

编号：HYHJ-009-HP-2026

渤中 34-9 油田综合调整项目

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：海油环境科技（北京）有限公司

编制时间：2026 年 4 月

编号: HYHJ-009-HP-2026

渤中 34-9 油田综合调整项目 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: 海油环境科技（北京）有限公司

编制时间: 2026 年 4 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	69kh32		
建设项目名称	渤中34-9油田综合调整项目		
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	91120116718249438Q		
法定代表人（签章）	阎洪涛		
主要负责人（签字）	刘小刚		
直接负责的主管人员（签字）	郭廓		
二、编制单位情况			
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司		
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张海娟	08351443508140059	BH008714	张海娟
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
范丽丽	区域自然环境概况、海洋生态环境现状调查与评价	BH009521	范丽丽
邱照宇	海洋生态环境影响预测与评价、环境影响经济损益分析	BH026179	邱照宇
张海娟	概述、总则、工程概况、工程分析、回顾性环境影响评价	BH008714	张海娟
张生光	清洁生产与总量控制、海洋工程环境可行性分析、环境保护对策措施、环境管理与监测计划	BH007950	张生光

姚明宇	海洋生态环境风险评价、环境影响评价结论及建议	BH074191	姚明宇
-----	------------------------	----------	-----

目 录

目 录	I
概 述	1
一、 项目由来及开发方案概述	1
二、 环境影响评价工作过程	2
三、 关注的主要环境问题及环境影响	2
四、 环境影响评价主要结论	3
1 总论	5
1.1 编制依据	5
1.2 环境影响要素和评价因子筛选	9
1.3 评价等级与评价范围	10
1.4 评价时段	12
1.5 海洋生态环境保护目标	12
1.6 评价标准	12
2 工程概况	16
2.1 项目概况	16
2.2 工程开发方案	23
2.3 油田开发过程及生产工艺	31
2.4 依托工程及设施能力校核	40
3 工程分析	63
3.1 施工阶段污染环节及污染源分析	63
3.2 生产阶段污染环节及污染源分析	72
4 区域自然环境概况	76
4.1 气候气象	76
4.2 地形地貌环境现状调查	81
4.3 环境敏感目标	83
5 环境现状调查与评价	87
5.1 水文动力现状调查与评价	87
5.2 海洋环境质量现状调查与评价	93

5.3 渔业资源	112
6 回顾性环境影响评价	124
6.1 依托工程开发过程回顾	126
6.2 溢油事故情况回顾	136
7 环境影响预测与评价	137
7.1 海水水质影响预测与评价	137
7.2 海洋沉积物环境影响分析	146
7.3 海洋生态环境影响分析与评价	146
8 环境风险分析评价	154
8.1 评价依据	154
8.2 环境风险危害识别与事故频率估算	157
8.3 环境风险事故影响分析	165
8.4 溢油预测结果	169
8.5 溢油环境影响分析与评价	178
8.6 地质性溢油风险分析与评价	181
8.7 浅层气分析及风险防范措施	181
8.8 环境风险防范对策措施和应急方法	181
8.9 结论	199
9 清洁生产与总量控制	201
9.1 清洁生产	201
9.2 总量控制	207
10 环境保护对策措施	209
10.1 施工期环境保护对策措施	209
10.2 运营期环境保护对策措施	211
10.3 海洋生态保护对策措施	214
10.4 环保竣工验收	215
10.5 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总	216
11 环境保护的技术经济合理性	219
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	219
11.2 环境保护的经济损益分析	219

11.3 环境保护的技术经济合理性	222
11.4 社会效益	223
12 工程环境可行性分析	224
12.1 国土空间规划符合性分析	224
12.2 海洋主体功能区规划符合性分析	225
12.3 生态环境分区管控符合性分析	225
12.4 国家产业政策符合性分析	226
12.5 海上工程相关规划的符合性分析	226
13 环境管理与监测	230
13.1 环境管理	230
13.2 环境监测	231
14 结论与建议	233
14.1 工程概况	233
14.2 工程分析	233
14.3 环境质量现状	234
14.4 环境影响预测分析与评价结论	239
14.5 环境风险分析与评价结论	242
14.6 总量控制结论	243
14.7 环境保护对策与措施	243
14.8 公众参与概况	244
14.9 区划、规划及政策符合性分析结论	244
14.10 建设项目环境可行性结论	245
附表:	246
附件:	246

概 述

一、项目由来及开发方案概述

渤中 34-9 油田综合调整项目位于渤海南部海域，

渤中 34-9 油田为受复杂火成岩影响的砂岩油藏。油田受古近系火成岩和断层的双重影响，被分割成多个井区，表现为受火成岩影响的复杂断块构造特征。主要含油层系为新近系明化镇组、古近系东营组和沙河街组，其中明化镇组以高孔、特高渗储层为主，东营和沙河街组以中孔、中渗储层为主。油田属常规中轻质原油。地层原油粘度为，渤中 34-9 油田探明地质储量为。油田自 2019 年投产，至 2021 年产能建设阶段共实施开发和调整井 78 口，建成百万吨产能规模，2021 年后开发深入局部调整及完善井网并加强稳油控水研究，开展外挂调整、低产井治理、压裂增产等措施，目前油田开发形势平稳。针对原 5 井区方案受航道影响情况，结合近几年油田调整挖潜实践和新增资料，调整拟统筹解决如下问题：

- (1) 提高储量动用程度：5 井区原方案沙河街组滚动增储，井控程度低，亟需提高储量动用程度；
- (2) 未动用储量待开发：未动用储量中 个单元（）储量规模较大、储量品质较好；
- (3) 进一步完善井网：局部开发调整挖潜后， 个井区（）边部井网仍不完善。

渤中 34-9 油田综合调整方案动用原油地质储量（），根据调整原则和布井原则，新增 口开发井（ 口采油井、 口注水井），工程新建 1 个平台。设计 2027 年 10 月 31 日投产，预测至 2050 年 12 月 31 日，推荐方案累积产油量，动用储量采收率。

因此本项目新建一座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC，栈桥连接 BZ34-9CEPA，并对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。新建 BZ34-9WHPC 井产物流

处理成含水 20%后通过栈桥输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 产液混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 处理成合格油，再通过 KL10-1CEP、KL3-2CEPA 外输泵和已建管线输送至东营原油终端。BZ34-9WHPC 分离出来的天然气通过已建气海管输送至 BZ35-2CEPA 增压外输至渤西南管网。BZ34-9WHPC 处理合格的生产水回注。电力依托渤中-垦利岸电供电。

本工程主要建设内容包括：

(1) 1 座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC；平台为 4 腿 4 主桩井口平台，平台上设置 1 个井槽（1 个单筒双井），设有原油系统、开/闭排系统、公用系统、注水系统、吊机等。

(2) 对依托的 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造；

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，本工程在建设前应开展环境影响评价。受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托，海油环境科技（北京）有限公司承担了该工程的环境影响评价工作，并依据《建设项目环境影响评价分类管理名录》等有关法规、导则的要求编制《渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书》。

二、环境影响评价工作过程

按照《环境影响评价技术导则-总纲》（HJ2.1-2016）和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）的要求，本次环评的工作程序为：接受建设单位评价任务后，评价单位对相关法规、标准及项目有关设计文件进行深入研究，进行项目环境影响识别及因子筛选，并根据分析和筛选结果进行现状调查与收集资料工作，确定了本项目环境影响评价的工作等级、范围和评价重点；根据环境影响评价技术路线进行本项目污染源分析等工程分析工作内容，并开展了环境现状与评价工作；根据工程分析和环境现状调查结果，评价单位对项目产生的环境影响范围和程度进行预测，并根据预测结果形成了针对本项目的环境保护对策措施、环境管理与监测、环境经济损益分析、产业政策规划符合性分析等内容；评价单位完成本项目的环境影响报告书后协助建设单位送审相关政府部门，并根据政府部门组织召开的环境影响报告专家审查意见对报告进行修改及报批。

三、关注的主要环境问题及环境影响

渤中 34-9 油田综合调整项目所处海域为渤海南部海域，根据工程地理位置筛选本次的主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、海洋保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场及洄游通道、养殖区等。其中，距离本工程新建平台（距 [REDACTED]）最近的敏感目标为东营黄河口生态国家级海洋特别保护区（黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线），距离约 [REDACTED] km。

本项目在正常作业情况下，关注的主要环境问题是钻井期间排放的非油层段钻井液、非油层段钻屑、施工期处理达标的生活污水等对上述敏感目标及周围海域的海水水质、沉积物和海洋生态环境的影响范围及程度。在风险事故情况下，关注的主要环境问题是油气泄漏事故对工程设施周围海域的环境敏感目标、海洋生态环境、渔业资源以及渔业生产的潜在影响。

四、环境影响评价主要结论

本项目为油气资源勘探开发工程，属于《产业结构调整指导目录》(2024 年本)中鼓励类建设项目，其建设符合国家产业政策。本工程位于《山东省国土空间规划》、《山东省生态环境分区管控方案（2023 年版）》的划定范围之外，项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求。

本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。本项目周围海域除少部分调查站位无机氮超出第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准外，其余因子及站位均符合第一类海水水质标准要求。沉积物和海洋生物质量调查均满足相应的标准限值。本项目在建设过程中产生的主要污染物为钻屑、钻井液，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、工业垃圾等，生产水经生产水处理系统处理后全部回注，工业垃圾经分类收集后运往陆上交由有资质的单位进行处理，不会对海洋环境产生不利影响。

本项目的建设和生产对海洋生态环境和渔业资源会产生一定影响，需采取有效的保护措施。本项目存在一定的溢油风险，需采取切实可行的风险防范对策措施及有针对性的溢油应急对策措施。

评价认为，在不发生油气泄漏事故的前提下，本项目对周边的环境影响范围和影响程度是可以接受的。在建设单位落实了各项环境保护措施、生态保护措施、风险防范措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。

1 总论

1.1 编制依据

1.1.1 法律法规

- 《中华人民共和国环境保护法》（全国人民代表大会常务委员会，2014.04.24 修订，自 2015.01.01 起施行）；
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（全国人民代表大会常务委员会，2023.10.24 修订，自 2024.01.01 起施行）；
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（全国人民代表大会常务委员会，自 2003.09.01 起施行，2018.12.29 修订）；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（全国人民代表大会常务委员会，2012.02.29 修正，自 2012.07.01 起施行）；
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，自 2016.01.01 起施行，2018.10.26 修正）；
- 《中华人民共和国水污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2017.06.27 修正，自 2018.01.01 起施行）；
- 《中华人民共和国噪声污染防治法》（全国人民代表大会常务委员会，自 2022.06.05 起施行）；
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（全国人民代表大会常务委员会，2020.04.29 修订，自 2020.09.01 起施行）；
- 《中华人民共和国渔业法》（全国人民代表大会常务委员会，自 1986.07.01 起施行，2025.12.27 修正）；
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（全国人民代表大会常务委员会，2021.04.29 修订，自 2021.09.01 起施行）；
- 《中华人民共和国节约能源法》（全国人民代表大会常务委员会，自 1998.01.01 起施行，2018.10.26 修正）。

1.1.2 管理条例、规定及实施办法

- 《建设项目环境保护管理条例》（国务院令第 682 号，2017 年 10 月 1 日起施

行)；

- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院令第 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）；

- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983 年 12 月 29 日起施行）；

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

- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（国土资源部令第 64 号修改，2016 年 1 月 8 日起施行）；

- 《中华人民共和国自然保护区条例》（国务院令第 167 号，2026.02.03 修订）；

- 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》，国务院令第 645 号，2013 年 12 月 7 日修改；

- 《海洋工程环境影响评价管理规定》（国海规范〔2017〕7 号）；

- 《关于印发<沿海海域船舶排污设备铅封管理规定>的通知》（交海发〔2007〕165 号，2007 年 5 月 1 日起实施）；

- 《海洋自然保护区管理办法》（1995.5）；

- 《海洋特别保护区管理办法》（国海发〔2010〕21 号）；

- 《中国水生生物资源养护行动纲要》（2006.2）；

- 《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》（生态环境部 环海洋函〔2022〕27 号）

- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2012〕98 号）；

- 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》（国发〔2011〕35 号文）；

- 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号）；

- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）；

- 《关于进一步加强水生生物资源保护严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号）；

- 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（2017 年 3 月 1 日修正版）；

- 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》

(2017 年修正)；

- 《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》(国海发〔2017〕7 号)；
- 《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》(环环评〔2016〕150 号)；
- 《水生生物增殖放流管理规定》(中华人民共和国农业部令第 20 号，2009 年 5 月 1 日施行)；
- 《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》(农渔发〔2022〕1 号)；
- 《建设项目竣工环境保护竣工验收暂行办法》(国环规环评〔2017〕4 号)；
- 关于印发《海洋石油开发工程环保设施竣工验收管理办法》的通知(2008 年 2 月)；
- 《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》(2019 年 5 月 1 日起施行，2021.4.29 修订)
- 《国家危险废物名录(2025 年版)》(生态环境部，2025.1.1 施行)

1.1.3 技术导则、规范

- 《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)；
- 《环境影响评价技术导则 生态影响》(HJ19-2022)；
- 《环境影响评价技术导则 大气环境》(HJ2.2-2018)；
- 《危险废物贮存污染控制标准》(GB 18597-2023)；
- 《海洋监测规范》(GB 17378.1~7-2007)；
- 《海洋调查规范》(GB/T 12763.3-2020)；
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)；
- 《海上油(气)田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)；
- 《水上溢油环境风险评估技术导则》*(JT/T1143-2017)；
- 《船舶溢油应急能力评估导则》*(JT/T 877-2013)；
- 《水运工程环境保护设计规范》*(JTS149-2018)。

1.1.4 质量标准及污染物排放标准

- 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008, 2009-5-1 实施);
- 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》(GB 18420.1-2009);
- 《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018);
- 《海水水质标准》(GB 3097-1997);
- 《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002);
- 《海洋生物质量》(GB18421-2001);
- 《渔业水质标准》(GB11607-1989);
- 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2022)。

1.1.5 规划、功能区划及保护规划

- 《全国海洋国土空间规划纲要》(2021-2035 年);
- 《山东省海洋环境保护条例》(2016.3 修订);
- 《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划(修订版)》;
- 《山东省国土空间规划(2021-2035)》(国函〔2023〕102 号);
- 《山东省生态环境分区管控动态更新成果》(鲁环字〔2024〕188 号)
- 《东营市生态环境委员会办公室关于印发东营市生态环境分区管控方案(2023 年版)的通知》;
- 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》(环海洋〔2022〕11 号);
- 《“十四五”海洋生态环境保护规划》(2022 年 1 月)。

1.1.6 工程技术资料

- 《渤中 34-9 油田综合调整项目可行性研究报告》2025 年 12 月;
- 《渤中 34-9 油田综合调整项目可行性研究深化报告》，2026 年 1 月;
- 《渤中 34-9 油田综合调整项目工程物探调查、工程地质勘察和钻井平台地质调查》，中海油田服务股份有限公司天津分公司，2026 年 3 月;
- 《渤中 34-9 油田综合调整项目基本设计最终审查简缩本报告》，2026 年 3 月;
- 建设单位提供的其他技术资料。

1.2 环境影响要素和评价因子筛选

本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，项目位于《山东省省国土空间规划（2021-2035）》之外，评价范围内敏感区类型为一般敏感区：本工程还位于中国产卵场内，索饵场内。参照《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 A.1 筛选本项目环境影响评价因子，包括施工期平台建设、非油层段钻井液、非油层段钻屑排海产生的悬浮物对海水水质、海洋沉积物及海洋生态生物资源的影响；生产运行期经处理达标的生活污水排海对海洋生态生物资源的影响；风险事故情况下，油气泄漏事故对工程设施周围海域的海水水质、沉积物、海洋生态环境的影响。根据工程特点和工程区域的环境特征，主要环境影响表现在如下几个方面：

（1）污染影响要素：①施工期，水下生产系统和平台安装、钻完井等施工环节产生的悬浮泥沙，施工人员会产生生活污水排放等对施工区附近海域生态环境和短期水质、沉积物环境产生的影响。②运营期，作业人员生活污水排放等对附近海域生态环境和短期水质环境产生的影响。③在风险事故情况下，油气泄漏事故对工程设施周围海域环境污染影响。

（2）非污染影响要素：工程建设对影响范围内海洋生物造成损失等影响。具体详见下表。

表 1.2-1 环境影响评价因子筛选一览表

环境影响要素		评价因子		工程内容及影响方式 ¹	影响性质 ² 及影响时段 ³
		环境现状评价因子	影响预测/评价因子		
海水水质		pH、溶解氧、化学需氧量、生化需氧量、油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬	SS、COD	①SS：平台建设、钻完井：直接影响 ②COD：生活污水排海：直接影响	施工期：短期影响 运行期：长期影响
海洋沉积物		有机碳、硫化物、汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和油类	锌	平台建设、钻完井：直接影响 牺牲阳极	施工期：短期影响 运行期：长期影响
海洋生态	初级生产力	叶绿素 a	生物资源损失	①平台建设、钻完井：直接影响 ②生活污水排放：直接影响	施工期：短期影响 运行期：长期影响
	浮游植物、浮游动物、底栖生物、游泳生物（含鱼）	种类组成、生物量、密度（丰度）、种群结构、群落特征、分布范围、			

环境影响要素	评价因子		工程内容及影响方式 ¹	影响性质 ² 及影响时段 ³
	环境现状评价因子	影响预测/评价因子		
卵仔稚鱼)	物种多样性指数等			
重要水生生物“三场一通道”	分布范围、生产力			
海洋生物质量	总汞、砷、铜、铅、镉、锌、铬和石油烃	——	——	
环境风险	——	石油类	溢油：直接影响	施工期：短期影响 运行期：短期影响

注 1：影响方式可分为直接、间接、累积生态影响。

注 2：影响性质包括长期和短期、可逆和不可逆。

注 3：影响时段包括施工期、生产运行期。

1.3 评价等级与评价范围

1.3.1 评价等级

1.3.1.1 海洋环境评价等级

本项目位于渤海南部海域，距岸最近距离约 [REDACTED] km，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）判断，项目所在位置属于近岸海域以外的其他海域。本项目属于海洋油气开发工程，其海洋生态环境影响类型主要包括泥浆及钻屑排放量。

新增泥浆及钻屑排放量合计为 [REDACTED] m³，具体见下表。

表 1.3-1 本项目影响类型及影响程度

序号	影响类型	本项目涉及类型	影响程度
1	泥浆及钻屑排放量	本项目新增非油层段水基钻井液排放量 [REDACTED] m³，非油层段水基钻井液钻屑排放量 [REDACTED] m³，故泥浆及钻屑排放量合计为 [REDACTED] m³。	[REDACTED]

综上，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）要求，确定本项目的海洋环境影响评价等级为 3 级，具体见下表。

表 1.3-2 本项目海洋生态环境影响评价等级判定表

影响类型	评价等级			本项目等级
	1	2	3	
泥浆及钻屑排放量 Q（10⁴m³）	Q≥10	5≤Q<10	Q<5	[REDACTED]
本项目评价等级				[REDACTED]

1.3.1.2 环境风险评价等级

本项目运营期的危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

本项目施工阶段危险物质数量与临界量的比值 $Q=34.964$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.1，项目行业及生产工艺 M 为“石油天然气”，分值为 10；根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2，判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 P3（施工期）。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 G2，本项目位于本项目位于“三场一通道”内，属于一般敏感区，环境敏感程度判定为 E2，结合危险物质及工艺系统危险性 P 为 P3，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2，最终判定环境风险潜势为 III（施工期），根据表 1.3-3，评价工作等级为二级（施工期）。

表 1.3-3 环境风险评价等级

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

a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。

综上，本项目风险评价工作等级为二级评价。本章主要对本项目环境风险情形进行识别，对本项目地质性溢油风险、浅层气风险进行排查并提出相应防范措施，对项目可能发生的海上溢油事故风险影响进行分析；对环境风险提出针对性的风险防范措施，对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

1.3.2 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）中关于评价范围的界定，海洋生态环境影响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。本项目海洋环境影响评价等级为 二级，根据“导则”规定，二级评价扩展距离一般不小于 500m，垂直于潮流主流向的扩展距离以不小于主流向扩展距离的 50%为宜。对于涉及生态敏感区或水动力条件较好的项目，评价范围应根据海域环境特征、污染因子扩散距离等情况，适当扩展。

本项目根据评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，确定本次评价范围为以工程用海外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向各外扩约 500m。

本项目评价范围约 100km² 海域，评价范围四至坐标参见下表，评价范围见下图。

表 1.3-4 评价范围界点坐标

界点	经度（E）		纬度（N）	
A				
B				
C				
D				

图 1.3-1 评价范围示意图

1.4评价时段

本项目位于渤海南部海域，距岸最近距离约 km，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 2 判断，项目所在海域属于其他海域；本项目评价等级为 级，因此，评价时段可选任何一季，本项目评价时段选择秋季。

1.5海洋生态环境保护目标

本项目位于渤海辽东湾海域，评价范围内敏感区类型为一般敏感区：主要为重要渔业水域“三场一通道”（具体见表 1.5-1），本项目新建平台位于蓝点马鲛产卵场内，鲶、中国毛虾索饵场内及中国毛虾洄游通道上，距离最近的敏感目标为东营黄河口生态国家级海洋特别保护区约 km。本项目海域附近主要环境敏感目标具体描述详见报告书“4 区域自然环境概况”章节中内容。

表 1.5-1 评价范围内环境敏感目标分布表

敏感区类型	名称	保护目标/保护期	与工程最近距离（km）
渔业三场一通道			

1.6评价标准

1.6.1 海洋环境质量标准

本项目新建平台位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外。本次

评价海域水质执行《海水水质标准》（GB3097-1997）中的相关标准。海洋沉积物质量评价应执行《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中的相关标准。海洋生物质量评价执行《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的相关标准，GB18421 中没涉及的项目采用《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）附录 C 中相应标准。具体标准见下表。

表 1.6-1 环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	《海水水质标准》 （GB3097-1997）	从一类开始评价至符合相应的标准为止。	海水水质现状评价
沉积物	《海洋沉积物质量标准》 （GB18668-2002）		海洋沉积物质量评价
海洋生物质量	《海洋生物质量》 （GB18421-2001）		海洋生物质量评价（双壳贝类）
	《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》 （HJ1409-2025）附录 C		软体动物（非双壳贝类）、鱼类、甲壳类（重金属）

1.6.2 生产水回注指标

根据中华人民共和国石油天然气行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）要求，本项目注入层空气渗透率为[] μm^2 ，本主要控制指标如下表所示。

表 1.6-2 推荐注水水质主要控制指标

项目		储层空气渗透率（[]） μm^2
控制指标	悬浮物固体含量，（mg/L）	[]
	悬浮物颗粒直径中值，（ μm ）	[]
	含油量，（mg/L）	[]
	平均腐蚀率，（mm/年）	[]

1.6.3 污染物排放标准

本项目所在海域属于渤海南部海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本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），本项目所在海域属于一级海区。

本项目施工期产生的污染物有：施工作业船舶产生的生活污水、船舶机舱含油污水、船舶垃圾及船舶废气，平台建设产生的悬浮物、施工作业垃圾（施工过程中产生的边角料等），钻井过程中产生的钻井液、钻屑等；本项目运营期产生的污染物有：生活污水、生活垃圾、工业垃圾和牺牲阳极锌离子释放。

本项目生产建设过程中产生的污染物排放标准执行情况见下表。

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

表 1.6-3 污染物排放标准

污染物		采用标准	等级	标准值	适用对象
油层段水基钻井液、油层段水基钻屑		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	油层段水基钻井液、油层段水基钻屑、合成基钻井液、合成基钻屑不得排放	钻井作业产生的油层段水基钻井液、油层段水基钻屑
非油层段水基钻井液、非油层段水基钻屑		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	Hg≤1mg/kg Cd≤3mg/kg	钻井作业排放的水基钻井液、非油层段水基钻屑
		《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	
生活污水（钻井平台）		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	COD≤300mg/L	钻井作业生活污水和工业垃圾
生产/生活垃圾			一级	禁止排放或弃置入海	
船舶机舱含油污水		《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）		运回陆地处理	船舶污染物的排放
船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾			禁止投入水域	
	食品废弃物			在距陆地3海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地3海里至12海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于25mm后方可排放；在距最近陆地12海里以外的海域可以排放。	
船舶生活污水（三用料船、支持船等）				1) 2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行： BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L； 2) 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行： BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、 COD _{Cr} ≤125mg/L、pH6~8.5、总氯（总余氯）<0.5mg/L	
船舶大气污染物				《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	

2 工程概况

2.1 项目概况

2.1.1 建设项目名称、性质

项目名称：渤中 34-9 油田综合调整项目
建设性质：新建
建设地点：渤海南部海域
工程类型：海洋油气开发及其附属工程
建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司
建设周期：[REDACTED]
工程总投资：[REDACTED]
工程运行天数：[REDACTED]
劳动定员：[REDACTED]

2.1.2 工程地理位置

渤中 34-9 油田位于渤海南部海域，[REDACTED]，属于垦利油田群开发体系，构造上处于黄河口凹陷内，南部为莱北低凸起。[REDACTED]。其中，渤中 34-9 油田综合位于渤中 34-9 油田西北部，油田范围位置处水深约 [REDACTED] 米。本项目新建平台距岸线最近距离约 [REDACTED] km，距东营市约 [REDACTED] km。

本次渤中 34-9 油田综合调整项目新建工程坐标详见表 2.1-1。工程地理位置见图 2.1-1。

表 2.1-1 本次新建工程地理坐标一览表

名称		坐标	
		经度	纬度
新建平台	BZ34-9WHPC	[REDACTED]	[REDACTED]
依托/改造平台	BZ34-9CEPA	[REDACTED]	[REDACTED]
依托/改造平台	KL10-1CEP	[REDACTED]	[REDACTED]

图 2.1-1 渤中 34-9 油田工程地理位置图

2.1.3 工程内容

渤中 34-9 油田于 2019 年 3 月投产，现有 1 座中心处理平台 BZ34-9CEPA，1 座井口平台 BZ34-9WHPB。

本次评价对象为渤中 34-9 油田综合调整项目，主要依托 KL10-1CEP、BZ34-9CEPA 进行开发，本次新建工程为 1 座井口平台 BZ34-9WHPB，栈桥连接 BZ34-9CEPA，并对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。新建 BZ34-9WHPB 井口物流经三相分离器油、气、水分离处理，原油脱水至含水 20%后通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 含水原油混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 原油脱水系统处理，合格原油通过 KL10-1CEP 已建海管最终送至东营原油终端；BZ34-9WHPB 伴生气通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA 伴生气处理系统，伴生气经已建输气海管输送至 BZ35-2CEPA 平台处理合格后增压外输至渤西南管网；BZ34-9WHPB 处理合格的生产水回注；电力依托渤中-垦利岸电供电。

本评价工程内容包含：（1）新建 1 座 4 腿井口平台（BZ34-9WHPB）；（2）对所依托的 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。

主要评价工程内容见表 2.1-1。工程的总体布局详见图 2.1-2、2.1-3。

图 2.1-2 工程总体布局示意图

表 2.1-1 工程组成一览表

工程设施	工程内容	规格
主体工程	新建平台 (1 座)	井口平台（1 座）：BZ34-9WHPB 平台共设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板。 平台上设有原油系统、注水系统、化学药剂系统、开排系统、 闭排系统等。同时新建长度 的栈桥及配套管线（长度为 ）及管缆。
	钻、完井	共设置 个井槽（ 个单筒双井），共可钻井 口， 本次计划实施生产井 口，注水井 口，预留井 口
	依托平台改造	对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造
生产、集输工艺		新建 BZ34-9WHPB 井口物流经三相分离器油、气、水分离处 理，原油脱水至含水 20%后通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 含水 原油混合后经过已建 海管输送至 KL10-1CEP 原油脱水系统处理，合格原油通过

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

工程设施	工程内容	规格
		KL10-1CEP 已建海管最终送至东营原油终端；BZ34-9WHPC 伴生气通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA 伴生气处理系统，伴生气经已建输气海管输送至 BZ35-2CEPA 平台处理合格后增压外输至渤西南管网；BZ34-9WHPC 处理合格的生产水回注；电力依托渤中-垦利岸电供电。
生产情况	最高年产液	■ (2036 年)
	最高年产油	■ (2029 年)
	最高年产水	■ (2039 年)
	最高年产气	■ (2029 年)
	采油方式	电潜泵
	平台设计寿命	渤中 34-9 油田综合调整项目 WHPC 平台设计寿命为 ■ 年
	投入使用时间	计划 ■ 底投产
	年生产天数	■ 天
	劳动定员	新增 ■ 人，依托 BZ34-9CEPA 的生活楼及生活污水处理设施
	工程总投资	■ 万元人民币
	依托工程	<p>依托 BZ34-9CEPA 进行外输；</p> <p>依托 KL10-1CEP 处理含水 20%的原油为合格原油外输；</p> <p>依托 BZ34-9CEPA 燃料气系统；</p> <p>依托 BZ34-9CEPA 的水源井及注水系统进行回注</p> <p>依托 BZ34-9CEPA—KL10-1CEP—KL3-2CEPA—东营陆上终端原油输送管道</p> <p>依托 BZ34-9CEPA—BZ35-2WHPA—BZ35-2CEPA—龙口天然气终端输气管道</p> <p>依托渤中-垦利岸电供电。</p>

2.1.4 地质油藏概况

略。

2.1.4.1 原油、天然气基本性质

原油和天然气基本性质见表 2.1-2 和表 2.1-3。

表 2.1-2 原油物理性质数据表

BZ34-9WHPG			
地面原油密度，t/m ³			
胶质沥青质含量，%			
凝固点，℃			

表 2.1-3 天然气物性数据表

井区	天然气 相对 密度	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+	硫化氢 (mg/m³)	临界温 度℃	临界压力 MPa
I												
II												
III												
IV												

2.1.4.2 平台产能分析

本次工程投产后，新建 WHPC 平台的逐年产能情况详见下表：

表 2.1-4 新建 BZ34-9WHPC 逐年产能预测表

日期	日产量					年产量					累产量					含水率	气油比
	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水		
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	%	m ³ /m ³
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

本次工程投产后，渤中 34-9 油田综合调整项目的逐年产能情况详见下表：

表 2.1-5 渤中 34-9 油田综合调整项目实施后逐年产能预测表

日期	日产量					年产量					累产量					含水率	气油比
	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水	油	水	液	气	注水		
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	10 ⁴ m ³	%	m ³ /m ³

2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2.2 工程开发方案

本项目新建 1 座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC 及配套生产设施。新建工程的同时，对所依托的 KL10-1CEP、BZ34-9CEPA 进行适应性改造。

图 2.2-1 本工程开发方案示意图

2.2.1 平台建设方案

2.2.1.1 平台结构及平面布置

新建 BZ34-9WHPC 是一座 4 腿井口平台，工作点间距 [REDACTED]，含 [REDACTED] 个井槽，[REDACTED] 个单筒双井。该平台安装形式采用吊装，使用自升式钻井平台打井、修井，[REDACTED] 修井机修井。井槽按照 [REDACTED] 形式布置，井槽间距为 [REDACTED]。平台共设三层甲板，分别是上层甲板、中层甲板和下层甲板。平台上设有原油系统、生产水处理系统、化学药剂系统、开排系统、闭排系统等。

图 2.2-2 新建平台立体模型图

(1) 上层甲板

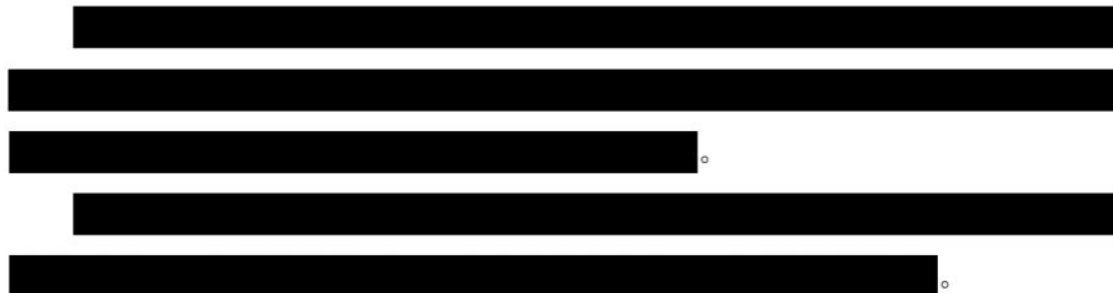
上层甲板的尺寸为 [REDACTED]，标高 [REDACTED]。



布置图详见图 2.2-3 (1)。

(2) 中层甲板

中层甲板尺度为 [REDACTED]，标高 [REDACTED]。



布置图详见图 2.2-3（2）。

（3）下层甲板

甲板尺度为 [REDACTED]，标高 [REDACTED]。

[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]
[REDACTED]。

布置图详见图 2.2-3（3）。

2.2.1.2 主工艺系统

新建一座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC，栈桥连接 BZ34-9CEPA，并对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。新建 BZ34-9WHPC 井产物流处理成含水 [REDACTED] 后通过栈桥输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 处理后产液混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 处理成合格油，再通过 KL10-1CEP、KL3-2CEPA 外输泵和已建管线输送至东营原油终端。BZ34-9WHPC 分离出来的天然气通过已建气海管输送至 [REDACTED]。BZ34-9WHPC 处理合格的生产水回注。电力依托渤中-垦利岸电供电。

BZ34-9WHPC 共设置 [REDACTED] 个井槽（[REDACTED] 个单筒双井），共可钻井 [REDACTED] 口，本次工程计划钻井 [REDACTED] 口，其中 [REDACTED] 口油井，[REDACTED] 口注水井，其余 [REDACTED] 口作为预留井，生产期内单井的井口温度范围为 [REDACTED]℃，采用电潜泵采油。

BZ34-9WHPC 所产井流物进入多路阀，需要计量的生产井通过多相流量计进行油、气、水三相计量；其它各井流体通过多路阀汇合后，与 BZ34-9CEPA 处理后产液混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 处理成合格油，[REDACTED] 和已建管线输送至东营原油终端。

本次新建工程的物流集输工艺详见图 2.2-4。

表 2.2-1 主工艺系统主要设备设施及规格一览表

序号	工艺设备	规格
1	多路阀	[REDACTED]
2	多相流量计	[REDACTED]
3	一级分离器	[REDACTED]

图 2.2-4 本次新建 BZ34-9WHPC 物流集输工艺流程

图 2.2-3 (1) BZ34-9WHPC 上层甲板平面布置图

图 2.2-3 (2) BZ34-9WHPC 中层甲板平面布置图

图 2.2-3 (3) BZ34-9WHPC 下层甲板平面布置图

2.2.1.3 环保设施

(1) 生产水处理系统

BZ34-9WHPC 最大处理水量为 $\blacksquare \text{ m}^3/\text{d}$ 。设置一套处理规模为 $\blacksquare \text{ m}^3/\text{d}$ 的水处理系统，BZ34-9WHPC 生产水处理流程采用“斜板+气浮”的处理流程，经处理后的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送进入 BZ34-9CEPA 核桃壳过滤器，经过核桃壳过滤器和双介质滤器处理成合格注水，通过 BZ34-9CEPA 注水泵增压后通过栈桥返回 BZ34-9WHPC 回注地层。经过校核，BZ34-9CEPA 生产水系统满足本平台处理需求，根据作业现场生产一体化需求，BZ34-9WHPC 生产水处理系统与，BZ34-9CEPA 生产水处理系统互联互通，现场根据生产实际可将两个平台生产水进行分配处理。主要设备及参数如下：

表 2.2-2 生产水处理系统主要设备设施及规格一览表

序号	工艺设备	数量	规格	备注
1	斜板除油器	\blacksquare	\blacksquare	/
2	溶气式气浮选机	\blacksquare	\blacksquare	/
3	生产水缓冲罐	\blacksquare	\blacksquare	/
4	生产水增压泵	\blacksquare	\blacksquare	一用一备
5	污油罐	\blacksquare	\blacksquare	/
6	污油泵	\blacksquare	\blacksquare	一用一备

图 2.2-4 BZ34-9WHPC 生产水处理工艺流程图

(2) 注水系统

依托 BZ34-9CEPA 的注水系统，来自 BZ34-9CEPA 的高压注水，经栈桥输送至 BZ34-9WHPC，经注水管汇分配后，注入注水井中。

图 2.2-5 BZ34-9WHPC 注水系统工艺流程图

(3) 开排系统

开排系统主要包括开排罐、开排罐加热器、开排泵、开排槽和开排槽泵等。开排罐主要用来收集溢出液、甲板雨水等。当开排罐达到一定的液位时，经过开排泵滤器过滤后，再由开排泵将含油污水泵入闭排罐，下层甲板的污油进入开排

槽中，由开排槽泵打回开排罐中。

图 2.2-6 BZ34-9WHPC 开排系统工艺流程图

(4) 闭排兼放空系统

闭排系统由闭排罐、闭式排放泵等设备组成。闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的可燃性介质，并进行气液分离。当罐内液位上升到设定值时，闭排放泵自动启动，将液体泵入外输海管入口，气体通过依托老平台 CEPA 冷放空头进行放空。

图 2.2-7 BZ34-9WHPC 闭排系统工艺流程图

2.2.1.4 公用工程

(1) 电力系统

①主电源系统

新建 BZ34-9WHPC 不设主电站，电力拟依托渤中垦利岸电供电。新建 BZ34-9WHPC 通过 █kV 栈桥电缆连接至在役 BZ34-9CEPA，经原 14.3km 海底电缆连接至 █。新建 BZ34-9WHPC 设置 █台 █变压器为低压负荷供电，同时为自升式钻井平台/修井船提供 1 路 █kV 供电开关。新建平台高峰负荷为 █kW(2029 年，含钻井船)。

②应急发电机

新建 BZ34-9WHPC 设置 1 台 █kW 应急发电机，应急高峰负荷约为 █kW (含 BZ34-9CEPA 应急伴热负荷 █kW)，应急发电机满足要求。

③不间断电源系统 (UPS)

新建 BZ34-9WHPC 设置一套 █kVA 系列 UPS 主机作为不间断电源，在晃电和主电源发生故障时，满足部分变频器控制回路抗晃电供电需求和通信设备、火灾探测、仪表控制以及电气脱扣等系统供电至少 █小时需求。

(2) 消防系统

1) 水/泡沫消防系统

BZ34-9WHPC 消防系统包括消防泵、消防水喷淋系统、消防软管站等，为井口区、油气工艺设备区提供保护。

2) 全淹没式气体灭火系统

在 BZ34-9WHPC 上各电气房间采用全淹没式七氟丙烷自动灭火系统。

3) 其他设备

在平台的各层甲板上设置推车式干粉灭火器、手提式干粉灭火器、气体灭火器。

在平台的井口区域、化学药剂系统区域配备淋浴/洗眼站、电池间外与实验室内配备洗眼站，供工作人员突然受到喷溅污染时，提供紧急救助。

在平台上根据规范配备足量的消防员设备等其他消防用品。

在平台上根据规范配备足量的 防护装置。

(3) 化学药剂系统

BZ34-9WHPC 上化学药剂种类包括：缓蚀剂、防垢剂。用于保证平台及海底管线的正常生产、输送，减缓设备和管线的腐蚀，此外还设有备用药剂注入罐。具体的注入浓度和药剂类型需结合生产实际进行优化调整，化学药剂自持能力为 7 天。

表 2.2-3 化学药剂系统的加药类型及注入点

平台	加药系统	药剂类型	加药浓度, ppm	注入点	注入方式
BZ34-9WHPC	原油系统	破乳剂	■	多路阀	连续注入
		消泡剂	■	多路阀	连续注入
		缓蚀剂	■	井口	连续注入
		防蜡剂	■	井口	连续注入
	污水系统	清水剂	■	斜板除油器	连续注入
		缓蚀剂	■	斜板除油器	连续注入
		防垢剂	■	斜板除油器	连续注入
		浮选剂	■	加气浮选器	连续注入
		杀菌剂	■	斜板除油器	连续注入

(4) 海水系统

BZ34-9WHPC 海水系统依托 BZ34-9CEPA 海水系统，平台的海水系统用户有：公用站、修井机等。

(5) 淡水系统

BZ34-9WHPC 淡水系统依托 BZ34-9CEPA 淡水系统，平台上淡水系统主要用户包括化学药剂配制用水、洗眼站、修井机等。

2.2.1.5 平台防腐

本项目采用外加电流+牺牲阳极联合保护的方式对平台导管架进行腐蚀防护。

2.2.2 钻完井方案

2.2.2.1 钻完井

BZ34-9WHPC 井口平台井槽排列采用 7，井槽间距 ，共设置 个井槽（ 个单筒双井），共可钻井 口，本次计划实施生产井 口，注水井 口，预留井 口。

本次钻井情况详见表 2.2-5。

表 2.2-4 新建 BZ34-9 WHPC 钻完井情况一览表

井别	井型	数量	井名
生产井	定向井		
	水平井		
注水井	定向井		
	水平井		
预留井	/		

2.2.2.2 井槽平面布置

新建的 BZ34-9WHPC 井槽平面布置图如下：

图 2.2-8 新建 BZ34-9WHPC 井槽平面布置图

2.2.2.3 钻井基本参数

平台井口情况和井身结构见表 2.2-6。典型井身结构图见 2.2-3。

表 2.2-5 井身结构设计

类别	井型分类	井数 (口)	平均井深 (m)	套管尺寸(in)×下深(m)	井名
第 1 类					
第 2 类					
第 3 类					
第 4 类					





















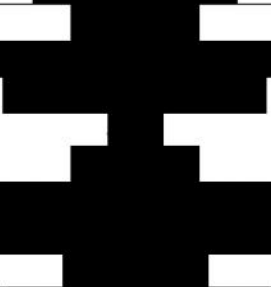









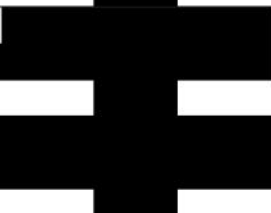




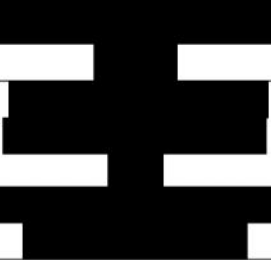






					
第 5 类					
第 6 类					
第 7 类					
第 8 类					
第 9 类					
第 10 类					
第 11 类					
第 12 类					

图 2.2-9 (1) <3000m 水平井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (2) 3500~4000m 水平井井身结构及套管程序示意图
图 2.2-9 (3) <3500m 沙河街常规定向井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (4) 3500~4000m 定向井井身结构及套管程序示意图
图 2.2-9 (5) 4000~4500m 沙河街常规定向井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (6) 4000~4500m 沙河街常规定向井 (四开) 井身结构及套管程序示意图

图 2.2-9 (7) 4500~5000m 沙河街定向井定向井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (8) 领眼井井身结构及套管程序示意图
图 2.2-9 (9) <3000m 水平多底井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (10) 4000~4500m 水平多底井井身结构及套管程序示意图
图 2.2-9 (11) 3500~4000m 定向多底井井身结构及套管程序示意图	图 2.2-9 (12) 5000~5500m 沙河街定向井井身结构及套管程序示意图

2.2.2.4 钻井液体系

综合考虑渤中 34-9 油田及周边油田使用的钻井液体系使用情况和储层压力变化，推荐的钻井液体系如下：

表 2.2-6 钻井液体系表

地层	井段	泥浆类型	密度 (g/cm ³)	PV (mPa.s)	YP (Pa)
东营 沙河 街组 井	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■
明化 镇井	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■

2.3 油田开发过程及生产工艺

2.3.1 海上建设阶段

2.3.1.1 平台设施安装

BZ34-9WHPC 是一座 4 腿井口平台，含 ■ 个井槽，甲板组块海上安装采用吊装法，导管架和甲板组块按照该施工方案进行结构设计。BZ34-9WHPC 为 ■ 腿 ■ 桩导管架结构。平台导管架建设过程中需要打桩，本工程打桩情况 ■ 根主桩直径为 ■ mm，桩设计入泥深度为 ■ m。

2.3.1.2 钻、完井施工

(1) 钻井

BZ34-9WHPC 推荐采用自自升式钻井平台钻完井及后期调整井作业，■ 修井机修井作业。

完井机具：采用自自升式钻井平台进行完井作业；

完井方式：定向井采用套管射孔完井，水平井采用裸眼完井；

完井液体系：推荐采用隐形酸完井液体系；

射孔方式：采用 ■ 射孔技术；

防砂方式：东营/沙河街组水平井下入打孔管、定向井不防砂；明下段油井采用砾石充填防砂、注水井采用优质筛管简易防砂；

生产管柱：自喷期超过 3 年的井（■）下入自喷生产管柱；其余井下入智能分采管柱，■ 井为先期排液井，管柱具备直接转注功能，后期换管柱后更换为注水管柱；

防腐措施：注水井和明化镇组采油井采用普通碳钢油管，东营组、沙河街组采油井采用 3Cr 防腐材质油管；

增产措施：■ 井采用水平裸眼分舱充填+智能完井控水工艺；

压力监测装置：自喷管柱井下入电子压力计，其余采油井下入泵工况监测；

生产安全要求：所有井下入井下安全阀，自喷井和注水井下入生产封隔器，电潜泵井下入过电缆封隔器进行安全生产控制。

(3) 固井

明化镇井

① 套管 ()

水泥返高：井口

水泥类型：级纯水泥

水泥浆比重：领浆，尾浆

附加量：不小于按钻头直径计算环空容积的 %，套管内不附加

固井液体系：采用早强剂水泥浆体系

固井方式：单级全封

② 套管

水泥浆返高：井口

水泥类型：漂珠水泥

水泥浆比重：领浆，尾浆

附加量：不小于电测环空容积的 或不小于按钻头直径计算环空容积的 %，套管内不附加

固井液体系：聚合物体系（降失水剂+缓凝剂+防窜增强剂+消泡剂）

固井方式：单级全封

③ 尾管

水泥返高：尾管挂顶部以上 m

水泥类型：级纯水泥（备用漂珠水泥，防漏失）

水泥浆比重：领浆，尾浆

附加量：不小于电测环空容积的 %或不小于按钻头直径计算环空容积的 %，套管内不附加

固井液体系：聚合物体系（降失水剂+缓凝剂+防窜增强剂+消泡剂）

固井方式：尾管固井

东营沙河街井

① 套管

水泥返高：井口

水泥类型：级纯水泥

水泥浆比重：领浆 []，尾浆 []

附加量：不小于按钻头直径计算环空容积的 []%，套管内不附加

固井液体系：采用早强剂水泥浆体系

固井方式：内管柱法固井

② []表层套管（ []）

水泥返高：井口

水泥类型： []级纯水泥

水泥浆比重：领浆 []，尾浆 []

附加量：不小于按钻头直径计算环空容积的 []%，套管内不附加

固井液体系：采用早强剂水泥浆体系

固井方式：单级全封

③ []技术套管

水泥返高：井口

水泥类型：漂珠水泥

水泥浆比重：领浆 []SG，尾浆 []SG

附加量：不小于按钻头直径计算环空容积的 []%，套管内不附加

固井液体系：聚合物体系

固井方式：单级全封

④ []套管

水泥浆返高：井口

水泥类型：漂珠水泥、混硅水泥

水泥浆比重：领浆 []，尾浆 []

附加量：不小于电测环空容积的 []%或不小于按钻头直径计算环空容积的 []%，套管内不附加

固井液体系：低密高强水泥浆体系+聚合物体系（降失水剂+缓凝剂+防窜增强剂+消泡剂）

固井方式：单级全封

⑤ []尾管

水泥返高：尾管挂顶部以上 []

水泥类型：混硅水泥（备用漂珠水泥，防漏失）

水泥浆比重：领浆 [REDACTED]，尾浆 [REDACTED]

附加量：不小于电测环空容积的 [REDACTED] 或不小于按钻头直径计算环空容积的 [REDACTED] %，套管内不附加

固井液体系：聚合物体系（降失水剂+缓凝剂+防窜增强剂+消泡剂）

固井方式：尾管固井

2.3.1.3 依托平台适应性改造施工

本次评价涉及 BZ34-9 CEPA、KL10-1 CEP 进行改造，具体施工方案如下：

- 注水海管保护架利用结构工装安装；
- 利用拖轮作为海上运输支持船，将结构钢材、新增设备及电缆、支架等运输至平台，利用平台上吊机并辅助临时工装进行安装就位；
- 大于 10 吨设备利用浮吊进行吊装，其他设备利用平台吊架和辅助结构工装进行吊装。

2.3.1.4 人员安排及施工机具、施工工期

本项目施工期人员安排，施工机具及施工天数情况详见表 2.3-2，施工期计划详见表 2.3-3。

表 2.3-2 工程海上建设阶段作业内容、施工船舶及作业人员

序号	施工阶段	施工船舶 型号/数量	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)
1	BZ34-9 WHPC 导管架、钢桩、隔水套管海上安装	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2	BZ34-9 WHPC 上部组块海上安装	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3	第一批钻完井	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

序号	施工阶段	施工船舶 型号/数量	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)
	第二批钻完井			
	第三批钻完井			
4	平台适应性改造			

表 2.3-3 施工工期计划

序号	施工阶段	时间计划
1	BZ34-9 WHPC 导管架海上运输、安装	
2	BZ34-9 WHPC 组块海上运输、安装	
3	钻完井（37 口）	
4	依托设施改造	
5	海上连接、联合调试	

备注：施工计划不包括预留井的钻完井计划

2.3.2 海上生产阶段

2.3.2.1 BZ34-9WHPC 物流集输工艺

新建井口平台 BZ34-9WHPC，通过栈桥与 BZ34-9CEPA 相连。井产物流处理为含水 ■% 的原油依托 BZ34-9CEPA 外输，产油利用现有海管最终输送至终端的路径为 BZ34-9CEPA—KL10-1CEP—KL3-2CEPA—东营原油终端；产水部分依托 BZ34-9CEPA 处理和回注；产气依托 BZ34-9CEPA 处理后利用现有海管最终输送至终端的路径为 BZ34-9CEPA—BZ35-2WHPA—BZ35-2CEPA—龙口天然气终端。

图 2.3-1 本次新建 BZ34-9WHPC 物流集输工艺流程

2.3.2.2 新建 BZ34-9WHPC 油气水处理工艺

新建 BZ34-9WHPC 井口原油经一级分离器处理为含水率 ■% 的原油，而后返回 BZ34-9WHPA 经外输泵输送至 KL10-1 进行处理；伴生气经一级分离器分离后经栈桥进入 BZ34-9CEPA 伴生气系统进行处理；生产水经一级分离器分离后进入生产水系统处理。

图 2.3-2 本次新建 BZ34-9WHPC 原油处理系统

(2) 含油生产水工艺流程

新建 BZ34-9WHPC 一级分离器分离出的生产污水进入生产水处理系统，处理合格的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送至 BZ34-9CEPA 核桃壳过滤器。BZ34-9WHPC 最大处理水量为 $\blacksquare \text{ m}^3/\text{d}$ 。设置一套处理规模为 $\blacksquare \text{ m}^3/\text{d}$ 的水处理系统，经处理后的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送进入 BZ34-9CEPA 核桃壳过滤器和注水系统处理至合格注水后回注，工艺流程图如下图所示。

图 2.3-3 本次新建 BZ34-9WHPC 生产水处理系统

(3) 注水工艺流程

BZ34-9CEPA 处理合格（ \blacksquare ）的注水经栈桥到 BZ34-9WHPC 回注，工艺流程图如下图所示。

图 2.3-4 本次新建 BZ34-9WHPC 注水系统

2.3.3 依托平台适应性改造方案

(1) 原油处理依托

新建 BZ34-9WHPC 物流本平台经过三相分离后油相通过栈桥进入 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 分离器油相出口物流汇合，经过原油外输泵增压后通过海管输送至 KL10-1CEP 二级分离器进一步处理成合格原油，通过外输泵增压后通过海管输送至 KL3-2CEPA 原油缓冲罐，通过外输泵增压后通过海管输送至东营原油终端。

(2) 天然气处理依托

新建 BZ34-9WHPC 物流本平台经过三相分离后气相通过栈桥进入 BZ34-9CEPA 进入伴生气接收罐前冷却器，与 BZ34-9CEPA 伴生气汇合后经过增压，通过海管输送至 BZ35-2WHPA 段塞流捕集器进行气液分离。气相通过栈桥进入 BZ35-2CEPA 进行增压和脱水，处理后的干气通过海管输送至龙口天然气终端。

(3) 生产水处理依托

新建 BZ34-9WHPC 物流本平台经过三相分离后水相进入本平台生产水处理系统，经过斜板除油器和气浮选器处理后进入生产水缓冲罐，经过生产水增压泵

增压后经过栈桥进入 BZ34-9CEPA 核桃壳过滤器和双介质滤器，处理成合格生产水后经注水泵增压经过栈桥返回本平台注水。

电力依托渤中-垦利岸电供电。

为适应本次项目需对所涉及 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。BZ34-9CEPA 主要涉及：新增 1 台核桃壳滤器，1 台双介质滤器、1 台注水泵滤器、1 台注水泵，1 台压井泵，工艺管线改造。本项目 KL10-1CEP 改造主要包括：新增 1 台斜板除油器、1 台二级分离器、1 台气浮选器、1 台核桃壳喂料泵滤器、1 台核桃壳喂料泵，1 台核桃壳滤器，1 台双介质滤器，工艺管线改造。

具体改造情况详见表 2.2-14，平台改造示意图详见图 2.2-11~2.2-14，改造后的工艺流程详见图 2.2-15~2.2-17。

表 2.2-14 依托平台适应性改造内容一览表

适应性改造平台	平台规格	平台改造	工艺系统改造内容
BZ34-9CEPA	8 腿浮拖平台	<p>1、上层甲板：[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] 详见图 2.2-11 (1)</p> <p>2、中层甲板：[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] 详见图 2.2-11 (2)。</p> <p>3、下层甲板：[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]。详见图 2.2-11 (3)。</p>	<p>1、生产水及注水系统改造：新增 [REDACTED] 双介质过滤器，[REDACTED] 核桃壳滤器，[REDACTED] 注水增压泵滤器，[REDACTED] h 注水泵，[REDACTED] 压井泵。改造后的工艺图详见图 2.2-15。改造后生产水系统最大处理能力由 1 [REDACTED] 提升至 [REDACTED]，注水系统最大处理能力由 [REDACTED] 提升至 [REDACTED]。</p> <p>2、电气改造：本次改造利用备用 [REDACTED] V 开关 VCB-102 经栈桥电缆为新建 BZ34-9WHPC 供电。本次改造主配电间增加 [REDACTED] 面中压盘 VCU-010(集成中压软起柜)为新增 [REDACTED] 台注水泵供电，利用低压盘备用开关为新增低压负荷供电，利用低压盘备用开关为新增伴热变压器供电，利用新增伴热盘为新增管线提供伴热电源，利用正常照明盘备用开关为新增照明及小功率设备供电。</p>
KL10-1 CEP	8 腿浮拖平台	<p>1、上层甲板：[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]。详见图 2.2-12 (1)</p> <p>2、中层甲板：[REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]。详见图 2.2-12 (2)。</p>	<p>1、生产水系统及注水系统改造：新增 [REDACTED] 斜板，[REDACTED] 气浮，[REDACTED] 个核桃壳进料泵滤器，[REDACTED] 个核桃壳泵，[REDACTED] 核桃壳滤器，[REDACTED] 个双介质滤器。改造后生产水系统最大处理能力由 [REDACTED] 提升至 [REDACTED]，注水系统最大处理能力由 [REDACTED] 提升至 22800m³/d。</p> <p>2、原油处理系统：新增 [REDACTED] 台二级分离器。</p> <p>3、本次改造利用低压盘备用开关为新增低压负荷供电，利用正常/应急低压盘备用开关为新增正常/应急伴热变压器供电，利用新增正常/应急伴热盘为新增管线提供伴热电源，利用正常/应急照明盘备用开关为新增照明及小功率设备供电。</p>

图 2.2-11 (1) BZ34-9CEPA 上层甲板改造示意图

图 2.2-11 (2) BZ34-9CEPA 中层甲板改造示意图

图 2.2-11 (3) BZ34-9CEPA 下层甲板改造示意图

图 2.2-12 (1) KL10-1CEP 上层甲板改造示意图

图 2.2-12 (2) KL10-1CEP 中层甲板改造示意图

图 2.2-13 BZ34-9CEPA 原油处理工艺流程

图 2.2-14 BZ34-9CEPA 改造后注水工艺流程

图 2.2-15 KL10-1CEP 改造后工艺流程

2.4 依托工程及设施能力校核

2.4.1 依托工程概况

根据“2.3.2.1”节及图 2.4-1 可知，本项目主要依托已建 BZ35-5CEPA 进行伴生气处理，依托 BZ34-9CEPA 油气外输，同时依托 KL10-1CEP 进行油水的处理后将原油通过现有管网送至东营原油终端，依托 BZ35-2WHPA/BZ35-2CEPA 将天然气通过现有管网送至龙口天然气终端。具体依托工程及工程基本情况详见下表：

表 2.4-1 本项目依托工程概况

依托设施	依托工程基本情况	依托功能
平台	BZ34-9CEPA BZ34-9CEPA 是一座 8 腿平台，含 1 个井槽（其中 1 口单筒双井）。平台共设四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设直升机甲板。平台上设有生产/测试管汇、测试分离器、计量系统、生产加热器、清管球发射器等设施。平台设有 1 人生活楼，生活污水处理能力为 100m ³ /d（按 1 人设计）。本次新建 BZ34-9WHPA 新增 1 人定员，依托 BZ34-9CEPA 现有生活楼及生活污水处理系统。	依托该平台原油外输、气处理系统、部分依托生产水处理系统、注水系统、生活楼及生活污水处理系统
	KL10-1CEP KL10-1CEP 是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 1 人生活楼。	依托该平台原油处理系统、原油外输系统
	KL3-2CEPA KL3-2CEPA 为 8 腿导管架结构，设有 1 人的生活楼，平台有 1 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台具有原油生产、分离、原油外输、含油生产水处理、发电、生活等功能。	依托原油外输系统
	BZ35-2CEPA BZ35-2CEPA 是 1 座 8 腿有人驻守的中心平台，共有 1 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台上设有电站、热站、油气处理设施、生产水处理设施、注水设施、化学药剂和 1 人生活楼。	依托该平台的气处理系统
	BZ35-2WHPA BZ35-2 WHPA 是 1 座 4 腿无人驻守井口平台，通过 1m 栈桥与 BZ35-2 CEPA 中心平台连接，共有 1 层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板	依托该平台的气处理系统
输油管道	BZ34-9CEPA 至 KL10-1CEP 混输海管 原油输送	依托管道原油输送
	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 原油输送	依托管道原油输送

依托设施		依托工程基本情况	依托功能
输气管道	输油海管		
	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管（复线）	原油输送	依托管道原油输送
	KL3-2CEPA 至东营终端输油海管	原油输送	依托管道原油输送
	KL3-2CEPA 至东营终端输油海管（复线）	原油输送	依托管道原油输送
	BZ34-9CEPA 至 BZ35-2WHP A 输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
输气管道	BZ28-2S BOP 至友谊号单点输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	友谊号单点至龙口终端输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	BZ28-2S BOP 至 BZ35-2 CEPA 输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	BZ35-2 CEPA 至水下三通输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	东营终端	东营原油终端于 2015 年投产,位于山东省东营港,终端共租用炼化库区 4 座储罐,其中 ■座 ■■■■■ ³ 储罐, ■■■■■ 储罐。海上原油处理合格后通过管线输送上岸,合格油上岸时,终端的主要功能是将上岸原油加热中转至炼化库区	依托终端储存及外输
陆上工程	龙口终端	龙口终端于 2026 年一季度投产,位于山东省龙口港区终端共有 ■座 ■■■■■ 立方米的 LNG 储罐。	依托其进行天然气接收和处理
	渤中-垦利岸电	依托渤中-垦利岸电供电	依托供电

图 2.4-1 区域物流关系图

2.4.1.1 依托平台设施能力校核

a. BZ34-9CEPA 油气水处理系统能力校核

渤中 34-9 油田综合调整项目投产后,新建的 BZ34-9WHPC 井产物流在本平

台处理成 含水原油，通过栈桥与 BZ34-9CEPA 处理后的 含水原油汇合后通过海管进入 KL10-1CEP，处理成合格原油后经过 KL3-2CEPA 平台最终输送至东营原油终端。

(1) 原油处理系统校核

BZ34-9CEPA 设置有原油、生产水、注水和天然气处理系统，接收并处理的物流包括：

- 1) BZ34-9CEPA 井产物流；
- 2) BZ34-9WHPB 经海管输送的井产物流；
- 3) KL6-1WHPA 经海管输送的井产物流；

BZ34-9CEPA 设置有生产分离器一台，负责处理上述平台的物流，其中 KL6-1WHPA 及 BZ34-9WHPB 海管来液经段塞流捕集器后，气相去往伴生气系统，液相与 BZ34-9CEPA 物流汇合，经生产加热器加热后进入生产分离器；原油经生产分离器处理为含水 后，经外输泵增压外输至 KL10-1CEP。

BZ34-9CEPA 设置有伴生气系统。来自生产分离器及段塞流捕集器的伴生气进入伴生气系统，经压缩机增压后与收集处理后的凝析油混合经海管输送至 BZ35-2 WHPA。

BZ34-9CEPA 设置有生产水处理系统。处理形式为斜板+气浮+核桃壳。处理后的生产水进入注水系统。

BZ34-9CEPA 生产水经水处理系统处理后，进入双介质进一步处理达标后回注地层。注水水源包括本平台处理的生产水及本平台的水源井水。水源井水直接进入双介质滤器处理。

本工程投产后 BZ34-9 CEPA 生产分离器处理量详见下表：

表 2.4-2 本项目投产后 BZ34-9CEPA 生产分离器处理量

日期	BZ34-9CEPA 一级分离器入口					BZ34-9CEPA 一级分离器出口				
	油	水	液	气	含水率	油	水	液	气	含水率
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	%	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	%
2027										
2028										
2029										

2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

BZ34-9CEPA 一级分离器经校核满足本项目投产后需求，设计能力及校核结果如下表所示：

表 2.4-3 本项目投产后 BZ34-9CEPA 生产分离器能力校核表

一级分离器				
处理设备	处理介质	设计能力	实际最大量	校核结论
(CEP-V-2001)	油 (m³/d)	■	■	满足
	水 (m³/d)	■	■	满足
	液 (m³/d)	■	■	满足
	气 (Sm³/d)	■	■	满足

(2) 原油外输系统校核

本项目投产后原油外输处理量如下表所示：

表 2.4-4 本项目投产后 BZ34-9CEPA 原油外输泵处理量

日期	日输量				
	油	水	掺水	液	含水率
	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	%
2027	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■

2029							
2030							
2031							
2032							
2033							
2034							
2035							
2036							
2037							
2038							
2039							
2040							
2041							
2042							
2043							
2044							
2045							
2046							
2047							
2048							
2049							
2050							

备注：由于产量逐年衰减，为满足海管外输，需要从 2044 年开始掺水外输。

经校核外输泵满足生产需求，外输泵设计能力及校核结果如下：

表 2.4-5 本项目投产后 BZ34-9CEPA 原油外输泵能力校核

原油外输泵及滤器（2 用 1 备）m ³ /d				
处理设备	处理介质	设计能力	实际最大量	校核结论
滤器	油水			满足
泵	油水			满足

（3）生产水及注水系统校核

BZ34-9CEPA 生产水系统处理来自生产分离器分离出的生产水，处理达标后为本平台、BZ34-9WHPB 和 KL6-1WHPA 注水。本项目接入后核桃壳滤器新增 BZ34-9WHPC 经过气浮选器处理的生产水（BZ34-9WHPC 方向生产水不进入核桃壳滤器进料泵）；注水系统新增去 BZ34-9WHPC 的注水。生产水处理量如下表所示：

表 2.4-6 本项目投产后 BZ34-9CEPA 生产水处理量

日期	产水合计	外输油含水	水系统处理	核桃壳处理量
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2027				
2028				
2029				

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						
2041						
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						
2047						
2048						
2049						
2050						

注：本项目接入后自 2044 年开始掺水，掺水部分从注水泵提供，不计入上表外输含水中。

经校核，核桃壳滤器不满足处理需求。需新增 1 台 100m³/h 核桃壳过滤器，生产水处理系统与新建 BZ34-9WHPC 系统互联。生产水及注水系统主要处理设备能力校核如下表所示。经校核，双介质滤器和注水泵不满足需求，新增 1 台 100m³/d 双介质滤器和 1 台 100m³/d 注水泵及滤器。双介质滤器和注水泵能力如下表所示。

表 2.4-7 BZ34-9CEPA 双介质滤器和注水泵能力校核

改造前（m³/d）							改造后（m³/d）		
设备	数量	规格	反洗量	总能力	最大处理量	校核结论	数量	总能力	校核结论
双介质	1	100	1	100	100	不满足	2	200	满足
注水泵	1	100	1	100	100	不满足	2	200	满足

（4）伴生气处理系统校核

BZ34-9CEPA 伴生气处理系统接收并处理来自生产分离器和段塞流捕集器

分离出的伴生气，除了部分伴生气进入热介质系统外，其余部分经过压缩机撬后经输气海管输往 BZ35-2WHPA。

本项目投产后，BZ34-9 WHPC 分离出的伴生气进入 BZ34-9CEPA 与本平台伴生气汇合后进入伴生气处理系统。经过处理后去往 BZ35-2WHPA。

经校核，伴生气处理系统满足需求。伴生气系统能力如下表所示。

表 2.4-8 BZ34-9CEPA 伴生气系统能力校核

伴生气压缩系统					
设备	数量	规格	总能力	最大处理量	校核结果
伴生气涤气罐	1				满足
一级压缩机	1				满足
二级压缩机	1				满足
三级压缩机	1				满足
伴生气接收罐	1				满足

BZ34-9 CEPA 生产水原本用于 BZ34-9 CEPA、BZ34-9 WHPB 和 KL6-1WHPA 注水，不足部分由水源井补充，水源井水进双介质进行处理，本项目新增 BZ34-9WHPC 注水，处理后的原油自 2044 年开始掺水外输，掺水由注水泵提供。区域水平衡如下表所示：

表 2.4-9 本工程投产后渤中油田群区域水平衡

日期	BZ34-9CEPA		BZ34-9WHPB		KL6-1WHPA		BZ34-9WHPC		区域总注水 m³/d	区域总产水 m³/d	原油外输含水 m³/d	水源井补水 m³/d
	产水 m³/d	注水 m³/d	产水 m³/d	注水 m³/d	产水 m³/d	注水 m³/d	产水 m³/d	注水 m³/d				
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

渤中油田群区域气平衡如下表所示。

表 2.4-10 本工程投产后渤中油田群区域气平衡

日期	BZ34-9CEPA	BZ34-9WHPB	KL6-1WHPA	BZ34-9 WHPC	产气合计	热介质锅炉耗气	外输气
	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d
2027	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■

b. KL10-1 CEP 油水处理系统能力校核

KL10-1 CEP 设置有原油、生产水、注水和天然气处理系统，接收并处理的物流包括：

- 1) KL10-1WHPA/WHPB、KL10-4WHPA、KL16-1WHPA 平台物流；
- 2) BZ34-9CEPA 处理后的 含水原油；
- 3) KL6-1PAP 处理后的 含水原油。

KL10-1 CEP 原油处理流程为三级处理。一级分离器接收 KL10-1A/B、10-4A、16-1A 物流，二级分离器接入 BZ34-9CEPA 和 KL6-1PAP 方向来液。处理成合格原油后与来自 KL10-2 CEPC 的合格原油汇合，通过已建的 根输油海管进入 KL3-2 CEPA。KL10-1 CEP 设置有生产水处理系统。处理形式为斜板+气浮+核桃壳。处理后的生产水进入注水系统。

KL10-1 CEP 生产水经水处理系统处理后，进入双介质进一步处理达标后回注地层。注水水源包括本平台处理的生产水及 KL10-1 WHPB 的水源井水。水源井水进入斜板处理。处理合格的生产水为 KL10-1 WHPA/WHPB 注水。

(1) 原油处理系统校核

原油处理系统各级设备处理量及外输量统计如下表所示。

表 2.4-11 KL10-1CEP 原油处理系统各级设备处理量分析

原油处理系统各级设备处理量																	
日期 年	一级分离器入口				一级分离器出口			二级分离器入口				电脱入口			电脱出口		
	油	水	液	气	油	油中水	水	油	水	液	水出口	油	水	液	油	油中水	液
	m³/d	m³/d	m³/d	10⁴m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.4-12 KL10-1 CEPA 区域外输统计量

KL10-1 区域外输量统计												
日期	KL6-1 WHPH/I	KL6-1 WHPJ	KL10-1 WHPA/B	KL10-4 WHPA	KL16-1 WHPA	KL16-1 油田 4 井区	BZ34-9 CEPA	KL10-2 一期	KL10-2 二期	油合计	含水	液
	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d	m³/d
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

注：2050 年掺水外输。

经过校核,在完成 2 台分离器改造的情况下,一级分离器能够满足处理需求。即本项目需对一台分离器进行适应性内件改造后满足处理需求。原油处理系统设备能力校核如下表所示。

表 2.4-13 KL10-1CEP 原油处理系统一级分离器处理能力校核

改造前				改造后	
处理设备	处理介质	设计能力	实际最大量	改造后的设计能力	结论
3 台	油 (m ³ /d)	■	■	■	满足
	水 (m ³ /d)	■	■	■	满足
	液 (m ³ /d)	■	■	■	满足
	气 (Sm ³ /d)	■	■	■	满足

表 2.4-14 KL10-1CEP 原油处理系统二级分离器处理能力校核

处理设备	处理介质	设计能力	实际最大量	结论
1 台	油 (m ³ /d)	■	■	满足
	水 (m ³ /d)	■	■	满足
	液 (m ³ /d)	■	■	满足
	气 (Sm ³ /d)	■	■	/

电脱水器校核后设备本体能力为 ■ m³/h (油)、■ m³/h (水), 满足处理需求。

表 2.4-15 KL10-1CEP 原油处理系统电脱水器处理能力校核

经校核				
处理设备	处理介质	设计能力	实际最大量	结论
2 台	油 (m ³ /d)	■	■	满足
	水 (m ³ /d)	■	■	满足

(2) 生产水及注水系统校核

KL10-1CEP 生产水系统处理来自生产分离器分离出的生产水, 处理达标后为 KL10-1 WHPA/WHPB 注水。

区域水平衡如下:

表 2.4-16 垦利油田群区域水平衡

日期	KL10-1WHPA		KL10-1WHPB		KL10-4WHPA		KL16-1WHPA		BZ34-9CEPA	KL6-1PAP	注水合计	外输含水	生产水	水源井补水
	产水	注水	产水	注水	产水	注水	产水	注水	来水	来水				
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2041	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2042	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2043	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2044	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2047	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2048	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2049	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2050	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

经校核，生产水处理和注水系统不满足处理需求。需新增一套 3600m³/d 的水处理系统。KL10-1CEP 新增生产水系统设备能力如下表所示。

表 2.4-17 KL10-1CEP 改造后的生产水处理能力

水处理设备			
设备	数量	单台能力	总能力
斜板	1	1	1
	1	1	
气浮	1	1	1
	1	1	
核桃壳泵及滤器	1	1	1
	1	1	
核桃壳	1	1	1
	1	1	

表 2.4-18 KL10-1CEP 改造后的注水处理能力

注水设备			
设备	数量	单台能力	总能力
双介质	1	1	1
	1	1	
注水泵	1	1	1
反洗泵	1	1	1
污水泵	1	1	1

表 2.4-19 KL10-1CEP 生产水及注水系统校核

改造前					改造后			校核结论
系统	设计能力	反洗量	最大能力	处理量	设计能力	反洗量	最大能力	
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	
水处理	1	1	1	1	1	1	1	满足
注水系统	1	1	1	1	1	1	1	满足

c. BZ35-2 CEPA 天然气处理系统校核

BZ35-2 CEPA 气系统接收来自段塞流捕集器和生产分离器的燃料气，经压缩机增压后，与 BZ34-9 区域来气汇合进入燃料气接收罐，除部分用于透平发电机耗气外，其余部分与 KL10-1 区域和 KL6-1 区域来气汇合后经中压压缩机增压，经三甘醇处理系统脱水处理，与 BZ28-2S 区域分输气汇合外输至龙口天然气终

端。

根据区域统筹校核原则，本项目需要在天然气外输校核部分考虑垦利 6-1 油田 4 井区开发项目和垦利 10-2 油田二期项目。经校核，本项目接入后 BZ35-2 CEPA 燃料气处理系统满足要求，依托可行。

表 2.4-21 BZ35-2 CEPA 天然气处理系统校核

名称	设计处理量 $10^4\text{Sm}^3/\text{d}$	依托后最大处理量 $10^4\text{Sm}^3/\text{d}$	校核结论
燃料气接收罐	■	■	满足
中压机分离器	■	■	满足
中压机	■	■	满足
三甘醇	■	■	满足

2.4.1.2 依托海底管道能力校核

渤中 34-9 油田综合调整项目需要校核 10 条海底管线：

BZ34-9CEPA 至 KL10-1CEP 混输海管；

KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管；

KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管（复线）；

KL3-2CEPA 至东营终端输油海管；

KL3-2CEPA 至东营终端输油海管（复线）；

BZ34-9CEPA 至 BZ35-2WHPA 输气海管；

BZ28-2S BOP 至友谊号单点输气海管；

友谊号单点至龙口终端输气海管；

BZ28-2S BOP 至 BZ35-2 CEPA 输气海管；

BZ35-2 CEPA 至水下三通输气海管；

依托管线校核情况详见下表，本项目投产后依托管线的操作最高温度及最大运行压力均小于原设计温度及设计压力，经校核依托可行。

表 2.4-22 项目依托各管道设计参数及校核情况

序号	管道名称	管径（内径） （in）	管长(km)	设计压力 (kPa)	设计温度 (°C)	项目投产后最大压力 (kPa)	项目投产后最高温度 (°C)	是否满足
1	BZ34-9CEPA 至 KL10-1CEP 混输海管	■	■	■	■	■	■	是
2	KL10-1 CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管	■	■	■	■	■	■	是
3	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA（复线）	■	■	■	■	■	■	是
4	KL3-2CEPA 至东营终端输油海管	■	■	■	■	■	■	是
5	KL3-2CEPA 至东营终端输油海管（复线）	■	■	■	■	■	■	是
6	BZ34-9CEPA 至 BZ35-2WHPA 输气海管	■	■	■	■	■	■	是
7	BZ28-2S BOP 至友谊号单点输气海底管道	■	■	■	■	■	■	是

序号	管道名称	管径（内径） （in）	管长(km)	设计压力 (kPa)	设计温度 (°C)	项目投产后最大压力 (kPa)	项目投产后最高温度 (°C)	是否满足
8	友谊号单点至龙口终端输气海底管道	██████	██	██	█	██	██	是
9	BZ28-2S BOP 至 BZ35-2 CEPA 输气海底管道	██████	██	██	█	██	█	是
10	BZ35-2 CEPA 至水下三通	██████	█	██	█	██	██	是

2.4.1.3 依托终端校核

东营终端接收 KL3-2CEPA 上岸海管原油处理及储存部分，终端的储存能力为 1 座 10 万方储罐+1 座 10 万方储罐。

(1) 外输计量

一期计量橇，现场已进行升级，最大连续计量液量为 10000 m³/d；二期计量橇最大连续计量液量为 10000 m³/d；

终端已建计量橇满足项目需求。

(2) 装船外输指标

东营原油终端管道外输能力为 10000 m³/d，超出部分需借助油轮外输。油轮外输年份为 2027-2030 年，外输量分别是 10000 m³/d、10000 m³/d、10000 m³/d、10000 m³/d。

结论：东营终端的外输计量、脱水装置满足要求。

表 2.4-23 东营原油终端接收量

东营终端接收							
日期	一期管道			二期管道			合计
	油 m ³ /d	水 m ³ /d	液 m ³ /d	油 m ³ /d	水 m ³ /d	液 m ³ /d	液 m ³ /d
2027	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2028	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2029	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2030	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2031	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2032	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2033	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2034	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2035	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2036	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2037	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2038	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2039	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2040	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2041	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2042	10000	0	10000	10000	0	10000	10000
2043	10000	0	10000	10000	0	10000	10000

东营终端接收							
日期	一期管道			二期管道			合计
	油 m ³ /d	水 m ³ /d	液 m ³ /d	油 m ³ /d	水 m ³ /d	液 m ³ /d	液 m ³ /d
2044	■	■	■	■	■	■	■
2045	■	■	■	■	■	■	■
2046	■	■	■	■	■	■	■
2047				■	■	■	■
2048				■	■	■	■
2049				■	■	■	■
2050				■	■	■	■

龙口终端天然气处理能力为 ■⁴Sm³/d，本次调整项目后渤南区域最大外输气为 ■Sm³/d，终端气处理能力满足要求，依托可行。

表 2.4-24 龙口天然气终端校核

日期	35-2 区域	28-2S 区域	总外输
	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d	10 ⁴ Sm ³ /d
2027	■	■	■
2028	■	■	■
2029	■	■	■
2030	■	■	■
2031	■	■	■
2032	■	■	■
2033	■	■	■
2034	■	■	■
2035	■	■	■
2036	■	■	■

2.4.1.4 依托渤中-垦利岸电供电工程

新建 BZ34-9WHPC 不设主电站，通过 35kV 栈桥电缆连接至在役 BZ34-9 CEPA，电力依托渤中-垦利岸电供电。

新建 BZ34-9WHPC 设置 2 台 ■kV、■kVA 变压器为低压负荷供电，同时为钻井船/修井船提供 1 路 ■kV 供电开关。新建平台高峰负荷为 ■kW（2029 年，含钻井船）。

2.4.1.5 依托设施寿命校核

本项目依托的平台及海管寿命到期时间为 年，设计寿命为 年~ 年，本工程所依托的工程不存在超期服役情况（见表 2.4-25），依托可行，建议建设单位计划在依托平台和管线寿命到期提前 1 年开展平台及海底管道的延寿评价工作。

表 2.4-25 依托平台及海管的设计寿命情况

序号	类型	设施名称	建设/建成时间	设计寿命 (年)	寿命到期时间
1	平台	BZ34-9 CEPA			
2		KL10-1CEP			
3		KL3-2CEPA			
4		BZ35-2WHPA			
5		BZ35-2CEPA			
6	海管	BZ34-9CEPA 至 KL10-1CEP 混输 海管			
7		KL10-1 CEP 至 KL3-2CEPA 输油 海管			
8		KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA（复 线）			
9		KL3-2CEPA 至东 营终端输油海管			
10		KL3-2CEPA 至东 营终端输油海管 （复线）			
11		BZ34-9CEPA 至 BZ35-2WHPA 输 气海管			
12		BZ28-2S BOP 至 友谊号单点输气 海底管道			
13		友谊号单点至龙 口终端输气海底 管道			
14		BZ28-2S BOP 至			

		BZ35-2 CEPA 输 气海底管道			
15		BZ35-2 CEPA 至 水下三通	■	■	■

3 工程分析

3.1 施工阶段污染环节及污染源分析

3.1.1 施工阶段产污环节分析

海上建设阶段包括：平台建设、钻完井、平台适应性改造等。

海上平台设施的安装、调试过程中，将有浮吊船及驳船等参加作业，这些船舶将产生一定量的含油污水、生活污水、生活垃圾等。此外在工程安装过程中还将产生金属切割的边脚料等固体废弃物。

钻完井阶段产生钻屑和钻井液，同时参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。

平台适应性改造过程中，将产生金属切割的边脚料等固体废弃物，同时参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。

施工期间，大型施工机械、钻机等产生的机械噪声以及船舶和施工机械产生的轻微大气污染。海上建设阶段的产污环节及污染物种类分析见图 3.1-1。

图 3.1-1 海上建设阶段产污环节图

3.1.2 施工阶段污染源分析

3.1.2.1 平台建设产生的悬浮沙

平台导管架建设过程中需要打桩，本工程打桩情况 4 根主桩直径为 \blacksquare mm，桩设计入泥深度为 \blacksquare m，打桩过程会产生少量泥沙，沉桩施工振动会导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，并可能影响局部沉积物环境。打桩悬浮物浓度不高，本次打桩采用源强产生的悬浮沙源强按着下列公式进行计算。

$$M = \pi \times [0.25 \times D^2 - (0.5 \times D - d)^2] \times h \times \rho \times n$$

其中，M：桩基施工时产生的泥沙量；

D：钢管桩直径，根据施工方案采用单根钢管桩直径为 \blacksquare m；

d：钢管桩厚度，根据施工方案采用单根钢管桩厚度取最大厚度为 \blacksquare m；

h: 桩基深度, 取平均值约为 ■■■m;

ρ : 覆盖层泥沙浓度, 根据有关资料, 取值为 ■■■kg/m³;

n: 泄漏量, 按照施工量的 ■%估算。

根据施工设计和施工进度安排, BZ34-9WHPC 平台 ■根钢桩实施打桩时间约 ■天, 每天工作 ■■■小时。根据上述计算公式, 钢管桩打桩施工产生的悬浮物源强约为 ■■■kg/s。

3.1.2.2 钻完井产生的钻屑、钻井液

(1) 钻井液

钻完井作业中, 钻井液循环使用, 钻井液排放环节主要有 4 个: 外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以钻完井结束后的一次性排放, 当钻遇油层时, 钻井液中可能含有少量的油。根据井数、井径、钻遇油层厚度估算含油钻井液量。

本项目钻井液产生及排放情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 本项目钻井液产生及排放情况一览表

钻井液		粘附排放 (m³)	固井排 放 (m³)	起下钻排放 (m³)	一次性 排放 (m³)	一次性 排放次 数	非油层 段水基 钻井液 (m³)	油层段 水基钻 井液 (m³)	水基钻井 液合计 (m³)
钻 井	37 口井								
	井名 (井名)								
预 留 井	口井								
	/								
合 计	口井								

本工程钻完井过程中，本工程共产生废弃钻井液 \blacksquare m^3 分为油层段钻井液、非油层段钻井液，其中油层段钻井液约 \blacksquare m^3 。钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用，钻完井后一次性排放。油层段钻井液运回陆地由专业公司接收处理，非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南》要求排放，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，每个批次的一次性排放量约为 \blacksquare m^3 ，其平均排放速率为 \blacksquare m^3/h 。

(2) 钻屑

本工程钻井过程中产生钻屑 \blacksquare m^3 ，其中油层段钻屑约 \blacksquare m^3 ，非油层段钻屑约 \blacksquare m^3 。根据施工方案，非油层段钻屑的最大排放速率不会超过 \blacksquare m^3/d 。

油层段钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。到码头后由有资质公司接收处理。

非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海，若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

表 3.1-2 本项目钻屑产生量一览表

钻屑	井数（口）	油层段钻屑（ m^3 ）	非油层段钻屑（ m^3 ）	钻屑合计（ m^3 ）	钻井时间（d）	钻屑最大排放速率（ m^3/d ）
钻井	\blacksquare 口井					
	井名					
	（ \blacksquare ）					
	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
	\blacksquare					

预留井	口井					
	/					
合计	2 口井					

3.1.2.3 船舶污染物

海上建设阶段产生的船舶污染源包括机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、工业垃圾等。根据工程作业期和参与作业的船舶数量，估算作业期内船舶污染物的源强。根据相关统计资料，生活污水的产生量按每人 L/d，生活垃圾按每人 kg/d，船舶机舱含油污水的产生量参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）中的相关系数进行核算。施工期生活污水、生活垃圾产生估算量见表 3.1-3、3.1-4，经核算施工期船舶生活污水产生量为 m³，生活垃圾产生量为 t，船舶机舱含油污水产生量为。

表 3.1-3 本项目施工期船舶生活污水、生活垃圾产生量一览表

序号	施工阶段	施工船舶	施工人员 (人/每天)	施工天数 (天)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 (t)
1	BZ34-9 WHPC 导管架、钢桩、隔水套管海上安装	浮吊/拖轮/拖轮/交通船				
2	BZ34-9 WHPC 上部组块海上安装	浮吊/拖轮/拖轮/交通船				
3	第一批钻完井（导管架）	钻井平台				
		拖轮				
		守护船				
	第二批钻完井组块	钻井平台				
		拖轮				
		守护船				
	第三批钻完井组块	钻井平台				
		拖轮				
	预留井槽钻完井	钻井平台				
		拖轮				
4	平台适应性改造	拖轮				
		拖轮				
5	船舶合计					
	钻井平台合计					
	合计					

表 3.1-4 本项目施工期船舶机舱含油污水产生量一览表

序号	施工阶段	施工船舶 型号/数量	产污系数 (t/d·艘)	施工天数 (天)	机舱含油污水 (t)
1	BZ34-9 WHPC 导管架、钢桩、隔水套管海上安装			■	
2	BZ34-9 WHPC 上部组块海上安装			■	
3	钻完井（37 口）			■	
				■	
				■	
4	平台适应性改造			■	
5	合计				

施工期生活污水总产生量约 \blacksquare m³，其中船舶生活污水产生量约 \blacksquare m³，经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关标准后排海。钻井平台生活污水约 \blacksquare m³，经钻井平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中的 COD \leq 300mg/L 的标准后排放。

施工期生活垃圾产生量约为 \blacksquare t，经分类收集，全部运回陆地处理。

机舱含油污水产生量约为 \blacksquare m³，施工船舶的排污设备实施铅封管理，产生的船舶含油污水运回陆地交有资质的单位进行接收处理。

3.1.2.4 施工期废气

由于本项目位于渤海南部海域，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区中的沿海控制区。建议建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

1) 船舶发动机污染物排放满足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法-（中国第一、二阶段）》（GB 15097-2016）中船机排气污染物排放限值要求；2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油；

2) 2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 \blacksquare 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；

3) 施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

施工过程的施工机械和船舶产生的废气，在采取满足使用上述标准的船舶和相对应的燃料油后，工程施工期对工程周边的大气环境影响可以接受，并且施工期间排放的大气污染物随工程施工的结束而结束。

3.1.2.5 施工期固体废物

本项目海上安装过程（包括平台导管架、组块的安装、安装调试等）、钻完井过程、依托平台适应性改造等工程，在工程建设阶段产生的工业垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料等。根据中国海洋石油集团有限公司石油开发工程的多年统计资料，本工程建设阶段工业垃圾共产生 \blacksquare ，其中危险废物约 \blacksquare t。

施工期固体废物产生量估算见下表。海上建设阶段产生的一般工业固体废物和含油危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分别收集后，使用三用料船转运至陆上交由蓬莱荣洋钻采服务有限公司进行处理。

表 3.1-5 施工期工业垃圾产生量

施工阶段	一般工业固体废物产生量 (t)	含油危险废物产生量 (t)
海上设施安装	\blacksquare	\blacksquare
钻完井	\blacksquare	\blacksquare
依托设施改造	\blacksquare	\blacksquare
合计	\blacksquare	\blacksquare

3.1.2.6 施工期噪声

根据经验数据，本项目工作船只和打桩噪声不会超过 \blacksquare dB(A)，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

3.1.2.7 施工期污染物汇总

表 3.1-6 海上建设阶段污染物汇总

污染要素			主要污染因子	产生量	处理/处置量	排放量	污染物排放源强	处理措施及最终去向
废水	施工船舶生活污水		■	■	■	■	■	施工船舶按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）对生活污水排放控制要求进行排放； 钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（COD ≤300mg/L）后，间歇排海。
	船舶机舱含油污水		■	■	■	■	■	铅封，运回陆上处理
污染要素	固体废物名称	固废属性	主要污染因子	产生量	处置量	排放量	污染物排放源强	最终去向
固废	钻井作业产生的油层段钻井液	从严要求，按照危险废物进行管理	■	■	■	■	■	运回陆上处理
	钻井作业产生的油层段钻屑	从严要求，按照危险废物进行管理	■	■	■	■	■	
	钻井作业产生的非油层段钻井液	一般工业固体废物	■	■	■	■	■	经检测满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放油层段钻屑和钻井液）的要求，同时满足《海洋石油勘探开发污染物生物
	钻井作业产生的非油层段钻屑	一般工业固体废物	■	■	■	■	■	

								毒性》(GB18420-2009)一级标准($\geq 30000\text{mg/L}$)的要求后排海
	废弃边角料、包装材料等	一般工业固体废物						分类收集、运回陆上交有资质单位进行处理
	含油垃圾	危险废物						
	船舶生活垃圾	生活垃圾						分类收集,船舶垃圾运回陆地处理。钻完井及平台改造期间产生的生活垃圾运回陆地处理。
污染要素	污染源	污染物	主要污染因子					排放时间
废气	施工船舶产生的废气	废气						施工期

3.2 生产阶段污染环节及污染源分析

3.2.1 生产阶段产污环节分析

在油田生产阶段，主要污染物为含油生产水、固体废弃物及金属锌离子等。主要污染因子为石油类等。生产阶段产污环节见图 3.2-1。

图 3.2-1 生产阶段产污环节与污染物分析

3.2.2 生产阶段污染源分析

3.2.2.1 废水

(1) 含油生产水

①正常工况

本工程投产后新建 BZ34-9WHPC 新增生产水量为 \blacksquare m³/d，设置一套处理规模为 \blacksquare m³/d 的水处理系统，经处理后的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送进入 BZ34-9CEPA 注水系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准（石油类 ≤ 15 mg/L）后回注，不排海。

②非正常工况

本工程进行期间及完工投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，启动应急置换，生产水打入闭排系统，不排海。

(2) 生活污水

本工程新建的 BZ34-9WHPC 为井口平台，依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼，运营期本平台无生活污水产生。

为了加强对本次新建平台的日常巡检工作，为本平台配备 \blacksquare 人，分两班倒（28 天为一个倒班周期），主要依托 BZ34-9CEPA 住宿和生活。

故常驻新增生产作业人数为 5 人，新增 5 人的生活污水产生量按每人 \blacksquare L/d，依托 BZ34-9CEPA 生活污水处理量约为 \blacksquare m³/d。

BZ34-9CEPA 上设置一座 \blacksquare 人生活楼，目前 BZ34-9CEPA 定员 \blacksquare 人，本项目新增 \blacksquare 人定员，依托可行。生活污水处理装置采用电解法，设计污水处理

规模为 \blacksquare m³/d。经处理后生活污水 COD 小于等于 \blacksquare mg/L。

根据《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》的与生活污水排放总量的相关要求（国海环字〔2017〕486 号），2021 年 6 月取得环境保护设施竣工验收的复函（环验〔2021〕4 号），详见附件 4，BZ34-9CEPA 允许排放生活污水最

的生产定员不会增加生活污水的总量，不会超过生活污水的处理规模，也不会超过该平台的生活污水排放总量。

表 3.2-1 生活污水产生量

类别	投产前生活污水及污染物实际产生量	总量指标
水量（m ³ /a）	\blacksquare	\blacksquare
COD（t/a）	\blacksquare	\blacksquare

3.2.2.2 其他含油污水

平台上产生少量的初期雨水及甲板冲洗水。

开排系统主要包括开排槽和开排泵，用于收集甲板初期雨水和清洗废水。降雨期或者甲板清洗时并将开排槽液位降至最低。当开排槽达到一定的液位时，由开排槽泵将初期雨水等污水打入海管内进入系统做进一步处理。

3.2.2.3 固体废物

（1）工业垃圾

生产阶段工程运营将会产生一些工业垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等。运营期按每口井工业垃圾产生量约为 \blacksquare t/a，则年产生的工业垃圾共约 \blacksquare t/a，危险废物产生量约 \blacksquare t/a，工业垃圾运回陆地交有资质单位接收处理。

（2）生活垃圾

本工程新建的 BZ34-9WHPC 为井口平台，人员依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼，运营期本平台无生活垃圾产生。为了加强对本次新建平台

的日常巡检工作，为本平台配备 ■ 人，主要依托 BZ34-9CEPA 住宿和生活。

新增 ■ 人的生活垃圾的产生量按每人 ■ kg/d，依托 BZ34-9CEPA 新增生活垃圾量约为 ■ kg/d (■ t/a)。

新增这部分生活垃圾与依托 BZ34-9CEPA 产生的生活垃圾一并运回陆上交由相关部门进行处理。

3.2.2.4 生产阶段污染物汇总

表 3.2-3 本工程运营期污染物产生情况一览表

污染要素	污染源	污染物	污染物产生			污染物控制量			污染物排放源强	排放去向
			产生废水量	排放控制标准	产生量	控制废水量	控制浓度	控制量		
废水	含油生产水	石油类	■	■	■	■	■	■	■	处理达标后全部回注，不外排
	生活污水	COD	■	■	■	■			■	依托 BZ34-9CEPA 生活污水处理设施处理达标后排放
污染要素	固体废物名称	固废属性		产生量		处置量	排放量	污染物排放源强	最终去向	
固废	废弃边角料、包装材料等	一般工业固体废物		■		■	■	■	分类收集、运回陆上交有资质单位接收处理	
	油棉纱等含油垃圾	危险废物		■		■	■	■		
	生活垃圾	生活垃圾		■		■	■	■	依托 BZ34-9CEPA，分类收集、运回陆上进行处理	
污染要素	噪声源	声源类型		噪声源强		降噪措施	噪声排放值		持续时间	
噪声	泵等	频发		■		■	■		运营期	

4 区域自然环境概况

本节气候气象、海洋水文概况资料引自 [redacted] (2024 年 01 月)、 [redacted] (2022 年 2 月) 和 [redacted] (2016 年 2 月) 等报告中统计的气象、水文资料。

4.1 气候气象

4.1.1 气温

工程海区属暖温带季风气候，雨热同季，四季分明。
项目所在海域海面气温受海洋影响较大，年平均气温 [redacted]℃，极端最高气温 [redacted]℃，极端最低气温 [redacted]℃。

4.1.2 降水

据统计，该海域日最大降水量极值为 [redacted] mm。
最大小时降水量为 [redacted] mm。
自 1955 年以来，该区域尚未出现特大暴雨（以日降水量为准）。降水日数的季节变化与降水量相似，也是冬季最少，夏季最多。夏季 6-8 月平均月降水日数均超过 9.8 天，其中 7 月最多，达 14.3 天。冬季 12~2 月平均月降水日数均少于 5 天，1 月最少，仅为 2.7 天。
该海域大暴雨日数极少，且全部出现在 6-8 月，平均 1 年出现不到 1 天。暴雨日数也很少。中雨、大雨及暴雨都出现在 4~11 月。

表 4.1-1 全年及各月平均降水量

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	全年
降水	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

4.1.3 风况

项目所在海域位于温带季风区，受季风影响明显，全年最多风向主要出现在

东北偏北和西南偏南两个方位。其中，冬、春季东北风偏多；夏、秋季西南风偏多。工程海域常风向为 S、SSW、NE 向。

表 4.1-2 风速-风向统计

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

图 4.1-1 项目所在海域风玫瑰图

4.1.4 雾

青岛海洋大学用1978~1980年三年的红外与可见光卫星云图资料进行海上雾特征分析，全年雾日平均为35.6天，其中12月份雾日最多，平均为8.5天，11月份及7月份次之各为4天，年最长连续雾日为6天（1979年12月）。

表 4.1-3 工程海域雾日季节分布（1978~1980 年埕岛油田资料）

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	合计
平均	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.1.5 相对湿度

最高平均相对湿度为 9■%，最低平均相对湿度为 ■%，多年平均湿度 ■%。

表 4.1-4 逐月相对湿度统计 (%)

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	年
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-5 相对湿度极值统计结果

最高平均相对湿度	最低平均相对湿度	多年平均相对湿度	最大相对湿度	最小相对湿度
■	■	■	■	■

4.1.6 海洋水文

4.1.6.1 潮汐

①潮流类型

工程海区潮汐属不规则半日潮。

②水深和设计水位

工程新建平台位置处海图水深约 10m，渤中 34-9WHPC 油田区域的水位设计参数见下表，其中海图水深基准面在平均海平面以下 1.5m。

表 4.1-6 设计水位

要素	水位 (海图水深基准面起算)
重现期 100 年高水位	10.5
重现期 50 年高水位	10.2
重现期 1 年高水位	9.8
最高天文潮	9.5
平均海平面	8.0
海图水深基准面	6.5
最低天文潮	5.0
重现期 1 年低水位	4.2
重现期 50 年低水位	3.8
重现期 100 年低水位	3.5

4.1.6.2 潮流

工程海域潮流为往复流，常流向为 ESE~NW 向，流速大小基本呈现自表至底递减的规律，强流出现在表层，底层流速相对较小。

图 4.1-1a 表层流玫瑰图

图 4.1-1b 中层流玫瑰图

图 4.1-1c 底层流玫瑰图

表 4.1-7a 重现期主极值

要素	重现期 (年)					
	1	5	10	25	50	100
表层 (cm/s)	120	100	80	60	50	40
中层 (cm/s)	80	60	40	30	20	10
底层 (cm/s)	40	30	20	10	10	10

表 4.1-7b 平均最大流速和最大可能流速计算结果 (单位: cm/s, °)

站号	潮流	平均最大流速			可能最大流速		
		大 潮					
		表层	中层	底层	表层	中层	底层
H1	流速	■	■	■	■	■	■
	流向	■	■	■	■	■	■

站号	潮流	平均最大流速			可能最大流速		
		大 潮					
		表层	中层	底层	表层	中层	底层
H2	流速	■	■	■	■	■	■
	流向	■	■	■	■	■	■

4.1.6.3 波浪

工程海域波浪以风浪和风涌混合浪为主，主浪向为 NNE 向。

表 4.1-8 各月波向分布频率统计（%）

波向 月	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-9 各向波高分级统计（%）

波高 波向	0.0~0.5	0.6~0.8	0.9~1.0	1.1~1.2	1.3~1.4	1.5~2.0	>2.0
N	■	■	■	■	■	■	■
NNE	■	■	■	■	■	■	■
NE	■	■	■	■	■	■	■
ENE	■	■	■	■	■	■	■
E	■	■	■	■	■	■	■
ESE	■	■	■	■	■	■	■
SE	■	■	■	■	■	■	■
SSE	■	■	■	■	■	■	■
S	■	■	■	■	■	■	■
SSW	■	■	■	■	■	■	■
SW	■	■	■	■	■	■	■
WSW	■	■	■	■	■	■	■
W	■	■	■	■	■	■	■
WNW	■	■	■	■	■	■	■
NW	■	■	■	■	■	■	■
NNW	■	■	■	■	■	■	■

图 4.1-2 工程海区波高玫瑰图（m）

4.1.7 主要海洋自然灾害

4.1.7.1 海冰

渤中 34-9 油田位于渤海南部海域，冬季冰期内渤海湾近岸海域的浮冰带常随潮流向外海漂移进而影响该海域。总体而言渤中 34-9 油田各平台在不利风向条件下有受到浮冰漂移影响的可能。根据对渤海湾沿岸的多年冰期统计，多年（1951 年以来）年平均总冰期为 80d，初冰期 40 天，严重冰期 20 天，融冰期 20 天。近年来随着气候变化不断加剧，和近岸人工岛建设的持续开展，这一海域的冰期也出现了变化。根据 2005 至 2011 年冬季，每年冬季在东营市河口区沿岸连续开展的海冰陆岸调查，近七年来年均冰期为 70 天，初冰期 33 天，严重冰期 20 天，融冰期 17 天。与多年状况相比，近年该海域冰期呈现出总冰期和初冰期的明显缩短。1987-1988 年度冬在埕北东地区，取平整固定冰样，海冰盐度较低（ $S=0.402$ ）。试验方法是按照国际水利学会冰专业委员会（IAHR）建议的冰性质标准试验方法进行的。标准试验样尺寸为 [REDACTED]。本实验，试样在不同的温度下对应不同的应变速率范围。在冰温 [REDACTED] 条件下，88-1 号冰（海冰水平试样）的过渡区应变速率范围约在 [REDACTED] 之间；88-4 号冰（海冰垂直试样）的过渡区应变速率范围约 [REDACTED] [REDACTED] 之间。从试验结果可知海冰的垂直试样的压缩强度大于水平方向的压缩强度。海冰的试样在揉脆过渡区应变下的抗压强度相对于温度的关系均呈近似直线形，抗压强度值随冰温降低而增大。

表 4.1-10 海冰设计参数

重现期	1 年		5 年		10 年		25 年		50 年		100 年	
设计参数	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)	冰厚 (cm)	压缩强度 (MPa)
单层冰	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
重叠冰	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

4.1.7.2 地震

渤中区块位于华北地震区北部，并有部分地区进入东北地震区。区域主要受郯庐地震带和华北平原地震带的影响，平台场址位于郯庐地震带渤海海域段。

渤中区块工程场址地震危险性分析报告（中国地震局地壳应力研究所）指出，油田所在区域历史地震活动在空间上是不均匀的，其主要特点是群集型地

震活动。海域内7级以上地震的频度较高,且比较集中,在[]之间的渤海海域,集中发生了4次7级以上的大地震,形成了华北地震区7级以上大震最集中的地区。而在区域内的其它海域,如北部的辽东湾、南部莱州湾,没有或仅有5级左右的中等地震发生,这也是渤海海域地震活动的基本特征。

对东北地震区、华北平原地震带以及郯庐地震带的地震活动时间特征的分析表明,未来100年内区域地震活动处于活动阶段的后期,但仍存在发生7级地震的可能。

对区域中强地震震源机制解资料的统计分析表明,油田所在区域现今的构造运动处在北东东向的水平最大主应力为主的现代构造应力场中。

4.2 地形地貌环境现状调查

4.2.1 水深地形

4.2.1.1 BZ34-9WHPC 平台场址

根据《[]》(2026年3月),BZ34-9WHPC平台位置处海底平坦,水深变化平缓,没有明显的局部起伏变化,根据水深调查结果,海图基准面水深值在1[]m之间变化。预定BZ34-9WHPC平台位置处的海图基准面水深为[]m。

图 4.2-1 BZ34-9WHPC 平台场址水深图

4.2.2 海底地貌

4.2.2.1 BZ34-9WHPC 平台场址

根据《[]》(2026年3月),海底地貌资料色度显示均匀,结合水深资料分析认为,海底在调查区域内基本平整,底质没有明显变化。根据地貌资料显示,在该平台场址[]调查区域内,发现的主要地貌特征为已建平台附近[]条已建海底管缆,[]处桩腿坑,拖痕等。除此以外,在调查期间,未发现其它对导管架安装及钻井平台就位有不利影响的遗弃物及障碍性物体存在。

图 4.2-2 BZ34-9WHPC 平台周边地貌特征图

4.2.3 地层地质

4.2.3.1 BZ34-9WHPC 平台场址

根据 [REDACTED] (2026 年 3 月)，调查区域海底底质主要为非常软的粉质黏土与粉土互层。

通过对地层剖面资料和地质钻孔分层资料的综合分析、对比，根据地层内部的反射结构及沉积特征的变化情况，及钻孔资料，对该场址中浅部地层沉积进行了划分和分析：

BZ34-9WHPC 平台场址调查区域共划分为 A、B、C 三层，对应的底部反射界面分别为 R1、R2、R3，如图 5.2-3 至 5.2-6 所示。

A 层

位于海底与 R1 界面之间的地层。由浅地层剖面资料可知，A 层覆盖整个调查区，反射较强，为平行于海底的近水平层理，地层反射连续性较好。A 层厚度在 [REDACTED] 之间变化。预定平台位置处，A 层底界面 R1 的埋深约 [REDACTED]。根据钻孔资料可知，A 层的物质成分主要为非常软的粉质黏土和粉土互层，中密实的褐灰色粉土，松散到中密的褐灰色粉土和硬的粉质黏土互层。

B 层

A 层之下至反射界面 R2 之间。由地层剖面资料可知，B 层横向地层反射较强，为平行于海底的近水平层理，地层反射连续性较好。A+B 层的厚度在 [REDACTED] 至 [REDACTED] 之间变化。预定平台位置处，A+B 层底界面 R2 的埋深约 [REDACTED]m。

根据钻孔资料可知，B 层的物质成分主要为中密到密实的粉质细砂，密实到非常密实的细砂。

C 层

在 B 层之下至反射界面 R3 之间。由地层剖面资料可知，C 层地层反射较弱，连续性较好，为近水平层理。

A+B+C 层的厚度在 [REDACTED] 之间变化。预定平台位置处，A+B+C 层底界面 R3 的埋深约 [REDACTED]m。

根据钻孔资料可知，C 层的主要为非常硬的粉质黏土，密实到非常密实的砂

质粉土，非常密实的粉质细砂。

C 层以下

根据地层剖面资料，C 层以下地层反射较弱，连续性较好，为水平或近水平层理。根据钻孔资料，C 层以下至钻孔深度范围内，土质成分主要为非常密实的砂质粉土，密实到非常密实的粉土，及坚硬的粉质黏土含粉土包。

图 4.2-3 浅地层剖面（A7）

图 4.2-4 浅地层剖面记录（测线：B15）

图 4.2-5 中地层剖面记录（测线：A7）

图 4.2-6 中地层剖面记录（测线：B14）

4.2.4 断层

根据中浅地层剖面资料，在 BZ34-9WHPC 平台场址调查区域内的海底至海底以下 ■■■m 深度范围内未发现断层。

4.2.5 埋藏古河道

在调查区域的海底至海底以下 ■■■m 深度范围地层内未发现埋藏古河道。

4.3 环境敏感目标

根据本项目所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、海洋保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场及洄游通道、养殖区等。其中，距离本工程最近的敏感目标为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，与项目最近距离为 ■■■km，同时，本工程还位于中国毛虾产卵场、索饵场及洄游通道上、蓝点马鲛产卵场内，鳀索饵场内。

本工程的主要敏感区和保护目标见下表，敏感目标分布见图 4.3-1~图 4.3-9。

敏感区类型		名称	保护目标/保护期	相对本次工程方位	与工程最近距离 (km)
评价范围内	渔业三场一通道	■	中国毛虾及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵	■	■
		■	鲢及其生境；产卵期 6 月上、中旬，浮性卵	■	■
		■	蓝点马鲛及其生境；产卵期为 5 月中旬至 6 月上旬，浮性卵	■	■
		■	白姑鱼及其生境；产卵期 5~6 月，6 月为产卵盛期，浮性卵	■	■
溢油可能影响敏感目标	国家级海洋特别保护区	■	半滑舌鳎及近岸海洋生态系统	■	■
		■	三疣梭子蟹、鲈鱼、文昌鱼（属于国家重点保护野生动物）等产卵、育幼场以及砂矿资源	■	■
		■	以小刀蛭、大竹蛭、蟾蛭等蛭类为主的多种底栖经济物种及其赖以生存的海洋生态环境	■	■
		■	双齿围沙蚕为主的多种底栖经济物种及海洋生态	■	■
		■	黄河口文蛤等种质资源及生存环境	■	■
	国家级水产种质资源保护区	■	半滑舌鳎种质资源及生存环境，核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日	■	■
		■	中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹、真鲷和花鲈，特别保护期 4 月 25 日至 6 月 15 日	■	■
		■	主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹，保护期 4 月 25 日-6 月 15 日	■	■
		■	黄河口文蛤等，特别保护期为每年 3~8 月	■	■

	国家级自然保护区		原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	■	■
			鹰、隼等猛禽，其他鸟类和海洋动物及其栖息地	■	■
	山东省“三区三线”划定成果中的生态保护红线		黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	■	■
			主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹等及其生境	■	■
			半滑舌鳎、口虾蛄、梭子蟹等种质资源及生存环境	■	■
			浅滩地貌、资源、浅滩生态系统及牙鲆、黄盖鲽等种质资源及生存环境	■	■
			海洋自然生态系统，重要渔业资源的产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道	■	■
			胶莱河河口自然生态系统	■	■
			单环刺螠、近江牡蛎和梭子蟹等种质资源及生存环境	■	■
			白银河河口自然生态系统	■	■
			斑海豹及其生境	■	■
			黄河口特有的刀鲚、大银鱼等经济鱼类、黄河口生态系统及生物物种多样性	■	■

图 4.3-1 本项目主要环境保护对象（保护区）

图 4.3-2 本项目主要环境保护对象（生态红线）

图 4.3-3 本项目附近海域养殖区分布图

图 4.3-4 白姑鱼洄游分布图

图 4.3-5 黄姑鱼洄游分布图

图 4.3-6 蓝点马鲛洄游分布图

图 4.3-7 中国毛虾洄游分布图

图 4.3-8 鲢洄游分布图

5 环境现状调查与评价

本项目海洋水质、海洋沉积物、海洋生物生态和海洋生物体质量现状资料引自[]（2026 年 2 月）。

水文动力调查资料采用《[]》。

渔业资源现状资料引自[]。

表 5-1 水动力及环境质量现状资料来源一览表

类别	报告名称	调查/监测单位	站位数量	调查时间
水文动力环境	[]	[]	[]	[]
水质、沉积物、生物生态、生物质量	[]	[]	[]	[]
渔业资源	[]	[]	[]	[]

5.1 水文动力现状调查与评价

5.1.1 调查概况

[]对工程海域的海流进行了现场观测，其目的旨在了解该海域海流的基本特征，最终为海洋工程的建设提供科学依据。

观测方式 六站同步周日连续观测，观测时间间隔为 1h。

观测仪器 []。

观测日期 []。

表 5.1-1 环境质量现状资料来源一览表

站位	北纬	东经	观测设备	分层
C4	[]	[]	声学多普勒海流剖面仪、电磁海流计	三层
C7	[]	[]		
C13	[]	[]		

C30							
C32							
C50							

图 5.1-1 海流观测站位布设

5.1.2 平均流速和最大流速

平均流速和最大流速分布见表 5.1-2，从表中可以看出：总体上看各站涨落潮期间平均流速均由表层向底层依次减小，除 C50 站落潮流明显大于涨潮流外，其余各站层涨潮流与落潮流大致相当，实测最大涨潮流流速为 cm/s、对应流向为 °，出现于 C50 站表层，最大落潮流流速为 cm/s、对应流向为 ，出现于 C50 站中层。

表 5.1-2 实测平均流速和最大流速及对应流向（单位：cm/s，°）

站号	层次	涨 潮 流			落 潮 流			全潮 平均
		平均 流速	最 大		平均 流速	最 大		
			流速	流向		流速	流向	
C4	表层							
	中层							
	底层							
C7	表层							
	中层							
	底层							
C13	表							
	中							
	底							
C30	表							
	中							
	底							
C32	表层							
	中层							
	底层							
C50	表层							
	中层							
	底层							

图 5.1-2 表层海流矢量图（图例为 50cm/s，下同）

图 5.1-3 中层海流矢量图

图 5.1-4 底层海流矢量图

5.1.3 潮流的调和分析

潮流调和分析的目的是从实际观测资料中求出各主要分潮流的调和常数，从而确定潮流的性质和特征。

根据观测的数据个数，用准调和差比法计算各分潮流的调和常数。

5.1.3.1 潮流的性质

同潮汐性质分类一样，通常以主要分潮流最大流速的比值作为潮流类型划分的依据，其标准是：

$$0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 0.5 \quad \text{为正规半日潮流}$$

$$0.5 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 2.0 \quad \text{为不正规半日潮流}$$

$$2.0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \leq 4.0 \quad \text{为不正规日潮流}$$

$$4.0 < \frac{W_{K_1} + W_{O_1}}{W_{M_2}} \quad \text{为正规日潮流}$$

其中， W_{M_2} 、 W_{K_1} 、 W_{O_1} 分别为主太阴半日分潮流、太阴太阳赤纬日分潮流和主太阴日分潮流的椭圆长半轴。

利用潮流类型分类判别标准，根据调和计算结果，算得潮流性质比值。由表 5.1-3 可以看出，C4 与 C7 各站层属于不正规半日潮流，其余各站层潮流性质大多为正规半日潮流，观测期间本海区潮流性质属正规半日潮流。

表 5.1-3 潮流性质分析结果

站 号	表 层	中 层	底 层
C4	■	■	■
C7	■	■	■
C13	■	■	■
C30	■	■	■
C32	■	■	■
C50	■	■	■

5.1.3.2 潮流的运动形式

反映潮流运动形式的参量为旋转率（亦称椭圆率） K' ，其值为该分潮流椭圆短轴与椭圆长的比值，其符号有“+”、“-”之分，正号表示分潮流为逆时针旋转，负号则为顺时针旋转。由表 5.1-4 得知该海区的潮流性质属半日潮流，因此主要半日分潮流（ M_2 和 S_2 ）的运动形式即代表了该海区潮流的运动形式。

根据计算结果（见表 5.1-5），除 C50 站外，其余各站层均有较明显的旋转，观测期间本海区潮流运动形式以旋转为主。

表 5.1-4 各主要分潮的椭圆要素

站 位	层 次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
C4	表层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	中层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	底层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
C7	表层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	中层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	底层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
C13	表层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	中层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	底层	O1				
		K1				
		M2				

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

站 位	层 次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
C30		S2				
		M4				
		MS4				
	表层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
	中层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
	底层	MS4				
		O1				
		K1				
		M2				
		S2				
C32	表层	M4				
		MS4				
		O1				
		K1				
		M2				
	中层	S2				
		M4				
		MS4				
		O1				
		K1				
	底层	M2				
		S2				
		M4				
		MS4				
C50	表层	O1				
		K1				
		M2				
		S2				
		M4				
	中层	MS4				
		O1				
		K1				
		M2				
		S2				
	底	M4				
		MS4				

站 位	层 次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
	层	M2				
		S2				
		M4				
		MS4				

5.1.4 余流

余流是由浅海中多种因素引起的，主要有潮汐余流（因摩阻、海底地形、边界形状种种原因使得潮流非线性现象所致）、风生流、密度流等。要把上述流动逐个分开是十分困难的，所以在这里描述的是实测的由各种流动合成的余流。由表 5.1-5 可以看出，整体上 C30 与 C32 两站余流流速相对较大，表层余流流速均超过 10cm/s，C50 站次之，其余各站层余流流速大多不超过 10cm/s；各站余流流向垂向上多呈现由表层向底层逆时针旋转分布特征，平面上则较为分散。

表 5.1-5 余流计算结果（单位：cm/s，°）

层 次 站 号	表层		中层		底层	
	流 速	流 向	流 速	流 向	流 速	流 向
C4						
C7						
C13						
C30						
C32						
C50						

图 5.1-5 各站、层余流矢量图（表层：绿色，中层：蓝色，底层：红色）

5.1.5 小结

- （1）本海区海流以潮流为主，潮流性质属半日潮流；观测期间本海区潮流运动形式以旋转流为主，各站流向相对分散；
- （2）总体上看各站涨落潮期间平均流速均由表层向底层依次减小，除 C50 站落潮流明显大于涨潮流外，其余各站层涨潮流与落潮流大致相当，实测最大涨潮流流速为 10cm/s、对应流向为 135°，出现于 C50 站表层，最大落潮流流速为 10cm/s、对应流向为 135°，出现于 C50 站中层；
- （3）观测期间，整体上 C30 与 C32 两站余流流速相对较大，表层余流流速均超过 10cm/s，C50 站次之，其余各站层余流流速大多不超过 10cm/s；各站余流流向垂向上多呈现由表层向底层逆时针旋转分布特征，平面上则较为分散。

5.2海洋环境质量现状调查与评价

5.2.1 调查概况

5.2.1.1 调查站位布设

(1) 调查站位

于 ██████████ 在项目所在海域进行了秋季海水水质、沉积物、海洋生物生态、生物质量调查，调查围绕渤中 34-9 油田综合调整项目周围海域进行。2025 年秋季调查共设 24 个调查站位，其中水质站位 11 个，沉积物站位 6 个，生物生态站位 18 个，生物质量站位 8 个。

表 5.2-1 2025 年秋季调查站位及调查项目

站位	经度(° E)	纬度(° N)	调查项目
P1	████████	████████	生物生态、生物质量
P3	████████	████████	生物生态
P5	████████	████████	生物生态、生物质量
P7	████████	████████	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P8	████████	████████	水质
P9	████████	████████	水质、沉积物、生物生态
P10	████████	████████	生物生态
P12	████████	████████	水质、沉积物、生物生态
P13	████████	████████	水质
P14	████████	████████	水质、沉积物、生物生态、生物质量
P15	████████	████████	生物生态
P16	████████	████████	生物生态、生物质量
P17	████████	████████	水质
P18	████████	████████	水质、沉积物、生物生态
P19	████████	████████	水质
P20	████████	████████	生物生态、生物质量
P21	████████	████████	生物生态
P22	████████	████████	水质、生物质量
P23	████████	████████	水质、沉积物、生物生态
P24	████████	████████	水质
P25	████████	████████	生物生态
P26	████████	████████	生物生态
P28	████████	████████	生物生态、生物质量
P30	████████	████████	生物生态

图 5.2-1 水质、沉积物调查站位图

图 5.2-2 秋季生物生态、生物质量调查站位图

5.2.1.2 调查项目

调查内容包括海水、海洋沉积物、海洋生物生态、生物质量现状调查。

① 海水：水温、pH、盐度、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、硒、镍、化学需氧量、溶解氧、生化需氧量、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐、亚硝酸盐、铵盐）、悬浮物、其中油类只调查表层。

②海洋沉积物：粒度、有机碳、硫化物、重金属（总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷）、石油类。

海洋生物生态：叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物。

④生物质量：选取调查区内具有代表性的生物（贝类、甲壳类、定居性鱼类、其他软体动物和大型藻类样品），冷冻保存，带回实验室进行分析，测定其体内的石油烃、总汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷含量。

5.2.1.3 调查分析方法

（1）水质、沉积物、海洋生物和生物质量

水质、沉积物、海洋生物和生物质量的调查方法为现场监测法。调查中水质、沉积物和生物样品的采集保存、运输和分析均按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）、《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《海洋监测技术规程》（HY/T 147-2013）中的相应规范的要求执行。样品采集过程中严格执行质量控制措施，避免样品采集过程中被污染。

表 5.2-2 海水水质、沉积物和生物质量项目的分析方法

项目	监测项目	分析方法	检出限
海水	pH		
	水温		
	盐度		
	溶解氧		
	悬浮物		
	化学需氧量		
	石油类		
	活性磷酸盐		
	无机氮	硝酸盐	
		亚硝酸盐	
		铵盐	
	挥发性酚		
	砷		
	铜		

$$P_s = C_a Q$$

式中：Ca 为表层叶绿素 a 的含量，单位：mg/m³，Q 为同化系数，单位：mgC/(mgChl-a·h)。

本次调查中透明度见表 5.2-2；白昼时间按 13h 计；Q 值按全球大洋同化系数平均值 3.7 计。

2) 浮游植物、浮游动物、大型底栖生物分别采用多样性指数、种类丰度指数、均匀度指数和群落优势度等 4 种指数指标作为评价方法，计算公式如下：

① 丰富度指数 (Margalef)：

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

式中：d——表示丰富度；

S——样品中的种类总数；

N——样品中的生物个体数。

② 香农-威纳 (Shannon-Weaner) 多样性指数：

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

式中：H'——种类多样性指数；

S——样品中的种类总数；

P_i——第 i 种个体数与总个体数比值，或生物量与总生物量比值。

③ 均匀度指数 (Pielouindex)：

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

式中：J——表示均匀度；

H'——种类多样性指数值；

H_{max}——为 log₂S，表示多样性指数的最大值，S 为样品中总种类数。

④ 优势度指数：

$$D = (N_1 + N_2) / N_T$$

式中：D——优势度

N₁——样品中第一优势种的个体数；

N₂——样品中第二优势种的个体数；

N_T——样品中的总个体数。

优势种优势度 Y 计算公式为：

$$Y=(n_i/N)f_i$$

式中： n_i ——群落中第 i 种的个体数；

N ——群落中所有物种的总个体数；

f_i ——第 i 种个体在各样品中的出现频率。

5.2.2 水质现状评价

5.2.2.1 评价因子

水质评价因子为：水温、pH、盐度、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、硒、镍、化学需氧量、溶解氧、生化需氧量、活性磷酸盐、无机氮（硝酸盐、亚硝酸盐、铵盐）、悬浮物作为评价因子。

5.2.2.2 评价标准

海水水质参照《山东省海洋近岸功能区划（2026-2035 年）》中的调查站位的水质评价标准，按环境保护要求高的级别依据《海水水质标准》（GB3097-1997）进行评价，从一类开始评价至符合相应的标准为止。

图 5.2-3 水质站位与山东省近岸海域环境功能划分（2026-2035 年）位置关系

5.2.2.3 评价方法

评价方法采用标准指数法。标准指数法的计算方法如下：

1. 一般性水质因子：

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

式中： $S_{i,j}$ ——评价因子 i 的水质指数，大于 1 表明该水质因子超标；

$C_{i,j}$ ——评价因子 i 在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值，mg/L。

2. pH

$$S_{pH,j}=(7.0-pH_j)/(7.0-pH_{sd}), pH_j \leq 7.0$$

$$S_{pH,j}=(pH_j-7.0)/(pH_{su}-7.0), pH_j > 7.0$$

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

pH_j —— j 站位的 pH 实测统计代表值；

pH_{su} ——评价标准中 pH 上限值；

pH_{sd} ——评价标准中 pH 下限值。

3. 溶解氧

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

$$S_{DO,j} = |DO_f - DO_j| / (DO_f - DO_s), DO_j \geq DO_f$$

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

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

DO_f ——饱和溶解氧浓度，mg/L， $DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ；

S——实用盐度符号，量纲为 1；

T——水温，℃。

对区域性监测检出率占样品频数的 1/2 以上（包括 1/2）或不足 1/2 时，未检出部分分别取检出限的 1/2 和 1/4 量参加统计计算。

5.2.2.4 调查结果

表 5.2-3 2025 年秋季调查海域海水水质调查分析记录统计表

项目	层次	温度	盐度	pH	化学需氧量	溶解氧	悬浮物	生化需氧量	石油类	活性磷酸盐	无机氮	挥发性酚	硫化物	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	硒	镍	
站位		℃			mg/L				μg/L														
P7	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P7	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P8	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P8	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P9	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P9	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P12	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P12	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P13	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P13	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P14	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P14	底	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	
P1	表	25.5	32.5	7.5	12.5	5.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	1.5	1.5	0.5	0.5	0.5	0.05	0.05	0.5	

7																						
P1 7	底																					
P1 8	表																					
P1 8	底																					
P1 9	表																					
P1 9	底																					
P2 2	表																					
P2 2	底																					
P2 3	表																					
P2 3	底																					
P2 4	表																					
P2 4	底																					
最大值																						
最小值																						

注：/表示未检出。

5.2.2.5 评价结果

调查结果显示，有 1 个站位（S1）无机氮超出第一类海水水质标准，但符合第三类海水水质标准，2 个站位（S2、S3）符合第四类海水水质标准，其余站位无机氮均超标；1 个站位（S4）铅超出第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；1 个站位（S5）磷酸盐符合第二类海水水质标准；1 个站位（S6）溶解氧超出第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准，其余因子及站位均符合第一类海水水质标准要求。

调查海域各评价因子指数统计数据见表 5.3-3。

5.2.2.6 小结

根据 2025 年 10 月-11 月青岛环海海洋工程勘察研究院有限责任公司在项目附近海域的海水水质调查。

有 1 个站位（S1）无机氮超出第一类海水水质标准，但符合第三类海水水质标准，2 个站位（S2、S3）符合第四类海水水质标准，其余站位无机氮均超标；1 个站位（S4）铅超出第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；1 个站位（S5）磷酸盐符合第二类海水水质标准，其余因子及站位均符合第一类海水水质标准要求。

调查结果显示，活性磷酸盐、无机氮和重金属铅超标，本次评价区域超标初步分析是受陆源污染物入海造成的。2025 年区域降雨量较往年显著偏高，高强度的降水导致陆域产生地表径流冲刷，初期雨水将沿岸城镇生活面源、农业面源中的营养盐（氮、磷）以及工业地表重金属（铅）带入入海河流。调查海域位于渤海湾近岸海域，水交换能力较差，海水自净能力有限，更新周期长，也是调查区域无机氮和重金属含量超标的重要原因。

表 5.2-4 2025 年秋季表层海水质量单因子指数评价统计表（按一类标准）

站位	pH	溶解 氧	化学需 氧量	活性磷 酸盐	无机 氮	汞	镉	铅	总铬	砷	铜	锌	镍	石油 类	挥发 性酚	硫化 物	硒
P7																	
P8																	
P9																	
P12																	
P13																	
P14																	
P17																	
P18																	
P19																	
P22																	
P23																	
P24																	
最大值																	
最小值																	
超标率																	

5.2.3 沉积物环境质量评价

5.2.3.1 评价因子

沉积物质量现状评价因子为：汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物及有机碳。

5.2.3.2 评价标准

海洋沉积物评价因子为有机碳、硫化物、油类、铜、铅、锌、铬、汞、镉、砷共 10 项。海洋沉积物采用《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中一类海洋沉积物质量标准，各评价因子标准值见下表。

表 5.2-5 沉积物质量标准

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

5.2.3.3 评价方法

评价方法采用标准指数法。

其中单因子污染标准指数法，按下列公式计算：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中： I_i —— i 项污染物的质量指数；

C_i —— i 项污染物的实测浓度；

S_i —— i 项污染物评价标准；

I_i 是无量纲量，其大小描述被测样品的质量状况。

5.2.3.4 调查与评价结果

（一）调查结果

表 5.2-6 调查海域沉积物实测结果统计表

项目 站号	油类 $\times 10^{-6}$	硫化物 $\times 10^{-6}$	有机 碳 %	铜 $\times 10^{-6}$	铅 $\times 10^{-6}$	锌 $\times 10^{-6}$	镉 $\times 10^{-6}$	铬 $\times 10^{-6}$	总汞 $\times 10^{-9}$	砷 $\times 10^{-6}$
P9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

(二) 评价结果

2025 年秋季调查的 6 个沉积物测站中, 所有调查因子均符合一类海洋沉积物质量标准, 所有评价因子均未出现超标现象, 说明调查海域内沉积物环境质量整体状况良好。

表 5.2-7 沉积物各项评价因子标准指数统计表 (按一类标准)

项目 站号	油类	铜	铅	镉	铬	锌	汞	砷	硫化 物	有机 碳
P9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.2.4 海洋生物生态现状调查与评价

5.2.4.1 叶绿素 a 与初级生产力

(1) 叶绿素 a

2025 年秋季, 调查海域表层叶绿素 a 变化范围为 (■) mg/m^3 , 均值为 ■ mg/m^3 ; 底层叶绿素 a 变化范围 (■) mg/m^3 , 均值为 ■ mg/m^3 , 见下表。

(2) 初级生产力

2025 年秋季, 调查海域现场初级生产力为 (■) $\text{mgC}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$, 均值为 ■ $\text{mgC}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$, 见下表。

表 5.2-8 秋季调查海域叶绿素 a 含量结果 (mg/m³)

调查站位	初级生产力 (mg·C/(m²·d))
P1	
P2	
P3	
P4	
P5	
P6	
P7	
P8	
P9	
P10	
P11	
P12	
P13	
P14	
P15	
P16	
P17	
P18	
P19	
P20	
P21	
P22	
P23	
P24	
P25	
P26	
P27	
P28	
P29	
P30	
平均值	
最大值	
最小值	

表 5.2-9 调查海域初级生产力 (mg/m³)

调查站位	初级生产力 (mg·C/(m²·d))
P1	
P2	
P3	
P4	
P5	
P6	
P7	
P8	
P9	
P10	
P11	
P12	
P13	
P14	



调查站位	初级生产力 ($\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$)
P15	
P16	
P17	
P18	
P19	
P20	
P21	
P22	
P23	
P24	
P25	
P26	
P27	
P28	
P29	
P30	
平均值	
最大值	
最小值	

5.2.4.2 浮游植物

(1) 种类组成

2025 年秋季，调查海域共获得浮游植物 27 种（类）（种名录见附表）。其中，硅藻门 19 种，占浮游植物出现种数的 70.37%；甲藻门 8 种，占 29.63%。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种为主，硅藻在调查海域占绝对优势。浮游植物群落共发现优势种 6 种（ $Y\geq 0.02$ ），为虹彩圆筛藻、梭角藻、三角角藻、格氏圆筛藻、威利圆筛藻和叉状角藻。

(2) 个体数量分布

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在（） $\times 10^4 \text{ cells}/\text{m}^3$ 之间，平均值为  cells/m^3 。

(3) 群落特征










2025 年秋季调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围（），均值为 ；多样性指数变化范围（），均值为 ；均匀度变化范围（ ），均值为 ；优势度变化范围（），均值为 。

表 5.3-10 秋季调查浮游植物群落特征指数

调查站位	细胞密度（ $\times 10^4 \text{ cells}/\text{m}^3$ ）	丰富度指数	多样性指数 (H')	均匀度(J)	优势度($D2$)
P1					
P3					

调查站位	细胞密度 ($\times 10^4$ cells/m ³)	丰富度指数	多样性指数 (H')	均匀度(J)	优势度(D_2)
P5					
P7					
P9					
P10					
P12					
P14					
P15					
P16					
P18					
P20					
P21					
P23					
P25					
P26					
P28					
P30					
平均值					
最大值					
最小值					

5.2.4.3 浮游动物

(1) 种类组成

2025 年秋季, 调查海域共鉴定浮游动物 28 种 (类) (种名录见附表), 其中甲壳动物 14 种 (桡足类 12 种, 枝角类 1 种, 端足类 1 种), 占浮游动物类群的 █%; 幼虫幼体 9 种, 占 █%; 毛颚动物 2 种, 占 █%; 原生动物、水螅水母和尾索动物各 1 种, 分别占 █%。甲壳动物和浮游幼虫幼体是调查海域的主要组成类群。浮游动物群落共发现优势种 5 种 ($Y \geq 0.02$), 为小拟哲水蚤、太平洋纺锤水蚤、近缘大眼水蚤、异体住囊虫和强壮箭虫。

(2) 生物量和密度分布

2025 年秋季, 调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在 (█) mg/m³ 之间, 均值为 █mg/m³, 最高值和最低值分别出现在 P28 号站位和 P25 号站位。浮游动物个体密度在 (█) ind/m³ 之间, 均值为 █ind/m³, 最高值和最低值分别出现在 P28 号站位和 P25 号站位。

(3) 群落特征

2025 年秋季, 调查海域浮游动物群落的丰富度指数变化范围 (█), 均值为 █; 多样性指数变化范围 (█), 均值为 █; 均匀度指数变化范围 (█), 均值为 █; 优势度变化范围 (█), 均值为 █。

表 5.2-11 秋季调查海域浮游动物个体密度和生物量及群落特征指数

调查站位	生物量 (\times mg/m^3)	个体密度	丰富度指 数	多样性指 数 (H')	均匀度(J)	优势度 ($D2$)
P1						
P3						
P5						
P7						
P9						
P10						
P12						
P14						
P15						
P16						
P18						
P20						
P21						
P23						
P25						
P26						
P28						
P30						
平均值						
最大值						
最小值						

5.2.4.4 底栖生物

(1) 种类组成

2025 年秋季,调查海域共发现大型底栖生物 57 种(类)(种名录见附表),分属于纽形动物、环节动物、软体动物、节肢动物和半索动物共 5 个门类。其中环节动物 29 种,占底栖生物种类组成的 50.88%;软体动物 15 种,占底栖生物种类组成的 26.32%;节肢动物 11 种,占底栖生物种类组成的 19.30%;半索动物和纽形动物各 1 种,分别占底栖生物种类组成的 1.75%。环节动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。大型底栖生物群落共发现优势种 4 种($Y \geq 0.02$),为寡鳃齿吻沙蚕、花冈钩毛虫、狭细蛇潜虫和江户明樱蛤。

(2) 生物量和密度

2025 年秋季,大型底栖生物湿重生物量变化范围在() g/m^2 之间,平均为 g/m^2 ,最高值和最低值分别出现在 P18 号站位和 P30 号站位。栖息密度变化范围在() ind/m^2 之间,平均密度为 ind/m^2 ,最高值和最低值分别出现在 P14 号站位和 P28 号站位。

(3) 群落特征

2025 年秋季，调查海域大型底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（ ），均值为 ；多样性指数变化范围为（ ），均值为 ；均匀度指数变化范围为（ ），均值为 ；优势度变化范围（ ），均值为 。

表 5.2-12 秋季调查海域大型底栖生物生物量、栖息密度和多样性指数

调查站位	生物量 (g/m ²)	栖息密度 (ind/m ²)	丰富度指 数	多样性指 数 (<i>H'</i>)	均匀度指 数 (<i>J</i>)	优势度指 数(<i>D2</i>)
P1						
P3						
P5						
P7						
P9						
P10						
P12						
P14						
P15						
P16						
P18						
P20						
P21						
P23						
P25						
P26						
P28						
P30						
平均值						
最大值						
最小值						

5.2.4.5 小结

根据海洋生态现状调查结果可知，本项目所在海域叶绿素 a 含量总体偏低，属于贫营养海域，调查海域初级生产力处于中低水平；春季浮游植物和浮游动物群落结构稳定性一般，秋季浮游植物和浮游动物群落结构稳定性较好；底栖生物群落结构稳定。

5.2.5 生物质量

5.2.5.1 评价因子及分析方法

选取调查海域甲壳类、鱼类和软体动物（非贝类）等生物样品，测定其体内的铜、铅、镉、铬、锌、砷、总汞和石油烃含量。所有样品的预处理、制备、保存和检测方法，严格按《海洋调查规范》（GB/T 12763-2007）和《海洋监测规

范》（GB17378-2007）执行。

5.2.5.2 评价标准

生物质量现状调查因子为：总汞、镉、铅、铜、砷、锌、铬和石油烃。其中，鱼类、软体类（非贝类）及甲壳类目前没有铬的生物质量评价标准，因此暂不予以评价。甲壳类、鱼类和软体动物（非贝类）生物体内污染物质（除铬外）含量评价标准采用《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409—2025）中规定的生物质量标准。各类生物体污染物评价标准见下表。

表 5.2-13 海洋生物质量标准值（湿重）（单位：10⁻⁶）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
软体动物（非贝类）	■	■	■	■	■	■	■	■
甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■

注：“■”该监测项目尚未有标准

5.2.5.3 评价方法

生物质量评价采用单因子标准指数评价法进行评价。公式为：

$$I_i = C_i / S_{ij}$$

式中：I_i—i 测项的标准指数；

C_i—生物 i 测项的浓度平均值；

S_{ij}—i 测项的 j 类生物质量标准值。

如果 I_i 大于 1.0，表明生物已受到该因子污染。

根据测试结果，软体动物（贝类）评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）中的标准；甲壳类、鱼类和软体动物（非贝类）生物体内污染物质（除铬外）含量评价标准采用《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中规定的生物质量标准。

5.2.5.4 调查结果

2025 年秋季调查共采集到 7 种生物样品，分别为软体动物（非贝类）的短蛸、甲壳类的鹰爪虾、三疣梭子蟹和口虾蛄、鱼类的短吻红舌鲷和矛尾鰕虎鱼。

取待测生物样品的可食部分，测定其铜、铅、镉、铬、锌、砷、汞、石油烃的含量，测定结果见下表。

表 5.2-14 2025 年秋季调查生物体内各指标的含量水平 (湿重 10^{-6})

站号	中文名	类群	总铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
			(湿重 10^{-6})							
P1	鹰爪虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	三疣梭子蟹	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	鹰爪虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	短蛸	软体动物 (非贝类)	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	日本枪乌贼	软体动物 (非贝类)	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	短吻红舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■

5.2.5.5 评价结果

秋季生物质量评价结果见下表。

调查海区鹰爪虾、三疣梭子蟹、口虾蛄、短蛸、日本枪乌贼、矛尾虾虎鱼和短吻红舌鲷的铜、锌、镉、铅、总汞和石油烃均未存在超标情况。

表 5.2-15 2025 年秋季生物质量标准指数

站号	中文名	类群	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
P1	鹰爪虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	三疣梭子蟹	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	鹰爪虾	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	口虾蛄	甲壳类	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	短蛸	软体动物(非贝类)	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	日本枪乌贼	软体动物(非贝类)	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P22	矛尾虾虎鱼	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	短吻红舌鲷	鱼类	■	■	■	■	■	■	■	■

注：“/”该监测项目尚未有标准。

5.3 渔业资源

5.3.1 调查概况

5.3.1.1 调查站位与调查时间

调查单位：[redacted]
[redacted]。

调查时间：[redacted]。

调查站位：详见图 5.3-1 和表 5.3-1。

表 5.3-1 渔业资源调查站位经纬度

站位	经度	纬度	调查内容
1	[redacted]	[redacted]	鱼卵仔稚鱼、游泳动物
2	[redacted]	[redacted]	
3	[redacted]	[redacted]	
4	[redacted]	[redacted]	
5	[redacted]	[redacted]	
6	[redacted]	[redacted]	
7	[redacted]	[redacted]	
8	[redacted]	[redacted]	
9	[redacted]	[redacted]	
10	[redacted]	[redacted]	
11	[redacted]	[redacted]	
12	[redacted]	[redacted]	
13	[redacted]	[redacted]	
14	[redacted]	[redacted]	
15	[redacted]	[redacted]	
16	[redacted]	[redacted]	
17	[redacted]	[redacted]	
18	[redacted]	[redacted]	

图 5.3-1 渔业资源调查站位示意图

5.3.1.2 调查方法

(1) 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔鱼调查根据《海洋调查规范第 6 部分：海洋生物调查》（GB12763.6-2007）的有关要求执行。定量样品采集使用 I 型浮游生物网（口径 [redacted]），由海底至海面垂直或倾斜拖网，落网速度 [redacted] m/s，起网速度为 [redacted]。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。

(2) 游泳动物

游泳动物现场采样按照《海洋调查规范-海洋生物调查》(GB12763.6-2007)的有关要求进行。

游泳动物：采用“ ”渔船，底拖网参数： 。

拖曳时，网口高度 m，网口宽度 m，每站的实际扫海面积为 m²。渔获物在 kg 以下的全部取样，渔获物在 kg 以上的随机取 kg 样品，样品冰鲜保存，回实验室进行鉴定分析和生物学测定，每种鱼取 ind.，进行生物学测定。

5.3.1.3 评价方法

(1) 鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼密度计算公式：

$$G=N/V$$

式中：G 为单位体积海水中鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒每立方米或尾每立方米 (ind./m³)；N 为全网鱼卵或仔稚鱼个体数，单位为粒或尾 (ind.)；V 为滤水量，单位为立方米 (m³)。

(2) 游泳动物

拖网资源密度的估算采用扫海面积法(唐启升, 2006)。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)，本报告设定拖网网具鱼类和其它类尾数、重量逃逸率均为 0.5-0.7。渔业资源密度以各站拖网渔获量(重量、尾数)和拖网扫海面积来估算，计算式为：

$$\rho_i=C_i/a_iq$$

式中：

ρ_i —第 i 站的资源密度(重量：kg/km²；尾数：10³ind./km²)；

C_i —第 i 站的每小时拖网渔获量(重量：kg/h；尾数：ind./h)；

a_i —第 i 站的网具每小时扫海面积(km²/h)(网口水平扩张宽度(km)×拖曳距离(km))，拖曳距离为拖网速度(km/h)和实际拖网时间(h)的乘积；

q —网具捕获率(可捕系数，=1—逃逸率)，取 0.3-0.5。

(3) 相对重要性指数

在生物群落中，并非所有的物种同等重要，优势种是对群落起主要控制影响的种类。所以判断一个群落的组成，优势种的变化是一个重要指标。为了确定各种游泳动物在整个群落中的重要性，我们使用 Pinkas(1971)提出的相对重要性指数（IRI）来衡量游泳动物在不同海区、不同季节中的地位。其优点是该指数即考虑了捕获物的尾数和重量，也考虑了它们的出现频率。计算公式为：

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

式中：N-为某种类尾数占总尾数的百分比；W-为某种类重量占总重量的百分比；F-为某种类的出现频率（出现站次与调查站位的百分比）。参考有关文献，IRI 值大于 1000 的种类为优势种，IRI 值在 100~1000 之间的为重要种，IRI 值在 10~100 之间为常见种，IRI 值在 1~10 之间为一般种，IRI 值在 1 以下为少见种。由此来确定各个种类在生物群落中的重要性。

（4）物种多样性计算公式

群落物种多样性的高低，除了受取样大小、数量的分布外，主要依赖于群落中种类数多少及种间个体分布是否均匀。丰富度（*d*）、均匀度（*J'*）和物种多样性 Shannon-Weaver（*H'*）指数计算公式如下：

生物多样性特征计算公式如下：

物种丰富度指数 *d*: $d=(s-1)/\ln N$ (Margalef, 1958)

物种多样性指数 *H'*: $H'=-\sum p_i \ln p_i$ (Shannon-Wiener)

物种均匀度指数 *J*: $J=H'/\ln s$ (Pielou, 1969)

备注：

s 为样方中的种数；*N* 为样方中的个体总数；*p_i* 为样方中的 *i* 种所占的比例。

5.3.2 鱼卵、仔稚鱼

5.3.2.1 种类组成

调查未捕获鱼卵仔稚鱼。

本航次调查，共采集到仔稚鱼 1 种，为青鳞小沙丁鱼，未捕获鱼卵。

表 5.3-2 调查海域鱼卵、仔稚鱼种类组成

种名	拉丁文	分类		生态类型	
		目	科	鱼卵	仔稚鱼

5.3.2.2 数量分布

本次调查，共调查 18 个站位，垂直拖网未有站位捕获鱼卵，仔稚鱼 2 个站位采集到，出现频率为 11.1%，仔稚鱼密度变化范围为 0.00~0.02 尾/m³，平均密度为 0.00 尾/m³，其中 9 号站位仔稚鱼密度最高。见下表。

表 5.3-3 鱼卵仔稚鱼分布

站位	鱼卵（粒/m ³ ）	仔稚鱼（尾/m ³ ）
4	0	0
5	0	0
9	0	0.02
13	0	0
14	0	0
18	0	0
20	0	0
21	0	0
23	0	0
25	0	0
26	0	0
28	0	0
31	0	0
A11	0	0
A2	0	0
A3	0	0
A4	0	0
A5	0	0
平均值	0	0.00

5.3.3 鱼类资源状况

5.3.3.1 种类组成

调查海域共捕获鱼类 26 种，详见附录，隶属于 7 目，16 科；其中虾虎鱼科种数最多，为 6 种，；其次为鲉科为 3 种；石首鱼科、带鱼科和舌鳎科为 2 种，；其他鲱科、鲳科、海龙科、鲈科、鲷科、天竺鲷科、鳊科、鱼鲂科、鲴科、鲮科和鲇科均为 1 种。

所捕获的 26 种鱼类中，暖水性鱼类有 5 种，占鱼类种数的 19.23%，暖温性鱼类有 19 种，占 73.1%，冷温性鱼类 2 种，占 7.7%；按栖息水层分，底层鱼类有 22 种，占鱼类种数的 84.6%，中上层鱼类有 4 种，占 15.4%。按越冬场

分，渤海地方性鱼类有 11 种，占鱼类种数的 $\frac{11}{26} \approx 42.3\%$ ，长距离洄游性鱼类有 15 种，占 $\frac{15}{26} \approx 57.7\%$ 。按经济价值分，经济价值较高的有 13 种，占鱼类种数的 $\frac{13}{26} = 50\%$ ，经济价值一般的有 2 种，占 $\frac{2}{26} \approx 7.7\%$ ，经济价值较低有 11 种，占 $\frac{11}{26} \approx 42.3\%$ 。从生态类型来看，调查海区鱼类以底层、洄游性及经济价值较高为主。见下表。

表 5.3-4 鱼类生态类型

种名	经济价值			水层		适温性			越冬场		
	较高	一般	较低	中上层	底层	暖水性	暖温性	冷温性	渤海	黄海	东海
青鳞小沙丁鱼			■	■			■			■	
黄鲫			■	■			■			■	
赤鼻棱鲉			■	■		■					■
刀鲚	■			■			■				■
项斑项鳎			■		■	■				■	
尖海龙		■			■		■			■	
许氏平鲉	■				■			■	■		
花鲈	■				■		■			■	
细条天竺鲷			■		■	■					■
多鳞鳢	■				■	■				■	
皮氏叫姑鱼	■				■	■					■
白姑鱼	■				■		■				■
绯鲷			■		■		■		■		
小带鱼		■			■		■				■
带鱼	■				■		■			■	
银鲳	■				■	■				■	
髯缟虾虎鱼			■		■		■		■		
斑尾刺虾虎鱼	■				■		■		■		
矛尾虾虎鱼			■		■		■		■		
拉氏狼牙虾虎鱼			■		■		■		■		
中华栉孔虾虎鱼			■		■		■		■		
普氏缟虾虎鱼			■		■		■		■		
石鲈	■				■			■	■		
短吻红舌鲷	■				■		■		■		
半滑舌鲷	■				■		■		■		
红鳍东方鲀	■				■		■			■	
合计	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.3.3.2 鱼类渔获量及优势种分析

(1) 渔获组成

本次调查鱼类站位平均渔获重量密度为 █ kg/h，渔获重量密度范围为 █ kg/h；A11 号站位渔获重量密度最高，为 █ kg/h；其次为 4 站，为 █ kg/h；最小值出现在 9 站，为 █ kg/h。平均渔获尾数密度为 █ 尾/h，渔获尾数密度范围为 █ 尾/h，A11 号站位渔获尾数密度最高，为 █ 尾/h；其次为 A2 站，为 █ 尾/h。最小值出现在 9 站，为 █ 尾/h。鱼类渔获重量密度及渔获尾数密度分布见表 5.3-5。

根据渔获物分析，幼鱼渔获尾数密度为 █ 尾/h，渔获重量密度为 █ kg/h。成鱼渔获尾数密度为 █ 尾/h，渔获重量密度为 █ kg/h。

表 5.3-5 鱼类资源密度及渔获量

站位	渔获尾数密度 (尾/h)	幼体渔获尾数 密度 (尾/h)	渔获重量密度 (kg/h)	幼体渔获重量 密度 (kg/h)
4	█	█	█	█
5	█	█	█	█
9	█	█	█	█
13	█	█	█	█
14	█	█	█	█
18	█	█	█	█
20	█	█	█	█
21	█	█	█	█
23	█	█	█	█
25	█	█	█	█
26	█	█	█	█
28	█	█	█	█
31	█	█	█	█
A11	█	█	█	█
A2	█	█	█	█
A3	█	█	█	█
A4	█	█	█	█
A5	█	█	█	█
平均	█	█	█	█

(2) 优势种

鱼类群落优势种有 3 种，为矛尾虾虎鱼、短吻红舌鲷、斑尾刺虾虎鱼，重要种有 4 种，常见种 7 种，一般种 5 种，少见种 7 种。

表 5.3-6 鱼类优势种及主要种类

种类	W%	N%	F%	IRI
矛尾虾虎鱼	█	█	█	█
短吻红舌鲷	█	█	█	█
斑尾刺虾虎鱼	█	█	█	█
中华栉孔虾虎鱼	█	█	█	█

种类	W%	N%	F%	IRI
黄鲫	■	■	■	■
赤鼻棱鯮	■	■	■	■
拉氏狼牙虾虎鱼	■	■	■	■
半滑舌鳎	■	■	■	■
青鳞小沙丁鱼	■	■	■	■
花鲈	■	■	■	■
许氏平鲉	■	■	■	■
小带鱼	■	■	■	■
皮氏叫姑鱼	■	■	■	■
髯缟虾虎鱼	■	■	■	■
普氏缟虾虎鱼	■	■	■	■
多鳞鳢	■	■	■	■
项斑项鳎	■	■	■	■
红鳍东方鲀	■	■	■	■
银鲳	■	■	■	■
带鱼	■	■	■	■
刀鲚	■	■	■	■
石鲈	■	■	■	■
绯鲷	■	■	■	■
细条天竺鲷	■	■	■	■
白姑鱼	■	■	■	■
尖海龙	■	■	■	■

5.3.3.3 鱼类资源量评估

秋季共捕获鱼类 ■ 种，平均渔获尾数密度 ■ ind/h，渔获重量密度为 ■ kg/h。

经换算鱼类平均资源密度为 ■ ind/km² 和 ■ g/km²，见表 4.2-4，成鱼平均资源密度为 ■ ind/km² 和 ■ kg/km²，幼鱼平均资源密度为 ■ ind/km² 和 ■ kg/km²。

5.3.4 头足类资源状况

5.3.4.1 种类组成及优势种

本次调查共捕获头足类3种，分别为火枪乌贼、短蛸和长蛸，隶属于2目、2科、2属。

表 5.3-7 头足类优势种及主要种类

种类	W%	N%	F%	IRI
火枪乌贼	■	■	■	■
短蛸	■	■	■	■
长蛸	■	■	■	■

5.3.4.2 头足类渔获量

本次调查头足类站位平均渔获重量密度为 ■ kg/h，渔获重量密度范围为 ■ kg/h。1 号站位渔获重量密度最高，其次为 14 站，为 ■；最小值出现在 9 站。头足类站位平均渔获尾数密度为 ■ 渔获尾数密度范围为 ■ ind/h。1 号站位渔获尾数密度最高，其次为 2 站，为 ■ ind/h；最小值出现在 9 站。

表 5.3-8 秋季头足类资源密度及渔获量

站位	渔获尾数密度 (尾/h)	幼体渔获尾数 密度 (尾/h)	渔获重量密度 (kg/h)	幼体渔获重量 密度 (kg/h)
4	■	■	■	■
5	■	■	■	■
9	■	■	■	■
13	■	■	■	■
14	■	■	■	■
18	■	■	■	■
20	■	■	■	■
21	■	■	■	■
23	■	■	■	■
25	■	■	■	■
26	■	■	■	■
28	■	■	■	■
31	■	■	■	■
A11	■	■	■	■
A2	■	■	■	■
A3	■	■	■	■
A4	■	■	■	■
A5	■	■	■	■
平均	■	■	■	■

5.3.4.3 头足类资源量评估

秋季调查共捕获头足类 3 种，平均渔获尾数密度为 ■ ind/h，渔获重量密度为 ■ kg/h；其中幼体渔获尾数密度为 ■ ind/h，渔获重量密度为 ■ kg/h。成体头足类的平均渔获重量密度为 ■ kg/h，渔获尾数密度为 ■ ind/h。经换算头足类平均资源密度为 ■ ind/km² 和 ■ kg/km²，见表 4.4-3，其中幼体平均资源

密度为 \square ind/km², \square kg/km², 成体平均资源密度为 \square ind/km², \square kg/km²。

5.3.5 甲壳类资源状况

5.3.5.1 种类组成和优势种

(1) 种类组成

本次秋季调查共捕获甲壳类 12 种, 隶属于 2 目, 8 科; 其中虾类 7 种, 隶属于 1 目, 4 科, 占甲壳类总种数的 \square %; 蟹类 4 种, 隶属于 1 目, 3 科, 占甲壳类总种数的 \square %; 十足目 1 种, 占甲壳类总种数的 \square %; 甲壳类种类名录见附录。

(2) 优势种

根据相对重要性指数 (IRI) 计算结果, 调查海域游泳动物群落中, 甲壳类群落优势种有 5 种, 分别为口虾蛄、细巧仿对虾、鹰爪虾、日本鼓虾、日本蟳, 重要种有 2 种, 常见种 2 种, 一般种 2 种, 少见种 1 种。

表 5.3-9 甲壳类优势种及主要种类

种类	<i>W</i> %	<i>N</i> %	<i>F</i> %	<i>IRI</i>
口虾蛄	\square	\square	\square	\square
细巧仿对虾	\square	\square	\square	\square
鹰爪虾	\square	\square	\square	\square
日本鼓虾	\square	\square	\square	\square
日本蟳	\square	\square	\square	\square
隆线强蟹	\square	\square	\square	\square
瓷蟹	\square	\square	\square	\square
三疣梭子蟹	\square	\square	\square	\square
细螯虾	\square	\square	\square	\square
红条鞭腕虾	\square	\square	\square	\square
中国明对虾	\square	\square	\square	\square
鲜明鼓虾	\square	\square	\square	\square

5.3.5.2 甲壳类渔获量

本次调查甲壳类站位平均渔获重量密度为 \square kg/h, 渔获重量密度范围为 \square kg/h。甲壳类站位平均渔获尾数密度为 \square ind/h, 渔获尾数密度范围为 \square ind/h。见下表。

根据渔获物分析, 本次调查中虾类 (包含口虾蛄) 幼体渔获尾数密度为

■■■■ ind/h，渔获重量密度为 ■■■■ kg/h，虾类成体渔获尾数密度为 ■■■■ ind/h，渔获重量密度为 ■■■■ kg/h；蟹类幼体渔获尾数密度数为 ■■■■ ind/h，渔获重量密度为 ■■■■ kg/h，蟹类成体渔获尾数密度为 ■■■■ ind/h，渔获重量密度为 ■■■■ kg/h。

表 5.3-10 甲壳类资源密度及渔获量

站 位	虾类		蟹类		虾类		蟹类		甲壳类	
	渔获 尾数 密度 (尾 /h)	幼体渔 获尾数 密度 (尾 /h)	渔获 尾数 密度 (尾 /h)	幼体渔 获尾数 密度 (尾/h)	渔获 重量 密度 (kg/h)	幼体渔 获重量 密度 (kg/h)	渔获 重量 密度 (kg/h)	幼体渔 获重量 密度 (kg/h)	渔获 尾数 密度 (尾 /h)	渔获 重量 密度 (kg/h)
4	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
5	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
9	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
1 3	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
1 4	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
1 8	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 0	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 1	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 3	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 5	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 6	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
2 8	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
3 1	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
A 1 1	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
A 2	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
A 3	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
A 4	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
A 5	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■
平 均	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■	■■■■

5.3.5.3 甲壳类资源量评估

秋季调查共捕获甲壳类 12 种，其中虾类 7 种，蟹类 4 种，口足类 1 种；甲

壳类平均渔获量 \blacksquare ind/h, \blacksquare kg/h; 其中虾类幼体渔获尾数密度为 \blacksquare ind/h, 渔获重量密度为 \blacksquare kg/h, 虾类成体渔获尾数密度为 \blacksquare ind/h, 渔获重量密度为 \blacksquare kg/h; 蟹类幼体渔获尾数密度为 \blacksquare ind/h, 渔获重量密度为 \blacksquare kg/h, 蟹类成体渔获尾数密度分布为 \blacksquare ind/h, 渔获重量密度为 \blacksquare kg/h。

经换算甲壳类平均资源密度为 \blacksquare ind/km² 和 \blacksquare kg/km², 其中虾类 (包含口虾蛄) \blacksquare ind/km² 和 \blacksquare kg/km², 蟹类 \blacksquare ind/km² 和 \blacksquare kg/km², 见表 5.3-3。虾类成体平均重量资源密度为 \blacksquare kg/km², 幼体尾数资源密度为 \blacksquare ind/km²; 蟹类成体平均重量资源密度为 \blacksquare kg/km², 幼体尾数资源密度为 \blacksquare ind/km²。

5.3.6 物种多样性及其分布

物种多样性是衡量一个海区生物资源丰富程度的客观指标; 同时通过了解物种多样性和均匀性指数的变化, 可以用来描述捕捞、污染以及其他环境条件对游泳动物群落结构的作用。丰富度指数 d 、物种多样性指数 H' 和物种均匀度指数 J 来研究游泳动物群落的多样性特征。

经计算, 2025 年秋季调查海区游泳动物多样性指数 (H') 平均值为 \blacksquare , 范围是 \blacksquare , 最小值出现在站 5, 最大值出现在站 2。丰富度指数 (d) 平均值为 2.02, 范围是 \blacksquare , 最小值出现在站 18, 最大值出现在站 9。均匀度指数 (J) 平均值为 \blacksquare , 范围是 \blacksquare , 最小值出现在站 5, 最大值出现在站 2, 见下表。

表 5.3-11 游泳动物群落多样性特征

站位	丰富度指数 (d)	多样性指数 (H')	均匀度指数 (J)
1	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
2	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
3	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
4	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
5	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
6	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
7	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
8	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
9	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
10	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare
11	\blacksquare	\blacksquare	\blacksquare

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

站位	丰富度指数 (d)	多样性指数 (H')	均匀度指数 (J)
12	■	■	■
13	■	■	■
14	■	■	■
15	■	■	■
16	■	■	■
17	■	■	■
18	■	■	■
平均	■	■	■

6 回顾性环境影响评价

渤中 34-9 油田位于渤海南部海域，[REDACTED]，属于垦利油田群开发体系，[REDACTED]。油田范围内平均水深 [REDACTED]m。本项目新建 1 座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC 及配套生产设施。新建工程的同时，对所依托的 KL10-1CEP、BZ34-9CEPA 进行适应性改造。

油田设施物流集输、处理工艺流程现状情况详见图 6-1，具体描述如下：

本次新建的 BZ34-9WHPC 平台生产物流出液全部进入一级分离器处理为含水率为 [REDACTED] 的原油后通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 含水 [REDACTED] 原油混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 原油脱水系统处理，合格原油通过 KL10-1CEP 已建海管最终送至东营原油终端；BZ34-9WHPC 伴生气通过栈桥管线输送至 BZ34-9CEPA 伴生气处理系统，伴生气经已建输气海管输送至 BZ35-2CEPA 平台处理合格后增压外输至渤西南管网；BZ34-9WHPC 处理合格的生产水回注；电力依托渤中-垦利岸电供电。

根据工程的物流集输工艺可知，本次新建工程充分依托现有油田设施进行开发，依托设施情况详见表 6-1：

图 6-1 物流集输工艺流程图
表 6-1 本项目依托工程概况

依托设施		依托工程基本情况	依托功能
平台	BZ34-9CEPA	BZ34-9CEPA 是一座 8 腿平台，含 [REDACTED] 个井槽（其中 8 [REDACTED]、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设直升机甲板。平台上设有设生产/测试管汇、测试分离器、计量系统、生产加热器、清管球发射器等设施。平台设有 [REDACTED] 人生活楼，生活污水处理能力为 6 [REDACTED] m ³ /d（按 [REDACTED] 人设计）。本次新建 BZ34-9WHPC 预计新增 [REDACTED] 人定员，依托 BZ34-9CEPA 现有生活楼及生活污水处理系统。	依托该平台原油外输、气处理系统、部分依托生产水处理系统、注水系统、生活楼及生活污水处理系统
	KL10-1CEP	KL10-1CEP 是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，平台共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 [REDACTED] 人生活楼。	依托该平台原油处理系统、原油外输系统
	BZ35-2CEPA	BZ35-2CEPA 是 1 座 8 腿有人驻守的中心平台，	依托该平台的

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

依托设施		依托工程基本情况	依托功能
		共有 ■ 甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板平台上设有电站、热站、油气处理设施、生产水处理设施、注水设施、化学药剂和 ■ 人生活楼。	气处理系统
	BZ35-2WHP A 平台	BZ35-2 WHPA 是 1 座 4 腿无人驻守井口平台，通过 ■ 栈桥与 BZ35-2 CEPA 中心平台连接，共有 ■ 层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板	依托该平台的气处理系统
输油管道	BZ34-9CEPA 至 KL10-1CEP 混输海管	原油输送	依托管道原油输送
	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管	原油输送	依托管道原油输送
	KL10-1CEP 至 KL3-2CEPA 输油海管（复线）	原油输送	依托管道原油输送
	KL3-2CEPA 至东营终端 输油海管	原油输送	依托管道原油输送
	KL3-2CEPA 至东营终端 输油海管（复线）	原油输送	依托管道原油输送
输气管道	BZ34-9CEPA 至 BZ35-2WHP A 输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	BZ28-2S BOP 至友谊 号单点输气 海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	友谊号单点 至龙口终端 输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	BZ28-2SBOP 至 BZ35-2CEPA 输气海管	天然气输送	依托天然气管道输送
	BZ35-2 CEPA 至水下 三通输气海 管	天然气输送	依托天然气管道输送
陆上工程	东营终端	东营原油终端于 2015 年投产，位于山东省东营港，终端共租用炼化库区 4 座储罐，其中 3 座 ■ m ³ 储罐，1 座 ■ m ³ 储罐。海上原油处理合格后通过管线输送上岸，合格油上岸时，终端的主要功能是	依托终端储存及外输

依托设施	依托工程基本情况	依托功能
	将上岸原油加热中转至炼化库区	
龙口终端	龙口终端于 2026 年投产，位于山东烟台龙口港区，终端有 4 座 10000 立方米的 LNG 储罐	依托其进行天然气接收和处理
渤中-垦利岸电	依托渤中-垦利岸电供电	依托供电

6.1 依托工程开发过程回顾

6.1.1 渤中 34-9 油田开发工程回顾

本次工程主要依托渤中 34-9 油田 BZ34-9CEPA 的依托该平台原油外输、气处理系统、部分依托生产水处理系统、注水系统、生活楼及生活污水处理系统，下述工程内容主要阐述与本次依托相关的内容。

渤中 34-9 油田主要工程包括：1 座井口平台 BZ34-9WHPB、1 座中心平台 BZ34-9CEPA、4 条海底管道、3 条海底电缆。

《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》：[redacted]，见附件 4）。

渤中 34-9 油田采用注水开发方式，充分依托现有垦利 10-1 油田、渤中 35-2 油田和渤中 34-2/4 油田相关设施，包括物流的处理、外输及电力等。

图 6.1-1 渤中 34-9 油田总体开发方案

表 6.1-1 渤中 34-9 油田开发工程的工程量组成

工程类型	工程组成	装置及规模
工程组成	主体工程	BZ34-9CEPA 是一座 8 腿平台，含 1 个井槽（其中 1 口单筒双井）。前期使用自升式钻井平台打井，后期使用修井机修井。设有 1 人生活楼。平台共设四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设直升机甲板。平台上设有生产/测试管汇、测试分离器、计量系统、生产加热器、清管球发射器等设施。
	环保工程	BZ34-9CEPA 生活污水处理系统：电解法，设计规模为 100 m ³ /d。
	公用工程	BZ34-9CEPA 设有柴油系统、燃料气系统、火炬系统、化学药剂系统及公用/仪表风系统。

6.1.2 垦利 3-2 油田群开发概况

本次工程主要依托 BZ35-2CEPA 平台、燃料气系统，依托 KL3-2CEPA 至东营终端的输油管线。

垦利 3-2 油田群开发工程包含 2 座中心平台（分别为 BZ35-2CEPA 和 KL3-2CEPA）、5 座井口平台（分别为 BZ29-4WHPC、BZ35-2WHPA、BZ35-2WHPB、BZ34-6/7WHPA 和 KL3-2WHPA）和 1 座陆上终端；7 条平台间海底管道和 1 条登陆管道，总长约 []；4 条平台间海底电缆，总长约 []。

《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》：2013 年 5 月获得了国家海洋局环评批复（[]，见附件 4（5））。

垦利 3-2 油田群总体开发方案示意图见图 6.1-2。工程量组成详见表 6.1-2。

图 6.1-2 垦利 3-2 油田群开发工程开发方案

表 6.1-2 垦利 3-2 油田群工程量组成（摘取本项目依托平台）

工程组成	主要工程内容	装置及规模
渤中 35-2 油田	BZ35-2 WHPA	BZ35-2 WHPA 是 1 座 4 腿无人驻守井口平台，通过 [] 栈桥 BZ35-2 CEPA 中心平台连接，导管架工作点间距为 []。BZ35-2 WHPA 井口平台设置 [] 个井槽，可钻 [] 口井，其中 [] 口生产井，[] 口注水井和 [] 口水源井。平台共有 [] 层甲板，分别是上层甲板、下层甲板及工作甲板。
	BZ35-2 CEPA	BZ35-2 CEPA 是 1 座 8 腿有人驻守的中心平台，导管架工作点间距为 []。平台共有 [] 甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台上设有 [] 人生活楼，[] 人生活污水处理装置，设计处理能力为 []。
	1 条海底输气管道	1 条 BZ35-2 CEPA 至 BZ28-2S BOP 约 [] km 的输气管道。
垦利 3-2 油田	KL3-2 CEPA 平台	KL3-2 CEPA 是 1 座 8 腿有人驻守中心平台，导管架工作点间距为 []。平台共有 [] 层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板，平台上设有 [] 人生活楼。
	2 条海底输油管道	KL3-2 CEPA 至陆上终端约 [] 的海底输油管道。
东营终端		东营原油终端位于山东省东营市东营港，包括 1 条 [] 陆上进站输油管道和 1 座垦利油田群东营原油终端。通过海管接来自 KL3-2CEPA 输送上岸的合格原油。陆上终端主体工程主要包括收发球装置、加热装置和脱水装置。东营原油终端一期原油进站压力为 [] kPaA，进站温度为 []℃，在此工况下工程设计规模为 []。一期工程原油脱水单元设计规模为 4800m ³ /d，原油储存温度为 []℃，终端原油储存依托 2 座 [] 方原油储罐（终端原油储存依托中海石油炼化山东有限责任公司炼化库区，租用库区 2 座 [] 方原油储罐）。

6.1.3 依托工程相关环评及竣工验收批复回顾

与本工程相关的依托设施的环评执行情况详见表 6.1-4，相关环评批复及落实情况见表 6.1-5。

（1）《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》：2013 年 5 月获得国家

海洋局批复 [REDACTED]；2015 年 2 月获得了国家海洋局的验收批复 [REDACTED] 2018 年 11 月终端生产水处理系统获得生态环境部的验收批复 [REDACTED]。

(2) 《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》：2017 年 10 月获得了国家海洋局环评批复 [REDACTED]；2021 年 6 月获得了生态环境部的验收批复 [REDACTED]。

(3) 《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》：2014 年 3 月获得国家海洋局批复 [REDACTED]；2015 年 12 月取得环境保护设施竣工验收批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开发工程环境保护设施竣工验收的复函》 [REDACTED]。

(4) 《渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书》：2022 年 1 月 26 日取得生态环境部批复 [REDACTED]。

表 6.1-4 本项目依托设施环评执行情况

依托设施	所在环评文件	主要建设内容	环评批复	环保竣工验收批复情况
	《垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书》			2015 年 2 月海上工程和陆上工程取得环境保护设施竣工验收批复 2018 年 11 月东营原油终端生产水处理系统通过竣工环境保护验收
BZ34-9CEPA	《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》			2021 年 6 月取得环境保护设施竣工验收的复函
KL10-1CEPA	《垦利 10-1 油田开发工程环境影响报告书》			2015 年 12 月取得环境保护设施竣工验收批复：《国家海洋局关于垦利 10-1 油田群开工

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

依托设施	所在环评文件	主要建设内容	环评批复	环保竣工验收批复情况
				程环境保护设施竣工验收的复函》
1)	《渤中、垦利油田开发及岸电应用工程环境影响报告书》			-

表 6.1-5 依托工程环评批复落实情况

序号	环评批复	批复要求	落实情况
1	《国家海洋局关于垦利 3-2 油田群开发工程环境影响报告书核准意见的批复》	<p>污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准，严格控制污染物的排放总量和排放浓度。</p> <p>（一）海上工程：含油钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆可排海。正常工况下，含油生产水经处理达标后全部回注地层；非正常工况下，含油生产水经处理达标后可排海，但年最大排海天数不得超过 天，KL3-2CEPA 平台排海量不得超过 m^3/d，排污混合区范围以排放口为中心 m 半径以内海域；BZ35-2CEPA 平台排海量不得超过 m^3/d，排污混合区范围以排放口为中心 m 半径以内海域。船舶机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理。生活污水经处理达标后方可排海，工业垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。</p> <p>（二）陆上工程：生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；工业垃</p>	<p>产生的污染物处理和排放符合国家有关规定和标准要求。海上工程产生的含油钻井液和钻屑、船舶含油污水、工业垃圾和生活垃圾全部运回陆地处理。含油生产水处理达标后回注地层，甲板冲洗水、初期雨水等含油污水进入原油系统处理，生活污水处理达标后排海。</p> <p>陆上工程生活污水经化粪池初步处理后交环卫部门处理或排入市政管网；生产废水、冲洗废水及初期雨水等废水经收集处理满足排放要求后排入市政管网；工业垃圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量未超过有关主管部门的总量控制指标。</p>

已落实

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

序号	环评批复	批复要求	落实情况
		圾集中收集处理，危险固废收集后交由有资质单位处理；生活垃圾收集后交由环卫部门处理。废气中二氧化硫、氮氧化物及废水中 COD、氨氮等污染物排放量不得超过有关主管部门的总量控制指标。	
		严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引起的溢油事故。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，无溢流和井涌情况发生。同时，施工期间严格落实船舶溢油风险防范措施，无溢油事故发生。
		加强生产管理，优化注采方案。严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。	生产运行期间，建设单位加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。
		严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	建设单位严格落实了环境风险防范对策措施，编制了溢油应急计划，并在国家海洋主管部门登记备案。
		海上施工作业应避开主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。	施工期间严格落实了生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。
		陆上工程施工区四周应采用简易围屏、洒水、遮盖等措施，缩小扬尘扩散范围。施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声的设备采用隔声、消声和减震等措施降低噪声。	陆上工程施工区四周采用了简易围屏、洒水、遮盖等措施，施工机械等优先选用低噪声设备，对高噪声设备采取了隔声、消声和减震等措施。
		加强施工期的环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批	建设单位在施工期加强了环境监控管理，严格落实了报告书中的监测计划，严格执行了“三同时”制度。

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

序号	环评批复	批复要求	落实情况
		准不得投入试运行。	
2	《国家海洋局关于渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书核准意见的批复》 [REDACTED]	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑、含油钻井液和机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；工业垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；非含油钻井液和钻屑、生活污水经处理达标后方可排海；含油生产水经处理达标后方可回注地层。	工程施工期间钻井油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地由有资质的单位处理，不排海；非油层段钻屑和钻井液按照要求排海；含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层，无含油生产水排海；生活污水处理达标后排海；船舶污染物均按批复得到有效处理和处置。
		严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，采取有效井眼防碰措施。加强随钻监测，发现异常情况，立即停止注水并采取有效措施，杜绝局部超注超压。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，并设置了相应的应急关断系统。
		加强铺管作业管理，合理安排施工顺序和进度，减少悬浮泥沙的产生；加强海底管道巡检工作，采取必要的防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。	建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。
		切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5-6 月），尽量减少入海悬浮泥沙的影响面积，最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	施工期间严格落实生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵盛期（5~6 月）。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。
		严格落实环境风险防范措施，制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	作业公司已制定了详细的溢油应急计划，进行下一步的备案工作。
3	2014 年 3 月获得国家海洋局批复 [REDACTED]	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后方可排海；含油钻屑和泥浆、机舱含油污水运回陆地交由有资质单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注；生活污水经处理达标后方可排海；生活垃圾和工业垃圾运回陆地处理。	工程施工期间钻井油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地由有资质的单位处理，不排海；非油层段钻屑和钻井液按照要求排海；含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等经处理达标后全部回注地层，无含油生产水排海；生活污水处理达标后排海；船舶污染物

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

序号	环评批复	批复要求	落实情况	
			均按批复得到有效处理和处置。施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置。	
		严格实施钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，并设置相应的应急关断系统。	在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，并设置了相应的应急关断系统。	已落实
		加强生产管理，优化注采方案，避免发生地质性溢油。注水井靶点应远离风险断层；严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测；采取有效措施确保注采平衡，严禁超压、超量注水，避免“有注无采”状况发生。	生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。运营期间无“有注无采”状况发生。	已落实
		切实落实生态保护措施，施工作业应避开主要经济鱼类的产卵季节（4-6月），并采取增殖放流等措施对渔业资源进行养护与修复。	施工期间严格落实生态保护措施，避开了主要经济鱼类的产卵季节（4-6月）。制定了增殖放流方案，由天津分公司统一协调开展增殖放流，对渔业资源进行养护与修复。	已落实
		定期对海底管道进行检测和维护，及时发现并消除事故隐患；采取必要的管道防护措施，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害。	建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，避免海洋作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。	已落实
		严格落实环境风险防范对策措施，本工程投产前，应制定垦利 10-1 油田的溢油应急计划报国家海洋局北海分局备案	作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得备案。	已落实

6.1.4 污染物排放情况回顾

本项目依托平台主要包括 KL10-1CEP、BZ34-9CEPA、BZ35-2CEPA、BZ35-2WHPA（通过栈桥与 BZ35-2CEPA 相连，不设生活污水处理装置）。本项目仅依托 BZ35-2CEPA、BZ35-2WHPA 的天然气处理系统及外输管线，不新增污染物排放，故对已建依托 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 的污染物排放情况进行回顾。

6.1.4.1 生活污水

本项目 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 上的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。

BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 两平台生活污水处理装置 2025 年逐月出水监测值见下表，根据该表，处理后的污水 COD 月平均浓度在 []mg/L 之间，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（≤300mg/L）的要求，两平台生活污水处理装置系统运转正常。

表 6.1-6 生活污水排放量及（COD）月平均监测值（mg/L）（2023-2025 年）

时间	BZ34-9CEPA 生活污水		KL10-1CEP 生活污水	
	排放量（m ³ ）	月平均监测值（mg/L）	排放量（m ³ ）	月平均监测值（mg/L）
2025 年 1 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 2 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 3 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 4 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 5 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 6 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 7 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 8 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 9 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 10 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 11 月	[]	[]	[]	[]
2025 年 12 月	[]	[]	[]	[]

6.1.4.2 生产水

正常工况下项目生产水经处理达标后，全部回注地层。BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 两平台生产水处理装置 2025 年逐月水质监测数据见下表，根据该表，两平台处理后的生产水含油浓度月平均值在 []mg/L 之间，均符合《碎屑岩油

藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）标准（石油类≤15mg/L）的标准要求，生产水处理设施运行情况较好。

表 6.1-7 生产水处置装置出水/回注水水质监测结果（2025 年）

时间	BZ34-9CEPA	KL10-1CEP
	含油浓度月平均值（mg/L）	
2025 年 1 月	■	■
2025 年 2 月	■	■
2025 年 3 月	■	■
2025 年 4 月	■	■
2025 年 5 月	■	■
2025 年 6 月	■	■
2025 年 7 月	■	■
2025 年 8 月	■	■
2025 年 9 月	■	■
2025 年 10 月	■	■
2025 年 11 月	■	■
2025 年 12 月	■	■

6.1.4.3 其他污染物

各平台上设有生活垃圾和工业垃圾回收装置，产生的固体垃圾会分类回收运回陆地处理，其中危险废物交有资质单位处理。船舶机舱污水运回陆地交由有资质单位接收处理。

综上，各平台环保设施运行情况较好，各污染物可做到达标排放，基本满足相关环保法规、标准、规范及批复的要求。

6.1.4.4 环保设施运行状况回顾

根据前序生产水和生活污水的检测结果，本次依托平台的主要环保设施及运行状况良好（详见表 6.1-8）。

表 6.1-8 依托/改造平台主要环保设施及运行情况

区块	平台	环保设施	运行情况
渤中 34-9 油田	BZ34-9CEPA	生产水处理装置 1 套，处理能力 ■m³/d 生活污水处理装置，设计处理能力： ■m³/d	正常
渤中 35-2 油田	BZ35-2CEPA（与 BZ35-2WHPA 通过栈桥连接）	生产水处理装置 1 套，处理能力 ■m³/d 生活污水处理装置，设计处理能力： ■m³/d	正常

垦利 10-1 油田	KL10-1CEP	生产水处理装置 1 套，处理能力 ■m ³ /d 生活污水处理装置，设计处理能力： ■m ³ /d	正常
------------	-----------	--	----

6.2 溢油事故情况回顾

根据天津分公司的统计资料，工程所在渤中 34-9 油田自运行以来未发生过溢油事件。

7 环境影响预测与评价

根据工程分析,本项目排海的污染物主要是施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑,本项目预测因子为悬浮物。本篇结合数值模拟方法对上述污染物对海洋环境的影响进行预测。

7.1 海水水质影响预测与评价

7.1.1 水文动力模型

海水是海中污染物输运的载体,为此在预测污染物扩散前需利用流体动力学基本方程组计算该油田海域的流场,明确其潮流的运动特性,进而计算建设项目的排海污染物对海水水质的影响。

7.1.1.1 流体动力学基本方程组

连续方程:

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

动量方程:

$$\begin{aligned} \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial u^2}{\partial x} + \frac{\partial vu}{\partial y} + \frac{\partial wu}{\partial z} &= fv - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial x} - g \frac{\partial \eta}{\partial x} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_A}{\partial x} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} + F_u - F_{vx} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial u}{\partial z}) \\ \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial uv}{\partial x} + \frac{\partial v^2}{\partial y} + \frac{\partial wz}{\partial z} &= -fu - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial y} - g \frac{\partial \eta}{\partial y} - \frac{1}{\rho_0} \frac{\partial p_A}{\partial y} - \frac{g}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} + F_v - F_{vy} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial v}{\partial z}) \\ \frac{\partial w}{\partial t} + \frac{\partial uw}{\partial x} + \frac{\partial vw}{\partial y} + \frac{\partial w^2}{\partial z} &= -\frac{1}{\rho_0} \frac{\partial q}{\partial z} + F_w - F_{vz} + \frac{\partial}{\partial z} (v_t^v \frac{\partial w}{\partial z}) \end{aligned}$$

式中: x 、 y 、 z 为笛卡尔坐标系; t 为时间; η 为潮位; u 、 v 、 w 分别为 x 、 y 、 z 方向的流速分量; g 为重力加速度; ρ 为海水密度; ρ_0 为水的相对密度; $f = 2\Omega \sin \phi$ 为科氏力参数, Ω 为地球的自转角速度, ϕ 为地理纬度; q 为非静水压力; p_a 为大气压强; F_u 、 F_v 、 F_w 为水平扩散项,可按以下公式计算:

$$F_u = \frac{\partial}{\partial x} \left(2v_t^h \frac{\partial u}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(v_t^h \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right)$$

$$F_v = \frac{\partial}{\partial x} \left(v_t^h \left(\frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} \right) \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(2v_t^h \frac{\partial v}{\partial y} \right)$$

$$F_w = \frac{\partial}{\partial x} \left(v_t^h \frac{\partial w}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(v_t^h \frac{\partial w}{\partial y} \right)$$

式中： v_t^h 为水平涡粘系数。

为了准确模拟实际海底地形的不规则形态，本文垂向采用 σ 坐标，坐标变换如下：

$$\sigma = \frac{z - z_b}{h}, \quad x' = x, \quad y' = y$$

式中： $z_b = -d$ ， σ 的取值范围为 $0 \sim 1$ 。

7.1.1.2 计算条件

(1) 初始条件

$$\eta(x, y, t)|_{t=0} = \eta_0(x, y)$$

$$u(x, y, t)|_{t=0} = u_0(x, y)$$

$$v(x, y, t)|_{t=0} = v_0(x, y)$$

$$w(x, y, t)|_{t=0} = w_0(x, y)$$

式中： η_0 、 u_0 、 v_0 、 w_0 分别为 η 、 u 、 v 、 w 在初始时刻的已知值。本报告均取0。

(2) 边界条件

①海面 and 海底边界

海底 ($z = -d$) 处：

$$\omega = -u \frac{\partial h}{\partial x} - v \frac{\partial h}{\partial y}, \quad \left(\frac{\partial u}{\partial z}, \frac{\partial v}{\partial z} \right) = \frac{1}{\rho_0 v_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

海面 ($z = \eta$) 处：

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

其中 τ_{bx}, τ_{by} 分别为 x, y 向的床面切应力分量; τ_{sx}, τ_{sy} 为海面 x, y 向的风应力分量, 本次模拟 $\tau_{sx} = \tau_{sy} = 0$ 。

②闭边界条件

所谓闭边界条件, 即水陆交界条件。水陆交界的法向流速一般采用不考虑渗透作用的流体不可穿越固壁原理, 即法向流速为 0, 一般形式为 $\vec{U} \times \vec{n} = 0$, 其中 \vec{U} 为流速矢量, \vec{n} 为闭边界的法向矢量。

③开边界条件

所谓开边界条件即水域边界条件。在此边界上, 或者给定流速, 或者给定潮位。本报告中开边界同时考虑环流和潮汐的综合影响, 给定流速和潮位, 开边界条件的流速数据来自 HYCOM 模型计算结果。

开边界处潮位由调和常数计算得出, 开边界强迫水位计算公式如下:

$$\zeta = \sum_{i=1}^N \{f_i H_i \cos[\sigma_i t + (V_{oi} + V_i) - G_i]\}$$

这里, f_i 、 i 是第 i 个分潮的交点因子和角速度; H_i 和 G_i 是调和常数, 分别为分潮的振幅和迟角; $V_{oi} + V_i$ 是分潮的幅角。本报告开边界强迫水位采用 Mike 21 内部的全球潮汐预测模型求得开边界的 M_2 、 S_2 、 O_1 、 K_1 、 M_4 和 MS_4 六个分潮调和常数输入计算得到。

④动边界条件

本模型采用限制水深的方法处理动边界问题, 其中 0.05m 以下为干单元, 0.1m 以上为湿单元, 二者区间为半干半湿单元。

⑤初始条件:

本模型初始条件采用稳态启动, 初始的误差会随计算的进行逐步消失, 文中模型验证取计算稳定后的模拟结果。

7.1.1.3 计算海域及网格设置

本项目所建立的数学模型岸线及水深资料采用海军航保部 2014 年出版的海图岸线和水深为基础建立模型, 并根据 GoogleEarth 岸线进行调整, 以平均海平面为基准面进行计算, 采用 UTM-50 坐标系, 中央经度为 117° 。

本项目所建立的数学模型计算域为整个渤海, 采用非结构三角网格。为了能清

楚了解项目附近海域的潮流状况，保证后续污染物浓度分布的计算精度，需要将项目附近海域进行局部加密。本报告将污染物预测平台的附近区域进行局部加密，最小空间步长约为 \blacksquare m，由 \blacksquare 个节点和 \blacksquare 个三角单元组成。垂向采用 sigma 分层，自表至底平均分为三层。计算海域与工程附近海域网格设置及水深地形见图 7.1-1~图 7.1-2（图中加密平台为污染物预测点）。

图 7.1-1 计算海域网格与地形图

图 7.1-2 工程附近海域网格设置

7.1.1.4 潮流及潮位的验证

在计算海域中，采用 \blacksquare 对工程海域海流的现场观测资料（ \blacksquare ），对数值计算结果进行验证。各实测点坐标如下表所示，点位布设如图 7.1-3 所示，图 7.1-4~图 7.1-9 分别为各站位潮流、潮位验证曲线。

表 7.1-1 验证点坐标位置

站位	北纬	东经	验证项目
C4	\blacksquare	\blacksquare	潮流
C7	\blacksquare	\blacksquare	潮流
C13	\blacksquare	\blacksquare	潮流、潮位
C30	\blacksquare	\blacksquare	潮流、潮位
C32	\blacksquare	\blacksquare	潮流
C50	\blacksquare	\blacksquare	潮流

图 7.1-3 潮流潮位观测站位位置图

图 7.1-4a C4 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-4b C4 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-4c C4 站位潮流验证曲线（底层）

7.1-5a C7 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-5b C7 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-5c C7 站位潮流验证曲线（底层）

图 7.1-6a C13 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-6b C13 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-6c C13 站位潮流验证曲线（底层）

图 7.1-7a C30 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-7b C30 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-7c C30 站位潮流验证曲线（底层）

图 7.1-8a C32 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-8b C32 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-8c C32 站位潮流验证曲线（底层）

图 7.1-9a C50 站位潮流验证曲线（表层）

图 7.1-9b C50 站位潮流验证曲线（中层）

图 7.1-9c C50 站位潮流验证曲线（底层）

图 7.1-10 C13 站位潮位验证曲线图

图 7.1-11 C30 站位潮位验证曲线

由验证结果可以看出模拟潮位与实测潮位基本吻合，二者变化趋势一致，最高潮位和最低低潮位误差基本在 \blacksquare cm 之内。从流速、流向验证过程来看，模拟的流速过程与实测值总体吻合较好，少数时刻大小和流向存在差异，各站位平均涨落潮流速误差基本在 \blacksquare % 以内，主潮流流向误差在 \blacksquare° 以下。总体认为本报告所建立的

潮流模型比较全面地反映了工程区附近海域的流动规律，预测流场能够反映工程周边海域潮流状况。

7.1.1.5 潮流计算结果

本项目表层潮流场的情况参照 BZ34-9 WHPC 平台选取，图 7.1-12~图 7.1-13 分别为计算海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的表层潮流场，图 7.1-14~图 7.1-15 分别为工程附近海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的表层潮流场。由图可以看出，项目附近海域基本为往复流，涨潮潮流流向为 SE-NW 向，落潮潮流流向为 NW-SE 向。

图 7.1-12 计算海域涨潮中间时潮流场

图 7.1-13 计算海域落潮中间时潮流场

图 7.1-14 工程附近海域涨潮中间时潮流场

图 7.1-15 工程附近海域落潮中间时潮流场

7.1.2 海水水质环境影响预测与评价

7.1.2.1 悬浮物运动基本方程

悬浮物为颗粒态，它随着海水运动的同时，尚在海水中沉降，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。

(1) 控制方程

施工掀扬起的海底悬浮物，悬浮物输移—扩散过程由以下方程表示：

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

式中，C 为海水中悬浮沙浓度，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 $\text{kg/m}^3/\text{s}$ 。

(2) 沉降速度

泥沙沉速与泥沙颗粒粒径有关。对于泥沙粒径 $<0.02\text{mm}$ 的，将发生絮凝现象，沉速取 0.0005m/s 。对于粒径大于 $>0.02\text{mm}$ 的，悬浮物沉速 ω 采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算，

$$\omega = \sqrt{\left(13.95 \frac{v}{D}\right)^2 + 1.09 \alpha g D} - 13.95 \frac{v}{D}$$

其中， v 为水运动粘滞系数，取值 $0.0000011 \text{ m}^2/\text{s}$ ； D 为悬浮物中值粒径（mm）； α 为重率系数，取 1.65。

（3）边界条件

固边界上，

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

开边界上，

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向， Γ 为水边界。

（4）初始条件

因为悬浮物对应的海水水质标准是人为造成增加的量，所以模型预测只考虑悬浮物增量，初始条件设本底值为 0。

7.1.2.2 钻井液对海水水质环境影响预测

（1）源强

根据工程施工方案，钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用，钻完井后一次性排放。本项目非油层段钻井液排放位置为 BZ34-9WHPG 平台分 批排放，最大一次性排放量为 m^3 ，排放速率最大为 $35 \text{ m}^3/\text{h}$ 。钻井液比重（按 g/cm^3 计算），钻井液粒径，中值粒径取为 mm 。经估算，非油层段钻井液排放产生悬浮物的源强为 kg/s ，排放时长最长 h 。

（2）预测方案

本报告计算了大潮时和小潮时，源强排放时长为一个潮周期内排放非油层段钻井液时的悬浮物浓度扩散范围，统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，根据海水水质标准值绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻井液排放产生的悬浮物浓度增量超海水水质标准的总包络范围。

(3) 预测结果

经预测，非油层段钻井液排放产生的悬浮物对海水水质的影响主要在表层和 中 层，底层无超标水域。超标面积统计见表 7.1-2，不同超标倍数的包络面积见表 7.1-3。非油层段钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 7.1-16。







BZ34-9WHPC 非油层段钻井液排放引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为  km²，超三类海水水质标准的面积为  km²，超四类海水水质标准的面积为  km²。中层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为  km²，无超三类和超四类海水水质标准海域。底层无超海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为  km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 。

表 7.1-2 BZ34-9WHPC 非油层段钻井液产生的悬浮物预测结果（km²）











层位	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
表层				
中层				
底层				

表 7.1-3 BZ34-9WHPC 非油层段钻井液产生的悬浮物不同超标倍数

总包络面积（km²）













层位	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层				
中层				
底层				

图 7.1-16 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻井液悬浮物浓度最大包络线图（表层）

图 7.1-17 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻井液悬浮物浓度最大包络线图（中层）

7.1.2.3 钻屑对海水水质环境的影响预测

(1) 源强








根据工程施工方案，本工程 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻屑的最大排放速率不会超过  m³/d，钻屑密度按 2.5g/cm³ 计，经估算，钻屑排放源强约为  kg/s。钻屑粒径分布如下表所示。

表 7.1-4 钻屑粒径分布

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5					

(2) 预测方案

本次预测非油层段钻屑排放位置为 BZ34-9 WHPC 平台，钻屑的最大排放速率按 m^3/d ，排放时长 d ，中值粒径分别取 $74\text{ }\mu\text{m}$ 、 $120\text{ }\mu\text{m}$ 、 $150\text{ }\mu\text{m}$ 、 $230\text{ }\mu\text{m}$ 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15% 计算悬浮物浓度扩散范围，将各组分计算结果进行叠加，分别统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻屑排放产生悬浮物的浓度增量超海水水质标准的总包络范围。

(3) 预测结果

经预测，BZ34-9 WHPC 非油层段钻屑排放引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 km^2 ，超三类海水水质标准的面积为 km^2 ，超四类海水水质标准的面积为 km^2 。中层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 km^2 ，超三类海水水质标准的面积为 km^2 ，超四类海水水质标准的面积为 km^2 。底层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 km^2 ，超三类海水水质标准的面积为 km^2 ，超四类海水水质标准的面积为 km^2 。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 km ，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。

表 7.1-5 非油层段钻屑排放产生悬浮物的预测结果（ km^2 ）

层位	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）	恢复时间（h）
表层					
中层					
底层					

表 7.1-6 非油层段钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数 B_i 总包络面积（ km^2 ）

层位	$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$	$4 < B_i \leq 9$	$B_i > 9$
表层				
中层				
底层				
各层平均				

图 7.1-18 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻屑悬浮物浓度最大包络线图（表层）

图 7.1-19 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻屑悬浮物浓度最大包络线图（中层）

图 7.1-20 BZ34-9WHPC 平台非油层段钻屑悬浮物浓度最大包络线图（底层）

7.1.2.4 桩基施工悬浮物对水质环境的影响分析

本项目新建平台采用桩式导管架结构，桩基施工时产生悬浮物。由于悬浮物产生量较小，且桩基施工时间较短，因此，桩基施工产生悬浮物对水质环境影响较小。

7.1.3 其他污染物对海水水质环境的影响分析

本项目施工期排放的污染物主要是施工期生活污水，生活污水经处理达标后排放，对海洋环境的影响较小，随着施工期结束而结束。

本项目新建 BZ34-9 WHPC 平台为井口平台，为了加强对本次新建平台的日常巡检工作，为本平台配备 1 人，依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 平台生活楼，运营期 BZ34-9 WHPC 平台不排放生活污水，根据工程分析，新增的生产定员不会增加 BZ34-9CEPA 平台生活污水的总量，不新增对海洋水质环境的影响。

运营期产生的废水除含油生产水之外，还包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水等，全部进入平台开闭排放系统后再进入工艺系统处理，无排放，不会对海水水质环境产生影响。

7.2 海洋沉积物环境影响分析

平台采用钢式导管架结构，平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变，但桩腿占海面积较小，因此施工期平台对海洋沉积物环境的影响较小。

非油层段钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定范围内沉积。其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。一般大部分钻屑沉积在作业平台 100m 以内，按 100m 计算，则本项目钻屑覆盖厚度不小于 10cm 的区域面积不超过 0.01km²，对海洋沉积物环境影响较小。

7.3 海洋生态环境影响分析与评价

7.3.1 海洋生物资源损失估算

本项目对海洋生物资源的主要影响因素为：施工期非油层段钻井液和钻屑排放

产生的悬浮物；平台桩腿井口占海对底栖生物的影响。

7.3.1.1 生物损失量评估方法

生物量损失计算参照中华人民共和国农业部发布的水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）中的有关规定进行。

（1）污染物扩散造成的生物资源损失

污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估，分一次性损害和持续性损害。

A、一次性损失计算方法

$$W_i = \sum_{j=1}^n D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

式中：

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

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

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

B、持续性损失计算方法

当污染物浓度增量区域存在时间超过 15d 时，应计算生物资源的累计损害量。

计算以年为单位的生物资源的累计损害量按以下公式计算：

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（一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如下：

表 7.3-1 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标	各类生物损失率（%）
-------------	------------

倍数 (Bi)	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
Bi≤1 倍	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
1<Bi≤4 倍	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
4<Bi≤9 倍	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
Bi≥9 倍	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>

(2) 占用海域造成的底栖生物资源损失

项目施工期排放的钻屑沉降覆盖区域，使海洋生物资源栖息地丧失。底栖生物资源损害量评估按下面公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

Wi——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克(kg)，这里指底栖生物资源受损量；

Di——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]、千克每平方千米（kg/km²），在此为底栖生物生物量；

Si——第 i 种类生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。本报告中指钻屑沉降覆盖 2cm 厚度的海底面积。

7.3.1.2 生物量损失计算参数

因本项目施工期较长，本报告中生物资源密度取春季、秋季调查数据平均值。其中，春季渔业资源密度取值引自[]，渔业资源调查时间为[]；春季底栖生物资源密度取值引自[]，调查时间为[]；秋季渔业资源密度引用[]，调查时间为[]；秋季底栖生物资源取值引自[]，调查时间为[]。具体参数如下表所示。

表 7.3-2 生物资源密度取值

种类	春季密度	秋季密度	平均值
底栖生物 (g/m²)	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
鱼卵 (粒/m³)	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
仔稚鱼 (尾/m³)	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
幼鱼 (尾/km²)	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>
头足类幼体 (尾/ km²)	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>	<div><div></div></div>

种类	春季密度	秋季密度	平均值
虾类幼体（尾/ km ² ）	■	■	■
蟹类幼体（尾/ km ² ）	■	■	■
鱼类成体（kg/km ² ）	■	■	■
头足类成体（kg/km ² ）	■	■	■
虾类成体（kg/km ² ）	■	■	■
蟹类成体（kg/km ² ）	■	■	■

7.3.1.3 工程对底栖生物资源的影响评价

工程对底栖生物的影响主要为井口及平台永久占海及钻屑沉降对底栖生物造成的损失。

平台永久占海面积按桩腿及井口面积计算，底栖生物损失率按 100%计算；钻屑沉降造成的损失按平台周围 50m 范围内损失率为 100%，钻屑覆盖厚度 2cm（扣除平台周围 50m 范围）100%计算。具体计算见下表。

表 7.3-3 平台施工造成的底栖生物的损失量

影响环节		影响面积（m ² ）	密度（g/m ² ）	损失率（%）	损失量（t）
钻屑	平台周围 50m 范围	■	■	■	■
	钻屑覆盖厚度 2cm（扣除平台周围 50m 范围）	■		■	■
BZ34-9WHPC 平台永久占海		■		■	■
合计					■

7.3.1.4 钻井液对海洋生物资源的影响评价

根据工程分析，本项目钻井液为钻井完成后一次性排放，共排放 ■ 次。根据预测结果，钻井液对海水的影响在表层、中层，计算时将表层、中层、底层超标面积取平均，水深取全部水深（■ m）。本项目钻井液排放时间较短，因此按一次性损失估算钻井液扩散造成的海洋生物损失量，本项目钻井液排放 ■ 次共造成的海洋生物损失量见下表。

表 7.3-4 非油层段钻井液排放造成的海洋生物资源损失量

生物资源	影响面积（km ² ）		生物量	损失率（%）	损失量（粒或 kg）	排放次数	合计（粒或 kg）
鱼卵	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■
	1<Bi≤4 倍	■		■	■		
	4<Bi≤9 倍	■		■	■		
	Bi≥9 倍	■		■	■		
仔稚鱼	Bi≤1 倍	■	■	■	■	■	■

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	损失率 (%)	损失量 (粒或 kg)	排放次数	合计 (粒或 kg)
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
幼鱼	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
头足类成体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
虾类成体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09					
	4<Bi≤9 倍	0.03					
	Bi≥9 倍	0.01					
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.27					
	1<Bi≤4 倍	0.09		5	0.19		
	4<Bi≤9 倍	0.03		10	0.13		
	Bi≥9 倍	0.01		20	0.08		

7.3.1.5 钻屑对海洋生物资源的影响评价












































































根据预测结果，钻屑的超一类水质范围在表层、中层存在，计算时将表层、中层、底层超标面积取平均，水深取全部水深（m），非油层段钻屑排放时长约为d，共约年，按d 一个周期计算，年均持续周期取整约为，估算非油层段钻屑扩散造成的海洋生物损失量，见下表。

表 7.4-5 施工期非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量

生物资源	影响面积 (km ²)		生物量	损失率 (%)	持续周期	合计 (粒或尾或 kg)
鱼卵	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
仔稚鱼	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
幼鱼	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
头足类幼体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
虾类幼体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
蟹类幼体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
鱼类成体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
头足类成体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
虾类成体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				
蟹类成体	Bi≤1 倍	0.045				
	1<Bi≤4 倍	0.024				
	4<Bi≤9 倍	0.002				
	Bi≥9 倍	0.001				

7.3.1.6 生物损失量小结

经核算本项目建设造成的海洋生物资源损失量汇总见下表。

表 7.4-6 本工程造成的海洋生物资源合计

生物种类	平台损失	非油层段钻屑	非油层段钻井液	合计
------	------	--------	---------	----

生物种类	平台损失	非油层段钻屑	非油层段钻井液	合计
底栖生物 (t)	■	■	■	■
鱼卵 (10 ⁶ 粒)	■	■	■	■
仔稚鱼 (10 ⁶ 尾)	■	■	■	■
幼鱼 (尾)	■	■	■	■
头足幼体 (尾)	■	■	■	■
虾类幼体 (尾)	■	■	■	■
蟹类幼体 (尾)	■	■	■	■
鱼类成体 (kg)	■	■	■	■
头足类成体 (kg)	■	■	■	■
虾类成体 (kg)	■	■	■	■
蟹类成体 (kg)	■	■	■	■

7.3.2 一般敏感区影响分析

本项目评价范围内的一般敏感区为渔业“三场一通道”。

本工程位于■■■■■■■■■■产卵场内及■■■■■■■■■■索饵场内。

根据数值预测结果，本项目施工期钻井液、钻屑排放产生的悬浮物超一（二）类海水水质距离分别为距离排放点■■■■■■■■■■以内，工程施工会对“三场一通道”产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为■h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对重要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。

7.3.3 重要敏感区影响分析

本项目评价范围内的重要敏感区为自然保护区和生态保护红线。

7.3.3.1 项目对海洋自然保护区的影响分析

距离本工程最近的海洋自然保护区为东营黄河口生态国家级海洋特别保护区，与项目最近距离约为■■■■km，其他自然保护区距离较远。根据数值预测结果，本项目施工期钻井液、钻屑排放产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离分别在■■■■km、■■■■km以内，可认为本项目建设及运行对其无影响。

7.3.3.2 项目对生态保护红线的影响分析

距离本工程最近的生态保护红线为黄河三角洲入海口重要滩涂及浅海水域生态保护红线，与项目最近距离约为■■■■km。根据数值预测结果，本项目施工期钻井液、

钻屑排放产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离分别在 ■■■km、■■■km 以内，可认为本项目建设及运行对其无影响。

8 环境风险分析评价

8.1 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）的要求，并按《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ42361-2025）的要求进行本项目环境风险分析与评价。

8.1.1 风险调查

本次风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，所涉及的危险物质主要为施工期的船舶燃料油，运营期原油，本项目所涉及的危险物质的理化性质及危险特性见下表。

表 8.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267		CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	本项目 20℃密度：843.5~914kg/m ³		本项目 50℃密度：822.1~895.0kg/m ³	
	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、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v %）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/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 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。

表 8.1-2 燃料油理化及危险性质

类别	内容				
标识	中文名称	A 燃料油		英文名称	A Fuel oil; Heavy oil A
理化特性	外观与气味	黄色液体			
	溶解性	不溶于水		倾点（℃）	≤-10
	冷滤点（℃）	冬季	-13~-7	密度（g/cm ³ ） （15℃）	0.833
		夏季	-3~3		
	馏程（℃）	90%	≤350	闪点（℃）	70~130
		95%	≥320	运动粘度 mm ² /s（50℃）	2~4
	主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。			
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。			
	活性反应	与强氧化剂反应。			
	禁忌物	强氧化剂。			
	侵入途径	吸入，食入。			

8.1.2 风险潜势初判

本项目拟新建一座 4 腿井口平台 BZ34-9WHPC，栈桥连接 BZ34-9CEPA，并对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。

根据建设单位提供资料，施工阶段主要考虑施工船舶燃油舱柴油，施工船舶最大在线量约为 m³，柴油密度按 g/cm³，计算油类在线量约为 。

根据建设单位提供资料，运营阶段本次评价新建平台管汇、储罐等储油设施及海底管道最大存在油量总量约为 m³，本项目油类最大存量折合约 t。

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：100t。经计算，本项目危险物质最大存在总量与其临界量的比值：

施工阶段：Q=Q_油=

运营阶段： $Q=Q_{\text{油}}=45.84/100=$

8.1.3 风险评价等级

本项目运营期的危险物质数量与临界量的比值 Q 小于 1，环境风险潜势为 I。

本项目施工阶段危险物质数量与临界量的比值 $Q=$ ，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.1，项目行业及生产工艺 M 为“石油天然气”，分值为 10；根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2，判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 P3（施工期）。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 G2，本项目位于“三场一通道”内，属于一般敏感区，环境敏感程度判定为 E2，结合危险物质及工艺系统危险性 P 为 P3，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2，最终判定环境风险潜势为 III（施工期），根据表 8.3-1，评价工作等级为二级（施工期）。

综上，最终判定评价工作等级为二级。

表 8.1-3 环境风险评价等级

环境风险潜势	IV、IV+	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 a
a 是相对于详细评价工作内容而言，在描述危险物质、环境影响途径、环境危害后果、风险防范措施等方面给出定性的说明。				

综上，本项目风险评价工作等级为二级评价。本章主要对本项目环境风险情形进行识别，对本项目地质性溢油风险、浅层气风险进行排查并提出相应防范措施，对项目可能发生的海上溢油事故风险影响进行分析；针对项目的环境风险提出针对性的风险防范措施，对项目能利用的溢油应急物资进行梳理和分析。

8.1.4 评价范围及环境敏感目标

本项目风险评价工作等级为二级评价，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025），确定本次环境风险评价范围以危险物质 48h 扩散范围确定。本项目附近环境风险敏感目标与项目的相对位置详见下表。

表 8.1-4 环境敏感目标

敏感目标名称			溢油点与敏感区之间的 相对距离（km）	最短到达时间（h）
评价 范围 内	国家级水产种 质资源保护区			
	海洋特别保护			

敏感目标名称			溢油点与敏感区之间的 相对距离（km）	最短到达时 间（h）
评价 范围 内	区			
	生态保护红线			
	自然保护区			
	渔业“三场一通道”			
	养殖区			
	生态保护红线			

8.2环境风险危害识别与事故频率估算

在海上油田开发过程中，由于涉及大量易燃、易爆油气产品，加上油田开发工艺、设备运行的复杂性，因而存在油气泄漏、火灾和爆炸等重大事故的潜在风险，它们会严重危害环境以及人群生命和健康。溢油风险分析与评价为本次环境影响评价的工作重点之一。

8.2.1 油气泄漏事故风险识别

8.2.1.1 建设阶段的油气泄漏事故风险识别

（1）井涌或井喷

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果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，

可能对周围海域环境产生严重威胁。

发生井喷的主要原因是地层压力过高、且钻井液比重失调以及防井喷措施不当。一旦发生井喷，将会有钻井液、原油和天然气物质喷出，损害周围生态环境。

（2）船舶碰撞

在施工阶段主要有拖轮、钻井平台等，船舶与钻井平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。

（3）火灾/爆炸

设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸。在钻井作业期间若地层中的可燃流体伴随着钻井泥浆进入泥浆池，聚集到爆炸浓度时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便会酿成火灾和爆炸。此外，平台改造期间若存在动火作业距离油气生产区较近的情况，也可能发生火灾/爆炸事故。

（4）供应船输油软管破裂

在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，输油作业时供应船与输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。

（5）地质性/浅层气溢油风险

由于油田的复杂性，存在破裂压力不确定的可能性，在现场实施的过程中，可能会钻遇异常压力地层，出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求，引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足调整井钻井作业要求，出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况。从而可能发生地质性溢油风险。

8.2.1.2 生产阶段的油气泄漏事故风险识别

（1）井涌或井喷

在正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

（2）平台溢油事故

生产阶段，井口平台上进行油气输送作业时，可能由于设备老化或人为误操作等原因引起平台油气物流管线或含油储罐的泄漏，当可燃气体泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

（3）平台容器、工艺管道泄漏

项目在生产阶段平台容器、撬装设备、工艺管道等由于阀门失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，如泄漏后处理和收集不当，则可能导致溢油入海。

（4）地质性溢油/浅层气风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

（5）船舶碰撞溢油事故

运营期在本项目平台工作的值班船等船只可能因为天气或操作失误等原因发生事故，进而导致溢油。项目的实施不增加运营期值班船的数量和使用频次，因此不新增运营期的船舶风险。

（6）海底管道破裂

海底管道突发事故风险，主要是指海底管道在生产运营期间，因长期受海流冲刷、海水腐蚀、过往船只误锚、拖锚及地震等环境因素的影响，存在着潜在的被损坏的风险。

表 8.2-1 施工期及运营期环境风险识别一览表

阶段	事故情形	油气泄漏事故情形原因分析
施工阶段	船舶溢油	施工过程进行人员、物资的支持，施工船作业等需要使用船舶。船舶之间及船舶与周围设施之间可能产生碰撞甚至倾覆，从而可能导致船舶储油舱发生泄漏
	井喷/井涌	由于抽汲、未预报的高压及固井水泥凝固时静液压力丧失等原因导致一级井控措施失效；由于套管泄露、方钻杆阀（管住安全阀）及故障防喷器组故障等原因导致二级井控措施失效，从而导致钻井施工期井喷/井涌

阶段	事故情形	油气泄漏事故情形原因分析
	火灾、爆炸	伴随井喷释放的物质有原油和天然气，当烃类物质聚集到一定浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸
	地质性溢油风险事故（钻遇浅层气）	在钻井过程中可能在钻井轨迹内钻遇深度在海拔-500m 以上的气层，在井筒不完整、井控设备试压不合格情况，可能发生浅层气溢出的现象，进而导致井喷/井涌事故
运营阶段	井喷/井涌	由于抽汲压力、过低的泥浆相对密度和气体聚集等原因导致一级井控措施失效；由于油井防喷器和管柱安全阀发生故障等原因导致二级井控，进而可能引发运营期井喷或井涌事故
	平台工艺管线泄漏	平台油气输送管件失效、腐蚀、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，导致管线内原油泄漏入海
	平台火灾、爆炸	平台上进行油气的输送、储存或处理等作业，由于设备或人为误操作等引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，造成原油泄漏入海
	船舶碰撞	运营期支持船在作业时可能与平台设施等发生碰撞，可能会造成船舶溢油，燃料油泄漏入海
	地质性溢油风险事故	油田含油构造内发育较为复杂的断层，可能成为地层流体逸散至海底的通道，一旦由于不恰当的注入造成局部地层压力高于断层启动压力，会致使附近断层处于不稳定状态，原油将可能沿断层面纵向运移并溢至海床，从而造成地质性油气泄漏事故

8.2.2 油气泄漏事故概率分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海洋油气开发工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、储罐泄漏、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行定量定性分析。

8.2.2.1 井涌或井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规生产井发生井涌和井喷的概率见下表。

表 8.2-2 常规井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	2.9×10^{-6}	2.6×10^{-6}	次/（井·a）
注水井	-	2.4×10^{-6}	次/（井·a）

根据工程方案，本项目共 口井，其中生产井 口，注水井 口。则发生井涌的概率为 次/a，井喷的概率为 次/a。

8.2.2.2 平台火灾

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

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 6.0×10^{-4} 次/年

本项目新建 1 座 BZ34-9WHPC 井口平台及配套生产设施，包括井口区、油气处理区和油气输送区。生产运营期间，项目平台火灾事故发生概率为 次/年。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，因此，项目平台发生火灾事故导致溢油的概率为 次/年。

8.2.2.3 船舶碰撞泄漏事故

施工期间平台附近主要有浮吊船、驳船、拖轮等；运营期不新增值班船，运营期不新增船舶碰撞风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见下表。

表 8.2-3 船舶碰撞概率

船舶类型	碰撞频率（世界范围）	亚洲地区分配系数	造成重大损伤	碰撞概率
本油田船舶	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本项目中，施工期发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 次/a。由于船舶碰撞造成的溢油事故概率将至少低一个数量级，因此，船舶碰撞造成溢油事故的概率小于 次/a。

8.2.2.4 平台工艺管线泄漏

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E “泄漏频率的推荐值”，确定本项目油气物流管线泄漏概率。根据调查，本项目涉及平台油气物流管线 75mm<内径≤150mm 的总长度为 \blacksquare m，内径>150mm 的总长度为 \blacksquare m。由下表计算可知本项目发生油气物流管道小孔泄漏（最大孔径 50mm）的概率为 \blacksquare 次/a，发生全管径泄漏的概率为 \blacksquare 次/a。由于平台设置开闭排系统，因此若平台上方管线发生泄漏事故，泄漏的油类物质会进入开闭排系统中处理，不会发生油类物质入海现象。

表 8.2-4 油气物流管线泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	2.0×10^{-6} (m·a)
	全管径泄漏	3.0×10^{-7} (m·a)
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径（最大 50mm）	2.4×10^{-6} (m·a)
	全管径泄漏	1.0×10^{-7} (m·a)

8.2.2.5 平台储罐泄漏

平台上的储罐通常分为常压储罐和带压储罐，常压容器主要有柴油罐、开式排放罐等；带压储罐主要有分离器、闭式排放罐等。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。《风险评估数据指南》统计的储罐事故概率如下表。根据统计，项目涉及平台上主要存在的含油储罐主要为分离器、闭排罐及柴油罐，则计算可知本项目运营期发生含油储罐泄漏的概率为 \blacksquare 次/a。

表 8.2-5 含油储罐泄漏频率表

罐类别	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}	

8.2.2.6 栈桥管道油气泄漏事故

本项目不新建海底管道，依托的各条海管均未超出其设计压力及温度，因此本项目投产后，不新增已建海底管道油气泄露风险。

本项目新建 \blacksquare 栈桥，栈桥上的混输管道泄露风险参考海底管道泄露概率进行计算，由此计算 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 长度为 \blacksquare ， \blacksquare 的栈桥混输管道发生事故的概率 \blacksquare 次/a。

8.2.3 溢油事故溢油量估计

8.2.3.1 建设阶段溢油量估计

建设阶段溢油事故的主要泄放物质包括井流和施工船舶燃料油等。如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。因此本节只给出建设阶段因船舶碰撞泄漏的燃料油最大可能溢油量。

本项目新建平台及对现有平台设备改造工程施工期间，涉及的施工船舶的燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量，最大可能溢油量取 $\blacksquare \text{ m}^3$ 。

8.2.3.2 生产阶段溢油量估计

生产阶段可能发生井喷、地质性溢油、船舶碰撞和海底混输管道泄漏引起的溢油事故。由于本项目运营期不新增值班船等，故不新增运营期船舶碰撞风险。如前所述，一但发生井喷/地质性溢油等事故，其溢油量难以估计。

现有工程依托的海底混输管道如破裂将发生溢油事故，主要排放物质是原油。根据海底管道事故统计分析结果，发生管道腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生管道断裂事故的概率相对较小。

本项目新建栈桥管道溢油量选 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 的混输栈桥管道进行估算，该管道长 \blacksquare ，内管尺寸为 \blacksquare 。当栈桥管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统。发生泄漏后在管段两侧截断阀关闭的情况下，管段里的油品一般不会完全泄漏。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）：“油气长输管线泄漏事故，截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需时间计”。因此，本项目截断阀启动后泄漏量仅考虑阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量。

当管线发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管线内部分原油会缓慢漏出。管线泄漏时，选取最不利情形即管线断裂进行评价。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 (1 桶=0.14t) ;

V_{pipe} 为管段体积, ft^3 ($1ft^3=0.0283m^3$) ;

f_{rel} 为最大泄漏率, 取 0.3;

f_{GOR} 为压力衰减系数, 取 0.3;

$V_{pre-shut}$ 为截断阀关闭前泄漏量, bbl。

截断阀关闭前泄漏量 ($V_{pre-shut}$) 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 中推荐的液体泄漏速率公式计算:

$$Q_L = C_d A \rho \sqrt{\frac{2(P - P_0)}{\rho} + 2gh}$$

式中:

Q_L ——液体泄漏速度, kg/s;

C_d ——液体泄漏系数, 此值常用 0.6~0.64, 本次取值 0.64;

A ——裂口面积, m^2 , 全管径泄漏则裂口面积为;

ρ ——泄漏液体密度, kg/m^3 ;

P ——容器内介质压力, Pa;

P_0 ——环境压力, Pa;

g ——重力加速度, $9.81m/s^2$;

h ——裂口之上液位高度, m; 取 0m。

本项目新建栈桥管道溢油量选 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 的混输栈桥管道, 根据上述公式计算得出 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 的混输栈桥管道油品泄漏量为, 泄漏体积约为。

8.2.4 最大可信事故选取

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模, 可将海上油气开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳。

本项目主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、船舶碰撞、管线破裂溢油和地质性溢油等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用环境风险危害程度来表征。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故, 从而采取相应的防范措施。

表 8.2-6 本项目各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险危害程度
井喷/井涌	■	■	高
火灾爆炸	■	■	高
地质性溢油	■	■	高
平台储罐泄漏	■	■	高
船舶碰撞	■	■	高
栈桥管道破裂	■	■	高

结合上述分析本项目最大可信事故选取为 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 栈桥混输管道破裂溢油事故，其发生概率为 ■ 次/a，最大可能溢油量为 ■ m³。

8.3 环境风险事故影响分析

通过上节分析可知，本项目最大可信事故为运营期栈桥混输管道破裂溢油事故。结合前文分析的事故类型、概率分析及溢油量等进行事故状态下的溢油预测，分析本项目运营期的风险影响程度。

8.3.1 溢油预测模式

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。

8.3.1.1 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。

8.3.1.2 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：

$$xi = ui\Delta t + rx'$$

$$yi = vi\Delta t + ry'$$

其中： rx' 、 ry' 为在 x 、 y 方向上的随机移动距离； ui 、 vi 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。

8.3.1.3 溢油的挥发和乳化

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。

(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，根据不同月份区不同值；

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℃时原油密度与 4℃时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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

API 度越大，相对密度越小，密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

(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；

K1、K2—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：


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

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

8.3.2 预测情景设定

8.3.2.1 溢油位置选择

本次评价选择 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 的混输栈桥海管 BZ34-9WHPC 端（）作为溢油预测点。

8.3.2.2 源强

本项目的最大可信事故为海底管道破裂溢油事故，最大可能溢油量为 BZ34-9WHPC 至 BZ34-9CEPA 的混输栈桥海管油品泄漏，泄漏体积约为 （）。

8.3.2.3 潮型与潮时

因大潮期间海流流速比小潮期间大，油膜漂移速度相对较快，因此为保守起见，按大潮期间发生溢油进行预测。潮时分别选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻进行预测。

















8.3.2.4 溢油计算时段

工程海域潮汐类型基本为正规半日潮，预测选取 48h 作为溢油预测的时段。

8.3.2.5 风场

根据本项目所处的地理位置，溢油预测拟选取项目所在区域的常风向下的平均风速和最大风速开展。风向及多年平均风速、最大风速取值来源 4.1.3 节。

表 8.3-1 溢油数值模拟扩散选取风数

方向	NNE	NE	N	E	S	SW	NW	W
平均风速（m/s）								
最大风速（m/s）								

8.4 溢油预测结果

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），项目的环境风险潜势判定为为III，评价工作等级判定为二级。由于本项目周边敏感目标分布较多、距离较近且面积较大，如发生溢油事故，扩散漂移轨迹较分散，综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，给出了上述各个风向在平均风和极值风情况下经过 48h 的溢油油膜漂移轨迹。

由溢油扩散轨迹及油膜图可以看出，溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大；而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图可以看到油膜轨迹分布相对密集。

风向	风速 (m/s)	潮汐状 况	48h 漂移 距离 (km)	48h 扫海 面积 (km ²)	48h 最大油 膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残 余油量 (m ³)	首次抵 岸所需 时间 (h)	首次抵 岸前残 余油量 (%)	48 小时 残存油 量 (%)
N										
NE										

风向	风速 (m/s)	潮汐状 况	48h 漂移 距离 (km)	48h 扫海 面积 (km ²)	48h 最大油 膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残 余油量 (m ³)	首次抵 岸所需 时间 (h)	首次抵 岸前残 余油量 (%)	48 小时 残存油 量 (%)
NNE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■
E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
S	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
W	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

风向	风速 (m/s)	潮汐状 况	48h 漂移 距离 (km)	48h 扫海 面积 (km ²)	48h 最大油 膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残 余油量 (m ³)	首次抵 岸所需 时间 (h)	首次抵 岸前残 余油量 (%)	48 小时 残存油 量 (%)
NW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 8.4-2 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮汐情况	漂移距离 (km)						扫海面积 (km ²)				残存油量 (%)				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
N	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NNE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
S	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
W	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 8.4-3 不同风向、均风条件下 48h 溢油漂移距离与扫海面积

风向	风速 (m/s)	潮汐状况	48h 漂移距离 (km)	48h 扫海面积 (km ²)	48h 最大油膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区前残余油量 (m ³)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	48 小时残存油量 (%)
N	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

风向	风速 (m/s)	潮汐 状况	48h 漂移 距离(km)	48h 扫海 面积 (km ²)	48h 最大 油膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区 前残余油 量 (m ³)	首次抵岸 所需时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	48 小时 残存油量 (%)
NE										
NNE										
E										

风向	风速 (m/s)	潮汐 状况	48h 漂移 距离(km)	48h 扫海 面积 (km ²)	48h 最大 油膜面积 (km ²)	抵敏感区所需时间 (h)	抵敏感区 前残余油 量 (m ³)	首次抵岸 所需时间 (h)	首次抵岸 前残余油 量 (%)	48 小时 残存油量 (%)
S										
SW										
W										
NW										

表 8.4-4 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮汐 情况	漂移距离 (km)					扫海面积 (km ²)					残存油量 (%)				
			2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h	2h	6h	12h	24h	48h
N	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NNE	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
E	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
S	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
SW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
W	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
NW	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

图 8.4-1 极风涨潮 48h 溢油轨迹图（对保护区影响）

图 8.4-2 极风涨潮 48h 溢油轨迹图（生态保护红线）

图 8.4-3 极风落潮 48h 溢油轨迹图（对保护区影响）

图 8.4-4 极风落潮 48h 溢油轨迹图（生态保护红线影响）

图 8.4-5 均风涨潮 48h 溢油轨迹图（对保护区影响）

图 8.4-6 均风涨潮 48h 溢油轨迹图（生态保护红线影响）

图 8.4-7 均风落潮 48h 溢油轨迹图（对保护区影响）

图 8.4-8 均风落潮 48h 溢油轨迹图（生态保护红线影响）

本工程一旦发生设定情境下的溢油事故，周边的环境敏感区主要为

。

由于本项目位于渔业“三场一通道”中的鳀索饵场内，在。因此一旦发生溢油事故，溢油将即刻对上述敏感目标造成影响。除即刻抵达，根据预测结果，

。

根据模拟预测的相应结果，在没有任何应对措施的前提下油膜在风和潮流的共同作用下将会对敏感区并造成严重污染，需要建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

表 8.4-5 溢油对敏感目标影响情况汇总

敏感目标名称		不利条件	溢油点与敏感区之间的相对距离 (km)	最短到达时间 (h)
国家级水产种质资源保护区				
海洋特别保护区				
生态保护红线				
自然保护区				
渔业“三场一通道”				

8.5 溢油环境影响分析与评价

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

8.5.1 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断

了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致溢油海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

8.5.2 对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。溢油对鱼类的损

害尤为严重，其中又以鱼卵和幼体为甚，鱼卵和幼体对石油污染的毒性敏感程度要比成熟个体高约 100 倍（张计涛，2007）。

如果污染事故发生在鱼类的产卵或孵化场，由于油的覆盖和毒害，鱼卵和幼体会被杀死；性成熟的鱼，当产卵洄游到严重油污、地理位置较窄、浅水和水交换不良处，也会被杀死；产卵场或孵化场受到严重油污，将影响鱼的怀卵数量和产卵行为，种群繁衍可能受到伤害；无脊椎动物由于逃离溢油现场的速度较鱼类慢，因此其受溢油的损害更大。油污不仅能降低甲壳类动物的摄食率和运动能力，还能抑制甲壳类动物的趋化性，阻抑或降低其生殖行为，延长其蜕皮时间，降低其生长率。溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

8.5.3 对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡（Smolders R，2004）。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老（Thomas R E，2007）。因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛎同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

8.6 地质性溢油风险分析与评价

略。

8.7 浅层气分析及风险防范措施

略。

8.8 环境风险防范对策措施和应急方法

若发生溢油事故，将会对海洋生态、渔业资源和敏感保护目标产生不利影响，为防止溢油事故的发生，需采取相应的措施降低事故发生的概率，提高溢油应急能力，本节详细阐述了在设计、施工和生产运营期间采取的各项溢油风险防范对策措施和应急方法。

8.8.1 事故防范措施

8.8.1.1 设计阶段防范措施

从工程设计、施工、建造和安装上采取有效措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，防止事故发生。严格按照设计标准进行精心设计，正确地应用设计规范和建造安装规范是油田各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。

（1）严格按照相关规范设计

严格按照国内外设计规范、设计标准进行工艺、结构、机电设计；设计的设备应符合安全和环境保护规范和标准。建造和海上施工安装以及竣工后进行入级检验，保证工程设施在设计使用范围内不会由于结构强度、腐蚀、柱基承载以及建筑安装工艺等问题导致结构破坏造成事故性溢油。

（2）设计火气监控系统

目的是为了及时、准确地探测到可能或已经发生的可燃气体泄漏事故和火情，并及时采取相应措施以保护平台人员和设施的安全。火气监控系统主要包括控制系统和现场探测、报警设备。

（3）设置紧急关断系统

目的是为了保护平台人员和设备的安全，防止环境污染，将事故的损失限制到最

小。紧急关断系统的设计应确保某一级别关断能启动所有较低级别关断，而不能引起较高级别的关断。在平台可燃气体泄漏、发生火灾、管线破裂、恶劣天气等不利条件下，油田可执行紧急关断。

(4) 平台监控系统

通过电视监控系统和油井自动化监控系统进行监控，油井参数发生波动，自动化监控系统就会发出报警，平台值班人员去现场落实情况。在平台上安装监控设备，实时监测平台进红线区一侧的海面情况，一旦发现有油花、油膜确认发生溢油，通过油井自动化监控系统进行远程关停相关油井，安排船舶人员赶赴现场进行应急处理。

(5) 注重安全可靠

用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统。设计中配备各种易接近和易保修的设备并有备用。

8.8.1.2 施工阶段防范措施

(1) 井喷或井涌事故防范措施

- ①严格实施钻完井作业规程；
- ②在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- ③安装井口防喷器；
- ④设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- ⑤设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- ⑥开钻之前制定周密的钻完井计划；
- ⑦配备安全有效的防喷器组（要求压力等级高于地层压力）以及良好的压井材料、井控设备；
- ⑧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；
- ⑨加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(2) 船舶碰撞事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在全区范围内作业的危及到相关生产设施的船舶，确保平台设施的安全性。按照《海上

固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。

①施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。操作人员认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；使用安全航速；配齐必要的助航仪器（海上作业已配备 AIS 船舶防撞系统）。

②施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望。

③协助相关部门作好进作业船舶的调度工作，严格执行有关操作规程，避免船舶的碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

④合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。

⑤施工作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要的措施，同时向公司海事部门及主管部门报告。

⑥发生船舶交通事故时，应尽可能关闭所有油仓管系统的阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

（3）火灾爆炸事故防范措施

①对油田各部分设施提供防火、防爆保护，安装足够的消防设备；

②合理布置平台设施，对危险区采取有效地隔离措施来降低风险；

③针对部分平台实施结构监测预警，在线监测平台结构关键点的应力、倾斜、震动及高程变化，实现了结构安全的实时监测、异常预警、超限报警；

④加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换；

⑤设置监控系统，用以及时、准确地探测到可能发生或已经发生的火情或可燃气体泄漏，及时采取相应的安全措施（如报警、关断、消防等），以保护平台人员和设备的安全。

（4）输油软管溢油事故防范措施

为防止在供应船卸载燃料油在接受燃料油作业时发生输油软管泄漏，作业者定期对输油软管进行安全检测，对输油软管进行定期保养维护，并制定切实可行的输油作业操作规程，一旦发现输油作业有滴漏现象，应立即停止输油作业，并及时上报，进

行应急处理。

- ①提前观测天气、海况等，避免在恶劣天气条件下输油作业，减少溢油风险。
- ②输油结束及时扫线，防止残留在输油油管内的油类泄漏。
- ③作业前进行软管压力测试。
- ④输油软管破裂引起溢油时应采取的措施：
- ⑤立即关断输油泵；
- ⑥启动溢油应急计划。

(5) 地质性溢油事故防范措施

地质性溢油事故防范措施见 8.8.5 小节。

(6) 钻遇浅层气风险防范措施及应急方法

钻遇浅层气风险防范措施见 8.9.3 小节。

8.8.1.3 生产阶段防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备。精心考虑各部分的合理布置，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度。对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，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。

(1) 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。本工程运营阶段修井作业采取的主要预防措施有：

- ①加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故。
- ②定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。
- ③加强人员培训，避免人员操作失误引发的事故。

(2) 平台油气管线/油类储罐泄漏溢油事故防范措施

对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，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。

在日常生产活动中加强对油气输送管线/储罐等容器的巡检工作，发现油类跑、冒、

滴、漏等现象及时处理，避免油类入海。平台上设有围堰及收集措施，在发生油类物质泄漏事故时能做到及时收集并将泄漏的油类物质打入开闭排系统中，避免油类物质入海。

(3) 地质性溢油事故防范措施

地质性溢油事故防范措施见 8.8.5 小节。

8.8.2 溢油事故应急处理措施

本项目虽在设计、建造、施工和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油气泄漏的环境危害程度。

8.8.2.1 溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司天津分公司渤南作业公司制定了《渤中 34-9 油田溢油应急计划》（2025 版）并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。本次溢油应急预案依照《渤中 34-9 油田溢油应急计划》（2025 版），针对生产活动中发生溢油事故初始阶段开启应急处置。

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《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的相关要求向天津分公司提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故其应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

本油田发生溢油事故后，无论大小，均必须按要求在规定时间内向上逐级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。在通知天津分公司应急办公室以前完成以下应急响应程序：

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；尽量防止溢油入海；报告并按小型溢油应急程序或中型溢油应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

(1) 天津分公司应急组织机构

渤南作业公司为天津分公司所辖作业公司之一，渤中 34-9 油田群纳入天津分公司应急管理体系。天津分公司应急组织机构主要包括应急指挥中心、应急协调办公室、渤海油田总调度室、技术专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、山东/辽宁应急分中心。

图 8.8-1 天津分公司应急组织机构

(2) 油田现场溢油应急小组

渤中 34-9 油田溢油应急小组是在天津分公司应急指挥中心的领导、指导和支持下进行现场级别的溢油应急事故的应急反应。渤中 34-9 油田应急组织机构如下图。

图 8.8-2 渤中 34-9 油田应急组织机构图

图 8.8-3 溢油事故报告程序图

8.8.2.2 溢油反应程序

根据《海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案》（2022 年版）对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 [] 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 [] 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 [] 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 [] 的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

8.8.2.3 海上溢油的处理措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油处理方法很多。针对海上的溢油应急情况可选择一些溢油控制方案,但必须考虑到所需设备、环境因素的

影响, 因此要注意优先权的选择。

1) 溢油的围控

溢油发生后, 首先应考虑切断溢油源, 然后抑制溢油的扩散, 随后采取适当措施将溢油回收。溢油在海面风、海流、海浪等的作用下, 会迅速地由事故地点向外漂移扩散, 形成大面积分散油膜和亮带, 对于很薄的油膜大部分设备和材料的回收效果不明显, 所以通常情况下, 应急处理的第一步是采取围控措施将溢油拦截, 阻止溢油的进一步扩散和漂移, 将溢油聚集增厚便于回收。围油栏是防止

溢油扩散、缩小溢油面积、配合溢油回收的有效器材之一。

2) 围油栏的布设方法

围油栏的布放可根据溢油源实际情况、气象、水文条件及周围环境而定, 基本方法如下:

(1) 固定点源持续性溢油围控方法

对于海面固定持续溢油源可采用包围溢油源的方法。溢油有可能从围油栏逃逸, 可铺设多道围油栏对溢油进行多次围控。对于固定持续溢油源宜采用固体浮子式围油栏进行围控, 如果作业现场溢油有起火的风险还应提前布设防火围油栏, 并指派具备灭火功能的守护船进行消防守护。

(2) 移动点源一次性溢油围控方法

对于海上移动点状溢油源或出现漂移的较厚油膜时宜采用两船“U”型、“J”型拖带的方式。对溢油进行兜捕和回收。

操作人员将溢油应急设备开箱检验后, 吊到船上并摆放好位置, 利用钢丝绳、卸扣、手拉葫芦等固定装置, 将溢油设备集装箱固定好, 然后迅速驶向溢油位置。围油栏的长度需要 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米, 撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧 (10-20 米), 以便于撇油器或其他回收设备的操作。

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时, 在前面两艘拖带船同时并进的同时, 第三艘船舶则应根据两艘拖带船行进的速度, 始终处于 U 形的底部外侧, 利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业, 回收量较大。

(3) 特定作业溢油逃逸围控方法

对于海上执行特定作业且该作业可能产生溢油时, 现场宜采用布放重型吸油拖栏或充气式围油栏对可能出现的溢油进行拦截吸附。该做法为根据海面风向和流向,

在溢油源下游一定距离处布放重型吸油拖栏，对漂来的溢油进行围控吸附。此种工况下宜采用两船拖带吸油拖栏对溢油进行兜捕吸附回收。

3) 吸油拖栏布放方法

一般情况下，每个作业小组由 2 艘作业船、若干吸油拖栏、消油剂及喷洒装置组成。作业小组应在溢油源顶流的方向形成布设（如图示），且距离溢油源应在 [redacted] 之间为宜。为避免作业船将吸油拖栏扯断，需用漂浮缆绳将吸油拖栏逐节连接固定，缆绳长度应大于吸油拖栏总长，作业船舶拖带缆绳两端进行，围控回收作业。

图 8.8-4 吸油拖栏溢油围控方法示意图

如果海流较高，溢油可能从吸油拖栏下面逸出。在这种情况下，可能需要设置多道（两道或三道）拖栏。如果必需设置多道拖栏，则吸油拖栏之间需留出足够的间隔，便于溢油更好地吸收。一般情况下，作业单元之间距离间隔根据现场情况决定，以便漏出的油能被二级或三级屏障拦截住。

8.8.3 溢油应急措施有效性分析

8.8.3.1 油田自身溢油应急物资

渤中 34-9 油田也按照法规要求在 BZ34-9CEPA 平台上存放有一定数量的溢油应急设备。一旦发生小型的溢油事故，渤中 34-9 油田将以 BZ34-9CEPA 为中心，利用平台的溢油应急资源进行处理，主要通过平台吊车将溢油应急设备吊放到值班守护船上，按照现场应急职责分工实施应急工作。若发生中、大型溢油事故时，及时调用外部应急力量：

表 8.8-1 渤中 34-9 油田溢油应急设备清单（存放于 BZ34-9CEPA）

序号	物资规格型号		数量
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]
		[redacted]	[redacted]

3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				

8.8.3.2 周边可利用油田的溢油应急资源

当事态无法得到有效控制，超出油田自身处理能力时，可能造成人员严重伤害或海上生产设施严重损坏、海洋环境遭到严重污染，需要陆地提供必要的应急支援来减少人员伤亡、财产损失、海洋环境污染时，油田总指挥向天津分公司应急指挥中心申请扩大应急响应级别；当天津分公司启动应急响应后，油田总指挥将应急指挥权移交天津分公司应急指挥中心，油田现场执行应急指挥中心指令，开展应急救援行动。

(1) 天津分公司海上平台溢油应急资源

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控， 同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台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。天津分公司溢油应急资源及分布情况详见《天津分公司溢油应急计划》（2025 年修订版）。天津分公司溢油应急资源如下：

表 8.8-2 垦利油田群溢油应急资源

序号	货物规格型号	BZ35-2CEPA	KL3-2CEPA	东营陆地终端
围油栏系统				
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
1				
2				
3				
其它				

1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				

表 8.8-3 垦利 10-1 油田群溢油应急资源

序号		
1		
2		
3		
4		
6		
7		
8		
9		
10		

表 8.8-4 渤中 34-1 油田溢油应急资源

		渤中 34-1 油田			
存放地点		BZ34-1CEPA	BZ34-2EP	BZ34-4EP	BZ28-1S
围油栏	型号				
	厂家				
	总长/m				
	储存方式				
	生产日期				
动力装置	型号				
	厂家				
	功率/KW				
撇油器	型号				
	厂家				
	重量/kg				
	适用油品				
存储油器	回收能力 m³ /h				
	型号				
	容积/m³				
存储油器	数量/套				

喷洒设备	满载重量/ 吨	■			
	数量/套	■			
	厂家	■			
	臂长/m	■			
	喷洒速度 t/h	■			
手持喷枪	数量/个				
	厂家				
	最大射距 m	■			
	喷洒速度 t/h				
油拖网	数量/套				
	厂家				
	长度/m				
	存放方式				
消油剂	型号	■	■	■	■
	厂家	■	■	■	■
			■		
	数量	■	■	■	■
	生产日期	■	■	■	■
	有效期限	■	■	■	■
其他	吸油毡/吨	■	■	■	■
	吸油托栏/ 米				

表 8.8-5 BZ34-2/4CEPA 平台溢油应急资源

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	■	■	■
动力站	■		■
动力站	■		■
撇油器	■		■
浮式储油囊	■		■
喷洒装置	■		■
高压清洗机			■
吸附材料	■	■	■
消油剂	■	■	■

表 8.8-6 渤中 25-1 油田溢油应急资源

单位		渤中 25-1 油田
存放地点		■
围油栏	型号	■
	厂家	■
	总长	■
	工作干舷	■

单位		渤中 25-1 油田
存放地点		
	围板深度	
	抗浪	
	抗风	
	抗流	
	布放时间	
	回收时间	
	储存方式	
	储存温度	
	工作温度	
	总重量	
	生产日期	
动力装置	型号	
	厂家	
	功率	
撇油器	型号	
	厂家	
	重量	
	适用油品	
	撇送距离	
	回收效率	
	工作方式	
	布放方式	
	回收能力	
存储油器具	型号	
	容积	
	数量	
	满载重量	
喷洒设备	数量	
	厂家	
	臂长	
	喷洒速度	
手持喷枪	数量	
	厂家	
	最大射距	
	喷洒速度	
油拖网	数量	
	厂家	
	长度	
	存放方式	

单位		渤中 25-1 油田
存放地点		
消油剂	型号	
	厂家	
	数量	
	生产日期	
其他	吸油毡	

(2) 中海石油环保服务有限公司 (COES) 溢油应急资源

COES 在渤海拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地，各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船五艘。COES 在渤海以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。

目前渤海已有五艘专业环保船：海洋石油 257/252/253/230/231 投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生溢油事故，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油事故将能够得到快速、有效地控制。

表 8.8-7 中海石油环保服务有限公司溢油应急资源

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量				小计
					塘沽中心基地	绥中设备库	龙口设备库	东营设备库	
1									

[illegible]

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量						小计
					塘沽中心基地	绥中设备库	中备	龙口设备库	东营设备库		
4	[REDACTED]	I	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]					[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]				[REDACTED]			
5	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]			
6	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		
7	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]		
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]		[REDACTED]	
				[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]			[REDACTED]	
				[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]	
			[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		

8.8.3.3 溢油应急响应时间

渤中 34-9 油田虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。为此渤中 34-9 油田配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作，如有需要，还可以调用天津分公司其他油田的溢油应急设备增

援本油田进行回收作业。

以下所有计算均以周边油田溢油应急设备运输至渤中 34-9 油田（模拟计算选择的溢油点）的直线航行距离为计算基础，船舶航行速度默认为航速 [REDACTED]。动员时间为海上 [REDACTED] 陆地 [REDACTED]。

1) 渤中 35-2 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED]，动员时间为 [REDACTED] 则应急时间需要 [REDACTED]。

2) 垦利 3-2 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED] 动员时间为 [REDACTED] 则应急时间需要 [REDACTED]

3) 渤中 34-2/4 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED] 动员时间为 [REDACTED] 则应急时间需要 [REDACTED]

4) 渤中 34-1 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED]，动员时间为 [REDACTED] 则应急时间需要 [REDACTED]。

5) 垦利 10-1 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED]，动员时间为 [REDACTED] 则应急时间需要 [REDACTED]。

7) 渤中 25-1 油田溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED] 动员时间为 [REDACTED]，则应急时间需要 [REDACTED]。

8) 东营原油终端溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED]，动员时间为 [REDACTED]，则应急时间需要 [REDACTED]。

9) 中海石油环保服务有限公司（龙口基地）溢油应急设备到 BZ34-9WHPC，船舶航行时间约为 [REDACTED]，动员时间为 [REDACTED]，则应急时间需要 [REDACTED]。

表 8.8-8 渤中 34-9 油田自身及周边应急资源响应时间表

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	与 BZ34-9WHPC 距离	到达 BZ34-9WHPC 时间	共计
1	渤中 34-9 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2	渤中 35-2 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3	垦利 3-2 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
4	渤中 34-2/4 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
5	渤中 34-1 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
6	垦利 10-1 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
7	渤中 25-1 油田	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
8	东营原油终端	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
9	中海石油环保服务有限公司（龙口基地）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
10	中海石油环保服务有限公司（塘沽基地）	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	与 BZ34-9WHPC 距离	到达 BZ34-9WHPC 时间	共计
11	中海石油环保服务有限公司(绥中基地)	■	■	■	■

图 8.8-4 本项目周边可利用的溢油应急资源分布情况

(3) 应急响应时间符合性分析

根据溢油预测结果，一旦发生溢油，最快在 ■■■■■■。

油田自身的溢油应急设备，可以在 ■■■■ 内抵达油田现场开始溢油响应工作，若发生更大溢油事故超出油田自身已有应急能力，可借助周边油田及中海石油环保服务有限公司（COES）的基地等外部力量，外部力量可在 ■■■■■■ 内抵达油田现场。因此溢油抵达敏感区之前可及时开展溢油应急措施，有效回收污油，避免对周边敏感目标产生影响。

8.8.3.4 溢油应急能力可行性分析

(1) 油田自身溢油应急能力

渤中 34-9 油田配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，油田自身配备有围油栏、撇油器、储油囊等溢油应急设备。

(2) 溢油围控能力

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：

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

式中：

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

m——泄漏油品质量，t；

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 [] 之间, 这里取最小值 [] m;

ϕ ——围油栏利用系数, 取 [];

ρ ——泄漏油品密度, g/cm³。

根据前表可知, 中海石油环保服务有限公司(绥中基地)应急资源最晚于 [] 抵达 BZ34-9WHPC 溢油现场, 计算出本项目所需要调用的围油栏长度为 []。若按照本油田应急资源最快抵达时间 [] 计算, 则计算出本项目所需要调用的围油栏长度为 [] m。

(3) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行:

$$E=V*b/(\alpha*h)$$

式中:

E ——收油机回收速率, m³/h;

V ——总溢油量, m³;

b ——机械回收量占总溢油量的比例, [];

α ——收油机回收效率(回收液体中石油类的比率), [];

h ——回收工作时间(h), 取 24h;

溢油总量按 [] m³ 计算, 取 b 为 []%, α 为 []%, 则本项目代表性事故所需的机械回收能力 [] m³/h。

(4) 临时储存能力

临时储存装置的储存能力应该满足合理储存并及时转运回收的溢油的需要。根据机械回收能力、储存容积、转运能力等因素计算临时储存能力, 一般情况下, 临时储存能力应满足收油机工作 [] 回收的油水混合物储存需求, 可根据转运能力进行相应的调整。转运能力指通过过驳、运输、卸载等方式及时将回收的油水混合物转移处理, 保障回收作业连续进行的能力。

$$C=E*t$$

式中:

E ——收油机回收速率, m³/h;

t ——临时储存回收时间, h, 一般取 [];

根据前述计算的机械回收能力，本项目需要的临时储存能力为 10000 m³。

(5) 溢油应急能力符合性分析

本项目油田自身及外借溢油应急设备的应急能力如下表所示。由表可见油田自身及外借的现有溢油应急设备可以满足本项目新建海底混输管道泄漏事故最大溢油量（10000 m³）的应急需要。

表 8.8-9 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油应急能力估算	围油栏（m）	机械回收能力（m ³ /h）	临时储存能力(m ³)
渤中 34-9 油田	1000	100	1000
渤中 35-2 油田	1000	100	1000
垦利 3-2 油田	1000	100	1000
渤中 34-2/4 油田	1000	100	1000
渤中 34-1 油田	1000	100	1000
垦利 10-1 油田	1000	100	1000
渤中 25-1 油田	1000	100	1000
东营原油终端	1000	100	1000
中海石油环保服务有限公司（龙口基地）	1000	100	1000
中海石油环保服务有限公司（塘沽基地）	1000	100	1000
中海石油环保服务有限公司(绥中基地)	1000	100	1000
合计	10000	1000	10000
本项目需求	10000	1000	10000
是否满足	是	是	是

8.9 结论

本次评价识别环境风险类型主要包括井喷事故、地质性溢油事故、平台设备和工艺管道泄漏、平台火灾爆炸、新建栈桥混输管道泄漏、船舶碰撞泄漏事故等。

项目海上工程最具代表性事故为依托混输管线泄漏事故。针对本次工程组成，选取了 1 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，泄漏量约为 10000 m³。根据溢油预测结果，本项目位于渔业“三场一通道”，一旦发生溢油即刻抵达。抵达

渤海湾。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故

予以足够重视。根据应急响应时间分析，在设定情景下，油田内部溢油应急力量最快可在 [] 内开展溢油应急工作。若发生更大溢油事故超出油田自身已有应急能力，可借助周边油田及中海石油环保服务有限公司（COES）的基地等外部力量，外部力量可在 [] 内抵达现场。因此溢油抵达敏感区之前可及时开展溢油应急工作，有效回收污油，避免对周边敏感目标产生影响。

正式投产作业前，建设单位应将本工程纳入已制定的《渤中 34-9 油田溢油应急计划》（2025 版）中，对其进行修编以满足本工程溢油应急需要，制定针对性的溢油风险防范措施和溢油应急力量，并向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局重新申请备案，并定期对应急预案进行演练，保证事故时应急预案顺利启动，将事故影响降到最低。

9 清洁生产与总量控制

清洁生产总的可以概括为：采用清洁的能源和原材料，通过清洁的生产过程，制造出清洁的产品。早在 1996 年 8 月 03 日颁布的《国务院关于环境保护若干问题的决定》（国发〔1996〕31 号）就提出了建设项目要实施清洁生产，主要污染物排放实行总量控制。《国务院关于印发“十四五”节能减排综合工作方案的通知》（国发〔2021〕33 号）要求，完善实施能源消费强度和总量双控、主要污染物排放总量控制制度，推动能源利用效率大幅提高、主要污染物排放总量持续减少，实现节能降碳减污协同增效、生态环境质量持续改善，确保完成“十四五”节能减排目标，为实现碳达峰、碳中和目标奠定坚实基础。

9.1 清洁生产

9.1.1 先进的工艺与设备

钻井作业时，采用 [REDACTED]，环保水基钻井液或环保水基钻开液的使用减少了环境污染。本项目实施后，新建 BZ34-9WHPC 井产物流处理成含水 [REDACTED] 后通过栈桥输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 产液混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 处理成 [REDACTED]，再通过 KL10-1CEP、[REDACTED]。BZ34-9WHPC 分离出来的天然气通过 [REDACTED] [REDACTED]。BZ34-9WHPC 处理合格的 [REDACTED]。电力依托 [REDACTED] [REDACTED]。

BZ34-9WHPC 部分 [REDACTED]，可实现对 [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED] [REDACTED]，为生产经营决策提供数据支持，促进生产运营优化、管理能力升级。实现新建工程设施操作少人化、可视化/自动化、运营一体化、决策科学化，提高区域新建设施设备可靠性和安全性。

9.1.2 资源能源利用指标

本项目不设电站、热站。

BZ34-9WHPC 电力依托 [] 油田群岸电应用工程，从 BZ34-9 CEPA 平台 [] kV 开关接入，降低平台碳排放。

9.1.3 污染物产生及污染防治措施

- 工艺设计中采用的清洁生产与污染防治措施

本项目依托 BZ34-9CEP/KL10-1CEP 开发，将建设活动对环境的影响降到最低，具体来说：一是选取经济效益好、环境影响小的依托方案，优化工程开发方案，优化参数。二是采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程。三是从原油开采至外输的整个生产过程全部采用自动化控制。四是在油气生产工艺系统中的主要设备和管道处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，平台设开排系统、闭排兼冷放空系统。

- 施工过程中采取的清洁生产与污染防治措施

BZ34-9WHPC 施工和钻井过程中，采取了清洁生产与污染防治措施：一是钻井时采用环保型水基钻井液，降低非油层段钻井液排放对海水水质、地质及海洋生物的影响。二是循环使用钻井液，减少钻井液的使用量。三是对施工过程中产生的钻屑、钻井液妥善处理处置。

- 生产过程中采取的清洁生产与污染防治措施

为做好运营期的清洁生产和污染防治工作，要持续优化参数，提高工作效率；严格执行相关法律法规与标准，妥善处理处置各种污染物。本工程的污染物收集处理系统与原油系统一同施工投产，运营时充分依托现有平台和设施进行产液处理和运输，合理利用井口压力能，减少油气损耗。

- 生产现场管理中的清洁生产措施

BZ34-9WHPC 组织机构总定员 []，住宿在 BZ34-9CEPA。BZ34-9CEPA 总监负责 BZ34-9WHPC 的生产和管理工作，对中海石油（中国）有限公司天津分公司负责。按照 BZ34-9CEPA 及中海石油（中国）有限公司天津分公司的管理，加强现场作业中清洁生产的落实工作。

9.1.4 建设项目清洁生产评价

参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》对本项目进行清洁生产评价。该指标体系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”。

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

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.1-1 和表 9.1-2。

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} ）	单项评价指标（ 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							100	
（2）生产技术特征指标	5								
（3）资源综合利用指标	30								
（4）污染物产生指标	35								
定性指标*						本项目钻井作业评价			
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（ F_i ）	定性评价指标的考核总分值（ P_2 ）		
（1）资源与能源消耗指标	15						100		
（2）生产技术特征指标	30								

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 ）	
(3) 环境管理体系建设	35								
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20								
本项目清洁生产综合评价指数（P）： $P=0.6P_1+0.4P_2$ ；其中 $P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$ ； $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$						P=100			
清洁生产等级评定： $P \geq 90$ （清洁生产先进企业）； $75 \leq P < 90$ （清洁生产企业）						本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（ $P \geq 90$ ）			

注：“*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产指标体系分为定量指标（P1）和定性指标（P2）两部分。其中，定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算：对于指标数值越高（大）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（ S_i ）计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$ ；对于指标数值越低（小）越符合清洁生产要求的指标，单项评价指数（ S_i ）计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。

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						100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率						
		油井伴生气回收利用率						

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

(3) 污染物产生指标	40	石油类					
		COD					
		落地原油回收率					
		含油生产水回用率					
		油井伴生气外排率					
定性指标					本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值 (Fi)	定性评价指标的考核总分值 (P2)	
(1) 生产技术特征指标	45	井筒质量	井筒设施完好			100	
		采油	套管气回收装置				
			防止落地原油产生措施				
		采油方式	采油方式经过综合评价确定				
	集输流程	全密闭流程，并具有轻烃回收装置					
(2) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证					
		制订节能减排工作计划					
(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					
		建设项目环境影响评价制度执行情况					
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况					
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）					本项目采油作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）		

9.1.5 结论

本项目的初期设计、建设项目的实施、项目建成后的管理均按照《中华人民共和国清洁生产促进法》的要求，选用先进的工艺与设备，提升资源回收利用效率，减少污染物的排放。通过进行定量和定性评价，BZ34-9WHPC 的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

9.2 总量控制

9.2.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量

● 污染物排放情况

根据第三章工程分析计算结果，本项目运营期污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 9.2-1。

表 9.2-1 本项目运营期污染物产排情况一览表

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式
生产水	████████	石油类	在本次新建 BZ34-9WHPC 处理合格后送至 BZ34-9CEPA 核桃壳过滤器和注水系统处理至合格注水后回注
生活污水	████████	COD	依托 BZ34-9CEPA 处理达标后排放
工业垃圾	████████	废弃边角料、包装材料、油棉纱等	分类收集、运回陆上交有资质单位接收处理
生活垃圾	████████		依托 BZ34-9CEPA 处理

● 总量控制污染物筛选

海洋环境保护法中规定，在重点海域建立并实施排污总量控制制度，确定主要污染物排海总量控制指标，并对主要污染源分配排放控制数量。但尚没有具体实施办法和方案。

国家“十三五”期间全国主要污染物排放总量控制计划规定：化学需氧量（COD）、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等四项主要污染物排放量实行总量控制，根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物，本项目把依托 BZ34-9CEPA 的生活污水 COD 作为受控污染物因子。

9.2.2 污染物排放削减方法

- 含油生产水

本项目含有生产水经处理合格后回注，不外排。

- 生活污水

本平台人员在 BZ34-9CEPA 住宿和生活，根据 BZ34-9CEPA2025 年生活污水排放量与允许排放量的对比分析（详见表 3.2-1）可知，本项目投产后新增的生产定员不会增加 BZ34-9CEPA 生活污水的总量。

9.2.3 污染物排放总量控制方案与建议

结合表 9.2-1 及 9.2.2 小节的分析，由于本次新建工程新增的 人依托 BZ34-9CEPA 进行处理，经分析本项目投产后不会造成 BZ34-9CEPA 的生活污水总量（包括 COD）的增加，故维持原《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》（国海环字〔2017〕486 号）中 BZ34-9CEPA 排放总量指标“生活污水最大约为 ， COD 排放量 ”不变。同时在实际运行过程中，加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生活污水处理装置稳定达标运行。

10 环境保护对策措施

10.1 施工期环境保护对策措施

油田施工期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、悬浮物、船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和工业垃圾。作业者将采取以下污染防治措施，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。

10.1.1 钻屑和钻井液处理措施

(1) 非油层段钻屑、非油层段钻井液

本工程钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。本工程共排放非油层段钻井液约 []；非油层段钻屑 []。非油层段钻井液及非油层段钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中表 2 中的一级标准要求（见表 10.1-1），以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求（见表 10.1-2）后方可排放入海。

表 10.1-1 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》生物毒性容许值

项目	海区等级	生物毒性容许值（mg/L）
非油层段钻井液、钻屑	一级	30000

判定结果说明：判定生物毒性试验结果大于或等于生物毒性容许值，则为符合生物毒性要求；小于生物毒性容许值，则为不符合生物毒性要求，需要采取特别的措施进行处理。

表 10.1-2 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》排放浓度限值

排放污染物类型	污染参数	等级	排放要求/限制
水基钻井液和水基钻井液钻屑	含油量	一级	不得排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液
	Hg（重晶石中最大值）		≤1mg/kg
	Cd（重晶石中最大值）		≤3mg/kg

(2) 油层段钻屑、油层段钻井液

油层段钻完井产生的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用，空岩屑箱暂时放置施工船舶上约 [] 个，单个体积约 [] 立方米，周转时间约为 [] 天；

油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将含油钻井液打到平台设置泥浆罐内（钻井平台放置单个体积约 [] m³ 泥浆罐约 [] 个），然后将泥浆罐吊装至三用料船运至码头，同时及时更换泥浆罐到钻井平台备用。

油层段钻屑、钻井液等到码头后交由有资质单位处置。

本项含油钻井液及含油钻屑送至蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司，该公司处理能力如下表所示，故依托可行。

表 10.1-3 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	固废处置单位的总处理能力 (t/a)	本工程产生量 (t/a)	处理是否可行
钻井油层段 钻屑	■	■	是
钻井油层段 钻井液		■	是

注：钻井液、压裂返排液密度按 ■ 计算；钻屑密度按 ■ 计算。

10.1.2 水污染物处理措施

(1) 船舶含油污水

参加作业的船舶共产生船舶含油污水 ■ m³，船舶含油污水用污油水系统收集，密闭存储，需全部铅封后运回陆地处理。

(2) 船舶生活污水

施工期共产生船舶产生的生活污水约为 ■ m³ 经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。

(3) 移动式钻井平台产生的生活污水

钻井期间的生活污水在移动式钻井平台上进行处理并排放，钻井期间产生的生活污水约为 ■ m³，施工期自升式钻井平台生活污水经自升式钻井平台生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中的 COD≤300mg/L 的标准后排放。

10.1.3 固体废物处理处置措施

(1) 船舶生活垃圾处理处置措施

施工期共产生 ■ t 生活垃圾，生活垃圾用带盖的垃圾箱收集后，经三用料船转运至陆上处理。

(2) 工业垃圾处理处置措施

在工程建设阶段产生的工业垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料等。海上建设阶段产生固体废物约 ■ t，其中一般固废 ■ t，经平台设置的带盖的垃圾箱分

类收集后，使用三用料船转运至陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理；油棉纱等含油废物、废漆桶等危险废物估算量■■■■t，分类收集后交由有资质单位公司进行处置。

10.1.4 大气污染防治措施

施工期间产生的大气污染物主要为船舶大气污染物，由于本项目位于渤海南部海域，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区中的沿海控制区。建议建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

1）船舶发动机污染物排放足《船舶发动机排气污染物排放限值及测量方法-（中国第一、二阶段）》（GB 15097-2016）中船机排气污染物排放限值要求；2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油；

2）2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；

3）施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

10.2 运营期环境保护对策措施

根据工程分析结果，生产阶段产生的主要污染物有：含油生产水、生活污水、生产固废等。作业者均将采取相应污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方的法规和标准的要求。

10.2.1 运营期水污染物处理措施

(1) 含油生产水处理措施

a.新建 BZ34-9WHPC

①产生量

根据本项目新建工程的逐年产能情况，BZ34-9WHPC 的产水量约为 \blacksquare m³/d。

②处理工艺

BZ34-9WHPC 最大处理水量为 \blacksquare m³/d。设置一套处理规模为 \blacksquare m³/d 的水处理系统，经处理后的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送进入 BZ34-9CEPA \blacksquare 后回注。根据渤中 34-9 油田油品性质，并参照现有油田的生产经验和 BZ34-9CEPA 水系统流程，BZ34-9WHPC 生产水处理流程采用 \blacksquare ” 的处理流程。从分离器分离出的 \blacksquare ，分离出的生产污水通过生产水增压泵经栈桥输送至 BZ34-9CEPA \blacksquare 进一步处理合格后，去往 BZ34-9CEPA/WHPB/WHPC，KL6-1WHPA 进行回注。斜板气浮分离出的油进入 \blacksquare 中，由 \blacksquare 。

③达标分析

处理后的生产水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准（石油类 \leq 15mg/L）的要求后注入地层。

b.改造 BZ34-9CEPA

①产生量

本项目新建 BZ34-9WHPC 生产水需依托 BZ34-9CEPA 注水系统进行回注，BZ34-9CEPA 的生产水系统最大处理水量约为 \blacksquare m³/d。

②处理工艺

BZ34-9 CEPA 平台设置有生产水处理系统，处理形式为 \blacksquare 。处理后的生产水进入注水系统。

BZ34-9CEPA 生产水系统处理来自生产分离器分离出的生产水，处理达标后为本平台、BZ34-9WHPB 和 KL6-1WHPA 注水。本项目接入后 \blacksquare WHPC 经过 \blacksquare 的生产水；注水系统新增去 WHPC 的注水。经校核， \blacksquare 不满足处理需求。需新增 \blacksquare 台 \blacksquare m³/h 核桃壳过滤器，生产水处理系统与新建 WHPC 系统互联。

改造后核桃壳滤器最大处理能力由 \blacksquare m³/d 提升至 \blacksquare m³/d，注水系统最大处

理能力由 \blacksquare m³/d 提升至 \blacksquare m³/d。

③达标分析

处理后的生产水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准 (石油类 $\leq 15\text{mg/L}$) 的要求后注入地层。

c.改造 KL10-1CEP

①产生量

根据区域水平衡, 本项目接入后 KL10-1CEP 的生产水系统最大处理水量约为 \blacksquare m³/d。

②处理工艺

KL10-1CEP 平台设置有生产水处理系统, 处理形式为 “ \blacksquare ”。处理后的生产水进入注水系统。

KL10-1CEP 平台生产水系统处理来自生产分离器分离出的生产水, 处理达标后为 KL10-1 WHPA/WHPB 平台注水。生产水处理和注水系统不满足处理需求。需新增一套 \blacksquare m³/d 的水处理系统。改造后生产水系统最大处理能力由 \blacksquare m³/d 提升至 \blacksquare m³/d, 注水系统最大处理能力由 \blacksquare m³/d 提升至 \blacksquare m³/d。

③达标分析

处理后的生产水水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2022) 标准 (石油类 $\leq 15\text{mg/L}$) 的要求后注入地层。

(2) 生活污水

①产生量

本次新建的 BZ34-9WHPC 平台为井口平台, 不设置生活污水处理装置, 依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼。为维护平台运营新增定员 \blacksquare 人, 全部依托现有 BZ34-9CEPA 生活楼生活污水装置处理, 根据《渤中 34-9 油田开发工程环境影响报告书》(\blacksquare) 2021 年 6 月取得环境保护设施竣工验收的复函(\blacksquare), 详见附件 4, 该报告书关于 BZ34-9CEPA 生活污水排放总量的相关要求 “BZ34-9CEPA 允许排放生活污水最大约为 \blacksquare 、COD \blacksquare kg/d \blacksquare ”, 根据 “表 3.2-1” BZ34-9CEPA 2024~2025 生活污水实际排放量与允许排放总量的对比分析可知, 本项目投产后依托 BZ34-9CEPA 新增 \blacksquare 名生产定员, 经分析, BZ34-9CEPA 增加定员后的生活污水排放量不超过该平台生活污水处理设施的处理规模 (\blacksquare m³/d), 也不会超过该平台的生活污水排放总量 (\blacksquare m³/d)。

②依托处理工艺

BZ34-9CEPA 上设置一套 人生活污水处理装置，采用电解法（详见图 10.2-1），设计污水处理规模为 m^3/d 。

图 10.2-1 电解生活污水处理装置流程框图

③达标分析

根据“表 6.1-6”的实际检测数据可知，依托 BZ34-9CEPA 生活污水处理装置处理后可达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中的 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 的标准后排放。

（3）其他含油污水

本次工程建成投产后会有少量的甲板冲洗水、初期雨水等其他含油污水产生，平台上设置开式排放系统和闭式排放系统。

开式排放系统主要包括开式排放罐和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出线、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

闭式排放系统主要包括闭式排放罐和闭式排放泵。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，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体输送到原油处理系统进行处理。

10.2.2 运营期固体废物处理措施

（1）工业垃圾

本工程生产过程中产生的工业垃圾主要为废弃边角料、油棉纱、包装材料等，产生量约为 t/a ，经分类收集后，运回陆地处理，其中的危险废物运回陆地交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。

（2）生活垃圾

本次新建的 BZ34-9WHPC 平台为井口平台，不设置生活楼，依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼。为维护平台运营新增 人依托 BZ34-9CEPA，新增生活垃圾约为 t/a 。在 BZ34-9CEPA 分类收集后，全部运回陆地处理。

10.3 海洋生态保护对策措施

（1）经判定，本项目新建平台位于

，在此期间降低钻井液、钻屑排放速率最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

(2) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(3) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向相关主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

10.4 环保竣工验收

设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。在环保竣工验收时，应根据《中华人民共和国海洋环境保护法》《建设项目环境保护管理条例》《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》《海洋油气开发工程环境保护设施竣工验收管理办法》开展自主验收。此外，本项目应按照有关规定的要求，配备与油田群开发规模相适应的溢油应急物资，在工程竣工后进行物资验收。本项目竣工后环保验收的主要内容列于下表，供相关部门竣工验收时参考。

表 10.4-1 本次新建工程环保“三同时”验收清单

内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	环保设施所在平台	处理能力	依据的排放标准或相关规定
水污染物	含油生产水	石油类	生产水处理装置	新建 BZ34-9WHPC		处理达标后回注
	平台甲板设备冲洗水、初期雨水	石油类	开式排放系统和闭式排放系统			收集初期雨水和冲洗水等去往开排罐，污油打入闭排罐后进入主流程
	含油生产水	石油类	生产水处理系统/注水系统	已建 BZ34-9CEPA		处理达标后回注
	含油生产水	石油类	生产水处理系统/注水系统	已建 KL10-1CEP		处理达标后回注
固体废物	生活垃圾	食品废弃物及其他生活垃圾	分类收集，统一运回陆地处理，危险废物交有资质单位处理，检查相关交接手续	新建 BZ34-9WHPC		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准
	工业垃圾	废弃边				

内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	环保设施所在平台	处理能力	依据的排放标准或相关规定
		角料、油棉纱、包装材料等				
环境风险	事故溢油	石油类	溢油应急计划		■	环境风险及应急预案相关规定

10.5 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总

本工程施工期、运行期采取的污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总见下表。

表 10.5-1 污染防治措施、环境保护措施一览表

污染物	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
钻井液和钻屑	钻井液和钻屑的处理		非油层段水基钻井液/钻屑经检测满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准后和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420-2009）一级排放标准后，达标排放。 油层段水基钻井液/钻屑、合成基钻井液/钻屑全部运回陆地交有资质单位处理。	施工期	由建设单位负责建设、使用和管理
含油生产水	经新建 BZ34-9WHPC 生产水处理装置处理		含油生产水经处理达到回注水质标准后全部回注	运营期	
其它含油污水	开/闭排系统		BZ34-9WHPC 上配备，用于收集平台甲板冲洗水、初期雨水、残油或含油污水、带压流体或其它含油污水		
生活污水	依托栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼		根据，详见附件 4，该报告书关于 BZ34-9CEPA 生活污水排放总量的相关要求“BZ34-9CEPA 允许排放生活污水最大约为 m³/d（ m³/a）、COD kg/d（ t/a）”，根据“表 3.2-1”BZ34-9CEPA2024~2025 生活污水实际排放量与允许排放总量的对比分析可知，本项目投产后依托 BZ34-9CEPA 新增 名生产定员，经分析，BZ34-9CEPA 增加定员后的生活污水排		

渤中 34-9 油田综合调整项目环境影响报告书

污染物	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
			放量不超过该平台生活污水处理设施的处理规模（ m³/d），也不会超过该平台的生活污水排放总量（ m³/d）。		
生活垃圾和工业垃圾	分类回收	分类回收箱	生活垃圾、工业垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理		
船舶/钻井平台污染物	船舶/钻井平台含油污水	铅封运回陆地交有资质单位处理		施工期	由船舶所属单位负责
	船舶/钻井平台生活污水	钻井平台钻完井期间产生的生活污水满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后，间歇排海，其他施工船舶执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。			
	船舶/钻井平台生活垃圾	钻井平台钻完井期间产生的生活垃圾运回陆上处理，其他施工船舶执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求。			
	船舶/钻井平台工业垃圾	收集并排入接收设施，运回陆地处理			
	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			
溢油事故应急	严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。			运营期	建设单位

11 环境保护的技术经济合理性

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：凡属污染防治和环境保护所需要的专用装置和设施，应按其总投资的 ■■■%列入环境保护投资。生产或安全需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 ■■■■■比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目环保投资设施及其直接投资费用列于表 11.1-1。本项目建设投资 ■■■■■万元，其中环保投资 ■■■■■万元，占总投资的 ■■■%。

表 11.1-1 环保投资估算（万元）

平台	环境保护设备	总投资额	折合比率	折合环保投资 (万元)
新建 BZ34-9WHPC	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
依托改造平台	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
	■■■■■	■■■	■■■■■	■■■
合计		■■■	■■■■■	■■■

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济收益分析

原油价格根据中国石油天然气集团公司《建设项目经济评价参数》（2008）的要求，按 ■■■■■计取，换算为 ■■■元/吨。

本项目建设投产后石油最高增产量为 ■■■■■，石油产量的年经济效益约为 ■■■元。

本项目投产后含油生产水最高增量为 [REDACTED]，含油生产水经处理合格达到回注水标准后全部回注，最大节约用水 [REDACTED] 折合年经济价值约 [REDACTED] 万元。

11.2.2 环境经济损失分析

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在：（1）建设平台占用海域，使生物栖息地丧失；（2）施工阶段非油层段钻井液钻屑排放产生的悬浮物对渔业生物资源损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，井口平台属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；钻屑沉降造成底栖生物死亡，补偿年限按 3 年计算。（2）“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段非油层段钻井液排放产生的悬浮沙造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。（3）“持续性生物资源损害的补偿分三种情形，实际影响年限低于 3 年的，按 3 年补偿；实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿；影响持续实际 20 年以上的，补偿计算时间不应低于 20 年”。非油层段钻屑排放时长为 3 年，按 3 年补偿。

11.2.2.1 损失计算

1) 鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

$$M = W \times P \times E$$

式中：

M —鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W —鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P —鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1% 成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5% 成活率计算，单位为百分比（%）；

E —成活鱼苗的商品价格，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 1 元/尾计算。

2) 幼体经济价值计算

幼体的经济价值折算成成体进行计算,当折算成成体的经济价值低于鱼类苗种价格时,则按鱼类苗种价格计算。幼体折算成成体的经济价值按以下公式计算:

$$M_i = W_i \times G_i \times P_i \times E_i$$

式中: M_i ——第 i 类幼体的经济损失额 (元);

W_i ——第 i 类幼体损失的资源量 (尾);

P_i ——第 i 类幼体折算为成体比例,按 100%;

G_i ——第 i 类幼体长成最小成熟规格的重量 (kg/尾),蟹类按平均成体的最小成熟规格 \square kg/尾计算,虾类按平均成体的最小成熟规格 \square 计算;

E_i ——第 i 类生物成体商品价格,虾类幼体折算为 0.01kg/尾,价格按 30 元/kg;蟹类幼体折算为 \square ,价格按 \square 元/kg;头足类幼体折算为 \square 价格按 \square 计算;幼鱼按 \square 元/尾计算。

3) 成体生物资源经济价值计算公式

成体生物资源经济价值按下式计算:

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中: M_i ——第 i 类成体生物资源的经济损失额 (元); W_i ——第 i 类成体生物资源的损失量 (kg); E_i ——生物资源的商品价格。生物资源 (包括渔业资源、底栖生物) 的价格接近三年当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算,按 \square 万元/t。

11.2.2.2 海洋生物资源经济损失额合计

根据第七章海洋生物资源损失计算情况,进行海洋生物资源经济损失额计算,计算结果见下表。

表 11.2-1 海洋生物资源损失经济补偿明细

施工过程	生物名称	生物损失量	折算损失量	单价	补偿年限 (年/倍)	补偿金额 (万元)
平台占用	底栖生物 (t)	\square	\square	\square	\square	\square
钻屑沉降	底栖生物 (t)	\square	\square	\square	\square	\square

钻井液	鱼卵（粒）	██████	██████	██████	█	██
	仔稚鱼（尾）	██████	██████	██████	█	██
	幼鱼（尾）	██	██	██████	█	██
	头足类幼体（尾）	██	█	██████	█	██
	虾类幼体（尾）	██	█	██████	█	██
	蟹类幼体（尾）	█	█	██████	█	██
	鱼类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	头足类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	虾类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	蟹类成体（kg）	██	██	██████	█	██
钻屑	鱼卵（粒）	██████	██████	██████	█	██
	仔稚鱼（尾）	██████	██████	██████	█	██
	幼鱼（尾）	██	██	██████	█	██
	头足类幼体（尾）	██	█	██████	█	██
	虾类幼体（尾）	██	█	██████	█	██
	蟹类幼体（尾）	█	█	██████	█	██
	鱼类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	头足类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	虾类成体（kg）	██	██	██████	█	██
	蟹类成体（kg）	██	██	██████	█	██
合计						██

11.3 环境保护的技术经济合理性

11.3.1 环境污染治理环保投资效益分析

本项目环境污染治理费用主要包括开式排放系统等的投入。

本项目开式排放系统将有效收集平台产生的污染物，从而防止对周围海域的影响。

11.3.2 生态保护环保投资效益分析

本项目生态保护费用主要包括生态补偿费等的投入。

本项目施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的海洋生物资源和海洋生态造成不可避免的影响。本项目实施前与有关渔业主管部门沟通和协商，对本报告中评估的海洋生物生物资源损失进行经济补偿。

生态补偿费主要用于渔业主管部门增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进

行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，这些措施将使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

11.4 社会效益

油气田的开发对国民经济的发展具有极重要的作用。油气是重要的能源之一，是工业的血液，制约着若干行业的发展。因而油气田开发不仅经济效益本身极为显著，而且可以通过解决直接和间接的就业机会带动其他相关产业的发展，具有重要的社会效益。本项目的建设将对该区域的生物资源、渔业资源等造成一定的直接影响，但从上文分析中可以看出，其对工程周边海域生态环境的影响是暂时的、可恢复的。本项目的开发将会对进一步带动相关产业的发展和进步（如机械制造、电子、仪表等等）起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入，增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好，有利于海域整体资源的合理利用和最大发挥。此外，本项目在建设和生产阶段将提供一定的就业机会，有利于增强社会的系统功能，改善区域的整体环境。

因此，本项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与环保投资是合理的，具有良好的经济和社会效益。

12 工程环境可行性分析

12.1 国土空间规划符合性分析

12.1.1 与山东省国土空间规划符合性分析

地理位置：根据 2024 年 1 月山东省政府办公厅发布的《山东省国土空间规划（2021—2035 年）》，本项目新建平台及改造平台都位于山东省国土空间规划范围之外（见图 11.1-1），距离规划范围外边界最近距离约 ■■■km。

相关要求：根据规划，山东省将构建陆海统筹的海洋开发保护格局，构建“一带、两湾、三海域、五岛群”的全省海洋空间开发保护格局。“一带”，优化海岸带开发保护格局，提升海岸带生态系统服务功能，加强海岸线分类精细化管控，开展海岸建筑退缩线管控探索。“两湾”，推进莱州湾、胶州湾环境整治、生态建设和绿色低碳发展，合理确定开发强度，推动美丽海湾建设，以湾区经济为引领，打造陆海生态文明融合发展示范区。“三海域”，强化渤海海域污染治理和生态保护修复，引导海水养殖生态化转型，有序推进新能源发展，适度布局港口物流产业；推动山东半岛东部海域国家海洋高技术产业基地和绿色养殖产业集群建设，协调发展港口物流、滩涂养殖、海洋文化旅游、海洋新能源新材料、船舶与海工装备制造等产业，加强陆海污染防控和环境治理；推进山东半岛南部海域世界一流港口建设，推动海洋牧场多元融合发展，打造国际海洋创新策源地和高端海洋产业聚集区，建设国内领先的海洋生态文明示范区。“五岛群”，加强青岛、烟台、威海、日照和滨州五大岛群及周边海域生态保护修复，建立海岛分类管控体系，提升海岛生态系统服务功能，完善海岛基础设施。

图 11.1-1 本项目与山东省国土空间规划总体空间格局叠加图

符合性分析：经识别，本项目所在海域位于《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》范围之外，最近距离为 ■■■km。根据悬浮物预测结果，非油层段钻井液排放最大影响距离为 ■■■km，其对环境的影响属于短期、可恢复的，不会影响到 ■■■km 外限制开发区域内的生态环境；本工程运行期间，生产水全部处理合格后回注地层，生活污水达标处理后排海。因此，本项目施工期和运营期均不会对《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》产生影响。

本项目属于海洋油气资源开发项目，本项目新建平台位于山东省国土空间规

划范围之外，正常建设和生产阶段均不会对国土空间规划范围内生态环境产生影响，故项目用海与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》相关要求相协调。

12.2 海洋主体功能区规划符合性分析

12.2.1 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》，内水和领海主体功能区划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域及禁止开发区域。本项目位于《全国海洋主体功能区规划》中的重点开发区域，属于海洋工程和资源开发区。

海洋工程和资源开发区，是指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。海洋工程建设和资源勘探开发的相关要求为“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。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。”

本项目位于渤海南部海域，周边已开发油田包括 [REDACTED] 等，项目将依托周边油田群进行建设和开发，本区域位于油田开发的重点区域，属于海洋工程和资源开发区。油田开发在经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，且该区域资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。

综上所述，本项目用海与《全国海洋主体功能区规划》相符合。

12.2.2 《山东省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《山东省海洋主体功能区规划》（鲁政发〔2017〕22号），本工程位于山东省海洋主体功能区外，距最近的 [REDACTED]。施工期产生的非油层段钻屑、钻井液或悬浮泥沙的扩散距离最远为 [REDACTED] km，工程运营期不排放污染物，故施工期和运营期均不会影响到《山东省海洋主体功能区规划》的功能区。

因此，本工程建设与《山东省海洋主体功能区规划》的相关要求不冲突。

图 11.2-1 本工程在《山东省海洋主体功能区规划》的位置

12.3 生态环境分区管控符合性分析

根据《山东省生态环境分区管控方案（2023 年版）》（鲁环字〔2024〕188 号），本项目新建平台位于山东省环境管控单元之外（见图 12.3-1），距离重点管控单元最近约 ■■■ km；根据《东营市生态环境委员会办公室关于印发东营市生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（东环委办〔2024〕7 号），本项目位于东营市环境管控单元之外，距离最近的“一般管控单元”约 ■■■ m。

综上，本工程建设与《山东省生态环境分区管控方案（2023 年版）》（鲁环字〔2024〕188 号）和《东营市生态环境委员会办公室关于印发东营市生态环境分区管控方案（2023 年版）的通知》（东环委办〔2024〕7 号）的相关要求不冲突。

图 11.3-1 本项目与山东省生态环境分区管控单元的位置关系

图 11.3-2 本项目与东营市生态环境分区管控单元的位置关系

12.4 国家产业政策符合性分析

本项目为海洋油气开发工程，根据《产业结构调整指导目录》（2024 年本），海洋油气勘探开采工程属于《产业结构调整指导目录》（2024 年本）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，本项目的建设符合国家产业政策。

12.5 海上工程相关规划的符合性分析

12.5.1 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

（1）相关要求

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，第五节“基本原则”提到：坚持生态优先、绿色引领。深入践行绿水青山就是金山银山理念，以生态优先、绿色发展为引领，推动沿海地区产业结构优化调整，促进生态、生产、生活空间合理布局和绿色高质量发展。

《规划》提出，加强海上污染分类整治：实施船舶污染防治。《规划》要求，要保护海洋生态系统和生物多样性；严守海洋生态保护红线；加强渤海、长江口等重点海域禁休渔管理；加大“三场一通道”（产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道）以及长江口等特殊区域的保护力度；积极开展水生生物增殖放流活动。

《规划》第十六节“防范海洋突发环境事件风险”提出，防范海上溢油风险。

沿海地方加强沿岸原油码头、危化品运输、重点航线等环境风险隐患排查，强化事前预防和源头监管，严防海上交通事故、安全生产事故等引发的次生溢油事件。强化涉海环境风险源头防范。督促沿海地方和相关企业加强沿海石化聚集区、危化品生产存储、海洋石油平台等涉海环境风险重点区域的调查评估，优化调整和合理布局应急力量及物资储备。

（2）符合性分析

本工程施工期间产生的油层段钻屑、油层段钻井液、船舶含油污水、工业垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；非油层段钻屑和非油层段钻井液经处理达标后排海，生活污水经处理达标后排海。运营期产生的生活垃圾、工业垃圾等运回陆上处理，其中危险废物交有资质单位处理；含油生产水经处理达标后全部回注地层，不外排。工程施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到**从源头上预防海洋生态破坏和环境污染**。同时，针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本工程拟制定生态修复计划，开展增殖放流等生态修复措施，做到**坚持污染防治和生态修复并举**。

因此，项目与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。

12.5.2 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》

2022 年 1 月，为深入贯彻《中共中央 国务院关于深入打好污染防治攻坚战的意见》，巩固深化渤海综合治理成果，实施长江口-杭州湾、珠江口邻近海域污染防治行动，着力打好重点海域综合治理攻坚战标志性战役，生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局联合印发《重点海域综合治理攻坚战行动方案》。

（1）相关要求

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“（二）基本原则”中的“系统保护、协同增效”规定：“保护海洋生物多样性，以生态环境高水平保护促进沿海地区经济高质量发展。”

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“（三）重点方向”中的“渤海”：“以“1+12”沿海城市（天津市，辽宁省大连市、营口市、盘锦市、锦州市、葫芦岛市，河北省秦皇岛市、唐山市、沧州市，山东省滨州市、东营市、潍坊市、烟台市）及其渤海范围内管理海域为重点，巩固深化陆海统筹的污染防治成效，

加强重点海湾综合治理和美丽海湾建设,构建与高质量发展要求相协调的海洋生态环境综合治理长效机制。”

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“(四)主要目标”中提出:“海洋环境风险防范和应急响应能力明显提升。”

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“(十)船舶港口污染防治行动”中规定:“进一步巩固船舶和港口污染治理成果,完善实施船舶水污染物转移处置联单制度,推进“船-港-城”全过程协同管理。”

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“(十二)海洋生态保护修复行动”中规定:“严格海洋伏季休渔监管执法,实施现代化海洋牧场建设,开展渔业资源增殖放流,清理取缔涉渔“三无”船舶。”

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》“(十三)加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设”中规定:“建立健全海上溢油监测体系,提升风险早期识别和预报预警能力。以渤海为重点,加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控。指导督促沿海省(市)有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订,推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。”

(2) 符合性分析

施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置,不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期船舶含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》,运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)中相应标准后方可排海。生活垃圾、工业垃圾等运回陆上处理,其中危险废物交有资质单位处理。施工期间主要的污染物是悬浮物,但是影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失进行了分析,并核算了补偿金额,在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施,并对重要渔业品种实施增殖放流,可以维持海洋生物资源可持续利用。

本工程投产后,建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作,以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。同时,建设单位制定了相应的管道保护和检测程序,定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检

测，对油田生产风险源进行全面排查。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。

综上，工程建设与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求相符合。

12.5.3 与《“十四五”现代能源体系规划》符合性分析

2022 年 3 月 22 日，国家发改委、国家能源局发布关于印发《“十四五”现代能源体系规划》的通知（下称《规划》），作为“十四五”时期加快构建现代能源体系、推动能源高质量发展的总体蓝图和行动纲领。文件明确加快推动能源绿色低碳转型。坚持生态优先、绿色发展，壮大清洁能源产业，实施可再生能源替代行动，推动构建新型电力系统，促进新能源占比逐渐提高，推动煤炭和新能源优化组合。坚持全国一盘棋，科学有序推进实现碳达峰、碳中和目标，不断提升绿色发展能力。

《规划》提出，增强油气供应能力。加大国内油气勘探开发，坚持常非并举、海陆并重，强化重点海域油气基础地质调查和勘探，夯实资源接续基础。

《规划》要求提升天然气储备和调节能力。统筹推进地下储气库、液化天然气（LNG）接收站等储气设施建设。

《规划》提出，加快推动能源绿色低碳转型。坚持生态优先、绿色发展，壮大清洁能源产业，实施可再生能源替代行动，推动构建新型电力系统，促进新能源占比逐渐提高，推动煤炭和新能源优化组合。

本项目建成投产后，对于提高国内原油产量、提升国内油气资源自主保障能力也具有积极作用。因此，本项目建设符合《“十四五”现代能源体系规划》的相关要求。

13 环境管理与监测

13.1 环境管理

13.1.1 环境管理的任务和内容

环境管理是保护环境、控制污染的重要措施之一。本油田开发工程环境管理的任务和内容主要为：

- 贯彻执行国家环境保护法规和标准；
- 组织制定和修改与本油田有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；
- 检查本油田环境保护设备、设施或装置的运行状态；
- 组织和领导本油田的环境监测工作；
- 组织开展本油田环境保护工作人员的技术培训和演习；
- 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；
- 为政府执法人员检查工作提供方便。

健康、安全和环保是整个项目所有人员的责任，建设单位员工及承包商人员在工作中都要遵守相关健康、安全、环保政策与管理要求。

13.1.2 应急机构的设置

渤南作业公司为天津分公司所辖作业公司之一，渤中 34-9 油田群纳入天津分公司应急管理体系。天津分公司应急组织机构主要包括应急指挥中心、应急协调办公室、渤海油田总调度室、技术专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、山东/辽宁应急分中心。

图 13.1-1 天津分公司应急组织机构

(3) 油田现场溢油应急小组

渤中 34-9 油田溢油应急小组是在天津分公司应急指挥中心的领导、指导和支持下进行现场级别的溢油应急事故的应急反应。渤中 34-9 油田应急组织机构如下图。

图 13.1-2 渤中 34-9 油田应急组织机构图

在报告和记录事件时，需包括“事件对周边自然环境影响情况，是否造成环境污染”等，在发生井喷失控等重大作业事故时，应补充报告海面被污染情况等。在应急响应终止后，油田总监组织各应急小组开展污染物处理工作。

13.1.3 安全生产与环境保护管理制度

根据实际情况，建立及改进安全环保例会制度、安全环保宣传教育制度、安全环保检查制度、培训与演习制度、安全环保奖惩制度等。

日常工作及宣传中坚持“预防为主”的思想，强化以下几个方面：一是加强巡回检查和瞭望制度的落实，定期检查平台设施，发现事故苗头，及时采取措施；二是加强平台防污设施的管理，重点是生活污水处理设施的管理，通过定期维护保养，切实做到全部处理、达标排放；三是加强化学消油剂的使用管理，严格控制使用消油剂，避免二次污染；四是建立完善海陆防范监控体系，同时加强海上日常监控管理。

13.2 环境监测

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务是定期监测各工程设施上外排污染物的排放浓度，掌握达标情况，为加强环境保护管理、保证污染处理设备正常运转提供科学依据；分析外排污染物浓度和排放量的变化规律；为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

污染物排放标准包括《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18402.1-2009），要求符合标准规定的排放限值，《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）排放要求/浓度限值分级为一级，《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第1部分：分级》（GB18402.1-2009）的海区等级为一级；水质标准按照《海水水质标准》（GB 3097-1997）管理，要求参照本报告 5.3.2.2 评价标准，满足相应的保护要求，达到相应的水质标准。

13.2.1 环境监测计划

13.2.1.1 污染源监测计划

(1) 施工期污染源监测

主要针对 BZ34-9WHPC 的非油层段钻井液、非油层段钻屑开展检测。

监测项目有[]等。

监测方法和频次按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》(GB18402.1-2009)执行。

(2) 运营期污染源监测

本次新建 BZ34-9WHPC 运营期含油生产水处理后全部回注地层，生活污水依托 BZ34-9CEPA 进行处理达标后排放，在新建平台无污染物排放，故新建工程运营期不设污染源监测。

13.2.1.2 环境质量跟踪监测

本项目运营期含油生产水全部回注地层，新建平台依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼，无生活污水产生排放，本项目新建平台与 BZ34-9CEPA 栈桥连接，故沿用 BZ34-9CEPA 跟踪监测计划即可，无需新增跟踪监测计划。

根据工程特点，可在工程竣工验收时针对海洋水质、沉积物环境开展一次监测，正式运营后每[]年针对[]。

监测因子、监测范围、站位布设及监测频率等详见下表。

表 13.2-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测因子	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	[]	《海洋监测规范 第 4 部分：海水分析》 (GB17378.4-2007)	[]	[]
沉积物环境	[]	《海洋监测规范 第 5 部分：沉积物分析》 (GB17378.5-2007)		

图 13.2-1 监测站位布设图

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

14 结论与建议

14.1 工程概况

渤中 34-9 油田位于渤海南部海域，[REDACTED]，属于垦利油田群开发体系，构造上处于黄河口凹陷内，南部为莱北低凸起。东北距渤中 35-2 油田 [REDACTED] km，西距垦利 3-2 油田 [REDACTED] km，南距垦利 10-1 油田 [REDACTED] km。其中，渤中 34-9 油田位于渤中 34-9 油田 [REDACTED] 部，平台位置处水深约 [REDACTED] 米。

本评价工程内容包含：（1）新建 1 座 4 腿井口平台（BZ34-9WHPC）；（2）对所依托的 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。

新建 BZ34-9 WHPC 是一座 [REDACTED] 腿井口平台，工作点间距 [REDACTED]，含 [REDACTED] 个井槽，[REDACTED] 个单筒双井。该平台安装形式采用吊装，使用自升式钻井平台打井、修井，[REDACTED] 修井机修井。井槽按照 [REDACTED] 形式布置，井槽间距为 [REDACTED]。平台共设 [REDACTED] 甲板，分别是 [REDACTED]。平台上设有原油系统、生产水处理系统、注水系统、海水系统、淡水系统、化学药剂系统、开排系统、闭排系统等。

新建一座 [REDACTED] 腿井口平台 BZ34-9WHPC，栈桥连接 BZ34-9CEPA，并对 BZ34-9CEPA、KL10-1CEP 进行适应性改造。新建 BZ34-9WHPC 井产物流处理成含水 [REDACTED] 后通过栈桥输送至 BZ34-9CEPA，与 BZ34-9CEPA 处理后产液混合后经过已建海管输送至 KL10-1CEP 处理成 [REDACTED]，再通过 KL10-1CEP、KL3-2CEPA 外输泵和 [REDACTED]。BZ34-9WHPC 分离出来的天然气通过 [REDACTED]。BZ34-9WHPC 处理合格的 [REDACTED]。电力依托渤中-垦利岸电供电。

本工程建设投资 [REDACTED] 万元，其中环保投资 [REDACTED] 万元，占总投资的 2.31%。

14.2 工程分析

14.2.1 施工阶段

海上建设施工阶段包括：平台建设、钻完井、平台适应性改造等。海上平台设施的安装、调试过程中，将产生金属切割的边脚料等固体废弃物。钻完井阶段产生钻屑和钻井液。平台适应性改造过程中，将产生金属切割的边脚料等固体废弃物。此外，在海上施工作业期间参与作业的船舶将产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾等。

钻井过程中产生钻屑 $\blacksquare\text{m}^3$ ，其中油层段钻屑约 $\blacksquare\text{m}^3$ ，非油层段钻屑约 $\blacksquare\text{m}^3$ 。根据施工方案，非油层段钻屑的最大排放速率不会超过 $\blacksquare\text{m}^3/\text{d}$ ；共产生废弃钻井液 $\blacksquare\text{m}^3$ 分为油层段钻井液、非油层段钻井液，其中油层段钻井液约 $\blacksquare\text{m}^3$ 。钻完井阶段采用水基钻井液，循环使用，钻完井后一次性排放，本项目分 3 批次钻井，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，每个批次的一次性排放量约为 $\blacksquare\text{m}^3$ ，其排放速率为 $\blacksquare\text{m}^3/\text{h}$ ；施工期生活污水总产生量为 $\blacksquare\text{m}^3$ ，其中船舶生活污水产生量约为 $\blacksquare\text{m}^3$ ，钻井平台生活污水约为 $\blacksquare\text{m}^3$ ，机舱含油污水产生量约为 $\blacksquare\text{m}^3$ ；施工期生活垃圾产生量约为 $\blacksquare\text{t}$ ，工业垃圾共产生约 $\blacksquare\text{t}$ ，其中危险废物约 $\blacksquare\text{t}$ 。

14.2.2 生产阶段

在油田生产阶段，主要污染物为含油生产水、固体废弃物及金属锌离子等。主要污染因子为石油类等。

本工程投产后 BZ34-9WHPC 新增最大生产水量为 $\blacksquare\text{m}^3/\text{d}$ ，经本平台新建生产水处理系统处理达标后回注地层不外排；本项目新增 \blacksquare 人的生活污水产生依托 BZ34-9CEPA 生活污水处理设施进行处理，本次新增 \blacksquare 人后生活污水产生量不会超过 BZ34-9CEPA 生活污水处理设施处理能力，也不会造成 BZ34-9CEPA 生活污水总量指标的增加。新增 \blacksquare 人产生的生活垃圾约为 $\blacksquare\text{t/a}$ ，与 BZ34-9CEPA 原有生活垃圾一起经分类收集后运回陆上处理；生产阶段新建工程运营产生的工业垃圾约 $\blacksquare\text{t/a}$ ；危险废物产生量约 $\blacksquare\text{t/a}$ ，全部运回陆地交由有相关资质单位进行处理。

14.3 环境质量现状

\blacksquare 在项目所在海域进行了 \blacksquare 调查，调查围绕

渤中 34-9 油田综合调整项目周围海域进行。2025 年秋季调查共设 █ 个调查站位，其中水质站位 █ 个，沉积物站位 █ 个，生物生态站位 █ 个，生物质量站位 █ 个。

14.3.1 海水水质环境质量现状

根据 █ 在项目附近海域的海水水质调查。本次海水水质调查及评价因子为：█

█ 15 项。

有 █ 个站位（█）无机氮超出第一类海水水质标准，但符合第三类海水水质标准，█ 个站位（█）符合第四类海水水质标准，其余站位无机氮均超标；█ 个站位 █ 铅超出第一类海水水质标准，但符合第二类海水水质标准；█ 个站位 █ 磷酸盐符合第二类海水水质标准，其余因子及站位均符合第一类海水水质标准要求。

春季调查结果显示，█，本次评价区域超标初步分析是受陆源污染物入海造成的。2025 年区域降雨量较往年显著偏高，高强度的降水导致陆域产生地表径流冲刷，初期雨水将沿岸城镇生活面源、农业面源中的 █ 入海河流。调查海域位于 █，水交换能力较差，海水自净能力有限，更新周期长，也是调查区域 █ 含量超标的重要原因。

14.3.2 海洋沉积物环境质量现状

沉积物质量现状评价因子为：█。

2025 年秋季调查的 15 个沉积物测站中，所有调查因子均符合一类海洋沉积物质量标准，所有评价因子均未出现超标现象，说明调查海域内沉积物环境质量整体状况良好。

14.3.3 海洋生态环境质量现状

海洋生物生态评价内容为：

。。

14.3.3.1 叶绿素 a

。。

14.3.3.2 初级生产力

。。

14.3.3.3 浮游植物

。

14.3.3.4 浮游动物

。

[illegible]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

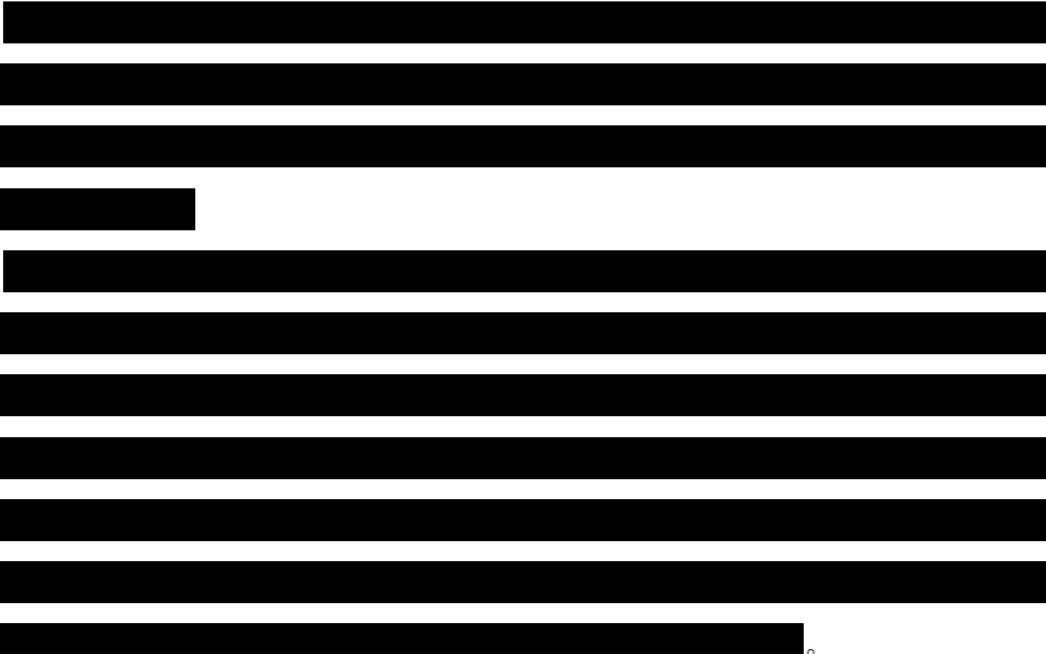
[REDACTED]

[REDACTED] o

于 对项目所在海域共设 个站位进行了渔业资源进行了调查，调查内容包括鱼卵、仔稚鱼、游泳动物。

[REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]
 [REDACTED]

(1) 鱼类



(3) 甲壳类

14.4 环境影响预测分析与评价结论

14.4.1 水文动力及地形地貌环境影响分析

14.4.2 海洋水质环境影响分析

(1) 非油层段钻井液对海洋水环境影响分析

类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，无超三类和超四类海水水质标准海域。底层无超海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 \blacksquare km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 \blacksquare h。

（2）非油层段钻屑对海洋水环境影响分析

经预测，BZ34-9 WHPC 非油层段钻屑排放引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超三类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超四类海水水质标准的面积 \blacksquare km²。中层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超三类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超四类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²。底层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超三类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²，超四类海水水质标准的面积为 \blacksquare km²。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 \blacksquare km，停止排放后 \blacksquare h 整个海域可恢复到一类水质。

14.4.2.2 运营阶段对水质环境的影响分析

运营阶段产生的含油生产水经处理合格后全部回注地层，不外排，不会对海洋水环境造成不良影响。

运营阶段产生的新增的生活污水，依托 BZ34-9CEPA 进行处理，BZ34-9CEPA 不新增生活污水总量，故生活污水排放不会对 BZ34-9CEPA 周边海域造成新的影响，

运营阶段甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水等全部进入平台开闭排放系统后再进入工艺系统处理，无排放，因此不会对海水水质环境产生影响。

14.4.3 沉积物环境影响分析

14.4.3.1 施工阶段沉积物环境影响

平台采用 \blacksquare 结构，平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变，但桩腿占海面积较小，因此施工期平台对海洋沉积物环境的影响较小。

非油层段钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定范围内

沉积。其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。一般大部分钻屑沉积在作业平台 \blacksquare m 以内，按 \blacksquare m 计算，则本项目钻屑覆盖厚度不小于 \blacksquare cm 的区域面积不超过 \blacksquare km²，对海洋沉积物环境影响较小。

14.4.3.2 运营阶段沉积物环境影响

运营阶段，平台导管架及海底管道防腐牺牲阳极装置中释放的锌离子部分将会沉积于平台桩基和海底管线附近沉积物中，沉积量很小，不会造成区域海洋沉积物中的锌污染。

14.4.4 海洋生态环境影响分析

根据工程施工及运营对海洋生态的影响分析与评价，本工程造成底栖生物损失量最大为 \blacksquare t，鱼卵损失量约为 \blacksquare 粒，仔稚鱼损失量约为 \blacksquare 尾，鱼类成体损失量约为 \blacksquare kg，头足类成体损失量约为 \blacksquare kg，虾类成体损失量约为 \blacksquare kg，蟹类成体损失量约为 \blacksquare kg，幼鱼损失量约为 \blacksquare 尾，头足类幼体损失量约为 \blacksquare 尾，虾类幼体损失量约为 \blacksquare 尾，蟹类幼体损失量约为 \blacksquare 尾。

14.4.5 对周边敏感目标影响分析

根据本项目所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、海洋保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场及洄游通道、养殖区等。

本工程位于 \blacksquare 。根据数值预测结果，本项目施工期钻井液、钻屑排放产生的悬浮物超一（二）类海水水质距离分别为距离排放点 \blacksquare 以内，工程施工会对产卵场产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为 \blacksquare ，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对重要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。

距离本工程最近的海洋自然保护区为 \blacksquare

与项目最近距离约为 km，其他自然保护区距离较远。根据数值预测结果，本项目施工期钻井液、钻屑排放产生的悬浮物超一（二）类海水水质距离分别为距离排放点 以内，可认为本项目建设及运行对其无影响。

工程运营阶段含油生产水经处理合格后回注地层，工业垃圾运回陆上处理，甲板冲洗水及初期雨水等进入平台开闭排系统，进一步进入生产流程不外排。综上，工程运营对周围的敏感目标基本无影响。

14.5 环境风险分析与评价结论

本次评价识别环境风险类型主要包括井喷事故、地质性溢油事故、平台设备和工艺管道泄漏、平台火灾爆炸、新建栈桥混输管道泄漏、船舶碰撞泄漏事故等。

项目海上工程最具代表性事故为依托混输管线泄漏事故。针对本次工程组成，选取了 1 个最不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，泄漏量约为 。根据溢油预测结果，本项目位于渔业“三场一通道”，一旦发生溢油即刻抵达。抵达

一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视。根据应急响应时间分析，在设定情景下，油田内部溢油应急力量最快可在 内开展溢油应急工作。若发生更大溢油事故超出油田自身已有应急能力，可借助周边油田及中海石油环保服务有限公司（COES）的基地等外部力量，外部力量可在 内抵达现场。因此溢油抵达敏感区之前可及时开展溢油应急工作，有效回收污油，避免对周边敏感目标产生影响。

正式投产作业前，建设单位应将本工程纳入已制定的《渤中 34-9 油田溢油应急计划》（2025 版）中，对其进行修编以满足本工程溢油应急需要，制定针对性的溢油风险防范措施和溢油应急力量，并向生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局重新申请备案，并定期对应急预案进行演练，保证事故时应急预案顺利启动，将事故影响降到最低。

14.6 总量控制结论

根据分析，由于本次新建工程新增的 ■ 人的生活污水量较少，依托 BZ34-9CEPA 进行处理，本项目投产后不会造成 BZ34-9CEPA 的生活污水总排放量（包括 COD）的增加，维持原排放总量指标不变。

14.7 环境保护对策与措施

14.7.1 建设阶段环境保护对策措施

（1）建设阶段生活垃圾要求按规定收集运回陆地统一处理。不准向渤海排放，减少对海洋环境的污染。

（2）钻井阶段产生的油层段钻屑、油层段钻井液经收集后运往陆上交由有资质单位处理；非油层段钻屑、非油层段钻井液尽量控制排放速率，减少对海洋环境的影响。

（3）建设阶段船舶污染物按照《船舶水污染物排放控制标准（GB3552-2018）》中的相关要求处理。机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》及 73/78 公约的要求，铅封后运往陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

（4）建设阶段产生的固体废物（主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等）全部运回陆地交由有资质单位处理，禁止排海，且需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

14.7.2 运营阶段环境保护对策措施

（1）BZ34-9WHPC 的产水量约为 ■ m³/d 设置一套处理规模为 ■ m³/d 的水处理系统，经处理后的生产水通过生产水增压泵经栈桥输送进入 BZ34-9CEPA 核 ■ 水质符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2022）中相关标准（石油类≤15mg/L）的要求后注入地层。

（2）本次新建的 BZ34-9WHPC 为井口平台，不设置生活污水处理装置，依托与其栈桥连接的 BZ34-9CEPA 生活楼。生产阶段为维护平台运营新增 ■ 人，依托 BZ34-9CEPA 处理（不增加该平台的排放总量控制指标），依托

BZ34-9CEPA 生活污水处理装置处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中的 $\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$ 的标准后排放。

（3）生产阶段会有少量的甲板冲洗水、初期雨水等其他含油污水产生，平台上设置开式排放系统和闭式排放系统，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体输送到原油处理系统进行处理。

（4）生产阶段产生的工业垃圾主要为废弃边角料、油棉纱、包装材料等，产生量约为 [REDACTED]，经分类收集后，运回陆地交有资质单位处理。

14.7.3 生态保护对策措施

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。采取的生态保护措施如下：

（1）项目实施前应根据本报告中评估的渔业资源损失进行海洋生物资源修复，生态补偿费主要用于增殖放流，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

（2）本项目位于 [REDACTED]，在此期间降低钻井液、钻屑排放速率最大限度减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

14.8 公众参与概况

针对本项目的建设，建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司于 2026 年 1 月 9 日在中国自然资源报网站进行了本项目第一次公众参与信息公示，公示网址为：<https://www.iziran.net/news.html?aid=5450593>。第一次公众参与信息公示期间，建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

2026 年 4 月 10 日建设单位在中国自然资源报网站进行了本项目第二次公众参与信息公示，公示网址为：<https://www.iziran.net/news.html?aid=5468513>，同期在中国自然资源报进行了 2 次报纸公示，登报时间分别为 2026 年 4 月 14 日和 2026 年 4 月 16 日。征求意见稿媒体公示期间，建设单位还选取了项目工程附近的区域现场张贴公示。第二次公众参与信息公示期间，建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

14.9 区划、规划及政策符合性分析结论

(1) 本项目为油气资源勘探开发工程,属于《产业结构调整指导目录》(2024 年本)中鼓励类建设项目,其建设符合国家产业政策。工程拟采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。

(2) 本工程位于《山东省国土空间规划(2021—2035年)》、《山东省生态环境分区管控方案(2023年版)》的划定范围之外。项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》的相关要求。

14.10 建设项目环境可行性结论

(1) 工程施工期间,平台建设、管道铺设等对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响属于短期行为,工程建设和营运对周边海域的水文动力和冲淤环境的影响较小。

(2) 工程存在一定溢油风险,溢油事故一旦发生会对生态和环境造成严重危害后果,项目拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

建设单位已编写《渤中 34-9 油田溢油应急计划》(2025 年 12 月)并向海河流域北海海域生态环境监督管理局进行了申请备案。建设单位需针对本项目新增的内容对已有应急计划进行修编,将本项目新增的工程内容纳入到已有应急计划中统一管理,建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作,用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件,避免发生重大环境污染事件。一旦发生溢油事故,需保证溢油应急设备设施的是完好的、有效的,严格按照备案的溢油应急计划开展溢油应急响应工作。

综上,评价认为本项目正常运行情况下对周边的环境影响程度将是可以接受的。在建设单位切实落实各项污染防治对策措施、生态保护对策措施,切实落实环境风险防范及事故应急对策措施、应急预案的前提下,从环境保护角度考虑,工程建设可行。

附表：

略。

附件：

略。