

锦州 20-2 北油田开发项目

环境影响报告书

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

环评单位：中海油研究总院有限责任公司

编制时间：2026 年 8 月



目 录

1 概述	1
1.1 项目概述	1
1.2 环境影响评价工作过程	1
1.3 关注的主要环境问题	2
1.4 主要评价结论	3
2 总论	5
2.1 评价依据	5
2.2 评价标准	8
2.3 环境敏感目标与环境保护目标	10
2.4 评价内容	11
2.5 评价重点	11
2.6 评价工作等级	11
2.7 评价范围	12
3 工程概况与工程分析	14
3.1 建设项目基本情况	14
3.2 项目开发方案概述	17
3.3 新建工程组成	20
3.4 生产工艺流程	25
3.5 依托设施校核和改造	33
3.6 施工和建设方案	36
3.7 产污环节与污染物分析	40
3.8 污染源强核算	41
3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选	57
4 工程区域环境概况	60
4.1 工程区域自然环境概况	60
4.2 环境功能区规划及相关规划符合性分析	65
4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布	72
4.4 海洋生态环境保护目标筛选	80
5 海洋生态环境现状调查与评价	83
5.1 海洋生态环境现状调查概况	83
5.2 海水水质现状调查与评价	92
5.3 海洋沉积物现状调查与评价	94



5.4 海洋生态现状调查与评价	97
5.5 生物质量调查与评价	105
5.6 海洋渔业资源现状调查与评价	108
6 环境影响回顾性分析	115
6.1 现有工程回顾	115
6.2 依托工程环评批复及落实情况	118
6.3 环保设施运行情况	123
6.4 溢油事故回顾	126
6.5 海洋生态环境质量回顾性分析	126
6.6 环境影响回顾性分析结论	133
7 海洋生态环境影响预测与评价	134
7.1 海洋环境影响预测	134
7.2 海水水质环境影响评价	149
7.3 海洋沉积物环境影响评价	150
7.4 海洋生态环境影响评价	151
7.5 海洋生物资源损失评估	155
7.6 环境敏感目标影响分析	162
7.7 工程对水文动力的影响分析	163
7.8 工程对冲淤环境的影响分析	163
8 海洋生态环境风险评价	165
8.1 风险评价概述	165
8.2 风险调查	166
8.3 评价等级及评价范围	168
8.4 风险识别	171
8.5 风险事故情形分析	174
8.6 地质性溢油风险分析及防范措施	180
8.7 浅层气风险分析及防范措施	186
8.8 溢油风险后果分析	189
8.9 环境风险防范措施及应急处置措施	196
8.10 评价结论与建议	214
9 清洁生产分析与总量控制	216
9.1 清洁生产分析	216
9.2 清洁生产评价	219
9.3 总量控制方案建议	223
10 环境保护对策措施及其合理性分析	225
10.1 建设阶段环境保护对策措施	225



10.2 生产阶段环境保护对策措施	228
10.3 海洋生态保护对策	235
10.4 环境保护对策措施一览表	238
10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议	238
11 环境经济损益分析	242
11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算	242
11.2 环境保护的经济损益分析	243
12 环境管理与监测计划	246
12.1 环境管理	246
12.2 环境监测计划	250
12.3 海洋环境影响监测计划	251
13 环境影响评价结论	253
13.1 工程分析结论	253
13.2 规划和政策符合性结论	255
13.3 环境现状分析与评价结论	255
13.4 环境影响预测与评价结论	259
13.5 环境风险分析与评价结论	262
13.6 清洁生产与总量控制	263
13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论	264
13.8 建设项目环境可行性结论	266



1 概述

1.1 项目概述

锦州 20-2 北油田位于渤海辽东湾海域，东经 [REDACTED]，北纬 [REDACTED]，油田范围内水深 11.8m~12.5m。新建 JZ20-2N CEP 平台距离陆地岸线最近约 [REDACTED]。

锦州 20-2 北油田开发项目工程内容包括：

新建 1 座 JZ20-2N CEP 中心平台。新建 3 条海底管道：JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道，[REDACTED]；JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道，[REDACTED]，[REDACTED]；JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道，[REDACTED]。新建 1 条海底电缆：JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆，[REDACTED]。对依托的 JZ25-1 CEP、JZ20-2BOP、JZ25-1S WHPA、JZ9-3 CEPD 等平台进行适应性改造。

新建 JZ20-2N CEP 平台的井流物处理成合格油，经新建海管输至 JZ25-1 CEP 平台，进一步输送至 JZ25-1S CEP 平台，最终输送至绥中 36-1 终端；伴生气经增压、脱水后与凝析油一同经 JZ20-2 BOP 输送至锦州 20-2 迁建终端；生产水处理合格作为注水水源回注地层，不足部分由水源井水补充；电力依托绥中-锦州油田群岸电，不足部分由 JZ25-1 CEP 原有电站进行补充。另外，为缓解锦州 9-3 油田原油冬季油轮外输困难，锦州 9-3/23-2 油田原油依托锦州 20-2 北外输，将来自 JZ9-3 CEPD 合格原油通过新建海管输往 JZ20-2N CEP 平台，并与 JZ20-2N CEP 平台原油一起输往绥中 36-1 终端。

本项目工程投资约***亿元，计划于 2029 年 10 月投产。项目投产后预计最高年产油*** $\times 10^4$ m³/a，最高年产气*** $\times 10^8$ m³/a。

1.2 环境影响评价工作过程

受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司委托，中海油研究总院有限责任公司承担并完成锦州 20-2 北油田开发项目的环境影响评价工作。

在环评单位收到环评任务委托 7 个工作日内，建设单位在中国自然资源报网站上开展了第一次公示。同时，开展了资料收集以及相关法规和标准等的研究工作，收集的资料主要包括工程资料、相关法规和标准文件、已批复的依托设施相关环评文件等。



通过对工程资料分析、环境敏感目标和环境保护目标筛选等工作确定了本项目环境影响评价的评价内容、评价重点、评价工作等级和评价范围，并对本项目国土空间规划及相关规划符合性进行了分析。

本项目委托 [REDACTED] 在项目周围海域开展了春季海洋环境质量现状调查与评价工作；委托 [REDACTED] 开展了秋季渔业资源调查与评价工作。

根据本项目工程分析和海洋生态环境现状调查与评价结果，开展了海洋生态环境影响预测与评价工作。结合工程分析以及海洋生态环境影响预测与评价结论，本项目开展了清洁生产分析、海洋生态环境保护对策措施及其合理性分析、环境风险分析与评价、总量控制建议、环境管理与环境监测以及环境经济损益分析等专题研究。根据各专题研究结果，完成《锦州 20-2 北油田开发项目环境影响报告书》（以下简称报告书）的编制，并形成了征求意见稿，在中国自然资源报和中国自然资源报网站开展了第二次公示。

报告书完成编制后，建设单位组织专家对本报告书开展了预审工作，并根据专家预审意见对本报告书进行修改完善后形成送审稿。建设单位向生态环境主管部门送审报告书前，在中国自然资源报网站上开展了第三次公示，公示内容包括报告书全文和公众参与说明。完成三次公示后，将报告书上报至生态环境部。

1.3 关注的主要环境问题

本项目评价范围内有海洋生态保护红线、辽宁辽河口国家级自然保护区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园等重要敏感区；辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、黄姑鱼产卵场、海蜇产卵场和鲢鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾索饵场等一般敏感区。

本项目建设阶段排放的主要污染物为非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设搅起的悬浮物，对环境的影响属于短期、可恢复性影响；生产阶段产生的主要污染物为生产水，经处理达到注水水质标准后回注地层，不会对海洋生态环境造成影响。建设和生产阶段产生的船舶含油污水和生产垃圾全部运回陆地进行处理。其它污染物（生活污水）排放量相对较小，对周围环境的影



响范围和程度较小。根据预测结果，建设阶段非钻井油层水基钻井液/钻屑排放对周边海域的最大影响范围为 [REDACTED]，海管/缆挖沟埋设产生的悬浮物对周边海域的最大影响范围为 [REDACTED]，正常生产阶段新建平台达标排放的生活污水，其最大影响范围在平台周围 30m 之内。

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区内，新建海管电缆均位于该种质资源保护区的核心区或实验区，项目建设会对该种质资源保护区产生短期不利影响。已委托 [REDACTED] 编写了项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告，该报告已于 2026 年 3 月通过了农业农村部渔政保障中心的审查，其论证结论及生态环保措施已纳入本报告书，位于其中的海底管道/电缆挖沟埋设作业应避开特别保护期 4 月 25 日~6 月 15 日，期间钻井作业产生的钻井液和钻屑运回陆地处置，不排海。

在采取了上述避开特别保护期以及海洋生物资源补偿等措施后，本项目对辽东湾水产种质资源保护区的影响是可以接受的。

1.4 主要评价结论

本项目符合国家的产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》、辽宁省“三区三线”划定成果和《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》。本项目开发方案较为充分地考虑了该油田开发工程可能对周围海洋环境造成的影响，从工艺设计、施工方案选择及生产运营各阶段均将采取一系列环境保护措施；本项目的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

本项目所在海域的海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境现状基本稳定，评价范围内的环境敏感目标主要有水产种质资源保护区、重要渔业水域等。本项目在建设阶段主要污染物包括钻完井作业产生的钻屑、钻井液和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。正常生产阶段所产生的主要污染物为生产水和生活污水，其中生产水经处理合格后全部回注地层，生活污水处理达标后排放；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。本项目的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护或补偿措施。本项目存在溢油风险，将采取具有针对性的溢油防范措施和应急对策措施。



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



2 总论

2.1 评价依据

本环境影响报告书主要根据项目设计文件，在各项专题研究的基础上，按照中华人民共和国有关环保法规的要求编制，具体编制依据如下。

2.1.1 法律法规

- 《中华人民共和国生态环境法典》（2026 年 3 月 12 日通过，2026 年 8 月 15 日起施行）
- 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修正）
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2021 年 4 月 29 日修订，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《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）
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（国务院令第 698 号，2018 年 3 月 19 日修订）
- 《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》（国发〔2015〕42 号，2015 年 8 月 20 日发布）
- 《国务院关于印发中国水生生物资源养护行动纲要的通知》（国发〔2006〕9 号，2006 年 2 月 27 日发布）
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院发布，1983 年 12 月 29 日起施行）
- 《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）
- 《铺设海底电缆管道管理规定》（国务院令第 27 号，1989 年 3 月 1 日起施行）
- 《海底电缆管道保护规定》（国土资源部令第 24 号，2004 年 3 月 1 日起施行）



- 《铺设海底电缆管道管理规定实施办法》（国家海洋局第 3 号，1992 年 8 月 26 日起施行）
- 《国家危险废物名录（2025 年版）》（生态环境部部令第 15 号，2021 年 1 月 1 日起施行）
- 《危险废物转移管理办法》（生态环境部、公安部、交通运输部部令第 23 号，2022 年 1 月 1 日起施行）
- 《建设项目环境影响评价分类管理名录（2021 年版）》（生态环境部部令第 16 号，2021 年 1 月 1 日起施行）
- 《产业结构调整指导目录（2024 年本）》（国家发展和改革委员会令第 7 号，2024 年 2 月 1 日起施行）
- 《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部部令第 4 号，2018 年 7 月 16 日发布，2019 年 1 月 1 日起施行）
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日起施行）
- 《国家海洋局关于修改〈关于颁发《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的通知〉等 3 份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局公告，2015 年 11 月 23 日公布）
- 《关于印发海洋石油勘探开发溢油污染环境事件应急预案的通知》（环海洋函〔2022〕27 号）
- 《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〔2017〕165 号，2007 年 5 月 1 日起实施）
- 《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》（交通运输部令 2017 年第 15 号，2017 年 5 月 23 日起施行）
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168 号，2018 年 11 月 30 日发布）
- 《中华人民共和国水上水下作业和活动通航安全管理规定》（中华人民共和国交通运输部令 2021 年第 24 号，2021 年 9 月 1 日起施行）
- 《关于进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日公布）



- 《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）
- 《渤海生物资源养护规定》（2010 年修订）（农业部令 2010 年第 11 号修订，2010 年 11 月 26 日第二次修订）
- 《农业农村部关于做好“十四五”水生生物增殖放流工作的指导意见》（农渔发〔2022〕1 号，2022 年 1 月 13 日实施）
- 《自然资源部关于进一步做好用地用海要素保障的通知》（自然资发〔2023〕89 号）
- 《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142 号）
- 《关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2341 号）

2.1.2 导则规范

- 《建设项目环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）
- 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- 《海洋调查规范》（GB12763-2007）
- 《海洋监测规范》（GB17378-2007）
- 《海洋渔业资源调查规范》（SCT 9403-2012）
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）
- 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2019）
- 《国内航行海船法定检验技术规则》（2022 年修改通报）

2.1.3 设计文件

- 锦州 20-2 北油田开发可行性研究深化报告
- 锦州 20-2 北油田开发项目基本设计简缩本报告 REV(0)
- 锦州 9-3 锦州 23-2 油田原油依托锦州 20-2 北油田外输项目工程方案研究报告

2.1.4 其他依据

- 《全国海洋主体功能区规划》（2015.8.1）



- 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要（2026-2030 年）》
- 《辽宁省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要（2026-2030 年）》
- 《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》
- 《辽宁省生态环境分区管控方案（2023 年版）》
- 《锦州市国土空间总体规划（2021~2035 年）》

2.2 评价标准

2.2.1 环境质量标准

本项目调查站位部分位于《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区内，执行第一类标准；位于前述之外的站位，根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），执行现状标准。综上，本项目评价采用的环境质量标准见表 2.2-1。

表 2.2-1 本项目采用的海洋环境质量标准

项目	采用标准	等级	适用对象
海水水质	海水水质标准 (GB3097-1997)	第一类	海水水质质量现状评价
沉积物	海洋沉积物质量标准 (GB18668-2002)		海洋沉积物质量现状评价
生物质量	海洋生物质量 (GB18421-2001)		海洋贝类生物质量现状评价 (双壳类)
	环境影响评价技术导则 海洋生态环境 (HJ 1409-2025)	/	海洋生物质量评价(软体类、甲壳类和鱼类的生物体内污染物质，除铬外)

2.2.2 污染物排放标准

本项目位于渤海辽东湾海域，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。作业船舶执行《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》、《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。另外，本项目属于《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



控制区沿海控制区，作业船舶应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》中的相关要求。本项目在建设过程中所产生的相关污染物的处置与排放标准见表 2.2-2。

表 2.2-2 本项目采用的污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
生产水	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级 (GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 $\geq 100000\text{mg/L}$	生产水经处理达到注水水质标准后回注地层
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	石油类 $\leq 20\text{mg/L}$ (月平均) 石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ (一次容许值)	
	碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法 (SY/T 5329-2022)	/	含油量 $\leq 15\text{mg/L}$	
钻井液 钻屑	海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级 (GB18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$	钻井作业过程中排放的钻井液、钻屑
	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	非水基钻井液不得排放，禁止排放钻井油层钻屑和钻井油层钻井液 $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$; $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$	
生活污水	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	$\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$	海上钻井及生产阶段生活污水的排放
生产垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生产垃圾的处置
生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	海上钻井及生产阶段生活垃圾的处置
船舶含油污水	沿海海域船舶排污设备铅封管理规定	/	全部运回陆地交有资质单位处理	建设/生产作业船舶含油污水
船舶生活污水	船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)	/	$\text{BOD}_5 \leq 50\text{mg/L}$ $\text{SS} \leq 150\text{mg/L}$ 耐热大肠菌群数 ≤ 2500 个/L	2012 年 1 月 1 日前安装 (含更换) 生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸 3 海里以内 (含) 生活污水排放
		/	$\text{BOD}_5 \leq 25\text{mg/L}$ $\text{SS} \leq 35\text{mg/L}$	2012 年 1 月 1 日及以后安装 (含更



污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
			耐热大肠菌群数 ≤ 1000 个/L COD _{Cr} ≤ 125 mg/L pH:6~8.5 总氯（总余氯） < 0.5 mg/L	换）生活污水处理装置的建设/生产作业船舶距岸 3 海里以内（含）生活污水排放
		/	使用设备打碎固形物和消毒后排放；船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	3 海里 $<$ 距岸最近距离 ≤ 12 海里的海域内建设/生产作业船舶生活污水排放
		/	船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率	距岸最近距离 > 12 海里海域的建设/生产作业船舶生活污水排放
		/	禁止排海，收集并排入接收设施	金属、塑料废料等、生活废弃物等
			在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	食品废弃物
船舶大气污染物	船舶大气污染物排放控制区实施方案	/	使用含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油	作业船舶产生的大气污染物

2.3 环境敏感目标与环境保护目标

2.3.1 环境敏感目标

本项目评价范围内有海洋生态保护红线、辽宁辽河口国家级自然保护区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园等重要敏感区；辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、黄姑鱼产卵场、海蜇产卵场和鲢鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾索饵场等一般敏感区。

2.3.2 环境保护目标

在正常海上施工和生产情况下环境保护目标为环境影响评价范围内的海水水质、沉积物质量，以及评价范围内的海洋生态保护红线等重要敏感区；辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄



鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场和鳀鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾索饵场等一般敏感区。

溢油情况下的环境保护目标为工程周围海洋生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、重要渔业水域等环境敏感目标。

2.4 评价内容

根据环境影响识别和有关技术规范的要求，确定本次环境影响评价的评价内容主要为：海上建设阶段和正常生产过程中产生的污染物（主要是非钻井油层水基钻井液/钻屑和海管/缆挖沟埋设搅起的悬浮物、新建平台生活污水排放等）对海水水质、沉积物和海洋生态环境影响评价，以及潜在的溢油事故对海水水质、海洋生态的影响评价。

2.5 评价重点

根据本项目特点，在对评价项目进行筛选的基础上，确定本报告书评价重点包括：

- 钻完井作业期间排放的非钻井油层水基钻井液/钻屑对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；
- 海底管道/电缆挖沟搅起的悬浮物对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物和海洋生态的影响范围及程度；
- 正常建设阶段和生产阶段对环境敏感目标影响分析；
- 环境影响回顾性分析与评价；
- 环境保护对策措施及合理性分析；
- 溢油事故对工程设施周围海域的海洋生态环境以及环境敏感目标的潜在影响；
- 溢油风险事故防范对策及应急措施可行性分析。

2.6 评价工作等级

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋油气开发及其附属工程环境影响评价等级主要根据废水排放量、泥浆及钻屑排放量、挖沟埋设管缆总长度来确定。

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台有生活污水排放，生活污水为 B 类污染物，最大排放量约为 [REDACTED]；温排水为 C 类污染物，最大排

放量约为 [REDACTED]；泥浆及钻屑最大排放量（含预留井槽）为 [REDACTED]；本项目挖沟埋设管缆总长度约 [REDACTED]。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中对评价工作等级的判据，分别判定评价等级，取最高等级作为建设项目评价等级，由此确定本项目评价等级为 1 级，见表 2.6-1。

表 2.6-1 海洋生态环境影响评价等级判定

判定依据		本项目排放量	评价等级判据	评价等级
废水排放量 Q (10 ⁴ m ³ /d)	含 B 类污染物	0.005	Q<5	3
	含 C 类污染物	2.508	Q<50	3
泥浆及钻屑排放量 Q (m ³)		17481	Q<5×10 ⁴	3
挖沟埋设管缆总长度 L (km)		111.6	L≥100	1

鉴于本项目在建设、生产过程中存在潜在的溢油事故环境风险，参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ/T169-2018）和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），综合本项目施工期、生产运行期评价等级判断情况，确定本项目环境风险评价等级为二级。风险评价等级的判定详见第八章。

2.7 评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），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。根据评价等级、工程特点、生态敏感区分布情况，确定评价范围。本项目评价等级为 1 级，所在海区主流向为 [REDACTED]，沿主流向及垂直主流向各扩展 [REDACTED]，沿着主流向 [REDACTED]，垂直主流向 [REDACTED]，评价面积约为 [REDACTED]。本项目环境影响评价范围见图 2.7-1，评价范围四至坐标见表 2.7-1。

表 2.7-1 评价范围四至坐标

四至	经度(E)	纬度(N)
A	***	***
B	***	***
C	***	***
D	***	***

图 2.7-1 本项目环境影响评价范围





3 工程概况与工程分析

3.1 建设项目基本情况

3.1.1 项目名称与建设性质

建设项目名称为锦州 20-2 北油田开发项目，建设单位为中海石油(中国)有限公司天津分公司。本项目新建 1 座中心平台 JZ20-2N CEP，新铺 3 条海底管道和 1 条海底电缆，并对已建 JZ25-1 CEP、JZ20-2BOP、JZ25-1S WHPA、JZ9-3 CEPD 平台进行适应性改造。本项目计划于 2029 年 10 月投产。本项目属于新建海洋油（气）开发工程。

3.1.2 地理位置

锦州 20-2 北油田位于渤海辽东湾北部海域，东经 [REDACTED]，北纬 [REDACTED]，油田范围内水深 11.8m~12.5m。新建 JZ20-2N CEP 平台距离陆地岸线最近约 [REDACTED]。

图 3.1-1 本项目地理位置

3.1.3 建设内容及规模

本项目建设内容基础数据见表 3.1-1。

表 3.1-1 项目基础数据

工程组成		设施及规模		
新建设施	JZ20-2N CEP 平台	共设有四层甲板：上层甲板、中层甲板、下层甲板、工作甲板； 设有 80 人生活楼及直升机甲板、原油处理、外输设施、天然气生产处理、 增压外输设施、水处理设施、注水设施及公用系统； [REDACTED]，[REDACTED]； 采用自升式钻井平台钻完井及修井； [REDACTED] [REDACTED] 经纬度坐标为 [REDACTED]。		
	新建管道	名称	管径(in)	管长(km)
		JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道	[REDACTED]	[REDACTED]
		JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道	[REDACTED]	[REDACTED]
		JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道	[REDACTED]	[REDACTED]
	新建电缆	名称	长度 (km)	
		JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆	[REDACTED]	



工程组成		设施及规模	
平台适应性改造	JZ25-1CEP	上层甲板新增 1 台化学药剂注入泵；中层甲板北侧 [REDACTED]，布置新增开关间；下层甲板北侧 [REDACTED]，布置原油缓存罐、原油加热器；下层甲板南侧 [REDACTED]，布置更换的原油换热器；工作甲板北侧 [REDACTED]，布置收球筒；工作甲板南侧 [REDACTED]，布置 3 台原油外输泵替换原外输泵、4 台滤器，以及更换 1 台清管球发射器。	
	JZ20-2BOP	工作甲板上 2 轴东侧 [REDACTED] 甲板放置新增的 1 台清管球接收器。	
	JZ25-1S WHPA	下层甲板北侧更换 1 台清管球接收器。	
	JZ9-3CEPD	JZ9-3 CEPD 中层甲板 2 轴西侧预留区域新增清管球发射器，在 2 轴处平台北 [REDACTED]，布置原油缓冲罐。在平台北侧 3 轴与 4 轴之间甲板外边缘 [REDACTED] 甲板布置开关间。下层甲板北侧 [REDACTED] [REDACTED]，布置新增原油外输泵和滤器。	
产量预测		最大年产油	***×10 ⁴ m ³ /a（2030 年）
		最大年产水	***×10 ⁴ m ³ /a（2037 年）
		最大年产气	***×10 ⁸ m ³ /a（2034 年）
开发方式		1、5 井区和 2 井区沙河街组采用注水开发，2 井区东营组采用天然能量开发	
采油方式		油气生产井初期全部自喷生产，后期气举接替。	
设计寿命		40 年	
工程投资		***亿元	
计划投产时间		2029 年 10 月	

3.1.4 生产物流特性

锦州 20-2 北油田原油物性见表 3.1-2~表 3.1-3，天然气物性见表 3.1-4。

表 3.1-2 锦州 20-2 北油田原油物性

序号	项目		混油 1	混油 2
1	析蜡起始点，℃		[REDACTED]	[REDACTED]
2	析蜡高峰点，℃		[REDACTED]	[REDACTED]
3	凝点，℃		[REDACTED]	[REDACTED]
4	密度 kg/m ³	20℃	[REDACTED]	[REDACTED]
		50℃	[REDACTED]	[REDACTED]
5	闪点（闭口）℃		[REDACTED]	[REDACTED]
6	含蜡量 m%		[REDACTED]	[REDACTED]
7	胶质 m%		[REDACTED]	[REDACTED]
8	沥青质 m%		[REDACTED]	[REDACTED]

表 3.1-3 锦州 20-2 北油田分井区原油物性

序	井区	1 井区	2 井区东营	2 井区东营	2 井区沙河	2 井区沙河	5 井区
---	----	------	--------	--------	--------	--------	------



号			组上段	组下段	街上段	街下段	
1	析蜡起始点, °C						
2	析蜡高峰点, °C						
3	凝点, °C						
4	密度	20°C					
	kg/m ³	50°C					
5	闪点 (闭口) °C						
6	含蜡量 m%						
7	胶质 m%						
8	沥青质 m%						

表 3.1-4 锦州 20-2 北油田天然气物性

序号	组分	东二下段凝析气	沙二段凝析气	沙二段油环油溶解气	沙二段油层油溶解气	沙三段油层油溶解气
1	CH ₄					
2	C ₂ H ₆ ~ C ₆ H ₁₄					
3	CO ₂					

3.1.5 生产预测数据

锦州 20-2 北油田最高年产油 $***\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ (2030 年),最高年产气 $***\times 10^8\text{m}^3/\text{a}$ (2034 年), 生产指标预测详见表 3.1-5。

表 3.1-5 锦州 20-2 北油田生产指标预测

年份	日产量			年产量		
	油 (m ³ /d)	气(10 ⁴ m ³ /a)	水 (m ³ /d)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁸ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						



年份	日产量			年产量		
	油 (m ³ /d)	气(10 ⁴ m ³ /a)	水 (m ³ /d)	油 (10 ⁴ m ³ /a)	气 (10 ⁸ m ³ /a)	水 (10 ⁴ m ³ /a)
2041						
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						
2047						
2048						
2049						

3.2 项目开发方案概述

3.2.1 总体开发方案

新建 JZ20-2N CEP 平台把井流处理成合格原油外输至 JZ25-1 CEP 平台（已建），增压输送至 JZ25-1S WHPA 平台（已建），再经栈桥相连的 JZ25-1S CEP 平台（已建）增压后，通过已建管线输送至绥中 36-1 终端（已建）；伴生气经增压、脱水后与凝析油一同经 JZ20-2 BOP 平台（已建）及 JZ20-2 MNW 平台（已建）输送至锦州 20-2 迁建终端（在建）；生产水处理合格作为注水水源在新建 JZ20-2N CEP 平台回注，不足部分由水源井水补充；电力依托绥中-锦州油田群岸电，不足部分由 JZ25-1 CEP 原有电站进行补充。另外，兼顾锦州 9-3/23-2 油田依托锦州 20-2 北外输，通过新建海管将 JZ9-3 CEPD 平台（已建）处理合格的原油输送到 JZ20-2N CEP 平台（新建）越站输送。本项目总体开发方案见图 3.2-2，物流走向示意图见图 3.2-1。

图 3.2-1 本项目物流走向示意图



图 3.2-2 本项目总体开发方案示意图



3.2.2 现有工程概况

3.2.2.1 锦州 25-1 油田概况

锦州 25-1 油田位于渤海中部海域，现有工程设施包括 1 座中心处理平台 JZ25-1 CEP 平台和 2 座井口平台 JZ25-1 WHPA 和 JZ25-1 WHPB。

JZ25-1 WHPA 平台通过栈桥与 JZ25-1 CEP 平台相连，所产油、气、水在 JZ25-1 CEP 平台分离处理后，合格原油输往锦州 25-1 南油气田 JZ25-1S WHPA 平台，再通过锦州 25-1 南油气田原油外输管道输往绥中 36-1 终端；脱水天然气外输至营口终端；生产水在 JZ25-1 CEP 平台处理合格后全部回注地层，正常工况下无生产水排放。JZ25-1 CEP 平台设主电站，油田生产所需电力自给，并与锦州 25-1 南油气田主电站通过海底电缆电力联网。

JZ25-1 WHPB 平台物流直接输送到锦州 25-1 南油气田的 JZ25-1S CEPF 平台进行处理和外输。

3.2.2.2 锦州 25-1 南油气田

锦州 25-1 南油气田位于渤海辽东湾中部海域，东北距锦州 25-1 油田约 12.8km。锦州 25-1 南油气田海上设施包含 2 座中心处理平台 JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台，以及 5 座井口平台 JZ25-1S WHPA 平台、JZ25-1S WHPB 平台、JZ25-1S WHPC 平台、JZ25-1S WHPD 平台和 JZ25-1S WHPE 平台，其中，JZ25-1S CEP、JZ25-1S WHPA、JZ25-1S CEPE、JZ25-1S WHPF 四平台栈桥相连，JZ25-1S WHPB 平台与 JZ25-1S WHPD 平台栈桥相连。JZ25-1S CEP 平台处理本平台和 JZ25-1S WHPA 平台所产物流；JZ25-1S CEPF 平台处理来自 JZ25-1S WHPB 平台、JZ25-1S WHPC 平台、JZ25-1S WHPD 平台和 JZ25-1S WHPE 平台井口平台的物流。JZ25-1S WHPC 平台所产原油在本平台脱水至含水 30%，脱去的生产水在 JZ25-1S WHPC 平台处理合格后回注地层，然后含水原油与天然气混输至 JZ25-1S WHPE 再进入 JZ25-1S CEPF 进一步处理。JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 所产的油气水通过海底管道混输至 JZ25-1S CEPF 平台进行油气水处理。JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台处理合格的原油经 JZ25-1S CEP 平台输送到绥中 36-1 终端，脱水天然气输送到营口天然气终端，生产水处理合格后回输至 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台全部回注地层，不足部分由 JZ25-1S



WHPA 和 JZ25-1S WHPE 两平台上的水源井水进行补充，正常工况下无生产水排放。

JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台设主电站，油田生产所需电力自给，并与锦州 25-1 油田的 JZ25-1 CEP 平台上的主电站通过海底电缆电力联网。

3.2.2.3 锦州 9-3 油田概况

锦州 9-3 油田位于渤海辽东湾北部海域，现有工程设施包括 1 座钻采平台（JZ9-3 DRPW 平台）、1 座储油动力平台（JZ9-3 SLPW 平台）、1 座中心处理平台（JZ9-3 CEPD 平台）、1 座简易无人井口平台（JZ9-3 WHPB 平台）、1 座压缩机平台（JZ9-3 GCP 平台）、2 座系缆平台（JZ9-3 MDP1、JZ9-3 MDP2）、3 座井口平台（JZ9-3 WHPE 平台、JZ9-3 WHPA 平台和 JZ9-3 WHPC 平台），以及油田内部海底油/气管道、注水管道和海底电缆等。

JZ9-3 CEPD 平台与 JZ9-3 SLPW 平台栈桥相连，处理 JZ9-3 WHPA、WHPB、WHPC、WHPE、DRPW 来液和 CEPD 自身产液，处理合格的原油一并送至 JZ9-3 SLPW 平台沉箱储存，通过穿梭油轮外输；处理合格的生产水回注地层；分离出来的气体进入燃料气系统进行处理后与来自锦州 20-2 凝析气田的外输干气一起，供 JZ9-3 CEPD 平台的透平发电机发电。

3.3 新建工程组成

本项目新建 1 座中心平台 JZ20-2N CEP，新铺 3 条海底管道和 1 条海底电缆，并对已建 JZ25-1 CEP、JZ20-2BOP、JZ25-1SWHPA、JZ9-3 CEPD 平台进行适应性改造。主要工程组成见表 3.1-1。

3.3.1 JZ20-2N CEP 平台

新建 JZ20-2N CEP 平台为 8 腿导管架中心平台，共设有四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板、工作甲板。

设有 80 人生活楼及直升机甲板、原油处理、外输设施、天然气处理、增压外输设施、水处理设施、注水设施及公用系统。

平台全浸区采用牺牲阳极+外加电流阴极保护措施。平台设计年限为 40 年，牺牲阳极的设计保护年限为 3 年考虑，主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护。



3.3.1.1 上层甲板

[REDACTED]

上层甲板自西向东依次布置预留 2 台气举压缩机、3 台天然气外输压缩机、淡水罐及淡水泵、80 人生活楼及直升机甲板。生活楼顶布置了热水系统、压力水罐，两艘救生艇均悬挂于生活楼东侧舷外。生活楼南侧布置有 VFD、SVG 房间、溢油应急设备、柴油罐及柴油泵、压井泵。

甲板南北两侧各设 1 台吊机用来吊装货物，北侧柴油吊机位于 3 轴，吊重能力为 [REDACTED]；南侧电动吊机位于 3 轴，吊重能力为 [REDACTED]。

3.3.1.2 中层甲板

[REDACTED]

中层甲板 3 轴设置 H60 防火墙将危险区和非危险区隔开。中层甲板 3 轴西侧为危险区，主要布置如下：

1 轴西侧布置有火炬臂、化学注入撬（水）、化学注入撬（有）、点火盘、二氧化碳撬、三甘醇再生（上）。1 轴和 2 轴之间从北到南主要布置有高压分离器、低压分离器、生产加热器、热处理器、原油换热器、凝析油聚结滤器。2 轴和 3 轴之间从北到南主要布置有斜板除油撬和气浮撬、污水罐及污水泵、一二级凝析油回收泵、凝析油分离器、天然气低压压缩机。

中层甲板 3 轴东侧为非危险区，主要布置如下：

主要设备有有氮气储罐、公用气储罐、仪表气储罐、膜制氮机、空压机撬；3 轴的东侧布置为房间区。

3.3.1.3 下层甲板

[REDACTED]

下层甲板 3 轴设置 H60 防火墙将危险区和非危险区隔开。下层甲板 3 轴西侧为危险区，主要布置如下：

1 轴西侧从北到南主要布置有生产管汇撬 B、火炬分液罐、甲醇罐、三甘醇再生（下）、生产管汇撬 A。1 轴和 2 轴中间布置了闭排罐、测试分离器、多相流量计、注水管汇、水源井除砂设备、TEG 及入口滤器、原油外输计量系统和



天然气外输计量系统。2 轴和 3 轴之间从北到南主要布置有收发球筒、双介质过滤器、生产水缓存罐、原油外输泵、置换泵、低压凝析油增压泵。

下层甲板 3 轴东侧为非危险区，主要布置如下：

从北到南主要布置有北侧布置生活污水罐、柴油消防泵、注水增压泵、注水罐、反洗水泵/滤器、注水泵、防海生物装置、电动消防泵、自动反冲洗滤器、海水泵。

3.3.1.4 工作甲板



1 轴西侧 B 轴外侧布置了开排系统、污油罐，在 1 轴西侧 A 轴外侧布置了开排系统。1 轴东侧为井口区。



图 3.3-1 JZ20-2N CEP 平台上层甲板布置

图 3.3-2 JZ20-2N CEP 平台中层甲板布置

图 3.3-3 JZ20-2N CEP 平台下层甲板布置

图 3.3-4 JZ20-2N CEP 平台工作甲板布置



图 3.3-5 JZ20-2N CEP 平台立面图（南）

3.3.2 海底管道

本项目计划新铺设 3 条海底管道，新建海底输油管道采用双层保温钢管，新建海底输气管道采用单层钢管，海底管道内防腐采用“碳钢+腐蚀余量”方案，外防腐采用防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，阴极保护采用手镯型铝基牺牲阳极。各条管道主要参数见表 3.3-1，管道截面示意图见图 3.3-6。

表 3.3-1 本项目海管设计参数

海底管道	管长 (km)	管径(in)	设计压力 (MPaA)	设计温度 (°C)	设计 年限(a)
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道					
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道					
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道					

图 3.3-6 新建海底管道结构型式

3.3.3 海底电缆

本项目电力依托绥中-锦州油田群岸电，不足部分由 JZ25-1CEP 原有电站进行补充。新建 1 条 JZ25-1CEP 至 JZ20-2N CEP 海底电缆，。

3.4 生产工艺流程

本项目新建 1 座 JZ20-2N CEP 平台，设油、气、水处理设施，原油处理成合格原油，经新建海管输往 JZ25-1 CEP 平台，与该平台产油一起通过已建海管输往 JZ25-1S CEP 平台，再通过已建海管输到绥中 36-1 终端；分出的天然气经天然气压缩机增压后，通过 TEG 脱水塔处理成干气，经新建输气管道输往已建 JZ20-2BOP 平台，与来自锦州 25-1 和锦州 25-1 南天然气混合后，通过已建海管输往锦州 20-2 迁建终端（在建）。

3.4.1 原油处理工艺流程

高压井所产流体经高压管汇进高压分离器进行气、液两相分离，分出的气汇同低压分离器和热处理器分出的气一起进入天然气处理系统，分出的液相进入低压分离器进行油、气、水三相分离，低压分离器分出的伴生气与高压分离器分出的气一起，进入天然气处理系统，分出的水进入生产水处理系统，分出

的油相经生产加热器加热后进入热处理器，热处理器进行油、气、水三相分离，热处理器分出的伴生气汇同高压分离器和低压分离器分出的气一起，进入天然气处理系统，处理合格的原油由原油外输泵增压后，通过新建海底输油管道输往 JZ25-1 CEP 平台。原油处理工艺流程图详见图 3.4-1。

3.4.2 伴生气处理工艺流程

来自热处理器的低压伴生气经过两级压缩机增压后，与来自低压分离器的伴生气汇合，再经过二级外输压缩机增压后，与来自高压分离器的伴生气汇合，进入 TEG 脱水系统，经过脱水后的干气通过新建海管输往 JZ20-2 BOP 平台，最终输往锦州 20-2 迁建终端（在建）。

油气生产井初期全部自喷生产，部分井全寿命自喷，自喷期最低二年，后期气举接替。新建 JZ20-2N CEP 预留 [REDACTED]，1 用 1 备，2031 年投用，[REDACTED]，[REDACTED]。从 2031 年开始，部分气举井注气压力大于二级压缩机出口压力，注气天然气从外输天然气涤气罐送入气举压缩机增压至 [REDACTED]，经气举压缩机出口冷却器冷却到 [REDACTED]，后送至井口。

伴生气压缩工艺流程见图 3.4-2, 伴生气脱水工艺流程见图 3.4-3。

3.4.3 生产水处理工艺流程

JZ20-2N CEP 平台设有生产水处理系统，生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选机”，处理后的生产水进入注水系统进行进一步处理后回注地层。生产水处理系统设计处理能力 [REDACTED]，主要设备包括：[REDACTED]

。生产水处理系统详见图 3.4-4。

3.4.4 注水工艺流程

来自生产水处理系统的生产水经过双介质过滤器过滤后，进入注水缓冲罐稳定和沉降，处理后水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022），[REDACTED]，再经过注水增压泵增压后回注地层，设计注水能力为[REDACTED]。注水系统主要设备包括：[REDACTED]



；

；

。注水工艺流程图见图 3.4-5。



图 3.4-1 JZ20-2N CEP 平台原油处理工艺流程



图 3.4-2 JZ20-2N CEP 平台伴生气压缩工艺流程



图 3.4-3 JZ20-2N CEP 平台天然气脱水工艺流程



图 3.4-4 JZ20-2N CEP 平台生产水处理工艺流程



图 3.4-5 JZ20-2N CEP 平台注水处理工艺流程

3.4.5 生活污水处理工艺流程

JZ20-2N CEP 平台设置一套规格为 [REDACTED] 生活污水处理装置，用于处理生活污水。黑水和灰水分开收集处理，黑水直接进入生活污水处理系统，处理合格后排海；灰水经格栅除渣后进入过滤器过滤，然后进入开排罐，再通过开排泵打入闭排系统，最后进入工艺处理流程并最终回注地层。当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，灰水经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理达标后排海。排海口设流量计计量。

生活污水处理至满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准，即生活污水 $\text{COD} \leq 300 \text{mg/L}$ 。

3.5 依托设施校核和改造

3.5.1 依托平台校核与改造

3.5.1.1 JZ25-1 CEP 平台改造

上层甲板新增 1 台化学药剂注入泵；中层甲板北侧 3 轴 [REDACTED]，布置新增开关间；下层甲板北侧 [REDACTED]，布置原油缓存罐、原油加热器；下层甲板南侧 [REDACTED]，布置更换的原油换热器；工作甲板北侧 [REDACTED]，布置收球筒；工作甲板南侧 [REDACTED]，布置 3 台原油外输泵替换原外输泵、4 台过滤器，以及更换 1 台清管球发射器（发球筒）。

图 3.5-1 JZ25-1 CEP 平台上层甲板改造

图 3.5-2 JZ25-1 CEP 平台中层甲板改造

图 3.5-3 JZ25-1 CEP 平台下层甲板改造

图 3.5-4 JZ25-1 CEP 平台工作甲板改造

3.5.1.2 JZ20-2BOP 平台改造

JZ20-2 BOP 工作甲板上 2 轴东侧 [REDACTED]，放置新增的 1 台清管球接收器。顶层新增雷达塔架。



图 3.5-5 JZ20-2BOP 平台工作甲板改造

3.5.1.3 JZ25-1SWHPA 平台改造

JZ25-1S WHPA 下层甲板北侧更换 1 台清管球接收器。

图 3.5-6 JZ25-1SWHPA 平台下层甲板改造

3.5.1.4 JZ9-3 CEPD 平台改造

JZ9-3 CEPD 中层甲板 2 轴西侧预留区域新增清管球发射器，在 2 轴处平台北侧 [REDACTED]，布置原油缓冲罐。在平台北侧 3 轴与 4 轴之间甲板外边缘 [REDACTED] 布置开关间。下层甲板北侧 [REDACTED]，布置新增原油外输泵和滤器。

图 3.5-7 JZ9-3 CEPD 平台中层甲板改造

图 3.5-8 JZ9-3 CEPD 平台下层甲板改造

3.5.2 依托海底管道校核

本项目依托海底管道校核结果见表 3.5-1，从表中可以看出，依托海管均满足输送要求。

表 3.5-1 依托管道校核结果

依托管道	设计寿命 (a)	设计压力/水压试验压力 (MPa)	设计温度 (°C)	依托后最大压力 (MPa)	依托后最高温度 (°C)	校核结果
JZ25-1 CEP 至 JZ25-1S WHPA 输油管道	■	■	■	■	■	■
JZ25-1S CEP 至 SZ36-1 终端输油管道	■	■	■	■	■	■
JZ20-2 MNW 至 JZ20-2 终端输气管道	■	■	■	■	■	■

*2027 年-2030 年需要注入减阻剂

鉴于 JZ20-2 MNW 至 JZ20-2 终端输气管道已超过设计寿命，建设单位已委



托相关单位开展了延长设计使用年限评估工作，评估结论为：综合外界环境、操作参数、管道腐蚀三个方面，基于当前条件下的环境资料、管道未来规划配产和腐蚀情况对海管进行了强度评估和寿命预测，评估认为，该管道在延长设计使用年限内（2024~2028 年）海管结构强度评估满足规范要求。建议在评估年限到期之前，委托专业单位进行延寿评估工作，以确保管道运行安全。

3.5.3 依托终端校核

3.5.3.1 绥中 36-1 终端校核

a 储罐罐容校核

绥中 36-1 终端接收的物流，2038 年之前为合格原油上岸，合格原油进入终端储罐，最大上岸原油量为***m³/d（2027 年）；2038 年开始海管需要掺水输送，含水原油上岸后进入原油处理系统，最大上岸液量为***m³/d（2039 年）。

合格原油上岸：接收由锦州 25-1S 油田上岸原油的储罐总罐容 [REDACTED]，罐容系数 [REDACTED]，根据目前分公司提供的来船周期，[REDACTED]天，故绥中 36-1 终端储罐罐容满足本项目接入后的储存要求，无需改造。

掺水上岸：绥中 36-1 终端原油处理系统设计处理能力***m³/d，而本项目接入后最大上岸液量为***m³/d [REDACTED]，远低于该系统设计处理能力，故无需改造。

b 生产水处理系统校核

绥中 36-1 终端生产水处理系统设计处理能力为 [REDACTED]，本项目接入以后，最大上岸水量为 [REDACTED]，故终端生产水处理系统满足接入需求，无需改造。

3.5.3.2 锦州 20-2 迁建终端校核

本项目天然气依托锦州 20-2 迁建终端，该终端设计天然气处理能力为 [REDACTED]，而本项目接入后最大进站气量***×10⁴m³/d，因此，锦州 20-2 迁建终端能够满足本项目接入需要。

该终端环评报告书已于 2024 年 8 月获得批复（环审[2024]29 号），计划投产时间 2027 年 9 月，本项目计划投产时间 2029 年 10 月，依托具有可行性。



3.6 施工和建设方案

本项目海上建设过程主要包括新建 1 座平台导管架和甲板组块海上安装、1 座平台的钻完井作业、3 条海底管道和 1 条电缆的铺设以及依托平台改造及海上设施连接、调试等。

新建平台安装作业过程中，将有浮吊船、驳船和拖轮等施工船舶参加作业；海管和海缆的铺设将采用常规的挖沟方式进行挖沟埋设，主要的铺设作业船舶包括铺管船、铺缆船和拖轮等；钻完井作业过程中，参加作业的船舶主要为拖轮。建设阶段的作业船舶、工期和作业人数见表 3.6-1。

表 3.6-1 建设阶段的作业船舶、工期和作业人数

施工内容		施工船舶类型	数量 (艘)	施工天数(d)	施工人数(人)
新建 JZ20-2NCEP 平台	导管架海上安装				
	组块海上安装				
	连接调试				
	平台预钻井				
JZ25-1CEP 平台改造					
JZ20-2BOP 平台改造					
JZ25-1S WHPA 平台改造					
JZ9-3CEPD 平台改造					
海底管道铺设					
海底电缆铺设					

3.6.1 导管架及上部组块运输和安装

新建 1 座平台导管架及上部组块均在陆地场地建造。导管架底部靠近码头前沿，滑移装船，使用驳船运输至平台场址，采用浮吊船吊装就位，采用打桩

锤将钢桩打入海底；上部组块滑移装船，使用驳船运输至平台场址，采用浮托船浮托法安装。

3.6.2 钻完井方案

新建 JZ20-2NCEP 平台设计 [REDACTED]，其中 [REDACTED]

[REDACTED]，[REDACTED]，[REDACTED]。[REDACTED]，平 [REDACTED]，[REDACTED]。

根据优选的油管尺寸和油藏配产指标，在满足地面工程井口压力要求的条件下，采油（气）井先期均可自喷，[REDACTED]可保持自喷开采，其他井后期采油方式由自喷转为人工举升。本油田绝大部分井生产气油比较高，不适合电潜泵等人工举升方式，推荐采用气举采油方式。根据地面工程压力条件、油藏配产和选定的油管尺寸，对气举井进行单井、全油田气举用气量和最大注气压力计算，全油田气举用气高峰年为 2039 年～2041 年，初期最高注气压力为 [REDACTED]，后期为 [REDACTED]，全油田用于气举采油的气量高峰达 [REDACTED] 左右。

在开发方式上，东营组天然能量开发，沙河街组注水开发。

3.6.2.1 钻井设备和钻修井方式

采用自升式钻井平台进行初期钻完井及后期调整井与修井作业。

3.6.2.2 井槽排列及间距

新建 JZ20-2NCEP 平台 [REDACTED]

[REDACTED]井槽示意图如图 3.6-1 所示。

图 3.6-1 新建 JZ20-2NCEP 平台井槽分布

3.6.2.3 井身结构

锦州 20-2 北油田钻井共分十三类井身结构，具体井身结构如表 3.6-2 所示。典型井身结构示意图见图 3.6-2。

表 3.6-2 JZ20-2NCEP 平台井身结构

类别	井型	井数	井名	井眼尺寸 (in) × 井深 (m)
[REDACTED]	[REDACTED]	1	[REDACTED]	[REDACTED]

注：表中各井的井身结构根据具体情况实际钻井可能会有所调整。

3.6.2.4 钻井液体系

表 3.6-3 各井段钻井液体系

第 38 页 共 297 页



井段	钻井液类型

3.6.3 海管/海缆铺设

3.6.3.1 挖沟和埋设

海底管道铺设拟 或同等能力铺管船铺设。海底管道全程埋设，，后挖沟自然回填。

穿越航路段海管使用非接触式挖沟机进行后挖沟，，，回填石料粒径选取如下：底层用原土，，，两侧区域依靠自然回淤。

海底电缆铺设拟采用聚力号或同等能力船舶。海底电缆铺设采用犁式挖沟机挖沟，边铺边埋，，人工回填；，自然回填。

3.6.3.2 立管及膨胀弯安装

新建平台侧立管及电缆护管在陆上建造场地预安装；依托老平台的立管/电缆护管在海上后安装。

膨胀弯安装、跨越处理、水泥压块布置及清管试压等 或同等能力施工船舶。

管缆近平台无法挖沟埋设的区域，采用混凝土压块进行覆盖保护。海管、立管及膨胀弯采用水下法兰连接，考虑采用法兰保护器。

3.6.3.3 跨越处理

本项目新建海底管缆与周边已建海底管缆共发生 交越，交越情况见表 3.6-4。

表 3.6-4 本项目新建管缆和周边管缆交越情况

序号	新建海底管缆	交越管缆名称
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		



序号	新建海底管缆	交越管缆名称
9		
10		
11		

*备注：管缆已弃置。

新建海底管缆与已有海底管缆交叉跨越时，在已铺海管/海缆上方放置水泥压块，在其上方铺设海管和电缆之后，上方再铺设水泥压块进行防护，参考图 3.6-3。

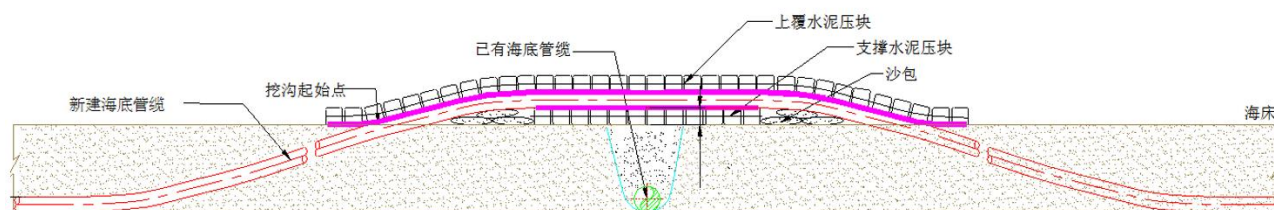


图 3.6-3 新建管缆与已建管缆跨越示意图

3.7 产污环节与污染物分析

本项目可以分为海上建设阶段、生产阶段两个阶段，本节将根据各阶段的作业内容，分析开发过程中可能产生污染物的环节和污染物种类。

3.7.1 海上建设阶段

海上建设阶段包括：平台安装；海底管道及海底电缆的铺设；钻完井作业；依托设施改造及海上设施连接、调试等。

海上平台安装就位与调试过程中，将有浮吊船、浮托船、驳船和拖轮等施工船舶参加作业，这些船舶将产生船舶含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等船舶污染物。

海底管道/电缆铺设过程中，将有铺管船、铺缆船和拖轮等施工船舶参加作业，污染物主要为在铺管/缆挖沟埋设过程中搅起海底沉积物，造成部分沉积物悬起，参加作业的船舶和人员会产生船舶含油污水、生活污水和食品废弃物等生活垃圾，以及生产垃圾等。

钻完井作业过程中，还将产生钻井液和钻屑。此外，参加钻完井作业的拖轮等还将产生一定量的船舶污染物和生产垃圾等。

海上建设阶段的产污环节及污染物种类参见图 3.7-1。

图 3.7-1 海上建设阶段产污环节和污染物种类

3.7.2 生产阶段

生产阶段主要污染物为新建平台产生的生产水、甲板及设备冲洗水、初期雨水等其它含油污水、设备冷却水、生活污水、生活垃圾、日常生产和设施维修产生的生产垃圾；以及导管架平台和海底管道牺牲阳极的锌释放等。同时，生产阶段的供应/值班船等将产生一定量的船舶污染物，其污染物种类与建设阶段所产生的船舶污染物种类相同。

生产阶段产污环节及污染物种类参见图 3.7-2。

图 3.7-2 生产阶段产污环节和污染物种类

3.8 污染源强核算

3.8.1 海上建设阶段

本项目海上建设阶段产生的污染物主要包括钻完井产生的钻屑、钻井液，铺设海底管道/电缆挖沟埋设作业产生的悬浮物，此外还有参加施工的船舶和人员所产生的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水，以及设施安装产生的生产垃圾等。

3.8.1.1 钻屑

钻完井阶段产生的钻屑分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类。钻屑产生量主要取决于井数和井身结构，钻屑产生量根据井眼半径、各井段长度计算所得，计算公式如下：

$$V = s \sum_{i=1}^n \pi R_i^2 l_i$$

式中：V——钻屑体积（m³）；s——松散系数，一般取 1.6；i——钻井开数；π——圆周率；R_i——第 i 开井眼半径（m）；l_i——第 i 开井段长度（m）。

锦州 20-2 北油田 [REDACTED]，当钻至油层时，会有少量的油层段钻屑产生，根据钻遇油层厚度及井径，可估算油层段钻屑的产生量。经核算，[REDACTED]，其中非钻井油层水基



钻井液钻屑量为 [REDACTED]，非油层合成基钻井液钻屑 [REDACTED]，油层水基钻井液钻屑 [REDACTED]；包含预留井槽在内 [REDACTED]，其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 [REDACTED]，非油层合成基钻井液钻屑 [REDACTED]，油层水基钻井液钻屑 [REDACTED]。采用 2 座自升式钻井平台同时钻井，钻屑最大排放速率约为 [REDACTED]。钻屑产生量核算结果见表 3.8-1。



表 3.8-1 钻屑源强核算结果

类别	井型	井数	井名	非油层 水基钻井 液钻屑 (m³)	非油层 合成基钻 井液钻屑 (m³)	油层 水基钻井 液钻屑 (m³)	小计 (m³)	钻屑最大 排放速率 (m³/d)
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
先期钻井		■	■	■	■	■	■	
预留井		■	■	■	■	■	■	
合计		■	■	■	■	■	■	



非钻井油层水基钻井液钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）要求的排放，不符合的运回陆地交由有资质单位处理；非钻井油层合成基钻井液钻屑及钻井油层钻屑运回陆地交由有资质单位处理。

3.8.1.2 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、提钻携带以及钻完井结束后的一次性排放，钻井液产生量计算公式如下：

$$M = M1 + M2 + M3 + M4$$

式中：

M—钻井液体积， m^3 ；

M1—钻屑黏附量，为钻屑量的 5%， m^3 ；

M2—起钻携带量，起钻次数 $\times$ 井深 $\times 5 \times 10^{-4}$ ， m^3 ；

M3—固井置换量，固井次数 $\times 10 m^3$ /次， m^3 ；

M4—一次性排放量，井眼内钻井液量+泥浆池内钻井液量， m^3 。

本项目表层段采用水基钻井液体系（海水+膨润土浆），表层以下非储层段采用合成基钻井液体系，储层段采用水基钻井液体系（环保型聚合物体系/免破胶钻开液）。据此钻井液源强核算结果见表 3.8-2。



表 3.8-2 钻井液源强核算结果

类别	井型	井数	井名	非油层 水基钻井液 (m³)	非油层 合成基钻井 液 (m³)	油层 水基钻井液 (m³)	小计 (m³)	钻井液排放 速率 (m³/h)
■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	■	■	
先期钻井		■	■	■	■	■	■	
预留井		■	■	■	■	■	■	
合计		■	■	■	■	■	■	



本项目先期钻井 []，共分 []，每批次钻井数量分别为 []。经核算，先期钻井 []，其中非钻井油层水基钻井液 []，非油层合成基钻井液 []，油层水基钻井液 []；包含预留井槽在内 [] 共产生废弃钻井液 []，其中非钻井油层水基钻井液 []，非油层合成基钻井液 []，油层水基钻井液 []。

非油层水基钻井液循环使用，钻完井完成后一次性排放，一次性最大排放量约为 []，最大排放速率控制在 []；非油层合成基钻井液、油层水基钻井液全部运回陆地交由有资质的单位处置。

3.8.1.3 管缆铺设悬浮物

本项目新铺 3 条海底管道和 1 条海底电缆，所有海管电缆均挖沟埋设，挖沟截面近似梯形，挖沟产生的悬浮物产生量计算公式如下：

$$S = (u + l) * h / 2 * L * q$$

式中：

S—悬浮物产生量，m³；

u, l, h—挖沟界面的上宽、下宽、沟深，m；

L—挖沟长度，m；

q—起沙率，取 10%。

挖沟产生的悬浮物源强计算公式如下：

$$y = (u + l)h / 2d\rho q / t$$

式中：

y—悬浮物源强，kg/s；

u, l, h—挖沟界面的上宽、下宽、沟深，m；

d—每天挖沟长度，m；

ρ —海底泥沙湿密度，kg/m³；

q—起沙率，取 10%；

t—每天挖沟时间，s。

海底管道常规段埋深 []，穿越航路段埋深 []；海底电缆常规段埋深 []，穿越航路段埋深 []。根据挖沟截面尺寸及上述计算公式，铺设管缆悬浮物源强核算结果见表 3.8-3。



表 3.8-3 管缆铺设悬浮物源强核算结果

管缆名称	长度 (km)	挖沟尺寸(上宽/下宽/埋深, m)	铺设速度 (km/d)	悬浮物源强 (kg/s)
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道	■	■	■	■
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道	■	■	■	■
JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆	■	■	■	■
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道	■	■	■	■

3.8.1.4 清管水

海底管道铺设完毕后, 需要对海管进行清管, 清管采用海水或淡水, 通常无其他添加成分, 其主要污染因子为少量悬浮物。本项目新铺设 3 条海管, 清管水产生量约 ■, 详见表 3.8-4。

表 3.8-4 新铺管道清管水量

海底管道	管长(km)	管径(in)	清管水量 (m³)
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道	■	■	■
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道	■	■	■
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道	■	■	■
合计	■	■	■

3.8.1.5 船舶污染物

船舶污染物包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、船舶含油污水和生产垃圾。根据参加作业船舶类型和数量、作业天数及作业人数, 同时根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料, 可估算出海上建设阶段船舶污染物的源强。建设阶段的作业船舶、工期和作业人数见表 3.8-5。

表 3.8-5 建设阶段的作业船舶、工期和作业人数

施工内容		施工船舶类型	数量 (艘)	施工天数(d)	施工人数(人)
新建 JZ20-2N CEP 平台	导管架海上安装	■	■	■	■
	组块海上安装	■	■	■	■
	连接调试	■	■	■	■



	平台预钻井								
	JZ25-1CEP 平台改造								
	JZ20-2BOP 平台改造								
	JZ25-1S WHPA 平台改造								
海底管道铺设									
海底电缆铺设									

a. 生活污水

海上建设阶段产生的生活污水主要包括施工作业船舶卫生间、厨房等的污水。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，生活污水水平均每人每天按 0.35m^3 计算，据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活污水约 [REDACTED]。

b. 生活垃圾

海上建设阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料中沿海船舶生活固体废物核算标准，生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 计算，其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ ；其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 。据此估算出本项目海上建设阶段共产生生活垃圾约 [REDACTED]。

c. 船舶含油污水

根据参加作业船舶类型、数量和作业天数，按照中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，浮吊船、铺管船等大型施工船舶船舶含油污水产生量按 $(0.3\sim 0.5)\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{日})$ ，本次计算取 $0.5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{日})$ ；驳船、拖轮等一般工作船舶含油污水产生量按 $(3\sim 5)\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$ ，[REDACTED]。据此估算出本项目海上建设阶段共产生船舶含油污水约 [REDACTED]。



d. 生产垃圾

海上建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等。根据中国海洋石油有限公司对海洋油气开发工程的多年统计资料，钻井期间按 180t/年计算；浮吊船、铺管船等大型施工船舶按 5t/年计算，拖轮和供应船等小型船舶按 0.5t/年计算。据此估算出本项目建设阶段生产垃圾共产生约 [REDACTED]。综合以上计算，本项目建设阶段船舶污染物产生量见表 3.8-6。

表 3.8-6 船舶污染物核算结果

船舶污染物种类		产生量
生活污水 (m ³)	导管架海上安装	[REDACTED]
	组块海上安装	[REDACTED]
	连接调试	[REDACTED]
	平台预钻井	[REDACTED]
	JZ25-1CEP 平台改造	[REDACTED]
	JZ20-2BOP 平台改造	[REDACTED]
	JZ25-1S WHPA 平台改造	[REDACTED]
	海底管道铺设	[REDACTED]
	海底电缆铺设	[REDACTED]
	合计	[REDACTED]
生活垃圾 (t)	导管架海上安装	[REDACTED]
	组块海上安装	[REDACTED]
	连接调试	[REDACTED]
	平台预钻井	[REDACTED]
	JZ25-1CEP 平台改造	[REDACTED]
	JZ20-2BOP 平台改造	[REDACTED]
	JZ25-1S WHPA 平台改造	[REDACTED]
	海底管道铺设	[REDACTED]
	海底电缆铺设	[REDACTED]
	合计	[REDACTED]
生产垃圾 (t)	导管架海上安装	[REDACTED]
	组块海上安装	[REDACTED]
	连接调试	[REDACTED]
	平台预钻井	[REDACTED]
	JZ25-1CEP 平台改造	[REDACTED]
	JZ20-2BOP 平台改造	[REDACTED]
	JZ25-1S WHPA 平台改造	[REDACTED]
	海底管道铺设	[REDACTED]



船舶污染物种类		产生量
船舶含油污水 (m ³)	海底电缆铺设	
	合计	
	导管架海上安装	
	组块海上安装	
	连接调试	
	平台预钻井	
	JZ25-1CEP 平台改造	
	JZ20-2BOP 平台改造	
	JZ25-1S WHPA 平台改造	
	海底管道铺设	
	海底电缆铺设	
	合计	

3.8.1.6 建设阶段污染物汇总

本项目海上建设阶段各类污染物产生量汇总于表 3.8-7。

表 3.8-7 海上建设阶段各类污染物汇总

污染物	产生量	排放速率/ 源强	主要污 染因子	排放/处理 方式
钻屑 (含预 留井)	非钻井油层 水基钻井液 钻屑			达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》 (GB18420.1-2009)一级标准和《海 洋石油勘探开发污染物排放浓度 限值》(GB4914-2008)一级标准 排放；不达标运回陆地交由有资质 单位处理
	非油层 合成基钻井 液钻屑			运回陆地交由有资质单位处理
	钻井油层水 基钻井液钻 屑			运回陆地交由有资质单位处理
	合计			-
钻井液 (含预 留井)	非钻井油层 水基钻井液			达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》 (GB18420.1-2009)一级标准和《海 洋石油勘探开发污染物排放浓度 限值》(GB4914-2008)一级标准 排放；不达标运回陆地交由有资质 单位处理
	非油层 合成基钻井			运回陆地交由有资质单位处理



	液				
	钻井油层 水基钻井液				运回陆地交由有资质单位处理
	合计				/
铺设海管/海缆悬浮物 (m ³)					自然/人工回填
清管水					间断排放
船舶污 染物	生活污水 (m ³)				处理达到《船舶水污染物排放控制 标准》(GB3552-2018)后排放
	生活垃圾 (t)				食品废弃物按《船舶水污染物排放 控制标准》(GB3552-2018)的要 求排放;除食品废弃物以外的生活 垃圾回收运回陆地处理
	生产垃圾 (t)				分类回收运回陆地交由有资质单 位处置
	船舶含油污 水 (m ³)				铅封运回陆地处理

3.8.2 生产阶段

本项目生产阶段产生的污染物主要为新建 JZ20-2N CEP 平台产生的生产水、甲板及设备冲洗水、初期雨水等其它含油污水、生活污水、生活垃圾、日常生产和设施维修产生的生产垃圾,以及导管架平台和海底管道牺牲阳极的锌释放等。

3.8.2.1 生产水

JZ20-2N CEP 平台上设有原油和生产水处理系统,井口来液经过原油处理系统,处理成合格油外输,分离出的生产水进入生产水处理系统进行处理,再进入注水处理系统处理合格后全部回注地层。锦州 20-2 北油田水量预测与平衡见表 3.8-8,从表中可见,生产水处理合格后作为注水水源通过注水井回注,当生产水量不足时通过水源井补充水量,当生产水量富余时通过水源井兼回注井回注,因此,本项目无生产水排放。

生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选机”的组合,系统处理能力为 [REDACTED],处理后的生产水再进入注水处理系统经双介质过滤器进一步处理,达到《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)的注水水质标准 [REDACTED] 后回注地层。

根据配产预测数据,JZ20-2N CEP 平台生产水最大年产量为 [REDACTED]



□。



表 3.8-9 锦州 20-2 北油田水量预测与平衡

时间	A 产水量 (m ³ /d)	B 水源井补 充水量 (m ³ /d)	C 开发注水 量 (m ³ /d)	D 回注水量 (m ³ /d)	E 合格原油外 输水量 (m ³ /d)	A+B-C- D-E
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						
2041						
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						
2047						
2048						
2049						

A23w 井为水源井兼回注井，采水层为馆陶组，回注层为东营组，且回注期和采水期不在同一年：前 3 年只注水，第 4-8 年只采水，第 9-21 年只注水。前 3 年按照东营组回注井设计，第 4 年井筒重入，关闭东营组注水通道，实施水源井完井防砂作业，即进行套管射孔打开馆陶组采水层位，完成防砂并下入采水完井管柱，从而实现由回注井转为水源井的先注后采模式转换。

3.8.2.2 其他含油污水

新建 JZ20-2N CEP 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集溢出水、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压



流体等。根据统计数据,新建 JZ20-2N CEP 平台的其他含油污水产生量约 [REDACTED]。

3.8.2.3 生活污水

新建 JZ20-2NCEP 平台生活楼人数为 80 人,考虑修井作业等大型作业人员较多,作业人数按照救生艇人数 120 人进行估算,每人每天生活污水产生量约 0.35m^3 ,同时考虑一定的波动系数,生活污水最大约为 [REDACTED] ([REDACTED])。黑水和灰水分开收集处理,黑水直接进入生活污水处理系统,处理合格后排海。灰水经格栅除渣后进入过滤器过滤,然后进入开排罐,再通过开排泵打入闭排系统,最后进入工艺处理流程并最终回注地层。

当油气生产系统停产或者出现事故,灰水不能直接进入开排罐时,灰水经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理,处理至满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)》(即 $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$) 后排海。排海口设流量计计量。

3.8.2.4 温排水

新建 JZ20-2NCEP 平台压缩机系统采用海水作为冷却水,将产生一定量的温排水,[REDACTED],其温升较海水背景温度最大升高 [REDACTED],于海表排放。

3.8.2.5 生活垃圾

生产阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物、食品包装物和厨余物等。根据中国海油多年统计资料,海上平台生活垃圾产生量约 $1.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$,其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$;其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人}\cdot\text{日})$, [REDACTED]。生活垃圾收集后装入回收箱或是回收袋中,全部运回陆地处理。

3.8.2.6 生产垃圾

生产阶段将会产生一些生产垃圾,如废弃的零件、边角料、油棉纱、包装



材料等。根据统计数据，[REDACTED]，锦州 20-2 北油田高峰年产油当量约 [REDACTED]，生产垃圾产生量最高约 [REDACTED]。

3.8.2.7 牺牲阳极

JZ20-2N CEP 平台全浸区的外部防腐采用外加电流的阴极保护系统，并设有牺牲阳极作为下水初期补充保护，牺牲阳极只在导管架下水初期或者外加电流意外情况下进行保护，牺牲阳极的设计年限为 3 年。

JZ20-2NCEP 导管架牺牲阳极系统设置铝基牺牲阳极 [REDACTED]，单块质量 [REDACTED]，阳极块主要成分为铝，锌的质量含量为 [REDACTED]，牺牲阳极的设计年限为 3 年，新建 JZ20-2NCEP 平台牺牲阳极锌释放量见表 3.8-10。

表 3.8-10 新建 JZ20-2NCEP 平台牺牲阳极锌释放量

阳极质量 (kg)	阳极数量	阳极年限(年)	锌年释放量 (t)	单个阳极锌释放源强 (g/s)
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

本项目新建海底管道均挖沟埋设，采用铝基牺牲阳极进行保护。牺牲阳极锌含量为 [REDACTED]，[REDACTED]，锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不会相互叠加。新铺海底管道的牺牲阳极中锌的释放速率见表 3.8-11。

表 3.8-11 新铺海底管道的牺牲阳极锌释放速率

管道名称	锌含量 (%)	设计寿命 (a)	单重 (kg)	数量	单个阳极锌释放源强 (g/s)
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

3.8.2.8 船舶污染物

海上生产阶段参加作业船舶主要为守护船和供应船等，产生的污染物主要



包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的船舶含油污水和生产垃圾等。根据海洋油气开发工程的多年统计资料,守护船含油污水产生量按 $5\text{m}^3/(\text{船} \cdot \text{月})$,生活污水平均每人每天按 0.35m^3 计算,生活垃圾按 $1.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 计算,其中食品废弃物按 $1\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$;其它生活垃圾按 $0.5\text{kg}/(\text{人} \cdot \text{日})$ 。根据参加作业的船舶数量、作业人数及作业时间,即可估算出船舶污染物的产生量,详见表 3.8-12。

3.8.2.9 生产阶段污染物汇总

本项目生产阶段各类污染物产生量汇总见表 3.8-12。

表 3.8-12 生产阶段各类污染物汇总

污染源位置	污染物		产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
JZ20-2N CEP 平台	生产水		■	■	■	处理至满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T 5329-2022)回注地层
	甲板冲洗水等含油污水		■	■	■	经开、闭排收集后,进入生产流程
	生活污水	黑水	■	■	■	处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准后间断排放
		灰水	■			回注地层/与黑水一起处理达标排放
	温排水		■	■	■	海面排放
	生活垃圾		■	■	■	分类回收,运回陆地
	生产垃圾		■	■	■	分类回收,运回陆地,交由有资质处置单位处置
供应船和值班船	船舶含油污水		■	■	■	铅封运回陆地处理
	生活污水		■	■	■	处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)后间断排放
	生活垃圾		■	■	■	执行《船舶水污染物排放控制标准》



污染源位置	污染物	产生量	排放源强/速率	主要污染因子	排放/处理方式
					(GB3552-2018)
	生产垃圾				
平台牺牲阳极锌释放量					缓慢释放到海水中
海管牺牲阳极锌释放量					缓慢释放到沉积物中

3.9 环境影响因素识别与评价因子筛选

3.9.1 环境影响因素识别

本项目主要不利影响是建设阶段非钻井油层段水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑排放及海底管缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响。生产阶段新建平台生活污水等排放对海水水质和海洋生态的影响。另外，潜在的油气泄漏也将对海水水质、海洋生态以及海洋资源利用等产生不利影响。主要海洋环境影响要素识别见表 3.9-1。

表 3.9-1 本项目主要海洋环境影响要素识别

时段	工程活动	影响要素	环境影响表征	影响程度
建设阶段	钻完井 平台安装 海管/海缆铺设	海洋水质	水基钻井液和钻屑排放及海底电缆铺设挖沟时搅起的悬浮物对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境等的影响	B
		海洋沉积物		B
		海洋生态		B
	施工船舶活动	海洋水质 海洋生态	船舶污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	C
生产阶段	平台生产/生活作业和海底管道/电缆占用海域	海洋水质	生活污水等污染物排放对海水水质和海洋生态环境等的影响	D
		海洋生态		D
		海洋生态	占用海域，影响局部使用功能	D

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

3.9.2 环境污染影响因子分析

根据对本项目各阶段污染源、污染物种类及其排放量、处理/处置方式的分析，凭借类似开发项目的评价经验和专业知识，通过综合判断可识别出各污染因子的环境影响程度，并由此确定本项目环境影响评价的重点评价因子为：钻完井阶段的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑的排放，铺管/缆挖沟作业产生的悬浮物的环境影响，以及潜在的事故性溢油。本项目评价因子筛选见表 3.9-2 和表 3.9-3。



表 3.9-2 本项目环境影响因子筛选表（海洋污染影响）

作业阶段	污染物	主要污染因子	处理/排放方式	主要环境影响对象	影响程度
建设阶段	非钻井油层水基钻井液、钻屑	悬浮物	检测达标后间歇式点源排放;若超标则运回陆地交由危废处置单位处置	水质、沉积物及海洋生物	B
	非油层合成基钻井液、钻屑	悬浮物、石油类	运回陆地交由有资质单位处理	/	N
	钻井油层水基钻井液、钻屑	悬浮物、石油类	运回陆地交由有资质单位处理	/	N
	海管/电缆铺设悬浮物	悬浮物	自然/人工回填	水质、沉积物及海洋生物	B
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置	/	N
	船舶含油污水	石油类	铅封运回陆地处理	/	N
	生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	D
	生活垃圾	食品废弃物等	除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理	/	D
生产阶段	生产水	石油类	处理达到注水水质标准后回注地层	/	N
	其他含油污水	石油类	经开、闭排收集后，进入生产流程	/	N
	船舶含油污水	石油类	铅封运回陆地处理	/	N
	生活污水	COD	处理达标后间断排放	海水水质	D
	生产垃圾	固体废物	分类回收，运回陆地，危险废物交由危废处置单位处置	/	N
	生活垃圾	食品废弃物等	分类回收运回陆地处理	/	D
	牺牲阳极	锌	缓慢释放	水质、沉积物	D
事故	溢油	海面浮油	按油气污染应急预案处理	生态环境	A~D

表 3.9-3 评价因子筛选表（海洋生态影响）

工程内容	影响方式	受影响对象	评价因子	影响性质及影响时段
钻完井作业	直接影响	初级生产力	叶绿素 a	施工期短期影响
	直接影响	底栖生物、游泳动物(含鱼卵仔稚鱼)	生物量	施工期短期影响
	直接影响	重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	施工期短期影响
海底管缆铺设	直接影响	初级生产力	叶绿素 a	施工期短期影响
	直接影响	底栖生物、游泳动物(含鱼卵仔稚鱼)	生物量	施工期短期影响



工程内容	影响方式	受影响对象	评价因子	影响性质及影响时段
	直接影响	重要水域“三场一通道”	部分范围、生产力	施工期短期影响



4 工程区域环境概况

4.1 工程区域自然环境概况

4.1.1 气象条件

本项目所在海域地属中纬度，属东亚大陆季风气候区。冬季主要受东亚冷高压边缘的控制，大量的冷空气频繁南下入侵该海区，根据多年的风速资料分析得到，本油田所在海域夏季多为偏 SW 向风，春秋季节多为偏 S 向或偏 N 向风，冬季多为偏 N 向风，在每年的 4~5 月和 8~9 月份是季风的转换季节，其风向多变。除受季风气候影响外，该海域还受温带气旋的影响。温带气旋主要是以黄河气旋、蒙古气旋和东北低压为主，它们多发生在每年的 10 月~翌年的 4 月。

4.1.1.1 气温

该海域极端最低气温为 -21.9°C ，极端最高气温为 34.0°C ，月平均气温 9.5°C 。

4.1.1.2 降水/相对湿度

该海域最大日降雨量为 165mm，最大小时降雨量为 65mm。该海域最大空气湿度为 100%，最小空气湿度为 45%。

4.1.1.3 风况

根据多年的风速资料分析得到，本项目所在海域夏季多为 SSW 向风，春秋季节多为偏 S 向或偏 N 向风，冬季多为偏 N 向风。该海域的主风向为 SSW 和 NNE，[REDACTED]。[REDACTED]，出现的方向为 N。全年风速风向统计及风速玫瑰图分别见表 4.1-1 和图 4.1-1。

表 4.1-1 本项目海域风频统计表

方向	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率(%)								
平均风速(m/s)								
最大风速(m/s)								
方向								
频率(%)								
平均风速(m/s)								



最大风速(m/s)								
-----------	--	--	--	--	--	--	--	--

图 4.1-1 海域风玫瑰图（年）

4.1.2 水文动力环境

4.1.2.1 波浪

本项目所在海域海浪具有两个显著特征：其一是风区较短，风生浪会较快地达到稳定状态；其二是外海的波浪不易传入。因此本海域以风浪为主，而且风浪具有明显的季节性特征。

在冬季和春季（12 月~翌年 5 月），本海域盛行偏北风，且风力较强，此时的浪向主要为偏北向。历史资料统计表明，在这两个季节，波高较大。

在夏季（6~8 月），本海区偏南向海浪有所增加，波高较小。历史资料表明，夏季是本海区波浪最小的季节，在没有热带风暴侵袭的情况下，本区夏季的波高一般不会超过 1.5m。

秋季（9~11 月），为过渡季节，在 10 月中旬前，本区以偏南风为主，风速较小，偏南向浪出现频率较高，波高也较小。从 10 月中旬起，由于冷空气的入侵，随之出现强的偏北风使本海区形成较大的偏北向大浪。

工程海域的主浪向为 SW 和 NNE，海浪玫瑰图见图 4.1-2。

图 4.1-2 本项目所在海域浪玫瑰图（年）

4.1.2.2 潮汐

2024 年在油田海域布设 2 个潮位观测站位（YC1 和 YC2），进行 56 天的潮位观测。测站位置信息见表 4.1-2 和图 4.1-3。

表 4.1-2 水位观测站信息

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

根据本项目海域的短期潮汐观测资料分析结果，该海域潮汐类型属于不正

规半日潮。

根据 YC1 测站潮位观测资料调和分析，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=0.62$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC1 测站潮汐类型属于不正规半日潮。

根据 YC2 测站潮位观测资料调和分析结果，根据潮汐学潮汐类型公式： $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}$ ，可以得出 $E=(H_{k1}+H_{o1})/H_{M2}=0.74$ ，式中 H 为 K1、O1、M2 分潮调和常数的振幅。因此，YC2 测站潮汐类型属于不正规半日潮。

4.1.2.3 海流

a. 现场调查概况

中海油田服务股份有限公司在本项目海域开展了 6 个站位的潮位潮流观测，见表 4.1-3 和图 4.1-3。

表 4.1-3 海流观测站信息

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	有效数据长度
YC1				
YC2				
YC3				
YC4				
YC5				
YC6				

图 4.1-3 潮流/潮位观测站位

b. 潮流特征分析

根据各站海流实测资料，平均流速和最大流速分布见表 4.1-4。观测期间，



本海区海流以潮流为主，潮流性质为规则半日潮，运动形式以往复运动为主。调查海区半日分潮和全日分潮流为逆时针。观测实测海流流向相对分散，主要潮流的流向位于 NNE~NE、SSW~WSW。

表 4.1-4 涨落潮期间流速统计（单位：流速（cm/s），流向（°））

站号	层次	涨潮流	落潮流
----	----	-----	-----



		平均流速	最大		平均流速	最大	
			流速	流向		流速	流向
YC1	表层						
	中层						
	底层						
YC2	表层						
	中层						
	底层						
YC3	表层						
	中层						
	底层						
YC4	表层						
	中层						
	底层						
YC5	表层						
	中层						
	底层						
YC6	表层						
	中层						
	底层						

根据各测站潮流实测资料，通过调和和分析得到的各层的潮流性质参数（表 4.1-5）可知，各站所在海域表、中和底层均为正规半日潮流。

表 4.1-5 潮流性质分析结果

站号	表层	中层	底层
YC1			
YC2			
YC3			
YC4			
YC5			
YC6			

4.1.2.4 海冰

本项目位于渤海辽东湾海域，在冬季有海冰覆盖。有效冰期（全天有冰）最长 29 天，最短 5 天，历史平均 16 天。油田区域初冰日出现于 11 月中旬，终冰日出现于 3 月中旬。在北部西岸附近的冰期为 4 个月左右，南部西岸附近的冰期为 3 个半月。长兴岛以南除个别海湾外，一般无固定冰，只有少量浮冰。



长兴岛以北至盖平角一带，1月至2月出现固定冰，一般在距岸2km以内，冰厚10cm~40cm，盖平角至小凌河一带，是辽东湾沿岸冰情最重的地区，固定冰在12月到翌年2月出现，宽度2km~8km，冰厚30cm~50cm。小凌河口至秦皇岛，1至2月间有固定冰，宽度在2km以内，冰厚20cm~40cm。秦皇岛以南至滦河口附近，冰情较轻，固定冰于1月中旬至2月下旬出现，宽度在0.5km以内，冰厚10cm~30cm。辽东湾的浮冰界一般距岸20km~40km，在辽东湾北岸可超过100km，冰厚15cm~30cm，流冰速度一般为1kn左右，最大为3kn。

4.1.3 地形地貌与冲淤环境

4.1.3.1 调查概况

对项目海域进行了工程物探和工程地质调查。

4.1.3.2 水深地形调查结果

根据现有调查资料，调查区域海图水深在 之间变化。调查区域内海底平坦，水深变化平缓，没有明显的局部起伏变化。预定 JZ20-2N CEP 平台位置处海图水深值为 ，水深图见图 4.1-4。

图 4.1-4 JZ20-2N CEP 场址区域水深图

JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 路由区海底地形整体平坦，水深介于11.7m~22.1m 之间，自西南向东北呈逐渐变浅趋势。

JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 路由区海底地形整体平坦，水深介于11.7m~16.4m 之间，自西南向东北呈逐渐变浅趋势。

JZ9-3CEPD 至 JZ20-2N CEP 路由区海底地形整体平坦，水深介于8.0m~12.0m 之间，自南向北呈逐渐变浅趋势。

4.1.3.3 地貌特征调查结果

JZ20-2N CEP 预定平台位置附近除了有少量的渔业活动痕迹外，海底地貌资料显示色度均匀，海底底质较为均一。

JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 路由区和 JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 路由区均为光滑海底，海底底质为非常软的淤泥质粉质黏土。路由区的海底目标物主



要包括已有管缆、目标物、水泥压块、管沟等。

JZ9-3CEPD 至 JZ20-2N CEP 路由区为光滑海底，海底底质为非常软的淤泥质粉质黏土，路由区的海底地貌主要包括已有管缆、目标物、水泥压块、桩靴坑等施工痕迹。

4.1.3.4 冲淤环境概况

本项目新建平台场址调查区域内，海底平坦，JZ20-2N CEP 平台全区水深在 11.8m~12.5m 之间变化。工程区内海底地形比较稳定，海底地形起伏变化较小，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本是一致的。根据地质取样资料，表层沉积物的物质成分主要为非常软到软的褐灰色粉质粘土含粉土包，海底冲淤处于较为稳定状态。

4.2 环境功能区规划及相关规划符合性分析

4.2.1 国家产业结构调整目录符合性分析

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

4.2.2 《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》符合性分析

《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》第三章规定：“科学划定生态保护红线，重点强化海岸带生态防护作用和重点海域生物多样性保护作用”，第五章要求：“实施区域和流域生态系统保护修复，基于辽宁省陆海生态安全格局，划分生态修复分区，明确国土空间生态修复重点区域。”第七章提出：“合理保障辽东湾海洋油气、黄海北部可再生能源等产业用海.....统筹规划海底光缆、电缆管道路由，禁止在其附近区域从事底拖捕捞、挖砂等可能破坏海底光缆、电缆管道安全的海上活动。.....鼓励海洋油气、海上风电等用海活动深水远岸布局，合理确定海上光伏用海布局。”第九章提出：“加强能源资源安全保障。统筹能源资源基地建设，保障石油生产供给，以及铁、铜、金等战略性矿产资源开发空间，优化能源资源基地、国家规划矿区布局，打造保障国家能源资源安全供应的核心区域.....加大油气勘探开发力度，积极勘探渤海海域、辽宁中部



等区域常规及非常规油气资源。”

本项目位于《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》之内，新建 JZ20-2N CEP 平台距最近重要自然保护地约 [REDACTED]，新建管缆距最近重要自然保护地约 [REDACTED]。

本项目属于海洋油气开发项目，其开发保障辽东湾海洋油气及国家能源安全。本项目新建 JZ20-2N CEP 平台为透水式结构，不涉及围填海，不改变海域自然属性。建设阶段各类污染物排放超一（二）类水质的最大影响距离为 [REDACTED]，影响是短暂、局部、可恢复的；生产阶段含油生产水全部回注地层，生活污水排放超一类水质的影响距离不超过 [REDACTED]，不会对海洋生态环境造成明显不利影响。

综上所述，本项目与《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》要求相协调。

图 4.2-1 本项目与《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》位置关系

4.2.3 《锦州市国土空间规划（2021-2035）》符合性分析

《锦州市国土空间规划（2021-2035 年）》提出：“建立以自然保护区为基础、自然公园为补充的自然保护地体系。其中，自然保护区 3 处，包括……辽宁辽河口国家级自然保护区……严格自然保护地管理。”本项目位于《锦州市国土空间规划（2021-2035 年）》范围内，新建工程设施距辽宁辽河口国家级自然保护区最近约 [REDACTED]，见图 4.2-2。

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台为透水式结构，不涉及围填海，不改变海域自然属性。建设阶段各类污染物排放超一（二）类水质的最大影响距离为 [REDACTED]，影响是短暂、局部、可恢复的；生产阶段含油生产水全部回注地层，生活污水排放超一类水质的影响距离不超过 [REDACTED]，不会对海洋生态环境造成明显不利影响。

综上所述，本项目与《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》要求相协调。

图 4.2-2 本项目与《锦州市国土空间规划（2021-2035）》位置关系

4.2.4 “三区三线”成果文件符合性分析

根据《自然资源部办公厅关于辽宁等省启用“三区三线”划定成果作为报批建设项目用地用海依据的函》（自然资办函〔2022〕2341 号），辽宁省完成



了“三区三线”划定工作，划定成果符合质检要求，从 2022 年 11 月 11 日起正式启用，作为建设项目用地用海组卷报批的依据。

本项目位于辽宁省“三区三线”划定成果中的海洋生态保护红线范围外，见图 4.2-3。新建 JZ20-2N CEP 平台距海洋生态保护红线中的保护地一般控制区最近约 [REDACTED]，新建管缆距海洋生态保护红线中的保护地一般控制区最近约 [REDACTED]。

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台为透水式结构，不涉及围填海，不改变海域自然属性。建设阶段各类污染物排放超一（二）类水质的最大影响距离为 [REDACTED]，影响是短暂、局部、可恢复的；生产阶段含油生产水全部回注地层，生活污水排放超一类水质的影响距离不超过 [REDACTED]，不会对海洋生态环境造成明显不利影响。

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

图 4.2-3 本项目与“三区三线”海洋生态保护红线位置关系

4.2.5 生态环境分区管控符合性分析

2024 年 12 月 16 日，辽宁省生态环境保护厅发布了《辽宁省生态环境分区管控方案（2023 年版）》，根据 2023 年辽宁省生态环境分区管控动态更新成果，全省按优先保护、重点管控、一般管控三大类共划定 1480 个生态环境管控单元。2024 年 12 月锦州市人民政府印发了《锦州市人民政府关于加强锦州市生态环境分区管控的实施意见》（锦政发〔2024〕9 号）。根据《锦州市人民政府关于加强锦州市生态环境分区管控的实施意见》（锦政发〔2024〕9 号），本项目新建 JZ20-2N CEP 平台位于锦州市生态环境分区管控单元之外，新建 JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 平台海底输油管道穿越重点管控单元中的笔架岭南工矿通信用海区，见图 4.2-4。

笔架岭南工矿通信用海区空间布局约束：合理控制开发利用规模，优化空间布局。重点安排国家产业政策鼓励类产业用海。污染物排放管控：严格实行污水达标排放，避免工业生产造成海洋环境污染。环境风险防控：严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求，防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。



本项目新建 JZ20-2N CEP 平台为透水式结构，不涉及围填海，不改变海域自然属性。建设阶段各类污染物排放超一（二）类水质的最大影响距离为 [REDACTED]，影响是短暂、局部、可恢复的；生产阶段含油生产水全部回注地层，生活污水排放超一类水质的影响距离不超过 [REDACTED]，不会对海洋生态环境造成明显不利影响。本项目将加强环境管理，配备有效的溢油应急设备，形成有效的环境管理体系，修定油田油气污染应急预案，防治海上溢油等重大海洋环境灾害和突发事件。

综上所述，本项目符合《锦州市人民政府关于加强锦州市生态环境分区管控的实施意见》的要求。

图 4.2-4 本项目与锦州市生态环境分区管控位置关系

4.2.6 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《全国海洋主体功能区规划》（2015 年 8 月），海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能，将海洋空间划分为以下四类区域：优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域、禁止开发区域。其中重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、海洋工程和资源开发区。

重点开发区域的发展方向与开发原则是，实施据点式集约开发，严格控制开发活动规模和范围，形成现代海洋产业集群；实施围填海总量控制，科学选择围填海位置和方式，严格围填海监管；统筹规划港口、桥梁、隧道及其配套设施等海洋工程建设，形成陆海协调、安全高效的基础设施网络；加强对重大海洋工程特别是围填海项目的环境影响评价，对临港工业集中区和重大海洋工程施工过程实施严格的环境监控。加强海洋防灾减灾能力建设。

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

本项目开发建设正在开展海域使用论证和环境影响评价，建设阶段排放的



钻井液/钻屑、海底管缆搅起的悬浮物等对海洋环境的影响是短暂、局部、可恢复的；正常生产阶段不会对海洋生态环境造成明显不利影响。建成后将严格按照油气污染应急预案做好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，避免发生重大环境污染事件。因此，本项目符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

4.2.7 其他相关规划符合性分析

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

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

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

4.2.7.2 《辽宁省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》符合性分析

《辽宁省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》中明确提出，保障化石能源稳定供应。推进煤矿安全改造和智能化建设，提升应急煤炭储备能力。大力提升油气勘探开发力度，推进省内原油稳产、天然气增产，加强油气输送储备能力建设。加强中俄石油、天然气管道保护，畅通跨区域能源安全通道。到 2030 年，储煤、储油、储气能力分别达到 500 万吨、2600 万立方米、70.68 亿立方米。

本项目属于海洋油气开发项目，符合《辽宁省国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》要求。

4.2.7.3 《“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

根据《“十四五”海洋生态环境保护规划》，“保护海洋生态系统和生物多样性：完善海洋自然保护地网格、加强海洋生态系统保护、加强海洋生物多样性



保护；防范环境风险，有效应对海洋突发环境事件和生态灾害：防范海洋突发环境事件风险、健全海洋突发环境事件和生态灾害应急响应体系；强化海洋工程和海洋倾废环境监管。”

本项目距离辽宁辽河口国家级自然保护区最近距离约 [REDACTED]，在建设和正常生产阶段，污染物排放对周围海洋环境造成局部轻微影响，不会影响自然保护区内的海洋环境质量，不会对海洋生物多样性造成影响。本项目制定详细的污染事故应急预案，做到事前防范，形成严格的风险防范体系。对运营期可能发生的污染事故进行预测和防范，针对溢油事故形成系统预警方案，加强运营期的污水排放管控，严格相关的船舶污染监管。因此，本项目建设符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.7.4 《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》符合性分析

根据《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》，“加强海洋生态系统保护。严守海洋生态红线，开展海洋生态保护红线勘界定标，实现红线精准落地。”“强化涉海环境风险源头防范。推动应急资源整合，完善海洋环境突发事件应急预案，建立健全应急指挥机构，保障应急物资储备。”

本项目位于辽宁省“三区三线”海洋生态保护红线范围之外，距海洋生态保护红线中的保护地一般控制区最近约 [REDACTED]。本项目建设和正常生产阶段产生的污染物主要是钻井阶段排放的钻屑、钻井液，海底管缆挖沟搅起的悬浮物，其影响范围在平台和管道/电缆路由周围小范围内，不会影响海洋生态保护红线区内用海需求。本项目建设单位制定了严格的环境管理制度，并配备有效的溢油应急设备，以避免发生重大环境污染事件。

综上所述，本项目建设符合《辽宁省“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

4.2.7.5 《新型能源体系建设“十五五”规划》符合性分析

根据国家能源局发布的《新型能源体系建设“十五五”规划》（发改能源〔2026〕884号），“十五五”时期要继续“加大油气增储上产力度：大力推进油气勘探开发，加大投入强度，加强传统大型油气田和页岩油气等新型资源勘探开发。围绕深地、深海、非常规、老油气田四大领域，促进“稳油增气”，推动海域、非常规领域成为原油稳产主力。实现原油年产量稳定在2亿吨水平，



天然气产量稳步增长。”。本项目为海洋油（气）开发及附属工程，符合《新型能源体系建设“十五五”规划》的目标。

4.2.7.6 《辽宁省“十四五”能源发展规划》符合性分析

《辽宁省“十四五”能源发展规划》提出，要“保障油气资源可靠供应。落实增储上产实施方案，强化松辽盆地和渤海湾盆地油气基础地质调查和勘探，保障省内原油年产量稳定在 1000 万吨左右。”“完善石油战略储备和企业商业储备，科学确定保障地区供应的石油储备规模，加强与大型上游企业战略合作，扩大油气调入规模。”

本项目属于海洋油（气）开发及附属工程，对保障油气资源可靠供应有促进作用，符合《辽宁省“十四五”能源发展规划》要求。

4.2.7.7 《重点海域综合治理攻坚战行动方案》符合性分析

根据《重点海域综合治理攻坚战行动方案》（环海洋〔2022〕11号），（十）船舶港口污染防治行动，“巩固深化渤海渔港环境整治成果，将长江口-杭州湾、珠江口邻近海域主要渔港纳入名录管理，进一步规范各级渔港、渔船停泊点生产生活污水和渔业垃圾回收处置，推进污染防治设施设备建设和环境清理整治。”

（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设，“沿海地方加强沿岸原油码头、危化品运输、重点航线等环境风险隐患排查，强化事前预防和源头监管。建立健全海上溢油监测体系，提升风险早期识别和预报预警能力。加强重点海域沿岸石化集聚区等涉海环境风险源排查，督促相关企业开展环境风险隐患排查整治，加强执法监督，依法查处环境违法行为。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。”

本项目参与作业的船舶产生的船舶污染物的排放与处理严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》等相关要求；投产后将进行生物资源增殖放流；制定严格的环境管理制度和油气污染应急预案，并配备有效的溢油应急设备，满足应急响应需要。

综上所述，本项目符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的要求。

4.3 工程周围海洋生态环境保护目标分布

4.3.1 国家级自然保护区

本项目周边的国家级自然保护区有辽宁辽河口国家级自然保护区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区等，最近距离见表 4.3-1，位置分布见图 4.3-1。

表 4.3-1 本项目周边国家级自然保护区

序号	主要敏感目标	新建平台最近距离及方位		新建管缆最近距离及方位	
1	辽宁辽河口国家级自然保护区				
2	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区				

图 4.3-1 本项目周边国家级自然保护区示意图

4.3.1.1 辽宁辽河口国家级自然保护区

辽宁辽河口国家级自然保护区位于辽宁省盘锦市境内。约在市区西南约 30 公里处，渤海辽东湾的顶部、辽河三角洲中心区域，总面积 80000 公顷，

1985 年经盘锦市人民政府批准建立，作为市级水禽自然保护区管理。1987 年经辽宁省人民政府批准，晋升为省级自然保护区。1988 年经国务院批准，晋升为国家级自然保护区。2015 年 7 月 20 日，经国务院批准，辽宁双台河口国家级自然保护区正式更名为辽宁辽河口国家级自然保护区。主要保护丹顶鹤、黑嘴鸥等世界珍稀濒危水禽及双台河口湿地生态环境，是综合性自然保护区。

4.3.1.2 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区

辽宁大连斑海豹国家级自然保护区位于渤海辽东湾，行政区域属辽宁省大连市管辖，1992 年经大连市人民政府批准建立省级自然保护区，1997 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区，2002 年被列入《国际重要湿地名录》。2011 年 7 月，大连市人民政府最新发布了《大连斑海豹国家级自然保护区管理办法》，自 2011 年 9 月 1 日开始实施。

主要保护对象为斑海豹及其生态环境。

4.3.2 国家级海洋特别保护区

本项目周边的国家级海洋特别保护区有辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园、辽河口红海滩国家级海洋公园、锦州大笔架山国家级海洋特别保护区、辽宁团山国家级海洋公园等，见表 4.3-2 和图 4.3-2。

表 4.3-2 本项目周边国家级海洋特别保护区一览表

序号	主要敏感目标	新建平台 最近距离及方位	新建管缆 最近距离及方位
1	辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园		
2	辽河口红海滩国家级海洋公园		
3	辽宁团山国家级海洋公园		
4	辽宁觉华岛国家级海洋公园		
5	辽宁锦州大笔架山国家级海洋特别保护区		

图 4.3-2 本项目周边国家级海洋特别保护区

4.3.2.1 辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园

辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园于 2016 年 12 月批准建立，位于辽宁省凌海市大凌河河口，东毗盘锦市盘山县，总面积 3149.97 公顷，其中，重点保护区 942.61 公顷，生态与资源恢复区 908.58 公顷，适度利用区 1298.78 公顷。其主要保护对象为河口生态系统，包括滩涂、芦苇、沼泽、河流、海洋在内的复合生态系统。

4.3.2.2 辽河口红海滩国家级海洋公园

盘锦鸳鸯沟国家级海洋公园于 2014 年 4 月批准建立，2017 年由原来的 6124.73 公顷扩大至 31639.01 公顷，更名为“辽河口红海滩国家级海洋公园”。辽河口红海滩国家级海洋公园位于辽宁省盘锦市辽河口，西临锦州凌海市，总面积 31639.01 公顷，其中，重点保护区 2657.93 公顷，生态与资源恢复区 17147.3 公顷，适度利用区 11833.78 公顷。



4.3.2.3 辽宁团山国家级海洋公园

辽宁团山国家级海洋公园，是 2014 年 12 月批准建立的国家级海洋类型特别保护区。地处渤海辽东湾畔，营口市北海新区沿海，总面积 4.46km²，海域面积 3.20km²，分为重点保护区、生态与资源恢复区和适度利用区三个功能区，主要保护对象为海蚀地貌景观、海岸及海洋生态系统。

4.3.2.4 辽宁觉华岛国家级海洋公园

辽宁觉华岛国家级海洋公园是 2014 年批复建立的国家级海洋类型特别保护区。公园位于辽宁省葫芦岛市，东邻锦州，西接山海关，南临渤海辽东湾，与大连、营口、秦皇岛、青岛等市构成环渤海经济圈，是中国东北的西大门，为山海关外第一市，总面积 10249 公顷。园区内有岩礁岛屿、沙滩湿地、森林公园、历史遗迹及种质保护区等多种生态类型与景观。公园包括觉华岛本岛、磨盘山岛、张家山岛、杨家山岛三个副岛及一个双石礁。根据其近海海洋生态资源与海岛的分布特点，分成 4 个生态保护与生态旅游功能区，其中重点保护区 664.8 公顷，生态与资源恢复区 2762 公顷，适度利用区 3995.8 公顷，预留区 2826.4 公顷。海岛面积 1463 公顷，占海洋公园总面积的 14.27%；海域面积 8786 公顷，占海洋公园总面积的 85.73%。

4.3.2.5 锦州大笔架山国家级海洋特别保护区

锦州大笔架山国家级海洋特别保护区于 2009 年 12 月 29 日批准建立，位于辽宁省锦州市南沿海大笔架山海域，以大笔架山岛屿为核心，分为重点保护区、生态与资源恢复区、适度利用区，总面积 3240 公顷，其中重点保护区面积为 90 公顷、恢复区为 710 公顷，适度利用区为 2440 公顷。

2016 年 12 月锦州大笔架山国家级海洋特别保护区调整后加挂辽宁锦州大笔架山国家级海洋公园，面积由原来的 3240 公顷扩大至 12217.69 公顷，总面积增加 8977.69 公顷。其中重点保护区 625.27 公顷，生态与资源恢复区 7300.17 公顷，适度利用区 4292.25 公顷。

主要保护对象为锦州大笔架山“天桥”砾石堤独特的地质地貌景观、人文景观与历史遗迹，主要保护对象为海岛生态系统、天然连岛石堤、海岛历史遗迹与景观。



4.3.3 国家级水产种质资源保护区

本项目新建平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区内，新建管缆穿越核心区和实验区，见图 4.3-3。

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区建立于 2007 年 12 月（中华人民共和国农业部公告 第 947 号）。辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区总面积为 23219km²，其中核心区面积为 9625km²，实验区总面积为 13594km²。核心区特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日。保护区位于渤海的辽东湾、渤海湾和莱州湾三湾内，

。其中辽东湾保护区的主要保护对象和具体范围如下：

辽东湾保护区面积为 9935km²，其中核心区面积为 1755km²，实验区面积为 8180km²。核心区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为（
）。实验区是由 7 个拐点顺次连线与北面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域，拐点坐标分别为（
）。

海岸线西起绥中县和兴城市的交界点六股河入海口，向东北经葫芦岛连山河入海口、锦州的大笔山为折点，向东经大凌河入海口、大鱼沟，辽河口为拐点，向东南经二界沟、辽河口、东至大清河口，向西南经大望海寨、鲅鱼圈、仙人岛，南至营口市和大连市交界点浮渡河入海口。

主要保护对象有小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹。栖息的其他物种包括中国明对虾、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鲈、鳎、赤鼻棱鳎、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛、花鲈、鲻鱼、鳙、斑鲈、鲢、半滑舌鳎、银鱼、文蛤、毛蚶、脊尾白虾、脉红螺等。

根据《水产种质资源保护区管理暂行办法》（2016 年修正本）（农业部令〔2016〕第 3 号）：“第十七条 在水产种质资源保护区内从事修建水利工程、疏浚航道、建闸筑坝、勘探和开采矿产资源、港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将

其纳入环境影响评价报告书。”“第十九条 单位和个人在水产种质资源保护区内从事水生生物资源调查、科学研究、教学实习、参观游览、影视拍摄等活动，应当遵守有关法律法规和保护区管理制度，不得损害水产种质资源及其生存环境。”“第二十条 禁止在水产种质资源保护区内从事围湖造田、围海造地或围填海工程。”“第二十一条 禁止在水产种质资源保护区内新建排污口。在水产种质资源保护区附近新建、改建、扩建排污口，应当保证保护区水体不受污染。”

本项目不涉及围湖造田、围海造地或围填海工程等工程，已编制项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告，并于 2026 年 3 月通过农业农村部渔政保障中心组织的专家审查。

图 4.3-3 本项目周边水产种质资源保护区

4.3.4 重要渔业水域

参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（1990，海洋出版社）的相关内容，本项目周围海域主要包括游泳动物产卵场、索饵场和越冬场。新建 JZ20-2N CEP 平台位于鳀鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场和黄姑鱼索饵场内；新建管缆穿越鳀鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场、黄姑鱼产卵场、小黄鱼产卵场和鳀鱼索饵场、黄姑鱼索饵场、中国毛虾索饵场，见图 4.3-4~图 4.3-7。

表 4.3-3 本项目工程设施与渔业三场位置关系

渔业三场		新建平台 最近距离及方位		新建管缆 最近距离及方位		敏感期
产卵场	鳀鱼					5 月中下旬~6 月
	蓝点马鲛					5 月中旬~6 月上旬
	银鲳					5~6 月
	海蜇					8~9 月
	黄姑鱼					5~6 月
	小黄鱼					5 月
索饵场	黄姑鱼					7~9 月
	鳀鱼					7~10 月
	中国毛虾					8~11 月

鳀鱼属鲱形目鳀科，为暖温性小型中上层鱼类。黄、渤海区的鳀，3~4 月份由黄海南部越冬场分成数群做北上生殖洄游，主群沿 123°进入黄海北部和渤海，



5 月中下旬开始产卵，6 月为盛期。索饵期 7~10 月。

小黄鱼属鲈形目，石首鱼科，地方名黄花鱼。分布于辽宁沿海及我国渤海、黄海、东海。辽宁沿海的小黄鱼属北方群系，越冬场在黄海南部，3 月中旬开始向北作生殖洄游，3 月末达成山头附近海区，5 月中旬到达辽宁沿岸产卵场产卵，生殖期持续至 5 月末。索饵期 6~9 月。

蓝点马鲛属鲈形目鲅科，是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。每年 3 月鱼群便开始陆续游离越冬场向北生殖洄游，一般 4 月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，渤海诸渔场的鱼群 5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。索饵期 7~9 月。

银鲳属鲳科，属暖水性、中上层集群性经济鱼类，分布海区跨热带和温带。渤海银鲳的产卵期从南到北依次推迟，从开始到结束，可维持两个月之久，每年 5~6 月集群向沿岸产卵，产卵后又返回外海。银鲳的索饵鱼群比较分散，深水区和浅水区都有分布，其中以水深 40 米以内的沿岸流较强区为主要索饵场。索饵期 7~11 月。

黄姑鱼广泛分布于渤、黄、东、南沿海及日本和韩国沿岸水域，为洄游性暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一，俗称铜罗鱼。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，一部分进入滦河口渔场产卵，另一部分游向辽东湾的大凌河口与辽河口一带产卵，产卵期为 5 月~6 月，11 月份离开渤海。索饵期 7~9 月。

中国毛虾属于辽东湾群，辽东湾中国毛虾群终年不离开辽东湾。越冬期为 1 月~2 月，分布于辽东湾南部的深水区。6 月在辽东湾北部河口区（辽河、双台子河、大凌河和小凌河）形成中国毛虾第一次产卵高峰。7 月初产卵场扩展到西部菊花岛和东部鲅鱼圈沿海。8 月下一代开始性成熟，进入产卵期，产卵场东南起至复州湾，向西北至葫芦岛外海的广阔水域。9 月~10 月份中国毛虾比较分散，从南部的长兴岛到辽东湾的北部近岸都有中国毛虾分布。11 月份又有集群现象，12 月份主群移至北纬 40°10' 以南，1 月份中国毛虾全部进入越冬场。索饵期 8~11 月。

海蜇为海生的腔肠动物，蜇体呈伞盖状，通体呈半透明，白色、青色或微黄色。辽东湾的海蜇主要分布在辽东湾北部浅水区，产卵期 8~9 月，索饵期 6~8



月。



图 4.3-4 本项目周边产卵场分布（位于）位置关系

图 4.3-5 本项目周边产卵场分布（不位于）位置关系

图 4.3-6 本项目周边索饵场分布位置关系

图 4.3-7 越冬场分布及其与工程位置关系



4.4 海洋生态环境保护目标筛选

本项目评价范围内有海洋生态保护红线、辽宁辽河口国家级自然保护区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园等重要敏感区；辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、黄姑鱼产卵场、海蜇产卵场和鲢鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾索饵场等一般敏感区，见图 4.4-1 和表 4.4-1。

图 4.4-1 工程附近主要敏感目标分布

表 4.4-1 评价范围内环境敏感目标一览表

类型		敏感区名称	新建平台 最近距离及方位	新建管缆 最近距离及方位	主要保护对象	敏感期/产卵期
重要敏感区	海洋生态保护红线					-
						-
	国家级自然保护区					-
						-
	国家级海洋特别保护区					
一般敏感区	水产种质资源保护区					4月25日 ~6月15日
	产卵场					5月中下旬~6月
						5月中旬~6月下旬
						5~6月
						8~9月
						5~6月
						5月
	索饵场					7~9月
						7~10月



类型	敏感区名称	新建平台 最近距离及方位	新建管缆 最近距离及方位	主要保护对象	敏感期/产卵期
					8~11 月



5 海洋生态环境现状调查与评价

5.1 海洋生态环境现状调查概况

本项目海域的海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态和生物质量现状调查工作由 [REDACTED] 承担。

5.1.1 调查时间与范围

海水水质、海洋沉积物、海洋生物生态现状调查于 [REDACTED]，围绕本项目周围海域进行。

5.1.2 调查站位布设

调查海域环境质量现状调查采用网格布点的方式开展。共设 40 个环境现状调查站位，其中水质站位 40 个、沉积物和海洋生物生态站位 26 个，以大致垂直于岸线方向为横断面，共设置 8 个横断面，断面间距 12km；5 个纵断面，断面间距 10km。

环境质量现状调查的站位布设、调查站位坐标和调查项目见图 5.1-1 和表 5.1-1。

图 5.1-1 环境质量现状调查站位布设

表 5.1-1 调查站位及调查项目

站号	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P1			水质、沉积物、海洋生物
P2			水质
P3			水质、沉积物、海洋生物
P4			水质
P5			水质、沉积物、海洋生物
P6			水质
P7			水质、沉积物、海洋生物
P8			水质、沉积物、海洋生物
P9			水质、沉积物、海洋生物
P10			水质、沉积物、海洋生物
P11			水质、沉积物、海洋生物
P12			水质、沉积物、海洋生物
P13			水质
P14			水质、沉积物、海洋生物
P15			水质



站号	经度 (E)	纬度 (N)	调查项目
P16			水质
P17			水质、沉积物、海洋生物
P18			水质
P19			水质、沉积物、海洋生物
P20			水质
P21			水质、沉积物、海洋生物
P22			水质、沉积物、海洋生物
P23			水质、沉积物、海洋生物
P24			水质、沉积物、海洋生物
P25			水质
P26			水质、沉积物、海洋生物
P27			水质、沉积物、海洋生物
P28			水质、沉积物、海洋生物
P29			水质、沉积物、海洋生物
P30			水质、沉积物、海洋生物
P31			水质
P32			水质
P33			水质、沉积物、海洋生物
P34			水质
P35			水质、沉积物、海洋生物
P36			水质
P37			水质、沉积物、海洋生物
P38			水质
P39			水质、沉积物、海洋生物
P40			水质、沉积物、海洋生物

5.1.3 调查项目

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

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

海洋生物生态调查项目：浮游植物、浮游动物和底栖生物的种类组成和数量、密度分布；叶绿素 a 的含量（并据此估算初级生产力）。

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

5.1.4 调查方法

此次调查中水质、沉积物、生物生态和生物质量样品的采集、运输、保存



和预处理等均按《海洋监测规范》（GB17378-2007）《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）等要求执行。

（1）海水水质：按照新导则（HJ1409-2025），石油类采集表层样品，其他因子水深小于等于 10m 深时采集表层样品；水深大于 10m 小于等于 50 m 深时，采集表层和底层样品；水深大于 50m 时，采集表层和 50m 层样品。

（2）海洋沉积物：采用抓斗式采泥器采集沉积物表层样品。

（3）海洋生物生态：

叶绿素 a 及初级生产力：叶绿素 a 样品的采集与水样采集同步进行，采样层次同水质样品，采水体积为 250mL，经孔径为 0.8 μ m 的滤膜过滤后，干燥冷藏保存，采用萃取荧光法进行分析。

浮游生物：采用浅水 I 型浮游生物网，浮游植物样品采用浅水 III 型浮游生物网，自底（距底 2m）至表垂直拖网取得。样品经 5%福尔马林海水溶液固定保存。以个体计数法进行分析，浮游生物密度换算成个/m³，浮游动物生物量换算成 mg/m³ 作为调查水域现存量指标。浮游动物以浅水 I 型浮游生物网样品为准。

底栖动物：用 0.05m² 曙光型采泥器采集，每站采泥 4 次，所获泥样经孔径为 0.5mm 的套筛冲洗后，挑拣全部生物个体作为一个样品，生物标本浸于 75% 酒精溶液中固定保存。生物量系根据酒精标本重量计算，称重在感量为 0.001g 的电子天平上进行。

5.1.5 分析方法

海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量调查项目的分析方法见表 5.1-2。

海水水质和海洋沉积物样品的分析均按照《海洋监测规范》（GB 17378-2007）和《海洋调查规范》（GB 12763-2007）执行。

海洋生物质量选取调查海域贝类等具有代表性的生物样品，测定其体内的石油烃和重金属包括铬（Cr）、铅（Pb）、砷（As）、汞（Hg）、铜（Cu）、镉（Cd）和锌（Zn）等的含量。

表 5.1-2 调查项目的分析方法

类别	检测项目	分析方法	检出限	引用标准
水质	水温	高精度数字式水温仪法	-	GB/T 12763-2007
	水色	水色计法	-	



类别	检测项目	分析方法	检出限	引用标准
	水深	铅锤法	-	
	透明度	透明度盘法	-	
	盐度	盐度计法	-	
	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	-	
	溶解氧	碘量法	-	GB 17378.4-2007
	石油类	紫外分光光度法	3.5µg/L	
	pH	pH 计法	-	
	悬浮物	重量法	-	
	砷	原子荧光法	0.5µg/L	
	汞	原子荧光法	7.0×10 ⁻³ µg/L	
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2µg/L	
	铵盐	次溴酸钠氧化法	0.42µg/L	
	亚硝酸盐	萘乙二胺分光光度法	0.28µg/L	
	硝酸盐	锌-镉还原法	0.70µg/L	
	磷酸盐	抗坏血酸还原的磷钼蓝法	0.62µg/L	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.12µg/L	HY/T 147.2-2013
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07µg/L	
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03µg/L	
	总铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.05µg/L	
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.10µg/L	
生物生态	叶绿素 a	荧光分光光度计法	-	GB 17378.7-2007
	浮游植物	镜下鉴定法	-	
	浮游动物	镜下鉴定法	-	
	底栖生物	镜下鉴定法	-	
沉积物	石油类	紫外分光光度法	3×10 ⁻⁶ µg/L	GB 17378.5-2007
	硫化物	碘量法	4×10 ⁻⁶ µg/L	
	砷	原子荧光法	0.06×10 ⁻⁶ µg/L	
	汞	原子荧光法	0.002×10 ⁻⁶ µg/L	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.008×10 ⁻⁹ µg/L	HY/T 147.2-2013
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10 ⁻⁹ µg/L	
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.015×10 ⁻⁹ µg/L	
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.07×10 ⁻⁹ µg/L	
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.16×10 ⁻⁹ µg/L	
	有机碳	元素分析仪法	1×10 ⁻⁶ µg/L	GB/T 12763.8-2007
	粒度	激光粒度仪法	-	
生物质量	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.08×10 ⁻⁹	HY/T 147.3-2013
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10 ⁻⁹	



类别	检测项目	分析方法	检出限	引用标准
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03×10^{-9}	GB 17378.6-2007
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.30×10^{-9}	
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	1.66×10^{-9}	
	汞	原子荧光法	0.002×10^{-6}	
	砷	原子荧光法	0.2×10^{-6}	
	石油烃	荧光分光光度法	0.2×10^{-6}	

5.1.6 评价因子与评价标准

5.1.6.1 海水水质

海水水质评价因子包括 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项。各评价因子的评价标准值列于表 5.1-3。

根据《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》，调查站位中有 16 个水质站位位于国土空间总体规划内，见表 5.1-4 和图 5.1-2。国土空间总体规划内站位采用相应的海水水质标准进行评价，其他位于国土空间总体规划外的站位海水水质按维持现状评价。

根据水产种质资源保护区范围，调查站位中有 30 个水质站位位于辽东湾国家级水产种质资源保护区内，根据海水水质标准海洋渔业水域水质执行第一类标准；有 10 个水质站位位于辽东湾水产种质资源保护区外，按照按维持现状进行评价，见图 5.1-3。

综合以上，位于辽东湾国家级水产种质资源保护区内的站位，按第一类标准进行评价；位于辽东湾国家级水产种质资源保护区外和《锦州市国土空间总体规划（2021~2035 年）》外的站位按维持现状进行评价。

表 5.1-3 海水水质标准值（单位：mg/L）

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



项目	第一类标准值	第二类标准值	第三类标准值	第四类标准值
铅	$\leq 0.001 \text{ mg/L}$	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$
锌	$\leq 0.020 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
镉	$\leq 0.001 \text{ mg/L}$	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$	$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	
铬	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.20 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
石油类	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$		$\leq 0.30 \text{ mg/L}$	$\leq 0.50 \text{ mg/L}$
挥发性酚	$\leq 0.005 \text{ mg/L}$		$\leq 0.010 \text{ mg/L}$	$\leq 0.25 \text{ mg/L}$
硫化物	$\leq 0.02 \text{ mg/L}$	$\leq 0.05 \text{ mg/L}$	$\leq 0.10 \text{ mg/L}$	$\leq 0.050 \text{ mg/L}$

表 5.1-4 水质调查站位和执行标准

监测站位	执行水质标准	说明
██████████	████	████████████████████
██████████	██████████	████████████████████

图 5.1-2 站位与《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》叠加示意图

图 5.1-3 调查站位与水产种质资源保护区叠加示意图

5.1.6.2 海洋沉积物质量

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

根据《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》，

（见表 5.1-6，图 5.1-2），其他位于规划范围外的站位按维持现状评价。

根据水产种质资源保护区范围，沉积物调查的 20 个站位位于辽东湾国家级水产种质资源保护区范围内，按照第一类沉积物质量标准进行评价（见表 5.1-6，图 5.1-3），



按照两种情况评价后，根据质量要求严格的标准进行评价，

表 5.1-5 海洋沉积物质量标准

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

表 5.1-6 沉积物/生物质量调查站位及评价标准

监测站位	《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》要求		水产种质资源保护区		执行沉积物标准
	功能区名称	执行标准	功能区名称	执行标准	
	I				
	I		I		

5.1.6.3 生物质量

贝类（双壳类）评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中的标准，甲壳类、鱼类和软体类（非双壳类）生物体内污染物质含量评价标准参考《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 C，各类生物体污染物评价标准见表 5.1-7。

根据《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》《辽宁省海岸带及海洋空间



规划（2021-2035 年）》，

（见表 5.1-6，图 5.1-2），

其他位于规划范围外的站位按维持现状评价。

根据水产种质资源保护区划定情况，

位于保护区范围外的

的站位按维持现状评价。

按照两种情况评价后，根据质量要求严格的标准进行评价，其

表 5.1-7 海洋生物质量标准值（单位：mg/kg 湿重）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	采用的标准
甲壳类	/	100	2.0	150	2.0	1	0.2	20	《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409-2025）
鱼类	/	20	2.0	40	0.6	1	0.3	20	

5.1.7 评价方法

5.1.7.1 海水水质

海水水质采用标准指数法和超标统计法对调查海域进行环境质量现状评价。

标准指数的计算公式如下：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中： I_i — i 项污染物的标准指数；

C_i — i 项污染物的实测浓度；

S_i — i 项污染物评价标准。

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

$$I_i(DO) = |DO_f - DO| / (DO_f - DO_s) \quad DO > DO_f$$

$$I_i(DO) = DO_s / DO \quad DO \leq DO_f$$

式中： $I_i(DO)$ —溶解氧标准指数；



DO — 溶解氧实测值；

DO_s — 溶解氧标准值；

DO_f — 现场水下，水样中氧的饱和浓度(mg/L)；

$DO_f = (491 - 2.65S) / (33.5 + T)$ ， S —实用盐度， T —水温（℃）。

pH 的标准值用下述公式计算：

$$I_{pHi} = (7.0 - pH) / (7.0 - pH_{sd}) \quad pH \leq 7.0$$

$$I_{pHi} = (pH - 7.0) / (pH_{su} - 7.0) \quad pH > 7.0$$

式中：

I_{pHi} — pH 值的标准指数；

pH_{su} — pH 评价标准上限值；

pH_{sd} — pH 评价标准下限值；

pH — pH 的实测值。

5.1.7.2 海洋沉积物

海洋沉积物质量现状评价采用单一站位、单一层次的标准指数法。

5.1.7.3 海洋生物生态

a. 初级生产力

初级生产力采用 CADEE（1975）公式，依据叶绿素 a、透明度、水深和碳同化系数进行估算。即：

$$P = \frac{chl a \times Q \times E \times D}{2}$$

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

Q —同化指数，为 3.7；

D —白昼时间长短；

E —真光层深度（m），取透明度的 3 倍；

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

b. 多样性指数、均匀度和丰富度和优势度

评价生物群落结构特征采用 Shannon-Wiener 多样性指数（ H' ）（1949）、Pielou 均匀度指数（ J' ）（1975）、Margalef 丰富度指数（ d ）（1958）和优势度



(D_2)，计算公式分别为：

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

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

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

$$D_2 = (N_1 + N_2) / N_T$$

式中， S 为样品的总种类数， $P_i = n_i / N$ (n_i 是第 i 个物种的个体数， N 是全部物种的个数)， N_1 —样品中第一优势种的个体数， N_2 —样品中第二优势种的个体数， N_T —样品中的总个体数。

一般认为，正常环境多样性指数 (H') 值高，受污染环境该指数值降低。

5.1.1.1 生物质量

底栖生物质量评价采用单项标准指数法，评价公式与海水水质相同。

5.2 海水水质现状调查与评价

5.2.1 海水水质调查结果

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

表 5.2-1 调查海域的海水水质要素情况

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



项目	表层			底层			表、底层平均		
砷 ($\mu\text{g/L}$)									
石油类 ($\mu\text{g/L}$)									
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)									
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)									

注：/表示该层未监测，或者不适用。

5.2.2 海水水质评价结果

各评价因子表、底层平均的标准指数见附表 4。

5.2.2.1 位于辽东湾国家级水产种质资源保护区内站位

本次调查有 30 个水质站位位于辽东湾水产种质资源保护区内，执行第一类标准。

超标情况统计见表 5.2-2。

表 5.2-2 位于辽东湾水产种质资源保护区内站位海水水质超标因子统计

评价因子	执行标准	超标站位	最大超标倍数	超标率 (%)	超标站位全部符合类别

注：超标率为超标站位与位于辽东湾水产种质资源保护区内的站位数的比值，下同。

5.2.2.2 位于辽东湾国家级水产种质资源保护区外站位

本次调查有 10 个水质站位位于辽东湾水产种质资源保护区外，且均不位于《辽宁省国土空间规划（2021-2035 年）》《辽宁省海岸带及海洋空间规划（2021-2035 年）》，按保持现状水质标准评价。

5.2.2.3 水质超标原因分析

本项目调查海域位于渤海辽东湾内。根据 2018 至 2022 年的《中国海洋生态环境状况公报》，无机氮超标与附近海域陆源污染物大量排海和大面积海水养殖有关。陆源输入是渤海海域污染的重要来源，渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐和重金属污染物。此外，调查海域位于辽东湾海域半封闭海域，水交换能力较差，海水自净能力有限更新周期长，也是无机氮和重金属含量超标的重要原因。

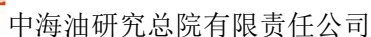
5.3 海洋沉积物现状调查与评价

5.3.1 海洋沉积物组成及其类型

本次调查共监测 26 个沉积物站位。调查海域表层沉积物的粒度分析结果见表 5.3-1。分析结果表明，

表 5.3-1 表层沉积物类型及粒径级别

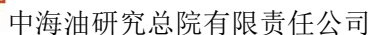
[illegible]



5.3.2 海洋沉积物质量调查结果

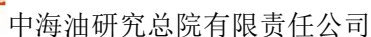
表 5.3-2 海洋沉积物中各污染物含量

[illegible]

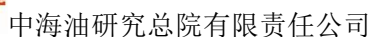


调查海域表层沉积物中各站位的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准，按一类标准评价的标准指数均低于 1（表 5.3-3），沉积物环境质量整体状况较好。

[illegible]



站号	叶绿素 a (mg/m ³)		叶绿素 a 表底层平均值 (mg/m ³)	初级生产力 mg·C/(m ² ·d)
	表层	底层		



第 98 页 共 297 页

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

[illegible]

5.4.2.3 优势种

调查海域浮游植物的优势种类有[]，为圆矮小短棘藻、尖刺拟菱形藻、布氏双尾藻、中肋骨条藻、脆杆藻属，其密度分别占浮游植物总密度的[] []。

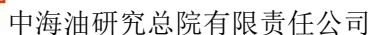
5.4.2.4 群落特征

调查站位浮游植物群落特征指数见表 5.4-3。

调查海域中各站位浮游植物多样性指数 (H') 介于 [] 之间, 平均值为 []; 均匀度 (J') 在 [] 之间, 平均值为 []; 丰富度 (d) 在 [] 之间, 平均值为 []; 优势度 (D_2) 在 [] 间, 平均值为 []。浮游植物群落结构正常, 较为稳定。

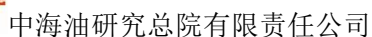
表 5.4-3 浮游植物群落特征指数

站号	多样性指数 (H')	均匀度(J')	丰富度(d)	优势度(D2)



C

调查海域各站位浮游动物生物量和密度见表 5.4-4。浮游动物生物量变化范围在 [] 之间，平均为 []。浮游动物的密度变化范围为 []，平均密度为 []。



5.4.3.3 优势种

浮游动物占优势的种类为中华哲水蚤、强壮箭虫、腹针胸刺水蚤、洪氏纺锤水蚤、多毛类幼体,其密度分别占浮游动物总密度的

5.4.3.4 群落特征

调查海域浮游动物各站位群落特征指数分析统计结果见表 5.4-5。

浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 [] 之间, 平均值为 []; 均匀度 (J') 在 [] 之间, 平均值为 []; 丰富度 (d) 在 [] 之间, 平均值为 []; 优势度 (D_2) 在 [] 之间, 平均值为 []。

从各项群落指数来看, 调查海区浮游动物多样性指数、丰富度、均匀度和优势度都较低, 表明该海域浮游动物群落结构正常, 具有一定稳定性。

表 5.4-5 浮游动物群落特征指数

[illegible]

站号	多样性指数 (H')	均匀度(J')	丰富度(d)	优势度(D2)

5.4.4 底栖生物

5.4.4.1 种类组成

调查海域共鉴定底栖生物 (种名录见附表 7)，其中环节动物，占底栖生物种类组成的；节肢动物，占底栖生物种类组成的；软体动物，占底栖生物种类组成的；棘皮动物、星虫、蠕虫、扁形动物和纽形动物各，分别占底栖生物种类组成的。环节动物是调查海域底栖生物的主要组成类群。

5.4.4.2 生物量和密度

底栖生物各站位栖息密度和生物量见表 5.4-6。

调查海域底栖生物生物量变化范围在 []，平均值为 []。密度变化范围在 [] 之间，平均为 []。

表 5.4-6 底栖生物各站生物量和栖息密度

[illegible]

5.4.4.3 优势种

调查海域底栖生物占优势的种类为全刺沙蚕、丝异须虫、不倒翁虫、寡鳃齿吻沙蚕和那不勒斯膜帽虫，其密度分别占底栖生物总密度的

5.4.4.4 群落特征

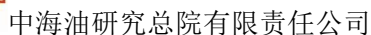
调查海域底栖生物群落特征指数见表 5.4-7。

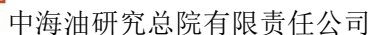
调查海域底栖生物样品的多样性指数(H')在 [] 之间,平均值为 []; 均匀度 (J') 在 [] 之间,平均值为 []; 丰富度 (d) 在 [] 之间,平均值为 []; 优势度 (D_2) 在 [] 之间,平均值为 []。

从各项群落指数来看, 调查海区底栖生物多样性指数处于较高水平, 丰富度、均匀度均较高, 优势度较低, 表明该海域底栖生物群落结构稳定性较好。

表 5.4-7 底栖生物群落特征指数

[illegible]

[illegible]



生物质量单因子标准指数评价分析结果见表 5.5-2，调查海区各站位甲壳类和鱼类中铜、锌、镉、铅、砷、总汞、石油烃的标准指数均小于 1，未出现超标情况，均符合《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409-2025），表明调查海域生物质量状况总体良好。

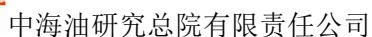


表 5.5-2 海洋生物质量标准指数



站号	种名	Cr	Cu	Zn	Cd	Pb	As	Hg	石油烃

5.6 海洋渔业资源现状调查与评价

5.6.1 调查概况

5.6.1.1 调查时间和范围

本项目渔业资源现状调查于 [REDACTED] 进行，调查单位为 [REDACTED]。

5.6.1.2 调查站位布设

渔业资源调查包括游泳生物和鱼卵仔稚鱼。本项目设置 18 个站位，站位布设的地理位置和坐标具体见表 5.6-1 和图 5.6-1。

表 5.6-1 渔业资源调查站位

站号	经度 (E)	纬度 (N)	站号	经度 (E)	纬度 (N)
1			10		
2			11		
3			12		
4			13		
5			14		
6			15		
7			16		
8			17		
9			18		

图 5.6-1 渔业资源调查站位



5.6.1.3 调查方法

渔业资源调查采样方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋渔业资源调查规范》（SC/T9403-2012）的要求进行。

游泳生物：游泳动物于秋季（10月）租用[]进行渔业资源拖网调查，网具为单船有翼单囊底拖网，网宽 10m，拖速为 3nm/h。对渔获物进行分品种渔获重量和尾数统计，记录网产量，并对每个品种进行生物学测定（体长、体重、成幼体等）。依据调查海域物种分布和经济种类等情况，本次调查海域渔获物主要分为鱼类、甲壳类（虾类、蟹类和口足类）和头足类等 3 大类群。计算渔获密度时将口足类（口虾蛄）并入虾类中归为一类。

鱼卵、仔稚鱼：鱼卵、仔稚鱼定量调查采用浅水 I 型浮游生物网（口径 50cm、网长 145cm、网目 0.505mm），由底至表进行垂直拖网，定性调查采用大型浮游动物网，水平拖网 10 分钟，所获样品经福尔马林固定，带回实验室，进行种类鉴定，以 ind/m³ 法进行计数、统计和分析。

5.6.1.4 数据处理方法

a. 渔业资源密度（重量、尾数）估算方法

拖网资源密度的估算采用扫海面积法。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。渔业资源密度以各站位拖网渔获量（重量、尾数）和拖网扫海面积来估算，计算式为：

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

式中：

ρ_i —第 i 站的资源密度（重量：kg/km²；尾数：10³ ind/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 0.5。

b. 相对重要性指数 IRI

确定优势种的方法：根据渔获物中个体大小悬殊的特点，选用 Pinkas 等提

出的相对重要性指数 IRI, 来分析渔获物在群体数量组成中其生态的地位, 依此确定优势种。

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

式中: N —某一种类的尾数占渔获总尾数的百分比;

W —某一种类的重量占渔获总重量的百分比;

F —某一类出现的站位数占调查总站位数的百分比。

5.6.2 渔业资源现状调查与评价

5.6.2.1 鱼类资源状况

a 种类组成

鱼类种类名录见附表 8。

b 优势种

根据相对重要性指数 (IRI) 计算结果, 鱼类优势种有 6 种, 分别是矛尾虾虎鱼、短吻红舌鲷、六丝钝尾虾虎鱼、黄鲫、棘头梅童鱼和斑尾刺虾虎鱼。

c 鱼类资源数量和评估

鱼类平均渔获密度为 []。鱼类幼体占鱼类总数量的比例为 []，根据幼体比例计算，鱼类成体平均渔获密度为 []，[]；幼体平均渔获密度为 []。

表 5.6-2 各站位鱼类资源量

[illegible]



站位	重量密度(kg/km ²)	百分数 (%)	尾数密度(ind/km ²)	百分数 (%)

5.6.2.2 头足类资源

a 种类组成及优势种

共捕获头足类 3 种，隶属于 2 目 2 科，分别是长蛸、短蛸和火枪乌贼（表 5.6-3）。排名前 2 位的为火枪乌贼、短蛸。2 种头足类的渔获量（重量、尾数）分别占头足类总渔获量的 [REDACTED]，其资源分布较广，出现频率分别为 [REDACTED]。

表 5.6-3 调查海域头足类种类名录

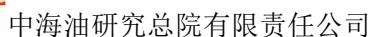
序号	种名	拉丁名	目	科
1				
2				
3				

a 头足类资源数量和评估

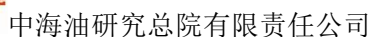
共捕获头足类 3 种，平均渔获密度为 [REDACTED]。头足类幼体占头足类总数量的比例为 [REDACTED]，根据幼体比例计算，头足类成体平均渔获密度为 [REDACTED]；幼体平均渔获密度为 [REDACTED]。

表 5.6-4 头足类资源密度

站位	重量密度(kg/m ²)	百分数 (%)	尾数密度(ind/km ²)	百分数 (%)



第 112 页 共 297 页

[illegible]

5.6.2.4 鱼卵、仔稚鱼

a 种类组成

调查共采集到鱼卵和仔稚鱼 5 种，隶属于 3 目 4 科 5 属，其中鲈形目 2 种、鲑形目 1 种、鲱形目 2 种。鱼卵共计 3 种，隶属于 2 目 3 科 3 属；仔稚鱼共计 3 种，隶属于 3 目 3 科 3 属。

表 5.6-6 鱼卵、仔稚鱼种类组成

种类	拉丁名	分类

a 优势种

鱼卵优势种类为花鲈和褐牙鲈, 鱼卵数量占鱼卵总数的

优势种类为安氏新银鱼和赤鼻棱鲮, 仔稚鱼数量占仔稚鱼总数量的

b 数量分布

根据垂直采样结果计算, 鱼卵平均密度为 [REDACTED], 其中密度最大的站为 14 号站, 鱼卵密度为 [REDACTED]; 仔稚鱼平均密度为 [REDACTED]。

表 5.6-7 鱼卵、仔稚鱼垂直采样密度 (ind/m³)

[illegible]



6 环境影响回顾性分析

锦州 20-2 北油田开发项目新建 1 座中心处理平台（JZ20-2N CEP），新建 3 条海底管道：JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道、JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道和 JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道，新建 1 条海底电缆：已建 JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆。处理合格的原油和天然气最终分别上岸输送至绥中 36-1 终端和锦州 20-2 迁建终端。为了客观地评价本项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将主要针对本项目所依托相关工程设施和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析。

表 6-1 本项目依托工程概况

所属油田	工程名称	依托功能	是否涉及改造
锦州 25-1 油田	JZ25-1 CEP（已建）	对本项目合格原油增压输送； 提供备用电力支持	是
锦州 21-1 油气田	JZ20-2 BOP（已建）	伴生气及凝析油物流输送	是
锦州 25-1 南油气田	JZ25-1S WHPA（已建）	对本项目合格原油越站输送	是
	JZ25-1S CEP（已建）	对本项目合格原油增压输送	否
锦州 9-3 油田	JZ9-3 CEPD（已建）	JZ9-3 CEPD 的合格原油通过 本项目新建平台越站外输	是
绥中 36-1 终端（已建）		合格原油处理、储存和外输	否
锦州 20-2 迁建终端（在建）		天然气处理、储存和外输	否
海底管道	JZ25-1 CEP 至 JZ25-1S WHPA 输油管道（已建）	物流输送	否
	JZ25-1S CEP 至绥中 36-1 终 端输油管道（已建）		否
	JZ20-2 MNW 至锦州 20-2 终 端输气管道（已建）		否

注：本项目依托的锦州 20-2 迁建终端处于待建中，已建的锦州 20-2 终端以下称为“锦州 20-2 终端”。

6.1 现有工程回顾

本小节将对依托工程的实际建设及物流处理、输送情况进行回顾。依托工程基本情况见表 6.1-1。

6.1.1 锦州 25-1 油田

锦州 25-1 油田位于渤海中部海域，西南距锦州 25-1 南油气田约 [REDACTED]。锦州 25-1 油田海上设施包含 1 座中心处理平台 JZ25-1 CEP 平台和 2 座井口平台 JZ25-1 WHPA 和 JZ25-1 WHPB。

JZ25-1 WHPA 平台通过 [REDACTED] 长的栈桥与 JZ25-1 CEP 平台相连，所产油、气、



水在 JZ25-1 CEP 平台分离处理后，合格原油输往锦州 25-1 南油气田 JZ25-1S WHPA 平台，再通过锦州 25-1 南油气田原油外输管道输往绥中 36-1 终端；脱水天然气外输至营口终端；生产水在 JZ25-1 CEP 平台处理合格后全部回注地层，正常工况下无生产水排放。JZ25-1 CEP 平台设主电站，油田生产所需电力自给，并与锦州 25-1 南油气田主电站通过海底电缆电力联网。

JZ25-1 WHPB 平台物流直接输送到锦州 25-1 南油气田的 JZ25-1S CEPF 平台进行处理和外输。

6.1.2 锦州 25-1 南油气田

锦州 25-1 南油气田位于渤海辽东湾中部海域，东北距锦州 25-1 油田约 [REDACTED]。锦州 25-1 南油气田海上设施包含 2 座中心处理平台 JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台，以及 5 座井口平台 JZ25-1S WHPA 平台、JZ25-1S WHPB 平台、JZ25-1S WHPC 平台、JZ25-1S WHPD 平台和 JZ25-1S WHPE 平台，其中，JZ25-1S CEP、JZ25-1S WHPA、JZ25-1S CEPE、JZ25-1S WHPF 四平台栈桥相连，JZ25-1S WHPB 平台与 JZ25-1S WHPD 平台栈桥相连。JZ25-1S CEP 平台处理本平台和 JZ25-1S WHPA 平台所产物流；JZ25-1S CEPF 平台处理来自 JZ25-1S WHPB 平台、JZ25-1S WHPC 平台、JZ25-1S WHPD 平台和 JZ25-1S WHPE 平台井口平台的物流。JZ25-1S WHPC 平台所产原油在本平台脱水至含水 30%，脱去的生产水在 JZ25-1S WHPC 平台处理合格后回注地层，然后含水原油与天然气混输至 JZ25-1S WHPE 再进入 JZ25-1S CEPF 进一步处理。JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 所产的油气水通过海底管道混输至 JZ25-1S CEPF 平台进行油气水处理。JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台处理合格的原油经 JZ25-1S CEP 平台输送到绥中 36-1 终端，脱水天然气输送到营口天然气终端，生产水处理合格后回输至 JZ25-1S WHPD、JZ25-1S WHPE 平台全部回注地层，不足部分由 JZ25-1S WHPA 和 JZ25-1S WHPE 两平台上的水源井水进行补充，正常工况下无生产水排放。

JZ25-1S CEP 平台和 JZ25-1S CEPF 平台设主电站，油田生产所需电力自给，并与锦州 25-1 油田的 JZ25-1 CEP 平台上的主电站通过海底电缆电力联网。

6.1.3 锦州 9-3 油田

锦州 9-3 油田位于渤海辽东湾北部海域，距离锦州 20-2 凝析气田约 [REDACTED]。现有工程设施包括 1 座钻采平台(JZ9-3 DRPW 平台)、1 座储油动力平台(JZ9-3 SLPW 平台)、1 座中心处理平台(JZ9-3 CEPD 平台)、1 座简易无人井口平台(JZ9-3 WHPB



平台）、1 座压缩机平台（JZ9-3 GCP 平台）、2 座系缆平台（JZ9-3 MDP1、JZ9-3 MDP2）、3 座井口平台（JZ9-3 WHPE 平台、JZ9-3 WHPA 平台和 JZ9-3 WHPC 平台），以及油田内部海底油/气管道、注水管道和海底电缆等。

JZ9-3 CEPD 平台与 JZ9-3 SLPW 平台栈桥相连，物流互通，处理现有 JZ9-3 WHPA、WHPB、WHPC、WHPE、DRPW 来液和 CEPD 自身产液，处理合格的原油一并送至 JZ9-3 SLPW 平台沉箱储存，通过油轮运至陆地；处理合格的生产水回注地层；分离出来的气体进入燃料气系统进行处理后与来自锦州 20-2 凝析气田的外输干气一起，供 JZ9-3 CEPD 平台的透平发电机发电。

6.1.4 绥中 36-1 终端

绥中 36-1 终端位于辽宁省绥中县高岭镇小蛎蝗村，于 2000 年 11 月投用，由陆上终端和码头两部分组成，是集原油处理、原油储存、污水处理、物料存储和为上游各平台船只提供物资保障于一体的原油处理终端。

6.1.5 锦州 20-2 迁建终端

已建锦州 20-2 终端位于辽宁省葫芦岛市境内，厂区位于锦西市西南 [REDACTED] 处，1992 年 8 月投产。随着葫芦岛市地方经济的发展，已建锦州 20-2 终端目前位于开发建设中的龙湾中央商业区中心地带。根据地方政府的统一规划和前期选址工作，分离厂将进行迁建，新址位于葫芦岛市高新技术产业开发区园区内，处于葫芦岛市龙港区与连山区交界处。《锦州 20-2 天然气分离厂迁建项目环境影响报告书》已于 2024 年获得批复（葫环审〔2024〕29 号），计划 2027 年 9 月投产，本项目计划 2029 年 10 月投产，依托具有可行性。

锦州 20-2 迁建终端（天然气分离厂）主要加工和处理从海上凝析气田来的凝析油和天然气，主要包括凝析油稳定、轻烃回收、干气外输、液化石油气、轻烃及稳定轻烃的储存及外运、火炬系统、污水处理等生产设施及辅助生产设施。



表 6.1-1 本项目依托工程基本情况

主要设施	主要情况
JZ25-1 CEP 中心处理平台	
JZ20-2 BOP 增压平台	
JZ25-1S WHPA 井口平台	
JZ25-1S CEP	
JZ9-3 CEPD	
绥中 36-1 终端	
锦州 20-2 迁建终端	

6.2 依托工程环评批复及落实情况

本项目依托工程环评批复情况见表 6.2-1。本项目依托的已建现有工程均已落实环评报告批复中的各项要求，具体情况见表 6.2-2。相关环评和验收批复见本报告附件。



表 6.2-1 本项目依托工程环评批复和验收情况一览表

涉及依托工程	报告名称	主要建设内容	环评批复情况	竣工验收情况
JZ25-1 CEP、 绥中 36-1 终端、JZ25-1 CEP 至 JZ25-1S WHPA 输油管道、JZ25-1S CEP 至绥中 36-1 终端 输油管道	《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田 开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建 工程环境影响报告 书》		2010 年 8 月和 2012 年 1 月获得国家海洋 局批复（国海环字 [2010] 460 号、国海环 字[2012] 4 号）	2013 年 4 月和 2013 年 5 月通过国家海洋局 竣工验收（国海环字 [2013]247 号、国海环 字[2013]281 号）
JZ20-2 BOP、JZ20-2 BOP -至锦州 20-2 终端 输气管道	《锦州 21-1 油气田 开发工程环境影响 报告书》		2006 年 7 月获得国家 海洋局批复（国海环 字[2006] 320 号	2009 年 12 月通过国家 海洋局竣工验收（国 海环字[2009]749 号）
JZ9-3 CEPD	《锦州 9-3 油田主 体综合调整工程环 境影响报告书》		2013 年 6 月获得国家 海洋局批复（国海环 字[2013] 355 号）	2015 年 7 月通过国家 海洋局竣工验收（国 海环字[2015]362 号）
绥中 36-1 终端	《绥中 36-1 油田整 体开发工程环境影 响报告书》		1999 年 10 月获得国 家环境保护总局批复 （环函[1999]361 号）	2004 年 9 月和 2005 年 2 月通过国家海洋局 竣工验收（国海环字 [2004]448 号、国海环 字[2005]38 号）
锦州 20-2 迁建终端	《锦州 20-2 天然气 分离厂迁建项目环 境影响报告书》		2024 年 8 月获得葫 芦岛市生态环境局批 复（葫环审〔2024〕29 号）	在建



表 6.2-2 本项目依托工程环评批复落实情况

批复	批复要求	落实情况
《关于锦州 25-1/锦州 25-1 南油(气)田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2010]460 号、国海环字[2012]4 号)	工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准,要严格控制污染物的排放总量和排放浓度;钻井应采用无毒的水基泥浆且循环使用,含油泥浆和钻屑应全部回收,运回陆地交由有资质的单位处理。生活污水经处理达标后方可排海;船舶机舱污水、生活垃圾和工业垃圾分类收集,运回陆地处理;含油废弃物交由有资质的单位处理。正常工况下,含油生产水经处理后回注地层,不得排放如海;非正常工况下,含油生产水排海浓度必须符合国家标准,锦州 25-1 和锦州 25-1/25-1 南油田的年最大排放量分别不得超过 6.3 万 m ³ 和 9.5 万 m ³ ,年排放天数不得超过 15 天,SO ₂ 年排放量不能超过总量控制指标。	已落实。 工程钻井作业过程中采用了无毒的水基钻井液且循环使用,含油钻井液和钻屑均全部回收并运回陆地交由有资质的单位处理。生活污水经处理达标后排海。船舶含油污水均铅封运回陆地处理;生活垃圾和生产垃圾均分类收集后,全部运回陆地处理。含油废弃物均收集后交由有资质的单位处理。正常工况下,含油生产水经处理后全部回注至地层,无生产水外排。严格执行已批复的总量控制指标。
	认真落实报告书中所提出的各项污染防治措施、对策及建议,切实加强生产管理,严格实施钻完井作业规程,定期对海底管道进行检测和维护,制定事故风险防范措施和应急计划,工程投产前,应编制溢油应急计划,并报管关部门批准。发生事故时,应按照规定立即报告国家海洋局北海分局,并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	已落实。 建设单位严格落实了报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议,加强了生产管理,严格实施了钻完井作业规定,定期对海底管道进行检测和维护。工程投产前编制了溢油应急计划并在国家海洋主管部门登记备案。
	切实落实生态保护措施,制定合理的施工计划,缩短工程施工时间,尽可能避开渔业敏感季节,减少对渔业资源影响程度,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。	已落实。 建设单位严格落实了生态保护措施,合理安排了施工作业时间,尽可能减轻工程建设对渔业资源的影响,并采取了增殖放流等修复措施。
	落实报告书监测计划,严格执行“三同时”制度,并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局北海分局。	已落实。 建设单位严格落实了报告书提出的监测计划,严格执行了“三同时”制度。
《关于锦州 21-1 油气田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2006]320 号)	钻井过程中,泥浆要尽量循环使用,确保所排放的泥浆和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》的要求	已落实。 工程钻井作业过程中采用了无毒的水基钻井液且钻井液循环使用,排放的钻井液和钻屑符合相关标准要求。
	采用先进的挖沟技术,减少海底沉积物的挖起量,缩小海底沉积物挖起和覆盖的破坏面积;加快铺管挖沟的施工进度,缩短海上施工周期,尽量避开鱼类和虾类的繁殖和幼体生长季节。	已落实。 建设单位采用后挖沟、自然回填的作业方式,从而减少海底沉积物的挖起量,缩小海底沉积物挖起和覆盖的破坏面积;挖沟作业尽量避开了鱼类和虾类的繁殖



批复	批复要求	落实情况
		和幼体生长季节。
	加强溢油事故风险防范和应急体系建设。该油田应当具有处理小型溢油事故的能力，在 WHPB 上配备适当的溢油回收设备，在值班船上配置适量溢油分散剂和喷洒装置，应急计划应与锦州 20-2 和锦州 9-3 油气田应急计划统一考虑，并纳入上级公司应急体系，发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，同时通报渔业、海事、军队等有关部门，并立即采取必要措施控制泄漏源。	已落实。 建设单位在 WHPB 和值班船上配备了适当的溢油应急设备，具有处理小型溢油事故的能力；制定了应急计划，且与锦州 20-2 和锦州 9-3 油气田应急计划统一考虑，纳入了上级公司应急体系，并已备案。截止目前，该油田未发生过溢油事故。
《关于锦州 9-3 油田主体综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]355 号	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、机舱油污水运回陆地交由有资质的单位处理；含油生产水经处理达标后方可回注生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。	已落实。 含油钻屑和泥浆不排放，运回陆地交由有资质的单位处理；不含油钻屑和泥浆经海区主管部门批准后排海；机舱含油污水铅封，运回陆地处理；生产水经处理达标后回注地层；生活污水经处理达标后排海；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。
	严格执行钻井作业规程，配备安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，关键部位应安装温度和压力报警装置，并设相应的应急关断系统。	已落实。 严格执行钻井作业规程，配备了安全有效的防喷设备及良好的压井材料和井控设备，关键部位安装了温度和压力报警装置，并设置了应急关断系统。
	本工程溢油应急计划应与锦州 9-3 油田统一考虑，并纳入锦州 9-3 油田的溢油应急体系，工程投产前，应结合本工程对原有的溢油应急计划进行修订。	已落实。 在工程投产之前修订锦州 9-3 油田溢油应急计划，将本工程纳入该计划统一考虑，并报海洋主管部门批准。
《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》（环函[1999]361 号）	含油污水处理系统采用五段除油工艺，确保含油污水中石油类 ≤ 10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD ≤ 150 毫克/升。	已落实。 建设单位严格落实了含油污水和生活污水处理措施，确保污染物达标排放。
	陆上终端废水应采用水下 8 米以远的深海排放方式，排污点位置选取 A 点方案为宜。根据辽宁省人民政府《关于辽宁省近岸海域环境功能区划类管理有关问题的通知》（辽政发[1999]16 号）的规定，排污口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。	已落实。 建设单位严格落实了陆上终端废水的排放方式和排污点，严格执行已批复的排污混合区。
	为减少氮磷污染物的影响，应选用无磷洗涤剂制品。	建设单位严格落实了该项意见。
	基地输油专用码头工程选址要符合海域环境功能划类规定，不得建在 II 类区。管输及港池开挖疏浚工程要避开禁捕期，减轻对渔	已落实。 码头选址符合相关规划要求，建设单位合理安排了施



批复	批复要求	落实情况
	业资源的影响。	工作业时间，尽可能减轻对渔业资源的影响。
	建立安全管理监控系统，制定事故溢油风险的应急处置措施。	已落实。 建设单位建立了安全管理监控系统，制定了相应的溢油应急预案。
	总量控制指标为：二氧化硫 ≤ 166 吨/年；烟尘 ≤ 44 吨/年；COD ≤ 330 吨/年；石油类 ≤ 23 吨/年。	已落实。 工程在运行过程中严格执行已批复的排污总量控制指标。
	项目建设必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度，工程竣工后按规定程序申请环保验收，验收合格后方可投入正式运行。	已落实。 建设单位严格执行了“三同时”制度，该工程于 2004 年 9 月和 2005 年 2 月获得国家海洋局同意通过竣工验收的复函（国海环字[2004]448 号、国海环字[2005]38 号）。



6.3 环保设施运行情况

本项目新建 1 座中心处理平台 JZ20-2N CEP，井流在本平台进行处理，含油生产水处理达标作为注水水源，不排海。合格原油及天然气等依托已建的 JZ25-1 CEP、JZ25-1 SCEP、JZ9-3 CEPD、JZ20-2 BOP 等平台进行输送，依托已建的绥中 36-1 终端和锦州 20-2 迁建终端进行合格原油和天然气的存储、外输。由于 JZ20-2 BOP 为增压平台，仅对本项目合格天然气进行增压，不涉及原油输送。因此，本节主要对依托的涉及原油输送及改造的 JZ25-1 CEP、JZ9-3 CEPD 的环保设施运行情况进行回顾。本项目依托的平台均不涉及生产水处理系统和生活污水处理系统的改造，也不新增定员。

6.3.1 依托工程环保设施情况

JZ25-1 CEP 及 JZ9-3 CEPD 平台主要环保设施运行情况见表 6.3-1。

表 6.3-1 本项目依托 JZ25-1 CEP 及 JZ9-3 CEPD 平台环保设施运行情况

工程名称	环保设施	数量	运行情况

6.3.2 主要污染物排放情况

6.3.2.1 生产水回注情况

JZ25-1 CEP 平台采用“水力旋流器+气体浮选机+核桃壳过滤器”的三级处理流程，处理后的生产水再经注水过滤器等处理达标后回注地层。JZ9-3 CEPD 平台采用“斜板除油器+气体浮选器+核桃壳过滤器+双介质过滤器”的四级处理流程，生产水处理达标后回注地层。根据表 6.3-2 和表 6.3-3 所示的 2025 年~2026 年生产水处理监测数据，JZ25-1 CEP 平台处理后的生产水含油浓度在 [] 之间，JZ9-3 CEPD 平台处理后的生产水含油浓度在 [] 之间，均符合相应的注水水质标准要求。生产水处理达标后均全部回注地层，无外排。JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 的生产水处理系统和注水系统均运转正常。



表 6.3-2 JZ25-1 CEP 平台生产水处理情况

月份	2024 年		2025 年	
	处理水量 (m³)	含油浓度 mg/L)	处理水量 (m³)	含油浓度 mg/L)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				

表 6.3-3 JZ9-3 CEPD 平台生产水处理情况

月份	2024 年		2025 年	
	处理水量 (m³)	含油浓度 (mg/L)	处理水量 (m³)	含油浓度 (mg/L)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				



6.3.2.2 生活污水排放情况

JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台 2025 年~2026 年生活污水排放情况见表 6.3-4 和表 6.3-5。根据监测数据，JZ25-1 CEP 平台生活污水 COD 排放浓度在 [REDACTED] 之间，JZ9-3 CEPD 平台生活污水 COD 排放浓度在 [REDACTED] 之间，均满足 GB4914-2008 对一级海域排放浓度的要求(即 COD≤300mg/L)。JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台的生活污水处理系统均运行正常。JZ25-1 CEP 平台自 2025 年 6 月份起，生活污水经处理达标后经开排系统进入生产流程，实现生活污水零排放。

表 6.3-4 JZ25-1 CEP 生活污水排放情况

月份	2024 年		2025 年	
	排放量 (m³)	COD (mg/L)	排放量 (m³)	COD (mg/L)
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				

表 6.3-5 JZ9-3 CEPD 生活污水排放情况

月份	2024 年		2025 年	
	排放量 (m³)	COD (mg/L)	排放量 (m³)	COD (mg/L)
1				
2				
3				
4				
5				
6				



月份	2024 年		2025 年	
	排放量 (m ³)	COD (mg/L)	排放量 (m ³)	COD (mg/L)
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				

6.3.3 其他污染物处理/排放情况

6.3.3.1 其他含油污水

JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台均设有开/闭式排放系统。开式排放系统主要用于收集溢出液、甲板初期雨水和冲洗水等。闭式排放系统用来收集带压容器、管道等排出的带压流体。开式排放罐达到一定液位后，由开式排放泵将收集的液体送至闭式排放系统；闭式排放罐达到一定液位时，收集的污水送至工艺系统进行处理。根据建设单位提供资料，JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台的开/闭排系统均运行正常，自投产以来，未出现海上生产设施含油污水落海情况。

6.3.3.2 固体废弃物

JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台上设有固体废弃物收集系统，对生活垃圾和生产垃圾分类进行回收，运回陆地处理/处置。根据建设单位提供资料，JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台的固体废弃物收集系统运行正常，无生活垃圾/生产垃圾排海，均运回陆地，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

6.4 溢油事故回顾

根据收集到的本项目周围海域锦州 25-1/25-1 南油田、锦州 9-3 油田、锦州 20-2 油田等的历史资料，这些油田自投产以来，未发生过溢油事故。

6.5 海洋生态环境质量回顾性分析

历史海洋环境质量现状资料采用

对锦州相关油田

周围海域调查的资料。历次调查站位见图 6.5-1。历次调查区域相近，站位重合度较好，具有可对比性，便于进行同一海域不同时期调查回顾分析。历次调查均按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行，采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。

图 6.5-1 本项目附近海域历次秋季调查站位

6.5.1 海水水质状况回顾

海水水质评价因子为 15 项：pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、汞、砷、铜、铅、锌、镉、总铬、硫化物、挥发性酚、石油类。鉴于各次调查站位略有不同，为了便于分析工程所在海域海水水质的变化趋势，统一按照《海水水质标准》（GB3097-1997）第一类海水水质标准进行评价。各次调查数据对比统计结果见表 6.5-7。

历次调查中，pH、溶解氧（DO）、砷、铜、总铬、硫化物和挥发性酚的调查值在海水正常变化范围内波动，且均符合一类海水水质标准要求。





表 6.5-1 本项目海域历次春季调查海水水质评价因子标准指数

层次	要素	最大值			最小值			超一类率(%)		
		2020	2022	2026	2020	2022	2026	2020	2022	2026



层次	要素	最大值			最小值			超一类率(%)		
		2020	2022	2026	2020	2022	2026	2020	2022	2026

6.5.2 海洋沉积物质量回顾

海洋沉积物质量现状评价因子为：镉、铬、硫化物、铅、砷、石油类、铜、锌、有机碳、汞。沉积物质量评价标准采用《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）第一类标准进行评价。历次春季海洋沉积物调查评价因子标准指数对比结果见表 6.5-2。

从表可见，调查海域表层沉积物质量基本保持稳定，本次调查评价因子相对于历史状况均有不同程度的升高或降低，调查结果的波动在正常范围之内。本次调查所有评价因子均符合第一类海洋沉积物质量标准。

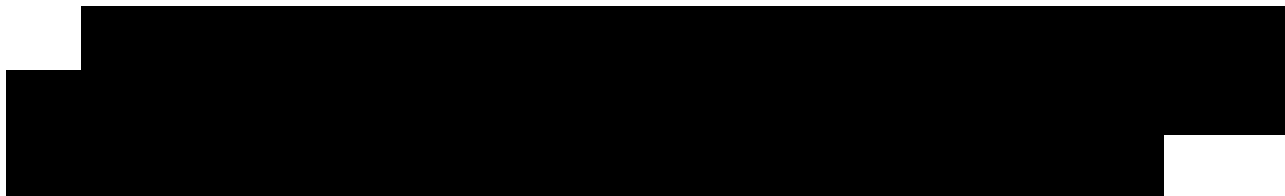


表 6.5-2 本项目周围海域历次春季海洋沉积物调查评价因子标准指数对比

项目	最小值			最大值			超一类率 (%)		
	2020.4	2022.4	2026.4	2020.4	2022.4	2026.4	2020.4	2022.4	2026.4



6.5.3 海洋生物生态状况回顾

6.5.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

历次春季调查叶绿素 a 及海洋初级生产力对比结果列于表 6.5-3。本次调查的海水叶绿素 a 含量略高于历史同期调查；初级生产力显著高于历史水平。

表 6.5-3 历次春季调查叶绿素 a 和海洋初级生产力平均值比较

Table with 5 columns: Survey Time, Chlorophyll a (mg/m³) (Surface/Bottom), and Primary Productivity (mg·C/(m²·d)). It contains 8 rows of data.

6.5.3.2 浮游植物

从历次春季调查结果（表 6.5-4）可见：本次调查的浮游植物种类数和多样性指数均高于历史水平，平均密度显著高于历史水平。

表 6.5-4 历次春季调查浮游植物群落主要指标比较

Table with 5 columns: Survey Time, Species Number, Average Density (10⁴ ind/m³), Dominant Species, and Diversity Index. It contains 4 rows of data.

6.5.3.3 浮游动物

从历次春季调查结果可见（表 6.5-5）：本次调查浮游动物种类数略低，[redacted]；多样性指数高于历史水平。

表 6.5-5 历次春季调查浮游动物群落主要指标比较

Table with 6 columns: Survey Time, Species Number, Biomass (mg/m³), Density (ind/m³), Dominant Species, and Diversity Index. It contains 4 rows of data.



6.5.3.4 底栖生物

历次春季调查结果见表 6.5-6。本次调查的底栖生物种类数、平均密度均高于 2022 年春季调查结果，但低于 2020 年春季调查结果；平均生物量低于 2022 年春季调查结果，但高于 2020 年春季调查结果；多样性指数低于 2020 年春季调查结果，但显著高于 2022 年春季调查结果。

表 6.5-6 历次春季调查底栖生物群落主要指标比较

调查时间	种类数	密度 (个/m ²)	生物量 (g/m ²)	优势种	多样性指数

6.5.3.5 生物质量

从表 6.5-7 可见，[redacted] 调查中，所监测的生物有软体动物（非双壳类）的短蛸、甲壳类的口虾蛄、鱼类的纹缟虾虎鱼和许氏平鲉。监测结果短蛸和纹缟虾虎鱼体内砷含量存在超过《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409-2025）中生物质量标准的情况，其余评价因子均不存在超标情况；口虾蛄和许氏平鲉体内各监测要素含量均未超标。

[redacted] 的调查中，所监测的生物有软体动物的长蛸和鱼类中的大泷六线鱼共 2 种生物样品。[redacted]

本次调查监测的生物有甲壳类和鱼类共 4 种生物样品，监测结果鱼类和甲壳类生物样品均不存在超标情况。



表 6.5-7 历次春季调查海水水质评价因子标准指数

调查时间	测试生物	铜	铅	镉	铬	锌	砷	总汞	石油烃

注：“/”该监测项目尚未有标准



6.6 环境影响回顾性分析结论

本项目所依托的 JZ25-1 CEP 和 JZ9-3 CEPD 平台的生产水处理系统和生活污水处理系统均运行正常，其中：生产水经处理达标后，回注周边油田地层，无生产水排海；生活污水处理后，能实现达标排放。

本项目周围海域的油田自投产以来，未发生过溢油事故。

历次调查结果对比表明海水水质状况总体稳定，特征污染物石油类含量在春季历次调查中无升高趋势，最近 2 次调查（[REDACTED]）均处于一类标准范围之内，该海域油气田开发活动未对海水水质产生显著影响。海洋表层沉积物环境总体保持良好，特征污染物石油类在表层沉积物中总体仍处于较低水平，油气田开发生产作业未对沉积物产生显著影响。

2026 年春季调查海洋生态质量均优于或与历史水平持平：叶绿素 a 含量和初级生产力水平均高于历史水平；浮游植物和浮游动物多样性指数均高于历史水平；底栖生物种类和多样性指数处于历次调查的中间水平；生物样品生物质量均达标[REDACTED]。以上表明油气田开发未对海洋生态产生显著影响。



7 海洋生态环境影响预测与评价

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

7.1 海洋环境影响预测

7.1.1 海域流场模型

7.1.1.1 海流模型

采用丹麦水利研究所的三维数值模型 MIKE3 FM 模型对工程所在海域的流场、污染物扩散等进行模拟。该模型建立在基于流体静压假定的三维不可压雷诺平均 N-S 方程的解决方案的基础之上，其基本方程如下。

连续方程：

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

x 向动量方程：

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

y 向动量方程：

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

z 向动量方程：

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

式中： t —时间（s）；

g —重力加速度（ m/s^2 ）；

ρ —海水密度（ kg/m^3 ）；

x, y, z —笛卡尔坐标系；



u, v, w — x, y, z 方向上的速度分量(m/s);

P —水压力 (kg/m^3) ;

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

a 边界条件

关于 u, v 和 w 的表面及底部边界条件为:

在 $z=\eta$ 处:

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

$z=-d$ 处:

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

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

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界水位边界条件:

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

式中: H 和 g 分别是调和常数的振幅和迟角, 下标 C 为某个分潮; ω 为分潮频率; f 为交点因子; u 为交点订正角; V_0 是天文潮的初位相。

模型中边界水位由 DHI 全球潮汐数据库提取, 其由 M_2 、 S_2 、 K_1 、 O_1 、 N_2 、 P_1 、 K_2 、 Q_1 、 M_4 、 S_1 等 10 个调和常数经调和与分析给出。

b 初始条件

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

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

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

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



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

c 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域范围为渤海海域，在污染物发生点周围将网格进行加密处理，最小网格边长控制在 30m，以求得准确的污染物浓度分布。在垂向上采用 σ 坐标将水体均分为 2 层，由表至底依次编为第 1、2 层。计算海域地形及网格设置见图 7.1-1。

计算域网格水深示意

加密区网格示意

图 7.1-1 水深地形及网格设置情况

7.1.1.2 模型验证

验证点资料来源于

的海洋环境调查结果，验证点位置见表 7.1-1 和图 7.1-2。在这些点分别将数值计算的结果与实测资料进行了验证，验证结果见图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

验证点	验证点坐标	资料时间	验证因子
YC1			
YC2			
YC3			
YC4			

图 7.1-2 验证点地理位置

图 7.1-3 潮位潮流验证结果

从以上验证结果可以看出，各测站平均潮位、高低潮时间基本一致（相位差 $<0.5h$ ），潮位误差基本在 $10cm$ 之内，流速过程线的形态基本一致，憩流、最大流速出现时间小于 $0.5h$ ，平均流速偏差在 $0.03m/s$ 之内，主流向、平均流向误差在 10° 之内，满足《环境影响评价技术导则-海洋生态环境》（HJ1409-2025）。验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

7.1.2 悬浮物预测

7.1.2.1 泥沙输运模块

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

a 基本控制方程

悬沙对流扩散方程：

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

式中， C 为海水中悬浮物浓度，单位 kg/m^3 ；

w_s 为泥沙沉降速度，单位 m/s ；

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

Q 为泥沙输入源强流量，单位 $m^3/s/m^3$ ；

C_0 为泥沙输入源强中的含沙量，单位 kg/m^3 ；

S 为床沙侵蚀或淤积速率，单位 $kg/m^3/s$ 。



b 泥沙沉降速度

泥沙沉速采用斯托克斯公式计算：

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

式中， d 为中值粒径，单位 m ；

s 为泥沙密度，单位 kg/m^3 ；

ν 为运动粘滞系数；

g 为重力加速度， m/s^2 。

c 床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算：

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中， W_s 为泥沙沉速，单位 m/s ；

C_b 为近底含沙量，单位 kg/m^3 ；

P_d 为床沙淤积概率，认为与水流有效切应力呈正相关关系，即：

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

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

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

d 床面侵蚀速率

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



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

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

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

对于未固结粘性床沙侵蚀速率有：

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

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

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

e 边界条件和初始条件

陆边界：

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

开边界：

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

式中， n 为边界的法线方向； Γ 为水边界。

因为悬浮物是计算浓度增量，因此初始条件以零值起算。

7.1.2.2 钻屑浓度场预测

a 排放方式及源强

根据核算，本项目新建 JZ20-2NCEP 平台包含预留井槽产生的非钻井油层段水基钻井液钻屑量 [REDACTED]。本项目采用 2 座钻井平台同时钻井，单个钻井平台钻屑最大排放速率约为 [REDACTED]，2 座钻井平台同时钻井钻屑最大排放速率约为 [REDACTED]，考虑钻屑的膨胀系数之后，折合悬浮物排放速率为 [REDACTED]。钻屑于海表排放。本项目钻屑排放情况见表 7.1-2。



表 7.1-2 钻屑量排放情况

平台	类别	井数(口)	非钻井油层水基钻井液钻屑量(m ³)	最大排放速率	排放水深

钻屑粒径分布见表 7.1-3，计算时中值粒径取为

，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。

表 7.1-3 钻屑粒径分布及对应沉速

b 预测方法及预测结果

由于钻屑为连续排放，且排放时间较长，本次预测钻屑排放时段涵盖了大、中潮和小潮，取浓度最大包络线作为预测结果。本次预测选取 JZ20-2NCEP 平台钻屑排放扩散情况进行预测。JZ20-2NCEP 平台钻屑排放预测结果见图 7.1-4，海水水质超标情况及超标不同浓度区间面积见表 7.1-4 和表 7.1-5。由预测结果可以看出，由于平台所处海域水深较浅，模型垂向两层均存在海水悬浮物浓度超标现象。

图 7.1-4 JZ20-2NCEP 平台钻屑排放浓度包络线

表 7.1-4 新建平台钻屑排放预测结果

平台	层位	超一（二）类包络面积(km ²)	超三类包络面积(km ²)	超四类包络面积(km ²)	超一（二）类最大距离(km)	恢复时间(h)	覆盖 2cm 面积(km ²)
JZ20-2NCEP	第 1 层						
	第 2 层						



表 7.1-5 新建平台钻屑排放预测结果

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
JZ20-2NCEP	第 1 层				
	第 2 层				

7.1.2.3 钻井液浓度场预测

a 排放方式及源强

根据工程分析,新建 JZ20-2NCEP 平台包含预留井槽非钻井油层水基钻井液产生量约为 [REDACTED], 钻井液最高排放速率出现在批钻结束后一次性排放过程中, 一次性最大排放量约为 [REDACTED]。本项目采用 2 座钻井平台同时钻井作业, 钻井液最大排放速率控制在 [REDACTED], 根据钻井液密度及固相颗粒物含量, 折算悬浮物排放速率为 [REDACTED], 本项目钻井液排放情况详见表 7.1-6。

表 7.1-6 新建平台钻井液排放情况

平台	类别	井数(口)	最大排放速率	排放深度
JZ20-2NCEP				

钻井液密度 [REDACTED], 钻井液固相颗粒粒径 [REDACTED], 中值粒径为 [REDACTED]。

b 预测方法及预测结果

钻井液预测于大、中、小潮期间取涨潮中间时、高潮、落潮中间时、低潮 4 个典型时刻排放, 最终结果取前述工况结果最大浓度叠加包络线作为预测结果。JZ20-2NCEP 平台钻井液排放预测结果见图 7.1-5, 钻井液排放超标面积及不同浓度区间面积结果见表 7.1-7 和表 7.1-8。由预测和分析结果可以看出, 由于平台所在海域水深较浅, 钻井液排放造成的海水悬浮物浓度超标范围在垂向 2 层均有存在。根据统计, 第 1 层超一(二)类水质海域的最大包络面积为 [REDACTED], 超三、四类面积相对较小, 超一(二)类水质离排放点的最大距离为 [REDACTED]; 第 2 层超一(二)类包络面积约为 [REDACTED]; 钻井液停止排放后 [REDACTED] 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。



表 7.1-7 新建平台钻井液排放预测结果

平台	层位	超一（二）类 包络面积 (km ²)	超三类 包络面积 (km ²)	超四类 包络面积 (km ²)	超一（二）类 最大距离 (km)	恢复 时间(h)
JZ20-2NCEP						

表 7.1-8 新建平台钻井液排放浓度区间面积 (km²)

平台	层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
JZ20-2NCEP					

图 7.1-5 JZ20-2NCEP 平台钻井液排放浓度包络线

7.1.2.4 悬浮物浓度场预测

a 排放方式及源强

本项目新建 3 条海底管道，1 条海底电缆，海底管道采用后挖沟自然回填、海底电缆采用边铺边埋的铺设方式。挖沟截面近似梯形，根据挖沟尺寸及挖沟速度，估算悬浮物源强。参考本海域历史其他项目挖沟起沙率数据，本项目起沙率 [] 进行核算，海缆悬浮物最大产生速率为 []，海底管道悬浮物产生速率为 []。海底管缆铺设悬浮物源强核算结果见表 7.1-9。

表 7.1-9 管缆铺设悬浮物源强核算结果

管缆名称	区段	长度 (km)	管缆深 (m)	挖沟尺寸 (上宽/ 下宽)(m)	挖沟速度 (km/d)	悬浮物排 放速率 (kg/s)
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道						
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道						
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道						
JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N						



管缆名称	区段	长度 (km)	管缆深 (m)	挖沟尺寸 (上宽/ 下宽)(m)	挖沟速度 (km/d)	悬浮物排 放速率 (kg/s)
CEP 电缆						

b 预测方法及预测结果

本次海底管缆挖沟悬浮物预测采取控制点的方法，即选取海底管缆起止端点及拐点作为控制点，将每个控制点作为悬浮物排放位置，分别计算各点在不同潮时（高潮、低潮、涨潮中间时、落潮中间时）下的浓度增加值。叠加各控制点在各潮时状况下的浓度分布，连接各点浓度超标范围最外沿，形成海底管缆施工悬浮物扩散最大外包络线。由前文分析可知，JZ20-2N CEP 与 JZ25-1 CEP 间的海底电缆和管道路由走向相同，海底电缆的施工产生的悬浮物源强整体更大，因此本次悬浮物预测选取海底电缆作为代表，同路由的海底管道结果与之类比。本次海底管缆挖沟预测的控制点设置见图 7.1-6~图 7.1-7。

图 7.1-6 JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道预测控制点设置情况

图 7.1-7 JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆预测控制点

本次预测的海底管缆挖沟悬浮物影响面积及距离等见表 7.1-10~表 7.1-11，挖沟造成的悬浮物扩散包络图见图 7.1-8~图 7.1-10。由预测结果可以看出，由于项目所在海域水深较浅，海底管缆挖沟造成的悬浮物浓度超标范围在垂向 2 层上均有存在。浓度超标面积有从海底到海表逐渐减小的趋势。第 2 层超一（二）类最大面积合计为 [REDACTED]，最大扩散距离约为 [REDACTED]，悬浮物覆盖厚度超过 [REDACTED] 的总面积约为 [REDACTED]，施工作业停止后最大 [REDACTED] 海域即可恢复施工前的水质。

图 7.1-8 JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 输油管道悬浮物扩散包络线



图 7.1-9 JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道悬浮物扩散包络线

图 7.1-10 JZ25-1CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆悬浮物扩散包络线

表 7.1-10 铺设海管/电缆悬浮物预测结果

层位	超一（二） 类包络面积 (km ²)	超三类包络 面积 (km ²)	超四类包络 面积 (km ²)	超一（二） 类最大距 离 (km)	恢复时间 (h)	覆盖 2cm 面积 (km ²)
锦州 9-3 油田依托外输项目						
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 混输管道						
第 1 层						
第 2 层						
锦州 20-2 北油田开发项目						
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道						
第 1 层						
第 2 层						
JZ25-1CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆						
第 1 层						
第 2 层						
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道（类比结果）						
第 1 层						
第 2 层						
小计						
第 1 层						
第 2 层						
总计						
第 1 层						
第 2 层						

表 7.1-11 铺设海管/电缆悬浮物不同浓度区间面积 (km²)

层位	Bi<1	1≤Bi<4	4≤Bi<9	Bi≥9
锦州 9-3 油田依托外输项目				
JZ9-3 CEPD 至 JZ20-2N CEP 混输管道				
第 1 层				
第 2 层				



平均				
锦州 20-2 北油田				
JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道				
第 1 层				
第 2 层				
JZ25-1 CEP 至 JZ20-2N CEP 电缆				
第 1 层				
第 2 层				
JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道（类比结果）				
第 1 层				
第 2 层				
小计				
第 1 层				
第 2 层				
平均				
总计				
第 1 层				
第 2 层				
平均				

7.1.3 生活污水预测

7.1.3.1 物质输运方程

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

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

式中：C 为污染物浓度（mg/L）； K_p 为污染物降解系数（1/s）； C_s 为污染物排放源浓度（mg/L）；S 为污染物排放源强（1/s）； D_h 、 D_v 分别为污染物水平和垂向扩散系数（ m^2/s ）。

a 边界条件和初始条件

闭边界（陆地边界）：

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



式中， n 为闭边界的法线方向，即沿闭边界所有变量的通量为 0，物质不能穿越边界。

开边界：在开边界上可指定物质的数量或者梯度。

初始条件：

7.1.3.2 COD 浓度场预测

a 排放方式及源强

本项目新建 JZ20-2NCEP 平台为有人平台，本项目投产后将产生生活污水，新建 JZ20-2NCEP 平台产生生活污水最大约为 [REDACTED]。生活污水经处理装置处理达标（ $COD \leq 300mg/L$ ）后排放，每天排放 [REDACTED] 计算，COD 最大排放源强约为 [REDACTED]。

b COD 预测方法及预测结果

由于处理达标后的生活污水为间歇式排放，因此本次预测于大、中、小潮期选取不同潮时按照前述源强进行模拟，最终结果取叠加不同潮时的最大包络范围。JZ20-2NCEP 平台生活污水排放造成的 COD 浓度增量包络图见图 7.1-11。

图 7.1-11 JZ20-2NCEP 平台 COD 浓度包络线

由该图可见，由于生活污水排放量较小且 COD 浓度较低，预测的 COD 浓度在网格分辨率 [REDACTED]，叠加现状调查中 COD 平均浓度 [REDACTED] 后平台周边海水 COD 浓度最大为 [REDACTED]，由此可知，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 [REDACTED]（预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会显著影响项目所在海区的海水水质。

7.1.4 温排水预测

本项目投产后运营期 JZ20-2NCEP 平台冷却系统工作将产生部分温排水。因此本节对冷却水排放造成的海水温升进行预测。

7.1.4.1 热传导方程

温度的输运传导遵循对流扩散方程：



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

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

表面和底部边界：

$$z = \eta:$$

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

$$z = -d:$$

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

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

大气热交换基于潜热通量、感热通量、短波辐射、长波辐射四个过程进行计算。

潜热通量：

潜热通量（蒸发造成的热量损失）遵循道尔顿方程：

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

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

感热通量：

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

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

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

短波辐射：

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



按下式计算：

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

长波辐射：

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

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

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

7.1.4.2 预测源强及预测方法

JZ20-2NCEP 平台压缩机系统采用海水作为冷却水，产生温排水。

于海表排放。本节计算该平台温排水造成的温升情况。

在计算冷却水排放造成的海水温升时，温度初始场保守选取冬季水温、空气温度取、相对空气湿度取、风速根据现状调查资料取冬季常风向风速，设为，长波辐射、短波辐射值根据美国国家海洋中心发布的冬季海区平均辐射强度分别取。温度场计算时长取，结果统计温升最大包络范围。

7.1.4.3 预测结果

JZ20-2NCEP 平台冷却水排放引起的温升结果见图 7.1-12，由预测结果可知，由于冷却水排量很小，由于海流的对流扩散作用，预测网格分辨率下冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约，海水温度超一类海水水质面积远小于一个网格，距离小于。因此认为冷却水排放对海水温度影响较小。

图 7.1-12 JZ20-2NCEP 平台温升包络线



7.2 海水水质环境影响评价

7.2.1 钻屑对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，由于本项目所在海域水深较浅，钻屑排放造成悬浮物超标范围在模型垂向第 2 层均有存在，在第 1 层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 [REDACTED]，距排放点的最大距离为 [REDACTED]，停止排放后最大 [REDACTED] 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

7.2.2 钻井液对海水水质的影响

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

7.2.3 铺设海底管缆对海水水质的影响

海底管缆挖沟铺设掀起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工管缆两侧。

海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 [REDACTED]，由于海底管缆路由所在区域水深较浅，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围在模型垂向 2 层均有存在。其中第 2 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 [REDACTED]，第 1 层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 [REDACTED]，其他层无污染物超标面积；超三、四类水质海域影响范围主要在第 2 层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约 [REDACTED]，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。

7.2.4 导管架打桩对海水水质的影响

新建 JZ20-2N CEP 平台通过桩基固定在海底，打桩时通过液压震动锤振动使钢管桩下沉，震动导致海底泥沙再悬浮引起水体浑浊，污染局部海水水质，



影响局部沉积物环境。根据工程经验，打[]，影响范围相对较小，且打桩是影响是短期的、可恢复的，在停止打桩后数小时即可恢复施工前的水质，其对海水水质的影响轻微。

7.2.5 温排水对海水水质的影响

JZ20-2NCEP 平台温排水最大排量为[]，自身温升较小（[]）。根据预测结果，在网格尺度（[]）下冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约[]，温升超标面积远小于一个网格（[]），距离小于[]。温排水排放对海水温度影响较小，不会显著影响本海区的海洋水质。

7.2.6 生活污水对海水水质的影响

本项目投产后新建 JZ20-2NCEP 平台将产生少量达标排放的生活污水，由于其排放量较小且 COD 浓度较低，处理后的生活污水入海后受海流作用充分混合。预测结果表明：无论何时排放超一类水域影响的距离都在[]范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会显著影响项目所在海区的海水水质。

7.3 海洋沉积物环境影响评价

7.3.1 钻屑排放对沉积物环境的影响

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

7.3.2 海底管缆铺设对沉积物环境的影响

铺设海底管缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填管/缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于管/缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新铺 1 条海底电缆、3 条海底管道。根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖[]。

本工程新铺海底管道采用牺牲阳极作为防腐措施之一，牺牲阳极中的锌在发生原电池反应后，以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。由于阳极块间隔较远，锌离子向环境释放的影响不



会相互叠加，所以可以把每个阳极块当做一个单独的释放源。根据工程分析，阳极块的质量不尽相同，这里按质量最大的 [] 计算，阳极块中锌含量按 [] 计算，假定锌全部释放到周围 [] 的海底沉积物，可使周围沉积物锌含量增加约 []，叠加 2026 年 4 月~5 月调查沉积物中锌含量平均值为 []⁶，则海底管道周围沉积物中锌含量最大为 []，远低于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 []，因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

7.4 海洋生态环境影响评价

7.4.1 对浮游植物的影响分析

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

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

海洋温排水会改变海域原有水体温度场，对浮游植物群落产生一定扰动，小幅适度升温可提升水体光合作用效率，促进浮游植物生长增殖，使局部浮游植物丰度短期提升，而大幅持续性温升则会破坏藻类生理代谢酶系统，抑制浮游植物正常生长繁殖，导致不耐热敏感藻类消亡，群落结构向耐高温物种演替，同时热羽流形成的温度梯度会造成浮游植物空间分布不均，叠加水体营养盐富集条件，极易诱发藻类异常增殖，增大海域赤潮发生风险，最终造成高温影响区浮游植物物种多样性降低。本项目温排水量较小，[] 不会对浮游植物造成显著影响。



7.4.2 对浮游动物的影响分析

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

海洋温排水引发的水体热环境变化对浮游动物存在双向生态效应，适宜温度范围内的升温可加快浮游动物摄食、代谢与发育进程，缩短生物世代周期，利于浮游动物种群繁衍；当温升超出生物耐受阈值后，高温会直接胁迫浮游动物生理机能，抑制其生长与繁殖，大幅提升卵体及幼体死亡率，导致敏感种类衰退消亡、耐热种类占据优势，同时受高温胁迫与浮游植物饵料结构变化的双重影响，浮游动物会主动逃逸规避高温水域，造成热影响区内浮游动物丰度下降、群落多样性降低，海域浮游动物群落稳定性显著减弱。本项目温排水量较小，不会对浮游动物造成显著影响。

7.4.3 对底栖生物的影响分析

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

基于上述分析并根据预测结果：本项目新建平台钻屑覆盖厚度超过 2cm 的面积约为 [REDACTED]，可以做出如下预测：（1）在排放点周围约 [REDACTED] 内底栖生物可能会受到钻屑排放的影响。（2）除活动能力很小的底栖鱼类外，钻屑的排放不会对活动能力较强的中上层鱼类及底层、近底层鱼类造成明显的危害。（3）本项目在钻井阶段排放的钻屑大部分可能沉积于平台周围 [REDACTED] 范围内，



因而其对底栖生物造成影响的覆盖范围是有限的，不会对油田开发区周围的整个底栖生态系统稳定性和生物种类多样性造成明显危害。钻屑停止排放后，沉积区的底栖生态将会逐渐恢复。

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

堆积在管/缆沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管/缆沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿海底管/缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，海底管缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。根据预测结果，本项目挖沟铺设 1 条海缆、3 条海底管道，铺设海底电缆悬浮物覆盖 2cm 厚度的面积范围内底栖生物将难以生存，[REDACTED]。

海洋温排水对底栖生物群落具有持续性负面扰动，底栖生物栖息于海底、迁移逃逸能力极差，无法规避长期高温胁迫，升温会显著提升底栖生物代谢速率与耗氧需求，易引发底层水体缺氧，加剧生物窒息死亡风险，同时严重干扰底栖生物摄食、呼吸、繁殖等生理行为，破坏沉积物-水界面稳定环境，阻碍生物胚胎发育与幼体沉降定居，造成贝类、多毛类等敏感底栖生物大量死亡，使得海域底栖敏感物种消退、耐温耐污物种成为优势类群，整体底栖生物栖息密度、物种多样性持续下降，底栖生态群落结构退化、生态稳定性大幅降低。本项目温排水量较小，[REDACTED]，且主要在海水表层，因此不会对底栖生物造成显著影响。

7.4.4 工程对渔业资源的影响

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



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

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

7.4.5 海洋生态影响程度

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025）附录 F，海洋生态影响程度划分为强、中、弱、无四个等级，海洋生态影响程度划分表见表 7.4-1。

表 7.4-1 海洋生态影响程度划分表

影响程度 影响要素	强	中	弱	无
生态敏感区	受到永久占用、损害或阻隔，且造成主要保护对象数量和种群规模显著减少，或主要生态功能和物种栖息地连通性受到严重破坏	受到临时占用、损害或阻隔，且造成主要保护对象数量和种群规模一定程度上减少，或主要生态功能和物种栖息地连通性受到一定程度干扰	受到间接扰动，主要保护对象数量和种群规模略有减少，主要生态功能和物种栖息地连通性略受干扰	不受占用、损害、阻隔或干扰，主要保护对象数量和种群规模基本无变化，主要生态功能和物种栖息地连通性未受影响
生物资源	生物资源受损量大，重要水生生物“三场一通道”受到严重破坏，生产能力受到严重的不可恢复的损害	生物资源受到一定损失，重要水生生物“三场一通道”受到一定程度的破坏，生产能力受到一定的损害	生物资源略受损害，重要水生生物“三场一通道”受到一定程度的干扰，生产能力略受损害	生物资源未受损，重要水生生物“三场一通道”未受破坏或干扰，生产能力未受损害



重要物种	生物数量显著减少、种群规模显著变小，生境受到严重破坏，活动空间显著受限，饵料生物显著减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）受到显著影响	生物数量一定程度减少、种群规模一定程度变小，生境受到一定程度的破坏，活动空间一定程度受限，饵料生物一定程度减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）受到一定程度影响	生物数量略有减少、种群规模略有变小，生境受到间接干扰，活动空间略有受限，饵料生物略有减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）略受影响	生物数量基本不变、种群规模无变化，生境和活动空间未受破坏或干扰，饵料生物未减少，生物栖息繁衍（或生长繁殖）未受影响
特殊生境	特殊生境受到严重破坏，物种盖度、生物多样性显著下降，生境稳定性难以维持	特殊生境受到一定程度的破坏，物种盖度、生物多样性下降，生境稳定性受到一定程度干扰	特殊生境受到间接干扰，物种盖度、生物多样性略有下降，生境稳定性略受干扰	特殊生境未受破坏或干扰，物种盖度、生物多样性无变化，生境稳定性未受影响

本项目对生态敏感区有一定的扰动，主要保护对象数量和种群规模略有减少；生物资源略受损害，重要水生生物三场一通道受到一定程度的干扰，生产能力略受损害；重要物种生物数量略有减少、种群规模略有变小，生境受到间接干扰，生物栖息繁衍（或生长繁殖）略受影响；特殊生境受到间接干扰，生境稳定性略受干扰。综合以上，对照表 7.4-1 本项目对海洋生态影响程度为“弱”。

7.5 海洋生物资源损失评估

7.5.1 海洋生物资源损失计算方法

7.5.1.1 悬浮物海洋生物资源损失计算方法

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

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

式中： W_i —第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾或个或千克(kg)；
 D_{ij} —某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米、个平方千米或千克平方千米 (kg/km²)；

S_j —某一污染物第 j 类浓度增量区面积 (km²)；

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

N —某一污染物浓度增量分区总数。

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



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

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

W_i —第 i 种类生物资源一次平均损失量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

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

表 7.5-1 各类海洋生物损失率

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

7.5.1.2 底栖生物损失计算方法

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

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

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

D_i —评估区域内第 i 种生物资源密度，单位为尾（个）每平方千米[尾（个）/km²]、尾（个）每立方千米[尾（个）/km³]或千克每平方千米（kg/km²），在此为底栖生物生物量；

S_i —第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积，单位为平方千米（km²）或立方千米（km³）。

7.5.1.3 海洋生物资源损失计算参数

鱼卵、仔稚鱼、头足类、甲壳类资源、底栖生物均采用现状调查中本项目设施附近站位的海域秋季调查值；海洋生物资源密度及来源详见表 7.5-2。



表 7.5-2 海洋生物资源密度及来源

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

7.5.2 海洋生物损失估算结果

7.5.2.1 钻屑排海生物损失计算

本项目平台年均钻井时间为 [REDACTED]，为持续性损害，按 SC/T 9110-2007 规定 [REDACTED]。

根据预测结果，本项目平台钻屑排放计算损失时各区间超标面积取垂向两层平均值，水深取超标水层总水深 [REDACTED]。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻屑排放造成海洋生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 钻屑排海海洋生物损失

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



资源	面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计	周期
蟹类	密度 (尾/km ²)						
	损失率						
	损失量 (尾)						
成体	密度 (kg/km ²)						
	损失率						
	损失量 (kg)						

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

表 7.5-4 钻屑排海底栖生物损失

面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
合计			

7.5.2.2 钻井液排海生物损失计算

本项目钻井液排放及影响时间较短，因此按一次性损失计算。根据预测结果，本次计算时水深取 ，超标面积取垂向两层平均值。各类海洋生物密度见表 7.5-2，海洋生物损失率见表 7.5-1，计算钻井液排放造成海洋生物损失见表 7.5-5。

表 7.5-5 钻井液排海海洋生物损失

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



资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
	头足类	损失量 (尾)					
		密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	虾类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体		密度 (kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					

7.5.2.3 海底管/缆铺设生物损失计算

海底管/缆施工造成的生物损失, 计算时海底管/缆范围内平均水深取 , 超标范围影响面积取垂向两层平均值, 各类海洋生物密度见表 7.5-2, 海洋生物损失率见表 7.5-1, 计算海底电缆铺设海洋生物损失见表 7.5-6a。

表 7.5-6a 海底管道铺设海洋生物损失 (锦州 9-3 油田依托外输项目)

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



资源		面积 (km ²)	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi≥9	小计
		损失率					
		损失量 (尾)					
	蟹类	密度 (尾/km ²)					
		损失率					
		损失量 (尾)					
成体		密度 (kg/km ²)					
		损失率					
		损失量 (kg)					



表 7.5- 7b 海底管/缆铺设海洋生物损失（锦州 20-2 北油田）

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

铺设海底管/缆将对底栖生物造成一定的掩埋,并使其中部分底栖生物死亡,按电缆中心线两侧各 5m 范围内底栖生物损失率 100%,泥沙覆盖厚度超过 2cm 面积内(扣除前者面积)底栖生物损失率 50%,根据前述公式(7.5-3)估算悬浮物覆盖造成底栖生物损失见表 7.5-8。

表 7.5-8 底栖生物损失计算

面积 (km ²)	密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)
锦州 9-3 油田依托外输项目			
小计			
锦州 20-2 北油田			



小计				
合计				

7.5.2.4 平台占海损失

本项目平台占海损失保守按照新建平台投影面积下的底栖生物损失 100% 的原则计算。根据工程资料，本项目新建平台投影面积为 [REDACTED]，底栖生物密度取 [REDACTED]，则本项目平台占海造成的底栖生物损失为 [REDACTED]，见表 7.5-9。

表 7.5-9 平台占海造成的底栖生物损失

平台投影面积 (m ²)	底栖生物密度 (g/m ²)	损失率	损失量 (t)

7.5.2.5 海洋生物资源损失汇总

综合以上计算，鱼卵 [REDACTED] 粒，仔稚鱼 [REDACTED] 尾，鱼类幼体 [REDACTED] 尾，头足类幼体 [REDACTED] 尾，虾类幼体 [REDACTED] 尾，蟹类幼体 [REDACTED] 尾，成体 [REDACTED]，底栖生物 [REDACTED]，详见表 7.5-10。

表 7.5-10 海洋生物资源损失汇总

生物名称	钻屑	钻井液	铺设海管（锦州 9-3 油田依托外输项目）	铺设海管/海缆（锦州 20-2 北油田）	平台占海	合计
鱼卵（10 ⁶ 粒）						
仔稚鱼（10 ⁶ 尾）						
鱼类幼体（尾）						
头足类幼体（尾）						
虾类幼体（尾）						
蟹类幼体（尾）						
成体（kg）						
底栖生物						

7.6 环境敏感目标影响分析

根据第四章环境敏感目标分析，本项目可能影响到辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场和鲢鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾



索饵场等一般敏感区。

本项目在建设阶段主要污染物是钻井作业产生的钻屑、钻井液，以及海底管缆挖沟埋设产生的悬浮物，如 7.4 节所述，施工期产生的悬浮物影响主要体现在对鱼类呼吸作用产生的直接影响以及对鱼类产卵、觅食环境造成的间接影响两个方面。鉴于施工期悬浮物产生影响时间有限，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复性影响。生产运行过程中所产生的主要污染物为少量达标排放的生活污水及温排水，由预测结果可知，由于生活污水排放及温排水放量较小，生活污水、温排水排放造成的海水 COD/温度超标范围均小于 [REDACTED]，对项目所在的产卵场影响较小。拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，排放对周围环境的影响范围和程度较小。在采取了适当的生态修复与补偿措施之后，损失的海洋生物会很快得到恢复。因此，本项目的建设和生产对上述环境敏感目标的影响是可接受的。

本项目的实施将会对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区产生一定的影响，但不会对保护区的主要功能造成较大的影响。采取增殖放流、生态修复、渔业资源养护等有效措施，将工程对渔业生态环境和渔业资源的损害程度降到最低；加强该海域渔业生态环境和渔业资源跟踪监测与评价，及时了解和掌握渔业生态环境、渔业资源和生物多样性的变化趋势。在实施了渔业资源补偿的前提下，本项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区的影响是可以接受的。

7.7 工程对水文动力的影响分析

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

7.8 工程对冲淤环境的影响分析

在工程建设过程中钻屑、钻井液排放、铺设海管/海缆以及安装平台会对当地海底底质产生一定的影响。钻屑/钻井液的排放会在平台周围沉降，覆盖原来



的海底沉积物，局部形成钻屑/钻井液堆积；新建海管/海缆全程埋设，仅铺管/缆挖沟作业过程中会对周围海域的冲淤环境产生一定影响，但施工完成后则对海底的冲淤环境基本无影响；新建平台桩腿附近会有一定的冲刷现象，冲蚀坑面积与深度受该海域冲淤条件、底质情况、时间长度以及桩腿直径等条件影响，总体而言对海底的冲淤环境影响很小。



8 海洋生态环境风险评价

8.1 风险评价概述

8.1.1 评价目的

依据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）、《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），结合本项目情况，对锦州 20-2 北油田开发项目在建设阶段和生产阶段可能存在的环境事故风险进行识别。通过事故源项分析，确定事故的源强和概率，根据数模预测结果确定可能影响的方向和范围，结合工程的事故防范措施和应急预案，分析应急设施的数量和能力，完善事故风险应急措施，为项目正常生产做好安全防范准备。

8.1.2 评价原则

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

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

真实、准确地作出评估结论。

8.1.3 评价等级

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

表 8.1-1 环境风险分析评价工作等级划分

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

根据本篇第 8.3 节分析可知，本项目施工期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P4，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 II 级，环境风险评价等级为三级；本项目生产运行期危险物质及工艺系统危险性等级判断为 P3，位于环境中度敏感区 E2，风险潜势应为 III 级，环境风险评价等级为二级。综合本项目施工期、生产运行期评价等级判断情况，确定本项目环境风险评价等级为二级。



8.1.4 评价范围

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），环境风险评价范围应根据环境敏感目标分布情况、事故后果预测可能对环境产生危害的范围综合确定。项目周边所在区域，评价范围外存在需要特别关注的环境敏感目标，评价范围需延伸至所关心的目标。根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围。一、二级评价项目的评价范围分别根据危险物质 [REDACTED] 扩散范围确定，可根据海域特征、生态敏感区分布情况等做适当调整。

本项目环境风险评价等级为二级，根据溢油漂移数值预测结果及溢油应急响应时间，确定本项目风险事故状态下以 JZ20-2N CEP 平台（危险物质泄漏到海洋的排放点）为中心 [REDACTED] 的范围为环境风险重点评价范围。

8.2 风险调查

8.2.1 建设项目风险源调查

根据《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）及《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ 1409-2025），对本项目施工期和生产运行期的风险源分别进行调查。

8.2.1.1 施工期风险源调查

本项目施工期的风险源主要为施工船舶油舱内的燃料油。根据第三章 施工作业计划，本项目施工期主要分为导管架海上安装、组块海上安装、新建平台连接调试、钻完井、依托设施适应性改造、海底管缆铺设等环节，共计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 [REDACTED]。

8.2.1.2 生产运行期风险源调查

本项目生产运行期的风险源主要为本项目新建平台、新建海底管道中的原油、天然气和燃料油，见表 8.2-1 和表 8.2-2。



表 8.2-1 环境风险源汇总表（平台）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）

表 8.2-2 环境风险源汇总表（管道）

风险源	环境风险源名称	危险物质名称	最大在线量（t）	长度（km）	管径

8.2.2 海洋生态环境风险敏感目标调查

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

本项目海洋生态环境风险敏感目标见表 8.2-3。

表 8.2-3 海洋生态环境风险敏感目标调查表

类型	主要敏感目标名称	方位	与新建 JZ20-2N CEP 平台最近距离（km）



8.3 评价等级及评价范围

8.3.1 环境风险潜势初判断

建设项目环境环境风险潜势划分为 I、II、III、IV/IV+级。根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，对建设项目潜在环境危害程度进行概化分析，按表 8.3-1 确定环境风险潜势。

表 8.3-1 建设项目环境风险潜势划分

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

8.3.2 危险物质及工艺系统危险性分级确定

8.3.2.1 危险物质数量与临界量比值 (Q)

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

当只涉及一种危险物质时，计算该物质的总量与其临界量比值，即为 Q；

当存在多种危险物质时，则按下式计算物质总量与其临界量比值 (Q)：

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

式中：

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

$Q_1, Q_2, \dots, Q_n$ —每种危险物质的临界量，t。

当 $Q < 1$ 时，该项目环境风险潜势为 I。

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

8.3.2.2 施工期

本项目施工期共计划使用浮吊船、铺管船、驳船及拖轮等多艘施工船舶。经调查，在本项目施工期使用的频率最高的典型施工船舶为拖轮，单艘拖轮的油舱总容积约为 XXXXXXXXXX



8.3.2.3 生产运行期

本项目生产运行期的危险物质分布及存在量见表 8.3-2。

表 8.3-2 新建设施危险源识别结果

新建设施	物质	最大在线量 (t)	临界量 (t)	qi/Qi	识别结果

8.3.2.4 行业及生产工艺 (M)

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

表 8.3-3 行业及生产工艺

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

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

b 长输管道运输项目应按站场、管线分段进行评价。



表 8.3-4 风险生产工艺识别

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

8.3.2.5 危险物质及工艺系统危险性（P）分级

根据危险物质数量与临界量（Q）和行业及生产工艺（M），按照表 8.3-5 确定物质及工艺系统危险性等级（P），分别以 P1、P2、P3、P4 表示。

表 8.3-5 危险物质及工艺系统危险性等级判断（P）

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

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

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

8.3.3 环境敏感程度的分级确定

依据事故情况下危险物质泄漏可能影响生态敏感区的情况，分为三种类型，E1 为环境高度敏感区，E2 为环境中度敏感区，E3 为环境低度敏感区，见表 8.3-6。

本项目位于多个产卵场内部，属于危险物质泄漏到海洋的排放点位于一般敏感区，因此本项目位于环境中度敏感区 E2。

表 8.3-6 环境敏感程度分级

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

8.3.4 评价等级

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



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

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

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

表 8.3-7 环境风险分析评价工作等级划分

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

8.4 风险识别

8.4.1 物质风险识别

本项目建设及生产过程中所涉及的危险物质主要为原油、天然气和燃料油，其理化性质及危险特性见表 8.4-1~表 8.4-3。

表 8.4-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油		英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6	
理化特性	外观与性状：透明、黄色至棕色油状液体		溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	20℃密度：823.7kg/m3			
	沸点（℃）：120-200℃		禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体		引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44		燃烧（分解）产物：CO、CO2	
	爆炸下限（v%）：1.1		爆炸上限（v %）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。			
	灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD50：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）		毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收			
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。			
	急性中毒：--			
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗			
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗			
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即			



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	
	进行人工呼吸，就医。			
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医			

表 8.4-2 天然气理化及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas	
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8	
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚	
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49	
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59	
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素	
	临界压力（MPa）:4.59		临界温度（℃：）-82.3	
	稳定性：稳定		聚合危害：不聚合	
危险性特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体		燃烧性：易燃	
	引燃温度（℃）：482~632		闪点（℃）：-188	
	爆炸下限（v%）：5.0		爆炸上限（%）：15.0	
	最小点火能（MJ）：0.28		最大爆炸压力（kPa）：680	
	燃烧热（MJ/mol）:889.5		火灾危险类别：甲 B	
	燃烧（分解）产物：CO、CO2、水			
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险			
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。			
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。			
	毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m3）		
毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类				
健康危害	侵入途径：吸入			
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。			
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。			
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。			
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。			
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。原理或中、热源。防止阳光直射。应与央企、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要			



标识	中文名：天然气		英文名：Natural Gas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
	有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。		

表 8.4-3 燃料油理化及危险性质

标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：难溶于水，易溶于醇和其他有机溶剂
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：180-370
	相对密度：（水=1）0.810-0.855	饱和蒸气压（kPa）37.1（20℃）
	禁忌物：强氧化剂	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：可燃液体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：257	闪点（℃）：55
	爆炸下限（v%）：0.6	爆炸上限（%）：6.5
	燃烧（分解）产物：氮氧化物、一氧化碳、二氧化碳等	
	危险特性：遇明火、高热能引起燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。其蒸气与空气形成爆炸性混合物。	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉、砂土等。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m ³ ）	
	毒性判别：低毒性	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收	
	健康危害：皮肤接触柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮；吸入可引起吸入性肺炎；柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛。 急性中毒：吸入高浓度柴油蒸气，常先有兴奋，后转入抑制，表现为乏力、头痛、酩酊感、神志恍惚、肌肉震颤、共济运动失调；严重者出现定向力障碍、意识模糊等；蒸气可引起眼及呼吸道自己症状，重者出现化学性肺炎。吸入液态柴油可引起吸入性肺炎，严重时可发生肺水肿。摄入引起口腔、咽喉和胃肠道刺激症状，可出现与吸入中毒相同的中枢神经系统症状。	
急救	皮肤接触：立即脱去被污染衣物，用肥皂和流动清水冲洗，如出现刺激症状，就医。 眼睛接触：立即用流动水或生理盐水冲洗，就医。 吸入：迅速撤离现场至空气清新处，保持呼吸道顺畅，如呼吸困难，给输氧，如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。 食入：误服者可饮牛奶，尽快彻底洗胃，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并进行隔离，严格限制出入。切断火源。建议应急处理人员戴自给正压式呼吸器，穿防静电工作服。在确保安全情况下堵漏。防止流入下水道、排洪沟等限制性空间。小量泄漏用砂石或其他不燃材料吸附或吸收。也可以在保证安全情况下，就地焚烧。大量泄漏应构筑围堤或挖坑收容，然后收集、转移、回收或无害处理后废弃。	
储运	储存于阴凉、通风仓间内。远离火种、热源。防治阳光直射。保持容器密封。应与氧化	



标识	中文名：燃料油	英文名：Fuel Oil
	UN 编号：1202	CAS 号：68334-30-5
	剂分开存放。桶装堆垛不可过大，应留墙距、顶距、柱距及必要的防火检查走道。罐储时要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。充装要控制流速，注意防止静电积聚。搬运时要轻装轻卸，防止包装及容器损坏。	

8.4.2 生产系统风险识别

针对本项目在建设阶段和生产阶段的工艺风险进行分析，包括：钻完井工艺和海底管道储运工艺，见表 8.4-4。

表 8.4-4 生产工艺风险识别

阶段	生产工艺	环境风险性质

8.4.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括原油、天然气和燃料油，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染）。本项目建设阶段存在井喷事故风险，井流中的天然气将直接扩散至大气环境中。本项目在生产阶段存在容器泄漏风险及地质性溢油风险，在发生容器泄漏事故时，天然气将直接扩散至大气环境中；在发生地质性溢油事故时，天然气和原油将从地层泄漏至海水中，由于天然气溶解度较低，大部分泄漏的天然气将从海水扩散至大气环境中；在发生船舶碰撞事故时，燃料油有可能泄漏至海水中。具体分析见表 8.4-5。

表 8.4-5 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	环境影响的途径和影响方式

8.5 风险事故情形分析

8.5.1 风险事故情形设定

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、新建平台容器泄漏、新建平台火灾爆炸、海底混输管道与立管泄漏等。此外，地质性溢油风险和浅层气风险也作为本项目可能的风险事故进行识别。环境风险事故具体情形分析见表 8.5-1。



表 8.5-1 环境风险事故情形分析

阶段	油气泄漏事故原因	油气泄漏事故情形分析
建设阶段	井喷	在钻完井阶段，存在着发生井喷的可能性。当地层压力过高、且钻井泥浆比重失调以及防井喷措施不当时，将会有天然气和原油物质喷出，引发井喷，井喷时有大量烃类气体释放，聚集到爆炸浓度后遇明火将发生火灾、爆炸，对周围生态环境产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。
	泥浆池泄漏	在建设阶段，本项目 [REDACTED]，钻井过程中钻井液暂存在钻井平台或平台的泥浆池中，泥浆池容积约 [REDACTED]，可能由于设备或人为误操作等原因引起合成基钻井液泄漏。
	输油软管破裂	钻完井阶段，在供应船向受油设施输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。
	施工期船舶碰撞	在建设阶段不同施工船舶及周围设施之间可能产生碰撞，从而可能导致施工船舶储油舱发生泄漏。
	地质性溢油及浅层气风险	由于油田的复杂性，存在破裂压力不确定的可能性，在现场实施的过程中，可能会钻遇异常压力地层，出现设计的表层套管下深无法满足钻遇高压异常地层的要求，引起钻井作业钻遇油层过程中所使用的钻井液密度或者井身结构可能不能满足钻井作业要求，出现压破上层套管鞋处薄弱地层情况。从而可能发生地质性溢油风险。经资料分析，本项目海底至海底 500m 地层中未发现浅层气。从安全的角度，本项目提出了钻完井、工程方面的防范措施。 地质性溢油及浅层气风险分析详见 8.6、8.7 节。
生产阶段	新建平台火灾、爆炸	生产阶段新建 JZ20-2N CEP 平台进行的油气水输送作业可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏入海。
	新建平台容器泄漏	在生产阶段平台储罐类容器由于阀失效、管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致泄漏入海。
	海底管道泄漏	海底管道可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。



8.5.2 风险事故概率分析

本项目事故概率以《国际油气生产商协会风险评估数据指南》（以下简称《风险评估数据指南》）为依据进行分析，中海石油（中国）有限公司是国际油气生产商协会的主要成员之一。该指南整理了挪威科学工业研究基金会、挪威船级社等机构统计的海油工程事故数据。由于掌握的统计数据有限，要对所有的事故概率做定量分析是十分困难的，这里结合本项目特点，对部分事故做定量分析。

8.5.2.1 井喷

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

表 8.5-2 常规油井发生井喷的概率

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

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台共有 [REDACTED]，[REDACTED]，在钻完井过程中发生井喷事故的概率为 [REDACTED]，在生产过程中发生井喷事故的概率为 [REDACTED]。

8.5.2.2 新建平台容器泄漏

《风险评估数据指南》统计的储罐事故概率和本项目新增储罐泄漏计算结果见表 8.5-3 和表 8.5-4。本项目新增储罐的泄漏概率为 [REDACTED]。

表 8.5-3 容器泄漏概率统计

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

表 8.5-4 本项目新增储罐及泄漏概率统计

平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率（次/a）



平台名称	储罐类别	数量	储罐泄漏概率（次/a）

8.5.2.3 平台火灾、爆炸

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

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

本项目新建的 JZ20-2N CEP 平台设有油气处理设施。新建平台发生火灾事故的概率为 [REDACTED]，由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级。

8.5.2.4 海底管道及立管泄漏

根据莫特麦克唐（Mott McDonald）公司报告《PARLOC: The update of Loss of containment Data for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km·a。同时，挪威船级社（Det Norske Veritas, DNV）的《Riser/Pipeline Leak Frequencies》对 PARLOC 报告进行了修正。具体泄漏概率见表 8.5-5。

本项目新建 1 条 [REDACTED] JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道和 1 条 [REDACTED] JZ20-2N CEP 至 JZ20-2 BOP 输气管道，以平台周围 500m 范围内作为安全区，海管在两端平台侧各有一根钢制立管。由此估算本项目海管发生泄漏事故的概率。本项目新建海管发生事故的概率为 [REDACTED]，立管事故引发溢油的概率为 [REDACTED]。

表 8.5-5 海底管道及立管管道泄漏概率

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



管道	类别	泄漏概率	单位
(平台安全区)	管径>16 英寸	1.9×10^{-4}	次/a
立管	钢管-管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管-管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a

表 8.5-6 本项目新建海底管道及立管管道泄漏概率

名称	材质	管长 (km)	管径 (in)	输送介质	海管泄漏 概率(次 /a)	立管泄漏 概率(次 /a)

8.5.2.5 船舶碰撞事故

本项目施工期新建平台附近有拖轮、浮吊船、驳船、铺管船、铺缆船、供应船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与作业船舶及现有平台设施发生碰撞。

本项目船舶碰撞产生严重损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/年；发生严重损伤不一定引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

海上施工作业要求在风平浪静的海况条件下进行，船舶大多数都是在停泊的情况下施工，基本不会因为船舶移动而发生碰撞。从 1980 年代开始，中国海油在施工过程中，未发生过施工船舶碰撞溢油事故，因此，由于施工船舶碰撞发生的溢油事故几乎为零。

表 8.5-7 船舶碰撞事故概率统计

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

8.5.3 油气泄漏事故后果分析

8.5.3.1 建设阶段油气泄漏量

海上建设阶段的油气泄漏事故可能溢出的物质主要是井流（原油、天然气等）和燃料油。发生井喷事故时，油气的喷放量可能很大，但具体数量难以估计。对于燃料油泄漏事故，根据施工期钻井船的最大单仓储油量，可估算施工阶段的可能最大油气泄漏排放量见表 8.5-8。



表 8.5-8 钻井阶段可能溢油量

事故	排放物质	排放量 (m ³)

8.5.3.2 生产阶段事故泄漏量

本项目生产阶段溢油事故的排放物质主要是原油。

当新建平台发生泄漏事故时，视事故发生的位置和严重程度，可采取相应级别的应急关断，将事故限制在较小范围内，一般不会导致大量原油入海。

当海底混输管道发生泄漏事故时，其应急关断系统将关断相应的输送系统，关断后管道内部分原油会缓慢泄出。这里考虑了管道的容积、油气比、应急关断时间、海水压力和油水不容的特性，本项目考虑长约 [REDACTED] 的管道，估算 [REDACTED] 作为海管泄漏溢油量。上述的溢油量是本着保守原则在极端前提下给出的，实际上的溢油量的大小受断裂部位、裂口大小及应急反应措施的及时性和有效性的制约。

根据对本项目生产设施的分析，生产阶段可能发生的事故排放量见表 8.5-9。

表 8.5-9 生产阶段最大泄漏量

排放源	排放物	泄漏量

8.5.3.3 环境风险与最具代表性事故

根据上述分析，本项目的风险事故类型为井喷事故、储罐泄漏事故、新建平台火灾事故、海底管道溢油事故、施工期船舶碰撞事故，其中海底管道溢油事故概率大于其他事故类型的发生概率。

本项目新建海管发生事故的概率为 [REDACTED]，立管事故引发溢油的概率为 [REDACTED]，海管/立管泄漏事故的泄漏量可达 [REDACTED]。综合上述分析，本项目海管/立管泄漏发生概率较大，且一旦发生造成的环境危害最为严重，因此确定海管/立管泄漏事故为最具代表性事故。



8.6 地质性溢油风险分析及防范措施

8.6.1 构造特征

锦州 20-2 北油田位于辽东湾辽西低凸起北倾末端，濒临辽西和辽中凹陷（图 8.6-1），被辽西生烃凹陷所包围，东南以缓坡自然过渡到辽中凹陷北洼，构造位置非常有利。锦州 20-2 北构造位于锦州 20-2 构造下降盘，整体为受控于辽西低凸起边界大断层并被次级断层复杂化的大型鼻状构造。

图 8.6-1 锦州 20-2N 油田区域构造位置图

8.6.2 储层特征

锦州 20-2 北地区在古近系处于深水湖泊与三角洲交互环境中，形成了一套以扇三角洲和辫状河三角洲相为主的沉积体系。含油目的层沙三段储层以扇三角洲沉积为主，沙二段储层主要以辫状河三角洲沉积为主，东二下段整体上为湖泊相沉积，主要含油气层段发育湖底扇沉积，物源来自北面的中央凸起。沙三段储层以中粗粒砂岩为主，局部含砾，岩石类型主要为岩屑长石砂岩。沙二段储层以中细粒砂岩为主，局部含砾，岩石类型主要为岩屑长石砂岩。东二下段储层主要为中-粗粒岩屑长石砂岩、长石砂岩。

储层具有中孔、中低渗的物性特征。

8.6.3 断层分析

在前期地质研究阶段已针对锦州 20-2 北油田区进行了断层精细解释、油田范围内目的层构造和断层落实。本油田区域设计开发井距断层距离统计见表 8.6-1。所有开发井在目的层段均未穿过断层。基于现有地震资料综合解释分析，锦州 20-2 北油田共解释 40 余条断层，本项目所在区域断层均未延伸至海底，其中，南北两侧边界断层发育至东营组地层沉积后期结束（海底 1000 米以下），油田范围内次级小断层发育至东营组地层沉积早期结束（海底 1500 米以下）。

本项目 6 口注水井、1 口水源井兼回注井的轨迹在目的层段与相邻最近断层的距离均在 150m 以上，发生地质性溢油风险较小（图 8.6-2、图 8.6-3）。

表 8.6-1 锦州 20-2 北油田设计开发井距断层距离统计

[illegible]

图 8.6-2 锦州 20-2 北油田剖面

图 8.6-3 锦州 20-2 北油田注水井过断层情况



8.6.4 开发方式分析

本项目开发方式如下：1 井区沙河街组油藏砂体分布范围和天然能量有限，为获得较高的采油速度和采收率，建议采用注水开发；2 井区东营组油藏气顶储量大，气顶能量比较充足，建议采用天然能量开发；2 井区沙河街组油藏水体能量有限，油环油储量大，为了提高采收率，建议采用注水开发；5 井区沙河街组油藏四面受到断层夹持，属于断块油藏，建议采用注水开发。

8.6.5 注采井网

由于本项目所在区块断层较多，含油区被断层切割复杂，难以形成规则的面积井网，因此采用不规则井网部署开发井。本项目在 1 井区沙河街组、2 井区沙河街组、5 井区沙河街组进行注水，每油组注水井均有采油井对应，注采系统完善。

1 井区采用边缘注水方式：在油藏内部布 4 口采油井，在油藏边部布 2 口注水井。2 井区沙河街 II、III 油组为带凝析气顶的油藏。II 油组隔夹层发育，综合考虑 II 油组和 III 油组的储层叠合情况，采用定向井网开发，包括 1 口注水井，4 口采油井。5 井区油藏形状狭长，采用高采低注的排状井网开发，即在油藏高部位布一排采油井，在油藏低部位布一排注水井。注水井均有相对应的采油井，注采系统完善，[REDACTED] 轨迹在目的层段与相邻最近断层的距离均在 150m 以上，即注水井和采油井距离断层均有一定的安全距离，并且注水井注入压力均不超过地层破裂压力的 85%。

本项目各注水井与开发井的注采对应关系见表 8.6-2。

表 8.6-2 本项目注水井与受效井对应关系

注水井	对应受效井

8.6.6 注入压力控制

锦州 20-2 北油田地层压力系数高，水体能量较小，可利用天然能量，先降压开发，后期转为注水开发。1 井区沙河街组最大注入井底流压 [REDACTED]，2 井



区沙河街组最大注入井底流压 [REDACTED]，5 井区沙河街组，最大注入井底流压 [REDACTED]。单井最大注入井底流压均未超过地层破裂压力的 85%。并且从预测的地层压力分析，地层压力均未高于原始地层压力，地层压力始终处于下降状态。

8.6.7 地质性溢油风险防范措施

8.6.7.1 注入监测及防范措施

a. 井网调整

在开发生产过程中，随着对断层和储层的再认识，需要不断完善注采井网，确保注采对应、注采平衡。

b. 压力监测和分析

依据企业标准《海上油气田开发井动态监测资料录取要求》（Q/HS 2001-2020），进行注入井注入压力和注入量的监测，依据企业标准《海上油田开发动态分析技术要求》（Q/HS 2061-2011），进行油田开发动态分析，重点关注注入井井口压力、注入量变化较大的现象并分析原因，及时采取有效措施，杜绝超压注入。

c. 注入调整

通过动态监测和动态分析，根据开发生产需要和异常现象，采取注入调整，包括但不限于：

资料显示或动态分析发现地层压力超过原始地层压力的 10%或累积注采比大于 1 时，对应层位的注入井降低注入量或停注；

采油井采出液量下降或关井时，对应的注入井降低注入量或停注；

注入井注入压力升高时，通过检查压力计、检查对应的采油井生产状态、分析注采连通性、分析注入井表皮系数等方面查找原因，对症采取有效措施。压力计有问题时，及时更换高质量压力监测装置；注采井连通性差时，增加注入井点确保注采连通；注入井表皮系数大时，采取有效措施保证注入流体质量并解堵注入井；

注入井注入压力超过最大注入压力时，采取降低注入量、增加注入井数等措施进行解决；

一旦发现注入井注入压力突然大幅度降低、注入量突然大幅度升高的现象，



应立即停注，分析原因，以便采取有效措施。

8.6.7.2 钻完井方案防范措施

a. 钻井作业防撞措施

防撞扫描判别标准可采用分离系数结合理论井眼间距的方法，根据中国海油企业标准《海洋丛式井防撞设计与作业要求》（Q/HS 2016-2016）及其第 1 号修改单规定：常压油田加密调整井设计分离系数应大于 1.0。异常压力油田、气油比大于 350 (m^3/m^3) 的油田及气田设计分离系数应大于 1.5。本项目通过轨道优化调整，开发井及已钻探井之间防撞分离系数均大于 1.5，防撞风险在可控范围，现场根据轨迹情况加强监控。轨道施工设计过程中通过以下技术手段提高设计分离系数，降低定向井作业风险，具体如下：

(1) 按照防撞扫描计算分析、统计结果，对距离调整井较近的老井进行陀螺复测轨迹，具体的复测井段依据防撞计算结果适当调整；

(2) 对新钻井，存在防撞问题的井段，根据套管鞋位置确定复测陀螺深度，减小上部井段的误差椭圆；对存在防撞问题的井段采取随钻测陀螺技术，减小该井段的误差椭圆；

(3) 按照防撞扫描计算分析结果，如存在深层防撞，和油藏协商后，必要时微调油藏靶点。

作业时严格执行《海洋丛式井防撞设计与作业要求》（Q/HS 2016-2016）相关规定如下：

(1) 适时进行陀螺复测，提高轨迹测斜精度，降低防撞风险；

(2) 浅层使用牙轮钻头钻进，减少钻穿邻井套管风险；

(3) 防撞段采用较低的钻井参数钻进，取消自动送钻等影响观察的辅助设备；

(4) 在防撞风险段钻进时需加强随钻测井监测，严格控制轨迹，加强防撞扫描，结合多种扫描手段对防撞情况进行分析，结合实时作业情况控制轨迹向最小风险的方向钻进，直到确定进入安全区域；

(5) 在防撞井段钻进时，密切关注钻井参数、钻具振动情况及测量工具磁场强度值的变化，并派专人监测返出物有无水泥、金属屑，一旦发现异常，应迅速将钻头提离井底，循环观察返出岩屑，通过分析返出物状况及地层变化情



况等进一步明确是否与邻井发生碰撞，必要时需下入陀螺复测轨迹；

(6) 若确认已钻遇邻井，则执行《海洋丛式井防碰设计与作业要求》(Q/HS 2016-2016) 第 6 条“碰撞后应急处理要求”中相关要求；

(7) 其他事项参考相应标准执行。

b. 气举井风险防范措施

[REDACTED]

针对生产井气举举升开采阶段相关作业风险，以保障井筒完整性为目标，设计生产套管和油管均采用气密扣，防止油套环空注气过程中出现气窜。同时为了避免由于向油套环空内注气对油套管产生腐蚀，需要按照防腐设计标准，严格控制注入气体的干度。此外，气举过程中全程做好油套环空中注气压力监控。

c. 配置采油树的等级规范

根据开发目的层位的油藏特征与开发方式，本项目配置采油树的压力等级、温度等级、材料等级、产品规范等级如下：

(1) 采油树压力等级

[REDACTED]

(2) 采油树产品规范等级

[REDACTED]

(3) 采油树性能等级

[REDACTED]

(4) 采油树温度等级



(5)采油树材质选择

8.6.7.3 地质性溢油应急措施

a. 关停注入井

先关停溢油源附近的注入井，然后由近及远地分批关闭其它注入井或减少其注入量，并尽快对注水井放溢流，以便使地层尽快泄压。

b. 分析溢油原因

根据溢油源周边井网、注入井情况，分析引起溢油可能的层位、注入井、溢油通道等，为制定溢油处理措施提供依据。

c. 研究制定溢油处理对策

根据溢油原因分析，研究制定有效的溢油处理对策，如加大油井排液泄压、封堵断层等措施。

8.6.8 小结

综上所述，通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，锦州 20-2 北油田开发项目地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行，本项目施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。建议建设单位进一步加强对钻、完井作业和注水作业的管理，避免发生溢油风险事故，在采取严密、适当的安全防范措施后，工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

8.7 浅层气风险分析及防范措施

8.7.1 浅层气分布情况

8.7.1.1 埋深 500m 以浅的浅层气发育情况分析

根据锦州 20-2N 油田开发工程物探调查成果报告，结合二维高分辨数字地震资料，在海底至海底以下 500m 范围内，未发现断层、浅层气以及其它异常反射现象。实际采集的地层剖面见图 8.7-1、图 8.7-2。



图 8.7-1 JZ20-2N CEP 平台场址二维高分辨数字地震剖面（测线：C06）

图 8.7-2 JZ20-2N CEP 平台场址二维高分辨数字地震剖面（测线：D06）

本次研究采用 2016 年拼接处理完成的连片叠前时间偏移地震资料。连片叠前时间偏移地震数据来源于不同时期采集的 3 块资料，2016 年中海油服物探事业部数据对上述 3 块地震数据采用叠前时间偏移方法进行拼接处理。

基于目前地震资料对平台位置核实。埋深 200-500 米，平台区未见地震振幅亮点（图 8.7-3）。

图 8.7-3 -200 米~-500 米地震亮点分布属性图

8.7.1.2 埋深 500m 至目的层段的气层发育情况分析

锦州 20-2N 油田共钻探井 6 口，其中 共 2 口井在 500-1100m 采集了测井数据，经分析不发育浅层气层（图 8.7-4）。

图 8.7-4 JZ20-2-13、JZ20-2N-1 探/评价井连井地层对比

根据目前地震资料分析结果，埋深 500-1700 米，平台周围在属性平面图上存地震亮点（疑似气层）响应，经排查， 约在深度 1500m 处可能钻遇（图 8.7-5、图 8.7-6）。其它开发井轨迹不钻遇疑似浅气层区域。

图 8.7-5 过开发井 A21s、A01 井轨迹地震剖面

图 8.7-6 -500 米~-1700 米地震亮点分布属性



8.7.2 浅层气风险防范及应对措施

根据地质油藏浅层气风险分析认识，[REDACTED]，其余井均未钻遇断层与浅层强振幅异常响应，浅层气风险较小。本项目采用的防喷器压力级别为 5000psi，完全满足本油田的开发要求。各井表层钻进期间，按中海石油（中国）有限公司《钻完井健康安全环保管理体系》中浅层气作业和《海洋钻井手册》的有关规定执行，具体要求如下：

- 召开安全会，要求平台上的所有人员参加。在会上向平台所有人员阐明：即将进行的作业、作业的潜在风险、所有人员的应急岗位职责等。
- 作业前组织召开技术交底会，要求平台、泥浆、录井等相关人员参加，明确各岗位分工及岗位职责。司钻应明了地震资料中显示浅层气的深度。
- 检验可燃气体探头、警报系统，校准有关仪表及传感器。
- 选择在白天钻可疑浅层气井段。
- 至少有两条守护船值班。在钻疑似浅层气井段以前把不必要的人员预先撤离至其中一条拖轮上；另外一条拖轮要求有空甲板，有能力接纳在现场作业的全体人员的快速撤离。守护船应安装气体检测器，并在钻井平台上流方向及上风方向 1 海里内巡航待命。
- 值班船应保持高度警觉，不得抛锚，做好应急准备（随时准备好接纳撤离人员），每半小时向平台船长汇报一次。
- 在钻遇砂体时控制机械钻速。
- 若钻遇浅层气，则可能存在非烃组分风险，按照《海洋石油作业硫化氢防护安全要求》做好防硫化氢准备。
- 水密门、窗应保持关闭状态。
- 实时监测海流、天气状况和风向。
- 派专人监视海面，发现异常气现象，立即报告钻井监督组。
- 做好随时弃船的准备、吊车、吊兰、救生衣、拖轮必须到位，救生艇处于准备下放的状态(解掉安全绳)。
- 检验园井甲板及钻台的消防系统。
- 执行动火、电焊许可审批制度。
- 试运转消防泵和应急发电机，确保运转良好。



- 检查钻井绞车、泥浆泵、海水泵、桩脚泵，确保运转良好。
- 全部非关键作业人员应在应急情况下到达自己的救生艇岗位，以应付突发险情。
- 在二开开钻前配制和储备压井重钻井液不少于 60m^3 ，除装有压井钻井液、高粘钻井液的池外，其余空池全部放满海水。
- 开钻前进行弃船、消防应急演练。
- 检查固井泵，随时保证能注水泥塞。
- 报务员不得离开报房，保持与基地应急中心的联系。
- 钻至可疑气层深度前，停止动火、电气焊作业。
- 钻井总监、高级队长、安全监督、值班队长、报务员、海事师、吊车司机、值班船要备好对讲机，统一通话频道，确保联系畅通。

二开作业期间，拖轮在上风上流方向加强巡航，保持通讯畅通；在可能的浅层气井段钻进时机械钻速控制在 30m/h 以内；甲板加强巡视，园井甲板处、井口处安排专人加强海面监测；钻具组合安装浮阀。

如钻遇浅层气，立即撤离无关人员至拖轮，井筒处理程序：一旦发现钻遇浅层气，应立即停钻循环观察，必要时注水泥塞封井，[REDACTED]井口并接升高管连接至转喷器，建立闭路循环后再继续作业。钻遇浅层气处理流程如图 8.7-7 所示。

图 8.7-7 钻遇浅层气处理流程

8.7.3 小结

综上所述，以新建平台为中心，在调查范围内海底至海底 500m 地层中未发现与浅层气相关的异常反射特征。锦州 20-2 北油田开发项目地质条件及浅层气分布认识清楚、钻完井方案可行，在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测，本项目在生产过程中浅层气风险是可控的。

8.8 溢油风险后果分析

海上一旦发生溢油事故，溢出油漂浮在海面，一方面在风和流作用下向一定方向运移，另一方面，油膜同时不断向四周扩展，使油膜面积增大。此外，



油膜中的不同组分还将发生蒸发、乳化、溶解和被悬浮物吸附沉降及生物降解等复杂的物理、化学和生物过程。

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

8.8.1 油膜轨迹预测

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

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

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

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

油粒子漂移轨迹计算公式为：

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

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。

8.8.2 油膜扩展输移预测

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

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



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

溢油的漂移是平流过程、扩散过程、风共同作用的结果。

第 i 个粒子在 Δt 时段内的位移可表示为：

$$x_i = u_i \Delta t + r_x' \quad y_i = v_i \Delta t + r_y'$$

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

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

8.8.3 油的挥发与乳化

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

8.8.3.1 溢油的挥发

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

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

式中：

B —系数，取 10.3； T_G —挥发曲线梯度；

T —油表面温度，通常与大气温度相近，根据不同月份取不同值；

T_0 —初始时油挥发温度； P_a —大气压； V —油分子体积；

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

T_0 、 T_G 的数值常参考如下常数：

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

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

式中：API—15.5°C 时原油密度与 4°C 时水的密度的比值。

API 度与相对密度的相关关系式为：

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



API 度越大, 相对密度越小, 密度大小与石油的化学组成、所含杂质数量有关。

8.8.3.2 油膜的乳化

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

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

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

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

式中:

YW_i —第 i 个油粒子含水率; U_w —风速;

W_{Ax} —油的含蜡量; A_{sph} —油的沥青质量含量 %;

η_0 —油的无水动力粘性系数; YW_{sat} —稳定含水量;

K_1 、 K_2 —常数, 分别为 5.0×10^{-7} 和 1.2×10^{-5} ;

η_i —乳化后油的运动粘性系数, 其计算式如下:

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

式中: η^{oil} —乳化前油的运动粘性系数。

8.8.4 溢油量及溢出方式

根据第 8.5.3 节分析, 本项目海底管道泄漏溢油事故为最具代表性事故。本项目新建 JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道, 一旦出现海管泄漏事故, 对海洋环境产生的影响最严重。考虑到新建 JZ20-2N CEP 平台相较于 JZ25-1 CEP 而言, 与敏感目标的相对位置更近, 发生溢油事故时风险更高, 因此本项目假定长 [] 的新建 JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道在 JZ20-2N CEP 平台附近处发生溢油。此处水深约为 [] JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道的最高操作压力为 []。

管道泄漏时, 选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理



部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1bbl≈0.159m³）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³≈0.0283m³）；

f_{rel} 为最大泄漏率，根据海底管道内外压力，取 0.30；

f_{GOR} 为输送条件降低因子，取 0.26；

$V_{\text{pre-shut}}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

（1）截断阀关闭前泄漏量

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{\text{pre-shut}}$ ）根据 JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道液体泄漏速率与泄漏时间进行计算：

$$V_{\text{pre-shut}} = Q_L \cdot t$$

式中： Q_L —液体泄漏速率，m³/s； t ——泄漏时间，s。

根据 JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道典型年份水力、热力计算结果，其最大输液量约为 [REDACTED]，其中原油 [REDACTED]，生产水 [REDACTED]，此时管道内的油水比为 [REDACTED]。该海管配有自动关断系统，当海底管道发生泄漏事故时，[REDACTED] 根据上式，该管道发生全管径断裂情况下，在自动关断系统启动前的泄漏量约为 [REDACTED]。

（2）截断阀关闭后溢油量

自动关断系统启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，管道内流体将不再溢出管道。根据该管道所处海域环境及管道实际操作压力，[REDACTED]，则该管道截断阀关闭后泄漏量 [REDACTED]

（3）管道泄漏量合计

$$V_{\text{rel}} = 0.1781 \cdot V_{\text{pipe}} \cdot f_{\text{rel}} \cdot f_{\text{GOR}} + V_{\text{pre-shut}} = 177.6 \text{ m}^3$$

综合考虑溢油关断、封堵，最终确定 JZ20-2N CEP 平台附近立管溢出液量



为 []。取输送量最大工况下的数据，原油在液相中占比约为 []，则溢油量估计为 []，圆整后取 []。JZ20-2N CEP 至 JZ25-1 CEP 输油管道输送的原油密度约 []，属轻质原油。综合考虑应急关断及封堵时间，考虑溢油持续时间为 []，油膜漂移预测时间为溢油后的 []。

8.8.5 风场

根据第四章风场资料及敏感目标分布情况，选择海域主导风向和不利风向进行溢油模拟预测，风场数据见表 8.8-1。

表 8.8-1 工程海域风场

方向	N	ENE	E	SE（不利风向）	S（不利风向）	SW（主导风向/不利风向）	W	NW
平均风速(m/s)								
最大风速(m/s)								

8.8.6 预测结果

8.8.6.1 油膜漂移轨迹

图 8.8-1 为 JZ20-2N CEP 附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向平均风情况下溢油油膜漂移轨迹图；图 8.8-2 为 JZ20-2N CEP 附近管道发生溢油后，主导风向和不利风向极值风情况下溢油油膜漂移轨迹图。

图 8.8-1 JZ20-2N CEP 附近海管溢油平均风速情况下油膜轨迹

图 8.8-2 JZ20-2N CEP 附近溢油极值风速情况下油膜轨迹

8.8.6.2 油膜抵岸时间及漂移平均速率

表 8.8-2 和表 8.8-3 分别给出了不同风向平均风速和极值风速作用下的油膜漂移距离、漂移的平均速度、扫海的面积等，其中 [] 为最近溢油应急设备到达溢油现场的时间点。

表 8.8-2 JZ20-2N CEP 附近管道溢油平均风条件下油膜漂移预测结果

风向	N	ENE	E	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)								



风向		N	ENE	E	SE	S	SW	W	NW
漂移距离 (km)	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								
平均速度(km/h)									
扫海面积 (km ²)	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								
残存油量 (%)	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								

表 8.8-3 JZ20-2N CEP 附近管道溢油极值风条件下油膜漂移预测结果

风向		N	ENE	E	SE	S	SW	W	NW
风速(m/s)									
抵岸时间(h)									
漂移距离 (km)	最大								
	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								
平均速度(km/h)									
扫海面积 (km ²)	最大								
	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								
残存油量 (%)	抵岸前								
	2.1h								
	12h								
	24h								
	48h								

8.8.6.3 溢油对环境敏感目标的影响

除了溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成重大影响外，在溢油漂移的过程中还

会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响。表 8.8-4 给出了溢油点附近环境敏感目标的分布以及溢油抵达环境敏感目标的最短时间等。

JZ20-2N CEP 平台附近海域主要环境敏感目标为海洋生态红线区、国家级自然保护区、产卵场等。由表 8.8-4 可以看出，JZ20-2N CEP 附近管道发生溢油事故时，油膜将即刻抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场；在 [] 风条件下最短 [] 可到达海洋生态红线保护地一般控制区。由于 JZ20-2N CEP 平台位于国家级水产种质资源保护区及多个产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

表 8.8-4 溢油抵达环境敏感目标的时间

类型		主要敏感目标名称	方位	与新建 JZ20-2N CEP 平台 最近距离（km）	风向/风速 （m/s）	最短抵达时 间（h）	

8.9 环境风险防范措施及应急处置措施

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

8.9.1 环境风险管理目标

环境风险管理目标是采用最低合理可行原则管控环境风险。采取的环境风



险防范措施应与社会经济技术发展水平相适应，运用科学的技术手段和管理方法，对环境风险进行有效的预防、监控、响应。

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

尽管从工程设计、施工安装以及生产管理采取了全过程的油气泄漏防范措施，但是油气泄漏风险作为一种小概率事件仍然是存在的。建设单位将针对本项目新编制油气污染应急预案，并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案。总体而言油气泄漏风险概率较低，油气泄漏事故可防可控。

8.9.2 环境风险防范措施

针对本项目可能发生油气泄漏事故，并对附近海域海洋生态红线、国家级自然保护区、国家级海洋特别保护区、水产种质资源保护区、产卵场、索饵场等环境敏感目标可能造成的影响，本项目从设计阶段、建设阶段、生产阶段均提出了具体的风险事故防范措施。

8.9.2.1 设计阶段风险防范措施

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

海底管道和立管的设计，将以国际上认可的规范和标准为依据，选用大于设计寿命的环境条件重现期。海底管道和立管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，并留有一定的腐蚀裕量，进一步阻止海管腐蚀。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。

8.9.2.2 建设及生产阶段防范措施

a. 井喷事故防范措施

为防止井喷事故的发生，作业者应在施工阶段采取如下措施：

- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测



器，自动探测可能聚集的烃类气体；

- 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；
- 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- 在开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系统；
- 加强生产时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 整个钻井过程中均采用随钻测井（LWD）工具测井，实时监测井下储层特性和压力的变化；
- 设置二氧化碳灭火系统；关键场所设手提灭火器；
- 制定严密的油气污染应急预案，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- 配备反应灵敏的灭火系统；
- 配置守护船值班。

b. 海底管道事故防范措施

作业者将严格按照设计要求进行施工，管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

作业者将制定相应的管道保护和检测程序，由值班船对管道沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行定期全面检测，每五年开展一次内检和外勘，确保海底管道的安全性。

定期对海底管道进行清管作业，不定期对海管进行巡线。

c. 新建平台容器泄漏/火灾、爆炸事故防范措施

为确保生产阶段的安全生产，在设计中已针对新建 JZ20-2N CEP 平台生产设施采取了充分的安全防护措施；精心考虑了各部分的合理布置，对危险区采用了防火、防爆设计，并采取了有效的隔离措施来降低危险程度。

新建 JZ20-2N CEP 平台上的主要设备、生产装置和单元均设置了相应的压



力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置及应急关断系统。

在平台容器附近装备了火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

d. 船舶碰撞事故防范措施

本项目建设阶段所涉及的船舶应根据《防治船舶污染海洋环境管理条例》要求，在发生污染事故情况下，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。如发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染，船舶、码头、装卸站应当立即采取相应的应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

作业者将制定相应的保护和监测程序，由值班船对新建平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保新建设施的安全性。

按照《海上固定平台安全规则》的要求，本项目新建平台上设置有助航标识灯、障碍灯、雾灯、平台标志牌等。

e. 冬季突发溢油事故防范措施

在有冰海区，无论气温和水温都较低，溢油不但同大气、海水相互作用，而且还与海冰发生作用，使溢油行为和归宿的各个过程变得更为复杂。一旦在冬季有冰海区发生溢油，在短时间采取有效的应急措施至关重要。

首先，发现溢油初期应迅速采取措施，切断或堵住溢油点，及时通知应急协调值班室溢油信息及海冰状况，应急协调办公室根据冰情调动具有破冰能力的应急船舶前往事故现场，并选择有效的回收或清理措施。当遭遇百年一遇的灾难性海冰灾害，必须预见性的在事件发生的第一时间上报并请求国家相关主管部门支援或启动国家相关应急预案。针对冰区溢油，目前普遍运用大型机械回收装置对海面上的块状溢油进行回收，并采取人工使用捞油工具捞取海面固状溢油及海上漂浮的吸油毛毡等手段清除污染。在决定使用消油剂时，应依照中华人民共和国国家海洋局颁发的《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》。

同时，做好溢油预防措施在冬季结冰期尤为重要，应针对冬季溢油带来的危害加强以下预防措施：

1) 破冰船定期破冰，避免海冰、流冰冲击平台造成溢油；



2) 加强冬季安全生产监督管理, 避免出现人员误操作、设施故障引发的溢油;

3) 针对存在溢油风险的设施环节定期巡检, 相关设施责任到人。

f. 其它防范措施

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

8.9.3 油气泄漏事故应急处置措施

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

8.9.3.1 制定油气污染应急预案

建设单位将针对本项目新编制油气污染应急预案, 并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案。天津分公司应急组织机构和溢油应急联络流程见图 8.9-1 和图 8.9-2。

参加施工作业的施工船舶需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和质量健康安全环境管理体系的相关要求向天津分公司提供其安全应急预案和油气污染应急预案。船舶发生污染事故的应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

发生溢油事故后, 无论大小, 均必须按照要求尽快向上逐级汇报, 并在规定时间内向政府主管部门汇报, 溢油事故报告程序见图 8.9-2。

在通知建设单位应急办公室之前完成以下应急反应程序:

- 确保事发地人员安全;
- 任何人看到溢油都必须在安全的前提下, 马上采取措施切断溢油源, 并向上级报告;
- 确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要, 关



闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；

- 使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；
- 尽可能防止溢油入海。

报告并按照相应的应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

图 8.9-1 建设单位应急组织机构

图 8.9-2 建设单位溢油应急联络流程

8.9.3.2 建立分级响应机制

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

（1）特别重大溢油污染环境事件

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

（2）重大溢油污染环境事件

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

（3）较大溢油污染环境事件

溢油量 100 吨以上 500 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；

（4）一般溢油污染环境事件

溢油量 1 吨以上 100 吨以下的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

根据溢油事故的严重程度和发展态势，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。溢油事故发生在敏感海域时，可适当调整响应级别。应急响应启动后，可根据事态发展调整响应级别，避免响应不足或响应过度。

发生特别重大、重大、较大、一般溢油事故后，将根据相关部委最新职能



划分，由生态环境部相关主管部门分别启动 I 级、II 级、III 级、IV 级应急响应。发生溢油事故后，建设单位应及时启动油田油气污染应急预案和分公司油气污染应急预案，并由分公司应急中心报集团公司及国家相关主管部门，集团公司和国家相关主管部门及地方政府根据情况确定是否启动相应应急计划。

8.9.3.3 事故应急处理措施

a. 井喷事故应急措施

- 现场人员发现井涌险情立即报告生产设施现场负责人；
- 如果已经发生油气泄漏则通过广播报警，熄灭所有火源、禁止使用非防爆设备，停止所有可能产生火源的作业；
- 启动平台应急程序并向油/气田总监报告，操作人员进入应急状态；
- 关闭油气井安全装置（SSV、SSSV 和防喷器），确保所有作业人员安全，到作业现场评估事故严重性，停止可能产生火源的活动，尽可能减少溢油入海，执行井控程序；
- 启动应急预案，向建设单位应急值班室汇报和作业公司总经理汇报，协调指挥所有应急活动，必要时停止生产活动；
- 守护船随时保持与钻井平台联系，注意观察平台上的情况；判断事故现场风向，赶赴事故现场上风处待命，做好撤离人员的准备工作。
- 当有迹象表明，井内压力有可能超过井控设备额定压力时或有可能失控时，应立即下令采取以下措施：
 - 立即按照指令关闭生产流程；
 - 广播通知所有人员事故情况；
 - 通知守护船提供协助；
 - 报告分公司应急指挥中心已采取行动和效果；
- 如井喷原油对海洋造成污染，其处理方案和汇报程序执行油气污染应急预案；
- 事态发展到需要先撤离无关人员时，先撤离部分人员以减少不必要的损失；
- 若发生火灾、爆炸，在保证人员安全的前提下组织人员灭火；
- 若井喷失控无法控制，对人员生命造成极大威胁时，油/气田总监下达撤



离平台的命令；

- 应急领导小组根据现场情况，在分公司应急协调办公室配合下，调动其他船舶、直升机使现场人员撤离。

b. 海底管道泄漏事故应急措施

- 发现生产流程参数异常变化，立即报告生产设施现场负责人；
- 启动应急预案，通过广播通告事故情况；
- 及时向分公司应急值班室和作业公司总经理汇报事故情况，必要时请求支援；
- 对生产流程进行全面检查，根据情况实施生产关断；
- 根据情况对破损海管进行泄压及海水置换的工艺处置；
- 通知守护船前往管道破损地点，勘察现场溢油情况；
- 启动油田油气污染应急预案清理海面原油，调用环保船或者周围可依托平台上的溢油应急设施，第一时间布放吸油拖缆、吸油毛毡等进行吸附回收，或根据溢油情况通知专业溢油处置公司协助清理海面溢油。

c. 新建平台火灾/爆炸事故应急措施

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

d. 船舶碰撞事故应急措施

- 当发生船舶碰撞平台的事故后，发现者应第一时间报告中控室、生产设



施现场负责人，并提供碰撞船只/物体的种类、尺寸、形状、构造、位置、漂移速度、方向以及附近区域是否有其它船只等重要信息；

- 启动应急预案；通知守护船赶赴事故现场；通知分公司应急指挥中心，视事故情况决定是否请求外部支援；
- 对海上设施的风险做出评估，根据情况准备实施关断并且准备好消防器材、救生设备，采取行动保护人员、设施和环境；
- 获取碰撞船只的确切位置，利用适当的锚定船只/拖轮帮助失控船只或使其转向以避免海上设施；
- 根据失事船舶需求，组织相关人员参加失事船舶抢险救援工作。

8.9.4 溢油风险应急措施有效性分析

海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的油气污染应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。本项目附近溢油应急资源分布情况详见图 8.9-3。

图 8.9-3 溢油应急资源分布（与 JZ20-2N CEP 平台距离）

8.9.4.1 配置溢油应急资源

a. 本项目配备溢油应急资源

本项目将在新建 JZ20-2N CEP 平台配备溢油应急资源，见表 8.9-1。

表 8.9-1 JZ20-2N CEP 平台溢油应急资源

设备名称	数量



设备名称	数量

b. 附近其他油气田溢油应急资源

在超出依托油田自身溢油应急能力时，将通过天津分公司应急协调办公室的调配和指挥，周边油气田的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。周边可借用的应急力量有锦州 9-3 油田、锦州 25-1 南油田、金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 10-1 油田等多个油气田的设施，可调用的应急资源见表 8.9-2。

表 8.9-2 周边油气田可调用的溢油应急设备

设备名称	规格型号	数量	存放地



设备名称	规格型号	数量	存放地

c. 环保船

环保船在渤海区域已运行投入使用，具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能，是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船。渤海海域共计有石油溢油应急专业环保船 [REDACTED]，每艘环保船的溢油回收能力为 [REDACTED]，环保船上配有溢油回收舱在 [REDACTED] 之间，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强我国海域溢油应急响应能力。此外，环保船上配备有吸油拖缆、吸油毛毡等吸附材料可用于原油的吸附回收，以便尽可能在原油挥发之前最大限度吸附回收，减少对环境的影响。



d. 其他溢油应急力量

此外隶属于中海石油（中国）有限公司天津分公司的其他油田的应急设施也会在溢油应急响应中接受统一调配，如果发生大型溢油事故，或溢油处理所需的设备、人员超出天津分公司现有的溢油应急力量，则需借用外部的溢油应急力量，包括溢油应急服务专业队伍中海石油环保服务（天津）有限公司的应急资源，该公司结合国际溢油技术的发展，根据我国渤海的油品特性，在国际溢油响应专家帮助下对设备进行了合理配置。可以借用的应急资源详见表 8.9-3。



表 8.9-3 其他可借用的外部溢油应急资源

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1								
2								



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计	
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地		
3									
4									
5									
6									
7									



序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	



8.9.4.2 应急响应时间分析

a. 本项目应急资源响应时间

本项目投产后，主要依托 JZ20-2N CEP 平台所配备的溢油应急物资进行应急响应，其上配备有 [] 围油栏及相应配套设施。根据锦州 9-3 油田群、锦州 20-2 气田溢油应急演练记录，从现场人员发现溢油按规定程序报告，到围油栏释放完毕形成收油区域， []，故 JZ20-2N CEP 平台溢油应急资源的响应时间亦为 []。

b. 周边可借助溢油应急资源的应急响应时间

本项目投产后，周边可借用的应急力量有锦州 9-3 油田、锦州 25-1 南油田、金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 10-1 油田、绥中基地、龙口基地和塘沽基地等多个油田及基地的溢油应急设备，周边油气田溢油响应时间详见表 8.9-4。

表 8.9-4 本项目及周边油气田溢油响应时间

设施名称	距离 JZ20-2N CEP (km)	动员时间 (h)	航行时间 (h)	到达溢油现场时间 (h)

注：上表所有计算均以直线航行距离为计算基础，船舶航行速度按 12 节（约 22.22km/h）。在实际中，海上受海况影响，船舶会以船舶的最大航速航行，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间到达指定地点进行海面溢油的围控和回收等作业。

c. 应急响应时间符合性分析

根据环境风险预测结果，在 SW 风向极值风条件下最短 [] 可到达海洋生态红线保护地一般控制区。根据上述分析，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 [] 内即可到达不利风况下油膜位置，可以在油膜抵达该环境敏感目标前进行溢油应急作业。因此，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目可协调的溢油应急设备满足应急响应需要。



8.9.4.3 应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

a. 本项目溢油所需应急能力估算

（1）围控与防控能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控，以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现，当 U 形布放围油栏时，回收船舶始终处于 U 形的底部，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时，围油栏长度与油膜体积存在如下关系：

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

式中，

L ——围控溢油所需围油栏长度，m；

V ——泄漏原油体积， m^3 ，

t ——溢油发生之后的时间，h；

π ——圆周率，无量纲；

d ——油膜厚度，m，在 0.005-0.05m 之间，这里取 0.01m；

φ ——围油栏利用系数，取 0.9。

按 进行计算围控溢油所需的围油栏长度，根据上式估算在发生溢油 时所需要的围油栏长度约为 ，在发生溢油 时所需要的围油栏长度约为 。

（2）机械回收能力

机械回收能力按下式进行：

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

式中： E ——收油机回收速率，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

V ——总溢油量，单位为方（ m^3 ）；



b—机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%，取 40%；

α —回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 50%；

h—回收工作时间，单位为小时（h），取 12h。

[REDACTED]

（3）临时储存能力

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

b. 应急能力符合性分析

[REDACTED]

本项目溢油应急能力符合分析见表 8.9-5。

表 8.9-5 本项目溢油应急能力符合性分析

本项目溢油规模	所需溢油应急能力			可用应急资源	是否满足本项目溢油应急能力要求

根据表 8.9-5，在海况允许和应急响应及时的情况下，本项目附近可借助溢油应急资源可以满足项目在合理时间内对可能发生的溢油规模 [REDACTED] 做出适当的反应。

对一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以就近调用外部溢油应急支援



力量进行应急处理。建设单位与中海石油（中国）有限公司其他分公司及中海石油环保服务有限公司建立了密切的联系，当发生溢油污染环境事件时能及时获得可动用的溢油应急设备。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协调，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急力量能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。

综上所述，本项目附近可借助溢油应急资源基本可以保证在合理的时间内对本项目发生的溢油量做出适当的反应，对于一般及以上级别的溢油污染环境事件，可以借助区域性溢油应急联合组织其他成员的设备进行应急处理，能够满足项目在建设阶段和生产阶段对溢油应急防范和处理的要求。

8.10 评价结论与建议

本次环境风险评价识别出来的环境风险类型包括井喷、新建平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞泄漏等事故。本项目最大可信事故为海底管道/立管泄漏事故。选取了不利的溢油位置 JZ20-2N CEP 平台附近管道作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 [REDACTED]。根据预测结果分析，JZ20-2N CEP 附近管道发生溢油事故时，油膜将即刻抵达辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、海蜇产卵场；在 SW 风向极值风条件下最短 [REDACTED] 可到达海洋生态红线保护地一般控制区。由于 JZ20-2N CEP 平台位于国家级水产种质资源保护区及多个产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

本项目从设计阶段采用国内外先进标准，在建设和生产阶段采取各类风险事故的防范性措施，通过这些措施使得发生油气泄漏事故的概率非常小；为了应对油气泄漏事故的发生，建设单位将编制油气污染应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行详细规定。根据应急响应时间分析，如果 JZ20-2N CEP 附近海底管道处发生溢油，建设单位可协调溢油应急设备在海况允许和应急响应及时的情况下最短 [REDACTED] 内到达溢油现场进行溢油围控等作业。当发生超出自身控制能力的溢油污染环境事件时，还可以通过集团公司的统一指挥协同，联系政府主管部门、海事局、国家其它救助机构或国际的资源。因此，借助外部溢油应急能力能够满足突发溢油污染环境事件时的应急需要。



鉴于本项目位于多个产卵场内，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

综合以上分析，锦州 20-2 北油田开发项目发生油气泄漏的概率较低。建设单位将针对本项目新编制油气污染应急预案，并将编制的应急计划于投产前报主管部门备案，新建平台配备了相应的溢油应急资源。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。



9 清洁生产分析与总量控制

9.1 清洁生产分析

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

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

9.1.1 建设阶段清洁生产措施

本项目在钻井作业过程中部分井段使用合成基钻井液，其余井段使用水基钻井液，并通过循环使用减少钻井液的使用量和排放量，从而降低钻井液排放对海水水质、海底沉积物及海洋生态的影响；不得排放钻井油层水基钻井液及其钻屑和合成基钻井液及其钻屑；排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑需满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第1部分：分级》（GB18420.1-2009）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准要求。不能满足排放要求的钻井液及钻屑经收集后运回陆地交由有资质单位处理，不排海。

本项目海底管道/电缆均全程埋设，其中海底管道采用后挖沟、自然回填，穿越航路段采用后挖沟、人工回填；海底电缆采用边铺边埋，穿越航路段部分人工回填。

施工过程中产生的生活垃圾（除船舶垃圾中的食品废弃物外）和生产垃圾禁止排入海中，经分类收集后运回陆地处理/处置。船舶含油污水铅封后运回陆地交由有资质单位处理。船舶生活污水经处理达标后间断排放，同食品废弃物均严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）。

对于钻完井作业以及海上设施安装作业等，建设单位将制定严格的安全环



保作业规程，并严格遵照执行。

9.1.2 生产阶段清洁生产措施

9.1.2.1 选用先进的工艺及技术路线

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的生产技术和设备大多为国内外先进和成熟的技术和设备，并在多个海上油气田开发过程中已有成功的应用。

(3) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免带压流体的跑、冒、滴、漏。

(4) JZ20-2N CEP 平台上设置独立的控制系统

新建 JZ20-2N CEP 平台上设置独立的控制系统，包括：过程控制系统(PCS)、应急关断系统(ESD)和火气探测系统(FGS)。新建 JZ20-2N CEP 与依托的 JZ25-1 CEP、JZ20-2 BOP 平台和登陆点控制系统之间均设置相应的 ESD 连锁关断。平台生活楼报房内设有独立的可寻址火气盘，其状态信号送平台主火气系统进行集中监控，并与主火气系统互传重要关断报警信号。本项目总体控制方案在保证人员和设施安全、防止环境污染的前提下并满足油气田开发和生产的要求，方便油气田的操作和管理。

9.1.2.2 设置污染物收集系统，减污及消除跑冒滴漏

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集设备及作业区甲板冲洗水、初期雨水以及带压装置可能泄放的液体或其它含油污水。收集到的含油污水最终进入生产流程处理，从而避免含油污水污染环境，减污并达到清洁生产的目的。

9.1.2.3 污染物最大限度的资源化

新建 JZ20-2N CEP 平台上设有原油和生产水处理系统。本项目产生的含油



生产水经 JZ20-2N CEP 平台上的生产水处理系统处理达标后回注地层。从含油生产水中回收的污油打回生产流程，使之转化为原油产品，使污染物最大限度的资源化。

9.1.2.4 必要的末端治理措施

根据工程分析，本项目投产后，产生的主要污染物为含油生产水、其他含油污水、生活污水和固体废弃物。

含油生产水：经新建 JZ20-2N CEP 平台上的生产水处理系统处理达标后回注地层。

其他含油污水：由开式排放系统和闭式排放系统收集后，打回生产流程。

生活污水：黑水经新建 JZ20-2N CEP 平台上的生活污水处理装置处理达标后排海；灰水经格栅除渣后经开闭排系统，最后进入工艺处理流程并最终回注地层。当油气生产系统停产或者出现事故，灰水同黑水一起处理达标后排海。

固体废弃物：生活垃圾和生产垃圾均分类收集后，全部运回陆地进行处理/处置。

9.1.2.5 现场管理中的清洁生产控制

在生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

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

(2) 贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，对本项目产生的污染物的排放均按国家有关规定填写登记表。

(3) 定期对生产设备、探测报警及应急关断等设备进行检查维护。

(4) 本项目新建 JZ20-2N CEP 平台上设置有安全监督，负责贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，及时发现和解决问题，并对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(5) 制定环境监测计划，定期对本项目产生的含油生产水和生活污水进行监测。



9.2 清洁生产评价

9.2.1 清洁生产指标

根据国家发展和改革委员会、工业和信息化部于 2009 年联合发布的《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，对锦州 20-2 北油田开发项目清洁生产指标进行定量和定性评价。《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

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

本项目钻井作业和采油气作业的清洁生产指标执行情况分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》表 4 的分级标准， $P \geq 90$ 为清洁生产先进企业， $75 \leq P < 90$ 为清洁生产企业。

由表 9.2-1 和表 9.2-2 可知，根据各项考量指标计算，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.42，采油气作业的清洁生产综合评价指数为 100，达清洁生产先进水平。



表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值（修正值 K_i ）	评价基准值（ S_{oi} ）	本项目实际值（ S_{xi} ）	单项评价指标（ 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	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	93.7
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
（2）生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
（3）资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000-3000m	7.5	$\geq 60\%$	$\geq 60\%$	1	
			井深 3000m 以上	7.5	$\geq 60\%$	$\geq 60\%$	1	
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
（4）污染物产生指标	35	石油类	mg/L	10	不排海	不排海	1	
		COD	mg/L	10	≤ 300	≤ 300	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	15	≤ 10	17.34	0.58	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值（ F_i ）	定性评价指标的考核总分值（ P_2 ）	
（1）资源与能源消耗指标	15	钻井液毒性	可生物降解、低毒性			15	13	98
（2）生产技术特征指标	30	钻井设备	国内领先			5	5	
		压力平衡技术	具备欠平衡技术			5	5	
		钻井液收集设施	配有收集设施,且使钻井液不落地			5	5	
		固控设备	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备			5	5	



		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 环境管理体系建设	35	建立 HSE 管理体系		20	20		
		制订节能减排工作计划		15	15		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		
本项目清洁生产综合评价指数 (P) : $P=0.6P_1+0.4P_2$				$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$			P=95.42
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≥90)

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

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高(大)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低(小)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。定量评价考核总分值的计算公式:

$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i$; 定性评价指标的考核总分值的计算公式 $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$; 企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $P=0.6P_1+0.4P_2$; 下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况(采油气作业)

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采出液	30	≤ 65	37.67	1	100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	15	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	15	≥ 80	≥ 80	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	不排海	回注地层, 不排海	1	
		COD	mg/L	5	≤ 300	≤ 300	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	



		含油生产水回用率	%	10	≥60	≥60	1											
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1											
定性指标																		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际 值（F _i ）	定性评价指标的考核总分值（P ₂ ）												
(1)生产技术特征 指标	45	井筒质量	井筒设施完好	5	5	100												
		采油	套管气回收装置	10	10													
			防止落地原油产生措施	10	10													
		采油方式	采油方式经过综合评价 确定	10	10													
		集输流程	全密闭流程，并具有轻 烃回收装置	10	10													
(2)环境管理体系 建设	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20				100									
		制订节能减排工作计划		15	15													
(3)贯彻执行环境 保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5							100						
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10													
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5													
本项目清洁生产综合评价指数（P）：P=0.6P ₁				$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$											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）			



9.2.2 清洁生产结论

本项目针对项目区油气藏资源特点，从工艺技术、资源利用、污染物处理措施和生产运营管理控制等方面均符合清洁生产原则，最大限度地减少污染物排放对周围生态环境的影响。本项目通过采用先进的钻井、集输、油气处理等工艺保证生产运营安全，钻井作业和采油气作业均达清洁生产先进水平。

建议本项目建设单位在实际施工和运营过程中加强作业人员的宣传教育和培训，提高作业人员的清洁生产意识，保证本项目的清洁生产工艺均落到实处。

9.3 总量控制方案建议

9.3.1 总量控制方案建议

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台上设有原油和生产水处理系统，设 80 人的生活楼。原油在本平台处理成合格油外输，含油生产水在本平台上处理达标后回注地层，正常生产阶段不排海。生活污水中的黑水处理合格后排海，灰水处理合格后回注地层。生活垃圾和生产垃圾均分类收集后，全部运回陆地进行处理/处置不排海。

根据第三章污染源强核算，新建 JZ20-2N CEP 平台生活污水最大排放量 [REDACTED]，COD 排放浓度 $\leq 300\text{mg/L}$ 。因此，建议新建 JZ20-2N CEP 平台污染物排放总量控制值为：[REDACTED]

本项目投产后，依托的 JZ25-1 CEP、JZ20-2 BOP、JZ25-1S WHPA 等平台均不新增定员，不新增生活污水排放，无需新增生活污水总量申请。

表 9.3-1 本项目污染物排放总量控制建议

工程设施	污染物	本项目投产后建议 总量控制值	控制排放浓度	排污混合区

9.3.2 排污混合区建议

根据以上分析可知，本项目投产后，新建 JZ20-2N CEP 平台只有生活污水



排海。根据第七章影响预测可知，该平台生活污水排放导致海水 COD 浓度超一（二）类的最大影响距离在 30m 范围内。因此，综合考虑平台安全作业范围，建议新建 JZ20-2N CEP 平台排污混合区为：以本平台排放口中心点为中心 500m 半径以内的海域。

本项目投产后，依托的 JZ25-1 CEP、JZ20-2 BOP、JZ25-1S WHPA 等平台不新增生产水和生活污水排放，排污混合区范围保持不变。

10 环境保护对策措施及其合理性分析

本节主要对锦州 20-2 北油田开发项目在建设阶段和生产阶段正常生产作业情况下的环境保护对策措施进行分析；环境风险事故防范措施在“第八篇 海洋生态环境风险评价”中详细说明。

10.1 建设阶段环境保护对策措施

锦州 20-2 北油田开发项目建设阶段产生的污染物主要包括钻井液和钻屑、铺设海底管道和海底电缆时挖沟埋设掀起的悬浮物以及施工船舶产生的船舶污染物等。建设单位拟采取有效的环境保护对策措施，以使上述污染物的处理/处置符合国家、地方法规和标准的要求。

10.1.1 钻井液和钻屑

10.1.1.1 钻井液和钻屑的处置

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台采用自升式钻井平台进行钻完井作业，在钻井过程中优先采用水基钻井液，部分井段根据钻井的需要使用合成基钻井液。钻井平台设有钻井液循环处理系统，钻井液循环系统的主要工艺流程见图 10.1-1。钻井液循环系统的主要工艺流程为：从井口返出的钻井液和钻屑通过平台上设置的振动筛、螺旋输送器等设备进行分离后，分离出的钻井液返回钻井液/泥浆池后循环使用，分离出的钻屑经检测达标后排海，不能满足排放要求的水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑经收集后运回陆地处理。向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值须达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分：分级》标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30,000mg/L，并同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）钻井液和钻屑一级排放标准的要求，即非水基钻井液（油基钻井液和合成基钻井液）不得排放入海，渤海不得排放钻井油层钻井液和钻屑，重金属 $Hg \leq 1mg/kg$ ， $Cd \leq 3mg/kg$ 。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止向海中排放，由专用钻屑钻井液回收罐回收，运回陆地交给有资质的单位进行处置。

图 10.1-1 钻井液循环系统工艺流程示意图

本项目钻井平台或者平台上放置有岩屑箱，单个容积约 [] 左右，根据场地情况一般放置 []，由守护船或拖轮运回陆地。钻井液暂存在钻井平



台或平台的泥浆池中，泥浆池容积约 [REDACTED]，反输至守护船或拖轮的船舱中，容积约 [REDACTED]，经船舶运回陆地后交付有资质的企业处理。钻屑、钻井液在海上的转运周期与钻井作业、船期等相关，平均转运周期为 [REDACTED]。

此外，由于本项目新建 JZ20-2N CEP 平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区内，在该水产种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日~6 月 15 日）期间，钻井作业产生的钻井液和钻屑运回陆地处置，不排海。

10.1.1.2 钻井液和钻屑的处置及依托可行性分析

本项目建设阶段运回陆地处理的固体废物包括钻井油层水基钻井液钻屑、钻井油层水基钻井液、合成基钻井液钻屑和合成基钻井液，运回陆地委托 [REDACTED] 进行处置，其资质及合同见报告书附件。钻屑和钻井液依托处理可行性分析见表 10.1-1。

根据工程分析，本项目建设阶段产生的钻井油层水基钻井液钻屑和合成基钻井液钻屑总量约为 [REDACTED]，钻井油层水基钻井液和合成基钻井液总产生量为 [REDACTED]，本项目钻井作业工期按 3 年计算，则每年需处置的钻井液和钻屑共约 [REDACTED]，而 [REDACTED]（协议固废处置单位）含油岩屑和泥浆处理能力共计 [REDACTED]，本项目钻井阶段其剩余处理能力为 [REDACTED]，能够满足本项目钻井油层钻井液和钻屑的处理要求。

表 10.1-1 [REDACTED] 依托处理可行性分析表

污染物名称	总产生量 (m ³)	年产生量 (t/a)	合 计 (t/a)	总处理能力 (t/a)	剩余处理 能力 (t/a)	处理 是否可行

注：钻井液密度按 [REDACTED] 计算，钻屑（堆体积）密度按 [REDACTED] 计算。

10.1.2 悬浮物

本项目涉及 3 条海底管道和 1 条海底电缆的挖沟铺设作业，将分别采用铺管船和铺缆船进行铺设作业。本项目海底管道和海底电缆穿越航路段部分人工回填，其余段分别采用后挖沟自然回填和边铺边挖自然回填的方式埋设。

本项目在海底管道和电缆铺设过程中，将采用先进的施工技术方案，尽量减轻或避免铺管施工作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。本项目新建管缆均位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区内，



位于该国家级水产种质资源保护区内海底管缆在挖沟埋设作业期间应避免特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日。同时，本项目海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

10.1.3 船舶污染物

本项目建设阶段需动用浮吊船、铺管船、铺缆船、驳船和拖轮等各类施工作业船舶，各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则（2022 年）》的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶，作业船舶应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求。

建设阶段作业船舶将产生一定量的船舶污染物，包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾等。船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》、《73/78 防污公约》等相关要求。其中船舶含油污水经收集后运回陆地处理。

海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施具体见表 10.1-2。

表 10.1-2 海上建设阶段船舶污染物的污染防治措施

内容	项目	排放控制要求	备注
船舶含油污水		《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》	全部运回陆地交有资质单位处理
船舶生活污水	距最近陆地 3 海里以内（含）的 海域产生的船舶生活污水	a) 利用船载收集装置，排入接收设施； b) 利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放：（1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 50\text{mg/L}$ ， $SS \leq 150\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 2500 个/L； （2）在 2012 年 1 月 1 日以后安装（含更换）生活污水处理装置的船舶， $BOD_5 \leq 25\text{mg/L}$ ， $SS \leq 35\text{mg/L}$ ，耐热大肠菌群 ≤ 1000 个/L， $COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}$ ，pH：6~8.5，总氯（总余氯） $< 0.5\text{mg/L}$ 。	污染物排放监控位置：生活污水处理装置出水口
	距最近陆地 3 海里以外 海域产生的船舶生活污水	同时满足下列条件： （1）使用设备打碎固形物和消毒后排放； （2）船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	3 海里<与最近陆地间距离 ≤ 12 海里的海域
		船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	与最近陆地间距离 > 12 海里的海域
船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等	禁止排海	收集并排入接收设施



内容	项目	排放控制要求	备注
	食品 废弃物	在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	-
船舶 大气 污染 物	硫氧化物、 颗粒物和氮 氧化物	船舶大气污染物排放应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》的要求：船用燃油硫含量不大于 0.5% m/m 以及氮氧化物排放控制要求。	-

10.1.4 生产垃圾

海上建设阶段将产生一定量的生产垃圾，如废弃的零件、边角料、油棉纱和包装材料等废弃物，这些生产垃圾将全部分类回收至垃圾箱内，分类装箱运回陆地交给有资质的单位进行处理。

10.2 生产阶段环境保护对策措施

本项目生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、其它含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。建设单位将采取相应污染防治对策措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

10.2.1 含油生产水

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台上设有生产水处理系统和注水处理系统，含油生产水经处理达标后回注地层。

10.2.1.1 含油生产水处理流程

JZ20-2N CEP 平台的生产水处理系统处理能力为 [REDACTED]，采用“斜板除油器+气浮选机”两级处理流程，生产水处理系统工艺流程见图 10.2-1。来自生产水处理系统的生产水经过双介质过滤器过滤后进入注水缓冲罐，处理后注水水质满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）的注水水质标准（[REDACTED]），再经过注水增压泵的增压后由注水泵回注地层，设计注水能力为 [REDACTED]，注水处理系统工艺流程见图 10.2-2。本项目斜板除油器及浮选机分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回闭排系统处理。

图 10.2-1 JZ20-2N CEP 平台生产水处理系统工艺流程

图 10.2-2 JZ20-2N CEP 平台注水处理系统工艺流程

10.2.1.2 含油生产水处理效果可行性分析

含油生产水的处理效果取决于生产水处理工艺流程；而含油生产水处理工艺流程的选择取决于含油生产水处理的难易程度、标准以及最终处置方式。

本项目产生的含油生产水在新建的 JZ20-2N CEP 平台处理达到回注标准后在 JZ20-2N CEP 平台全部回注地层，不排海。本项目注水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中规定的注水标准值（XXXXXXXXXX），正常工况下可以满足标准全部回注地层。

本项目新建的 JZ20-2N CEP 平台生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选机”处理流程，处理达标的含油生产水进入双介质过滤器进一步处理，达到注水水质标准。该流程被渤海多个油田采用，对含油生产水处理效果良好。斜板除油器除油效率通常在 80% 左右，溶气式气浮的除油效率通常在 90% 左右，双介质过滤器的除油效果按 95% 保守估计。油气工艺生产系统产生的含油生产水中石油类的含量按 100mg/L 考虑，经处理后的生产水含油浓度可以达到 10mg/L 以下。由此可见，JZ20-2N CEP 平台处理后生产水的含油浓度可满足本项目生产水回注标准中含油量限值要求。因此，本项目新建平台生产水处理系统和注水系统的处理效果可行。

10.2.1.3 含油生产水处理能力可行性分析

本项目投产后, JZ20-2N CEP 平台需处理生产水量最大为 [REDACTED], 其生产水系统设计处理能力为 [REDACTED] 可以满足处理需要。因此, JZ20-2N CEP 平台含油生产水处理能力依托可行。

表 10.2-1 含油生产水处理能力可行性分析

最大生产水处理量 (m³/d)	生产水处理系统处理能力 (m³/d)	是否满足处理要求

10.2.1.4 含油生产水回注可行性分析

JZ20-2N CEP 平台生产水处理系统处理的生产水进入双介质过滤器进一步处理，合格后在 JZ20-2N CEP 平台回注。JZ20-2N CEP 平台注水处理能力为



。

本项目投产后 JZ20-2N CEP 平台注采水平衡见表 10.2-2。由该表可知，注水需求最大年在 2034 年，为 。在产水量大于开发需要的注水量的年份，水源井作为回注井接纳多余产水，回注层位在生产层位，最大回注水量为 。

综上所述，因此本项目新建设施能够满足生产水回注要求。

表 10.2-2 JZ20-2N CEP 平台水平衡表

时间	A 产水量 (m ³ /d)	B 水源井补 充水量 (m ³ /d)	C 开发注水 量 (m ³ /d)	D 回注水量 (m ³ /d)	E 合格原油外 输水量 (m ³ /d)	A+B-C- D-E
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						
2041						
2042						
2043						
2044						
2045						
2046						
2047						
2048						
2049						

10.2.2 其它含油污水

本项目新建的 JZ20-2N CEP 平台设有开式排放系统和闭式排放系统，用于收集溢出液、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水以及带压容器、管线等排放出的带压流体等。



JZ20-2N CEP 平台开式排放系统主要包括开式排放罐和开式排放泵,主要收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。收集的污水经排放管线进入开式排放罐,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。JZ20-2N CEP 平台开式排放系统工艺流程详见图 10.2-3。

JZ20-2N CEP 平台闭式排放系统主要包括闭式排放罐和闭式排放泵。闭式排放系统用于收集平台上来自开式排放泵以及工艺系统中带压容器、管线维修时排放出的带压流体。当闭式排放罐达到一定的液位时,由闭式排放泵将流体输送到油处理系统进行处理。JZ20-2N CEP 平台闭排系统工艺流程详见图 10.2-4。

图 10.2-3 JZ20-2N CEP 平台开排系统工艺流程

图 10.2-4 JZ20-2N CEP 平台闭排系统工艺流程



10.2.3 生活污水

本项目新建的 JZ20-2N CEP 平台生活楼定员为 80 人，生产阶段产生的生活污水其主要污染因子为 COD。JZ20-2N CEP 平台设置一套生化电解式生活污水处理系统，生活污水处理系统处理规模为 [REDACTED]，生活污水经处理合格后排海，生活污水最大约为 [REDACTED]，平台生活污水处理能力可满足处理需求。

JZ20-2N CEP 平台生活黑水和灰水分开收集处理，其中黑水直接进入生化电解式生活污水处理系统，处理合格后排海。灰水经格栅除渣后进入过滤器过滤，然后进入开排罐，再通过开排泵打入闭排系统，最后进入工艺处理流程并最终回注地层。当油气生产系统停产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理达标后回用或排海。按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的规定，本项目所处海域生活污水排海要求为 $\text{COD} \leq 300 \text{mg/L}$ ，并且在排海出口设置流量计量装置。

10.2.4 火炬燃烧废气

本项目 JZ20-2N CEP 平台设有火炬系统。火炬系统作为该平台的生产安全泄压系统。来自油、气处理系统的气体和闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐，分液后的气体进入火炬燃烧，分出的液体则通过自流进入闭式排放罐。火炬系统主要包括火炬分液罐和火炬头等。火炬燃烧产生的主要污染物包括 NOX 等，经火炬系统排放到大气中。

JZ20-2N CEP 平台火炬系统工艺流程详见图 10.2-5。

图 10.2-5 JZ20-2N CEP 平台火炬系统工艺流程



10.2.5 牺牲阳极

本项目新建平台导管架全浸区防腐设计将采用外加电流联合牺牲阳极的阴极保护系统。平台设置的牺牲阳极主要用于初期导管架下水及后期停电工况下对导管架进行补充保护，牺牲阳极的设计年限为 3 年。采用外加电流联合的阴极保护系统可以减少牺牲阳极锌离子释放量，一定程度上能降低本项目锌离子释放对周围海域海水水质的影响。

10.2.6 船舶污染物

正常生产阶段作业船舶产生的船舶污染物（包括船舶含油污水、船舶生活污水和船舶垃圾）等的控制与治理方案同海上建设阶段（见第 10.1.3 节）。

10.2.7 生活垃圾和生产垃圾

本项目生产过程中产生的生活垃圾、生产垃圾等固体废物禁止排海，将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行处理处置，对其中的危险废物交由有资质的单位进行回收利用或处置。

本项目产生的危险废物将委托相关单位进行处置，建设单位已与相关单位签订了固体废物处理合同，相关资质证书和合同文件见附件。

10.3 海洋生态保护对策

10.3.1 海洋生态保护措施

10.3.1.1 敏感目标保护措施

本项目新建设施位于或穿越鲢鱼、小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳、黄姑鱼、海蜇产卵场，以及鲢鱼、黄姑鱼和中国毛虾索饵场。本项目在建设和生产阶段必须严格控制污染物的排放量和排放浓度，减少对海洋渔业资源的影响范围和程度。本项目新建管缆位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区及实验区内，位于该国家级水产种质资源保护区内海底管缆在挖沟埋设作业期间应避开特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日。同时本项目工程设施位于或穿越重要渔业产卵场和索饵场，本项目海底管道和海底电缆铺设时将尽量缩短海上铺设作业时间，并优化施工方式，以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

10.3.1.2 生态环境影响削减措施

为了尽可能减少工程建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影



响，本项目钻井作业过程中优先采用水基钻井液，部分井段采用合成基钻井液，作业采用批钻方式，通过循环使用钻井液，减少钻井液的排放量；含油生产水经处理达到注水水质标准后全部回注地层，无生产水排放；新建平台设有开/闭式排放系统，收集初期雨水、甲板冲洗水及各类带压流体等其他含油污水，防止排放入海；生活垃圾和生产垃圾均经过分类回收后，运回陆地处理。

各类污染物具体削减量如下：

(1) 本项目新建 JZ20-2N CEP 平台含油生产水 ()，经生产水处理系统和注水处理系统处理合格后 () 全部回注地层，污染物排放削减率达 以上。本项目含油生产水中石油类年均削减量达 。

(2) 本项目新建 JZ20-2N CEP 平台生产阶段产生的甲板冲洗水等其他含油污水约 ，经平台开、闭排收集后进入生产流程，最后全部回注地层，不排海。

(3) 海上钻井及生产阶段产生的生活垃圾和生产垃圾等均分类收集后，集中装箱运回陆地交有资质的单位处理，均不排海，生活垃圾和生产垃圾排海削减率均达到 100%。

(4) 本项目建设阶段和生产阶段船舶含油污水全部运回陆地处理，不排海，本项目建设阶段船舶含油污水削减量约为 ，生产阶段船舶含油污水削减量约为 。

10.3.1.3 施工期生态保护措施

为减轻对生态环境的影响，本项目在施工过程中将采取以下措施：

(1) 严格限制施工区域在其用海范围内，划定施工作业海域范围，禁止非施工船舶驶入，避免任意扩大施工范围，以减小施工作业对底栖生物和渔业资源的影响范围。

(2) 建设单位制定了严格的环境保护及管理制度，并设专人、专岗进行监督和管理。

(3) 施工时加强瞭望、跟踪监视和巡视，发现鱼群集中分布时，通过减少钻井液和钻屑的排放速率，短期停止铺管缆施工作业，等待鱼群通过后再开展铺管缆施工作业。



(4) 本项目新建管缆位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区，位于该国家级水产种质资源保护区内海底管缆在挖沟埋设作业期间应避开特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日。

(5) 本项目新建 JZ20-2N CEP 平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区内，建议在该水产种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日~6 月 15 日）期间，钻井作业产生的钻井液和钻屑运回陆地处置，不排海。

10.3.2 海洋生态修复及补偿措施

10.3.2.1 海洋生态修复与补偿费用

根据第七篇和第十一篇海洋生物资源损失量与损失价值的核算，本项目在建设及生产过程中可能造成的海洋生物资源损失约 [REDACTED]。

本项目将设生态修复/补偿资金对工程建设及生产过程中造成的海洋生物资源等损害进行补偿，并纳入本项目环保投资。专项资金将根据工程所在海域实际情况，在相关主管部门的指导下，结合实际需要开展生态修复、补偿项目进行资助或支持，并按要求开展海洋环境跟踪监测。

10.3.2.2 渔业资源修复措施

本项目渔业资源的经济损失补偿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，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

10.3.2.3 增殖放流

人工增殖放流品种的选择应遵循生物多样性原则、生物安全原则、技术可行原则和兼顾效益原则。用于增殖放流的品种应当是该区自然水域本已存在的种类，苗种应当是本地种的原种或者子一代，不得向天然水域投放杂交种、转基因种、外来种以及其他不符合生态要求的水生生物物种。

依据增殖放流鱼类和其它生物品种地理分布特征、饵料习性特征，环境适应特征和其他生物学特征分析，结合不同海域，不同季节环境变化及苗种养成时间和季节，确定增殖放流鱼类和其它生物品种。目前，我国渤海禁渔期为每年的 5~8 月，这一时间段放流可有效杜绝偷捕、误捕现象发生，有助于放流品



种的适应、栖息和生长。综合以上条件，建议放流时间为 5~8 月。

增殖放流计划中放流品种可考虑本项目周围海域的优势种、经济种等，本项目附近海域可以选取的放流品种有中国对虾、牙鲆、毛蚶、海蜇、三疣梭子蟹和梭鱼等。本项目具体放流物种、规格、数量等增殖放流计划，应根据当地的具体情况并由当地相关主管部门确认和组织实施，并在增殖放流后开展相应的实施效果评估等工作。

10.4 环境保护对策措施一览表

综上所述，本项目建设阶段与生产阶段的环境保护对策措施见表 10.5-1。

10.5 环保设施“三同时”竣工验收建议

本项目环保设施“三同时”竣工验收建议见表 10.5-2。

表 10.5-1 本项目环境保护对策措施一览表

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
钻井液和钻屑	对产生的钻井液、钻井液钻屑进行处理	本项目钻井产生非钻井油层水基钻井液约 ██████，非钻井油层合成基钻井液约 ██████，钻井油层水基钻井液约为 ██████；非钻井油层水基钻井液钻屑约为 ██████，非钻井油层合成基钻井液钻屑约 ██████，钻井油层水基钻井液钻屑约为 ██████。（注：上述均含预留井槽的量）	非钻井油层合成基钻井液及其钻屑、钻井油层水基钻井液及其钻屑全部运回陆地，交有资质单位进行处理。排放的非钻井油层水基钻井液及其钻屑中重金属含量应满足 $Hg \leq 1mg/kg$, $Cd \leq 3mg/kg$ 。无法满足排放要求的钻屑和钻井液禁止排海，运回陆地进行处理。	JZ20-2N CEP 平台；与钻井阶段同步。	由建设单位负责建设、使用和管理。
含油生产水	JZ20-2N CEP 平台生产水处理系统	JZ20-2N CEP 平台生产水处理系统设计规模为 ██████，注水处理系统设计规模为 ██████。	含油生产水经处理达标后（含油量 $\leq 15mg/L$ ）全部回注地层，不足部分由水源井水补充。	JZ20-2N CEP 平台；生产阶段。	
其它含油污水	JZ20-2N CEP 平台开式排放系统	开式排放罐、开式排放泵等。	开排罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水；闭排罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体	JZ20-2N CEP 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用	
	JZ20-2N CEP 平台闭式排放系统	闭排罐、闭式排放泵等。			
生产垃圾	JZ20-2N CEP 平台分类回收	分类回收箱	生产垃圾均运回陆地交给有资质的单位处理。	JZ20-2N CEP 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
生活垃圾	JZ20-2N CEP 平台分类回收	分类回收箱	生活垃圾均运回陆地处理。	JZ20-2N CEP 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
生活污水	JZ20-2N CEP 平台配备的生活污水处理装置	JZ20-2N CEP 平台生活楼定员为 80 人，设置 ██████ 的生化电解式生活污水处理系统。	灰水经开排系统进入生产流程；黑水经生活污水处理装置处理合格后（ $COD \leq 300mg/L$ ）排海		

环保措施	具体内容	规模数量	预期效果	实施地点及投入时间	责任主体
火炬系统	JZ20-2N CEP 平台设置的火炬系统		火炬系统作为平台的生产安全泄压系统，来自油、气处理系统的气体和闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐，分液后的气体进入火炬头燃烧放空，液体通过自流进入闭式排放罐进行回收利用。	JZ20-2N CEP 平台；与生产设施同步建设，同步投入生产使用。	
船舶污染物	船舶含油污水	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》实施铅封，全部运回陆地交有资质单位处理。		船舶自带处理系统或接收设施。	由船舶所属单位负责。
	船舶生活污水	执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《73/78 防污公约》等相关要求。			
	船舶垃圾	塑料、废弃食用油、生活废弃物等收集并排入接收设施，运回陆地处理；食品废弃物：在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。			
	船舶大气污染物	满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案》的要求。			
生态补偿	人工增殖放流等，其经费应纳入环保投资预算。	根据本项目造成的海洋生物资源损失，应采取适当的生态恢复或补偿措施。	按照海洋渔业行政主管部门的要求，确定增殖放流的品种和数量、实施方式等，达到保护项目周围海域生物多样性和生态资源的目的。	工程附近海域；在施工完成后，在专业单位建议的时间内完成。	由建设单位负责落实，可委托专业单位完成。
溢油应急资源配备			在新建 JZ20-2N CEP 平台配备溢油应急资源，进行应急响应。	JZ20-2N CEP 平台	由建设单位负责配备、使用和管理。

表 10.5-2 本项目主要环保设施“三同时”竣工验收建议

环保设施/ 环境管理	验收内容	执行标准/处理效果
生产水处理系统和注水处理系统	JZ20-2N CEP 平台上生产水和注水处理装置的配备、运行情况及处理效果	本项目注水水质需满足《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》(SY/T5329-2022)中规定的注水标准值(即含油量 $\leq 15\text{mg/L}$),全部回注地层
生活污水处理系统	JZ20-2N CEP 平台上生活污水处理装置的配备、运行情况及处理效果。	生活污水经生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)》一级标准($\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$)
开式排放系统	JZ20-2N CEP 平台上开式排放系统的配备及运行情况	收集平台溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板初期雨水和冲洗水等
闭式排放系统	JZ20-2N CEP 平台上闭式排放系统的配备及运行情况	收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体等
火炬系统	JZ20-2N CEP 平台上火炬系统的配备及运行情况	收集来自油、气处理系统的气体 and 闭式排放系统的气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐,分液后的气体进入火炬头燃烧放空,分出的液体通过自流进入闭式排放罐进行回收利用
生活垃圾、生产垃圾处理	JZ20-2N CEP 平台上固体废物分类和回收设备的配备及运行情况	平台上需设置生活、生产垃圾箱,海上无固废排放,均运回陆地处理/处置。
具备环境保护设施正常运转的条件	经培训合格的操作人员、健全的岗位操作规程及相应的规章制度以及原料、动力供应等。	落实各种规章制度和操作规程、油气污染应急预案、环境管理机构设置等内容。
环境管理与监测计划	环境管理机构的设置、环保管理规章、制度以及监测计划、设备和手段等。	
溢油应急设备和油气污染应急预案	新建 JZ20-2N CEP 平台溢油应急物资配备、油气污染应急预案落实情况	新建 JZ20-2N CEP 平台溢油应急物资配备、油气污染应急预案等内容



11 环境经济损益分析

环境经济损益分析是环境影响评价的一项重要内容，其任务是通过分析环保投资及其所能收到的环境保护经济效益，重点评价工程环保投资的经济合理性和可行性；并通过分析油田工程项目的环境经济效益，从环境经济角度对项目的可行性进行评估，为建设项目的决策提供依据。

11.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护投资主要包括一次性环保设施投资及其辅助费用，在确定环境保护投资费用时，根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2019)，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其资金按100%列入环境保护投资；生产需要又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以25%~50%比例列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目的环境保护设施及其直接投资费用列于表 11.1-1。

表 11.1-1 环境保护设施投资估算

环保设备		设备投资（万元）	折合比率	折合环保投资（万元）
JZ20-2N CEP	开式排放系统			
	闭式排放系统			
	生产水处理系统			
	生活污水处理系统			
	溢油应急资源			
	消防/救生系统			
	应急关断/火气探测系统			
海洋生物资源补偿				
总计				

本项目工程投资（不含勘探费、油藏研究费、生产准备费、弃置费等）总额为***亿元，环保直接投资额为***万元，环境保护投资占工程投资的比例为：

$$CT = C1/T \times 100\% = **** = 1.67\%$$

其中：

CT：环境保护投资占工程投资的比例；

C1：环保投资额；



T: 工程设施投资总额。

11.2 环境保护的经济损益分析

11.2.1 环境经济损失分析

海洋生物资源损失量根据预测结果，并根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，幼鱼、头足类、蟹类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.1kg/尾，虾类幼体折算成体比例按 100%，成熟规格按 0.01kg/尾，鱼类成体价格按 1.5 万元/t。本项目钻井液排放和海管/海缆施工对海洋生物资源影响属一次性损害，补偿金额按 3 倍计；钻屑排放为持续性排放，实际影响年限低于 3 年，补偿年限按 3 年计；平台占海损失补偿年限按 20 年计算。按照上述原则计算海洋生物资源补偿金额约为***万元。

表 11.2-1 海洋生物资源补偿

排放物	资源类别		损失量	长成率/折 算率	单价	补偿倍数/ 年限	补偿金额 (万元)
锦州 20-2 北油田							
钻屑	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)					3 年	
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)						
	幼 体	鱼类 (尾)					
		头足类 (尾)					
		虾类 (尾)					
		蟹类 (尾)					
	成体 (kg)						
	底栖生物 (t)						
小计							
钻井液	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)					3 倍	
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)						
	幼 体	鱼类 (尾)					
		头足类 (尾)					
		虾类 (尾)					
		蟹类 (尾)					
	成体 (kg)						
	小计						
海底管/ 缆挖沟	鱼卵 (×10 ⁶ 粒)					3 倍	
	仔稚鱼 (×10 ⁶ 尾)						



排放物	资源类别		损失量	长成率/折 算率	单价	补偿倍数/ 年限	补偿金额 (万元)
悬浮物	幼 体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
小计							
平台占 海	底栖生物（t）					20	
合计							
锦州 9-3 油田依托外输项目							
海底管 道挖沟 施工	鱼卵（×10 ⁶ 粒）					3 倍	
	仔稚鱼（×10 ⁶ 尾）						
	幼 体	鱼类（尾）					
		头足类（尾）					
		虾类（尾）					
		蟹类（尾）					
	成体（kg）						
	底栖生物（t）						
小计							
总计							

11.2.2 环境经济收益

11.2.2.1 直接环境经济收益分析

环境直接经济收益是指环保措施直接提供的产品价值。本项目投产后,含油生产水累计产量合计约为 [REDACTED], 含油生产水经处理后浓度从 [REDACTED], 由此累计回收石油约 [REDACTED], 按原油***元/t 计算, 折合经济价值约*** $\times 10^4$ 元。

11.2.2.2 间接环境经济收益分析

环境间接收益是指环保措施实施后的社会效益。由含油生产水处理系统及天然气利用所产生的间接收益按年回收资源、能源价值的 40% 计算, 可达*** $\times 10^4$ 元; 其它间接收益按年回收资源、能源价值的 10% 计算, 为*** $\times 10^4$ 元, 两项合



计约为 $***\times 10^4$ 元。

11.2.2.3 总环境经济收益

综合环境直接收益与间接收益之和，本工程建成投产后，生产运营期总环境经济收益为 $***\times 10^4$ 元。

11.2.2.4 社会效益分析

随着我国工业化和城镇化进程的加快，石油需求将呈强劲增长态势。国内石油开发和生产已日益不能适应经济和社会发展的需要，供需矛盾日益突出，进口量逐年上升，每年都要花大量外汇进口石油，对国际石油市场的依存度不断提高。因而本项目的实施将为缓解我国的石油资源短缺、保障国民经济持续、快速、健康发展发挥一定作用。尤其是对拉动项目所在地区的区域经济和地方经济发展，将发挥积极作用，注入新的活力。此外油田开发工程的实施，也将会对进一步带动我国相关产业的发展（如钢铁、造船、机械制造、电子、仪表等）发挥一定的作用，同时促进下游产品开发和石油技术服务业的发展，增加诸多领域的就业机会。

从社会、经济效益等各个方面来看，本油田开发项目是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与投资是合理可行的。



12 环境管理与监测计划

12.1 环境管理

环境管理是控制污染、保护环境的重要措施。建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司（以下简称“天津分公司”）已建立一套系统、完整的环境保护管理机构和程序，对本项目的环境保护工作实行全过程、程序化的管理。

12.1.1 环境管理的任务和内容

本项目在建设阶段和生产过程中将产生一定量的污染物，主要包括建设阶段产生的钻井液、钻屑，作业船舶产生的船舶污染物等，生产阶段主要污染物为生活污水和作业船舶产生的船舶污染物等，将对海洋环境造成一定程度的影响，尤其是在发生油气泄漏、火灾和爆炸等事故时，甚至对海洋生态环境造成严重的污染和破坏。因此，环境管理作为保护环境、控制污染的重要措施之一，其主要任务和内容包括：

- （1）贯彻执行环境保护法规和标准；
- （2）组织制定和修改与本项目有关的环保管理制度并监督执行；
- （3）组织制定环境保护长远规划、年度计划和限期治理的项目；
- （4）领导和组织工程项目各部门的环境监测；
- （5）检查工程项目环保设施的运行状态；
- （6）广泛应用环境保护的先进技术和经验；
- （7）组织开展环保专业技术培训，提高人员素质水平；
- （8）组织开展工程项目的环保科研和学术交流。

12.1.2 机构及岗位的设置

12.1.2.1 机构与定员

天津分公司作为本项目的建设单位，负责油田工程建设和生产期间的环境管理工作，严格按照国家环保法律法规和集团公司的环保制度开展环境保护管理工作，并已形成了一套系统、完整的环保管理机构和环境保护管理体系。分公司总经理对本项目环境保护工作负有最高责任，在组织机构上设有健康安全环保部，负责监督本项目的污染防治和环境保护工作。

天津分公司健康安全环保部管理组织机构见图 12.1-1。



图 12.1-1 天津分公司健康安全环保部管理机构

12.1.2.2 主要人员岗位职责

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台主要管理岗位为平台总监、安全监督、维修监督和生监督等，各岗位职责如下：

a 平台总监

- 平台总监是油田海上作业时的安全生产第一责任人，各项工作必须对作业公司总经理负责，负责和组织好安全生产；
- 接受和执行生产指令，组织实施平台安全生产管理和行政管理工作；
- 负责制订和落实各项管理制度和应急措施，以及重要施工方案的制订和实施；
- 对生产设备、工艺流程、气井及其它油田设施的异常情况，及时组织人员查清及进行抢修，保证正常生产，并及时通知上级主管部门；
- 组织好平台的设备管理工作，保证设备设施安全，确保平台生产；
- 掌握日常生产动态，合理安排各岗位工作，协调各部门的工作；
- 严格控制原料及物品消耗，尽量降低操作费用；
- 组织开展各岗位人员的培训和技术考核，组织实施消防安全演习；
- 负责外来人员的管理工作，负责外来施工人员的协调工作。

b 生产监督

- 负责对生产专业管理，包括所有操作工作的全面管理及工作安排；检查和督促、协调各部门的日常工作；
- 负责天然气、原油、污水、燃料气等的质量控制；
- 负责生产设施、辅助设施的技术管理、安全操作及维护；
- 平台生产系统重大作业时的现场直接组织人；
- 组织和实施维修计划，按时订购并提供所需化学药剂、配品、配件、工具、材料等；
- 负责编写生产操作程序，及对事故的应急处理；
- 组织编写各岗位责任制、交接班程序、生产日/月报表，并督促执行；



- 负责各部门的岗位培训及实习人员的培训工作；
- 负责监督生产基础资料的录取、管理和存档工作。

c 安全监督

- 对本平台安全工作实行全面监督；贯彻执行国家有关部门、总公司、上级部门的安全生产法规和有关规章制度；
- 负责平台的一切安全工作，是平台安全生产直接负责人；
- 负责检查平台生产设施的安全生产情况，组织和参加有关的事故调查，监督事故的处理，并提出安全改进措施；
- 负责定期对安全消防及救生设备进行检查、试运转，及时补充安全、应急、救生设备的配件，确保它们状态良好；
- 协助平台总监制定整个平台的应急计划、应急部署及组织应急演练工作；
- 负责对平台的生产作业和外来人员作业实施安全监督和教育；
- 负责检查和审批重大作业的安全措施；
- 负责直升机起飞、降落的安全工作；
- 负责平台内起重吊人、吊物以及系泊、带缆等作业的安全检查等。

d 维修监督

- 维修监督是平台所有设备设施完整性管理、日常操作、安全运行和维修的组织者和主要责任人，对平台总监负责；
- 负责组织平台主要设备分级、档案建立和日常管理；掌握平台耗品耗件及各种备件情况，对海上物资库存的更新，及相关文书工作的跟踪和存档；确定重要备件的库存量，保证油田的正常生产；负责定期提交设备维修、设备改造及备件清单计划；
- 同平台安全监督一起负责每班对平台生产所用吊具、吊索进行检查，发现问题及时更换和处理；
- 负责做好维修部门的费用控制管理。

12.1.3 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，应遵守中国环境保护相关法律法规，制定相关的管理措施和制度，



实施全过程的环境保护管理，减少对海洋环境的污染和影响。本项目将执行以下环境保护管理制度。

12.1.3.1 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否真实、正确和上报是否及时。海上监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

12.1.3.2 安全/环保会议制度

定期举行监督参加的安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

12.1.3.3 培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。建设单位将定期在平台上进行溢油应急演练，以熟悉应急程序和设备的操作。

12.1.3.4 事故报告制度

所有环境污染事故需按油气污染应急预案中的报告程序进行。建立应急小组，由油田总监担任组长，监督任小组成员，负责油田安全环保事故处理的应急组织、指挥工作，并按要求向有关政府部门报告。

12.1.3.5 海底管道电缆巡查制度

由值班船对本油田海底管道和电缆进行不定期巡查，防止拖网渔船违章作业对海底管线和电缆造成损害。根据油田运行情况，在必要时委托专业公司对海底管线进行技术监测，以保证海底管线处在安全运行状态。



12.2 环境监测计划

环境监测是环境管理的前提和基础。环境监测的主要任务：一是定期监测各油田设施外排污染物的排放浓度，确保达标排放；二是为加强环境保护管理、保证污染物处理设备正常运转；分析外排污染物浓度和排量的变化规律，为制定污染控制措施和环保管理提供依据。

12.2.1 监测岗位

新建 JZ20-2N CEP 平台设生产水处理设施，处理达标后回注地层。JZ20-2N CEP 平台配备化验人员。经培训合格的化验员负责生产水化验工作，同时负责填写防污报表。

12.2.2 监测项目与监测频率

12.2.2.1 常规监测

本项目在正常建设和生产作业期间，需对下列项目进行监测：

钻井液、钻屑：监测钻井液、钻屑的生物毒性容许值、含油量及重晶石中重金属含量；在钻井作业期间，按《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB/T18420.1-2009）和《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）的要求对所排放的钻屑和钻井液进行监测，钻井作业负责人取样并交给有资质的机构进行检测。

生产水：监测 JZ20-2N CEP 平台生产水中石油类浓度。监测频率和方法按照《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB/T18420.1-2009）、《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T 5329-2022）和相关政府管理部门的要求执行。

化学需氧量（COD）：监测 JZ20-2N CEP 平台生活污水中的 COD，按《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）执行。每月取样 1 次，送至陆地有资质的检测单位进行测定。

12.2.2.2 非常规监测

配合政府部门进行防污设备的检查工作，以及在事故状态下支持、协助有关部门做好事故的跟踪监测。

12.2.3 监测设备

本项目在 JZ20-2N CEP 平台上配备以下环境监测设备或仪器：红外分光测

油仪、常规化学分析仪器（用于水样的前处理）、冰箱、电热、干燥和电器控制设备等。

钻井液和钻屑的生物毒性和生活污水中 COD 的监测委托有相关资质的单位开展，因此不另设监测仪器。

12.3 海洋环境影响监测计划

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台设生产水处理系统，处理达标后的生产水回注地层；JZ20-2N CEP 平台设生活楼，生活污水经生活污水处理系统处理达标后排海。

12.3.1 监测点位布设

根据第七篇预测结果，JZ20-2N CEP 平台排放生活污水最大影响距离不超过 30m，考虑平台安全生产范围，建议以 JZ20-2N CEP 平台为中心，沿主流向在距离平台 500m 半径范围共布设 4 个监测点位，见图 12.3-1。

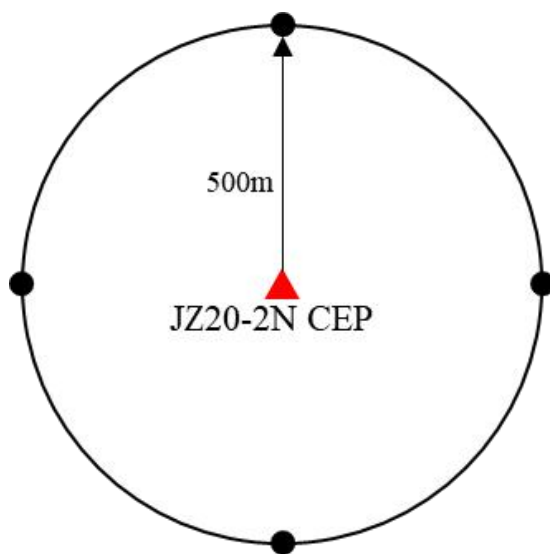


图 12.3-1 海洋环境影响监测站位布设示意图

12.3.2 监测内容

监测内容包括水温、悬浮物、无机氮、活性磷酸盐、DO、COD、重金属（Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发性酚。

海洋沉积物监测包括重金属（Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）和石油类。

海洋生物监测包括叶绿素 a、初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

12.3.3 监测方法与频率

海洋环境影响监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）



和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。

建议在竣工验收（试运行）进行一次监测，在生产运营 3~5 年后再进行一次监测。



13 环境影响评价结论

13.1 工程分析结论

13.1.1 工程概况

锦州 20-2 北油田位于渤海辽东湾北部海域，东经 $121^{\circ}23' \sim 121^{\circ}32'$ ，北纬 $40^{\circ}31' \sim 40^{\circ}36'$ ，新建 JZ20-2N CEP 平台距离陆地岸线最近约 35km。

本项目新建 1 座中心平台 JZ20-2N CEP，新铺 3 条海底管道和 1 条海底电缆，并对已建 JZ25-1 CEP、JZ20-2BOP、JZ25-1SWHPA 平台进行适应性改造。本项目属于新建海洋油（气）开发工程。

新建 JZ20-2N CEP 平台的井流物处理成合格原油，经新建海管输至 JZ25-1 CEP 平台，进一步输送至 JZ25-1S CEP 平台，最终输送至绥中 36-1 终端；伴生气经增压、脱水后与凝析油一起经 JZ20-2 BOP 平台输送至锦州 20-2 迁建终端（在建）；生产水处理合格作为注水水源回注地层不排海，不足部分由水源井水补充；电力依托绥中-锦州油田群岸电，不足部分由 JZ25-1 CEP 平台原有电站进行补充。另外，为缓解锦州 9-3 油田原油冬季油轮外输困难，锦州 9-3/23-2 油田原油依托锦州 20-2 北外输，将来自 JZ9-3 CEPD 合格原油通过新建海管输往 JZ20-2N CEP 平台，并与 JZ20-2N CEP 平台原油一起输往绥中 36-1 终端。

13.1.2 生产工艺流程

新建 JZ20-2N CEP 平台的高压井所产流体经高压管汇进高压分离器进行气、液两相分离，分出的气汇同低压分离器和热处理器分出的气一起进入天然气处理系统，分出的液相进入低压分离器进行油、气、水三相分离，低压分离器分出的伴生气与高压分离器分出的气一起，进入天然气处理系统，分出的水进入生产水处理系统，分出的油相经生产加热器加热后进入热处理器，热处理器进行油、气、水三相分离，热处理器分出的伴生气汇同高压分离器和低压分离器分出的气一起，进入天然气处理系统，分出的水去生产水回掺泵增压后送至一



级分离器入口，处理合格的原油由原油外输泵增压后，通过新建海底输油管道输往 JZ25-1CEP 平台。

来自热处理器的低压伴生气经过两级压缩机增压后，与来自低压分离器的伴生气汇合，再经过二级外输压缩机增压后，与来自高压分离器的伴生气汇合，进入 TEG 脱水系统，经过脱水后的干气通过新建海管输往 JZ20-2BOP 平台，最终输往锦州 20-2 迁建终端。

JZ20-2N CEP 平台设有生产水处理系统，生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选机”的组合，处理后的生产水进入注水系统进行进一步处理满足注水水质要求后全部回注地层。

13.1.3 污染物及污染源强

本项目建设阶段产生的污染物主要包括钻完井作业中产生的钻井液和钻屑、铺设海底管道/电缆挖沟掀起的悬浮物，以及施工船舶产生的船舶污染物等。生产阶段产生的污染物主要包括含油生产水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、甲板初期雨水/冲洗水等其它含油污水、温排水等。

本项目建设阶段产生的钻井液总量为 [REDACTED]，其中非钻井油层水基钻井液 [REDACTED]，非油层合成基钻井液 [REDACTED]，油层水基钻井液 [REDACTED]；产生的钻屑总量为 [REDACTED]（含预留井槽），其中非钻井油层水基钻井液钻屑量为 [REDACTED]，非油层合成基钻井液钻屑 [REDACTED]，油层水基钻井液钻屑 [REDACTED]。符合排放标准的钻屑和钻井液排海，非油层合成基钻井液及钻屑、钻井油层水基钻井液及钻屑及其它不能满足排放要求的钻井液及钻屑均收集后运回陆地交由有资质单位处理。铺设海底管道/电缆挖沟掀起的悬浮物最大源强为 [REDACTED]。建设阶段共产生船舶含油污水 [REDACTED]，铅封运回陆地处理；共产生船舶生活污水 [REDACTED]，经处理达标后排放；共产生船舶生活垃圾 [REDACTED]，其中的食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）的要求排放，除食品废弃物以外的生活垃圾回收运回陆地处理；共产生船舶生产垃圾 [REDACTED]，分类回收运回陆地交由有资质单位处理。

本项目新建 JZ20-2NCEP 平台生产阶段最大日产水量为 [REDACTED]，生产水处理合格后全部回注地层；生活污水产生量约 [REDACTED]，其中灰水进入生产流程处理合格后回注地层，黑水处理合格后排放；生活垃圾产生量共计约 [REDACTED]，



生产垃圾产生量约 [REDACTED]，经收集后运回陆地处理；甲板冲洗水等其他含油污水 [REDACTED]，经开式排放系统、闭式排放系统收集后进入生产流程。新建 JZ20-2NCEP 平台温排水最大排量为 [REDACTED]，较海水背景温度最大升高 [REDACTED]，于海表排放。

13.2 规划和政策符合性结论

本项目为海上油气田开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目，本项目的建设符合国家产业政策。

本项目符合《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》等的相关要求。

本项目位于辽宁省“三区三线”划定成果海洋生态保护红线范围之外，正常建设和生产阶段不会影响到生态红线区内的海洋生态环境。

13.3 环境现状分析与评价结论

13.3.1 水文动力、地形地貌及冲淤环境现状

本海域以风浪为主，风浪具有明显的季节性特征，工程海域的主浪向为 SSW 和 NE。海域潮汐类型属于不正规半日潮。本项目位于渤海辽东湾海域，在冬季有海冰覆盖，[REDACTED]。

根据现有调查资料，调查区域海图水深在 [REDACTED] 之间。调查区域内海底平坦，水深变化平缓，没有明显的局部起伏变化。

根据现有地貌资料显示，调查区域内地貌资料，海底的反射强度基本均一，表明海底底质基本均一。主要地貌特征为：少量拖痕、锚痕、渔业活动痕迹等。

JZ20-2N CEP 预定平台位置附近除了有少量的渔业活动痕迹外，海底地貌资料显示色度均匀，海底底质较为均一。

JZ20-2N CEP 平台场址调查区域内深部地层反射连续性一般，未发现断层、浅层气以及其它异常反射现象。

本项目新建平台场址调查区域内，海底平坦，JZ20-2N CEP 平台全区水深在 [REDACTED] 之间变化。工程区内海底地形比较稳定，海底地形起伏变化较小，没有明显的凸起和凹陷，表层沉积基本是一致的。根据地质取样资料，表层沉积物的物质成分主要为非常软到软的褐灰色粉质粘土含粉土包，海底冲淤处于较为稳定状态。



13.3.2 海水水质环境现状

环境质量现状调查由
开展，设 40 个水质调查站位。

本次调查 30 个水质站位位于辽东湾国家级水产种质资源保护区内，按照第一类标准进行评价；有 10 个水质站位位于该区外，按照按维持现状进行评价。

根据 2018 至 2022 年的《中国海洋生态环境状况公报》，从 2018 年至 2022 年，无机氮的超标现象与附近海域陆源污染物大量排海和大面积海水养殖有关；渤海区直排海污染源污水年均入海量超 6 亿吨，其中总氮的输入量在 2 千吨以上。陆源输入是渤海海域污染的重要来源。此外，通过河流径流、海水养殖业等输入也是重要的污染来源。渤海作为半封闭海域，水体交换能力弱，也可能是导致污染超标的一个原因。

13.3.3 海洋沉积物环境现状

调查结果，调查海域表层沉积物中各站位的有机碳、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷和石油类均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中第一类海洋沉积物质量标准，按一类标准评价的标准指数均低于 1（表 5.3-3），沉积物环境质量整体状况较好。

13.3.4 海洋生物质量现状

调查生物质量站位 26 个，其中 20 个站位位于辽东湾国家级水产种质资源保护区范围内，按照第一类标准进行评价；6 个位于辽东湾国家级水产种质资源保护区及国土空间总体规划范围外，按维持现状进行评价。



调查海区各站位甲壳类和鱼类中铜、锌、镉、铅、砷、总汞、石油烃的标准指数均小于 1，未出现超标情况，均符合《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ 1409-2025），表明调查海域生物质量状况总体良好。

13.3.5 海洋生态环境现状

13.3.5.1 叶绿素 a

调查海域各站位表层叶绿素 a 浓度变化于 [redacted] mg/m^3 ，平均值为 [redacted]；底层叶绿素 a 浓度变化于 [redacted] mg/m^3 ，平均值为 [redacted]。

13.3.5.2 初级生产力

调查海域各站位初级生产力变化范围为 [redacted] $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 [redacted] $\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

13.3.5.3 浮游植物

调查共出现浮游植物 [redacted]，个体数量变化范围在 [redacted] 个/ m^3 之间，平均密度为 [redacted] 个/ m^3 ，优势种类有 5 种，为圆矮小短棘藻、尖刺拟菱形藻、布氏双尾藻、中肋骨条藻、脆杆藻属。浮游植物群落结构稳定性较好。

13.3.5.4 浮游动物

调查共鉴定浮游动物 23 种，[redacted]

[redacted] 中华哲水蚤、强壮箭虫、腹针胸刺水蚤、洪氏纺锤水蚤、多毛类幼体。浮游动物群落结构稳定性一般。

13.3.5.5 底栖生物

调查共鉴定底栖生物 78 种（类），生物量变化范围在（[redacted]） g/m^2 ，平均值为 [redacted] g/m^2 。密度变化范围在 [redacted] 个/ m^2 之间，平均为 [redacted] 个/ m^2 。优势种为全刺沙蚕、丝异须虫、不倒翁虫、寡鳃齿吻沙蚕和那不勒斯膜帽虫。底栖生物群落结构稳定性较好。

13.3.6 渔业资源现状调查

根据 [redacted] 渔业资源现状调查结果：



捕获鱼类 35 种，隶属于 7 目 20 科 33 属；头足类 3 种，隶属于 2 目 2 科；捕获甲壳类 24 种，隶属于 2 目 15 科。鱼类成体资源密度平均值为 [REDACTED]，幼体为 [REDACTED]；头足类成体资源密度平均值为 [REDACTED]，幼体为 [REDACTED]；虾类成体资源密度平均值为 [REDACTED]，幼体为 [REDACTED]²；蟹类成体资源密度平均值为 [REDACTED]，幼体为 [REDACTED]。

鱼卵密度范围为 [REDACTED] 粒/m³，平均值为 [REDACTED] 粒/m³；仔稚鱼密度范围为 [REDACTED] 尾/m³，平均值为 [REDACTED] 尾/m³。

13.3.7 主要环境敏感目标

本项目评价范围内有海洋生态保护红线、辽宁辽河口国家级自然保护区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽宁凌海大凌河口国家级海洋公园等重要敏感区；辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区、鲢鱼产卵场、小黄鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、银鲳产卵场、黄姑鱼产卵场、海蜇产卵场和鲢鱼索饵场、黄姑鱼索饵场和中国毛虾索饵场等一般敏感区。

13.3.8 环境影响回顾性分析

本项目依托设施均按照相关法律法规的要求编制了环境影响报告书，并在进行开发方案设计时，根据国家相关法律法规要求设计了相应的环保设施，环保设施的设计、建造工作与主体工程的设计工作同时进行，并随油田一起投入试运行。现有生产水处理系统、注水处理系统、生活污水处理装置等其他环保设施目前运行正常，未发生过非正常工况排放，含油生产水处理达标后全部回注地层，生活污水处理达标后排放。自投产至今，未发生过溢油等环境风险事故。

海水水质状况总体稳定，特征污染物石油类含量在春季历次调查中无升高趋势，最近 2 次调查（[REDACTED]）均处于一类标准范围之内，该海域油气田开发活动未对海水水质产生显著影响。

海洋表层沉积物环境总体保持良好，特征污染物石油类在表层沉积物中总体仍处于较低水平，油气田开发生产作业未对其产生显著影响。

2026 年春季调查海洋生态质量均优于或与历史水平持平：叶绿素 a 含量和初级生产力水平均高于历史水平；浮游植物和浮游动物多样性指数均高于历史水平；底栖生物种类和多样性指数处于历次调查的中间水平；生物样品生物质



量均达标，历史上部分样品的生物质量存在砷超标现象。以上表明油气田开发未对海洋生态产生显著影响。

13.4 环境影响预测与评价结论

13.4.1 工程对海水水质的影响

13.4.1.1 钻井液排放对海水水质的影响

钻井液中含有少量颗粒态物质，颗粒态物质在随海水运动的同时，将在海水中发生沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。根据预测结果，本项目新建平台钻井液排放仅对排放点附近水质有影响，影响在表底层均有存在，表层超一（二）类包络最大面积为 [REDACTED]，超一（二）类水质距排放点的最大距离为 [REDACTED]，停止排放后最大约 [REDACTED] 即可恢复到排放前水质。

13.4.1.2 钻屑排放对海水水质的影响

钻屑的成分主要是泥土和岩石碎屑，其粒径远大于钻井液中的粘土类物质，沉降速度快扩散范围较小。根据数值预测结果，钻屑对水质的影响主要在平台周围不远的水域内，由于本项目所在海域水深较浅，钻屑排放造成悬浮物超标在表底层均有存在，在表层造成的海水超一（二）类最大包络面积为 [REDACTED]²，距排放点的最大距离为 [REDACTED]，停止排放后最大 [REDACTED] 海水悬浮物浓度即可恢复排放前的水平。

13.4.1.3 海底管道/电缆铺设对海水水质的影响

铺设海管/海缆挖沟搅起的悬浮物有部分进入水体，短期内对海水水质造成一定的影响，这种影响是短期的、一次性的、可恢复的，挖沟搅起的悬浮物的影响主要在施工线路两侧。海底管缆挖沟铺设时超一（二）类海水最大影响距离为 [REDACTED]，由于海底管缆路由所在区域水深较浅，铺设海底管缆挖沟造成的水质超标范围在模型垂向表底层均有存在，其中底层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 [REDACTED]，表层水体超一（二）类水质最大包络面积合计为 [REDACTED]；超三、四类水质海域影响范围主要在底层，其面积相对较小。海底管缆铺设作业停止后最大约 [REDACTED]，悬浮物浓度可恢复至施工前水平。



13.4.1.4 温排水对海水水质的影响

JZ20-2NCEP 平台冷却水最大排量为 [REDACTED]，自身温升较小（[REDACTED]）。根据预测结果，在网格尺度 [REDACTED] 下冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 [REDACTED]，温升超标面积远小于一个网格 [REDACTED]，冷却水排放对海水温度影响较小，不会显著影响本海区的海洋水质。

13.4.1.5 生活污水对海水水质的影响

由于 JZ20-2NCEP 平台 COD 排放源强较小，影响面积并不大，无论何时排放超标影响的距离都在 30m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会显著影响本海区的海洋水质。

13.4.2 工程对海洋沉积物的影响

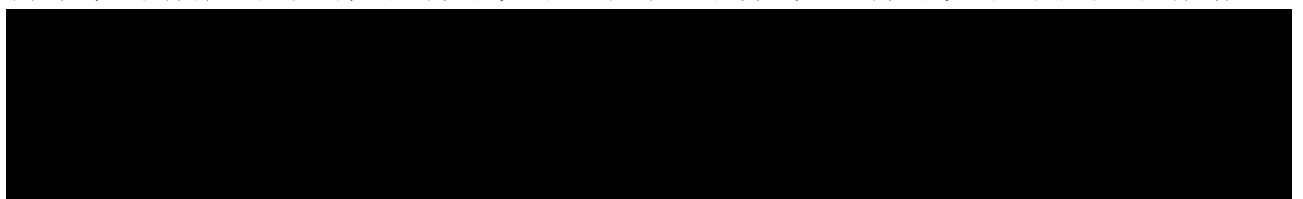
13.4.2.1 钻屑对海洋沉积物的影响

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

13.4.2.2 铺设海底管道和电缆对海洋沉积物环境的影响

铺设海底管缆对沉积物环境的影响首先是开挖和覆盖，搅起的海底泥沙在海流和重力作用下自然回填管/缆沟，覆盖厚度>2cm 的面积主要位于管/缆沟两侧附近，因悬浮物均是局地沉积物再沉积，不会引起沉积物环境变化。本项目新铺 3 条海底管道和 1 条海底电缆。根据预测结果，铺设海底管/缆悬浮物覆盖 [REDACTED] 厚度的覆盖面积合计为 [REDACTED]。

本项目海底管道在工程防腐设计中外防腐将采取防腐涂层与阴极联合保护方法，阴极材料采用铝基锌块作为牺牲阳极。锌在发生原电池反应后，将以锌离子形态释放到海底沉积物环境中，使管道周围沉积物环境中锌含量略有增加。





因此海底管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌超标。

13.4.3 工程对海洋生态环境的影响

本项目对海洋生物资源的主要影响环节为钻井液、钻屑的排放和海底管道/电缆铺设时的悬浮物排放，导致局部海域范围内的悬浮物浓度超标，影响水体中浮游动植物的生长与繁殖，对鱼卵、仔稚鱼和游泳动物产生一定的影响，并造成底栖生物的掩埋、覆盖等。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）估算，本项目在建设及生产过程中可能造成海洋生物损失：

13.4.4 工程对环境敏感目标的影响

本项目建设阶段产生的钻井液和钻屑、铺设海底管道/电缆挖沟产生的悬浮物均为短期排放，仅会对平台及管/缆路由区局部海域产生短期、局部、轻微影响，海水水质在短期内即可恢复。钻井液和钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围离排放点最远距离分别约 ；海管/海缆铺设产生的悬浮物超一（二）类最远距离约 ，建设阶段对周围海域环境影响轻微。

生产阶段仅少量生活污水和温排水排放。由于生活污水排放量较小且 COD 浓度较低，预测的 COD 浓度在网格分辨率 下最大增量为 ，无论何时排放超一类水域影响的距离都在 （预测最小网格边长）范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大，不会显著影响项目所在海区的海水水质。由于冷却水排量很小，由于海流的对流扩散作用，预测网格分辨率 下冷却水排放造成的平台海水周围最大温升约 ，海水温度超一类范围远小于一个网格 ，冷却水排放对海水温度影响较小。

本项目已委托 编写了项目对辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区影响专题论证报告，该报告已于 2026 年 3 月通过了农业农村部渔政保障中心的审查，其论证结论为：本项目的实施将会对渔业生态环境和渔业资源产生一定的影响，但不会对保护区的主要功能造成较大的影响。在实施了渔业资源补偿的前提下，本工程对渔业生态环境和渔业资源的影响是



可以接受的。

13.5 环境风险分析与评价结论

13.5.1 溢油风险分析结论

本项目在建设阶段、生产阶段可能存在的主要环境风险为油气泄漏事故，其中建设阶段的环境风险事故包括井喷、输油软管破裂和船舶碰撞；生产阶段的环境风险事故包括井喷、平台泄漏、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏和船舶碰撞等。

本项目海底管道/立管泄漏溢油污染环境事件为最大可信事故。本项目选取了 JZ20-2NCEP 平台附近海管发生原油泄漏事故进行了模拟预测，管道溢油量取 [REDACTED]。溢油预测结果表明，溢油漂移的过程将会对工程海域附近的若干环境敏感目标造成影响，溢油抵岸对陆域和沿岸海域造成影响。

根据溢油轨迹预测结果，JZ20-2NCEP 附近管道发生溢油污染环境事件时，在 SW 风向极值风条件下最短 [REDACTED] 可到达海洋生态红线保护地一般控制区。由于 JZ20-2NCEP 平台位于国家级水产种质资源保护区及多个产卵场内，无论何时溢油都会产生不利影响，因此，相关部门需做好防护应急工作，防止溢油事故的发生。

本项目正式投产作业前，建设单位将编制油气污染应急预案，并纳入到现有依托油田的油气污染应急预案中统一考虑，新建 JZ20-2NCEP 平台配备相应的溢油应急资源，周围油田及附近可借助应急资源满足应急响应需要。因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。鉴于项目周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实有效措施，防范溢油风险事故，完善溢油应急预案，加强溢油应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

13.5.2 地质性溢油分析结论

通过地质条件、油藏工程、钻完井方案等方面的综合分析，本项目地质条件及断层风险认识清楚、钻完井方案可行，本项目施工过程中和后续生产过程中发生地质性油气泄漏事故的可能性不大。建议建设单位进一步加强对钻完井作业和注水作业的管理，避免发生溢油风险事故，在采取严密、适当的安全防范措施后，工程施工和生产过程中的地质性溢油风险是可控的。



13.5.3 浅层气分析结论

以新建平台为中心，在调查范围内海底至海底 500m 地层中未发现与浅层气相关的异常反射特征。本项目地质条件及浅层气分布认识清楚、钻完井方案可行，在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强监测，本项目在生产过程中浅层气风险是可控的。

13.6 清洁生产与总量控制

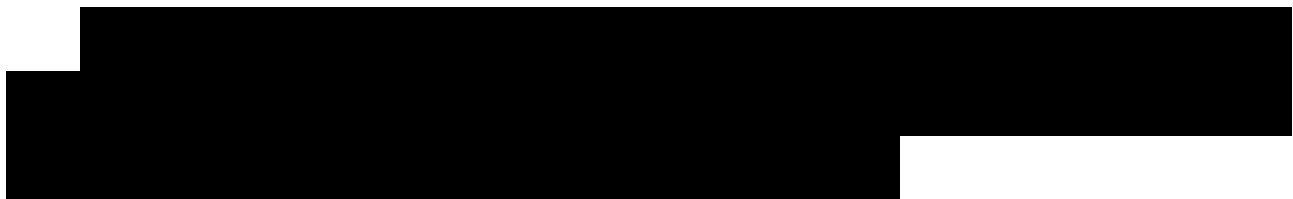
13.6.1 清洁生产分析结论

本项目在建设阶段将通过钻井液的循环利用减少污染物的排放量；海底管道和电缆铺设尽可能减少挖沟面积，并尽可能缩短铺管/缆作业时间，减缓并降低工程建设对周围海域生物资源的影响；同时，用严格的环境安全管理来保证各项作业安全进行，避免污染环境事故的发生，从而达到清洁生产的目的。生产阶段选用国内外先进工艺技术；生产物流处理全部采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程；设置探测报警和紧急关断系统等，这些措施均符合清洁生产相关法律法规的要求。

根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》的分级标准，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，本项目钻井作业的清洁生产综合评价指数为 95.42，采油气作业的清洁生产综合评价指数为 100，达到清洁生产先进水平。

13.6.2 总量控制建议

本项目生产过程中产生的废水主要包括含油生产水和生活污水，产生的固废包括生产垃圾和生活垃圾。本项目含油生产水经处理合格后全部回注地层，不外排；生活污水中的灰水经初步处理后进入开式排放系统打入生产流程，与生产水一同处理后回注地层；黑水进入生活污水处理系统处理合格后排放。





13.7 环境保护对策措施的合理性、可行性结论

13.7.1 环境保护对策措施

钻井过程中非钻井油层水基钻井液及钻屑符合标准的排放，非钻井油层合成基钻井液及钻屑、钻井油层水基钻井液及钻屑均不排放，运回陆地交由有资质单位处理。

钻井过程中向海中排放的钻井液和钻屑，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）标准中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L。同时，向海中排放的钻井液和钻屑中重金属含量还应符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级排放标准（重晶石中最大值： $\text{Hg} \leq 1\text{mg/kg}$ 、 $\text{Cd} \leq 3\text{mg/kg}$ ）的要求。

本项目新建 JZ20-2N CEP 平台位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区内，建议在该水产种质资源保护区的特别保护期（4 月 25 日~6 月 15 日）期间，钻井作业产生的钻井液和钻屑运回陆地处置，不排海。

本项目海底管道和海底电缆的挖沟埋设作业期间采取的环境保护措施主要包括两个方面：一方面采用后挖沟自然回填/边敷边埋的方式进行挖沟埋设，可以减少挖沟面积，从而最大限度地减轻对海洋底栖生物的破坏范围；另一方面尽量缩短海上铺设作业时间，以减缓铺设作业对海洋渔业资源和生态环境的影响。

新建海管电缆均位于辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区的核心区或实验区，海底管道/电缆铺设挖沟作业应避免该水产种质资源保护区的特别保护期 4 月 25 日~6 月 15 日。

本项目产生的生产水在新建 JZ20-2NCEP 平台处理合格后全部回注地层，不排海。根据《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022），生产水处理至含油量 $\leq 15\text{mg/L}$ 。

生活污水中的黑水和灰水分开处理：黑水进入生活污水处理系统，处理合格后排海；灰水经格栅除渣后进入过滤器过滤，然后进入开排罐，再通过开排泵打入闭排系统，最后进入工艺处理流程并最终回注地层。当油气生产系统停



产或者出现事故，灰水不能直接进入开排罐时，灰水经过撇油器处理后与黑水一起进入生活污水处理装置进行处理，处理至满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》（即 $COD \leq 300mg/L$ ）后排海。

本项目船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）、《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007.4.10）、《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发[2018]168号）》等相关要求。船舶含油污水全部运回陆地处理；船舶生活污水处理达标后间断排放，严格执行船舶水污染物排放控制标准；食品废弃物达标排放，食品包装物等船舶垃圾运回陆地处理。

本项目生产过程中产生的生活垃圾、生产垃圾等固体废弃物禁止排海，将集中装箱运回陆地，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求，对其中的危险废物交由有资质的单位进行处置。

13.7.2 海洋生态保护措施

本项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施，但在开发过程中钻屑/钻井液的排放以及海底管道/电缆铺设掀起的海底沉积物不可避免地海洋生态环境造成一定的影响。为使该油田开发的同时保护好海洋环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海洋生态环境和海洋生物资源的损害，以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建议建设单位在本项目开发过程中，采取如下措施：

（1）本项目开发建设过程中必须严格控制污染物的排放浓度，尽可能降低对海洋生态环境造成影响，生产水处理合格后全部回注地层，正常生产阶段生活污水处理达标排放。

（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，务必将环境风险防范措施和应急措施放在首要位置。

（3）本项目钻井作业产生的钻井液和钻屑排放将避开辽东湾国家级水产种质资源保护区的特别保护期为4月25日~6月15日，在该时间段钻井作业产生的所有钻井液和钻屑运回陆地处置，不排海。

（4）海底管道和海底电缆挖沟作业避开辽东湾国家级水产种质资源保护区



特别保护期 4 月 25 日~6 月 15 日，以尽可能减轻对周围海域水产种质资源保护区的影响。

(5) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油污染环境事件发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。

(6) 鉴于本项目开发建设过程中将对周围海域的海洋生态造成不可避免的影响，建议建设单位与相关主管部门沟通和协商，选择合适的放流时间、品种和规模，对本项目造成的生物资源损失采取适当的生态恢复或补偿措施，如人工增殖放流等，其经费应纳入本项目的环保投资预算。海洋生态修复的具体措施由建设单位与相关主管部门协商决定。

13.8 建设项目环境可行性结论

本项目符合国家产业政策，符合《全国海洋主体功能区规划》、《辽宁省国土空间规划（2021-2035）》和辽宁省“三区三线”划定成果。

本项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑、钻井液、海底管道/电缆挖沟埋设产生的悬浮物以及船舶污染物，其对环境的影响属于短期、局部、可恢复的。新建 JZ20-2N CEP 平台在辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区的特别保护期 4 月 25 日~6 月 15 日期间，钻井作业产生的钻井液及钻屑不排海；铺设海底管道/电缆挖沟作业应避免该水产种质资源保护区的特别保护期 4 月 25 日~6 月 15 日。

生产过程中产生的主要污染物为含油生产水，经处理达标后全部回注地层。其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

本项目的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护措施。本项目存在海底管道泄漏等导致的溢油风险，需要采取具有针对性的环境保护措施和切实有效的溢油应急防范措施。

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，本项目对周边环境的影响范围和影响程度是可以接受的。因此，从环境保护角度考虑，本项目建设可行。