

渤中 22-6 油田开发项目 生态环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2026 年 9 月

打印编号: 1789020176000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	dopzjz		
建设项目名称	渤中22-6油田开发项目		
建设项目类别	54—150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称（盖章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	911201167182494380		
法定代表人（签章）	黄永章		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	杨锁、原桂甲		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	中海油研究总院有限责任公司		
统一社会信用代码	911100007109260782		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
齐莎莎	201805035120000005	BH008674	齐莎莎
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
左瀚穹	工程区域环境概况	BH066590	左瀚穹
齐莎莎	概述、总论、工程概况与工程分析、环境影响评价结论	BH008674	齐莎莎
闫文娟	环境影响回顾性分析	BH013990	闫文娟
蔡迎雪	环境保护对策措施及其合理性分析、环境管理与监测计划	BH051361	蔡迎雪

熊乐航	海洋生态环境影响预测与评价、环境 经济损益分析	BH008519	熊乐航
石娇	海洋生态环境风险评价	BH072890	石娇
蔡明君	工程区域环境概况、环境质量现状调 查与评价、清洁生产分析与总量控制	BH051360	蔡明君



目 录

1 概述	1
1.1 项目由来及总体开发方案概述	1
1.2 环境影响评价工作过程	2
1.3 关注的主要环境问题	3
1.4 主要评价结论	4
2 总论	5
2.1 编制依据	5
2.2 环境影响评价标准	7
2.3 环境敏感目标 and 环境保护目标	9
2.4 评价内容	10
2.5 评价重点	10
2.6 评价工作等级	11
2.7 评价范围	12
3 工程概况与工程分析	13
3.1 建设项目基本情况	13
3.2 工程开发方案概述	19
3.3 新建工程组成	22
3.4 新建设施概况	22
3.5 生产工艺流程	35
3.6 依托设施校核及改造	40
3.7 施工和建设方案	47
3.8 产污环节与污染物分析	52
3.9 污染源强核算	54
3.10 环境影响因素识别和评价因子筛选	69
4 工程区域环境概况	72
4.1 区域自然环境概况	72
4.2 环境功能区划及相关规划符合性	77
4.3 工程周围环境敏感目标	86
5 环境质量现状调查与评价	94
5.1 海洋生态环境现状调查概况	94
5.2 海水水质现状调查与评价	101
5.3 海洋沉积物现状调查与评价	103



5.4 海洋生态现状调查与评价	106
5.5 海洋生物质量现状调查与评价	112
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	115
6 环境影响回顾性分析	124
6.1 依托工程开发生产状况回顾	124
6.2 依托工程环评批复和环保设施竣工验收情况	128
6.3 环保设施运行情况	136
6.4 现有工程溢油风险事故回顾	139
6.5 海洋环境质量回顾性分析	139
7 海洋生态环境影响预测与评价	146
7.1 海洋生态环境影响预测	146
7.2 海水水质环境影响评价	165
7.3 海洋沉积物环境影响评价	166
7.4 海洋生态环境影响评价	167
7.5 海洋生物资源损失评估	169
7.6 环境敏感目标影响分析	174
7.7 工程对水文动力环境的影响分析	175
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	175
8 海洋生态环境风险评价	176
8.1 风险评价概述	176
8.2 风险调查	176
8.3 评价等级及评价范围	178
8.4 风险识别	182
8.5 风险事故情形分析	186
8.6 地质性溢油及浅层气风险分析	191
8.7 溢油风险后果分析	191
8.8 环境风险防范措施及应急处置措施	199
8.9 海洋生态环境风险评价结论	214
9 清洁生产分析与总量控制	216
9.1 清洁生产分析	216
9.2 污染物排放总量控制建议	223
10 环境保护对策措施及其合理性分析	224
10.1 建设阶段环保措施	225
10.2 生产阶段环保措施	228



11 环境经济损益分析	241
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	241
11.2 环境保护的经济损益分析	242
12 环境管理与监测计划	245
12.1 环境管理	245
12.2 环境监测计划	249
13 环境影响评价结论	252
13.1 工程分析结论	252
13.2 规划和政策符合性结论	254
13.3 环境现状分析与评价结论	255
13.4 环境影响预测与评价结论	259
13.5 海洋生态环境风险分析与评价结论	261
13.6 清洁生产与总量控制	262
13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论	263
13.8 建设项目环境可行性结论及建议	265
附件	266
附件 1 环评委托书	266
附件 2 依托设施环评批复	267
附件 3 依托项目竣工验收批复	269
附件 4 危废处理协议及经营许可证	272
附件 5 建设项目海洋生态环境影响评价自查表	273
附表	276
附表 1 调查海水水质要素调查分析结果（表层）	276
附表 2 调查海水水质要素调查分析结果（底层）	276
附表 3 海水水质要素调查分析结果（平均值）	276
附表 4 海水水质各评价因子的标准指数（平均值，按一类水质标准评价）	276
附表 5 调查浮游植物种类名录	277
附表 6 调查浮游动物种类名录	277
附表 7 调查底栖生物种类名录	277
附表 8 调查鱼类种类名录	277
附表 9 调查头足类种类名录	277
附表 10 调查甲壳类种类名录	277
附表 11 调查鱼卵、仔稚鱼种类名录	277



1 概述

1.1 项目由来及总体开发方案概述

渤中 22-6 油田位于渤海中部海域，渤中凹陷南环带，靠近渤南低凸起，距离渤中 19-2 油田约 ，西南部距岸（山东省东营市）最近约 ，油田海域水深约 。

项目计划新建 1 座中心平台（BZ22-6 CEPA），2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC），新铺设 2 条海底混输管道（BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台长度约 ）、1 条海底输油管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台长度约 ）、2 条海底注水管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台长度约 ）、1 条海底输气管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台长度约 ）和 3 条海底电缆（BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台长度约 、BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台长度约 ），并对依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。

项目计划共钻井 ，其中先期开发井（ ），预留井 ，剩余 个井槽（ 个单筒双井），计划 投产。BZ22-6 CEPA 平台计划钻井 口，其中先期开发井 口（ 口采油井、 口先期排液井、 口注水井、 口水源井），预留井 ，剩余 （ 单筒双井）；BZ22-6 WHPB 平台计划钻井 口，其中先期开发井 口（ 口采油井、 口注水井），预留井 口，剩余 个井槽（ 个单筒双井）；BZ22-6 WHPC 平台计划钻井 口，其中先期开发井 口（ 口采油井、 口采气井、 口注水井、 口水源井），预留井 口，剩余 个井槽（ 个单筒双井）。项目投产后最大年产油量 ，最大年产气量 。项目工程总投资（不含税） 亿元人民币，其中环保投资 万元人民币。

新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油，再通过新建海底输油管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后越站输送至 HYSY113 FPSO 处理储存。生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，



BZ22-6 CEPA 和 BZ22-6 WHPC 平台各设置 1 口水源井补充注水缺口。湿天然气通过新建 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道输送至 BZ19-6 CEPA 平台（与 BZ19-2 CEPE 平台栈桥相连），经三甘醇脱水处理后输送到滨州终端。2039 年及以后，为了满足海管流动安全保障需求，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理，处理后的合格原油下舱储存，生产水处理达标后回注地层。项目依托渤中-垦利岸电工程供电，新建 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆，由 BZ22-6 CEPA 平台向 BZ22-6 WHPB、BZ22-6 WHPC 平台供电。

根据国家有关法律法规的要求，建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司委托中海油研究总院有限责任公司承担并完成渤中 22-6 油田开发项目的环境影响评价工作。

1.2 环境影响评价工作过程

根据《中华人民共和国生态环境法典》和《建设项目环境保护管理条例》等的规定，受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托（附件 1），中海油研究总院有限责任公司承担并完成“渤中 22-6 油田开发项目”的环境影响评价工作。

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

环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在“中国自然资源报”网站上开展了“渤中 22-6 油田开发项目环境影响评价公众参与”第一次公示。同时，评价单位开展了资料收集、相关法律法规和标准等与本项目有关文件的研究工作。

通过对渤中 22-6 油田开发项目的工程资料分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了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，并对项目主体功能区规划、国土空间规划、海洋生态保护红线及相关规划符合性进行了分析。

本项目采用自然资源部北海生态中心（原国家海洋局北海环境监测中心）在工程周围海域开展的春季海洋环境质量现状调查与评价资料，以及中国水产科学研究院黄海水产研究所开展的春季渔业资源调查与评价资料。



根据本项目工程分析和环境现状调查与评价结果，开展了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论，项目开展了清洁生产分析、环境保护对策措施及其合理性分析、海洋生态环境风险评价、地质性溢油风险与评价、浅层气风险与评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《渤中 22-6 油田开发项目生态环境影响报告书》的编制。建设单位组织国内海洋工程类相关领域专家对本报告书开展了预审工作，评价单位根据专家预审意见对报告书进行修改完善，形成了《渤中 22-6 油田开发项目环境影响报告书》的征求意见稿，开展了第二次公示。

1.3 关注的主要环境问题

根据本项目特征和工程活动特点，主要不利影响是建设阶段非钻井油层段水基钻井液和钻屑排放及海底管道、电缆挖沟铺设时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态的影响。另外，潜在的事故性溢油也将对环境保护目标、海水水质、海洋生态以及生物资源等产生不利影响。

渤中 22-6 油田位于渤海中部海域，油田附近处在正常作业评价范围之内的海洋生态环境保护目标主要是鱼类产卵场、索饵场、越冬场等重要渔业水域。本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、东方鲀索饵场、鳀鱼索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场内，距离海洋生态保护红线、国家级自然保护区等重要敏感区较远在 以上。

建设阶段排放的主要污染物为非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设搅起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；生产阶段产生的主要污染物为含油生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对周围海洋生态环境造成不利影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地进行处理。其它污染物排放量相对较小，污染物排放后对周围环境（海水水质、海洋沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。根据预测结果，建设阶段非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设产生的悬浮物对周边海域的最大影响距离不超过 ，生产阶段生产水处理达标后回注地层，不排海。鉴于新建海底管道/电缆均位于鲈鱼（产卵盛期 10 月）和蓝点马鲛产卵场（产卵盛期 5 月中旬~6 月上旬）内，海底管道/电缆挖沟作业避开产卵盛期（5 月中旬~6 月上旬，10 月）。在风险事故情况下，关注的主要环境



问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境保护目标、海洋生态及生物资源的潜在影响。

1.4 主要评价结论

渤中 22-6 油田开发项目位于渤海中部海域，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策。项目符合《全国海洋主体功能区规划》要求，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）要求相协调。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。项目周围海域海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境质量现状较好，评价范围内的海洋生态环境保护目标主要为鱼类产卵场、索饵场、越冬场等重要渔业水域。项目在建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟作业时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性；钻井油层段水基钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑运回陆地处理，不排海；海底管道/电缆挖沟作业避开产卵盛期（5 月中旬~6 月上旬，10 月）。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（海水水质、海洋沉积物及海洋生态）的影响范围和程度较小。

项目的建设和生产对海洋生态环境会产生一定影响和损害，需采取有效的生态保护措施。项目建设及生产运行阶段存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对海洋生态造成严重危害后果，需采取具有针对性的风险防范措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

评价认为，在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，工程建设可行。



2 总论

2.1 编制依据

本生态环境影响报告书主要根据渤中 22-6 油田开发项目可行性研究报告和建设单位反馈的资料，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求而编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律依据

- 《中华人民共和国生态环境法典》（全国人民代表大会，2026.8.15 施行）
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人大常委会，2025.12.27 修订）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（全国人大常委会，2021.4.29 修订）
- 《中华人民共和国节约能源法》（全国人大常委会，2018.10.26 修正）
- 《中华人民共和国石油天然气管道保护法》（全国人大常委会，2010.10.1 施行）

2.1.2 行政法规与部门规章

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院，2017.7.16 修订）
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院，2018.3.19 修订）
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（国务院，2006.2.14）
- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院，2026.2.3 修订）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部，2016.1.5 修正）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院，1989.2.11）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部，2004.1.9 颁布）
- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局，1992.8.26）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）（生态环境部，2021.1.1 施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部，2018.7.16）



- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部，2025.1.1 施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（发展改革委，2024.2.1 施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环境保护部，2012.7.3）
- 《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（生态环境部，2022.5.10）
- 《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》（国家海洋局，2015.11.23 修改）
- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境防治管理规定》（交通运输部，2017.5.23 施行）
- 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11.30）
- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（交通运输部，2021.9.1 起施行）
- 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（生态环境部，2019.12.13）
- 《自然资源部关于积极做好用地用海要素保障的通知》（自然资源部，2022.08.20）
- 《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）
- 《国务院关于浙江、福建、山东等 3 省国家级自然保护区和国家级风景名胜整合优化方案的批复》（国务院，2026.6.12）

2.1.3 技术导则及规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《国内航行海船法定检验技术规则（2025）》



2.1.4 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8.1）
- 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（2023.9）
- 《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）
- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划》
- 《山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》
- 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》
- 《山东省能源发展“十四五”规划》
- 《“十四五”现代能源体系规划》

2.2 环境影响评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目现状调查站位共 31 个，其中 12 个位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》内，执行国土空间规划相应标准要求，其余站位位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》之外，执行现状标准。本项目环境影响评价中所采用的环境质量标准见表 2.2-1~表 2.2-3。

表 2.2-1 本项目采用的海洋环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）	执行所在国土空间规划及现状的相应标准	海水水质质量现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	《海洋生物质量》（GB18421-2001）		海洋贝类生物质量现状评价（双壳类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）	-	海洋生物质量评价（软体类（非双壳类）、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除铬外）

表 2.2-2 位于国土空间规划范围内水质调查站位及评价标准要求

《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》		包含监测站位	执行水质标准
功能区代码	功能区名称		
/	生态保护区		一类
1-3	东营港南渔业区用海区		二类
2-1	交通运输用海区		四类
3-1	工矿通信用海区		三类



表 2.2-3 位于国土空间规划范围内沉积物/生物质量站位评价标准要求

《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》		包含监测站位	执行沉积物/生物质量标准
功能区代码	功能区名称		
/	生态保护区		一类
1-3	东营港南渔业区用海区		一类
3-1	工矿通信用海区		二类

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于渤海中部海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），项目所在海域属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），项目所在海域属于一级海区。项目所在海域位于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）控制区管控范围内。

本项目在建设过程中所产生相关污染物的排放标准见表 2.2-4。

表 2.2-4 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
含油生产水	《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 ($\geq 0.05 \sim < 0.5$) μm^2	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 $\leq 5 \mu\text{m}$	注水
钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级（GB18420.1-2009）	一级	生物毒性容许值 $\geq 30000 \text{ mg/L}$	钻井作业过程中排放的钻井液、钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	禁止排放钻井油层钻井液和钻井油层钻屑、非水基钻井液和非水基钻井液钻屑 $\text{Hg} \leq 1 \text{ mg/kg}$ ； $\text{Cd} \leq 3 \text{ mg/kg}$	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	$\text{COD} \leq 300 \text{ mg/L}$	海上钻井平台及生产阶段生活污水的排放
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井平台及生产阶段生产垃圾的处置
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	海上钻井平台及生产阶段生活垃圾的处置
船舶含油	沿海海域船舶排污设备铅封管理规定	/	全部运回陆地交有资质单位处理	建设/生产作业船舶含油



污 染 物	采用标准	等级	标准值	适用对象
污 水				污 水
船舶 生活 污水	船舶水污染物排放 控制标准 (GB3552-2018)	/	采用下列方式之一进行处理， 不得直接排海： a)利用船载收集装置，排入接 收设施； b)利用船载生活污水处理装置 处理，达到以下规定要求后在 航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换） 生活污水处理装置的船舶， BOD ₅ ≤50mg/L，SS≤150mg/L， 耐热大肠菌群≤2500 个/L；（2） 在 2012 年 1 月 1 日以后安装 （含更换）生活污水处理装置 的船舶，BOD ₅ ≤25mg/L， SS≤35mg/L，耐热大肠菌群 ≤1000 个/L，COD _{cr} ≤125mg/L， pH: 6-8.5，总氯（总余氯） ＜0.5mg/L。 污染物排放监控位置：生活污 水处理装置出水口。	船舶生活污 水
船舶 垃圾		/	禁止排海， 收集并排入接收设施	金属、塑料 废料等、生 活废弃物等
		/	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。	食品废弃物
船舶废 气	《船舶大气污染物 排放控制区实施方 案（交海发〔2018〕 168 号）》	/	船用燃油硫含量不大于 0.5% _{m/m}	作业船舶产 生的大气污 染物

2.3 环境敏感目标和环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

本项目位于渤海中部海域，工程评价范围内的环境敏感目标仅包括一般敏感区。

对于一般敏感区，新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鲢鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km、鰺产卵场 18.5km，其他产卵场、索饵场和越冬场均在评价范围外；新建管缆距鰺产卵场 6.1km、白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km，其他产卵场、索饵场和越冬



场均在评价范围外。

本项目正常海上建设和生产阶段不会对周边海洋生态保护红线等环境敏感目标产生影响，但均作为溢油风险评价关注对象。

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

2.3.2 环境保护目标

本项目在正常建设、生产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、海洋生态及鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场等环境敏感区。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海洋生态保护红线区、自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等环境敏感目标。潜在事故性溢油对周围环境敏感目标的影响范围和程度详见报告书“第八篇 海洋生态环境风险评价”。

2.4 评价内容

根据环境影响识别和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的评价内容主要为：建设阶段和正常生产过程中产生的各类污染物（主要是钻井液、钻屑、海底管缆挖沟悬浮物等）对海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态的影响评价。

本次评价的工程内容主要包括：

- 新建 1 座中心平台（BZ22-6 CEPA），2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC）；
- 新铺设 2 条海底混输管道，1 条海底输油管道，2 条海底注水管道，1 条海底输气管道和 3 条海底电缆，均挖沟埋设；
- 对依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。

2.5 评价重点

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

- 钻井作业期间排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑对工程周围海水水质、



海洋沉积物和海洋生态的影响范围及程度；

- 海底管道/电缆挖沟掀起的悬浮物对工程周围海水水质、海洋沉积物和海洋生态的影响范围及程度；

- 环境影响回顾性分析与评价；

- 环境保护对策措施及合理性分析；

- 溢油事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境及生物资源的潜在影响；

- 溢油风险事故防范对策及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

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

按照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），根据建设项目海洋生态环境影响类型和影响程度，确定评价等级。本项目影响类型主要为废水排放量、泥浆及钻屑排放量和挖沟埋设管缆总长度，其中无含 A 类污染物废水，含 B 类污染物废水为生活污水，最大排放量为 ，评价等级为 3 级，含 C 类污染物废水为温排水，最大排放量为 ，评价等级为 3 级；泥浆及钻屑最大排放量为 ，评价等级为 2 级；挖沟埋设管缆总长度约 ，评价等级为 2 级。综上，建设项目评价等级取高，为 2 级。

表 2.6-1 海洋生态环境影响评价等级判定

评价等级		1	2	3
影响类型				
废水排放量 Q ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	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	$Q \geq 500$	$50 \leq Q < 500$	$Q < 50$
泥浆及钻屑排放量 Q (10^4m^3)		$Q \geq 10$	$5 \leq Q < 10$	$Q < 5$
挖沟埋设管缆总长度 L (km)		$L \geq 10$	$60 \leq L < 100$	$L < 60$

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



2.7 评价范围

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

根据本项目评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，结合所在海域主流向为 NW，确定评价范围为项目新建设施和主要依托设施平面布置外缘线外扩约 15km 海域，沿主流向方向约 57km，垂直于主流向方向约 48km 的矩形区域，评价面积约为 2736km²。

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

表 2.7-1 评价范围拐点坐标

	经度 (E)	纬度 (N)
A		
B		
C		
D		

图 2.7-1 本项目正常生产情况下评价范围



3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

建设项目名称为渤中 22-6 油田开发项目，建设单位为中海石油（中国）有限公司天津分公司。本项目计划对渤中 22-6 油田进行开发，新建 1 座中心平台（BZ22-6 CEPA），2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC），新铺设 2 条海底混输管道，1 条海底输油管道，2 条海底注水管道，1 条海底输气管道和 3 条海底电缆，并对依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。项目属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.1 地理位置

渤中 22-6 油田位于渤海中部海域，渤中凹陷南环带，靠近渤南低凸起，距离渤中 19-2 油田约 ，西南部距岸（山东省东营市）最近约 ，油田海域水深约 。

渤中 22-6 油田开发项目地理位置见图 3.1-1。本项目新建设施和主要依托设施坐标见表 3.1-1。

表 3.1-1 本项目新建设施及主要依托设施坐标

设施名称				东经（E）	北纬（N）
新建设施	平台	BZ22-6 CEPA			
		BZ22-6 WHPB			
		BZ22-6 WHPC			
	海底管道	BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道	起点		
			终点		
		BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道	起点		
			终点		
		BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道	起点		
			终点		
		BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道	起点		
			终点		
		BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道	起点		
			终点		
	海底电缆	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道	起点		
			终点		
			起点		
		BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆	拐点 1		
			拐点 2		
			终点		
		BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6	起点		



设施名称				东经 (E)	北纬 (N)
		WHPB 平台海底电缆	终点		
		BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6	起点		
		WHPC 平台海底电缆	终点		
	依托设施	BZ19-2 CEPE			
		BZ19-6 EPP			
		BZ19-6 CEPA			
		HYSY113 FPSO			

图 3.1-1 项目地理位置图

3.1.2 建设内容及规模

本项目计划新建 1 座中心平台 (BZ22-6 CEPA), 2 座无人井口平台 (BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC), 新铺设 2 条海底混输管道 (BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台 长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台 长度约)、1 条海底输油管道 (BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台 长度约)、2 条海底注水管道 (BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台 长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台 长度约)、1 条海底输气管道 (BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台 长度约) 和 3 条海底电缆 (BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台长度约 、BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台长度约), 并对依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。

项目计划共钻井 64 口, 其中先期开发井 49 口 (28 口采油井、3 口先期排液井、2 口采气井、2 口水源井、14 口注水井), 预留井 15 口, 剩余 34 个井槽



(12 个单筒双井), 计划 2028 年 1 月投产。项目投产后最大年产油量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2029 年), 最大年产气量 $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ (2029 年)。

本项目工程总投资 (不含税) 亿元人民币, 其中环保投资 万元人民币, 其基础数据详见表 3.1-2。

表 3.1-2 本项目基础数据

项目名称		渤中 22-6 油田开发项目
产量	最大年产油	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2029 年)
	最大年产气	$\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ (2029 年)
	最大年产水	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2040 年)
	最大年注水	$\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ (2036 年、2040 年)
开发方式		注水开发
开采方式		自喷+电潜泵采油
生产设施		1 座中心平台 (BZ22-6 CEPA), 2 座无人井口平台 (BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC)
井数	BZ22-6 CEPA	计划钻井 , 其中先期开发井 (口采油井、 口先期排液井、 口注水井、 口水源井), 预留井 口, 剩余 个井槽 (个单筒双井)。
	BZ22-6 WHPB	计划钻井 口, 其中先期开发井 口 ()。
	BZ22-6 WHPC	计划钻井 口, 其中先期开发井 口 (口采油井、 口采气井、 口注水井、 口水源井), 预留井 口, 剩余 个井槽 (个单筒双井)。
合计		计划共钻井 口, 其中先期开发井 口 (口采油井、 口先期排液井、 口采气井、 口水源井、 口注水井), 预留井 口, 剩余 个井槽 (个单筒双井)。
设施设计寿命		中心平台(BZ22-6 CEPA)和中心平台外输海管(BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道和海底输气管道)为 , 井口平台 (BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC) 和井口平台外输海管 (BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道、BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道) 为 25 年。
工程总投资		亿元人民币
预计投产时间		

3.1.3 生产物流性质

3.1.3.1 原油物性

渤中 22-6 油田开发项目地面原油分析确定原油物性见表 3.1-3。



表 3.1-3 原油物性数据

井号	密度 g/cm ³ (20℃)	原油粘度 mPa·s (50℃)	含硫 %	含蜡 %	胶质 %	沥青质 %	凝固点 ℃	析蜡 点 ℃

3.1.3.2 天然气性质

渤中 22-6 油田开发项目天然气组分见表 3.1-4，天然气中不含 H₂S。

表 3.1-4 天然气组分

井号	天然气组分 (%)										
	甲烷	乙烷	丙烷	异丁烷	正丁烷	异戊烷	正戊烷	己烷以上	氮气	二氧化碳	硫化氢

3.1.4 生产预测数据

渤中 22-6 油田生产预测数据见表 3.1-5，最大日产油为 m³/d，最大日产水为 m³/d，最大日产气为 ×10⁴m³/d，最大日注水为 m³/d。BZ22-6 CEPA 平台生产预测数据见表 3.1-6，BZ22-6 WHPB 平台生产预测数据见表 3.1-7，BZ22-6 WHPC 平台生产预测数据见表 3.1-8。

表 3.1-5 渤中 22-6 油田生产预测表

年份	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								



年份	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								
2052								

表 3.1-6 BZ22-6 CEPA 平台生产预测表

年份	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								



年份	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2052								

表 3.1-7 BZ22-6 WHPB 平台生产预测表

年份	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								
2052								

表 3.1-8 BZ22-6 WHPC 平台生产预测表

日期	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								



日期	日产量				年产量			
	油	水	气	注水	油	水	气	注水
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁸ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								
2041								
2042								
2043								
2044								
2045								
2046								
2047								
2048								
2049								
2050								
2051								
2052								

3.2 工程开发方案概述

渤中 19-6 气田包括 BZ19-6 CEPA 平台、BZ19-6 WHPA 平台、BZ19-6 WHPB 平台、BZ19-6 WHPC 平台、BZ19-6 WHPM 平台、BZ19-6 BOP 平台、BZ19-6 WHPE 平台、BZ19-6 WHPF 平台、BZ19-6 WHPG 平台和一座滨州终端。各井口平台所产物流输送至 BZ19-6 CEPA 平台处理，处理后的干气输往滨州终端，分离出的凝析油输往 HYSY113 FPSO 储存外输。

新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油，再通过新建海底输油管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后越站输送至 HYSY113 FPSO 处理储存。生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，BZ22-6 CEPA 和 BZ22-6 WHPC 平台各设置 1 口水源井补充注水缺口。BZ22-6 CEPA 平台分离出的湿天然气通过新建 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道输送至 BZ19-6 CEPA 平台（与 BZ19-2 CEPE 平台栈桥相连），经三甘醇脱水处理后输送到滨州终端。2039 年及以后，为了满足海管流动安全保



障需求，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理，处理后的合格原油下舱储存，生产水处理达标后回注地层。项目依托渤中-垦利岸电工程供电，新建 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆，由 BZ22-6 CEPA 平台向 BZ22-6 WHPB、BZ22-6 WHPC 平台供电。

本项目物流走向见图 3.2-1，总体开发方案示意图 3.2-2。

图 3.2-1 本项目主要物流走向示意



图 3.2-2 本项目开发方案示意图



3.3 新建工程组成

本项目计划新建 1 座中心平台、2 座无人井口平台、6 条海底管道和 3 条海底电缆。新建工程组成见表 3.3-1。

表 3.3-1 本项目新建工程组成

工程组成	设施及规模			
BZ22-6 CEPA 平台	新建 1 座 8 腿导管架中心处理平台，设有 40 个井槽（8 个角为单筒双井），分为上、中、下层和工作甲板，布置 120 人生活楼，设有原油处理系统、天然气处理系统、生产水处理系统、开式排放系统、闭式排放系统等生产和公用设施。原油设计处理能力 m^3/d ，天然气设计处理能力 $\times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ，生产水设计处理能力 m^3/d ，注水能力 m^3/d ，生活污水设计处理能力 m^3/d 。			
BZ22-6 WHPB 平台	新建 1 座 4 腿导管架无人井口平台，设有 24 个井槽（上下双层的 4 个角为单筒双井），分为上、中和下层甲板，布置了油气计量系统、柴油系统、开排系统、闭排兼冷放空系统等生产和公用设施。注水能力为 m^3/d 。			
BZ22-6 WHPC 平台	新建 1 座 4 腿导管架无人井口平台，设有 24 个井槽（包括 4 个单筒双井），分为上、中和下层甲板，布置了油气计量系统、柴油系统、开排系统、闭排兼冷放空系统等生产和公用设施。注水能力为 m^3/d 。			
海底管道	名称	数量	管径 (in)	管长 (km)
	BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道	1		
	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道	1		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管	1		
	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管	1		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道	1		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道	1		
海底电缆	名称	数量	长度 (km)	
	BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆	1		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆	1		
	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆	1		

3.4 新建设施概况

3.4.1 BZ22-6 CEPA 平台

新建 BZ22-6 CEPA 平台为 8 腿导管架中心处理平台。导管架工作点间距为 m ，平台设有 40 个井槽，井槽排列为 $\text{m} \times \text{m}$ ，南北两侧井口区对称布置于 A/B 轴外侧，3 轴和 4 轴之间，井槽间距为 m 。采用自升式钻井平台进行钻完井作业，修井机

进行修井作业。平台分为上、中、下层和工作甲板，其上主要布置了油气处理设施、柴油系统、开排系统、海水系统、消防系统以及电气房间等。

新建 BZ22-6 CEPA 平台立面示意图见图 3.4-1。

3.4.1.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 ， 。

井口区布置于 A/B 轴外侧，3 轴和 4 轴之间。自东向西布置了高效聚结分离器、淡水系统、化学药剂系统、柴油系统、热介质系统等设备。平台设有火炬头、冷放空头，布置在上层甲板东侧。

甲板 2 轴北侧设 1 台电动吊机用于设备检修及维护和常规的吊货作业等。甲板 2 轴南侧设 1 台柴油吊机用于设备检修及维护和常规的吊货作业等。

平台西侧布置 120 人生活楼，生活楼顶设直升机电梯， 。上层甲板平面布置示意图见图 3.4-2。

3.4.1.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 。

在 2 轴处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。防爆墙西侧主要布置了应急发电机间，应急开关间，电潜泵控制间，储藏间，高压开关间，主开关间等。防爆墙东侧布置有核桃壳过滤器、注水缓冲罐、伴生气压缩机、伴生气冷却器、二级生产加热器、低压压缩机、电脱水器、二级分离器等设备。二层电气房间标高 ，布置了中控间、中控设备间、FM200 间、主变压器间、电潜泵变压器间和暖通设备等。

中层甲板布置示意图见图 3.4-3。

3.4.1.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 ， 。

在 2 轴处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。1 轴与防火墙之间布置电动消防泵、注水泵、双介质过滤器、注水增压泵、生活污水处理装置等。1 轴西侧布置公用及仪表风系统、膜制氮系统等设备。防火墙东侧布置有双介质过滤器、污油系统、热介质泄放罐、置换泵、一级分离器、段塞流捕集器、原油外输泵、闭排系统、原油加热



器等；井口区东侧/4 轴东侧布置了清管器收发球筒、注水管汇、火炬系统等。

下层甲板布置示意图见图 3.4-4。

3.4.1.4 工作甲板

A 轴东南侧、B 轴东北侧工作甲板尺寸各为 ，标高 。其中 3/4 轴之间井口区工作甲板为格栅板。4 轴东侧布置有开排系统。

工作甲板布置示意图见图 3.4-5。



图 3.4-1 BZ22-6 CEPA 平台立面图（南向）

图 3.4-2 BZ22-6 CEPA 平台上层甲板平面布置示意

图 3.4-3 BZ22-6 CEPA 平台中层甲板平面布置示意

图 3.4-4 BZ22-6 CEPA 平台下层甲板平面布置示意

图 3.4-5 BZ22-6 CEPA 平台工作甲板平面布置示意

3.4.2 BZ22-6 WHPB 平台

新建 BZ22-6 WHPB 平台为 4 腿导管架无人井口平台。导管架工作点间距为 ，平台设有 24 个井槽，井槽排列为 ，井槽间距为 。采用自升式钻井平台进行钻完井及修井作业。平台分为上、中和下层甲板，其上主要布置了油气计量设施、柴油系统、开排系统、注水系统、消防系统以及电气房间等。

新建 BZ22-6 WHPB 平台立面示意图见图 3.4-6。

图 3.4-6 BZ22-6 WHPB 平台立面图（南向）

3.4.2.1 上层甲板

上层甲板尺寸为 。

井口区布置于 A/B 轴内侧，1 轴和 2 轴之间。在 1 轴处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。防爆墙西侧布置有 FM200 间、电潜泵控制间、环保厕所、休息室等；二层电气房间标高 ，布置了中控设备间、变频器间等。防爆墙东侧布置柴油系统、化学药剂注入撬等。

平台设有放空头，布置在上层甲板东侧。甲板 1 轴北侧设 1 台电动吊机用于设备检修及维护和常规的吊货作业等。上层甲板平面布置示意图见图 3.4-7。

3.4.2.2 中层甲板

中层甲板尺寸为 。

处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。防爆墙西侧主要布置了主开关间、高压开关间及电动消防泵、暖通设备等。防爆墙东侧布置有注水管汇、井口控制盘、外输加热器、清管器收球筒、注水收发球筒等设备。

中层甲板布置示意图见图 3.4-8。

3.4.2.3 下层甲板

下层甲板尺寸为 。

在 1 轴向东 4.7m 处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙



西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。1 轴与防火墙之间布置柴油消防泵等。1 轴西侧布置变压器间与暖通设备等。防火墙东侧布置有生产管汇、闭排系统、开排系统、清管器发射器等设备。

下层甲板布置示意图见图 3.4-9。



图 3.4-7 BZ22-6 WHPB 平台上层甲板平面布置示意

图 3.4-8 BZ22-6 WHPB 平台中层甲板平面布置示意

图 3.4-9 BZ22-6 WHPB 平台下层甲板平面布置示意

3.4.3 BZ22-6 WHPC 平台

新建 BZ22-6 WHPC 平台为 4 腿导管架无人井口平台。平台设有 24 个井槽，井槽排列为 4（列）×6（行），采用自升式钻井平台进行钻完井及修井作业。平台分为上、中和下层甲板，其上主要布置了油气计量设施、柴油系统、开排系统、淡水系统、消防系统以及电气房间等。

新建 BZ22-6 WHPC 平台立面示意图 3.4-10。

图 3.4-10 BZ22-6 WHPC 平台立面图（南向）

3.4.3.1 上层甲板

上层甲板尺寸为。

井口区布置于 A/B 轴内侧，1 轴和 2 轴之间。在 1 轴处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。防爆墙西侧布置有 FM200 间、电潜泵控制间、环保厕所、休息室；防爆墙东侧布置柴油系统、化学药剂注入撬等。二层电气房间标高，布置了中控设备间、变频器间、电池间、储藏间、吸烟室等。平台设有放空头，布置在上层甲板东侧。甲板 1 轴北侧设 1 台电动吊机用于设备检修及维护和常规的吊货作业等。上层甲板平面布置示意图见图 3.4-11。

3.4.3.2 中层甲板

中层甲板尺寸为。

处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。防爆墙西侧主要布置了主开关间及电动消防泵、暖通设备。防爆墙东侧布置有多路阀、多相流量计、井口控制盘、井口加热器、注水收球筒、水源井系统等设备。

中层甲板布置示意图见图 3.4-12。

3.4.3.3 下层甲板

下层甲板尺寸为。

在 1 轴向东处布置了 H60 防爆墙，将危险区和安全区分隔开，防爆墙



西侧为安全区，防爆墙东侧为危险区。1 轴与防火墙之间布置柴油消防泵、淡水系统等。1 轴西侧布置变压器间与暖通设备等。防火墙东侧布置有注水管汇、井口控制盘、多路阀、闭排系统、开排系统、清管球发射器等设备。

下层甲板布置示意图见图 3.4-13。



图 3.4-11 BZ22-6 WHPC 平台上层甲板平面布置示意

图 3.4-12 BZ22-6 WHPC 平台中层甲板平面布置示意

图 3.4-13 BZ22-6 WHPC 平台下层甲板平面布置示意

3.4.4 新建海底管道

本项目计划新建 6 条海底管道，均为直线路由挖沟埋设，新建海底混输和输油管道采用双层保温管结构，新建输气管道和注水管道采用单层管结构，均为碳钢管道。管道的长度和管径等参数见表 3.4-1。管道截面示意图见图 3.4-14 和图 3.4-15。

表 3.4-1 海底管道设计参数

海底管道	管长 (km)	管径 (in)	设计温度 (℃)	设计压力 (MPa)	设计寿命 (a)	备注
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道						
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道						
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道						

图 3.4-14 双层保温钢管截面示意图

图 3.4-15 单层钢管截面示意图

3.4.5 新建海底电缆

本项目新建 3 条海底电缆，具体参数见表 3.4-2。其中，BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆和 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆采用直线路由。BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆为满足节约集约用海要求，从 BZ19-6 EPP 平台引出后沿 BZ26-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台 CO₂ 海底管道北侧向东南敷设，后转向南至 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道北侧，然后与其并行至 BZ22-6 CEPA 平台。海底电缆路由走向见图 3.4-16。



表 3.4-2 新建海底电缆基础数据

序号	电缆	长度 (km)	等级、材质
1	BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆		
2	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底 电缆		
3	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底 电缆		



图 3.4-16 本项目新建海底电缆路由走向

3.4.6 新建设施防腐

本项目新建平台全浸区的外部腐蚀采用外加电流联合牺牲阳极阴极保护方案，并设置一套阴极保护监测系统，牺牲阳极设计保护年限 年。

新建海底管道外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，采用手镯型铝基牺牲阳极。海底管道内防腐采用“碳钢+缓蚀剂”的方案。新建海底输气管道内腐蚀裕量为 mm，其余 条海底管道内腐蚀裕量为 mm。

3.5 生产工艺流程

3.5.1 新建 BZ22-6 CEPA 平台

3.5.1.1 总体工艺流程

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台处理来自 BZ22-6 WHPB、BZ22-6 WHPC 平台所产物流和本平台井口物流。

来自 BZ22-6 WHPB 平台的物流首先进入段塞流捕集器进行气液分离，分离出的气去伴生气处理系统，分离出的液与 BZ22-6 CEPA 平台经多路阀和多相流量计计量后的井口物流汇合，经过含水原油/合格油换热器换热后，去一级分离器处理，油相脱水至 40%；分离出的油相物流经过二级生产加热器加热后进入二级分离器作进一步脱水；油相出口含水原油（含水率 $\leq 20\%$ ）经电脱进料泵增压后进入电脱水器处理成合格原油，与一级分离器入口来液换热后进入原油缓冲罐，通过原油外输泵外输至 BZ19-2 CEPE 平台越站输送至 HYSY113 FPSO。2039 年及以后为满足海管最小输量旁通电脱水器外输。一级分离器和二级分离器分离出来的气体进入伴生气处理系统。一级分离器分离出的水去生产水处理系统；二级分离器分离出来的水增压后与电脱水器分离出的水汇合后回流至一级分离器入口循环处理或进入生产水处理系统。

BZ22-6 CEPA 平台总体工艺流程示意图 3.5-1。

图 3.5-1 BZ22-6 CEPA 平台总体工艺流程示意

3.5.1.2 伴生气处理系统

一级分离器和段塞流捕集器分离出的气体一起进入伴生气冷却器冷却至 40℃，进入伴生气压缩机系统；二级分离器分离出来的气体经低压气压缩机系统增压后，进入伴生气压缩机系统。伴生气压缩机系统将气体增压冷却后，外

输至 BZ19-6 CEPA 平台湿气压缩机系统进一步增压脱水后去往滨州终端。
BZ22-6 CEPA 平台伴生气处理工艺流程示意图 3.5-2。

图 3.5-2 BZ22-6 CEPA 平台伴生气处理工艺流程示意

3.5.1.3 生产水处理系统

生产水经过滤器过滤后进入“高效聚结分离器+核桃壳过滤器”两级处理流程，处理后的生产水进入注水系统。从高效聚结分离器分离出的污油进入污油罐，通过污油泵打回到生产分离器入口。BZ22-6 CEPA 平台生产水处理流程见图 3.5-3。

图 3.5-3 BZ22-6 CEPA 平台生产水处理流程示意

3.5.1.4 水源井/注水系统

本项目存在注水缺口，BZ22-6 CEPA 平台有 1 口水源井补充注水水源。正常工况下 BZ22-6 CEPA 平台经旋流除砂、脱气和过滤后的水源井水直接进入注水系统，当水源井水含油时，需要进入生产水处理系统进行处理。

注水系统主要流程为“双介质过滤器+注水缓冲罐+注水泵”。生产水处理系统来水经过双介质过滤器处理达标（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后进入缓冲罐，由注水泵将一部分注水在本平台回注地层，另一部分通过海底注水管道输往 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台进行回注。

图 3.5-4 BZ22-6 CEPA 平台水源井/注水处理流程示意

3.5.2 新建 BZ22-6 WHPB 平台

各单井所产物流经多路阀和多相流量计计量后，在生产管汇汇合，与来自 BZ22-6 WHPC 平台物流混合后，输送至 BZ22-6 CEPA 平台。BZ22-6 WHPB 平台工艺流程示意图 3.5-5。

图 3.5-5 BZ22-6 WHPB 平台工艺流程示意

3.5.3 新建 BZ22-6 WHPC 平台

各单井所产物流经多路阀和多相流量计计量后，在生产管汇汇合，与经旋流除砂后的水源井水混合后输送至 BZ22-6 WHPB 平台。BZ22-6 WHPC 平台工艺流程示意图见图 3.5-6。

图 3.5-6 BZ22-6 WHPC 平台工艺流程示意

3.5.4 依托 BZ19-2 CEPE 平台

本项目物流不进入 BZ19-2 CEPE 平台处理流程。BZ19-2 CEPE 平台新增清管球接收器和段塞流捕集器仅用于清管工况。正常运行工况，BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油经新建海底输油管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后越站输送至 HYSY113 FPSO 处理储存；2039 年及以后 BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理、储存和外输。BZ22-6 CEPA 平台处理后湿天然气通过新建海底输气管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台（与 BZ19-6 CEPA 平台栈桥相连），经工艺管线输送至 BZ19-6 CEPA 平台湿气压缩机和三甘醇脱水系统。

3.5.5 依托 BZ19-6 CEPA 平台

BZ19-6 CEPA 平台的主要功能为油气接收及外输、气液分离、天然气脱水、凝析油稳定、凝液回收。BZ19-6 CEPA 平台接收来自井口平台的物流，进行油气处理。主要工艺设备有段塞流捕集器、一级分离器、二级分离器、换热器、加热器、冷却器、聚结分离器、凝液回收系统、三甘醇脱水系统，并配置有闪蒸汽压缩机和湿气压缩机、清管球接收器和发射器。

来自 BZ22-6 CEPA 平台的湿天然气经湿气压缩机增压后进入三甘醇脱水系统，脱水后的天然气通过外输管道输送至滨州终端。生产工艺流程见图 3.5-7。

图 3.5-7 BZ19-6 CEPA 平台生产工艺流程示意

3.5.6 依托 HYSY113 FPSO

HYSY113 FPSO 的原油处理分两个系列,渤中 25-1 系列处理渤中 25-1 油田、渤中 26-2 油田、渤中 26-3 油田和渤中 19-4 油田来液,渤中 19-6 系列处理渤中 19-6 气田、渤中 19-2 油田和渤中 22-6 油田来液。

2028 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油绝大部分通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO 下舱储存,不进入处理流程;少部分合格原油经 BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道输送至 BZ19-4 WHPB 平台,依次经 BZ19-4 WHPA 平台、BZ25-1 WHPA 平台和 BZ25-1 WHPB 平台越站输送至 HYSY113 FPSO,经渤中 25-1 系列处理后下舱储存。

2029~2034 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO 下舱储存,不进入处理流程。

2035~2038 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO,因渤中 19-6 区域掺水外输,需进入渤中 19-6 系列处理后下舱储存。

2039 年及以后,为了满足海管流动安全保障需求, BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO,经渤中 19-6 系列处理后下舱储存。

渤中 25-1 系列流程:来自 BZ25-1 WHPB 平台和 BZ25-1 WHPD 平台的物流进入游离水分离器分离出大部分游离水并初步脱气,分离出的原油加热后进入热处理器进一步脱除游离水,并对原油中夹带的伴生气进行脱气,随后原油经电脱水器处理至合格原油后进入合格油舱储存,各级处理分离出的水进入生产水处理系统处理达标后回注。

渤中 19-6 系列流程:来自 BZ19-6 CEPA 平台物流经生产分离器脱水后,进入原油冷却器冷却,处理后的合格原油下舱储存,生产分离器分离出的水进入

生产水处理系统处理达标后回注。

HYSY113 FPSO 工艺流程见图 3.5-8。

图 3.5-8 HYSY113 FPSO 工艺流程示意

HYSY113 FPSO 生产水处理系统对来自原油处理系统的生产水采用沉降加气浮选除油和核桃壳过滤器三级处理流程处理后回注地层。来自原油处理系统及污油舱的含油污水（含油浓度约 500mg/L）首先进入污水沉降舱，进行重力分离，经过沉降分离后的含油污水（含油浓度 $\leq 200\text{mg/L}$ ）由污水泵提升至气体浮选器进行油水分离，经浮选器浮选处理后的含油污水（含油浓度 $\leq 40\text{mg/L}$ ），再进入双介质核桃壳过滤器进行处理。含油污水处理过程中产生的污油进入污油舱。开式排放系统用于接收来自设备区的开式排放物，这些排放物汇集于开式排放管汇，流入污油舱。闭式排放系统接收来自设备区的含烃类物质的压力排放物，这些排放物汇集于闭式排放管汇，流入污油舱。污油舱中分离出的污油返回原油处理系统；分离出的污水输往污水沉降舱，返回生产水处理系统。

经过上述三级油水分离处理后的污水达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）石油类含量 $\leq 15\text{mg/L}$ 标准后，进入注水系统，用作油田注水水源注入地层。HYSY113 FPSO 生产水处理系统工艺流程图见图 3.5-9。

图 3.5-9 HYSY113 FPSO 生产水处理工艺流程示意

3.5.7 依托滨州终端

滨州终端天然气处理工程的总体工艺由天然气进站预分离单元、天然气脱酸单元、天然气脱水单元、天然气制冷单元、天然气分馏单元、凝液稳定单元、天然气外输单元构成。

渤中油气田群天然气上岸进终端，利用进站预分离单元的段塞流捕集器进行缓冲及气液分离，分离出的气相（冬季工况时）经天然气预热器及天然气加热器加热后，送至后续天然气处理部分。分离出的凝液，经过凝液加热器加热后，进入生产分离器进行气、液分离，液体至凝液稳定单元进行处理；气相与来自段塞流捕集器的气相一起送至下游进行处理。

天然气经胺法脱酸后，再经分子筛吸附脱水，脱水后的天然气进入制冷单元和分馏单元，生产干气、丙烷、丁烷或 LPG 和稳定轻烃产品。脱酸单元脱除的 CO_2 进入 CO_2 回收利用装置，一部分生产液体 CO_2 和干冰，一部分返输海上进行驱油和封存。外输干气增压计量后输往下游用户，丙烷、丁烷、液化石油气、稳定轻烃及食品级 CO_2 等液态产品进罐储存，采用管输或装车方式外销，固体干冰装车外销。天然气处理总体工艺流程见图 3.5-10。

图 3.5-10 天然气处理总体工艺流程示意

3.6 依托设施校核及改造

3.6.1 依托设施概况

本项目依托现有工程设施进行开发，主要依托设施包括 8 个平台，1 艘 FPSO，7 条海底管道和 1 座陆上终端。

依托设施概况见表 3.6-1。

表 3.6-1 主要依托设施概况

设施	基本概况	依托功能
BZ19-2 CEPE 平台	1 座 4 腿导管架中心平台，主要功能为原油处理、天然气压缩、生产水处理等，与 BZ19-6 WHPA 平台栈桥连接。	合格原油和湿天然气经该平台越站外输
BZ19-6 WHPA 平台	1 座 4 腿导管架平台，主要功能为气液分离、天然气脱水等。	部分原油经该平台越站外输
BZ19-4 WHPA 平台	1 座 4 腿导管架平台，平台上设置生产管汇、计量及井口装置等。	
BZ19-4 WHPB 平台	1 座 4 腿导管架平台，平台上设置生产管汇、计量及井口装置等。	
BZ25-1 WHPA 平台	1 座 4 腿导管架井口平台，平台上设置生产管汇、计量及井口装置等。	
BZ25-1 WHPB 平台	1 座 4 腿导管架井口平台，平台上设置生产管汇、计量及井口装置。	湿天然气在该平台脱水后外输
BZ19-6 CEPA 平台	1 座导管架中心处理平台，主要功能为物流接收及外输、气液分离、天然气脱水、凝析油稳定、凝液回收等。	
HYSY113 FPSO	16 万吨级海上浮式生产储油装置，设有 130 人生活楼、原油处理工艺系统、生产水处理系统和生活污水处理系统等；FPSO 处理来自周边油田的物流。	合格原油的储存和外输
BZ19-6 EPP 平台	1 座 4 腿导管架结构电力动力平台，设有	电力引自该平台



设施	基本概况	依托功能
	220kV、35 kV、10.5 kV 、0.4kV 和 0.23kV 五个电压等级，不设生活楼，设置直升机甲板，平台上部组块分上层甲板、中层甲板、下层甲板和 工作甲板。	
滨州终端	滨州终端于 2024 年 4 月投产，位于滨州北海经济开发区，主要处理来自海上渤中及周边油田群的天然气，处理为外输天然气、丙烷、丁烷或液化天然气、LPG、稳定轻烃等产品，主要包括天然气处理系统、二氧化碳回收利用、储运工程等。	天然气在滨州终端进行处理、储存、外输。
BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 海底输油管道		物流输送
BZ19-6 CEPA 平台至滨州终端输气管道		
BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道		
BZ19-4 WHPB 平台至 BZ19-4 WHPA 平台海底混输管道		
BZ19-4 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPA 平台海底混输管道		
BZ25-1 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPB 平台海底混输管道		
BZ25-1 WHPB 平台至 HYSY113 FPSO 海底混输管道		

3.6.2 依托设施改造

本项目对 BZ19-2 CEPE 平台和 BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。

3.6.2.1 BZ19-2 CEPE 平台

工作甲板 1 轴西侧外扩，布置新增 2 台清管球接收器和 1 台段塞流捕集器。改造示意图见图 3.6-1。

3.6.2.2 BZ19-6 EPP 平台

新增海缆箱，开关柜进行更换扩容等。



图 3.6-1 BZ19-2 CEPE 平台工作甲板改造示意



3.6.3 依托设施能力校核

3.6.3.1 依托 BZ19-6 CEPA 平台

本项目的湿天然气经 BZ19-6 CEPA 平台湿气压缩机增压后进入三甘醇脱水系统，脱水后的天然气通过外输管道输送至滨州终端。经校核，本项目投产后 BZ19-6 CEPA 平台湿气压缩机和三甘醇脱水系统依托可行。B19-6 CEPA 平台处理能力校核见表 3.6-2。

表 3.6-2 BZ19-6 CEPA 平台处理能力校核

BZ19-6 CEPA 平台	处理能力 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	本项目投产后最大处理量 ($10^4\text{m}^3/\text{d}$)	依托可行性
湿气压缩机			可行
三甘醇脱水系统			

表 3.6-3 BZ19-6 CEPA 平台湿气压缩机处理量

注：2030 年渤中 19-6 气田 II 期开发项目预留的湿气压缩机投用。

表 3.6-4 BZ19-6 CEPA 平台三甘醇脱水系统处理量

年份	BZ22-6 油田处理量 $10^4\text{m}^3/\text{d}$	BZ19-2 油田处理量 $10^4\text{m}^3/\text{d}$	BZ19-6 气田处理量 $10^4\text{m}^3/\text{d}$	本项目投产后总处理量 $10^4\text{m}^3/\text{d}$
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				
2036				
2037				
2038				
2039				
2040				
2041				
2042				
2043				
2044				
2045				
2046				
2047				



2048				
2049				
2050				
2051				
2052				

3.6.3.2 依托 HYSY113 FPSO

a. 2028 年校核

2028 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油大部分通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO 下舱储存, 不进入处理流程; 少部分合格原油经 BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道输送至 BZ19-4 WHPB 平台, 依次经 BZ19-4 WHPA 平台、BZ25-1 WHPA 平台和 BZ25-1 WHPB 平台越站输送至 HYSY113 FPSO, 经渤中 25-1 系列处理后下舱储存。2028 年本项目主要物流走向见图 3.6-2。

图 3.6-2 2028 年本项目主要物流走向示意

经校核油、水和液处理能力满足接入需求, 无需改造。HYSY113 FPSO 处理能力校核见表 3.6-5。

表 3.6-5 HYSY113 FPSO 处理能力校核

HYSY113 FPSO	处理能力 (m ³ /d)	本项目投产后最大处理量 (m ³ /d)	依托可行性
油 (渤中25-1系列)			可行
液 (渤中25-1系列)			可行
水			可行

b. 2029~2034 年校核

2029~2034 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO, 直接下舱储存。2029~2034 年本项目主要物流走向见图 3.6-3。

图 3.6-3 2029~2034 年本项目主要物流走向示意

c. 2035 年及以后校核

2035~2038 年, BZ22-6 CEPA 平台处理后的合格原油通过 BZ19-6 CEPA 平



台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO，因渤中 19-6 区域掺水外输，需进入渤中 19-6 系列处理后下舱储存，生产水处理达标后回注地层。2035~2038 年本项目主要物流走向见图 3.6-4。

图 3.6-4 2035~2038 年本项目主要物流走向示意

2039 年及以后，为了满足海管流动安全保障需求，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油通过 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 的海底输油管道输送至 HYSY113 FPSO，经渤中 19-6 系列处理后下舱储存，生产水处理达标后回注地层。2039 年及以后本项目主要物流走向见图 3.6-5。

图 3.6-5 2039 年及以后本项目主要物流走向示意

经校核油、水和液处理能力满足接入需求，无需改造。HYSY113 FPSO 处理能力校核见表 3.6-5。

本项目接入后，HYSY113 FPSO 的最大外输周期为 4.3 天。

表 3.6-6 HYSY113 FPSO 处理能力校核

HYSY113 FPSO	处理能力 (m ³ /d)	本项目投产后最大处理量 (m ³ /d)	依托可行性
油 (渤中19-6系列)			可行
液 (渤中19-6系列)			可行
水			可行

表 3.6-7 HYSY113 FPSO 处理量

年份	渤中 19-6 线物流 (渤中 22-6 油田投产前)			渤中 22-6 油田物流			HYSY113 处理量 (BZ19-6 系列)			生产水处理系统
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	水
	m ³ /d			m ³ /d			m ³ /d			m ³ /d
2035										
2036										
2037										
2038										
2039										
2040										



年份	渤中 19-6 线物流（渤中 22-6 油田投产前）			渤中 22-6 油田物流			HYSY113 处理量（BZ19-6 系列）			生产水处理系统
	油	水	液	油	水	液	油	水	液	水
	m ³ /d			m ³ /d			m ³ /d			m ³ /d
2041										
2042										
2043										
2044										
2045										
2046										
2047										
2048										
2049										
2050										
2051										
2052										

注：渤中 19-6 线物流包括渤中 19-6 气田、渤中 19-2 油田和渤中 22-6 油田来液。

3.6.3.3 依托海底管道校核

本项目投产后将依托已建 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 海底输油管道、BZ19-6 CEPA 平台至滨州终端输气管道、BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道、BZ19-4 WHPB 平台至 BZ19-4 WHPA 平台海底混输管道、BZ19-4 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPA 平台海底混输管道、BZ25-1 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPB 平台海底混输管道和 BZ25-1 WHPB 平台至 HYSY113 FPSO 海底混输管道。本项目依托海底管道校核情况见表 3.6-8。

表 3.6-8 依托海底管道校核

海底管道	投产时间	设计年限(年)	管径(″)	管长(km)	设计压力(kPaA)	依托压力(kPaA)	设计温度(℃)	依托温度(℃)	校核结果
BZ19-6 CEPA 平台至滨州终端输气管道									
BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 海底输油管道									
BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道									
BZ19-4 WHPB 平台至 BZ19-4 WHPA 平台海底混输管道									
BZ19-4 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPA 平台海底									



海底管道	投产时间	设计年限(年)	管径(″)	管长(km)	设计压力(kPaA)	依托压力(kPaA)	设计温度(℃)	依托温度(℃)	校核结果
混输管道									
BZ25-1 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPB 平台海底 混输管道									
BZ25-1 WHPB 平台至 HYSY113 FPSO 海底混 输管道									

本项目投产后依托的 7 条海底管道，其中 5 条海底管道的依托压力和温度均未超过原设计值，另外 2 条海底管道存在依托压力或温度超过原设计值的情况，经校核依托压力和温度下，海底管道结构强度满足规范要求。因此，依托海底管道在原设计寿命年限内均能够满足现设计条件。在达到已建管道原设计寿命前须进行检测评估，以保证管道的使用安全。

3.6.3.4 依托滨州终端

渤中 22-6 油田所产天然气经 BZ19-6 CEPA 平台脱水后输往滨州终端进一步处理。

滨州终端主要处理来自渤中油气田群所产的天然气，现有工程的天然气处理能力为 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （最大处理能力 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ ），污水处理设计规模为 m^3/d 。计划进行两次扩建，2026 年天然气最大处理能力达到 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ；2035 年天然气最大处理能力达到 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理设计规模为 m^3/d 。

本项目投产后，2035 年之前滨州终端最大进站气量为 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （2029 年），最大污水量 m^3/d （2029 年），未超过滨州终端天然气最大处理能力以及污水处理能力，能够满足本项目接入需求；2035 年及之后滨州终端最大进站气量为 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ （2041 年），最大污水量 m^3/d （2041 年），未超过滨州终端天然气最大处理能力以及污水处理能力，能够满足本项目接入需求，无需进行改造。

3.7 施工和建设方案

3.7.1 钻完井方案

3.7.1.1 钻井设备和钻修井方式

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，为批钻方式。BZ22-6 CEPA 平台采用修井机进行修井作业，BZ22-6 WHPB/WHPC 平台采用自升式钻井平台进行修井作业。BZ22-6 CEPA 平台采用 2 艘自升式钻井平台在双侧井口同步钻

完井，BZ22-6 WHPB/WHPC 平台均采用 1 艘自升式钻井平台进行钻完井作业。

3.7.1.2 井槽排列及间距

BZ22-6 CEPA 平台采用双井口区布置，井槽排列为 ，共 40 个井槽（8 个角为单筒双井），井槽间距为 。BZ22-6 WHPB/WHPC 平台井槽排列均为 （上下双层的 4 个角为单筒双井），共 24 个井槽，井槽间距为 。井槽布置图见图 3.7-1~图 3.7-3。BZ22-6 CEPA 平台 3 口先期排液井（A17、A20H、A8）在排液 6 个月后转为注水井。

图 3.7-1 BZ22-6 CEPA 平台井槽布置示意

图 3.7-2 BZ22-6 WHPB 平台井槽布置示意

图 3.7-3 BZ22-6 WHPC 平台井槽布置示意

3.7.1.3 井身结构

BZ22-6 CEPA 平台先期钻 23 口井的总进尺为 m，平均井深 m，最大井深 m，最小井深 m。BZ22-6 WHPB 平台先期钻 13 口井的总进尺为 m，平均井深 m，最大井深 m，最小井深 m。BZ22-6 WHPC 平台先期钻 13 口井的总进尺为 m，平均井深 m，最大井深 m，最小井深 m。

本项目各新钻井井身结构及套管参数见表 3.7-1，典型井井身结构示意图 3.7-4~图 3.7-9，图中井深为所有同类井平均井深。15 口预留井井身结构参考先期钻井，其中 BZ22-6 CEPA 平台的 3 口预留井、BZ22-6 WHPB 平台的 2 口预留井和 BZ22-6 WHPC 平台的 2 口预留井参考 ，BZ22-6 WHPC 平台的 2 口预留井参考常规定向井、6 口预留井参考 。实际井身结构可能会根据现场钻井情况进行调整。



表 3.7-1 渤中 22-6 油田开发项目井身结构及套管参数

平台	井型	井号	平均 井深 (m)	井眼尺寸(in)×井深(m)	套管尺寸(in)×下深(m)
BZ22-6 CEPA					
BZ22-6 WHPB					
BZ22-6 WHPC					

图 3.7-4 3000m 常规定向井井身结构示意	图 3.7-5 常规水平井井身结构示意
图 3.7-6 3600m 水平分支井井身结构示意	图 3.7-7 3200m 带领眼水平井井身结构示意
图 3.7-8 6000m 大位移水平井井身结构示意	图 3.7-9 带领眼大位移井井身结构示意



3.7.1.4 钻井液体系

本项目各井段钻井液体系是在分析本油田探井及周边油田钻井液体系使用情况基础上，根据地层岩性、井底温度和压力确定，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。

部分大位移井在 12-1/4"井段计划使用合成基钻井液。除此之外，计划采用海水膨润土浆/水基钻井液进行钻进。各井段钻井液体系见表 3.7-2。

表 3.7-2 本项目不同井段采用的钻井液

类别	井眼尺寸 (in)	钻井液类型 (中文)

注：上表中具体钻井液可能根据实际情况有所调整。

3.7.2 施工方案

本项目建设阶段主要包括钻完井作业、平台导管架及上部组块安装、海底管道/电缆铺设、依托平台改造等工作。本项目施工作业计划见表 3.7-3。本项目使用的各类施工船舶应满足工程能力要求，可能会根据实际情况选择同等类型船舶。

表 3.7-3 项目施工作业计划

施工内容		施工船舶功能类型	数量 (艘)	施工天数 (d)	施工人数 (人)
BZ22-6 CEPA 平台	导管架、组块海上安装	浮吊	1		
		驳船	2		
	新建平台连接调	生活支持船	1		



施工内容		施工船舶功能类型	数量（艘）	施工天数（d）	施工人数（人）
	试	拖轮/供应船	1		
	钻完井	钻井平台	2		
		拖轮	4		
	钻完井（预留井）	钻井平台	1		
		拖轮	2		
BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台	导管架、组块海上安装	浮吊	1		
		驳船	2		
	新建平台连接调试	生活支持船	1		
		拖轮/供应船	1		
	钻完井	钻井平台	1		
		拖轮	2		
	钻完井（预留井）	钻井平台	1		
		拖轮	2		
依托设施改造		浮吊	1		
海底管道铺设		铺管船	1		
		挖沟船	1		
		多功能工程船	1		
		驳船	1		
		拖轮	2		
海底电缆铺设		铺缆船	1		
		多功能工程船	1		

钻完井作业：本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业。BZ22-6 CEPA 平台采用 2 艘自升式钻井平台在双侧井口同步钻完井，BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台均采用 1 台自升式钻井平台进行钻完井作业。

导管架安装：陆地建造，滑移装船，驳船运输，吊装下水并打入钢桩及隔水套管。

上部组块安装：陆地建造，滑移装船，BZ22-6 CEPA 平台使用 HYSY228 或同等能力驳船运输，浮托安装，BZ22-6 WHPB 和 WHPC 平台使用 驳船运输，整体吊装。

依托设施改造：本项目对依托 BZ19-2 CEPE 平台的改造计划采用 级浮吊船辅助安装。

海底管道/电缆施工：海底管道全程采用后挖沟方式，沟型为梯形。海底混输管道和海底输气管道底宽 顶宽 挖沟深度保证管道顶部距海床表面为 ，自然回填。海底注水管道底宽 顶宽 ，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为 ，因海底注水管道设计温度和压力较高，在投产初期自然回填土强

度不足以抵抗海管的热膨胀上拔力，存在隆起屈曲风险，采用原位土回填至上覆土厚度。拟采用“HYSY202”或同等能力铺管船对海底管道进行铺设施工，拟采用“HYSY295”或能力相当施工船舶进行埋设施工。海底管道挖沟截面示意图见图 3.7-10。

海底混输/输气管道：

海底注水管道：

图 3.7-10 海底管道挖沟截面示意图

人工回填采用喷冲拖曳回淤设备，利用船舶前进产生的拖拽力带动喷冲拖曳式回填设备沿着管沟缓慢拖行，通过聚泥堰板机械围挡以及高压水冲刷将管沟两侧的淤泥推入沟内。

图 3.7-11 人工回填示意图

海底电缆采用边铺边埋方式，，，自然回填。拟采用“聚力号”或能力相当施工船舶进行铺设施工。海底电缆挖沟截面示意图见图 3.7-12。

图 3.7-12 海底电缆挖沟截面示意图

新建 6 条海底管道和 3 条海底电缆，与周边海底管缆共产生，交越处采用常规上交越方式处理，在已建管缆上方放置水泥压块（）。拟采用 900 吨级浮吊船+水泥压块进行施工，对于近平台附近的跨越，可采用聚力号或同等能力船舶进行施工。管缆交越截面示意图见图 3.7-13。

图 3.7-13 管缆交越截面示意图

3.8 产污环节与污染物分析

3.8.1 建设阶段

建设阶段作业内容主要包括新建 3 座平台导管架和甲板组块海上安装与调

试、钻完井作业、6 条海底管道、3 条海底电缆的铺设和依托设施改造等。

海上设施安装过程中，将有浮吊船、驳船及拖轮等船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶含油污水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。

在钻完井作业过程中还将排放钻井液和钻屑；除此之外，参加钻井作业的人员、船舶和钻井平台还将产生一定量的生活污水、生活垃圾、生产垃圾及船舶含油污水。

项目将新建海底管道和海底电缆，需全程挖沟埋设。铺设作业船舶包括铺管船、挖沟船、铺缆船等。管缆铺设作业过程中会挖出一定量的海底沉积物，产生悬浮物，也会产生少量的船舶含油污水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。

依托设施改造过程中，将有浮吊船等船舶参加作业，这些船舶将产生少量的船舶含油污水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.8-1。

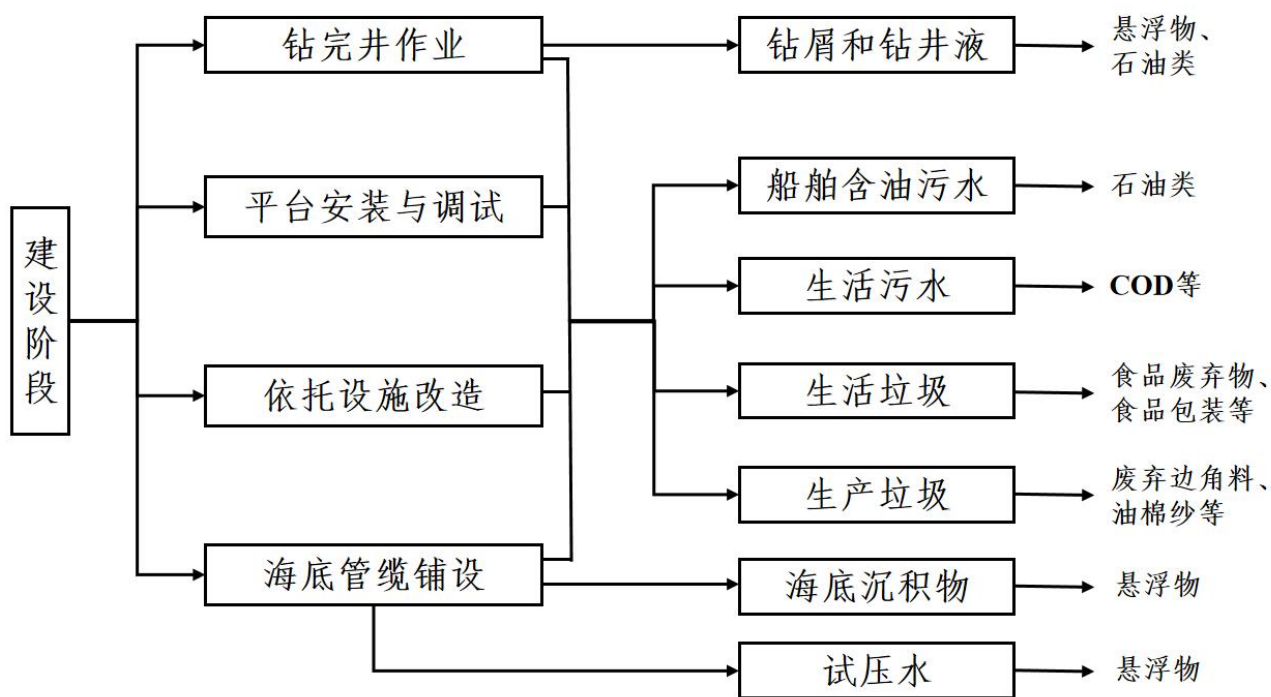


图 3.8-1 建设阶段产污环节与污染物种类

3.8.2 生产阶段

在生产阶段，本项目的产污环节主要是新建 BZ22-6 CEPA 平台的生产作业区、生活区，新建 BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台生产作业区等。本项目产生的污染物主要包括含油生产水、温排水、生活污水、生活垃圾、生产

垃圾等。

另外在生产阶段，本项目将配备一艘守护船，产生少量的船舶含油污水、生活污水、食品废弃物等生活垃圾及生产垃圾。

新建海底管道产生的污染物主要为牺牲阳极锌释放等。

生产阶段产污环节及主要污染物种类参见图 3.8-2。

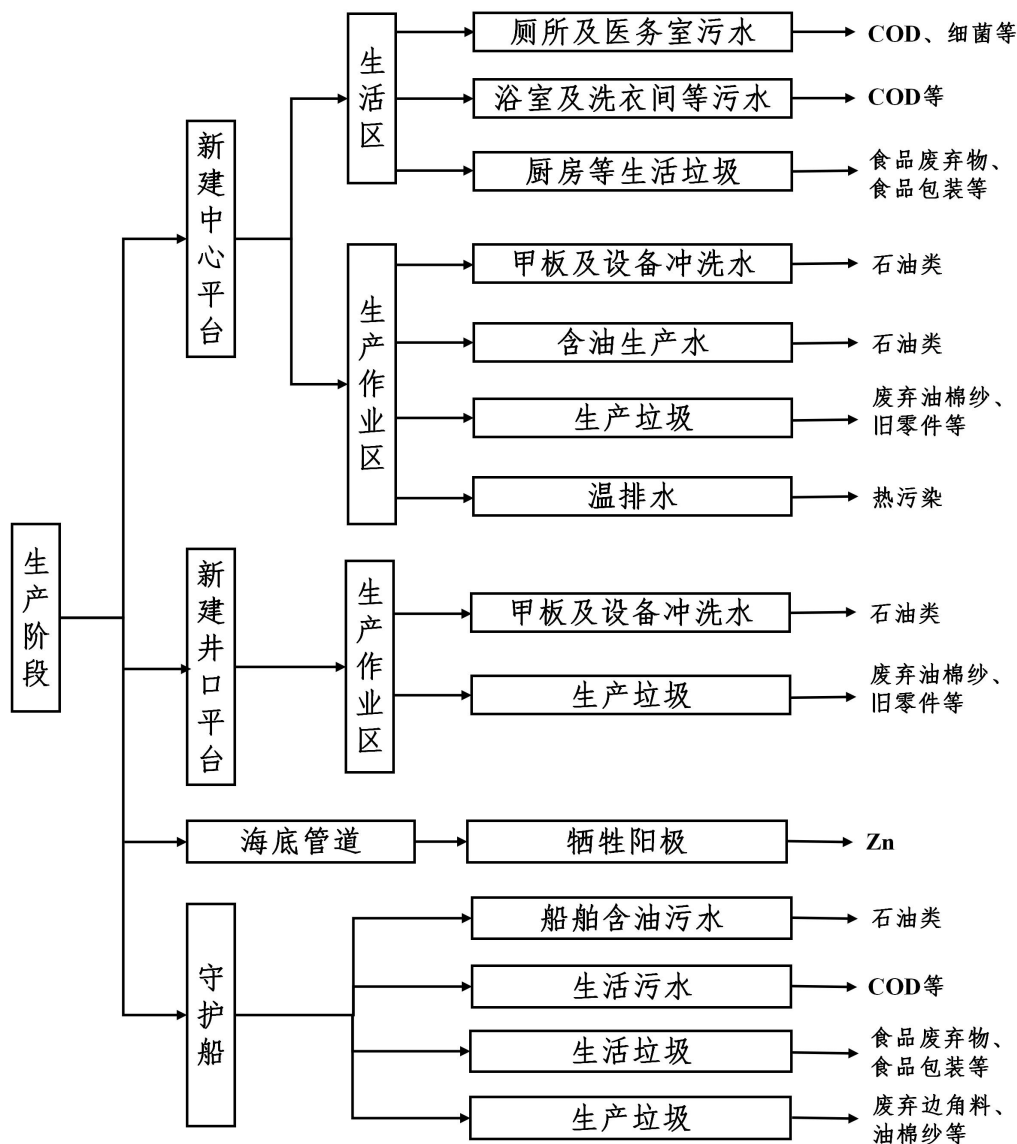


图 3.8-2 生产阶段产污环节与污染物种类

3.9 污染源强核算

3.9.1 建设阶段

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井作业产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟产生的悬浮物，船舶含油污水，生活污水，生活垃圾，以及生产作业产生的金属下脚料等生产垃圾。



3.9.1.1 钻屑

钻完井阶段产生的钻屑分为非油层段水基钻井液钻屑、油层段水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑三类。钻屑产生量主要取决于井数和井身结构，钻屑产生量根据井眼半径、各井段长度计算所得，计算公式如下：

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

式中：V---钻屑体积（m³）； π ---3.14；R---井眼半径；h---各井径井段长度；1.6---松散系数。

BZ22-6 CEPA 平台先期钻井 23 口，预留 3 口井。经核算，先期钻井产生钻屑总量为 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，合成基钻井液钻屑量为 。包含预留井共产生钻屑总量 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，合成基钻井液钻屑量为 。平台使用 2 艘钻井平台在双侧井口同步钻井，单侧最大排放速率为 。

BZ22-6 WHPB 平台先期钻井 13 口，预留 2 口井。经核算，先期钻井产生钻屑总量为 其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 。包含预留井共产生钻屑总量为 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，合成基钻井液钻屑量为 ，最大排放速率为 。

BZ22-6 WHPC 平台先期钻井 13 口，预留 10 口井。经核算，先期钻井产生钻屑总量为 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 。包含预留井共产生钻屑总量为 ，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，钻井油层水基钻井液钻屑量为 ，最大排放速率为 。本项目钻屑量核算结果见表 3.9-1。

钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑全部运回陆地交有资质单位处理/处置。非钻井油层水基钻井液钻屑的排放应满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）的要求。若不符合排放要求，将运回陆地处理。



表 3.9-1 本项目钻屑量核算结果（堆体积）

平台	井型	井数 (口)	总量	非钻井油层水基 钻井液钻屑量 (m ³)	钻井油层水基 钻井液钻屑量 (m ³)	合成基钻 井液钻屑 量 (m ³)	钻屑最大 排放速率 (m ³ /d)
BZ22-6 CEPA 平台	先期钻井						
	预留井						
	合计						
BZ22-6 WHPB 平台	先期钻井						
	预留井						
	合计						
BZ22-6 WHPC 平台	先期钻井						
	预留井						
	合计						
总计							

注：钻屑堆体积=钻屑实际体积×1.6，具体钻井作业产生的钻屑量将根据实际钻井情况有所调整。

3.9.1.2 钻井液

本项目钻井优先采用水基钻井液体系，仅部分大位移井的 12-1/4"井段采用合成基钻井液，钻井液原则上要求循环使用，其排放环节主要有四个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。

据核算，BZ22-6 CEPA 平台钻井液产生量约为 ，其中非钻井油层水基钻井液产生量约为 ，钻井油层水基钻井液约为 ，合成基钻井液约为 。BZ22-6 WHPB 平台钻井液产生量约为 （含预留井），其中非钻井油层水基钻井液产生量约为 ，钻井油层水基钻井液约为 ，合成基钻井液约 。BZ22-6 WHPC 平台钻井液产生量约为 ，其中非钻井油层水基钻井液产生量约为 ，钻井油层水基钻井液约为 ，合成基钻井液约 ，钻井液量计算见表 3.9-2。

根据井身结构和批钻情况计算，BZ22-6 CEPA 平台钻井液一次性最大排放量约 ，BZ22-6 WHPB 平台钻井液一次性最大排放量约 ，BZ22-6 WHPC 平台钻井液一次性最大排放量约 ，排放速率均约 。钻井油层水基钻井液和合成基钻井液全部运回陆地交由有资质单位处理/处置。非钻井油层水基钻井液的排放需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》



(GB4914-2008) 和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB18420.1-2009) 的要求。若不符合排放要求，将运回陆地处理。

表 3.9-2 本项目钻井液计算结果

平台	井型	井数 (口)	总量	非钻井油层水基钻 井液 (m ³)	钻井油层水基钻 井液 (m ³)	合成基钻井液 (m ³)
BZ22-6 CEPA 平台	先期钻井					
	预留井					
	合计					
BZ22-6 WHPB 平台	先期钻井					
	预留井					
	合计					
BZ22-6 WHPC 平台	先期钻井					
	预留井					
	合计					

注：钻井液使用情况，后续将根据钻井实际情况进行调整。

3.9.1.3 悬浮物

本项目计划新铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆，其中海底管道采用后挖沟铺设方式，海底电缆采用边铺边埋铺设方式，海底混输/输气管道和海底电缆自然回填，海底注水管道原位土回填至上覆土厚度。

海底混输管道和海底输气管道底宽，顶宽，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为，自然回填。海底注水管道底宽，顶宽，挖沟深度保证管道顶部距海床表面为。

海底电缆底宽，顶宽，埋深。

产生量=搅动沉积物的横截面积×扰动悬浮物的长度×起沙率

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

起沙率的主要影响因素有沉积物的类型、沉积物的中值粒径、以及项目施工对沉积物的扰动程度。根据调查，本工程海管/海缆路由所在海域海底表层沉积物主要为砂质沉积，约占 70%及以上，被冲起后很快沉降，不易悬浮在水体中；同时参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，该海域后挖沟和边铺边埋



起沙率通常在 10%以下，保守考虑本工程起沙率按 10%进行核算。根据资料显示，纯砂密度约 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ，砂-粉砂混合物的孔隙度相较纯砂更低，故工程海区沉积物密度保守考虑取 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ，则海底管缆挖沟作业共搅起悬浮物量约 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ，海底管道挖沟悬浮物排放速率为 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ ，海底电缆挖沟悬浮物排放速率为 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ 。海底管道和电缆挖沟悬浮物源强核算结果见表 3.9-3。

为保护海底注水管道在运营期的安全，海底注水管道采用人工回填方式进行埋设，将原位土回填至上覆土厚度 1.0 m 。人工回填采用喷冲拖曳回淤设备，利用船舶前进产生的拖拽力带动喷冲拖曳式回填设备沿着管沟缓慢拖行，通过聚泥堰板机械围挡以及高压水冲刷将管沟两侧的淤泥推入沟内。人工回填速度约为 1.0 m/d ，回填量为 1.0 m^3 ，回填速度较慢，且采用原位土回填，悬浮物排放速率约 1.0 kg/m^3 ，小于挖沟作业排放速率 $1.6 \times 10^3 \text{ kg/m}^3$ 。



表 3.9-3 海底管道/电缆铺设挖沟悬浮物源强核算结果

序号	管缆名称	长度 (km)	施工方式及长度	挖沟参数 (m)			挖沟速度 (km/d)	人工回填料 (m ³)	搅起悬浮物量(m ³)	排放速率 (kg/s)
				埋深	上底	下底				
1	BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道		后挖沟, 自然回填							
2	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道		后挖沟, 自然回填							
3	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道		后挖沟, 人工回填							
4	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道		后挖沟, 人工回填							
5	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道		后挖沟, 自然回填							
6	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道		后挖沟, 自然回填							
7	BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆		边铺边埋, 自然回填							
8	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆		边铺边埋, 自然回填							
9	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆		边铺边埋, 自然回填							

注: 埋深考虑海底管道直径。



3.9.1.4 船舶含油污水

根据施工时间、参与作业的人员、船舶种类及数量，可估算出建设阶段船舶含油污水等污染物的产生量。本项目建设阶段船舶相关污染物核算结果详见表 3.9-4。

表 3.9-4 本项目建设阶段船舶相关污染物核算结果

施工内容		施工船舶功能类型	数量（艘）	施工天数（d）	施工人数（人）	船舶含油污水（m³）	生活污水（m³）	生活垃圾（t）	生产垃圾（t）
BZ22-6 CEPA 平台	导管架、组块海上安装	浮吊							
		驳船							
	新建平台连接调试	生活支持船							
		拖轮/供应船							
	钻完井	钻井平台							
		拖轮							
	钻完井（预留井）	钻井平台							
		拖轮							
BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台	导管架、组块海上安装	浮吊							
		驳船							
	新建平台连接调试	生活支持船							
		拖轮/供应船							
	钻完井	钻井平台							
		拖轮							
	钻完井（预留井）	钻井平台							
		拖轮							
依托设施改造		浮吊							
海底管道铺设		铺管船							
		挖沟船							
		多功能工程船							
		驳船							
		拖轮							
海底电缆铺设		铺缆船							
		多功能工程船							

根据开发工程中参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数，结合中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料核算船舶含油污水产生量。其中大型施工船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim0.5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ，本次铺缆船、铺管船、多功能工程船等计算取 $0.5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{日})$ ；一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim5) \text{ m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ ，本次拖轮等一般工作船舶计算取 $5\text{m}^3/(\text{船}\cdot\text{月})$ 。据此计算本项目建设阶段船舶含油污水产生量 ，铅封后运回陆地处理。

3.9.1.5 生活污水

建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶厨房和洗浴污水、厕所和



医务室的污水等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，生活污水平均每人每天按 350L 计算，估算本项目建设阶段产生的生活污水总计 ，满足相关标准后间断排放或运回陆地处理。

3.9.1.6 生活垃圾

建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，生活垃圾按 1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按 1kg/（人·日）；其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日）。由此估算本项目建设阶段共产生 ，其中 ，其它 。本项目产生的生活垃圾收集后运回陆地处理。

3.9.1.7 生产垃圾

建设阶段产生的生产垃圾主要包括废旧零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，钻井期间按 18t/月~25t/月计算，本项目计算取 20t/月；铺管船、铺缆船、多功能工程船等大型施工船舶按 5t/年计算，拖轮等小型船舶按 0.5t/年计算。由此估算出本项目建设阶段生产垃圾 ，均运回陆地处理。

3.9.1.8 试压水

海底管道铺设完毕后，需要对海管进行试压，本项目新铺设 6 条海管在试压过程中会产生部分试压水， ，详见表 3.9-5。试压采用海水，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。

表 3.9-5 新铺管道试压水量

海底管道	管长 (km)	管径 (in)	试压水量 (m ³)
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道			
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道			
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道			
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道			
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道			
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道			

3.9.1.9 建设阶段污染物汇总

建设阶段污染物种类及数量汇总见表 3.9-6。



表 3.9-6 建设阶段产生的主要污染物

污染物		产生量	排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
	非钻井油层水基钻井液钻屑量 (m ³)				悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放；若超标则运回陆地交由危废处置单位处置。
	钻井油层水基钻井液钻屑量 (m ³)			—	悬浮物、石油类	运回陆地交由危废处置单位处置
	合成基钻井液钻屑量 (m ³)					
	非钻井油层水基钻井液量 (m ³)				悬浮物	检测达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准排放；若超标则运回陆地交由危废处置单位处置。
	钻井油层水基钻井液量 (m ³)			—	悬浮物、石油类	运回陆地交由危废处置单位处置
	合成基钻井液 (m ³)					
海管/海缆挖沟悬浮物 (m ³)					悬浮物	自然回填/人工回填
新建海底管道试压水 (m ³)				—	少量悬浮物	直接排放
船舶含油污水 (m ³)				—	石油类	铅封运回陆地处理
生活污水 (m ³)				—	COD 等	满足相关标准后间断排放或运回陆地处理
生活垃圾 (t)				—	食品废弃物、食品包装等	收集后运回陆地处理
生产垃圾 (t)				—	废旧器件、油棉纱等	分类回收，运回陆地处理



3.9.2 生产阶段

3.9.2.1 含油生产水

2028~2038 年，本项目生产水最大产生量为 m^3/d （2038 年），含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）注水水质标准后回注地层。正常生产情况下，本项目注水需求量大于生产水产生量，生产水处理至达到标准后全部回注地层，无生产水排放，不足部分水源井水补充。

2039 年及以后，绝大部分含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达标后回注地层，少量含油生产水和原油一起外输至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层，无生产水排放。

渤中 22-6 油田水平衡情况见表 3.9-7。HYSY113 FPSO 水平衡情况见表 3.9-8。

表 3.9-7 渤中 22-6 油田水平衡表（单位： m^3/d ）

年份	生产水产生量				外输水量	水源井水	注水量
	BZ22-6 CEPA 平台 生产水量	BZ22-6 WHPB 平台生产水量	BZ22-6 WHPC 平台 生产水量	合计			
2028							
2029							
2030							
2031							
2032							
2033							
2034							
2035							
2036							
2037							
2038							
2039							
2040							
2041							
2042							
2043							
2044							
2045							
2046							
2047							
2048							



年份	生产水产生量				外输水量	水源井水	注水量
	BZ22-6 CEPA 平台 生产水量	BZ22-6 WHPB 平台生产水量	BZ22-6 WHPC 平台 生产水量	合计			
2049							
2050							
2051							
2052							

表 3.9- 8 HYSY113 FPSO 水平衡表（单位：m³/d）

日期	BZ22-6 油田外输量	渤中 19-4 油田外输量	BZ25-1 油田外输量	BZ26-2/26-3 油田外输量	BZ19-6 气田外输量	总处理量	渤中 19-4 油田回注量	BZ25-1 油田回注量	总回注量	外输油含水量
2039										
2040										
2041										
2042										
2043										
2044										
2045										
2046										
2047										
2048										
2049										
2050										
2051										
2052										

注：总处理量=BZ22-6 油田外输量+渤中 19-4 油田外输量+BZ25-1 油田外输量+BZ26-2/26-3 油田外输量+BZ19-6 气田外输量-外输油含水量；

总回注量=渤中 19-4 油田回注量+BZ25-1 油田回注量。



3.9.2.2 温排水

新建 BZ22-6 CEPA 平台伴生气处理系统将产生温排水。在海表排放，排海温度最高为 41°C ；排海口海水环境温度最高为 33°C ，温排水最大温升 8°C 。为了避免海生物在管道及设备内滋生，取水采用次氯酸钠和超声防海生物方式。

3.9.2.3 其他含油生产水

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海。根据统计数据，。

3.9.2.4 生活污水

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台在正常生产阶段将产生生活污水。BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，分别设有 1 座环保厕所，供临时登平台人员使用，生活污水收集后运回陆地处理。

生活污水主要包括来自厨房、洗浴室、厕所和医务室等的污水，主要污染因子为 COD 等。BZ22-6 CEPA 平台设置一套处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ 的生化电解法生活污水处理装置对生活污水进行处理。平台生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生活污水处理系统，处理为中水后，一部分输往生活楼中水回用罐回用冲厕，另一部分达标排海。正常工况下，灰水进入过滤器过滤（含油的厨房灰水需先进行撇油处理）后，经开排和闭排系统打入生产流程，处理后回注地层。当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排系统时，经过撇油器处理后的灰水与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理为中水后回用或排海。

BZ26-6 CEPA 平台设有 120 人生活楼，最大定员数为救生艇人数 150 人，再考虑到修井作业等大型作业时需要经常使用生活支持船等因素，平台的全年平均作业人数按照救生艇作业人数的 1.2 倍，即 180 人进行估算。根据统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 0.35m^3 ，BZ22-6 CEPA 平台产生生活污水最大约为。经计算 COD 最大排放速率为；每天排放计算，最大排放源强约为。



3.9.2.5 生活垃圾

3.9.2.6 生产垃圾

本项目生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的多年统计资料，生产垃圾按 2.4t/年·万吨油当量计算。本项目投产后最大年产油量约为 。主要危险废物种类和编号见表 3.9-9。

表 3.9-9 主要危险废物种类及编号

废物类别	种类	主要成分
HW08	废矿物油及含矿物油废物	废污油、油棉纱、含油砂
HW49	其他废物	废电池、废电路板、报废化学品桶等

3.9.2.7 泥砂量

水源井水旋流除砂产生的泥砂量约 ，收集后运回陆地处理。

3.9.2.8 牺牲阳极锌释放

新建 3 座平台全浸区的外部腐蚀控制采用外加电流联合牺牲阳极阴极保护方案，并设置一套阴极保护监测系统，牺牲阳极设计保护年限 3 年。牺牲阳极采用铝基牺牲阳极，铝基牺牲阳极除铝外，重金属主要成分为锌，导管架阳极块锌含量为 2.5%~5.75%，按 5.75 % 考虑，单块阳极块净重为 40.7kg，。

海底管道阳极块锌含量为 5.75%，阳极块的间隔约为 73.2m~122m，单块阳极块锌释放源强 。本项目海底管道牺牲阳极使用情况及每年释放到海水中的锌情况见表 3.9-10。

表 3.9-10 牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台和管道名称	保护年限(年)	阳极块锌含量(%)	单块阳极块净重(kg)	数量(块)	单块阳极块锌净量(kg)	单块阳极每年锌释放量(kg/a)	每年释放到海水中的锌(t/a)	单块阳极块锌释放源强(g/s)
BZ22-6 CEPA 平台								
BZ22-6 WHPB 平台								
BZ22-6 WHPC 平台								



平台和管道名称	保护年限(年)	阳极块锌含量(%)	单块阳极块净重(kg)	数量(块)	单块阳极块净重(kg)	单块阳极每年锌释放量(kg/a)	每年释放到海水中的锌(t/a)	单块阳极块锌释放源强(g/s)
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道								
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道								
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道								
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道								
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道								
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道								

3.9.2.9 船舶污染物

本项目生产阶段将配备一艘守护船，产生的污染物主要包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的船舶含油污水和生产垃圾等。根据中国海洋石油有限公司石油开发工程的最新统计资料，本项目生产阶段船舶污染物核算结果见表 3.9-11。

表 3.9-11 生产阶段船舶污染物核算结果

作业内容	作业人数	作业船舶(艘)	船舶含油污水(m ³ /a)	船舶生活污水(m ³ /a)	船舶垃圾(t/a)	
					生活垃圾	生产垃圾
日常巡视与守护	10	守护船(1)				

3.9.2.10 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各类污染物产生量汇总见表 3.9-12。

表 3.9-12 生产阶段各类污染物汇总

污染源位置	污染物	产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
渤中 22-6 油田	含油生产水		/	石油类	在 BZ22-6 CEPA 平台和 HYSY113 FPSO 处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2022)的要求回注地层
	其他含油生产水		/	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程



污染源位置	污染物		产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
	生产垃圾			/	废弃的零件、边角料等固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置
	BZ22-6 CEPA 平台生活污水	黑水			COD 等	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准后间断排放/回用
		灰水				回注地层/与黑水一起处理达标排放
	BZ22-6 CEPA 平台生活垃圾			/	食品废弃物、食品包装等	生活垃圾回收运回陆地处理
	BZ22-6 CEPA 平台温排水			/	温升	经排放口排放
守护船	船舶含油污水			/	石油类	铅封运回陆地处理
	生活污水				COD 等	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后间断排放或运回陆地处理
	生活垃圾			/	食品废弃物、食品包装等	收集后运回陆地处理
	生产垃圾			/	固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置

3.10 环境影响因素识别和评价因子筛选

3.10.1 环境影响因素识别

本项目环境影响因素主要是渤中 22-6 油田开发活动对周围海域的海洋生态和海域混合区功能的使用等造成一定影响。本项目不同工程活动的环境影响因素及影响程度分析见表 3.10-1。

表 3.10-1 本项目环境影响因素筛选及影响程度分析

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	平台安装、海底管缆铺设	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
	钻完井	海水水质、海洋沉积物和海洋生态	污染物排放	B
	施工作业	海水水质	船舶污染物排放	C
生产阶段	平台及海底管缆占用海域	海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D
		水文动力	平台桩腿对局部潮流的影响	D
环境风险事故		海水水质、海洋沉积物和海洋生态	溢油	A~D

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



3.10.2 环境污染影响因子分析

本项目各阶段各种污染物的种类及其处理或排放方式汇总于表 3.10-2 中。根据对项目各阶段污染源、污染物种类及其处理/处置方式的分析, 凭借类似开发项目的评价经验和专业知识, 通过综合判断可识别出各污染因子的环境影响程度, 并由此确定本次环境影响评价的评价因子为海水水质的悬浮物、石油类等。

表 3.10-2 本项目污染影响评价因子筛选及影响程度分析

工程内容	污染物	评价因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
钻完井	非钻井油层水基钻井液钻屑	悬浮物、Hg、Cd	符合排放标准的钻屑和钻井液, 间歇式点源排放, 不达标的全部运回陆地交有资质单位处理	海水水质、海洋沉积物及海洋生态	B
	非钻井油层水基钻井液				B
海底管缆铺设	铺设海底管道/电缆悬浮物	悬浮物	移动源连续排放	海水水质、海洋沉积物及海洋生物	B
施工船舶和供应船	船舶生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	C
生产运行	含油生产水	石油类	处理达标后回注	/	D
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后, 进入生产流程	/	D
	温排水	温升	直接排海	海水水质、海洋生态	D
	试压水	悬浮物	直接排海	海水水质	D
	牺牲阳极	Zn	缓慢释放	海水水质、海洋沉积物	D
事故	溢油	石油类	按溢油应急预案处理	生态环境	A~D

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

3.10.3 生态影响因子分析

本项目海洋生态影响评价因子以表征海洋生物生态、生物多样性、生物质量等因子为主。本项目不同工程活动的海洋生态影响评价因子筛选见表 3.10-3。

表 3.10-3 本项目海洋生态影响评价因子筛选

受影响对象	评价因子	工程内容	影响方式	影响性质	影响时段
初级生产力	叶绿素 a	钻完井	间接	短期	施工期
		海底管缆铺设	间接	短期	施工期
		生产设施占海	直接	长期	生产运行



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



4 工程区域环境概况

4.1 区域自然环境概况

4.1.1 气象条件

工程附近海区气候主要受亚洲季风控制，同时受渤海海洋热力的影响，具有海洋性过渡气候特征。影响本海区的主要天气系统为：冷空气、寒潮、温带气旋和热带气旋。冬季，本区处于强大的西伯利亚冷高压前缘的偏北气流控制下，每年 10 月下旬至翌年 3 月下旬，该海区多盛行偏北风，一般冷空气、寒潮大风风力为 6~7 级，强者可达 8~10 级。夏季季风一般 6 月底 7 月初到达本海区，多吹东南~西南风。6~9 月份是温带气旋和热带气旋活动频繁的季节，据近三十年的中国近海气旋资料记载，影响本区的温带气旋出现频率，夏季达 56%，冬、春季均在 21% 左右，秋季占 2%。影响渤海的热带气旋主要集中在 7~8 两个月份，以 7 月份最多，占热带气旋总数的 45%，其次为 8 月份，占 39%，平均每年约有一个热带气旋影响到本海区。

4.1.1.1 气温

渤海海面气温受海水影响较大。本海域 1 月平均气温最低为 -1.1°C ，8 月平均最高为 22.7°C 。累年极端最高气温，8 月份为 34.6°C ；1 月极端最高气温达 10.5°C ；累年极端最低气温 1 月为 -16.2°C 。

4.1.1.2 降水和湿度

该海域年降水主要集中在 7、8 月，占年总降水量的一半以上。冬季降水稀少，多为降雪，2 月最少。工程海域年平均降水量约 620mm，最大日降雨量约 170mm，最大小时降雨量约 50mm。该海域最大空气湿度为 100%，最小空气湿度约 24%，平均相对湿度约 64%。

4.1.1.3 风况

工程海域的主风向为西南偏南（SSW）和东北偏北向（NE），频率分别为 10.4% 和 7.99%；年最大风速为 24.0m/s（9 级），风向为 NE 向。全年风向统计见表 4.1-1，风速玫瑰图见图 4.1-1。

工程所在海域各方位年平均风速在（4.9~8.3）m/s 之间，全年平均风速约 6.8m/s；冬季风速较大，夏季风速较小，其中 7、8 月份风力全年最小。



表 4.1-1 本项目所在海域风向统计表（年）

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

图 4.1-1 本项目所在海域风玫瑰图（年）

4.1.2 水文条件

4.1.2.1 波浪

根据该海域波浪数值分析结果，本海域主浪向为 NE 和 S，海浪浪向玫瑰图见图 4.1-2。

图 4.1-2 本项目所在海域浪玫瑰图（年）

4.1.2.2 潮汐

根据本工程海域的短期潮汐观测资料分析结果，该海域潮汐类型属于不正规全日潮。

2026 年 1 月 13 日至 3 月 19 日，中海油田服务股份有限公司天津分公司在本工程所在海域开展了 2 个站位的水位观测，命名为 YC1 和 YC2。测站坐标见表 4.1-2。

观测期间，YC1 测站最高水位为 1.72m，最低水位为 -0.12m，最大水位差为 1.50m。YC2 测站最高水位为 1.75m，最低水位为 -0.11m，最大水位差为 1.47m。

根据 YC1 测站潮位观测资料调和分析，基于潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=3.49$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC1 测站潮汐类型属于不正规全日潮。

根据 YC2 测站潮位观测资料调和分析，基于潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=3.94$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC2 测站潮汐类型属于不正规全日潮。

由本次调查数据和周边历史资料给出最高天文潮和最低天文潮，相对于海图基准面（位于平均海面以下 1.00m），最高天文潮位为 1.75m，最低天文潮位



为 0.00m。各特征水位相对关系示意图见图 4.1-3。

图 4.1-3 测站特征水位示意图（单位：m）

4.1.2.3 海流

2026 年 1 月 13 日至 3 月 19 日，中海油田服务股份有限公司天津分公司在本工程所在海域开展了 6 个站位的海流观测，命名为 YC1、YC2 及 C1-C4，具体站位经纬度见表 4.1-2。

表 4.1-2 海洋水文动力调查站位坐标

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度
YC1				
YC2				
C1				
C2				
C3				
C4				

图 4.1-4 测站位置示意图

根据 YC1 测站实测海流资料，观测期间表层最大流速为 89.9cm/s，流向为 SE；表层最大平均流速为 47.8cm/s，流向为 ESE。中层最大流速为 80.9 cm/s，流向为 NW；中层最大平均流速为 44cm/s，流向为 NW。底层最大流速为 71.5cm/s，流向为 SE；底层最大平均流速为 35.2cm/s，流向为 ESE。

根据统计结果，YC1 测站观测期间表层海流的显著流向为 ESE（20.61%）和 NW（16.7%），中层海流的显著流向为 NW（19.55%）和 ESE（19.49%），底层海流的显著流向 WNW（18.26%）和 NW（18.23%）。

YC1、YC2 测站的涨落潮期间流速统计、最大可能潮流见表 4.1-3 和表 4.1-4。

各测站每层的潮流性质参数 $(W_{O1}+W_{K1})/W_{M2}$ 如表 4.1-5 所示，可以看出长期站（YC1 和 YC2）与短期站（C1~C4）给出的潮汐类型存在差异，调查海区潮流类型建议参照长期站，调查海区潮流类型属于不正规半日潮流。YC2 测站与 YC1 测站的海流特征相近。



表 4.1-3 YC1、YC2 测站涨落潮期间流速统计

测站	层次	涨潮			落潮		
		最大流速	对应流向	平均流速	最大流速	对应流向	平均流速

表 4.1-4 YC1、YC2 测站最大可能潮流

最大可能潮流	层次	YC1		YC2	
		流速	流向	流速	流向

表 4.1-5 潮流性质参数

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

4.1.3 地形地貌与冲淤环境概况

2025 年 12 月至 2026 年 3 月，中海油田服务股份有限公司天津分公司对本项目平台场址进行了工程物探和工程地质调查，对新建海底管道进行了路由调查。

4.1.3.1 水深地形调查结果

根据调查资料，在 BZ22-6 CEPA 平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化平缓，水深在 22.0m~22.3m 之间变化，调查范围内未发现明显的地形起伏。BZ22-6 CEPA 平台场址位置处水深值为 22.1m。在 BZ22-6 WHPB 平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化平缓，水深在 22.0m~22.4m 之间变化，调查范围内未发现明显的地形起伏。BZ22-6 WHPB 平台场址位置处水深值为 22.1m。在 BZ22-6 WHPC 平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化平缓，水深在 22.1m~22.5m 之间变化，调查范围内未发现明显的地形起伏。BZ22-6 WHPC 平台场址位置处水深值为 22.2m。

根据新建海底管道路由调查资料，BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-6 EPP 平台/BZ19-2 CEPC 平台调查区域范围内水深在 21.8m~22.6m 之间变化。沿路由轴线水深变化平缓，自北西至南东水深逐渐变浅。BZ22-6 CEPA 平台周边水深平坦，无明显地形起伏；BZ19-2 CEPE、BZ19-6 EPP 平台周围存在已建管缆，造成局部地形起伏。

根据新建海底管道路由调查资料，BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台调查区域范围内水深在 22.2m~22.4m 之间变化。沿路由轴线海底平坦，没有明显的变化趋势。BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 平台周边水深平坦，无明显地形起伏。

根据新建海底管道路由调查资料，BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台调查区域范围内水深在 22.0m~22.5m 之间变化。沿路由轴线海底平坦，没有明显的变化趋势。新建海底管道路由调查区域内水深地形分布见图 4.1-8。

图 4.1-5 BZ22-6 CEPA 平台场址水深图

图 4.1-6 BZ22-6 WHPB 平台场址水深图

图 4.1-7 BZ22-6 WHPC 平台场址水深图

图 4.1-8 新建海底管道路由水深图

4.1.3.2 地貌特征调查结果

现有地貌资料显示，在 BZ22-6 CEPA 平台场址调查区域内，海底地貌色度比较均匀，海底底质较为均一。除此之外，调查期间调查区域内未发现对新建平台的安装具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物。

在 BZ22-6 WHPB 平台场址调查区域内，海底地貌色度比较均匀，海底底质较为均一。除此之外，调查区域内未发现对新建平台的安装具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物。

在 BZ22-6 WHPC 平台场址调查区域内，海底地貌色度比较均匀，海底底质较为均一。调查区域内，未发现明显的凹坑、障碍物、已建管缆等特征，未发



现有对新建平台的安装具有潜在灾害影响的地貌特征及障碍物和遗弃物。

根据新建海底管道海底地貌调查资料，色度显示基本均匀，反射强度变化不大，反映调查区海底底质无明显变化。调查区域内发现主要的海底面异常为已建管缆、凹坑、疑似障碍物、拖痕或锚痕等。

4.1.3.3 冲淤环境概况

根据对本油田工程周边已建平台的冲刷调查成果，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的物质成分主要为非常软到软的粉质黏土，海底冲淤处于较为稳定状态。

4.2 环境功能区划及相关规划符合性

4.2.1 国家产业结构调整指导目录符合性分析

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

4.2.2 《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》符合性分析

2023 年 9 月 20 日《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号）获得国务院批复，2023 年 12 月 27 日山东省人民政府印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）。

本项目新建设施均位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，新建 BZ26-6 CEPA 平台距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》边界最近约为 8km，新建 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道和输气管道距离《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》海洋开发利用空间最近约为 8km，距离海洋生态保护红线最近约 31.4km，见图 4.2-1 和图 4.2-2。

《规划》第九章第六节提出：提高矿产资源保障能力，优化矿产资源勘查开发布局。根据矿产资源禀赋条件，划定鲁东金及石墨、鲁中南铁及建材非金属、鲁西南煤炭和黄河流域（山东段）油气地热 4 个资源区以及能源资源基地、



国家规划矿区、战略性矿产资源保护区、重点勘查区、重点开采区 5 类重点功能区，强化规划分区管理。加强石油、天然气、地热资源勘查开发，开放油气勘查开采市场、实行油气探采合一制度。”

本项目属于黄河流域（山东段）的海洋油（气）开发及附属工程，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的加强石油、天然气等勘察开发相符。

《规划》第七章第一节提出：“严格保护海洋生态空间。渤海海域重点保护贝壳堤岛、黄河口、莱州湾、庙岛群岛等典型海洋生态系统、滩涂和沿海防护林带。优化海洋开发利用空间。坚持生态用海、集约用海原则，优化海洋开发利用空间格局。科学布局工矿通信用海，提高生态和产业准入门槛，保护性开发渤海油气资源等。

《规划》第七章第三节提出：“实施海域空间分区管控，海洋生态空间实行分级管控，海洋生态保护红线按照正面清单进行管理，其他海洋生态空间加强对自然岸线、水动力环境、海水质量、地形地貌和底质的监测评估，限制影响生态功能的人为活动。海域开发利用空间细化规划分区，明确分区功能用途、用海方式、生态保护、整治修复等方面的管理要求，合理控制开发规模和强度，严格限制对海洋生态环境、海洋生物繁殖生长有较大影响的开发利用活动。”

根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，本项目开发建设严格保护海洋生态空间。新建设施均不占用海洋生态空间。



图 4.2-1 本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的海洋空间功能布局位置关系图

图 4.2-2 本项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》中的国土空间开发保护格局位置关系图

本项目在建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物，悬浮物对周边海域的最大影响不超过 ，其对环境的影响属于短期、可恢复性的，不会对山东省国土空间规划内海水水质、海洋沉积物及海洋生物生态环境造成影响。

项目建设规模、空间布局合理，集约高效地利用了海域资源，项目建设不占用海岛、自然岸线资源，不会对周边海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物生态环境产生明显影响，对于山东省的渤海经济开发具有促进作用。因此，项目建设有利于《规划》中提出的优化海洋开发利用空间格局和矿产资源勘查开发布局目标的实现。综上所述，项目开发符合《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的相关要求。

4.2.3 《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》

2023 年 10 月 31 日《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》（鲁政字〔2023〕191 号）获得山东省人民政府批复，规划分为市域和中心城区两个层次。市域层次的规划范围为东营市陆域和海域，包括东营区、河口区、垦利区、广饶县、利津县等三区两县，总面积 12790.33 平方千米，以海岸线为界，陆域面积 6682.13 平方千米，海域面积 6108.2 平方千米。中心城区层次的规划范围为市辖区的主要城镇开发边界及周边地区，包括主城区和河口区城区两部分。

本项目新建设施位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》范围之外，与渔业用海区最近距离约为 8km，详见图 4.2-3。本项目在建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物，悬浮物对周边海域的最大影响不超过 ，其对环境的影响属于短期、可恢复性的，不会对东营市国土空间规划内海水水质、海洋沉积物及海洋生物生态环境造成影响。

图 4.2-3 本项目与东营市国土空间总体规划位置关系图

4.2.4 《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》

2021 年 12 月山东省自然资源厅印发《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》，《规划》明确要依托国土空间生态保护格局，聚焦重点生态功能区，构建“两屏、三带、三原、一海”生态修复格局，对国土空间生态修复进行分区。具体分为鲁中南水土保持与水源涵养生态修复区、鲁东低山丘



陵水土保持生态修复区、鲁北滨海生物多样性保护区、鲁西南沉积平原土地综合治理区、鲁西北黄泛平原人居环境提升区、海域海岛生态修复区 6 个区。在此基础上，山东省划定七大生态修复重点区域，分别为鲁中南山地丘陵、鲁东低山丘陵、黄河三角洲、黄河沿线、大运河沿线、近岸海域生态修复重点区和鲁西南采煤塌陷地治理重点区。

本项目新建设施位于山东省国土空间生态修复分区和近岸海域生态修复重点区范围之外，见图 4.2-4 和图 4.2-5。

根据《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》，“海域海岛生态修复区管辖海域面积 46300 平方千米。包括渤海和黄海海域及其所属岛屿，涉及滨州、东营、潍坊、烟台、威海、青岛、日照等 7 个市。该区海岸类型多样，海岸线绵长，岬湾相间，拥有滩涂、盐沼、海岛、海湾、河口等多种典型海洋生态系统。生态修复主导方向为打造“蓝色海湾”，修复黄金岸线，推进海岛整治和生态修复。”经论证，本项目正常建设和运营不会对周边海域海水水质、海洋沉积物及海洋生物生态环境产生明显影响，新建设施均位于近岸海域生态修复重点区之外。因此，项目建设符合《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》。



图 4.2-4 本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中的国土空间生态修复分区位置关系

图 4.2-5 本项目与《山东省国土空间生态修复规划（2021-2035 年）》中的近岸海域生态修复重点区位置关系

4.2.5 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月 1 日），海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：

优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。优化开发区域包括渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。包括海洋渔业保障区、海洋特别保护区和海岛及其周边海域。

禁止开发区域，是指对维护海洋生物多样性，保护典型海洋生态系统具有重要作用的海域，包括海洋自然保护区、领海基点所在岛屿等。

本项目新建设施所处海域属于重点开发区域中的海洋工程与资源开发区。“海洋工程和资源开发区”的定义为“国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。”该区域要求“海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件”。

渤中 22-6 油田开发项目为油气资源勘探开发项目，项目与重点开发区域矿产资源勘探开发利用的定位相符合。本项目不涉及围填海，开发过程将严格按照相关规定进行环境影响评价及海域使用论证工作。污染物的处理、排放和处置严格遵守污染物排放管理要求，生产阶段含油生产水处理后全部回注地层，减少对工程周边海域生态系统的影响。建设单位制定严格的环境管理制度，本项目投产之前将编制溢油应急预案并取得备案，项目建成后将严格按照油田备案的溢油应急预案做好应急准备和响应工作，以避免发生重大环境污染事件。综上所述，本项目符合全国海洋主体功能区规划要求。

综上，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》对该海域的规划要求。



4.2.6 生态环境分区管控符合性分析

2026 年 4 月 3 日，山东省生态环境保护厅发布了《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2026 年），本次更新重点衔接国土空间规划、饮用水水源地调整、产业园区扩区调区等成果，依据现行法律法规和相关政策规划，优化调整重要生态空间、环境要素管理分区、资源管理分区、生态环境管控单元及生态环境准入清单等内容。更新后，全省按优先保护、重点管控、一般管控三大类共划定 2898 个环境管控单元。2024 年 4 月东营市生态环境委员会办公室印发了《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版），《方案》明确规定：

优先保护单元准入要求：以维护生态系统功能为主，确保生态环境功能不降低。优先保护单元内涉及生态保护红线、一般生态空间、自然保护地、饮用水水源地保护区的区域按相关法律法规和管控要求执行，保护好河湖湿地、海洋滩涂生境。优先保护单元的其他区域除按照对应环境要素的分区管控要求外，按照限制开发区域进行管理，原有对生态环境有较大负面影响的开发建设项目应逐步退出。

一般管控单元准入要求：引导产业科学合理布局，鼓励建设项目入园管理。落实污染物总量控制要求，加强工业污染物排放管控；加快环保基础设施建设，推进城乡生活污染治理；改善灌排条件，促进测土配方等绿色农业技术推广，控制农业面源污染。对区域环境风险源进行评估。根据资源环境承载能力，合理控制开发强度。实行能源资源消耗总量和强度双控，提高能源资源利用效率。推进城 11 市节水、节地建设，提高综合利用效率。

本项目新建设施与近岸海域一般管控单元最近距离约为 8km，详见图 4.2-6。

本项目是保障国家油气安全供应的重点项目，项目开发符合国家产业政策要求。项目建设已纳入《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》重点项目，符合《东营市国土空间规划（2021-2035 年）》。项目正常生产阶段含油生产水、其他含油污水和生活污水中的灰水经处理满足注水水质标准后回注地层，不排海；新建平台产生的生活垃圾和生产垃圾均分类回收运回陆地处理，不排海；船舶污染物除生活污水和食品废弃物处理达标后远离海洋生态红线区排放外，其他船舶污染物均分类回收后运回陆地处理。仅非钻井油层水基钻井液、非钻井油层水基钻井液钻屑、海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物和少量生活污水（黑水）达标排海。根据环境影响预测结果，各类污染物排放对周边海域的最大影

响不超过 。对生态环境分区单元生态环境影响较小，符合《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）的要求。

图 4.2-6 本项目与东营市生态环境分区管控单元位置关系示意图

4.2.7 其他相关规划符合性分析

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

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》第三十二章提出：“做强做优做大海洋产业，**有序推进海洋能源资源开发利用**，...实施深海工程，提高深海进入、探测、开发、安全能力。加强主要海湾整体规划，提升北部、东部、南部海洋经济圈发展水平，优化海洋经济发展示范区布局，建设各具特色的现代海洋城市，因地制宜深化港产城融合发展，鼓励沿海地区与内陆地区加强海洋经济合作。”

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

4.2.7.2 《山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

根据《山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》，“**全面夯实能源安全保障能力**。……加大陆上、海上油气勘探开发和增储上产力度，深化济阳页岩油国家级示范区建设，推动油气与新能源融合发展。……建设完善油气储备设施，强化煤炭实物储备管理，健全完善能源储备体系，全面提升应急保障能力。到 2030 年，煤炭、原油产量分别稳定在 8000 万吨、2200 万吨左右，接纳省外电量达到 2000 亿千瓦时。”渤中 22-6 油田开发项目属于海洋油（气）开发及其附属工程，项目建设符合《山东省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.7.3 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

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

本项目距离周边国家级自然保护区等在 30km 以上，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到 30km 外海洋保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，在新建 BZ22-6 CEPA 平台、BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台上将配备溢油应急物资，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.7.4 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划位置关系见图 4.2-7。本项目新建设施位于《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》范围之外，最近距离约为 8km。

本项目不涉及围填海，不占用岸线，不会对海滩、岸线造成影响。项目在建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设时产生的悬浮物，悬浮物对周边海域的最大影响不超过 ，其对环境的影响属于短期、可恢复性的；生产阶段含油生产水回注地层，仅少量生活污水（黑水）处理达标后排海，不会损害海洋生态系统的稳定性和完整性。建设单位将制定严格的环境管理制度，并配备有效的溢油应急设备，以避免发生重大环境污染事件。综上所述，本项目建设符合《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

图 4.2-7 本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划位置关系示意图

4.3 工程周围环境敏感目标

4.3.1 国家级自然保护区

本项目周边海域国家级自然保护区为山东黄河三角洲国家级自然保护区，本项目新建工程设施距山东黄河三角洲国家级自然保护区最近约 31.4km。与本项目位置关系见图 4.3-1。

图 4.3-1 本项目与周边国家级自然保护区位置关系图

山东黄河三角洲国家级自然保护区位于东营市东北部黄河入海口处，是以保护黄河口新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主体的湿地国家级自然保护区。1990 年 12 月东营市人民政府批准建立黄河三角洲市级国家级自然保护区，1991 年 11 月山东省人民政府批准建立黄河三角洲省级国家级自然保护区，1992 年 10 月经国务院批准晋升为国家级自然保护区，同年 12 月成立山东黄河三角洲国家级自然保护区管理局，下设黄河口、大汶流、一千二 3 个管理站。根据《国务院关于浙江、福建、山东等 3 省国家级自然保护区和国家级风景名胜区整合优化方案的批复》（国务院，国函〔2026〕53 号，2026.6.12），山东黄河三角洲国家级自然保护区进行了整合优化。

4.3.2 国家级海洋特别保护区

项目所在海域沿岸的国家级海洋特别保护区有东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区和东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区等，本项目与所在海域国家级海洋特别保护区的位置关系见图 4.3-2。

（1）东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区

山东东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区位于东营市垦利县北部海区，从-3 米到水下-10 米浅海，水域总面积 94 平方公里，以半滑舌鳎及近岸海洋生态系统为主要保护对象。该区域距离黄河入海口 80 公里，有多条河流的径流入海，集中分布有半滑舌鳎等大型底栖鱼类，还是半滑舌鳎等底栖鱼类的良好繁殖场所，其他虾蟹和贝类资源也很丰富，海洋资源开发和生态环境保护价值显著。

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近，约 39.3km；新建管缆距离东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区最近约 33.6km。

（2）东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区

东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区行政区域属于山东省东营市河口区，总面积 448.12 平方公里。主要保护以文蛤为主的底栖贝类及其赖以生存的保护环境。

保护区依其性质和作用，划分为重点保护区、生态与资源恢复区、适度利

用区三个功能区，其重点保护区面积 80.16 平方公里，占保护区面积的 17.89%；生态与资源恢复区面积 166.72 平方公里，占保护区面积的 37.20%；适度利用区面积 201.24 平方公里，占保护区面积的 44.91%。

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台距离东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区最近，约 55.7km；新建管缆距离东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区最近约 47.7km。

图 4.3-2 本项目与周边海域国家级海洋特别保护区位置关系图

4.3.3 国家级水产种质资源保护区

本工程周边海域的国家级水产种质资源保护区主要有辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区、黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区和黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区等。本项目新建 BZ22-6 WHPC 平台距最近的辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区最近，约 35.2km；新建海底管缆与辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区的最近约 35.2km，本项目与所在海域国家级水产种质资源保护区的位置关系见图 4.3-3。

(1) 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区总面积为 7124 km²，其中核心区面积为 1710 km²，试验区面积为 5414 km²。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日。

核心三区是由 3 个拐点顺次连线与西侧海岸线（海岸线北起东营市黄河口镇，经黄河入海口、小清河入海口，南至潍坊市白浪河入海口）所围的海域（主要保护对象有中国明对虾、文蛤、青蛤、中国毛虾）。

实验区是由 4 个拐点顺次连线与南面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域（不包括其中的 3 个核心区）。海岸线北起山东省东营市孤岛镇向南经黄河口镇、黄河入海口、小清河入海口，以白浪河入海口为拐点，向东经潍河、胶莱河入海口到莱州市虎头崖镇转向东北经三山岛刁龙咀、辛庄镇、黄山馆镇，北至龙口市矾姆岛南侧。主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣

梭子蟹、真鲷、花鲈，另外还有蓝点马鲛、口虾蛄、半滑舌鳎、文蛤、青蛤、中国毛虾。栖息的其他物种包括银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳙、鳊、赤鼻棱鳊、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛等。

(2) 黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区

黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区总面积 2188.9hm²。核心区面积为 778.4hm²，实验区面积 1410.5hm²。特别保护期为每年 3-8 月，主要保护对象为黄河口文蛤等。

(3) 黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区

黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44hm²，其中核心区面积为 4120.11hm²，实验区面积 5955.33hm²。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域。主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲷鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。

图 4.3-3 本项目与周边海域国家级水产种质资源保护区位置关系图

4.3.4 产卵场

根据《黄渤海区渔业资源调查与区划》（农业部渔业局编，海洋出版社），本项目周围海域主要包括游泳动物产卵场、索饵场和越冬场，分布如下。

本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳊鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中，上述产卵场与工程位置关系见图 4.3-4~图 4.3-8。

银鲳属鲳科，为暖水性中上层集群性经济鱼类。与其它近海性鱼类的产卵场分布具有极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为 10~20m，产卵场以河口区贯有的以泥、沙、泥沙、沙泥为主的底质。产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬，产卵盛期为 6 月，7~11 月为主要索饵期。

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。

黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6~7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9~10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5~6 月。

鲈鱼是渤海大型经济鱼类，终年栖息在近海水域，只作近距离移动，不作长距离洄游。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威渔场、石岛渔场一带越冬，越冬期为 12 月~2 月。自早春始，逐渐游向近岸及河口附近索饵和产卵，鲈鱼的产卵场较广，主要在 38°~40°N, 119°~121°E，水深 15~50m，产卵后的鲈鱼进入深水区越冬。鲈鱼的产卵期为 8~11 月，产卵盛期为 10 月，主要索饵期为 3~8 月。

白姑鱼属石首鱼科，在我国海域均有分布，为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类，经济价值较高。白姑鱼 5 月在渤海中部出现，但数量很少，6~7 月集中在莱州湾产卵。8 月分布面扩大，在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区，9~10 月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11 月份主群离开渤海，仅中部有少量个体，12 月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为 5~6 月，8 月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游。

蓝点马鲛属鲛科，是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。一般 4 月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7 月密集中心在渤海中部，10 月随水温下降，分布区逐渐移向渤海中部，11 月大部分个体游出渤海。

东方鲀属鲀科，属洄游性的近海底层鱼类。东方鲀在渤海主要有黄河口、小清河口、潍河口、滦河口、菊花岛及长兴岛等产卵场。5~6 月为产卵期，产卵后的东方鲀分布在产卵场附近索饵，秋季随着水温下降群体先后陆续游出渤海，11 月中旬开始进行越冬洄游。

梭子蟹属甲壳纲十足目梭子蟹科，因头胸甲呈梭子形，甲壳的中央有三个突起，所以又称“三疣梭子蟹”。为暖温性多年生大型蟹类动物，我国沿海均有分布，也是我国最大的一种蟹类。三疣梭子蟹终生生活在渤海，是一种地方性资源。每年 12 月下旬至翌年 3 月下旬为越冬期，3 月末 4 月初梭子蟹开始出蛰并逐渐向近岸产卵场洄游；5 月初产卵群体已经游至河口附近浅水区开始产卵，

6~7 月经过 2 次产卵的产卵亲体开始向外海移动,集中分布在内湾的相对深水区,8 月集中分布在内湾的近岸浅水区;9 月是梭子蟹分布密度最高的月份;10 月随着水温的下降向渤海中部洄游。

鳎属于近海结群洄游性中上层暖水性鱼类。越冬场分布在东海在 24.5~30N,水深 40~60m 范围。研究结果表明,渤海的鳎属独立渔业生态群,4~5 月进入渤海,在渤海的 3 个海湾均有产卵场分布,产卵期为 5~7 月,产卵盛期为 6 月,主要索饵期为 8~11 月。

叫姑鱼属石首鱼科,地方名小白鱼、叫姑子等,为洄游性的底层鱼类。叫姑鱼越冬期为 12 月至翌年 2 月份,2 月下旬开始北上生殖洄游,当渤海海峡水温增至 4.0~4.5℃时,叫姑鱼大体沿 38N 线向西移动入渤海。入渤海后又分为南北两路,主群进入莱州湾、渤海湾各河口产卵场,北路进入辽东湾双台子河、大凌河和小凌河口一带产卵场。叫姑鱼的繁殖期为 5~7 月,盛期在 6 月份,索饵期主要在为 8~10 月。

中国对虾是一种暖水性、一年生的大型虾类。中国对虾主要分布在黄渤海区,在一年的生命周期中,要经过一次往返约千余公里的洄游,这是中国对虾区别于世界其它虾类的一个重要特点。渤海近岸出生的中国对虾在近海要经过近 6 个月的索饵肥育。每年 3 月上、中旬,越冬的对虾开始集结,游离越冬场进行生殖洄游,于 4 月下旬到达渤海诸河口附近产卵场,产卵期一般为 5~6 月一个月左右,6~7 月份在河口附近摄食成长,9 月份开始向渤海中部及黄海北部洄游。

渤海几乎全年都有鳀鱼分布,近年来调查资料表明,从春到冬调查海区始终都有鳀鱼渔获。每年 3 月鳀鱼开始生殖洄游,5 月初进入渤海,5~6 月为产卵盛期,7~9 月为主要索饵期,10 月陆续游离渤海进行越冬洄游,约于 11 月和分布在黄海南部的鳀鱼群汇合向越冬场洄游,越冬场位于对马、五岛至济州岛附近海域。

带鱼属带鱼科,属暖水性和底层鱼类,为拖网、定置网等捕捞对象。每年 3~4 月开始向产卵场洄游,5 月下旬至 6 月产卵,在渤海的产卵群在水浅、温盐度较低的河口外海产卵,其群体可分两部分,南部群体进入莱州湾;北部群体分别进入渤海中部和辽东湾东、南两岸。

鲈鱼是渤海大型经济鱼类,终年栖息在近海水域,只作近距离移动,不作

长距离洄游。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威渔场、石岛渔场一带越冬，越冬期为 12 月~2 月。自早春始，逐渐游向近岸及河口附近索饵和产卵，鲈鱼的产卵场较广，主要在 $38^{\circ} \sim 40^{\circ} \text{N}$ ， $119^{\circ} \sim 121^{\circ} \text{E}$ ，水深 15~50m，产卵后的鲈鱼进入深水区越冬。鲈鱼的产卵期为 8~11 月，产卵盛期为 10 月，主要索饵期为 3~8 月。

图 4.3-4 本项目与产卵场位置关系图 1

图 4.3-5 本项目与产卵场位置关系图 2

图 4.3-6 本项目与索饵场位置关系图 1

图 4.3-7 本项目与索饵场位置关系图 2

图 4.3-8 本项目与越冬场位置关系图

4.3.5 环境敏感目标分布

根据以上的调查分析，工程所在地周围的环境敏感目标为重要渔业水域产卵场、索饵场和越冬场。周边环境敏感目标见表 4.3-1。本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场



7.8km、带鱼索饵场 10.0km、鳊产卵场 18.5km，距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上；新建管缆距鳊产卵场 6.1km、白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km，距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上。

表 4.3-1 主要环境敏感目标

类型	敏感区名称	与新建平台最近距离及方位	与新建管缆最近距离及方位	敏感时间	是否位于评价范围内
海洋生态保护红线		31.6km/SW	31.4km/SW	-	否
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	31.6km/SW	31.4km/SW	-	否
国家级海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	39.3km/W	33.6km/W	-	否
	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	55.7km/W	47.7km/W	-	否
国家级水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	35.2km/S	35.2km/S	-	是
	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	37.0km/SW	36.9km/SW	-	否
	黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	48.5km/SW	43.5km/SW	-	否
重要渔业水域	白姑鱼产卵场	7.8km/S	7.8km/S	5~6 月	是
	黄姑鱼产卵场	35.8km/S	35.8km/S		是
	银鲳产卵场	29.2km/NW	29.2km/NW	6 月	是
	鳊产卵场	18.5km/NW	6.1km/NW		是
	叫姑鱼产卵场	47.4km/S	47.4km/S		否
	鲈鱼产卵场	位于其中	位于其中	10 月	是
	蓝点马鲛产卵场	位于其中	位于其中	5月中旬~6月上旬	是
	三疣梭子蟹产卵场	42.3km/SW	37.2km/SW	5 月	否
	三疣梭子蟹索饵场	位于其中	位于其中	\	是
	中国对虾索饵场	位于其中	位于其中	\	是
	鳀鱼索饵场	位于其中	位于其中	\	是
	东方鲀索饵场	位于其中	位于其中	\	是
	带鱼索饵场	10.0km/SE	10.0km/SE	\	是
	叫姑鱼索饵场	位于其中	位于其中	\	是
	鲈鱼越冬场	位于其中	位于其中	\	是
	三疣梭子蟹越冬场	23.3km/E	23.3km/E	\	否

5 环境质量现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

渤中 22-6 油田开发项目附近海域的海水水质、海洋沉积物、海洋生态（游泳动物除外）现状调查工作由自 。本项目评价等级为 2 级，项目位于其他海域，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），现状调查可采用任何一季。本项目采用春季调查，调查时间为 。

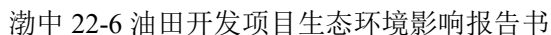
5.1.1 调查站位布设

春季调查布设 5 个纵断面，断面间距约为 14km；垂直于纵断面布设 6 个横断面，断面间距约为 15km，纵横断面交点为站点所在位置。布设水质调查站位 31 个，海洋沉积物和生物生态（游泳动物除外）站位各 23 个。环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目分别见表 5.1-1 和图 5.1-1。

图 5.1-1 春季环境质量现状调查站位布设

表 5.1-1 春季现状调查站位及调查项目

[illegible]



5.1.2 调查项目

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

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

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

此次调查中水质、沉积物、生物生态和生物质量样品的采集、运输、保存和预处理等均按《海洋监测规范》（GB17378-2007）、《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）等要求执行。

(1) 海水水质：分 2 个层次进行采集，分别为表层、底层（高于泥线 2m），其中石油类只调查表层样品。

(2) 海洋沉积物：用抓斗式采泥器采集底泥，取表层样。

(3) 海洋生物生态:

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



浮游生物：浮游动物采用浅水I型浮游生物网，浮游植物样品采用浅水III型浮游生物网，自底（距底 2m）至表垂直拖网取得。样品经 5%福尔马林海水溶液固定保存，以个体计数法进行分析。

底栖生物：用 0.05m² 曙光型采泥器采集，每站采泥 4 次，所获泥样经孔径为 0.5mm 的套筛冲洗后，挑拣全部生物个体作为一个样品，生物标本浸于 75% 酒精溶液中固定保存，带回实验室鉴定分析。

5.1.4 分析方法

海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量调查项目的分析方法见表 5.1-2。

表 5.1-2 海洋现状调查项目的分析方法

类别	检测项目	分析方法	检出限
海水水质	盐度	盐度计法	-
	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	-
	溶解氧	碘量法	-
	石油类	紫外分光光度法	3.5μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
	pH	pH 计法	-
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L
	悬浮物	重量法	-
	砷	原子荧光法	0.5μg/L
	汞	原子荧光法	7.0×10 ⁻³ μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
	铵盐	流动分析法	1.08μg/L
	亚硝酸盐	流动分析法	0.35μg/L
	硝酸盐	流动分析法	0.60μg/L
	活性磷酸盐	流动分析法	0.72μg/L
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.10μg/L
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03μg/L
	总铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.05μg/L
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.12μg/L
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07μg/L
生物生态	叶绿素 a	荧光分光光度法	-
	浮游植物	镜下鉴定法	-
	浮游动物	镜下鉴定法	-
	底栖生物	镜下鉴定法	-
沉积物	石油类	紫外分光光度法	3×10 ⁻⁶
	硫化物	碘量法	4×10 ⁻⁶
	砷	原子荧光法	0.06×10 ⁻⁶
	汞	原子荧光法	0.002×10 ⁻⁶
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.008×10 ⁻⁹



类别	检测项目	分析方法	检出限
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10^{-9}
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.015×10^{-9}
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10^{-9}
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.16×10^{-9}
	有机碳	元素分析仪法	-
	粒度	激光粒度仪法	-
	石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}
生物质量	砷	原子荧光法	0.2×10^{-6}
	总汞	原子荧光法	0.002×10^{-6}
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10^{-9}
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	1.66×10^{-9}
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.08×10^{-9}
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.3×10^{-9}
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10^{-9}

5.1.5 评价因子与评价标准

5.1.5.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项。《海水水质标准》（GB3097-1997）的标准值见表 5.1-3。

根据《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》，本次调查站位中有 12 个位于国土空间规划范围内，见表 5.1-4 和图 5.1-2，按照国土空间规划的要求采用相应的海水水质标准进行评价；位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。

表 5.1-3 海水水质标准值

项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
溶解氧	>6 mg/L	>5 mg/L	>4mg/L	>3 mg/L
化学需氧量	≤2 mg/L	≤3 mg/L	≤4 mg/L	≤5 mg/L
活性磷酸盐	≤0.015 mg/L	≤0.030 mg /L		≤0.045 mg /L
无机氮	≤0.20 mg/L	≤0.30 mg/L	≤0.40 mg/L	≤0.50 mg/L
砷	≤0.020 mg/L	≤0.030 mg/L	≤0.050 mg/L	
汞	≤0.00005 mg/L	≤0.0002 mg/L		≤0.0005 mg/L
铜	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	≤0.050 mg/L	
铅	≤0.001 mg/L	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	≤0.050 mg/L
锌	≤0.020 mg/L	≤0.050 mg/L	≤0.10 mg/L	≤0.50 mg/L
镉	≤0.001 mg/L	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	
总铬	≤0.05 mg/L	≤0.10 mg/L	≤0.20 mg/L	≤0.50 mg/L
石油类	≤0.05 mg/L		≤0.30 mg/L	≤0.50 mg/L
挥发性酚	≤0.005 mg/L		≤0.010 mg/L	≤0.25 mg/L



项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
硫化物	$\leq 0.02 \text{ mg/L}$	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$

表 5.1-4 位于国土空间规划范围内水质调查站位及评价标准要求

《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》		包含监测站位	执行水质标准
功能区代码	功能区名称		
/	生态保护区	P42、P43	一类
1-3	东营港南渔业区用海区	P26、P28、P35、P36、P37、P41	二类
2-1	交通运输用海区	P27	四类
3-1	工矿通信用海区	P25、P33、P34	三类

图 5.1-2 海水水质调查站位与《东营市国土空间总体规划》叠加示意图

5.1.5.2 海洋沉积物质量

海洋沉积物评价因子为有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类共 10 项。《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）标准值见表 5.1-5。

根据《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》，本次调查站位中有 8 个沉积物站位位于国土空间规划范围内（见表 5.1-6 和图 5.1-3），按照国土空间规划的要求采用相应的沉积物标准进行评价；位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。

表 5.1-5 海洋沉积物质量标准

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

表 5.1-6 位于国土空间规划范围内沉积物/生物质量站位评价标准要求

《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》		包含监测站位	执行沉积物/生物质量标准
功能区代码	功能区名称		
/	生态保护区	P42、P43	一类



《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》		包含监测站位	执行沉积物/生物质量标准
功能区代码	功能区名称		
1-3	东营港南渔业区用海区	P26、P28、P35、P37、P41	一类
3-1	工矿通信用海区	P33	二类

图 5.1-3 沉积物/生物质量调查站位与《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》叠加示意图

5.1.5.3 生物质量

本项目在调查海域采集到的底栖生物样品为甲壳类、鱼类、软体类（非双壳类）。甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）生物体内污染物质含量评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C。这 3 类生物质量目前没有铬的参考标准，因此污染因子铬只列出检测结果，不予以评价。各类生物体污染物评价标准见表 5.1-7。

表 5.1-7 海洋生物质量标准值（单位：mg/kg 湿重）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	备注
软体动物 (非双壳类)	/	100	10	250	5.5	1	0.3	20	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》 (HJ 1409-2025)
甲壳类	/	100	2	150	2.0	1	0.2	20	
鱼类	/	20	2	40	0.6	1	0.3	20	

根据《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》，本次调查站位中有 8 个生物质量站位位于国土空间规划范围内（见表 5.1-6 和图 5.1-3），按照国土空间规划的要求采用相应的生物质量标准进行评价；位于国土空间规划范围外的站位按照保持现状进行评价。

5.1.6 评价方法

5.1.6.1 海水水质

根据监测结果，采用标准指数法对水质现状进行评价。

标准指数的计算公式如下：

$$PI_i = C_i / S_i$$

式中： PI_i ——i 项评价因子的标准指数；

C_i ——i 项评价因子的实测浓度；

S_i ——i 项评价因子的评价标准。

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

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

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

式中: DO — 溶解氧实测值;

DO_s — 溶解氧标准值;

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

pH 的标准指数用下述公式计算:

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

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

式中: pH_j — pH 实测值;

pH_{sd} — 海水 pH 标准的下限值;

pH_{su} — 海水 pH 标准的上限值。

水质参数的标准指数 > 1 , 表明该水质参数超过了规定的水质标准。

5.1.6.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状评价采用标准指数法, 评价公式与海水水质评价相同。

5.1.6.3 海洋生物生态

a. 初级生产力

初级生产力采用 CADEE (1975) 公式进行估算, 即:

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

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

Q — 碳同化指数, 为 3.7;

D — 白昼时间长短 (h);

E — 真光层深度 (m), 取透明度的 3 倍;

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

b. 多样性指数、均匀度和丰富度

评价生物群落结构特征采用 Shannon-Wiener 多样性指数 (H') (1949)、



Pielou 均匀度指数 (J') (1975)、Margalef 丰富度指数 (d) (1958), 计算公式分别为:

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

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

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

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

c. 优势度

采用 Mcnaughton 优势度指数来判定优势种, 计算公式为:

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

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

5.1.6.4 生物质量

底栖生物质量评价同水质评价, 均采用标准指数法。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查结果

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

表 5.2-1 调查海域海水水质要素含量变化情况

项目	最小值	最大值	平均值
水温 (°C)			
pH			
盐度			
DO (mg/L)			
COD (mg/L)			
悬浮物 (mg/L)			
活性磷酸盐 (μg/L)			
无机氮 (μg/L)			
铜 (μg/L)			
铅 (μg/L)			
锌 (μg/L)			
镉 (μg/L)			



项目	最小值	最大值	平均值
总铬 (μg/L)			
汞 (μg/L)			
砷 (μg/L)			
石油类 (μg/L)			
硫化物 (μg/L)			
挥发性酚 (μg/L)			

5.2.2 海水水质评价结果

根据 HJ 1409-2025, 分层采样的点位采用多层数据的平均值进行评价。评价因子 (平均值) 的标准指数见附表 4。

5.2.2.1 位于东营市国土空间总体规划内站位

本次调查有 12 个海水水质站位位于国土空间规划内, 其中 P25-P28、P33-P34 共 6 个国土空间规划内站位的所有水质评价因子均符合相应要求的水质标准, 不超标。P35-P37 和 P41-P43 这 6 个站位除无机氮外, 其余 14 项评价因子均符合相应要求的水质标准; 无机氮最大超标倍数为 1.93, 超标情况统计见表 5.2-2。

表 5.2-2 位于东营市国土空间规划内站位海水水质超标因子统计

评价因子	执行标准	超标站位	最大超标倍数	超标率 (%)	超标站位 全部符合类别
无机氮	一类	P42、P43	1.93 (P42)	100	劣四类
	二类	P35、P36、P37、P41	0.66 (P37)	66.7	四类

注: 超标率为超标站位与执行相应水质标准的国土空间规划内的站位数的比值。下同。

5.2.2.2 位于东营市国土空间总体规划外站位

本次调查海域有 19 个站位位于国土空间规划范围外, 按保持现状水质标准评价。各站位的 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、铜、镉、锌、总铬、汞、砷、硫化物和挥发性酚等 12 项均符合第一类海水水质标准要求。各站位水质现状符合情况见表 5.2-3。

无机氮有 4 个站位符合第一类海水水质标准, 有 15 个站位符合第二类海水水质标准。

铅有 18 个站位符合第一类海水水质标准, 有 1 个站位符合第二类海水水质标准。

活性磷酸盐有 18 个站位符合第一类海水水质标准, 有 1 个站位符合第二(三)类海水水质标准。



表 5.2-3 位于东营市国土空间规划外站位海水水质符合情况

评价因子	站位编号			
	符合一类标准	符合二类标准	符合三类标准	符合四类标准
pH	所有站位	/	/	/
溶解氧	所有站位	/	/	/
化学需氧量	所有站位	/	/	/
活性磷酸盐	除 P10 外的所有站位	P10		/
无机氮	P1、P2、P3、P29	P4-P5、P9-P13、 P17-P21、P55-P57	/	/
石油类	所有站位	/	/	/
铜	所有站位	/	/	/
铅	除 P18 外的所有站位	P18	/	/
镉	所有站位	/	/	/
锌	所有站位	/	/	/
总铬	所有站位	/	/	/
汞	所有站位	/	/	/
砷	所有站位	/	/	/
硫化物	所有站位	/	/	/
挥发性酚	所有站位	/	/	/

5.2.2.3 东营市国土空间总体规划内站位水质超标原因分析

本次调查的超标因子为无机氮。

本项目调查海域位于渤海中部。根据 2018 至 2023 年的《中国海洋生态环境状况公报》可知，从 2018 年至 2023 年，渤海年均排海污水量超 6 亿吨，其中总氮的输入量在 2 千吨以上，陆源输入是渤海海域污染的重要来源。此外，通过河流径流、海水养殖业等输入也是重要的污染来源。渤海作为半封闭海域，水体交换能力弱，也可能是导致污染超标的一个原因。

根据本报告“第 6 篇 环境影响回顾性分析”可知，无机氮在历次调查中均存在超标现象。

5.3 海洋沉积物现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

调查海域表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1。分析结果表明，该海域表层沉积物包含 4 种沉积物类型，首先是粘土质粉砂（YT），站位占比为 56.5%，其次为砂质粉砂（ST），站位占比为 26.1%；粉砂（T）的站位占比为 8.7%；粉砂质砂（TS）的站位占比为 8.7%。沉积物中值粒径 Md 为（1.95~6.78） ϕ ，平均为 5.60 ϕ 。

表 5.3-1 调查海域表层沉积物类型及粒径级别

[illegible]

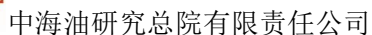
注: T 代表粉砂, TS 代表粉砂质砂, ST 代表砂质粉砂, YT 代表粘土质粉砂。

5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

调查海域表层沉积物各污染物含量分析结果见表 5.3-2，其中：石油类含量范围为 $(7.17\sim250)\times10^{-6}$ ，铬含量范围为 $(13.4\sim24.5)\times10^{-6}$ ，铜含量范围为 $(4.67\sim17.3)\times10^{-6}$ ，锌含量范围为 $(19.9\sim61.2)\times10^{-6}$ ，镉含量范围为 $(0.0689\sim0.28)\times10^{-6}$ ，铅含量范围为 $(6.89\sim57.7)\times10^{-6}$ ，汞含量范围为 $(0.0262\sim0.0689)\times10^{-6}$ ，砷含量范围为 $(7.1\sim13.9)\times10^{-6}$ ，硫化物含量范围为 $(7.22\sim62.9)\times10^{-6}$ ，有机碳含量范围为 $(0.0800\sim1.113)\times10^{-2}$ 。

表 5.3-2 调查海域海洋沉积物中各污染物含量

[illegible]



5.3.3 海洋沉积物质量评价结果

调查海域表层沉积物中有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类含量按一类标准计算的标准指数均低于 1（表 5.3-3），均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类标准，且位于东营市国土空间总体规划内站位的沉积物质量均符合相应要求的标准。调查海域海洋沉积物质量整体状况较好。

表 5.3-3 调查海域海洋沉积物标准指数统计结果 (按一类标准计算)

第五篇 环境质量现状调查与评价

[illegible]

5.4 海洋生态现状调查与评价

5.4.1 叶绿素 a 和初级生产力

调查各站位叶绿素 a 含量和初级生产力计算结果见表 5.4-1。

调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于 (0.35~5.52) $\mu\text{g/L}$, 平均值为 1.11 $\mu\text{g/L}$; 底层叶绿素 a 浓度变化于 (0.43~3.55) $\mu\text{g/L}$, 平均值为 1.39 $\mu\text{g/L}$ 。调查各站位初级生产力变化范围为 (41.33~831.38) $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 平均值为 178.54 $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

根据《赤潮监测技术规程》(HY/T 069-2005),使用单项指标法评价海水水质营养状况,叶绿素 a 浓度在 (1~10) $\mu\text{g/L}$ 可用作富营养化阈值判断的单项指标,叶绿素 a 浓度在大于 10 $\mu\text{g/L}$ 时,海水呈富营养化水平。本次调查中各层平均叶绿素 a 浓度均在 (1~10) $\mu\text{g/L}$ 范围内,海域水质营养状况处正常水平。

表 5.4-1 调查海域各站位海水叶绿素 a 含量和海洋初级生产力

[illegible]

[illegible]

注：“-”表示无测量数据。

5.4.2 浮游植物

5.4.2.1 种类组成

调查海域共鉴定出浮游植物 55 种（类）（见附表 5），其中硅藻门 50 种；甲藻门 4 种；金藻门 1 种。

5.4.2.2 个体数量分布

调查海域浮游植物个体数量分布详见表 5.4-2。

调查海域浮游植物密度变化范围在 $(0.47 \sim 2056.04) \times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 202.12×10^4 个/ m^3 。

表 5.4-2 调查海域浮游植物个体数量 ($\times 10^4$ 个/ m^3)

[illegible]

[illegible]

5.4.2.3 优势种

调查海域浮游植物的优势种分别为具槽帕拉藻、刚毛根管藻、布氏双尾藻、尖刺伪菱形藻、中肋骨条藻和冰河拟星杆藻。

5.4.2.4 群落特征指数

调查海域浮游植物群落特征指数见表 5.4-3。

调查海域各站位浮游植物多样性指数(H')范围为 0.41~3.14, 平均值为 2.10; 均匀度(J')变化范围为 0.15~0.75, 平均值为 0.56; 丰富度(d)变化范围为 0.32~0.99, 平均值为 0.66。

从群落特征指数来看, 调查海域的浮游植物多样性指数一般, 且均匀度和丰富度较差, 浮游植物群落结构稳定性一般。

表 5.4-3 调查海域浮游植物多样性指数、均匀度和丰富度

[illegible]

[illegible]

5.4.3 浮游动物

5.4.3.1 种类组成

调查海域共鉴定浮游动物 25 种（类）（见附表 6），其中浮游幼虫 8 种，甲壳动物 12 种（包括桡足类 8 种，涟虫类 3 种，端足类 1 种），水母类 3 种，毛颚动物和尾索动物各 1 种。

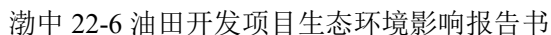
5.4.3.2 生物量和密度分布

调查海域浮游动物生物量和密度见表 5.4-4。

调查海域浮游动物生物量变化范围为(9.9~366.3)mg/m³, 平均为 102.9mg/m³; 密度变化范围为(6.79~560.00)个/m³, 平均为 131.90 个/m³。

表 5.4-4 调查海域浮游动物的生物量和密度

[illegible]



5.4.3.3 优势种

5.4.3.4 群落特征指数

调查海域浮游动物的多样性指数 (H') 在 0.49~2.72 之间, 平均值为 1.44; 均匀度 (J') 在 0.19~0.86 之间, 平均值为 0.53; 丰富度 (d) 在 0.44~2.89 之间, 平均值为 1.05。群落特征指数表明, 调查海域浮游动物的多样性指数、均匀度和丰富度均较低, 该海域浮游动物群落结构稳定性一般。

[illegible]

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

调查海域共鉴定底栖生物 73 种（类）（见附表 7），隶属于扁形动物、刺

胞动物、纽形动物、环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、半索动物共 8 个门类。其中环节动物 31 种，节肢动物 20 种，软体动物 17 种，其它动物各 1 种。

5.4.4.2 生物量和密度分布

调查海域底栖生物各站位栖息密度和生物量见表 5.4-6。

调查海域底栖生物生物量变化范围在(0~11.05)g/m²之间,平均为 2.06g/m²。密度变化范围在(0~500)个/m²之间,平均为 218 个/m²。

表 5.4-6 调查海域底栖生物各站生物量和栖息密度

[illegible]

5.4.4.3 优势种

调查海域底栖生物的优势种为寡鳃齿吻沙蚕、经氏壳蛞蝓、寡节甘吻沙蚕、不倒翁虫和细长涟虫。

5.4.4.4 群落特征指数

调查海域底栖生物群落特征指数见表 5.4-7。

调查海域底栖生物的多样性指数 (H') 在 0.92~3.91 之间, 平均值为 2.89;

均匀度 (J') 在 0.63~0.98 之间, 平均值为 0.87; 丰富度 (d) 在 0.63~3.34 之间, 平均值为 1.91。

从群落特征指数来看, 调查海域底栖生物的多样性指数一般, 但均匀度和丰富度均较高, 调查海域底栖生物群落结构稳定性较好。

表 5.4-7 调查海域底栖生物多样性指数、均匀度和丰富度

[illegible]

注: P5 站位未发现底栖生物, P35 站位仅发现一种底栖生物, 不具有代表性, 故这 2 个站位未计算群落特征指数。

5.5 海洋生物质量现状调查与评价

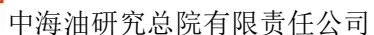
5.5.1 主要污染物质的含量状况

生物质量调查采集到甲壳类、鱼类和软体动物（非双壳类）共 6 种生物样品，分别为口虾蛄、短吻红舌鲷、银鲳、矛尾鰕虎鱼、短蛸和日本枪乌贼。

调查监测采集到生物样品体内的总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬和石油烃的含量，见表 5.5-1。

表 5.5-1 海域海洋生物体内各污染物含量 (单位: mg/kg 湿重)

[illegible]



调查海域所有底栖生物样品中, 甲壳类、鱼类和软体动物(非双壳类)各项评价因子的单项标准指数值均小于 1, 均符合所参考的标准要求。调查结果表

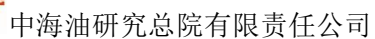


表 5.5-2 调查海域海洋生物质量标准指数

[illegible]



站号	中文名	铬	铜	锌	镉	铅	砷	总汞	石油烃

注：“/”表示该监测项目尚未有标准参考。

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查概况

5.6.1.1 调查时间

中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2023 年 5 月（春季）在项目周边海域进行了渔业资源现状调查。

5.6.1.2 调查范围和站位布设

调查共布设 21 个调查站位，见表 5.6-1 和图 5.6-1，调查项目包括鱼卵、仔稚鱼和游泳生物。

表 5.6-1 渔业资源调查站位表

站位	经度（E）	纬度（N）

图 5.6-1 渔业资源调查站位图

5.6.1.3 调查方法

渔业资源调查采样方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）、《海洋渔业资源调查规范》（SC/T9403-2012）和《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）等规范的要求进行。

游泳生物：拖网调查船为“鲁昌渔 60003”，船只主机功率 260kW。拖网调查所用网具为单拖底拖网，网口 1400 目，网目尺寸 56mm，网口周长 78.4m，囊网网目 20mm，每站拖曳 1h，平均拖速 3kn。拖曳时，网口高度 5.3m，网口宽度 8m，每站的实际扫海面积为 44448m²。渔获物在船上鉴定种类，并按种类记录重量、尾数等数据，样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。

鱼卵、仔稚鱼：定性样品采集使用大型浮游生物网（口径 80cm，长 280cm）表层水平拖网 10min，拖网速度 2kn；定量样品采集使用定性样品采集方法，并加系流量计。采集的样品经 5%甲醛海水溶液固定保存后，在实验室进行样品分类鉴定和计数。

5.6.1.4 数据处理方法

a. 游泳生物资源密度（重量、尾数）估算方法

拖网资源密度的估算采用扫海面积法，计算式为：

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

式中： ρ 为现存资源量； D 为相对资源密度，即平均渔获量； a 为网次扫海面积； p 为网具捕获率（根据鱼类等的不同生态习性，把网具的捕获率大体上分为如下 3 类：中上层鱼类和头足类， p 取 0.3；近底层鱼类、虾类和蟹类， p 取 0.5；底层鱼类， p 取 0.8）。

b. 鱼卵、仔稚鱼密度估算方法

$$G = N / V$$

式中： G 为单位体积海水中鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒/m³或尾/m³； N 为全网鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒或尾； V 为滤水量，单位为 m³

c. 相对重要性指数 IRI

游泳动物群落优势种的分析采用 *Pinkas* 的相对重要性指数（ IRI ），以 IRI 大于 1000 作为优势渔获物的判断指标。

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

式中: N —某一种类的尾数占渔获总尾数的百分比;

W —某一种类的重量占渔获总重量的百分比:

F —某一类出现的站位数占调查总站位数的百分比。

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

5.6.2.1 鱼类资源

a. 种类组成

本次调查捕获鱼类 37 种，隶属于 8 目，20 科。鱼类种类名录见附表 8。

b. 优势种

根据相对重要性指数 (*IRI*) 计算结果: 鱼类优势种为短吻红舌鲷、赤鼻棱鯮、黄鲫、矛尾虾虎鱼, *IRI* 指数分别为 5102.2、3367.99、2231.24、1211.29。

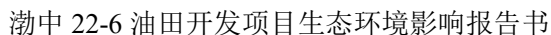
c. 渔获组成

本次调查鱼类的渔获组成见表5.6-2。

本次调查鱼类平均重量渔获率变化范围为 (0.31~23.25) kg/h, 平均为 6.23kg/h; 数量渔获率变化范围为 (34~1318) 尾/h, 平均为 378 尾/h。

表 5.6-2 调查各站位鱼类的渔获组成

[illegible]

d. 资源密度

本次调查鱼类资源密度见表 5.6-3。

本次调查鱼类重量资源密度变化范围为 (18.13~1681.59) kg/km², 平均资源量为 368.62kg/km², 其中, 鱼类成体平均资源量为 360.32kg/km², 幼鱼平均资源密度为 1266 尾/km²。

表 5.6-3 调查各站位鱼类的资源状况

5.6.2.2 头足类资源

a. 种类组成

本次调查共捕获头足类 4 种。头足类种类名录见附表 9。

b. 优势种

根据相对重要性指数 (*IRI*) 计算结果: 头足类优势种为火枪乌贼, *IRI* 指数为 12486.85。

c. 渔获组成

本次调查头足类的渔获组成见表 5.6-4。

本次调查头足类重量渔获率变化范围为 (0~3.36) kg/h, 平均为 0.54kg/h; 头足类数量渔获率变化范围为 (0~288) 尾/h, 平均为 54 尾/h。

表 5.6-4 调查各站位头足类的渔获组成

[illegible]

d. 资源密度

本次调查头足类资源密度见表 5.6-5。

本次调查头足类重量资源密度变化范围为 (0~251.98) kg/km², 平均重量资源密度为 40.65kg/km², 其中, 成体平均资源量为 38.93kg/km², 幼体平均资源密度为 714 尾/km²。

[illegible]

本次调查甲壳类重量渔获率平均为 1.95kg/h, 其中: 虾类重量渔获率变化范围为 (0.04~5.568) kg/h, 平均为 1.39kg/h, 蟹类重量渔获率变化范围为 (0~3.94)

kg/h, 平均为 0.56kg/h。甲壳类数量渔获率平均为 308 尾/h, 其中: 虾类尾数渔获率变化范围为 (16~752) 尾/h, 平均为 231 尾/h, 蟹类尾数渔获率变化范围为 (0~758) 尾/h, 平均为 77 尾/h。

表 5.6-6 调查各站位甲壳类的渔获组成

[illegible]

注：捕获口足类 1 种（口虾蛄），其渔获率计算包含在虾类中。

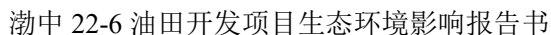
d. 资源密度

本次调查甲壳类资源状况见表 5.6-7。

本次调查甲壳类平均资源量为 87.81kg/km²，其中，虾类成体平均资源量为 55.21kg/km²，蟹类成体平均资源量为 24.63kg/km²，虾类幼体平均资源密度为 2648 尾/km²，蟹类幼体平均资源密度为 86 尾/km²。

表 5.6-7 调查各站位甲壳类的资源状况

站 位	总资源量 (kg/km ²)		成体资源量 (kg/km ²)		幼体资源密度 (尾/km ²)	
	虾类	蟹类	虾类	蟹类	虾类	蟹类



5.6.2.4 鱼卵、仔稚鱼

本次调查采集到的鱼卵、仔稚鱼种类见附表 11。

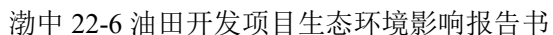
本次调查共采集到鱼卵和仔稚鱼共 11 种，隶属于 3 目 9 科。其中，鱼卵包括斑鰭、鯉、赤鼻棱鯉等 10 种；仔稚鱼包括鮫、虾虎鱼 sp 等 2 种。鱼卵优势种为斑鰭、小黄鱼、赤鼻棱鯉、鯉、多鳞鱖，仔稚鱼优势种为鮫。

本次调查垂直拖网采集到的鱼卵、仔稚鱼的密度见表 5.6-8。

本次调查鱼卵密度范围为 (0~3.11) 粒/m³, 平均密度为 0.746 粒/m³; 仔稚鱼密度范围为 (0~0.389) 尾/m³, 平均密度为 0.057 尾/m³。

表 5.6-8 垂直拖网采集到的鱼卵、仔稚鱼密度

第 122 页 共 277 页



5.6.2.5 总资源评估

本次调查共捕获游泳动物 57 种，其中鱼类 37 种，头足类 4 种，甲壳类 16 种。游泳动物平均总资源密度为 $497.08\text{kg}/\text{km}^2$ ，其中：成体平均总资源密度为 $479.09\text{kg}/\text{km}^2$ ；幼体平均总资源密度为 $4714\text{尾}/\text{km}^2$ 。鱼卵平均密度为 $0.746\text{粒}/\text{m}^3$ ，仔稚鱼平均密度为 $0.057\text{尾}/\text{m}^3$ 。



6 环境影响回顾性分析

渤中 22-6 油田开发项目依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 CEPA 平台、BZ19-6 EPP 平台、BZ19-6 WHPA 平台、BZ19-4 WHPB 平台、BZ19-4 WHPA 平台、BZ25-1 WHPA 平台、BZ25-1 WHPB 平台、HYSY113 FPSO 和滨州终端进行开发生产。为了更加客观地预测评价渤中 22-6 油田开发项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将主要针对本项目所依托相关工程设施和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

本项目主要依托设施概况见表 6.1-1。

表 6.1-1 本项目主要依托设施概况

设施	依托功能	是否需要改造
BZ19-2 CEPE 平台（已建）	越站	是
BZ19-6 CEPA 平台（已建）	天然气处理	否
BZ19-6 WHPA 平台（已建）	越站	否
BZ19-4 WHPB 平台（已建）		
BZ19-4 WHPA 平台（已建）		
BZ25-1 WHPA 平台（已建）		
BZ25-1 WHPB 平台（已建）		
BZ19-6 EPP 平台（已建）	供电	是
HYSY113 FPSO（已建）	原油处理、储存、外输	否
滨州终端（已建）	天然气处理、储存、外输	否
BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 海底输油管道、BZ19-6 CEPA 平台至滨州终端输气管道、BZ19-6 WHPA 平台至 BZ19-4 WHPB 平台海底混输管道、BZ19-4 WHPB 平台至 BZ19-4 WHPA 平台海底混输管道、BZ19-4 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPA 平台海底混输管道、BZ25-1 WHPA 平台至 BZ25-1 WHPB 平台海底混输管道、BZ25-1 WHPB 平台至 HYSY113 FPSO 海底混输管道	物流输送	否

6.1 依托工程开发生产状况回顾

6.1.1 工程设施

6.1.1.1 渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程

渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程包括 3 座无人井口平台（分别为 BZ19-6 WHPB、BZ19-6 WHPC、BZ19-6 WHPM）、1 个中心处理平台（BZ19-6 CEPA）、滨州终端以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的 BZ19-6 CEPA 平台是一座集生产及生活为一体的导管架中心处理平台，主要功能为物流接收及外输、气液分离、天然气脱水、凝析油稳定、



凝液回收等。

滨州终端为天然气终端，包括天然气处理单元、二氧化碳回收单元及储运工程、公用工程和环保工程等，主体工程为天然气处理工程。天然气经脱碳后，经过制冷单元和分馏单元，生产干气、丙烷、丁烷或 LPG 和稳定轻烃产品。脱酸单元脱除的 CO_2 进入 CO_2 回收利用装置，部分生产食品级 CO_2 ，其余 CO_2 压缩外输至海上平台回注；外输干气增压计量后输往下游用户，丙烷、丁烷、LPG、稳定轻烃及食品级 CO_2 等液态产品进罐储存，采用管输或装车方式外销。

6.1.1.2 渤中 19-6 气田试验区

渤中 19-6 气田试验区包括 BZ19-6 WHPA 平台和 BZ19-6 BOP 平台，两平台栈桥相连。本项目依托的 BZ19-6 WHPA 平台是一座集生产、生活为一体的导管架井口平台。在 BZ19-6 WHPA 平台分离出的天然气（干气）：在实施注气的 4 月~10 月，经 BZ19-6 BOP 平台上的压缩机增压后再回注 BZ19-6 WHPA 平台气井；在不实施注气的 11 月~次年 3 月，部分输送至周边已建平台进行供气，部分进入渤西终端进一步处理后输往下游用户。在 BZ19-6 WHPA 平台分离出的含水凝析油掺入水源井水后输往 HYSY113 FPSO 进行脱水、稳定、储存和外输。

6.1.1.3 渤中 25-1 油田群

渤中 25-1 油田群包括渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田和渤中 19-4 油田。渤中 25-1 油田和渤中 25-1 南油田工程设施包括（ ）、渤中 19-4 油田工程设施包括 座井口平台（ ）、座中心平台（ ）。BZ19-4 WHPB 平台生产物流在平台部分脱水后，与渤中 25-1 油田、渤中 25-1 南油田和渤中 19-4 油田其余工程设施的生产物流输送至 HYSY113 FPSO 上处理。

6.1.1.4 渤中、垦利油田开发及岸电应用工程

渤中、垦利油田开发及岸电应用工程包括 1 座中心处理平台（KL6-1 CEP）、座井口平台（分别是 及 座电力动力平台（分别是 ）以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的 BZ19-6 EPP 平台是一座 4 腿导管架结构电力动力平台，与 BZ19-6 CEPA 平台栈桥相连，设有 220kV、110kV、35 kV、0.4kV 和 0.23kV 五



个电压等级。220kV 系统通过海底电缆与陆上 220kV 变电站相连，同时通过海底电缆分别实现与 BZ34-1 EPP 平台互联。

6.1.1.5 渤中 19-2 油田开发项目

渤中 19-2 油田开发项目包括 座无人井口平台以及相应的海底管道和电缆。

本项目依托的 BZ19-2 CEPE 平台是 1 座 4 腿导管架中心平台，不设置生活楼，人员住宿依托 BZ19-6 CEPA，主要功能为原油处理、天然气压缩、生产水处理等，与 BZ19-6 WHPA 平台栈桥连接。

6.1.1.6 渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目

渤中 19-6 气田 II 期开发工程包括 座无人井口平台，以及相应的海底管道和电缆，并对依托平台和滨州终端进行适应性改造。

滨州终端改造包括新建 1 条滨州终端至滨州港出水点 CO₂ 返输陆管，长度约 48km，在滨州终端现有用地范围内对终端二氧化碳回收利用单元进行适应性改造。目前该工程正在建设中。

6.1.1.7 渤中 26-6 油田开发项目（二期）

渤中 26-6 油田开发项目（二期）包括 座无人井口平台（），以及相应的海底管道和电缆，并对依托平台和滨州终端进行改造。

滨州终端改造分期建设，前期工程（2026 年投产）主要包括改造现有天然气处理装置，最大处理能力由 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 扩容至 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，新建 1 套最大处理能力 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的脱酸装置，新建 1 套最大处理能力 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的 CO₂ 回收利用及返输装置；后期工程（2035 年投产）主要包括新建 1 套最大处理能力 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 天然气处理装置，新建 1 套最大处理能力 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ 的 CO₂ 回收利用及返输装置等。目前该工程正在建设中。

6.1.1.8 HYSY113 FPSO

HYSY113 FPSO 于 2004 年建成投产，处理来自附近渤中 25-1 油田、渤中 19-4 油田、渤中 19-6 凝析气田区域的物流，以及渤中 26-3 油田含水原油等。HYSY113 FPSO 设有三级分离处理系统，原油处理至合格后，进原油舱储存、



外输（穿梭游轮外输）；分离出的天然气用于 FPSO 燃料气，多余部分进火炬系统燃烧处理；分离出的含油生产水进入含油生产水处理系统处理合格后经回注系统回注周边各个井口平台。

本项目主要依托设施组成情况见 6.1-2，现有工程物流走向见图 6.1-1。

表 6.1-2 本项目主要依托设施组成表

设施名称	设施描述
BZ19-2 CEPE 平台	4 腿导管架中心平台，不设置生活楼，人员住宿依托 BZ19-6 CEPA 平台，主要功能为原油处理、天然气压缩、生产水处理等，与 BZ19-6 WHPA 平台栈桥连接， 年 月试运行。设计液处理能力 m^3/d ，气处理能力 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，油处理能力 m^3/d 。
BZ19-6 CEPA 平台	8 腿导管架中心处理平台，平台上主要布置了 120 人生活楼、天然气处理系统、开闭排系统、海水系统、消防系统以及电气房间等，于 年 月投产。湿气压缩机处理系统设计能力 $\times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ，凝析油处理系统设计能力 m^3/d ，闪蒸气压缩机处理系统设计能力 $\times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ，TEG 脱水系统设计能力 $\times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ 。
BZ19-6 EPP 平台	4 腿导管架电力动力平台，设有 220kV、35 kV、10.5 kV、0.4kV 和 0.23kV 五个电压等级，于 年 月投产。
BZ19-6 WHPA 平台	4 腿导管架平台，设 12 个井槽，共分三层甲板。平台上设有 10 人生活楼、气液分离器和三甘醇脱水系统等生产设施、生活污水处理系统、水源井水系统、火炬系统、开排系统、闭排兼低压火炬系统等，于 年 月投产。
BZ19-4 WHPB 平台	4 腿导管架井口平台，共分五层甲板。平台上设有 30 人生活楼、生产/计量管汇、计量分离器、开式/闭式排放系统、注水系统和生活污水处理系统等，于 年 月投产。
BZ19-4 WHPA 平台	4 腿导管架井口平台，共分四层甲板。平台上设有 10 人生活楼、生产/计量管汇、计量分离器、开式/闭式排放系统、注水系统和生活污水处理系统等，于 年 月投产。
BZ25-1 WHPA 平台	4 腿导管架井口平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼，于 年 月投产。
BZ25-1 WHPB 平台	4 腿导管架井口平台，设三层甲板。平台上设有工艺系统、开式/闭式排放系统、消防及安全系统、注水系统、生活污水处理系统和 30 人生活楼，于 年 月投产。
HYSY113 FPSO	16 万吨级海上浮式生产储油装置，设有 130 人生活楼、原油处理工艺系统、生产水处理系统和生活污水处理系统等；FPSO 处理来自周边油田的物流。FPSO 有原油设计处理能力 m^3/d ，生产水处理系统设计处理能力 m^3/d ，液设计处理能力 m^3/d 。于 年投产，设计寿命 年。
滨州终端	位于山东省滨州市北海开发区内，包括天然气处理单元、二氧化碳回收单元及储运工程、公用工程和环保工程等，主体工程为天然气处理工程。天然气处理装置的设计能力 $\times 10^4 \text{Nm}^3/\text{d}$ （2026 年），于 年 月投产。

图 6.1-1 本项目主要依托设施示意图

6.1.2 物流走向

新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油，再通过新建海底输油管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后越站输送至 HYSY113 FPSO 处理储存。生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，BZ22-6 CEPA 和 BZ22-6 WHPC 平台各设置 1 口水源井补充注水缺口。湿天然气通过新建 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道输送至 BZ19-6 CEPA 平台（与 BZ19-2 CEPE 平台栈桥相连），经三甘醇脱水处理后输送到滨州终端。2039 年及以后，为了满足海管流动安全保障需求，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理，处理后的合格原油下舱储存，生产水处理达标后回注地层。

已建 BZ19-2 CEPE 平台接收 BZ19-2 WHPA、BZ19-2 WHPB、BZ19-2 WHPC 和 BZ19-2 WHPD 井口平台的井液进行三级处理，处理后天然气增压后通过栈桥输送至 BZ19-6 CEPA 平台，脱水、增压后外输至滨州终端；处理合格的原油通过栈桥输送至 BZ19-6 CEPA 平台，越站和 BZ19-6 CEPA 平台处理合格的凝析油一起外输至已建 HYSY113 FPSO 储存和外输；处理达标的生产水在 4 座井口平台回注。

已建 BZ19-6 CEPA 平台接收 BZ19-6 WHPB、BZ19-6 WHPC 和 BZ19-6 WHPM 井口平台的井液，进行气液分离，脱水分离出的干气部分作为注气源，部分通过新建管道输送到滨州终端进一步处理；脱气稳定分离出的含水凝析油输送至已建 HYSY113 FPSO 进行油水分离、凝析油存储和外输。滨州终端的主要处理过程包括脱碳、脱水、轻烃回收，二氧化碳回收和干气输送。

6.2 依托工程环评批复和环保设施竣工验收情况

本项目依托工程开发建设均按照相关法律法规的要求编制了环评报告，并在进行开发方案设计时，根据国家相关法律法规要求设计了相应的环保设施。本项目依托工程环评批复和验收批复情况见表 6.2-1。本项目依托工程已落实环评报告批复中的相关要求，具体情况见表 6.2-2。环评和竣工验收批复见附件 2 和附件 3。



表 6.2-1 依托工程的环评批复及竣工验收情况

报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《渤中 19-2 油田开发项目环境影响报告书》	新建 1 座中心平台（BZ19-2 CEPE 平台）、4 座井口平台（BZ19-2 WHPA、BZ19-2 WHPB、BZ19-2 WHPC 和 BZ19-2 WHPD 平台）。新铺设 4 条海底管道和 4 条海底电缆。对已建 BZ19-6 CEPA 平台、BZ19-6 WHPA 平台、BZ19-6 WHPB 平台等进行改造。	BZ19-2 CEPE 平台	2023 年 9 月 21 日获得生态环境部批复（环审〔2023〕100 号）	2025 年 11 月取得环境保护设施竣工验收合格的通知（中海油津安〔2025〕441 号）
《渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书》	新建 3 座无人井口平台、1 座中心处理平台、1 条至滨州登陆点气液混输海管、1 条登陆后至滨州终端气液混输陆管、1 座滨州天然气终端，以及若干气田内部海底管道和电缆。新建滨州终端天然气处理设计规模 $380 \times 10^4 \text{ Nm}^3/\text{d}$ （第一阶段）。	BZ19-6 CEPA 平台、滨州终端	2022 年 4 月 12 日获得生态环境部批复（环审〔2022〕43 号）	2025 年 2 月海上工程取得环境保护设施竣工验收合格的通知（中海油津安〔2025〕58 号）
《渤中 19-6 气田试验区开发项目环境影响报告书》	新建 BZ19-6 WHPA 平台、新铺设 2 条混输海底管道等。	BZ19-6 WHPA 平台	2019 年 12 月 20 日获得生态环境部的批复（环审〔2019〕163 号）	《关于锦州 9-3 油田 23 口调整井工程等 13 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2021〕4 号）
《渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书》	新建 6 座无人标准化井口平台，1 座有人井口平台和 1 座无人井口平台，1 座中心处理平台，新建 4 座电力动力平台（BZ19-6 EPP、BZ34-1 EPP、BZ35-2 EPP、KL10-1 EPP），分别与 BZ19-6 CEPA、BZ34-1 CEPA、KL6-1 CEP、KL10-1 CEP 栈桥连接。新建 1 座陆地 220kV 变电站，5 条陆上电缆和 2 条输油管道，对现有东营原油终端进行改扩建。	BZ19-6 EPP 平台	2022 年 1 月 26 日获得生态环境部批复（环审〔2022〕9 号）	2025 年 2 月取得环境保护设施竣工验收合格的通知（中海油津安〔2025〕55 号）
《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》	HYSY113 FPSO、BZ25-1 WHPA/WHPB/WHPC/WHPD/WHPE/WHPF、BZ25-1 WHPA 至 BZ25-1 WHPB 混输管道、BZ25-1 WHPB 至 FPSO 混输管道等。	BZ25-1 WHPA 平台、BZ25-1 WHPB 平台、HYSY113 FPSO	于 2003 年 2 月 24 日获得国家海洋局的批复（国海环字〔2003〕56 号）	《关于渤中 25-1 油田环保设施竣工验收的复函》（国海环字〔2009〕429 号）



报告名称	主要建设内容	主要依托设施	环评批复情况	竣工验收情况
《渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书》	1 座适用于 HYSY113 FPSO 需求的 SPM 等	HYSY113 FPSO	于 2012 年 10 月 26 日获得国家海洋局批复（国海环字〔2012〕720 号）	《关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字〔2014〕342 号）
《渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书》	BZ19-4 WHPA 平台、BZ19-4 WHPB 平台，新建 4 条海底管道和 2 条海底电缆。	BZ19-4 WHPA 平台、BZ19-4 WHPB 平台	于 2009 年 11 月 13 日获得国家海洋局批复（国海环字〔2009〕699 号）	《国家海洋局关于渤中 19-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字〔2012〕892 号）
《渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书》	新建 3 座无人井口平台（BZ19-6 WHPE、BZ19-6 WHPF 和 BZ19-6 WHPG 平台），新建 6 条海底管道、3 条平台间海底电缆、新建 3 条 CO ₂ 输送管道。对已建 BZ19-6 CEPA、BZ19-6 BOP 平台、BZ19-6 WHPA 平台、BZ19-6 EPP 平台、BZ25-1 WHPC 平台和滨州终端进行适应性改造。	滨州终端	2024 年 7 月 3 日获得生态环境部批复（环审〔2024〕66 号）	/
《渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书》	新建 2 座无人井口平台（BZ26-6 WHPC 和 BZ26-6 WHPD），新建 6 条海底管道、3 条平台间海底电缆。对已建 BZ26-6 CEPA、BZ34-2/4 CEPA 平台和滨州终端进行改造。	滨州终端	2025 年 7 月 15 日获得生态环境部批复（环审〔2025〕71 号）	/

注：“/”表示项目暂未开展环境保护设施的竣工验收。

表 6.2-2 依托工程环评批复落实情况

环评批复	批复要求	落实情况
《关于渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书的批复》（环审〔2022〕43 号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层。严格落实陆上终端大气污染防治措施，加强挥发性有机物排放的环境管理，定期开展挥发性有机物泄漏检测与修复工作。	含油钻屑和含油钻井液运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理达标后回注地层。滨州终端于 2024 年 4 月试运行，严格落实陆上终端大气污染防治措施，将定期开展挥发性有机物泄漏检测与修复工作。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷



环评批复	批复要求	落实情况
		设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	铺管作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。
	切实落实环境风险防范措施。制定本工程溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位已制定了相应的溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，管缆挖沟作业穿越渤海湾国家级水产种质资源保护区核心区时应避让主要保护物种的特别保护期（4月25日-6月15日），穿越银鲳、鲢鱼、叫姑鱼、鳊鱼产卵场时应避让产卵盛期（6月），穿越鲈鱼产卵场时应避让产卵盛期（10月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	合理安排了施工作业时间，管缆挖沟作业穿越渤海湾国家级水产种质资源保护区核心区时避开了4月25日-6月15日，穿越银鲳、鲢鱼、叫姑鱼、鳊鱼产卵场时避开了6月，穿越鲈鱼产卵场时避开了10月，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
《渤中 19-6 气田试验区开发项目环境影响报告书》（环审〔2019〕163号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。气层钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理；非气层钻井液和钻屑经处理达标后方可排海。船舶机舱含油污水运回陆地处理。生活污水经处理后方可排海，含油生产水处理达标后全部回注地层。生活垃圾和生产垃圾应分类收集运回陆地处理。	建设单位建设阶段气层钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理；非气层钻井液和钻屑经处理达标后方可排海。船舶机舱含油污水运回陆地处理。生产阶段生活污水经处理后排海，含油生产水处理达标后全部回注地层。生活垃圾和生产垃圾分类收集运回陆地处理。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	建设单位严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，并建立健全井控管理系统。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强海底	海管铺设过程中按照设计要求施工，将定期进行全面检测和



环评批复	批复要求	落实情况
《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程生态环境影响报告书的批复》(环审〔2022〕9号)	管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	清管作业。
	切实落实环境风险防范措施。配备与项目规模相适应的溢油应急设备，编制本项目溢油应急计划，并报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	建设单位已制定事故风险防范措施和应急计划，并已报主管部门备案。
	切实落实生态环境保护措施。严格控制钻井液和钻屑的排放速率。严格控制施工范围，合理安排施工时间，管道和电缆施工作业应减少海底开挖面积和悬浮沙产生量，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	建设单位已严格控制钻井液和钻屑的排放速率，合理安排施工时间。
	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水处理达标后回注地层。	非油层水基钻井液和钻屑处理达标后排海。含油钻井液和含油钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水经处理达标后回注地层。
《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程生态环境影响报告书的批复》(环审〔2022〕9号)	加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层。优化钻井轨迹设计，减少与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，确保作业安全。	开展了油田地质勘探，预先识别海底地质断层，根据勘探结果优化了钻井轨迹设计，尽量减少了与延伸至海底或接近海底的地质断层的穿越。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，未发生浅层气事故。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强注水作业管理，防范地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量作业，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。
	加强铺管作业管理，严格按照设计要求施工，采取有效措施避免海底管道悬空。加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	铺管作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。



环评批复	批复要求	落实情况
《渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字〔2003〕56 号）	切实落实环境风险防范措施。修改完善垦利油田群原有溢油应急计划，报我部海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位修改完善了垦利油田群原有溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。合理安排施工作业时间，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间应避开中上层鱼类产卵场、底层鱼类产卵场和中国对虾产卵场产卵盛期（5 月-6 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	合理安排了施工作业时间，管缆铺设及钻井液、钻屑排放时间避开了 5 月-6 月，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。
	严格控制污染物的排放。钻井作业中应当使用无毒、无油水基泥浆并循环使用，含油的钻屑和泥浆全部运回陆地按照有关规定处理，严禁排放入海；无油的水基泥浆排海时应按照有关规定低速率、低强度的排放；正常生产过程中产生的生产水应当经处理达到注水标准后全部回注地层，严禁排放入海。	施工阶段，钻井首先采用无毒、无油水基钻井液且循环使用，含油钻井液和钻屑全部回收运回陆地交由有资质的单位处理；生产阶段，含油生产水经处理达标后回注地层。
	铺设管道所经区域是对虾及其他一些海洋动物的产卵场和索饵场，施工作业应当避开渔业敏感季节，加快施工进度，缩短工程周期，并尽可能减小开挖沟面积，最大限度的减少对渔业资源和渔业生产的影响；运营期间应当加强海底管道的安全管理工作，制定相应的管道保护和监测制度，避免油田管道事故对海洋环境的污染损害。	铺管作业避开了渔业敏感季节，采用先进的铺管工艺，尽可能减少挖沟面积，最大限度减轻对底栖生物的影响。
	加强与渔业、海事、军队等部门的联系与沟通，了解施工区域内的有关生产设施及管理情况；加强施工和运营期间的环境监控管理，施工期间应就施工对环境的影响进行一次监测。	建设单位制定了管道保护和监测制度，加强对海底管道的安全管理；本项目在施工期开展了环境影响跟踪监测。
	工程所处海域离岸较近，且沿岸环境敏感目标较多，应当制定切实可行的溢油应急计划，配备相应的溢油应急设备，防范溢油风险。在制定溢油应急计划时，除考虑海上的溢油应急和回收措施外，还应考虑溢油抵岸的应急和清油回收措施，发生溢油事故时，应尽快采取应急反应措施，并立即报告国家海洋局北海分局，同时通报渔业、海事、军队等有关部门。	渤中 25-1 油田开发工程在投产前，编制了溢油应急计划，配备了相应的溢油应急设备，并已报国家主管部门备案。
	加强施工作业人员和平台工作人员安全环保知识和法规培训，提高环境保护和法律意识，进一步明确有关环境保护的责任。	施工作业人员和平台工作人员均开展了安全环保知识和法规培训。



环评批复	批复要求	落实情况
《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2012〕720 号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。海管清洗废水经处理达标后回注地层；“渤海明珠号”FPSO 产生的清洗废水运回陆地处理。机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾应分类收集，运回陆地处理。生活污水经处理达标后排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后回注地层；生产污水回注系统出现故障时，含油生产水排海浓度必须符合国家标准，日最大排放量不得超过 36010m ³ ，年排放天数不得超过 15 天。	工程产生污染物的处理和排放符合国家关于污染物管理的规定和标准。海管清洗废水经处理达标后回注地层。“渤海明珠号”FPSO 产生的清洗废水运回陆地处理。机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾分类收集，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回注地层。
	海上施工作业应尽量避免避开主要经济鱼虾类的产卵季节，减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。	海上施工作业已采取了生态保护和修复措施。
	切实加强生产管理，严格按设计的合理注入压力和注入量进行注水作业，并实时监控注水压力和注水量，严禁超压、超量注水。采用分层注水，定期对吸水剖面和产液剖面进行监测。优化注入水量和采出液量，切实实现注采平衡。	实时监控注水压力和注水量，保证注采平衡。
《渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字〔2009〕699 号）	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准；要严格控制污染物的排放总量和排放浓度。施工阶段，船舶的机舱水、生活垃圾、工业垃圾运回陆地处理，生活污水经处理达标后排海；钻井采用水基泥浆循环使用，含油的泥浆和钻屑在符合有关规定和标准的前提下间断排放。生产阶段，正常工况下含油生产水经处理后回注地层，不得排放入海，非正常工况下排海浓度必须符合国家标准且年排放天数不得超过 15 天；平台冲洗水和初期雨水收集进入油气技术系统处理后回注地层；生活垃圾和工业废弃物分类收集运回岸上处理。排污混合区为排放口周围 500 米以内海域，石油烃的排放量为 0.67 吨/年，生活污水最大排放量为 4309 立方米/年，COD 的排放量为 1.38 吨/年。	工程建设产生的污染物处理和排放符合国家关于污染物管理的规定和标准。施工阶段，船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海；钻井采用水基钻井液循环使用，含油钻井液和钻屑全部回收运回陆地交由有资质单位处理；生产阶段，含油生产水经处理达标后回注地层；生活污水经处理达标后排海，生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理。根据竣工验收数据，总量满足要求。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议。加强海底管道的管理与维护，建立定期巡检制度，及时发现事故隐患。本工程配备适量的消油剂、喷洒设备、围油栏、储油设备、撇油器等溢油设备，投产前编制溢油应急计划并报主管部门审批。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等	渤中 19-4 油田配备了适量的消油剂及喷洒设备，FPSO 上配备了围油栏、储油设备、撇油器等溢油设备，渤中 19-4 油田的应急管理纳入渤中 25-1 油田应急管理体系，已对渤中 25-1 油田原油的溢油应急计划进行修订补充并报主管部门审批。



环评批复	批复要求	落实情况
	有关部门。	
	建设单位应加强施工期的环境监控管理，注意避开休渔季节和鱼虾的产卵季节，采取人工放流当地生物物种的生态恢复和补偿方式对邻近渔业资源进行养护和修复。	铺管采用先进的铺管工艺，尽可能较少挖沟面积，最大限度减轻对底栖生物的影响。建设单位与当地渔业主管部门沟通后，开展了渔业资源补偿。
《渤中 19-2 油田开发项目环境影响报告书》（环审〔2023〕100 号）	污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑应运回陆地交由有资质的单位处理。运营期含油生产水经处理达标后全部回注地层；生活污水经 BZ19-6CEPA 平台处理达标后排海，排放量不得超过原环评批复总量；生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶产生的含油污水运回陆地处理，各类垃圾、生活污水应严格按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。	污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。运营期含油生产水经处理达标后全部回注地层；生活污水经 BZ19-6CEPA 平台处理达标后排海，排放量未超过原环评批复总量；生活垃圾和生产垃圾分类收集后运回陆地处理。船舶含油污水运回陆地处理，各类垃圾、生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）处理处置。
	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备、压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。	在钻完井过程中，严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备了安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，未发生溢油事故。
	加强地质性溢油风险管理。提高注水井的管理水平，严格按照设计注水压力和注入量进行注水作业，建立生产井和注水井动态监测系统，并根据监测结果及时调整注入量，确保注采平衡。	运营阶段严格按照设计注入压力和注入量进行注水作业，建立生产井和注水井动态监测系统，并根据监测结果及时调整注入量，确保注采平衡。
	强化海底管缆铺设作业管理，严格按照设计要求施工。加大海管巡检力度，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。	海底管缆铺设作业严格按照设计要求施工，运营阶段将加强管道巡检，定期进行全面检测和清管作业，防止管道因腐蚀或外力破坏等原因造成泄漏。
	切实落实环境风险防范措施。对油田溢油应急计划进行修改完善，将本项目纳入其中，并报海河流域北海海域生态环境监督管理局（以下简称海河北海局）备案。发生溢油事故时，应立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，按照规定立即报告海河北海局，并视情况及时通报山东省渔业、海事部门和山东海警局。	针对可能发生的风险建设单位修改完善了渤中 19-6 凝析气田原有溢油应急计划，并报海河北海局备案。发生溢油事故时，将立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告相关部门。
	切实落实生态环境保护措施。严格控制钻井	在施工过程中，严格控制钻井



环评批复	批复要求	落实情况
	液和钻屑的排放速率，合理安排施工作业时间。海底管缆施工应避开鳎鱼产卵盛期（6月）及鲈鱼产卵盛期（10月），并在此期间钻井作业应采取降低钻屑排放速率，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	液和钻屑的排放速率，合理安排了施工作业时间，海底管缆施工避开了鳎鱼产卵盛期（6月）及鲈鱼产卵盛期（10月），并在此期间钻井作业采取降低钻屑排放速率，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

6.3 环保设施运行情况

6.3.1 主要环保设施及运行情况

HYSY113 FPSO 和 BZ19-6 CEPA 平台的主要环保设施运行情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 主要环保设施及运行情况

平台	环保设施	数量	运行情况
HYSY113 FPSO	生产水处理系统/回注系统	1 套	正常
	开/闭式排放系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	固体废物收集系统	1 套	正常
BZ19-6 CEPA 平台	开式排放系统和闭式兼低压火炬系统	1 套	正常
	火炬系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	固体废物收集系统	1 套	正常

6.3.2 主要污染物排放情况

6.3.2.1 含油生产水排放情况及系统运行情况

本项目产生的含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台和 HYSY113 FPSO 处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）的要求后回注地层。HYSY113 FPSO 采用“工艺水舱+气浮选机+双介质过滤器”三级水处理流程，处理后的生产水再经注水缓冲罐进一步处理合格后输送至周边油田回注，无生产水排海。

根据表 6.3-2 所示的 2023 年至 2025 年生产水处理监测数据，HYSY113 FPSO 处理后的生产水含油浓度在（5~8）mg/L 之间，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）》注水水质标准要求，生产水处理系统和回注系统运转正常。

表 6.3-2 HYSY113 FPSO 生产水监测结果

[illegible]

6.3.2.2 生活污水排放情况及系统运行情况

HYSY113 FPSO 自 2023 年至 2025 年生活污水排放情况见表 6.3-3, BZ19-6 CEPA 平台 2023 年至 2025 年生活污水排放情况见表 6.3-4。

根据监测数据，HYSY113 FPSO 生活污水 COD 排放浓度在（40~94）mg/L 之间，BZ19-6 CEPA 平台生活污水 COD 排放浓度在（38~142）mg/L 之间，均满足 GB4914-2008 对一级海域排放浓度的要求（即 $\text{COD} \leq 300 \text{mg/L}$ ）和原环评批复的排放浓度限值要求，且排放量未超过批复的总量控制指标。HYSY113 FPSO 和 BZ19-6 CEPA 平台的生活污水处理系统运行正常。

表 6.3-3 HYSY113 FPSO 生活污水排放情况

[illegible]

月份	2023 年		2024 年		2025 年	
	排放量 (m³)	COD (mg/L)	排放量 (m³)	COD (mg/L)	排放量 (m³)	COD (mg/L)

表 6.3-4 BZ19-6 CEPA 平台生活污水排放情况

[illegible]

注: BZ19-6 CEPA 平台于 2023 年 11 月建设完成。

6.3.3 其他污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

HYSY113 FPSO 设有开/闭式排放系统。开式排放系统主要用于收集溢出液、甲板初期雨水和冲洗水等。闭式排放系统用来收集带压容器、管道等排出的带压流体。开式排放罐达到一定液位后，由开式排放泵将收集的液体送至闭式排放系统；闭式排放罐达到一定液位时，收集的污水送至工艺系统进行处理。根据建设单位提供资料，HYSY113 FPSO 的开/闭排系统均运行正常，自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

BZ19-6 CEPA 平台上设有开式排放系统和闭式兼低压火炬系统，开式排放罐主要用来收集溢出液、甲板初期雨水和冲洗水等。闭式排放兼低压火炬系统



用于收集工艺系统中带压容器、管线维修时排放出的带压流体，以及来自高压火炬分液罐的液烃，此外，该系统还用于收集和处理设计压力低于或等于 1000kPaG 的所有低压设备/管线系统在正常工况、紧急事故工况下泄放的气体。根据建设单位提供资料，BZ19-6 CEPA 平台的开式排放系统和闭式兼低压火炬系统均运行正常，自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

6.3.3.2 火炬燃烧废气

HYSY113 FPSO 设有三级分离处理，分离出的天然气用于 FPSO 燃料气，多余部分进火炬系统燃烧处理。根据建设单位提供资料，HYSY113 FPSO 火炬系统运行正常。

BZ19-6 CEPA 平台设置的火炬系统包括低压火炬系统和高压火炬系统，其中低压火炬系统与闭式排放系统合并为闭式兼低压火炬系统。根据建设单位提供资料，BZ19-6 CEPA 平台火炬系统运行正常。

6.3.3.3 固体废物

HYSY113 FPSO 和 BZ19-6 CEPA 平台上设有固体废物收集系统，对生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地处理/处置，并按照当地政府实施《中华人民共和国生态环境法典》规定的要求进行回收利用或处置。

6.4 现有工程溢油风险事故回顾

根据收集到的本项目周围海域渤中 25-1 油田、渤中 19-2 油田和渤中 19-6 气田的历史资料，周围海域油田自投产以来，并未发生过溢油事故。

但溢油防范工作为本项目海上施工和运营阶段的工作重点，自设计阶段就将溢油的防范内容纳入了各个专业的设计当中，最大限度降低溢油风险，并针对可能出现的溢油事故制定相应的应急措施。

6.5 海洋环境质量回顾性分析

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

历史海洋环境质量现状资料采用自然资源部北海生态中心（原国家海洋局北海环境监测中心）于 2021 年 3 月（春季）、2022 年 5 月（春季）、2024 年 5 月（春季），青岛环海海洋工程勘察研究院于 2015 年 5 月（春季）对项目周围海域调查的资料。历次调查站位见图 6.5-1。



图 6.5-1 渤中 22-6 油田附近海域历次春季调查站位示意图

6.5.1 海水水质状况回顾

海水水质评价因子为：pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、汞、砷、铜、铅、锌、镉、总铬、硫化物、挥发性酚、石油类。鉴于各期调查站位略有不同，为了便于分析工程所在海域海水水质的变化趋势，统一按照第一类海水水质标准进行评价。各次调查数据对比统计结果见表 6.5-1。

历次调查中，pH、总铬、镉、砷、硫化物和挥发性酚的调查值在海水正常变化范围内波动，且均符合第一类海水水质标准要求。

溶解氧在 2024 年 5 月有个别站位超一类标准。可能由于入海有机物分解消耗较多氧气，海水层化现象导致溶解氧不能得到及时补充而使得溶解氧含量偏低。

化学需氧量在 2021 年 3 月轻微超一类，超一类率为 15.15%，超一类站位均满足第二类海水水质标准。春季呈现先升高后降低的趋势。

活性磷酸盐在 2021 年 3 月、2015 年 5 月和 2024 年 5 月有部分站位超一类标准，超一类站位均满足第二类海水水质标准。整体呈现降低的趋势。

无机氮各次调查均有站位超第一类海水水质标准，特别是 2015 年 5 月调查各层超一类率为 100%，从时间趋势上看，无机氮的超一类率呈现先降后升的趋势。

汞含量 2015 年 5 月和 2021 年 3 月有部分站位超一类标准，超一类站位均满足第二类海水水质标准。春季大体呈现降低的趋势。

铜在 2021 年 3 月有部分站位超一类标准，超一类率为 3.03%，超一类站位均满足第三类海水水质标准；其余年份调查均满足第一类海水水质标准。

铅含量各年份调查均有站位超一类标准，从时间趋势上看，铅的超一类率在近年来有所降低。

锌含量在春季 2015 年 5 月有部分站位超一类标准，超一类站位均满足第二类海水水质标准，其余年份调查均满足第一类海水水质标准。

表 6.5-1 历次调查海水水质评价因子评价价值对比表

要素	范围				超一类率%			
	2015.5	2021.3	2022.5	2024.5	2015.5	2021.3	2022.5	2024.5
pH								
DO								
COD								



要素	范围				超一类率%			
	2015.5	2021.3	2022.5	2024.5	2015.5	2021.3	2022.5	2024.5
活性磷酸盐								
无机氮								
石油类								
铜								
铅								
锌								
镉								
总铬								
汞								
砷								
挥发性酚								
硫化物								

6.5.2 海洋沉积物质量回顾

海洋沉积物质量现状评价因子为：镉、铬、硫化物、铅、砷、石油类、铜、锌、有机碳、汞。沉积物质量评价标准采用《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）中第一类标准进行评价。调查海域沉积物监测数据对比见表 6.5-2。

表 6.5-2 历次调查海域沉积物监测数据对比表

评价因子		2015.5	2021.3	2022.5	2024.5
镉	范围				
	超一类率(%)				
铬	范围				
	超一类率(%)				
硫化物	范围				
	超一类率(%)				
铅	范围				
	超一类率(%)				
砷	范围				
	超一类率(%)				
石油类	范围				
	超一类率(%)				
铜	范围				
	超一类率(%)				
锌	范围				
	超一类率(%)				
有机碳	范围				
	超一类率(%)				
汞	范围				
	超一类率(%)				

从表 6.5-2 可见，调查海域各调查因子的历次调查均符合第一类海洋沉积物



质量标准，且调查结果的波动均在正常范围之内。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。

6.5.3 海洋生物生态状况回顾

6.5.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

叶绿素 a 及海洋初级生产力对比结果列于表 6.5-3，春季叶绿素 a 含量总体呈现先升高后降低的趋势。初级生产力春季呈现逐年降低的趋势，历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较见表 6.5-3。

表 6.5-3 历次调查叶绿素 a 和海洋初级生产力比较

项目			叶绿素 a (mg/m^3)		初级生产力 ($\times 10^2 \text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
			表层	底层	
春季	2015.5	范围			
		均值			
	2021.3	范围			
		均值			
	2022.5	范围			
		均值			
	2024.5	范围			
		均值			

6.5.3.2 浮游植物

历年调查结果见表 6.5-4，在春季调查中，2021 年调查海域的浮游植物种类数和生物密度均高于其余年份，其余年份处于历史中值水平，历次调查多样性指数均值总体波动不大。

表 6.5-4 历次调查浮游植物群落主要指标比较

调查时间		种类数	生物密度 (10^4 个/ m^3)	优势种类	多样性 指数
春季	2015.5				
	2021.3				
	2022.5				
	2024.5				

6.5.3.3 浮游动物

历年调查结果见表 6.5-5，在春季调查中，2022 年调查海域浮游动物种类数、生物密度和生物量高于历史水平。历次春季调查中多样性指数平均值波动不大，中华哲水蚤为调查海域常见的优势种。



表 6.5-5 历次调查浮游动物群落主要指标比较

调查时间	种类数	平均生物量 (mg/m ³)	生物密度 (个/m ³)	优势种类	多样性 指数
春季	2015.5				
	2021.3				
	2022.5				
	2024.5				

6.5.3.4 底栖生物

历次调查结果见表 6.5-6，春季调查平均生物量呈现先升高后降低趋势，平均生物密度呈现先降低后升高趋势，但均在正常范围内波动。调查海域多样性指数平均值在历次调查中呈小范围波动趋势，种类数较高，该海域底栖生物群落结构相对稳定。

表 6.5-6 历次调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	种类数	平均生物密度 (个/m ³)	平均生物量 (g/m ³)	优势种	多样性 指数
春季	2015.5				
	2021.3				
	2022.5				
	2024.5				

6.5.3.5 生物质量

历次调查生物质量标准指数见表 6.5-7。历次生物质量调查所采集的生物不一致，但均为常见的虾类、贝类和鱼类。综合历年调查结果可见，调查海域生物体贝类在 2021 年 3 月存在铅超标现象。贝类重金属超标主要跟两个因素有关，一是贝类从水中摄食悬浮颗粒和胶体颗粒，生物体富集污染物的能力强；二是渤海由于陆源输入、大气沉降输入、海水养殖业等输入，导致大量污染物进入该海域。历次春季调查中的 2015 年 5 月和 2021 年 3 月存在甲壳类、鱼类砷超标的现象，但并没有明显升高或降低趋势。

总体而言，调查海区虾类、贝类和鱼类体内各污染物含量总体处于较低水平，超标的情况虽有出现但属个别站位出现轻微超标，调查海区底栖生物质量状况总体保持在较好水平。

6.5.4 环境影响回顾性分析结论

本项目所依托的 HYSY113 FPSO 的生产水处理系统运行正常，生产水经处理合格后，回注地层，无生产水排海；HYSY113 FPSO 和 BZ19-6 CEPA 平台生活污水处理系统运行正常，生活污水达标排放。



本项目周围海域的渤中 25-1 油田、渤中 19-2 油田和渤中 19-6 气田自投产以来，未发生过溢油事故。

评价海域海水质量状况与历史相比变化不大，主要超一类因子为溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、汞、铜、铅和锌。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。调查海域的浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构均相对稳定。调查海域的生物质量状况总体较好。

表 6.5-7 历次调查生物质量标准指数对比表

调查时间	生物类群	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃
2015.5									
2021.3									
2022.5									
2024.5									

注：“-”表示未进行该项评价。



7 海洋生态环境影响预测与评价

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

7.1 海洋生态环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

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

连续方程:

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

x 向动量方程:

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

y 向动量方程:

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

z 向动量方程:

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

式中: t —时间 (s);

g —重力加速度 (m/s^2);

ρ —海水密度 (kg/m^3);

x, y, z —笛卡尔坐标系;

u, v, w — x, y, z 方向上的速度分量 (m/s);

P —水压力 (kg/m^3);

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

a. 边界条件

关于 u 、 v 和 w 的表面及底部边界条件为：

在 $z=\eta$ 处：

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

$z=-d$ 处：

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

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

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件：

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

式中： H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角，下标 C 为某个分潮；

ω 为分潮频率；

f 为交点因子；

u 为交点订正角；

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

b. 初始条件

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

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

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

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

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

c. 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为渤海海域，在污染物发生点周围将网格进行加密处理，最小网格边长控制在 30m。以求得准确的污染物浓度



分布。本项目涉及的平台和海底管缆所在海域附近水深在 21m~23m 左右，在垂向上采用 σ 坐标将水体均分为 3 层，由表至底依次编为第 1、2、3 层。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

计算域网格水深示意

加密区网格示意

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

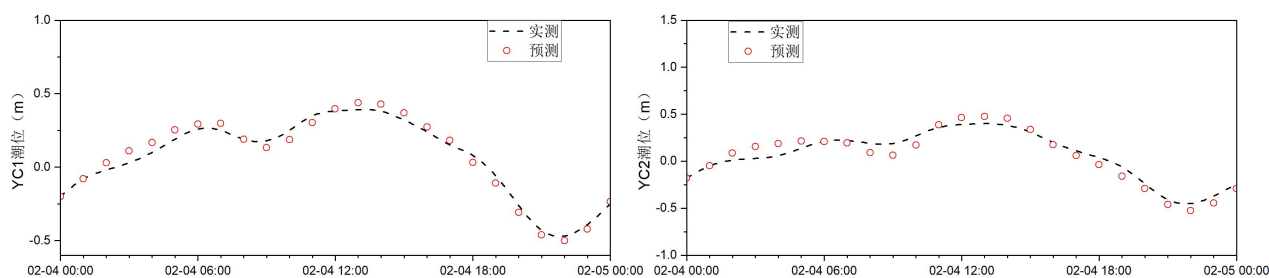
7.1.1.2 模型验证

根据现状调查资料，选取了 6 个站位进行潮流、潮位的模拟结果验证，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

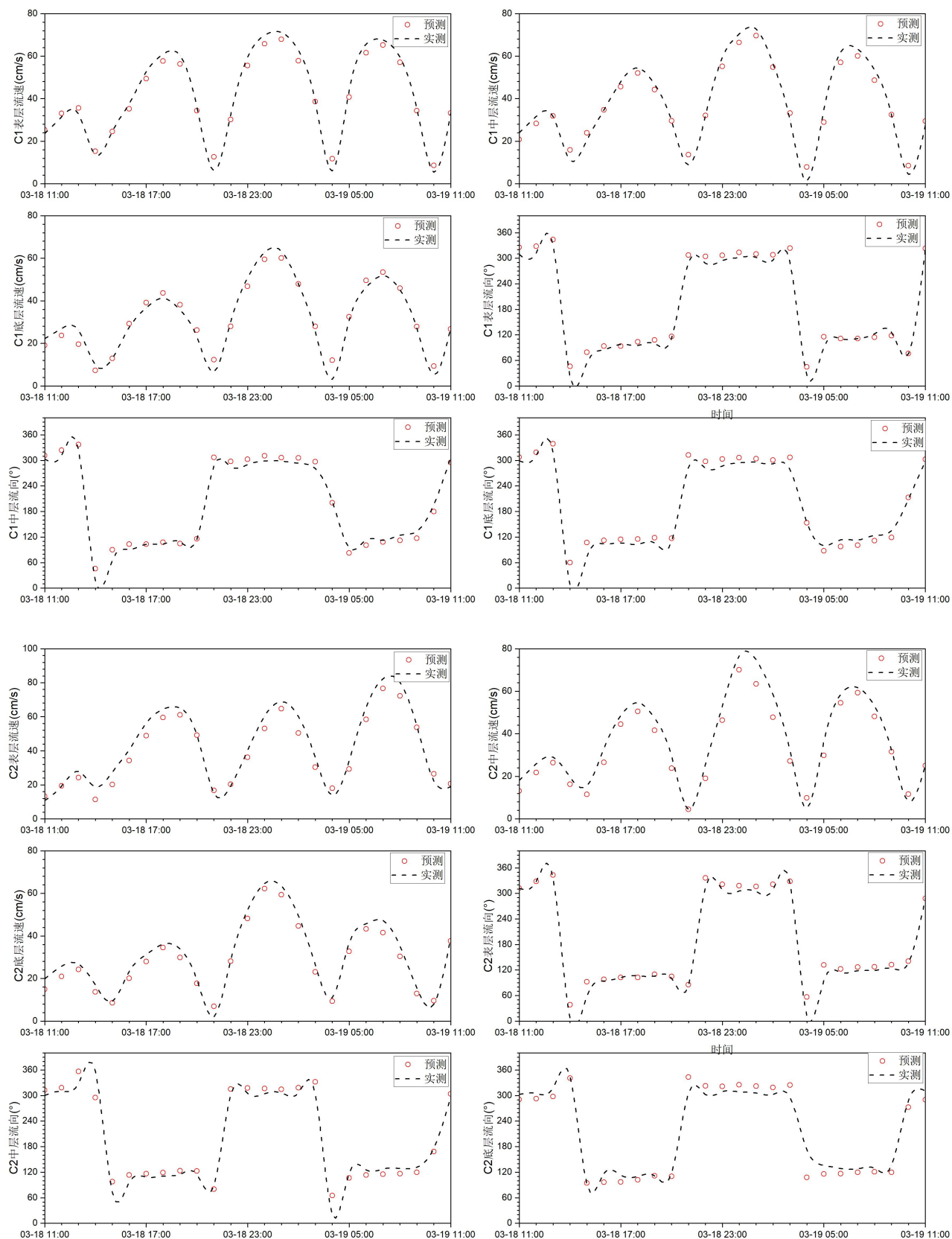
表 7.1-1 验证点坐标位置

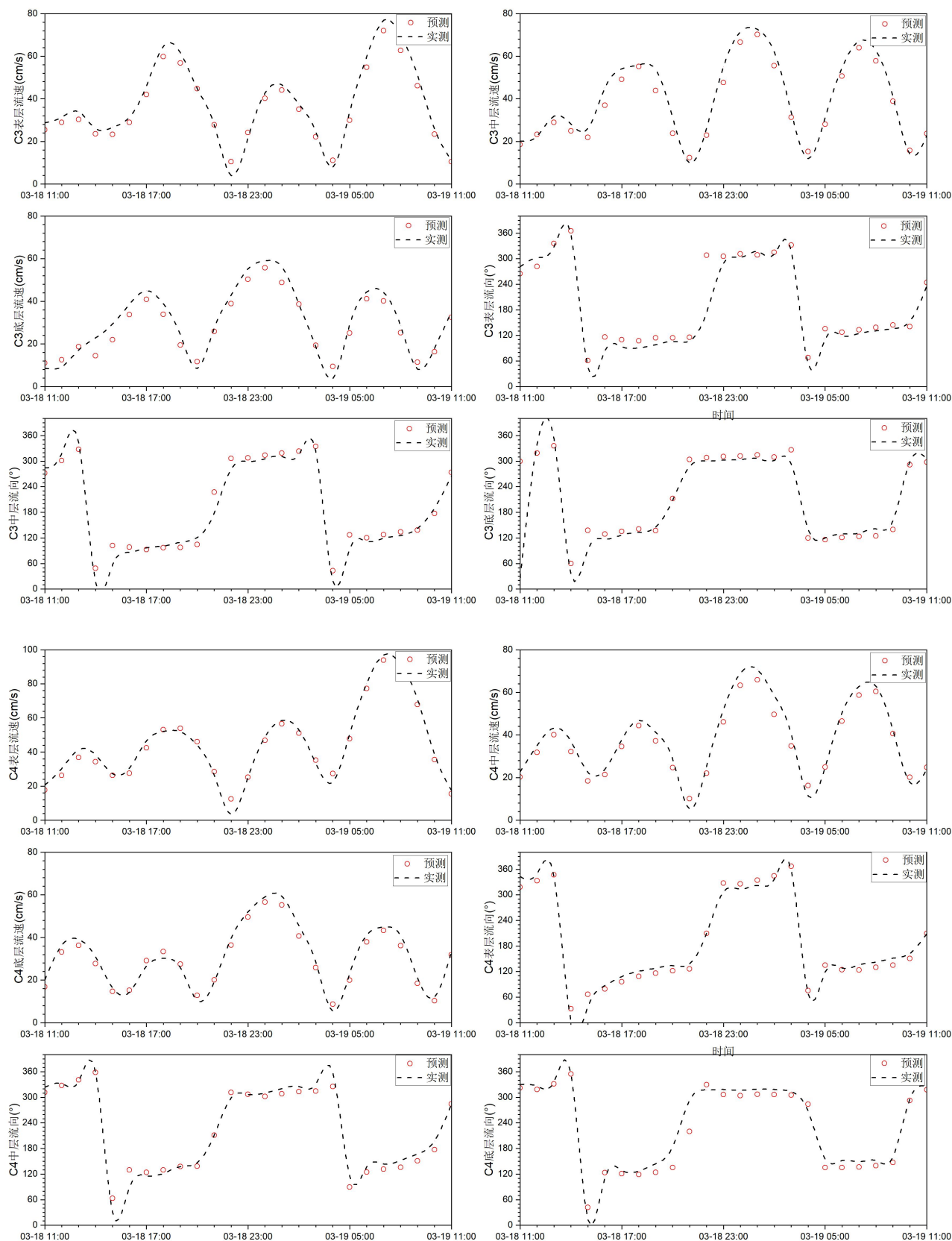
验证点	验证点坐标	验证时间	验证因子
YC1			
YC2			
C1			
C2			
C3			
C4			

图 7.1-2 验证点地理位置



潮位验证结果





潮流验证结果

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从以上验证结果可以看出,预测的最高、最低点潮位误差基本在 10cm 之内,流速过程线的形态基本一致,涨落潮段平均流速偏差在 10%之内,本项目所处

海域呈往复流特征，主流向上平均流向误差在 10° 之内，符合有关技术规范的要求，验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a. 基本控制方程

悬沙对流扩散方程：

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

式中， C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m^3 ；

w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s ；

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

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

C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ；

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

b. 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

式中， d 为中值粒径，单位 m ；

s 为泥沙密度，单位 kg/m^3 ；

ν 为运动粘滞系数；

g 为重力加速度， m/s^2 。

c. 床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算：

$$S_D = W_s C_b P_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ;

C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ;

P_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

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

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

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

d. 床面侵蚀速率

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

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

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

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

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有:

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

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

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

e. 边界条件和初始条件

陆边界:

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

开边界:

$$S|_r = 0 \quad \text{入流段}$$



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

出流段

式中， n 为边界的法线方向；

Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a. 排放方式及源强

根据核算，本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台包含预留井共产生钻屑，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量，钻井油层水基钻井液钻屑量，合成基钻井液钻屑量。平台使用 2 艘钻井平台在双侧井口同步钻井，单侧最大排放速率为。

新建 BZ22-6 WHPB 平台包含预留井共产生钻屑，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量，钻井油层水基钻井液钻屑量，合成基钻井液钻屑量，最大排放速率为。

新建 BZ22-6 WHPC 平台包含预留井共产生钻屑，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量，钻井油层水基钻井液钻屑量，最大排放速率为。钻屑均在海表排放，本项目钻屑排放情况见表 7.1-2。

表 7.1-2 钻屑量排放情况

平台	井型	井数 (口)	总量	非钻井油层 水基钻井液 钻屑量 (m³)	钻井油层水 基钻井液钻 屑量 (m³)	合成基钻 井液钻屑 量 (m³)	钻屑最大排 放速率 (m³/d)	排放水深
BZ22-6 CEPA	先期钻井							海表
	预留井							
	合计							
BZ22-6 WHPB	先期钻井							
	预留井							
	合计							
BZ22-6 WHPC	先期钻井							
	预留井							
	合计							

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



表 7.1-3 钻屑粒径分布

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

b. 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，本次预测钻屑排放时段涵盖了大、中潮和小潮，取浓度最大包络线作为预测结果。本次选取钻屑排放速率较大的 BZ22-6 CEPA 平台钻屑排放扩散情况进行预测，其余平台钻屑扩散预测结果与之类比。BZ22-6 CEPA 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4，海水水质超标情况及超标不同浓度区间面积见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测结果可以看出，由于本次预测的平台钻屑排放量较大，钻屑沉降速度较快，模型在垂向 3 层均存在海水悬浮物浓度超标现象。BZ22-6 CEPA 平台钻屑排放造成第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 ，离排放点的最大距离为 ，钻屑停止排放后最大 4h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。



图 7.1-4 BZ22-6 CEPA 平台钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 新建平台钻屑排放预测结果

平台	层位	超一（二） 类包络面积 (km ²)	超三类包 络面积 (km ²)	超四类包络 面积 (km ²)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复时 间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
BZ22-6 CEPA	第 1 层						
	第 2 层						
	第 3 层						
BZ22-6 WHPB (类比结果)	第 1 层						
	第 2 层						
	第 3 层						
BZ22-6 WHPC (类比结果)	第 1 层						
	第 2 层						
	第 3 层						
合计	第 1 层						
	第 2 层						
	第 3 层						

表 7.1-5 新建平台钻屑排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
BZ22-6 CEPA	第 1 层	0.186	0.109	0.026	0.01
	第 2 层	0.11	0.066	0.024	0.005
	第 3 层	0.063	0.038	0.019	0.003
BZ22-6 WHPB (类比结果)	第 1 层	0.186	0.109	0.026	0.01
	第 2 层	0.11	0.066	0.024	0.005
	第 3 层	0.063	0.038	0.019	0.003
BZ22-6 WHPC (类比结果)	第 1 层	0.186	0.109	0.026	0.01
	第 2 层	0.11	0.066	0.024	0.005
	第 3 层	0.063	0.038	0.019	0.003
合计	第 1 层	0.558	0.327	0.078	0.03
	第 2 层	0.33	0.198	0.072	0.015
	第 3 层	0.189	0.114	0.057	0.009
	平均	0.359	0.213	0.069	0.018

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a. 排放方式及源强

新建平台钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中，根据井身结构和批钻情况计算，钻井液排放速率均控制在 。BZ22-6 CEPA 平台钻井液一次性最大排放量约 ，BZ22-6 WHPB 平台钻井液一次性最大排放量约 ，BZ22-6 WHPC 平台钻井液一次性最大排放量约 。钻井液均



于海表排放，本项目钻井液排放情况详见表 7.1-6。钻井液密度 $1.10\text{g/cm}^3 \sim 1.25\text{g/cm}^3$ （按 1.25g/cm^3 计算），钻井液固相颗粒粒径 $0.008\text{mm} \sim 0.062\text{mm}$ ，中值粒径为 0.016mm 。

表 7.1-6 新建平台钻井液排放情况

平台	类别	井数（口）	最大排放速率 (m^3/h)	最大一次性排放量 (m^3)	排放深度
BZ22-6 CEPA	初期钻井	23			海表
	包含预留井	26			
BZ22-6 WHPB	初期钻井	13			海表
	包含预留井	15			
BZ22-6 WHPC	初期钻井	13			海表
	包含预留井	23			

b. 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放，最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。本次选取最大一次性排放量最大的 BZ22-6 CEPA 平台钻井液排放扩散情况进行预测，其余平台钻井液扩散预测结果与之类比。BZ22-6 CEPA 平台钻井液排放预测结果见图 7.1-5，钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出，钻井液中悬浮物粒径较小，随海水的对流扩散作用，钻井液排放造成的海水悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 1、2 层有存在。根据统计，BZ22-6 CEPA 平台钻井液排放造成第 1 层超一（二）类水质海域的最大包络面积为 ，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 ；第 2 层超一（二）类包络面积约为 ；钻井液停止排放后 8h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

图 7.1-5 BZ22-6 CEPA 平台钻井液排放浓度包络线

表 7.1-7 新建平台钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类 包络面积 (km^2)	超三类包络 面积 (km^2)	超四类包络 面积 (km^2)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复时间 (h)
BZ22-6 CEPA	第 1 层					
	第 2 层					
	第 3 层					



平台	层位	超一（二）类 包络面积 (km ²)	超三类包络 面积 (km ²)	超四类包络 面积 (km ²)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复时间 (h)
BZ22-6 WHPB (类比结果)	第 1 层					
	第 2 层					
	第 3 层					
BZ22-6 WHPC (类比结果)	第 1 层					
	第 2 层					
	第 3 层					
合计	第 1 层					
	第 2 层					
	第 3 层					

表 7.1-8 新建平台钻井液排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
BZ22-6 CEPA	第 1 层				
	第 2 层				
	第 3 层				
BZ22-6 WHPB (类比结果)	第 1 层				
	第 2 层				
	第 3 层				
BZ22-6 WHPC (类比结果)	第 1 层				
	第 2 层				
	第 3 层				
合计	第 1 层				
	第 2 层				
	第 3 层				
	平均				

7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 6 条海底管道，3 条海底电缆，海底管道采用后挖沟自然回填、后挖沟人工回填方式；海底电缆采用边铺边埋的铺设方式。挖沟截面近似梯形，埋设的海底管道顶部距离海床表面为 、海底电缆埋深 。根据挖沟尺寸（考虑海底管道直径）及挖沟速度，估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，本项目起沙率 10.0%进行核算，项目海底电缆悬浮物最大产生速率为 ，海底管道悬浮物最大产生速率为 。海底注水管道人工回填产生悬浮物小于挖沟作业，因此选择挖沟产生悬浮物源强进行预测。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 管缆铺设悬浮物源强核算结果

新建海底管道/电缆	长度	挖沟断面（上宽/ 下宽/埋深）（m）	挖沟速率 （km/d）	源强 （kg/s）
	（km）			
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道				
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道				
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道				
BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆				
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆				

b. 预测方法及预测结果

本次海底管缆挖沟悬浮物预测采取控制点的方法，即选取海底管缆起止端点及拐点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值。叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底管缆施工悬浮物扩散最大外包络线。本项目各平台间铺设的海底管缆路由基本一致，综合考虑计算效率及计算结果代表性。相同平台间海底管缆铺设悬浮物预测选取源强最大的海底管缆作为代表，同路由的海底管缆结果与之类比。本项目新铺设的 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆悬浮物模拟控制点见图 7.1-6，其余新铺设海底管缆路由为各平台间直线路由，本文不再给出控制点示意图。

图 7.1-6 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆悬浮物预测控制点

本次预测的海底管缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-7~图 7.1-10。由预测结果可以看出，由



于悬浮物向上扩散动力机制较弱，海底管缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 2、3 层上存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 3 层超一（二）类最大面积合计为 ，施工作业停止后最大 海域即可恢复施工前的水质。

图 7.1-7 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆悬浮物包络图

图 7.1-8 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆悬浮物包络图

图 7.1-9 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道悬浮物包络图

图 7.1-10 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆悬浮物包络图

表 7.1-10 铺设海底管道/电缆悬浮物预测结果

层位	超一（二）类 包络面积 (km ²)	超三类包 络面积 (km ²)	超四类包络面 积 (km ²)	超一（二）类 最大距离(km)	恢复时 间 (h)	覆盖 2cm 面 积 (km ²)
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道（类比结果）						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道（类比结果）						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道（类比结果）						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道（类比结果）						



层位	超一（二）类 包络面积 (km ²)	超三类包 络面积 (km ²)	超四类包络面 积 (km ²)	超一（二）类 最大距离(km)	恢复时 间 (h)	覆盖 2cm 面 积 (km ²)
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道（类比结果）						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						
总计						
第 1 层						
第 2 层						
第 3 层						

表 7.1-11 铺设海底管道/电缆悬浮物不同浓度区间面积 (km^2)

层位	$\text{Bi}<1$	$1\leq\text{Bi}<4$	$4\leq\text{Bi}<9$	$\text{Bi}\geq 9$
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
第 3 层				
BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆				
第 1 层				
第 2 层				



层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
第 3 层				
平均值				

7.1.3 生活污水预测

7.1.3.1 物质输运方程

在三维水动力模型的基础上，利用对流扩散模型计算生活污水排放后的物质浓度场。对流扩散方程如下：

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

式中：C 为污染物浓度（mg/L）；K_p 为污染物降解系数（1/s）；C_s 为污染物排放源浓度（mg/L）；S 为污染物排放源强（1/s）；D_h、D_v 分别为污染物水平和垂向扩散系数（m²/s）。

7.1.3.2 边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

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

式中，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：本次模拟初始条件设置为 2024 年 5 月现状调查所有站位海水 COD 浓度最大值（ ）以计算 COD 扩散情况。

7.1.3.3 COD 浓度场预测

a. 排放方式及源强

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台为有人平台，项目投产后将产生生活污水，新建 BZ22-6 CEPA 平台产生生活污水最大约为 。生活污水经处理装置处理达标（COD≤300mg/L）后排放，每天排放 2h 计算，COD 最大排放源强约为 。

b. COD 预测方法及预测结果

由于处理达标后的生活污水为间歇式排放，因此本次预测于大、中、小潮期选取不同潮时按照前述源强进行模拟，最终结果取叠加不同潮时的最大包络范围。BZ22-6 CEPA 平台生活污水排放造成的 COD 浓度增量包络图见图 7.1-11。由该图可见，由于生活污水排放量较小且 COD 浓度较低，预测的 COD 浓度在

网格分辨率（30m）下最大增量为 0.06mg/L，叠加现状调查中 COD 平均浓度（1.41mg/L）后平台周边海水 COD 浓度最大为 1.47mg/L，由此可知，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 30m（预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

图 7.1-11 BZ22-6 CEPA 平台 COD 浓度包络线

7.1.4 温排水预测

本项目投产后运营期 BZ22-6 CEPA 平台设置有伴生气处理系统，将产生部分温排水。因此本节预测温排水对海水温度的影响。

7.1.4.1 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：

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

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

表面和底部边界：

$$z = \eta:$$

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

$$z = -d:$$

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

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

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量：

潜热通量（蒸发造成的热量损失）遵循道尔顿方程：

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

式中， $L=2.5 \times 10^6\text{J}/\text{kg}$ ，为蒸发潜热； $C_e=1.32 \times 10^{-3}$ ，为道尔顿常数； W_{2m}

为水面上 2m 风速； Q_{water} 为水表水蒸气密度， Q_{air} 为大气中水蒸气密度； a_1 、 b_1 为常数，此处分别取 0.5 和 0.9。

感热通量：

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

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

式中， ρ_{air} 为大气密度； c_{air} 为大气比热； $c_{heating}$ 、 $c_{cooling}$ 为斯坦顿常数（均为 0.0011）； W_{10} 为水面上 10m 风速，临界默认风速值为 7m/s。

短波辐射：

其强度取决于与太阳的距离、赤纬角和纬度、地外辐射以及大气中水蒸气的含量。一天中短波辐射强度随入射角而变化，地表短波辐射强度 H_0 (MJ/m²/d) 按下式计算：

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

长波辐射：

水面对大气的长波辐射减去大气对水面的长波辐射称为净长波辐射，取决于云量，空气温度，空气中的蒸汽压力和相对湿度，净输出的长波辐射 $q_{lr,net}$ (W/m²) 由布伦特方程给出：

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

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

7.1.4.2 预测源强及预测方法

BZ22-6 CEPA 平台温排水最大排量为 1064m³/h，排放的温排水较海水背景温度最大升高 8℃，于海表排放。本节计算该平台温排水造成的温升情况。

在计算温排水排放造成的海水温升时，保守考虑了冬季工况。冬季工况环境条件设置如下：水温初始场选取 12℃、空气温度取 5℃、相对空气湿度取 78%、风速设为 6.9m/s，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的冬季海区平均辐射强度分别取 -100W/m²、60W/m²。

上述工况下温度场计算时长取 30d，结果统计温升最大包络范围。

7.1.4.3 预测结果

BZ22-6 CEPA 平台温排水排放引起的最大温升范围见图 7.1-12，由预测结果可知，由于温排水排量很小，加上海流的对流扩散作用，预测网格分辨率(30m)下温排水排放造成的平台周围海水最大温升约 0.75°C ，海水温度超一类海水水质面积远小于一个网格 (0.0004km^2)，距离小于 30m；温升超 0.5°C 面积为 0.004km^2 。因此，温排水排放对海水温度影响较小。

图 7.1-12 BZ22-6 CEPA 平台温升包络线

7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，钻屑排放造成悬浮物超标范围在模型垂向 3 层均存在，超标面积由表至底呈减小趋势。单平台钻屑排放第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.331km^2 ，距排放点的最大距离为 0.43km ，停止排放后最大 4h 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，主要在模型垂向 1、2 层存在，单平台钻井液排放第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 0.501km^2 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 ，停止排放后最大约 8h 即可恢复到排放前水质。

7.2.3 铺设海底管缆对海水水质的影响

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

海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 0.61km ，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围仅在模型垂向 2、3 层存在。其中第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 65.679km^2 ，第 2 层水体超一（二）类水质最



大包络面积合计为 43.037km^2 ，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在第 3 层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约 6h，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.4 温排水对海水水质的影响

BZ22-6 CEPA 平台温排水最大排放量为 ，自身温升较小 (8°C)。根据预测结果，在网格尺度 (30m) 下温排水排放造成平台周围海水最大温升约 0.75°C ，温升超标面积远小于一个网格 (0.0004km^2)，距离小于 30m 。温排水对海水温度影响较小，不会明显影响本海区的海水水质。

7.2.5 生活污水对海水水质的影响

本项目投产后新建 BZ22-6 CEPA 平台将产生少量达标排放的生活污水，由于其排放量较小且 COD 浓度较低，处理后的生活污水入海后受海流作用充分混合。预测结果表明：无论何时排放超一类水域影响的距离都在 30m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响项目所在海区的海水水质。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据预测结果，本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积合计为 0.486km^2 。

7.3.2 海底管缆铺设对沉积物环境的影响

铺设海底管缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填管/缆沟，覆盖厚度 $>2\text{cm}$ 的面积主要位于管/缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新铺 3 条海底电缆、6 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管道/电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为 0.951km^2 。

本工程新铺海底管道采用牺牲阳极作为防腐措施之一，牺牲阳极中的锌在发生原电池反应后，以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加，所以可以把每个阳极块当做一个单独的释放源。根据工程分析，



阳极块的质量不尽相同，这里按质量最大的 69.1kg 计算，阳极块中锌含量按 5.75% 计算，假定锌全部释放到周围 10m 的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加约 1.07×10^{-6} ，叠加 2024 年 5 月海洋环境现状调查本海区沉积物中锌含量最大值为 61.2×10^{-6} ，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 62.27×10^{-6} ，远低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

7.4 海洋生态环境影响评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

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

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

7.4.2 对浮游动物的影响分析

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

7.4.3 对底栖生物的影响分析

国外的研究结果表明，钻井液和钻屑的排放对鱼、蟹等移动性生物没有明



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

基于上述分析并根据预测结果：本项目单座新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 0.162km^2 ，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 0.162km^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 0.162km^2 范围内，因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

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

堆积在管/缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管/缆沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿海底管道/电缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 3 条海底电缆、6 条海底管道，铺设海底管缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，覆盖面积为 0.951km^2 。

7.4.4 工程对生物资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生



产力发生变化, 进而影响水生动物的生长和发育; ③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降, 降低生物群体的更新能力等。

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

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

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

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

D_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度, 单位为尾/平方千米、个/平方千米或千克/平方千米(kg/km²);

S_j —某一污染物第 j 类浓度增量区面积(km²);

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

N —某一污染物浓度增量分区总数。

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

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

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

W_i —第 i 种类生物资源一次平均损失量, 单位为尾、个或千克(kg);

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

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007),



各类生物的损失率取值见表 7.5-1。

表 7.5-1 各类海洋生物损失率

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

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

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

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

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

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

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

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用本项目设施附近站位的春季调查值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.5-2。



表 7.5-2 海洋生物资源密度及来源

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

7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目新建 3 座平台包含预留井纯钻井时间之和为 1248 天,在 4 年内完成。因此本项目单座平台年均钻井时间取 104d,为持续性损害,按 SC/T 9110-2007 规定 15d 为 1 个周期,排放 7 个周期。

根据预测结果,本项目平台钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向三层平均值,水深取三座平台附近平均水深 22m。各类海洋生物密度见表 7.5-2,海洋生物损失率见表 7.5-1,计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 钻屑排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 7 周期
		0.359	0.213	0.069	0.018		
鱼卵	密度 (粒/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 个)						
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)						
	损失率						
	损失量 (10 ⁶ 尾)						
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	头足类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体	密度 (kg/km ²)						



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	年均 7 周期
		0.359	0.213	0.069	0.018		
	损失率						
	损失量 (kg)						

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

表 7.5-4 钻屑排海底栖生物损失

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

7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，计算损失时超标面积取垂向三层平均值（见表 7.1-8），。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 钻井液排海海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		0.493	0.257	0.069	0.021	
鱼卵	密度 (粒/m ³)					
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 个)					
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)					
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 尾)					
幼体	鱼类	密度 (尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	头足类	密度 (尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	虾类	密度 (尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	蟹类	密度 (尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		0.493	0.257	0.069	0.021	
成体	密度 (kg/km ²)					
	损失率					
	损失量 (kg)					

7.5.2.3 海底管缆铺设生物损失计算

海底管缆施工造成的生物损失，超标范围影响面积取垂向三层平均值（见表 7.1-11），水深取铺设海底管缆路由区平均水深 22m。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算海底管缆铺设海洋生物损失见表 7.5-6。

表 7.5-6 海底管缆铺设海洋生物损失

资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		12.808	10.122	6.855	6.454	
鱼卵	密度 (粒/m ³)					
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 个)					
仔稚鱼	密度 (尾/m ³)					
	损失率					
	损失量 (10 ⁶ 尾)					
幼体	鱼类	密度(尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	头足类	密度(尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	虾类	密度(尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
	蟹类	密度(尾/km ²)				
		损失率				
		损失量 (尾)				
成体	密度(kg/km ²)					
	损失率					
	损失量 (kg)					

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



表 7.5-7 底栖生物损失计算

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

7.5.2.4 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100% 的原则计算。根据工程资料, 本项目新建平台投影面积之和为 6585.5m², 底栖生物密度取 2.06g/m², 则本项目平台占海造成的底栖生物损失为 0.014t。

7.5.3 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算, 本项目海洋生物损失为: 鱼卵 粒, 仔稚鱼 尾, 鱼类幼体 尾, 头足类幼体 尾, 虾类幼体 尾, 蟹类幼体 尾, 成体 kg, 底栖生物 t, 具体见表 7.5-8。

表 7.5-8 海洋生物资源损失汇总

生物名称	钻屑	钻井液	海底管缆铺设	平台占海	合计
鱼卵 (10 ⁶ 粒)					
仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)					
鱼类幼体 (尾)					
头足类幼体 (尾)					
虾类幼体 (尾)					
蟹类幼体 (尾)					
成体 (kg)					
底栖生物 (t)					

7.6 环境敏感目标影响分析

根据第四篇环境敏感目标分析, 本项目附近的敏感目标主要为一般敏感区-重要渔业水域产卵场。新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场中, 新建平台距离白姑鱼产卵场最近约为 、新建管缆距鳎产卵场最近约 。新建设施与海洋生态红线区、国家级自然保护区、国家级海洋特别保护区及国家级水产种质资源保护区等重要敏感目标最近距离为 。

本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液, 以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物, 如 7.1.2 节所述, 施工期产生的钻屑、钻井液排放、海底管缆挖沟施工造成的悬浮物超一类海水水质最大距离为 ; 运营阶段平台生活污水、温排水排放造成的海水 COD/温度超标范围均小于 。建设和正常运营阶段均不会对重要敏感区造成影响。



施工期钻屑、钻井液排放、海底管缆挖沟施工会造成海水悬浮物浓度超标，鉴于悬浮物自身沉降特性，其产生影响时间有限，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响，同时，项目海底管缆挖沟作业避开其所在产卵场的产卵盛期（5月中旬~6月上旬和10月），BZ22-6 CEPA 平台双侧钻井期间钻井液错峰排放，尽量降低悬浮物对产卵场的影响。运营期排放的生活污水、温排水对海水水质影响范围很小。因此认为本项目正常建设、运营阶段对新建设施所在的产卵场影响不大。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，本项目的建设和运营对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

7.7 工程对水文动力环境的影响分析

本项目主要工程设施为新建海上平台、海底管道和海底电缆，新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台桩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；新建海底管道和电缆埋设于海底以下，挖起的海底悬浮物短时间堆积于铺设挖沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管缆沟，铺设完成后不会影响项目海域水文动力环境。

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海管/海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/海缆全程埋设，仅铺管/缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲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。



8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合本项目情况，对渤中 22-6 油田开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

➤ 严格执行国家现行有关法律、法规、标准和规范的要求，对该项目进行科学、客观、公正、独立及有针对性的评估；

➤ 采用可靠、适用的评估技术和评估方法对项目进行定性、定量评估，遵循针对性、技术可行性、经济合理性、可操作性的原则，提出消除或减弱油气泄漏环境风险的技术和管理措施建议；

➤ 真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

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

表 8.1-1 环境风险评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析，本项目海洋生态环境风险评价按照二级评价的要求进行评估分析。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

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



8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三篇施工作业计划章节，本项目施工期主要分为导管架及组块海上安装、新建平台连接调试、钻完井、依托设施改造、海底管缆铺设等环节，计划使用浮吊船、铺管船、生活支持船、铺缆船、多功能工程船、驳船及拖轮等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m³。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

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

表 8.2-1 环境风险源汇总表（新建平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)
平台	BZ22-6 CEPA	原油	555
		天然气	0.04
		燃料油	102
		甲醇	16
	BZ22-6 WHPB	原油	13
		天然气	0.35
		燃料油	34
	BZ22-6 WHPC	原油	9.3
		天然气	0.4
		燃料油	51
		甲醇	1.6

表 8.2-2 环境风险源汇总表（新建管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量 (t)	管长 (km)	管径 (in)
海底管道	BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道	原油	340		
		天然气	9		
	BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道	原油	355		
		天然气	5		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道	原油	373		
	BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道	天然气	13		

8.2.2 海洋生态环境风险敏感目标调查

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险敏感目标调查应包括环境风险评价范围内的所有海洋生态环境保护



目标，以及评价范围外可能受环境风险影响的重要生态敏感区。

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型	敏感区名称	与 BZ22-6 CEPA 平台最近距离及方位	敏感时间
	海洋生态保护红线	31.6km/SW	-
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	31.6km/SW	-
国家级海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	39.3km/W	-
	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	55.7km/W	-
国家级水产种质资源保护区	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	37.0km/SW	-
	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	37.8km/S	-
	黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	48.5km/SW	-
重要渔业水域	鲈鱼产卵场	位于其中	10 月
	蓝点马鲛产卵场	位于其中	5 月中旬~6 月上旬
	三疣梭子蟹索饵场	位于其中	\
	中国对虾索饵场	位于其中	\
	鳀鱼索饵场	位于其中	\
	东方鲀索饵场	位于其中	\
	叫姑鱼索饵场	位于其中	\
	鲈鱼越冬场	位于其中	\
	白姑鱼产卵场	7.8km/S	5~6 月
	鰺产卵场	18.5km/NW	6 月
	带鱼索饵场	21.9km/SE	\
	银鲳产卵场	29.2km/NW	6 月
	三疣梭子蟹越冬场	36.1km/E	\
	黄姑鱼产卵场	37.5km/S	5~6 月
	三疣梭子蟹产卵场	42.3km/SW	5 月
	叫姑鱼产卵场	49.5km/S	6 月

8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

①当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；



②当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值（Q）：

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

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

$Q_1, Q_2 \dots Q_n$ ——每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

8.3.1.1 施工期

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、生活支持船、铺缆船、多功能工程船、驳船及拖轮等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3 （约 170t），即 $Q=1.7$ ， $1 \leq Q < 10$ 。

8.3.1.2 生产运行期

本项目生产运行期危险物质分布及存在量见表 8.3-1。根据识别结果，本项目生产运行期 $Q=22.862$ ， $10 \leq Q < 100$ 。

表 8.3-1 生产运行期危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量（t）	临界量（t）	q_i/Q_i
BZ22-6 CEPA	原油	555	100	5.55
	天然气	0.04	10	0.004
	燃料油	102	100	1.02
	甲醇	16	10	1.6
BZ22-6 WHPB	原油	13	100	0.13
	天然气	0.35	10	0.035
	燃料油	34	100	0.34
BZ22-6 WHPC	原油	9.3	100	0.093
	天然气	0.4	10	0.04
	燃料油	51	100	0.51
	甲醇	1.6	10	0.16
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道	原油	340	100	3.4
	天然气	9	10	0.9
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道	原油	355	100	3.55
	天然气	5	10	0.5
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道	原油	373	100	3.73
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道	天然气	13	10	1.3



新建设施	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	q_i/Q_i
合计				$Q=22.862$

8.3.2 行业及生产工艺 (M)

分析项目所属行业及生产工艺特点,按照表 8.3-2 评估生产工艺情况。具有多套工艺单元项目,对每套生产工艺分别评分并求和。将 M 划分为 (1) $M>20$; (2) $10<M\leq 20$; (3) $5<M\leq 10$; (4) $M=5$, 分别以 M1、M2、M3 和 M4 表示。渤中 22-6 油田开发项目风险工艺识别见表 8.3-3。

表 8.3-2 行业及生产工艺

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

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

^b长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。

表 8.3-3 生产工艺识别

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

8.3.3 危险物质及工艺系统危险性 (P) 分级

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

表 8.3-4 危险物质及工艺系统危险性等级判断 (P)

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

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



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

8.3.4 环境敏感程度的分级确定

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

本项目位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、鲈鱼越冬场以及叫姑鱼索饵场内部，属于位于一般敏感区，不位于重要敏感区，因此本项目位于环境中度敏感区 E2。

表 8.3-5 环境敏感程度分级

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

8.3.5 环境风险潜势初判断

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

表 8.3-6 建设项目环境风险潜势划分

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

8.3.6 评价等级

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

表 8.3-7 环境风险评价工作等级划分

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

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



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

综合本项目施工期、生产运行期评价等级判断情况，确定本项目环境风险评价等级为二级。

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

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

表 8.4-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
理化特性	外观与性状：黄褐色、浅褐色半透明液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：869~915kg/m³			
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。			
储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过			



标识	中文名：原油		英文名：Condensate Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8002-05-9	
3m/s)，且要有接地装置，防止静电积聚。				

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.521（液化）		相对密度：（空气=1）0.683	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素	
	临界压力（MPa）:4.59		临界温度（℃：）-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）:889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂ 、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）			
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类			
健康危害	侵入途径：吸入			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。			
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。远离火种、热源。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。			



表 8.4-3 燃料油理化及危险性质

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



表 8.4-4 甲醇理化及危险性质

标识	中文名：甲醇		英文名：Methanol	
	危规号：32058	UN 编号：1230	CAS 号：67-56-1	
理化特性	外观与性状：无色澄清液体，有刺激性气味		溶解性：溶于水，可混溶于醇、醚等多数有机溶剂	
	熔点（℃）：-97.8		沸点（℃）：64.8	
	相对密度：（水=1）0.79		相对密度：（空气=1）1.11	
	饱和蒸气压（kPa）13.33（21.2℃）		禁忌物：酸类、强氧化剂、酸酐、碱金属	
	临界压力（MPa）:7.95		临界温度（℃：）240	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类，中闪点易燃液体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：385		闪点（℃）：11	
	爆炸极限（v%）：5.5~44.0		最小点火能（mJ）：0.215	
	燃烧热（kJ/mol）:727		火灾危险类别：甲	
	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂			
	危险特性：易燃，其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。与氧化剂接触发生化学反应或引起燃烧。在火场中，受热的容器有爆炸危险。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。			
	灭火方法：尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。处在火场中的容器若已变色或从安全泄压装置中产生声音，必须马上撤离。			
	灭火剂：抗溶性泡沫、干粉、二氧化碳、砂土。			
急性毒性	LD ₅₀ : 5628mg/kg(大鼠经口); 15800mg/kg(兔经皮)			
	LC ₅₀ : 83776mg/m ³ , 4 小时(大鼠吸入)			
健康危害	侵入途径：吸入、食入、经皮吸收			
	健康危害：对中枢神经系统有麻醉作用；对视神经和视网膜有特殊选择作用，引起病变；可致代谢性酸中毒。急性中毒：短时大量吸入出现轻度眼上呼吸道刺激症状（口服有胃肠道刺激症状）；经一段时间潜伏期后出现头痛、头晕、乏力、眩晕、酒醉感、意识朦胧、谵妄，甚至昏迷。视神经及视网膜病变，可有视物模糊、复视等，重者失明。代谢性酸中毒时出现二氧化碳结合力下降、呼吸加速等。慢性影响：神经衰弱综合征，植物神经功能失调，粘膜刺激，视力减退等。皮肤出现脱脂、皮炎等。			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水和清水彻底冲洗皮肤。			
	眼睛接触：提起眼睑，用流动清水或生理盐水冲洗。就医。			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸。就医。			
	食入：饮足量温水，催吐。用清水或 1% 硫代硫酸钠溶液洗胃。就医。			
应急处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全区，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。不要直接接触泄漏物。尽可能切断泄漏源。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏：用砂土或其它不燃材料吸附或吸收。也可以用大量水冲洗，洗水稀释后放入废水系统。大量泄漏：构筑围堤或挖坑收容。用泡沫覆盖，降低蒸气灾害。用防爆泵转移至槽车或专用收集器内，回收或运至废物处理场所处置。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防止阳光直射；保持容器密封。应与氧化剂、酸类、碱金属等分开存放，切忌混储。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且有接地装置，防止静电积聚。本品铁路运输时限使用钢制企业自备罐车装运，装运前需报有关部门批准。运输时所用的槽（罐）车应			



标识	中文名： 甲醇		英文名：Methanol	
	危规号： 32058	UN 编号： 1230	CAS 号： 67-56-1	
有接地链，槽内可设孔隔板以减少震荡产生静电。严禁与氧化剂、酸类、碱金属、食用化学品等混装混运。装运该物品的车辆排气管必须配备阻火装置，禁止使用易产生火花的机械设备和工具装卸。				

8.4.2 危险物质向环境转移的途径识别

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

表 8.4-5 危险物质向环境转移的途径识别

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

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂、施工船舶碰撞、地质性溢油及浅层气风险；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台容器泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、FPSO 与穿梭油轮外输软管泄漏、船舶碰撞、地质性溢油及浅层气风险等。环境风险事故具体情形分析如表 8.5-1。

表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有原油和天然气物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油	详见本报告书第 8.6 节。



阶段	油气泄漏事故原因 及浅层气风险	油气泄漏事故情形分析
生产 阶段	井喷	生产阶段在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能引发井喷事故，伴随井喷释放的有原油和天然气物质，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。
	平台火灾、爆炸	生产阶段在平台上进行油气的输送或处理等作业，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道与立管泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。
	FPSO 与穿梭油轮外输软管泄漏	在 FPSO 与穿梭油轮实施外输作业时，外输软管可能因断裂、穿孔等原因导致油气泄漏，导致该事故发生的主要原因包括恶劣水文气象条件、设备故障、人员误操作等。
	船舶碰撞	在生产阶段，主要有供应船进行人员、物资的运送和供给，供应船与平台、FPSO 等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	详见本报告书第 8.6 节。

8.5.2 风险事故概率分析

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

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

8.5.2.1 井喷

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



表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

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

本项目新建 BZ22-6 CEPA/BZ22-6 WHPB/BZ22-6 WHPC 平台先期共钻 33 口生产井、14 口注水井，2 口水源井，预留 15 口井，预留井均按生产井考虑，则本项目共计划钻 48 口生产井。本项目在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 2.3×10^{-3} 次；在生产过程中发生井喷事故的概率为 1.2×10^{-4} 次/年。

8.5.2.2 平台火灾、爆炸

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

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

本项目计划新建 1 座中心处理平台（BZ22-6 CEPA），设有油气处理系统和油气传输系统；2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB/BZ22-6 WHPC），仅设有油气传输系统等。故 BZ22-6 CEPA 平台发生火灾事故的概率为 4.3×10^{-3} 次/a，BZ22-6 WHPB/BZ22-6 WHPC 平台发生火灾事故的概率均为 3.0×10^{-4} 次/a，由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.5.2.3 平台容器泄漏

《国际油气生产商协会风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.5-3 和表 8.5-4。通常容器泄漏可进行自动关断，通过及时收集和清理泄漏现场，可避免泄漏物入海。

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

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

表 8.5-4 本项目储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
BZ22-6 CEPA	常压罐	26	7.8×10^{-5}
	带压罐	41	1.9×10^{-3}
BZ22-6 WHPB	常压罐	10	3.0×10^{-5}



平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率 (次/a)
BZ22-6 WHPC	带压罐	5	2.4×10^{-4}
	常压罐	12	3.6×10^{-5}
	带压罐	6	2.8×10^{-4}

8.5.2.4 海底管道及立管泄漏

根据《国际油气生产商会 OGP (International Association of Oil & Gas Producers) 风险评估数据指南》，不同海底管道的泄漏概率见表 8.5-5。

表 8.5-5 海底管道及立管管道泄漏概率

管道	类别	泄漏概率	单位
海底管道 (开阔海域)	井流管道, 以及输送未处理流体的小管道	5.0×10^{-4}	次/km·a
	输送处理后的油气, 管径 ≤ 24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km·a
	输送处理后的油气, 管径 > 24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km·a
海底管道 (平台周围安全区内)	管径 ≤ 16 英寸	7.9×10^{-4}	次/年
	管径 > 16 英寸	1.9×10^{-4}	次/年
立管	钢管-管径 ≤ 16 英寸	9.1×10^{-4}	次/年
	钢管-管径 > 16 英寸	1.2×10^{-4}	次/年

本项目新建 1 条长约 从 BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台的海底混输管道, 1 条长约 从 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台的海底混输管道, 1 条长约 从 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台的海底输油管道、1 条长约 从 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台的海底输气管道。以平台周围 500m 范围内作为安全区, 在新建平台两侧各有 1 根钢制立管, 由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率, 计算结果见表 8.5-6。

表 8.5-6 本项目海底管道及立管管道泄漏概率

名称	管长 (km)	管径 (in)	输送介质	海管泄漏概率	立管泄漏概率
BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道					
BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道					
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道					
BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道					

8.5.2.5 FPSO 与穿梭油轮外输软管泄漏

本项目新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油, 再通过新建海底输油管



道输送至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后接入 BZ19-6 CEPA 平台至 HYSY113 FPSO 海底输油管道，输往 HYSY113 FPSO 油舱储存定期外输。本项目投产后，HYSY113 FPSO 最高外输频率增加至 4.3 天/次。当外输软管发生泄漏事故时，其上加装的破断阀会迅速封闭管道以阻止软管中的原油进入海洋，而外输软管的两端设置应急释放装置，可以使整根软管快速释放入海，防止原油溢出。

8.5.2.6 施工期船舶碰撞事故

在建设阶段，本项目主要涉及驳船、浮吊船、拖轮、铺管船、铺缆船、生活支持船、多功能工程船等船舶类型，用于包括导管架及组块海上安装、新建平台连接调试、钻完井、依托设施改造、海底管缆铺设等不同施工阶段。根据《风险评估数据指南》，船舶与平台等油气田设施发生碰撞的概率见表 8.5-7。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

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

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

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

海上建设阶段油气泄漏事故可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据供应船最大储油量以及燃料油输油软管过油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.5-8。本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 200m^3 ，施工船舶碰撞溢油量考虑为 200m^3 。

表 8.5-8 建设阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量（ m^3 ）
井喷	井流	难以估算
平台储油罐破裂	燃料油	50
输油软管破裂或误操作	燃料油	5
施工船舶碰撞溢油	燃料油	200



8.5.3.2 生产阶段事故泄漏量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是原油。

当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。

当海管/立管发生泄漏事故时，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、海水压力和油水不容的特性，估算海管/立管泄漏溢油量。上述溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际溢油量大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的影响。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故泄漏量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段可能溢油量

排放源	排放物	泄漏量 (m ³)
井喷	井流	难以估算
平台火灾失控	井流/生产物流	难以估计
海管/立管破裂	原油	150
供应船破舱	燃料油	50
平台容器泄漏	燃料油	60
	甲醇	20
输油软管破裂	燃料油	5

8.5.3.3 环境风险与最具代表性事故

根据 8.5.2 小节分析可知，海管/立管发生溢油事故概率大于其他事故类型发生概率。本项目海管断裂泄漏事故的泄漏量可达 150m³。综合上述分析，本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害较为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。

8.6 地质性溢油及浅层气风险分析

略

8.7 溢油风险后果分析

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

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

8.7.1 油膜轨迹预测

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

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

其中 V_{rx} 、 V_{ry} 为网格点上表层流速的 x 、 y 方向分量,皆由环境动力学模型求出; V_{wind} 网格点上的风速, α 为风因子,计算时取 0.03; θ_0 为风向, θ 为油粒子受风影响的漂移偏角, θ 的取值与风速的大小有关,公式为:

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

油粒子漂移轨迹计算公式为:

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

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

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

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

8.7.2 油膜扩展输移预测

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

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

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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为:

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

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

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

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

8.7.3 油的挥发与乳化

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

8.7.3.1 溢油的挥发

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

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

式中： B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；

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

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

$$T_0 = 532.98 - 3.1295 \cdot \text{API}$$

$$T_G = 985.62 - 13.597 \cdot \text{API}$$

式中： API —15.5°C 时原油密度与 4°C 时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

8.7.3.2 油膜的乳化

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

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

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

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

式中： YW_i —第 i 个油粒子含水率； U_w —风速；

W_{Ax} —油的含蜡量； A_{sph} —油的沥青质量含量%；

η_0 —油的无水动力粘性系数； YW_{sat} —稳定含水量；

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

η_i —乳化后油的运动粘性系数，其计算式如下：

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

式中： η_i —乳化后油的运动粘性系数；

η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.7.4 溢油量及溢出方式

本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故。本项目所产物流在 2028 年~2038 年经新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油后，通过新建海底输油管道输送至 BZ19-2 CEPE 平台。其中，BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道的风险物质在线量较高，且长度较长，因此本项目假定 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道在 BZ22-6 CEPA 平台附近处发生溢油。

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

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

式中： V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1bbl $\approx 0.159\text{m}^3$ ）；

V_{pipe} 为管段体积， ft^3 （1 $\text{ft}^3 \approx 0.0283\text{m}^3$ ）；

f_{rel} 为最大泄漏率，计算过程附后；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.43；

$V_{\text{pre-shut}}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。



(1) 截断阀关闭前泄漏量

截断阀关闭前泄漏量 ($V_{\text{pre-shut}}$) 根据混输管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算:

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

式中: Q_L —液体泄漏速率, m^3/s ;

t ——泄漏时间, s 。

根据 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道典型年份水力、热力计算结果, 其最大输液量约为 $4187\text{m}^3/\text{d}$ (以 2028 年日产量计算), 输送液体全部为原油。该海管配有自动关断系统, 当海底管道发生泄漏事故时, 在 30s 内即可启动, 因此 t 取 30s。根据上式, 该管道发生全管径断裂情况下, 在自动关断系统启动前的泄漏量约为 1.5m^3 。

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

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

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

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

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

式中:

P_{pipe} —管道内的实际压力, kPaA ;

P_{surr} ——环境压力，kPaA。

该管道所处海域平均水深约为 23m，则其环境压力约为 230kPaA，该管道内压力取最大操作压力 9800kPaA，则 P_{rel} 为 42.6。根据上表，该管道内流体最大释放量分数 (f_{rel}) 应为 0.74。则该管道自动关断系统启动后溢油量应为 $0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}}$ ，经计算得 139.3m^3 。

(3) 管道泄漏量合计

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}} \approx 140.8\text{m}^3$$

综合考虑溢油关断、封堵，最终确定 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道溢出液量约为 150m^3 (135t)。BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道输送的原油密度约 $0.90\text{kg}/\text{m}^3$ ，属中质原油，油膜漂移预测时间为溢油后的 48h。

8.7.5 风场

根据第四篇 区域自然环境概况风场资料及敏感目标分布情况，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场资料如表 8.7-2 所示。

表 8.7-2 工程海域风场

方向	E	NE (主导风向/不利风向)	N (不利风向)	ENE (不利风向)	S	SSW	SW	NW
平均风速(m/s)	5.8	9.1	6.5	7.3	6.6	6.3	6.0	8.3
最大风速(m/s)	15.2	22.5	17.5	23.8	16.5	15.2	16.3	23.8

8.7.6 预测结果

8.7.6.1 油膜漂移轨迹

图 8.7-1 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道溢油平均风速情况下油膜轨迹为 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图；图 8.7-2 为 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道发生溢油后，主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图。

图 8.7-1 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.7-2 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.7.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

表 8.7-3 和表 8.7-4 分别给出了不同风向平均风速和极值风速作用下，溢油开始 48h 内油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海面积等。



表 8.7-3 BZ22-6 CEPA 平台附近管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向		E	NE	N	ENE	S	SSW	SW	NW
风速 (m/s)		5.8	9.1	6.5	7.3	6.6	6.3	6	8.3
抵岸时间 (h)		—	39	—	—	—	—	—	—
漂移距离 (km)	2h	2.4	2.7	3.6	2.4	3.4	3.8	4	4.5
	12h	23.9	25.3	21.9	24.6	23.7	22.7	21.6	19.8
	24h	38.3	46.1	39.6	41.5	37.9	37.1	36.2	37
	48h	84.8	84.1	84.9	97	76.8	75	73.7	75.4
	最大值	84.8	84.1	84.9	97	76.8	75	73.7	75.4
平均速度 (km/h)		1.8	2.2	1.8	2	1.6	1.6	1.5	1.6
扫海面积 (km ²)	2h	1.5	2.3	3.5	1.8	2	2	2.1	4.6
	12h	54.3	68.6	65.8	59.5	65.5	64.1	61.4	55.6
	24h	99.2	166	150.7	132.2	130.4	126.7	120.2	126.2
	48h	210.4	362.3	378	318.3	347.3	335.2	316.1	312.9
	最大值	210.4	362.3	378	318.3	347.3	335.2	316.1	312.9
残存油量 (%)	2h	66.5	64.3	66	65.4	65.9	66.1	66.4	64.7
	12h	50.4	47.9	49.8	49.1	49.7	49.9	50.2	48.4
	24h	45.2	42.8	44.6	44	44.5	44.8	45.1	43.3
	48h	40.4	39.5	39.8	39.1	39.7	39.9	40.2	38.4

注：“—”表示未抵岸。

表 8.7-4 BZ22-6 CEPA 平台附近管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		E	NE	N	ENE	S	SSW	SW	NW
风速 (m/s)		15.2	22.5	17.5	23.8	16.5	15.2	16.3	23.8
抵岸时间 (h)		—	16	29	34	—	—	—	—
漂移距离 (km)	2h	1	3.2	4.8	2.1	4.1	4.7	5.4	7
	12h	30	36.6	27.1	39.9	31.2	28.7	27.6	25.9
	24h	50.4	50.4	56.1	71.4	53.8	50.7	51.8	61.5
	48h	103.8	50.4	70.5	96.6	103.2	96.7	101.5	122.6
	最大值	103.8	50.4	70.5	96.6	103.2	96.7	101.5	122.6
平均速度 (km/h)		2.2	3.2	2.4	2.8	2.2	2	2.1	2.6
扫海面积 (km ²)	2h	0.6	1.7	5.7	1.7	4.4	4.3	4	10.9
	12h	52.9	82.3	95.2	72.9	101.3	97.9	93.5	102.6
	24h	133.7	132.9	236	247.4	221	213	211.7	300.4
	48h	366.6	132.9	319.4	400.1	548.9	516.3	530.1	737.4
	最大值	366.6	132.9	319.4	400.1	548.9	516.3	530.1	737.4
残存油量 (%)	2h	61.6	59.6	60.9	59.3	61.2	61.6	61.3	59.3
	12h	45.1	43	44.4	42.7	44.7	45.1	44.8	42.7
	24h	40	26.1	39.2	37.6	39.6	40	39.6	37.6
	48h	35.2	26.1	37.5	34.3	34.7	35.2	34.8	32.7
	最大值	35.2	26.1	37.5	34.3	34.7	35.2	34.8	32.7

注：“—”表示未抵岸。

8.7.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移和扩散的过



程中还会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。本项目附近海域主要环境敏感目标为国家级自然保护区、海洋生态保护红线区及重要渔业水域等。本次模拟选取了项目附近海域主要敏感目标，选取能够抵达这些敏感目标的最不利风向，计算了溢油抵达这些敏感目标的最短时间，详见表 8.7-5。

根据溢油模拟预测分析，当 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道发生溢油后，在 N 风向极值风速下，油膜将在 13.2 小时内抵达国家级自然保护区-山东黄河三角洲国家级自然保护区和海洋生态保护红线。此外本项目还位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场、鲈鱼越冬场内，一旦发生溢油事故，将即刻对其造成不利影响。

表 8.7-5 溢油抵达各环境敏感目标的时间

类型	敏感区名称	与 BZ22-6 CEPA 平台最近距离及方位	风向	最短抵达时间(h)
	海洋生态保护红线	31.6km/WS	N	13.2
国家级自然保护区	山东黄河三角洲国家级自然保护区	31.6km/WS	N	13.2
国家级海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区	39.3km/W	ENE	14.1
	东营河口浅海贝类生态国家级海洋特别保护区	55.7km/W	ENE	19.9
国家级水产种质资源保护区	黄河口文蛤国家级水产种质资源保护区	37.0km/WS	N	15.4
	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区	37.8km/S	N	15.8
	黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	48.5km/WS	N	20.2
重要渔业水域	鲈鱼产卵场	位于其中	-	即刻抵达
	蓝点马鲛产卵场	位于其中	-	即刻抵达
	三疣梭子蟹索饵场	位于其中	-	即刻抵达
	中国对虾索饵场	位于其中	-	即刻抵达
	鳀鱼索饵场	位于其中	-	即刻抵达
	东方鲀索饵场	位于其中	-	即刻抵达
	叫姑鱼索饵场	位于其中	-	即刻抵达
	鲈鱼越冬场	位于其中	-	即刻抵达
	白姑鱼产卵场	7.8km/S	N	3.3
	鳎产卵场	18.5km/WN	S	8.4
	带鱼索饵场	21.9km/ES	NW	8.4
	银鲳产卵场	29.2km/WN	S	13.2



类型	敏感区名称	与 BZ22-6 CEPA 平台最近距离及方位	风向	最短抵达时间 (h)
	三疣梭子蟹越冬场	36.1km/E	NW	13.9
	黄姑鱼产卵场	37.5km/S	N	15.6
	三疣梭子蟹产卵场	42.3km/WS	N	17.6
	叫姑鱼产卵场	49.5km/S	N	20.6

8.8 环境风险防范措施及应急处置措施

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

8.8.1 环境风险管理目标

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

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

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

8.8.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域自然保护区、海洋生态红线、重要渔业水域等环境敏感目标可能造成的影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。

8.8.2.1 设计阶段风险防范措施

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

8.8.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，作业者应在施工阶段采取如下措施：



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

b. 输油软管破裂事故防范措施

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

c. 海底管道事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

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

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



定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

d. 平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

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

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

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

e. FPSO 与穿梭油轮外输软管溢油事故防范措施

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；

加强对周围船只的监视，防止周围船只对外输软管及其附件的损伤；

加强对作业现场监视，防止外输软管与提油轮、FPSO 的摩擦，必要时安排辅助拖轮协助；

外输软管加装破断阀，减少海洋污染的风险；

加强外输软管的维护与保养，每次外输前进行压力测试；

外输软管两端均设置应急释放装置，可以使整根油管快速释放入海，防止海洋污染；

应定期对输油软管、FPSO 储油舱进行检查，防止原油外输时输油软管断裂以及储油罐破裂等风险事故的发生；

输油结束及时扫线，防止残留在输油油管内的原油泄漏；

设置辅助拖轮，对穿梭油轮实施动力定位，避免摩擦碰撞。

f. 船舶碰撞事故防范措施

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。

本项目在建设阶段所涉及的施工船舶将按《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》的要求提交相应申请报告、安全技术资料及资质证明，办理中华人民共和国水上水下施工作业许可证，并遵守以下规定：

(1) 按照海事管理机构批准的作业内容、核定的水域范围和使用核准的船舶进行作业，不得妨碍其他船舶的正常航行；



(2) 及时向海事管理机构通报施工进度及计划，并保持工程水域良好的通航环境；

(3) 使船舶、浮动设施保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态；

(4) 实施施工作业或者活动的船舶、设施应当按照有关规定在明显处昼夜显示规定的号灯号型。在现场作业船舶或者警戒船上配备有效的通信设备，施工作业或者活动期间指派专人警戒，并在指定的频道上守听；

(5) 遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定，不得有超载等违法行为。

在本项目海上施工前，应按照相关要求，申请发布航行警（通）告，提前告知航行路径。船舶在施工和运输作业中，应严格遵守相关的安全作业方案，与往来船只保持安全距离。

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

g. 其它防范措施

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

8.8.3 油气泄漏事故应急处置措施

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

8.8.3.1 制定溢油应急预案

本项目投产前建设单位将编制溢油应急预案，并将溢油应急预案上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，编制的应急预案应与《海

洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》相衔接。

中海石油（中国）有限公司天津分公司和油气田作业区应急组织机构见图 8.8-1 和图 8.8-2。所有参加油田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环保管理体系的要求向建设单位提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。项目各施工船舶的应急设施配备应满足国家相关要求。

图 8.8-1 建设单位应急组织机构图

图 8.8-2 作业区应急组织机构图

- 发生溢油事故后，无论大小，均必须按照要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。
- 在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序：
- 确保事发地人员安全；
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；
- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海；
- 报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

8.8.3.2 建立分级响应机制

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

（1）特别重大溢油污染环境事件

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



油勘探开发溢油污染环境事件；

(2) 重大溢油污染环境事件

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

(3) 较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

(4) 一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

建设单位发现溢油事件后，应立即电话报告生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，并在 1 小时内将初步情况书面上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局。应急响应启动后，建设单位应每日将事件应急工作情况报送生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局，包括应急安排、现场状况、处置情况等详细内容。当发生溢油量小于 1 吨的油污入海事件时，由建设单位根据溢油应急预案启动应急响应，并向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局报告事件情况及处置进展。

8.8.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告平台长；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 启动平台应急程序并向油田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。

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



- 立即按照指令关闭生产流程；
- 广播通知所有人员事故情况；
- 通知守护船提供协助；
- 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行溢油应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；

- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油田总监下达撤离平台的命令；

应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告平台长；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；

- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况；
- 启动油气田溢油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，第一时间布放吸油拖缆、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。

c. 平台火灾/爆炸事故应急措施

- 发现火灾或爆炸后立即拉响警报，同时用附近合适的消防设备灭火；
- 立即向中控或油田总监报告事件的位置、类型和程度；
- 现场应急消防队穿好消防救生设备，到达事故现场；
- 查清起火位置后，应立即组织全体人员根据不同火种，采取不同的灭火方式进行灭火；
- 如有伤员，抢救伤员到安全地带；



- 防止火灾蔓延，对周围设备设施采取有效地隔离、降温；
- 尽可能先使用水消防炮和泡沫消防炮进行灭火，对着火点周围进行灭火和冷却，以控制火灾；
- 通知守护船立即到现场附近待命或实施救助；
- 向分公司应急值班室汇报所有信息。

d. 船舶碰撞事故应急措施

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

8.8.4 配置溢油应急资源

a. 本项目溢油应急资源

本项目将在新建 BZ22-6 CEPA 平台上配备溢油应急物资，包括 400m 围油栏、围油栏动力站、充吸气机、吸油毡等，具体内容见表 8.8-1。同时在新建 BZ22-6 WHPB/BZ22-6 WHPC 平台配置吸油毡（100kg）、溢油分散剂（400L）等溢油应急资源。

表 8.8-1 BZ22-6 CEPA 平台溢油应急资源

序号	名称及规格	数量



b. 附近可借助的应急力量

本项目还可以通过天津分公司应急协调办公室的调配和指挥，周边油气田的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。本项目可调用的应急资源见表 8.8-2。

表 8.8-2 周边油气田可调用的溢油应急设备

设备 存放点	围油栏	撇油器	储油囊	消油剂

c. 环保船

此外，海洋石油 252 和海洋石油 253 两艘环保船已于 2011 年在渤海区域运行投入使用，具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能，是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船，其溢油回收能力每小时可达 200m³，船舶舱容 542m³，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强我国全海域溢油应急响应能力。

d. 其它溢油应急力量

中海石油环保服务（天津）有限公司是为渤海海域油气勘探开发作业者提供溢油应急服务的专业队伍，是一支专业性较强的队伍。中海石油环保服务（天津）有限公司结合国际溢油技术的发展，根据我国渤海的油品特性，在国际溢油应急专家帮助下对设备进行了合理配置。此外隶属于中海石油（中国）有限公司天津分公司的其他油田的应急设施也会在溢油应急响应中接受统一调配。如果发生大型溢油事故，或溢油处理所需的设备、人员超出天津分公司现有的溢油应急力量，则需借用外部的溢油应急力量，能借用的应急资源详见表 8.8-3。



表 8.8-3 中海石油环保服务（天津）有限公司（COES）溢油应急设备资源

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计	
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地		



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计	
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地		



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	



8.8.5 溢油应急可行性分析

8.8.5.1 应急响应时间分析

a. 本项目应急资源响应时间

本次溢油风险预测假定在 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道近 BZ22-6 CEPA 平台侧发生溢油事故，本项目在 BZ22-6 CEPA 平台配置有 400m 常规围油栏及配套溢油应急设备，可在 2h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

b. 附近可借助应急资源响应时间

本项目周边可借助的应急力量主要包括 BZ34-9 CEPA 平台、BZ34-2/4 CEPA 平台、BZ34-1 CEPA 平台、KL10-1 CEP 平台、BZ35-2 CEPA 平台、BZ26-6 CEPA 平台及东营终端等的溢油应急设施，周边可借助的应急力量溢油响应时间详见表 8.8-4。

表 8.8-4 本项目周边油气田应急响应时间

设施名称	与本项目距离 (km)	动员时间 (h)	航行时间(h)	到达溢油现场时间(h)
HYSY113 FPSO				
BZ19-6 CEPA				
BZ26-6 CEPA				
BZ 34-2/4CEPA				
BZ34-1 CEPA				
KL3-2 CEPA				
BZ34-9 CEPA				
BZ35-2 CEPA				
KL10-1 CEP				
东营终端				

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到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

图 8.8-3 附近溢油资源分布图



c. 天津分公司陆地应急资源响应时间

天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间见表 8.8-5。

表 8.8-5 天津分公司陆地应急资源到达溢油现场的应急响应时间

设施名称	与本项目距离(km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)
龙口基地				
塘沽基地				
绥中基地				

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到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

d. 环保船

海上现场作业附近的环保船最快可以在 3h 内到达溢油事故地点进行海面溢油的围控和回收作业。

e. 应急响应时间符合性分析

根据环境风险预测结果，在 N 风向极值风速下，油膜将在 13.2 小时内抵达国家级自然保护区-山东黄河三角洲国家级自然保护区和海洋生态保护红线。在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台的常规溢油应急资源可在 2h 内抵达油膜位置；附近油气田的溢油应急资源可在 4.7h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。

因此，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。

8.8.5.2 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

a. 本项目溢油所需应急能力估算

● 围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

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

式中，

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

V——泄漏原油体积，m³，本次事故溢油量为 150m³；

t——溢油发生之后的时间，h；

π——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

φ——围油栏利用系数，取 0.9。

按 150m³ 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 2h 时所需要的围油栏长度约为 323m，在发生溢油 4.7h 时所需要的围油栏长度约为 683m。

● 机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V \times b / (\alpha \times h)$$

式中：

E——收油机回收速率，单位为立方米每小时（m³/h）；

V——总溢油量，单位为方（m³）；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 40%；

α——回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；

h——回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

本项目溢油量为 150m³，在 12h 内回收所需的机械回收能力约为 10m³/h。

● 临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为 120m³。

b. 应急能力符合性分析

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.8-6。



表 8.8-6 溢油能力分析

本项目溢油规模	所需溢油应急能力估算		本项目及附近可借助油田现有应急资源	天津分公司内部应急资源		合计	是否满足本项目溢油应急能力要求
				塘沽基地 龙口基地 绥中基地	环保船		
150m ³	围油栏(m)	323 (2h)	400	/	/	400	可以满足要求
		683 (4.7h)	4400	/		4400	
		1397(12h)	4400	15800		10200	
	机械回收能力 (m ³ /h)	10	440	1206	1000	2646	
	临时储存能力 (m ³)	120	173	1056	2944	4173	

根据上表，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可借助油田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源等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（150m³）做出适当的反应。对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务（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，本项目附近可借助油气田溢油应急设备及天津分公司内部应急资源基本可以保证在合理的时间内对本项目发生的溢油量做出适当的反应，对于一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

8.9 海洋生态环境风险评价结论

渤中 22-6 油田开发项目的海洋生态环境风险类型包括井喷、输油软管破裂、平台容器泄漏、地质性溢油、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、FPSO 与穿梭油轮外输软管泄漏等。本项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故，选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢



油量最大为 150m^3 。

根据预测结果分析，当新建 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道发生溢油后，在 N 风向极值风速下，油膜将在 13.2 小时内抵达国家级自然保护区-山东黄河三角洲国家级自然保护区和海洋生态保护红线。此外本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场、鲈鱼越冬场内，一旦发生溢油事故，将即刻对其造成不利影响。建设单位应引起足够的重视，做好应急防范和应急响应的准备。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，本项目投产之前将修订溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等方面进行详细规定。根据应急响应时间分析，如果 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道处发生溢油，BZ22-6 CEPA 平台配置的溢油应急资源可在 2h 内抵达油膜位置；附近油气田的溢油应急资源可在 4.7h 内陆续抵达油膜位置，开展对油膜的进一步围控及回收工作。通过对溢油应急能力的计算，本项目应急资源及天津分公司周边可借助油气田的溢油应急设备可以满足本项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，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，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，渤中 22-6 油田开发项目发生油气泄漏的概率较低。本项目将修订溢油应急预案并备案，新建平台配备了一定溢油应急物资，周边依托平台配有溢油应急设备。因此，在严格落实报告书提出的环境风险防范措施、溢油应急对策措施和应急预案的基础上，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 清洁生产分析

清洁生产从本质上来说,就是对生产过程与产品采取整体预防的环境策略,减少或者消除它们对人类及环境的可能危害,同时充分满足人类需要,使社会经济效益最大化的一种生产模式。清洁生产是实现经济和环境协调持续发展的一项重要措施,其目标就是增效、降耗、节能、减污,由单纯的末端治理向生产全过程贯彻,从而实现清洁生产的目的。渤中 22-6 油田开发项目在贯彻清洁生产原则的基础上,在设计上采用先进的工艺技术,在管理上制定明确的规章制度,在生产全过程中采取各种措施以确保清洁生产的严格执行。

本节将分析项目各阶段采取的清洁生产措施以及清洁生产评价指标,并给出清洁生产结论和建议。

9.1.1 建设阶段采取的清洁生产措施

- 本项目在钻井作业过程中优先采用水基钻井液,部分大位移井 12-1/4"井段采用合成基钻井液,并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量,从而降低钻井液排放对海水水质、海洋沉积物及海洋生态的影响。排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分:分级》(GB18420.1-2009)一级标准和《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。钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液、合成基钻井液钻屑等不能满足排放要求的钻井液及钻屑经收集后运回陆地交有资质单位处理,不排海。

- 本项目新铺设海底管道采用后挖沟、自然回填/人工回填铺设方式,新铺设海底电缆采用边铺边埋、自然回填铺设方式。与其他铺管挖沟的施工工艺相比,后挖沟可减少挖沟面积,减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏,降低对周围海域环境的影响。

- 施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾、船舶含油污水和部分船舶垃圾等禁止排入海中,经分类收集后运回陆地处理/处置;船舶生活污水同食品废弃物的处理严格执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。

- 对于钻完井作业、管缆铺设以及海上设施安装作业等,建设单位将制定严格的安全环保作业规程,并严格遵照执行。



9.1.2 生产阶段采取的清洁生产措施

9.1.2.1 选用先进的工艺及技术路线

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

(3) 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，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，在闭式排放罐等压力容器上设置压力保护装置、液位保护装置和流量安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

(4) 本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台作为新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 无人井口平台的远程控制中心，并在新建 BZ22-6 CEPA 上设置独立的控制系统，包括过程控制系统(PCS)、紧急关断系统(ESD)、火气探测系统(FGS)，中控室内布置远程操作站和应急盘。根据物流关系，在新建 BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB、BZ22-6 WHPC 和已建 BZ19-2 CEPE 各设施控制系统间设置相应的 ESD 联锁关断。新建 BZ22-6 CEPA 平台设置卫星通信系统，实现与陆上的通信联系。

本项目考虑的控制方案在保证人员和设施的安全、防止环境污染的前提下满足开发和生产要求，方便油田的操作和管理，同时考虑安全可靠、经济实用、控制管理灵活方便等原则。

9.1.2.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建的 BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台上均设有开式排放系统和闭式排放系统/闭排兼冷放空系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其他含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，达到清洁生产的目的。

9.1.2.3 污染物最大限度的资源化

本项目运营期产生的含油生产水经新建 BZ22-6 CEPA 平台生产水处理系统



和注水系统及 HYSY113 FPSO 生产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）注水水质标准后全部回注地层，无生产水排放。从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

9.1.2.4 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目投产后，产生的主要污染物为：含油生产水、其他含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。

含油生产水和其他含油污水：生产过程中产生的含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达到 SY/T 5329-2022 注水水质标准后全部回注地层，2039 年及以后少量含油生产水经 HYSY113 FPSO 生产水处理系统处理达标后回注地层，不排海。甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水经开、闭排收集后最终进入生产流程。正常生产情况下，本项目无含油污水排海。

生活污水：新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，设有 1 座环保厕所，供临时登平台人员使用，生活污水收集后运回陆地处理。新建 BZ26-6 CEPA 平台设有 120 人生活楼，生活污水中的黑水经生活污水处理装置处理达标后回用/排海，灰水经开排和闭排系统打入生产流程，处理后全部回注地层，不排海。

生活垃圾和生产垃圾：生活垃圾和生产垃圾禁止排放或弃置入海，分类收集后运回陆地处理/处置。本项目按照《中华人民共和国生态环境法典》的要求对固体废物进行回收利用或处理/处置。

9.1.2.5 现场管理中的清洁生产控制

在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了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。本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台上设置有安全监督，负责贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准。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）定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工作要求。

（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) 在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(5) 制定环境监测计划，定期对本项目产生的含油生产水和生活污水进行监测。

9.1.3 海上工程清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对渤中 22-6 油田开发项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

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

本项目钻井作业和采油气作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.1-1 和表 9.1-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。

由表 9.1-1 和表 9.1-2 可知，根据各项考量指标计算，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.17，采油气作业的清洁生产综合评价指数为 100，达清洁生产先进水平。



表 9.1-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际 值 (S_{xi})	单项评价指 数 (S_i)	定量评价指标的 考核总分值 (P_1)
资源与能源 消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标 准要求	符合行业标 准要求	1	95.95
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
生产技术特 征指标	5	固井质量 合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
资源综合利用指 标	30	钻井液循环率	井深 2000-3000m	15	≥ 60	≥ 60	1	
			井深 3000m 以上					
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
污染物产生 指标	35	石油类	mg/L	10	不外排	不外排	1	
		COD	mg/L	10	≤ 300	≤ 300	1	
		废弃 钻井液	$m^3/100m$ 标准进 尺	15	≤ 10	13.76	0.73	
定性指标*								
一级指标	权重 值	二级指标			指标分值	本项目实际 值 (F_i)	定性评价指标的考核总分值 (P_2)	
资源与能源 消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	9	94	
生产技术特 征指标	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收集设 施	配有收集设施，且使钻井液不落 地		5	5		
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、 除砂器、离心机等固控设备		5	5		
		井控措施	具备		5	5		



		有无防噪措施	有	5	5	
环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10	
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5	
		满足其他法律法规要求		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数（P）： $P=0.6P_1+0.4P_2$ ；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						P=95.17
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）						本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）

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

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高(大)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低(小)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式:

$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.1-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况 (采油气作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤ 65	7.42 (当量值)	1	100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥ 80	≥ 80	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	不外排	满足注水水质标准, 回注地层	1	
		COD	mg/L	5	≤ 300	≤ 300	1	



		落地原油回收率	%	10	100	100	1			
		含油生产水回用率	%	10	≥60	100	1			
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1			
定性指标										
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（F _i ）	定性评价指标的考核总分值（P ₂ ）			
（1）生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好		5	5	100			
		采油	套管气回收装置		10	10				
			防止落地原油产生措施		10	10				
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	10				
		集输流程	全密闭流程,并具有轻烃回收装置		10	10				
（2）环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证			20	20				
		制订节能减排工作计划			15	15				
（3）贯彻执行环境保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况			5	5				
		建设项目环境影响评价制度执行情况			10	10				
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况			5	5				
本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P1+0.4P2；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						P=100				
清洁生产等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P <90（清洁生产企业）						本项目采油气作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）				



9.1.4 清洁生产结论和建议

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的钻井、集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，项目达到清洁生产先进水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

9.2 污染物排放总量控制建议

渤中 22-6 油田位于渤海中部海域，距岸最近约 。根据工程开发方案，新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至新建 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油。本项目产生的含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达到注水水质标准后在各平台全部回注地层，不排海。2039 年及以后，少量含油生产水和原油一起外输至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后回注地层，不排海。

本项目新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 平台均为无人平台，仅临时登平台作业时产生少量生活污水，设有环保厕所，供临时登平台人员使用，生活污水收集后运回陆地处理。本项目产生的生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理/处置，不排海。

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台设有 120 人生活楼，设生活污水处理装置，生活污水处理达标后回用/排海（ $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ），最大排放量为 $63\text{m}^3/\text{d}$ （ $22995\text{m}^3/\text{a}$ ）。因此，建议新建 BZ22-6 CEPA 平台生活污水的年排放总量控制为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ，其中 COD 年排放总量控制为 6.90t/a 。

根据环境影响预测结果，由于新建 BZ22-6 CEPA 平台生活污水排放量较小，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 30m 范围内。因此，综合考虑平台安全作业区，新建 BZ22-6 CEPA 平台排污混合区范围建议以该平台排放口为中心 500m 半径以内的海域。

本项目依托的已建 BZ19-2 CEPE、BZ19-6 CEPA、BZ19-6 WHPA、BZ19-4 WHPB、BZ19-4 WHPA、BZ25-1 WHPA、BZ25-1 WHPB 平台及 HYSY113 FPSO 均不新增定员，不新增生活污水排放。



10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对渤中 22-6 油田开发项目在建设阶段和正常生产阶段的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

本项目主要工程内容及其主要污染物产生情况详见表 10-1。

表 10-1 本项目主要海上新建设施及污染物

设施	名称	产生的主要污染物	
		建设阶段	生产阶段
新建 1 座中心平台，2 座无人井口平台	1 座中心平台（BZ22-6 CEPA） 2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC）	钻井液、钻屑、船舶污染物	含油生产水、生产垃圾、初期雨水/甲板冲洗水/带压流体等其它含油污水、生活污水、生活垃圾、温排水、牺牲阳极锌释放和船舶污染物
新铺 6 条海底管道	1) 1 条 BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底混输管道（ ）； 2) 1 条 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底混输管道（ ）； 3) 1 条 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底注水管道（ ）； 4) 1 条 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底注水管道（ ）； 5) 1 条 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道（ ）； 6) 1 条 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输油管道（ ）；	悬浮物、船舶污染物	牺牲阳极锌释放
新铺 3 条海底电缆	1) 1 条 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆（ ）； 2) 1 条 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台海底电缆（ ）； 3) 1 条 BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台海底电缆（ ）；		/
依托设施的相应改造	BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台。	生活污水、生活垃圾、生产垃圾和船舶污染物	/

注：本项目所产含油生产水经 BZ22-6 CEPA 处理达标后部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注。2039 年及以后，少量含油生产水输送至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层。

10.1 建设阶段环保措施

本项目海上工程建设阶段产生的污染物包括钻完井作业产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟产生的悬浮物，参加作业的船舶和人员产生的船舶含油污水、生活污水及生活垃圾等污染物，以及生产作业产生的金属下脚料等生产垃圾。建设单位拟采取有效的环境保护对策措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

10.1.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中优先使用水基钻井液，部分大位移井在 12-1/4" 井段使用合成基钻井液。合成基钻井液和合成基钻井液钻屑后运回陆地，不排放。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钻井平台上设置的振动筛、除砂器、除泥器和离心机等设备进行分离处理后，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑送钻屑罐储存，经检测达标后排海，若检测不达标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》（GB18420.1-2009）标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L，并同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级排放标准的要求，即渤海不得排放钻井油层水基钻井液和钻屑，重晶石中最大值： $Hg \leq 1mg/kg$ 、 $Cd \leq 3mg/kg$ 。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止向海中排放，运回陆地交给有资质的单位进行处置（危险废物处置服务合同及相关资质见报告书附件 4）。

钻井平台或者平台上放置有岩屑箱，单个容积约 $3.36m^3$ ，根据场地情况一般放置 10~20 个，由守护船或拖轮运回陆地。钻井液暂存在钻井平台泥浆池中，泥浆池容积约 $279 \sim 740m^3$ ，反输至守护船或拖轮的船舱中，容积约 $100 \sim 200m^3$ ，经船舶运回陆地处理。钻屑、钻井液的转运周期与钻井作业、船期等相关，平均转运周期为 3~4 天。

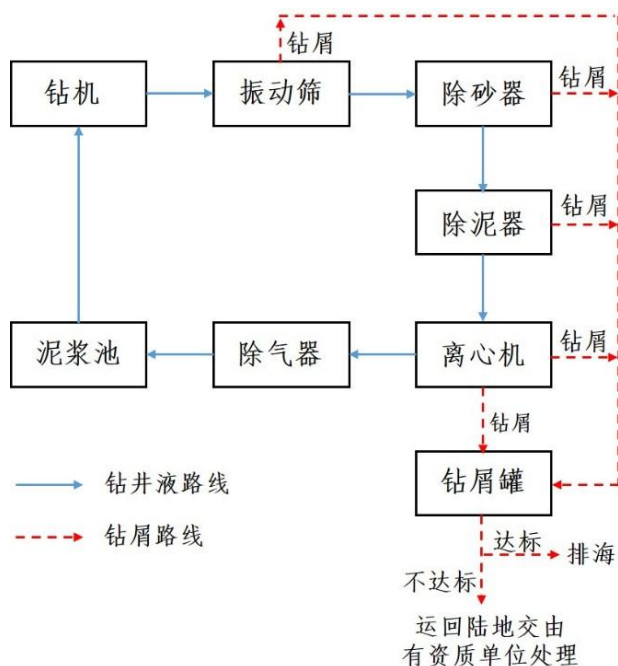


图 10.1-1 钻井液循环系统工艺流程示意图

10.1.1.2 超标钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目钻井油层水基钻井液、钻屑和合成基钻井液、钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或中海石油环保服务（天津）有限公司进行处理，相关单位资质见附件 4。表 10.1-1 给出了钻屑和钻井液依托处理可行性分析。

根据表 10.1-1 可知，建设阶段产生的钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑最大量约为 13462.5t，钻井油层水基钻井液和合成基钻井液最大量为 28012.5t，按钻井排放 4 年考虑并考虑密度换算后，每年合计为 10368.7t/a。蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司的含油岩屑和泥浆剩余处理能力共计为 170000t/a，中海石油环保服务（天津）有限公司剩余处理能力合计为 29000t/a，能够满足本项目建设阶段钻井油层钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑的处理要求。本项目钻井油层水基钻井液和钻屑及合成基钻井液和钻屑将作为危险废物（HW08）经收集后运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或中海石油环保服务（天津）有限公司进行处理，相关单位资质见附件 4。表 10.1-1 给出了钻井油层钻井液和钻屑、合成基钻井液和钻屑依托处理可行性分析。



表 10.1-1 危废依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量 (m ³)	年产生量 (t/a)	合计年产生量 (t/a)	剩余处理能力 (t/a)	处理是否可行
钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑				蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司为 170000，中海石油环保服务（天津）有限公司为 29000	是
钻井油层水基钻井液和合成基钻井液					

注：本项目采用的主要钻井液体系的密度主要为 (1.05~1.48) g/cm³，取平均值为 1.25g/cm³（即 1.25t/m³）计算；钻屑密度按 2.5g/cm³（即为 2.5t/m³）计算，钻屑堆体积换算成实际体积来计算质量。

10.1.2 船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾

本项目使用自升式钻井平台进行钻完井作业，期间产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级海域相关标准的规定。

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、驳船、拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（2025）》的要求，并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区（包括沿海控制区和内河控制区）内航行、停泊、作业的船舶，应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发[2018]168号）的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、生活污水、船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）和《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等相关要求，其中船舶含油污水和船舶垃圾均运回陆地处理。

海上建设阶段船舶相关污染物的污染防治措施具体见表 10.1-2。

表 10.1-2 海上建设阶段船舶相关污染物的污染防治措施

污染物	控制要求	备注
钻井平台生活污水	处理至 COD 浓度≤300mg/L 后排放	/
钻井平台生活垃圾	禁止排放或弃置入海	/
钻井平台生产垃圾	禁止排放或弃置入海	/
船舶含油污水	船舶铅封，产生的船舶含油污水经收集并排入接收设施。	/
船舶生活污水	a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶，BOD ₅ ≤50mg/L，SS≤150mg/L，耐热大肠菌群≤2500 个/L；	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口



污染物		控制要求	备注
		(2) 在 2012 年 1 月 1 日以后安装 (含更换) 生活污水处理装置的船舶, $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$, $SS \leq 35\text{mg/L}$, 耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L, $CODCr \leq 125\text{mg/L}$, pH: 6~8.5, 总氯 (总余氯) $< 0.5\text{mg/L}$ 。	
船舶垃圾		禁止排海, 收集并排入接收设施	/
船舶大气污染物	硫氧化物、颗粒物和氮氧化物等	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案 (交海发[2018]168 号)》的要求	/

10.1.3 悬浮物

本项目计划新铺设 6 条海底管道和 3 条海底电缆, 其中海底管道全程埋设, 采用后挖沟、自然回填/人工回填方式埋设, 海底电缆全程埋设, 采用边铺边埋、自然回填方式埋设, 在铺设过程中, 将采用先进的施工技术方案, 尽量减轻或避免铺设施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中; 新建平台距白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km、鳎产卵场 18.5km, 距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上; 新建管缆距鳎产卵场 6.1km、白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km, 距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上。本项目海底管缆挖沟作业应避开其所在产卵场的产卵盛期 (5 月中旬~6 月上旬和 10 月), 以最大限度减缓施工作业对渔业资源和生态环境的影响。

10.2 生产阶段环保措施

本项目海上工程生产阶段产生的污染物包括含油生产水、生活污水、其它含油污水、生活垃圾、生产垃圾、温排水、海管牺牲阳极锌释放和船舶污染物等。建设单位将采取相应污染防治对策措施, 以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

10.2.1.1 含油生产水处理流程

本项目产生的含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022) 注水水质标准后, 部分在本平台回注, 剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注, 无生产水排放。2039 年及以后, 绝大部分含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达标后回注地层,

少量含油生产水和原油一起输送至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层，无生产水排放。

BZ22-6 CEPA 平台设有一套高效聚结分离器+核桃壳过滤器的生产水处理流程。BZ22-6 CEPA 平台生产水处理流程示意图详见图 10.2-1。

本项目存在注水缺口，BZ22-6 CEPA 平台有 1 口水源井补充注水水源。正常工况下 BZ22-6 CEPA 平台经旋流除砂和过滤后的水源井水直接进入注水系统，当水源井水含油时，需要进入生产水系统进行处理。

注水系统主要流程为“双介质滤器+注水缓冲罐+注水泵”。生产水处理系统来水经过双介质滤器处理达标（含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后进入缓冲罐，由注水泵将一部分注水在本平台回注地层，另一部分通过海底注水管道输往 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台进行回注。BZ22-6 CEPA 平台水源井/注水处理流程示意图详见图 10.2-2。

图 10.2-1 BZ22-6 CEPA 平台生产水处理流程示意图

图 10.2-2 BZ22-6 CEPA 平台水源井/注水处理流程示意图

HYSY113 FPSO 生产水处理系统工艺流程采用“工艺水舱+气浮选机+双介质过滤器”三级处理流程（见图 10.2-3），处理后的生产水再经注水缓冲罐进一步处理合格后输送至附近各井口平台全部回注地层。含油生产水经过生产水处理系统三级处理后进入回注系统，最后生产水中石油类浓度将小于 15mg/L ，满足《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T5329-2022）中规定的注水标准值，正常工况下可以满足标准全部回注地层。

图 10.2-3 HYSY113 FPSO 生产水处理工艺流程图

10.2.1.2 含油生产水处理效果可行性分析

含油生产水的处理效果取决于生产水处理工艺流程；而含油生产水处理工艺流程的选择取决于含油生产水处理的难易程度、标准以及最终处置方式。

新建 BZ22-6 CEPA 平台生产水采用“高效聚结分离器+核桃壳过滤器”两级处理流程，处理后的生产水进入注水系统，注水系统主要流程为“双介质滤器+



注水缓冲罐+注水泵”。该流程被渤海多个油田采用，对含油生产水处理效果良好。高效聚结分离器除油效率通常在 80%以上，核桃壳过滤器的除油效率通常在 80%左右，双介质过滤器除油效率通常在 80%以上，油气工艺生产系统产生的含油生产水中石油类的含量按 1000mg/L 考虑，经处理后的生产水含油浓度可以达到 15mg/L 以下。

根据 HYSY113 FPSO 近三年生产水的检测结果，处理后的生产水含油浓度在 (5~8)mg/L 之间，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)》注水水质标准要求。

因此，本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台和 HYSY113 FPSO 的生产水处理系统处理效果可行。

10.2.1.3 含油生产水处理能力/回注可行性分析

本项目投产后生产水最大产生量为 m^3/d ，新建 BZ22-6 CEPA 平台生产水处理系统处理能力 m^3/d ，生产水处理能力满足本项目生产水的处理需求。本项目存在注水缺口，BZ22-6 CEPA 平台有 1 口水源井补充注水水源。本项目含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，回注地层。本项目投产后最大注水量为 m^3/d ，注水系统能力为 m^3/d ，平台回注能力均能满足本项目接入需要。2039 年及以后，绝大部分含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达标后回注地层，少量含油生产水和原油一起外输至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层。正常生产情况下，本项目生产水全部回注地层，无生产水排放。BZ22-6 CEPA 平台水平衡情况见 3.9.2.1 章节。

10.2.1.4 其它含油污水

本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台设有开式排放系统和闭排系统，BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台设有开式排放系统和闭式排放兼冷放空系统，收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海。

BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台开式排放系统工艺流程相同，以 BZ22-6 WHPC 为例，详见图 10.2-4。开式排放罐主要用来收集、处



理甲板初期雨水和冲洗水等液体。开式排放系统主要包括：开排罐、开排泵、开排槽、开排槽泵、开排槽加热器和开排泵过滤器。

BZ22-6WHPB 和 BZ22-6WHPC 平台上的闭排兼冷放空罐主要收集本平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，同时作为平台生产安全泄放系统，平台需要泄放的气体经放空管汇进入闭排兼冷放空罐，经过分液后的气体进入冷放空管放空。当达到一定的液位时，经闭式排放泵过滤器，由闭式排放输送泵将流体输送到外输海管入口。闭排兼冷放空系统主要包括：闭排兼冷放空罐、闭式排放泵过滤器、闭式排放泵和冷放空管。BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台上的闭排兼冷放空系统工艺流程见图 10.2-5。

BZ22-6 CEPA 平台闭排系统主要包括闭排罐、闭式排放泵过滤器、闭式排放泵和冷放空管。闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，并进行气液分离。当罐内液位上升到设定值时，闭式排放泵自动启动，将液体输送回流程。气体排放至火炬系统。BZ22-6 CEPA 平台上的闭排系统工艺流程见图 10.2-6。



图 10.2-4 开式排放系统工艺流程

图 10.2-5 闭式排放兼冷放空系统工艺流程

图 10.2-6 BZ22-6 CEPA 平台闭排系统工艺流程



10.2.1.5 平台导管架防腐措施

本项目阴极保护采用外加电流+牺牲阳极阴极保护相结合的方式。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护；生产阶段对导管架的外防腐措施主要采用外加电流阴极保护方式。采用外加电流阴极保护的防腐方式可以有效减少牺牲阳极锌释放对周围海域环境的影响。

10.2.1.6 船舶污染物

正常海上生产阶段，参加作业船舶主要为值守船和供应船等，作业船舶产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾）等的控制与治理方案同海上建设阶段。

10.2.1.7 生活污水

本项目新建的 BZ22-6 CEPA 平台设有 120 人生活楼，生产阶段产生的生活污水其主要污染因子为 COD。新建 BZ22-6 CEPA 平台设置一套生化电解法生活污水处理系统，生活污水处理系统设计处理能力为 $75.6\text{m}^3/\text{d}$ ，平台生活污水处理能力可满足处理需求。

BZ22-6 CEPA 平台生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解法生活污水处理系统，处理为中水后，一部分输往生活楼中水回用罐回用冲厕，另一部分达标排海；灰水进入过滤器过滤后，经开排和闭排系统打入生产流程，处理后回注地层。按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的规定，本项目所处海域生活污水排海要求为 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ ，并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.1.8 生产垃圾和生活垃圾

本项目生产过程中产生的生活垃圾、生产垃圾等固体废物禁止排海，将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国生态环境法典》规定的要求进行处置，对其中的危险废物交由有资质的单位进行回收利用或处置。

本项目建设单位已委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处置本项目产生的危险废物，相关单位资质见本报告书附件 4。

10.2.1.9 温排水

本项目投产后，新建 BZ22-6 CEPA 平台伴生气处理系统将产生温排水。本项目接入后温排水最大排放量为 $1064\text{m}^3/\text{h}$ ，温排水最大温升 8°C ，符合《海水冷却水排放要求》（GB 39361—2020）中的排放要求，故本项目产生的温排水直



接排海。

10.2.2 海洋生态保护措施

10.2.2.1 施工工艺优化措施

本项目海底管道和海底电缆分别采用后挖沟自然回填/人工回填和边铺边挖自然回填方式。与其他铺管挖沟的施工工艺相比，采用后挖沟自然回填和边铺边挖自然回填方式可直接减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，同时海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋生物资源和生态环境的影响。

10.2.2.2 敏感目标的敏感期避让措施

本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km、鳎产卵场 18.5km，距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上；新建管缆距鳎产卵场 6.1km、白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km，距离其他产卵场、索饵场和越冬场均在 23.3km 以上。位于上述产卵场的海底管缆挖沟埋设作业避开其产卵盛期（5 月中旬~6 月上旬和 10 月）。同时，本工程海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋生物资源和生态环境的影响。

10.2.2.3 施工期管理措施

本项目设生态补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源等损害进行补偿，并纳入项目生产预备费及操作费，根据实际需要进行列支。根据损失计算结果设置专项资金数额，专项资金将根据项目所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际开展增殖放流，根据实际需要选择生态补偿项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。

10.2.2.4 施工期管理措施

（1）严格限制项目施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对海洋生态资源的影响范围。

（2）施工应尽量避免恶劣天气，保障施工安全并避免悬浮物剧烈扩散。

（3）建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。



(4) 施工期加强瞭望和巡视, 当看到鱼群靠近时, 建议停止施工, 待鱼群通过后, 再开展施工作业。

10.2.2.5 生态补偿与增殖放流

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, 苗种应当是本地种的原种或者子一代, 不得向天然水域投放杂交种、转基因种、外来种以及其他不符合生态要求的水生生物物种。

本项目具体放流品种、规格、放流时间等应根据当地的具体情况由当地渔业主管部门确认后组织实施。放流的时间将依据增殖放流鱼类和其他生物品种地理分布特征、饵料习性特征, 环境适应特征和其他生物学特征分析; 并根据不同放流品种的生物学特性和生态习性, 确定适宜的放流海域。

增殖放流之前, 建设单位编制增殖放流方案, 交渔业主管部门审核, 方案审核通过后, 在渔业主管部门的监督下开展增殖放流工作。

10.2.3 海洋生态保护对策小结

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的技术、工艺和设备, 采取有效的防止和减轻污染的措施。为使油田开发的同时保护好海洋环境, 建设单位应积极采取有效措施, 尽可能地减少对海洋生态环境和生态资源的损害, 以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此, 建议建设单位在本项目开发过程中, 采取如下措施:

(1) 必须严格控制污染物的排放量和排放浓度, 减少对海洋环境影响的范围和程度。

(2) 本项目海底管缆挖沟作业应避开其所在产卵场的产卵盛期(5月中旬~6月上旬和10月)。同时, 本工程海底管缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间, 以减缓铺设作业对海洋生物资源和生态环境的影响。BZ22-6 CEPA 平台双侧钻井期间钻井液错峰排放, 降低钻井液排放对产卵场的影响。

(3) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误, 从根本上将环境风险发生概率降到最低, 务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(4) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生, 应及时向主管部门通报情况, 并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

(5) 鉴于本项目建设和生产过程中将对周围海域的海洋生态造成不可避免



的影响，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采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼礁以及进行渔业资源和生态环境监测等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

10.2.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目海上工程建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.2-1。



表 10.2-1 本项目海上工程环境保护对策措施一览表

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
钻井液和钻屑	主要对钻井油层水基钻井液、钻井油层水基钻井液钻屑、合成基钻井液、合成基钻井液钻屑的处理	本项目钻井产生非钻井油层水基钻井液约 , 钻井油层水基钻井液约为 , 合成基钻井液约为 ; 非钻井油层水基钻井液钻屑量约为 , 钻井油层钻屑量约为 , 合成基钻井液钻屑约为 。 (注: 上述均含预留井的量)	钻井油层水基钻井液及其钻屑、合成基钻井液及其钻屑全部运回陆地, 交有资质单位进行处理。排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑中重金属含量应满足 $Hg\leq1mg/kg$, $Cd\leq3mg/kg$ 。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止排海, 由专用钻屑/钻井液回收罐回收, 运回陆地进行处理。	BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB/WHPC 平台; 与钻井阶段同步	由建设单位负责建设、使用和管理
含油生产水	生产水处理系统和注水系统	生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后, 部分在本平台回注, 剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注。BZ22-6 CEPA 平台生产水设计处理能力 m³/d, 注水能力 m³/d, BZ22-6 WHPB 平台注水能力为 m³/d, BZ22-6 WHPC 平台注水能力为 m³/d。	含油生产水经处理达标后全部回注地层。	新建 BZ22-6 CEPA 平台, BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台; 生产阶段。	
其它含油污水	开式排放系统	开式排放罐、开式排放泵等	开式排放罐主要用来收集溢出液、初期甲板雨水和冲洗水等; 闭式排放罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体	新建 BZ22-6 CEPA 平台, BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台; 与生产设施同步建设, 同步投入	
	闭排系统	闭排罐、闭式排放泵等			
	闭式兼冷放空系统	闭排兼冷放空罐、闭排输送泵等			



环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
				生产使用。	
生产垃圾	分类回收	生产阶段将会产生一些生产垃圾,如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等	生产垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理。	新建 BZ22-6 CEPA 平台, BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台, 生产阶段。	
生活垃圾	分类回收	新建 BZ26-6 CEPA 平台为有人平台,在正常生产阶段将产生生活垃圾, BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台为无人平台,仅临时登平台作业时产生少量生活垃圾	生活垃圾均运回陆地处理。		
生活污水	生活污水处理系统或设环保厕所,供临时登平台人员使用	新建 BZ26-6 CEPA 平台为有人平台,在正常生产阶段将产生生活污水,设置一套生化电解法生活污水处理系统,设计处理能力为 75.6m³/d。BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台为无人平台,仅临时登平台作业时产生少量生活污水。	新建 BZ26-6 CEPA 平台生活污水中黑水经生活污水处理系统处理后回用/排海;灰水打入生产流程,处理后回注地层。新建 BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台生活污水收集后运回陆地处理。	新建 BZ22-6 CEPA 平台, BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台;与生产设施同步建设,同步投入生产使用。	
平台导管架防腐措施	新建平台的导管架全浸区的外部腐蚀控制采用阴极保护防腐蚀措施。本项目阴极保护采用牺牲阳极+外加电流阴极保护相结合的方式。牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护。		生产阶段对导管架的外防腐措施主要采用外加电流阴极保护方式,采用外加电流阴极保护的防腐方式可以有效减少牺牲阳极锌释放对周围海域环境的影响。	新建平台;与生产设施同步建设,同步投入生产使用	由建设单位负责建设、使用和管理
船舶污染物	船舶含油污水	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》实施铅封,全部运回陆地交有资质单位处理。		船舶自带处理系统或接收设施	由船舶所属单位负责
	船舶生活污水	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》等相关要求。			
	船舶垃圾	禁止排海,收集并排入接收设施			



环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
	船舶大气污染物	满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的要求			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入项目环保投资预算	根据本项目造成的海洋生物资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施	按照海洋渔业行政主管部门的要求，确定增殖放流的品种和数量、实施方式等	项目附近海域；在施工完成后，在专业单位建议的时间内完成	由建设单位负责落实，可委托专业单位完成

10.2.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.2-2。

表 10.2-2 本项目主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生产水处理系统	新建 BZ22-6 CEPA 平台生产水处理系统和注水系统的配备、运行情况及处理效果。	含油生产水经生产水处理系统和注水系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）后回注
生活污水处理系统	新建 BZ22-6 CEPA 平台生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生活污水中黑水经生化电解法生活污水处理系统处理后回用/排海；灰水打入生产流程，处理后回注地层。
闭式兼冷放空系统	BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台上闭式兼冷放空系统的配备及运行情况	主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体等进入闭排罐。
闭排系统	BZ22-6 CEPA 平台上闭排系统的配备及运行情况	主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体等进入闭排罐，并进行气液分离。
开式排放系统	BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台上开式排放系统的配备及运行情况	主要收集、处理甲板初期雨水和冲洗水等液体进入开式排放罐。
溢油应急设备和溢油应急预案	BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台上配备适量吸油毡等溢油应急物资；项目投产前将制定溢油应急预案并备案，将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑。	BZ22-6 CEPA、BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台上配备适量吸油毡等溢油应急物资；项目投产前将制定溢油应急预案并备案，将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑。



环保设施/环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
具备环境保护设施正常运转的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等。	落实各种规章制度和操作规程、溢油应急预案、环境管理等内容。
环境管理与监测计划	环境管理机构、环保管理规章、制度以及监测计划等。	

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析油田工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019），对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用列于表 11.1-1。

环保设备		设备投资（万元）	折合比率	折合环保投资（万元）

$$CT = C1/T \times 100\%$$



其中：

CT：环境保护投资占工程投资的比例；

C1：环保投资额；

T：工程设施投资总额。

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

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，鱼类成体价格按 1.5 万元/t。本项目钻井液排放和海管/海缆施工对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限按 4 年计；平台占海损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则结合预测结果计算海洋生物资源补偿金额约为 万元。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别	损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额（万元）



排放物	资源类别		损失量	长成率/折算率	单价	补偿倍数/年限	补偿金额 (万元)

11.2.2 环境经济收益

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，含油生产水累计产量合计约为 $\times 10^4 \text{m}^3$ ，含油生产水经处理后浓度从 1000mg/L 降低至低于 15mg/L ，由此累计回收石油约 t ，按原油 元/t 计算，折合经济价值约 $\times 10^4$ 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。由含油生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40% 计算，可达 $\times 10^4$ 元；其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算，为 $\times 10^4$ 元，两项合计约为 $\times 10^4$ 元。

11.2.2.3 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和，本工程建成投产后，生产运营期总环境经济收益为 $\times 10^4$ 元。

11.2.3 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油需求将呈强劲增长态势。国内石油开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口石油，对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。



从社会、经济效益等各个方面来看，本油田开发项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与监测计划

12.1 环境管理

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对本项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，尤其是在发生原油泄漏、火灾和爆炸等事故时，可能造成人员的伤亡、生产设备与设施的损毁，会对海洋环境造成污染和破坏。因此，环境管理应当成为企业管理的一个重要组成部分。本项目环境管理的任务和内容主要为：

- 1) 贯彻执行国家的环境保护法规、标准和政策；
- 2) 组织制定和修改与本项目有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；
- 3) 检查本项目环境保护设备、设施或装置的运行状态；
- 4) 组织和领导本项目的环境监测工作；
- 5) 组织开展本项目环境保护工作人员的技术培训和演习；
- 6) 组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；
- 7) 配合有关管理部门的环境监测和检查；
- 8) 广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- 9) 组织制定环境保护长远规划和年度计划等。

12.1.2 机构和岗位设置

12.1.2.1 机构设置

天津分公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作，严格按照国家环保法规标准和总公司颁发的一系列环保管理规定、办法开展环境保护管理工作，并已形成了一套系统、完整的环保管理机构和环境保护管理体系。分公司总经理对本项目环境保护工作负有最高责任，在组织机构上设有健康安全环保部，负责监督本项目的污染防治和环境保护工作。天津分公司环境管理组织机构见图 12.1-1。



图 12.1-1 天津分公司环境管理机构图

12.1.2.2 岗位设置和职责

本项目新建 1 座中心平台 (BZ22-6 CEPA), 2 座无人井口平台 (BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC), 新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油, 生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后, 部分在本平台回注, 剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注。2039 年及以后, 为了满足海管流动安全保障需求, BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理, 处理后的合格原油下舱储存, 生产水处理达标后回注地层。新建 BZ22-6 CEPA 平台的岗位设置和职责如下:

a. 平台总监

平台总监是油田海上作业时的安全第一责任人, 各项工作必须对天津分公司/作业公司经理负责, 负责和组织好安全生产;

接受和执行生产指令, 组织实施平台安全生产管理和行政管理工作;

负责制订和落实各项管理制度和应急措施, 以及重要施工方案的制订和实施;

对生产设备、工艺流程、油井及其它油田设施的异常情况, 及时组织人员查清及进行抢修, 保证正常生产, 并及时通知上级主管部门;

做好平台的设备管理工作, 保证设备设施安全, 确保平台生产;

掌握日常生产动态, 合理安排各岗位工作, 协调各部门的工作;

严格控制原料及物品消耗, 尽量降低操作费用;

组织开展各岗位人员的培训和技术考核, 组织实施消防安全演习;

负责外来人员的管理工作, 负责外来施工人员的协调工作。

b. 生产监督

负责对生产部门管理, 包括所有操作工作的全面管理及工作安排; 检查和督促、协调各部门的日常工作;

负责天然气、原油、污水、燃料气等的质量控制;

负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护;

平台生产系统重大作业时的现场直接组织人;

组织和实施维修计划, 按时订购并提供所需化学药剂、配品、配件、工具、材料等;



负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；
组织编写各岗位责任制、交接班程序、生产日/月报表，并督促执行；
负责各部门的岗位培训及实习人员的培训工作；
负责监督生产基础资料的录取、管理和存档工作。

c. 安全监督

对本平台安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；

负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；

负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；

负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；

协助平台总监制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；

负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；

负责检查和审批重大作业的安全措施；

负责直升机起飞、降落、加油的安全工作；

负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

d. 维修监督

维修监督是平台所有设备管理、操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责；

负责平台的油、气、水管理工作，负责值班船的打油、打水及装卸货物工作；

负责平台主要设备的档案建立和管理；掌握平台耗品耗件及各种备件情况，对海上机械物资库存的更新，及相关文书工作的跟踪和存档；确定重要备件的库存量，保证油田的正常生产；负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划；

同平台安全监督一起负责每班对平台生产所用吊具、吊索进行检查，发现问题及时更换和处理；

负责做好维修部门的费用控制管理。

严格执行维修监督的指令，完成各项维修任务，对所承担的维修项目做到保质保量，完工后做到工完、料净、场地清，并要向机械监督汇报，必要时写出维修报告。



协助机械操作人员进行设备例行保养和紧急状态的事故处理。

定期对设备进行动态检测和保养。

严禁违章操作设备，对所修设备要负安全责任，必须仔细检查，按程序进行工作。

负责分管设备的巡检和日常维护工作。

12.1.3 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守国家相关环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行相应的污染物排放标准。结合油田开发的特点，制定相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

a. 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正确和上报是否及时。安全监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

b. 安全/环保会议制度

定期举行安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

c. 培训与演习制度

海上平台的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

d. 事故报告制度

所有环境污染事故按经备案的溢油应急预案中的报告程序进行。建立应急小组，由平台总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向上级部门报告。

e. 海底管道/电缆巡查制度

由值班船对本油田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业



对海底管道和电缆造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管道进行技术监测，以保证海底管道处在安全运行状态。

12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各工程设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 监测岗位

本项目新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台所产物流输送至 BZ22-6 CEPA 平台，生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，2039 年及以后，绝大部分含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台经生产水处理系统和注水系统处理达标后回注地层，少量含油生产水和原油一起输送至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层，无生产水排放。新建 BZ22-6 CEPA 平台和依托的 HYSY113 FPSO 设有化验室和化验岗；化验员经培训合格后上岗，负责本油田的化验工作。

12.2.2 监测项目与频率

12.2.2.1 常规监测计划

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

钻井液、钻屑：在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液进行监测，钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

含油生产水：本项目新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台，含油生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注。2039 年及以后，少量含油生产水输送至 HYSY113 FPSO，经生产水处理系统处理达标后输送至渤中 19-4 油田和渤中 25-1 油田各平台回注地层。回注水回注前先在 BZ22-6 CEPA 平台和 HYSY113 FPSO 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注水

水质控制指标，具体按《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）执行。

化学需氧量（COD）：监测 BZ22-6 CEPA 平台生活污水中的 COD，具体按《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。每月取样 1 次，送至陆地有资质的检测单位进行测定。

12.2.2.2 非常规监测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

12.2.3 海洋环境影响跟踪监测计划

建设单位可根据建设项目环境影响情况开展监测，监测站位布设、监测内容和监测方法及频次等具体内容建议如下。

12.2.3.1 监测点位布设

本项目新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 平台所产物流输送至 BZ22-6 CEPA 平台，生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，含油生产水均不排放。本项目新建 BZ22-6 CEPA 平台为有人平台，设置 120 人生活楼，在正常生产阶段将产生生活污水；BZ22-6 WHPB 平台和 BZ22-6 WHPC 平台为无人平台，无生活污水排放。根据预测结果，生活污水排放的影响范围在 30m 内，考虑到海上平台安全作业区距离等因素，建议以新建 BZ22-6 CEPA 平台为中心，在距离平台 500m 范围均匀布设 4 个跟踪监测点位，见图 12.2-1。

图 12.2-1 新建 BZ22-6 CEPA 平台海洋环境影响监测站位布设示意图

12.2.3.2 监测内容

水质监测包括悬浮物、无机氮、活性磷酸盐、COD、重金属、石油类、硫化物、挥发性酚；沉积物监测包括重金属、石油类、有机碳、硫化物；生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量。

特征污染物，即生产运营期间生活污水中的 COD，是跟踪监测必测内容，其他监测项目可根据实际情况进行筛选。

12.2.3.3 监测方法与频率

建议本项目竣工验收（试运行）进行一次监测、投产后 3~5 年进行一次监测。



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。

12.2.4 监测岗位与设备

新建 BZ22-6 CEPA 平台设有含油生产水处理系统，并设有实验室。化验员经培训合格后，负责油田的含油生产水化验工作。含油生产水的生物毒性容许值和生活污水中 COD 监测将委托有资质的单位进行，因此不另设监测仪器。



13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

渤中 22-6 油田位于渤海中部海域，渤中凹陷南环带，靠近渤南低凸起，距离渤中 19-2 油田约 ，西南部距岸（山东省东营市）最近约 ，油田海域水深约 。

项目计划新建 1 座中心平台（BZ22-6 CEPA），2 座无人井口平台（BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC），新铺设 2 条海底混输管道（BZ22-6 WHPC 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 CEPA 平台长度约 ）、1 条海底输油管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台长度约 ）、2 条海底注水管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台长度约 ）、1 条海底输气管道（BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台长度约 ）和 3 条海底电缆（BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台长度约 、BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台长度约 、BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台长度约 ），并对依托 BZ19-2 CEPE 平台、BZ19-6 EPP 平台进行适应性改造。

项目计划共钻井 64 口，其中先期开发井 49 口（28 口采油井、3 口先期排液井、2 口采气井、2 口水源井、14 口注水井），预留井 15 口，剩余 34 个井槽（12 个单筒双井），计划 2028 年 1 月投产。BZ22-6 CEPA 平台计划钻井 26 口，其中先期开发井 23 口（14 口采油井、3 口先期排液井、5 口注水井、1 口水源井），预留井 3 口，剩余 18 个井槽（4 个单筒双井）；BZ22-6 WHPB 平台计划钻井 15 口，其中先期开发井 13 口（8 口采油井、5 口注水井），预留井 2 口，剩余 10 个井槽（5 个单筒双井）；BZ22-6 WHPC 平台计划钻井 23 口，其中先期开发井 13 口（6 口采油井、2 口采气井、4 口注水井、1 口水源井），预留井 10 口，剩余 6 个井槽（3 个单筒双井）。项目投产后最大年产油量 $\times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ ，最大年产气量 $\times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ 。项目工程总投资（不含税） 亿元人民币，其中环保投资 万元人民币。

13.1.2 生产工艺流程

新建 BZ22-6 WHPC 和 BZ22-6 WHPB 井口平台所产物流通过新建海底混输管道输送至 BZ22-6 CEPA 平台处理至合格原油，再通过新建海底输油管道输送



至 BZ19-2 CEPE 平台，经外输泵增压后越站输送至 HYSY113 FPSO 处理储存。生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台处理达标后，部分在本平台回注，剩余生产水通过新建海底注水管道输送至新建 BZ22-6 WHPB 和 BZ22-6 WHPC 平台回注，BZ22-6 CEPA 和 BZ22-6 WHPC 平台各设置 1 口水源井补充注水缺口。BZ22-6 CEPA 平台分离出的湿天然气通过新建 BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-2 CEPE 平台海底输气管道输送至 BZ19-6 CEPA 平台（与 BZ19-2 CEPE 平台栈桥相连），经三甘醇脱水处理后输送到滨州终端。2039 年及以后，为了满足海管流动安全保障需求，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油输送至 HYSY113 FPSO 进一步处理，处理后的合格原油下舱储存，生产水处理达标后回注地层。

项目依托渤中-垦利岸电工程供电，新建 BZ19-6 EPP 平台至 BZ22-6 CEPA 平台海底电缆，由 BZ22-6 CEPA 平台向 BZ22-6 WHPB、BZ22-6 WHPC 平台供电。

13.1.3 工程分析

根据建设阶段主要产污环节及污染物分析，钻完井过程中将产生钻井液、钻屑，海底管道/电缆铺设过程中将搅起悬浮物，此外还将产生一定量的船舶含油污水、生活污水、生活垃圾及生产垃圾。本项目优先采用水基钻井液，部分大位移井在 12-1/4" 井段计划使用合成基钻井液，共产生钻井液（含预留井） $\quad$ ，其中非钻井油层段水基钻井液约 $\quad$ 、钻井油层段水基钻井液约 $\quad$ ，合成基钻井液约 $\quad$ 。本项目共产生钻屑（含预留井） $\quad$ ，其中非钻井油层段水基钻井液钻屑约 $\quad$ ，钻井油层段水基钻井液钻屑约 $\quad$ ，合成基钻井液钻屑约 $\quad$ 。海底管道采用后挖沟方式铺设，电缆采用边铺边埋的方式铺设，铺设海底管道/电缆挖沟搅起的悬浮物总量约为 $\quad$ ，起沙率按 10% 计，悬浮物排放速率最大约为 $\quad$ 。建设阶段还将产生船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等，其中船舶含油污水约 $\quad$ 、生活污水约 $\quad$ 、生活垃圾约 $\quad$ 、生产垃圾 $\quad$ 。

生产阶段产生的污染物主要是生产水、生活污水、生活垃圾和设施维修产生的生产垃圾等，本项目生产水最大产生量为 $\quad \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ （ $\quad \text{m}^3/\text{d}$ ，2040 年），2028~2038 年生产水在新建 BZ22-6 CEPA 平台采用“高效聚结分离器+核桃壳过滤器+双介质滤器”的处理流程处理达到《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；2039 年及以后，BZ22-6



CEPA 平台处理后的含水原油外输至 HYSY113 FPSO 进一步处理，少量生产水在 HYSY113 FPSO 采用“沉降+气浮选除油+核桃壳过滤器”的处理流程处理达标后回注地层。本项目产生甲板初期雨水/冲洗水等其他含油污水约 ，温排水最大量为 ，生产垃圾最大为 ，BZ22-6 CEPA 平台生活污水 ，（其中黑水为 ，灰水 ），生活垃圾 （其中食品废弃物约 ）。生产垃圾和生活垃圾运回陆地交由有资质单位进行处理。

13.2 规划和政策符合性结论

13.2.1 产业结构调整指导目录符合性分析

渤中 22-6 油田开发项目为海洋油（气）开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类，符合国家产业政策。

13.2.2 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》，渤中 22-6 油田开发项目所处海域属于重点开发区域中的海洋工程与资源开发区。项目属于矿产资源勘探开发利用项目，仅在建设阶段对周边海洋环境造成短期影响，建设单位将制定溢油应急预案并报相关主管部门备案，项目建成后严格按照油田备案的溢油应急预案做好应急准备和响应工作，尽量避免发生重大环境风险事故。项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

13.2.3 国土空间规划符合性

根据《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》，渤中 22-6 油田开发项目位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，新建设施距离海洋开发利用空间最近约 8km，距离海洋生态保护红线最近约 31.4km。根据《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》，本项目新建设施位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》范围之外，与渔业用海区最近距离约为 8km。项目属于黄河流域（山东段）的海洋油（气）开发及其附属工程，严格执行污染防治措施及生态保护措施，建设阶段主要污染物是钻完井作业排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层；其他含油污水和生活污水中的灰水经处理达标后全部回注地层，黑水经处理达标后回用或排放；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境的影响范围和程度



较小。项目与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》和《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》相协调。

13.2.4 生态环境分区管控方案符合性

根据《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版），项目新建工程设施位于生态环境分区管控范围之外，距一般管控单元最近约 8km。项目在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响到山东省生态环境分区管控的海洋生态环境，不会降低其生态环境功能。项目与《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）的管理要求协调。

13.3 环境现状分析与评价结论

13.3.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境

本项目海域 1 月平均气温最低为 -1.1°C ，8 月平均最高为 22.7°C ，年平均降水量约 620mm。该海域常风向为 SSW 向；全年风浪向以 NE 向为最多。

根据 2026 年 1 月 13 日至 3 月 19 日期间在工程海域附近开展的 2 个站位（YC1 和 YC2）海流和水文观测，结合长期站观测，调查海区潮流类型属于不正规半日潮流，潮汐类型属于不正规全日潮。

根据 2025 年 12 月~2026 年 3 月调查资料，新建 BZ22-6 CEPA 平台场址调查区域内，水深在 22.0m~22.3m 之间变化；新建 BZ22-6 WHPB 平台场址调查区域内，水深在 22.0m~22.4m 之间变化；新建 BZ22-6 WHPC 平台场址调查区域内，水深在 22.1m~22.5m 之间变化；新建平台场址调查区域内，海底比较平坦，水深变化平缓，调查范围内未发现明显的地形起伏。新建平台场址调查区域内，海底地貌色度比较均匀，海底底质较为均一。

根据新建海底管道路由调查资料，BZ22-6 CEPA 平台至 BZ19-6 EPP 平台/BZ19-2 CEPC 平台调查区域范围内水深在 21.8m~22.6m 之间变化。沿路由轴线水深变化平缓，自北西至南东水深逐渐变浅。BZ22-6 CEPA 平台至 BZ22-6 WHPB 平台调查区域范围内水深在 22.2m~22.4m 之间变化，沿路由轴线海底平坦，没有明显的变化趋势。BZ22-6 WHPB 平台至 BZ22-6 WHPC 平台调查区域范围内水深在 22.0m~22.5m 之间变化，沿路由轴线海底平坦，没有明显的变化趋势。

根据工程周边已建平台的冲刷调查成果，海底面比较平缓，水深变化较小，



未发现明显的冲刷痕迹。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，工程区域表层沉积物的物质成分主要为非常软到软的粉质黏土，海底冲淤处于较为稳定状态。

13.3.2 海水水质环境现状

本项目评价等级为二级，位于其他海域，选择春季开展海洋生态环境影响评价，采用 2024 年 4 月 16 日~5 月 29 日（春季）在附近海域开展的海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查，设 31 个现状调查站位，其中海水水质站位 31 个。海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮和硫化物共 15 项。

调查有 12 个站位位于《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》内，除无机氮外，其余评价因子均符合功能区划要求的海水水质标准。无机氮有 6 个站位超所在功能区划要求的海水水质标准，最大超标倍数为 1.93。

调查有 19 个站位位于《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》外，各站位的 pH、溶解氧、化学需氧量、石油类、铜、镉、锌、总铬、汞、砷、硫化物和挥发性酚均符合第一类海水水质标准要求。无机氮有 4 个站位符合第一类海水水质标准，有 15 个站位符合第二类海水水质标准。铅有 18 个站位符合第一类海水水质标准，有 1 个站位符合第二类海水水质标准。活性磷酸盐有 18 个站位符合第一类海水水质标准，有 1 个站位符合第二（三）类海水水质标准。

13.3.3 海洋沉积物环境现状

海洋沉积物环境质量现状于 2024 年 4 月 16 日~5 月 29 日进行了调查，沉积物站位 23 个，评价因子为汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳共 10 项。调查站位中有 8 个沉积物站位位于《东营市国土空间总体规划（2021~2035）》范围内，按照规划内相关的标准要求进行评价；其他站位位于《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》外，按保持现状标准评价。调查海域沉积物中有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、锌、镉、铬和石油类均符合海洋沉积物一类评价标准，海洋沉积物质量整体状况较好。

13.3.4 海洋生物生态现状

海洋生物生态现状于 2024 年 4 月 16 日~5 月 29 日开展了调查，调查站位为

23 个, 调查因子为叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物。调查结果表明, 调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于 $(0.35\sim 5.52)\mu\text{g/L}$, 平均值为 $1.11\mu\text{g/L}$; 底层叶绿素 a 浓度变化于 $(0.43\sim 3.55)\mu\text{g/L}$, 平均值为 $1.39\mu\text{g/L}$ 。调查各站位初级生产力变化范围为 $(41.33\sim 831.38)\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$, 平均值为 $178.54\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。调查海域共鉴定出浮游植物 55 种(类), 浮游植物密度变化范围在 $(0.47\sim 2056.04)\times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均密度为 202.12×10^4 个/ m^3 。调查海域共鉴定浮游动物 25 种(类), 调查海域浮游动物生物量变化范围为 $(9.9\sim 366.3)\text{mg}/\text{m}^3$, 平均为 $102.9\text{mg}/\text{m}^3$; 密度变化范围为 $(6.79\sim 560.00)$ 个/ m^3 , 平均为 131.90 个/ m^3 。调查海域共鉴定底栖生物 73 种(类), 生物量变化范围在 $(0\sim 11.05)\text{g}/\text{m}^2$ 之间, 平均为 $2.06\text{g}/\text{m}^2$ 。密度变化范围在 $(0\sim 500)$ 个/ m^2 之间, 平均为 218 个/ m^2 。

从群落特征指数来看, 调查海域的浮游植物多样性指数一般, 均匀度和丰富度较差, 浮游植物群落结构稳定性一般。浮游动物的多样性指数、均匀度和丰富度均较低, 群落结构稳定性一般。底栖生物的多样性指数一般, 但均匀度和丰富度均较高, 群落结构稳定性较好。

13.3.5 海洋生物质量现状

春季生物质量调查共鉴定出 6 种生物样品, 主要为甲壳类的口虾蛄, 鱼类的短吻红舌鲷、银鲳和矛尾鰕虎鱼, 软体动物(非双壳类)的短蛸和日本枪乌贼, 测定生物样品中总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬、石油烃的含量。调查海域生物样品中, 鱼类、软体类(非双壳类)和甲壳类各项评价因子满足生物质量标准的要求。

13.3.6 渔业资源现状调查

中国水产科学研究院黄海水产研究所于 2023 年 5 月(春季)在项目周边海域进行了渔业资源现状调查。春季调查共布设 21 个调查站位。

春季调查共捕获游泳动物 57 种, 其中鱼类 37 种, 头足类 4 种, 甲壳类 16 种, 平均总资源密度为 $497.08\text{kg}/\text{km}^2$ 。调查海域鱼类重量资源密度变化范围为 $(18.13\sim 1681.59)\text{kg}/\text{km}^2$, 平均资源量为 $368.62\text{kg}/\text{km}^2$, 其中, 鱼类成体平均资源量为 $360.32\text{kg}/\text{km}^2$, 幼鱼平均资源密度为 1266 尾/ km^2 。头足类重量资源密度变化范围为 $(0\sim 251.98)\text{kg}/\text{km}^2$, 平均重量资源密度为 $40.65\text{kg}/\text{km}^2$, 其中, 成体平均资源量为 $38.93\text{kg}/\text{km}^2$, 幼体平均资源密度为 714 尾/ km^2 。甲壳类平均资



源量为 $87.81\text{kg}/\text{km}^2$ ，其中，虾类成体平均资源量为 $55.21\text{kg}/\text{km}^2$ ，蟹类成体平均资源量为 $24.63\text{kg}/\text{km}^2$ ，虾类幼体平均资源密度为 $2648\text{尾}/\text{km}^2$ ，蟹类幼体平均资源密度为 $86\text{尾}/\text{km}^2$ 。

春季调查共捕获到鱼卵和仔稚鱼共 11 种。鱼卵密度范围为 $(0\sim 3.11)\text{粒}/\text{m}^3$ ，平均密度为 $0.746\text{粒}/\text{m}^3$ ，仔稚鱼密度范围为 $(0\sim 0.389)\text{尾}/\text{m}^3$ ，平均密度为 $0.057\text{尾}/\text{m}^3$ 。

13.3.7 主要环境敏感目标

本项目位于渤海中部海域，工程评价范围内的环境敏感目标仅包括一般敏感区。

对于一般敏感区，新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场 7.8km 、带鱼索饵场 10.0km 、鰺产卵场 18.5km ，其他产卵场、索饵场和越冬场均在评价范围外；新建管缆距鰺产卵场 6.1km 、白姑鱼产卵场 7.8km 、带鱼索饵场 10.0km ，其他产卵场、索饵场和越冬场均在评价范围外。

工程周围其它距离较近的海洋生态环境保护目标还包括山东黄河三角洲国家级自然保护区、海洋生态保护红线和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等，距离均在 以上。

13.3.8 环境影响回顾性分析

本项目依托的 HYSY113 FPSO 的生产水处理系统运行正常，生产水经处理达标后，回注地层，无生产水排海；HYSY113 FPSO 和 BZ19-6 CEPA 平台生活污水处理系统运行正常，生活污水达标排放。

本项目周围海域的渤中 25-1 油田、渤中 19-2 油田和渤中 19-6 气田自投产以来，未发生过溢油事故。

评价海域海水质量状况与历史相比变化不大，主要超一类因子为 COD、活性磷酸盐、无机氮、铜、铅、汞和锌。调查海域沉积物环境总体保持良好和稳定。调查海域的浮游植物、浮游动物和底栖生物群落结构均相对稳定。调查海域的生物质量状况总体较好。



13.4 环境影响预测与评价结论

13.4.1 海洋水文动力、地形地貌及冲淤环境影响

本项目新建平台为透水式导管架钢结构，仅对桩腿局部流场有一定影响，平台腿会改变局部的流速和流向，但是不会影响整个海域的流场，对本海区的水交换能力没有影响；新建海管/海缆埋设于海底以下，埋深 ，挖起的海底泥沙短时间堆积于管/缆沟两侧，在底层流作用下将逐渐回填于管/缆沟，铺设完成后不会影响工程海域水文动力环境。

在项目建设过程中钻屑/钻井液排放、铺设海管/海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/海缆全程埋设，仅铺管/缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。

13.4.2 项目对海水水质的影响

项目附近海域水深在 ，在垂向上采用 σ 坐标将水体均分为 3 层。根据预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，在垂向 3 层均存在海水悬浮物浓度超标现象，但影响主要在第 1 层 和第 2 层海域。新建平台钻屑排放造成第 1 层超一（二）类水质海域的包络面积合计为 ，距排放点的最大距离为 ，停止排放后最大约 海水悬浮物浓度即可恢复到排放前水质。

钻井液排放仅对海水第 1 层 、第 2 层 水体水质有影响，根据预测结果，新建平台钻井液排放造成第 1 层超一（二）类水质海域的包络面积合计为 ，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 。钻井液停止排放后约 海水悬浮物浓度即可恢复到排放前水质。

海底管缆挖沟悬浮物浓度超标范围仅在垂向第 2、3 层（ ），浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势，超一（二）类海水最大影响距离为 。铺设海管/海缆第 3 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 ，第 2 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 ，其他层无污染物超标面积。海底管缆挖沟作业停止后最大 悬浮物浓度可恢复至施工前



水平。

COD 排放源强较小，影响面积并不大，无论何时排放超标影响的距离都在范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响所在海区的海水水质。

温排水排放量很小，由于海流的对流扩散作用，平台周围海水最大温升约 ，海水温度超一类海水水质面积远小于一个网格（ ），距离小于 ；温升超 面积为 对海水温度影响较小。

13.4.3 工程对海洋沉积物的影响

本项目钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据数值模拟结果新建平台钻井作业钻屑覆盖厚度超过 。

铺设海管/海缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于管/缆沟两侧附近，根据数值模拟结果，铺设海底管道/电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的覆盖面积合计为 。

13.4.4 环境敏感目标影响分析

本项目新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场最近约 7.8km，新建管缆距鳎产卵场最近约 6.1km。新建设施距离山东黄河三角洲国家级自然保护区、海洋生态保护红线和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-莱州湾保护区等均在 30km 以上。

根据预测结果，项目正常施工、运营期间产生的钻屑、钻井液、海底管缆挖沟悬浮物等对周围环境的影响最远不超过 ，生活污水、温排水排放对周围环境的影响均小于 。因此，本工程对国家级自然保护区、水产种质资源保护区、海洋生态保护红线无不利影响，会对产卵场、索饵场和越冬场产生一定影响。项目将积极采取增殖放流等生态补偿措施，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。



13.4.5 工程对海洋生态环境的影响

本项目对海洋生态影响主要是海上钻完井作业钻屑/钻井液的排放和海底管缆挖沟掀起悬浮物，导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标，影响水体中浮游动植物的生长与繁殖，对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响，并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。生产阶段，平台生活污水的排放也会对平台附近海域的浮游植物、浮游动物、鱼卵、仔稚鱼和游泳生物等产生一定的影响。

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007），估算本项目海洋生物资源损失金额为 万元。

13.5 海洋生态环境风险分析与评价结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井喷、输油软管破裂、平台容器泄漏、地质性溢油、浅层气风险、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、FPSO 与穿梭油轮外输软管泄漏、船舶碰撞泄漏等事故。本项目最具代表性事故为海底管道泄漏事故，选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 150m³。

根据预测结果分析，当新建 BZ22-6 CEPA 平台附近海底管道发生溢油后，在 N 风向极值风速下，油膜将在 13.2 小时内抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区和海洋生态保护红线。此外本项目还位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场、鲈鱼越冬场内，一旦发生溢油事故，将即刻对其造成不利影响。建设单位应引起足够的重视，做好应急防范和应急响应的准备。

本次溢油风险预测假定新建海底输油管道在 BZ22-6 CEPA 平台侧发生溢油事故，根据应急响应时间分析，BZ22-6 CEPA 平台配备应急设备可以在 2.0h 内响应溢油事故，附近可借助的其他溢油应急资源可以在 4.7h 内到达溢油现场，天津分公司内部溢油应急力量 11.4h 内到达溢油现场，并陆续进行溢油回收作业。通过对溢油能力的计算，本项目溢油应急设备及天津分公司周边可借助油田的溢油应急设备可以满足项目最具代表性事故溢油量的溢油应急能力要求。当发生超出自身控制能力的溢油事故时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油事故时的应急需要。

通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，渤中 22-6 油田



施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。油田注水井在目的层段与相邻最近通海底断层的距离均在 300m 以上，根据井网部署，三个砂体均“有注有采”，注水井最大井底压力不超过地层破裂压力的 85%。在采取严密、适当的安全防范措施后，本工程施工和生产过程中的地质性溢油气风险是可控的。根据工程勘察资料，在调查范围内海底至解释深度范围（海底至海底以下 1000m）地层内未发现与浅层气相关的异常反射区。根据三维地震资料未发现疑似气层异常反射，平台附近 200 至 1000m 以上不存在疑似浅气层。实施过程中严格按照钻完井设计、相关标准规范及作业程序等做好预防及应对措施，渤中 22-6 油田区域浅部气层风险可控。

本项目投产前，建设单位将按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写应急预案并报主管部门备案，并将本项目纳入天津分公司各级应急体系中统一考虑，同时按照应急预案开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本项目从设计阶段采用了国际国内先进标准，在建设和生产阶段采取了各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率较低；为了应对油气泄漏事故的发生，制定了应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，而且企业的溢油应急预案与政府的分级响应机制相衔接。因此，在严格落实报告书提出的环境风险防范措施、溢油应急对策措施和应急预案的基础上，本项目海上工程油气泄漏环境风险可防、可控。

13.6 清洁生产与总量控制

13.6.1 清洁生产分析结论

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，经计算，渤中 22-6 油田开发项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 90.85，采油作业的清洁生产综合评价指数为 100，由此可知本项目可评为清洁生产先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

13.6.2 总量控制建议

新建 BZ22-6 CEPA 平台生活污水产生量为 22995m³/a（63m³/d），其中黑水



直接进入生活污水处理系统，处理后一部分输往生活楼回用罐回用冲厕，另一部分处理达标后排海（COD 的含量 $\leq 300\text{mg/L}$ ），正常工况下灰水经处理后回注地层；当油气生产系统停产或者出现故障，灰水与黑水一起处理达标后排海。因此，建议新建 BZ22-6 CEPA 平台生活污水的总量控制指标均为 $22995\text{m}^3/\text{a}$ ，其中 COD 排放量控制指标为 6.90t/a 。

13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

13.7.1 环境保护对策措施

13.7.1.1 建设阶段

本项目采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中优先采用水基钻井液，部分大位移井在 12-1/4" 井段计划使用合成基钻井液。合成基钻井液和合成基钻井液钻屑运回陆地交有资质单位处理，不排海。从井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、螺旋输送器等设备进行分离，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，不能满足排放要求的钻井液和钻屑由专用钻屑钻井液回收箱/罐回收，运回陆地交有资质单位进行处置。向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值须达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 $30,000\text{mg/L}$ ，并同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）钻井液和钻屑一级排放标准的要求，即渤海不得排放钻井油层段钻井液和钻屑，重金属 $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ ， $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$ 。

项目海底管道和电缆全程埋设，铺设过程中将采用先进的施工技术方案，海底管道后挖沟、自然回填/人工回填，海底电缆边铺边埋，尽量减少对海底沉积物和底栖生物的损失和破坏，降低对周围海域环境的影响。

项目采用钻井平台进行钻完井作业，期间产生的生活污水、生活垃圾和生产垃圾执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中一级排放标准的规定。

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）、《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》、《73/78 防污公约》和《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168 号）》等相关要求。其中船舶含油污水和船舶垃圾均运回陆地处理。



13.7.1.2 生产阶段

本项目生产水 2028~2038 年在新建 BZ22-6 CEPA 平台采用“高效聚结分离器+核桃壳过滤器+双介质滤器”的处理流程处理达到《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；2039 年及以后，BZ22-6 CEPA 平台处理后的含水原油外输至 HYSY113 FPSO 进一步处理，少量生产水在 HYSY113 FPSO 采用“沉降+气浮选除油+核桃壳过滤器”的处理流程处理达标后回注地层。

BZ22-6 CEPA 平台设置一套电解生化法生活污水处理装置，生活污水黑水和灰水分开收集处理，其中黑水进入生活污水处理系统，处理后一部分输往生活楼回用罐回用冲厕，另一部分处理达标后排海(COD 的含量 $\leq 300\text{mg/L}$)。灰水进入过滤器过滤(含油的厨房灰水需先进行撇油处理)后，经开排和闭排系统打入生产流程，处理后回注地层。

其他含油污水经开闭排系统收集后进入生产流程。生活垃圾和生产垃圾将装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国生态环境法典》的要求进行回收利用或处置。

13.7.2 海洋生态保护措施

渤中 22-6 油田开发项目将采取如下措施：

(1) 严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋环境影响的范围和程度。

(2) 本项目海底管缆挖沟作业应避开其所在产卵场的产卵盛期(5 月中旬~6 月上旬和 10 月)。同时，本工程海底管缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋生物资源和生态环境的影响。BZ22-6 CEPA 平台双侧钻井期间钻井液错峰排放，降低钻井液排放对产卵场的影响。

(3) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将环境风险发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(4) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

(5) 鉴于本项目建设和生产过程中将对周围海域的海洋生态造成不可避免的影响，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采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流、渔业资源养护与管理、人工鱼



礁以及进行生物资源和生态环境监测等，使生物资源得到尽快恢复和可持续利用，其经费应纳入本项目的环保投资预算。

13.8 建设项目环境可行性结论及建议

渤中 22-6 油田开发项目属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》“鼓励类”产业，符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》的管理要求，与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、《东营市国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《山东省生态环境分区管控动态更新成果》（2023 年）和《东营市生态环境分区管控方案》（2023 年版）相协调。

项目从设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施，采用的生产工艺流程及设备、污染防治措施等均符合清洁生产的要求。本项目周围海域海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境质量现状较好，评价范围内的环境敏感目标主要为鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场、鲈鱼越冬场等。本项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液和海底管道/电缆挖沟时产生的悬浮物，对环境的影响属于短期性、可恢复性的。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水，经生产水处理系统处理达标后回注地层。其它污染物种类较少，且排放量也相对较小，拟采取的污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物及生态）的影响范围和程度较小。

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

评价认为，在建设单位落实了各项环境保护措施、生态保护措施、环境风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，项目建设可行。



附件

附件 1 环评委托书



附件 2 依托设施环评批复

附件 2-1 《关于渤中 25-1 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》（国海环字〔2003〕56 号）

附件 2-2 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字〔2012〕720 号）

附件 2-3 《国家海洋局关于渤中 19-4 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字〔2009〕699 号）

附件 2-4 《关于渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程环境影响报告书的批复》（环审〔2022〕43 号）

附件 2-5 《关于渤中 19-6 气田试验区开发项目环境影响报告书的批复》（环审〔2019〕163 号）

附件 2-6 《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书的批复》（环审〔2022〕9 号）

附件 2-7 《关于渤中 19-6 气田 II 期、渤中 25-1/南油田 5 井区调整/渤中 25-1 油田沙三段开发项目环境影响报告书的批复》（环审〔2024〕66 号）



附件 2-8 《关于渤中 19-2 油田开发项目环境影响报告书的批复》（环审〔2023〕100 号）

附件 2-9 《关于渤中 26-6 油田开发项目（二期）环境影响报告书的批复》（环审〔2025〕71 号）



附件 3 依托项目竣工验收批复

附件 3-1 《关于渤中 25-1 油田环保设施竣工验收的复函》（国海环字〔2009〕429 号）

附件 3-2 《国家海洋局关于渤中 25-1 油田复产（调整）项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字〔2014〕342 号）



附件 3-3《国家海洋局关于渤中 19-4 油田开发工程环境保护设施竣工验收的批复》
(国海环字〔2012〕892 号)



附件 3-4 《关于渤中、垦利油田开发及岸电应用工程等 2 个项目环境保护设施竣工验收合格的通知》

附件 3-5 《关于渤中 19-6 凝析气田 I 期开发工程（海上部分）环境保护设施竣工验收合格的通知》

附件 3-6 《关于锦州 9-3 油田 23 口调整井工程等 13 个项目环境保护设施竣工验收合格的函》（环验〔2021〕4 号）

附件 3-7 《关于渤中 19-2 油田开发项目环境保护设施竣工验收合格的通知》



附件 4 危废处理协议及经营许可证



附件 5 建设项目海洋生态环境影响评价自查表

工作内容		自查项目		
影响识别	影响类型	直接向海洋排放废水 ☐ ；短期内产生大量悬浮物 ☒ ；改变入海河口（湾口）宽度束窄比例 ☐ ；直接占用海域面积 ☒ ；线性水工构筑物 ☐ ；投放固体物 ☐		
	生态敏感区	一般敏感区：新建设施位于鲈鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、三疣梭子蟹索饵场、中国对虾索饵场、鳀鱼索饵场、东方鲀索饵场、叫姑鱼索饵场和鲈鱼越冬场中；新建平台距白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km、鳎产卵场 18.5km；新建管缆距鳎产卵场 6.1km、白姑鱼产卵场 7.8km、带鱼索饵场 10.0km。		
	影响因子	海水水质 ☒ ；海洋沉积物 ☒ ；海洋生态 ☒ ；环境风险 ☒		
评价等级		一级 ☐ ；二级 ☒ ；三级 ☐		
评价范围		沿主流向方向约 57km，垂直于主流向方向约 48km 的矩形区域，评价面积约为 2736km ² 。		
评价时期		春季 ☒ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
现状调查及评价				
海水水质	区域污染源	调查项目	数据来源	
		已建 ☐ ；在建 ☐ ；拟建 ☐ ；其他 ☐	环评 ☐ ；环保验收 ☐ ；既有实测 ☐ ；现场监测 ☐ ；入海排污口数据 ☐ ；其他 ☐	
	调查时期		调查因子	调查断面或点位
	春季 ☒ ；夏季 ☐ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		水温、盐度、pH、化学需氧量（COD）、溶解氧（DO）、悬浮物、无机氮（包括硝酸盐氮、亚硝酸盐氮和氨氮）、活性磷酸盐（PO ₄ ³⁻ -P）、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、石油类、硫化物、挥发性酚	共 31 个调查站位
	评价因子	pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物		
	评价标准	第一类 ☒ ；第二类 ☒ ；第三类 ☐ ；第四类 ☐ ；维持现状 ☒		
	评价结论	海洋环境功能区水质达标情况：达标 ☐ ；不达标 ☒ ，超标因子（） 功能区外海域环境质量现状：符合第（二）类		
	海洋沉积物	调查站位	23 个	
海洋生态	调查因子	汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物、有机碳		
	评价标准	规划内执行第一类 ☒ ；第二类 ☒ ；第三类 ☐ ；维持现状 ☒		
	评价结论	符合第一类，无超标因子		
	调查断面或点位	23 个		
海洋生态	调查因子	铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞、石油烃		
	评价标准	第一类 ☐ ；第二类 ☐ ；第三类 ☐ ；附录 C ☒		
	评价结论	符合附录 C，无超标因子		
	影响预测及评价			
预测时期		春季 ☐ ；夏季 ☒ ；秋季 ☐ ；冬季 ☐		
预测情景		建设期 ☒ ；生产运行期 ☒ ；服务期满后 ☐		



工作内容		自查项目			
海水水质影响预测与评价	预测方法	数值模拟 ☒ ; 类比分析 ☐ ; 近似估算 ☐ ; 物理模拟 ☐ ; 其他 ☐			
	影响评价	污染控制措施及入海排污口排放浓度限值应满足国家和地方排放标准 ☐ ; 达标区的建设项目, 选择废水处理措施或方案应满足行业污染防治可行技术指南的要求, 环境影响可接受 ☒ ; 不达标区的建设项目, 选择废水处理措施或方案时, 应满足海域环境质量达标规划和污染物削减替代要求、海域环境改善目标要求及行业污染防治可行技术指南中污染防治先进技术要求, 确保废水污染物达到最低排放强度和浓度, 且环境影响可接受 ☐ ; 新设或调整入海排污口的建设项目, 入海排污口位置、排放方式、排放规模具有环境合理性 ☐ ; 对海水水质产生重大不利影响 ☐ .			
海洋沉积物影响评价	评价方法	定量预测 ☐ ; 半定量分析 ☒ ; 定性分析 ☒ ; 其他 ☐			
	影响评价	海洋沉积物质量的影响范围、影响程度可接受 ☒ ; 海洋沉积物对海洋生态环境敏感区和海洋生态环境保护目标的影响可接受 ☒ .			
海洋生态影响预测与评价	预测方法	类比分析法 ☐ ; 图形叠置法 ☐ ; 生态机理分析法 ☐ ; 海洋生物资源影响评价法 ☒ ; 其他 ☐			
	影响评价	造成的生物资源损失量可接受 ☒ ; 对评价海域生物多样性的影响可接受 ☒ ; 对重要水生生物“三场一通道”、水产种质资源保护区的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受 ☒ ; 对珍稀濒危海洋生物种群和数量的影响, 以及对其生境的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受 ☐ ; (不涉及) 对重要湿地、特殊生境(红树林、珊瑚礁、海草床、海藻场)等的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受 ☐ ; (不涉及) 对自然保护区、生态保护红线的占用、损害、阻隔和干扰等影响可接受 ☐ ; (不涉及) 造成的冲淤变化对岸滩长度、宽度、生态功能和景观等影响可接受 ☐ ; (不涉及) 产生重大的海洋生态和生物资源损害, 造成或加剧区域的重大生态环境问题, 存在不可承受的损害或潜在损害 ☐ 。(不涉及)			
环境风险					
危险物质	名称	原油	天然气	燃料油	甲醇
	存在总量	1645.3t	27.79t	187t	17.6t
物质及工艺系统危险性 1	Q 值	Q<1 ☐ ; 1≤Q<10 ☐ ; 10≤Q<100 ☒ ; Q≥100 ☐			
	M 值	M1 ☐ ; M2 ☐ ; M3 ☒ ; M4 ☐			
	P 值	P1 ☐ ; P2 ☐ ; P3 ☒ ; P4 ☐			
环境敏感程度		E1 ☐ ; E2 ☒ ; E3 ☐			
环境风险潜势		IV+ ☐ ; IV ☐ ; III ☒ ; II ☐ ; I ☐			
评价等级		一级 ☐ ; 二级 ☒ ; 三级 ☐ ; 简单分析 ☐			
风险识别	物质危险性	有毒有害 ☒ ; 易燃易爆 ☒			



工作内容		自查项目	
	环境风险类型	泄漏☑；火灾爆炸引起的伴生/次生污染物排放□	
事故情形分析	源强设定方法	计算法☑；类比估算法□；其他□	
	预测模型	溢油粒子模型☑；污染物扩散的数值模拟□	
风险预测与评价		最近敏感目标 31.4km，抵达时间 13.2h	
重点风险防范措施		严格按照设计标准进行设计。投产前制定溢油应急预案，建立事故分级响应机制，为井喷、海底管道泄漏、新建平台火灾/爆炸、船舶碰撞等多种事故类型制定了相应的风险防范及应急响应措施，在新建平台上配备了溢油应急物资，周边 BZ26-6 CEPA 平台、BZ 34-2/4 CEPA 平台等依托设施已配备了围油栏等溢油设备。具体见 8.8 节。	
评价结论		在严格落实报告书提出的环境风险防范措施，建立有效的突发环境事件应急预案，加强环境风险管理的条件下，本项目的环境风险可防可控。	
主要污染物排放总量核算	污染物名称	排放量	排放浓度
	生活污水	BZ26-6 CEPA 平台生活污水最大排放量 22995m³/a，COD 排放总量为 6.90t/a。	COD≤300mg/L
污染物削减替代	污染物名称	削减量	来源
	/	/	/
污染防治和生态修复措施		污水处理设施☑；生态修复措施☑；区域削减□；依托其他工程措施□；其他□	
监测计划	内容	环境质量	污染源
	监测方式	手动☑；自动□；无监测□	手动☑；自动□；无监测□
	监测点位	生产运营期：新建 BZ22-6 CEPA 平台半径为 500m 均匀布设 4 个点位。	建设期新建平台
	监测因子	生产运营期：水质监测包括悬浮物、无机氮、活性磷酸盐、COD、重金属、石油类、硫化物、挥发性酚；沉积物监测包括重金属、石油类、有机碳、硫化物；生物生态监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量。	建设期排放的钻屑和钻井液：含油量、重金属（Hg、Cd）、生物毒性；生产运营期：生活污水中 COD。
	监测频次	竣工验收（试运行）前进行一次监测，投产后 3~5 年进行一次监测。	钻井液每月送检一次，钻屑每月送检一次；生活污水每日监测
总体评价结论		可接受☑；不可接受□	

注 1：M、P 的确定参照 HJ 169。



附表

附表 1 调查海水水质要素调查分析结果（表层）

附表 2 调查海水水质要素调查分析结果（底层）

附表 3 海水水质要素调查分析结果（平均值）

附表 4 海水水质各评价因子的标准指数（平均值，按一类水质标准评价）



附表 5 调查浮游植物种类名录

附表 6 调查浮游动物种类名录

附表 7 调查底栖生物种类名录

附表 8 调查鱼类种类名录

附表 9 调查头足类种类名录

附表 10 调查甲壳类种类名录

附表 11 调查鱼卵、仔稚鱼种类名录

附表 12 中英文对照