m，也具备较好的区域封盖条件。综合认为，区域内盖层发育，有利于断层封堵，降低了发生溢油的风险（图 7.6-11、图 7.6-12）。

图 7.6-11 北部湾盆地综合地层特征

图 7.6-12 过涠 2 井—涠 2 井连井地层剖面图北部湾盆地综合地层特征

### 7.6.2.4 浅层气风险评估

浅层气藏主要分布在紧邻大型生烃凹陷的大型断裂构造带及与大断裂相关的凸起上。涠洲油田处于涠西南低凸起西斜坡，由于距离海中凹陷、涠西南凹陷等较深的大型生油凹陷较远，周围深大断裂、走滑断层不发育，渐新统涠洲组二段及中新统角尾组泥岩盖层厚度更大，使得本区浅层气藏(1000m 以内)基本不发育。目前涠洲油田及海中区块周边完钻井 19 口井，完钻最深 4150m，垂深 1864m 以上无浅层气藏(图 7.6-13，表 7.6-4)。因此，本区由于开发活动导致浅层气藏被破坏而造成溢油的风险极低。

图 7.6-13 涠洲油田构造位置图

综上分析，研究区内虽然断层复杂，但主要断层向上逐渐消亡于涠一段—下洋组时期，未形成“通天断层”，区域盖层厚度较大且分布稳定，且不存在浅层气藏，生产活动造成溢油风险极小。

表 7.6-4 涠洲和海中区块已钻井统计

年度	井号	井别	水深	完钻深度
			m	m
2006	涠 1			
2011	涠 2			
2011	涠 3			
2015	涠 4			
2016	涠 5			

年度	井号	井别	水深	完钻深度
			m	m
2016	涸 6			
2016	涸 6-2			
2018	涸 4-1			
2019	涸 7d			
2019	涸 8			
2023	涸 10 斜			
2023	涸 10 侧			
2023	涸 9 斜			
2006	海 1			
2015	海 2			
2024	海 3 斜			
2025	海 301			
2025	海 301 侧 2 井			
2025	海 301 侧 1 井			

### 7.6.3 建设期溢油风险评价

#### 7.6.3.1 钻井溢油风险因素识别

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。在钻井工程方面，溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、井喷、井漏等方面。

##### 7.6.3.1.1 防碰风险

对于平台井，受制于平台面积，单井井间距离近，井眼轨迹纵横交错，轨道有可能相互干扰。如果设计平台位置、钻井顺序、井网布局不合理等易造成钻井过程中的井碰，造成溢油风险。

##### 7.6.3.1.2 井喷风险

井喷是造成钻井事故性溢油的一个主要方面，当钻井进入含高压流体的地层后，因各种原因使井底压力不能平衡地层压力时而造成井喷和井喷失控事故。在钻井和其他作业中，一旦地层压力大于钻井液的压力时，就会发生井涌，地层流体进入井内。当钻井液和井控设备失控且地层流体进入井内时，井涌则演变为井喷，导致地层流体大量外泄，并失去控制。井喷产生强烈的影响，对周围环境的破坏力巨大。引起井喷的主要原因有：

- 1) 承钻井地层压力异常；
- 2) 地层存在裂缝；

- 3) 承钻井周围有可能造成地层异常的施工井位;
- 4) 没有及时边起钻边灌泥浆;
- 5) 地层漏失严重;
- 6) 泥浆密度低;
- 7) 地层压力掌握不准;
- 8) 钻遇浅层气层;
- 9) 起钻抽吸;
- 10) 停泵时环空压耗消失;
- 11) 灌浆装置损坏且没有发现等。

浅层气井喷的直接原因包括:

- 1) 钻井液密度偏低或钻遇压力异常的浅层气层;
- 2) 起钻时泵入钻井液量不足或起钻抽汲“拔活塞”;
- 3) 井漏引起井内液柱压力降低;
- 4) 停泵静止时间过长, 气体通过扩散作用侵入井眼, 积聚形成气柱, 逐渐上升, 体积不断膨胀, 最终导致井喷发生;
- 5) 固井期间由于泵入低密度的冲洗液、隔离液, 井内液柱压力降低; 候凝时, 水泥浆随着稠化凝固产生“失重”现象, 使井内液柱压力降低, 导致井喷。

#### 7.6.3.1.3 井漏风险

井漏是在钻进过程中钻井液设计不合理或对地层认识不清, 导致钻井液漏入地层的现象, 不仅对油层产生污染, 影响产能, 且严重影响固井质量, 造成固井质量不合格, 同时由于泥浆漏失严重导致液柱失重, 可能使井筒内液柱压力与地层压力不平衡而引发溢流及井喷失控。

#### 7.6.3.1.4 窜层风险

在未进行油气田开发的地区, 地下埋藏的油气水资源按所处地层和埋藏条件在一定的范围内达到动态平衡, 各自有其埋藏部位运移通道。它们在地下所处的地层大都由不透水层隔开, 没有外来动力, 一般不会发生窜层物流交换。

钻井破坏了圈闭内的动力平衡, 也为浅层地层和深层地层之间建立了联系的通路。如果固井质量不好, 油气可能进入水层地层而随浅层中的潜水运移流动。潜水的液面和大气是连通的, 进入浅层地层中的油随时随处可能溢出地面, 也可随潜水的流向流动, 在较大的范围内传播, 使得所有和该处潜水连通的下游地层都有可能受到油气污染的影响。因地下水受到污染多是由地下水循环引起的, 保

持原有浅层可用地下水的埋藏条件和循环运移通路不受干扰，油田开发就不会对地下水环境带来不利影响。

因此，在钻井过程中，井身轨迹、钻井液、固井质量等都会诱发事故发生，诱发溢油风险。

### 7.6.3.2 钻井过程溢油风险分析及防范措施

钻井过程是易发生溢油事故的主要阶段之一。钻井工程方面溢油的风险主要来自于钻碰邻井套管、井筒完整性、压力控制方式及现场操作水平等。因此，需钻井过程应制定严谨、科学的钻井设计和施工方案，同时，严格执行井控操作规范、规章制度保障顺利钻井施工。

#### 7.6.3.2.1 防碰方案分析及应对措施

本项目新钻 16 口，定向井 13 口，水平井 3 口。其中油井 11 口，水井 4 口，注气井 1 口，拟组建 1 个平台。根据施工顺序，本项目开展了丛式井与老井及待钻井的防碰扫描，其中 B5 井与 A5 井、A9 井与 B2 井，A6 井与涠 10 侧井存在防碰风险，钻探时需注意防碰，并制定防碰措施，其它井分离系数均 $>1.5$ 。

涠洲区块 A1H、A2H、A3、A4H、A5、B1、B2 等 7 口井平均井深 3003m，最大水平位移 2480m，最大井斜角  $91^{\circ}$ ，最大井深 3550m。轨道设计三维立体图如图 7.6-14。

图 7.6-14 涠洲区块井眼轨迹三维立体图（A1H、A2H、A3、A4H、A5、B1、B2 等）

涠洲区块 A6、A7、B3 等 3 口井平均井深 2898m，最大水平位移 1318m，最大井斜角  $64^{\circ}$ ，最大井深 3721m。轨道设计三维立体图如图 7.6-15。

图 7.6-15 涠洲区块井眼轨迹三维立体图（A6、A7、B3 等）

海中区块 6 口井最大水平位移 4739m，最大井斜角  $70^{\circ}$ ，最大井深 6288m。轨道设计三维立体图如图 7.6-16。

图 7.6-16 海中区块井眼轨迹三维立体图

本项目根据施工顺序，开展了丛式井与老井及待钻井的防碰扫描，其中 B5 井与 A5 井、A9 井与 B2 井，A6 井与已钻井涠 10 侧井存在防碰风险，钻探时需注意防碰，并制定防碰措施，其他井分离系数均 $>1.5$ 。



具体井眼轨迹防碰扫描见图 7.6-17，分离系数见表 7.6-5。

图 7.6-17 B5 井与 A5 井井眼轨迹防碰扫描

表 7.6-5 分离系数

本井	邻井	深度(m)	分离系数
B5 井			
A9 井			
A6 井			

依据目前成功的钻井实施经验，特制订如下防碰措施：

#### 1) 浅层防碰

- (1) 表层闭路钻进，以便观察是否返出异常；
- (2) 相邻井造斜点至少错开 20m~30m；
- (3) 优化轨迹设计，采用绕障轨道设计技术。

#### 2) 深层防碰

- (1) 加密防碰扫描：在防碰风险段钻进时严格控制轨迹，加强防碰扫描，考虑仪器误差，防碰扫描 5 米一次；
- (2) 陀螺复测：根据作业要求，需要对部分已钻井用陀螺测量轨迹，提高轨迹测斜精度，降低碰撞风险；
- (3) 关注钻井参参数：在防碰井段钻进时，密切关注钻井参数、钻具振动情况及测量工具磁场强度值的变化，结合实时作业情况控制轨迹向最小风险的方向钻进，直到确定进入安全区域。

### 7.6.3.2.2 井身结构方案分析及应对措施

井身结构设计充分考虑地层特点与钻井难点，符合《井身结构设计方法》（SY/T 5431-2017）的相关要求，为钻井安全生产，防止钻完井发生溢油事故提供了井筒保障。

该区地层自上而下钻遇地层为：古近系古新统长流组、始新统流沙港组，渐新统涠洲组；新近系中新统下洋组、角尾组、灯楼角组，上新统望楼港组；第四系。中新统与渐新统、渐新统与始新统、始新统与古新统、古新统与基底之间均有较明显的不整合。钻井揭示均为砂泥岩地层，含油气层系主要分布在渐新统涠洲组，其次为始新统流沙港组。本次研究主要目的层为涠三、涠四段，油藏埋深 1530m~2212m。

本项目新钻井 16 口，涠洲区块定向井一开 444.5mm 钻头钻进，339.7mm 表层套管下至 1300m 左右，封固上部疏松地层。二开 311.2mm 钻头钻进，244.5mm 技术套管，进入目的层；海中区块定向井一开 444.5mm 钻头钻进，339.7mm 表层套管下洋组底。二开 311.2mm 钻头钻进，244.5mm 技术套管封固易垮塌涠二段泥岩地层。三开 215.9mm 钻头钻进，177.8mm 尾管完钻。

水平井一开 444.5mm 钻头钻进，339.7mm 表层套管下至 1300m 左右，封固上部疏松地层。二开 311.2mm 钻头钻进，244.5mm 技术套管，封固易垮塌的涠二段泥岩地层，同时控制轨迹，为后面水平段钻进提供保证。三开 215.9mm 钻头钻进，进入储层，裸眼完钻。

#### 7.6.3.2.3 固井方案分析及应对措施

套管柱设计符合《套管柱结构与强度设计》(SY/T 5724-2008)的规定。

钻井方案对套管柱进行了抗外挤强度设计，一开 339.7mm 套管抗外挤强度内压工况考虑固井、套管半掏空、继续钻进。套管外压剖面考虑水泥返高以上为上层井段钻井液压力；水泥返高以下，套-套环空段为固井混合水压力，套管-裸眼环空段为地层孔隙压力。

二开 244.5mm 套管抗外挤强度内压工况：考虑固井、漏失、套管全掏空、继续钻进、生产时考虑封隔器泄漏。外压剖面：水泥返高以上为上层井段钻井液压力；水泥返高以下，套-套环空段为固井混合水压力，套管-裸眼环空段为地层孔隙压力。

抗内压强度设计一开 339.7mm 套管内压工况考虑循环排气、固井碰压 20MPa、套管试压 10MPa、继续钻进。外压剖面考虑固井混合水压力梯度。二开 244.5mm 套管内压工况考虑循环排气、气侵、固井碰压、套管试压、继续钻进、生产时油管泄漏、注水时管柱泄漏。外压剖面考虑固井混合水压力梯度。

抗拉强度设计一开 339.7mm 考虑解卡过提拉力 50t 下套管速度 0.5m/s，固井碰压 20MPa。二开 244.5mm 考虑解卡过提拉力 60t 下套管速度 0.5m/s，固井碰压 20MPa。

根据井身结构方案以及老井钻井参数等，339.7mm 套管选用 N80、61ppf、壁厚 10.92mm 套管；244.5mm 套管采用 N80、47ppf、壁厚 11.99mm 满足后期开采要求。固井工艺充分考虑了固井施工的技术难点，提出了符合实际的固井工艺要求。设计的水泥浆性能、配方以及固井技术要点，满足总体工艺实施的需求，可操作性强，能够保证井筒质量完整、可靠，为控制溢油风险提供井筒保证。

结合目前固井工艺技术水平，各层套管固井方式优化为：涠洲区块开发动用

的涠 4 及涠 6 井区溶解气地质储量丰富，气油比最大为 137，固井使用非渗透防窜水泥浆体系见表 7.6-6，涠西区块已钻井固井控制滤失量 $<50\text{mL}$ ，目的层段优良率大于 95%，使用效果良好。满足了涠 4 井、涠 6 井等油气测试要求。

表 7.6-6 涠洲区块固井方案设计

方案	套管类型	套管尺寸	固井工艺	水泥类型	水泥返高
涠洲油田开发方案	表层套管				
	技术套管				
涠洲油田潜力井方案	表层套管				
	技术套管				

对各开次套管固井的 ECD 进行模拟如图 7.6-18、图 7.6-19，结果显示固井 ECD 低于破裂压力，满足作业要求。

图 7.6-18 339.7mm 套管固井 ECD 模拟结果

图 7.6-19 244.5mm 套管固井 ECD 模拟结果

海中区块海三构造气油比最高可达  $1100\text{m}^3/\text{m}^3$ ，参考海油石油钻井手册、《固井设计规范》（SY/T 5480-2016）要求及东海大位移井固井作业经验，优选防气窜水泥浆体系，13-3/8" (339.7mm) 套管采用单级双封固井，9-5/8" (244.5mm) 套管与 7" (177.8mm) 尾管采用单级固井见表 7.6-7。

表 7.6-7 海中区块固井方案设计

方案	套管类型	套管尺寸	固井工艺	水泥类型	水泥返高
海中试采方案	表层套管	339.7mm	单级双封固井	领浆：低温早强水泥浆体系； 尾浆：聚合物水泥浆体系	领浆自管鞋以下 200m 封固至泥线；尾浆封固至 13-3/8" 管鞋以上 500m
	技术套管	244.5mm	单级固井	领浆：聚合物水泥浆体系； 尾浆：防气窜水泥浆体系；	领浆封固 13-3/8" 管鞋以下 150m、以上 350m；尾浆封固 9-5/8" 管鞋以上 500m，并至少

				填充浆：粉煤灰水泥浆体系	返至油气层顶部以上 200m；中间使用填充水泥浆
	油层套管	177.8mm	单级固井	防气窜水泥浆体系	返至尾管悬挂器以上不少于 50m

对各开次套管固井的 ECD 进行模拟如图 7.6-20 至图 7.6-22，结果显示固井 ECD 低于破裂压力，满足作业要求。

图 7.6-20 339.7mm 套管固井 ECD 模拟结果

图 7.6-21 339.7mm 套管固井 ECD 模拟结果

图 7.6-22 339.7mm 套管固井 ECD 模拟结果

在固井质量保证方面设计的技术措施如下：

- 1) 油层井段井径扩大率尽量控制在 10%以内，避免出现“糖葫芦”井眼。
- 2) 下套管过程中注意活动套管，合理使用套管扶正器，保证套管居中度。
- 3) 在保证井眼安全的前提下，尽量采用紊流顶替，提高顶替效率；如果井眼条件不理想无法达到紊流，则通过设计合理前置液和先导低密度水泥浆的流变参数和用量来达到紊流。

4) 控制水泥浆自由水和失水量，保证水泥浆的稳定性；通过控制缓凝剂的加量形成双凝水泥浆体系确保压稳油层。

套管质量和固井水泥环质量好坏不仅直接影响到开发和注水，而且会诱发油气窜槽，导致严重安全环保事故。油水井套管应符合 API 标准的规定，按企业标准试压合格。

上述固井设计技术要点已针对不同地层进行了套管程序和固井水泥的设计优化，采取保障措施能够保障油气不会沿固井水泥环缝隙（固井质量很差的情况）上行到表层套管鞋，进而压漏表层或沿油层套管和表层套管环空（水泥返不到表层以内的情况）上行到套管头，破坏套管头，造成油气泄漏。分析认为上述固井设计方案合理，能够保证井控安全。

#### 7.6.3.2.4 钻井液方案分析及应对措施

##### 1) 地层概况

该区地层自上而下钻遇地层为：古近系古新统长流组、始新统流沙港组，渐新统涠洲组；新近系中新统下洋组、角尾组、灯楼角组，上新统望楼港组；第四系。中新统与渐新统、渐新统与始新统、始新统与古新统、古新统与基底之间均有较明显的不整合。钻井揭示均为砂泥岩地层，含油气层系主要分布在渐新统涠洲组，其次为始新统流沙港组。

本次研究主要目的层为涠三、涠四段，油藏埋深 1530m~2212m。钻井液体系依据储层岩性及物性、孔隙结构特征和流体特征，参照该区块已完钻井钻遇地层情况、储层温度压力预测、设计井型特点等确定钻井液体系、性能参数和配方。通过钻井地质情况分析，本区块复杂断块发育，断层交错。受多条断层影响，横向、纵向非均质性强，地应力复杂，次级断层与微裂缝发育，主要为储层构造变化大、易漏失、泥页岩易水化导致井壁失稳、地层破碎易垮塌、不同压力通过断层连通，当井斜角在  $40^{\circ}$  ~  $65^{\circ}$  之间时，应力影响明显；井壁稳定性与钻井方位有关，在北偏东方向更复杂；压力系数局部异常。

岩性特征以伊利石和伊蒙混层黏土矿物为主，膨胀率较低，在钻井过程中，由于局部水化，便会引起严重的剥落掉块，从而造成钻井工程事故。

##### 2) 钻井液体系

本项目钻井液体系（见前文 2.1.7.1.2 钻完井工程）符合法律法规、标准、规范的要求，各井段采用的钻井液密度均在安全密度窗口范围内，能够确保钻完井安全、顺利施工。根据地层特点和目前成熟的钻井液配套技术现状，一开采用海水+膨润土稠浆，二开采用油基钻井液改善涠二段地层井壁垮塌风险，提高作业时效，三开涠洲区块采用有机盐钻井液体系可保护储层。为满足井控的需要，施工现场须按要求储备足量重晶石粉和重浆，确保发生溢流时能迅速实施压井作业，为有效控制井喷溢油风险提供可靠保障。

#### 7.6.3.2.5 井控方案分析及应对措施

##### 1) 井控装置选择

井控主要措施按《石油天然气钻井井控技术要求》（GB/T 31033-2025）及《钻井一级井控技术》（Q/SH1020 1160-2017）等有关井控标准及《中国石化井控管理规定》等相关要求执行。各井区均实施了探井和开发井，具有成熟的技术和成功经验。为防止钻井过程中发生井喷及井喷失控事故的发生，钻井过程中应严格执行以下防范措施：

(1) 防喷系统包括防喷器、四通、节流和压井管汇、放喷管线、液气分离器和液控设备等。其中节流和压井管汇、放喷管线和液控设备均不须重新安装，应逐项进行认真检查保养，按相关要求要求进行试压合格；

(2) 防喷器检修完成后，应按额定压力试压合格，填写产品出厂合格证，随防喷器一同送平台，双方进行交接验收；

(3) 防喷器安装、检查与试压按中石化油田相关要求执行；

(4) 防喷器远程控制台应不少于两个，应在视线开阔、操作方便处安装一个；

(5) 防喷器液压控制台若位置不方便或未安装在钻台，在司钻操作岗位附近应安装司钻操作控制台；

(6) 防喷器液压控制台的电源线需专线控制；

(7) 表层套管及油层套管用套管头连接，套管头按额定压力试压合格；

(8) 油层套管固井充分候凝后，按相关规定试压。

(9) 出现故障或运转不正常时应立即上报有关部门，组织修复，并作记录；

(10) 对井控设备不应随便动用电气焊；

(11) 井控设备停用时，应按保养规程进行认真保养，并妥善保管；

(12) 启用已经停用一段时间的井控设备前，应认真对其进行全面检查并严格按照标准进行试压，合格后方可使用；

(13) 钻井平台应保存与井控有关的所有文件与记录；

(14) 吊装井控设备时，应认真检查吊点、吊具等，使用的专用绳套必须满足安全要求；

(15) 安装防喷器时，必须有可靠的防风、防晃动的措施；

(16) 钻井平台应严格按演习制度做好井控防喷演习；

(17) 安全监督在每次开钻前应按表格进行检查；

(18) 钻井平台使用试压泵对节流、压井管汇试压时应做好记录；

(19) 井控设备应对外壁、内腔以及易损坏部位进行维护、保养；相关设备检修期间，由检修单位对其进行安全管理；

(20) 井控设备检修后发放时，应附质量证明文件。

采取的井控措施如下：

涠洲油田新区产能建设方案根据测算，该区原始地层压力为23MPa~24.5MPa，主要井控装置配置规范要求见图 7.6-23、图 7.6-24。

图 7.6-23 二开井井口装置示意图

图 7.6-24 三开井井口装置示意图

海中区块根据测算如下：

1) 17-1/2" (444.50mm) 井段安装 21-1/4" (539.75mm) 套管头钻进, 12-1/4" (311.15mm) 与 8-1/2" (215.9mm) 井段需安装防喷器。

2) 海中试采井最大地层压力 43.7MPa, 需配备 70MPa (10000psi) 级以上防喷器组。

3) 勘探六号、七号、八号钻井平台防喷器组均为 105MPa (15000Psi) 级别, 满足作业要求。

主要井控装置配置规范要求见图 7.6-25。

图 7.6-25 不同井段井口示意图

#### 2) 溢流控制分析及措施

保证钻完井阶段不发生原油溢流的基础是搞好一次井控。鉴于钻井过程存在众多不可预见因素, 一旦发生溢流需迅速关井或节流, 利用储备的重浆重新建立井筒压力平衡, 保证施工安全。根据地质溢油报告中模拟结果, 12-1/4" (311.2mm) 井段最大允许溢流量 14.2m<sup>3</sup>, 8-1/2" (215.9mm) 井段最大允许溢流量大于井筒容积, 满足安全钻进作业要求。实际作业过程中根据各井段实际钻井时钻井液密度, 确定最大允许关井套压, 确保发生溢流关井时套压小于最大允许关井套压。

本项目井控装置压力等级大于最大地层压力, 符合《石油天然气钻井井控技术要求》(GB/T 31033-2025)、《石油天然气钻井、开发、储运防火防爆安全生产技术规程》(SY/T 5225-2019)、《中石化井控管理规定》(中国石化制[2024]12号) 等标准规范的要求。

#### 7.6.3.2.6 钻井其他溢油风险分析及应对措施

1) 浅部地层成岩性差, 易垮塌, 注意防塌、防卡和防漏失及防井斜, 钻遇不整合面和假整合面时, 加强防斜、防漏措施。

2) 钻遇涠洲组泥岩和页岩时, 由于泥页岩微裂缝和层理发育, 硬脆性、水敏性强, 水化失稳, 易崩散剥落垮塌, 建议采用对微裂隙具封堵性的泥浆材料, 提高泥浆稳定性。建议在钻井施工中应尽量少停泵, 少起下钻, 一是避免激动地层压力, 造成井壁垮塌; 二是确保在垮塌周期内完成下套管、固井作业。

3) 涠洲区块油井伴生气无硫化氢,但现场仍需加强  $H_2S$ 、 $CO_2$  的监测和防范。

4) 油田周边存在断层,油田内部可能存在未识别的断层,钻井及固井过程中可能会产生风险,若钻遇未识别的断层,考虑采用随钻堵漏技术,在固井时封固断层。

5) 井控分析结果显示,对于各层套管下深可以满足下部井段钻进的井控要求。若钻遇异常高压地层,停钻进行分析,如有需要,可补下一层套管,改变井身结构。

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

#### 7.6.3.2.7 浅层气风险分析及应对措施

浅层气侵入井眼后将形成“环状流动”现象,气体迅速沿环空上窜,在到达水下井口时速度达到最大。这一过程的发展阶段可划分为以下四个等级,具体等级划分见表 7.6-8。

表 7.6-8 浅层气风险等级划分

风险等级	演变阶段	工程特征
I 级	轻微流(轻微气侵)	少量气体进入井筒,泥浆性能轻微变化
II 级	泡状流(早期井涌)	气体以气泡形式存在,泥浆密度开始下降
III 级	段塞流(井涌)	气体连续进入,井口返出流量明显异常
IV 级	环流(井喷)	气体完全占据井筒,流体喷出井口

根据涠洲和海中已钻探井,未发现浅层气。为了预防钻井过程中可能存在的浅层气风险特制定以下防范措施:

1) 综合录井仪:实时监测返出钻井液的流量、密度、温度及气体含量(通过脱气器检测总烃值)。使用随钻环空压力监测(APWD)判断井底压力动态。

2) 气体检测系统:安装红外或激光气体检测仪,监测井口、泥浆池及钻台附近的甲烷浓度。设置多级报警阈值(如低/中/高报警),触发应急响应。

3) 井涌早期识别:监测泥浆池液面增量(异常增加可能预示气侵)和返出流量异常。

4) 控制钻井参数:在进入浅层气前,必须控制机械钻速,避免因钻速过快导致单位时间进入井筒的气量过大,来不及循环排出。

5) 井下 ECD 精准控制技术:针对深水领域中水深和压力窗口窄的复杂地质条件,开展低温高压钻井液性能测试,构建钻井期间 ECD 动态预测模型,能够在钻井过程中实时预测和调控 ECD 的变化,进而优化井下压力控制。



6) 控制起钻速度：严格控制起钻速度，防止产生过大的抽汲压力，这是诱发浅层气涌入井筒最常见的原因之一。

7) 执行短起下钻：钻开浅气层后，在起钻前必须进行短程起下钻，检查是否存在因井眼缩径或钻井液气侵导致的异常情况，确认井底实际压力平衡后方可正式起钻。

8) 井控意识培训：对现场所有人员进行浅层气危害和井控措施的专项培训，确保全员能识别早期溢流征兆。

9) 做好应急演练：定期进行防喷演习，特别是针对浅层气溢流速度快的特性，缩短关井反应时间。

10) 动态压井法：动态压井法的作用在于能够促使井底压力与地层压力保持一致。应用动态压井法，能够提升钻井液的循环量，进而促进摩擦阻力的提升，使井底压力与地层压力更加稳定。

#### 7.6.3.2.8 小结

通过对项目钻井设计方案的井眼轨道、井身结构、钻具组合、钻井液、完井液设计、完井方式以及井控装置选择等方案的评估、校核，认为钻井设计方案符合国家、行业标准规范安全技术相关要求；同时，钻井工程方案中针对各环节中可能引起的溢油风险均制定了相应控制措施，井控安全措施必要、可行，符合安全规范要求，溢油风险在可控范围内。

### 7.6.4 生产运行期溢油风险评价

#### 7.6.4.1 涠洲区块注水溢油风险评价

##### 1) 注采比

本项目运用数值模拟技术对注采比进行优化，确定涠4井区、涠6井区及涠6南井区注采比1.0~1.1之间，确保油藏压力始终保持在原始地层压力附近，获得较高的采收率。在正常注水情况下，不会造成异常高压（见图7.6-26至图7.6-28）。

图 7.6-26 涠4井区不同注采比情况下采出程度曲线

图 7.6-27 涠6井区不同注采比情况下采出程度曲线

图 7.6-28 涸 6 南井区不同注采比情况下采出程度曲线

## 2) 井网部署

根据断层分布、构造形态及储层发育特点,采用不规则井网部署(图 7.6-29 至图 7.6-31)。油井部署在高部位,注水井 B1、B2 部署在低部位,注采井距 330m~420m,注采连通好,在按需注水情况下,不会造成注水憋压现象。注水井 B1 井距离断层约 320m~360m, B2 井距离断层约 120m (表 7.6-9),正常注水情况下,不会造成断层附近形成高压区。

注水井 B3 位置距离断层较近约 50m,为避免注水造成局部高压,影响断层的稳定性,严格按照油藏需求注水,并密切关注注水压力变化,实时监测压力,一旦发现注水和压力异常,立即停止注水。

涸 4 高部位各小层天然能量较充足,水体倍数大于 20 倍,采用天然能量开发,属于泄压开发,不会出现异常高压现象。

综上所述,井网部署合理,造成溢油的风险较小。

图 7.6-29 涸 4 井区 W<sub>3</sub>II a+b 层(左)与 W<sub>3</sub>II c 层(右)部署图图 7.6-30 涸 6 井区 W<sub>3</sub>IVb 层部署图

图 7.6-31 涸洲区块 A6、A7、B3 井位部署示意图

表 7.6-9 涸洲油田及海中区块注入井与断层距离统计

序号	注入井号	注入井与断层距离(m)
1	B1	
2	B2	
3	B3	
4	B4	
5	B5	

## 3) 注水方式

依据油藏需求,优化设计注入管柱为平行双管分注管柱。平行双管分注管柱是两个不同的注水层系采用封隔器卡封,分别从 2 根平行的油管注水;注水量的

分配容易控制，通过调节注水阀的大小和注水压力来实现；注水量大，单层最大注水量可达  $2000\text{m}^3/\text{d}$ ；管柱寿命长，注水管柱最长在井时间近 20 年；方案区总矿化度较高（ $49441\text{mg/L}$ ），存在一定的  $\text{CO}_2$  腐蚀（1.86%），采用平行双管分注避免套管腐蚀风险。

平行双管分注管柱为 244.5mm 套管内组配两根 73mm 油管，完井管柱结构：73mm 油管+液压式双管封隔器+89mm 接头+73mm 油管+承托式封隔器+73mm 油管。采用平行双管分注管柱，能够实现分压、分质、分流量精准注入，彻底消除层间干扰，提升注入效果，保障开发需求。

图 7.6-32 涠洲 B1、B2 井平行双管分注管柱示意图

图 7.6-33 涠洲 B3 井管柱图

#### 4) 注水水质

本项目注水井采用处理达标的采出水和海水作为注入水源，海水经过粗滤器、脱氧塔后，接入金刚砂过滤器处理，为保证处理效果，地面流程还需加阻垢剂、杀菌剂、缓蚀剂、脱氧剂等，同时地面处理系统运行期间需要进行泵维护、过滤器清洗等设备维护。设计出水中水质指标注水水质指标含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\mu\text{m}$ ，能够满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中水质控制指标Ⅲ级要求。经处理后，可满足涠洲油田开发方案注水要求，不易造成地层堵塞、套管腐蚀等现象的发生。

#### 5) 采用提高安全及增注措施的注水井口装置

根据《涠洲油田新区地质性溢油风险评估报告》，涠洲区块注水井最高井口注水压力为 16.8MPa，从海上安全及增注措施要求考虑，采用耐压 35MPa 的井口装置，满足行业安全需求。

### 7.6.4.2 海中区块注气、注水溢油风险评价

#### 7.6.4.2.1 注气溢油风险评价

##### 1) 层系划分

为确保单井控制储量及产能，方案设计采油井初期合采，考虑到涠三段纵向跨度和渗透率，分 3 套层系注气（图 7.6-34），提高物性较差储层动用程度。

层系 1 层位为涪三上段 1、2 砂组，层系 2 层位为涪三上段 3、4 砂组，层系 3 层位为涪三下。但是，由于油藏跨度达 455m，渗透率差异大（2.5mD~177mD），压力系数 1.06~1.28 差异大，层间干扰较大，在同一注入压力情况下，存在个别低渗层注不进，高渗层注入大的风险，因此，建设期密切关注注采动态和压力变化，出现异常及时采取措施。

图 7.6-34 海中区块海 301 井涪三上段小层孔隙度、渗透率分布图

## 2) 开发方式及井网部署

相似低渗油藏调研结果表明，渗透率  $10 \times 10^{-3} \mu\text{m}^2$  以下储层普遍存在注不进水的难题，由于注气渗流阻力远小于注水，北一块开展注气实验。海三构造涪三段整体为低渗油藏，地层中注气较注水阻力小，且注气能够降低地下原油粘度，提高渗流能力。北一块为断背斜构造，构造相对整装，且圈闭面积较小，方案设计部署 1 套高部位注气、低部位采油的完整注采井组。部署 2 口采油井 1 口注气井(图 7.6-35)，注气井 B4 位于高部位距离断层约 140m（见前文表 7.6-8 涪洲油田及海中区块注入井与断层距离统计表），注气造成断层活动的风险极小。

图 7.6-35 海中区块井位部署图

## 3) 投产方式

方案设计采用油管输送射孔方式投产，后期不需要压裂改造储层，不存在因大型压裂改造储层引发溢油事故的风险。

## 4) 注气目的层及注气压力

方案在北一块高部位部署注气井 1 口，注气方式采用分注开发方式，注气井井型采用定向井，注气目的层系为 W3S(1+2)、W3S(3+4)、W3X，设计注气层油层中深为 2581m~3053m，目的层段原始地层压力分别为 27.1MPa~38.3MPa。

涪三段油藏在原始压力下，岩石破裂压力梯度为 0.021MPa/m，计算岩石破裂压力为 54.2MPa~64.1MPa，极限流压为岩石破裂压力的 85%(46.1MPa~54.5MPa)。

本项目最大注气量为  $5.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ，对应的井底最大流压为 40.4MPa，小于该井区最小极限井底流压(46.1MPa)，注气压力满足地层安全要求，不会导致岩石破裂而发生地质溢油。

## 5) 注气方式

采用井下安全阀+顶部封隔器+分段封隔器管柱，四级三段分层注气，套管加

注环空保护液，全井采用气密封油管、V0 等级封隔器。管柱结构（自上而下）：气密封油管+井下安全阀+循环滑套+插管式顶部穿越封隔器+液控滑套+穿越隔离封隔器+液控滑套+穿越隔离封隔器+液控滑套+底部平衡封隔器。管柱技术指标：耐温 150℃、压力等级 50MPa。分层注气管柱结构示意图详见图 7.6-36。

图 7.6-36 天然气分层注入管柱结构示意图

#### 6) 注气气质

本项目海中区块注气气源为油井伴生气，伴生气经过杂质过滤、油水分离及干燥等工艺处理成干气，处理后满足 II 类干气指标要求，不易造成地层堵塞、套管腐蚀等现象的发生（表 7.6-10）。

表 7.6-10 注入气气质指标表

	I类干气	II类干气	参考标准
甲烷(CH <sub>4</sub> )含量	>95%	>90%	中国《天然气》（GB 17820-2018）
硫化氢(H <sub>2</sub> S)含量(mg/m <sup>3</sup> )	≤6	≤20	
二氧化碳(CO <sub>2</sub> )体积分数	≤2.0%	≤3.0%	

#### 7) 注气井口装置

本项目井口最高注气压力为 33.83MPa。从海上安全及增注措施要求考虑，采用耐压 70MPa 的井口装置。

### 7.6.4.2.2 注水溢油风险评价

#### 1) 层系划分

为确保单井井控储量及产能，设计采油井初期合采。

图 7.6-37 海中区块北二块(海 301 侧 1 井)润三段小层孔隙度、渗透率分布图

虽然进行细分注水，但层段渗透率极差仍然较大（超过 5），属于强非均质油藏，层间干扰较大，需密切关注注入动态，尽可能减小层间差异。

#### 2) 开发方式及井网部署

本项目在北二块低部位部署 1 口注水井，注水井 B5 距离断层约 400m，注水造成断层活动的风险极小。

#### 3) 注采比

经数值模拟优化，海中区块注采比设定为 1.0~1.1，能够将油藏压力保持

在原始地层压力附近,在提升采收率的同时,正常注水情况下不会造成异常高压。

#### 4) 注水目的层及注水压力

本项目在海中区块北二块设计注水井 1 口,注水方式采用分注开发方式,注水井井型采用定向井,注水目的层系为 W3S(1+2)、W3S(3+4)、W3X,设计注水层油层中深为 2962m~3195.1m,目的层段原始地层压力分别为 30.8MPa~33.2MPa。

本区块开发方式采用常规注水开发,润三段岩石破裂压力梯度为 0.021MPa/m,计算岩石破裂压力为 62.2MPa~67.1MPa,注水井底极限流压为岩石破裂压力的 85%(52.9MPa~57MPa)。设计最大注水量为 190m<sup>3</sup>,对应的井底最大流压为 43.1MPa,小于该区最小极限井底流压(52.9MPa),注水压力满足地层安全要求,不会导致岩石破裂而发生地质溢油。

#### 5) 注水方式

液电智能分注技术采用液压控制和电信号采集两个独立系统,两套系统即可独立工作又可在地面集成控制,当电子设备发生故障时不影响液压系统工作;液电智能分注的数字解码器技术实现较少液控管线控制多层;适应井筒温度、压力更高的井况。

液电复合智能分注技术,主要由液压数字解码器、多级数字控制阀(液控滑套)、温压流量模块及多孔穿越封隔器组成,分为液压控制和电动采集两个系统(见图 7.6-38)。

液压控制系统:有 3 条控制管线,通过其中两条管线对液压数字解码器顺序施加压力实现解码,解码后 1 根液控管线与数字控制阀(液控滑套)实现连通,7in 井筒内最多可控制 5 个液压多级数字控制阀;所有数字控制阀共用一条开门控制管线。

电动采集系统:利用 1 条电缆采集井下各层温度、管内压、管外压,利用文丘里流量计的原理,计量、采集各层产出(配注)量。

图 7.6-38 海中智能分注完井管柱示意图

#### 6) 注水水质

本项目采出水处理系统出水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)Ⅲ类水质要求,可满足海中区块北二块注水要求,不易造成地层堵塞、套管腐蚀等现象的发生。

#### 7) 注水井口装置

从海上安全及增注措施要求考虑,海上油水井采用耐压 70MPa 的井口装置。

### 7.6.5 地质性溢油风险分析结论

#### 1) 地质条件安全

北部湾盆地涠三段之上发育二套主要的盖层：一套是渐新统涠洲组二段大范围沉积了一套滨/浅湖一半深湖相厚层泥页岩，分布稳定，厚度约 150m~550m，为良好的区域盖层；二是中新统角尾组中上部及下洋组广泛沉积的滨浅海相泥岩，厚度约 150m~600m，也具备较好的区域封盖条件。项目建设区断层最高距离海底约 1260m，不会连通海底，并且全区存在 150m 以上的稳定盖层，不发育浅层气，由地质因素导致发生溢油风险较小。综合认为，区域内盖层发育，有利于断层封堵，降低了发生溢油的风险。

#### 2) 开发方案设计合理

油藏方案对开发层系、井网井距、注采比等进行论证，根据砂体展布形态，采取点状面积注采井网，确保形成有效的注采对应关系，并且注采比控制在 1.1 以内，使地层压力保持在原始压力附近，引起局部异常高压的可能性较小。

#### 3) 钻井方案措施完善

根据地质特征及海上钻井特点，总结已钻井出现问题及经验，对井身轨迹、井身结构、钻井液、固井等进行设计，符合国家及行业标准。并制定了完善的防控措施，风险可控。

综上所述，建设项目地质条件及断层风险认识清楚、油藏方案设计合理、钻完井方案可行，在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测，本项目在建设和生产过程中地质性溢油风险是可控的。

## 7.7 环境风险防控方案

### 7.7.1 环境风险防范措施

#### 7.7.1.1 设计阶段风险防范措施

##### 1) 新建 WZ-CEP 平台设计阶段风险防范措施

###### (1) 严格执行相关标准规范要求

本项目设计将严格执行国家有关法规、规范和标准以及遵循国际通用规范和标准，是确保安全生产的关键。为确保生产运行期的安全生产，在设计中已针对新建 WZ-CEP 平台生产设施采取了充分的安全防护措施；考虑了各生产系统的合理布置，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。

###### (2) 报警系统和应急关断系统

新建 WZ-CEP 平台井口区、生产区、公用区等区域设置可燃气体探测器、有毒气体探测器、火焰探测器和手动报警按钮，以监测工艺流程中的有毒气体、火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

平台设有紧急关断系统，在平台可燃气体泄漏、发生平台火灾、输油管线破裂、恶劣天气等不利条件下，可执行紧急关断。

### （3）设计传感器等智能设备

根据检测需要设置压力、温度、流量等工艺参数检测，现场仪表信号上传至中控系统，实现工艺参数的远程监视，并设置紧急关断阀、气动开关阀等设备，在中控系统实现阀门远程控制。

## 2）海底管道设计阶段风险防范措施

（1）海底管道和立管的设计选用现行认可的规范和标准为依据。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，可进一步阻止海管腐蚀。

（2）平台设有紧急关断系统，海底管道在紧急情况下可以进行紧急关断保护。

（3）海底管道采用双壁管结构，设计壁厚 12mm 以上，管线材质选用 X56 特种钢，立管处采用整体硫化、双悬挂法兰等设计。

（4）安装收发球装置，实现定期通球清管，可保持管道良好的运行状态，提高输送效率，减缓腐蚀。

## 7.7.1.2 建设期风险防范措施

### 7.7.1.2.1 井喷事故风险防范措施

为防止井喷事故的发生，建设单位采取如下措施：

1）上海海洋油气分公司制定了详细的钻井计划包括井身结构设计、钻井液设计、固井设计、井控设计等。此外，还制定了严格的现场安全管理规定并严格按照规定执行。

2）加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故；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。

3）按钻井设计要求对防喷器组、阻流管汇、立管管汇进行压力试验，要求性能良好，满足作业要求。同时严格实施钻井作业规程，开钻之前制定周密的钻井计划；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

4）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；设置消防喷淋系统，关键场所设灭火器，同时安装紧急关断系统。

5) 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；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，选择优质封隔器并及时更换损坏元件，保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转。

6) 钻井过程中采用随钻测井（LWD）工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化。

7) 加强设备强度等级，选择符合标准的材质。油管强度设计采用较高的安全系数等

8) 制定严密的油气污染应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。配备守护船值班，在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划。

9) 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。同时按规定进行平台安全演习，演习内容和要求遵循相关管理规定。

10) 按设计要求储备足够的压井、堵漏材料和重泥浆。

#### 7.7.1.2.2 固井、完井阶段风险防范措施

##### 1) 固井阶段风险防范措施

固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施。如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

##### 2) 完井作业风险防范措施

(1) 井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

(2) 高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护。

#### 7.7.1.2.3 船舶碰撞事故防范措施

本项目在建设期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) 制定相应的保护和检测程序，由守护船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

2) 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。

3) 及时向海事管理机构通报施工进度及计划,并保持工程水域良好的通航环境;使船舶、浮动设施保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态。

4) 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,并在指定的频道上收听。

5) 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。

6) 在日常作业过程中,保证钻井平台周边 500 米内无其他无关船舶干扰以保证作业安全,从而降低碰撞的可能。而对于软管破损造成的柴油泄漏,工作人员严格遵守相关作业程序,并实施实时监控,发现异常及时停输,避免事故的发生。

建设期所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》(中华人民共和国国务院令 第 698 号)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。

#### 7.7.1.2.4 输油软管破裂事故风险防范措施

为防止在供应船卸载燃料油作业时发生输油软管泄漏,作业者定期对输油软管进行安全检测,对输油软管进行定期保养维护,并制定切实可行的输油作业操作规程,一旦发现输油作业有滴漏现象,应立即停止输油作业,并及时上报,进行应急处理。

1) 提前观测天气、海况等,避免在恶劣天气条件下输油作业,减少溢油风险。

2) 输油结束及时扫线,防止残留在输油油管内的油类泄漏。

3) 作业前进行软管压力测试。

4) 输油软管破裂引起溢油时应采取的措施:立即关断输油泵,启动溢油应急计划。

#### 7.7.1.2.5 依托平台改造施工火灾/爆炸事故风险防范措施

1) 严格执行联合作业安全审核制度,作业前进行必要的安全分析,严格编

制与执行作业计划，严格实施作业安全监督。

- 2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；
- 3) 对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制等；
- 4) 根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

### 7.7.1.3 生产运行期风险防范措施

#### 7.7.1.3.1 井喷事故风险防范措施

在生产运行期，井下作业、采油、修井等过程中均存在发生井喷的风险。为防止井喷的发生，建设单位在采取如下措施：

- 1) 定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。
- 2) 加强人员培训，避免人员操做失误引发的事故。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。
- 3) 严格实施生产作业规程和安全规程；加强生产时的观测，建立监测系统，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制。
- 4) 设置消防喷淋系统、二氧化碳灭火系统，关键场所设手提灭火器；选择优质封隔器并及时更换损坏元件。
- 5) 制定严密的油气污染应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

#### 7.7.1.3.2 新建 WZ-CEP 平台泄漏、火灾/爆炸事故风险防范措施

##### 1) 视频监控系统

为了及时发现非法人员的意外闯入及平台上意外情况的发生，平台设计视频监控系统，监控点分别设计在平台登入处、工艺装置区等重点区域，监控图像传至本平台中控室进行统一存储和管理。在平台周边设置紫外光源溢油监测摄像头，对海面实时监测，及时发现平台溢油事故。

平台设置视频智能分析平台，利用人工智能技术建立安全识别模型，实现防非法侵入、平台生产安全监控等场景的监视、报警及联动机制，不安全生产自动报警的信息推送和统计，做到事前预警/处理、事后追踪/取证，保证生产设施的安全生产。

##### 2) 数智化系统

###### (1) 救援无人机、无人艇

在平台配置救援无人机、救援无人艇，通过搭载高分辨率摄像头和红外热像仪，可以在复杂的海况中搜索受困者，并提供准确的位置信息。救援无人机/无人艇在短时间内将救援物资迅速送达目的地，加速紧急情况反应速度，大大缩短

救援行动的时间，提高生命救援的成功率。

### (2) AIS 系统

在平台周边设置基于 AIS 和信息系统（ECDIS）的虚拟航标设置电子围栏形成周界，智能识别并预警各类船只靠近，保障区域航行安全。

系统对进入、停泊或作业在电子围栏区域的海面目标进行识别分析，通过定义预警规则，如进入重点监管警戒区预警、低速抛锚预警、渔船单拖双拖作业预警、非法采砂预警等，自动对海面目标可疑行为发出警报，做到事前重点监控。

### 3) 新建 WZ-CEP 平台控制系统

根据平台的规模和生产设施，在平台中控室设置独立的过程控制系统（PCS）、紧急关断系统（ESD）和火气系统（FGS）。

#### (1) 过程控制系统（PCS）

负责监控平台的生产运行，保障平台日常生产操作。PCS 系统具备以下基本功能：监测本平台压力、温度、流量、液位等自控仪表；监测本平台泵、橇块等单体运行状态；监测本平台开关阀、调节阀等；监测工艺参数越限报警限。PID 调节，包括单回路及复杂的串级调节；基本控制功能，如阀开关、泵启停；计算功能，如流量计算和累计；以及报警功能等。

#### (2) 紧急关断系统（ESD）

为确保油田生产运行期的安全生产，油田在设计阶段充分考虑了油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布局，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度。

设置 ESD 系统的主要目的是为了平台人员和设施的安全，防止环境污染，将事故的损失限制到最低。ESD 系统具备以下基本功能：监测本平台 ESD 系统仪表；控制平台紧急切断和放空；基本控制功能，如切断阀操作、泵急停控制；逻辑处理，根据 ESD 因果图完成逻辑判断和表决；报警功能；SOE 功能，记录关断输入发生的先后顺序，可精确到毫秒级；与 PCS 控制器、系统服务器通信等。

ESD 系统关断等级分为四级，由高到低依次为 ESD0、ESD1、PSD、USD，高级别的关断可自动触发低级别关断。

①ESD0 关断为弃平台，是最高级别关断。平台上设备除应急支持系统延时关断外全部关停、放空。此关断只能由平台主要负责人或指定专人手动启动。ESD0 级启动按钮分别安装在平台的中控室、救生艇登船处和直升机坪，并有明显的标志或警告牌。

②ESD1 关断为泄压停车，关断所有紧急切断阀，打开所有紧急泄放阀，断开现场供电。该级关断由平台火灾、可燃气体严重泄漏或爆管等重大事故触发，也

可通过硬手操盘按钮触发。

③PSD 关断为过程停车，关断所有紧急切断阀和转动设备。该级关断由影响主工艺生产的故障触发，也可通过硬手操盘上按钮触发。

④USD 关断为单元停车。由单个设备或单井故障触发。此关断仅关断故障设备或单井，而不影响其它设备的正常操作。

### （3）火气监控系统

设置 FGS 的主要目的是为了及时、准确地探测到可能或已经发生的可燃气体泄漏事故和火情，并及时采取相应措施以保护平台人员和设施的安全。

FGS 由主火气系统及生活楼火灾自动报警系统组成，生产区、公用区、中控室及其它电气设备间的火气探测和报警由主火气系统完成。生活楼设独立可寻址报警盘监控生活楼内的火气情况，其状态及报警信号传上传至中控室内的主火气系统。生活楼的可燃气探测设备和火焰探测设备信号通过硬线接入主火气系统。

主火气系统与现场探测设备之间采用点对点连接，现场火气探测、报警设备包括火焰探测器、热探测器、感烟探测器、可燃气体探测器、手动报警按钮、平台状态灯等。根据现场生产设备情况的异同，进行合理布置。

## 4) 消防系统

### （1）消防水/泡沫灭火系统

本项目设置有一套消防水系统，直升机甲板上布置有泡沫灭火系统。合理布置平台设施，对危险区采取有效地隔离措施来降低风险。消防水系统包含 1 台柴油驱和 1 台电驱的消防泵（1 用 1 备）、消防水喷淋系统、软管站、直升机甲板泡沫灭火系统等。平台消防管网设置有通岸接头 2 套，在平台消防泵失效情况下，可接外来船舶供应平台消防用水。

### （2）气体灭火系统

各电气房间采用全淹没式七氟丙烷气体灭火系统进行消防保护，七氟丙烷气体释放站靠近保护对象布置。系统根据火灾探测报警信号，可实施自动、手动或应急操作。

### （3）辅助消防措施

配备足量的手提式和推车式灭火器、消防员装备、消防水/泡沫软管站等消防器材。

## 7.7.1.3.3 海底管道溢油事故防范措施

### 1) 管道腐蚀溢油事故防范措施

#### （1）按照执行相应操作规程

严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成需进行扫线、清管和试压。

### （2）建立巡线制度

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。

### （3）防腐措施

#### ①工程防腐

工程防腐主要包括采用外防腐层和阴极保护联合保护的方案，其中阴极保护采用铝-锌-铟合金牺牲阳极，牺牲阳极形状为手镯型。

本项目强化海底管道本质安全措施，在海管内添加缓蚀剂并按照 6mm 腐蚀余量设计。海底管道外管外防腐层全线采用加强级三层 PE 防腐层结构，外管外壁采用“无溶剂双组分液体环氧涂料，干膜厚度 $\geq 400 \mu\text{m}$ +聚乙烯热收缩带”的防腐结构；内管外壁采用环氧富锌底漆防腐材料。

#### ②内腐蚀监测系统

为了了解和掌握海底管线内腐蚀的状况及其发展变化趋势，及时发现存在的问题，有针对性地制定、调整和优化腐蚀控制措施，确保生产设施的安全运行。本次在海底管线两端各设置一套内腐蚀挂片（CC）和一套内腐蚀探针（ER）。

### （4）检测措施

①对立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

②建设单位将制定相应的管道保护和检测程序，由守护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，确保海底管道设计寿命内本质安全。

③每年定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。根据实际情况对海管立管探摸检测，检查管道和牺牲阳极的机械损坏情况，立管阳极的电位测量、消耗情况及其状态。

### （5）负压波泄漏检测系统

本项目新建外输海底管道设置负压波泄漏监测系统，在本项目新建 WZ-CEP 平台设置声波传感器 1 台，压力变送器 1 台，在依托的 WZ11-4CEPD 平台设置声波传感器 1 台，压力变送器 1 台，在新建 WZ-CEP 平台控制室设置操作站 1 台、信号采集处理设备 1 套，在依托 WZ11-4CEPD 平台控制室设置信号采集处理设备 1 套，分别用于采集和存储本区内的声波传感器信号。其中新建 WZ-CEP 平台的操作站对两个区域的声波信号做数据处理、信号分析和泄漏定位计算。

管道发生泄漏时会产生包含负压波信号在内的多种信号，负压波信号沿着管道内的流体介质传播，通过在管道首尾两端安装声波传感器，采用开放式的专家

数据库和小波分析算法，在复杂的环境噪声中提取出泄漏产生的负压波信号，通过泄漏声波到达首尾两端传感器的时间差，可以实现泄漏的定位。

#### （6）阴极保护措施

新建海底管道采用牺牲阳极阴极保护系统，阴极保护采用铝合金牺牲阳极。

### 2) 海底管道冲刷悬空风险防范措施

#### （1）路由复勘和海管立管探摸

##### ①路由复勘

定期聘请有资质的单位进行路由复勘检测，并提交路由复勘报告。通过复测，查阅铺设档案分析海管的位移，同时与海管周边已有的水深历史资料进行对比，为海管运行与管理提供参考资料。

##### ②海管立管探摸

聘请有资质的单位定期进行海管立管探摸检测，并提交探摸报告。检验管道位置、走向或暴露状况，悬空高度、长度及端部支撑状况；管线工艺连接部分的完整性和有效性；立管支撑构件、螺栓、法兰、连接器的详细外观检验，确定完整性和有效性；立管防护构件的完整性和有效性；立管飞溅区的腐蚀情况进行外观检查，并根据外观腐蚀情况确定是否进行管壁测厚检测。

#### （2）悬空风险防范措施

对海底管线存在的悬空、裸露，采用挖沟填埋、水下短桩和抛砂防护的治理方案；针对水下桩固定失效问题，采用恢复固定装置的治理方案。

### 3) 管线超原设计年限的风险防范措施

#### （1）管理措施

- ①建立瞭望制度，住人平台每 2h 对周边海域及海管路由区瞭望；
- ②中控室 24 小时监控海管温度和压力变化；
- ④定期对海管紧急切断阀进行试运、对海面以上海管部分进行巡检；
- ⑤定期组织海上海管溢油应急演练；
- ⑥建立船舶抛锚制度。

#### （2）工程措施

- ①委托有资质的检测单位进行年度检验；
- ②对达到设计使用年限的海管开展延寿评估工作；
- ③定期进行海底管道的路由复勘和立管探摸调查；
- ④检查维修海管两端立管水下管卡等；
- ⑤组织海管压力试验；
- ⑥组织海管通球检测；

⑦开展壁厚检测、管段腐蚀分析和介质取样分析。

#### 4) 其他措施

严格落实法律法规要求,制定严格的操作和管理规程,采取严格的防范措施,确保设施安全正常的运行。

#### 7.7.1.3.4 其他风险防范措施

##### 1) 配备应急物资

本项目新建 WZ-CEP 平台配备吸油毡、抹布、围油栏、溢油分散剂等,可满足少量或临时的溢油处理需求。

##### 2) 配备守护船

本项目生产运行期配备 1 艘守护船在本项目周边值班守护,一旦发生溢油,可第一时间反应,并利用自身配置的应急设备及时迅速处理。

##### 3) 加大巡检力度

(1) 本项目新建 WZ-CEP 平台安装视频监控设施,值班人员每天进行巡视,可以通过望远镜瞭望周边海域情况,一旦发生异常能够及时发现。

(2) 本项目新建 WZ-CEP 平台值班人员定期进行平台巡回检查,重点检查本系统内关键设备设施运行状况,录取重点生产参数,完成后填写巡检记录;随时通过自动化监控系统和视频监控对本系统运行情况进行监控,发现异常及时处理。

##### 4) 应急系统

为应对突发事件的发生,本项目新建 WZ-CEP 平台配备应急通信系统 1 套,包括高频无线防爆对讲机、搜救雷达应答器、DSC 值班接收机等。

##### 5) 加装清管装置,定期清管并开展腐蚀内检测。

#### 7.7.2 溢油事故应急处置措施

本项目虽在设计、建设、生产运行期间将采取各种预防措施,但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低,但却难以预料,仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上,配备适当的应急设备,制定科学的应急计划并建立严格的应急程序,并充分利用现有及周边可依托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。

##### 7.7.2.1 编制应急预案

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》(主席令[2023]12号)第七十条:



“勘探开发海洋油气资源，应当按照有关规定编制油气污染应急预案，报国务院生态环境主管部门海域派出机构备案。”因此，建设单位应编写油气污染应急预案，于投产前报相关主管部门备案。本项目属于新区块建设项目，本报告仅提出相应油气污染应急预案编制要求。

所有参加油气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《防治船舶污染海洋环境管理条例》(中华人民共和国国务院令第698号)等相关要求向建设单位提供其安全应急预案和油气污染应急预案，船舶发生污染事故的应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》(中华人民共和国国务院令第698号)规定的相关要求。

#### 7.7.2.2 应急组织机构

上海海洋油气分公司拥有一套公司级应急组织机构，应急指挥中心下设应急办公室、海南海口马村基地应急办公室，应急指挥中心主要负责接收现场作业的任何类型的溢油应急事故报告并作出决策和管理。同时上报中国石化应急指挥中心办公室，起到应急响应和过渡衔接的作用。油气分公司应急组织机构如下。

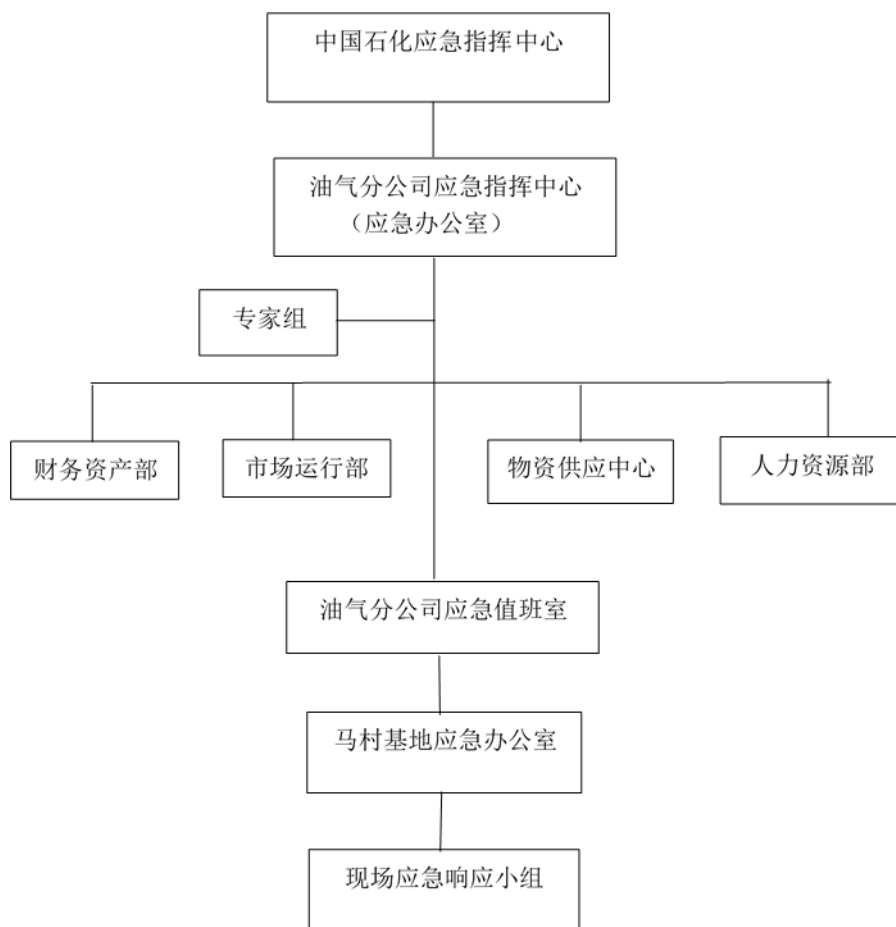


图 7.7-1 上海海洋油气分公司溢油应急组织机构图

### 7.7.2.3 溢油事故分类

根据生态环境部 2022 年 5 月编制的《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》事故分级中有关溢油事故等级的划分，溢油事故共分为特别重大、重大、较大、一般四个等级，各等级对应溢出量如下。

1) 特别重大溢油污染环境事件，是指溢出量 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；或者溢出量 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，是指溢出量 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，是指溢出量 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，是指溢出量 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响应级别应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动项目油气污染应急预案和分公司油气污染应急预案，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。

### 7.7.2.4 溢油事故报告

#### 1) 现场向油气分公司报告

一旦发现溢油，现场应立即向上海海洋油气分公司海口马村基地应急办公室进行口头汇报溢油事故发生情况，应急总指挥根据事件的风险程度，决定是否启动部分或全面应急响应。当应急响应启动后，上海海洋油气分公司应急指挥中心/应急办公室通知中国石化应急指挥中心办公室，同时向生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（珠江流域南海局）报告；海口马村基地应急办公室负责联系直升飞机公司等。如发现无主油膜，应当拍照、油脂取样以及送检。

#### 2) 向政府主管部门报告

发现溢油事件后，油气分公司应立即向珠江流域南海局进行口头报告，并在 1 小时内将事件初步情况书面上报珠江流域南海局。

溢油应急响应启动后，油气分公司应每天向珠江流域南海局上报《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急工作报告》。

当溢油事故发生时，油气分公司还应当按照相关规定将有关情况同时报告可能受溢油影响的地方人民政府、海事等主管部门。

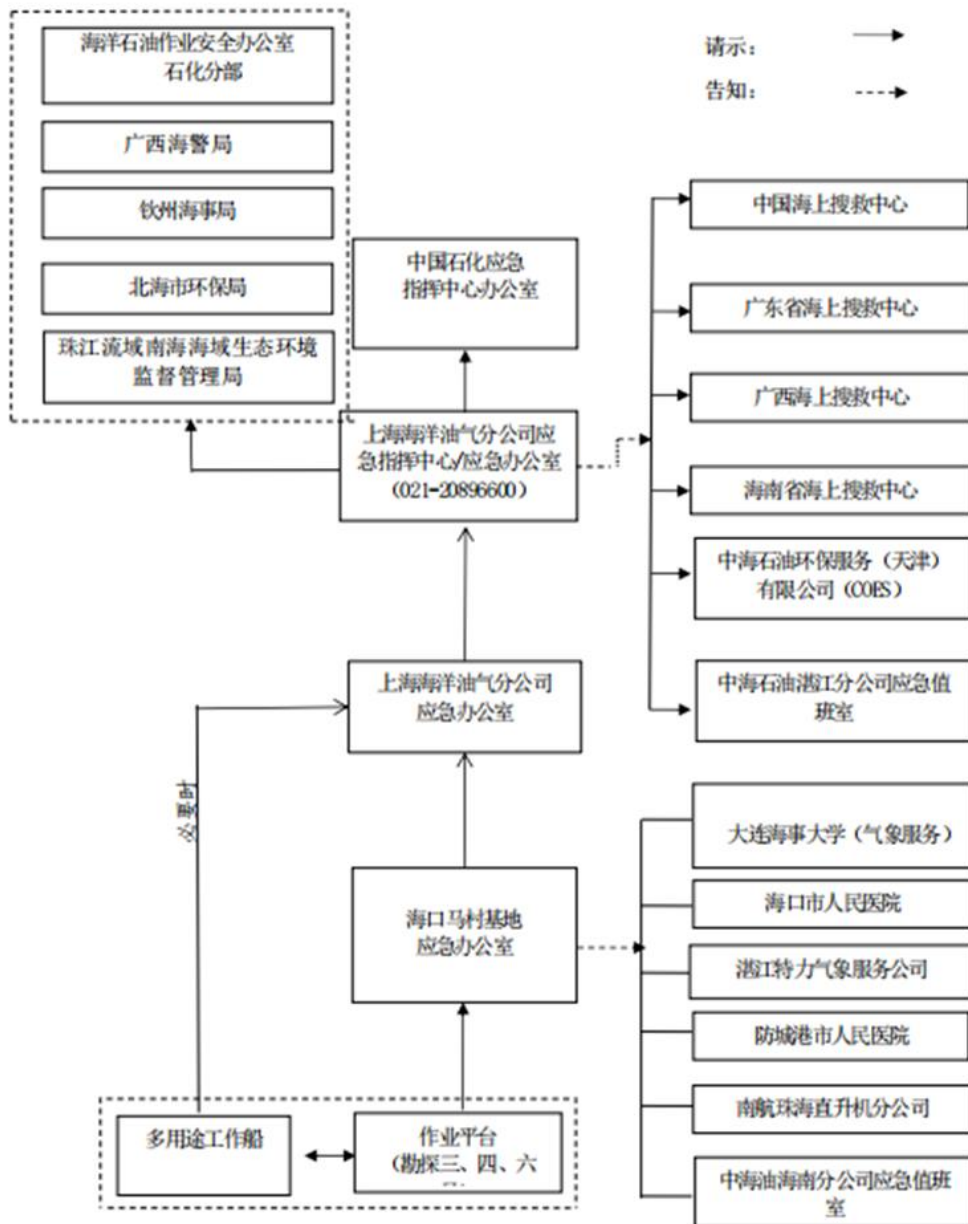


图 7.7-2 溢油事故报告程序图

#### 7.7.2.5 溢油应急响应

当发生一般性溢油事故后，建设单位将根据不同情况，充分利用现场及周边中海油专业溢油应急机构的应急资源加以处理和控制；当发生较大溢油事故后，需要借助周边政府的溢油应急力量协助处理和控制。当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并根据国家相关主管部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。溢油事故应急响应流程见图 7.7-3。

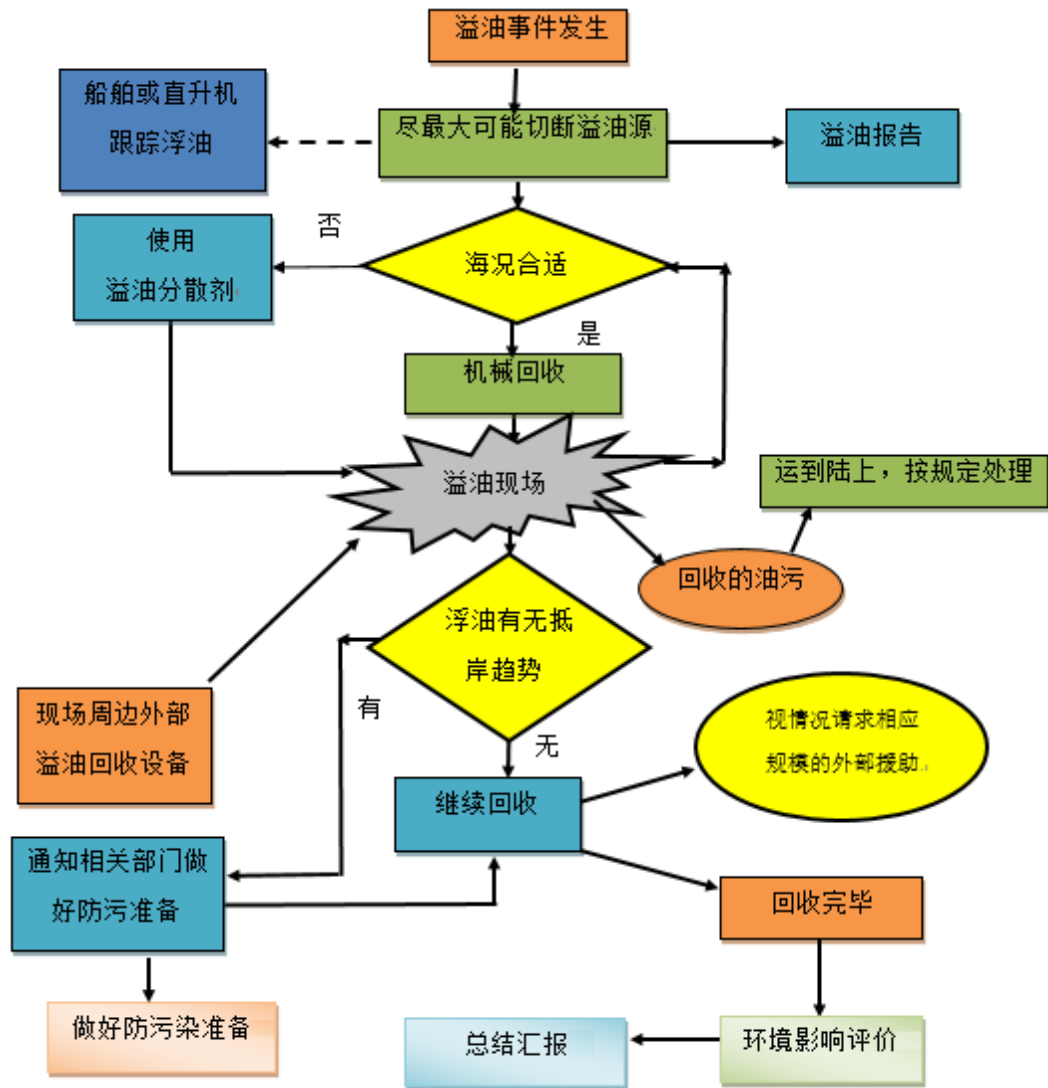


图 7.7-3 溢油事故应急响应流程图

### 7.7.2.6 应急处置措施

#### 7.7.2.6.1 井喷事故应急处置措施

- 1) 现场人员发现井喷险情，应立即报告平台总监；
- 2) 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；
- 3) 启动平台应急程序并向平台总监报告，操作人员进入应急状态；
- 4) 关闭油气井安全装置，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；
- 5) 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；
- 6) 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：

- 1) 立即按照指令关闭生产流程；
- 2) 广播通知所有人员事故情况；
- 3) 通知守护船提供协助；
- 4) 报告上海海洋油气分公司应急指挥中心（应急办公室）已采取行动和效果；
- 5) 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行油气污染应急预案；
- 6) 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；
- 7) 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 8) 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油田总监下达撤离平台的命令；
- 9) 应急领导小组根据现场情况，在上海海洋油气分公司应急指挥中心（应急办公室）配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

#### 7.7.2.6.2 海上溢油事故应急处置措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法，通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

##### 1) 溢油源的控制

不管是发生何种溢油事故，现场人员的第一应急响应行动就是在人员安全的情况下，控制住溢油源，然后进行溢油清除工作。

(1) 发生井喷事故溢油时，应急措施见上文 7.7.2.6.1 井喷事故应急措施。

(2) 平台油舱破损溢油，应组织人员采取以下行动：

- ①立即停止有关操作，关闭管系上的所有阀门；
- ②启动本溢油应急程序；
- ③将破损油舱、破裂管系中的油驳入其他油舱；从事故发生开始到溢油抵岸前，要全程监控溢油的漂移动向。

(3) 平台供油输送过程中溢出时，应组织人员采取以下行动：

- ①立即通知守护船，停止输油作业，先关闭输油泵，再关闭输油管系上的阀门；

②启动本溢油应急程序；将破损油舱、破裂管系中的油驳入其他油舱；通知上级部门和相关的主管部门，做好相应的防溢油准备；从事故发生开始到溢油抵岸前，要全程监控溢油的漂移动向。

## 2) 溢油现场处置措施

### (1) 溢油的监视

溢油监视是通过各种遥感技术、信息传递与处理来判断海面溢油信息的过程，可与溢油预测技术综合运用，为溢油应急反应决策提供信息支持。其监视和监测手段主要包括船舶、直升机、溢油漂移预测、无人机和卫星监测等。

结合本项目所在位置，当发生溢油事故后，密切做好监视、监测工作。如发生溢油可能飘移到外海域的情况，油气分公司要及时将情况上报中石化应急指挥中心办公室。

### (2) 溢油的围控与回收

#### ①溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和回收作业无法进行，或会增加潜在危险，此时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2 米；其他潜在火灾、爆炸等安全因素。

#### ②溢油的围控和回收

发生溢油事故后，首先应考虑切断溢油源，然后抑制溢油的扩散，采取适当措施将溢油回收。

根据本项目特点、位置和溢油设备配置情况，首先使用吸油拖栏和收油机进行围控和回收作业。在溢油泄漏初期，在溢油点的下流方向，由本钻井作业两条船携带吸油拖栏、一套收油机（含动力站）等设备物资，及时对溢油进行围控和回收，防止溢油的扩散。

如果现场配置的设备不足以围控海面溢油，现场应急响应小组应立即请求油气分公司调动外部溢油资源到现场进行更多防线的围控（围油栏、吸油拖栏等）和回收作业（撇油器、捞油网、专业环保船等）。

#### ③布置围油栏。

围油栏主要有两船拖带或三船拖带布置方式。

##### a、“J”型两船拖带

主拖船拖带围油栏较短的一端，同时存放所需的回收设备和回收作业人员；辅拖船拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200~500 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20~50 米，撇油器放置在 J 形的底部。

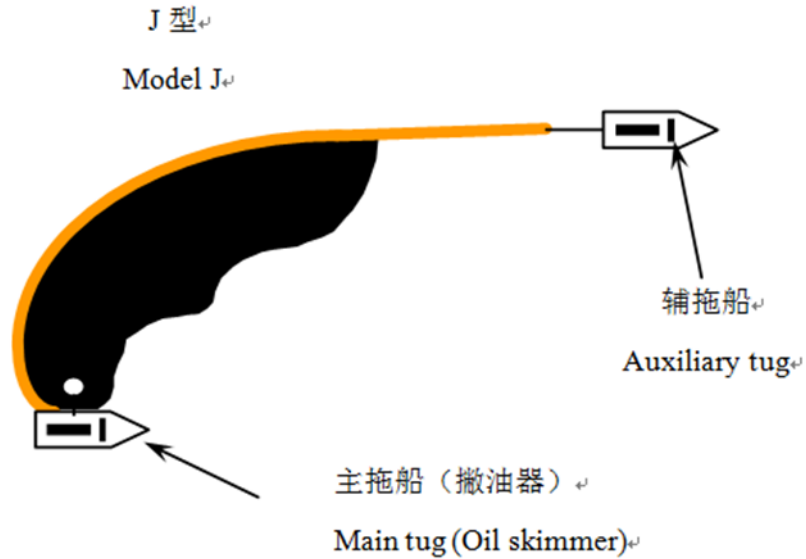


图 7.7-4 “J” 型拖带

## b、“U” 型两船拖带

两艘拖带船并进，第三艘船舶处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。

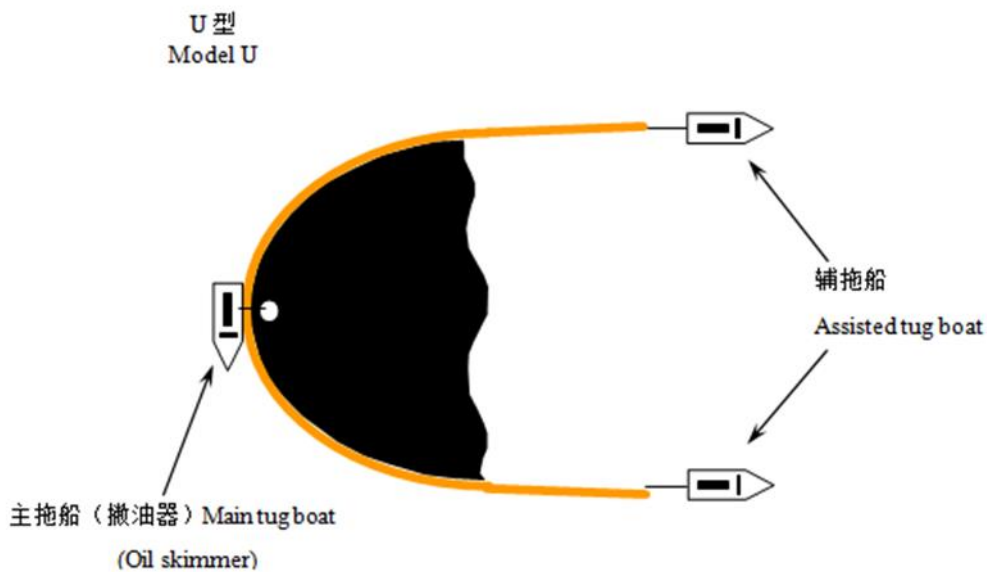


图 7.7-5 “U” 型拖带

## (3) 机械回收

海上溢油的机械回收主要工具为：撇油器、专业环保船以及其它专业工具。

## ①撇油器

撇油器一般适用于平静水域一定厚度油膜的回收，不同种类撇油器对中质、中重质、中轻质溢油均有较好的回收效果。撇油器在较好作业面的条件下回收效率较高，但对特重质或高粘稠的乳化油效果一般。

## ②专业环保船

环保船是设计用于回收水面溢油的一种船舶，主要包括溢油回收装置、回收油储存仓。工作时利用扫油臂将油水混合物吸入，随后内置式撇油器利用油水比重差使油水分离，将水排出，溢油回收至储油舱。专业环保船对中重质溢油回收效率较高，且回收速率快。

## ③船用收油网、人工收油网

船用收油网主要由支撑臂、连接围油栏和集油网组成，一般采用双船拖带收油网进行作业。高黏度溢油漂浮在海面经过波浪的作用逐渐乳化成块状、片状，尤其在低温环境下更易成块，收油网对于此种形式的溢油回收效率较高。

### （4）消油剂的使用

溢油发生后还可以通过消油剂进行处理，消油剂具体使用规定如下：

#### ①法规要求

根据《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（2016年修正本））第二十条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守国家海洋局2015年11月16日发布的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》等三份规范性文件的决定的公告。每个溢油点（两溢油点间距小于1000米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。每个溢油点24小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于6小时。

国家海洋局2017年10月10日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”》，其中要求：企业严格按照化学消油剂使用规定及相关标准配备、使用消油剂，使用消油剂后，企业应主动将时间、地点、用量、使用方式报告海洋主管部门。

#### ②不允许使用情况

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- a、油膜厚度大于5mm；
- b、溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- c、溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水50%以上）以及溢出油的粘度超过5000mp 焦油；
- d、海域水温低于15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；
- e、溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

#### ③使用原则



上海海洋油气分公司可根据溢油现场实际情况是否满足相关法律法规要求决定是否使用消油剂，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

a、溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

b、溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般情况下溢油分散剂的喷洒在白天进行。

#### （4）薄油膜处理

通过以上的围控和回收作业，海面上可能还残留有少量薄油膜。目前情况，利用现有的技术与设备很难处理薄油膜，比较有效的处理方法是：采用机械回收（吸油拖栏、吸油毛毡）的方法和采用物理消散（机械搅动）的方法。

①利用船舶的螺旋桨和消防水炮对油膜进行搅动，大块油膜分散成小块油膜，加快挥发。

②将吸油拖栏和吸油毛毡放在围油栏内浮油集中的地方，吸附海面上剩余的分散小油膜。

③吸油毛毡吸附油后，将其打捞上来。

#### （5）污油处理

在溢油应急处置中回收的污油、污水等将拉运至陆地交由有危险废物处置资质的单位进行处置。

### 7.7.2.6.3 新建 WZ-CEP 平台火灾/爆炸事故应急措施

1) 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，立即向平台总监报告事件的位置、类型和程度。

2) 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。

3) 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助。

4) 向上海海洋油气分公司应急指挥中心（应急办公室）汇报所有信息。

### 7.7.2.6.4 海底管道泄漏事故应急措施

1) 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台总监；

2) 启动应急预案，通过广播通告事故情况；

3) 及时向上海海洋油气分公司应急指挥中心(应急办公室)汇报事故情况,必要时请求支援;

4) 对生产流程进行全面检查,根据情况实施生产关断;

5) 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置;

6) 通知守护船前往管道破损地点,勘查现场溢油情况。

7) 启动油气污染应急预案清理海面原油,调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施,第一时间围油栏、吸油毡等进行吸附回收,或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

#### 7.7.2.6.5 船舶碰撞事故应急措施

1) 当发生船舶碰撞平台的事故后,发现者应第一时间报告平台总监,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;

2) 启动应急预案,通知守护船赶赴事故现场;通知上海海洋油气分公司应急指挥中心(应急办公室),视事故情况决定是否请求外部支援;

3) 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;

4) 获取碰撞船只的确切位置,利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只避开海上设施;

5) 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。

6) 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。

#### 7.7.2.7 应急演练及应急联动

##### 1) 应急演练

定期组织溢油应急演练,在切实可行的条件下,溢油应急响应演习可以结合救生、消防、弃船等其他同时发生的紧急情况一起进行。演习结束后,平台内部组织分析并评价演习的效果,汇总演习中出现的问题,并进行整改,如实填写演习记录和总结报告。应急演练结束后编制溢油演练小结存档,并根据演习情况逐步整改应急演练中存在的问题。

##### 2) 应急联动

事故发生后，建设单位立即启动先期处置并上报中海石油(中国)有限公司湛江分公司应急值班室，双方同步启动应急联动响应，按统一指挥、信息共享、分级响应、协同处置原则开展联动，迅速开展人员搜救与撤离、工艺关断与风险管控，协同实施消防灭火、溢油围控等，对接海事、海警、生态环境等政府部门做好交通管制、现场警戒与外部救援，全程规范信息报送与舆情引导，待事态得到有效控制、隐患消除后按程序终止应急，共同做好后期处置、复盘评估与预案优化。

### 7.7.3 溢油应急可行性分析

海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的油气污染应急预案，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。

#### 7.7.3.1 溢油应急物资

在发生溢油事故时，立刻动员内部应急资源进行应急响应。当溢油处理所需的设备、人员超出现有的溢油应急力量，上海海洋油气分公司可请求外部资源包括溢油应急设备、适合的船舶和专业技术人员支援。应急物资分布情况见图 7.7-6。

图 7.7-6 周边溢油应急物资分布图

## 7.7.3.1.1 内部物资保障

## 1) 钻井平台及供应船配备的溢油应急物资

中石化勘探四号钻井平台在南海作业，平台和守护船应急物资见表 7.7-1。

表 7.7-1 钻井平台及供应船配备的溢油应急物资表

地点	设备名称	存放位置	数量
勘探四号 钻井平台	收油机	左后主甲板	1 套（12 方/小时）
	带传输软管、传输泵和动力装置		
	吸油拖栏	左后主甲板	5 包（30 米/包）
	消油剂	生活区后走道	2 吨
	消油剂喷洒装置	左后主甲板	1 套
	高压清洗机	库美间	1 套
钻井作业 守护船 HYSY261	消油剂	主甲板右舷	3.2 吨
	消油剂喷洒泵	在用/右舷甲板	1 个
	吸油毛毡	在用/3#桩腿内	300kg
钻井作业 守护船勘探 222	吸油毡	应急物料库	1 包 600 大张
	锯末	应急物料库	5 包
	消油剂	应急物料库	50L
钻井作业 守护船汇丰 901	围油栏	应急物料库	20 米
	木屑	应急物料库	20 包（6kg/袋）
	吸油毡	应急物料库	15 米

注：后期钻井期间应急物资需根据实际钻井平台配备。

## 2) 本次新建 WZ-CEP 平台应急物资

本项目计划在新建 WZ-CEP 平台上配备溢油应急物资，包括吸油毡、抹布、围油栏、溢油分散剂、喷洒装置等，详见表 7.7-2。

表 7.7-2 本次新建 WZ-CEP 平台配备的溢油应急物资表

设备名称	数量	存放地点
吸油毡	100kg	本次新建 WZ-CEP 平台
抹布	50kg	
围油栏	400m	
溢油分散剂	400L	
喷洒装置	1 台	

注：平台配备应急物资根据实际情况调整。

### 7.7.3.1.2 外部物资保障

#### 1) 中海石油环保服务（天津）有限公司溢油应急物资

##### (1) 船舶

配备 9 艘专业溢油应急环保船，环保船具备海上运输、油水供应、测试井液回收转运、溢油指挥、监测、围控、回收、储存、转运等功能，日常提供油田生产支持，应急时可第一时间发挥其溢油应急指挥及响应功能。溢油处置能力为 200m<sup>3</sup>/h，溢油回收舱容为 350~852.2m<sup>3</sup>，消油剂喷洒装置 15m<sup>3</sup>/h。

##### (2) 物资

当溢油处理所需的设备、人员超出现有的溢油应急力量，上海海洋油气分公司可向中海石油环保服务股份有限公司请求支援。中海石油环保服务股份有限公司是中国海油集团公司下属唯一海上溢油应急中心，是国内首具备国际二级溢油应急响应能力的专业公司，设置了溢油应急中心专门负责处理溢油应急事故，拥有专业化的溢油应急队伍，在涠洲岛、惠州建立了溢油应急响应基地，负责南海地区的溢油应急响应行动，同时在中国渤海海域设有绥中、东营、龙口设有设备库，能够提供较大级以上事故下的远程支持。

表 7.7-3 中海石油环保服务（天津）有限公司溢油应急物资（惠州+涠洲基地）

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
围油栏	固体浮子式围油栏	综合	7400 米	惠州基地
	防火式围油栏	WGT900	800 米	
	岸滩围油栏	WQV600	800 米	
	充气式橡胶围油栏	3000 型	800 米	
		2000 型	2000 米	
	充气式围油栏（含卷绕辊）	HRA2000	600 米	涠洲岛基地
	充气式围油栏（含卷绕辊）	HRA1500	400 米	
	固体浮子式围油栏（含卷绕辊）	HPFZ/900/25	200 米	
	固体浮子式围油栏（平板）	WGV-1100	400 米	
	固体浮子式围油栏（板状）	900 型	400 米	
	沙滩围油栏	WQV-1200T	400 米	
	防火型围油栏	WGT-900	400 米	
收油机	槽式轮鼓收油机	HSF100	2 套	惠州基地
	侧挂式收油机		2 套	
	多功能收油机	LMS60	1 套	
	堰式收油机	YSJ30	1 套	

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
	真空收油机	ZK30	1 套	涠洲岛基地
	多功能收油机	LMS	1 套	
	多功能收油机	HAF12	1 套	
	槽式轮毂收油机	Magnum200G-100 D22	1 套	
动力站	动力站	HPP50G	1 套	涠洲岛基地
	动力站	LPP30	1 套	
	动力站	HPP50	2 套	
喷洒装置	消油剂喷洒设备	美国 (TC3)	1 台	惠州基地
		HDSK40	8 台	
		PS-100	2 台	
		HPS140	2 台	
		PS-80A/B/C	3 台	
		PS120	1 台	
	消油剂喷洒装置	PS80	1 套	涠洲岛基地
	消油剂喷洒装置	PSB80S	1 套	
	船用喷洒装置	HDSK40	2 套	
	空中消油剂喷洒装置	VIKOMATC3	1 套	
储油装置	浮式储油囊	FN5	8 套	惠州基地
		FN10	5 套	
		FN15	4 套	
		FN25	5 套	
	轻便式储油罐	QG5	2 套	
		QG10	5 套	
	钢制储油罐	5m <sup>3</sup>	2 套	
		7m <sup>3</sup>	6 套	
	储油囊	FN5	2 套	涠洲岛基地
	便携式储油罐	QG5	2 套	
	聚氨酯储油囊	FN25	1 套	
	金属储油罐	7m <sup>3</sup>	6 套	
	快速卷连机	HWP900/200	2 台	涠洲岛基地
卸载泵	卸载泵		5 套	惠州基地
吸附材料	吸油毛毡	PP-2	4000kg	
	吸油拖栏	220 型	3038 米	
油拖网		3m <sup>3</sup>	4 套	
油拖网		5m <sup>3</sup>	8 套	

设备类型	设备名称	型号	数量	存放地
消油剂	海泰 1#消油剂	170kg/桶	10 吨	

## 2) 中海石油(中国)有限公司湛江分公司溢油应急物资

当本平台发生溢油事故时,立刻动员本作业现有的溢油应急资源进行应急响应,当溢油处理所需的设备、人员超出现有的溢油应急力量,上海海洋油气分公司可与中海石油(中国)有限公司湛江分公司进行应急联动,请求外部溢油应急设备、适合的船舶和专业技术人员支援。北部湾涠洲油田群溢油应急资源主要存放在涠洲终端及涠洲油田群各采油平台。北部湾涠洲油田群现有溢油应急资源见表 7.7-4 至表 7.7-10。

表 7.7-4 涠洲 11-4 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	—	800L	WZ11-4CEPA 平台底层海水粗过滤器旁
2	吸油毡	—	200kg	WZ11-4CEPA 平台底层溢油物资存放房 150kg
				WZ11-4CEPA 平台中层电潜泵控制间外 货柜 50kg
3	木糠	—	150kg	WZ11-4CEPA 平台中层电潜泵控制间外 货柜
4	抹布	—	150kg	WZ11-4CEPA 平台中层电潜泵控制间外 货柜
5	防爆铲	—	4 把	WZ11-4CEPA 平台中层电潜泵控制间外 货柜
6	塑料桶	25L	2 个	WZ11-4CEPA 平台中层电潜泵控制间外 货柜
7	溢油喷洒装置	PSC40	1 台	WZ11-4CEPA 平台底层海水提升泵旁
8	吸油毡	—	50kg	WZ11-4WHPB 平台底层甲板溢油应急柜
9	木糠	—	50kg	WZ11-4WHPB 平台底层甲板溢油应急柜
10	抹布	—	50kg	WZ11-4WHPB 平台底层甲板溢油应急柜
11	防爆铲	—	2 把	WZ11-4WHPB 平台底层甲板溢油应急柜
12	塑料桶	25L	2 个	WZ11-4WHPB 平台底层甲板溢油应急柜
13	充气式围油栏	WQJ2000	400m	WZ11-4CEPD 平台
14	围油栏动力站	PK1650C2	1 套	WZ11-4CEPD 平台
15	围油栏拖头	WQJ2000-02	2 套	WZ11-4CEPD 平台
16	溢油分散剂	富肯牌-2	800L	WZ11-4CEPD 平台
17	吸油毡	—	100kg	WZ11-4CEPD 平台
18	干木糠/抹布	—	50kg	WZ11-4CEPD 平台



表 7.7-5 涠洲终端溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	物资名称	规格型号	数量	单位	存放地点
1	溢油分散剂	富肯 2 号 (200 升/桶)	10	吨	厂区四平台料棚
2	溢油分散剂	富肯 2 号 (20kg/桶)	2	吨	厂区四平台环保库 房
3	吸附材料	羊毛型	2	吨	
4	圆形吸油拖栏	XTL-Y220	500	米	码头溢油中心库房
5	充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA1500	400	米	
6	充气式围油栏 (含卷绕辊)	HRA2000	600	米	
7	固体浮子式围油栏	HPFZ/900/25	1000	米	厂区四平台环保库 房
8	沙滩围油栏	WQV600T	400	米	
9	防火型围油栏	WGT-900	400	米	码头溢油中心库房
10	动力站	LPP30	1	套	
11	动力站	HPP50	1	套	
12	动力站	HDPP50A	2	套	
13	动力站	HPP50G	1	套	
14	真空撇油器	ZK30	1	套	
15	高压清洗机	HDS1000DE	3	台	
16	多功能撇油器	多功能	1	套	
17	液压驱动槽式 轮鼓收油机	MAGNUM200	1	套	
18	多功能收油机	HAF12	1	套	
19	浮式收油机	HBSH30	1	套	
20	消油剂喷洒装置	PS80	2	套	
21	船用喷洒	HDSK40	2	套	厂区四平台环保库 房
22	空中喷洒	VIKOMA	1	套	
23	卸载泵	DOP250	1	台	码头溢油中心库房
24	储油囊	FN5	2	套	
25	便携式储油罐	QG5	2	套	
26	液压充气机		2	套	
27	集装箱		9	套	
28	托盘		2	套	
29	金属储油罐	7 方	10	套	厂区四平台环保库 房
30	柴油驱动充气机	HIS1000	1	套	码头溢油中心库房
31	液压驱动充气机	HIS300	1	套	
32	应急发电机	KDE6500E	1	套	

序号	物资名称	规格型号	数量	单位	存放地点
33	捞油抄网		50	个	厂区四平台环保库 房
34	捞油钩		50	个	

表 7.7-6 涠洲 11-4NB 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	物资名称	规格型号	数量	单位	存放地点
1	溢油分散剂	-	400	升	涠洲 11-4NB 平台中 层甲板船艙
2	溢油分散剂喷洒装置	PSC40	1	台	涠洲 11-4NB 平台中 层溢油物资存放箱
3	吸油毛毡	-	21	kg	涠洲 11-4NB 平台中 层溢油物资存放箱
4	棉纱	-	200	kg	涠洲 11-4NB 平台中 层溢油物资存放箱
5	木糠	-	100	kg	涠洲 11-4NB 平台中 层溢油物资存放箱
6	抹布	-	100	kg	涠洲 11-4NB 平台中 层溢油物资存放箱
7	充气式橡胶围油栏 (含卷绕架)	WQJ2000 200m	200m×2	m	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
8	围油栏动力站	PK1650C2	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
9	船用喷洒装置	PSC40-WX	2	台	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
10	围油栏拖头	WQJ2000-02	2	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
11	手动液压搬运车	-	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
12	充吸气机	FGY	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
13	浮动油囊	FN10-00	2	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
14	热水高压清洗机	BCH-1217B	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
15	手提风机	EB-415	2	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
16	转刷/转盘收油机	ZSPS20-01-WX	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
17	转刷/转盘收油机 动力站	ZSPS20-02C-0	1	套	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
18	溢油分散剂	-	2	桶	涠洲 11-4NB 平台 上层甲板右舷
19	吸油毛毡	21kg	2	箱	涠洲 11-4NA 平台 外挂甲板船艙

序号	物资名称	规格型号	数量	单位	存放地点
20	木糠	—	50	kg	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱
21	抹布	—	100	kg	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱
22	回收铲	—	2	把	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱
23	回收桶	—	1	个	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱
24	背负式喷雾器	—	1	个	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱
25	溢油分散剂	—	400	升	涠洲 11-4NA 平台 外挂溢油物资存放箱

表 7.7-7 涠洲 12-1 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	单位	存放地点
1	溢油分散剂	200L/桶	400	升	W12-1A 平台下层甲板船头
2	吸油毡	—	200	kg	W12-1A 平台下层甲板船头
3	干木糠/抹布		400	kg	W12-1A 平台下层甲板船头
4	溢油喷洒机	FK-PS40	1	台	W12-1A 平台下层甲板船头
5	溢油分散剂	200L/桶	400	升	W12-1PAP 平台下层甲板天然 气换热器旁
6	溢油分散剂	200L/桶	400	升	W6-1 平台下甲板闭排罐旁
7	吸油毡	—	30	kg	W6-1 平台上甲板溢油工具箱
8	干木糠/抹布	—	100	kg	W6-1 平台上甲板溢油工具箱
15	干木糠/抹布	—	200	kg	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷 溢油应急箱
16	吸油毡	—	100	kg	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷 溢油应急箱
17	溢油分散剂	200L/桶	400	升	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷 溢油应急箱
18	喷洒机	FK-PS40	1	台	W6-9\6-10 平台底层甲板右舷 溢油应急箱
19	干木糠/抹布	—	100	kg	WZ11-2C 平台开关间门口
20	吸油毡	—	50	kg	WZ11-2C 平台开关间门口
21	溢油分散剂	200L/桶	400	升	WZ11-2C 平台底层甲板船头
22	干木糠/抹布	—	200	kg	WZ12-1B 平台中层外挂船尾溢 油应急物资柜
23	吸油毡	—	100	kg	WZ12-1B 平台中层外挂船尾溢 油应急物资柜
24	溢油分散剂	200L/桶	400	升	WZ12-1B 平台中层外挂船尾溢 油应急物资柜

序号	名称	规格型号	数量	单位	存放地点
25	喷洒机	FK-PS40	1	台	WZ12-1B 平台中层外挂井口区过道

表 7.7-8 涠洲 12-8W/6-12 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	400L/桶	800L	WZ12-1PUQB 平台上层甲板过道
2	吸油毡	21kg/箱	6 箱	WZ12-1PUQB 平台上层甲板过道
3	木糠	21kg/袋	6 袋	WZ12-1PUQB 平台上层甲板过道
4	抹布	-	400kg	WZ12-1PUQB 平台上层甲板过道
5	溢油分散剂 喷洒装置	PS-40	1 台	WZ12-1PUQB 平台上层甲板过道
6	溢油分散剂	400L/桶	2 桶(800L)	WZ6-13 平台下层甲板船尾
11	溢油分散剂	400L/桶	2 桶(800L)	WZ6-12 中层甲板船艏
12	吸油毡	21kg/箱	2 箱	WZ6-12 中层甲板船艏
13	木糠	20kg/袋	2 袋	WZ6-12 中层甲板船艏
14	抹布	50kg/袋	2 袋	WZ6-12 中层甲板船艏
15	溢油分散剂	400L/桶	2 桶(800L)	WZ12-8W 中层甲板船艏
16	吸油毡	21kg/箱	2 箱	WZ12-8W 中层甲板船艏
17	木糠	20kg/袋	2 袋	WZ12-8W 中层甲板船艏
18	抹布	50kg/袋	2 袋	WZ12-8W 中层甲板船艏

表 7.7-9 涠洲 11-1 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	200L/桶	4 桶(800L)	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
2	吸油毡	-	160kg	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
3	木糠	20kg/袋	6 袋	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
4	抹布	50kg/袋	4 袋	WZ11-1N 平台中层应急物资库房货架
5	溢油分散剂喷洒装置	PSC-40	1 台	WZ11-1N 平台中层柴油罐旁
10	溢油分散剂	200L/桶	4 桶(800L)	WZ11-1A 底层甲板右舷船头
11	溢油分散剂喷洒装置	PSC-40	1 台	WZ11-1A 底层甲板柴油消防泵旁
12	吸油毡	-	80kg	WZ11-1A 底层甲板和 RP 平台底层甲板溢油物资存放柜
13	木糠	20kg/袋	6 袋	WZ11-1A 底层甲板和 RP 平台底层甲板溢油物资存放柜
14	抹布	50kg/袋	4 袋	WZ11-1A 中层甲板抹布存放货架

表 7.7-10 涠洲 12-2 油田溢油应急设备、器材、物资统计表

序号	名称	规格型号	数量	存放地点
1	溢油分散剂	富肯-2 号 200L/桶	400L	WZ12-2A 底层甲板
2	溢油分散剂	富肯-2 号 200L/桶	400L	WZ12-2B 平台底层甲板
5	溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	WZ12-2A 底层甲板
6	溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	WZ12-2B 平台底层甲板
7	溢油喷洒装置	富肯-80	1 台	WZ11-2B 平台候机甲板
8	木糠/抹布	—	200kg	WZ12-2A 底层甲板
9	木糠/抹布	—	100kg	WZ12-2B 平台底层甲板
10	木糠/抹布	—	100kg	WZ11-2B 平台候机甲板
11	吸油毛毡	—	20kg	WZ12-2A 底层甲板
12	吸油毛毡	—	20kg	WZ12-2B 平台底层甲板
13	吸油毛毡	—	20kg	WZ11-2B 平台候机甲板

### 7.7.3.2 应急响应时间分析

#### 7.7.3.2.1 应急响应时间

本项目周边可借用的应急力量有中海石油(中国)有限公司湛江分公司涠洲油田群平台及涠洲终端、中海石油环保服务(天津)有限公司涠洲基地等的溢油应急设备,周边油气田溢油响应时间见表 7.7-11。外部资源到达时间均以环保船和溢油应急基地设备海上运输至本平台现场的直线航行距离为计算基础,船舶航行速度为 12 节(约 22.22km/h)。

表 7.7-11 依托物资应急响应时间

序号	应急响应资源位置		本项目新建 WZ-CEP 平台 发生泄漏事故后物资响应时间				海底管道溢油点 发生泄漏事故后物资响应时间			
			与平台 距离 (km)	动员及设备 吊装时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现 场时间 (h)	与溢油点距 离 (km)	动员及设备 吊装时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现 场时间 (h)
1	中海石油(中国) 有限公司湛江分 公司	涠洲终端	80	1	3.6	4.6	58	1	2.6	3.6
		WZ11-4CEPD 平台	26	1	1.2	2.2	0	0.5	0	0.5
		WZ11-4CEPA 平台 (与 WZ11-4CEPD 平台通过栈桥连 接)	26	1	1.2	2.2	0	0.5	0	0.5
2	中海石油环保服 务(天津)有限 公司	涠洲岛基地	80	1	3.6	4.6	58	1	2.6	3.6

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

### 7.7.3.2.2 应急响应时间符合性行性

根据环境风险预测结果，在拟建海底管道附近发生溢油事故时，在 SW 风向极值风条件下最短 5.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区，残余油量为 93.84%。根据后文 7.7.3.3.1 本项目溢油所需应急能力估算章节，按海底管道泄漏量 $***t (**m^3)$ 进行计算，所需要的围油栏长度为 1457m。

根据应急响应时间分析以及前文应急物资章节，本项目发生溢油后 5.8h 内可到达的围油栏共计 7900m（大于所需围油栏长度为 1457m），其中本项目新增围油栏 400m，中海油湛江分公司北部湾涠洲油田群共 4700m，中海石油环保服务（天津）有限公司涠洲岛基地共 2800m。根据上述分析，当海底管道发生溢油泄漏事故后，上海海洋油气分公司可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下 0.5h~3.6h 即可到达不利风况下油膜位置，可以在油膜抵达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区前对其拦截。因此，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。

### 7.7.3.3 应急能力分析

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，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。在发生溢油事故后，建设单位会立刻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，所以溢油应急能力一般以区域能力进行核算。一般情况下，溢油事故应急程序为报告溢油事故后立刻切断溢油源→使用船舶或直升机追踪浮油→根据海况条件对油膜进行初步围控（围油栏、吸油毛毡等）→申请使用消油剂并开展机械回收作业→收集储存回收的油污并按要求处理等。

发生溢油后，油膜面积会随时间不断增大并扩散，从而污染更大的海域面积，由此事故发生初期的围控能力是极为关键的指标，在完成初步的围控后，后续的环保船、工作船等船舶将陆续抵达事故现场进行溢油回收等工作。

#### 7.7.3.3.1 本项目溢油所需应急能力估算

##### 1) 围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处

于 U 形的底部, 利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时, 围油栏长度与油膜体积存在如下关系:

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

式中: L——围控溢油所需围油栏长度, m;

V——泄漏原油体积, m<sup>3</sup>,

t——溢油发生之后的时间, h;

$\pi$ ——圆周率, 无量纲;

d——油膜厚度, m, 在 0.005-0.05m 之间, 这里取 0.01m;

$\varphi$ ——围油栏利用系数, 取 0.9。

按海管泄漏量\*\*\*t (\*\*m<sup>3</sup>) 进行计算围控溢油所需的围油栏长度, 根据上式估算, 在发生溢油 5.8h 时所需要的围油栏长度约为 1457m。

## 2) 机械回收能力

机械回收能力按下式进行:

$$E = V * b / (\alpha * h)$$

式中: E——收油机回收速率, 单位为立方米每小时 (m<sup>3</sup>/h);

V——总溢油量, 单位为方 (m<sup>3</sup>);

b——机械回收量占总溢油量的比例, 40%~60%, 取 40%;

$\alpha$ ——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。

本项目最大溢油量\*\*\*m<sup>3</sup>, 在 12h 内回收所需的机械回收能力为 32.3m<sup>3</sup>/h。

## 3) 临时储存能力

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

### 7.7.3.3.2 应急能力可行性分析

根据响应时间分析, 中海石油(中国)有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群的溢油应急设备及物资最快可在 0.5h 到达海底管道溢油点, 中海石油环保服务(天津)有限公司涠洲岛基地和中海石油(中国)有限公司湛江分公司涠洲终端应急物资可以在 3.6h 内到达海底管道溢油点。

围油栏: 本项目新增围油栏 400m, 中海石油(中国)有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群共 4700m, 中海石油环保服务(天津)有限公司涠洲岛基地共



2800m，围油栏合计 7900m。

机械回收能力：中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群溢油回收能力为  $262\text{m}^3/\text{h}$ ，中海石油环保服务（天津）有限公司涠洲岛基地溢油回收能力为  $25\text{m}^3/\text{h}$ ，机械回收能力共计  $287\text{m}^3/\text{h}$ 。

临时储油能力：中海石油（中国）有限公司湛江分公司北部湾涠洲油田群临时储油能力为  $***\text{m}^3$ ，中海石油环保服务（天津）有限公司涠洲岛基地临时储油能力为  $***\text{m}^3$ ，守护船临时储油能力为  $668.77\text{m}^3$ ，临时储油能力共计  $885.77\text{m}^3$ 。本项目溢油应急能力符合分析见表 7.7-12。

表 7.7-12 本项目溢油应急能力符合性分析

本项目溢油规模 ( $\text{m}^3$ )	项目		所需溢油应急能力估算	附近可借助油田现有应急资源	是否满足本项目溢油应急能力要求
484.8 $\text{m}^3$	围油栏 (m)	5.8h	1457	7900	满足
	机械回收能力 ( $\text{m}^3/\text{h}$ )		32.3	287	
	临时储存能力 ( $\text{m}^3$ )		387.8	885.77	

根据上表，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目及附近可借助溢油应急资源可以满足本项目在合理时间内对本项目可能发生的溢油规模（484.8 $\text{m}^3$ ）做出适当的反应。

本项目将在新建 WZ-CEP 平台配备 400m 围油栏、400L（2 桶）溢油分散剂、100kg 吸油毡等应急物资。在海况允许及溢油响应及时的情况下，中海石油（中国）有限公司湛江分公司涠洲油田群存放物资的平台和涠洲终端，以及中海石油环保服务股份有限公司涠洲基地所配置的溢油应急物资可以在 3.6h 内陆续抵达海底管道溢油现场参与溢油应急处理工作。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。上海海洋油气分公司与中海石油（中国）有限公司湛江分公司、中海石油环保服务（天津）有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过中石化集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目附近中海石油（中国）有限公司湛江分公司、中海石油环保服务（天津）有限公司的可借助油田溢油应急资源基本可以保证在合理的时间

内对本项目发生的溢油量做出适当的反应,对于一般及以上级别的溢油污染环境事件,可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理,能够满足项目在建设期和生产运行期中对溢油应急防范和处理的要求。

## 7.8 结论

本项目环境风险类型包括井喷、新建 WZ-CEP 平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故,最大可信事故为海底管道泄漏事故。本次选取了不利的溢油位置(依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台)附近海底管道作为溢油点进行了模拟预测,溢油量最大为\*\*\*m<sup>3</sup>。根据预测结果分析,管道发生溢油事故时,在落潮 SW 极值风条件下最短 5.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区。由于本项目平台位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内,无论何时溢油都会产生不利影响,因此,相关部门需做好防护应急工作,防止溢油事故的发生。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准,在建设和生产运行期采取各类风险事故的防范性措施,通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小;为了应对油气泄漏事故的发生,本项目将编制油气污染应急预案,从组织机构、资源配备、应急处理程序等进行了详细规定。根据应急响应时间分析,如果海底管道在距离北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区最近溢油点(海底管道终点处(依托中海油 WZ11-4CEPD 平台))处发生溢油,建设单位可协调依托中海油 WZ11-4CEPD 平台溢油应急设备及时的情况下最短 0.5h 内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业;当海底管道在起点(本项目新建 WZ-CEP 平台)处发生溢油事故,最短 2.2h 内即可到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时,还可以通过中石化集团公司的统一指挥协同,联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此,借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于本项目位于多个产卵场内,建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施,防范溢油风险事故,加强溢油应急能力建设,一旦发生溢油污染事故,应当立即启动相应的油气污染应急预案,采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析,本项目发生油气泄漏的概率较低,且新建 WZ-CEP 平台配备了相应的溢油应急资源。建设单位将在投产前完成油气污染应急预案编制及取得主管部门备案,因此,本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

## 8 清洁生产

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。本项目在贯彻清洁生产原则的基础上，在设计上采用先进的工艺技术，在管理上制定明确的规章制度，在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

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

### 8.1 产品的清洁性分析

本项目建成投产后，主要产品为合格原油。生产的合格原油的质量标准满足行业和国家相关标准规范的要求。

作为燃料，与煤相比，原油是优质较洁净的能源，热值高，燃烧产生的有害物质较少。原油属于一种优质能源，热值高，单位质量原油高于单位质量煤、焦炭的发热量，与汽油、柴油的单位发热量相当。

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

表 8.1-1 原油和煤燃烧的排污量对比（按单位热值计）\*

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

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

## 8.2 各阶段清洁生产措施

### 8.2.1 设计阶段采用的清洁生产措施

1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）选取、设备参数以及操作运行条件，综合考虑，贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，有效减少了油气损耗；所选用的油水分离技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备。设置污染物收集处理系统，减少污染，防控跑冒滴漏。

3) 从原油开采至外输整个生产过程全部采用自动化控制。

与上述控制系统相对应，还设置了自动报警及相应的设备单元关断、生产系统关断和全面关断等不同级别的紧急关断系统。一旦出现问题，可根据不同的事故级别自动启动相应级别的紧急关断系统，将危害和损失风险降至最低。另外，输油系统选用高效节能型泵类，以及高密闭性阀门等设备，确保运行泵效处于较高的水平，进一步降低运行能耗和减少输油损失。

### 8.2.2 建设期采用的清洁生产措施

#### 1) 钻井工程清洁生产措施

本项目在钻井作业过程中采用水基和油基钻井液，通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响。排放的水基钻井液/钻屑需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级海域标准的要求；不能满足排放要求的水基钻井液/钻屑和油基钻井液经收集后运回陆地处理，不排海。

#### 2) 海底管道工程清洁生产措施

本项目采用铺管船对海底管道进行铺设，海底管道全程埋设，采用后挖沟和人工/自然回填方式。为减轻本项目施工对海洋生物资源和海洋生态的影响，尽量缩短施工作业工期。

#### 3) 其他工程清洁生产措施

施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾禁止排入海中，经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶含油污水、船舶生活污水经处理达标后间断排放，船舶含油污水、船舶生活污水及食品废弃物的处理均严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。

#### 4) 管理措施

对于钻井、安装、原油生产及外输作业，制定了严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行，尽最大可能避免危害海洋环境的事件发生。

由此可以看出，本项目建设期选用了无毒或低毒的钻井泥浆并循环使用，建设过程中严格执行相关法律法规，减少了污染物的排放，达到了清洁生产的目的。

### 8.2.3 生产运行期采取的清洁生产措施

#### 1) 选用先进的工艺及技术路线

(1) 优化开发工程方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 本项目在新建 WZ-CEP 平台上设置中控室，统一监控和管理平台生产和安全，设置过程控制系统（PCS）、安全仪表系统（SIS）、应急关断系统（ESD）和火气系统（FGS）。本项目油田总体控制方案在保证安全、防止环境污染前提下设置。

(3) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

#### 2) 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目在新建 WZ-CEP 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能泄放的液体或其它含油污水。收集的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

#### 3) 污染物最大限度的资源化

生产运行期产生的采出水在本项目平台新建采出水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后回注地层；回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

#### 4) 必要的末端治理措施

根据工程分析，生产运行期产生的污染物主要为：采出水、井下作业废水、含油污水、浓盐水、酸化废水、生活污水、固体废物和船舶污染物等。

废水：生产运行期采出水、作业废水经新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理达到注水水质标准后回注地层；平台含油污水包括甲板冲洗废水、初期雨水等，最终全部进入生产工艺系统处理；浓盐水排海；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注，不外排；生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海。

固废：主要包括生活垃圾和生产垃圾。生活垃圾和生产垃圾等将集中装箱运回陆地进行处理，不排海，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第 43 号（2020 年修正本））的要求进行回收利用或处置。

船舶污染物：守护船产生的船舶污染物处理/处置同建设期，均按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《国内航行海船法定检验技术规则（2022 年修改通报）》的相关要求进行。

#### 5) 环境管理措施

现场管理中的清洁生产控制在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

（1）对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（2）贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。

（3）定期对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。

（4）贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

（5）制定环境监测计划，定期对本项目排放的废水进行监测。

### 8.3 本项目清洁生产指标

本项目清洁生产分析指标参考《油气田企业清洁生产规范》（Q/SH 0454-2012）中的考核指标。钻井作业和采油作业的清洁生产指标分别见表 8.3-1 和表 8.3-2。由表 8.3-1 和表 8.3-2 可知，本项目钻井作业除污染物控制指标达到清洁生产二级水平外，其余指标均达到清洁生产一级水平；采油作业除原油损耗率指标达到清洁生产二级水平，生活污水排放 COD 浓度达到三级，其余指标均达到清洁生产一级水平。

表 8.3-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

清洁生产水平	一级	二级	三级	实际水平	
一、生产工艺与装备要求					
1、钻井	空气钻井、分支井、水平井、欠平衡井、丛式井、小井眼井	水平井、欠平衡井、丛式井、小井眼井	丛式井、小井眼井	符合一级要求	一级
2、钻机	顶驱钻机、空气钻井设备、电动钻机	使用年限<12年；综合能耗优于行业平均水平	使用年限<18年；综合能耗达到行业平均水平	符合一级要求	一级
3、泥浆	环境友好泥浆：EC <sub>50</sub> ≥25000mg/L，BOD <sub>5</sub> /COD>0.3	环境友好泥浆：EC <sub>50</sub> ≥10000mg/L，BOD <sub>5</sub> /COD>0.15		符合一级要求	一级
4、固控	配备高速振动筛、高速离心机、除砂器、除泥器、泥浆清洁器	配备除砂器、除泥器、泥浆清洁器		符合一级要求	一级
5、污染防治	泥浆随钻处理、井场清污分流；废泥浆、岩屑无害化处理率100%；防渗泥浆池（渗透系数<10 <sup>-7</sup> cm/s）；配备钻井固废和钻井污水处理设备、生活污水利用设施和生活垃圾处理设备，噪声控制，厂界噪声值≤55dB（A）	抑制泥浆，初浆回用，钻井污水有效控制；废泥浆、岩屑无害化处理率100%；防渗泥浆池（渗透系数<10 <sup>-7</sup> cm/s）；配备生活污水处理利用设施和生活垃圾回收设施，噪声控制，厂界噪声值≤60dB（A）	抑制泥浆，初浆回用，钻井污水有效控制；废泥浆、岩屑无害化处理率100%；防渗泥浆池；配备生活污水、生活垃圾回收设施，噪声控制	符合一级要求	一级
6、井控措施	井控设备设施齐全，符合设计要求，放喷池符合防渗要求				
二、资源能源利用指标					
1、钻井井场占地面积	符合设计要求			符合设计要求	一级
2、新鲜水消耗/（t/hm 进尺）	≤10	≤15	≤25	1.9	一级
3、柴油机效率/%	≥50	≥40	≥30	90	一级

清洁生产水平	一级	二级	三级	实际水平	
三、污染物控制指标					
井深/m	废弃泥浆及岩屑/m <sup>3</sup>				
2000～3000	<310			654.45	二级
3000～4000	<500			769.86（单井最大）	二级
4000～4500	<560			<560	二级
4500～5000	<620			本次井深无此范围	二级
5000 以上	<740			1373.88（单井最大）	二级
四、废物回收利用					
1、泥浆回收利用率/%	≥60	≥40	≥20	90	一级
2、钻井污水回用率/%	≥90	≥70	≥50	不涉及	不涉及

表 8.3-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（采油含集输专业）

清洁生产水平	一级	二级	三级	实际水平	
一、生产工艺与装备要求					
1、采油	优化开发方案，稳油控水，地层堵水和井筒堵水，生物采油、二氧化碳驱油，伴生气（套管气）处理回收利用，井下油水分离，可再生能源辅助加热，稠油热采集中供热			符合一级要求	一级
	中高渗透油田油井免修期在 450 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 320 天以上	中高渗透油田油井免修期在 400 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 300 天以上	中高渗透油田油井免修期在 350 天以上；低渗透、稠油、深层等特殊油藏免修期在 280 天以上	检泵周期 900 天	一级



清洁生产水平	一级	二级	三级	实际水平	
2、注水	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水有效回注率 100%、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术	采油污水处理工艺和设施符合注水水质要求、采油污水回注率 100%、有效回注率 $\geq 80\%$ 、注水井井身结构符合设计规范、分层注水，使用高频杀菌阻垢水处理技术	采油污水处理工艺和设施完备、采油污水回注率 100%、有效回注率 $\geq 60\%$ 、注水井井身结构符合设计规范	有效回注率 100%	一级
3、集输	密闭集输及原油稳定轻烃回收，浮顶罐：管线防腐和自动在线智能泄漏检测，密闭装卸，原油常温集输，联合站（集中处理站）自动控制			符合一级要求	一级
4、污染防控	采油污水回收处理，三次采油污水深度处理回收利用：油泥砂回收处理（处理后砂中含油率 $\leq 3\%$ ；噪声控制；锅炉烟气控制设施配备符合环保要求：配备低氮燃烧器，使用燃煤固硫剂：生活污水处理利用	采油污水回收处理，油泥砂回收处理（处理后砂中含油率 $\leq 6\%$ ；噪声控制：锅炉烟气控制设施配备符合环保要求：配备低氮燃烧器，使用燃煤固硫剂：生活污水处理利用	采油污水回收处理，油泥砂回收利用；噪声控制；锅炉烟气治理设施配备符合环保要求；生活污水处理利用	本项目不涉及锅炉，其余符合一级要求	一级
二、资源能源利用指标					
1、机采系统效率/%	$\geq 29$	$\geq 26$	$\geq 21$	-	不涉及
2、注水系统效率/%	$\geq 52$	$\geq 47$	$\geq 42$	-	一级
3、集输系统效率/%	$\geq 60$	$\geq 50$	$\geq 40$	-	一级
4、锅炉平均效率/%	$\geq 90$	$\geq 85$	$\geq 80$	不涉及	不涉及
5、加热炉平均效率（燃气、燃油）/%	$\geq 90$	$\geq 88$	$\geq 86$	不涉及	不涉及
6. 原油损耗率/%	$\leq 4$	$\leq 5$	$\leq 6$	5	二级
三、污染物控制指标					
1、COD/（mg/L）	$\leq 60$	$\leq 100$	$\leq 150$	生活污水排放 COD 浓度 $\leq 300\text{mg/L}$	三级

清洁生产水平	一级	二级	三级	实际水平	
2、石油类 (mg/L)	≤5	≤10	≤20	达标采出水回注，不排放	一级
3、SO <sub>2</sub> (燃油、燃煤) (mg/m <sup>3</sup> )	≤900		≤1200	不涉及	不涉及
4、NO <sub>x</sub> (mg/m <sup>3</sup> )	≤300	≤350	≤400	不涉及	不涉及
5、厂界噪声值/ [dB (A) ]	≤55	≤60	≤65	-	-
四、废物回收利用指标					
1、落地油回收率/%	100			100	一级
2、油泥砂回收利用率/%	100			100	一级
3、油井伴生气回收利用 /%	≥90	≥85	≥70	≥90	一级

## 8.4 清洁生产结论和建议

针对项目区油气藏资源特点,本项目从工艺技术与装备要求、资源能源利用、污染物控制指标、废物回收利用等方面均符合清洁生产原则,最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。

建议建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和管理培训,提高作业人员的清洁生产意识,保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

## 9 总量控制

### 9.1 总量控制因子

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“3 工程分析”中已有详细叙述。

本项目产生的废水主要包括采出水、平台含油污水、船舶含油污水、作业废水、酸化废水、浓盐水、生活污水、温排水；固体废物包括生产垃圾和生活垃圾。

建设期作业废水经第三方临时污水处理设备处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)后排海，船舶含油污水经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后排海，酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统进行处理达标回注；生产运行期采出水、含油污水、作业废水最终经平台采出水处理系统处理达标后回注，不排海，生活污水在本平台处理达标后排海，浓盐水、温排水排海。

生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。

综上，本项目选择生产运行期生活污水及所含的主要污染物 COD 作为海上总量控制的受控污染物。

### 9.2 总量控制指标

生产运行期新建 WZ-CEP 平台设有生活楼，生活污水经平台新建生活污水处理系统处理达标后排海。建设期登台最大人数为救生艇人数，按照 150 人规格，考虑 1.2 倍波动系数，即按照 180 人估算生活污水量。经核算本项目投产后生活污水年排放量约为 22995m<sup>3</sup>/a (63m<sup>3</sup>/d)，生活污水中 COD≤300mg/L，本次按照最大标准限值 300mg/L 计算，则生活污水和 COD 排放总量控制指标分别为 22995m<sup>3</sup>/a (63m<sup>3</sup>/d) 和 6.90t/a。

本项目投产后，总量控制指标建议见表 9.2-1。

表 9.2-1 总量控制指标

名称	总量控制指标	控制排放浓度
生活污水	共申请总量控制指标生活污水：22995m <sup>3</sup> /a， 其中 COD：6.9t/a	COD≤300mg/L

### 9.3 排污混合区建议

生产运行期生活污水在本平台处理达标后排放，最大日排放量为  $63\text{m}^3/\text{d}$ 。经预测，新建 WZ-CEP 平台由于处理后排放的生活污水 COD 浓度很小，预测结果显示：各层水体 COD 浓度均未超海水水质标准第一类水质标准（ $\leq 2\text{mg/L}$ ），增量最大值只存在一个  $50\text{m} \times 50\text{m}$  网格范围内。因此，可以认为新建 WZ-CEP 平台生活污水排放造成的海洋环境影响不大，不会明显影响项目所在海域的海水水质。考虑到海上平台安全作业区距离为  $500\text{m}$ 。因此，建议本平台生活污水的排污混合区为：以新建 WZ-CEP 平台生活污水排放口为中心、半径为  $500\text{m}$  范围内的海域作为新建 WZ-CEP 平台生活污水的排污混合区。

## 10 环境保护措施

本节主要对本项目在建设期和正常生产运行期的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“7 环境风险分析与评价”中详细说明。

### 10.1 建设期环境保护措施

本项目建设期产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底光缆和海底管道时挖沟埋设掀起的悬浮物、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。建设单位拟采取有效的污染防治措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

#### 10.1.1 钻井液和钻屑处置措施

本项目新建 WZ-CEP 平台采用自升式钻井平台钻完井作业，涠洲区块一开井段采用水基钻井液钻进，二开井段采用油基钻井液体系，三开井段采用水基钻井液体系；海中区块一开井段采用水基钻井液钻进，二开、三开井段均采用油基钻井液体系，平台设有钻井液循环处理系统。

##### 10.1.1.1 水基钻井液循环系统

水基钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1，从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行固液分离处理后，分离出的钻井液返回泥浆池后循环使用，分离出的钻屑排至岩屑箱，经检测达标后排海。

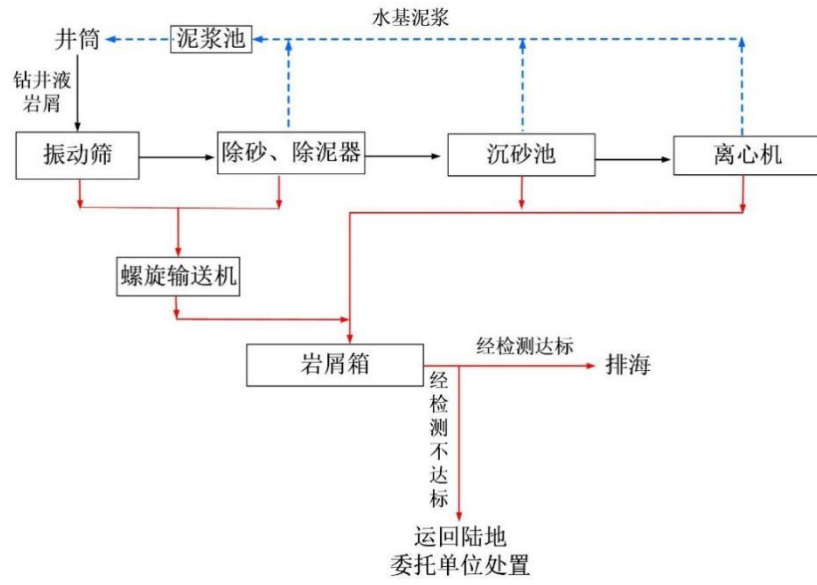


图 10.1-1 水基钻井液处理工艺流程图

本项目共排放水基钻井液约 16689.72m<sup>3</sup>，水基钻井液钻屑 16360.14m<sup>3</sup>。水基钻井液、钻屑经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排海。若不符合排放要求，将运回陆地交由有资质单位接收处置。

表 10.1-1 《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）生物毒性容许值

项目	海区等级	生物毒性容许值（mg/L）
水基钻井液及钻屑	一级	30000

判定结果说明：判定生物毒性试验结果大于或等于生物毒性容许值，则为符合生物毒性要求；小于生物毒性容许值，则为不符合生物毒性要求，需要采取特别的措施进行处理。

表 10.1-2 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）排放浓度限值

排放污染物类型	污染参数	等级	排放要求/限制
水基钻井液、水基钻井液钻屑、油基钻井液钻屑	含油量	一级	含油量≤1%
	Hg（重晶石中最大值）		≤1mg/kg
	Cd（重晶石中最大值）		≤3mg/kg

10.1.1.2 油基钻井液钻屑循环系统

从钻机井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行固液分离，分离后的钻井液进入泥浆池后返回井筒循环利用，振动筛、除砂器分离出得固相进入螺旋输送机进一步固液分离，分离出得固相和除泥器及离心机分离后的固相一同排至岩屑箱，进入热脱附处理工艺进一步处理。

1) 热脱附处理工艺

(1) 工艺流程

含油钻屑进入进料系统的进料筒，通过喂料泵将钻屑输送至反应釜，在反应釜内进行固废分离器实现固、水的高效分离，分离器产生的油水蒸汽通过蒸汽管线经油冷凝器进行油回收，分离的油回收用于油基钻井液配置；分离产生的固相通过管式螺旋输送机降温处理后排至干渣接料系统，经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）的要求达标后排海，若热脱附处理后的钻屑仍不达标，则运回陆地交由有资质单位处理。处理工艺流程见图 10.1-2。

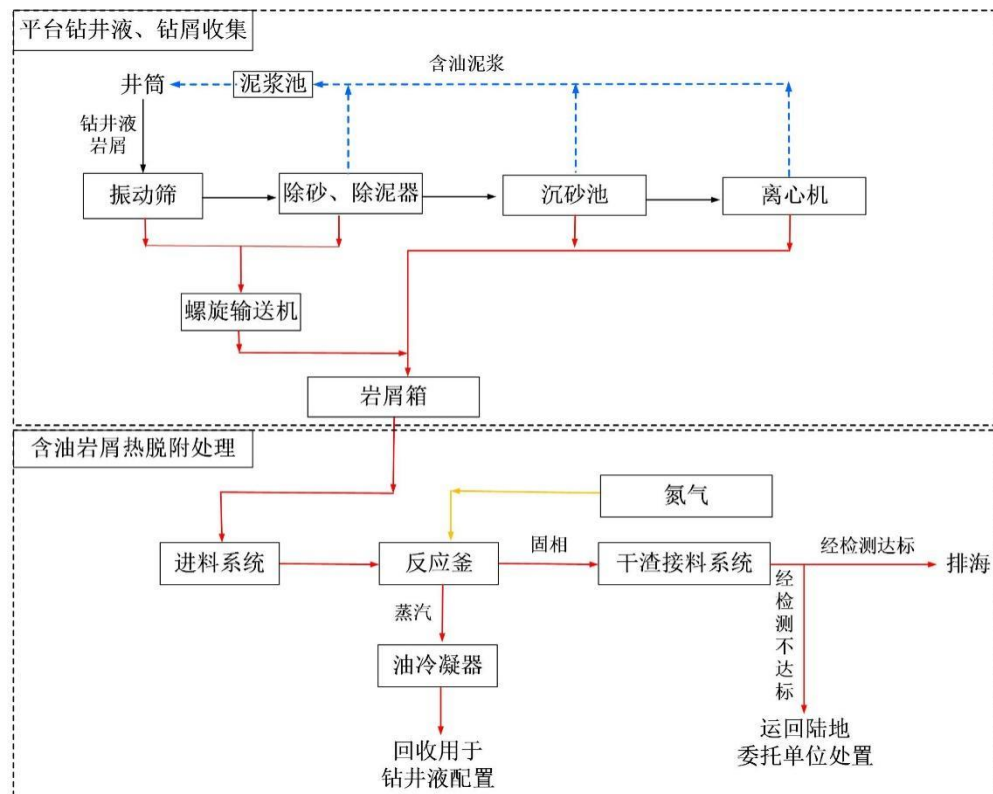


图 10.1-2 油基钻井液及钻屑处理工艺流程图

## (2) 环保措施可行性分析

### ①技术可行性

热脱附处理设备小型化、橇装化，占地面积小，安装周期仅需 3~7 天，能适应北部湾平台甲板空间紧张的限制。根据资料调研，目前该技术已经在南海北部湾南海四号平台、WZ11-4N-B 平台、海洋石油 931 平台等多个平台应用，技术具备可靠性。

### ②环保可行性

#### a、避免海上转运风险

热脱附处理设备可直接在钻井平台处理油基钻井液钻屑，替代传统“装箱—



船运—陆地处置”模式，避免海上转运风险，杜绝运输泄漏、倾覆等环境事故。

b、排放达标性

本次类比天津壹科环保科技有限公司采用热脱附处理设备对南海四号平台油基钻井液钻屑处理后钻屑监测结果（具体见下表），采样时间：2025 年 10 月 23 日，检测单位：中检(深圳)环境技术服务有限公司（CMA：220020343888）。根据监测结果可知，处理后钻屑油类、汞、镉浓度远低于《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准限值要求，实现油基钻屑 100%原位处置，可安全排海。

表 10.1-3 热脱附后钻屑监测结果

类型	含油量（%）	汞（mg/kg）	镉（mg/kg）
油基钻屑含油含汞含镉样品(热机械)	0.099	0.113	0.75
《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准限值	≤1	≤1	≤3
达标情况	达标	达标	达标

注：表中监测数据来源于中检(深圳)环境技术服务有限公司出具的监测报告（报告编号：QHJ25100157）。

③经济可行性

热脱附装置可大幅削减北部湾海域钻井平台含油钻屑海上转运及陆地处置费用，降低危废全生命周期管理成本；同时，装置回收的油品可直接回配钻井液，实现资源循环利用，减少新鲜钻井液配制消耗成本。

综上，在南海北部湾海洋钻井平台采用热脱附技术成熟可行、环保效益显著、经济合理、安全可控。

2）收集措施

本项目油基钻井液产生量为 15258.77m<sup>3</sup>，油基钻井液钻屑产生量 9498.19m<sup>3</sup>，运回陆地处理的钻井液、钻屑保守按照油基钻井液、油基钻井液钻屑总量核算，则油基钻井液最大量约为 19073.5t（钻井液密度按 1.25t/m<sup>3</sup> 计算），油基钻井液钻屑最大量约为 23745.5t（钻屑密度按 2.5t/m<sup>3</sup> 计算），合计 42819t。本项目钻井工期约 8 年，则产生量约 5352.4t/a。

钻井期间钻井平台配备 20 个岩屑回收箱，值班船存放 100 个岩屑回收箱（容积 2m<sup>3</sup>/箱），不能满足排放要求的钻屑回收至岩屑回收箱，通过吊机将岩屑回收箱吊装至驳船上运至码头，周转时间约 1 天。同时及时将空岩屑箱吊装到钻井平台备用。

油基钻井液或不满足排放标准的水基钻井液平时储存在钻井平台泥浆罐（钻井平台共设 8 个泥浆罐，总容积约为 678m<sup>3</sup>）内，回收时用泵将油基钻井液或不

满足排放标准的水基钻井液输送至拖轮船舱（容积 120m<sup>3</sup> 至 600m<sup>3</sup>）后运至码头。到码头后由危废运输、处理单位接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终交具备危废处理资质单位进行处理。同时海上平台实时建立废弃物转移台账，对平台废弃物实施动态管理。

### 10.1.2 废水污染防治措施

#### 1) 船舶含油污水

本项目建设期需采用浮吊船、铺管船、铺缆船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，船舶含油污水产生量约 764.1m<sup>3</sup>，经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求后排海（石油类≤15mg/L），排放应在船舶航行中进行。建设期应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则》（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。

#### 2) 钻井平台机舱含油污水

本项目建设过程中采用自升式钻井平台进行钻完井作业，钻井平台含油污水产生量约 714.8m<sup>3</sup>，钻井平台配备含油污水处理装置，处理后的满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求后排海（石油类≤15mg/L）后排放。

#### 3) 生活污水

本项目建设过程中产生的生活污水主要包括施工作业船舶、钻完井阶段钻井平台产生的厨房和洗浴污水、厕所和医务室的污水等，其中船舶生活污水产生量约 28039.5m<sup>3</sup>，经船舶生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求后排放；钻井平台生活污水产生量约 60045.3m<sup>3</sup>，钻井平台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》（GB 4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后间歇排海。

#### 4) 作业废水

建设期作业废水主要包括完井时的洗井废水等，根据以往生产运行经验，本项目建设期 16 口井作业废水产生量约 13030m<sup>3</sup>，单井最大排放量为 240m<sup>3</sup>/d，经第三方污水处理设备处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）（石油类一次值≤30mg/L，石油类月次值≤20mg/L）要求后排海。

#### 5) 试压废水

本项目新铺设海管在清管过程中会产生部分试压废水，产生量约 1188.4m<sup>3</sup>。清管采用海水，通常无其他添加成分，其主要污染因子为少量悬浮物，直接排海。

### 6) 酸化废水

建设期 4 口油井酸化废水产生量约  $1060\text{m}^3$ ，每天最大产生量约  $265\text{m}^3$ ，拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

本项目酸化作业期间每口井返排的酸化废水临时储存在钻井平台泥浆罐（平台共设 8 个泥浆罐，总容积约为  $678\text{m}^3$ ）内，及时安排专用化学药品船转运，时间一般不超过 3 天。每口井拉运一次，共计 4 次。转运过程主要利用泵将酸化废水通过防腐软管输送至拖轮船舱（舱容为  $6000\text{m}^3$ ）后运至码头。到码头后由具备危废处理资质单位使用专用运输车辆运输及处理。同时海上平台实时建立废弃物转移台账，对平台废弃物实施动态管理。

另外，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，酸化废水需经临时污水预处理设施处理后，再进入生产流程和采出水处理系统处理达标后回注，酸化废水预处理流程如下：

酸化废水进入气液分离器进行气液分离，分离后的液相进入静混罐，在静混罐内将絮凝剂、pH 调节剂等进行充分混合并发生反应，反应后的废水依次进入精滤袋式装置+静混罐+缓冲罐装置进行处理，最终将 pH 调至中性偏弱碱性后由增压泵加压至新建 WZ-CEP 平台生产流程进一步处理；分离出的气去平台火炬放空系统；分离出的污泥运回陆地处理。

图 10.1-3 酸化废水预处理流程图

### 10.1.3 固体废物处置措施

#### 1) 生产垃圾

本项目建设期产生的生产垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料等，生产垃圾产生量约  $1218.4\text{t}$ ，其中一般工业固体废物产生量约  $1199.4\text{t}$ ，经平台设置的垃圾箱分类收集后，使用船舶转运至陆上交由专业单位处理；危险废物产生量约  $19\text{t}$ ，分类收集后运回陆上交有相应危废资质单位进行处置。生产垃圾禁止排放或弃置入海，收集并排入接收设施应全程采取密闭措施。

#### 2) 生活垃圾

建设期生活垃圾产生量约 377.5t，其中船舶产生生活垃圾约 120.2t，船舶生活垃圾执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，塑料废弃物、生活废弃物等禁止排海，收集并排入接收设施，应全程采取密闭措施。食品废弃物在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径小于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。

钻井平台产生生活垃圾约 257.3t，分类回收，运回陆地处置。生活垃圾在接收、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。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。

#### 10.1.4 废气污染防治措施

建设期产生的大气污染物主要为船舶大气污染物，由于本项目位于北部湾海域，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）规定的船舶大气污染物排放控制区中的沿海控制区。建议建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

1) 2019 年 1 月 1 日起，海船进入排放控制区，应使用硫含量不大于 0.5% $\text{m/m}$  的船用燃油。

2) 2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求。

3) 施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

### 10.2 生产运行期环境保护措施

生产运行期产生的污染物主要包括采出水、作业废水、酸化废水、含油污水、生活污水、浓盐水、生产垃圾、生活垃圾、船舶污染物等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

#### 10.2.1 废水污染防治措施

##### 10.2.1.1 采出水

###### 1) 采出水处置去向

本项目开发第 1 年至第 9 年（2027 年～2035 年），外输原油含水率在 0.3～

0.5%，除外输原油含少部分采出水外，剩余采出水全部在本项目新建 WZ-CEP 平台处理达标后在本平台回注；开发第 10 年至第 20 年（2036 年～2046 年），采出水去向主要为随原油外输、在本项目新建 WZ-CEP 平台处理达标回注、依托 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后用于 WZ11-4CEPD 平台注水井回注。

## 2) 采出水处理工艺及处理能力

### (1) 新建 WZ-CEP 平台

#### ①处理工艺

本项目新建 WZ-CEP 平台设 1 套采出水处理系统，采用“斜板除油器+紧凑型密闭气浮装置+二级过滤”处理工艺，从工艺系统三相分离出的采出水进入斜板除油器、紧凑型密闭气浮装置进行初步分离，然后进入二级过滤器继续处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中规定的注水标准值后回注地层。其中斜板除油器+紧凑型密闭气浮装置分离出的污油进入污油罐，由污油回收泵打回一级分离器继续后续处理。

#### ②处理能力

本项目新建 WZ-CEP 平台采出水最大产生量为  $97.6 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ （第 15 年）（ $2788.6 \text{ m}^3/\text{d}$ ），小于本平台采出水设计处理规模（ $3400 \text{ m}^3/\text{d}$ ），因此采出水处理系统的处理能力满足本项目采出水依托处理需求。

### (2) 依托中海油 WZ11-4CEPD 平台

#### ①处理工艺

中海油 WZ11-4CEPD 平台设 1 套采出水处理系统，采用“高效聚结分离器+双介质过滤器”处理工艺（见前文 2.2.1.3.1 工艺流程）。从工艺系统分离出的废水进入高效聚结水分离器进行初步分离，然后进入双介质过滤器除油，处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中规定的注水标准值后回注地层。高效聚结分离器和双介质过滤器分离出的污油进入污油罐，由污油泵打回生产分离器继续后续处理。

#### ④处理能力

根据前文 2.2.1.3.2 处理能力章节，本项目最大外输至 WZ11-4CEPD 平台水量约  $410.6 \text{ m}^3/\text{d}$ ，经校核，本项目投产后 WZ11-4CEPD 平台采出水最大处理水量  $33085.5 \text{ m}^3/\text{d}$ ，小于 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统的设计处理规模  $50400 \text{ m}^3/\text{d}$ ，因此，中海油 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统的处理能力满足本项目依托处理需求。

## 3) 出水达标分析

### (1) 新建 WZ-CEP 平台

根据设计资料，本项目新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中规定Ⅲ级标准限值要求（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\text{ }\mu\text{m}$ ）。

#### （2）依托中海油 WZ11-4CEPD 平台

依托中海油 WZ11-4CEPD 平台于 2025 年底投产，目前处于调试期。根据《涠洲 11-6 油田开发/涠洲 10-3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11-4 油田综合调整联合项目环境影响报告书》（批复文号：环审〔2024〕102 号），该平台设计阶段采出水处理系统处理后水质可满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中规定Ⅳ级标准限值要求（含油量 $\leq 30\text{mg/L}$ ，悬浮固体含量 $\leq 25\text{mg/L}$ ，悬浮物颗粒直径中值 $\leq 5\text{ }\mu\text{m}$ ）。

### 10.2.1.2 含油污水

本项目建成投产后会有少量的甲板冲洗水、初期雨水等其他含油污水产生，新建 WZ-CEP 平台设有开式排放系统、闭式排放系统。

开式排放系统主要包括开排罐、开排泵、开排槽等，主要收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢出液等。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

闭式排放系统主要包括闭排罐兼火炬分液罐、闭排泵、闭排泵过滤器等。闭排罐主要收集平台上带压排放的气液混合物、开排罐来液及火炬分液罐来液。当罐内达到一定液位时，由闭排泵将流体输送到原油处理系统进行处理。

### 10.2.1.3 生活污水

#### 1) 生活污水处置去向

本次新建 WZ-CEP 平台设有定员 70 人生活楼，生活污水最大产生量约  $63\text{m}^3/\text{d}$ ，经本项目 WZ-CEP 平台生活污水处理装置处理达标后排海。

#### 2) 生活污水处理工艺

本项目平台设 1 套生活污水处理撬装装置，采用“生化法+电解法”处理工艺，设计处理规模为  $63\text{m}^3/\text{d}$ 。

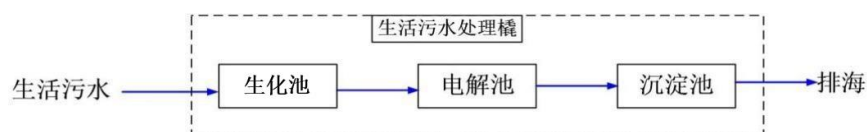


图 10.2-1 生活污水处理工艺流程图

### 3) 出水达标分析

根据项目设计资料,新建 WZ-CEP 平台生活污水处理装置处理后出水水质可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级标准要求( $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ )后排海,并且在排海出口设置流量计量装置。

#### 10.2.1.4 作业废水

##### 1) 作业废水处置去向

生产运行期 16 口井作业废水最大产生量约  $13000\text{m}^3/\text{a}$ ,单口井最大产生量约  $1210\text{m}^3$ ,进入新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统处理达标回注。

##### 2) 处理工艺及处理能力

新建 WZ-CEP 平台采出水处理工艺见根据前文 10.2.1.1 采出水章节。

本项目运行期共部署 16 口井(油井 11 口、注水井 4 口、注气井 1 口),环评考虑不利情况,假定 16 口井在同一年全部进行井下作业情况下,作业废水最大产生量约  $13000\text{m}^3/\text{a}$ ,单口油井单次平均作业时间约 10 天,单口注水井/注入井平均单次作业时间约 13 天,则年最大作业时间约 175 天,作业废水最大产生量约  $74\text{m}^3/\text{d}$ ,新建 WZ-CEP 平台采出水最大产生量为  $2788.6\text{m}^3/\text{d}$ ,合计进入平台废水量约  $2862.6\text{m}^3/\text{d}$ 。新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统设计处理规模为  $3400\text{m}^3/\text{d}$ ,因此采出水处理系统的处理能力满足作业废水依托处理需求。

##### 3) 出水达标分析

根据前文 10.2.1.1 采出水章节,新建 WZ-CEP 平台采出水处理系统出口水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中规定 III 级标准限值要求(含油量  $\leq 15\text{mg/L}$ ,悬浮固体含量  $\leq 20\text{mg/L}$ ,悬浮物颗粒直径中值  $\leq 5\mu\text{m}$ )。

#### 10.2.1.5 酸化废水

生产运行期油井和注水井需进行酸化,其中油井酸化后产生的酸化废水需返排至地面,注水井酸化完成后直接投用注水,不需返排酸化废水。油井酸化废水产生量约  $2783\text{m}^3$ ,拉运至陆地委托专业单位进行处置,若经过论证,在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下,进入平台生产流程和采出水处理系统处理,经处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注,不外排。

### 10.2.2 固体废物处置措施

#### 1) 生活垃圾

本项目生产过程中将产生一定量的生活垃圾，生活垃圾主要是食品废弃物、食品包装物和厨余物等。生活垃圾将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第 43 号（2020 年修正本））的要求进行回收利用或处置。

#### 2) 生产垃圾

本项目将产生一定量的生产垃圾，主要是废零件、边角料、废含油棉纱、包装材料、废油漆桶和废机油桶、废润滑油、废铅蓄电池、油泥砂、废导热油、废过滤吸附材料、废反渗透膜等，将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。危险废物陆上处理需按照《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部 2021 年部令第 23 号）等规定的要求交由有资质的单位进行处置。

### 10.2.3 废气污染防治措施

本项目新建 WZ-CEP 平台产生的废气主要为燃气透平发电机组燃烧废气，主要采用平台伴生气作为燃料，属于清洁能源，减少污染物的排放量。

另外，平台生产设施紧急状态时设备放空、各个压力泄放阀释放以及生产设施开、停车状态时产生的可燃气体均通过火炬系统排放。

## 10.3 海洋生态保护对策措施

### 10.3.1 建设期生态保护对策措施

1) 在设计、建造平台和铺设海底管道时，严格遵守有关设计和建造安装规范，以保证平台和海底管道工程结构强度、抗疲劳、防腐蚀和保持正常生产能力，为使跑、冒、滴、漏造成的污染减少到最低程度，为清洁生产建造提供保障。

2) 建设期中完善各类环保设施，尽量减少对海洋环境质量的影响，如遇突发性事故，造成悬浮泥沙外泄，及时与有关渔业主管部门联系，并采取积极的措施，将对渔业生产的影响程度降低到最小。

#### 3) 敏感目标保护措施

本项目位于本项目新建 WZ-CEP 平台和新建海管均位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内，建设期综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短管缆铺设周期。建议采取以下保护措施：



### (1) 避让措施

海底管道和光缆挖沟时间避开以上产卵盛期 1 月~5 月,减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

### (2) 钻屑、钻井液排海方式

本项目钻井液施工周围未出现覆盖 2cm 面积,停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 2h;钻屑施工导致周围覆盖 2cm 面积最大面积为  $0.071\text{km}^2$ ,距离排放点的最大距离为 0.345km,停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 1h,故钻屑排放对产卵场影响的面积与产卵场的面积相比较小,且随施工结束影响也随之结束。建设单位为了进一步减缓钻井施工对海洋生态环境及渔业资源的影响,经检测达标的钻屑、钻井液采取在海面以下 20m 排海,同时针对造成的生物资源损失开展增殖放流,做到有针对性的补偿,从而最大限度的减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

## 10.3.2 生产运行期生态保护对策措施

### 10.3.2.1 污染物源头控制措施

生产运行期产生的采出水、含油污水、作业废水经新建 WZ-CEP 平台处理合格后回注地层,不外排;生活污水经新建 WZ-CEP 平台处理达标后排海;酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置,若经过论证,在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下,进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注;生活污水经平台新建生活污水处理装置处理达标排海;浓盐水、温排水排海。

生产运行期产生的固体废物经分类收集后,运往陆地交由有相应资质的单位进行处理处置。

综上,生产运行期各类污染物均得到妥善有效的处理处置,从源头上减轻对海洋生态环境造成的不利影响。

### 10.3.2.2 海洋生态修复及补偿措施

本项目建设期和油田生产运行过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。建设单位可根据实际情况实施海洋生物增殖放流,根据渔业主管部门的要求委托有资质单位进行实施,并接受渔业主管部门的监督,使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

在生物资源增殖放流过程中,必须坚持科学发展观,建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖放流方案制定、论证和资源研究,根据项目对海洋生态环境的实际损害情况,在当地渔业主管部门的监督和协助下,有具体目标、具体计划

的对生态环境和资源数量进行修复。

#### 1) 增殖放流品种选择原则

人工增殖放流品种的选择应遵循生物多样性原则、生物安全原则、技术可行原则和兼顾效益原则。用于增殖放流的品种应当是该区自然水域本已存在的种类,苗种应当是本地原种或者子一代的苗种或亲体;能大批量人工育苗;品质优良(属优质经济鱼、虾类、贝类);适应工程附近海域生态环境且生势良好;工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类,确需放流其他苗种的,应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证;鱼类品种以适合转产转业和发展游钓休闲渔业等品种为主,或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例,资源衰退难以自然恢复;禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

#### 2) 增殖放流品种

根据以上原则,本项目增殖放流种类采用当地主要品种,常见的有红笛鲷、斑节对虾等,具体放流物种、规格、数量等增殖放流计划,应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认和组织实施,并在增殖放流后开展相应的实施效果评估等工作。

#### 3) 增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上;虾苗体长应在 2.5cm 以上;贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

#### 4) 增殖放流计划

根据实际情况开始实施海洋生物增殖放流,增殖放流时间建议安排在休渔期内的 5 月下旬至 7 月上旬,以避开高强度捕捞压力时间,提高增殖放流效果,但是具体的投放物种、投放时间、投放地点由当地主管部门安排部署。

### 10.3.2.3 海洋生态监测措施

根据项目及周边海域环境特征,本次拟在项目区附近设立跟踪监测站点,对海域的海洋水质、海洋沉积物、海洋生态(包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和底栖生物等)等进行监测,具体详见 12.2 环境监测。

## 10.4 环境保护措施汇总一览表

本项目环境保护措施见表 10.4-1。

## 10.5 “三同时”竣工验收一览表

本项目主要环保设施“三同时”竣工验收一览表见表 10.5-1。

表 10.4-1 本项目环境保护设施及措施一览表

阶段	污染源		污染因子	环保设施/措施 具体内容	环保措施规模	环保措施预期效果	责任主体
建设期	废水	船舶机舱含油污水	石油类	经船舶水处理系统处理达标后排放	船舶处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）中石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后排放，排放应在船舶航行中进行；或收集并排入接收设施	由船舶所属单位负责
		船舶生活污水	COD	排入船用生活污水处理装置处理达标后排海	船舶处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）	
		钻井平台机舱含油污水	石油类	经钻井平台机舱水处理系统进行处理，处理达标后排放	钻井平台机舱处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ 后排放	由钻井平台所属单位负责
		钻井平台生活污水	COD	排入钻井平台生活污水处理装置处理达标后排海	钻井平台处理系统或接收设施与船舶吨位相匹配	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中 COD $\leq 300\text{mg/L}$ 后排放	
		酸化废水	pH、SS 等	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程 and 采出水处理系统进行处理达标后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注	平台采出液处理系统处理规模 $5600\text{m}^3/\text{d}$ ，采出水处理系统设计处理规模为 $3400\text{m}^3/\text{d}$ 满足依托需求	不外排，全部得到有效处置	建设单位

阶段	污染源		污染因子	环保设施/措施 具体内容	环保措施规模	环保措施预期效果	责任主体
		作业废水	石油类	经建设期第三方污水处理设备处理达标后排海	处理系统处理规模满足依托需求	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求后排海	由建设单位委托第三方处置
		试压废水	SS	排海	—	直接排海	建设单位
	固废	生产垃圾		废弃边角料、包装材料、废油棉纱等	全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地，危险废物交由有资质的单位进行处理	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（主席令[2020]第43号（2020年修正本））	由钻井平台所属单位负责
		生活垃圾	船舶生活垃圾	塑料、生活废弃物等	禁止排海，分类收集，运至陆地处置	—	建设单位
				食品废弃物等	分类收集，执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求	建设单位
			钻井平台生活垃圾	塑料及生活废弃物、食品废弃物等	禁止排放或弃置入海	执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	
		钻井液	水基钻井液	SS	—	水基钻井液经检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准后排海	建设单位
			油基钻井液	SS、石油类	—	油基钻井液以及不达标的水基钻井液运回陆地处理	

阶段	污染源			污染因子	环保设施/措施 具体内容	环保措施规模	环保措施预期效果	责任主体
		钻屑	水基钻井液钻屑	SS	-		水基钻井液钻屑经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排放。若不符合排放要求，将运回陆地交由资质处置单位处置	由建设单位负责建设、使用和管理
			油基钻井液钻屑	SS、石油类	-		油基钻井液钻屑进入钻井船设置的现场热脱附装置进行处理，处理后的钻屑经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排放。若不符合排放要求，将运回陆地交由危废处置单位接收处理/处置	
	悬浮沙			SS	优化海底管道和海底光缆挖沟施工作业时间		减少对渔业产卵场的影响	建设单位
生产运行期	废水	采出水、作业废水	SS、石油类	进入新建采出水处理系统处理达标回注	采出水处理系统设计处理能力为3400m³/d	处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注地层		建设单位
		酸化废水	SS、pH	拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注	平台采出液处理系统处理规模5600m³/d，采出水处理系统设计处理规模为3400m³/d满足依托需求	不外排，全部得到有效处置		
		平台生活污水	COD	进入新建 WZ-CEP 平台生活污水处理系统处理达标后排海	生活污水设计处理规模为63m³/d	执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（COD ≤300mg/L）后排海		

阶段	污染源		污染因子	环保设施/措施 具体内容	环保措施规模	环保措施预期效果	责任主体
		含油污水	SS、石油类	开式排放系统	开排排放罐、开式排放泵、开排槽、开排槽泵等	开式排放系统主要收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢出液等	
			SS、石油类	闭式排放系统	闭排罐、闭式排放罐加热器、闭式排放泵等	闭式排放系统用于收集和处理生产和公用系统中带压排放的气液混合物、开排罐来液及火炬分液罐来液等	
	固废	生产及生活垃圾		分类回收，运回陆地，其中危险废物交由有资质单位处理	分类回收箱	生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理	
	生态环境			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	

表 10.5-1 主要环保设施“三同时”竣工验收一览表

序号	类型		污染源	主要污染因子	验收内容	执行标准/处理效果
1	水污染物	污染防治设施	采出水、作业废水、含油污水	石油类	新建 WZ-CEP 平台设置 1 套处理能力为 3400m <sup>3</sup> /d 的采出水处理系统，以及运行情况及处理效果	达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）中规定的标注限值要求
			生活污水	COD	新建 WZ-CEP 平台设置 1 套处理能力为 63m <sup>3</sup> /d 的生活污水处理装置，以及运行情况及处理效果	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（COD ≤300mg/L）
		工程设施（兼环保设施）	含油污水	开式排放系统、闭式排放系统	开式排放系统、闭式排放系统的配备及运行情况	收集各层甲板的初期雨水和冲洗水、容器及设备的溢出液等；收集容器或管线等排放的带压流体进入闭式排放系统；在紧急事故工况下泄放的气体去火炬系统

## 10 环境保护措施

序号	类型	污染源	主要污染因子	验收内容	执行标准/处理效果
2	固体废物	生产、生活垃圾	食品废弃物、废弃边角料、油棉纱等	分类收集，统一运回陆地处理，危险废物交有资质单位处理，检查相关交接手续	执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求
3	环境风险	事故溢油	溢油应急预案	新建 WZ-CEP 平台油气污染应急预案备案及备案文件	落实油气污染应急预案内容，配备物资等



## 11 环境经济损失分析

### 11.1 环境保护投资估算

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。

根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T 10047-2019），在确定环境保护投资费用时，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，其投资按 100%列入环境保护投资。生产需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 20%~50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

本项目总投资\*\*\*亿元，环境保护投资\*\*\*万元。据此，该工程环境保护设施投资占工程总投资的比例为 1.79%。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 环境保护设施项目及投资估算表

类型	环保设施		投资 （万元）	折合比率 （%）	折合后环保投 资（万元）
废水	建设期	酸化废水处理		100	
	生产运 行期	生活污水处理		100	
		采出水处理系统		100	
固废	建设期	钻井液及钻屑处理		100	
	生产运 行期	生产垃圾和生活垃 圾处理		100	
环境风险	可燃气体检测装置、有毒气 体探测器、管道泄漏检测系 统、过程控制系统/应急关 断系统/火气探测系统等			25	
	阴极保护			25	
	溢油应急设备			100	
环境管理	环境监测			100	
	海洋生物资源补偿			100	
其他	开/闭式排放系统			100	
环保费用总计					

## 11.2 环境经济损失分析

本项目造成的环境经济损失主要包括渔业资源损失和海洋生态服务功能损失。

### 11.2.1 环境经济损失分析

#### 11.2.1.1 计算依据

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在：（1）建设井口平台占用海域，使生物栖息地丧失；（2）铺设海底管线，开挖管沟造成开挖区域对栖息地破坏，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡；（3）施工阶段悬浮泥沙对渔业生物资源损害。

海洋生物资源损失量根据预测结果计算，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害补偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，新建 WZ-CEP 平台占海属于永久占海，造成的损失补偿年限按照 20 年计算；（2）“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段因开挖基槽和管沟、铺设海底管缆产生的悬浮沙，以及钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 年计。

#### 11.2.1.2 计算方法

##### 1) 鱼卵、仔稚鱼经济价值计算公式

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

$$M = W \times P \times E$$

式中：M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额，元；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量，个/尾；

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

E—鱼苗的商品价格，根据项目实际建设时间的主要鱼类苗种平均价格。

##### 2) 幼体经济价值计算公式

幼体的经济价值应折算成成体进行计算，当折算成成体的经济价值低于鱼类苗种价格时，则按鱼类苗种价格计算。幼体折算成成体的经济价值按公式(12)计算：

$$M_i = W_i \times P_i \times G_i \times E_i$$

式中：

M—第 i 种类生物幼体的经济损失额，单位为元(元)；

m—第 i 种类生物幼体损失的资源量，单位为尾(尾)；

P—第 i 种类生物幼体折算为成体的换算比例，按 100%计算，单位为百分比(%)；

G—第 i 种类生物幼体长成最小成熟规格的重量，单位为千克每尾(kg/尾)；

E—第 i 种类生物成体商品价格，按当时当地主要水产品平均价格计算，单位为元每千克(元/kg)。

### 3) 成体生物资源经济价值的计算公式

成体生物资源经济价值的计算公式：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：Mi—第 i 类生物成体生物资源的经济损失额，元；

W<sub>i</sub>—第 i 类生物成体生物资源的损失量，kg；

E<sub>i</sub>—第 i 类生物的商品价格，元/kg。

#### 11.2.1.3 计算结果

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾。鱼类成体价格 15 元/kg、头足类成体价格按 20 元/kg、虾及蟹类成体价格按照 30 元/kg 计算。

本项目钻井液排放对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限（纯钻井时间为 561 天）低于 3 年，补偿年限按 3 年计；新建 WZ-CEP 平台占海造成的损失补偿年限按 20 年计算。

按照上述原则并结合前文 6.6.2 海洋生物资源损失评估章节中生物资源损失计算结果，本项目海洋生物资源补偿金额约为\*\*\*万元，应对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。渔业资源经济损失额合计见下表。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿明细表

类别	种类		损失量	长成率/折 算率	单价	补偿 倍数 /年 限	补偿金额 (万元)
钻屑	鱼卵 (万粒)						
	仔稚鱼 (万尾)						
	幼体 (尾)	鱼类					
		头足类					
		虾类					
		蟹类					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (kg)						
	小计						
海底 管道	鱼卵						
	仔稚鱼 (万尾)						
	幼体 (尾)	鱼类					
		头足类					
		虾类					
		蟹类					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (kg)						
	小计						
海底 光缆	鱼卵						
	仔稚鱼 (万尾)						
	幼体 (尾)	鱼类					
		头足类					
		虾类					
		蟹类					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (kg)						
	小计						
钻井 液	鱼卵						
	仔稚鱼 (万尾)						
	幼体 (尾)	鱼类					
		头足类					
		虾类					
		蟹类					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (kg)						

类别	种类	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额(万元)
	小计					
运营期 (平台占用)	鱼卵					
	仔稚鱼(万尾)					
	幼体 (尾)	鱼类				
		头足类				
		虾类				
		蟹类				
	成体(kg)					
	底栖生物(kg)					
	小计					
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,采出水累计产量合计约为  $1264.5 \times 10^4 \text{m}^3$ ,经处理后石油类浓度从  $1000 \text{mg/L}$  降低至低于  $15 \text{mg/L}$ ,由此累计回收石油约  $12455.33 \text{t}$ ,按原油  $3081 \text{元/t}$  计算,折合经济价值约  $3837.49 \text{万元}$ 。

### 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。由采出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  $1535.0 \text{元}$ ;其它间接收益按年回收资源、能源价值的  $10\%$  计算,为  $383.75 \text{元}$ ,两项合计约为  $1918.75 \text{元}$ 。

### 11.2.2.3 环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和,本项目投产后,生产运营期总环境经济收益为  $5756.24 \text{元}$ 。

## 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。此外油田开发工程的实施,也将会对进一步带动我国相关产业的发展(如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等)发挥一定的作用,同时促进下游产品开发和油气技术服务业的发展,增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看,本项目是一项利国利民的工程,其环保设施的设置与投资是合理可行的。

## 12 环境管理与监测计划

### 12.1 环境管理

#### 12.1.1 环境管理任务和内容

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。为了做好环境保护工作，加强对本油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，上海海洋油气分公司成立了专门机构进行环境保护管理工作，建立了相应的管理机构，实行逐级负责制。

环境管理工作主要围绕以下几个方面进行：协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工进行环保安全方面的培训；制定各种可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备各种必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故能及时到位；主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施；在项目运营期，环境管理除了应抓好日常各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对管道破裂、海上溢油、平台储罐着火等重大事故的预防和处理；重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点，必须制订相应的事故预防措施、事故应急措施以及生态恢复补偿措施等。

##### 1) 正常工况的环境管理

###### (1) 制订必要的规章制度和操作规程

- ①贯彻执行环境保护法规和标准；
- ②组织制定和修改与本项目有关的环保管理规章制度并监督执行；
- ③环境保护管理规程，包括环境管理体系、环境管理手册等，并搞好环境监测、设施运行方面的资料、档案、管理工作，收集、整理和推广环保先进技术和经验。

###### (2) 实施清洁生产管理

开展日常清洁生产管理，需结合行业特点与国家法规要求，系统推进“源头减量、过程控制、末端治理、持续改进”的全链条管理。

###### (3) 员工的培训

培训工作包括上岗前培训和上岗后的定期培训，培训的方式可采用理论培训和现场演练两种方式，培训的内容包括基础培训、技能培训和应急培训三部分。

###### (4) 加强环保设备的管理

建立环保设备台账，制定主要环保设备的操作规程及安排专门操作人员，建立重点处理设备的环保运行记录等。检查工程项目环保设施的运行状态。

#### （5）落实管理制度

除加强环保设备的基础管理外，还需确保各项管理制度的落实。

### 2) 事故风险的预防与管理

#### （1）制订应急预案

做好突发性自然灾害的预防工作。密切与地震、水文和气象部门之间的信息沟通，及时制定完善的对策；制定油气污染应急预案，预案应经有关部门协商和认同，一旦发生事故时，可以有效协调实施。

#### （2）对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。对已确认的重大事故隐患，应本着治理与监护并行的原则进行处理。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

### 3) 强化专业人员培训和建立安全信息数据库

有计划、分期分批对环保人员进行培训，聘请专家讲课，收看国内外事故录像资料，吸收这些事件中预防措施和救援方案的经验，学习借鉴此类事故发生后的救助方案。日常要经常进行人员训练和实践演习，锻炼指挥队伍，以提高他们对事故的防范和处理能力。

建立了安全信息数据库或信息软件，使安全工程技术人员能及时查询到所需的安全信息数据，用于日常管理和事故处置工作。

## 12.1.2 管理机构及岗位设置

### 12.1.2.1 机构设置

上海海洋油气分公司作为本项目的建设单位，负责项目建设、生产运行以及生产期间的环境管理工作。涠洲项目部组织架构及岗位设置情况见图 12.1-1。

图 12.1-1 组织架构及岗位设置



### 12.1.2.2 主要人员岗位职责

本项目新建 1 座综合处理平台, 根据安全、生产、机电仪平台专业管理要求, 按照“总监-监督-主操-岗”四级架构设置平台岗位, 设置平台总监、生产监督、维修监督、安全监督等岗位, 平台主要岗位职责为:

#### 1) 平台总监

平台总监是平台安全生产的第一责任人, 负责和组织好安全生产; 接受和执行上级生产指令, 组织实施平台安全生产管理和行政管理工作; 负责职工队伍的管理, 监督各项管理规章制度的落实; 对生产设备、工艺流程、油井及油田其它设施的异常情况, 及时组织人员进行抢修, 采取对策, 并及时通知上级主管部门; 组织实施各种演习; 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; 负责各岗位人员的培训和技术考核工作等。

#### 2) 生产监督

生产监督检查和督促、协调各部门的日常工作; 负责油、气、水的质量控制; 负责平台生产装置、工艺流程的技术管理; 负责生产设施的操作维护和对事故的应急处理; 编写生产操作程序及有关操作细则, 监督和落实各岗位责任制的执行情况, 以及其它相关工作等。

#### 3) 安全监督

安全监督对平台安全工作实行全面监督。贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度; 监督与检查《安全手册》的贯彻与实施; 监督开展安全教育、技术培训工作; 检查平台生产设施的安全生产情况, 对违反有关安全生产规定、危害职工安全健康的情况提出期限整改要求, 组织和参加有关的事故调查, 监督事故的处理, 并组织提出安全改进措施; 对不具备安全生产基本条件的部门或生产设施有权提请有关部门, 请示生产监督令其停产整顿或暂予封闭; 负责监督与检查全平台的消防、救生设施的维护、维修, 并确保它们状态良好; 协助生产监督制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演习工作等。

#### 4) 维修监督

维修监督负责各类设备的安全运行, 确保关键设备的可靠性、可用性、整体安全性能与工作性能; 负责执行设备维护管理长期计划, 保证设备完好以满足生产目标。

### 12.1.3 环境保护管理制度

根据国家和地方的有关环保政策和要求建立并执行下列环保管理制度:

### 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。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) 环保会议制度

定期举行监督参加的安全/环保会议,分析总结安全、环保制度执行情况;查找安全环保问题和隐患,针对问题提出防治措施;传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

### 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。定期在平台上进行溢油应急演习,以熟悉应急程序和设备的操作。

### 4) 环保宣传教育制度

充分利用各种宣传工具,通过各种渠道,积极及时地宣传国家有关安全环保管理规定和安全环保知识,对所有工作人员进行安全环保知识教育,提出安全环保要求,讲清注意事项。

### 5) 事故报告制度

所有环境污染事故需按溢油应急预案中的报告程序进行。本项目应建立应急小组,由平台总监担任组长,监督任小组成员,负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作,并按要求向有关政府部门报告。

### 6) 切实加强平台环保管理工作

海上平台空间小,一旦出现溢油,就可能对海洋环境造成严重污染,为此采油厂坚持“预防为主”的思想,切实强化管理,避免污染事故发生。在平台环保管理方面,重点强化以下几个方面的管理:一是加强巡回检查和瞭望制度的落实,定期检查平台设施,发现事故苗头,及时采取措施;二是加强平台防污设施的管理,重点是生活污水处理设施的管理,通过定期维护保养,切实做到全部处进流程,不排海;三是加强化学消油剂的使用管理,严格控制使用消油剂,避免二次污染;四是建立完善海陆防范监控体系,同时加强海上日常监控管理。

### 7) 加强溢油风险管理

组织编制油气污染应急预案,并上报相关主管部门备案,统筹应急物资,并定期进行应急演练,开展好各种溢油应急准备和响应工作。

### 8) 海底管道巡查制度

由值班船对本油田海底管道进行不定期巡查,防止拖网渔船违章作业对海底管道造成损害。根据油田运行情况,在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测,以保证海底管道处在安全运行状态。

## 12.2 环境监测

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务:一是定期监测各油田设施外排污染物的排放浓度,确保达标排放;二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转;分析外排污染物浓度和排量的变化规律,为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

接受并密切配合环保部门的定期监测,积累数据资料,搞好环境统计工作,为治理工作现状和今后工作改进提高依据。企业应建立环境监测机构,配备必要的仪器设备,重点进行污水处理系统运行效果的日常监测。为了解和掌握建设项目在其施工期和运营期对海洋水质、沉积物的影响,评价其影响范围和影响程度,应委托当地国家海洋局认可的具备海洋环境监测相应资质的监测机构完成工程附近海域的定期监测工作。本平台上设有化验室,经培训合格的化验员负责本平台化验工作。

### 12.2.1 污染源监测计划

#### 12.2.1.1 建设期污染源监测

根据工程分析结果,本项目建设期排海的污染物主要为水基钻井液及钻屑,经过处理达标的油基钻井液钻屑,以及作业废水等,在建设期应按照相应的采样规范及时送样分析,按《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)和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)的要求对所排放的钻屑、钻井液、作业废水进行监测,负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

具体监测计划见表 12.2-1。

表 12.2-1 建设期污染源监测计划一览表

污染源		监测因子	监测点位	监测方法	监测频次
钻井平台	水基钻井液及钻屑,以及经过处理达标的油基钻井液钻屑	石油类、生物毒性容许值、重金属(汞、镉)	钻井岩屑及钻井液排放口	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分:分级》(GB18420.1-2009)、《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)	钻井作业期间,水基钻井液1次、油基钻井液钻屑1次,合计2次

污染源	监测因子	监测点位	监测方法	监测频次
建设期作业废水	石油类	作业废水排放口	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	作业期间 1 次

### 12.2.1.2 生产运行期污染源监测

#### 1) 监测类型

生产运行期监测主要为采出水、生活污水。

##### (1) 采出水

本项目平台采出水经采出水处理系统处理达标后部分回注地层，采出水在回注前在平台进行监测，主要监测其含油量、悬浮固体含量和悬浮物颗粒中值粒径等控制指标，监测频率和方法按《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）等相关要求执行。

##### (2) 生活污水

本项目生活污水经平台生活污水处理设施处理达标后排海，需监测平台外排生活污水量及 COD 浓度，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。

#### 2) 监测设备

本次新建 WZ-CEP 平台设有化验室，化验室内配备相应环境监测设备或仪器，并确保在设备有效期内使用，满足相关规范的要求。

#### 3) 监测计划

本项目生产运行期污染源监测计划见下表。

表 12.2-2 生产运行期污染源监测计划

序号	类型	监测点位	监测因子	监测方法	监测频次
1	采出水	采出水处理系统处理后回注水	含油量、悬浮固体含量和悬浮物颗粒中值粒径等控制指标	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	每月 1 次
2	生活污水	生活污水处理装置排放口	COD 浓度	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	每月 1 次

#### 4) 监测岗位

本项目新建 WZ-CEP 平台设有化验室，并配有化验设备，确保设备在有效期内使用，满足相关规范的要求。化验员经培训合格后上岗开展化验工作。

### 12.2.2 环境影响跟踪监测计划

本次新建 WZ-CEP 平台上设有油气分离设施, 根据生产开发年限不同, 采出水除了一部分随原油外输外, 剩余全部在本项目新建 WZ-CEP 平台及依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台回注。生产运行期产生的生活污水处理达标后排海, 根据前文生活污水排放预测结果, 最大影响距离不超过 50m。

#### 1) 监测站位

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, 本次以新建 WZ-CEP 平台为中心, 在距离平台 500m 半径范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位。根据本项目工程污染特点, 本评价主要针对海洋水质、沉积物、海洋生态和生物质量制定监测计划, 详见表 12.2-3。

表 12.2-3 生产运行期海洋生态环境质量跟踪监测计划表

序号	环境要素	监测站位	监测因子	监测方法	监测频次
1	海水水质	平台周围 500m 范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位	pH、水温、盐度、DO、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、硫化物和挥发性酚	《海洋调查规范》（GB12763-2007）、《海洋监测规范》（GB 17378-2007）	竣工验收（试运行）进行一次监测, 生产运行期每 3~5 年监测一次
2	海洋沉积物	平台周围 500m 范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位	硫化物、石油类、有机碳、重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）		
3	海洋生态环境	平台周围 500m 范围内沿主潮流方向上、下各设 1 个站位	叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物, 以及生物体内石油烃		

#### 2) 监测机构

本项目的监测方案建议纳入新建 WZ-CEP 平台的海洋环境影响监测计划。监测机构应具备海洋环境调查的资质, 具有计量认证证书, 取得的调查结果能够得到政府主管部门的认可。

### 12.2.3 事故情况应急监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作, 以及在事故状态下配合有关部门做好对事故的跟踪监测。跟踪监测调查与分析方法按《海洋监测规范》（GB 17378-2007）执行。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

13 环境可行性分析

13.1 与产业政策符合性分析

本项目类型为海洋油（气）开发及其附属工程，符合《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号）中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家《产业结构调整指导目录（2024 年本）》的要求。

13.2 与相关环保政策符合性分析

本项目与《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函[2019]910 号）符合性分析见表 13.2-1。

表 13.2-1 与“环办环评函[2019]910 号”符合性

序号	要求	项目情况	符合性
1	油气开采项目（含新开发和滚动开发项目）原则上应当以区块为单位开展环评（以下简称区块环评），一般包括区块内拟建的新井、加密井、调整井、站场、设备、管线和光缆及其更换工程、弃置工程及配套工程等。项目环评应当深入评价项目建设、运营带来的环境影响和环境风险，提出有效的生态环境保护和环境风险防范措施。依托其他防治设施的或者委托第三方处置的，应当论证其可行性和有效性	本项目以涠洲油田为单位开展评价，评价了项目建设期、生产运行期带来的环境影响和环境风险，提出了有效的生态环境保护和环境风险防范措施；对依托的污水处理设施等均论证了依托可行性和有效性，项目依托处置可行	符合
2	未确定产能建设规模的陆地油气开采新区块，建设勘探井应当依法编制环境影响报告表。海洋油气勘探工程应当填报环境影响登记表并进行备案。确定产能建设规模后，原则上不得以勘探名义继续开展单井环评。勘探井转为生产井的，可以纳入区块环评。自 2021 年 1 月 1 日起，原则上不以单井形式开展环评。过渡期间，项目建设单位可以根据实际情况，报批区块环评或单井环评	本项目为产能项目，报告书进行了产能项目环境影响评价，属于区块环评	符合
3	涉及向地表水体排放污染物的陆地油气开采项目，应当符合国家和地方污染物排放标准，满足重点污染物排放总量控制要求。涉及污染物排放的海	本项目建设期钻屑、水基钻井液经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石	符合

序号	要求	项目情况	符合性
	洋油气开发项目，应当符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）等排放标准要求	油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排海；建设期作业废水、钻井平台及船舶生活污水及含油污水经处理达标后排海；生产运行期平台生活污水处理达标后排海	
4	涉及废水回注的，应当论证回注的环境可行性，采取切实可行的地下水污染防治和监控措施，不得回注与油气开采无关的废水，严禁造成地下水污染。在相关行业污染控制标准发布前，回注的开采废水应当经处理并符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）等相关标准要求后回注，同步采取切实可行措施防治污染。回注目的层应当为地质构造封闭地层，一般应当回注到现役油气藏或枯竭废弃油气藏。建设项目环评文件中应当包含钻井液、压裂液中重金属等有毒有害物质的相关信息，涉及商业秘密、技术秘密等情形的除外	本项目采出水经处理达标后回用于注水开发，回注水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求后回注；本次评价已给出钻井液详细组成，不涉及重金属等	符合
5	油气开采产生的废弃油基泥浆、含油钻屑及其他固体废物，应当遵循减量化、资源化、无害化原则，按照国家和地方有关固体废物的管理规定进行处置。鼓励企业自建含油污泥集中式处理和综合利用设施，提高废弃油基泥浆和含油钻屑及其处理产物的综合利用率。油气开采项目产生的危险废物，应当按照《建设项目危险废物环境影响评价指南》（2017 年 10 月 1 日）要求评价	本项目钻屑、水基钻井液经检测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB 18420.1-2009）要求后排海；不达标的运回陆地交由有资质单位处理。	符合
6	涉及自然保护地和生态保护红线的，应当说明工程实施的合法合规性和对自然生态系统、主要保护对象等的实际影响，接受生态环境主管部门依法监管	本项目不涉及生态保护红线	符合
7	油气企业应按照企事业单位环境信息公开办法、环境影响评价公众参与办法等有关要求，主动公开油气开采项目环境信息，保障公众的知情权、参与权、表达权和监督权。各级生态环境主管部门应当按要求做好环评审批、监督执法等有关工作的信息公开	建设单位作为责任主体，按照《环境影响评价公众参与办法》（2019 年 1 月 1 日）等相关规定，开展了本项目信息公示和公众意见调查等工作，公示期间未收到公众反馈意见	符合

### 13.3 与生态保护红线管控要求符合性分析

本项目地理位置不在周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划



范围内，不涉及生态保护红线区，根据《湛江市国土空间规划（2021-2035 年）》、《广西壮族自治区国土空间规划（2021-2035 年）》、《海南省国土空间规划（2021-2035 年）》，距本项目最近的生态保护红线区为新建海底管道东北侧约 52.3km 处的广西壮族自治区生态保护红线区（广西涠洲岛珊瑚礁保护区），具体位置关系见图 13.3-1。

本项目建设期产生的污染物对环境的影响属于短期、可恢复的；在正常生产运行期采出水、作业废水、含油污水等经处理达标后回注地层，生活污水经处理达标排海，浓盐水、温排水排海，由于所在海域开阔，水动力条件较好，且浓盐水及温排水排放量较少，能较快经水体稀释扩散，且本项目距离生态保护红线区较远，不会对生态保护红线区内的海洋生态环境造成不利影响。综上所述，本项目在建设期和正常运行期不会对生态保护红线造成不利影响。

图 13.3-1 项目与广西壮族自治区海洋生态保护红线区位置关系图

### 13.4 与生态分区管控要求符合性分析

本项目地理位置不在周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，位于各省市生态环境分区管控单元范围外，根据《湛江市 2023 年“三线一单”生态环境分区管控成果更新调整成果》（2024 年 2 月 8 日）、《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（2024 年 8 月 2 日）、《海南省生态环境分区管控方案（2023 年版）》（2024 年 8 月 5 日），本项目周边最近的生态管控单元为新建海底管道北侧 5km 的广西壮族自治区一般管控单元（位置关系见图 13.4-1），项目在建设和正常生产运行期污染物排放对周围海洋生态环境影响较小，不会影响到广西壮族自治区一般管控单元。

图 13.4-1 广西壮族自治区生态环境分区管控单元图

### 13.5 工程选址合理性分析

#### 13.5.1 工程选址与各类规划的符合性

本项目新建 WZ-CEP 平台、海底管道和海底光缆不在自然保护区、生态保护红线区等范围内，工程在选址过程中，经过了详细论证，与相关环保政策符合（具体见本项目 13.1~13.4 章节）。

### 13.5.2 工程选址对水产种质资源保护区的影响

本项目建设期对海洋生物的影响主要是铺设海底管道、光缆挖沟产生的悬浮物。根据预测结果，管道铺设产生悬浮泥沙的最大影响距离（以超一类（二类）海水水质标准的最大距离计）为 0.66km，停止排放恢复到一类（二类）水质所需最大时间约为 1h。根据前文 1.8 环境保护目标章节，本项目海底管道与北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区最近为 10.5km，根据预测结果，悬浮泥沙不会扩散到北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区范围内，正常情况下，建设期不会对保护区产生影响。生产运行期海底管道不排放污染物，建设单位定期对平台和海底管道进行安全检查，正常情况下生产运行期不会恶化保护区的现状，可以满足保护区的管控要求。

### 13.5.3 工程选址与渔业产卵场的关系

本项目新建 WZ-CEP 平台、海底管道、海底光缆全部位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内部，由于油气资源位置的限制，本项目无法避让 3 座产卵场，施工产生的悬浮沙可能会对其产生一定影响，但随着施工结束，影响也逐渐消失。若将新建 WZ-CEP 平台远离以上三种鱼类产卵场，会造成各井水平位移过大、地质性溢油风险增加、施工难度及工程投资显著增加等后果。

因此，本项目选址无法避让鱼类产卵场，建设期和生产运行期应加强管理措施、溢油应急措施及物资配备等，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处置措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目对鱼类产卵场影响可接受。

综上分析，本项目选址具有合理性。

## 14 环境影响评价结论

### 14.1 工程分析结论

#### 14.1.1 工程概况

本项目位于南海北部湾涠洲岛西南方向海域，距离广西壮族自治区北海市约 118km，距涠洲岛最近约 80km，油田所在海域水深约 46m。

本项目建设内容主要包括新建 1 座综合处理平台（WZ-CEP 平台），平台共有 24 个井槽 28 个井口（4 角单筒双井），新钻 16 口井（油井 11 口、注水井 4 口、注气井 1 口），预留 12 个井槽。该平台具有采油、值班人员生活区、油气水处理、海水处理、注水、油气计量及外输等功能，配套辅助工程、环保工程、公用工程等。新建 1 条新建 WZ-CEP 平台至中海油 WZ11-4CEPD 平台海底混输管道 26km 以及 1 条海底光缆 26km，并对依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台进行适应性改造，配套给排水、供电、自控、消防等设施。

本项目计划于 2027 年底投产，高峰年产油量约 $*** \times 10^4 \text{t/a}$ ，工程总投资约\*\*\*亿元。

#### 14.1.2 工程分析

##### 14.1.2.1 生产工艺流程

原油：本项目新建 WZ-CEP 平台油井产液经本平台油气水处理系统进行三相分离，分离出的低含水原油（含水率 $\leq 0.5\%$ ）经计量增压后通过新建海底管道输送至依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台，再通过中海油已建海底管道外输至涠洲终端后进行储存、销售。

天然气：三相分离后的天然气进入燃料气系统进一步处理后，用于本平台发电机发电、通过注气压缩机增压回注、通过气举压缩机增压后气举采油，剩余全部通过火炬燃烧。

采出水：三相分离后的采出水在本平台采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）要求后，部分在平台回注地层，部分为外输原油掺水后经海底管道输送输送至中海油 WZ11-4CEPD 平台，依托该 WZ11-4CEPD 平台采出水处理系统处理达标后在该平台回注。

##### 14.1.2.2 主要污染源及污染物

本项目建设期的作业内容主要包括钻完井作业、平台就位及安装、海管铺设挖沟、平台调试、依托设施改造等。

### 1) 建设期主要污染源及污染物

建设期产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液、钻井平台含油污水、作业废水、生活污水、生产垃圾和生活垃圾，海底管道及海底光缆挖沟埋设产生的悬浮物，参加施工的船舶和人员所产生的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物，以及酸化作业过程产生的酸化废水、海底管道试压产生的试压废水。

水基钻井液和钻屑以及经过处理达标的油基钻井液钻屑经监测符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）要求的排放，不能满足排放要求的全部经收集后运回陆地处理，不排海。海底管道和光缆挖沟搅起的悬浮物采用自然沉降方式。

船舶含油污水、生活污水和船舶垃圾等船舶污染物需满足《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求后排海，自升式钻井船产生污染物包括含油污水、生产垃圾、生活垃圾和生活污水等，需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）要求后排海。

作业废水经平台临时污水处理设备处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）（石油类一次值 $\leq 30\text{mg/L}$ ，石油类月次值 $\leq 20\text{mg/L}$ ）标准限值要求后排海。

酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

### 2) 生产运行期主要污染源及污染物

本项目生产运行期产生的污染物主要是采出水、含油污水、作业废水、酸化废水、生活污水、温排水、生产垃圾、生活垃圾。

采出水：根据开发年限不同，前 9 年，采出水主要去向为随原油外输及在本平台处理达标后在平台回注地层，第 10 年开始部分采出水掺入海底管道随原油外输至依托的中海油 WZ11-4CEPD 平台，因此从第 10 年开始外输掺水需依托中海油平台处理达标后在该平台回注。

含油污水：包括新建 WZ-CEP 平台还有少量的甲板冲洗水、初期雨水和带压流体等其它含油污水，在本平台处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后在平台回注地层；另外生产运行期可能有

物资供应船和守护船等，船舶污染物需满足《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求后排海。

酸化废水：拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理，处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注，不外排。

作业废水：进入平台采出水处理系统处理达标回注。

生活污水：经平台设置的电解式生活污水处理橇装装置，生活污水处理满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求（ $\text{COD} \leq 300 \text{mg/L}$ ）后排海。本项目产生的温排水、浓盐水直接排海。

生产垃圾、生活垃圾：分类收集后全部运回陆地交由有资质单位进行处理。

## 14.2 环境现状分析与评价结论

### 14.2.1 海水水质现状评价结论

本项目委托自然资源部北海海洋中心于 2024 年 11 月 23~30 日对项目周边海域进行了现状调查。共设置 34 个环境现状调查站位，其中 14 个站位位于《广西壮族自治区生态环境厅关于印发广西壮族自治区近岸海域环境功能区划调整方案的通知》（桂环发〔2023〕9 号）中近岸海域一类环境功能区，执行《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第一类海水水质标准，其余站位执行不劣现状标准。海水水质评价因子包括 pH、盐度、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、无机氮（硝酸盐、亚硝酸盐、氨）、活性磷酸盐、硫化物、挥发性酚、悬浮物、油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷。

调查海域海水中 pH、化学需氧量、生化需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、锌、镉、总铬、汞、砷、铜、硫化物和挥发酚等 14 项评价因子符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第一类海水水质标准，但溶解氧和铅存在超标现象。执行第一类海水水质标准的 14 个站位中，3 个站位溶解氧超标，7 个站位铅超标；20 个按照现状评价的站位中，4 个站位溶解氧超一类水质标准，5 个站位铅超一类水质标准，符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）中第二类海水水质标准。其余站位均符合第一类海水水质标准。

调查海区海水中铅出现轻微超标现象，与调查海区周边海域历史调查中存在铅超标的现象一致，可能是因为该海区海水铅含量本底较高。秋季溶解氧随水深增加而降低，主要受浮游植物光合作用与水温分层共同影响。

### 14.2.2 海底沉积物现状评价结论

海洋沉积物设 17 个调查站位，调查时间为 2025 年 3 月 1 日~3 月 12 日，调查因子为 pH、有机碳、硫化物、石油类、铜、锌、砷、镉、铅、铬、汞共 11 项。评价海域沉积物现状评价结果表明：项目附近海域所有站位的沉积物各评价因子均能满足《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）标准第一类质量标准。沉积物质量状况良好。

### 14.2.3 水文动力环境现状调查结论

本项目海域主流向 SSW、NNE，海域表层和中层为不规则全日潮流，底层为不规则半日潮流；潮汐类型为规则全日潮。未发现明显的地形起伏，海底地貌资料色度显示均匀，海底底质无明显变化。

### 14.2.4 海洋生态与生物资源现状评价结论

#### 14.2.4.1 海洋环境敏感区

本项目评价范围内的海洋生态环境保护目标为水生生物产卵场、北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区、海洋生态保护红线区、广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园。本项目距离较近的一般敏感区有北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区（海底管道东北 10.5km）、二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区（海底管道北 41km）；距离较近的重要敏感区有广西涠洲岛珊瑚礁国家级海洋公园（海底管道东北 54.1km）、海洋生态保护红线区-广西涠洲岛珊瑚礁保护区（海底管道东北 52.3km）。在工程实施过程中，需采取切实可行的防范措施，以避免或缓解工程开发对环境敏感目标的影响。

#### 14.2.4.2 海洋生态现状

海洋生物生态调查共设置 22 个调查站位，调查时间为 2024 年 11 月 23~30 日，调查因子为：叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、游泳动物（含鱼卵仔稚鱼）、底栖生物等。

调查结果表明，调查海区表层叶绿素 a 含量在（\*\*\*） $\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，平均含量为  $1.2\text{mg}/\text{m}^3$ ；中层叶绿素 a 含量在（\*\*\*） $\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，平均含量为  $1.0\text{mg}/\text{m}^3$ ；底层叶绿素 a 含量在（\*\*\*） $\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，平均含量为  $0.6\text{mg}/\text{m}^3$ 。

调查海域各站调查海域现场初级生产力为（\*\*\*） $\text{mgC}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ，均值为  $369.5\text{mgC}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ 。

调查海域共出现浮游植物 4 门 128 种，平均密度为  $*** \times 10^3 \text{cells}/\text{m}^3$ 。本次

调查期间该海域垂直网采浮游植物优势种类共有 4 种。其中, 菱软海链藻为第一优势种, 优势度为\*\*\*, 平均细胞密度为 $*** \times 10^3 \text{ cells/m}^3$ ; 铁氏束毛藻为第二优势种, 优势度为\*\*\*, 平均细胞密度为 $*** \times 10^3 \text{ cells/m}^3$ 。

调查海域共鉴定出终生浮游动物 14 类群 83 种, 其中桡足类最多, 有 35 种。22 个站位浮游动物密度范围为 $(*** \sim ***) \text{ ind./m}^3$ , 平均密度为 $*** \text{ ind./m}^3$ 。

调查期间该海域浮游动物优势种类有桡足幼体、亚强次真哲水蚤、肥胖箭虫、中隆水蚤、叉胸刺水蚤、无节幼体和莹虾幼体, 这 7 种浮游动物占有所有浮游动物总丰度的 78.49%。优势度最高的种类是桡足幼体, 优势度为 0.158, 平均丰度为 $60.37 \text{ ind./m}^3$ , 出现频率为 86.36%。

本次调查共鉴定出大型底栖生物 9 门 66 种, 其中环节动物种类最多, 为 35 种, 占总种类数的\*\*\*%; 调查海域各站位大型底栖生物的密度介于 $(*** \sim ***) \text{ ind./m}^2$ 之间, 平均密度为 $*** \text{ ind./m}^2$ , 第一优势种为毡毛岩虫, 优势度为 0.084, 出现频率 45.45%, 第二优势种为奇异稚齿虫, 优势度为 0.028, 平均栖息密度为 $4.09 \text{ ind./m}^2$ 。

#### 14.2.5 海洋生物质量现状评价结论

本次调查 22 个海洋生物质量调查站位。根据调查结果, 调查海域鱼类、甲壳类和软体类(非双壳类)生物体中的石油烃、总汞、砷、铅、铜、锌、镉和铬均符合相关标准, 软体类(双壳类)生物体中铬、镉、铅出现超标现象。

#### 14.2.6 渔业资源现状评价结论

渔业资源调查共设 22 个调查站位, 调查时间为 2024 年 11 月 23~30 日。调查结果表明, 共鉴定出鱼卵仔稚鱼 6 科 8 种, 鱼卵平均密度为 $*** \text{ ind./m}^3$ 。仔稚鱼平均密度为 $*** \text{ ind./m}^3$ 。鱼卵优势种有 3 种, 其中棱鯷属的优势度最高为 0.085; 仔稚鱼优势种有 1 种, 多鳞鳢的优势度为\*\*\*。

游泳生物共 63 科 99 属 131 种, 鱼类尾数平均尾数密度为 $67024.18 \text{ ind./km}^2$ , 虾类平均密度为 $*** \text{ ind./km}^2$ 。蟹类和头足类的尾数密度明显低于鱼类和虾类, 蟹类和头足类平均尾数渔获率为 $6047.93 \text{ ind./km}^2$ 和 $2033.41 \text{ ind./km}^2$ 。调查海域渔业资源物种多样性一般, 本次海洋调查期间没有发现珍稀或濒危生物物种。

### 14.3 环境影响预测分析与评价结论

#### 14.3.1 海水水质环境影响评价

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。根据前文海洋影响预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，钻屑排放造成悬浮物超标范围仅在模型垂向第 7 层 13.8m 至海底底层有存在，造成的海水超一（二）类最大包络面积为  $0.1121\text{km}^2$ ，距排放点的最大距离为 0.605km，停止排放后最大 1h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建 WZ-CEP 平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响主要在模型垂向第 7 层（水面以下 13.8m）至第 4 层（水面以下 32.2m）有存在，钻井液排放造成的海水超一（二）类最大包络面积为  $1.2516\text{km}^2$ ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 1.635km，停止排放后最大约 2h 即可恢复到排放前水质。

海底管道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。海底管道挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.66km，挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向第 4 层 15.4m 至海底底层有存在。海底管道铺设底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $23.1912\text{km}^2$ ，第 4 层水体超一（二）类水质最大包络面积为  $0.3971\text{km}^2$ ，其他层无污染物超标面积，超三类、四类水质面积相对较小，海域影响范围主要在底层。海底管道铺设作业停止后最大约 1h 悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

海底光缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.37km，挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向第 3 层 23.1m 至海底底层有存在，铺设过程造成底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为  $9.0652\text{km}^2$ ，第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积为  $5.1528\text{km}^2$ ，其他层无污染物超标面积，超三类、四类水质面积相对较小，海域影响范围主要在底层。对周围海水水质影响是短暂的，海底光缆铺设作业停止后最大约 1h 悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

### 14.3.2 海洋沉积物环境影响评价

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



的面积为  $0.071\text{km}^2$ 。

铺设海底管道对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填管沟，覆盖厚度 $>2\text{cm}$  的面积主要位于管沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新铺 1 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管道悬浮物覆盖  $2\text{cm}$  厚度的覆盖面积为  $0.235\text{km}^2$ 。

本项目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。根据前文 6.3.2 生产运行期对沉积物影响评价章节，本项目海底管道可使周围沉积物锌含量增加  $0.81\times 10^{-6}$ ，叠加 2025 年 3 月海洋环境现状调查沉积物中的锌含量平均值  $116\times 10^{-6}$ ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为  $116.81\times 10^{-6}$ ，低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值  $150\times 10^{-6}$ ，因此海管防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

#### 14.3.3 水文动力、地形地貌及冲淤环境影响分析

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

建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海管、海底光缆以及安装平台会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建海管全程埋设，仅铺管挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建 WZ-CEP 平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲刷坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

#### 14.3.4 海洋生态和渔业资源影响分析与评价结论

##### 1) 对敏感目标影响

本项目新建设施位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾蓝圆鲹产卵场、北部湾金线鱼产卵场，项目存在油气泄漏事故风险，一旦发生泄漏将会对以上产卵场产生严重的影响，需要采取严格的油气泄漏事故风险应急防范措施。本项目在严格

执行国家有关法律法规，切实落实各项环境保护措施、油气泄漏事故风险应急措施、生态保护措施和生态补偿措施的前提下，从生态环境与渔业资源保护的角度分析，对渔业资源的影响是可以接受的。

本项目在建设期主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底管道/光缆挖沟埋设产生的悬浮物，根据前文 6.1 海洋环境影响预测章节所述，施工期产生的钻屑、钻井液排放及海管挖沟造成的悬浮物超一类海水水质最大距离为 1.635km。海底管道挖沟铺设时会造成近底层海水悬浮物浓度超标，鉴于挖沟悬浮物产生影响时间有限，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。建议新建海底管缆挖沟避让以上产卵场产卵盛期，以降低和缓解对海洋生物的影响程度。本项目在钻完井阶段所产生的钻屑、钻井液以及海底管道/光缆挖沟埋设，均为施工期短期影响，造成的保护对象的数量略有减少，不会改变其生态功能。本项目拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

## 2) 海洋生态和渔业资源影响

本项目建设期对海洋生物资源的主要影响环节为施工期钻井液/钻屑的排放、铺设海底管道及海底光缆掀起悬浮物，导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标，影响水体中浮游动植物的生长与繁殖，对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响，并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。生产运行期采出水、含油污水、作业废水均不排海，生活污水经过处理达标后排海，对平台/设施附近海域的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和游泳生物等影响较小。

根据前文计算结果，估算本项目造成海洋生物资源损失约 1139.211 万元。

## 14.4 环境风险分析与评价结论

### 14.4.1 海洋环境风险分析

本项目在建设期、生产运行期可能存在的主要环境风险类型包括井喷、平台容器泄漏、地质性溢油、浅层气风险、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞泄漏等事故。项目最大可信事故为海底管道泄漏事故，溢油风险预测选取在最不利情况在依托海油平台附近海管发生溢油事故，溢油量最大为 474.12t。

根据预测结果分析，管道发生溢油事故时，在 SW 风向极值风条件下最短 5.8h 可到达北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区；在 SSW 风向极值风条件下最短 26.75h 可到达二长棘鲷幼鱼和幼虾保护区。由于平台位于北部湾二长棘鲷产卵场、北部湾金线鱼产卵场、北部湾绯鲤类产卵场内，无论何时溢油都

会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。根据应急响应时间分析，如果本项目海底管道处发生溢油，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 0.5h 内即可到达海底管道溢油点现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局等资源。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，建设单位将制定油气污染应急预案，按照主管部门要求完成备案，同时按照溢油风险应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的油气污染应急预案，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。

#### 14.4.2 地质性溢油和浅层气风险分析

通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，本项目地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行，在本项目开发范围内未发现浅层气特征。在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测的情况下，本项目在生产过程中地质性溢油风险是可控的。

### 14.5 环境保护对策措施

#### 14.5.1 海洋污染防治措施

##### 14.5.1.1 建设期

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，钻井过程中采用水基钻井液和油基钻井液。符合排放标准的钻井液/钻屑经检测达标后排海；不达标的钻井液/钻屑运回陆地交由有资质单位处理。钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级 第1部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中一级标准的要求。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中的含油量和重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准的要求；作业废水经处理达标排海；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若后期新建 WZ-CEP 平台生产系统建成后，经过论证新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，则酸化废水经临时专用的预处理系统处理后，进入生产流程和采出水处理系统进行处理，满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准后在本项目新建 WZ-CEP 平台回注。

本项目新铺的海底管道/光缆将采用铺管/缆船舶+喷射式挖沟机进行挖沟埋

设，主要产生悬浮沙。海上施工作业将通过缩短海底管道/光缆的施工期、采用先进挖沟设备作业等减少对海底的开挖面积和悬浮沙产生量，尽可能减缓铺管/光缆挖沟作业对底栖生物和浮游生物的伤害。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)和《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交海发〔2018〕168号)相关要求。建设期产生的生产垃圾全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交有资质的单位进行处理。

#### 14.5.1.2 生产运行期

本项目新建 WZ-CEP 平台产生的采出水、含油污水、作业废水最终经平台采出水处理系统处理满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)中规定的注水标准值的要求后回注地层，减小对周边海域生态环境的影响；生活污水经平台生活污水处理装置处理达标后排海；温排水、浓盐水排海；酸化废水拉运至陆地委托专业单位进行处置，若经过论证，在新建 WZ-CEP 平台可接收情况下，进入平台生产流程和采出水处理系统处理达标回注。另外生产运行期可能有物资供应船和守护船等，船舶污染物需满足《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)要求后排海。

生活垃圾、生产垃圾收集后集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

#### 14.5.2 海洋生态保护措施

建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

1) 根据施工作业周期、工程进度、施工作业时的海况等因素，合理安排海上施工作业，加快施工进度，尽量安排无污染物排放的施工作业，以降低和缓解对海洋生物的影响程度。

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

3) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

4) 建设单位需与相关主管部门协商，对本项目造成的海洋生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理及进行渔

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。

## 14.6 清洁生产和总量控制结论

### 14.6.1 清洁生产水平

针对项目区油气藏资源特点，本项目从工艺技术与装备要求、资源能源利用、污染物控制指标、废物回收利用等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目钻井作业除污染物控制指标达到清洁生产二级水平外，其余指标均达到清洁生产一级水平；采油作业除原油损耗率指标达到清洁生产二级水平，生活污水排放 COD 浓度达到三级，其余指标均达到清洁生产一级水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

### 14.6.2 总量控制

本项目新建 WZ-CEP 平台生活污水经生活污水处理装置进行处理，处理后达标排放。经核算本项目生活污水及 COD 排放总量控制指标分别为  $22995\text{m}^3/\text{a}$  ( $63\text{m}^3/\text{d}$ ) 和  $6.90\text{t}/\text{a}$ 。

## 14.7 环境可行性分析

本项目为海洋油(气)开发及其附属工程，符合《产业结构调整指导目录(2024 年本)》(国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号)中“第一类鼓励类”的“七、石油、天然气，1、常规石油、天然气勘探与开采，2、原油、天然气、液化天然气、成品油的储存和管道输送设施、网络和液化天然气加注设施建设”。因此，本项目的建设符合国家产业政策的要求。

本项目位于中国南海北部湾海域，符合《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》(环办环评函[2019]910 号)要求。

本项目地理位置不在周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，不涉及生态保护红线区，根据《湛江市国土空间规划(2021-2035 年)》、《广西壮族自治区国土空间规划(2021-2035 年)》、《海南省国土空间规划(2021-2035 年)》，距本项目最近的生态保护红线区为新建海底管道东北侧约 52.3km 处的广西壮族自治区生态保护红线区(广西涠洲岛珊瑚礁保护区)，本项目建设

期产生的污染物对环境的影响属于短期、可恢复的；在正常生产运行期采出水经采出水处理系统处理达标后回注地层，不会对生态保护红线区内的海洋生态环境造成不利影响。

本项目地理位置不在周边广西壮族自治区、海南省、广东省湛江市行政区划范围内，位于各省市生态环境分区管控单元范围外，根据《湛江市 2023 年“三线一单”生态环境分区管控成果更新调整成果》（2024 年 2 月 8 日）、《广西壮族自治区生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（2024 年 8 月 2 日）、《海南省生态环境分区管控方案(2023 年版)》（2024 年 8 月 5 日），本项目周边最近的生态管控单元为新建海底输油管道北侧 5km 的广西壮族自治区一般管控单元，项目在建设和正常生产运行期污染物排放对周围海洋生态环境影响较小，不会影响到广西壮族自治区一般管控单元。

## 14.8 评价结论

本项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令[2023]第 7 号）中鼓励类，符合国家产业政策的要求。

本项目设计方案中较为充分考虑了油田开发项目可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进、自动化程度高，符合清洁生产的要求。评价认为，在建设单位落实各项污染防治措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

## 15 附件

### 附件1委托书

#### 委托书

森诺科技有限公司：

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》（主席令[2023]12号）、《中华人民共和国环境影响评价法》（主席令[2018]第24号[2018年修正本]）、《建设项目环境保护管理条例》（国务院令682号[2017年修正本]）等有关规定，经研究，现委托你公司开展涠洲油田开发项目环境影响评价。请尽快组织人员开展工作。

特此委托。

中国石油化工股份有限公司上海海洋油气分公司

2024年11月6日



## 附件2 依托工程环评批复

附件 2-1 中海油 WZ11-4CEPD 平台、中海油 WZ11-4CEPD 平台至中海油 WZ11-4CEPA 平台管道环评批复

# 中华人民共和国生态环境部

环审〔2024〕102 号

## 关于涠洲 11—6 油田开发/涠洲 10—3 油田 7 井区 二次开发/涠洲 11—4 油田综合调整联合项目 环境影响报告书的批复

中海石油（中国）有限公司：

你公司《关于申请审批〈涠洲 11—6 油田开发/涠洲 10—3 油田 7 井区二次开发/涠洲 11—4 油田综合调整联合项目环境影响报告书〉的请示》（中海油安〔2024〕319 号）收悉。经研究，批复如下。

一、项目拟在涠洲 11—6 油田新建 1 座无人井口平台（WZ11—6 WHPA 平台），设置 24 个井槽，先期钻 12 口井（包括 8 口生产井、4 口注水井，生产井含 3 口压裂井），预留 16 口井；在涠洲 11—4 油田新建 1 座中心处理平台（WZ11—4 CEPD

— 1 —



平台), 设置 28 个井槽, 先期钻 23 口井 (包括 20 口生产井、3 口注水井), 预留 5 口井。新建 WZ11-4 CEPD 平台与 WZ11-4 CEPA 平台间栈桥, 长度为 78 米; 新建 WZ11-6 WHPA 平台与 WZ11-4 CEPD 平台间海底混输管道、电缆各 1 条, 长度均为 14.9 公里; 新建 WZ11-6 WHPA 平台与 WZ11-4D WHPA 平台间海底输气管道 1 条, 长度为 2.2 公里; 新建 WZ11-4N WHPB 平台与 WZ11-6 WHPA 平台间海底注水管道 1 条, 长度为 11.9 公里; 新建 WZ11-4 CEPD 平台与 WZ12-1 WHPC 平台间海底电缆 1 条, 长度为 27.1 公里。同时, 对已建 WZ11-4N WHPB 平台、WZ11-4 CEPA 平台、WZ12-1 WHPC 平台、WZ12-1PUQ 平台进行适应性改造。在全面落实报告书提出的各项生态环境保护措施后, 该项目可以满足国家海洋生态环境保护相关法律法规和标准的要求。我部同意批准该环境影响报告书。

二、项目建设和运营期间, 应严格落实报告书中的污染防治、生态保护和环境风险防范措施, 并重点做好以下工作。

(一) 污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。油基钻井液、含油量超过 1% 的水基钻井液和钻屑应运回陆地送有资质单位处理。压裂返排液分离出的液体经处理合格后回注地层, 污泥运回陆地送有资质单位处理。平台产生的生产垃圾、生活垃圾分类收集后运回陆地处理, 生活污水经处理达标后排海。含油生产水经处理达标后部分回注地层、部分排海, 排放量不得

超过原环评批复总量。船舶产生的各类垃圾、含油污水及生活污水，应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552—2018）进行处理处置。

（二）严格执行钻井作业规程和安全规程。加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。

（三）加强海底管道管理和维护。严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道交越处悬空。加强海管巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。

（四）加强注水和压裂作业管理。严格按照设计注入压力和注入量作业，加强动态监测，根据监测结果及时调整注入压力和注入量，防范地质性溢油风险。

（五）切实落实生态环境保护措施。符合排放要求的钻井液和钻屑在水下 20 米排放，并严格控制排放速率，管缆挖沟应避开北部湾二长棘鲷长毛对虾国家级水产种质资源保护区核心区特别保护期（1 月 15 日至 3 月 1 日），最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

（六）切实落实溢油应急措施。对油田现有溢油应急预案进行修订，将本项目纳入其中，并报生态环境部珠江流域南海海域生态环境监督管理局（以下简称珠江南海局）备案。发生溢油事故时，应立即启动应急预案，采取有效措施减轻事故对海洋生态

环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告珠江南海局，并视情况及时通报广西壮族自治区渔业、海事部门和广西海警局。

三、珠江南海局负责该项目生态环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经批准的报告书送珠江南海局。



2024 年 10 月 13 日

（此件社会公开）

抄 送：自然资源部、交通运输部、农业农村部，中央军委后勤保障部，中国海警局，珠江流域南海海域生态环境监督管理局，环境工程评估中心。

生态环境部办公厅

2024 年 10 月 14 日印发

— 4 —



附件 2-2 中海油 WZ11-4CEPA 至 WZ12-1PUQ 海底混输管道环评批复

环评部

89	9	12	5
----	---	----	---

89-2-64

# 国家环境保护局文件

(89) 环监字第115号

## 关于对《南海涠11-4油田环境影响 评价报告书》的批复

中国海洋石油总公司：

你公司(89)海油函(安)55号文及《海南涠11-4油田环境影响评价报告书》(修改后正式报批稿)均收悉。经审查，批复如下：

一、同意该项目环评报告书预审会评审意见及你公司的预审意见。报批的环评报告书已按预审会评审意见做了认真的修改补充，故予原则通过。报告书中提出的建议，应做为工程设计依据。

二、南海西部石油公司应严格执行“三同时”制

度，要确保投资，保障各项环境保护措施的实施。

三、从海上石油开发的风险性特点考虑，为防止污染事故的发生，该工程从钻井阶段起，就应制定并实施严格的环境保护管理制度，配备应有的各种防护设施。报告书中提出的事故监测、应急装备、报警系统及通讯网络应予齐备，并使之经常处于工作待命状态，确保能随时启运。

四、北部湾海域是我国重要的渔业生产区域，水产资源丰富，因此工程作业区要严格控制，施工作业期的安排要顾及所在海域鱼、虾产卵及繁育生长期，以利水产资源的保护。



一九八九年八月二十一日

抄送：国家计委、能源部、国家海洋局、农业部渔政司、中国国际工程咨询公司、广西壮族自治区环保局、南海西部石油公司、广西北海市环保局、中国海洋石油开发工程设计公司。

附件 2-3 WZ12-1PUQ 至 WZ12-1PAP 混输海底管道（栈桥连接管线）、WZ12-1PAP 平台至涠洲终端海底输油管道、涠洲终端环评批复

# 国家环境保护总局文件

环发[1998]89 号

## 关于涠 12-1 油田开发工程 环境影响报告书审批意见的复函

中国海洋石油总公司：

你公司《关于报送涠 12-1 油田开发工程环境影响报告书预审意见的函》（海油函安（1998）7 号文）收悉。经研究，现对《涠 12-1 油田开发工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）提出审批意见函复如下：

一、原则同意你公司预审意见。从环境保护角度分析，在采取报告书所提出的各项污染防治及应急措施的前提下，同意该工程建设。报告书可作为报批可行性研究报告和开展基本设计的依据。

二、该工程在建设过程中应做好以下工作：

1. 涠州岛终端处理后的废水应采用深海排放方式，稀释扩散区的超标面积控制在 0.04 平方公里范围内，具体排污口位置应在基本设计中确定。

2. 涠州岛已被北海市确定为特定功能的综合性旅游区，在岛上开展建设要严格按总体规划的功能区进行布局，确保该区域的环境质量要求。

3. 涠州岛是鸟类的迁徙栖息地，要切实落实对野生动物的保护措施。

4. 按行业规范要求做好溢油等风险事故的应急设备、器材的储备及通讯网络的建设。

5. 固体废弃物应按有关规定妥善处置。

— 1 —



6. 主要污染物排放总量为: COD < 160 吨/年, 石油类 < 12.5 吨/年, 二氧化硫 < 40 吨/年, 烟尘 < 18 吨/年。

三、鉴于涠州岛污染防治要求较高, 基本设计环保篇应组织专题审查。

四、建设单位要认真执行环境保护“三同时”管理制度。请广西环境保护局加强日常监督管理工作。

一九九八年六月三日

主题词: 环保 海洋石油 报告书 复函

抄 送: 国家发展计划委员会, 中国国际工程咨询公司, 国家海洋局, 农业部, 广西环保局, 国家海洋局南海分局, 中国海洋石油总公司南海西部公司、生产研究中心, 中海石油工程设计公司

国家环境保护总局

1998 年 6 月 3 日印发

- 2 -

附件3依托工程验收批复

附件 3-1 WZ12-1PUQ 至 WZ12-1PAP 混输海底管道（栈桥连接管线）、WZ12-1PAP 平台至涠洲终端海底输油管道、涠洲终端验收批复

# 广西壮族自治区 环境保护局文件

桂环验字〔2003〕1号

## 关于涠 12-1 油田开发工程 （终端处理厂）竣工环境保护验收的意见

中海石油（中国）有限公司湛江分公司：

你公司报送的《关于建设项目竣工环境保护验收的申请》、验收监测报告及环境保护总结报告收悉。受国家环保总局的委托，我局于2002年12月22日-24日在广西北海市组织召开了该项目竣工环境保护验收会议。经与会专家、代表赴涠洲岛现场检查并认真讨论，通过该项目验收并形成了会议验收意见。经研究，现对该项目竣工环境保护提出如下验收意见：

一、同意涠 12-1 油田开发工程（终端处理厂）竣工环境保护验

— 1 —



收会议的验收意见及北海市环保局的验收意见。

二、该项目位于北海市涠洲岛西岸中部的龟岭和大岭之间，项目投资 4.83 亿元，其中环保投资估算 2298 万元，实际投资 3861.76 万元，占实际投资的 8.0%。1997 年 7 月动工，1998 年 8 月建成试生产，项目内容包括 1 个油气处理厂、油气专用码头、原油外输单点系泊、直升飞机坪、水源井等。项目设计生产能力年处理原油 230 万吨，现生产能力年处理原油 200 万吨，生产负荷达到 86.9%，符合验收条件。

三、该项目从设计、建设、试投产运行，严格执行环境影响评价制度和环保“三同时”制度，环保设施到位，运转正常。建设 4000m<sup>3</sup>/d 的污水处理系统、生活污水处理系统及雨水油污回收装置、含油污水处理污泥回收系统；工业废弃物、生活垃圾定期运至湛江基地处理；尾气经 35 米烟囱火炬系统自动焚烧。同时，还配套建设了溢油应急站，改用湿法脱硫，生活污水处理后综合用于绿化。全厂水重复利用率达 97.3%。工厂建立了完善的环保设施档案、环保管理体系。验收资料齐全，环保机构健全，厂区绿化、美化、自动化生产程度高。公众对项目支持率较高。

四、监测结果表明，该厂生产废水、生活污水达到国家一级排放标准，废气污染物排放达到验收标准，污染物排放总量运低于控制总量。原则同意监测报告有关生态专题调查的结论。

五、同意该项目通过环境保护竣工验收。

六、企业须采取下列整改措施：

(一) 根据国家及自治区有关规定, 尽快规范排污口, 安装废水 COD 在线监测仪。

(二) 鉴于涠州岛淡水资源缺乏, 企业需进一步采取各种节水措施, 提高污水综合利用率, 减少污水排放。远期建设采用海水淡水技术措施或利用水库地表水解决生产用水问题。

(三) 鉴于岛上旅鸟、候鸟有超光性, 要进一步做好候鸟超光观测工作, 开展火炬系统尾气综合利用研究, 早日消灭火炬。

(四) 严格执行各项环境管理制度, 严防溢油事故发生。溢油应急反应能力要常抓不懈。

附: 涠 12-1 油田开发工程(终端处理厂)竣工环境保护验收意见。

广西壮族自治区环境保护局

二〇〇三年元月三日



**主题词: 建设项目 环保 验收 函**

抄报: 国家环保总局, 中海石油(中国)有限公司健康安全环保部。

抄送: 自治区人民政府办公厅三秘、计委、经贸委, 广西区环境监理所, 广西区环境监测中心站, 广西海洋研究所, 北海市人民政府、环保局、海洋局、环境监测站, 中海石油研究中心, 中国石化集团公司江汉设计院。本局污控处、自然生态处。

广西壮族自治区环境保护局办公室

2003 年 1 月 6 日印发

(共印 30 份)

— 3 —

