



编号：COES-037-HP-2018

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目 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： 中海石油环保服务（天津）有限公司

编制时间： 2020 年 1 月



编制单位和编制人员情况表

项目编号	jt70e2		
建设项目名称	旅大5-2北油田I期开发项目		
建设项目类别	48_156海底隧道、管道、电(光) 缆工程		
环境影响评价文件类型	报告书		
一、建设单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	徐可强		
主要负责人 (签字)	曹新建  19/12-2019		
直接负责的主管人员 (签字)	朱睿  2019.12.19		
二、编制单位情况			
单位名称 (盖章)	中海石油环保服务 (天津) 有限公司		
统一社会信用代码	91120116744009403F		
三、编制人员情况			
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
梁丽君	2015035110352013110713000675	BH009379	
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张生光	区域环境概况、环境质量现状调查与评价、环境风险分析与评价、环境保护技术经济合理性与生态建设方案、环境管理与环境监测计划	BH007950	
李云婷	工程概况、工程分析、回顾性环境影响评价、清洁生产、总量控制	BH006056	
梁丽君	总论、环境影响预测与评价、海洋工程环境可行性分析、环境保护对策措施、结论	BH009379	

目 录

1 总论.....	1
1.1 评价任务由来与评价目的.....	1
1.2 报告书编制依据.....	2
1.3 环境影响评价和环境质量标准.....	4
1.4 环境影响要素识别.....	11
1.5 环境影响评价工作等级.....	13
1.6 评价范围与评价重点.....	14
1.7 环境敏感区和环境保护目标.....	16
2 工程概况.....	24
2.1 建设项目概况.....	24
2.2 油田开发过程及生产工艺.....	57
2.3 依托设施能力校核.....	72
3 工程分析.....	87
3.1 工程各阶段污染环节与环境影响分析.....	87
3.2 工程各阶段污染源强核算.....	88
3.3 环境影响要素和评价因子的分析与识别.....	101
4 区域自然环境概况.....	103
4.1 区域自然环境现状.....	103
4.2 工程海洋资源和海域开发利用概况.....	105
4.3 环境敏感目标.....	111
5 环境质量现状调查与评价.....	129
5.1 水文水动力现状调查与评价.....	129
5.2 地形地貌环境现状调查与评价.....	143
5.3 海水水质现状调查与评价.....	151
5.4 沉积物环境质量现状评价.....	174
5.5 海洋生物生态现状调查与评价.....	178

5.6	生物质量	195
5.7	渔业资源	201
6	回顾性环境影响评价	218
6.1	油田开发过程回顾	219
6.2	故障排污及溢油情况回顾	232
6.3	油田周围海域环境质量回顾	232
7	环境影响预测与评价	248
7.1	水文动力环境影响分析与评价	248
7.2	地形地貌与冲淤环境影响分析与评价	264
7.3	水质环境影响预测分析与评价	264
7.4	沉积物环境影响分析	275
7.5	海洋生态环境影响分析与评价	277
7.6	主要环境敏感目标影响分析	286
8	环境风险分析与评价	298
8.1	环境风险评价等级判定	298
8.2	环境风险危害识别与事故频率估算	299
8.3	溢油漂移预测	309
8.4	事故后果分析	331
8.5	地质性溢油风险分析与评价	337
8.6	环境风险防范对策措施和应急方法	376
8.7	结论	406
9	清洁生产	408
9.1	建设项目清洁生产内容与符合性分析	408
9.2	建设项目清洁生产评价	410
10	总量控制	416
10.1	主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量	416
10.2	污染物排放削减方法	417
10.3	污染物排放总量控制方案与建议	418

10.4 排污混合区建议.....	418
11 环境保护对策措施.....	420
11.1 建设项目建设阶段环境保护对策措施.....	420
11.2 建设项目生产阶段环境保护对策措施.....	422
11.3 建设项目海洋生态保护对策措施.....	424
11.4 对斑海豹的环境保护措施.....	426
11.5 环保竣工验收.....	427
11.6 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总.....	428
12 环境保护的技术经济合理性与生态建设方案.....	432
12.1 环境保护设施和对策措施的费用估算.....	432
12.2 环境保护的经济损益分析.....	432
12.3 环境保护的技术经济合理性.....	441
12.4 社会效益.....	441
12.5 海洋生态建设方案.....	442
13 海洋工程环境可行性分析.....	449
13.1 海洋主体功能区规划符合性分析.....	449
13.2 海洋功能区划符合性分析.....	451
13.3 辽宁省海洋生态红线的符合性分析.....	453
13.4 国家产业政策符合性分析.....	454
13.5 相关规划的符合性分析.....	454
14 环境管理与环境监测计划.....	460
14.1 环境管理.....	460
14.2 环境监测计划.....	463
15 环境影响评价结论及建议.....	466
15.1 工程分析结论.....	466
15.2 环境现状分析与评价结论.....	468
15.3 环境影响预测分析与评价结论.....	473
15.4 环境风险分析与评价结论.....	475

15.5 清洁生产和总量控制结论.....	476
15.6 环境保护对策的合理性、可行性结论.....	476
15.7 公众参与分析与评价结论.....	478
15.8 区域规划和政策符合性结论.....	478
15.8 建设项目环境可行性结论.....	479
16 环境影响报告书附件.....	480
附件 1 委托书.....	481
附件 2 固废处置服务合同.....	482
附件 3 危险废物经营许可证.....	484
附件 4 相关环评批复及竣工验收文件.....	485
附件 5 海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表.....	507
附件 6 现状调查 CMA 文件封面	508
附件 7 中英文注释表.....	511

1 总论

1.1 评价任务由来与评价目的

1.1.1 评价任务由来

旅大 5-2 北油田位于渤海辽东湾海域,东经 $120^{\circ}47' \sim 120^{\circ}50'$,北纬 $39^{\circ}58' \sim 40^{\circ}01'$,东南距绥中 36-1 油田 (CEPN) 约 3.9km,西南距旅大 5-2 油田约 10km,新建平台海域水深为 29.4m。

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目拟新建一座四腿钢结构导管架井口热采平台 WHPA、新建一座四腿钢结构导管架生产支持平台 PAP,两座平台栈桥连接,新建一条从 LD5-2N WHPA 至 SZ36-1 CEPN 的 3.9 公里 10"/16" 双层保温混输海管、新建一条从 SZ36-1 CEPN 至 LD5-2N PAP 的 3.9 公里 4" 输气海管;新建一条从 SZ36-1 CEPN 至 LD5-2N WHPA 的 3.9 公里输电海缆。同时, SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流。

LD5-2N WHPA 平台上生产井采用蒸汽吞吐的开发方式,射流泵动力液举升采油。各单井物流经生产管汇汇合后,进入生产分离器进行油气水三相分离,分离出的含水 60% 的原油进入静电聚结分离器进一步脱水至含水 50% 的原油后,经外输泵增压并与除砂后的生产水混合后,经新建海底管道送至 SZ36-1 CEPN 平台进一步处理。SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流,处理成含水 2% 的合格原油,进入 SZ36-1 CEPN 平台原油处理系统中的换热器、冷却器后进入原油缓冲罐,与绥中 36-1 III 期原油及旅大 6-2 合格原油共同通过外输泵外输。含油生产水依托 SZ36-1 CEPN 平台水处理设施处理,处理合格的生产水由注水泵增压后分别输送到 SZ36-1 各井口平台回注地层。

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目的锅炉燃料气引自 SZ36-1 CEPN 平台,主要供热采蒸汽锅炉及热介质锅炉使用。电力依托 SZ36-1 电网,在 LD6-2 CEPA 平台预留电站位置上为旅大 5-2N 新增一台电站,并与绥中电网组网供电。

《旅大 5-2 北油田 I 期开发项目总体开发方案报告》(ODP) 已编制完成,根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定,本工程在建设前应进行环境影响评价。受建设单位中海石油(中国)有限公司天津分公司的委托(见附件 1),中海石油环保服务(天津)有限公司承担了该工程的环境影响评价工作,

并依据有关法规、导则的要求完成了《旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响报告书》。

1.1.2 评价目的

本评价旨在查明建设项目评价范围内的环境质量现状，在全面分析建设项目施工期和运营期的主要污染因子的种类和数量的基础上，预测和评价建设项目对周围环境的影响范围和程度，阐明该项目的环境效益、经济效益和社会效益，提出相应的环境保护措施和建议，从环境保护角度论证该项目建设的合理性和可行性，从而为工程开发主管部门和环境保护主管部门提供决策依据，为项目的环境保护设计提供科学依据，为建设单位实施完善的环境管理提供可操作依据。

1.2 报告书编制依据

1.2.1 法律法规

- 《中华人民共和国环境保护法》（修订）（2015.1.1 实施）；
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017.11.4 修订）；
- 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）；
- 《中华人民共和国海域使用管理法》（2002.1）；
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年修订）（2012.2）；
- 《中华人民共和国大气污染防治法》（2018.10.26 修订）；
- 《中华人民共和国水污染防治法》（2017.6.27 修订）；
- 《中华人民共和国噪声污染防治法》（2018.12.29 修订）；
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2016.11.7 修订）；
- 《中华人民共和国渔业法》（修订）（2013.12.28 实施）；
- 《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11.7 修订）；
- 《中华人民共和国节约能源法》（2018.10.26 修订）；
- 《中华人民共和国循环经济促进法》（2009 年 1 月）；
- 《产业结构调整指导目录》（2019 年本）。

1.2.2 管理条例、规定及实施办法

- 《建设项目环境保护管理条例》（2017 年 10 月 1 日实施）；
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018.3 修订）；

- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(1983.12);
- 《防治船舶污染海洋环境管理条例》(2018.3.19 修订);
- 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(2016 年修订);
- 《中华人民共和国自然保护区条例》(国务院令第 167 号, 2017.10.7 修订);
- 《中华人民共和国水生野生动物保护实施条例》, 农业部令第 1 号, 2013.12.7;
- 《河北省海洋环境保护管理规定》(2013 年 2 月 1 日实施);
- 《铺设海底管道电缆管理规定实施办法》(1989.3);
- 《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》(交通部, 2011.3.1 起施行);
- 《海洋工程环境影响评价管理规定》(国海规范〔2017〕7 号);
- 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交通部文件 交海发[2007]165 号);
- 《海洋自然保护区管理办法》(1995.5);
- 《海洋特别保护区管理办法》(国海发〔2010〕21 号);
- 《中国水生生物资源养护行动纲要》(2006.2);
- 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》(国家海洋局, 2015 年 4 月);
- 《关于切实加强风险防范严格环境影响评价管理的通知》(环发[2012]98 号);
- 《关于涉及自然保护区的开发建设项目环境管理工作有关问题的通知》(环发[1999]177 号);
- 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2011〕35 号文)。

1.2.3 规划、功能区划及保护规划

- 《全国海洋主体功能区规划》(国发[2015]42 号);
- 《辽宁省海洋主体功能区规划》(辽政发〔2017〕36 号, 2017 年 8 月 3 日实施)
- 《全国海洋功能区划 (2011-2020 年)》;
- 《辽宁省海洋功能区划 (2011-2020)》;
- 《辽宁省 (渤海海域) 海洋生态红线区划定报告》(辽宁省海洋与渔业厅, 2014 年 5 月);
- 《全国海洋生态环境保护规划 (2017-2020 年)》(国海发[2018]2 号);
- 《辽宁省海洋生态环境保护规划 (2016-2020)》;
- 《渤海环境保护总体规划 (2008-2020 年)》(2009 年);

- 《渤海综合治理攻坚战行动计划》（环海洋〔2018〕158 号，2018 年 11 月 30 日实施）。

1.2.4 技术导则、规范

- 《环境影响评价技术导则 总纲》（HJ2.1-2016）；
- 《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）；
- 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）；
- 《环境影响评价技术导则 生态影响》（HJ19-2011）；
- 《环境影响评价技术导则 大气环境》（HJ2.2-2018）；
- 《环境影响评价技术导则 声环境》（HJ 2.4-2009）；
- 《危险废物贮存污染控制标准》（GB18579-2001）；
- 《海洋监测规范》（GB 17378.1~7-2007）；
- 《海洋调查规范》（GB/T 12763.1~11-2007）；
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）；
- 《建设项目海洋环境跟踪监测技术规程》，国家海洋局，2002.4；
- 《海洋生态损害评估技术指南》国家海洋局，2013 年 8 月；
- 《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011）；
- 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008，2009-5-1 实施）。

1.2.5 工程资料及有关批复文件

- 旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响评价委托书（见附件 1）；
- 《旅大 5-2 北油田 I 期开发项目总体开发方案报告》（2019 年 8 月）；
- 建设单位提供的其它设计资料。

1.3 环境影响评价和环境质量标准

1.3.1 环境质量标准

根据《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本项目位于辽宁省海洋功能区划之外，工程周边的功能区为“A1-01 绥中海域农渔业区”和“A6-05 大连斑海豹海洋保护区”。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程不在红线区。

工程周边海域的功能区和红线区：

(1) “A1-01 绥中海域农渔业区”：水质质量执行不低于二类海水水质标准，沉积物质量和海洋生物质量执行不低于一类标准。

(2) “A6-05 大连斑海豹海洋保护区”：海水水质、沉积物质量和海洋生物质量执行不低于一类标准。

(3) “大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）”：海水水质、沉积物质量和海洋生物质量执行不低于一类标准。

1.3.1.1 海水水质

根据《海水水质标准》（GB3097-1997），对照《辽宁省海洋功能区划》（2011~2020年）、《辽宁省渤海海域海洋生态红线》中对各功能区水质保护目标要求，确定各调查水质站位评价执行标准情况。调查站位与海洋功能区划、海洋生态红线位置关系见图 1.3-1 和 1.3-2。

图 1.3-1 2017 年 5 月调查站位图

图 1.3-1 2018 年 10 月调查站位图

表 1.3-1 2017 年 5 月调查站位海水水质标准执行情况

《辽宁省海洋功能区划》 (2011-2020 年)		辽宁省（渤海海域） 海洋生态红线		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
/	/	[REDACTED]	■	[REDACTED]	■

表 1.3-2 2018 年 10 月调查站位海水水质标准执行情况

《辽宁省海洋功能区划》 (2011-2020 年)		辽宁省(渤海海域) 海洋生态红线		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
██████████	██	█	█	██████████	██
██████████	██	█	█	██	██
██████████	██	██████████	██	██████████	██

由表可以看出, 2017 年调查, H18 执行《海水水质标准》二类标准; 其他点位均执行一类评价标准。2018 年调查, H25 执行《海水水质标准》二类标准; 其他点位均执行一类评价标准。

表 1.3-3 海水水质评价标准单位: mg/L (pH 除外)

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
DO	>6	>5	>4	>3
COD	≤2	≤3	≤4	≤5
无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030		≤0.045
石油类	≤0.05		≤0.30	≤0.50
挥发性酚	≤0.005		≤0.010	≤0.050
硫化物(以 S 计)	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
氰化物	≤0.005		≤0.10	≤0.20
铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	
铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	
汞	≤0.00005	≤0.0002		≤0.0005
砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	
总铬	≤0.05	≤0.10	≤0.20	≤0.50

1.3.1.2 海洋沉积物质量

根据《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002), 对照《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》和《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》中对工程周边临近功能区和红

线区的沉积物保护要求，确定各沉积物调查站位应执行的评价标准，标准采用《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中的一类标准，标准限值见表 1.3-4。

表 1.3-4 沉积物评价标准（单位： 10^{-6} ）

项目	第一类
有机碳 (10^{-2})	≤ 2.0
石油类	≤ 500.0
硫化物	≤ 300.0
铜	≤ 35.0
铅	≤ 60.0
锌	≤ 150.0
镉	≤ 0.50
汞	≤ 0.20
砷	≤ 20.0
铬	≤ 80.0

1.3.1.3 海洋生物质量

由于目前国家仅颁布了贝类生物评价国家标准，而其它生物种类的国家级评价标准欠缺，只能借鉴其它标准。贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》(GB18421-2001)规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。具体标准见表 1.3-5。

表 1.3-5 海洋生物质量评价标准（单位：湿重 mg/kg）

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
软体动物（双壳类）	10	0.1	20	0.2	0.5	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	100	10.0	250	5.5	/	/	0.3	20
甲壳类	100	2.0	150	2.0	/	/	0.2	20
鱼类	20	2.0	40	0.6	/	/	0.3	20

注：由于双壳类软体动物以外的其他生物体中铬、砷无评价标准，因此不对双壳类以外的其他生物体中铬、砷进行评价。

1.3.2 污染物排放标准

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)，本工程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)，本工程所在海域属于一级海区。

本工程施工期产生的污染物有：施工作业船舶产生的生活污水、机舱含油污水、船舶垃圾，管缆铺设及平台施工中产生的悬浮物、施工作业垃圾（施工过程中产生的边角料等），钻井过程中产生的钻井液、钻屑等；本工程运行期阶段产生的污染物有：放喷罐冷却放空气体、生产分离器伴生气、锅炉天然气燃烧废气、生活污水、含油生产水、锅炉水处理系统废水、生活垃圾、含油泥沙和生产垃圾等。

本工程所在海域属于渤海辽东湾南部海域，工程生产建设过程中产生的污染物排放标准执行情况见表 1.3-6。

表 1.3-6 污染物排放标准

污染物		采用标准	等级	标准值	适用对象
油层段钻井液、钻屑		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)	一级	钻井油层钻屑和钻井油层钻井液不得排放 禁止排放非水基钻井液钻屑	钻井作业排放的油层段钻屑、油层段钻井液
非油层段钻井液、钻屑		《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)	一级	Hg≤1mg/kg Cd≤3mg/kg	钻井作业排放的非油层段钻屑、非油层段钻井液
		《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB 18420.1-2009)	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)		一级	COD≤300mg/L	钻井/生产作业生活污水和生产垃圾
生产生活垃圾			一级	禁止排放或弃置入海	
船舶机舱含油污水		《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)、《2011年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014年修改通报》		运回陆地处理	船舶污染物的排放
船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)、《2011年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014年修改通报》		禁止投入水域	
	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 25mm 后方可排放;在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	
船舶生活污水				2012 年 1 月 1 日以前安装生活污水处理装置的船舶执行: BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500 个/L; 2012 年 1 月 1 日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行: BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000 个/L、COD _{Cr} ≤125mg/L、PH6~8.5、总氯(总余氯)<0.5mg/L	

1.3.3 生产水回注指标

LD5-2NWHPA 生产物流在本平台只进行气液分离，不产生生产水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水，经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自绥中 36-1 油田 I 期 SZ36-1CEPK 平台部分生产水及 SZ36-1CEP 汇合，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。根据该平台含油生产水注水要求，含有生产水水质需达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 中石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求。

表 1.3-7 旅大 5-2 北油田推荐注水水质主要控制指标

注入层平均空气渗透率, μm^2		$>0.5\sim\leq 1.5$
控制指标	悬浮固体含量, mg/L	≤ 10.0
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 4.0
	含油量, mg/L	≤ 30.0
	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076
	SRB (硫酸盐还原菌), 个/MI	≤ 25
	IB (铁细菌), 个/MI	$n \times 10^4$
	TGB (腐生菌), 个/MI	$n \times 10^4$

注: $1 < n < 10$ 。

1.4 环境影响要素识别

本项目海上建设阶段，非油层段钻井液和钻屑排放、铺设管缆挖沟掀起的海底泥沙等会在短时间内造成海水中悬浮物浓度增加，进而影响海洋生态环境。大颗粒泥沙最终沉降在海底，会在一定程度上改变海底沉积物性质，并对局部的底栖生物生态产生不利影响。

本项目海上生产阶段，在生产过程中产生的含油生产水将全部回注绥中 36-1 油田地层，不会对海洋环境产生不利影响。

此外，海上建设和生产阶段参加作业的人员和船舶将产生少量的船舶机舱含油污水、生活污水和食品废弃物等生活垃圾及少量生产垃圾。船舶机舱含油污水、生产及生活垃圾运回陆地处理，不会对海洋环境产生影响；生活污水经处理达到相应的排放标准后排海，将对海洋环境产生局部轻微影响；清管水主要为海水，清管水的主要污染物质为悬浮沙，因此清管水直接排放入海，对海洋环境影响轻微。环境风险事故状态下的油气泄漏事故会对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境等造成危害。具体环境影响要素识别见表 1.4-1。

表 1.4-1 污染环境要素识别

开发阶段	污染物	主要污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	机舱含油污水	石油烃	运回陆地处理	—	无
	船舶生活污水	COD、大肠菌群、SS	达标间断排放	海水水质、海洋生态环境	小
	船舶生活垃圾	食品废弃物、包装物等	运回陆地处理	—	无
	生产垃圾	废弃边角料、油渣、油棉纱等	运回陆地处理	—	无
	平台建设、铺管作业悬浮沙	悬浮沙	连续排放	海水水质、海洋生态环境	中
	钻井液、钻屑	悬浮沙	油层段钻井液、钻屑运回地处理，非油层段钻井液、钻屑排放	海水水质、海洋生态环境	中
	清管废水	悬浮沙	直接排海	海水水质	小
生产阶段	放喷罐冷却放空气体	N ₂ 、伴生气、水蒸气	直排	环境空气	小
	生产分离器伴生气	伴生气	直排	环境空气	小
	锅炉燃烧废气	二氧化硫、氮氧化物	直排	环境空气	小
	含油生产水	石油类	全部回注	—	无
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	锅炉水处理系统废水	热污染、盐度	直排	温度及盐度	小
	管道防腐溶出物	锌	连续排放	海水水质、海洋沉积物环境	小
	生产垃圾	废弃边角料、油渣、油棉纱等	运回陆地处理	—	无
	含油泥砂	石油类	运回陆地处理	—	无
	生活垃圾	食品废弃物、包装物等	运回陆地处理	—	无
事故状态下	环境风险事故下的溢油	石油类	直接排放	海水水质、海洋沉积物、海洋生态环境	大

1.5 环境影响评价工作等级

1.5.1 海洋环境评价等级

本工程属于海洋油(气)开发及其附属工程,根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)中评价等级划分原则,确定单项海洋环境影响要素为海水水质环境、海洋沉积物环境、海洋生态和生物资源环境、环境风险等。

表 1.5-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

建设项目类型和内容	环境影响评价内容						
	海水水质环境	海洋沉积物环境	海洋生态和生物资源环境	海洋地形地貌与冲淤环境	海洋水文动力环境	环境风险	其他评价内容
海洋油(气)开发及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

由表 1.5-1 可见,海洋水文动力环境和海洋地形地貌与冲淤环境的影响评价内容不是海洋油(气)开发及其附属工程的必选评价内容。鉴于本次工程新建平台为透水式结构,对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响轻微;新铺海底管缆对管缆处底层流速和流向会有一定影响,但影响范围很小,不会对管缆区域的水文动力造成影响。此外,本工程不涉及填海、疏浚等对海洋水文动力环境和海洋地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工程内容。因此,本次评价将对海洋水文动力环境和海洋地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014)(下文简称“导则”),海洋油(气)开发及其附属工程建设项目的海洋环境影响评价等级主要根据年产油量以及工程所处海域的生态敏感性来确定。本项目原油的密度为 [REDACTED],工程所在海域为重要渔业水域(鲷、鳀鱼和中国对虾的索饵场内,中国毛虾越冬场等),属于生态环境敏感区。水质、沉积物、生态和生物资源环境的评价等级见下表。根据导则要求,确定本项目的海洋环境影响评价等级为 1 级。

表 1.5-2 评价等级

海洋工程分类	工程类型和工程内容	工程规模	工程所在海域特征和生态环境类型	评价等级		
				水质环境	沉积物环境	生态和生物资源环境
海洋矿产资源勘探开发及其附属工程类	海洋油(气)开发及其附属工程	污水排放量 (5000~1000) m ³ /d 或 年产油量 (50~20) 万 t	生态环境敏感区	2	3	1

1.5.2 环境风险评价等级

本项目运营期危险物质与其临界量的比值 Q 为 0.112 (详见第 8.1 章节), 小于 1, 根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018), 当 $Q < 1$ 时, 该项目的环境风险潜势为 I。风险潜势为 I, 评价工作等级为简单分析。

表 1.5-3 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 ^a

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

根据风险潜势判断, 本项目的风险评价等级为简单分析。但鉴于原油为重点关注的风险物质, 且一旦溢油对海洋生态环境和项目周边环境敏感区影响影响较大, 因此, 选择管线原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测, 并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

1.6 评价范围与评价重点

1.6.1 评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014) 中关于评价范围的界定, 主要依据被评价海域及周边海域的生态完整性确定, 调查与评价范围应覆盖可能受到影响的海域, 本项目海洋环境影响评价等级为 1 级, 根据“导则”规定, 1 级评价扩展距离一般不小于 8km~30km。当建设项目所在区域有生态环境敏感区和自然保护区时, 调查评价范围应适当扩大, 将生态环境敏感区和自然保护区涵盖其中, 以满足评价和预测环境敏感区和自然保护区所受影响的需要。

根据本项目污染物排放负荷和排放方式及可能影响的范围、自然环境特征及重点环境保护目标, 本次评价范围为以工程用海 (包括本工程平台、管缆及依托工程) 外缘线为起点、分别向主潮流方向及垂直主潮流方向各外扩 15km。考虑本工程东南侧为大连斑海豹国家级自然保护区, 西北侧为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, 评价范围适当扩大, 最终确定项目评价范围为外扩至 25km。

本项目评价范围约 2700km² 海域, 评价范围四至坐标参见表 1.6-1, 评价范围见图 1.6-1。

表 1.6-1 评价范围界点坐标

界点	经度		纬度	
P1				
P2				
P3				
P4				

图 1.6-1 评价范围图

1.6.2 评价重点

依据本油田开发工程的特点和评价海域环境特征,结合本工程分析识别出的环境影响因子和环境影响因素识别结果,确定出本工程的环境影响评价重点为:

(1) 平台建设、海底管道、电缆铺设所搅起的海底悬浮泥沙及非油层段钻井液、钻屑排放产生的悬浮泥沙对工程周围海水水质、沉积物、底栖生物、渔业资源及海洋生态环境的影响;给出采取的生态环境保护对策措施。

(2) 工程运营期在油气生产、集输等过程污染物的产生排放情况,对海洋水文动力、海水水质、沉积物、海洋生态环境等造成的影响,给出采取的生态环境保护措施。

(3) 工程施工期及运营期可能发生的油气泄漏事故对工程周围渔业资源以及环境敏感目标的潜在影响,给出溢油风险防范对策措施。

(4) 地质性溢油风险分析与评价。

1.7 环境敏感区和环境保护目标

1.7.1 主要敏感目标分布概况

本次评价的主要环境敏感目标包括:国家级自然保护区、海洋特别保护区、生态红线区、水产种质资源保护区、产卵场及索饵场等。其中,距离本工程最近的敏感目标为《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》(2014年)中“禁止开发区-大连斑海豹保护生态红线区”,平台最近距离为 [REDACTED],同时,本工程还位于鲷、鳀鱼、中国对虾的索饵场、中国毛虾的越冬场内,同时位于小黄鱼产卵场内及洄游路线边缘,斑鲈索饵场边缘及洄游路线内。

本工程的主要敏感区和保护目标见表 1.7-1 和表 1.7-2,敏感目标分布见图 1.7-1~图 1.7-3,重要渔业水域敏感目标及养殖区情况见 4.3.2.3 章节中图 4.3-5~图 4.3-14。

表 1.7-1 评价范围内环境敏感目标分布表

评价范围内敏感区名称			生态保护目标/保护期	位置关系 方位及距离 (km)
国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	缓冲区	斑海豹及其栖息生境	██████████
		核心区		██████████
水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区		小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹	██████████
渔业“三场”	黄姑鱼	洄游路线	黄姑鱼及其生境，产卵期 5~6 月	██████████
	鲷	索饵场	鲷及其生境，产卵期 5~6 月	██████████
	白姑鱼	洄游路线	白姑鱼及其生境，产卵期 5~6 月	██████████
	鳀鱼	索饵场	鳀鱼及其生境	██████████
	小黄鱼	产卵场、索饵场	小黄鱼及其生境，产卵期 5 月下旬~6 月上旬	██████████
	鳊	索饵场	鳊及其生境，产卵盛期 5 月上旬至 6 月上旬	██████████
	斑鲈	索饵场、洄游路线	斑鲈及其生境，产卵期 5~6 月	██████████
	中国对虾	索饵场	中国对虾及其生境，产卵期 5 月初~6 月初	██████████
	中国毛虾	越冬场	中国毛虾及其生境，产卵期 6~7 月	██████████
生态红线	大连斑海豹自然保护区生态红线区	禁止开发区	斑海豹	██████████

表 1.7-2 溢油事故状态下可能影响的敏感目标分布表

类别	敏感区名称	生态保护目标/保护期	位置关系	
			方位	距离 km
国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	斑海豹及其栖息生境	■	■
	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	■	■
	辽宁辽河口国家级自然保护区	丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	■	■
海洋特别保护区	辽宁绥中碣石国家级海洋公园 (辽宁绥中碣石国家级海洋特别保护区)	岩礁生态系统、碣石宫等秦汉遗址及独具特色的自然、人文景观及海水浴场	■	■
	觉华岛国家级海洋公园	磨盘山天桥、贝壳滩保护区、龙脖子海蚀地貌和历史遗迹等	■	■
	大连仙浴湾国家级海洋公园	海岛、沙滩、湿地、森林及生物资源	■	■
	锦州大笔架山海洋特别保护区	大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	■	■
水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区	小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹，4月25日-6月15日	■	■
	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		■	■
	南戴河海域国家级水产种质资源保护区	主要保护对象为栉江珧和魁蚶，其他保护对象包括毛蚶、竹蛏等，4月1日-7月31日	■	■
	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀，3月1日-10月31日	■	■
辽宁省渤海海洋生态红线	芷锚湾旅游休闲生态红线区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	天龙寺旅游休闲区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	六股河口海洋保护区-禁止开发区	海域保护区	■	■
	六股河河口及湿地生态红线区-限制开发区	河口生态系统	■	■
	菊花岛红线控制区-限制开发区	重要海岛、滨海旅游资源	■	■
	兴城滨海旅游休闲区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	望海寺旅游休闲度假区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
大笔架山海洋特别保护区-禁止开发区	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	■	■	

类别	敏感区名称	生态保护目标/保护期	位置关系	
			方位	距离 km
	小笔架山旅游度假区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	双台子河口滨海湿地自然保护区-禁止开发区	湿地生态系统和斑海豹类	■	■
	辽河（双台子河）河口及湿地生态红线区-限制开发区	河口湿地生态系统	■	■
	辽东湾国家级水产种质资源保护区-限制开发区	水产种质资源	■	■
	大辽河河口生态红线区-限制开发区	河口生态系统	■	■
	团山海蚀地貌保护区-禁止开发区	海蚀地貌	■	■
	大连斑海豹国家级自然保护区-限制开发区	斑海豹	■	■
	大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区	斑海豹	■	■
	驼山旅游休闲娱乐区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	仙浴湾旅游休闲娱乐区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	鹿鸣岛北海旅游休闲生态红线区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	蛇岛海洋保护区-禁止开发区	蛇岛和老铁山的生态系统、蝮蛇、侯鸟	■	■

图 1.7-1 本项目敏感目标分布示意图

图 1.7-2 项目周围海洋生态红线分布

图 1.7-3 溢油事故状态下可能影响的敏感目标分布图

1.7.2 污染控制目标

本工程污染控制目标是工程投产后确保所产生的各种污染物均能达标排放。本工程建设、生产过程中将要产生的主要污染物包括铺设海底管缆搅起的海底泥沙、钻完井作业产生的钻井液和钻屑、生活污水、锅炉水处理系统废水及海水冷却水、生活垃圾、生产垃圾、含油生产水以及油气泄漏事故情况下可能排放的原油等，这些污染物均为污染控制的主要对象。本工程位于渤海辽东湾海域中南段，根据有关标准及工程所在海域的环境功能要求，污染控制目标要求如下：

铺管作业悬浮沙：通过采用先进铺管技术和合理选择铺管施工期，尽量减轻或避免铺管挖沟作业对海洋生物资源和海洋生态环境的影响。

钻井液、钻屑：水基钻井液循环使用，非油层段钻井液钻完井作业完成后经所在海区主管部门批准后一次性排入海，油层段钻井液运回陆上交有资质单位处理；非油层段钻屑经所在海区主管部门批准后，间歇式点源排放，油层段钻屑运回陆上交有资质单位处理。

船舶含油污水：参加作业的船舶所产生的船舶机舱含油污水禁止在海上排放，需全部运回陆地处理。

生活污水：参加作业船舶所产生的生活污水处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）要求后排放；运营期平台定员生活污水处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）要求后排放。

含油生产水：LD5-2NWHPA 平台产生的含油生产水全部回用，平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水，依托 SZ36-1CEPO 平台处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

生产垃圾、含油泥沙及生活垃圾：生产垃圾和生活垃圾应全部分类收集后运回陆上处理，含油危险固废交有资质单位处理。

原油泄漏：采取合理有效的防范措施，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

1.7.3 环境保护目标

正常作业情况下环境保护目标为工程周围海域的海水水质，沉积物质量和海洋生态。控制污染物排放不影响临近功能区的《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋生物质量》（GB18421-2001）和《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）及相关标准要求。

2 工程概况

2.1 建设项目概况

2.1.1 项目名称与建设性质

项目名称：旅大 5-2 北油田 I 期开发项目

项目性质：新建

建设地点：渤海辽东湾海域

工程类型：海洋油气开发及其附属工程

建设单位：中海石油(中国)有限公司天津分公司

预计投产日期：[REDACTED]

项目投资：[REDACTED]

环保投资：[REDACTED]

2.1.2 地理位置

旅大 5-2 北油田位于渤海辽东湾海域,东经 120°47'~120°50',北纬 39°58'~40°01',东南距绥中 36-1 油田 (CEPN) 约 3.9km,西南距旅大 5-2 油田约 10km,新建平台海域水深为 29.4m。

本项目新建平台和管缆坐标见表 2.1-1,地理位置图见图 2.1-1。

表 2.1-1 本项目新建工程坐标

平台名称	平台坐标	
LD5-2N WHPA 平台	[REDACTED]	[REDACTED]
LD5-2N PAP	[REDACTED]	[REDACTED]
管道/电缆名称	[REDACTED]	[REDACTED]
LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 混输管道	[REDACTED]	[REDACTED]
SZ36-1CEPN→LD5-2N PAP 输气管线	[REDACTED]	[REDACTED]
SZ36-1CEPN→LD5-2N WHPA 海底电缆	[REDACTED]	[REDACTED]

图 2.1-1 工程地理位置图

2.1.3 平台选址概况

2.1.3.1 油田构造特征和地质油藏概况

[Redacted text block]

2.1.3.2 平台选址及比选概况

[Redacted text block]

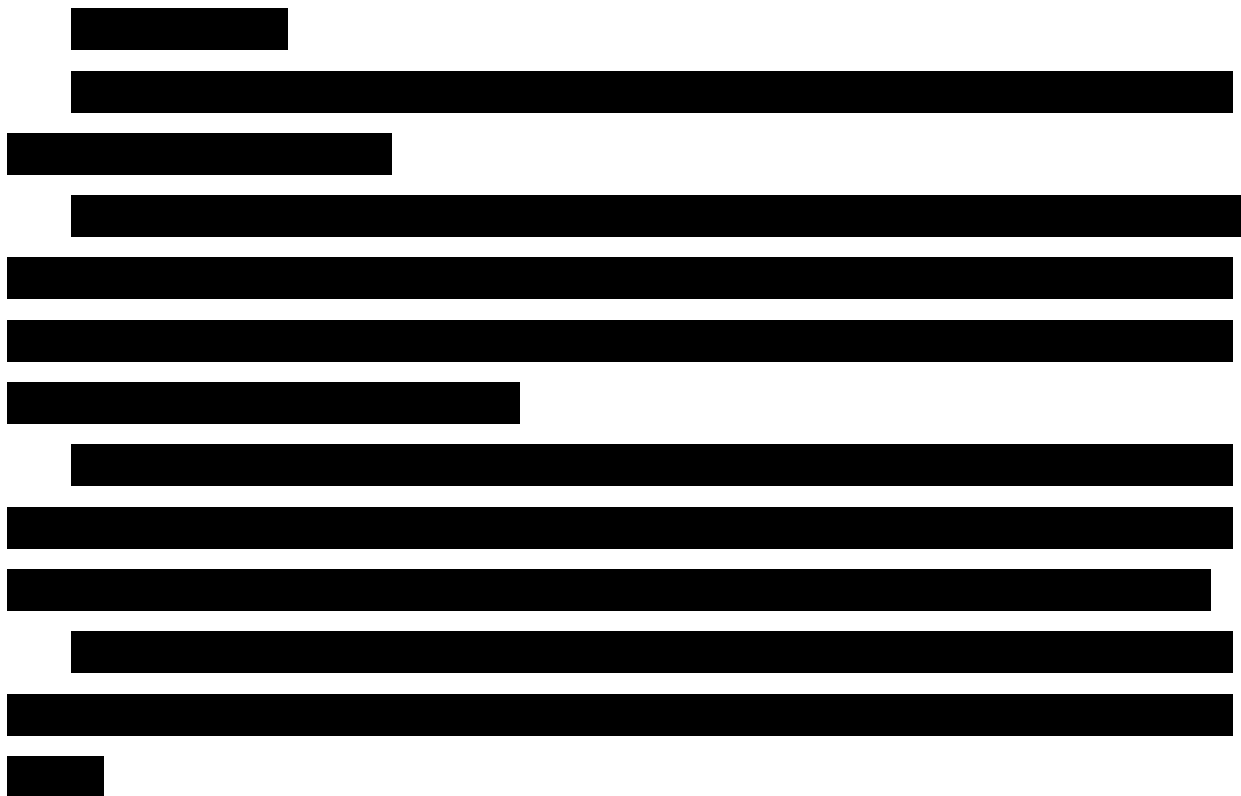


图 2.1-2 平台位置示意图

2.1.4 工程总体方案

旅大 5-2 北油田 I 期开发新建一座热采井口平台 LD5-2N WHPA 和一座生产支持平台 LD5-2N PAP，物流进行计量及分离出放喷气后外输至绥中 36-1 油田 CEPN 平台进行处理，与该平台的物流处理为合格原油后输送至 SZ36-1 CEP，然后输送至绥中终端。燃料气引自 SZ36-1 CEPN 平台。电力依托 SZ36-1 电网，在 LD6-2CEPA 预留电站位置上为 LD5-2N WHPA 平台新增一台电站与绥中电网组网供电。

工程方案见下图所示。

本工程计划建设内容包括：

- 新建一座四腿钢结构导管架井口热采平台（LD5-2N WHPA），新建一座四腿钢结构导管架生产支持平台（LD5-2N PAP）；两座平台栈桥连接。

LD5-2N WHPA 平台总井槽数为 36 个，其中生产井 34 口，水源井 2 口。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板。主要设施有蒸汽热采配套设备、锅炉给水处理系统部分设备、油气生产系统设备、放喷系统、除砂设备、水源井系统设备、计量设施、动力液注入系统、冷放空系统、开闭排系统、电气房间等。

LD5-2N PAP 平台设有 80 人生活楼，公用设施等，不设井口，主要设施包括：锅炉给水处理系统部分设备、柴油系统、化学药剂系统、工厂仪表风系统、氮气系统、海水系统、热介质系统。

- 新建 2 条海底管线：①新建 1 条 10"/16"由 LD5-2N WHPA 至 SZ36-1CEPN 3.9km 的双层保温混输海管；②新建 1 条 4"由 SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 的 3.9km 的复合软管输气海管。
- 新建 1 条海底电缆：由 SZ36-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 3.9km 的复合海底电缆（规格为 $3\times 300\text{mm}^2$ ）。
- 在 SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N 项目物流；同时校核 SZ36-1CEPN/CEPO 的处理能力以及依托的已建海底管道。

LD5-2N 油田生产井采用蒸汽吞吐的开发方式，射流泵动力液举升采油。各单井物流经生产管汇汇合后，进入生产分离器进行油气水三相分类，分离出的含水 60%的原油进入静电聚结分离器进一步脱水至含水 50%的原油后，经外输泵增压并与除砂后的生产水混合后，经新建海底管道送至 SA36-1CEPN 平台进一步处理，SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流，处理成含水 2%的合格原油进入 SZ36-1CEPN 平台原油处理系统中的换热器、冷却器后进入原油缓冲罐与绥中 36-1II 期原油及旅大 6-2 合格原油共同通过外输泵外输。含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台水处理设施处理，处理合格的生产水由注水泵增压后分别输送到 SZ36-1 各井口平台回注地层。

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目的燃料气引自 SZ36-1 CEPN 平台，主要供热采锅炉使用。电力依托 SZ36-1 电网，在 LD6-2 CEPA 平台预留电站位置上为旅大 5-2N 新增一台电站，并与绥中电网组网供电。

本项目总体开发方案示意图见图 2.1-3、图 2.1-4。

图 2.1-3 LD5-2N 油田项目方案工程示意图

图 2.1-4 LD5-2N 油田工程总体方案示意图

2.1.5 油田工程基础数据

2.1.5.1 油田开发数据

表 2.1-2 油田开发数据表

高峰产液量	
高峰产油量	
高峰产水量	
高峰产气量	
平台名称	WHPA（井口平台）、PAP（支持平台）
井槽数	36 个
总井数	36 口
生产井数	34 口
水源井数	2 口
钻修井方式	钻井船钻完井，HXJ225 修井机修井
平台及海管设计寿命	均为 25 年
年生产天数	各阶段生产天数为注热 14~23 天，焖井 3~6 天，放喷 11~13 天，单注热轮次射流泵生产 303~334 天
生产年限	12 年
开发方式/采油方式	蒸汽吞吐热采开发/射流泵动力液提升

2.1.5.2 油田设计处理能力

表 2.1-3 LD5-2N 油田设计处理能力

项目	设计能力
液处理能力 (m ³ /d)	
油处理能力 (m ³ /d)	
水处理能力 (m ³ /d)	
气处理能力 (Sm ³ /d)	

2.1.5.3 产能指标预测

旅大 5-2 北油田 I 期生产井为 34 口井，水源井为 2 口，总井数为 36 口。动用石油地质储量 2439.74×10⁴m³。油田产能预测见表 2.1-4。

表 2.1-4 旅大 5-2 北油田 I 期产能预测指标

日期	日产量				年产量 (10 ⁴ m ³ /a)				年注汽 (10 ⁴ m ³ /a)	累注汽 (10 ⁴ m ³ /a)
	油	水	液	气	油	水	液	气		
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a	10 ⁴ m ³ /a		

2.1.5.4 油田原油物性

根据实验分析结果，旅大 5-2 北油田新近系地面原油性质属超重质、特~超稠油。放喷气组分主要为 N₂、伴生气、水蒸气等。

(1) 明下段原油性质

明下段地面原油为超重质油，具有密度高、粘度高、含硫量低、胶质沥青质含量高、含蜡量中偏高、凝固点高等特点。

(2) 馆陶组原油性质

馆陶组地面原油为超重质油，具有密度高、粘度高、含硫量低、胶质沥青质含量高、含蜡量中偏高、凝固点高等特点。

原油物性见表 2.1-5。

表 2.1-5 旅大 5-2 北油田混合原油的一般性质

项目	明下段	馆陶组
20℃密度 kg/m ³		
50℃粘度 mPa s		
凝固点(℃)		
含硫量(%)		
含蜡量(%)		
胶质沥青质(%)		

2.1.5.5 伴生气组分

由于旅大 5-2 北油田未取到气样，也没有伴生气具体组分数据，根据油藏建议，天然气组分参考旅大 27-2 油田 A23H 井。参考气样 LD27-2-A23H 伴生气

2.1.5.6 油田构造特征和地质油藏概况

旅大 5-2 北圈闭类型为受辽西 1 号断层和近东西向调节断层夹持的断块圈闭，储层厚度大，横向分布稳定，原油性质为超重质特~超稠油，油藏类型为油水界面不规则的底水块状油藏。

旅大 5-2 北构造共解释并编制了馆陶组底面、顶面和明下段油层顶面 3 层构造图。该构造是辽西 1 号断层和近东西向调节断层夹持的一个断块构造，构造的东侧、北侧

以断层为边界，内部被次级断层进一步复杂化。构造北东高、南西低，高点位于东北角。圈闭形态良好，3 层圈闭高点位置几近相同，继承性较好。各层圈闭特征如下：

明下段油层顶面最低圈闭线-930m，高点埋深-845m，圈闭面积 6.6km²，闭合幅度 85m；

馆陶组顶面最低圈闭线-1030m，高点埋深-930m，圈闭面积 7.1km²，闭合幅度 100m；

馆陶组底面最低圈闭线-1230m，高点埋深-1100m，圈闭面积 11.3km²，闭合幅度 130m。

旅大 5-2 北油田未钻遇气层，钻井证实油水界面比构造最低圈闭线深，并且高低起伏。明下段油藏油水界面在-921.4~-945.3m 之间，最低与最高相差 23.9m；馆陶组油藏油水界面在-1037.3~-1060.5m 之间，相差 23.2m。

2.1.6 工程项目组成

旅大 5-2 北油田 I 期开发工程的工程量主要包括新建工程和改造工程两部分。本项目工程量组成详见表 2.1-6。

表 2.1-6 旅大 5-2 北油田 I 期开发工程的工程量组成

工程类型	工程组成	装置及规模
新建工程	主体工程	LD5-2N WHPA 平台 新建四腿平台，采用吊装方式安装。桩腿间距为 22m×20m，井槽排列为 4×9，其中生产井为 34 口井，水源井为 2 口，总井槽数为 36 个。钻修机进行修井。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板。其上主要设施有蒸汽热采配套设备、锅炉给水处理系统部分设备、油气生产系统设备、放喷系统、除砂设备、水源井系统设备、计量设施、动力液注入系统、冷放空系统、开闭排系统、电气房间等。
		LD5-2N PAP 平台 四腿钢结构导管架生产支持平台及生活支持平台，设有 80 人生活楼，公用设施等，不设井口。包括：锅炉给水处理系统部分设备、柴油系统、化学药剂系统、工厂仪表风系统、氮气系统、海水系统、热介质系统
	辅助工程	海底管道 LD5-2N WHPA→SZ36-1 CEPN，3.9km，10in/16in 双层保温混输海管 SZ36-1 CEPN→LD5-2N PAP，3.9km，4in 的复合软管输气海管
		海底电缆 SZ36-1 CEPN→LD5-2N WHPA，3.9km，35kV，3×300mm ² 海底复合电缆
	环保工程	开、闭排系统 生活污水处理系统：电解法。 项目定员 80 人，平台高峰人数预计可达 120 人。 污水处理设备设计处理能力按 120 人设计（处理能力：██████）。
	公用工程	LD5-2N WHPA 上的公用工艺系统设燃料气系统、柴油系统、化学药剂注入系统和公用仪表风系统
改造工程	依托工程 SZ36-1 CEPO 平台 生产水处理系统：采用“斜板除油器+一级气浮选机+二级气浮选+双介质过滤器”的四级处理流程，设计规模为 8400m ³ /d。	

工程类型	工程组成	装置及规模
工程	SZ36-1CEPN 平台	新增混输海管收球筒、输气海管发球筒 新增 2 台原油加热器、2 台静电聚结脱水器、2 台电脱入口加热器及 1 台电脱水器
	LD6-2CEPA 平台	依托该平台预留位置新增 1 台容量为 9MW 发电机组

2.1.6.1 新建工程设施

本工程拟新建一个井口平台 WHPA 及支持平台 PAP，2 条海底管道（1 条混输管道，1 条输气管道，长度均为 3.9km）及 1 条海底电缆（长 3.9km）。

(1) LD5-2N WHPA 平台

①平台结构

WHPA 为一座四腿导管架井口平台，设有 225 修井机，不设生活楼。WHPA 导管架工作点间距为 22m×20m。平台共有 36 个井槽，井槽排列为 4（列）×9（行），井槽间距为 2.0m×2.0m。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板。其上主要设施有蒸汽热采配套设备、油气生产系统设备、除砂设备、水源井系统设备、计量设施、动力液注入系统、冷放空系统、开闭排系统、电气房间等。

具体布置见图 2.1-5。

a.上层甲板

上层甲板的尺寸为 [REDACTED]。

甲板西侧布置了两台蒸汽锅炉（单台 30t/h，总计 60t/h）及锅炉给水泵，甲板东侧是 225 修井机区域，井口区位于甲板东侧 1 轴与 2 轴之间，井槽排列方式为 4×9，井槽间距为 2m×2m。冷放空管及二氧化碳撬布置在甲板东南角。

甲板南侧 1 轴边缘布置了一台能力为 15t@15m，5t@40m 的电动吊机，保证钻完井及后期修井作业和设备安装、检修时的方便使用。

具体布置见图 2.1-6。

b.中层甲板

中层甲板的尺寸为 [REDACTED]。

中层甲板 1 轴处设置了 A60 防火墙以分隔危险区和非危险区。1 轴西侧为非危险区，设置了两层房间。一层房间布置了主开关间、储藏间、实验室和 FM200 间。二层房间标高 EL.(+)25.5m，布置了主变压器间、应急开关间和中控设备间。在一层电气房间西侧，甲板边缘布置了一艘 40 人救生艇，并设置了人员集合区。一层电气房间南侧布置了热力除氧撬。

在 1 轴东侧为危险区，1 轴和 2 轴之间为井口区，布置了 16 个井口采油树。在标高为 EL. (+) 24m 处设置了采油树的操作甲板。井口区西侧设置了两层甲板，下层布置了动力液注入泵，上层标高为 EL (+) 25.5m，布置了生产/计量/放喷管汇、动力液注入管汇、测试加热器、井口控制盘。井口区南侧布置了旋流除砂器、疏水扩容器橇。在 2 轴东侧布置了计量分离器、生产分离器、生产加热器、放喷分离器、置换泵、卧螺机。

具体布置见图 2.1-7。

c. 下层甲板

下层甲板的尺寸为 XXXXXXXXXX。

下层甲板全部为危险区，未设置防火墙。1 轴西侧布置了一台静电聚结分离器、水利旋流器、清管球发射器，其南侧布置了水源井水泵、钻机水泵、预处理水泵，并设置了二层甲板，标高为 EL(+)15m，布置水源井水换热器和自动反洗过滤器。在 1 轴东侧，1 轴和 2 轴之间为井槽区，布置了 20 个井口采油树。在标高为 EL. (+) 14.5m 处设置了采油树的操作甲板。井槽区西侧布置了另一台静电聚结分离器，井槽区南侧布置井口控制盘和生产外输泵、海管掺水泵、集砂罐、输送泵。在 2 轴东侧主要布置了生产/测试/放喷管汇、闭排罐、闭排泵，闭排系统南侧布置了开排槽、生产水缓冲罐、生产水循环泵、海管产水泵。

在 2 轴东侧设置了一个二层小平台，标高 EL.(+)15.5m，布置动力液注入管汇。

具体布置见图 2.1-8。

图 2.1-5 LD5-2N WHPA 平台东向立面结构图

图 2.1-6 LD5-2N WHPA 平台上层甲板平面布置图

图 2.1-7 LD5-2N WHPA 平台中层甲板平面布置图

图 2.1-8 LD5-2N WHPA 平台下层甲板平面布置图

②平台防腐

平台划分为三个腐蚀区域：大气区、飞溅区和全浸区。

大气区是指平台飞溅区以上的部分，该区域暴露于阳光、风、雾和雨中。金属构件组合在一起时应采用密封焊接，尽量避免采用容易产生大气腐蚀的结构形式。对钢结构，通常采用高性能防腐蚀涂料。

飞溅区是指由于受潮汐、风和波浪的影响，平台干湿交替的区域。采用增加壁厚（即预留一定的腐蚀裕量）、重防腐涂层（或包覆层）与阴极保护联合保护的方法。

全浸区是指从飞溅区向下包括泥线以下的区域。全浸区的外部腐蚀控制采用阴极保护防腐措施。

平台全浸区采用牺牲阳极系统。牺牲阳极采用长条形铝基牺牲阳极。

平台导管架水下部分和管线为阴极保护防腐。主要采用铝基牺牲阳极，WHPA 平台防腐共用阳极块约 347 块。

（2）LD5-2N PAP 平台

①平台结构

LD5-2N PAP 是一座新建四腿生活支持平台，采用吊装方式安装。桩腿间距为 16m×14m，主要设有上层甲板、中层甲板、下层甲板。其上设有 80 人生活楼、燃料气处理设施、热介质锅炉系统、热采预处理系统部分设施和公用设施等。

具体布置见图 2.1-9。

a. 上层甲板

上层甲板的尺寸为 XXXXXXXXXX。

甲板西侧布置了 80 人生活楼，两艘救生艇悬挂于生活楼西侧舷外。

直升飞机甲板位于生活楼顶，与生活楼顶层保留 3.5 米的空间，用来放置热水罐等设备。甲板东侧布置了 2 台 6500kW 热介质锅炉、热介质膨胀罐、热介质循环泵撬，化学药剂注入撬、热采锅炉水处理系统的设备。

甲板南侧布置了一台能力为 15t@15m，5t@30m 的柴油吊机，保证日常吊装和设备安装、检修时的方便使用。

在甲板的东北侧设置了一个 30 米的栈桥通往 LD5-2N WHPA 平台。

具体布置见图 2.1-10。

b. 中层甲板

中层甲板的尺寸为 XXXXXXXXXX。

甲板的西侧设两层房间。一层房间布置了主开关间、中控设备室和中控间和工作间。二层房间标高 EL.(+22.0m)，布置了主变压器间、高压开关间、FM200 间和储藏室。

电气房间东侧布公用风/仪表风系统、氮气系统、淡水系统、柴油系统、电动消防泵和热采锅炉水处理系统的设备。

具体布置见图 2.1-11。

c. 下层甲板

下层甲板的尺寸为 [REDACTED]。

甲板的西侧设一层房间，布置了应急发电机房、应急开关间和电池间，油漆间和柴油消防泵房。

在 2 轴上设置了 A60 防火墙，西侧为安全区，主要布置了海水系统、氮气增压机撬、生活污水处理装置、热介质泄放罐和热采锅炉水处理系统的设备；东侧为危险区，布置了开排系统、化学药剂撬、燃料气收球筒和燃料气处理系统设备。

具体布置见图 2.1-12。

图 2.1-9 LD5-2N PAP 平台东向立面结构图

图 2.1-10 LD5-2N PAP 平台上层甲板平面布置图

图 2.1-11 LD5-2N PAP 平台中层甲板平面布置图

图 2.1-12 LD5-2N PAP 平台下层甲板平面布置图

②平台防腐

PAP 平台防腐同 WHPA 平台外防腐，平台防腐共用阳极块约 135 块。

(3) 钻完井

拟建 LD5-2N WHPA 平台采用“自升式钻井平台钻完井+HXJ255 修井机修井”的施工方 案，设置井槽 36 个，热采生产井 34 口（水平井 32 口，定向井 2 口），水源井 2 口（定向井 1 口，直井 1 口）。设计全部采用自升式钻井平台进行钻井和完井，修井机进行修井作业。后期设计采用修井机的井架加支持船在井槽上进行钻井和完井。

表 2.1-7 旅大 5-2N 油田开发项目井别情况一览表

井别	井名	
水平生产井	32 口	
定向生产井	2 口	
定向水源井	1 口	
直井水源井	1 口	

① 井槽平面布置

旅大 5-2N 油田 WHPA 平台设计井槽 36 个，全部为单简单井，井槽排列为 4×9，井口间距为：2.0m×2.0m，共钻井 36 口。WHPA 平台井槽平面布置见图 2.1-13。

图 2.1-13 LD5-2N WHPA 平台井槽平面布置图

② 钻井基本参数

LD5-2N-WHPA 平台 12 口明化镇组水平井和 20 口馆陶组水平井井深均小于 2600m，采用裸眼下筛管完井；2 口馆陶组定向生产井、1 口明化镇组定向水源井和 1 口馆陶组直井水源井采用套管完井，具体井身结构图见图 2.1-14。

表 2.1-8 旅大 5-2 北油田井身结构表

类别	目的层	井型井别	井深/平均井深 m	井数	井号	井身结构
1				1		
				1		
2				1		
				1		
3				1		
4				1		
5				1		

--	--	--	--	--	--	--

图 2.1-14a 常规热采水平井井身结构示意图

图 2.1-14b 套管完井热采定向井和定向水源井井身结构示意图

图 2.1-14c 直井水源井井身结构示意图

③ 钻井液成分

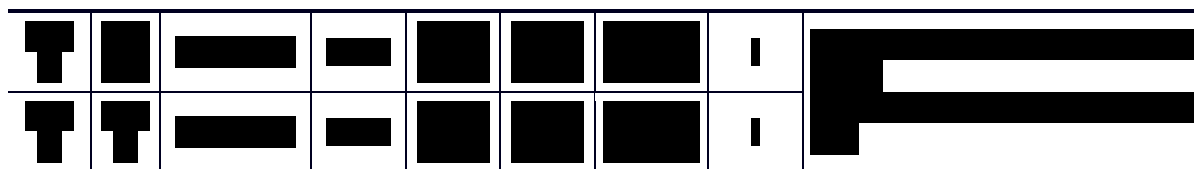
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	
[Redacted]	

本项目钻井所用钻井液全部采用水基钻井液。

钻井液体系组成见表 2.1-9。

表 2.1-9 钻井液体系组成表

分类	完钻地层	井型	井号	16"	12 -1/4" 上部	12 -1/4" 下部	8 -1/2" 裸眼	设计要点
T	[Redacted]	[Redacted]	T	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
		[Redacted]	I	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	
T	T	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
T	T	[Redacted]	T	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	I	[Redacted]
		[Redacted]	I	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	



(3) 海底管道

本工程拟建海底管道 2 条，分别为 LD5-2N WHPA 至 SZ36-1CEPN 平台的混输海底管道和由 SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 3.9km 的输气海底管道，2 条管道长度均为 3.9km，共计 7.8km。

① 参数设计

海底管道相关参数见表 2.1-10，混输管道采用双层保温管，输气管道采用软管，管道截面示意图见图 2.1-15 和图 2.1-16。

表 2.1-10a 混输海底管道相关参数

管道名称	LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 的混输管道
结构形式	
管径(in)	
内管尺寸 (mm)	
外管尺寸 (mm)	
管长(km)	
设计内压 (MPa)	
最高设计温度 (°C)	
腐蚀裕量 (mm)	
设计年限 (年)	
保温层厚度 (mm)	

表 2.1-10b 输气海底管道相关参数

管道名称	SZ36-1CEPN→LD5-2N PAP输气管道
管径(in)	
管长(km)	
设计内压 (MPa)	
最高设计温度 (°C)	
腐蚀裕量 (mm)	
设计年限 (年)	

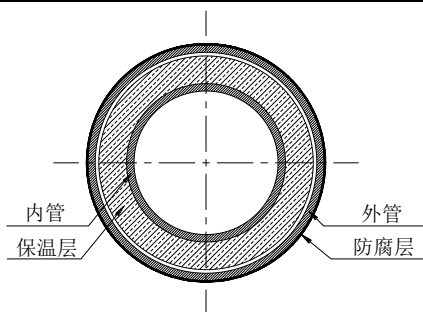


图 2.1-15 双层保温管截面示意图（混输管道）

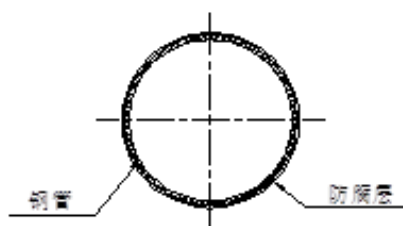


图 2.1-16 单层非保温管示意图（输气管道）

②海管防腐

本工程海底管道外管的外防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法。

（1）涂层系统

LD5-2N WHPA 至 SZ36-1 CEPN 混输海底管道外管及 SZ36-1 CEPN 至 LD5-2N WHPA 输气海底管道采用 3LPE 涂层系统保护，厚度分别为 3.5mm 和 3.1mm；海管弯头、节点外防腐层采用液态环氧+热缩带的三层结构。

立管飞溅区使用 13mm 的氯丁橡胶防腐方案，其余部分采用 3LPE 涂层系统，涂层厚度与主管线保持一致。

（2）阴极保护

LD5-2N WHPA 至 SZ36-1 CEPN 混输海底管道、SZ36-1 CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海底管道均采用牺牲阳极保护法。综合阳极性能及经济性考虑，采用手镯型铝基牺牲阳极，通常卡箍或焊接在钢管上。本工程 2 条海底管道牺牲阳极用量见表 2.1-11，共采用牺牲阳极 76 块，总重量为 2694.2kg。

表 2.1-11 本工程 2 条海底管道牺牲阳极用量

管道名称	阳极块单重 (kg)	数量 (块)
LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 的混输管道	■	■
SZ36-1CEPN→LD5-2N PAP 输气管道	■	■
合计	■	■

（4）海底电缆

本工程拟建海底电缆 1 条，SZ36-1CEPN→LD5-2N WHPA，长度为 3.9km。其相关设计参数见表 2.1-12，海底电缆截面图见图 2.1-17。

表 2.1-12 海底电缆相关参数

电缆名称	SZ36-1CEPN→LD5-2N WHPA 海底电缆
电缆长度	■
管径	■
电压等级	■

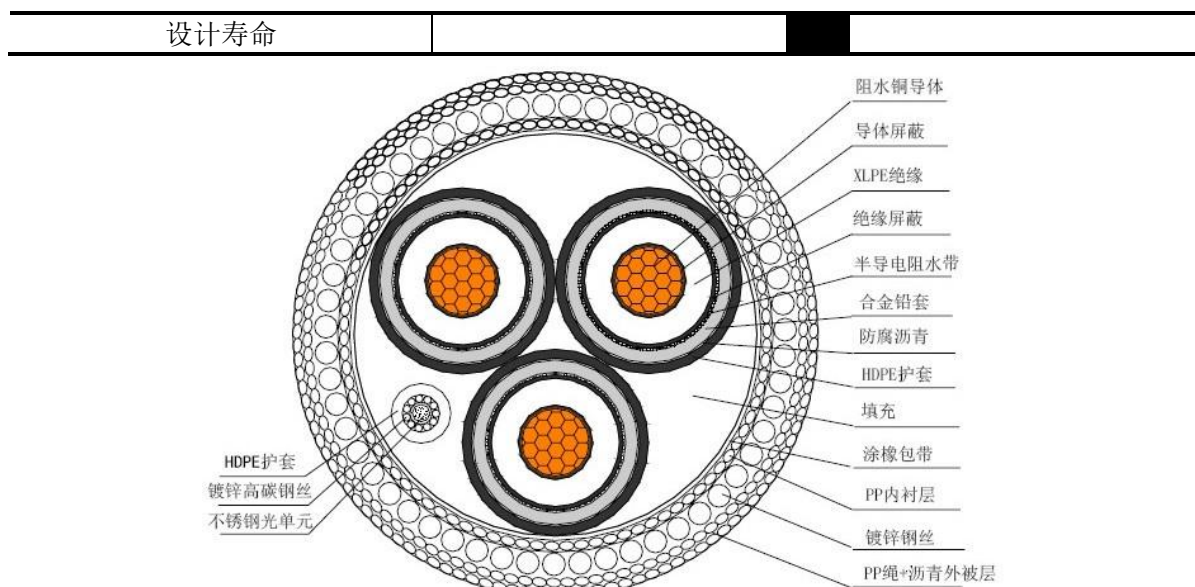


图 2.1-17 拟建海底电缆截面图

2.16.2 依托工程及相关改造

LD5-2N WHPA 平台所产物流经过生产分离器分离出放喷气后，通过新建海底管道输送到 SZ36-1CEPN 平台进行处理。

SZ36-1CEPN 平台接收来自 LD5-2N WHPA 物流，平台新增原油加热器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流，处理成合格原油（含水 2%wt）后，去往 SZ36-1CEPN2 系列换热器换热，进入缓存罐，与该平台合格原油一起输送至 SZ36-1CEP，最终输送往绥中终端。

LD5-2N WHPA 的燃料气通过新建输气管线引自 SZ36-1 CEPN 平台，该平台燃料气处理系统需进行改造，在原燃料气系统接收 JZ25-1S 干气的管线上新增接口，引一路管线去新建输气海管，将天然气输送至旅大 5-2 北油田，同时需要新增输气海管发球筒。

项目新建 SZ6-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 的海底电缆，电力依托 SZ36-1 电网，与绥中 36-1 组网供电。项目设置 1 台功率为 9000kW 燃气透平发电机组，布置在 LD6-2 CEPA 为其预留电站空间上，同时旅大 6-2 项目也在 CEPA 平台设置 1 台功率为 9000kW 燃气透平发电机组，共同与绥中 36-1 电网组网供电。

SZ36-1CEPN 是一座 8 腿导管架吊装平台。为适应本次项目，需要对其中层、下层甲板和甲板进行改造。

a. 中层甲板

在中层甲板南侧，2 轴和 4 轴之间外扩 39m×7.15m 的甲板，布置新增的两台静电

聚结分离器。

在原平台 A 轴南侧，3 轴和 4 轴之间的甲板空白区域内布置新增的生产水增压泵和滤器。

具体布置参见图 2.1-18。

b. 下层甲板

在原平台 3 轴和 4 轴之间的两台分离器之间布置新增的原油加热器。

在下层甲板南侧，1 轴和 4 轴之间外扩 $51.85\text{m}\times 7.15\text{m}+6.95\text{m}\times 9.85\text{m}$ 甲板，布置新增的化学药剂撬、电脱加热器撬、原油加热器撬和电脱水器。原平台南侧的吊货区移动至 1 轴处。

具体布置参见图 2.1-19。

c. 工作甲板

在 2 轴和 3 轴之间新增甲板 $7\text{m}\times 18\text{m}+22\text{m}\times 8\text{m}+7\text{m}\times 18\text{m}$ ，布置新增的海缆接线箱、输气海管发球筒、混输海管收球筒、电脱喂料泵和滤器、原油增压泵和滤器。

具体布置参见图 2.1-20，改造部分为红线所示范围。

图 2.1-18 SZ36-1CEPN 平台中层甲板改造布置图

图 2.1-19 SZ36-1CEPN 平台下层甲板改造布置图

图 2.1-20 SZ36-1CEPN 平台工作甲板改造布置图

2.2 油田开发过程及生产工艺

旅大 5-2 北油田 I 期开发过程大致可以分为海上建设、海上生产和海上废弃三个阶段。

2.2.1 海上建设阶段

旅大 5-2 北油田 I 期开发工程海上建设阶段的施工作业内容主要包括导管架和甲板上部组块等设施的海上安装、海底管道/电缆的铺设、钻完井作业以及依托设施的相关改造等。

2.2.1.1 海上设施安装

LD5-2N WHPA 平台为 4 腿 4 桩导管架结构，导管架采用立式建造，陆地滑移装船，海上利用 4000 吨级浮吊吊装就位；甲板组块分上下两块进行陆地建造，滑移装船。暂定使用 15000 吨级驳船运输到现场，海上暂定使用 4000 吨级浮吊吊装安装。

LD5-2N PAP 平台是一座新建 4 腿 4 桩支持平台，导管架建造场地待定，滑移装船，吊装就位，吊装重量约 1350 吨，施工船舶暂定 4000 吨级浮吊；甲板组块建造场地待定，滑移装船。PAP 组块暂定使用 15000 吨级驳船运输到现场，海上暂定使用 4000 吨级浮吊吊装安装。

2.2.1.2 海底管道/电缆施工

(1) 海底管道和电缆铺设

本项目拟建 1 条海底混输管道、1 条海底输气管道和 1 条海底电缆。混输海管及输气海管采用“BH109 型号”铺设船；电缆拟采用“沪救捞 62”型号铺设船铺设。

(2) 挖沟和埋设

本项目所有管道全程埋设，海底管道采用后挖沟+自然回填方式，



拟建海底管道和电缆埋设示意图见图 2.2-1。

图 2.2-1 拟建海底管道和电缆埋设示意图

(3) 立管和膨胀弯的安装布置

新建 LD5-2N WHPA 平台在导管架陆上建造场地预安装混输管道立管和电缆护管；新建 LD5-2N PAP 平台在导管架陆上建造场地预安装输气管道立管；已建 SZ36-1 CEPN 平台海上后安装 2 根立管和 1 根电缆护管。

新建海底管道两端设置膨胀弯。海上安装膨胀弯，经过水下法兰与海底管道连接。水下法兰采用法兰保护器保护。立管后安装、膨胀弯安装、布置水泥压块以及清管试压等拟采用“BH108”号或同等能力施工船舶。

(4) 立管及膨胀弯安装

新建 LD5-2N WHPA 平台在导管架陆上建造场地预安装混输管道立管和电缆护管；新建 LD5-2N PAP 平台在导管架陆上建造场地预安装输气管道立管；已建 SZ36-1 CEPN 平台海上后安装 2 根立管和 1 根电缆护管。

(5) 海底管道跨越施工

根据图 2.2-2 可知，项目新建海底管道、海底电缆将与 4 根已建海底管缆发生交叉跨越，分别如下：

- SZ36-1 CEP 至 SZ36-1 WHPH 的海底电缆
- SZ36-1 WHPH 至 SZ36-1 CEP 的混输海底管道
- SZ36-1 WHPF 至 SZ36-1 WHPH 的注水管道
- SZ36-1 WHPF 至 SZ36-1 WHPG 的注水管道

新建管道/电缆与已建管道/电缆跨越点处理方式：在原有管道/电缆上方放置水泥压块（至少 30cm 高），在其上方铺设新建海底管道和电缆，新建海底管道和电缆上方再铺设水泥压块进行防护，示意图见图 2.2-3。跨越点处理拟采用“BH108”号或同等能力施工船舶。

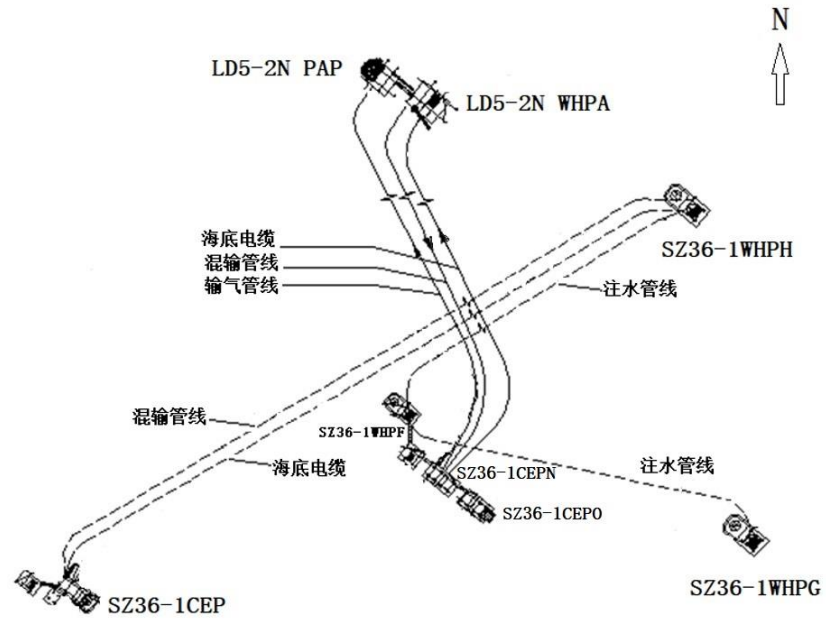


图 2.2-2 海底管缆交越示意图

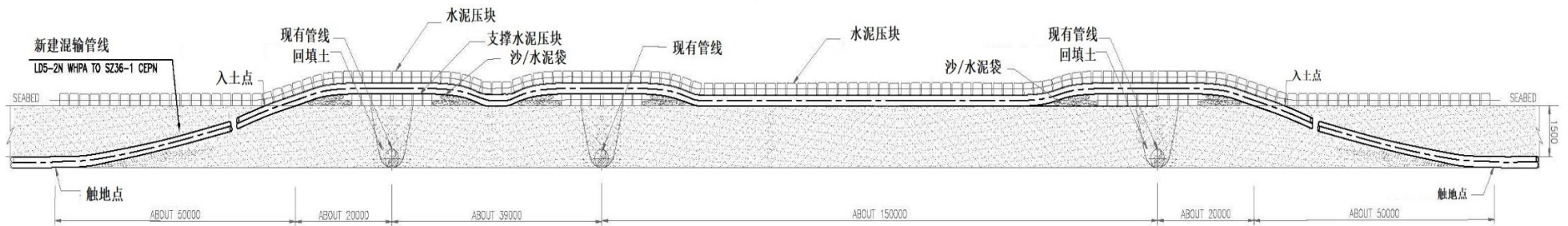


图 2.2-3 新建混输海管与已建管缆跨越点处理方式示意图

2.2.1.3 钻完井作业

钻井设备与方式：初期预先采用自升式钻井平台就位导管架进行 10 口生产井和 2 口水源井的钻井和完井作业；组块安装后，自升式钻井平台再就位覆盖上部组块继续 16 口生产井的钻井和完井作业。修井机负责修井作业。后期采用修井机井架+支持船在 8 口剩余井槽上进行钻井和完井作业。

完井方式：定向井采用套管射孔完井；水平井采用裸眼完井。

2.2.1.4 主要施工船舶与施工人员、工期安排

本工程海上施工主要设备及施工进度安排见表 2.2-1。

表 2.2-1 工程海上建设阶段作业内容、施工船舶及作业人员

施工阶段	类别	船舶数量(艘)	施工人数(人)	施工天数(d)
结构运输	WHPA 导管架运输	1	23	13
	WHPA 钢桩&隔水套管运输	1	21	13
	WHPA 上、下组块运输	1	23	15
	PAP 导管架&钢桩运输	1	23	10
	PAP 组块&生活楼运输	1	14	12
	施工机具运输船	1	17	60
平台安装	导管架、组块安装主作业船	1	200	60
	主作业船起抛锚配合拖轮	1	21	60
	PAP 组块&生活楼运输驳船拖带拖轮	1	21	12
	交通船	1	16	60
管线铺设	混输管道铺设 (BH109 同级别)	1	150	96
	输气管道铺设船 (BH109 同级别)	1	150	
	海底电缆铺设船 (拟用沪救捞 62)	1	100	15
钻完井	自升式钻井平台	1	130	597.5
	拖轮	1		
	守护船	1		
	依托设施改造	0	30	300
	合计	16	939	1323.5

2.2.1.5 施工进度计划安排

本工程主要施工阶段初步施工进度安排见表 2.2-2。

表 2.2-2 施工进度计划表

关键节点	天数	计划开始时间	计划完成时间
导管架采办、建造 (7 个月)	■	■	■
长线设备采办 (4 个月)	■	■	■
组块主结构钢材采办	■	■	■
组块 (修井机、生活楼) 建造 (12 个月)	■	■	■
海管/海缆采办、预制 (4 个月)	■	■	■
导管架海上运输、安装	■	■	■
组块海上运输、安装 (含修井机、生活楼)	■	■	■

海管海上铺设	■	■	■
海缆海上铺设	■	■	■
第一次钻完井	■	■	■
依托设施改造	■	■	■
海上连接、调试、联合运行	■	■	■
注热★	■	■	■
见产★		■	■
第二批钻井	■	■	■
第三批钻井	■	■	■

2.2.2 海上生产阶段

LD5-2N 油田采用蒸汽吞吐开采，经历注热、焖井、放喷、停喷后下泵等过程后，LD5-2N WHPA 平台井口物流加热计量后，进入原油系统进行气液分离处理，脱气原油通过外输泵增压后输送至 SZ36-1CEPN 平台，经新增处理设施处理后，与 SZ36-1CEPN 平台及周边平台原油汇合一起进入原油缓冲罐，经外输泵增压外输至 SZ36-1CEP 平台（SZ36-1CEPN、SZ36-1WHPN 和 SZ36-1WHPF 平台依次通过栈桥相连），然后进一步外输至 SZ36-1 陆地终端。

LD5-2N 北 I 期油田物流集输路径见图 2.2-4。

图 2.2-4 LD5-2N 北 I 期油田物流集输路径

(1) 原油生产工艺流程

1) LD5-2N WHPA 平台原油生产工艺流程

LD5-2N WHPA 平台共设 36 个井槽，其中含 34 口生产井，2 口水源井。平台井口区设置为 2 层，设 2 套生产管汇、放喷管汇和计量管汇。

生产井采用蒸汽吞吐的开发方式，射流泵采油。蒸汽吞吐开采包括注热、焖井、放喷、停喷后下泵等过程。主要流程如下：

本油田开采采用射流泵注采一体化管柱，注蒸汽前，在隔热油管中注入前置降粘剂，一体化管柱隔热油管和套管环空注氮隔热，之后连接井口与注汽管线，用蒸汽对注汽管线及井口试压，合格后开始注蒸汽，环空同注氮气。蒸汽停注后氮气停注，关井，焖井 3-5 天后，开井放喷。

放喷期间，同批放喷的单井物流在放喷管汇汇集后，进入放喷分离器（放喷罐）进行气液分离，分离出的放喷气送去冷放空系统，分离出的液相与来自生产管汇的井物流混合后，送去生产分离器。根据油藏配产，同批放喷的井为 1-4 口。

放喷结束后，进行射流泵采油：在射流泵注采一体化管柱 1.9in 小油管中注入动力

液,动力液通过射流泵与油藏流体混合后通过 1.9in 小油管与隔热油管环空举升到井口。使用射流泵生产期间,需要计量的单井物流经计量管汇进入计量分离器。当单井物流温度低于 70°C 时,须先经计量加热器加热后再进入计量分离器计量。由于井流物粘度很大,参考陆上油田经验,计量分离器为翻斗计量式分离器。

使用射流泵生产期间,各单井物流在生产管汇汇集后,与平台回掺水一起送至生产加热器加热至 80°C 后,送至生产分离器进行气液分离,液相出口含水率 60%。气相送至冷放空系统,分离出的含水原油送至静电聚结分离器进一步脱水至含水 50%后,经原油外输泵增压、与外输掺水(1000m³/d)混合后,通过新建海底管道送至 SZ36-1CEPN 作进一步处理。

生产分离器和静电聚结分离器分出的生产水经旋流除砂和加热后,全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。LD5-2NWHPA 平台原油处理系统工艺流程见图 2.2-5。

旅大 5-2N 生产处理流程中拟使用 6 种化学药剂,即破乳剂、消泡剂、防垢剂、缓蚀剂、降粘剂、批处理剂。其中破乳剂是原油脱水工艺中最常用的药剂,目的是提高油水分离效率;消泡剂的作用是抑制原油起泡,提高油气分离效果;缓蚀剂的作用是有效抑制和减缓腐蚀介质对管线和设备的腐蚀破坏速度;防垢剂作用是延缓、减少或抑制结垢;降粘剂作用是降低粘度、改善原油的流动性,批处理剂的作用是减少海管置换时海水对设备和管线的腐蚀作用。这几种化学药剂存放在 PAP 平台上层甲板化学药剂撬二层平台位置,详见图 2.1-10,储存及使用情况见表 2.2-2。

表 2.2-2 项目药剂存储及用量情况表

类别	破乳剂	消泡剂	阻垢剂	缓蚀剂	批处理剂	前置降粘剂
在线存储量 (t)	■	■	■	■	■	■
年消耗量 (t)	■	■	■	■	■	■

图 2.2-5 LD5-2N WHPA 平台原油处理系统工艺流程

2) SZ36-1CEPN 平台新增旅大 5-2 北原油处理工艺流程

为处理旅大 5-2 北原油, SZ36-1CEPN 平台新增混输海管收球筒、新增 2 台原油加热器、2 台静电聚结脱水器、2 台电脱入口加热器及 1 台电脱水器用于旅大 5-2 北原油处理, 具体流程为:

来自 LD5-2N WHPA 平台的物流掺入旅大 6-2 合格原油后(混合原油比例按照 LD5-2N:LD6-2=7:3), 先经过原油加热器升温至 110°C, 然后进入静电聚结脱水器进行处理, 停留时间 40min, 操作压力 140kPaG, 操作温度 110°C, 油相出口含水率需达到不高于 20v%; 含水 20%原油通过电脱进料泵增压后进入电脱入口加热器升温至 130°C; 升温后原油进入电脱水器脱水, 操作温度 130°C, 停留时间 60min, 油相出口含水率达到不高于 2wt%, 饱和蒸汽压达到 100kPaA@60°C后进入 SZ36-1 CEPN2 系列换热器换热后, 进入冷却器冷却, 最终进入外输原油缓冲罐缓冲后, 利用外输泵外输。

水相通过生产水增压泵增压后输送至 CEPO 平台进行进一步处理, 气相与 CEPN1 系列电脱入口分离器气相出口汇合后进入火炬系统。

SZ36-1CEPN 平台新增旅大 5-2 北原油处理工艺流程见图 2.2-6。

图 2.2-6 SZ36-1CEPN 平台新增旅大 5-2 北原油处理设备及工艺流程

(2) 水源井水处理工艺流程

项目设置 2 口水源井, 产水能力分别为 $4500\text{m}^3/\text{d}$ 和 $2000\text{m}^3/\text{d}$ 。水源井水用户包含: 热采锅炉给水、原油掺水输送、钻采动力液、工艺系统冲砂和钻采冲洗。

水源井水按照不含油进行设计。处理流程为: 水源井水经旋流除砂器去除大颗粒泥砂, 然后进入缓冲罐脱气。主要设施包括: 3 台 $130\text{m}^3/\text{h}$ 的旋流除砂器, 其中 1 台备用; 1 个 18m^3 的缓冲罐; 3 台 $46\text{m}^3/\text{h}$ 的掺混泵及过滤器, 其中 1 台备用; 2 台 $30\text{m}^3/\text{h}$ 的修井机水输送泵及过滤器, 其中 1 台备用。

图 2.2-7 LD5-2N WHPA 平台水源井水处理工艺流程

(3) 生活污水处理工艺流程

LD5-2N WHPA 平台上设置一套 120 人生活污水处理装置，采用电解法，设计污水处理规模为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$ ，经处理后生活污水 $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ 。生活污水经该装置处理达标后排海，在排海管线上安装流量计。

生活污水处理系统工艺流程见图 2.2-8。

图 2.2-8 LD5-2N PAP 平台生活污水处理系统工艺流程

(4) 锅炉给水处理系统流程

锅炉给水采用水源井水作为水源，水源井水水质分析中未见含油量数据，工程按照不含油进行设计。

锅炉给水处理系统的设置分布于 WHPA 和 PAP 两个平台，处理流程为：WHPA 平台经过旋流除砂和脱气的水源井水首先进入自动反冲洗过滤器脱出其中的较大颗粒杂质，然后通过板式换热器与海水换热降温到 25~35°C，随后进入位于 PAP 平台上的超滤装置脱出水中小颗粒悬浮物和胶体，满足 NTU<1 的水质指标后进入反渗透装置，脱出水中大部分 Na⁺、Cl⁻、Ca²⁺、Mg²⁺等离子，经两级钠离子交换器彻底去除水中剩余的 Ca²⁺、Mg²⁺离子，最后返回 WHPA 平台，经热力除氧器除氧后进入锅炉系统。

WHPA 平台主要设施包括：

3 台 70m³/h 的水源井水输送泵，其中 1 台备用；3 台 70m³/h 的自动反冲洗过滤器，其中 1 台备用；1 台换热器。2 台 60m³/h 的热力除氧器。

PAP 平台主要设施包括：

1 套产水量 114m³/h 的无机超滤装置（含化学清洗设施），1 套产水量 64m³/h 的反渗透膜装置，2 套 32m³/h 的阳离子床软化装置（含再生设施），1 套反渗透膜装置化学清洗单元。

图 2.2-9 LD5-2N 锅炉给水处理系统理工艺流程

(5) 燃料气处理流程

燃料气系统主要为锅炉和热介质锅炉提供燃料，燃料气系统主要设备包括海管收球筒、干气加热器、燃气洗涤罐、燃料气过滤器、燃气过热加热器。LD5-2N PAP 的燃料气引自 SZ36-1 CEPN 平台。天然气经过海管收球筒、干气加热器进行加热后，降压到 800kPaG 后进入洗涤罐进行洗涤，然后进入燃气滤器过滤后进入燃气加热器加热后进入蒸汽锅炉和热介质锅炉使用。

图 2.2-10 LD5-2N PAP 平台燃料气系统工艺流程

(6) 氮气系统

氮气系统位于 LD5-2N PAP 平台，由空压机、冷干机、变压吸附制氮装置、增压机、高压贮罐和一组中压阀门组成。制氮设备采用高纯度制氮机，以优质碳分子筛为吸附剂，采用变压吸附(PSA)技术，在常温、低压下，直接以空气为原料制取氮气，氮气纯度可达到 99.9%，制氮量为 830m³/h。为热采井环空注氮配备注氮气压缩机两台。为其他原油处理系统、生产水系统、热介质膨胀罐、化学药剂等提供密封气。

为提高热能利用率，保护套管及水泥环，环空采取注氮隔热措施。油套环空充满氮气可避免高温井液上返至环空，增加隔热效果，同时降低腐蚀。注氮速度 600m³/h。

2.2.3 废弃阶段

根据相关法规的要求，本油田废弃阶段需另外执行相应的环保管理程序，因此，本项目环评不包括废弃阶段。废弃阶段可根据本油田废弃时具体情况提出专项的环境评估论证报告。

2.3 依托设施能力校核

2.3.1 依托设施概况

2021 年至 2032 年，LD5-2N WHPA 平台物流输送至 SZ36-1CEPN 平台，物流经新增原油处理系统处理后，原油进入平台 CEPN2 系列换热器换热后外输；含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台进行处理。项目拟在 LD6-2CEPA 平台预留位置新增 1 台电站，与绥中电网组网供电。

本项目依托设施概况详见下表。

表 2.3-1 本项目依托设施概况

依托设施		依托功能
平台	SZ36-1CEPN	项目在 SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流，处理成含水 2%的合格原油进入 SZ36-1CEPN 平台原油处理系统中的换热器、冷却器后进入原油缓冲罐与绥中 36-1II 期原油及旅大 6-2 合格原油共同通过外输泵外输。
	CEPO 平台	依托 SZ36-1CEPO 平台进行含油生产水处理
	LD6-2CEPA 平台	新增 1 台电站，与绥中电网组网供电
输油管道	SZ36-1WHPF→SZ36-1CEP	原油输送
	SZ36-1CEP→绥中 36-1 陆地终端	原油输送
输气管道	JZ25-1S CEP→WYE（水下三通）	接收天然气
	WYE（水下三通）→SZ36-1CEPK	接收天然气

依托设施		依托功能
	WYE (水下三通) →SZ36-1WHPM	接收天然气
	SZ36-1CEP→SZ36-1WHPF	接收天然气
陆上工程	绥中 36-1 陆地终端	原油储存

图 2.3-1 LD5-2 北油田物流集输路径

LD5-2N WHPA 平台输送来海管物流由 SZ36-1CEPN 平台接收, 在 CEPN 平台上新增原油脱水处理设备对物流进行处理, 处理成合格原油含水 2%wt 后, 与来自 LD6-2CEPA 平台合格原油和 CEPN 平台处理的绥中 36-1 油田 II 期的合格原油共同经外输泵增压后通过栈桥输送至 WHPF 平台再通过海管输送至 SZ36-1CEP 平台最终通过上岸海管输送到绥中 36-1 原油处理终端。

与本工程相关的依托设施的环评执行情况如下:

1. SZ36-1CEPN 平台及 SZ36-1CEPO 平台及相关管线

(1)《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 月获得了国家海洋局《关于对绥中 36-1 油田整体开发工程环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2004]448 号; 2005 年 2 月获得了国家海洋局《关于绥中 36-1 油田整体开发工程终端处理厂环保设施竣工验收批复的函》(国海环字[2005]38 号)。

(2)《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书》: 2012 年 10 月获得海洋局批复 (国海环字[2012]699 号); 2014 年 7 月获得了国家海洋局的批复 (国海环字[2014]388 号)。

2. LD6-2CEPA 平台

《旅大 6-2 油田开发项目环境影响报告书》已上报生态环境部并于 2019 年 7 月通过了专家评审, 目前尚未取得批复。

2.3.1.1 SZ36-1CEPN 平台新增旅大 5-2 北原油处理设备后工艺概况

为处理旅大 5-2 北原油, SZ36-1CEPN 平台新增混输海管收球筒、新增 2 台原油加热器、2 台静电聚结脱水器、2 台电脱入口加热器及 1 台电脱水器用于旅大 5-2 北原油处理, 工艺详见 2.2.2 原油生产工艺流程及图 2.2-5, 旅大 5-2 北原油来液经处理后, 油相出口含水率达到不高于 2wt%, 进入 SZ36-1 CEPN2 系列换热器换热后, 进入冷却器冷却, 最终进入外输原油缓冲罐缓冲后, 利用外输泵外输。

水相通过生产水增压泵增压后输送至 CEPO 平台进行进一步处理, 气相与 CEPN1

系列电脱入口分离器气相出口汇合后进入火炬系统。

SZ36-1CEPN 平台接入旅大 5-2 北物流后 SZ36-1CEPN 平台油气水处理流程见图 2.3-2。

图 2.3-2 接入本项目物流后 SZ36-1CEPN 平台处理流程示意图

2.3.1.2 SZ36-1CEPO 平台生产工艺概况

SZ36-1CEPO 平台与 SZ36-1CEPN 平台栈桥相连，主要处理来自 SZ36-1CEPN 平台的含油生产水，同时需要为接收来自 SZ36-1 油田 I 期的 12000m³/d 的污水预留。CEPO 平台上设置生产污水处理规模为 84000m³/d。在扣除来自 SZ36-1 油田 I 期转运污水量后，用于 CEPN 平台的污水处理能力为 72000m³/d。

表 2.3-2 SZ36-1CEPO 平台污水处理概况

SZ36-1CEPO 平台		处理能力
污水处理规模		84000m ³ /d
污水来源	用于处理 SZ36-1 油田 I 期转运污水量	12000m ³ /d
	用于处理 SZ36-1CEPN 平台的污水	72000m ³ /d

SZ36-1CEPN 上分离出的生产水经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自 SZ36-1 油田 I 期的部分生产水汇合，首先经过斜板隔油器去除水中粒径较大的游离油，再经过一级气浮选机、二级气浮选机两级处理去除水中大部分粒径大于 10 微米的油滴；最后再通过双介质过滤器进一步降低水中含油浓度和悬浮物浓度，使处理后生产水满足《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中含油量控制指标(含油量≤30mg/L)。处理合格的生产水由注水泵增压后分别输送到各井口平台回注地层，不足的水源由水源井补充，实现注采平衡。

图 2.3-3 SZ36-1CEPO 平台生产水处理流程示意图

2.3.2 水和伴生气平衡分析

2.3.2.1 水平衡分析

LD5-2N 生产物流接入 SZ36-1CEPN 平台进行处理后，产生的生产水与来自 SZ36-1 油田 I 期生产水(最大量为 12000m³/d)汇合，经处理达标后，生产水由注水增压泵增压后分别输送到各井口平台 SZ36-1WHPC\EF\G\HN 全部回注地层，不足的水源由水源井补充。SZ36-1CEPN/CEPO、旅大区块平台及锦州 25-1S 平台剩余水量送 SZ 36-1 陆上终端进行处理。

由于 LD5-2N WHPA 不需要注水，外输水需要在绥中 36-1 油田回注，外输水量见表 2.3-3，需要对绥中 36-1 油田水平衡进行核算，水平衡情况见表 2.3-4。

经校核，LD5-2N WHPA 接入后，SZ36-1HCEPO 平台需处理生产水最大水量为 50427m³/d（2025 年），低于设计处理能力 72000 m³/d，满足处理需求；最大注水量 59228.7m³/d（2024 年），生产水量小于注水量，需要水源井补充注水。

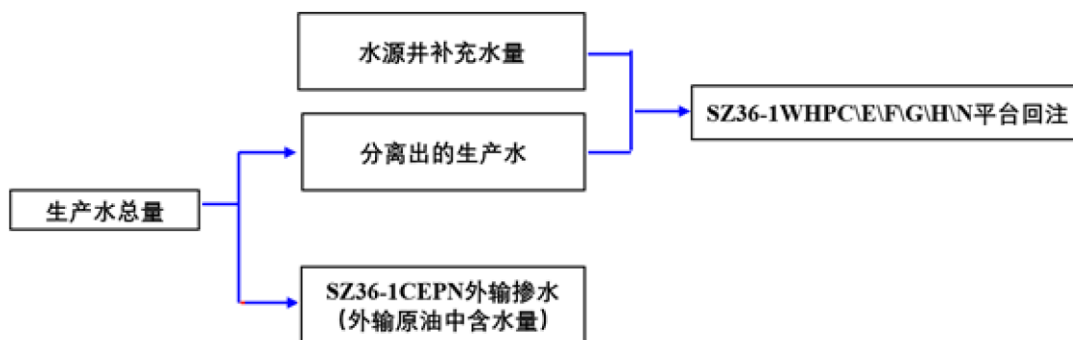


图 2.3-4 绥中 36-1 油田水平衡图

表 2.3-3 LD5-2N WHPA 平台海管外输水量表 单位：m³/d

年份	LD5-2N 油产量 (最大产量月日均值)	静电聚结分离器出口物 流生产水量①	外输掺水量②	外输水总量 (①+②)

表 2.3-4 绥中 36-1 油田水平衡校核 单位: m³/d

年份	水量平衡表						
	SZ36-1II 总产水 (WHPF/N/G/H/E/C) ①	SZ36-1II 总需注水 (WHPF/N/G/H/E/C) ②	LD5-2 海管 来水③	LD6-2 海管来 水④	SZ36-1IICEPN(WHPF 至 CEP)海管外输水⑤	SZ36-1IICEPO 平台需处 理生产水⑥	水源井补水量⑦
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■

2.3.2.2 气平衡分析

LD5-2N WHPA 平台物流产生的伴生气直接进火炬系统燃烧放空，不进 CEPN 平台天然气处理系统，对天然气处理系统没有影响。LD5-2N WHPA 平台 2021 至 2032 年生产期间，SZ36-1 CEPN 平台需要为 LD5-2N WHPA 平台供电同时平台热采需要为供热锅炉提供天然气作为燃料。绥中 36-1 油田群联网供电，在考虑以上燃气消耗后，油田群气平衡见表 2.3-5。

根据绥中产气平衡计算，需要从锦州 25-1S 油田输送天然气，最大输送气量为 Sm³/d (2028 年)。

表 2.3-5 绥中区域气量平衡 单位: Sm³/d

冬季 年份	产气量				需气量					总引气量
	SZ36-1CEPK	SZ36-1CEP	SZ36-1CEPN	LD6-2CEPA	SZ36-1CEPK	SZ36-1CEP	SZ36-1CEPN	LD6-2CEPA	LD5-2N WHPA	JZ25-1SCEP_ST
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2.3.3 依托平台设施能力校核

2.3.3.1 SZ36-1CEPN 平台依托能力校核

旅大 5-2 北项目在 CEPN 平台新增一套原油处理设备,处理合格的原油(含水 2%)进入 CEPN 平台 2 系列原油换热器及冷却器 (5 台),进入外输原油缓冲罐后经外输泵增压后外输。LD5-2N WHPA 平台物流伴生气经管线进入火炬系统放空,不进入 SZ36-1CEPN 平台天然气处理系统,对系统没有影响。本次环评对缓冲罐进行校核。

SZ36-1CEPN 平台缓冲罐需缓冲绥中 36-1II 期六个井口平台 WHPE/C/F/N/G/H 处理合格原油、旅大 5-2 北合格原油和旅大 6-2 合格原油,进入缓冲罐液量详见表 2.3-6。

表 2.3-6 CEPN 逐年进入缓冲罐液量

年份	LD6-2		LD5-2N		II 期调整 6 个平台		CEPN 经栈桥至 WHPF 到 CEP 海管			
	油	水(2%)	油	水(2%)	油	水(4.5%)	输油	输水	输液量	含水率
	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	(m ³ /d)	%
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

由上表可知,2021~2030 年 LD5-2N 合格原油接入 SZ36-1CEPN 平台 2 系列油/油换热器,冷却后进入原油缓冲罐经外输泵增压外输。外输缓冲罐原设计最大外输油量为 ■,接入 LD6-2 和 LD5-2N 原油后最大外输液量为 ■,因此未超过原设计处理能力。

2.3.3.2 SZ36-1CEPO 平台依托能力校核

CEPO 平台上设置生产污水处理规模为 ■。在扣除来自绥中 36-1 油田 I 期

转运污水量后,用于 CEPO 平台的污水处理能力为 [REDACTED]。污水处理系统共分 4 级:第一级是斜板隔油器,共有 7 台。第二级是一级气浮选机,第三级是二级气浮选,每级各设 7 台,第四级是 30 台双介质过滤器。

表 2.3-7 CEPO 平台水处理设备参数

序号	设备名称	总台数	备用台数	单台处理能力	总处理能力	总处理能力
				m ³ /h	m ³ /h	m ³ /d
1	斜板除油器	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
2	1 级气浮	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
3	2 级气浮	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
4	生产水缓冲罐	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
5	生产水增压泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
6	污油罐	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
7	污油泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
8	污水罐	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
9	污水泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
10	双介质过滤器	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
11	注水缓冲罐	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
12	反冲洗水泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
13	注水增压泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
14	注水泵	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

由于 LD5-2N 不需要注水,外输水需要在绥中 36-1 油田回注。

根据 2.3.2.1 节对绥中 36-1 油田水平衡进行核算,LD5-2N 物流接入后,SZ36-1HCEPO 平台需处理生产水最大水量 [REDACTED] (2024 年,见表 2.3-4),低于设计处理能力 [REDACTED],满足处理需求;最大注水量 [REDACTED],生产水量小于注水量,需要水源井补充注水。LD5-2N 生产对绥中 36-1 油田的注水不产生影响。

2.3.3.3 绥中 36-1 终端校核

终端主要功能是接收绥中 36-1 海上来油进行处理并储存。终端设有原油分离脱水、生产水处理、原油外输计量等生产设施,以及给排水系统、配供电系统、消防系统、通信系统等公用设施。

终端设有原油处理和稳定系统,处理能力为 [REDACTED]。终端污水处理系统分为物化处理和生化处理两个阶段。原污水系统物化处理的设计规模为: [REDACTED]/a,设计水量为 270m³/h。含油污水首先进行物化处理,然后进行生化处理,生化处理系统包含一套预处理-生化-深度处理工艺(“隔油除渣+脱聚 +生化处理+高级氧化+附聚微降解”)和一套“芬顿+活性炭处置”的生化处理装置。以上两装置的处理能力分别为 500 m³/d 和 1000m³/d,两台装置并联使用,生化处理系统的处理能力为 1500 m³/d。

LD5-2N 项目投产后,终端原油接收量见表 2.3-8,本节对终端现有原油处理、储

存、外输设施和污水处理系统进行校核。

表 2.3-8 终端接收量

年份	输油量 (m ³ /d)
2021	■
2022	■
2023	■
2024	■
2025	■
2026	■
2027	■
2028	■
2029	■
2030	■
2031	■
2032	■

(1) 原油储存系统

绥中 36-1 终端现有 10 具 50000m³ 外浮顶罐及 2 具 20000m³ 事故罐，其中 5 具 50000m³ 储罐用于储存绥中 36-1/旅大 5-2 原油。

绥中终端外输能力按照作业公司提供数据的最大接收量 ■ 作为终端核算依据。在接入旅大 5-2 北油田原油后，终端的最大接收量为 ■，低于最大接收量 ■，绥中罐区的 5 座 5 万方储罐的有效容积为 ■，按最大接收量计算储存时间为 ■，罐容满足要求。

在整体考虑终端各罐区来油的情况下，终端最大接收油量为 ■，按照 3 万方和 5 万方码头同时投用考虑，来船周期需不大于 3.1 天。

(2) 原油外输系统

2009 年对处理厂终端进行改建，在外输码头正常运行的情况下外输能力为 ■。绥中 36-1 油田原油外输量最大为 500 万吨/年。终端内已建绥中部分装船泵 4 台 (Q=1500m³/h, H=85m)，3 运 1 备，2 条 DN600 装船管道，每条输量 2250m³/h。终端外输能力满足要求。

2.3.4 依托的海底管道输送能力校核

工程开发方案中，需要对依托的以下海管进行校核（见图 2.3-6）：

- (1) SZ36-1WHPF 至 SZ36-1CEP 海底管道校核
- (2) SZ36-1CEP 至绥中终端海底管道校核

大压力 3280kPaA, 未超出绥中 36-1 二期调整时该管道的校核压力。最高操作温度 70°C 超出原设计温度及二期调整校核温度, 经海管结构校核满足要求。

(2) SZ36-1CEP 至 SZ36-1 陆地终端输油海底管道

根据绥中 36-1 II 期设计阶段的核算, 管道校核输送具体参数见表 2.3-11。

表 2.3-11 SZ36-1CEP 至绥中 36-1 陆地终端输油管道校核结果

年份	输油量	输水量	入口压力	出口压力	入口温度	出口温度	液相流速
	m ³ /d	m ³ /d	kPaA	kPaA	°C	°C	m/s
2012							
2013							
2014							
2015							
2016							
2017							
2018							
2019							
2020							
2021							
2022							
2023							
2024							
2025							

SZ36-1CEP 至 SZ36-1 陆地终端输油海底管道校核参数见表 2.3-12。

表 2.3-12 SZ36-1CEP 至绥中陆地终端原油海管原设计参数

管道参数描述	原设计参数	2012 年校核参数	本次校核参数
内管管径			
管道长度			
设计压力			
置换压力			
设计温度			

经校核, 本次校核操作温度、压力均小于 2012 年校核参数, 设计寿命(2025 年)内海管的强度满足规范要求。

2.3.4.2 输气海底管道校核

表 2.3-13 依托输气管道概况

序号	输气管道	依托功能
1	JZ25-1S CEP→SZ36-1CEPK	接收天然气
2	WYE (水下三通) →SZ36-1WHPM	接收天然气
3	SZ36-1CEP→SZ36-1WHPF	接收天然气

(1) JZ25-1S CEP ~ SZ36-1 CEPK 输气海底管道

JZ25-1S CEP ~ SZ36-1 CEPK 输气海底管道校核参数见表 2.3-14。

表 2.3-14 输气海管原设计参数

管道参数描述	原设计参数	2012 年校核参数	本次校核参数
内管管径	██████	██████	██████
管道长度	██████	██████	██████
设计压力	██████	██████	██████
设计温度	██████	██████	██████

从上表可见，本次校核操作温度、压力均小于 2012 年校核参数，原设计寿命内（2035 年）海管强度满足规范要求。

(2) WYE~ SZ36-1 WHPM 输气海底管道

WYE~ SZ36-1 WHPM 输气海底管道校核参数见表 2.3-15。

表 2.3-15 输气海管原设计参数

管道参数描述	原设计参数	本次校核参数
内管管径	██████	██████
管道长度	██████	██████
设计压力	██████	██████
设计温度	██████	██████

从上表可见，本次校核操作温度、压力均小于原设计参数，设计寿命内（2039 年）海管的强度满足规范要求。

(3) SZ36-1CEP~SZ36-1WHPF 输气海底管道

SZ36-1CEP~SZ36-1WHPF 输气海底管道校核参数见表 2.3-16。

表 2.3-16 输气海管原设计参数

管道参数描述	原设计参数	2012 年校核参数	本次校核参数
内管管径	██████	██████	██████
管道长度	██████	██████	██████
设计压力	██████	██████	██████
设计温度	██████	██████	██████

根据工艺专业提供的数据，输送介质为干气，根据结构校核结果，该海底管道原设计年限内（2025 年前）结构强度能够满足规范要求。

2.3.5 依托设施寿命校核

本工程建成后依托 SZ36-1CEPN/CEPO 平台进行物流的集输及处理，依托设施设计寿命、运行情况可行性分析详见表 2.3-17。

本工程设计年限为 25 年，生产年限 12 年（至 2032 年），本次所依托的平台和管线可继续稳定运行 6~19 年，建议所依托的平台和管线在达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

表 2.3-17 依托设施可行性分析

编号	依托设施		投产时间	设计寿命 (年)	运行时间 (年)	是否超设计期 服役
1	平台	SZ36-1CEPN/CEPO 平台	2013 年	25	6	否
2	输油 管线	SZ36-1WHPF→SZ36-1CEP	2000 年	25	19	
3		SZ36-1CEP→陆上终端	2000 年	25	19	
4	输气 管线	JZ25-1CEP→WYE (水下三通)	2010 年	25	9	
5		WYE (水下三通)→SZ36-1CEPK	2010 年	25	9	
6		WYE (水下三通)→SZ36-1WHPM	2013 年	22	6	
7		SZ36-1CEP→SZ36-1WHPF	2000 年	25	19	

3 工程分析

3.1 工程各阶段污染环节与环境影响分析

3.1.1 海上建设阶段产污环节分析

海上施工阶段的作业内容包括海上施工/安装作业和钻完井作业等。

海上施工/安装的作业内容包括导管架就位与安装，平台安装/连接，平台上部模块安装/连接与调试，已建海上设施的适应性改造，以及海底管道、电缆的铺设等。本阶段主要污染物包括铺设管缆作业搅起的海底沉积物、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为悬浮物及 COD。

钻完井过程中，主要污染物包括钻屑和钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾。主要污染因子为悬浮物及 COD。

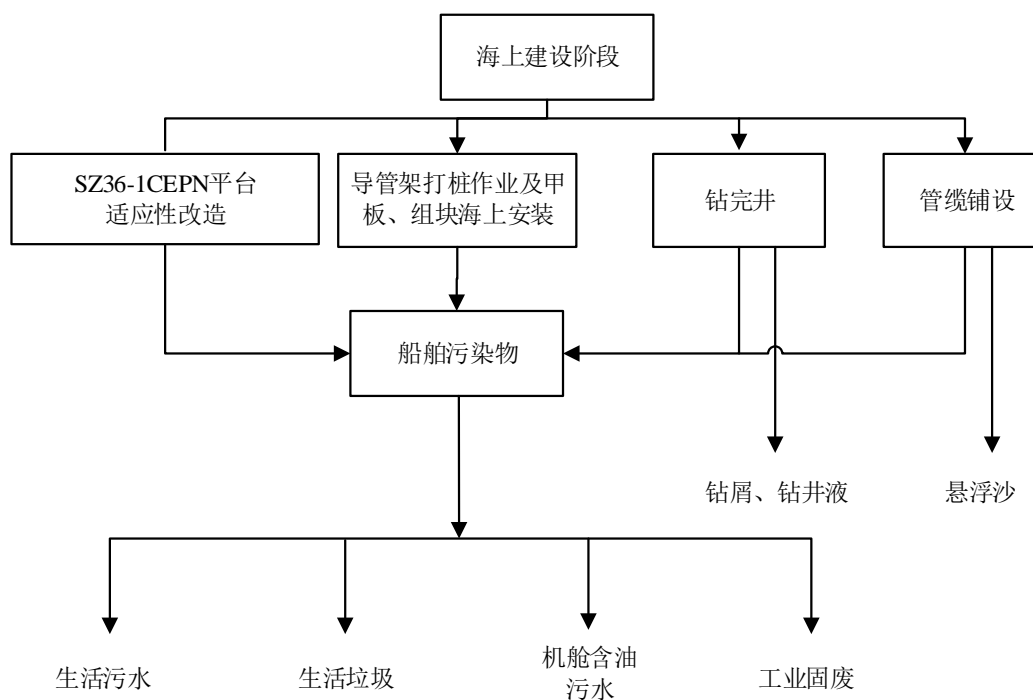


图 3.1-1 海上建设阶段产污环节图

3.1.2 营运期产污环节及污染物分析

在油田生产运营期，主要污染物为含油生产水、机舱含油污水、生活污水、锅炉水处理系统废水、含油泥砂、生活垃圾、生产垃圾及锅炉、发电机组燃气透平燃烧废气（已在旅大 6-2 项目中进行核算，本次评价不再体现）、放喷气及生产分离器伴生气等。

主要污染因子为石油类、COD 等。生产阶段产污环节见图 3.1-2。

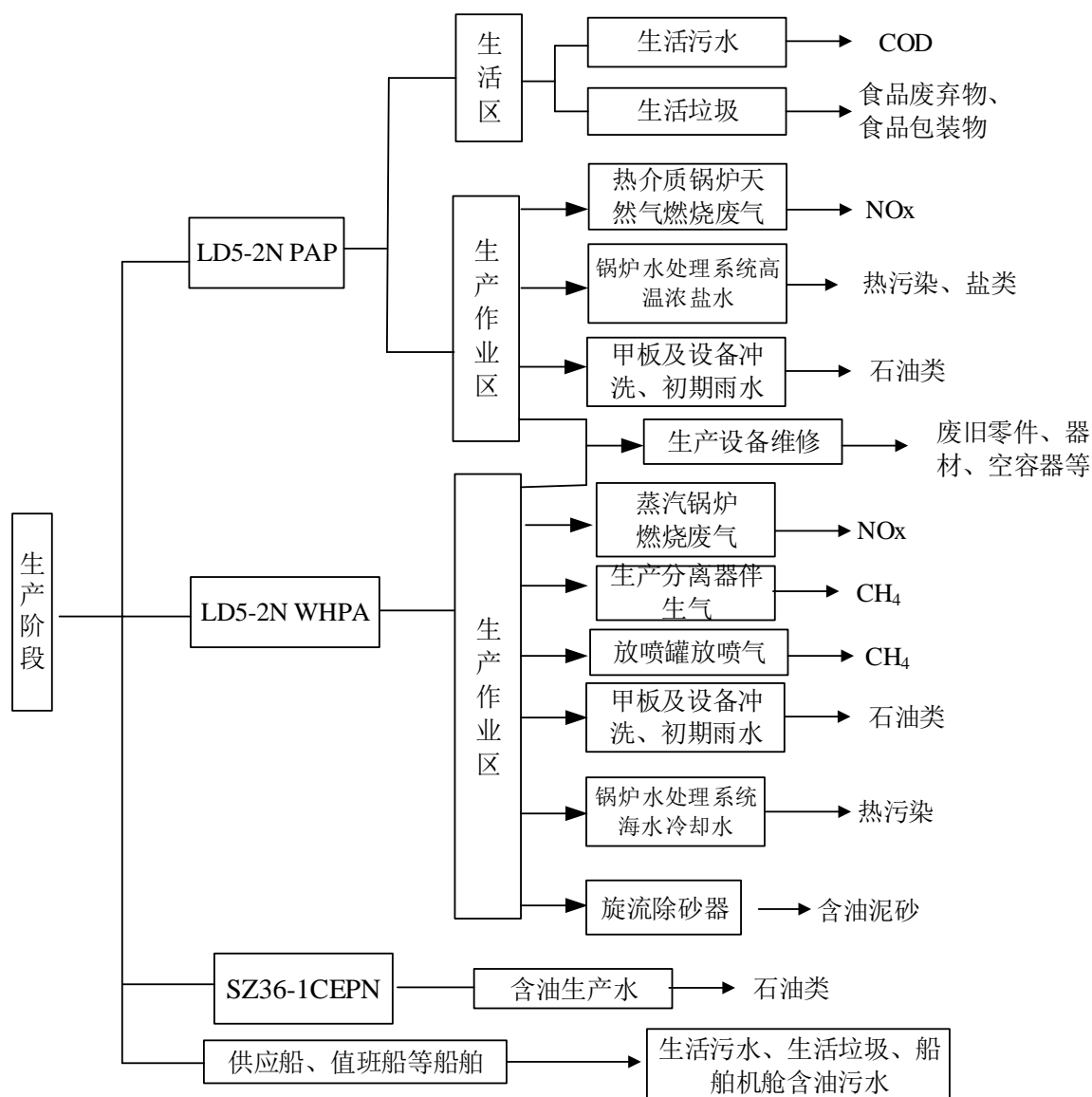


图 3.1-2 生产阶段产污环节图

3.2 工程各阶段污染源强核算

3.2.1 海上建设阶段污染源强核算

3.2.1.1 钻井液、钻屑

(1) 钻井液

① 钻井液成分

钻井液主要成分见表 3.2-1。

表 3.2-1 钻井液体系组成表

分类	完钻地层	井段	泥浆类型	密度 (g/cm ³)	PV(mPa.s)	YP(Pa)
第一类	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
第二类	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
第三类	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
第四类、第五类	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■

②源强

钻井作业中，采用水基钻井液，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。估算公式如下：

$$V_{\text{钻井液}} = V_{\text{随钻}} + V_{\text{起钻}} + V_{\text{固井}} + V_{\text{一次}}$$

$V_{\text{随钻}}$ —外排钻屑粘附泥浆总量 m³；

$V_{\text{固井}}$ —固井置换外排泥浆总量 m³；

$V_{\text{起钻}}$ —起钻时外排泥浆总量 m³；

$V_{\text{一次}}$ —钻井结束一次性外排泥浆总量 m³。

根据钻井计划钻井液排放情况见表 3.2-2。

表 3.2-2 本工程钻井液产生情况表

钻井液		粘附排放 (m ³)	固井排放 (m ³)	起下钻排放 (m ³)	一次性排放总量 (m ³)	非油层段钻井液 (m ³)	油层段钻井液 (m ³)	钻井液总量 (m ³)
第一批	12 口井	■	■	■	■	■	■	■
第二批	16 口井	■	■	■	■	■	■	■
第三批	8 口井	■	■	■	■	■	■	■
合计	36 口井	■	■	■	■	■	■	■

本工程钻完井过程中，共产生钻井液 ■，其中油层段钻井液约 ■，非油层段钻井液约 ■，最高排放速率出现在每批次钻井结束后的一次性排放过程中，

单批排放 250 m³，总计排放 9 次，排放速率最大为 30m³/h。

油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至葫芦岛码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻井液到码头后由危废运输、处理单位锦州永盛废油再生有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至锦州永盛废油再生有限公司处理。

非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》(GB18420.1-2009)的要求后排放。

(2) 钻屑

钻完井过程中产生的钻屑分为油层段钻屑和非油层段钻屑两类。钻屑的排放量主要取决于井深长度和井身结构，依据井身结构可粗略估算出排放的钻屑总量。计算公式如下：

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

V---钻屑产生体积 (m³)

k---系数，取 1.6

π ---3.14

R---井眼半径

h---井身长度

本工程新钻井井长为 [REDACTED]，计算钻屑总产生量时井深取井长，井眼半径取各段井深相对应半径值。本工程钻屑源强核算结果见表 3.2-3。

表 3.2-3 钻屑源强核算结果表

批次	井数 (口)	油层段钻屑 (m ³)	非油层段钻屑 (m ³)	合计 (m ³)	钻井时间 (d)	非油层段钻屑排放速率 (m ³ /d)
第一批	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
第二批	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
第三批	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
总计	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

本工程钻井过程中产生钻屑 [REDACTED]，其中非油层段钻屑约为 [REDACTED]，油层段钻屑约 [REDACTED]。根据施工方案，非油层段钻屑的平均排放速率不会超过 30m³/d。

油层段钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至葫芦岛码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。到码头由危废运

输、处理单位锦州永盛废油再生有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至锦州永盛废油再生有限公司处理（委托协议及相关资质见附件 2 和附件 3）。

非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的要求后排放，若不符合排放要求，将随油层段钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

3.2.1.2 悬浮泥沙

（1）海底管道铺设

本工程拟建 2 条海底管道，LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输海管（10"/16"）、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管（4"），长度均为 3.9km，均采用“BH109 型号”铺设船，后挖沟自然回填。埋设管道顶部距海床表面为 1.5m，管沟底宽 1m，顶宽 2m。挖沟速率为 1km/d。

该海区泥沙有效容重约为 969kg/m^3 （选取《旅大 5-2 北油田开发项目工程地质调查报告书》中各采样点有效容重最大值）。此外，本项目起沙率按 15% 计算。根据以下悬浮沙计算公式：

挖沟深度（m）= $1.5\text{m} + \text{海管外管径（in）} \times 0.0254$ ；

挖沟截面积 = $(\text{上底} + \text{下底}) / 2 \times \text{挖沟深度}$ ；

每天搅动海底泥沙量 = $\text{挖沟截面积}(\text{m}^2) \times \text{每天挖沟长度（m）}$ ；

搅动海底泥沙总量 = $\text{挖沟截面积}(\text{m}^2) \times \text{海管长度（m）}$ ；

悬浮沙源强 = $\text{每天搅动海底泥沙量}(\text{m}^3) \times \text{泥沙有效容重}(\text{kg/m}^3) \times \text{起沙率}(15\%) / 86400(\text{s})$ 。

按铺设过程中的移动源连续性排放悬浮沙计算，本工程海底混输管线铺设产生的悬浮泥沙量约为 11152.44m^3 ，源强为 4.81kg/s ；海底输气管道产生的悬浮泥沙量约为 9369.36m^3 ，源强为 4.04kg/s ；详见表 3.2-4。

（2）海底电缆铺设

SZ36-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 海底复合电缆长度 3.9km，采用“沪救捞 62”型号铺设船，边铺设边挖沟埋设法。埋设电缆顶部距海床表面为 1.5m，缆沟底宽 0.5m，顶宽 1.5m，挖沟速率为 2km/d。

根据上述悬浮沙产生速率和产生量计算公式，按铺设过程中的移动源连续性排放

悬浮沙计算，源强为 5.39kg/s，悬浮沙的产生量为 6246.24m³，详见表 3.2-4。

表 3.2-4 悬浮沙污染源强一览表

管线	管径 (in)	长度 (km)	产生量 (m ³)	排放速率 (kg/s)
LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道	16	3.9	11152.44	4.81
SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管	4	3.9	9369.36	4.04
SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆	/	3.9	6246.24	5.39

3.2.1.3 船舶污染物

海上建设阶段产生的船舶污染源包括机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。根据工程作业期和参与作业的船舶数量，估算作业期内船舶污染物的源强。根据相关统计资料，生活污水的产生量按每人 350L/d，生活垃圾按每人 1.5kg/d，机舱含油污水按每船每日 0.5m³ 计算，海上建设阶段船舶污染物产生量详见表 3.2-5。

表 3.2-5 施工期船舶污染物

施工阶段	类别	船舶数量(艘)	施工人数(人)	施工天数(d)	生活污水(m ³)	生活垃圾(t)	机舱含油污水(m ³)
结构运输	WHPA 导管架运输	1	23	13	104.7	0.4	6.5
	WHPA 钢桩&隔水套管运输	1	21	13	95.6	0.4	6.5
	WHPA 上、下组块运输	1	23	15	120.8	0.5	7.5
	PAP 导管架&钢桩运输	1	23	10	80.5	0.3	5.0
	PAP 组块&生活楼运输	1	14	12	58.8	0.3	6.0
平台安装	施工机具运输船	1	17	60	357.0	1.5	30.0
	导管架、组块安装主作业船	1	200	60	4200.0	18.0	30.0
	主作业船起抛锚配合拖轮	1	21	60	441.0	1.9	30.0
	PAP 组块&生活楼运输驳船拖带拖轮	1	21	12	88.2	0.4	6.0
管线铺设	交通船	1	16	60	336.0	1.4	30.0
	混输管道铺设 (BH109 同级别)	1	150	96	5040	21.6	48
	输气管道铺设船 (BH109 同级别)	1	150		5040	21.6	48
海底电缆铺设船 (拟用沪救捞 62)	1	100	15	525	2.25	7.5	
钻完井	自升式钻井平台	1	130	597.5	27186.3	116.5	896.3
	拖轮	1					
	守护船	1					
依托设施改造		0	30	300	3150	13.5	0
合计					46823.7	200.7	1157.3

施工期生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018) 后排海。生活垃圾全部运回陆地处理。机舱含油污水用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与污污水管路直接相连接的阀门予以铅封，

运至陆上交有资质单位处理。

同时，船舶生活污水、含油污水及生活垃圾的排放需按照《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》的有关标准和要求执行。

3.2.1.4 其他污染物

(1) 生产垃圾

在工程建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料等。根据以往类似工程项目的统计数据推算，海上建设阶段产生生产垃圾约 18t，经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，使用三用料船转运至陆上交由有资质单位进行处理。

(2) 噪声

工作船只和打桩噪声不会超过 60~100dB(A)，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

(3) 大气污染

本工程施工期的大气污染主要是施工机械和船舶产生的废气，对工程周边的大气环境影响较小，并且施工期间排放的大气污染物随施工期的结束而结束。

3.2.1.5 海上建设阶段污染物汇总

海上建设阶段各种污染物的产生量汇总于表 3.2-6。

表 3.2-6 海上建设各阶段主要污染物

污染物		污染物的产生量	污染物的排放量	排放速率	主要污染因子	排放/处理方式
钻井液	非油层段钻井液	██████	██████	██████	SS	按相关要求排放入海
	油层段钻井液	██████	██	█	石油类	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司处理
钻屑	非油层段钻屑	██████	██████	██████	SS	按相关要求排放入海
	油层段钻屑	██████	██	█	石油类	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司处理
悬浮沙	混输海管铺设	11152.44m ³	11152.44m ³	4.81kg/s	SS	连续排放
	输气海管铺设	9369.36m ³	9369.36m ³	4.04kg/s		
	电缆铺设	6246.24m ³	6246.24m ³	5.39kg/s		
生活污水		46823.7m ³	46823.7m ³	/	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海
生活垃圾		200.7t	0 t	/	食品废弃	分类收集、运回陆上

				物、食品 包装等	处理
船舶机舱含油污水	1157.3m ³	0m ³	/	石油类	铅封，运回陆上交有 资质单位进行处理
生产垃圾	18t	0 t	/	废弃边角 料、油棉 纱、包装 材料等	分类收集、运回陆上 交有资质单位进行处 理

3.2.2 生产阶段污染源强核算

生产阶段产生的污染物主要是锅炉水处理系统废水、初期雨水和甲板冲洗水、放喷罐冷放空气体、生产分离器冷放空气体、锅炉天然气燃烧废气、含油泥砂、设施维修产生的生产垃圾等（发电机组燃气透平燃烧废气已在旅大 6-2 项目中进行核算，本次评价不再体现）；此外还有参加生产作业的人员所产生的生活污水、生活垃圾及船舶污染物等。

3.2.2.1 废水

1. 含油生产水

LD5-2N 生产水除砂后全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水。根据“2.3.2.1 水平衡分析中表 2.3-4”，本工程投产后，LD5-2N 物流在 SZ36-1CEPN 平台的生产水最大产生量为 2591m³/d（2023 年），含油生产水经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自绥中 36-1 油田 I 期 SZ36-1CEPK 平台部分生产水及 SZ36-1CEP 汇合，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

2. 其他含油污水

包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水及工艺容器排放液等，平台上设置有开式/闭式排放系统，用以收集这些含油污水。

LD5-2N WHPA 及 LD5-2N PAP 平台的开式排放系统，主要包括开式排放罐和开式排放泵等，用于收集甲板初期雨水和清洗废水等。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

LD5-2N WHPA 平台的闭式排放系统主要包括闭式排放罐和闭式排放泵。闭式排放罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体输送到原油处理系统进行处理。

3. 锅炉水处理系统废水

根据设计单位提供的资料，项目锅炉水处理系统以水源井水为水源，水源井水样品分析结果，氯离子含量 32579mg/L，PH 值 7.76，水型 CaCl₂。

表 3.2-7 旅大 5-2 北油田水分析结果数据

检测内容	毫克/升	毫摩尔/升	毫摩尔/%
	mg/L	mmol/L	mmol/%
Na ⁺	9339.77	406.08	36.88
K ⁺	741.54	19.01	1.73
Mg ²⁺	866.49	35.63	6.47
Ca ²⁺	1085.26	27.08	4.92
Total	12033.06	550.51	50.0
Cl ⁻	18440.99	520.20	45.51
SO ₄ ²⁻	2029.45	21.14	3.70
HCO ₃ ⁻	555.40	9.10	0.80
CO ₃ ²⁻	0.00	0.00	0.00
TOTAL	21025.84	571.58	50.0
I-	/	总矿化度(mg/L):	33058.9
Br-	/	总硬度 (H):	351.18
B	/	永久硬度(HP):	325.7
Fe ²⁺	/	暂时硬度 (HT):	25.48
Fe ³⁺	/	总碱度(A):	9.1
水 型	Calcium chloride		
	(Cl ⁻ -Na ⁺)/2Mg ²⁺ =	1.33	(Na ⁺ -Cl ⁻)/2SO ₄ ²⁻ = /

水质分析中未见含油量数据，工程按照不含油进行设计。锅炉水处理系统分布在两个平台（海水冷却器位于 WHPA 平台，超滤反渗透及离子交换系统位于 PAP 平台），开启锅炉水处理系统情况下，两平台废水同时经各自平台排口排放（WHPA 平台废水排口位置见图 2.1-8，PAP 平台废水排口位置见图 2.1-12），两平台总排放量 364 m³/h。

WHPA 平台主要排水为海水冷却器排放的冷却水，夏季最大排放量 190m³/h，冬季最大排放量 78m³/h，温度均为 39℃。

PAP 平台主要排水包括超滤反渗透废水及离子交换再生废水（再生剂为 NaCl），为高温浓盐水，最大排放量 64 m³/h，与平台海水系统富余海水混合排放（夏季最大排放量 110m³/h，冬季最大排放量 222m³/h）。混合排水夏季最大排放量 174m³/h，温度 30.6℃，盐度 28.1；冬季最大排放量 286m³/h，温度 4.2℃，盐度 29.8，不大于该区域海水背景盐度（32.3）。

具体源强情况见表 3.2-8。

表 3.2-8 锅炉水处理系统废水源强清单

排放口	最大排放量	温度	盐度
夏季工况（海水温度 28.1℃）:			
PAP	174m ³ /h（64m ³ /h 浓水+110 m ³ /h 海水）	30.6℃	28.1
WHPA	190m ³ /h(海水冷却水)	39℃	32.3
总计	364 m ³ /h		
冬季工况（海水温度-1.8℃）			
PAP	286m ³ /h（64m ³ /h 浓水+222m ³ /h 海水）	4.2℃	29.8
WHPA	78m ³ /h(海水冷却水)	39℃	32.3
总计	364m ³ /h		

4. 生活污水

本工程正常生产阶段将有生活污水产生。项目 LD5-2N PAP 平台上设置一套可处理 120 人生活污水处理装置（电解法），生活污水经处理达标后经 PAP 平台废水排放口排海，排放口位置见图 2.1-12。

项目平台高峰人数预计可达 120 人。根据最新统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 350L，平台排放生活污水最大约为 42m³/d（15330m³/a）。按 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则 COD 生产量为 12.6kg/d（4.599t/a）。

3.2.2.2 废气

1. 放喷罐冷放空气体

本项目放喷阶段会产生放喷气，根据目前海上热采经验及陆地热采案例调研，放喷气组分主要为 N₂、伴生气、水蒸气等，热采井伴生气氮气含量初期最高为 5000m³/d，生产 20 天后氮气含量下降到约 500 m³/d 以下，生产 80 天后氮气含量下降到 60 m³/d 以下，放喷气进入冷放空系统冷放空。

表 3.2-9 放喷气冷放空气量表

年份	放空气量	
	（×10 ⁴ Sm ³ /d）	
2021		
2022		
2023		
2024		
2025		
2026		
2027		
2028		

2029		
2030		
2031		
2032		

2. 生产分离器伴生气

LD5-2N 项目使用射流泵生产期间,各单井物流在生产管汇汇集后,与平台回掺水一起送至生产加热器加热至 80°C后,送至生产分离器进行气液分离。分离的气相送至冷放空系统,排放情况见下表:

表 3.2-10 生产分离器伴生气气量表

年份	放空气量 ($\times 10^4 \text{Sm}^3/\text{a}$)
2021	
2022	
2023	
2024	
2025	
2026	
2027	
2028	
2029	
2030	
2031	
2032	

3. 天然气燃烧废气

项目 2021 至 2032 年生产期间,LD5-2N 项目 2 台蒸汽锅炉及 LD5-2N PAP 平台 2 台热介质锅炉均以天然气作为燃料,天然气来自锦州 25-1S 油田,天然气组分不含硫。项目 4 台锅炉废气排放相关参数及计算情况见下表。

表 3.2-11 锅炉天然气燃烧废气污染物总量计算表 单位: ($10^4 \text{Sm}^3/\text{a}$)

锅炉	单台额定废气排放量 (Nm^3)	NOx 设计排放浓度 (mg/m^3)	NOx 小时排放量 (kg/h)	年设计运行时间 (h)	废气排放总量 (万 m^3/a)	NOx 排放总量 (t/a)
蒸汽锅炉 1	30000	200	6	8760	26280	52.56
蒸汽锅炉 2	30000	200	6	8760	26280	52.56
热介质锅炉 1	11000	200	2.2	8760	9636	19.272
热介质锅炉 2	11000	200	2.2	8760	9636	19.272
总计					71832	143.664

根据上表,本项目投产后锅炉天然气燃烧废气总量为: $71832 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, NOx 排放量约为 143.664t/a。

3.2.2.3 固废

1. 生产垃圾

在工程生产阶段将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，根据中国海洋石油总公司石油开发工程的多年统计资料，生产垃圾按 [] 计算。项目投产后新增最大年产油当量约为 []，产生生产垃圾总量约 97.44t/a，收集后全部运回陆地处理。

2. 含油泥砂

LD5-2N WHPA 平台生产工艺流程设有旋流除砂器，生产分离器及静电聚结分离器分离的含油生产水进入旋流除砂器，旋流除砂器分离出的含水湿砂则进入砂收集罐缓冲，然后通过泥浆泵增压输送至卧螺机撬，对湿砂进行进一步脱水。卧螺机分离出的水去往开排，而干砂则输送至临时储砂罐，临时储砂罐定期送到陆地。泥沙含油，为危险固废，交锦州永盛废油再生有限公司接收处理。

含油泥砂产生量约为 [] m³，产生量最大为 315.7t/a。

3. 生活垃圾

本工程正常生产阶段将有员工生活垃圾产生。项目平台高峰人数预计可达 120 人。生活垃圾按每人 1.5kg/d 计，产生量约为 180kg/d（65.7t/a），全部运回陆地处理。

3.2.2.4 船舶污染物

在海上生产阶段，参加作业船舶主要为值班船和守护船，产生的污染物主要包括生活污水、食品废弃物等生活垃圾、少量的机舱含油污水和生产垃圾等。根据参加作业的船舶数量、作业人数及作业时间，即可估算出各种船舶污染物的产生量，其船舶污染物估算取值和计算方法同建设阶段所产生的船舶污染物。具体污染物产生情况见表 3.2-12。

表 3.2-12 运营期船舶污染物

船舶数量	作业人数 (人)	作业时间 (天)	生活污水 (m ³ /a)	生活垃圾 (t/a)	机舱含油污水 (m ³ /a)
0.5 条值班船/守护船	5	182.5	159.7	0.7	45.6

生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关标准后排海。生活垃圾全部运回陆地处理。

机舱含油污水为危险固废，用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶

排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头交有资质单位处置。

同时，船舶生活污水、机舱含油污水及生活垃圾的排放需按照《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》的有关标准和要求执行。

3.2.2.5 海管牺牲阳极中锌的释放量

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

LD5-2N 油田共铺设 2 条海底管道，采用手镯型铝基牺牲阳极。2 条海管阳极用量详见表 3.2-12。海底输油管道、输气管道阳极块间隔均为 122m，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，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。海底管道设计寿命为 25 年，考虑到阳极使用寿命的裕量，则单个阳极块每年释放到环境中的锌量不超过 0.12kg。

表 3.2-13 项目牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台和管道名称	阳极块单重 (kg)	数量 (块)	牺牲阳极块重量 (kg)	释放锌总量 (kg)	每年释放到海水中的锌 (kg/a)
LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 的混输管道	54.8	38	2082.4	70.8	2.8
SZ36-1CEPN→LD5-2N PAP 输气管道	16.1	38	611.8	20.8	0.8
合计				91.6	3.6

3.2.2.6 生产阶段污染物汇总

表 3.2-14 本工程运营期污染物产生情况一览表

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式	
生产水	最大 2591m ³ /d (2023 年)	石油类	项目平台产生的含油生产水除砂后全部回用,物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台,分离出的含油生产水输送至 SZ36-1CEPO 平台处理达标后,由注水泵增压后分别外输全部回注地层	
平台	生活污水	15330 m ³ /a	COD	经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海
	平台甲板设备冲洗水、初期雨水	少量	石油类	经开、闭系统收集后,打入原油处理系统
	锅炉水处理系统废水	364 m ³ /h (海水冷却水+浓盐水)	盐度, 热污染	直接排海
	放喷罐放喷气	21575×10 ⁴ Sm ³ /d (2022 年) (主要为 N ₂ 、伴生气、水蒸汽)	CH ₄	冷放空
	生产分离器伴生气	202.14×10 ⁴ Sm ³ /a (2024 年)	CH ₄	冷放空
	锅炉天然气燃烧废气	143.664t/a	NO _x	直接排放
	含油泥砂	315.7t/a	石油类	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司接收处理
	生活垃圾	65.7t/a	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
	生产垃圾	97.44t/a	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上交有资质单位处理
供应船和值班船	生活污水	159.7m ³ /a	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海
	生活垃圾	0.7t/a	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
	机舱含油污水	45.6m ³ /a	石油类	铅封, 运回陆上交有资质单位处理
海管牺牲阳极锌释放量	混输管线: 2.8kg/a; 输气管线: 0.8kg/a	重金属 Zn	自然释放	

3.2.3 工程各阶段海洋生态环境影响分析

本工程平台建设和海底管道/电缆铺设会占用部分海域,造成底栖生物的损失,生

物量的损失根据工程扰动底土面积和当地底栖生物密度来估算。但海上施工时间较短，且由于海域宽阔，生物具有活动性，因此，人为活动的干扰不会根本性改变海洋生物的觅食及活动规律。施工结束后，在施工区海域会逐渐形成新的生态平衡。

海上施工阶段非油层段钻井液、非油层段钻屑排放和海底管道铺设产生的悬浮泥沙使施工区周围海水中悬浮泥沙浓度增大，透明度下降，引起浮游植物的光合作用减少，对浮游植物和浮游动物产生一定的影响和破坏作用，也会对作业区周边鱼卵仔鱼造成一定的生态损失。但由于悬浮泥沙影响的时间相对较短，随着施工作业结束，停止悬浮泥沙的排放，其影响将会逐渐减轻。

平台建设和管缆铺设完成后对附近的局部海域水文动力和冲淤环境产生一定的影响。

总体上说，工程的建设对海洋生物会产生一定的影响，这些影响具有局部性和阶段性，待工程建设完毕后，海洋生态环境将逐渐恢复。

生产运营期平台生活污水排放会引起平台周边一定范围内 COD、氨氮等的浓度增加，引起水质的变化，从而对浮游动物的饵料生物产生一定影响，但由于本工程生活污水产生量较小，而且工程周边海域开阔、扩散条件较好，因此，基本不会对该区的海洋生态环境造成影响。

锅炉水处理系统废水会引起平台周围温度、盐度发生一定变化，由于水量较小，工程周边海域开阔、扩散条件较好，因此，基本不会对该区的海洋生态环境造成影响。

3.3 环境影响要素和评价因子的分析与识别

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)的有关要求，结合环境影响要素识别结果，确定本工程环境影响预测评价因子。根据海域周围环境的复杂性和工程自身特点，选取以下内容进行预测分析：工程建设前后的潮流形态变化，平台建设和海底管线埋设产生的悬浮沙，事故溢油等，详见表 3.3-1。

表 3.3-1 环境影响预测评价因子一览表

评价时段	环境影响要素	预测评价因子	工程内容及其表征	影响程度与分析评价深度	报告书中分析评价内容所在章节
建设期	海水水质	悬浮物	平台建设、管缆铺设、钻完井	+++	7.3
	沉积物	悬浮物	平台建设、管缆铺设、钻完井	++	7.4

评价时段	环境影响要素	预测评价因子	工程内容及其表征	影响程度与分析评价深度	报告书中分析评价内容所在章节
	海洋生态	浮游生物	平台建设、管缆铺设、钻完井	+	7.5
		底栖生物		+++	7.5
		渔业资源		++	7.5
	水文动力	局部海流流向和流速	平台建设、管缆铺设	+	7.1
	地形地貌	局部海域冲淤	平台建设、管缆铺设	+	7.2
	环境敏感区	悬浮物	平台建设、管缆铺设、钻完井	+	7.6
生产期	海水水质	COD	平台生活污水	+	7.3
		热污染	锅炉水处理系统废水	+	7.3
	环境敏感区	事故溢油	生产阶段	+	7.6
事故状态	海水水质	原油	风险事故下的溢油	+++	8.3、8.4
	海洋生态			+++	
	环境敏感区			+++	

注：+表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较小或轻微，需要进行简要的分析与影响预测；

++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为中等，需要进行常规影响分析与影响预测；

+++环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为较大或敏感，需要进行重点的影响分析与影响预测。

4 区域自然环境概况

4.1 区域自然环境现状

4.1.1 气候气象

旅大 5-2 北油田 I 期位于渤海辽东湾海域中南段，东经 [REDACTED]，东南距绥中 36-1 油田约 3.9km，东南距金县 1-1 油田约 23km，北距锦州 25-1 南油田约 36km。本项目气候气象资料参考《绥中 36-1 油田 II 期综合调整工程环境影响报告书（报批稿）》。

● 风况

根据多年的风速资料分析得到，旅大 5-2 北油田 I 期所在海域夏季多为 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。该海域的主风向为西南（SW）和北（N），频率为 21.7%。年最大风速为 15.7m/s，出现的方向为 N。全年风速风向统计及风速玫瑰图如下。

表 4.1-1 旅大 5-2 北油田 I 期海域风频统计表

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

图 4.1-1 海域风玫瑰图（年）

● 气温

该海域极端最低气温为-21.6℃，极端最高气温为 30.3℃，月平均最低 气温的最低值不高于 -12.2℃。

● 降水

该海域最大日降雨量为 161mm，最大小时降雨量为 35mm。

● 相对湿度

该海域最大空气湿度为 94%，最小空气湿度为 28%。

4.1.2 海洋水文

海洋水文资料参考《旅大 6-2 油田开发项目工程地勘、工程物探调查海洋环境调查

报告书》。在油田海域布设 1 个水文调查站 (S1)，进行 15 天的海流观测和水质观测。测站位置信息如下。

表 4.1-2 水位测站信息

测站名称	纬度 (N)	经度 (E)	调查时间	分层	有效数据长度
S1	██████	██████	2017.8.24– 2017.9.8	表层 (6m)、中层 (14m)、底层 (28m)	15 天

本海区的潮汐类型属于不正规半日潮。

参考该海区近期历史资料，并与附近测站基面的一致性，选择该测站平均海面以下 1.00m 为海图基准面。

由潮汐调和常数可推算出各种特征潮位的数值，如下。

表 4.1-3 特征水位 (单位: m)

特征潮位	相对于海图基准面的高度
最高天文潮位	1.65
平均海平面	1.00
海图基准面	0.00
最低天文潮位	-0.27

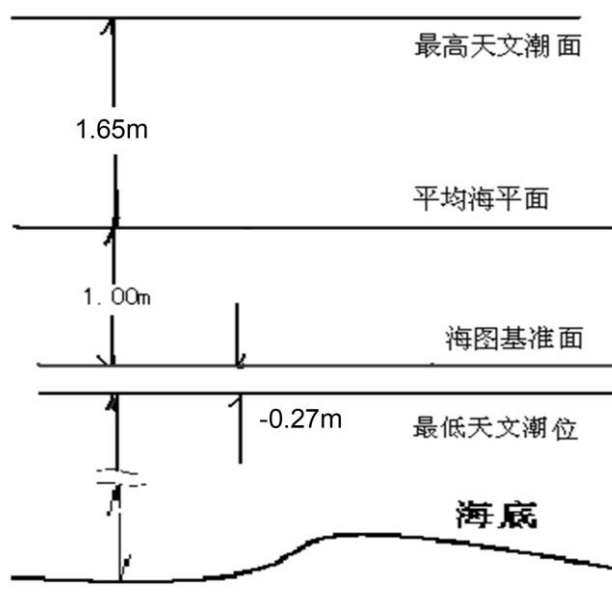


图 4.1-2 S1 测站特征水位

4.1.2.3 海流

按照《海港水文规范》计算出表、中、底层的近最大可能潮流流速分别为 101.0cm/s、113.6cm/s、33.4 cm/s，潮流方向依次为 42°、37°、48°。

本海区海流以潮流为主，潮流性质属正规半日潮流；潮流运动形式以往复流为主，

各站实测海流流向相对集中，落潮流流向集中在 SW~WSW 向附近，涨潮流流向集中在 NNE~NE 向附近。

4.2 工程海洋资源和海域开发利用概况

4.2.1 港口资源及开发利用情况

本工程涉及周边主要港口有：葫芦岛港、锦州港、营口港、秦皇岛港、长兴岛港和大连港等，距离长兴岛港最近，约 60km。

图 4.2-1 工程附近港口分布示意图

4.2.2.1 锦州港

锦州港位于渤海辽东湾西北部的锦州湾内，与葫芦岛隔海相望，东距营口港 79 海里，西南距秦皇岛港 170 海里，南距大连港 220 海里。经过多年的建设发展，锦州港已成为我国北方沿海又一个重要港口，港口设施已日趋完善。

4.2.2.2 葫芦岛港

葫芦岛港位于辽东湾西北部葫芦岛半岛上，西南距秦皇岛港 90 海里，东距营口港 60 海里。全港以防波堤为界，分为内外两港。港区面积 2 平方公里，水深 7 米至 9 米，港阔水深，夏避风浪，冬微结薄冰，为中国北方理想的不冻良港。葫芦岛港有柳条沟、绥中、北港三个港区。柳条沟港区以石油及其制品、金属矿石（主要是有色金属矿石）以及件杂货、集装箱运输为主，向以外贸货物为主的综合性港区方向发展；绥中港区以大宗散货运输为特点，服务临港产业布局的综合性港区；北港工业园区码头将以服务于本园区各类企业的运输需求为主。

4.2.2.3 营口港

营口港地理坐标为 122°06'00"E、40°17'42"N，是辽宁沿海经济带上的重要港口，也是东北地区及内蒙古东部地区最近的出海港。营口港现已形成以鲅鱼圈港区为主体、老港区为补充、仙人岛港区起步开发的发展格局。辖营口、鲅鱼圈和仙人岛等港区，其中，老港区以调整、优化现有港区为主，主要为城市物资运输服务；鲅鱼圈港区是营口港发展综合运输的核心港区，以矿石、煤炭、集装箱、钢材、油品、粮食、商品汽车等运输为主，逐步发展成为东北地区重要的物流基地，为钢铁基地和沿海产业基地等临港工业服务；仙人岛港区以大型石化等工业布局为依托，逐步发展成为大型综合型公用港区。

4.2.2.4 秦皇岛港

根据秦皇岛港总体规划，秦皇岛港主要划分为山海关港区、沙河港区，东港区、西港区、新开河港区及秦西港口。其中西港区位于汤河至新开河之间，北邻市区，目前是以散杂货、集装箱以及煤炭、矿石等散货运输为主的综合性港区；东港区位于新开河以东，东临热电厂储灰厂，依托大秦、京秦铁路干线及大庆至秦皇岛输油管线形成以煤炭、原油、矿石等大宗物资运输为主的专业化港区；新开河港区位于东西港区之间，新开河口内。目前以建材等地方物资运输为主；山海关港区位于河北辽宁交界，北邻秦皇岛经济技术开发区东区，目前主要以企业专用码头为主。

4.2.2.5 大连港

大连港位于辽东半岛南端，濒临黄海，南至烟台港 90 海里，西离天津港 220 海里，北距营口港 223 海里。港口西近旅顺，东邻里、外长山列岛，南与威海、烟台隔海相望。是一个深水天然良港，是南北水陆交通的重要枢纽，也是我国最大的散粮、石油进出口岸及主要对外贸易港口，是正在兴起的东北亚经济圈的中心，是该区域进入太平洋，面向世界的海上门户。

4.2.2.6 长兴岛港区

长兴岛位于辽东半岛中西部，大连瓦房店市西侧，四面环渤海，仅一桥与陆地相连。全岛面积 252.5 平方公里，为长江以北第一大岛，人口 5 万人。长兴岛港区主要包括长兴岛、西中岛、凤鸣岛三个自然岛屿，三岛相间形成了葫芦山湾和董家口湾两个海湾。规划临港工业区开发方向以造船及现代装备制造、石化、冶金、建材、出口加工等产业为主。整个港区以长兴岛与西中岛之间的葫芦山湾为中心，向北延伸至长兴岛北侧岸线、向南延伸至西中岛南侧的董家口湾，近、中期的主要港口功能区集中在葫芦山外湾、葫芦山内湾和长兴岛北岸，董家口湾作为预留港口作业区。

4.2.2.7 锚地情况

本工程水域附近主要有秦皇岛锚地和长兴岛锚地，当遇到大风浪时工作船可以申请在适合避风的锚地抛锚抗风，其中距离长兴岛锚地较近，约 48km。

本工程拟建平台水域距周边各港口、航道、锚地较远，相互之间几乎不会造成影响。

4.2.2 港口航路活动

1、船舶习惯航路

从拟建平台附近交通流 AIS 航迹图可以看出，工程水域周边习惯航线主要有以下 3 条主要习惯航路：

(1) 老铁山—辽东湾；(2) 进出锦州和葫芦岛港；(3) 老铁山—秦皇岛。

图 4.2-2 2017 年船舶交通流航迹图

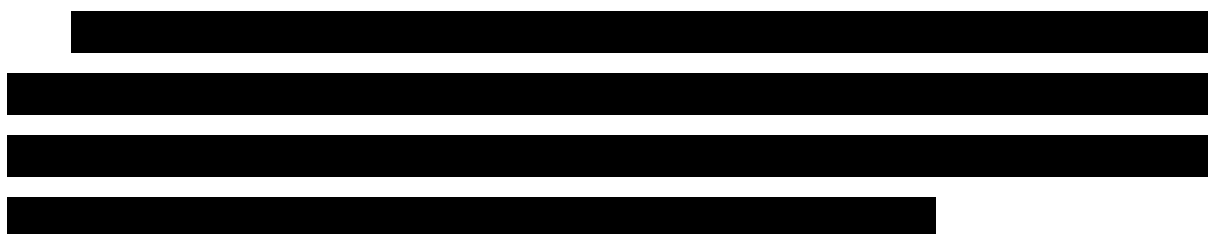
2、规划航路

本工程水域附近关系较为密切的规划航路如下：

1) 渤海北部—锦州航路



2) 老铁山水道—秦皇岛航路



3) 老铁山水道至仙人岛深水航路



本工程拟建平台附近关系较为密切的规划航路与拟建平台的位置关系见图 4.2-4，拟建平台（LD5-2N）距离规划航路（老铁山至秦皇岛）最近距离约为 [REDACTED]，距离老铁山至仙人岛深水航路 [REDACTED]，平台的建设对附近规划航路的影响较小。

图 4.2-3 工程附近规划航路示意图

3、禁航区

项目与辽东湾商船禁航区的位置关系见下图，本工程拟建平台位于辽东湾商船禁航区内，距离禁航区的最近距离约为 [REDACTED]，平台的建设与禁航区有影响，平台的建设应与军方协调。

图 4.2-4 项目与禁航区位置关系示意图

4.2.3 海洋油气资源及油气开发活动

项目所在海域位于辽东湾海域中南部，工程周围自南向北分布有旅大油田群、绥中 36-1 油田、金县 1-1 油田、锦州 25-1 南油气田、锦州 25-1 油田、锦州 20-2 凝析气田、锦州 9-3 油田等，油气资源丰富，勘探开发前景十分广阔。

旅大油田群整体开发包含三个区块，分别为旅大 10-1、旅大 4-2 和旅大 5-2。整个油田群位于辽东湾海域，旅大 10-1

旅大油田自 2005 年相继投产，主要包括旅大 4-2 油田，旅大 5-2 油田，旅大 10-1 油田，旅大 27-2 油田和旅大 32-2 油田，分为四个工程项目进行开发建设，分别为旅大 27-2/32-2 油气开发项目，旅大 10-1 综合调整项目，旅大 4-2/5-2/10-1 油气田使用变更项目。

目前，旅大 4-2/5-2/10-1 油田目前已建有平台 6 座，海缆 5 条，海底管道 6 条；旅大 27-2/32-2 油田位于旅大 10-1 油田西南方向约 63 公里，主要设施包括平台三座，一条海缆，一条混输管线。

SZ36-1 油田位于渤海辽东湾中部，

金县 1-1 油田位于渤海辽东湾海域，

主要已建工程设施包括 2 个平台、3 条管道和 2 条电缆。金县 1-1 油田共建 2 座平台，中心平台 (CEPA) 和井口平台 (WHPB)，

中心平台设在南区，井口平台设在北区，2 座平台相距 4.1km。

锦州 25-1 南油气田位于辽东湾海域，

锦州 25-1 油田位于辽东湾中部海域，

锦州 20-2 凝析气田位于辽东湾北部，

锦州 9-3 油田位于渤海辽东湾北部海域，

4.3 环境敏感目标

4.3.1 主要环境敏感目标分布

根据本工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价的主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、海洋特别保护区、生态红线区、水产种质资源保护区、产卵场及索饵场、养殖区等。其中，距离本工程最近的敏感目标为辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区，同时，本工程位于鲷、鳀鱼、中国对虾的索饵场、中国毛虾的越冬场内。根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程管线距离最近的“禁止开发区-大连斑海豹保护生态红线区”

本工程主要环境敏感区和保护目标、敏感目标分布图见表 4.3-1、表 4.3-2 及图 4.3-1~图 4.3-3。

表 4.3-1 评价范围内环境敏感目标及生态红线分布表

评价范围内敏感区名称			生态保护目标/保护期	位置关系
				方位及距离 (km)
国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	缓冲区	斑海豹及其栖息生境	
		核心区		
水产种质资源保护区	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区		小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹	

评价范围内敏感区名称			生态保护目标/保护期	位置关系
				方位及距离 (km)
渔业“三场”	黄姑鱼	洄游路线	黄姑鱼及其生境, 产卵期 5~6 月	██████████
	鲷	索饵场	鲷及其生境, 产卵期 5~6 月	██████████
	白姑鱼	洄游路线	白姑鱼及其生境, 产卵期 5~6 月	██████████
	鳀鱼	索饵场	鳀鱼及其生境	██████████
	小黄鱼	产卵场、索饵场	小黄鱼及其生境, 产卵期 5 月下旬~6 月上旬	██████████
	鳊	索饵场	鳊及其生境, 产卵盛期 5 月上旬至 6 月上旬	██████████
	斑鲈	索饵场、洄游路线	斑鲈及其生境, 产卵期 5~6 月	██████████
	中国对虾	索饵场	中国对虾及其生境, 产卵期 5 月初~6 月初	██████████
	中国毛虾	越冬场	中国毛虾及其生境, 产卵期 6~7 月	██████████
生态红线	大连斑海豹自然保护区生态红线区	禁止开发区	斑海豹	██████████

图 4.3-1 项目周围主要敏感目标分布

图 4.3-2 项目周围海洋生态红线分布

表 4.3-2 溢油事故状态下可能影响的敏感目标分布表

类别	敏感区名称	生态保护目标/保护期	位置关系	
			方位	距离 km
国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	斑海豹及其栖息生境	■	■
	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	■	■
	辽宁辽河口国家级自然保护区	丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	■	■
海洋特别保护区	辽宁绥中碣石国家级海洋公园 (辽宁绥中碣石国家级海洋特别保护区)	岩礁生态系统、碣石宫等秦汉遗址及独具特色的自然、人文景观及海水浴场	■	■
	觉华岛国家级海洋公园	磨盘山天桥、贝壳滩保护区、龙脖子海蚀地貌和历史遗迹等	■	■
	大连仙浴湾国家级海洋公园	海岛、沙滩、湿地、森林及生物资源	■	■
	锦州大笔架山海洋特别保护区	大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	■	■
水产种质资源保护区	辽东湾渤海莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区	小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹，4月25日-6月15日	■	■
	辽东湾渤海莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区核心区		■	■
	南戴河海域国家级水产种质资源保护区	主要保护对象为栉江珧和魁蚶，其他保护对象包括毛蚶、竹蛏等，4月1日-7月31日	■	■
	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀，3月1日-10月31日	■	■
辽宁省渤海海洋生态红线	芷锚湾旅游休闲生态红线区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	天龙寺旅游休闲区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	六股河口海洋保护区-禁止开发区	海域保护区	■	■
	六股河河口及湿地生态红线区-限制开发区	河口生态系统	■	■
	菊花岛红线控制区-限制开发区	重要海岛、滨海旅游资源	■	■
	兴城滨海旅游休闲区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	望海寺旅游休闲度假区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	大笔架山海洋特别保护区-禁止开发区	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	■	■
小笔架山旅游度假区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■	

类别	敏感区名称	生态保护目标/保护期	位置关系	
			方位	距离 km
	双台子河口滨海湿地自然保护区-禁止开发区	湿地生态系统和斑海豹类	■	■
	辽河（双台子河）河口及湿地生态红线区-限制开发区	河口湿地生态系统	■	■
	辽东湾国家级水产种质资源保护区-限制开发区	水产种质资源	■	■
	大辽河河口生态红线区-限制开发区	河口生态系统	■	■
	团山海蚀地貌保护区-禁止开发区	海蚀地貌	■	■
	大连斑海豹国家级自然保护区-限制开发区	斑海豹	■	■
	大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区	斑海豹	■	■
	驼山旅游休闲娱乐区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	仙浴湾旅游休闲娱乐区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	鹿鸣岛北海旅游休闲生态红线区-限制开发区	滨海旅游资源	■	■
	蛇岛海洋保护区-禁止开发区	蛇岛和老铁山的生态系统、蝮蛇、候鸟	■	■

图 4.3-3 溢油事故状态下可能影响的敏感目标分布图

4.3.2 主要环境敏感目标简介

4.3.2.1 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，面积 90.9 万公顷，1992 年经大连市人民政府批准建立，1997 年晋升为国家级自然保护区，2017 年 8 月进行调整，主要保护对象为斑海豹及其生态环境。调整后的辽宁大连斑海豹国家级自然保护区总面积 561975 公顷，其中核心区面积 279690 公顷，缓冲区面积 209400 公顷，实验区面积 72885 公顷。保护区位于辽宁省大连市西部海域，范围在东经 120°50′—121°55′50″，北纬 38°55′—40°05′之间。保护对象为斑海豹及其生存环境。

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。2017 年 8 月，环境保护部《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》（环生态函[2017]181 号）对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的范围进行了调整。

4.3.2.2 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区

辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区--辽东湾保护区位于辽东湾北部海域(以下简称辽东湾水产种质资源保护区)，辽东湾水产种质资源保护区总面积 9935km²，其中核心区面积 1755km²，实验区面积 8180km²。辽东湾水产种质资源保护区辽东湾区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。

图 4.3-4 本工程与种质资源保护区位置关系示意图

4.3.2.3 重要渔业水域

(1) 主要经济鱼类种类及其洄游分布

辽东湾海域鱼类资源按分布区域和范围划分，基本属于两个生态类型。

- 地方性资源：栖息在河口、岛礁和较浅水域，随着环境的变化，作深浅水季节性移动。一般春、夏季游向岸边产卵，秋、冬季游向较深水域。属于这一类型的种类较多，多为暖温性及冷温性地方性种群。如梭鱼、长绵鲷、许氏平鲈、褐牙鲆、钝吻黄盖鲽、短吻红舌鲷、和各种鰕虎鱼类等。
- 洄游性资源：多为暖温性及暖水性种类，分布范围较大，有明显的洄游路线，少数种类作较长距离的洄游。一般春季游向近岸 30 米以内水域进行生殖活动，夏季分散索饵，主要分布在 20~60 米水域。秋季随着水温下降，则游向较深、较

暖的水域。冬季则游出渤海越冬。这一种类数不如前一种多，但资源量较大，是辽东湾主要渔业种类，主要有青鳞沙丁鱼、小黄鱼、叫姑鱼、黄姑鱼、棘头梅童鱼、斑鲚、黄鲫、小带鱼、绿鳍鱼、鲷、日本鲭和黄鮫鰵等 10 种；b 地方性种类：栖息与河口、岛礁和较浅水域，随着环境的变化，作深浅季节性移动。一般春、夏季游向岸边产卵，秋冬季游向较深水域，属于这一类型的种类较多，多为暖温性及冷温性地方种群。主要有梭鱼、长绵鲷、许氏平鲈、褐牙鲆、钝吻黄盖鲷、短吻红舌鲷、和各种鰕虎鱼类等。

本章节渔业资源洄游分布图引用黄渤海区渔业资源调查与区划（农业部渔业局编，海洋出版社，1990）中相关内容并根据近年现状资料更新。

辽东湾海域内主要洄游性鱼类为黄渤海种群的暖温性鱼类，越冬场位于黄海中南部至东海北部的连青石、大沙、沙外及江外渔场。春、夏季鱼群大致分三路北上产卵洄游，各路洄游模式特征是：一路向西偏北经长江口、吕泗外海进入山东南部日照近海产卵场产卵。秋季在海州湾、连青渔场索饵，入冬后返回越冬场；另一路向西北到达山东半岛以南近海产卵，产卵后即分布在附近海区索饵，直到进行越冬洄游；第三路鱼群的洄游路线比较长，由越冬场直接北上到达成山头外海，然后分成 2 支，一支继续向北到鸭绿江口进行产卵，另一支则折向西，经烟威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾及辽东湾等产卵场，入秋后又分别从各湾游出渤海，返回原越冬场。属于这一类群的鱼类主要是底层鱼类有小黄鱼、带鱼、黄姑鱼、黄鲫、青鳞、斑鲚、鲷鱼等。

1) 黄姑鱼

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。本工程位于黄姑鱼洄游通道以外。

图 4.3-5 黄姑鱼洄游分布图

2) 鲷

鲷在黄渤海分布较广，也是重要的经济鱼类，俗称鞭子鱼。每年 3 月逐渐游向近岸，进行生殖洄游，4 月下旬进入渤海，分布于沿岸浅水区，莱州湾、辽东湾数量分布较大。鲷的产卵期为 5 月~6 月，生殖活动结束后便分散索饵，索饵期为 7 月~10 月，10 月中

下旬逐渐游离渤海，进行越冬洄游。

图 4.3-6 鲷洄游分布图

3) 白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科，在我国海域均有分布，黄渤海区的白姑鱼群系大体以 33°N 为界，洄游于黄渤海之间，为黄海洄游到渤海产卵和索饵的底层鱼类，经济价值较高。白姑鱼 5 月在渤海中部出现，但数量很少，6~7 月集中在莱州湾产卵。8 月分布面扩大，在秦皇岛外海和黄河口附近也出现密集区，9~10 月份密集中心进一步扩大到渤海中部和辽东湾南部。11 月份主群离开渤海，仅中部有少量个体，12 月份则完全消失。白姑鱼的主要产卵期为 5~6 月，8 月中、下旬陆续游出渤海进行越冬洄游，本工程位于白姑鱼洄游通道以外。

图 4.3-7 白姑鱼洄游分布图

4) 鳀鱼

鳀鱼属鳀科，是近海集群性小型鱼类，也是从黄海洄游到渤海的小型中上层鱼。由于它在海洋生态系统中所处的独特地位以及它向渔业所提供的高额产量，已成为重要的世界性渔业之一。鳀鱼的越冬场在对马、五岛至济州岛附近一带海域，随着水温的升高，逐渐向北洄游。4 月底进入渤海的渤海湾、莱州湾和辽东湾诸湾。

图 4.3-8 鳀鱼洄游分布图

5) 小黄鱼

小黄鱼隶属石鲈形目、石首鱼科、黄鱼属。属暖温性底层鱼类，广泛分布于渤海、黄海、东海，是我国最重要的海洋渔业经济种类之一。小黄鱼体形较小，一般体长 16~25 厘米、体重 200~300 克、背侧黄褐色，腹侧金黄色。该鱼种随栖息环境、季节以及体长的变化较大，且 109 mm 是其发生食性转换的一个关键的临界体长。小黄鱼一般食性较杂，主要以鱼虾为食。

小黄鱼是辽东湾的主要经济鱼类，一般春季向沿岸洄游，3~6 月间产卵后，分散在近海索饵，秋末返回深海，冬季于深海越冬。其越冬场在黄海中南部至东海北部，每年 4 月份北上到达成山头外海，然后分 2 支，一支继续向北到鸭绿江口进行产卵，另一支则向西，经烟威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾和辽东湾等产卵场，产卵期为

5 月~6 月, 10 月末到 11 月初向渤海中部集中。

黄渤海小黄鱼主要产卵期为 5~6 月, 由南向北略为推迟, 产卵场一般都分布在河口区和受入海径流影响较大的沿海区, 底质为泥砂质、砂泥质或软泥质, 产卵场的主要范围一般都分布在低盐水与高盐水混合区的偏高温区。

小黄鱼性腺成熟度系数, 全年雌鱼以 9 月最低, 10 月至翌年 2 月增长缓慢, 3~4 月增长迅速, 5 月达到高峰, 雄鱼 3~4 月为最高。春季 (5 月) 小黄鱼处于产卵期, 夏秋季为恢复期, 主要为 I~II 期, 冬季略有增长。小黄鱼怀卵量与年龄有关, 2~4 龄鱼为 32~72 千粒, 5~9 龄鱼处于怀卵高峰期, 怀卵数为 83~125 千粒, 从 10 龄鱼开始, 怀卵量开始下降。

图 4.3-9 小黄鱼洄游分布图

6) 鱻

鱻隶属鱻科, 地方名针良鱼, 为浮拖网的捕捞对象, 流刺网、定置、钓钩也可捕获。为暖温性中上层近海鱼类。每年 3 月中旬进行产卵洄游, 5 月上旬进入渤海莱州湾东部和金州湾, 少量索饵群体游向滦河口近岸, 部分群体游至辽东湾。其产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬, 5 月上旬至 6 月上旬为盛期, 索饵期为 7-9 月, 10 月上旬开始游离渤海。本工程附近海域有鱻的索饵场和洄游通道分布。

图 4.3-10 鱻洄游分布图

7) 斑鰾

斑鰾属鲱科, 地方名为海鰾、令吉鱼等, 属暖水性近海结群性小型食用鱼类。越冬期为 1~3 月。3 月中、下旬越冬鱼群即陆续离开黄海北部的越冬场北上, 于 4 月中旬主群即分别抵达山东省南部沿海成山头至烟威渔场。4 月下旬开始进入渤海。4 月底在黄海北部近海也陆续发现有斑鰾的分布。5 月初到 6 月底斑鰾在其分布海区产卵, 产卵后即游向离岸稍远水域摄食, 孵化的幼鱼即在附近海区索饵。11 月, 成鱼及当年生幼鱼陆续向越冬场洄游, 直到 12 月在近岸海区发现有少数当年生幼鱼仍停留在此索饵场。

图 4.3-11 斑鰾洄游分布图

(2) 主要经济甲壳类种类及其洄游分布

1) 中国对虾 (Fenneropenaeus chinensis)

中国对虾主要分布于黄渤海，在东海和南海只有零星分布，是黄渤海暖水性长距离洄游大型虾类，为一年生底栖虾类，越冬场在黄海东南部水深 60~80 米的海区，产卵场主要在渤海。

渤海近岸出生的对虾在近海经过近 6 个月索饵育肥，11 月中、下旬开始离开渤海，洄游到黄海中部、南部深水区越冬，翌年 3 月初越冬虾群开始集结进行产卵洄游。主群北上，4 月上、中旬进入渤海，4 月下旬分别游至莱州湾、渤海湾、滦河口及辽东湾等诸河口附近产卵场，产卵期一般从 5 月初至 6 月初，持续时间一个月左右。

图 4.3-12 中国对虾洄游通道及繁殖区示意图

中国对虾有溯河的习性，在不同生命阶段对生活环境选择有差别，产卵选择在河口附近海区，受精孵化出幼体后，幼体的变态则选择在较深的海区，海水盐度不低于 19.8。仔虾阶段具有溯河生态习性，可在盐度为 0.86 的河道内生活。幼虾阶段由河道外移，主要分布在河口附近的浅水区。7 月下旬，幼虾长至 8~10 公分时，从浅水区开始向深水区移动。8 月上旬分布在水深 15 米以内水域，9 月中、下旬分布在水深 20~28 米海区索饵，虾群密集，形成渤海中部和辽东湾中、南部秋汛生产良好渔场，本工程位于中国对虾的索饵场内。

2) 中国毛虾 (*Acetes chinensis*)

中国毛虾的地理分布范围较窄，仅分布于渤海、黄海沿岸以及东海和南海沿岸，其它海域尚未发现。中国毛虾属较为典型的地方性海洋渔业生物资源，因游泳能力较弱不作长距离的洄游，喜栖息于海水中下层，夏季有时也上升到表层，春、夏、秋三季在分布区内随涨潮落潮而往返，有昼夜移动的习性，晴天比阴天更为明显。中国毛虾属广温低盐种，喜栖息于盐度较低、透明度低的近岸水域。是我国沿海定置渔业的主要捕捞对象，其中尤以渤海的产量最高。

在渤海的中国毛虾由两个独立的群体组成，即辽东湾群和渤海西部群。度过冬季的毛虾，在 5 月下旬到 7 月中旬期间产卵，产卵盛期为 6 月。在这段时间内生产的毛虾称夏一世代，夏一世代毛虾因生活在水温较高的季节里，生长速度较快，两个多月即发育成熟。夏一世代的产卵期为每年的 7 月下旬到 9 月下旬，盛期在 8 月。由夏一世代繁殖的后代称夏二世代。中国毛虾一年产生两个世代，加以亲体生殖后出现死亡，所以它的生命周期较短。中国毛虾群终年不离开辽东湾，越冬期为 1~2 月，分布于辽东湾南部。2 月下旬开始北上，3 月上旬主群密集于菊花岛以东，并逐渐向 5m 等深线外扩散。5 月

下旬随着性腺发育趋近成熟，虾群进一步向北浅水区移动进行交尾。6月在辽东湾北部河口区（辽河、大凌河和小凌河）形成毛虾第一次产卵高峰，为毛虾渔业生产的黄金季节。7月初产卵场扩展到西部菊花岛和东部鲅鱼圈沿海，因越年亲虾产卵后逐渐死亡，所以6~7月份间资源急剧下降，一般7月下旬越年虾作为一个虾群来说已基本消失。出生在北部水域的夏一世代毛虾，随着生长和发育逐渐向南部海区移动。8月份夏一世代开始性成熟，进入产卵期，产卵场东南起自复州湾，北至葫芦岛外海的广阔水域。9月中、下旬一世代毛虾繁殖活动结束后，数量减少，二世代小虾大量出现，这是虾群最分散的时期，从辽东湾南部辽东湾西侧至辽东湾北部近岸均有毛虾分布。10月二世代小型毛虾有南移趋势，大型毛虾在分布区北缘较多，毛虾分散状态依然存在。11月毛虾又开始集群，集中分布于 $40^{\circ} \sim 40^{\circ} 40'N$ 一带，以大型毛虾较为明显，12月份毛虾主群移至 $40^{\circ} 10'N$ 以南，1月份毛虾全部进入越冬场。

图 4.3-13 中国毛虾群洄游路线图

4.3.2.4 养殖区

辽宁省海域养殖区较多，主要分布在辽东湾近岸海域，距离本工程最近约27.0km。

图 4.3-14 附近海域重要养殖区分布图

5 环境质量现状调查与评价

本次环境质量现状调查与评价引用报告来源见下表。

表 5.1 现状调查资料来源一览表

因子	引用报告	调查单位	调查时间	站位数
水文动力环境	旅大 5-2 北和旅大 6-2 项目环境影响评价秋季海洋现状调查报告			1
地形地貌	旅大 6-2 油田开发项目工程物探调查报告书			1
	旅大 6-2 油田开发项目管道路由工程物探调查报告			1
水质	旅大 6-2 项目海洋环境质量春季现状调查报告			1
	旅大 5-2 北 I 期和旅大 6-2 项目海洋环境质量现状秋季调查报告			1
沉积物	旅大 5-2 北 I 期和旅大 6-2 项目海洋环境质量现状秋季调查报告			1
生物生态	旅大 6-2 项目海洋环境质量春季现状调查报告			1
	旅大 5-2 北 I 期和旅大 6-2 项目海洋环境质量现状秋季调查报告			1
生物质量	旅大 6-2 项目海洋环境质量春季现状调查报告			1
	旅大 5-2 北 I 期和旅大 6-2 项目海洋环境质量现状秋季调查报告			1
渔业资源	旅大 6-2 春季渔业资源调查			1
	旅大 5-2 渔业资源现状调查与评价（秋季）			1

5.1 水文水动力现状调查与评价

渤海是一个半封闭的海域，风区短，水较浅，海浪能很快地成长并达到稳定状态；海浪以风浪为主，具有明显的季节变化特征。

2015 年 10 月，青岛环海海洋工程勘察研究院围绕旅大 5-2 北油田、旅大 6-2 油田开发工程及依托工程周边相关海域范围内进行调查，共布设 6 个海流调查站位。具体站位（H1、H5、H8、H25、H28、H32）经纬度见下表。

观测方式 六站同步周日连续观测，观测时间间隔为 1h。

观测仪器 使用声学多普勒海流剖面仪。

观测日期 2015 年 11 月 28 日至 11 月 29 日（农历十月十七至十月十八，大潮期）。

表 5.1-1 海洋水文动力调查站位坐标

站位号	纬度	经度	观测设备	分层	调查项目
H1	██████	██████	声学多普勒 海流剖面仪	三层	潮流、潮位
H5	██████	██████			潮流、潮位
H8	██████	██████			潮流、潮位
H25	██████	██████			潮流、潮位
H28	██████	██████			潮流、潮位
H32	██████	██████			潮流、潮位

图 5.1-1 海洋水文动力调查站位

5.1.1 流向流速出现频率

5.1.1.1 流向出现频率

实测海流矢量与潮位过程曲线见下图。

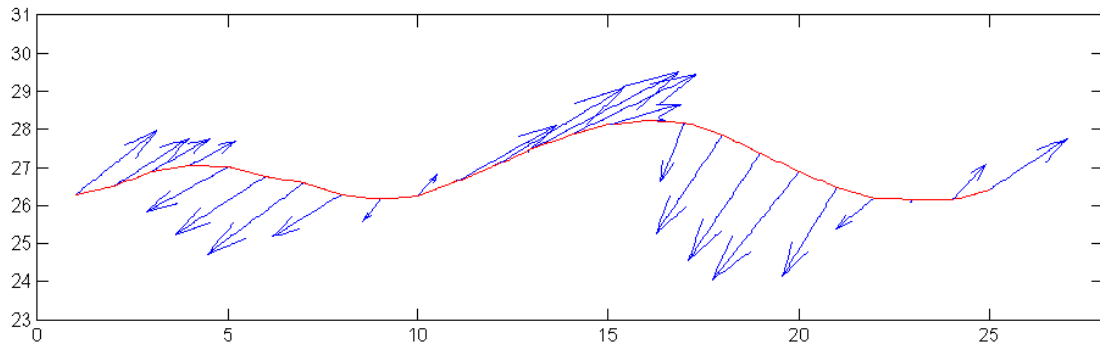


图 5.1-2 实测 H1 站表层流速矢量与潮位过程曲线

（横轴为时间，单位：小时，纵轴为水深，单位：m，下同）

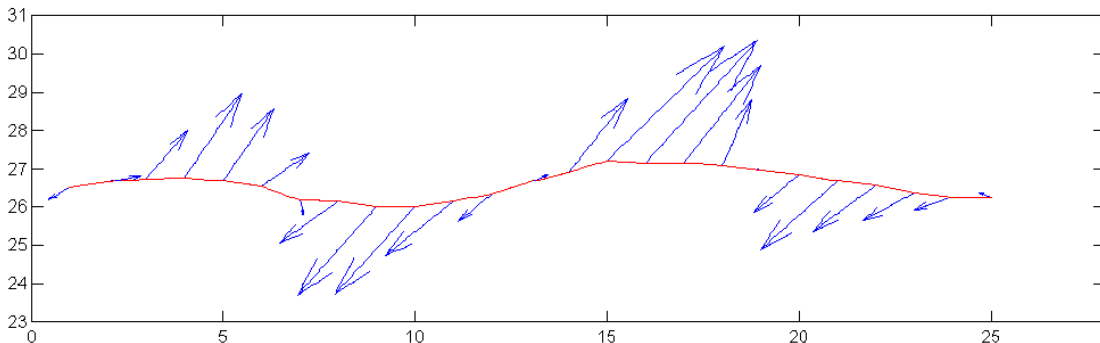


图 5.1-3 实测 H5 站表层流速矢量与潮位过程曲线

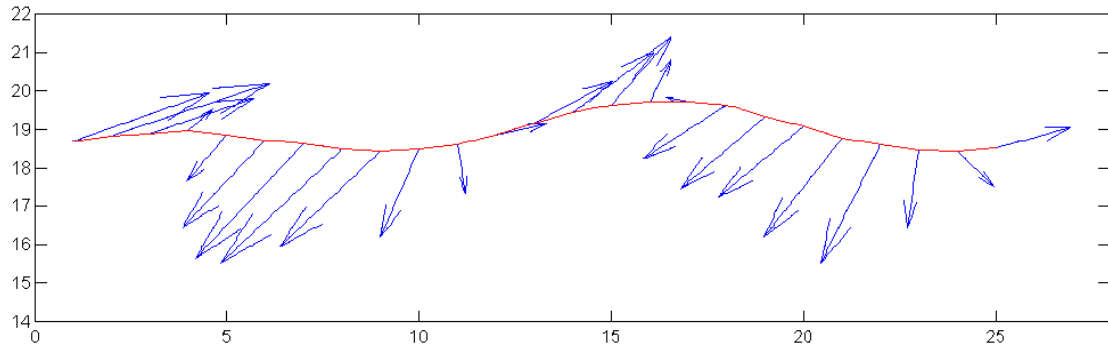


图 5.1-4 实测 H8 站表层流速矢量与潮位过程曲线

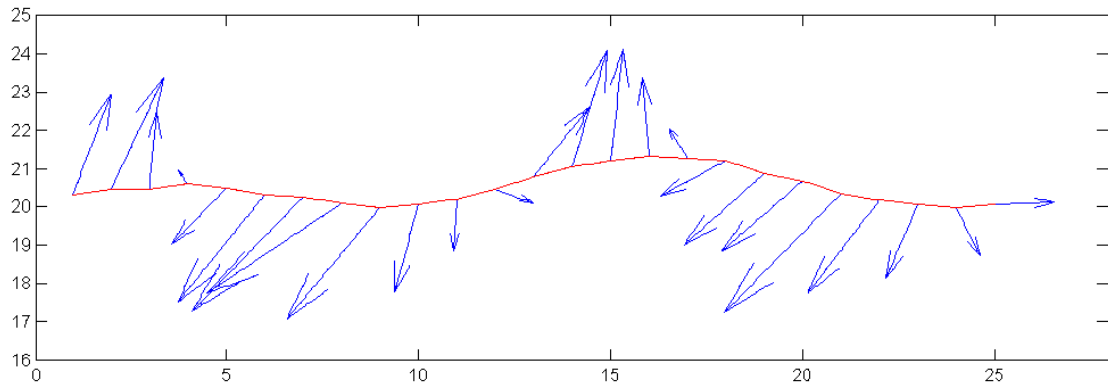


图 5.1-5 实测 H25 站表层流速矢量与潮位过程曲线

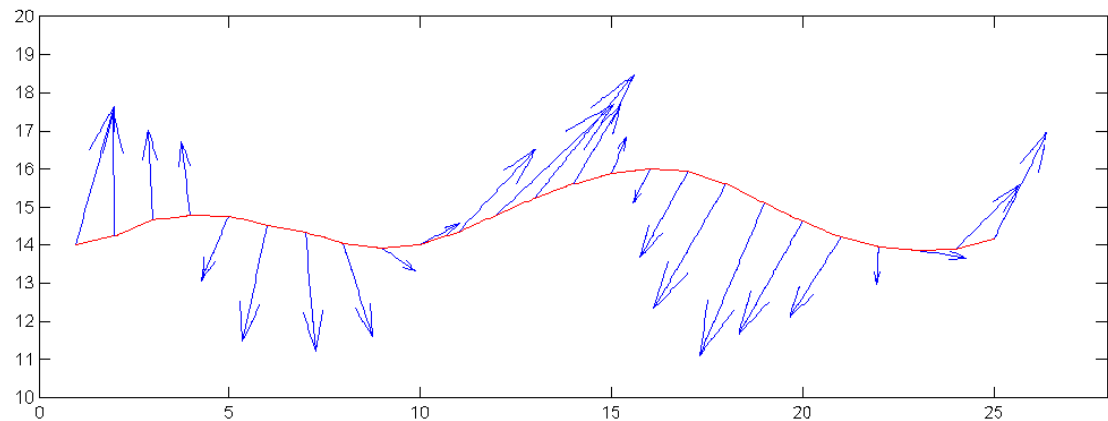


图 5.1-6 实测 H28 站表层流速矢量与潮位过程曲线

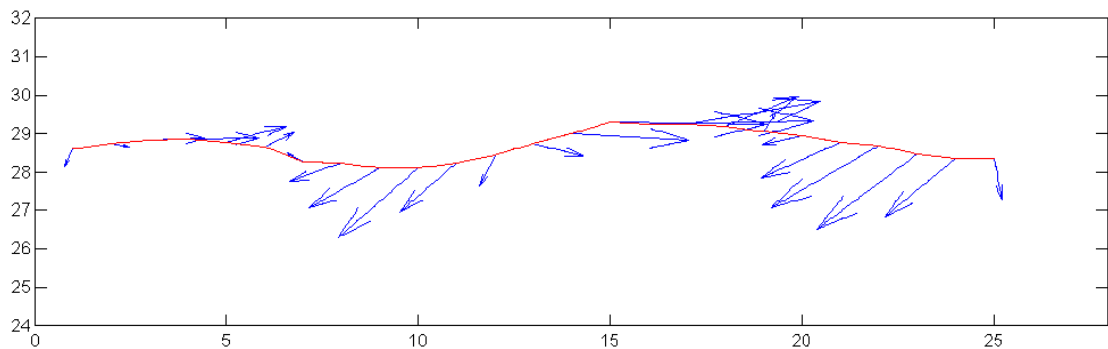


图 5.1-7 实测 H32 站表层流速矢量与潮位过程曲线

根据大潮期各站海流实测资料，对流向频率进行统计，统计结果见下表。

由表可以看出：H1、H5、H8、H25 各站实测海流流向相对集中，落潮流流向集中在 SW~WSW 向附近，涨潮流流向集中在 NNE~NE 向附近，H28 站落潮流主流向为 SW~WSW 向，涨潮流主流向为 NE~ENE 向，H32 站落潮流主流向为 SSW~SW 向，涨潮流主流向为 N 向。

表 5.1-2 各向海流出现频率 (%)

流向站·层	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
H1	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.1.1.2 流速频率

下表为各站层、各级流速出现频率，由流速分布区间来看，H32 站最大，该站各层流速均出现超过 120 cm/s 的情况，而 H28 最小，流速区间最大不超过 80 cm/s。

表 5.1-3 各站各级流速 (cm/s) 出现频率 (%)

流速站·层	0~9	10~19	20~29	30~39	40~49	50~59	60~69	70~79	80~89	90~99	100~119	≥120
H1	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

流速站层	流速范围											
	0~9	10~19	20~29	30~39	40~49	50~59	60~69	70~79	80~89	90~99	100~119	≥120
H25	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	表	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.1.1.3 平均流速和最大流速

平均流速和最大流速分布见下图表。

表 5.1-4 实测平均流速和最大流速及对应流向（单位：cm/s，°）

站号	层次	涨潮流			落潮流			全潮平均
		平均流速	最大		平均流速	最大		
			流速	流向		流速	流向	
H1	表层	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■
H5	表层	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■
H8	表	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■
H25	表	■	■	■	■	■	■	■
	中	■	■	■	■	■	■	■
	底	■	■	■	■	■	■	■
H28	表层	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■
H32	表层	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■

图 5.1-2 实测最大涨落潮流矢量（表层：绿色，中层：蓝色，底层：红色）

从平面上看，H1、H5、H28 和 H32 站都是涨潮流大于落潮流，而 H8 与 H25 与之相反；从垂向上看，流速都是由表层向底层逐渐减小。实测最大涨落潮流流速均出现于 H32 站表层，其中最大落潮流流速为 107.6 cm/s、对应流向为 216.9°，最大涨潮流流速为 143.6 cm/s、对应流向为 0.9°。

5.1.1.4 潮流的调和分析

潮流调和分析的目的是从实际观测资料中求出各主要分潮流的调和常数,从而确定潮流的性质和特征。根据观测的数据个数,用准调和差比法计算各分潮流的调和常数。

(1) 潮流的性质

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

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

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

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

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

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

利用潮流类型分类判别标准,根据调和计算结果,算得潮流性质比值。由表可以看出,各站层以正规半日潮流居多,只有 H32 站表层和底层以及 H8 站底层为不正规半日潮流,观测期间本海区潮流属半日潮流性质。

表 5.1-5 潮流性质分析结果

站号	表层	中层	底层
H1	■	■	■
H5	■	■	■
H8	■	■	■
H25	■	■	■
H28	■	■	■
H32	■	■	■

(2) 潮流的运动形式

反映潮流运动形式的参量为旋转率(亦称椭圆率) K' ,其值为该分潮流椭圆短轴与椭

圆长的比值，其符号有“+”、“-”之分，正号表示分潮流为逆时针旋转，负号则为顺时针旋转。该海区的潮流性质属半日潮流，因此主要半日分潮流(M_2 和 S_2)的运动形式即代表了该海区潮流的运动形式。

根据计算结果各站层 M_2 分潮流的椭圆率 K 值都远小于 0.5，因此观测期间本海区潮流运动形式以往复流为主。

表 5.1-6 各主要分潮的椭圆要素

站位	层次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
H1	表层	O_1	7.58	47.3	4.26	0.561
		K_1	10.01	227.3	5.62	0.561
		M_2	50.91	38.1	1.62	0.032
		S_2	14.76	38.1	0.47	0.032
		M_4	1.59	266.4	1.15	-0.722
		MS_4	0.92	86.4	0.67	-0.722
	中层	O_1	7.21	46.2	4.47	0.620
		K_1	9.51	226.2	5.90	0.620
		M_2	47.97	37.6	2.93	0.061
		S_2	13.91	37.6	0.85	0.061
		M_4	2.66	253.6	0.70	-0.263
		MS_4	1.54	253.6	0.41	-0.263
	底层	O_1	6.24	73.0	5.32	0.853
		K_1	8.23	73.0	7.02	0.853
		M_2	43.20	37.0	5.72	0.133
		S_2	12.53	37.0	1.66	0.133
		M_4	1.96	267.5	0.00	0.002
		MS_4	1.13	267.5	0.00	0.002
H5	表层	O_1	6.45	230.9	1.76	-0.272
		K_1	8.52	230.9	2.32	-0.272
		M_2	54.86	45.2	0.22	-0.004
		S_2	15.91	225.2	0.06	-0.004
		M_4	5.28	254.7	0.23	-0.044
		MS_4	3.06	74.7	0.13	-0.044
	中层	O_1	5.14	227.2	0.53	-0.104
		K_1	6.78	227.2	0.70	-0.104
		M_2	51.04	43.5	1.51	0.030
		S_2	14.80	223.5	0.44	0.030
		M_4	5.20	258.1	1.02	-0.196
		MS_4	3.01	78.1	0.59	-0.196
	底层	O_1	3.84	232.7	0.33	-0.086
		K_1	5.07	232.7	0.44	-0.086

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响报告书

站位	层次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
		M ₂	43.41	44.9	1.00	0.023
		S ₂	12.59	224.9	0.29	0.023
		M ₄	4.86	255.2	0.11	0.023
		MS ₄	2.82	75.2	0.06	0.023
H8	表层	O ₁	4.22	339.8	1.94	0.460
		K ₁	5.58	339.8	2.57	0.460
		M ₂	46.14	218.0	7.83	-0.170
		S ₂	13.38	218.0	2.27	-0.170
		M ₄	2.98	34.1	0.42	0.142
		MS ₄	1.73	214.1	0.24	0.142
	中层	O ₁	8.23	241.8	0.07	-0.008
		K ₁	10.86	61.8	0.09	-0.008
		M ₂	47.61	230.2	9.81	-0.206
		S ₂	13.81	230.2	2.84	-0.206
		M ₄	1.41	68.1	0.06	-0.039
		MS ₄	0.82	248.1	0.03	-0.039
	底层	O ₁	5.95	204.4	2.16	0.362
		K ₁	7.86	24.4	2.85	0.362
		M ₂	26.59	242.4	1.27	-0.048
		S ₂	7.71	242.4	0.37	-0.048
		M ₄	3.15	232.1	0.27	-0.085
		MS ₄	1.83	232.1	0.16	-0.085
H25	表层	O ₁	3.97	253.6	0.77	0.193
		K ₁	5.24	73.6	1.01	0.193
		M ₂	45.98	234.8	10.77	-0.234
		S ₂	13.33	234.8	3.12	-0.234
		M ₄	6.94	297.5	0.69	-0.099
		MS ₄	4.02	297.5	0.40	-0.099
	中层	O ₁	6.86	60.4	2.45	0.357
		K ₁	9.05	60.4	3.23	0.357
		M ₂	45.97	238.2	5.65	-0.123
		S ₂	13.33	238.2	1.64	-0.123
		M ₄	4.87	141.3	3.46	-0.711
		MS ₄	2.82	321.3	2.01	-0.711
	底层	O ₁	5.67	35.1	2.16	0.381
		K ₁	7.48	35.1	2.85	0.381
		M ₂	27.56	237.8	0.67	0.024
		S ₂	7.99	237.8	0.20	0.024
		M ₄	2.72	335.0	0.17	-0.062
		MS ₄	1.58	335.0	0.10	-0.062

站位	层 次	分潮流	椭圆长轴 (cm/s)	长轴方向 (°)	椭圆短轴 (cm/s)	旋转率 (K')
H28	表层	O ₁	7.11	44.1	3.23	0.455
		K ₁	9.38	44.1	4.27	0.455
		M ₂	40.35	66.0	8.42	-0.209
		S ₂	11.70	66.0	2.44	-0.209
		M ₄	3.12	316.4	0.02	0.007
		MS ₄	1.81	316.4	0.01	0.007
	中层	O ₁	7.00	35.7	2.32	0.332
		K ₁	9.24	35.7	3.07	0.332
		M ₂	38.10	62.5	6.28	-0.165
		S ₂	11.05	62.5	1.82	-0.165
		M ₄	2.33	279.1	0.66	0.283
		MS ₄	1.35	279.1	0.38	0.283
	底层	O ₁	6.68	38.5	2.84	0.425
		K ₁	8.82	38.5	3.75	0.425
		M ₂	34.08	65.2	4.95	-0.145
		S ₂	9.88	65.2	1.44	-0.145
		M ₄	3.39	278.2	0.14	0.042
		MS ₄	1.97	278.2	0.08	0.042
H32	表层	O ₁	14.42	188.1	0.53	0.037
		K ₁	19.04	188.1	0.70	0.037
		M ₂	64.93	18.6	11.90	-0.183
		S ₂	18.83	198.6	3.45	-0.183
		M ₄	5.54	88.1	0.29	-0.052
		MS ₄	3.21	268.1	0.17	-0.052
	中层	O ₁	12.18	187.4	1.74	0.143
		K ₁	16.08	187.4	2.30	0.143
		M ₂	59.83	19.8	7.20	-0.120
		S ₂	17.35	199.8	2.09	-0.120
		M ₄	4.78	86.6	0.22	-0.045
		MS ₄	2.78	86.6	0.13	-0.045
	底层	O ₁	12.78	184.5	0.96	0.075
		K ₁	16.87	184.5	1.27	0.075
		M ₂	49.29	18.2	1.22	-0.025
		S ₂	14.29	198.2	0.35	-0.025
		M ₄	3.12	96.6	1.08	0.345
		MS ₄	1.81	96.6	0.63	0.345

(3) 平均最大流速与可能最大流速

根据《港口与航道水文规范》，按准调和分析方法分析的结果，确定潮流椭圆要素，即可对潮流的各种流速进行计算。在半月潮海区，大、中、小潮期间的潮流平均最大流

速矢量为：

$$\vec{V}_{MS} = \vec{W}_{M2} + \vec{W}_{S2}$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \vec{V}_{Ms} = \vec{W}_{K1} + \vec{W}_{O1} \\ \vec{V}_{Mn} = \vec{W}_{K1} - \vec{W}_{O1} \end{array} \right. \vec{V}_{Mn} = \vec{W}_{M2} - \vec{W}_{S2}$$

在曹潮流海区：两者较大的一个矢量

式中 \vec{V}_{MS} 、 \vec{V}_{Mm} 和 \vec{V}_{Mn} 分别为大、中、小潮平均最大流速矢量； \vec{W}_{M2} 、 \vec{W}_{S2} 、 \vec{W}_{K1} 和 \vec{W}_{O1} 分别为主太阴半日分潮流、主太阳半日分潮流、太阴太阳赤纬日分潮流和主太阳日分潮流的椭圆长半轴矢量。下表列出各站、各层不同潮期潮流的平均最大流速和可能最大流速矢量。

表 5.1-7 平均最大流速和可能最大流速计算结果（单位：cm/s，°）

站号	项目	平均最大流速						可能最大流速	
		大潮		中潮		小潮		流速	流向
		流速	流向	流速	流向	流速	流向		
H1	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	中层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■

5.1.2 余流

余流是由浅海中多种因素引起的，主要有潮汐余流（因摩阻、海底地形、边界形状种种原因使得潮流非线性现象所致）、风生流、密度流等。要把上述流动逐个分开是十分困难的，所以在这里描述的是实测的由各种流动合成的余流。由以下图表可以看出，调查区南端的 H32 余流流速最大，全部超过 10cm/s，中部的 H8 与 H25 余流流

速次之，其表层、中层余流流速均超过 10 cm/s，其余各站余流流速相对较小；从余流流向上看，以偏 N 向区间为多。

表 5.1-8 余流计算结果（单位：cm/s，°）

层次站号	表层		中层		底层	
	流速	流向	流速	流向	流速	流向
H1	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■
H28	■	■	■	■	■	■
H32	■	■	■	■	■	■

图 5.1-3 余流矢量图（表层：绿色，中层：蓝色，底层：红色）

5.1.3 悬浮泥沙现状调查

周日海流观测期间同步进行悬浮泥沙现状调查。每次各站各层均进行 25 个小时的连续取样。对所有水样均进行含沙量测试。含沙量的测定采用抽滤法，滤膜孔径显 0.45μm，1/10000 克电子天平称重，根据抽滤前后滤膜重量的变化及水量得出含沙量（mg/L）。

根据现场观测和实验室分析，将各站水体含沙量值进行统计分析，列于下表。

表 5.1-9 各站垂向平均含沙量变化统计表(mg/L)

站位号	大潮期		
	最大	最小	平均
H1	■	■	■
H5	■	■	■
H8	■	■	■
H25	■	■	■
H28	■	■	■
H32	■	■	■

观测海区含沙量变化较大，大潮期各站含沙量的变化范围为 5.8 mg/l~57.9 mg/l。

通过单宽输沙量的计算，可以判断泥沙来源，输移方向和海底冲淤变化。影响单宽输沙量的因素很多，主要有流速、流向、水深、余流、泥沙特性和波浪作用。本次测量天气情况正常，研究区泥沙特性差异不大，因此测算结果代表的是正常天气情况、海流和地形作用下的泥沙输移趋势。

● 计算方法

全潮单宽输沙量采用如下方法计算。

(1) 各时刻单宽潮量分量：

$$q_E = uh$$

$$q_N = vh$$

式中 q_E 、 q_N 分别为东向和北向单宽潮量， u 、 v 分别为流速东、北分量， h 为实时水深。

(2) 单宽输沙量：

$$Q_E = \sum_{i=1}^n \rho_m q_{Ei} / n$$

$$Q_N = \sum_{i=1}^n \rho_m q_{Ni} / n$$

$$Q = \sqrt{Q_E^2 + Q_N^2}$$

$$\alpha = \arctg \frac{Q_E}{Q_N}$$

式中 Q_E 、 Q_N 分别为东向和北向单宽输沙量速率， Q 为总单宽输沙量速率， α 为输沙方向， ρ_m 为悬沙密度。

(3) 日单宽输沙量：

$$M_E = Q_E \times 3600 \times 24$$

$$M_N = Q_N \times 3600 \times 24$$

$$M = \sqrt{M_E^2 + M_N^2}$$

$$\alpha = \arctg \frac{M_E}{M_N}$$

式中 M_E 、 M_N 分别为东向和北向日单宽输沙量， M 为日总单宽输沙量。

● 计算结果及分析

据本次实测资料计算全潮单宽潮量、输沙量，结果列入下表。

表 5.1-10 各站日单宽输沙量统计表

站号	大潮期					
	涨潮流向		落潮流向		全潮	
	输沙量(kg/m.d)	方向(°)	输沙量(kg/m.d)	方向(°)	输沙量(kg/m.d)	方向(°)
H1	429.0	25.4	489.2	227.1	184.8	286.5

站号	大潮期					
	涨潮流向		落潮流向		全潮	
	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)	输沙量(kg/m.d)	方向 (°)
H5	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■
H28	■	■	■	■	■	■
H32	■	■	■	■	■	■

计算结果表明，观测期间工程海区各站日单宽输沙量相差较大，多以偏 S 向为净输沙方向，大潮期全潮日单宽输沙量最大值为 H1 站的 184.8 kg/m.d，H8 站最小，为 57.5 kg/m.d。

图 5.1-3 各站日单宽输沙量分布图

5.1.4 小结

本海区海流以潮流为主，潮流性质属正规半日潮流；潮流运动形式以往复流为主，各站实测海流流向相对集中，落潮流流向集中在 SW~WSW 向附近，涨潮流流向集中在 NNE~NE 向附近；

各站大潮期潮流平均最大流速的最大值为 83.8 cm/s，潮流的可能最大流速为 152.7 cm/s。从潮流的垂直分布情况看：各站均为流速随深度增加而递减，即表、中、底层流速依次递减；

观测期间，调查区南端的 H32 余流流速最大，各层余流流速均超过 10 cm/s，中部的 H8 与 H25 余流流速次之，从余流流向上看，以偏 N 向区间为多。

5.2 地形地貌环境现状调查与评价

本节内容引自《旅大 5-2 北一期开发工程海底电缆管道路由调查勘测第二册工程物探调查报告》（青岛环海海洋工程勘察研究院，2019 年 7 月）。

5.2.1 海底地形特征

LD5-2N WHPA/PAP（新建）至 SZ36-1 CEPN 路由区海底地形整体平坦，水深由北向南至 KP1 为逐渐加深趋势，由 KP1 至 SZ26-1 CEPN 平台水深逐渐变浅，水深为 28.0m~31.1m。路由区最大水深位于 KP1+73m 和 SZ36-1 CEPN 平台西北侧，最大水深为 31.1m；最小水深为 27.8m，位于新建 LD5-2N WHPA/PAP 平台西北侧。路由区水深

地形图见下图。

图 5.2-1 路由区水深地形图

SZ36-1CEPN 平台周边 250m 范围内水深为 29.9m~31.1m，东南侧较西北侧水深略浅，平台周边水深地形图见下图。

图 5.2-2 SZ36-1 CEPN 平台周边水深地形图

新建 LD5-2N WHPA/PAP 平台周边 250m 范围内水深为 27.8m~29.8m，平台西北侧水深较东南侧浅。水深地形图见下图。

图 5.2-3 LD5-2N WHPA/PAP 平台周围水深地形图

沿路由中轴线方向地形平坦，水深整体先加深后变浅，水深范围 28.4m~31.1m，坡度为 0.73%。路由区中轴线水深剖面图如下。

图 5.2-4 路由中轴线水深剖面图

5.2.2 地貌

路由区大多数声纳影像资料灰度显示基本均匀，反射强度变化不大，反映路由区海底底质无明显变化，结合底质取样可判断路由区海底底质为非常软的淤泥质粉质粘土。

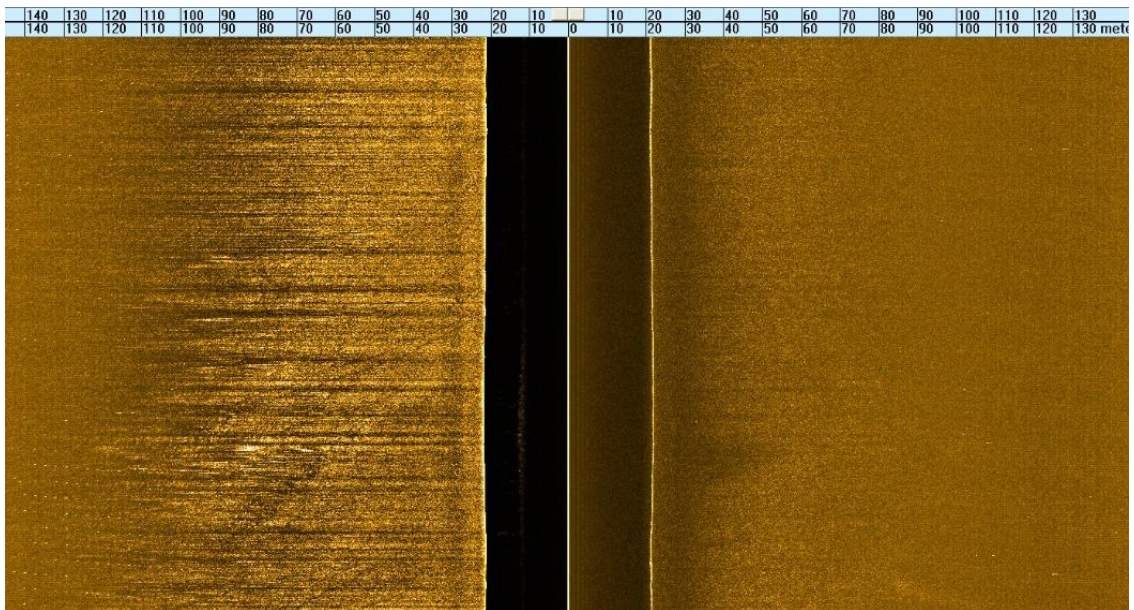


图 5.2-5 光滑海底声纳影像

路由区大多为平滑海底，路由区海底发现的目标物出露管道、悬空管道、水泥压块、桩靴。桩靴位于 SZ36-1WHPF、SZ36-1WHPN 附近，水泥压块带位于 SZ36-1WHPM 至 SZ36-1CEPN 管线上。

在声呐影像上，路由区可以看到 9 条出露管线、1 条悬空管线、11 个桩靴、4 个水泥压块带。4 个水泥压块带距离拟建管道路由最近为 53m；11 个桩靴位于 SZ36-1 WHPF、WHPN 平台附近，深度 0.5-1.0 m，距离拟建管道路由中轴线最近为 100 m；悬空管线是 SZ36-1WHPE 至 CEPO 海底输水管线一部分，位于 SZ36-1CEPO 平台西南 90 米处，悬空最高 0.6 米，远离拟建管道路由中轴线。以上几种海底面特征对拟建管道路由无影响。

图 5.2-6 路由区海底面状况图

5.2.3 工程地质特征

工程海域表层沉积物类型主要为黏土质粉砂，主要特征详见下表，沉积物类型分布见下图。

表 5.2-1 表层沉积物粒度特征表

序号	站号	粒级含量 (%)				粒度参数				依规范 定 名
		砾石	砂	粉砂	粘土	Mz	σ	Sk	Kg	
1	B1		10.76	55.66	33.58	7.07	2.59	0.07	0.91	黏土质粉砂
2	B2		17.52	55.50	26.98	6.44	2.70	0.14	0.93	黏土质粉砂

图 5.2-6 路由区表层沉积物类型分布图

根据现场钻探揭露、室内土工试验结果，将该场区 10m 以浅的地基土自上而下划分为三大层，特征如下：

第①层：非常软到软的粉质黏土

灰黄色，饱和，均匀，夹粉土薄层或团块。

该层在 ZK1 号钻孔中揭露的层底埋深为 2.3m，实测微型十字板剪切强度为 6.0~18.0kPa。

第②层：中密的粉土

灰黄色，饱和，均匀，夹粉质黏土薄层，含腐植质。7.0-7.8m 夹粉质黏土薄层

该层在 ZK1 号钻孔中揭露的层底埋深为 8.8m，设计内摩擦角为 20°。

第③层：稍硬的粉质黏土

褐灰色，饱和。该层在 ZK1 号钻孔中揭露的层底埋深为 10.2m，实测微型十字板剪切强度为 40.0~45.0kPa。

5.2.4 冲淤情况

较强的海底流可能造成海底表层沉积物的冲刷以及沉积物质的迁移，尤其当海底表层土为非粘性土时。当海底存在电缆管线等设施时，表层沉积物的冲刷会造成裸露管线与电缆的过度悬跨或埋地管线与电缆的侵蚀暴露，从而对管道、电缆的稳定性造成影响，而且沉积物迁移也会很快填埋海底所挖沟槽。

根据海底冲刷研究成果，在一定的工程环境条件下，当海底底流所带走的泥沙颗粒总量恰好等于由海床沉积的颗粒总量时海底处于冲刷平衡状态，图4.3-1表示出海底沉积物冲刷或沉积所要求的最小流速值。最小流速一般是指泥砂起动时的平均流速，它是由泥砂颗粒粒径、密实固结程度等特性决定。

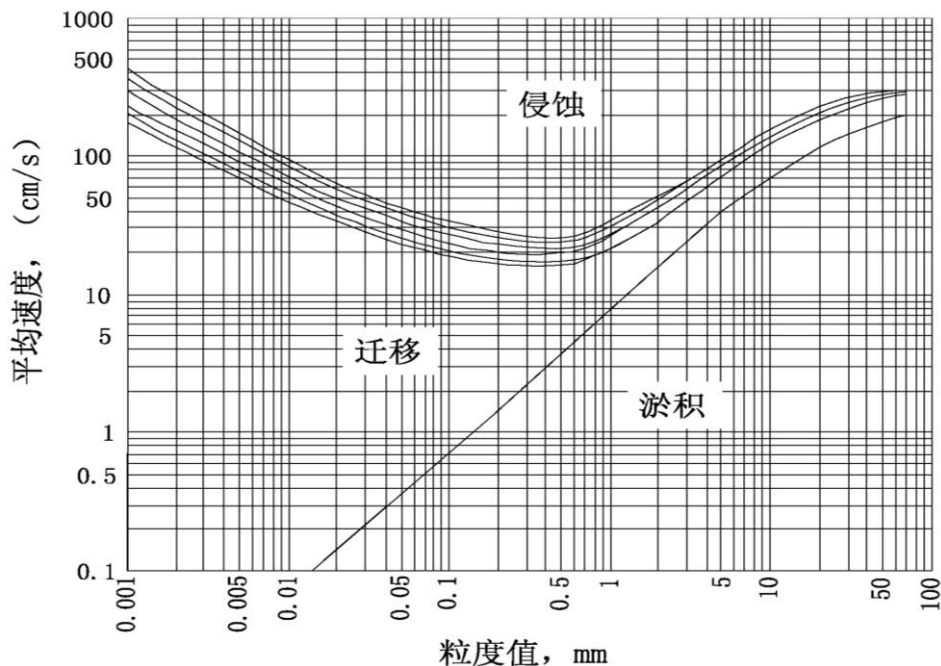


图 5.2-2 沉积物冲刷或沉积最小流速图

路由区底层最大可能流速约 65.3cm/s，最大平均流速为 43.1cm/s。路由区表层土质主要由黏土质粉砂组成，中值粒径 D_{50} 一般为 0.005~0.007mm。由图 4.3-1 可知，路由区表层沉积物处于动态冲淤平衡状态。

结合现有工程物探和钻孔调查资料：物探和地质调查资料表明，拟定海底管道路由区海底地形比较平坦，浅层沉积物主要为黏性土。故我们认为管道路由区内海底土质较稳定，一般不会发生滑坡。

5.3 海水水质现状调查与评价

海水水质春季调查时间为 2017 年 5 月，秋季调查时间为 2018 年 10 月。调查单位为青岛环海海洋工程勘察研究院。

5.3.1 站位布设

(1) 2017 年 5 月调查

调查站位布设以垂直海岸为横断面，共设置 4 个断面，断面间距约 11km；以平行海岸为纵断面，共设置 5 个断面，断面间距约 10km。横纵断面交点为站点所在位置（H1~H22）。在旅大 5-2 工程区域布设 2 个调查站位（H14a、H14b），旅大 6-2 工程区域布设 2 个调查站位（H9a、H9b），另外在绥中 36-1CEPO、CEPN 平台周边沿主潮流方向 500m 处分别布设 2 个站位（H13a、H13b）。

布设点位总计 26 个，其中包括水质站位 26 个、海洋生态站位 17 个。

表 5.3-1 2017 年 5 月海洋环境调查站位坐标

序号	站位号	北纬	东经	调查项目
1	H1	████████	████████	水质、海洋生物生态
2	H2	████████	████████	水质
3	H3	████████	████████	水质、海洋生物生态
4	H4	████████	████████	水质
5	H5	████████	████████	水质、海洋生物生态
6	H6	████████	████████	水质、海洋生物生态
7	H7	████████	████████	水质
8	H8	████████	████████	水质、海洋生物生态
9	H9a	████████	████████	水质、海洋生物生态
10	H9b	████████	████████	水质、海洋生物生态
11	H10	████████	████████	水质、海洋生物生态
12	H11	████████	████████	水质
13	H12	████████	████████	水质
14	H13	████████	████████	水质、海洋生物生态
15	H13a	████████	████████	仅进行水质调查中的石油烃、COD
16	H13b	████████	████████	
17	H14a	████████	████████	水质、海洋生物生态
18	H14b	████████	████████	水质、海洋生物生态
19	H15	████████	████████	水质
20	H16	████████	████████	水质、海洋生物生态
21	H17	████████	████████	水质、海洋生物生态
22	H18	████████	████████	水质、海洋生物生态
23	H19	████████	████████	水质、海洋生物生态

24	H20	████████	████████	水质、海洋生物生态
25	H21	████████	████████	水质
26	H22	████████	████████	水质、海洋生物生态

(2) 2018 年 10 月调查

调查站位布设以垂直海岸为横断面，共设置 5 个断面，断面间距约 10km；以平行海岸为纵断面，共设置 6 个断面，断面间距约 11km。纵横断面交点为站点所在位置（H1~H30）。另外在旅大 5-2 拟建平台周边沿主潮流方向 500m 处分别布设 2 个站位（H31、H32），在绥中 36-1 平台周边沿主潮流方向 500m 处分别布设 2 个站位（H33、H34），旅大 6-2 拟建平台周边沿主潮流方向 500m 处分别布设 2 个站位（H35、H36）。

布设点位总计 36 个，其中包括水质 36 个、沉积物 18 个，海洋生物生态 22 个。

表 5.3-2 2018 年 10 月海洋环境调查站位坐标

站位号	北纬	东经	调查项目
H1	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H2	████████	████████	水质
H3	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H4	████████	████████	水质
H5	████████	████████	水质、海洋生物生态
H6	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H7	████████	████████	水质
H8	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H9	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H10	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H11	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H12	████████	████████	水质
H13	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H14	████████	████████	水质、海洋生物生态
H15	████████	████████	水质
H16	████████	████████	水质、海洋生物生态
H17	████████	████████	水质
H18	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H19	████████	████████	水质
H20	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H21	████████	████████	水质
H22	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H23	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H24	████████	████████	水质
H25	████████	████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H26	████████	████████	水质

站位号	北纬	东经	调查项目
H27	██████████	██████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H28	██████████	██████████	水质
H29	██████████	██████████	水质、海洋生物生态
H30	██████████	██████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H31	██████████	██████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H32	██████████	██████████	水质
H33	██████████	██████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H34	██████████	██████████	水质
H35	██████████	██████████	水质、沉积物、海洋生物生态
H36	██████████	██████████	水质

图 5.3-1 2017 年 5 月调查站位示意图

图 5.3-2 2018 年 10 月调查站位示意图

5.3.2 调查因子

水质样品分 3 个层次进行采集：表层（低于表层 0.5m）、10m、底层（高于泥线 2m），石油类只调查表层样品。

选取水温、盐度、pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮（氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮）、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、总铬、汞、铜、铅、镉、锌、砷，其中石油类项目只调查表层。监测方法和分析方法见表 5.3-3。

表 5.3-3 海水水质监测项目和分析方法

监测项目		分析方法	检出限
pH		多参数测定仪	
水温		多参数测定仪	
盐度		多参数测定仪	
DO		多参数测定仪	
悬浮物		重量法	2mg/L
COD		碱性高锰酸钾法	0.15mg/L
石油类		紫外分光光度法	3.5μg/L
活性磷酸盐		磷钼蓝分光光度法	0.2μg/L
无机氮	硝酸盐	锌镉还原法	0.7μg/L
	亚硝酸盐	盐酸萘乙二胺分光光度法	0.3μg/L
	氨	次溴酸盐氧化法	0.4μg/L
砷		原子荧光法	0.5μg/L
铜		无火焰原子吸收分光光度法	0.2μg/L
铅		无火焰原子吸收分光光度法	0.03μg/L

监测项目	分析方法	检出限
锌	火焰原子吸收分光光度法	3.1 $\mu\text{g/L}$
镉	无火焰原子吸收分光光度法	0.01 $\mu\text{g/L}$
汞	原子荧光法	0.007 $\mu\text{g/L}$
铬	无火焰原子吸收分光光度法	0.3 $\mu\text{g/L}$
挥发酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1 $\mu\text{g/L}$
硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.005 $\mu\text{g/L}$

5.3.3 评价标准

根据《海水水质标准》(GB3097-1997), 对照《辽宁省海洋功能区划》(2011~2020年)、《辽宁省渤海海域海洋生态红线》中对各功能区水质保护目标要求, 确定各调查水质站位评价执行标准情况。

调查站位与海洋功能区划、海洋生态红线位置关系见图 5.3-1 和 2。

表 5.3-4 2017 年 5 月调查站位海水水质标准执行情况

《辽宁省海洋功能区划》 (2011-2020 年)		辽宁省(渤海海域) 海洋生态红线		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	■
I	I	[REDACTED]	■	[REDACTED]	■

表 5.3-5 2018 年 10 月调查站位海水水质标准执行情况

《辽宁省海洋功能区划》 (2011-2020 年)		辽宁省(渤海海域) 海洋生态红线		功能区包含监测站位	从严执行水质标准
功能区名称及代码	海水水质要求	功能区名称及代码	海水水质要求		
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	I	I	[REDACTED]	■
[REDACTED]	■	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	■
I	I	[REDACTED]	■	[REDACTED]	■

由以上两表可以看出，2017 年调查，H18 执行《海水水质标准》二类标准；其他点位均执行一类评价标准。2018 年调查，H25 执行《海水水质标准》二类标准；其他点位均执行一类评价标准。

表 5.3-6 海水水质标准(mg/L, pH 除外)

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
悬浮物	人为增加的量≤10		人为增加的量≤100	人为增加的量≤150
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
DO	>6	>5	>4	>3
COD _{Mn}	≤2	≤3	≤4	≤5
无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030		≤0.045

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
石油类	≤0.05		≤0.30	≤0.50
挥发酚	≤0.005		≤0.010	≤0.050
硫化物（以 S 计）	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	
铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	
汞	≤0.00005		≤0.0002	≤0.0005
砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	
总铬	≤0.05	≤0.10	≤0.20	≤0.50

5.3.4 评价方法

评价方法采用标准指数法。标准指数法的计算方法如下：

- 一般污染物

$$P_i = C_i / C_o$$

式中： P_i —I 种污染物的污染指数； C_i —I 种污染物的实测浓度值（mg/L）； C_o —I 种污染物的评价标准（mg/L）。

- pH

$$S_{pH} = |pH_j - pH_{sm}| / DS$$

其中 $pH_{sm} = (pH_{su} + pH_{sd}) / 2$ ， $DS = (pH_{su} - pH_{sd}) / 2$

式中： S_{pH} ——pH 值的标准指数； pH_j ——j 站位的 pH 值测定值； pH_{su} ——标准中规定的 pH 值上限； pH_{sd} ——标准中规定的 pH 值下限。

- DO

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

$$S_{DO, j} = 10 - 9DO_j / DO_s \quad DO_j < DO_s$$

$$DO_f = 468 / (31.6 + T)$$

式中： DO_f —饱和溶解氧浓度，mg/L； DO_s —溶解氧的水质标准，mg/L； DO_j —溶解氧的实测值，mg/L。

5.3.5 调查结果

对各站实测数据进行统计分析，2018 年 10 月及 2017 年 5 月调查结果如下。

表 5.3-7 2017 年 5 月水质实测结果统计表（表层）

站点	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	石油类 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	总汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 mg/L
H1																		
H2																		
H3																		
H4																		
H5																		
H6																		
H7																		
H8																		
H9a																		
H9b																		
H10																		
H11																		
H12																		
H13																		
H13a																		
H13b																		
H14a																		
H14b																		
H15																		
H16																		
H17																		
H18																		
H19																		
H20																		
H21																		
H22																		
最大值																		
最小值																		

注：“-”为未检出

表 5.3-8 2017 年 5 月水质实测结果统计表 (10m 层)

站位	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	总汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L
H1																	
H2																	
H3																	
H4																	
H5																	
H6																	
H7																	
H8																	
H9a																	
H9b																	
H10																	
H11																	
H12																	
H13																	
H13a																	
H13b																	
H14a																	
H14b																	
H15																	
H16																	
H17																	
H18																	
H19																	
H20																	
H21																	
H22																	
最大值																	
最小值																	

注：“-”为未检出

表 5.3-9 2017 年 5 月水质实测结果统计表（底层）

站位	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	总汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L
H1																	
H2																	
H3																	
H4																	
H5																	
H6																	
H7																	
H8																	
H9a																	
H9b																	
H10																	
H11																	
H12																	
H13																	
H13a																	
H13b																	
H14a																	
H14b																	
H15																	
H16																	
H17																	
H18																	
H19																	
H20																	
H21																	
H22																	
最大值																	
最小值																	

注：“-”为未检出。

表 5.3-10 2018 年 10 月水质实测结果统计表（表层）

站位	层次	温度 ℃	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	石油类 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L	
H1																				
H2																				
H3																				
H4																				
H5																				
H6																				
H7																				
H8																				
H9																				
H10																				
H11																				
H12																				
H13																				
H14																				
H15																				
H16																				
H17																				
H18																				
H19																				
H20																				
H21																				
H22																				

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响报告书

站位	层次	温度 ℃	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	石油类 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L	
H23																				
H24																				
H25																				
H26																				
H27																				
H28																				
H29																				
H30																				
H31																				
H32																				
H33																				
H34																				
H35																				
H36																				
最大值																				
最小值																				

注：“-”为未检出

表 5.3-11 2018 年 10 月水质实测结果统计表（中层）

站点	层次	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L	
H1																			
H2																			
H3																			
H4																			
H5																			
H6																			
H7																			
H8																			
H9																			
H10																			
H11																			
H12																			
H13																			
H14																			
H15																			
H16																			
H17																			
H18																			
H19																			
H20																			
H21																			
H22																			

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响报告书

站位	层次	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L
H23																		
H24																		
H25																		
H26																		
H27																		
H28																		
H29																		
H30																		
H31																		
H32																		
H33																		
H34																		
H35																		
H36																		
最大值																		
最小值																		

注：“-”为未检出

表 5.3-12 2018 年 10 月水质实测结果统计表（底层）

项目 站位	层次	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L
H1																		
H2																		
H3																		
H4																		
H5																		
H6																		
H7																		
H8																		
H9																		
H10																		
H11																		
H12																		
H13																		
H14																		
H15																		
H16																		
H17																		
H18																		
H19																		
H20																		
H21																		
H22																		

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目环境影响报告书

项目 站位	层次	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L	
H23																			
H24																			
H25																			
H26																			
H27																			
H28																			
H29																			
H30																			
H31																			
H32																			
H33																			
H34																			
H35																			
H36																			
最大值																			
最小值																			

5.3.6 水质评价

选取 pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发酚、硫化物 15 项作为评价因子，表、中、底层各评价因子指数统计表如下。

根据海洋功能区划及海洋生态红线要求，2017 年的 H18 站位和 2018 年的 H25 站位各评价因子应符合二类水质标准，其余站位各评价因子应符合一类水质标准。

1、2017 年 5 月水质评价结果

2017 年 5 月调查结果显示，COD、DO、pH、石油类、铜、锌、镉、总铬、砷、挥发酚等因子表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求，无机氮、磷酸盐、铅、汞和硫化物超出所在功能区水质标准要求。

其中，表层有 21 个无机氮、5 个磷酸盐、11 个铅、10 个汞、2 个硫化物超出所在功能区海水水质标准；中层有个 22 无机氮、7 个磷酸盐、17 个铅、14 个汞、3 个硫化物超出所在功能区海水水质标准；底层有个 22 无机氮、6 个磷酸盐、18 个铅、17 个汞超出所在功能区海水水质标准；

无机氮：表层 21 个站位、中层 22 个站位、底层 22 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 87.5%、91.6%、91.6%，除 H18 符合三类海水水质标准外，其余均符合二类水质标准。

磷酸盐：表层 5 个站位、中层 7 个、底层 6 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 20.8%、29.2%、25%，除 H14a、H14b、H15 符合四类水质标准外，其余均符合二类海水水质标准。

铅：表层 11 个站位、中层 17 个站位、底层 18 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 45.8%、70.8%、75%，均符合二类海水水质标准。

汞：表层 10 个站位、中层 14 个站位、底层 17 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 41.6%、58.3%、70.8%，均符合二类海水水质标准。

硫化物：表层 2 个站位、中层 3 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 8.3%、12.5%，均符合二类海水水质标准。

2、2018 年 10 月水质评价结果

2018 年 10 月调查结果显示，COD、DO、pH、石油类、磷酸盐、铜、锌、镉、总铬、砷、挥发酚、硫化物等因子表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求，无机氮、铅、汞和硫化物超出所在功能区水质标准要求。

其中，表层有 2 个无机氮、10 个铅、9 个汞超出所在功能区海水水质标准；中层

有 2 个无机氮、11 个铅、7 个汞超出所在功能区海水水质标准；底层有个 2 无机氮、13 个铅、11 个汞超出所在功能区海水水质标准；

无机氮：表层 2 个站位、中层 2 个站位、底层 2 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率均为 5.6%，均符合二类水质标准。

铅：表层 10 个站位、中层 11 个站位、底层 13 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 27.8%、30.6、36.1%，均符合二类海水水质标准。

汞：表层 9 个站位、中层 7 个站位、底层 11 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 25%、19.4%、30.5%，均符合二类海水水质标准。

表 5.3-13 2017 年 5 月表层水标准指数统计表

站位	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	石油类	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
H1															
H2															
H3															
H4															
H5														I	
H6															
H7															
H8															
H9a															
H9b															
H10															
H11															
H12															
H13															
H13a				I	I		I	I	I	I	I	I	I	I	I
H13b				I	I		I	I	I	I	I	I	I	I	I
H14a															
H14b															
H15															
H16															
H17															
H18															
H19														I	
H20															
H21															
H22															

站位	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	石油类	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率%	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 5.3-14 2017 年 5 月 10m 层水质标准指数统计表

站位	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率 (%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 5.3-15 2017 年 5 月底层水质标准指数统计表

站点	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	总汞	砷	挥发酚	硫化物
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14a	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14b	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率 (%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 5.3-16 2018 年 10 月表层水标准指数统计表

站位	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	石油类	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H36	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率%	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 5.3-17 2018 年 10 月中层水标准指数统计表

站点	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H36	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率%	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 5.3-18 2018 年 10 月底层水标准指数统计表

站点	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H4	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H14	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H17	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H34	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H36	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率%	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.3.7 超标原因

[Redacted content]

5.4 沉积物环境质量现状评价

5.4.1 调查因子

2018 年 10 月，青岛环海海洋工程勘察研究院布设 18 个沉积物调查站位，选取石油类、硫化物、有机碳、铜、铅、总汞、铬、镉、砷、锌、分析进行监测分析，监测方法和分析方法见表 5.4-1。

表 5.4-1 沉积物监测项目和分析方法

项目	分析方法	检出限
有机碳	重铬酸钾氧化—还原容量法	
硫化物	碘量法	4×10 ⁻⁶
石油类	紫外分光光度法	3×10 ⁻⁶
铜	火焰原子吸收分光光度法	2×10 ⁻⁶
铅	火焰原子吸收分光光度法	3×10 ⁻⁶
锌	火焰原子吸收分光光度法	6×10 ⁻⁶
镉	火焰原子吸收分光光度法	0.05×10 ⁻⁶
汞	原子荧光法	0.002×10 ⁻⁶
铬	无火焰原子吸收分光光度法	2×10 ⁻⁶
砷	原子荧光法	0.06×10 ⁻⁶

5.4.2 评价标准

沉积物评价标准采用《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中的一类标准。

表 5.4-2 一类沉积物质量标准

项目	有机碳	硫化物	石油类	铜	铅
一类	2.0×10^{-2}	300.0×10^{-6}	500.0×10^{-6}	35.0×10^{-6}	60.0×10^{-6}
项目	锌	镉	汞	铬	砷
一类	150.0×10^{-6}	0.50×10^{-6}	0.20×10^{-6}	80.0×10^{-6}	20.0×10^{-6}

5.4.3 评价方法

评价方法采用标准指数法。

其中单因子污染标准指数法，按下列公式计算：

$$I_i = C_i / S_i$$

式中： I_i —— i 项污染物的质量指数； C_i —— i 项污染物的实测浓度； S_i —— i 项污染物评价标准； I_i 是无量纲量，其大小描述被测样品的质量状况。

5.4.4 沉积物特征状况

沉积物粒度分析结果见表 5.4-3。实测数据进行统计分析，统计结果见表 5.4-4。

表 5.4-3 沉积物粒度分析结果

站号	砂 (%)					粉砂 (%)			粘土 (%)				粒级含量 (%)				粒度参数				依规范 定名	
	2.0~	1.0~	0.5~	0.25~	0.125~	0.063~	0.032~	0.016~	0.008~	0.004~	0.002~	<0.001	砾石	砂	粉砂	粘土	Mz	σ	Sk	Kg		
	1.0	0.5	0.25	0.125	0.063	0.032	0.016	0.008	0.004	0.002	0.001	(mm)										
H1																						
H3																						
H6																						
H8																						
H9																						
H10																						
H11																						
H13																						
H18																						
H20																						
H22																						
H23																						
H25																						
H27																						
H30																						
H31																						
H33																						
H35																						

注：样品定名为谢帕德定名。

表 5.4-3 2018 年 10 月沉积物实测结果统计表

站号	油类 ×10 ⁻⁶	硫化物 ×10 ⁻⁶	有机碳 %	铜 ×10 ⁻⁶	铅 ×10 ⁻⁶	镉 ×10 ⁻⁶	锌 ×10 ⁻⁶	铬 ×10 ⁻⁶	总汞 ×10 ⁻⁶	砷 ×10 ⁻⁶
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

5.4.5 沉积物质量评价

选取有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、铬、砷 10 项作为评价因子，按《海洋沉积物质量》中的第一类进行评价，表 5.4-5 为各评价因子指数。

表 5.4-5 2018 年 10 月沉积物各项评价因子标准指数统计表

站号	石油类	硫化物	有机碳	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
H1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H6	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H8	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H10	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H11	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

站号	石油类	硫化物	有机碳	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
H22	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
H35	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

本次调查中沉积物主要以黏土质粉砂和砂质粉砂为主，有机碳、硫化物、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过国家一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

5.5 海洋生物生态现状调查与评价

海洋生态春季调查时间为 2017 年 5 月，海洋生态秋季调查时间为 2018 年 10 月。调查单位为青岛环海海洋工程勘察研究院。

5.5.1 调查方法

海洋生物生态现场采样按照《海洋监测规范》(GB17378-2007)、海洋调查规范(GB/T 12763-2007)的要求进行。

1、叶绿素 a

叶绿素 a 的调查方法依照《海洋监测规范》(GB17378-2007)分光光度法，以 0.45 μ m 的纤维素酯微孔滤膜过滤一定量的海水，将过滤后的滤膜放入 10ml 丙酮溶液 (9+1) 低温提取，用分光光度计测定提取液在 750nm、664nm、647nm、630nm 波长下的吸光值，根据公式计算出叶绿素 a 的含量，单位以 mg/m³ 表示。

2、浮游植物

浮游植物的调查方法依照《海洋监测规范》(GB17378-2007)，使用浅水 III 型浮游生物网自水底至水面拖网采集浮游植物。采集到的浮游植物样品装入标本瓶，用 5% 甲醛海水溶液固定保存。浮游植物样品经过静置、沉淀、浓缩后换入贮存瓶并编号，处理后的样品使用光学显微镜采用个体计数法进行种类鉴定和数量统计。根据鉴定和计数结果，计算出每一种类的细胞数量，每一站位浮游植物细胞数量，以及所调查海域浮游植物平均数量等数据。个体数量以 $N \times 10^4$ 个细胞/m³ 表示。

3、浮游动物

浮游动物的调查方法依照《海洋监测规范》(GB17378-2007), 样品采集使用浅海 I 型标准浮游生物网, 自底至表垂直拖取。所获样品用 5% 的甲醛固定保存。浮游动物丰度用个体数量表示, 以个/m³ 为计算单位; 对所采集到的样品进行称重, 生物量计算单位为 mg/m³。

4、底栖生物

底栖生物的调查方法依照《海洋监测规范》(GB17378-2007), 泥样用 0.05m² 采泥器采集, 取样深度为 10~20cm。将采集到的沉积物样倒入网目为 0.5mm 筛内, 提水冲洗掉底泥。拣出所有样品, 装入样品瓶内, 放入标签, 用 5% 福尔马林固定液固定, 标本带回实验室分析 (包括种类鉴定、称量及计算等)。

5.5.2 分析方法

1、海洋生物生物量、密度计算方法

(1) 叶绿素 a 计算方法

$$\rho_{\text{chl-a}} = (11.85E_{664} - 1.54E_{647} - 0.08E_{630}) \times v/V \cdot L$$

式中, $\rho_{\text{chl-a}}$ ——样品中叶绿素 a 含量, 单位微克每升 ($\mu\text{g/L}$), 报告中通常以 mg/m^3 表示。v——样品提取液体积, 单位为毫升 (ml); V——海水样品实际用量, 单位为升 (L); L——测定池光程, 单位为厘米 (cm)。

(2) 浮游植物细胞数量计算方法

依照《海洋监测规范》(GB17378-2007), 运用浓缩计数法的统计方法计算浮游植物细胞数量, 计算公式如下:

$$N = \frac{nV'}{VV''}$$

式中: N——每升水样的藻类细胞数, 单位为个每升 (个/L), 报告中常换算为个/m³; n——取样计数所得的细胞数, 单位为个; V'——水样浓缩的体积, 单位为毫升 (mL); V——采水量, 单位为升 (L); V''——取样计数的体积, 单位为毫升 (mL)。

(3) 浮游动物生物量、密度计算方法

依照《海洋监测规范》(GB17378-2007), 湿重生物量以 mg/m^3 表示, 浮游动物个体数以个/m³ 表示, 计算公式分别如下:

浮游动物湿重生物量计算公式:

$$B = \frac{S}{V}$$

式中： B ——湿重生物量，单位为毫克每立方米（ mg/m^3 ）或体积生物量，单位为毫升每立方米（ mL/m^3 ）； S ——样品湿重，单位为毫克（ mg ）或样品体积，单位为毫升（ mL ）； V ——滤水量，单位为立方米（ m^3 ）。

浮游动物密度计算公式：

$$N = \frac{n \cdot a}{V}$$

式中： N ——每立方米水体中的个体数，单位为个每立方米（ $\text{个}/\text{m}^3$ ）； n ——取样计数所得的个体数，单位为个； a ——取样体积与样品总体数之比； V ——滤水量，单位为立方米（ m^3 ），根据绳长计算滤水量。

（4）底栖生物生物量、密度计算方法

依照《海洋监测规范》（GB17378-2007），生物密度和生物量的换算将所有站位的实测生物个体数和生物量数据按其采样面积换算成 $\text{个}/\text{m}^2$ 和 g/m^2 ，分别表示生物密度和生物量。

2、物种多样性计算公式

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

（1）香农—韦佛（Shannon—Weaver）多样性指数 H' ：

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

式中： H' ——为种类多样性指数； S ——为样品中的种类总数； P_i ——为第 i 种的个体数 (n_i) 与总个体数 (N) 的比值 (n_i/N)。

（2）皮诺（Pielou）均匀度指数 J ：

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

式中： J ——表示均匀度； H' ——为种类多样性指数； H_{\max} 为 $\log_2 S$ ——为多样性指数的最大值； S ——为样品中的种类总数。

（3）物种丰富度 Margalef 指数 d_{Ma} ：

$$d_{Ma} = \frac{(S-1)}{\ln N}$$

式中： d_{Ma} —表示物种丰富度， S —为样品中的物种总数， N —为采集样品中所有物种的总体个数。

(4) 优势度 D ：

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

式中： D ——优势度， N_1 ——样品中第一优势种的个体数， N_2 ——样品中第二优势种的个体数， N_T ——样品中的总个体数。

5.5.3 叶绿素 a 和初级生产力

1、叶绿素 a

2017 年 5 月通过对调查海区 17 个站位的叶绿素 a 含量进行测定。结果显示表层叶绿素 a 变化范围 (2.14~7.22) mg/m^3 ，均值为 3.51 mg/m^3 ；10m 层叶绿素 a 变化范围 (1.97~6.31) mg/m^3 ，均值为 3.58 mg/m^3 ；底层叶绿素 a 变化范围 (2.42~7.26) mg/m^3 ，均值为 3.62 mg/m^3 (表 5.5-2)。

表 5.5-1 2017 年 5 月调查海域叶绿素 a 含量 (mg/m^3)

调查站位	表层	10m 层	底层
H1	■	■	■
H3	■	■	■
H5	■	■	■
H6	■	■	■
H8	■	■	■
H9a	■	■	■
H9b	■	■	■
H10	■	■	■
H13	■	■	■
H14a	■	■	■
H14b	■	■	■
H16	■	■	■
H17	■	■	■
H18	■	■	■
H19	■	■	■
H20	■	■	■
H22	■	■	■
平均值	■	■	■
最大值	■	■	■
最小值	■	■	■

2018 年 10 月，调查海域表层叶绿素 a 变化范围（0.24~1.36）mg/m³，均值为 0.72mg/m³；中层叶绿素 a 变化范围（0.20~1.83）mg/m³，均值为 0.88mg/m³；底层叶绿素 a 变化范围（0.20~1.59）mg/m³，均值为 0.77mg/m³。

表 5.5-2 2018 年 10 月调查海域叶绿素 a 含量（mg/m³）

调查站位	表层	中层	底层
H1	■	■	■
H3	■	■	■
H5	■	■	■
H6	■	■	■
H8	■	■	■
H9	■	■	■
H10	■	■	■
H11	■	■	■
H13	■	■	■
H14	■	■	■
H16	■	■	■
H18	■	■	■
H20	■	■	■
H22	■	■	■
H23	■	■	■
H25	■	■	■
H27	■	■	■
H29	■	■	■
H30	■	■	■
H31	■	■	■
H33	■	■	■
H35	■	■	■
平均值	■	■	■

2、初级生产力

由于叶绿素 a 是浮游植物任一种群都具有的特征，而叶绿素 b 或 c 不是任一种群都有，因此，通常叶绿素 a(chl-a)表示初级生产力水平。按照 Cadée 和 Hegeman(1974)提出的简化公式估算：

$$P = \frac{P_s ED}{2}$$

式中： P 为每日现场的初级生产力，单位：mgC/(m²·d)， P_s 为表层水中浮游植物的潜在生产力，单位：mgC/(m³·h)， E 为真光层的深度，单位：m， D 为白昼时间的长短，

单位：h。

其中，表层水（1m 以内）中浮游植物的潜在生产力 P_s 根据表层水中叶绿素 a 的含量计算：

$$P_s = C_a Q$$

式中： C_a 为表层叶绿素 a 的含量，单位： mg/m^3 ， Q 为同化系数，单位： $\text{mgC}/(\text{mgChl-a}\cdot\text{h})$ 。

通过上述公式计算，2017 年 5 月调查海域现场初级生产力为（84.13~384.01） $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 171.11 $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.5-3 2017 年 5 月调查海域初级生产力含量（ $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ）

调查站位	初级生产力
H1	██████
H3	██████
H5	██████
H6	██████
H8	██████
H9a	██████
H9b	██████
H10	██████
H13	██████
H14a	██████
H14b	██████
H16	██████
H17	██████
H18	██████
H19	██████
H20	██████
H22	██████
平均值	██████
最大值	██████
最小值	██████

2018 年 10 月秋季，调查海域现场初级生产力为（36.63~232.48） $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 121.47 $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.5-4 2018 年 10 月调查海域初级生产力含量（ $\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ）

调查站位	初级生产力
H1	██████

调查站位	初级生产力
H3	██████
H5	██████
H6	██████
H8	██████
H9	██████
H10	██████
H11	██████
H13	██████
H14	██████
H16	██████
H18	██████
H20	██████
H22	██████
H23	██████
H25	██████
H27	██████
H29	██████
H30	██████
H31	██████
H33	██████
H35	██████
平均值	██████

5.5.4 浮游植物

5.5.4.1 种类组成

2017年5月调查,共鉴定浮游植物55种,其中硅藻48种,占发现总种类的87.3%;甲藻6种,占发现总种类的10.9%;金藻1种,占发现总种类的1.8%。各调查站位之间发现的种类存在一定差异,优势种分别为布氏双尾藻(*Ditylum brightwellii*)、棘冠藻(*Corethron sp.*)和斯氏根管藻(*Rhizosolenia stolterforthii*)。

2018年10月,调查海域共获得浮游植物3门57种,其中,硅藻门48种,占总种类数的84.21%;甲藻门7种,占总种类数的12.28%;金藻门2种,站总种类数的3.51%。优势种共10种($Y \geq 0.02$),分别为圆筛藻(*Coscinodiscus sp.*)、辐环藻(*Actinocyclus sp.*)、布氏双尾藻(*Ditylum brightwellii*)、中华盒形藻(*Biddulphia sinensis*)、佛氏海毛藻(*Thalassiothrix frauenfeldii*)、角毛藻(*Chaetoceros sp.*)、刚毛根管藻(*Rhizosolenia imbricata*)、辐射圆筛藻(*Coscinodiscus radiatus*)。

5.5.4.2 数量分布

2017 年 5 月调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 (27000~32802000) 个/m³ 之间, 平均值为 2265856 个/m³。与其他站位相比, H16 号站位发现浮游植物种类数最多, H10 号站位细胞密度最高。

表 5.5-5 2017 年 5 月调查海域浮游植物细胞密度和种类数

调查站位	种数	细胞密度 (个/m ³)
H1	■	■
H3	■	■
H5	■	■
H6	■	■
H8	■	■
H9a	■	■
H9b	■	■
H10	■	■
H13	■	■
H14a	■	■
H14b	■	■
H16	■	■
H17	■	■
H18	■	■
H19	■	■
H20	■	■
H22	■	■
平均值	■	■
最大值	■	■
最小值	■	■

2018 年 10 月, 调查海区浮游植物细胞密度变化范围在 (44000~622917) 个/m³ 之间, 平均值为 285736 个/m³。与其他站位相比, H16 站位发现浮游植物种类数最多, H8 站位的细胞密度最高; H3 和 H11 站位发现浮游植物种类数最少, H30 站位的细胞密度最低。

表 5.5-6 2018 年 10 月调查海域浮游植物细胞密度和种类数

调查站位	种类数	细胞密度 (个/m ³)
H1	■	■
H3	■	■
H5	■	■
H6	■	■

调查站位	种类数	细胞密度 (个/m ³)
H8	■	■
H9	■	■
H10	■	■
H11	■	■
H13	■	■
H14	■	■
H16	■	■
H18	■	■
H20	■	■
H22	■	■
H23	■	■
H25	■	■
H27	■	■
H29	■	■
H30	■	■
H31	■	■
H33	■	■
H35	■	■
平均值	■	■

5.5.4.3 群落特征

2017 年 5 月调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围 (0.59~1.54)，均值为 0.99；多样性指数变化范围 (1.05~3.10)，均值为 2.43；均匀度变化范围 (0.25~0.82)，均值为 0.66；优势度变化范围 (0.01~0.86)，均值为 0.35。

表 5.5-7 2017 年 5 月调查海域浮游植物群落特征

调查站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9a	■	■	■	■
H9b	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14a	■	■	■	■
H14b	■	■	■	■
H16	■	■	■	■
H17	■	■	■	■

调查站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
H18	■	■	■	■
H19	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

2018年10月调查,浮游植物群落的丰富度指数变化范围(1.06~2.70),均值为1.63;均匀度变化范围(0.66~0.92),均值为0.76;多样性指数变化范围(2.56~3.91),均值为3.33;优势度变化范围(0.10~0.55),均值为0.38。

表 5.5-8 2018 年 10 月调查海域浮游植物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H11	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14	■	■	■	■
H16	■	■	■	■
H18	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
H23	■	■	■	■
H25	■	■	■	■
H27	■	■	■	■
H29	■	■	■	■
H30	■	■	■	■
H31	■	■	■	■
H33	■	■	■	■
H35	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

多样性指数通常用于环境质量评价,但评价环境污染程度的标准不尽一致。蔡晓明等(1992)认为可将H'值分为四个等级:0~1为重污染;1~2为中度污染;2~3为轻度污染;大于3为清洁。按照上述等级分类标准,评价海域多样性指数平均值为2.43、3.33,属于轻度污染至清洁状况。

5.5.5 浮游动物

5.5.5.1 种类组成

2017 年 5 月，共鉴定浮游动物 25 种（不包括 10 种浮游幼体、鱼卵和仔鱼）。其中，桡足类 13 种，占总种类数的 52%；水母类 4 种，占总种类数的 16%；甲壳类 6 种，占总种类数的 24%；原生动物和毛颚类 1 种，各占总种类数的 4%（见浮游动物种名录）。各调查站位之间发现的种类存在一定差异，占优势种前三位的分别为中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、腹针胸刺水蚤（*Centropages abdominalis*）和纺锤水蚤（*Acartia* sp.）。

2018 年 10 月，共鉴定浮游动物 21 种，浮游幼虫、幼体和鱼卵 8 种。其中，桡足类 9 种，占总种类数的 42.9%；水母类 5 种，占总种类数的 23.8%；原生动物、毛颚动物、十足类、端足类、介形类、涟虫类和被囊动物各 1 种，均占总种类数的 4.8%（见浮游动物种名录）。浮游动物群落共发现优势种 4 种（ $Y \geq 0.02$ ），分别为真刺唇水蚤（*Labidocera euchaeta*）、强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、背针胸刺水蚤（*Centropages dorsispinatus*）。

5.5.5.2 个体密度及生物量分布

2017 年 5 月调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在（39.02~375.48） mg/m^3 之间，均值为 $179.66\text{mg}/\text{m}^3$ ，最高值出现在 H20 号站位；浮游动物个体密度在（31.8~1017.7） $\text{个}/\text{m}^3$ 之间，均值为 $526.2\text{个}/\text{m}^3$ ，其最高值出现在 H13 号站位。

表 5.5-9 2017 年 5 月调查海域浮游动物个体密度和生物量

调查站位	生物量（ mg/m^3 ）	个体密度（ $\text{个}/\text{m}^3$ ）
H1		
H3		
H5		
H6		
H8		
H9a		
H9b		
H10		
H13		
H14a		
H14b		
H16		
H17		
H18		

调查站位	生物量 (mg/m ³)	个体密度 (个/m ³)
H19	██████	██████
H20	██████	██████
H22	██████	██████
平均值	██████	██████
最大值	██████	██████
最小值	██████	██████

2018年10月,调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在(11.90~155.52)mg/m³之间,均值为60.78mg/m³,最高值和最低值分别出现在H20站位和H16站位。浮游动物个体密度在(8.5~247.3)ind/m³之间,均值为78.7ind/m³,最高值和最低值分别出现在H20站位和H35站位。

表 5.5-10 2018 年 10 月调查海域浮游动物个体密度和生物量

调查站位	生物量 (mg/m ³)	个体密度 (ind/m ³)
H1	██████	██████
H3	██████	██████
H5	██████	██████
H6	██████	██████
H8	██████	██████
H9	██████	██████
H10	██████	██████
H11	██████	██████
H13	██████	██████
H14	██████	██████
H16	██████	██████
H18	██████	██████
H20	██████	██████
H22	██████	██████
H23	██████	██████
H25	██████	██████
H27	██████	██████
H29	██████	██████
H30	██████	██████
H31	██████	██████
H33	██████	██████
H35	██████	██████
平均值	██████	██████

5.5.5.3 群落特征

2017 年 5 月调查浮游动物群落的丰富度指数变化范围 (0.81~2.61)，均值为 1.67；多样性指数变化范围 (1.30~2.80)，均值为 2.11；均匀度变化范围 (0.36~0.82)，均值为 0.62；优势度变化范围 (0.21~0.94)，均值为 0.60 (表 5.5-12)。

表 5.5-11 2017 年 5 月调查海域浮游动物群落特征

调查站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9a	■	■	■	■
H9b	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14a	■	■	■	■
H14b	■	■	■	■
H16	■	■	■	■
H17	■	■	■	■
H18	■	■	■	■
H19	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

2018 年 10 月调查,浮游动物群落的丰富度指数变化范围(1.04~2.83),均值为 1.84；均匀度变化范围 (0.48~0.74)，均值为 0.61；多样性指数变化范围 (1.23~2.45)，均值为 1.83；优势度变化范围 (0.32~0.92)，均值为 0.67。

表 5.5-12 2018 年 10 月调查海域浮游动物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H11	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14	■	■	■	■

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
H16	■	■	■	■
H18	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
H23	■	■	■	■
H25	■	■	■	■
H27	■	■	■	■
H29	■	■	■	■
H30	■	■	■	■
H31	■	■	■	■
H33	■	■	■	■
H35	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

基于蔡晓明等（1992）提出的多样性指数环境质量评价标准，将 H' 值分为四个等级：0~1 为重污染；1~2 为中度污染；2~3 为轻度污染；大于 3 为清洁。按照上述等级分类标准，本评价海域多样性指数平均值为 2.11 和 1.83，属于轻中度污染状况。

5.5.6 大型底栖生物

5.5.6.1 种类组成

2017 年 5 月调查共发现大型底栖生物 71 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物和纽形动物。其中环节动物发现种类最多，共发现 40 种，占底栖生物发现总种类数的 56.3%；节肢动物发现 14 种，占底栖生物发现总种类数的 19.7%；软体动物发现 12 种，占底栖生物发现总种类数的 16.9%；棘皮动物发现 4 种，占底栖生物发现总种类数的 5.6%；纽形动物发现 1 种，占底栖生物发现总种类数的 1.4%。

2018 年 10 月调查，共发现大型底栖生物 82 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物和刺胞动物。其中环节动物发现种类最多，共发现 43 种，占底栖生物发现总种类数的 52.4%；节肢动物发现 19 种，占底栖生物发现总种类数的 23.2%；软体动物发现 17 种，占底栖生物发现总种类数的 20.7%；棘皮动物、纽形动物和刺胞动物各发现 1 种，均占发现总种类数的 1.2%。本次调查共发现优势种 5 种（ $Y \geq 0.02$ ），分别为拟特须虫（*Paralacydonia paradoza*）、丝异须虫（*Heteromastus filiformis*）、双唇索沙蚕（*Lumbrineris cruzensis*）、日本拟背尾水虱（*Paranthura japonica*）、不倒翁虫（*Sternaspis scutata*）。多毛类、甲壳类是构成该区底栖生物种类的主要类群。

5.5.6.2 栖息密度和生物量分布

2017 年 5 月调查底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.04~38.69) g/m² 之间, 平均为 9.92g/m², 最高值出现在 H9b 站位。栖息密度变化范围在 (10~870) 个/m² 之间, 平均密度为 277 个/m², 最高值出现在 H22 站位。

表 5.5-13 2017 年 5 月调查海域底栖生物生物量和栖息密度

调查站位	生物量 (g/m ²)	栖息密度 (个/m ²)
H1	■	■
H3	■	■
H5	■	■
H6	■	■
H8	■	■
H9a	■	■
H9b	■	■
H10	■	■
H13	■	■
H14a	■	■
H14b	■	■
H16	■	■
H17	■	■
H18	■	■
H19	■	■
H20	■	■
H22	■	■
平均值	■	■
最大值	■	■
最小值	■	■

2018 年 10 月, 底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.02~16.71) g/m² 之间, 平均为 2.44g/m², 最高值和最低值分别出现在 H6 站位和 H20 站位。栖息密度变化范围在 (20~560) ind/m² 之间, 平均密度为 222 ind/m², 最高值出现在 H18 站位。

表 5.5-14 2018 年 10 月调查海域底栖生物生物量和栖息密度

调查站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)
H1	■	■
H3	■	■
H5	■	■
H6	■	■
H8	■	■
H9	■	■
H10	■	■

调查站位	栖息密度 (ind/m ²)	生物量 (g/m ²)
H11	■	■
H13	■	■
H14	■	■
H16	■	■
H18	■	■
H20	■	■
H22	■	■
H23	■	■
H25	■	■
H27	■	■
H29	■	■
H30	■	■
H31	■	■
H33	■	■
H35	■	■
平均值	■	■

5.5.6.3 群落特征

2017年5月调查海域底栖生物鉴定过程中，H17站位仅发现一种纽形动物，不具有代表性。因此，群落多样性水平分析为剩余16个站位，剔除H17站位。本次调查底栖生物群落的丰富度指数变化范围为(1.28~4.72)，均值为2.21；多样性指数变化范围为(2.52~4.58)，均值为3.30；均匀度变化范围为(0.79~0.98)，均值为0.90；优势度变化范围(0.05~0.45)，均值为0.22。

表 5.5-15 2017年5月调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9a	■	■	■	■
H9b	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14a	■	■	■	■
H14b	■	■	■	■
H16	■	■	■	■
H18	■	■	■	■

调查站位	丰富度指数	多样性指数	均匀度指数	优势度指数
H19	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

2018 年 10 月调查，底栖生物群落的丰富度指数变化范围为 (0.33~3.83)，均值为 1.91；均匀度变化范围为(0.87~1.00)，均值为 0.94；多样性指数变化范围为(1.00~4.29)，均值为 2.90；优势度变化范围 (0.00~0.71)，均值为 0.26。结果表明调查海域底栖生物环境轻度干扰。

表 5.5-16 2018 年 10 月调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
H1	■	■	■	■
H3	■	■	■	■
H5	■	■	■	■
H6	■	■	■	■
H8	■	■	■	■
H9	■	■	■	■
H10	■	■	■	■
H11	■	■	■	■
H13	■	■	■	■
H14	■	■	■	■
H16	■	■	■	■
H18	■	■	■	■
H20	■	■	■	■
H22	■	■	■	■
H23	■	■	■	■
H25	■	■	■	■
H27	■	■	■	■
H29	■	■	■	■
H30	■	■	■	■
H31	■	■	■	■
H33	■	■	■	■
H35	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

基于蔡晓明等（1992）提出的多样性指数环境质量评价标准，将 H'值分为四个等级：0~1 为重污染；1~2 为中度污染；2~3 为轻度污染；大于 3 为清洁。按照上述等级分类标准，本评价海域多样性指数平均值为 3.30 和 2.90，属于清洁水域。

5.6 生物质量

5.6.1 评价因子及调查方法

生物质量调查站位与海洋生态调查站位一致，2017 年 5 月调查 17 个站位，2018 年 10 月调查 22 个站位。

从各站选取鱼类、贝类、甲壳类、头足类等代表性种类，冷冻保存，带回实验室进行分析，分析项目包括重金属（总汞、铬、铜、铅、镉、锌、砷）和石油烃共 8 项。本次评价以本次调查的常规因子铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞、石油烃作为评价因子，特征因子仅提供调查结果。

生物质量采样及样品预处理、制备、保存和检测方法，按照《海洋监测规范 第 6 部分：生物体分析》（GB17378.6-2007）中的要求执行。

（1）调查方法

调查应根据《海洋生物生态调查技术规程》的相关要求，拖网时在距离标准站位位置 2~4n mile 时放网，经 1h 拖网后正好到达标准站位位置或附近，若在此站位所获取的样品重量达到 1.5kg 左右，则标记此站位为生物体质量检测站位，若样品重量远小于 1.5kg，则继续向下一个站位按上述方法拖网。

（2）采样方法

根据《海洋生物质量监测技术规程》（HY/T 078-2005）和《海洋调查规范》（GB12763-2007）的相关规定进行，采用带有配重的底拖网。现场采集样品，一定要保持生物个体不受损伤。在选取生物样品时要去掉壳碎的或损伤的个体（指机械损伤），但在特殊情况下（如溢油或其它事故），对采集的生物样品不能丢掉，保存起来，带回实验室分析其原因。要挑选完好的生物个体，每种样品必须选择大小相同或相近的成体。现场无法确定生物种类时，需将该样品放在广口玻璃瓶中（2~3 个个体），用 5% 福尔马林溶液或 70% 酒精溶液保存，待实验室进一步鉴定。

挑选采集体长大致相似的贝类个体约 1.5kg 左右。如果壳上有附着物，应用不锈钢刀或比较硬的毛刷剥掉，彼此相连个体应用不锈钢小刀分开。用现场海水冲洗干净后，放入双层聚乙烯袋中冰冻保存（-10℃~-20℃）。

虾、鱼类等生物的取样量为 1.5kg 左右，为了保证样品的代表性和分析用量，应视生物个体大小确定生物的个体数，保证选取足够数量（一般需要 100g 肌肉组织）的完好样品用于分析测定。用现场海水冲洗干净，冰冻保存（-10℃~-20℃）。

表 5.6-1 生物体质量常规因子监测项目及分析方法

监测项目	分析方法	引用标准	检出限
石油烃	荧光分光光度法	GB17378.6-2007	0.2×10^{-6}
铜	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.6-2007	0.4×10^{-6}
铅	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.6-2007	0.04×10^{-6}
镉	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.6-2007	0.005×10^{-6}
铬	无火焰原子吸收分光光度法	GB17378.6-2007	0.04×10^{-6}
锌	火焰原子吸收分光光度法	GB17378.6-2007	0.4×10^{-6}
汞	原子荧光法	GB17378.6-2007	0.002×10^{-6}
砷	原子荧光法	GB17378.6-2007	0.2×10^{-6}

5.6.2 评价标准

由于目前国家仅颁布了贝类生物评价国家标准，而其它生物种类的国家级评价标准欠缺，只能借鉴其它标准。贝类（双壳类）生物体内污染物质含量评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准。具体标准见表 5.6-2。

表 5.6-2 海洋生物质量评价标准（单位：湿重 mg/kg）

生物类别	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
软体动物（双壳类）	10	0.1	20	0.2	0.5	1.0	0.05	15
软体动物（非双壳类）	100	10.0	250	5.5	/	/	0.3	20
甲壳类	100	2.0	150	2.0	/	/	0.2	20
鱼类	20	2.0	40	0.6	/	/	0.3	20

注：由于双壳类软体动物以外的其他生物体中铬、砷无评价标准，因此不对双壳类以外的其他生物体中铬、砷进行评价。

5.6.3 评价方法

生物质量评价采用单因子污染指数法进行评价，污染程度随实测浓度增大而加重。公式为：

$$Pi = \frac{Ci}{Cio}$$

式中： Pi —某污染因子的污染指数，即单因子污染指数； Ci —某污染因子的实测浓度； Cio —某污染因子的评价标准；

凡是单因子指数小于或等于 1 者，为该监测站水体没有遭受该要素的污染，大于 1 者为遭受污染，该值越大污染越重。

5.6.4 调查结果

2018 年 5 月、2018 年 10 月调查生物质量监测结果见下表。

表 5.6-3 2018 年 5 月生物质量分析结果

站位	样品名称	检测部位	检测项目（鲜重，mg/kg）							
			铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
H1										
H3										
H5										
H6										
H8										
H9a										
H9b										
H10										
H13										
H14a										
H14b										
H16										
H17										
H18										
H19										
H20										
H22										

表 5.6-4 2018 年 10 月生物质量分析结果

站位	样品名称	检测部位	检测项目（鲜重，mg/kg）							
			铜	铅	锌	铬	镉	汞	砷	石油
H1										
H3										
H5										

站位	样品名称	检测部位	检测项目 (鲜重, mg/kg)							
			铜	铅	锌	铬	镉	汞	砷	石油
H6										
H8										
H9										
H10										
H11										
H13										
H14										
H16										
H18										
H20										
H22										
H23										
H25										
H27										
H29										
H30										
H31										
H33										

站位	样品名称	检测部位	检测项目 (鲜重, mg/kg)							
			铜	铅	锌	铬	镉	汞	砷	石油
H35										

5.6.5 评价结果

2018 年 5 月评价生物体为毛蚶、脉红螺、扁玉螺、织纹螺、口虾蛄、鼓虾、半滑舌鳎和虾虎鱼。根据表中海洋生物质量的评价标准,脉红螺、扁玉螺、织纹螺、口虾蛄、鼓虾、半滑舌鳎和虾虎鱼生物体的评价因子铬和砷缺少相应的评价标准,未对生物体内的铬和砷进行评价。

(1) 软体动物 (双壳类): 毛蚶生物质量评价因子重金属和石油烃含量均满足《海洋生物质量》(GB18421-2001) 规定的第一类标准值,未发现超标现象。

(2) 软体动物 (非双壳类): 脉红螺、扁玉螺、织纹螺; 甲壳类: 口虾蛄、鼓虾; 鱼类: 半滑舌鳎、虾虎鱼,生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准,未发现超标现象。

(3) 软体动物 (非双壳类): 脉红螺、扁玉螺、织纹螺; 甲壳类: 口虾蛄、鼓虾; 鱼类: 半滑舌鳎、虾虎鱼,生物质量评价因子重金属石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(第二分册) 中的质量标准,未发现超标现象。

表 5.6-5 2018 年 5 月生物质量污染指数表

站位	样品名称	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
H1									
H3									
H5									
H6									
H8									
H9a									
H9b									
H10									
H13									
H14a									
H14b									
H16									

站位	样品名称	铜	铅	锌	镉	铬	砷	汞	石油烃
H17									
H18									
H19									
H20									
H22									

注：“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

2018 年 10 月生物体质量评价结果见下表，结果表明：

- (1) 软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。
- (2) 软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的质量标准。

表 5.6-6 2018 年 10 月生物质量污染指数表

站位	样品名称	铜	铅	锌	镉	汞	石油烃
H1							
H3							
H5							
H6							
H8							
H9							
H10							
H11							

站位	样品名称	铜	铅	锌	镉	汞	石油烃
H13	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H14	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H16	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H18	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H20	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H22	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H23	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H25	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H27	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H29	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H30	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H31	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H33	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
H35	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██
	████████	██	██	██	██	██	██

5.7 渔业资源

5.7.1 调查概况

5.7.1.1 调查站位布设

本次评价主要采用中国水产科学研究院黄海水产研究所 2017 年 6 月和 2018 年 8-9 月在本海域的调查资料。渔业调查站位布设见下列图表。

表 5.7-1 春季和秋季渔业资源调查站位坐标和调查内容

调查站位	东经	北纬	调查内容
Y1	██████████	██████████	游泳生物
Y2	██████████	██████████	
Y3	██████████	██████████	
Y4	██████████	██████████	
Y5	██████████	██████████	
Y6	██████████	██████████	
Y7	██████████	██████████	
Y8	██████████	██████████	
Y9	██████████	██████████	
Y10	██████████	██████████	
Y11	██████████	██████████	
Y12	██████████	██████████	
E1	██████████	██████████	鱼卵仔鱼
E2	██████████	██████████	
E3	██████████	██████████	
E4	██████████	██████████	
E5	██████████	██████████	
E6	██████████	██████████	
E7	██████████	██████████	
E8	██████████	██████████	
E9	██████████	██████████	
E10	██████████	██████████	
E11	██████████	██████████	
E12	██████████	██████████	

图 5.7-1 渔业资源调查站位图（春季和秋季）

5.7.1.2 调查时间

调查时间：2017 年 6 月 5 日-6 月 15 日和 2018 年 8 月 29 日--9 月 3 日。

5.7.1.3 调查方法

1、鱼卵、仔稚鱼

根据《海洋调查规范》的有关要求执行。定量样品采集使用浅水 I 型浮游生物网

(口径 50 cm, 长 45 cm) 自底至表垂直取样, 定性样品采集使用大型浮游生物网 (口径 80 cm, 280 cm) 表层水平拖网 10 min, 拖网速度 2 kn。采集的样品经 5% 甲醛海水溶液固定保存后, 在实验室进行样品分类鉴定和计数。

2、渔业资源

依据《海洋调查规范》, 渔业资源调查采用单船底拖网, 游泳生物调查船主机功率 280KW, 网具为单船有翼单囊拖网, 扫海宽度 10 m, 囊网网目 2cm, 拖速控制在 2.5 nm/h, 拖速均匀。渔获物在船上鉴定种类, 并按种类记录重量、尾数等数据, 样本冰冻保存带回实验室详细测定生物学数据。鉴定后, 用感量为 0.1g 电子天平称重。

渔业资源的密度按下列公式计算:

$$D = \bar{C} / (a \cdot q)$$

式中: D 为资源密度; \bar{C} 为平均每小时拖网渔获量; a 为每小时的扫海面积; q 为可捕系数

5.7.2 数据处理方法

5.7.2.1 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 (唐启升, 2006)。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007), 本报告设定拖网网具鱼类和其它类尾数、重量逃逸率逃逸率均为 0.5。渔业资源密度以各站拖网渔获量 (重量、尾数) 和拖网扫海面积来估算, 计算式为:

$$p_i = \frac{C_i}{a_i \times q}$$

式中: p_i —第 i 站的资源密度 (重量: kg/km^2 ; 尾数: ind/km^2); 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 (km^2/h) (网口水平扩张宽度 (km) \times 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, $=1 - \text{逃逸率}$), 取 0.5。

5.7.2.2 相对重要性指数 IRI

采用相对重要性指数 IRI 作为研究某种生物在群落中所占的重要性。

$$IRI = (W + N) \times F \quad (\text{Pinaka, 1971})$$

式中: W 为某种类的重量占总重量的百分数; N 为某种类的尾数占总尾数的百分

数；F 为某种类出现的站次占调查总站次的百分数。

5.7.2.3 物种多样性计算公式

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

生物多样性特征计算公式如下：

丰度指数 d (Margaler, 1958)

$$d = \frac{S - 1}{\log_2 N} \quad (S: \text{种类数} \quad N: \text{个体总数})$$

多样性指数 H' (Shannon-Weaver, 1963)

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

其中： $p_i = \frac{n_i}{N}$ ， S 为种类数； N 为个体总数； P_i 为第 i 种个体占个体总数的比例；

n_i 为第 i 种个体数。

均匀度指数 (Pielou, 1966)

$$J = \frac{H'}{\log_2 S}$$

式中 S 为样方中的种类数； H' 为多样性指数。

5.7.3 渔业资源现状

5.7.3.1 鱼类资源状况

1、种类组成

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月，捕获鱼类 17 种，隶属于 4 目 12 科 12 属，其中鲈形目种类最多，为 9 种，其次为鲉形目 3 种，鲽形目和鲱形目各为 2 种，鲛鰈目 1 种。

从鱼类的适温类型来看，暖温种 7 种，占种类总数的 41.18%；冷温种 3 种，占 17.65%；暖水种 7 种，占 41.18%。从鱼类的栖息水层来看，大部分为底层鱼类，有 15 种，占种类总数的 88.24%，其余为中上层鱼类，占 11.76%。

鱼类种类数最多的是 Y10 站，为 15 种，其次是 Y1 和 Y11 站，为 14 种，Y2 和

Y12 站种类数最少，为 7 种。

表 5.7-2 2017 年 6 月所捕获鱼类的种类组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值	6 月
赤鼻棱鯧	<i>Thryssa chefuensis</i>	鲱形目	鯧科	一般	+
黄鲫	<i>Setipinna taty</i>	鲱形目	鯧科	一般	+
短吻红舌鲷	<i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鲷科	较高	+
钝吻黄盖鲽	<i>Pseudopleuronectes yokohamae</i>	鲽形目	鲽科	较高	+
黄鮫鱈	<i>Lophius litulon</i>	鮫鱈目	鮫鱈科	较高	+
方氏云鲷	<i>Pholis fangi</i>	鲈形目	锦鲷科	一般	+
李氏[鱼衔]	<i>Callionymus richardsoni</i>	鲈形目	鱼衔科	一般	+
短鳍[鱼衔]	<i>Callionymus kitaharae</i>	鲈形目	鱼衔科	一般	+
斑尾复虾虎鱼	<i>Synechogobius ommaturus</i>	鲈形目	虾虎鱼科	一般	+
矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>	鲈形目	虾虎鱼科	一般	+
六丝矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys hexanema</i>	鲈形目	虾虎鱼科	一般	+
钟馗虾虎鱼	<i>Trienopogon barbatus</i>	鲈形目	虾虎鱼科	一般	+
叫姑鱼	<i>Johnius belangeri</i>	鲈形目	石首鱼科	一般	+
长绵鲷	<i>Zoarcetes elongatus</i>	鲈形目	绵鲷科	一般	+
许氏平鲷	<i>Sebastes schlegelii</i>	鲷形目	鲷科	较高	+
大泷六线鱼	<i>Hexagrammos otakii</i>	鲷形目	六线鱼科	较高	+
细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>	鲷形目	狮子鱼科	较高	+

注：“+”代表出现

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月调查，共捕获鱼类 29 种，隶属于 5 目 16 科。其中鲈形目种类最多，为 18 种，其次鲱形目和鲷形目均为 4 种，鲽形目 2 种，鮫鱈目 1 种。

从鱼类的适温类型来看，暖温种 17 种，占种类总数的 58.62%；冷温种 6 种，占 20.69%；暖水种 6 种，占 20.69%。从鱼类的栖息水层来看，大部分为底层鱼类，有 25 种，占种类总数的 86.21%，其余为中上层鱼类 4 种，占 13.79%。经济价值较高的 7 种，占 24.14%，经济价值一般的 7 种，占 24.14%，经济价值较低的 15 种，占 51.72%。

表 5.7-3 2018 年 8 月调查海域所捕获鱼类的种类组成

种类	拉丁名	目	科
斑鰾	<i>Konosirus punctatus</i>	鲱形目	鲱科
青鳞沙丁鱼	<i>Sardinella zunasi</i>		
鯧	<i>Engraulis japonicus</i>		鯧科
赤鼻棱鯧	<i>Thryssa chefuensis</i>	鲈形目	天竺鲷科
细条天竺鲷	<i>Apogon lineatus</i>		鱧科
多鳞鱧	<i>Sillago sihama</i>		石首鱼科
叫姑鱼	<i>Johnius belangeri</i>		

种类	拉丁名	目	科	
白姑鱼	<i>Argyrosomus argentatus</i>			
小黄鱼	<i>Pseudosciaena polyactis</i>			
棘头梅童鱼	<i>Collichthys lucidus</i>			
方氏云鳎	<i>Pholis fangi</i>			锦鳎科
李氏鳎	<i>Callionymus richardsoni</i>			鳎科
短鳍鳎	<i>Callionymus kitaharae</i>			
钟馗虾虎鱼	<i>Triaenopogon barbatus</i>			虾虎鱼科
普氏栉虾虎鱼	<i>Ctenogobius pflaumi</i>			
斑尾复虾虎鱼	<i>Synechogobius ommaturus</i>			
矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>			
六丝矛尾虾虎鱼	<i>Amblycharturichthys hexanema</i>			
红狼牙虾虎鱼	<i>Odontamblyopus rubicundus</i>			
小头栉孔虾虎鱼	<i>Ctenotrypauchen microcephalus</i>			
长丝虾虎鱼	<i>Myersina filifer</i>			
小带鱼	<i>Trichiurus muticus</i>			带鱼科
许氏平鲷	<i>Sebastes schlegelii</i>	鲷形目	鲷科	
大龙六线鱼	<i>Hexagrammos otakii</i>		六线鱼科	
鲷	<i>Platycephalus indicus</i>		鲷科	
细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>		狮子鱼科	
钝吻黄盖鲽	<i>Pseudopleuronectes yokohamae</i>	鲽形目	鲽科	
短吻红舌鲷	<i>Cynoglossus joyneri</i>		舌鲷科	
黄鮟鱇	<i>Lophius litulon</i>	鮟鱇目	鮟鱇科	

5.7.3.2 相对渔获量

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月，鱼类平均相对渔获重量为 0.309~4.656 kg/h，平均值为 2.026kg/h；平均相对渔获尾数为 30.00~234 ind/h，平均值为 99.8 ind/h。其中相对渔获重量、尾数最高的是 Y2 站和 Y5 站，而相对渔获重量最低出现在 Y3 站，相对渔获尾数最低值出现在 Y9 站。

根据 IRI，6 月航次调查渔业资源优势种共有 6 种，其中鱼类 2 种，为短吻红舌鲷（2132）和许氏平鲷（1254）。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 6 月鱼类幼体的相对渔获量为 0.8701 kg/h，20.19 ind/h；鱼类成体为 1.1559 kg/h，79.61 ind/h。2017 年 6 月航次调查，鱼类成体的资源密度为 49.93kg/km²，幼鱼资源密度为 872 ind/km²。

表 5.7-4 2017 年 6 月各站鱼类的相对渔获量（重量、尾数）

站位	相对渔获尾数 N (ind/h)	相对渔获重量 W (kg/h)
Y1	■	■
Y2	■	■

站位	相对渔获尾数 N (ind/h)	相对渔获重量 W (kg/h)
Y3	■	■
Y4	■	■
Y5	■	■
Y6	■	■
Y7	■	■
Y8	■	■
Y9	■	■
Y10	■	■
Y11	■	■
Y12	■	■
平均	■	■

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月，秋季航次鱼类平均相对渔获重量为 4.741~13.55 kg/h，平均值为 6.914kg/h；平均相对渔获尾数为 506~1728 ind/h，平均值为 1074 ind/h。其中相对渔获重量、尾数最高的是 Y1 站，而相对渔获重量和渔获尾数最低出现在 Y3 站。

根据 IRI，本次调查渔业资源优势种共有 3 种，分别是矛尾虾虎鱼（4433）、短吻红舌鲷（2422）和黄鲫（1836）。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得到幼鱼的相对渔获量为 1.701kg/h，540ind/h；鱼类成体为 5.213kg/h，534 ind/h。

表 5.7-5 2018 年 8 月秋季鱼类资源密度平面分布

站位	重量密度 (kg/km ²)	百分数 (%)	尾数密度 (ind/km ²)	百分数 (%)
Y1	■	■	■	■
Y2	■	■	■	■
Y3	■	■	■	■
Y4	■	■	■	■
Y5	■	■	■	■
Y6	■	■	■	■
Y7	■	■	■	■
Y8	■	■	■	■
Y9	■	■	■	■
Y10	■	■	■	■
Y11	■	■	■	■
Y12	■	■	■	■
平均	■	■	■	■

5.7.3.3 资源密度（重量、尾数）及空间分布

2017 年 6 月，鱼类资源密度（重量、尾数）均值为 87.52kg/km²，4311.02ind/km²，经换算，鱼类成体的资源密度为 49.93kg/km²，幼鱼的资源密度为 872 ind/km²。

2018 年 8 月，秋季航次共捕获鱼类 29 种，隶属于 5 目 16 科。鱼类平均相对渔获重量为 6.914kg/h，1074 ind/h。经换算鱼类平均资源密度（重量、尾数）为 298.65kg/km²，46393ind/km²；其中成鱼为 225.00 kg/km²，幼鱼为 23326 ind/km²。

5.7.4 甲壳类资源状况

5.7.4.1 种类组成

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月调查，共捕获甲壳类 10 种，隶属于 2 目 7 科 10 属，其中十足目有 9 种，口足目仅有口虾蛄 1 种。甲壳类种类数最多的是 Y10 站他 Y9，为 9 种，种类数最少的事 Y1，仅有 3 种。Y3、Y6、Y8、Y11 均为 6 种。

表 5.7-6 2017 年 6 月甲壳类的区系组成及出现月份

种类	拉丁名	科	经济价值	6 月
葛氏长臂虾	<i>Palaemon gravieri</i>	长臂虾科	一般	+
脊腹褐虾	<i>Crangon affinis</i>	褐虾科	一般	+
口虾蛄	<i>Oratosquilla oratoria</i>	虾蛄科	较高	+
泥足隆背蟹	<i>Carcinoplax vestitus</i>	长脚蟹科	较低	+
日本鼓虾	<i>Alpheus heterocarpus</i>	鼓虾科	一般	+
鲜明鼓虾	<i>Alpheus japonicus</i>	鼓虾科	一般	+
颗粒关公蟹	<i>Dorippe granulata</i>	关公蟹科	较低	+
日本螯	<i>Charybdis japonica</i>	梭子蟹科	较高	+
变态螯	<i>Charybdis variegata</i>	梭子蟹科	较低	+
三疣梭子蟹	<i>Portunus trituberculatus</i>	梭子蟹科	较高	+

注：+ 代表出现。

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月调查，共捕获甲壳类 19 种，隶属于 2 目 13 科，其中十足目有 18 种，口足目仅有口虾蛄 1 种。

表 5.7-7 2018 年 8 月所捕获甲壳类的区系组成

种类	目	科	经济价值
口虾蛄 <i>Oratosquilla oratoria</i>	口足目	虾蛄科	较高
鹰爪虾 <i>Trachypenaeus curvirostris</i>	十足目	对虾科	较高
中国对虾 <i>Fenneropenaeus chinensis</i>			较高
鞭腕虾 <i>Hippolysmata vittata</i>		藻虾科	较低
鲜明鼓虾 <i>Alpheus japonicus</i>		鼓虾科	较低

种类	目	科	经济价值
日本鼓虾 <i>Alpheus heterocarpus</i>			较高
葛氏长臂虾 <i>Palaemon gravieri</i>		长臂虾科	一般
脊腹褐虾 <i>Crangon affinis</i>		褐虾科	一般
伍氏蝼蛄虾 <i>Upogebia wuhsienweni</i>		蝼蛄虾科	较低
哈氏美人虾 <i>Callinassa harmandi</i>		美人虾科	较低
艾氏活额寄居蟹 <i>Diogenes edward-sii</i>		活额寄居蟹科	一般
颗粒拟关公蟹 <i>Dorippe granulata</i>		关公蟹科	较低
日本诺关公蟹 <i>Dorippe japonica</i>			较低
圆十一刺栗壳蟹 <i>Arcania undecimspinosa</i>		玉蟹科	较低
三疣梭子蟹 <i>Portunus trituberculatus</i>		梭子蟹科	较高
日本螯 <i>Charybdis japonica</i>			较高
变态螯 <i>Charybdis variegata</i>			较低
泥足隆背蟹 <i>Carcinoplax vestitus</i>		长脚蟹科	较低
隆线强蟹 <i>Eucrate crenata</i>			较低

5.7.4.2 相对渔获量

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月航次，甲壳类相对渔获重量为 0.844~8.858 kg/h，平均值为 3.214 kg/h；平均相对渔获尾数为 56.00~1222 ind/h，平均值为 418ind/h。其中相对渔获量最高的是 Y2 站，渔获尾数最高的是 Y32 站，渔获量和渔获尾数最低出现在 Y6 站和 Y8 站。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 2017 年 6 月甲壳类幼体资源密度为 0.484kg/h，83.235ind/h；甲壳类成体资源密度为 2.730 kg/h，334.68 ind/h。

6 月航次调查渔业资源优势种共有 5 种，其中甲壳类 3 种，分别为口虾蛄（858）、日本螯（744）和鲜明鼓虾（535）。

表 5.7-8 甲壳类各站位的相对渔获量（重量和尾数）

站位	相对渔获尾数 N (ind/h)	相对渔获重量 W (kg/h)
Y1	■	■
Y2	■	■
Y3	■	■
Y4	■	■
Y5	■	■
Y6	■	■
Y7	■	■
Y8	■	■
Y9	■	■
Y10	■	■

Y11	■	■
Y12	■	■
平均	■	■

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月,秋季航次甲壳类渔获重量为 1.685~10.339 kg/h ,平均值为 5.236 kg/h; 平均相对渔获尾数为 312.00~1728ind/h ,平均值为 801ind/h。其中相对渔获量最高的是 Y5, 渔获尾数最高的是 Y2 站, 渔获量和渔获尾数最低均出现在 Y7。甲壳类优势种 3 种, 分别为口虾蛄 (858)、日本蟳 (744) 和鲜明鼓虾 (535)。

通过分析渔获中成体和幼体的比例, 虾类平均渔获为 4.662kg/h 和 785ind/h, 其中幼体为 176ind/h, 成体为 4.083kg/h; 蟹类平均渔获为 0.574kg/h 和 16ind/h, 其中幼体为 5 ind/h, 成体为 0.509kg/h。

表 5.7-9 2018 年 8 月秋季甲壳类资源密度平面分布

站位	重量密度 (kg/h)	百分数 (%)	尾数密度 (ind/h)	百分数(%)
Y1	■	■	■	■
Y2	■	■	■	■
Y3	■	■	■	■
Y4	■	■	■	■
Y5	■	■	■	■
Y6	■	■	■	■
Y7	■	■	■	■
Y8	■	■	■	■
Y9	■	■	■	■
Y10	■	■	■	■
Y11	■	■	■	■
Y12	■	■	■	■
平均	■	■	■	■

5.7.4.3 资源密度 (重量、尾数) 及空间分布

2017 年 6 月航次, 甲壳类资源密度 (重量、尾数) 均值为 138.83 kg/km², 18056 ind/km²。经换算, 甲壳类成体的资源密度为 117.93 kg/km², 幼体的资源密度为 3595 ind/km²。

2018 年 8 月，秋季航次共捕获甲壳类 19 种，隶属于 2 目 13 科；渔获量平均值为 5.236 kg/h 和 801ind/h。其中虾类幼体为 176ind/h，成体为 4.083kg/h；蟹类幼体为 5 ind/h，成体为 0.509kg/h。经换算甲壳类成体平均资源密度为 198.33 kg/km²；虾类幼体为 7601ind/km²，蟹类幼体为 216ind/km²。

5.7.5 头足类资源状况

5.7.5.1 种类组成

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月调查，共捕获头足类 3 种，隶属于 3 目 3 科 3 属，分别为火枪乌贼、长蛸和双喙耳乌贼。Y1、Y4、Y5、Y10 站捕获种类较多，均为 2 种，分别是火枪乌贼、长蛸和双喙耳乌贼。Y3、Y6、Y7、Y11 均为 1 种，其它站位未采到头足类。

表 5.7-10 2017 年 6 月所捕获头足类的区系组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值	6 月
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■

注：“+”代表出现

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月秋季调查共捕获头足类 3 种，隶属于 2 目 2 科 3 属，分别为火枪乌贼、长蛸和短蛸。

表 5.7-11 2018 年 8 月捕获的头足类

种类	拉丁名	目	科	经济价值
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■

5.7.5.2 相对渔获量

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月航次，头足类相对渔获重量为 0~1.026 kg/h，平均值为 0.2596kg/h；平

均相对渔获尾数为 0~22 ind/h，平均值为 6 ind/h。其中相对渔获量最高的均是 Y5 站，相对渔获尾数最高出现在 Y10 站，而在 Y2、Y8、Y9、Y12 站未采到头足类。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 6 月头足类幼体资源密度为 0.0648 kg/h，1.80 ind/h；头足类成体资源密度为 0.1948 kg/h，4.2 ind/h。

6 月航次调查渔业资源优势种共有 5 种，其中头足类 1 种，为长蛸（538）。

表 5.7-12 2017 年 6 月各站捕获头足类的相对渔获量（重量和尾数）

站位	相对渔获尾数 N (ind/h)	相对渔获重量 W (kg/h)
Y1	■	■
Y2	■	■
Y3	■	■
Y4	■	■
Y5	■	■
Y6	■	■
Y7	■	■
Y8	■	■
Y9	■	■
Y10	■	■
Y11	■	■
Y12	■	■
平均	■	■

● **2018 年 8 月**

2018 年 8 月，秋季航次头足类相对渔获重量为 0.242~3.447kg/h，平均值为 1.494kg/h；平均相对渔获尾数为 57~630 ind/h，平均值为 352ind/h。其中相对渔获量最高的均是 Y11 站，相对渔获尾数最高出现在 Y9 站。头足类优势种 2 种，为火枪乌贼（2444）和短蛸（1755）。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，头足类幼体资源密度为 0.464kg/h，170 ind/h；头足类成体资源密度为 1.030kg/h，182 ind/h。

表 5.7-13 2018 年 8 月秋季头足类资源密度平面分布

站位	重量密度 (kg/h)	百分数 (%)	尾数密度 (ind/h)	百分数(%)
Y1	■	■	■	■
Y2	■	■	■	■
Y3	■	■	■	■
Y4	■	■	■	■
Y5	■	■	■	■
Y6	■	■	■	■

站位	重量密度 (kg/h)	百分数 (%)	尾数密度 (ind/h)	百分数(%)
Y7	■	■	■	■
Y8	■	■	■	■
Y9	■	■	■	■
Y10	■	■	■	■
Y11	■	■	■	■
Y12	■	■	■	■
平均	■	■	■	■

5.7.5.3 资源密度（重量、尾数）及空间分布

2017 年 6 月，头足类资源密度(重量、尾数)均值为 11.214kg/km²，259.00 ind/km²，头足类成体的资源密度为 8.415kg/km²，幼体的资源密度为 78ind/km²。

2018 年 8 月，头足类资源密度(重量、尾数)均值为 64.535kg/km²，15205 ind/km²，其中头足类成体为 44.49 kg/km²，幼体为 7343 ind/km²。

5.7.6 渔获物物种多样性分析

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月航次调查的渔获物物种多样性指数见下表。从表可以看出，6 月航次，其物种丰富度 (R) 介于 0.97~2.27 之间，平均值为 1.63；物种多样性 (H') 介于 0.74~2.48 之间，平均值为 1.46；物种均匀度 (J') 变动范围在 0.38~0.84 之间，平均值为 0.623。

表 5.7-15 2017 年 6 月渔业资源的生物多样性指数

站位	丰度指数 (R)	多样性指数 (H')	均匀度指数 (J')
Y1	■	■	■
Y2	■	■	■
Y3	■	■	■
Y4	■	■	■
Y5	■	■	■
Y6	■	■	■
Y7	■	■	■
Y8	■	■	■
Y9	■	■	■
Y10	■	■	■
Y11	■	■	■
Y12	■	■	■

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月调查，渔获物物种多样性指数见下表。从表可以看出，其物种丰富度

(R) 介于 1.12~2.38 之间, 平均值为 1.67; 物种多样性 (H') 介于 1.21~2.48 之间, 平均值为 1.69; 物种均匀度 (J') 变动范围在 0.34~0.86 之间, 平均值为 0.567。

表 5.7-16 2018 年 8 月调查海域渔业资源的生物多样性指数

站位	丰度指数 (R)	多样性指数 (H')	均匀度 (J')
Y1	■	■	■
Y2	■	■	■
Y3	■	■	■
Y4	■	■	■
Y5	■	■	■
Y6	■	■	■
Y7	■	■	■
Y8	■	■	■
Y9	■	■	■
Y10	■	■	■
Y11	■	■	■
Y12	■	■	■

表 5.7-17 2018 年 8 月调查海域渔业资源的优势种和 IRI 值

种类	出现频率	IRI 值
矛尾虾虎鱼	100	4433
短吻红舌鲷	100	2422
黄鲫	91.67	1836
火枪乌贼	100	2444
短蛸	91.67	1755
口虾蛄	83.33	858
日本蟳	66.67	744
鲜明鼓虾	66.67	535

5.7.7 鱼卵仔鱼

5.7.7.1 种类组成

2017 年 6 月调查, 共采集到鱼卵和仔稚鱼 15 种 (鱼卵 12 种, 仔稚鱼 6 种)。

表 5.7-17 2017 年 6 月鱼卵仔稚鱼种类名录

种 类	分 类	鱼卵	仔稚鱼
鳀 <i>Engraulis japonicus</i>	鲱形目鳀科鳀属	+	+
黄鲫 <i>Setipinna taty</i>	鲱形目鳀科黄鲫属	+	

种 类	分 类	鱼卵	仔稚鱼
斑鲦 <i>Konosirus punctatus</i>	鲱形目鲱科斑鲦属	+	+
沙氏下鱈 <i>Hyporhamphus sajori</i>	颌针鱼目鱈科下鱈鱼属		+
叫姑鱼 <i>Johnius grypotus</i>	鲈形目石首鱼科叫姑鱼属	+	
白姑鱼 <i>Argyrosomus argentatus</i>	鲈形目石首鱼科白姑鱼属	+	
小黄鱼 <i>Pseudosciaena polyactis</i>	鲈形目石首鱼科黄鱼属	+	+
黑鳃梅童鱼 <i>Collichthys niveatus</i>	鲈形目石首鱼科梅童鱼属	+	
小带鱼 <i>Eupleurogrammus muticus</i>	鲈形目带鱼科小带鱼属	+	
李氏【鱼衔】 <i>Callionymus richardsoni</i>	鲈形目[鱼衔]科 [鱼衔]属	+	
矛尾虾虎鱼 <i>Chaeturichthys stigmatias</i>	鲈形目虾虎鱼科矛尾虾虎鱼属		+
蓝点马鲛 <i>Scomberomorus niphonius</i>	鲈形目鲭科马鲛属	+	
鲷 <i>Platycephalus indicus</i>	鲷形目鲷科鲷属	+	
短吻红舌鲷 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲷形目舌鲷科舌鲷属	+	
牙鲆 <i>Paralichthys olivaceus</i>	鲷形目鲆科牙鲆属		+

2018 年 8 月调查，共采集到鱼卵和仔稚鱼 4 种（鱼卵 2 种，仔稚鱼 2 种）。

表 5.7-18 2018 年 8 月鱼卵仔稚鱼种类名录

种 类	分 类	鱼卵	仔稚鱼
鳀 <i>Engraulis japonicus</i>	鲱形目鳀科鳀属		+
沙氏下鱈 <i>Hyporhamphus sajori</i>	颌针鱼目鱈科下鱈鱼属		+
短吻红舌鲷 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲷形目舌鲷科舌鲷属	+	
半滑舌鲷 <i>Cynoglossus semilaevis</i>	鲷形目舌鲷科舌鲷属	+	

5.7.7.2 数量及分布

● 2017 年 6 月

2017 年 6 月份调查，鱼卵的平均密度为 0.430 ind./m³。其中密度最高站出现在 Z10 号站，密度为 1.28 ind./m³，其次为 Z4 号站，密度为 1.22 ind./m³。从种类来看，垂直取样调查获得鱼卵共 3 种，分别为鳀、斑鲦、短吻红舌鲷。其中密度占优势的种为斑鲦，平均密度为 0.103 ind./m³，出现频率为 33.3%，其数量占鱼卵总数的 23.95%

2017 年 6 月份调查，仔稚鱼的密度为 0.257 ind./m³。其中密度最高站出现在 Z3 号站，密度为 1.04 ind./m³，其次为 Z9 号站，密度为 0.72 ind./m³。从种类来看，垂直拖网调查共获得仔稚鱼 4 种，分别为鳀、矛尾虾虎鱼、小黄鱼、斑鲦。其中密度最大的种为鳀，其平均密度为 0.076 ind./m³，出现频率为 16.67%，其数量占仔稚鱼总数的 29.57%；矛尾虾虎鱼、小黄鱼各出现 2 尾，平均密度均为 0.074 ind./m³，出现频率均为 16.67%。

表 5.7-19 2017 年 6 月鱼卵、仔稚鱼密度 (ind./m³)

站 位	鱼 卵	仔 稚 鱼
Z1	■	■

站位	鱼卵	仔稚鱼
Z2	■	■
Z3	■	■
Z4	■	■
Z5	■	■
Z6	■	■
Z7	■	■
Z8	■	■
Z9	■	■
Z10	■	■
Z11	■	■
Z12	■	■
平均	■	■

● 2018 年 8 月

2018 年 8 月，鱼卵的平均密度为 0.0514 ind./m³。只有一个站位监测到鱼卵（E6）。从种类来看，垂直取样调查获得鱼卵共 1 种，为鳀鱼；仔稚鱼的密度为 0.107ind./m³。其中密度最高站出现在 E2 号站，密度为 0.476 ind./m³，其次为 E7 号站，密度为 0.448 ind./m³。从种类来看，垂直拖网调查共获得仔稚鱼 2 种，分别为鳀、沙氏下鱚。其中密度占优势的种为鳀鱼，其中 E2、E7 站均为鳀鱼，密度分别为 0.476 ind./m³ 和 0.448 ind./m³。各站位鱼卵、仔稚鱼平均密度如下表所示。

表 5.7-20 2018 年 8 月鱼卵、仔稚鱼密度 (ind/m³)

站位	鱼卵	仔稚鱼
E1	■	■
E2	■	■
E3	■	■
E4	■	■
E5	■	■
E6	■	■
E7	■	■
E8	■	■
E9	■	■
E10	■	■
E11	■	■
E12	■	■
平均	■	■

6 回顾性环境影响评价

旅大 5-2 北油田位于渤海辽东湾海域，东南距绥中 36-1 油田（CEPN）约 3.9km，西南距旅大 5-2 油田约 10km。旅大 5-2 北油田 I 期开发项目充分依托 SZ36-1CEPO、SZ36-1CEPN 和旅大 6-2 工程进行开发。

项目新建一座四腿井口热采平台（LD5-2NWHPA），一座四腿钢生产支持平台（LD5-2NPAP），采用蒸汽吞吐的开采方式进行开发：各单井物流经生产管汇汇合后，进入生产分离器进行油气水三相分离，分离出的含水 60%的原油进入静电聚结分离器进一步脱水至含水 50%的原油后，经外输泵增压并与除砂后的生产水混合后，经新建海底管道送至 SZ36-1CEPN 平台进一步处理。

SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流，处理成含水 2%的合格原油，进入 SZ36-1CEPN 平台原油处理系统中的换热器、冷却器后进入原油缓冲罐，与绥中 36-1III 期原油及旅大 6-2 合格原油共同通过外输泵外输。含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台水处理设施处理，处理合格后由注水泵增压后分别输送到 SZ36-1 各井口平台回注地层。

旅大 5-2 北油田 I 期开发项目的锅炉燃料气引自 SZ36-1 CEPN 平台，电力依托 SZ36-1 电网，在 LD6-2 CEPA 平台预留电站位置上为旅大 5-2N 新增一台电站，并与绥中电网组网供电。

本次评价主要对绥中 36-1、LD6-2 油田开发过程进行简要回顾，对工程所处海域的环境质量状况进行简要回顾评价。本项目依托设施概况详见表 6-1。

表 6-1 本项目依托设施概况

依托设施		依托功能
平台	SZ36-1CEPN 平台	SZ 36-1 CEPN 平台 新增 静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流，处理成含水 2%的合格原油进入 SZ36-1CEPN 平台原油处理系统中的换热器、冷却器后进入原油缓冲罐与绥中 36-1III 期原油及旅大 6-2 合格原油共同通过外输泵外输。
	SZ36-1CEPO 平台	依托 SZ36-1CEPO 平台进行含油生产水处理
	LD6-2CEPA 平台	在平台预留位置新增 1 台电站，与绥中电网组网供电
输油管道	SZ36-1WHPF→SZ36-1CEP	原油输送
	SZ36-1CEP→绥中 36-1 陆地终端	原油输送
输气管道	JZ25-1S CEP→WYE（水下三通）	接收天然气
	WYE（水下三通）→SZ36-1CEPK	接收天然气

依托设施		依托功能
	WYE (水下三通) →SZ36-1WHPM	接收天然气
	SZ36-1CEP→SZ36-1WHPF	接收天然气
陆上工程	绥中 36-1 陆地终端	原油储存

图 6-1 LD5-2 北油田 I 期物流集输路径

6.1 油田开发过程回顾

6.1.1 绥中 36-1 油田开发概况

6.1.1.1 主要设施情况

绥中 36-1 油田位于渤海辽东湾南部海域，西距绥中县约 50km，平台位置处海图水深约为 29.9m。绥中 36-1 油田采取滚动式开发模式，分为 I 期、I 期调整、II 期、II 期调整。其中：

I 期和 I 期调整（下文简称“I 期工程”）已建海上设施由 1 座油气处理平台（简称 CEPK），1 座生活动力平台（简称 APP）和 6 座井口平台（简称 WHPA1、WHPA2、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL）组成。

II 期和 II 期调整（下文简称“II 期工程”）已建海上设施由 2 座油气处理平台（以下简称 CEP、CEPN）、1 座电脱水平台（以下简称 EDP）、1 座 8 腿生产水处理平台（以下简称 CEPO）和 8 座井口平台（以下简称 WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH、WHPM、WHPN）组成。

绥中 36-1 油田主要设施组成情况见表 6.1-1。

表 6.1-1 绥中 36-1 油田现有工程主要设施组成情况

平台名称	平台简介
I 期和 I 期调整工程	
SZ36-1APP	[Redacted]
SZ36-1CEPK	[Redacted]
SZ36-1WHPA1/A2	[Redacted]
SZ36-1WHPB	[Redacted]
SZ36-1WHPJ	[Redacted]
SZ36-1WHPK	[Redacted]
SZ36-1WHPL	[Redacted]
SZ36-1CEP	[Redacted]
SZ36-1EDP	[Redacted]
SZ36-1WHPC	[Redacted]
SZ36-1WHPD	[Redacted]
SZ36-1WHPE	[Redacted]
SZ36-1WHPF	[Redacted]
SZ36-1WHPG	[Redacted]
SZ36-1WHPH	[Redacted]
SZ36-1WHPM	[Redacted]
SZ36-1WHPN	[Redacted]
SZ36-1CEPN	[Redacted]
SZ36-1CEPO	[Redacted]

平台名称	平台简介
绥中 36-1 原油 处理厂	

6.1.1.2 绥中 36-1 油田总体物流走向

I 期: SZ36-1CEPK 平台接收处理来自 SZ36-1WHPA、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL 平台的井口物流, 处理后的合格原油经海底管线输送至 SZ36-1CEP/EDP 平台, 再经海底管线输送到绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输; 一级分离器分离出的天然气经处理后供给 SZ36-1CEPK 平台上的透平发电机使用, 二级分离器分离出的天然气送去 SZ36-1CEPK 平台火炬系统; 分离出的含油生产水经处理达标后经海底管线或栈桥返回到 I 期的 SZ36-1WHPA、WHPB、WHPJ、WHPK、WHPL 井口平台回注地层。

II 期: SZ36-1CEPN/CEPO 平台接收处理来自 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台的井口物流 (SZ36-1CEPN 平台处理油和气, SZ36-1CEPO 平台处理生产水), 井口物流在 SZ36-1CEPN 平台上进行处理, 处理后的合格原油经海底管线送至 SZ36-1CEP 平台与 SZ36-1CEP 平台处理合格的原油经海底管线送至绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输; 生产分离器中分离出的气体处理后供透平发电机使用, 电脱水器入口分离器分离出来的气送去火炬系统。分离出来的水全部进入 SZ36-1CEPO 平台的生产水处理系统处理, 处理达标后的生产水输送到 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH 和 WHPN 平台回注地层。

SZ36-1CEP/EDP 平台接收处理来自 SZ36-1WHPD 和 WHPM 平台的井口物流, 处理后的合格原油经海底管线输送到绥中 36-1 陆上终端处理、储存、外输; 从高效分离器中分离出的气体处理后供透平发电机使用, 电脱水器入口分离器分离出来的气送去火炬系统; 分离出来的水全部进入 SZ36-1CEP 平台的生产水处理系统处理, 处理合格后的生产水分别输送到 SZ36-1WHPC、WHPE、WHPD、WHPM 和 WHPA 平台回注地层。

图 6.1-1 绥中 36-1 油田原油和天然气物流走向示意图

图 6.1-2 绥中 36-1 油田含油生产水走向示意图

6.1.1.3 环评制度执行情况

环评执行情况如下：

[Redacted text block containing multiple lines of blacked-out content]

表 6.1-2 绥中 36-1 油田开关工程环评执行情况

序号	开发过程	环评文件	主要建设内容	环评批复/核准	竣工环保验收批复情况
1	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
2	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
3	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
4	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

6.1.2 LD6-2 油田概况

《旅大 6-2 油田开发项目环境影响报告书》已上报生态环境部并于 2019 年 7 月通过了专家评审，目前尚未取得批复。

旅大 6-2 油田位于渤海辽东湾海域中南段，东经 [REDACTED]，旅大 6-2 油田采用注水开发方式，拟新建一座 8 腿中心平台（LD6-2 CEPA）及相关管线。油田物流首先进入生产/计量管汇，经三级脱水、脱气处理为合格原油（2031 年开始，处理成 50%~55% 含水原油），经输油海底管道输至 SZ36-1 CEPO 平台，通过栈桥与 SZ36-1 CEPN 平台处理后的合格原油汇合后，经外输泵输至 SZ36-1 CEP，再外输至 SZ36-1 陆地终端（SZ36-1 CEPO、SZ36-1 CEPN、SZ36-1 WHPN 和 SZ36-1 WHPF 平台依次通过栈桥相连）。LD6-2 CEPA 平台脱出来的伴生气，经增压后与来自锦州 25-1S 的外输天然气汇合，作为燃料气供给透平发电机组。LD6-2 CEPA 平台分离出来的生产水与水源井水经处理合格后，直接在中心平台 LD6-2 CEPA 上回注地层。

LD6-2 CEPA 平台设置电站，供电方案统筹考虑旅大 5-2N 油田、绥中 36-1 油田及旅大 6-2 油田的负荷需求。LD6-2 CEPA 平台上设置 2 台 9000kW 燃气透平发电机组，其中 1 台为旅大 6-2 平台使用，另外 1 台为旅大 5-2N 项目使用。

LD6-2 油田主要工程设施情况表 6.1-3。

表 6.1-3 LD6-2 油田主要工程设施

阶段	主要工程量	装置及规模
旅大 6-2 油田 开发	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]

6.1.3 与本工程相关生产设施环评制度执行情况

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[Redacted text block]

表 6.1-4 本项目依托设施环评执行情况

依托设施	所在环评文件	主要建设内容	环评批复	环保竣工验收批复情况
平台	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
输油管道	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
输气	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

	依托设施	所在环评文件	主要建设内容	环评批复	环保竣工验收批复情况
管道	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	绥中 36-1 陆地终端				

6.1.4 污染物排放情况回顾

与本项目相关的平台主要为绥中 36-1 油田 II 期工程和 LD6-2 油田开发项目，因 LD6-2 油田开发项目尚未建设运行，本评价主要对绥中 36-1 油田 II 期工程中的污染物排放情况进行回顾。

6.1.4.1 生产水

绥中 36-1 油田 II 期生产阶段的主要污染物为含油生产水，正常工况下生产水经处理达标后，全部回注地层。

绥中 36-1 油田 II 期 2017-2018 年逐月回注水水质监测结果统计见表 6.1-5。从表中可以看出：近 1 年，SZ36-1CEP 平台处理后的生产水含油浓度月平均值在 20~23mg/L 之间，SZ36-1CEPO 平台处理后的生产水含油浓度月平均值在 16~20mg/L 之间，均符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中石油类 $\leq 30\text{mg/L}$ 的标准要求，生产水处理设施运行情况较好。

表 6.1-5 绥中 36-1 油田 II 期回注水水质监测结果（2017-2018 年）

月份	SZ36-1CEP	SZ36-1CEPO
	含油浓度月平均值（mg/L）	
2017 年 1 月		
2017 年 2 月		
2017 年 3 月		
2017 年 4 月		
2017 年 5 月		
2017 年 6 月		
2017 年 7 月		
2017 年 8 月		
2017 年 9 月		
2017 年 10 月		
2017 年 11 月		
2017 年 12 月		
2018 年 1 月		
2018 年 2 月		
2018 年 3 月		
2018 年 4 月		

6.1.4.2 生活污水

SZ36-1CEP、SZ36-1CEPO、SZ36-1WHPM、SZ36-1WHPC 平台上的生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。

绥中 36-1 油田 II 期 2017-2018 年逐月生活污水排放情况见表 6.1-6，从表中可以

看出：近 1 年，经生活污水处理装置处理后的污水 COD 月平均浓度在 16.0~234.0mg/L 之间，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（ $\leq 300\text{mg/L}$ ）的要求，SZ36-1CEP、SZ36-1CEPO、SZ36-1WHPM 和 SZ36-1WHPC 平台生活污水处理装置系统运转正常。

表 6.1-6 2017-2018 年绥中 36-1 油田 II 期生活污水排放统计

月份	SZ36-1CEP	SZ36-1CEPO	SZ36-1WHPM	SZ36-1WHPC
	COD 月平均浓度 (mg/L)			
2017 年 1	■	■	■	■
2017 年 2	■	■	■	■
2017 年 3	■	■	■	■
2017 年 4	■	■	■	■
2017 年 5	■	■	■	■
2017 年 6	■	■	■	■
2017 年 7	■	■	■	■
2017 年 8	■	■	■	■
2017 年 9	■	■	■	■
2017 年 10	■	■	■	■
2017 年 11	■	■	■	■
2017 年 12	■	■	■	■
2018 年 1	■	■	■	■
2018 年 2	■	■	■	■
2018 年 3	■	■	■	■
2018 年 4	■	■	■	■

6.1.4.3 其他污染物

平台上设有生活垃圾和生产垃圾回收装置，产生的固体垃圾会分类回收，然后运回陆地交由具有相关资质的单位处理。船舶机舱污水运回陆地交由有资质的合同单位统一按照有关规定进行处理。伴生天然气基本全部用于透平发电机发电，少量需放空气体经火炬系统管汇进入火炬分液罐，经过分液后的气体进入火炬头中燃烧放空。各平台环保设施运行情况较好，基本满足相关环保法规、标准、规范及批复的要求。

6.1.5 环保设施运行状况回顾

SZ36-1CEP 平台上的生产水处理系统采用斜板隔油器+气浮选机+两级核桃壳过滤器四级处理流程，SZ36-1CEPO 平台生产水处理系统采用斜板隔油器+一级气浮选机+二级气浮选机+双介质过滤器四级处理流程，SZ36-1CEP 和 SZ36-1CEPO 平台上的生产污水处理设备运行正常，生产污水处理效果良好（见 6.1.4.1 节）。

SZ36-1CEP、SZ36-1CEPO、SZ36-1WHPM 和 SZ36-1WHPC 平台上的生活污水处理

装置运行正常，生活污水处理效果良好（见 6.1.4.2 节）。

绥中 36-1 油田 II 期工程环保设施运行情况见表 6.1-7。

表 6.1-7 绥中 36-1 油田 II 期工程环保设施一览表

平台	环保设施设备名称		规模 (台、 套)	设计处理能 力	运行状 况	
SZ36-1CEP	生产水处理系 统 (52000 m ³ /d)	第一级	斜板隔油器	■	■	良好
		第二级	气浮选机	■	■	
		第三级	核桃壳过滤器	■	■	
		第四级	核桃壳过滤器	■	■	
	生活污水处理 系统(150 人/天)	生活污水处理装置		■	■	
	注水系统 (50400 m ³ /d)	注水增压泵		■	■	
SZ36-1CEPO	生产水处理系 统 (84000 m ³ /d)	撇油罐		■	■	
		一级气浮机		■	■	
		二级气浮机		■	■	
		生产水缓冲罐		■	■	
		双介质滤器		■	■	
		注水缓冲罐		■	■	
		污水罐		■	■	
		污水泵		■	■	
	生活污水处理 系统(150 人/天)	生活污水处理装置		■	■	
	注水系统 (50400 m ³ /d)	注水增压泵		■	■	
	注水泵		■	■		
SZ36- 1WHPM	生活污水处理 系统 (40 人/ 天)	生活污水处理装置		■	■	
SZ36- 1WHPC	生活污水处理 系统 (50 人/ 天)	生活污水处理装置		■	■	

6.2 故障排污及溢油情况回顾

根据天津分公司的统计资料，工程依托的 SZ36-1CEPN 及 SZ36-1CEPO 平台自运行以来未发生过溢油事件。

6.3 油田周围海域环境质量回顾

对旅大 5-2 北油田及依托的绥中 36-1 油田、旅大 6-2 油田所在海域的环境质量进行回顾性评价，采用 2010 年 5 月、2013 年 5 月及 2017 年 5 月三次春季现状调查和 2015 年 10 月、2018 年 10 月两次秋季现状调查结果进行分析比较。

表 6.3-1 本次回顾性分析调查资料引用情况

季节	资料来源	调查时间	站位数	调查单位
春季	旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海底电缆铺设项目环境影响报告书	2010 年 5 月	30	国家海洋局北海监测中心
	旅大 6-2 油田开发工程和旅大 10-1 油田综合调整项目春季海洋现状调查报告	2013 年 5 月~6 月	32	青岛环海海洋工程勘察研究院
	旅大 6-2 项目海洋环境质量春季现状调查报告	2017 年 5 月	26	青岛环海海洋工程勘察研究院
秋季	旅大 5-2 北和旅大 6-2 项目环境影响评价秋季海洋现状调查报告	2015 年 10 月~11 月	36	青岛环海海洋工程勘察研究院
	旅大 5-2 北 I 期和旅大 6-2 项目海洋环境质量现状秋季调查报告	2018 年 10 月	36	青岛环海海洋工程勘察研究院

历史调查站位与近期调查站位重合程度较好，用于进行同一海区不同时期调查回顾分析可行性好。且各次调查均按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行。历年调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。因此，能够通过对比分析较客观地反映旅大 5-2 油田及依托的绥中 36-1 油田周围海域环境状况的变化情况。

图 6.3-1a (春季) 海洋环境质量历次调查站位示意图

图 6.3-1b (秋季) 海洋环境质量历次调查站位示意图

6.3.1 海水水质状况回顾

历年海水水质调查内容均包括 pH、溶解氧、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、石油类、总汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷、硫化物和挥发性酚共 15 项。历年调查水质采样层次均为表层、10m 层和底层，因此，本次水质回顾性评价将针对表层、10m 层和底层进行。历次海水水质调查结果对比统计结果见表 6.3-2。

(1) 春季

对比三次春季调查结果可知，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。三次调查所有样品中 pH、溶解氧、石油类、铜、镉、铬、砷和挥发性酚的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。化学需氧量(COD)、活性磷酸盐、无机氮、总汞、铅、锌和硫化物共 7 个调查因子均出现了不同程度的超标。项目特征因子石油类均达标。

①COD

2010 年 5 月调查表、10m 层 COD 符合海水水质一类标准，底层出现超标现象，超标率为 6.60%；2013 年 5 月和 2017 年 5 月调查中 COD 调查结果全部符合一类标准。

②活性磷酸盐

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中活性磷酸盐调查结果全部符合一类标准。2017 年 5 月调查中活性磷酸盐表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 21%、29%和 25%。

③无机氮

2010 年 5 月调查中无机氮调查结果全部符合一类标准。而 2013 年 5 月和 2017 年 5 月调查中无机氮在表、10m、底层均出现超标现象，超标率达到 90%左右。无机氮超标现象呈现微加剧趋势。

④汞

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中总汞调查结果全部符合一类标准。2017 年 5 月调查中总汞在表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 46%、63%和 79%。汞超标现象呈现微加剧趋势。

⑤铅

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中铅调查结果全部符合一类标准。2017 年 5 月调查中铅在表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 46%、71%和 79%。铅超标现象呈现微加剧趋势。

⑥锌

2010 年 5 月和 2017 年 5 月调查中锌调查结果全部符合一类标准。2013 年 5 月调查中锌在表层符合海水水质一类标准，在 10m、底层出现超标现象，超标率均为 3%。

⑦硫化物

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中硫化物调查结果全部符合一类标准。2017 年 5 月调查中硫化物在表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 13%、13%和 4%。硫化物超标现象呈现微加剧趋势。

表 6.3-2a 历次调查海水水质调查结果对比统计表（春季）

调查时间		2010 年 5 月			2013 年 5 月			2017 年 5 月			评价标准
		表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	
pH 值	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
溶解氧 (mg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
化学需氧量 (mg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
活性磷酸盐 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
无机氮 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
石油类 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
总汞 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
铜 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
铅 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
锌 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
镉 (µg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
铬	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	

调查时间		2010 年 5 月			2013 年 5 月			2017 年 5 月			评价标准
		表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	
($\mu\text{g/L}$)	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
砷 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	
挥发性酚 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	■	■	■	

(2) 秋季

对比秋季调查结果可知，该海域海水质量状况与历史状况基本相同。历次调查所有样品中 pH、溶解氧、COD、石油类、铜、镉、铬、锌、砷、挥发性酚和硫化物的含量均低于第一类海水水质标准，且在历次调查中含量均较稳定。活性磷酸盐、无机氮、总汞、铅共 4 个调查因子均出现了不同程度的超标。项目特征因子石油类均达标。

①活性磷酸盐

2018 年 10 月调查中活性磷酸盐调查结果全部符合一类标准。2015 年 10 月调查中活性磷酸盐表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 47%、50%和 41%。

②无机氮

2015 年 10 月和 2018 年 10 月调查中无机氮在表、10m、底层均出现超标现象，2017 年超标率达到 100%，2018 年无机氮超标率为 6%。无机氮超标现象呈减缓趋势。

③汞

2015 年 10 月调查中总汞调查结果全部符合一类标准。2018 年 10 月调查中总汞在表、10m、底层均出现超标现象，超标率分别为 25%、19%和 31%。汞超标现象呈现微加剧趋势。

④铅

2015 年 10 月和 2018 年 10 月调查中铅在表、10m、底层均出现超标现象，其中 2015 年超标率在 90%左右，2018 年调查超标率下降至 30%。铅超标现象呈减缓趋势。

表 6.3-2b 历次调查海水水质调查结果对比统计表（秋季）

调查时间		2015 年 10 月			2018 年 10 月			评价标准
		表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	
pH 值	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
溶解氧 (mg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
化学需氧量 (mg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
活性磷酸盐 (μg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
无机氮 (μg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
石油类 (μg/L)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	

调查时间		2015 年 10 月			2018 年 10 月			评价标准
		表层	10m 层	底层	表层	10m 层	底层	
总汞 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
铜 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
铅 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
锌 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
镉 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
铬 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
砷 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
硫化物 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	
挥发酚 ($\mu\text{g/L}$)	范围	■	■	■	■	■	■	■
	超标率	■	■	■	■	■	■	

(3) 超标原因分析

分析对比结果表明,该海域海水质量状况与历史状况基本相同,超标因子未发现明显的季节性差异,该海域的主要污染物仍然是无机氮、磷酸盐和铅、汞等重金属。

海水中无机氮、活性磷酸盐、COD 及重金属主要来自于入海河流携带的大量工业废水。从近年整个渤海海域的重金属污染状况看,海水中的铅浓度超第一类海水水质标准的现象较为普遍,海水总汞浓度超标现象也呈现微加剧趋势;同时,大气沉降也是海洋重金属污染的一个重要来源。

6.3.2 沉积物质量状况回顾

由于仅 2010 年 5 月、2015 年 10 月、2018 年 11 月开展了沉积物调查,且沉积物中污染物含量受季节影响变化不大,因此,选取该 3 次调查进行沉积物质量回顾分析。三次调查沉积物评价因子均为汞、铜、铅、镉、铬、石油类、硫化物、锌、砷和有机碳共 10 项,沉积物采样层次均为表层。

历次海洋沉积物调查数据对比统计结果见下表。对比调查结果显示:调查海域海洋沉积物的环境质量总体较好,历次调查中所有调查因子均满足海洋沉积物一类标准。

表 6.3-3 历次调查沉积物调查结果对比统计

评价项目	统计值	2010 年 5 月	2015 年 10 月	2018 年 11 月	评价标准
汞 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
铜 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
铅 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
镉 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
铬 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
石油类 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
硫化物 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
锌 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
砷 ($\times 10^{-6}$)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	
有机碳 (%)	范围	████████	████████	████████	█
	超标率	█	█	█	

6.3.3 海洋生物状况回顾

6.3.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

本项目所在海域的叶绿素 a 历次调查结果对比分析统计结果见下表。

春季调查结果对比显示，2013 年调查叶绿素 a 含量平均值最高，其次为 2017 年 5 月，2010 年 5 月最低。2010 调查初级生产力明显高于 2013 年和 2017 年。秋季调查结果对比，2015 年调查叶绿素 a 平均值比 2018 年高，但初级生产力低于 2018 年。调查结果未见明显下降趋势。

表 6.3-4 历次调查叶绿素 a 及初级生产力调查结果对比统计

调查时间		统计值	叶绿素 a(mg/m ³)			初级生产力 mgC/(m ² ·d)
			表层	10m	底层	
春季	████████	█	████████	████████	████████	████████
		████████	█	█	█	█
	████████	█	████████	████████	████████	████████
		████████	█	█	█	█
	████████	█	████████	████████	████████	████████
		████████	█	█	█	█
秋季	████████	█	████████	████████	████████	████████
		████████	█	█	█	█

调查时间	统计值	叶绿素 a(mg/m ³)			初级生产力 mgC/(m ² ·d)
		表层	10m	底层	
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

6.3.3.2 浮游植物

本项目所在海域的浮游植物历次调查结果对比分析统计结果见下表。

春季调查结果对比显示，2017 年调查浮游植物种类数、个体数量、多样性指数、均匀度、丰富度平均值最高，优势度平均值最低。秋季结果对比显示，2018 年个体数量、多样性指数、均匀度、丰度的平均值均高于 2015 年，优势度低于 2015 年。整体来看，浮游植物历次调查结果显示整体海域浮游植物群落结构稳定，秋季个体数量高于春季，季节因素是形成部分差异的主要原因。

表 6.3-5 历次调查浮游植物调查结果对比统计

调查时间	种类数	个体数量 (10 ⁴ 个/m ³)		多样性指数		均匀度		丰度		优势度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
春季	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
秋季	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

6.3.3.3 浮游动物

本项目所在海域的浮游动物历次调查结果对比分析统计结果见下表。

春季调查结果对比显示，2017 年调查浮游动物种类数、多样性指数、均匀度、丰富度平均值最高，优势度平均值最低；2010 年浮游动物生物量、生物密度和优势度最高。秋季调查结果显示，2018 年调查的生物量、生物密度、多样性指数、均匀度、丰富度均高于 2015 年，种类数、优势度低于 2015 年调查。总体而言，浮游动物历次调查结果显示整体海域浮游动物群落结构稳定，春季个体数量高于秋季，季节因素是形成部分差异的主要原因。

表 6.3-6 历次调查浮游动物调查数据对比统计

调查时间	种类数	生物量 (mg/m ³)		生物密度 (个/m ³)		多样性指数		均匀度		丰富度		优势度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
春季													
秋季													

6.3.3.4 底栖生物

本项目所在海域的底栖生物历次调查结果对比分析统计结果见下表。

春季调查结果对比显示，2017 年调查底栖生物种类数、生物密度、多样性指数、均匀度、丰富度最高，优势度最低；2013 年调查底栖生物生物量最高。秋季调查显示，2018 年的均匀度、丰富度、优势度高于 2015 年调查，其余均低于 2015 年调查。总的来看，底栖生物调查结果未见明显下降趋势。

表 6.3-7 历次调查底栖生物调查数据对比统计

调查时间	种类数	生物量 (g/m ²)		生物密度 (个/m ²)		多样性指数		均匀度		丰富度		优势度	
		范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值	范围	平均值
春季													
秋季													

6.3.3.5 生物质量

本项目所在海域的生物质量历次评价结果对比分析统计结果见下表。

除 2013 年 5 月采集到的虾虎鱼体内重金属铜含量超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的标准外，其它年份生物质量均符合相应的标准值，未出现超

标现象。总体而言，评价海域大多数的生物质量处于正常值范围内。

根据工程分析结果，结合海上石油开发工程特点，油田的开发及经营活动过程中不会产生和排放铜类污染物，因此，虾虎鱼体内铜超标与油田开发工程无必然联系。

表 6.3-8a 历次调查生物质量调查结果对比统计 (×10⁻⁶湿重, 春季)

调查时间	生物种类	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As	Hg	石油 烃
T		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
T		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
T		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■

调查时间	生物种类	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As	Hg	石油烃

表 6.3-8b 历次调查生物质量调查结果对比统计 (×10⁻⁶湿重, 秋季)

调查时间	生物种类	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As	Hg	石油烃
T									
T									

调查时间	生物种类	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As	Hg	石油烃
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■

调查时间	生物种类	Cu	Pb	Zn	Cd	Cr	As	Hg	石油烃
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■	■	■	■

注：鱼类、甲壳类生物质量标准参照《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》推荐的标准进行评价，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准值，贝类（双壳）生物采用《海洋生物质量》第一类标准值进行评价。
 由于双壳类软体动物以外的其他生物体中铬和砷无评价标准，因此不对双壳类以外的其他生物体中铬和砷进行评价。

6.3.4 环境影响回顾性分析结论

经 2010 年~2018 年共计 5 次在旅大 5-2 油田海域及周边海域的环境质量现状调查回顾分析，得出如下结论：

除少部分调查站位的海水水质化学需氧量 COD、活性磷酸盐、无机氮、总汞、铅、锌和硫化物和生物质量铜出现超标现象以外，本海域大部分调查站位的海水水质、沉积物和海洋生物质量处于稳定状态，均满足相应的标准限值。

调查海域各期调查中海洋生物的生物量、生物密度、种类数、优势种有一定变化，但与油田开发工程无必然的相关性，项目周边海洋生态基本处于正常范围内。

旅大 5-2 北油田投产后含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台处理达标后，正常生产情况下含油生产水全部回注地层，对本油田海域的海水水质、沉积物和海洋生物质量不会造成较大影响，但建设单位应加强环境管理与监测，并做好环境风险防范措施和应急预案，防止溢油事故对海洋环境的影响和破坏。

7 环境影响预测与评价

7.1 水文动力环境影响分析与评价

7.1.1 海流模型

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

7.1.1.1 流体动力学基本方程组

本文采用三维水动力学模型进行数值模拟，垂向采用 sigma 坐标，基本控制方程为：

$$\begin{aligned} & \frac{\partial hu}{\partial t} + \frac{\partial hu^2}{\partial x'} + \frac{\partial hvu}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega u}{\partial \sigma} \\ & = fvh - gh \frac{\partial \eta}{\partial x'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial x'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) \\ & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right) \\ & \frac{\partial hv}{\partial t} + \frac{\partial huv}{\partial x'} + \frac{\partial hv^2}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega v}{\partial \sigma} \\ & = -fuh - gh \frac{\partial \eta}{\partial y'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial y'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) \\ & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) \end{aligned}$$

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

式中：t 为时间（s）；g 为重力加速度（m/s²）；ρ 为海水密度（kg/m³）；x、y、z 为直角坐标系坐标；η 为潮位（m）；h=η+d，为总水深（m），d 为海平面水深；u、v、w 为 x、y、z 向流速矢量；f = 2ΩsinΦ 为科氏力参数；s_{xx}、s_{xy} 为辐射应力张量分量；P_a 为大气压强；ρ₀ 为水的参考密度；S 为点源排放流量，u_s、v_s 为排放速度。

7.1.1.2 边界条件

海面边界条件：

$$\omega = 0$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma}\right) = \frac{h}{\rho_0 v_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

海底边界条件:

$$\omega = 0$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma}\right) = \frac{h}{\rho_0 v_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

τ_{bx}, τ_{by} 分别为 x、y 方向的底摩擦应力, 单位: kg/m/s^3 ; 其他参数同控制方程。

固体侧边界条件:

$$v_n = 0$$

开边界条件:

开边界强迫水位采用全球模型调和求得开边界的 M_2 、 S_2 、 O_1 、 K_1 、 M_4 和 M_{S4} 六个分潮调和常数值输入计算得到。

开边界强迫水位计算公式:

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

这里, f_i 、 σ_i 是第 i 个分潮的交点因子和角速度; H_i 和 G_i 是调和常数, 分别为分潮的振幅和迟角; $V_{oi}+V_i$ 是分潮的幅角。

7.1.1.3 模型参数

(1) 时间步长

在模型计算中, 时间步长分为总时间步长和内部计算时间步长, 其中总时间步长决定了结果输出的形式, 同时在每个总时间步长点都对应着一个内部时间步长点, 为满足计算稳定的要求, 在总时间步长之间还会动态插入内部时间步长。

在该模型中最小时间步长取 0.01s, 最大时间步长 30s。

(2) 底摩擦应力

底摩擦应力采用二次非线性公式:

$$(\tau_{bx}, \tau_{by}) = C_d \rho_w \sqrt{u^2 + v^2} (u, v)$$

式中: τ_{bx}, τ_{by} 分别为 x 、 y 方向的底摩擦应力 (kg/m^3) ; ρ_w 是海水密度 (kg/m^3) ; u 、 v 分别为 x 、 y 方向的底层流速 (m/s) ; C_d 为底摩擦拖曳系数, 采用对数法则计算:

$$C_d = \max\left(\frac{\kappa^2}{[\ln(z_{ab}/z_0)]^2}, C_{dmin}\right)$$

式中: $\kappa = 0.41$ 是 Karman 常数, $z_0 = 0.003\text{m}$ 是海底粗糙度; z_{ab} 是离海底最近网格与海底的距离 (m) ; C_{dmin} 为底摩擦拖曳系数最小值。本报告参考研究文献, C_d 取为 0.0012。

(3) 涡动粘滞系数

水平涡粘系数采用考虑亚尺度网格效应的 Smagorinsky (1963) 公式计算, 如下:

$$A = c_s^2 l^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$$

式中: c_s 为常数, 取 0.1; l 为特征混合长度, 由 $S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right)$, ($i, j=1, 2$) 计算得到。

垂向涡粘系数采用 $k - \varepsilon$ 方程:

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

其中, k 为湍动能, ε 为湍动能耗散, c_μ 为经验常数, 取 0.09。

7.1.1.4 计算海域及网格设置

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

本项目所建立的海域数学模型计算域为辽东湾, 模拟采用非结构三角网格, 由 9814 个节点和 19458 个三角单元组成。为了能清楚了解本工程附近海域的潮流状况, 保证后续污染物浓度分布的计算精度, 将本工程附近海域进行局部加密, 最小空间步长约为 30m。垂向采用 sigma 分层, 平均分为 3 层。网格及水深分布见图 7.1-1。

图 7.1-1a 大海域网格设置及水深地形

图 7.1-1b 工程附近区域网格设置

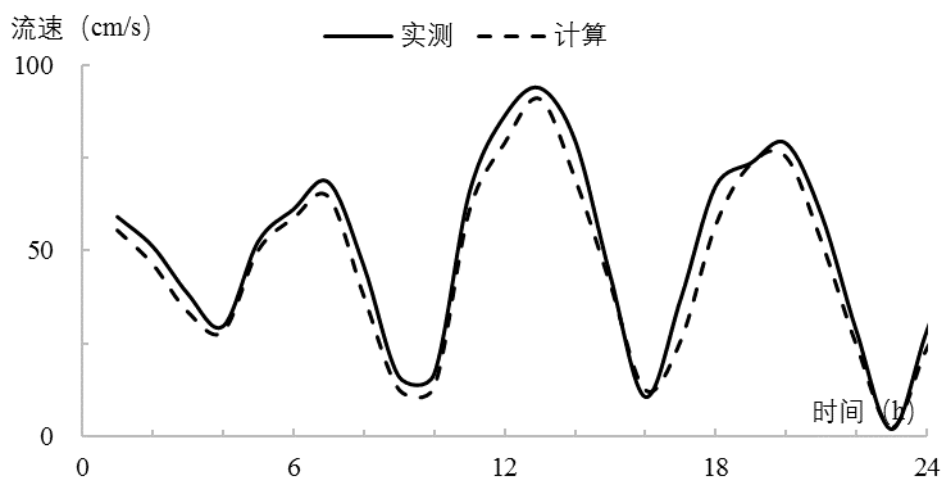
7.1.2 潮流及潮位的验证

在计算海域中，引用青岛环海海洋工程勘察研究院于 2015 年 11 月 28 日~11 月 29 日的潮流潮位实测资料与数值计算结果进行验证。各监测点坐标如表 7.1-1 所示，点位布设如图 7.1-2 所示，图 7.1-3~7.1-8 分别为各站位潮流、潮位验证曲线。

表 7.1-1 验证点坐标位置

站位号	坐标		验证项目
	北纬	东经	
H1	██████████	██████████	潮流、潮位
H5	██████████	██████████	潮流、潮位
H8	██████████	██████████	潮流
H25	██████████	██████████	潮流

图 7.1-2 潮流、潮位验证点位图



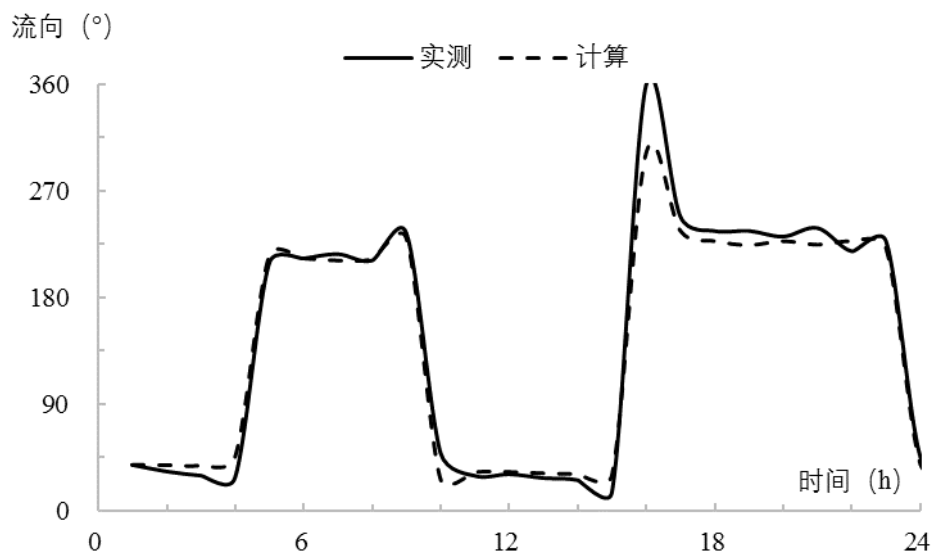


图 7.1-3a H1 站位潮流验证曲线 (表层)

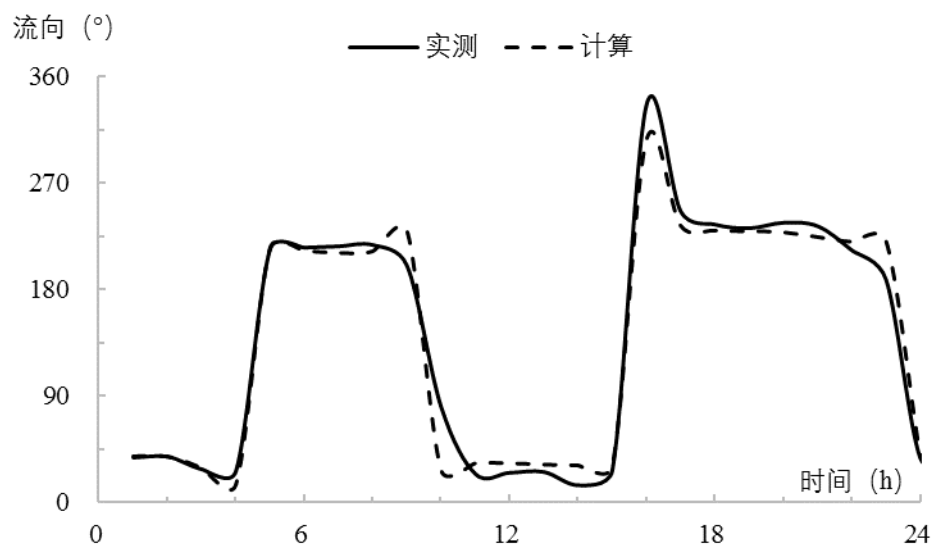
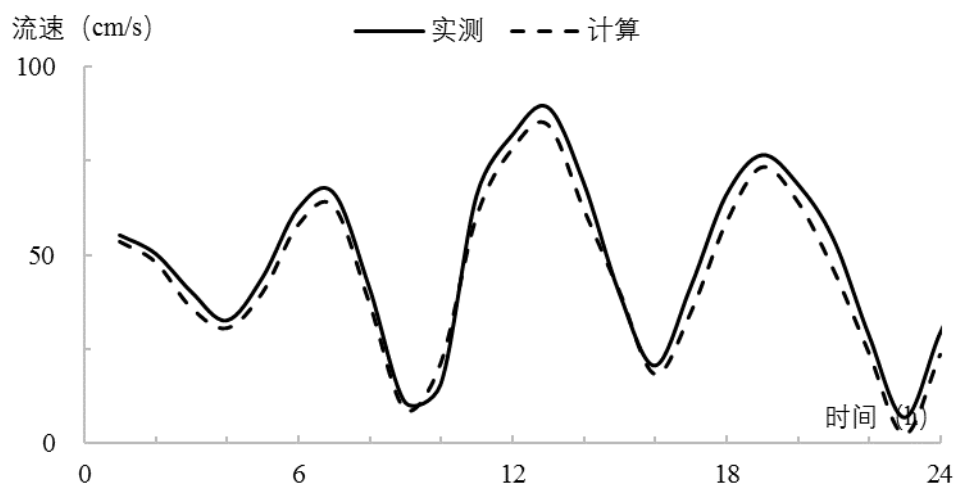


图 7.1-3b H1 站位潮流验证曲线 (中层)

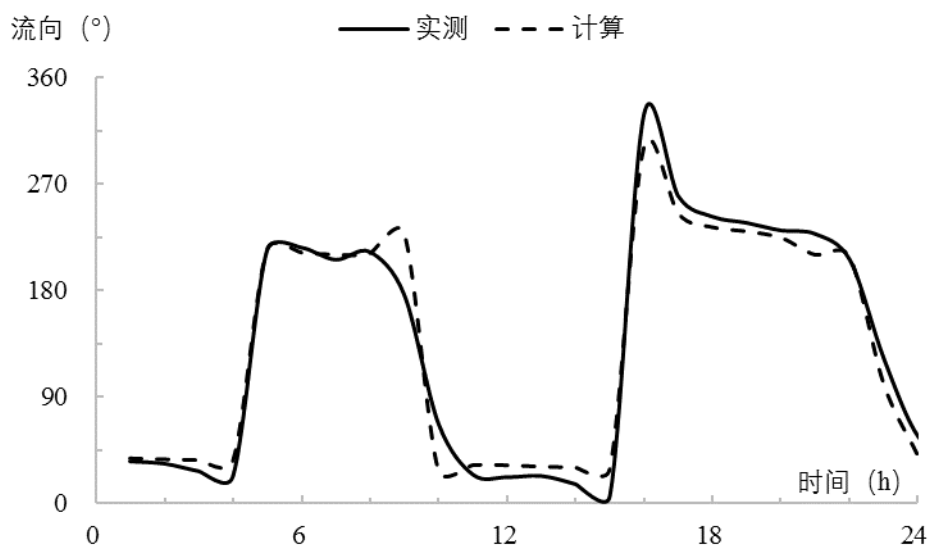
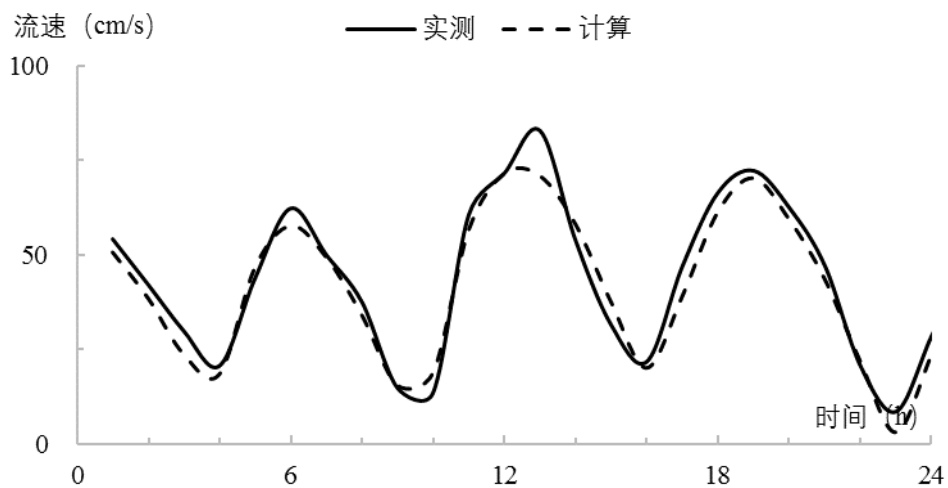
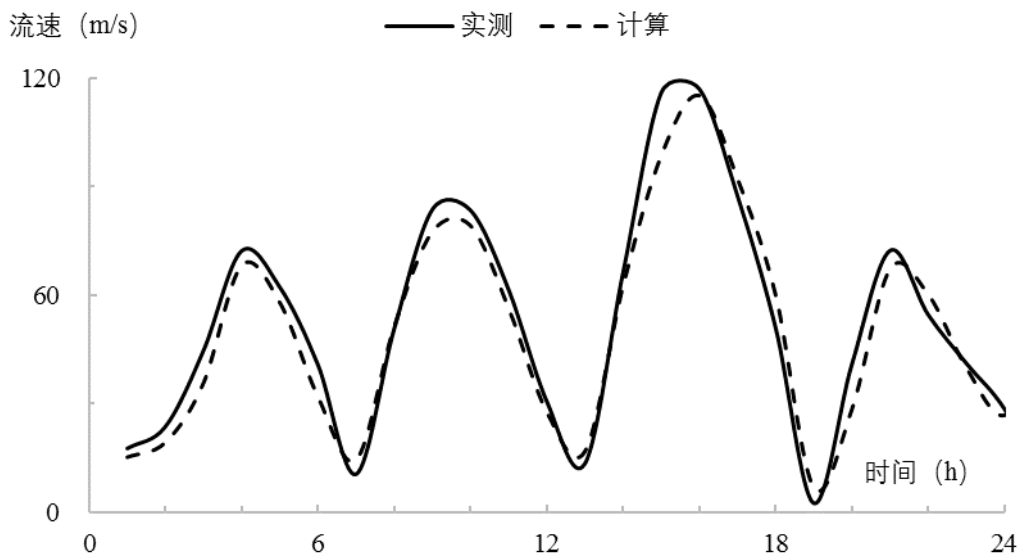


图 7.1-3c H1 站位潮流验证曲线 (底层)



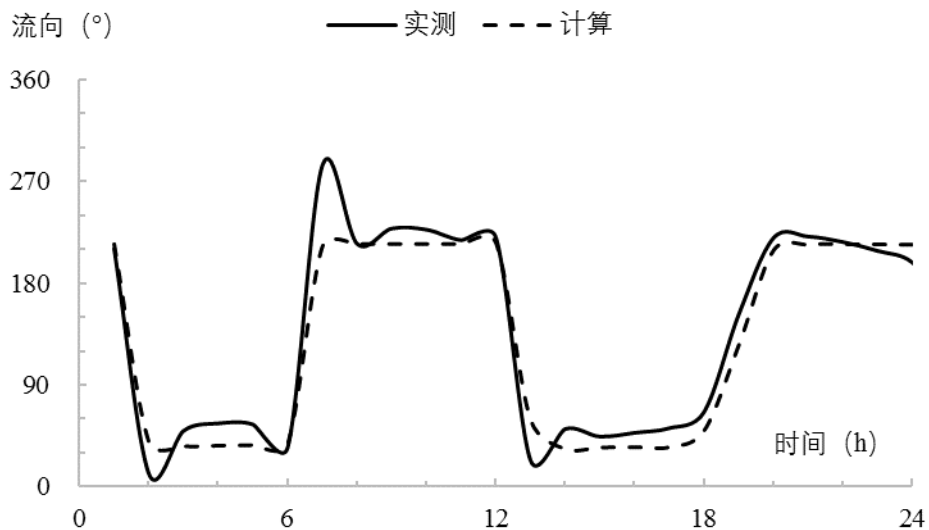


图 7.1-4a H5 站位潮流验证曲线 (表层)

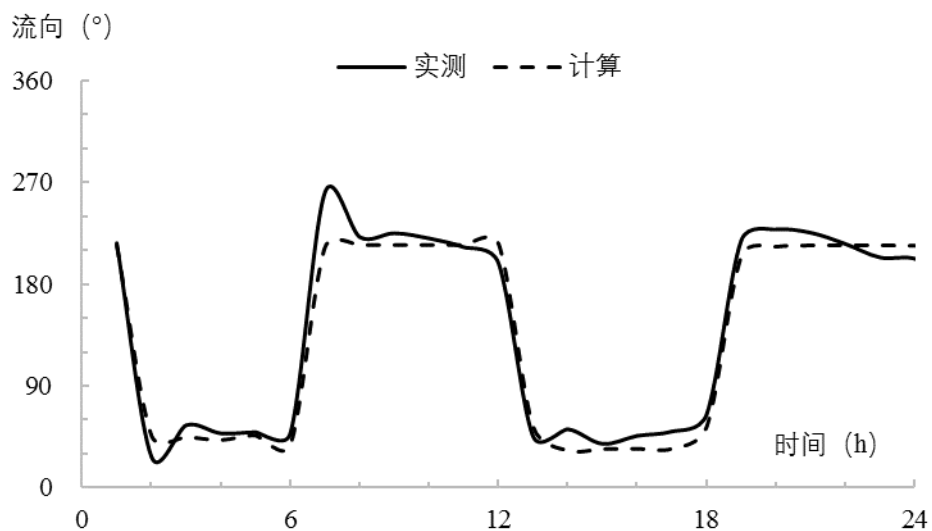
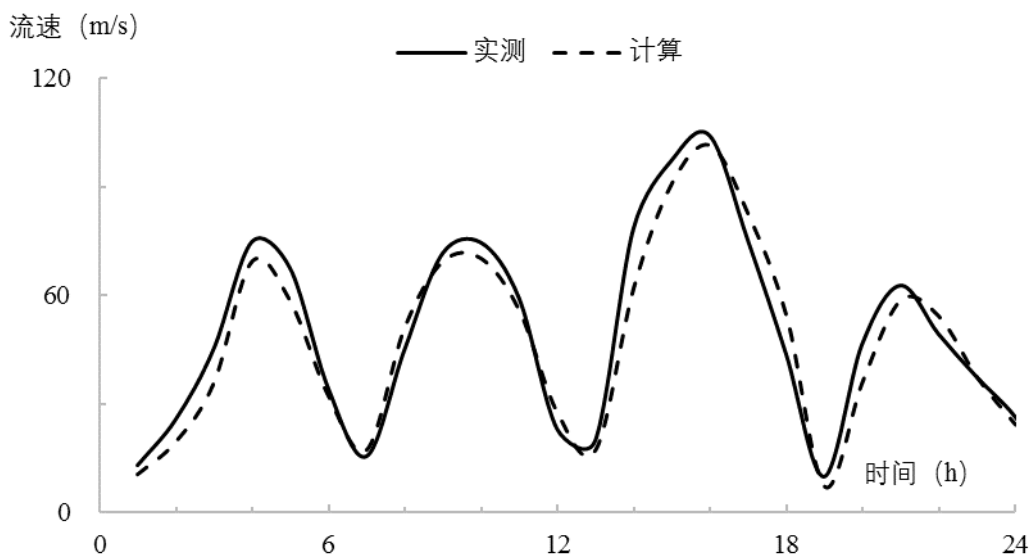


图 7.1-4b H5 站位潮流验证曲线 (中层)

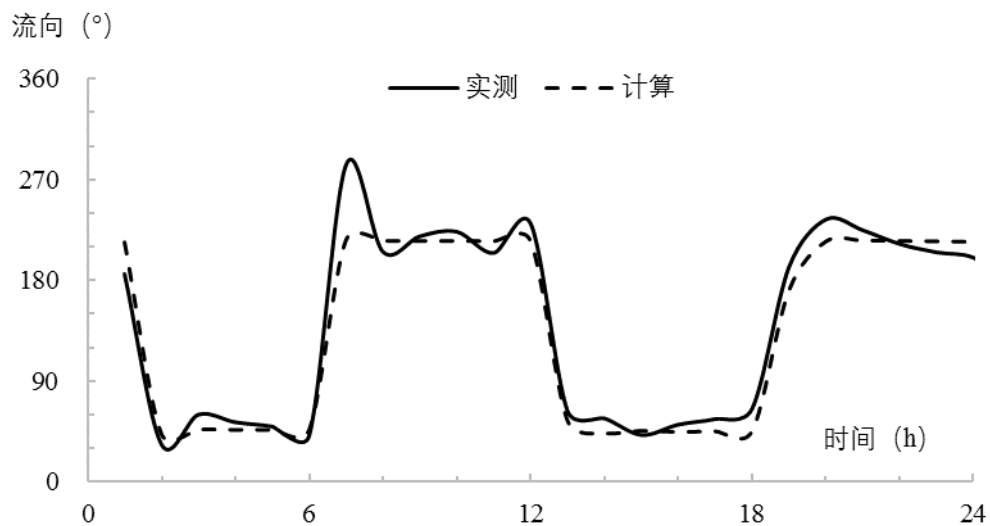
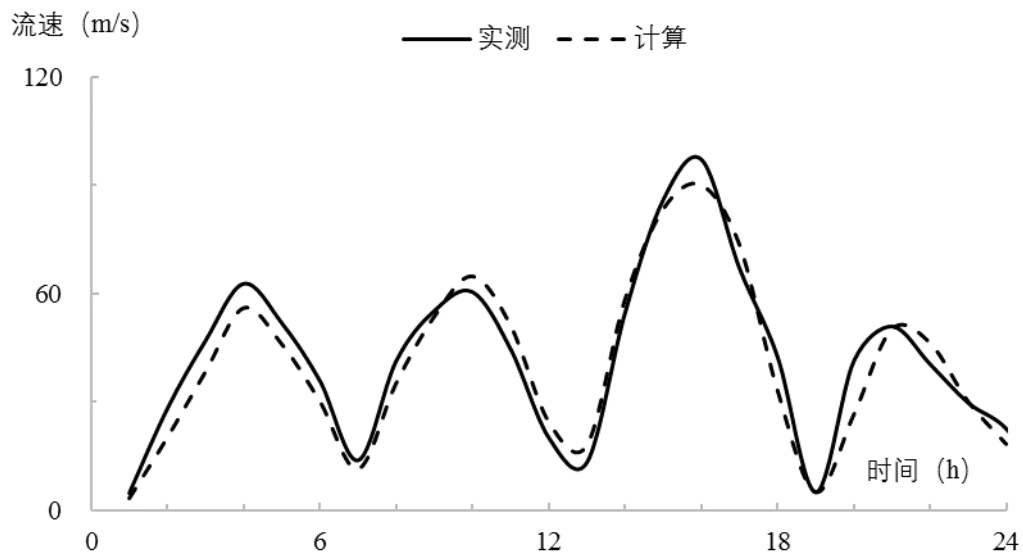
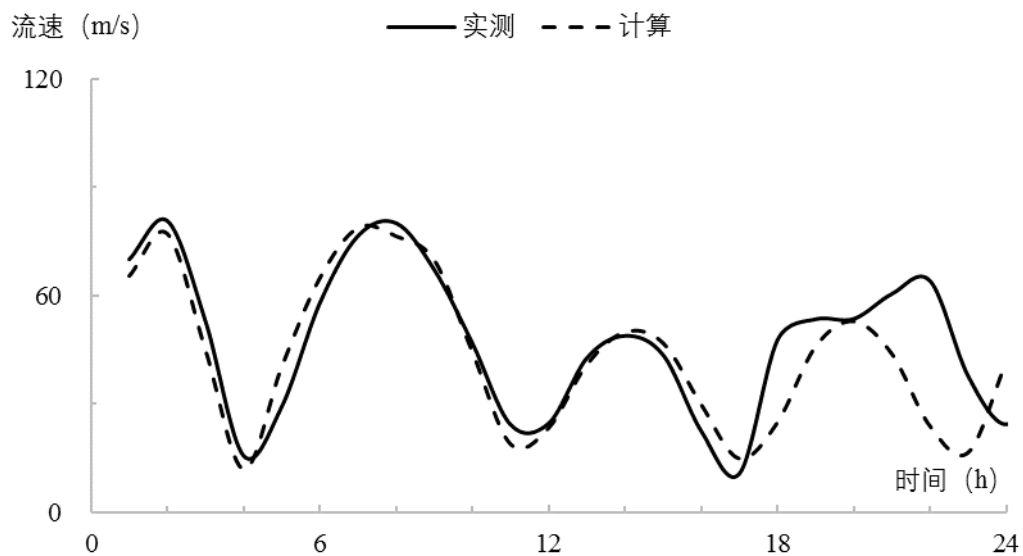


图 7.1-4c H5 站位潮流验证曲线 (底层)



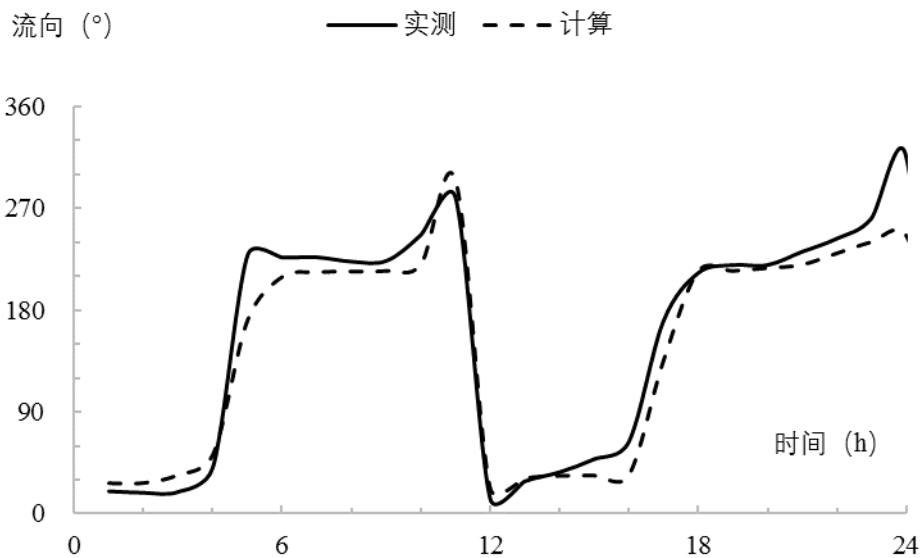


图 7.1-5a H8 站位潮流验证曲线 (表层)

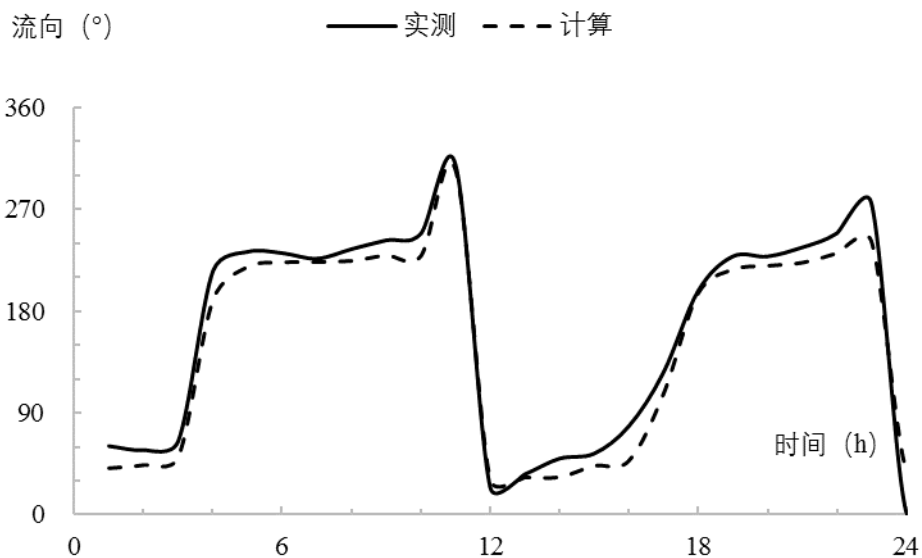
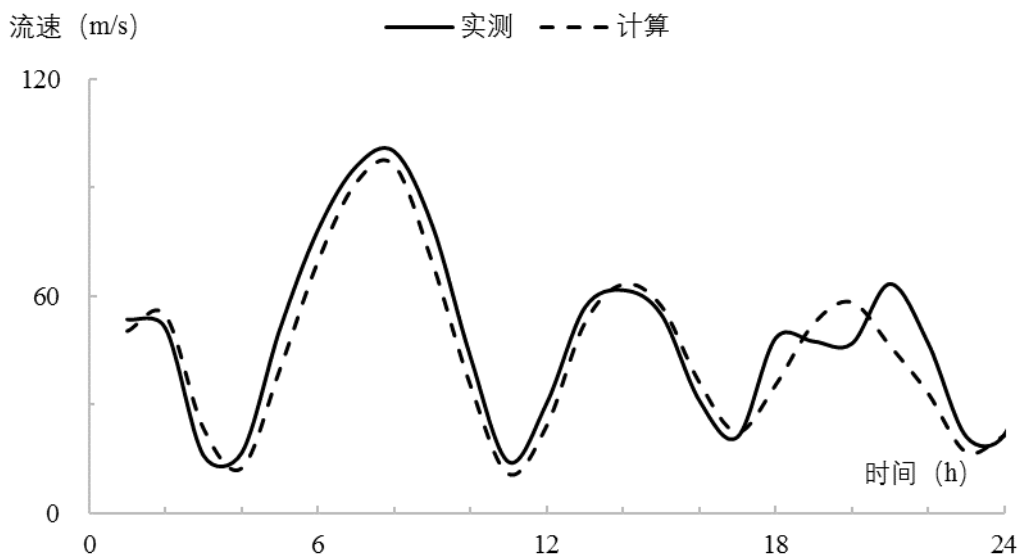


图 7.1-5b H8 站位潮流验证曲线 (中层)

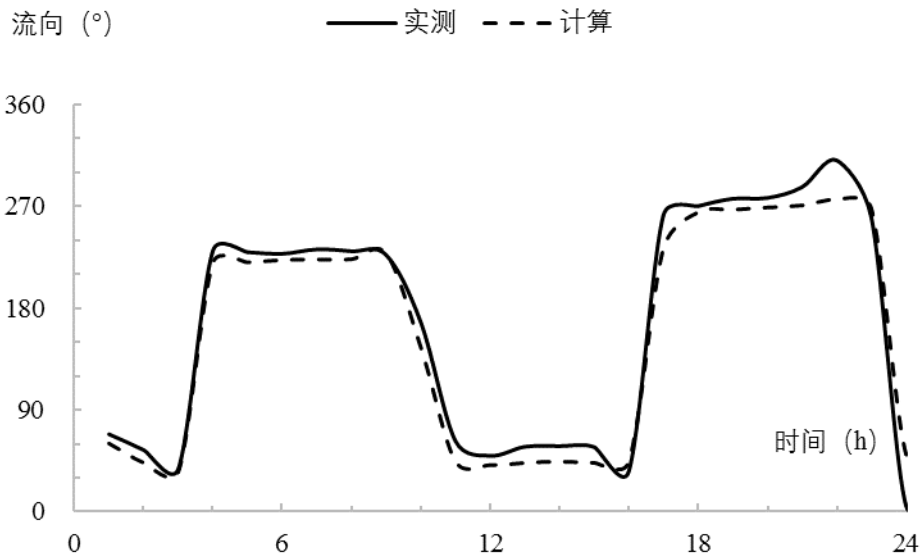
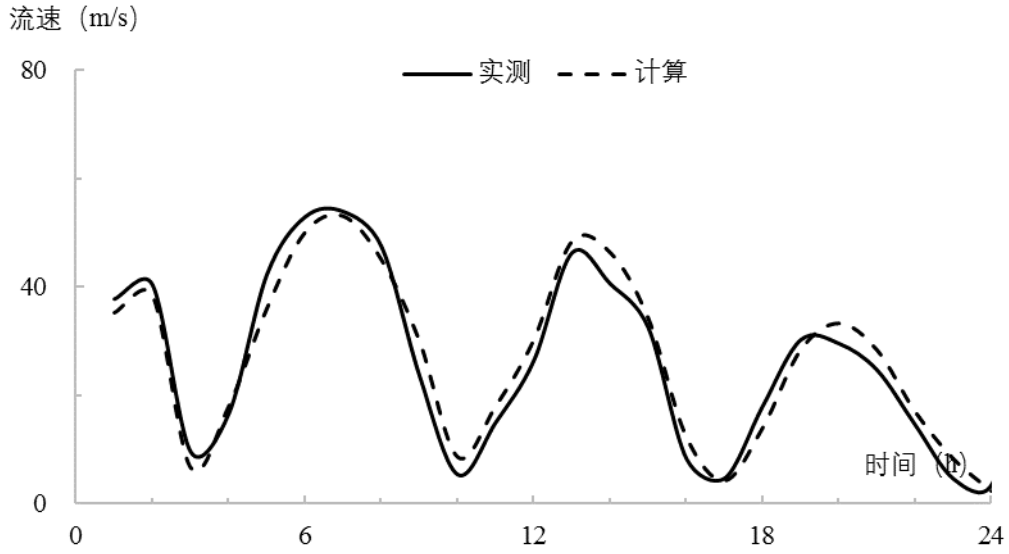
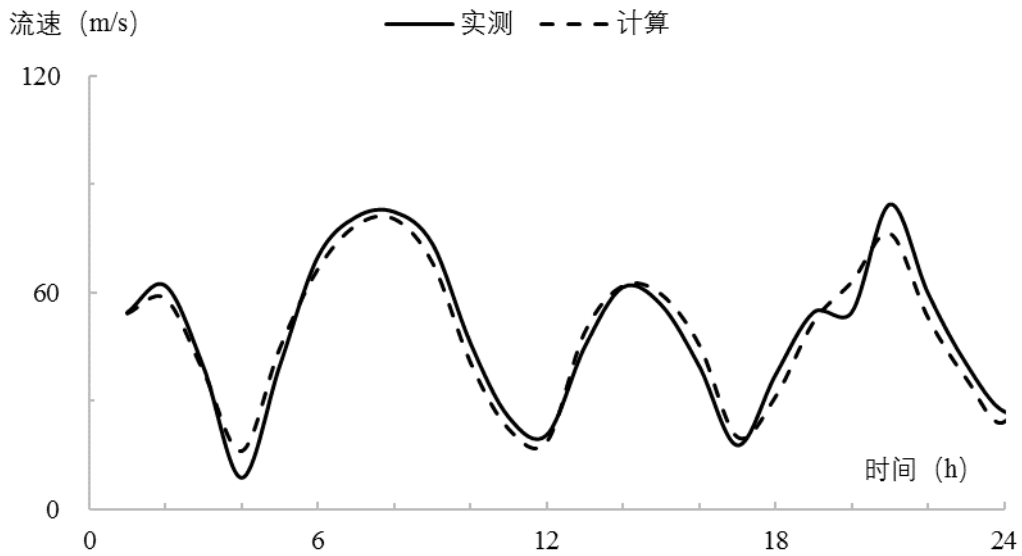


图 7.1-5c H8 站位潮流验证曲线 (底层)



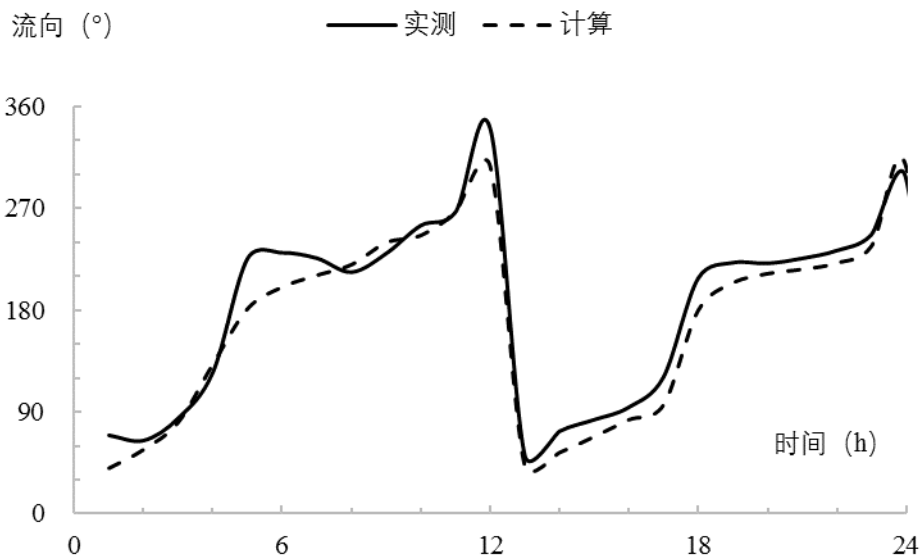


图 7.1-6a H25 站位潮流验证曲线 (表层)

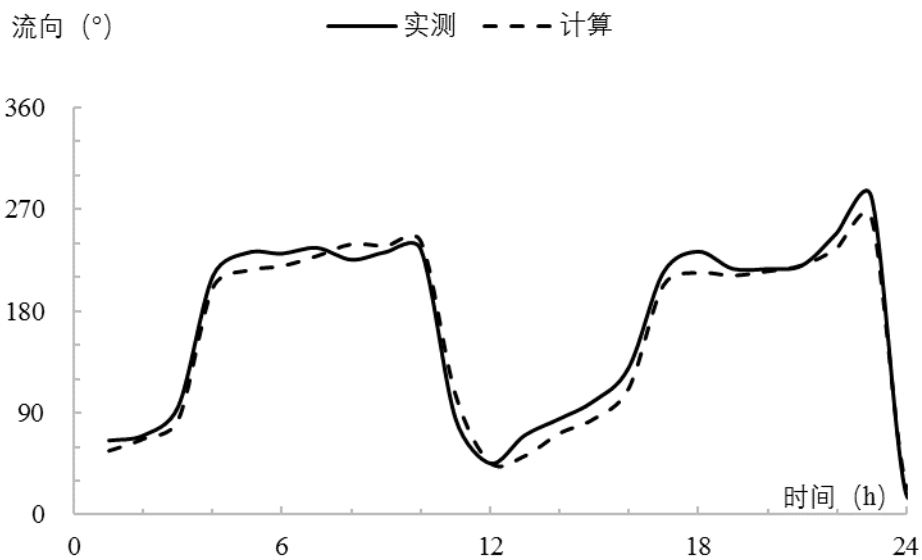
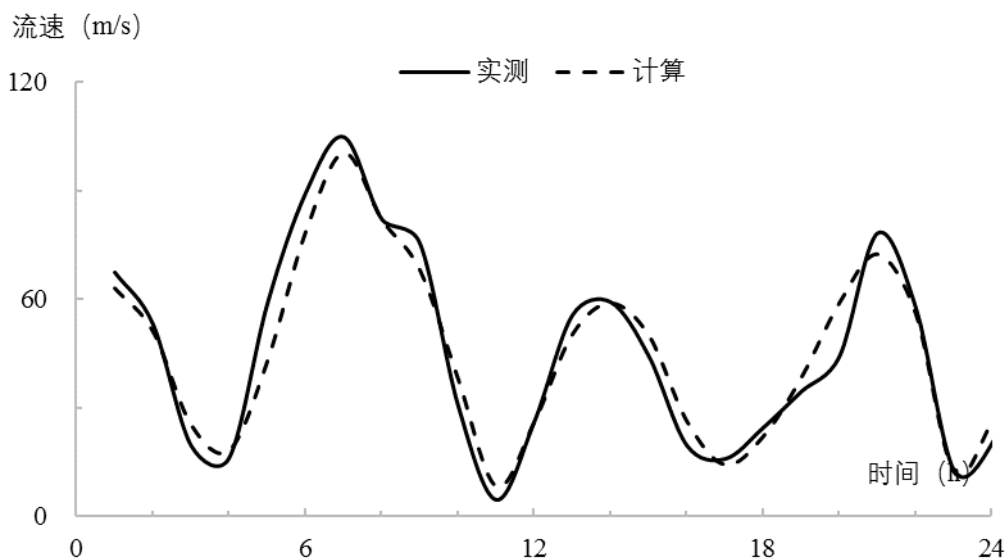


图 7.1-6b H25 站位潮流验证曲线 (中层)

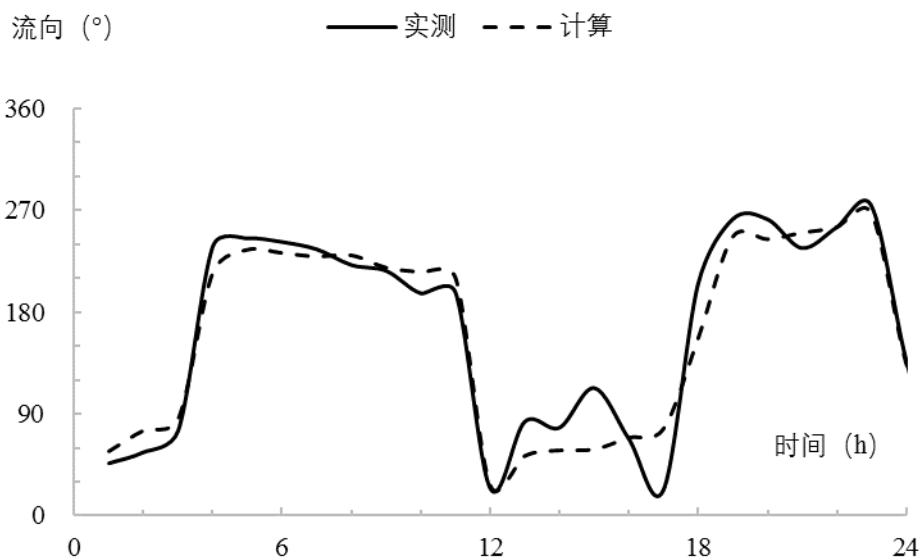
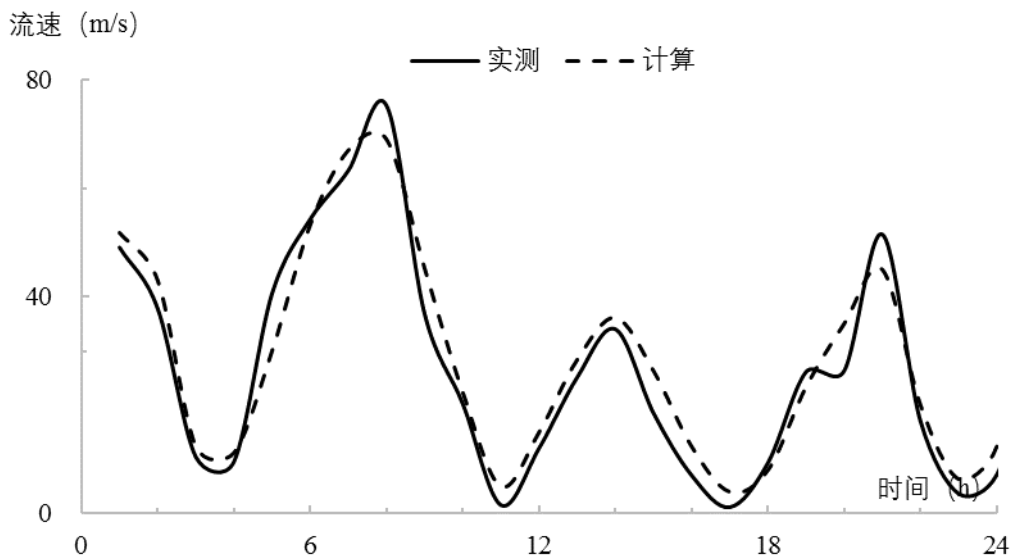


图 7.1-6c H25 站位潮流验证曲线 (底层)

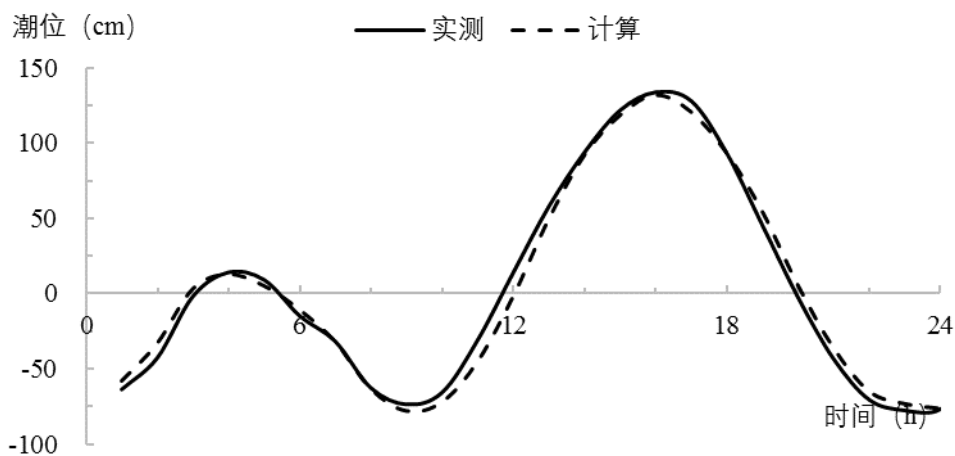


图 7.1-7 H1 站位潮位验证曲线

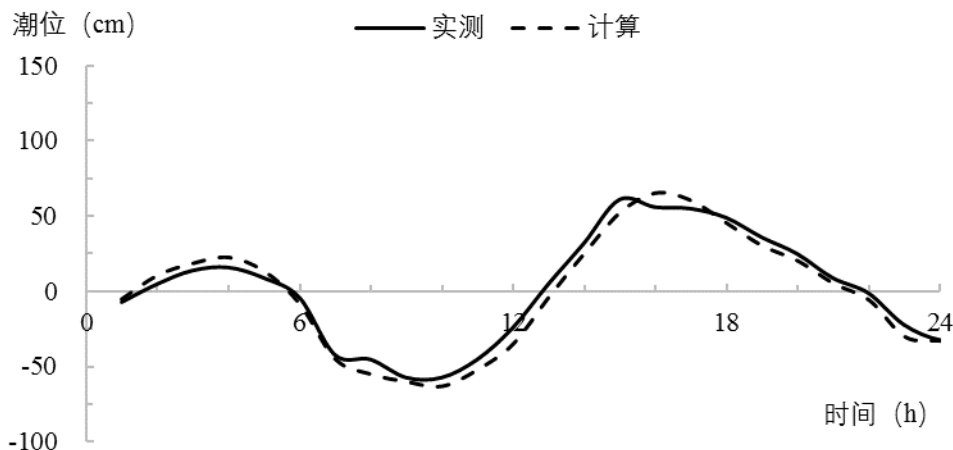


图 7.1-8 H5 站位潮位验证曲线

由验证曲线可以看出，计算海流流速和实测海流流速变化趋势大体一致，流向模拟值与实测值符合程度较好，个别时段有偏差。总体而言，除个别站位外，潮流潮位模拟验证计算结果较好，误差值基本满足《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）的要求（潮流过程线形态基本一致，流速误差 $\pm 10\%$ ，流向 $\pm 10^\circ$ ，潮位 $\pm 10\text{cm}$ ），因此计算结果基本能够反映工程附近海域的潮流运动特征，可以为污染物扩散提供背景场。

7.1.3 潮流计算结果

辽东湾潮流结构在垂向上基本一致，速度自表至底减小，因此为节省篇幅，本报告仅给出大潮时表层的潮流场。图 7.1-9 至图 7.1-10 分别为大潮时涨潮中间时和落潮中间时的辽东湾表层的潮流场，图 7.1-11 至图 7.1-12 为大潮时涨潮中间时和落潮中间时的工程附近海域表层的潮流场。由图可以看出，项目附近海域基本为往复流，大潮时，涨潮中间时，项目附近多数区域的潮流基本是 SSW-NNE 流向，最大流速约为 90cm/s ；落潮中间时，项目附近多数区域的潮流基本是 NNE-SSW 流向，最大流速约为 70cm/s 。

图 7.1-9 辽东湾涨潮中间时潮流场（大潮时，表层）

图 7.1-10 辽东湾落潮中间时潮流场（大潮时，表层）

图 7.1-11 工程附近海域涨潮中间时潮流场（大潮时，表层）

图 7.1-12 工程附近海域落潮中间时潮流场（大潮时，表层）

7.1.4 工程对流场的影响分析

拟建工程包括钻井完井、海底管道的铺设。由于平台为透水式结构，井口平台等对周边的水动力环境影响很小；海底管道埋于海底以下 1.5m，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价

本工程海域海底是粉质粘土特征，海底平坦，广阔，多年变化不大。自海岸向海渐深，水深变化缓慢。平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管道埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

7.3 水质环境影响预测分析与评价

本报告采取数值预测的方式，计算分析工程施工期和运行期的污染物排放对海洋环境的影响。

7.3.1 悬浮物运动方程

悬浮物质为颗粒态，它随着海水运动的同时，将在海水中沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。

施工掀扬起的海底悬浮泥沙，悬浮物输移—扩散过程由以下方程表示：

$$\frac{\partial S}{\partial t} + u \frac{\partial S}{\partial x} + v \frac{\partial S}{\partial y} + w_f \frac{\partial S}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \frac{\partial S}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \frac{\partial S}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_z \frac{\partial S}{\partial z} \right) + S_m$$

其中：S 水体悬沙含量，S_m 为悬浮沙源项，D_x、D_y、D_z 分别为 x、y、z 向紊动扩散系数；w_f 为 z 向有效流速，w_f=w-ω，ω 为悬浮泥沙静水中沉速。

$$\text{岸界边界条件: } \frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

侧开边界的边界条件：

$$\text{入流时 } C|_{\Gamma} = p_0 ;$$

Γ 为水边界，P₀ 为边界上浓度，悬浮泥沙仅考虑增量，不考虑本底值，取 P₀=0。

$$\text{出流时 } \frac{\partial C}{\partial t} + U_n \frac{\partial C}{\partial n} = 0 \quad U_n \text{ 为边界法向流速;}$$

泥沙沉速 ω 采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算,

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

其中, v 为水运动粘滞系数, 取值 $0.0000011 \text{cm}^2/\text{s}$; D 为悬浮泥沙中值粒径 (mm); α 为重率系数, 取 0.7。

初始条件:

模拟施工期本底值均置为 0, 仅考虑悬沙增量。

7.3.2 施工期管道/光缆施工悬浮泥沙扩散预测

7.3.2.1 管道/光缆施工预测源强及参数

本工程拟建 2 条海底管道, 1 条海底电缆: LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输海管、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 海底复合电缆, 长度均为 3.9km。

LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输海管、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管挖沟速率为 1000m/d。SZ36-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 海底复合电缆挖沟速率为 2000m/d。该海区泥沙有效容重约为 $969 \text{kg}/\text{m}^3$ (选取《旅大 5-2 北油田开发项目工程地质调查报告书》中各采样点有效容重最大值)。此外, 本项目起沙率按 15% 计算。根据以下悬浮沙计算公式:

$$\text{挖沟深度 (m)} = 1.5 \text{m} + \text{海管外管径 (in)} \times 0.0254;$$

$$\text{挖沟截面积} = (\text{上底} + \text{下底}) / 2 \times \text{挖沟深度};$$

$$\text{每天搅动海底泥沙量} = \text{挖沟截面积}(\text{m}^2) \times \text{每天挖沟长度 (m)};$$

$$\text{搅动海底泥沙总量} = \text{挖沟截面积}(\text{m}^2) \times \text{海管长度 (m)};$$

$$\text{悬浮沙源强} = \text{每天搅动海底泥沙量 (m}^3) \times \text{泥沙有效容重 (969kg/m}^3) \times \text{起沙率 (15\%)} / 86400(\text{s}).$$

根据计算, 海底输油、输气管道、海底电缆铺设过程中产生的悬浮泥沙源强见表 7.3-1。

表 7.3-1 悬浮沙污染源强一览表

管线	长度 (km)	产生量 (m ³)	排放速率 (kg/s)
----	---------	-----------------------	-------------

LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道	3.9	11152.44	4.81
SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管	3.9	9369.36	4.04
SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆	3.9	6246.24	5.39

7.3.2.2 管道/光缆施工预测结果

LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管、SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆位置相近，源强相近，因此本报告选取悬浮沙源强最大的 SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆进行预测，混输管道与输气管道与之类比。悬浮沙浓度预测时将管道两端点作为控制点，将每个控制点作为悬浮沙排放位置，排放时长按一个潮周期计算，分别计算大潮、小潮时的悬浮沙扩散范围并叠加，各排放点超海水水质标准的外包络线连线所围成范围即为管道施工过程中悬浮沙超海水水质标准的总包络范围。SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆悬浮沙超标总包络图见图 7.3-1。图中等值线由外向内所代表的浓度依次是 10mg/L、20mg/L、50mg/L、100mg/L、150mg/L。

SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆作业期间悬浮沙超标包络线面积、离管道最远距离见表 7.3-2。表 7.3-3 给出了施工期间悬浮沙超标倍数 $Bi \leq 1$ 、 $1 < Bi \leq 4$ 、 $4 < Bi \leq 9$ 、 $9 < Bi$ 的包络线面积。

由计算知，由于本项目区域水深较深，光缆施工期间表层无超海水水质标准区域。SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆中层超悬浮物一（二）类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 10\text{mg/l}$ ，下同）的总包络面积为 2.42km^2 ；无超三类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 100\text{mg/l}$ ，下同）、超四类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 150\text{mg/l}$ ，下同）水质；底层超悬浮物一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 4.87km^2 ；超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.29km^2 ；超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.16km^2 ；超一（二）类海水水质标准的范围距管道的最大距离为 0.58 km。

表 7.3-2 管道和海底电缆施工期间悬浮沙预测结果 (km^2)

管道		超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类离管道最远距离 (km)	恢复一类水质时间 (h)
SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆	表层	0	0	0	0.58	6
	中层	2.42	0	0		
	底层	4.87	0.29	0.16		
LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道	表层	0	0	0	0.58	6
	中层	2.42	0	0		
	底层	4.87	0.29	0.16		

SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管	表层	0	0	0	0.58	6
	中层	2.42	0	0		
	底层	4.87	0.29	0.16		

表 7.3-3 不同超标倍数 Bi 的包络面积 (km²)

		Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆	表层	0	0	0	0
	中层	2.15	0.27	0	0
	底层	2.55	1.52	0.51	0.29
LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道	表层	0	0	0	0
	中层	2.15	0.27	0	0
	底层	2.55	1.52	0.51	0.29
SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管	表层	0	0	0	0
	中层	2.15	0.27	0	0
	底层	2.55	1.52	0.51	0.29

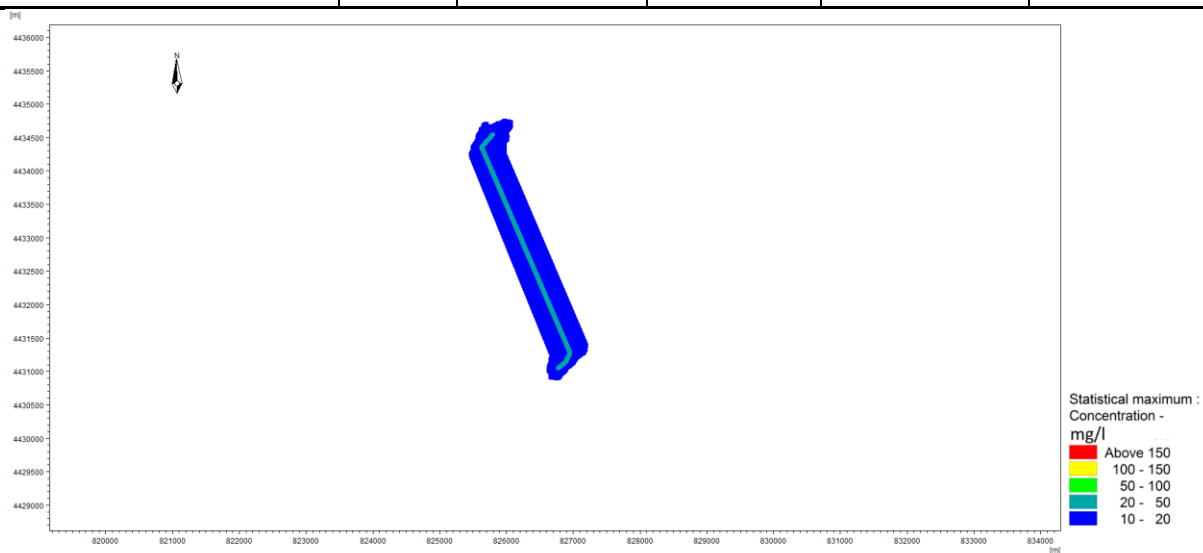


图 7.3-1 SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆悬浮沙超标总包络范围 (中层)

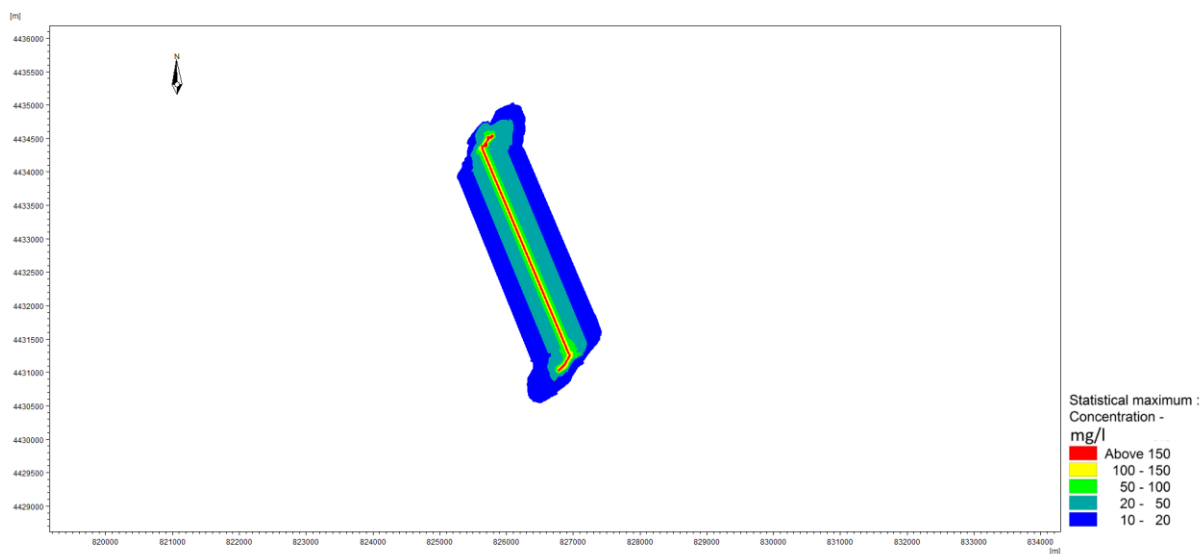


图 7.3-2 SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆悬浮沙超标总包络范围 (底层)

7.3.3 钻井期非油层段钻井液扩散预测

7.3.3.1 非油层段钻井液预测源强及参数

根据工程施工方案，本项目非油层段钻井液排放位置为 LD5-2 N WHPA 平台，非油层段钻井液在钻井过程中循环使用，钻完井结束后一次性排放，排放速率为 30m³/h，钻井液密度取 1.1g/cm³，经估算，非油层段钻井液排放源强为 9.17kg/s。本工程非油层段钻井液排放量见表 7.3-4。

表 7.3-4 本工程非油层段钻井液排放量

钻井液		非油层段 钻井液 (m ³)	排放次 数	一次性排放 (m ³)	排放速率 (m ³ /h)	排放时长 (h)
第一批	12 口井	750	3	250	30	8.3
第二批	16 口井	1000	4	250		8.3
第三批	8 口井	500	2	250		8.3

7.3.3.2 非油层段钻井液排放预测结果

本报告分别计算了大潮、小潮涨潮中间时、高潮时、落潮中间时、低潮时开始排放非油层段钻井液的扩散范围，将各潮时超海水水质标准的扩散范围进行叠加，从而求得超海水水质标准的总包络范围，统计相应超标面积。

根据计算，非油层段钻井液对海洋环境的影响主要在表层，中层和底层无超标水域。非油层段钻井液浓度增量总包络线见图 7.3-3，总包络线结果见表 7.3-5，不同超标倍数的总包络面积见表 7.3-6。

由表可知，各批次非油层段钻井液排放表层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积均为 0.49km²，超三类海水水质标准的总包络线面积均为 0.03km²，超四类海水水质标准的总包络线面积均为 0.005km²。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.57km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 6h。

表 7.3-5 各批次非油层段钻井液排放预测结果 (km²)

	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距 离 (km)
表层	0.49	0.03	0.005	0.57
中层	0	0	0	
底层	0	0	0	

表 7.3-6 各批次非油层段钻井液排放不同超标倍数总包络面积(km²)

	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层	0.31	0.11	0.04	0.03
中层	0	0	0	0
底层	0	0	0	0

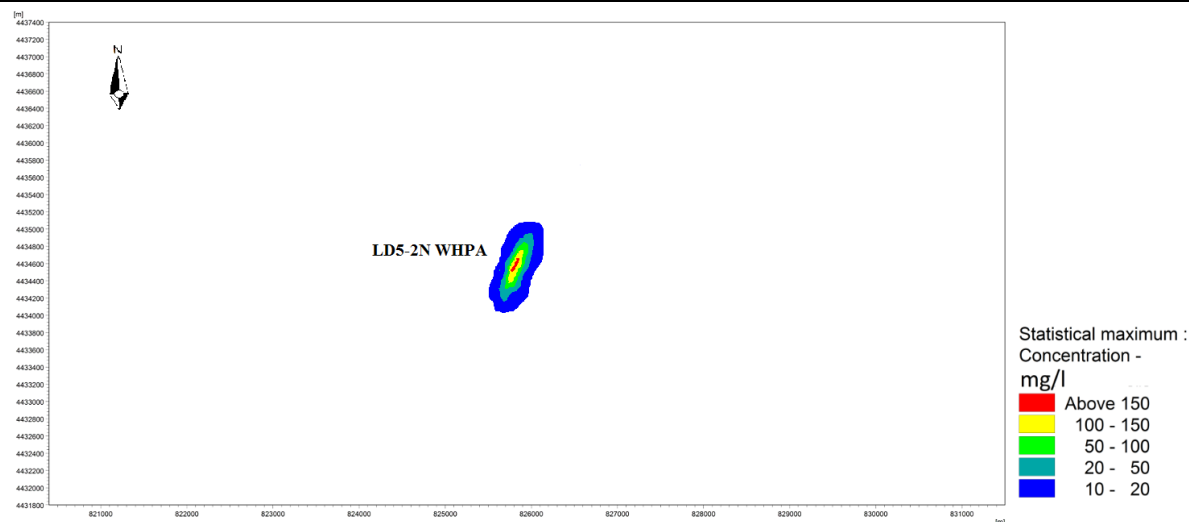


图 7.3-3 非油层段钻井液浓度增量包络线（表层）

7.3.4 钻井期非油层段钻屑扩散预测

7.3.4.1 非油层段钻屑预测源强及参数

根据施工方案，本项目非油层段钻屑排放位置为 LD5-2 N WHPA 平台，各批次非油层段钻屑排放量见表 7.3-7。为计算最不利影响，本报告取非油层段钻屑排放速率最大约为 30m³/d 进行预测。钻屑密度按 2.5g/cm³ 计，经估算，钻屑排放源强为 0.84kg/s。

表 7.3-7 非油层段钻屑源强核算结果表

钻井批次	井数（口）	油层段钻屑（m ³ ）	非油层段钻屑（m ³ ）	合计（m ³ ）	钻井时间（d）	非油层段钻屑排放速率（m ³ /d）
第一批	12	■	■	■	■	■
第二批	16	■	■	■	■	■
第三批	8	■	■	■	■	■

表 7.3-8 钻井岩屑粒级配比

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5%	25%	30%	20%	15%	5%

7.3.4.2 非油层段钻屑排放的预测结果

由于各批次并非油层段钻屑排放时间较长，海水中非油层段钻屑沉降已趋于平衡，各批次排放非油层段钻屑的影响范围基本一致，因此本报告按第二批非油层段钻屑排放

速率 30m³/d、连续排放 15d 计算非油层段钻屑排放的影响范围。第三批非油层段钻屑影响范围与之类比。

根据计算，非油层段钻屑对海洋环境的影响主要在表层，中层和底层无超海水水质标准水域。计算结果见表 7.3-9，不同超标倍数的包络面积见表 7.3-10，非油层段钻屑浓度增量包络见图 7.3-6。

由计算结果可知，各批次非油层段钻屑表层超悬浮物一（二）类海水水质标准的包络面积均为 0.049km²，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.22km，覆盖 2cm 厚度区域的面积为 0.01km²，停止排放后 3h 整个海域可恢复到一类水质。

表 7.3-9 各批次非油层段钻屑预测结果 (km²)

	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离 (km)	覆盖 2cm 厚度的面积
表层	0.049	0	0	0.22	0.01
中层	0	0	0		
底层	0	0	0		

表 7.3-10 各批次非油层段钻屑不同超标倍数 Bi 总包络面积 (km²)

	Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
表层	0.029	0.017	0.003	0
中层	0	0	0	0
底层	0	0	0	0

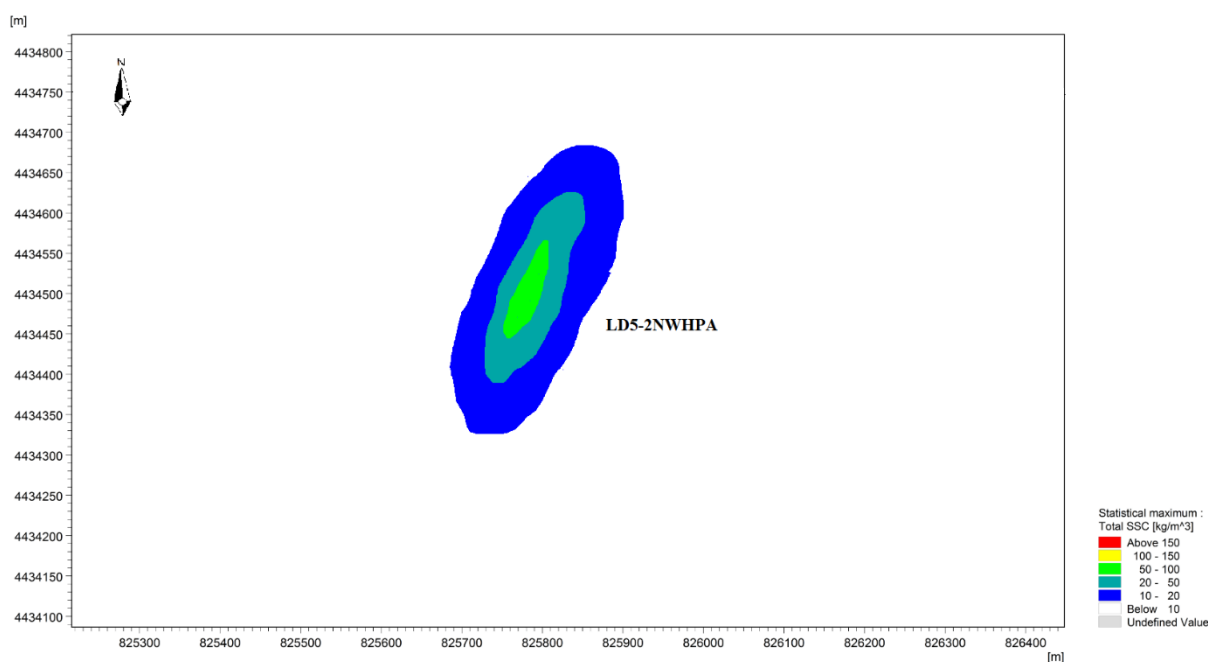


图 7.3-6 非油层段钻屑浓度增量包络线（表层）

7.3.5 运营期生活污水 COD 浓度预测

7.3.5.1 COD 浓度预测模式

COD 在海流作用下输移扩散，其方程为：

$$\frac{\partial(HS)}{\partial t} + \frac{\partial(HuS)}{\partial x} + \frac{\partial(HvS)}{\partial y} = \frac{\partial}{\partial x} (HD_x \frac{\partial S}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y} (HD_y \frac{\partial S}{\partial y}) + HS_A$$

式中左端第二、三项是物质平流项；右端前两项表示湍流形成的弥散项；S 为 COD 浓度；D_x、D_y 为分散系数；S_A 为 COD 排放速率；H=h+ζ 为从自由海面到计算深度的距离；u、v 是 x、y 方向上的流速。

边界条件：

在岸边界上，物流不能穿越边界，即 $\frac{\partial \bar{S}}{\partial n} = 0$ ；（n 为陆边界的法线方向）；

在水边界，在开边界上，流出时： $\frac{\partial \bar{S}}{\partial n} + \vec{V}_n \frac{\partial \bar{S}}{\partial n} = 0$ ；

流入时：S=0；

初始条件：S(x,y,t=0)=0，即初始条件从零值算起，考虑 COD 的浓度增量。

由于污水 COD 采用铬法测定，海水 COD 采用锰法测定，因此存在 COD_{Cr} 与 COD_{Mn} 之间的转换关系。大量实验表明，对于生活污水二者转换关系为：COD_{Mn}=1/3COD_{Cr}。

7.3.5.2 预测源强、参数、预测位置

根据工程分析，项目定员为 80 人，平台高峰人数预计可达 120 人。根据最新统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 350L，平台排放生活污水最大约为 42m³/d（15330m³/a）。按 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则 COD 生产量为 12.6kg/d（4.599t/a），每天连续 24h 排放，COD 排放速率为 0.146g/s。

7.3.5.3 COD 浓度预测结果

本报告计算了 COD 连续排放 15d 的浓度扩散范围。图 7.3-7 给出了排放生活污水时的 COD 浓度增量最大包络线图。由图可见，COD 在潮流的驱动下向平台不同方向扩散，但由于潮流的周期性，COD 低浓度区影响的范围由平台周围向外增大，并在排放时刻流向上被拉长。

根据计算，由于 COD 排放量不大，因此，排放 COD 时所影响的范围并不大，超标水域影响的距离都在 1 个网格（30m）范围内。根据 2018 年 10 月对工程海域现场调查

资料, 取 COD 表层最大调查浓度值 1.48mg/L 作为背景浓度, 叠加背景值后超标的海域也均在排放点周围 30m 的范围内。可见, COD 排放对海洋环境的影响不大。

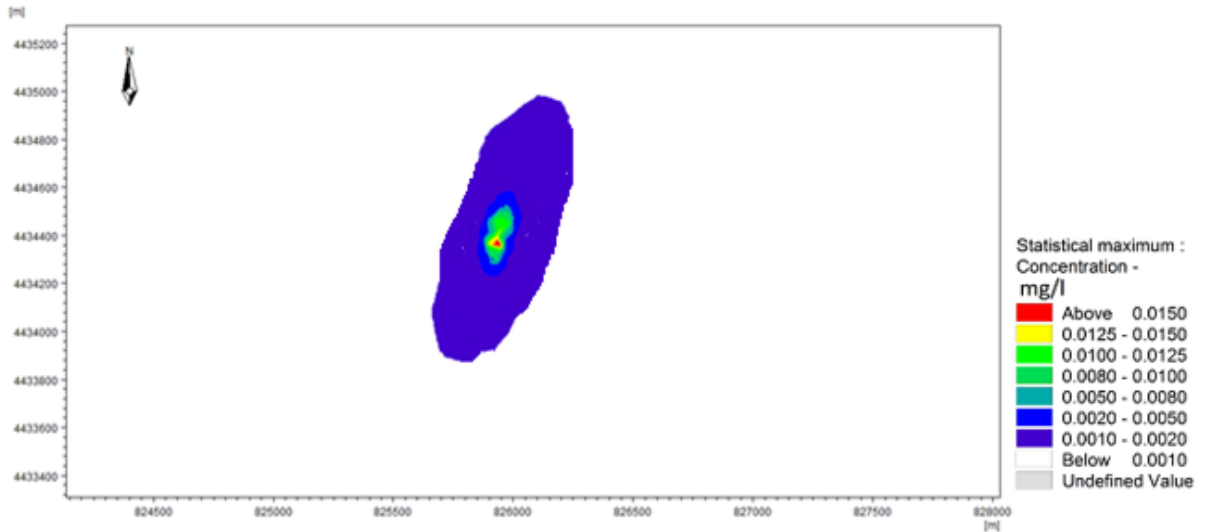


图 7.3-7 COD 浓度增量包络线图

7.3.6 运营期锅炉水处理系统废水影响预测与分析

根据工程分析, LD5-2NWHPA 平台主要排水为海水冷却器排放的冷却水, LD5-2N PAP 平台主要排水主要为高温浓盐水, 盐度范围为 28.1~29.8, 不大于该区域海水背景盐度 (32.3), 不会对本海区海水盐度产生不利影响, 因此本报告仅对高温浓盐水和海水冷却水对海水水温的影响进行预测。

7.3.6.1 锅炉水处理系统废水影响预测模式

锅炉水处理系统废水对海洋环境的影响主要是对温度的影响, 本报告采用潮流模型与水温扩散模式相结合的方法进行计算, 水温扩散模式如下:

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

$$F_T = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] T$$

式中: T 为海水温升; D_v 为垂向的温度湍流扩散系数, \bar{H} 为海气交换产生的热源项, T_S 为热源项, D_h 为水平热扩散系数, $D_h = A / \sigma_T$, σ_T 为普朗特数, 取 0.9, A 为水平紊动粘性系数, 取值为 1.0。

$$\text{陆边界: } \frac{\partial T}{\partial n} = 0 \quad (\text{n 为陆边界的法线方向});$$

水边界：出流时， $\frac{dT}{dt} = 0$ 。

7.3.6.2 锅炉水处理系统废水源强

(1) 工况一，夏季

LD5-2N WHPA 平台海水冷却水的最大排放量为 190m³/h，LD5-2N PAP 平台高温浓盐水及海水混合废水的最大排放量为 174m³/h。根据工程分析，WHPA 平台冷却水温度为 39℃，PAP 平台混合废水温度为 30.6℃。

(2) 工况二，冬季

LD5-2N WHPA 平台海水冷却水的最大排放量为 78m³/h，LD5-2N PAP 平台高温浓盐水及海水混合废水的最大排放量为 286m³/h。根据工程分析，WHPA 平台海水冷却水温度为 39℃，PAP 平台混合废水的温度为 4.2℃。

夏季海水温度取 28.1℃，冬季海水温度取-1.8℃。

7.3.6.3 锅炉水处理系统废水预测结果

本报告按各工况锅炉水处理系统废水连续排放 15d 计算对海水温度的影响，影响范围如图 7.3-8~图 7.3-9。从图中可以看出，锅炉水处理系统废水主要沿主流向扩散，海水温度变化也沿潮流主流向变化。由于本项目锅炉水处理系统废水排放量不大，不论何种工况，对周围海域海水温度的影响也较小，温升超过 1℃的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，不存在超一类（人为造成的海水温升夏季不超过 1℃，其他季节不超过 2℃）面积。由于锅炉水处理系统废水为表层排放，温升影响由表层向下逐层递减，因此表层以下的温升影响比表层更小。

表 7.3-11 工况一夏季不同温升面积统计表（km²）

温升（℃）	0.0012	0.002	0.0028
面积（km ² ）	0.005	0.002	0.001

表 7.3-12 工况二冬季不同温升面积统计表（km²）

温升（℃）	0.0015	0.003	0.0045
面积（km ² ）	0.014	0.002	0.001

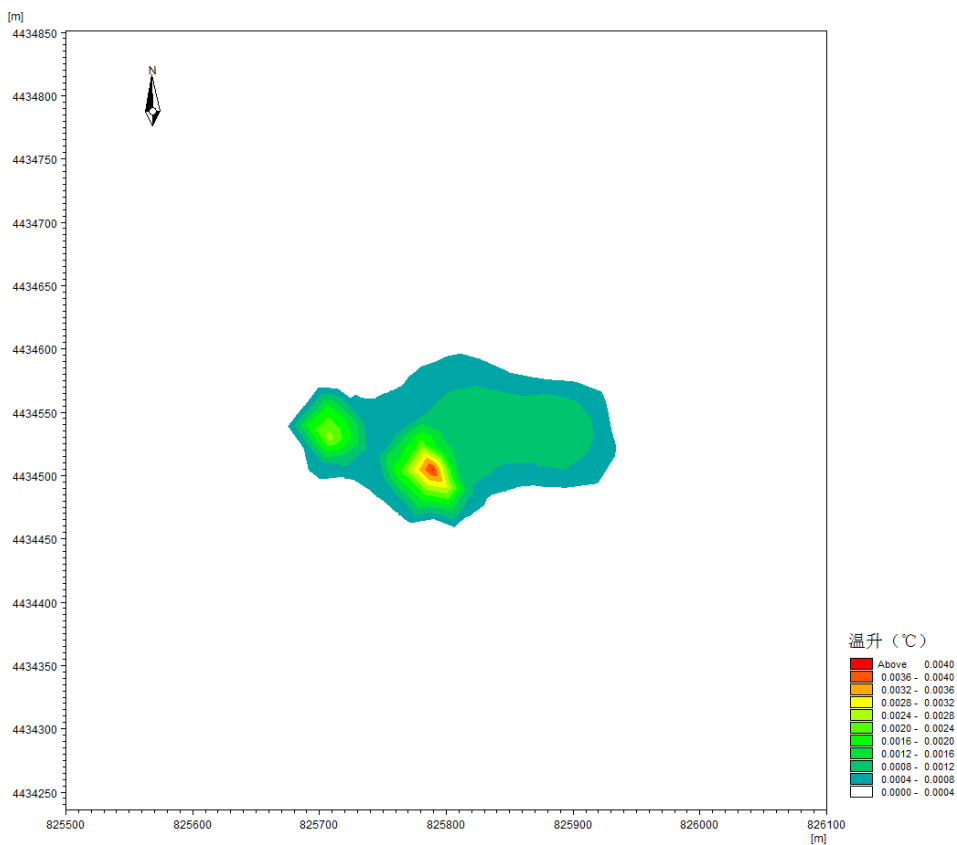


图 7.3-8 工况一夏季海水温升范围图

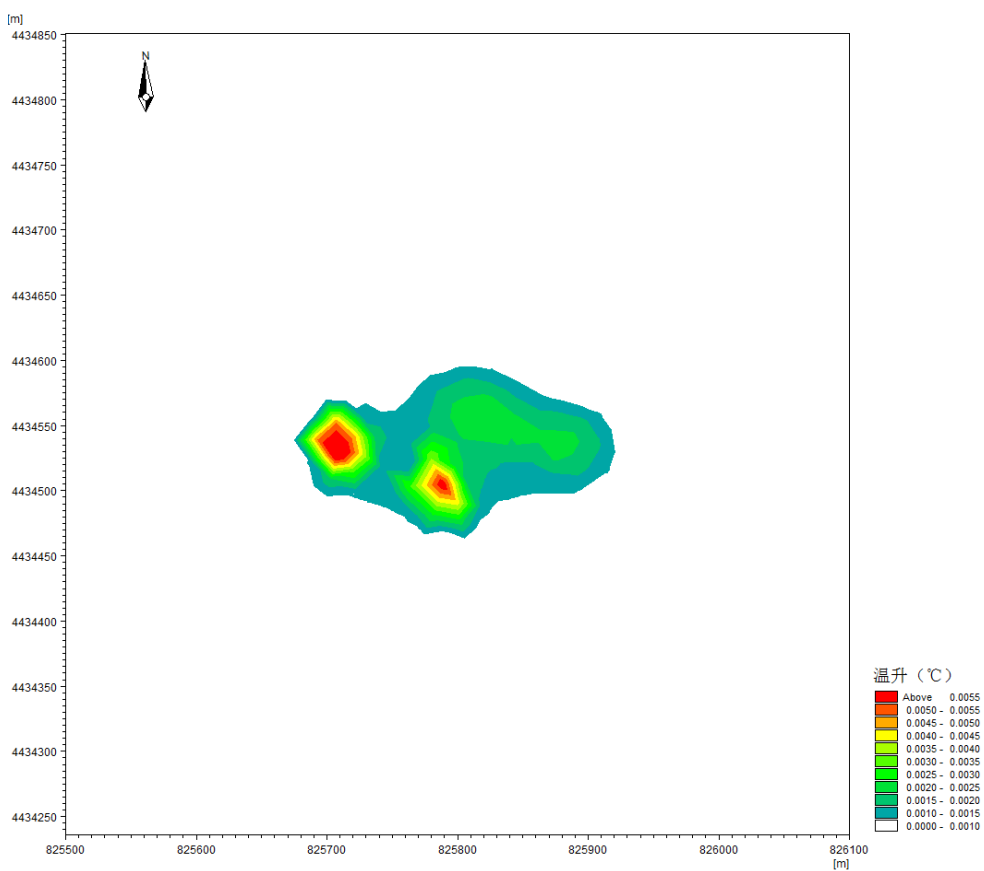


图 7.3-9 工况二冬季海水温升范围图

7.3.7 运营期海洋水质环境影响分析

本项目投产后，平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水。含油生产水经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自绥中 36-1 油田 I 期 SZ36-1CEPK 平台部分生产水及 SZ36-1CEP 汇合，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

LD5-2NWHPA 平台排放生活污水最大约为 $42\text{m}^3/\text{d}$ ($15330\text{m}^3/\text{a}$)。按 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则 COD 生产量为 12.6kg/d (4.599t/a)。由于 COD 排放量不大，因此，排放 COD 时所影响的范围并不大，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 1 个网格 (30m) 范围内。根据 2018 年 10 月对工程海域现场调查资料，取 COD 表层最大调查浓度值 1.48mg/L 作为背景浓度，叠加背景值后超标的海域也均在排放点周围 30m 的范围内。

LD5-2NWHPA 平台主要排水为海水冷却器排放的冷却水，LD5-2N PAP 平台主要排水主要为高温浓盐水及海水的混合废水，盐度范围为 $27748\sim 32302\text{mg/L}$ ，不大于该区域海水背景盐度 (32302mg/L)，因此浓盐水排放对本海区的海水盐度不会产生不利影响。海水冷却水及高温浓盐水导致的温升超过 1°C 的海域仅限于排放点周围一个网格 (30m) 内，不存在超一类（人为造成的海水温升夏季不超过 1°C ，其他季节不超过 2°C ）面积。

因此，本工程运营期正常工况下对海洋水质环境产生的影响较小。

7.4 沉积物环境影响分析

7.4.1 平台建设对沉积环境的影响分析

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小，但平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变。

钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻井其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，沉积面积不超过 0.01km^2 ， 200m 以外不会形成填海效应。但将会使覆盖区域的沉积物类型有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量有所升高。

7.4.2 海底管缆建设对沉积环境的影响分析

7.4.2.1 建设期间海底管道施工对沉积环境的影响分析

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。

按照工程建设方案分析，本工程管道施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积是 0.014km^2 ，覆盖的影响范围按两侧各 10m 计算，影响面积是 0.234km^2 。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

7.4.2.2 生产期间海底管道防腐对沉积环境的影响分析

海底管道防腐对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极金属中的锌泄漏。根据工程分析，本工程共铺设 2 条海底混输/输气管道，管道路由相同，设计寿命为 25 年。海底混输管道、输气管道阳极块间隔均为 122m，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，所以把每个阳极块当做一个单独的释放源。

混输管道使用 38 块阳极块进行保护，海域中将有 38 个这样的点源，每个阳极块的重量约为 54.8kg，锌含量按 3.4% 考虑，则单个阳极每年释放到环境中的锌不到 0.08kg，每个点源影响范围按半径 5m，影响深度 1.5m 计算，叠加沉积物现状调查的锌平均背景值 (79.44×10^{-6})，则混输管道寿命期间海管周围沉积物中锌含量最大为 79.82×10^{-6} ，小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此输油管道防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

输气管道使用 38 块阳极块进行保护，海域中将有 38 个这样的点源。每个阳极块的重量约为 16.1kg，锌含量按 3.4% 考虑，则单个阳极每年释放到环境中的锌不到 0.03kg，每个点源影响范围按半径 5m，影响深度 1.5m 计算，叠加沉积物现状调查的锌平均背景值 (79.44×10^{-6})，则海管寿命期间海管周围沉积物中锌含量最大为 79.58×10^{-6} ，小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此海管防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

7.5 海洋生态环境影响分析与评价

7.5.1 施工期海洋生态环境的影响分析

7.5.1.1 工程对浮游生物的影响

本工程海底管道和电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，基础生产力将受到影响。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，因此挖沟而引起的海水透明度会很快得到恢复。

7.5.1.2 工程对浮游动物的影响分析

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

7.5.1.3 工程对底栖生物资源的影响评价

铺设海底管道、电缆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道、电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。

堆积在管沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿电缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。

7.5.1.4 工程对海洋资源的影响

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。

此外，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，工程施工期就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明显的抑制作用，对渔业资源带来一定负面影响。

7.5.2 运营期海洋生态环境影响分析

运营期对海洋生态环境产生影响的主要是锅炉水处理系统废水产生的影响。WHPA 平台主要排水为海水冷却器排放的冷却水，PAP 平台主要排水主要为高温浓盐水及海水混合废水。PAP 平台混合废水盐度范围为 28145~29773 mg/L，不大于该区域海水背景盐度（32302mg/L）。混合废水入海后在海流作用下迅速混合，且海水盐度本身处于波动状态，因此本项目混合废水对本海区海水盐度的影响较小，因此对海洋生态环境的影响较小。

WHPA 平台冷却水及 PAP 平台混合废水排入海域后，在水动力条件的作用下，经过扩散稀释的散热过程，排放口附近一定范围内的海洋环境水体水温则有不同程度的上升。根据预测，本项目冷却水排放温升超 1℃ 的海域仅局限于排放点一个网格（30m）范围内，对海洋生态环境影响较小。

7.5.3 海洋渔业资源损失估算

本工程对渔业资源的主要影响因素为：管道和电缆铺设、钻井液排放、钻屑排放的

悬浮沙。

7.5.3.1 生物损失量评估方法

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

污染物扩散范围内对海洋生物资源的损害评估,分一次性损害和持续性损害。

1) 一次性损失计算方法:

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

式中:

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

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度,单位为尾平方千米(尾/ km^2)、个平方千米(个/ km^2)、千克平方千米(kg/km^2);

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积,单位为平方千米(km^2);

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率,单位为百分之(%);

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

2) 持续性损失计算方法

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中:

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量,单位为尾、个或千克(kg);

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

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

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

表 7.5-1 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标倍数 (B_i)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leq 1$ 倍	5	1	5
$1 < B_i \leq 4$ 倍	10	5	10
$4 < B_i \leq 9$ 倍	30	10	30

$B_i \geq 9$ 倍	50	20	50
----------------	----	----	----

3) 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:

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中:

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

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

S_i —第 i 种生物占用的渔业水域面积或体积, 单位为平方千米 (km^2) 或立方千米 (km^3)。本报告中指铺设海底电缆开挖海底面积。

7.5.3.2 生物量损失计算参数

根据现状调查资料选取本次生物损失量计算的参数, 具体参数如表 7.5-2 所示。

表 7.5-2 生物量取值

种类	春季密度	秋季密度	计算取值 (平均值)
底栖生物(g/m^2)	9.92	2.44	6.18
鱼卵 (粒/ m^3)	0.430	0.0514	0.2407
仔稚鱼 (尾/ m^3)	0.257	0.107	0.182
鱼类成体 (kg/km^2)	49.93	225.00	137.47
头足类成体 (kg/km^2)	8.415	44.49	26.45
甲壳类成体 (kg/km^2)	117.93	198.33	158.13
幼鱼 (尾/ km^2)	872	23326	12099
头足类幼体 (尾/ km^2)	78	7343	3711
甲壳类幼体 (尾/ km^2)	3595	7817	5706

7.5.3.3 工程对底栖生物资源的影响评价

工程对底栖生物的影响主要是在施工阶段, 管道铺设期间, 挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧, 在挖沟结束后, 在海水运动作用下将逐渐回填于缆沟。因此, 对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖, 改变了原有的沉积环境, 破坏了底栖生物的栖息地。

估算挖沟掘起的沉积物对沟两边的覆盖宽度大约各 20m（20m 处的覆盖厚度小于 2cm），调查海域底栖生物调查结果（平均值） $6.18\text{g}/\text{m}^2$ ，计算海管（电缆）施工造成的底栖生物损失量，离管沟 10m 以内的底栖生物按 100% 损失计算，10m~20m 间的底栖生物按 50% 损失计算（下同）。钻屑沉降也会对底栖生物造成损失，覆盖 2cm 厚度范围内损失率按照 100% 计算。具体各段计算见表 7.5-3。

表 7.5-3 本工程造成的底栖生物的损失量

影响环节		影响面积 (m^2)	密度 (g/m^2)	损失率 (%)	损失量 (t)	
LD5-2NWHPA 至 SZ36-1CEPN 混输管道	管沟开挖	■	■	■	■	
	离管沟 10m 内	■		■	■	
	离管沟 10~20m	■		■	■	
SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气海管	管沟开挖	■		■	■	
	离管沟 10m 内	■		■	■	
	离管沟 10~20m	■		■	■	
SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆	管沟开挖	■		■	■	
	离管沟 10m 内	■		■	■	
	离管沟 10~20m	■		■	■	
钻屑	覆盖 2cm 厚度	■		■	■	
合计					■	

7.5.3.4 施工阶段管缆铺设悬浮泥沙对渔业生物资源的影响评价

本次工程新铺设海底混输管道、输气管道和海底电缆各一条，管道施工期间悬浮泥沙浓度增量区域存在时间不超过 15 d，按一次性损失计算。计算时将底层、中层、表层超标面积取平均，水深取全部水深（29.9m），本工程管缆铺设悬浮泥沙扩散对渔业生物资源造成的总损失量估算见表 7.5-4~表 7.5-5。

表 7.5-4 悬浮沙扩散对渔业生物造成总损失量的估算

生物资源	资源密度	影响面积 (km^2)		损失率	管缆数量	损失量 (ind.或 kg)
		$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$			
鱼卵	$0.2407 \text{ 粒}/\text{m}^3$	$B_i \leq 1$	■	■	■	■
		$1 < B_i \leq 4$	■	■		■
		$4 < B_i \leq 9$	■	■		■
		$B_i > 9$	■	■		■
仔稚鱼	$0.182 \text{ 尾}/\text{m}^3$	$B_i \leq 1$	■	■	■	■
		$1 < B_i \leq 4$	■	■		■
		$4 < B_i \leq 9$	■	■		■
		$B_i > 9$	■	■		■
鱼类成体	$137.47 \text{ kg}/\text{km}^2$	$B_i \leq 1$	■	■	■	■
		$1 < B_i \leq 4$	■	■		■

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	管缆数量	损失量 (ind.或 kg)
		4 < Bi ≤ 9	Bi > 9			
头足类成体	26.45 kg/km ²	Bi ≤ 1	■	■	■	■
		1 < Bi ≤ 4	■	■		■
		4 < Bi ≤ 9	■	■		■
		Bi > 9	■	■		■
甲壳类成体	158.13kg/km ²	Bi ≤ 1	■	■	■	■
		1 < Bi ≤ 4	■	■		■
		4 < Bi ≤ 9	■	■		■
		Bi > 9	■	■		■
幼鱼	12099 尾/km ²	Bi ≤ 1	■	■	■	■
		1 < Bi ≤ 4	■	■		■
		4 < Bi ≤ 9	■	■		■
		Bi > 9	■	■		■
头足类幼体	3711 尾/km ²	Bi ≤ 1	■	■	■	■
		1 < Bi ≤ 4	■	■		■
		4 < Bi ≤ 9	■	■		■
		Bi > 9	■	■		■
甲壳类幼体	5706 尾/km ²	Bi ≤ 1	■	■	■	■
		1 < Bi ≤ 4	■	■		■
		4 < Bi ≤ 9	■	■		■
		Bi > 9	■	■		■

表 7.5-5 悬浮沙扩散对渔业生物总损失量的估算

生物名称	管道铺设搅起的悬浮沙
鱼卵 (粒)	■
仔稚鱼 (尾)	■
鱼类成体 (kg)	■
头足类 (kg)	■
甲壳类 (kg)	■
幼鱼 (尾)	■
头足幼体 (尾)	■
甲壳类幼体 (尾)	■

7.5.3.5 施工阶段非油层段钻井液对渔业生物资源的影响评价

根据工程分析,非油层段钻井液为一次性排放,排放次数为每次钻井完成后进行一次性排放。根据工期计划,三批次非油层段钻井液各排放非油层段钻井液 3、4、2 次,则一次性排放共 9 次。根据预测结果非油层段钻井液对海水的影响仅在表层,因此计算

时取表层水深 10m（全部水深 29.9m），按一次性损失估算非油层段钻井液扩散对渔业生物资源造成的损失，具体见表 7.5-6~表 7.5-7。

表 7.5-6 非油层段钻井液扩散造成渔业生物资源总损失量估算

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)	损失率	排放次数	总损失量 (ind. 或 kg)
鱼卵	0.2407 粒/m ³	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
仔稚鱼	0.182 尾/m ³	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
鱼类成体	137.47 kg/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
头足类成体	26.45 kg/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
甲壳类成体	158.13kg/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
幼鱼	12099 尾/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
头足类幼体	3711 尾/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■
甲壳类幼体	5706 尾/km ²	Bi≤1	■	■	■
		1<Bi≤4	■		■
		4<Bi≤9	■		■
		Bi>9	■		■

表 7.5-7 非油层段钻井液排放对渔业生物总损失量的估算

生物名称	非油层段钻井液排放造成的损失量
鱼卵（粒）	■

仔稚鱼 (尾)		
鱼类成体 (kg)		
头足类 (kg)		
甲壳类 (kg)		
幼鱼 (尾)		
头足幼体 (尾)		
甲壳类幼体 (尾)		

7.5.3.6 施工阶段非油层段钻屑对渔业生物资源的影响评价

根据预测结果，非油层段钻屑对海水的影响仅在表层，因此计算时取表层水深 10m（全部水深 29.9m），3 批次非油层段钻屑排放时长分别为 98d、132d、65d，按持续性损失计算，总持续周期为 21，估算非油层段钻屑扩散对渔业生物资源造成的损失，总损失量见表 7.5-8~表 7.5-9。

表 7.5-8 非油层段钻屑扩散造成渔业生物资源总损失量估算

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	持续周期	总损失量 (ind. 或 kg)
		Bi≤1	1<Bi≤4			
鱼卵	0.2407 粒/m ³	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				
仔稚鱼	0.182 尾/m ³	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				
鱼类成体	137.47 kg/km ²	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				
头足类成体	26.45 kg/km ²	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				
甲壳类成体	158.13kg/km ²	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				
幼鱼	12099 尾/km ²	Bi≤1			■	
		1<Bi≤4				
		4<Bi≤9				
		Bi>9				

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)	损失率	持续周期	总损失量 (ind. 或 kg)	
头足类幼体	3711 尾/km ²	Bi≤1	■	■	■	■
		1<Bi≤4	■	■		■
		4<Bi≤9	■	■		■
		Bi>9	■	■		■
甲壳类幼体	5706 尾/km ²	Bi≤1	■	■	■	■
		1<Bi≤4	■	■		■
		4<Bi≤9	■	■		■
		Bi>9	■	■		■

表 7.5-9 非油层段钻屑排放对渔业生物总损失量的估算

生物名称	非油层段钻屑排放造成的损失量
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■
■	■

本项目建设造成的海洋生物资源损失量汇总见表 7.5-10。

表 7.5-10 海洋生态环境损失汇总

生物名称	管道铺设	管道铺设搅起的悬浮沙	钻井液	钻屑	合计
底栖生物 (t)	2.31	/	/	0.12	2.43
鱼卵 (粒)	/	5.17×10 ⁶	1.16×10 ⁶	2.04×10 ⁵	6.53×10 ⁶
仔稚鱼 (尾)	/	3.91×10 ⁶	8.76×10 ⁵	1.55×10 ⁵	4.94×10 ⁶
鱼类成体 (kg)	/	34	23	4	61
头足类 (kg)	/	6.56	4	1	12
甲壳类 (kg)	/	39.23	26	5	70
幼鱼 (尾)	/	8693	5826	1029	15548
头足幼体 (尾)	/	2666	1787	316	4769
甲壳类幼体 (尾)	/	4100	2747	485	7332

本工程建设造成底栖生物损失量为 2.43t, 鱼卵损失量为 6.53×10⁶粒、仔稚鱼 4.94×10⁶尾、鱼类成体 61kg、头足类成体 12kg、甲壳类 70kg、幼鱼 15548 尾、头足类幼体 4769 尾、甲壳类幼体 7332 尾。

7.6 主要环境敏感目标影响分析

根据本工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，筛选本次评价范围内的主要环境敏感目标包括国家级自然保护区、生态红线区、水产种质资源保护区、产卵场及索饵场、养殖区等。

7.6.1 对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的影响分析

本工程距离辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区（SE）22km，核心区（SE）23km，生态保护目标为斑海豹极其栖息生境。根据预测结果：海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.58km、0.57km、0.22km 以内，可认为本工程建设和运行对其无影响。

7.6.2 对辽宁省生态红线的影响分析

根据《全国海洋生态红线划定技术指南》要求，保护区必须划为海洋生态红线区，且其范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区范围于 2014 年划定（来自《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年））。2017 年 8 月，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区范围已进行调整（《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》（环生态函[2017]181 号））。2018 年 6 月，自然资源部办公厅回复辽宁省海洋渔业厅《自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线“一张图”有关意见的复函》（自然资环办[2018]532 号），复函中“原则同意你省开展渤海、黄海海洋生态红线“一张图”整合工作...国务院已于 2016 年批准同意大连斑海豹国家级自然保护区调整方案，鉴此，我部同意相应调整保护区所涉海洋生态红线”。

目前，辽宁省海洋生态红线调整工作正在开展中，调整后的辽宁省海洋生态红线尚未发布。

本工程 LD5-2NWHPA 平台距离现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区 ██████，管道拐点距离现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区最近距离 ██████，距已调整的辽宁大连斑海豹国家级自然保护区 22km。

根据预测结果，海底管道施工产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离约 0.58km（沿主流向），对现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区影响面积约为 0.025km²，当悬浮物停止排放 6h 后，海水水质将逐渐恢复至本底水

平，因此海底管道施工期悬浮沙会对生态红线区产生一定的影响，但该影响是暂时、可恢复的。

非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.57km、0.22km 以内，非油层段钻井液和非油层段钻屑超一（二）类海水水质标准的范围距离“禁止开发区-大连斑海豹保护生态红线区”约 1.20km、1.46km，因此本工程施工期非油层段钻井液和非油层段钻屑不会对现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区产生影响。

本工程运营期油层段生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；LD5-2NWHPA 平台与 LD5-2N PAP 平台锅炉水处理系统废水浓盐水与海水冷却水混合排放，冷却水导致的温升超过 1℃ 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，浓盐水浓度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本工程运营期不会对现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区产生影响。

图 7.6-1 海底电缆悬浮沙对大连斑海豹保护生态红线区的影响范围

图 7.6-2 非油层段钻井液对大连斑海豹保护生态红线区的影响范围

图 7.6-3 非油层段钻屑对大连斑海豹保护生态红线区的影响范围

7.6.3 对斑海豹的影响分析

本节内容主要引自《大连斑海豹国家级自然保护区范围（功能）调整部分综合考察报告》（辽宁省海洋水产科学研究所，2011 年 9 月）和《金县 1-1 油田开发工程对斑海豹影响专题评价报告书》。

7.6.3.1 觅食影响分析

斑海豹的食性以鱼类为主，在辽东湾主食梭鱼、小黄鱼、鲱鱼等。本项目需铺设海底管道，新建石油平台，原有的底栖生物群落会发生改变，间接地对鱼类产生影响，同时，海底管道及非油层段钻井液、非油层段钻屑的排放也对水质产生一定影响，从而对鱼类产生影响，但这种影响是可逆的，也是可以恢复的，施工结束 6h 后海水水质将逐渐恢复一类海水水质标准。

本工程运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；LD5-2NWHPA 平台与 LD5-2N PAP 平台锅炉水处理系统废水导致的温升超过 1℃ 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，废水盐度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目对以斑海豹的觅食影响可以认为是不太显著的。

7.6.3.2 栖息环境影响分析

我国沿海的斑海豹主要栖息在渤海辽东湾，栖息的环境包括海水、河水、浮冰、泥沙滩、岩礁和沼泽地。斑海豹的体温恒定为 37.5~38 摄氏度，其对水温的适应范围在零下 12 到零上 33 摄氏度之间。对水中盐度的适应范围也很广，他们既可以在盐度为 30 以上的海水中生活自如，又能在盐度为 4~5 的淡水中生活（王丕烈，1988）。

历史上环渤海沿岸均发现过斑海豹，但是到目前，最主要和最重要的栖息地有：辽东湾北部的双台子河口，其附近为成兽聚集地区，往往有数十头，最多达百头的群体，在岸滩上休息、换毛，也有部分在僻静的海岛礁石岸滩上休息、换毛，4 月下旬以后逐渐离去（韩家波等，2003）；庙岛群岛的砣矶岛、猴矶岛、高山、庙岛西、小黑山岛西、北长山岛，东至车由岛和小竹山一带水域和岸滩上经常发现，尤以 4 月初至 5 月初，在北长山的双礁、马枪石经常有数十头栖息在岩礁或在水中，5 月以后，就很难发现（范国坤等，2005）；大连的虎平岛，也曾发现 400 多头斑海豹，时间也与上两个栖息地相似。

根据科研人员长期观察，除了辽东湾繁殖区外，在渤海海域斑海豹上岸点集中在 4 处：双台子河口、虎平岛、蚂蚁岛和庙岛群岛，其中庙岛群岛斑海豹的上岸点数量较多。

根据预测结果，海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.52km、0.77km、0.22km 以内，因此本项目施工期悬浮物不会对斑海豹的栖息环境产生影响。

本工程运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；LD5-2NWHPA 平台与 LD5-2N PAP 平台锅炉水处理系统废水浓盐水与海水冷却水混合排放，冷却水导致的温升超过 1℃ 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，浓盐水浓度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目运营期不会对斑海豹的栖息环境产生影响。

但油田的开发会带来海域噪声的增加，减少适宜斑海豹栖息的环境，可能影响本区域斑海豹的生存质量和空间分布，但本项目距离上述观察到的栖息地距离较远，其中距离最近的斑海豹栖息地为蚂蚁岛，约 80km，因此本项目噪声对斑海豹栖息环境的影响程度有限。

7.6.3.3 洄游迁移影响分析

斑海豹的洄游，像其它动物的迁徙一样，也是集群的行动。洄游具有适应意义，保证种群得到有利的生存条件和繁殖条件，洄游是与生活周期中的前后各个环节相联系的不可分隔的重要环节。斑海豹的流冰生活期和沿岸生活期的生活场所有变动，带有明显的生活年周期。

辽东湾斑海豹的洄游原因是为了生殖和觅食，每年 11 月份以后，斑海豹穿越渤海海峡，陆续进入渤海的辽东湾。一部分直接由老铁山水道通过；一部分经庙岛的砬矶水道，并在该处稍事停留，而后北上。12 月份在老铁山水面经常发现成兽向北游去。冰融化后，当年生幼兽分散在渤海各湾觅食育肥，部分成兽在辽东湾北部双台子河口栖息换毛；另有部分成兽在大连金普湾的虎平岛礁滩栖息换毛；山东省庙岛群岛北长山的双礁、马枪石、海豹礁在 3 月初即发现有成兽上岸，而后逐渐增多。以 3 月下旬至 4 月中旬数量最多，经常观察到数十头，乃至百头的成体斑海豹在河岸泥滩或岛屿周围的岩礁上栖息，5 月下旬逐渐减少，几乎全部游出渤海（王丕烈，1985，1988，1993）。斑海豹的洄游路径见图 7.6-1。

斑海豹在冬季生殖，属冰上产仔类型的冷水性海洋哺乳动物。辽东湾繁殖区的斑海豹产仔期在 1 月初至 2 月上旬，晚至 2 月中旬，分娩时间比西太平洋北部的其他七个繁殖区的斑海豹为早（李荣光，1980；王丕烈，1985、1988）。

根据上述斑海豹生活繁殖习性及各海区活动的时间大致推断，斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中在每年 1-2 月。本项目施工期尽量避开 1-2 月，噪声对斑海豹栖息环境的影响程度有限。

施工船舶航行过程中，需派观察员使用望远镜及肉眼对船舶周围 360 度范围的海面加强观察，如发现斑海豹，应停止航行，让斑海豹先行活动。在施工过程中，如发现斑海豹出没，应尽量减少施工机器的开动量，以减轻施工噪音对斑海豹的干扰。

油田运营期要对平台工作人员及临时上平台人员进行相关培训，加强工作人员保护斑海豹的意识。安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害。同时

在生产平台张贴相应的标示，提醒工作人员注意保护斑海豹。

图 7.6-4 斑海豹洄游路径示意图

7.6.3.4 繁殖影响分析

根据 1986~1987 年间王丕烈的调查研究结果（王丕烈，1993），斑海豹的繁殖区是 40°00' N，120°50' ~121°40' E 至 40°40' N，121°10' ~121°50' E，目前，此数据被国内学者广泛认可。项目距斑海豹繁殖区最近距离为 1.5km。根据预测结果，海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.58km、0.57km、0.22km 以内，海底管道悬浮沙、非油层段钻井液和非油层段钻屑超一（二）类海水水质标准的范围距离斑海豹繁殖区约 0.90km、1.20km、1.35km，由于斑海豹有可能游离上述繁殖区范围，因此，本工程施工期悬浮沙对大连斑海豹繁殖区可能产生一定影响。

根据斑海豹生活繁殖习性及各海区活动的时间大致推断，斑海豹在本项目所在附近海域的繁殖和洄游行为集中在每年 1-2 月。本项目施工期应尽量避免 1-2 月，施工期悬浮沙和噪声对斑海豹栖息环境的影响程度有限。

本工程运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；LD5-2NWHPA 平台与 LD5-2N PAP 平台锅炉水处理系统废水导致的温升超过 1°C 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，废水浓度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目运营期不会对斑海豹的繁殖区产生影响。

图 7.6-5 海底电缆悬浮沙对大连斑海豹繁殖区的影响范围示意图

图 7.6-6 非油层段钻井液对大连斑海豹繁殖区的影响范围示意图

图 7.6-7 非油层段钻屑对大连斑海豹繁殖区的影响范围

7.6.3.5 小结

本项目位于斑海豹北上和南下的洄游路线之间；斑海豹繁殖区位于本项目北侧，总面积约 4700km²，与本项目的最近距离约为 [REDACTED]；距离最近的栖息地为蚂蚁岛，约 80km。斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中在每年 1-2 月。

根据预测结果，本项目施工期管道/电缆施工产生的悬浮沙一（二）类海水水质标准的范围离管道/电缆的最远距离为 0.58km，因此本项目施工期悬浮沙会对斑海豹的繁殖区产生一定影响，施工结束后 6h 内，影响将消失。本项目施工期不会对斑海豹的栖息环境产生影响。运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；LD5-2NWHPA 平台与 LD5-2N PAP 平台锅炉水处理系统废水导致的温升超过 1℃的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，废水盐度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目运营期不会对斑海豹的繁殖及栖息环境产生影响。

本项目施工期会带来海域噪声的增加，减少适宜斑海豹栖息的环境，影响本海域斑海豹的生存质量和空间分布，本项目施工期尽量避开 1-2 月，噪声对斑海豹栖息环境的影响程度有限。

7.6.4 对水产种质资源保护区的影响分析

本工程距离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 18km（N），该保护区的生态保护目标为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及三疣梭子蟹。距离工程较远，可认为本工程建设和运行对其无影响。

7.6.5 对渔业“三场一通道”的影响分析

本工程位于鲷、鲉鱼、中国对虾的索饵场、中国毛虾的越冬场内，同时位于小黄鱼产卵场内及洄游路线边缘，斑鲹索饵场边缘及洄游路线内，产卵盛期为每年 5-6 月。根据预测结果：海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.58km、0.57km、0.22km 以内，对“三场一通道”会产生一定的影响，但施工结束后悬浮沙恢复到一类水质的时间约为 6h，悬浮沙造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对重要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。同时，施工期要尽量避开产卵盛

期（5-6 月），降低对“三场一通道”的影响。

本工程运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，LD5-2N PAP 平台 COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；锅炉水处理系统废水导致的温升超过 1℃ 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，废水盐度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目运营期不会对渔业“三场一通道”产生影响。

7.6.6 对养殖区的影响分析

本工程距离养殖区最近为 28.0km。根据预测结果：海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.58km、0.57km、0.22km 以内，不会对养殖区产生影响。

本工程运营期含油生产水全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海，COD 超海水水质标准的距离都在 1 个网格（30m）范围内；锅炉水处理系统废水导致的温升超过 1℃ 的海域仅限于排放点周围一个网格（30m）内，废水盐度不大于海水背景盐度，不会对该海区盐度产生不利影响。因此本项目运营期不会对养殖区产生影响。

7.6.7 对通航环境的影响分析

本部分内容引自《旅大 5-2 北油田 I 期开发项目通航安全影响咨询报告》（大连海事大学，2019.3）。

7.6.7.1 本工程对周边习惯航线的影响分析

本工程拟建平台附近习惯航线主要为老铁山到秦皇岛航线和老铁山至辽东湾航线。本工程拟建平台距离习惯航线中线（老铁山到秦皇岛，宽度约为 6 海里）最近距离约为 45 海里，与老铁山到仙人岛深水航道距离为 18.4 海里，相互之间影响较小。但有部分进出辽东湾的船舶会在本工程附近通航，本工程与这部分船舶相互影响较大，业主单位应配备足够的导助航设施，派巡护船在平台附近巡航等安全保障措施应对这些船舶与平台之间的影响。

此外，平台周边有部分渔船和未安装 AIS 的船舶航行，这部分船舶较少，船舶吨位较小，同样以渔船为主。为防止渔船等小型船舶对油田平台发生碰撞而相互受损、渔网挂在平台上造成事故、拖网或抛锚影响海底管道和电缆的安全，建议在海底管道和电

缆两侧申请设置保护区，并派守护船在平台附近巡航，禁止在保护区内从事挖砂、钻探、打桩、抛锚、拖锚、底拖捕捞、张网、养殖或者其它可能破坏海底管道和电缆安全的海上作业。当有渔船等其他船舶将对平台、海管或海缆产生威胁时，平台巡检人员可对其进行喊话，或用巡护船对其进行驱赶，防止对拟建工程的安全产生影响。

图 7.6-8 拟建平台与周边习惯航线位置关系示意图

7.6.7.2 本工程对规划航路的影响分析

本工程拟建平台附近关系较为密切的规划航路与拟建平台的位置关系见图 7.6-9，拟建平台（LD5-2N）距离规划航路（老铁山至秦皇岛）最近距离约为 45 海里，距离老铁山至仙人岛深水航路 18.4 海里，平台的建设对附近规划航路的影响较小。

图 7.6-9 拟建平台与规划航路位置关系示意图

7.6.7.3 本工程对禁航区的影响分析

本工程与辽东湾商船禁航区的位置关系见图 7.6-10，本工程拟建平台位于辽东湾商船禁航区内，距离禁航区的最近距离约为 18 海里，平台的建设与禁航区有影响，平台的建设应与军方协调。

图 7.6-10 拟建平台与禁航区位置关系示意图

7.6.7.4 本工程对港口的影响分析

本工程周边港口主要有秦皇岛和长兴岛港。拟建平台水域距秦皇岛港大于 45 海里，距长兴岛港大于 30 海里。本工程拟建平台水域距周边各港口、航道、锚地较远，相互之间没有影响。

7.6.7.5 本工程对船舶通讯信号的影响分析

本工程所处位置未处在周边已建 VTS 系统覆盖区域内，不会对 VTS 系统的监控产生直接影响，即使将来周边其他港口建设 VTS，由于工程距周边港口较远，也不会对 VTS 系统的监控产生直接影响。

另外，本工程的钻井平台所处的海区有一定的船舶流量，为了便于船用导航雷达及早发现平台的存在，增加平台助航标志的综合效能，在助航标志设置方面，必要时可考

考虑设置附加的助航标志，如雷达应答器、雷达信标等无线电航标。这些设备的技术和使用都以很成熟，不会对船舶通讯信号造成干扰，同时可大大增加航行船舶发现平台的距离，减少在能见度不良情况下发生碰撞事故的可能性，有效地提高助航标志的综合性能。

8 环境风险分析与评价

8.1 环境风险评价等级判定

本次评价的工程内容主要包括 1 座四腿钢结构导管架井口热采平台 LD5-N WHPA（共 36 个井槽，其中 34 口生产井，2 口水源井），1 座四腿钢结构导管架生产支持平台 LD5-N RAP、1 条 LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 平台的海底混输管道（3.9km，10"/16"）、1 条 SZ36-1CEPN→LD5-2N RAP 平台的海底输气管道（3.9km，4"）、1 条 SZ36-1CEPN→LD5-2WHPA 平台的海底电缆（3.9km）。

工程运营期涉及的主要危险物质是原油和天然气（主要成分为甲烷）。本节根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），针对运营期涉及的危险物质分别进行风险潜势判断以确定评价等级。

（1）原油

本工程包含 1 条海底输油管道，根据混输管道长度、内径和密度计算本工程海底输油管道的最大输油量为 80t（具体计算过程见表 8.1-1）。

表 8.1-1 输油管道输油量

序号	混输管线名称	管线长度 (km)	管道内径 (mm)	容积 (m ³)	密度 (kg/m ³)	含水率 (%)	输油量 (t)
1	LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 平台的海底混输管道	3.9	■	■	■	■	80

根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：2500t。则运营期危险物质原油最大存储量与其临界量的比值：

$$Q_{\text{原油}}=q_1/Q_1=80/2500=0.032$$

（2）天然气

本工程包含 1 条天然气海底输送管道，考虑最不利的情况，假设管道内气体全部是甲烷，则根据克拉伯龙方程计算管道纯甲烷的量为 0.8 t。

克拉伯龙方程：PV=nRT

式中：P 表示压强，单位 Pa；

V 表示体积，单位 m^3 ；

n 表示物质的量， $n=m/M$ （m 表示物质的量，g；M 表示物质的摩尔质量）；

R 为常数，取 8.314；

T 表示绝对温度。

表 8.1-2 输气管道天然气输送量

序号	输气管道名称	管线长度 (km)	管道内径 (mm)	容积 (m^3)	输送压力 (MPa)	输送温度 ($^{\circ}C$)	甲烷量 (t)
1	SZ36-1CEPN→LD5-2N RAP 平台的海底输气 管道	3.9	■	■	■	■	0.8

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，甲烷临界量为 10 t。则运营期危险物质天然气（甲烷）最大存储量与其临界量的比值：

$$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=0.8/10=0.08$$

则，运营期危险物质与其临界量的比值： $Q=Q_{\text{原油}}+Q_{\text{天然气}}=0.032+0.08=0.112<1$

综上，本项目运营期危险物质与其临界量的比值 Q 均小于 1，根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)，当 $Q<1$ 时，该项目的环境风险潜势为 I。风险潜势为 I，则评价工作等级为简单分析。

表 8.1-3 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 ^a

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

根据风险潜势判断，本项目的风险评价等级为简单分析。但鉴于原油为重点关注的风险物质，且一旦溢油对海洋生态环境和项目周边环境敏感区影响影响较大，因此，选择管线原油泄漏作为最大可信事故进行溢油预测，并根据预测结果进行风险防范措施可行性分析。

8.2 环境风险危害识别与事故频率估算

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

8.2.1 油气泄漏事故风险识别

8.2.1.1 海上建设阶段的油气泄漏事故风险识别

(1) 井涌或井喷

在钻、完井作业中，由于钻井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作活动导致地层压力欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

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

(2) 船舶碰撞

在钻完井阶段主要有拖轮、供应船，船舶与钻井平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，储油舱一般只有在发生碰撞情况下，才有可能损坏。而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上是不太可能发生碰撞的。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船中上部碰撞，不会损坏储油舱。

(3) 输油软管破裂

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

(4) 绥中 36-1CEPN 平台改造存在的风险

绥中 36-1CEPN 平台改造过程中存在着较多动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

8.2.1.2 生产阶段的油气泄漏事故风险识别

(1) 井涌或井喷

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制

不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

(2) 平台溢油事故

生产阶段，井口平台上进行油气输送作业时，可能由于设备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，可能造成油品泄漏入海。

(3) 海管、立管溢油事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

(4) 地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。本项目地质性溢油风险分析详见 8.5 节。

8.2.2 油气泄漏事故源项分析

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

(1) 井涌或井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 8.2-1。

表 8.2-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

根据工程方案，本项目拟建 34 口生产井，根据表 8.2-1 估算，生产井发生井涌的概率为 9.86×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 8.84×10^{-5} 次/a。

(2) 平台火灾

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人对北海油田事故的分析，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

本工程新建平台 LD5-2N WHPA 平台，包括 1 个油气处理区和 1 个油气传输区，由此估算生产运营期间，火灾事故发生频率为 3.4×10^{-3} 次/年。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级，因此，泄漏溢油事故概率不高于 3.4×10^{-4} 次/a。

(3) 海底管道/立管油气泄漏事故

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

根据莫特麦克唐 (Mott McDonald) 公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》，该报告中统计了相关海域 1567 条海管，共 24837km，328858km a。同时，挪威船级社 (Det Norske Veritas, DNV) 的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 8.2-2。

表 8.2-2 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线 (开阔海域)	井流管线，以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km a
	输送处理后的油气，管径>24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km a
立管	钢管—管径≤16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管—管径>16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

本项目新建 2 条海底管道，其中一条为 LD5-2N WHPA→SZ36-1CEPN 平台双层保

温输油管线，长度为 3.9km、管径 10 英寸，该管道发生事故的最大概率为 2.0×10^{-3} 次/a；一条为 SZ36-1CEPN→LD5-2N WHPA 平台的输气管线，长度为 3.9km、管径 4 英寸，该管道发生事故的最大概率为 2.0×10^{-3} 次/a。

(4) 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010)，船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 8.2-3。

表 8.2-3 船舶碰撞概率

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

本工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

8.2.3 泄漏物质的理化性质

本工程溢油事故泄漏的物质包括原油和燃料油，原油的理化性质见表 8.2-4，燃料油的理化性质见表 8.2-5。

表 8.2-4 原油理化性质及危险特性表

类别	内容			
标识	中文名称	原油	英文名称	Petroleum; Crude oil
理化特性	外观与气味	原油是一种从地下深处开采的黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深。		
	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。		
	性质特点	性质因产地而异。		
	熔点 (°C)	-30~30	沸点 (°C)	-1~565
	相对密度	水=1	1.004~1.011	闪点 (°C)
		空气=1	>1	引燃温度 (°C)
	爆炸极限 (%)	0.7~5	辛醇/水分配系数	2~6
主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石油脑、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。			
危害信息	危险性类别	第 3 类易燃液体		
	燃烧与爆炸危险性	易燃。其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃和爆炸 (闪爆)。		
	活性反应	与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。		

	禁忌物	强氧化剂。
	毒性	未见原油引起慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。
	侵入途径	吸入，食入。

表 8.2-5 燃料油理化性质及危险特性表

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

8.2.4 溢油事故溢油量估计

(1) 建设阶段溢油量

建设阶段溢油事故的主要泄放物质包括井流（原油、天然气、岩屑和钻井液）和燃料油。如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。以下只能给出燃料油的可能最大溢油量。取平台钢桩、隔水套管运输船舶的边舱最大储油量、供应船的最大储油量以及燃料油输油软管过油量作为建设阶段的可能最大溢油量，见表 8.2-6。

表 8.2-6 建设阶段可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量	规模
井喷	井流	难以估算	不定
平台钢桩、隔水套管运输船舶	燃料油	561.83m ³	重大
供应船储油舱破裂	燃料油	50m ³	一般
输油软管破裂或误操作	燃料油	50m ³ 以下	一般

(2) 生产阶段溢油量

根据海底管道事故统计分析结果，发生管道腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生管道断裂事故的概率相对较小；一旦管道发生泄漏事故，自动控制系统将在 30s 内启动应急关断系统，应急关断启动后，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，原油将不再溢出管道。

生产阶段溢油事故的主要排放物质是原油。本项目新建 LD5-2N WHPA 平台至 SZ36-1CEPN 平台的双层保温输油管线，长度为 3.9km、管道内径 10 英寸，海底管道的容积约为 197.5m³。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后管道内部分原油会缓慢漏出。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-s} H_{ut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14 t）；

V_{pipe} 为管段体积，ft³（1ft³=0.0283m³）；

f_{rel} 为最大泄漏率，取 0.3；

f_{GOR} 为压力衰减系数，取 0.3；

$V_{pre-s} H_{ut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

本工程关闭后至压力平衡前的原油泄漏量约 15.66t。

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

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

式中： Q_L ——液体泄漏速度，kg/s；

C_d ——液体泄漏系数，此值常用 0.6~0.64；

A ——裂口面积，m²；全管径断裂则裂口面积为 0.051 m²；

ρ ——泄漏液体密度，kg/m³；取本油田原油密度 []；

P ——容器内介质压力，Pa；管道内物流设计压力为 []；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度，9.81m/s²；

h ——裂口之上液位高度，m；取 0m。

假定旅大 5-2 北油田 WHPA 平台附近海管发生溢油，该处水深约 29.4m，管道内物

流设计压力 4460kPa，液体泄漏系数取 0.64，在考虑全管径断裂的前提下，根据公式计算得出泄漏速度为 2207kg/s，应急关断时间 30s，则泄漏量为 84.26t。

综上，关闭阀门前的泄漏量为 15.66t，阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 84.26t，油品的含水率为 60%-90%，取含水率最小值 60%，估算管道溢油量约为 40t。

生产阶段具体可能溢油量见表 8.2-7。

表 8.2-7 生产阶段可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量	规模
井喷	井流	难以估计	不定
火灾、爆炸	原油	难以估计	不定
地质性溢油	原油	难以估计	不定
海底管道破裂	原油	40t	较大

8.2.5 环境风险与最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳，参见表 8.2-8。由以上的分析/论述可知，本工程主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、海管/立管泄漏、地质因素、船舶碰撞等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用风险值大小来表征，风险值定义为风险概率与事故后果或危害程度的乘积。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故，从而采取相应的防范措施。

表 8.2-8 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险值
井喷	不定	中	高
火灾、爆炸	不定	中	高
海管/立管泄漏	一般	中	高
船舶碰撞导致船舶油舱破裂	重大	很低	很低

以下就油田溢油事故中环境风险相对高的井喷、海管/立管破裂和平台火灾爆炸的环境风险进行事故树分析，以确定各种事故不同情况下的环境风险级别。按照对环境的影响程度，环境风险级别依次分为 A、B、C、D 四级。A 级表示对环境影响严重，其次为 B 和 C，D 级表示对环境无影响。

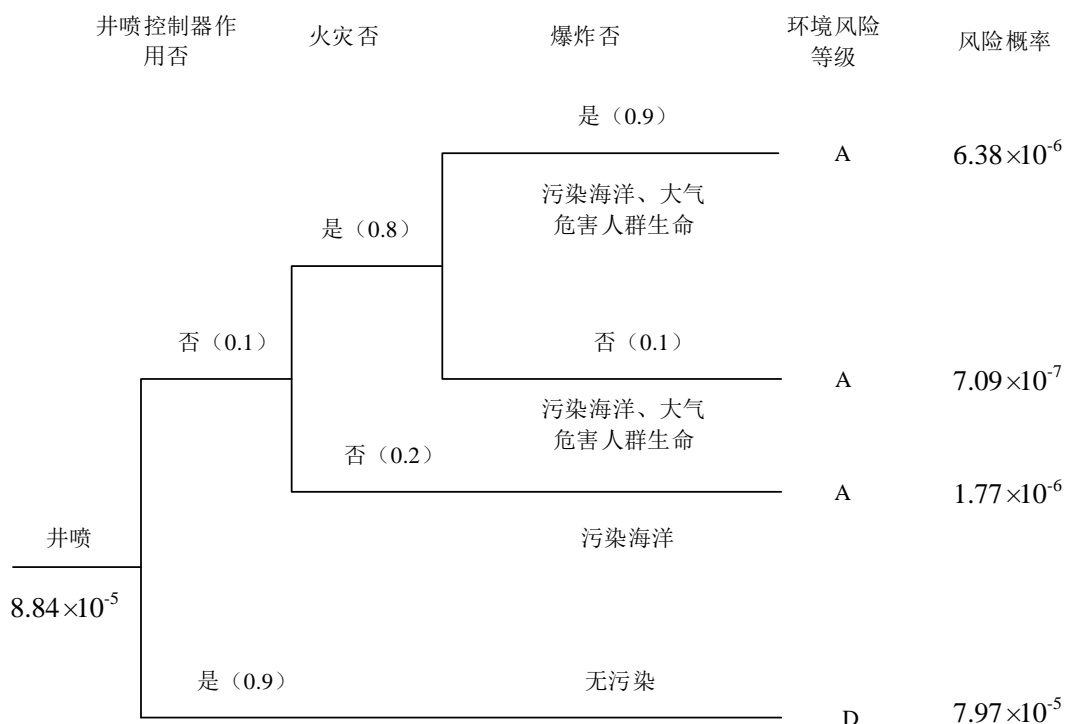


图 8.2-1 井喷事故环境风险事故树

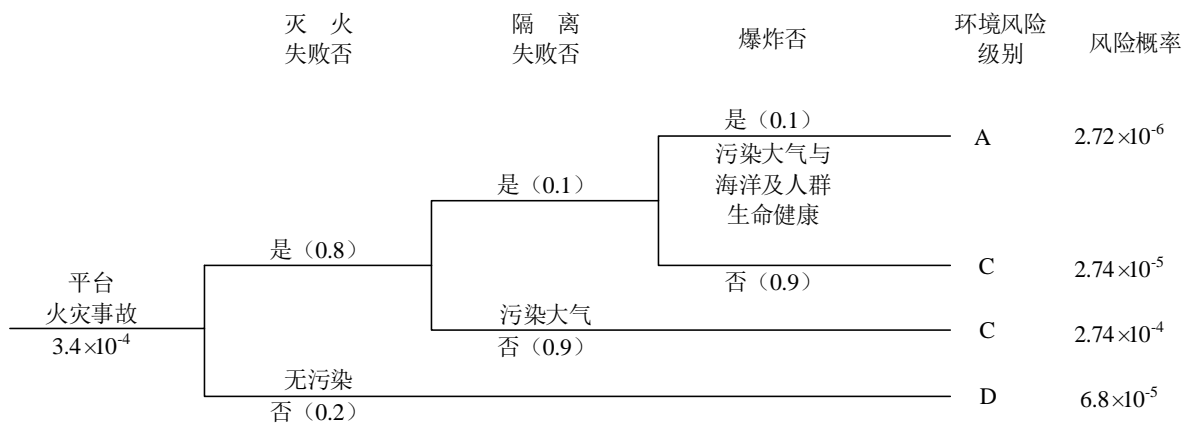


图 8.2-2 平台火灾事故环境风险事故树

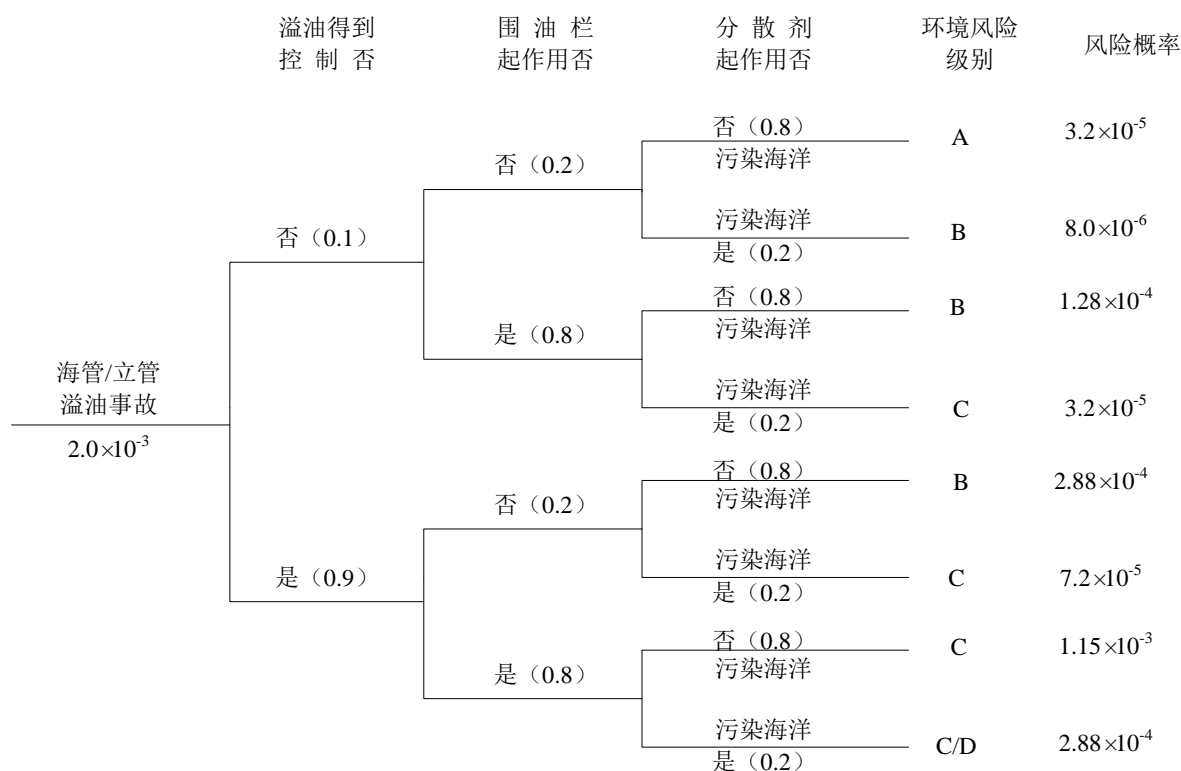


图 8.2-3 海管/立管事故环境风险事故树

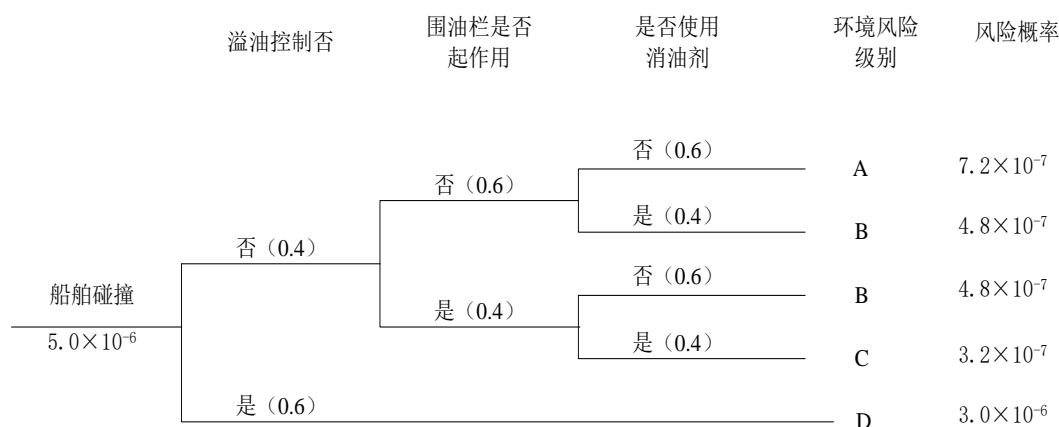


图 8.2-4 船舶碰撞溢油环境风险树

井喷事故环境风险事故树（图 8.2-1）给出，本油田开发工程发生井喷火灾-爆炸/未爆炸事故的频率分别为 6.38×10^{-6} 次/a 和 7.09×10^{-7} 次/a。在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将全部进入海洋，故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

从平台火灾事故风险事故树（图 8.2-2）可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可将环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情

况下才会出现 A 级环境风险，其风险概率为 2.72×10^{-6} 次/a。

海管/立管泄漏介质主要为原油。由于其泄漏源一般在水下，因而一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到海面上的原油通常不会被引燃，多数情况下围油栏能够起到围油作用。只有当围油栏或溢油分散剂不起作用时，才会出现 B 级环境风险。如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，本项目海管/立管泄漏 A 级环境风险概率为 3.2×10^{-5} 次/a（图 8.2-3）。

从船舶碰撞事故风险事故树（图 8.2-4）可以看出，如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，出现 A 级环境风险，其风险概率为 7.2×10^{-7} 次/a。

综合事故风险概率与事故后果确定最大可信事故。本工程最大可信事故确定为生产阶段海管/立管破裂溢油，其发生概率在 10^{-3} （次/a）量级。因此，确定溢油影响预测的溢油量为 40t。

8.3 溢油漂移预测

8.3.1 溢油预测模式

（一）模型介绍

溢油进入海洋水体后，在自身重力及海洋水体物理化学的作用下，同时发生扩展、漂移、扩散、蒸发、乳化、溶解等风化过程。本项目采用的溢油模型基于“油粒子”模型模拟溢油在水体中的扩展、漂移和风化过程，“油粒子”模型就是把溢油离散为大量粒子，每个粒子代表着一定体积的溢油，粒子的随机走动模拟了油膜的漂移过程，风化作用可以通过粒子的质量损失和热量交换来表示。

（二）基本计算原理

油粒子模拟输移过程主要有扩展过程和漂移过程（对流和紊动扩散）等，油膜组分的风化过程主要模拟蒸发、溶解、乳化。

（1）扩展过程

油膜扩展运动采用修正的 Fay 重力-粘力公式：

$$\frac{dA}{dt} = K_{spread} A^{\frac{1}{3}} \left[\frac{V}{A} \right]^{\frac{4}{3}}$$

式中：A 为油粒子面积（ m^2 ），V 为油块体积（ m^3 ）， K_{spread} 为扩展系数。

(2) 漂移过程

“油粒子”模型将溢油的漂移过程分为对流和紊动扩散两个主要过程。

① 对流过程

粒子漂移的主要作用力为潮流和风应力，按照拉格朗日法确定粒子在水体表面的输移过程：

$$U_p = U_c + C_w U_w \sin(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

$$V_p = V_c + C_w U_w \cos(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

式中：

U_p 和 V_p 分别为油粒子在 x、y 方向的漂移分速度 (m/s)；

U_c 和 V_c 分别为潮流流速在 x、y 方向的分速度 (m/s)；

C_w 为风应力直接作用在油粒子的风导输移系数，本项目取 0.03；

U_w 和 Winddirection 分别为风速和风向，根据溢油情景设定；

θ_w 为风偏转角，受重力加速度和流体运动粘度影响，本项目取 14° 。

② 紊动扩散运动

采用随机走步方法模拟紊动扩散过程。随机扩散过程用如下形式表示：

$$\overline{\Delta \alpha_i} = N(0,1) \sqrt{2 \cdot D_L \cdot \Delta t}$$

式中：

$N(0,1)$ 为随机变量服从标准正态分布； D_L 代表湍流扩散系数； Δt 代表时间步长。

(3) 风化过程

油粒子的风化包括蒸发、溶解和形成乳化物等过程，在这些过程中油粒子的组分发生改变，但其水平位置没有发生变化。

① 蒸发

油膜蒸发受油分、气温和水温、溢油面积、风速、太阳辐射和油膜厚度等因素的影响。蒸发率可由下式表示

$$EVAP = \frac{K_E \cdot P_{vp} \cdot A}{R \cdot T} \cdot f \cdot M$$

式中：

EVAP 为蒸发速率；

K_E 为质量转移系数 (m/h), $K_e = 0.0292 \cdot U_w^{0.78} \cdot D^{-0.11} \cdot Sc^{-0.67} \cdot \sqrt{\frac{M+29}{M}}$ 。 U_w 为风速 (m/h), D 为表面水体油膜直径, Sc 为 Schnidt 数, 取 2.7。

P_{vp} 为蒸气压 (atm);

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积 (m^2);

R 为气体常数 $8.206 \cdot 10^{-5} atm \cdot m^3/mol \cdot K$;

T 为温度 (K);

f 为挥发性组分分数;

M 为摩尔分数 (g/mol)。

① 溶解

当石油进入海洋后, 在不断蒸发的同时, 石油的溶解过程也开始进行。溶解是油在一定能量的搅动下, 形成油粒均匀进入水体的过程。石油挥发性组分和重组分的溶解过程计算如下:

$$DISS_volatile = k_{disl} \cdot A \cdot M_{volatile} / M_{total} \cdot \rho_{volatile} \cdot f_{Disp} \cdot C_{volatile}^{sat}$$

$$DISS_heavy = k_{dish} \cdot A \cdot M_{heavy} / M_{total} \cdot \rho_{heavy} \cdot f_{Disp} \cdot C_{heavy}^{sat}$$

式中:

k_{disl} 为轻挥发性组分的溶解速率 (m/s), 取 4.6×10^{-6} 。

k_{dish} 为重组分的溶解速率 (m/s), 取 $4.6 \times 10^{-6} m/s$ 。

$M_{volatile}$ 为油粒子轻挥发性组分质量 (kg);

M_{heavy} 为油粒子重组分质量 (kg);

$\rho_{volatile}$ 为挥发性组分的密度 (kg/m^3);

ρ_{heavy} 为挥发性组分的密度 (kg/m^3);

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积 (m^2);

f_{Disp} 为提高溶解度的化学分散剂作用;

$C_{volatile}^{sat}$ 为挥发性组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-5} ;

C_{heavy}^{sat} 为重组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-7} 。

③ 乳化

乳化是在海洋溢出的情况下形成两种不同液体, 海水和油的混合物。细油滴悬浮在

水中（但不溶于水中），形成的乳化体积可达到其形成的油的四倍。此外，粘性乳液在环境中比源油长得多，并且其形成减缓了随后的风化过程。乳化倾向于在强风或和波浪的条件下发生，并且通常直到溢油持续存在于水上或至少几个小时。本模型将乳化描述为油+水和油包水两个阶段之间的平衡过程。乳液的稳定性是决定乳液破乳能力的重要因素，因为不稳定和均匀的乳液会释放水。该过程按一级水释放公式描述：

$$\frac{dY_w}{dt} = \text{watertake} - \text{waterrelease}$$

$$\text{watertake} = K_{em} * (U_w + 1)^2 * \frac{(Y_{max} - Y_w)}{Y_{max}}$$

$$\text{waterrelease} = -\alpha \cdot Y_w$$

式中：

Y_w 为乳化物含水率（kg/kg）；

Y_{max} 为最大含水率（kg/kg），取 0.85；

watertake 为油品水组分的吸收速率；

waterrelease 为油品水组分的释放速率；

K_{em} 为乳化速率常数，一般取 $2 \times 10^{-6} \text{s/m}^2$ 。

U_w 为风速（m/s）；

α 为水释放速率，稳定乳化物 $\alpha=0$ ，中稳定乳化物 $\alpha > 0$ 。

水释放速率 α 与乳化稳定性 S 参数相关，计算公式如下：

$$\alpha = \begin{cases} \alpha_0 - \frac{(\alpha_0 - \alpha_{0.67})S}{0.67} & S < 0.67 \\ \alpha_{0.67} [(1.22 - S)/(1.22 - 0.67)] & 0.67 \leq S < 1.22 \\ 0 & S \geq 1.22 \end{cases}$$

式中：

α_0 为不稳定乳化 $S=0$ 时的释放速率，等于 $\ln(Y_{max}/0.1)/3600\text{s}^{-1}$ ；

$\alpha_{0.67}$ 为中稳定乳化 $S=0.67$ 时的水释放速率，等于 $\ln(Y_{max}/0.1)/(24 \cdot 3600)\text{s}^{-1}$ ；

S 参数通过 Mackay 和 Zagorski 稳定性指数公式计算。

（4）溢油物理性质的变化

①运动粘度变化

溢油的粘度由于乳化及蒸发等风化过程而增加。乳化过程对溢油粘度的影响如下式计算：

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp \left[\left(\frac{2.5 \cdot Y_w}{1 - C \cdot Y_w} \right) \right]$$

式中：

μ_0 为乳化前的运动粘度， μ 为溢油经历乳化过程后的运动粘度；

②密度变化

油的物理化学性质也随温度而变化。由于溢油温度在溢出后立即具有高于倾点的温度，所以密度相当低，油浮力因此在开始时将浮油推向水面。然而，随着浮油冷却，密度增加并使与封闭水的密度差异最小化，浮油可通过分散在水表面以下而对湍流水起反应。依赖于温度的流体密度基于流体的体积热膨胀：

$$\rho_T = \frac{\rho_0}{1 + \beta(T - T_0)}$$

式中：

ρ_T 为最后密度 (kg/m^3)， ρ_0 为参考密度 (kg/m^3)，挥发组分密度在 20°C 的初始密度取 813kg/m^3 ，重组分密度在 20°C 的初始密度取 997 kg/m^3 ；

T 为温度 ($^\circ\text{C}$)， T_0 为参考温度 ($^\circ\text{C}$)；

β 为体积温度膨胀系数 ($1/^\circ\text{C}$)，取 0.0007 。

浮油的密度随着乳化和温度发生变化。乳化物的一般密度为：

$$\rho_e = Y_w \rho_w + (1 - Y_w) \rho_c$$

式中：

ρ_w 为海水密度，取 1025kg/m^3 ， ρ_c 为油品密度， ρ_e 为乳化后的油密度。

溢油密度的综合表达式如下所示：

$$\rho_c = \frac{M_{\text{volatile}} \rho_{\text{volatile}} + (M_{\text{heavy}} + M_{\text{Asph}} + M_{\text{Wax}}) \rho_{\text{heavy}}}{M_{\text{total}}}$$

式中：

ρ_c 为溢油密度，M 为各种组分的质量 (kg)， ρ_{volatile} 和 ρ_{heavy} 分别为通过温度校正

后的挥发组分和重组分密度 (kg/m^3)。

8.3.2 预测模式中有关参数的设定

(1) 溢油类型

根据油气泄漏风险事故分析,对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析,选取最大可信事故海底管道溢油进行预测。

(2) 溢油位置的选择

考虑到海管近平台侧风险事故发生概率比海管中间安全区高,因此选择海管近起输平台 LD5-2N WHPA 处作为溢油预测点。预测点坐标为: XXXXXXXXXX

(3) 源强

根据油气泄漏风险事故分析,对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析,本报告选取最大可信事故海底管道溢油进行预测。

本工程最大可信事故确定为生产阶段海管/立管破裂溢油,其发生概率在 10^{-3} 次/a 量级;确定溢油影响预测的溢油量约 40m^3 (详见 8.2.4 节)。

(4) 常风与大风风速取值

本次溢油数值模拟主要针对平均风速与极端风速下溢油漂移情况进行模拟,溢油数值模拟预测选取的风向及多年平均风速、最大风速取值来源于《旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书》(国海环字[2004]29 号)中数据,见表 8.3-1。

表 8.3-1 溢油数值模拟扩散选取风参数

风向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
平均风速(m/s)	11.7	4.0	4.8	8.5	6.0	6.7	5.0	7.7
最大风速(m/s)	23.7	16.0	13.6	17.8	12.7	17.1	14.1	17.3

8.3.3 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布

从图 8.3-1~图 8.3-4 可以看出:溢油事故发生后,油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动,当风向与潮流方向一致时,油膜中心运动速度较大,可以看到油膜中心点间距较大,而当风向与潮流方向相反时,油膜运动方向甚至会与潮流方向相反,在图中可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。在近海区域,风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用,体现在模拟结果中就是:不同的风向直接导致溢油漂移方向不同,甚至决定了溢油是否抵岸。

表 8.3-2 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
N	11.7	涨潮	24.15	575.8	353.03	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	73.43
		落潮	22.74	563.97	353.69	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	74.32
NE	4.0	涨潮	23.61	322.98	203.19	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 71.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	-	-	72.19
		落潮	23.61	308.77	201.09	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 71 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	-	-	73.21
E	4.8	涨潮	37.53	636.82	413.97	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 65.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	-	-	73.21
		落潮	36.8	636.99	406.84	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 65 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	-	-	72.98
SE	8.5	涨潮	27.59	764.64	481.9	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 31 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区) 71.5 (绥中浅海养殖区)	/	-	-	74.26
		落潮	25.04	781.19	482.82	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 31.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区) 71 (绥中浅海养殖区)	/	-	-	73.21
S	6.0	涨潮	30.44	911.68	551.15	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 33 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	-	-	74.10
		落潮	29.67	923.42	549.36	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	73.92

						33.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)				
SW	6.7	涨潮	31.06	378.17	250.55	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	73.29
		落潮	31.06	383.78	257.3	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	74.19
W	5.0	涨潮	23.31	547.42	351.12	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	74.21
		落潮	24.89	542.08	358.04	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	74.18
NW	7.7	涨潮	30.11	358.58	228.08	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 71 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区)	/	-	-	73.67
		落潮	28.65	361.59	230.81	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 71.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区)	73.09 73.76	-	-	74.10

注：“-”表示未抵达，“/”因溢油持续时间为 1h，统计时间内油未完全溢出，无法计算残油量。*表示红线区。

表 8.3-3 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
N	23.7	涨潮	42.99	1315.73	796.62	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 17.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区)	/	-	-	71.24
		落潮	44.8	1340.77	824.64	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 17 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区)	75.87	-	-	71.98
NE	16.0	涨潮	45.53	649.42	416.36	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	/	-	-	70.54
		落潮	49.94	637.53	417.61	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) *	75.38	-	-	70.32
E	13.8	涨潮	72.64	1477.8	919.16	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 34.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区) 47 (绥中浅海养殖区)	/	-	-	70.67
		落潮	70.84	1471.3	923.43	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区) * 35 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	72.98 71.43	-	-	70.87
							72.78			
							71.32			

旅大 5-2 北油田 I 期项目环境影响报告书

						47.5 (绥中浅海养殖区)					
SE	17.8	涨潮	47.52	1737.6	1014.8	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 9.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区) 19 (绥中浅海养殖区) 39.5 (绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区-禁止开发区)* 31.5 (天龙寺旅游休闲生态红线区-限制开发区)* 31.5 (六股河河口及湿地生态红线区-限制开发区)* 31.5 (六股河口海岸侵蚀生态红线区-限制开发区)*	/	82.35	32.5	73.50	抵岸
		落潮	46.04	1722.7	992.53	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 10 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区) 19.5 (绥中浅海养殖区) 40 (绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区-禁止开发区)* 32 (天龙寺旅游休闲生态红线区-限制开发区)* 32 (六股河河口及湿地生态红线区-限制开发区)* 32 (六股河口海岸侵蚀生态红线区-限制开发区)*	/	82.45	33	73.64	抵岸
S	12.7	涨潮	48.19	1562	1006.6	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 10 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	83.52	-	-	71.29
		落潮	45.92	1586.6	1018.8	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 10.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	83.86	-	-	70.95
SW	17.1	涨潮	59.27	627.81	403.41	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 57.5 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	72.56	-	-	70.89
		落潮	55.39	638.72	405.05	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 57 (辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区)	/	72.09	-	-	71.23
W	14.1	涨潮	43.04	1310.2	746.64	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)*	/	-	-	-	71.65

旅大 5-2 北油田 I 期项目环境影响报告书

						52.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区) 32 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-核心区)	71.80 72.10			
		落潮	40.49	1324.1	755.19	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 53 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区) 32.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-核心区)	/ 71.79 72.09	-	-	71.57
NW	17.3	涨潮	48.19	701.79	461.21	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 19 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区) 23.5 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-核心区)	/ 77.98 74.15	-	-	71.27
		落潮	44.01	719.62	452.21	0.5 (大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区)* 20 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-缓冲区) 25 (辽宁大连斑海豹国家级自然保护区-核心区)	/ 76.48 72.74	-	-	71.10

注：“-”表示未抵达，“/”因溢油持续时间为 1h，统计时间内油未完全溢出，无法计算残油量。*表示红线区。

表 8.3-4 不同风向、均风条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮况	溢油后 2h			溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 24h		
			漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)
N	11.7	涨潮	2.11	7.5	93.45	4.81	18.86	88.68	8.7	57.89	85.67	13.59	189.71	80.65
		落潮	3.15	9.83	93.98	7.32	32.2	87.56	11.11	98.01	85.98	11.88	170.71	80.36
NE	4.0	涨潮	2.02	4.92	93.29	4.81	13.24	89.20	9.3	39.14	86.10	14.26	118.73	80.54
		落潮	3.15	9.84	93.68	8.36	27.53	87.49	10.92	68.52	86.42	11.78	103.07	81.45
E	4.8	涨潮	2.02	4.76	93.21	4.81	30.41	88.50	15.97	104.9	85.98	23.3	227.76	81.98
		落潮	3.15	14.07	93.56	11.63	40.54	89.20	9.43	108.53	86.31	17.89	212.47	80.96
SE	8.5	涨潮	2.02	4.87	93.67	4.9	27.57	89.32	10.04	101.19	85.99	16.08	258.35	81.23
		落潮	3.15	10.63	93.99	7.78	35.13	88.96	10.4	125.82	86.16	11.09	243.47	81.09
S	6.0	涨潮	2.11	7.5	93.68	6.45	28.54	88.56	7.59	101.41	85.87	13.34	300.04	80.54
		落潮	2.45	11.13	93.29	7	42.2	87.92	14.64	153.37	83.99	17.8	282.91	80.21
SW	6.7	涨潮	2.02	3.64	92.99	7.25	19	90.21	6.43	58.37	85.47	14.44	132.73	80.75
		落潮	2.45	8.59	92.79	6.43	22.31	88.35	14.04	72.35	84.38	16.88	139.24	81.23
W	5.0	涨潮	2.02	3.64	92.58	5.86	21.59	88.74	6.67	66.41	84.98	11.63	179.52	81.45
		落潮	3.15	10.63	93.21	6.43	29.09	89.74	12.46	89.43	85.83	13	176.99	81.65
NW	7.7	涨潮	2.02	3.64	93.65	6.17	16.08	89.65	6.44	47.21	86.32	13.41	134.25	80.65
		落潮	2.45	9.84	92.98	6.43	24.8	88.64	14.76	76.64	85.71	16.91	135.35	80.84

表 8.3-5 不同风向、极风条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮况	溢油后 2h			溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 24h		
			漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)
N	23.7	涨潮	2.11	9.16	92.31	5	36.28	85.55	16.79	144.99	78.44	24.87	437.92	73.21
		落潮	2.92	12.02	93.21	12.16	63.97	86.33	12.27	220.72	79.34	20.03	401.05	73.28
NE	16.0	涨潮	2.02	7.35	92.45	4.81	26.85	84.67	19.72	70.18	79.65	27.81	204.75	73.09
		落潮	4.2	13.76	92.67	15.55	48.12	85.35	12	118.76	78.43	23.73	182.05	72.91
E	13.6	涨潮	2.01	8.48	91.99	10.74	60.47	85.47	26.15	208.52	79.54	37.4	497.48	72.95
		落潮	5.23	17.04	92.34	17.29	69.7	85.87	18.12	225.18	78.99	34.69	480	73.19
SE	17.8	涨潮	2.11	9.66	91.46	9.52	52.64	85.49	18.56	205.98	79.20	25.79	571.81	73.88
		落潮	3.81	15.59	91.37	11.29	70.03	85.23	15.92	267.35	79.24	25.05	525.14	73.11
S	12.7	涨潮	2.11	12.01	92.54	11.3	60.51	85.33	15.82	206.48	79.10	26.93	604.95	73.13
		落潮	3.15	15.89	92.13	11.23	80.97	86.10	22.06	297.85	78.99	30.08	570.77	73.88
SW	17.1	涨潮	2.94	7.2	91.39	13.54	37.62	85.93	13.73	78.06	79.23	27.07	206.13	72.98
		落潮	3.15	9.81	91.76	6.43	34.48	85.47	24.45	117.33	79.10	31.06	204.67	72.89
W	14.1	涨潮	2.12	7.44	92.98	9.82	45.11	85.54	12.49	148.31	78.65	21.37	439.12	73.19
		落潮	3.05	13.41	91.86	7.17	56.08	85.39	18.56	216.39	79.54	23.04	403.79	72.98
NW	17.3	涨潮	2.11	8.26	91.99	11.3	34.26	85.39	15.83	86.62	79.43	26.93	240.82	73.78
		落潮	2.45	9.84	92.31	6.43	41.89	85.76	19.95	132.23	79.32	25.67	235.25	72.79

图 8.3-1(a) 均风 N 落潮-油膜

图 8.3-1(b) 均风 NE 落潮-油膜

图 8.3-1(c) 均风 E 落潮-油膜

图 8.3-1(d) 均风 SE 落潮-油膜

图 8.3-1(e) 均风 S 落潮-油膜

图 8.3-1(f) 均风 SW 落潮-油膜

图 8.3-1(g) 均风 W 落潮-油膜

图 8.3-1(h) 均风 NW 落潮-油膜

图 8.3-2(a) 极风 N 落潮-油膜

图 8.3-2(b) 极风 NE 落潮-油膜

图 8.3-2(c) 极风 E 落潮-油膜

图 8.3-2(d) 极风 SE 落潮-油膜

图 8.3-2(e) 极风 S 落潮-油膜

图 8.3-2(f) 极风 SW 落潮-油膜

图 8.3-2(g) 极风 W 落潮-油膜

图 8.3-2(h) 极风 NW 落潮-油膜

图 8.3-3(a) 均风 N 涨潮-油膜

图 8.3-3(b) 均风 NE 涨潮-油膜

图 8.3-3(c) 均风 E 涨潮-油膜

图 8.3-3(d) 均风 SE 涨潮-油膜

图 8.3-3(e) 均风 S 涨潮-油膜

图 8.3-3(f) 均风 SW 涨潮-油膜

图 8.3-3(g) 均风 W 涨潮-油膜

图 8.3-3(h) 均风 NW 涨潮-油膜

图 8.3-4(a) 极风 N 涨潮-油膜

图 8.3-4(b) 极风 NE 涨潮-油膜

图 8.3-4(c) 极风 E 涨潮-油膜

图 8.3-4(d) 极风 SE 涨潮-油膜

图 8.3-4(e) 极风 S 涨潮-油膜

图 8.3-4(f) 极风 SW 涨潮-油膜

图 8.3-4(g) 极风 W 涨潮-油膜

图 8.3-4(h) 极风 NW 涨潮-油膜

8.4 事故后果分析

8.4.1 溢油对敏感区的影响分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业产生污染损害，而溢油一旦抵岸将造成岸线的严重污染。研究表明，一旦溢油到达敏感区域会对敏感区域造成很大损害。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要为辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾实验区及核心区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会对敏感区造成严重污染，需要工程建设单位予以足够重视，在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

表 8.4-1 溢油对周围敏感目标的影响汇总

敏感目标名称		不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	缓冲区	落潮极风 N、涨潮极风 N、 落潮极风 NW、涨潮极风 NW、 落潮均风 NW、落潮均风 NW、 落潮极风 W、涨潮极风 W	19	77.98
	核心区	落潮极风 NW、涨潮极风 NW、落 潮极风 W、涨潮极风 W	23.5	74.15
辽东湾渤海湾莱州湾 国家级水产种质资源 保护区-辽东湾实验区	实验区	落潮极风 E、涨潮极风 E、 落潮均风 E、涨潮均风 E、 落潮均风 NE、落潮均风 NE、 落潮极风 SE、涨潮极风 SE、 落潮均风 SE、涨潮均风 SE、 落潮极风 S、涨潮极风 S、 落潮均风 S、涨潮均风 S、 落潮极风 SW、涨潮极风 SW	9.5	82.35
绥中浅海养殖区		落潮极风 E、涨潮极风 E、 落潮极风 SE、涨潮极风 SE、 落潮均风 SE、涨潮均风 SE	19	74.32

8.4.2 溢油对生态红线区影响分析

根据预测结果，本工程发生溢油事故后，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达附近红线区并造成严重污染，尤其是大连斑海豹自然保护区禁止开发区，最短到达时间为 0.5h，可能影响到的红线区见表 8.4-2。

表 8.4-2 溢油对周围红线区的影响汇总

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区	涨潮、落潮所有风向	0.5	/
2	绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区-禁止开发区	落潮极风 SE、涨潮极风 SE	39.5	73.15
3	天龙寺旅游休闲生态红线区-限制开发区	落潮极风 SE、涨潮极风 SE	31.5	72.98
4	六股河河口及湿地生态红线区-限制开发区	落潮极风 SE、涨潮极风 SE	31.5	72.98
5	六股河口海岸侵蚀生态红线区-限制开发区	落潮极风 SE、涨潮极风 SE	31.5	72.98

工程建设单位在施工和生产过程中，务必加强管理，杜绝事故的发生。应配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，以降低溢油对红线区、尤其是大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区的影响。

根据《全国海洋生态红线划定技术指南》要求，保护区必须划为海洋生态红线区，且其范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。

现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区范围于 2014 年划定（来自《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年））。

2017 年 8 月，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区范围已进行调整（《关于发布河北小五台山等 4 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的函》（环生态函[2017]181 号））。

2018 年 6 月，自然资源部办公厅回复辽宁省海洋渔业厅《自然资源部办公厅关于辽宁省海洋生态红线“一张图”有关意见的复函》（自然资环办[2018]532 号），复函中“原则同意你省开展渤海、黄海海洋生态红线“一张图”整合工作...国务院已于 2016 年批准同意大连斑海豹国家级自然保护区调整方案，鉴此，我部同意相应调整保护区所涉海洋生态红线”。

目前，辽宁省海洋生态红线调整工作正在开展中，调整后的辽宁省海洋生态红线尚未发布。

项目距离现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区 [REDACTED]，相对位置关系见图 8.4-1 和图 8.4-2。

图 8.4-1 项目与现行的辽宁省海洋生态红线（2014）的相对位置图

图 8.4-2 项目与已调整的辽宁大连斑海豹国家级自然保护区（2017）相对位置图

8.4.3 溢油生态环境影响分析与评价

石油对海洋生物的直接危害一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。石油对海洋生物的化学毒害分为两类一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度石油的毒性效应（于桂峰，2007）。

8.4.3.1 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量石油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。石油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。石油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用石油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的石油团块的基本成分之一，其分子量很大，是石油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当石油烃浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当石油烃浓度较低时，石油烃可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油

物质一起沉入海底或冲上海滩。石油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被石油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。石油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且石油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础（张计涛，2007）。

8.4.3.2 对游泳生物的影响

石油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。溢油对鱼类的损害尤为严重，其中又以鱼卵和幼体为甚，鱼卵和幼体对石油污染的毒性敏感程度要比成熟个体高约 100 倍（张计涛，2007）。溢油对鱼类的直接损害包括：如果污染事故发生在鱼类的产卵或孵化场，由于油的覆盖和毒害，鱼卵和幼体会被杀死；性成熟的鱼，当产卵洄游到严重油污、地理位置较窄、浅水和水交换不良处，也会被杀死；产卵场或孵化场受到严重油污，将影响鱼的怀卵数量和产卵行为，种群繁衍可能受到伤害；无脊椎动物由于逃离溢油现场的速度较鱼类慢，因此其受溢油的损害更大。油污不仅能降低甲壳类动物的摄食率和运动能力，还能抑制甲壳类动物的趋化性，阻抑或降低其生殖行为，延长其蜕皮时间，降低其生长率。溢油对甲壳动物的毒性大小与生物种类、发育阶段、油品种类等有关，对幼虫的毒性一般高于成体，炼制油的毒性一般高于原油（Wirtza K W, 2007）。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。石油污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫

改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

8.4.3.3 对底栖生物的影响

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

8.5 地质性溢油风险分析与评价

略。

8.6 环境风险防范对策措施和应急方法

根据上述环境风险识别、溢油漂移预测、污染物迁移扩散影响及事故后果分析几个小节可知，若发生溢油事故，将会对海洋生态、渔业资源和敏感保护目标产生不利影响，为防止溢油事故的发生，需采取相应的措施减缓事故发生的概率，以及提高溢油应急能力，本节详细阐述了在设计、施工和生产运营期间采取的各项溢油风险防范对策措施和应急方法。

8.6.1 事故防范措施

防止溢油事故发生的最有效的途径就是从工程设计、施工建造和安装以及生产管理

上采取有效的防范措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生，以防止环境风险溢油事故对海洋环境的污染。

8.6.1.1 设计阶段防范措施

防止事故发生最有效的途径就是从工程设计、施工、建造和安装以及生产管理上采取有效措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，防止事故的发生。严格按照设计标准进行精心设计，正确地应用设计规范和建造安装规范是油田各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此，旅大 5-2 油田北 I 期的设计根据相关的国家法律、法规，采用了相应国内规范、标准以及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步骤。

(1) 严格按照相关规范设计

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

(2) 设计火气监控系统

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

(3) 设置紧急关断系统

目的是为了保护平台人员和设备的安全，防止环境污染，将事故的损失限制到最小。紧急关断系统的设计应确保：某一级别关断能启动所有较低级别关断，而不能引起较高级别的关断。在平台可燃气体泄漏、发生火灾、输油管道破裂、恶劣天气等不利条件下，油田可执行紧急关断。

(4) 注重安全可靠

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

(5) 双层海管设计

新建混输管道为双层钢管，内层为输送管，外层为套管，中间为保温层，可以对输送管道进行有效的保护。

8.6.1.2 施工阶段防范措施

(一) 井喷及井涌事故防范措施

预防和缓解措施包括准确分析地层压力，配比合适的泥浆，安装完备的井控装置，钻井人员经过严格的培训，加强井控演习，安装井下安全阀和井上安全阀、并时刻保证安全阀的正常工作。为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

- 加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故；
- 严格实施钻井作业规程；
- 在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- 安装井口防喷器；
- 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；
- 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- 开钻之前制定周密的钻井计划；
- 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；
- 油管强度设计采用较高的安全系数；
- 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；
- 加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

目前因地层资料不足，在钻井阶段导致意外事故从而可能发生事故的防范措施如表 8.6-1。

表 8.6-1 目前钻井阶段发生事故的防范措施

事故类型	采取的措施
溢流	及时发现溢流现象，尽快关井，实施压井作业
井漏	观察井内变化，严格按照需要往井内补充钻井液
井涌	掌握准确的地层资料，根据地层情况配比合适的泥浆

（二）钻完井期间其他风险防范措施

（1）设备故障导致意外事故的风险防范措施

在钻、完井阶段由于设备故障可能导致意外事故从而可能引发溢油事故的推荐防范措施见表 8.6-2。

表 8.6-2 设备故障可能导致意外事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
采油树损坏	按时检查和维修及时更换损坏件，合理设计、安装
套管油管柱损坏	检查管件，保证质量防止井内落物
井控管汇损坏	按时检查保养
灰罐下灰口堵塞	选择重晶石粉时注意质量，装运时注意勿将杂物带入罐中

（2）井眼防碰预防措施

- ①表层防碰井段钻进使用牙轮钻头，采用低排量、低钻压钻井参数确保作业安全。
- ②防碰井段使用陀螺测斜，密切关注与已钻井眼的防碰扫描。
- ③在返出槽合适位置放置磁铁，并安排专人实时观察。
- ④优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

⑤钻进中若出现钻遇套管的征兆，如返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

（3）固井作业风险防范措施

- ①提高套管居中度。套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度。
- ②改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油层段，领浆填充上部井段。
- ③优化浆柱结构。固井作业水泥浆采用低密高强体系封固。采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间。
- ④合理设计前置液浆柱，确保清洗效果。
- ⑤合理选择隔离液。
- ⑥尽量减少套管鞋口袋。
- ⑦固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口。
- ⑧固完井拆井口后，要在 11" 油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力

表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。

⑨进行固井质量测井，确保油层段封固。

（三）船舶碰撞防范措施

为减少施工期施工船舶事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施。

（1）在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

（2）为防止钻完井作业、施工过程中可能出现的溢油风险事故，建设单位应设立事故应急机构，平时协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故。

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

（4）制订必要的事故应急程序，配置相应的具有溢油回收功能的施工船舶等。一旦溢油事故发生，立即启动应急程序，并及时报告相关政府部门，对溢油进行清除，将溢油造成的损失降至最低。

（5）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。施工单位根据作业需要，须划定与施工作业相关的安全作业区时，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告。

（6）施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

（7）施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

8.6.1.3 生产阶段防范措施

（一）井涌或井喷风险防范措施

在生产阶段，井下作业、采油（气）、修井等过程中均存在发生井喷或井涌的风险。为防止井涌或井喷的发生，建设单位在采取如下措施：

（1）定期对设备进行安全排查，发现问题及时处理。

（2）加强人员培训，避免人员操做失误引发的事故。

（3）严格实施生产作业规程和安全规程；

(4) 设置消防喷淋系统、二氧化碳灭火系统，关键场所设手提灭火器；

(5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

(6) 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；

(7) 加强生产时的观测，建立监测系统，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制；

(8) 制定严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施。

(二) 海底管道/立管事故防范措施

海底管道及立管外管的防腐采取防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，还留有一定的腐蚀裕量，在输送流体中加入缓蚀剂、杀菌剂进一步阻止海管内部腐蚀。作为应急措施，设置有应急关断阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。油田群新建的油气混输和输油海底管道均为双层钢管，内层为输送管，外层为套管，中间为保温层，可以对输送管进行有效的保护。

钢管外防腐采用防腐涂层与阴极保护的联合保护方法，留有最小2mm的腐蚀余量。作为应急措施，设置有应急关断阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。海底管道外包一层混凝土保护层。为防止受外力撞击引起的管线破裂事故，全程挖沟埋设，埋深1.5m。严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。管道铺设完成，进行扫线、清管和试压。

此外，在新建输油海底管道、输气海底管道出、入口各设置一套 CC，CP 旁路式内腐蚀监、检测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测腐蚀情况，根据监测情况采取相应措施，包括调节缓蚀剂的种类，添加浓度及频率，或采取工艺措施如降低含水率，降低 CO₂ 分压等措施，并定期获取如下数据或采取如下措施：

- 细菌分析；
- 腐蚀挂片和腐蚀探头的腐蚀数据及分析；腐蚀挂片照片；
- 如果输送介质成份、操作条件发生变化，应及时采取措施，主要包括：加强检测和监测、调整缓蚀剂（品种、用量和加入方法、加入点等）、进行内腐蚀监测及腐蚀评估等；

- 根据投产后的实际生产情况，筛选缓蚀剂，采取合适的注入方法；

- 定期进行预膜和清管作业；

定期对海底管道腐蚀情况进行检测和评估，对钢质输油管道定期采用智能清管球进

行检测，同时根据评估结果制定以后的检测评估计划和管理措施。

在管道铺设和运行期间，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往的各种船只因抛锚等损伤管道。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

在海底管道生产运行期间，确保海管的高低压保护装置运行正常，并实施监测海管进出口端的压力值及变化趋势，不定期进行海管状态监测，并建立了海管完整性的管理系统（如音波测漏系统），为海底原油管线监控提供有力保障。

（三）平台溢油事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段充分考虑了油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置了相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

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

（四）热采系统事故防范措施

热采过程中可能存在的风险，从注汽、焖井、放喷、环空注氮、高温高压管理等方面提出相关防范措施。

（1）注汽作业

• 在注热作业前，注热管线必须经过保温处理，注热管线和注氮管线与各自设备连接后分别试压，达到设计要求后方可施工；

• 在注热过程中，在井口区域设立必要的灭火设施，并安排专人定时巡检；

• 热采井井注热期间，严禁井口区其它油水井进行放空作业。

（2）焖井、放喷作业

• 检查井口装置有无刺漏，记录井口温度、压力数据，若压力超过热采井口装置的安全范围，进行必要的压井作业；

• 连接好压井管线，泥浆池备足压井液；

- 放喷时，记录产出液温度，若超过平台温度要求，继续焖井至产出液温度回落到平台要求范围。

(3) 环空注氮气作业

- 注氮气管线连接要紧固，设定固定点，在注氮前进行试压，压力达到设计要求后方可施工；

- 在氮气气举诱喷过程中，检查注氮管线及井口有无刺漏，注热压力及注氮量是否达到设计要求。

(4) 高温、高压作业

- 根据高温高压作业的特殊需要，对作业人员进行高温高压分析及控制措施的培训；
- 井口装置及注热、注氮管线使用前必须进行试压，压力达到设计要求后方可进行施工作业；

- 现场建立巡检制度，及时发现井口或管线刺漏及其它异常现象，通知现场监督进行处理或整改。

(五) 船舶碰撞事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。旅大 5-2 北油田开发项目具体有以下几方面的管理措施：

- 1) 认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；
- 2) 充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望；
- 3) 使用安全航速；
- 4) 配齐必要的助航仪器（海上作业已配备 AIS 船舶防撞系统）；
- 5) 与海事局部门合作共建 VTS 系统。
- 6) 设定安全作业区，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区。
- 7) 狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。

海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

8.6.1.4 溢油预警机制

- 对溢油风险环节，进行危险源的辨识与更新；
- 对于海上设施（包括平台、管线、储油设施、作业船舶等）和作业流程，可能产生溢油部位安装监控装置，并对监控设施、仪表进行定期检测；
- 所有作业人员都有义务报告溢油隐患，并积极采取力所能及的措施控制隐患；
- 对于可能产生溢油的上述环节，安排人员定期进行巡视；
- 发生溢油后，要及时组织堵漏，搜集信息，按照报告流程报告和启动溢油应急程序。

此外，根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（四）环境风险防范行动”中的“17. 海上溢油风险防范”规定：“石油勘探开发海上溢油风险防范。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。”及“（六）完善监测监控体系”中“按照陆海统筹、统一布局、服务攻坚的原则，加快建立与攻坚战相匹配的生态环境监测体系。加强监测能力建设，保障监测运行经费，在专用监测船舶、在线监测设施、应急处置设备等方面加大投入力度。强化渤海网格化监测和动态监视监测，建设海洋环境实时在线监控系统。实施渤海海洋生态风险监测，加强对危化品及危险废物等环境健康危害因素的监测……”，建设单位在项目施工和运营过程中，应加强海上溢油影响的环境监测，制定相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。加强监测能力建设，在专用监测船舶、在线监测设施、应急处置设备等方面加大投入力度。并按要求编制具有针对性的溢油应急计划。

8.6.2 溢油事故应急处理措施

旅大 5-2 北油田 I 期项目虽在设计、建造、施工和运行期间将采取各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原因导致海上油气泄漏事故发生的可能性。这种发生概率很低，但却难以预料，仍然存在不可忽视的环境风险。因此必须在以预防为主的基础上，配备适当的应急设备，制定科学的应急预案并建立严格的应急程序，并充分利用现有的应急处理能力和措施，尽最大能力降低海上油气泄漏的环境危害程度。

8.6.2.1 制定溢油应急预案

在本项目正式投产作业前，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”）应制定详细的溢油应急预案，溢油应急预案结合本油田的超重质、特~超稠油油品性质采取针对性的溢油风险防范措施和溢油应急力量，并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。本项目溢油应急预案需与附近其他油田应急预案统一考虑，并纳入天津分公司应急体系中。应急预案的主要内容应包括油田作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等内容。天津分公司和旅大 5-2 北油田 I 期应急组织机构见图 8.6-1 和图 8.6-2。

所有参加油田开发作业的钻井平台和施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《防治船舶污染海洋环境管理条例》和健康安全环保管理体系的相关要求向天津分公司提供其安全应急计划和溢油应急预案。船舶发生污染事故其应急预案应符合《防治船舶污染海洋环境管理条例》规定的相关要求。

本油田发生溢油事故后，无论大小，均必须按要求尽快向上逐级汇报，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 8.6-3。

在通知天津分公司应急办公室以前完成以下应急反应程序：

任何人看到溢油都必须在安全的前提下，马上采取措施切断溢油源，并向上级报告；确保所有人员的安全。判断溢油是否有起火或爆炸的危险。如需要，关闭电源并确保停止所有产生点火源的活动；使用吸附剂和其它现有材料，在区域周围形成一个临时围栏以阻挡溢出的油扩散；尽量防止溢油入海；报告并按小型溢油应急程序或中型溢油应急程序中的内容采取恰当的溢油应急行动。

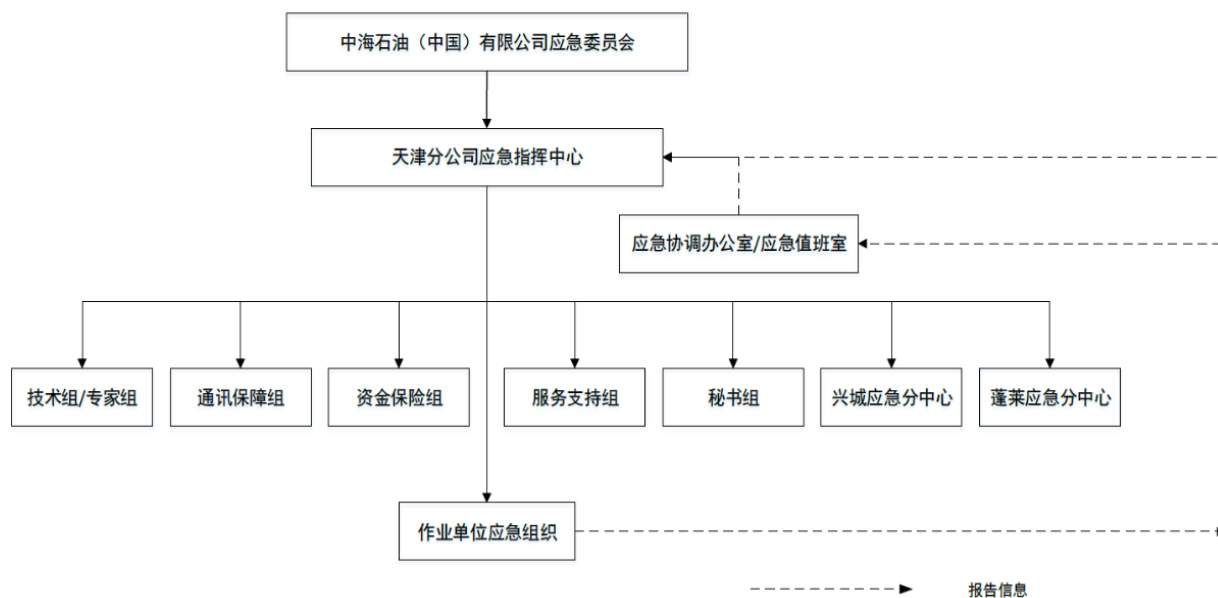


图 8.6-1 天津分公司应急组织机构

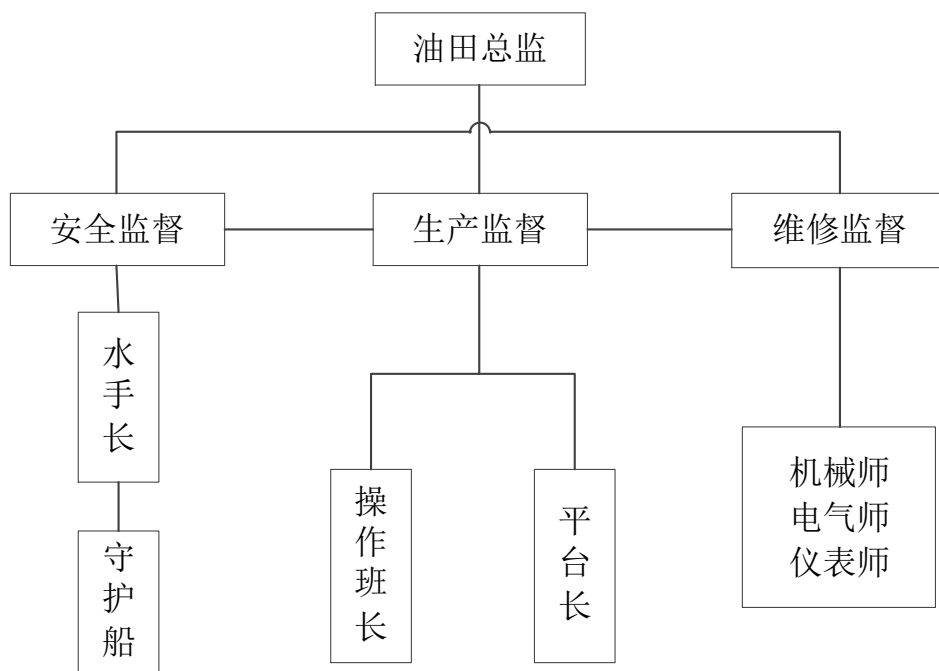


图 8.6-2 旅大 5-2 北油田 I 期溢油应急组织机构

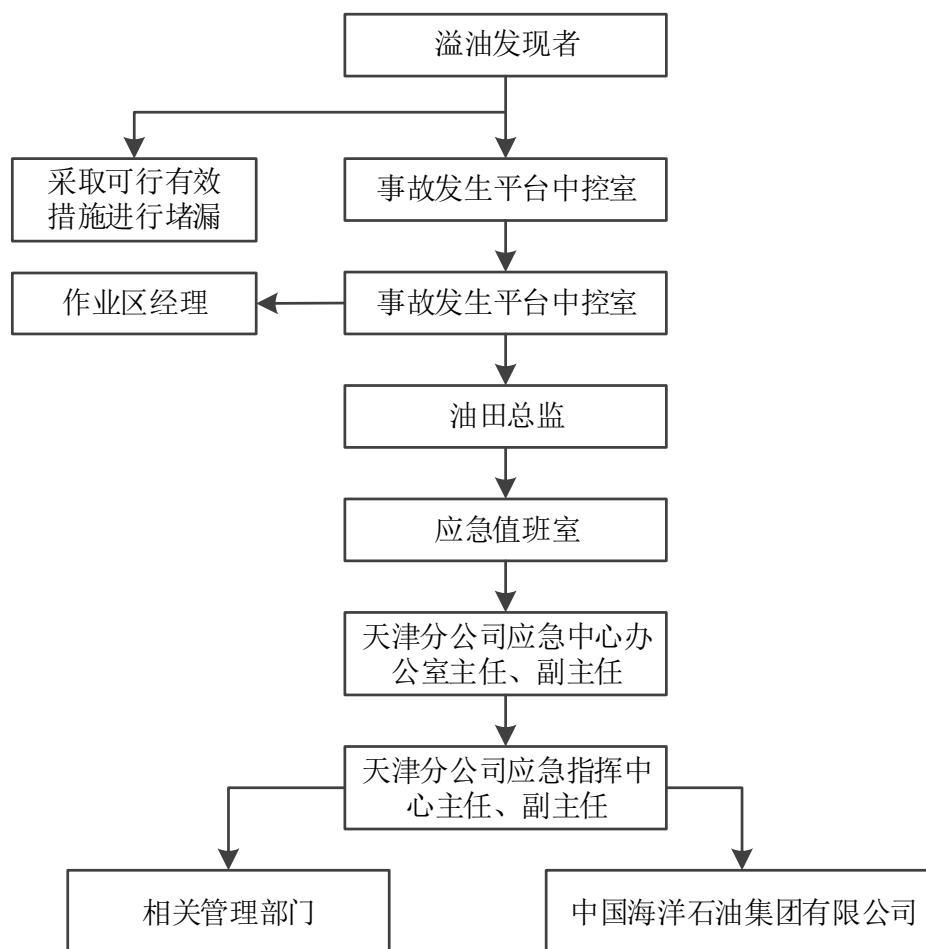


图 8.6-3 溢油事故报告程序图

8.6.2.2 溢油反应程序

溢油事故的应急程序是根据事故类型的大小不同而定。不同规模的溢油需要不同的级别、应急设备和人员。根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四种类型。

- (1) 特别重大溢油事故，是指溢油 1000t 以上的海洋石油勘探开发溢油事故；
- (2) 重大溢油事故，是指溢油 500t 至 1000t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- (3) 较大溢油事故，是指溢油 100t 至 500t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；
- (4) 一般溢油事故，是指溢油 0.1t 至 100t（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

对应《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》中的溢油事故分类，将应急响应设定为 I 级、II 级、III 级和 IV 级四个等级。

“海洋石油勘探开发溢油应急预案”相关内容目前正在修编中，各级事故应急响应启动单位，以正式发布的“海洋石油勘探开发溢油应急预案”内容为准。

发生溢油事故后应及时启动本油田应急计划，由天津公司根据溢油规模启动相应级别的应急预案，旅大 5-2 北油田 I 期项目作业者将严格按照上述要求执行。

(1) 一般类型溢油事故

当溢油量在 10t 以内时，将首先依靠旅大 5-2 北油田的溢油应急组织和设备组织实施。一艘守护船、供应船、作业区管理层以及其他人员作为海上现场溢油应急小组的支持。油田总监作为溢油应急总指挥，发生溢油后，油田总监与天津分公司应急办公室协调处理。天津分公司应急办公室应保持与海上联系，并在必要时随时准备援助海上现场溢油管理小组。

当溢油量在 10t~100t 之间时，应急程序由海上应急组织构成，并获得天津分公司应急办公室支持。此应急反应可能需要包括环渤海溢油反应组织在内的几处溢油应急资源的支持。溢油回收清理活动可能要超出油田附近海域。事故初期应急负责人仍是油田总监或其替代人员，直到陆地溢油组织指挥人员抵达海上接替他。

(2) 较大类型溢油事故

当发生较大类型溢油事故后，需要中海石油中国有限公司天津分公司及政府的溢油应急力量协助处理和控制在。此类型溢油反应中，油田总监作为事故初期应急负责人，并将会被迅速赶到的溢油反应组织负责人替换，以使油田总监得以处理人员和设施问题。天津分公司应急办公室将协调各溢油应急组织，专业溢油应急服务公司将协助协调区域外资源（溢油清理组织和人员）。

(3) 特别重大、重大溢油事故

当发生特别重大或重大溢油事故时，要迅速上报，并由相关管理部门统一指挥，按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。

8.6.2.3 海上溢油的处理措施

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

响，因此要注意优先权的选择。通常可选择的措施有围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

1、溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：海上现场风速达到或超过 6 级；海上现场海浪高度超过 2 米；其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

2、围控和机械回收

油溢到水面后，自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

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。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

(1) 双船作业“J”型拖带清油（如错误!未找到引用源。8.6-4）

工作船处于“J”型排列围油栏的凹形底部，将一收油机或收油网放在围油栏凹形底部收油。另一拖船拖带导引围油栏，已增大扫油宽度。

工作船：负责围油栏的收放操作，要有足够的甲板空间放置围油栏；配有浮动油囊存储回收油；需有一吊车收放收油机。

拖船：拖带导引围油栏。

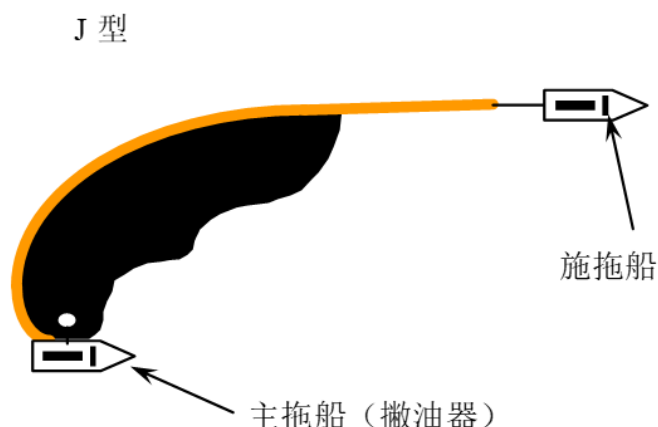


图 8.6-4 双船作业“J”型拖带

(2) 三船作业“U”型拖带清油（如图 8.6-5）

两条拖船拖带围油栏成“U”形，一工作船将一收油机放在围油栏凹形底部收油。也

可将一收油网放在围油栏凹形底部收油。

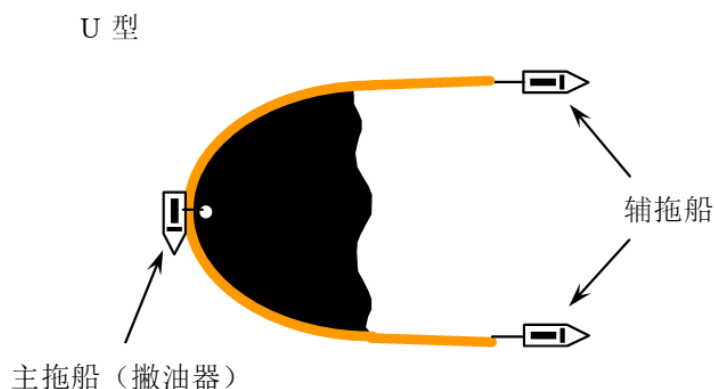


图 8.6-5 海上三船作业“U”型拖带

（3）三船作业“V”型拖带清油

两条拖船拖带围油栏成“V”形，浮油回收船在“V”型底部收油。

海上溢油的处理效果，除溢油应急力量的强弱、能否有效快速调用、天气海况因素决定以外，溢油的性质及其季节变化也是影响海上回收和处理效果的重要因素。因此，当海上发现溢油时，应迅速分析判断溢油的性质组分等，然后根据有关技术要求、操作规程和应急预案快速、恰当地调用合适的应急力量参与应急反应行动。

3、喷洒化学消油剂

随着海洋石油勘探开发的不断蓬勃发展，海上溢油事故也逐年递增，化学消油剂作为一种常用的治理溢油污染技术，应用越来越广泛，使用量日益增加。由于化学消油剂的有效成分是非离子型表面活性剂和溶剂，两者对海洋生物均有一定的毒性。因此，对于控制消油剂的使用要遵照海洋主管部门相应的法规，以尽可能地防止由于使用消油剂所造成的二次污染。

当海上发生溢油后，一小部分油可以通过波浪的混合作用而自然分散，这个过程是非常缓慢的。那么，使用化学消油剂可以极大地提高油的自然分散速度，促进了油类的降解，同时，油膜的乳化分散也降低了着火危险，但消油剂并没有改变石油本身的性质，因此它也必然存在负面的影响。

在海上我们可以利用现场守护船舶进行喷洒作业。作业时可通过固定在船舷两边的喷洒臂将消油剂以扇形的形状喷出，喷出的消油剂液滴呈水珠状（研究表明：这样可以保证在有风的情况下落点准确和减少挥发损失）。

消油剂可以破坏油膜，使水面溢油乳化成水包油的微小微粒，进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用，会导致二次污染，对其使用必须严格限制。

(1) 法规要求

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的国家海洋局关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- ①油膜厚度大于 5mm；
- ②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- ③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50% 以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa s；
- ④海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；
- ⑤溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

表 8.6-3 消油剂使用要求

海区	一次性使用量	备注
渤海	消除1吨溢油 (普通型消油剂0.3—0.5吨)	大于10米水深

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取以下事中事后监管措施。

(2) 使用原则

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

①溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。

②溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

8.6.3 溢油应急措施有效性分析

8.6.3.1 油田自身溢油应急物资

参考《海上石油设施溢油应急设备配置标准》(JK101-2018, 中海油能源发展股份有限公司企业标准), 本工程新建的 LD5-2N PAP 平台将配备围油栏、撇油器、储油囊、适量的消油剂和吸油毛毡等溢油应急设备, 考虑到海上平台的局限性, 溢油应急设备的配备一般只需满足 10t 以内小型溢油的应急响应要求。溢油应急设备存放在平台上层甲板上, 配备的溢油应急设备见表 8.6-4。

表 8.6-4 旅大 5-2 北油田配备的溢油应急设备

应急设备	存放 LD5-2N PAP 平台	
充气式橡胶围油栏	400m	
围油栏动力站	1 台	
充气机	1 台	
撇油器	30-50m ³ /h	1 台
储油囊	10 m ³ 浮动储油囊	2 套
高压清洗机	1 台	
吸油拖栏	500m	
吸油毛毡	1t	
消油剂	6 桶	
消油剂喷洒装置	1 台	
手持喷枪	2 套	

8.6.3.2 油田周边溢油应急物资

(一) 周边油田

另外, 旅大 5-2 北油田周边海区可借用的应急力量包括金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、锦州 25-1 南油田、锦州 9-3 油田、旅大 10-1 油田等多个油田的设备。同时值班船上配置适量的溢油分散剂和喷洒装置。发生 10t 以下溢油事故时, 立足于作业者装备在旅大 6-2 油田的溢油应急力量实现自救。

当发生 10t 以上的溢油事故时, 可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急, 可由其他油田调用的回收设备如表 8.6-5 和表 8.6-6。

表 8.6-5 旅大 6-2 油田配备的溢油应急设备

应急设备	存放 LD6-2 CEPA 平台

表 8.6-6 周边其它油田群溢油设备一览表

单位	锦州 9-3 油田	绥中 36-1 油田	绥中 36-1 处理厂	LD10-1 油田	LD27-2/32-2 油田	JZ25-1S 油田	JX1-1 油田
存放地点	W 平台	CEP 平台	绥中码头	CEP 平台	LD32-2	CEP 平台	CEPA
围油栏	型号						
	厂家						
	总长						
	工作干舷						
	围板深度						
	抗浪						
	抗风						
	抗流						
	布放时间						
	回收时间						
	储存方式						
	储存温度						
	工作温度						
	总重量						
	生产日期						
动力装置	型号						
	厂家						
	功率						
撇油器	型号						
	厂家						
	重量						
	适用油品						
	撇送距离						
	回收效率						
	工作方式						
	布放方式						

	回收能力	████	████	████	████	████	████	████
工作艇	型号	█	█	█	████			
	功率				████			
	最大航速				████			
	拖力				████			
	存放点				████			
存储油器具	型号	██	██	█	██	████	████	████
	容积	██	██	█	██	████	██	██
	数量	██	██	█	██	████	██	██
	满载重量					██	██	██
喷洒设备	数量	█	██	██	████	██	████	████
	厂家		████	████	████	████	████	████
	臂长		█	█	█	█	█	█
	喷洒速度		█	█	██	█	████	████
手持喷枪	数量	█	██	██	██	██	██	██
	厂家		████	████	████	████	████	████
	最大射距		██	██	██	██	██	
	喷洒速度			████	██		████	████
油拖网	数量				██	██	█	█
	厂家				████	████		
	长度				██	█		
	存放方式				██	██		
消油剂	型号	██	██	██	██	██	██	██
	厂家	██	██	██	██	██	██	██
	数量	████	██	██	████	████	██	██
其他	吸油毡	██	██	█		██	██	██

(二) 环保船

2011 年，“海洋石油 252”和“海洋石油 253”两艘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，其溢油回收能力每小

时可达 200m³，溢油回收效率高、速度快，有利于进一步增强该海域溢油应急响应能力。

（三）中海油专业溢油应急机构应急设施

若发生大中型溢油事故，同时可借助于中海油专业溢油应急机构-中海石油环保服务（天津）有限公司（以下简称“COES”）（该机构与天津分公司签署溢油应急协议，将提供具体的溢油应急力量，天津分公司应急指挥中心负责动员溢油回收设备、船舶、飞机和环保人员）的溢油应急设备进行应急处置。

COES 拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳基地、珠海横琴基地、高栏基地、惠州基地、涠洲岛基地，各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船九艘，四艘服务于渤海湾。COES 还与国家交通部救助打捞局签订了《应急响应资源共享与支持协议》，根据协议可以使用其船舶飞机等资源。另外，COES 同天津武警五支队签署了《海上溢油应急响应合作协议书》，通过为五支队武警官兵定期举办溢油应急知识及设备操作培训，在发生较大、重大、特别重大溢油事故时，作为后备溢油应急力量，共同抗御溢油污染。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。目前渤海已有四艘专业环保船（海洋石油 252/253/230/231）投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生较大、重大、特别重大溢油事故，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制。中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备见表 8.6-4。根据中海石油环保服务有限公司渤海湾溢油应急设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为 799+287+90=1176m³，储油囊容积共为 1056m³，因此，其溢油应急设备的应急能力最大约为 1056m³。

此外，作为三大石油化工公司应急救援联动协调小组成员，当发生溢油事故时，建设单位能按照《三大石油化工公司应急救援联动协调方案》共享中国海油和中国石油的区域溢油应急资源，当事态超过本区应急能力时，通过区域协调办向三大公司应急救援联动协调小组请求支援。



图 8.6-6 中石油、中石化、中海油三大石油公司联合应对海上溢油

表 8.6-7 中海石油环保服务有限公司渤海湾溢油应急设备一览表

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	围油栏 (m)								
2	撇油器 (套)								
			可回收溢油						
3	喷洒装置 (套)								
4	消油剂 (T)								

5	储存装置 (套)						
6	高压清洗机 (套)						
7	吸附材料						

图 8.6-7 本项目周边溢油应急资源分布情况

8.6.3.3 应急反应时间

旅大5-2北油田按照自身情况配置了足以应对10t以内的溢油事件的溢油应急资源及设备，在发生溢油事件的第一时间里即可展开现场海上溢油的围控和回收作业。当发生10t以上溢油事件，或随着溢油事态发展需要时，及时向应急协调办公室报告，由应急协调办公室组织、协调周边油气田及陆地的溢油应急资源设备及环保人员进行下一步的海上溢油清理作业。

(1) 油田自身应急力量应急反应时间

本次预测选取溢油位置在靠近LD5-2N WHPA平台端附近，而LD5-2N PAP平台配备有

溢油应急物资（详见表8.6-4），两平台由30m栈桥相连，因此，一旦发现溢油，则可在0.5h内（平台动员时间）开始溢油应急响应工作。

（2）周边油田及其他外部溢油应急力量应急反应时间

同时，当作业现场发现溢油事故时，LD5-2N 项目可与金县1-1油田、绥中36-1油田、旅大10-1油田、锦州25-1南油田、锦州9-3油田等周边油田进行联合应急响应。根据表8.6-8，若发现溢油，最快抵达溢油点的应急力量为绥中36-1油田，平台动员时间为0.5h，加上航行时间，最快可于0.9h内到达本项目溢油点并装配溢油应急物资开展应急工作，周边其他溢油应急力量可在1.4-16.5h之内陆续到位。

表 8.6-8 周边溢油应急力量抵达溢油点时间

应急力量所在地	距离 (km)	航速 (km/h)	航行时间 (h)	动员时间 (h)	到达时间 (h)
绥中 36-1 油田 CEP 平台	■	■	■	■	■
旅大 6-2CEPA 平台	■	■	■	■	■
金县 1-1 油田 CEPA 平台	■	■	■	■	■
旅大 10-1 油田 CEP 平台	■	■	■	■	■
锦州 25-1 南油田 CEP 平台	■	■	■	■	■
旅大 27-2/32-2 油田	■	■	■	■	■
锦州 9-3 油田 CEPD 平台	■	■	■	■	■
COES 绥中基地	■	■	■	■	■
COES 龙口基地	■	■	■	■	■
COES 塘沽基地	■	■	■	■	■

8.6.3.4 溢油应急能力可行性分析

（1）油田自身溢油应急能力

旅大 5-2 北油田配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，油田自身配备有围油栏、撇油器、储油囊等溢油应急设备，可应对 10t 以下溢油事故。

（2）溢油围控能力

旅大5-2北油田LD5-2N PAP平台配备有溢油应急物资，一旦发现溢油，则可在0.5h内布放围油栏，围控溢油。

由于目前尚未发布油田的溢油应急能力评估方法，因此，本项目参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）进行溢油能力的计算。

①收油作业配套的围油栏数量

$$L_2 = D \times 100$$

式中：D——收油系统数量。本项目收油系统数量取 1。

经过计算，收油作业配套的围油栏数量 L_2 为 100m。

②导流配套的围油栏数量

$$L_3=U \times N_2$$

式中： U ——一组围油栏的长度，单位为米（m）；本项目一组围油栏的长度取 100m；

N_2 ——所需导流的围油栏的组数；本项目取 1。

经过计算，导流配套的围油栏数量 L_3 为 100m。

③防护配套的围油栏数量

$$L_4= (L_2+L_3) \times \varphi$$

式中： φ ——加权系数，取值区间为 0.2~0.5。环境敏感度越高，取值越大。本项目距离大连斑海豹国家级自然保护区较近，环境敏感度较高，因此 φ 取 0.5。

经过计算，防护配套的围油栏数量 L_4 为 100m。

④围油栏数量

围油栏数量的计算公式按下式进行：

$$L=L_2+L_3+L_4$$

式中： L ——围油栏的总数量，单位为米（m）；

L_2 ——收油作业配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_3 ——导流配套的围油栏数量，单位为米（m）；

L_4 ——防护配套的围油栏数量，单位为米（m）。

经过计算，本项目围油栏数量为 300m。

旅大 5-2 北油田配备的围油栏数量为 400m，满足本项目溢油围控能力要求。

（3）机械回收及临时储存能力

旅大 5-2 北油田配备有围油栏、撇油器、储油囊等溢油应急设备可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，将借助金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 10-1 油田、锦州 25-1 南油田、旅大 27-2/32-2 油田、锦州 9-3 油田、绥中 36-1 终端进行联合应急响应。在外借溢油物资抵达溢油地点之前，旅大 5-2 北油田 LD5-2N PAP 平台自身配套的守护船舶可以在 0.5h 内布放围油栏，围控溢油。

参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013），机械回收能力按下式进行：

$$E=T \times P_1 \div [\rho \times \alpha \times Y \times 6 \times (1-\varphi_1)]$$

式中： E ——收油机回收速率，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

T ——总溢油量，单位为吨（t）；本项目总溢油量取 40t；

P_1 ——机械回收量占总溢油量的比例（%），取值区间为 40%~60%；本项目取 60%；

ρ ——回收油水混合物密度，单位为吨每立方米（ t/m^3 ）；本项目取

α ——收油机实际收油速率占标定收油速率的比例（%），本项目 α 取值 5%；

Y ——作业天数，单位为天（d），沿海取 3d，内河水域取 2d，本项目取 3d；

6 ——每天工作时间，单位为小时（h）；

ϕ_1 ——富余量，取 20%。

经过计算，本项目溢油需要的收油机回收速率为 $32.97m^3/h$ 。

表 8.6-9 油田周边溢油应急能力

序号	油田	应急物资						应急能力* (t)	反应时间 (h)
		围油栏 (m)	收油机 (m^3/h)	储油囊 (m^3)	溢油分散剂 (t)	溢油分散剂喷洒装置(L/min)	吸油毡(t)		
1	SZ36-1CEP	400	30	90	2.72	3t/h	0.5	90.7	0.9
2	LD6-2 油田	400			3			10	1.4
3	JX1-1CEPA	400	30	20	2.04	160L/min	0.5	23.9	1.6
4	LD10-1CEP	400	20	45	1.02	3t/h		42.9	1.9
5	JZ25-1S CEP	400	30	20	0.85	210L/min	0.41	23.0	2.1
6	JZ9-3	200	20	30	1.02		0.5	33.4	4.9
7	LD27-2/32-2	400	30	20	1.7	3t/h	0.5	23.9	5.1
8	SZ36-1 终端	680	10	10	1.02	4t/h	1	19.1	5.5
	总计							266.9	

“*”备注：参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013），应急能力选取收油机和储油量能力中较小的数量，叠加吸油毡的吸油能力。旅大 6-2 油田配备的溢油应急物资应急能力为 10t。

参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）结合上述三油田的溢油回收设备配备情况，计算出旅大 6-2 油田、金县 1-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 10-1 油田、锦州 25-1 南油田、旅大 27-2/32-2 油田、锦州 9-3 油田、绥中 36-1 终端的溢油应急能力分别为 10t、23.9 t、90.7 t、42.9 t、23.0 t、23.9 t、33.4 t、19.1 t，合计 266.9 t。因此，一旦发生溢油事故，除旅大 5-2 北油田配备的应急力量外，周边可借助的溢油应急力量完全能满足本项目 40t 溢油的回收要求。

此外，还可借助中海石油环保服务有限公司渤海湾配备的溢油应急设备，该公司配备的撇油器的回收能力共为 $799+287+90=1176m^3$ ，储油囊容积为 $1056m^3$ 。

8.6.4 针对大连斑海豹保护生态红线区的风险防范对策措施和溢油应急能力可行性分析

本项目距现行的大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区生态红线区（2014 年划

定) 较近, [REDACTED] 目前, 辽宁省海洋生态红线调整工作正在开展中, 调整后的辽宁省海洋生态红线尚未发布。

项目与现行大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区 (2014) 及已调整的辽宁大连斑海豹国家级自然保护区 (2017, 最近距离 22km) 相对位置关系见 8.4-2 章节。

8.6.4.1 针对大连斑海豹保护生态红线区的溢油应急物资及响应时间

本项目平台距离红线区的最近距离约 [REDACTED]

旅大 5-2 北油田 PAP 平台配备了专门的溢油回收设备, 发生溢油事故时, 立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救, 油田自身配备有围油栏、撇油器、储油囊等溢油应急设备, 可应对 10t 以下溢油事故。一旦发现溢油, 则可在 0.5h 内布放围油栏, 围控溢油。

参照《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T 877-2013), 本项目溢油需要围油栏数量为 300 米、收油机回收速率为 $32.97\text{m}^3/\text{h}$ 。旅大 5-2 北油田配备的围油栏数量为 400m, 满足本项目溢油量的围控能力要求。在溢油回收储存方面, 首先利用旅大 5-2 北油田配备的 1 套撇油器和 2 套储油囊等开展溢油回收作业。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时, 将借助周边溢油资源进行联合应急响应。由于环保船在各油田巡逻, 如果发生溢油, 最快将在 0.5h 内作出响应, 环保船的溢油回收能力每小时可达 200m^3 , 可以满足本项目设定情景溢油量 40t 的要求。

图 8.6-8 红线区周边溢油应急物资应急能力示意图

在有冰海区，无论气温和水温都较低，溢油在与大气、海水相互作用的同时，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。一旦在有海冰的情况下发生溢油，在短时间采取有效的应急措施至关重要。

由于对低温和结冰状态下，原油的基本性质和运动方式认识不清，目前国内外对冰期溢油的数值模拟处于摸索阶段，污油的回收和清理技术也因冬季环境条件的复杂性以及低温状态下的原油性质改变，技术上存在很大的困难。

因此，发现溢油初期应迅速采取措施，立即切断或堵住溢油点，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。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。

8.6.4.2 针对大连斑海豹保护生态红线区的风险防范对策措施

考虑到斑海豹活动的不确定性，且本项目距大连斑海豹保护生态红线区 [REDACTED] [REDACTED] 除常规的溢油应急防范、应急措施外，还应采取如下措施：

(1) 平台上配置完备的溢油应急处理设备、建立快速应急响应机制，确保斑海豹生境的安全。

(2) 设定安全作业区，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区。

(3) 狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

(4) 一旦发生溢油事故，立即将溢油事故情况通知有关管理部门及大连斑海豹保护区，并立即组织本油田的应急响应行动。

(5) 加强视频监控、压力温度监控、出海巡检等日常监控。增加检测频次：每 3 年进行一次海管立管探摸调查。定期开展腐蚀内检测、及时更换老旧海管，一旦发生溢油，及时采取封堵措施，尽可能将溢油量控制在较小的范围内，减少油污对斑海豹的影响。

(6) 专业溢油回收船加强本工程附近的巡逻。如果发生溢油，可以及时发现，并利用自身配置的应急设备及时进行处理，使溢油在可控范围内，不至于对斑海豹造成较

大的影响。

(7) 防止斑海豹遭受油污

一旦发生溢油事故，需加强巡察和观测，采取驱赶措施避免斑海豹进入油污区。通常使用威吓物来制止海豹进入油污海区，在海上（尤其在油污漂移时）使用物比在陆上更为困难，由于要适应不同的环境，有时需要改变威吓方法，威吓动物的方法通常有视觉方法和听觉方法，视觉方法包括使用气球、摇动反光镜、旗子等；听觉方法包括制造噪声、警报或模拟使用野生动物发出的遇险信号，也可以偶尔使用两类的综合方法。实施威吓行动以前要制定完善的威吓计划，并合理地安排各种威吓用具。由熟悉当地物种及栖息地、地形、各种威吓方法的应急人员实施威吓行动，威吓时用各种威吓用具围住这些区域，把海豹移向指定的未受污染且不受干扰的地区。

(8) 救助遭受油污存活的斑海豹

在阻止斑海豹遭受油污的所有努力失败后，将其捕捉后治疗，是所考虑的“最后一招”。治疗活动必需要有明确的目标，就是尽量保证清除油污对斑海豹影响。

(9) 斑海豹应急救助行动的记录、总结和评估

在实施斑海豹应急救助的过程中进行全程记录，以便为后来的评估油污对斑海豹的影响和总结应急救助行动的经验教训提供基础资料。

8.7 结论

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：海底管道溢油事故和平台事故溢油。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故，选取 LD5-2N WHPA 平台处作为溢油预测点，溢油量 40t。

根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区红线区，最快抵达时间为 0.5h，对其他环境敏感区最不利影响为：抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区的最短时间为 23.5h，抵达辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区的最短时间为 19h，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实验区的最短时间为 9.5h，抵达绥中浅海养殖区的最短时间为 19h。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视，确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。

LD5-2N PAP平台配备的溢油应急物资可以满足10t以内的溢油应急需求，一旦发现溢

油, LD5-2N PAP平台的溢油应急力量可在0.5h内抵达溢油点, 并开展溢油回收作业, 从而降低对大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区(红线)等敏感目标的影响。若发生更大溢油事故超出旅大5-2北油田的溢油应急能力, 可借助周边旅大6-2油田、绥中36-1、旅大10-1等油田及中海石油环保服务有限公司(COES)的基地等外部力量开展溢油应急, 最快可以在0.9h内对溢油进行控制, 在16.5小时之内所有的溢油应急力量可以陆续到位。

本项目投产前, 建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定制定详细的溢油应急预案。

溢油应急预案结合本油田的超重质、特~超稠油油品性质采取针对性的、有效的溢油风险防范措施和溢油应急力量, 满足实际应急要求, 并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。本项目建成后, 应按溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

9 清洁生产

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，清洁生产的目标就是增效、降耗、节能、减污，由单纯的末端治理向生产全过程贯彻，从而实现清洁生产之目的。清洁生产总的可以概括为：采用清洁的能源和原材料，通过清洁的生产过程，制造出清洁的产品。因此，油田开发工程基于此目的，在设计上采用先进的工艺技术，科学管理，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。

9.1 建设项目清洁生产内容与符合性分析

9.1.1 工艺设计中采用的清洁生产与污染防治措施

(1) 优化工程开发方案，在工程设计中优化系统参数、工艺参数（压力、温度、流量）选取、设备参数以及操作运行条件，综合考虑、贯彻清洁生产、节能降耗的原则。

(2) 工艺设计中采用自动化控制程度高的全密闭工艺流程，所选用的油水分离技术和设备均为在国内外较为先进和成熟的技术和设备。

(3) 从原油开采至外输整个生产过程全部采用自动化控制，在平台上设有中央控制室，可对整个生产工艺过程实行自动化控制、监控。

(4) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了高低压传感器和压力安全阀，在测试分离器、闭式排放罐等压力容器上设置压力保护装置、液位保护装置和流量安全保护装置，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患。

(5) 与上述控制系统相对应，还设置了自动报警及相应的设备单元关断、生产系统关断和全面关断等不同级别的紧急关断系统。一旦出现问题，可根据不同的事故级别自动启动相应级别的紧急关断系统，将危害和损失风险降至最低。

(6) 设置污染物收集处理系统，减污及消除跑冒滴漏。平台上设置有开闭式排放系统，闭式排放系统收集平台上带压容器、管线等泄放的带压流体，开式排放罐用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、冲洗水、甲板冲洗水以及初期雨水等。从而避免开闭式排放含油污水造成环境污染，达到清洁生产的目的。

(7) 充分利用现有生产设备的富裕生产能力。本油田将依托绥中 36-1CEPN 平台、旅大 6-2 平台工程设施进行开发，将建设活动对环境的影响降至最低，达到了清洁生产

的目的。

9.1.2 施工过程中采取的清洁生产与污染防治措施

本工程施工过程中拟采取的清洁生产与污染防治措施如下：

(1) 采用环保型天然聚合物钻井液

钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液和混油钻井液，采用环保型天然聚合物钻井液，从而降低非油层段钻井液排放对海水水质、底质及海洋生物的影响，减少了环境损害。

(2) 钻井液循环使用

在油田开发钻井过程中，钻井液循环使用，加强钻井过程管理，减少钻井液的使用量。研究表明，环保型天然聚合物钻井液性能优越，抗杂质污染性能良好，钻井液使用寿命长。

钻井过程中钻井液处理罐组布置在井口附近。罐上布置振动筛、除沙器、除泥器、离心机等钻井液净化设备。钻井作业中，未遇油层时钻井液通过钻井平台钻井液循环系统携带出井内钻屑，首先进入平台振动筛进行筛选，钻屑（携带部分钻井液）被筛出，最后，粒径小于 2 μm 的钻井液进入钻井液泵循环使用。

(3) 优化施工时间

本工程铺设海管施工时将尽量缩短工期、合理选择施工期，尽量降低施工对渔业资源造成的损失。

(4) 污染物合理处置

施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾、油层段钻井液、油层段钻屑和船舶机舱含油污水等禁止排入海中，经分类收集后运回陆地处理/处置。

(5) 严格执行相关法律、法规、公约、标准

建设阶段参加海上施工的船舶及其有关人员应严格执行了《海洋环境保护法》、《海上交通安全法》、《防止船舶污染海域管理条例》、《1990 年国际油污防备、反应和合作公约》、《船舶水污染物排放控制标准》等有关的法律规定和标准。

9.1.3 生产过程中采取的清洁生产与污染防治措施

(1) 持续优化系统运行参数、设备运行/处理效率，将清洁生产、节能降耗的原则落到实处。

(2) LD5-2NWHPA 产生的含油生产水除砂后全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水；物流在绥中 36-1CEPN 平台新增生产分离设施分离出生产水后，生产水依托绥中 36-1CEPO 平台进行处理后全部回注地层，无生产水外排，不对水环境造成污染。

(3) 锅炉燃烧的天然气均来自锦州 25-1S 油田，天然气组分不含硫。

(4) LD5-2NPAP 平台上设置一套电解式生活污水处理装置，将运营期产生的生活污水处理达标后外排，电解法处理效果优于生化处理法。

(5) 生活垃圾和生产固废等禁止排入海中，分类收集后运回陆地，按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处理/处置。

9.1.4 生产现场管理中的清洁生产措施

在原油生产过程中，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) 实行环境保护会议制度

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) 油田安全管理

贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，并且在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(3) 定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查和维护。

9.2 建设项目清洁生产评价

本工程清洁生产指标分析参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》。该指标体系依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

石油和天然气开采业建设项目清洁生产分析指标主要包括生产技术特征指标、资源能源消耗指标、污染物产生指标、资源综合利用指标、环境管理与劳动安全卫生指标等。该指标体系分为定量评价与定性要求两大部分。定量指标和定性指标分为一级指标和二

级指标：一级指标为普遍性、概括性的指标；二级指标为反映油气勘探开发企业清洁生产各方面具有代表性的、易于评价考核的指标。通过对比本项目各项指标的实际达到值、评价基准值和指标的权重值，经过计算和评分，综合考评企业的清洁生产水平。

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。由表中可以看出，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，本项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

表 9.2-1 清洁生产评价指标及旅大 5-2 北油田开发工程清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准 值 (S_{oi})	本项目实际 值 (S_{xi})	单项评价指 数 (S_i)	定量评价指标的考 核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	占地面积	m^2	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	100
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤ 25	≤ 25	1	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥ 95	≥ 95	1	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	$\geq 40\%$	$\geq 40\%$	1	
			井深 2000-3000m		$\geq 50\%$	$\geq 50\%$		
		污油回收率	%	15	≥ 90	≥ 90	1	
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	8.75	≤ 30	≤ 30	1	
		COD	mg/L	8.75	≤ 300	≤ 300	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	17.5	≤ 10	≤ 10	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) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	15	100		
(2) 生产工艺及设备要求	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			
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施, 且使钻井液不落地	5	5			

定量指标*					本项目钻井作业评价		
		固控设备完整性	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) 管理体系建设及清洁生产审核	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): $P=0.6P_1+0.4P_2$; 其中				$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$			P=100
清洁生产企业等级评定: $P \geq 90$ (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（P₁）和定性指标（P₂）两部分。

其中，定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算：对指标数值越高（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：

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i \quad ;$$

定性评价指标的考核总分值的计算公式为： $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i \quad ;$

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旅大 5-2 北油田开发工程清洁生产执行情况（采油作业）

定量指标					本项目采油作业评价			
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际 值 (S_{xi})	单项评价指 数 (S_i)	定量评价指标的 考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	综合能耗	kg 标煤/t 采 出液	30	≤ 160	93.17	1.72	100.25
(2) 资源综合利用 指标	30	余热余能利用率	%	10	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥ 80	0	0	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥ 90	≥ 90	1	
(3) 污染物产生指 标	40	石油类	mg/L	5	≤ 10	≤ 10	1	
		COD	mg/L	5	甲类区: ≤ 100 乙类区: ≤ 150	≤ 300	0.33	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		采油废水有效利用率	%	10	≥ 60	≥ 60	1	
		油井伴生气外排率	%	10	≤ 20	100	0.2	
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) 生产工艺及设 备要求	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			
	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		23.33	23.33			

定量指标				本项目采油作业评价	
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核		制订节能减排工作计划	11.67	11.67	
(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	6.67	6.67	
		建设项目环境影响评价制度执行情况	6.67	6.67	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况	6.67	6.67	
本项目清洁生产综合评价指数 (P): $P=0.6P_1+0.4P_2$; 其中		$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=100.15	
清洁生产等级评定: $P \geq 90$ (清洁生产先进企业); $75 \leq P < 90$ (清洁生产企业)				本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥90)	

10 总量控制

根据《国务院关于环境保护若干问题的决定》精神中“一控双达标”的目标，建设项目要实施清洁生产，污染物排放要实行全过程控制。在保证污染物排放达标的基础上，主要污染物排放总量要控制在国家规定的排放总量控制指标之内。因此，拟建工程主要污染物排放实施浓度控制的同时，必须实行总量控制。在污染物排放达标的前提下，给出污染物排放总量控制建议值。

《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第六条规定：“国家海洋主管部门根据国家重点海域污染物排海控制指标，分配重点海域海洋工程污染物排海控制数量。”第二十三条规定“污水离岸排放不得超过国家或地方规定的排放标准。在实行污染物排海总量控制的海域，不得超过污染物排海总量控制指标。”

10.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量

10.1.1 污染物排放情况

根据第三章工程分析计算结果，确定本工程污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 10.1-1。

表 10.1-1 本工程运营期污染物产排情况一览表

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式	
生产水	最大 2591m ³ /d (2023 年)	石油类	项目平台产生的含油生产水除砂后全部回用，物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出的含油生产水输送至 SZ36-1CEPO 平台处理达标后，由注水泵增压后分别外输全部回注地层	
平台	生活污水	15330 m ³ /a	COD	经平台上的生活污水处理装置处理达标后排海
	平台甲板设备冲洗水、初期雨水	少量	石油类	经开、闭系统收集后，打入原油处理系统
	锅炉水处理系统废水	364 m ³ /h (海水冷却水+浓盐水)	盐度，热污染	直接排海
	放喷罐放喷气	21575×10 ⁴ Sm ³ /d (2022 年) (主要为 N ₂ 、伴生气、水蒸汽)	CH ₄	冷放空
	生产分离器伴生气	202.14×10 ⁴ Sm ³ /a (2024 年)	CH ₄	冷放空

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式	
锅炉天然气燃烧废气	143.664t/a	NO _x	直接排放	
含油泥砂	315.7t/a	石油类	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司接收处理	
生活垃圾	65.7t/a	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理	
生产垃圾	97.44t/a	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上交有资质单位处理	
供应船和值班船	生活污水	159.7m ³ /a	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海
	生活垃圾	0.7t/a	食品废弃物、食品包装等	分类收集、运回陆上处理
	机舱含油污水	45.6m ³ /a	石油类	铅封，运回陆上交有资质单位处理
海管牺牲阳极锌释放量	混输管线：2.8kg/a； 输气管线：0.8kg/a	重金属 Zn	自然释放	

10.1.2 总量控制污染物筛选

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

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

本项目把生活污水 COD 作为受控污染物因子。

10.2 污染物排放削减方法

10.2.1 含油生产水

LD5-2NWHPA 平台含油生产水全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水。根据“2.1.4.3 产能指标预测”和“2.3.2.1 水平衡分析”，本工程投产后，LD5-2NWHPA 物流在 SZ36-1CEPN 平台的生产水最大产生量为 2591m³/d(2023 年)，含油生产水经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自绥中 36-1 油田 I 期 SZ36-1CEPK 平台部分生产水及 SZ36-1CEP 汇合，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

10.2.2 生活污水

本工程正常生产阶段将有生活污水及生活垃圾产生，LD5-2N PAP 平台上设置一套可处理 120 人生活污水处理装置（电解法）。

项目生产定员为 80 人，平台高峰人数预计可达 120 人。根据最新统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 350L，平台排放生活污水最大约为 42m³/d(15330m³/a)。按 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则 COD 生产量为 12.6kg/d（4.599t/a）。

10.2.3 天然气燃烧废气

项目 2021 至 2032 年生产期间，LD5-2N WHPA 平台 2 台蒸汽锅炉及 LD5-2N PAP 平台 2 台热介质锅炉以天然气作为燃料，天然气来自锦州 25-1S 油田，天然气组分不含硫。

根据计算，本项目投产后锅炉天然气燃烧废气总量为：71832×10⁴m³/a，NO_x 约为 143.664t/a。

10.3 污染物排放总量控制方案与建议

经预测，生活污水排放后对周围海域海水中 COD 的贡献值非常小。本海域 COD 的排放标准为 300mg/L 及以下，在实际运行过程中，本项目将通过加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生活污水处理装置稳定达标运行。

建议项目生活污水的总量控制指标为 15330m³/a，其中 COD 排放量控制指标为 4.599t/a。

表 10.3-1 本工程污染物排放控制建议

序号	污染因子	建议总量控制指标
1	生活污水	15330m ³ /a
2	COD	4.599t/a

10.4 排污混合区建议

我国目前的水环境标准体系，建立在功能分区的基础上，对于不同的功能分区执行相应类别的水质标准。不同的水环境功能区对污染物的环境容量规定有较大的差别，因此，污染物的排放总量控制指标与工程所在地区周围环境的功能区划密切相关。要确定外排污染物的总量控制指标，需先要划分出周围海域环境功能区的范围。

国家《海水水质标准》（GB3097-1997）中规定，海洋开发作业区采用四类环境质量

标准，海洋渔业水域（包括鱼虾类的产卵场、索饵场、养殖场、洄游通道和鱼虾贝藻类的养殖场）采用一类环境质量标准；污水集中排放形成的混合区不得影响邻近功能区的水质和鱼类洄游通道。根据《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》，本项目所处海域主要功能为“矿产与能源开发、渔业、港口航运”。

本工程投产后，LD5-2NWHPA 平台含油生产水全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水输送至 SZ36-1CEPO 进行处理，处理合格的生产水由注水泵增压后分别输送到各井口平台回注地层。

项目 PAP 平台生活污水与锅炉水处理系统高温浓盐水经 PAP 平台废水排放口排放，WHPA 平台海水冷却水经 WHPA 平台废水排放口排放。根据预测结果，生活污水 COD 及海水温升超标水域影响的距离都在 30m 范围内，因此建议以两个平台排放口为中心、半径为 30m 范围内的海域作为本项目废水排污混合区范围。

11 环境保护对策措施

11.1 建设项目建设阶段环境保护对策措施

油田建设期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、悬浮沙、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和工业垃圾。作业者将采取以下污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

(1) 钻屑和钻井液处理

本工程钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。本工程共排放非油层段钻井液约 [REDACTED]。非油层段钻井液及非油层段钻屑排放需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中表 2 中的一级标准要求（见表 11.1-1），以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求（见表 11.1-2）后方可排放入海。

油层段钻完井产生的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至葫芦岛码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至葫芦岛码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻屑、钻井液到码头后由危废运输、处理单位锦州永盛废油再生有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至锦州永盛废油再生有限公司处理。

锦州永盛废油再生有限公司具有辽宁省环境保护厅核准的编号为：LN2107270078 辽宁省危险废物经营许可证，核准经营危险废物类别为：HW08 废矿物油与含矿物油废物（废油泥），共 1 大类 20 小类。该公司核准经营规模为综合利用 32000 吨/年，焚烧 16500 吨/年，详见附件 3。

表 11.1-1 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》生物毒性容许值

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

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

表 11.1-2 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》排放浓度限值

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

(2) 机舱含油污水处理

参加作业的船舶产生每船每日 0.5m³ 的机舱含油污水，施工期共产生机舱含油污水 1157.3m³，机舱含油污水用污油水系统收集，密闭存储，并按照《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》对船舶污油水系统的排放阀以及能够替代该系统的其他系统与油污水管路直接相连接的阀门予以铅封，运至码头交有资质单位处理。

(3) 生活垃圾

施工期共产生 200.7t 生活垃圾，生活垃圾用带盖的垃圾箱收集后，经三用料船转运至陆上处理。

(4) 生产垃圾

在工程建设阶段产生的生产垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料等。海上建设阶段产生生产垃圾约 18t，经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，使用三用料船转运至陆上交由有资质单位进行处理。

(5) 船舶生活污水处理

施工期共产生 37850.8 m³ 生活污水，参加作业的船舶产生的生活污水必须经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018) 相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。

同时，船舶生活污水、含油污水及生活垃圾的排放需按照《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》的有关标准和要求执行。

(6) 施工期生态保护措施

海底管道/电缆铺设过程中挖起的海底沉积物随海水的运动回填于管沟，海水中的悬浮沙自然沉降于海底。本工程海底管缆铺设共产生悬浮沙约 26768.04m³，铺设作业时间的选择综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短海底管道/电缆铺设周期，合理选择施工时间，施工期尽量避开产卵盛期（5-6 月），以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

施工期尽量避开 1-2 月，以减轻对斑海豹繁殖的影响，施工船舶航行过程中，需派观察员使用望远镜及肉眼对船舶周围 360 度范围的海面加强观察，如发现斑海豹，应停止航行，让斑海豹先行活动。在施工过程中，如发现斑海豹出没，应尽量减少施工机器的开动量，以减轻施工噪音对斑海豹的干扰。

为保证采用的措施落实到位，建设单位在施工期间应对施工单位、承包商、供应商执行国家的环保法律、法规、制度、标准、规范的情况依法进行监督检查，落实施工期间的各项环境保护要求和施工合同中的环保规定，确保本项目的建设符合有关环保法律法规的要求。

11.2 建设项目生产阶段环境保护对策措施

根据工程分析结果，生产阶段产生的主要污染物有：含油生产水、生活污水、生产固废等。作业者均将采取相应污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方的法规和标准的要求。

(1) 含油生产水处理

LD5-2NWHPA 平台含油生产水全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水。根据“2.1.5.3 产能指标预测”和“2.3.2.1 水平衡分析”，本工程投产后，LD5-2NWHPA 物流在 SZ36-1CEPN 平台的生产水最大产生量为 2591m³/d(2023 年)，含油生产水经栈桥输送至 SZ36-1CEPO 平台，与来自绥中 36-1 油田 SZ36-1CEPK 平台部分生产水及 SZ36-1CEP 汇合，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

SZ36-1CEPO 平台 2017-2018 年逐月回注水水质监测结果统计见表表 11.1-3。从表中可以看出：SZ36-1CEPO 平台处理后的生产水含油浓度月平均值在 16~20mg/L 之间，均符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中石油类≤30mg/L 的标准要求，生产水处理设施运行情况较好。

表 11.2-1 绥中 36-1 油田 II 期回注水水质监测结果 (2017-2018 年)

月份	SZ36-1CEPO 平台含油浓度月平均值 (mg/L)
2017 年 1 月	
2017 年 2 月	
2017 年 3 月	
2017 年 4 月	
2017 年 5 月	
2017 年 6 月	
2017 年 7 月	

2017 年 8 月		
2017 年 9 月		
2017 年 10 月		
2017 年 11 月		
2017 年 12 月		
2018 年 1 月		
2018 年 2 月		
2018 年 3 月		
2018 年 4 月		

(2) 生活污水

本工程正常生产阶段将有生活污水及生活垃圾产生，LD5-2NPAP 平台上设置一套可处理 120 人生活污水处理装置（电解法）。

项目平台高峰人数预计可达 120 人。根据最新统计数据，海上平台每人每天生活污水产生量约 350L，平台排放生活污水最大约为 42m³/d（15330m³/a）。按 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算，则 COD 生产量为 12.6kg/d（4.599t/a）。生活污水（包括黑水和灰水）经平台生活污水处理装置处理后可达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准对水质的要求（COD≤300 mg/L）后排海。

从厨房来的生活污水首先通过撇油罐撇油后，与其它生活污水混合后进入电解设备，污水首先经过一级储存罐，然后在浸渍泵的作用下，将大颗粒的粪便颗粒打碎，为了确保处理效果，粉碎颗粒粒径应小于 1.5 mm，经粉碎处理的污水采用 80%回流比流回一级储存罐；剩余的经粉碎处理的污水（20%）进入电解槽电解，最后在二级沉降罐中停留 30 分钟充分反应，COD 达标后从上端溢流口出水排海。

目前渤海已有多个油田采用电解法生活污水处理工艺，如南堡 35-2 油田 CEP 平台生活污水处理工艺即为电解法，根据监测结果（表 11.2-2），其处理工艺满足《海洋石油开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准对水质的要求(COD≤300 mg/L)。

表 11.2-2 南堡 35-2 油田 CEP 平台生活污水处理结果

时间	最大浓度 (mg/L)	时间	最大浓度 (mg/L)	时间	最大浓度 (mg/L)	时间	最大浓度 (mg/L)
2015.1	■	■	■	■	■	■	■
2015.2	■	■	■	■	■	■	■
2015.3	■	■	■	■	■	■	■
2015.4	■	■	■	■	■	■	■
2015.5	■	■	■	■	■		
2015.6	■	■	■	■	■		
2015.7	■	■	■	■	■		

2015.8	■	■	■	■	■	■	■
2015.9	■	■	■	■	■	■	■
2015.10	■	■	■	■	■	■	■
2015.11	■	■	■	■	■	■	■
2015.12	■	■	■	■	■	■	■

备注：表中监测结果引自《南堡 35-2 油田 S-1 井区开发工程环境影响报告书》（报批稿）

（3）其他含油污水

平台上设置开式排放系统和闭式排放系统。

开式排放系统主要包括开式排放罐和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水、甲板雨水和冲洗水。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

闭式排放系统主要包括闭式排放罐和闭式排放泵。闭式排放罐主要收集平台上带压容器、管线等排放出的带压流体，当达到一定的液位时，由闭式排放泵将流体输送到原油处理系统进行处理。

（4）生产垃圾

本工程生产过程中产生的生产垃圾分类收集后，运回陆地交有资质单位处理。

（5）含油泥砂

项目运行期产生的含油泥沙为危险固废，运回陆地交锦州永盛废油再生有限公司运输、处理。

（6）船舶污染物

生产阶段值班船舶所产生的生活污水经船用生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾运回陆地处理，机舱含油污水运回陆地交有资质单位处理。

11.3 建设项目海洋生态保护对策措施

（1）渔业生态环境和生物资源修复措施

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。建设单位可根据实际情况实施海洋生物增殖放流，建设单位可根据渔业主管部门的要求委托有资质单位进行实施，并接受渔业主管部门的监督，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

在生物资源增殖放流过程中，必须坚持科学发展观，建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖放流方案制定、论证和资源研究，根据项目对海洋生态环境的实际损害情

况，在当地渔业主管部门的监督和协助下，有具体目标，具体计划的对生态环境和资源数量进行修复，不得在没有科学报告的情况下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下，以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地渔业主管部门指导开展：

A 增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

B 增殖放流备选品种

当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、海蜇、梭子蟹、褐牙鲆、文蛤等，放流品种和数量可根据当时、当地实际情况做适当调整，具体增殖放流方案编制在当地渔业主管部门指导下确定。

C 增殖放流苗种规格质量

鱼苗（如半滑舌鳎和牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验检疫合格机构认可。

D 增殖放流计划

建设单位需补偿的渔业资源损失约 [] 已纳入环保投资预算），计划全部用于增殖放流，初步建议购买鱼苗 [] 万，包括苗种检验检疫、包装费、购买苗种、税费等，放流品种、规格、计划见表 11.3-1，剩余 [] 万元用于增殖放流用车、用船，渔业资源养护及监督管理等。建设单位可根据实际情况实施海洋生物增殖放流，建议增殖放流时间安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬。对上述期限、时间及放流地点，建设单位可根据相关渔业主管部门的要求进行安排，并接受渔业主管部门的监督。

表 11.3-1 增殖放流计划（初步）

生物品种	规格	拟放流数量	单价	所需金额（万元）
中国对虾	1.0cm	[]	[]	[]
牙鲆	5.0cm	[]	[]	[]
三疣梭子蟹	二期扣蟹	[]	[]	[]
合计		[]		[]

(2) 采取措施将渔业损失的污染影响程度降低到最小

在设计、建造平台和铺设管线工程时，严格遵守有关设计和建造安装入级规范。以保证平台和油气管线工程结构强度、抗疲劳、防腐蚀和保持正常生产能力。为使跑、冒、滴、漏造成的污染减少到最低程度，为清洁生产建造提供保障。

施工过程中，完善环保设施，采取积极措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，如遇突发性事故，造成悬浮泥沙外泄，及时与有关渔业主管部门联系，并采取积极的措施，将对渔业生产的影响程度降低到最小。

施工期综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短海底管道/电缆铺设周期，合理选择施工时间，以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

11.4 对斑海豹的环境保护措施

(1) 施工避让措施

①施工船只上配备斑海豹观察员，观察员可由船员或工人来兼任，在进行施工前，安排至少一名观察员在船上视野开阔无遮挡处值班，使用望远镜及肉眼搜索施工区域周围 360 度范围的海面，以确定视野范围内是否有斑海豹出没。因为斑海豹潜水的本领高强，一般每次可以持续 20 分钟以上，因此至少观察 20min，以确认是否有斑海豹出没，如果有斑海豹出没，应等待斑海豹游离监视范围方可开工。在施工过程中，如发现有斑海豹出没，应尽量减少施工机器的开动量，以减轻施工噪音对斑海豹的干扰。

②施工船舶航行过程中，需派观察员使用望远镜及肉眼对船舶周围 360 度范围的海面加强观察，如发现斑海豹，应停止航行，让斑海豹先行活动。

(2) 在斑海豹繁殖及洄游的敏感季节减少施工

斑海豹在冬季生殖，属冰上产仔类型的冷水性海洋哺乳动物。辽东湾繁殖区的斑海豹产仔期在 1 月初至 2 月上旬，晚至 2 月中旬，分娩时间比西太平洋北部的其他七个繁殖区的斑海豹为早（李荣光，1980；王丕烈，1985、1988）。根据上述斑海豹生活繁殖习性及在各海区活动的时间大致推断，斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中在每年 1-2 月。本项目施工期尽量避开 1-2 月，噪声对斑海豹栖息环境的影响程度有限。

(3) 其他环保措施

①生产平台选用低噪音设备，并对噪音较高的发电机和泵类设备采取减安装和置于封闭空间。

②对施工人员、平台工作人员及临时上平台人员进行相关培训，加强工作人员保护斑海豹的意识。

③油田运营期安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害。

④同时在生产平台张贴相应的标示，提醒工作人员注意保护斑海豹。

11.5 环保竣工验收

建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。在环保竣工验收时，应根据《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的规定申请环境保护设施竣工验收。对本工程而言，最主要环保竣工验收内容如下：

(1) 固体废弃物分类、回收设备；

(2) 具备环境保护设施正常运转的条件，包括：经培训合格的操作人员、健全岗位操作规程及相应的规章制度，原料、动力供应等要求；

(3) 环境管理与监测计划，包括环境管理机构和岗位设置、环保管理规章、制度，以及监测设备和手段等。

以上施工阶段和生产阶段的污染防治措施都是目前油田应用比较成熟的方法和技术，需要施工方、建设方认真落实，将工程建设的污染控制在最小的程度。本工程竣工后环保验收的主要内容列于下表，供相关部门竣工验收时参考。

表 11.5-1 环保“三同时”验收清单

内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	处理能力	依据的排放标准或相关规定
水污染物	生活污水	COD	LD5-2NPAP 平台上设置一套处理装置（电解法）	可处理 120 人生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准
	平台甲板设备冲洗水、初期雨水	石油类	开式排放系统和闭式排放系统	--	收集初期雨水和冲洗水等去往开排罐，污油打入闭排罐后进入主流程
固体废弃物	生活垃圾	食品废弃物及其他生活垃圾	统一收集运回陆地处理，含油危险固废交有资质单位处理，检查相关交接手续	--	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准
	含油泥砂	石油类		--	
	工业垃圾	固体废弃物，石油类		--	

11.6 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总

本工程施工期、运行期采取的污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总见表 11.6-1~表 11.6-4。

表 11.6-1 施工期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	序号	污染源		污染因子	设备或措施	处理效果	责任单位
施工期	1	废水	船舶含油污水	石油类	铅封，运回陆地处理	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》及 73/78 公约的要求	建设单位
			生活污水	COD	船用生活污水处理装置处理达标后排海	达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	建设单位
	2	钻屑、钻井液	油层段钻屑、钻井液	石油类	-	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司处理	建设单位
			非油层段钻屑、钻井液	SS	-	按相关要求排放入海	建设单位
		悬浮沙	海管、电缆铺设	SS	-	直接排放	建设单位
	3	固废	工业垃圾	废弃边角料、油棉纱、包装材料等	-	分类收集、运回陆上交有资质单位处理	建设单位
			生活垃圾	食品废弃物等	-	分类收集、运回陆上处理	建设单位

表 11.6-2 运行期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

建设阶段	污染源		污染因子	设备或措施	数量	新建或依托	处理效果	责任单位
运行期	废水	含油生产水	石油类	本项目平台含油生产水全部回用；项目物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出的含油生产水输送至 SZ36-1CEPO 平台处理达标后，外输全部回注地层	--	依托	处理达标后全部回注地层，不排海	建设单位
		平台甲板设备冲洗水、初期雨水	石油类	平台设开闭排系统	1 套	新建	经开、闭系统收集后，进入原油处理系统	
		生活污水	COD	LD5-2NPAP 平台上设置一套可处理 120 人生活污水处理装置，处理后 COD≤300mg/L	1 套	新建	达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》	
	固废	工业垃圾	废弃料等	--	--	依托	分类收集，运回陆上交有资质单位处理	建设单位
		生活垃圾	食品废弃物等	--	--	依托	分类收集，运回陆上处理	建设单位
		含油泥砂	石油类	--	--	依托	运回陆上交锦州永盛废油再生有限公司处理	建设单位
供应船和值班船	生活污水	COD	经船用生活污水处理装置处理达标后排海	-	-	达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	建设单位	
	生活垃圾	食品废弃物、食品包装等	分类收集	-	-	运回陆上处理	建设单位	
	机舱含油污水	石油类	铅封	-	-	运回陆上交有资质单位处置	建设单位	

表 11.6-3 生态保护措施一览表

建设阶段	污染因子	生态保护措施	责任单位
施工期	悬浮沙、噪声等	<p>(1) 注意尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，尽量避开产卵盛期（5-6 月）及斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期（1-2 月），选择适宜的海况条件，同时通过优化海管/电缆工艺流程等方式提高工效，缩短海缆铺设时间，以减轻对斑海豹、渔业、环境造成的损失；</p> <p>(2) 施工船舶航行及施工作业过程中，需派观察员使用望远镜及肉眼对船舶周围 360 度范围的海面加强观察，如发现斑海豹，应停止航行或作业。</p>	建设单位
运行期	石油类	<p>(1) 严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。</p> <p>(2) 根据本报告中评估的渔业资源损失进行海洋生物资源修复，生态补偿费主要用于增殖放流，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。</p>	建设单位

表 11.6-4 风险防范措施一览表

建设阶段	风险防范措施	责任单位
设计阶段	<p>(1) 严格按照设计标准进行精心设计，严格执行设计规范和建造安装规范；</p> <p>(2) 对易于发生泄漏的管路设置紧急关断系统；</p> <p>(3) 设计火气监控系统，在生产工艺区装备火焰和气体探测器，发现异常及时报警；</p> <p>(4) 注重安全：用国际通用规范进行危险区和非危险区划分，对危险区设计高等级防火系统</p> <p>(5) 混输管线采用双层设计；管道采取防腐涂层和阴极保护相结合的防腐方法</p>	建设单位
施工期	<p>(1) 严格实施钻井作业规程；钻井人员经过严格的培训，加强井控演习</p> <p>(2) 安装井下安全阀和井上安全阀；</p> <p>(3) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；</p> <p>(4) 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；</p> <p>(5) 制定严密的溢油应急计划；设立事故应急机构，协助监督部门进行安全生产监督、检查，及时发现并排除事故；配置具有溢油回收功能的施工船舶等，一旦溢油事故发生，立即启动应急程序；</p> <p>(6) 合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。设置有关标志，严禁无关船只进入施工作业海域，并提前、定时发布航行公告；</p> <p>(7) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号；</p>	建设单位

	<p>(8) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。</p>	
<p>运行期</p>	<p>(1) 在管道铺设和运行期，发布航行通告，划定保护界线，由值班船不定期地沿途巡视，防止渔船拖网或过往的各种船只因抛锚等损伤管道；</p> <p>(2) 配备溢油应急设备，以满足10t以内溢油的应急需求；</p> <p>(3) 本项目建成投产前，编制溢油应急计划，制定详细的溢油应急预案，应急预案的主要内容应包括油田作业区情况、应急组织体系、溢油风险分析、事故处置方案和溢油应急能力等；投产后严格按应急计划进行应急演练等工作；</p> <p>(4) 不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生；每 3 年进行一次海管立管探摸调查。定期开展腐蚀内检测、及时更换老旧海管。</p> <p>(5) 运行期间注汽、焖井、放喷、环空注氮、高温高压管理等方面严格按照要求操作，严格执行相关防范措施。</p>	<p>建设单位</p>

12 环境保护的技术经济合理性与生态建设方案

12.1 环境保护设施和对策措施的费用估算

环境保护费用系指环境保护固定设施及其投资费用和维护设施及其他为环保投资的年费用。环境保护投资主要包括一次性环境设施投资及其相关操作费用和辅助费用。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：凡属污染防治和环境保护所需要的专用装置和设施，应按其总投资的 100% 列入环境保护投资。生产或安全需要同时又为环境保护服务的设备或设施分别按不同情况以 25%~50% 比例列入环境保护投资。生态补偿费按 100% 列入环境保护投资。

根据上述原则，将本工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 12.1-1。本工程建设投资 [REDACTED]。

表 12.1-1 环境投资估算（万元）

平台	环保投资	总投资额	折合比率	折合环保投资
LD5-2NWHPA	开式排放系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	闭式排放系统兼火炬放空系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	消防/救生系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	火气探测设备/应急关断系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
LD5-2N PAP	生活污水处理系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	开式排放系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	溢油检测系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
海洋生物资源修复费用（海洋生态损失补偿费）		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
海洋生态服务功能损失补偿费		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
海洋生态环境监测费用		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
合计				[REDACTED]

12.2 环境保护的经济损益分析

12.2.1 环境经济收益分析

原油价格根据中国石油天然气集团公司《建设项目经济评价参数》（2008）的要求，按 60 美元/桶计取，换算为 3036 元/吨。

本工程建设投产石油最高产量为 [REDACTED]。

本工程新增含油生产水最高量为 [REDACTED]，含油生产水经处理合

格达到回注水标准后，全部用于采油井回注，最大节约用水（新鲜水）26.84 万 m³/a，折合经济价值约 161.04 万元。

12.2.2 环境经济损失分析

12.2.2.1 渔业资源损失

工程对海洋渔业生物资源的影响主要表现在（1）建设井口平台占用海域，使生物栖息地丧失；（2）铺设海底管缆，开挖管沟造成开挖区域对栖息地破坏，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡；（3）施工阶段非油层段钻井液钻屑排放及铺设海底管缆产生的悬浮泥沙对渔业生物资源损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，井口平台属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；（2）“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段因开挖基槽和管沟，及非油层段钻井液钻屑排放产生的悬浮沙造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

（1）鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

1) 计算公式

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

$$M = W \times P \times E$$

式中：

M —鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W —鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P —鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E —成活鱼苗的商品价格，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。

2) 损失计算结果

①管缆铺设产生的悬浮沙造成的鱼卵仔稚鱼损失

管缆铺设产生的悬浮沙造成鱼卵的损失为

[REDACTED]

②钻井阶段非油层段钻井固废排放造成的鱼卵仔稚鱼损失

钻井阶段非油层段钻井液及钻屑排放将造成鱼卵的损失为 [REDACTED]

[REDACTED]

(2) 渔业生物经济价值计算

1) 计算公式

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i —第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i —第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i —生物资源的商品价格，鱼类、底栖生物的价格接近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.0 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，甲壳类幼体折算为 0.025kg/尾，价格按 40 元/kg 计算；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

2) 损失计算结果

①管缆铺设产生的悬浮沙造成的渔业资源损失

a: 鱼类

[REDACTED]

b: 头足类

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

c: 甲壳类

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

②钻井阶段非油层段钻井液钻屑排放造成的渔业资源损失

a: 鱼类

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

b: 头足类

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

c: 甲壳类

(3) 底栖生物经济价值计算

1) 计算公式

底栖生物经济损失按公式计算:

$$M = W \times E$$

式中:

M—经济损失额，单位为元（元）；

W—济损生物资源损失量，单位为千克（kg）；

E—生物资源的商品价格，按主要经济种类当地当年的市场平均价或按海洋捕捞产值与产量均值的比值计算（如当年统计资料尚未发布，可按上年度统计资料计算），单位为元每千克（元/kg）。底栖生物的价格接近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.0 万元/t。

2) 计算结果

Table with 8 columns: 工程内容, 受损生物, 损失量, 折算鱼苗损失量, 单价, 直接损失 (万元), 补偿 (年/倍), 补偿金额 (万元). The table content is mostly redacted with black boxes.

(4) 渔业资源经济损失额合计

渔业资源经济损失额合计见表 12.2-1。

表 12.2-1 渔业资源损失经济补偿明细

工程内容	受损生物	损失量	折算鱼苗损失量	单价	直接损失 (万元)	补偿 (年/倍)	补偿金额 (万元)
管缆铺设悬浮泥沙	鱼卵 (粒)						
	仔稚鱼 (尾)						
	鱼类成体 (t)						
	头足类成体 (t)						
	甲壳类成体 (t)						
	幼鱼 (尾)						
	头足类幼体 (尾)						
	甲壳类幼体 (尾)						
非油层段钻井液及钻屑排放	鱼卵 (粒)						
	仔稚鱼 (尾)						
	鱼类成体 (t)						
	头足类成体 (t)						
	甲壳类成体 (t)						
	幼鱼 (尾)						
	头足类幼体 (尾)						
甲壳类幼体 (尾)							
铺设海底管线和钻屑排放	底栖生物 (t)						
合计							

渔业生物资源损失经济补偿额共为 [REDACTED]，应对对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。

12.2.2.2 海洋生态服务功能损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，非油层段钻井固废排放，平台占用海域的影响，下面评估上述活动对海洋生态系统服务功能的损失。

(1) 海洋供给服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋供给服务评估指标主要考虑渔业供给(养殖生产、捕捞生产)和氧气生产。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限，且生物资源损失已在“第 7 章”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)进行了核算，因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估，包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气，本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为：

$$Q_{O_2} = Q^{\prime} O_2 \times S \times N \times 10^{-3} + Q^{\prime\prime} O_2$$

式中： Q_{O_2} —氧气生产的物质量，单位为吨(t)；

$Q^{\prime} O_2$ —单位时间单位面积水域浮游植物产生的氧气量，单位为毫克每平方米每天($\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$)；

S—评估海域的水域面积，单位为平方千米(km^2)；

N—时间天数，(d)；

$Q^{\prime\prime} O_2$ —大型藻类产生的氧气量，单位为吨每年(t/a)；

浮游植物初级生产提供氧气的计算公式为：

$$Q^{\prime} O_2 = 2.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$)。

2018 年 11 月该海区初级生产力平均为 $121.47\text{mgC}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$ ，2017 年 5 月该海区初级生产力平均为 $171.11\text{mgC}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$ ，两季平均初级生产力为 $146.29\text{mgC}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$ ，本工程铺设混输管道、输气海管和电缆影响面积按照超一类平均面积分别为 2.43km^2 、 2.43km^2 、和 2.43km^2 ，混输管道、输气海管和管缆的施工影响时间分别为 3.9d、3.9d 和 1.95d，钻井液循环使用间断排放，钻屑在钻井期间连续排放，从不利角度出发以钻屑排放评估对海洋生态系统服务功能影响，根据工程分析，钻井液排放时长约为 1.0375d，根据预测结果钻井液超一类最大面积为 0.49km^2 ；钻屑排放时长约为 295d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.049km^2 ，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估氧气生产量的损失为：

$$\begin{aligned} Q_{O_2} &= 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\% \\ &= 2.67 \times 146.29 \times (2.43 \times 3.9 + 2.43 \times 3.9 + 2.43 \times 1.95 + 0.49 \times 1.0375 + 0.049 \times 295) \\ &\quad \times 50\% \times 10^{-3} \\ &= 7.55 \text{ (t)} \end{aligned}$$

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本工程影响氧气生产价值为 0.30 万元。

(2) 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理，生产水处理合格回注地层，只有少量生活污水、部分非油层段钻井泥浆和钻屑排放，因此，这里仅考虑气候调节功能损失量。

气候调节物质量评估采用的方法是基于海洋植物(浮游植物和大型藻类)固定二氧化碳的原理计算，物质量等于评价海域的水域面积乘于单位面积水域浮游植物和大型藻类固定二氧化碳的量。本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物固定二氧化碳的量。气候调节的物质量计算公式为：

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$

式中：

Q_{CO_2} —气候调节的物质量，单位为吨 (t)；

Q'_{CO_2} —单位时间单位面积水域浮游植物固定的二氧化碳量，单位为毫克每平方米每天 ($mg/m^2 \cdot d$)；

S—评估海域的水域面积，单位为平方千米 (km^2)；

N—时间天数，(d)；

Q''_{CO_2} —大型藻类固定的二氧化碳量，单位为吨每年 (t/a)；

浮游植物固定二氧化碳量的计算公示为：

$$Q'_{CO_2} = 3.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} —浮游植物的初级生产力，单位为毫克每平方米每天 ($mg/m^2 \cdot d$)。

2018 年 11 月该海区初级生产力平均为 $121.47mgC/m^2 \cdot d$ ，2017 年 5 月该海区初级生产力平均为 $171.11mgC/m^2 \cdot d$ ，两季平均初级生产力为 $146.29mgC/m^2 \cdot d$ ，

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

根据上述公式评估固定二氧化碳的量的损失为：

$$Q_{CO_2} = 3.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\%$$

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

二氧化碳吸收价值用碳税法计算，瑞典的碳税率在国际上被普遍认可，这里采用这一税率，即 150 美元/t (C)，约合人民币 1000 元/t (C)，因此，本工程造成的气候调节损失为 1.04 万元。

(3) 海洋文化服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋文化服务评估内容主要考虑休闲娱乐、科研服务。休闲娱乐服务评估主要考虑评估海域以自然海洋景观为主体的海洋旅游景区；休闲娱乐的物质质量采用海洋旅游景区的年旅游人数评估，若旅

游人数很少可不进行该项评估。科研服务的物质量宜采用公开发表的以评估海域为调查研究区域或实验场所的海洋类科技论文数量进行评估。

关于休闲娱乐服务，本工程所处海域非旅游区，无大量人员来此观光旅游，从不利情况出发按照平台占有海域面积进行休闲娱乐价值损失评估，采用成果参照法，根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的休闲娱乐功能为 6438 元/a.hm²，本项目平台占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，

关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地；关于该海域的科研成果及其科研经费不易统计，因此这里采用成果参照法，按照平台占有海域面积进行科研服务价值损失评估，根据陈仲新和张新时等（2000）对我国生态效益价值的估算，我国单位面积生态系统的平均科研价值 382 元/hm²，本项目占用海洋面积按投影面积外扩 50m 计算，，平台占用海域时间 25a，据此估算本工程造成科研服务功能损失约为：

（4）海洋支持服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T 28058-2011），海洋支持服务评估内容主要考虑物种多样性维持、生态系统多样性维持。

根据谢高地等对我国生态系统各项生态服务价值的研究结果，我国水域生态系统单位面积的生物多样性维持价值为 8686 元/（hm².a），

按照污染所造成的最高生物损失率 50%，估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为：

(5) 海洋生态服务功能损失合计

综上所述计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 [REDACTED]。

表 12.2-2 本工程造成的海洋生态服务功能损失价值汇总

项目	海洋供给价值损失	气候调节价值损失	文化服务功能价值损失	海洋支持服务价值损失	合计
价格(万元)	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

12.3 环境保护的技术经济合理性

12.3.1 环境污染治理环保投资效益分析

本项目环境污染治理费用主要包括开式及闭式排放系统、生活污水处理装置等的投入。

开式及闭式排放系统将有效收集平台产生的含油污染物并打入原油处理流程，生活污水处理装置将生活污水处理达标后排海，从而防止对周围海域的影响。

12.3.2 生态保护环保投资效益分析

本项目生态保护费用主要包括海洋生态修复措施的投入。

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。建议本项目实施前根据本报告中评估的渔业资源损失进行海洋生物资源修复，生态补偿费主要用于增殖放流，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

12.4 社会效益

油气田的开发对国民经济的发展具有极重要的作用。油气是重要的能源之一，是工业的血液，制约着若干行业的发展。因而油气田开发不仅经济效益本身极为显著，而且可以通过解决直接和间接的就业机会带动其他相关产业的发展，具有重要的社会效益。

本工程的建设将对该区域的生物资源、渔业资源等造成一定的直接影响，但从上文分析中可以看出，其对工程周边海域生态环境的影响是暂时的、可恢复的。

本工程的开发将会对进一步带动相关产业的发展 and 进步（如机械制造、电子、仪表等等）起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入，增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好，有利于海域整体资源的合理利用和

最大发挥。此外，本工程在建设和生产阶段将提供一定的就业机会，有利于增强社会的系统功能，改善区域的整体环境。

因此，本工程是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与环保投资是合理的，具有良好的经济和社会效益。

12.5 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020 年) (以下简称《实施方案》)，要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。

生态建设的原则如下：

(1) 可持续发展原则：以可持续发展理论为指导，科学规划、合理利用、积极保护，构建生态安全格局，努力实现资源可持续利用，增强生态环境对社会经济发展的保障能力。

(2) 经济效益、社会效益与生态效益相协调的原则：积极促进经济、社会与生态环境之间的良性循环，实现经济、社会、生态环境之间的良性互动，达到社会经济发展与生态环境保护“双赢”。

(3) 集约与和谐原则：在生态优先的基础上，以经济建设为重点，整合区域资源优势，注重跑道建设与生态环境建设的结合，确保生态系统结构完整性、生态过程连续性，实现系统结构与功能的和谐。

12.5.1 与政策的符合性

12.5.1.1 与规划、区划的符合性

本工程位于渤海辽东湾海域中南段，属于重点开发区域，工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的定位。

旅大 5-2 北油田总体开发工程属于海洋油气开发用海，属于《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》允许范畴中的“矿产与能源开发”，符合《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》要求。

根据《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》，本油田开发工程所处海域不在辽宁省海洋功能区划内，工程施工期和运营期均不会对辽宁省海洋功能区产生不利影响。

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程管线距离“[REDACTED]”。本工程建设阶段对海域生态环境的影响是短期且可恢复的，生产阶段基本不会对周边海域的生态环境造成影响。此外，本工程投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，备案后的溢油应急计划必须结合本油田的超重质、特~超稠油油品性质采取针对性的、有效的溢油风险防范措施和溢油应急力量，满足实际应急要求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。由此得出，本工程对周边海域的环境影响是可接受的。

12.5.1.2 产业政策的符合性

本项目为海洋油气勘探开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本工程的建设符合国家产业政策。

12.5.2 污染物源头控制及溢油应急措施

12.5.2.1 污染物源头控制措施

本工程施工期钻井阶段钻井液循环使用，非油层段钻井液及钻屑直接排放入海；油层段钻井液及钻屑、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水均运回陆地处理，含油危险固废交有资质单位处理。

本工程运营期产生的生活垃圾、含油泥沙、生产固废、船舶机舱含油污水均运回陆地处理，含油危险固废交有资质单位处理；含油生产水依托 SZ 36-1CEPO 平台处理达标后全部回注，含油生产水不外排。

12.5.2.2 溢油防范与应急

本项目建成后，建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，在投产前编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目超重质、特~超稠油油品的溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

12.5.3 海洋生态损害分析

根据《海洋生态损害评估技术指南》【2013 年 8 月海洋局颁布】、《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T28058-2011) 及农业部《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007) 中的相关阐述, 本次评价工程对海洋生态损害主要体现在以下方面:

(1) 工程占用海域、施工期悬浮泥沙、施工期非油层段钻井液和钻屑对水质、沉积物的影响, 对海洋生物资源损失量进行估算。

(2) 油田开发工程施工期及运营期造成海洋服务功能的损失量计算。

12.5.3.1 海洋生物资源损失

(1) 工程对浮游生物的影响

工程施工期间管缆铺设和平台建设使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; 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。

施工阶段海水浑浊度的增加, 也会减少透光层的厚度, 使生物合成量减少, 同时对浮游植物生长繁殖造成不利, 进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量, 从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

(2) 对底栖生物的影响

在铺管期间, 挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧, 在挖沟结束后, 在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此, 对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖, 改变了原有的沉积环境, 破坏了底栖生物的栖息地。

(3) 工程对渔业资源的影响

工程实施对渔业资源经济损失情况见 12.2.2.1 章节。渔业生物资源损失经济补偿额共为 89.28 万元, 该部分费用纳入环保投资。

12.5.3.2 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分, 下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，非油层段钻井液和钻屑排放，平台占用海域的影响，根据上述活动对海洋生态系统服务功能的损失，根据 12.2.2 小节的相关计算，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 70.89 万元。

12.5.4 海洋生态保护措施

12.5.4.1 施工期采取的海洋保护措施

在设计、建造平台和铺设管道工程时，严格遵守有关设计和建造安装入级规范。以保证平台和油气管道工程结构强度、抗疲劳、防腐蚀和保持正常生产能力。为使跑、冒、滴、漏造成的污染减少到最低程度，为清洁生产建造提供保障。

施工过程中，完善各项生态及环保设施，采取积极措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，施工期要尽量避开鱼类产卵盛期 5-6 月及斑海豹繁殖期 1-2 月，如遇突发性事故，造成悬浮泥沙外泄，及时与有关渔业主管部门联系，并采取积极的措施，将对渔业生产的影响程度降低到最小。

12.5.4.2 运营期建议采取的保护措施

(1) 增殖放流，恢复海洋生物资源

建设单位应根据工程建设对海洋物资源造成的影响，结合工程所在海域的海洋生物种类分布特征和目前人工育苗、增殖放流技术，实施增殖放流，对工程附近海域损失的海洋生物资源投入资金加以修复。

增殖放流工作应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。设增殖放流领导小组，根据农业部水生生物增殖放流规划，结合省渔业环境容量、苗种供应等实际，组织相关部门拟定增殖放流计划。

在生物资源增殖放流过程中，必须坚持科学发展观，建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖放流方案制定、论证和资源研究，根据项目对海洋生态环境的实际损害情况，在当地渔业主管部门的监督和协助下，有具体目标，具体计划的对生态环境和资源数量进行修复，不得在没有科学报告的情况下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下，以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地渔业主管部门指导开展：

A 增殖放流品种选择原则

本地原种或子一代的苗种或亲体；能大批量人工育苗；品质优良（属优质经济鱼、虾类、贝类）；适应工程附近海域生态环境且生势良好；工程附近海域自然生态状况中曾经拥有的种类，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

B 增殖放流备选品种

当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、海蜇、梭子蟹、褐牙鲆、文蛤等，放流品种和数量可根据当时、当地实际情况做适当调整，具体增殖放流方案编制在当地渔业主管部门指导下确定。

C 增殖放流苗种规格质量

鱼苗（如半滑舌鳎和牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验检疫合格机构认可。

D 增殖放流计划

建设单位需补偿的渔业资源损失约 []（已纳入环保投资预算），计划全部用于增殖放流，初步建议购买鱼苗 []，包括苗种检验检疫、包装费、购买苗种、税费等，放流品种、规格、计划见表 12.5-1，剩余 []用于增殖放流用车、用船，渔业资源养护及监督管理等。建设单位可根据实际情况实施海洋生物增殖放流，建议增殖放流时间安排在休渔期间内的 5 月下旬至 7 月上旬。对上述期限、时间及放流地点，建设单位可根据相关渔业主管部门的要求进行安排，并接受渔业主管部门的监督。

表 12.5-1 增殖放流计划（初步）

生物品种	规格	拟放流数量	单价	所需金额（万元）
中国对虾	1.0cm	3000 万尾	100 元/万尾	[]
牙鲆	5.0cm	25 万尾	1.0 元/尾	[]
三疣梭子蟹	二期扣蟹	250 万只	1000 元/万只	[]
合计				[]

(2) 积极参与渤海湾的海洋生态修复工作

本工程主要敏感目标有辽宁大连斑海豹国家级自然保护区红线区、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、大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区和限制开发区、三场一通道（鲷、鳀鱼、中国对虾的索饵场、中国毛虾的越冬场内，小黄鱼产卵场及洄游路线，斑鲽索饵场及洄游路线）等。

建设单位可以根据自己的资金情况及项目所在海域的实际情况，有选择的参与到辽东湾的海洋生态保护工作中来，建议建设单位与当地的海洋和渔业主管部门积极沟通协调，参与相关工作。

3) 已进行的海洋生态保护工作

建设单位已于 2015 年 11 月对大连斑海豹国家级自然保护区进行了补偿，补偿金额为 5843 万元，用于调整后的大连斑海豹国家级自然保护区管护及生态环境监测、斑海豹科研、救助等方面，具体包括：

（一）在斑海豹分布季节对保护区及周边海域进行海上和陆地巡查，维护保护区管理秩序，严厉打击非法捕捉、猎杀斑海豹等违法行为；

（二）在斑海豹分布季节对保护区及周边海域进行斑海豹观测和环境监测，在平常月份进行环境监测；

（三）完善救治设施并开展斑海豹受困、遇险救助行动；

（四）组织相关科研部门开展斑海豹保护的科学研究，评估各项缓解和保护措施的效果，制定和完善有效的斑海豹保护及保护区管理措施；

（五）对社会公众及相关人员进行保护斑海豹及其生态环境的宣传教育及培训。

12.5.5 海洋生态修复监管措施建议

海洋生态的保护、恢复或补偿措施的责任主体为建设单位，建设单位应按照项目生态损害情况采取生态修复措施，建议委托专业单位实施增殖放流，相关管理部门应进行验收和监管。

增殖放流具体保护措施、地点、时间由当地渔业主管部门指导开展，并对实施进行监督和管理。

12.5.6 海洋跟踪监测措施

（1）环境质量现状跟踪监测

本工程在正常生产作业期间主要有生活污水产生排放。根据工程特点，本评价主要针对海洋水质、沉积物、生态环境制定监测计划，包括海水水质、沉积物、海洋生态环

境监测项目、监测方案、监测范围和站位布设原则、监测频率等。具体监测内容见表 12.5-1。

表 12.5-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	悬浮物	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	平台主潮流 方向上、下 左、右四个方 向 500-1000m 范围内共设 4 个站位	竣工验收前监测一次 (建议作业公司与竣 工验收跟踪监测一并 完成) 运营期根据实际情况 每 3-5 年监测一次
	COD			
	营养盐(无机氮、磷酸盐)			
	石油类			
	硫化物			
	挥发酚			
	重金属(Cu、Pb、Hg、Cd、 Zn、Cr、As)	《海洋监测规范》 GB17378.7-2007		
海洋生 态环境	叶绿素 a			
	浮游植物			
	浮游动物			
	底栖生物			
沉积物 环境	石油类	《海洋监测规范》 GB17378.5-2007		
	重金属(Cu、Pb、Hg、Cd、 Zn、Cr、As)			
	硫化物			
	有机碳			

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测,制定海洋环境质量跟踪监测方案,提交有效计量认证分析监测报告,对环境监测反馈的信息进行科学分析,并建立资料档案。

(2) 管线跟踪调查

为了保证安全作业和防止海洋环境污染,还需要定期(建议 3-5 年/次)对本工程管缆进行路由复勘,以便及时了解管缆路由水深变化情况,管缆走向、埋深、悬跨等运行中的实际情况,并根据勘察结果采取相应的维护措施,以便及早发现隐患,及时处理,防止事故发生,以保障工程的安全正常运行。

13 海洋工程环境可行性分析

13.1 海洋主体功能区规划符合性分析

13.1.1 《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

(1) 位置关系

根据《全国海洋主体功能区规划》（国发〔2015〕42号）：“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”。

● 优化开发区域，是指现有开发利用强度较高，资源环境约束较强，产业结构亟需调整和优化的海域。

● 重点开发区域，是指在沿海经济社会发展中具有重要地位，发展潜力较大，资源环境承载能力较强，可以进行高强度集中开发的海域。

● 限制开发区域，是指以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。

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

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**。

本工程为海洋油气勘探开发工程，工程周边开发油田群包括绥中 36-1 油田、旅大 6-2 油田等，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是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。

(2) 管理要求

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。

(3) 符合性分析

本项目为海洋油气勘探开发工程，工程用海属于海洋工程和资源开发区中允许的“矿产资源勘探开发利用所需海域”。项目开展了海域使用论证和环境影响评价，工程施工期和运营期产生的各种污染物均得到了妥善处置，从而减少对周围海域生态系统的影响。

响；此外，本项目投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。

因此，本工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

13.1.2 《辽宁省海洋主体功能区规划》符合性分析

根据《辽宁省海洋主体功能区规划》【辽政发〔2017〕36号】，本油田开发工程所处海域不在辽宁省海洋主体功能区内（见图 13.2-1），工程距辽宁省海洋主体功能区边界最近距离约 20km，工程施工期和运营期均不会对辽宁省海洋主体功能区产生不利影响。

图 13.1-1 本项目与《辽宁省海洋主体功能区规划》的位置关系图

13.2 海洋功能区划符合性分析

13.2.1 《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》符合性分析

（1）位置关系

根据《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》，本工程位于渤海辽东湾海域中南段，属于全国海洋功能区划中的“渤海中部海域”。

（2）功能定位和管理要求

该海域主要功能为**矿产与能源开发**、渔业、港口航运。**西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发**，协调好油气勘探、开采用海与航运用海之间的关系。区域积极探索风能、潮流能等可再生能源和海砂等矿产资源的调查、勘探与开发。合理利用渔业资源，开展重要渔业品种的增殖和恢复。加强海域生态环境质量监测，**防治赤潮、溢油等海洋环境灾害和突发事件**。

（3）符合性分析

功能定位：旅大 5-2 北油田总体开发工程属于海洋油气开发用海，属于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》允许范畴中的“矿产与能源开发”。

管理要求：项目建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。本工程建设阶段产生的非油层段钻屑、非油层段钻井液

排放对环境的影响属于短期、可恢复性；施工期生活污水经处理达标后排放；机舱含油污水、固体废弃物、油层段钻屑、油层段钻井液均运回陆地处理。生产阶段产生的生产水经处理达标后全部回注地层，不外排；固体废弃物运回陆地处理。因此，本项目生产阶段不会对周边海域的生态环境造成影响，建设阶段对海域生态环境的影响是短期且可恢复的。工程施工与生产开发时应注意与周边用海功能区的协调性，施工期和运营期均制定了有针对性的跟踪监测计划，加强周边海域生态环境质量监测，同时也制定了有针对性的溢油应急防范措施防止溢油事故发生。

因此，本工程建设符合《全国海洋功能区划（2011-2020年）》要求。

13.2.2 《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》符合性分析

（1）位置关系

根据《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》，本油田开发工程所处海域不在辽宁省海洋功能区划内（见图 13.4-1），距区划中的

（2）符合性分析

由于油田开发工程施工期和运营期正常运行情况下不会对辽宁省海洋功能区产生不利影响，本工程建设与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》要求相协调。

图 13.2-1 本项目与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》的位置关系图

13.3 辽宁省海洋生态红线的符合性分析

（1）位置关系

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），本工程新建管道距离，不占用红线区。

（2）符合性分析

由于油田开发工程施工期和运营期正常运行情况下不会对大连斑海豹保护生态红线区产生不利影响，本工程建设与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年）要求相协调。

图 13.3-1 项目与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的位置关系图

13.4 国家产业政策符合性分析

本项目为海洋油气勘探开采项目，属于《产业结构调整指导目录》（2019 年本）中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，因此，本工程的建设符合国家产业政策。

13.5 相关规划的符合性分析

13.5.1 《全国海洋生态环境保护规划》符合性分析

（1）相关要求

根据《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》，第五节基本原则提到：“坚持绿色发展、源头护海。坚持“绿水青山就是金山银山”，处理好发展与保护关系，推动海洋经济绿色发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系和绿色技术创新体系，用最小的资源消耗和环境代价换取最大的发展效益，**从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。**

坚持质量改善、协力净海。以着力解决群众反映强烈的突出环境问题、改善海洋生态环境质量为根本，抓好区域—流域—海域的联防联控与系统治理，**坚持污染防治和生态修复并举**，确保海洋生态环境质量企稳向好，坚决打赢海洋生态环境污染治理的攻坚战。”

（2）符合性分析

本工程施工期间产生的油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海。运营期产生的生活垃圾、生产固废、含油泥沙、船舶机舱含油污水等固体废物运回陆上处理，含油危险固废交有资质单位处理；含油生产水经处理达标后全部回注地层，不外排。工程施工期和运营期产生的污染物均得到合理处置，做到了**从源头上预防海洋生态破坏和环境污染**。同时，针对施工期和运营带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本工程拟制定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施，做到了**坚持污染防治和生态修复并举**。

因此，与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》相符合。

13.5.2 《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》符合性分析

（1）相关要求

根据《渤海环境保护总体规划（2008-2020年）》，“要加强海洋工程污染防治和保护区建设，提高倾废管理水平，强化油气开发区的环境管理，加强溢油应急技术支持及保障能力，建立渤海污染防治与生态保护系统，力求通过5年~15年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容。

（2）符合性分析

本工程施工期间产生的油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海。运营期产生的生活垃圾、生产固废、含油泥沙、船舶机舱含油污水等固体废物运回陆上处理，含油危险固废交有资质单位处理。含油生产水依托SZ36-1CEOP平台处理达标后全部回注地层，不外排；工程施工期和运营期污染物均得到合理处置。此外，工程投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

本工程在施工和运营过程中重视海上环境保护工作，因此，与《渤海环境保护总体规划（2008-2020年）》（2009年）相符合。

13.5.3 《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020年）》符合性分析

（1）位置关系

《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020年）》中依据《全国海洋功能区划》以及《辽宁省海洋功能区划》，结合辽宁省海洋自然环境特点和海洋经济发展需求，将全省海域划分为辽东湾西部、辽东湾北部、辽东半岛西部、辽东半岛南部、辽东半岛东部、长山群岛6个规划区。本工程位于辽东半岛西部规划区。

（2）相关要求

根据辽宁省海洋生态环境保护规划的要求，辽东半岛西部规划区区域生态环境保护重点和生态环境保护主要任务见下表。

表 13.5-1 工程与《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020年）》符合性分析

海洋生态环境保护分区	区域生态环境保护重点	生态环境保护主要任务	政策符合性分析
辽东半岛西部规划区	加强大连斑海豹国家级自然保护区、辽宁蛇岛老铁山国家级	加强对金州湾、普兰店湾、复州湾、葫芦山湾环境污染治理；	本工程距离大连斑海豹国家级自然保护区最近约22km。 工程施工期间，钻井油层段钻屑及钻井液、生产垃圾、生活垃圾、机舱含油污水全部运回陆上交由有资质单位进行处理；非油层段钻屑及钻井液按照要求进行排海；生活

<p>自然保护区邻近海域生态环境监测、保护与修复；改善养殖海域水质、底质和生物环境质量；整治修复金州湾、普兰店湾、葫芦山湾、复州湾等生态环境和岛礁生态系统；保护斑海豹等珍稀生物物种。</p>	<p>开展石油化工企业及核电企业风险预警管理与评估；重点关注长兴岛临近海域褐潮、绿潮、水母灾害等新型生态灾害，加强监视监测与防治研究；</p>	<p>污水经生活污水处理装置处理达标后排海。运营期，生活垃圾和生产固废等全部运回陆上处理，含油生产水处理达标后全部回注不外排，生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，有效保护周边水域环境。</p> <p>根据预测，混输管道及海底电缆施工时悬浮泥沙扩散超一（二）类水质离管线最远距离在 0.52km 以内，非油层段钻井液预测离排放点的最大距离为 0.57km，非油层段钻屑离排放点的最大距离为 0.22km，工程建设不会恶化/破坏养殖海域水质、底质和生物环境质量，不会恶化大连斑海豹国家级自然保护区的海洋生态环境。同时，本工程生产运营阶段制定跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。</p> <p>针对施工期和运营带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本工程拟制定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施。</p> <p>工程投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并上报主管部门备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，有效防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，确保周围海域海洋生态环境安全。</p>
---	---	--

(3) 符合性分析

通过分析，本工程距离大连斑海豹国家级自然保护区最近约 22km。工程建设和运营严格落实国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，施工期和运营期污染物均得到有效处理，落实海洋生态保护措施，有效保护周边水域环境。根据预测，混输管道及海底电缆施工时悬浮泥沙扩散超一（二）类水质离管线最远距离在 0.52km 以内，非油层段钻井液预测离排放点的最大距离为 0.57km，非油层段钻屑离排放点的最大距离为 0.22km，工程建设不会恶化/破坏养殖海域水质、底质和生物环境质量，不会恶化大连斑海豹国家级自然保护区的海洋生态环境。同时，本工程生产运营阶段制定跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。本工程拟指定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施。工程投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，有效防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，确保周围海域海洋生态环境安全。综上所述，工程建设符合《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》。

13.5.4 《关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》符合性分析

2017 年 5 月 18 日，国家海洋局印发《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保

护工作的意见》的通知（国海发[2017]7号），本项目与该通知的符合性分析见下表。

表 13.8-2 本工程与“国海发[2017]7号”文的符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	是否相符
三、加强海洋空间资源利用管控	坚持生态用海，严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施，提高生态环境准入门槛，禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海，推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。	①本项目符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划》、《全国海洋生态环境保护规划》、《辽宁省海洋功能区划》及《辽宁省海洋生态环境保护规划》、《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》等的管控措施。	符合
	建立健全海洋开发利用活动生态补偿制度。暂停选划临时性海洋倾倒地，启动倾倒地规划编制，按照科学合理经济安全的原则，调整完善海洋倾倒地布局，禁止倾倒地除海上疏浚物外的废弃物。	②本项目不属于高耗能、高污染、高排放的项目，针对本项目制定了生态补偿；且本项目不涉及倾倒地废弃物问题。	符合
	暂停受理、审核渤海内围填海项目，暂停受理、审批渤海内区域用海规划，暂停安排渤海内的年度围填海计划指标，稳妥处理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作，重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价，为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。	③工程内容不涉及围填海。	符合
六、加强海洋生态环境风险防控	从严管控渤海海上油气勘探开发、炼化、滨海核电等涉海重大工程环境风险，全面排查溢油、危险化学品泄漏、放射性污染等环境风险隐患，完善分类分级的海上应急监测及处置预案，在石化基地、油气平台、危化品储存区、滨海核电设施等邻近海域部署快速监测能力和应急处物资设备。开展海洋环境突发事件风险评估和风险区划，构建风险信息库，建立信息共享机制。	①建设单位将按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的要求编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》，并将编制的溢油应急计划上报生态环境部进行备案。	符合
	加强赤潮（褐潮）、绿潮、水母旺发等海洋生态灾害形成机理以及海洋自然灾害对生态环境的影响研究，分区分级建设海洋生态灾害应急监测体系，完善海洋生态灾害应急预案，提高海洋环境预警和生态灾害的监测预警水平。	②本项目按照备案后的溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，备案后的溢油应急计划可以满足本项目的溢油应急响应。	符合

13.5.5 《渤海综合治理攻坚战行动计划》符合性分析

2018年11月30日，根据生态环境部发展改革委自然资源部印发《渤海综合治理攻坚战行动计划》的通知：为全面贯彻党中央、国务院决策部署，落实《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17号）的要求，打好渤海综合治理攻坚战，加快解决渤海存在的突出生态环境问题，制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

(1) 《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“9.船舶污染治理”规定：“严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。**禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。**”

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“11.海洋垃圾污染防治”规定：“....**严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海**....”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“13.生态保护修复行动”规定：**划定并严守渤海海洋生态保护红线**，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“15.海洋生物资源养护”规定：“**大力养护海洋生物资源**。....鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（四）环境风险防范行动”中的“17.海上溢油风险防范”规定：“**石油勘探开发海上溢油风险防范**。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。”

(2) 符合性分析

本工程位于渤海湾海域，属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，不涉及围填海工程。工程所处海域不在辽宁省海洋主体功能区、辽宁省海洋功能区划内，油田开发工程施工期和运营期均不会对辽宁省海洋功能区产生不利影响；同时，根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年），本工程距离“XXXXXXXXXX”

施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期，机舱含油污水为危险废弃物（HW08），根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）后排海。生活垃

圾、生产垃圾、含油泥沙全部运回陆上处理，含油危险废物交由有资质单位接收处理。施工期间主要的污染物是非油层段钻屑和钻井液，但是影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，可以维持海洋生物资源可持续利用。同时施工期非油层段钻屑和钻井液排放尽量避开鱼类产卵盛期 5-6 月，施工期尽量避开斑海豹繁殖期 1-2 月，以减轻对海洋生态环境的影响。

本项目投产前建议建设单位编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，备案后的溢油应急计划必须满足本项目溢油应急的需求，建设单位根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。

综上，工程建设符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求。

14 环境管理与环境监测计划

14.1 环境管理

14.1.1 环境管理的任务和内容

环境管理是保护环境、控制污染的重要措施之一。本油田开发工程环境管理的任务和主要内容为：

- 1、贯彻执行国家环境保护法规和标准；
- 2、组织制定和修改与本油田有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；
- 3、检查本油田环境保护设备、设施或装置的运行状态；
- 4、组织和领导本油田的环境监测工作；
- 5、组织开展本油田环境保护工作人员的技术培训和演习；
- 6、组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；
- 7、为政府执法人员检查工作提供方便。

14.1.2 机构及岗位的设置

14.1.2.1 组织机构与定员

作为本油田开发工程的建设单位——中海石油（中国）有限公司天津分公司（下称天津分公司），将严格按照国家环保法律标准和中海油总公司颁发的一系列环保规定、办法来开展环境保护管理工作，并已经形成一套完整系统的环保管理机构和环境保护管理体系。

天津分公司的油田作业环保工作实行总经理负责制，天津分公司的总经理为第一责任者，主管生产的安全总监（副总经理）直接领导全公司的安全环保工作。公司环保工作作为二级记负责制，对各级公司实行目标管理。在组织机构上公司下设安全环保部，负责组织、落实、监督本公司范围内的油田作业环境保护工作。各级环保管理机构和管理人员通过对所属油田和其它工程设施的环保检查、宣传教育、人员培训等一系列制度和措施，实施对环保工作的科学有效管理。（其组织机构见下图 14.1-1）。

旅大 5-2 北油田 I 期设油矿总监一名，负责油田的安全生产和油田环境保护的直接领导工作。在油矿总监下面设健康安全环保监督一名，在油矿总监和陆上基地环保管理

人员的监督和领导下，具体负责本油田的安全环保管理和监督工作。（其组织机构见下图 14.1-2）。

油田还将设立安全领导小组和应急领导小组，由油矿总监担任组长，生产监督、各岗位监督和安全环保监督任小组成员，负责油田的安全环保处理的应急组织、指挥工作。

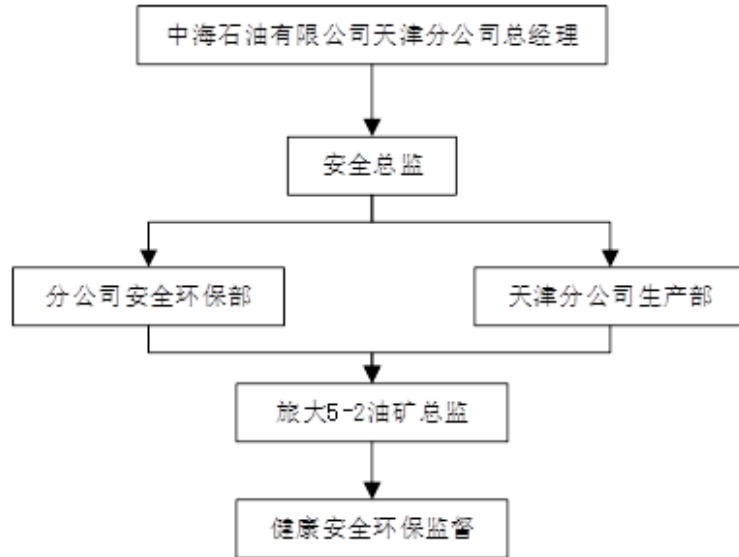


图 14.1-1 天津分公司环境保护管理机构图

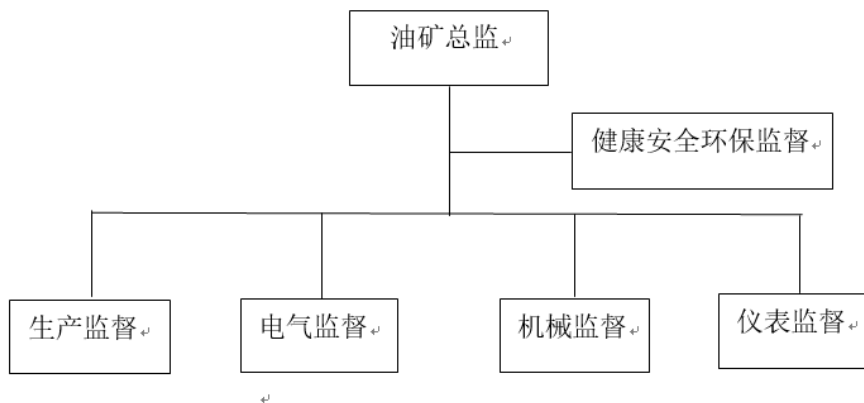


图 14.1-2 旅大 5-2 北油田 I 期环境保护管理机构图

14.1.2.2 海上主要人员的岗位职责

(1) 油矿总监

全面负责油田/平台的安全生产和环保工作，负责技术管理与培训，处理临时发生的生产、安全和环保等各种问题，并采取应急处理措施。

(2) 安全监督

负责落实全油田安全和环保工作的各项制度及规定；协助制定应急计划；对内外人员进行安全、环保教育；监督、纠正各种违章作业和操作，一旦发生事故立即赶赴现场

查明原因，提出处理意见；做好污染处理设备和安全消防设施的定期检查和检测；对污水排放和垃圾处理进行监督。

（3）生产监督

认真执行油井管理措施和油田经理的工作指令；确保原油生产按计划完成和污水处理达到规定指标；熟练操作包括污染治理设备在内的各种工艺设备，指导有关人员处理故障。

14.1.3 环境保护管理制度

在 LD5-2N 生产期间，上级管理部门将建立并执行下列管理制度。

14.1.3.1 环保监督检查制度

每月对海上生产设施进行安全环保抽查，各部门不定期地进行安全生产和环境保护自检，检查存在的隐患和问题，及时加以妥善处理或向有关领导汇报，提出整改措施和计划。每年都采取综合检查和专项检查相结合、监督检查与自我检查相结合、定期检查与动态检查相结合等方式，进行全方位、全过程的安全环保监管。综合检查方面，落实巡回检查、“日、周、月”检、夜查、要害部位专项检查和节前检查。突出抓好问题整改复查为主要内容的检查，促进了安全环保管理整体水平的提升。

14.1.3.2 安全、环保会议制度

每月召开一次安全、环保例会，分析总结安全生产和安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，制定相应的安全环保措施；传达上级有关指示和安全、防火及环保等方面的文件。

14.1.3.3 安全环保宣传教育制度

充分利用各种宣传工具，通过各种渠道，积极及时地宣传国家有关安全环保管理规定和安全环保知识，对所有工作人员进行安全环保知识教育，提出安全环保要求，讲清注意事项。

14.1.3.4 环保奖惩制度

为加强环境保护管理，制定油田工作人员的奖金与安全生产和环境保护工作挂钩的制度，对在安全环保方面成绩突出的班组或个人进行奖励，反之对不严格执行安全环保有关规定，违反安全环保工作制度的有关人员将扣除奖金。在评选先进、表彰奖励工作

中，实行安全环保否决制度。

14.1.3.5 大力加强环保隐患治理和环保科技工作

在环保科技工作方面，重点开展三项工作：一是针对海上盗油、污染海洋环境的问题，开展了雷达监测技术研究工作，加大监控力度，保护海洋环境，目前该项目已投入运行；二是开展油田海域溢油追踪溯源技术研究，为分清溢油事故责任者提供科学依据，同时在溢油事故状态下，能有效模拟溢油漂移轨迹和路径；三是在平台安装电视监控系统，发现异常及时排除，给环保管理注入了新的科技含量。

14.1.3.6 切实加强平台环保管理工作

海上平台空间小，一旦出现溢油，就可能对海洋环境造成严重污染，为此建设单位坚持“预防为主”的思想，切实强化管理，避免污染事故发生。在平台环保管理方面，建设单位重点强化以下几个方面的管理：一是加强巡回检查和了望制度的落实，定期检查平台设施，发现事故苗头，及时采取措施；二是加强平台防污设施的管理，重点是生活污水处理设施的管理，通过定期维护保养，切实做到全部处理、达标排放；三是加强化学消油剂的使用管理，严格控制使用消油剂，避免二次污染；四是建立完善海陆防范监控体系，同时加强海上日常监控管理。

14.2 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是定期监测各工程设施上外排污染物的排放浓度，掌握达标情况，为加强环境保护管理、保证污染处理设备正常运转提供科学依据；分析外排污染物浓度和排放量的变化规律；为制定污染控制措施和环保管理提供依据。本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定。

14.2.1 环境监测计划

14.2.1.1 运营期跟踪监测

(1) 环境质量现状跟踪监测

本项目评价的 PAP 平台在正常生产作业期间有生活污水产生排放。根据工程特点，本评价主要针对海洋水质、生态环境制定监测计划，海水水质、海洋生态环境监测项目、监测方案、监测范围和站位布设原则、监测频率等。具体监测内容见表 14.2-1。

表 14.2-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	悬浮物	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	平台主潮流方向上、下左、右 500-1000m 范围内共设 4 个站位	竣工验收前监测一次（建议作业公司与竣工验收跟踪监测一并完成） 运营期根据实际情况每 3-5 年监测一次
	COD			
	营养盐（无机氮、磷酸盐）			
	石油类			
	硫化物			
	挥发酚			
海洋生态环境	重金属（Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）	《海洋监测规范》 GB17378.7-2007		
	叶绿素 a			
	浮游植物			
	浮游动物			
沉积物环境	底栖生物	《海洋监测规范》 GB17378.5-2007		
	石油类			
	重金属（Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）			
	硫化物			
	有机碳			

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

(2) 管线跟踪调查

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，还需要定期（建议 3-5 年/次）对本工程管缆进行路由复勘，以便及时了解管缆路由水深变化情况，管缆走向、埋深、悬跨等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以便及早发现隐患，及时处理，防止事故发生，以保障工程的安全正常运行。

14.2.2 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

14.2.3 监测机构职能

其主要职能如下：

- (1) 负责指导、监督各采油厂海上、陆上油田生产设施外排污染物的监测化验工作；
- (2) 定期、不定期地对各海上、陆上油田生产设施排污口的外排污染物进行监测和检查；
- (3) 分析所排污染物的变化规律，为平台环保管理、制定污染控制措施和保持污染物处理设备正常运转提供依据；
- (4) 协同有关部门对新建设施上的污染防治设备进行竣工验收监测和效果鉴定；
- (5) 对监测、化验人员进行业务指导和培训，对化验设备进行检查和校定；
- (6) 负责平台污染事故的监测及报告。

15 环境影响评价结论及建议

15.1 工程分析结论

15.1.1 工程概况

旅大 5-2 北油田位于渤海辽东湾海域,东经 120°47'~120°50',北纬 39°58'~40°01',东南距绥中 36-1 油田 (CEPN) 约 3.9km,西南距旅大 5-2 油田约 10km,新建平台海域水深为 29.4m。

LD5-2N 油田采用蒸汽吞吐的开发方式,本工程拟建内容如下:

(1) 新建一座四腿钢结构导管架井口热采平台 (LD5-2N WHPA),新建一座四腿钢结构导管架生产支持平台 (LD5-2N PAP): 两座平台由 30m 栈桥连接。

LD5-2N WHPA 平台总井槽数为 36 个,其中生产井 34 口,水源井 2 口。平台分为上层甲板、中层甲板和下层甲板。主要设施有蒸汽热采配套设备、锅炉给水处理系统部分设备、油气生产系统设备、放喷系统、除砂设备、水源井系统设备、计量设施、动力液注入系统、冷放空系统、开闭排系统、电气房间等。

LD5-2N PAP 平台设有 80 人生活楼,公用设施等,不设井口,主要设施包括:锅炉给水处理系统部分设备、柴油系统、化学药剂系统、工厂仪表风系统、氮气系统、海水系统、热介质系统。

(2) 新建 2 条海底管线: ①新建 1 条 10"/16"由 LD5-2N WHPA 至 SZ36-1CEPN 3.9km 的双层保温混输海管; ②新建 1 条 4"由 SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 的 3.9km 的复合软管输气海管。

(3) 新建 1 条海底电缆: 由 SZ36-1CEPN 至 LD5-2N WHPA 3.9km 的复合海底电缆。

(4) 在 SZ 36-1 CEPN 平台新增静电聚结分离器、电脱水器等用于处理 LD5-2N WHPA 物流; 同时校核 SZ36-1CEPN/CEPO 的处理能力以及依托的已建海底管道。

本工程建设投资

15.1.2 工程分析

海上施工阶段包括平台安装/连接,已建海上设施的适应性改造,以及海底管道、电缆的铺设、钻完井等。本阶段主要污染物包括铺设管缆作业搅起的海底沉积物、机舱含

油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、钻完井过程中产生的钻屑和钻井液等。

本工程钻井过程中共产生钻井液 13200m³，其中油层段钻井液约为 5400m³，非油层段钻井液约为 7800m³。产生钻屑 9977m³，其中油层段钻屑约 1693m³，非油层段钻屑约为 8255m³。油层段钻屑、钻井液运回陆地由锦州永盛废油再生有限公司接收处理/处置，非油层段钻屑、非油层段钻井液达到相关标准要求后排放入海；海底混输管道、输气管道和海底电缆施工期悬浮沙的产生总量分别约为 11152.44m³、9369.36m³、6246.24 m³。海上施工期间共产生机舱含油污水 1157.3m³，生活污水 46823.7m³，生活垃圾 200.7t，生产垃圾 18t。

项目生产运营期主要污染物为：锅炉水处理系统废水、初期雨水和甲板冲洗水、放喷罐冷放空气体、生产分离器冷放空气体、锅炉天然气燃烧废气、含油泥砂、设施维修产生的生产垃圾等，此外还有参加生产作业的人员所产生的生活污水、生活垃圾及船舶污染物等。

项目 WHPA 平台产生的含油生产水全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台，分离出含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台处理，经处理达标后，生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。经计算，本工程投产后，LD5-2N 物流在 SZ36-1CEPN 平台的生产水最大产生量为 2591m³/d（2023 年）。非正常工况下平台停产，生产水不排海。

项目其他含油污水包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水及工艺容器排放液、带压容器、管线等排放出的带压流体由平台上开式和闭式排放系统收集输送到原油处理系统进行处理。

锅炉水处理系统废水主要为海水冷却水和高温浓盐水（盐度不大于该区域海水背景盐度），两平台总排放量 364 m³/h，经两平台各自排放口排放。

生活污水产生量最大约为 42m³/d（15330m³/a），经生活污水处理装置处理至 COD 浓度 300mg/L 以下后排海。

项目放喷罐放喷气组分主要为 N₂、伴生气、水蒸汽等，生产分离器分离出的气体主要为伴生气，均经冷放空系统放空。

项目 2 台蒸汽锅炉及 2 台热介质锅炉均以天然气作为燃料，燃烧废气总量为：71832 × 10⁴m³/a，NO_x 约为 143.664t/a。

项目产生生产垃圾总量约 97.44t/a，含油泥砂 315.7t/a；生活垃圾 180kg/d（65.7t/a），均分类收集运回陆上处理，含油危险固废交有资质单位处理。

船舶生活污水 159.7 m³/a，经船用生活污水处理装置处理后达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关标准后排海；生活垃圾 0.7 t/a，全部运回陆地处理；机舱含油污水 45.6m³/a，铅封后运至陆上交有资质单位处理。

15.2 环境现状分析与评价结论

15.2.1 海水水质现状

(1) 2017 年 5 月调查结果

2017 年 5 月调查结果显示，一类区中 24 个站位无机氮、6 个站位磷酸盐、19 个站位铅、18 个站位汞、5 个站位硫化物超过《海水水质标准》（GB3097-1997）标准要求，最大超标倍数分别为 1.66、3.38、1.33、1.88、1.15；只有一个站（H18）位于二类区，其无机氮超出《海水水质标准》（GB3097-1997）标准要求，超标倍数为 1.03。

本次调查，COD、DO、pH、石油类、铜、锌、镉、总铬、砷、挥发酚等因子表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求，无机氮、磷酸盐、铅、汞和硫化物超出所在功能区水质标准要求。

其中，表层有 21 个无机氮、5 个磷酸盐、11 个铅、10 个汞、2 个硫化物超出所在功能区海水水质标准；中层有个 22 无机氮、7 个磷酸盐、17 个铅、14 个汞、3 个硫化物超出所在功能区海水水质标准；底层有个 22 无机氮、6 个磷酸盐、18 个铅、17 个汞超出所在功能区海水水质标准；

无机氮：表层 21 个站位、中层 22 个站位、底层 22 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 87.5%、91.6%、91.6%，除 H18 符合三类海水水质标准外，其余均符合二类水质标准。

磷酸盐：表层 5 个站位、中层 7 个、底层 6 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 20.8%、29.2%、25%，除 H14a、H14b、H15 符合四类水质标准外，其余均符合二类海水水质标准。

铅：表层 11 个站位、中层 17 个站位、底层 18 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 45.8%、70.8%、75%，均符合二类海水水质标准。

汞：表层 10 个站位、中层 14 个站位、底层 17 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 41.6%、58.3%、70.8%，均符合二类海水水质标准。

硫化物：表层 2 个站位、中层 3 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率

分别为 8.3%、12.5%，均符合二类海水水质标准。

(2) 2018 年 10 月调查结果

2018 年 10 月调查结果显示，一类区中 3 个站位无机氮、19 个站位铅、16 个站位汞超过《海水水质标准》(GB3097-1997)标准要求，最大超标倍数分别为 1.10、1.09、1.48；只有一个站 (H25) 位于二类区，各水质因子均不超标。

本次调查，COD、DO、pH、石油类、磷酸盐、铜、锌、镉、总铬、砷、挥发酚、硫化物等因子表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求，无机氮、铅、汞超出所在功能区水质标准要求。

其中，表层有 2 个无机氮、10 个铅、9 个汞超出所在功能区海水水质标准；中层有 2 个无机氮、11 个铅、7 个汞超出所在功能区海水水质标准；底层有个 2 无机氮、13 个铅、11 个汞超出所在功能区海水水质标准；

无机氮：表层 2 个站位、中层 2 个站位、底层 2 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率均为 5.6%，均符合二类水质标准。

铅：表层 10 个站位、中层 11 个站位、底层 13 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 27.8%、30.6%、36.1%，均符合二类海水水质标准。

汞：表层 9 个站位、中层 7 个站位、底层 11 个站位超出所在功能区海水水质标准，各层超标率分别为 25%、19.4%、30.5%，均符合二类海水水质标准。

15.2.2 海底沉积物现状

2018 年 10 月调查结果显示，调查区沉积物类型以黏土质粉砂和砂质粉砂为主。本次调查的硫化物、石油类、有机碳、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过国家一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

15.2.3 海洋生态现状

15.2.3.1 叶绿素 a 和初级生产力

(1) 叶绿素 a

2017 年 5 月调查结果显示：表层叶绿素 a 变化范围 (2.14~7.22) mg/m^3 ，均值为 3.51 mg/m^3 ；中层叶绿素 a 变化范围 (1.97~6.31) mg/m^3 ，均值为 3.58 mg/m^3 ；底层叶绿素 a 变化范围 (2.42~7.26) mg/m^3 ，均值为 3.62 mg/m^3 。

2018 年 10 月调查结果显示：调查海域表层叶绿素 a 变化范围 (0.24~1.36) mg/m^3 ，

均值为 $0.72\text{mg}/\text{m}^3$ ；中层叶绿素 a 变化范围 $(0.20\sim 1.83)\text{mg}/\text{m}^3$ ，均值为 $0.88\text{mg}/\text{m}^3$ ；底层叶绿素 a 变化范围 $(0.20\sim 1.59)\text{mg}/\text{m}^3$ ，均值为 $0.77\text{mg}/\text{m}^3$ 。

调查海区叶绿素 a 含量整体处于正常水平，各层分布较为均匀。

(2) 初级生产力

2017 年 5 月调查海域现场初级生产力为 $(84.13\sim 384.01)\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 $171.11\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

2018 年 10 月调查海域现场初级生产力为 $(36.63\sim 232.48)\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，均值为 $121.47\text{mgC}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

调查海区初级生产力整体处于正常水平。

15.2.3.2 浮游植物现状

2017 年 5 月，调查海域共发现浮游植物 55 种，其中硅藻 48 种；甲藻 6 种；金藻 1 种。优势种分别为布氏双尾藻、棘冠藻和斯氏根管藻。调查海域浮游植物细胞总数量变化范围在 $(2.7\sim 3280.2)\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 226.5856×10^4 个/ m^3 。

2018 年 10 月，调查海域共发现浮游植物 57 种，其中硅藻门 48 种；甲藻门 7 种；金藻门 2 种。优势种为圆筛藻、辐环藻、布氏双尾藻、中华盒形藻、佛氏海毛藻、角毛藻、刚毛根管藻、辐射圆筛藻，调查海域浮游植物细胞总数量变化范围在 $(4.4\sim 62.2917)\times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 28.5736×10^4 个/ m^3 。

调查海域浮游植物多样性指数和丰度指数较高，群落结构状况稳定。

15.2.3.3 浮游动物现状

2017 年 5 月，调查海区共发现浮游动物 25 种（不包括 10 种浮游幼体、鱼卵和仔鱼），其中，桡足类 13 种；水母类 4 种；甲壳类 6 种；原生动物和毛颚类 1 种。优势种为中华哲水蚤、腹针胸刺水蚤和纺锤水蚤。调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在 $(39.02\sim 375.48)\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，均值为 $179.66\text{mg}/\text{m}^3$ ；浮游动物个体密度在 $(31.8\sim 1017.7)$ 个/ m^3 之间，均值为 526.2 个/ m^3 。

2018 年 10 月，调查海区共鉴定浮游动物 21 种，浮游幼虫、幼体和鱼卵 8 种。其中，桡足类 9 种，水母类 5 种，原生动物、毛颚动物、十足类、端足类、介形类、涟虫类和被囊动物各 1 种。优势种为真刺唇水蚤、强壮箭虫、中华哲水蚤、背针胸刺水蚤。调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在 $(11.90\sim 155.52)\text{mg}/\text{m}^3$ 之间，均值为 $60.78\text{mg}/\text{m}^3$ ；浮游动物个体密度在 $(8.5\sim 247.3)$ 个/ m^3 之间，均值为 78.7 个/ m^3 。

调查海域大中型浮游动物种类较多，多样性指数、均匀度和丰度值均较高，表明浮游动物群落结构稳定性较好。

15.2.3.4 底栖生物现状

2017 年 5 月，调查海区共发现大型底栖生物 71 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物和纽形动物。其中环节动物发现种类最多，共发现 40 种；节肢动物发现 14 种；软体动物发现 12 种；棘皮动物发现 4 种；纽形动物发现 1 种。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.04~38.69) g/m² 之间，平均为 9.92g/m²。栖息密度变化范围在 (10~870) 个/m² 之间，平均密度为 277 个/m²。

2018 年 10 月，调查海域共发现大型底栖生物 82 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物和刺胞动物。其中环节动物发现种类最多，共发现 43 种，节肢动物发现 19 种，软体动物发现 17 种，棘皮动物、纽形动物和刺胞动物各发现 1 种，多毛类、甲壳类是构成该区底栖生物种类的主要类群。优势种为拟特须虫、丝异须虫、双唇索沙蚕、日本拟背尾水虱、不倒翁虫。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.02~16.71) g/m² 之间，平均为 2.44g/m²。栖息密度变化范围在 (20~560) 个/m² 之间，平均密度为 222 个/m²。

调查海域底栖生物的多样性指数、均匀度及丰度均较高，优势度较低，表明该海域底栖生物群落结构较好，底质环境质量状况良好。

15.2.4 生物质量现状

2018 年 5 月共布设生物质量站位 17 个，生物体测定的有害物质为铜、锌、铅、镉、铬、砷、总汞、石油烃 8 项。调查结果中鱼类、甲壳类和双壳类、非双壳类软体动物体内的重金属及石油烃含量均未超标。

2018 年 10 月共布设生物质量站位 22 个，生物体测定的有害物质为铜、锌、铅、镉、铬、砷、总汞、石油烃 8 项。调查结果中鱼类、甲壳类和非双壳类软体动物体内的重金属及石油烃含量均未超标。

15.2.5 渔业资源

15.2.5.1 鱼卵仔稚鱼

2017 年 6 月调查，共采集到鱼卵和仔稚鱼 15 种（鱼卵 12 种，仔稚鱼 6 种）。鱼卵的平均密度为 0.430 粒/m³，仔稚鱼平均密度为 0.257 尾/m³。

2018 年 8 月调查，共采集到鱼卵和仔稚鱼 4 种（鱼卵 2 种，仔稚鱼 2 种）。鱼卵的平均密度为 0.0514 粒/m³，仔稚鱼的密度为 0.107 尾/m³。

15.2.5.2 渔业资源现状

2017 年 6 月，共捕获鱼类 17 种，优势种为短吻红舌鲷和许氏平鲉。鱼类成体的资源密度为 49.93kg/km²，幼鱼的资源密度为 872 尾/km²。共捕获甲壳类 10 种，优势种为口虾蛄、日本蟳和鲜明鼓虾。甲壳类成体的资源密度为 117.93 kg/km²，幼体的资源密度为 3595 尾/km²。共捕获头足类 3 种，优势种为长蛸，头足类成体的资源密度为 8.415kg/km²，幼体的资源密度为 78 尾/km²。

2018 年 8 月，共捕获鱼类 29 种，优势种为矛尾虾虎鱼、短吻红舌鲷和黄鲫。鱼类平均资源密度（重量、尾数）为 298.65kg/km²，46393 尾/km²；其中成鱼为 225.00kg/km²，幼鱼为 23326 尾/km²。共捕获甲壳类 19 种，优势种为口虾蛄、日本蟳和鲜明鼓虾。甲壳类成体平均资源密度（重量、尾数）为 198.33kg/km²；虾类幼体为 7601 尾/km²，蟹类幼体为 216 尾/km²。共捕获头足类 3 种，优势种为火枪乌贼和短蛸。头足类资源密度（重量、尾数）均值为 64.535kg/km²，15205 尾/km²，其中头足类成体为 44.49kg/km²，幼体为 7343 尾/km²。

15.2.6 油田海域环境状况回顾性分析结论

通过对本工程周边海域环境状况回顾分析，得出以下结论：

除少部分调查站位的海水水质和生物质量出现超标现象以外，本海域大部分调查站位的海水水质、海洋生物质量和沉积物处于稳定状态，均满足相应的标准限值。

调查海域各期调查中海洋生物的生物量、生物密度、种类数、优势种有一定变化，但与油田开发工程无必然的相关性，项目周边海洋生态基本处于正常范围内。

项目投产后物流输送至 SZ36-1CEPN 平台，分离出的含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台，正常生产情况下含油生产水全部回注地层，对油田海域的海水水质、沉积物和海洋生物质量不会造成较大影响，但建设单位应加强环境管理与监测，并做好环境风险防范措施和应急预案，防止溢油事故对海洋环境的影响和破坏。

15.3 环境影响预测分析与评价结论

15.3.1 水文动力环境影响分析

拟建工程包括导管架和平台安装、钻井完井、海底管缆的铺设。由于平台为透水式结构，对周边的水动力环境影响很小；海底管缆埋于海底以下 1.5m，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

15.3.2 地形地貌与冲淤环境影响分析

本工程海域海底是典型的砂质粉砂特征，海底平坦，广阔，多年变化不大。自海岸向海渐深，水深变化缓慢。平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

15.3.3 水质环境影响评价

15.3.3.1 施工期对水质环境影响评价结论

根据模型预测结果可知，由于本项目区域水深较深，管道、光缆施工期间表层均无超海水水质标准区域。SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆、混输管道、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气管道中层超悬浮物一（二）类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 10\text{mg/l}$ ，下同）的总包络面积均为 2.42km^2 ；无超三类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 100\text{mg/l}$ ，下同）、超四类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 150\text{mg/l}$ ，下同）水质；底层超悬浮物一（二）类海水水质标准的总包络线面积均为 4.87km^2 ；超三类海水水质标准的总包络线面积均为 0.29km^2 ；超四类海水水质标准的总包络线面积均为 0.16km^2 ；超一（二）类海水水质标准的范围距管道的最大距离均为 0.58km 。管道/电缆施工作业停止 6h 后，整个海域满足一类海水水质标准。

根据计算，非含油钻井液对海洋环境的影响主要在表层，中层、底层无超标水域。三批非油层段钻井液排放表层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积均为 0.49km^2 ，超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.03km^2 ，超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.005km^2 。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.57km ，停止排

放恢复到一类水质所需最大时间约为 6h。

根据计算，非油层段钻屑对海洋环境的影响主要在表层，中层、底层无超海水水质标准水域。非油层段钻屑表层超悬浮物一(二)类海水水质标准的包络面积为 0.049km²，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一(二)类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.22km，覆盖 2cm 厚度区域的面积为 0.01km²，停止排放后 3h 整个海域可恢复到一类水质。

15.3.3.2 运营期对水质环境影响评价结论

1. 生活污水

由于 COD 排放量不大，因此，排放 COD 时所影响的范围并不大，无论何时排放，超标水域影响的距离都在 1 个网格（30m）范围内。根据 2018 年 10 月对工程海域现场调查资料，取 COD 表层最大调查浓度值 1.48mg/L 作为背景浓度，叠加背景值后超标的海域也均在排放点周围 30m 的范围内。可见，COD 排放对海洋环境的影响不大。

2. 锅炉水处理系统废水

项目锅炉水处理系统废水高温浓盐水盐度低于海水，海水冷却水和高温浓盐水温度影响距离在排放点周围 30m 范围内，影响面积较小，排放对海洋环境的影响不大，不会明显影响本海区的海洋水质。

15.3.4 沉积物环境影响评价

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小，但平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变。

钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻井其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，沉积面积不超过 0.01km²，200m 以外不会形成填海效应。但将会使覆盖区域的沉积物类型有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量有所升高。

本工程管道施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积是 0.014km²，覆盖的影响面积是 0.234km²。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

运营期海管防腐采用的牺牲阳极释放量较少，不会引起沉积物中的锌污染。

15.3.5 对海洋环境敏感目标的影响分析

由于本工程运营期含油生产水依托处理后全部回注地层，不排海；平台生产人员的生活污水经处理达标后排海；锅炉水处理系统废水温度影响范围 30m 范围内，因此对敏感目标的影响主要在施工期。

本工程位于鲷、鳀鱼和中国对虾的索饵场内，以及中国毛虾越冬场内，根据预测结果：SZ36-1CEPN 至 LD5-2NWHPA 海底电缆、输油管道、SZ36-1CEPN 至 LD5-2N PAP 输气管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮沙超一（二）类海水水质标准的范围离管道最远距离分别约 0.58km、0.57km、0.22km 以内，对“三场一通道”会产生一定的影响，但施工结束后悬浮沙恢复到一类水质的时间最长约为 6h，悬浮沙造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对重要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。

工程距离国家级自然保护区的辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区约为 22km，距离辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-辽东湾保护区实验区约 18km，环境敏感目标距离项目较远，可认为本项目建设 and 运行对其无影响。

15.3.6 海洋生态影响分析与评价结论

本工程建设造成底栖生物损失量为 2

15.4 环境风险分析与评价结论

本工程海上部分最主要的环境风险类型主要包括：海底管道溢油事故和平台事故溢油。本工程最大可信事故为海底管道/立管溢油事故。对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要为大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区（红线区）、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区和水产种质资源保护区，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要项目建设单位对环境风险概率较高的溢油事故予以足够重视，确保在环境安全的前提下进行海上石油开采活动。

LD5-2N PAP平台配备的溢油应急物资可以满足10t以内的溢油应急需求，一旦发现溢油，项目溢油应急力量可在0.5h内抵达溢油点，并开展溢油回收作业，从而降低对大连斑海豹国家级自然保护区禁止开发区（红线区）等敏感目标的影响。若发生更大溢油事

故超出旅大 5-2 北油田的溢油应急能力，可借助周边旅大 6-2 油田、绥中 36-1、旅大 10-1 等油田及中海石油环保服务有限公司（COES）的基地等外部力量开展溢油应急，若发现溢油，最快抵达溢油点的应急力量为绥中 36-1 油田，平台动员时间为 0.5h，加上航行时间，最快可于 0.9h 内到达本项目溢油点并装配溢油应急物资开展应急工作，在 1.4-16.5 小时之内所有的溢油应急力量可以陆续到位。

本项目投产前，建设单位应按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定制定详细的溢油应急预案。

溢油应急预案结合本油田的超重质、特~超稠油油品性质采取针对性的溢油风险防范措施和溢油应急力量，并报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。本项目建成后，应按溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

15.5 清洁生产和总量控制结论

15.5.1 清洁生产结论

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，本项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

15.5.2 总量控制结论

经分析，本工程运营阶段生活污水 COD 为受控污染因子。建议生活污水的排放量控制为 15330m³/a，生活污水中 COD 控制指标为 4.599t/a。

15.6 环境保护对策的合理性、可行性结论

15.6.1 海上建设阶段环境保护措施

(1) 施工期生活垃圾要求按规定收集运回陆地统一处理。不准向渤海排放，减少对海洋环境的污染。

(2) 施工期产生的非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时，一是要尽量避开工程所在海域附近鱼类的产卵盛期（5-6 月）；二是要严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。

(3) 所排放的船舶污染物将按照《船舶水污染物排放控制标准 (GB3552-2018)》《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》中的要求处理。

(4) 建设阶段产生的固体废物(主要为废弃的零件、边角料、油棉纱、包装材料等)全部运回陆地处理,禁止排海,并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求进行回收利用或处置。

15.6.2 运营阶段污染防治措施

15.6.2.1 含油生产水处理

项目 WHPA 平台产生的含油生产水全部回用于射流泵动力液、平台回掺水和外输掺水。平台物流通过海底混输管道输入 SZ36-1CEPN 平台,分离出含油生产水依托 SZ36-1CEPO 平台处理,经处理达标后,生产水由注水泵增压后分别输送到绥中 36-1 油田全部回注地层。

SZ36-1CEPO 平台生产水处理系统采用斜板隔油器+一级气浮选机+二级气浮选机+双介质过滤器四级处理流程,处理后的生产水水质符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)中石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$ 的要求后注入地层。

15.6.2.2 生活污水处理

拟建 LD5-2NPAP 平台上设置一套可处理生活污水处理装置,采用电解法,设计规模为 $60.5\text{m}^3/\text{d}$,生活污水经平台生活污水处理装置处理后可达到《海洋石油开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)中的一级标准对水质的要求($\text{COD} \leq 300\text{mg/L}$)后排海。

15.6.2.3 固体废弃物处理

工业垃圾、含油泥砂、生活垃圾等全部运回陆地处理,含油危险废物交有资质单位处理。

15.6.3 生态保护措施及建议

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。采取的生态保护措施如下:

(1) 项目应对本报告中评估的渔业生物资源损失进行经济补偿,并将补偿费用纳入环保投资。渔业资源的经济补偿主要用于增殖放流,使渔业资源得到尽快恢复和可持

续利用。

(2) 本工程施工作业应尽量缩短施工周期, 合理选择作业时间, 管道施工期应尽量避开其产卵盛期 (5-6 月) 施工, 以减少对鱼卵和仔鱼的影响。

(3) 施工过程中, 完善环保设施, 并采取积极措施, 尽量减少对海洋环境质量的影响, 对突发性事故, 及时与有关渔业主管部门联系, 并采取积极的措施, 将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

(4) 施工期加强观测和瞭望, 一旦发现斑海豹进入施工区域, 及时采取措施进行驱赶。一旦发生溢油事故, 需加强巡察和观测, 采取驱赶措施避免斑海豹进入油污区。

(5) 施工作业尽量避开斑海豹在本项目所在海域的繁殖和洄游行为集中期 (1-2 月)。

15.7 公众参与分析与评价结论

针对本项目的建设, 建设单位中海石油 (中国) 有限公司天津分公司于 2019 年 6 月 14 日在中国海洋在线进行了本项目第一次公众参与信息公示, 公示网址为: <http://www.oceanol.com/content/201906/14/c87559.html>。第一次公众参与信息公示期间, 建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

2019 年 10 月 23 日在中国海洋在线进行了本项目第二次公众参与信息公示, 公示网址为: <http://www.oceanol.com/content/201910/23/c90512.html>, 同期在中国海洋报进行了 2 次报纸公示, 登报时间分别为 2019 年 10 月 23 日和 2019 年 10 月 30 日。征求意见稿媒体公示期间, 建设单位还选取了项目海域附近的区域进行现场张贴公示, 公示时间为 2019 年 10 月 23 日至 2019 年 11 月 5 日。第二次公众参与信息公示期间, 建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真及电话。

向生态环境主管部门报批环境影响报告书前, 建设单位于 2019 年 12 月 4 日在中国海洋在线上公开了环境影响报告书全文 (未包含国家秘密、商业秘密、个人隐私等依法不应公开内容) 和公众参与说明文本全文, 公示网址为:

<http://www.oceanol.com/content/201912/04/c91596.html>。

15.8 区域规划和政策符合性结论

(1) 本项目为油气资源勘探开发工程, 属于《产业结构调整指导目录》(2019 年本) 中鼓励类建设项目, 其建设符合国家产业政策。工程拟采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。

(2) 本项目符合《全国海洋主体功能区规划》(2015)、《全国海洋功能区划(2011-2020)》、《全国海洋生态环境保护规划(2017-2020年)》的相关要求,符合《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋保护规划(2016-2020年)》的相关要求。

(3) 本项目不在《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》(2014年)划定的红线区范围内,工程新建管道距离“禁止开发区-大连斑海豹保护生态红线区”

15.8 建设项目环境可行性结论

(1) 拟建工程施工期间,平台建设、管道电缆铺设等对海水水质、海洋沉积物和海洋生态环境的影响属于短期行为,工程建设和营运对周边海域的水文动力和冲淤环境的影响较小。

(2) 拟建工程存在一定溢油风险,溢油事故一旦发生会对生态和环境造成严重后果,拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施。

本工程投产前建设单位将编制《旅大 5-2 北油田溢油应急计划》并上报生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。溢油应急计划必须充分考虑本项目超重质、特~超稠油油品性质,必须满足溢油应急的需求,建设单位应根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作,用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件,避免发生重大环境污染事件。

综上,评价认为本项目正常运行情况下对周边的环境影响程度将是可以接受的。在建设单位切实落实了各项污染防治对策措施、生态保护对策措施,充分考虑项目超重质、特~超稠油油品性质情况下,切实落实环境风险防范及事故应急对策措施和应急预案的前提下,从环境保护角度考虑,工程建设可行。