



编号：COES-040-HP-2019

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目

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 5 月

编制单位和编制人员情况表

项目编号	427kjg		
建设项目名称	旅大4-2油田4-3区块开发项目		
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	[REDACTED]	
直接负责的主管人员 (签字)	朱睿	[REDACTED]	
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
孙启猛	2017035120352016120101000202	BH001571	[REDACTED]
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
李云婷	环境质量现状调查与评价、回顾性环境影响评	BH006056	[REDACTED]
陈欣维	清洁生产、总量控制、环境保护对策措施、经济损益分析与生态文明建设方案、环境管理与环境监测	BH009517	[REDACTED]
邱照宇	环境影响预测与评价	BH026179	[REDACTED]
孙启猛	总论、工程概况、工程分析、区域自然和社会环境现状、海洋工程的环境可行性、环境影响评价结论、附件	BH001571	[REDACTED]

樊明宁

环境事故风险分析与评价

BH026650



目 录

1 总论	1
1.1 评价任务由来与评价目的.....	1
1.2 报告编制依据.....	2
1.3 环境质量标准及污染物排放标准.....	8
1.4 环境影响因素识别.....	18
1.5 环境影响评价工作等级.....	19
1.6 环境影响评价范围与评价重点.....	22
1.7 环境保护目标和环境敏感目标.....	26
2 工程概况	36
2.1 项目概况.....	36
2.2 工程开发方案.....	55
2.3 海上施工方案.....	108
2.4 依托工程回顾及能力校核.....	113
3 工程分析	134
3.1 施工期环境污染因素及污染源分析.....	134
3.2 运营期环境污染因素及污染源分析.....	144
3.3 废弃阶段.....	151
3.4 依托工程产排污变化情况.....	151
3.5 工程各阶段海洋生态环境影响分析.....	160
3.6 环境影响要素识别和评价因子筛选.....	161
4 区域自然和社会环境现状	163
4.1 工程区域海洋环境概况.....	163
4.2 工程海洋资源和海域开发利用情况.....	181
4.3 周边海域环境敏感目标的简介与分布.....	196
5 环境质量现状调查与评价	219
5.1 水文动力现状调查与评价.....	219
5.2 地形地貌现状调查与评价.....	232
5.3 海水水质现状调查与评价.....	235

5.4	沉积物环境质量现状评价	267
5.5	海洋生物生态现状调查与评价	271
5.6	生物质量	286
5.7	渔业资源	294
6	回顾性环境影响评价	310
6.1	油田开发生产过程回顾	310
6.2	故障排污及溢油事故回顾	332
6.3	油田周围海域环境质量回顾	332
7	环境影响预测与评价	351
7.1	水文动力环境影响预测与评价	351
7.2	地形地貌与冲淤环境影响分析与评价	362
7.3	海水水质环境影响预测与评价	363
7.4	沉积物环境影响分析	374
7.5	海洋生态环境影响分析与评价	374
7.6	主要环境敏感目标环境影响分析与评价	382
7.7	项目对通航的影响分析	384
8	环境事故风险分析与评价	388
8.1	风险评价工作等级判定	388
8.2	环境风险危害识别与事故概率估算	389
8.3	溢油漂移数值预测	399
8.4	溢油预测结果	403
8.5	事故后果分析	431
8.6	地质性溢油风险分析与评价	447
8.7	环境风险防范对策措施和应急方法	447
8.8	结论	475
9	清洁生产	477
9.1	建设项目清洁生产内容与符合性分析	477
9.2	建设项目清洁生产评价	479
9.3	清洁生产环境管理要求	485
9.4	持续清洁生产建议	485

10 总量控制	487
10.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量.....	487
10.2 污染物排放削减方法.....	492
10.3 污染物排放总量控制方案与建议.....	493
10.4 排污混合区建议.....	494
11 环境保护对策措施	495
11.1 施工期环境保护对策措施.....	495
11.2 运营期环境保护对策措施.....	498
11.3 海洋生态保护对策措施.....	504
11.4 环境风险防范措施.....	508
11.5 环境保护设施竣工验收.....	515
11.6 环境保护对策措施一览表.....	515
12 环境保护的技术经济合理性与生态建设方案	522
12.1 环境保护设施和对策措施的费用估算.....	522
12.2 环境保护的经济损益分析.....	522
12.3 环境保护的技术经济合理性.....	530
12.4 社会效益.....	531
12.5 海洋生态建设方案.....	531
13 海洋工程的环境可行性分析	541
13.1 项目与海洋主体功能区规划符合性分析.....	541
13.2 项目与海洋功能区划符合性分析.....	547
13.3 项目与海洋生态环境保护规划的符合性分析.....	553
13.4 项目与辽宁省（渤海海域）海洋生态红线的符合性分析.....	557
13.5 项目与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的符合性分析.....	562
13.6 项目与大连斑海豹保护生态红线区的符合性分析.....	563
13.7 项目与其他相关规划符合性分析.....	569
13.8 项目与产业政策的符合性分析.....	579
13.9 项目选址与布置的合理性分析.....	579
14 环境管理与环境监测	581
14.1 环境保护管理计划.....	581

14.2 环境监测计划.....	586
15 环境影响评价结论.....	590
15.1 工程概况.....	590
15.2 工程分析结论.....	590
15.3 环境质量现状调查与评价结论.....	592
15.4 环境影响综合分析结论.....	598
15.5 环境风险分析结论.....	600
15.6 清洁生产分析结论.....	601
15.7 总量控制结论.....	601
15.8 环境保护对策措施结论.....	601
15.9 公众参与情况.....	604
15.10 环境可行性分析结论.....	605
附件.....	607

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 4-2 油田 4-3 区块位于渤海中部海域，[REDACTED]，为旅大 4-2 油田的扩边区块，地下油藏边界南距旅大 10-1 油田约 3km，北距绥中 36-1 油田约 3km，平台位置处海图水深 32.0m。

旅大 4-2 油田 4-3 区块探明原油地质储量 [REDACTED]，探明溶解气地质储量 [REDACTED]，占三级地质储量的 [REDACTED]。控制原油地质储量 [REDACTED]，控制溶解气地质储量 [REDACTED]，占三级地质储量的 [REDACTED]。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目动用储量 [REDACTED]，20 年累积产油 [REDACTED]，采收率 [REDACTED]。

为了开发旅大 4-2 油田 4-3 区块石油储量，本项目计划新建 1 座四腿井口平台 LD4-2 WHPC 平台及配套生产设施。拟采取的生产工艺为：LD4-2 WHPC 平台生产物流经计量后，汇合 LD4-2 WHPB 平台的生产物流进入 LD4-2 WHPC 平台的生产分离器，分离出部分生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 平台和 LD4-2 WHPC 平台生产井地层；剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，处理成合格原油后输送至绥中 36-1 终端。

具体工程内容主要包括：

（1）新建工程设施

新建 1 座四腿井口平台（LD4-2 WHPC）和 1 座 43.5m 栈桥，布置 20 个井槽（其中 4 口为单筒双井），包括 13 口生产井和 11 口注水井。

（2）老平台改造

对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，本项目在建设前应进行环境影响评价。受中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托，我单位承担了该项目的环境影响评价工作，并依据有关法律法规、导则等要求完成《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书》。

1.1.2 评价目的

本次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,从而为项目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 报告编制依据

1.2.1 法律

- 《中华人民共和国环境保护法》(2014年4月24日修订,2015年1月1日实施);
- 《中华人民共和国渔业法》(2013年12月28日修正);
- 《中华人民共和国海洋环境保护法》(2017年11月4日修正,2017年11月5日实施);
- 《中华人民共和国水污染防治法》(2017年6月27日修正,2018年1月1日实施);
- 《中华人民共和国大气污染防治法》(2018年10月26日修正,2018年10月26日实施);
- 《中华人民共和国噪声污染防治法》(2018年12月29日修正,2018年12月29日实施);
- 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》(2020年4月29日修订,2020年9月1日实施);
- 《中华人民共和国清洁生产促进法》(2012年2月29日修正,2012年7月1日实施);
- 《中华人民共和国海上交通安全法》(2016年11月7日修正,2016年11月7日实施);
- 《中华人民共和国环境影响评价法》(2018年12月29日修正,2018年12月29日实施);
- 《中华人民共和国海域使用管理法》(2001年10月27日通过,2002年1月1日实施)。

1.2.2 行政法规

- 《建设项目环境保护管理条例》(国务院令第682号,2017年10月1日实施);
- 《中华人民共和国自然保护区条例》(国务院令第687号,2017年10月7日修正);
- 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》(国务院令第698号,2018年3

月 19 日修改);

➤ 《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》(国务院令 第 698 号, 2018 年 3 月 19 日修改);

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

➤ 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》(国务院令 第 676 号, 2017 年 3 月 1 日修订);

➤ 《国务院关于加强环境保护重点工作的意见》(国发〔2011〕35 号, 2011 年 10 月 17 日实施);

➤ 《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》(国发〔2015〕42 号, 2015 年 8 月 1 日实施);

➤ 《国务院关于印发中国水生生物资源养护行动纲要的通知》(国发〔2006〕9 号, 2006 年 2 月 24 日实施);

➤ 《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》(国发〔2016〕65 号, 2016 年 11 月 24 日实施);

➤ 《国务院关于辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)的批复》(国函〔2012〕161 号, 2012 年 10 月 16 日实施);

➤ 《全国海洋功能区划(2011 年-2020 年)》(国函〔2012〕13 号, 2012 年 3 月 3 日批准)。

1.2.3 政府部门规章

➤ 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》(国家海洋局令 第 1 号, 1983 年 12 月 29 日实施);

➤ 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》(国土资源部令 第 64 号, 2016 年 1 月 8 日实施);

➤ 《水产种质资源保护区管理暂行办法》(农业部令 2016 年第 3 号, 2016 年 5 月 30 日实施);

➤ 《中华人民共和国水上水下活动通航安全管理规定》(中华人民共和国交通运输部令 2019 年第 2 号, 2019 年 5 月 1 日施行);

➤ 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》(交通运输部令 2017 年第 15 号, 2017 年 5 月 23 日实施);

➤ 《环境影响评价公众参与办法》(生态环境部令 第 4 号, 2019 年 1 月 1 日实施);

- 《国家危险废物名录》（环境保护部令第 39 号，2016 年 8 月 1 日实施）；
- 《产业结构调整指导目录（2019 年本）》（国家发展和改革委员会令第 29 号，2020 年 1 月 1 日实施）；
- 《国家海洋局关于印发〈海洋工程环境影响评价管理规定〉的通知》（国海规范〔2017〕7 号，2017 年 4 月 27 日实施）；
- 《关于发布〈海洋自然保护区管理办法〉的通知》（国海法发〔1995〕251 号，1995 年 5 月 29 日实施）；
- 《国家海洋局关于印发〈海洋特别保护区管理办法〉、〈国家级海洋特别保护区评审委员会工作规则〉和〈国家级海洋公园评审标准〉的通知》（国海发〔2010〕21 号，2010 年 8 月 31 日实施）；
- 《国家海洋局关于印发〈国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案〉的通知》（原国家海洋局，2015 年 4 月 3 日实施）；
- 《关于进一步加强环境影响评价管理防范环境风险的通知》（环发〔2012〕77 号，2012 年 7 月 3 日实施）；
- 《关于进一步加强水生生物资源保护 严格环境影响评价管理的通知》（环发〔2013〕86 号，2013 年 8 月 5 日实施）；
- 《交通运输部关于印发船舶大气污染物排放控制区实施方案的通知》（交海发〔2018〕168 号，2018 年 11 月 30 日实施）；
- 《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》（国海发〔2017〕7 号，2017 年 5 月 18 日实施）；
- 《关于印发〈沿海海域船舶排污设备铅封管理规定〉的通知》（交海发〔2007〕165 号，2007 年 5 月 1 日实施）；
- 《生态环境部 发展改革委 自然资源部关于印发〈渤海综合治理攻坚战行动计划〉的通知》（环海洋〔2018〕158 号，2018 年 11 月 30 号实施）；
- 《关于印发渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）的通知》（发改地区〔2009〕214 号，2009 年 1 月 21 号实施）；
- 《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》（原国家海洋局，2018 年 2 月印发）；
- 《国家海洋局关于修改〈关于颁发《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》的通知〉等 3 份规范性文件的决定的公告》（国家海洋局公告，2015 年第 4 号，2015 年 11 月 16 号实施）；
- 《国家海洋局关于印发〈海洋生态损害评估技术指南（试行）〉的通知》（国海环字

[2013]583 号，2013 年 8 月 21 日实施)；

➤ 《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，2017 年 8 月 28 日实施)；

➤ 《农业部关于做好“十三五”水生生物增殖放流工作的指导意见》(原农业部，2016 年 4 月 20 日实施)；

1.2.4 地方性法规和地方性规章

➤ 《辽宁省人民政府关于印发辽宁省海洋主体功能区规划的通知》(辽政发〔2017〕36 号，2017 年 8 月 3 日实施)；

➤ 《辽宁省人民政府办公厅转发省海洋渔业厅关于在渤海实施海洋生态红线制度意见的通知》(辽政办发〔2014〕18 号，2014 年 4 月 4 日实施)；

➤ 《辽宁省人民政府关于修改<辽宁省海洋环境保护办法>的决定》(辽宁省人民政府，2018 年 7 月 18 日实施)；

➤ 《辽宁省海洋生态环境保护规划(2016-2020 年)》(辽宁省海洋与渔业厅，2015 年 10 月)。

1.2.5 环境标准

1.2.5.1 国家环境标准

(1) 环境质量标准

- 《海水水质标准》(GB3097-1997)；
- 《渔业水质标准》(GB11607-89)；
- 《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)；
- 《海洋生物质量》(GB18421-2001)。

(2) 污染物排放(控制)标准

- 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)；
- 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB 18420-2009)；
- 《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)。

(3) 环境监测方法标准

- 《海洋监测规范》(GB 17378.1~7-2007)；
- 《海洋调查规范》(GB/T 12763.1~11-2007)。

1.2.5.2 部门标准

- 《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014);
- 《环境影响评价技术导则 总纲》(HJ2.1-2016);
- 《环境影响评价技术导则 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);
- 《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018);
- 《水上溢油环境风险评估技术导则》(JT/T1143-2017);
- 《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T877-2013);
- 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007);
- 《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》(原国家海洋局, 2002.4);
- 《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011);
- 《海上油(气)田开发工程环境保护设计规范》(SY/T10047-2003);
- 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)。

1.2.5.3 参考标准

- 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》(海洋出版社, 1986年);
- 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》(海洋出版社, 1997年)。

1.2.6 环评批复文件

- 《旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书》(2003年);
- 《关于旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2004]29号);
- 《关于对旅大油田群环境保护设施“三同时”检查的复函》(国海环字[2005]10号);
- 《关于旅大 4-2/5-2/10-1 等油田环境保护设施竣工验收的复函》(国海环字[2007]153号);
- 《旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书》(2011年);
- 《关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2011]399号);
- 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]644号)

- 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境保护设施竣工验收的批复》（国海环字[2013]246 号）
- 《旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表》（2013 年）；
- 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表核准意见的批复》（国海环字[2014]49 号）；
- 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田综合调整项目环境保护设施检查的复函》（国海环字[2016]445 号）；
- 《旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表》（2016 年）；
- 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表的批复》（国海环字[2016]175 号）；
- 《旅大 10-1/4-2 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》（2019 年）；
- 《关于旅大 10-1、4-2 油田 18 口调整井环境影响报告表的批复》（环审[2019]90 号）；
- 《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》（1999 年）；
- 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》（环函[1999]361 号）；
- 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境保护设施检查的批复》（国海环字[2001]22 号）；
- 《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）；
- 《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）；
- 《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书》（2012 年）；
- 《关于锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书核准意见的复函》（国海环字[2012]4 号）；
- 《国家海洋局关于锦州 25-1 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2012]640 号）；
- 《国家海洋局关于绥中 36-1 终端码头扩建工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2012]641 号）；
- 《国家海洋局关于锦州 25-1 南油气田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》（国海环字[2012]642 号）；
- 《关于绥中 36-1 终端码头扩建工程（输灰码头部分）环境保护设施三同时检查的批复》

(国海环字[2015]165 号);

➤ 《国家海洋局关于绥中 36-1 终端码头扩建工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]281 号);

➤ 《绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表》(2012 年);

➤ 《国家海洋局关于绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表核准意见的批复》(国海环字[2013]208 号)。

1.2.7 工程技术资料

➤ 项目委托书;

➤ 《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目可行性研究方案报告》(2019 年 10 月);

➤ 《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目总体开发方案》(2020 年 1 月)。

1.3 环境质量标准及污染物排放标准

1.3.1 环境质量标准

根据《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》和《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014 年)》,本项目位于《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》、《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014 年)》划定范围之外,位于《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》中的渤海中部海域。渤海中部海域是我国重要的海洋矿产资源利用区域,主要功能为矿产与能源开发、渔业、港口航运。

本项目位于《全国海洋功能区划(2011-2020 年)》中的渤海中部海域,根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”,油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况,对照《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》、《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014 年)》中对项目临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求,按《海水水质标准》(GB3097-1997)、《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002)、《海洋生物质量》(GB18421-2001),筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下:

(1) 本项目春秋两季海洋环境质量调查站位内均位于《辽宁省海洋功能区划(2011-2020 年)》划定范围之外。

(2) 本项目 7 个调查站位(P11、P22-P27)位于大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发

区)划定范围内,本项目春秋两季其他海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》划定范围之外。

本项目及调查站位与《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》的相对位置关系见图 1.3-1。本项目及调查站位与辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》的相对位置关系见图 1.3-2。各调查站位执行海洋环境质量标准情况见表 1.3-1。

表 1.3-1 各调查站位执行海洋环境质量标准情况

名称	类型	水质目标	沉积物目标	生物质量目标	监测站位
《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》	大连斑海豹保护生态红线区	禁止开发区	一类		P11、P22-P27
	本项目春秋两季其它海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》划定范围之外。				
《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》	本项目春秋两季海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》划定范围之外。				

综上所述,本项目春秋两季海洋环境质量调查站位中有 7 个调查站位(P11、P22-P27)的水质、沉积物、海洋生物质量均执行一类标准,春季其余 21 个站位和秋季其余 26 个站位位于功能区范围之外,海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价,评价至符合某类标准为止。

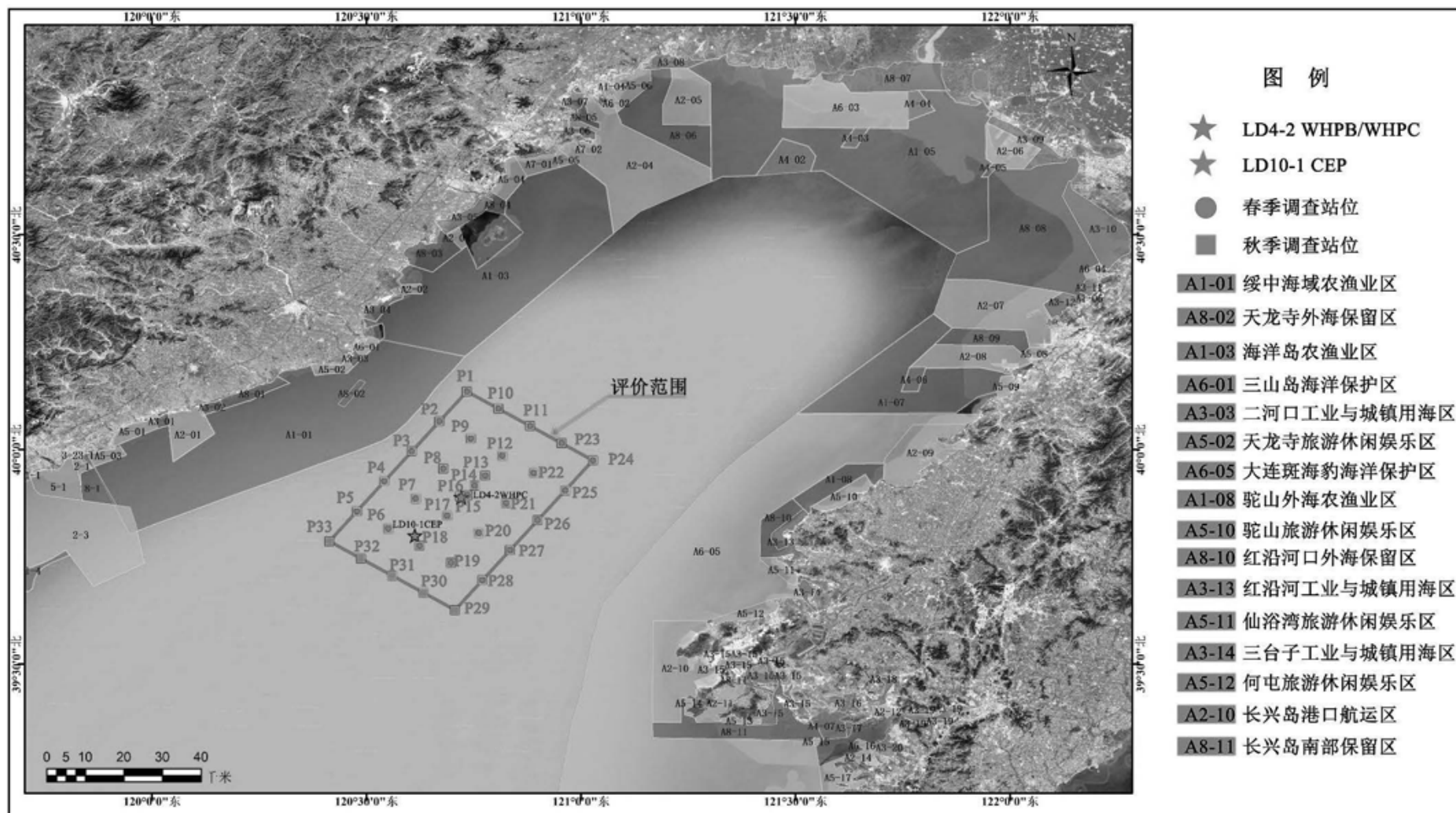


图 1.3-1 本项目及调查站位在《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置

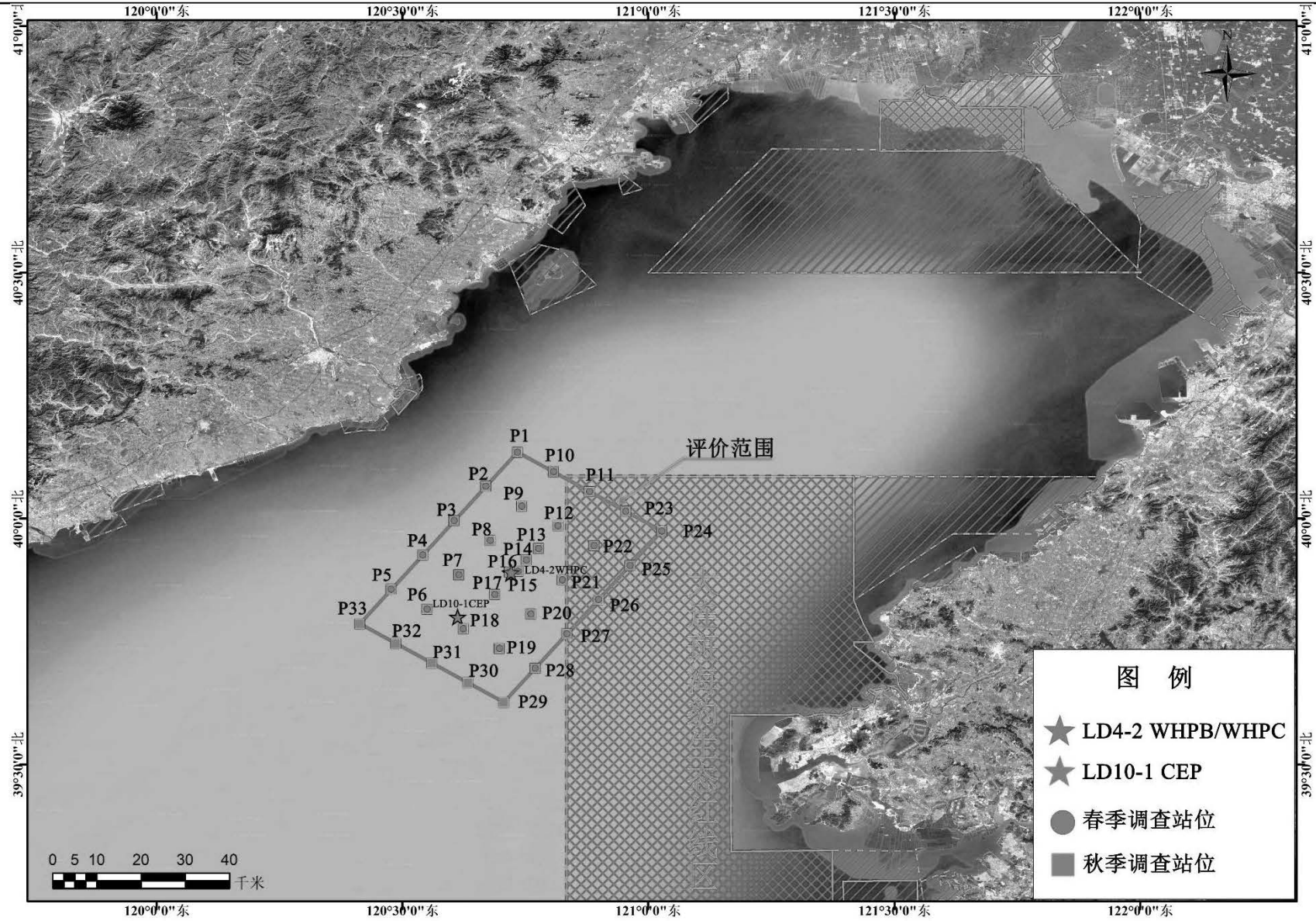


图 1.3-2 本项目及调查站位在《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的位置

1.3.1.1 海水水质

根据《海水水质标准》(GB3097-1997), 对照《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中对项目周边临近生态红线区的海水水质保护要求, 确定各水质调查站位应执行的评价标准。功能区外的站位, 将从第一类标准开始评价, 针对超第一类标准的评价因子, 进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价, 评价至符合某类标准为止。《海水水质标准》(GB 3097-1997) 标准限值见表 1.3-2。

表 1.3-2 海水水质标准 (mg/L, pH 除外)

序号	项目	第一类	第二类	第三类	第四类
1	pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
2	DO	>6	>5	>4	>3
3	COD	≤2	≤3	≤4	≤5
4	无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
5	活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030		≤0.045
6	石油类	≤0.05		≤0.30	≤0.50
7	挥发性酚	≤0.005		≤0.010	≤0.050
8	硫化物 (以 S 计)	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
9	铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	
10	铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
11	锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
12	镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	
13	汞	≤0.00005	≤0.0002		≤0.0005
14	砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	
15	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(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中对项目临近海域沉积物保护目标要求, 确定各调查沉积物站位评价执行相应的标准。功能区外的站位, 将从第一类标准开始评价, 针对超第一类标准的评价因子, 进一步采用第二类、第三类标准评价, 评价至符合某类标准为止。《海洋沉积物质量》(GB18668-2002) 标准限值见表 1.3-3。

表 1.3-3 沉积物评价标准 (单位: 10^{-6})

项目	有机碳 (10^{-2})	石油类	硫化物	铜	铅
第一类标准值	≤2.0	≤500.0	≤300.0	≤35.0	≤60.0
第二类标准值	≤3.0	≤1000.0	≤500.0	≤100.0	≤130.0
第三类标准值	≤4.0	≤1500.0	≤600.0	≤200.0	≤250.0

项目	锌	镉	汞	砷	铬
第一类标准值	≤150.0	≤0.50	≤0.20	≤20.0	≤80.0
第二类标准值	≤350.0	≤1.50	≤0.50	≤65.0	≤150.0
第三类标准值	≤600.0	≤5.00	≤1.00	≤93.0	≤270.0

1.3.1.3 海洋生物质量

功能区内的站位将执行《海洋生物质量》(GB18421-2001)中贝类第一类标准,功能区外的站位,将从第一类标准开始评价,针对超第一类标准的评价因子,进一步采用第二类、第三类评价,评价至符合某类标准为止。《海洋生物质量》(GB18421-2001)中贝类标准执行情况见表 1.3-4。

海洋鱼类、甲壳类和软体动物生物质量评价,目前国家尚未颁布统一的评价标准,针对鱼类、甲壳类和软体动物中的铜、锌、铅、镉、总汞执行《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规范》中“海洋生物质量评价标准”的相应标准,石油烃执行《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》的相应标准。砷、铬没有相应的标准,因此只做本底监测,不做评价。鱼类、甲壳类和软体动物评价标准详见表 1.3-5。

表 1.3-4 海洋贝类生物质量标准

单位: mg/kg

项目	铜	铅	锌	镉	总汞	砷	铬	石油烃
第一类	10	0.1	20	0.2	0.05	1.0	0.5	15
第二类	25	2.0	50	2.0	0.10	5.0	2.0	50
第三类	50 (牡蛎 100)	6.0	100 (牡蛎 500)	5.0	0.30	8.0	6.0	80

表 1.3-5 海洋生物(甲壳类、鱼类和软体动物)体内重金属评价标准

单位: mg/kg

项目	铜	铅	锌	镉	汞	石油烃
鱼类	20	2.0	40	0.6	0.3	20
甲壳类	100	2.0	150	2.0	0.2	20
软体动物	100	10	250	5.5	0.3	20

备注: ①石油烃执行《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》的相应标准

②砷、铬没有相应的标准,因此只做本底监测,不做评价

1.3.2 污染物排放标准

(1) 开发污染物

根据项目开发过程,开发污染物主要是油层段钻屑、油层段钻井液、非油层段钻屑和非油层段钻井液,施工期和运营期产生的生产垃圾,施工期钻井平台产生的生活污水,运营期依托平台产生的生活污水和生活垃圾。

①油层段钻屑和油层段钻井液

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008),项目位于渤海中部海域,属于一级海域。本项目使用环保型水基钻井液,根据要求渤海不得排放非水基钻井液钻屑,不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑,Hg(重晶石中最大值) $\leq 1\text{mg/kg}$,Cd(重晶石中最大值) $\leq 3\text{mg/kg}$ 。

根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009),本项目所在海域属于一级海区。非油层段钻井液的生物毒性容许值大于等于 30000mg/L ;非油层段钻屑排放前,携带该钻屑的钻井液应检验符合生物毒性容许值要求。

②生活污水

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008),固定式和移动平台及其他海上钻井设施排放的生活污水中的COD的含量需满足小于等于 300mg/L 的标准,粪便经消毒和粉碎等处理。

③生产垃圾和生活垃圾

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008),固定式和移动平台及其他海上钻井设施产生的生产垃圾禁止排放或弃置入海,生活垃圾中的食品废弃物和其他垃圾禁止排放或弃置入海。

(2) 船舶污染物

在施工过程中,施工作业船舶主要产生船舶生活污水、船舶机舱含油污水、船舶生活垃圾。

①船舶机舱含油污水

根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)第五条和第六条规定,禁止本管理规定适用的船舶向沿海海域排放油类污染物;船舶所产生的油类污染物须定期排放至岸上或水上移动接收设施;除机舱通岸接头(接收出口)管系外,船舶的油污水系统的排放阀以及能够替代该系统工作的其它系统与油污水管路直接相连的阀门应予以铅封。

②船舶生活污水

本项目位置距离最近陆地的距离大于12海里,根据《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018),船舶生活污水排放控制要求为:“船速不低于4节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。”

本项目船舶生活污水的排放控制要求为:“船速不低于4节,且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。”

③船舶生活垃圾

根据《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018),在任何海域,应将塑料废弃物、废

弃食用油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具和电子垃圾收集并排入接收设施。对于食品废弃物，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，粉碎或磨碎直径不大于 25 毫米后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。

本项目严格执行《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）对船舶生活垃圾的排放要求。

④船舶大气污染物

本项目位于渤海中部海域，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》划定的沿海控制区的管控范围。根据《船舶大气污染物排放控制区实施方案》，2019 年 1 月 1 日起，海船进入排放控制区，应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油。2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求。

项目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
油层段钻井液和油层段钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	渤海不得排放非水基钻井液钻屑, 不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑	油层段钻屑、油层段钻井液
非油层段钻井液和非油层段钻屑	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	Hg (重晶石中最大值) $\leq 1\text{mg/kg}$ Cd (重晶石中最大值) $\leq 3\text{mg/kg}$	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 (GB 18420-2009)	一级	生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$	
生活污水 (钻井平台及依托平台)	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	COD $\leq 300\text{mg/L}$, 粪便经消毒和粉碎等处理	新建平台生产垃圾, 依托平台生活污水和生活垃圾, 钻井平台生活污水
本项目生产垃圾及依托平台生活垃圾	海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB 4914-2008)	一级	禁止排放或弃置入海	
船舶机舱含油水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)		铅封, 运回陆地处理	海上施工、生产作业船舶污染物排放
船舶食品废弃物及其它垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)	/	在任何海域, 应将塑料废弃物、废弃食用油、生活废弃物、焚烧炉灰渣、废弃渔具和电子垃圾收集并排入接收设施。 对于食品废弃物, 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, 粉碎或磨碎直径不大于 25 毫米后方可排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	
船舶生活污水			船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。	
施工期船舶大气污染物	《船舶大气污染物排放控制区实施方案》	/	使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油	施工期船舶 (除钻井平台外)

1.3.3 生产水回注标准

依据本项目生产工艺流程，LD4-2 WHPC 平台和 LD4-2 WHPB 平台的生产物流混合后进入 LD4-2 WHPC 平台生产分离器，分离出的部分生产水进入含油生产水处理系统，处理后进入双介质过滤器，处理合格后可直接在 LD4-2 WHPC 平台回注地层；根据 LD4-2 WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台生产水缓冲罐补充注水，经双介质过滤器处理合格后在 LD4-2 WHPC 平台回注地层，2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水。

LD4-2 WHPC 平台处理后剩余生产物流输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，分离出的生产水经含油生产水处理系统处理合格后水优先回注至旅大 10-1 油田，剩余部分经已建注水海底管道输送至 LD4-2 WHPB 平台。LD10-1 CEP 平台输送至 LD4-2 WHPB 平台的合格生产水、从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充的生产水（2021 年、2026 年至 2040 年）在 LD4-2 WHPB 平台全部回注地层。

根据测井解释结果，旅大 4-2 油田 4-3 区块注入层平均空气渗透率为 []，旅大 10-1 油田注入层平均空气渗透率为 []，旅大 4-2 油田 WHPB 平台所处区块注入层平均空气渗透率为 []。因此旅大 4-2 油田 4-3 区块、旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田 WHPB 平台所处区块将执行不同的推荐注水水质指标。根据中华人民共和国《石油天然气行业标准-碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）要求，推荐注水水质指标如表 1.3-7 所示。

表 1.3-7 本项目推荐注水指标

分类	检测项目	指标
控制指标	注入层平均空气渗透率, μm^2	[]
	悬浮固体含量, mg/L	≤ 5
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 3.0
	含油量, mg/L	≤ 15.0
	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076
	SRB, 个/mL	≤ 25
	IB, 个/mL	$n \times 10^3$
	TGB, 个/mL	$n \times 10^3$
	注入层平均空气渗透率, μm^2	[]
	悬浮固体含量, mg/L	≤ 10
	悬浮物颗粒直径中值, μm	≤ 4
	含油量, mg/L	≤ 30
	平均腐蚀率, mm/年	≤ 0.076
	SRB, 个/mL	≤ 25
IB, 个/mL	$\leq n \times 10^4$	
TGB, 个/mL	$\leq n \times 10^4$	

备注：1<n<10；清水水质指标中去掉含油量。

1.4 环境影响因素识别

本项目海上建设阶段,非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放会在短时间内造成海水中悬浮物浓度增加,影响海水水质,进而影响生态和生物资源环境。大颗粒泥沙沉降到海底,在一定程度上改变了海底沉积物环境,并对局部的底栖生物产生不利影响。此外,海上建设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、生活垃圾和生产垃圾。船舶机舱含油污水、生产垃圾及生活垃圾运回陆地处理,不会对海洋环境产生影响;船舶生活污水经处理达到相应的排放标准后排海,将对海水水质产生局部轻微影响。平台均采用钢导管结构,桩腿部分由于深插入海中,桩腿处的沉积物环境全部改变,但桩腿占海面积小,对生物资源造成轻微影响。

本项目海上生产阶段,在生产过程中产生的含油生产水经处理达标后将全部回注地层不外排,不会对海洋环境产生不利影响。平台配置的生产人员住宿全部依托 LD4-2 WHPB 平台,生活污水和生活垃圾产生和处理全部在 LD4-2 WHPB 平台上进行,因此新建平台无生活污水和生活垃圾产生。平台建设需要占用渔业水域,使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失,对生物资源环境造成一定影响。同时,平台占用海域将对局部的海洋水文动力和海洋地形地貌环境产生轻微影响。

因新建平台配置的生产人员住宿全部依托 LD4-2 WHPB 平台,LD4-2 WHPB 平台的生活污水和生活垃圾的产生量相应增加,生活垃圾运回陆地处理,不会对海洋环境造成影响;生活污水经生活污水处理装置处理达标后排放,对海水水质环境的影响较小。

此外,海上建设和生产阶段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、海洋生态和生物资源、环境敏感区等造成危害。环境影响要素识别结果见表 1.4-1。

表 1.4-1 环境影响要素识别结果

评价时段	施工过程及污染排放情况	污染物	排放(控制)方案	环境影响要素	影响程度
施工阶段	平台建设(打桩作业)	-	-	海洋沉积物、生物资源、海洋水文动力、海洋地形地貌、环境敏感区	+
	生产垃圾	废弃边角料、油棉纱等	运回陆地处理	-	/
	油层段钻屑、油层段钻井液	石油类	运回陆地处理	-	/
	非油层段钻屑、非油层段钻井液	悬浮物	检测合格后排放	海水水质、海洋沉积物、海洋生态和生物资源	+++
				环境敏感区	+
机舱含油污水	石油类	运回陆地处理	-	/	

	生活污水	COD、大肠菌群、SS	达标间断排放	海水水质	+
	生活垃圾	食品废弃物、包装物等	运回陆地处理	-	/
运营阶段	牺牲阳极释放锌离子	重金属 Zn	连续排放	海水水质	+
	含油生产水	石油类	处理达标后全部回注	-	/
	生产垃圾	废弃边角料、油棉纱等	运回陆地处理	-	/
	平台占海	-	平台占海	生物资源	+
				水文动力、地形地貌	+
	依托平台生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质	+
	依托平台生活垃圾	食品废弃物、包装物等	运回陆地处理	-	/
事故状态	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、海洋生态和生物资源、环境敏感目标	+++

注 1: +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

注 2: ++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为中度

注 3: +++表示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

1.5 环境影响评价工作等级

1.5.1 海洋环境评价等级

本项目属于海洋油(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水质环境、沉积物环境、生态与生物资源环境、水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境、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
海洋矿产资源勘探开发及其附属工程;海洋油(气)开发及其附属工程	★	★	★	☆	☆	★	☆

备注: ★为必选环境影响评价内容; ☆为依据建设项目具体情况可选环境影响评价内容。

由表 1.5-1 可见,海洋水文动力环境、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占海面积较小,透水水较好,对水文动力和地形地貌与冲淤环境影响轻微,工程不涉及填海、疏浚等对水文动力环境和地形地貌与冲淤环境产生明显影响的工程内容。本次评价将对水文动力环境和地形地貌与冲淤

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)，海洋油(气)开发及其附属工程建设项目的环境影响评价等级主要根据污水每天排放量、年产油量以及所处海域的生态敏感性来确定。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目位于鲧的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，属于“海洋生态环境敏感区”；本项目投产后最大年产油量为 [REDACTED]，含油生产水处理达标后全部回注地层不排海。本项目的水质、沉积物、生态和生物资源环境等各项的评价评价等级见表 1.5-2。根据导则要求，确定本项目的海洋环境影响评价等级取各单项环境影响评价等级中的最高级，评价等级为 1 级。

表 1.5-2 海洋工程建设项目环境影响评价等级

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	年产油量(50~20)万吨	生态环境敏感区	2	3	1

本项目的海洋环境影响评价等级确定为 1 级，水质环境、沉积物环境、生态和生物资源环境影响评价等级全部提到 1 级进行评价，海洋水文动力环境、海洋地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。

1.5.2 风险评价等级

本次评价的工程内容主要包括新建 1 座井口平台、1 座栈桥及依托平台的适应性改造。本项目涉及的主要危险物质是原油和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)，针对本项目涉及的危险物质和所在地环境敏感性确定环境风险潜势，进而进行风险评价等级的判定。

1.5.2.1 环境风险潜势判定

(1) 新建平台

本项目新建平台一座井口平台，平台上布置有生产工艺管线、生产分离器、测试分离器、生产水处理系统、开/闭排系统、柴油日用罐及污油罐等。根据对最大产油年份工艺管线、设备设施、储罐等油类物质在线量的核算，确定平台油类物质的最大在线量约 61m³ (56t)，平台天然气的最大在线量约 983.9Sm³ (0.7t)。

(2) 新建栈桥

本项目新建 43.5m 的栈桥，上面铺设 LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 测试分离器的生产物流工艺管线、LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 生产分离器的生产物流工艺管线、LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的生产物流工艺管线各一条，LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台柴油系统的柴油管线、LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线各一条。根据对栈桥上工艺管线最大产油年份油类物质和天然气在线量的核算，确定栈桥工艺管线内油类物质的最大在线量约 0.5m^3 (0.46t)，栈桥工艺管线内天然气的最大在线量约 2.6m^3 (0.002t)。

(3) 本项目环境风险潜势的判定

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。则危险物质(原油和天然气)最大存储量与其临界量的比值：

$$Q_{\text{油类物质}}=q_1/Q_1=(56+0.46)/2500=0.023<1, \text{ 经计算油类物质的数量与临界量比值 } Q<1。$$

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 10t。则运营期危险物质天然气最大存储量与其临界量的比值：

$$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=(0.7+0.002)/10=0.07<1, \text{ 经计算天然气的数量与临界量比值 } Q<1。$$

$$\text{则 } Q=Q_{\text{油类物质}}+Q_{\text{天然气}}=0.023+0.07=0.093<1。$$

1.5.2.2 环境风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018)进行计算，本项目危险物质与其临界量的比值 Q 小于 1。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 1.5-3 海洋工程建设项目环境影响评价等级

环境风险潜势	IV、IV ⁺	III	II	I
评价工作等级	—	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。

1.5.2.3 本项目环境风险评价等级

考虑到海洋油(气)开发工程涉及易燃、易爆(泄漏)的油类物质，且本项目位于鲉的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，周边海域海洋环境较敏感，一旦溢油将对海洋生态环境和项目周边环境敏感区的影响较大，因此本项目将风险评价等级提升为一级，确定最大可信事故，开展溢油的数值分析预测，并根据预测结果进行风险防范措施

可行性分析。

1.6 环境影响评价范围与评价重点

1.6.1 环境影响评价范围

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。

(1) 海洋水质环境评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014),海洋水质环境评价范围应能覆盖建设项目的环境影响所及区域,并能充分满足水质环境影响评价与预测的需求。

(2) 海洋沉积物环境评价范围

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014),海洋沉积物环境评价范围应将建设项目可能影响海洋沉积物的区域包括在内,即调查与评价范围能覆盖受影响区域,并能满足环境影响评价和预测的需求。一般情况下应与海洋水质、海洋生态和生物资源的现状调查与评价范围保持一致。

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。

(3) 海洋生态环境评价范围

本项目生态和生物资源环境要素的评价等级为1级,根据《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014),海洋生态和生物资源的调查评价范围,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。1级评价项目以主要评价因子受影响方向的扩展距离确定调查与评价范围,扩展距离一般不小于8km~30km。

海洋生物资源的调查评价范围应能够反映建设项目所在海域的资源特征并具有代表性,宜覆盖海洋生态环境的调查评价范围。

(4) 本项目的评价范围

根据本项目各环境要素评价等级,并结合项目污染物排放负荷和排放方式及可能影响的范围,同时考虑被评价海域及周边海域的生态完整性及重要生态环境敏感目标,确定本次评价范围为以工程用海(包括本工程平台及依托工程)外缘线为起点、分别向垂直岸线及顺着岸线方向分别外扩11~23km,能够覆盖受影响区域,并能满足环境影响评价和预测的需求,满足《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014)的要求。

本项目环境影响评价范围为 47.5km×30.8km，面积约 1463km² 的海域，评价范围控制点坐标参见表 1.6-1，评价范围见图 1.6-1。

表 1.6-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目评价范围控制点坐标

评价范围控制点	纬度	经度
A		
B		
C		
D		

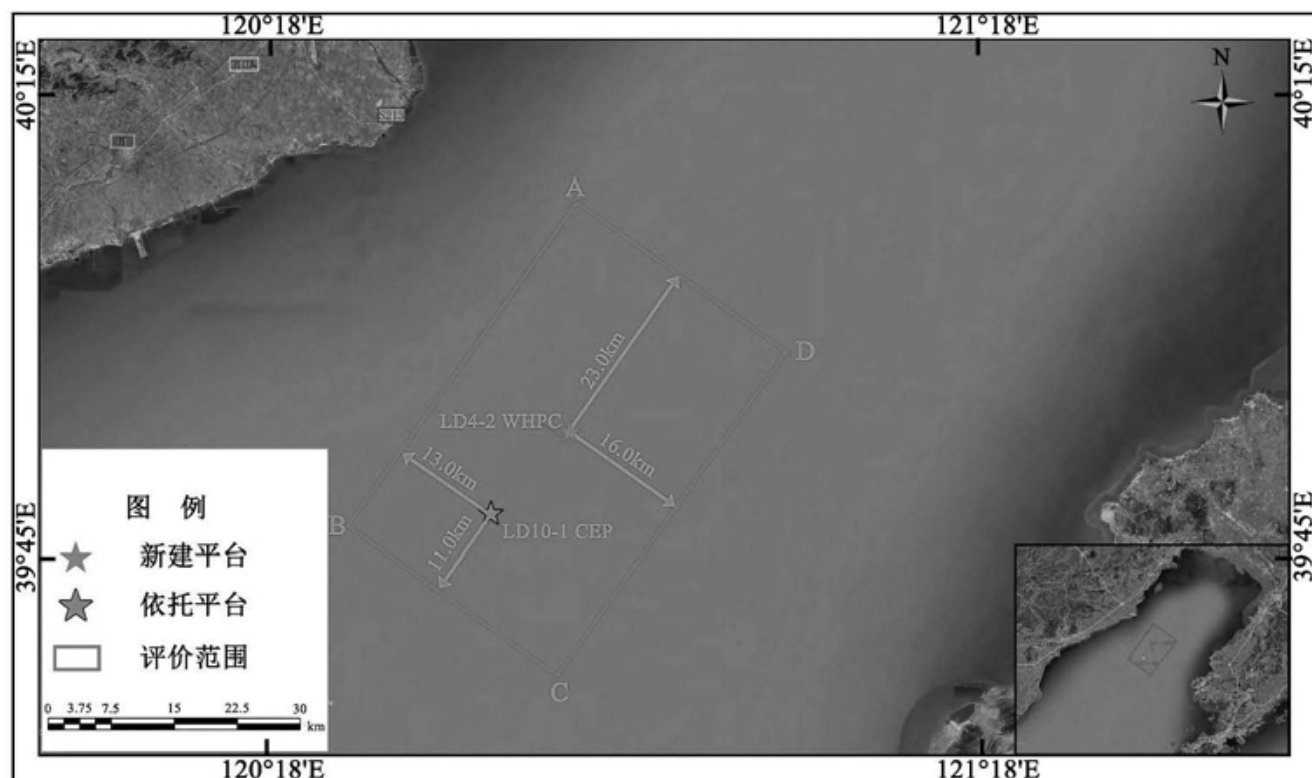


图 1.6-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目评价范围控制点位图

1.6.2 环境影响评价内容及重点

1.6.2.1 评价内容

本项目属于海洋油(气)开发及其附属工程,最大年产油量为 $42.75 \times 10^4 \text{t/a}$ ($46.58 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$, 2024 年),含油生产处理达标后全部回注地层不排海。本项目位于鲢的产卵场,小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内,毛虾的越冬场边缘,项目所在海域特征和生态环境特征为生态环境敏感区。

根据海洋环境评价等级的判定,本项目的海洋环境影响评价等级确定为 1 级,水质环境、沉积物环境、生态和生物资源环境影响评价等级全部提到 1 级进行评价,海洋水文动力环境、

海洋地形地貌与冲淤环境影响进行简要分析。建设项目各单项环境影响评价内容具体如下：

(1) 海洋水文动力环境影响评价内容

本项目对海洋水文动力环境影响进行简单分析，评价海域的水文动力环境现状。

(2) 海洋地形地貌与冲淤环境影响评价内容

本项目对海洋地形地貌与冲淤环境影响进行简单分析，重点分析与评价建设项目所在海域及其周边海域的海岸、滩涂、海床等地形地貌的现状，冲刷与淤积现状、蚀淤速率、蚀淤变化特征等。

(3) 海洋水质环境影响评价内容

本项目海洋水质环境影响评价等级为 1 级，水质环境现状应给出调查站位的平面分布图，给出调查要素的实测值和标准指数值，综合阐述海水环境的现状与特征；在建设期、运营期（含正常工况和非正常工况）和环境风险事故条件下，分别定量预测分析各主要污染因子（悬浮物、COD、重质柴油）在评价海域的浓度变化及其空间分布；给出各主要污染因子（悬浮物、COD）预测浓度增加值与现状值的浓度叠加分布图（表）；针对悬浮物和 COD 扩散，合理选择代表性的边界控制点，分别计算各控制点在不同潮时状况下的预测浓度增加值，增加各控制点在各个潮时状况下和现状值的浓度分布，按照各控制点最外沿的连线，明确悬浮物扩散的各标准值的最大外包络线、最大外包络线面积及其平面分布；针对依托生活污水排海混合区的范围，通过类比施工期生活污水中 COD 的预测结果，给出混合区控制半径，给出混合区的最大面积及空间位置；针对重质柴油的扩散，分析计算至 72 小时或最终登岸时段，明确相应于不同时刻的溢油路径、扩散面积、扫海面积、登岸情况和油膜厚度等特征参数；根据海洋水质环境影响评价结果，提出有针对性的水质环境的保护对策措施；明确和提出污染物排放总量控制的要求、总量控制建议值；根据环境风险的预测结果，明确和提出有针对性、可行的环境风险应急预案和防控对策措施；从环境监管管理角度提出必要的环保对策措施和建议。

(4) 海洋沉积物环境影响评价内容

本项目海洋沉积物环境影响评价等级为 1 级，海洋沉积物环境现状评价是根据沉积物参数实测值，分析评价调查海域的沉积物环境现状及分布，阐述该区域沉积物环境质量现存的主要问题。重点预测悬浮物的分布及趋势性描述，明确影响范围与程度。从管理的角度提出必要的环境保护对策措施、管理方案和跟踪监测方案。

(5) 海洋生态环境影响评价内容

本项目海洋生态和生物资源环境的评价等级为 1 级。海洋生态环境（包括生物资源）现状评价主要是开展叶绿素、初级生产力、浮游动植物、底栖生物现状评价、生物质量现状评价和

渔业现状评价；分析、评估海域的海洋生态系统服务功能现状和经济价值；从生态系统完整性的角度评价生态环境现状，评价区域生态环境的功能与稳定性；结合评价海域近年来的生物（渔业）资源密度分布和变化趋势，客观、合理评估各类生物（渔业）资源的种类、密度、主要经济种类、资源量等及其分布特征；分析、评价建设项目所在区域生物（渔业）资源的现状、特征、种类、资源变化趋势和其他重大生态问题。海洋生态和生物资源影响分析重点主要是分析评价生物（渔业）资源特征、生产能力是否因项目的建设和运营受到损害或潜在损害，是否引起其他重大资源问题；分析建设项目建设阶段对生物资源的影响，主要包括施工期非油层段钻屑和钻井液的排放使生物资源遭受损失量和生物资源受到的影响范围和影响程度，运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排放，不会对海洋生态和生物资源环境造成损害；本项目开展海洋生态损害评估，并估算海洋生物和渔业资源的损失量；依据影响的范围和程度，明确海洋生态保护、恢复或补偿具体对策措施，并进行有效性评估。因本项目运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排放，不会对海洋生态和生物资源环境造成影响，因此不制定海洋生态跟踪监测方案。

1.6.2.2 评价重点

本项目的工程内容是新建 1 座井口平台和 1 座 43.5m 栈桥，分批次实施 24 口井（13 口生产井和 11 口注水井）。同时，为适应项目需要，需要对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。因此，本项目主要评价新建平台、钻完井作业及依托平台适应性改造。依据本项目的特点和评价海域环境特征，结合工程分析识别出的环境影响要素和评价因子，确定本项目的环评评价重点为：

（1）海洋功能区划、海洋生态红线及相关规划符合性分析。

（2）钻完井非油层段钻屑和非油层钻井液的排放的悬浮物及平台占用海域对项目周围海水水质、沉积物、底栖生物、渔业资源及海洋生态环境的影响；给出采取的海洋生态环境保护对策措施。

（3）平台建设、钻完井和平台适应性改造阶段生活污水排放对海洋水质造成的影响，采取的海洋水质环境保护措施。

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

（5）项目施工期及运营期可能发生的油气泄漏事故对周边生物资源以及环境敏感目标的潜在影响，采取的风险防范与应急对策措施。

(6) 地质性溢油风险分析与评价。

1.7 环境保护目标和环境敏感目标

1.7.1 环境保护目标

正常作业情况下环境保护目标为项目周围海域的海水水质，沉积物质量和海洋生态环境。控制污染物排放不影响临近生态红线区和海洋特别保护区的《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。本项目位于渤海中部海域，位于《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(2014年)》的划定范围之外，距离大连斑海豹保护生态红线区约 9.67km。根据大连斑海豹保护生态红线区的管控措施要求，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。因此，本项目建设运营不得影响大连斑海豹保护生态红线区的海水水质、沉积物和海洋生物环境质量。

1.7.2 环境敏感目标

本项目评价范围内的敏感目标主要有大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发区)，鲉和蓝点马鲛的产卵场，小黄鱼、鳊、鲃和中国对虾的索饵场，毛虾的越冬场，周边海域重要经济鱼类的产卵盛期为 6 月。其中渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》(辽宁科学技术出版社，1987)，洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》(海洋出版社，1990)。本项目位于鲉的产卵场，小黄鱼、鳊、鲃和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场的边缘，距离蓝点马鲛的产卵场约 5.3km，距离大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发区)约 9.67km。

本项目评价范围外的主要环境敏感目标有辽宁大连斑海豹国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区(辽东湾实验区和核心区)、大连仙浴湾国家级海洋公园、辽宁绥中碣石国家级海洋公园、觉华岛国家级海洋公园、大连斑海豹保护生态红线区、仙浴湾旅游休闲生态红线区、觉华岛(菊花岛)生态红线区、六股河河口及湿地生态红线区、绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区、天龙寺旅游休闲生态红线区和芷锚湾旅游休闲生态红线区。本项目距离辽宁大连斑海豹国家级自然保护区约 21.7km，距离银鲳的产卵场约 30km，距离辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区(辽东湾实验区)约 30.49km，距离天龙寺旅游休闲生态红线区约 39.19km，距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km，距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km，距离辽宁绥中碣石国家级海洋公园约 58.50km，距离觉华岛(菊花岛)生态红线区约 58.51km，距离大连斑海豹保护生态红线区(限制开发区)约

59.54km, 距离觉华岛国家级海洋公园约 60.82km, 距离仙浴湾旅游休闲生态红线区约 61.60km, 距离芷锚湾旅游休闲生态红线区约 63.17km, 距离大连仙浴湾国家级海洋公园约 64.46km, 距离其他环境敏感目标均在 70km 以上。另外, 本项目距离最近的养殖区约 35.92km。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布见表 1.7-1、图 1.7-1 和图 1.7-2。

表 1.7-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布表

	序号	敏感区类型	敏感目标名称		与本项目位置关系		主要保护对象	保护期/产卵期
					方位	距离(km)		
评价范围内	1	生态红线区	大连斑海豹保护生态红线区	禁止开发区	东	9.67	斑海豹	-
	2	“三场一通道”	小黄鱼	索饵场	位于其中	0	小黄鱼	索饵期 9~11 月
			鳊	索饵场	位于其中	0	鳊	索饵期 7~9 月
			鲢	产卵场	位于其中	0	鲢	产卵期 4-6 月, 产卵盛期为 6 月
			鲮	索饵场	位于其中	0	鲮	索饵期 7~10 月
			中国对虾	索饵场	位于其中	0	中国对虾	索饵期 9~11 月
			毛虾	越冬场	位于其边缘	0	毛虾	越冬期 1-2 月
			蓝点马鲛	产卵场	西	5.3	蓝点马鲛	产卵期为 5 月下旬至 6 月上旬
评价范围外	3	国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	核心区	东、东南	28.4	斑海豹及其栖息生境	-
				缓冲区	东南	21.7		
				实验区	东、东南	59.6		
			辽河河口国家级自然保护区	核心区	东北	115.8	丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	-
				缓冲区	东北	114.5		
				实验区	东北	123.7		
			河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	核心区	西南	125.9	保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	-
				缓冲区	西南	101.4		
				实验区	西南	98.9		
	4	省级自然保护区	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	-	西南	178.7	海岛及周边海域自然生态环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统	-
	5	海洋特别保护区	滦河口海洋特别保护区	-	西南	134.5	保护河口湿地、潟湖-沙坝生态系统、自然砂质岸滩	-
锦州大笔架山海洋特别保护区			-	北	101.6	大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	-	

6	国家级水产种质资源保护区	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	97.86	主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	特别保护期为每年的3月1日~10月31日
			实验区	西南	96.28		
		南戴河海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	100.54	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	特别保护期为每年的4月1日~7月31日
			实验区	西南	97.77		
		滦河口水产种质资源保护区	-	西南	130.90	重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源	-
		秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	98.74	主要保护对象为褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参, 其他保护对象包括三疣梭子蟹、日本蟳、长蛸、短蛸、黑鲷、文蛤等	特别保护期为3月1日~7月31日
		山海关海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	76.59	主要保护对象为石鲈、魁蚶、褐牙鲆, 其他保护对象包括蓝点鲛、玉筋鱼、小黄鱼、鲉、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种	核心区特别保护期为全年
		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	辽东湾核心区	东北	71.76	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	核心区特别保护期为4月25日~6月15日
			辽东湾实验区	北	30.49		
		曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	189.31	主要保护对象为中华绒螯蟹, 其它保护物种包括鲫、草鱼、鳊、泥鳅、黄颡鱼、鲤等	特别保护期为每年4月25日至6月5日和9月30日至11月10日
7	国家级海洋公园	大连仙浴湾国家级海洋公园	-	东南	64.46	湿地、海岛、沙滩及周围海域的生态系统及生物多样性	-
		辽宁绥中碣石国家级海洋公园	-	西	58.50	岩礁生态系统、原生沙质海岸和岛礁景观和海洋生物多样性	-
		觉华岛国家级海洋公园	-	北	60.82	磨盘山天桥贝壳滩、龙脖子与怪石崖海蚀地貌、龙头古城遗址、八角琉璃井与大碑阁碑石历史遗迹、菲律宾滨蛤仔种质资源	-

8	辽宁省海洋生态红线	大连斑海豹保护生态红线区	限制开发区	东、东南	59.54	斑海豹	-
		蛇岛保护区生态红线区	禁止开发区	东南	104.79	蛇岛和老铁山的生态系统、蝮蛇、候鸟	-
		猪岛、虎平岛生态红线区	禁止开发区	东南	88.54	重要海岛	-
		东、西蚂蚁岛生态红线区	限制开发区	东南	90.53	重要海岛	-
		鹿鸣岛旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	99.78	滨海旅游资源	-
		仙浴湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	61.60	滨海旅游资源	-
		驼山旅游休闲生态红线区	限制开发区	东	70.35	滨海旅游资源	-
		团山海蚀地貌保护生态红线区	禁止开发区	东北	136.55	海蚀地貌	-
		辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区	限制开发区	东北	71.88	水产种质资源	-
		大辽河河口生态红线区	限制开发区	东北	127.36	河口生态系统	-
		双台子河口滨海湿地自然保护区生态红线区	禁止开发区	东北	114.54	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	东北	130.41	河口生态系统	-
		小笔架山旅游生态红线区	限制开发区	东北	106.00	滨海旅游资源	-
		大笔架山生态红线控制区	禁止开发区	东北	104.07	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	-
望海寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	东北	87.49	滨海旅游资源	-		

		兴城旅游休闲生态红线区	限制开发区	北	77.22	滨海旅游资源	-
		觉华岛（菊花岛）生态红线区	限制开发区	北	58.51	重要海岛、滨海旅游资源	-
		六股河河口及湿地生态红线区	限制开发区	西北	43.49	河口生态系统	-
		绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区	禁止开发区	西北	40.89	海岸自然景观、海洋生态系、文昌鱼	-
		天龙寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	西北	39.19	滨海旅游资源	-
		芷锚湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	西	63.17	滨海旅游资源	-
	河北省海洋生态红线	山海关旅游区	限制开发区	西	75.55	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境以及地貌、植被、沙滩等海岛景观	-
		东山旅游区	限制开发区	西南	93.46	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境	-
		北戴河旅游区	限制开发区	西南	95.43	保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境	-
		秦皇岛海域种质资源保护区	限制开发区	西南	98.43	保护海底地形地貌和褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参等种质资源，保护海洋环境质量	-
		南戴河海域种质资源保护区	限制开发区	西南	97.67	保护海底地形地貌和栉江珧、魁蚶、毛蚶、竹蛭等水产种质资源，保护海洋环境质量	-
		金山嘴至新开口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	103.50	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		昌黎黄金海岸保护区	禁止开发区	西南	98.90	保护海岸自然景观及所在海区生态环境和资源，包括沙丘、沙堤、潟湖、林带、鸟类、海水、文昌鱼等海洋生物构成的海岸海洋生态系统	-
		昌黎海域种质资源保护区	限制开发区	西南	96.18	保护海底地形地貌和三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀、文昌鱼等水产种质资源，保护海洋环境质量	-

		新开口至滦河口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	117.33	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		滦河河口生态系统	限制开发区	西南	131.62	保护河口地形地貌、生态环境	-
		滦河河口沼泽湿地	限制开发区	西南	132.65	保护潟湖—沙坝海岸景观，河口湿地和鸟类	-
		滦河口至老米沟海域沙源保护区	限制开发区	西南	128.26	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		大清河口海岛旅游区	限制开发区	西南	169.74	保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	-
		大清河河口生态系统	限制开发区	西南	177.49	保护河口地形地貌、生态环境	-
		乐亭菩提诸岛保护区	限制开发区	西南	179.90	保护由海岛及周边海域自然生态环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统	-
			禁止开发区	西南	178.62		
		龙岛旅游区	限制开发区	西南	192.54	保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	-
		大清河口至小清河口海域沙源保护区	限制开发区	西南	177.20	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
9	养殖区	养殖区	-	北	35.92	经济渔业资源	-
10	“三场一通道”	银鲳	产卵场	东北	30.0	银鲳	产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬
		黄姑鱼	产卵场	东北	91.0	黄姑鱼	产卵期 5-6 月
		白姑鱼	产卵场	东北	112.3	白姑鱼	产卵期 5-6 月

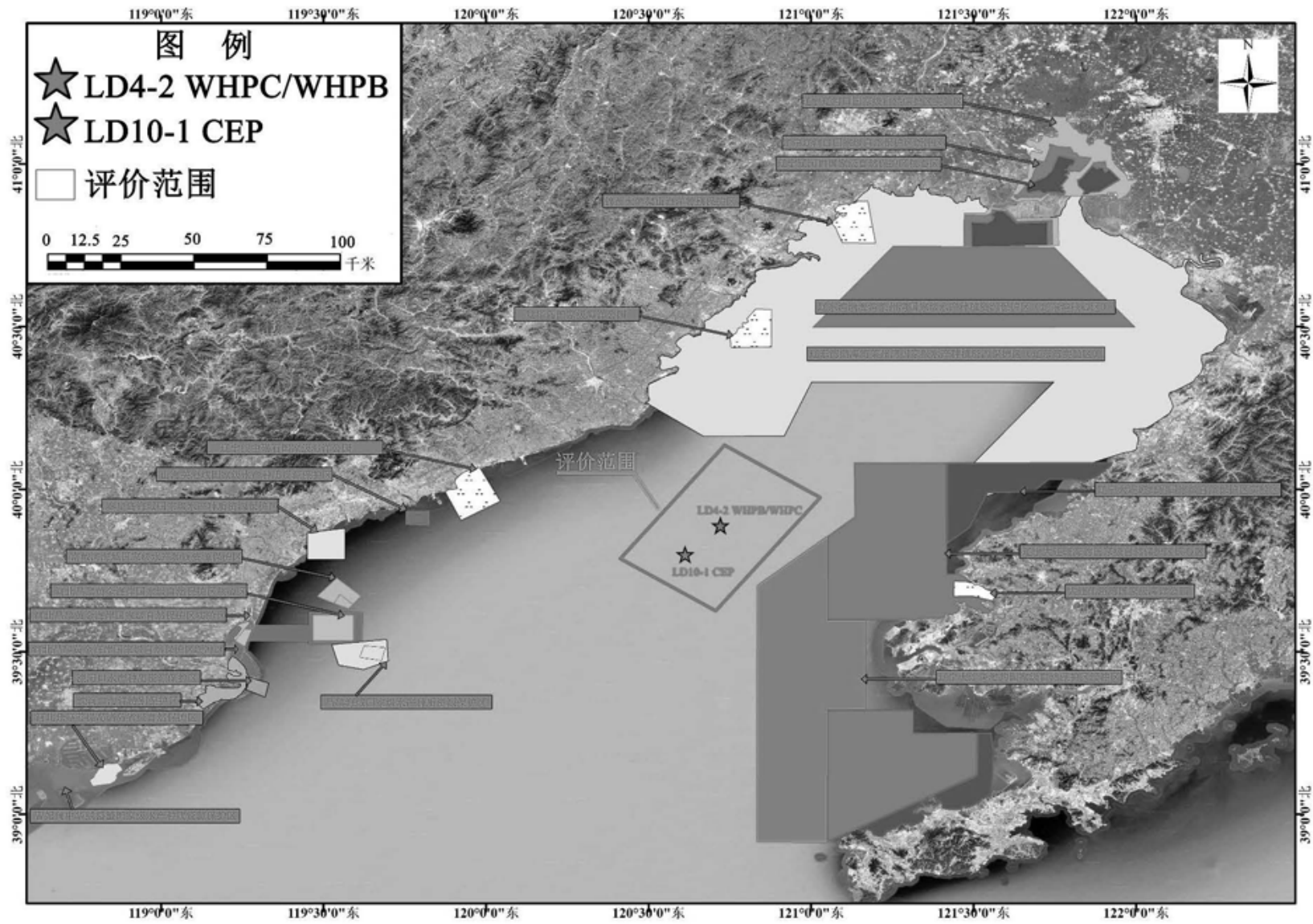


图 1.7-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布图 (保护区)

1.7.3 污染控制目标

本项目污染控制目标是项目投产后确保所产生的各种污染物均能达标排放。本项目建设、生产过程中主要产生非油层段钻井液、非油层段钻屑、油层段钻井液、油层段钻屑、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、机舱含油污水以及油气泄漏事故情况下可能排放的油类等。这些废水、固废中的污染物均为污染控制的主要对象。本项目位于渤海中部海域，根据有关标准及项目所在海域的环境功能要求，污染控制目标要求如下：

钻井液、钻屑：本项目施工期产生的油层段钻井液和油层段钻屑全部运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理/处置。非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$ ）要求。

船舶含油污水：参加作业的船舶所产生的机舱含油污水禁止在海上排放，铅封后运回陆地计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理/处置。

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）的相关要求后排放，钻井平台产生的生活污水处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ，粪便经消毒和粉碎等处理）的要求后排放。运营期依托平台生活污水处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）（ $\text{COD}\leq 300\text{mg/L}$ ，粪便经消毒和粉碎等处理）的标准后排放。

含油生产水：正常情况下经处理达到回注水质标准后全部回注，非正常工况下（如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时），可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

生产垃圾及生活垃圾：生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

原油/燃料油泄漏：采取合理有效的风险防范措施，尽可能避免油气泄漏事故的发生。

2 工程概况

2.1 项目概况

2.1.1 建设项目名称及性质

项目名称：旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目

建设性质：新建

建设地点：渤海中部海域

工程类型：海洋油（气）开发及其附属工程

建设单位：中海石油（中国）有限公司天津分公司

计划投产：2021 年 6 月

工程总投资：██████████

环保投资：██████████

年生产天数：350 天

2.1.2 地理位置

旅大 4-2 油田 4-3 区块位于渤海中部海域，██████████，为旅大 4-2 油田的扩边区块，地下油藏边界南距旅大 10-1 油田约 3km，北距绥中 36-1 油田约 3km，平台位置处海图水深 32.0m。

本项目新建 1 座四腿四桩井口平台（LD4-2 WHPC 平台），通过 43.5m 栈桥与已建 LD4-2 WHPB 平台相连接。新建及依托工程坐标见表 2.1-1，地理位置见图 2.1-1 和图 2.1-2。

表 2.1-1 新建工程位置坐标

类别	平台名称	平台坐标
新建平台	LD4-2 WHPC 平台	██████████
依托平台	LD4-2 WHPB 平台	██████████
	LD10-1 CEP 平台	██████████

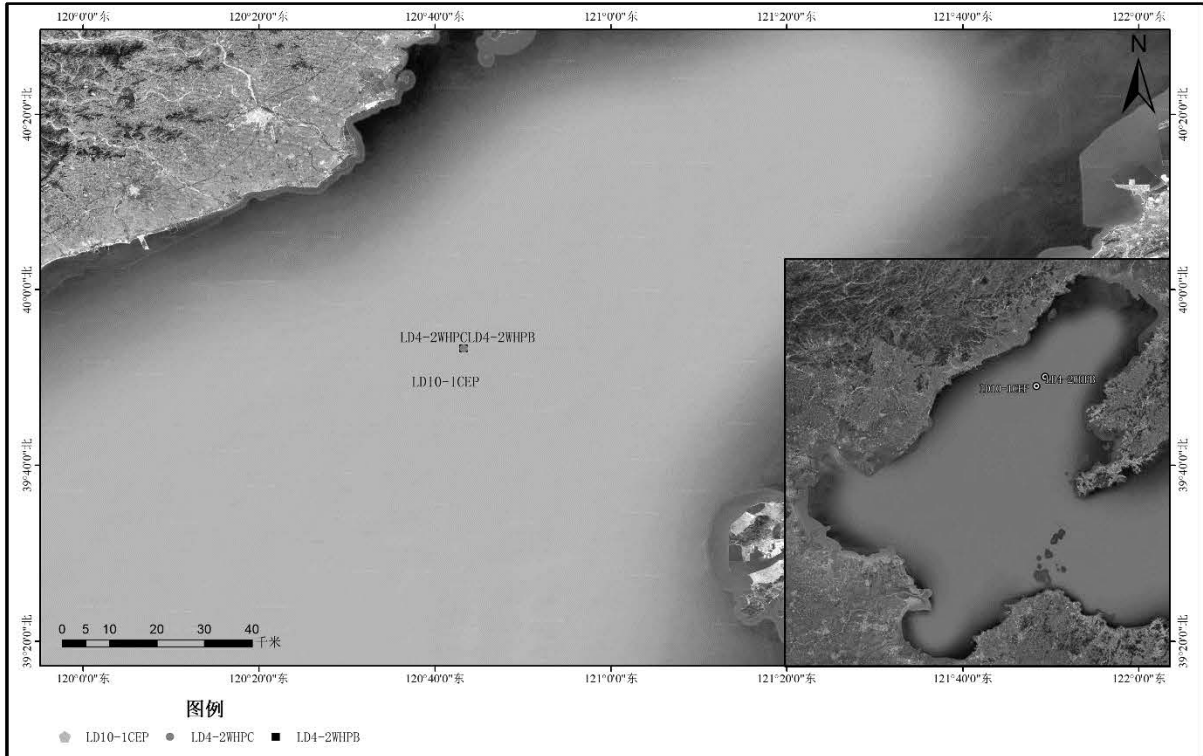


图 2.1-1 工程地理位置示意图

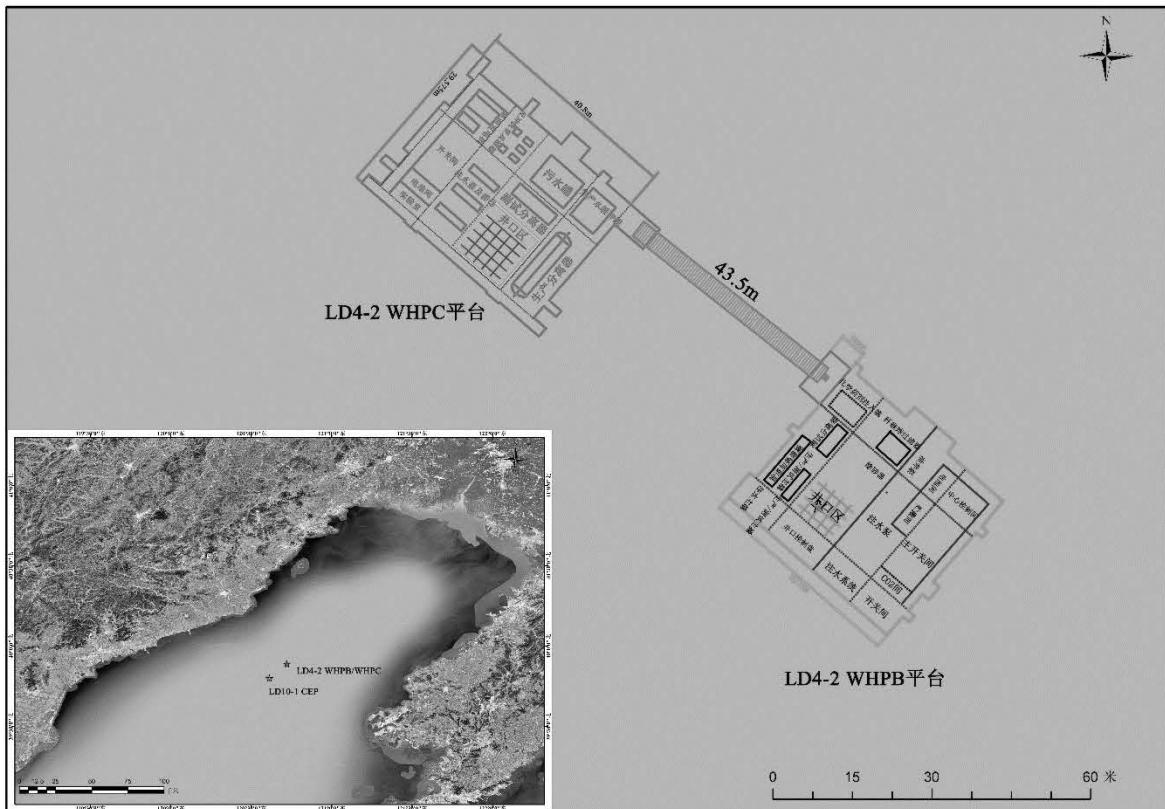


图 2.1-2 本项目平面布置图

2.1.3 工程内容及规模

(1) 新建工程内容

本项目工程内容主要包括：新建 1 座井口平台(LD4-2 WHPC)，新建 1 座长约 43.5m 的栈桥实现 LD4-2 WHPC 平台与 LD4-2 WHPB 平台相连，同时对依托的 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程组成见表 2.1-2。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目充分依托周边油田已建工程设施，主要依托 LD10-1 CEP 平台进行原油处理，处理合格的原油依托已建的 LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油海底管道输送至绥中 36-1 终端，电力依托绥中电网，不单独设置电站。

表 2.1-2 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程组成

工程类型	工程组成	装置及规模	
新建工程	主体工程	LD4-2 WHPC 平台	LD4-2 WHPC 平台是 1 座四腿井口平台，设置 20 个井槽（其中 4 口单筒双井），实施 24 口井，包括 13 口生产井和 11 口注水井。平台主要设有上层甲板、中层甲板、下层甲板和工作甲板。设有原油处理系统、计量系统、生产水处理系统、注水系统、开式排放系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、氮气系统、闭排兼冷放空系统、消防系统、救逃生系统、应急发电机、HXJ180DB 修井机和吊机。LD4-2 WHPC 平台通过 43.5m 栈桥与 LD4-2 WHPB 平台相连接。
		井数	共设置 20 个井槽，其中 4 个单筒双井井槽；计划实施 24 口井，包括 13 口生产井、11 口注水井。
		栈桥	栈桥长度为 43.5m，主要铺设 3 条生产物流工艺管线、2 条注水管线、2 条柴油管线、3 条淡水管线、1 条海水管线、1 条电缆和 1 条光缆。
	主工艺系统	由生产管汇、测试管汇、测试分离器、生产分离器等组成。	
	环保工程	开/闭排系统	
		生产水处理系统：LD4-2 WHPC 平台上设置一套生产水处理系统，主要由斜板除油器、气浮选机和核桃壳过滤器组成。生产水处理系统设计规模为 5160m ³ /d。	
	公用工程	主要由供电系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、氮气系统、消防系统、通讯系统等组成。	
工艺流程	新建 LD4-2 WHPC 平台的生产物流与 LD4-2 WHPB 平台的生产物流混合后进入 LD4-2 WHPC 平台生产分离器，分离出的部分生产水回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台；剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经输油海底管道输送至绥中 36-1 终端；分离出的生产水处理合格后全部回注地层；分离出的天然气主要供透平发电使用，剩余部分通过 LD10-1 CEP 平台上的天然气回注系统进行回注，还有剩余则燃烧排放。		
改造工程	依托工程	LD4-2 WHPB 平台改造	LD4-2 WHPB 平台下层甲板外扩甲板 8.65m×5m，工作甲板外扩甲板 19.5m×1.2m，改造原油处理系统和注水系统相应管线，更换工作甲板两台闭排泵，新增两台消防稳压泵及滤器，对生活楼进行改造，同时对化学药剂注入系统、柴油系统、淡水系统、海水系统、消防系统、电气系统、通讯系统等进行适应性改造。

	LD10-1 CEP 平台改造	a、下层甲板：更换原四台原油外输泵； b、工作甲板：更换原平台输油发球筒； c、对消防系统、电气系统、仪表进行适应性改造。	
生产 情况	最高年产液		
	最高年产油		
	最高年产水		
	最高年产气		
	开发方式	注水开发	
	采油方式	电潜泵采油	
	生产定员	12 人	
	平台、管线设计年限	平台设计寿命为 25 年	
	投入使用时间	计划 2021 年 6 月投产	
	年生产天数	350 天	
工程总投资			

(2) 工程规模

本项目投产后最大年产油量为 [REDACTED]，含油生产水处理达标后全部回注地层，不排海。

2.1.4 开发方案概述

旅大 4-2 油田 4-3 区块新建 1 座井口平台 (LD4-2 WHPC)，新建 1 座长约 43.5m 的栈桥实现 LD4-2 WHPC 平台与 LD4-2 WHPB 平台相连。同时，对依托的 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。旅大 4-2 油田 4-3 区块总体开发方案见图 2.1-3。

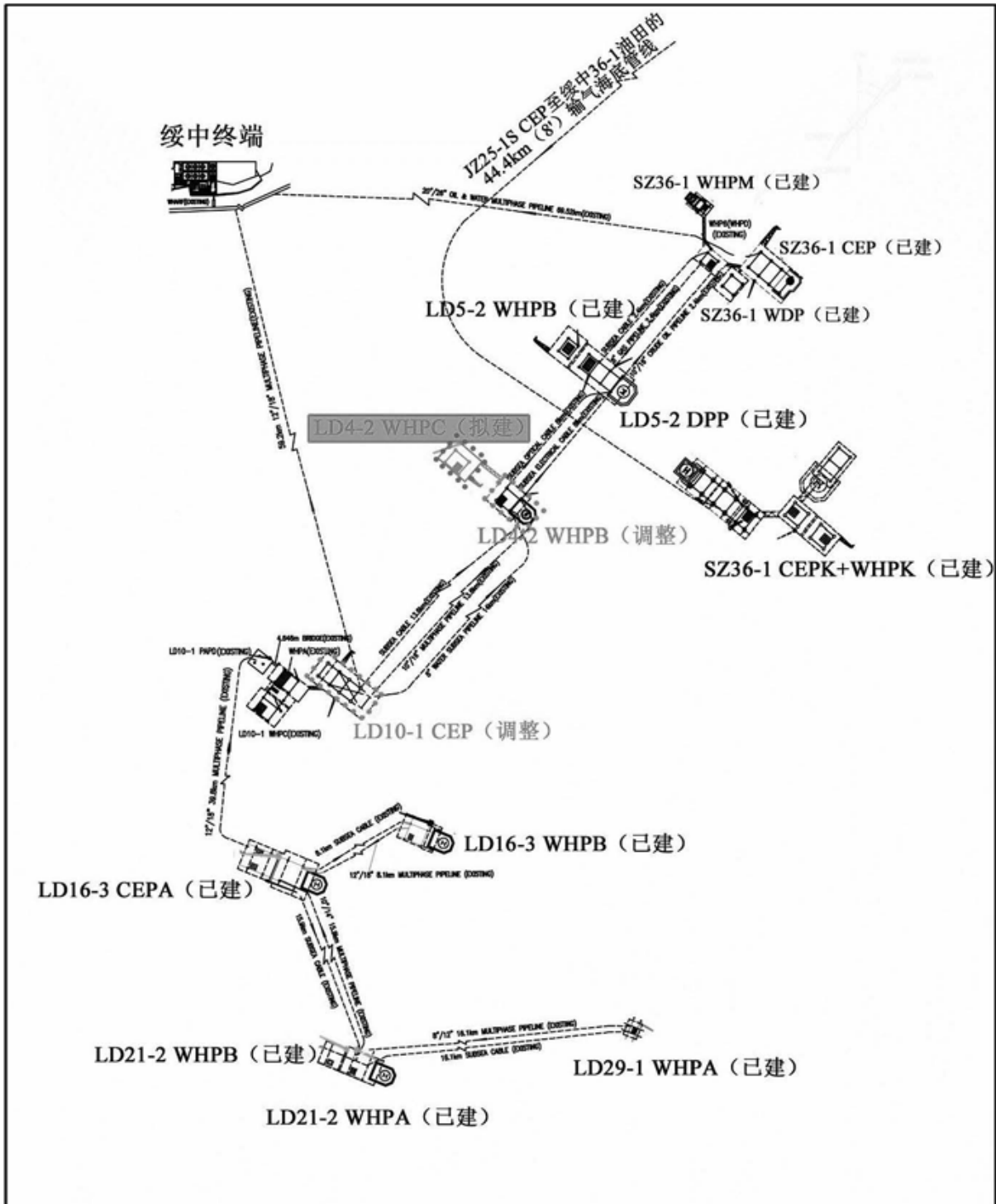


图 2.1-3 旅大 4-2 油田 4-3 区块总体开发方案

2.1.5 地质油藏概况

2.1.5.1 构造特征

旅大 4-2 油田 4-3 区块构造位于渤海辽东湾海域辽西凸起的中南部，处于辽西凸起绥中 36-1 油田和旅大 10-1 油田之间的鞍部，是受辽西 1 号大断层控制的断裂半背斜构造，构造整体上呈现西高东低的构造形态。

油田范围解释出 16 条断层，根据断层的活动期次及其作用，将构造主体区内的断层分为 3 类：第一类为边界断层，第二类为分块断层，第三类为调节断层。其中辽西 1 号断层为边界大断层，控制着该区的构造和演化。分块断层起到明显分割油藏的作用，近东西向及南东向分布，平面长度在 [REDACTED]，断层剖面较直立。其余的小断层断距较小，对构造演化起到调节作用。

2.1.5.2 地层层序

旅大 4-2 油田 4-3 区块钻井揭示的地层自上而下为第四系平原组、新近系明化镇组和馆陶组、古近系东营组和沙河街组。区块主要含油目的层位为沙河街组一段。

2.1.5.3 储层特征

(1) 岩石学特征

沙一段储层岩性主要为中、细粒岩屑长石砂岩，矿物成分主要为石英、长石、岩屑：石英含量 [REDACTED]，平均 [REDACTED]，长石含量 [REDACTED]，平均 [REDACTED]，岩屑含量 [REDACTED]，平均含量 [REDACTED]。碎屑颗粒分布不均匀，分选较差，颗粒磨圆较好，呈次棱角~次圆状，颗粒支撑，主要为线-点接触。岩石成分为石英、斜长石、钾长石、岩浆岩岩块、变质岩岩块，见斜长石绢云母化，钾长石高岭土化。岩浆岩岩块为酸性喷出岩岩块，见花岗岩岩块，变质岩岩块为石英岩岩块。孔隙填隙物为泥质、高岭石、菱铁矿、铁白云石，泥质呈纤维状或鳞片状分布，高岭石呈小米粒状或蠕虫状分布，菱铁矿呈团块状分布，铁白云石胶结碎屑颗粒。孔隙发育较好，分布较均匀，连通性较好。

(2) 储层沉积相

该油田沙河街组为辫状河三角洲沉积，物源来自西侧。岩性以中、细砂岩为主，主要表现为泥岩与泥质粉砂岩、粉砂岩及细砂岩、含砾细砂岩不等厚互层。储层主要

发育前缘亚相的水下分流河道、河口坝沉积微相，测井曲线形态为漏斗型、箱型、复合型。

(3) 储集空间及结构特征

岩石铸体薄片和扫描电镜显示，岩石孔隙较发育，孔隙分布均匀，连通性较好，孔隙类型主要为粒间孔、溶蚀粒间孔、溶蚀颗粒孔。喉道类型主要为点状喉道，少量片状喉道。充填粘土矿物以高岭石、伊利石和伊 / 蒙混层为主，其次为绿泥石。

(4) 储层物性特征

旅大 4-2 油田 4-3 区块沙一段共 23 块壁心进行常规地面孔隙度、渗透率分析。根据壁心分析，旅大 4-2 油田 4-3 区块沙一段储层孔隙度主要分布范围为 []，中值 []，平均值为 []；渗透率主要分布范围 []，中值 []，平均值为 []。

根据测井解释结果，旅大 4-2 油田 4-3 区块沙一段储层孔隙度主要分布范围为 []，中值 []，平均值为 []；渗透率主要分布范围 []，中值 []，平均值为 []，具有高孔、中高渗储层特征。

毛管压力曲线以中歪度为主，排驱压力 []，饱和度中值压力 []，孔喉半径中值 []。

(5) 储层分布特征

沙一段为辫状河三角洲前缘亚相沉积，主要沉积微相为水下分流河道、河口坝，主要表现为泥岩与泥质粉砂岩、粉砂岩及细砂岩、含砾细砂岩不等厚互层。钻井揭示，平面上储层主要发育于 1 井区、A11d 井区。纵向上，储层主要发育于沙一段 II 油组和 III 油组，为沙一段主力含油层段。

2.1.5.4 油藏评价

(1) 油藏控制因素

旅大 4-2 油田 4-3 区块位于渤海中部海域，辽西凸起中南部，夹持在辽中凹陷和辽西凹陷之间，发育一系列长期、晚期活动断裂构成的断背斜、断块构造，长期处于油气运移低势区，成藏位置非常有利。

旅大 4-2 油田 4-3 区块具有“大沟谷-强充注-晚期富集”型成藏模式。包裹体资料显示该区块主要发育两期成藏，第一期为 10Ma 左右（馆陶组沉积末期），成藏第二期为 5Ma~0Ma（明化镇组沉积末期至今），属于典型的晚期成藏；沙河街组沉积时期整

体上表现为“链状岛”构造特征，构造演化结果已经表明辽西凸起南段在东营组早期构造已经基本定型，早于成藏期，“链状岛”对油气运移具有阻滞作用，“链状岛”间的低地势区（即发育的沟谷的位置）既是油气运移的低势区，也是砂体分布的有利位置，为油气运移的主要位置；大沟谷的油气充注能力要优于“链状岛”的其它位置，在大沟谷处具有强的充注能力。

(2) 油藏类型

旅大 4-2 油田 4-3 区块含油目的层为沙一段，油藏类型为边水驱动的层状构造油藏，油藏埋深海拔 [REDACTED]。

2.1.6 原油、天然气基本性质

原油和天然气基本性质见表 2.1-3 和表 2.1-4。

表 2.1-3 原油物性数据表

序号	项目	旅大 4-2 油田 4-3 区块
1	20°C密度 (kg/m ³)	[REDACTED]
2	50°C密度 (kg/m ³)	[REDACTED]
3	50°C粘度 (mPa.s)	[REDACTED]
4	含硫量 (m%)	[REDACTED]
5	含蜡量 (m%)	[REDACTED]
6	胶质 (m%)	[REDACTED]
7	沥青质 (m%)	[REDACTED]
8	凝点 (°C)	[REDACTED]
9	残炭含量 (m%)	[REDACTED]
10	灰分含量 (m%)	[REDACTED]
11	闪点 (°C)	[REDACTED]
12	金属分析	[REDACTED]

表 2.1-4 天然气物性数据表

组分		天然气组成 (mol%)
CO ₂	二氧化碳	[REDACTED]
N ₂	氮气	[REDACTED]
C ₁	甲烷	[REDACTED]
C ₂	乙烷	[REDACTED]
C ₃	丙烷	[REDACTED]
iC ₄	异丁烷	[REDACTED]
nC ₄	正丁烷	[REDACTED]
C ₅	戊烷	[REDACTED]
C ₆	己烷	[REDACTED]
C ₇	庚烷	[REDACTED]
C ₈₊	辛烷以上	[REDACTED]

2.1.7 原油、天然气理化性质及危险特性分析

本项目主要的生产物流是原油和天然气，原油、天然气理化性质及危险特性见下表。

表 2.1-5 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
	危险货物编号	32003	UN 编号	1267, 1255
	CAS 号	8030-30-6	/	/
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	0.9178	闪点 (°C): 36.5
		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。与氧化剂发生强烈反应。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。		
	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 2.1-6 天然气理化性质及危险特性表

类别	内容			
标识	中文名称	天然气	英文名称	Natural gas
	危险货物编号	21007	UN 编号	1971
	CAS 号	8006-14-2	/	/
理化特性	外观与气味	无色、无臭气体		
	成分	主要是低分子量烷烃混合物，主要成分甲烷 (77.87%)，还有少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷、庚烷、辛烷、氮气和二氧化碳		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚		
	熔点 (°C)	-182.5	沸点 (°C)	-161.5
	相对密度	水=1	/	闪点 (°C): -188
		空气=1	0.55	引燃温度 (°C): 482-632
	爆炸极限 (%)	5-14	临界温度 (°C)	35.2
主要用途	是重要的有机化工原料，主要用作优良的燃料			
危害	危险性类别	第 2.1 类易燃气体		

信息	燃烧与爆炸危险性	易燃，与空气混合形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，与氟、氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热、容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 稳定性：稳定 聚合危害：不聚合 危险分解产污：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物等有毒烟雾
	禁忌物	强氧化剂、卤素
	毒性	属于微毒类，允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用，有单纯性窒息作用，在搞浓度时因缺氧窒息而引起重度
	侵入途径	吸入

2.1.8 平台产能分析

LD4-2 WHPB 平台的生产物流通过栈桥铺设的工艺管线输送至 LD4-2 WHPC 平台，与其生产物流汇合。汇合后物流进入 LD4-2 WHPC 平台生产分离器，分离出的部分生产水回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台；剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经输油海底管道输送至绥中 36-1 终端；分离出的生产水处理合格后全部回注地层；分离出的天然气主要供透平发电使用，剩余部分通过 LD10-1 CEP 平台上的天然气回注系统进行回注，还有剩余则燃烧排放。

（1）新建工程产能预测

新建工程 LD4-2 WHPC 平台产能预测见表 2.1-7。

（2）本次投产后依托工程的产能预测

依托的 LD10-1 CEP 平台接收和处理 LD4-2 WHPC 平台、LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台的生产物流，同时还接收来自 LD10-1 PAPD 平台（已批复待建）处理合格的原油、天然气和生产水。LD10-1 PAPD 平台与 LD10-1 CEP 平台通过栈桥相连，接收和处理的是来自 LD16-3 CEPA 平台的生产物流。

新建工程投产后旅大 4-2 油田产能预测见表 2.1-8；旅大 4-2 油田注采平衡见表 2.1-9；LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台混输海底管道生产物流输送量预测见表 2.1-10；LD10-1 CEP 处理产能预测见表 2.1-11；LD10-1 CEP 接收物流总量见表 2.1-12；旅大 10-1/4-2 油田注采平衡见表 2.1-13；LD10-1 CEP 平台天然气平衡见表 2.1-14。

2.1.9 平台能耗分析

旅大 4-2 油田 4-3 区块在平均稳产年正常工况下综合能耗为 []；单位产油综合能耗为 []；单位产液综合能耗为 []，详见表 2.1-15。

表 2.1-7 LD4-2 WHPC 平台产能预测

年份 (年)	日产量				年产量			
	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
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								

表 2.1-8 旅大 4-2 油田产能预测

年份 (年)	LD4-2 WHPB 平台				LD4-2 WHPB 平台+LD4-2 WHPC 平台			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								

表 2.1-9 旅大 4-2 油田注采平衡表

年份 (年)	LD4-2 WHPC 分离出的水量①	LD4-2 WHPC 注水量②	LD4-2 WHPB 注水量③	LD4-2 WHPB 水源井量④	LD10-1 CEP 返输水量⑤
	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					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					

注：①+④+⑤=②+③；根据 LD4-2WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水，经双介质过滤器处理达标后进入注水缓冲罐。2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水，再经过注水泵和注水管汇分配后回注地层。

表 2.1-10 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台混输海管物流输送量预测表

年份 (年)	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d
2021				
2022				
2023				
2024				
2025				
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				
2032				
2033				
2034				
2035				
2036				
2037				
2038				
2039				
2040				

表 2.1-11 LD10-1 CEP 处理产能预测

年份 (年)	LD10-1 WHPA+LD10-1 WHPC 产能预测				(LD10-1 WHPA+LD10-1 WHPC+LD4-2 WHPA+LD4-2 WHPB) 进入 LD10-1 CEP 平台处理产能预测			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								
2035								
2036								
2037								
2038								
2039								
2040								

表 2.1-12 LD10-1 CEP 平台接收物流总量

年份 (年)	LD16-3 CEPA 平台方向物流经 LD10-1 PAPD 平台处理后输往 LD10-1 CEP 平台产能			本项目接入后 LD10-1 CEP 平台物流总量		
	油 (合格原油, 直接外输)	水 (直接进回注系统)	气 (直接进燃料气系统)	油	水	气
	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d
2021						
2022						
2023						
2024						
2025						
2026						
2027						
2028						
2029						
2030						
2031						
2032						
2033						
2034						
2035						
2036						
2037						
2038						
2039						
2040						

备注：LD10-1 CEP 平台的天然气，优先用于透平发电，剩余天然气在 LD10-1 CEP 平台利用原有注气系统进行回注，还有剩余天然气将燃烧排放。

表 2.1-13 旅大 10-1/4-2 油田生产水注采平衡表

年份 (年)	LD16-3 CEPA 平台 外输水量①	旅大 10-1 油田产 水量②	旅大 10-1 油田注水 量③	旅大 4-2 油田产水量 ④	旅大 4-2 油田注水 量⑤	旅大区域水源井水 补充水量⑥	旅大 10-1 油田外输 水量⑦
	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	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■

注：①+②+④+⑥-③-⑤=⑦。

表 2.1-14 LD10-1 CEP 平台天然气平衡表

年份	产气量 (10 ⁴ m ³ /d)					耗气量 (10 ⁴ m ³ /d)		剩余气量 (10 ⁴ m ³ /d)	接收气量 (10 ⁴ m ³ /d)	天然气回注 (10 ⁴ m ³ /d)	燃烧放空 (10 ⁴ m ³ /d)
	LD29-1 WHPA (1)	LD16-3 CEPA+WHPB (2)	LD10-1 WHPA+WHPB (3)	LD4-2 WHPB (4)	LD4-3 WHPB (5)	LD16-3 CEPA (6)	LD10-1 CEP (7)	LD10-1 CEP (8)	LD10-1 CEP (9)	LD10-1 CEP (10)	LD10-1 CEP (11)
2021											
2022											
2023											
2024											
2025											
2026											
2027											
2028											
2029											
2030											
2031											
2032											
2033											
2034											
2035											
2036											
2037											
2038											
2039											
2040											

备注：(1) + (2) + (3) + (4) + (5) - (6) - (7) = (8)；(1) + (2) + (3) + (4) + (5) - (6) = (9)；(8) - (10) = (11)；LD10-1 CEP 平台的天然气，优先用于透平发电，剩余天然气在 LD10-1 CEP 平台利用原有注气系统进行回注，还有剩余天然气将燃烧排放。

表 2.1-15 LD4-2 WHPC 平台稳产年能耗情况

序号	项目	设计消耗量		能量折算指标		设计能耗 tce/a
		单位	数量	单位	折算值	
1	耗电	10 ⁴ kWh/a	■	tce/10 ⁴ kWh	1.229	■
2	柴油	t/a	■	kgce/kg	1.4571	■
3	新水	t/a	■	kgce/t	0.0857	■
4	综合能耗	tce/a	■			
5	单位油气生产综合能耗	kgce/t	■			
6	单位液量生产综合能耗	kgce/t	■			

2.2 工程开发方案

2.2.1 工程开发方案比选

根据项目周边油田开发现状，确定油田开发需充分依托周边已建油田设施，发挥资源共享优势，简化新建平台规模，节省投资，统筹旅大 10-1/4-2 油田区域油水处理，统筹旅大区域多余天然气的回收利用的基本原则。本项目从技术、经济、环保和资源统筹利用等方面对开发方案进行比选，筛选出技术可行、经济最优、环境影响最小的开发方案。

本项目采用海上独立开发是没有效益的，因此综合考虑依托平台处理能力，确定原油含水不低于 50% 的依托开发方案，作为工程方案初步筛选的出发点和基本原则。

2.2.1.1 拟建工程周边油田开发现状

旅大 4-2 油田 4-3 区块周边有已开发的旅大 10-1 油田、旅大 4-2 油田、绥中 36-1 油田等，其生产设施离本油田的相对位置见图 2.2-1。

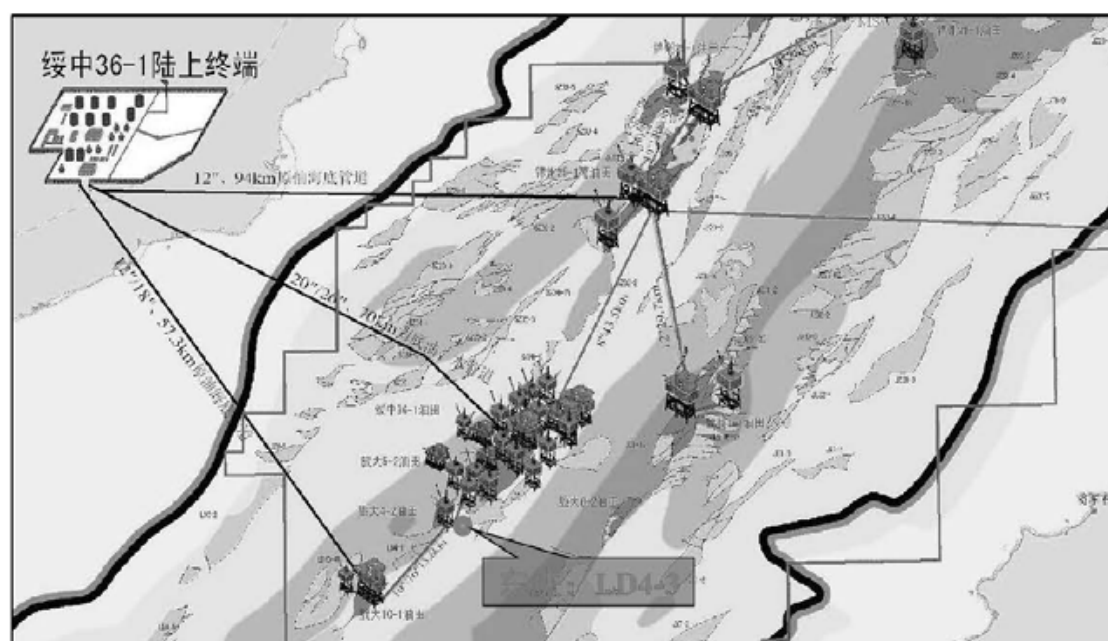


图 2.2-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块周边开发油田情况

2.2.1.2 工程方案初步筛选结果

(1) 工程方案

旅大 4-2 油田 4-3 区块地下油藏边界距离周边已开发的旅大 10-1 油田约 3km，距离绥中 36-1 油田约 3km，这两个油田都可以作为本油田依托开发研究的对象。方案初

步筛选设定两个方案，方案一为物流依托旅大 10-1 油田上岸，方案二为物流依托绥中 36-1 油田上岸。方案一和方案二生产物流走向见下图。

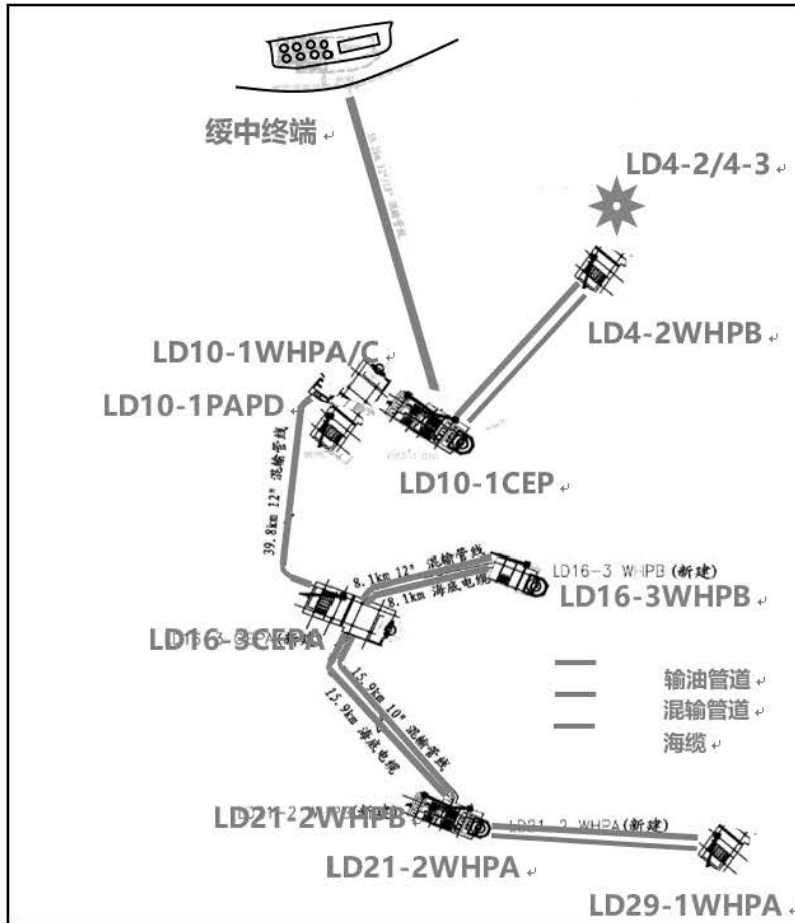


图 2.2-2 依托 LD10-1CEP 至绥中 36-1 终端海管上岸物流走向图

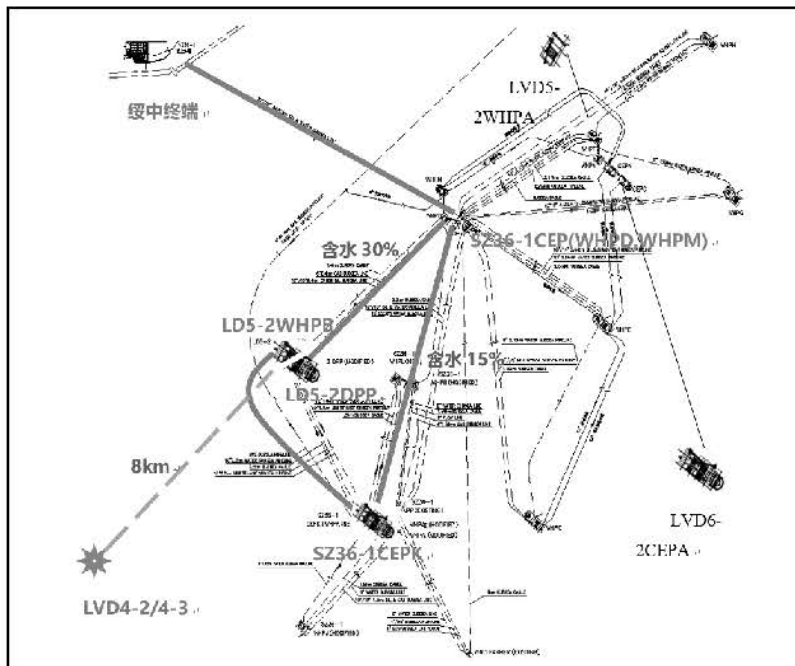


图 2.2-3 依托 SZ36-1CEP 至绥中 36-1 终端海管上岸物流走向图

方案一：新建平台井产物流经由 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台，依托 LD10-1 CEP 平台与绥中 36-1 终端之间已建海底管线上岸；

方案二：依新建平台井产物流经由 LD4-2 WHPB 平台通过新建海底管线输送至 SZ36-1 CEP 油田，依托 SZ36-1 CEP 平台与绥中 36-1 终端之间已建海底管线上岸。

(2) 方案比选

①技术方面对比

绥中 36-1 油田本身中后期注采不平衡，旅大 4-2 油田 4-3 区块接入后超量增加。

②经济方面对比

旅大 4-2 油田 4-3 区块与绥中 36-1 油田油品差异大，不利于油品销售；依托绥中 36-1 油田上岸需新铺设 8km 海管，依托油田需新增回注井，开发投资较依托旅大 10-1 油田高约 2.49 亿，IRR（内部收益率）降低约 4.5%。

③环保方面对比

旅大 4-2 油田 4-3 区块依托旅大 10-1 油田开发只需要建设 1 座井口平台，而依托绥中 36-1 油田开发还需铺设 8km 的海管。从环境保护的角度出发，依托绥中 36-1 油田开发增加了海管挖沟作业掀起的悬浮物对海洋生态环境和渔业资源的影响，同时海底管道溢油风险也相应的增加。

LD4-2 WHPC 平台开发方案初步筛选见下表。

表 2.2-1 LD4-2 WHPC 平台开发方案初步筛选

方案	方案 1	方案 2
方案描述	新建平台井产物流经由 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台，依托 LD10-1 CEP 平台与绥中 36-1 终端之间已建海底管线上岸。	新建平台井产物流经由 LD4-2 WHPB 平台通过新建海底管线输送至 SZ36-1 CEP 油田，依托 SZ36-1 CEP 平台与绥中 36-1 终端之间已建海底管线上岸。
技术方面对比	该方案发挥了资源共享优势，简化新建平台规模，节省投资，统筹区域油田油水处理和天然气的综合利用	绥中 36-1 油田本身中后期注采不平衡，旅大 4-2 油田 4-3 区块接入后超量增加
经济方面对比	该方案发挥了资源共享优势，简化新建平台规模，节省投资	拟开发油田区块与绥中 36-1 油田油品差异大，不利于油品销售；依托绥中 36-1 油田上岸需新铺设 8km 海管，需新增回注井，开发投资较依托旅大 10-1 油田高约 2.49 亿，IRR 降低约 4.5%。
环保方面对比	该方案发挥了资源共享优势，可不建设海底混输管道，对海洋生态环境和渔业资源的影响相对小。	依托绥中 36-1 油田开发增加了海管挖沟掀起悬浮物对海洋生态环境和渔业资源的影响，同时海底管道溢油风险也相应的增加。

(3) 比选结果

通过从技术、经济和环保方面的分析，旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目依托旅大 10-1 油田开发方案更合理。

2.2.1.3 平台设计方案

(1) 平台数量

平台数量的确定充分考虑了周边开发井的分布，在保证钻井难度不增加的情况下尽量减少钻井总进尺，同时平台位置充分考虑避免与 LD4-2 WHPB 平台生产井的防碰问题，一个平台可完全覆盖整个靶区。所以，平台数量确定为 1 个，采用单平台方案。

(2) 平台设计方案

为了开发旅大 4-2 油田 4-3 区块石油储量，本项目在平台场址优选研究阶段共进行了 3 个方案的比选，分别是海管连接方案、平台对接方案和栈桥连接方案。

(3) 方案比选

① 技术方面对比

海管连接方案中，钻井进尺最小，钻井难度最低，但不能共享 LD4-2 WHPB 平台的生产设施，不能兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理。平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，可共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理。

但采用平台对接方案，对接后老平台外挂后甲板突出，影响新平台钻井船就位，需要选用较大悬臂梁覆盖能力的作业平台；新老槽口区最近间距只有 25.1m，且新平台定向井轨迹穿越老平台侧下方，与 LD4-2 WHPB 平台的老井轨迹浅层防碰问题较为突出；老平台修井机作业能力有限，升级改造难度大，两平台共享修井机资源难度大。

从技术角度考虑，推荐栈桥连接方案及海管连接方案进行深入研究。

② 环保方面对比

平台栈桥连接方案和平台对接方案只需要建设 1 座平台，海管连接方案需要建设 2 座平台、2 条海管和 1 条电缆。从环境保护的角度出发，海管连接方案较平台栈桥连、平台对接方案增加了管缆挖沟作业掀起的悬浮物对海洋生态环境和渔业资源的影响，同时海底管道溢油风险也相应的增加。综上，从环境保护的角度考虑，平台栈桥连接方案和平台对接方案最优。

LD4-2 WHPC 平台设计方案比选见下表。

表 2.2-2 LD4-2 WHPC 平台设计方案比选

方案	海管连接方案	栈桥连接方案	平台对接方案
建设内容	2 座平台、2 条海管和 1 条电缆	1 座平台	1 座平台

生产设施共享情况	共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理	不能共享 LD4-2 WHPB 平台生产设施，不能兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理	共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理；老平台外挂后甲板突出，影响新平台钻井船就位，需选用较大悬臂梁覆盖能力的作业平台；老平台修井机作业能力有限，升级改造难度大，两平台共享修井机资源难度大。
钻井总进尺	平台对接方案和栈桥连接方案，钻井进尺相当，比海管连接方案稍大	钻井总进尺最小	平台对接方案和栈桥连接方案，钻井进尺相当，比海管连接方案稍大
钻井风险	平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，比海管连接方案稍大。轨迹防碰风险比海管连接方案稍大。	钻井难度最低，轨迹防碰风险最小	平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，比海管连接方案稍大。但新老槽口区最近间距只有 25.1m，且新平台定向井轨迹需穿越老平台侧下方，与 LD4-2 WHPB 平台的原有井眼轨迹浅层防碰问题较为突出，轨迹防碰风险最大
环境影响	该方案发挥了资源共享优势，可不建设海底混输管道，对海洋生态环境和渔业资源的影响相对小。	海管连接方案较平台栈桥连、平台对接方案接方案增加了管缆挖沟作业掀起的悬浮物对海洋生态环境和渔业资源的影响，同时管道溢油风险也相应的增加。	该方案发挥了资源共享优势，可不建设海底混输管道，对海洋生态环境和渔业资源的影响相对小。

(4) 比选结果

综合考虑钻完井实施难度、环境保护、LD4-2 WHPB 平台产液处理和经济性等问题，推荐栈桥连接方案及海管连接方案进行深入研究。

2.2.1.4 工程方案深入研究

项目可研阶段，通过详细论证和评价，设定两种方案进行研究。

(1) 方案 1

旅大 4-2 油田 4-3 区块新建 1 座 4 腿井口平台 LD4-2 WHPC，设置 20 井槽（含 4 个单筒双井）。新建 1 座长约 43.5m 的栈桥实现 LD4-2 WHPC 平台与 LD4-2 WHPB 平台相连，同时对 LD10-1 CEP 平台、LD4-2 WHPB 平台相关系统进行改造。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发示意图详见图 2.2-4。

(2) 方案 2

旅大 4-2 油田 4-3 区块新建 1 座 4 腿井口平台 LD4-2 WHPC，设置 20 井槽（含 4 个单筒双井），同时新建 1 座动力平台 LD4-2 PAPD 平台；新建 1 座长约 18m 栈桥实现 LD4-2 PAPD 平台和 LD4-2 WHPB 平台相连。LD4-2 PAPD 平台与 LD4-2 WHPC 平台之间，新建 1 条 1.5km 双层保温混输海管，1 条 1.5km 单层注水海管，1 条 1.5km 海底

电缆；同时，对 LD10-1 CEP 平台、LD4-2 WHPB 平台相关系统进行改造。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发示意图详见图 2.2-5。

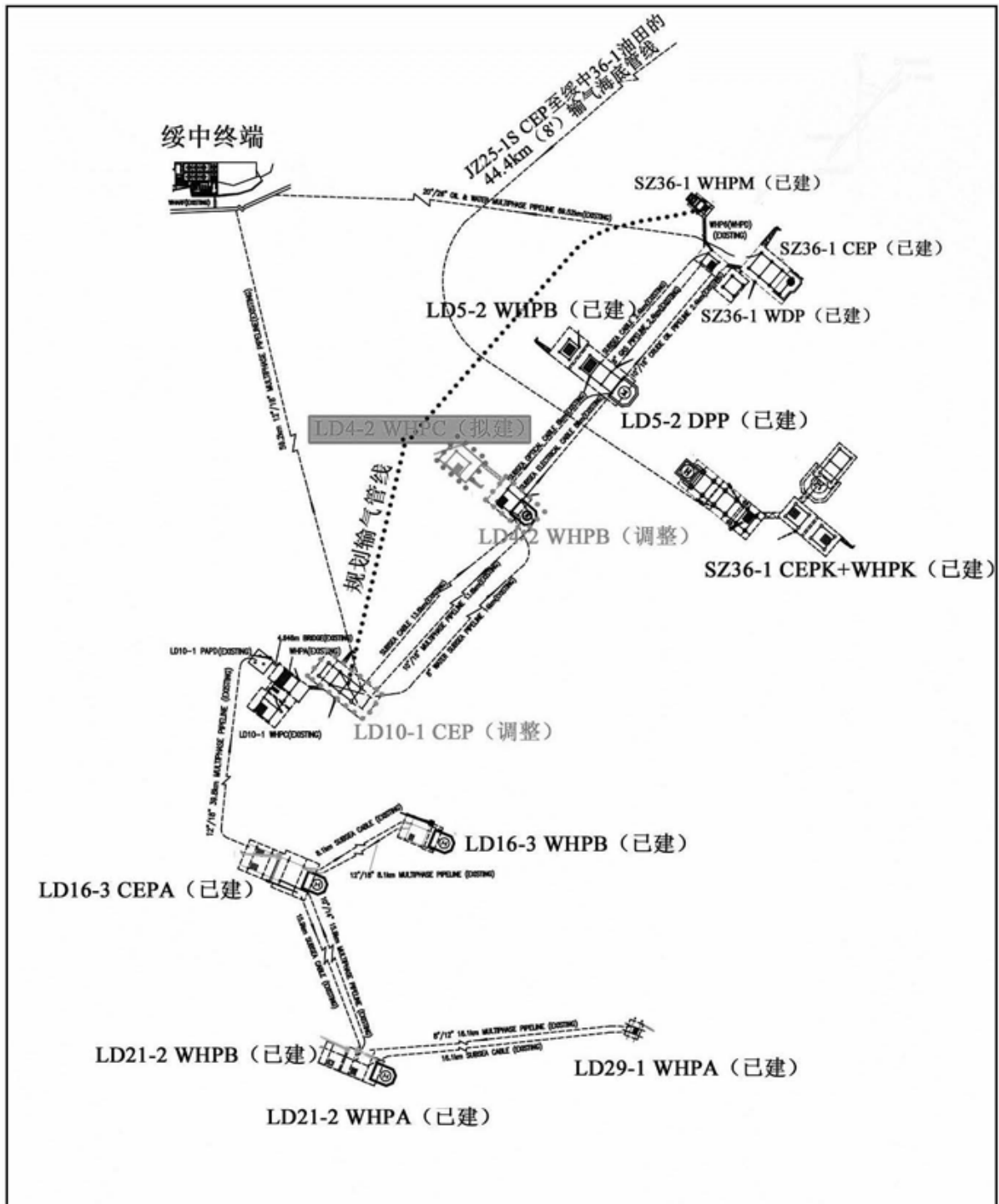


图 2.2-4 工程方案 1 开发示意图

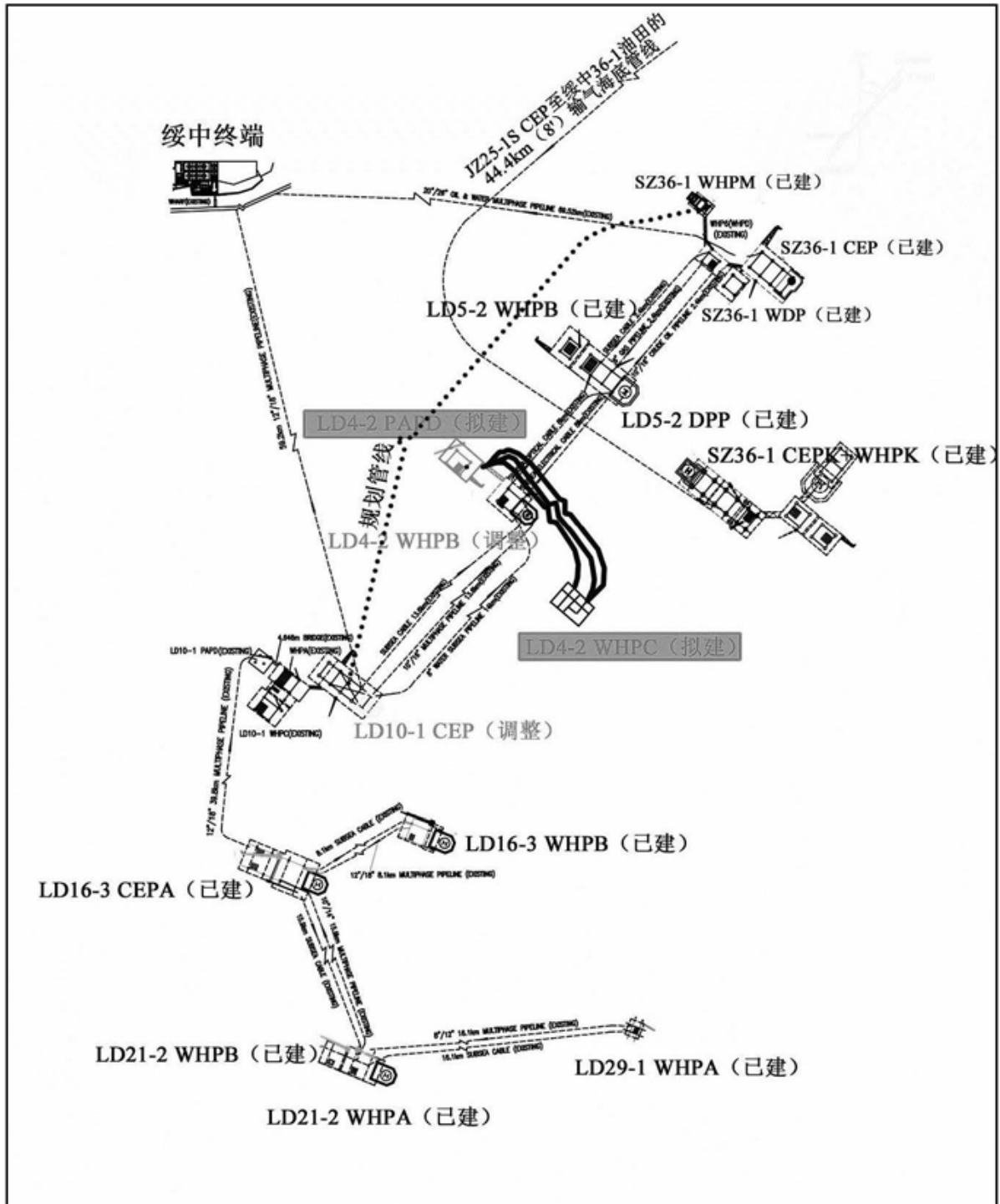


图 2.2-5 工程方案 2 开发示意图

(3) 方案比选结果

LD4-2 WHPC 平台开发方案比选见表 2.2-3。

经方案比选，综合考虑了技术、经济、环境影响等因素，最终选择方案 1 为推荐方案。

表 2.2-3 LD4-2 WHPC 平台开发方案比选

分类	栈桥连接方案（方案 1）	海管连接方案（方案 2）	平台对接方案（方案 3）
连接方式	LD4-2 WHPC 平台通过栈桥与 LD4-2 WHPB 平台连接	LD4-2 WHPC 平台通过海底管道和电缆与 LD4-2 PAPD 平台连接，LD4-2 PAPD 通过栈桥与 LD4-2 WHPB 平台连接	LD4-2 WHPC 平台通过甲板与 LD4-2 WHPB 平台对接
井数	24 口	24 口	24 口
生产设施	共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理	不能共享 LD4-2 WHPB 平台生产设施，不能兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理	共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理；老平台外挂后甲板突出，影响新平台钻井船就位，需选用较大悬臂梁覆盖能力的作业平台；老平台修井机作业能力有限，升级改造难度大，两平台共享修井机资源难度大。
钻井总进尺	平台对接方案和栈桥连接方案，钻井进尺相当，比海管连接方案稍大	钻井总进尺最小	平台对接方案和栈桥连接方案，钻井进尺相当，比海管连接方案稍大
钻井风险	平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，比海管连接方案稍大。轨迹防碰风险比海管连接方案稍大。	钻井难度最低，轨迹防碰风险最小	平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，比海管连接方案稍大。但新老槽口区最近间距只有 25.1m，且新平台定向井轨迹需穿越老平台侧下方，与 LD4-2WHPB 平台的原有井眼轨迹浅层防碰问题较为突出，轨迹防碰风险最大
经济效益	经济效益较好	经济效益最差	经济效益较好
环境影响	施工期主要是非油层段钻屑和非油层钻井液的排放以及平台建设所搅起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；运营期主要是平台占用海域对海洋生态环境的影响。环境影响较小。	施工期主要是非油层段钻屑和非油层钻井液的排放、平台建设、管缆挖沟作业所搅起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；运营期主要是平台占用海域对海洋生态环境的影响。环境影响较大。	施工期主要是非油层段钻屑和非油层钻井液的排放以及平台建设所搅起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；运营期主要是平台占用海域对海洋生态环境的影响。环境影响较小。
环境风险	栈桥上铺设工艺管线，管线设计为可视，在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，发生管线破裂溢油的概率很小，其他风险类型三种方案一致。	管道铺设在泥面 1.5m 以下，海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏，增加了管道溢油风险，其他风险类型三种方案一致。	平台直接对接，管线设计为可视，在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，发生管线破裂溢油的概率很小，其他风险类型三种方案一致。

<p>结论</p>	<p>栈桥连接方案的钻井总进尺、作业难度、轨迹防碰风险比海管连接方案稍大。该方案可共享周边生产设施，项目投资小，经济性最好。从环境保护的角度出发，该方案的环境影响和环境风险较小。</p>	<p>海管连接方案钻井进尺最小，钻井难度最低，轨迹防碰风险最小，但不能共享周边生产设施，项目投资大，经济性差。从环境保护角度出发，该方案的环境影响和环境风险较栈桥连接方案和平台对接方案相对较大。</p>	<p>平台对接方案的钻井总进尺、作业难度比海管连接方案稍大。但考虑到原井眼轨迹，钻井施工轨迹浅层防碰问题较为突出，轨迹防碰风险最大。该方案可共享周边部分生产设施，经济性较好。从环境保护的角度出发，该方案的环境影响和环境风险较小。</p>
-----------	---	--	---

2.2.2 平台建设方案

2.2.2.1 平台概况

LD4-2 WHPC 平台是一座四腿四桩导管架结构形式平台，平台位置处海图水深约 32m，甲板组块海上安装采用吊装法。导管架工作点平面尺寸为 20m×18m，工作点标高为 EL.(+) 8.50m，布置 20 个井槽（其中 4 口为单筒双井），包括 13 口生产井，11 口注水井，井槽按照 4×5 形式布置，布置在平台南侧，井槽间距为 2.0m×1.8m。设有原油处理系统、计量系统、生产水处理系统、注水系统、开式排放系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、氮气系统、闭排兼冷放空系统、消防系统、救逃生系统、应急发电机、HXJ180DB 修井机和吊机。LD4-2 WHPC 平台通过栈桥与 LD4-2 WHPB 平台相连接。

LD4-2 WHPC 平台导管架设三个水平层，标高分别为 EL.(+)6.50m, EL.(-)3.50m, EL.(-) 29.0m；4 条导管架腿柱其中 A 轴为 1:10 单斜，B 轴为 1: 7.071 双斜。4 根桩的直径为 1829mm，入泥深度 103m。平台设有 20 个井槽，其中四个角为直径 914mm 单筒双井，其余 16 根为直径 610mm 单简单井，隔水套管入泥深度 46m，顶标高 16.7m。该平台导管架设有泵护管、灌浆管线、靠船件和登船平台等附属设施。

LD4-2 WHPC 平台甲板组块结构采用由梁柱板和斜支撑构成的空间桁架，由四层主甲板构成，各层主甲板标高分别是顶层甲板 EL.(+)30.0m、中层甲板 EL.(+)22.0m、下层甲板 EL.(+) 16.0m 以及工作甲板 EL.(+) 11.5m，其中顶层甲板和顶层甲板之间设置二层甲板 EL.(+) 26.0m。各层主甲板的尺寸分别为顶层甲板 40.8m×29.575m，中层甲板 37.3m×29.5m，下层甲板 37.3m×29.5m，工作甲板 28.3m×22.8m+12.3m×5m，上层甲板的面积最大，最大面积为 1206.66m²。

新建平台立面图如下。

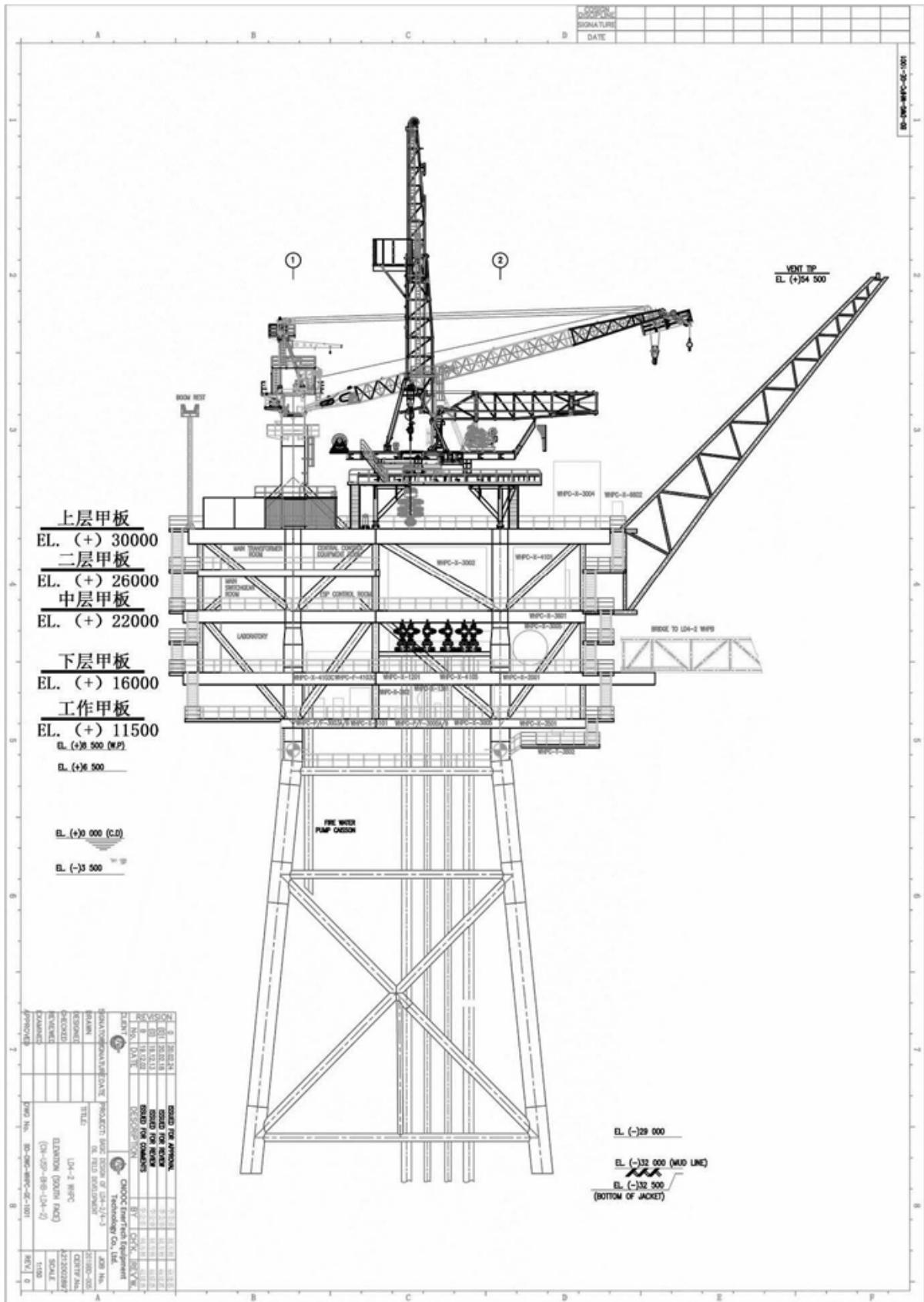


图 2.2-6 LD4-2 WHPC 平台南立面图

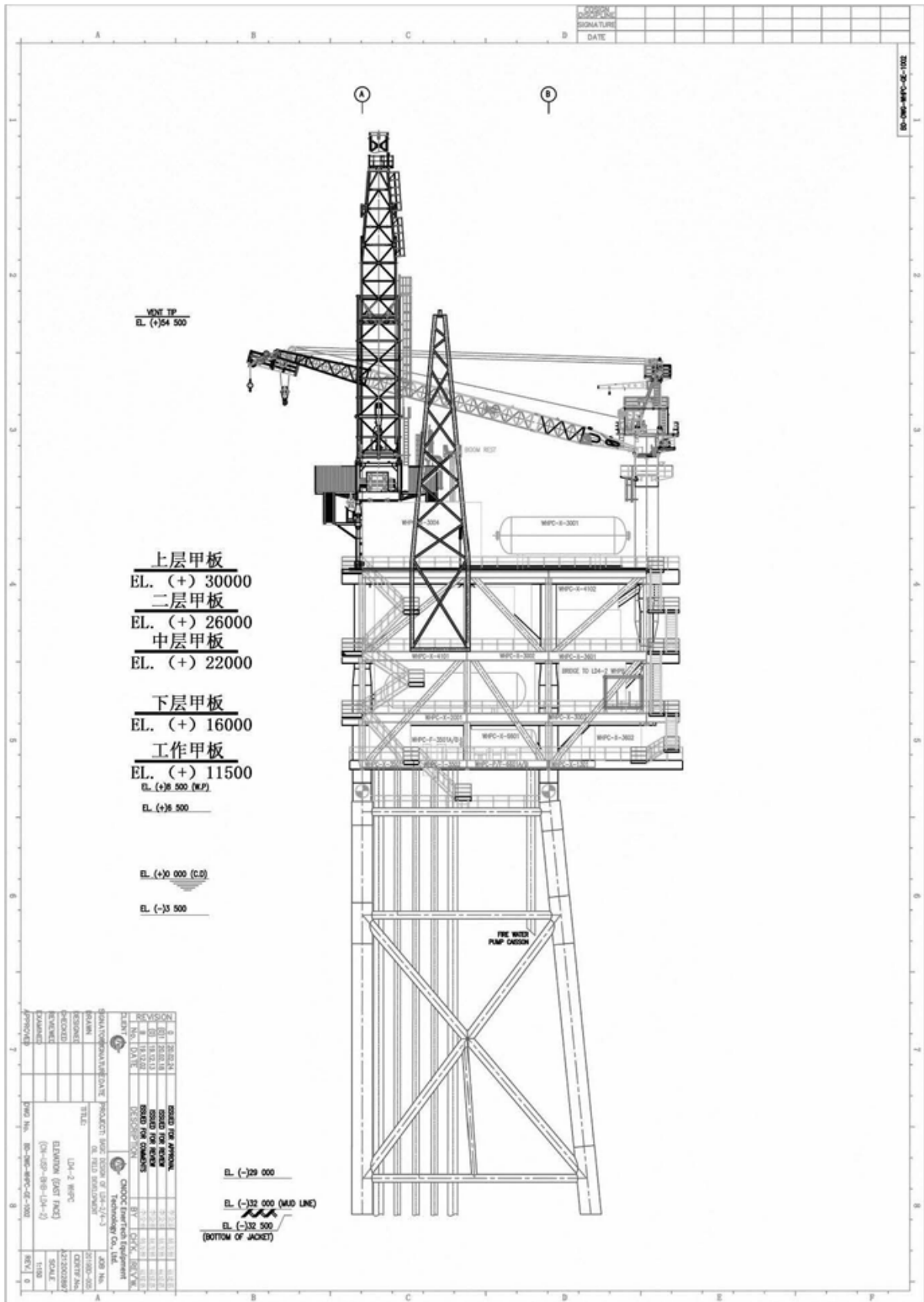


图 2.2-7 LD4-2 WHPC 平台东立面图

2.2.2.2 平台结构及平面布置

(1) 平台结构

LD4-2 WHPC 平台是一座四腿导管架井口平台，平台共设四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板和工作甲板。

a、上层甲板

甲板的尺寸为 40.8m×29.575m，标高 EL. (+) 30m。

甲板的西侧设置了 180 修井机及其配套设备，东侧布置有斜板和核桃壳过滤器设备。甲板北侧设有一台柴油吊机，冷放空臂位于甲板的东侧。

b、中层甲板

甲板尺度为 37.3m×29.5m，标高 EL. (+) 22m。

甲板的西侧设置了两层电气房间。二层房间的标高为 EL. (+) 26m。

在平台北侧 2 轴西侧设置了一个吊货区。

井口区位于 2 轴西侧，在 1 轴和 2 轴之间井口区东侧设置了 A60 防火墙。

东侧主要布置了气浮、化学药剂撬、注水缓冲罐和双介质过滤器设备。

西侧主要布置了两层的电气房间，一层主要布置有主开关间、电潜泵控制间和储藏室。二层主要布置有电潜泵变压器间、主变压器间、中控室、FM200 间和工作间。氮气发生器撬、压缩机和氮气储罐布置在一层房间北侧。在 B 轴北侧甲板边缘布置了公用风和仪表风储罐。

c、下层甲板

甲板尺度为 37.3m×29.5m，标高 EL. (+) 16m。

在平台北侧 1 轴和 2 轴之间设置了一个吊货区。

井口区位于 2 轴西侧，在 1 轴和 2 轴之间井口区东侧设置了 A60 防火墙，用以分隔危险区和非危险区。

东侧为危险区，主要布置了污水罐、生产水缓冲罐、生产测试管汇、井口控制盘和生产分离器设备。

西侧为安全区，1 轴西侧主要布置了应急发电机房、应急开关间、实验室和电池间。1 轴东侧主要布置了反冲洗水泵和滤器、注水泵和滤器、电动消防泵。

下层甲板东北侧布置了通往 LD4-2 WHPB 平台的 43.5m 栈桥。

d、工作甲板

甲板尺度为 28.3m×22.8m+12.3m×5m，标高 EL. (+) 11.5m。

在平台北侧 1 轴和 2 轴之间设置了一个吊货区。

工作甲板西侧主要布置了电动消防泵和滤器、防海生物装置、核桃壳进料泵和滤器、污水泵和滤器、注水管汇；井口区北侧主要布置了化学药剂撬、计量分离器、污油罐、污油泵和滤器；东侧主要布置了开排系统和闭排系统设备。

(2) 平面布置

新建平台布置情况见下图 2.2-8~图 2.2-11，甲板尺寸及主要设施见下表 2.2-4。

2.2.2.3 栈桥布置

根据旅大 4-2 油田 4-3 区块开发工艺流程，LD4-2 WHPB 平台的生产物流需汇合 LD4-2 WHPC 平台的生产物流进入 LD4-2 WHPC 平台的生产分离器，所以在栈桥上需铺设 LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 平台测试分离器的生产工艺管线 1 条，LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 平台生产分离器的生产工艺管线 1 条；脱除部分水的生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，所以需铺设 LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的生产工艺管线 1 条。

LD4-2 WHPC 平台分离出含油生产水经处理合格后在 LD4-2 WHPC 平台和 LD4-2 WHPB 平台进行回注，所以在栈桥上需铺设 LD4-2 WHPB 平台至 LD4-2 WHPC 平台生产水缓冲罐的注水工艺管线 1 条，LD4-2 WHPC 平台双介质滤器出口至 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐的注水工艺管线 1 条。

LD4-2 WHPC 平台所耗柴油由 LD4-2 WHPB 供应，栈桥上需铺设柴油管线 1 条，LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线 1 条。

LD4-2 WHPC 平台所耗海水由 LD4-2 WHPB 供应，栈桥上需铺设 LD4-2 WHPB 平台海水系统至 LD4-2 WHPC 平台的海水系统的海水管线 1 条。

LD4-2 WHPC 平台所耗淡水由 LD4-2 WHPB 供应，栈桥上需铺设淡水管线 3 条，分别送往洗眼系统、修井机系统和消防管网。

为了保证电力供应，经栈桥铺设从 LD4-2 WHPB 海缆箱至 LD4-2 WHPC 平台 35kV 母线 1 条。

为了保证通讯系统，需经栈桥铺设 1 条光缆。

新建栈桥平面布置情况见下图 2.2-12，新建栈桥设备设施布置情况见表 2.2-5。

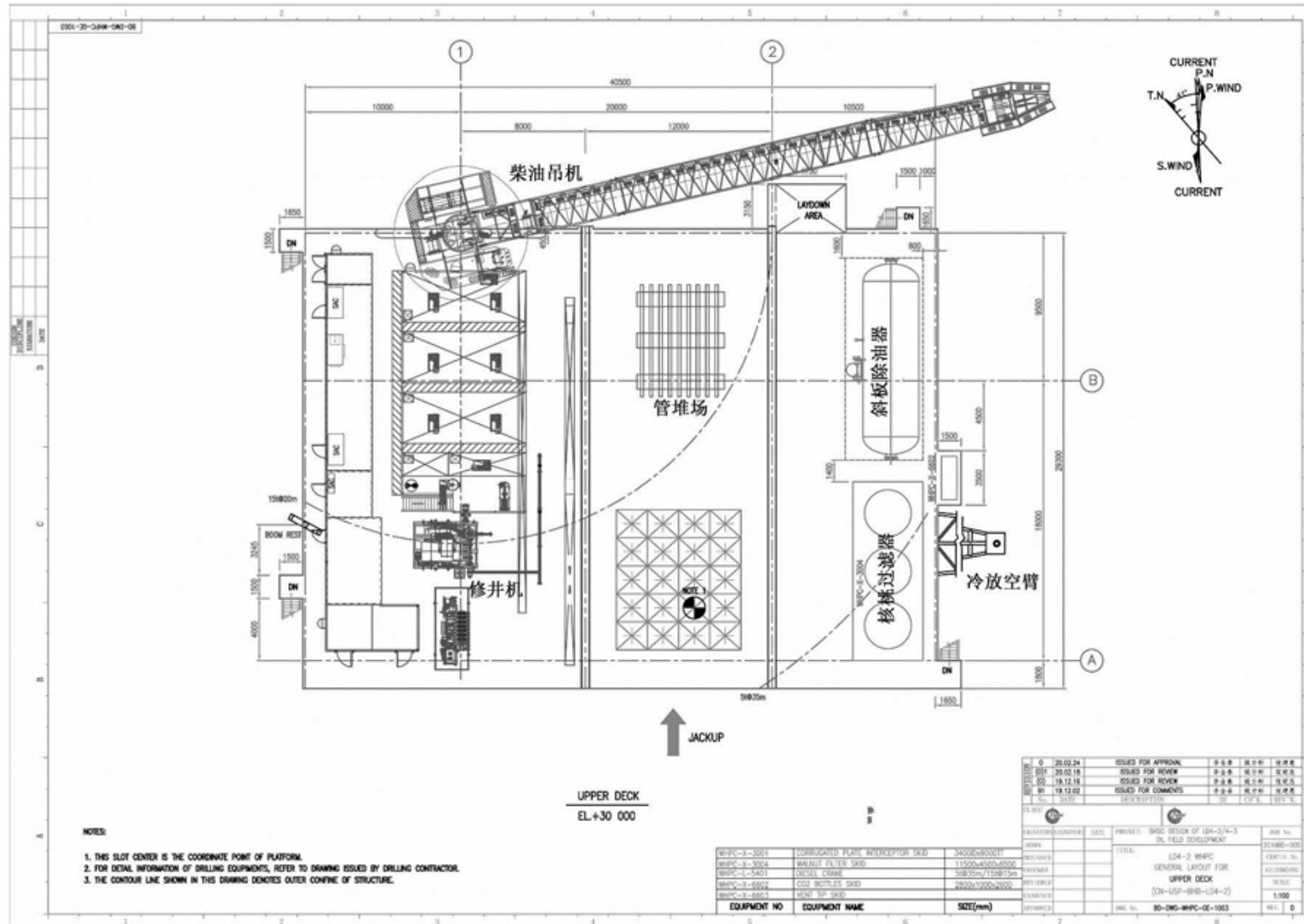


图 2.2-8 LD4-2 WHPC 平台上层甲板布置图

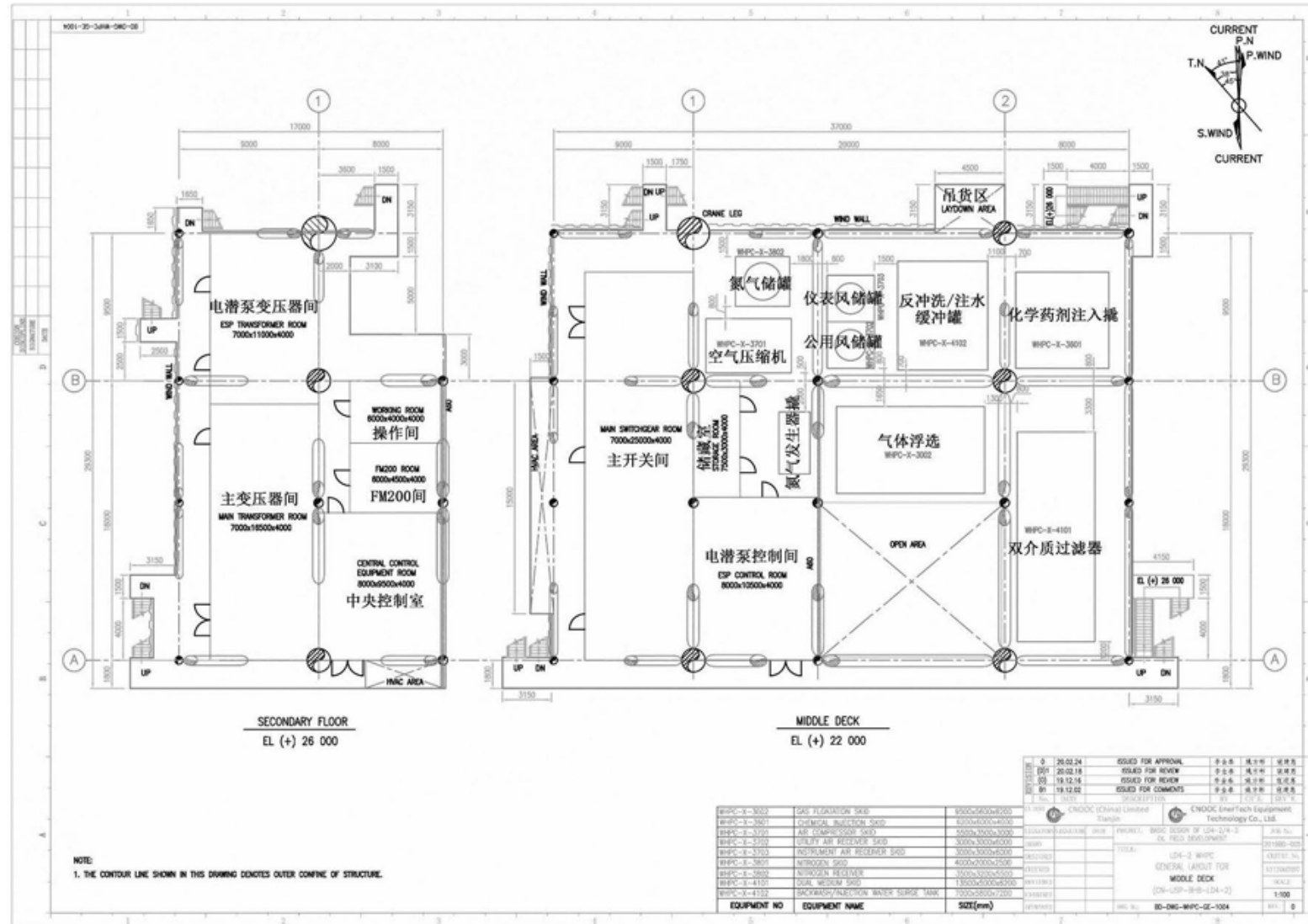


图 2.2-9 LD4-2 WHPC 平台中层甲板布置图

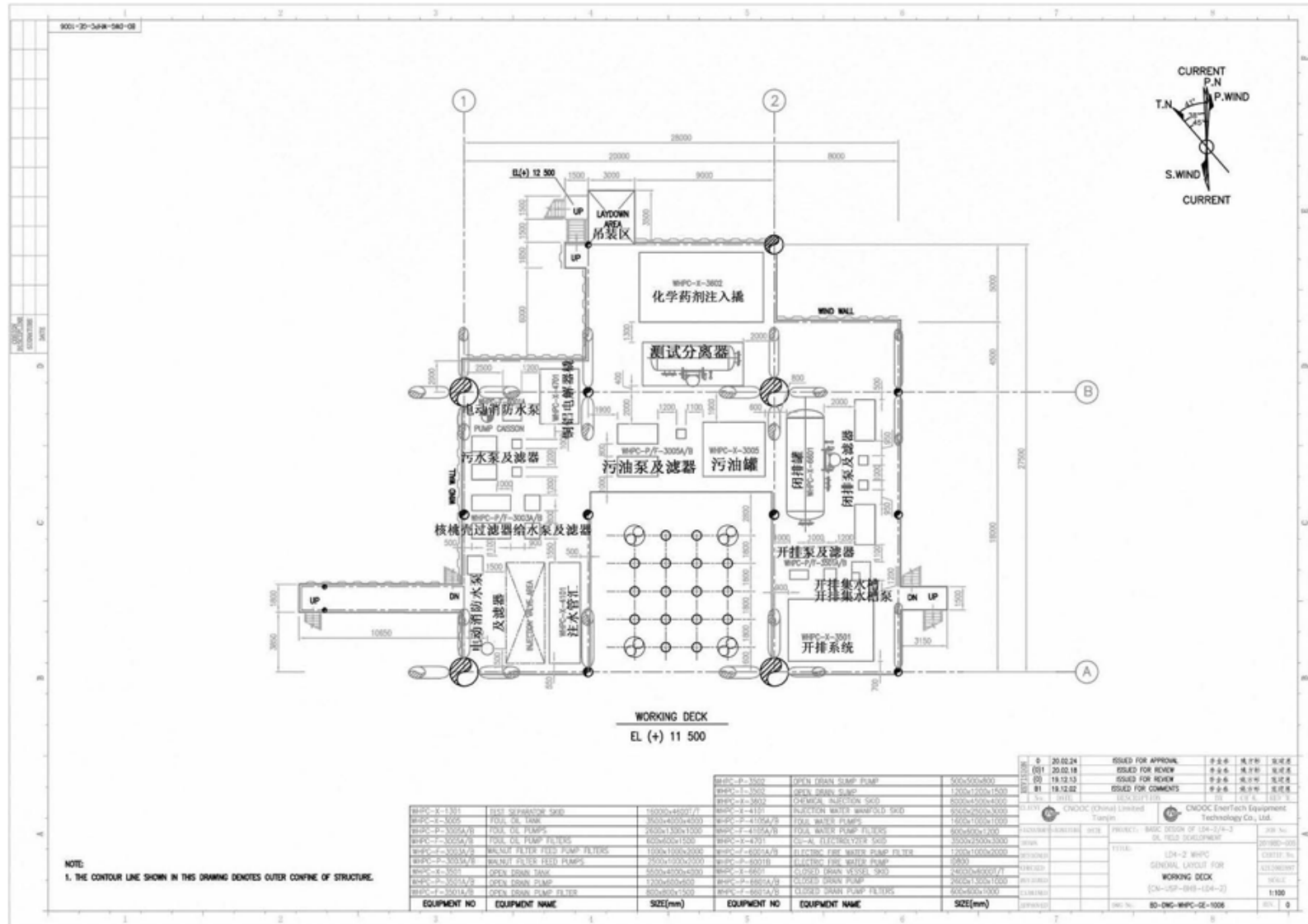


图 2.2-11 LD4-2 WHPC 平台工作甲板布置图

表 2.2-4 LD4-2 WHPC 平台甲板尺寸及主要设施一览表

项目	甲板尺寸/标高	主要设施
上层甲板	上层甲板尺寸为 40.8m×29.575m, 标高 EL. (+) 30m	西侧设置了 180 修井机及其配套设备, 东侧布置有斜板和核桃壳过滤器设备。甲板北侧设有一台能力为 15t@20m, 5t@35m 的柴油吊机, 冷放空臂位于甲板的东侧。
中层甲板	中层甲板尺度为 37.3m×29.5m, 标高 EL. (+) 22m	平台北侧设置一个吊货区。东侧主要布置了气浮、化学药剂撬、注水缓冲罐和双介质过滤器设备。西侧主要布置了两层的电气房间, 二层房间的标高为 EL.(+)26m, 一层主要布置有主开关间、电潜泵控制间和储藏室。二层主要布置有电潜泵变压器间、主变压器间、中控室、FM200 间和工作间。氮气发生器撬、压缩机和氮气储罐布置在一层房间北侧。在 B 轴北侧甲板边缘布置了公用风和仪表风储罐。
下层甲板	下层甲板尺度为 37.3m×29.5m, 标高 EL. (+) 16m	平台北侧设置一个吊货区。井口区东侧设置了 A60 防火墙, 用以分隔危险区和非危险区。东侧为危险区, 主要布置了污水罐、生产水缓冲罐、生产测试管汇、井口控制盘和生产分离器设备。西侧为安全区, 主要布置了应急发电机房、应急开关间、实验室、电池间、反冲洗水泵和滤器、注水泵和滤器、电动消防泵。下层甲板东北侧布置通往 LD4-2 WHPB 平台的 43.5m 栈桥。平台布置 20 个井槽 (其中 4 口为单筒双井), 设置在平台南侧, 井槽间距为 2.0m×1.8m。
工作甲板	工作甲板尺度为 28.3m×22.8m+12.3m×5m, 标高 EL. (+) 11.5m	在平台北侧设置一个吊货区。工作甲板西侧主要布置了电动消防泵和滤器、防海生物装置、核桃壳进料泵和滤器、污水泵和滤器、注水管汇; 井口区北侧主要布置了化学药剂撬、计量分离器、污油罐、污油泵和滤器; 东侧主要布置了开排系统和闭排系统设备。

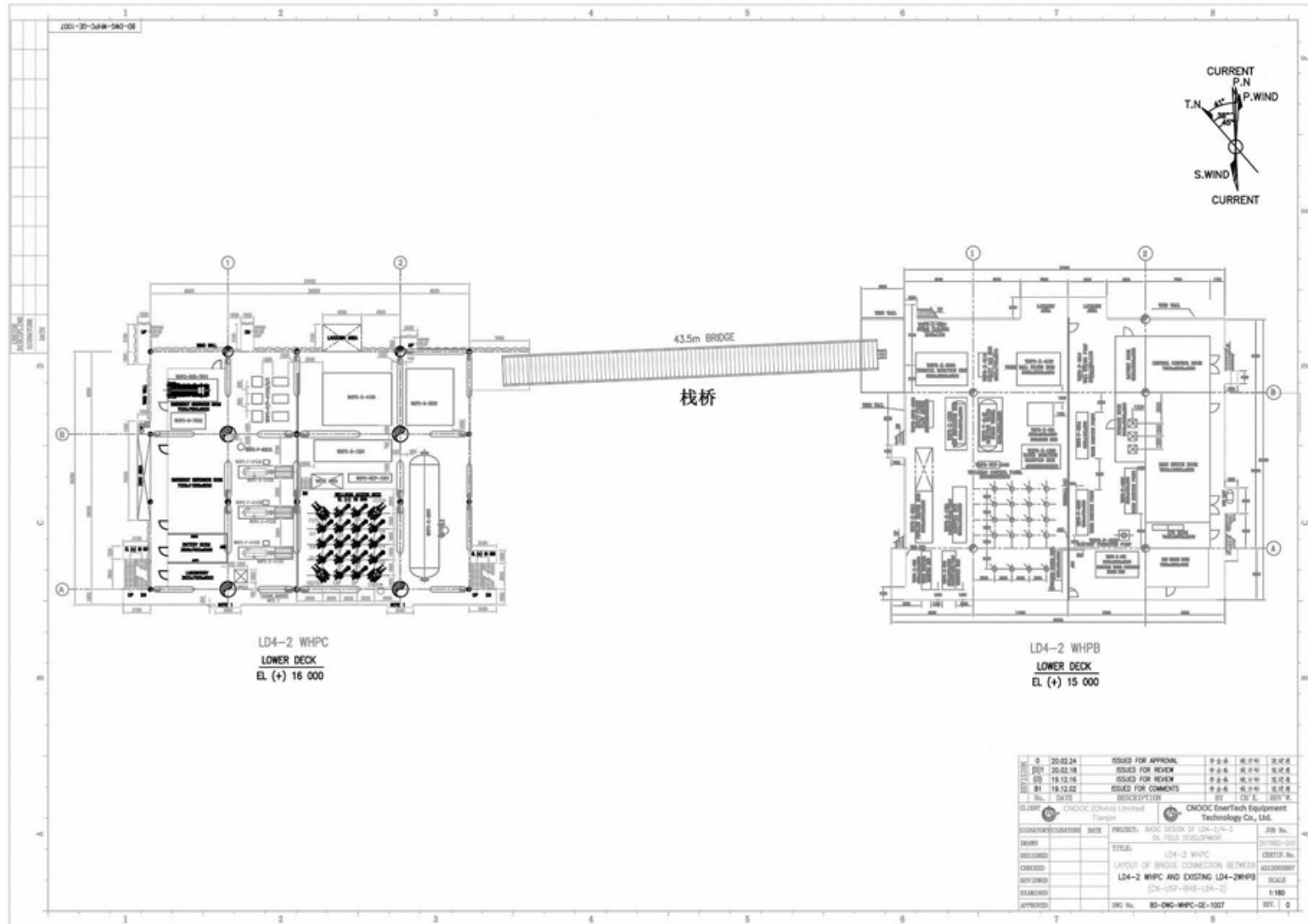


图 2.2-12 LD4-2 WHPC 平台栈桥布置图

表 2.2-5 新建栈桥设备设施布置情况一览表

序号	分类	管缆名称	数量	主要功能
1	生产物流 工艺管线	LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 测试分离器生产物流 工艺管线	1	将 LD4-2 WHPB 平台生产物流输送至 LD4-2 WHPC 平台
2		LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 生产分离器的生产物流工 艺管线	1	将 LD4-2 WHPB 平台生产物流输送至 LD4-2 WHPC 平台
3		LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的生产物流 工艺管线	1	将脱出部分水的生产物流经 LD4-2 WHPB 平台输送 至 LD10-1 CEP 平台进行处理
4	注水工艺 管线	LD4-2 WHPB 平台至 LD4-2 WHPC 平台生产水缓冲罐的注水工艺 管线	1	2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓 冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水
5		LD4-2 WHPC 平台双介质过滤器出口至 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲 罐的注水工艺管线	1	2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双 介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充 注水
6	柴油管线	LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台柴油系统的柴油 管线	1	通过柴油管线为 LD4-2 WHPC 平台供给柴油
7		LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线	1	通过柴油管线为 LD4-2 WHPC 平台供给压井用柴油
8	淡水管线	LD4-2 WHPB 平台淡水系统至 LD4-2 WHPC 平台的洗眼系统的淡 水管线	1	通过淡水管线为 LD4-2 WHPC 平台洗眼系统供给淡 水
9		LD4-2 WHPB 平台淡水系统至 LD4-2 WHPC 平台的修井机系统的 淡水管线	1	通过淡水管线为 LD4-2 WHPC 平台修井机系统供给 淡水
10		LD4-2 WHPB 平台淡水系统至 LD4-2 WHPC 平台的消防管网的淡 水管线	1	通过淡水管线为 LD4-2 WHPC 平台消防管网稳压
11	海水管线	LD4-2 WHPB 平台海水系统至 LD4-2 WHPC 平台的海水系统的海 水管线	1	通过海水管线为 LD4-2 WHPC 平台供给海水
9	电缆	LD4-2 WHPB 海缆箱至 LD4-2 WHPC 平台 35kV 母线	1	通过电缆为 LD4-2 WHPC 平台供电
10	光缆	LD4-2 WHPB 平台至 LD4-2 WHPC 平台的通讯光缆	1	通过光缆为 LD4-2 WHPC 平台联网通讯

2.2.2.4 平台防腐

(1) 平台外防腐方案

①防腐涂层

由于海洋大气腐蚀性较强，海上维修费用很高，所以应使用高性能防腐蚀涂料。高性能防腐蚀涂料的使用要求严格的钢结构表面处理，必须严格按照涂料施工要求进行施工，并进行严格的检验。涂层系统一般包括底漆、中间涂层和表面涂层。

②阴极保护法

A、方案比选

导管架水下部分采用阴极保护法。阴极保护法可采用牺牲阳极法和外加电流法，也可以联合使用。牺牲阳极法的优点是：性能可靠，寿命长，后期维护工作量小；缺点是：容易受海生物附着影响其效率。外加电流法的优点是：输出电压电流可调可控，便于后期导管架延寿；缺点是：系统需要持续电流，需要在导管架上布置电缆及辅助阳极，系统容易受环境影响，后期维护量大。因此，不建议摒弃牺牲阳极法而单独采用外加电流法。如两种方案同时采用，则需要增加工程投资。

同时，根据《CATHODIC PROTECTION DESIGN》(DNV-RP-B401, 2010.10)，对于永久性安装于海上的构筑物，最好使用牺牲阳极，这种设计简单，系统结构牢靠。

所以新建 LD4-2 WHPC 平台导管架水下部分采用牺牲阳极法进行防腐设计。

B、防腐方案

新建 LD4-2 WHPC 平台导管架水下部分采用牺牲阳极法进行防腐设计，牺牲阳极系统采用长条形铝基牺牲阳极。导管架应合理布置阳极，使组成的牺牲阳极系统实现最高效率的电流分布，确保所有构件均获得有效保护。平台防腐共计使用铝基牺牲阳极 280 块，单块重量为 468.3kg，锌含量为 3.0%~6.0%。

同时，在 LD4-2 WHPC 平台安装 1 套阴极保护监测系统，由监测装置、探头、信号传输系统组成；在中控室设置专用阴极保护监测管理系统。

(2) 平台内防腐方案

平台上部主要设施及管线拟采用“碳钢+内涂”的防腐方案，同时考虑一定的内腐蚀裕量。

2.2.3 钻完井方案

2.2.3.1 井槽平面布置

LD4-2 WHPC 平台井口区设置在平台南侧，共 20 个井槽（其中 4 个单筒双井），井槽按照 4×5 排列，井槽间距为 2.0m×1.8m。LD4-2 WHPC 平台井槽平面布置见下图。

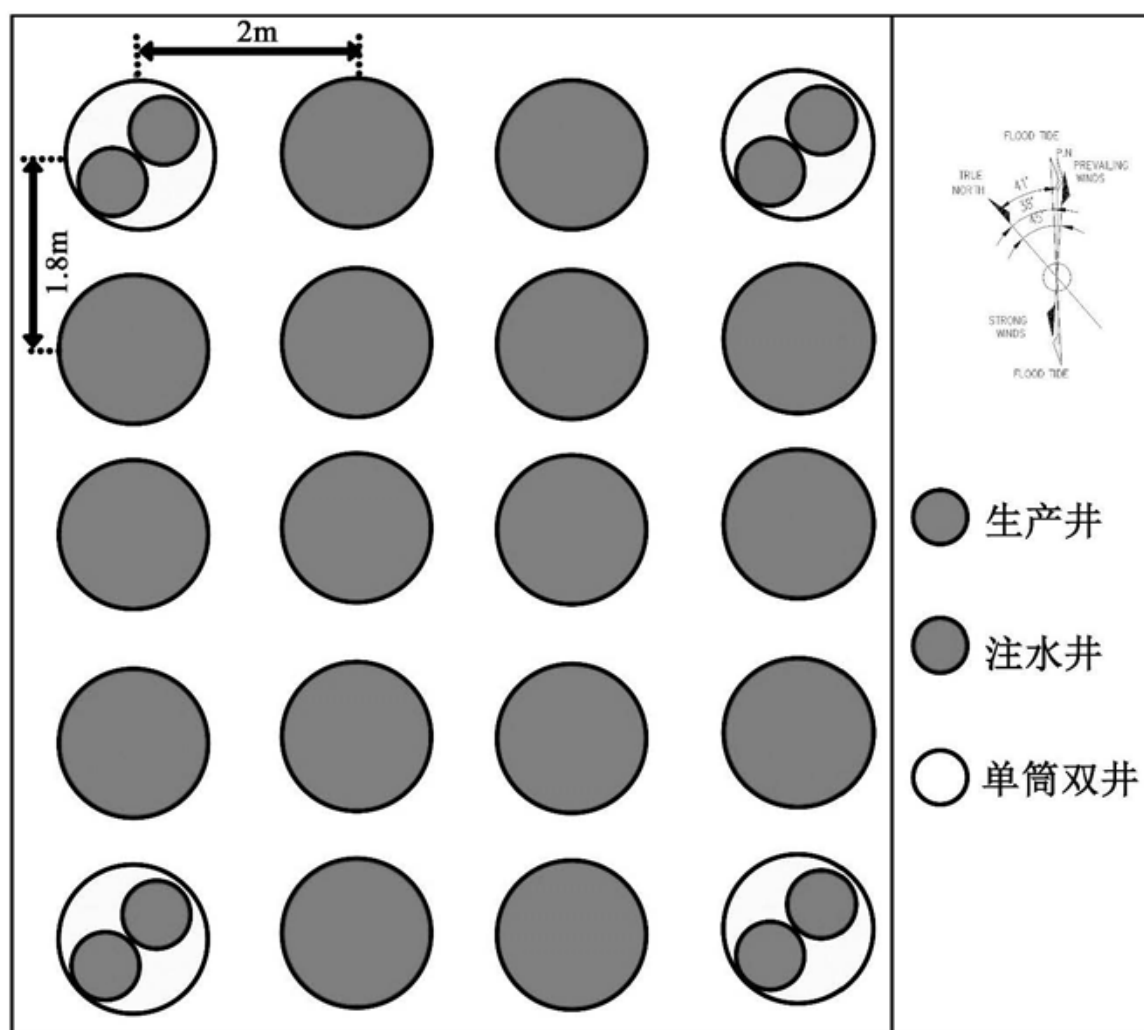


图 2.2-13 LD4-2 WHPC 平台井槽平面布置图

2.2.3.2 钻井基本参数

本工程共钻井 24 口，包括 13 口生产井和 11 口注水井。本项目钻井基本参数见表 2.2-6 和表 2.2-7。

表 2.2-6 旅大 4-2 油田 4-3 区块钻井基本参数一览表

目的层位	井型	井数	井别	井深分类	井深(m)	套管尺寸 (in) × 下深 (m)		
沙河街组	定向井	1	注水井	1000-2000m	■	■		
		19	注水井	2000-3000m	■	■		
			采油井		■	■		
			采油井		■	■		
			采油井		■	■		
			注水井		■	■		
			注水井		■	■		
			采油井		■	■		
			采油井		■	■		
			采油井		■	■		
			注水井		■	■		
			采油井		■	■		
			采油井		■	■		
			注水井		■	■		
			采油井		■	■		
			注水井		■	■		
			采油井		■	■		
			注水井		■	■		
			1		注水井	3000-3500m	■	■
			1		采油井	3500-4000m	■	■
		2	注水井	4000-5000m	■	■		
			采油井		■	■		

表 2.2-7 旅大 4-2 油田 4-3 区块井眼尺寸一览表

目的层位	井型	井数	井别	井深分类	井深(m)	井眼尺寸 (in) × 下深 (m)
沙河街组	定向井	1	注水井	1000-2000m	■	■
		19	注水井	2000-3000m	■	■

		采油井			
		采油井			
		采油井			
		注水井			
		注水井			
		采油井			
		采油井			
		采油井			
		注水井			
		采油井			
		采油井			
		注水井			
		采油井			
		注水井			
		注水井			
		采油井			
		注水井			
	1	注水井	3000-3500m		
	1	采油井	3500-4000m		
	2	注水井	4000-5000m		
		采油井			

2.2.3.3 井身结构

典型井身结构见下图。

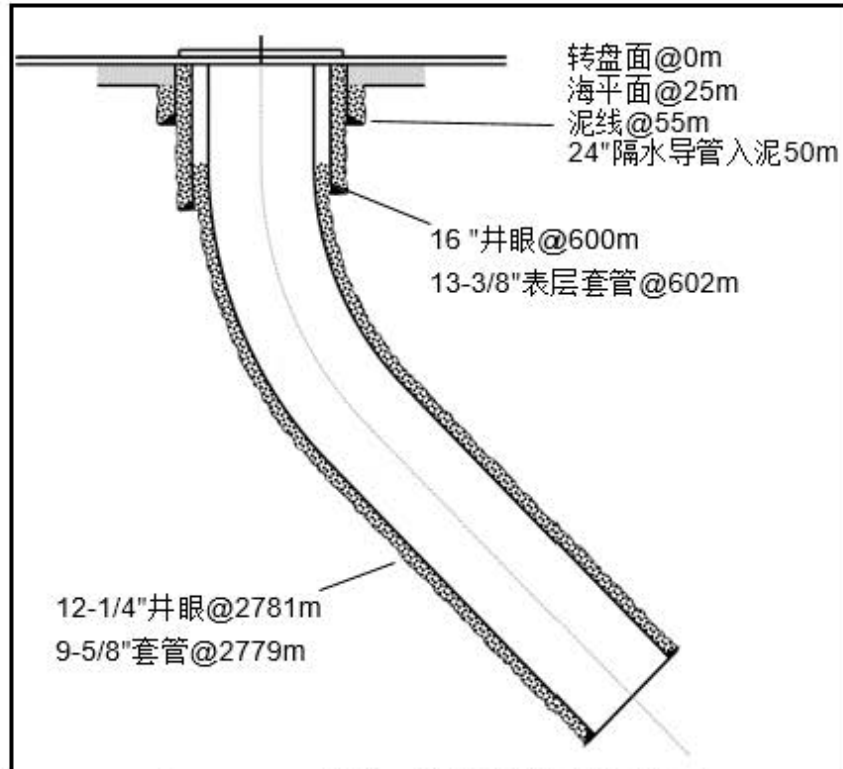


图 2.2-14 典型二开井井身结构示意图

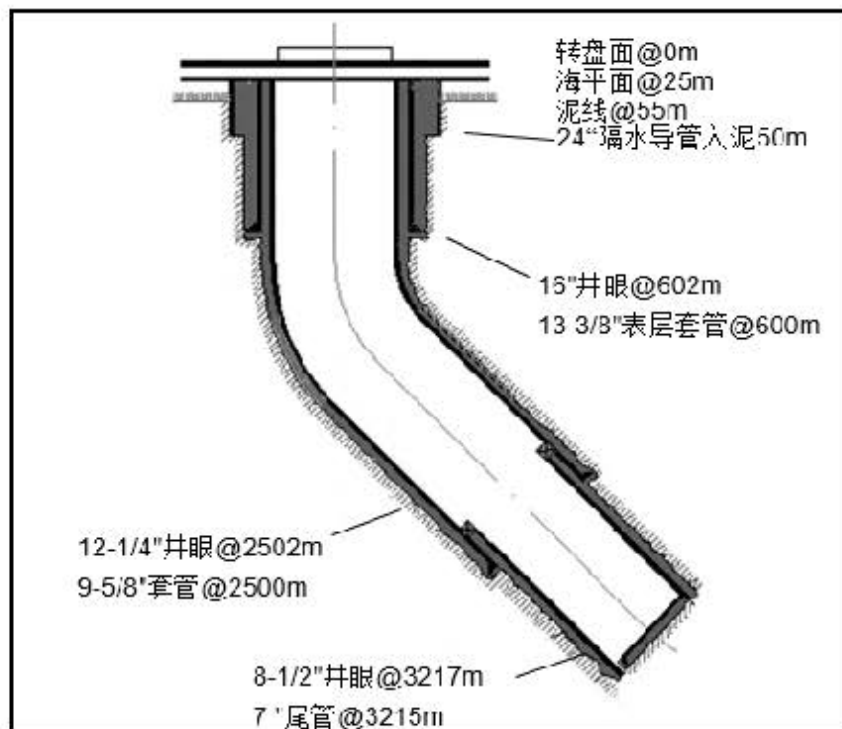


图 2.2-15 典型三开井井身结构示意图

2.2.4 生产工艺及物流集输流程

2.2.4.1 工艺设计原则

本项目工艺设计阶段确定了充分依托 LD10-1 CEP 平台的设备设施,发挥资源共享有事,简化新建平台规模,节省投资;统筹旅大 10-1/4-2 油田油水处理,考虑就地脱水,解决老油田后期提液的处理需求;统筹旅大区域多余天然气的回收利用等基本原则。

在设计阶段,本项目开发充分考虑了 LD10-1 CEP 平台的处理能力,根据旅大 4-2 油田 4-3 区块产能预测,确定生产物流输送含水不低于 50%的输送方案,后期产液量减少,可充分依托 LD10-1 CEP 平台进行处理。同时,统筹旅大 10-1/4-2 油田全周期注水量需求,充分利用已建注水管道,后期将旅大 10-1 油田剩余生产水补充旅大 4-2 油田的注水量,以减少水源井水的用量。

2.2.4.2 物流集输工艺

LD4-2 WHPC 平台生产物流经计量后,与 LD4-2 WHPB 平台的生产物流混合后进入生产分离器,分离出的部分生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台;剩余生产物流(含水不低于 50%)经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理,处理合格的原油经输油海底管道输送至绥中 36-1 终端;LD10-1 CEP 平台分离出的生产水处理合格后全部回注地层;分离出的天然气优先用于透平发电,剩余天然气在 LD10-1 CEP 平台利用原有注气系统进行回注,还有剩余天然气将燃烧排放。旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流集输流程见下图。

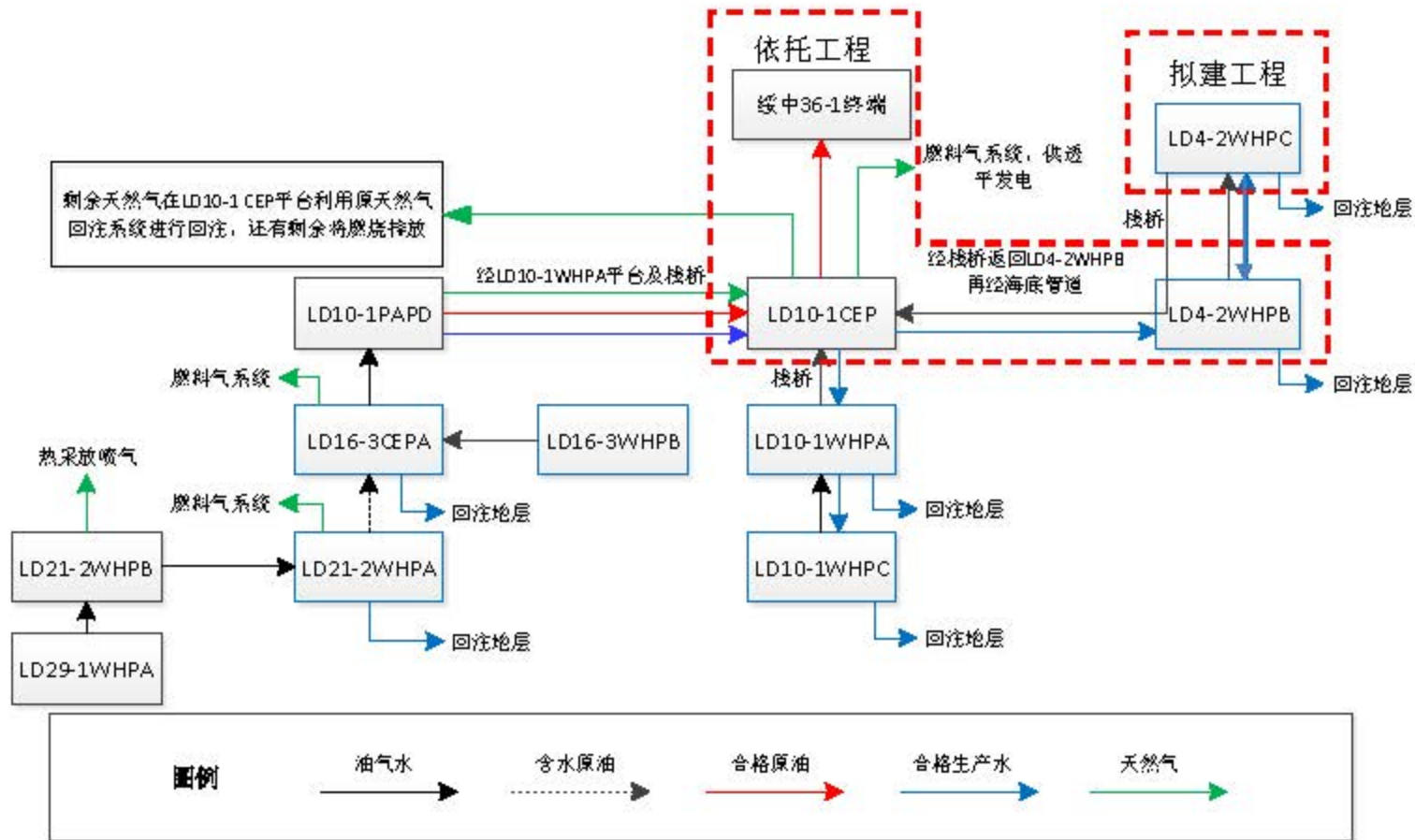


图 2.2-16 旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流集输流程图

2.2.4.3 生产工艺流程

新建 LD4-2 WHPC 平台设置 24 口井，包括 13 口生产井和 11 口注水井，采用电潜泵采油。新建平台需要计量的油井物流经测试管直接进入测试分离器，进行油气水计量，计量后的油气水混合物流与各油井生产物流在生产管汇汇合后，与 LD4-2 WHPB 平台的生产物流一起进入生产分离器，处理成含水不低于 50%的原油后，经新建栈桥去往 LD4-2 WHPB 平台外输至 LD10-1 CEP 平台进行进一步处理。旅大 4-2 油田 4-3 区块生产工艺流程见图 2.2-17。

生产分离器处理能力：[]，[]，根据旅大 4-2 油田产能预测，LD4-2 WHPC 平台原油处理系统原油的最大处理量为 []天然气的最大处理量为 []，均未超过其设计能力。

2.2.4.4 注水工艺流程

LD4-2 WHPC 平台注水系统的设计规模为 []，含油生产水的最大回注量为 []，未超过其设计能力。

注水工艺流程为：LD4-2 WHPC 含油生产水处理系统处理的生产水进入双介质过滤器，经过双介质过滤器处理达标，进入注水缓冲罐，再经注水泵在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台回注。

根据生产水系统处理能力和 LD4-2 WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水，2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水。

核桃壳过滤器和双介质过滤器需要通过反洗水泵定期清洗，清洗产生的污水进入污水罐并通过污水泵输送到斜板除油器进行处理。

旅大 4-2 油田 4-3 区块注水工艺流程见图 2.2-18。

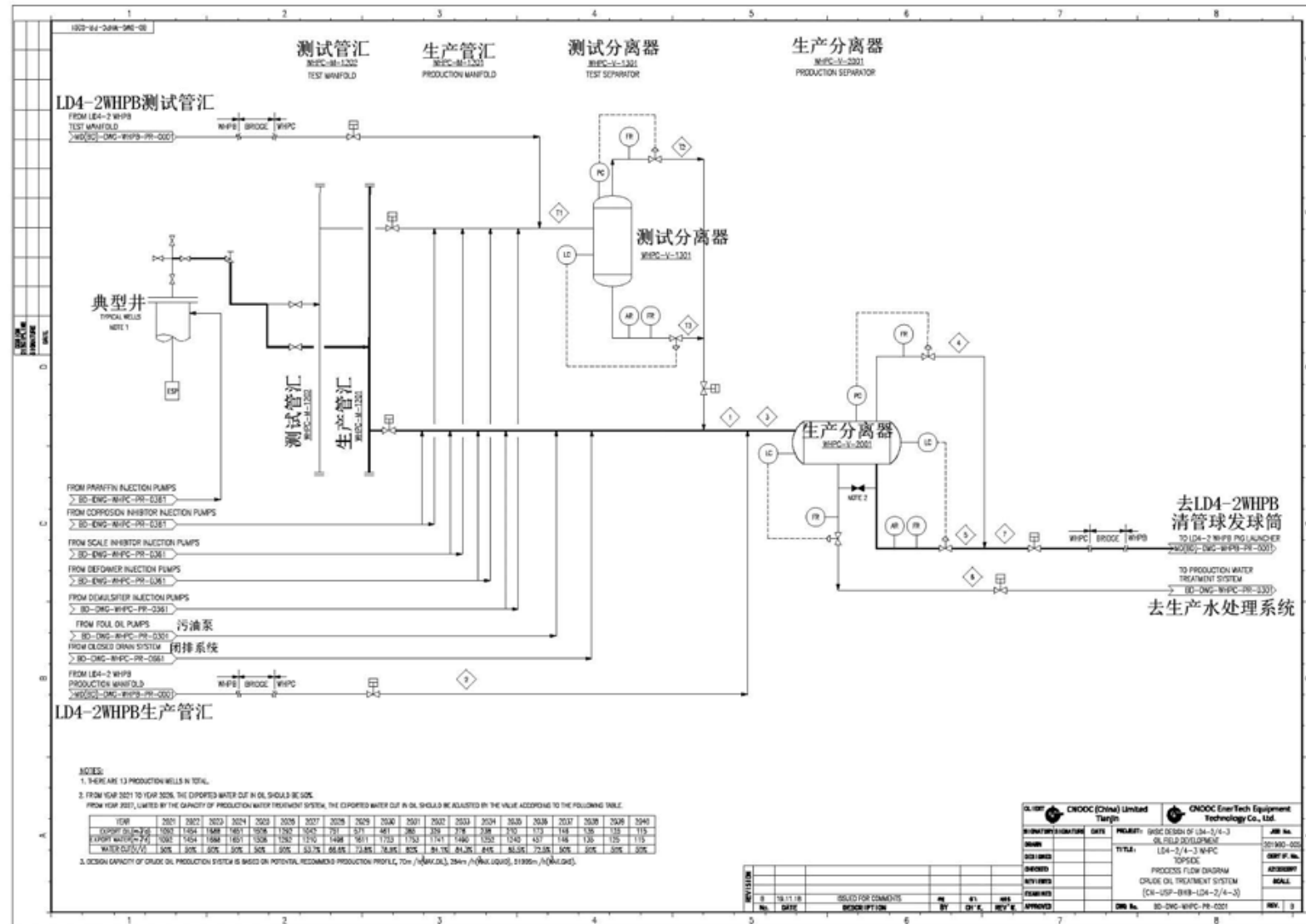


图 2.2-17 旅大 4-2 油田 4-3 区块生产工艺流程图

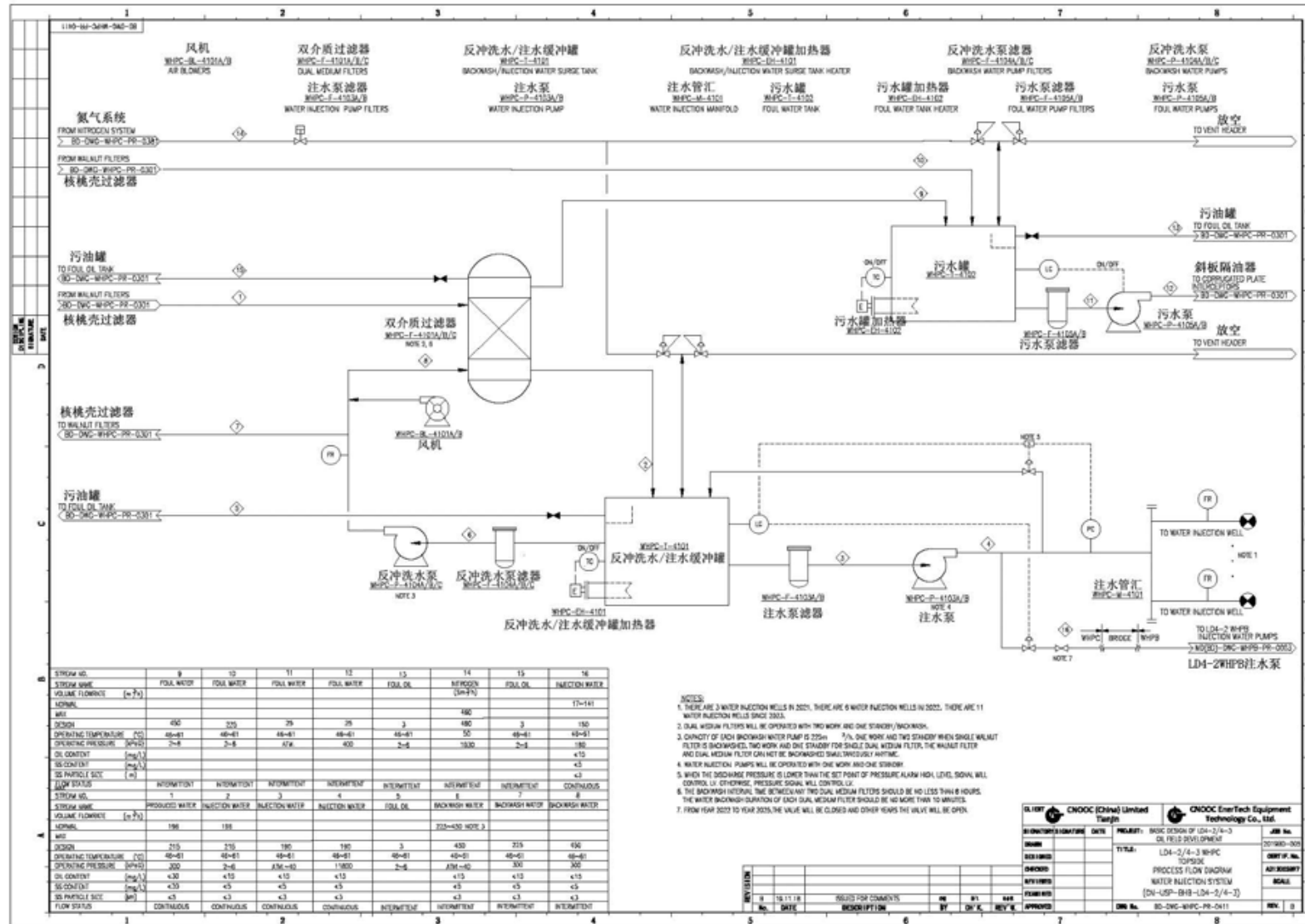


图 2.2-18 旅大 4-2 油田 4-3 区块注水工艺流程图

2.2.5 环保工程

环保工程主要包括生产水处理系统、开式排放系统、闭式兼冷放空系统和固体废物收集装置。

2.2.5.1 含油生产水处理系统

旅大4-2油田4-3区块开发充分考虑依托工程LD10-1 CEP平台生产水处理系统的处理能力，在新建LD4-2 WHPC平台设置生产水处理系统，设计规模为[]。根据产能预测，含油生产水的最大处理量为[]，未超过其设计能力。

含油生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选+核桃壳过滤器”三级处理流程。从LD4-2 WHPC平台生产分离器分离出的生产水通过斜板除油器初步分离，分离出的水进入气浮选系统对其中的油进行进一步去除，最后进入核桃壳过滤器，处理后的生产水经双介质过滤器过滤后进入注水系统。斜板除油器及气浮选分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回原油处理流程进行处理。

生产水处理工艺流程为：生产分离器→斜板除油器→气浮选→生产水缓冲罐→核桃壳给料泵→核桃壳过滤器。LD4-2 WHPC平台生产水处理工艺流程见图 2.2-19。

2.2.5.2 开式排放系统

开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵过滤器和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却液、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，经过开式排放泵过滤器过滤后，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。工作甲板的污油水进入开排槽中，由开排槽泵打回开排罐中。

2.2.5.3 闭排/冷放空系统

闭排/冷放空系统由闭式排放罐、闭排泵过滤器和闭式排放泵。闭排/冷放空系统主要用来收集容器、管线等排放出的带压流体。各工艺设备排放出的带压流体，通过闭式排放管线进入闭式排放罐，当闭式排放罐到一定液位时，经闭式排放泵输送至生产分离器，分出的气体通过冷放空管放空。

2.2.5.4 固体废物收集装置

本平台生产定员 12 人，住宿依托 LD4-2 WHPB 平台。运营期 LD4-2 WHPC 平台产生的生产垃圾将分类收集。

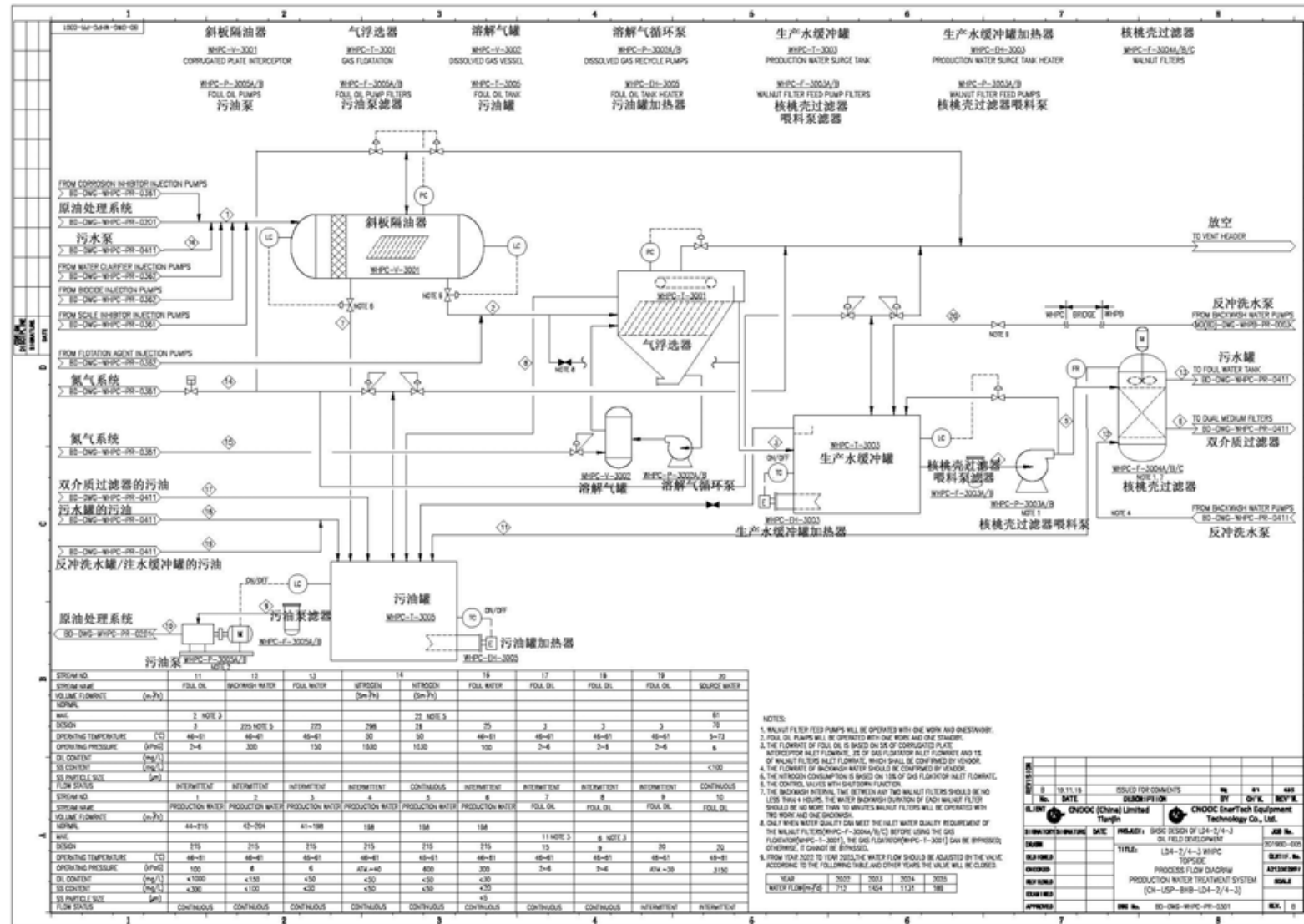


图 2.2-19 旅大 4-2 油田 4-3 区块含油生产水处理工艺流程图

2.2.6 公用工程

2.2.6.1 供电工程

(1) 主电源

新建 LD4-2 WHPC 平台不设电站，依托绥中电网供电。LD4-2 WHPC 平台配置 1 套 35kV 高压开关柜通过敷设 1 条电缆连接 LD4-2 WHPB 平台 35kV 母线，LD4-2 WHPB 海缆箱连接 LD10-1 CEP 平台 35kV 母线。LD4-2 WHPC 平台配置 180 型修井机，组块为其提供一路 35kV 馈线电源，并为其提供正常低压电源与应急电源等。

(2) 应急电源

平台配置 1 台 800kW 应急柴油发电机，作为应急主动力电源。当平台主电源失电后的 45 秒内，应急发电机组自动启动，通过应急配电盘向消防、救生、通信、报警、应急照明、应急电伴热以及不间断电源等应急设备连续供电至少 18 小时。应急柴油发电机的柴油年使用量约 44.6t/a。

2.2.6.2 柴油系统

LD4-2 WHPC 平台所耗柴油由 LD4-2 WHPB 平台柴油系统供应，主要用户有吊机柴油日用罐、修井机系统、化学药剂注入系统、应急发电机柴油日用罐和公用站等用户。需要时，由 LD4-2 WHPB 压井泵供给柴油用于压井。本项目经栈桥铺设两条柴油管线，实现柴油系统的连接。

2.2.6.3 化学药剂注入系统

为确保油气的正常生产、减缓管线的腐蚀，推荐加入的化学药剂有：破乳剂、防垢剂、缓蚀剂、消泡剂、防蜡剂/清蜡剂、脱氧剂、杀菌剂、清水剂浮选剂。新建化学药剂注入系统主要设备有化学药剂撬，包括各种化学药剂罐和相应的化学药剂注入泵。

2.2.6.4 公用风/仪表风系统

公用风/仪表风系统主要包括仪表风/工厂风压缩机、空气入口过滤器、仪表风前过滤器、仪表风干燥器、仪表风后过滤器和公用风/仪表风储罐等设施。

2.2.6.5 氮气系统

来自公用风储罐的压缩空气经过制氮机橇制备的氮气进入氮气储罐为氮气用户（各系统密封气、公用站等）提供氮气。氮气系统主要包括制氮机橇、氮气储罐。

2.2.6.6 淡水系统

LD4-2 WHPC 平台所耗淡水由 LD4-2 WHPB 供应，主要用户有洗眼站、修井机系统和公用站等用户。本项目主要是经栈桥铺设 3 条淡水管线，实现淡水系统的连接。

2.2.6.7 海水系统

LD4-2 WHPC 平台所耗海水由 LD4-2 WHPB 供应，新建平台主要用户有电解铜铝装置、修井机系统、防钓鱼喷淋和公用站等。本项目主要是经栈桥铺设 1 条海水管线，实现海水系统的连接。

2.2.6.8 消防工程及救生、逃生系统

(1) 消防水系统

新建 LD4-2 WHPC 平台上的消防系统包括消防泵、消防环网、雨淋阀及消防水软管站和消防炮等，为井口区、油气工艺设备区等几个火区提供保护。消防环网系统由淡水系统提供补充水源来保证消防环网内的压力。在平台的各层甲板上均设有消防软管站，水、泡沫两用消防软管站和相关的喷淋管线。

(2) 便携式灭火设备

LD4-2 WHPC 平台每层甲板设有便携式灭火设备，主要包括推车式灭火器、手提式灭火器、消防员装备箱和应急装备箱。

(3) 救生、逃生系统

LD4-2 WHPC 平台每个区域至少设有两条不同且相距尽可能远的逃生通道，以保障人员能够到达下层甲板通往 LD4-2 WHPB 平台的栈桥。LD4-2 WHPC 平台上设置 1 只可容纳 12 人的气胀式救生筏。平台上配备足够数量的救生衣、救生圈、降落伞信号、烟雾信号和逃生软梯等其它救生设备。

(4) FM200 洁净气体自动灭火系统

LD4-2 WHPC 平台上设有三套组合分配灭火系统，用于保护电气间。为了保证灭火剂重新装罐期间灭火系统仍能处于备用状态，平台 FM200 灭火系统灭火剂量设有 100% 备用。

2.2.6.9 自控系统

新建 LD4-2 WHPC 平台设置独立的过程控制系统(PCS)、应急关断系统 (ESD) 和火气探测系统 (FGS), 用于平台上的井口控制、生产过程控制、公用系统控制、应急关断和火气探测报警及控制等。

2.2.6.10 通讯系统

本项目通过栈桥铺设一条 LD4-2 WHPB 平台至 LD4-2 WHPC 平台的通讯光缆, 为新建平台联网通讯。

2.2.7 现有依托工程适应性改造

本工程将依托旅大 4-2 油田、旅大 10-1 油田的部分设施进行开发。LD4-2 WHPB 物流汇合 LD4-2 WHPC 的生产物流进入 LD4-2 WHPC 平台生产分离器进行部分脱水, 部分生产水处理达标后在 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台进行回注; 其他物流 (含水不低于 50%) 经 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台混输海管输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理, 处理合格的原油经原有输油管道输送到绥中 36-1 终端; 分离出的生产水全部回注地层; 分离出的天然气优先用于 LD10-1 CEP 平台透平发电, 剩余天然气在 LD10-1 CEP 平台利用原有注气系统进行回注, 还有剩余天然气将燃烧排放。

本工程的接入后, 根据对依托设施主工艺系统、公用系统、电力系统等校核结果, 对 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。现有依托工程适应性改造内容见表 2.2-8。

2.2.7.1 LD4-2 WHPB 平台

LD4-2 WHPB 平台是一座 4 腿导管架平台。为适应本项目, 对平台结构、生产工艺流程、注水系统、化学药剂注入系统、闭排系统、柴油系统、淡水、海水系统、消防/安全、暖通、电气、仪表、通讯、舾装等系统进行改造。

(1) 平台结构

①中层甲板: 在平台 1 轴与 2 轴之间、B 轴南侧分别增加两台消防稳压泵及泵前过滤器, 为新增 LD4-2 WHPC 平台消防系统稳压。

②下层甲板: 在平台西北侧外扩甲板 $8.65\text{m}\times 5\text{m}$, 用来布置新建平台连接的栈桥

③工作甲板: 工作甲板的楼梯向西移 1.2m, 所以需外扩甲板 $19.5\text{m}\times 1.2\text{m}$, 同时更换工作甲板处的两台闭排泵。

LD4-2 WHPB 平台结构改造情况见图 2.2-20~图 2.2-22。

(2) 工艺系统改造

①原油处理系统改造

为适应本项目,需改造相应的管线以满足生产物流的需要。2021~2028 年,将 LD4-2 WHPB 平台生产物流输至 LD4-2 WHPC 平台的测试分离器进行计量。2029 年之后 LD4-2 WHPB 生产物流进自身测试分离器计量。

②注水系统改造

根据 LD4-2 WHPC 配注量要求,2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水。2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水,再经过注水泵和注水管汇分配后回注地层。本项目需要改造相应的管线以满足需要。

③化学药剂系统改造

LD4-2 WHPB 平台工艺流程操作压力提高,导致平台原设置部分药剂加注泵出口压力难以满足要求,因此更换 2 台缓蚀剂注入泵、2 台备用注入泵、2 台阻垢剂注入泵和 2 台消泡剂注入泵。

④闭排系统改造

LD4-2 WHPB 平台工艺流程操作压力提高,导致平台原设置闭排泵出口压力难以满足要求,因此需要更换两台闭排泵。

⑤柴油系统改造

LD4-2 WHPC 平台所耗柴油由 LD4-2 WHPB 平台供应,需要改造柴油泵和压井柴油泵出口的相关管线。

⑦海水系统改造

LD4-2 WHPC 平台所耗海水由 LD4-2 WHPB 平台供应,需要改造海水提升泵出口的相关管线。

⑧淡水系统改造

LD 4-2WHPC 平台所耗淡水由 LD4-2 WHPB 平台供应,需要改造淡水输送泵出口的相关管线。

(3) 电气改造

LD4-2 WHPC 不设主电站,电力依托绥中电网供电。因此,需拆除 LD4-2 WHPB 平台的海缆箱(海缆来自 LD10-1 CEP 平台)至 35kV 母线电缆,铺设从海缆箱至 LD4-2

WHPC 平台 35kV 母线及该母线至 LD4-2 WHPB 平台 35kV 母线的新电缆，从而将新平台接入绥中电网。

(4) 消防系统改造

LD4-2 WHPB 平台淡水系统为 LD4-2 WHPC 平台消防水主环路提供淡水稳压，在 LD4-2 WHPB 平台中层甲板增设两台稳压泵，维持 LD4-2 WHPC 消防水主环路的压力。

(5) 仪控系统改造

在 LD4-2 WHPB 平台增加火气探头及现场仪表设备并与新建 LD4-2 WHPC 平台 ESD 系统信号互传，据此需在 LD4-2 WHPB 平台原中控系统内增加相应点位，对现有逻辑进行组态，并对 ESD 系统进行扩容改造。

(6) 通讯系统改造

LD4-2 WHPB 平台增加一套三层网络交换机，用于与 LD4-2 WHPC 平台之间的语音及数据通信；PA/GA A/B 系统各自增加数字线路卡（含电源、信号模块）；PABX 系统进行适应性改造；在 LD4-2 WHPB 平台新增栈桥处设置摄像头，接入 LD4-2 WHPC 平台 CCTV 系统。

(7) 生活楼改造

LD4-2 WHPB 平台生活楼原设计住宿能力为 30 人，本次改造扩容为 50 人生活楼，同时对部分原功能房间进行翻新或更换部分家具。房间面积可满足扩容定员要求，无需改变生活楼主结构。

(8) 小结

LD4-2 WHPB 平台原油处理系统改造情况见图 2.2-23，注水系统改造情况见图 2.2-24，闭式排放系统改造情况见图 2.2-25，柴油系统改造情况见图 2.2-26，海水系统改造情况见图 2.2-27，淡水系统改造情况见图 2.2-28。

2.2.7.2 LD10-1 CEP 平台

LD10-1 CEP 平台是一座 10 腿导管架平台，为适应本项目，对平台结构、生产工艺流程、消防/安全、电气、仪表、通讯等系统进行改造。

(1) 总体

- ①下层甲板：更换原四台原油外输泵。
- ②工作甲板：更换输油发球筒。

LD10-1 CEP 平台结构改造情况见图 2.2-29~图 2.2-30。

(2) 原油外输系统改造

为适应本项目，需要对 LD10-1 CEP 平台原油外输系统进行改造，需改造外输计量撬、更换 4 台外输泵和 1 台发球筒。LD10-1 CEP 平台原油外输系统改造情况见图 2.2-31。

(3) 消防系统改造

为适应本项目，LD10-1 CEP 平台下层甲板新增 1 个 6 寸雨淋阀保护原有 CEP-FZ-22 设备和新增发球筒。

(4) 电气改造

因平台更换现有 4 台原油外输泵，其中 3 台电机功率由 220kW 变为 400kW，另一台功率不变，仍为 400kW。新原油外输泵利旧原供电开关（VCS），部分元器件如 CT 等需适应性改造，综保整定值需根据新负荷重新调整，重新敷设动力电缆。

(5) 仪控系统改造

本次改造在旅大 10-1 CEP 平台针对本次工艺流程改造更换现场仪表设备，原中控系统内相应点位利旧。

表 2.2-8 现有依托工程适应性改造内容一览表

改造项目		LD4-2 WHPB 平台	LD10-1 CEP 平台
平台结构		下层甲板：在平台西北侧外扩甲板 8.65m×5m，外扩甲板处连接到 LD4-2 WHPC 的栈桥。 工作甲板：工作甲板的楼梯向西移 1.2m，所以需外扩甲板 19.5m×1.2m。	/
工艺流程改造	生产工艺流程	需要改造相应的管线	改造外输计量撬、更换 4 台外输泵和 1 台发球筒
	注水系统	改造相应的管线	/
	化学药剂注入系统	更换 2 台缓蚀剂注入泵、2 台备用注入泵、2 台阻垢剂注入泵和 2 台消泡剂注入泵。	/
	闭排系统	更换两台闭排泵。	/
柴油系统		需要改造柴油泵和压井柴油泵出口的相关管线。	/
淡水、海水系统		需要改造淡水输送泵、海水提升泵出口的相关管线。	/
消防系统		在 LD4-2WHPB 平台中层甲板增设两台稳压泵，维持 LD4-2 WHPC 消防水主环路的压力。	在平台下层甲板新增一 6 寸雨淋阀保护原有 CEP-FZ-22 火区设备和新增发球筒。
电气		拆除海缆箱（海缆来自 LD10-1 CEP 平台）至 35kV 母线电缆，铺设从海缆箱至 LD4-2 WHPC 平台 35kV 母线及该母线至 LD4-2 WHPB 平台 35kV 母线的新电缆，从而将新平台接入绥中电网。	新原油外输泵利用原供电开关（VCS），部分元器件如 CT 等需适应性改造，重新敷设动力电缆
仪控		在 LD4-2 WHPB 平台增加火气探头及现场仪表设备并与新建 LD4-2 WHPC 平台 ESD 系统信号互传，据此需在 LD4-2 WHPB 平台原中控系统内增加相应点位，对现有逻辑进行组态；同时对 ESD 系统需要扩容改造。	本次改造在旅大 10-1 CEP 平台针对本次工艺流程改造更换现场仪表设备，原中控系统内相应点位利旧。
通讯		LD4-2 WHPB 平台增加一套三层网络交换机，用于与 LD4-2 WHPC 平台之间的语音及数据通信；PA/GA、A/B 系统各自增加数字线路卡（含电源、信号模块）；PABX 系统进行适应性改造；在 LD4-2 WHPB 平台新增栈桥处设置摄像头，接入 WHPC 平台 CCTV 系统。	/
舾装		生活楼改造将定员人数由 30 人增至 50 人；增加满足规范要求数量的救生衣及保温救生服；对部分原功能房间进行翻新，及更换部分家具等。	/

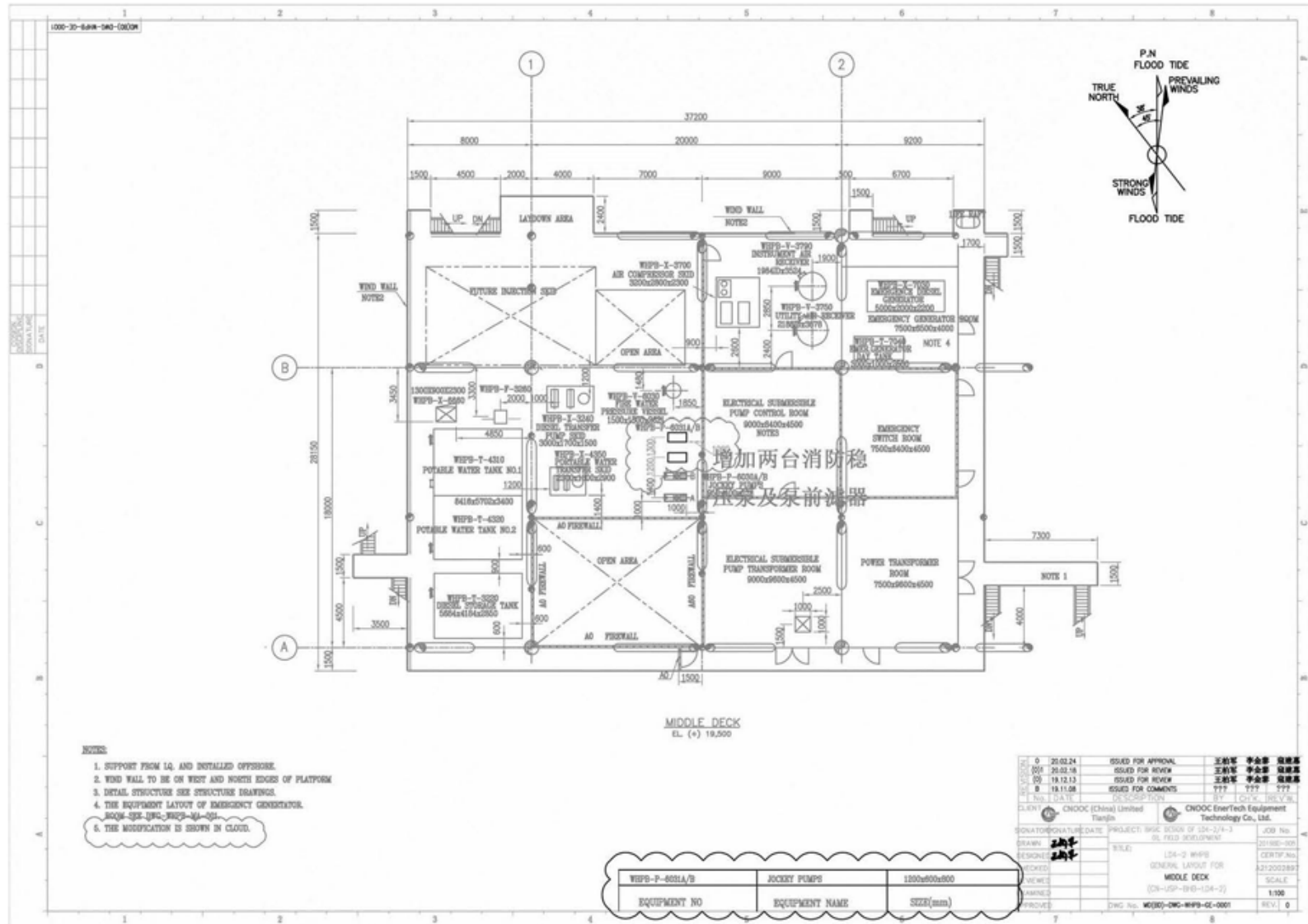


图 2.2-20 LD4-2 WHPB 平台中层甲板改造平面布置图

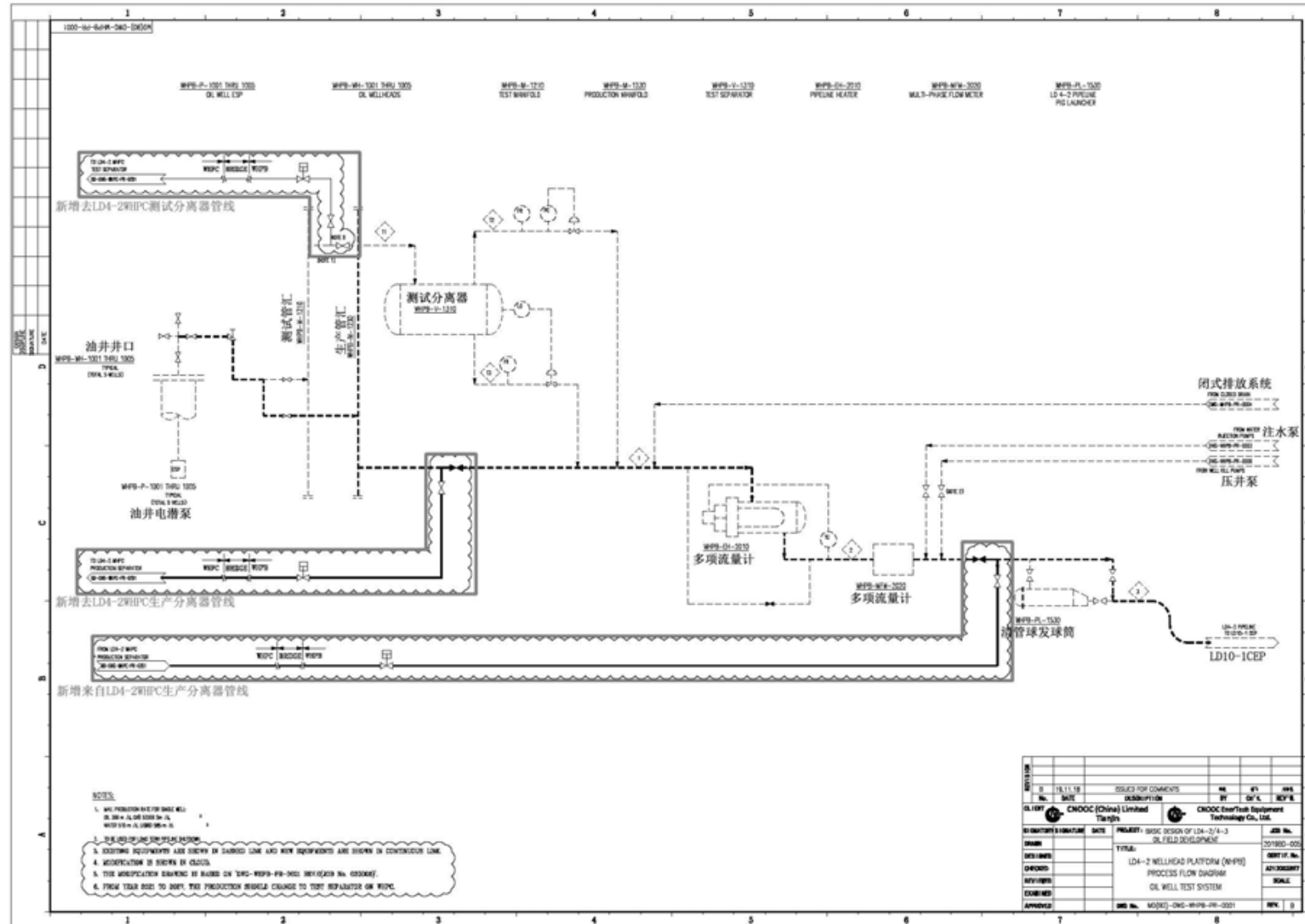


图 2.2-23 LD4-2 WHPB 平台原油处理系统改造情况图

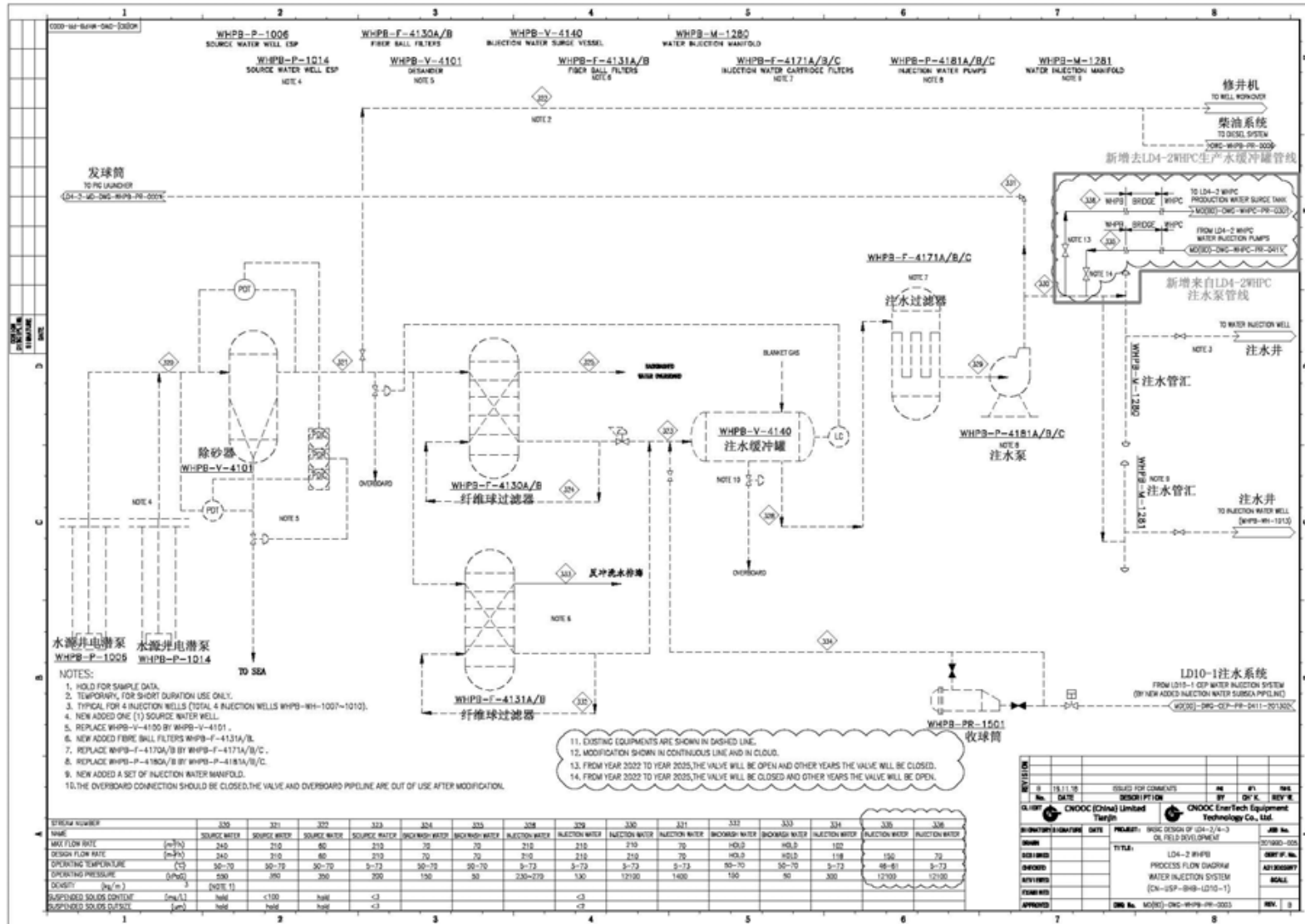


图 2.2-24 LD4-2 WHPB 平台注水系统改造情况图

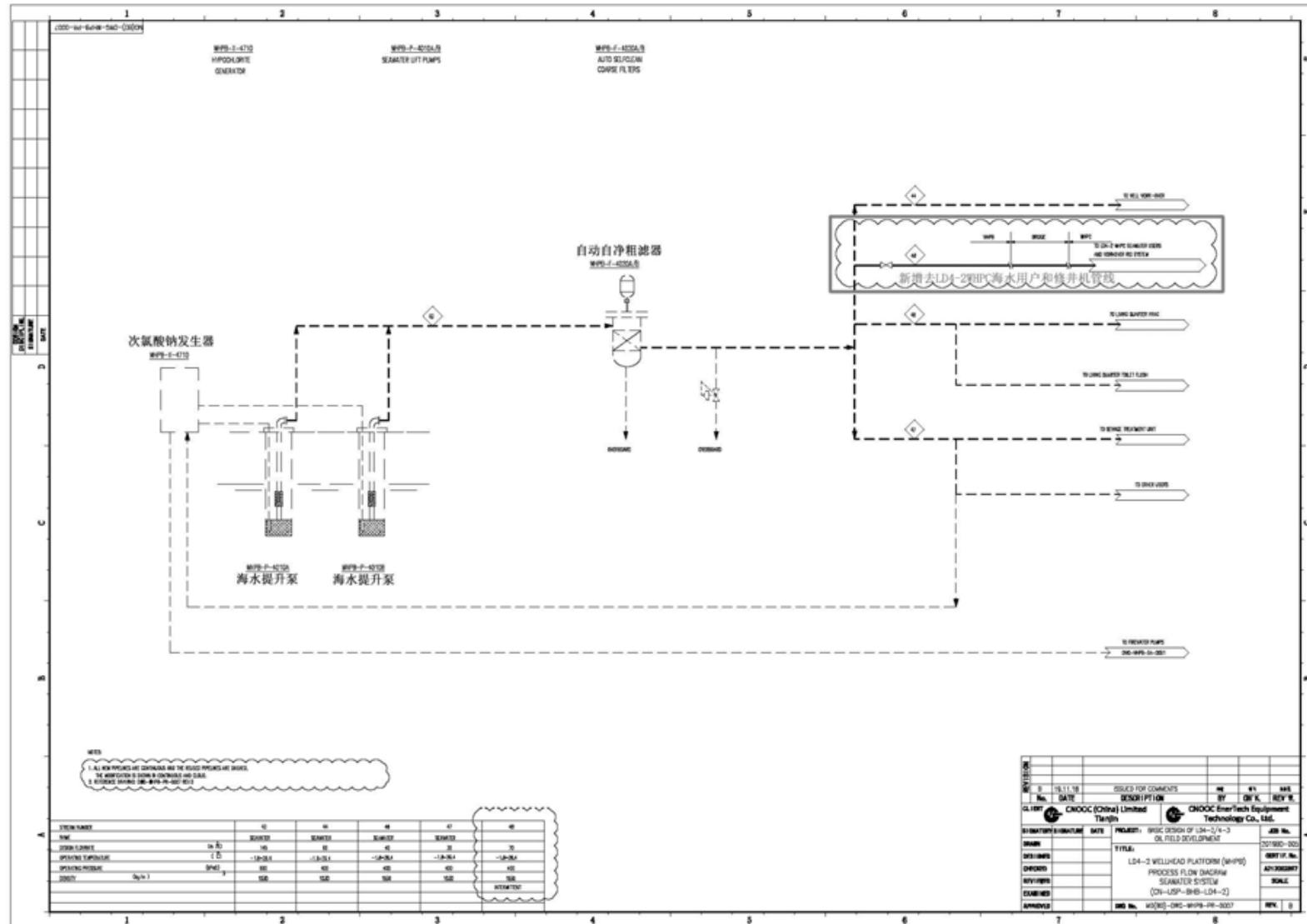


图 2.2-27 LD4-2 WHPB 平台海水系统改造情况图

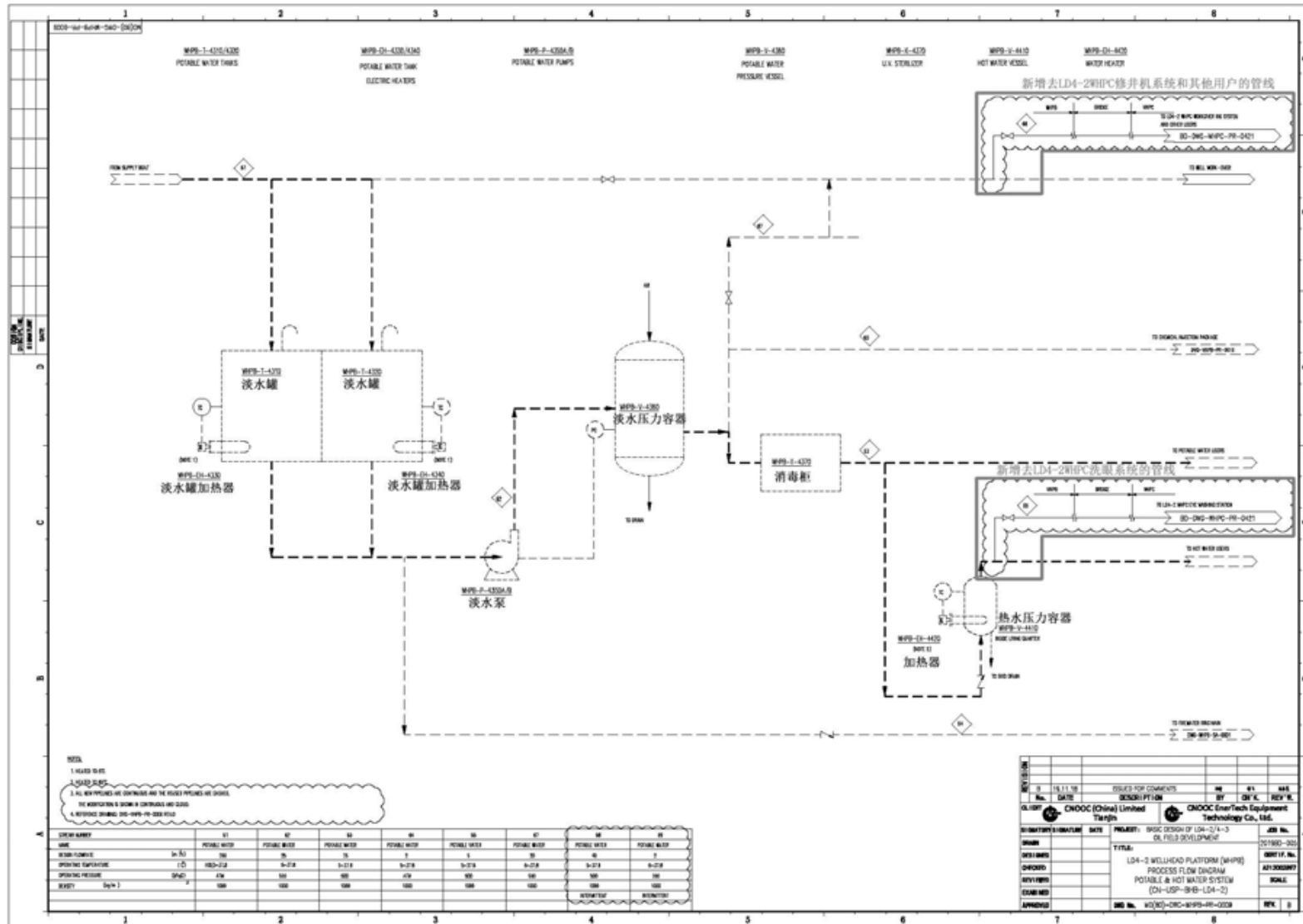


图 2.2-28 LD4-2 WHPB 平台淡水系统改造情况图

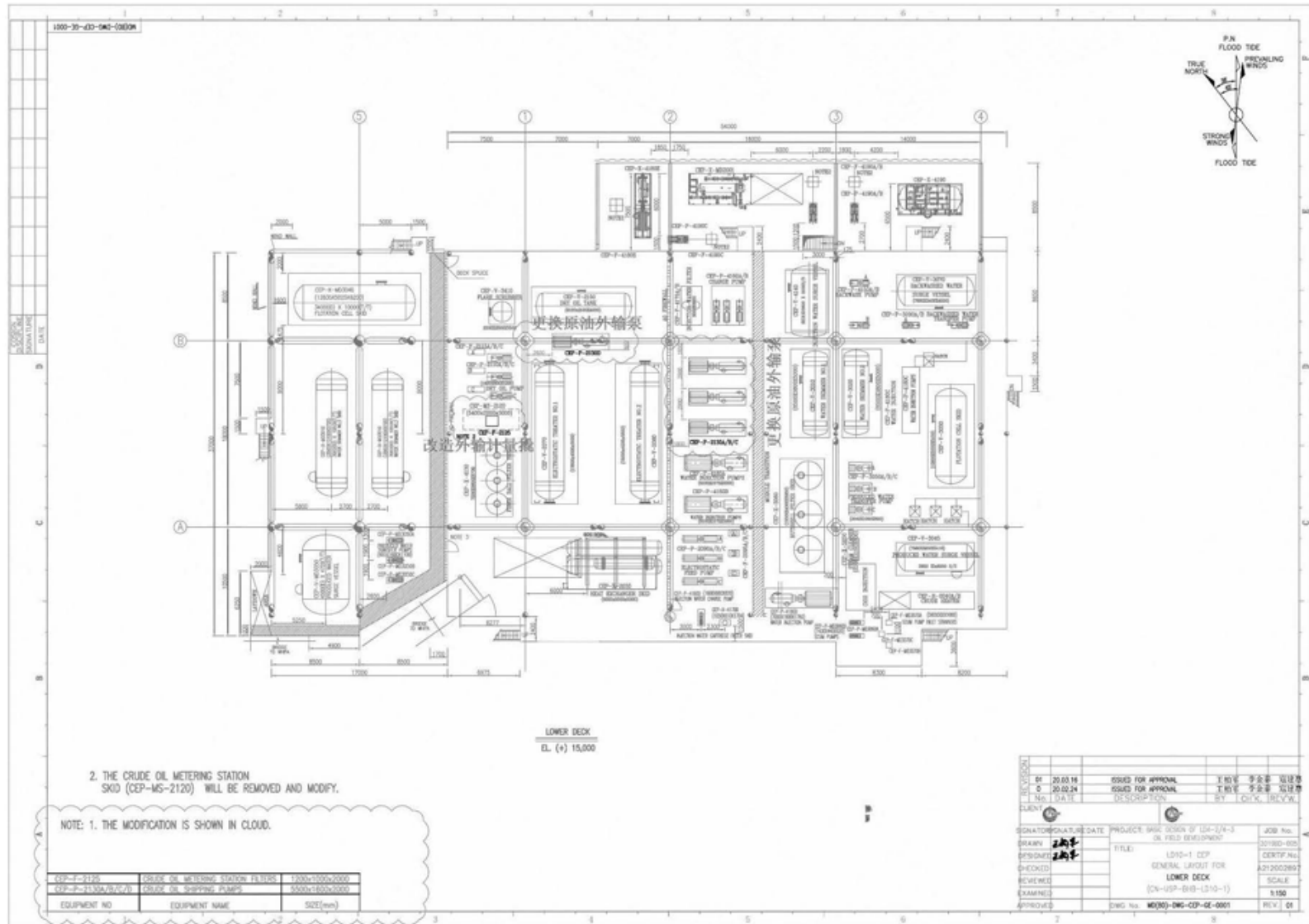


图 2.2-29 LD10-1 CEP 平台下层甲板改造平面布置图

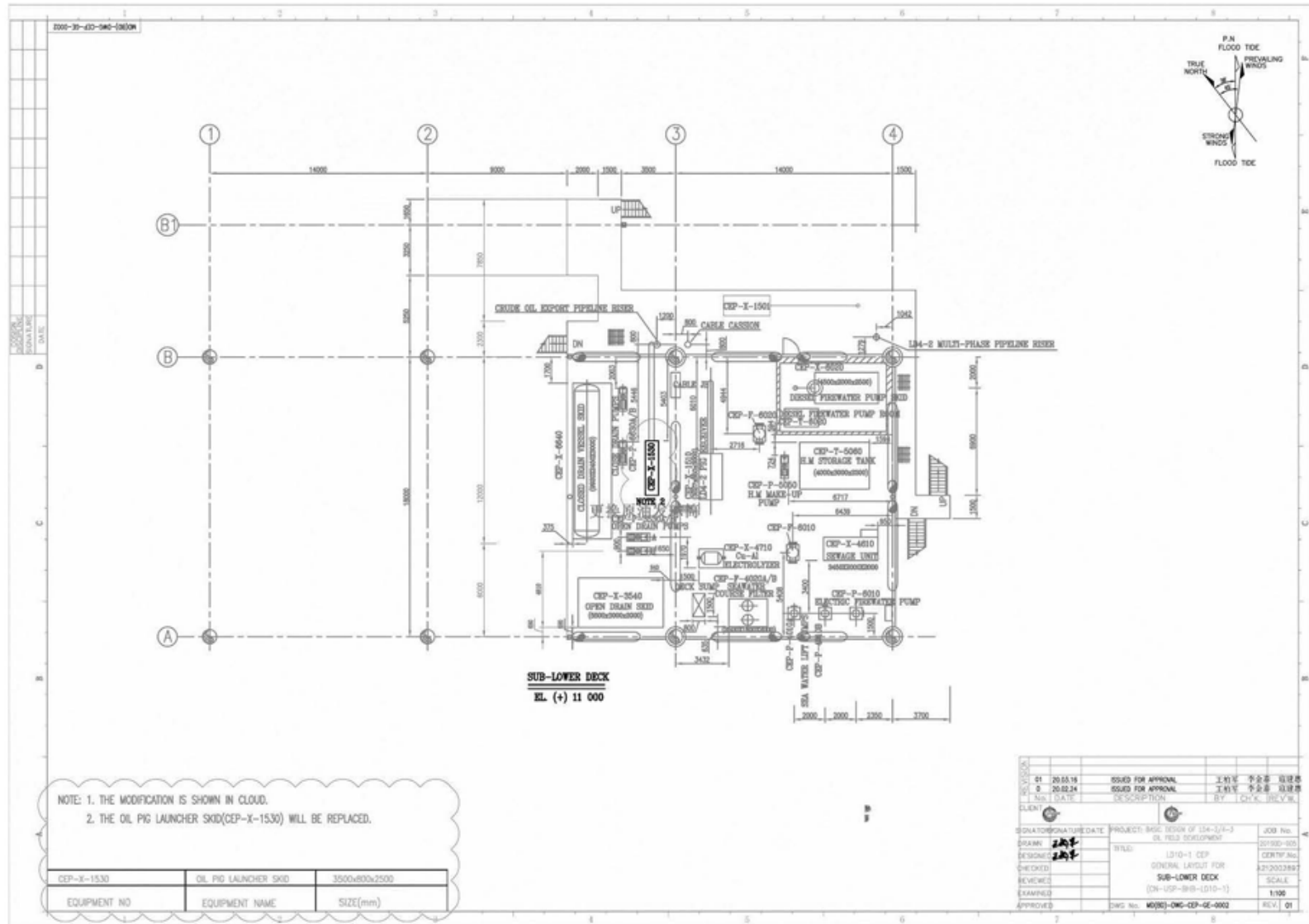


图 2.2-30 LD10-1 CEP 平台工作甲板改造平面布置图

2.2.8 依托工程工艺流程变化情况

为适应本项目，主要对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造，旅大 4-2 油田的生产物流集输流程和生产水工艺流程发生变化，其他工艺流程不发生变化，旅大 10-1 油田工艺流程不发生变化。

2.2.8.1 旅大 4-2 油田生产物流集输流程变化情况

(1) 投产前，生产物流集输流程

LD4-2 WHPB 平台投产前，LD4-2 WHPB 平台直接通过海底混输管线输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。投产前，旅大 4-2 油田生产物流集输流程见下图。

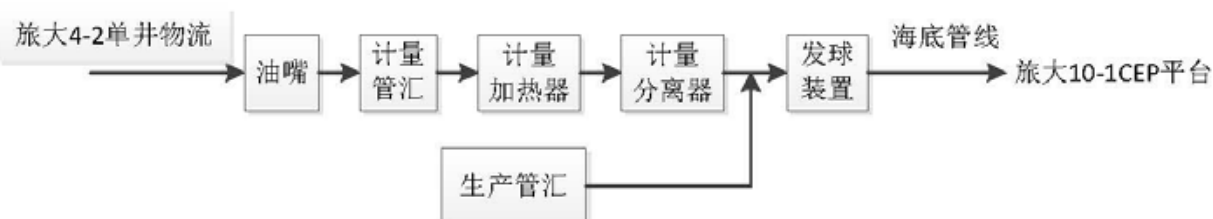


图 2.2-32 投产前，旅大 4-2 油田生产物流集输流程图

(2) 投产后，生产物流集输流程

LD4-2 WHPB 平台投产后，LD4-2 WHPB 平台输送至 LD4-2 WHPB 平台，汇合该平台的生产物流进入 LD4-2 WHPB 平台的生产分离器进行部分脱水，剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。投产后，旅大 4-2 油田生产物流集输流程见图 2.2-16。

2.2.8.2 旅大 4-2 油田含油生产水处理流程变化情况

(1) 投产前，含油生产水处理流程

LD4-2 WHPB 平台投产前，LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田。LD10-1 CEP 平台处理合格的含油生产水优先回注旅大 10-1 油田，不足部分由旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田的水源井进行补充。

(2) 投产后，含油生产水处理流程

LD4-2 WHPB 平台投产后，LD4-2 WHPB 平台和 LD4-2 WHPB 平台生产物流进入 LD4-2 WHPB 平台的生产分离器进行部分脱水，分离出的生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPB 平台。根据 LD4-2WHPB 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPB 平台补充注水。2021 年、2026

至 2040 年需要从 LD4-2 WHPB 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水，再经过注水泵和注水管汇分配后回注地层。同时，根据旅大 10-1 油田的配注量要求，剩余生产水通过注水管道输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足的部分由水源井水补充。

2.2.8.3 工艺流程变化汇总

为适应本项目，主要对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造，旅大 4-2 油田的生产物流集输流程和生产水工艺流程发生变化，其他工艺流程不发生变化，旅大 10-1 油田工艺流程不发生变化。本工程投产前后，旅大 4-2 油田生产工艺流程变化见下表。

表 2.2-9 工程投产前后旅大 4-2 油田生产工艺流程变化情况

依托工程		投产前	投产后	是否变化
旅大 4-2 油田	生产物流集输流程	LD4-2 WHPB 平台直接通过海底混输管线输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。	LD4-2 WHPB 平台输送至 LD4-2 WHPB 平台，汇合该平台的生产物流进入 LD4-2 WHPB 平台的生产分离器进行部分脱水，剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。	是
	生产水工艺流程	LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田。	LD4-2 WHPB 平台和 LD4-2 WHPB 平台生产物流进入 LD4-2 WHPB 平台的生产分离器进行部分脱水，分离出的生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPB 平台。根据配注需求两平台相互补充。旅大 10-1 油田的配注量要求，剩余生产水通过注水管道输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足的部分由水源井水补充。	是

2.3 海上施工方案

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目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、钻完井作业以及依托平台的适应性改造等。

2.3.1 海上设施安装

LD4-2 WHPB 平台导管架采用立式建造，陆地滑移装船，吊装到位；桩和隔水管采用 7000 吨级驳船运输，然后安装导管架，并打入 4 根桩，安装 20 根隔水管。

LD4-2 WHPB 平台甲板组块采用立式建造，陆地滑移装船，16800 吨级驳船运输，吊装就位。HXJ180 修井机单独吊装。

2.3.2 钻完井作业

2.3.2.1 钻井设备

钻完井设备：采用自升式悬臂梁钻井平台钻井。

钻完井方式：初期钻井采用导管架钻井平台就位作业；组块安装后，自升式悬臂梁钻井平台再就位继续作业，采用 180 修井机进行修井。

2.3.2.2 井身结构及套管程序

(1) 设计原则

旅大 4-2 油田 4-3 区块孔隙压力目前为正常压力梯度。以平衡地层孔隙压力、防止压漏地层封住必封井段及保护储层为套管程序设计原则，打开储层的井眼尺寸及油层套管的选择应满足完井和采油工程的要求。在安全的前提下，兼顾油田开发的经济性。根据已钻井的情况和地层情况，井身结构设计原则如下：

1) 13-3/8"表层套管：为平衡各井段的难度，井深大于 2500m 表层套管下到 600m，其它井表层套管下到 400m。

2) 9-5/8"套管：井深小于 3000m 定向井，12-1/4"井眼钻至完钻井深，下 9-5/8"套管。井深大于 3000m 定向井，9-5/8"套管下至 2500m。

3) 7"尾管：井深大于 3000m 定向井 8-1/2"井眼钻至完钻井深，下 7"尾管。

(2) 隔水导管

采用锤入法下入隔水导管，在安装导管架/井槽时一起锤入，本平台隔水导管入泥深度为 50m，实际入泥深度根据隔水导管入泥深度专题报告确定。

2.3.2.3 钻井液体系概述

综合考虑已钻探井及邻近区块钻井液体系的使用情况，旅大 4-2 油田 4-3 区块钻井液体系推荐使用水基环保钻井液。12-1/4"上部井段（明化镇和馆陶组非储层段）采用水基环保钻井液 KCl/PHPA 体系，12-1/4"下部井段和 8-1/2"三开井段（东营组和沙河街组储层）采用水基环保钻井液 PEM 体系，更有利于井壁稳定和储层保护。

(1) 水基环保钻井液体系设计

旅大 4-2 油田 4-3 区块水基环保钻井液体系设计见表 2.3-1

2.3.2.4 固井方案

13-3/8"套管采用单级固井方式，水泥返至井口；9-5/8"套管采用单级单封固井方式，领浆返入 13-3/8"套管鞋上下 100m（合格段），尾浆返至最上部油气层以上 150m；7"尾管采用尾管固井；生产套管固井时尾浆返至油气层顶部 200m 以上，同时须封固该井段的断层。由于所有定向井轨迹都将穿越辽西 1 号大断层，各层套管的水泥浆返高在满足标准的基础上应确保封固断层，并制定针对性措施：

（1）如果在钻井过程中发生漏失则采取措施堵漏，堵漏成功再进行后续下套管、固井作业；

（2）如果在固井施工过程发生漏失，则在稠化时间允许的范围内尽可能的降低排量施工；

（3）如果发生漏失，建议在隔离液中加纤维，纤维能提高漏层当量密度，进行架桥堵漏；

（4）9-5/8"套管和 7"尾管固井期间有可能造成固井压漏断层发生漏失，因此应该在固井水泥浆中加入纤维堵漏材料进行防漏堵漏，加入 0.15%的纤维，可以提高 3.000MPa 的当量压力。

本项目固井作业流程为：

- （1）下套管期间按水泥化验和用水量配置混合水、前置液，搅拌待用；
- （2）固井泵对固井管线通水、试压；
- （3）固井泵泵注前置液；
- （4）固井泵泵注水泥浆；
- （5）泥浆泵泵注顶替液；
- （6）碰压；
- （7）固井泵放压，检查回流；
- （8）卸水泥头，候凝。

2.3.2.5 完井方案

定向井考虑尽量避开储层中的水层和夹层，且油藏要求定向井能实现分层开发及分层配注，因此推荐定向井采用套管射孔完井。旅大 4-2 油田 4-3 区块定向井使用隐形钻完井液体系，射孔液采用 EZFLOW 体系，保护储层。

完井作业流程：组装井口和防喷器→刮管洗井→射孔→再刮管下井→下入防砂管柱（充填或不充填）→下入生产管柱→拆防喷器→井口试压→安装采油树。

旅大 4-2 油田 4-3 区块防砂设计见表 2.3-3。

表 2.3-3 旅大 4-2 油田 4-3 区块防砂设计

井别	层位	防砂方式
生产井	沙河街组	砾石充填防砂
注水井	沙河街组	优质筛管简易防砂

2.3.3 人员安排及施工机具、施工工期

①导管架和平台组块海上运输、安装预计安排施工船舶 3 艘，根据类似工程经验，海上作业人员预计每天约 100 人，海上平台施工工期预计 54 天。

②钻完井施工预计安排施工船舶 1 艘，海上作业人员预计每天约 120 人。钻完井总工期预计 509 天（其中钻井期约为 303.5 天）。第一批预计施工时间为 41.5 天，其中钻井时间为 21 天；第二批预计施工时间为 115.5 天，其中钻井时间为 69.5 天；第三批预计施工时间为 69 天，其中钻井时间为 41.5 天；第四批预计施工时间为 62 天，其中钻井时间为 32.5 天；第五批预计施工时间为 221 天，其中钻井时间为 139 天。钻井作业阶段非油层段钻屑和非油层段钻井液排放避开重要渔业资源的产卵盛期（6 月），以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

③LD4-2 WHPB 平台适应性改造预计安排施工船舶 1 艘，海上作业人员预计每天约 25 人，平台适应性改造工期预计 100 天。

④LD10-1 CEP 平台适应性改造预计安排施工船舶 3 艘，海上作业人员预计每天约 60 人，平台适应性改造工期预计 240 天。

2.3.4 施工时序

根据工程建设内容，施工时序如下：

- （1）导管架装船固定、海上运输、安装；
- （2）平台的适应性改造；
- （3）第一批钻完作业；
- （4）组块海上运输、安装；
- （5）第二批钻完作业；
- （6）第三批钻完作业；
- （7）第四批钻完作业；

(8) 第五批钻完作业。

2.3.5 施工进度计划表

表 2.3-4 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目施工进度计划表

序号	关键节点	计划开始时间	计划完成时间
1	导管架海上运输、安装	■	■
2	组块海上运输、安装	■	■
3	第一批钻井	■	■
4	钻修机建造、测试	■	■
5	依托设施改造	■	■
6	海上调试、联合运行	■	■
7	投产		■
8	第二批钻井	■	■
9	第三批钻井	■	■
10	第四批钻井	■	■
11	第五批钻井	■	■

2.4 依托工程回顾及能力校核

2.4.1 依托工程

2.4.1.1 依托概况

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目主要依托 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台的部分设备设施及管线。本工程依托 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 平台的混输海底管道、LD10-1 CEP 平台至 LD4-2 WHPB 平台的注水管线进行生产物流和回注水的输送；依托 LD10-1 CEP 平台进行油、气、水的处理；依托 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行住宿，依托注水系统进行回注水的配注；依托已建的 LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油海底管道进行合格原油输送；依托绥中 36-1 终端进行原油存储，电力依托绥中电网。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目主要依托设施见表 2.4-1。

表 2.4-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目依托工程一览表

依托工程	依托设施	设计处理能力
LD4-2 WHPB 平台	生活楼	■
	注水系统	■
	生产物流转输	■
	生活污水处理系统	■
	柴油系统	■
	淡水系统	■
	海水系统	■
LD10-1 CEP 平台	原油处理设施	■

	天然气处理设施	
	生产水处理设施	
	注水设施	
	火炬	
缓中 36-1 终端	存储	
LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道 (10"/16", 13.5km)	物流输送设施	
LD10-1 CEP 至缓中 36-1 终端输油海底管道 (12"/18", 60.2km)	原油输送设施	
LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道 (8", 14km)	回注水输送设施	
缓中电网	电网	-

2.4.1.2 依托工程介绍

(1) 旅大 4-2 油田

①工程组成

LD4-2 WHPB 是一座四腿有人驻守井口平台，共设 20 个井槽。平台主要设有四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板，设 30 人生活楼（本次扩容改造为 50 人的生活楼）。设有生产/测试管汇、测试分离器、多相流量计、注水系统和生活污水处理装置（设计处理能力为 40.4m³/d）、柴油系统、闭式排放系统、开式排放系统、化学药剂系统、公用/仪表风系统、海水系统、淡水系统、应急发电机、消防系统、救逃生系统、修井机和吊机。

②注水系统

a、投产前，生产水回注情况

LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和 LD4-2 WHPB 平台所在油藏区块。LD10-1 CEP 平台处理合格的含油生产水优先回注旅大 10-1 油田，剩余合格生产水输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足部分由旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田的水源井进行补充。目前，LD10-1 CEP 产生的合格生产水不能满足旅大 10-1 油田回注需求，旅大 4-2 油田注水由水源井提供。

b、投产后，生产水回注情况

LD4-2 WHPC 平台投产后，旅大 4-2 油田回注水来源于 LD4-2 WHPC 平台分离出的生产水、LD10-1 CEP 油田剩余生产水和 LD4-2 WHPB 的水源井水。

根据 LD4-2WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水。2021 年、2026 至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC

双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水。同时，根据旅大 10-1 油田的配注量要求，剩余生产水通过注水管道输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足的部分由水源井水补充。

③生活楼

LD4-2 WHPB 平台原设有 30 人生活楼，为满足本项目需要，对其进行扩容改造，住宿能力提升至 50 人。

④生活污水处理系统

a、升级改造情况

LD4-2 WHPB 平台已于 2018 年 2 月完成生活污水处理装置升级改造，并通过原国家海洋局北海分局的审批（海北环发[2018]34 号）。

b、工程组成

MBR（A）型生活污水处理装置采用电解法工艺对生活污水进行处理，设计处理能力为 40.4m³/d。装置由预处理柜、电解槽、整流电源、电控箱、风机、粉碎泵等组成。

c、工艺流程

污水从调节柜进入装置。调节柜按一定流量将水气提至预处理柜 2，在预处理柜 2 与预处理柜 3 中通过进行初步固液分离。调节柜设液位传感器，可以实时指示柜内液位，并高位报警。调节柜设内粉碎泵定期在柜内打循环。

在分离柜中，通过沉淀进行进一步固液分离，将高比重沉渣沉在柜底，清液高位溢流至电解柜。分离柜底部的沉渣定量气提至预处理柜 1，在此柜储存消化。此柜底部充入压缩空气，使沉渣不会厌氧膨胀。

经分离柜处理完的污水进入电解接触柜。在电解接触柜中进行氧化消毒。电解接触柜处理完的清水进入清水柜。清水柜设自流排放口。

电解槽为电解工艺的核心部件，是海水电解反应发生场所。其由整流电源和自动控制系统产生电解反应需要的电能。电解槽内的电极电解海水，对污水中有机物等进行降解并对污水进行消毒。电解反应中产生的氢气等副产物通过装置自带鼓风机进行吹扫后通过通气口排至船体外。

装置各柜体设排放管路，可以通过阀门操作，实现定期手动排渣的功能。排渣周期建议为 2 个月一次。

LD4-2 WHPB 平台生活污水工艺流程见下图。

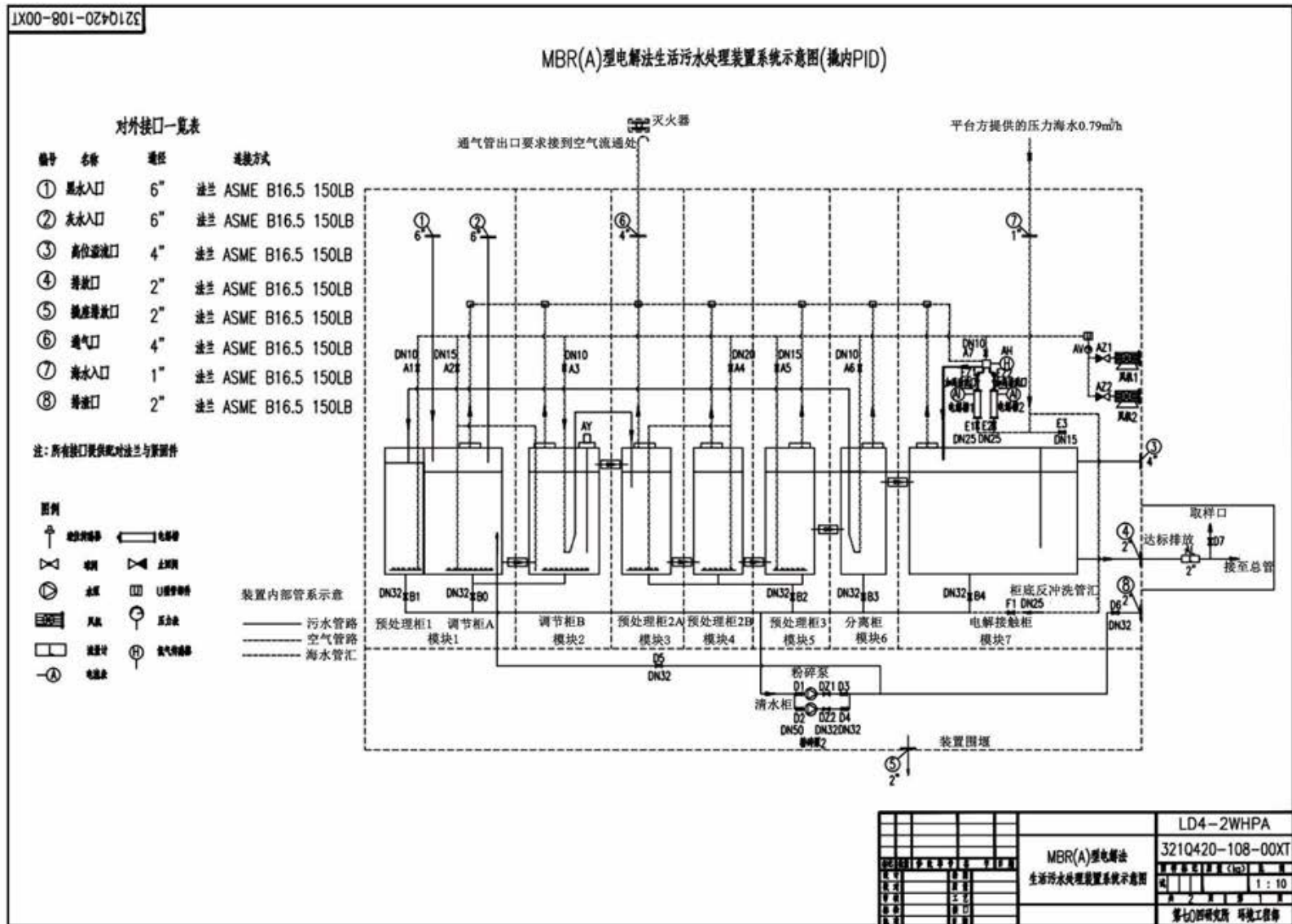


图 2.4-1 LD4-2 WHPB 平台生活污水处理工艺流程图

(2) 旅大 10-1 油田

①工程组成

旅大 10-1 油田主要有 1 座中心平台(LD10-1 CEP 平台)、1 座生产辅助平台(LD10-1 PAPD 平台)和 2 座井口平台(LD10-1 WHPA 和 LD10-1 WHPC 平台), LD10-1 CEP 平台通过栈桥与 LD10-1 WHPA 平台相连, LD10-1 WHPC 平台在 LD10-1 WHPA 平台南侧。

LD10-1 CEP 平台是 1 座 10 腿有人驻守中心平台, 设有原油处理设施、含油生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等, 设有 105 人生活楼。LD10-1 CEP 平台原油处理能力为 [REDACTED], 天然气处理能力为 [REDACTED], 生产水处理能力为 [REDACTED], 注水能力为 [REDACTED]。

②生产物流整体集输流程

LD10-1 CEP 平台主要接受处理 LD4-2 WHPB 平台方向、LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台的生产物流, 同时还接收 LD10-1 PAPD 平台处理合格的原油、天然气和生产水。旅大 10-1 油田生产物流整体集输流程见下图。

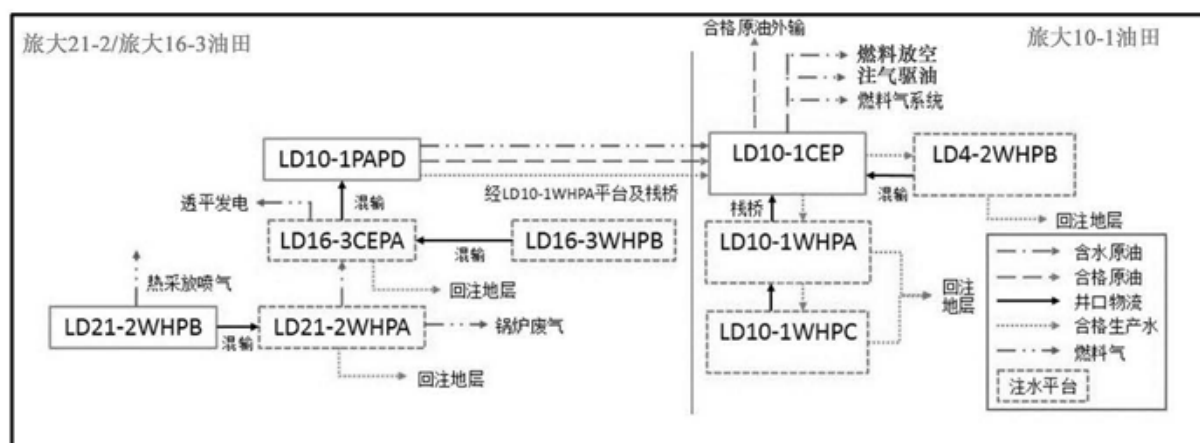


图 2.4-2 旅大 10-1 油田生产物流整体集输流程图

③原油处理工艺流程

LD4-2 WHPB 平台方向输往 LD10-1 CEP 平台的混合物流经 LD10-1 CEP 平台设置的段塞流捕集器将生产物流分为气液两相, 液相汇合旅大 10-1 油田各井口平台物流进入 LD10-1 CEP 原油处理系统, 气相汇合原油处理系统一级分离器分出的伴生气进入天然气压缩机。

LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台各井井流与来自 LD4-2 WHPB 平台的液相物流汇合, 进入 LD10-1 CEP 平台原油处理系统一级分离器进行油、气、水三相分离。

经一级分离器分出的伴生气与 LD10-1 CEP 平台段塞流捕集器分离出的气体汇合后去天然气压缩机系统，经一级分离器分离出的生产水去生产水处理系统。经一级分离器分离后的原油进入二级分离器分离，分离出的气体直接去火炬燃烧放空，含油生产水去含油生产水处理系统，经二级分离器分离后原油进入电脱水器，分离出的含油生产水去含油生产水处理系统；分离出的合格原油（含水率 $<1\%$ ）通过原油外输泵经海管输往陆上终端储存和外输。旅大 10-1 油田原油处理工艺流程见图 2.4-3。

④天然气处理工艺流程

LD10-1 CEP 平台设置的段塞流捕集器将旅大 4-2 油田方向的生产物流分为气液两相，气相汇合原油处理系统一级分离器分出的伴生气进入天然气压缩机系统，同时 LD10-1 PAPD 处理合格的天然气也进入天然气压缩机系统，处理后供透平发电和注气驱油使用，还有剩余将通过火炬燃烧排放。原油处理系统二级分离器分出的伴生气，通过火炬燃烧放空。旅大 10-1 油田天然气处理工艺流程见图 2.4-4。

⑤含油生产水处理工艺流程

LD10-1 CEP 平台原油处理系统中产生的含油生产水经斜板隔油、加气浮选、核桃壳过滤器等处理流程，处理合格的水全部回注至旅大 10-1 和旅大 4-2 油田。LD10-1 CEP 平台含油生产水处理工艺流程见图 2.4-5。

⑥生产水回注工艺流程

a、生产水回注总体流程

LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田。LD10-1 CEP 平台处理合格的含油生产水优先回注旅大 10-1 油田，剩余合格生产水输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足部分由旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田的水源井进行补充。LD10-1 CEP 平台注水系统流程见图 2.4-6。

b、目前生产水回注情况

目前，LD10-1 CEP 产生的合格生产水不能满足旅大 10-1 油田回注需求，不足回注水由旅大 10-1 油田水源井补充，旅大 4-2 油田回注水由水源井提供。

c、水源井产出水处理流程

旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田水源井的开发层位均为馆陶组。水源井产出水经除砂器、纤维球过滤器处理后进入注水缓冲罐与生产水混合回注至地层。水源井产出水处理流程见图 2.4-7。

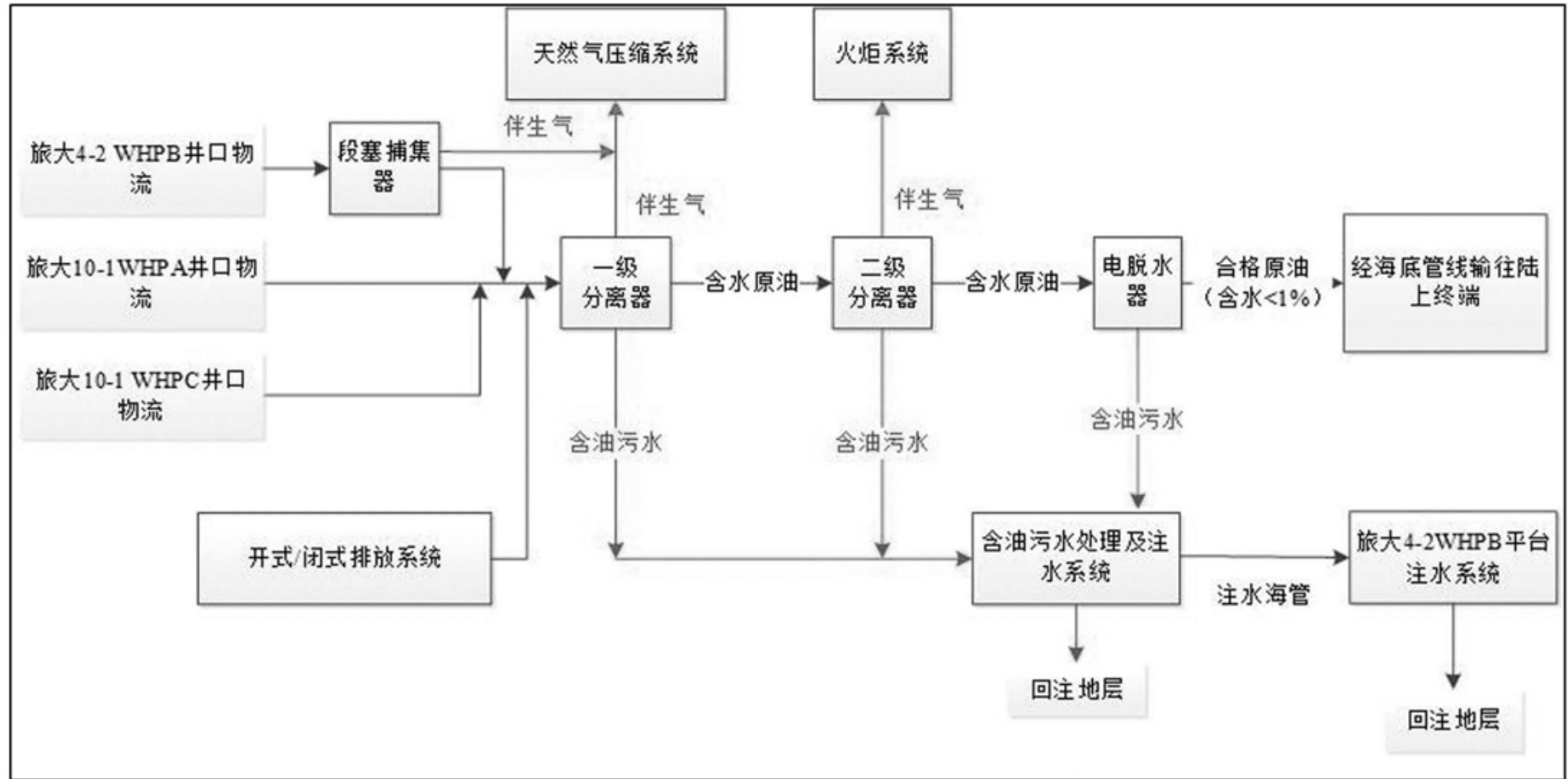


图 2.4-3 旅大 10-1 油田原油处理工艺流程

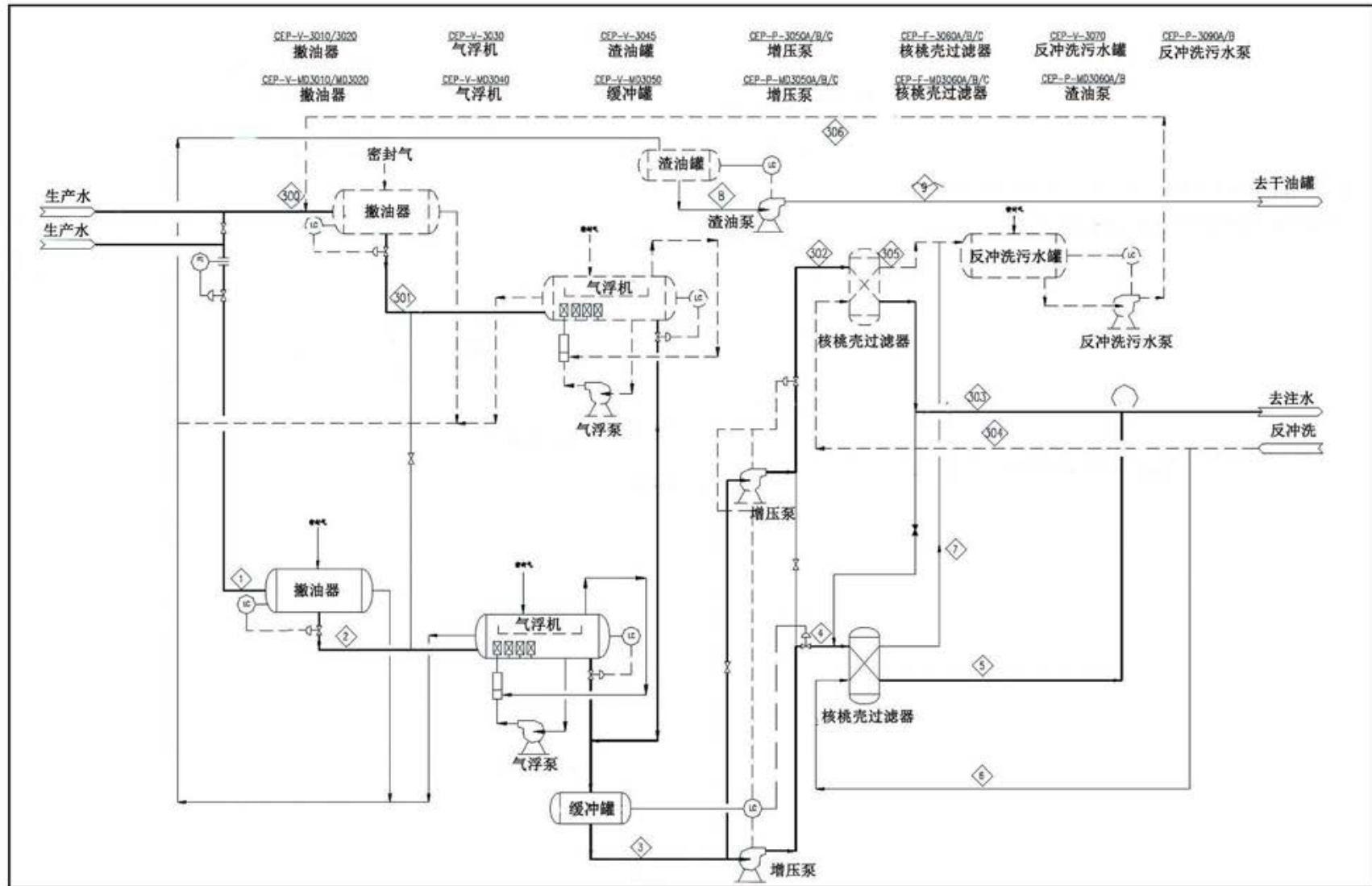


图 2.4-5 LD10-1 CEP 平台含油生产水处理工艺流程图

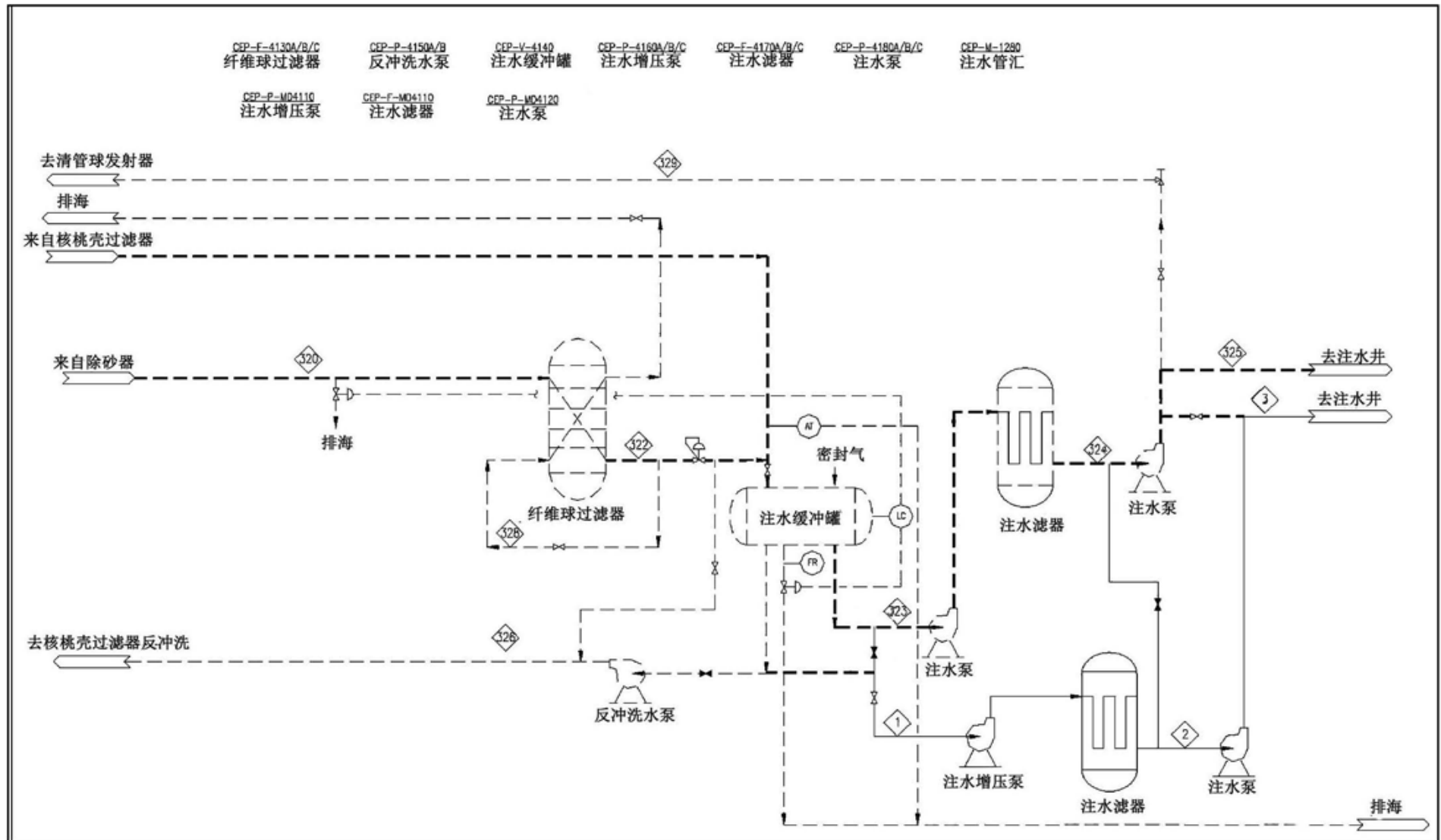


图 2.4-6 LD10-1 CEP 平台注水系统流程图



图 2.4-7 LD10-1 CEP 平台水源井水处理工艺流程图

⑦火炬

LD10-1 CEP 平台原油处理系统二级分离器分出的伴生气通过火炬燃烧放空，天然气压缩机系统的天然气优先供 LD10-1 CEP 平台透平发电使用，剩余部分利用 LD10-1 CEP 平台原有注气系统回注地层，剩余部分将通过火炬燃烧放空。

(3) 绥中 36-1 油田

①工程组成

绥中 36-1 油田包括海上工程和陆上附属工程两部分。海上工程位于辽东半岛海域，分为 I 期、I 期调整、II 期、II 期调整，陆上附属工程为绥中 36-1 陆上终端，位于辽宁省葫芦岛市绥中县，绥中 36-1 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、供配电系统、消防系统、通信系统等公用设施。绥中 36-1 终端的原油储罐区包括 10 座 50000m³ 外浮顶罐，2 座 20000m³ 外浮顶罐，储罐容积共 540000m³，其中 2 座 50000m³ 储罐用于储存旅大 4-2/10-1 原油。

②依托情况

LD10-1 CEP 平台处理合格原油通过已建的 LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油海底管道输送至绥中 36-1 终端，进行原油的存储。项目投产后，旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流依托 LD10-1 CEP 处理成合格原油后经 LD10-1 CEP 平台输送至绥中 36-1 终端，但不增加绥中 36-1 终端的含油生产水产生量和处理量。

2.4.1.3 依托工程环保手续执行情况及建设情况

(1) 环保手续执行情况

本项目所依托的 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、绥中 36-1 终端及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价，并取得了主管部门的批复。

(2) 工程实施情况

本项目依托工程均已按照要求建设完毕，且已完成了“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复。

(3) 小结

本项目所依托的 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、绥中 36-1 终端及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价、“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复，项目建设合法合规，项目依托可行。本次依托工程相关环评文件批复要求落实情况及工程建设情况详见“第六章 回顾性分析与评价”章节。

2.4.2 依托工程油气处理能力校核

2.4.2.1 原油、天然气处理工艺

LD4-2 WHPC 平台生产物流经计量后，与 LD4-2 WHPB 平台的生产物流混合后进入生产分离器，分离出的部分生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台；剩余生产物流（含水不低于 50%）经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。

LD4-2 WHPB 平台方向的生产物流经海底管道输送到 LD10-1 CEP 平台，经段塞流捕集器分为气液两相，液相汇合旅大 10-1 油田各井口平台物流进入 LD10-1 CEP 原油处理系统，气相汇合原油处理系统一级分离器分出的伴生气进入天然气压缩机。

LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台各井井流经与来自 LD4-2 WHPB 平台的液相井流汇合，进入 LD10-1 CEP 平台原油处理系统一级分离器进行油、气、水三相分离。经一级分离器分出的伴生气与 LD10-1 CEP 平台段塞流捕集器分离出的气体汇合后去天然气压缩机；经一级分离器分离出的生产水去生产水处理系统。经一级分离器分离后的原油进入热处理器分离，分离出的气体去火炬燃烧放空，生产水去生产水处理系统；经热处理器分离后原油进入电脱水器，分离出的生产水去生产水处理系统；分离出的合格原油（含水率 $<1\%$ ）通过原油经海水冷却器后进入干油罐，干油罐的合格原油通过原油外输泵经 LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端原油海底管道输往绥中 36-1 终端储存和外输。进入压缩机系统天然气，处理后供 LD10-1 CEP 平台透平发电，剩余部分经 LD10-1 CEP 平台原有注气系统回注地层，供注气驱油工艺使用，还有剩余将通过火炬燃烧排放。

依托的 LD10-1 CEP 平台还接收来自 LD10-1 PAPD 平台的合格原油、天然气和合格生产水。LD10-1 PAPD 平台与 LD10-1 CEP 平台栈桥相连，接收和处理的是来自 LD16-3 CEPA 平台的生产物流。

2.4.2.2 原油、天然气处理能力校核结果

LD10-1 CEP 平台原油和天然气处理能力校核见下表。

表 2.4-2 LD10-1 CEP 平台原油和天然气处理能力校核

依托工程	依托设施	设施设计处理能力	实际产生最大量	是否可行
LD10-1 CEP 平台	原油处理设施	████████	████████	可行
	天然气处理设施	████████	████████	可行

根据配产预测表，结合平台的原油、天然气处理能力，可以得出依托工程 LD10-1 CEP 平台原油和天然气设计能力均能够满足处理需求，依托可行。

2.4.3 依托工程生产水处理及回注能力校核

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目充分考虑依托工程 LD10-1 CEP 平台生产水处理系统的处理能力。

2.4.3.1 含油生产水处理工艺流程

LD10-1 CEP 平台生产水处理系统采用撇油罐+气浮机+核桃壳过滤器的三级处理流程，处理合格的生产水进入注水系统。

2.4.3.2 注水工艺流程

LD10-1 CEP 平台生产水处理系统处理合格的生产水进入注水系统，经过纤维球过滤器处理后，进入注水缓冲罐，然后经注水增压泵增压，注水过滤器过滤后，再经注水泵在旅大 10-1 油田进行回注，剩余部分通过已建注水管线输送至 LD4-2 WHPB 平台。

LD4-2 WHPC 含油生产水处理系统处理的生产水进入双介质过滤器，经过双介质过滤器处理达标，进入注水缓冲罐，再经注水泵在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台回注。根据生产水系统处理能力和 LD4-2 WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水，经双介质过滤器处理达标后进入注水缓冲罐；2021 年、2026 年至 2040 年需从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水。

2.4.3.3 生产水注采平衡

旅大 4-2 油田生产水注采平衡见表 2.4-3 和图 2.4-8，旅大 10-1/4-2 油田生产水注采平衡见表 2.4-4 和图 2.4-9。

表 2.4-3 旅大 4-2 油田注采平衡表

年份 (年)	LD4-2 WHPC 分离出的水量①	LD4-2 WHPC 注水量②	LD4-2 WHPB 注水量③	LD4-2 WHPB 水源井量④	LD10-1 CEP 返输水量⑤
	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					
2031					
2032					
2033					
2034					
2035					
2036					
2037					
2038					
2039					
2040					

注：①+④+⑤=②+③；根据 LD4-2WHPC 配注量要求，从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水，经双介质过滤器处理达标后进入注水缓冲罐。2021 年、2026 年至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水，再经过注水泵和注水管汇分配后回注地层。

图 2.4-8 旅大 4-2 油田生产水注采平衡（2027 年）

表 2.4-4 旅大 10-1/4-2 油田生产水注采平衡表

年份 (年)	LD16-3 CEPA 平台 外输水量①	旅大 10-1 油田产 水量②	旅大 10-1 油田注水 量③	旅大 4-2 油田产水量 ④	旅大 4-2 油田注水 量⑤	旅大区域水源井水 补充水量⑥	旅大 10-1 油田外输 水量⑦
	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	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■
2035	■	■	■	■	■	■	■
2036	■	■	■	■	■	■	■
2037	■	■	■	■	■	■	■
2038	■	■	■	■	■	■	■
2039	■	■	■	■	■	■	■
2040	■	■	■	■	■	■	■

注：①+②+④+⑥-③-⑤=⑦。

图 2.4-9 旅大 10-1/4-2 油田生产水注采平衡（2027 年）

2.4.3.4 含油生产水处理及回注能力校核结果

依托工程含油生产水处理及回注能力校核结果见下表。

表 2.4-5 依托工程含油生产水处理及回注能力校核

依托工程	依托设施	设施设计处理能力	实际产生最大量	是否可行
LD10-1 CEP 平台	含油生产水处理设施	██████	██████	可行
	注水设施	██████	██████	可行
LD4-2 WHPB 平台	注水设施	██████	██████	可行

由表可知看出，LD10-1 CEP 平台含油生产水的处理量及回注水量均未超过设计处理能力，LD4-2 WHPB 平台的回注水量未超过设计处理能力，项目依托可行。

2.4.4 依托管线输送能力校核

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发主要依托已建管线 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 平台的混输海底管道、LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油输送管道、LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 平台的注水海底管道。依托管线输送能力校核结果见下表。

表 2.4-6 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 平台的混输海底管道依托可行性分析

依托管线		校核压力 (kpaA)	校核温度 (°C)
LD4-2WHPB 至 LD10-1CEP 平台的混输海底管道	设计能力	3273	60.0
	本项目实施后实际运行情况	3273	入口温度 (°C): 60.0 出口温度 (°C): 53.3
是否可行		经海管结构校核满足使用要求	

表 2.4-7 LD10-1CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油输送管道依托可行性分析

依托管线		校核压力 (kpaA)	校核温度 (°C)
LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油输送管道	设计能力	6708	60
	本项目实施后实际运行情况	6708	温度 (°C): 60.0 出口温度 (°C): 45.8
是否可行		可行	

表 2.4-8 LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 平台的注水海底管道依托可行性分析

依托管线		设计压力 (kpaA)	设计温度 (°C)
LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 平台的注水海底管道	设计能力	3188	93
	本项目实施后实际运行情况	699	入口温度 (°C): 73 出口温度 (°C): 19.7

是否可行	可行
------	----

由上表可知，本项目依托管线的最大操作压力和操作温度均未超过校核参数，项目依托可行。

2.4.5 生活楼及生活污水处理能力校核

(1) 生活楼住宿能力校核

LD4-2 WHPB 平台定员为 30 人，LD4-2 WHPC 平台生产定员为 12 人，平台不设置生活楼，人员住宿依托 LD4-2 WHPB 平台。LD4-2 WHPB 平台原生活楼住宿能力为 30 人，本工程投产后，住宿能力增至 50 人，住宿能力满足项目需求。

(2) 生活污水处理能力校核

LD4-2 WHPB 平台设置一套生活污水处理装置。LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置采用电解法处理，其出水水质指标满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）中的一级标准对水质的要求。LD4-2 WHPB 平台生活污水处理能力为 40.4m³/d。

LD4-2 WHPB 平台住宿人员产生的生活污水全部依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理。本工程投产后，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量为 33.0m³/d，小于其生活污水处理装置的处理能力，因此，LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置依托可行。

2.4.6 依托工程天然气回注能力校核

根据《旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表》（国海环字[2016]175 号），目前旅大 10-1 油田所产伴生气量远大于发电机的耗气量，导致剩余大量伴生气经火炬系统放空，造成极大浪费。因此，将剩余伴生气回注井下气驱，达到驱油增产的目的，以实现剩余伴生气合理利用。

LD10-1 CEP 平台设置 2 台注气压缩机，单台能力 [REDACTED]。根据产能预测，2021 年至 2027 年，旅大 10-1 油田所产伴生气量远大于发电机的耗气量，透平发电后天然气的最大剩余量为 [REDACTED]，有 [REDACTED] 的天然气将通过火炬燃烧放空。

2.4.7 依托设施设计年限校核

本工程建成后需要依托 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道、LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端输油海底管道、LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道进行物流的集输及处理；依托 LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 海底电缆供电；依托绥中 36-1 终端进行原油存储。依托设施继续运营可行性分析见下表。

表 2.4-9 依托设施继续运营可行性分析

序号	平台/管线/电缆名称	投产年份	设计使用年限	到期时间	剩余设计年限
1	LD4-2 WHPB 平台	2007 年	25 年	2032 年	13 年
2	LD10-1 CEP 平台	2007 年	25 年	2032 年	13 年
3	LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道	2007 年	25 年	2032 年	13 年
4	LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端输油海底管道	2007 年	25 年	2032 年	13 年
5	LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道	2016 年	25 年	2041 年	21 年
6	LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 海底电缆	2007 年	25 年	2032 年	13 年
7	绥中 36-1 终端原油储罐	2005 年	-	-	-

通过分析可知，本次工程设计年限为 25 年，2032 年之后依托设施的运行时间部分超过设施的设计年限。此外本次所依托的平台、管线和储罐可继续稳定运行 13 年，建议所依托的平台和管线在达到设计使用年限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。

2.4.8 柴油系统、海水系统、淡水系统能力校核

(1) 柴油系统

LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台柴油的自持能力为 7 天，所有用户由 LD4-2 WHPB 柴油系统供应。LD4-2 WHPB 平台的柴油系统主要包括柴油储罐、柴油输送泵等，平台所耗柴油由供应船定时供给。

LD4-2 WHPB 平台的柴油储罐为 40m³，经核算，LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台对柴油的最大需求量（一个自持周期内）为 37.2m³，满足项目需求。

(2) 淡水系统

LD4-2 WHPC 平台所耗淡水由 LD4-2 WHPB 供应，主要用户有洗眼站、修井机系统和公用站等用户。LD4-2 WHPB 平台淡水系统包括 2 个 56m³ 淡水罐，2 台 25m³/h

淡水泵。据统计，LD4-2 WHPB 平台的修井机淡水用量约 $20\text{m}^3/\text{h}$ ，化学药剂系统淡水用量约 $5\text{m}^3/\text{h}$ ，生活楼淡水用量约 $25\text{m}^3/\text{h}$ ，消防水淡水用量约 $2\text{m}^3/\text{h}$ ，均间断使用；LD4-2 WHPC 平台的修井机淡水用量约 $30\text{m}^3/\text{h}$ ，洗眼站及其他用户淡水用量约 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，均间断使用。两平台不同时修井，LD4-2 WHPB 平台淡水系统可满足项目需求。

(3) 海水系统

LD4-2 WHPC 平台所耗海水由 LD4-2 WHPB 平台供应，LD4-2 WHPB 平台海水系统包括 2 台 $145\text{m}^3/\text{h}$ 的海水提升泵。LD4-2 WHPB 平台和 LD4-2 WHPC 平台的海水需求量均为 $60\text{m}^3/\text{h}$ ，公用站及其他用户海水需求量为 $10\text{m}^3/\text{h}$ ，均为间断使用。经校核，LD4-2 WHPB 平台海水系统可满足项目需求。

3 工程分析

3.1 施工期环境污染因素及污染源分析

3.1.1 施工期产污环节分析

海上建设阶段包括：平台和栈桥建设、钻完井、相应平台适应性改造等。

(1) 平台和栈桥建设过程主要包括导管架就位与安装，平台安装与连接，平台上模块安装、连接与调试，施工过程中将有浮吊船、驳船及拖轮等船舶参加作业。平台建设阶段主要产生机舱含油污水、船舶生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声。根据环境影响要素识别结果，本项目的主要污染物为化学需氧量（COD）。

(2) 平台适应性改造过程主要涉及平台结构改造、工艺管线的改造、更换设备、栈桥上光/电缆的铺设、生活楼改造等过程，施工过程有驳船、拖轮等船舶参加作业。平台适应性改造过程期间主要产生机舱含油污水、船舶生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声。根据环境影响要素识别结果，本项目的主要污染物为化学需氧量（COD）。

(3) 钻完井阶段主要产生钻屑、钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声。根据环境影响要素识别结果，本项目的主要污染物为悬浮物和 COD。

海上建设阶段的产污环节和污染物种类见图 3.1-1。

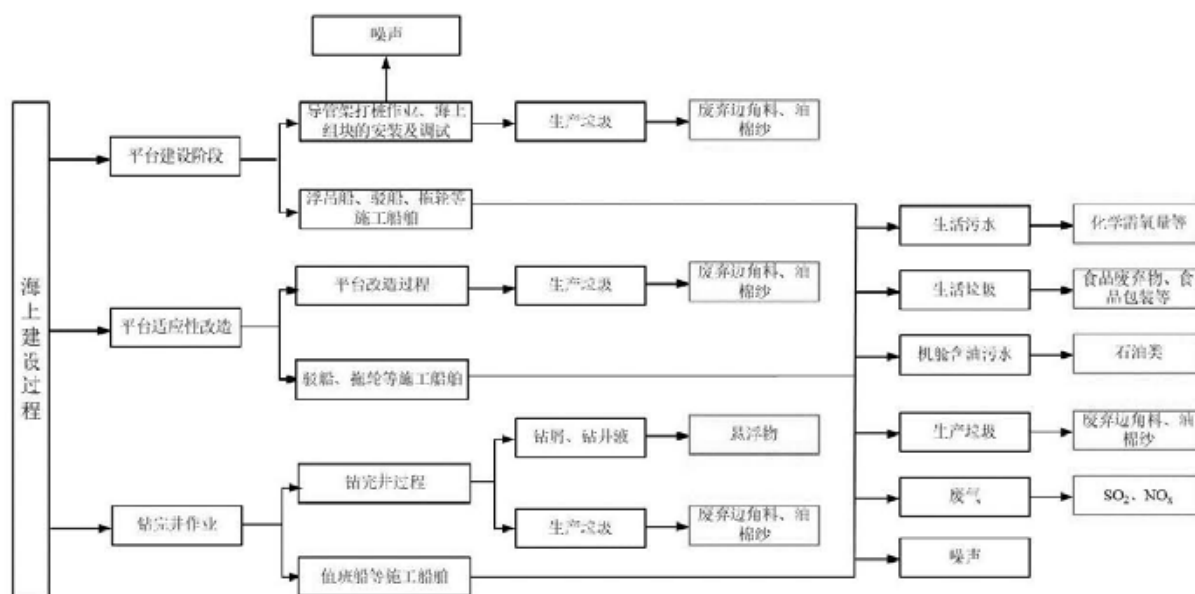


图 3.1-1 海上建设阶段产污环节分析和污染物种类

3.1.2 施工期污染源分析

3.1.2.1 钻井阶段产生的钻屑

(1) 钻屑产生量

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目使用的钻井液体系为水基环保钻井液。钻完井过程主要产生油层段钻屑和非油层段钻屑两类。钻屑产生量主要取决于井身长度和井身结构。本工程新钻井井深 1994~4347m，当钻至油层时，会有油层段钻屑产生。

本项目分五批开展钻完井作业，每一批次的作业时间包括动复员、钻井作业、完井作业时间。第一批预计施工时间是在 [REDACTED]，作业时间为 41.5 天，其中钻井时间为 21 天；第二批预计施工时间是在 [REDACTED] 作业时间为 115.5 天，其中钻井时间为 69.5 天；第三批预计施工时间是在 [REDACTED] [REDACTED]，作业时间为 69 天，其中钻井时间为 41.5 天；第四批预计施工时间是在 [REDACTED] [REDACTED]，作业时间为 62 天，其中钻井时间为 32.5 天；第五批预计施工时间是在 [REDACTED] [REDACTED]，作业时间为 221 天，其中钻井时间为 139 天。在设计阶段，考虑到非油层段钻屑和非油层段钻屑排放对周边海域海洋生态环境的影响，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开重要渔业资源的产卵盛期（6 月），以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

根据中海石油（中国）有限公司天津分公司提供的钻屑产生量数据，本工程钻屑产生情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 本工程钻屑产生情况

钻屑	井数 (口)	钻井时间 (d)	油层段钻屑产生量 (m ³)	非油层段钻屑产生量 (m ³)	合计 (m ³)
第一批	2	21	116.73	693.69	810.42
第二批	6	69.5	342.21	1979.31	2321.52
第三批	4	41.5	194.56	1072.10	1266.66
第四批	3	32.5	145.92	944.16	1090.08
第五批	9	139	463.38	3216.52	3679.90
合计	24	303.5	1262.80	7905.78	9168.58

钻井过程中，钻屑总量为 9168.58m³，其中油层段钻屑的产生量为 1262.80m³，非油层段钻屑的产生量为 7905.78m³。

(2) 环境污染防治措施

本项目使用钻井平台进行钻井，油层段钻屑在钻井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、处理单位辽宁绿源再生能源开发有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至辽宁绿源再生能源开发有限公司处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。为了防止油层段钻屑在施工年份辽宁绿源再生能源开发有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

非油层段钻屑（7905.78m³）排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（生物毒性容许值≥30000mg/L）的要求。若不符合排放要求，将同油层段钻屑一起运回陆上处理。

（3）污染源强核算

根据施工方案，本工程产生的非油层段钻屑在钻井期间连续排放，引起海水中的悬浮物浓度增加。本工程新钻井分五批实施，第一批非油层段钻屑产生量为 693.69m³，钻井时间为 21 天，平均排放速率约为 33.03m³/d；第二批非油层段钻屑产生量为 1979.31m³，钻井时间为 69.5 天，平均排放速率约为 28.69m³/d；第三批非油层段钻屑产生量为 1072.1m³，钻井时间为 41.5 天，平均排放速率约为 25.83m³/d；第四批非油层段钻屑产生量为 944.16m³，钻井时间为 32.5 天，平均排放速率约为 29.05m³/d；第五批非油层段钻屑产生量为 3216.52m³，钻井时间为 139 天，平均排放速率约为 23.14m³/d。非油层段钻屑密度按 2.6g/cm³ 计，可知非油层段钻屑排放产生的悬浮物最大源强为 0.99kg/s。非油层段钻屑排放产生的悬浮物源强核算结果见下表。

表 3.1-2 非油层段钻屑排放产生的悬浮物源强核算

钻屑	井数 (口)	钻井时间 (d)	非油层段钻屑产生 量 (m ³)	非油层段钻屑排放 速率 (m ³ /d)	悬浮物源强 (kg/s)
第一批	2	21	693.69	33.03	0.99
第二批	6	69.5	1979.31	28.69	0.86
第三批	4	41.5	1072.10	25.83	0.78
第四批	3	32.5	944.16	29.05	0.87
第五批	9	139	3216.52	23.14	0.70

3.1.2.2 钻井阶段产生的钻井液

(1) 钻井液产生量

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目使用钻井平台进行钻井，以批钻的方式开展作业。使用的钻井液体系为水基环保钻井液，钻井液循环使用，如钻井液不足则进行配制相应的钻井液体系进行补充。钻完井过程中使用水基环保钻井液主要产生油层段水基钻井液和非油层段水基钻井液两类（以下简称“油层段钻井液”和“非油层段钻井液”）。非油层段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。根据中海石油（中国）有限公司天津分公司提供的钻屑产生量数据，本项目钻井液产生情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 本项目钻井液产生情况表

钻井液	井数 (口)	粘附 排放 (m ³)	固井 排放 (m ³)	起下钻 排放 (m ³)	一次性 排放 (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	2	81.04	60.00	27.08	210.00	378.12	665.22	1043.34
第二批	6	232.15	195.00	78.66	210.00	715.81	665.98	1381.79
第三批	4	126.67	120.00	48.28	210.00	504.95	550.22	1055.17
第四批	3	109.01	90.00	44.91	210.00	453.92	598.86	1052.78
第五批	9	367.99	315.00	193.42	210.00	1086.41	842.05	1928.46
合计	24	916.86	780.00	392.35	1050.00	3139.21	3322.32	6461.53

钻井过程中，钻井液产生总量为 6461.53m³，油层段钻井液产生量为 3322.32m³，非含油钻井液产生量为 3139.21m³。

(2) 污染防治措施

本项目采用钻井船进行钻完井作业，钻井过程中全部采用环保型水基钻井液，循环使用。钻井过程中产生的油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台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码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。到码头计划由危废运输、处理单位辽宁绿源再生能源开发有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至辽宁绿源再生能源开发有限公司处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。为了防止油层段钻井液在施工年份辽宁绿源再生能源开发有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳

威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

非油层段钻井液的排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$ ）的要求。若不符合排放要求，将同油层段钻井液一起运回陆上处理。

（3）污染源强核算

本工程分五批次钻井，每一批钻井时间间隔大于 15 天，钻井完成后泥浆罐中剩余的钻井液不再继续使用。非油层段钻井液一次性排放，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，一次性排放量 210m^3 ，总计排放 5 次，排放速率最大为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ，一次排 6 个小时。

非油层段钻井液排放速率最大为 $35\text{m}^3/\text{h}$ ，密度按 $1.1\text{g}/\text{cm}^3$ 计，可知非油层段钻井液排放产生的悬浮物最大源强为 $10.7\text{kg}/\text{s}$ 。

3.1.2.3 施工期废水

（1）废水产生量

本工程施工期间动用浮吊、驳船、拖轮等船舶进行作业，施工过程中会有少量船舶机舱含油污水产生。机舱含油污水按每船每日 0.5m^3 计算，共产生机舱含油污水约 745.5m^3 。

施工期间生活污水按每人每天 0.35m^3 计算，共计产生生活污水 29183m^3 。平台安装阶段生活污水产生量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，钻完井阶段生活污水产生量为 $42\text{m}^3/\text{d}$ ，LD4-2 WHPB 平台适应性改造生活污水产生量为 $8.75\text{m}^3/\text{d}$ ，LD10-1 CEP 平台适应性改造生活污水产生量为 $21\text{m}^3/\text{d}$ 。

施工期废水产生量核算表见表 3.1-4。

表 3.1-4 施工期废水产生量核算表

序号	施工内容	施工船舶数量（艘）	施工人员（人/每天）	施工天数（天）	生活污水产生量（ m^3 ）	船舶含油污水产生量（ m^3 ）
1	平台安装	3	100	54	1890	81
2	第一批次钻井作业	1	120	41.5	1743	20.75
3	第二批次钻井作业	1	120	115.5	4851	57.75

4	第三批钻井作业	1	120	69	2898	34.5
5	第四批钻井作业	1	120	62	2604	31
6	第五批钻井作业	1	120	221	9282	110.5
7	LD4-2 WHPB 平台适应性改造	1	25	100	875	50
8	LD10-1 CEP 平台适应性改造	3	60	240	5040	360
合计					29183	745.5

(2) 环境污染防治措施

施工船舶产生的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管理规定》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，计划由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理。

本项目位于与最近陆地间的距离大于 12 海里的海域，根据《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)对生活污水排放控制要求，施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率”的条件下，间歇排海。钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级标准 (COD \leq 300mg/L) 后，间歇排海。

(3) 污染源强核算

① 化学需氧量 (COD)

根据分析，施工期生活污水的产生量约 29183m³，其中施工船舶 7805m³，钻井平台 21378m³，生活污水主要污染物为化学需氧量 (COD) 等。根据《第一次全国污染源普查城镇生活源产排污系数手册》(2008 年 3 月)，根据生活污水量和化学需氧量的产生系数，可换算化学需氧量的浓度值范围在 400~624mg/L 范围之内，施工期将类比这一结果，选取最大值作为本项目化学需氧量的计算依据。化学需氧量浓度按照 624mg/L 进行估算，施工期化学需氧量 (COD) 的产生量约 18.21t。

施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率”的条件下，间歇排海；钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)一级标准 (COD \leq 300mg/L) 后，间歇排海。则施工期生活污水中化学需氧量的排放量约 11.28t。

根据施工方案，平台安装阶段生活污水产生量为 $35\text{m}^3/\text{d}$ ，钻完井阶段生活污水产生量为 $42\text{m}^3/\text{d}$ ，LD4-2 WHPB 平台适应性改造生活污水产生量为 $8.75\text{m}^3/\text{d}$ ，LD10-1 CEP 平台适应性改造生活污水产生量为 $21\text{m}^3/\text{d}$ 。每天按照 2 小时排放进行计算，施工船舶排放化学需氧量（COD）的最大源强为 3.0g/s ，钻井平台排放化学需氧量（COD）的最大源强为 1.75g/s 。

②石油类

施工期机舱含油污水的产生量约 745.5m^3 ，其主要污染物为石油类。石油类浓度按照 600mg/L 进行估算，施工期石油类的产生量约 0.447t 。机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》要求进行铅封，运回陆地交由有资质单位进行处理。

3.1.2.4 施工期固体废物

(1) 固废产生量

在施工阶段，将产生生活垃圾和生产垃圾，如食品废弃物和废弃的零件、边角料、包装材料、油棉纱等。施工阶段生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算，根据总体开发方案及建设单位提供的经验数据，施工期生活垃圾的产生量约 125.07t ，生产垃圾的产生量约 175.88t ，其中一般工业固体废物 157.68t ，危险废物 18.2t 。施工期固体废物产生估算量见表 3.1-5。

表 3.1-5 施工期固体废物产生量

序号	平台名称	施工天数 (天)	施工人数 (人)	生活垃圾产生量 (t)	一般工业固体废物 (t)	危险废物 (t)
1	平台设施安装	54	100	8.10	4.2	0.5
2	钻完井作业	509	120	91.62	142.88	17.5
3	LD4-2 WHPB 平台适应性改造	100	25	3.75	10.6	0.2
4	LD10-1 CEP 平台适应性改造	240	60	21.60		
合计		903	305	125.07	157.68	18.2

(2) 环境污染防治措施

施工期产生的生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

3.1.2.5 施工期废气

本工程位于渤海中部海域，属于《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交通运输部，2018.11）规定的船舶大气污染物排放控制区沿海控制区。建议建设单位在施工时选择的施工船舶应满足以下条件：

a、2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% m/m 的船用燃油。

b、2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求。

其中，《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段 NO_x （按 NO_2 总加权排放量计算）排放限值为：

a、14.4g/kWh，当 n 小于 130rpm；

b、 $44 \cdot n^{-0.23}$ g/kWh，当 n 等于或大于 130rpm，但小于 2000rpm；

c、7.7g/kWh，当 n 等于或大于 2000rpm；

n —发动机额定转速（每分钟曲轴转速）。

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

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

3.1.2.6 施工期噪声

施工过程的施工机械和施工船舶产生噪声，噪声值一般在 60~100dB（A）。

3.1.2.7 海上建设阶段污染物汇总

海上建设阶段主要污染物及排放源强见表 3.1-6。

表 3.1-6 海上建设阶段污染物及排放源强汇总表

污染要素	污染源	污染物	污染物产生			污染物排放			污染物排放速率	排放去向
			产生废水量	产生浓度	产生量	排放废水量	排放浓度	排放量		
废水	船舶生活污水处理装置产生的生活污水	化学需氧量	29183m ³	624mg/L	18.21t	29183m ³	624mg/L (施工船舶) 300mg/L (钻井平台)	11.28t	3.0g/s (最大)	施工船舶按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)对生活污水排放控制要求进行排放; 钻井平台经船舶生活污水处理装置处理达标后排放
	船舶油污水系统的机舱含油污水	石油类	745.5m ³	600mg/L	0.447t	0	0	0	0	铅封, 运回陆上交辽宁绿源再生能源开发有限公司处理
污染要素	固体废物名称		固废属性		产生量	处置量	排放量	污染物排放源强	最终去向	
固废	钻井作业产生的油层段钻井液		从严要求, 按照危险废物进行管理		3322.32m ³	3322.32m ³	0	0	运回陆上交由辽宁绿源再生能源开发有限公司处理	
	钻井作业产生的油层段钻屑		从严要求, 按照危险废物进行管理		1262.80m ³	1262.80m ³	0	0		
	钻井作业产生的非油层段钻井液		-		3139.21m ³	0	3139.21m ³	10.7kg/s	经检测, 满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准(不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)一级标准(生物毒性容许值≥30000mg/L)要求后排海	
	钻井作业产生的非油层段钻屑		-		7905.78m ³	0	7905.78m ³	0.99kg/s (最大)		
	废弃边角料、包装材料等含油垃圾		一般工业固体废物		157.68t	157.68t	0	0		
		危险废物		18.2t	18.2t	0	0	分类收集、运回陆上交有资质单位进行处理		

	生活垃圾	生活垃圾	125.07t	125.07t	0	0	分类收集，运回陆上处理
污染要素	噪声源	声源类型	噪声源强	降噪措施	噪声排放值		持续时间
噪声	施工机械和施工船舶	频发	60~100dB (A)	无	60~100dB (A)		施工期
污染要素	污染源	污染物	产生量	治理措施	污染物排放		排放时间
废气	施工船舶产生的废气	SO ₂ 、NO _x	-	使用《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交通运输部, 2018.11)要求的燃料油	-		施工期

3.2 运营期环境污染因素及污染源分析

3.2.1 运营期产污环节分析

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目的产污环节主要包括生产工艺流程、生产作业区的清洗和维修作业、设备设施的运营和平台防腐。

(1) 根据新建平台的生产工艺流程，生产过程中主要产生含油生产水和固体废物。

(2) 运营期，生产作业区会产生初期雨水，生产作业区的清洗作业会产生甲板/设备冲洗水，设备检维修作业会产生生产垃圾。

(3) 新建平台上设有柴油应急发电机，间断使用，会产生 SO_2 和 NO_x 。

(4) 新建平台上设有风机、泵、柴油发电机和压缩机等设备设施，使用过程中会产生噪声。

(5) 新建平台导管架水下部分采用牺牲阳极法进行防腐设计，运营期会产生锌离子自然释放至海中。

本项目生产阶段产污环节和污染物种类见图 3.2-1。

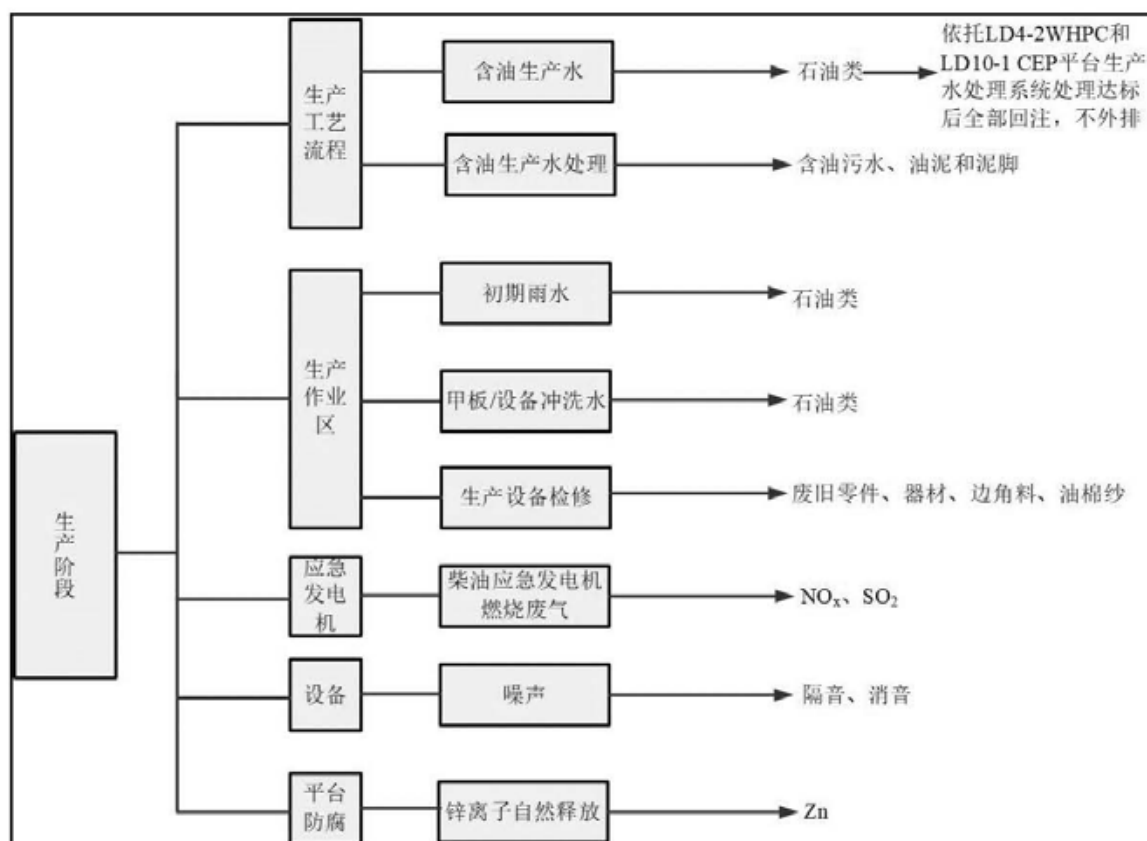


图 3.2-1 运营期产污环节分析和污染物种类

3.2.2 运营期污染源分析

3.2.2.1 含油生产水

(1) 含油生产水产生量

LD4-2 WHPC 平台含油生产水最大产生量 [REDACTED]，LD4-2 WHPB 平台的含油生产水最大产生量为 [REDACTED]，LD4-2 WHPC 平台生产分离器分离出的最大水量为 [REDACTED]

(2) 环境污染防治措施

① 正常工况

LD4-2 WHPC 平台产生的含油生产水与 LD4-2 WHPB 平台产生的含油生产水汇合，汇合后的部分含油生产水经 LD4-2 WHPC 平台分离后，进入 LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理装置和双介质过滤装置，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准 (石油类 $\leq 15\text{mg/L}$) 后，满足回注要求，在 LD4-2 WHPC 平台和 LD4-2 WHPB 平台全部回注地层，不外排。剩余生产物流经 LD4-2 WHPB 平台输往 LD10-1 CEP 平台处理进行处理，含油生产水处理合格后全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田地层，不外排。

② 非正常工况

本项目投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况 (如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时)。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

(3) 污染物源强核算

根据《旅大 10-1/4-2 油田 18 口调整井环境影响报告表》(环审[2019]90 号)，LD10-1 CEP 平台进口含油生产水中石油类浓度为 520mg/L ，旅大 4-2 油田 4-3 区块与旅大 10-1 油田距离较近，LD4-2 WHPC 平台进口含油生产水中石油类浓度将类比这一结果进行污染物源强核算。

LD4-2 WHPC 平台生产分离器分离出的最大水量为 [REDACTED]，石油类浓度按照 520mg/L 进行核算，生产天数按照 350 天进行计算，则石油类产生量约 829.92t/a 。含油生产水进入 LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理装置和双介质过滤装

置，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准（石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后进行回注，则石油类的回注量为 23.94t/a，含油生产水不排海。

3.2.2.2 生产垃圾

（1）生产垃圾产生量

在油田生产阶段，含油生产水处理系统会产生油泥沙等危险废物，通过类比分析，油泥沙产生量约 165t/a，其他含油垃圾产生量约 60t，总计约 225t/a。同时，平台还会产生废旧零件、器材、边角料等一般工业固体废物，按每口井 1t/a 计算，共产生一般工业固体废物约 24t/a。

（2）环境污染防治措施

一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。本项目产生的生产垃圾不排海。

3.2.2.3 初期雨水

（1）初期雨水产生量

由于 LD4-2 WHPC 平台距离陆地最近的城市为绥中县，因此本项目初期雨水按绥中县地区暴雨公式进行估算。暴雨强度公式为：

$$q = \frac{1833(1 + 0.806\lg P)}{(t + 9)^{0.724}}$$

式中：q—暴雨强度(L/S·ha)；

P—设计暴雨重现期，采用 P=1 年；

t—集流时间 (min)，采用 30min。

计算得工程区暴雨强度为 129.19L/S·ha。

雨水量公式：

$$Q = C \cdot F \cdot q$$

式中：Q-雨水量(L/s)；

F-汇水面积 (ha)，新建平台上部组块的最大面积为 0.1207ha；

C-径流系数，平台上地面完全硬化，故径流系数本次评价取 0.9。

计算得工程区雨水量为 14.03L/s。初期雨水一般为前 15min 的雨水，经计算初期雨水量新增量 12.63m³/次。

(2) 环境污染防治措施

开排系统主要包括开排槽和开排泵，用于收集初期雨水。初期雨水经开排系统收集后，进入生产工艺系统，不排海。

(3) 污染物源强核算

新建平台产生初期雨水的主要污染物为石油类，其浓度按照 50mg/L 进行计算，则初期雨水中石油类的产生量约 0.63kg/次。

3.2.2.4 甲板/设备冲洗水

(1) 甲板/设备冲洗水产生量

本项目在运营期会产生少量的甲板/设备冲洗水。

(2) 环境污染防治措施

LD4-2 WHPC 平台的开式排放系统，用以收集处理甲板和各工艺设施区域产生的溢出液和甲板/设备冲洗水等。当开式排放槽达到一定的液位时，由开排槽泵将含油污水打入闭式排放罐。闭式排放罐主要用于收集带压容器、管线及安全释放阀等处排放的带压流体，当罐内液位上升到设定值时，闭排泵自动启动，将液体输送到工艺管线，最后进入生产工艺系统，不排海。

3.2.2.5 金属 Zn

新建平台导管架水下部分采用牺牲阳极法进行防腐设计，主要采用铝基牺牲阳极法，即在常规的 Al-Zn-In 系阳极中添加 Mg、Ga 等合金元素。铝基牺牲阳极除铝外，重金属主要成分为锌，含量为 3.0%~6.0%，平均锌含量为 4.5%。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目 LD4-2 WHPC 平台采用牺牲阳极防腐，平台防腐共计使用铝基牺牲阳极 280 块，阳极块主要成分为铝，锌重金属含量为 3.0%~6.0%，平均锌含量为 4.5%。平台设计寿命为 25 年，考虑到阳极使用寿命的裕量，锌以离子形态每年释放到海水中的总量 236.02kg，即每秒释放到海水中的锌离子不超过 0.01g。

牺牲阳极产生的锌离子自然释放到海水中。

表 3.2-1 新建平台牺牲阳极用量及释放到海水中的锌含量

平台名称	阳极块单重 (kg)	数量 (块)	释放锌总量 (kg)	阳极锌释放源强 (kg/a)
LD4-2 WHPC 平台	468.3	280	5900.58	236.02

3.2.2.6 废气

在 LD4-2 WHPC 平台上设置了柴油应急发电机。正常情况下，柴油机每月试运转一次，全年启动 12 次，柴油机试运行消耗柴油量约为 $0.8\text{m}^3/\text{a}$ ；此外，失电后应急情况下，柴油应急发电机还会消耗一定量的柴油。运行期间因消耗柴油产生 SO_2 、 NO_x 和烟尘污染物。

3.2.2.7 噪声

新建平台上设有风机、泵、柴油发电机和压缩机等设备设施，使用过程中会产生噪声，设备噪声级一般在 85dB (A) 左右。

3.2.2.8 船舶污染物

在海上生产阶段，参加作业船舶主要为值班船，LD4-2 WHPC 平台值班船与周边油田共享，且共享船舶为已有船舶，不属于本项目新增，因此，本项目不新增船舶污染物（生活污水、生活垃圾、机舱含油污水）。

3.2.2.9 生活污水和生活垃圾

新建 LD4-2 WHPC 平台为井口平台，生产定员为 12 人，生产人员住宿全部依托 LD4-2 WHPB 平台。LD4-2 WHPB 平台产生的生活污水和生活垃圾全部在本平台进行处理和处置。因此，新建平台不产生生活污水和生活垃圾。

3.2.2.10 生产阶段污染物汇总

表 3.2-2 本工程运营期污染物产生情况一览表

污染要素	污染源	污染物	污染物产生			污染物控制量			污染物排放源强	排放去向
			产生废水量	产生浓度	产生量	控制废水量	控制浓度	控制量		
废水	含油生产水	石油类	██████████	520mg/L	829.92t/a	██████████	15mg/L (回注浓度)	23.94t/a (回注量)	0	进入 LD4-2 WHPC 和 LD10-1 CEP 平台进行处理, 处理达标后全部回注, 不外排
	初期雨水	石油类	12.63m³/次	50mg/L	0.63kg/次	12.63m³/次	50mg/L	0.63kg/次	0	经开/闭系统收集后, 进入生产工艺系统
	甲板/设备冲洗水	石油类	少量	-	-	少量	-	-	0	
平台牺牲阳极锌离子释放	锌	-	-	236.02kg/a	-	-	-	236.02kg/a	自然释放	
污染要素	固体废物名称		固废属性		产生量		处置量	排放量	污染物排放源强	最终去向
固废	废弃边角料、包装材料等		一般工业固体废物		24t/a		24t/a	0	0	分类收集、运回陆上交辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理
	油泥沙、泥脚和含油垃圾		危险废物		225t/a		225t/a	0	0	
污染要素	噪声源		声源类型		噪声源强		降噪措施	噪声排放值		持续时间
噪声	风机、泵、柴油发电机和压缩机等		频发		约 85dB (A)		隔声、消音	约 85dB (A)		运营期
污染要素	污染源		污染物		产生量		治理措施	污染物排放		排放时间

废气	柴油应急发电机废气	SO ₂ 、NO _x	少量	无	少量	运营期
----	-----------	----------------------------------	----	---	----	-----

3.3 废弃阶段

废弃阶段基本上为海上施工/安装阶段的反过程，主要工程内容包括工艺设备的扫线处理、上部组块及相关设备和设施的拆卸、导管架的拆除、油井的地下封堵和水下井口的切割等。具体工程内容因废弃方式或程度不同而有所差异，需届时根据废弃工程具体方案进行详细分析。总体而言废弃阶段的主要污染物包括设备清洗液、拆除的废旧设施和钢材、电缆等工业垃圾，以及施工船舶产生的机舱含油污水、施工人员产生的生活污水和生活垃圾等。按照有关法律规定，油田废弃阶段需另行进行专门的环境影响评估。

3.4 依托工程产排污变化情况

LD4-2 WHPC 平台为一座带部分处理设施的井口平台，平台产生的油和气全部依托 LD10-1 CEP 平台进行处理，平台生产人员的住宿全部依托 LD4-2 WHPB 平台。同时，本项目对依托的 LD10-1 CEP 平台和 LD4-2 WHPB 平台进行适应性改造，未改变依托平台主要的生产设施，本报告针对依托平台产排污变化情况进行分析。

3.4.1 产排污变化情况

(1) LD4-2 WHPB 平台

LD4-2 WHPC 平台生产人员产生的生活污水和生活垃圾全部依托 LD4-2 WHPB 平台进行处理处置，LD4-2 WHPB 平台主要新增的是生活污水和生活垃圾的量。

(2) LD10-1 CEP 平台

LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台产生的生产物流经部分脱水后，其他物流全部输往 LD10-1 CEP 平台进行处理，处理合格的原油经已建输油海底管道输送至绥中 36-1 终端，因此不增加绥中 36-1 污染物的产生量；分离出的含油生产水经生产水处理装置处理达标后，全部回注，因此 LD10-1 CEP 平台的含油生产水的接收量有所变化；分离出的天然气进入天然气压缩机系统，处理后优先供透平发电使用，剩余部分用于注气驱油，还有剩余将通过火炬燃烧放空，LD4-2 WHPC 平台投产后，LD10-1 CEP 平台接收天然气量发生变化，透平和燃烧放空的气量发生变化，因此大气污染物的产生量和排放量有所变化。

3.4.2 生活污水

(1) 生活污水产生量

LD4-2 WHPB 平台定员为 30 人，LD4-2 WHPC 平台生产定员为 12 人，平台不设置生活楼，人员住宿依托 LD4-2 WHPB 平台。项目投产后，生活楼的住宿能力由 30 人增加至 50 人。根据《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），生活污水采用生化法进行处理，生活污水的最大产生量为 $1861\text{m}^3/\text{a}$ ，按照旅大 4-2 油田井口平台定员 30 人，旅大 5-2 油田中心平台定员 70 人，旅大 10-1 油田中心平台定员 70 人进行等比例折算，LD4-2 WHPB 平台生产污水的批复总量约为 $328.5\text{m}^3/\text{a}$ 。LD4-2 WHPB 平台已于 2018 年 2 月完成生活污水处理装置升级改造，并通过原国家海洋局北海分局的审批（海北环发[2018]34 号），未重新申请排放总量。

LD4-2 WHPC 平台生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理，处理能力 $40.4\text{m}^3/\text{d}$ 。为了满足本项目需要，需对 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行改造，住宿能力增至 50 人，因此，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量按照住宿能力 50 人进行重新核算。

根据《LD4-2 WHPB 平台电解法生活污水处理装置使用、维修说明书》，平台压力海水系统有一路引至生活污水处理装置海水入口，为装置提供海水，海水用量为 $0.79\text{m}^3/\text{h}$ （设计海水用量）。因生活污水处理装置使用电解法需要使用一定量的海水，因此生活污水的排放总量需综合考虑黑水产生量、灰水产生量和海水用量。根据中国海洋石油总公司文件-《关于进一步加强海上油气生产设施生活污水达标排放管理的通知》（海油总安[2014]601 号），电解式生活污水处理装置运行时需要掺入一定量海水保证电解效果，设计水量包含工艺所需掺入的海水量，要求掺入比例低于总设计水量的 50%。

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，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量为 $33.0\text{m}^3/\text{d}$ ，其中（灰水和黑水为 $17.5\text{m}^3/\text{d}$ ，海水为 $15.5\text{m}^3/\text{d}$ ），生活污水排放总量为 $12045\text{m}^3/\text{a}$ ，按照 COD 达标排放浓度 $300\text{mg}/\text{L}$ 计算，COD 产生量约为 $3.6\text{t}/\text{a}$ 。

与原批复总量相比，生活污水增加量为 $11716.5\text{m}^3/\text{a}$ ，生活污水中 COD 的排放增加量为 $3.5\text{t}/\text{a}$ 。生活污水改造后，生活污水的实际排放量为 $8622.3\text{m}^3/\text{a}$ ，与现有生活污

水排放情况相比，生活污水增加量为 3422.7m³/a，COD 的排放增加量为 1.0t/a。

表 3.4-1 运营期 LD4-2 WHPB 平台生活污水新增排放量

平台	生活污水排放增加量 (m ³ /a)	化学需氧量排放 增加量 (t/a)	处理方式
LD4-2 WHPB 平台	3422.7	1.0	进入 LD4-2WHPB 平台生活污水处理装置，经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB/T4914-2008)(COD ≤300mg/L) 的要求后排海

(2) 环境污染防治措施

LD4-2 WHPB 平台生活污水进入生活污水处理装置，经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB/T4914-2008)(COD≤300mg/L，粪便经消毒和粉碎等处理) 的要求后排海。

(3) 污染物源强核算

根据分析，本项目实施前生活污水原水的产生量约 4569.8m³/a，生活污水的排放量为 8622.3m³/a；本项目实施后生活污水原水的产生量约 6387.5m³/a，生活污水的排放量为 12045m³/a。依据现有平台生活污水原水中化学需氧量 (COD) 浓度的统计值在 600~900mg/L 之间，则本项目将按照化学需氧量 (COD) 的浓度的最大值核算化学需氧量的产生量，按照 300mg/L 核算化学需氧量的排放量。本项目实施前生活污水原水中化学需氧量 (COD) 产生量约 4.1t/a，生活污水中化学需氧量 (COD) 排放量为 2.6t/a；本项目实施后生活污水原水的产生量约 5.7t/a，生活污水的排放量为 3.6t/a。

本项目实施后，LD4-2 WHPB 平台生活污水的排放量为 33m³/d，化学需氧量按照 300mg/L 标准核算源强，每天 24 小时排放，则 LD4-2 WHPB 平台化学需氧量 (COD) 的最大源强为 0.11g/s。

3.4.3 生活垃圾

(1) 生活垃圾产生量

本项目投产前，生活垃圾的产生量为 45.1t/a；项目投产后，生活楼的住宿能力由 30 人增加至 50 人，生活垃圾按每人 1.5kg/d 计，生活垃圾的新增产生量约为 30kg/d，合 10.95t/a。

(2) 环境污染防治措施

依托平台 LD4-2 WHPB 平台产生的生活垃圾，分类收集，全部运回陆地进行处理。

3.4.4 大气污染物

LD4-2 WHPC 平台投产后，除部分生产水在 LD4-2 WHPC 平台分离后全部回注地层外，其他油气水混合的物流通过海底管道输往 LD10-1 CEP 平台进行处理，因此在新建平台上不涉及天然气燃烧。LD4-2 WHPC 平台投产后，LD10-1 CEP 平台接收天然气量发生变化，透平和燃烧放空的气量发生变化，则大气污染物的产生量和排放量发生变化。本工程投产前后 LD10-1 CEP 平台透平和燃烧排放天然气用量变化情况见表 3.4-2。

表 3.4-2 本工程投产前后 LD10-1 CEP 平台透平和燃烧排放天然气用量变化情况

年份	投产前用气				投产后用气				天然气燃烧增加量 10 ⁴ m ³ /d
	透平发电用气	注气驱油用气	火炬燃烧用气	天然气燃烧量合计	透平发电用气	注气驱油用气	火炬燃烧用气	天然气燃烧量合计	
	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	10 ⁴ m ³ /d	
2021 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2035 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2036 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2037 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2038 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2039 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2040 年	■	■	■	■	■	■	■	■	■

本项目投产后新增的天然气的量为 [REDACTED]。按照《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》(2010年修订),每燃烧 1Nm^3 天然气约产生 13.63m^3 烟气量; NO_x 排放系数为: $18.71\text{kg}/10^4\text{m}^3$ 燃料气。天然气组分不含硫化氢,故无二氧化硫的排放。根据系数估算,新增大气污染物产生量见下表。

表 3.4-3 本项目投产前后大气污染产生量

污染物	烟气量 (m^3/a)	NO_x (t/a)
投产前最大产生量	7.89×10^8 (2022 年)	108.29 (2022 年)
投产后最大产生量	11.9×10^8 (2022 年)	162.70 (2022 年)
最大增量	5.07×10^8 (2024 年)	69.61 (2024 年)

综上,本项目投产后,LD10-1 CEP 平台 NO_x 排放量最大为 162.70t/a ,最大增量为 69.61t/a 。

3.4.5 含油生产水

(1) 含油生产水产生量

本项目投产前 LD10-1 CEP 主要接收处理 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 WHPA 平台、LD10-1 WHPC 平台的含油生产水。本项目投产后,LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台产生的生产物流在 LD4-2 WHPC 平台上进行脱水处理,因此 LD4-2 WHPB 平台输往 LD10-1 CEP 平台的生产水量发生变化。

投产前 LD10-1 CEP 平台生产水的最大产生量为 [REDACTED],石油类浓度按照 520mg/L 进行核算,生产天数按照 350 天进行计算,石油类最大产生量约 3538.63t/a ;含油生产水进入 LD10-1 CEP 平台含油生产水处理装置,处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)标准(石油类 $\leq 30\text{mg/L}$)后进行回注,生产水的最大回注量为 [REDACTED],石油类的最大回注量为 204.15t/a 。

项目投产后,LD10-1 CEP 平台生产水的产生量为 [REDACTED],石油类产生量约 3102.74t/a 。生产水的最大回注量为 [REDACTED]石油类的最大回注量为 179.00t/a 。

本项目投产前后,含油生产水的产生量和回注量减少 [REDACTED],石油类的产生量减少 651.92t/a ,石油类的回注量减少 37.61t/a 。

(2) 环境污染防治措施

LD10-1 CEP 平台分离出的含油生产水进入含油生产水处理装置,处理达到《碎屑

岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)标准(石油类 $\leq 30\text{mg/L}$)后进行回注,不排海。

3.4.6 依托工程污染物变化情况

依托工程 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台污染物增加情况见表 3.4-4。

表 3.4-4 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台污染物变化情况统计表

平台	污染源	污染物	本项目投产前				本项目投产后				投产前后变化量				污染物排放源强	排放去向	原批复总量
			产生废水量	产生量	排放废水量	排放量	产生废水量	产生量	排放废水量	排放量	产生废水量变化量	产生变化量	排放废水量变化量	排放变化量			
			m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a			g/s
LD4-2 WHPB 平台	生活污水装置产生的生活污水	化学需氧量	4569.8	4.1	8622.3	2.6	6387.5	5.7	12045	3.6	+1817.7	+1.6	+3422.7	+1.0	0.11	经 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水装置处理达标后排放	328.5
	固体废物名称	本项目投产前		本项目投产后		投产前后变化量		最终去向									
		产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量										
	生活垃圾	45.1	0	56.05	0	+10.95	0	分类收集, 运回陆上处理									
平台	污染源	污染物	本项目投产前				本项目投产后				投产前后变化量				污染物排放量	排放去向	原批复总量
			产生废水量	产生量	回注废水量	回注量	产生废水量	产生量	回注废水量	回注量	产生废水量变化量	产生变化量	回注废水量变化量	回注变化量			
			m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a			
LD10-1 CEP 平台	含油生产水	石油类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	0	经 LD10-1 CEP 平台上的含油生产水处理装置处理达标后全部回注	42.87 × 10 ⁴	
	大气污染源	本项目投产前		本项目投产后		投产前后变化量		最终去向									
		产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量										
		t/a	t/a	t/a	t/a	t/a	t/a										

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

	透平和火炬燃烧产生的废气	NOx	108.29 (2022 年)	108.29 (2022 年)	162.70 (2022 年)	162.70 (2022 年)	+69.61 (2024 年)	+69.61 (2024 年)	燃烧后自然排放
--	--------------	-----	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	--------------------	---------

备注：“+”表示增加，“-”表示减少。

3.5 工程各阶段海洋生态环境影响分析

本项目海上建设阶段，平台建设安装过程主要产生有机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声；船舶机舱含油污水、生产垃圾及生活垃圾运回陆地处理，不会对海洋环境产生影响；船舶生活污水经处理达到相应的排放标准后排海，将对海水水质环境产生局部轻微影响；平台均采用钢导管结构，桩腿部分由于深插入海中，桩腿处的沉积物环境全部改变，但桩腿占海面积小，对生物资源造成轻微影响。平台适应性改造阶段主要产生机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声，船舶机舱含油污水、生产垃圾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，将对海水水质环境产生局部轻微影响。钻完井阶段主要产生钻屑、钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声；油层段钻屑、油层段钻井液、生产垃圾、机舱含油污水、生活垃圾全部运回陆地处理，不会对海洋生态环境造成影响；生活污水处理达标后排海，将对海水水质环境产生局部轻微影响；非油层段钻屑和非油层段的排放会在短时间内造成海水中悬浮物浓度增加，影响海水水质，进而影响生态和生物资源环境，大颗粒泥沙沉降到海底，在一定程度上改变了海底沉积物环境，并对局部的底栖生物产生不利影响。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。

本项目海上生产阶段，平台上产生的污染物主要为含油生产水、生产垃圾、初期雨水、甲板/设备冲洗水、金属锌等。含油生产水经处理达标后将全部回注地层不外排，不会对海洋环境产生不利影响；生产垃圾全部运回陆地处理，不会对海洋生态环境造成影响；初期雨水、甲板/设备冲洗水全部进入开/闭排系统，不排海，不会对海洋生态环境造成影响。生产阶段牺牲阳极产生的锌离子自然释放，对海水水质和沉积物的影响很小。平台建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失，对生物资源环境造成一定影响，同时对局部海域水文动力和地形地貌环境产生一定的影响。

因新建平台的生产人员住宿全部依托 LD4-2 WHPB 平台，LD4-2 WHPB 平台的生活污水和生活垃圾的产生量相应增加，生活垃圾运回陆地处理，不会对海洋环境造成

影响；生活污水经生活污水处理装置处理达标后排放，影响较小。

总体上说，工程建设阶段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。项目投产后，新建平台除铈离子排放外，无其他污染物排放，对该区域的海洋生态环境影响很小。依托平台的生活污水排放量有所增加，但对海洋生态环境产生的影响很小。

3.6 环境影响要素识别和评价因子筛选

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》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、钻完井排放的非油层段钻屑和非油层段钻井液排放产生的悬浮物、事故溢油等。环境影响要素和评价因子分析见表 3.6-1。

表 3.6-1 环境影响要素和评价因子分析一览表

评价时段	环境影响要素	评价因子	工程内容及其表征	影响程度与分析评价深度
施工阶段	海水水质	悬浮物	非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放	+++
		石油类	船舶机舱含油污水	/
		COD、大肠菌群、SS	船舶生活污水	+
	海洋沉积物	悬浮物	平台建设、钻完井	+
	海洋生态和生物资源	浮游生物	平台建设、钻完井	++
		底栖生物		++
		鱼卵仔鱼		++
		游泳生物		++
	海洋水文动力	局部海流流向和流速	平台建设、钻完井	+
	海洋地形地貌	局部海域冲淤	平台建设、钻完井	+
环境敏感区	悬浮物	平台建设、钻完井	+	
运营阶段	海水水质	石油类	含油生产水	/
		COD	依托平台生活污水	+
		重金属 Zn	平台防腐	+
	海洋水文动力	局部海流流向和流速	平台占用	+
	海洋地形地貌	局部海域冲淤	平台占用	+
	生物资源	底栖生物	平台占用	+
		鱼卵仔鱼		+
游泳生物		+		
事故状态	海水水质	原油、燃料油	风险事故下的溢油	+++
	海洋生态	原油、燃料油	风险事故下的溢油	+++
	生物资源	原油、燃料油	风险事故下的溢油	+++
	环境敏感区	原油、燃料油	风险事故下的溢油	+++

注 1: +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, 需要进行简要分析

注 2: ++表示环境影响要素和评价因子所受到的影响程度为中度, 需要进行常规的影响分析

注 3: +++表示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和预测

4 区域自然和社会环境现状

4.1 工程区域海洋环境概况

4.1.1 气象概况

(1) 风向风速

本工程海域属北温带半湿润大陆性气候，其气候特点冬季寒冷，夏季炎热，气温年较差较大，年降水量偏小；具有明显的季风特征，冬、夏风向变化，多大风天气。风的大小和方向具有明显的季风气候特征，风向随季节呈顺时针变换。冬季，以 NW 风为主，强风向为 NNW 风；春季，常风向为 SE，强风向为 ENE-E 风；夏季，常风向和强风向为 SSW-E；秋季，常风向为 SW，强风向为 NW。就全年而论，常风向为 SW 和 N。本项目所在海域风向玫瑰见图 4.1-1。

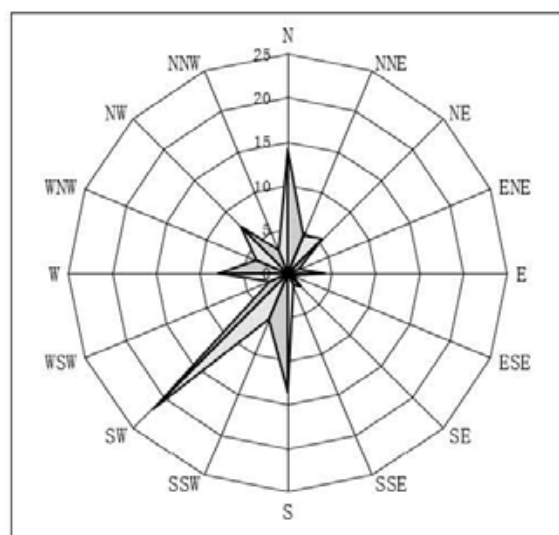


图 4.1-1 本项目所在海域风向玫瑰图

根据《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），本项目所在海域出现频率最大的八个风向的平均风速和最大风速见表 4.1-1。

表 4.1-1 本项目所在海域风场资料

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

(2) 气温与湿度

本项目所在海域由于受大陆的影响比较明显，最高气温 37.8℃，最低气温-18.0℃。工程所在海域最大相对湿度为 95%，最小相对湿度值 46%。

(3) 降水

工程海域年降水量约为 500 毫米左右，全年少于 90 天。按地理分布，大致是由北向南，由西向东，逐渐增多，南部多于北部。按季节分布，冬季降水量小，春、秋次之，夏季最大，可占全年的 50%以上。尤以 7、8 月降水量最大，一年中有 2~3 次暴雨过程。冬季北部多阵雪，渤海海峡附近降雪较多。工程海域最大日降水量约 161mm，最大小时降水量约 35mm。

4.1.2 水文特征

(1) 水温

工程海域表层最高水温 27.1℃，最低水温-2.1℃；底层最高水温 25.6℃，最低水温-1.4℃。

(2) 潮汐

工程海域潮汐特征：辽东湾大部分海域的潮汐属不正规半日潮；但秦皇岛附近海域则属全日潮类型，那里恰位于半日潮潮波的波节和全日潮潮波的波腹带。渤海中央潮差约为 1.5 米，岸边约为 2~3 米，辽东湾顶端潮差可达 4 米以上，该海域高潮不等比较显著，而低潮不等相对较小；高潮不等现象在辽东湾的西南部更甚于其东北部。由于辽东湾的纵向尺度约为半日分潮的 1/4 波长，故在湾口的西南隅形成了半日潮的无潮点。半日分潮的潮差自西南向东北递增，而潮时则以无潮点区域为中心，按逆时针方向旋转；从而导致辽东湾北部东岸的高潮时早于西岸高潮时，一般提前半小时左右；潮差则由湾口向湾内增加。全日潮波的无潮点出现在渤海海峡处，这是因为全日潮波的波长两倍于半日潮波的波长，故全日潮波的无潮点不可能像半日潮波无潮点那样出现在渤海的内部。在该潮波系统的控制下，辽东湾全日潮之潮高自南向北增加；其潮时则与半日潮类似，也是东南岸早于西北岸，只是变化幅度比半日潮更小。辽东湾的潮波具有明显的驻波性质。M2 分潮的最大流速，在长兴岛以西海域和绥中外海可达 60cm/s。工程附近海域潮汐属正规半日潮流性质。

(3) 海流

该海区全年表层主流向为 ENE 和 WSW，频率分别为 37.34%和 24.56%；全年底层主流向为 NE 和 SW，频率分别为 27.82%和 33.71%。工程海域全年表层流速-流向联合分布见表 4.1-2，工程海域表层流玫瑰图见图 4.1-2；工程海域全年底层流速-流向联合分布见表 4.1-3，工程海域底层流玫瑰图见图 4.1-3。海流主极值见表 4.1-4。

表 4.1-2 工程海域全年表层流速-流向联合分布表

项目	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	0.03	0.09	0.68	37.34	7.49	2.12	1.34	1.09
流速最大值 (cm/s)	11	17	98	106	61	27	20	17
流速平均值 (cm/s)	4	6	23	47	20	10	8	7
项目	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	1.43	2.7	20.84	24.56	0.17	0.05	0.04	0.03
流速最大值 (cm/s)	20	27	88	85	29	12	9	7
流速平均值 (cm/s)	8	10	32	45	9	5	4	3

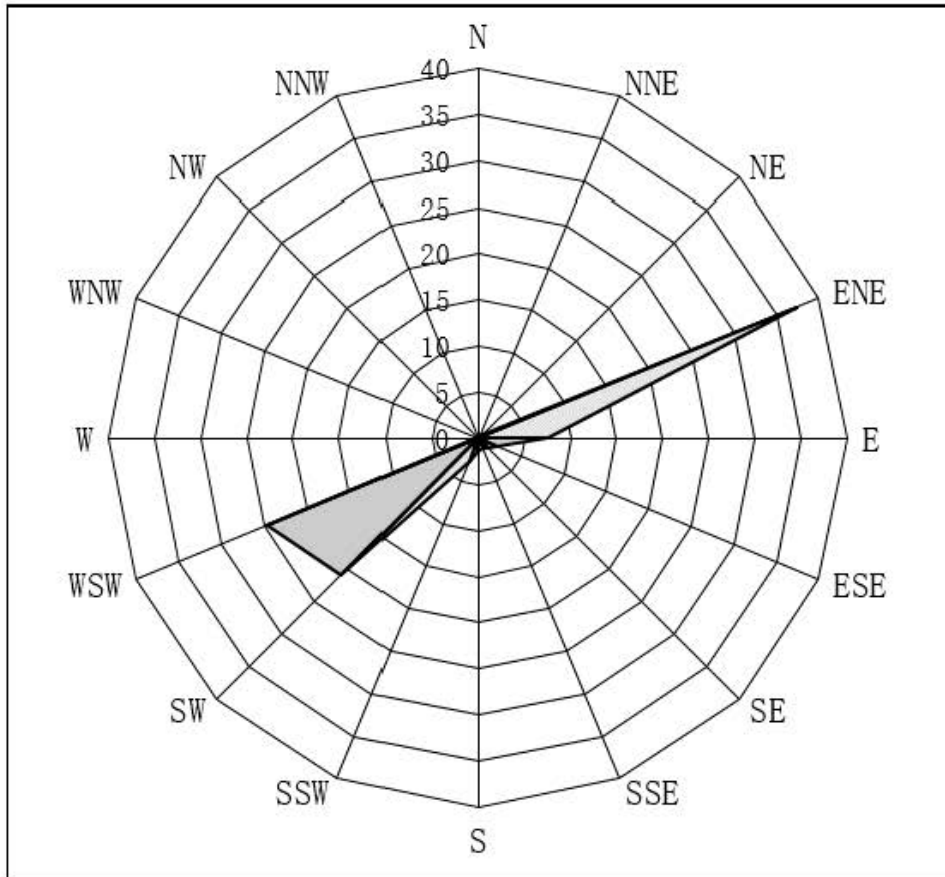


图 4.1-2 工程海域表层流玫瑰图

表 4.1-3 工程海域全年底层流速-流向联合分布表

项目	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	0.59	1.53	27.82	15.01	2.32	1.1	0.96	1.04
流速最大值 (cm/s)	13	29	75	67	26	16	17	20
流速平均值 (cm/s)	6	10	34	23	9	7	6	7
项目	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	2.04	8.51	33.71	3.46	0.8	0.44	0.32	0.36
流速最大值 (cm/s)	33	55	58	45	18	11	10	10
流速平均值 (cm/s)	11	23	33	17	8	5	5	5

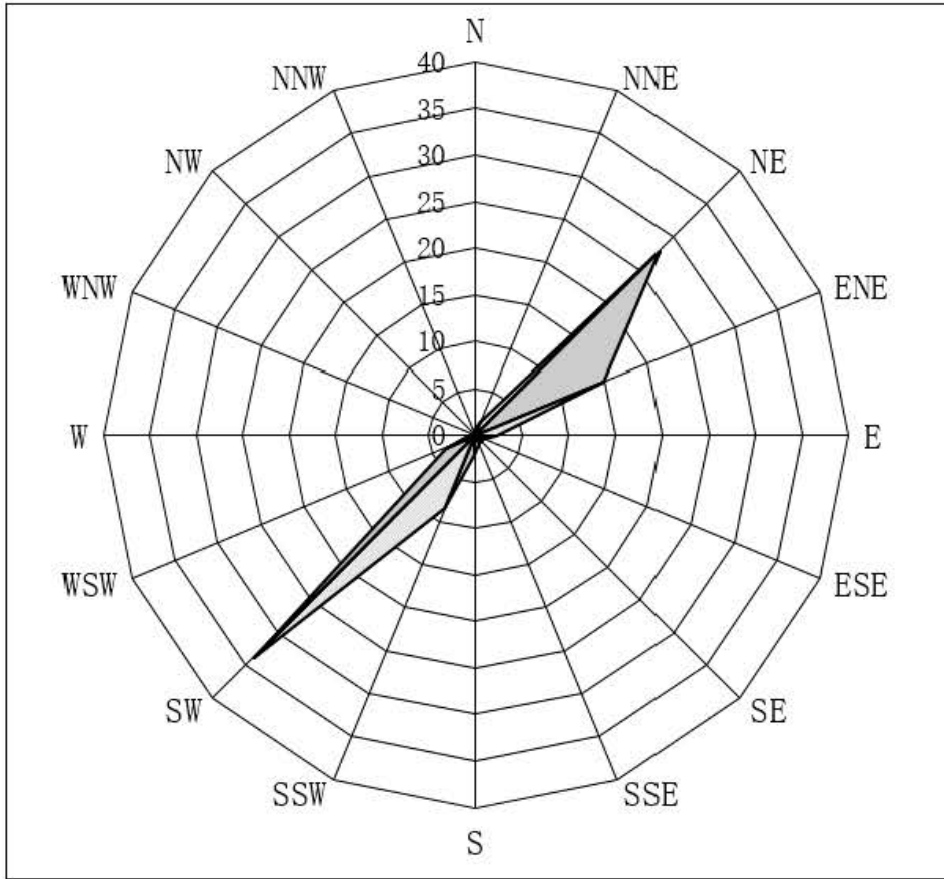


图 4.1-3 工程海域底层流玫瑰图

表 4.1-4 工程海域海流主极值

要素	重现期 (年)			
	1	10	50	100
表层流速 (cm/s)	130	150	160	170
中层流速 (cm/s)	110	130	140	150
底层流速 (cm/s)	100	110	120	130

(4) 波浪

波浪分为风浪和涌浪，风浪是在风的直接作用下而形成的，涌浪是由外海或邻近海域传入的波浪。渤海属半封闭式海域，外海的波浪不易传入，海上开发海域的涌浪主要是大风停后由辽东湾或渤海南部海域的波浪传播至此。

工程所在海域海浪具有两个显著特征：其一是风区较短，风生浪会较快地达到稳定状态；其二是外海的波浪不易传入。因此本海域以风浪为主，风浪的成长与风速、风区、风时、水深有密切关系。在一定范围内，波高随风速、风区、风时、水深的增加而增大，否则波高则变小。风浪具有明显的季节性特征。工程海域全年主浪向为 NNE 和 SW，频率分别为 16.39%和 13.66%。

工程海域全年有效波高-波向联合分布见表 4.1-5，工程海域波浪玫瑰图见图 4.1-4，波浪主极值设计参数结果见表 4.1-6。

表 4.1-5 工程海域全年有效波高-波向联合分布见表

项目	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE
频率 (%)	5.82	16.39	7.2	1.34	0.81	0.90	1.77	4.42
有效波高最大值 (m)	2.5-3	2.5-3	2.5-3	1-1.5	1-1.5	1-1.5	1.5-2	2-2.5
项目	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW
频率 (%)	7.91	12.65	13.66	10.53	6.86	3.92	2.92	2.90
有效波高最大值 (m)	2.5-3	2.5-3	2.5-3	2-2.5	2-2.5	2-2.5	1.5-2	1.5-2

表 4.1-6 波浪主极值

要素	单位	重现期 (年)			
		1	10	50	100
有效波高 H_s	m	3.2	4.3	4.8	5.0
最大波高 H_m	m	5.8	7.7	8.6	9.0
有效波周期 T_s	s	7.6	8.4	8.7	8.9
最大波周期 T_p	s	8.3	9.2	9.6	9.8

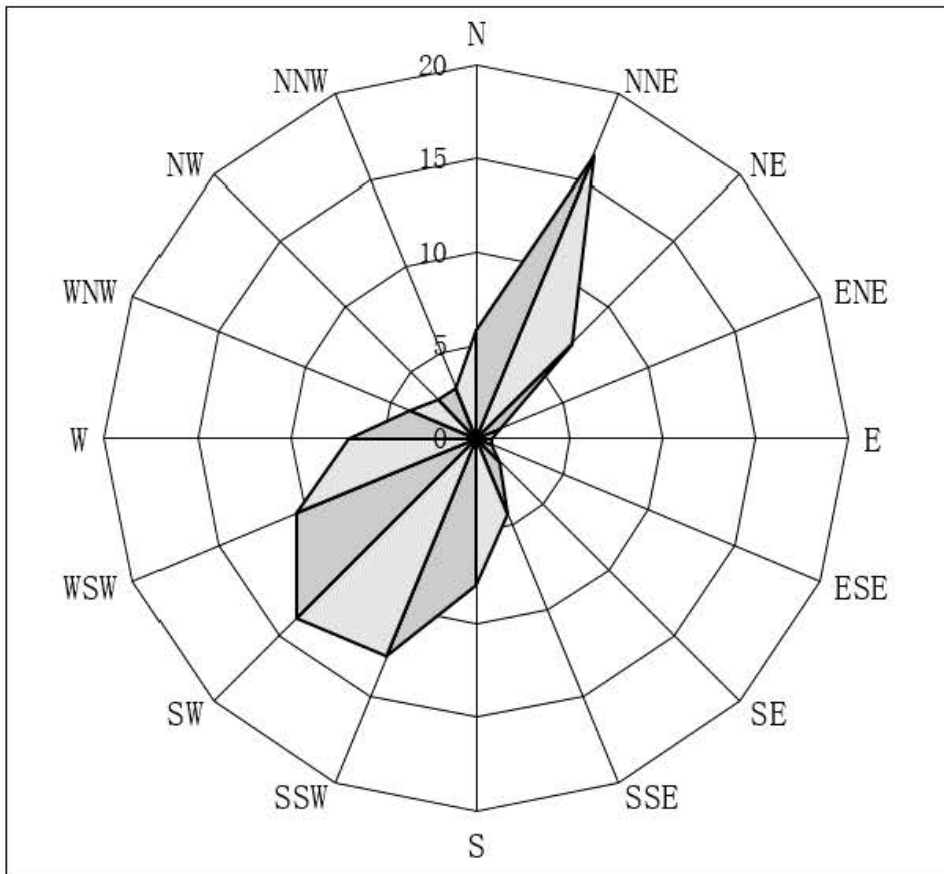


图 4.1-4 工程海域波浪玫瑰图

(5) 水位

根据《旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发项目详细设计规格书》(2004 年), 选择该测站平均海面以下 1m 为海图基准面。本工程设计水位见表 4.1-7, 特征水位见图 4.1-5。

表 4.1-7 新建平台设计水位

要素	相对海图基准面(m)
极端高水位 (100 年)	3.14
极端高水位 (50 年)	3.1
最高天文潮位	2.5
平均海平面	1.0
海图水深	0.0
最低天文潮位	0.0
极端低水位 (50 年)	-1.1
极端低水位 (100 年)	-1.17

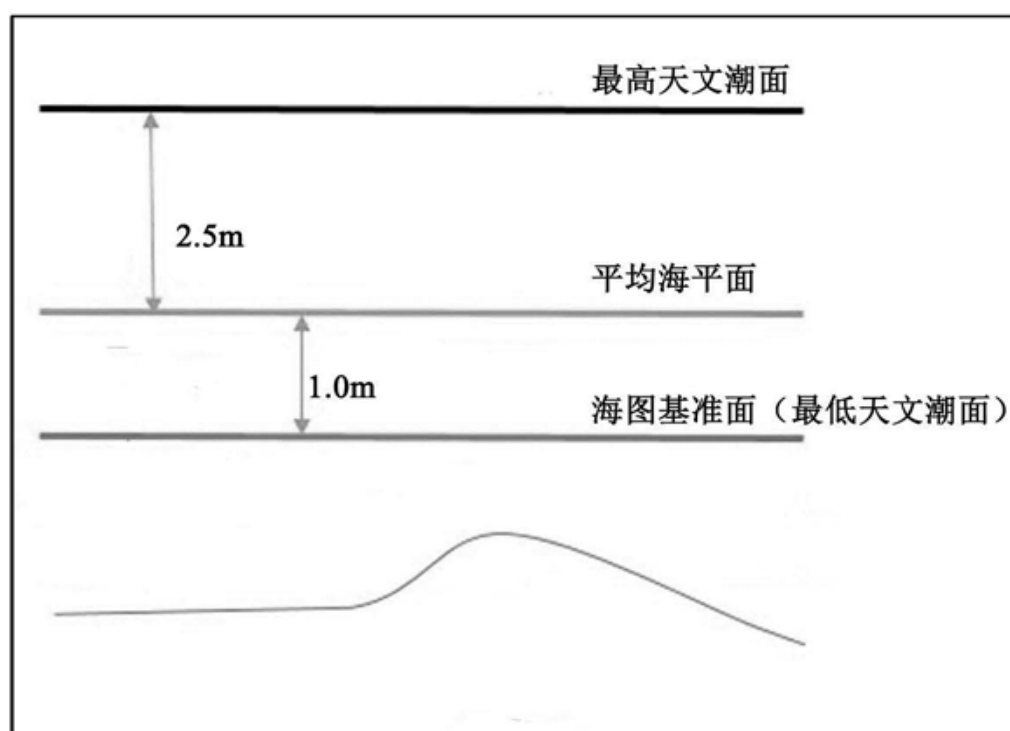


图 4.1-5 本项目所在海域特征水位图

(6) 余流

按照多数研究者的意见，除了某些年份的个别月份外，辽东湾的环流为反气旋型环流。冬季，海面盛行偏北大风，使得辽东湾的海水推向东岸，并随风南下，形成辽东沿岸流。为保持湾内水量一定程度的动态平衡，风生补偿流则沿海湾的西岸北上。辽河沿岸流的流速和流向均超过辽西沿岸流，两者的差值导致在偏北风下辽东湾的减水的现象。这两支流首尾相接于湾顶，从而形成了辽东湾内季风生反气旋环流。六股河口至长兴岛连线的中央部分，位于 30 米封闭等深线处，那里形成一个中尺度反气旋正压涡旋。在这个涡旋的北翼，其冬季流向是偏东的，流速约为 10~15cm/s。春季，辽东湾的盛行风向不明显，此时反气旋环流逐渐减弱。7 月风向偏南，风力不大，表层低盐水被

缓慢地推向西岸；8 月辽河径流量剧增，被推向西岸的低盐水产生明显的自北向南的海面倾斜。于是在夏季有时出现了辽西沿岸流；与此同时，东岸附近则出现一支自南向北的补偿流，即夏季的辽东沿岸流。因此在某些年月可以形成辽东湾内部的夏季斜压气旋型环流。当海面偏南风增强时，北上的辽东沿岸流的流量将大于南下的辽西沿岸流的流量，两者的差值将导致偏南风下辽东湾的增水现象。历史资料分析表明，在夏季辽东湾中部的 30 米封闭等深线处，其深底层出现一个孤立的冷水块，那里有可能形成一个中尺度气旋型斜压涡旋，它将进一步增强辽东湾内夏季的气旋型环流。9 月为环流系统的转变时期，夏季气旋型环流开始减弱，逐步向冬季气旋型环流过度。

根据《旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告》（青岛环海海洋工程勘察研究院，2019 年 9 月），本项目周边海域余流流速位于（2.3~7.1）cm/s 区间范围内。垂向上，近岸站位大致由表层向中层、底层依次减小，余流流向集中在 W~S 向。

4.1.3 泥温

本工程海域海床以下 0.1m 处泥温的最大值约 27.24℃，最小值约-1.83℃；海床以下 1.0m 处泥温的最大值约 23.78℃，最小值约 2.72℃。

4.1.4 地形地貌与底质特征

本工程地形地貌与地质特征资料来源于《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程地质勘查/工程物探调查》（2019 年 12 月）。

4.1.4.1 水深

根据水深成果，平台场址区域内海底平坦，整体水深变化较小，调查区域内水深值在 31.4m-33.8m 之间变化，调查区域内大部分区域水深在 31.4-32.6m 之间变化，近平台桩腿坑处水深可达 33.8m。LD4-2 WHPC 平台位置处海图水深为 32.0m。项目附近海域水深见图 4.1-6。

4.1.4.2 地貌与底质特征

（1）地貌

根据现有地貌资料显示，调查期间，调查区域内地貌资料色度显示均匀，海底底质较为均一。主要地貌特征为：桩腿坑 23 个、钻井痕迹 1 处、平台冲刷痕迹 1 处、已建

海底管道 2 条和拖痕等。

调查区域内发现 23 个桩腿坑，与新建平台的最近距离约 54.7m；钻井痕迹位于新建平台东南方向，形状近似圆形，直径约 12.9m，深度约 1.8m，与预定井位最近距离约 108m；平台冲刷痕迹位于新建平台东部，由已建平台 LD4-2 WHPB 冲刷产生的，冲刷区域海底底质有所扰动，冲刷深度约 0.2-0.7m，与预定井位最近距离约 55m；在平台场址调查区域内发现 2 条已建海底管道，分别为 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台混输海底管道和 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台注水海底管道，与预定井位的距离分别为 130m 和 143m；根据历史资料显示，在 LD4-2 WHPC 平台东部还分别存在 1 条 LD4-2 WHPB 平台至 LD5-2 DPP 平台的电缆和 1 条 LD4-2 WHPB 平台通往 LD5-2 WHPB 平台的光缆，电缆和光缆的历史位置与预定井位最近距离分别为 105m 和 75m。

根据地貌资料显示，调查期间在平台场址调查区域内，还发现有锚沟和拖痕。除此以外，在调查期间，未发现有对平台安装及钻井船就位有不利影响的遗弃物及障碍性物体存在。

项目所在海域地形地貌见图 4.1-7，管线仪剖面见图 4.1-8。

(2) 底质

在平台场址调查区域内地貌资料色度显示均匀，海底底质较为均一。

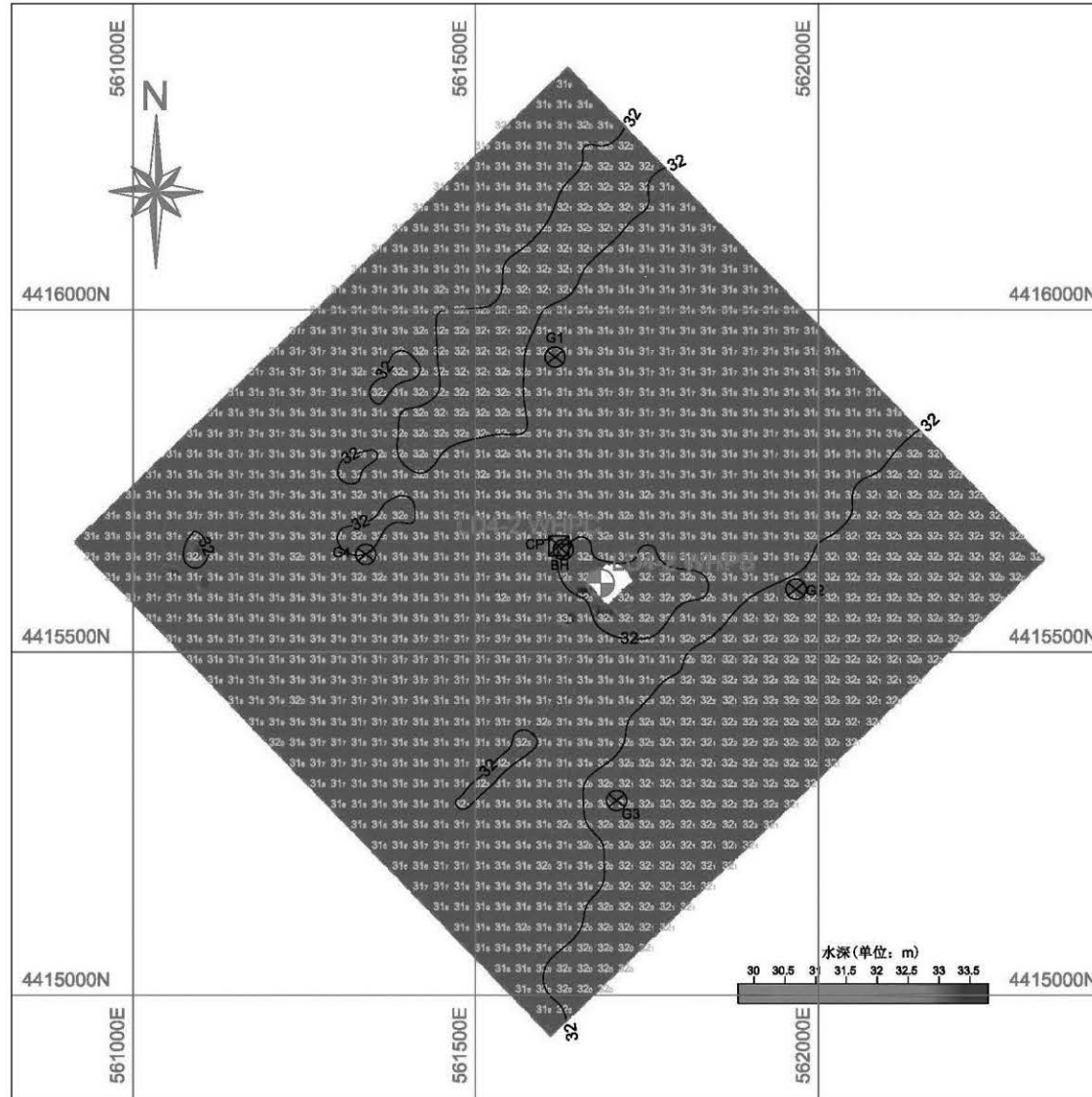


图 4.1-6 项目附近海域水深图

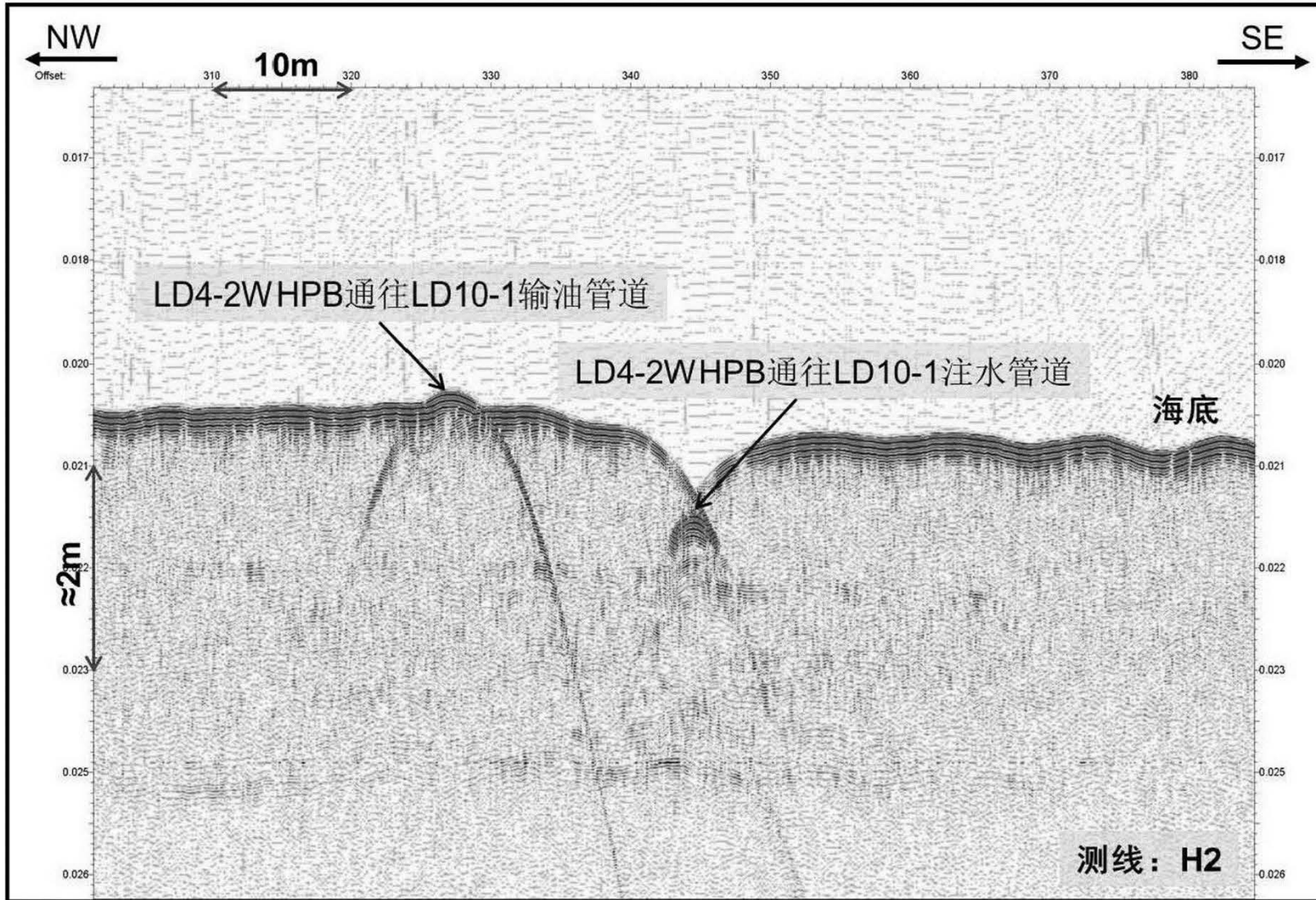


图 4.1-8 管线仪剖面图

4.1.5 工程地质

(1) 土质特征

LD4-2 WHPC 平台海底以下 120m 范围内主要以砂性土为主。LD4-2 WHPC 平台场址附近钻孔土质情况见图 4.1-9。

层名	土质描述	深度		有效 重度 (kN/m^3)	设计抗剪强度 (kPa)	单位表面 摩擦力 (kPa)	单位桩端 承载力 (MPa)
		层顶 (m)	层底 (m)				
1	非常软到稍硬的粉质粘土和粘质粉土	0.0		8.5	2	0	0.02
			0.6	8.5	5	3	0.04
		0.6		9.5	15	6	0.13
			3.1	9.5	22	13	0.20
		3.1		9.5	35	17	0.32
		6.0	9.5	35	22	0.32	
2	中密实到密实的砂质粉土和粉土	6.0		9.8	$\delta=20^\circ, f_{\max}=67.0 \text{ kPa}$ $Nq=12, q_{\max}=2.9 \text{ MPa}$	16	0.68
			8.9	9.8		25	1.02
3	稍硬的粉质粘土	8.9		9.1	45	31	0.41
			13.2	9.1	45	37	0.41
4	密实到非常密实的细砂	13.2		8.8	$\delta=25^\circ, f_{\max}=81.0 \text{ kPa}$ $Nq=20, q_{\max}=4.8 \text{ MPa}$	46	2.48
			15.7	8.8		54	2.92
5	稍硬到硬粉质粘土	15.7		10.3	38	37	0.34
			18.9	10.3	55	50	0.50
6	密实到非常密实的粉质细砂和砂质粉土	18.9		9.5	$\delta=30^\circ, f_{\max}=96 \text{ kPa}$ $Nq=40, q_{\max}=9.6 \text{ MPa}$	83	7.16
			21.9	9.5		96	8.29
			25.3	9.5		96	9.60
			38.8	9.5		96	9.60
7	非常硬的粉质粘土	38.8		10.5	100	96	0.90
			43.1	10.5	100	100	0.90
			45.2	10.5	100	100	0.90
8	中密实的粉土	45.2		10.6	$\delta=20^\circ, f_{\max}=67.0 \text{ kPa}$ $Nq=12, q_{\max}=2.9 \text{ MPa}$	67	2.90
			51.0	10.6		67	2.90
9	非常硬的粉质粘土	51.0		9.7	110	110	0.99
			54.6	9.7	110	110	0.99
		54.6		10.5	110	110	0.99
			56.4	10.5	145	141	1.31
		56.4		10.5	145	141	1.31
	60.3	10.5	145	145	1.31		
10	中密实的砂质粉土和粉质细砂	60.3		10.2	$\delta=25^\circ, f_{\max}=81.0 \text{ kPa}$ $Nq=20, q_{\max}=4.8 \text{ MPa}$	81	4.80
			73.5	10.2		81	4.80
11	非常硬的粉质粘土	73.5		10.0	170	170	1.53
			81.3	10.0	170	170	1.53
12	中密实到密实的砂质粉土	81.3		10.0	$\delta=25^\circ, f_{\max}=81.0 \text{ kPa}$ $Nq=20, q_{\max}=4.8 \text{ MPa}$	81	4.80
			84.8	10.0		81	4.80

注释:

- 1) 单位表面摩擦力按API RP 2A(2000)方法计算得出, 对粘性土和粒状土, 其抗拉和抗压时的单位表面摩擦力相同。
- 2) 单位状端承载力按API RP 2A(2000)方法计算得出。
- 3) Clay EB表示桩端承载力按粘土强度参数计算。
- 4) S_u 为粘性土的设计不排水抗剪强度, kPa。
- 5) δ 为粒状土的设计土-桩摩擦角。
- 6) 本参数表仅用于该平台场址导管架平台打入式桩基竖向承载力分析。

轴向桩承载力设计参数表
LD4-2WHPC平台场址

图 4.1-9 LD4-2 WHPC 平台场址附近钻孔土质图

钻孔揭示海底至泥面以下约 6.0m 深度范围内土质主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土；海底泥面 6.0m 以下至 18.9m 土质主要为稍硬到硬的粘性土和中密实到密实的砂性土互层，粒状土主要为砂质粉土和细砂；海底泥面 18.9m 以下至 38.8m 土质为密实到非常密实的粉质细砂和砂质粉土；海底泥面 38.8m 以下至 60.3m 土质主要为非常硬的粉质粘土，45.2~51.0m 为中密实的粉土；海底泥面 60.3m 以下至 114.3m 土质主要为中密实到密实到砂质粉土、粉土和粉质细砂，其中 73.5~81.3m 和 84.8~90.6m 为非常硬的粉质粘土；海底泥面 114.3m 以下至 120.4m 深度范围内土质主要以坚硬的粉质粘土。

(2) 中浅层地质

通过对地层剖面资料和地质钻孔分层资料的综合分析、对比，根据地层内部的反射结构及沉积特征的变化情况，对该场址中浅部地层沉积进行了划分和分析。LD4-2 WHPC 平台场址调查区划分为 A 层、B 层、C 层三层。

A 层：A 层位于海底与 R1 界面之间的地层。由浅地层剖面资料可知，A 层覆盖整个调查区域，地层反射较弱，层理连续性较差。R1 埋深在海底以下 0.8m 至 1.8m 之间变化。在新建平台位置处，A 层的底界面 R1 的埋藏深度为 1.6m，A 层的厚度为 1.6m。由地质钻孔取样结果可知，A 层的物质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包。

B 层：B 层在 A 层与反射界面 R2 之间。由中地层剖面资料可知，B 层内发育埋藏古河道，B 层在调查区域南部由于埋藏古河道的侵蚀部分缺失。B 层反射能量中等，反射波杂乱，地层反射连续性较差。R2 埋深在海底以下 10.1m 至 12.1m 之间变化。在新建平台位置处，B 层的底界面 R2 的埋藏深度为 10.9m，B 层的厚度约为 9.3m。由地质钻孔取样结果可知，B 层的物质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包、中密实到密实的褐灰色砂质粉土和粉土、硬的褐灰色粉质粘土含粉土包。

C 层：C 层在 B 层与反射界面 R3 之间。由中地层剖面资料可知，C 层内发育埋藏古河道，C 层反射能量中等，地层反射连续性中等，主要为水平或近水平层理。R3 埋深在海底以下 17.6m 至 19.5m 之间变化。在预定平台位置处，C 层的底界面 R3 的埋藏深度为 18.6m，C 层的厚度约为 9.3m。由地质钻孔取样结果可知，C 层的物质成分主要为硬的褐灰色粉质粘土含粉土包、密实到非常密实的褐灰色细砂、稍硬到硬的褐灰色粉质粘土含大量粉土包。

埋藏古河道：根据现有资料，在调查范围内，海底至有效探测深度范围内发现 1 条

埋藏古河道，命名埋藏古河道 C1。C1 顶部埋深在海底以下 0.9m 至 1.8m 之间变化，底部埋深在海底以下约 6.2m 至 16.1m 之间变化。新建 LD4-2 WHPC 平台位置位于 C1 内部，距 C1 边界最近距离约 75m。埋藏古河道 C1 在预定平台位置顶部埋深在海底以下约 1.6m，底部埋深在海底以下约 9.3m。由地质钻孔取样结果可知，埋藏古河道 C1 的物质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包、中密实到密实的褐灰色砂质粉土和粉土。

断层：根据中浅地层剖面资料可知，在平台场址调查区域内的海底至海底以下 100m 深度范围内未发现断层。

浅层气：根据中浅地层剖面资料可知，在平台场址调查区域内的海底至海底以下 100m 深度范围内未发现浅层气。

中浅地层剖面见图 4.1-10~4.1-11，埋藏古河道 C1 分布见图 4.1-12。

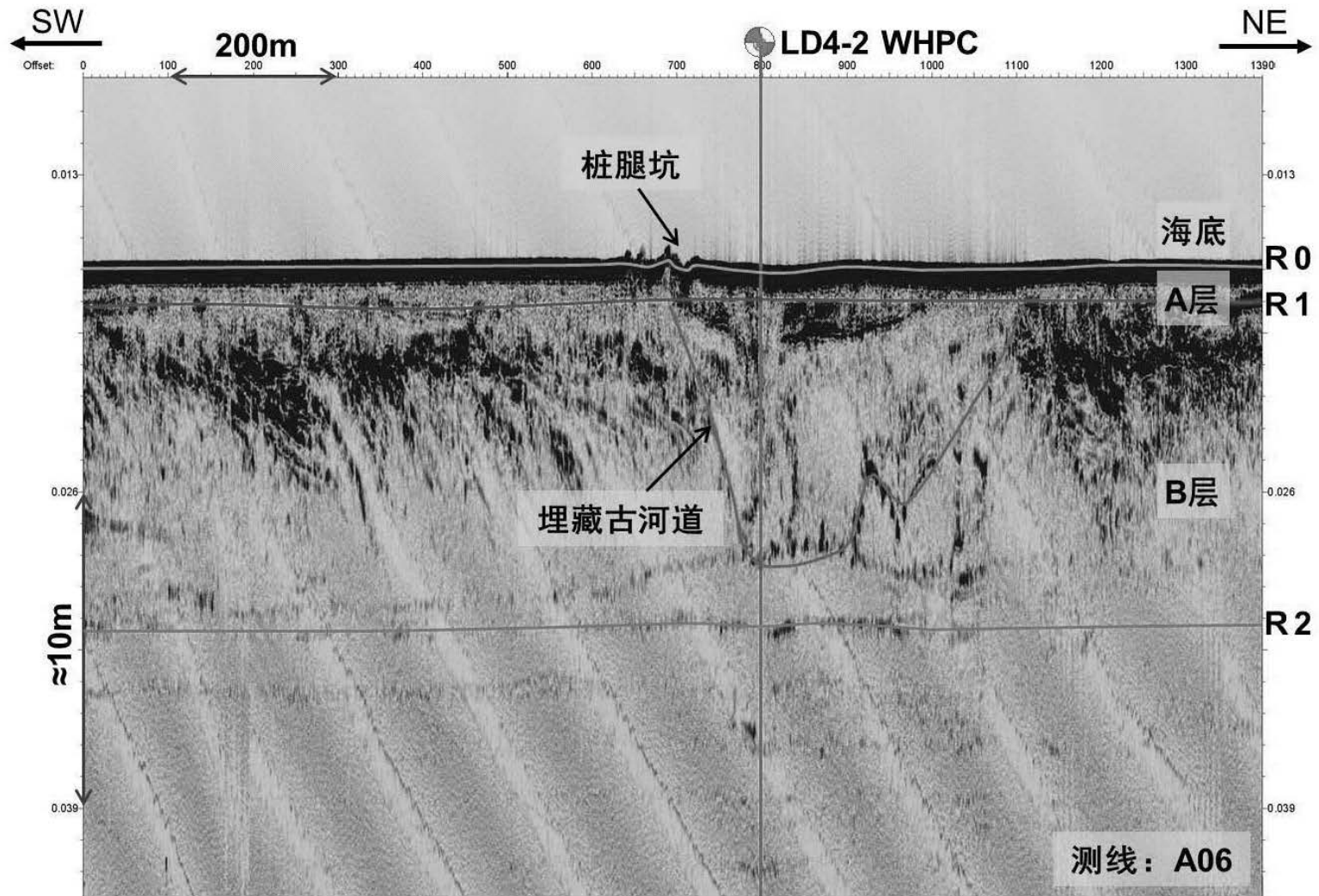


图 4.1-10 浅地层剖面图 (测线: A06A)

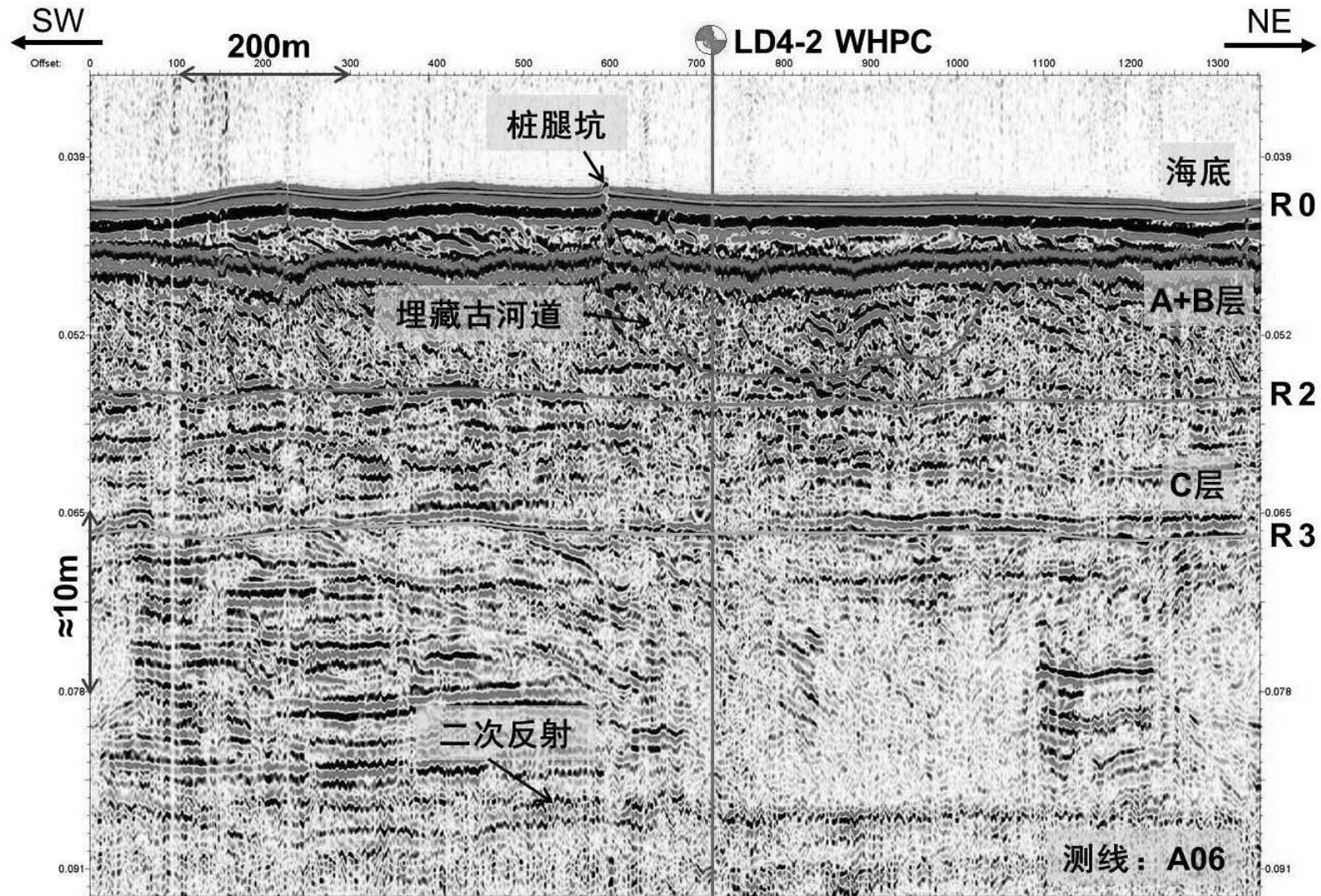


图 4.1-11 中地层剖面图 (测线: A06)

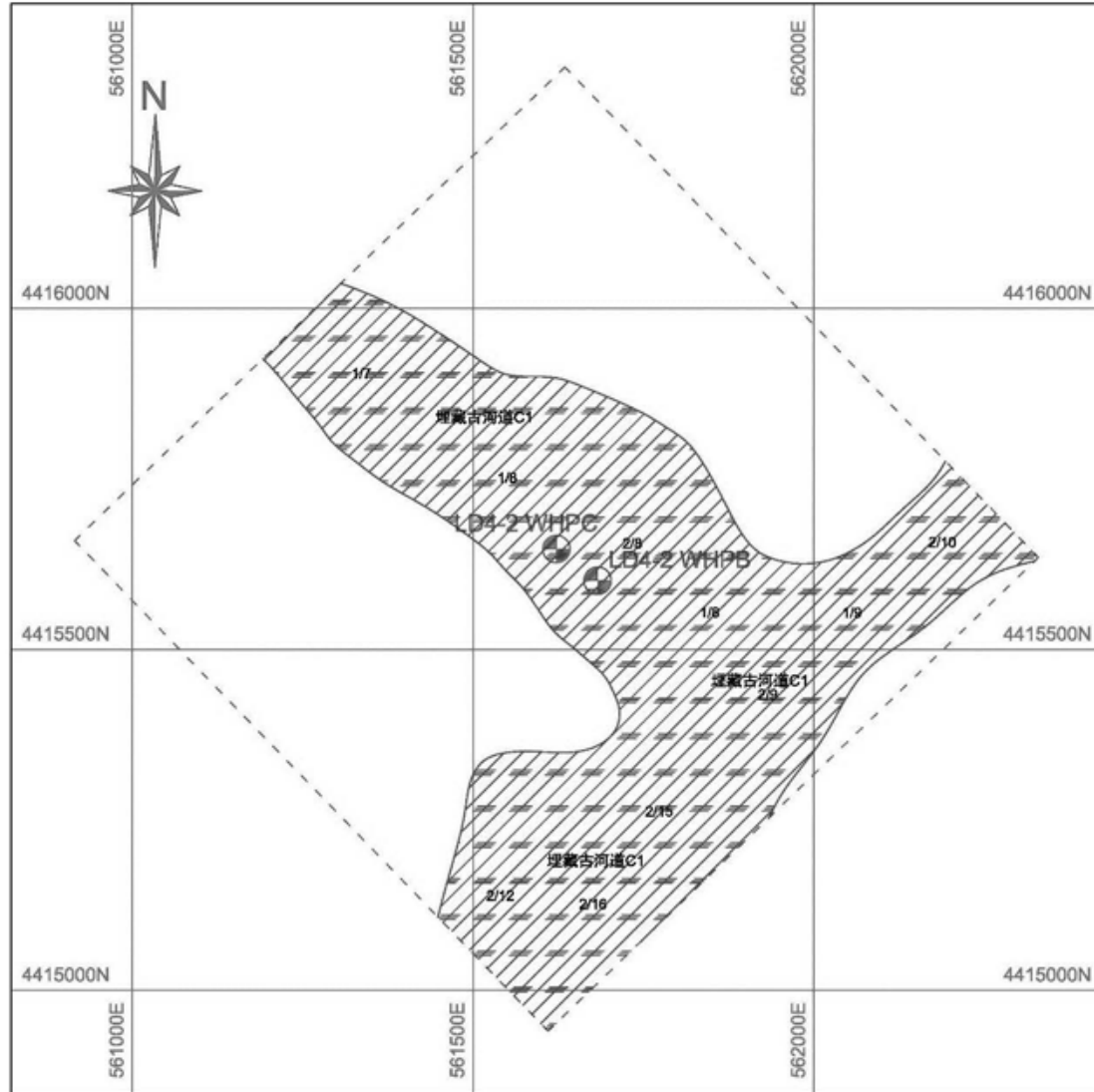


图 4.1-12 埋藏古河道 C1 分布

4.1.6 海洋灾害

(1) 海冰

冬季辽东湾出现的冰情，是本海区水文环境中一个重要的海洋现象。在气候偏暖年份，冰情尚不十分严重，对航行和海上生产的危害不算太大；但在某些“冷冬”年份，冰情却相当严重，沿海浅水区域堆积着厚冰，海面被海冰覆盖，致使航道封冻，交通中断。辽东湾沿岸一般初冰出现于 11 月中下旬，而于次年 3 月中下旬冰情终止。除长兴岛外，辽东湾沿岸的结冰期一般达 105~120 天。长兴岛以北至盖平角一带，1 月上旬至 2 月下旬出现固定冰，宽度几百米至 2 公里左右，冰厚 10~40cm，盖平角至小凌河口一带，冰情严重，为辽东湾沿岸冰情最重地区；固定冰期出现于 12 月初至次年 2 月底，冰期长达三个月之久；沿岸封冰宽度为 2~8 公里，厚度为 30~50cm。小凌河口至秦皇岛一带，1 月和 2 月有固定冰，宽度为 200 米至 2 公里，冰厚 20~40cm。辽东湾的流冰冰界，一般距岸 20~40 公里，距湾顶有时可达 100 公里左右，冰厚 15~30cm，流冰速度达 0.4~0.8 节。历史资料表明，1936、1947，1957，1969 和 1977 年属于辽东湾历史上最严重冰情年。在这几年冬季，整个辽东湾几乎均被冰雪覆盖，湾内冰厚普遍达 30~60 厘米。

海冰设计参数是根据中国海洋石油总公司企业标准《Q/HSn 3000-2002 中国海海冰条件及应用规定》提出，旅大 4-2 油田海域属于第 13 冰区。有效冰期（全天有冰）最长 22 天，最短 0 天，平均 1 天。初冰日平均在 1 月 10 日，终冰日平均在 2 月 15 日。海冰漂移速度平均为 0.5m/s，最大为 1.4m/s。

表 4.1-8 本工程海冰设计参数

重现期（年）	1		50		100	
设计参数	冰厚	抗压强度	冰厚	抗压强度	冰厚	抗压强度
	(cm)	(MPa)	(cm)	(MPa)	(cm)	(MPa)
单层冰	5.0	1.89	30.0	2.12	34.5	2.13
重叠冰	10.0	1.51	36.0	1.70	51.8	1.70

(2) 风暴潮

风暴潮是由强风或气压骤变等强烈天气系统对海面作用导致水位急剧升降的现象。在渤海，风暴潮主要在渤海湾、莱州湾发育，发生于春秋季节。辽东湾风暴潮较少。

(3) 地震

本区域主要位于郯庐地震带，工程场址位于郯庐地震带北部海域内。渤海海域大部分在区域范围内，渤海地震活动强度大、频度高，但本区域所在的辽东湾地震活动性

较弱。区域内历史中强地震活动的空间分布表现为集群分布和北西向条带的特点，现代中小地震的分布特征与历史中强震有较好的一致性，表明现代地震具有继承性特征。近场区范围内未记录到历史强震。现代小地震活动频次低，强度弱。场地地震危险性主要来自中远场的强震影响。工程场址所受的历史地震影响较弱。

4.2 工程海洋资源和海域开发利用情况

4.2.1 港口航运资源

本项目港口航运资源现状资料引自大连海事大学编制的《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目通航安全影响咨询报告》（2019 年 11 月）。

4.2.1.1 港口

近年来，随着我国经济的快速发展，环渤海各港口的吞吐量也在不断增加，随之而来的是船舶流量及通航密度也随之不断加大。本工程涉及周边主要港口有：葫芦岛港、营口港、秦皇岛港和长兴岛港等。工程距离最近的港口为长兴岛港。新建平台距长兴岛港约 50.4km。新建平台附近各港口见图 4.2-1 和表 4.2-1。

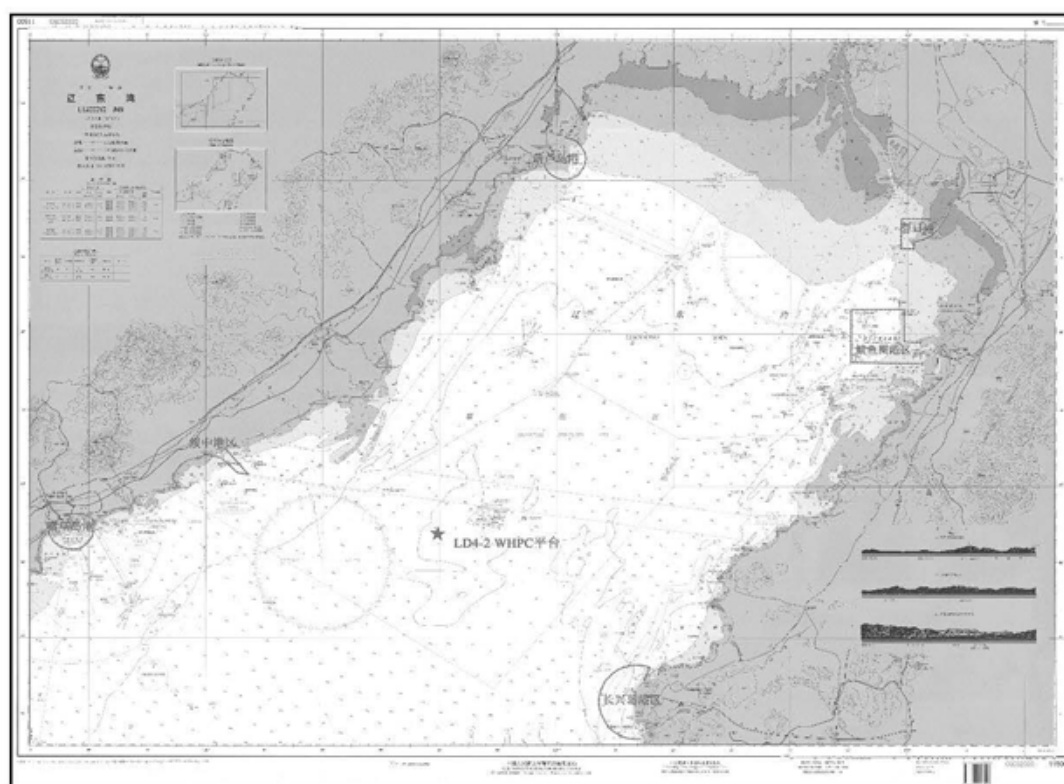


图 4.2-1 新建平台附近各港口示意图

表 4.2-1 项目与附近港口相对位置关系

序号	港口名称	与本新建平台的相对位置关系	
		方位	最近距离
1	长兴岛港区	东南	50.4km
2	秦皇岛港区	西	89.0km
3	绥中港区	西北	54.0km
4	葫芦岛港区	北	90.5km
5	营口港区	东北	128.1km
6	鲅鱼圈港区	东北	104.0km

4.2.1.2 附近港口概况

(1) 绥中港

①港口

绥中港位于北纬 40°05′，东经 120°03′，即渤海湾西北部，辽宁省的西南端，2000 年 12 月 13 日开港。目前，绥中港区只有两个码头，一个是绥中发电厂一期工程配套煤炭接卸码头，该码头的靠泊能力为 3000 吨级；另外一个中海油绥中 36-1 油田二期开发原油处理基地码头，目前拥有 30000 吨级原油外输码头 1 座。

绥中港区煤炭码头一期工程位于绥中 36-1 终端码头东侧，距离约 6 公里，绥中港区煤炭码头一期工程拟建 4 个煤炭出口专用泊位，5 万吨级泊位 1 个、7 万吨级泊位 1 个和 10 万吨级泊位 2 个，其中 1 个泊位水工结构按照 15 万吨级设计，其余泊位全部按照 10 万吨级进行设计，设计年吞吐量 5000 万吨。

②航道

绥中港区有绥中 36-1 码头专用航道，走向为 0°/180°，航道宽 150m，底标高-12.4m，受部队划定区域限制，航道疏浚段走向为 0°~180°，长约 5750m；天然航段走向为 226°28′~46°28′，长约 18720m，可满足 3 万吨级油轮进出港。

绥中港区煤炭码头一期工程航道规划走向 157.5°/337.5°，与常浪向夹角为 45°，与海流夹角为 87.5°，航道设计底标高-16.5m，航道有效宽度 220m，为 10 万吨级航道。

③锚地

在石河作业区航道西侧选划锚地 SZ1#，为满足港区 5 万吨级及以下散货船和杂货船候潮、联检需要。随着港区规模的日益扩大，进港船舶数量将不断增加，在港区西侧规划布置港外锚地 SZ#2，主要为到港危险品船舶（包括 LNG 船舶）服务。大型通用深水锚地 SZ3#主要为 5 万吨级以上通用船舶服务。远期如锚位相对紧张，可与军方协调，适当增加临时锚位。根据 2018 年 3 月的《葫芦岛港总体规划》（修订），绥中港规划锚

地见表 4.2-2。

表 4.2-2 绥中港区规划锚地

锚地名称	控制点	控制点坐标		底标高 (m)	面积 (km ²)	底质	功能
		东经	北纬				
SZ1# 锚地	A	120°04'03.24"	40°02'43.31"	-11-16	17.2	砂质	供 5 万吨级 及以下货轮 锚泊
	B	120°03'24.02"	40°02'43.32"				
	C	120°03'23.88"	39°59'47.24"				
	D	120°00'34.25"	39°57'40.48"				
	E	120°01'03.71"	39°57'17.30"				
	F	120°05'31.34"	40°00'37.19"				
SZ2# 锚地	A	120°29'47"	39°42'10"	-28	13	砂质	危险品锚地
	B	120°29'00"	39°41'16"				
	C	120°32'46"	39°39'18"				
	D	120°33'33"	39°40'12"				
SZ3# 锚地	A	120°28'37"	39°40'49"	-28	45.5	砂质	大型通用深 水锚地
	B	120°25'55"	39°37'42"				
	C	120°29'41"	39°35'44"				
	D	120°32'23"	39°38'51"				
SZ4# 锚地	A	120°25'07.45"	39°36'49.12"	-28	64.5	砂质	大型通用深 水锚地
	B	120°21'16.13"	39°32'21.56"				
	C	120°25'02.32"	39°30'24.36"				
	D	120°28'53.29"	39°34'51.27"				
SZ5# 锚地	A	120°30'02.88"	39°34'15.14"	-28	30	砂质	危险品锚地
	B	120°27'42.94"	39°31'33.56"				
	C	120°30'36.77"	39°30'03.26"				
	D	120°32'56.78"	39°32'44.79"				

(2) 秦皇岛港

①港口布局

根据秦皇岛港总体规划，秦皇岛港是河北省东部大港，自然条件优良，港阔水深，不冻不淤，共有 162.7km 码头岸线。根据秦皇岛港的发展格局，秦皇岛港将主要划分为以服务临港工业发展为主的山海关港区、沙河港区，发挥港口运输枢纽和服务区域经济发展的东港区和西港区，以服务客运运输为主的新开河港区，以服务地方经济发展的秦西港口。各港区功能如下：

山海关港区：是公用型的工业港区，引导产业布局，为临港工业生产运输服务。

沙河港区：秦皇岛港口未来发展的大型公用港区，引导产业布局，为全社会公共运输和后方企业生产运输服务，大力发展物流业。

西港区：以集装箱、杂货运输为主，大力发展物流业，带动地区经济发展，满足城

市发展对运输的需求。

东港区：是煤炭、铁矿石、油品等重要物资的综合运输的枢纽港区，同时为后方临港工业服务，满足国家能源、区域经济发展对各种物资的运输需求。

新开河港区：作为客运港区，丰富秦皇岛城市旅游、商贸、物流功能。

秦西港点：为秦西各城镇地方经济发展所需的生活、生产物资运输服务。

②码头泊位分布情况

目前秦皇岛港码头泊位主要集中在汤河口至沙河口之间，分布有东港区、西港区以及新开和秦山化工等码头。据秦皇岛港股份有限公司提供统计资料统计，秦皇岛港共有生产性泊位 46 个，综合通过能力 22305 万吨/年，其中万吨级以上深水泊位 42 个，通过能力 22303 万吨，煤炭专业化泊位 21 个，通过能力 19265 万吨/年，原油泊位 4 个，通过能力 1520 万吨。

A、西港区

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。港区占用自然岸线约 4.55 公里，形成码头岸线 4.75 公里，港区陆域面积 5.48 平方公里。现有生产性泊位 22 个，综合通过能力 2445 万吨。其中煤炭泊位 3 个，通过能力 1365 万吨；散粮和散水泥专业化泊位各 1 个，通过能力分别为 170 万吨和 200 万吨；通用杂货泊位 16 个，通过能力 593 万吨；集装箱泊位 1 个，年通过能力 10 万 TEU。

B、东港区

东港区位于新开河以东，西临热电厂储灰厂，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。港区占用自然岸线约 5.56 公里，形成码头岸线 6.1 公里，港区陆域面积 7.61 平方公里。现有生产性泊位 24 个，综合通过能力 19860 万吨。其中煤炭专业化泊位 18 个，通过能力 17900 万吨，原油泊位 4 个，通过能力 1520 万吨，矿石泊位 1 个，通过能力 400 万吨，成品油泊位 1 个，通过能力 40 万吨。

C、新开河港区

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。占用岸线 3100 米，形成码头岸线 801 米，陆域面积 13 万平方米。现有 5000 吨级以下泊位 6 个，年通过能力 255 万吨。

③航道

秦皇岛港主港区（东港区、西港区以及新开河港区）共有主航道（160 航道）、老航道（172 航道，已基本不用）、西航道（130 航道）、东航道（191 航道）、煤三期航道（215 航道）、十万吨航道（150 航道）和新开河港港区航道共七条航道。

④锚地

秦皇岛东、西港区现有锚地 4 个，即西锚地、东锚地、油轮锚地、十万吨级船舶重载锚地，锚地水域总面积 217.7 平方公里。

A、秦皇岛港十万吨级船舶重载锚地

以南山头灯塔为圆心和基点，分别以 15.4 海里和 16 海里为半径的两个圆弧， 128° 方位线以及十万吨航道东侧距该航道轴线垂直距离为 1000 米的平行线所围成的水域。底质为泥沙质，水深为 18.2~19.7 米。

B、秦皇岛港东锚地

以南山头灯塔为圆心和基点，以 12 海里为半径的圆弧和 108° 方位线以及十万吨航道东侧距该航道轴线垂直距离为 1000 米的平行线所围成的水域。底质为泥沙质。水深为 11~17 米。在以 $39^{\circ}47'30''N$ 、 $119^{\circ}48'30''E$ 为圆心，半径 1 千米的水域范围内，因施工抛泥导致水深与原海图水深（-15.0 米~-17.0 米）有较大变化，其中最浅处水深-10.1 米。

C、秦皇岛港油轮锚地

以南山头灯塔为圆心和基点，以 12 海里为半径的圆弧、 100° 和 108° 方位线以及十万吨航道东侧距该航道轴线垂直距离为 1000 米的平行线所围水域。底质为泥沙质，水深为 10.3~17.4 米。

D、秦皇岛港西锚地

以南山头灯塔为圆心和基点，分别以 3 海里和 12 海里为半径的两个圆弧以及 165° 度和 190° 度方位线所围成的水域。底质为泥沙质，水深为 10.3~15.7 米。

秦皇岛港锚地位置见下图。

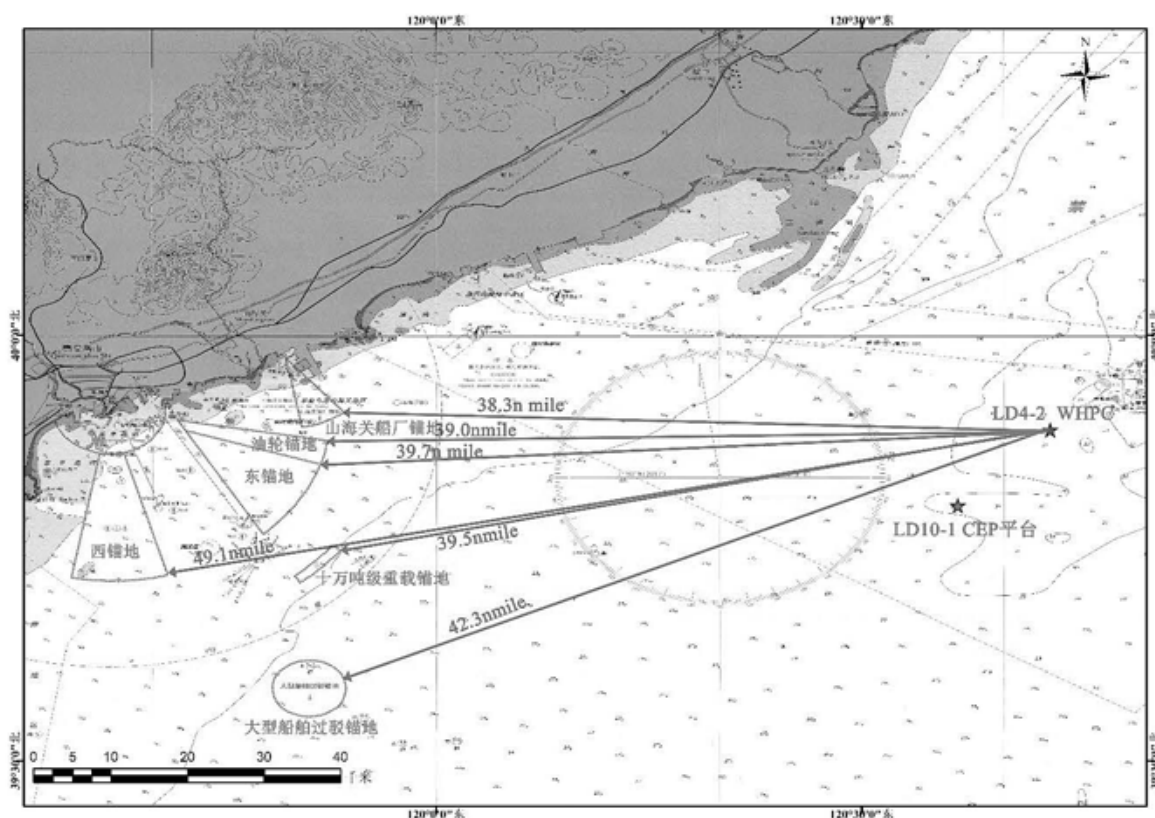


图 4.2-2 秦皇岛港锚地位置示意图

(3) 长兴岛港

①港口

长兴岛位于中国辽东半岛中西部，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。

②航道

长兴岛北岸作业区规划北、中、南三条进港航道。南、北航道规划满足 30 万吨级油船乘潮单向通航要求，航道长均为 2 公里，底宽 300 米，设计底标高-25.0 米；中航道规划满足 10 万吨级油船单向通航要求，航道长 2.5 公里，底宽 320 米，设计底标高-17.0 米。

葫芦山湾进港航道规划满足 15 万吨级散货船乘潮单向通航，兼顾 10 万吨级散货船双向通航要求，航道长 15.9 公里，西段底宽 500 米，设计底标高-19.0 米，东段底宽

300 米，设计底标高-8.6 米。

董家口湾外湾进港航道规划满足 10 万吨级油船乘潮单向通航，兼顾 5 万吨级油船双向通航要求，航道长 6.5 公里，底宽 300 米，设计底标高-15.6 米。

③锚地

长兴岛港区布置了三个锚地，分别为 1#锚地、2#锚地和 3#锚地。长兴岛锚地情况见图 4.2-3 和表 4.2-2。

A、1#锚地

1#锚地内水深大致介于 18 米~30 米之间，呈南浅北深形态，最浅水深 18.5m，位于 1#锚地的南边线附近。该锚地内底质以泥和泥沙性质为主。

B、2#锚地

2#锚地内水深大致介于 26 米~36 米之间，呈南浅北深、东浅西深形态，最浅水深 26.4 米，位于 2#锚地的西南角边线处。该锚地内底质以泥性质为主。

C、3#锚地

3#锚地内水深大致介于 28 米~37 米之间，呈东浅西深形态，最浅水深 28.6 米，位于 3#锚地的东北角边线处。该锚地内底质以泥性质为主。

表 4.2-3 长兴岛港锚地范围及面积一览表

锚地	纬度	经度
1#锚地	39°19'33.32"N	121°13'24.13"E
	39°19'32.88"N	121°10'33.58"E
	39°21'36.40"N	121°10'33.01"E
	39°21'36.84"N	121°13'23.64"E
2#锚地	39°21'53.04"N	121°13'23.64"E
	39°23'24.14"N	121°13'23.22"E
	39°23'23.88"N	121°11'40.22"E
	39°21'52.79"N	121°11'40.69"E
3#锚地	39°23'24.14"N	121°13'23.22"E
	39°23'23.88"N	121°11'40.22"E
	39°25'16.15"N	121°11'39.73"E
	39°25'16.40"N	121°13'22.78"E

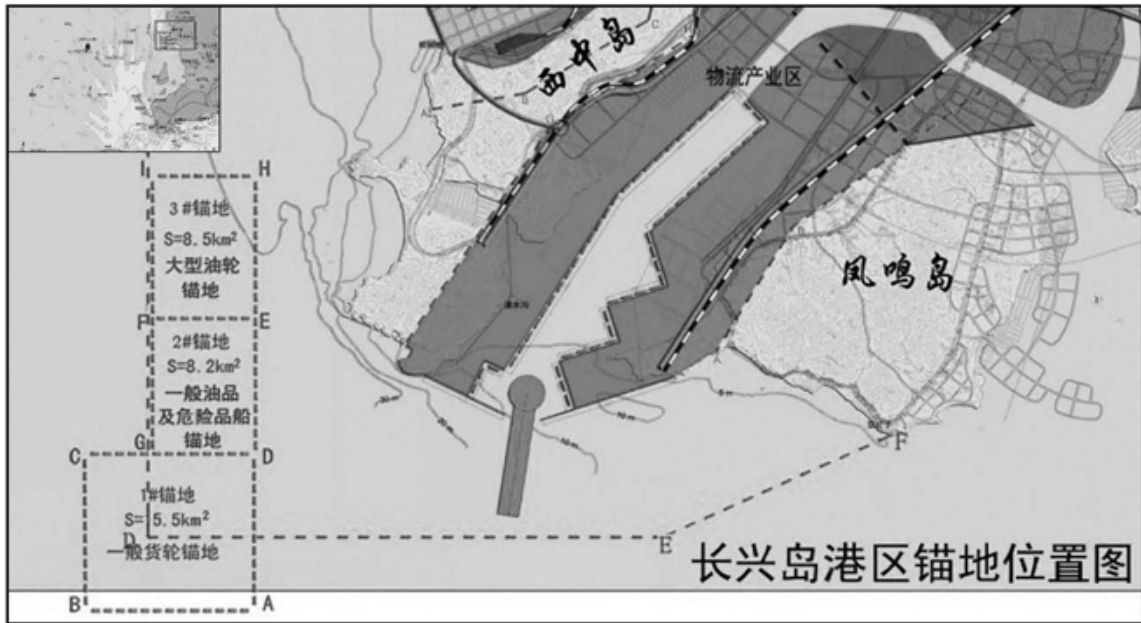


图 4.2-3 长兴岛港锚地位置示意图

4.2.1.3 锚地

本工程水域附近主要有绥中港规划的绥中 SZ2#、SZ3#、SZ4#、SZ5#锚地、秦皇岛锚地和长兴岛锚地。新建平台距离绥中港的 SZ2#锚地最近，约 15 海里。本项目周边的锚地位置见图 4.2-4。

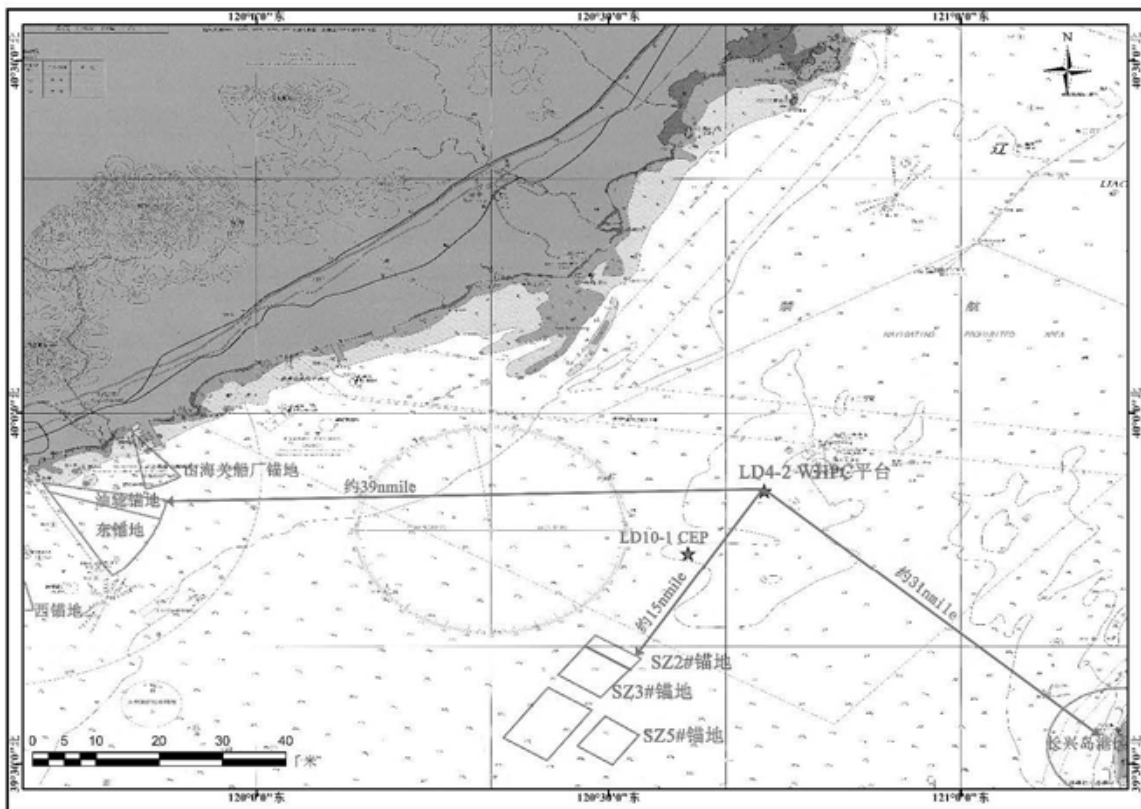


图 4.2-4 本项目周边的锚地位置示意图

4.2.1.4 航线

(1) 习惯航线

本项目新建平台附近习惯航线交通流主要为老铁山-秦皇岛航线、进出绥中航线、老铁山至渤海北部航线，与新建平台的最近距离分别为 38 海里、28 海里和 20 海里。本项目周围习惯航线分布见图 4.2-5 和表 4.2-4。

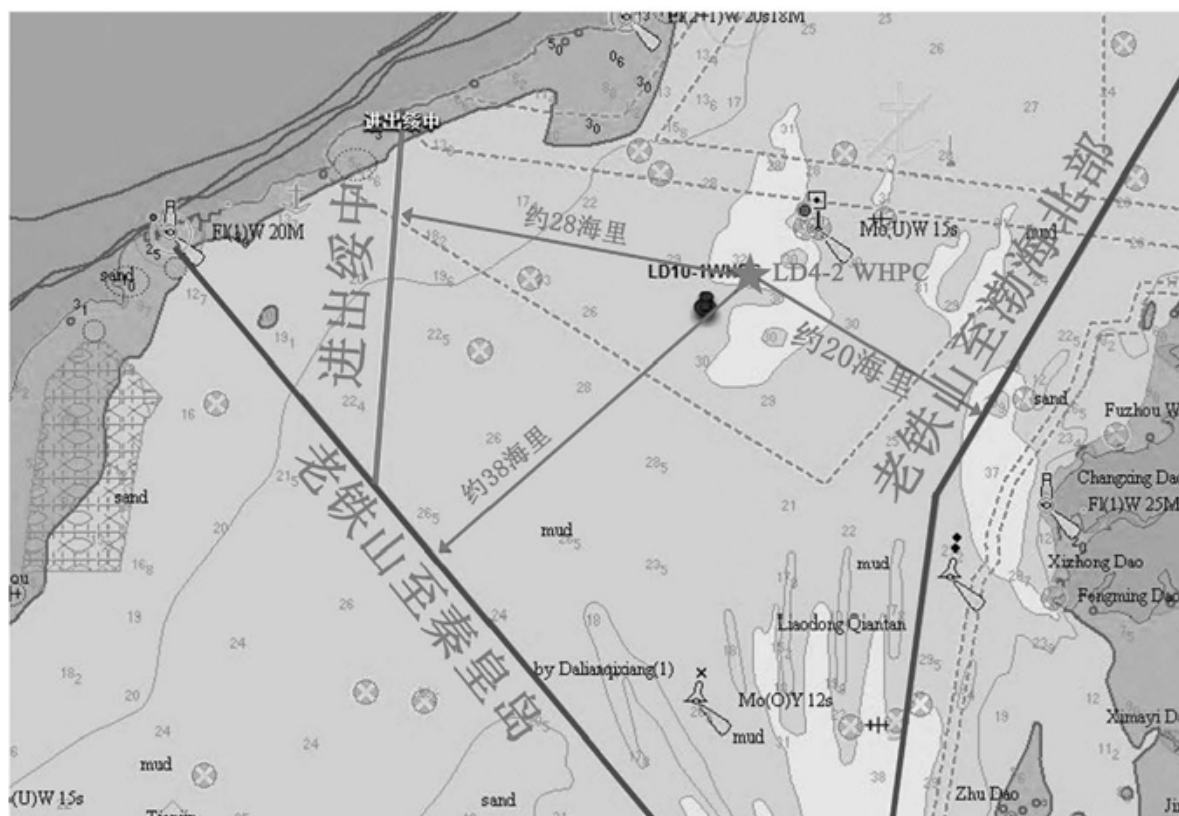


图 4.2-5 本项目周围习惯航线分布示意图

表 4.2-4 本项目附近习惯航线情况一览表

序号	航道名称	与本工程的相对位置关系	
		方位	与平台相对位置
1	老铁山至渤海北部航线	东	约 20 海里
2	老铁山至秦皇岛航线	南	约 38 海里
3	进出绥中航线	西	约 28 海里

(2) 规划航路

本项目水域附近关系较为密切的规划航路有秦皇岛至老铁山水道航路、老铁山水道至营口仙人岛深水航路、老铁山水道至渤海湾北部航路和秦皇岛至营口航路。本项目周边的规划航路情况见图 4.2-6 和表 4.2-5。

表 4.2-5 本项目附近规划航路情况一览表

序号	航道名称	与本工程相对位置关系	
		方位	距离平台
1	秦皇岛至老铁山水道航路	西南	35.5 海里
2	老铁山水道至营口仙人岛深水航路	东	17.0 海里
3	老铁山水道至渤海湾北部航路	东	22.8 海里
4	秦皇岛至营口航路	南	14.8 海里

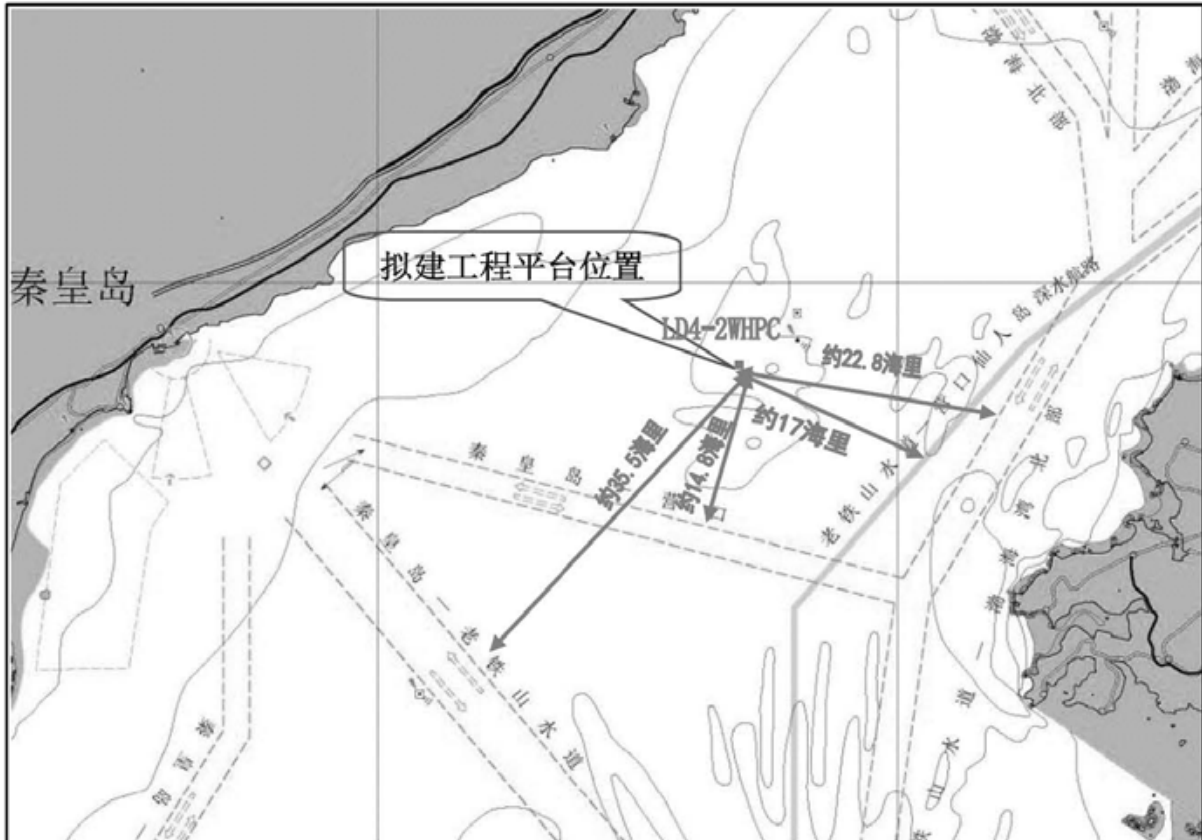


图 4.2-6 本项目周边的规划航路示意图

(3) 船舶定线制

本工程水域的船舶定线制主要有：曹妃甸水域船舶定线制、老铁山水道船舶定线制、长山水道船舶定线制，距离工程水域较远。

4.2.1.5 障碍物

距离新建平台 3 海里范围内没有障碍物。新建平台周边障碍物情况见图 4.2-7。

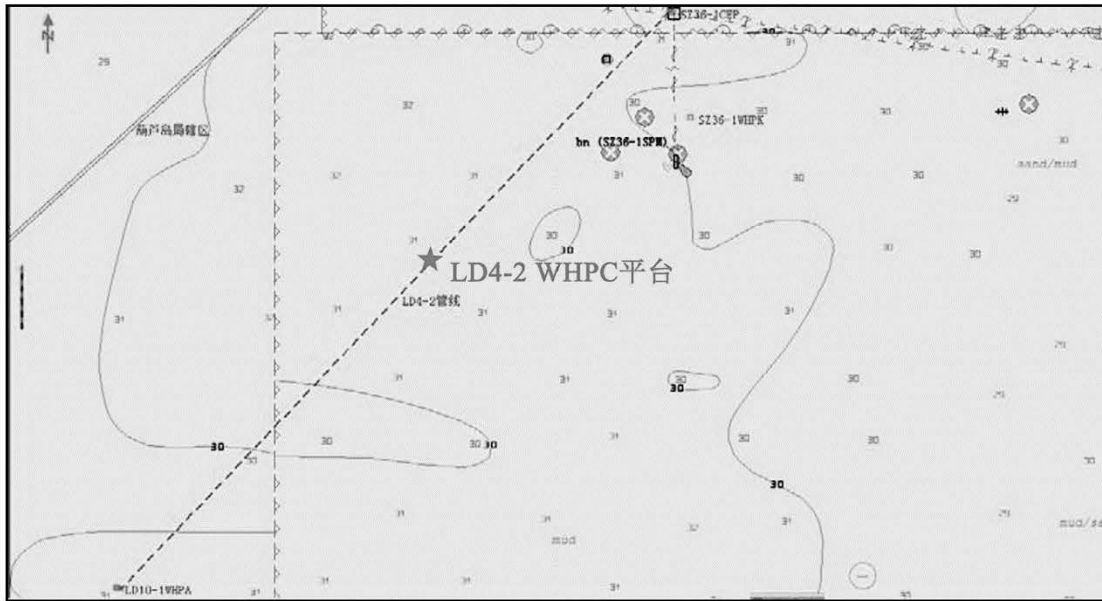


图 4.2-7 新建平台周边障碍物情况图

4.2.2 油气资源开发利用

旅大 4-2 油田 4-3 区块位于渤海中部海域，XXXXXXXXXX，为旅大 4-2 油田的扩边区块，油藏边界南距旅大 10-1 油田约 3km，北距绥中 36-1 油田约 3km，平台位置处海图水深 32.0m。旅大 4-2 油田 4-3 区块周边油气资源开发情况见表 4.2-6 和图 4.2-8。

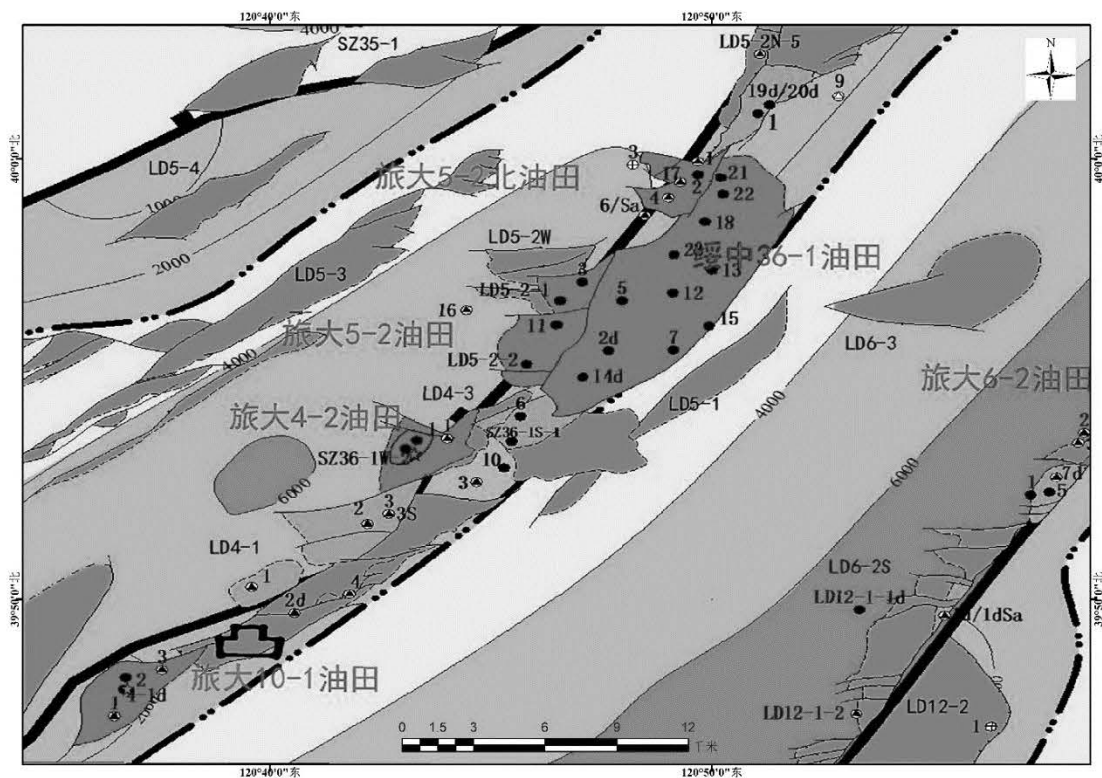


图 4.2-8 旅大 4-2 油田 4-3 区块周边油气资源开发情况

表 4.2-6 旅大 4-2 油田 4-3 区块周边油气资源开发情况

序号	油田名称	方位	距离
1	旅大 4-2 油田	西北	位于其中
2	旅大 5-2 油田	东北	8km
3	绥中 36-1 油田	东北	3km
4	旅大 10-1 油田	西南	3km

4.2.3 养殖区

附近海域的养殖区较多，主要分布在辽东湾的近岸海域。本项目距离养殖区的最近距离为 35.92km，见图 4.2-9。

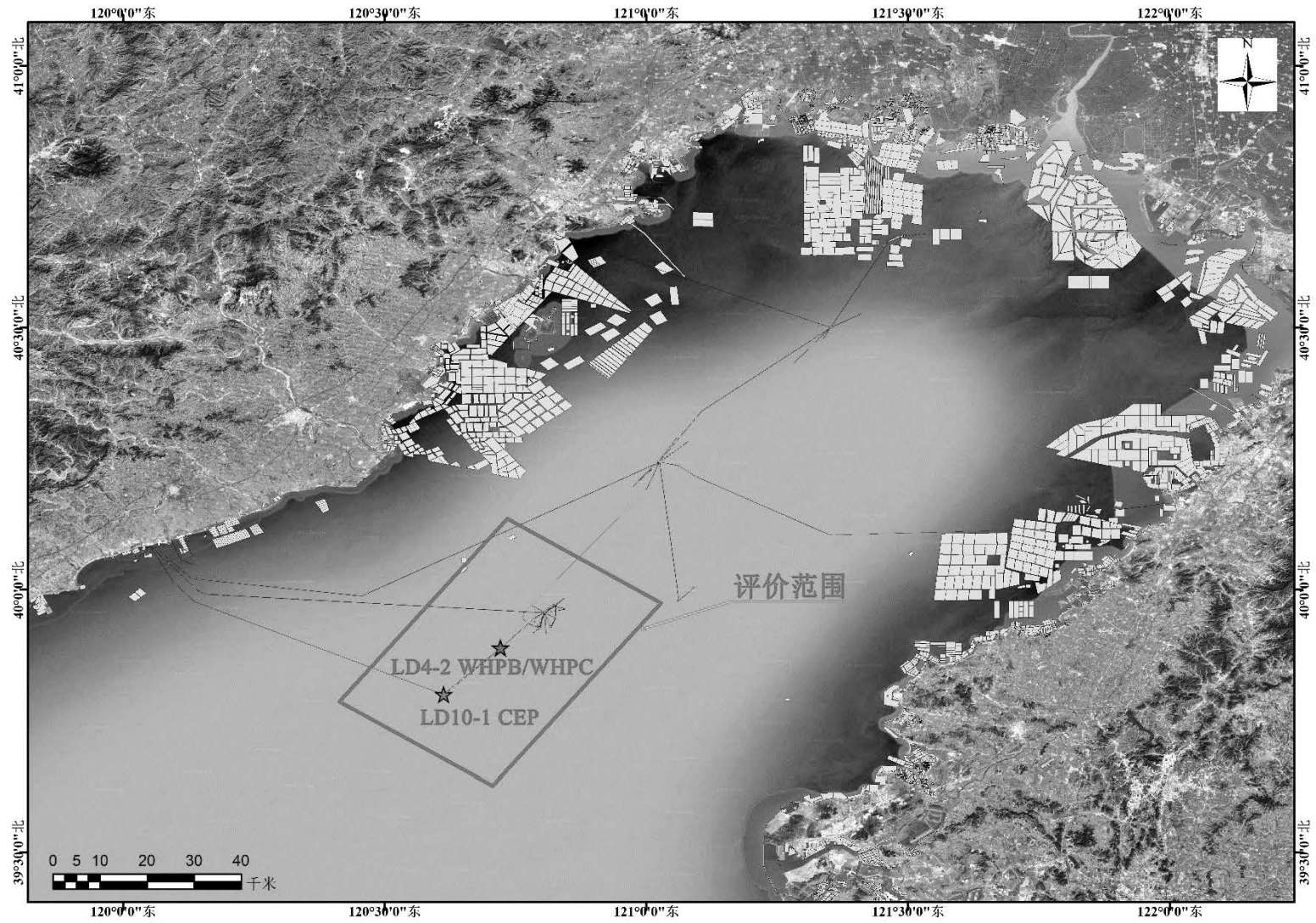


图 4.2-9 工程附近海域重要养殖区分布图

4.2.4 渔业生产现状

4.2.4.1 沿海主要渔港

项目所在海域位于渤海中部海域，距离陆地较远。沿海周围除鲅鱼圈、营口、锦西、盘锦和绥中等都有较大的渔业码头外，还分布着有十几个如止锚湾、长山、兴城、菊花岛和葫芦岛等小型渔港，周围沿海主要渔港见下表。

表 4.2-7 周边市县主要渔港

地区	渔港名称
锦州市	锦州渔港、南凌渔港、哈达铺渔港、孙家湾渔港、王家窝渔港、建业渔港
葫芦岛市	止锚湾渔港、小坞渔港、笄笠头子渔港、海滨渔港、菊花岛渔港、望海寺渔港、葫芦岛渔港、邴家渔港、二河口渔港
盘锦市	辽滨渔港、二界沟渔港、小道子渔港、三道沟渔港
营口市	四道沟渔港、西大庙渔港、光辉渔港、海星渔港、望海渔港
大连市	旅顺董砣国家中心渔港、八大沟渔港、通水沟渔港、北海渔港、东港渔港、西阳渔港
秦皇岛市	新开口渔港、洋河口渔港东港、西港、渔业基地、秦皇岛渔港、戴河口渔港

4.2.4.2 海洋捕捞

辽东湾沿岸市县的海洋捕捞具有悠久的历史，尽管上世纪 70 年代以后，诸如小黄鱼、带鱼等一些优质鱼类数量很少，但近年来这些地区的海洋捕捞仍得到较大发展。沿岸市县近年来捕捞量仍然保持较高的水平，但单位渔获产量较低，渔获产量中经济鱼虾类的产量占的比重较小。

捕捞的主要种类有：远东拟沙丁鱼、鳕鱼、白姑鱼、黄姑鱼、梅童鱼、鲅鱼、鲳鱼、梭鱼、斑鲈、鲉、鲈、鲑、鲱、鲷、青皮及其它杂鱼类；虾蟹类有对虾、毛虾、鹰爪虾、口虾蛄等；头足类有乌贼、鱿鱼、章鱼等；其他类主要为海蜇。

4.2.4.3 渔场和渔汛

渤海的渔业资源基本属于两个生态类型，即地方性资源和洄游性资源。一些重要经济鱼类终年生活在该海区，一些种类冬季仅作短距离移动，更多的种类冬季要洄游到黄海东南部越冬。它们一般每年 4 月底、5 月初进入渤海，1 月底和 12 月初离开。在湾内一般停留 7~8 个月。上述两种类型分布区域互有交叉，季节性移动趋向基本一致。由于水温的季节性变化导致洄游性种类在不同时期进入渤海，因而渔业资源密度分布具有明显的季节差异。因此，形成了明显的季节性渔汛，即春汛和秋汛。春汛资源分布属向岸移动型，秋汛资源分布属向外移动型。

项目所在海域处于辽东湾中部，距离陆地较远。沿岸为定置网渔场，中部水域为锚流张网（兜网），流刺网、扒拉网、耙网和蟹笼等作业渔场。渔汛分春汛、海蜇渔汛和秋汛。3~6 月为春汛期，9~11 月为秋汛期，一般秋汛大于春汛。

春季主要捕捞鱼类有梭鱼、鲮鱼、斑鲈、青鳞沙丁鱼、黄鲫、矛尾鰕虎鱼、斑尾复虾虎鱼、小黄鱼、黄姑鱼、叫姑鱼、蓝点马鲛、银鲳、鲉、半滑舌鲷、焦氏舌鲷和鲆等；头足类有火枪乌贼、日本枪乌贼、双喙耳乌贼、金乌贼、短蛸和长蛸；甲壳类有口虾蛄、毛虾、鹰爪虾、葛氏长臂虾、脊尾白虾、褐虾、三疣梭子蟹和日本鲟；贝类有菲律宾蛤子、毛蚶、扁玉螺、脉红螺、牡蛎和兰蛤等。

夏季 7 月末至 8 月初主要是海蜇渔汛，一般年份 3 万至 5 万吨，高产年份 10 万吨左右。捕捞海蜇用海蜇锚流张网，网目为 120mm，只能捕海蜇，对其它渔业资源不会造成危害。

秋汛主要捕捞的鱼类有蓝点马鲛、小黄鱼、黄姑鱼、鲈、黄鲫、李氏鲷、大泷六线鱼、许氏平鲈、鲮、半滑舌鲷、焦氏舌鲷、鰕虎鱼、绿鳍鱼、鲆鲽类和黄鲛鰕等；头足类主要有火枪乌贼、金乌贼、短蛸和长蛸；甲壳类主要有中国对虾、口虾蛄、葛氏长臂虾、脊尾白虾、日本鼓虾、褐虾、三疣梭子蟹和日本鲟；贝类有菲律宾蛤仔、毛蚶、扁玉螺、脉红螺和牡蛎等。

渔业渔汛期和捕捞方式见下表。

表 4.2-8 海域附近渔业渔汛期和捕捞方式

品种	鱼汛期/月	主要捕捞方式
鲈鱼	4~6, 9~10	流刺网、围网
梭鱼	4~5, 8~9	流刺网、定置张网
白姑鱼	8~9	围网、定置张网
黄姑鱼	8~9	围网、定置张网
带鱼	8~9	拖网
小黄鱼	8~9	定置张网、拖网
鲮鱼	5~7	流刺网
鲳鱼	4~7	流刺网、定置张网
鲈	5~7	流刺网
鲉	5~6	拖网
毛虾	6~8, 9~10	定置张网
对虾	4~5	流刺网
乌贼	5~6	定置张网
海蜇	6~8	海蜇张网

4.2.4.4 辽宁省渔业经济情况

近年来，辽宁省加大渔业投入，全省渔业经济继续保持增长态势。根据《中国渔业

统计年鉴》数据显示，2018 年辽宁省渔民人均纯收入达 18958 元，同比增长 3.38%。从渔业经济总产值来看，2018 年辽宁省渔业经济总产值为 1305.4 亿元，同比下降 1.6%。

其中，2018 年辽宁省渔业产值为 637.5 亿元，同比下降 5.1%。从细分产业来看，辽宁省渔业主要以海水养殖为主，2018 年辽宁省海水养殖产值 339.3225 亿元，占比 53.2%，海洋捕捞产值为 111.5537 亿元，占比 17.5%。

2018 年，辽宁省水产养殖产量大幅下降。2018 年辽宁省水产品养殖产量达 366.2 万吨，同比 2017 年的 391.1 万吨下降 6.4%。辽宁省水产品养殖主要以海水养殖为主，2018 年辽宁省海水养殖产量为 286.3634 万吨，占比 78.2%。

4.3 周边海域环境敏感目标的简介与分布

4.3.1 自然保护区

本项目附近海域的自然保护区主要有辽宁大连斑海豹国家级自然保护区、河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区和辽河河口国家级自然保护区。新建平台距离辽宁大连斑海豹国家级自然保护区、河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区和辽河河口国家级自然保护区的最近距离为 21.7km、98.9km 和 114.5km。本工程距离省级自然保护区（河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区）最近距离为 178.7km。

（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大连市渤海沿岸，距市区较近。属于野生动物型保护区，主要保护对象是斑海豹及其生态环境。1992 年经大连市人民政府批准建立省级自然保护区，1997 年经国务院批准晋升为国家级自然保护区，2002 年被列入《国际重要湿地名录》。自然保护区总面积为 672275 公顷。其中，核心区 278490 公顷，缓冲区 271600 公顷，实验区 122185 公顷。调整后保护区分设南北两处核心区。2016 年 11 月 11 日国务院批准了关于调整辽宁大连斑海豹国家级自然保护区范围的请示【环生态[2016]133 号】，具体内容见国办函【2016】90 号。

大连斑海豹保护区为斑海豹最南端的一个繁殖区。每年秋季随着气温转换，水温下降，由日本海进入中国海区的斑海豹，于 11 月后自南向北洄游，12 月份穿越渤海海峡陆续进入保护区。斑海豹进入保护区后即分散选择配偶，成对栖居于浮冰上开始繁殖期生活。随着水温的上升，斑海豹随流南下，到 5 月中旬以后全部离去。斑海豹是唯一能在我国海域进行繁殖的海兽，冬季生殖、冰上产仔。斑海豹的分布范围较小，渤海辽东湾结冰区是斑海豹在我国海域唯一的繁殖区。

大连斑海豹保护区内有鱼类 100 余种，经济甲壳类 5 种，头足类 3 种，贝类 10 余种。另外还有虎头海雕、白尾海雕、白肩雕、黑尾鸥等珍稀鸟类以及维管束植物 426 种。植被包括沿海岸滩涂植物、浅海植物及北温带海岛植物。尤其有斑海豹、小鲸、虎鲸、伪虎鲸、宽吻海豚、真海豚、江豚等 7 种海兽。据统计，目前保护区斑海豹资源数量仅剩千余头，属濒危物种，列为国家二级重点保护动物。

(2) 河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区

昌黎黄金海岸国家级自然保护区位于河北省东北部秦皇岛市昌黎县沿海，总面积 3 万 hm^2 。区内海滨因受潮汐、风、海流及河流的作用，形成宽约 4 公里、长约 30km 的沙带和沿海数道沙堤及泻湖等沿海沉积地貌。区内海滨沙细、滩缓，沿岸水清，潮差小，是难得的旅游资源。后滨有宽 800m 左右的人工林带和一些成片的野生植被，林间有高达 20-40m 的金黄色沙丘，对研究海陆变迁、海洋动力作用有着重要的意义。

昌黎黄金海岸自然保护区是国务院 1990 年 9 月 30 日批准建立的首批五个国家级海洋类型自然保护区之一。该区位于河北省东北部秦皇岛市北戴河新区沿海，分陆域和海域两部分，其中陆域北起大蒲河南岸，南至滦河口北岸，东起低潮线，东西纵深 2~4km，面积 91.5 km^2 。海域部分北起北纬 39°37'，南至北纬 39°32'，西起低潮线，东至东经 119°37'，面积 208.5 km^2 。保护区的主要保护对象为沙丘、沙堤、泻湖、林带和海洋生物等构成的沙质海岸自然景观及所在海区生态环境和自然资源，是研究海洋动力过程和海陆变化的典型岸段，具有重要的生态价值，科研价值和观赏价值。

2016 年 6 月，环境保护部发布《关于发布河北昌黎黄金海岸等 6 处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的通知》（环生态函〔2016〕131 号），对河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区的面积和范围作出调整。调整后的河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区总面积 33620.5 公顷，其中核心区面积 11744 公顷，缓冲区面积 16684 公顷，实验区面积 5192.5 公顷。保护区位于河北省秦皇岛市昌黎县境内，范围在东经 119°11'37.80"-119°37'09.21"，北纬 39°25'20.99"-39°37'24.37"之间。保护区由 10 个独立片区组成。

(3) 辽宁辽河口国家级自然保护区

辽宁辽河口国家级自然保护区（“辽宁双台河口国家级自然保护区”于 2015 年 7 月正式更名为“辽宁辽河口国家级自然保护区”）位于渤海辽东湾的顶部、辽河三角洲中心区域，地理坐标介于东经 121°28'24.58"-121°58'27.49"，北纬 40°45'00"-41°05'54.13"之间，总面积 80000 公顷；区域湿地由辽河、大凌河、小凌河等诸多河流冲积而成，生态类型以芦苇沼泽、河流水域和浅海滩涂、海域为主，是一个以保护丹顶鹤、黑嘴鸥等

珍稀水禽及滨海湿地生态系统为主的野生动物类型自然保护区。

辽宁辽河口国家级自然保护区有鸟类 287 种，其中国家一类保护鸟类 9 种，包括丹顶鹤、白鹤、白头鹤、东方白鹳等，国家二类保护鸟类 39 种，有灰鹤、白枕鹤、大天鹅等。其鸟类组成以水禽为主，共 137 种，呈大群聚集分布的种类有豆雁、翘鼻麻鸭、绿翅鸭、花脸鸭、红嘴鸥和多种鸬鹚类；在分布的 42 种涉禽中，超过国际 1%标准的就有 9 种，其中包括大滨鹚、斑尾塍鹚、中杓鹚、黑腹滨鹚、灰斑鹚等。这里是多种鹤类和鹳类南北迁徙的重要停歇地和取食地，迁徙最大丹顶鹤种群 806 只、白鹤 425 只、东方白鹳 1000 余只，这里是世界上最大的黑嘴鸥繁殖地，分布有黑嘴鸥 12000 余只，其繁殖种群 10000 余只，是名副其实的“黑嘴鸥之乡”。

保护区内湿地生态景观独特，苇海浩瀚，碱蓬滩涂绵延。共分布有维管束植物 126 种，尤其是以芦苇为优势种的植被群落与周边的苇田构成了辽河三角洲 8 万公顷的芦苇沼泽，面积居亚洲第一位，它不仅具有养育野生动物、涵养水源、防洪泄洪等生态功能，还在维持区域生态安全、改善生态环境方面具有重要而无可替代的作用。绵延百里的滨海滩涂，生长有茂密的翅碱蓬单一群落，是滨海滩涂的先锋植物，构成了保护区湿地生态类型中独特又著名的“红海滩”景观，成为重要的生态旅游资源。

4.3.2 种质资源保护区

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边的种质资源保护区主要有昌黎海域国家级水产种质资源保护区、秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区、南戴河海域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（辽东湾实验区和核心区）、山海关海域国家级水产种质资源保护区、滦河口水产种质资源保护区等。拟建项目距离辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区）最近，为 30.49km。本项目与附近种质资源保护区的相对位置关系见表 4.3-1。

表 4.3-1 本项目与附近种质资源保护区的相对位置关系

敏感目标名称		方位	与平台最近距离 (km)	成立时间	国家级水产种质资源保护区名单
昌黎海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	97.86	2010 年 11 月	农业部公告第 1491 号 第四批
	实验区	西南	96.28		
南戴河海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	100.54	2010 年 11 月	农业部公告第 1491 号 第四批
	实验区	西南	97.77		
滦河口水产种质资源保护区	-	西南	130.90	引自《唐山市海洋功能区划（2013-2020 年）》	
秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	98.74	2009 年 12 月	农业部公告第 1308 号 第三批
山海关海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	76.59	2012 年 12 月	农业部公告第 1873 号 第六批
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	核心区	东北	71.76	2007 年 12 月	农业部公告第 947 号 第一批
	实验区	北	30.49		
曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	189.31	2013 年 11 月	农业部公告第 2018 号 第七批

(1) 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（辽东湾实验区和核心区）位于辽东湾北部海域。辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区和核心区）总面积 9935km²，其中核心区面积 1755km²，实验区面积 8180km²。辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区和核心区）的主要保护对象有小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济鱼类及梭子蟹。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日。

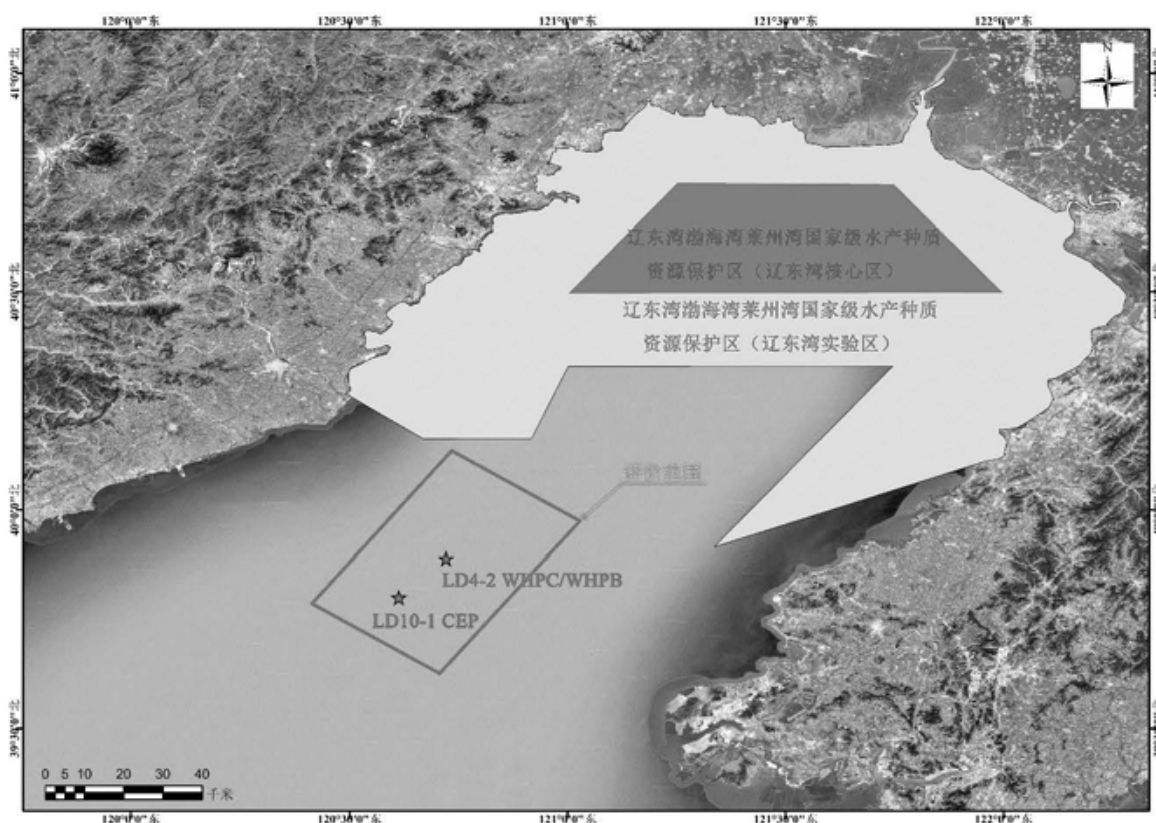


图 4.3-1 项目与辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区的相对位置

(2) 昌黎海域国家级水产种质资源保护区

昌黎海域国家级水产种质资源保护区总面积 11568hm²，其中核心区面积 2393hm²，实验区面积 9175hm²。特别保护期为每年的 3 月 1 日-10 月 31 日。保护区位于河北省昌黎县黄金海岸东南部海域，近岸点 11.5 海里，远岸点 18.5 海里。保护区是由 5 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°31'29.90"E，39°31'20.02"N；119°41'38.29"E，39°32'17.07"N；119°41'56.59"E，39°28'17.42"N；119°37'22.03"E，39°26'45.32"N；119°32'44.98"E，39°27'33.21"N。核心区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°37'29.45"E，39°31'05.54"N；119°41'19.72"E，39°30'46.18"N；119°40'41.83"E，39°28'25.29"N；119°36'42.07"E，39°28'59.90"N。实验区为保护区除去

核心区以外的海域。主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀。

(3) 秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区

秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区总面积 3125hm²，其中核心区面积 613hm²，实验区面积 2512hm²。特别保护期为 3 月 1 日-7 月 31 日。保护区位于河北省秦皇岛市北戴河海域，北侧为亚运村和新奥海底世界，西侧为森林公园、鸟类湿地保护区和鸽子窝公园，南侧为金山嘴、老虎石公园和中直疗养院。保护区距岸边 0.5-2.5 海里，范围在东经 119°27'-119°34'，北纬 39°47'-39°52'之间。核心区分为两个，第一核心区位于天然礁区大石山，面积 340 公顷，其拐点坐标为(119°31.675'E, 39°50.764'N; 119°32.581'E, 39°51.267'N; 119°32.453'E, 39°50.000'N; 119°33.683'E, 39°50.442'N)。第二核心区位于金山嘴外侧，面积 273 公顷，其拐点坐标分别为 (119°32.208'E, 39°49.352'N; 119°33.116'E, 39°49.120'N; 119°32.968'E, 39°48.112'N; 119°31.963'E, 39°48.270'N)。保护区内除核心区外为实验区。主要保护对象为褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参，其他保护对象包括三疣梭子蟹、日本蟳、长蛸、短蛸、黑鲷、文蛤等。

(4) 南戴河海域国家级水产种质资源保护区

南戴河海域国家级水产种质资源保护区总面积 6268hm²，其中核心区面积为 1200hm²，实验区面积为 5068hm²。特别保护期为每年的 4 月 1 日-7 月 31 日。保护区位于河北省抚宁县南戴河海域，东南距洋河口渔港码头(119°25'03.64"E, 39°46'38.48"N) 11.13 海里，西南距洋河口渔港码头 11.46 海里，西北距洋河口渔港码头 6.42 海里，东北距洋河口渔港码头 7 海里。保护区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°36'53.19"E, 39°40'18.15"N; 119°34'31.78"E, 39°37'49.81"N; 119°28'45.40"E, 39°40'13.80"N; 119°32'25.10"E, 39°43'38.44"N。其中核心区是由以下 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：119°31'55.32"E, 39°38'58.31"N; 119°33'01.15"E, 39°40'36.30"N; 119°35'25.80"E, 39°38'46.10"N; 119°34'37.23"E, 39°37'55.54"N。实验区为保护区除去核心区以外的海域。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。

(5) 山海关海域国家级水产种质资源保护区

山海关海域国家级水产种质资源保护区总面积 3019.11 公顷，其中核心区面积为 931.44 公顷，实验区面积为 2087.67 公顷。核心区特别保护期为全年。保护区位于河北省山海关海域，以石河入海口为中心，近岸东侧为长城入海处“老龙头”，西至山海关一级渔港。保护区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标为(119°45'10 " E, 39°56'01 "

N; 119°49'32 " E, 39°56'02 " N; 119°49'32 " E, 39°53'21 " N; 119°45'11 " E, 39°53'28 " N)。核心区是由 4 个拐点顺次连线围成的海域, 拐点坐标为(119°46'21 " E, 39°55'10 " N; 119°48'47 " E, 39°55'10 " N; 119°48'46 " E, 39°53'43 " N; 119°46'19 " E, 39°53'44 " N)。保护区除核心区外, 其余范围为实验区。保护区主要保护对象为石鲮、魁蚶、褐牙鲆, 其他保护对象包括蓝点鲅、玉筋鱼、小黄鱼、鲉、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种。

4.3.3 海洋特别保护区

本项目距离最近的海洋特别保护区为锦州大笔架山海洋特别保护区, 最近距离为 101.6km。

4.3.4 生态红线区

根据《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定方案》和《河北省海洋生态红线区划定方案》, 本项目均位于海洋生态红线划定范围之外, 距离最近的生态红线为大连斑海豹保护生态红线区。新建平台距离大连斑海豹保护生态红线区一禁止开发区约 9.67km, 距离天龙寺旅游休闲生态红线区约 39.19km, 距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km, 距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km, 距离其他海洋生态红线均在 50km 以上。

4.3.5 重要渔业水域

本项目的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。

(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“三场一通道”范围之外, 距离产卵场最近距离为 91.0km。本项目与黄姑鱼“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-2。

(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。本工程位于鲷的索饵场范围内。本项目与鲷“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-3。

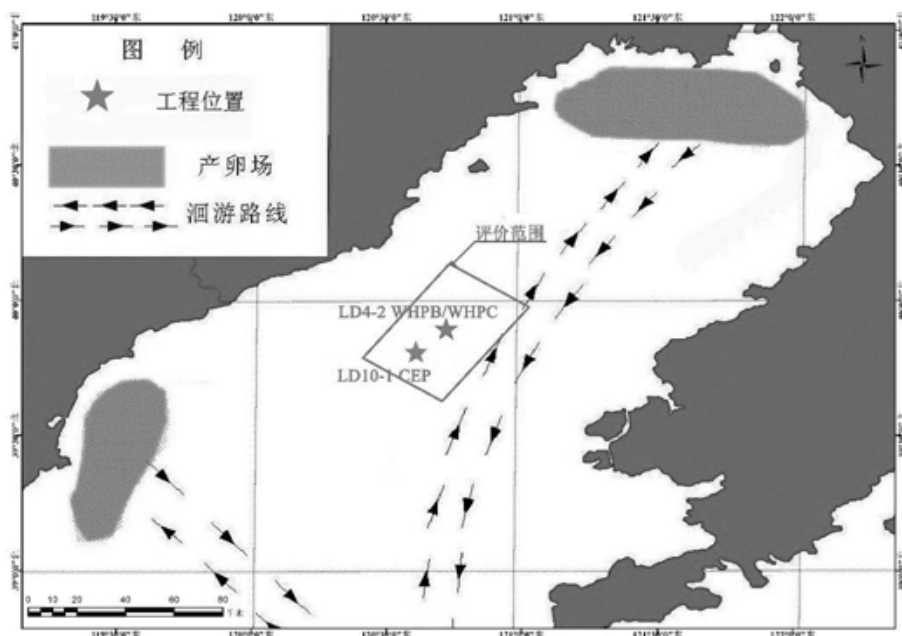


图 4.3-2 本项目与黄姑鱼“三场一通道”相对位置关系示意图

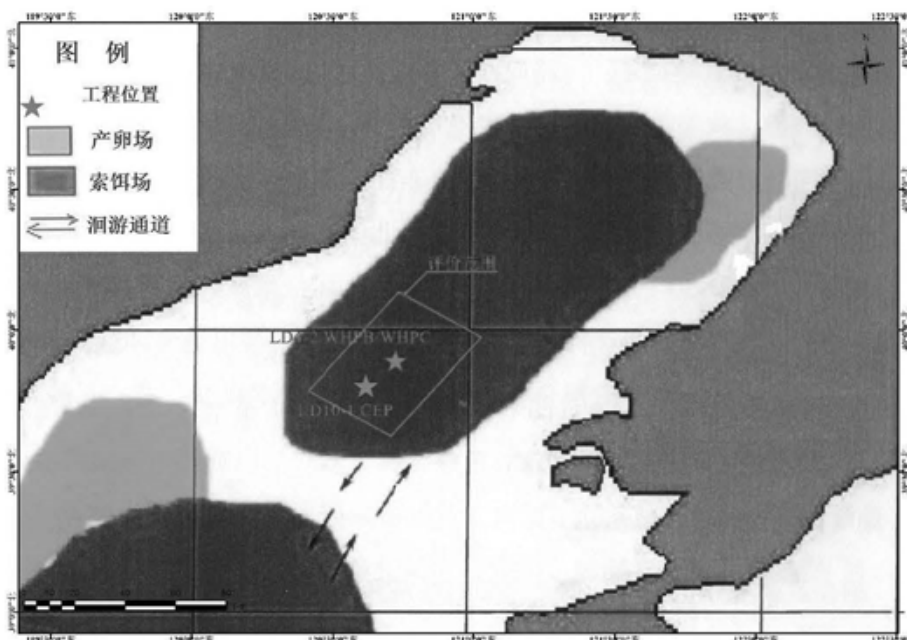


图 4.3-3 本项目与鲷“三场一通道”相对位置关系示意图

(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 $33^{\circ} N$ 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。本工程位于白姑鱼的“三场一通道”范围之外，距离产卵场最近距离为 112.3km。本项目与白姑鱼“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-4。

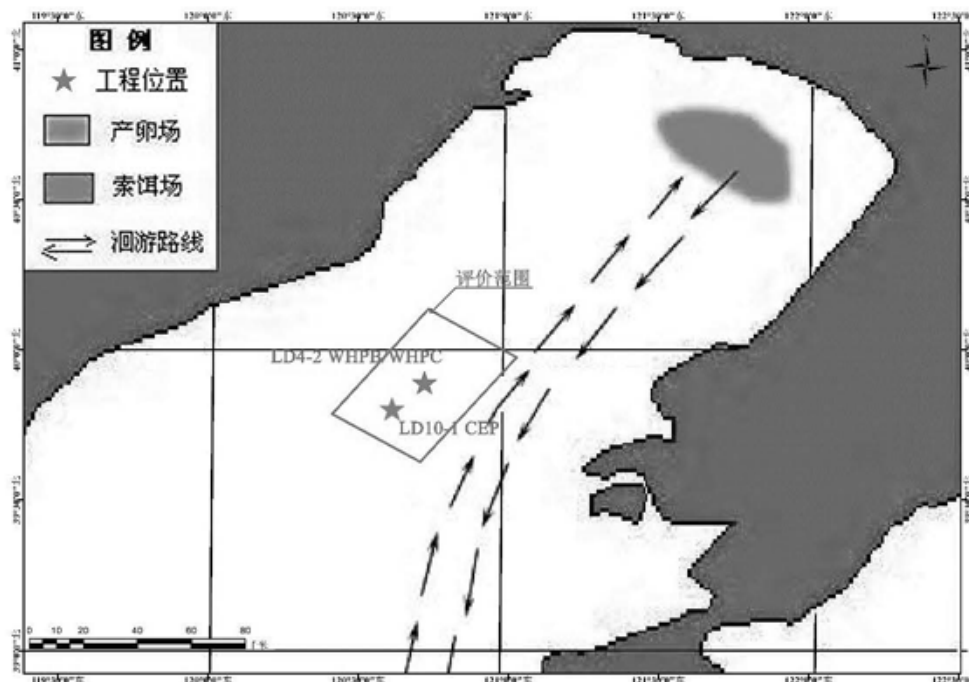


图 4.3-4 本项目与白姑鱼“三场一通道”相对位置关系示意图

(4) 鲢

鲢属鲢科，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。鲢的越冬场在对马、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。鲢的产卵期为 4-6 月，产卵盛期为 6 月。工程位于鲢产卵场内，与鲢“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-5。

(5) 小黄鱼

①生活习性

小黄鱼隶属石鲈形目、石首鱼科、黄鱼属。暖温性底层鱼类，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，体长 16~25 厘米、体重 200~300 克、背侧黄褐色，腹侧金黄色。小黄鱼的鳞片较大而稀少，尾柄较短，臀鳍第二鳍棘小于眼径，颌部具 6 个小孔；小黄鱼上、下唇等长、口闭时较尖。随栖息

环境、季节以及体长的变化较大,且 109mm 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。

②洄游情况

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。

③繁殖习性及其鱼卵仔鱼数量分布

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。小黄鱼昼夜产卵,主要产卵时间在 17~22 时,以 19 时左右为产卵高峰,小黄鱼产卵场的底层适温为 11~14℃。渤海和黄海中部产卵场小黄鱼卵径为 1.30~1.60mm,黄海南部为 1.28~1.65mm。卵子孵化时间随水温的变化而不同,通常为 63~90 小时。渤海小黄鱼目测性腺发育 5 月中旬 76%的雌性个体已达到 V 期,6 月中旬 61%的个体已产卵完毕,推测渤海的小黄鱼产卵期应在 5 月下旬到 6 月上旬。

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。

本工程位于小黄鱼的索饵场内,本项目与小黄鱼“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-6。

(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。本工程位于鱻的索饵场内,本项目与鱻“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-7。

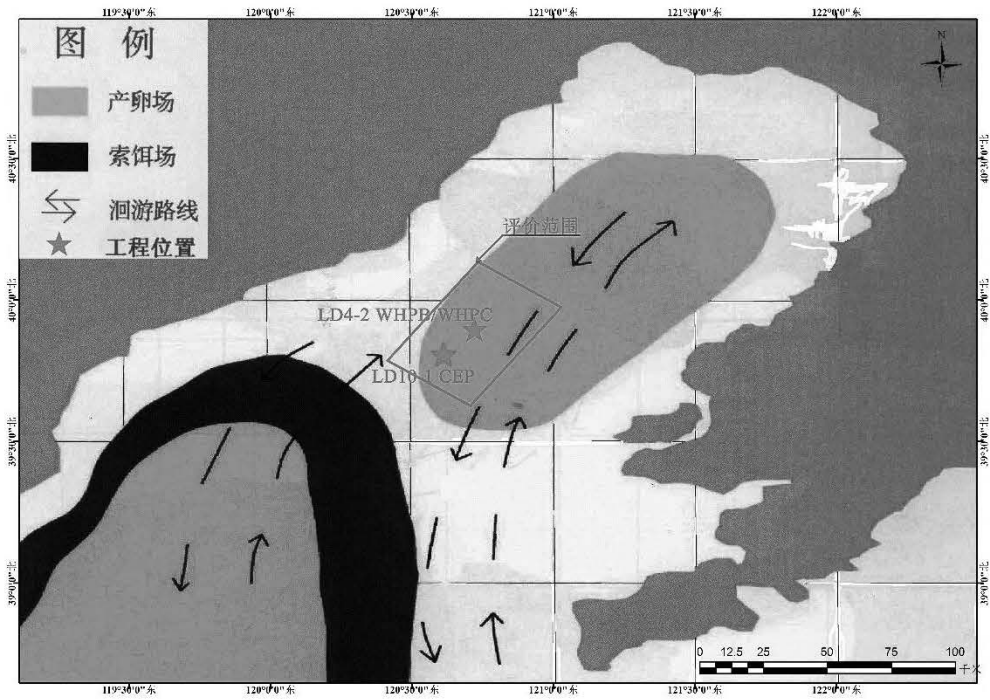


图 4.3-5 本项目与鲢“三场一通道”相对位置关系示意图

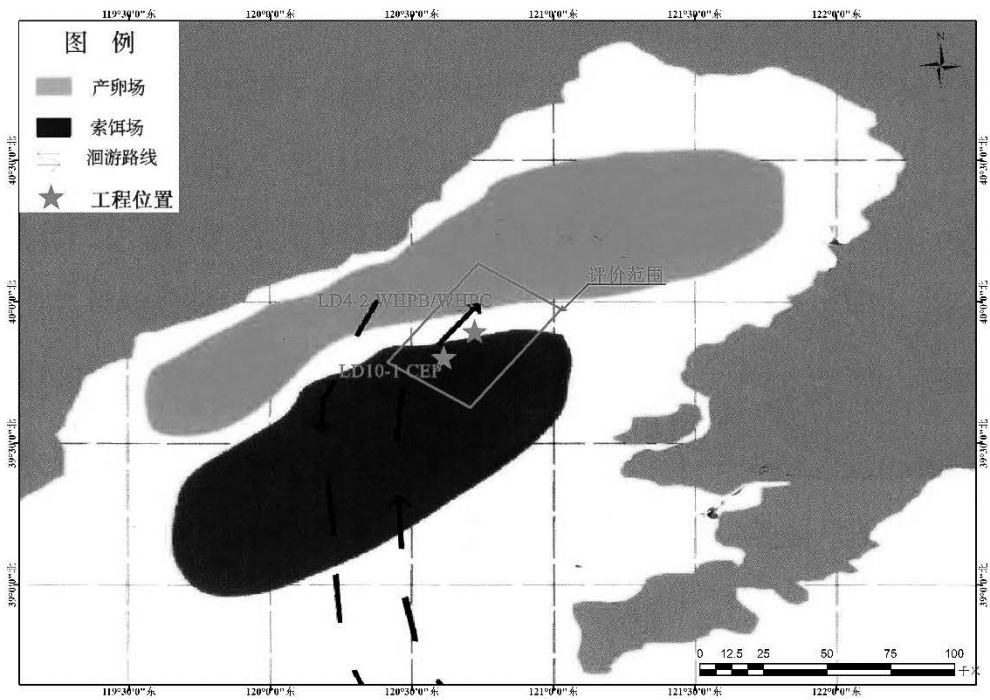


图 4.3-6 本项目与小黄鱼“三场一通道”相对位置关系示意图

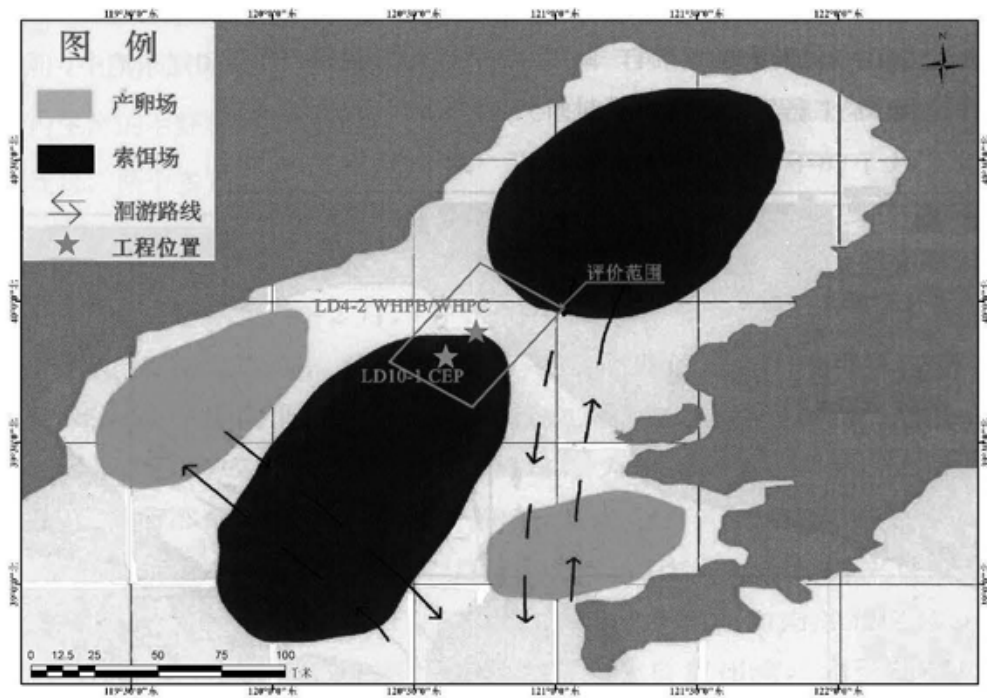


图 4.3-7 本项目与鲱“三场一通道”相对位置关系示意图

(7) 蓝点马鲛

①生活习性

蓝点马鲛属鲈形目鲛科，俗称鲛鱼、燕鱼、板鲛、竹鲛、尖头马加、青箭等。蓝点马鲛体长而侧扁，呈纺锤形，一般体长为 25~50 厘米、体重 300~1000 克，最大个体长可达 1 米、重 4.5 千克以上。尾柄细，每侧有 3 个隆起脊，以中央脊长而且最高、头长大于体高、口大，稍倾斜，牙尖利而大，排列稀疏、体被细小圆鳞，侧线呈不规则的波浪状、体侧中央有黑色圆形斑花背鳍 2 个，第一背鳍长，有 19~20 个鳍棘，第二背鳍较短，背鳍和臀鳍之后各有 8~9 个小鳍；胸鳍、腹鳍短小无硬棘，尾鳍大，深叉形，游泳迅速，性情凶猛。蓝点马鲛属暖温性中上层鱼类，以中上层小鱼为食，有洄游习性，夏秋季结群向近海洄游，一部分进入渤海产卵，秋汛常成群索饵于沿岸岛屿及岩礁附近，为北方海区经济鱼之一。蓝点马鲛生长迅速，1 龄开始成熟，主要是 2, 3 龄成熟，雄鱼比雌鱼早熟一年。

②洄游情况

蓝点马鲛是从黄东海洄游到渤海的重要大型经济鱼类。每年 3 月鱼群便开始陆续游离越冬场向北生殖洄游，一般 4 月下旬进入渤海的莱州湾、辽东湾、渤海湾及滦河口诸产卵场，渤海诸渔场的鱼群 5 月中旬至 6 月上旬为产卵期，并在附近海域分散索饵。7 月渔获物出现当年幼鱼，密集中心在渤海中部，8 月由于幼鱼大量出现，蓝点马鲛的数量大大增加，几乎整个海区均有分布，特别辽东湾南部和莱州湾数量更多。9 月

分布面开始缩小，主要集中在辽东湾南部和莱州湾，10月随水温下降，分布区逐渐移向渤海中部，11月大部分个体游出渤海。本工程与蓝点马鲛产卵场距离较远，与索饵场和洄游通道有一定的距离。

③繁殖习性

蓝点马鲛2龄大部性成熟，3龄全部性成熟。分批产卵，浮性卵。个体绝对怀卵量2.8~12.0万粒。蓝点马鲛产卵期为5月下旬至6月上旬。产卵后在附近海域分散索饵。2008年春季的调查中，蓝点马鲛的鱼卵数量占总数量的21.01%。

本工程与蓝点马鲛与“三场一通道”有一定的距离，距离产卵场最近距离为5.3km。本项目与蓝点马鲛“三场一通道”相对位置关系见图4.3-8。

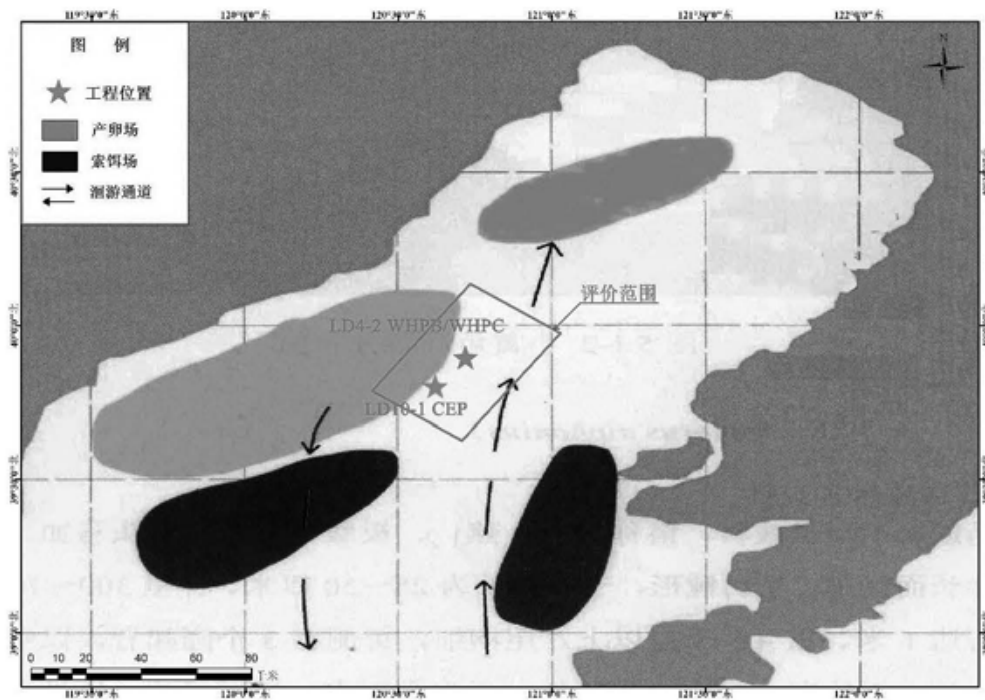


图 4.3-8 本项目与蓝点马鲛“三场一通道”相对位置关系示意图

(8) 银鲳

①生活习性

银鲳属鲳科，属暖水性、中上层集群性经济鱼类。银鲳体呈卵圆形，侧扁，体长20~30厘米，体重300克左右。头较小，吻圆钝略突出。口小，稍倾斜，下颌较上颌短，两颌各有细牙一行，排列紧密。体被小圆鳞，易脱落，侧线完全。体背部微呈青灰色，胸、腹部为银白色，全身具银色光泽并密布黑色细斑，无腹鳍，尾鳍深叉形。

②洄游情况

银鲳属暖水性，中上层集群性经济鱼类，是由黄海洄游到渤海产卵和索饵的洄游性鱼类。平时分散栖息于潮流缓慢的近海，生殖季节集群游向近岸及河口附近。银鲳具

有显著的与其它近海性鱼类的产卵场分布极为相似的共同点，河口浅海混合海水的高温低盐度区，水深一般为 10~20 米左右。渤海银鲳的产卵期为 5 月上旬至 7 月下旬。9 月份银鲳幼鱼从近岸移向渤海中部，10 月在辽东湾南部有密集中心。11 月份银鲳逐渐游离渤海向越冬场洄游。

③繁殖习性

银鲳 1 龄 90% 左右性成熟，2 龄鱼全部成熟。渤海银鲳的绝对怀卵量平均为 18.0×10^4 粒，渤海银鲳的主要产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬，7~11 月为主要索饵期，9 月银鲳幼鱼又从近岸移向渤海中部，分布面广，密集中心在莱州湾和黄河口一带。

本工程位于银鲳“三场一通道”范围之外，距离产卵场最近距离约 30.0km。本项目与银鲳“三场一通道”相对位置关系见图 4.3-9。

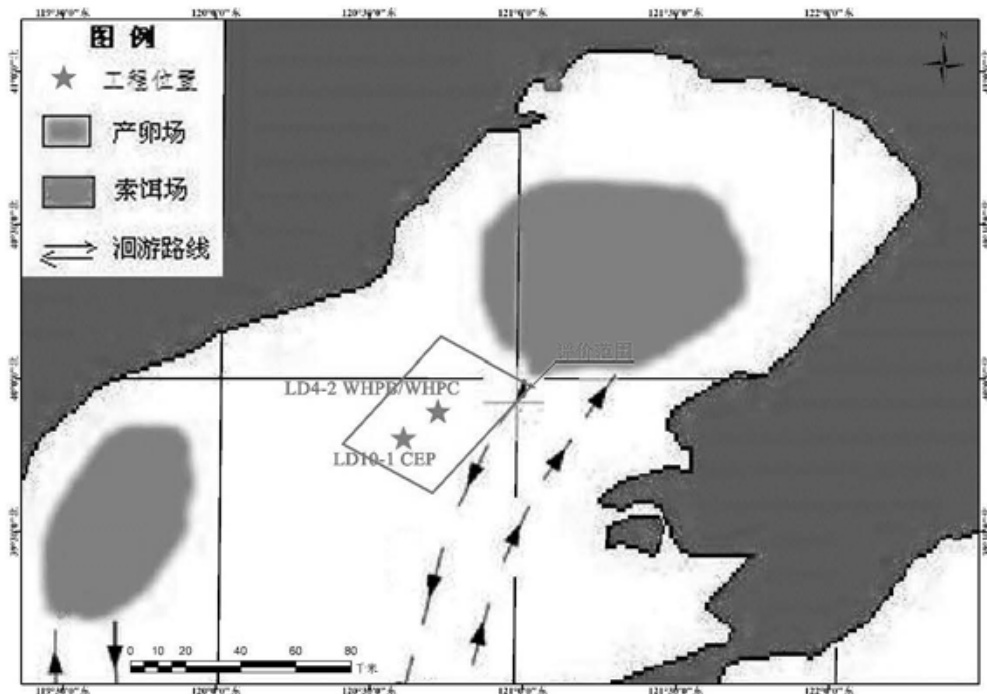


图 4.3-9 本项目与银鲳“三场一通道”相对位置关系示意图

(9) 中国对虾

中国对虾产卵场主要有渤海内湾诸河口附近水域，及山东半岛的海州湾、胶州湾、乳山湾沿岸、辽东半岛的海洋岛、鸭绿江口附近水域。中国对虾的产卵期一般为一个月左右（5~6 月），索饵期一般为 7-11 月。6 月幼虾主要分布在河口附近的浅水区索饵肥育，7 月下旬当幼虾体长达 80-100mm 时开始向深水移动，8 月上旬集中分布在 15 米以内的水深处，9 月上、中旬游至 20-28 米的深水区索饵，10 月中、下旬至 11 月初为对虾交尾期，11 月中、下旬开始陆续游出渤海，开始越冬洄游。本项目周围海域中国对虾产卵场、索饵场、洄游线路分布见图 4.3-10。本项目位于中国对虾索饵场内。

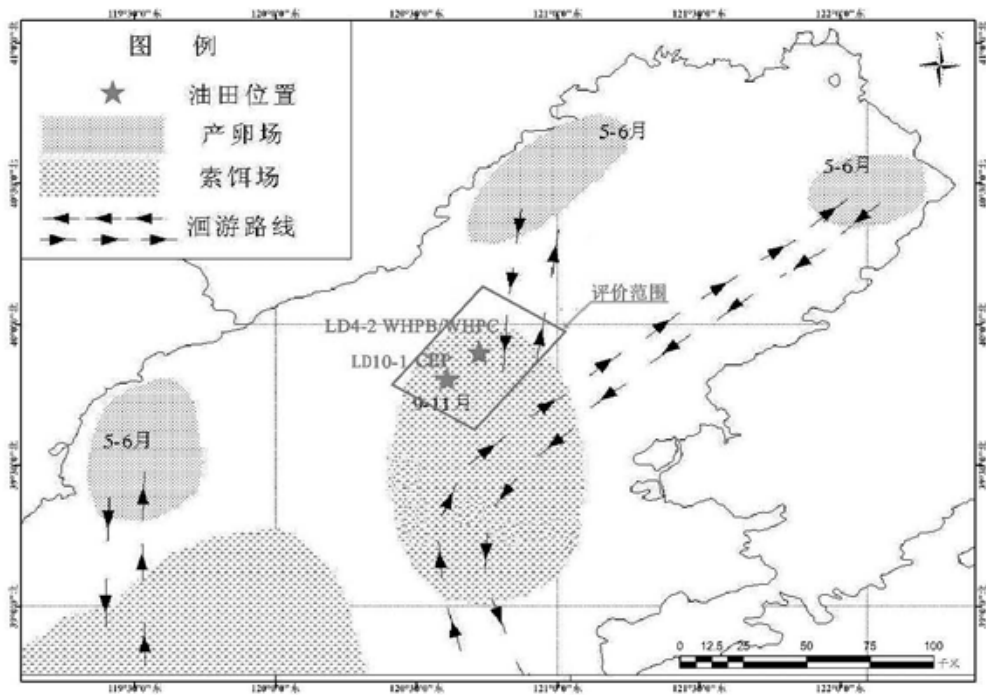


图 4.3-10 本项目与中国对虾“三场一通道”相对位置关系示意图

(10) 毛虾

辽东湾毛虾的越冬场在辽东湾中部，辽东湾毛虾群终年不离开辽东湾，早春向辽东湾东南两侧和湾头区移动。本项目周围海域毛虾产卵场、索饵场、越冬场分布见图 4.3-11。本项目位于毛虾越冬场边缘外。毛虾越冬期为 1-2 月，越冬场主要分布于辽东湾南部，水深 25-30 米的水域。

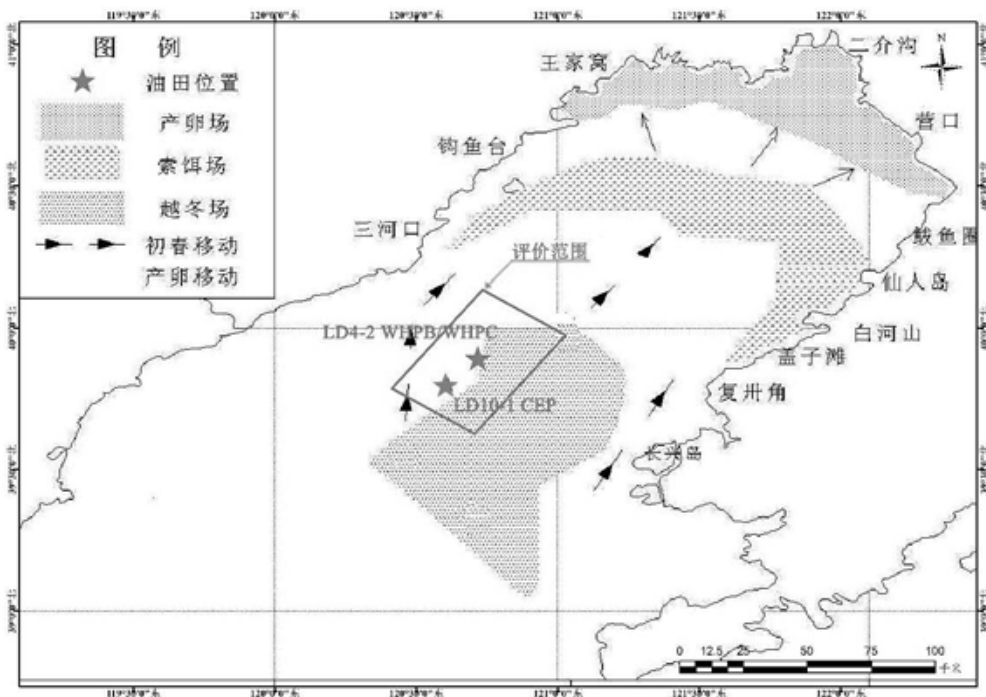


图 4.3-11 本项目与毛虾“三场一通道”相对位置关系示意图

4.3.6 国家级海洋公园

本项目距离最近的国家级海洋公园为辽宁绥中碣石国家级海洋公园，最近距离为 58.50km。

4.3.7 主要环境敏感目标

本项目评价范围内的敏感目标主要有大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区），鲢和蓝点马鲛的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场，毛虾的越冬场，周边海域重要经济鱼类的产卵盛期为 6 月。其中渔业生物学特性内容引用《辽宁动物志.鱼类》（辽宁科学技术出版社，1987），洄游与分布内容参考《黄渤海区渔业资源调查与区划》（海洋出版社，1990）。本项目位于鲢的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，位于毛虾的越冬场的边缘，距离蓝点马鲛的产卵场约 5.3km，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）约 9.67km。

本项目评价范围外的主要环境敏感目标有辽宁大连斑海豹国家级自然保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区和核心区）、大连仙浴湾国家级海洋公园、辽宁绥中碣石国家级海洋公园、觉华岛国家级海洋公园、大连斑海豹保护生态红线区、仙浴湾旅游休闲生态红线区、觉华岛（菊花岛）生态红线区、六股河河口及湿地生态红线区、绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区、天龙寺旅游休闲生态红线区和芷锚湾旅游休闲生态红线区。本项目距离辽宁大连斑海豹国家级自然保护区约 21.7km，距离银鲳的产卵场约 30km，距离辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区）约 30.49km，距离天龙寺旅游休闲生态红线区约 39.19km，距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km，距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km，距离辽宁绥中碣石国家级海洋公园约 58.50km，距离觉华岛（菊花岛）生态红线区约 58.51km，距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）约 59.54km，距离觉华岛国家级海洋公园约 60.82km，距离仙浴湾旅游休闲生态红线区约 61.60km，距离芷锚湾旅游休闲生态红线区约 63.17km，距离大连仙浴湾国家级海洋公园约 64.46km，距离其他环境敏感目标均在 70km 以上。另外，本项目距离最近的养殖区约 35.92km。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布见表 4.3-2、图 4.3-12~图 4.3-13。

表 4.3-2 本项目主要环境保护对象

	序号	敏感区类型	敏感目标名称		与本项目位置关系		主要保护对象	保护期/产卵期
					方位	距离(km)		
评价范围内	1	生态红线区	大连斑海豹保护生态红线区	禁止开发区	东	9.67	斑海豹	-
	2	“三场一通道”	小黄鱼	索饵场	位于其中	0	小黄鱼	索饵期 9~11 月
			鳊	索饵场	位于其中	0	鳊	索饵期 7~9 月
			鲢	产卵场	位于其中	0	鲢	产卵期 4-6 月, 产卵盛期为 6 月
			鲮	索饵场	位于其中	0	鲮	索饵期 7~10 月
			中国对虾	索饵场	位于其中	0	对虾	索饵期 9~11 月
			毛虾	越冬场	位于其边缘	0	毛虾	越冬期 1-2 月
			蓝点马鲛	产卵场	西	5.3	蓝点马鲛	产卵期为 5 月下旬至 6 月上旬
评价范围外	3	国家级自然保护区	辽宁大连斑海豹国家级自然保护区	核心区	东、东南	28.4	斑海豹及其栖息生境	-
				缓冲区	东南	21.7		
				实验区	东、东南	59.6		
			辽河河口国家级自然保护区	核心区	东北	115.8	丹顶鹤、黑嘴鸥等多种珍稀水禽和河口湿地生态系统	-
				缓冲区	东北	114.5		
				实验区	东北	123.7		
			河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	核心区	西南	125.9	保护文昌鱼及其栖息地、自然砂质岸滩	-
				缓冲区	西南	101.4		
				实验区	西南	98.9		
4	省级自然保护区	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	-	西南	178.7	海岛及周边海域自然生态环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统	-	
5		滦河口海洋特别保护区	-	西南	134.5	保护河口湿地、潟湖-沙坝生态系统、自然砂质岸滩	-	

	海洋特别保护区	锦州大笔架山海洋特别保护区	-	北	101.6	大笔架山天桥陆连堤、动力环境及生态环境	-
6	国家级水产种质资源保护区	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	97.86	主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	特别保护期为每年的 3 月 1 日~10 月 31 日
			实验区	西南	96.28		
		南戴河海域国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	100.54	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	特别保护期为每年的 4 月 1 日~7 月 31 日
			实验区	西南	97.77		
		滦河口水产种质资源保护区	-	西南	130.90	重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源	-
		秦皇岛海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	98.74	主要保护对象为褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参, 其他保护对象包括三疣梭子蟹、日本蟳、长蛸、短蛸、黑鲷、文蛤等	特别保护期为 3 月 1 日~7 月 31 日
		山海关海域国家级水产种质资源保护区	-	西南	76.59	主要保护对象为石鲈、魁蚶、褐牙鲆, 其他保护对象包括蓝点鲃、玉筋鱼、小黄鱼、鲉、口虾蛄、三疣梭子蟹、魁蚶、短蛸和日本枪乌贼等物种	核心区特别保护期为全年
		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区	辽东湾核心区	东北	71.76	主要保护物种为小黄鱼、蓝点马鲛、银鲳等主要经济物种及三疣梭子蟹	核心区特别保护期为 4 月 25 日~6 月 15 日
辽东湾实验区	北		30.49				
曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	核心区	西南	189.31	主要保护对象为中华绒螯蟹, 其它保护物种包括鲫、草鱼、鳊、泥鳅、黄颡鱼、鲤等	特别保护期为每年 4 月 25 日至 6 月 5 日和 9 月 30 日至 11 月 10 日		
7	国家级海洋公园	大连仙浴湾国家级海洋公园	-	东南	64.46	湿地、海岛、沙滩及周围海域的生态系统及生物多样性	-
		辽宁绥中碣石国家级海洋公园	-	西	58.50	岩礁生态系统、原生沙质海岸和岛礁景观和海洋生物多样性	-

		觉华岛国家级海洋公园	-	北	60.82	磨盘山天桥贝壳滩、龙脖子与怪石崖海蚀地貌、龙头古城遗址、八角琉璃井与大碑阁碑石历史遗迹、菲律宾蛤仔种质资源	-
8	辽宁省海洋生态红线	大连斑海豹保护生态红线区	限制开发区	东、东南	59.54	斑海豹	-
		蛇岛保护区生态红线区	禁止开发区	东南	104.79	蛇岛和老铁山的生态系统、蝮蛇、候鸟	-
		猪岛、虎平岛生态红线区	禁止开发区	东南	88.54	重要海岛	-
		东、西蚂蚁岛生态红线区	限制开发区	东南	90.53	重要海岛	-
		鹿鸣岛旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	99.78	滨海旅游资源	-
		仙浴湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	东南	61.60	滨海旅游资源	-
		驼山旅游休闲生态红线区	限制开发区	东	70.35	滨海旅游资源	-
		团山海蚀地貌保护生态红线区	禁止开发区	东北	136.55	海蚀地貌	-
		辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区	限制开发区	东北	71.88	水产种质资源	-
		大辽河河口生态红线区	限制开发区	东北	127.36	河口生态系统	-
		双台子河口滨海湿地自然保护区生态红线区	禁止开发区	东北	114.54	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	东北	130.41	河口生态系统	-

		小笔架山旅游生态红线区	限制开发区	东北	106.00	滨海旅游资源	-
		大笔架山生态红线控制区	禁止开发区	东北	104.07	自然历史遗迹、生物资源、滨海旅游资源	-
		望海寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	东北	87.49	滨海旅游资源	-
		兴城旅游休闲生态红线区	限制开发区	北	77.22	滨海旅游资源	-
		觉华岛(菊花岛)生态红线区	限制开发区	北	58.51	重要海岛、滨海旅游资源	-
		六股河口及湿地生态红线区	限制开发区	西北	43.49	河口生态系统	-
		绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区	禁止开发区	西北	40.89	海岸自然景观、海洋生态系、文昌鱼	-
		天龙寺旅游休闲生态红线区	限制开发区	西北	39.19	滨海旅游资源	-
		芷锚湾旅游休闲生态红线区	限制开发区	西	63.17	滨海旅游资源	-
	河北省海洋生态红线	山海关旅游区	限制开发区	西	75.55	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境以及地貌、植被、沙滩等海岛景观	-
		东山旅游区	限制开发区	西南	93.46	保护砂质岸滩、近岸海域生态环境	-
		北戴河旅游区	限制开发区	西南	95.43	保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境	-
		秦皇岛海域种质资源保护区	限制开发区	西南	98.43	保护海底地形地貌和褐牙鲆、红鳍东方鲀、刺参等种质资源, 保护海洋环境质量	-
		南戴河海域种质资源保护区	限制开发区	西南	97.67	保护海底地形地貌和栉江珧、魁蚶、毛蚶、竹蛭等水产种质资源, 保护海洋环境质量	-
		金山嘴至新开口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	103.50	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-

		昌黎黄金海岸保护区	禁止开发区	西南	98.90	保护海岸自然景观及所在海区生态环境和资源, 包括沙丘、沙堤、潟湖、林带、鸟类、海水、文昌鱼等海洋生物构成的海岸海洋生态系统	-
		昌黎海域种质资源保护区	限制开发区	西南	96.18	保护海底地形地貌和三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀、文昌鱼等水产种质资源, 保护海洋环境质量	-
		新开口至滦河口海域沙源保护海域	限制开发区	西南	117.33	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		滦河河口生态系统	限制开发区	西南	131.62	保护河口地形地貌、生态环境	-
		滦河河口沼泽湿地	限制开发区	西南	132.65	保护潟湖—沙坝海岸景观, 河口湿地和鸟类	-
		滦河口至老米沟海域沙源保护区	限制开发区	西南	128.26	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
		大清河口海岛旅游区	限制开发区	西南	169.74	保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	-
		大清河口生态系统	限制开发区	西南	177.49	保护河口地形地貌、生态环境	-
		乐亭菩提诸岛保护区	限制开发区	西南	179.90	保护由海岛及周边海域自然生态环境、岛陆及海洋生物共同组成的海岛生态系统	-
			禁止开发区	西南	178.62		
		龙岛旅游区	限制开发区	西南	192.54	保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	-
		大清河口至小清河口海域沙源保护区	限制开发区	西南	177.20	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	-
9	养殖区	养殖区	-	北	35.92	经济渔业资源	-
10	“三场一通道”	银鲳	产卵场	东北	30.0	银鲳	产卵期为 5 月上旬至 7 月上旬
		黄姑鱼	产卵场	东北	91.0	黄姑鱼	产卵期 5-6 月
		白姑鱼	产卵场	东北	112.3	白姑鱼	产卵期 5-6 月

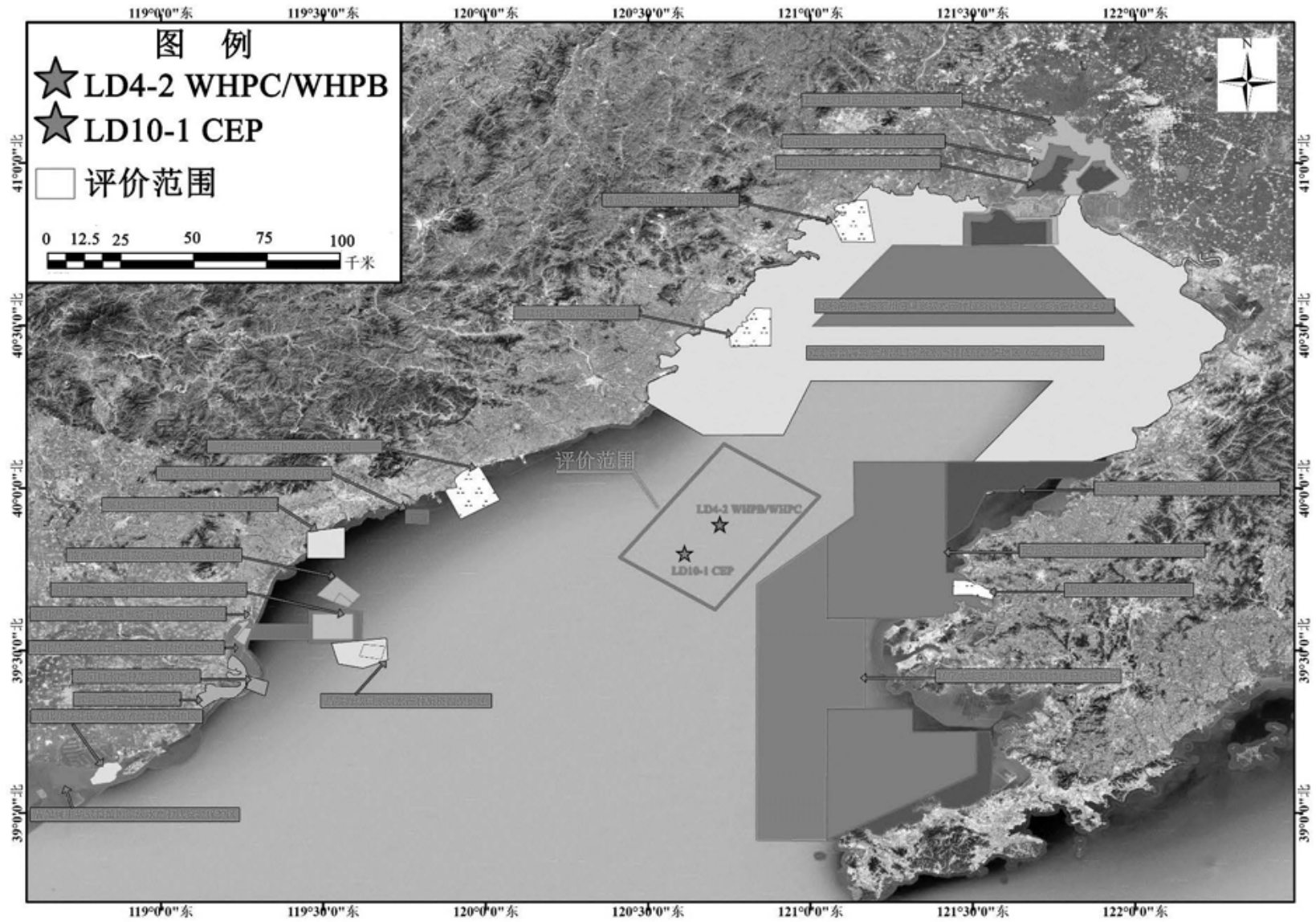


图 4.3-12 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布图 (保护区)

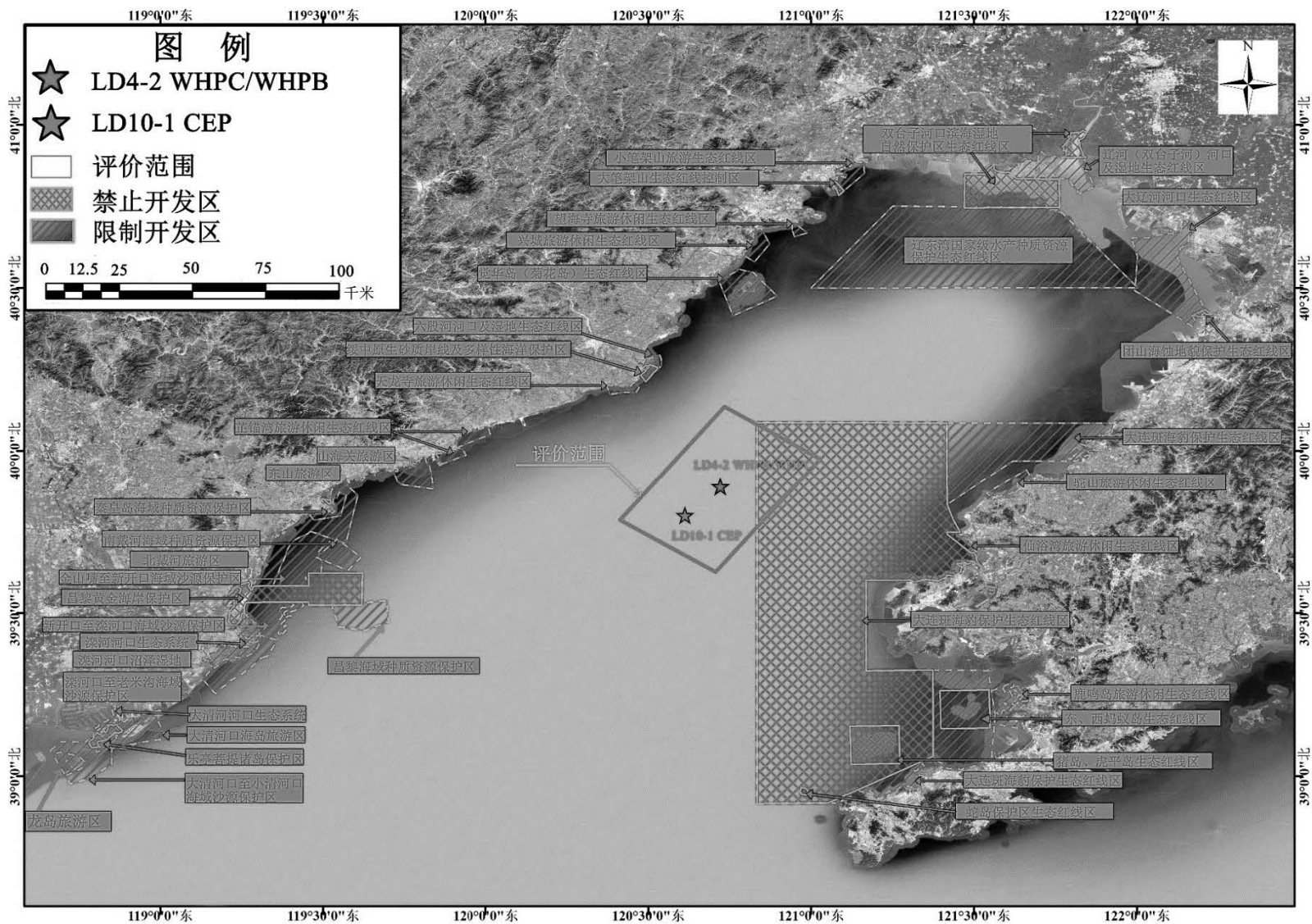


图 4.3-13 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目周边环境敏感目标分布图（生态红线区）

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表 5.1。

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 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 9 月	6
地形地貌	旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程地质勘查/工程物探调查报告	中海油田服务股份有限公司天津分公司	2019 年 12 月	/
水质	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 5 月	28
	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 9 月	33
沉积物	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 5 月	17
生物生态	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 5 月	17
	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 9 月	20
生物质量	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 5 月	17
	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 9 月	20
渔业资源	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目春季渔业资源调查报告	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2019 年 6 月	24
	旅大 4-2 油田 4-3 区块工程附近海域渔业资源现状调查报告（秋季）		2019 年 9 月	24

5.1 水文动力现状调查与评价

本次评价选用青岛环海海洋工程勘察研究院于 2019 年 9 月 15 日至 2019 年 9 月 16 日（农历八月十七至八月十八，大潮期）进行的海流观测，观测共分为 6 个站位，具体的观测站点见表 5.1-1，使用仪器设备见表 5.1-2。

表 5.1-1 海洋水文动力调查站位布设

调查站位	北纬	东经	调查项目	调查层位水深 (m)		
				表层	中层	底层
P1	40°08'06.643"	120°44'02.303"	水动力	2.5	14~15	24~55
P3	39°59'44.297"	120°36'19.142"	水动力	2.5	15~16	26~27

P24	39°58'27.854"	121°01'40.182"	水动力	2.5	15~16	27~28
P26	39°50'06.643"	120°53'55.851"	水动力	2.5	16~17	28~29
P29	39°37'33.963"	120°42'22.846"	水动力	2.5	15~16	27~28
P33	39°47'09.932"	120°24'47.906"	水动力	2.5	15~16	27~28

表 5.1-2 仪器设备

检测项目 参数名称	仪器设备 名称/规格	技术指标	
		测量范围	准确度
潮流	声学多普勒流向流速剖面仪 /ADCP	流向: 0~3600 流速: 0~5m/s	流速的 0.25% 流向: 0.10
潮汐	水位计/DEFI-D20HG	0~200m	0.3%FS ≤1.0cm

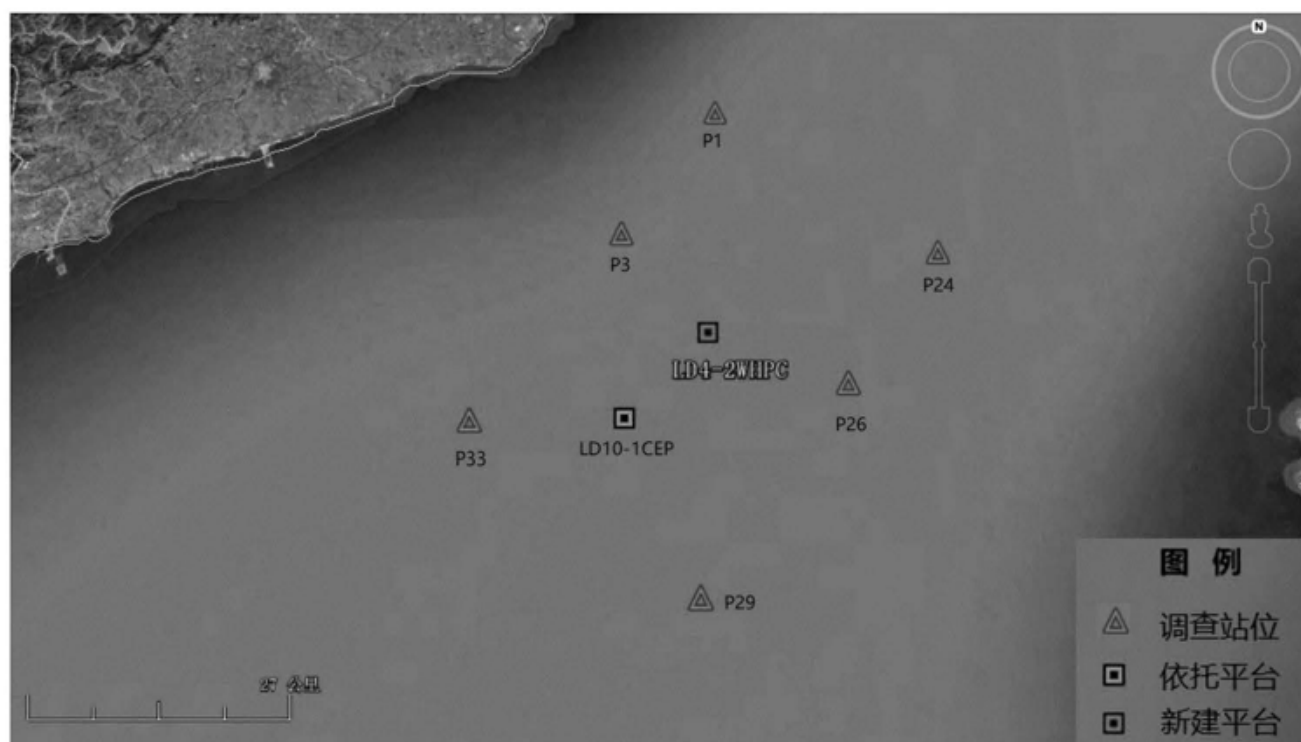


图 5.1-1 海洋水文动力调查站位

5.1.1 流向流速统计分析

5.1.1.1 流速流向分布

根据大潮期各站海流实测资料,对流向频率进行统计,统计结果见表 5.1-3,实测流速矢量见图 5.1-2,潮流过程曲线见图 5.1-3。

可以看出:各站实测流流向相对分散,流向相对集中的方向主要包括 NE~ENE 以及 SW~WSW 向,涨潮流多在 NE 向区间,而落潮流多在 SW 向区间。各站位潮位过程曲线基本一致,潮差在 1m 左右。

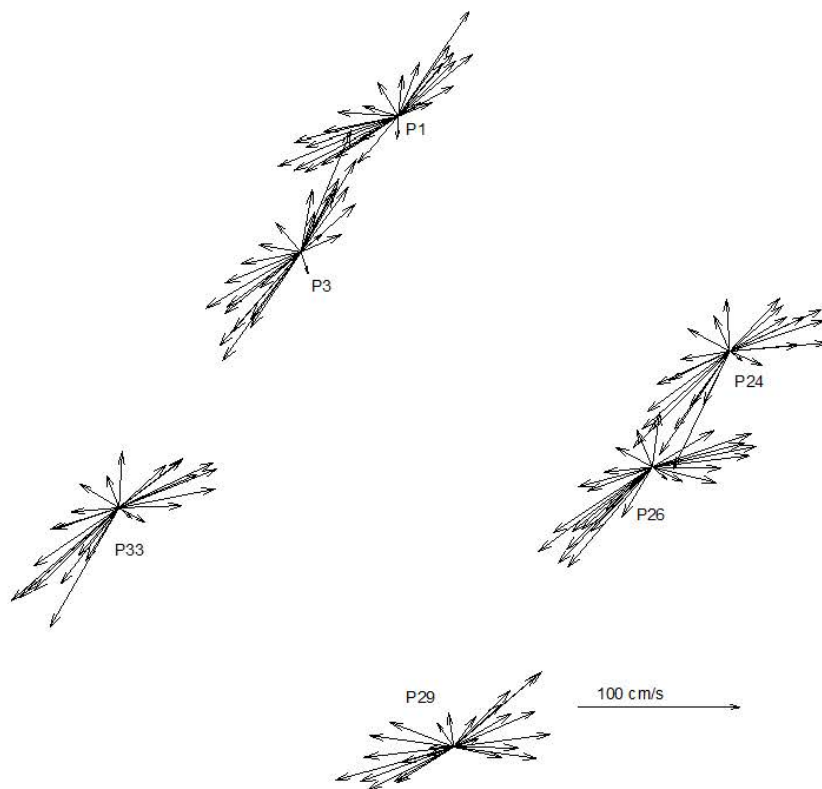
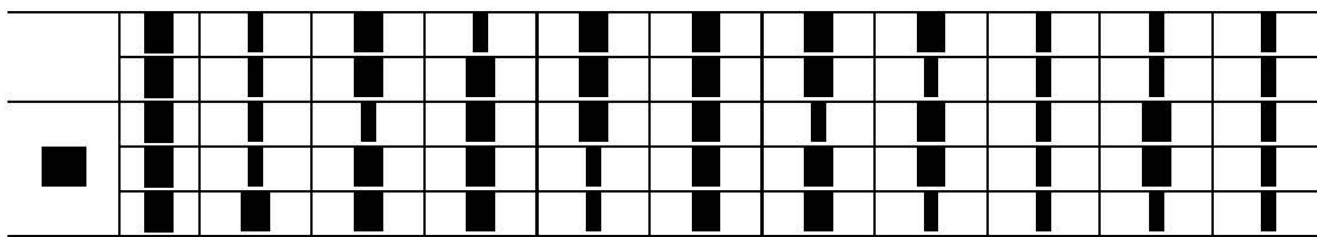


图 5.1-2a 实测各站表层潮流矢量

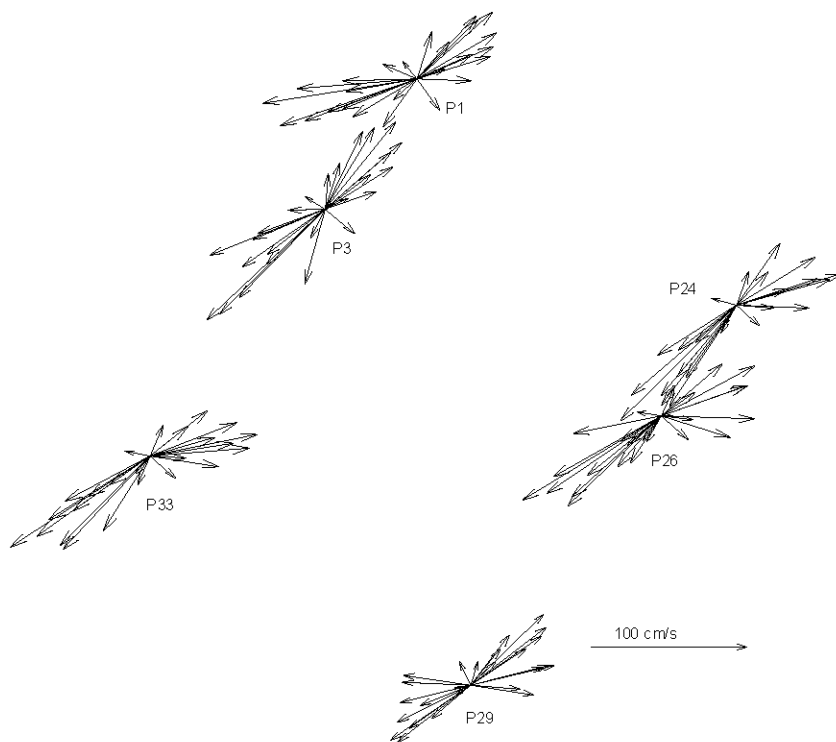


图 5.1-2b 实测各站中层潮流矢量

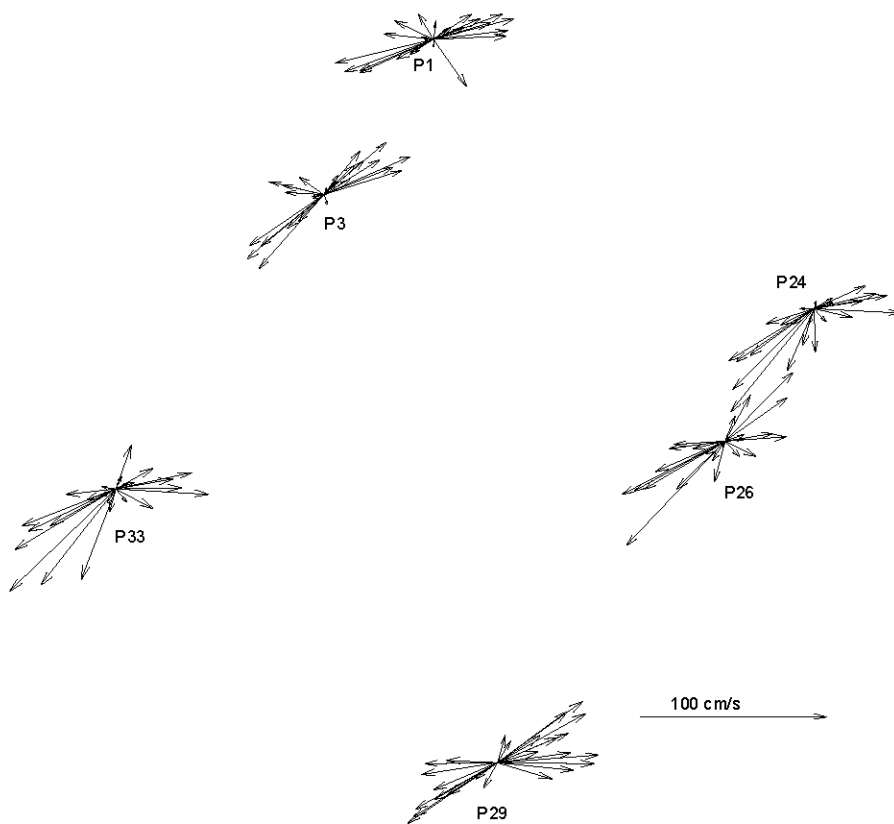


图 5.1-2c 实测各站底层潮流矢量

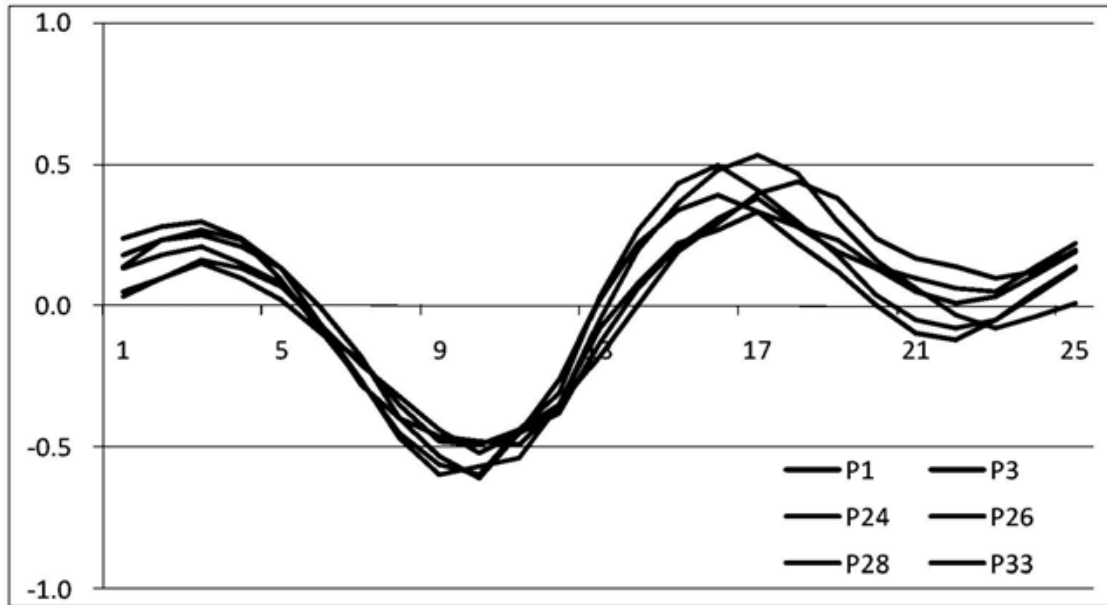


图 5.1-3 实测各站潮位过程曲线

5.1.1.2 平均流速和最大流速

观测站位平均流速和最大流速分布情况见表 5.1-5，从表中可以看出：P1、P3 两站中层平均流速最大，其余各站自表层至底层依次减小；涨潮流小于落潮流；实测最大涨潮流流速为 88.1cm/s、对应流向为 49.3°，出现于 P29 站表层，最大落潮流流速为 107.0cm/s、对应流向为 237.1°，出现于 P33 站中层。

表 5.1-5 海流平均流速和最大流速及对应流向一览表（单位：cm/s，°）

站名	层位	平均流速 (cm/s)		最大流速 (cm/s)		涨潮流流向 (°)		落潮流流向 (°)	
		平均	最大	平均	最大	涨潮流	落潮流	涨潮流	落潮流
P1	表层								
	中层								
	底层								
P3	表层								
	中层								
	底层								
P24	表层								
	中层								
	底层								
P26	表层								
	中层								
	底层								
P28	表层								
	中层								
	底层								
P33	表层								
	中层								
	底层								

	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■

5.1.2 潮流的准调和分分析

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

根据观测的数据个数，用准调和差比法计算各分潮流的调和常数。

5.1.2.1 潮流性质

潮流通常分为正规半日潮流、不正规半日潮流、不正规日潮流及正规日潮流。潮流性质判

据为 $K = \frac{W_{O1} + W_{K1}}{W_{M2}}$ 其判别标准分别为：

- $K \leq 0.5$ 正规半日潮流
- $0.5 < K \leq 2.0$ 不正规半日潮流
- $2.0 < K \leq 4.0$ 不正规日潮流
- $K > 4.0$ 正规日潮流

其中， W_{M2} 、 W_{K1} 、 W_{O1} 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，根据调和和计算结果，算得潮流性质比值。由表 5.1-6 可以看出，除 P1、P24、P26 和 P29 站底层 K 值大于 0.5 而小于 2.0 外，其余各站层 K 值均小于 0.5，观测期间本海区潮流基本表现为正规半日潮流性质。

表 5.1-6 观测各站位潮流性质

	■		■		■		■
	■		■		■		■
	■		■		■		■
	■		■		■		■
	■		■		■		■
	■		■		■		■
	■		■		■		■

5.1.2.2 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轴的比值，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， K 值代表潮流运动的形式，若 K 值小于 0.5，则潮流运动形式为往复流，若 K 值大于 0.5，则潮流运动形式为旋转流。若由表 5.1-6 得知该海区的潮流性质属正规半日潮流，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。

从潮流椭圆率可知，观测站位潮流以半日潮流为主， M_2 、 S_2 分潮流的贡献极大，从潮流的运动形式来看，经计算各站半日分潮流的椭圆率 K' 值均在 -0.2 左右，其潮流运动形式以往复流为主，兼有顺时针旋转特征。

表 5.1-7 各观测站位调和常数

站名	站号	M_2	S_2	M_4	S_4	M_6	S_6
A	1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
B	3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

■	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
		■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	
■	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	
	■	■	■	■	■	

		■						
		■						
		■						
		■						
		■						
■	■	■						
		■						
		■						
		■						
		■						
	■	■						
		■						
		■						
		■						
		■						
■	■	■						
		■						
		■						
		■						
		■						
	■	■						
		■						
		■						
		■						
	■	■	■					
			■					
			■					
			■					

5.1.2.3 平均最大流速与可能最大流速

《港口与航道水文规范》中规定，按准调和分析方法分析的结果，确定潮流椭圆要素。表 5.1-8 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计算结果，平均最大流速及可能最大流速均出现于 P3 站中层。

表 5.1-8 平均最大流速和可能最大流速计算结果（单位：cm/s, °）

站名	层位	平均最大流速 (cm/s)						可能最大流速 (cm/s)	
		春分	夏至	秋分	冬至	春分	夏至	春分	夏至
P1	表层	0.5	0.8	0.6	0.4	0.7	0.5	0.9	0.6
	中层	0.6	1.0	0.8	0.5	0.9	0.7	1.1	0.8
P2	表层	0.4	0.7	0.5	0.3	0.6	0.4	0.8	0.5
	中层	0.5	0.9	0.7	0.4	0.8	0.6	1.0	0.7
P3	表层	0.6	1.1	0.9	0.6	1.0	0.8	1.2	0.9
	中层	0.7	1.2	1.0	0.7	1.1	0.9	1.3	1.0
P4	表层	0.5	0.8	0.6	0.4	0.7	0.5	0.9	0.6
	中层	0.6	1.0	0.8	0.5	0.9	0.7	1.1	0.8
P5	表层	0.4	0.7	0.5	0.3	0.6	0.4	0.8	0.5
	中层	0.5	0.9	0.7	0.4	0.8	0.6	1.0	0.7
P6	表层	0.6	1.1	0.9	0.6	1.0	0.8	1.2	0.9
	中层	0.7	1.2	1.0	0.7	1.1	0.9	1.3	1.0
P7	表层	0.5	0.8	0.6	0.4	0.7	0.5	0.9	0.6
	中层	0.6	1.0	0.8	0.5	0.9	0.7	1.1	0.8
P8	表层	0.4	0.7	0.5	0.3	0.6	0.4	0.8	0.5
	中层	0.5	0.9	0.7	0.4	0.8	0.6	1.0	0.7

5.1.2.4 余流

余流是由浅海中多种因素引起的，主要有潮汐余流（因摩阻、海底地形、边界形状种种原因使得潮流非线性现象所致）、风生流、密度流等。要把上述流动逐个分开是十分困难的，所以在这里描述的是基于周日观测实测的由各种因素流动合成的余流。

根据周日观测数据求出观测站位的各层次的余流见表 5.1-9。观测各站位余流流速位于 (2.3~7.1) cm/s 区间范围内，各站余流流速各有不同。垂向上，近岸站位大致由表层向中层、底层依次减小，各站余流流向集中在 W~S 向，各站略有差别。

表 5.1-9 余流计算结果

■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■
■	■	■	■	■

5.1.3 悬浮物

5.1.3.1 含沙量一般特征

根据现场观测和实验室分析，将大潮期水文泥沙测验中各站水体含沙量值进行统计分析，列于表 5.1-10。

表 5.1-10 各站含沙量变化统计表(mg/L)

■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■
■	■	■	■

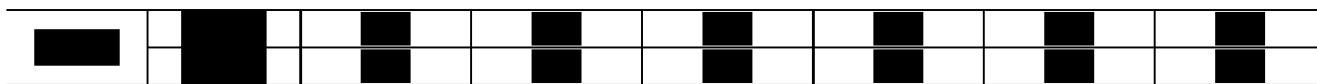
观测海区含沙量变化较大，大潮期各站含沙量的变化范围为 19.9 mg/L~39.8 mg/L，各站含沙量最大值、最小值和平均值相差很小。

5.1.3.2 涨、落潮时段含沙量

涨、落潮时段各站含沙量特征值见表 5.1-11。

表 5.1-11 各站平均含沙量特征值 (mg/L)

■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■



由表可看出，本海区涨潮流和落潮流含沙量的平均值和最大值基本一致。

5.1.4 小结

1、本海区海流以潮流为主，潮流性质基本为正规半日潮，兼有旋转与往复运动，以往复运动为主。

2、观测各站海流流向都较为分散，实测最大涨落潮流分别出现在 P29 站表层和 P33 站中层，其中实测最大涨潮流流速 88.1cm/s，实测最大涨落潮流流速 107.0 cm/s。根据调和分析结果，平均最大流速及可能最大流速均出现于 P3 站中层。

3、观测各站位余流流速位于（2.3~7.1）cm/s 区间范围内，各站余流流速各有不同。垂向上，近岸站位大致由表层向中层、底层依次减小，各站余流流向集中在 W~S 向，各站略有差别。

4、各站含沙量最大值、最小值和平均值相差很小，本海区涨潮流和落潮流含沙量的平均值和最大值基本一致。

5.2 地形地貌现状调查与评价

本工程地形地貌与地质特征资料来源于《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程地质勘查/工程物探调查》(2019 年 12 月)。

5.2.1 水深

根据现有调查资料,调查区域水深在 31.4m 至 33.8m 之间变化。调查区域内海底较平坦,整体水深变化较小,大部分区域水深在 31.4-32.6m 之间变化,桩腿坑和已建管道位置处水深起伏较大,近平台桩腿坑水深可达 33.8m。LD4-2 WHPC 平台位置处水深值为 32.0m。

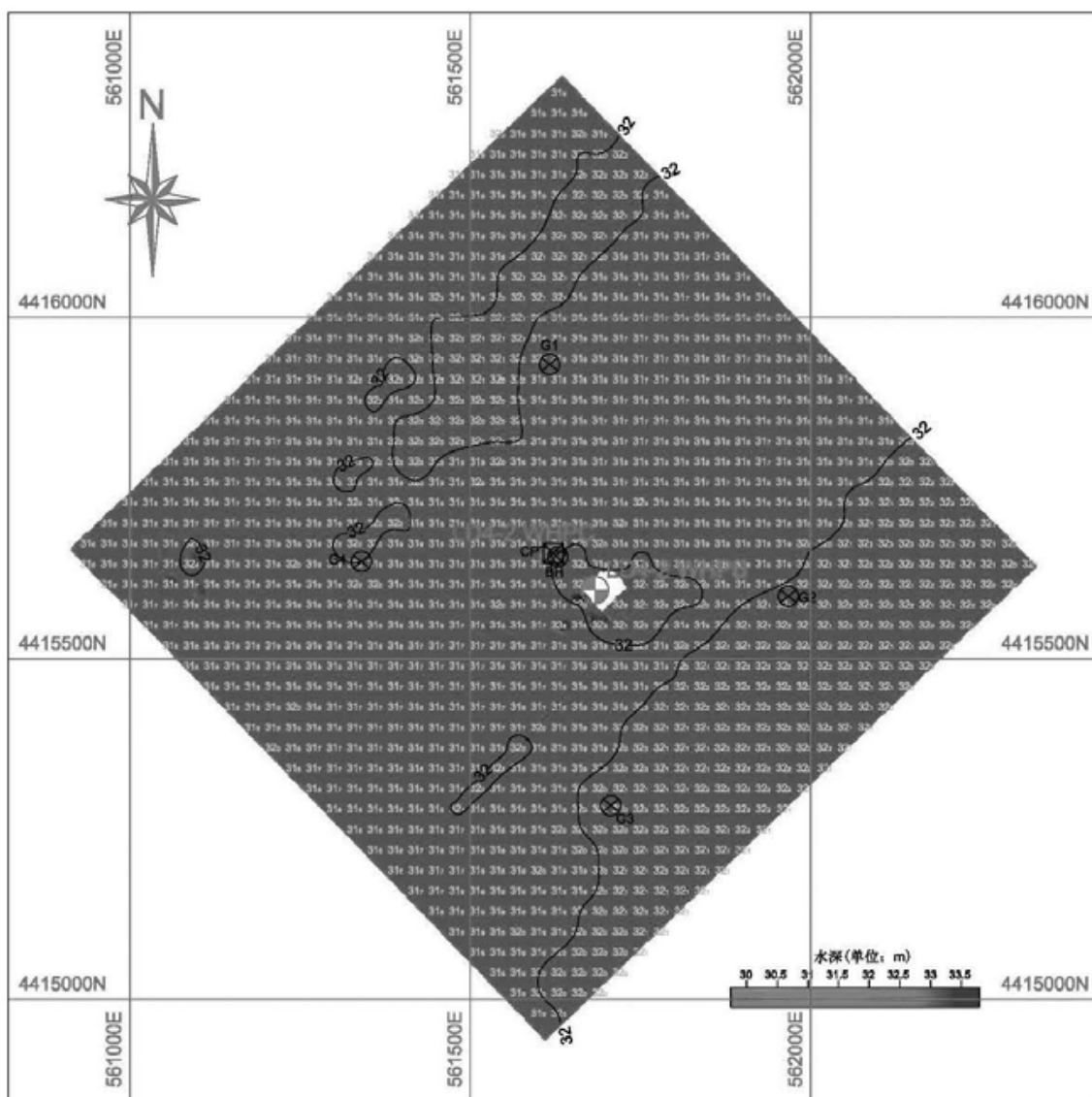


图 5.2-1 本项目水深地形图

5.2.2 地貌

根据现有地貌资料显示，调查期间，调查区域内地貌资料色度显示均匀，海底底质较为均一。主要地貌特征为：桩腿坑 23 个、钻井痕迹 1 处、平台冲刷痕迹 1 处、已建海底管道 2 条和拖痕等。

调查区域内发现 23 个桩腿坑，与新建平台的最近距离约 54.7m；钻井痕迹位于新建平台东南方向，形状近似圆形，直径约 12.9m，深度约 1.8m，与预定井位最近距离约 108m；平台冲刷痕迹位于新建平台东部，由已建平台 LD4-2 WHPB 冲刷产生的，冲刷区域海底底质有所扰动，冲刷深度约 0.2-0.7m，与预定井位最近距离约 55m；在平台场址调查区域内发现 2 条已建海底管道，分别为 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台混输海底管道和 LD4-2 WHPB 平台至 LD10-1 CEP 平台注水海底管道，与预定井位的距离分别为 130m 和 143m；根据历史资料显示，在 LD4-2 WHPC 平台东部还分别存在 1 条 LD4-2 WHPB 平台至 LD5-2 DPP 平台的电缆和 1 条 LD4-2 WHPB 平台通往 LD5-2 WHPB 平台的光缆，电缆和光缆的历史位置与预定井位最近距离分别为 105m 和 75m。

根据地貌资料显示，调查期间在平台场址调查区域内，还发现有锚沟和拖痕。除此以外，在调查期间，未发现有对平台安装及钻井船就位有不利影响的遗弃物及障碍性物体存在。

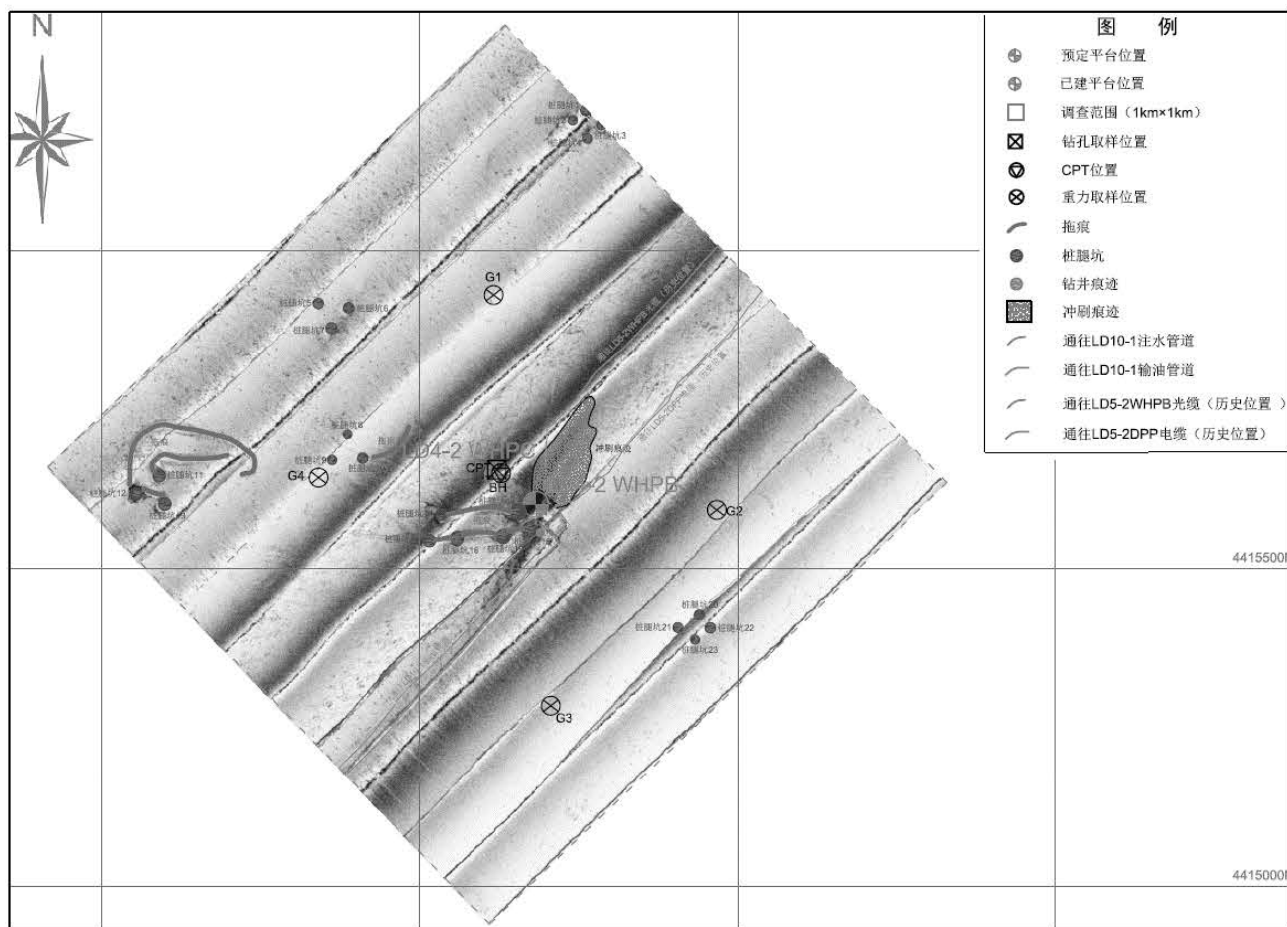


图 5.2-2 本项目地貌特征图

5.2.3 中浅层地质

通过对地层剖面资料和地质钻孔初步分层资料的综合分析、对比，根据地层内部的反射结构及沉积特征的变化情况，对该场址中浅部地层沉积进行了初步划分和分析，LD4-2 WHPC 平台场址调查区划分为 A 层、B 层和 C 层共 3 层：

A 层：位于海底与 R1 界面之间的地层。A 层覆盖整个调查区域，地层反射较弱，层理连续性较差。R1 埋深在海底以下 0.8m 至 1.8m 之间变化。在预定平台位置处，A 层的底界面 R1 的埋藏深度为 1.6m，A 层的厚度为 1.6m。由地质钻孔取样结果可知，A 层的物质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包。

B 层：在 A 层之下至反射界面 R2 之间。由中地层剖面资料可知，B 层内发育埋藏古河道，B 层在调查区域南部由于埋藏古河道的侵蚀部分缺失。B 层反射能量中等，反射波杂乱，地层反射连续性较差。R2 埋深在海底以下 10.1m 至 12.1m 之间变化。在预定平台位置处，B 层的底界面 R2 的埋藏深度为 10.9m，B 层的厚度约为 9.3m。由地质钻孔取样结果可知，B 层的物

质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包、中密实到密实的褐灰色砂质粉土和粉土、硬的褐灰色粉质粘土含粉土包。

C层：在B层之下至反射界面R3之间。由中地层剖面资料可知，C层内发育埋藏古河道，C层反射能量中等，地层反射连续性中等，主要为水平或近水平层理。R3埋深在海底以下17.6m至19.5m之间变化。在预定平台位置处，C层的底界面R3的埋藏深度为18.6m，C层的厚度约为9.3m。由地质钻孔取样结果可知，C层的物质成分主要为硬的褐灰色粉质粘土含粉土包、密实到非常密实的褐灰色细砂、稍硬到硬的褐灰色粉质粘土含大量粉土包。C层以下反射能量中等，层理连续性较好，主要为水平或近水平反射。

(1) 埋藏古河道

根据现有资料，在调查范围内，海底至有效探测深度范围内发现1条埋藏古河道，命名埋藏古河道C1。

C1顶部埋深在海底以下0.9m至1.8m之间变化，底部埋深在海底以下约6.2m至16.1m之间变化。预定LD4-2 WHPC平台位置位于C1内部，距C1边界最近距离约75m。

埋藏古河道C1在预定平台位置顶部埋深在海底以下约1.6m，底部埋深在海底以下约9.3m。由地质钻孔取样结果可知，埋藏古河道C1的物质成分主要为非常软到稍硬的褐灰色粉质粘土和粘质粉土含粉土包、中密实到密实的褐灰色砂质粉土和粉土。

(2) 断层

根据现有资料，在调查范围内海底至解释深度范围（海底至海底以下100m）地层内未发现有断层。

(3) 浅层气

根据现有资料，在调查范围内海底至解释深度范围（海底至海底以下100m）地层内未发现有浅层气。

5.3 海水水质现状调查与评价

项目为1级评价项目，采用春秋两季水质调查资料进行评价，春季调查时间为2019年5月，秋季调查时间为2019年9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) 2019年5月调查

根据工程具体情况，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 7.7km，以平行海岸为纵断面，共设置 5 个断面，断面间距约 9.5km，纵横断面交点为站点所在位置（25 个站位），并在工程和敏感区附近加密（P13、P15、P16），共设置了 28 个站位，其中包括水质站位 28 个，沉积物、海洋生物、生物质量站位 17 个，海洋水文动力（潮流、潮位）调查站位 6 个。具体站位经纬度见表 5.3-1，具体站位见图 5.3-1。

表 5.3-1 项目调查站位坐标

站位编号	东经	北纬	水深	水深
P1				
P2				
P3				
P4				
P5				
P6				
P7				
P8				
P9				
P10				
P11				
P12				
P13				
P14				
P15				
P16				
P17				
P18				
P19				
P20				
P21				
P22				
P23				
P24				
P25				
P26				
P27				
P28				

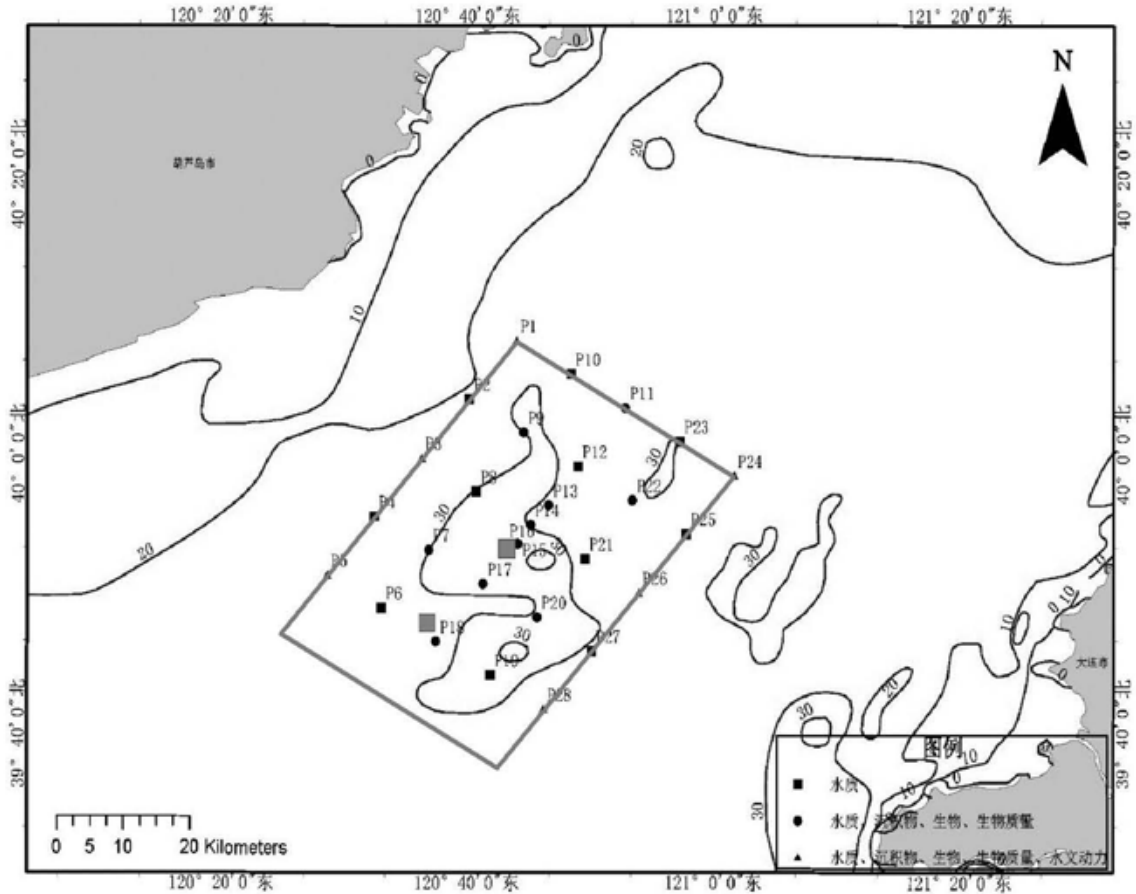


图 5.3-1 项目春季调查站位示意图

(2) 2019 年 9 月调查

根据工程具体情况，调查站位布设以垂直海岸为横断面，共设置 6 个断面，断面间距约 7.7km，以平行海岸为纵断面，共设置 5 个断面，断面间距约 9.5km，纵横断面交点为站点所在位置（30 个站位），并在工程和敏感区附近加密（P13、P15、P16），共设置了 33 个站位，其中包括水质站位 33 个，海洋生物、生物质量站位 20 个，海洋水文动力（潮流、潮位）调查站位 6 个。具体站位经纬度坐标详见表 5.3-2，具体站位图见图 5.3-2。

表 5.3-2 项目调查站位坐标

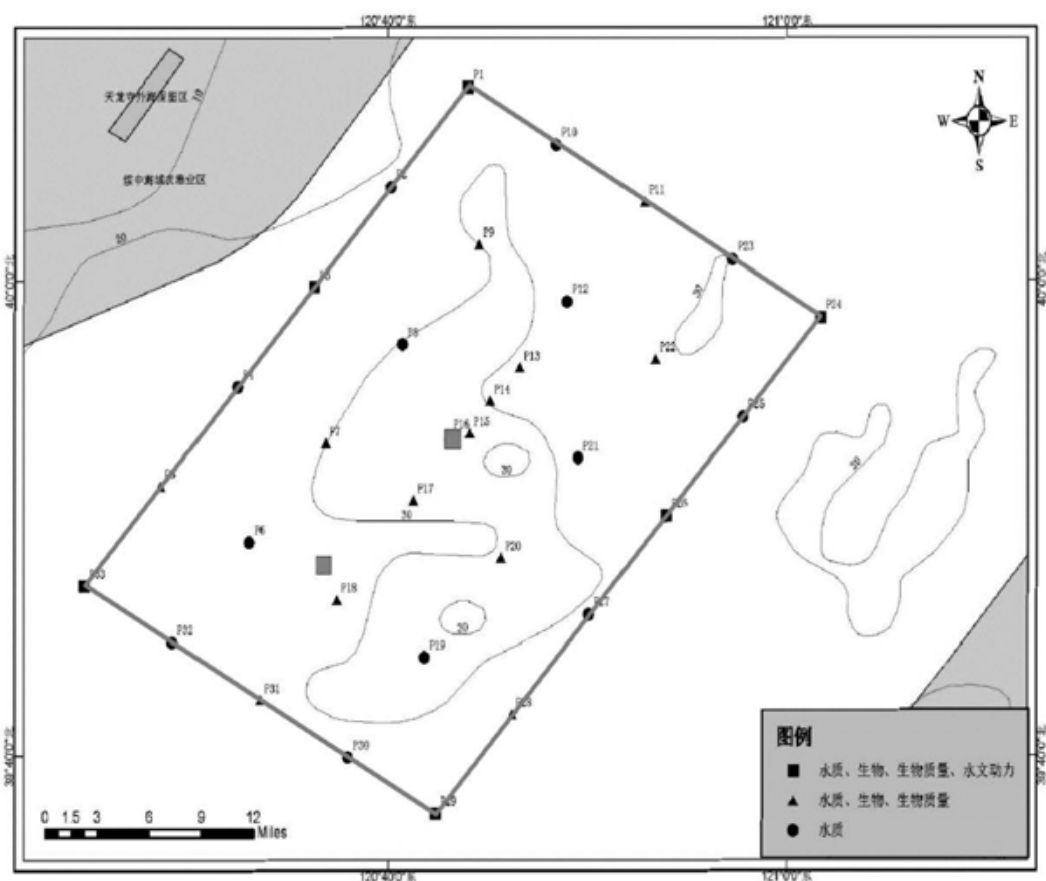


图 5.3-2 项目秋季调查站位示意图

5.3.2 调查因子

选取水温、pH、盐度、DO、悬浮物、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、挥发性酚、硫化物、砷、铜、铅、锌、镉、汞、总铬为监测因子。水质调查项目除石油类只取表层水样外，其余项目的采集均按以下要求进行：当水深小于 10 米时，采集表层水样；当水深大于 10 米小于 25 米时，采集中层水样；当水深大于 25 米小于 50 米时，采底层水样。监测项目和分析方法见表 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	多参数水质仪测定	0.01
水温		0.01℃
盐度		0.01ppt
DO		0.01mg/L
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
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
	砷	原子荧光法	0.5μg/L
	汞	原子荧光法	0.007μg/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
	锌	火焰原子吸收分光光度法	3.1μg/L
	镉	无火焰原子吸收分光光度法	0.01μg/L
	总铬	无火焰原子吸收分光光度法	0.3μg/L
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.005μg/L

5.3.3 评价标准

根据本项目海洋环境质量现状调查站位布设情况，对照《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》中对工程临近海洋功能区的水质、沉积物和海洋生物质量管理目标要求，本着取从严标准的原则，按《海水水质标准》（GB3097-1997）、《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）、《海洋生物质量》（GB18421-2001），筛选本项目各调查站位海洋环境质量标准执行情况。识别结果如下：

（1）本项目春秋两季海洋环境质量调查站位内均位于《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》划定范围之外。

（2）本项目 7 个调查站位（P11、P22-P27）位于大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）划定范围内，本项目春秋两季其他海洋环境质量调查站位均位于《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》划定范围之外。

调查站位与海洋功能区划、海洋生态红线位置关系见图 5.3-3 和图 5.3-4。各调查站位执行海洋环境质量标准情况见表 5.3-4。

表 5.3-4 调查站位海水水质标准执行情况

《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告（2014年）》		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		
大连斑海豹保护生态红线区	一类	P11、P22~P27	一类
红线区范围外	/	除以上站位外所有站位	/

综上所述，本项目春秋两季海洋环境质量调查站位中有 7 个调查站位（P11、P22-P27）的水质、沉积物、海洋生物质量均执行一类标准，春季其余 21 个站位和秋季其余 26 个站位位于

功能区范围之外，海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量将从第一类标准开始评价，评价至符合某类标准为止。

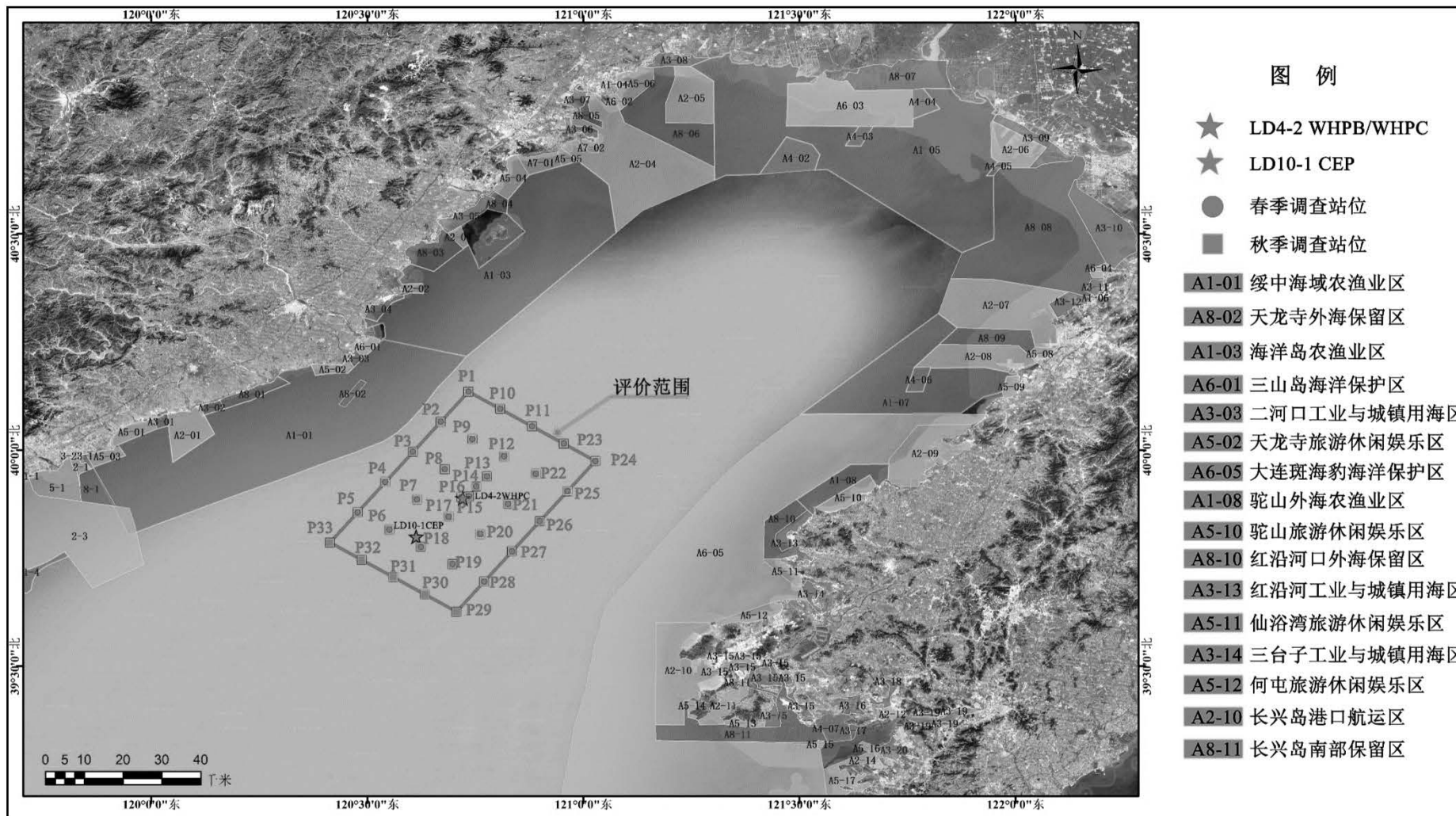


图 5.3-3 本项目及调查站位在《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置

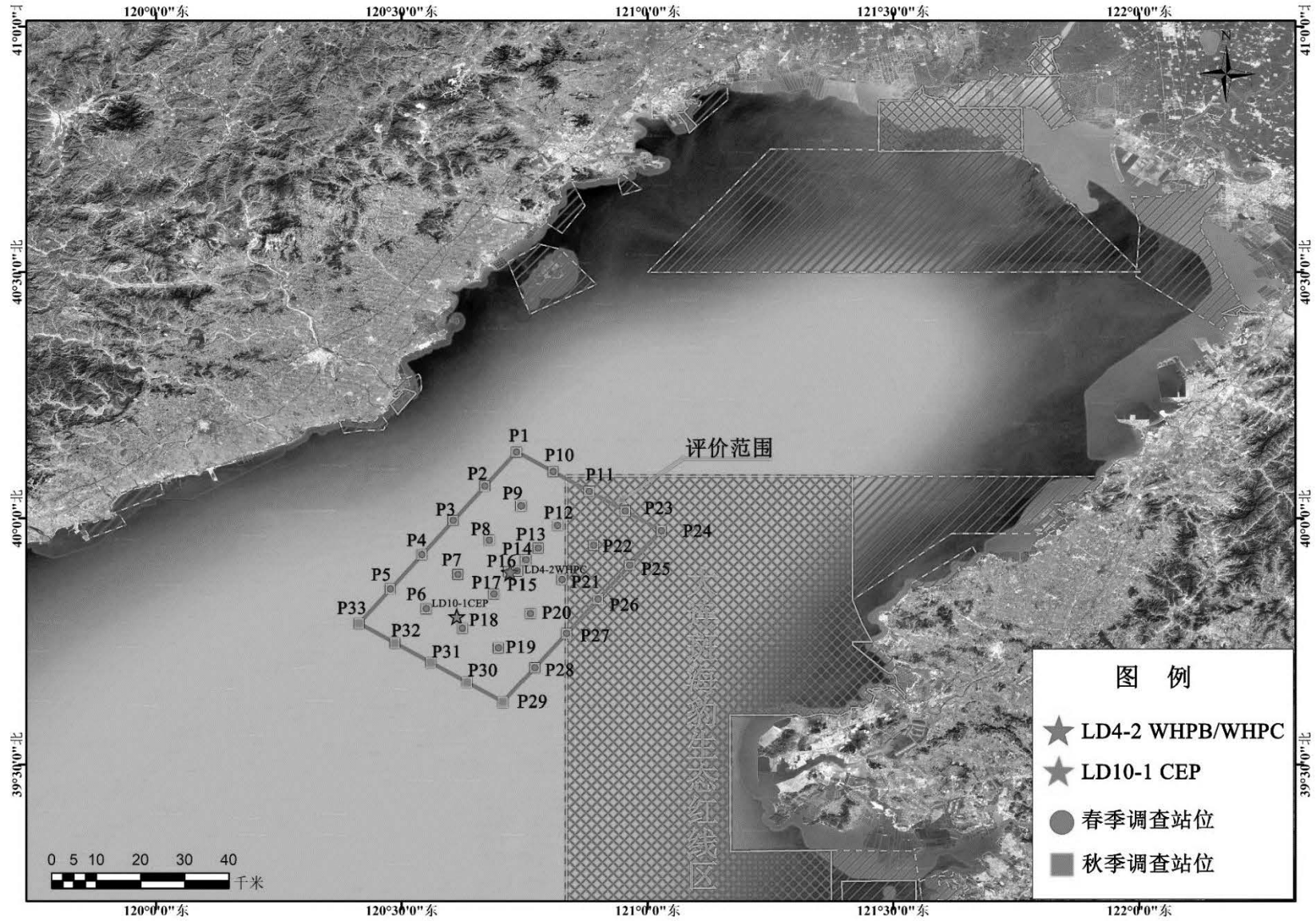


图 5.3-4 本项目及调查站位在《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的位置

根据《海水水质标准》(GB3097-1997), 对照《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中对工程周边临近生态红线区的海水水质保护要求, 确定各水质调查站位应执行的评价标准。功能区外的站位, 将从第一类标准开始评价, 针对超《海水水质标准》(GB3097-1997) 第一类标准的评价因子, 进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价, 评价至符合某类标准为止。

表 5.3-5 海水水质标准(mg/L, pH 除外)

序号	项目	第一类	第二类	第三类	第四类
1	pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
2	DO	>6	>5	>4	>3
3	COD	≤2	≤3	≤4	≤5
4	无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
5	活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030		≤0.045
6	石油类	≤0.05		≤0.30	≤0.50
7	挥发性酚	≤0.005		≤0.010	≤0.050
8	硫化物(以 S 计)	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
9	铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	
10	铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
11	锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
12	镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	
13	汞	≤0.00005	≤0.0002		≤0.0005
14	砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	
15	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:

① 一般性水质因子(随着浓度增加而水质变差的水质因子)

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

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

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

C_{si} ——评价因子 i 的水质评价标准限值, mg/L。

② pH

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

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

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

pH_j —— j 站位的 pH 实测统计代表值；

pH_{su} —— 评价标准中 pH 上限值；

pH_{sd} —— 评价标准中 pH 下限值。

③ DO

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

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

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

DO_j ——溶解氧在 j 点的实测统计代表值，mg/L；

DO_s ——溶解氧的水质评价标准限值，mg/L；

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

S ——实用盐度符号，量纲为 1；

T ——水温，°C。

5.3.5 调查结果

对各站实测数据进行统计分析，2019 年 5 月及 2019 年 9 月调查结果见表 5.3-6 及表 5.3-7。

表 5.3-6a 2019 年 5 月水质实测结果统计表（表层）

站名	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
1																		
2																		
3																		
4																		
5																		
6																		
7																		
8																		
9																		
10																		
11																		
12																		
13																		
14																		
15																		
16																		
17																		
18																		
19																		
20																		
21																		
22																		
23																		
24																		
25																		
26																		
27																		
28																		
29																		
30																		
31																		
32																		
33																		
34																		
35																		
36																		
37																		
38																		
39																		
40																		
41																		
42																		
43																		
44																		
45																		
46																		
47																		
48																		
49																		
50																		
51																		
52																		
53																		
54																		
55																		
56																		
57																		
58																		
59																		
60																		
61																		
62																		
63																		
64																		
65																		
66																		
67																		
68																		
69																		
70																		
71																		
72																		
73																		
74																		
75																		
76																		
77																		
78																		
79																		
80																		
81																		
82																		
83																		
84																		
85																		
86																		
87																		
88																		
89																		
90																		
91																		
92																		
93																		
94																		
95																		
96																		
97																		
98																		
99																		
100																		

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、挥发性酚、硫化物 15 项作为评价因子，表、10m、底层各评价因子评价结果如下：

(1) 2019 年 5 月水质评价结果

本次共进行了 28 个站位的水质调查，7 个站位位于功能区执行《海水水质标准》（GB3097-1997）中一类水质标准，其余 21 个站位位于功能区外。

位于功能区内的 7 个站位：

所有站位表层水样的海水水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准。

10m 层水样中，1 个站位锌超标，超标倍数为 0.08，其余站位的锌和其他水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准。

底层水样中，1 个站位铅超标，1 个站位锌超标，超标倍数分别为 1.25、0.15，其余站位的铅、锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准。

位于功能区外的 21 个站位：

表层水样中，1 个站位锌超出《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准，符合二类标准，其余站位的锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准。

10m 层水样中，1 个站位锌及 1 个站位的铅超出《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准，符合二类标准，其余站位的铅、锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准。

底层水样中，1 个站位铅、4 个站位锌、1 个站位汞超出《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准，符合二类标准，其余站位的铅、锌、汞及其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》（GB3097-1997）一类水质标准。

(2) 2019 年 9 月水质评价结果

本次共进行了 33 个站位的水质调查，7 个站位位于功能区执行《海水水质标准》（GB3097-1997）中一类水质标准，其余 26 个站位位于功能区外。

位于功能区内的 7 个站位：

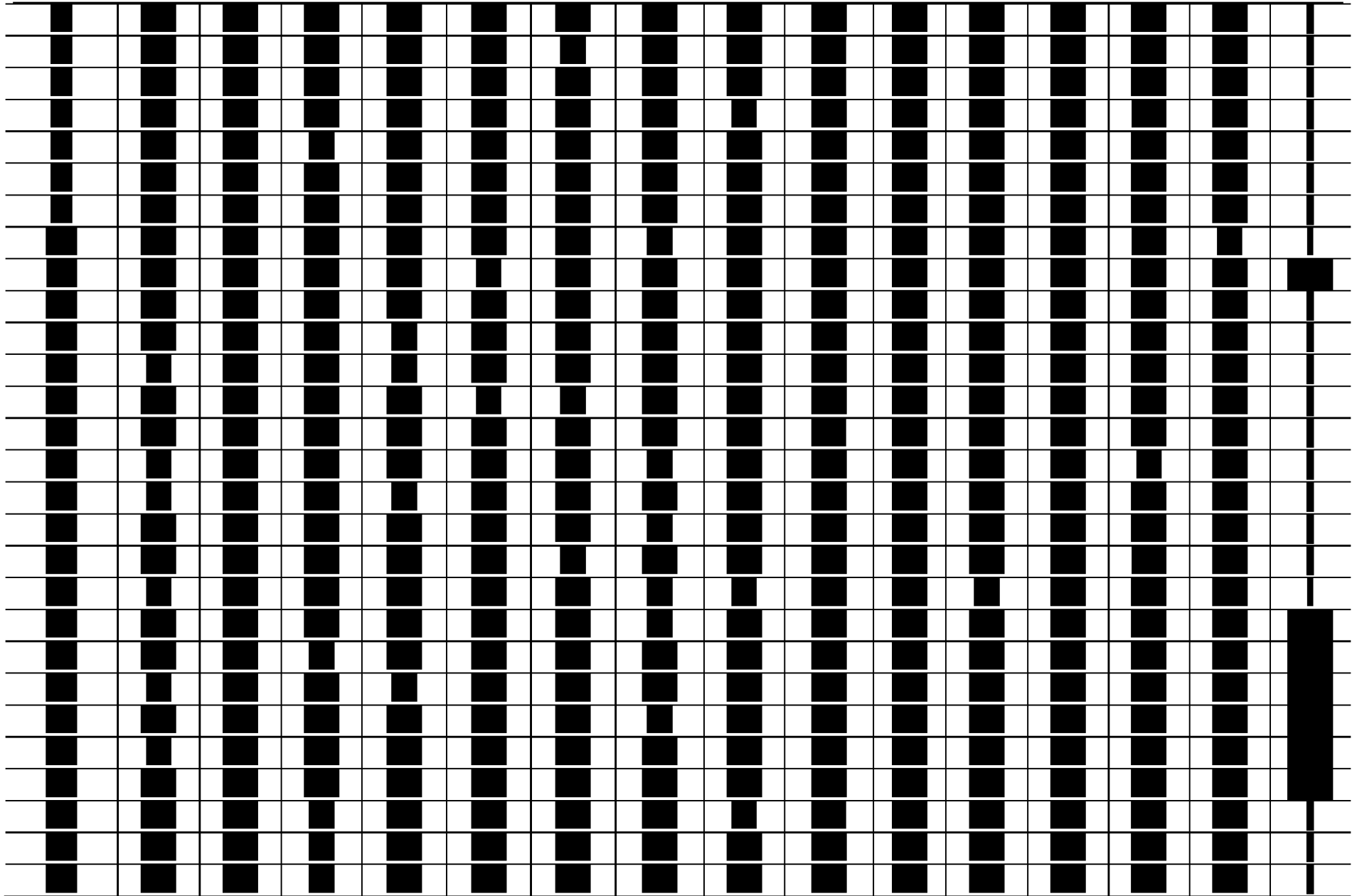
所有站位表层、10m 层、底层水样的海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准。

位于功能区外的 26 个站位:

表层水样中, 2 个站位无机氮超《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准, 符合二类标准, 其余站位无机氮和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类标准。

10m 层水样中, 1 个站位无机氮超《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准, 符合二类标准, 其余站位无机氮和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准。

底层水样中, 所有站位海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准。



5.3.7 超标原因

2019 年 5 月、2019 年 9 月两次调查功能区内超标因子为铅、锌（超一类标准因子为无机氮、铅、锌、汞）。本次评价收集了《2017 年北海区海洋环境公报》（国家海洋局北海分局，2018 年 6 月）、《2017 年中国海洋生态环境状况公报》和《2018 年中国海洋生态环境状况公报》以分析项目附近海域海洋环境质量现状。

1. 《2017 年北海区海洋环境公报》

根据《2017 年北海区海洋环境公报》，2017 年北海区海洋环境质量总体状况较好。海水环境质量呈稳中向好发展态势，渤海夏季清洁和较清洁海域面积近五年增加约 25%。受无机氮、活性磷酸盐影响，渤海近岸局部海域海水环境污染较重，污染面积近 5 年来呈逐步下降趋势。北海区沉积物综合质量良好。海洋生物多样性和群落结构基本稳定，近岸海域典型生态系统均处于亚健康状态。

陆源入海排污口超标排放现象依然存在，超标物质对邻近海域海洋功能区环境产生了一定影响。海洋石油勘探开发和海洋倾倒活动未对周边海域环境产生明显影响。

2017 年，渤海近岸以外海域海水质量状况良好，近岸海域海水环境污染严重。渤海海水环境主要超标物质为无机氮和活性磷酸盐。无机氮是渤海劣四类水质海域的主要污染因素，冬季、秋季渤海中部局部海域活性磷酸盐超第一类海水水质标准。

辽东湾、渤海湾和莱州湾污染程度较重，各季节均存在重度污染海域。辽东湾冬季、春季、夏季和秋季清洁海域面积分别占 46.7%、85.2%、76.0%和 55.1%，严重污染海域面积分别占 8.4%、8.2%、4.8%和 8.2%。主要超标物质是无机氮和活性磷酸盐。

2. 《2017 年中国海洋生态环境状况公报》

根据《2017 年中国海洋生态环境状况公报》，近岸海域的污染海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域，超标要素主要为无机氮、活性磷酸盐和石油类。无机氮未达到第一类海水水质标准海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域；活性磷酸盐未达到第一类海水水质标准海域主要分布在长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域；石油类未达到第一类海水水质标准海域主要分布在珠江口邻近海域、雷州半岛等近岸海域。

根据《2017 年中国海洋生态环境状况公报》，河流入海污染要素主要为 COD、总磷、氨氮和石油类。入海排污口排放的主要污染物为总磷、COD_{Cr}、悬浮物和氨氮；排污口邻近海域

水体中的主要污染要素为无机氮、活性磷酸盐、石油类和化学需氧量，个别排污口邻近海域水体中重金属、粪大肠菌群等含量超标；88%的排污口邻近海域的水质不能满足所在海洋功能区水质要求；2013 年~2017 年监测结果显示，历年均有 75%以上的排污口邻近海域水质等级为第四类或劣于第四类，水体中的主要污染物为无机氮和活性磷酸盐。

3. 《2018 年中国海洋生态环境状况公报》

根据《2018 年中国海洋生态环境状况公报》，2018 年我国海洋生态环境状况整体稳中向好。污染海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域，超标要素主要为无机氮和活性磷酸盐。典型海洋生态系统健康状况和海洋保护区保护对象基本保持稳定。

根据《2018 年中国海洋生态环境状况公报》，渤海未达到第一类海水水质标准的海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、滦河口等近岸海域；主要超标要素为无机氮和活性磷酸盐；海水中无机氮含量未达到第一类海水水质标准海域主要分布在辽东湾、渤海湾、莱州湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域；海水中活性磷酸盐含量未达到第一类海水水质标准海域主要分布在渤海湾、江苏沿岸、长江口、杭州湾、浙江沿岸、珠江口等近岸区域；海水中石油类含量未达到第一类海水水质标准海域主要分布在珠江口邻近海域、雷州半岛等近岸海域。

根据《2018 年中国海洋生态环境状况公报》，入海河流主要超标要素为化学需氧量、高锰酸指数和总磷，部分断面氨氮、五日生化需氧量、氟化物、挥发酚、石油类、溶解氧、阴离子表面活性剂和汞超标。直排污染源中悬浮物、总磷、氨氮、总氮、化学需氧量和粪大肠菌群出现超标的排口较多，五日生化需氧量、pH、阴离子表面活性剂、汞、动植物油、硫化物、铅、苯胺类、镍、石油类、六价铬、铜、氰化物和色度在个别排口超标，其他污染物未见超标。

一、无机氮

通过现状分析评价结果，2019 年 5 月、2019 年 9 月两次调查功能区内超标因子为铅、锌（超一类标准因子为无机氮、铅、锌、汞）。本次调查海域属于辽东湾中南段，根据以上收集的环境公报，无机氮超标与海洋环境公报的海水水质情况一致。

二、重金属类

①江河径流输入

参照 2017 年《中国海洋生态环境状况公报》，2013 年以来主要河流重金属污染物年排海量呈现出下降的趋势，2017 年全国主要河流污染物排海约 1.0 万吨，其中 2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量约 755 吨左右，是海水中重金属部分来源，初步估计是调查海域铅、汞超标的原因之一。

②大气沉降输入

参照 2017 年《北海区海洋环境公报》，岸（岛）基站大气气溶胶监测结果表明，铅含量为（22.8~719.8）纳克/立方米，最高值出现在葫芦岛站；锌含量为（50.1~1540.8）纳克/立方米，最高值出现在葫芦岛站。岸（岛）基站大气污染物湿沉降监测结果表明，铅含量为（0.2~60.2）微克/升，最高值出现在葫芦岛站。大气气溶胶和大气污染物湿沉降中的重金属是海水中重金属含量的来源之一，有可能造成调查区域重金属出现超标现象。

③陆源入海排污口（河）输入

参照《2017 年北海区海洋环境公报》，渤海周边存在大量的入海排污口，工业污水和生活污水大量排放可能也是该调查区域重金属超标现象的原因之一。

另外，项目位于渤海，渤海是全球典型的半封闭海之一，水交换能力较差，海水自净能力有限，更新周期长，也是调查区域重金属含量超标的重要原因。

综上，调查海域的主要超标营养盐类污染物为无机氮，与历年海洋环境公报描述大致相符。调查海域铅、汞、锌部分测站超标可能是入海河流携带大量的重金属污染物进入渤海、附近海域陆源入海排污口（河）向调查海域附近海域的重金属直排以及大气干湿沉降等共同作用的结果，同时也与渤海自身的半封闭性有关。

5.4 沉积物环境质量现状评价

5.4.1 调查因子

选取石油类、硫化物、有机碳、铜、铅、汞、铬、镉、砷、锌进行监测分析，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	无火焰原子吸收分光光度法	2×10 ⁻⁶

铅	无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	无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}
粒度	激光粒度仪	

5.4.2 评价标准

根据《海洋沉积物质量》(GB 18668-2002), 对照《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告(2014年)》中对工程临近海域沉积物保护目标要求, 确定各调查沉积物站位评价执行相应的标准。功能区外的站位, 将从第一类标准开始评价, 针对超第一类标准的评价因子, 进一步采用第二类、第三类标准评价, 评价至符合某类标准为止。

表 5.4-2 沉积物质量标准

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

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。对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)									
P1	0.00	0.00	20.43	30.21	5.27	8.63	11.88	7.97	7.65	3.32	1.86	2.79	0.00	55.90	36.13	7.97	4.15	2.50	3.07	3.26	粉砂质砂
P3	0.00	10.15	18.17	15.85	5.72	5.87	8.35	8.31	11.44	5.46	3.04	7.66	0.00	49.89	33.96	16.15	4.64	3.19	2.54	3.84	粉砂质砂
P5	0.00	0.00	0.00	3.78	8.92	8.81	14.46	15.12	20.03	9.95	5.67	13.25	0.00	12.70	58.43	28.87	6.92	2.33	1.34	2.88	黏土质粉砂
P7	0.00	0.00	0.00	5.59	6.72	6.17	10.89	11.36	16.19	8.69	5.84	28.53	0.00	12.31	44.62	43.06	7.73	2.84	-1.24	3.33	黏土质粉砂
P9	0.00	0.30	15.94	15.27	3.20	5.41	8.95	10.67	14.56	6.78	3.87	15.05	0.00	34.71	39.59	25.70	5.88	3.31	1.92	3.86	砂-粉砂-黏土
P11	0.00	0.00	13.97	18.25	5.24	6.69	10.42	11.74	15.65	7.10	3.40	7.53	0.00	37.47	44.50	18.04	5.40	2.87	1.79	3.41	砂质粉砂
P13	0.00	0.00	0.29	15.02	10.98	6.56	11.50	11.35	15.40	7.80	4.62	16.47	0.00	26.28	44.82	28.90	6.54	2.89	1.79	3.43	砂-粉砂-黏土
P14	0.00	0.00	0.37	14.10	10.26	6.31	10.59	10.26	14.17	7.20	4.29	22.45	0.00	24.73	41.33	33.94	6.88	3.09	1.66	3.59	黏土质粉砂
P15	0.00	0.00	0.00	4.70	7.24	6.42	10.46	10.44	14.44	7.54	4.87	33.89	0.00	11.94	41.76	46.30	7.97	2.95	-1.54	3.39	粉砂质黏土
P16	0.00	0.00	0.00	5.79	8.70	8.89	12.96	13.88	18.62	8.53	4.45	18.18	0.00	14.50	54.34	31.16	7.05	2.63	1.58	3.19	黏土质粉砂
P17	0.00	0.00	0.00	1.84	7.42	8.14	13.49	14.28	18.67	8.87	5.19	22.10	0.00	9.26	54.58	36.16	7.48	2.55	1.48	3.05	黏土质粉砂
P18	0.00	0.00	0.00	3.39	7.58	8.20	14.62	15.61	20.46	9.76	5.54	14.86	0.00	10.96	58.88	30.16	7.07	2.36	1.40	2.92	黏土质粉砂
P20	0.00	0.00	0.00	0.93	8.30	9.99	15.51	16.56	20.38	9.67	5.46	13.21	0.00	9.22	62.44	28.34	7.00	2.21	1.49	2.75	黏土质粉砂
P22	0.00	0.00	0.72	11.17	12.12	11.71	14.73	12.50	14.85	7.06	4.37	10.78	0.00	24.01	53.78	22.21	6.18	2.56	1.87	3.16	砂质粉砂
P24	0.00	0.00	1.44	15.59	13.46	12.25	13.62	11.60	14.17	6.42	3.55	7.88	0.00	30.49	51.66	17.85	5.74	2.52	1.94	3.12	砂质粉砂
P26	7.17	6.45	0.62	1.48	4.84	8.03	13.96	13.73	17.72	8.62	4.97	12.40	0.00	20.56	53.45	25.99	6.12	3.26	-2.60	4.19	黏土质粉砂
P28	0.00	0.00	4.13	18.86	8.92	6.77	9.47	9.54	12.55	5.66	3.25	20.85	0.00	31.91	38.33	29.75	6.40	3.29	2.15	3.82	砂-粉砂-黏土

注：样品定名为谢帕德定名

表 5.4-4 沉积物实测结果统计表

采样点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										
49										
50										
51										
52										
53										
54										
55										
56										
57										
58										
59										
60										
61										
62										
63										
64										
65										
66										
67										
68										
69										
70										
71										
72										
73										
74										
75										
76										
77										
78										
79										
80										
81										
82										
83										
84										
85										
86										
87										
88										
89										
90										
91										
92										
93										
94										
95										
96										
97										
98										
99										
100										

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。

表 5.4-5 沉积物评价结果统计表

采样点	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1										
2										
3										
4										
5										
6										
7										
8										
9										
10										
11										
12										
13										
14										
15										
16										
17										
18										
19										
20										
21										
22										
23										
24										
25										
26										
27										
28										
29										
30										
31										
32										
33										
34										
35										
36										
37										
38										
39										
40										
41										
42										
43										
44										
45										
46										
47										
48										
49										
50										
51										
52										
53										
54										
55										
56										
57										
58										
59										
60										
61										
62										
63										
64										
65										
66										
67										
68										
69										
70										
71										
72										
73										
74										
75										
76										
77										
78										
79										
80										
81										
82										
83										
84										
85										
86										
87										
88										
89										
90										
91										
92										
93										
94										
95										
96										
97										
98										
99										
100										

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

式中： P 为每日现场的初级生产力，单位： $\text{mg C}/(\text{m}^2 \cdot \text{d})$ ； D 为昼长时间（单位： h ）； P_s 为表层水中浮游植物的潜在生产力，单位： $\text{mgC}/(\text{m}^3 \cdot \text{h})$ ； E 为真光层的深度，单位： m ，取海水透明度的 3 倍（Holmes, 1970），真光层深度超过水深时按水深深度计算，

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： $\text{mgC}/(\text{mgChl-a} \cdot \text{h})$ 。本报告采用温带近海水域平均同化系数 $3.7\text{mgC}/(\text{mgChl-a} \cdot \text{h})$ （Ryther, 1969）来进行初级生产力的估算。

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

① 丰富度指数（Margalef）： $d = (S-1)/\log_2 N$

式中： d ——表示丰富度

S ——样品中的种类总数

N ——样品中的生物个体数

② 香农-威纳（Shannon-Weaner）多样性指数：

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

式中： H' ——种类多样性指数

S ——样品中的种类总数

P_i ——第 i 种个体数与总个体数比值，或生物量与总生物量比值

③ 均匀度指数（Pielouindex）： $J = H'/H_{\max}$

式中： J ——表示均匀度

H' ——种类多样性指数值

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

④ 优势度指数： $D = (N_1 + N_2)/N_T$

式中： D ——优势度

5.5.4 浮游植物

5.5.4.1 种类组成

2019 年 5 月，调查海域共获得浮游植物 2 门 24 种（见浮游植物种名录）。其中，硅藻门 21 种，占总种类数的 87.5%；甲藻门 3 种，占 12.5%。优势种共 6 种（ $Y \geq 0.02$ ），分别为夜光藻（*Noctiluca scintillans*）、三角角藻（*Ceratium tripos*）、翼根管藻印度变型（*Rhizosolenia alata f. Indica*）、圆筛藻（*Coscinodiscus sp.*）、具槽直链藻（*Melosira sulcata*）、新月菱形藻（*Nitzschia closterium f. minutissima*）。

2019 年 9 月，调查海域共获得浮游植物 2 门 40 种（见浮游植物种名录）。其中，硅藻门 33 种，占总种数的 83%；甲藻门 7 种，占总种数的 17%。优势种 6 种（ $Y \geq 0.02$ ），分别为辐射圆筛藻（*Coscinodiscus radiatus*）、圆筛藻（*Coscinodiscus sp.*）、梭角藻（*Ceratium sp.*）、三角角藻（*Ceratium tripos*）、锥形原多甲藻（*Protoperidinium conicum*）、夜光藻（*Noctiluca scintillans*）。

5.5.4.2 数量分布

(1) 2019 年 5 月

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在（42667~109230）个/m³之间，平均值为 64120 个/m³。与其他站位相比，P17/P18 站位发现浮游植物种类数最多，均为 15 种，P14 站位的细胞密度最高；P14/P15 站位发现浮游植物种类数最少，P9 站位的细胞密度最低。

表 5.5-5 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

站名	种类数	细胞密度 (个/m ³)
P1	12	50000
P2	10	45000
P3	11	55000
P4	13	60000
P5	14	65000
P6	15	70000
P7	14	68000
P8	13	62000
P9	12	42667
P10	11	50000
P11	10	45000
P12	11	55000
P13	12	60000
P14	13	109230
P15	14	65000
P16	15	70000
P17	15	75000
P18	15	80000

5.5.6.2 个体密度及生物量分布

2019 年 5 月，大型底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.22~137.72) g/m² 之间，平均为 15.17g/m²，最高值和最低值分别出现在 P18 站位和 P24 站位。栖息密度变化范围在 (120~720) ind./m² 之间，平均密度为 342ind./m²，最高值和最低值也分别出现在 P9 站位和 P24 站位。

表 5.5-13 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

站位	生物量 (g/m ²)	栖息密度 (ind./m ²)
P1		
P2		
P3		
P4		
P5		
P6		
P7		
P8		
P9		
P10		
P11		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P19		
P20		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P26		
P27		
P28		
P29		
P30		

2019 年 9 月，大型底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.27~103.69) g/m² 之间，平均为 9.88g/m²，最高值和最低值分别出现在 P29 站位和 P5 站位。栖息密度变化范围在 (90~760) ind./m² 之间，平均密度为 251ind./m²，最高值和最低值分别出现在 P28 站位和 P13 站位。

表 5.5-14 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

站位	生物量 (g/m ²)	栖息密度 (ind./m ²)
P1		
P2		
P3		
P4		
P5		
P6		
P7		
P8		
P9		
P10		
P11		
P12		
P13		
P14		
P15		
P16		
P17		
P18		
P19		
P20		
P21		
P22		
P23		
P24		
P25		
P26		
P27		
P28		
P29		
P30		

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，2019 年 5 月调查 17 个站位，2019 年 9 月调查 20 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。

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》（国家海洋局 908 专项办公室，2006 年）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 生物质量监测项目及分析方法

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

5.6.2 评价标准

目前国家仅颁布了贝类评价国家标准，贝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）规定的标准值。功能区内的站位将执行《海洋生物质量》（GB18421-2001）中贝类第一类标准，功能区外的站位，将从第一类标准开始评价，针对超第一类标准的评价因子，进一步采用第二类、第三类评价，评价至符合某类标准为止。

进行逐级评价。其它生物种类的国家级评价标准尚未发布，软体动物和甲壳类、鱼类生物体内污染物质（铜、铅、锌、镉、汞）含量评价标准参考《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参考《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；生物体内铬和砷含量缺乏评价标准，不对其进行评价。生物质量评价执行标准见表 5.6-2。

表 5.6-2 海洋生物质量评价标准（鲜重，mg/kg）

生物类别	贝类			软体动物	甲壳类	鱼类
采集样品	文蛤、四角蛤蜊			脉红螺、短蛸、长蛸	口虾蛄、三疣梭子蟹	小公鱼属、半滑舌鲷、虾虎鱼
评价标准	第一类	第二类	第三类	参考值	参考值	参考值
铜	10	25	50（牡蛎 100）	100	100	20
铅	0.1	2.0	6.0	10.0	2.0	2.0
锌	20	50	100（牡蛎 500）	250	150	40
镉	0.2	2.0	5.0	5.5	2.0	0.6
铬	0.5	2.0	6.0	/	/	/
砷	1.0	5.0	8.0	/	/	/
总汞	0.05	0.10	0.30	0.3	0.2	0.3
石油烃	15	50	80	20	20	20

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

2019 年 5 月及 2019 年 9 月调查海域生物质量监测结果见表 5.6-3 及表 5.6-4。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

调查站位	东经	北纬	调查内容
E1			鱼卵仔鱼
E2			
E3			
E4			
E5			
E6			
E7			
E8			
E9			
E10			
E11			
E12			

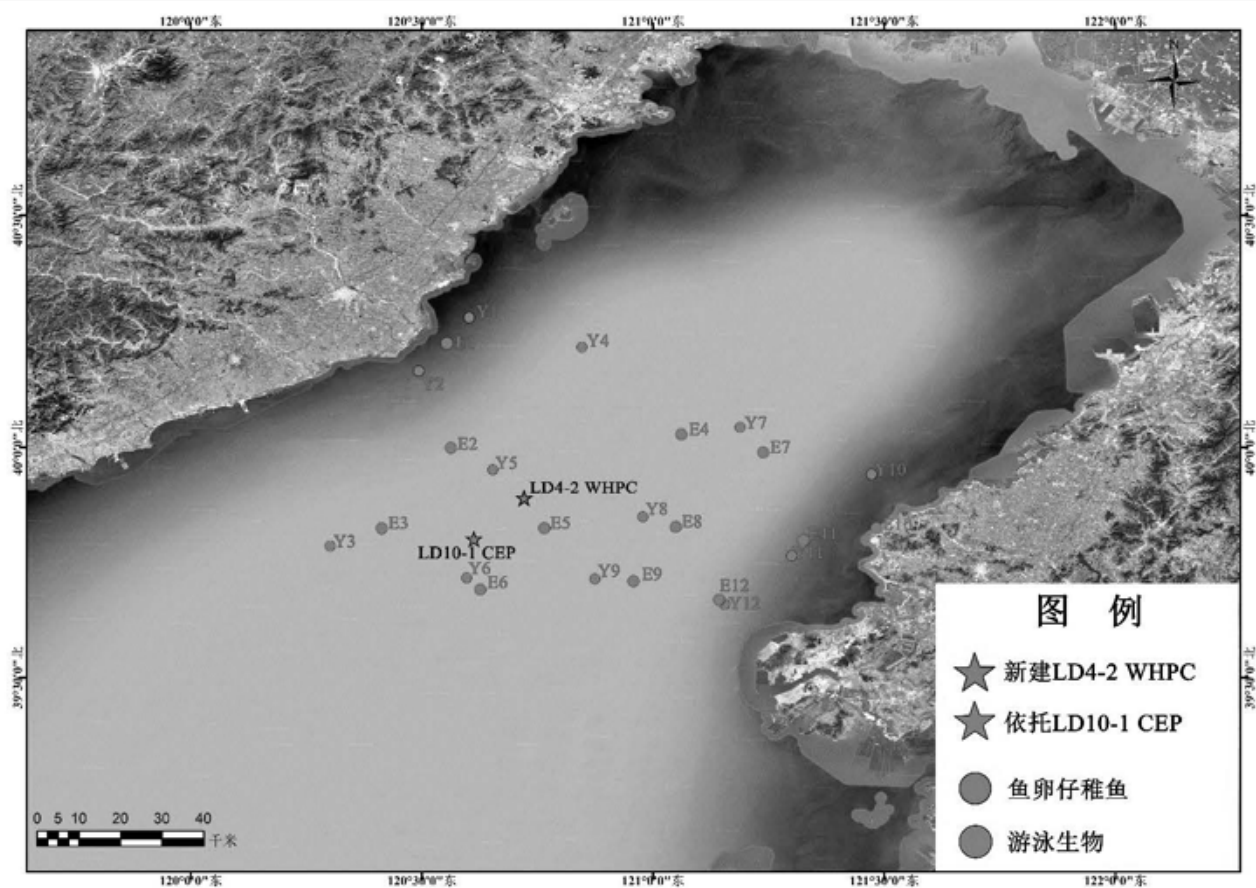


图 5.7-1 渔业资源调查站位图（春季和秋季）

5.7.1.2 调查时间

调查时间：2019年6月7日-6月18日和2019年9月8日-9月15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 50cm, 长 45cm) 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 80cm, 280cm) 表层水平拖网 10min, 拖网速度 2kn。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 10m, 囊网网目 2cm, 拖速控制在 2.5nm/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: $\text{ind.}/\text{km}^2$);

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

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)

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

$$\text{其中: } p_i = \frac{n_i}{N}$$

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

● 2019 年 6 月

2019 年 6 月航次捕获鱼类 17 种，隶属于 6 目 12 科，其中鲈形目种类最多，为 8 种，其次为鲉形目和鲱形目，各为 3 种，鲽形目、鮫鱈目和鳕形目各 1 种。

从鱼类的适温类型来看，暖温种 8 种，占种类总数的 47.06%；冷温种 3 种，占 17.65%；暖水种 6 种，占 35.29%。从鱼类的栖息水层来看，大部分为底层鱼类，有 14 种，占种类总数的 82.35%，其余为中上层鱼类，占 17.65%；经济价值较高的 8 种，占 47.06%，经济价值一般的 4 种，占 23.53%，经济价值较低的 5 种，占 29.41%。

表 5.7-2 2019 年 6 月所捕获鱼类的种类组成

种类	拉丁名	目	科
孔鲷	<i>Raja porosa</i>	鲷形目	鲷科
赤鼻棱鳀	<i>Thryssa chefuensis</i>	鲱形目	鳀科
鳀	<i>Engraulis japonicus</i>		
黄鲫	<i>Setipinna taty</i>		
短吻红舌鲷	<i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鲷科
黄鮫鱈	<i>Lophius litulon</i>	鮫鱈目	鮫鱈科
方氏云鲷	<i>Pholis fangi</i>	鲈形目	锦鲷科
矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>		虾虎鱼科
小头栉孔虾虎鱼	<i>Ctenotrypauchen microcephalus</i>		
六丝矛尾虾虎鱼	<i>Chaeturichthys hexanema</i>		
叫姑鱼	<i>Johnius belangeri</i>		石首鱼科
小黄鱼	<i>Pseudosciaena polyactis</i>		绵鲷科
长绵鲷	<i>Zoarces elongatus</i>		鲷科
银鲳	<i>Pampus argenteus</i>		鲷科
许氏平鲉	<i>Sebastes schlegelii</i>	鲉形目	六线鱼科
大泷六线鱼	<i>Hexagrammos otakii</i>		狮子鱼科
细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>		

● 2019 年 9 月

2019 年 9 月航次捕获鱼类 23 种，隶属于 6 目 15 科 15 属，其中鲈形目种类最多，为 11 种，其次为鲱形目，为 5 种，鲉形目为 3 种，鲽形目为 2 种，鮫鱈目和鲉形目各 1 种。从鱼类

的适温类型来看, 暖温种 11 种, 占种类总数的 47.80%; 冷温种 5 种, 占 21.74%; 暖水种 7 种, 占 30.43%。从鱼类的栖息水层来看, 大部分为底层鱼类, 有 18 种, 占种类总数的 78.26%, 其余为中上层鱼类, 占 21.74%。

表 5.7-3 2019 年 9 月所捕获鱼类的种类组成

序号	种类	拉丁名	目	科
1	赤鼻棱鯧	<i>Thryssa chefuensis</i>	鲱形目	鯧科
2	黄鲫	<i>Setipinna taty</i>		鯧科
3	刀鲚	<i>Coilia ectenes</i>		鯧科
4	斑鲚	<i>Clupanodon punctatus</i>		鲱科
5	青鳞鱼	<i>Sardillnella zunasi</i>		鲱科
6	细条天竺鱼	<i>Apogonichthys lineatus</i>	鲈形目	天竺鲷科
7	方氏云鲷	<i>Pholis fangi</i>		锦鲷科
8	矛尾鰕虎鱼	<i>Chaeturichthys stigmatias</i>		鰕虎鱼科
9	斑尾复鰕虎鱼	<i>Synechogobius ommaturus</i>		鰕虎鱼科
10	六丝矛尾鰕虎鱼	<i>Chaeturichthys hexanema</i>		鰕虎鱼科
11	钟馗鰕虎鱼	<i>Triaenopogon barbatus</i>		鰕虎鱼科
12	普氏栉鰕虎鱼	<i>Ctenogobius giurinus</i>		虾虎鱼科
13	鲱鲷	<i>Callionymus benitegu ri</i>		鲷科
14	叫姑鱼	<i>Johnius belangeri</i>		石首鱼科
15	小黄鱼	<i>Pseudosciaena polyactis</i>		石首鱼科
16	长绵鲷	<i>Zoarcetes elongatus</i>	绵鲷科	
17	短吻红舌鲷	<i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目	舌鲷科
18	牙鲆	<i>Paralichthys olivaceus</i>		鲆科
19	黄鮫鱈	<i>Lophius litulon</i>	鮫鱈目	鮫鱈科
20	许氏平鲉	<i>Sebastes schlegelii</i>	鲉形目	鲉科
21	细纹狮子鱼	<i>Liparis tanakae</i>		狮子鱼科
22	斑纹狮子鱼	<i>Liparis maculatus</i>		狮子鱼科
23	绿鳍马面鲀	<i>Navodon modestus</i>	鲀形目	三刺鲀科

2、相对渔获量

● 2019 年 6 月

2019 年 6 月航次鱼类平均相对渔获重量为 0.068~13.062kg/h, 平均值为 3.070kg/h; 平均相对渔获尾数为 6.00~228ind/h, 平均值为 123ind/h。其中相对渔获重量、尾数较高的是 Y7、Y6 站和 Y9 站, 而相对渔获重量和相对渔获尾数最低值均出现在 Y3 站。

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 0.382kg/h, 25ind/h; 鱼类成体为 2.688kg/h, 98ind/h。

■		■		■		■		■
■		■		■		■		■
■		■		■		■		■
■		■		■		■		■

3、资源密度（重量、尾数）及空间分布

2019 年 6 月航次的鱼类资源密度（重量、尾数）均值为 132.61kg/km²，5296ind/km²，其中幼鱼的平均资源密度为 1076ind./km²，成鱼为 116.11kg/km²。

2019 年 9 月航次幼鱼平均资源密度为 9710ind./km²，成鱼为 153.655kg/km²。

5.7.3.2 甲壳类资源状况

1、种类组成

● 2019 年 6 月

2019 年 6 月共捕获甲壳类 12 种，隶属于 2 目 10 科，其中十足目有 11 种，口足目仅有口虾蛄 1 种。

2019 年 6 月航次甲壳类种类数最多的是 Y12 站，为 11 种，其次是 Y10，为 8 种，种类数最少的是 Y8，仅有 3 种。Y3、Y4、Y5、Y6、Y9 均为 6 种。

表 5.7-6 2019 年 6 月所捕获甲壳类的种类组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值
口虾蛄	<i>Oratosquilla oratoria</i>	口足目	虾蛄科	较高
葛氏长臂虾	<i>Palaemon gravieri</i>	十足目	长臂虾科	一般
脊腹褐虾	<i>Crangon affinis</i>		褐虾科	一般
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>			一般
海蜇虾	<i>Latreutes anoplomys</i>		藻虾科	一般
伍氏螯蛄虾	<i>Upgoebia wuhsienweni</i>		螯蛄虾科	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
三疣梭子蟹	<i>Portunus trituberculatus</i>			较高
隆背黄道蟹	<i>Cancer gibbosulus</i>		黄道蟹科	较低

● 2019 年 9 月

9 月份调查共捕获甲壳类 21 种，隶属于 2 目 14 科 15 属，其中十足目有 20 种，口足目仅有口虾蛄 1 种。

表 5.7-7 2019 年 9 月所捕获甲壳类的种类组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值
中国明对虾	<i>Fenneropenaeus chinensis</i>	十足目	对虾科	较高
鹰爪糙对虾	<i>Trachypenaeus curvirostri</i>			较高
细巧仿对虾	<i>Parapenaeopsis tenella</i>		仿对虾	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
日本鼓虾	<i>Alpheus heterocarpus</i>		鼓虾科	一般
鲜明鼓虾	<i>Alpheus japonicus</i>			一般
海蜚虾	<i>Latreutes anoplonyx</i>		藻虾科	较低
鞭腕虾	<i>Hippolysmata vittata</i>			较低
伍氏螯蛄虾	<i>Upogebia wuh sienweni</i>		螯蛄虾科	较低
日本蟳	<i>Charybdis japonica</i>		梭子蟹科	较高
三疣梭子蟹	<i>Portunus trituberculatus</i>			较高
颗粒关公蟹	<i>Dorippe granulata</i>		关公蟹科	较低
日本诺关公蟹	<i>Dorippe japonica</i>			较低
隆背黄道蟹	<i>Cancer gibbosulus</i>		黄道蟹科	较低
圆十一刺栗壳蟹	<i>Arcania undecimspinoso</i>		玉蟹科	较低
大寄居蟹	<i>Pagurus ochtensis</i>		寄居蟹科	较低
艾氏活额寄居蟹	<i>Diogenes edwardsii</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
口虾蛄	<i>Oratosquilla oratoria</i>	十足目	虾蛄科	较高

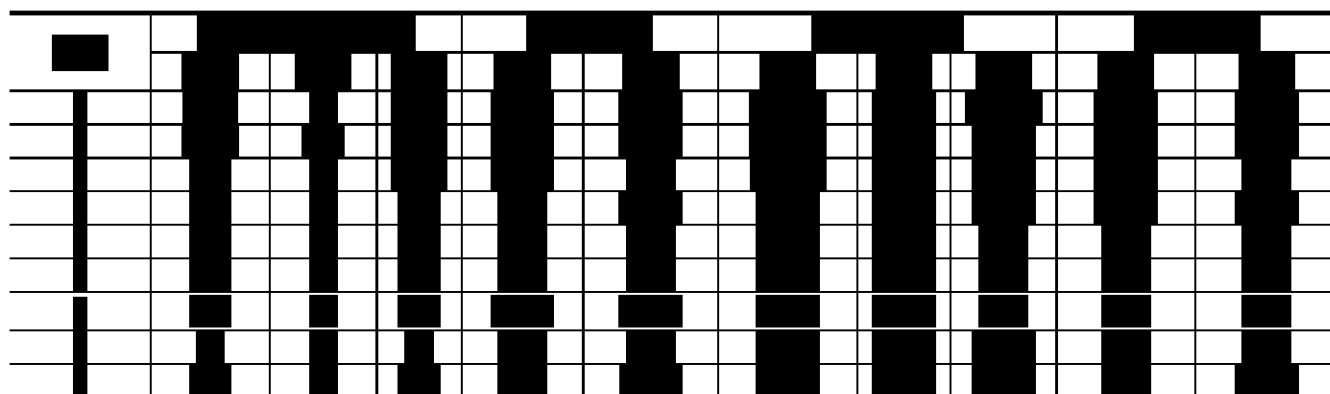
2、相对渔获量

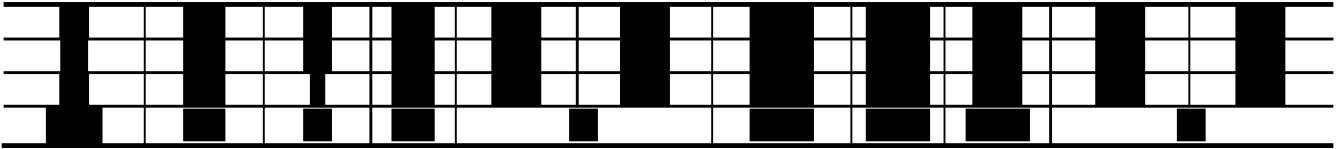
● 2019 年 6 月

2019 年 6 月航次甲壳类相对渔获重量为 1.042~24.08kg/h，平均值为 9.839kg/h；平均相对渔获尾数为 36.00~1320ind./h，平均值为 634ind./h。其中相对渔获量和渔获尾数最高的均是 Y2 站，渔获量和渔获尾数最低均出现在 Y8 站。

2019 年 6 航次调查甲壳类优势种共 3 种，分别为口虾蛄、日本蟳和鲜明鼓虾。

表 5.7-8 2019 年 6 月甲壳类各站位的相对渔获量（重量和尾数）





通过分析渔获中成体和幼体的比例，虾类幼体占 19.79%，为 116ind./h，0.625kg/h；虾类成体为 6.295kg/h，470ind./h；蟹类幼体占蟹类的 22.92%，为 11ind./h，0.626kg/h；蟹类成体为 37ind./h，2.293kg/h。

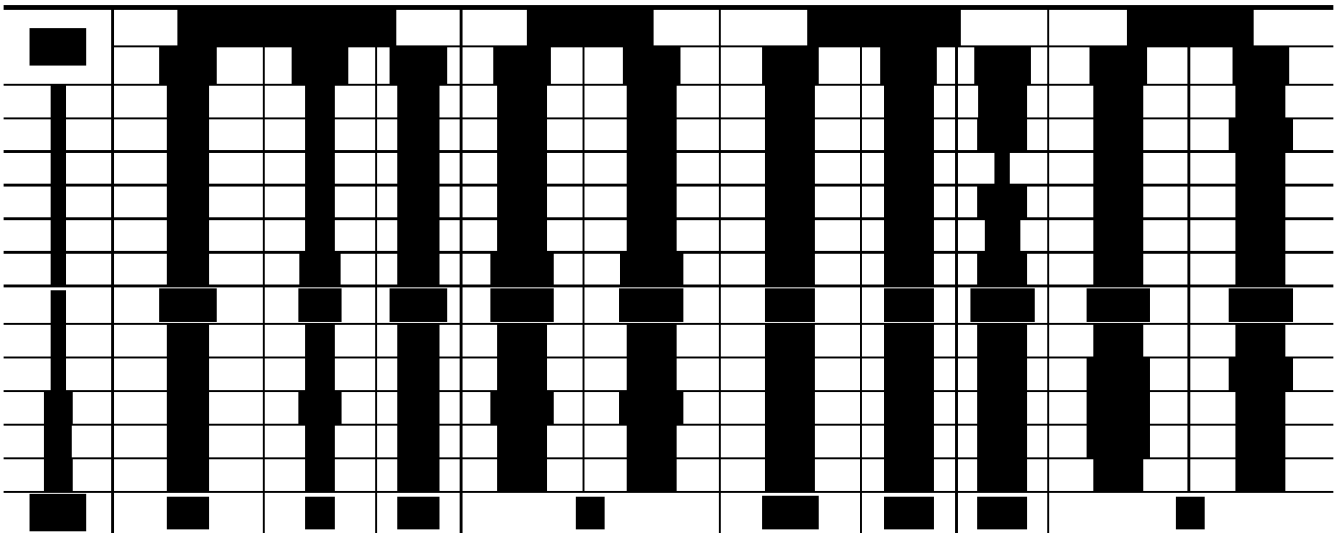
● 2019 年 9 月

2019 年 9 月航次甲壳类相对渔获重量为 1.00~10.19kg/h，平均值为 5.88kg/h；平均相对渔获尾数为 146~1226ind./h，平均值为 574ind./h。其中相对渔获量和渔获尾数最高的均是 Y7 站，渔获量和渔获尾数最低均出现在 Y3 站。

通过渔获分析，虾类幼体占虾类总数量的 24.22%，为 139ind./h，1.09kg/h；虾类成体为 355ind./h，3.62kg/h；蟹类幼体占蟹类总数量的 26.25%，为 21ind./h，0.230kg/h；成体为 59ind./h，0.940kg/h。

2019 年 9 月航次调查甲壳类优势种共 3 种，分别为口虾蛄、葛式长臂虾和日本蟳。

表 5.7-9 2019 年 9 月甲壳类各站位的相对渔获量（重量和尾数）



3、资源密度（重量、尾数）及空间分布

2019 年 6 月航次的甲壳类资源密度（重量、尾数）均值为 425.02kg/km²，27387ind./km²，其中虾类成体为 271.92kg/km²，幼体为 5011ind./km²；蟹类成体为 99.05kg/km²，幼体为 475ind./km²。

2019 年 9 月航次的甲壳类资源密度（重量、尾数）均值为 253.99kg/km²，24794ind./km²，其中虾类成体为 156.37kg/km²，虾类幼体为 6004ind./km²；蟹类成体为 40.60kg/km²，蟹类幼体

为 907ind./km²。

5.7.3.3 头足类资源状况

1、种类组成

● 2019 年 6 月

本次调查共捕获头足类 4 种，隶属于 3 目 3 科 4 属，分别为火枪乌贼、长蛸、短蛸和双喙耳乌贼。

表 5.7-10 2019 年 6 月所捕获头足类组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值
火枪乌贼	<i>Loligo beka</i>	枪形目	枪乌贼科	较高
双喙耳乌贼	<i>Sepiola birostrata</i>	乌贼目	耳乌贼科	一般
长蛸	<i>Octopus variabilis</i>	八腕目	章鱼科	较高
短蛸	<i>Octopus fangsiao</i>			较高

● 2019 年 9 月

本次调查共捕获头足类 4 种，隶属于 3 目 3 科 4 属，分别为火枪乌贼、长蛸、短蛸和双喙耳乌贼。

表 5.7-11 2019 年 9 月所捕获头足类组成

种类	拉丁名	目	科	经济价值
火枪乌贼	<i>Loligo beka</i>	枪形目	枪乌贼科	较高
双喙耳乌贼	<i>Sepiola birostrata</i>	乌贼目	耳乌贼科	一般
长蛸	<i>Octopus variabilis</i>	八腕目	章鱼科	较高
短蛸	<i>Octopus fangsiao</i>			较高

2、相对渔获量

● 2019 年 6 月

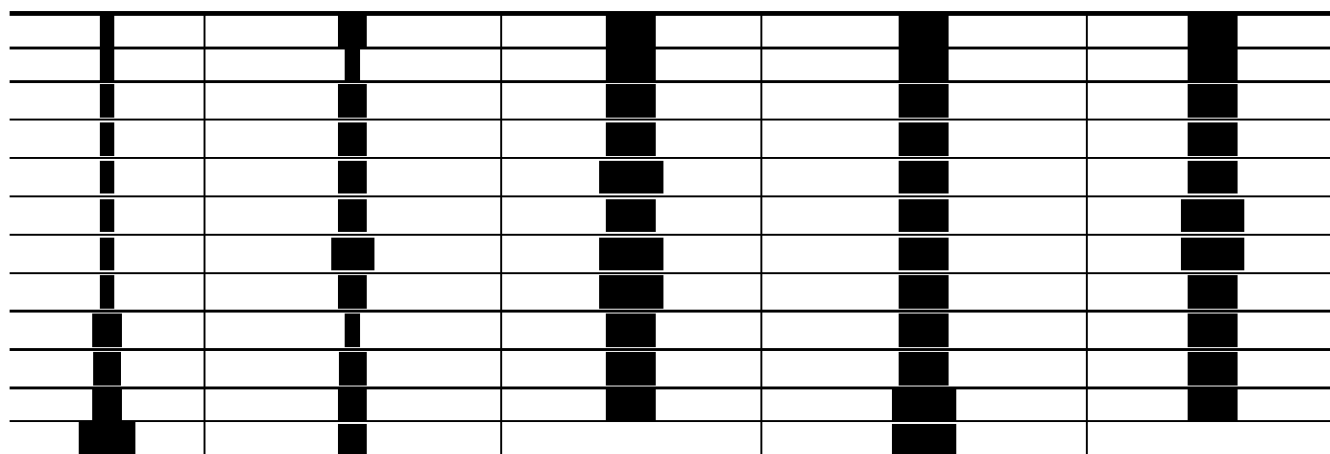
2019 年 6 月航次头足类相对渔获重量为 0.008~6.23kg/h，平均值为 1.104kg/h；相对渔获尾数为 6~138ind./h，平均值为 35ind./h。其中相对渔获量最高的是 Y1 站，相对渔获尾数最高出现在 Y8 站，相对渔获量最低的是 Y12 站，相对渔获尾数最低出现在 Y3 站。

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 0.176kg/h，10ind./h；头足类成体资源密度为 0.928kg/h，25ind./h。

2019 年 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。

表 5.7-12 2019 年 6 月各站捕获头足类的相对渔获量（重量和尾数）

站名	重量 (kg/h)	尾数 (ind./h)
Y1	6.23	138
Y2	0.008	6
Y3	0.008	6
Y4	0.008	6
Y5	0.008	6
Y6	0.008	6
Y7	0.008	6
Y8	0.008	138
Y9	0.008	6
Y10	0.008	6
Y11	0.008	6
Y12	0.008	6



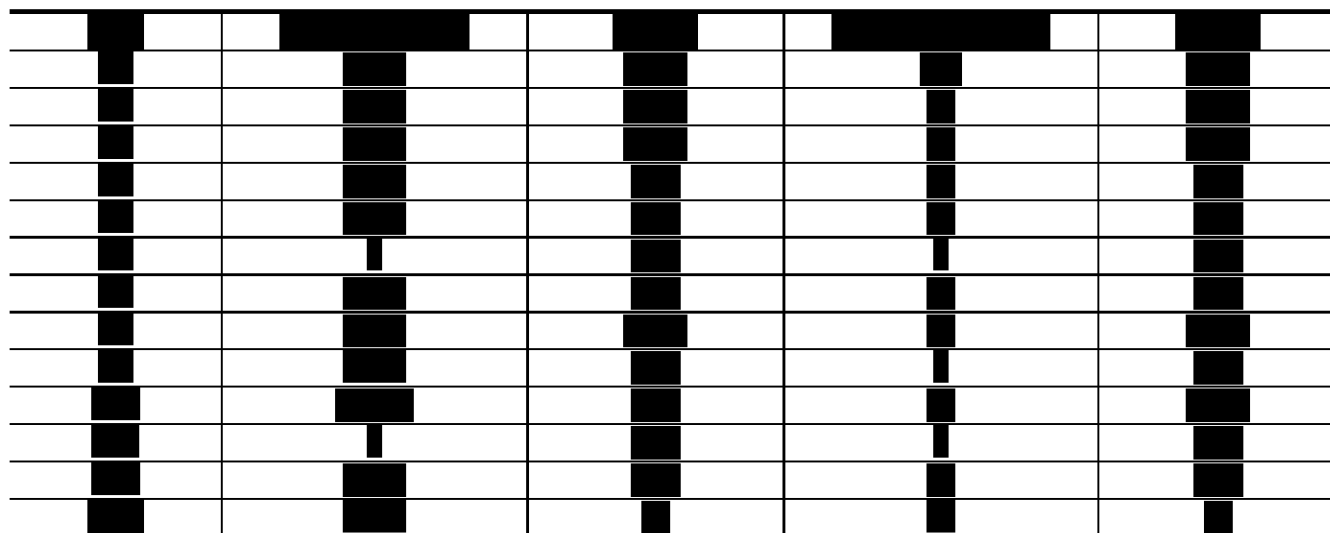
● 2019 年 9 月

2019 年 9 月航次头足类相对渔获重量为 0~0.959kg/h，平均值为 0.331kg/h；相对渔获尾数为 0~102ind./h，平均值为 39ind./h。其中相对渔获量\渔获尾数最高均是 Y1 站，相对渔获量最低的是 Y6、Y11 站，均为零。

通过分析渔获中成体和幼体的比例，计算得 9 月头足类幼体资源密度为 0.106kg/h, 7ind./h；头足类成体资源密度为 0.225kg/h, 26ind./h。

2019 年 9 月航次调查渔业资源优势种共有 6 种，其中头足类 1 种，为火枪乌贼。

表 5.7-13 2019 年 9 月各站捕获头足类的相对渔获量（重量和尾数）



3、资源密度（重量、尾数）及空间分布

2019 年 6 月航次的头足类资源密度（重量、尾数）均值为 47.68kg/km²，1512ind./km²，其中头足类成体的资源密度为 40.086kg/km²，幼体的资源密度为 432ind./km²。

2019 年 9 月航次的头足类资源密度（重量、尾数）均值为 14.29kg/km²，1425ind./km²，其中头足类成体的资源密度为 9.72kg/km²，幼体的资源密度为 302ind./km²。

5.7.3.4 渔获物种多样性分析

1. 2019 年 6 月

2019 年 6 月航次调查的渔获物物种多样性指数见表 5.7-14。从表可以看出，6 月航次，其物种丰富度 (R) 介于 1.06~2.56 之间，平均值为 1.77；物种多样性度 (H') 介于 1.24~2.69 之间，平均值为 1.66；物种均匀度 (J') 变动范围在 0.38~0.76 之间，平均值为 0.63。

表 5.7-14 调查海域 6 月渔业资源的生物多样性指数

调查海域	物种丰富度 (R)	物种多样性度 (H')	物种均匀度 (J')
1	1.06	1.24	0.38
2	1.12	1.31	0.42
3	1.18	1.38	0.46
4	1.24	1.45	0.50
5	1.30	1.52	0.54
6	1.36	1.59	0.58
7	1.42	1.66	0.62
8	1.48	1.73	0.66
9	1.54	1.80	0.70
10	1.60	1.87	0.74
11	1.66	1.94	0.78
12	1.72	2.01	0.82
13	1.78	2.08	0.86
14	1.84	2.15	0.90
15	1.90	2.22	0.94
16	1.96	2.29	0.98
17	2.02	2.36	1.02
18	2.08	2.43	1.06
19	2.14	2.50	1.10
20	2.20	2.57	1.14
21	2.26	2.64	1.18
22	2.32	2.71	1.22
23	2.38	2.78	1.26
24	2.44	2.85	1.30
25	2.50	2.92	1.34
26	2.56	2.99	1.38
27	2.62	3.06	1.42
28	2.68	3.13	1.46
29	2.74	3.20	1.50
30	2.80	3.27	1.54
31	2.86	3.34	1.58
32	2.92	3.41	1.62
33	2.98	3.48	1.66
34	3.04	3.55	1.70
35	3.10	3.62	1.74
36	3.16	3.69	1.78
37	3.22	3.76	1.82
38	3.28	3.83	1.86
39	3.34	3.90	1.90
40	3.40	3.97	1.94
41	3.46	4.04	1.98
42	3.52	4.11	2.02
43	3.58	4.18	2.06
44	3.64	4.25	2.10
45	3.70	4.32	2.14
46	3.76	4.39	2.18
47	3.82	4.46	2.22
48	3.88	4.53	2.26
49	3.94	4.60	2.30
50	4.00	4.67	2.34
51	4.06	4.74	2.38
52	4.12	4.81	2.42
53	4.18	4.88	2.46
54	4.24	4.95	2.50
55	4.30	5.02	2.54
56	4.36	5.09	2.58
57	4.42	5.16	2.62
58	4.48	5.23	2.66
59	4.54	5.30	2.70
60	4.60	5.37	2.74
61	4.66	5.44	2.78
62	4.72	5.51	2.82
63	4.78	5.58	2.86
64	4.84	5.65	2.90
65	4.90	5.72	2.94
66	4.96	5.79	2.98
67	5.02	5.86	3.02
68	5.08	5.93	3.06
69	5.14	6.00	3.10
70	5.20	6.07	3.14
71	5.26	6.14	3.18
72	5.32	6.21	3.22
73	5.38	6.28	3.26
74	5.44	6.35	3.30
75	5.50	6.42	3.34
76	5.56	6.49	3.38
77	5.62	6.56	3.42
78	5.68	6.63	3.46
79	5.74	6.70	3.50
80	5.80	6.77	3.54
81	5.86	6.84	3.58
82	5.92	6.91	3.62
83	5.98	6.98	3.66
84	6.04	7.05	3.70
85	6.10	7.12	3.74
86	6.16	7.19	3.78
87	6.22	7.26	3.82
88	6.28	7.33	3.86
89	6.34	7.40	3.90
90	6.40	7.47	3.94
91	6.46	7.54	3.98
92	6.52	7.61	4.02
93	6.58	7.68	4.06
94	6.64	7.75	4.10
95	6.70	7.82	4.14
96	6.76	7.89	4.18
97	6.82	7.96	4.22
98	6.88	8.03	4.26
99	6.94	8.10	4.30
100	7.00	8.17	4.34

2. 2019 年 9 月

2019 年 9 月航次调查的渔获物物种多样性指数见表 5.7-15。从表可以看出，9 月航次，其物种丰富度 (R) 介于 1.23~2.26 之间，平均值为 1.73；物种多样性度 (H') 介于 1.45~2.89 之间，平均值为 1.95；物种均匀度 (J') 变动范围在 0.45~0.77 之间，平均值为 0.66。

表 5.7-15 调查海域 9 月渔业资源的生物多样性指数

调查海域	物种丰富度 (R)	物种多样性度 (H')	物种均匀度 (J')
1	1.23	1.45	0.45
2	1.29	1.52	0.49
3	1.35	1.59	0.53
4	1.41	1.66	0.57
5	1.47	1.73	0.61
6	1.53	1.80	0.65
7	1.59	1.87	0.69
8	1.65	1.94	0.73
9	1.71	2.01	0.77
10	1.77	2.08	0.81
11	1.83	2.15	0.85
12	1.89	2.22	0.89
13	1.95	2.29	0.93
14	2.01	2.36	0.97
15	2.07	2.43	1.01
16	2.13	2.50	1.05
17	2.19	2.57	1.09
18	2.25	2.64	1.13
19	2.31	2.71	1.17
20	2.37	2.78	1.21
21	2.43	2.85	1.25
22	2.49	2.92	1.29
23	2.55	2.99	1.33
24	2.61	3.06	1.37
25	2.67	3.13	1.41
26	2.73	3.20	1.45
27	2.79	3.27	1.49
28	2.85	3.34	1.53
29	2.91	3.41	1.57
30	2.97	3.48	1.61
31	3.03	3.55	1.65
32	3.09	3.62	1.69
33	3.15	3.69	1.73
34	3.21	3.76	1.77
35	3.27	3.83	1.81
36	3.33	3.90	1.85
37	3.39	3.97	1.89
38	3.45	4.04	1.93
39	3.51	4.11	1.97
40	3.57	4.18	2.01
41	3.63	4.25	2.05
42	3.69	4.32	2.09
43	3.75	4.39	2.13
44	3.81	4.46	2.17
45	3.87	4.53	2.21
46	3.93	4.60	2.25
47	3.99	4.67	2.29
48	4.05	4.74	2.33
49	4.11	4.81	2.37
50	4.17	4.88	2.41
51	4.23	4.95	2.45
52	4.29	5.02	2.49
53	4.35	5.09	2.53
54	4.41	5.16	2.57
55	4.47	5.23	2.61
56	4.53	5.30	2.65
57	4.59	5.37	2.69
58	4.65	5.44	2.73
59	4.71	5.51	2.77
60	4.77	5.58	2.81
61	4.83	5.65	2.85
62	4.89	5.72	2.89
63	4.95	5.79	2.93
64	5.01	5.86	2.97
65	5.07	5.93	3.01
66	5.13	6.00	3.05
67	5.19	6.07	3.09
68	5.25	6.14	3.13
69	5.31	6.21	3.17
70	5.37	6.28	3.21
71	5.43	6.35	3.25
72	5.49	6.42	3.29
73	5.55	6.49	3.33
74	5.61	6.56	3.37
75	5.67	6.63	3.41
76	5.73	6.70	3.45
77	5.79	6.77	3.49
78	5.85	6.84	3.53
79	5.91	6.91	3.57
80	5.97	6.98	3.61
81	6.03	7.05	3.65
82	6.09	7.12	3.69
83	6.15	7.19	3.73
84	6.21	7.26	3.77
85	6.27	7.33	3.81
86	6.33	7.40	3.85
87	6.39	7.47	3.89
88	6.45	7.54	3.93
89	6.51	7.61	3.97
90	6.57	7.68	4.01
91	6.63	7.75	4.05
92	6.69	7.82	4.09
93	6.75	7.89	4.13
94	6.81	7.96	4.17
95	6.87	8.03	4.21
96	6.93	8.10	4.25
97	6.99	8.17	4.29
98	7.05	8.24	4.33
99	7.11	8.31	4.37
100	7.17	8.38	4.41

5.7.3.5 鱼卵仔鱼

1、种类组成

● 2019 年 6 月

2019 年 6 月调查，共采集到鱼卵和仔稚鱼 11 种（鱼卵 10 种，仔稚鱼 4 种）。

表 5.7-16 2019 年 6 月鱼卵仔稚鱼种类名录

种类	分类	鱼卵	仔稚鱼
黄鲫 <i>Setipinna taty</i>	鲱形目 鲱科 黄鲫属	+	
斑鲙 <i>Konosirus punctatus</i>	鲱形目 鲱科 斑鲙属	+	+
鳀 <i>Engraulis japonicus</i>	鲱形目 鳀科 鳀属	+	+
小黄鱼 <i>Pseudosciaena polyactis</i>	鲈形目 石首鱼科 黄鱼属	+	+
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	+	
牙鲆 <i>Paralichthys olivaceus</i>	鲽形目 鲆科 牙鲆属		+
李氏鳎 <i>Callionymus richardsoni</i>	鲈形目 鳎科 鳎属	+	
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	+	
小带鱼 <i>Eupleurogrammus muticus</i>	鲈形目 带鱼科 小带鱼属	+	

● 2019 年 9 月

2019 年 9 月调查，垂直和水平拖网共采集到鱼卵和仔稚鱼 7 种（鱼卵 5 种，仔稚鱼 4 种）。

表 5.7-17 2019 年 9 月鱼卵仔稚鱼种类名录

种 类	分 类	鱼卵	仔稚鱼
斑鲙 <i>Konosirus punctatus</i>	鲱形目 鲱科 斑鲙属	+	+
鳀 <i>Engraulis japonicus</i>	鲱形目 鳀科 鳀属	+	+
小黄鱼 <i>Pseudosciaena polyactis</i>	鲈形目 石首鱼科 黄鱼属	+	+
牙鲆 <i>Paralichthys olivaceus</i>	鲽形目 鲆科 牙鲆属		
李氏【鱼衔】 <i>Callionymus richardsoni</i>	鲈形目 [鱼衔]科 [鱼衔]属	+	
短吻红舌鳎 <i>Cynoglossus joyneri</i>	鲽形目 舌鳎科 舌鳎属	+	
矛尾虾虎鱼 <i>Chaeturichthys stigmatias</i>	鲈形目 虾虎鱼科 虾虎鱼属		+

2、数量及分布

● 2019 年 6 月

2019 年 6 月份调查鱼卵的平均密度为 0.165ind./m³。其中密度最高站出现在 E10 号站，密度为 0.69ind./m³，其次为 E2 号站，密度为 0.48ind./m³。从种类来看，垂直取样调查获得鱼卵共 2 种，分别为鳀、斑鲙。其中密度占优势的种为斑鲙，平均密度为 0.040ind./m³，出现频率为 33.3%，其数量占鱼卵总数量的 24.54%。

6 回顾性环境影响评价

6.1 油田开发生产过程回顾

6.1.1 整体概况

(1) 物流集输流程

旅大 4-2 油田 4-3 区块新建 1 座 4 腿井口平台(LD4-2 WHPC),新建 1 座长约 43.5m 的栈桥实现与 LD4-2 WHPB 平台相连。LD4-2 WHPC 平台生产物流经计量后,与 LD4-2 WHPB 平台的生产物流混合后进入生产分离器,分离出的部分生产水处理合格后回注至 LD4-2 WHPB 和 LD4-2 WHPC 平台;剩余生产物流(含水不低于 50%)经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理,处理合格的原油经输油海底管道输送至绥中 36-1 终端;分离出的生产水处理合格后全部回注地层;分离出的天然气优先用于透平发电,剩余天然气在 LD10-1 CEP 平台利用原有注气系统进行回注,还有剩余天然气将燃烧排放。旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流集输流程见下图。

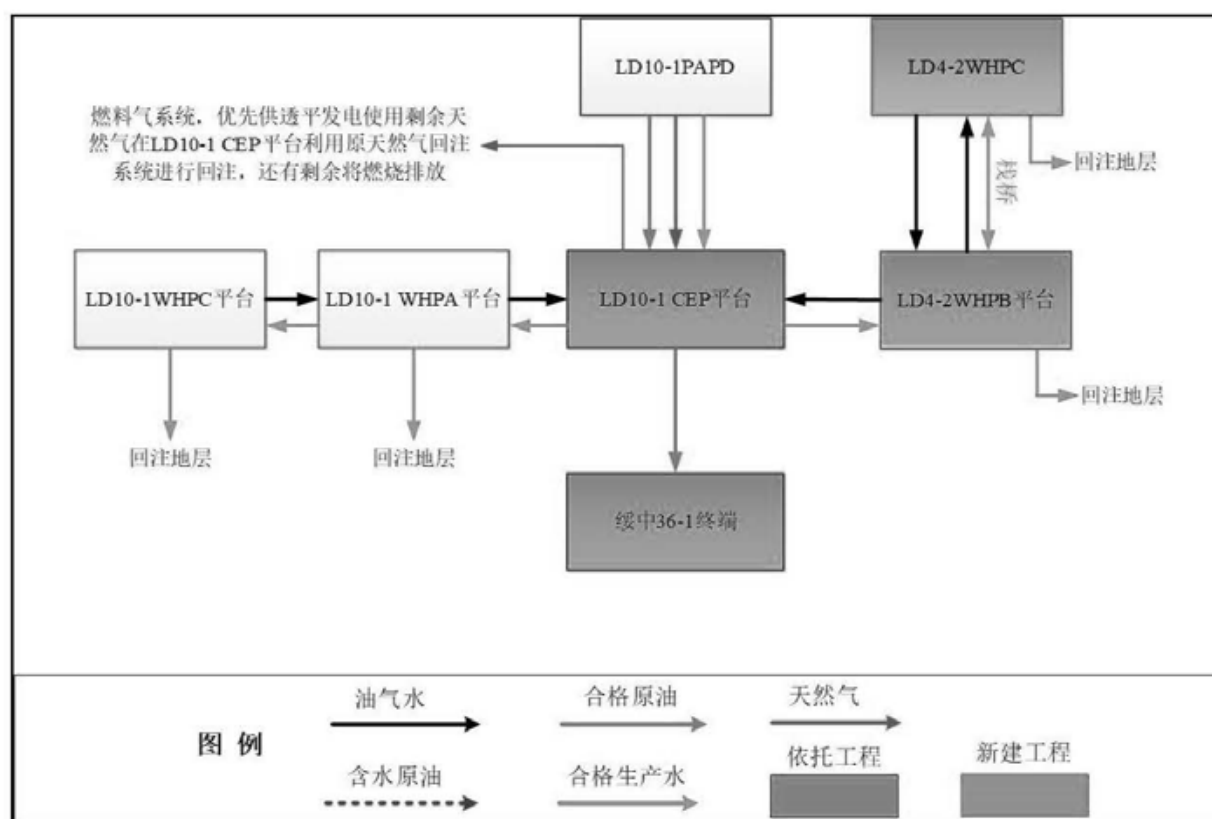


图 6.1-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流集输流程图

(2) 项目依托情况

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目主要依托 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台的

部分设备设施及管线。本工程依托 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 平台的混输海底管道、LD10-1 CEP 平台至 LD4-2 WHPB 平台的注水管线进行生产物流和回注水的输送；依托 LD10-1 CEP 平台进行油、气、水的处理；依托 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行住宿，依托注水系统进行回注水的配注；依托已建的 LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油海底管道进行合格原油输送；依托绥中 36-1 终端进行原油存储，电力依托绥中电网。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目主要依托设施见下表。

表 6.1-1 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目依托工程一览表

依托工程	依托设施	设计处理能力
LD4-2 WHPB 平台	生活楼	██████████
	注水系统	██████████
	生产物流转输	██████████
	生活污水处理系统	██████████
	柴油系统	██████████
	淡水系统	██████████
	海水系统	██████████
LD10-1 CEP 平台	原油处理设施	██████████
	天然气处理设施	██████████
	生产水处理设施	██████████
	注水设施	██████████
	火炬	██████████
绥中 36-1 终端	存储	██████████
LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道 (10"/16", 13.5km)	物流输送设施	██████████
LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端输油海底管道 (12"/18", 60.2km)	原油输送设施	██████████
LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道 (8", 14km)	回注水输送设施	██████████
绥中电网	电网	-

6.1.2 依托工程工程组成

(1) 旅大 4-2 油田

①工程组成

旅大 4-2 油田依托旅大 10-1 油田进行开发，包括物流的生产、外输、注水及电力等。旅大 4-2 油田布置 1 座井口平台（LD4-2 WHPB 平台）。LD4-2 WHPB 平台无油气水处理设施，设有 30 人生活楼（本次扩容改造为 50 人的生活楼）和相应的生活污水处理系统。本工程依托的 LD4-2 WHPB 平台的主要工程组成见表 6.1-2。

表 6.1-2 LD4-2 WHPB 平台工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
LD4-2 WHPB 平台	总体布置	LD4-2WHPB 是一座 4 腿有人驻守井口平台, 该平台共设 20 个井槽。平台共设四层甲板, 分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板; 平台上设 30 人生活楼 (本次扩容改造为 50 人的生活楼)。
	主工艺系统	设生产/测试管汇、测试分离器、多相流量计、清管球发球筒等设施。
	公用系统	平台设有柴油系统、闭式排放系统、开式排放系统、化学药剂系统及公用/仪表风系统。
	水工艺系统	设注水系统、海水系统、淡水系统、设置 1 套生活污水处理装置 (设计处理能力为 40.4m ³ /d)。
	采油方式	采用电潜泵采油方式。
	注水工艺	采用注水开发方式, 注水水源为 LD10-1 CEP 平台处理合格的生产水和本平台水源井水。
海底管道	1 条 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 的 13.5km@10"/16" 双层海底混输管道。	
	1 条 LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 的 14km@8" 单层海底注水管道。	
海底电缆	1 条 LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 的 13.6km 海底电缆。	

②物流集输流程

LD4-2 WHPC 平台投产前, LD4-2 WHPB 平台生产物流经海底管道输送到 LD10-1 CEP 平台进行处理。

LD4-2 WHPC 平台投产后, LD4-2 WHPB 平台输送至 LD4-2 WHPC 平台, 汇合该平台的生产物流进入 LD4-2 WHPC 平台的生产分离器进行部分脱水, 剩余生产物流 (含水不低于 50%) 经 LD4-2 WHPB 平台输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理。

③注水系统

a、投产前, 生产水回注情况

LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和 LD4-2 WHPB 平台所在油藏区块。LD10-1 CEP 平台处理合格的含油生产水优先回注旅大 10-1 油田, 剩余合格生产水输送至 LD4-2 WHPB 平台, 不足部分由旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田的水源井进行补充。目前, LD10-1 CEP 产生的合格生产水不能满足旅大 10-1 油田回注需求, 旅大 4-2 油田注水由水源井提供。

b、投产后, 生产水回注情况

LD4-2 WHPC 平台投产后, 旅大 4-2 油田回注水来源于 LD4-2 WHPC 平台分离出的生产水、LD10-1 CEP 油田剩余生产水和 LD4-2 WHPB 的水源井水。

根据 LD4-2WHPC 配注量要求, 从 2022 年至 2025 年需要从 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐向 LD4-2 WHPC 平台补充注水。2021 年、2026 至 2040 年需要从 LD4-2 WHPC 双介质过滤器出口向 LD4-2 WHPB 平台注水缓冲罐补充注水。同时, 根据旅大 10-1 油田

的配注量要求，剩余生产水通过注水管道输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足的部分由水源井水补充。

④生活楼

LD4-2 WHPB 平台原设有 30 人生活楼，为满足本项目需要，对其进行扩容改造，住宿能力提升至 50 人。

⑤生活污水处理系统

a、升级改造情况

LD4-2 WHPB 平台已于 2018 年 2 月完成生活污水处理装置升级改造，并通过原国家海洋局北海分局的审批（海北环发[2018]34 号）。

b、处理工艺及工程组成

MBR（A）型生活污水处理装置采用电解法工艺对生活污水进行处理，设计处理能力为 40.4m³/d。装置由预处理柜、电解槽、整流电源、电控箱、风机、粉碎泵等组成。

⑥柴油系统

LD4-2 WHPB 平台的柴油系统主要包括柴油储罐、柴油输送泵等，平台所耗柴油由供应船定时供给。LD4-2 WHPB 平台的柴油储罐为 40m³。

⑦淡水系统

LD4-2 WHPB 平台淡水系统包括 2 个 56m³ 淡水罐，2 台 25m³/h 淡水泵。

⑧海水系统

LD4-2 WHPB 平台海水系统包括 2 台 145m³/h 的海水提升泵。

（2）旅大 10-1 油田

①工程组成

旅大 10-1 油田主要有 1 座中心平台（LD10-1 CEP 平台）、1 座生产辅助平台（LD10-1 PAPD 平台）和 2 座井口平台（LD10-1 WHPA 和 LD10-1 WHPC 平台），LD10-1 CEP 平台通过栈桥与 LD10-1 WHPA 平台相连，LD10-1 WHPC 平台在 LD10-1 WHPA 平台南侧。

LD10-1 CEP 平台是一座 10 腿有人驻守中心平台，设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 105 人生活楼。LD10-1 CEP 平台原油处理能力为 [REDACTED]，天然气处理能力为 [REDACTED]，生产水处理能力为 [REDACTED]，注水能力为 [REDACTED]。

LD10-1 WHPA 平台是 6 腿无人驻守导管架钢结构井口平台，通过栈桥与 LD10-1 CEP 中心平台连接，平台共有 3 层甲板，设 48 个井槽（4 个单筒双井）。平台上设有注水系统、生产/计量管汇、测试分离器、修井机及其配套设施、无油气处理设施。

LD10-1 WHPC 平台是 4 腿无人驻守导管架钢结构井口平台，通过栈桥与 LD10-1 WHPA 平台连接，平台共有 3 层甲板，设有 24 个井槽（4 个单筒双井）。平台上设有生产计量、注水管汇、修井机及其配套设施。

LD10-1 PAPD 平台是一座 3 腿的生产辅助平台。平台共分两层甲板，下层甲板通过 5m 栈桥与 LD10-1 WHPA 下层甲板连接。平台设有油处理设施、生产水处理设施、清管球接收器以及开式排放系统等公用系统，原油外输系统、燃料气系统、公用气/仪表气系统、注水系统、海水系统与 LD10-1 CEP 平台共用，平台电力由 LD10-1 CEP 平台提供。

旅大 10-1 油田主要工程组成见表 6.1-3。

表 6.1-3 旅大 10-1 油田主要工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
LD10-1 CEP 平台	总体布置	10 腿有人驻守中心平台，平台共设四层甲板，分别是上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 105 人生活楼。 LD10-1 CEP 平台原油处理能力为 4620m ³ /d，天然气处理能力为 338000m ³ /d，生产水处理能力为 18000m ³ /d，注水能力为 22080m ³ /d。
	主工艺流程	来自 LD4-2 WHPB 平台的物流到达 LD10-1 CEP 中心平台后，首先进入段塞流捕集器进行气液分离，分出的气相进入燃料气系统，分出的液相与来自 LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台的物流混合后，进入 LD10-1 CEP 平台原油处理系统一级分离器进行油气水三相分离。经一级分离器分出的伴生气与 LD4-2 WHPB 平台段塞流捕集器分离出的气体汇合后去天然气压缩机；经一级分离器分离出的生产水去生产水处理系统。经一级分离器分离后的原油进入热处理器分离，分离出的气体去火炬燃烧放空，生产水去生产水处理系统，经热处理器分离后原油进入电脱水器，分离出的生产水去生产水处理系统；分离出的合格原油（含水率<1%）通过原油经海水冷却器后进入干油罐，干油罐的合格原油通过原油外输泵经 LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端原油海底管道输往绥中 36-1 终端储存和外输。分离出的生产水经 LD10-1 CEP 平台生产水处理系统撇油罐+气浮机+核桃壳过滤器的三级处理后进入注水系统，经纤维球过滤器进一步过滤，后进入注水缓冲罐，处理达标后回注地层。 旅大 4-2 油田的天然气、LD10-1 PAPD 处理合格的天然气、一级生产分离器分离出的天然气全部进入压缩机系统，处理后供透平发电和注气驱油工艺使用，剩余部分经火炬燃烧排放，二级分离器分出的伴生气，通过火炬燃烧放空。
	主要环保设施	生产水处理系统、注水系统、开式/闭式排放系统及 1 套膜生物法生活污水处理装置。
	海底混输管道	1 条 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 的 13.5km@10"/16"双层海底混输管道。
	海底输油管	1 条 LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端的 60.2km@12"/18"双层海底输油管

	道	道。
	海底注水管道	1 条 LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 的 14km@8"单层海底注水管道。
	海底电缆	1 条 LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 的 13.6km 海底电缆。
LD10-1 WHPA 平台	总体布置	6 腿无人驻守导管架钢结构井口平台，通过栈桥与 LD10-1 CEP 中心平台连接，平台共有 3 层甲板，设 48 个井槽（4 个单筒双井）。平台上设有注水系统、生产/计量管汇、测试分离器、修井机及其配套设施、无油气处理设施。
	主工艺流程	LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台各井井流与来自 LD4-2 WHPB 平台的液相井流汇合，进入 LD10-1 CEP 平台油气处理系统进行处理。
	主要环保设施	开/闭排系统
LD10-1 WHPC 平台	总体布置	4 腿无人驻守导管架钢结构井口平台，通过栈桥与 LD10-1 WHPA 平台连接，平台共有 3 层甲板，设有 24 个井槽（4 个单筒双井）。平台上设有生产计量、注水管汇、修井机及其配套设施。
	主工艺流程	LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台各井井流与来自 LD4-2 WHPB 平台的液相井流汇合，进入 LD10-1 CEP 平台进行处理。
	主要环保设施	开/闭排系统。
LD10-1 PAPD 平台	总体布置	3 腿无人值守导管架的生产辅助平台。平台共分两层甲板，分别是上层甲板和下层甲板，下层甲板通过 5m 栈桥与 LD10-1 WHPA 下层甲板连接。平台设有油处理设施、生产水处理设施、清管球接收器以及开式排放系统等公用系统。
	主工艺流程	LD10-1 PAPD 平台接收来自 LD16-3 CEPA 平台的混输物流。物流进入段塞流捕集器气液分离后，分离出的液相进入热处理器进行三相分离，热处理器分离出的含水原油进入电脱水器进行脱水处理。电脱后的合格原油通过 LD10-1 CEP 平台外输。段塞流捕集器、热处理器、电脱水器分离出的气相进入 LD10-1 CEP 燃料气系统，处理后用作透平燃料气、注气驱油或者燃烧放空。段塞流捕集器、热处理器、电脱水器分离出的生产水进入 LD10-1 PAPD 平台生产水处理系统（一级旋流气浮+二级旋流气浮+核桃壳过滤器三级处理）进行处理，处理合格的生产水接入 LD10-1 CEP 注水系统回注地层。 原油设计处理能力 5120m ³ /d，天然气设计处理能力 23.8×10 ⁴ Sm ³ /d。
	主要环保设施	设生产水处理系统、开式排放系统。
	海底混输管道	1 条 LD16-3 CEPA 至 LD10-1 PAPD 的 39.8km @12"/18"海底混输管道。

②物流集输流程

LD10-1 CEP 平台主要接受处理 LD4-2 WHPB、LD10-1 WHPA 和 LD10-1 WHPC 平台的生产物流，同时还接收 LD10-1 PAPD 处理合格的原油、天然气和生产水。

③原油处理工艺流程

LD4-2 WHPB 平台方向输往 LD10-1 CEP 平台的混合物流经 LD10-1 CEP 平台设置的段塞流捕集器分为气液两相，液相汇合旅大 10-1 油田各井口平台物流进入 LD10-1 CEP 原油处理系统，气相汇合原油处理系统一级分离器分出的伴生气进入天然气压缩机。

LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 WHPC 平台各井井流经油嘴节流后经生产管汇与来自 LD4-2 WHPB 平台的液相井流汇合，进入 LD10-1 CEP 平台原油处理系统一级分离器进行油气水三相分离。经一级分离器分出的伴生气与 LD10-1 CEP 平台段塞流捕集器分离出的气体汇合后去天然气压缩机系统；经一级分离器分离出的生产水去生产水处理系统。经一级分离器分离后的原油进入二级分离器分离，分离出的气体直接去火炬燃烧放空，含油生产水去生产水处理系统，经二级分离器分离后原油进入电脱水器，分离出的含油生产水去含油生产水处理系统；分离出的合格原油（含水率<1%）通过原油外输泵经海管输往陆上终端储存和外输。

④天然气处理工艺流程

旅大 4-2 油田天然气汇合原油处理系统一级分离器分出的伴生气进入天然气压缩机系统，同时 LD10-1 PAPD 处理合格的天然气也进入天然气压缩机系统，处理后供透平发电和注气驱油使用，剩余部分火炬燃烧排放。原油处理系统二级分离器分出的伴生气，通过火炬燃烧放空。

⑤含油生产水处理工艺流程

LD10-1 CEP 平台原油处理系统中产生的含油生产水经斜板隔油、加气浮选、核桃壳过滤器等处理流程，处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 和旅大 4-2 油田。

⑥生产水回注工艺流程

LD10-1 CEP 平台含油生产水处理系统处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田。LD10-1 CEP 平台处理合格的含油生产水优先回注旅大 10-1 油田，剩余合格生产水输送至 LD4-2 WHPB 平台，不足部分由旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田的水源井进行补充。

（3）绥中 36-1 油田

①工程组成

绥中 36-1 油田包括海上工程和陆上附属工程两部分。海上工程位于辽东半岛海域，分为 I 期、I 期调整、II 期、II 期调整。其中 I 期和 I 期调整已建海上设施由 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；以及配套的海底管道和海

底电缆。陆上附属工程为绥中 36-1 陆上终端，位于辽宁省葫芦岛市绥中县，主要功能是对来自绥中 36-1 海上油田的含水原油进行处理和外输。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、供配电系统、消防系统、通信系统等公用设施。

②本工程依托内容

LD10-1 CEP 平台处理合格原有通过已建的 LD10-1 CEP 平台至绥中 36-1 终端的原油海底管道输送至绥中 36-1 终端，进行原油的存储。项目投产后，旅大 4-2 油田 4-3 区块生产物流依托 LD10-1 CEP 处理成合格原油后经 LD10-1 CEP 平台输送至绥中 36-1 终端，但不增加绥中 36-1 终端的含油生产水产生量和处理量。

③绥中 36-1 终端概况

绥中 36-1 终端的原油储罐区包括 10 座 50000m³ 外浮顶罐，2 座 20000m³ 外浮顶罐，储罐容积共 540000m³。4 座 50000m³ 和 2 座 20000m³ 储罐用于储存绥中 36-1/旅大 5-2 原油以及锦州 9-3 原油；2 座 50000m³ 储罐用于储存旅大 4-2/10-1 原油；4 座 50000m³ 储罐用于储存锦州 25-1/锦州 25-1 南/金县 1-1 原油。现有项目生产定员 100 人，厂区占地 64.71 公顷。绥中 36-1 终端主要工程组成见表 6.1-4。

表 6.1-4 绥中 36-1 终端主要工程组成

平台名称	工程组成	装置及规模
绥中 36-1 终端	主体工程	3 套原油处理系统：SZ36-1/LD5-2 生产线、LD4-2/10-1 生产线、JZ25-1/JZ25-1 南/JX1-1 生产线，主要设备包括沉降罐、换热器和加热器、电脱水器、循环油加热器、原油中控室、原油增压泵、收球筒；1 套原油稳定系统，包括原油稳定装置、油罐气回收装置、稳定气凝液回收装置。
	储运工程	12 座原油储罐、3 个大罐收底水罐、1 个事故油罐、11 台原油外输泵、8 套原油外输计量系统。
	辅助工程	2 套导热油系统、7 台循环泵、2 套热媒油燃料系统、1 套加药系统。
	公用工程	供电系统、供水系统、排水系统、供热系统、仪表气系统、仪控系统、通信系统、消防系统。
	环保工程	1 套污水处理设施
	主工艺系统	<p>(1) SZ36-1/LD5-2 原油生产、储存系统工艺流程</p> <p>绥中 36-1/LD5-2 油田生产的含水 25% 的原油由海上混输管线输送至绥中 36-1 陆上终端。进终端后首先与电脱水器回掺的污水经混合器混合后进行沉降。油水混合物在沉降罐中充分换热、沉降、分离。沉降罐脱出的污水自流至污水处理系统，原油伴生气经油罐气回收装置回收送入火炬系统处理。沉降后的原油经进料泵增压后，与电脱水器来的原油在油/油换热器换热后进入电脱水器。进入电脱水器的原油含水小于 20% (W)，原油经电脱水后含水量不大于 1% (W)。脱水后的原油与含水原油经油/油换热器换热后进入原油罐储中储存、外输。</p>

		<p>(2) LD4-2/10-1 原油储存系统工艺流程</p> <p>旅大 4-2/10-1 油田含水原油经海上平台进行处理, 分水、分气后原油含水率小于 1%, 通过海底管线输送至陆上终端, 原油经原油加热器加热后进入 2 座 50000m³ 原油储罐储存、外输。根据油品性质, 进站原油的储存温度为 50℃, 含水率小于 1%。在正常情况下无需加热, 直接进入储罐储存。当旅大 4-2/10-1 油田的海管来油含气量较多时, 进入一次沉降罐进行脱气处理。旅大 4-2/10-1 油田的原油直接进入改造后的二次原油沉降罐, 经脱气处理后增压进入原油储罐, 脱出气体经油气回收装置送入火炬系统处理。</p> <p>(3) JZ25-1/JZ25-1S/JX1-1 原油储存系统工艺流程</p> <p>由锦州 25-1 海底管道来的含水≤1%的原油, 经过换热后, 进入 4 座 50000m³ 储罐储存。</p>
输油海底管道	1 条 LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端的 60.2km@12"/18"双层海底输油管道。	

6.1.3 依托工程环保手续执行情况及建设情况

6.1.3.1 环保手续执行情况

①《旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书》于 2004 年 1 月获得国家海洋局批复（国海环字[2004]29 号）。

旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程于 2005 年 1 月获得国家海洋局关于其环境保护设施“三同时”检查的批复（国海环字[2005]10 号），于 2007 年 4 月获得国家海洋局关于其环境保护设施竣工验收的批复（国海环字[2007]153 号）。

②《旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书》于 2011 年 6 月获得国家海洋局的相关批复（国海环字[2011]399 号）。

旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目于 2012 年 9 月获得国家海洋局关于其环境保护设施“三同时”检查的批复（国海环字[2012]644 号），于 2013 年 4 月获得国家海洋局关于其环境保护设施竣工验收的批复（国海环字[2013]246 号）。

③《旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表》于 2014 年 1 月获得国家海洋局的批复（国海环字[2014]49 号）。

旅大 10-1 油田综合调整项目于 2016 年 9 月获得国家海洋局关于其环境保护设施检查的批复（国海环字[2016]445 号）。

④《旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表》于 2016 年 4 月获得国家海洋局的批复（国海环字[2016]175 号）。

⑤《旅大 10-1/4-2 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》于 2019 年 7 月获得中华人民共和国生态环境部的批复（环审[2019]90 号）。

⑥《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》于 1999 年 10 月获得国家环境保护总局批复（环函[1999]361 号）。

绥中 36-1 油田整体开发工程于 2001 年 4 月获得国家海洋局关于其环境保护设施检查的批复（海环字[2001]22 号），于 2004 年 9 月和 2005 年 2 月获得国家海洋局关于其环境保护设施竣工验收的批复（国海环字[2004]448 号和国海环字[2005]38 号）。

⑦《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书》于 2012 年 1 月获得国家海洋局批复（国海环字[2012]4 号）。

锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程于 2012 年 9 月、2012 年 9 月、2012 年 9 月和 2015 年 4 月获得国家海洋局关于其环境保护设施检查的批复（国海环字[2012]640 号、国海环字[2012]641 号、国海环字[2012]642 号和国海环字[2015]165 号），于 2013 年 5 月获得国家海洋局关于其环境保护设施竣工验收的批复（国海环字[2013]281 号）。

⑧《绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表》于 2013 年 4 月获得国家海洋局批复（国海环字[2013]208 号）。

本项目所依托的 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、绥中 36-1 终端及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价，并取得了主管部门的批复。本项目依托工程相关环评文件批复及要求落实情况见表 6.1-5。

6.1.3.2 工程实施情况

本项目依托工程均已按照要求建设完毕，且已完成了“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复。本项目依托工程实施情况见表 6.1-6。

6.1.3.3 小结

本项目所依托的 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、绥中 36-1 终端及相关海底管道，均按照要求开展了环境影响评价、“三同时”检查和环境保护设备设施竣工验收，并取得了主管部门的批复，项目建设合法合规。本项目依托工程均已按照要求建设完毕，项目依托可行。

表 6.1-5 本项目依托工程相关环评文件批复要求落实情况

报告名称	审批文号	批复的工程内容	批复要求	落实情况
《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	<p>①新建平台：LD10-1CEP 平台、LD10-1WHPA 平台、LD4-2WHPB 平台、LD5-2DPP 平台。</p> <p>②新建管线：LD4-2WHP~LD10-1CEP 平台输管道、LD5-2DPP~SZ36-1 中心平台混输海管、LD10-1CEP~陆上终端原油海管、LD5-2DPP~SZ36-1 中心平台单层输气海管</p> <p>③新建电缆：LD10-1CEP~LD4-2WHPB、LD4-2WHPB~LD5-2DPP</p>	<p>①工程位于生态环境比较脆弱的渤海海域，要严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度，同意暂按报告书中“总量控制方案建议”的指标执行；排污混合区应当控制在以排放口为中心 500 米半径以内海域。</p> <p>②爆破作业对海洋生物的危害较大，应当尽量避免采用爆破作业。确需采用爆破作业时，应当避开生物产卵季节和禁渔期。</p> <p>③加强日常管理，制定切实可行的应急措施和环保方案，配备应急设备，防范事故风险。发生污染损害事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报当地政府和渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>④加强海底管道施工和运营期间的安全管理工作，定期对海底管道进行检测，避免油田管道事故发生对海洋环境的污染损害。</p> <p>⑤按照有关法规要求，加强施工期的监控管理。</p>	<p>①工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排放浓度。在运行过程中严格执行已批复的排污混合区范围。</p> <p>②工程建设期间不采用爆破作业。</p> <p>③建设单位已编制《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》（2019 年 10 月）并进行了备案。</p> <p>④建设单位制定了海底管道保护和检测程序，由值班船对海底管道沿途进行巡视，并对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测。所辖海管目前已经开展两次勘察工作，对存在悬跨超标的管段均已经实施了治理工作；海管内检测工作：2018 年对 LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 平台混输海底管道实施清管及内检测，对 LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端原油海底海管实施清管及内检测工作。</p> <p>⑤施工期，建设单位注重污染防治措施的落实，避免对海洋生态环境产生影响。</p>
《旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书》	国海环字 [2011]399 号	<p>①LD10-1CEP 平台进行改造，对油气水分离系统、生产水处理系统和注水系统等进行升级扩容</p> <p>②新建一条 LD4-2WHPB 平台至 LD5-2DPP 平台光缆</p>	<p>①工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。船舶的机舱水和生活垃圾、工业垃圾应运回陆地处理，生活污水经处理达标后方可排海。正常工况下，含油生产水、平台甲板及设备冲洗水等在 2016 年前应经处理达标后回注地层，2016 年后经处理达标后可以排海，但日最大排海量不得超过 1273 立方米；非正常工况下，含油生产水排海浓度必须符合国家标准，日最大排放量不得超过 14529 立方米，年排放天数不得超过 15 天。</p> <p>②严格控制污染物的排放总量和排放浓度。项目投产后，旅大 4-2/5-2/10-1 油田含油生产污水的总</p>	<p>①各船舶污染物均按批复得到有效处理和处置。为保护环境，2016 年后正常生产情况下含油生产水全部回注，无含油生产水排放。</p> <p>②工程在运行过程中严格执行已批复的排海总量和排污混合区范围。</p> <p>③施工期严格落实了各项环境管理要求，在海底电缆挖沟作业期间尽量避开了主要海洋生物产卵盛期等敏感季节，并通过控制作业区范围等措施，减轻对渔业资源的影响。</p> <p>④在项目运行中严格落实了各项污染防治措施和风险防范措施和应急计划。针对可能发生的风险，建设单位已编制《旅大 10-1/4-2 油田溢</p>

			<p>量控制指标及排污混合区范围不变。</p> <p>③加强施工期的环境监控管理，施工过程中应注意保护好滩涂；合理安排作业时间，注意避开海洋生物产卵期等敏感季节，控制作业区范围，减轻对渔业资源的影响。</p> <p>④认真落实报告书中提出的各项污染防治措施、对策及建议，制定事故风险防范措施和应急计划。加强施工船舶管理，减少船舶碰撞及由此导致的污染事故发生。</p>	油应急计划》（2019 年 10 月）并进行了备案。
《旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表》	国海环字 [2014]49 号	<p>新建 WHPC 外挂井口平台、布置 28 口调整井（15 口生产井、4 口注水井，预留 9 个井槽）；同时新建 LD10-1CEP 至 LD4-2WHPB 平台的注水管道，并对 LD10-1CEP 和 LD4-2WHPB 平台进行适应性改造。</p>	<p>①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和泥浆、船舶机舱含油污水和生产垃圾全部运回陆地交由有资质的单位处理；生活污水处理达标后排海；含油生产水经处理后全部回注地层；生活垃圾运回陆地处理。</p> <p>②加强生产管理，严格控制设计的注入压力和注水量进行作业，实时监测井口的注水压力和注水量；加强注水地层的的地层压力监测，严禁超压、超量注水。</p> <p>③切实落实风险防范对策措施，防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程，配备安全有效的防喷设备和井控设备，建立健全井控管理系统，加强随钻监测。发生事故时，应当立即启动应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>①工程施工期间，油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆地由有资质的单位处理。含油生产水正常工况下经处理达标后全部回注地层，无含油生产水排海。机舱含油污水和固体废物运回陆地处理。生活污水处理达标后排海。</p> <p>②生产运行期间，天津分公司加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。</p> <p>③在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，防止溢油事故发生。建设单位已编制《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》（2019 年 10 月）并进行了备案，同时按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。</p>
《旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表》	国海环字 [2016]175 号	LD10-1WHPC 平台老井侧钻 2 口调整井，同时对 LD10-1WHPA 平台和 LD10-1CEP 平台甲板扩建并增设注聚、注气设备。	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑、含油钻井液和船舶舱底污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；生活污水经处理达标后方可排海；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；生产水经处理达	①施工期间，油层段钻井液和油层段钻屑、机舱含油污水、固体废物全部运回陆上进行处理；正常工况下，含油生产水处理达标后，全部回注地层，无生产水排海；生活污水经处理达标后排海。

			<p>标后方可回注地层。</p> <p>②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施钻井作业规程，制定周密的钻完井计划，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。</p> <p>③加强注水、注气、注聚作业管理，防止地质性溢油事故发生。预先识别海底地质断层和压力异常地层，制定注入系统日常作业和监控程序，严格按设计注入压力和注入量进行注水、注气、注聚作业，实施注水井动态监测，发现异常情况，立即停止注入并采取有效措施，杜绝局部超注超压。</p> <p>④切实落实环境风险防范措施，配备与油田规模相适应的溢油应急设备和物资。发生事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p> <p>⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>②在钻井过程中严格执行各项防范对策措施，配备防喷和井控等设备，防止井喷和火灾爆炸事故发生。</p> <p>③建设单位认真识别地质断层和压力异常地层，生产运行期间加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的地层压力监测，杜绝超压、超注现象。</p> <p>④作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得国家海洋主管部门的备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。</p> <p>⑤施工期间，建设单位严格落实海洋生态环境保护措施，合理安排作业时间，非油层段钻屑和水基钻井液的排放避开了工程附近海域主要经济鱼类的敏感时期，减轻了工程建设对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>
<p>《旅大 10-1/4-2 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》</p>	<p>环审 [2019]90 号</p>	<p>实施 18 口调整井，包括 14 口生产井、3 口注水井和 1 口先期排液注水井，全部利用老井侧钻。18 口调整井分别位于 LD10-1WHPA 平台（7 口生产井、3 口注水井）、LD10-1WHPC 平台（1 口生产井）和 LD4-2WHPB 平台（6 口生产井和 1 口生产井转先期排液注水井）。</p>	<p>①污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理；生活污水经处理达标后方可排海；机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理。</p> <p>②加强油田地质勘探，预先识别海底地质断层，优化钻井轨迹设计，避开延伸至海底或接近海底的地质断层。钻完井过程中加强浅层气资料录取，防范浅层气风险，确保作业安全。</p> <p>③加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格执行作业规程和安全规程，制定周</p>	<p>①根据施工现场情况，施工期间钻井油层段钻屑、钻井油层段水基钻井液、机舱含油污水、固体废物全部运回陆上进行处理；正常工况下，含油生产水处理达标后，全部回注地层，无生产水排海；生活污水经处理达标后排海。</p> <p>②在钻井过程中加强浅层气资料录取，严格执行各项防范对策措施，确保作业安全。</p> <p>③严格执行作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划和有针对性的井控预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设</p>

			<p>密的钻完井计划和有针对性的井控预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。</p> <p>④加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。制定注水系统日常作业和监控制度，实施监控注水压力、注水量及注水地层的压力变化，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。</p> <p>⑤切实落实环境风险防范措施。将本工程纳入原有的溢油应急计划，发生溢油事故时，应当立即启动溢油应急计划，采取有效措施减轻事故对海洋生态环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告我部，并视情及时通报辽宁省渔业、海事部门和中国海警局北海分局。</p> <p>⑥切实落实生态环境保护措施，合理安排施工作业时间。严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率，其排放时间应避开所在海域主要经济鱼类的繁殖盛期（4月至6月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>	<p>备，建立健全井控管理系统，采取了有效井眼防碰措施，加强随钻监测。</p> <p>④生产运行期间加强生产管理，优化注采方案。按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，杜绝超压、超注现象。</p> <p>⑤作业公司已制定了详细的溢油应急计划并获得国家海洋主管部门的备案。同时，油田按照要求配备相应的溢油应急力量，一旦发生溢油，立即启动溢油应急预案，确保能够做出快速且有效的应急反应，保证周边海洋生态环境安全。</p> <p>⑥施工期间，建设单位应严格落实海洋生态环境保护措施，合理安排作业时间，非油层段水基钻井液和钻屑的排放避开工程附近海域主要经济鱼类的敏感时期，减轻工程建设对海洋生态环境和渔业资源的影响。</p>
<p>《绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书》</p>	<p>（环函 [1999]361 号）</p>	<p>①海上工程：6 座井口平台（SZ36-1WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH），1 座中心处理平台 CEP，以及油田内部海底管线（6 条混输管线和 6 条注水管线）和原油外输管线（1 条）；②浮式生产储油装置撤离，WHPA、WHPB、WHPJ、APP 平台适应性改造；③新建绥中 36-1 陆上终端处理厂；④新建专用输油码头。</p>	<p>①含油污水处理系统采用五段除油工艺，确保含油污水中石油类≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD≤150 毫克/升。</p> <p>②陆上终端废水应采取水下 8 米以远的深海排放方式，排污点位置选取 A 点方案为宜。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。</p> <p>③为减少氮磷污染物的影响，应选用无磷洗涤剂制品。</p> <p>④基地输油专用码头工程选址要符合海域环境功能划类规定，不得建在 II 类区。</p> <p>⑤建立安全管理监控系统，制定事故溢油风险的应急处置措施。</p>	<p>①本项目污水处理系统采用五段除油工艺，含油污水中石油类≤10 毫克/升；用微孔曝气、生物膜法进行生化处理，COD≤150 毫克/升。</p> <p>②陆上终端废水采取了水下 8 米以远的深海排放方式。排污点口混合区应控制在半径 1000 米的范围内。</p> <p>③选用的洗涤剂为无磷制品。</p> <p>④基地输油专用码头工程选址符合海域环境功能划类规定，未建在 II 类区。</p> <p>⑤建立了安全管理监控系统，制定相应的应急计划和应急预案。</p>

<p>《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书》</p>	<p>国海环字 [2012]4 号</p>	<p>①海上工程新建 JZ25-1CEP 和 JZ25-1WHPA 平台，JZ25-1SCEP 和 JZ25-1SWHPA、WHPB、WHPC 平台，共钻 92 口生产井。新铺 2 条海底输油管道、2 条海底混输管道、2 条海底天然气管道、1 条海底电缆、1 条海底注水管道。 ②陆域终端新建 5 万 m³ 原油储罐、2000m³ 柴油罐和 1000m³ 污油罐各 2 个，以及备件仓库、生产物资仓库等配套辅助设施。新建 1 个 5 万吨级原油泊位、1 个 3000 吨级成品油泊位和 2 个 3000 吨级工作船兼物资供应泊位，以及 1 座 650m 长的引桥连接 5 万吨级泊位和工作码头。</p>	<p>①工程污染物的处理和排放应当符合国家关于污染物管理的规定和标准。施工阶段，加强施工现场管理，严格控制悬浮物产生量；疏浚泥须运至指定地点依法倾倒；船舶机舱含油污水和生活垃圾分类收集，运回陆地处理；生活污水进入当地市政污水处理系统处理。运营阶段，船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾应分类收集，运回陆地处理；工作人员生活污水经处理达标后用于绿化，不得排放；废气经除尘系统处理达标后方可排放。 ②切实落实生态保护措施。合理安排施工时间，尽可能避开渔业敏感季节，并采取增殖、放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。 ③加强溢油应急管理，将本工程纳入绥中 36-1 终端码头溢油应急体系一并考虑。发生事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并及时通报渔业、海事、军队等有关部门。</p>	<p>①施工阶段，加强施工现场管理，严格控制悬浮物产生量；疏浚泥运至指定地点依法倾倒；船舶机舱含油污水和生活垃圾运回陆地处理；生活污水进入当地市政污水处理系统处理。运营阶段，船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾分类收集，运回陆地处理；工作人员生活污水经处理达标后用于绿化，不排放；废气经除尘系统处理达标后排放。 ②切实落实生态保护措施。合理安排施工时间，尽可能避开了渔业敏感季节，并采取了增殖放流等措施对邻近海域渔业资源进行养护与修复。 ③加强溢油应急管理，已将本工程纳入绥中 36-1 终端码头溢油应急体系一并考虑。</p>
<p>《绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表》</p>	<p>国海环字 [2013]208 号</p>	<p>新建 2 座 50000m³ 原油储罐</p>	<p>①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。施工人员生活污水依托附近居民生活污水处理设施处理；冲洗废水经沉砂池等处理后回用；建筑垃圾和生活垃圾由环卫部门定期清运处理。运营期产生的储罐底水和初期雨水依托现有污水处理系统处理；原油储罐采用浮顶罐，减少非甲烷总烃的挥发；含油固体废物委托有资质单位接收处理。 ②切实落实风险防范对策措施，防止火灾、爆炸等事故发生。设置可燃气体探测器和火灾报警系统；新增原油储罐外应建设防火堤，并设置独立的雨水排放控制闸门；由原有储罐改造成的事故</p>	<p>①各类污染物已按批复要求进行处理和排放，符合国家有关规定和标准。施工人员生活污水依托附近居民生活污水处理设施处理；冲洗废水经沉砂池等处理后回用；建筑垃圾和生活垃圾由环卫部门定期清运处理。运营期产生的储罐底水和初期雨水依托现有污水处理系统处理；原油储罐采用浮顶罐；含油固体废物委托有资质单位接收处理。 ②设置了可燃气体探测器和火灾报警系统；新增原油储罐外应建设防火堤，并设置了独立的雨水排放控制闸门；由原有储罐改造成的事故缓冲设施采取了防渗、防腐和抗震等措施，并</p>

			缓冲设施应采取防渗、防腐和抗震等措施，并能满足应急状态下事故水收集处理需求。发生事故时，应当立即采取有效措施，减轻事故对海洋环境特别是敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局。	能满足应急状态下事故水收集处理需求。
--	--	--	--	--------------------

表 6.1-6 本项目依托工程实施情况

环评批复情况	油田历次新建、改扩建工程内容	工程建设情况	验收批复情况
《旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书》	新建工程： ①新建平台：LD10-1 CEP 平台、LD10-1 WHPA 平台、LD4-2 WHPB 平台、LD5-2 DPP 平台。 ②新建管线：LD4-2 WHP~LD10-1 CEP 多相混输管道、LD5-2 DPP~SZ36-1 中心平台含水原油海管、LD10-1 CEP~陆上终端原油海管、LD5-2 DPP~SZ36-1 中心平台单层输气海管。 ③新建电缆：LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB、LD4-2 WHPB~LD5-2 DPP	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2004]29 号 三同时检查复函：国海环字[2005]10 号 竣工验收复函：国海环字[2007]153 号
《旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书》	新建工程： 新建一条 LD4-2 WHPB 平台至 LD5-2 DPP 平台光缆 改扩建工程： 对 LD10-1 CEP 平台进行改造，对油气水分离系统、生产水处理系统和注水系统等进行升级扩容	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2011]399 号 三同时检查复函：国海环字[2012]644 号 竣工验收复函：国海环字[2013]246 号
《旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表》	新建工程： 新建 WHPC 外挂井口平台、布置 28 口调整井（15 口生产井、4 口注水井，预留 9 个井槽）；同时新建 LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 平台的注水管道 改扩建工程： LD10-1 CEP 和 LD4-2 WHPB 平台进行适应性改造。	所有批复工程已经建设完成	环评批复文号：国海环字[2014]49 号 三同时检查复函：国海环字[2016]445 号 本项目不涉及验收。
《旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表》	改扩建工程： LD10-1 WHPC 平台老井侧钻 2 口调整井，同时对 LD10-1 WHPA 平台和 LD10-1 CEP 平台甲板扩建并增设注聚、注气设备。	1 口已实施，1 口未实施	环评批复文号：国海环字[2016]175 号 本项目不涉及验收
《旅大 10-1/4-2 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	改扩建工程： 实施 18 口调整井，包括 14 口生产井、3 口注水井和 1 口先期排液注水井，全部利用老井侧钻。18 口调整井分别位于 LD10-1 WHPA 平台（7 口生产井、3 口注水井）、LD10-1 WHPC 平台（1 口生产井）和 LD4-2 WHPB 平台（6 口生产井和 1 口生产井转先期排液注水井）。	部分井已实施	环评批复文号：环审[2019]90 号 本项目不涉及验收
《绥中 36-1 油田整体开发	新建工程：	批复的①海上工程：6 座	环评批复文号：（环函[1999]361

<p>工程环境影响报告书》</p>	<p>①海上工程：6 座井口平台（SZ36-1WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH），1 座中心处理平台 CEP，以及油田内部海底管线（6 条混输管线和 6 条注水管线）和原油外输管线（1 条）； ②浮式生产储油装置撤离，WHPA、WHPB、WHPJ、APP 平台适应性改造； ③新建绥中 36-1 陆上终端处理厂； ④新建专用输油码头。</p>	<p>井口平台，1 座中心处理平台 CEP，以及油田内部海底管线（6 条混输管线和 6 条注水管线）和原油外输管线（1 条）； ②陆上终端处理厂；③专用输油码头均已完成。</p>	<p>号） 三同时检查复函：海环字 [2001]22 号 竣工验收复函：国海环字 [2004]448 号、国海环字 [2005]38 号</p>
<p>《锦州 25-1/锦州 25-1 南油（气）田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书》</p>	<p>新建工程： ①新建平台：JZ25-1 CEP 和 JZ25-1 WHPA 平台，JZ25-1S CEP 和 JZ25-1S WHPA、JZ25-1S WHPB、JZ25-1S WHPC 平台，共钻 92 口生产井。 ②新建管线：JZ25-1 CEP~ JZ25-1S WHPA 海底输油管道、JZ25-1S CEP 至绥中 36-1 终端海底输油管道、JZ25-1S WHPC 至 JZ25-1S CEP 海底混输管道、JZ25-1S WHPB 至 JZ25-1S CEP 海底混输管道、JZ25-1S CEP 至 JZ25-1S WHPC 海底注水管道、JZ25-1S CEP 至营口终端海底天然气管道、JZ25-1 CEP 至 JZ20-2 BOP 海底天然气管道、JZ25-1S WHPA 至 JZ25-1 CEP 海底天然气管道； ③海底电缆：JZ25-1S CEP~JZ25-1S WHPC、JZ25-1S CEP~JZ25-1S WHPB、JZ25-1 CEP~ JZ25-1S WHPA。 扩建工程： 陆域终端新建 5 万 m³ 原油储罐、2000m³ 柴油罐和 1000m³ 污油罐各 2 个，以及备件仓库、生产物资仓库等配套辅助设施。新建 1 个 5 万吨级原油泊位、1 个 3000 吨级成品油泊位和 2 个 3000 吨级工作船兼物资供应泊位，以及 1 座 650m 长的引桥连接 5 万吨级泊位和工作码头；新建宽 38 米的 2000 吨级输灰泊位一个。</p>	<p>所有批复工程已经建设完成</p>	<p>环评批复文号：国海环字 [2012]4 号 三同时检查复函：国海环字 [2012]640 号、国海环字 [2012]641 号、国海环字 [2012]642 号、国海环字 [2015]165 号 竣工验收复函：国海环字 [2013]281 号</p>
<p>《绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表》</p>	<p>新建 2 座 50000m³ 原油储罐</p>	<p>所有批复工程已经建设完成</p>	<p>环评批复文号：国海环字 [2013]208 号 本项目不涉及验收</p>

6.1.4 污染物排放情况回顾

6.1.4.1 依托工程开发至今污染物产生/排放情况

(1) 含油生产水排放情况回顾

LD10-1 CEP 平台建成运营至今含油生产水最大产生量 [REDACTED]，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准 (石油类 $\leq 30\text{mg/L}$) 后回注到各井口平台。

表 6.1-7 LD10-1 CEP 平台含油生产水产生情况

年份	年产水 ($10^4\text{m}^3/\text{a}$)
2018 年	[REDACTED]
2019 年	[REDACTED]

目前注水水质指标中的 7 项控制指标，分别是含油量，悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、IB 含量，检测频率和目前检测值见表 6.1-8，从表中可以看出，其他指标也符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 相应标准。

表 6.1-8 LD10-1 CEP 平台注水水质检测项目及频率

序号	检测项目	指标	检测频率	目前检测值	
1	控制指标	含油量 (mg/L)	≤ 30	1 次/天	28
2		悬浮固体含量 (mg/L)	≤ 10	1 次/天	9.4
3		悬浮物粒径中值 (μm)	≤ 4	1 次/周	3.4
4		平均腐蚀率 (mm/a)	≤ 0.076	1 次/3 月	0.07
5		SRB (个/ml)	≤ 25	1 次/周	25
6		TGB(个/ml)	$\leq n \times 10^4$	1 次/周	13
7		IB(个/ml)	$\leq n \times 10^4$	1 次/周	0

(2) 其他污染物产生情况

近一年，依托工程其他污染物产生情况见下表。

表 6.1-9 依托工程其他污染物产生情况

项目名称	LD10-1 CEP 平台	LD4-2 WHPB 平台
生活污水 (m^3/a)	2744.64	8622.3
生活垃圾 (t/a)	562	45.1
一般固体废物 (t/a)	274	24.5
危险废物 (t/a)	496	24

6.1.4.2 依托工程环保设施运行情况回顾

(1) 环保设施运行情况

LD4-2 WHPB 平台是 1 座井口平台，无油气水处理设施，设有 30 人生活楼和相应的生活

污水处理系统。LD4-2 WHPB 平台上设置的环保设施有生活污水处理系统和开/闭式排放系统。LD10-1 CEP 平台是 1 座 10 腿有人驻守中心平台，设有原油处理设施、生产水处理设施、注水设施、透平发电机组、燃料气处理系统等设施和 105 人生活楼。LD10-1 CEP 平台上设置的环保设施有含油生产水处理系统、生活污水处理系统和开/闭式排放系统。LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台主要环保设施运行情况见下表。

表 6.1-10 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台主要环保设施运行情况

序号	工程设施	环保工程	数量	运行情况
1	LD4-2 WHPB	生活污水处理系统（电解法）	1 套	正常
2		开/闭式排放系统	1 套	正常
3	LD10-1 CEP 平台	开/闭式排放系统	1 套	正常
4		含油生产水处理系统	1 套	正常
5		生活污水处理系统（生化法）	1 套	正常

(2) 生产水处理设施

① 例行监测情况

目前，LD4-2 WHPB 产物流经海底混输管道输送至 LD10-1 CEP 平台，与旅大 10-1 油田井口平台生产的物流一并送入 LD10-1 CEP 平台工艺系统进行处理，处理后的稳定合格原油（含水<1%）经海底输油管线输送至绥中 36-1 终端；处理合格的生产水全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田。

表 6.1-11 LD10-1 CEP 平台生产水处理设施出水石油类浓度

监测时间	LD10-1 CEP 平台		
	2017 年	2018 年	2019 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	27.32	27.58	27.03
2 月	27.25	27.14	27.12
3 月	27.23	27.61	27.35
4 月	27.77	27.53	27.02
5 月	27.68	27.48	27.63
6 月	27.2	27.33	27.29
7 月	27.61	27.35	27.59
8 月	27.48	27.06	27.47
9 月	27.93	27.93	27.46
10 月	27.61	27.54	14.69
11 月	27.17	27.86	14.58
12 月	27.71	27.65	14.26

从表 6.1-11 可知，2017 年至 2019 年，LD10-1 CEP 平台生产水处理设施出水石油类浓度均满足《《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012），含油量≤30mg/L）的要求。

② 监测数据波动原因分析

2019 年 10 月天津分公司完成了污水系统的清罐作业和核桃壳过滤器更换滤料作业，水处理效率有所提升，监测数据正常。

(3) 生活污水

本项目主要依托 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台，均为有人值守平台，均设置生活污水处理装置，生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台近两年生活污水中 COD 浓度监测结果见下表

表 6.1-12 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台近两年生活污水 COD 浓度

月份	LD10-1 CEP		LD4-2 WHPB	
	2018 年	2019 年	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	16	16	47	118.5
2 月	33	23.5	65	139.5
3 月	30	30.5	74	65.5
4 月	25	49	67	51
5 月	44	34	94	115.5
6 月	24	16	50	20
7 月	41	50	105	99.5
8 月	34	60	50	159.5
9 月	40	53.5	78	53.5
10 月	37	19.5	102	118.5
11 月	36	35	84	41
12 月	36	33	125	178.5

从表 6.1-12 可知，2018 年至 2019 年，LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台生活污水处理设施出水 COD 浓度均满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）》（COD≤300mg/L）的要求。

6.1.4.3 依托工程环保问题回顾

通过对依托的 LD4-2 WHPB 平台的生活污水处理设施、LD10-1 CEP 平台的含油生产水处理设施和生活污水处理设施的运营情况及污染物排放浓度的统计，本项目依托工程环保设施运营正常，状况良好，无环保问题。

6.1.5 依托工程设施设计寿命情况

本工程建成后需要依托 LD4-2 WHPB 平台、LD10-1 CEP 平台、LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道、LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端输油海底管道、LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道进行物流的集输及处理；依托 LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 海底电缆供电；依托绥中 36-1 终端进行原油存储。依托设施继续运营可行性分析见下表。

表 6.1-13 依托设施继续运营可行性分析

序号	平台/管线/电缆名称	投产年份	设计使用年限	到期时间	剩余设计年限
1	LD4-2 WHPB 平台	2007 年	25 年	2032 年	13 年
2	LD10-1 CEP 平台	2007 年	25 年	2032 年	13 年
3	LD4-2 WHPB 至 LD10-1 CEP 混输海底管道	2007 年	25 年	2032 年	13 年
4	LD10-1 CEP 至绥中 36-1 终端输油海底管道	2007 年	25 年	2032 年	13 年
5	LD10-1 CEP 至 LD4-2 WHPB 注水海底管道	2016 年	25 年	2041 年	21 年
6	LD10-1 CEP~LD4-2 WHPB 海底电缆	2007 年	25 年	2032 年	13 年
7	绥中 36-1 终端原油储罐	2005 年	-	-	-

通过分析可知，本次工程设计年限为 25 年，2032 年之后依托设施的运行时间部分超过设施的设计年限。此外本次所依托的平台、管线和储罐可继续稳定运行 13 年，建议所依托的平台和管线在达到设计使用年限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。

6.1.6 能源消耗情况

依托工程燃油燃气消耗情况和水耗情况见下表。

表 6.1-14 本工程相关平台能源消耗现状

平台	柴油罐容积	天然气用量	用电量	柴油用量	
	(m ³)	(10 ⁴ m ³ /a)	(KWh/a)	(m ³ /a)	主要用途
LD10-1 CEP	■	■	■	■	吊车使用
LD4-2 WHPB	■	■	■	■	吊车使用
合计	■	■	■	■	吊车使用

表 6.1-15 本工程相关平台水耗现状

平台	水耗 (10 ⁴ m ³ /a)		
	生活用水	水源井	小计
LD10-1 CEP 平台	■	■	■
LD4-2 WHPB 平台	■	■	■
合计	■	■	■

6.1.7 产能现状

目前，旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田产能现状见下表。

表 6.1-16 旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田产能现状

平台	油 (m ³ /d)	气 (10 ⁴ m ³ /d)	水 (m ³ /d)
LD10-1 WHPA 平台	■	■	■
LD10-1 WHPC 平台	■	■	■
LD4-2 WHPB 平台	■	■	■

6.2 故障排污及溢油事故回顾

旅大 10-1、旅大 4-2 油田在生产过程中，严格执行中海油天津分公司各项安全环保制度。投产至今，生产设施运行情况良好，没有发生故障排污及溢油事故。

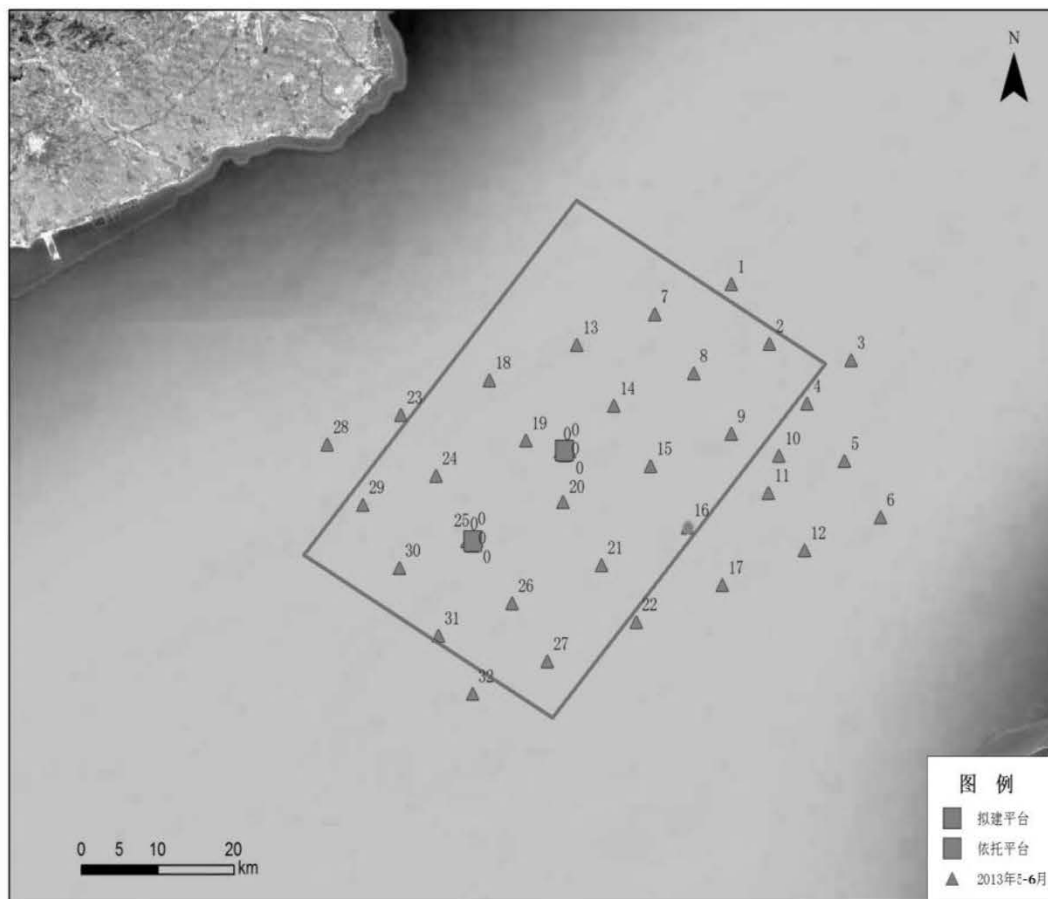
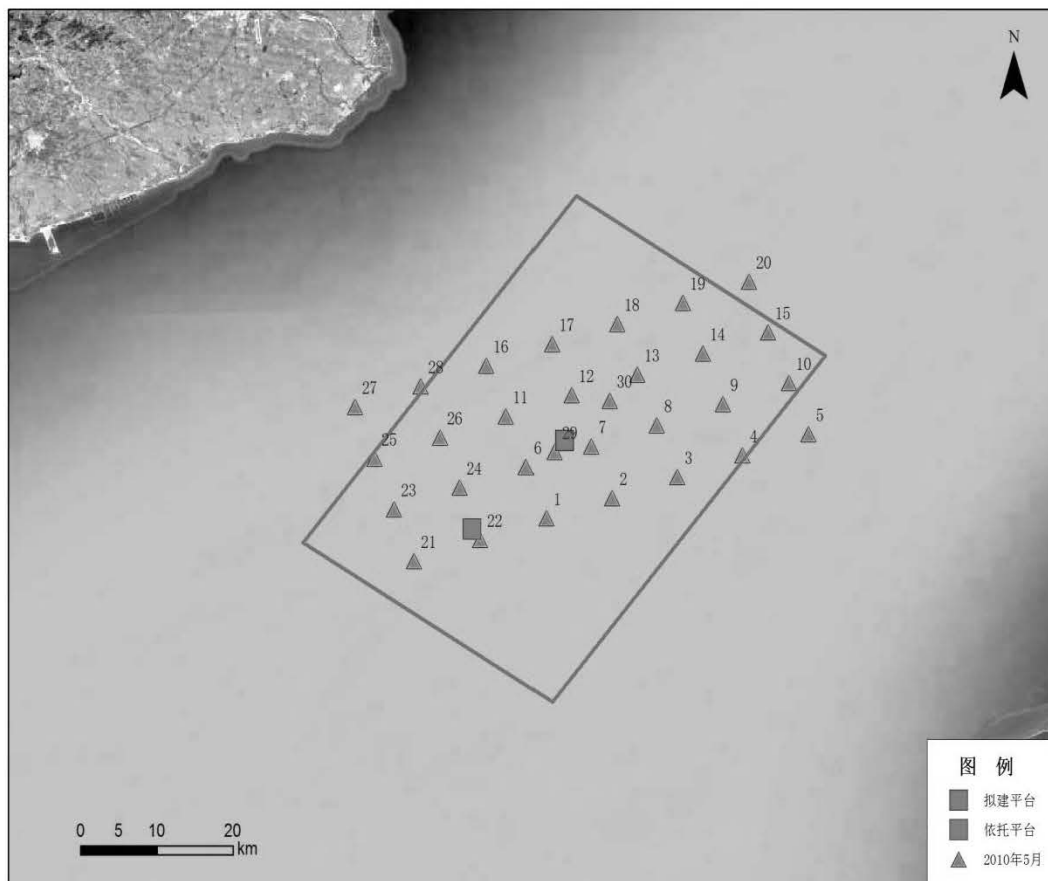
6.3 油田周围海域环境质量回顾

对旅大 4-2 油田及依托的旅大 10-1 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、2016 年 5 月及 2019 年 5 月四次春季现状调查和 2015 年 10 月、2019 年 9 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	调查内容	调查单位
春季	旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书	2010 年 5 月	30 (全部引用)	水质、沉积物、生物生态	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 (引用 19 个)	水质、生物生态	青岛环海海洋工程勘察研究院
	旅大 21-2/旅大 16-3 区域开发项目环境影响报告书	2016 年 5 月	20 (引用 9 个)	海水水质、沉积物、生物生态	国家海洋局北海环境监测中心
	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告	2019 年 5 月	28 (引用全部)	海水水质、沉积物、生物生态	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 (引用 12 个)	海水水质、沉积物、生物生态	青岛环海海洋工程勘察研究院
	旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告	2019 年 9 月	36 (引用全部)	海水水质、沉积物、生物生态	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。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 4-2 油田及依托的旅大 10-1 油田周围海域环境状况的变化情况。



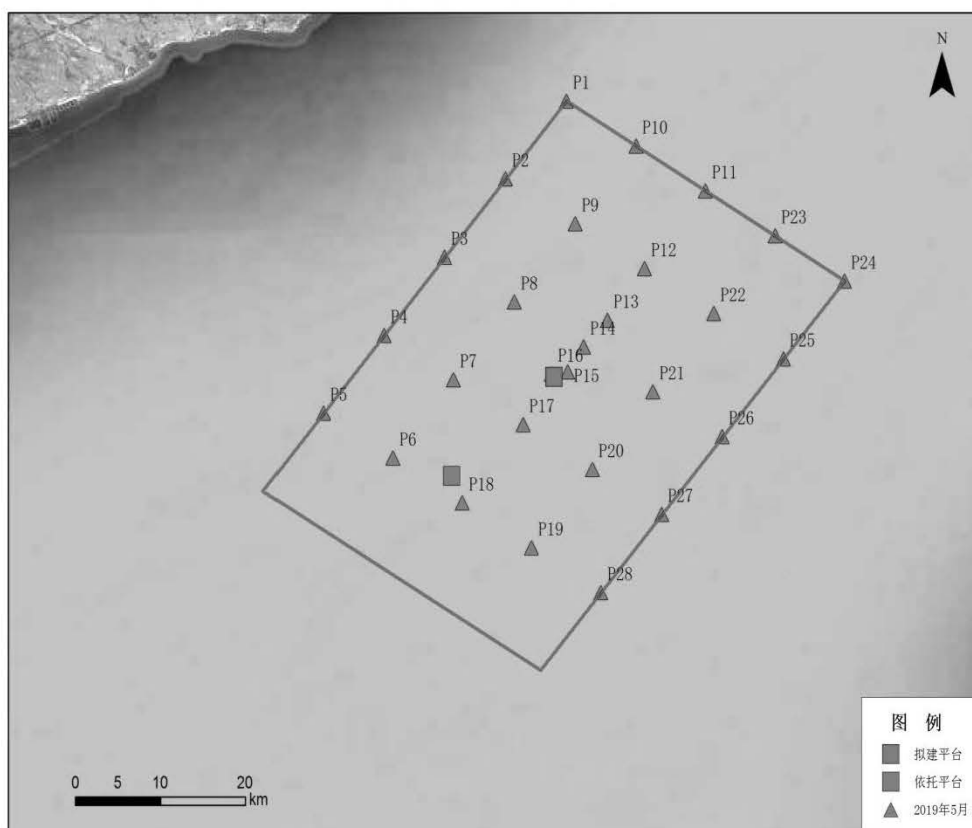
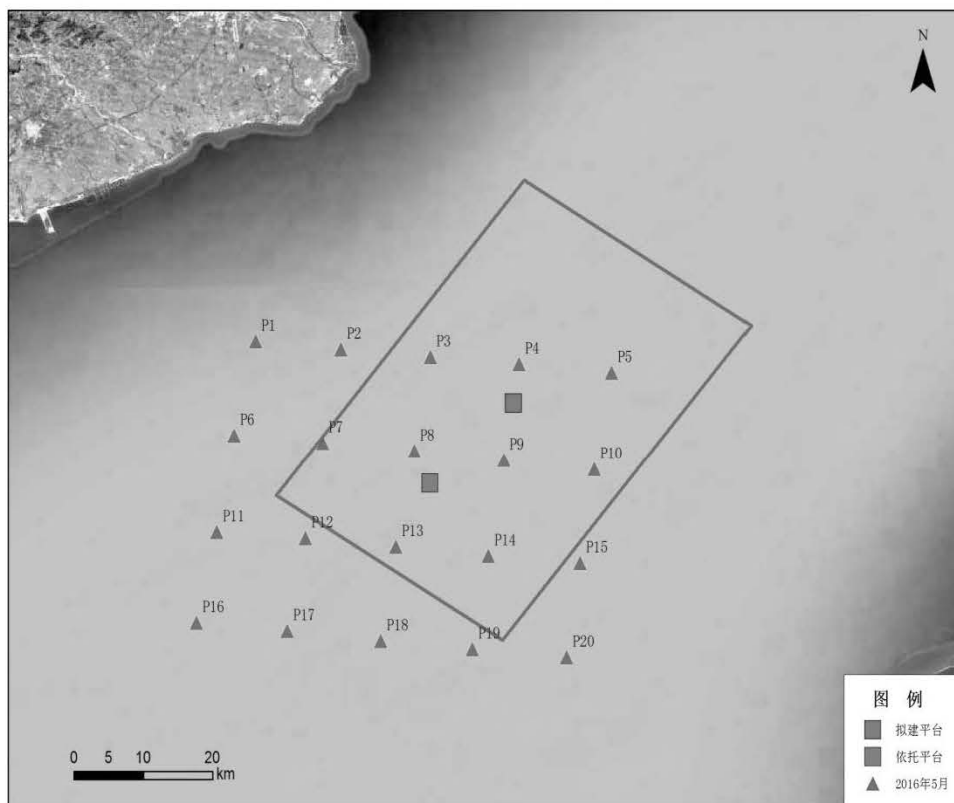


图 6.3-1a (春季) 海洋环境质量历次调查站位示意图

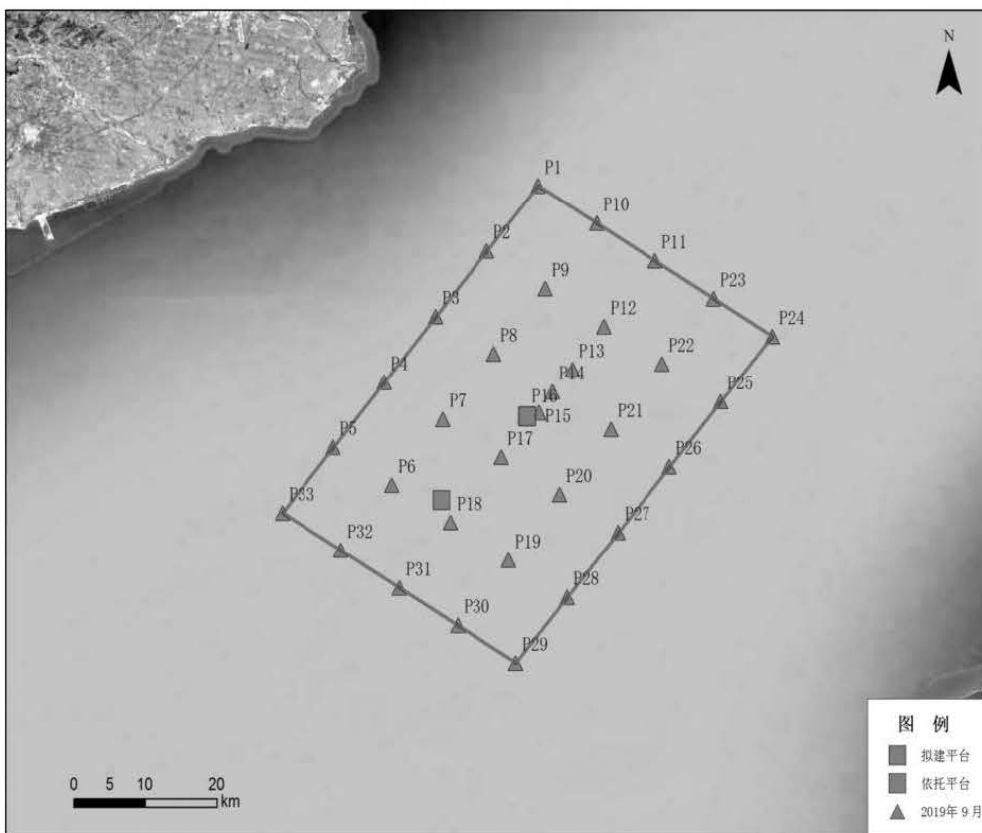
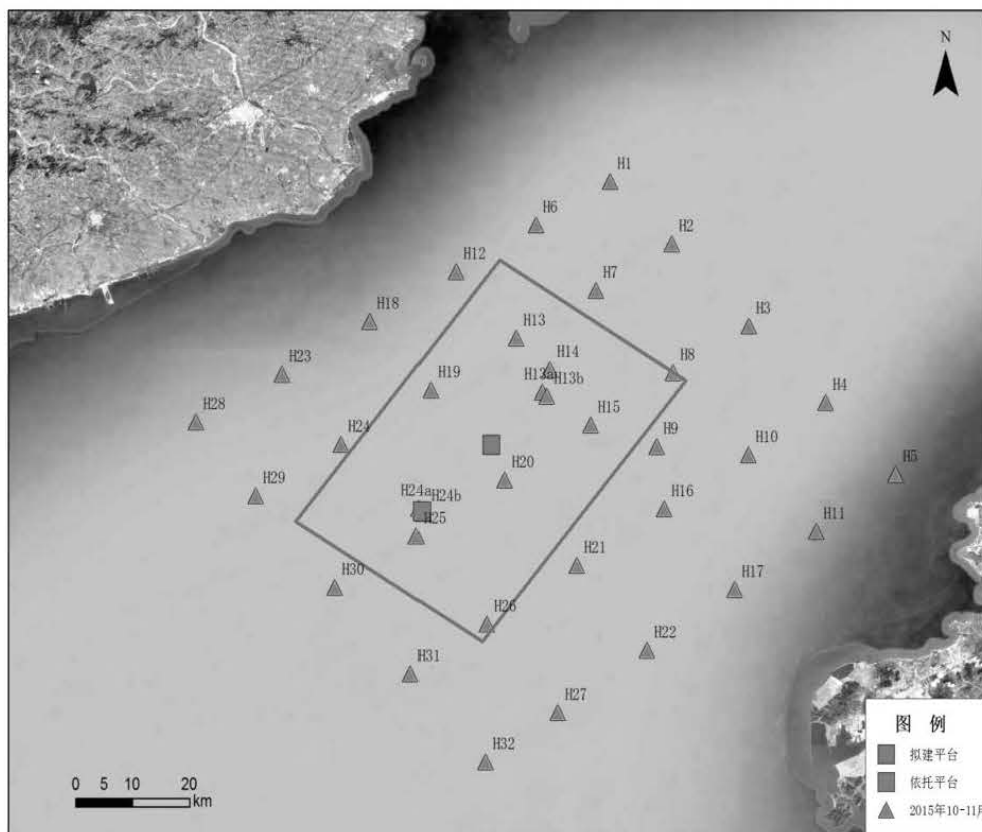


图 6.3-1b (秋季) 海洋环境质量历次调查站位示意图

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、汞、铜、铅、锌、镉、总铬、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

对比四次春季调查结果可知，该海域海水质量状况 2010 年水质较好，2019 年水质情况较 2016 年好。四次调查所有样品中 pH、溶解氧、活性磷酸盐、石油类、铜、镉、总铬、砷、硫化物和挥发性酚的含量均低于第一类海水水质标准。化学需氧量（COD）、无机氮、汞、铅和锌共 5 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 月调查表层、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、2016 年 5 月和 2019 年 5 月调查中 COD 调查结果全部符合一类标准。

②无机氮

2010 年 5 月、2016 年 5 月调查中无机氮浓度全部符合一类标准。2013 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 89.5%、84.2%、100%。2019 年 5 月表层无机氮达标，底层超标率 3.5%。

③汞

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中汞浓度全部符合一类标准。2016 年 5 月调查中汞在表层、10m 层、底层均出现超标现象，超标率分别为 22.2%、22.2%、33.3%；2019 年 5 月调查中、表层达标，底层超标率为 3.5%。

④铅

2010 年 5 月和 2013 年 5 月调查中铅浓度全部符合一类标准。2016 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 88.9%、66.7%、33.3%；2019 年 5 月调查中铅在表层、10m 层、底层均出现超标现象，超标率分别为 3.5%、3.6%、7.1%。

⑤锌

2010 年 5 月调查中锌浓度全部符合一类标准。2013 年 5 月调查中锌在表层、底层符合海水水质一类标准，在 10m 层出现超标现象，超标率为 5.26%；2016 年 5 月调查中锌在表、10m、

底层均出现超标现象，超标率分别为 22.2%、11.1%、11.1%；2019 年 5 月表层符合海水水质一类标准，10m 层、底层超标率分别为 7.1%、17.9%。

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

(2) 秋季

对比秋季调查结果可知，该海域海水质量状况 2019 年比 2015 年好。历次调查所有样品中 pH、溶解氧、COD、石油类、铜、镉、总铬、汞、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、锌、铅共 4 个调查因子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

2015 年 10 月调查中活性磷酸盐表层、10m 层、底层均出现超标现象，超标率分别为 37.5%、37.5%和 50%。2019 年 9 月调查中活性磷酸盐调查结果全部符合一类标准。

②无机氮

2015 年 10 月和 2019 年 9 月调查中无机氮在表层、10m 层、底层均出现超标现象，2015 年超标率达到 100%，2019 年无机氮超标率为 6.06%、3.03%、3.03%。无机氮超标现象呈减缓趋势。

③锌

2015 年 10 月调查中锌在表层、10m 层、底层均出现超标现象，超标率分别为 87.5%、100%、100%。2019 年 9 月调查中锌调查结果全部符合一类标准。

④铅

2015 年 10 月调查中铅在表层、10m 层、底层均出现超标现象，超标率分别为 75%、100%、100%，2019 年 9 月调查均达标。

表 6.3-2b 历次调查海水水质调查结果对比统计表（秋季）

调查因子	调查时间	2015 年 10 月			2019 年 9 月			超标率
		超标率	超标率	超标率	超标率	超标率	超标率	
活性磷酸盐	表层	37.5%	37.5%	37.5%	0%	0%	0%	37.5%
	10m 层	37.5%	37.5%	37.5%	0%	0%	0%	37.5%
无机氮	表层	100%	100%	100%	6.06%	3.03%	3.03%	100%
	10m 层	100%	100%	100%	6.06%	3.03%	3.03%	100%
锌	表层	87.5%	87.5%	87.5%	0%	0%	0%	87.5%
	10m 层	100%	100%	100%	0%	0%	0%	100%
铅	表层	75%	75%	75%	0%	0%	0%	75%
	10m 层	100%	100%	100%	0%	0%	0%	100%
石油类	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
溶解氧	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
pH	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COD	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
铜	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
镉	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
总铬	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
汞	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
砷	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
挥发性酚	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
硫化物	表层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	10m 层	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%

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

调查因子	调查年份	调查数据			标准
		数据1	数据2	数据3	
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

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 2010 年，2019 年最低。2010 调查初级生产力明显高于其他年份。

秋季调查结果对比，2019 年调查叶绿素 a 平均值及初级生产力均高于 2015 年。

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

调查因子	调查年份	调查数据			标准
		数据1	数据2	数据3	
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]
	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]	[Redacted]

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[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表 6.3-5。

春季调查结果对比显示，2010 年调查优势度均值最高，2016 年浮游植物种类数、个体数量和丰度均值最高。2019 年多样性指数、均匀度最高。

秋季结果对比显示，2019 年多样性指数、均匀度、丰度的平均值均高于 2015 年，种类数、个体数量、优势度低于 2015 年。

表 6.3-5 历次调查浮游植物调查结果对比统计

[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[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表 6.3-6。

春季调查结果对比显示，2010 年浮游动物生物密度；2016 年生物种类、生物量和优势度最高；2013 年生物多样性指数、丰富度最高；2019 年与 2013 年均匀度基本相同。

秋季调查结果显示，2019 年调查的种类数、生物量、生物密度、优势度高于 2015 年，丰富度、均匀度、多样性指数低于 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。

表 6.3-6 历次调查浮游动物调查数据对比统计

调查年份	调查地点	2013		2015		2019		2021		2023		2025	
		种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度
2013	1	15	120	18	150	20	180	22	200	25	220	28	250
	2	12	100	15	120	18	150	20	180	22	200	25	220
	3	10	80	12	100	15	120	18	150	20	180	22	200
	4	8	60	10	80	12	100	15	120	18	150	20	180
2019	1	20	180	25	220	30	250	35	300	40	350	45	400
	2	18	150	22	180	28	220	32	280	38	320	42	380

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表 6.3-7。

春季调查结果对比显示，2019 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、优势度最高。秋季调查显示，2019 年的生物量、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

调查年份	调查地点	2013		2015		2019		2021		2023		2025	
		种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度	种类数	生物密度
2013	1	10	80	12	100	15	120	18	150	20	180	22	200
	2	8	60	10	80	12	100	15	120	18	150	20	180
	3	6	40	8	60	10	80	12	100	15	120	18	150
	4	5	30	7	50	9	70	11	90	13	110	15	130
2019	1	15	120	18	150	20	180	22	200	25	220	28	250
	2	12	100	15	120	18	150	20	180	22	200	25	220

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表 6.3-8。

除 2013 年采集到的虾虎鱼体内重金属铜超过《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的标准及 2016 年贝类生物体内砷超过《海洋生物质量》(GB18421-2001) 第一类标准

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 ($\times 10^{-6}$ 湿重, 春季)

调查年份	调查地点	调查项目									
		项目1	项目2	项目3	项目4	项目5	项目6	项目7	项目8	项目9	项目10
2011	A	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2012	B	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2013	C	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2014	D	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2015	E	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2016	F	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
2017	G	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合
		符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合	符合

表 6.3-8b 历次调查生物质量调查结果对比统计 ($\times 10^{-6}$ 湿重, 秋季)

调查年份	调查地点	调查日期	生物质量调查结果对比统计 ($\times 10^{-6}$ 湿重, 秋季)									
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2011	A	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	B	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	C	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	D	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	E	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
	F	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
		10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
G	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
H	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
I	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
J	10/15	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	
	10/20	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	

■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■	■	■	■

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，贝类生物采用《海洋生物质量》第一类标准值进行评价。

由于贝类以外的其他生物体中铬和砷无评价标准，因此不对贝类以外的其他生物体中铬和砷进行评价。

6.3.4 环境质量回顾性分析结论

经 2010 年~2019 年共计 6 次在旅大 4-2 油田及依托的旅大 10-1 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中的化学需氧量（COD）、活性磷酸盐、无机氮、汞、铅、锌，沉积物中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 4-2 油田 4-3 区块投产后含油生产水依托 LD4-2 WHPC、LD10-1 CEP 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 水文动力环境影响预测与评价

7.1.1 潮流模型

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水水质的影响。

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 σ 坐标，基本控制方程为：

$$\begin{aligned} & \frac{\partial hu}{\partial t} + \frac{\partial hu^2}{\partial x'} + \frac{\partial hvu}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega u}{\partial \sigma} \\ & = fvh - gh \frac{\partial \eta}{\partial x'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial x'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) + hF_u \\ & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right) + hu_s S \\ & \frac{\partial hv}{\partial t} + \frac{\partial huv}{\partial x'} + \frac{\partial hv^2}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega v}{\partial \sigma} \\ & = -fuh - gh \frac{\partial \eta}{\partial y'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial y'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) + hF_v \\ & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) + hv_s S \\ & \quad \sigma = \frac{z - z_b}{h}, x' = x, y' = y \end{aligned}$$

式中： t 为时间（s）； g 为重力加速度（ m/s^2 ）； ρ 为海水密度（ kg/m^3 ）； x 、 y 、 z 为直角坐标系坐标； η 为潮位（m）； $h = \eta + d$ ，为总水深（m）， d 为海平面水深； u 、 v 、 w 为 x 、 y 、 z 向流速矢量； $f = 2\Omega \sin\Phi$ 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； ρ_0 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：

$$\begin{aligned} \omega &= 0 \\ \left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) &= \frac{h}{\rho_0 v_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy}) \end{aligned}$$

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。

本报告开边界采用 M_2 、 S_2 、 O_1 、 K_1 、 M_4 和 M_{s4} 六个分潮作为驱动，各分潮的调和常数值取自 TPXOChinaSeas 潮波预报模型。

4) 初始条件

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

7.1.1.3 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/s^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：

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

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。为了能清楚了解本项目附近海域的潮流状况，保证后续污染物浓度分布的计算精度，将本项目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。

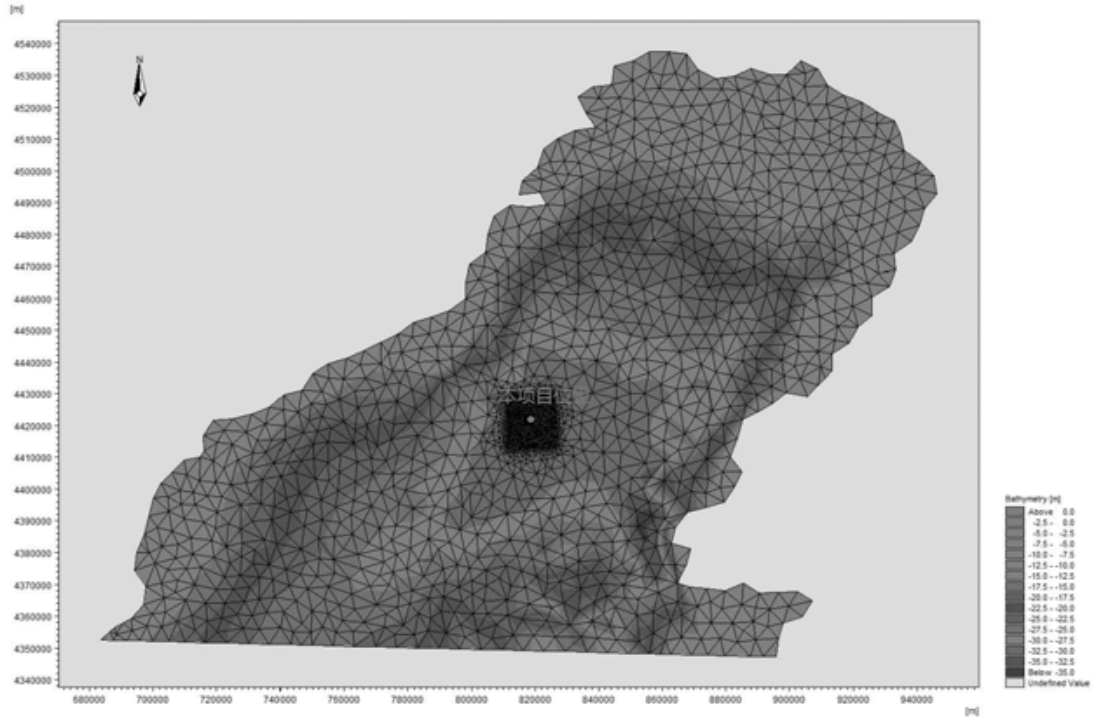


图 7.1-1a 大海域网格设置及水深地形

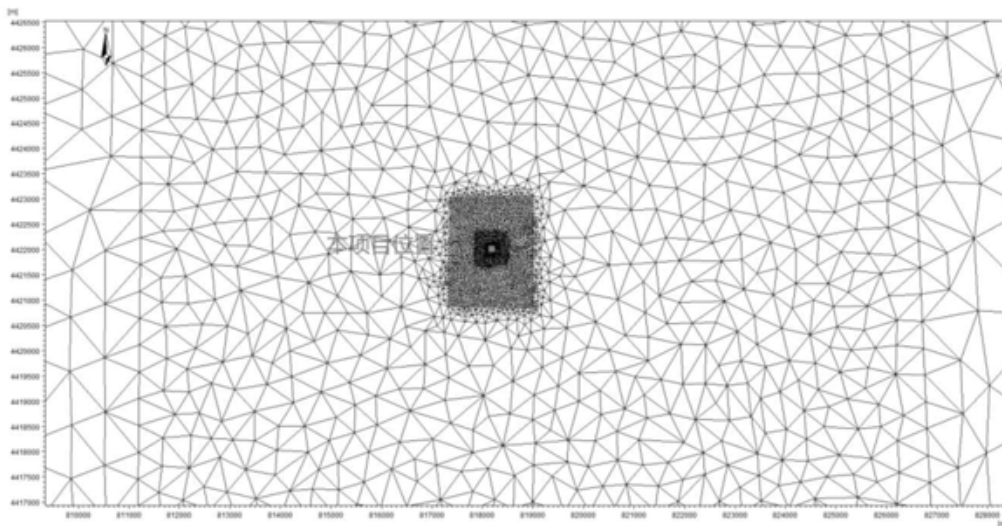


图 7.1-1b 项目附近区域网格设置

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 2019 年 9 月 15 日~9 月 16 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 7.1-3~7.1-7 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	
P1	██████████	██████████	潮流
P3	██████████	██████████	潮流

P24						潮流
P26						潮位
P29						潮位

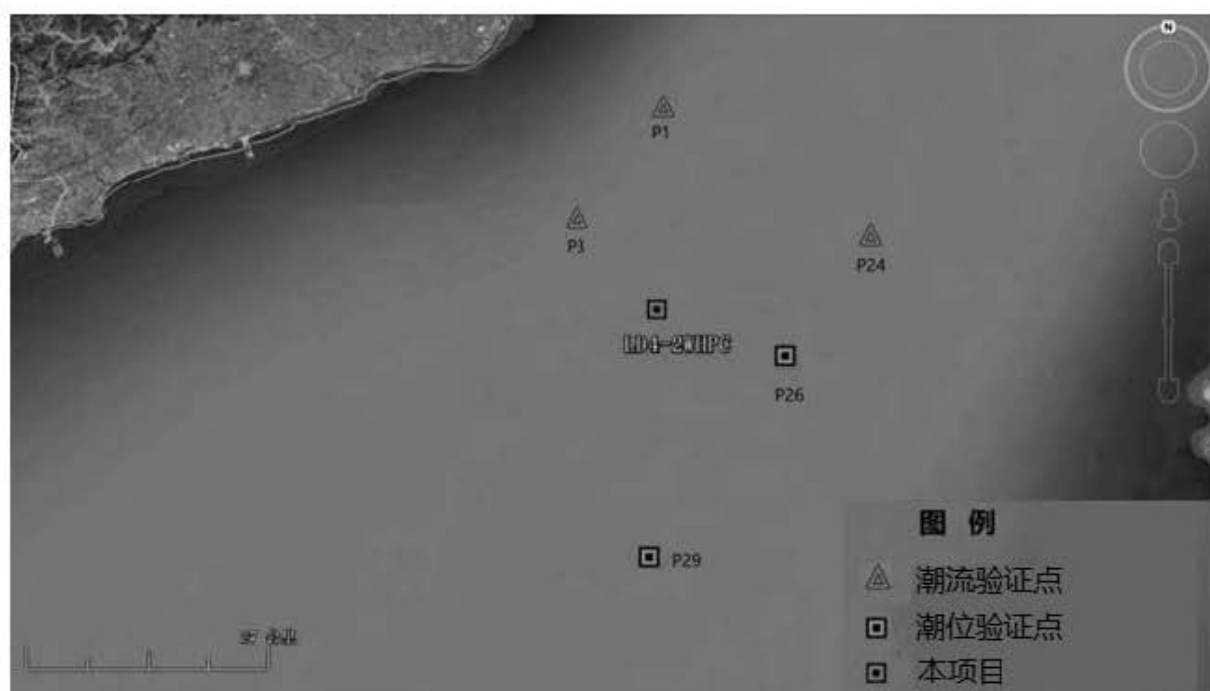


图 7.1-2 潮流、潮位验证点位图

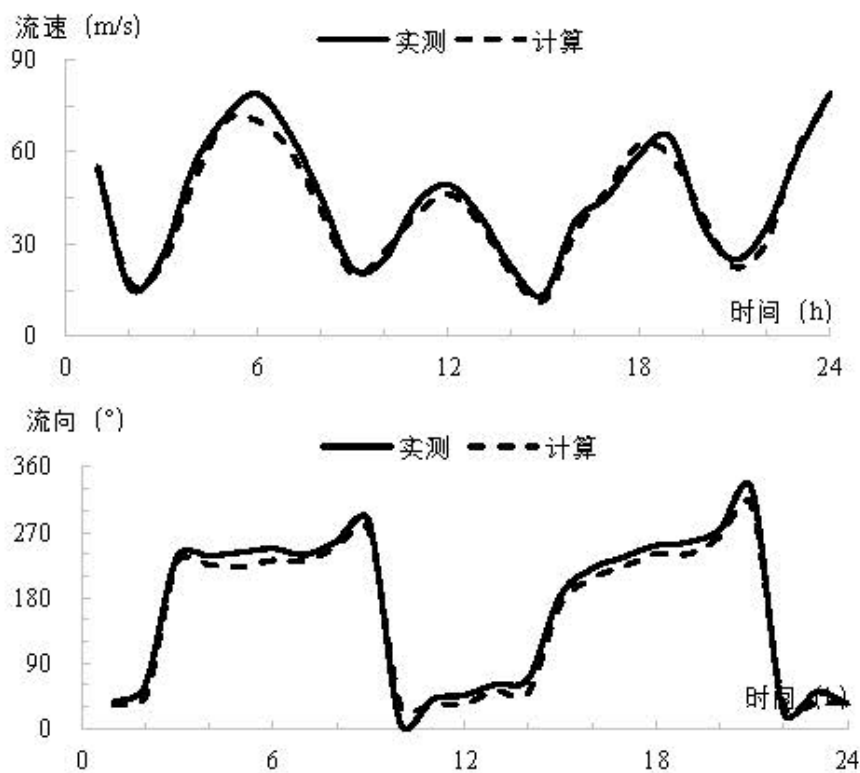


图 7.1-3a P1 站位潮流验证曲线 (表层)

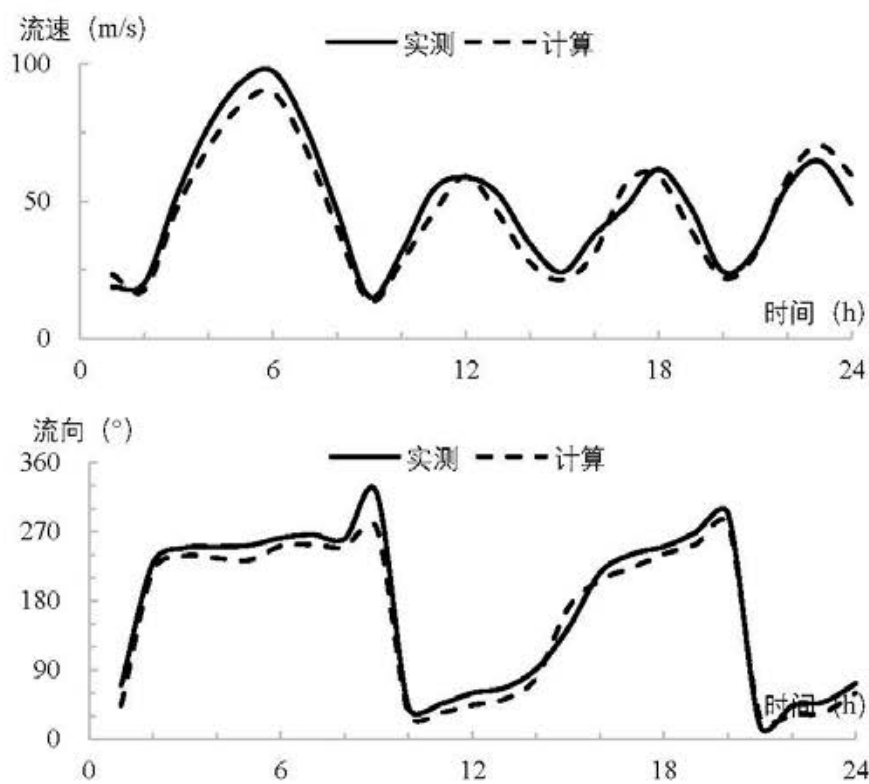


图 7.1-3b P1 站位潮流验证曲线（中层）

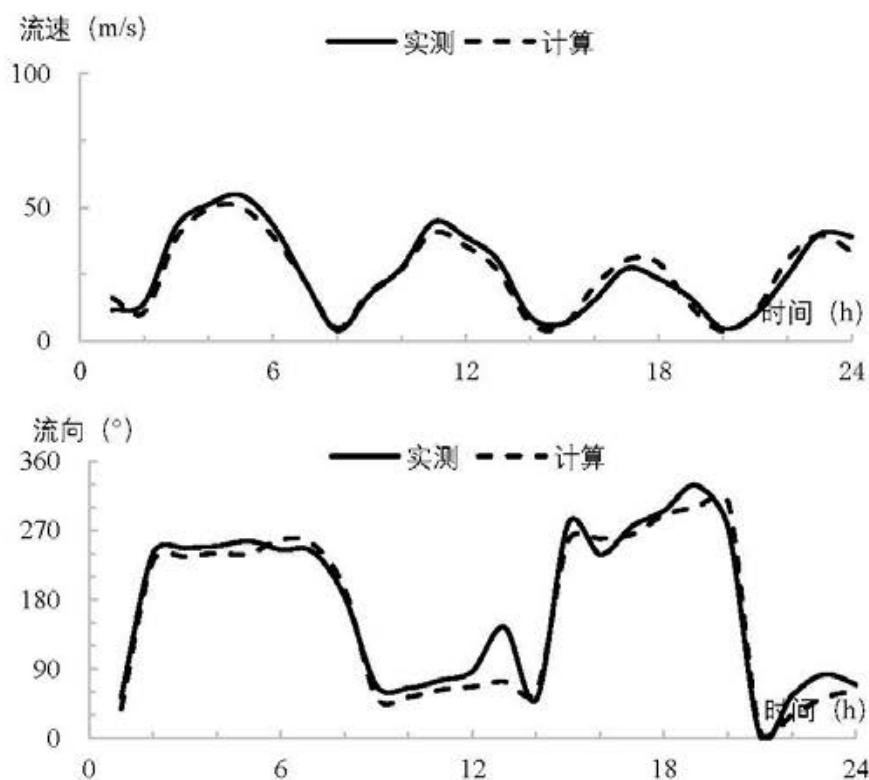


图 7.1-3c P1 站位潮流验证曲线（底层）

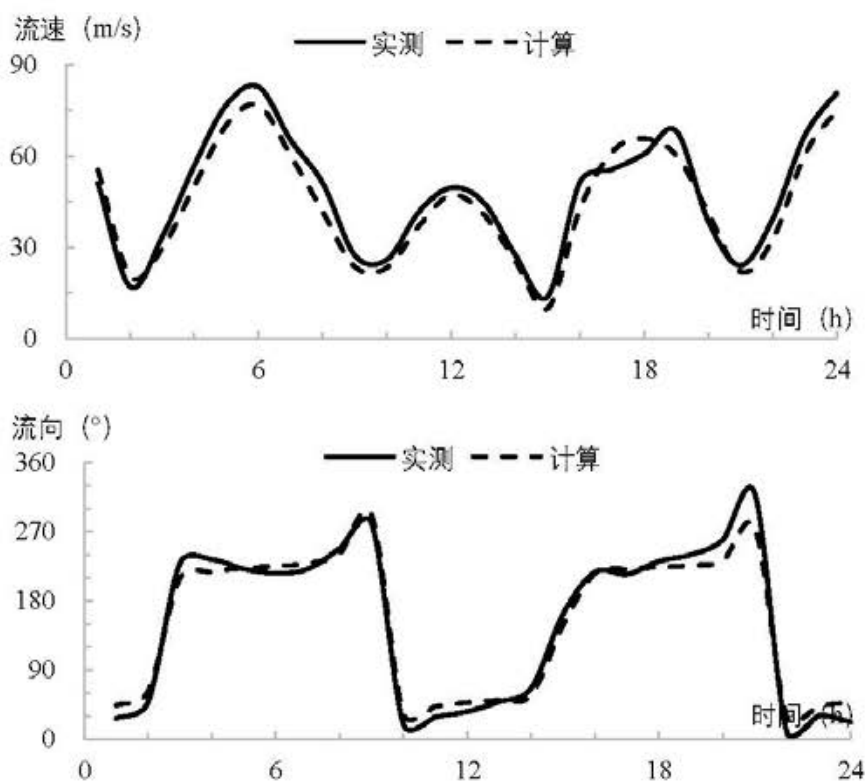


图 7.1-4a P3 站位潮流验证曲线（表层）

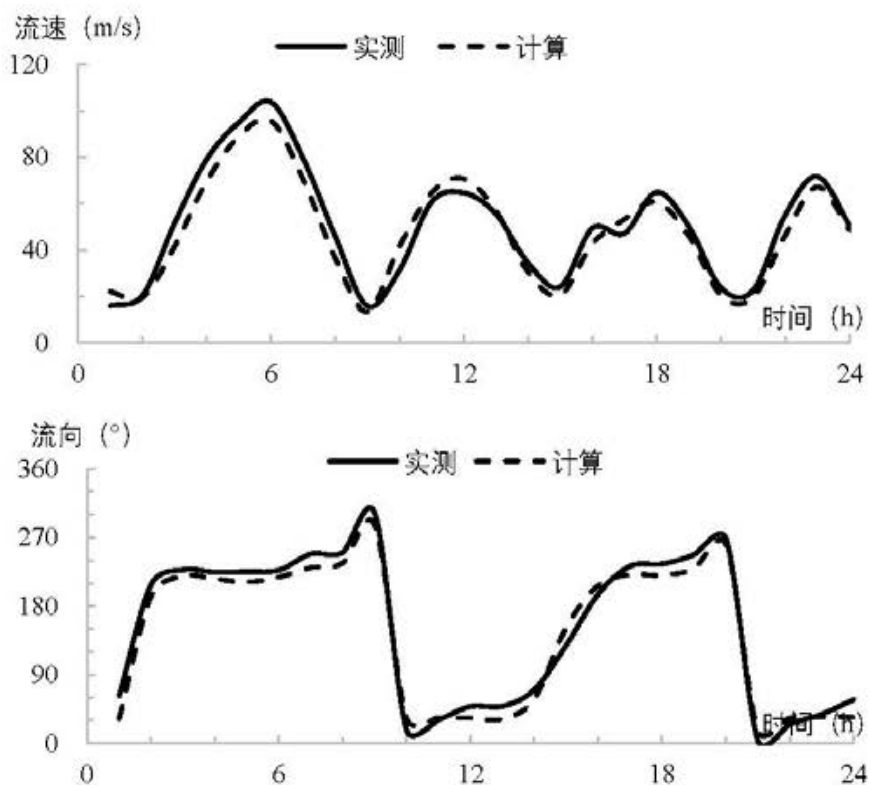


图 7.1-4b P3 站位潮流验证曲线（中层）

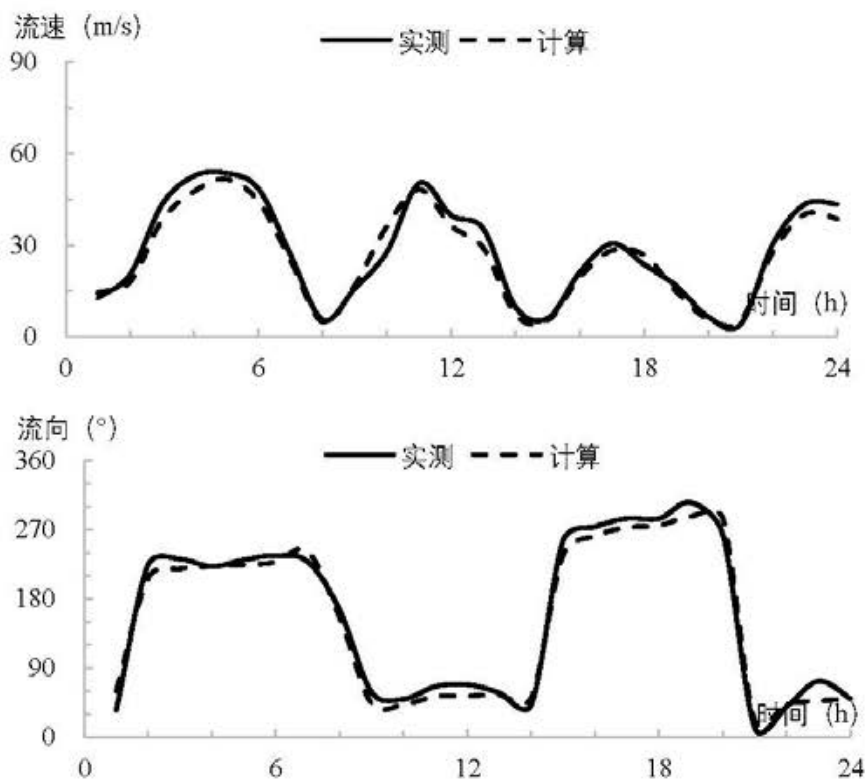


图 7.1-4c P3 站位潮流验证曲线（底层）

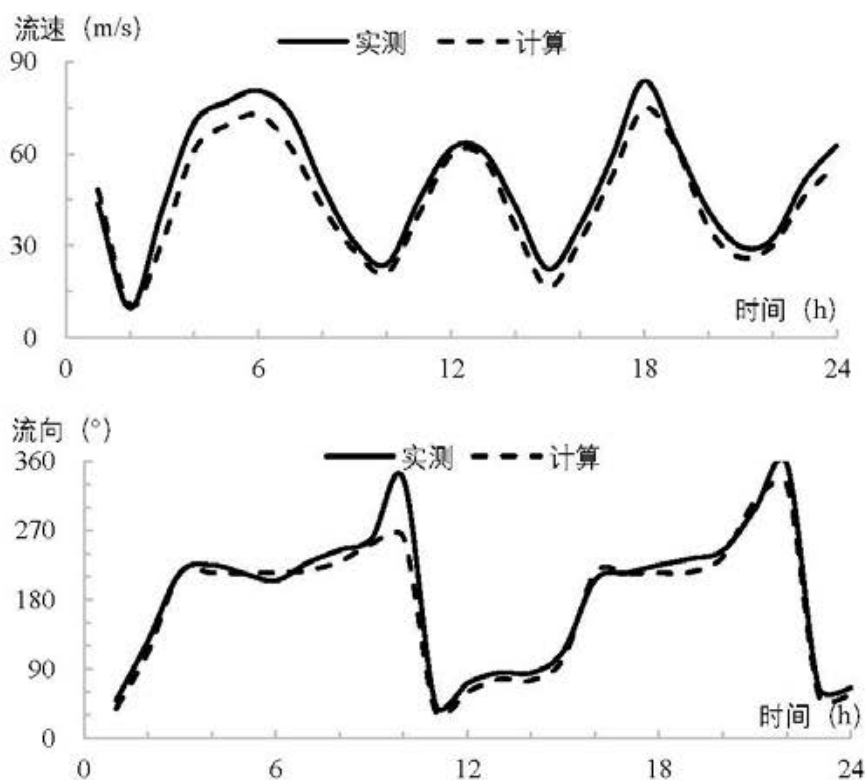


图 7.1-5a P24 站位潮流验证曲线（表层）

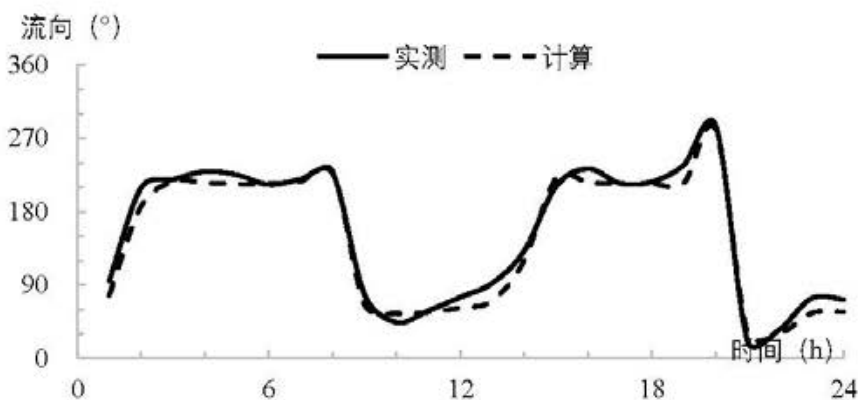
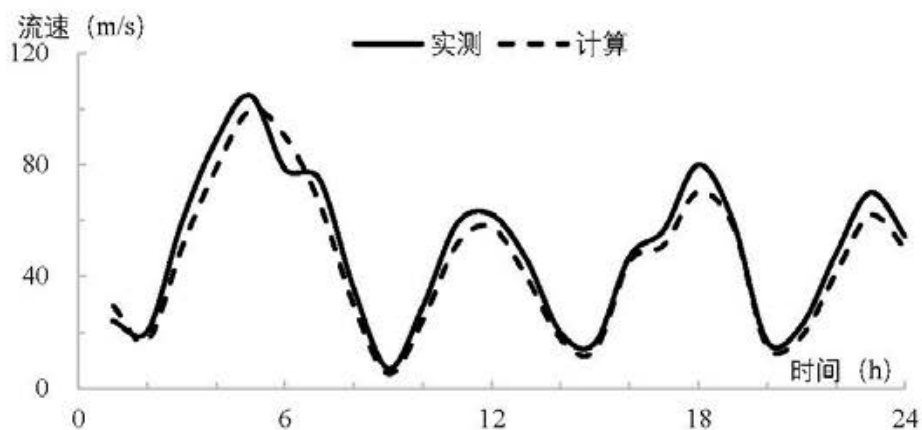


图 7.1-5b P24 站位潮流验证曲线 (中层)

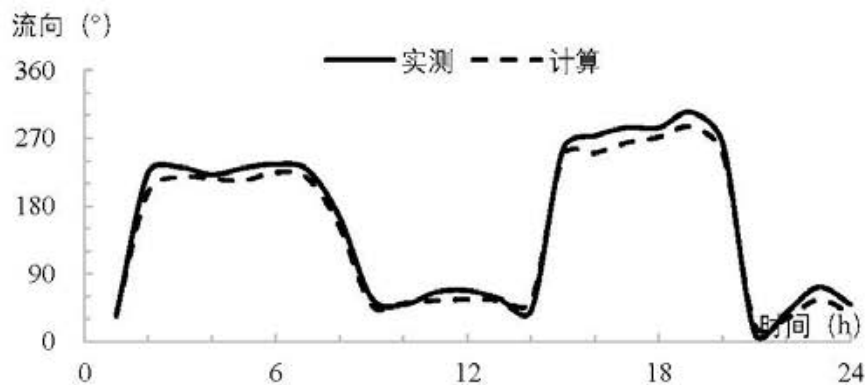
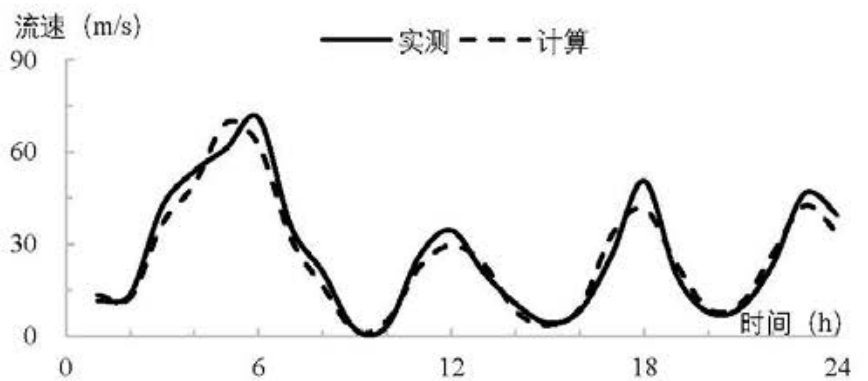


图 7.1-5c P24 站位潮流验证曲线 (底层)

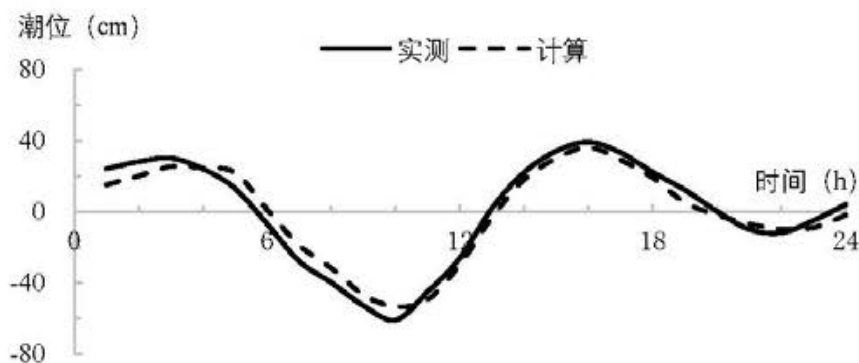


图 7.1-6 P26 站位潮位验证曲线

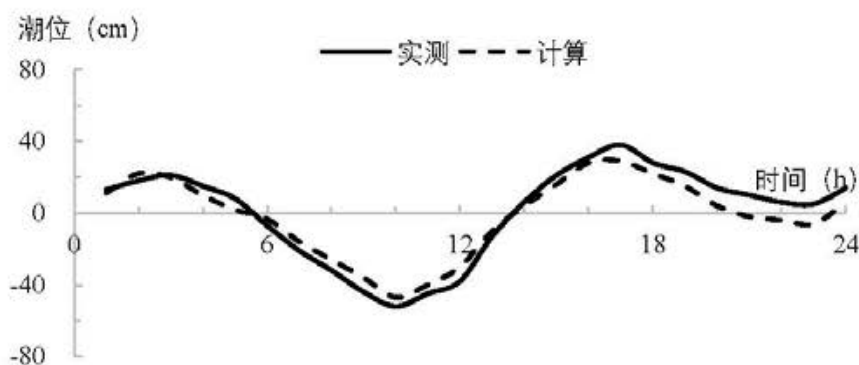


图 7.1-7 P29 站位潮位验证曲线

由验证曲线可以看出，计算潮流流速和实测潮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。总体而言，潮流潮位模拟验证较好，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(流速过程线形态基本一致，涨落潮段平均流速允许偏差 $\pm 10\%$ ，主流流向允许偏差 $\pm 10^\circ$ ，平均流向允许偏差 $\pm 10^\circ$ ，最高最低潮位值允许偏差 $\pm 10\text{cm}$)，因此计算结果基本能够反映项目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

根据计算，辽东湾潮流结构在垂向上基本一致，因此为节省篇幅，本报告仅给出大潮时表层的潮流场。图 7.1-8 至图 7.1-9 分别为计算海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的表层潮流场，图 7.1-10 至图 7.1-11 为项目附近海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的表层潮流场。由图可以看出，项目附近海域基本为往复流，涨潮中间时，项目附近区域的潮流为 SSW-NNE 流向；落潮中间时，项目附近区域的潮流为 NNE-SSW 流向。

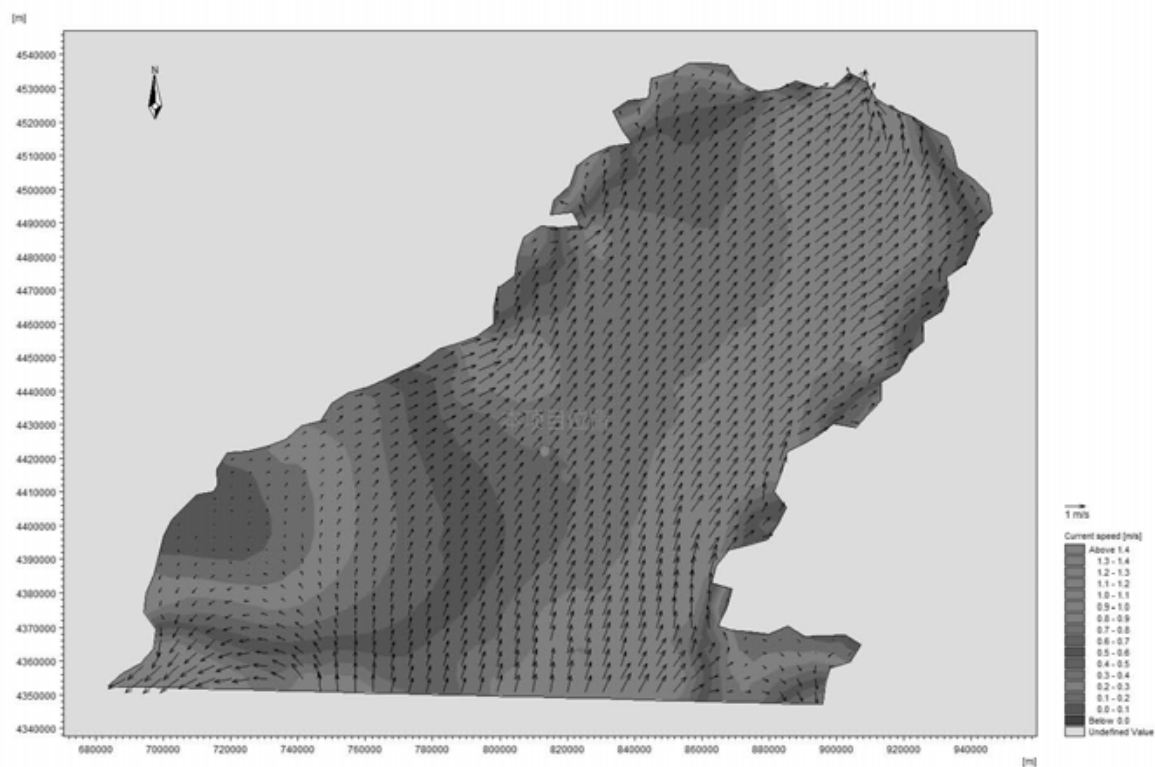


图 7.1-8 辽东湾涨潮中间时潮流场（大潮时，表层）

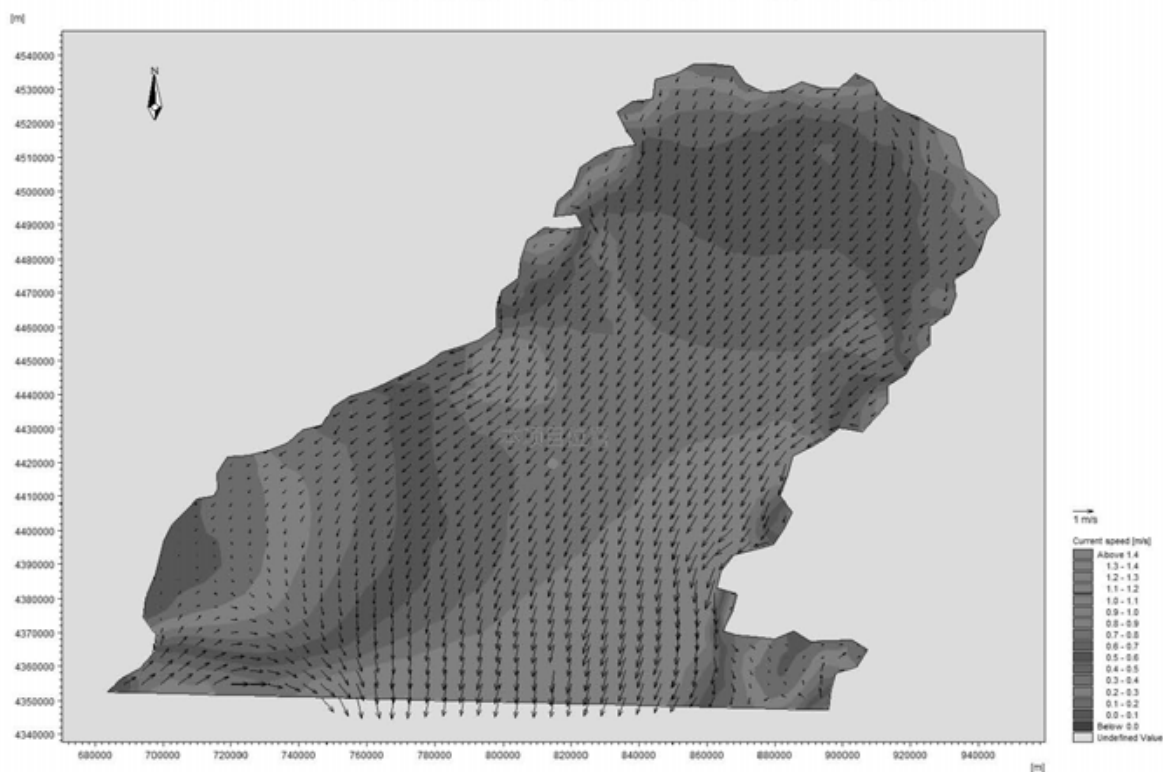


图 7.1-9 辽东湾落潮中间时潮流场（大潮时，表层）

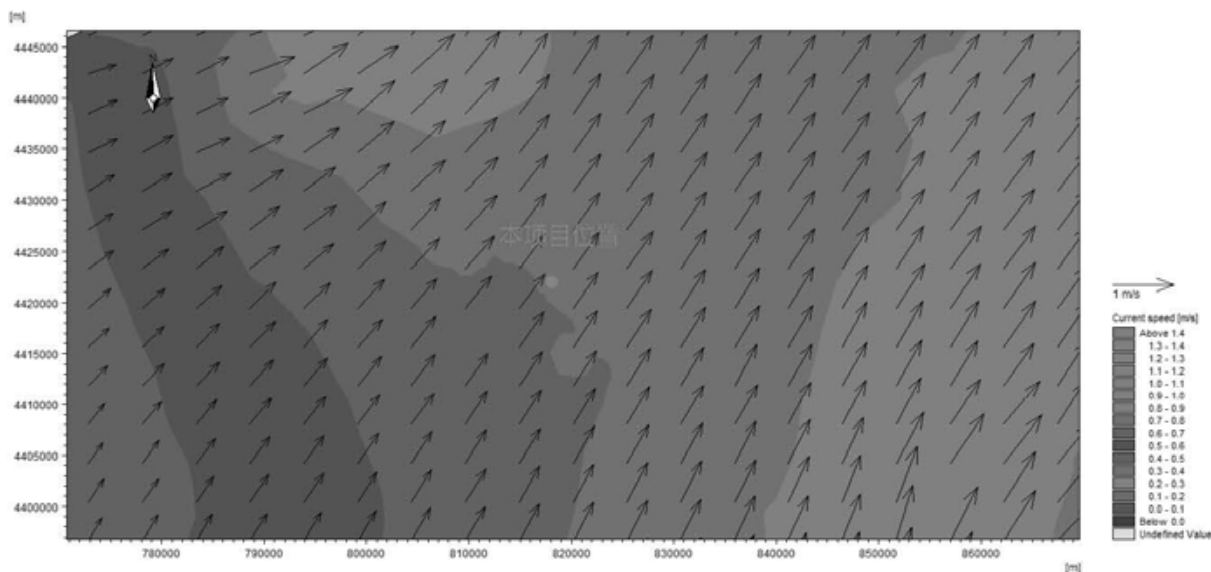


图 7.1-10 项目附近海域涨潮中间时潮流场（大潮时，表层）

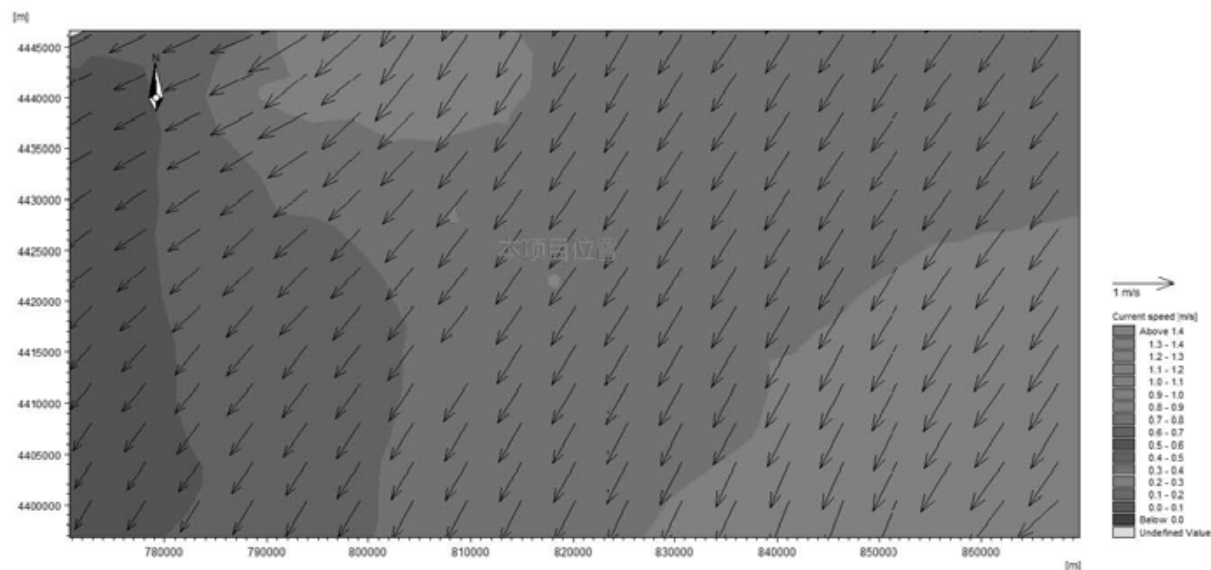


图 7.1-11 项目附近海域落潮中间时潮流场（大潮时，表层）

7.1.4 项目建设对水文动力环境的影响分析

本项目包括新建平台和栈桥、钻完井及依托平台适应性改造。由于新建平台采用桩腿结构，为透水式结构，新建平台只对桩腿附近局部海流有一定影响，但不会改变项目所在海域潮波系统及水交换能力，对周边的水文动力环境影响很小。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价

本项目海域海底以黏土质粉砂为主，海底平坦，广阔。新建平台采用桩腿结构，为透水式结构，平台桩腿附近会有一些的冲刷现象，由于对水文动力影响较小，因此对海洋冲淤环境影响较小。

7.3 海水水质环境影响预测与评价

本项目对海水水质环境产生影响的污染物主要为施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑的排放产生的悬浮物，生活污水的排海及运营期平台牺牲阳极的锌离子自然释放。本次评价采用数值模拟预测方法分析污染物排放对海洋环境的影响。

7.3.1 施工期悬浮物对海水水质环境影响预测

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。

7.3.1.1 悬浮物输运方程

(1) 悬浮物输移扩散基本控制方程

$$\frac{\partial S}{\partial t} + u \frac{\partial S}{\partial x} + v \frac{\partial S}{\partial y} + w_f \frac{\partial S}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \frac{\partial S}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \frac{\partial S}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_z \frac{\partial S}{\partial z} \right) + Q C_0 - S_E$$

式中：

S ：水体悬浮物浓度(kg/m³)；

u 、 v ：水流矢量沿 x 向、 y 向流速(m/s)；

w_f ： z 向有效流速 (m/s)， $w_f = w - \omega$ (ω 为悬浮物沉降速度)。

D_x 、 D_y 、 D_z ： x 向、 y 向、 z 向悬浮物紊动扩散系数(m²/s)；

Q ：单元面积上源排放量(m³/s/m³)；

C_0 ：排放的源强悬浮物浓度(kg/m³)；

S_E ：床沙侵蚀或淤积速率，单位 kg/m³/s。

(2) 沉降速度

悬浮物沉速 ω 采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算，

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

其中， v 为水运动粘滞系数，取值 0.0000011cm²/s； D 为悬浮物中值粒径 (mm)； α 为重率系数，取 0.7。

(3) 床面淤积速率

就粘性泥沙而言，床面淤积速率基于 Krone 公式计算，

$$S_D = W_s C_b p_d$$

式中, W_s 为泥沙沉速, 单位 m/s ; C_b 为近底含沙量, 单位 kg/m^3 ; p_d 为床沙淤积概率, 认为与水流有效切应力呈正相关关系, 即:

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

式中 τ_b 、 τ_{cd} 分别为水流底部切应力和床沙临界淤积切应力。

(4) 床面侵蚀速率

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

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

式中, E 为侵蚀系数, 单位 $kg/m^2/s$; τ_{ce} 为床沙临界侵蚀切应力, n 为经验常数。本报告仅考虑悬浮物的沉降, 不考虑底床侵蚀及悬浮物的再悬浮。

(5) 边界条件

固边界上,

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

开边界上,

$$S|_{\Gamma} = 0 \quad \text{入流段}$$

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

其中 n 为边界的法线方向, Γ 为水边界。

(6) 初始条件

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

7.3.1.2 非油层段钻井液对海水水质环境影响预测

(1) 源强及位置

根据项目实施方案，本项目非油层段钻井液排放位置为 LD4-2 WHPC 平台，分批钻井，非油层段钻井液在钻井过程中循环使用，最大排放速率出现在钻井完成后一次性排放过程中。共排放 5 次，每次排放量均为 210m³，控制其排放速率最大为 35m³/h。钻井液密度取 1.1g/cm³，经估算，非油层段钻井液排放产生悬浮物的源强为 10.7kg/s。本项目非油层段钻井液排放情况见表 7.3-1。

表 7.3-1 本项目非油层段钻井液排放情况

非油层段钻井液	井数 (口)	一次性排放 (m ³)	悬浮物排放源强 (kg/s)	排放时长 (h)
第一批	2	210.00	10.7	6
第二批	6	210.00	10.7	6
第三批	4	210.00	10.7	6
第四批	3	210.00	10.7	6
第五批	9	210.00	10.7	6
合计	24	1050.00	—	—

(2) 预测方式

本报告分别计算了 LD4-2 WHPC 平台在涨潮中间时、高潮时、落潮中间时、低潮时四个典型时刻排放非油层段钻井液时的悬浮物浓度扩散范围，排放时长 6h，统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准值绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻井液排放产生的悬浮物浓度增量超海水水质标准的总包络范围。

(3) 预测结果

本项目分五批次进行钻井施工，每批次非油层段钻井液的一次性排放量及最大排放速率一致，所以每批次排放非油层段钻井液产生的悬浮物浓度扩散范围一致。

根据预测，非油层段钻井液排放产生的悬浮物对海水水质的影响主要在表层，中层和底层无超标水域。超标面积统计见表 7.3-2，不同超标倍数的包络面积见表 7.3-3。非油层段钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 7.3-1~图 7.3-3。

由表可知，非油层段钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量表层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 0.452km²，超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.024km²，超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.003km²。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.55km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 6h。

表 7.3-2 非油层段钻井液排放产生的悬浮物预测结果 (km²) (表层)

超一(二)类	超三类	超四类	超一(二)类距平台最大距离 (km)
0.452	0.024	0.003	0.55

备注：其他批次非油层段钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围与预测范围一致，可类比分析。

表 7.3-3 非油层段钻井液排放产生的悬浮物不同超标倍数总包络面积(km²)

$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$	$4 < B_i \leq 9$	$B_i > 9$
0.283	0.110	0.035	0.024

备注：其他批次非油层段钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围与预测范围一致，可类比分析。

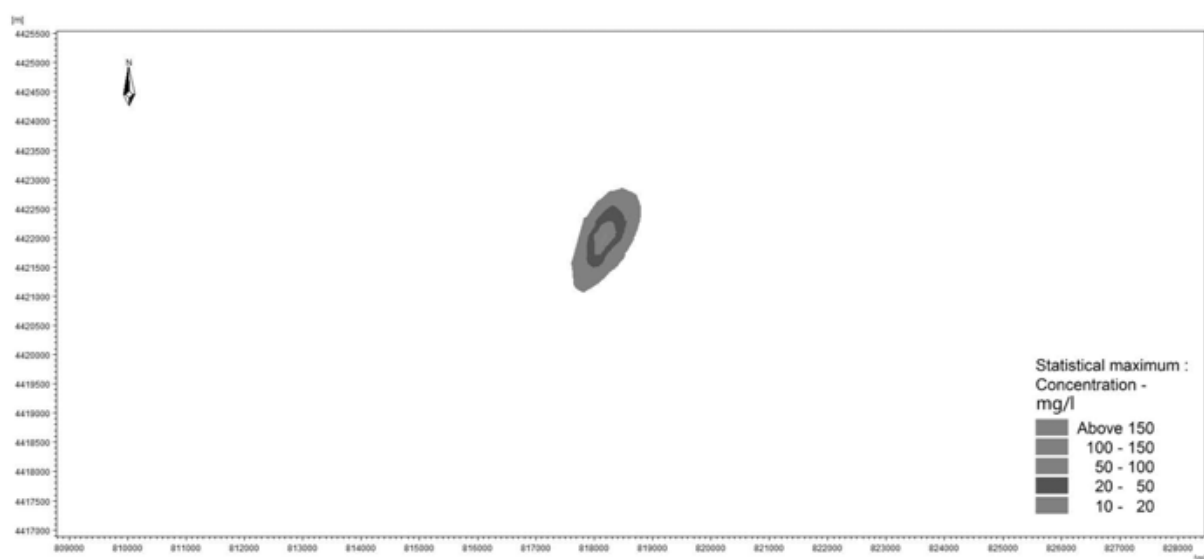


图 7.3-1 非油层段钻井液排放产生的悬浮物浓度增量包络线 (表层)

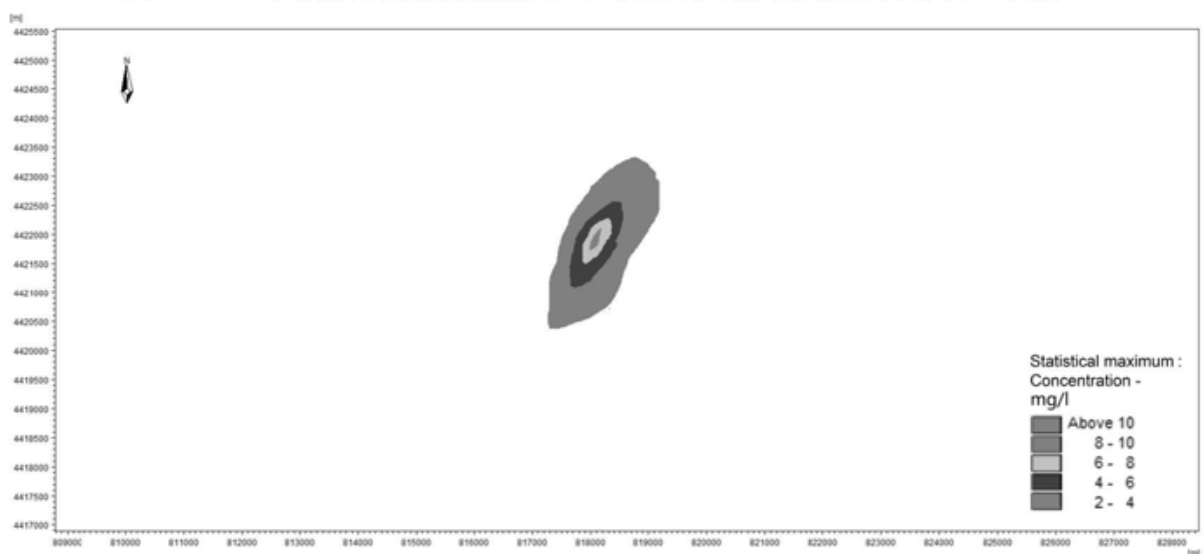


图 7.3-2 非油层段钻井液产生的悬浮物浓度增量包络线 (中层)

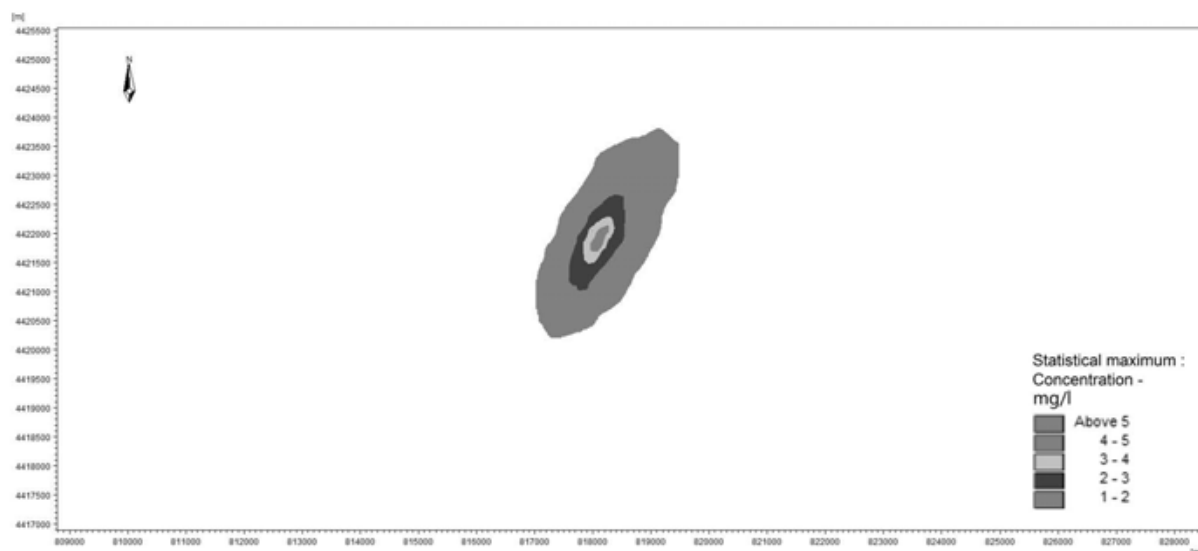


图 7.3-3 非油层段钻井液产生的悬浮物浓度增量包络线（底层）

7.3.1.3 非油层段钻屑对海水水质环境影响预测

(1) 源强及位置

本项目非油层段钻屑排放位置为 LD4-2 WHPC 平台，分五批次进行钻井施工，各批次非油层段钻屑排放量见表 7.3-4。

为计算最不利影响，本报告取非油层段钻屑最大排放速率（33.03m³/d）进行预测，其他批次非油层段钻屑排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围不会超过该预测范围。本项目钻屑密度按 2.6g/cm³ 计，经估算，钻屑排放源强为 0.99kg/s。

表 7.3-4 非油层段钻屑源强核算结果表

钻屑	井数 (口)	钻井时间 (d)	非油层段钻屑产生量 (m ³)	合计 (m ³)	非油层段钻屑排放速率 (m ³ /d)
第一批	2	21	693.69	810.42	33.03
第二批	6	69	1979.31	2321.52	28.69
第三批	4	41.5	1072.10	1266.66	25.83
第四批	3	32.5	944.16	1090.08	29.05
第五批	9	139	3216.52	3679.90	23.14
合计	24	303.5	7905.78	9168.58	/

表 7.3-5 钻井岩屑粒级配比

< 74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	> 279μm
5%	20%	35%	25%	10%	5%

(2) 预测方式

本报告按照 LD4-2 WHPC 平台非含油钻屑连续排放 15d、排放速率 33.03m³/d，计算非油层段钻屑排放的悬浮物浓度扩散范围，统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为非油层段钻屑排放

产生悬浮物的浓度增量超海水水质标准的总包络范围。其他批次非油层段钻屑排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围与之类比。

(3) 预测结果

根据预测，非油层段钻屑排放产生的悬浮物对海水水质的影响主要在表层，中层和底层无超标水域。超标面积统计见表 7.3-6，不同超标倍数的包络面积见表 7.3-7，非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量总包络线见图 7.3-4~图 7.3-6。

由计算结果可知，非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量表层超一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.045km²，无超三类、超四类海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.25km，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 7.3-6 非油层段钻屑排放产生悬浮物的预测结果（km²）（表层）

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
0.045	0	0	0.25	0.01

备注：其他批次非油层段钻屑排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围不会超过该预测范围，可类比分析。

表 7.3-7 非油层段钻屑排放产生悬浮物不同超标倍数 B_i 总包络面积（km²）

B _i ≤1	1<B _i ≤4	4<B _i ≤9	B _i >9
0.027	0.015	0.003	0

备注：其他批次非油层段钻屑排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围不会超过该预测范围，可类比分析。

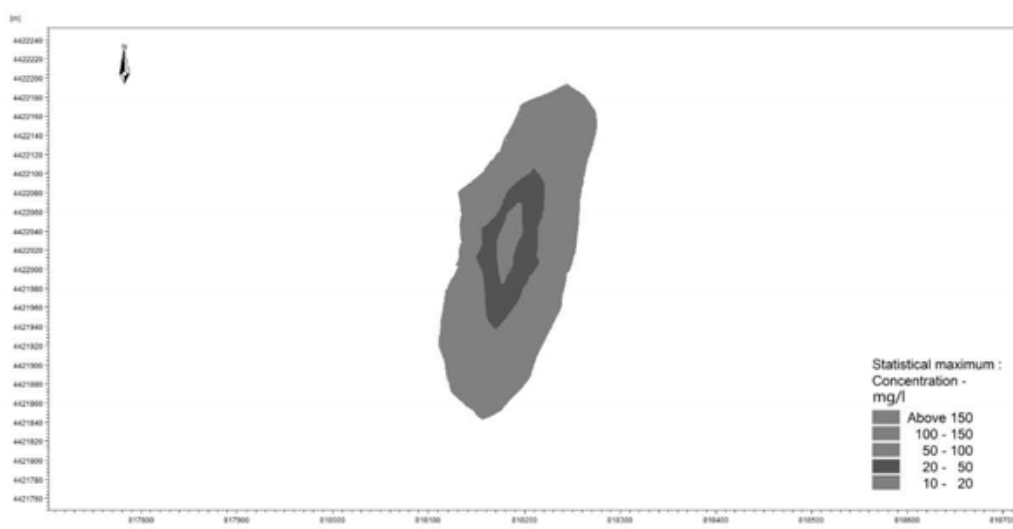


图 7.3-4 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（表层）

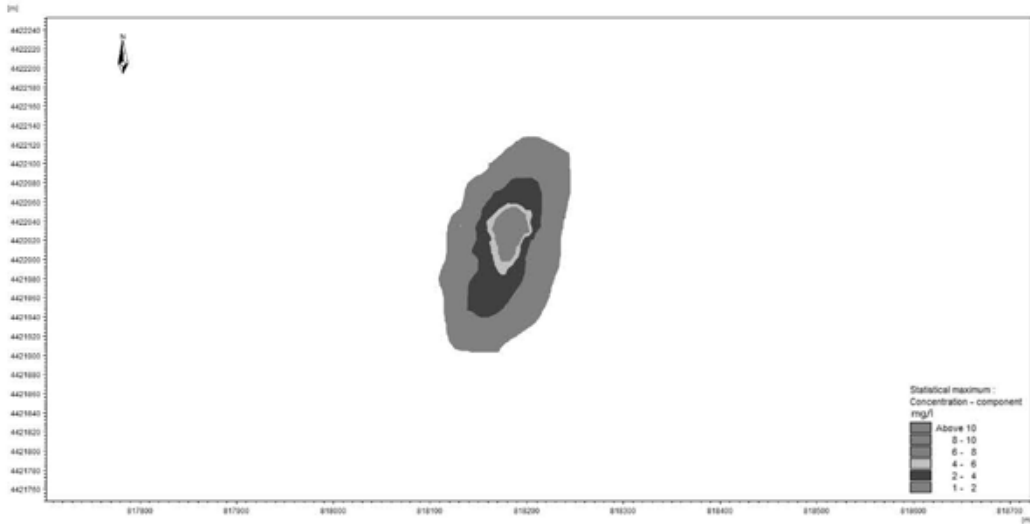


图 7.3-5 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（中层）

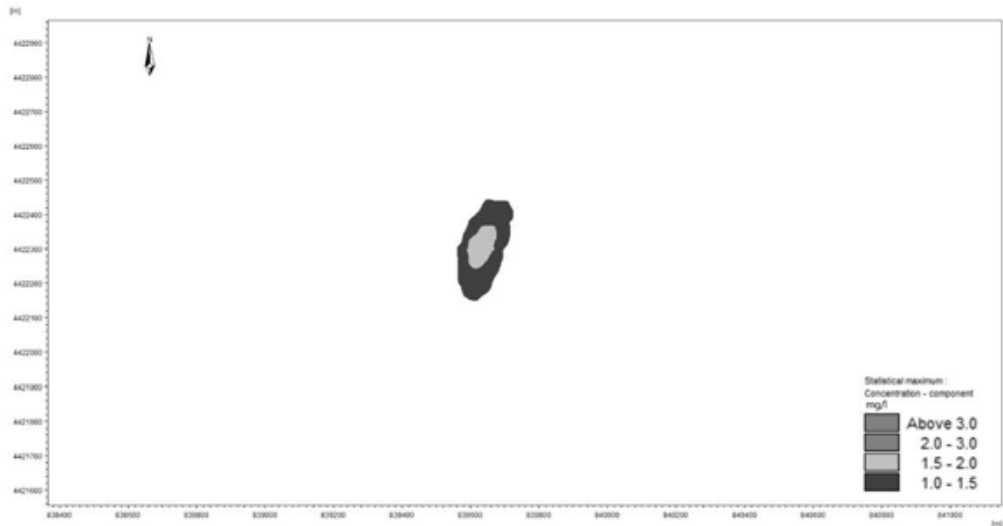


图 7.3-6 非油层段钻屑排放产生的悬浮物浓度增量包络线（底层）

7.3.2 施工期废水排放对海水水质环境的影响预测

7.3.2.1 生活污水

(1) 污染物扩散方程

COD 在海流作用下输移扩散，其方程为：

$$\frac{\partial(HS)}{\partial t} + \frac{\partial(HuS)}{\partial x} + \frac{\partial(HvS)}{\partial y} + \frac{\partial(HwS)}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x}(HD_x \frac{\partial S}{\partial x}) + \frac{\partial}{\partial y}(HD_y \frac{\partial S}{\partial y}) + \frac{\partial}{\partial z}(HD_z \frac{\partial S}{\partial z}) + HS_A$$

式中左端第二、三、四项是物质平流项；右端前三项表示湍流形成的弥散项； S 为 COD 浓度； D_x 、 D_y 、 D_z 为分散系数； S_A 为 COD 排放速率； $H=h+\zeta$ 为从自由海面到计算深度的距离； u 、 v 、 w 是 x 、 y 、 z 方向上的流速。

边界条件：

在岸边界上，物流不能穿越边界，即 $\frac{\partial \bar{S}}{\partial \bar{n}} = 0$ ；（ \bar{n} 为陆边界的法线方向）；

在水边界，在开边界上，流出时： $\frac{\partial S}{\partial t} + \vec{V}_n \frac{\partial S}{\partial n} = 0$ ；

流入时： $S=S^*$ ；

初始条件： $S(x,y,z,t=0)=0$ ，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： $COD_{Mn}=1/3COD_{Cr}$ 。

（2）评价标准

根据《海水水质标准》（GB 3097-1997）确定化学需氧量（COD）评价标准，即 COD 第一类海水水质标准为 2mg/L，第二类海水水质标准为 3mg/L，第三类海水水质标准是 4mg/L，第四类海水水质标准是 5mg/L。

（3）源强和位置

根据工程分析，施工期施工船舶和钻井平台均排放生活污水，为计算生活污水对海水水质环境的最不利影响，本报告按施工船舶排放 COD 的最大源强，即 3.0g/s 进行计算，排放位置为 LD4-2 WHPC 平台。

（4）背景浓度

根据 2019 年春季和秋季对项目所在海域现场调查资料，COD 表层最大浓度值分别为 1.24mg/L 和 1.92mg/L，本报告取 1.92mg/L 作为 COD 背景浓度。

（5）预测结果

本报告分别选择涨潮中间时、落潮中间时、高潮时、低潮时四个典型时刻开始排放 COD，每天排放时长 2h，排放 15d。

图 7.3-7 给出了叠加背景值后的生活污水 COD 超标范围图。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，并在主流向上被拉长。

根据计算，由于 COD 排放量不大，施工期生活污水 COD 超标水域影响的距离都在 1 个网格（30m）范围内，叠加背景值后超标的海域也均在排放点周围 30m 的范围内。施工期生活污水排放造成 COD 超一类水质的最大影响面积小于 0.0004km²。

可见，本项目生活污水 COD 排放对海水水质环境的影响较小。

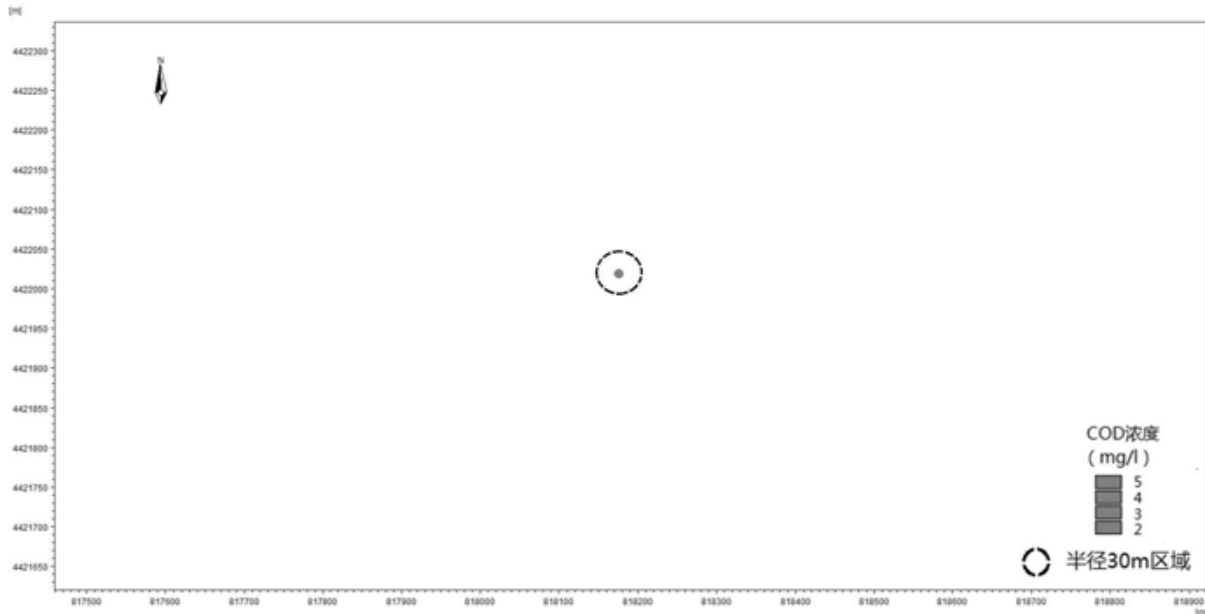


图 7.3-7 COD 超标范围图

7.3.2.2 其他废水

施工期产生的其它废水主要为船舶机舱含油污水。

施工船舶产生的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管理规定》（交海发[2007]165号）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。到码头计划由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理。因此施工船舶不会直接向施工海域排放机舱含油污水，不会对海水水质产生影响。

7.3.3 运营期平台牺牲阳极对海水水质环境的影响预测

本项目海洋平台导管架防腐采用阴极保护防腐，对海水水质环境的污染主要来自牺牲阳极的锌自然释放。

7.3.3.1 预测模式

本报告采用数值模型预测牺牲阳极释放的锌对海水水质环境的影响，将锌视为保守物质，不考虑衰减、吸收过程，仅考虑对流扩散。预测模式与 COD 浓度预测采用模式相同，污染物扩散方程中的“S”代表锌的浓度。

7.3.3.2 预测源强、参数、预测位置

根据工程分析，LD4-2 WHPC 平台使用铝基牺牲阳极 280 块，单个重量 468.3kg，平均锌含量为 4.5%。平台设计寿命为 25 年，按阳极块垂向三层平均分布，每层视为 1 个点源，设计寿命期间线性持续排放，则各层点源源强分别为 $2.5 \times 10^{-6} \text{kg/s}$ 。

7.3.3.3 锌浓度预测结果

本报告计算了锌连续释放 15d 的浓度扩散范围。图 7.3-8 给出了叠加背景值后的锌浓度包络线图。由图可见，锌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，影响的范围由排放点周围向外增大，并在主流向上被拉长。

根据计算，由于锌释放量不大，因此平台牺牲阳极释放的锌对周围环境影响的范围并不大。根据 2019 年 9 月对项目所在海域现场调查资料，取现状调查资料中锌浓度最大值 12.41 $\mu\text{g/L}$ 作为背景浓度，叠加背景值后超标（第一类海水水质标准 $\leq 0.02\text{mg/L}$ ）的海域可能在排放点周围 1 个网格（30m）的范围内，见图 7.3-9。可见，平台牺牲阳极释放的锌量对海水水质环境的影响不大。

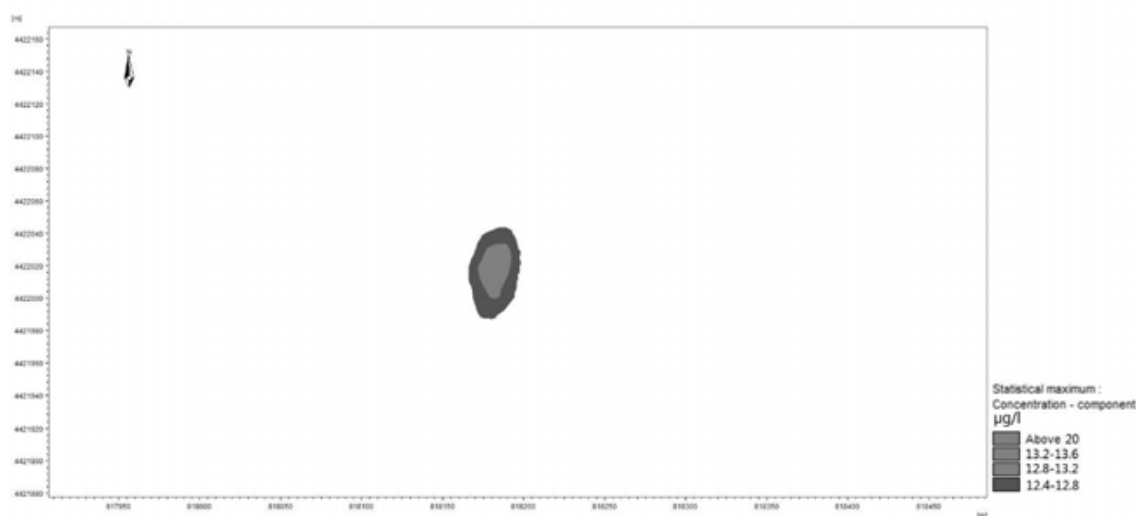


图 7.3-8 叠加背景值后锌浓度包络线图

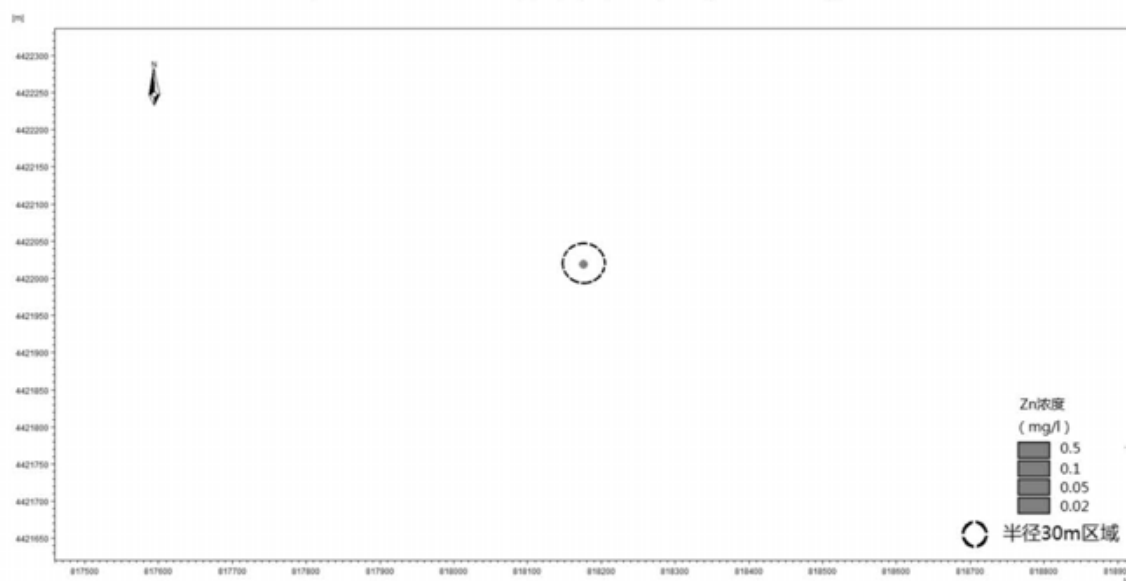


图 7.3-9 叠加背景值后锌浓度超标范围图

7.3.4 运营期其他污染物对海水水质环境的影响

运营期对海水水质环境会产生影响的污染物主要是含油生产水、初期雨水、甲板/设备冲洗水等。

(1) 含油生产水

正常工况下，LD4-2 WHPC 平台的含油生产水与 LD4-2 WHPB 平台的含油生产水汇合，汇合后的部分含油生产水经 LD4-2 WHPC 平台分离后，进入 LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理装置和双介质过滤装置，处理合格后在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台全部回注地层，不外排。其他生产物流经 LD4-2 WHPB 平台输往 LD10-1 CEP 平台处理进行处理，含油生产水处理合格后全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田，不外排。因此，正常工况下含油生产水不排海，不会对海水水质环境造成影响。

本项目投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。因此，非正常工况下含油生产水也不排海，不会对海水水质环境造成影响。

(2) 其他废水

运营期产生的初期雨水、少量的甲板/设备冲洗水经开闭排系统进入工艺流程，不排海，不会对海水水质环境产生影响。

(3) 小结

运营期，新建平台除了牺牲阳极释放锌离子排放至海水中外，无其它污染物排放海域，根据预测分析结果表明运营期对海水水质环境影响较小。

7.3.5 依托工程生活污水排放对海水水质环境的影响

根据工程分析，LD4-2 WHPC 平台建成投产后，生产人员产生的生活污水和生活垃圾全部依托 LD4-2 WHPB 平台进行处理处置，LD4-2 WHPB 平台新增的主要污染为生活污水和生活垃圾。

根据工程分析，运营期 LD4-2 WHPB 平台生活污水的排放量为 $33\text{m}^3/\text{d}$ ，化学需氧量按照 300mg/L 标准核算源强，每天 24 小时排放，LD4-2 WHPB 平台化学需氧量(COD) 的最大源强为 0.11g/s ，小于施工期生活污水中 COD 的排放量。LD4-2 WHPB 平台生活污水排放位置与施工期排放点位置相距 43.5m ，水文动力条件一致，故运营期依托平台生活污水排放可类比施工期生活污水排放的相关预测结果：无论何时排放，叠加背景值

后，COD 浓度超一类水质标准海域在 1 个网格（30m）范围内，生活污水排放对海水水质环境影响较小。

本项目投产后不增加值班船的数量和频次，不新增船舶生活污水的产生量，不增加对海水水质环境的影响。因此，本项目不增加船舶生活污水对海水水质的影响。

7.4 沉积物环境影响分析

（1）平台建设对沉积环境的影响分析

由于平台采用导管架结构，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。

（2）钻井作业对沉积环境的影响分析

非油层段钻井液与非油层段钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。本项目钻井作业分五批次实施，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域累计面积不超过 0.05km²。

7.5 海洋生态环境影响分析与评价

本项目对生态环境的影响主要体现在 2 个环节：平台占用海域对海洋生态和生物资源环境的影响、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放产生的悬浮物对海洋生态和生物资源环境的影响。

7.5.1 海洋生态环境的影响

7.5.1.1 项目建设对浮游植物的影响

本项目施工期非油层段钻井液和非油层段钻屑排放后悬浮于水中，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。但由于悬浮物沉降速度快，运移规模也小，悬浮时间较短，因此非油层段钻井液与非油层段钻屑排放引起的海水透明度影响会很快得到恢复。

7.5.1.2 项目建设对浮游动物的影响分析

浮游植物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。施工期非油层段钻井液和非油层段钻屑排放后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，从而恢复浮游动物的正常生存环境。

7.5.1.3 项目建设对底栖生物资源的影响评价

平台采用桩腿结构，桩腿入泥占用海底区域，造成占海区域内底栖生物的破坏，使底栖生物量减少。

非油层段钻屑入海后，在海水运动的作用下，大部分钻屑沉积在作业平台周围沉积，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，使覆盖范围内底栖生物量减少。

7.5.1.4 项目建设对渔业资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡，对渔业资源会产生一定的影响。悬浮物对渔业资源的影响除可产生直接致死效应外，还存在间接、慢性的影响，例如：①造成生物栖息环境的改变或破坏，引起食物链和生态结构的逐步变化，导致生物多样性和生物丰度下降；②造成水体中溶解氧、透光度和可视性下降，使光合作用强度和初级生产力发生变化，进而影响水生动物的生长和发育；③混浊的水体使某些种类的游动、觅食、躲避致害、抵抗疾病和繁殖的能力下降，降低生物群体的更新能力等。

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链所受到的影响上。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，项目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 海洋生物资源损失估算

本项目对海洋生物资源的主要影响因素为：平台占用海域，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放产生的悬浮物。

7.5.2.1 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) 平台占用海域造成的生物资源损失

项目建设需要占用渔业水域，使渔业水域功能被破坏或海洋生物资源栖息地丧失。

各种类生物资源损害量评估按下面公式计算：

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源受损量，单位为尾（尾）、个（个）、千克(kg)；

D_i ——评估区域内第 i 种类生物资源密度，单位为尾(个)每平方千米[尾(个)/ km^2]、尾(个)每立方千米[尾(个)/ km^3]、千克每平方千米 (kg/km^2)；

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

(2) 污染物扩散造成的生物资源损失

A、一次性损失计算方法：

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

式中：

W_i ——第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为尾（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。

B、持续性损失计算方法

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克 (kg)；

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

T ——污染物浓度增量影响的持续周期数（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) 本项目海洋生物资源损害评估方法

非油层段钻井液为每次钻井完成后一次性排放, 共计排放 5 次, 每批次排放时间间隔超过 15d, 非油层段钻井液排放引起的海洋生物资源损害按照一次性损失进行计算。

非油层段钻屑排放时间分别为 21 天、69.5 天、41.5 天、32.5 天和 139 天, 施工期间产生的悬浮物浓度增量在区域存在时间大于 15 天, 按持续性损失计算, 共计 23 个周期。

7.5.2.2 生物量损失计算参数

(1) 生物资源密度

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 生物资源密度取值

种类	春季密度	秋季密度	计算取值 (平均值)
底栖生物(g/m ²)	15.17	9.88	12.525
鱼卵 (粒/m ³)	0.165	0.181	0.173
仔稚鱼 (尾/m ³)	0.159	0.12	0.140
鱼类成体 (kg/km ²)	116.11	153.66	134.883
头足类成体 (kg/km ²)	40.086	9.72	24.903
虾类成体 (kg/km ²)	271.92	156.37	214.145
蟹类成体 (kg/km ²)	99.05	40.60	69.825
幼鱼 (尾/km ²)	1076	9710	5393
头足类幼体 (尾/km ²)	432	302	367
虾类幼体 (尾/km ²)	5011	6004	5508
蟹类幼体 (尾/km ²)	475	907	691

(2) 水深及永久占海面积

LD4-2 WHPC 平台是一座四腿四桩导管架结构形式平台, 平台位置处海图水深约 32m, 上层甲板、中层甲板、下层甲板和工作甲板面积为: 40.8m×29.575m、37.3m×29.5m、37.3m×29.5m、28.3m×22.8m+12.3m×5m。占用面积按最大投影面积 1206.66m² 计算, 水深按工程区域平均水深 32.0m 计算。

7.5.2.3 占用渔业水域对海洋生物资源的影响评价

永久占用面积按最大投影面积为 1206.66m² 计算,水深按工程区域平均水深 32.0m,平台占用区域范围内损失率按照 100%计算。永久占用渔业水域造成的生物资源损失量见表 7.5-3。

表 7.5-3 LD4-2 WHPC 平台永久占海造成的海洋生物资源损失量

分类		密度	面积 (m ²)	水深 (m)	损失量
透水构筑物用海	鱼卵	0.173 粒/m ³	1206.66	32	6680 粒
	仔稚鱼	0.140 尾/m ³			5406 尾
	幼鱼	5393 尾/km ²			7 尾
	头足类幼体	367 尾/km ²		-	-
	虾类幼体	5508 尾/km ²			7 尾
	蟹类幼体	691 尾/km ²			1 尾
	鱼类成体	134.883kg/km ²			0.163kg
	头足类成体	24.903kg/km ²			0.030kg
	虾类成体	214.145kg/km ²			0.258kg
	蟹类成体	69.825kg/km ²			0.084kg
	底栖生物	12.525g/m ²			0.015t

7.5.2.4 非油层段钻屑排放对底栖生物资源的影响评价

钻井施工阶段,非油层段钻屑沉降对底栖生物造成损失,损失率按照 100%计算。具体计算见表 7.5-4。

表 7.5-4 非油层段钻屑排放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)
非油层段钻屑覆盖 2cm 厚度	50000	12.525	100	0.626

7.5.2.5 施工阶段非油层段钻井液对海洋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,共排放 5 批次,每批次排放时间间隔超过 15d。根据预测,悬浮物只有在表层存在超标现象,影响水深为 10.67m,按一次性损失估算非油层段钻井液排放造成的海洋生物资源损失量,具体见表 7.5-5~表 7.5-6。

表 7.5-5 非油层段钻井液排放造成海洋生物资源损失量估算

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
鱼卵	0.173 粒/m ³	B _i ≤1	0.283	5%	5	130558 粒
		1<B _i ≤4	0.11	10%		101494 粒
		4<B _i ≤9	0.035	30%		96880 粒
		B _i >9	0.024	50%		110720 粒
仔稚鱼	0.140 尾/m ³	B _i ≤1	0.283	5%	5	105654 尾

		$1 < B_i \leq 4$	0.11	10%		82134 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	30%		78400 尾
		$B_i > 9$	0.024	50%		89600 尾
鱼类成体	134.883kg/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	1%	5	1.91kg
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	5%		3.71kg
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	10%		2.36kg
		$B_i > 9$	0.024	20%		3.24kg
头足类成体	24.903kg/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	1%	5	0.35kg
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	5%		0.68kg
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	10%		0.44kg
		$B_i > 9$	0.024	20%		0.60kg
虾类成体	214.145kg/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	1%	5	3.03kg
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	5%		5.89kg
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	10%		3.75kg
		$B_i > 9$	0.024	20%		5.14kg
蟹类成体	69.825kg/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	1%	5	0.99kg
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	5%		1.92kg
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	10%		1.22kg
		$B_i > 9$	0.024	20%		1.68kg
幼鱼	5393 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	5%	5	382 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	10%		297 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	30%		284 尾
		$B_i > 9$	0.024	50%		324 尾
头足类幼体	367 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	5%	5	26 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	10%		21 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	30%		20 尾
		$B_i > 9$	0.024	50%		23 尾
虾类幼体	5508 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	5%	5	390 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	10%		303 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	30%		290 尾
		$B_i > 9$	0.024	50%		331 尾
蟹类幼体	691 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.283	5%	5	49 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.11	10%		39 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.035	30%		37 尾
		$B_i > 9$	0.024	50%		42 尾

表 7.5-6 非油层段钻井液排放造成的海洋生物资源损失量

生物名称	非油层段钻井液排放造成的损失量
鱼卵 (粒)	439652
仔稚鱼 (尾)	355788
鱼类成体 (kg)	11.22
头足类成体 (kg)	2.07
虾类成体 (kg)	17.81

蟹类成体 (kg)	5.81
幼鱼 (尾)	1287
头足幼体 (尾)	90
虾类幼体 (尾)	1314
蟹类幼体 (尾)	167

7.5.2.6 施工阶段非油层段钻屑对海洋生物资源的影响评价

根据预测，悬浮物只有在表层存在超标现象，影响水深为 10.67m，按照持续性损失估算非油层段钻屑扩散造成的海洋生物资源损失量，持续周期 23 个，损失量见表 7.5-7~表 7.5-8。

表 7.5-7 非油层段钻屑扩散造成海洋生物资源损失量估算

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
鱼卵	0.173 粒/m ³	B _i ≤1	0.027	5%	23	57298 粒
		1<B _i ≤4	0.015	10%		63664 粒
		4<B _i ≤9	0.003	30%		38199 粒
		B _i >9	0	50%		0 粒
仔稚鱼	0.140 尾/m ³	B _i ≤1	0.027	5%	23	46368 尾
		1<B _i ≤4	0.015	10%		51520 尾
		4<B _i ≤9	0.003	30%		30912 尾
		B _i >9	0	50%		0 尾
鱼类成体	134.883kg/km ²	B _i ≤1	0.027	1%	23	0.84kg
		1<B _i ≤4	0.015	5%		2.33kg
		4<B _i ≤9	0.003	10%		0.93kg
		B _i >9	0	20%		0.00kg
头足类成体	24.903kg/km ²	B _i ≤1	0.027	1%	23	0.15kg
		1<B _i ≤4	0.015	5%		0.43kg
		4<B _i ≤9	0.003	10%		0.17kg
		B _i >9	0	20%		0.00kg
虾类成体	214.145kg/km ²	B _i ≤1	0.027	1%	23	1.33kg
		1<B _i ≤4	0.015	5%		3.69kg
		4<B _i ≤9	0.003	10%		1.48kg
		B _i >9	0	20%		0.00kg
蟹类成体	69.825kg/km ²	B _i ≤1	0.027	1%	23	0.43kg
		1<B _i ≤4	0.015	5%		1.20kg
		4<B _i ≤9	0.003	10%		0.48kg
		B _i >9	0	20%		0.00kg
幼鱼	5393 尾/km ²	B _i ≤1	0.027	5%	23	168 尾
		1<B _i ≤4	0.015	10%		187 尾
		4<B _i ≤9	0.003	30%		112 尾
		B _i >9	0	50%		0 尾

头足类幼体	367 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.027	5%	23	12 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.015	10%		13 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.003	30%		8 尾
		$B_i > 9$	0	50%		0 尾
虾类幼体	5508 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.027	5%	23	172 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.015	10%		191 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.003	30%		115 尾
		$B_i > 9$	0	50%		0 尾
蟹类幼体	691 尾/km ²	$B_i \leq 1$	0.027	5%	23	22 尾
		$1 < B_i \leq 4$	0.015	10%		24 尾
		$4 < B_i \leq 9$	0.003	30%		15 尾
		$B_i > 9$	0	50%		0 尾

表 7.5-8 非油层段钻屑排放造成的海洋生物资源损失量

生物名称	非油层段钻屑排放造成的损失量
鱼卵 (粒)	159161
仔稚鱼 (尾)	128800
鱼类成体 (kg)	4.10
头足类成体 (kg)	0.76
虾类成体 (kg)	6.50
蟹类成体 (kg)	2.12
幼鱼 (尾)	467
头足幼体 (尾)	33
虾类幼体 (尾)	478
蟹类幼体 (尾)	61

7.5.2.7 生物损失量小结

本项目建设造成的海洋生物资源损失量汇总见表 7.5-9。

表 7.5-9 海洋生物资源损失量汇总

生物名称	平台占海	非油层段钻井液	非油层段钻屑	合计
底栖生物 (t)	0.015	/	0.626	0.641
鱼卵 (粒)	6680	439652	159161	605493
仔稚鱼 (尾)	5406	355788	128800	489994
鱼类成体 (kg)	0.163	11.22	4.10	15.483
头足类成体 (kg)	0.03	2.07	0.76	2.86
虾类成体 (kg)	0.258	17.81	6.50	24.568
蟹类成体 (kg)	0.084	5.81	2.12	8.014
幼鱼 (尾)	7	1287	467	1761
头足幼体 (尾)	0	90	33	123
虾类幼体 (尾)	7	1314	478	1799
蟹类幼体 (尾)	1	167	61	229

本项目建设造成底栖生物损失量为 0.641t, 鱼卵损失量为 605493 粒、仔稚鱼 489994 尾、鱼类成体 15.483kg、头足类成体 2.86kg、虾类成体 24.568kg、蟹类成体 8.014kg、幼鱼 1761 尾、头足类幼体 123 尾、虾类幼体 1799 尾、蟹类幼体 229 尾。

7.6 主要环境敏感目标环境影响分析与评价

根据本项目所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响, 筛选本次评价范围内的主要环境敏感目标包括大连斑海豹保护生态红线区、辽宁大连斑海豹国家级自然保护区及“三场一通道”。

7.6.1 对大连斑海豹保护生态红线区的影响分析

根据《辽宁省(渤海海域)海洋生态红线区划定报告》(2014 年), 本项目位于大连斑海豹保护生态红线区的划定范围之外, 距离大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发区)最近距离为 9.67km, 距离大连斑海豹保护生态红线区(限制开发区)最近距离为 59.54km。

本项目施工期对海洋环境产生的影响主要是悬浮物和生活污水的排放。根据悬浮物预测结果, 施工期非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮物浓度增量超一(二)类海水水质标准的范围离平台最远距离分别约为 0.55km、0.25km; 施工期生活污水 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内, 不会对大连斑海豹保护生态红线区造成影响。

本项目运营期含油生产水全部回注地层, 不排海; 其它污染物全部运回陆上处理, 不排海; 依托工程的生活污水处理达标后排海, 排放量小于施工期生活污水水量, 经类比可知生活污水排放引起 COD 浓度超一类海水水质标准水域距离在 30m 范围内; 牺牲阳极引起的锌浓度超一类海水水质标准水域可能在 30m 范围内。因此运营期不会对大连斑海豹保护生态红线区产生影响。

7.6.2 对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的影响分析

根据环境保护部《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), 本项目所处海域位于辽宁大连斑海豹国家级自然保护区划定范围之外, 距离保护区最近距离为 21.7km。

本项目施工期对海洋环境产生的影响主要是悬浮物和生活污水的排放。根据悬浮物预测结果, 非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮物浓度增量超一(二)类海水水质标准的范围离平台最远距离分别约为 0.55km、0.25km, 施工期生活污水 COD

浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区造成影响。

本项目运营期含油生产水全部回注地层，不排海；其它污染物全部运回陆上处理，不排海；依托工程的生活污水处理达标后排海，排放量小于施工期生活污水水量，经类比可知生活污水排放引起 COD 浓度超一类海水水质标准水域距离在 30m 范围内；牺牲阳极引起的锌浓度超一类海水水质标准水域可能在 30m 范围内。因此，运营期不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生影响。

7.6.3 对渔业“三场一通道”的影响分析

本项目位于鲢的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，距离蓝点马鲛的产卵场约 5.3km。其中，鲢的产卵盛期为 6 月。

根据预测结果，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的范围离平台最远距离分别为 0.55km、0.25km，对“三场一通道”会产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为 6h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本项目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。

本项目运营期含油生产水全部回注地层，不排海；其它污染物全部运回陆上处理，不排海；依托工程的生活污水处理达标后排海，排放量小于施工期生活污水水量，经类比可知生活污水排放引起 COD 浓度超一类海水水质标准水域距离在 30m 范围内；牺牲阳极引起的锌浓度超一类海水水质标准水域可能在 30m 范围内。因此，运营期对“三场一通道”会产生一定影响，但属于局部影响，影响较小。

为了减缓项目建设对“三场一通道”产生的影响，注意尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，优化施工方案，提高施工效率，严格控制污染物排放速度，非油层段钻井液与非油层段钻屑排放避开重要渔业资源产卵盛期（6 月）。同时，项目实施后积极采取增殖放流等有效措施，将项目建设对海洋生态和生物资源环境的损害程度降低到最小，促进海洋生物资源恢复和可持续发展。

7.6.4 对其它环境敏感目标的影响分析

本项目距离辽东湾国家级水产种质资源保护区 30.49km，距离辽宁绥中碣石国家级海洋公园约 58.50km，距离觉华岛国家级海洋公园约 60.82km，距离大连仙浴湾国家级

海洋公园约 64.46km，距离天龙寺旅游休闲生态红线区约 39.19km，距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km，距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km，距离觉华岛（菊花岛）生态红线区约 58.51km，距离仙浴湾旅游休闲生态红线区约 61.60km，距离芷锚湾旅游休闲生态红线区约 63.17km，本项目及依托工程距离最近的养殖区约 35.92km，距离其他环境敏感目标均在 70km 以上。项目建设不会对其它环境敏感目标产生影响。

7.7 项目对通航的影响分析

本部分内容引自《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目通航安全影响咨询报告》（大连海事大学，2019 年 11 月）。

7.7.1 对周边习惯航线的影响分析

本项目与周边习惯航线位置示意图见图 7.7-1。本项目新建平台附近习惯航线交通主要为老铁山-秦皇岛航线、进出绥中航线、老铁山至渤海北部航线，与新建平台的最近距离分别为 38 海里、28 海里和 20 海里，相互之间影响较小。

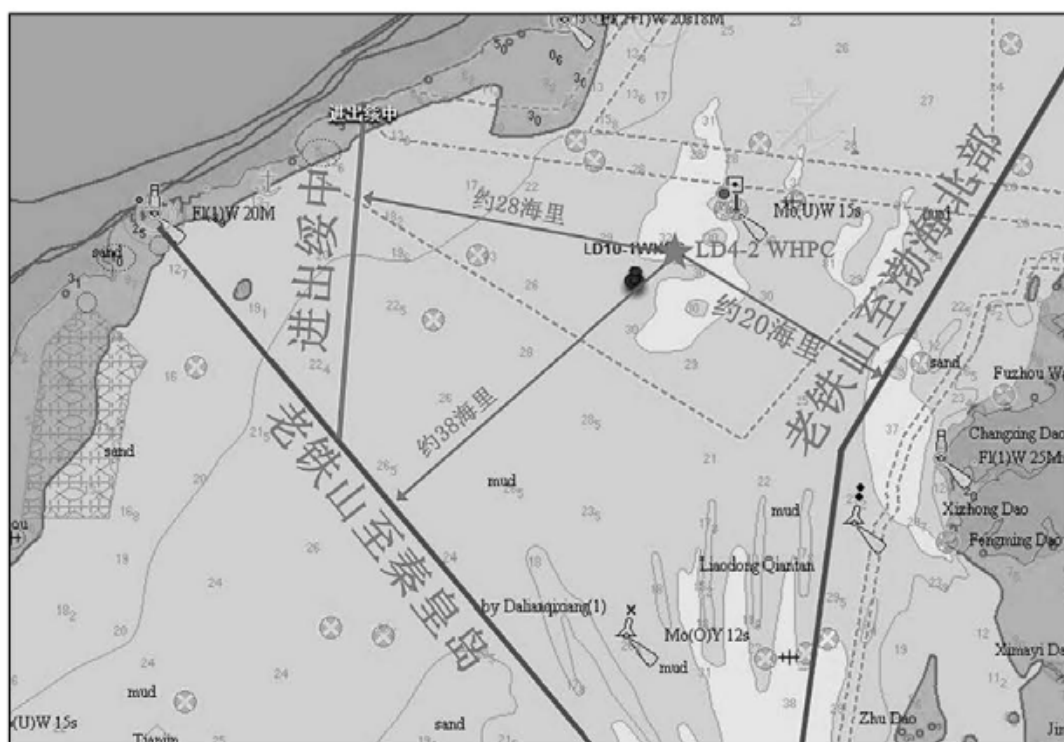


图 7.7-1 拟建平台与周边习惯航线位置关系示意图

7.7.2 本项目与规划航路的影响分析

本项目水域附近关系较为密切的规划航路有秦皇岛至老铁山水道航路、老铁山水道

至营口仙人岛深水航路、老铁山水道至渤海湾北部航路和秦皇岛至营口航路。本项目距离秦皇岛至老铁山水道航路约 35.5 海里,距离老铁山水道至营口仙人岛深水航路约 17.0 海里,距离老铁山水道至渤海湾北部航路约 22.8 海里,距离秦皇岛至营口航路约 14.8 海里。平台建设对附近规划航路的影响较小。

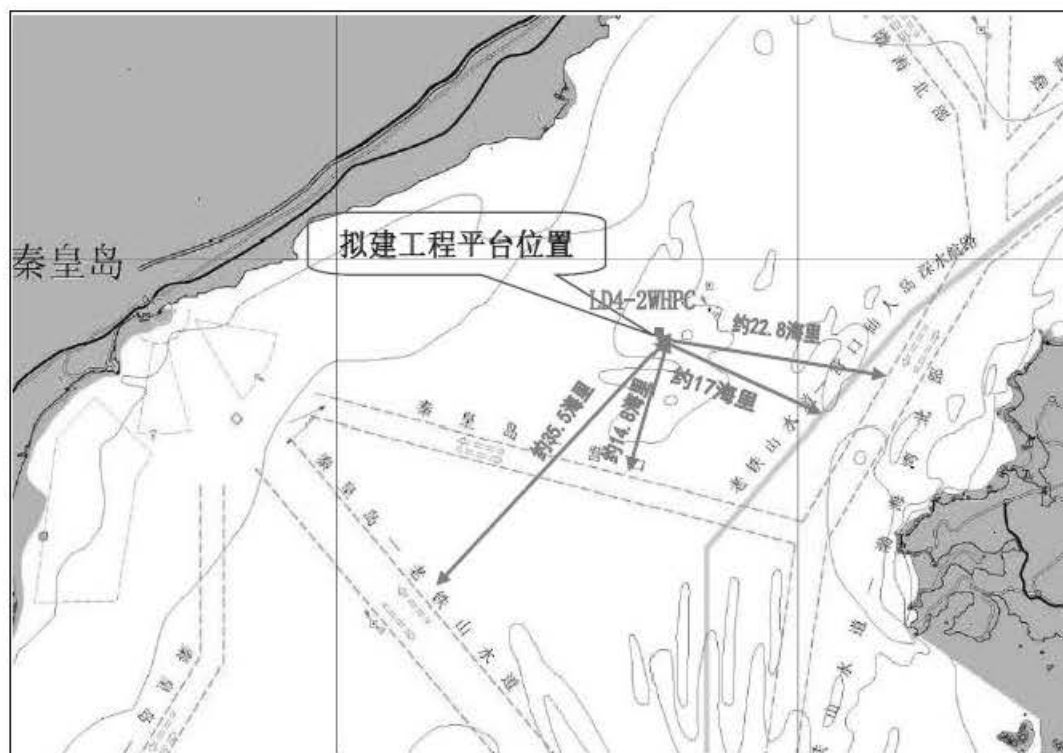


图 7.7-2 拟建平台与规划航路位置关系示意图

7.7.3 与港口设施、功能的相互影响分析

本项目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,距离均大于 50km。项目建设不会对其产生不利影响。本项目与周边港口位置示意图见图 7.7-3。

7.7.4 与锚地的相互影响分析

本项目附近主要有绥中港规划的绥中 2#、3#、4#、5#锚地、秦皇岛锚地和长兴岛锚地。新建平台距离绥中港 2#锚地最近,约 15 海里。项目建设不会对其产生不利影响。项目周边的锚地位置见图 7.7-4。

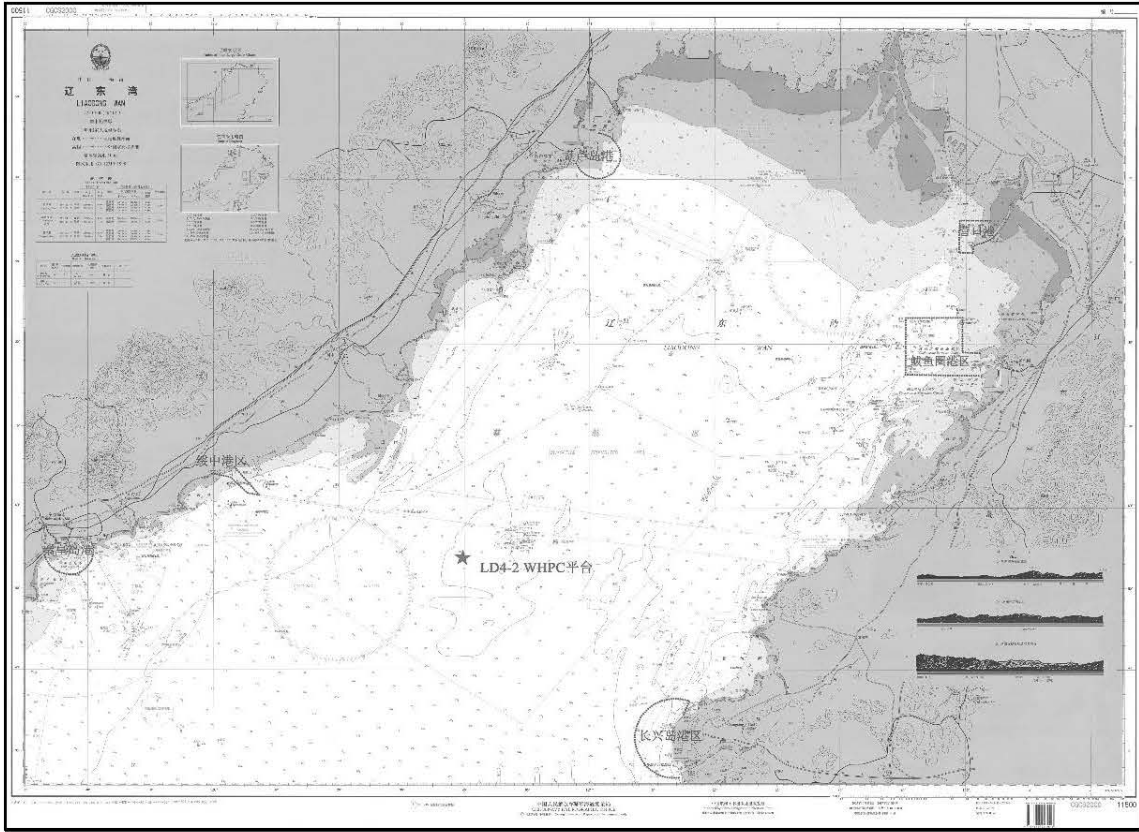


图 7.7-3 拟建平台与周边港口位置关系示意图

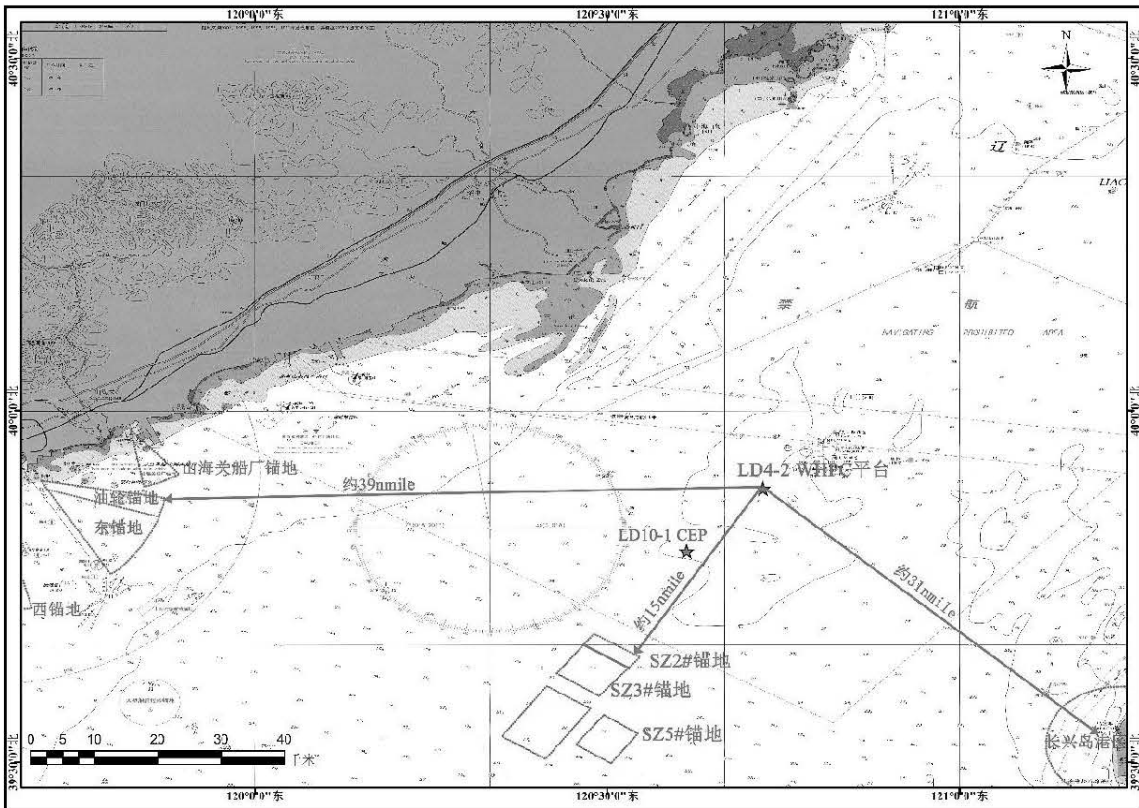


图 7.7-4 拟建平台与周边锚地位置关系示意图

7.7.5 对监管系统、船舶通讯信号的影响分析

本项目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，由于项目距周边港口较远，也不会对 VTS 系统的监控产生直接影响。

另外，本项目的新建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，在新建平台上配置导航系统，包含导航灯、航空障碍灯和雾笛等，必要时可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已很成熟，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 环境事故风险分析与评价

8.1 风险评价工作等级判定

本次评价的工程内容为新建 1 座四腿井口平台（LD4-2 WHPC）和 1 座 43.5m 栈桥，布置 20 个井槽（其中 4 口为单筒双井），包括 13 口生产井和 11 口注水井。同时，对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。本项目涉及的主要危险物质是原油和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018），针对本项目涉及的危险物质和所在地的环境敏感性确定环境风险潜势，进而进行风险评价等级的判定。

8.1.1 环境风险潜势判定

8.1.1.1 新建平台

本项目新建平台一座井口平台，平台上布置有生产工艺管线、生产分离器、测试分离器、生产水处理系统、开/闭排系统、柴油日用罐及污油罐等。根据对最大产油年份工艺管线、设备设施、储罐等油类物质在线量的核算，确定平台油类物质的最大在线量约 61m^3 （56t），平台天然气的最大在线量约 983.9Sm^3 （0.7t）。

8.1.1.2 新建栈桥

本项目新建 43.5m 的栈桥，上面铺设 LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 测试分离器的生产物流工艺管线、LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 生产分离器的生产物流工艺管线、LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的生产物流工艺管线各一条，LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台柴油系统的柴油管线、LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线各一条。根据对栈桥上工艺管线最大产油年份油类物质和天然气在线量的核算，确定栈桥工艺管线内油类物质的最大在线量约 0.5m^3 （0.46t），栈桥工艺管线内天然气的最大在线量约 2.6m^3 （0.002t）。

8.1.1.3 本项目环境风险潜势的判定

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。则危险物质（原油和天然气）最大存储量与其临界量的比值：

$Q_{\text{原油+柴油}}=q_1/Q_1=(56+0.46)/2500=0.023<1$ ，经计算油类物质的数量与临界量比值 $Q<1$ 。

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 10t。则运营期危险物质天然气最大存储量与其临界量的比值：

$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=(0.7+0.002)/10=0.07<1$ ，经计算天然气的数量与临界量比值 $Q<1$ 。

则 $Q=Q_{\text{原油+柴油}}+Q_{\text{天然气}}=0.023+0.07=0.093<1$ 。

8.1.2 风险评价工作等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ 169-2018) 进行计算，本项目施工期和运营期危险物质与其临界量的比值 Q 均小于 1。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 8.1-1 海洋工程建设项目环境影响评价等级

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

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

8.1.3 本项目环境风险评价等级

考虑到海洋油（气）开发工程涉及易燃、易爆（泄漏）的油类物质，且本项目位于鲉的产卵场，小黄鱼、鳀、鲷和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，周边海域海洋环境较敏感，一旦溢油将对海洋生态环境和项目周边环境敏感区影响较大，因此本项目将风险评价等级提升为一级，确定最大可信事故，开展溢油的数值分析预测，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概率估算

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为本次环境影响评价的工作重点之一。

8.2.1 油气泄漏事故风险识别

8.2.1.1 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或静液柱降低导致欠平衡而引起循环液漏失等原因，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能引发井喷事故。伴随井喷可能释放大量的原油和大量烃类物质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

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

(2) 船舶碰撞

平台安装阶段主要有拖轮、浮吊船、驳船等交叉作业，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。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞导致油品泄漏。施工船舶的储油舱一般设置在中部侧舷，靠泊平台时一般采取旁靠方式，发生碰撞的可能性极小。即使由于操作失误而发生碰撞，也是船的首部与平台底部导管架碰撞，不会损坏储油舱。

(3) 平台改造存在的风险

LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台改造过程中存在着动火作业，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) 平台火灾/爆炸事故

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）工艺管线溢油事故

本项目新建栈桥上铺设三条工艺管线和两条柴油输送管线，可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。工艺管线破裂的内部原因有管线腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、人员误操作、自然灾害等。

本工程新建工艺管线铺设位置在栈桥甲板下，并且管线设计为可视。在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，所以存在工艺管线破裂溢油情况的概率很小。

（4）平台储罐泄漏

旅大 4-2 WHPC 平台生产水系统布置一个污油罐、开闭排系统布置一个开式排放罐和一个闭式排放罐，以及一个柴油日用罐，均为常压单包容储罐。储罐可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。储罐破裂的内部原因有腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、人员误操作、自然灾害等。本工程新建储罐铺设位置在平台甲板上，并且设计为可视。在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，所以存在储罐破裂溢油情况的概率很小。

（5）船舶碰撞溢油事故

项目建成投产后，LD4-2 WHPC 平台依托原有的 LD4-2 WHPB 平台进行生产作业，人员倒班和物料运送使用原有值班船进行作业，本项目的实施不增加运营期值班船的数量和使用频次，因此不新增运营期的船舶风险。

（6）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。

地质性溢油风险分析详见 8.6 小节。

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。

8.2.2.1 井涌或井喷

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

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，本项目计划实施24口井，包括13口生产井、11口注水井。13口生产井发生井涌的概率为 3.77×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 3.38×10^{-5} 次/a，11口注水井发生井喷的概率为 2.64×10^{-5} 次/a。LD4-2 WHPC平台上生产井及注水井发生井喷的概率为 6.02×10^{-5} 次/a。

8.2.2.2 平台火灾

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

井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年

油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年

储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年

油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

分离器区，约为 6.0×10^{-4} 次/年

本工程新建1座井口平台 LD4-2 WHPC 平台及配套生产设施，包括井口区、分离器区和油气传输区。生产运营期间，LD4-2 WHPC 平台火灾事故发生概率为 1.9×10^{-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，LD4-2WHPC 平台发生火灾事故导致溢油的概率为 1.9×10^{-4} 次/年。

8.2.2.3 船舶碰撞泄漏事故

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

表 8.2-2 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，施工期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。

8.2.2.4 管线泄漏事故

本工程新建 1 座长约 43.5m 的栈桥实现 LD4-2 WHPC 平台与 LD4-2 WHPB 平台相连，上面铺设 1 条 4"LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 测试分离器的生产物流工艺管线、1 条 8"LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 生产分离器的生产物流工艺管线、1 条 8"LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的生产物流工艺管线，1 条 4"LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台柴油系统的柴油管线，1 条 4"LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线。

根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018)附录 E，泄漏频率见下表，工艺管线泄漏后进行紧急关断，立即启动应急预案。

表 8.2-3 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
内径≤75mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$5.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
75mm<内径≤150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径	$2.00 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$3.00 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{a})$
内径>150mm 的管道	泄漏孔径为 10%孔径 (最大 50 mm)	$2.40 \times 10^{-6}/(\text{m} \cdot \text{a})$
	全管径泄漏	$1.00 \times 10^{-7}/(\text{m} \cdot \text{a})$

本工程按照全管径泄漏，经计算本工程管线事故概率为 $4.77 \times 10^{-5}/a$ 。

8.2.2.5 平台储罐泄漏

旅大 4-2 WHPC 平台生产水系统布置一个污油罐、开闭排系统布置一个开式排放罐和一个闭式排放罐，以及一个柴油日用罐，均为常压单包容储罐。根据《建设项目环境风险评价技术导则》(HJ169-2018) 附录 E，泄漏频率见下表。储罐泄漏后进行紧急关断，通过及时收集和清理泄漏现场，了避免泄漏物入海。

表 8.2-4 泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
常压单包容储罐	泄漏孔径为 10mm 孔径	$1.00 \times 10^{-4}/a$
	10min 内储罐泄漏完	$5.00 \times 10^{-6}/a$
	储罐全破裂	$5.00 \times 10^{-6}/a$

本工程选择储罐全破裂模式计算泄漏频率，一个污油罐、一个开式排放罐和一个闭式排放罐，以及一个柴油日用罐的泄漏频率为 2×10^{-5} 次/a。其中，闭式排放罐容积最大为 $30m^3$ ，罐内原油最大在线量为 $23m^3$ 。

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，原油理化性质及危险特性表见表 8.2-5，燃料油理化性质及危险特性见表 8.2-6，伴生天然气理化性质及危险特性见表 8.2-7。

表 8.2-5 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	20°C 密度 (917.8 kg/m^3)	辛醇/水分配系数	2~6
	爆炸极限 (%)	0.7~5	--	--
危害信息	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。		
	危险性类别	第 3 类易燃液体		
危害信息	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 8.2-6 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。			

表 8.2-7 伴生天然气理化性质及危险特性表

类别	内容			
标识	中文名称	天然气	英文名称	Natural gas
	危险货物编号	21007	UN 编号	1971
	CAS 号	8006-14-2	/	/
理化特性	外观与气味	无色、无臭气体		
	成分	主要是低分子量烷烃混合物，主要成分甲烷（77.87%），还有少量的乙烷、丙烷、丁烷、戊烷、己烷、庚烷、辛烷、氮气和二氧化碳		
	溶解性	微溶于水，溶于醇、乙醚		
	熔点 (°C)	-182.5	沸点 (°C)	-161.5
	相对密度	水=1	/	闪点 (°C): -188
		空气=1	0.55	引燃温度 (°C): 482-632
爆炸极限 (%)	5-14	临界温度 (°C)	35.2	
主要用途	是重要的有机化工原料，主要用作优良的燃料			
危害信息	危险性类别	第 2.1 类易燃气体		
	燃烧与爆炸危险	易燃，与空气混合形成爆炸性混合物，遇热源和明火有燃烧爆炸的危险，与氟、		

性	氯等能发生剧烈的化学反应。若遇高热、容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。 稳定性：稳定 聚合危害：不聚合 危险分解产污：一氧化碳、二氧化碳、氮氧化物等有毒烟雾
禁忌物	强氧化剂、卤素
毒性	属于微毒类，允许气体安全地扩散到大气中或当作燃料使用，有单纯性窒息作用，在高浓度时因缺氧窒息而引起重度
侵入途径	吸入

8.2.4 溢油事故溢油量估计

8.2.4.1 施工期可能溢油事故溢油量估计

施工期可能的溢油事故类型为船舶碰撞事故。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目施工期间主要使用的船舶有浮吊船、驳船、拖轮、钻井平台。根据不同类型船舶的使用频次和船舶调配情况，分析船舶碰撞溢油的可能性。

自升式钻井平台就位于平台的南侧，升起后船底距离海平面一定距离，施工船舶不会与其发生碰撞，同时钻井期间划定了钻井平台避让区，设置了安全作业区，钻井平台发生泄漏的可能性极小；浮吊船就位后，主要进行吊装作业，与其他船舶的交叉作业时间较短，发生碰撞的可能性较小；施工过程中，驳船主要用于运送物料，拖轮多为“三用功能船”，船舶使用频繁，与其他船舶交叉作业的时间较长，发生碰撞溢油的可能性相对较大。因此，本项目以驳船和拖轮的燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量。

驳船的单舱最大舱容为 126m^3 ，拖轮的单舱最大舱容为 59m^3 。因此，施工船舶碰撞最大可能泄漏量取 126m^3 （重质柴油），约 105t。

8.2.4.2 运营期可能溢油事故溢油量估计

（1）井喷

根据国内有关统计资料，我国在生产井钻井中尚未发生过井喷事故。发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。

（2）工艺管线破裂

根据工艺管线事故统计分析结果，发生工艺管线腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生工艺管线断裂事故的概率相对较小；一旦工艺管线发生泄漏事故，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，工艺管线内压力逐渐下降，当工艺管线内压力下降至与

工艺管线外环境压力相同时，原油将缓慢溢出。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）：“油气长输管线泄漏事故，截断阀启动后，泄漏量以管道泄压至与环境压力平衡所需时间计”。因此，本项目截断阀启动后泄漏量仅考虑阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量。

生产阶段溢油事故的主要排放物质是原油和柴油。本项目新建 43.5m 的栈桥上面铺设 1 条 LD4-2 WHPB 测试生产管汇至 LD4-2 WHPC 测试分离器的 4"生产物流工艺管线、1 条 LD4-2 WHPB 生产管汇至 LD4-2 WHPC 生产分离器的 8"生产物流工艺管线、1 条 LD4-2 WHPC 生产管汇至 LD4-2 WHPB 平台生产管汇的 8"生产物流工艺管线、1 条 4"LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台柴油系统的柴油管线、1 条 4"LD4-2 WHPB 平台柴油系统至 LD4-2 WHPC 平台井口的柴油管线。

当工艺管线发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，关断后工艺管线内部分油类物质会缓慢漏出。工艺管线泄漏时，选取最不利情形即管线断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

$$V_{rel} = 0.1781 \cdot V_{pipe} \cdot f_{rel} \cdot f_{GOR} + V_{pre-s} \cdot H_{ut}$$

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量，bbl（1 桶=0.14t）；

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

f_{rel} 为最大泄漏率，取 0.3；

f_{GOR} 为压力衰减系数，取 0.3；

$V_{pre-s} \cdot H_{ut}$ 为截断阀关闭前泄漏量，bbl。

本工程关闭后至压力平衡前的 4"工艺管线油类物质泄漏量约 0.028t、8"工艺管线油类物质泄漏量约 0.09t。

截断阀关闭前泄漏量（ $V_{pre-s} \cdot H_{ut}$ ）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，本次取值 0.63；

A ——裂口面积， m^2 ；全管径泄漏则裂口面积为（（4"管 $0.0081m^2$ 、8"管 $0.032m^2$ ）。

ρ ——泄漏液体密度， kg/m^3 ；取本油田 ██████████；

P ——容器内介质压力，Pa；工艺管线内物流设计压力为：柴油管线的实际压力为 ██████████，其它三条工艺管线的设计压力均为 ██████████；

P_0 ——环境压力，Pa；

g ——重力加速度， $9.81m/s^2$ ；

h ——裂口之上液位高度，m；取 0m。

根据上述公式计算得出工艺管线油类物质的泄漏速度，8"工艺管线泄漏速率为 $53.94kg/s$ 、4"工艺管线泄漏速率为 $13.65kg/s$ 、4"柴油管线泄漏速率为 $13.65kg/s$ 。应急关断时间 30s，则泄漏量分别为 1.62t、0.41t、0.23t。

表 8.2-8 泄漏量源强

项目	源项	假定事故发生后 至关停时间 (s)	截断之前泄漏 量 Q_1 (t)	关停后泄 漏量 Q_2 (t)	管线总泄漏量 Q_1+Q_2 (t)
LD4-2 WHPB—LD4-2 WHPC 4"生产物流工艺管线	采出液	30	0.028	0.41	0.438
LD4-2 WHPB—LD4-2 WHPC 4"柴油系统的柴油管线	重质柴油	30	0.028	0.23	0.258
LD4-2 WHPB—LD4-2 WHPC 4"井口的柴油管线	重质柴油	30	0.028	0.23	0.258
LD4-2 WHPB—LD4-2 WHPC 8"生产物流工艺管线	采出液	30	0.09	1.62	1.71
LD4-2 WHPC—LD4-2 WHPB8"生产物流工艺管线	采出液	30	0.09	1.62	1.71

(3) 生产阶段可能溢油量

生产阶段具体可能溢油量见下表。

表 8.2-9 生产阶段可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量 (m^3)	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
栈桥间混输工艺管线破裂	原油	1.71 (最大)	小
闭式排放罐	原油	$23m^3$	小

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。本工程主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、船舶碰撞、工艺管线破裂溢油、平台储罐破裂溢油等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。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 8.2-10 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险危害程度
井喷	不定	中	高
火灾、爆炸	不定	中	高
船舶碰撞导致船舶燃料油舱破裂	较大	低	中
栈桥间混输工艺管线破裂	小	中	低
闭式排放罐	小	中	低

综合事故溢油量的估算结果以及事故后果确定本工程的最大可信事故为施工期船舶碰撞溢油事故,其发生概率为 5.0×10^{-6} 次/a,最大可能溢油量为 126m^3 (重质柴油),约 105t。

8.3 溢油漂移数值预测

8.3.1 溢油预测模式

8.3.1.1 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。

8.3.1.2 基本计算原理

本工程假设包括背景流场和波浪净流在内的表层流已知流速分量为 U_b , V_b , 而不确定方法表示湍流的随机扩散由随机游动速度 U' 和 V' 表示,则每一个油粒子的漂移速度为:

$$\begin{aligned} U &= U_b + U' \\ V &= V_b + V' \end{aligned} \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为:

$$\begin{aligned} x^{n+1} &= x^n + U_b^{n+\frac{1}{2}}\Delta t + \xi\sqrt{6K_H\Delta t} + O(\Delta t^2) \\ y^{n+1} &= y^n + V_b^{n+\frac{1}{2}}\Delta t + \xi\sqrt{6K_H\Delta t} + O(\Delta t^2) \end{aligned} \quad (2)$$

对时间 t 方向上采用中心差分，能够保证上述差分方程的二阶精度。上式中 ξ 、 K_H 分别代表 $[-1,1]$ 区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

波浪净流的量值较小，因为溢油油膜的覆盖使海面变得较为平坦。它可根据二阶 Stokes 波理论由下式给出：

$$u_{wave} = \frac{K\omega H^2}{8sh^2(Kd)}ch(2Kz_0) \quad (3)$$

式中 K ， ω ， H ， d ， z 分别代表波数，波圆频率、波高、水深和油粒子所处的深度。

波浪的主要作用并不在于波浪净流，因为它较背景流场要小得多。波浪作用主要在于搅动水面，及由破碎引起的溢油入水。溢油入水体积可写为：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2 t H_s^2 / L} \quad (4)$$

其中， V_0 、 t 、 H_s 、 L 分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。 C_2 为常数，取作 $-2.53 \times 10^{-3} / V_0^{0.62}$ 。

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定的背景场垂向流速分量 W_b 、浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离：

$$\Delta z = (W_b + W_L)\Delta t + \xi\sqrt{6K_v\Delta t} \quad (5)$$

依 Johanson-Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{-C_2 t H_s^2 / L} \quad (6)$$

H_s 、 T 、 Z 、 K 、 C 分别为有效波高、周期、深度、波数和常数，上浮速度分量依据油滴直径大小分别计算。设浮力作用下，油滴临界直径为 d_e ，则有：

$$d_e = \frac{9.52\nu^{2/3}}{g^{1/3}(1-\rho_o/\rho_w)^{1/3}} \quad (7)$$

对 $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

$$W_L = gd_i^2(1 - \rho_o / \rho_w) / 18\nu \quad (8)$$

对 $d_i > d_c$ ，则有：

$$W_L = \left[\frac{8}{3} gd_i(1 - \rho_o / \rho_w) \right]^{1/2} \quad (9)$$

式中 g 、 d_i 、 ν 、 ρ_o 、 ρ_w 分别为重力加速度、油滴直径、运动粘性系数、油密度和水密度，油滴垂向运移的中心差分公式：

$$z^{n+1} = z^n + (W_o + W_L)^{n+1/2} \Delta t + \xi \sqrt{6K_v \Delta t} + o(\Delta t^2) \quad (10)$$

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

$$F_V = \ln \left[1 + B' \left(\frac{T_G}{T} \right) \theta' e^{\left(\frac{A' - B' T_o}{T} \right)} \right] \frac{T}{B' T_G} \quad (11)$$

式中 $A'=6.3$ ， $B'=10.3$ ， T 为油温， T_G 为油的沸点曲线梯度， T_o 为油的初始沸点温度， θ' 为挥发系数由下式确定：

$$\theta' = CW^{0.78} tA / V_o \quad (12)$$

C 为常数， W 风速， t 时间， A 油膜面积， V_o 初始溢油体积。乳化程度由含水率 Y_w 表示，依据 Mackay(1980)有：

$$Y_w = \frac{1}{K_B} [1 - e^{-K_A K_B (1+W)^2 t}] \quad (13)$$

其中 Y_w 为乳化物含水量 (%)， K_A 取 4.5×10^{-6} ， K_B 取 $1/Y_w^F$ ， Y_w^F 为最终含水量，取 1.25。

则水面油粒子体积应为：

$$V_i = V_o(1 - F_{V_i}) / (1 - Y_{w_i}) \quad (14)$$

设乳化前油密度为 ρ_o ，水密度为 ρ_w ，则乳化后油密度：

$$\rho_* = (1 - Y_w)\rho_o + Y_w \cdot \rho_w \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为：

$$\rho = (0.6\rho_o - 0.34)F_V + \rho_o \quad (16)$$

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

$$\rho = (1 - Y_w)[(0.6\rho_o - 0.34)F_v + \rho_o] + Y_w \cdot \rho_w \quad (17)$$

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

$$v_* = v \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (18)$$

挥发对油粘性的影响为：

$$v = v_o \cdot 10^{4F_v} \quad (19)$$

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

$$v = v_o \cdot 10^{4F_v} \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (20)$$

其中 v_o 为初始时油膜的运动粘性系数。

8.3.2 预测模式中有关参数的设定

8.3.2.1 溢油位置选择

考虑施工使用频率较高且存在交叉作业状况较多的位置位于新建平台附近，因此选择近平台处作为溢油预测点。因此，本次选择新建 LD4-2 WHPC 平台处作为溢油预测点。预测点坐标为：[REDACTED]，溢油点位置海图水深 32m。

8.3.2.2 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施工期船舶碰撞溢油事故进行预测。

施工期船舶碰撞溢油事故的溢油量确定为 126m^3 （重质柴油），约 105t。

8.3.2.3 潮型与潮时

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

8.3.2.4 溢油计算时段

工程海域潮流类型基本为正规半日潮，本次预测选取 72h 作为溢油预测的时段。

8.3.2.5 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

根据《海洋石油安全管理细则》（国家安全生产监督管理总局第 25 号令）第二十五条：“当风速超过 15 米/秒或者影响吊篮安全起放时，立即停止使用”和第二十六条：“风速超过 15 米/秒等恶劣天气时，立即停止作业”。所以，本次溢油数值模拟预测选取的风向及其多年平均风速、最大风速见表 8.3-2。

表 8.3-2 本次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)	15	15	13.6	15	12.7	15	14.1	15

8.4 溢油预测结果

综合考虑气象资料和工程所处海域相关敏感目标后，按照现有风场资料，给出了上述各个风向在平均风和极值风情况下经过 72h 的溢油油膜漂移轨迹，见表 8.4-1~表 8.4-4 和图 8.4-1~图 8.4-36。

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

溢油在不同的风向风速和潮汐情况下，漂移距离，扫海面积与残存油量不同。溢油后 72h 内，平均风速条件下，油膜的最大漂移距离为 160.8km（落潮时 N 风向），最大扫海面积为 889.7km²（落潮时 NW 风向），最大 72h 后残余油量为 58.8%（涨潮时 NE 风向），最快抵岸时间为 48.5h（涨潮、落潮时 SE 风向），相应抵岸残余油量为 57.9%，其余风向条件下油粒子在 72h 内未抵岸。最大风速条件下，油膜的最大漂移距离为 181.8km（落潮时 SW 风向），最大扫

海面积为 1057.7km² (落潮时 NW 风向), 最大 72h 后残余油量为 53.5% (涨潮时 N 风向), 最快抵岸时间为 26.5h (涨潮时 SE 风向), 相应抵岸残余油量为 58.8%。

表 8.4-1 不同风向、平均风速情况下溢油发生后 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	160.8	813.5	16.2	--	--	--	--	54.5
		落潮	159.5	772.8	15.1	--	--	--	--	54.5
NE	4.0	涨潮	117.8	366.9	16.4	--	--	--	--	58.8
		落潮	118.9	335.5	15.6	--	--	--	--	58.8
E	4.8	涨潮	127.1	596.4	16.2	--	--	--	--	58.1
		落潮	130.1	563.3	15.4	--	--	--	--	58.1
SE	8.5	涨潮	113.2	537.3	17.1	34 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)	59.7	48.5	57.9	低岸
						45 绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区*	58.2			
						46 六股河河口及湿地生态红线区*	58.1			
		落潮	113.6	565.9	16.3	30 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)	60.3	49.0	57.8	低岸
						44 绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区*	58.3			
						46 六股河河口及湿地生态红线区*	58.1			
S	6.0	涨潮	135.1	448.6	15.7	34 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)	61.1	--	--	57.2
						16 大连斑海豹保护生态红线区*	65.1			
		落潮	137.0	495.3	15.2	38 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)	60.5	--	--	57.2
SW	6.7	涨潮	139.6	580.8	15.4	10 大连斑海豹保护生态红线区*	67.1	--	--	56.7
						63.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	57.4			
		落潮	141.2	623.7	15.4	12.5 大连斑海豹保护生态红线区*	65.9	--	--	56.7

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

						61.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	57.5			
W	5.0	涨潮	141.4	717.5	15.9	10.5 大连斑海豹保护生态红线区*	68.0	--	--	57.9
						40 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	61.0			
						56 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	59.2			
		落潮	145.6	761.3	15.5	13 大连斑海豹保护生态红线区*	66.9	--	--	57.9
						44.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	60.4			
						51.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	59.6			
NW	7.7	涨潮	151.5	855.4	15.9	11.5 大连斑海豹保护生态红线区*	65.8	--	--	56.2
						23 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	62.1			
						60 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	57.1			
		落潮	159.8	889.7	15.2	13 大连斑海豹保护生态红线区*	65.2	--	--	56.2
						22.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	62.2			
						71.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	56.2			

注：“--”表示未抵达，*表示生态红线区。

表 8.4-2 不同风向、最大风速情况下溢油发生后 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	15.0	涨潮	172.1	840.2	16.3	--	--	--	--	53.5
		落潮	170.6	814.3	14.8	--	--	--	--	53.5
NE	15.0	涨潮	140.9	921.1	16.6	--	--	--	--	53.5
		落潮	136.5	844.6	14.8	--	--	--	--	53.5
E	13.6	涨潮	140.9	769.1	15.9	51 辽宁绥中碣石国家级海洋公园	55.7	60	54.9	低岸
						56.5 芷锚湾旅游休闲生态红线区*	55.1			
		落潮	139.3	747.0	17.3	49 辽宁绥中碣石国家级海洋公园	55.9	60.5	54.8	低岸
						55 芷锚湾旅游休闲生态红线区*	55.3			

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

SE	15.0	涨潮	76.0	314.8	15.1	25 天龙寺旅游休闲生态红线区*	59.0	27.5	58.6	低岸
						26 绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区*	58.8			
						26.5 六股河河口及湿地生态红线区*	58.6			
	15.0	落潮	78.1	325.2	15.6	15.5 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）	61.5	26.5	58.8	低岸
						25 天龙寺旅游休闲生态红线区*	59.0			
						26 绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区*	58.8			
S	12.7	涨潮	133.7	579.5	15.1	21 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）	60.6	45	56.6	低岸
						35.5 觉华岛国家级海洋公园	57.8			
						36 觉华岛（菊花岛）生态红线区*	57.8			
						40 兴城旅游休闲生态红线区*	56.8			
						48 望海寺旅游休闲生态红线区*	26.3			
	12.7	落潮	133.4	588.1	15.8	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）	62.4	39.5	57.3	低岸
						38.5 觉华岛国家级海洋公园	57.4			
						38 觉华岛（菊花岛）生态红线区*	57.5			
						42 兴城旅游休闲生态红线区*	56.9			
						50 望海寺旅游休闲生态红线区*	37.4			
SW	15.0	涨潮	174.8	914.2	15.0	7.5 大连斑海豹保护生态红线区*	65.5	--	--	53.5
						46.5 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）	55.8			
						59 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾核心区）	54.5			
						59 辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区*	54.5			
	15.0	落潮	181.8	1034.4	15.3	5 大连斑海豹保护生态红线区*	67.7	--	--	53.5
						39.5 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾核心区）	56.6			

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

						湾实验区)				
						63 辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区 (辽东湾核心区)	54.2			
						63 辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区*	54.2			
W	14.1	涨潮	155.0	830.0	16.0	7 大连斑海豹保护生态红线区*	66.1	55	55.2	低岸
						17 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	61.3			
						22.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	59.8			
						49.5 大连仙浴湾国家级海洋公园	55.7			
						49.5 仙浴湾旅游休闲生态红线区*	55.7			
	落潮	152.5	787.7	14.9	4.5 大连斑海豹保护生态红线区*	68.8	51.0	55.6	低岸	
					20.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	60.3				
					20.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	60.3				
					43 大连仙浴湾国家级海洋公园	56.4				
					43 仙浴湾旅游休闲生态红线区*	56.4				
NW	15.0	涨潮	175.1	995.6	16.2	8.5 大连斑海豹保护生态红线区*	64.8	51.5	55.3	低岸
						14 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	62.1			
						40 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	56.5			
						61.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区实验区	53.6			
						49 猪岛、虎平岛生态红线区*	55.5			
	落潮	179.0	1057.7	15.0	6.5 大连斑海豹保护生态红线区*	66.3	55.5	54.9	低岸	
					14 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区缓冲区	62.1				
					53 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区核心区	55.1				
					61.5 辽宁大连斑海豹国家级自然保护区实验区	36.4				
					60 猪岛、虎平岛生态红线区*	36.3				

注：“--”表示未抵达，*表示生态红线区。

表 8.4-3 不同风向、平均风速条件下溢油发生后 6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²)

风向	风速	潮况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 24h			溢油后 48h		
			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	11.5	23.3	68.7	19.4	52.5	64.1	44.8	162.2	60.3	95.9	414.9	56.6
		落潮	5.5	10.2	68.2	19.3	58.1	64.1	48.0	178.0	60.1	100.6	428.2	56.5
NE	4.0	涨潮	8.4	17.8	72.5	18.8	47.6	68.4	39.3	97.2	64.6	79.6	221.1	61.0
		落潮	5.5	9.5	72.5	15.4	39.8	68.4	41.8	106.9	64.4	82.7	226.3	60.8
E	4.8	涨潮	8.1	17.4	71.7	20.1	61.6	67.7	41.5	143.6	63.9	85.1	342.7	60.2
		落潮	6.3	11.6	71.7	15.8	43.0	67.7	43.4	155.0	63.7	88.0	359.2	60.1
SE	8.5	涨潮	7.5	15.3	69.5	23.3	75.4	65.4	47.7	187.0	61.6	102.8	499.0	57.9
		落潮	9.0	17.1	69.5	17.7	51.7	65.4	48.0	196.1	61.4	98.4	508.1	57.8
S	6.0	涨潮	5.8	9.3	70.9	22.1	61.7	66.8	43.4	105.9	63.0	89.4	256.8	59.3
		落潮	9.2	19.9	70.9	15.8	30.6	66.8	43.3	116.4	62.8	90.3	295.3	59.2
SW	6.7	涨潮	6.0	10.1	70.4	22.7	66.1	66.4	44.2	138.4	62.6	91.8	344.2	58.9
		落潮	9.8	22.4	70.4	16.9	45.8	66.4	45.0	152.8	62.4	93.4	383.6	58.8
W	5.0	涨潮	7.4	13.3	71.6	21.5	64.8	67.5	43.3	158.0	63.7	90.6	407.6	60.1
		落潮	8.3	17.8	71.6	17.3	50.4	67.5	45.4	174.4	63.5	94.9	451.4	59.9
NW	7.7	涨潮	9.3	17.4	69.9	21.3	65.7	65.8	44.9	175.3	62.0	95.4	466.6	58.3
		落潮	7.6	14.9	69.9	18.9	57.1	65.8	47.8	194.5	61.9	103.6	530.3	58.2

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

风向	风速	潮况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 24h			溢油后 48h		
			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	15.0	涨潮	13.3	27.8	67.2	20.6	57.8	63.1	49.4	188.1	59.3	111.3	501.5	55.6
		落潮	6.3	11.7	67.2	21.9	65.7	63.1	52.5	202.7	59.1	113.3	505.4	55.6

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

NE	15.0	涨潮	13.5	34.2	67.2	20.3	63.9	63.1	46.8	188.3	59.3	94.3	503.6	55.6
		落潮	4.7	8.9	67.2	20.5	63.4	63.1	49.9	196.1	59.1	95.4	492.1	55.5
E	13.6	涨潮	11.7	26.8	67.6	24.1	86.2	63.5	51.4	222.9	59.7	103.2	538.2	56.0
		落潮	8.0	16.4	67.6	21.7	72.1	63.5	55.3	239.8	59.5	108.8	580.1	55.9
SE	15.0	涨潮	9.4	18.4	67.2	28.4	96.4	63.1	59.1	247.6	59.3	--	--	--
		落潮	11.9	22.3	67.2	22.9	73.1	63.1	61.0	265.9	59.1	--	--	--
S	12.7	涨潮	5.4	9.5	67.9	26.2	76.4	63.8	49.8	171.7	60.0	105.6	453.6	30.7
		落潮	12.6	27.2	67.9	18.6	45.8	63.8	49.6	189.0	59.8	104.1	492.6	42.9
SW	15.0	涨潮	6.5	12.2	67.2	28.7	86.0	63.1	53.6	198.1	59.3	109.8	512.8	55.6
		落潮	14.2	35.4	67.2	21.5	65.6	63.1	53.7	215.1	59.1	110.1	552.1	55.5
W	14.1	涨潮	9.8	20.7	67.5	28.5	96.7	63.4	56.5	237.6	59.6	125.0	667.9	55.9
		落潮	12.5	26.4	67.5	24.3	77.3	63.4	60.2	263.3	59.4	126.7	698.8	55.8
NW	15.0	涨潮	12.4	23.6	67.2	25.9	87.2	63.1	55.7	231.1	59.3	122.5	645.0	55.6
		落潮	10.2	19.4	67.2	25.2	79.6	63.1	62.4	270.4	59.1	133.4	716.0	55.5

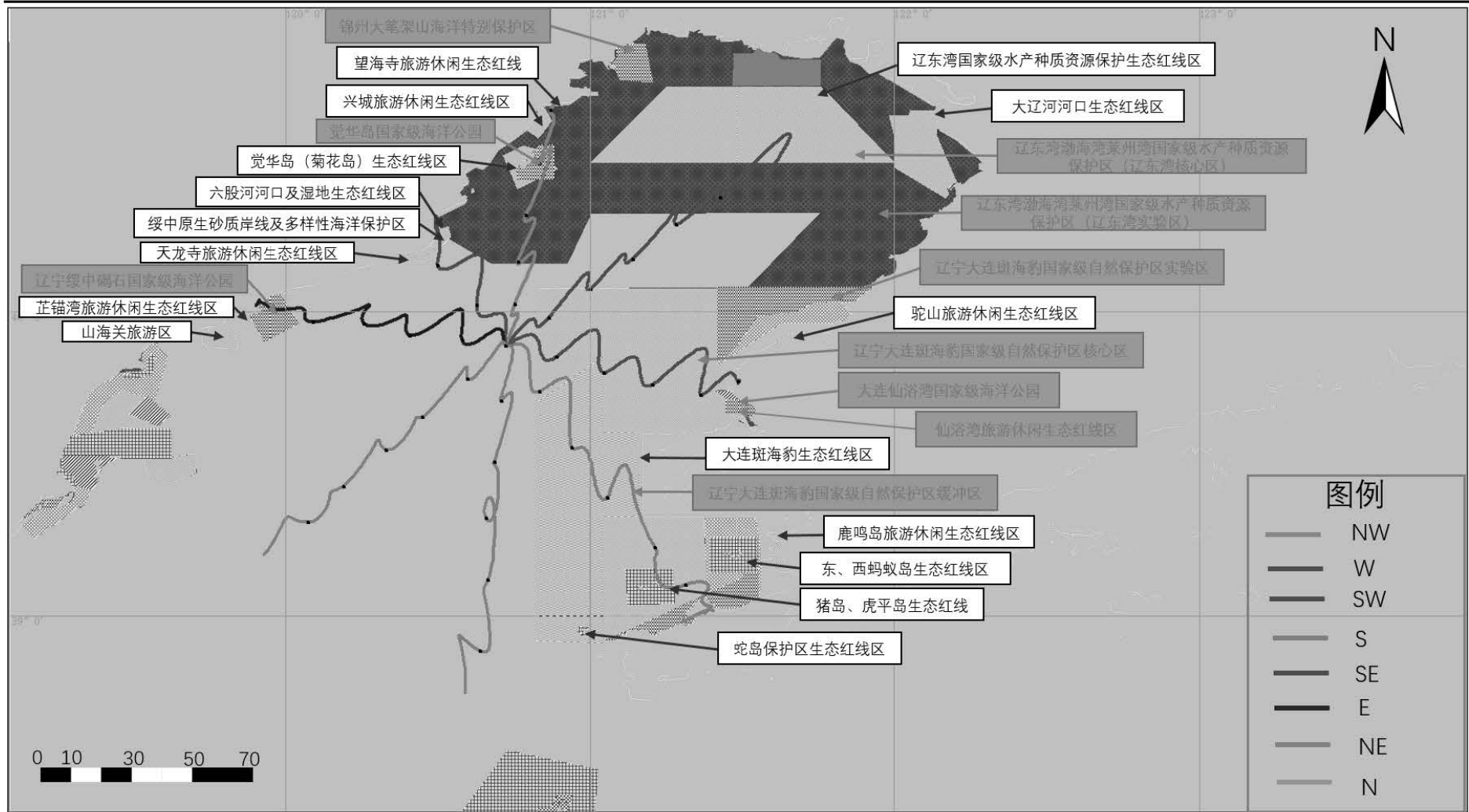


图 8.4-1 落潮最大风速 72h 粒子轨迹图

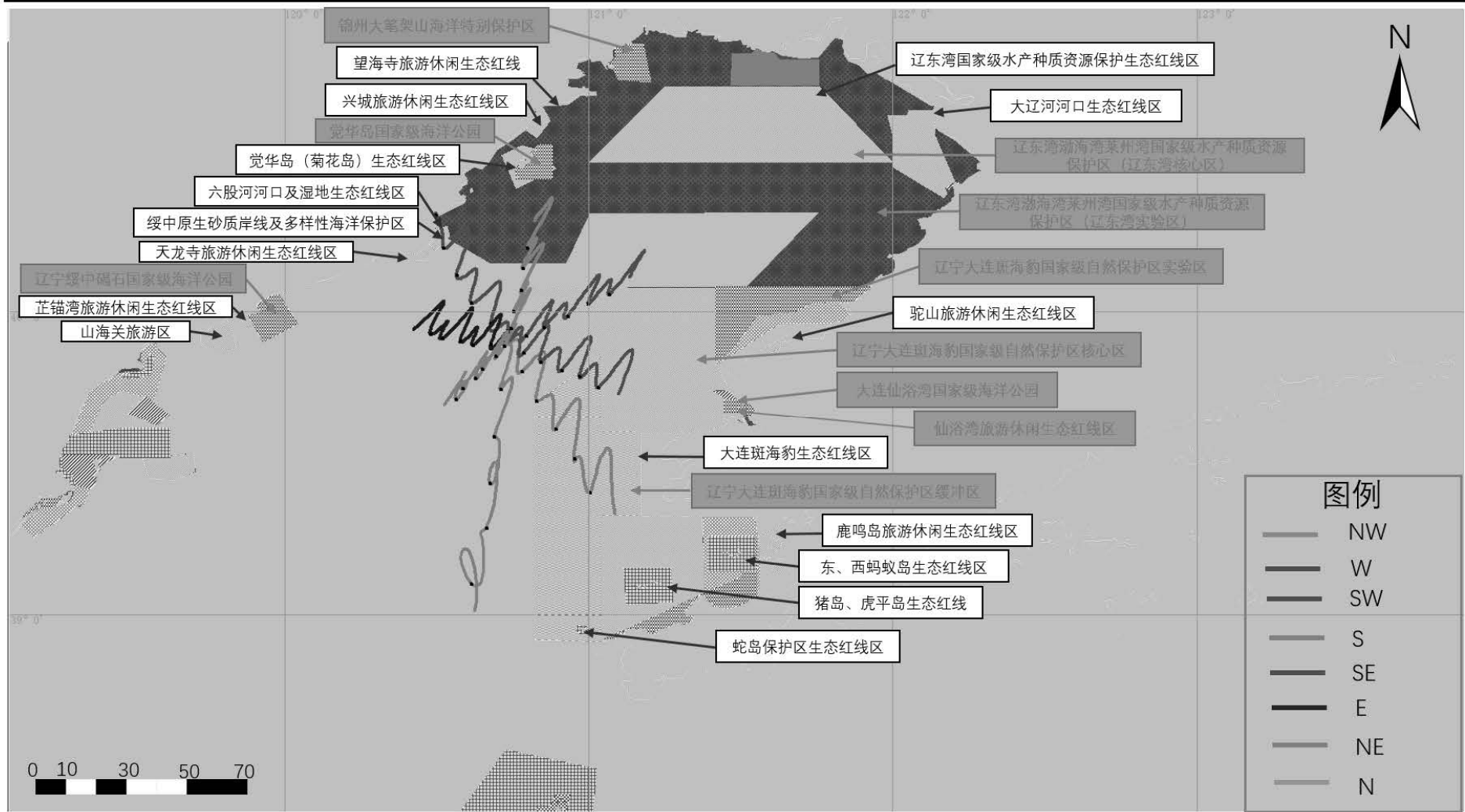


图 8.4-2 落潮平均风速 72h 粒子轨迹图

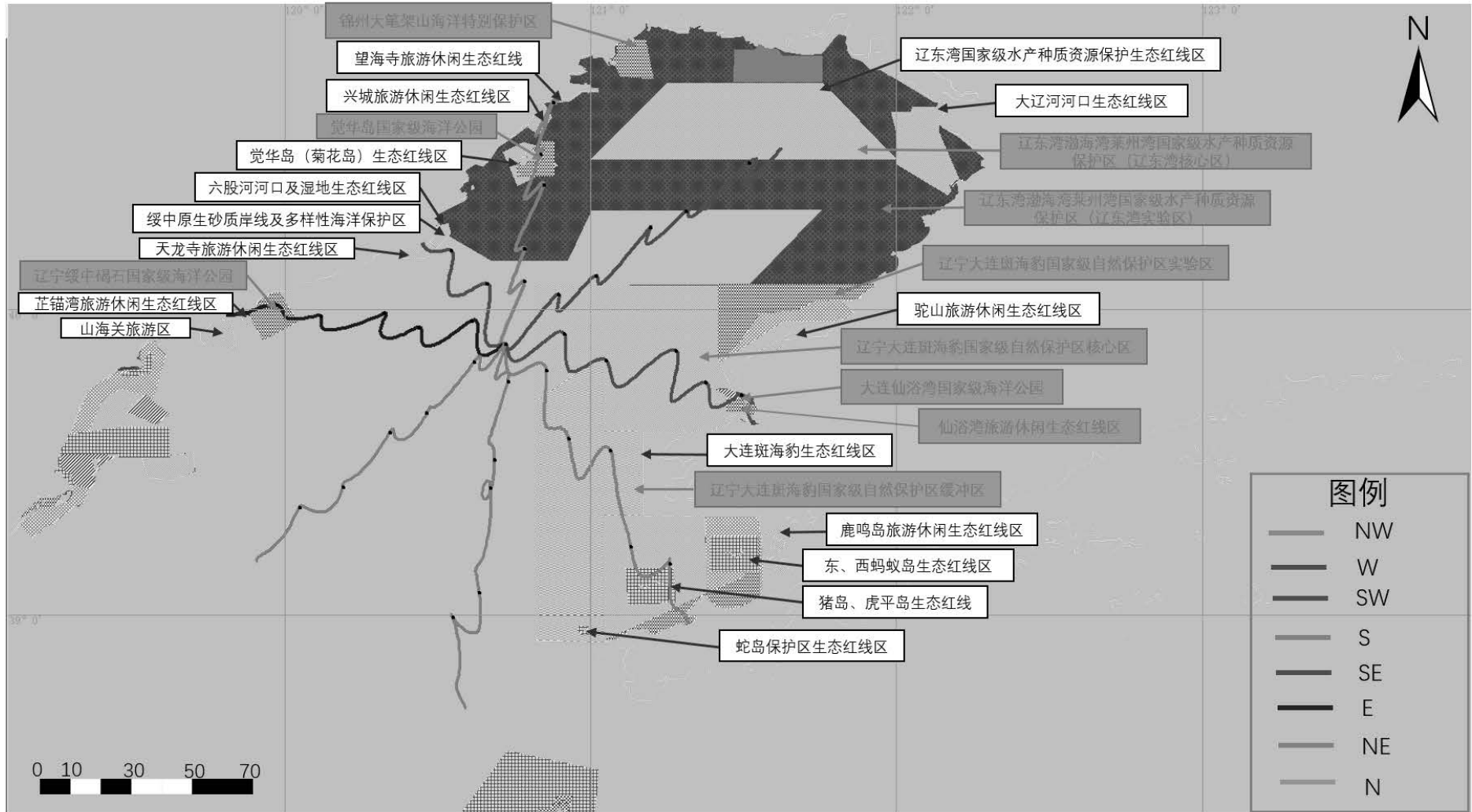


图 8.4-3 涨潮最大风速 72h 粒子轨迹图

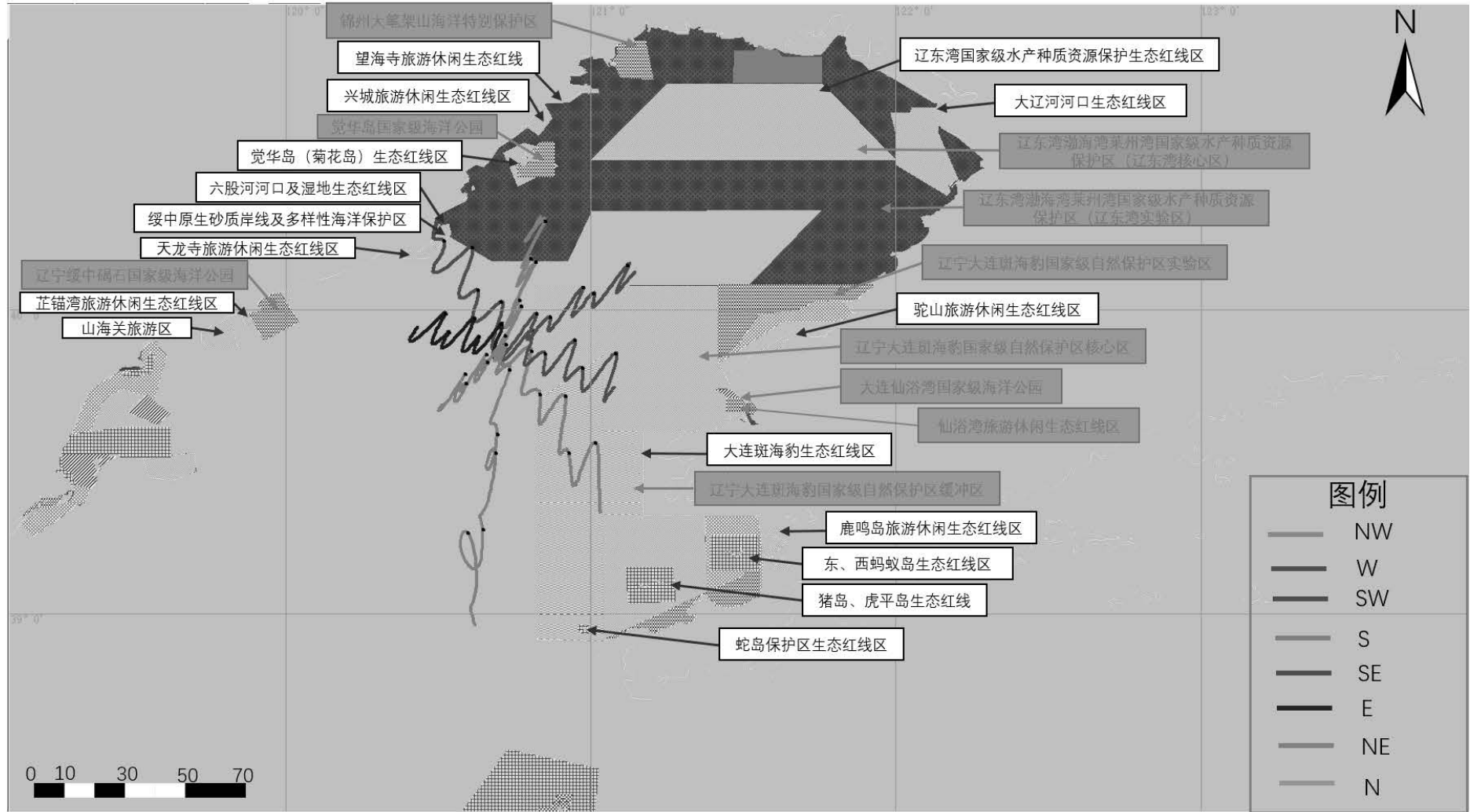


图 8.4-4 涨潮平均风速 72h 粒子轨迹图

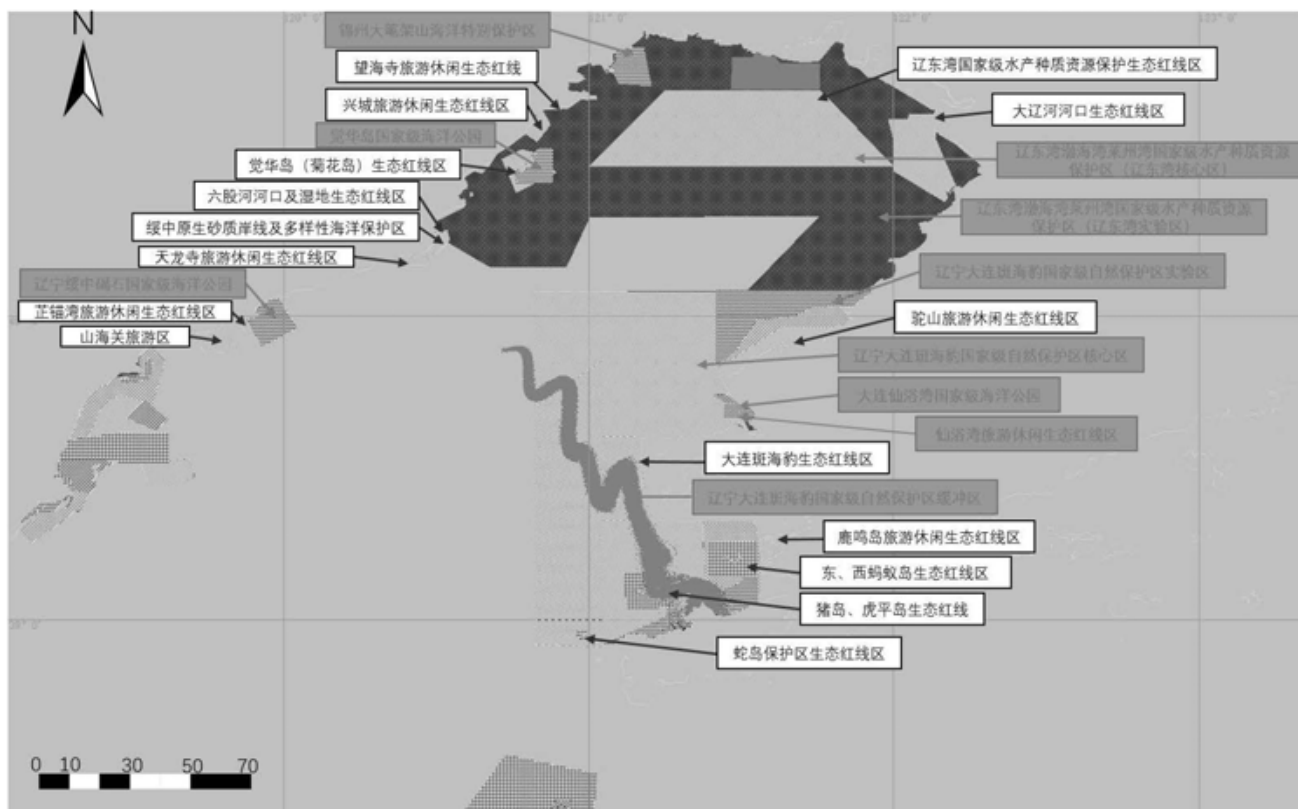


图 8.4-5 落潮最大风速 NW 向油膜轨迹图

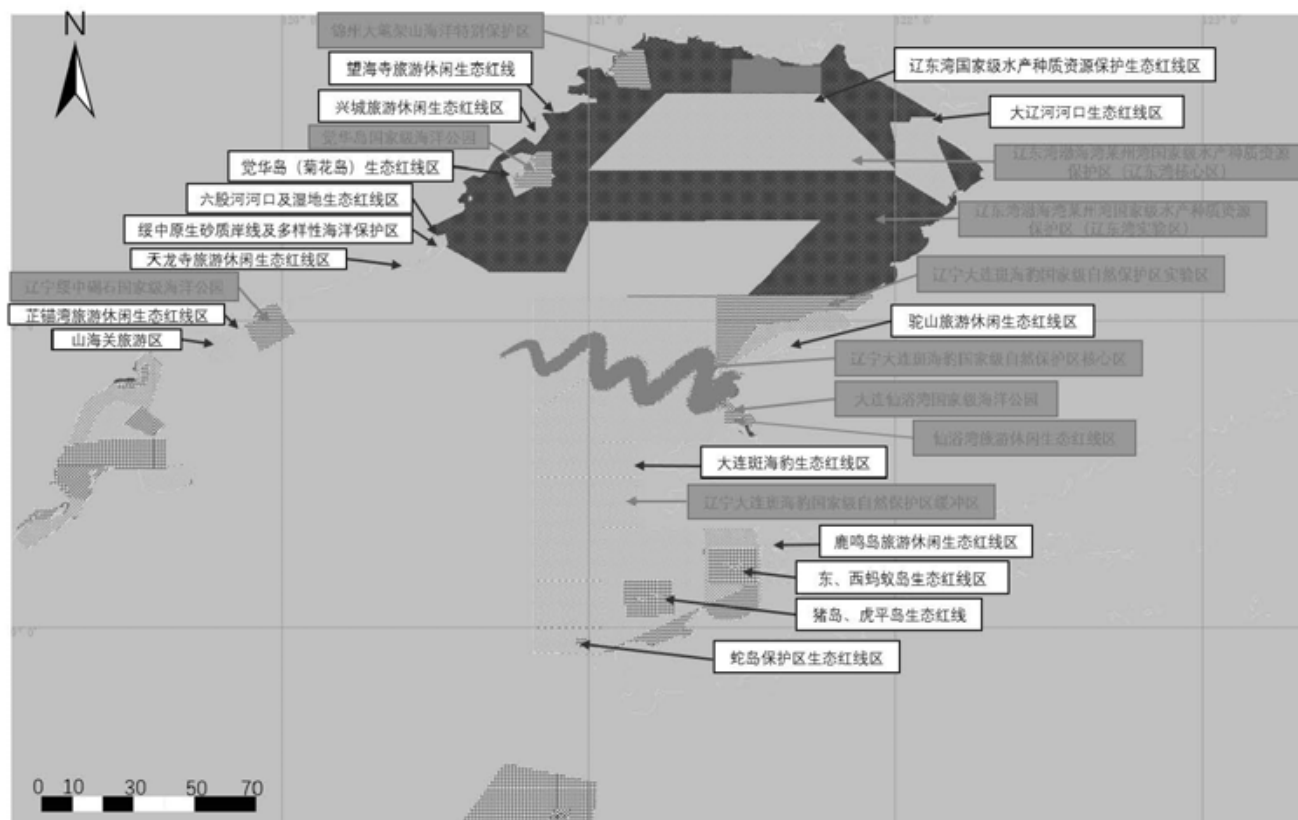


图 8.4-6 落潮最大风速 W 向油膜轨迹图

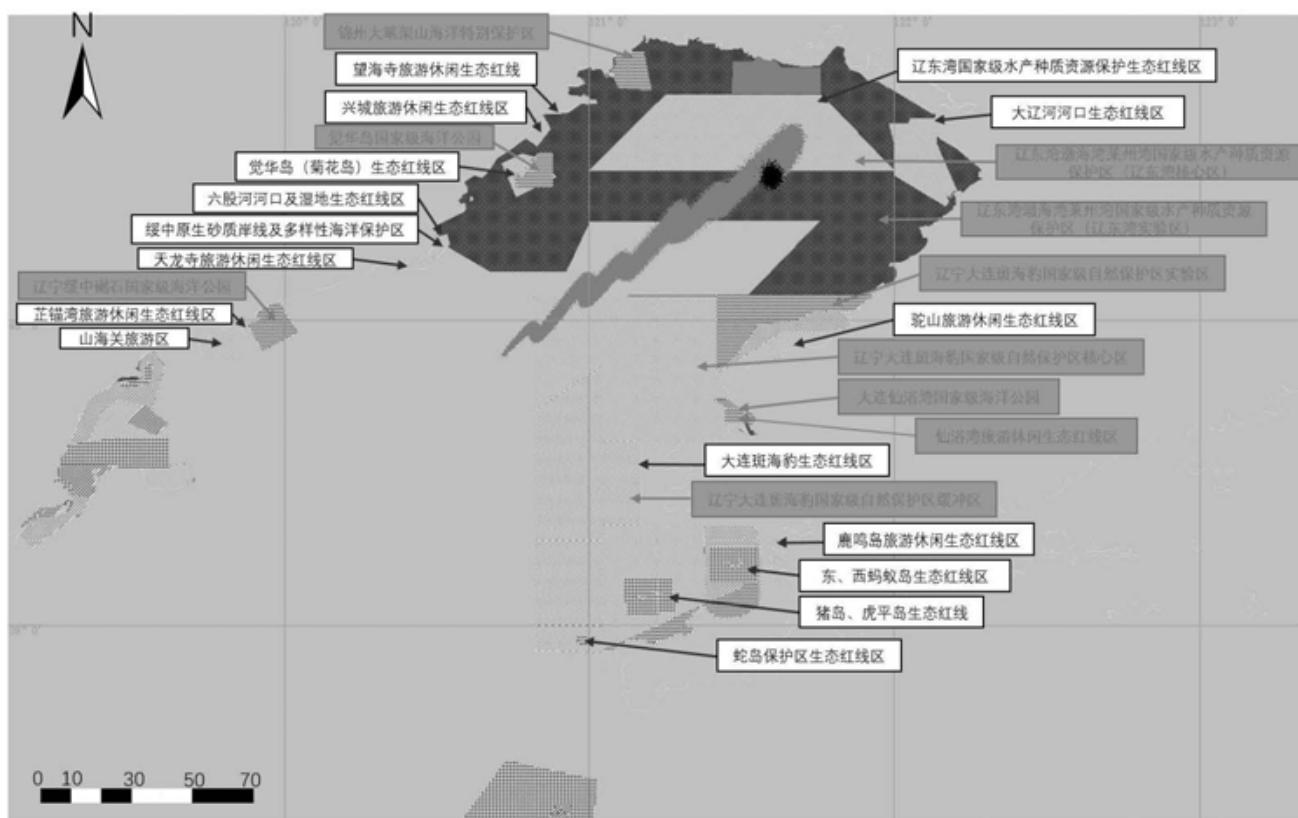


图 8.4-7 落潮最大风速 SW 向油膜轨迹图

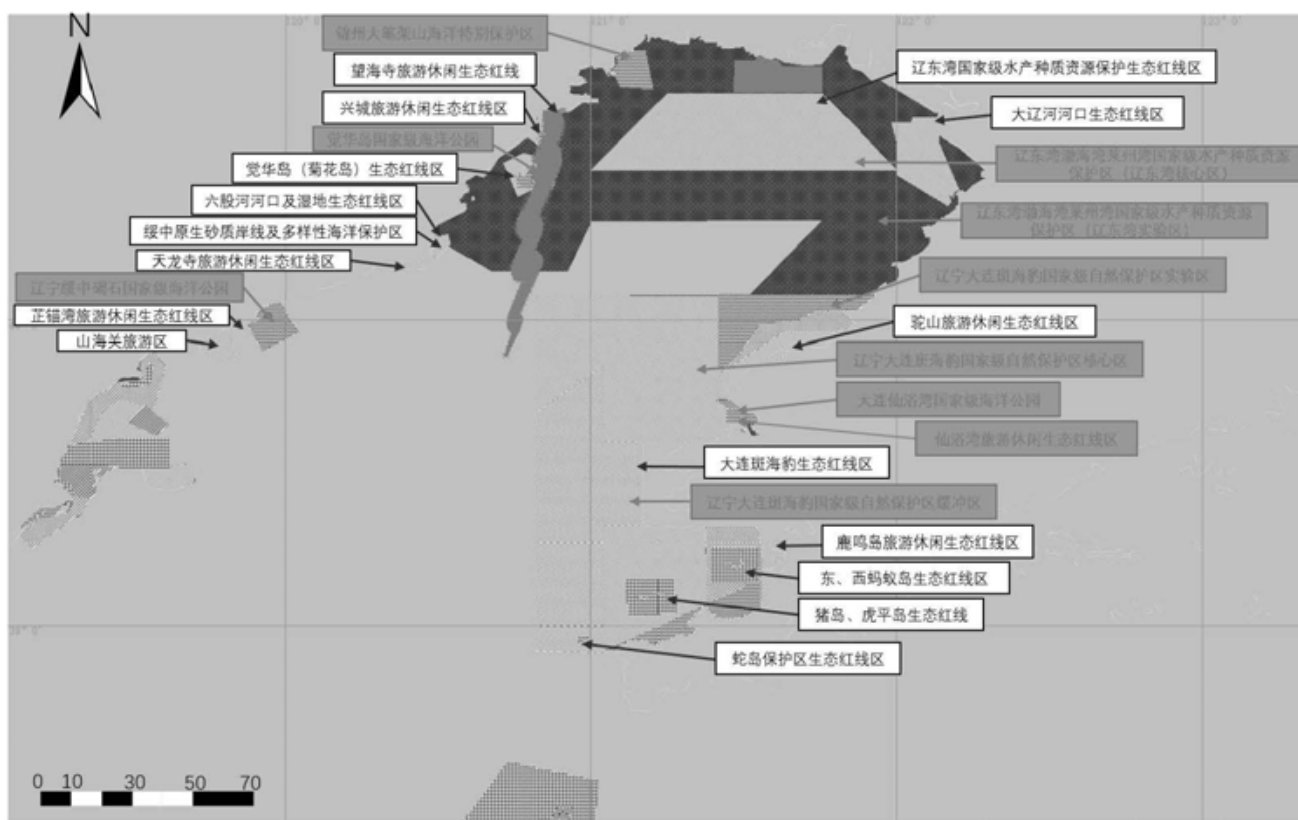


图 8.4-8 落潮最大风速 S 向油膜轨迹图

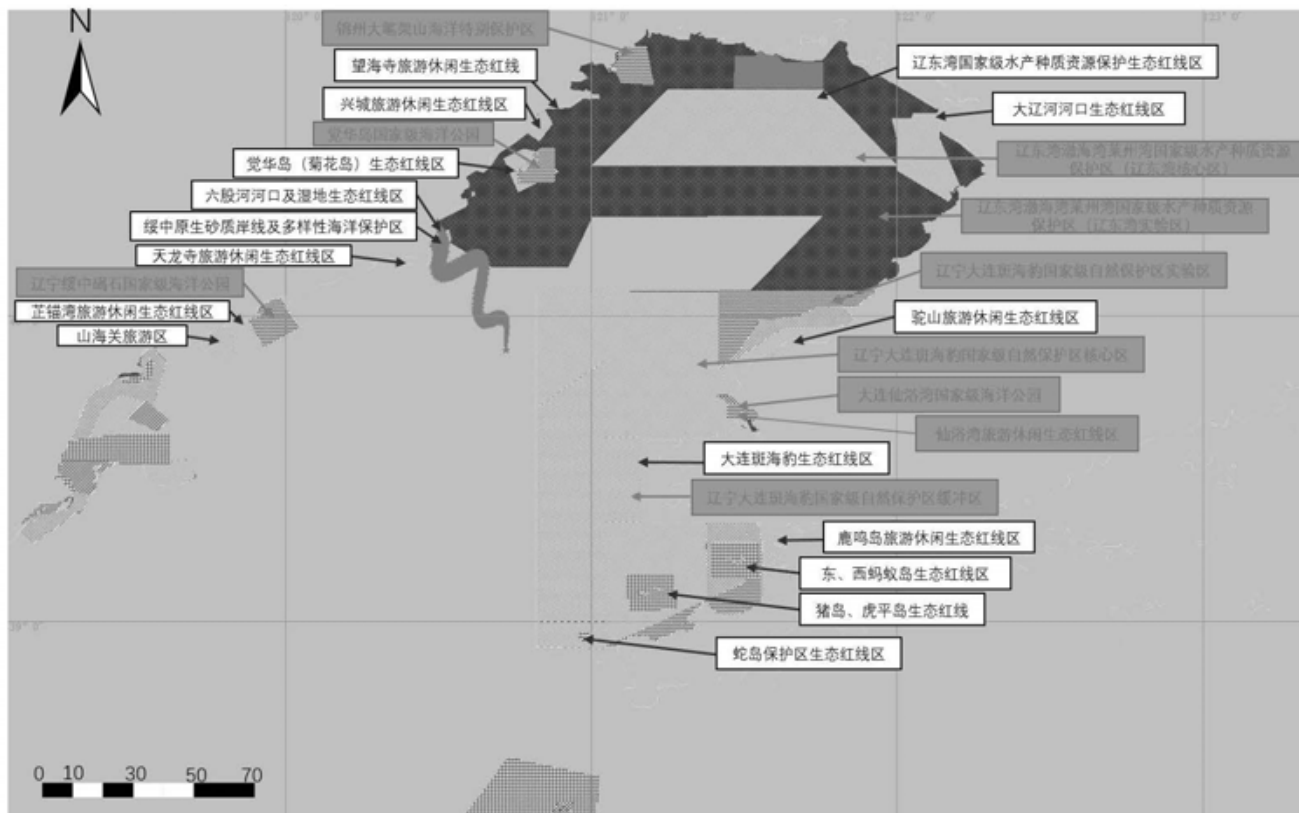


图 8.4-9 落潮最大风速 SE 向油膜轨迹图



图 8.4-10 落潮最大风速 E 向油膜轨迹图

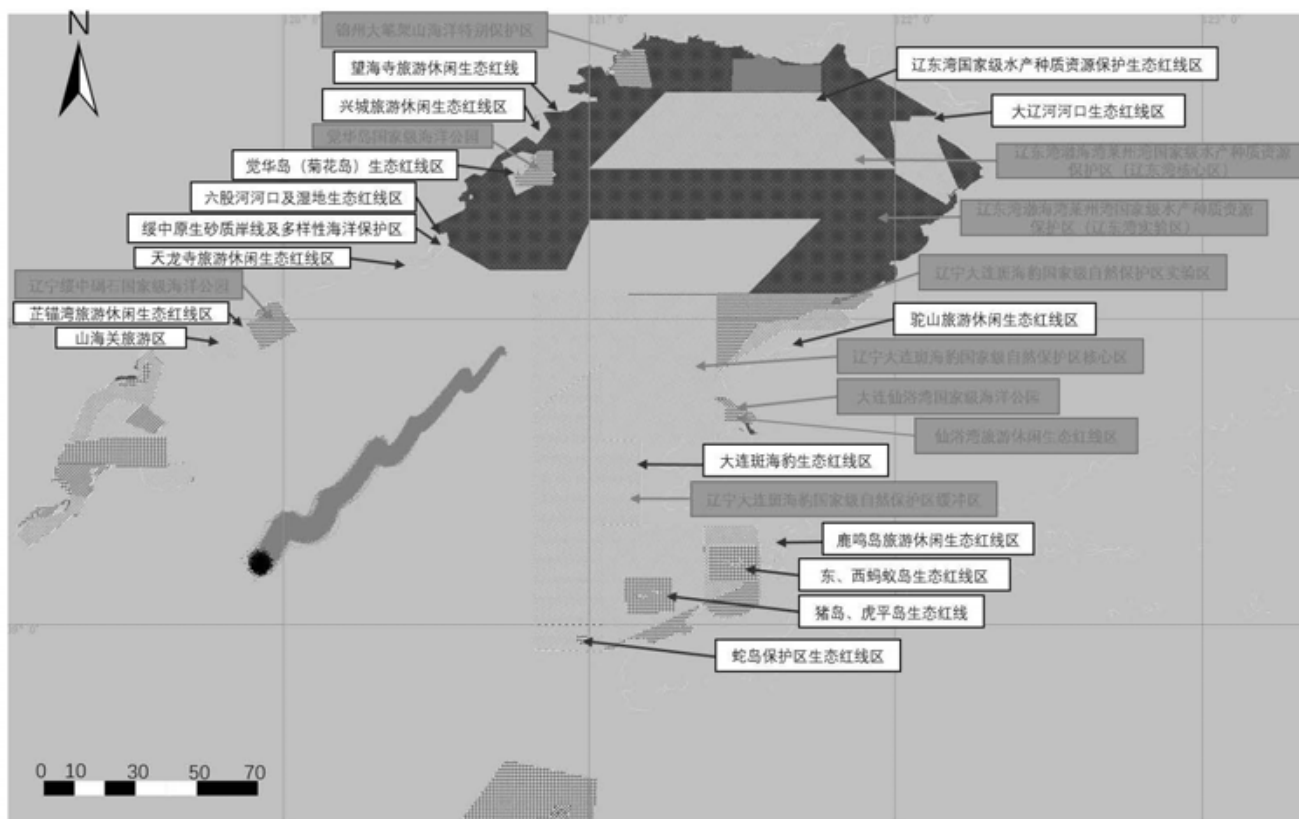


图 8.4-11 落潮最大风速 NE 向油膜轨迹图

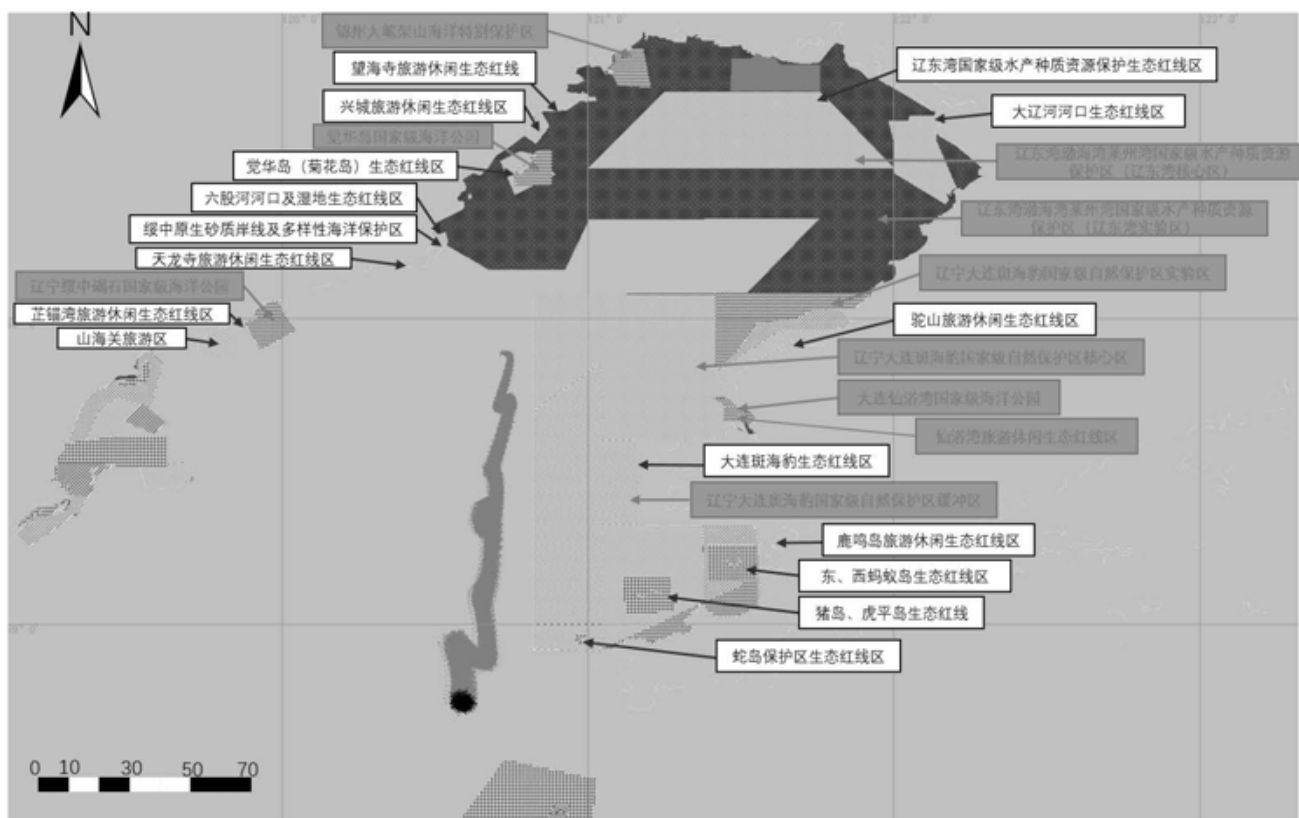


图 8.4-12 落潮最大风速 N 向油膜轨迹图

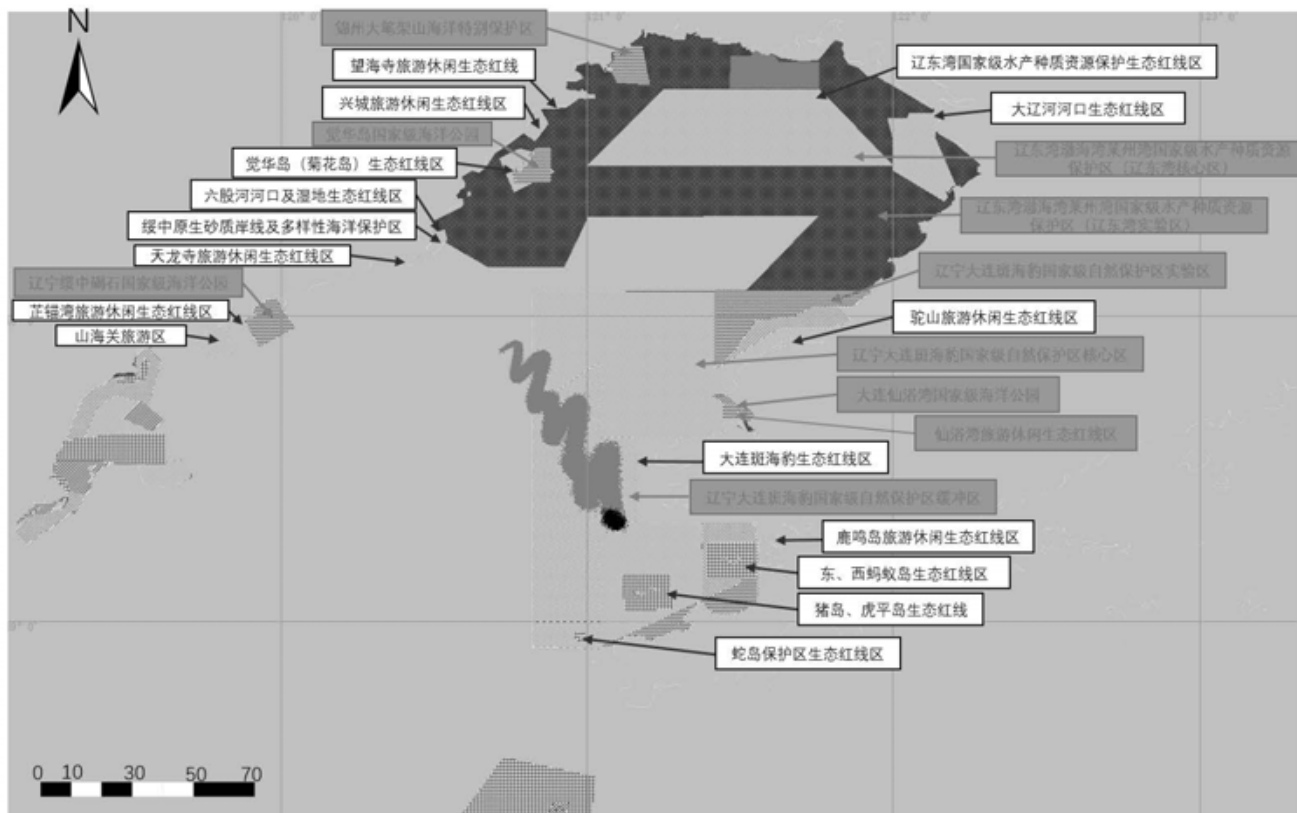


图 8.4-13 落潮平均风速 NW 向油膜轨迹图

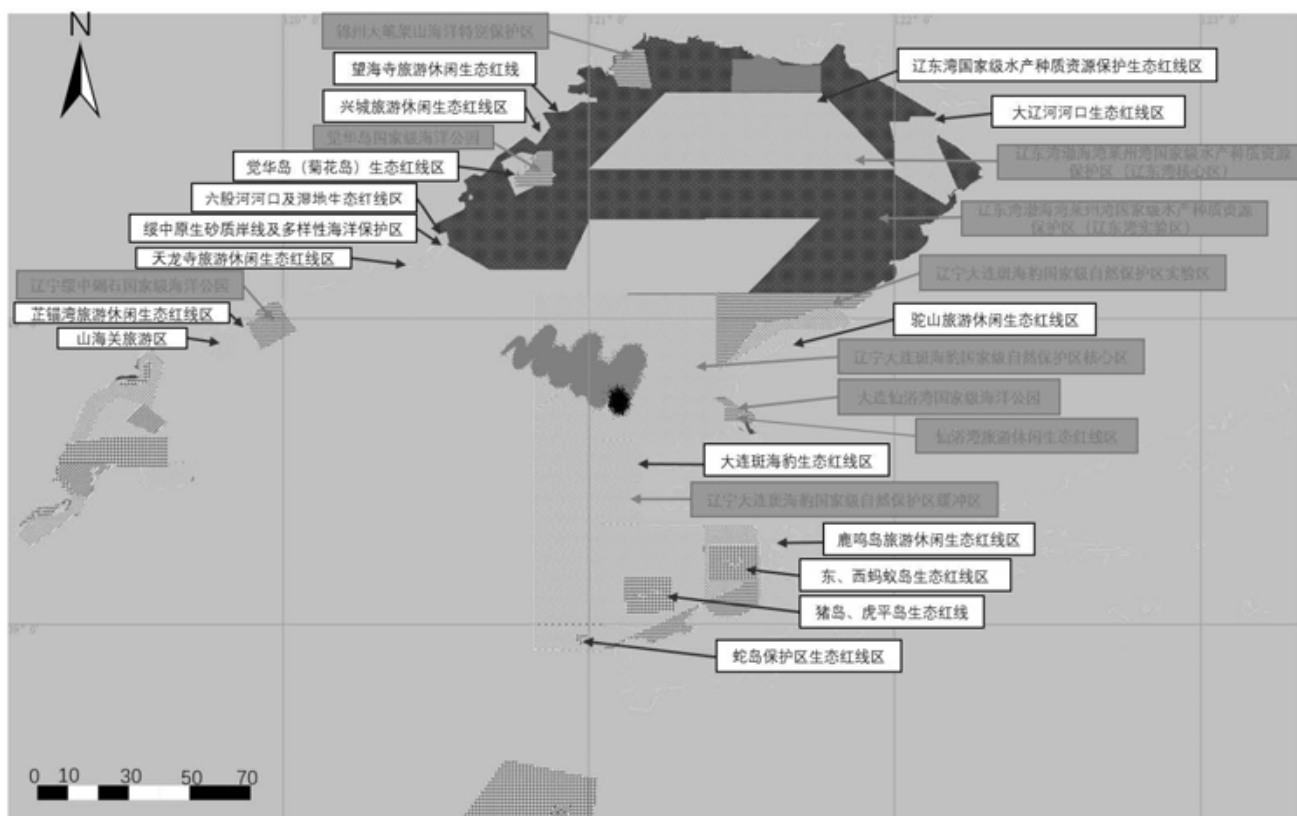


图 8.4-14 落潮平均风速 W 向油膜轨迹图

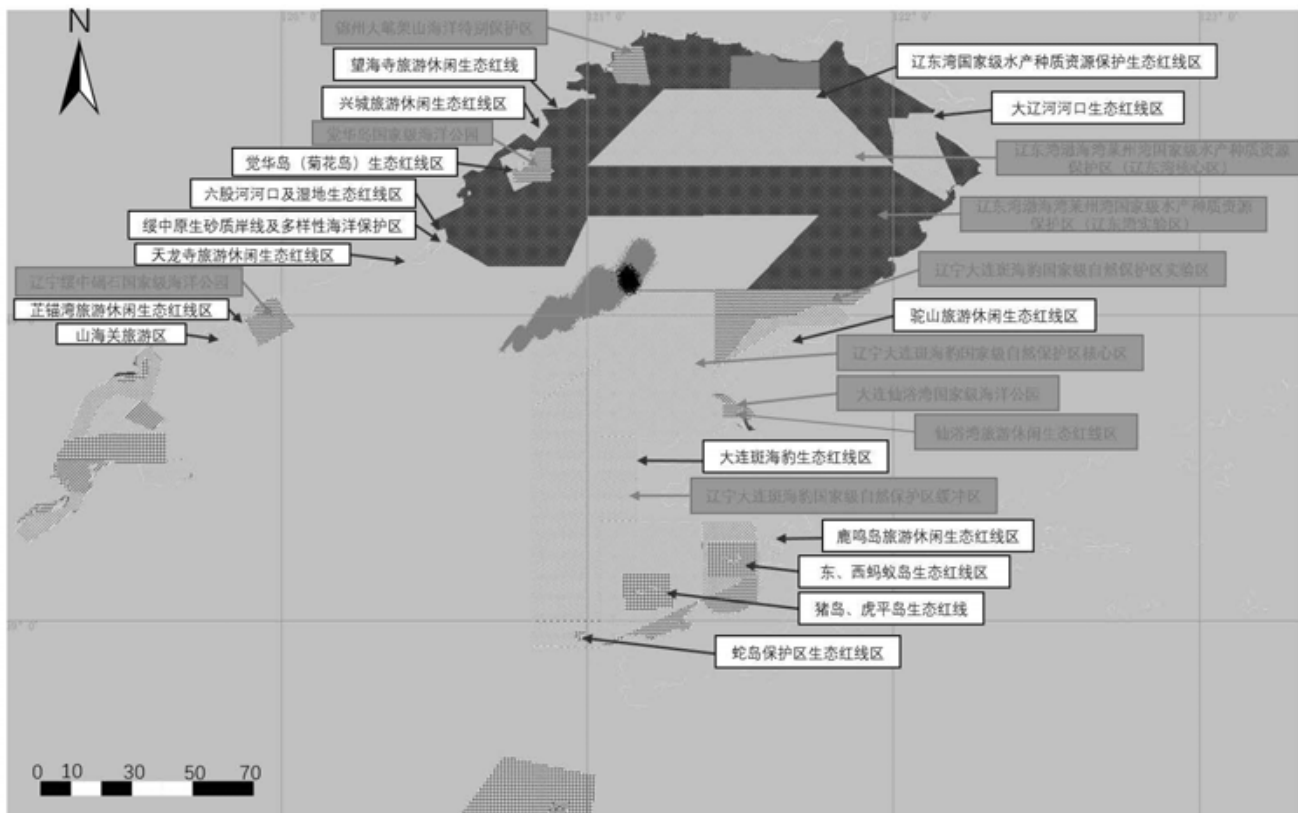


图 8.4-15 落潮平均风速 SW 向油膜轨迹图

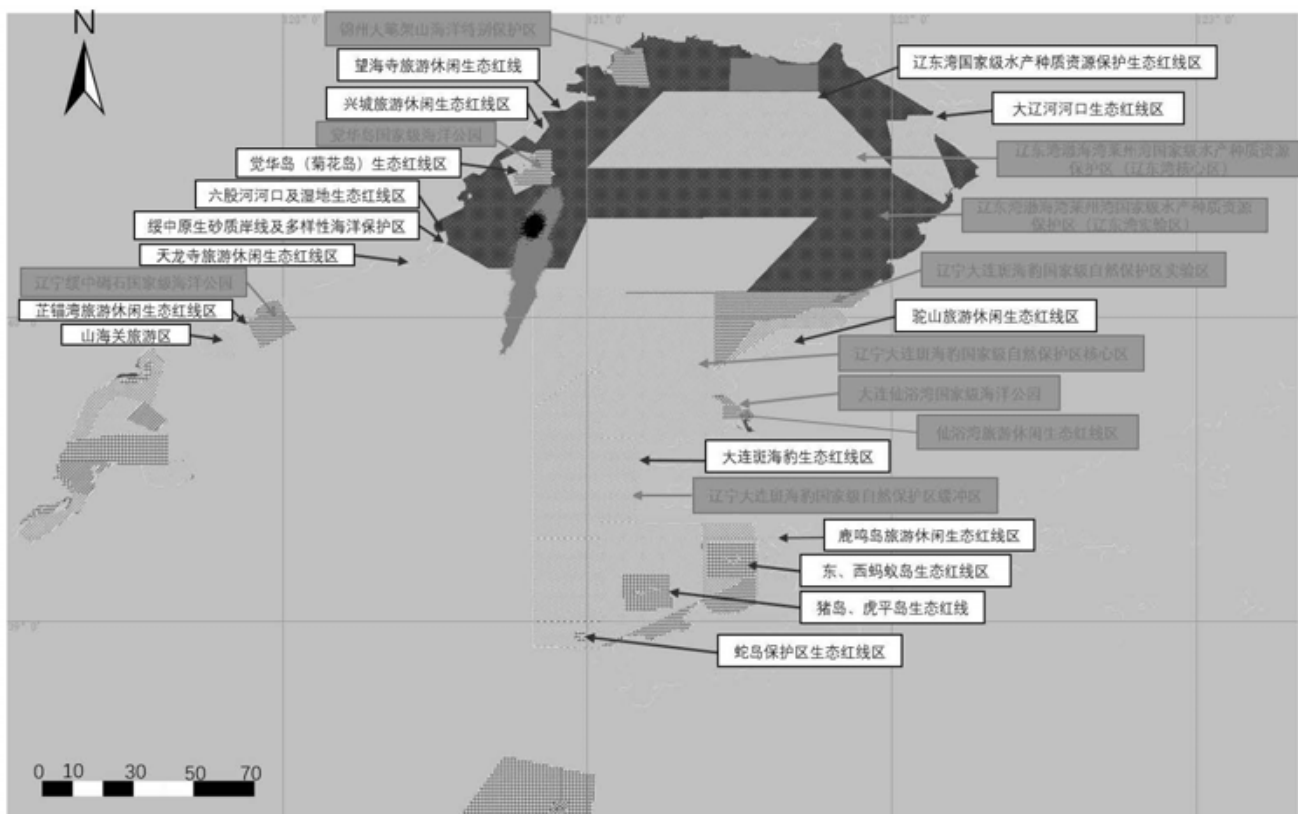


图 8.4-16 落潮平均风速 S 向油膜轨迹图

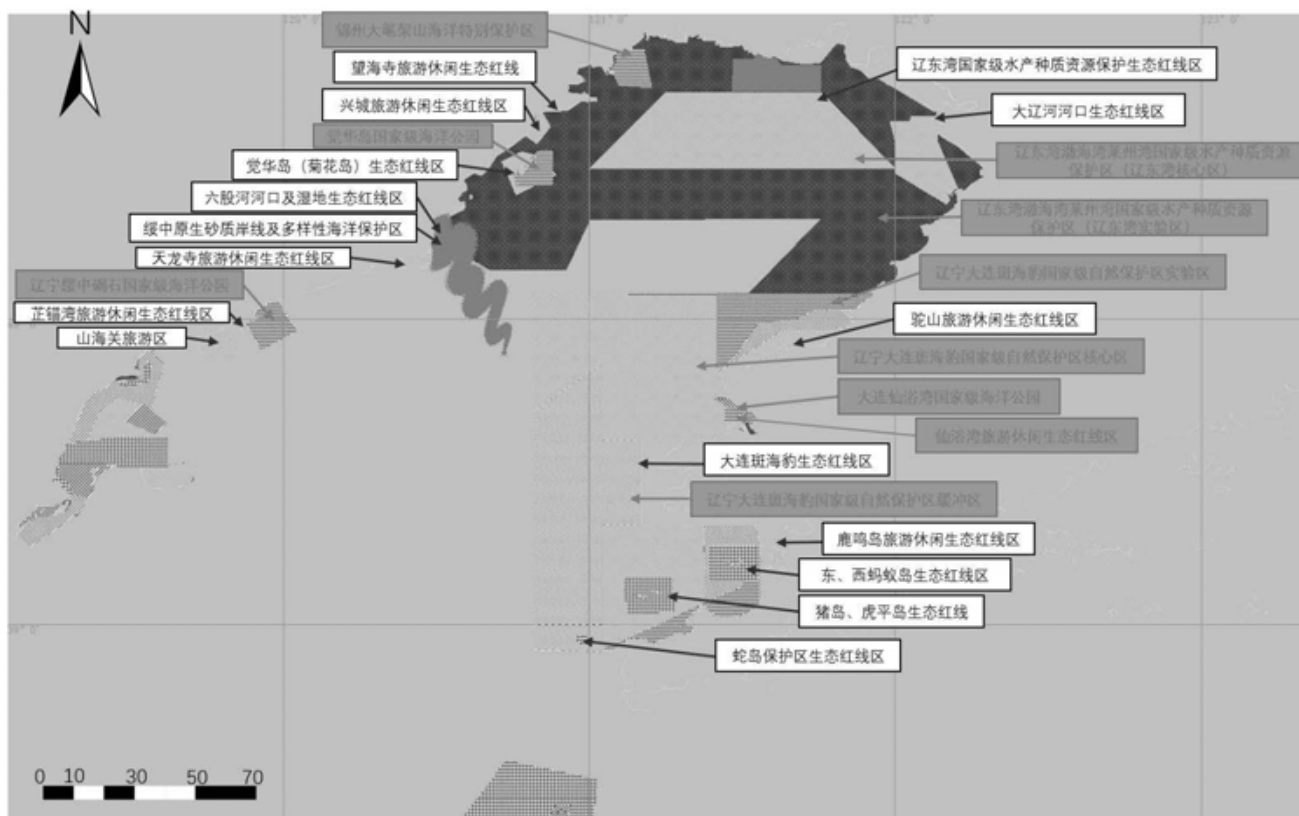


图 8.4-17 落潮平均风速 SE 向油膜轨迹图

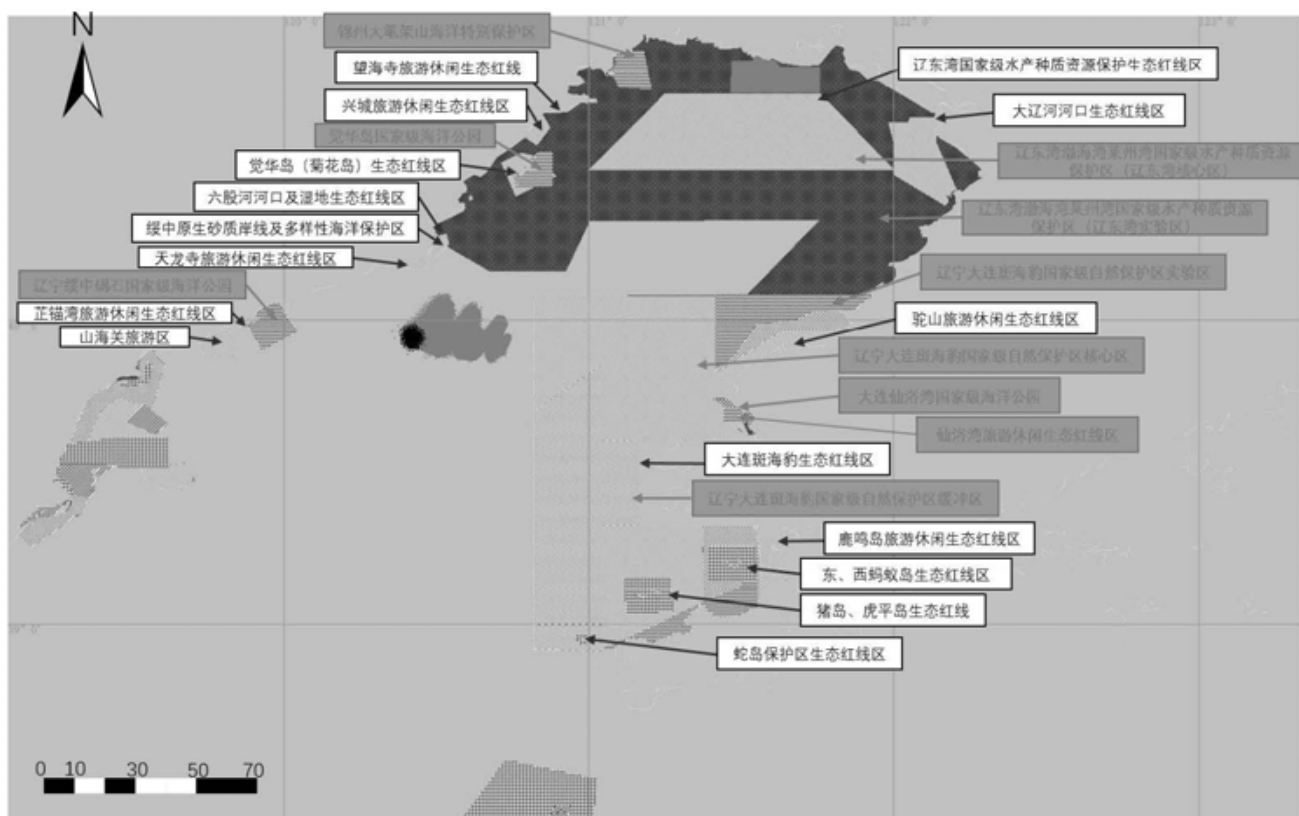


图 8.4-18 落潮平均风速 E 向油膜轨迹图

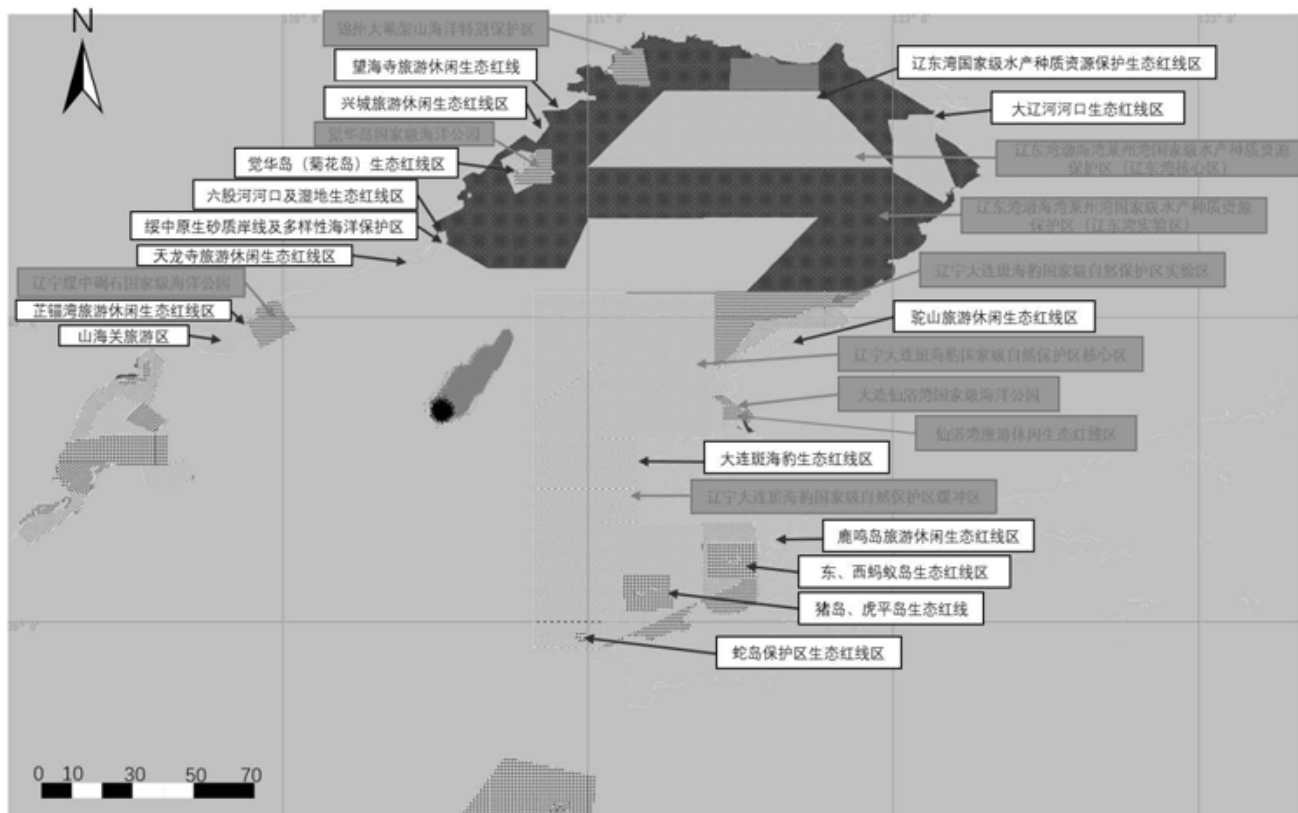


图 8.4-19 落潮平均风速 NE 向油膜轨迹图

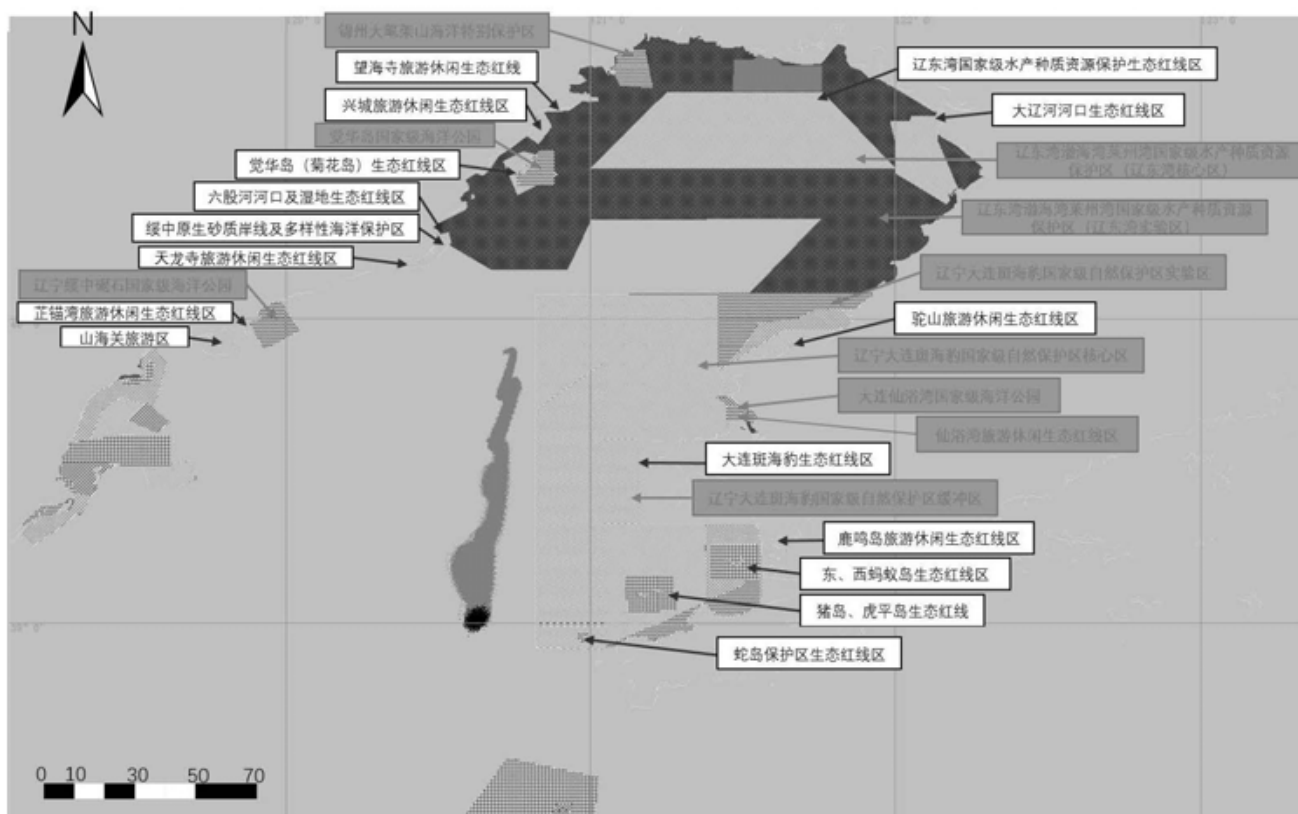


图 8.4-20 落潮平均风速 N 向油膜轨迹图

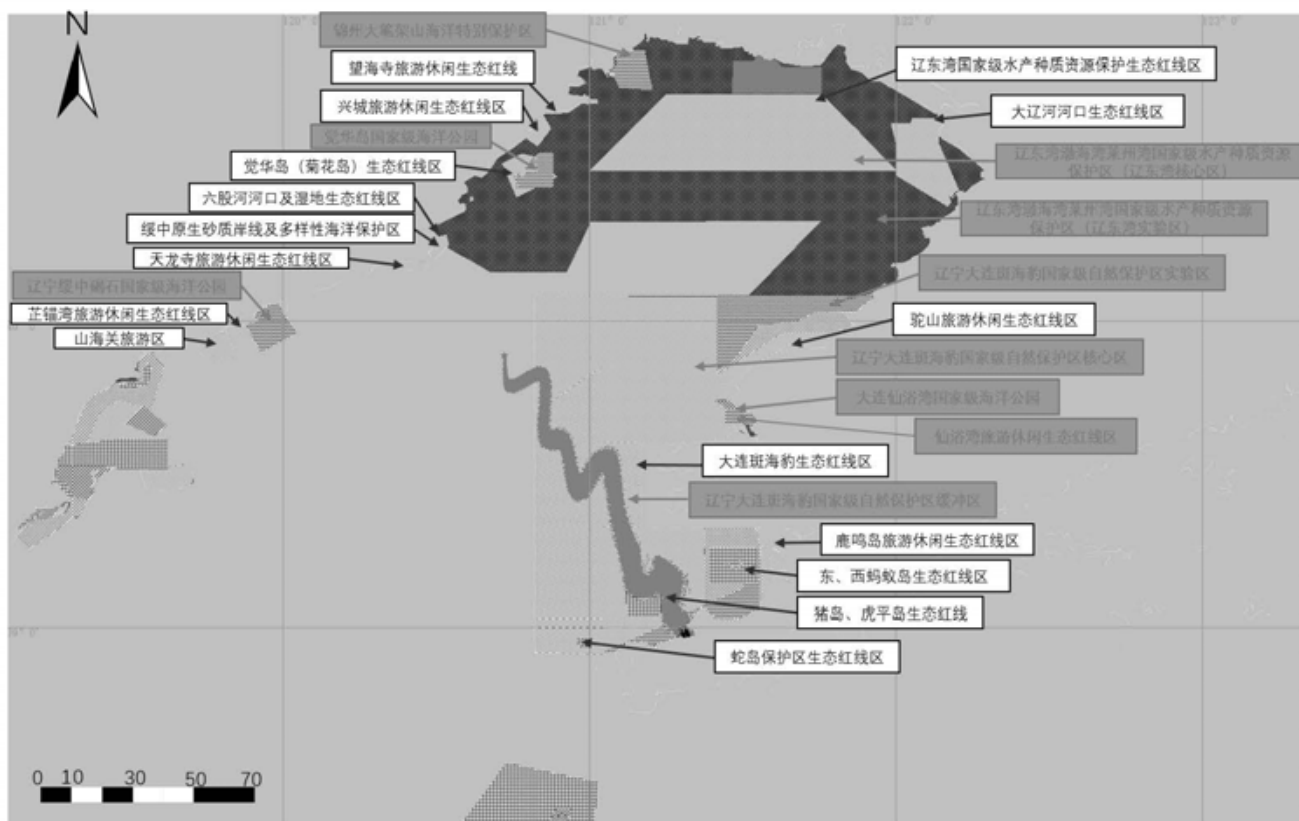


图 8.4-21 涨潮最大风速 NW 向油膜轨迹图



图 8.4-22 涨潮最大风速 W 向油膜轨迹图

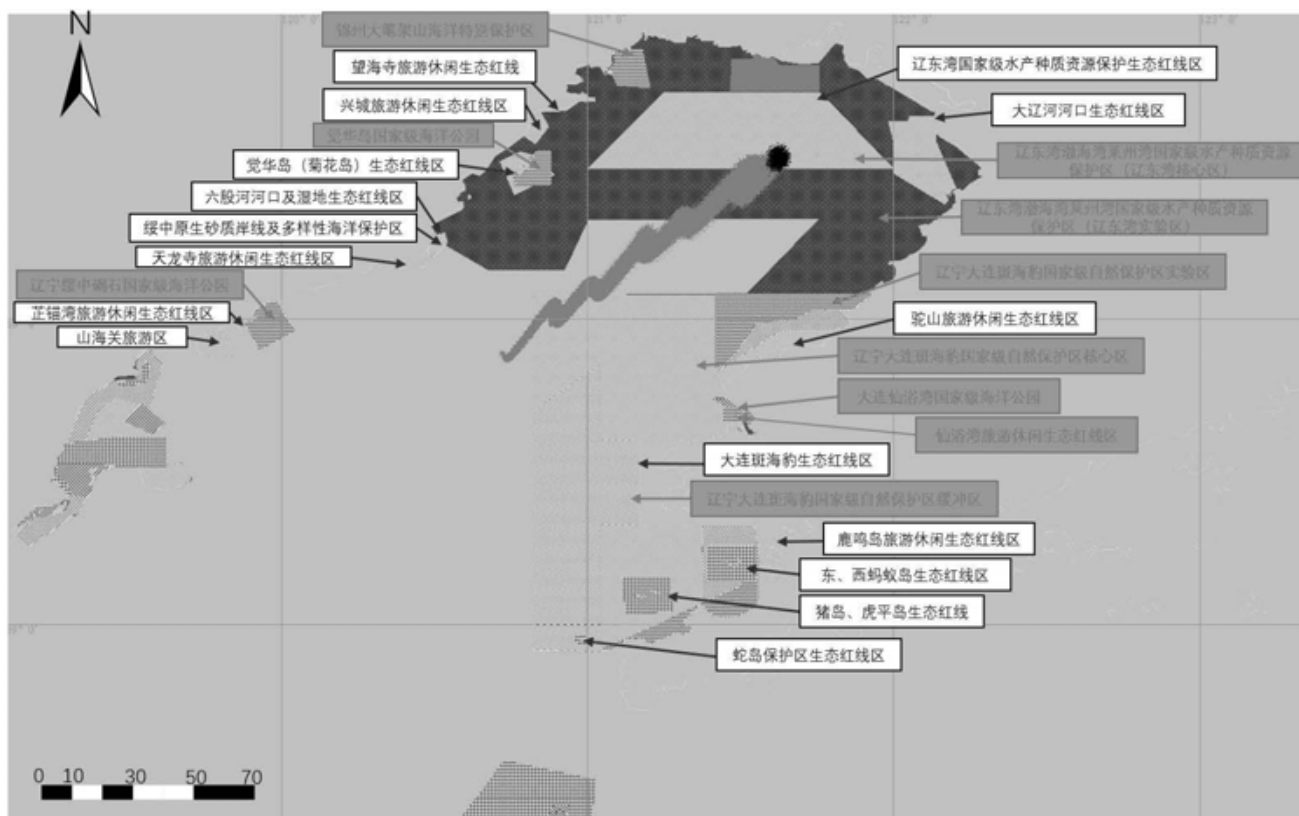


图 8.4-23 涨潮最大风速 SW 向油膜轨迹图

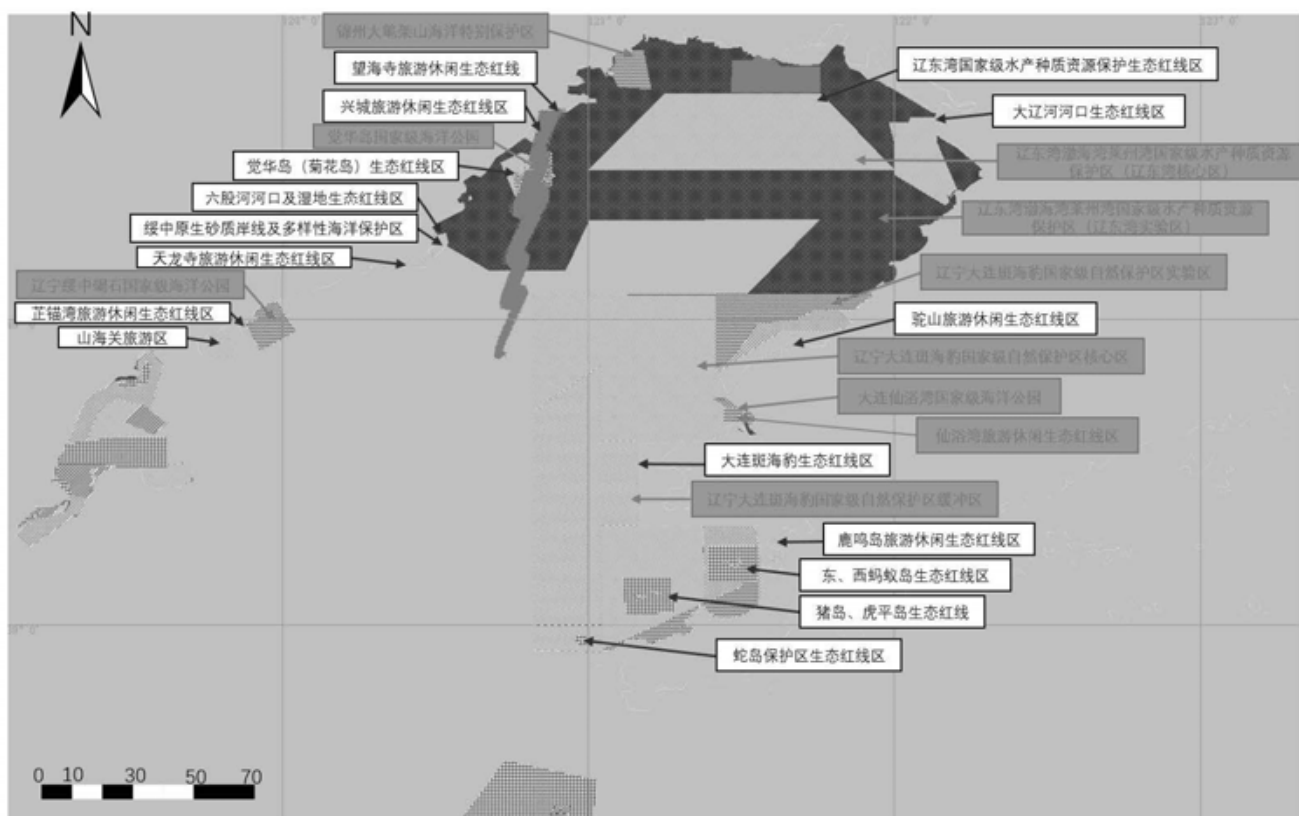


图 8.4-24 涨潮最大风速 S 向油膜轨迹图

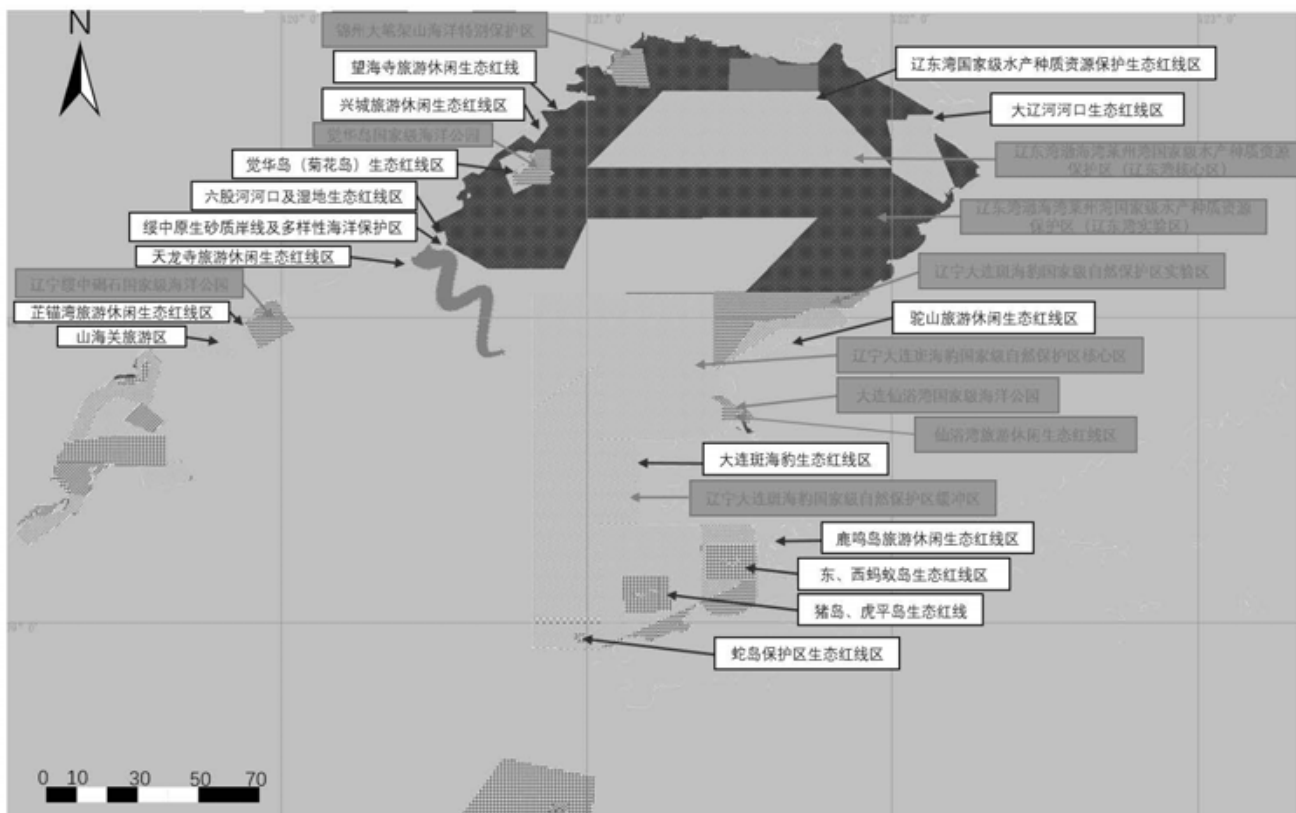


图 8.4-25 涨潮最大风速 SE 向油膜轨迹图

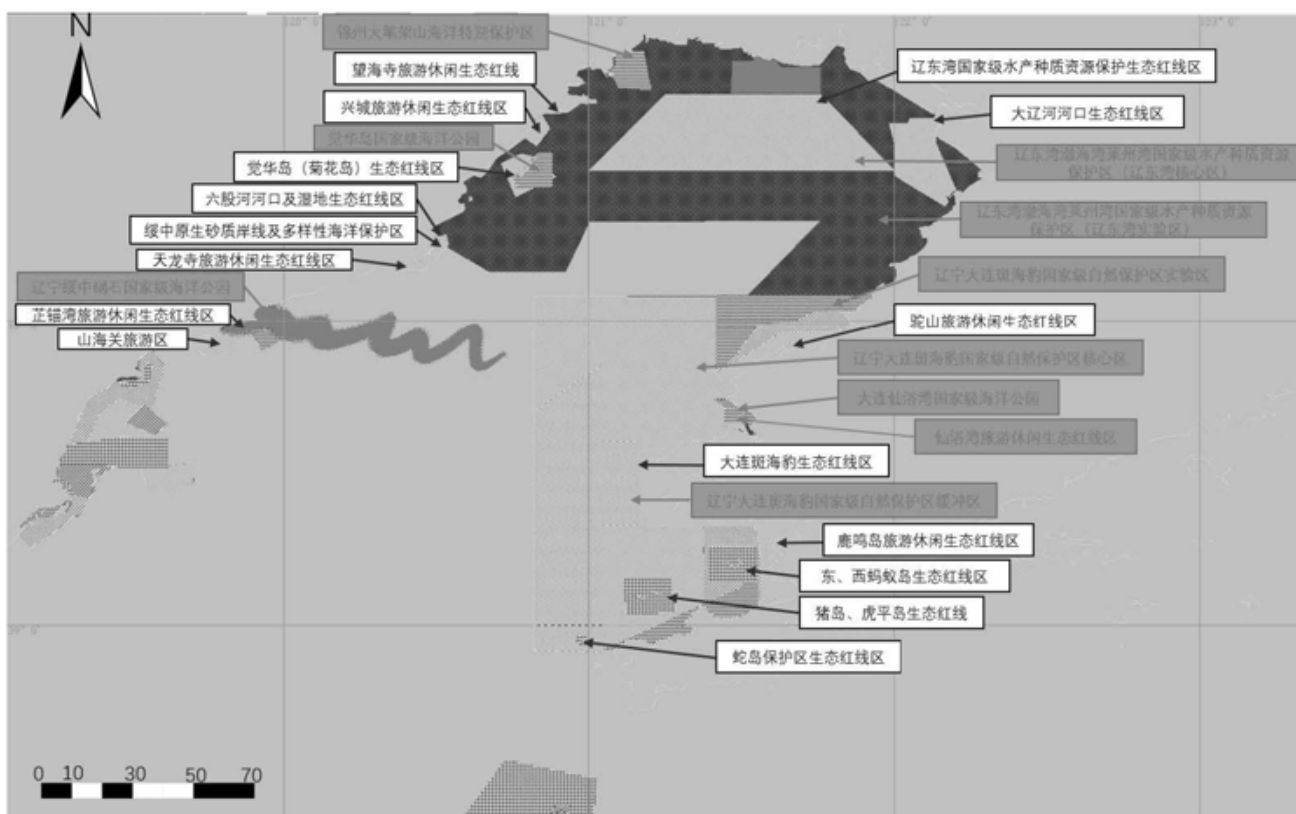


图 8.4-26 涨潮最大风速 E 向油膜轨迹图

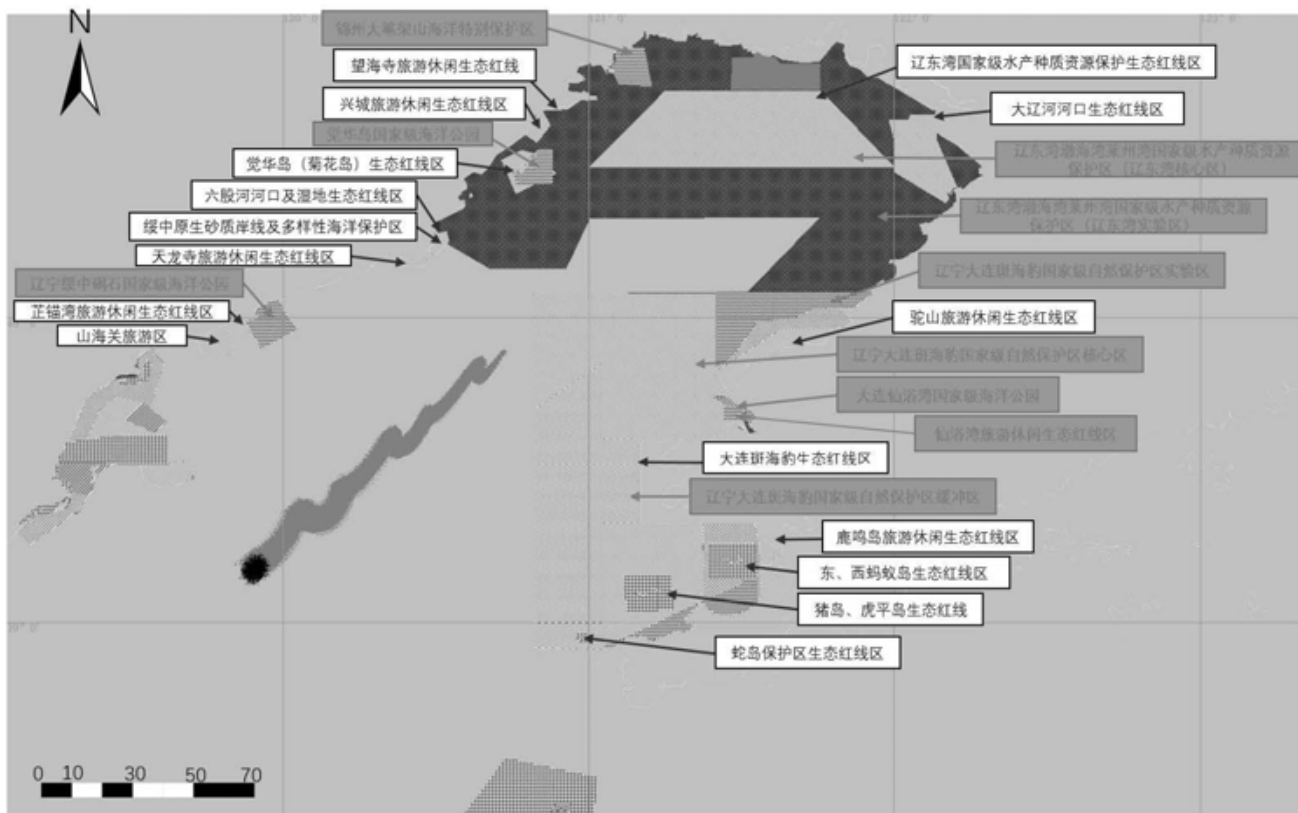


图 8.4-27 涨潮最大风速 NE 向油膜轨迹图

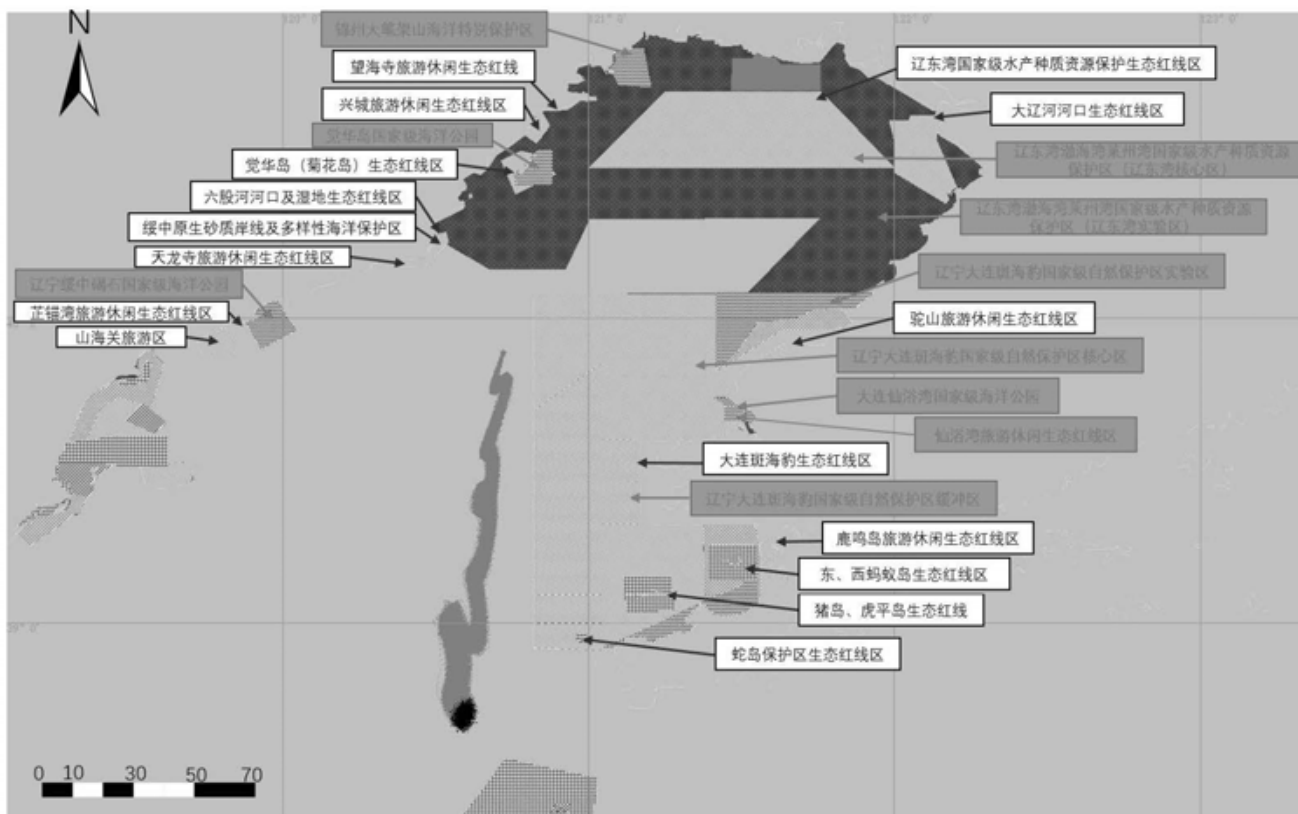


图 8.4-28 涨潮最大风速 N 向油膜轨迹图

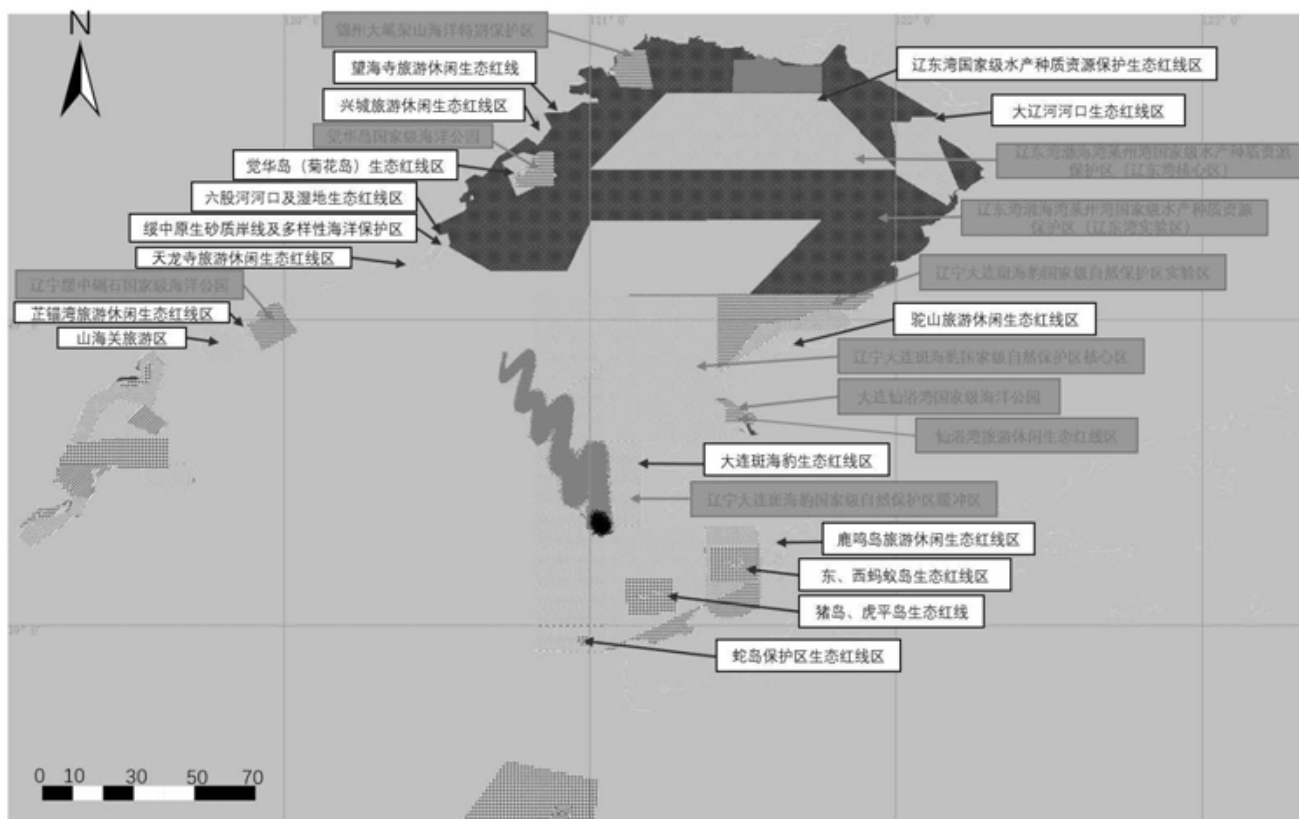


图 8.4-29 涨潮平均风速 NW 向油膜轨迹图



图 8.4-30 涨潮平均风速 W 向油膜轨迹图



图 8.4-31 涨潮平均风速 SW 向油膜轨迹图

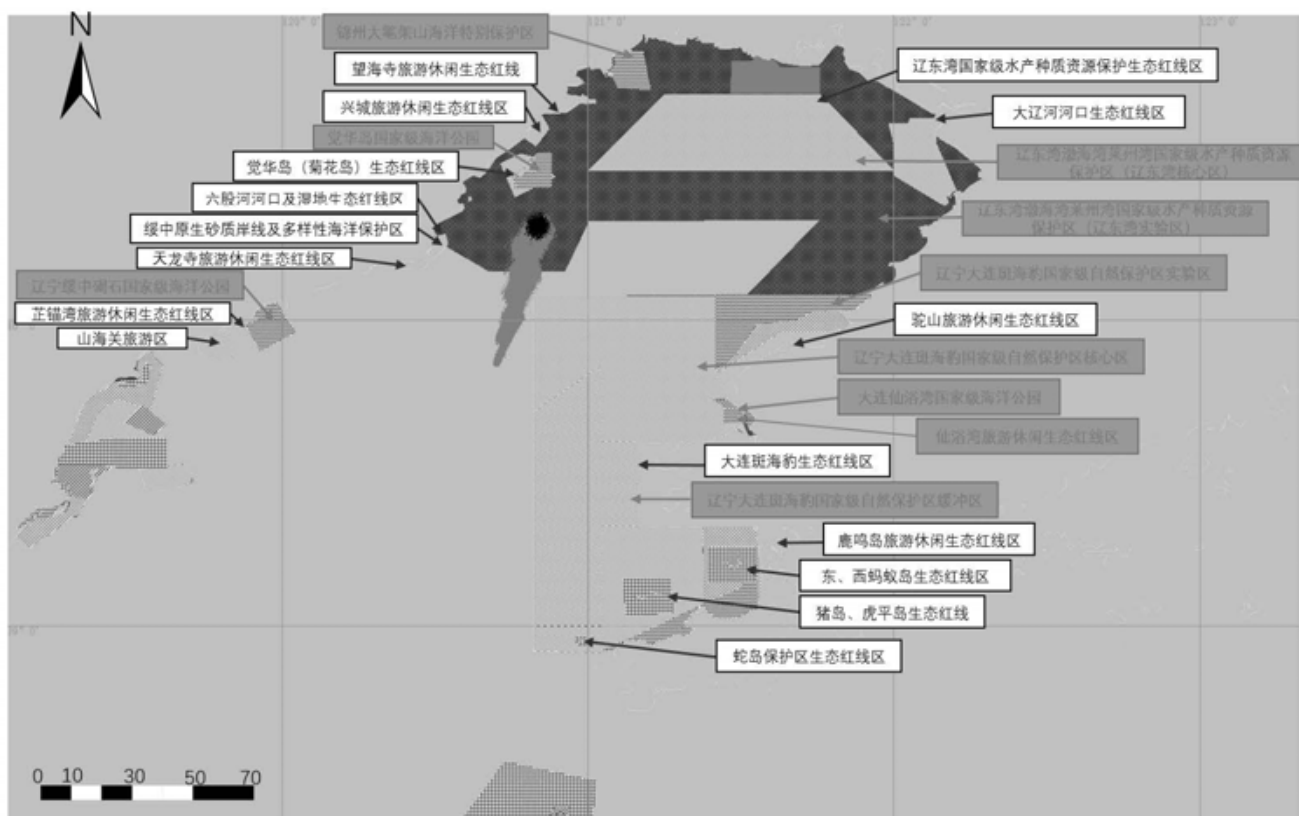


图 8.4-32 涨潮平均风速 S 向油膜轨迹图

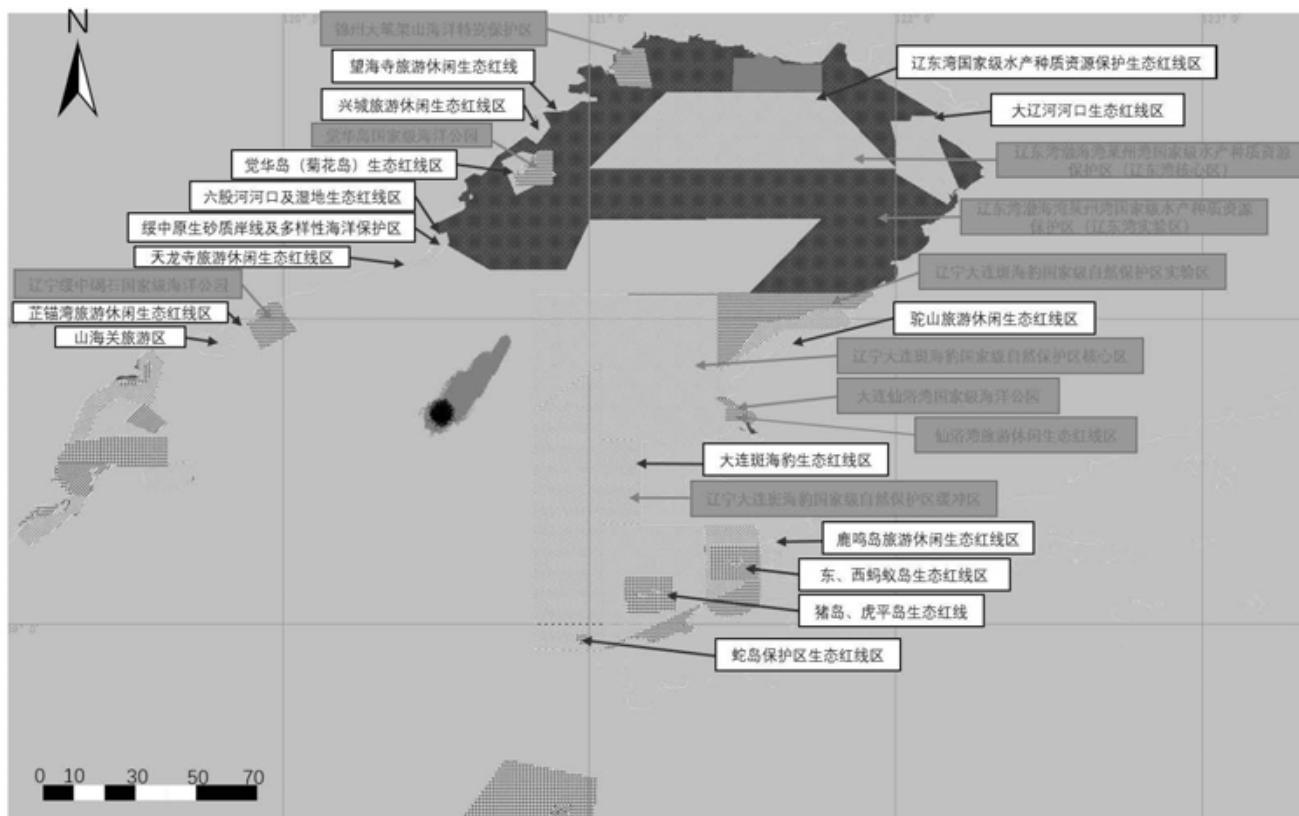


图 8.4-35 涨潮平均风速 NE 向油膜轨迹图

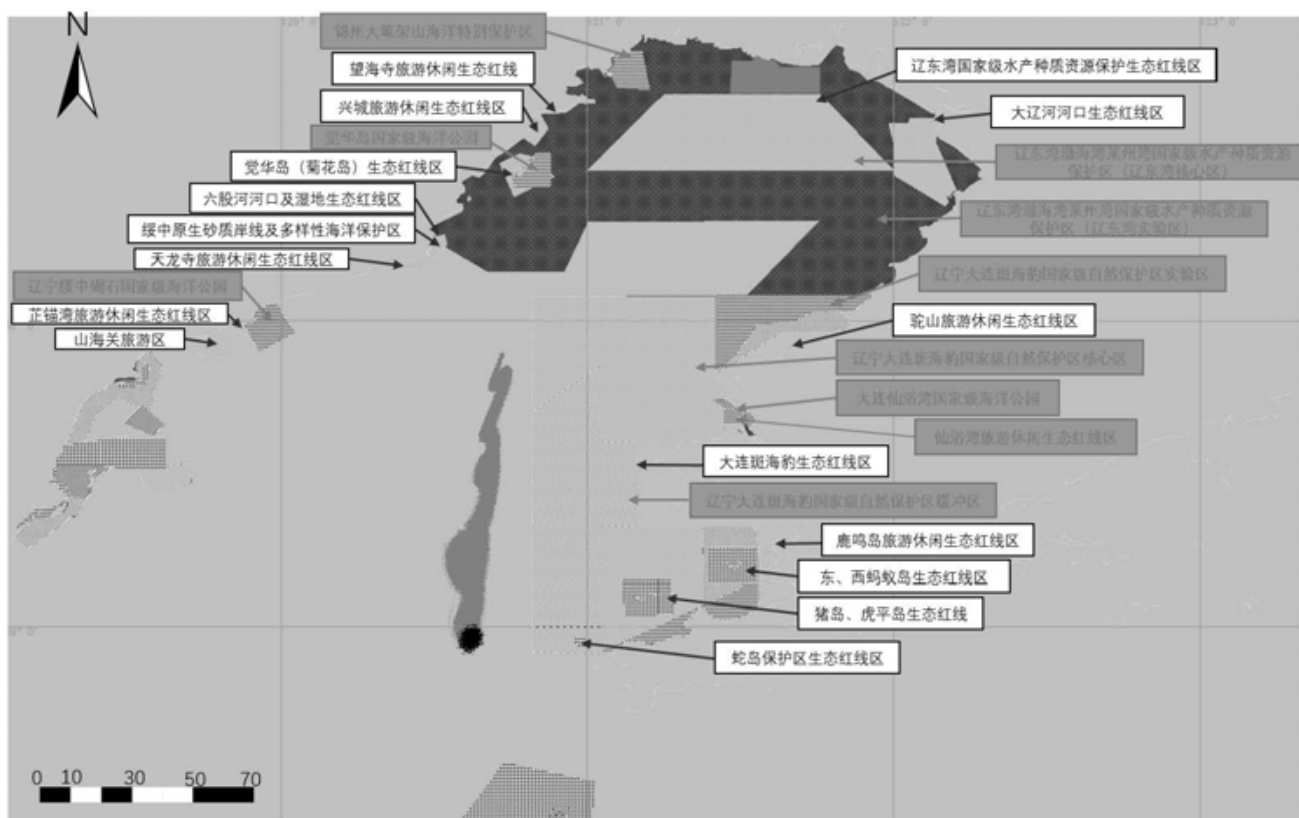


图 8.4-36 涨潮平均风速 N 向油膜轨迹图

8.5 事故后果分析

8.5.1 溢油对环境敏感区的影响分析

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，敏感区域生态环境将历经几到十几年才能恢复；湿地生态系统的恢复需要约 15 年时间，砂质海滨生态的恢复需要约 3 年时间。

对于施工期船舶碰撞溢油事故而言，本工程主要环境敏感目标有鲚的产卵场，小黄鱼、鳀、鲷和中国对虾的索饵场，毛虾的越冬场，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区，辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾实验区和核心区），辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区，绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区，六股河河口及湿地生态红线区，大连斑海豹保护生态红线区，辽宁绥中碣石国家级海洋公园，芷锚湾旅游休闲生态红线区，天龙寺旅游休闲生态红线区，觉华岛国家级海洋公园，觉华岛（菊花岛）生态红线区，兴城旅游休闲生态红线区，望海寺旅游休闲生态红线区，大连仙浴湾国家级海洋公园，仙浴湾旅游休闲生态红线区，猪岛、虎平岛生态红线区。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，在建设和生产运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。

由于本项目位于鲚的产卵场，小黄鱼、鳀、鲷和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，若发生溢油，油膜即刻抵达环境敏感目标。油膜抵达大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区的最短时间为 4.5h，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 14h，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 15h，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 22.5h，抵达天龙寺旅游休闲生态红线区的最短时间为 25h，抵达绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区的最短时间为 26h，抵达六股河河口及湿地生态红线区的最短时间为 26.5h，油膜抵达其他海洋环境敏感区的时间均大于 30h。溢油对周边敏感目标影响汇总见下表。

表 8.5-1 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	涨潮平均风速 W、涨潮平均风速 NW、涨潮最大风速 W、涨潮最大风速 NW、落潮平均风速 W、落潮平均风速 NW、落潮最大风速 W、落潮最大风速 NW	14	62.1
	核心区	涨潮平均风速 SW、涨潮均风 W、涨潮均风 NW、涨潮最大风速 W、涨潮最大风速 NW、落潮均风 SW、落潮均风 W、落潮均风 NW、落潮最大风速 W、落潮最大风速 NW	22.5	59.8
	实验区	涨潮最大风速 NW、落潮最大风速 NW	61.5	53.6
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）		涨潮平均风速 SE、涨潮平均风速 S、涨潮最大风速 S、涨潮最大风速 SW、落潮平均风速 SE、落潮平均风速 S、落潮最大风速 SE、落潮最大风速 S、落潮最大风速 SW	15	62.4
辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区（辽东湾核心区）		涨潮最大风速 SW、落潮最大风速 SW	59	54.5
辽东湾国家级水产种质资源保护生态红线区*		涨潮最大风速 SW、落潮最大风速 SW	59	54.5
绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区*		涨潮平均风速 SE、涨潮最大风速 E、落潮平均风速 SE、落潮最大风速 SE	26	58.8
六股河河口及湿地生态红线区*		涨潮平均风速 SE、涨潮最大风速 E、落潮平均风速 SE、落潮最大风速 SE	26.5	58.6
大连斑海豹保护生态红线区*		涨潮平均风速 SW、涨潮平均风速 W、涨潮平均风速 NW、涨潮最大风速 SW、涨潮最大风速 W、涨潮最大风速 NW、落潮平均风速 S、落潮平均风速 SW、落潮平均风速 W、落潮平均风速 NW、落潮最大风速 SW、落潮最大风速 W、落潮最大风速 NW	4.5	68.8
辽宁绥中碣石国家级海洋公园		涨潮最大风速 E、落潮最大风速 E	49	55.9

芷锚湾旅游休闲生态红线区*	涨潮最大风速 E、落潮最大风速 E	55	55.3
天龙寺旅游休闲生态红线区*	涨潮最大风速 SE、落潮最大风速 SE	25	59
觉华岛国家级海洋公园	涨潮最大风速 S、落潮最大风速 S	35.5	57.8
觉华岛（菊花岛）生态红线区*	涨潮最大风速 S、落潮最大风速 S	36	57.8
兴城旅游休闲生态红线区*	涨潮最大风速 S、落潮最大风速 S	40	56.8
望海寺旅游休闲生态红线区*	涨潮最大风速 S、落潮最大风速 S	48	26.3
大连仙浴湾国家级海洋公园	涨潮最大风速 W、落潮最大风速 W	43	56.4
仙浴湾旅游休闲生态红线区*	涨潮最大风速 W、落潮最大风速 W	43	56.4
猪岛、虎平岛生态红线区*	涨潮最大风速 NW、落潮最大风速 NW	49	55.5
鲢的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场	即刻到达		

备注：“*”表示海洋生态红线区。

8.5.2 溢油对斑海豹的影响分析

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年），本工程新建平台距离大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区最近距离约 9.67km，其保护目标为斑海豹。

8.5.2.1 斑海豹在我国的分布情况

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》。

（1）斑海豹的分布

斑海豹是在温带、寒温带的沿海和海岸生活的海洋性哺乳类动物，斑海豹在世界的分布区主要在北太平洋的北部和西部海域及其沿岸和岛屿，如渤海、黄海、楚科奇海、白令海、鄂霍茨克海、日本海等（Lowry et al, 2000; Rough et al, 1997; Shults, 1982）。分布范围：西北到西楚科奇海的 Chaun 湾（北纬 70°N，东经 170°E）；东北至波弗特海的 Herschel 岛（北纬 69°35'N，西经 139°W）；东南到白令海的布里斯托尔岛(Bristol)；西南至长江口（北纬 31°N，东经 122°E）（图 8.5-1）（Jefferson et al, 1993）。

斑海豹在我国的分布范围较小，主要分布于渤海和黄海，偶见于东海、南海。斑海豹的活动范围比较广，繁殖期过后，斑海豹的成兽在辽宁省盘锦双台子河口附近岸滩，大连市旅顺猪

岛、胡平岛及渤海海峡的庙岛群岛比较常见（王丕烈，1985）。

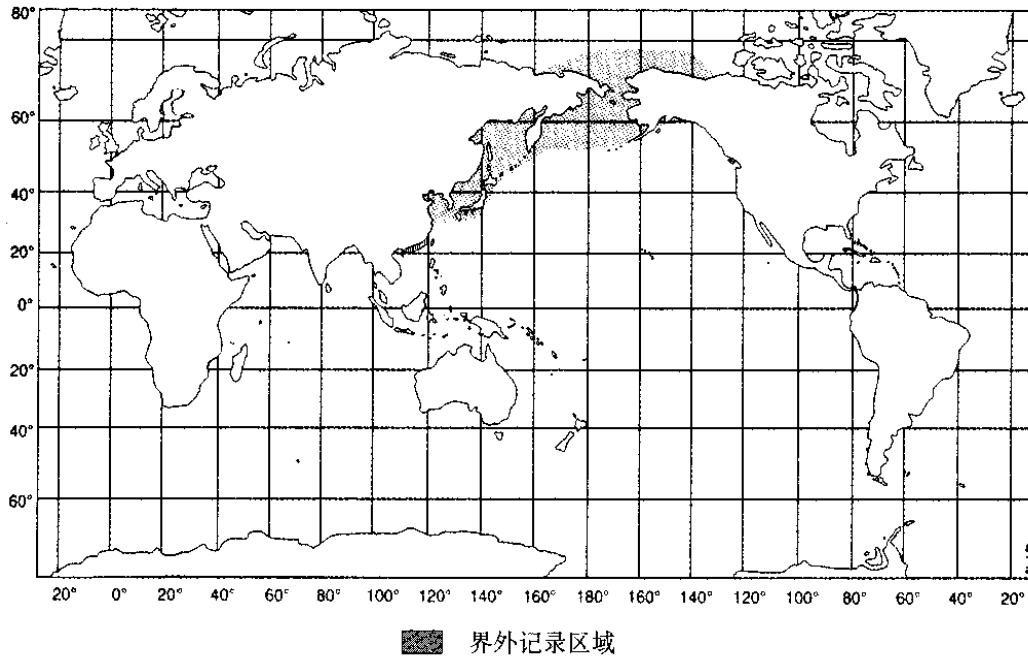


图 8.5-1 斑海豹在世界的分布 (Jefferson et al, 1993)

幼兽则分散于辽宁、河北、天津、山东的渤海沿岸觅食。在黄海中南部记录于青岛市，江苏省赣榆县城东乡、滨海县六垛乡和如东县。在东海北部记录于崇明岛及佘山洋。在东海南部记录于福建省平潭海区，少数向南进入南海，在广东省汕头市和阳江市闸坡港曾有发现（见图 8.5-2）。

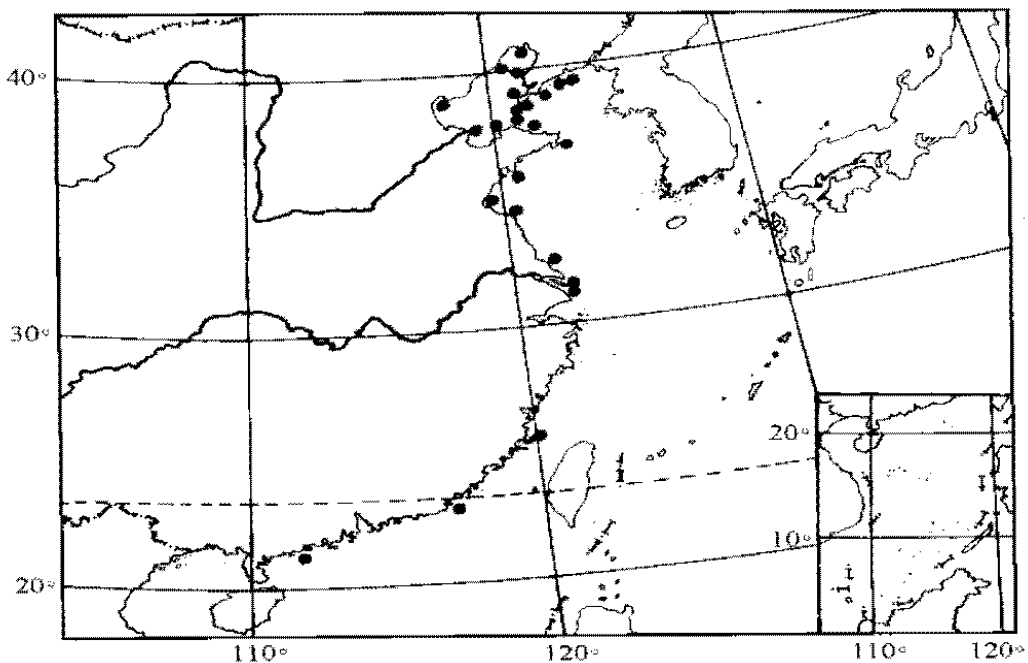


图 8.5-2 斑海豹在中国沿海的分布状况 (Jefferson et al, 1993)

(2) 斑海豹的主要栖息地

历史上环渤海沿岸均发现过斑海豹，目前斑海豹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。

(3) 斑海豹的主要繁殖地

每年冬季斑海豹游入黄海北部，12月份穿越渤海海峡进入辽东湾进行繁殖。斑海豹繁殖场分布最初认为是 $40^{\circ}30' \sim 45^{\circ}N$ ， $121^{\circ} \sim 122^{\circ}E$ 之间的浮冰区内，后来经王丕烈利用调查船进行调查，将斑海豹繁殖区范围南扩 $20'$ ，东西跨度减少 $15'$ ，为 $40^{\circ}10' \sim 45^{\circ}N$ ， $121^{\circ}15' \sim 122^{\circ}E$ ；1986~1987年间王丕烈再次利用破冰船和空中飞机进行调查，重新界定了斑海豹的繁殖区是 $40^{\circ}00'N$ ， $120^{\circ}50' \sim 121^{\circ}40'E$ 至 $40^{\circ}40'N$ ， $121^{\circ}10' \sim 121^{\circ}50'E$ (图 8.5-3)(王丕烈, 1993)。目前，此数据被国内学者广泛认可。斑海豹繁殖区的变动一方面因为自然及生态环境的改变所致，另一方面也有人类活动影响因素所致的可能。近年由于气候变化的原因，辽东湾冰期总体上趋于减小，由于斑海豹在冰区外沿繁殖产仔，斑海豹目前的繁殖区有可能较上述界定向北移动。

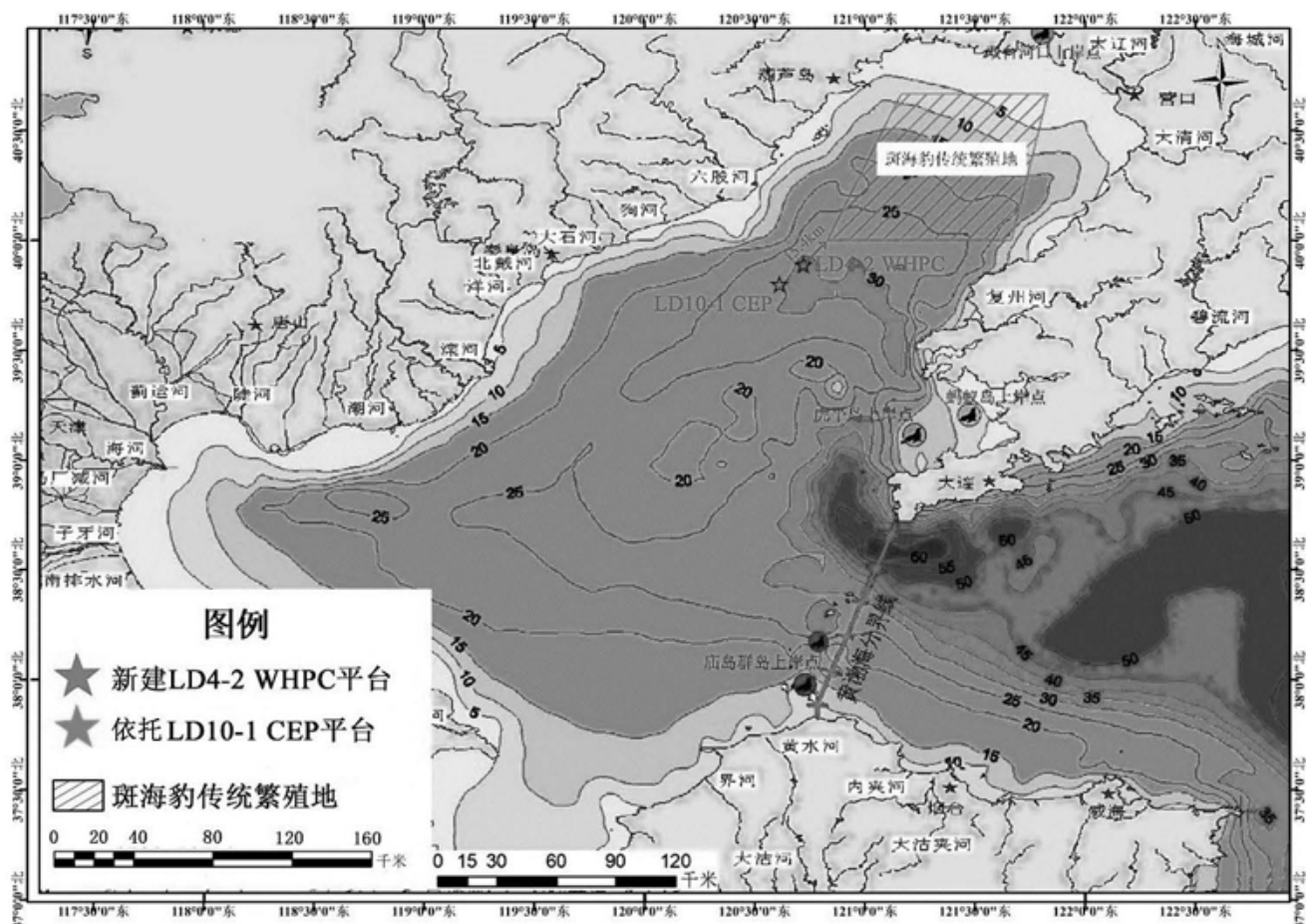


图 8.5-3 渤海海域斑海豹的繁殖区和主要上岸点（韩家波等，2010）

根据图 8.5-3 可知，本项目位于“斑海豹传统繁殖地”之外，最近距离为 15.4km。

斑海豹是冰上产仔型，其繁殖区与海冰的分布密切相关，一般是在冰区的外沿斑海豹比较多。并且，海冰的情况每年不同，繁殖区的位置也会有些变化。近年由于气候变化的原因，辽东湾冰期总体上趋于减小，由于斑海豹在冰区外沿繁殖产仔，斑海豹目前的繁殖区有可能较上述界定向北移动。

大多数年份辽东湾结冰区主要是位于辽东湾的北部，但如果遇到天气极寒冷的年份，大连斑海豹国家级自然保护区的北部沿岸海域结冰，则会有个别斑海豹在保护区沿岸的冰上繁殖产仔。

(4) 斑海豹的洄游及迁移路线

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；一部分经庙岛的砬砬水道，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）。但值得注意的是，在辽东湾双台子河口附近 7~8 月份仍发现有个别斑海豹滞留未去，在大连市旅顺口区的双岛或小黑石发现有 2~3 头长年留守的斑海豹，在庙岛群岛的挡浪岛及车由岛也发现有 2~3 头长年留守的斑海豹。根据这一情况，可以说明渤海还有极少部分斑海豹是长年生活在周围水域的。

根据每年 3~5 月份在辽宁省黄海岸的普兰店市、庄河市及东港市沿岸以及山东省烟台市、威海市沿岸都发现有当年生斑海豹的分析，斑海豹游出渤海后，一部分经辽宁沿岸而后沿朝鲜西海岸南下到达白翎岛，一部分成兽由庙岛群岛经黄海北部深水域直接游向白翎岛。另一部分幼兽沿山东省沿岸南下。至于 5 月份以后在青岛近海、江苏的连云港、余山洋、长江口的崇明岛，浙江、福建、南至广东省汕头市、阳江市沿岸都曾捕到当年生幼兽，这一情况并不说明渤海斑海豹的洄游路线走向可到达南海水域，可能受沿岸海流的影响，当年生斑海豹偶然漂流到东海及南海水域。但关于当年生幼兽和未成年斑海豹在冬季是否也定期游回繁殖场冰区越冬问题尚须进一步研究。

由于我国未进行卫星跟踪调查，目前对渤海斑海豹群体的迁移了解还不多。根据韩国研究者提供的资料，2003 年 10 月在白翎岛捕捉 3 头斑海豹，挂带 60g 重的超小型卫星定位仪放回海中。2004 年 6 月只有 1 头回归白翎岛，另两头失踪，可能是小型卫星定位仪脱落。根据卫星定位仪跟踪，发现斑海豹沿着朝鲜西海岸移动到大连附近。首次用卫星定位跟踪确认了斑海豹的洄游路径是往返于渤海辽东湾和韩国白翎岛（见图 8.5-4）。而白翎岛栖息的斑海豹目前只发现有 400 头左右，还难完全确认白翎岛就是渤海斑海豹的洄游终点站。有关中国沿海斑海豹的洄游路线，还需进一步调查研究。

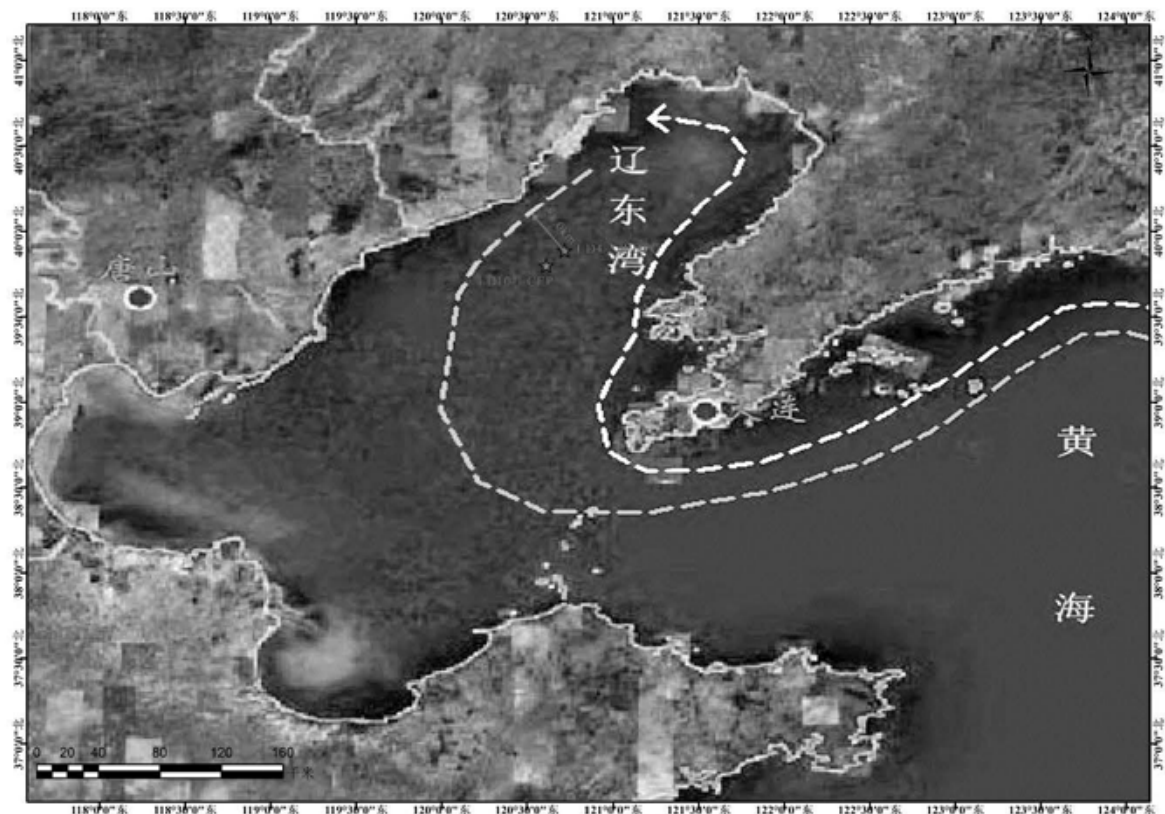


图 8.5-4 斑海豹的迁移示意图

8.5.2.2 溢油对斑海豹的影响分析

溢油污染对海兽的危害可分为以下二类：第一类是原油对海兽的直接影响。尽管许多海兽依赖的厚脂层有绝缘作用，使其在寒冷的环境中保持体温，但某些物种（如水獭和海豹）却与鸟类依赖羽毛一样依赖皮毛维持体温。分子量较高的非水溶性焦油类物质能涂敷海洋动物的皮毛上面，破坏其中的保温气层，很快就使其体温过低或过高，同时影响其游泳能力。油污还能刺激海兽的眼睛、皮肤，摄入或吸入油污可损害肝脏和肾脏，同时引起肺炎。

大多数海兽，特别是他们的幼体，对石油污染都十分敏感，这是因为他们的神经中枢和呼吸器官都很接近其表皮，其表皮很薄，有毒物质很容易进入体内，而且幼体运动能力较差，不能及时逃离污染区域。

海兽体表沾上溢油后，经过一段时间自己可以清除掉，但是，如果摄入体内，可损害内脏功能。有报道指出，动物摄食各种油后，肠胃严重受刺激，肝脏脂肪也起了变化，肾上腺肿大和一些组织坏死，这种情况在某些溢油事故后被杀死的动物体中可以观察到。原油对哺乳动物的生殖能力具有明显而长久的影响，并且其影响是多方面的，从性腺的发育、雌雄配子的成熟和活力以及配子结合，到胚胎发育和幼体变态到诸阶段都受到石油的毒害作用。当生物体内脂

肪或体液中油与其他碳氢化合物的摄入量达到一定浓度时，生物体内的代谢机制就会被破坏。即使较低浓度的多环芳烃也能对动物产生致癌、致突变作用。轻度污染虽杀不死动物，但能引起慢性中毒，影响动物的生长和繁殖能力，导致动物种群数量下降。

第二类是海洋石油类污染对海兽的间接影响。海兽在海洋食物链中处于最高营养层，几乎所有海兽都是肉食性动物，虽然迄今为止尚无证据表明石油烃能沿着食物链扩大，但是油污会改变某些鱼类的洄游路线，使当时海区的鱼虾回避，造成海区资源量明显减少，海洋生态系统失衡，海兽处于无食可觅的情形。

溢油事故对斑海豹的影响与上述对海兽的影响基本相似，溢油污染对斑海豹的直接影响包括皮毛损害和内脏的损伤（图 8.5-5），成年斑海豹能够经过新陈代谢由肝脏和肾脏排出一些油污，但幼海豹的新陈代谢能力却很低下（图 8.5-6）在受到严重油污的情况下不能有效地排出油污。

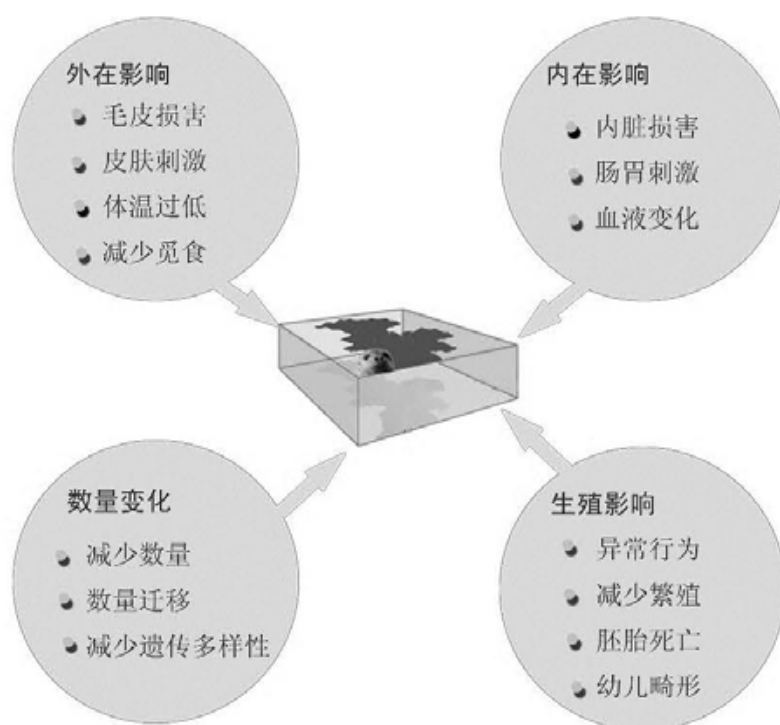


图 8.5-5 溢油对斑海豹的影响类别分析

在“Exxon Valdez”号和“Braer”号油轮溢油事故中，许多海豹遭受油污，油污对它们的影响极为广泛，如受油污的港海豹（*Phoca vitulina*）改变了行为，其中许多变得嗜睡、明显的驯服、很容易让人接近。动物解剖结果表明，一些海豹的大脑受到了损害；港海豹和灰海豹（*Halichoerus grypus*）还患有呼吸窘迫症。临床征候包括结膜炎、角膜溃疡、皮肤溃疡、胃

肠道和肺部出血。间接影响就是石油污染使海区资源量减低、海豹的食物来源减少，从而迫使海豹离开栖息地去他处觅食，造成斑海豹数量减少。



图 8.5-6 遭受油污的海豹

斑海豹在保护区海域的时间为每年的 12 月份到次年的 5 月份，基本处于低温天气，在覆盖着冰层的海洋，低温增加了泄露石油的粘滞度，阻止了石油和水的混合，微生物的降解活动也发生的十分缓慢。在这种环境中，不仅降解石油烃的微生物数量少，而且其新陈代谢速率也低，这就造成这个时期海上溢油污染比其他时期消除的更为缓慢，对周围生态环境和斑海豹的危害更为持久。

8.5.2.3 本项目溢油对斑海豹的影响

根据《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014 年）：“3.4 海洋生态红线区范围确定……海洋保护区的生态红线区范围为海洋自然保护区或海洋特别保护区的范围。大连斑海豹国家级自然保护区（2017 年调整前）作为辽宁省重要海洋生态功能区，并进行生态红线划定，最终划定了大连斑海豹保护生态红线区。根据环境保护部《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）。2017 年，辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整。本工程新建平台距离大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区最近距离约 9.67km，其保护目标为斑海豹。

根据王丕烈对斑海豹繁殖区的界定，本项目不在斑海豹繁殖区范围内（见图 8.5-3），距离繁殖区域最近约为 15.4km。同时，本工程位于斑海豹北上和南下的洄游路线之间，最近距离为 28km（图 8.5-4）。此外，本项目距离斑海豹的栖息地（双台子河口、虎平岛、蚂蚁岛和庙岛群岛等）较远。

如果在斑海豹繁殖、洄游期间发生溢油事故，可能影响其繁殖、洄游行为，甚至使斑海豹遭受油污，特别是幼兽，对石油污染都十分敏感，一旦溢油挥发的有毒物质进入体内，或将油污摄入体内，将有可能造成致命的损伤。

另根据相关文献，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）。

根据斑海豹生活繁殖习性及其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期为每年的 1-2 月，海上施工如在此期间施工作业应安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害，施工船舶应严格按照“8.7.1.2.3 节的船舶碰撞防范措施”严格执行，从而降低施工发生风险的概率，降低施工期溢油对斑海豹的影响。运营期需做好溢油应急计划和应急预案，与周边油田做好溢油应急联动，同时在平台上安排专人进行瞭望，发现斑海豹及时记录，谨防对斑海豹的伤害。一旦发现溢油，应立即启动溢油应急计划，利用本油田及周边油田配备的溢油应急物资开展溢油应急响应工作。

因此，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，以降低溢油对大连斑海豹的影响。

8.5.3 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）。

8.5.3.1 对海洋生物的综合影响

一旦发生溢油泄漏污染事故，对海洋生态的影响是全方位的，会对水生生物生命构成威胁和危害直至死亡。

8.5.3.1.1 对海洋生物的急性毒性测试影响分析

国内外许多毒性实验结果表明，浮游生物对各类油类的耐受程度都很低，海洋浮游植物石

油急性中毒致死浓度范围为 0.1~10mg/L，一般为 1mg/L，其致死浓度常随种类、油型而变化。浮游动物石油急性重点致死浓度范围为 0.1~15mg/L，一般为 1mg/L。某些桡足类和枝角类暴露于 0.1mg/L 的石油海水中，当天就会全部死亡。因此，当溢油事故发生后，0.2m 厚度的油膜分布区的油含量将明显高于浮游生物的忍受极限，油膜分布区的浮游生物基本上难逃厄运。

8.5.3.1.2 对海洋生物的长期慢性污染影响分析

①生理和行为效应：主要表现在麻醉效应干扰基础生物化学机制、降低浮游植物的光合作用和生长率、影响视觉感觉及诱变效应等。

②生态效应：实验生态曝油的研究结果表明，长期曝露于 0.01~0.05mg/L 的石油浓度中，可造成生态、群落结构的破坏。群落结构中某些对石油敏感的种类消失或数量减少，代之以某些嗜污种类增加，使不同营养级生物的比率失调而可能导致局部海域海洋生物食物链（网）的破坏。

③异味效应：海洋动物具有从栖息环境中积累石油烃的能力。一般来说，鱼类和甲壳类对水体石油烃的富集系数可达 102~103，软体贝类的可达 105，有些甚至可高达 107。Kerhoff(1974)曾报道紫贻贝 *Mytilus edulis* 肌肉中的烃类浓度约 5ppm 时就有油臭味。Moore 等（1974）报道过牡蛎曝露于低至 0.001ppm 的溶解性烃类中 24h 内即可致嗅。Nita（1972）也曾报道过 0.01ppm 的含油海水在 24h 内即可使鱼类致嗅。国内有关的研究结果表明，胜利原油对中国对虾的致嗅阈值为 9.4ppb（受试 9d），对鲈鱼的致嗅阈值为 8.2ppb（10d），对毛蚶的致嗅阈值为 8.90ppb（10d），对文蛤的为 30ppb（9d）。

8.5.3.1.3 对海洋大型动物的影响分析

擅长游动、经常变换搁置的大型海洋动物较少受到溢油的影响，但一些需要经常露出水面呼吸的海洋哺乳动物容易遭到水面溢油的影响。

8.5.3.1.4 对鸟类的影响分析

根据国际鸟类救援研究中心研究表明，当鸟类的羽毛被原油覆盖后，会丧失防水和保温功能。冷水浸透皮肤后，鸟类会因体温过低而死亡。同时，鸟类在用嘴清理羽毛时，一旦摄入油品中有毒物质，会导致腹泻和脱水等中毒等症状。

综上，该项目一旦发生溢油泄漏事故，溢油将会对周边海域海洋生物的急性中毒、长期慢性污染产生较大的负面影响。

8.5.3.2 对浮游生物的影响

8.5.3.2.1 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。

8.5.3.2.2 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）。

8.5.3.3 对鱼类的影响

8.5.3.3.1 对鱼卵与幼鱼损害

溢油事故可能对鱼卵及仔稚鱼有影响。因为多数经济鱼类为浮性卵，它们在表层水域与油污接触的可能性更大，油膜对鱼卵的黏着、渗透等直接影响鱼卵的孵化率及孵化质量。仔稚鱼对油污的反应极其敏感，较小的油污浓度对成年鱼影响不大，但可能引起仔、稚鱼的死亡和畸形。油污染对海洋鱼类胚胎及仔稚鱼的潜在毒性效应见表 8.5-2。随着石油在海水中浓度的升高，各实验胚胎孵化率呈下降趋势，孵化幼苗的畸形率和死亡率呈上升趋势。畸形率和死亡率受影响程度和变化幅度都大于孵化率。

表 8.5-2 油对鱼类胚胎的毒性效应（田立杰，1999）

油浓度 (mg/L)	孵化率 (%)	孵化仔稚鱼死亡率 (%)	孵化仔稚鱼畸形率 (%)
0.00	85.0	4.4	1.5
0.01	84.0	5.0	1.8
0.05	75.0	8.0	2.5
1.00	70.0	15.7	4.1
3.20	60.0	22.7	6.1
5.60	50.1	30.1	20.5
10.00	40.0	67.9	50.0

8.5.3.3.2 对鱼类行为的影响

溢油事故对成体鱼类的影响较小，因为大部分油漂浮在海水表面，而大多数鱼类是在底层或者中层水中生活；另外多数上层鱼能够逃避表面油类的影响游到干净的海域。许多鱼类都有地域性，在某些情况下，鱼类行为可能因油污而改变，可能损害当地的渔业资源。溢油事故发生后，洄游到某地区的鱼类必须重建摄食区和繁殖区。因此，事故发生地渔业资源的恢复，可能需要一定的时间。依赖于季节性迁徙的渔业资源由于油污会改变鱼类的迁徙路线而可能遭到破坏。

8.5.3.4 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（SmoldersR, 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（ThomasRE, 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。

8.5.3.5 对甲壳类的影响

突发性溢油污染对甲壳动物的毒性大小不但因生物种类、发育阶段、温度等而有较大差异，还与原油的种类有关。石油的毒性与其中含有的可溶性芳烃衍生物含量成正比关系，石油在水体中毒性响应大多来自水溶性大的相对低分子量的正烷烃和单环芳香烃。在海洋甲壳类动物中，藤壶对油的抗性最大。有些蟹类很耐油污，沙蟹在生殖期对油的敏感性大于非生殖期。油污染水溶性部分对甲壳类幼虫的毒性一般高于成体。通常炼制油的毒性高于原油。

慢性油污染对甲壳类动物的影响，受影响环节包括摄食、呼吸、运动、趋化性、蜕皮、酶的活性、生殖、生长以及群落种类组成等。油能降低甲壳类动物的摄食率；高浓度的油对呼吸作用有刺激作用；油污能降低甲壳类动物的运动能力，抑制甲壳类动物的趋化性，降低或阻抑甲壳类动物的生殖行为；延长蜕皮时间，降低生长率等（吴兴伟等，2008）。油膜具有隔氧作用，如果对虾长时间生活在缺氧环境中，由于其对疾病免疫力低下，将可能导致对虾蜕皮后或者蜕皮中死亡。

8.5.3.6 对海洋贝类的影响

油对腹足类动物的亚致死或慢性毒性潜在影响包括麻醉作用、对化学感受器的钝化以及对呼吸和运动等功能的影响。瓣鳃类动物由于有双壳，在遇到油污时能够暂时紧闭双壳度过逆境，因此要使它们在短期内死亡一般需要很高的油浓度。另外如果溢油搁滩，油膜蔓延的滩面上，可能导致幼贝发育不良，产量下降，成年贝类会因沾染油臭而降低市场价值。在潮下带的养殖贝类，也可能会受到严重的油污染。滤食性双壳类在摄食时也可能摄入海水中的混浊油分，进入蛤类胃中的乳化油滴可能结合成更大的油滴，并在体内积累，引起某些生理功能障碍，终因

胃中油类积累过多不能排泄而死亡。沉积在底质空隙中的高浓度油可能会引起贝类大面积死亡。进入底泥中的油类靠化学降解作用去除可能需数月之久，在此期间，会使贝类幼体或中毒发育不良或窒息死亡，有可能导致沉积环境长期影响。

8.5.3.7 对微生物的影响

海洋微生物在海洋生态系统中占有重要地位，它不仅是分解者，积极参与污染物质净化和物质循环，而且也是许多海洋生物的饵料。许多细菌是能运动的，它们具有化学感受器，对化学物质有正的或负的趋化性，而石油能抑制细菌的化学感受器的感受力。

Griffiths 等人对原油对北极亚海洋沉积物中微生物酶系长期影响的试验结果表明，受污染微生物的磷酸酯酶、壳二糖酶、纤维素酶、昆布多糖酶的活性明显降低，而一淀粉酶、藻烷酸酶的活性增强。据试验，1ppm 的新鲜的 Cook 原油明显降低了微生物对氮的固定、反硝化率及氧化还原电位，提高了 CO_2 和 CH_4 的生长率。而风化的原油除没有降低反硝化率外，对微生物的代谢活性的影响与新鲜原油相似。

8.5.3.8 对生态过程的影响

海面溢油阻断了水体与大气的交换，从而直接影响了浮游植物、底栖植物进行的光合作用；溢油污染造成海域浮游植物、底栖植物的种类、数量急剧减少，导致事故海域所进行的光合作用生态过程整体减弱；溢油污染对海域浮游生物、游泳生物及底栖生物损害的同时，也减弱了海域生态系统中的呼吸作用；生物泵作用是浮游生物、游泳生物及底栖生物共同实现的碳从海洋表层向深层转移的生态过程，溢油污染对海洋生物的伤害，必然会影响海洋生态系统的生物泵作用；溢油污染将会严重影响微生物的趋化能力、酶的活性及代谢活性，也必然会影响海洋生态系统的分解作用；溢油污染对海洋生物的伤害是普遍性的，对这些海洋生物的伤害是难免的，因而对生态系统钙化作用的影响也同样难免；溢油污染对海洋底栖动物会产生巨大的威胁，底栖动物中的底内动物种群在海洋基质中的钻空和摄食活动将会减弱，生物扰动过程将受到削弱；硝化作用、反硝化作用和固氮作用等共同组成的海洋中的氮循环过程，以及生物转移、生物吸收、生物转化等生态过程，是海洋生态系统内浮游生物、游泳生物及底栖生物中各组分、各不同的食物链营养级之间相互协作，共同完成的生态过程。溢油对海洋生物的伤害，必将会影响这些生态过程的实现，削弱生态过程的效果。

8.6 地质性溢油风险分析与评价

本节内容引自建设单位编制的《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发可行性研究报告》的附件 1：《旅大 4-2 油田 4-3 区块地质性溢油风险分析》（2019 年 10 月）。

8.7 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。

8.7.1 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。

8.7.1.1 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 4-2 油田 4-3 区块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、管线破裂、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。

8.7.1.2 施工阶段防范措施

8.7.1.2.1 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、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，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 8.7-1。

表 8.7-1 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

8.7.1.2.2 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 8.7-2。

表 8.7-2 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。

(4) 完井作业相关风险防范措施

①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

8.7.1.2.3 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污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

(2) 为防止施工过程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，配置守护船，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。

8.7.1.2.4 平台改造风险防范措施

为防止绥中 LD10-1 CEP 和 LD4-2 WHPB 平台改造导致事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

(1) 严格执行联合作业安全审核制度；作业前进行必要的安全分析；严格编制与执行作业计划；严格实施作业安全监督；

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；

(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育，严格控制火源，严禁平台吸烟等；

(4) 平台需根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

8.7.1.3 生产阶段防范措施

8.7.1.3.1 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。

8.7.1.3.2 平台溢油事故防范措施

LD4-2WHPC 平台上设置应急通信设备，主要包括：双向甚高频无线电话、卫星应急无线电示位标、搜救雷达应答器，用于在紧急逃生情况下的通信联络；设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器，并接入平台视频监控系统，便于监视和取证，实现人员侵入在带缆走道区域的广播告警；设置溢油监控系统，对平台周围的溢油情况进行监控。

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。

8.7.1.3.3 栈桥工艺管线事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证工艺管线焊接质量。工艺管线铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

作业者将制定相应的工艺管线保护和检测程序，由值班人员对栈桥工艺管线进行巡视，定期检测，确保工艺管线的安全性。

油气传输系统中的主要设备和工艺管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

8.7.1.3.4 平台储罐事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。做好储罐防腐涂层。作业者将制定相应的储罐保护和检测程序，由值班人员对平台储罐进行巡视，定期检测，确保储罐的安全性。

8.7.1.3.5 船舶碰撞事故防范措施

本项目不新增运营期船舶碰撞溢油风险，针对运营期船舶原有风险，作业单位主要执行了以下措施。

(1) 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。

(2) 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。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。

8.7.1.4 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（包括平台和作业船舶等）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，制定相应的管线保护和检测程序，定期对平台、工艺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。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。并按要求修编完成具有针对性的溢油应急计划。

8.7.2 溢油事故应急处理措施

旅大 4-2 油田 4-3 区块项目虽在设计、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。

8.7.2.1 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”）应将本工程纳入已制定的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》（2019 年 10 月）中，并对其进行修编以满足本工程溢油应急需要，制定针对性的溢油风险防范措施和溢油应急力量，并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。溢油应急计划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 4-2 油田 4-3 区块应急组织机构见图 8.7-1 和图 8.7-2。

所有参加油田开发作业的施工船舶（供应船、值班船或工程船舶等）均需参照《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 8.7-3。

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。

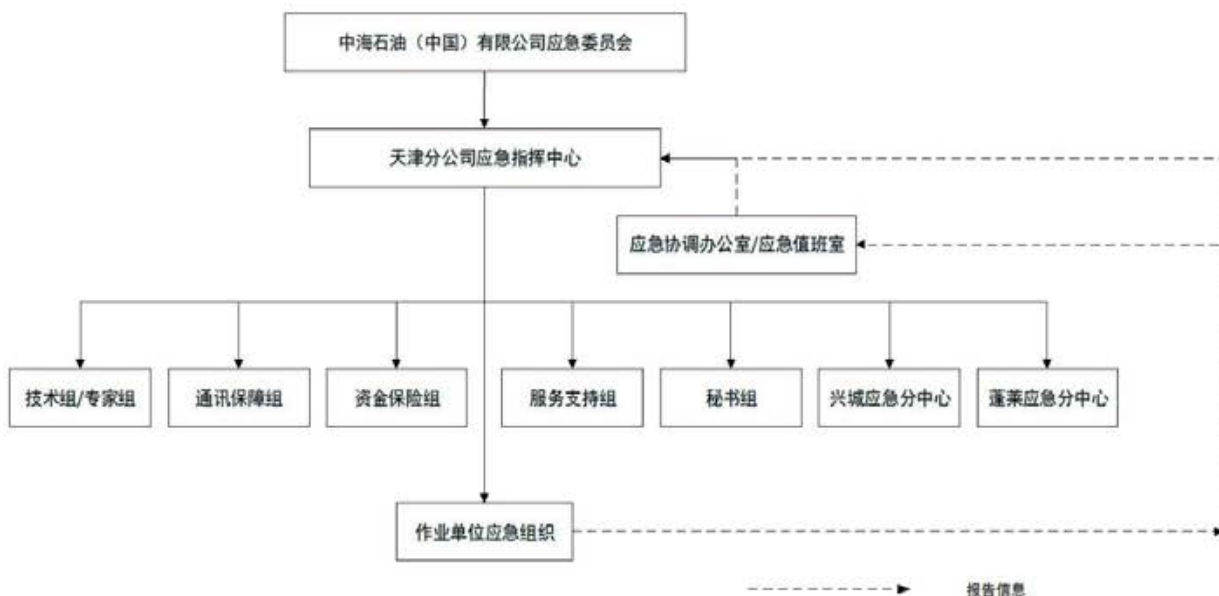


图 8.7-1 天津分公司应急组织机构

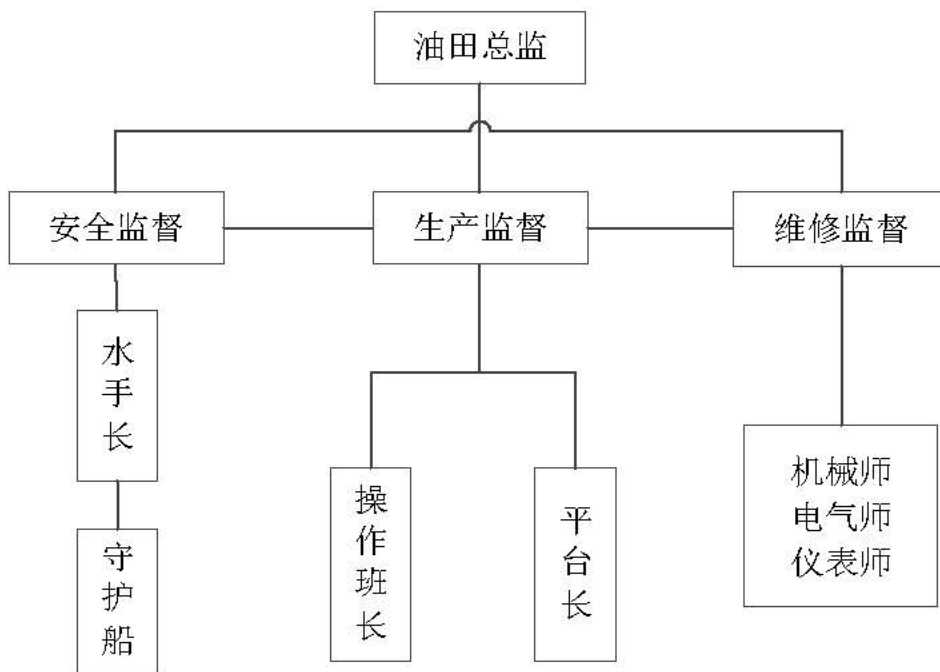


图 8.7-2 旅大 4-2 油田 4-3 区块应急组织机构

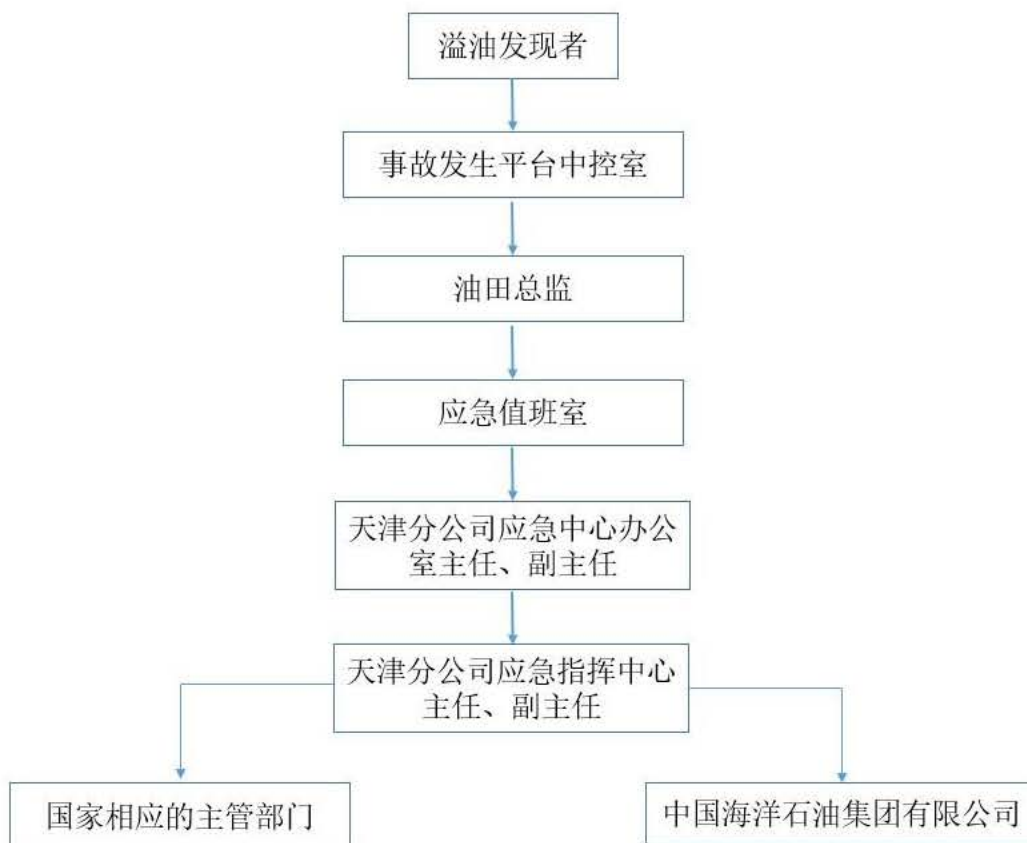


图 8.7-3 溢油事故报告程序图

8.7.2.2 通讯联络方式

一旦发生事故，必须立即做出应急反应，在最短的时间内采取有效措施，将溢油控制在有限范围内。应急反应的快慢与通讯系统的完善与否是密切相关的。

旅大 4-2 油田配置有现代化的内部和外部通讯设备，能满足应急需要，利用内部通讯网络和广播设备，油田内部各岗位之间可进行高质量的通话，与其他油田和天津分公司基地之间可借助卫星与微波通讯设备进行联络，甚至可以通过陆地转接与世界各地进行通讯联络。油田内部与服务船舶和直升机均可通过配置在油田内部的专用设施进行通讯联络。

8.7.2.3 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，由天津分公司根据溢油规模启动相应级别的应急预案，旅大 4-2 油田 4-3 区块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，将首先依靠中心处理平台旅大 10-1 油田 CEP 平台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, 并根据生国家相应主管部门统一指挥, 按照国家重大海上溢油应急处置预案进行相应的溢油应急处理。

8.7.2.4 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 (如图 8.7-4)

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。

(2) 三船作业“U”型拖带清油 (如图 8.7-5)

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。

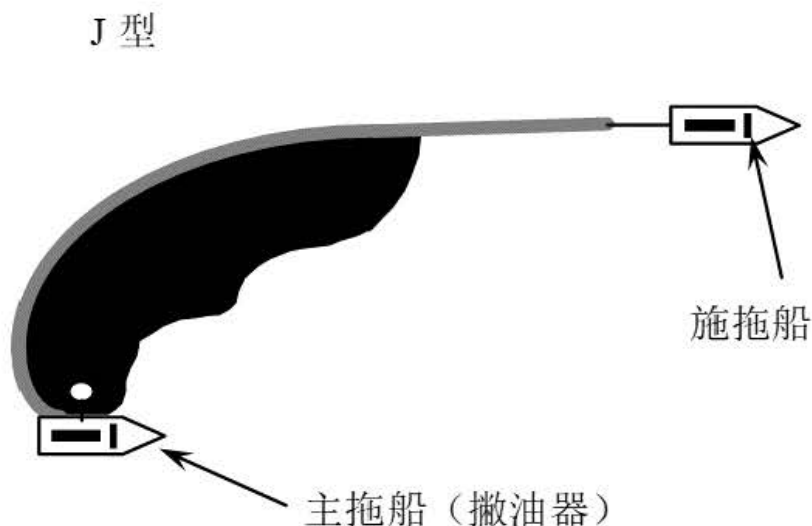


图 8.7-4 双船作业“J”型拖带

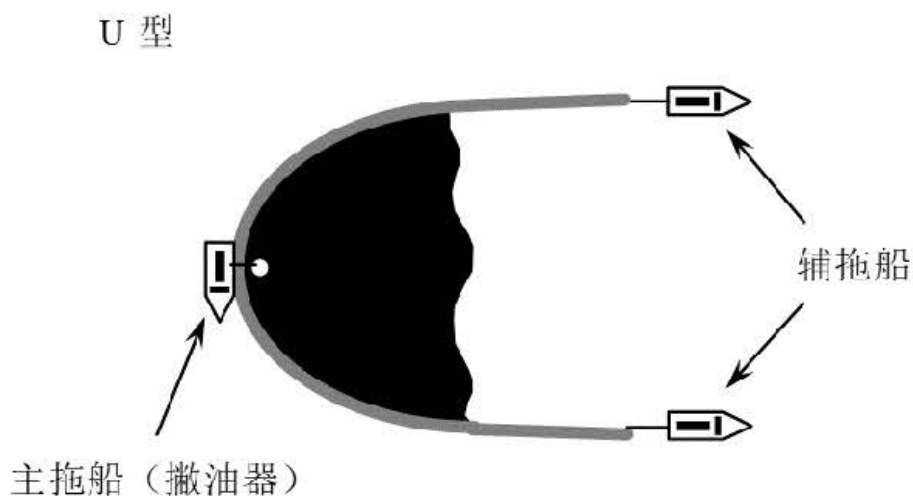


图 8.7-5 海上三船作业“U”型拖带

(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响应行动。

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 8.7-3 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”的事中事后监管措施》，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。

8.7.3 溢油应急措施有效性分析

8.7.3.1 油田自身溢油应急物资

新建平台为一座井口平台，平台不配备溢油应急设备，溢油应急设备依托周边油田。

8.7.3.2 油田周边溢油应急物资

(一) 周边油田

旅大 4-2 油田周边海区可借用的应急力量包括旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 27-2/32-2 油田、锦州 25-1 南油田、锦州 9-3 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。可由其他油田调用的回收设备见表 8.7-4、表 8.7-5。

表 8.7-4 旅大 10-1 油田 CEP 平台配备的溢油应急设备

类型	型号	数量	备注
围油栏	QW1500	400m	吃水 0.75m, 干舷 0.50m
油拖网	SW3	6 套	适于回收水面凝固油块
手持喷枪		1 支	喷洒 1.8t/h 支
撇油器	MINIMAX20	1 套	20m ³ /h
储油囊	FN15 浮动油囊	3 套	储油 15m ³ /套
消油剂	GM-2(170KG/桶)	7 桶	LD4-2 WHPB 平台存放一桶
喷洒设备	PSB50	1 套	喷洒 3.0t/h
清洗机	HDS 1000DE	1 套	产生高压热水或蒸汽
动力装置	LPP30	1 套	功率 35 kw, 风冷柴油机
防喷器组	/	3 套	压力等级高于地层压力
灭火器		数量若干	

表 8.7-5 工程周边油田溢油回收设备

单位	锦州 9-3 油田	绥中 36-1 油田	LD27-2/32-2 油田	JZ25-1S 油田	
存放地点	W 平台	CEP 平台	LD32-2	CEP 平台	
围油栏	型号	QW1100	QW1500	HRA1500	
	厂家	青岛光明	青岛光明	天津汉海	
	总长	200m	400m	400m	400m
	工作干舷	0.5m	0.5m	500mm	0.5m
	围板深度	0.70m	0.70m	750mm	0.7m
	抗浪	2m	2m	3m	3m
	抗风	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s
	抗流	3knot	3knot	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m
	回收时间	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m
	储存方式	集装箱、滚筒		集装箱、滚筒	集装箱、滚筒
	储存温度	-60°C至 70°C	-60°C--70°C	-40°C至 60°C	-40°C至 60°C
	工作温度	-20°C至 50°C	-20°C--50°C	-40°C至 60°C	-40°C至 60°C
	总重量	2.6t	14.5Kg/m	2760kg	14.5Kg/m
生产日期		2008.03		2010.7.8	
动力装置	型号	PK1630C	PK1650FC	HPP30/HPP50	
	厂家	青岛光明	青岛光明	天津汉海	
	功率	9.19KW	21 KW	38kw/52kw	50kw
器 撇油	型号	ZSC15	ZSC30	ZSPS30	HAF30

	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	天津汉海
	重量	170Kg	480kg	470kg	210kg
	适用油品	稠油	高粘流质油		轻质油/稠油
	撇送距离	20m		30m	30m
	回收效率				95%
	工作方式	转盘式	齿形转盘式	转盘式	刷盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	15m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h
工作艇	型号	无	无		
	功率				
	最大航速				
	拖力				
	存放点				
存储油器具	型号	FN15 浮动油囊	FN15 浮动油囊	FN5/FN10	FN10
	容积	10m³	15m³	5 m³/10 m³	10m³
	数量	3 个	6 个	2 套/1 套	2 套
	满载重量			20 m³	20 m³
喷洒设备	数量	无	PSB50C	PSB50C	PSB120
	厂家		青岛光明	青岛光明	天津汉海
	臂长		5m	5m	5m
	喷洒速度		3 m³/h	3t/h	210L/min
手持喷枪	数量	无	2 支	2 支	2 支
	厂家		青岛光明	青岛光明	青岛光明
	最大射距		≥8 m	≥8m	≥8m
	喷洒速度		1.8t/h/支		25L/min
油拖网	数量			1 套	无
	厂家			青岛光明	
	长度			5m	
	存放方式			集装箱	
消油剂	型号	海鸥	GM-2	GM-2	GM-2
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工
	数量	170kg/桶*12	170kg/桶*35 (CEP/CEPK/CEPO 各 6 桶, WHPC/E/F/G/H 平台各 2 桶, WHPB 平台 3 桶, LD5-2DPP 平台 4 桶)	170KG/桶*10	170KG/桶*36
其他	吸油毡	0.5 吨	CEP0.5 吨; WHPC/E 各 5 箱, LD5-2DPP 平台 6 箱, WHPB 平台 4 箱,	500 公斤 (吸油毡)	2t (吸油毡)

			CEPO 平台 16 箱, WHPF 平台 2 箱, WHPG 平台 3 箱, WHPH 平台 2 箱, CEPK 平台 8 箱		
--	--	--	--	--	--

(二) 环保船

此外,“海洋石油 252”和“海洋石油 253”两艘环保船在渤海区域已于 2011 年运行投入使用,具有溢油应急回收、全天候雷达溢油监测、海面油污消除、货物和人员运输、海上消防等多种功能,是国内首批采用两侧内置式溢油回收设备的环保船,其溢油回收能力每小时可达 200m³,船舶舱容 542m³,溢油回收效率高、速度快,有利于进一步增强我国全海域溢油应急响应能力。

(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 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 2 艘专业环保船(海洋石油 252/253)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 8.7-6。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,中国石油、中国石化、中国海油于 2011 年 4 月宣布成立三大石油化工公司应急救援联动协调小组,并发布了《三大石油化工公司应急救援联动协调方案》,在消防、危险化学品、长输管道、井控、海(水)上救助与防污染等应急救援方面加强合作,发挥三大石油化工公司的应急资源优势,提高重特大事件应急能力,最大限度减小人员伤亡,财产损失和环境污染。三大石油化工公司应急救援联动协调小组办公室定期组织应急综合演练,三家企业轮流举

办。同时建立救援资源数据库，对三大公司各专业救援队伍、技术能力、专家队伍、特种大型装备和应急物资储备等信息进行普查登记，动态管理，实现应急救援资源共享。突发事件发生后，事发企业立即启动区域联防协调救援机制，并按照各自集团公司的规定程序进行预警。当事态超出本区域应急能力，区域应急联防办向三大公司应急救援联动协调小组请求增援。



图 8.7-6 中石油、中石化、中海油三大石油公司救援资源数据库

表 8.7-6 中海石油环保服务有限公司（COES）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)	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0
			1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体式	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
小计 (m)					10000	3000	2800	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250 m ³ /h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80 m ³ /h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60 m ³ /h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100 m ³ /h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100 m ³ /h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100 m ³ /h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m ³ /h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m ³ /h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m ³ /h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油	1			
			LAS-125 冰区	125m ³ /h、中/重质油		1		
			YSJ-30	30m ³ /h、轻/中质油				0
			HAF30	30m ³ /h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m ³ /h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m ³ /h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m ³ /h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m ³ /h、中/重质油				0
			HAF12	12m ³ /h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m ³ /h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m ³ /h、轻/中质油	1	1		2
自吸式	10m ³ /h、轻/中质油		2			2		
小计 A (m ³ /h)					799	287	90	1176

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

	可回收溢油	(A*0.05*24*0.8)			1248	395	67	2202	
3	喷洒装置 (套)		空中喷洒	22.68m ³ /h				0	
			PSB140	8.4m ³ /h	4		1	5	
			PSB80	4.8m ³ /h	2	1		3	
			PSB40	2.4m ³ /h				0	
	小计 (m ³ /h)				43.2	4.8	8.4	56.4	
4	消油剂 (T)		低温型	燃点 90°C 适用-20°C~+50°C 可生物降解性 BOD ₅ /COD 38%	4			4	
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD ₅ /COD47.2%		12		12	
			CX-Y17	燃点>70°C 适用常温可生物降解性 BOD ₅ /COD>30%				0	
			富肯 2 号	燃点>70°C适用-20°C~+50°C 可生物降解性 BOD ₅ /COD>30%				0	
	小计 (T)				4	12		16	
5	储存装置 (套)	刚性	7m ³ 罐	7m ³	6	4	2	12	
		柔性		QG5	5m ³	2	2	3	7
				QG9	9m ³	1	2		3
				FN10	10m ³		1	7	8
				FN15	15m ³				0
				TPU20	20m ³	4			4
				TPU25	25m ³	6			6
				TPU100	100m ³	5			5
	小计 (m ³)				891	66	99	1056	
6	高压清洗机 (套)	冷/热水	HDS1000DE	水温 0°C~98°C	3	1	1	5	
		冷水	HD6/15C	水温 0°C~30°C	2			2	
	小计 (套)				5	1	1	7	

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

7	吸附材料	吸油拖栏 (m)	SPC ENV810	Φ 200、10m/条	2000	1000	1000	4000	
			羽冠 XTL260YGI	Φ 260、10m/条	280			280	
			滕邦 WGW600XCB	Φ 600、10m/条	1000			1000	
			XTL-220	Φ 220、3m/条		1000		1000	
		小计 (m)				3280	2000	1000	6280
		吸油毛毡 (T)	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5	
			羽冠 P4050	400×500	0			0	
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5	
		小计 (T)				2	0.5	0.5	3

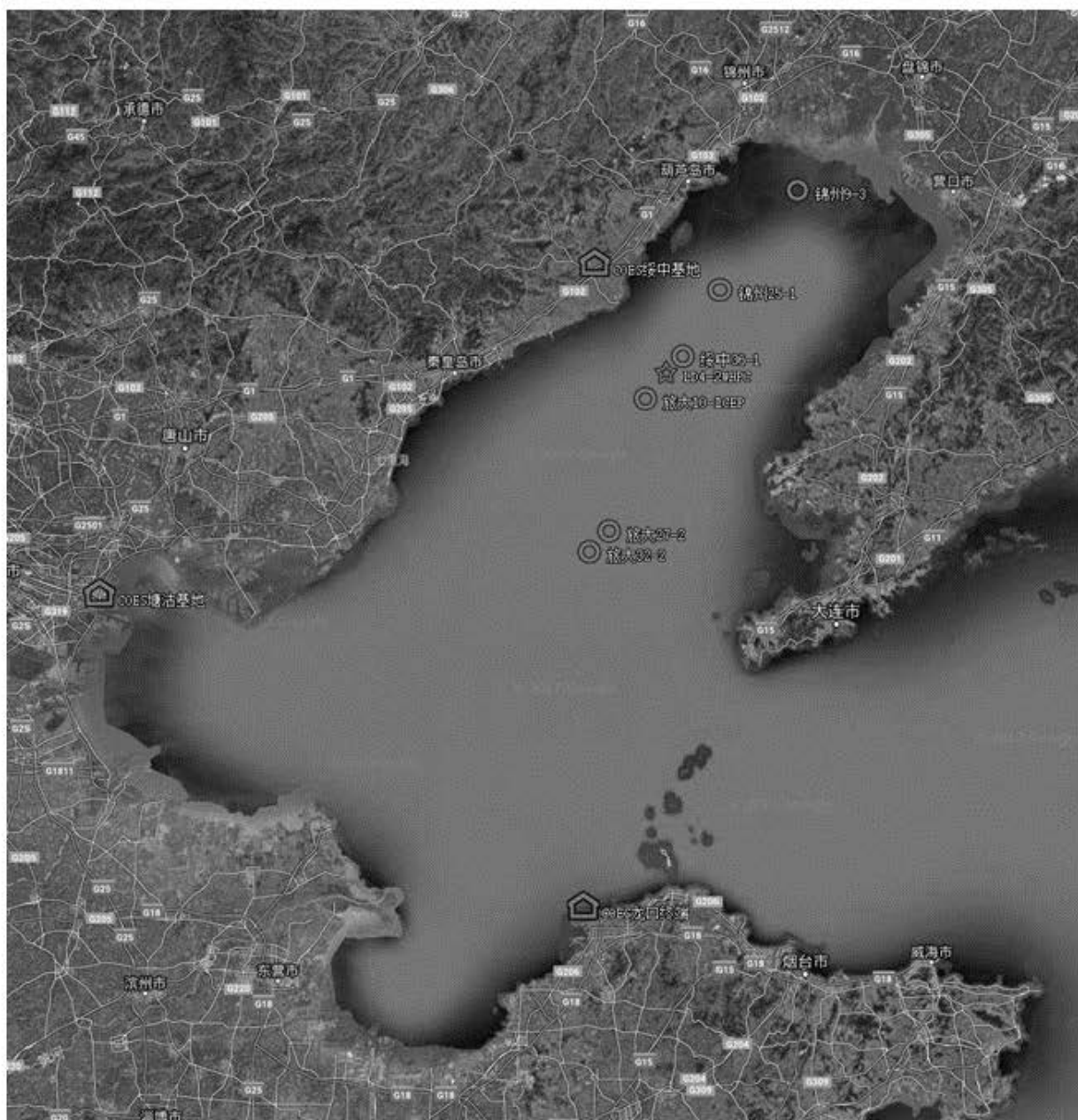


图 8.7-7 LD4-2 WHPC 平台周边溢油应急资源分布图

8.7.3.3 本工程对溢油应急设备配备的要求分析。

溢油应急设备配备是与油田生产设施能力相匹配的，另外根据《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、较大和一般四级，旅大油田群的溢油应急设备可以应付本油田海域范围内一般溢油事故的控制和应急处理；较大溢油事故应急响应则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；而当该区域内发生特别重大和重大溢油事故，生态环境部分别启动I级、II级应急响应，本工程实施后，应对原有

的溢油应急计划进行修编,完成备案,并按照修编后的溢油应急计划完成溢油应急能力的配置,修编后的溢油应急计划需满足本工程的需要。

8.7.3.4 溢油应急响应时间

LD4-2 WHPC 平台不配备溢油应急物资,发生溢油时应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。

当作业现场发现溢油事故时,可与旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 27-2/32-2 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 8.7-7,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 1.0h 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 1.2h-15.8h 之内陆续到位。

表 8.7-7 区域性溢油应急设备有效反应的时间

序号	应急设备所有者	动员时间 (h)	距离 (km)	航行时间 (h)	到达旅大 4-2 油田 (h)
1	旅大 10-1 油田	0.5	13.5	0.7	1.2
2	绥中 36-1 油田	0.5	10.5	0.5	1.0
3	旅大 27-2/32-2 油田	0.5	78	3.8	4.3
4	锦州 25-1 南油田	0.5	45	2.2	2.7
5	锦州 9-3 油田	0.5	98	4.8	5.3
6	中海石油环保服务有限公司 (塘沽基地)	2	283	13.8	15.8
7	中海石油环保服务有限公司 (绥中基地)	2	61	3	5
8	中海石油环保服务有限公司 (龙口基地)	2	247	12.1	14.1
9	专业环保船	--	--	--	--

8.7.3.5 应急能力估算

LD4-2 WHPC 平台自身不配备溢油应急设备,一旦发生溢油,将借助周边海区可借用的应急力量包括旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、旅大 27-2/32-2 油田、锦州 25-1 南油田、锦州 9-3 油田等多个油田的设备进行联合应急响应。

8.7.3.5.1 溢油围控能力

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/T877-2013)进行溢油围控能力的计算。

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。本项目鳀的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，位于毛虾的越冬场的边缘，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）约 9.67km，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。

LD4-2 WHPC 平台周边多个油田配备围油栏 400m，具体见表 8.7-8，满足本项目溢油围控能力要求。

8.7.3.5.2 回收与清除能力

①机械回收能力

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 105 t ；

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 50%；

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 0.93 t/m^3 ；

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 7%；

Y ——作业天数，单位为天（ d ），沿海取 3 d ；本项目位于沿海，取 3 d ；

6——每天工作时间，单位为小时（ h ）；

φ_1 ——富余量，取 20%。

经过计算，收油机回收速率为 42.1 m^3/h 。

LD4-2 WHPC 平台周边油田的收油机回收速率能力为 125 m^3/h ，满足本项目溢油收油机回收速率能力要求。

②临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12 h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为 505.2 m^3 。

LD4-2 WHPC 平台周边油田的储油囊能力为 205 m^3 ，另外“海洋石油 252”和“海洋石油 253”两艘环保船储罐舱容共计 1084 m^3 。满足本项目溢油回收临时储存能力要求。

表 8.7-8 油田周边溢油应急能力

序号	油田	应急物资						应急能力* (t)	最短响应时间 (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	旅大 27-2/32-2 油田	400	30	20	1.7	3t/h	0.5	20.5	4.3
2	旅大 10-1 油田	400	20	45	1.02	3t/h		45.0	1.2
3	绥中 36-1 油田	400	30	90	2.72	3t/h	0.5	90.5	1.0
4	锦州 25-1 南油田	400	30	20	6.12	210L/min	2	22.0	2.7
5	锦州 9-3 油田	200	15	30	2.04	/	0.5	30.5	5.3
	总计	1800	125	205	13.6	/	3.5	208.5	/

“*”备注：1.参照《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T 877-2013)，应急能力选取储油囊能力叠加吸油毡的吸油能力。2.最短响应时间包含动员和航行时间。

8.7.3.6 溢油应急措施可行性分析

LD4-2 WHPC 平台不配备溢油应急设备,项目溢油应急依托周边油田。一旦发生溢油事故,立即启动溢油应急预案,旅大 10-1 油田立即响应,溢油应急时间约 1.2 小时,溢油应急能力为 45t。此外,绥中 36-1 油田、锦州 25-1S 油田、旅大 27-2/32-2 油田、锦州 9-3 油田的溢油应急时间分别为 1.0、2.7h、4.3h 和 5.3h,溢油应急能力分别为 90.5t、22t、20.5t 和 30.5t。

参照《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T877-2013)结合上述油田的溢油回收设备配备情况,计算出旅大 27-2/32-2 油田、旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、锦州 25-1 南油田、锦州 9-3 油田的溢油应急能力分别为 20.5t、45t、90.5t、22t、30.5t,合计 208.5t。因此,一旦发生溢油事故,周边可借助的溢油应急力量完全能满足本项目溢油 105t (126m³) 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=1176m³,储油囊容积为 1056m³。

综上,LD4-2 WHPC 平台周边油田的溢油应急力量可在油膜抵达海洋生态环境敏感区之前对其控制并有效回收,从而避免对大连斑海豹保护生态红线区等敏感目标的影响。

8.7.3.7 针对周围敏感区域的溢油应急措施

针对周围敏感区域,溢油应急应充分考虑以下内容,作好充分准备,LD4-2 WHPC 平台一旦发生溢油事故,立即启动应急程序,迅速实施溢油措施,尽可能保护敏感区域,降低损失。

(1) 充分的准备

采取预警措施,配备应急设施及人员,密切监视,发现溢油立即启动应急程序,并协助进行此后的溢油应急处理,确保能在接到预警后半小时内按预先的分工迅速展开溢油围控与回收。

(2) 溢油应急处理

溢油应急处理应同时采取以下多项措施协同进行才能有效的保护敏感区域。

a、敏感区域保护:争取时间,采取围控措施阻止溢油向敏感区域漂移,为溢油回收作业赢得时间。可用浮子式围油栏在溢油将要到达的敏感区周围进行围控。

b、溢油回收作业:保护敏感区域的同时,在海上布设重型围油栏围控并进行溢油回收作业。

c、岸线清理作业:保护敏感区域的同时,做好进行海岸线清理作业的准备。围控或导引措施不一定能完全阻止溢油抵达岸线,因此基地必须配备岸线清理设备,并在接到预警后半小

时内做好岸线清理的准备工作。万一溢油抵达岸线立即开展清理工作，减小影响程度，降低损失。

(3) 注意事项

不宜进行消油剂喷洒作业：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，油田周围敏感区较多，不宜进行消油剂喷洒作业。

8.7.4 针对大连斑海豹保护生态红线区的溢油应急措施有效性分析

考虑到斑海豹活动的不确定性，且本项目距离大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区较近（最近约 9.67km）。根据“8.5 节 事故后果分析”，在本项目设定的事故情形下，溢油抵达生态红线区“大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区”的最短时间约为 4.5h。

根据表 8.7-8，旅大 4-2 油田周边油田应急物资可在 4.5h 到达本油田的为旅大 27-2/32-2 油田、旅大 10-1 油田、绥中 36-1 油田、锦州 25-1 南油田，油田所配备的溢油应急能力分别为 20.5t、45t、90.5t、22t，合计 178t，反应时间为 1.0~4.3h。而本项目溢油 105t（126m³）的油膜抵达生态红线区“大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区”的最短时间为 4.5h，因此，可以满足本项目溢油回收要求，在油膜抵达生态红线区“大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区”之前对其控制，并有效回收。

8.8 结论

本项目海上部分最主要的环境风险类型主要包括：井涌或井喷、船舶碰撞、平台改造存在的风险、平台火灾爆炸、工艺管线破裂溢油、平台储罐泄漏和地质性溢油风险事故。项目的最大可信事故为船舶碰撞溢油事故，溢油量最大为泄漏量约为 126m³（约 105t）。

根据溢油预测结果，由于项目位于鲢的产卵场，小黄鱼、鳊、鲮和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，若发生溢油，油膜即刻抵达环境敏感目标。油膜抵达大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区的最短时间为 4.5h，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 14h，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 15h，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 22.5h，抵达天龙寺旅游休闲生态红线区的最短时间为 25h，抵达绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区的最短时间为 26h，抵达六股河河口及湿地生态红线区的最短时间为 26.5h，油膜抵达其他海洋环境敏感区的时间均大于 30h。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。

LD4-2 WHPC 平台不配备溢油应急设备，项目溢油应急依托周边油田。一旦发生溢油事故，立即启动溢油应急预案，旅大 10-1 油田立即响应，溢油应急时间约 1.2 小时，溢油应急能力为 45t。此外，绥中 36-1 油田、锦州 25-1S 油田和旅大 27-2/32-2 油田的溢油应急时间分别为 1.0、2.7h 和 4.3h，溢油应急能力分别为 90.5t、22t 和 20.5t。在本项目设定的事故情形下，周边溢油应急能力可在 4.5 小时内，对本项目 105t 溢油进行控制并有效回收，从而避免对大连斑海豹保护生态红线区等敏感目标的影响。

为了满足本项目溢油应急的需要，建议建设单位在该项目正式投产前按照《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》的相关规定对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》（2019 年 10 月）进行修编，将修编的溢油应急计划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需满足本项目的需要。建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。在采取上述措施的情况下，本项目溢油风险是可控的。

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 LD4-2WHPB 平台、LD10-1

CEP 平台和绥中 36-1 终端的设施进行开发，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 建设阶段采用的清洁生产措施

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) 采用环保型水基钻井液

钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液和合成基钻井液，采用环保型水基钻井液，从而降低非油层段钻井液排放对海水水质、海洋沉积物、海洋生态和生物资源的影响，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，环保型水基钻井液性能优越，抗杂质污染性能良好，钻井液使用寿命长。

钻井过程中钻井液泥浆池布置在井口附近，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，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《中华人民共和国海洋环境保护法》（修订）（2017.11.5 实施）、《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11.7 修订）、《中华人民共和国防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018.3.19 修订）、《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）等有关的规定和标准。施工期间产生的生活垃圾、机舱含油污水、生产垃圾全部运回陆地处理，不排海。

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) LD4-2 WHPC 平台产生的含油生产水经生产水处理系统处理合格后，全部回注地层，无生产水外排，不对海洋水质环境造成污染。

(3) 新建 LD4-2WHPC 平台不设电站，电力依托绥中电网。

(4) LD4-2 WHPC 平台依托 LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置，将运营期产生的生活污水处理达标后排海，生活垃圾运回陆地处理。

(5) 生活垃圾和生产垃圾等禁止排入海中，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、环境管理要求等。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 4-2 油田 4-3 区块开发项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指数 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(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	103.275
		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	$\geq 40\%$	约 70%	1.17	
			井深 2000-3000m		$\geq 50\%$			
			井深 3000m 以上		$\geq 60\%$			
		污油回收率	%	15	≥ 90	95%以上	1.06	
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	8.75	≤ 10	油层段钻屑、油层段钻井液、含油生产水全部运回，不外排	1	
		COD	mg/L	8.75	甲类区： ≤ 100 乙类区： ≤ 150	工程位于海洋，属于乙类区。施工期生活污水经处理达标后排海	1	
		废弃钻井液	$m^3/100m$ 标准进尺	17.5	≤ 10	本项目钻井液用量约为 6461.53 m^3 ，钻井总进尺约为 63678m，则废弃钻井液最大约为 10.15 $m^3/100m$	0.99	
定性指标*								

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

定量指标*				本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标		指标分值	本项目实际值 (Fi)	定性评价指标的考核总分值 (P2)
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液	15	采用无毒的环保型水基钻井液 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	建设单位具备欠平衡技术, 实际钻井作业过程中根据需要实施 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	钻井过程中配有钻井液收集设施, 防止钻井液落地 5	
		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	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。 5	
		井控措施	具备	5	具备井控措施 5	
		有无防噪措施	有	5	尽量选用低噪声设备 5	
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		20	建设单位建立了 HSE 管理体系 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=101.97

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

定量指标*	本项目钻井作业评价
清洁生产企业等级评定：P≥90（清洁生产先进企业）；75≤P<90（清洁生产企业）	本项目钻井作业评定为：清洁生产先进企业（P≥90）

注：“*”根据《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》，清洁生产指标体系分为定量指标（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=0.6P₁+0.4P₂；下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目清洁生产执行情况（采油作业）

定量指标						本项目采油作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (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	≤65	■	1	97.65
(2)资源综合利用指标	30	油井伴生气回收利用率	%	30	≥80	伴生气回收利用率最低为 69.3%	0.87	
(3)污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	≤15	0.67	
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	本工程运营期无生活污水排海。 COD=0	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		采油废水有效利用率	%	10	≥60	生产水经处理达标后全部回注不外排，回用率达到 100%	1.67	

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

		油井伴生气外排率	%	10	≤20	油井伴生气外排率最大为 30.7%	0.65	
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	1	93.33	
		采油	套管气回收装置	10	10	1		
			防止落地原油产生措施	10	10	1		
		采油方式	采油方式经过综合评价确定	10	10	1		
		集输流程	全密闭流程, 并具有轻烃回收装置	10	10	1		
(2) 环境管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		23.33	23.33	1		
		制订节能减排工作计划		11.67	11.67	1		
(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	1		
		建设项目环境影响评价制度执行情况		6.67	6.67	1		
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		6.67	根据需要, 依托 LD4-2 WHPC 平台生活污水总量需要增加 0	0		
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=95.92		
清洁生产企业等级评定: P≥90 (清洁生产先进企业); 75≤P<90 (清洁生产企业)					本项目采油作业评定为: 清洁先进生产企业 (P≥90)			

9.3 清洁生产环境管理要求

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及施工作业活动，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) 执行严格的日常管理制度

对于钻井、安装、原油生产及外输作业，制定有严格的安全环保作业规程，并严格遵守执行。

9.4 持续清洁生产建议

(1) 建立和完善清洁生产组织

清洁生产既是一个动态、相对的概念，也是一个连续的过程。因而需要有一个固定的机构、稳定的工作人员来组织和协调这方面的工作，以巩固已取得的清洁生产成果，并使清洁生产工作持续地开展下去。建立和完善清洁生产组织具体要做到以下几点。

①明确任务：清洁生产组织机构的任务有以下四个方面：一是组织协调并监督实施本报告提出的清洁生产方案；二是经常性地组织对职工的清洁生产教育和培训；三是选择下一轮清洁生产审核重点，并启动新的清洁生产审核；四是负责清洁生产活动的日常管理。

②落实归属：企业根据自身的实际情况具体掌握，可考虑以下几种形式：一是单独设立清洁生产办公室，直接归属厂区负责人领导；二是在环保部门中设立或技术部门中设立清洁生产机构；三是在管理部门或技术部门中设立清洁生产机构。不论是以何种形式设立的清洁生产机构，组织的高层领导要有专人直接领导该机构的工作。

③确定专人：确定专人负责须有以下能力：一是熟练掌握清洁生产审计知识；二是熟悉企业的环保情况；三是了解企业的生产和技术情况；四是要有较强的工作协调能力；五是要有较强的工作责任心和敬业精神。

(2) 建立和完善清洁生产管理制度

建立和完善清洁生产管理制度，例如将审计成果纳入企业的日常管理，建立激励机制和保证稳定的清洁生产资金来源等。

(3) 制定持续清洁生产计划

制定清洁生产计划，使清洁生产有组织、有计划地在企业中进行下去。持续清洁生产计划包括：清洁生产审计工作计划；清洁生产方案的实施计划；清洁生产新技术的研究与开发计划；组织职工的清洁生产培训计划等。

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在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 本项目污染物排放情况

据第三章 工程生产阶段产污环节与污染物分析计算结果，确定本工程生产期间的污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 10.1-1。

表 10.1-1 本项目运营期污染物产生情况一览表

污染要素	污染源	污染物	污染物产生			污染物控制量			污染物排放源强	排放去向
			产生废水量	产生浓度	产生量	控制废水量	控制浓度	控制量		
废水	含油生产水	石油类	██████████	520mg/L	829.92t/a	██████████	15mg/L (回注浓度)	23.94t/a (回注量)	0	进入 LD4-2 WHPC 和 LD10-1 CEP 平台进行处理, 处理达标后全部回注, 不外排
	初期雨水	石油类	12.63m ³ /次	50mg/L	0.63kg/次	12.63m ³ /次	50mg/L	0.63kg/次	0	经开/闭系统收集后, 进入生产工艺系统
	甲板/设备冲洗水	石油类	少量	-	-	少量	-	-	0	
平台牺牲阳极锌离子释放	锌	-	-	236.02kg/a	-	-	-	236.02kg/a	自然释放	
污染要素	固体废物名称	固废属性	产生量		处置量	排放量	污染物排放源强	最终去向		
固废	废弃边角料、包装材料等	一般工业固体废物	24t/a		24t/a	0	0	分类收集、运回陆上交辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理		
	油泥沙、泥脚和含油垃圾	危险废物	225t/a		225t/a	0	0			
污染要素	噪声源	声源类型	噪声源强		降噪措施	噪声排放值		持续时间		
噪声	风机、泵、柴油发电机和压缩机等	频发	约 85dB (A)		隔声、消音	约 85dB (A)		运营期		
污染要素	污染源	污染物	产生量		治理措施	污染物排放		排放时间		
废气	柴油应急发电机废气	SO ₂ 、NO _x	少量		无	少量		运营期		

10.1.2 依托工程污染物变化情况

依据工程分析，LD4-2 WHPC 平台生产人员产生的生活污水和生活垃圾全部依托 LD4-2 WHPB 平台进行处理处置，LD4-2 WHPB 平台新增的主要污染物为生活污水和生活垃圾。LD10-1 CEP 平台变化的污染物为天然气透平发电产生的废气和生产水量。

依托工程 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台污染物增加情况见下表。

表 10.1-2 依托工程 LD4-2 WHPB 和 LD10-1 CEP 平台污染物变化情况

平台	污染源	污染物	本项目投产前				本项目投产后				投产前后变化量				污染物排放源强	排放去向	原批复总量
			产生废水量	产生量	排放废水量	排放量	产生废水量	产生量	排放废水量	排放量	产生废水量变化量	产生变化量	排放废水量变化量	排放变化量			
			m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a	m ³ /a	t/a			g/s
LD4-2 WHPB 平台	生活污水 处理装置产生的 生活污水	化学需氧量	4569.8	4.1	8622.3	2.6	6387.5	5.7	12045	3.6	+1817.7	+1.6	+3422.7	+1.0	0.11	经 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水 处理装置处理达标后 排放	328.5
	固体废物名称	本项目投产前		本项目投产后		投产前后变化量		最终去向									
		产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量										
	生活垃圾	45.1	0	56.05	0	+10.95	0	分类收集, 运回陆上 处理									
平台	污染源	污染物	本项目投产前				本项目投产后				投产前后变化量				污染物排放量	排放去向	原批复总量
			产生废水量	产生量	回注废水量	回注量	产生废水量	产生量	回注废水量	回注量	产生废水量变化量	产生变化量	回注废水量变化量	回注变化量			
			m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a	m ³ /d	t/a			
LD10-1 CEP 平台	含油生产水	石油类	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	经 LD10-1 CEP 平台上的含油生产水 处理装置处理达标后 全部回注	42.87 × 10 ⁴

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

大气污染源	污染物	本项目投产前		本项目投产后		投产前后变化量		最终去向
		产生量	排放量	产生量	排放量	产生量	排放量	
		t/a	t/a	t/a	t/a	t/a	t/a	
透平和火炬燃烧产生的废气	NOx	108.29 (2022 年)	108.29 (2022 年)	162.70 (2022 年)	162.70 (2022 年)	+69.61 (2024 年)	+69.61 (2024 年)	燃烧后自然排放

10.1.3 污染物总量控制因子选择

《水污染防治行动计划》指出：“实施近岸海域污染防治方案，重点整治黄河口、长江口、闽江口、珠江口、辽东湾、渤海湾、胶州湾、杭州湾、北部湾等河口海湾污染。沿海地级及以上城市实施总氮排放总量控制。研究建立重点海域排污总量控制制度”。

根据《“十三五”生态保护规划》可知，污染物总量控制因子为 COD、氨氮、SO₂、NO_x、挥发性有机物（重点地区重点行业）、总氮（重点地区）。通过分析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。

新建平台运营期产生的污染物主要是含油生产水、甲板/设备冲洗水、初期雨水、生产垃圾、噪声及金属锌离子。本工程投产后，正常工况下含油生产水经处理后全部回注地层，不外排；非正常工况下，全油田停产。生产垃圾全部运回陆上处理，不排海。甲板/设备冲洗水、初期雨水全部进入工艺系统，不排海。运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排海。

本工程投产后，依托的 LD4-2 WHPB 平台生活污水和生活垃圾量有所增加，LD10-1 CEP 平台增加的废气自然排放，生产水全部回注不外排。

综上，选择依托工程 LD4-2 WHPB 平台生活污水中化学需氧量（COD）作为污染物总量控制因子。

10.2 污染物排放削减方法

10.2.1 含油生产水

LD4-2 WHPC 平台设置生产水处理系统，考虑充分依托 LD10-1 CEP 平台的生产水处理系统。LD4-2 WHPC 平台生产水处理系统最大水处理量为 4560m³/d，系统的设计规模为 5160m³/d。处理合格的含油生产水全部回注地层，不外排。本工程产生的含油生产水经含油生产水处理系统处理后，石油类污染物得到削减。处理达标的生产水回注地层，无含油生产水外排。

10.2.2 生活污水

LD4-2 WHPB 生活楼的住宿能力为 30 人，LD4-2 WHPC 平台生产定员为 12 人，平台不设置生活楼，人员住宿依托 LD4-2 WHPB 平台，生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理，处理能力 40.4m³/d。根据《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），生活污水采用生化法进行处理，生活污水的最大产生量为 1861m³/a，

按照旅大 4-2 油田井口平台定员 30 人,旅大 5-2 油田中心平台定员 70 人,旅大 10-1 油田中心平台定员 70 人进行等比例折算,LD4-2 WHPB 平台生产污水的批复总量约为 328.5m³/a。LD4-2 WHPB 平台已于 2018 年 2 月完成生活污水处理装置升级改造,并通过原国家海洋局北海分局的审批(海北环发[2018]34 号),未重新申请排放总量。

为了满足本项目工程需要,需对 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行改造,住宿能力增至 50 人,因此 LD4-2WHPB 平台生活污水产生量按照 50 人进行重新核算。根据《LD4-2 WHPB 平台电解法生活污水处理装置使用、维修说明书》,平台压力海水系统有一路引至生活污水处理装置海水入口,为装置提供海水,海水用量为 0.79m³/h。因生活污水处理装置使用电解法需要使用一定量的海水,因此生活污水的排放总量需综合考虑黑水产生量、灰水产生量和海水用量。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,LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量为 33.0m³/d,其中(灰水和黑水为 17.5m³/d,海水为 15.5m³/d),生活污水排放总量为 12045m³/a,按照 COD 达标排放浓度 300mg/L 计算,COD 产生量约为 3.6t/a。

与原批复总量相比,生活污水增加量为 11716.5m³/a,生活污水中 COD 的排放增加量为 3.5t/a。生活污水改造后,生活污水的实际排放量为 8622.3m³/a,与现有生活污水排放情况相比,生活污水增加量为 3422.7m³/a,COD 的排放增加量为 1.0t/a。

本工程投产后,LD4-2 WHPB 平台生活污水进入生活污水处理装置,经处理达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB/T4914-2008)(COD≤300mg/L)的要求后排海。

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。

根据《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),生活污水采用生化法进行处理,生活污水的最大产生量为 1861m³/a,按照旅大 4-2 油田井口平台定员 30 人,旅大 5-2 油田中心平台定员 70 人,旅大 10-1 油田中心平台定员 70 人进行等比例折算,LD4-2 WHPB 平台生产污水的批复总量约为 328.5m³/a。

本项目实施后,LD4-2 WHPB 平台住宿能力由 30 人增至 50 人,同时按照最新统计数据进行核算,建议 LD4-2 WHPB 平台生活污水的总量控制指标为 12045m³/a,其中 COD 排放量

控制指标为 3.6t/a。与原批复总量相比，生活污水增加量为 11716.5m³/a，生活污水中 COD 的排放增加量为 3.5t/a。

表 10.3-1 LD4-2 WHPB 平台污染物排放控制建议

序号	类别	原环评批复总量	建议总量控制指标	本项目新增总量
1	生活污水排放量	328.5m ³ /a	12045m ³ /a	11716.5m ³ /a
2	化学需氧量 (COD)	0.10t/a	3.6t/a	3.5t/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，正常生产情况下，LD4-2 WHPB 平台含油生产水生产水经过处理后全部回注地层，其余外输至 LD10-1 CEP 平台生产水处理系统后，再经注水系统在旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田回注地层，无生产水排放；本项目投产后，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况（如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时）。一旦出现上述非正常工况，可以调整油井运行频率，降低油井产出量，减少流程生产污水处理量，以保障油水处理效果，处理后的生产水全部回注地层，必要时停止生产，禁止生产水外排入海。

根据《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），报告书未明确生活污水排污混合区。根据本项目生活污水排放预测结果，COD 无论何时排放，超标水域影响的距离都在 30m 范围内，COD 排放对海洋环境的影响不大。因此建议以生活污水排放位置为中心、半径为 30m 范围内的海域作为依托 LD4-2 WHPB 平台的生活污水排污混合区范围。

11 环境保护对策措施

11.1 施工期环境保护对策措施

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目建设阶段主要产生钻屑、钻井液、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和生产垃圾等。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。

11.1.1 钻屑和钻井液处理措施

11.1.1.1 油层段钻屑、钻井液的区分方式

在钻井过程中可通过随钻测量仪器、气测录井、岩屑录井等方式进行油层段判别。根据邻井钻探情况及物探相关资料，钻前进行油层段预测，在钻开油气层后，开始收集油层段钻屑和油层段钻井液并单独储存处理。

11.1.1.2 钻屑、钻井液处理方式

本工程钻井阶段采用水基环保钻井液，钻井液循环使用。本工程共排放非油层段钻井液约 3139.21m³；非油层段钻屑 7905.78m³。非油层段钻井液和非油层段钻屑需检验符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的一级标准要求(见表 11.1-2)，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 11.1-3)后方可排放入海。

油层段钻屑在钻井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。钻井过程中产生的油层段钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时平台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。油层段钻井液和油层段钻屑运到码头后由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收，使用专用运输车辆运输，车辆设置有防溢散措施，最终送至辽宁绿源再生能源开发有限公司处理。

辽宁绿源再生能源开发有限公司具有辽宁省环境保护厅核准的编号为：LN2108820076 的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焚烧：固体废物 16500 吨/年，液态废物 4950

吨/年。

表 11.1-1 辽宁绿源再生能源开发有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力 (t/a)	本工程产生量 (t)	处理是否可行
油层段钻屑、钻井液	固体废物 16500 吨/年，液态废物 4950 吨/年	6811.55	是

注：钻井液密度按 1.10g/cm³（即为 1.10t/m³）计算；钻屑密度按 2.5g/cm³（即为 2.5t/m³）计算。

为了防止油层段钻井液（钻屑）在施工年份辽宁绿源再生能源开发有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

油层段钻井液（钻屑）的处理/处置需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

表 11.1-2 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）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 11.1-3 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）排放浓度限值

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

11.1.2 船舶污染物处理措施

11.1.2.1 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 745.5m³，船舶机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）要求进行铅封，运回陆地交由有资质单位进行处理。

11.1.2.2 船舶生活污水处理

施工期共产生 29183m³生活污水，施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率”的条件下，间歇排海；钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（COD≤300mg/L）后，间歇排海。

11.1.2.3 船舶大气污染物控制措施

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

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

②2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；

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

11.1.3 固体废弃物处置措施

施工期产生的生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

11.1.4 悬浮物

本项目建设对海水水质的影响主要是非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放引起的悬浮物和生活污水的排放，项目建设和运营会对海洋生态和生物资源产生一定影响和损害。由于本工程位于鲎产卵场内，为了减轻非油层段钻屑和非油层段钻井液排放对渔业资源和海洋生态环

境的影响，根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放避开重要渔业资源产卵盛期（6月）。

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 运营期环境保护对策措施

根据工程分析结果，生产阶段产生的主要污染物有：含油生产水、生活污水、生产垃圾等。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。

11.2.1 含油生产水处理

11.2.1.1 正常工况下

LD4-2 WHPC 平台含油生产水最大产生量 [REDACTED]，与 LD4-2 WHPB 平台的含油生产水 [REDACTED] 汇合，LD4-2 WHPC 平台生产分离器分离出的最大水量为 [REDACTED]。汇合后的部分含油生产水经 LD4-2 WHPC 平台分离后，进入 LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理装置，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准（石油类 $\leq 15\text{mg/L}$ ）后在 LD4-2 WHPC 平台和 LD4-2 WHPB 平台全部回注地层，不外排。剩余生产物流经 LD4-2 WHPB 平台输往 LD10-1 CEP 平台处理进行处理，含油生产水处理合格后全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田，不外排。

（1）LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理工艺和处理效果

LD4-2 WHPC 平台生产水处理系统设计规模为 [REDACTED]。根据产能预测，含油生产水的最大处理量为 [REDACTED]，方案可行。

含油生产水处理系统采用“斜板除油器+气浮选+核桃壳过滤器”三级处理流程。从 LD4-2 WHPC 平台生产分离器分离出的生产水通过斜板除油器初步分离，分离出的水进入气浮选系统对其中的油进行进一步去除，最后进入核桃壳过滤器，处理后的生产水经双介质过滤器过滤后进入注水系统。斜板除油器及气浮选分离出的油进入污油罐中，由污油泵打回原油处理流程进行处理。

生产水处理工艺流程为：生产分离器→斜板除油器→气浮选→生产水缓冲罐→核桃壳给料泵→核桃壳过滤器→双介质过滤器。

LD4-2 WHPC 含油生产水处理系统处理的生产水进入双介质过滤器，经过双介质过滤器处理满足《石油天然气行业标准-碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) (石油类≤15.0 mg/L) 标准后，再经注水泵在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台回注。

(2) LD10-1 CEP 平台含油生产水处理工艺和处理效果

LD10-1 CEP 平台生产水处理系统设计规模为 18000m³/d。根据产能预测，含油生产水的最大处理量为 17048m³/d，方案可行。

LD10-1 CEP 平台生产水处理系统采用撇油器+气浮机+核桃壳过滤器的三级处理流程。LD10-1 CEP 平台上工艺系统分离出来的生产水首先进入撇油器进行初步分离，分离出的生产水进入气浮机进一步处理，分离出的油相则进入渣油罐中，与经撇油罐处理后的渣油一并由渣油泵打回工艺系统。经浮选机处理后的生产水进入核桃壳过滤器进行过滤，过滤后的生产水进入注水系统。

LD10-1 CEP 平台建成运营至今含油生产水最大产生量 [REDACTED]，经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012) 标准 (石油类≤30mg/L) 后回注到各井口平台。

表 11.2-1 LD10-1 CEP 平台含油生产水产生情况

年份	年产水 10 ⁴ m ³
2018 年	[REDACTED]
2019 年	[REDACTED]

从表 11.2-2 可知，2017 年至 2019 年，LD10-1 CEP 平台生产水处理设施出水石油类浓度均满足《《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)，含油量≤30mg/L) 的要求。

目前注水水质指标中的 7 项控制指标，分别是含油量，悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、FB 含量，检测频率和目前检测值见表 11.2-3，从表中可以看出，其他指标也符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 相应标准。

表 11.2-2 LD10-1 CEP 平台生产水处理设施出水石油类浓度

监测时间	LD10-1 CEP 平台		
	2017 年	2018 年	2019 年
	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)	抽检浓度(mg/L)
1 月	27.32	27.58	27.03
2 月	27.25	27.14	27.12
3 月	27.23	27.61	27.35
4 月	27.77	27.53	27.02
5 月	27.68	27.48	27.63
6 月	27.2	27.33	27.29
7 月	27.61	27.35	27.59
8 月	27.48	27.06	27.47
9 月	27.93	27.93	27.46
10 月	27.61	27.54	14.69
11 月	27.17	27.86	14.58
12 月	27.71	27.65	14.26

表 11.2-3 LD10-1 CEP 平台注水水质检测项目及频率

序号	检测项目	指标	检测频率	目前检测值	
1	控制指标	含油量 (mg/L)	≤30	1 次/天	28
2		悬浮固体含量 (mg/L)	≤10	1 次/天	9.4
3		悬浮物粒径中值 (μm)	≤4	1 次/周	3.4
4		平均腐蚀率 (mm/a)	≤0.076	1 次/3 月	0.07
5		SRB (个/ml)	≤25	1 次/周	25
6		TGB(个/ml)	≤n×10 ⁴	1 次/周	13
7		IB(个/ml)	≤n×10 ⁴	1 次/周	0

11.2.1.2 非正常工况下

本项目投产后,受生产流程波动影响可能会出现非正常工况(如注水系统故障、维护、地层压力变化以及其他维护性操作时)。一旦出现上述非正常工况,可以调整油井运行频率,降低油井产出量,减少流程生产污水处理量,以保障油水处理效果,处理后的生产水全部回注地层,必要时停止生产,禁止生产水外排入海。

11.2.2 生活污水处理措施

LD4-2 WHPC 平台不设置生活楼,生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理,其出水水质指标满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)》中一级标准(COD≤300mg/L,粪便经消毒和粉碎等处理。)的要求后排海。

LD4-2 WHPB 平台原生活楼住宿能力为 30 人，本工程投产后，住宿能力增至 50 人，增加的定员的生活污水拟依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理。LD4-2 WHPB 平台生活污水处理能力为 $40.4\text{m}^3/\text{d}$ 。根据计算，本工程投产后，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量为 $33.0\text{m}^3/\text{d}$ ，小于其生活污水处理装置的处理能力，因此，LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置依托可行。

LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置采用电解法处理，对粪便进行消毒和粉碎处理。电解装置由预处理柜、电解槽、整流电源、电控箱、风机、粉碎泵等组成。具体工艺流程如下：

污水从调节柜进入装置。调节柜按一定流量将水气提至预处理柜 2，在预处理柜 2 和与预处理柜 3 中通过进行初步固液分离。调节柜设液位传感器，可以实时指示柜内液位，并高位报警。调节柜设内粉碎泵定期在柜内打循环。

在分离柜中，通过沉淀进行进一步固液分离，将高比重沉渣沉在柜底，清液高位溢流至电解柜。分离柜底部的沉渣定量气提至预处理柜 1，在此柜储存消化。此柜底部充入压缩空气，使沉渣不会厌氧膨胀。

经分离柜处理完的污水进入电解接触柜。在电解接触柜中进行氧化消毒。电解接触柜处理完的清水进入清水柜。清水柜设自流排放口。

电解槽为电解工艺的核心部件，是海水电解反应发生场所。其由整流电源和自动控制系统产生电解反应需要的电能。电解槽内的电极电解海水，对污水中有机物等进行降解并对污水进行消毒。电解反应中产生的氢气等副产物通过装置自带鼓风机进行吹扫后通过通气口排至船体外。

装置各柜体设排放管路，可以通过阀门操作，实现定期手动排渣的功能。排渣周期建议为 2 个月一次。

LD4-2 WHPB 平台生活污水工艺流程见下图。

LD4-2 WHPB 平台近两年生活污水中 COD 浓度监测结果见表 11.2-4。

表 11.2-4 LD4-2 WHPB 平台近期生活污水 COD 浓度

月份	LD4-2 WHPB	
	2018 年	2019 年
	COD 平均浓度(mg/L)	COD 平均浓度(mg/L)
1 月	47	118.5
2 月	65	139.5
3 月	74	65.5
4 月	67	51
5 月	94	115.5
6 月	50	20
7 月	105	99.5
8 月	50	159.5
9 月	78	53.5
10 月	102	118.5
11 月	84	41
12 月	125	178.5

从表 11.2-4 可知，2018 年至 2019 年，LD4-2 WHPB 平台生活污水处理设施出水 COD 浓度均满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB 4914-2008）》（COD≤300mg/L，粪便经消毒和粉碎等处理）的要求。

11.2.3 其他污水处理措施

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。

11.2.4 固体废弃物处理措施

在油田生产阶段，含油生产水处理系统会产生油泥沙等危险废物，通过类比分析危险废物的产生量约 225t/a。同时，平台还会产生废旧零件、器材、边角料等一般工业固体废物，一般工业固体废物产生量约 24t/a。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类

收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

辽宁绿源再生能源开发有限公司具有辽宁省环境保护厅核准的编号为：LN2108820076 的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焚烧：固体废物 16500 吨/年，液态废物 4950 吨/年。为了防止辽宁绿源再生能源开发有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，“天津合佳威立雅环保服务有限公司”和“蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司”均具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力。

11.3 海洋生态保护对策措施

11.3.1 建设项目污染物源头控制

本项目施工期和运营期污染物均得到有效处置，尽可能减少污染物排放，减轻建设项目对海洋生态的影响。

施工期污染防治措施：

（1）钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。油层段钻井液（钻屑）、非油层段钻井液（钻屑）分开收集，单独存储。油层段钻井液（钻屑）运回陆地交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

（2）机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）要求进行铅封，运回陆地交由有资质单位进行处理。

（3）施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率”的条件下，间歇排海；钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（300mg/L）后，间歇排海。

（4）施工期产生的生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

运营期污染防治措施：

(1) 生产水经含油生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 的相关标准后, 全部回注地层, 不排海。

(2) 依托平台产生的生活污水出水化学需氧量 (COD) 需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值 (GB4914-2008)》中的一级标准 (COD \leq 300mg/L) 要求, 粪便经消毒和粉碎等处理。

(3) 一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后, 运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理, 处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

(4) 初期雨水、甲板/设备冲洗水经开/闭排系统收集后, 进入生产工艺流程, 不外排。

11.3.2 建设项目海洋生态保护措施

旅大 4-2 油田 4-3 区块项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备, 采取有效的防止和减轻污染的措施。但在平台建设和施工期间非油层段钻屑和非油层段钻井液排放引起的悬浮物不可避免的会对海洋生物造成一定的影响。

为使油气开发的同时保护好海洋生态环境, 建设单位应积极采取有效措施, 尽可能地减少对海水水质、海洋沉积物、海洋生态和生物资源造成的损害, 以达到海洋油 (气) 开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此, 建设单位在油田开发过程中, 采取如下措施:

(1) 施工期油层段钻屑、油层段钻井液运回陆地交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理, 非油层段钻井液和非油层段钻屑排放需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级标准 (不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑) 的要求, 同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009) 一级标准 (生物毒性容许值 \geq 30000mg/L) 的要求; 机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆上进行处理。运营期, 含油生产水依托 LD4-2 WHPC 平台和 LD10-1 CEP 平台处理达标后全部回注, 生产垃圾全部运回陆上处理, 甲板/设备冲洗水、初期雨水全部进入工艺系统, 运营期除少量锌自然释放外, 无其他污染物排海。因此, 施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置, 从污染物源头控制方面, 减轻项目建设对海洋生态环境的影响。

(2) 由于项目位于鲣的产卵场, 根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况, 非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开重要渔业资源的产卵盛期 (6 月), 以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。

(3) 由于项目位于重要经济鱼类产卵场，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(4) 钻井阶段通过控制非油层段水基钻井液排放速率等措施，有效减轻非油层段水基钻井液排放引起悬浮物对海水水质环境、海洋生态和生物资源环境、渔业资源的影响。

(5) 建设单位应在项目正式投产前，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，对原有溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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需满足本项目的需要。同时，按照备案的溢油应急计划配备溢油应急资源，做好溢油应急响应工作。

(6) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

11.3.3 渔业生态环境和生物资源补偿措施

本工程设生态补偿资金对项目施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态服务功能等损失进行补偿，并纳入工程环保投资。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)，估算项目在生产建设过程中可能造成的海洋生态环境损失补偿费用约 [REDACTED] 万元；根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)进行估算，海洋生态服务价值补偿金额约为 [REDACTED] 万元。建议此部分资金建议用于海洋生物资源的增殖放流等。

11.3.4 海洋生态修复措施

项目建设和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，建设单位应在项目验收前，委托专业机构编制增殖放流计划，并组织实施。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。

渔业资源的损失进行经济补偿主要用于海洋生物增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。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前提下，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、地点等工作由当地海洋和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、检验机构认可。

D 增殖放流计划及时间

建设单位后续需补偿渔业资源损失约 万元（已纳入环保投资预算），计划全部用于增殖放流。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。

E、本项目增殖放流计划

因本项目渔业补偿金额较小，建议将本项目补偿金额纳入区域油田增殖放流方案中统筹考虑，严格落实生态恢复措施，维持海洋生物资源可持续利用。

11.3.5 采取措施将渔业损失的污染影响程度降低到最小

在设计、建造平台时，严格遵守有关设计和建造安装规范。以保证平台工程结构强度、抗疲劳、防腐蚀和保持正常生产能力。将跑、冒、滴、漏造成的污染发生的概率降到最低，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，造成悬浮物外泄，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，尽量缩短施工周期，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。

本工程位于鲎产卵场内，根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放避开重要渔业资源产卵盛期（6月），以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。

11.4 环境风险防范措施

11.4.1 设计阶段防范措施

（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、工艺管线破裂、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。

11.4.2 施工阶段防范措施

11.4.2.1 井喷及井涌事故防范措施

- (1) 加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故；
- (2) 严格实施钻井作业规程；
- (3) 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测；
- (4) 并迅速扩散聚集的烃类气体；
- (5) 安装井口防喷器；
- (6) 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；
- (7) 选择优质封隔器；
- (8) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- (9) 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；
- (10) 开钻之前制定周密的钻井计划；
- (11) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备；
- (12) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- (13) 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；
- (14) 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；
- (15) 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见表 11.4-1。

表 11.4-1 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

11.4.2.2 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 11.4-2。

表 11.4-2 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。

(4) 完井作业相关风险防范措施

- ①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；
- ②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；
- ③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

11.4.2.3 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污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

(2) 为防止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。

11.4.2.4 平台改造风险防范措施

(1) 严格执行联合作业安全审核制度；作业前进行必要的安全分析；严格编制与执行作业计划；严格实施作业安全监督。

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离。

(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制，严禁平台吸烟等。

(4) 平台需根据新增设备设施及物流的接入，完善相应的安全管理制度和操作规程。

11.4.3 生产阶段防范措施

11.4.3.1 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。

11.4.3.2 平台溢油事故防范措施

LD4-2WHPC 平台上设置应急通信设备，主要包括：双向甚高频无线电话、卫星应急无线电示位标、搜救雷达应答器，用于在紧急逃生情况下的通信联络；设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器，并接入平台视频监控系统，便于监视和取证，实现人员侵入在带缆走道区域的广播告警；设置溢油监控系统，对平台周围的溢油情况进行监控。

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。

11.4.3.3 栈桥工艺管线事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证工艺管线焊接质量。工艺管线铺设完成，要进行扫线、清管和试压。

作业者将制定相应的工艺管线保护和检测程序，由值班人员对栈桥工艺管线进行巡视，定期检测，确保工艺管线的安全性。

油气传输系统中的主要设备和工艺管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。

11.4.3.4 平台储罐事故防范措施

严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。做好储罐防腐涂层。作业者将制定相应的储罐保护和检测程序，由值班人员对平台储罐进行巡视，定期检测，确保储罐的安全性。

11.4.3.5 船舶碰撞事故防范措施

本项目不新增运营期船舶碰撞溢油风险，针对运营期船舶原有风险，作业单位主要执行了以下措施。

1、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，驱散在安全区内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

2、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。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) 平台上增设一套视频监控系统，能够对平台附近的船舶进行海域监控。

(9) 划定了钻井船避让区，禁止其他船舶进入该海域。

11.4.4 溢油预警机制

(1) 对溢油风险环节，进行危险源的辨识与更新；

(2) 对于海上设施（包括平台和作业船舶等）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；

(3) 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；

(4) 对于可能产生溢油的上述环节，安排人员定期进行巡视；

(5) 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，制定相应的管线保护和检测程序，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。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。并按要求修编完成具有针对性的溢油应急计划。

11.5 环境保护设施竣工验收

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。本工程环境保护设施竣工验收内容如下：

(1) 平台含油生产水处理装置处理效果；

(2) 固体废弃物分类、回收设备；

(3) 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；

(4) 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 本项目环境保护设施竣工验收清单

内容类型	污染源	污染物	环保验收措施	处理能力	处理去向
废水	含油生产水	石油类	WHPC 平台设置一套含油生产水处理装置	WHPC: 5160m ³ /d;	含油生产水经处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)相应标准后回注
	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	—	经开/闭排系统，打入生产流程
固废	油泥沙、泥脚和含油垃圾等		分类收集，运回陆地交由有资质单位处理，检查相关交接手续	—	运回陆上交由有资质单位进行处理，需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求
	废弃边角料、包装材料等		分类收集，运回陆地处理	—	运回陆上进行处理，需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求

11.6 环境保护对策措施一览表

施工期和运营期污染防治措施、环境保护及生态保护措施见表 11.6-1 和表 11.6-2，风险防范措施见表 11.6-3。

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	污染物	设备或措施	数量	处理效果	责任落实单位	
施工期	1	船舶含油污水	石油类	铅封后运回陆上	745.5m ³	按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》(交海发[2007]165号)要求	施工单位	
		生活污水	化学需氧量(COD)	施工船舶按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)对生活污水排放控制要求进行排放; 钻井平台经船舶生活污水处理装置处理达标后排放	7805m ³ 施工船舶 21378m ³ 钻井平台	船舶生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)要求; 钻井平台生活污水按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)要求	施工单位	
	2	油层段钻井液、油层段钻屑	石油类	运回陆上交辽宁绿源再生能源开发有限公司处理	3322.32m ³ 油层段钻井液 1262.80m ³ 油层段钻屑	分类收集, 运回陆上处理, 处理措施需符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求	建设单位	
		非油层段钻井液、非油层段钻屑	悬浮物	按相关要求排放入海	3139.21m ³ 非油层段钻井液 7905.78m ³ 非油层段钻屑	按照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)的要求。	建设单位	
	3	生产垃圾	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	157.68t 一般工业固废 18.2t 危险废物	分类收集、运回陆上处理, 符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求	建设单位	
		生活垃圾	食品废弃物等	运回陆地处理	125.07t			
	4	生态保护与修复措施	注意尽量缩短施工周期, 合理选择施工时间, 选择适宜的海况条件, 优化施工方案, 提高施工效率, 非油层段钻井液和非油层段钻屑排放避开重要渔业资源产卵盛期(6月), 以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。					建设单位或者施工单位

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

阶段	序号	污染源	污染因子	设备或措施	数量	新建或依托	处理效果	工程设计或环评要求	
运行期	1	废水	含油生产水	石油类	进入含油生产水处理系统处理达标后回注地层	--	新建/依托	处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 相关标准后回注	建设单位
			甲板/设备冲洗水、初期雨水	石油类	经开/闭排系统收集后, 进入工艺系统	1 套	新建	不排放入海	
			生活污水	COD	依托 LD4-2 WHPB 平台设置生活污水处理装置, 处理能力为 40.4m ³ /d, 处理后 COD≤300mg/L	1 套	依托	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/T4914-2008) (COD≤300mg/L) 的要求后排海。	
	2	固废	生产垃圾	油泥沙、泥脚、含油垃圾、废弃边角料、包装材料等等	分类收集, 运回陆上交有资质单位处理	--	依托	分类收集、运回陆上处理, 处理措施符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求	建设单位
			生活垃圾	食品废弃物等	分类收集, 运回陆上处理	--	依托		建设单位
	3	生态保护与修复措施	(1) 增殖放流, 恢复海洋生物资源。建设单位后续需补偿渔业资源损失约 █████ 万元, 用于增殖放流。因渔业补偿金额较小, 建议将本项目补偿金额纳入区域油田增殖放流方案中统筹考虑, 严格落实生态恢复措施, 维持海洋生物资源可持续利用。(2) 积极参与渤海湾的海洋生态修复工作。						建设单位

表 11.6-3 本项目风险防范措施一览表

序号	作业时段	风险事故类型	风险防范措施
1	设计阶段	/	(1) 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，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。(3) 设置紧急关断系统。(4) 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。
2	施工阶段	井喷及井涌事故 防范措施	(1) 加强对地层、地质资料的勘查研究，减少因认知缺乏而产生的事故； (2) 严格实施钻井作业规程； (3) 在钻台、钻井液池和钻井液工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体； (4) 安装井口防喷器； (5) 井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷； (6) 选择优质封隔器； (7) 设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器； (8) 在守护船上设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划； (9) 开钻之前制定周密的钻井计划； (10) 配备安全有效的防喷设备以及良好的压井材料、井控设备； (11) 油管强度设计采用较高的安全系数； (12) 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； (13) 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； (14) 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。
3		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 (2) 井眼防碰预防措施 (3) 固井作业风险防范措施 (4) 完井作业相关风险防范措施

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

4		船舶碰撞溢油事故	<p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(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。</p> <p>(6) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。</p> <p>(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。</p>
5		平台改造风险防范措施	<p>(1) 严格执行联合作业安全审核制度; 作业前进行必要的安全分析; 严格编制与执行作业计划; 严格实施作业安全监督;</p> <p>(2) 合理布置, 确保油气生产区与施工场地保持安全距离;</p> <p>(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育, 严格明火源控制, 严禁平台吸烟等;</p> <p>(4) 平台需根据新增设备设施及物流的接入, 完善相应的安全管理制度和操作规程。</p>
6	生产阶段	井涌或井喷风险防范措施	<p>(1) 定期对设备进行安全排查, 发现问题及时处理。</p> <p>(2) 加强人员培训, 避免人员操做失误引发的事故。</p> <p>(3) 严格实施生产作业规程和安全规程;</p> <p>(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;</p> <p>(5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件;</p> <p>(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;</p> <p>(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;</p> <p>(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。</p>

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

7		平台溢油事故风险防范措施	<p>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。</p> <p>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。</p>
8		栈桥工艺管线事故防范措施	<p>严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证工艺管线焊接质量。工艺管线铺设完成，要进行扫线、清管和试压。</p> <p>作业者将制定相应的工艺管线保护和检测程序，由值班人员对栈桥工艺管线进行巡视，定期检测，确保工艺管线的安全性。</p> <p>油气传输系统中的主要设备和工艺管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。</p>
9		平台储罐事故防范措施	<p>严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证焊接质量。做好储罐防腐涂层。作业者将制定相应的储罐保护和检测程序，由值班人员对平台储罐进行巡视，定期检测，确保储罐的安全性。</p>
10		船舶碰撞溢油事故	<p>本项目不新增运营期船舶碰撞溢油风险，针对运营期船舶原有溢油风险，作业单位主要执行了以下措施。</p> <ol style="list-style-type: none"> (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) 平台上增设一套视频监控系统，能够对平台附近的船舶进行海域监控。 (9) 划定了钻井船避让区，禁止其他船舶进入该海域。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书

11	溢油预警机制	<p>(1) 对溢油风险环节，进行危险源的辨识与更新；</p> <p>(2) 对于海上设施（包括平台和作业船舶等）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；</p> <p>(3) 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；</p> <p>(4) 对于可能产生溢油的上述环节，安排人员定期进行巡视；</p> <p>(5) 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。</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 20%~50%比例列入环境保护投资。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，将本项目环保投资设施及其直接投资费用列于表 12.1-1。本项目建设投资 █████ 万元，其中环保投资 █████，占总投资的 1.8%。

表 12.1-1 环境投资估算（万元）

平台	环境保护设备	计划投资	折合比率	折合环保投资
LD4-2 WHPC	施工期污染物处理	████	████	████
	开式排放系统	████	████	████
	闭式排放系统	████	████	████
	溢油回收系统	████	████	████
	火气探测设备/应急关断系统	████	████	████
	生产污水处理系统	████	████	████
	渔业资源损失补偿费	█	████	████
合计				████████

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。

本项目建设投产石油最高产量为 █████，石油产量的经济效益约为 12.9728 亿元。

本项目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）97.95 万 m³/a，折合经济价值约 587.7 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两个方面：建设井口平台占用海域，使生物栖息地丧失；施工阶段非油层段钻井液和非油层段钻屑排放产生的悬浮物对渔业生物资源损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：

（1）“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，井口平台属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；（2）“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段非油层段钻井液和非油层段钻屑排放产生的悬浮物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

钻井阶段非油层段钻井液及非油层段钻屑排放将造成鱼卵的损失为 598813 粒，直接经济损失约为 4791.2 元，生态补偿按 3 倍计算，鱼卵的经济损失共为 1.43736 万元；仔稚鱼的损失为 484588 尾，直接经济损失约为 19384 元，生态补偿按 3 倍计算，仔稚鱼的经济损失共为 5.8152

万元。

平台占用海域造成鱼卵的损失为 6680 粒，直接经济损失约为 53.6 元，生态补偿按 20 倍计算，鱼卵的经济损失共为 0.1072 万元；仔稚鱼的损失为 5406 尾，直接经济损失约为 216.8 元，生态补偿按 20 倍计算，仔稚鱼的经济损失共为 0.4336 万元。

(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，渔业资源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 1.2 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；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。

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”。头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算；虾类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg 计算；蟹类幼体折算为 0.1kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

② 损失计算结果

a: 鱼类

钻井阶段非油层段钻井液和非油层段钻屑排放造成鱼类成体损失为 15.32kg，直接经济损失 183.84 元；生态补偿按 3 倍计算，鱼类成体补偿金额为 0.055152 万元；造成幼鱼损失为 1754 尾，直接经济损失为 1403.2 元，生态补偿按 3 倍计算，鱼类幼体补偿金额为 0.42096 万元。

平台占用海域造成鱼类成体损失为 0.163kg，直接经济损失 1.956 元；生态补偿按 20 倍计算，鱼类成体补偿金额为 0.003912 万元；造成幼鱼损失为 7 尾，直接经济损失为 5.6 元，生态补偿按 20 倍计算，鱼类幼体补偿金额为 0.0112 万元。

b: 头足类

钻井阶段非油层段钻井液和非油层段钻屑排放造成头足类成体损失为 2.83kg, 直接经济损失 33.96 元; 生态补偿按 3 倍计算, 头足类成体补偿金额为 0.010188 万元; 造成头足类幼体损失为 123 尾, 直接经济损失为 49.2 元, 生态补偿按 3 倍计算, 头足类幼体补偿金额为 0.01476 万元。

平台占用海域造成头足类成体损失为 0.03kg, 直接经济损失 0.36 元; 生态补偿按 20 倍计算, 头足类成体补偿金额为 0.00072 万元, 造成头足类幼体损失为 0 尾。

c: 甲壳类

钻井阶段非油层段钻井液和非油层段钻屑排放造成虾类成体损失为 24.31kg, 直接经济损失 291.72 元; 生态补偿按 3 倍计算, 虾类成体补偿金额为 0.087516 万元; 造成蟹类成体损失为 7.93kg, 直接经济损失 95.16 元; 生态补偿按 3 倍计算, 蟹类成体补偿金额为 0.028548 万元; 造成虾类幼体损失为 1792 尾, 直接经济损失为 537.6 元, 生态补偿按 3 倍计算, 虾类幼体补偿金额为 0.16128 万元; 造成蟹类幼体损失为 228 尾, 直接经济损失为 456 元, 生态补偿按 3 倍计算, 蟹类幼体补偿金额为 0.1368 万元。

平台占用海域造成虾类成体损失为 0.258kg, 直接经济损失 3.096 元; 生态补偿按 20 倍计算, 虾类成体补偿金额为 0.006192 万元; 造成蟹类成体损失为 0.084kg, 直接经济损失 1.008 元; 生态补偿按 20 倍计算, 蟹类成体补偿金额为 0.002016 万元; 造成虾类幼体损失为 7 尾, 直接经济损失为 2.1 元, 生态补偿按 20 倍计算, 虾类幼体补偿金额为 0.0042 万元; 造成蟹类幼体损失为 1 尾, 直接经济损失为 2 元, 生态补偿按 20 倍计算, 蟹类幼体补偿金额为 0.004 万元。

(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—经济损失生物资源损失量, 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

钻井阶段，非油层段钻屑沉降也会对底栖生物造成损失，直接损失量为 0.626t，直接经济损失约为 6260 元。钻井施工对底栖生物的伤害属一次性伤害，施工完成后经过一段时间可恢复，因此补偿费用按损失额的 3 倍计算，为 1.878 万元。

平台占海会对底栖生物造成损失，直接损失量为 0.015t，直接经济损失约为 150 元。平台占用海域对底栖生物的伤害属永久性伤害，因此补偿费用按损失额的 20 年计算，为 0.3 万元。

(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(元)	补偿(年/倍)	补偿金额(万元)
非油层段 钻井液和 非油层段 钻屑排放	鱼卵	598813 粒	5989 尾	0.8 元/尾	4791.2	3	1.43736
	仔稚鱼	484588 尾	24230 尾	0.8 元/尾	19384	3	5.8152
	鱼类成体	15.32kg	/	12 元/kg	183.84	3	0.055152
	头足类成体	2.83kg	/	12 元/kg	33.96	3	0.010188
	虾类成体	24.31kg	/	12 元/kg	291.72	3	0.087516
	蟹类成体	7.93kg	/	12 元/kg	95.16	3	0.028548
	幼鱼	1754 尾	/	0.8 元/尾	1403.2	3	0.42096
	头足类幼体	123 尾	2.46kg	20 元/kg	49.2	3	0.01476
	虾类幼体	1792 尾	17.92kg	30 元/kg	537.6	3	0.16128
	蟹类幼体	228 尾	22.8kg	20 元/kg	456	3	0.1368
	底栖生物	0.626t	/	1.0 万元/t	6260	3	1.878
平台	鱼卵	6680 粒	67 尾	0.8 元/尾	53.6	20	0.1072
	仔稚鱼	5406 尾	271 尾	0.8 元/尾	216.8	20	0.4336
	鱼类成体	0.163kg	/	12 元/kg	1.956	20	0.003912
	头足类成体	0.03kg	/	12 元/kg	0.36	20	0.00072
	虾类成体	0.258kg	/	12 元/kg	3.096	20	0.006192
	蟹类成体	0.084kg	/	12 元/kg	1.008	20	0.002016
	幼鱼	7 尾	/	0.8 元/尾	5.6	20	0.0112
	头足类幼体	0 尾	0kg	20 元/kg	0	20	0
	虾类幼体	7 尾	0.07kg	30 元/kg	2.1	20	0.0042
	蟹类幼体	1 尾	0.1kg	20 元/kg	2	20	0.004
底栖生物	0.015t	/	1.0 万元/t	150	20	0.3	

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, 下面评估本项目施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本项目对海洋生态系统服务功能的影响主要是非油层段钻井液和非油层段钻屑排放, 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。由于本项目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:

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

式中: Q_{O_2} — 氧气生产的物质量, 单位为吨 (t);

Q'_{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''_{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:

$$Q'_{O_2} = 2.67 \times Q_{PP}$$

Q_{PP} — 浮游植物的初级生产力, 单位为毫克每平方米每天 ($\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$)。

2019 年 9 月该海区初级生产力平均为 [REDACTED]，钻井液循环使用间断排放，非油层段钻屑在钻井期间连续排放。根据工程分析，钻井液排放时长约为 1.25d，根据预测结果，非油层段钻井液排放产生的悬浮物超一类最大面积为 0.452km²；钻屑排放时长约为 303.5d，根据预测结果，非油层段钻屑排放产生的悬浮物超一类最大面积为 0.045km²，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：

$$\begin{aligned} Q_{O_2} &= 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\% \\ &= 2.67 \times 314.35 \times (0.452 \times 1.25 + 0.045 \times 303.5) \times 50\% \times 10^{-3} \\ &= 5.97 \text{ (t)} \end{aligned}$$

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本项目影响氧气生产价值为 0.24 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。本项目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/m² · d)；

S — 评估海域的水域面积，单位为平方千米 (km²)；

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 ($mg/m^2 \cdot d$)。

2019 年 9 月该海区初级生产力平均为 [REDACTED]，钻井液循环使用间断排放，非油层段钻屑在钻井期间连续排放。根据工程分析，钻井液排放时长约为 1.25d，根据预测结果，非油层段钻井液排放产生的悬浮物超一类最大面积为 0.452km²；钻屑排放时长约为 303.5d，根据预测结果，非油层段钻屑排放产生的悬浮物超一类最大面积为 0.045km²，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估固定二氧化碳的量的损失为：

$$\begin{aligned} Q_{CO_2} &= 3.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\% \\ &= 3.67 \times 314.35 \times (0.452 \times 1.25 + 0.045 \times 303.5) \times 50\% \times 10^{-3} \\ &= 8.2 \text{ (t)} \end{aligned}$$

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)，约人民币 1000 元/t (C)，因此，本项目造成的气候调节损失为 0.82 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，本项目所处海域非旅游区，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最大投影面积计算，为 0.12hm²，平台占用海域时间 25a，则估算本项目休闲娱乐价值损失约为

$$0.12 \times 25 \times 6438 \times 10^{-4} = 1.9 \text{ (万元)}$$

关于科研服务，本项目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最大投影面积计算，为 0.12hm²，平台占用海域时间 25a，据此估算本项目造成科研服务功能损失约为：

$$0.12 \times 25 \times 382 \times 10^{-4} = 0.11 \text{ (万元)}$$

海洋文化服务价值损失总计 2.01 万元。

(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)，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 1.25d (0.0034a)，根据预测结果钻井液超一类最大面积为 0.452km² (45.2hm²)；钻屑排放时长约为 303.5d (0.831a)，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.045km² (4.5hm²)，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：

$$(45.2 \times 0.0034 + 4.5 \times 0.831) \times 8686 \times 10^{-4} \times 50\% = 1.69 \text{ (万元)}$$

(5) 海洋生态服务功能损失合计

综上所述计算结果，本项目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 ■■■ 万元。

表 12.2-2 本项目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)	■■■	■■■	■■■	■■■	■■■

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、生产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生产工艺流程，经含油生产水处理装置处理达标后，全部回注地层。

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生态补偿费等的投入。

本项目施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响。本项目实施前与有关渔业主管部门沟通和协商,对本报告中评估的渔业生物资源损失进行生态补偿。

生态补偿费主要用于增殖放流等,这些措施将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。

本项目的建设将对该区域的渔业资源等造成一定的直接影响,但从上述分析中可以看出,其对工程周边海域生态环境的影响是暂时的、可恢复的。本项目的开发将会对进一步带动相关产业的发展和进步(如机械制造、电子、仪表等)起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入,增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好,有利于海域整体资源的合理利用和最大发挥。此外,本项目在建设和生产阶段将提供一定的就业机会,有利于增强社会的系统功能,改善区域的整体环境。

因此,本项目是一项利国利民的工程,其环保设施的设置与环保投资是合理的,具有良好的经济和社会效益。

12.5 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，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 政策符合性分析

12.5.1.1 规划符合性

旅大 4-2 油田 4-3 区块周边已开发的油田包括旅大 4-2 油田、旅大 10-1 油田、旅大 5-2 油田、绥中 36-1 油田等，属于重点开发区域中的海洋工程和资源开发区，工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的定位。

新建平台 LD4-2 WHPC 平台位于《辽宁省海洋主体功能区规划》的划定范围之外，工程施工期和运营期均不会对《辽宁省海洋主体功能区规划》产生不利影响。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，位于“渤海中部海域”的东北部海域，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中明确的“西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发”的功能定位。

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），本项目位于辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定范围之外，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近，约 9.67km，其他海洋生态红线区较远。本项目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。针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，采取了相应生态保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，本项目施工期和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。项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对斑海豹的影响。综上，项目建设不会《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》功能区产生不利影响。

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，本项目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 污染物源头控制及总量控制方案

本项目施工期钻井阶段钻井液循环使用，非油层段钻井液及非油层段钻屑排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$ ）的要求。油层段钻井液及钻屑、生活垃圾、生产垃圾、机舱含油污水均运回陆地处理。

本项目运营期产生的生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；含油生产水依在平台处理达标后全部回注，含油生产水不外排。本项目运营期除少量 Zn 排放外，无其他污染物排放。

本项目生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台上的生活污水处理装置进行处理。为了满足本项目需要，需对 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行改造，住宿能力增至 50 人，因此，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量按照住宿能力 50 人进行重新核算，需重新进行 COD 总量申请。

12.5.2.2 溢油防范与应急

项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。

应急计划的主要内容应包括作业区情况、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。

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、施工期非油层段钻井液和非油层段钻屑排放对水质、沉积物的影响，对海洋生物资源造成损失。

（2）油田开发工程造成海洋服务功能损失。

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

在钻井期间，非油层段钻屑入海后，在海水运动的作用下，大部分钻屑沉积在作业平台周围沉积，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。另外，平台占用也会对周围底栖生物的生长造成一定影响。

（3）工程对海洋生物资源的影响

渔业资源经济损失额情况见 12.2.2.1 章节。渔业生物资源损失经济补偿额共为 [REDACTED] 应将对渔业资源的补偿费用纳入环保投资。

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，下面评估本项目施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本项目对海洋生态系统服务功能的影响主要是非含油钻井液和钻屑排放，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 12.2.2.2 小节的相关计算，本项目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]。

12.5.4 海洋生态保护措施

12.5.4.1 施工期海洋生态保护措施

施工过程中，注意尽量缩短施工周期，合理选择施工时间，选择适宜的海况条件，优化施工方案，提高施工效率，尽量减少对海洋环境质量的影响。本项目位于鲎产卵场内，根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放避开重要渔业资源产卵盛期（6 月），以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。如遇突发性事故，造成悬浮物外泄，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 运营期海洋生态保护措施

（1）运营阶段，含油生产水全部回注，不外排；生活污水处理达标后排海；生活垃圾和生产垃圾运回陆地处理等措施，确保项目运营期不会影响到临近海洋功能区和生态红线区。

（2）正常工况下，只有少量生活污水排放，生活污水排放引起 COD 浓度叠加背景值后超一（二）类海水水质标准的距离在 30m 范围内，对周边海洋生态环境产生影响很小。

（3）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，需要工程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。

（4）项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。修编后的溢油应急计划满足本项目需求，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，并严格报告程序进行报告。

12.5.4.3 海洋生态补偿措施

本项目设生态补偿资金对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源损失进行补偿，并纳入工程环保投资。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），估

算项目在生产建设过程中可能造成的海洋生态环境损失补偿费用约 [] 元。

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)进行估算,海洋生态服务价值补偿金额约为 [] 元。

因本项目渔业补偿金额较小,建议将本项目补偿金额纳入区域油田增殖放流方案中统筹考虑,严格落实生态恢复措施,维持海洋生物资源可持续利用。

12.5.4.4 海洋生态修复措施

建设单位还应根据工程建设对海洋生态环境可能造成的影响,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,对工程附近海域损失的海洋生物资源投入资金加以补偿。

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、资金安排等,结合当地渔业环境容量、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,在当地海洋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补偿,不得在没有科学报告的前提下,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、地点等工作由当地海洋和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、检验机构认可。

D、增殖放流计划及时间

建设单位后续需补偿渔业资源损失约 [REDACTED] 元（已纳入环保投资预算），计划全部用于增殖放流。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。

E、本项目增殖放流计划

因本项目渔业补偿金额较小，建议将本项目补偿金额纳入区域油田增殖放流方案中统筹考虑，严格落实生态恢复措施，维持海洋生物资源可持续利用。

12.5.5 海洋生态保护监管措施建议

海洋生态的保护和恢复措施的责任主体为建设单位，海洋生态恢复措施主要以增殖放流等方式开展。建设单位应按照渔业资源损失进行生态补偿，委托第三方制定增殖放流计划并实施。主管部门或受其委托的行政管理部门应进行监管。

12.5.6 海洋跟踪监测措施

12.5.6.1 污染源监测计划

（1）施工期污染源监测计划

本项目施工期排放的污染物为悬浮物及施工过程中的生活污水。根据污染物的特点，本项目施工期的跟踪监测计划重点监测施工区域的水质环境，不设置污染源监测计划。

（2）运营期正常工况下污染源监测计划

本项目建成投产以后，含油生产水经处理合格后回注地层；生活污水经处理达标后排海；甲板/设备冲洗水等其他含油污水收集进入工艺系统进行处理；固体废物运回陆地处理；运营期不产生其他污染物。

含油生产水：LD4-2 WHPC 平台产生的含油生产水处理达标后回注，回注前需按照《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的要求定期检测含油量、悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、IB 含量指标。

(3) 依托工程污染源监测计划

LD4-2 WHPC 平台生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置进行处理，生活污水处理达标后排海。生活污水特征因子 COD 监测标准参照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 执行。平台设有专职人员，负责执行污染源的日常监测工作。

LD4-2 WHPC 平台投产后，LD4-2 WHPB 平台生活污水处理量和排放量均有所增加，建议 LD4-2 WHPB 平台生活污水排放严格执行 LD4-2 WHPB 平台原有的生活污水监测计划，切实加强环境保护管理、保证污染处理设备运行正常。

12.5.6.2 环境质量监测计划

(1) 施工期环境质量监测计划

本项目施工期监测重点是施工阶段的悬浮物和 COD 所能影响的范围和距离，重点监测施工区域的水质环境。

① 监测站位

根据施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑和生活污水排放对海水水质的影响预测结果可知，水质超标范围离排放点的最大距离为 550m。因此，施工期环境质量监测在 LD4-2 WHPC 主潮流方向上、下、左、右 550m 范围内共设 4 个站位。

② 监测项目

根据施工期污染物产生和排放情况，施工期主要的污染物是悬浮物和生活污水中的 COD。石油类是油田开发工程的特征因子，所以将其纳入跟踪监测项目中。

海水水质：悬浮物 (SS)、COD、石油类。

③ 监测时间

施工结束后进行一次监测。

④ 监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》(GB17378-2007) 规定的有关方法进行。

表 12.5-1 施工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	LD4-2 WHPC 平台主潮流方向上、下、左、右 550m 范围内共设 4 个站位	施工结束后进行一次监测
	石油类			
	COD			

(2) 运营期环境质量监测计划

根据工程特点和周边环境敏感目标环境管理要求，同时考虑污染物排放情况及特征因子，本项目运营期环境质量监测主要针对海洋水质、沉积物制定监测计划。

①监测站位

运营期环境质量监测在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台主潮流方向上、下、左、右 500m 范围内共设 4 个站位。

②监测项目

海水水质：COD、石油类、重金属。

沉积物：石油类、重金属。

③监测时间

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。

④监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）规定的有关方法进行。

表 12.5-2 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	COD	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	LD4-2 WHPC 和 WHPB 平台 主潮流方向 上、下、左、 右 500m 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
	石油类			
	重金属 (Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、 Cr、As)			
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)			

12.5.6.3 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。

13 海洋工程的环境可行性分析

13.1 项目与海洋主体功能区规划符合性分析

13.1.1 与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析

国家海洋局在 2015 年 8 月印发了《国务院关于印发全国海洋主体功能区规划的通知》(国发〔2015〕42 号), 根据“通知”, 海洋主体功能区按开发内容可分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能。依据主体功能, 将海洋空间划分为以下四类区域:

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

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

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

4、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。

13.1.1.1 位置关系

旅大 4-2 油田 4-3 区块周边已开发的油田包括旅大 4-2 油田、旅大 10-1 油田、旅大 5-2 油田、绥中 36-1 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。

13.1.1.2 相关要求

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。

13.1.1.3 符合性分析

本项目为海洋矿产资源勘探开发工程，项目所在海域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”。项目正在开展海域使用论证和环境影响评价，施工期和运营期产生的各种污染物均能得到妥善处置，从而减少对周围海域生态系统的影响。此外，建设单位已编制《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》并进行了备案。为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，应对原有的溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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。建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。因此，项目建设符合《全国海洋主体功能区规划》的相关要求。

本项目与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析见表 13.1-1

表 13.1-1 本项目与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

区域	工程内容	相关要求	符合性分析	符合性
重点开发区域	新建 LD4-2 WHPC	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。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。	项目所在海域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”。项目正在开展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能得到妥善处置。建设单位已编制《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》并进行了备案。为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，对原有的溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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。建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。	符合
		支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。	不涉及	符合

13.1.2 与《辽宁省海洋主体功能区规划》的符合性分析

2017年8月11日，辽宁省人民政府发布了《辽宁省人民政府关于印发辽宁省海洋主体功能区规划的通知》（辽政发〔2017〕36号）的相关阐述：“海洋主体功能区按开发内容分为产业与城镇建设、农渔业生产、生态环境服务三种功能；依据开发方式，分为优化开发区域、限制开发区域、禁止开发区域等三类分区。考虑到我省近岸海域开发强度已经较高，资源环境承载能力减退，不宜将县区海域整体划定重点开发区，因此本规划中不划定重点开发区域。”

优化开发区域：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。该区域集中在海岸带地区，承载了绝大部分的海洋开发活动，必须加快海洋经济发展方式转变。

限制开发区域：以提供海洋水产品为主要功能的海域，包括用于保护渔业资源和海洋生态功能的海域。该区域包括用于保护海洋渔业资源、海洋生态环境和海洋生物多样性的海域和海岛。该区域限制进行大规模高强度开发，但允许开展有利于提高海洋渔业生产能力和生态服务功能的开发活动。

禁止开发区域：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。该区域包括依照相关法规和规定设立的国家级、省级海洋自然保护区。该区域除法律法规允许的活动外，禁止和限制其他开发活动。

13.1.2.1 位置关系

新建平台 LD4-2 WHPC 平台位于《辽宁省海洋主体功能区规划》的划定范围之外，距离绥中县海域最近距离约 21.45km，距离瓦房店市海域约 38.75km。本项目在《辽宁省海洋主体功能区规划》的位置见图 13.1-1。

13.1.2.2 相关管理要求

根据《辽宁省海洋主体功能区规划》，本项目距绥中县海域最近，约 21.45km。绥中县海域属于限制开发区域中的海洋渔业保障区。

海洋渔业保障区的发展方向和原则为：“增强海洋渔业的可持续发展能力，科学发展养殖业。实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动。”

海洋渔业保障区的区域发展定位及重点为：“推进渔业产业调整和结构优化，大力

发展生态养殖、休闲渔业，推进以海洋牧场建设为主要形式的区域综合开发。加快渔业科技创新，重点推广生态健康养殖技术，拓展深水养殖，修复养殖水域，扭转高密度养殖带来的病害频发和过度用药的问题；继续实行捕捞渔船数量和功率总量控制制度，严格执行伏季休渔制度，调整捕捞作业结构，促进渔业资源逐步恢复和合理利用；加强重要渔业资源保护，开展增殖放流，改善渔业资源结构；禁止在传统渔场、水产种质资源保护区等重要渔业水域，开发围填海及可能截断洄游通道等开发活动。在水产种质资源保护区实验区内从事港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。”

13.1.2.3 符合性分析

本项目为海洋矿产资源勘探开发工程，距离绥中县海域约 21.45km。施工期和运营期污染物均得到有效处理处置。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km，不会对海洋渔业保障区的主导功能产生不利影响。

报告书针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态保护和修复措施，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，本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。

综上所述，工程建设不会对《辽宁省海洋主体功能区规划》的功能区产生不利影响。

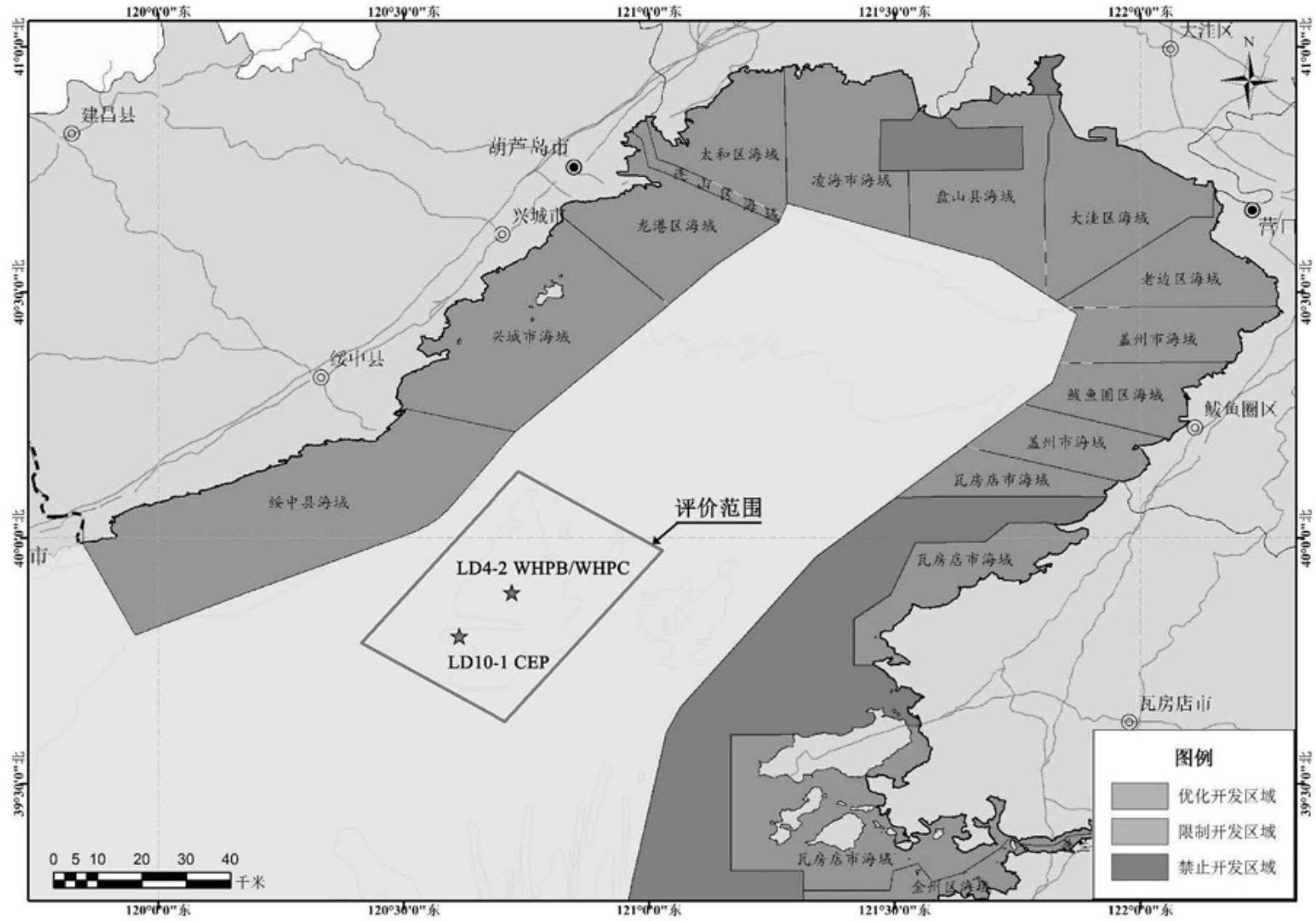


图 13.1-1 项目在《辽宁省海洋主体功能区规划》中的位置

表 13.1-2 项目与《辽宁省海洋主体功能区规划》的符合性分析

海洋主体功能区			位置关系	管理要求	符合性分析
绥中县海域	限制开发区域	海洋渔业保障区	LD4-2 WHPC 平台距离绥中县海域最近距离约 21.45km	<p>发展方向和原则：增强海洋渔业的可持续发展能力，科学发展养殖业。实施禁渔区、休渔期管制，加强水产种质资源保护，禁止开展对海洋经济生物繁殖生长有较大影响的开发活动。</p>	<p>项目位置距离绥中县海域约 21.45km，施工期和运营期污染物均得到有效处理处置。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km，不会对海洋渔业保障区的主导功能产生不利影响。</p>
				<p>区域发展定位及重点：推进渔业产业调整和结构优化，大力发展生态养殖、休闲渔业，推进以海洋牧场建设为主要形式的区域综合开发。加快渔业科技创新，重点推广生态健康养殖技术，拓展深水养殖，修复养殖水域，扭转高密度养殖带来的病害频发和过度用药的问题。继续实行捕捞渔船数量和功率总量控制制度，严格执行伏季休渔制度，调整捕捞作业结构，促进渔业资源逐步恢复和合理利用；加强重要渔业资源保护，开展增殖放流，改善渔业资源结构；禁止在传统渔场、水产种质资源保护区等重要渔业水域，开发围填海及可能截断洄游通道等开发活动。在水产种质资源保护区实验区内从事港口建设等工程建设的，或者在水产种质资源保护区外从事可能损害保护区功能的工程建设活动的，应当按照国家有关规定编制建设项目对水产种质资源保护区的影响专题论证报告，并将其纳入环境影响评价报告书。</p>	<p>项目位置距离绥中县海域约 21.45km，施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，不会对《辽宁省主体功能区规划》的功能区产生不利影响。报告书针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态保护和修复措施，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，本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。</p>

13.2 项目与海洋功能区划符合性分析

13.2.1 与《全国海洋功能区划（2011-2020）》的符合性分析

13.2.1.1 位置关系

根据《全国海洋功能区划（2011-2020）》，本项目位于《全国海洋功能区划（2011-2020）》的“渤海中部海域”。本项目在《全国海洋功能区划》的位置见图 13.2-1。



图 13.2-1 项目在全国海洋功能区划（2011-2020）中的位置图

13.2.1.2 功能定位和管理要求

“渤海中部海域”是我国重要的海洋矿产资源利用区域，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。

13.2.1.3 符合性分析

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，位于“渤海中部海域”的东北部海域，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中明确的“西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发”的功能定位。

旅大 4-2 油田 4-3 区块是旅大 4-2 油田的扩边区块，地下油藏边界南距旅大 10-1 油田约 3km，北距绥中 36-1 油田约 3km，油田开发充分依托周边已建油田设施，发挥资源共享优势，统筹旅大 10-1/4-2 油田区域油水处理，建成后能够提升区域油田的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。根据《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目通航安全影响咨询报告》（2019 年 11 月），本项目距离绥中港的 SZ2# 锚地最近，约 15 海里；距离老铁山至渤海北部航线最近，约 20 海里；距离秦皇岛至营口航路最近，约 14.8 海里；项目建设和运营不会影响该海域海运用海功能的发挥。

本项目对海洋生态环境的影响主要是非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放和平台占用海域。非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放产生的悬浮物对海水水质、海洋生态、生物资源的影响属于短期、可恢复性。报告书针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，维持海洋生物资源可持续利用，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》中“合理利用渔业资源，开展重要渔业品种的增殖和恢复”的要求。

同时，本项目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。本报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。本项目投产前，建设单位应对原有溢油应急计划进行修编，并将修编的溢油应急计划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，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。

因此，项目建设符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》要求。

13.2.2 与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的符合性分析

13.2.2.1 位置关系

根据《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》，旅大 4-2 油田 4-3 区块油田开发项目所处海域不在辽宁省海洋功能区划内，距离绥中海域农渔业区（代码【A1-01】）最近，约 21.45km。本项目与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》的相对位置关系见图 13.2-2。

13.2.2.2 相关管理要求

绥中海域农渔业区的海域使用管理要求为：（1）严格控制区域采砂活动；（2）发 展现代化和规模化海洋牧场；（3）整治修复渔业资源环境。

绥中海域农渔业区的海洋环境保护要求为：严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准，加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性，保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。

本项目距离最近的海洋功能区相关海域使用管理要求和海洋环境保护要求见表 13.2-1。

13.2.2.3 符合性分析

本项目与《辽宁省海洋功能区划（2011-2020 年）》相符性分析见表 13.2-2。

本项目为海洋矿产资源勘探开发工程，不属于采砂活动，距离绥中海域农渔业区约 21.45km。项目建设和运营期间严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准的相关要求，施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，不会影响到绥中海域农渔业区的海洋生态环境、生物多样性和自然景观，不会对绥中海域农渔业区的海洋环境质量现状产生不利影响，不会影响其主导功能的发挥。报告书针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，维持海洋生物资源可持续利用。

同时，本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施，以避免发生重大环境事故。本项目投产前，建设单位应对原有溢油应急计划进行修编，并将修编的溢油应急计划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，加强风险管控，配备与最大可信事故溢油规模相匹配的溢油应急资源，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。

最后，本报告提出了跟踪监测计划，定期监测周边海域的环境质量。

综上，项目建设不会对《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》的功能区产生不利影响。

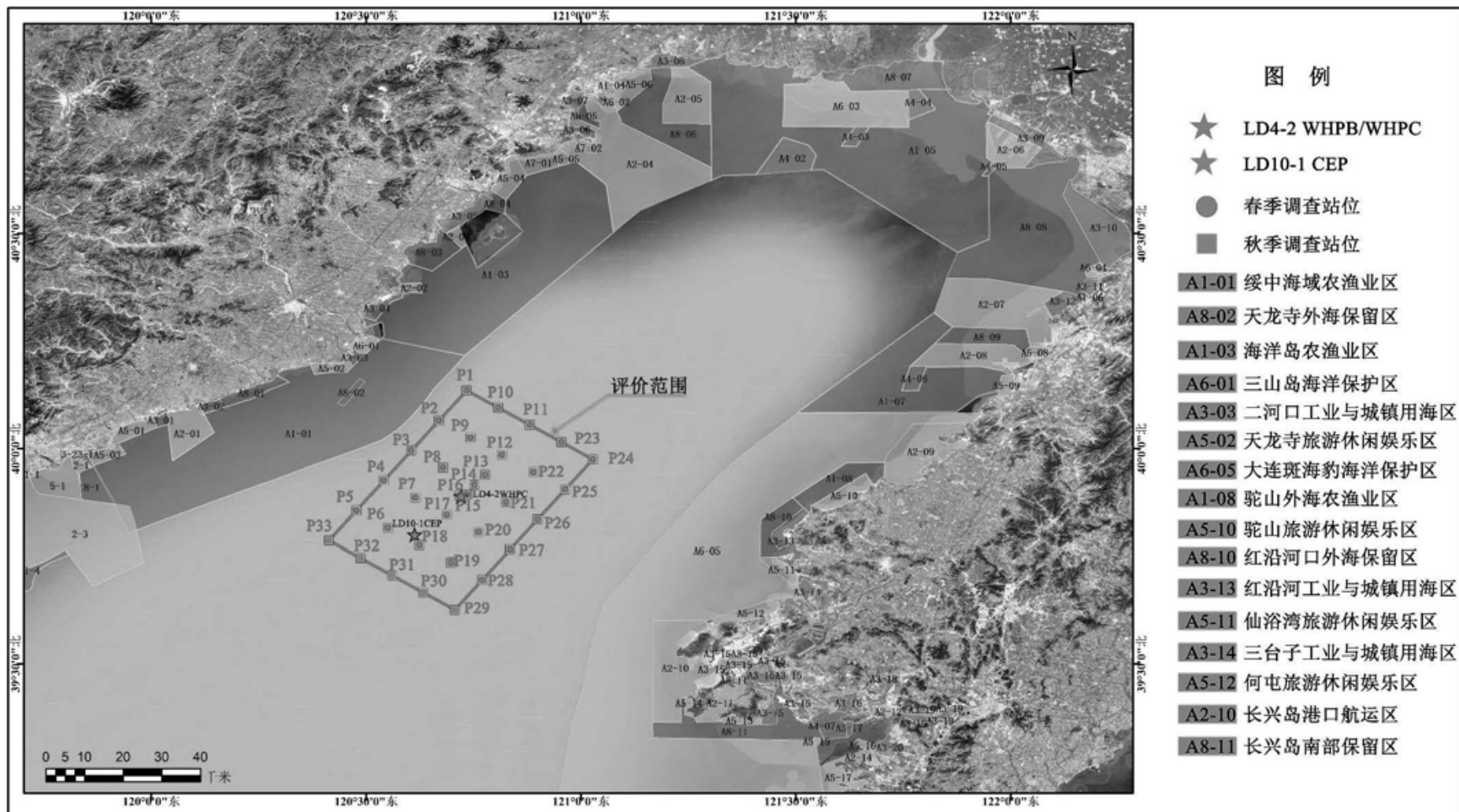


表 13.2-1 本项目距离最近的海洋功能区相关海域使用管理要求和海洋环境保护要求

代码	功能区名称	地区	功能区类型	面积 (km ²)	海域使用管理要求	海洋环境保护要求
A1-01	绥中海域农渔业区	葫芦岛	农渔业区	1452.5	(1) 严格控制区域采砂活动。 (2) 发展现代化和规模化海洋牧场。 (3) 整治修复渔业资源环境。	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准, 加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性, 保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。

表 13.2-2 项目建设与《辽宁省海洋功能区划(2011-2020年)》符合性分析

类别	工程内容	相对位置	项目	相关要求	符合性分析
新建平台	LD4-2 WHPC 平台	距离绥中海域农渔业区约 21.45km	海域使用管理要求	(1) 严格控制区域采砂活动。 (2) 发展现代化和规模化海洋牧场。 (3) 整治修复渔业资源环境。	项目为海洋矿产资源勘探开发工程, 距离绥中海域农渔业区约 21.45km, 不属于采砂活动。施工期和运营期污染物均得到有效处理处置, 不会对绥中海域农渔业区产生不利影响, 不会影响其主导功能的发挥。报告书针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析, 并核算了补偿金额, 在后续生产过程中建设单位会采取相应生态保护和修复措施, 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, 本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施, 以避免发生重大环境事故。 结论: 不会对绥中海域农渔业区产生不利影响。
			海洋环境保护要求	严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准, 加强海洋环境质量监测。维持、恢复、改善海洋生态环境和生物多样性, 保护自然景观。海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量均执行一类标准。	项目建设和运营期间严格执行国家关于海洋环境保护的法律、法规和标准, 制定了跟踪监测计划。施工期和运营期污染物均得到有效处理处置, 不会影响到绥中农渔业区的海洋生态环境、生物多样性和自然景观。项目建设不会对该区域的海水水质、海洋沉积物质量和海洋生物质量产生不利影响, 同时, 本次评价提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施, 以避免发生重大环境事故。 结论: 不会对绥中海域农渔业区产生不利影响。

13.3 项目与海洋生态环境保护规划的符合性分析

13.3.1 与《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》的符合性分析

13.3.1.1 相关要求

《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》中第五节基本原则提出：

一坚持绿色发展、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。

一坚持质量改善、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。

13.3.1.2 符合性分析

本项目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全部运回陆地处理；施工船舶产生的生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）排放控制要求进行排放，钻井平台生活污水经处理达标后排海。运营期产生的生产垃圾运回陆上处理；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将得到合理处置，做到从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。同时，针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本项目制定了生态保护和修复措施，制定增殖放流计划，做到坚持污染防治和生态修复并举。因此，项目建设与《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》相符合。

13.3.2 与《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020年）》的符合性分析

《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。

13.3.2.1 位置关系

根据《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》，本项目距离辽东湾西部规划区最近，约 21.45km。

13.3.2.2 相关管理要求

根据《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》，辽东湾西部规划区生态环境保护重点是：“加强锦州大笔架山国家级海洋特别保护区、绥中碣石国家级海洋公园、葫芦岛觉华岛国家级海洋公园、兴城河口省级湿地公园邻近海域生态环境监测、保护与修复；维护重要河口和原生砂质海岸自然生态系统，禁止河口、岸滩和近岸海域采砂，整治修复受损河口生态系统和原生砂质海岸景观；加强二河口至石河口海岸侵蚀灾害监测与防治。”

生态环境保护主要任务是：“控制入海排污总量，全面整治锦州湾、连山湾环境污染；重点关注褐潮、绿潮等新型生态灾害，加强监视监测与防治研究，确保海洋生态与养殖环境得到恢复和保护。”

13.3.2.3 符合性分析

本项目与《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》的符合性分析见表 13.3-1。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，不涉及采砂工程。

新建 LD4-2 WHPC 平台距离锦州大笔架山国家级海洋特别保护区 101.6km，距离绥中碣石国家级海洋公园 58.5km，距离葫芦岛觉华岛国家级海洋公园 60.82km，距离兴城河口省级湿地公园邻近海域约 78km，距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km，距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km。项目运营期产生的生产垃圾全部运回陆地进行处理，含油生产水处理达标后全部运回陆地进行处理，施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，不会对周边环境敏感目标产生不利影响。依托工程 LD4-2 WHPB 平台的生活污水处理达标后排海，排放总量有所增加，但不会对锦州湾、连山湾海洋生态环境产生不利影响。

针对施工期和运营期对海洋生物资源产生的影响，本评价对生物资源损失进行了分

析，核算了补偿金额，提出了生态保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，维持海洋生物资源可持续利用。同时，本项目在施工期和运营期制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。

项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。

综上所述，项目建设不会《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》的红线区产生不利影响。

表 13.3-1 项目与《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》的符合性分析

海洋生态环境保护区	相关要求		符合性分析
辽东湾西部规划区	区域生态环境保护重点	<p>加强锦州大笔架山国家级海洋特别保护区、绥中碣石国家级海洋公园、葫芦岛觉华岛国家级海洋公园、兴城河口省级湿地公园邻近海域生态环境监测、保护与修复；维护重要河口和原生砂质海岸自然生态系统，禁止河口、岸滩和近岸海域采砂，整治修复受损河口生态系统和原生砂质海岸景观；加强二河口至石河口海岸侵蚀灾害监测与防治。</p>	<p>本项目距离锦州大笔架山国家级海洋特别保护区 101.6km，距离绥中碣石国家级海洋公园 58.5km，距离葫芦岛觉华岛国家级海洋公园 60.82km，距离兴城河口省级湿地公园邻近海域约 78km，距离六股河河口及湿地生态红线区约 43.49km，距离绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区约 40.89km。项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，不涉及采砂工程。施工期和运营期产生的污染物均得到有效的处理处置，不会对周边环境敏感目标产生不利影响。</p> <p>项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。</p> <p>结论：不会辽东湾西部规划区产生不利影响。</p>
	生态环境保护主要任务	<p>控制入海排污总量，全面整治锦州湾、连山湾环境污染；重点关注褐潮、绿潮等新型生态灾害，加强监视监测与防治研究，确保海洋生态与养殖环境得到恢复和保护。</p>	<p>新建 LD4-2 WHPC 平台运营期产生的生产垃圾全部运回陆地进行处理，含油生产水处理达标后全部运回陆地进行处理；依托工程 LD4-2 WHPB 平台的生活污水处理达标后排海，排放总量有所增加，但不会对锦州湾、连山湾海洋生态环境产生不利影响。同时，本项目在施工期和运营期制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。</p> <p>针对施工期和运营期对海洋生物资源产生的影响，本评价对生物资源损失进行了分析，核算了补偿金额，提出了生态保护和修复措施，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。</p> <p>结论：不会辽东湾西部规划区产生不利影响。</p>

13.4 项目与辽宁省（渤海海域）海洋生态红线的符合性分析

13.4.1 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），本项目位于辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定范围之外，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近，约 9.67km，其他海洋生态红线区较远。本项目在辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区的位置见图 13.4-1。

13.4.2 相关管理要求

大连斑海豹保护生态红线区的保护目标和管控措施见表 13.4-1。

13.4.3 符合性分析

项目建设与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的符合性分析见表 13.4-2。

本项目距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近，约 9.67km。施工期和运营期污染物均得到有效处理处置；施工期对海洋环境产生的影响主要是非油层段钻屑和非油层段钻井液排放产生的悬浮物和生活污水的排放；运营期除少量锌排放外，无其他污染物排放，对周边海洋生态环境产生影响范围很小。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期依托工程生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。

针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，本报告进行针对性的分析，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保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，本项目施工期和生产运营阶段均制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。

项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对斑海豹及其生境产生影响。

综上，项目建设不会对《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的红线区产生不利影响。

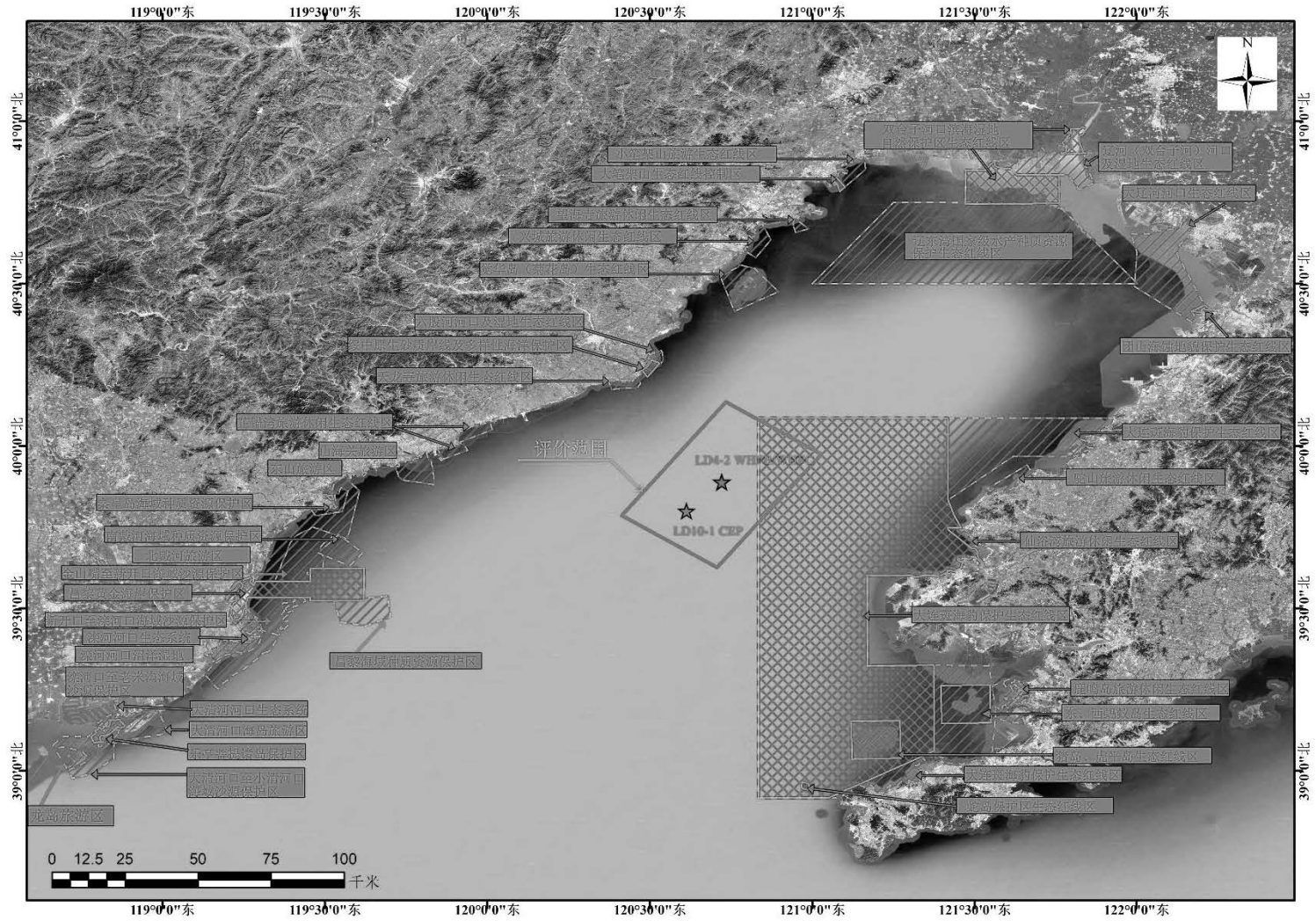


图 13.4-1 本项目在辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区的位置

表 13.4-1 辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区登记表（摘录）

所在行政区域	海洋生态红线区		覆盖区域	保护目标	管控措施
	类型	名称			
大连市	禁止开发区	大连斑海豹保护生态红线区	5500.9km ²	斑海豹	<p>(1) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施，无特殊原因，禁止任何单位或个人进入。</p> <p>(2) 应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，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。</p>

表 13.4-2 项目建设与《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》的符合性分析

名称	相关要求	符合性分析
大连斑海豹保护生态红线区	(1) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施，无特殊情况，禁止任何单位或个人进入。	本项目距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近，约 9.67km。 结论：项目建设位置和施工区域不位于大连斑海豹保护生态红线区的核心区和缓冲区。
	(2) 应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，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。	本项目施工期和运营期污染物均得到有效处理处置；施工期对海洋环境产生的影响主要是非油层段钻屑和非油层段钻井液排放产生的悬浮物和生活污水的排放；运营期无污染物排放，不会对周边海洋生态环境产生影响。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起悬浮物的浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km ² ，离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期依托工程生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响。 针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，本评价进行针对性的分析，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保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，施工期和生产运营阶段制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。项目运营期除少量锌排放外，无其他污染物排放，对周边海洋生态环境产生影响范围很小，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。 结论：项目建设不会对大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量产生不利影响。
	斑海豹	项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对斑海豹的影响。 结论：项目建设不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。
管控措施		
保护目标		

13.5 项目与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的符合性分析

13.5.1 位置关系

根据环境保护部《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），辽宁大连斑海豹国家级自然保护区面积、范围和功能区划已进行调整，调整范围见图 13.5-1。由图可以看出，本项目所处海域位于辽宁大连斑海豹国家级自然保护区划定范围之外，距离保护区最近距离为 21.7km。项目与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的相对位置关系见图 13.5-1。

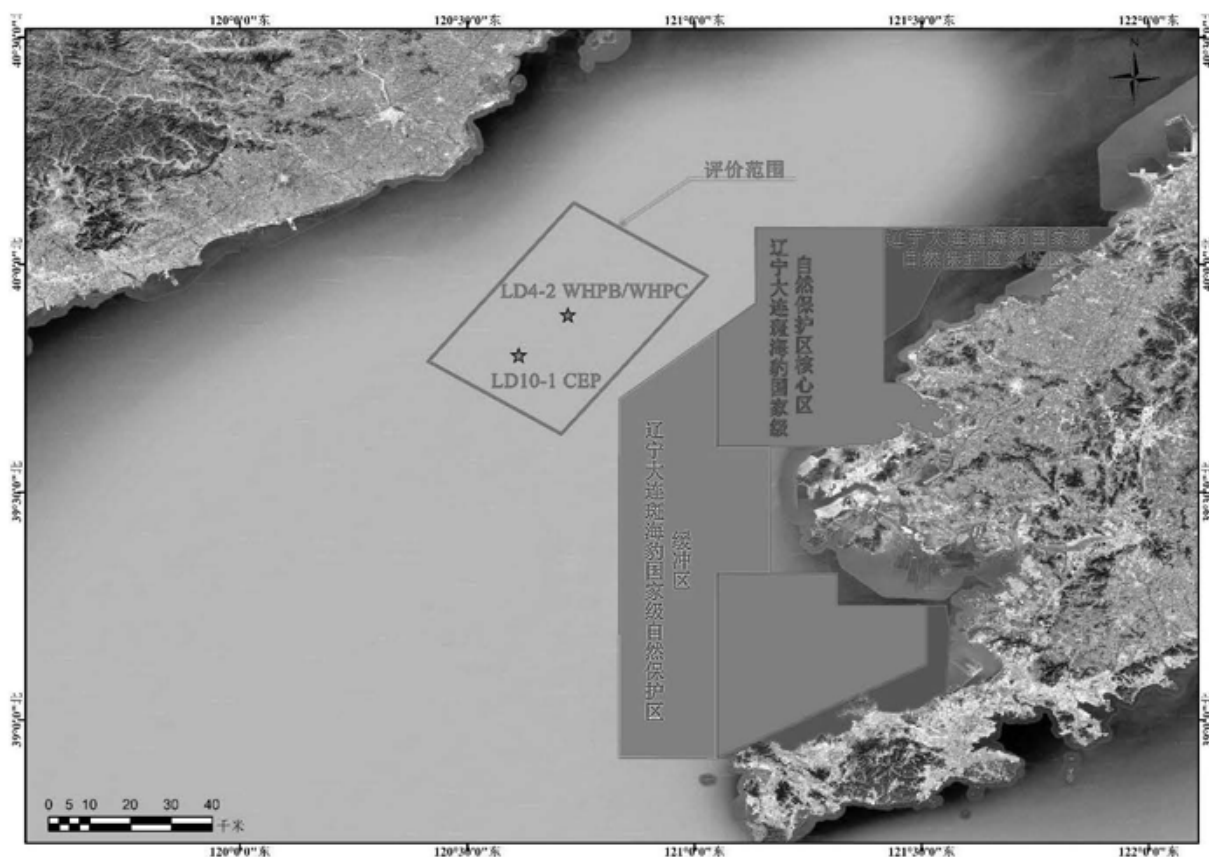


图 13.5-1 本项目与辽宁大连斑海豹国家级自然保护区的相对位置关系图

13.5.2 符合性分析

本项目施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，施工期非油层段钻屑和非油层段钻井液排放、施工期和运营期生活污水的排放对海洋生态环境产生一定的影响。施工期对海洋生态环境的影响是短暂的、可恢复的。根据预测结果，悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km；

施工期和运营期生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内。非油层段钻屑、非油层段钻井液和生活污水排放均不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生不利影响。

项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生不利影响。

综上，项目建设不会对辽宁大连斑海豹国家级自然保护区产生不利影响。

13.6 项目与大连斑海豹保护生态红线区的符合性分析

13.6.1 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），本项目位于大连斑海豹保护生态红线区的划定范围之外，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近距离为 9.67km，距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）最近距离为 59.6km。本项目与大连斑海豹保护生态红线区相对位置关系见图 13.6-1。

13.6.2 相关管理要求

大连斑海豹保护生态红线区的保护目标和管控措施见表 13.6-1。

13.6.3 符合性分析

本项目与红线区管理要求相符性分析见表 13.6-2。

本项目位于大连斑海豹保护生态红线区的划定范围之外，距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近距离为 9.67km，距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）最近距离为 59.6km，施工人员和船舶不会进入大连斑海豹保护生态红线区。

施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，施工期对海洋生态环境产生的影响主要来源于悬浮物和生活污水的排放，运营期对海洋生态环境产生的影响主要是依托工程生活污水的排放。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期生活污水排放引起周边海

域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，正常工况下不会对大连斑海豹保护生态红线区造成影响，不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。

针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，本报告进行针对性的分析，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保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，本项目建设期和生产运营阶段均制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。

项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。修编后的溢油应急计划满足本项目需求，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，并严格按照程序进行报告，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向自然保护区管理机构、当地环境保护行政主管部门和自然保护区行政主管部门报告，接受调查处理。

综上，项目建设不会对大连斑海豹保护生态红线区产生不利影响。

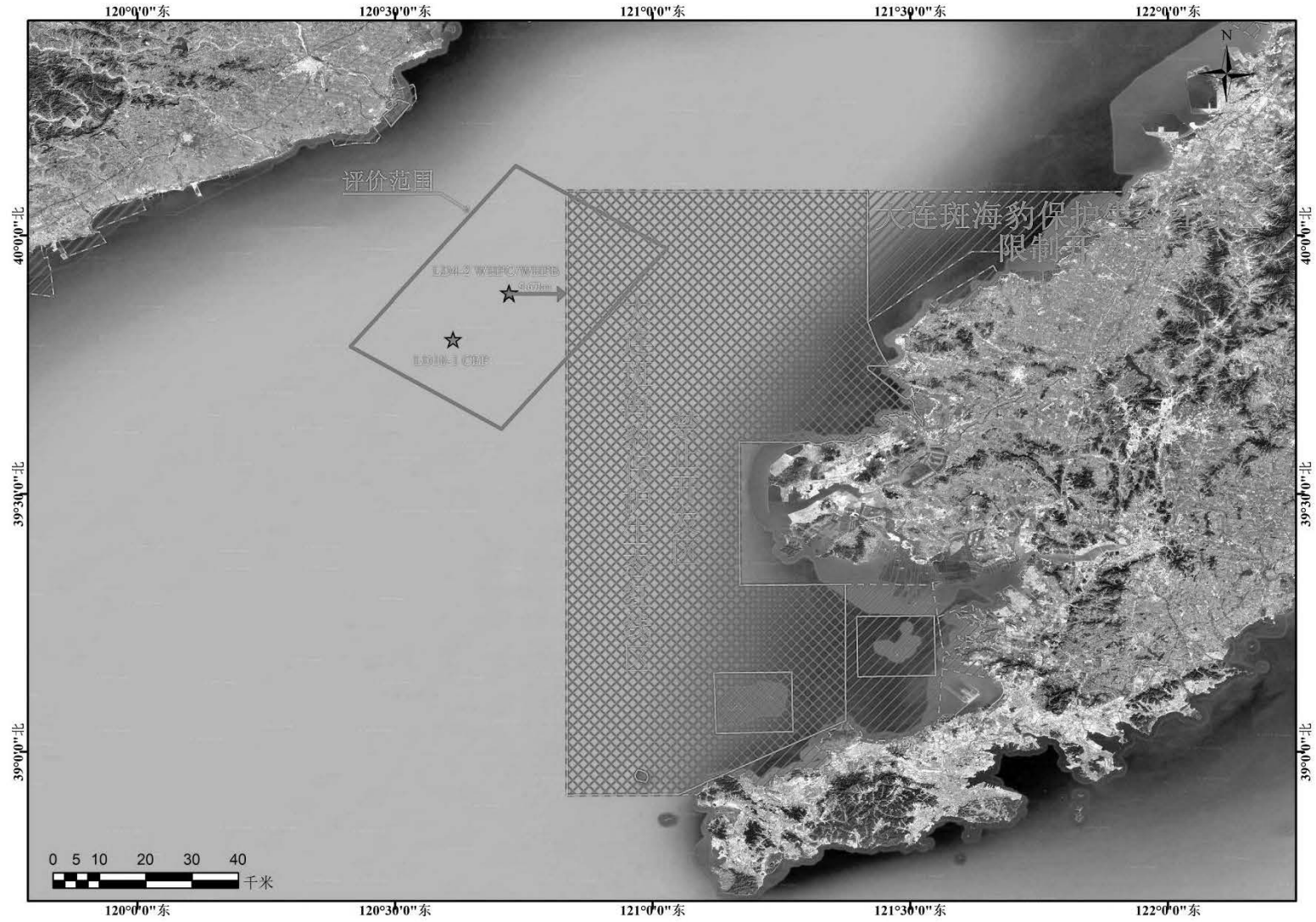


图 13.6-1 本项目与大连斑海豹保护生态红线区的相对位置关系图

表 13.6-1 大连斑海豹保护生态红线区的保护目标和管控措施

所在行政区域	海洋生态红线区		覆盖区域	保护目标	管控措施
	类型	名称			
大连市	禁止开发区	大连斑海豹保护生态红线区	5500.9km ²	斑海豹	(1) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施，无特殊原因，禁止任何单位或个人进入。 (2) 应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，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。
	限制开发区	大连斑海豹保护生态红线区	1221.85km ²	斑海豹	(1) 对于海洋自然保护区的试验区、海洋特别保护区的资源恢复区 and 环境整治区，开发活动具体执行《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋特别保护区管理办法》的相关制度。 (2) 应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，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。

表 13.6-2 项目与大连斑海豹保护生态红线区相关要求的符合性分析

名称	相关要求	符合性分析
大连斑海豹保护生态红线区禁止开发区	(1) 核心区和缓冲区内不得建设任何生产设施，无特殊原因，禁止任何单位或个人进入。	本项目距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）最近，约 9.67km。工程建设过程不会进入该海域。 结论：项目建设位置和施工区域不位于大连斑海豹保护生态红线区的核心区和缓冲区。
	(2) 应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，海水水质、沉	本项目施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，施工期对海洋环境产生的影响主要是悬浮物和生活污水的排放，运营期对海洋生态环境产生的影响主要是依托工程生活污水的排放。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物超一（二）类水质海域离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内。本项目距离大连斑海豹保护生态红线区（禁止开发区）约 9.67km，不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响。

		<p>积物质量和海洋生物质量执行不低于一类标准。</p>	<p>针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，本评价进行针对性的分析，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保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，本项目施工期和生产运营阶段均制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。本项目运营期除少量锌排放外，无其他污染物排放，对周边海洋生态环境产生影响范围很小，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。</p> <p>结论：项目建设不会对大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量产生不利影响。</p>
	<p>保护目标</p>	<p>斑海豹</p>	<p>项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对斑海豹的影响。</p> <p>结论：项目建设不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。</p>
<p>大连斑海豹保护生态红线区限制开发区</p>	<p>管控措施</p>	<p>对于海洋自然保护区的试验区、海洋特别保护区的资源恢复区和环境整治区，开发活动具体执行《中华人民共和国自然保护区条例》和《海洋特别保护区管理办法》的相关制度。</p>	<p>《中华人民共和国自然保护区条例》有关规定：</p> <p>第二十九条 在自然保护区的实验区内开展参观、旅游活动的，由自然保护区管理机构编制方案，方案应当符合自然保护区管理目标。在自然保护区组织参观、旅游活动的，应当严格按照前款规定的方案进行，并加强管理；进入自然保护区参观、旅游的单位和个人，应当服从自然保护区管理机构的管理。严禁开设与自然保护区保护方向不一致的参观、旅游项目。</p> <p>第三十二条 在自然保护区的实验区内，不得建设污染环境、破坏资源或者景观的生产设施；建设其他项目，其污染物排放不得超过国家和地方规定的污染物排放标准。在自然保护区的实验区内已经建成的设施，其污染物排放超过国家和地方规定的排放标准的，应当限期治理；造成损害的，必须采取补救措施。在自然保护区的外围保护地带建设的项目，不得损害自然保护区内的环境质量；已造成损害的，应当限期治理。限期治理决定由法律、法规规定的机关作出，被限期治理的企业事业单位必须按期完成治理任务。</p> <p>第三十三条 因发生事故或者其他突然性事件，造成或者可能造成自然保护区污染或者破坏的单位和个人，必须立即采取措施处理，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向自然保护区管理机构、当地环境保护行政主管部门和自然保护区行政主管部门报告，接受调查处理。</p> <p>符合性分析：本项目位置距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）最近距离为 59.6km，施工人员不会进入该海域。根据环境影响预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内。正常工况下，不会对其产生影响。发生事故或者其他突然性事件时，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，并严格按照报告程序进行报告，及时通报可能受到危害的单位和居民，并向自然保护区管理机构、当地环境保护行政主管部门和自然保护区行政主管部门报告，接受调查处理。</p> <p>项目建设不会影响到大连斑海豹保护生态红线区限制开发区。</p>

		<p>《海洋特别保护区管理办法》有关规定：</p> <p>第三十三条 严格保护典型海洋生态系统分布区、自然景观、历史遗迹、珍稀濒危海洋生物物种及重要海洋生物的洄游通道、产卵场、索饵场、越冬场、栖息地等各类重要海洋生态区域。</p> <p>任何单位和个人不得擅自改变海洋特别保护区内海岸、海底地形地貌及其他自然生态环境条件；确需改变的，应当经科学论证后，报有批准权的海洋行政主管部门批准。</p> <p>第三十六条 禁止在海洋特别保护区内进行下列活动：（一）狩猎、采拾鸟卵；（二）砍伐红树林、采挖珊瑚和破坏珊瑚礁。（三）炸鱼、毒鱼、电鱼；（四）直接向海域排放污染物；（五）擅自采集、加工、销售野生动植物及矿物质制品；（六）移动、污损和破坏海洋特别保护区设施。</p> <p>符合性分析：本项目位置距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）最近距离为 59.6km。根据环境影响预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超一（二）类水质海域离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，不会对大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）造成影响。本次环境影响评价报告提出了在运行过程中采取海洋生态保护措施和溢油应急防范措施。项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。修编后的溢油应急计划满足本项目需求，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，避免对斑海豹的影响。因此，项目建设不会影响到大连斑海豹保护生态红线区限制开发区。</p>
	<p>应该保持区域自然岸线与岛礁资源，尤其是斑海豹的栖息环境，并协调好海洋保护与海洋渔业发展，保护重要渔业水产种质资源。定期开展区域生态环境监测，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。</p>	<p>本项目施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，施工期对海洋环境产生的影响主要是悬浮物和生活污水的排放，运营期对海洋生态环境产生的影响主要是依托工程生活污水的排放。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起悬浮物超一（二）类水质海域离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内。本项目距离大连斑海豹保护生态红线区（限制开发区）最近距离为 59.6km，不会对斑海豹的栖息环境产生不利影响。</p> <p>针对施工期和运营期对周边海域生物资源产生的影响，本评价进行针对性的分析，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保护和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，以保护重要渔业水产种质资源。同时，本项目建设期和生产运营阶段均制定了跟踪监测计划，加强对工程周边海域生态环境质量监测。本项目运营期除少量锌排放外，无其他污染物排放，对周边海洋生态环境产生影响范围很小，不会恶化大连斑海豹保护生态红线区的海洋环境质量。</p>
<p>保护目标</p>	<p>斑海豹</p>	<p>项目正式投产前，建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，避免对斑海豹的影响。</p>

13.7 项目与其他相关规划符合性分析

13.7.1 与《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》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 13.7-1 项目与“国海发[2017]7号”文符合性分析

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。	本项目符合《全国海洋主体功能区划》和《全国海洋功能区划》的相关要求,不会对《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋功能区划(2011-2020)》、《辽宁省海洋生态环境保护规划(2016-2020)》功能区产生不利影响。	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。	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。	工程内容不涉及围填海项目。	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置物资设备。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。	项目正式投产前,建设单位会对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编,将修编的溢油应急计划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。	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,提高海洋环境预报警和生态灾害的监测预警水平。	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需要。	符合

13.7.2 与《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》的符合性分析

13.7.2.1 相关要求

《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》中明确重点是：“以构建海洋污染防治与生态修复、陆域污染源控制和综合治理、流域水资源和水环境综合管理与整治、环境保护科技支持、海洋监测五大系统为出发点，加强系统间的联系，改变以单纯依靠投资和工程项目实施来开展环境保护工作的传统模式，力求通过 5~15 年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶。”

主要建设任务提出：“加强海洋工程污染防治和保护区建设，全面提升倾废、油气开发区、围填海管理的在线监测水平”。

重点任务提出：“三、加强海洋工程污染防治和保护区建设主要包括：（一）提高倾废管理水平；（二）强化油气开发区的环境管理；（三）制定围填海管理办法；（四）建设海洋保护区。

13.7.2.2 符合性分析

本项目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全部运回陆地处理，施工船舶产生的生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）排放控制要求进行排放，钻井平台生活污水经处理达标后排海；运营期产生的生产垃圾运回陆上处理；含油生产水经处理达标后全部回注地层，不外排；项目施工期和运营期污染物均将得到合理处置。本项目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。

LD4-2 WHPC 平台是一座带部分处理设施的井口平台，平台设置溢油监控系统、红外摄像头和红外入侵报警器，利用视频监控系统做好平台及附近海域监控，狠抓船舶抛锚管理，严禁无关船只进入油田海域。利用溢油监控系统，监测油气开发区的污染发生及处理状况。为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，应对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。

综上，项目建设符合《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》的相关要求。

13.7.3 与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性

13.7.3.1 相关要求

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，生态环境部、发展改革委、自然资源部制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

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。”

13.7.3.2 符合性分析

项目建设与《渤海综合治理攻坚战行动计划》符合性分析见表 13.7-2。

本项目位于渤海中部海域，属于海洋矿产资源勘探开发工程，不涉及围填海。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定范围内，施工期和运营期产生的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，不会对上述功能区产生不利影响。

施工期间主要的污染物是非油层段钻屑和非油层段钻井液，但其影响是暂时的、可恢复的。针对施工期和运营期对海洋生物资源产生的影响，本评价对生物资源损失进行了分析，核算了补偿金额，提出了生态保护和修复措施，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。

为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，应对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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，定期对平台、工艺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，做好排污许可制度与环评制度的衔接。根据《控制污染物排放许可制实施方案》（国办发[2016]81号），环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。

表 13.7-2 项目与渤海综合治理攻坚战行动计划符合性分析

文件要求		符合性分析	是否相符
(二) 海域污 染治理 行动	9.船舶污染治理 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。	项目施工期，船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165号），运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水按照《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）排放控制要求进行排放，钻井平台生活污水经处理达标后排海。	符合

	11.海洋垃圾污染防治。严厉打击向海洋倾倒垃圾的 违法行为，禁止垃圾入海...	油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾、 生产垃圾全部运回陆上处理；运营期生产 垃圾全部运回陆上处理，含油生产水处理 达标后回注，不存在向海洋倾倒垃圾的违 法行为。
(三) 生态保 护修复 行动	13.生态保护修复行动 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	属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工 程，不涉及围填海。经分析，工程建设 不会对《辽宁省（渤海海域）海洋生态 红线区划定报告》（2014年）和《辽宁 省海洋生态环境保护规划（2016-2020 年）》功能区产生不利影响。
	15.海洋生物资源养护 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。	项目施工阶段采取尽量避开海洋生物生 殖和幼体繁育敏感期等措施。目前建设 单位正在开展环境影响评价工作，并提 出了生态保护和修复措施，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。
(四) 环境风 险防范 行动	17.海上溢油风险防范 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。	为了满足本项目溢油应急的需要，建设 单位在该项目正式投产前，应对原有溢 油应急计划进行修编，将修编的溢油应 急计划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。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，定期对平台、工艺管线进行不 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，做好排污许可制度与环 评制度的衔接。根据《控制污染物排放 许可制实施方案》（国办发[2016]81 号），环境影响评价制度是建设项目的环 境准入门槛，排污许可制是企事业单位 生产运营期排污的法律依据，必须做好 充分衔接，实现从污染预防到污染治理 和排放控制的全过程监管。新建项目必 须在发生实际排污行为之前申领排污许 可证，环境影响评价文件及批复中与污 染物排放相关的主要内容应当纳入排污 许可证，其排污许可证执行情况应作为 环境影响后评价的重要依据。

13.7.4 与《全国海洋经济发展“十三五”规划》的符合性

13.7.4.1 相关要求

根据《全国海洋经济发展“十三五”规划》“二、优化海洋经济发展布局”中“(一)

北部海洋经济圈”的“辽东半岛沿岸及海域”规定：该区域发展的功能定位是东北地区对外开放的重要平台、东北亚重要的国际航运中心、全国先进装备制造业和新型原材料基地、重要的科技创新与技术研发基地、重要的海洋生态休闲旅游目的地、生态环境优美和人民生活富足的宜居区。“十三五”时期，重点是积极拓展深水网箱等离岸养殖，支持工厂化循环水养殖，加强人工鱼礁和海洋牧场建设。重点推进东北亚国际海洋海岛旅游、海滨避暑度假旅游区建设，大力培育邮轮旅游发展，打造东北亚地区邮轮旅游基地。优化港口资源配置与布局。建设大连、盘锦、葫芦岛高技术船舶和海洋工程产业基地。加强海洋生物技术研发与成果转化。建设大连海水淡化与综合利用示范区，推进海水利用在沿海产业基地、沿海城镇的应用。严格控制入海污染物总量，加强辽河流域和近岸海域污染防治。加强与完善海洋保护区体系建设，建立并实施海洋生态红线制度。

根据《全国海洋经济发展“十三五”规划》“三、推进海洋产业优化升级”中“(一)调整优化海洋传统产业”的“海洋油气业”规定：建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。支持深远海油气勘探开发，推进海洋油气资源开发与服务等综合性保障基地建设。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。积极加强国际合作，推动深远海油气合作开发。加强沿海 LNG 接卸能力建设，提高周转调配能力。支持社会资本通过参股等形式，参与海洋油气资源勘探开发。

根据《全国海洋经济发展“十三五”规划》“五、加强海洋生态文明建设”的相关要求：(一)强化海洋生态保护修复，(二)加强海洋环境综合治理，……(五)提高海洋防灾减灾能力。

13.7.4.2 符合性分析

项目建设与《全国海洋经济发展“十三五”规划》符合性分析见表 13.7-3。

本项目位于《全国海洋经济发展“十三五”规划》海洋经济发展布局“北部海洋经济圈”区域内的辽东半岛沿岸及海域。

LD4-2 WHPC 平台为一座井口平台，平台运营期产生的含油生产水经 LD4-2 WHPC 和 LD10-1 CEP 平台的生产水处理设施处理达标后全部回注，不排海，不会对周边海域的海洋生态环境造成影响，本平台无生活污水和生活垃圾产生，运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排海，对海水水质和海洋沉积物环境的影响很小。依托的 LD4-

2 WHPB 平台生活污水的排放总量有所增加,但根据预测,生活污水对海洋生态环境的影响很小。本项目的生活污水总量控制指标在区域油田生活污水总量控制指标范围内进行考虑,增产不增污。

旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目充分依托周边已建油田设施,发挥资源共享优势,建成后能够提升区域油田的石油开采能力,合理开发海洋资源,有助于所在海域主导功能的发挥,符合海洋油气业优化调整的要求。

根据敏感目标识别结果,本项目距离自然保护区的最近距离约 21.70km,距离最近的生态红线区约 9.64km,距离最近的水产种质资源保护区约 30.49km,距离最近的国家级海洋公园约 58.50km。根据悬浮物预测结果,施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起悬浮物超一(二)类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km²,离排放点的最大距离为 0.55km;施工期和运营期依托工程生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内,不会对周边的海洋生态红线区和保护区产生不利影响。

项目建设不可避免地对海洋生物资源造成一定的影响,为了减轻该影响,本次评价对生物资源损失进行了分析,核算了补偿金额,提出了生态保护和修复措施,并对重要渔业品种制定针对性增殖放流,可以维持海洋生物资源可持续利用。

本项目施工期和运营期污染物均得到有效处理处置,运营期除少量锌离子自然释放外,无其他污染物排放。依托工程的生活污水排放量有所增加,确定了 COD 排海总量控制指标。同时,本项目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,以评估项目建设对周边海域海洋生态环境的实际影响。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,做好排污许可制度与环评制度的衔接。根据《控制污染物排放许可制实施方案》(国办发[2016]81号),环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛,排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据,必须做好充分衔接,实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证,环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证,其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。

新建平台设置溢油监控系统、红外摄像头和红外入侵报警器,利用视频监控系统做好平台及附近海域监控,狠抓船舶抛锚管理,严禁无关船只进入油田海域。利用溢油监控系统,监测油气开发区的污染发生及处理状况。为了满足本项目溢油应急的需要,

建设单位在该项目正式投产前，应对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。

综上，项目建设符合《全国海洋经济发展“十三五”规划》的相关要求。

表 13.7-3 项目建设与《全国海洋经济发展“十三五”规划》符合性分析

	文件要求	符合性分析	是否相符
二、优化海洋经济发展布局	<p>(一) 北部海洋经济圈</p> <p>辽东半岛沿岸及海域。该区域发展的功能定位是东北地区对外开放的重要平台、东北亚重要的国际航运中心、全国先进装备制造业和新型原材料基地、重要的科技创新与技术研发基地、重要的海洋生态休闲旅游目的地、生态环境优美和人民生活富足的宜居区。……严格控制入海污染物总量，加强辽河流域和近岸海域污染防治。加强与完善海洋保护区体系建设，建立并实施海洋生态红线制度。</p>	<p>LD4-2 WHPC 平台为一座井口平台，平台运营期产生的含油生产水经 LD4-2 WHPC 和 LD10-1 CEP 平台的生产水处理设施处理达标后全部回注，不排海，不会对周边海域的海洋生态环境造成影响，本平台无生活污水和生活垃圾产生，运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排海，对海水水质和海洋沉积物环境的影响很小。依托的 LD4-2 WHPC 平台生活污水的排放总量有所增加，但根据预测，生活污水对海洋生态环境的影响很小。本项目的生活污水总量控制指标在区域油田生活污水总量控制指标范围内进行考虑，增产不增污。</p>	
三、推进海洋产业优化升级	<p>(一) 调整优化海洋传统产业</p> <p>海洋油气业。建立油气开发用海协调机制，继续推进近海油气勘探开发。支持深远海油气勘探开发，推进海洋油气资源开发与服务等综合性保障基地建设。进一步加大对海上稠油、低渗等难动用油气储量开发的支持力度。到 2020 年，新增探明海洋油气地质储量较快增长，海洋油气产量稳步增长。积极加强国际合作，推动深远海油气合作开发。加强沿海 LNG 接卸能力建设，提高周转调配能力。支持社会资本通过参股等形式，参与海洋油气资源勘探开发。</p>	<p>旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目充分依托周边已建油田设施，发挥资源共享优势，建成后能够提升区域油田的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥，符合海洋油气业优化调整的要求。</p>	符合
五、加强海洋生态文明建设	<p>(一) 强化海洋生态保护修复：</p> <p>加强海洋生态保护。建立海洋生态保护红线制度，实施强制保护和严格管控。……。加快海洋自然保护区、水产种质资源保护区、海洋公园等海洋类保护区的选划与建设，加大保护区规范化建设投入，加强海洋类保护区生态监控，实现国家级海洋类保护区管理全覆盖。……。完善海洋生态环境补偿制度与机制，探索多元化生态补偿方式。完善海洋生态环境保护责任追究和损害赔偿制度，加强海洋生态环境损害评估，落实生态环境损害修复责任。</p>	<p>根据敏感目标识别结果，本项目距离自然保护区的最近距离约 21.70km，距离最近的生态红线区约 9.64km，距离最近的水产种质资源保护区约 30.49km，距离最近的国家级海洋公园月 58.50km。根据悬浮物预测结果，施工期非油层段钻屑和非油层段水基钻井液排放引起悬浮物超一（二）类水质海域的最大包络线面积约为 0.452km²，离排放点的最大距离为 0.55km；施工期和运营期依托工程生活污水排放引起周边海域 COD 浓度超一类海水水质标准的距离在 30m 范围内，不会对周边的海洋生态红线区和保护区产生不利影响。本项目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，以评</p>	

<p>推进海洋生态整治修复。在湿地、海湾、海岛、河口等重要生境，开展生态修复和生物多样性保护。……。</p>	<p>估项目建设对周边海域海洋生态环境的实际影响。项目建设不可避免地对海洋生物资源造成一定的影响，为了减轻该影响，本次评价对生物资源损失进行了分析，核算了补偿金额，提出了生态保护和修复措施，并对重要渔业品种制定针对性增殖放流，可以维持海洋生物资源可持续利用。</p>	
<p>(二) 加强海洋环境综合治理 加强污染源监控的数据共享，实施联防联控，建立并实施重点海域排污总量控制制度，确定主要污染物排海总量控制指标。……。提升国家海洋环境监测能力，推进国家海洋环境实时在线监控系统建设，进一步完善海洋环境观测网。继续加强渤海环境综合整治。开展区域海洋资源环境承载能力监测预警，推进近岸海域水质评估考核，实施海上污染物排放许可证制度，开展重大工程建设、海洋倾废全过程监管。建立海洋环境通报制度，沿海地方政府要向同级人大报告海洋环境状况。沿海各级政府要建立海洋环境信息公开发布制度，完善公众参与程序。</p>	<p>本项目施工期和运营期污染物均得到有效处理处置，运营期除少量锌离子自然释放外，无其他污染物排放。依托工程的生活污水排放量有所增加，确定了 COD 排海总量控制指标。同时，本项目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，以评估项目建设对周边海域海洋生态环境的实际影响。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，做好排污许可制度与环评制度的衔接。根据《控制污染物排放许可制实施方案》(国办发[2016]81号)，环境影响评价制度是建设项目的环境准入门槛，排污许可制是企事业单位生产运营期排污的法律依据，必须做好充分衔接，实现从污染预防到污染治理和排放控制的全过程监管。新建项目必须在发生实际排污行为之前申领排污许可证，环境影响评价文件及批复中与污染物排放相关的主要内容应当纳入排污许可证，其排污许可证执行情况应作为环境影响后评价的重要依据。</p>	
<p>(五) 提高海洋防灾减灾能力 ……。加强海上石油勘探开发溢油风险实时监测及预警预报，防范海上石油平台、输油管线、运输船舶等发生泄漏，完善海上溢油应急预案体系，建立健全溢油影响评价机制。提高灾害信息服务水平，深化灾害应急联动协作机制。建立专业应急救援队伍,发展应对灾害的救援产品与特种装备,研究制定海洋应急处置管理办法。</p>	<p>新建平台设置溢油监控系统、红外摄像头和红外入侵报警器，利用视频监控系统做好平台及附近海域监控，狠抓船舶抛锚管理，严禁无关船只进入油田海域。利用溢油监控系统，监测油气开发区的污染发生及处理状况。为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，应对原有的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》进行修编，将修编的溢油应急计划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。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。</p>	

13.8 项目与产业政策的符合性分析

本项目为海洋矿产资源开发及其附属工程，属于《产业结构调整指导目录（2019 年）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”项目。因此，本项目符合国家产业政策要求。

13.9 项目选址与布置的合理性分析

13.9.1 项目选址（选线）合理性分析

根据 2.2.1 工程开发方案比选章节，本项目充分依托周边已建油田设施，发挥资源共享优势，简化新建平台规模，节省投资，统筹旅大 10-1/4-2 油田区域油水处理，统筹旅大区域多余天然气的回收利用的基本原则。本项目从技术、经济、环保和资源统筹利用等方便对开发方案进行比选，筛选出技术可行、经济最优、环境影响最小的开发方案。

通过方案比选，本项目依托绥中 36-1 油田开发将使得绥中 36-1 油田后期注采不平衡情况更加严重，增加地质性溢油风险。依托绥中 36-1 油田开发需建设 1 座井口平台，铺设 8km 的海管，从环境保护的角度出发，依托绥中 36-1 油田开发增加了海管挖沟掀起的悬浮物对海水水质、海洋生态和生物资源的影响，同时海底管道溢油风险也相应的增加。本项目依托旅大 10-1 油田开发，只需建设 1 座井口平台和 1 座栈桥，充分发挥了资源共享优势，节省投资，兼顾了区域油田油水处理和天然气的综合利用，减少占海面积，减轻了项目建设对海水水质、海洋生态和生物资源的影响。

本项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，平台的选址和数量充分考虑了周边开发井的分布，在保证钻井难度不增加的情况下尽量减少钻井总进尺，以减少非油层段钻屑和非油层段钻井液排放对海水水质、海洋生态和生物资源的影响，同时充分考虑井眼轨迹与 LD4-2 WHPB 平台生产井的防碰风险问题。

同时，本项目选址符合《全国海洋主体功能区划》和《全国海洋功能区划》的相关要求，不会对《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋功能区划（2011-2020）》、《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020）》的功能区产生不利影响，项目类型符合国家产业政策要求。

因此，本项目选址（选线）是合理的。

13.9.1 项目平面布置合理性分析

根据 2.2.1.3 平台设计方案比选章节，为了开发旅大 4-2 油田 4-3 区块石油储量，本项目在平台场址优选研究阶段共进行了 3 个方案的比选，分别是海管连接方案、平台对接方案和栈桥连接方案。

海管连接方案中，钻井进尺最小，钻井难度最低，但不能共享 LD4-2 WHPB 平台的生产设施，不能兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理。平台对接方案和栈桥连接方案，作业难度相当，可共享 LD4-2 WHPB 平台部分生产设施，可兼顾 LD4-2 WHPB 平台产液处理。

采用平台对接方案，对接后老平台外挂后甲板突出，影响新平台钻井船就位，需要选用较大悬臂梁覆盖能力的作业平台；新老槽口区最近间距只有 25.1m，且新平台定向井轨迹穿越老平台侧下方，与 LD4-2 WHPB 平台的老井轨迹浅层防碰问题较为突出；老平台修井机作业能力有限，升级改造难度大，两平台共享修井机资源难度大。钻井碰撞风险较大，因此不采用。

平台栈桥连接方案只需要建设 1 座平台，海管连接方案需要建设 2 座平台、2 条海管和 1 条电缆。从环境保护的角度出发，海管连接方案较平台栈桥连方案接方案增加了管缆挖沟作业掀起的悬浮物对海水水质、海洋生态和生物资源的影响，同时海底管道溢油风险也相应的增加。平台栈桥连接方案是在栈桥上铺设工艺管线，管线设计为可视，在日常的巡检过程中发现有腐蚀点的情况会及时进行修复、更换，所以发生管线破裂溢油的概率很小。

经方案比选，综合考虑了技术、经济、环境影响等因素，最终选择平台栈桥连接平面布置方案为推荐方案。

因此，项目的平面布置是合理的。

14 环境管理与环境监测

14.1 环境保护管理计划

14.1.1 环境管理的任务和内容

环境管理是控制污染、保护环境的重要内容。为了做好环境保护工作，加强对本油田环保设施运行和维护管理、控制外排污染物对海洋环境的影响程度，建设单位成立了专门机构进行环境保护管理工作。本油田的环境管理主要任务和内容包括如下：

- (1) 贯彻执行中华人民共和国的环境保护法规、政策和标准；
- (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) 制订环境监测计划，并组织执行；
- (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) 配合管理部门的环境监测和检查。

14.1.2 健康、安全和环保政策

健康、安全和环保是整个公司不同管理级别人员的责任。公司的所有员工和承包商在工作中都要遵守公司 HSE 政策，包括：

- (1) 遵循并积极支持公司关于健康安全环保的政策、程序和标准；
- (2) 为员工提供实现健康安全环保目标的必要设施、知识和资源；
- (3) 向承包商提供相关的安全和健康信息，要求其员工进行培训以确保作业安全，同时保护环境，防止污染；
- (4) 与本地政府部门和各关联方共同协作，在现有法律、法规的基础上，制定规则和标准以促进安全、健康和环保。

14.1.3 环境保护管理机构设置

14.1.3.1 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。公司环保工作为二级负责制，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。

旅大 4-2 油田设油矿总监一名，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。

油田还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。

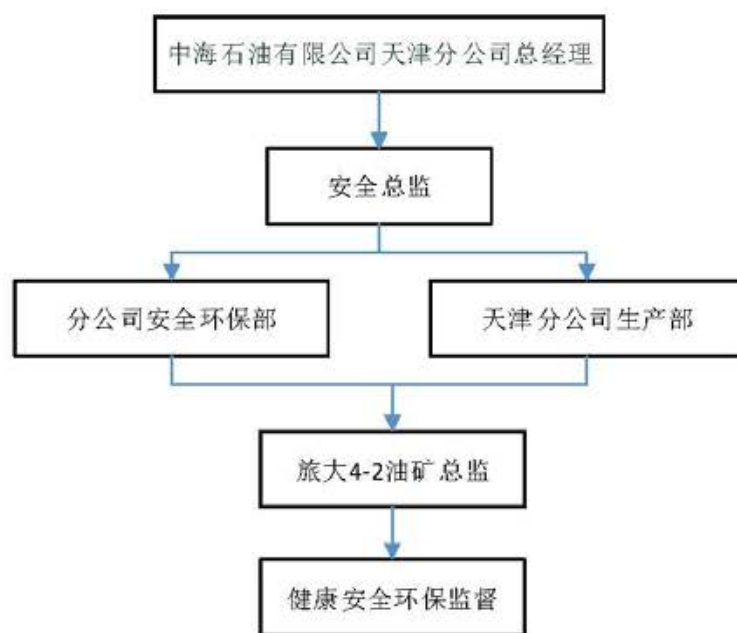


图 14.1-1 天津分公司健康安全环保管理机构图

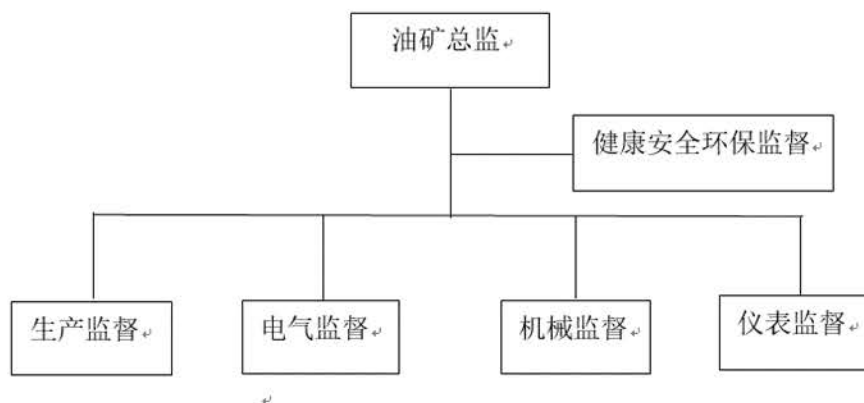


图 14.1-2 旅大 4-2 油田环境保护管理机构图

14.1.3.2 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。

14.1.4 环境保护管理制度

环境保护是我国的一项基本国策。天津分公司在石油勘探开发作业和油气生产过程中，遵守国家环境保护法律、法规、条例和规定，严格执行海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008），结合油田开发的特点，制定了相关的管理措施和制度，实施全过程的环境保护管理，减少海洋环境的污染损失。在 LD4-2 WHPC 平台生产期间，上级管理部门将建立并执行下列管理制度。

(1) 安全环保例会制度；

- (2) 安全环保宣传教育制度；
- (3) 安全环保检查制度；
- (4) 培训与演习制度；
- (5) 安全环保奖惩制度。

14.1.5 施工期环境管理

为确保各项环保措施的落实，最大限度地减轻施工作业对环境的影响，本项目在施工期间要实施 HSE 管理。施工期 HSE 管理主要工作是施工现场环境监察，主要任务为：

- (1) 宣传国家和地方有关环境方面的法律、法规；
- (2) 落实环评报告书及施工设计中的环保措施；
- (3) 及时发现施工中新出现的环境问题，提出改善措施；
- (4) 记录施工中环境工作状况，建立环保档案，为竣工验收提供基础资料；

施工期 HSE 管理重点监理内容：

- (1) 施工人员是否超越施工活动范围。
- (2) 垃圾、废物是否有指定地点堆放，是否及时清理。

施工期 HSE 管理目的：防止污染海洋水质、海洋沉积物、海洋生态和生物资源环境。

14.1.6 运营期环境管理

环境管理工作主要围绕以下几个方面进行：协助有关环保部门进行环境保护设施的竣工验收工作；定期进行环保安全检查和召开有关会议；对领导和职工进行环保安全方面的培训；制定可能发生事故的应急计划，定期进行演练；配备必要的维护、抢修器材和设备，保证在发生事故时能及时到位；主管环保人员应参加生产调度和管理工作会议，针对生产运行中存在的环境污染问题，向公司领导和生产部门提出建议和技术处理措施；在项目运营期，环境管理除了应抓好各项环保设施的运行和维护工作之外，工作重点应针对工艺管线破裂、海上溢油等重大事故的预防和处理；重大环境污染事故不同于一般的环境污染，它没有固定的排放方式和排放途径，具有发生突然、危害严重等特点，必须制订相应的事故预防措施、事故应急措施以及恢复补偿措施等。

14.1.6.1 正常工况下环境管理

- (1) 环保监督检查制度

环保管理人员定期到海上平台进行检查，查看各种防污设备、设施和器材的使用与运转情况是否良好，检查有关文书和证件是否齐全，防污记录簿和防污染季度报表的填写是否正确和上报是否及时。海上安全监督/生产监督对当班期间所进行的工作进行监督，就违反或可能违反环境保护法规、政策和程序的事件提出劝告，对环保设备、设施和器材的使用和维护情况进行日常检查，发现问题及时解决。

(2) 安全/环保会议制度

定期举行安全监督参加的安全/环保会议和每日生产例会，分析总结安全、环保制度执行情况；查找安全环保问题和隐患，针对问题提出防治措施；传达并贯彻公司有关指示和安全、环保方面的规定。

(3) 培训与演习制度

平台上的所有操作人员必须经过环境保护/安全培训，获得海上石油作业安全救生培训等有效的证书才能上岗。定期开展应急演练，基层单位每倒班周期组织一次溢油应急演练，每年进行一次专项演练。

(4) 安全环保奖惩制度

(5) 安全环保宣传教育制度

14.1.6.2 事故风险的预防与管理

(1) 事故风险的预防

做好突发性自然灾害的预防工作，密切与地震、水文和气象部门之间的信息沟通，及时制定完善的对策，制定平台风险事故应急预案，并建立严格的应急程序。

新建 LD4-2 WHPC 平台为一座井口平台，不设置溢油应急设备，在本项目正式投产作业前，建设单位应将本项目纳入已制定的《旅大 10-1/4-2 油田溢油应急计划》（2019 年 10 月）中，对其进行修编以满足本工程溢油应急需要，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。

(2) 对事故隐患进行监护

对事故隐患进行监护，掌握事故隐患的发展状态，积极采取有效措施，防止事故发生。在目前技术、财力等方面能够解决的，要通过技术改造或治理，尽快消除事故隐患，防止事故发

生；对目前消除事故隐患有困难的，应从管理和技术两方面对其采取严格的现场监护措施，在管理上要强制制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

针对本项目，建设单位需定期组织开展日常检查、专项排查、节假日检查、季节性排查等活动及早发现生产作业场所存在的隐患；委托第三方开展 QHSE 检查、审核、评估评价、检验检测，对隐患进一步识别；建立健全隐患排查治理管理办法，组织开展隐患排查治理活动，鼓励现场人员排查治理隐患；天津分公司原则上每年组织两次公司级隐患排查贡献奖评选活动；质量健康安全环保部通过 QHSE 月度例会、总经理办公会、总经理办公会等形式，对天津分公司级和所属单位隐患的整改情况进行跟踪。

14.1.7 小结

建设单位将执行的环境管理计划内容全面，涵盖了环境管理的内容、任务、机构设置、管理制度、检测设备、人员配置、岗位职责等内容，涵盖了项目生产的各个环节，具有针对性和可操作性。

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。

14.2.1 污染源监测计划

14.2.1.1 施工期污染源监测计划

本项目施工期排放的污染物为悬浮物及生活污水中的化学需氧量（COD）。根据污染物的特点，本项目施工期的跟踪监测计划重点监测施工区域的水质环境，不设置污染源监测计划。

14.2.1.2 运营期正常工况下污染源监测计划

本项目建成投产以后，含油生产水经处理合格后回注地层；生活污水经处理达标后排海；甲板/设备冲洗水等其他含油污水收集后进入生产工艺系统；固体废物运回陆地处理；运营期除少量锌自然排放外，无其他污染物排放。

含油生产水：LD4-2 WHPC 平台产生的含油生产水处理达标后回注，回注前需按照《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)中的要求定期检测含油量、悬浮固体含量、悬浮物粒径中值、平均腐蚀率、SRB 含量、TGB 含量、IB 含量指标。

14.2.1.3 依托工程污染源监测计划

LD4-2 WHPC 平台生活污水依托 LD4-2 WHPB 平台生活污水处理装置进行处理，生活污水处理达标后排海。生活污水特征因子 COD 监测标准参照《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 执行。平台设有专职人员，负责执行污染源的日常监测工作。

LD4-2 WHPC 平台投产后，LD4-2 WHPB 平台生活污水处理量和排放量均有所增加，建议 LD4-2 WHPB 平台生活污水排放严格执行 LD4-2 WHPB 平台原有的生活污水监测计划，切实加强环境保护管理、保证污染处理设备运行正常。

14.2.2 环境质量监测计划

14.2.2.1 施工期环境质量监测计划

本项目施工期监测重点是施工阶段的悬浮物和 COD 所能影响的范围和距离，重点监测施工区域的水质环境。

(1) 监测站位

根据施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑和生活污水排放对海水水质的影响预测结果可知，水质超标范围离排放点的最大距离为 550m。因此，施工期环境质量监测在 LD4-2 WHPC 主潮流方向上、下、左、右 550m 范围内共设 4 个站位

(2) 监测项目

根据施工期污染物产生和排放情况，施工期主要的污染物是悬浮物和生活污水中的 COD。石油类是油田开发工程的特征因子，所以将其纳入跟踪监测项目中。

海水水质：悬浮物 (SS)、COD、石油类。

(3) 监测时间

施工结束后进行一次监测。

(4) 监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》(GB17378-2007) 规定的有关方法进行。

表 14.2-1 施工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	LD4-2 WHPC 平台主潮流方向上、下、左、右 550m 范围内共设 4 个站位	施工结束后进行一次监测
	石油类			
	COD			

14.2.2.2 运营期环境质量监测计划

根据工程特点和周边环境敏感目标环境管理要求，同时考虑污染物排放情况及特征因子，本项目运营期环境质量监测主要针对海洋水质、沉积物制定监测计划。

(1) 监测站位

运营期环境质量监测在 LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台主潮流方向上、下、左、右 500m 范围内共设 4 个站位。

(2) 监测项目

海水水质：COD、石油类、重金属。

沉积物：石油类、重金属。

(3) 监测时间

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。

(4) 监测方法

监测工作应委托有资质监测单位承担，按照《海洋监测规范》（GB17378-2007）规定的有关方法进行。

表 14.2-2 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	COD	《海洋监测规范》 GB17378.4-2007	LD4-2 WHPC 和 LD4-2 WHPB 平台主潮流方向上、下、左、右 500m 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
	石油类			
	重金属（Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）			
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）			

14.2.3 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。

14.2.4 监测机构职能

其主要职能如下:

- (1) 负责指导、监督海上油田环境保护设施外排污染物的监测化验工作;
- (2) 定期、不定期地对海上油田环境保护设施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

15.1 工程概况

旅大 4-2 油田 4-3 区块位于渤海中部海域，XXXXXXXXXX，为旅大 4-2 油田的扩边区块，地下油藏区块边界南距旅大 10-1 油田约 3km，北距绥中 36-1 油田约 3km。平台位置处海图水深 32m。

本次评价工程内容包括：新建 1 座四腿井口平台（LD4-2 WHPC）和 1 座 43.5m 栈桥，布置 20 个井槽（其中 4 口为单筒双井），包括 13 口生产井和 11 口注水井。同时，对 LD4-2 WHPB 平台和 LD10-1 CEP 平台进行适应性改造。

15.2 工程分析结论

海上建设阶段包括：平台和栈桥建设、钻完井、相应平台适应性改造等。

根据工程分析，本项目新钻井分五批实施，钻完井过程中钻屑产生量为 9168.58m³，其中油层段钻屑的产生量为 1262.80m³，非油层段钻屑的产生量为 7905.78m³。钻井液产生总量为 6461.53m³，油层段钻井液产生量为 3322.32m³，非含油钻井液产生量为 3139.21m³。本项目采用钻井船进行钻完井作业，钻井过程中全部采用环保型水基钻井液，循环使用。本项目钻井阶段产生的油层段钻屑和油层段水基钻井液全部运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司接收处理/处置，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。非油层段钻屑和非油层段水基钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（生物毒性容许值≥30000mg/L）的要求后排放，若不符合排放要求，将随油层段钻井液一起运回陆上处理。非油层段钻屑的最大排放速率为 33.03m³/d，悬浮物最大源强为 0.99kg/s。非油层段钻井液排放速率最大为 35m³/h，密度按 1.1g/cm³ 计，非油层段钻井液排放产生的悬浮物最大源强为 10.7kg/s。

根据工程分析，施工船舶生活污水产生量为 29183m³，其中施工船舶 7805m³，钻井平台 21378m³，生活污水主要污染物为化学需氧量（COD）等；施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排

放速率”的条件下，间歇排海；钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（300mg/L）后，间歇排海；施工期化学需氧量（COD）的产生量约 18.21t，排放量约 11.28t；施工船舶排放化学需氧量（COD）的最大源强为 3.0g/s，钻井平台排放化学需氧量（COD）的最大源强为 1.75g/s。施工期机舱含油污水的产生量约 745.5m³，其主要污染物为石油类，石油类的产生量约 0.447t；机舱含油污水将按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》要求进行铅封，运回陆地交由有资质单位进行处理。施工船舶生活垃圾产生量为 125.07t，生产垃圾的产生量为 175.88t，其中一般工业固体废物 157.68t，危险废物 18.2t。施工期产生的生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理；一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

运营期，旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目的产污环节主要包括生产工艺流程、生产作业区的清洗和维修作业、设备设施的运营和平台防腐。

根据工程分析，LD4-2 WHPC 平台含油生产水最大产生量 [REDACTED]，LD4-2 WHPB 平台的含油生产水最大产生量为 [REDACTED]，LD4-2 WHPC 平台生产分离器分离出的最大水量为 [REDACTED]；LD4-2 WHPC 平台产生的含油生产水与 LD4-2 WHPB 平台产生的含油生产水汇合，汇合后的部分含油生产水经 LD4-2 WHPC 平台分离后，进入 LD4-2 WHPC 平台含油生产水处理装置和双介质过滤装置，处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）标准（石油类≤15mg/L）后，满足回注要求，在 LD4-2 WHPC 平台和 LD4-2 WHPB 平台全部回注地层，不外排；剩余生产物流经 LD4-2 WHPB 平台输往 LD10-1 CEP 平台处理进行处理，含油生产水处理合格后全部回注至旅大 10-1 油田和旅大 4-2 油田地层，不排海。在油田生产阶段，含油生产水处理系统会产生油泥沙等危险废物，通过类比分析，油泥沙产生量约 165t/a，其他含油垃圾产生量约 60t，总计约 225t/a。同时，平台还会产生废旧零件、器材、边角料等一般工业固体废物，约 24t/a。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，不排海，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求；新建平台在生产阶段将产生少量的初期雨水、甲板/设备冲洗水，全部进入工艺流程，不外排；同时，新建平台导管架水下部分采用牺牲阳极法进行防腐设计，运营过程中产生的锌离子自然释放到海水中，污染物排放源强为 236.02kg/a。

为了满足本项目的运营需要，LD4-2 WHPC 平台生产人员住宿依托 LD4-2 WHPB 平台，相应增加了该平台生活污水和生活垃圾的产生量；因本项目产生的生产物流最终输送至 LD10-1 CEP 平台进行处理，LD10-1 CEP 平台接收天然气量发生变化，透平和燃烧放空的气量发生变化，因此大气污染物的产生量和排放量有所变化。根据工程分析，为了满足本项目需要，需对 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行改造，住宿能力增至 50 人，LD4-2 WHPB 平台生活污水产生量按照住宿能力 50 人进行重新核算；投产后，生活污水排放总量为 12045m³/a，化学需氧量（COD）产生量约为 3.6t/a，排放源强为 0.11g/s；与原批复总量相比，生活污水增加量为 11716.5m³/a，生活污水中化学需氧量（COD）的排放增加量为 3.5t/a；生活污水改造后，生活污水的实际排放量为 8622.3m³/a，与现有生活污水排放情况相比，生活污水增加量为 3422.7m³/a 化学需氧量（COD）的排放增加量为 1.0t/a；本项目投产前后，LD4-2 WHPB 平台生活垃圾的新增产生量约 10.95t/a，LD10-1 CEP 平台 NO_x 排放量最大增量为 69.61t/a；因 LD4-2 WHPC 平台布置了生产分离器和含油生产水处理装置，本项目投产前后，LD10-1 CEP 平台含油生产水的产生量和回注量减少 [REDACTED]，石油类的回注量减少 37.61t/a。

15.3 环境质量现状调查与评价结论

本次环境质量现状调查资料引用《旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状春季调查报告》和《旅大 4-2 油田 4-3 区块项目海洋环境质量现状秋季调查报告》，本项目调查海域可以覆盖本次工程内容，满足《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）中 1 级评价对评价范围的要求。水质、沉积物、海洋生态和生物质量调查单位是青岛环海海洋工程勘察研究院，调查时间是 2019 年 5 月和 2019 年 9 月。其中 2019 年 5 月进行了水质、沉积物、生态和生物资源、生物质量进行了调查，2019 年 9 月进行了水质、生态和生物资源、生物质量、水文动力进行了调查。渔业资源调查数据来源于中国水产科学研究院黄海水产科学研究所于 2019 年 6 月和 2019 年 9 月的调查。

15.3.1 水文动力调查与评价结果

2019 年 9 月水文动力调查结果：本海区海流以潮流为主，潮流性质基本为正规半日潮，兼有旋转与往复运动，以往复运动为主。观测各站海流流向都较为分散，实测最大涨潮流速 88.1cm/s，实测最大涨落潮流流速 107.0cm/s，平均最大流速及可能最大流

速均出现于 P3 站中层。观测各站位余流流速位于 (2.3~7.1) cm/s 区间范围内, 各站余流流速各有不同。垂向上, 近岸站位大致由表层向中层、底层依次减小, 各站余流流向集中在 W~S 向, 各站略有差别。本海区涨潮流和落潮流含沙量的平均值和最大值基本一致。

15.3.2 地形地貌现状调查与评价

本项目的地形地貌与地质特征资料来源于《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目工程地质勘查/工程物探调查》(2019 年年 12 月)。

根据调查结果, 新建平台附近海域水深在 31.4m 至 33.8m 之间变化, 平台位置处水深值为 32.0m。调查区域内地貌资料色度显示均匀, 海底底质较为均一, 主要地貌特征为桩腿坑 23 个、钻井痕迹 1 处、平台冲刷痕迹 1 处、已建海底管道 2 条和拖痕等; 除此以外, 未发现对平台安装及钻井船就位有不利影响的遗弃物及障碍性物体存在。根据平台场址土质调查结果, LD4-2 WHPC 平台海底以下 120m 范围内主要以砂性土为主。根据现有资料, 在调查范围内海底至解释深度范围(海底至海底以下 100m) 地层内未发现断层, 未发现浅层气。

15.3.3 海水水质调查与评价结果

2019 年 5 月调查共计设置 28 个水质调查站位, 7 个站位位于大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发区), 执行《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准, 其余 21 个站位位于功能区外。功能区内的 7 个站位, 所有站位表层水样的海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准; 10m 层水样中, 1 个站位锌超标, 超标倍数为 0.08, 其余站位的锌和其他水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准; 底层水样中, 1 个站位铅超标, 1 个站位锌超标, 超标倍数分别为 1.25、0.15, 其余站位的铅、锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准。功能区外的 21 个调查站位, 表层水样中, 1 个站位锌超出《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准, 符合二类标准, 其余站位的锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类标准; 10m 层水样中, 1 个站位锌及 1 个站位铅超出《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准, 符合二类标准, 其余站位的铅、锌和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997) 一类水质标准; 底层水样中, 1 个站位铅、4 个站位锌、1 个

站位汞超出《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准,符合二类标准,其余站位铅、锌、汞及其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准。

2019年9月调查共计设置33个水质调查站位,7个站位位于大连斑海豹保护生态红线区(禁止开发区),执行《海水水质标准》(GB3097-1997)中一类水质标准,其余26个站位位于功能区外。功能区内的7个站位,所有站位表层、10m层、底层水样海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准。功能区外的26个站位,表层水样中,2个站位无机氮超《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准,符合二类标准,其余站位无机氮和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997)一类标准;10m层水样中,1个站位无机氮超《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准,符合二类标准,其余站位无机氮和其他海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准。底层水样中,所有站位海水水质评价因子均符合《海水水质标准》(GB3097-1997)一类水质标准。

2019年5月、2019年9月两次调查功能区内超标因子为铅和锌(超一类标准因子为无机氮、铅、锌、汞)。

15.3.4 海洋沉积物调查结果

本次调查中沉积物主要以黏土质粉砂为主,有机碳、硫化物、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)第一类标准,沉积物质量状况良好。

15.3.5 海洋生物生态调查结果

(1) 叶绿素 a 与初级生产力

2019年5月,调查海域表层叶绿素 a 变化范围(0.47~1.36)mg/m³,均值为0.87mg/m³;10m层叶绿素 a 变化范围(0.47~1.12)mg/m³,均值为0.75mg/m³;底层叶绿素 a 变化范围(0.47~1.36)mg/m³,均值为0.94mg/m³。初级生产力为(71.99~190.21)mg C/(m²·d),均值为135.74mg C/(m²·d)。

2019年9月,调查海域表层叶绿素 a 变化范围(0.44~3.33)mg/m³,均值为1.44mg/m³;10m层叶绿素 a 变化范围(0.44~3.13)mg/m³,均值为1.45mg/m³;底层叶绿素 a 变化范围(0.44~3.06)mg/m³,均值为1.38mg/m³。该海区初级生产力为(96.70~654.41)mgC/(m²·d),均值为314.35mgC/(m²·d)。

(2) 浮游植物

2019 年 5 月, 调查海区共发现浮游植物 24 种, 优势种共 6 种, 分别为夜光藻、三角角藻、翼根管藻印度变型、圆筛藻、具槽直链藻、新月菱形藻。浮游植物细胞密度变化范围在 (42667~109230) 个/m³ 之间, 平均值为 64120 个/m³。浮游植物群落的丰富度指数变化范围 (0.60~1.30), 均值为 0.97; 均匀度变化范围 (0.26~0.96), 均值为 0.75; 多样性指数变化范围 (0.78~3.74), 均值为 2.70; 优势度变化范围 (0.25~0.92), 均值为 0.55。参考《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008) 中生物多样性指数评价指标, 评价海域多样性指数平均值为 2.70, 浮游植物生境质量为一般。

2019 年 9 月, 调查海区共发现浮游植物 40 种, 优势种 6 种, 分别为辐射圆筛藻、圆筛藻、梭角藻、三角角藻、锥形原多甲藻、夜光藻。浮游植物细胞密度变化范围在 (25333~328044) 个/m³ 之间, 平均值为 115165 个/m³。调查海域浮游植物群落丰富度指数变化范围 (0.53~1.17), 均值为 1.04; 均匀度变化范围 (0.53~0.91), 均值为 0.75; 多样性指数变化范围 (2.14~3.69), 均值为 2.69; 优势度变化范围 (0.32~0.77), 均值为 0.58。参考《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008) 中生物多样性指数评价指标, 评价海域多样性指数平均值为 2.69, 浮游植物生境质量为一般。

(3) 浮游动物

2019 年 5 月, 调查海区共鉴定浮游动物 16 种, 优势种 3 种 ($Y \geq 0.02$), 分别为中华哲水蚤、强壮箭虫、腹针胸刺水蚤。调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在 (10.44~280.34) mg/m³ 之间, 均值为 96.82mg/m³; 浮游动物个体密度在 (4.8~242.6) 个/m³ 之间, 均值为 63.5 个/m³。生物群落的丰富度指数变化范围 (0.68~2.26), 均值为 1.29; 均匀度变化范围 (0.38~0.76), 均值为 0.54; 多样性指数变化范围 (0.85~1.82), 均值为 1.33; 优势度变化范围 (0.69~0.96), 均值为 0.87。参考《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008) 中生物多样性指数评价指标, 评价海域多样性指数平均值为 1.33, 浮游动物生境质量为差。

2019 年 9 月, 调查海区共鉴定浮游动物 31 种, 优势种 3 种, 分别为中华哲水蚤、真刺唇角水蚤、强壮箭虫。浮游动物生物量变化范围在 (36.06~753.35) mg/m³ 之间, 平均值为 145.73mg/m³。个体数量变化范围在 (15.6~159.0) 个/m³ 之间, 平均值为 67.2 个/m³。调查海域浮游动物群落丰富度指数变化范围 (1.39~3.34), 均值为 2.11; 均匀度变化范围 (0.11~0.69), 均值为 0.32; 多样性指数变化范围 (0.30~2.16), 均值为 1.02; 优势度变化范围 (0.69~0.98), 均值为 0.90。参考《近岸海域环境监测规范》(HJ442-

2008) 中生物多样性指数评价指标, 评价海域多样性指数平均值为 1.02, 浮游动物生境质量为差。

(4) 底栖生物

2019 年 5 月共发现底栖生物 68 种, 优势种 3 种, 分别为拟特须虫、双唇索沙蚕、尖叶长手沙蚕。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.22~137.72) g/m^2 之间, 平均为 15.17 g/m^2 。栖息密度变化范围在 (120~720) 个/ m^2 之间, 平均密度为 342 个/ m^2 。底栖生物群落的丰富度指数变化范围为 (0.61~2.37), 均值为 1.74; 均匀度变化范围为 (0.85~1.00), 均值为 0.95; 多样性指数变化范围为 (1.84~3.74), 均值为 3.21; 优势度变化范围 (0.17~0.71), 均值为 0.36。结果表明调查海域大型底栖生物环境未受干扰。

2019 年 9 月共鉴定出底栖生物 63 种, 优势种 4 种, 分别为长须沙蚕、拟特须虫、壳蛞蝓、江户明樱蛤。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.27~103.69) g/m^2 之间, 平均为 9.88 g/m^2 。底栖生物个体数量变化范围在 (90~760) 个/ m^2 之间, 平均为 251 个/ m^2 。生物群落的丰富度指数变化范围为 (0.67~3.31), 均值为 1.92; 均匀度变化范围为 (0.72~0.98), 均值为 0.89; 多样性指数变化范围为 (1.45~4.11), 均值为 3.07; 优势度变化范围 (0.24~0.78), 均值为 0.43。结果表明调查海域底栖生物环境未受干扰。

(5) 生物质量

2019 年 5 月及 9 月两期调查结果显示, 贝类生物质量评价因子重金属含量均满足《海洋生物质量》(GB18421-2001) 规定的第一类标准值。软体动物、甲壳类、鱼类, 生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和总汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。软体动物、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。

15.3.6 渔业资源调查结果

2019 年 6 月共捕获鱼卵仔稚鱼 11 种, 其中鱼卵 10 种, 仔稚鱼 4 种; 鱼卵平均密度为 0.165 $\text{ind.}/\text{m}^3$, 仔稚鱼的平均密度为 0.159 $\text{ind.}/\text{m}^3$ 。

2019 年 9 月共捕获鱼卵仔稚鱼 5 种, 其中鱼卵 5 种, 仔稚鱼 4 种; 鱼卵平均密度为 0.181 $\text{ind.}/\text{m}^3$, 仔稚鱼的平均密度为 0.120 $\text{ind.}/\text{m}^3$ 。

2019 年 6 月航次捕获鱼类 17 种, 优势种为短吻红舌鲷和许氏平鲉; 平均相对渔获重量为 3.070 kg/h ; 平均相对渔获尾数为 123 $\text{ind.}/\text{h}$, 其中鱼类幼体相对渔获量为 0.382 kg/h , 25 $\text{ind.}/\text{h}$; 鱼类成体为 2.688 kg/h , 98 $\text{ind.}/\text{h}$ 。经换算鱼类资源密度均值为 132.61 kg/km^2 ,

5296ind./km²，其中幼鱼的平均资源密度为 1076ind./km²，成鱼为 116.11kg/km²。共捕获头足类 4 种，优势种为长蛸；对渔获重量平均值为 1.104kg/h，相对渔获尾数为 35ind./h；幼体资源密度为 0.176kg/h，10ind./h，头足类成体资源密度为 0.928kg/h，25ind./h；经换算头足类资源密度（重量、尾数）均值为 47.68kg/km²，1512ind./km²，其中头足类成体的资源密度为 40.086kg/km²，幼体的资源密度为 432ind./km²。共捕获甲壳类 12 种，优势种共 3 种，分别为口虾蛄、日本蟳和鲜明鼓虾；甲壳类相对渔获重量为 1.042~24.08kg/h，平均值为 9.839kg/h，平均相对渔获尾数为 634ind./h；虾类幼体占 19.79%，为 116ind./h，0.625kg/h，虾类成体为 6.295kg/h，470ind./h；蟹类幼体占蟹类的 22.92%，为 11ind./h，0.626kg/h，蟹类成体为 37ind./h，2.293kg/h。经换甲壳类资源密度（重量、尾数）均值为 425.02kg/km²，27387ind./km²，其中虾类成体为 271.92kg/km²，幼体为 5011ind./km²；蟹类成体为 99.05kg/km²，幼体为 475ind./km²。

2019 年 9 月共捕获鱼类 23 种，优势种为矛尾虾虎鱼、短吻红舌鲷；平均相对渔获重量为 5.432kg/h，平均相对渔获尾数为 420ind./h；其中幼鱼的相对渔获量为 1.804kg/h，225ind./h，鱼类成体为 3.632kg/h，195ind./h；鱼类资源密度（重量、尾数）均值为 5.432kg/h 和 420ind./h，其中幼鱼平均资源密度为 9710ind./km²，成鱼为 153.655kg/km²；共捕获头足类 4 种，优势种为火枪乌贼；相对渔获重量平均值为 0.331kg/h，相对渔获尾数平均值为 39ind./h；头足类幼体资源密度为 0.106kg/h，7ind./h，头足类成体资源密度为 0.225kg/h，26ind./h；经换算头足类平均资源密度为均值为 14.29kg/km²，1425ind./km²，其中头足类成体的资源密度为 9.72kg/km²，幼体的资源密度为 302ind./km²。共捕获甲壳类 21 种，甲壳类优势种共 3 种，分别为口虾蛄、葛式长臂虾和日本蟳，相对渔获重量平均值为 5.88kg/h，平均相对渔获尾数平均值为 574ind./h；经换算甲壳类资源密度（重量、尾数）均值为 253.99kg/km²，24794ind./km²，其中虾类幼体为 6004ind./km²，虾类成体为 156.37kg/km²；蟹类幼体为 907ind./km²，蟹类成体为 40.60kg/km²。

2019 年 6 月调查海域游泳动物物种丰富度（R）介于 1.06~2.56 之间，平均值为 1.77；物种多样性（H'）介于 1.24~2.69 之间，平均值为 1.66；物种均匀度（J'）变动范围在 0.38~0.76 之间，平均值为 0.63。

2019 年 9 月调查海域游泳动物物种丰富度（R）介于 1.23~2.26 之间，平均值为 1.73；物种多样性（H'）介于 1.45~2.89 之间，平均值为 1.95；物种均匀度（J'）变动范围在 0.45~0.77 之间，平均值为 0.66。

15.4 环境影响综合分析结论

15.4.1 项目建设对水文动力的影响分析

本项目包括新建平台和栈桥、钻完井及依托平台适应性改造。由于新建平台采用桩腿结构，为透水式结构，新建平台只对桩腿附近局部海流有一定影响，但不会改变项目所在海域潮波系统及水交换能力，对周边的水文动力环境影响很小。

15.4.2 项目建设对地形地貌与冲淤环境的影响分析

本项目海域海底以黏土质粉砂为主，海底平坦，广阔。新建平台采用桩腿结构，为透水式结构，平台桩腿附近会有一些的冲刷现象，由于对水文动力影响较小，对海洋冲淤环境影响较小。

15.4.3 项目建设对海水水质环境的影响分析

项目对海水水质环境产生影响的污染物主要为施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑的排放产生的悬浮物，生活污水的排海及运营期平台牺牲阳极的锌离子自然释放。

根据模型预测结果，非油层段钻井液排放产生的悬浮物对海洋环境的影响主要在表层，中层和底层无超标水域。非油层段钻井液排放引起海水中的悬浮物浓度增量表层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积均为 0.452km^2 ，超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.024km^2 ，超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.003km^2 。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.55km ，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 6h 。其他批次非油层段钻井液排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围与预测范围一致。

根据模型预测结果，非油层段钻屑排放产生的悬浮物对海水水质的影响主要在表层，中层和底层无超标水域。非油层段钻屑排放引起海水中的悬浮物浓度增量表层超一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.045km^2 ，无超三类、超四类海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.25km ，覆盖 2cm 厚度区域的面积为 0.01km^2 ，停止排放后 3h 整个海域可恢复到一类水质。其他批次非油层段钻屑排放引起海水中悬浮物浓度增量超标范围不会超过该预测范围。

施工期施工船舶和钻井平台均排放生活污水，为计算生活污水对海水水质环境的最不利影响，本报告按施工船舶排放化学需氧量（COD）的最大源强进行预测。根据

预测结果，化学需氧量（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，化学需氧量（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。由于化学需氧量（COD）排放量不大，施工期生活污水中化学需氧量（COD）超标水域影响的距离都在 1 个网格（30m）范围内，叠加背景值后超标的海域也在排放点周围 30m 的范围内。施工期生活污水排放造成 COD 超一类水质的最大影响面积小于 0.0004km^2 ，故本项目生活污水 COD 排放对海水水质环境的影响较小。

运营期除少量锌离子自然释放外，无其他污染物排海，对海水水质的影响较小。本项目实施后，依托 LD4-2 WHPB 平台生活污水的排放量有所增加。LD4-2 WHPB 平台排放的生活污水中化学需氧量（COD）排放源强远小于施工期的源强，且水文动力条件一致，依托平台化学需氧量（COD）排放对海水水质的影响可类比施工期的预测结果：无论何时排放，叠加背景值后，COD 浓度超一类水质标准海域在 1 个网格（30m）范围内，生活污水排放对海水水质环境影响较小。

15.4.4 项目建设对海洋沉积物环境的影响分析

由于平台均采用导管架结构，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。

非油层段钻井液与非油层段钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。本项目钻井作业分五批次实施，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域累计面积不超过 0.05km^2 。

15.4.5 项目建设对海洋生态环境的影响分析

15.4.5.1 对海洋生物资源的影响

本项目建设造成底栖生物损失量为 0.641t，鱼卵损失量为 605493 粒、仔稚鱼 489994 尾、鱼类成体 15.483kg、头足类成体 2.86kg、虾类成体 24.568kg、蟹类成体 8.014kg、幼鱼 1761 尾、头足类幼体 123 尾、虾类幼体 1799 尾、蟹类幼体 229 尾。

15.4.5.2 对海洋生态服务功能的影响

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，本项目对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期非油层段钻屑和非油层段钻井液的排

放产生的悬浮物和平台占用海域的影响。

根据计算，项目建设共计造成海洋供给服务价值损失约 █████ 万元，造成海洋调节服务功能损失约 █████ 万元，造成海洋文化服务价值损失约 █████ 万元，造成海洋支持服务价值损失 █████ 万元，合计 █████ 元。

15.5 环境风险分析结论

本项目海上部分最主要的环境风险类型主要包括：井涌或井喷、船舶碰撞、平台改造存在的风险、平台火灾爆炸、工艺管线破裂溢油、平台储罐泄漏和地质性溢油风险事故。项目的最大可信事故为船舶碰撞溢油事故。

根据溢油预测结果，由于项目位于鲛的产卵场，小黄鱼、鳀、鲷和中国对虾的索饵场内，毛虾的越冬场边缘，若发生溢油，油膜即刻抵达环境敏感目标。油膜抵达大连斑海豹保护生态红线区-禁止开发区的最短时间为 4.5h，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 14h，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 15h，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 22.5h，抵达天龙寺旅游休闲生态红线区的最短时间为 25h，抵达绥中原生砂质岸线及多样性海洋保护区的最短时间为 26h，抵达六股河河口及湿地生态红线区的最短时间为 26.5h，油膜抵达其他海洋环境敏感区的时间均大于 30h。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。

本项目从工程设计、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。首先，平台设置安全作业区，管外防腐采用高性能重防腐涂层、牺牲阳极联合保护，内防腐除采用“碳钢+腐蚀余量+缓蚀剂”方案。作为应急措施，设置有应急安全阀，在紧急情况下可以进行紧急关断保护。

LD4-2 WHPC 平台不配备溢油应急设备，项目溢油应急依托周边油田。一旦发生溢油事故，立即启动溢油应急预案，旅大 10-1 油田立即响应，溢油应急时间约 1.2 小时，溢油应急能力为 45t。此外，绥中 36-1 油田、锦州 25-1S 油田和旅大 27-2/32-2 油田的溢油应急时间分别为 1.0h、2.7h 和 4.3h，溢油应急能力分别为 90.5t、22.0t 和 20.5t。在本项目设定的事故情形下，周边溢油应急能力可在 4.5 小时内，对本项目 105t 溢油

进行控制并有效回收，从而避免对大连斑海豹保护生态红线区等敏感目标的影响。

为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前，应对原有的溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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需满足本项目的需要。建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。在采取上述措施的情况下，本项目溢油风险是可控的。

15.6 清洁生产分析结论

本项目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）》中的指标进行分析，本次评价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，旅大 4-2 油田 4-3 区块开发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”。

15.7 总量控制结论

项目建成投产后，含油生产水依托 LD4-2 WHPC 平台和 LD10-1 CEP 平台处理达标后全部回注，生产垃圾全部运回陆上处理，甲板/设备冲洗水、初期雨水全部进入工艺系统。运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排海，无总量控制指标。

LD4-2 WHPC 平台不设置生活楼，人员住宿依托 LD4-2 WHPB 平台。为了满足本项目工程需要，需对 LD4-2 WHPB 平台生活楼进行改造，住宿能力增至 50 人，LD4-2 WHPB 平台生活污水和生活垃圾量有所增加。项目建成投产后，LD4-2 WHPB 平台生活污水的总量控制指标为 $12045\text{m}^3/\text{a}$ ，其中 COD 排放量控制指标为 $3.6\text{t}/\text{a}$ 。依托的 LD4-2 WHPB 平台申请新增生活污水总量为 $11716.5\text{m}^3/\text{a}$ ，新增 COD 排放量控制指标为 $3.5\text{t}/\text{a}$ 。建议以 LD4-2 WHPB 平台生活污水排放位置为中心、半径为 30m 范围内的海域作为依托工程 LD4-2 WHPB 平台的生活污水排污混合区范围。

15.8 环境保护对策措施结论

15.8.1 污染防治对策措施

1、施工期污染防治措施

(1) 钻井阶段采用水基钻井液，钻井液循环使用。油层段钻井液（钻屑）、非油层段钻井液（钻屑）分开收集，单独存储。油层段钻井液（钻屑）运回陆地交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的要求。

(2) 机舱含油污水按照《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165号）要求进行铅封，运回陆地交由有资质单位进行处理。

(3) 施工船舶产生的生活污水在满足“船速不低于 4 节，且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率”的条件下，间歇排海；钻井平台生活污水经船用生活污水处理装置处理后达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）一级标准（300mg/L）后，间歇排海。

(4) 施工期产生的生活垃圾分类收集，运回陆地进行处理。一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

(5) 由于本项目位于鲎的产卵场，根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开重要渔业资源的产卵盛期（6 月），以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

2、运营期污染防治措施

(1) 生产水经含油生产水处理系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）的相关标准后，全部回注地层，不排海。

(2) 依托平台产生的生活污水出水化学需氧量（COD）需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）中的一级标准（ $COD \leq 300mg/L$ ）要求，粪便经消毒和粉碎等处理。

(3) 一般工业固体废物和危险废物经平台设置的带盖的垃圾箱分类收集后，运回陆上计划交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，处理措施需满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求。

(4) 初期雨水、甲板/设备冲洗水经开/闭排系统收集后，进入生产工艺流程，不外排。

(5) 建设单位应加强设备管理，严格操作规程，减少人为失误，从根本上将事故

发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

15.8.2 生态环境保护对策措施

旅大 4-2 油田 4-3 区块项目在建设和生产过程中将采用先进成熟的生产技术、工艺和设备，采取有效的防止和减轻污染的措施。但平台建设和非油层段钻屑和非油层段钻井液排放产生的悬浮物不可避免的会对海洋生物造成一定的影响。

为使油气开发的同时保护好海洋生态环境，建设单位应积极采取有效措施，尽可能地减少对海水水质、海洋沉积物、海洋生态和生物资源造成的损害，以达到海洋油（气）开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此，建设单位在油田开发过程中，采取如下措施：

(1) 施工期油层段钻屑、油层段钻井液运回陆地交由辽宁绿源再生能源开发有限公司进行处理，非油层段钻井液和非油层段钻屑排放需满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 一级标准（不得排放钻井油层的水基钻井液和钻井油层的水基钻井液钻屑）的要求，同时需要满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009) 一级标准（生物毒性容许值 $\geq 30000\text{mg/L}$ ）的要求；机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆上进行处理。运营期，含油生产水依托 LD4-2 WHPC 平台和 LD10-1 CEP 平台处理达标后全部回注，生产垃圾全部运回陆上处理，甲板/设备冲洗水、初期雨水全部进入工艺系统，运营期除少量锌自然释放外，无其他污染物排海。因此，施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，从污染物源头控制方面，减轻项目建设对海洋生态环境的影响。

(2) 由于项目位于鲢的产卵场，根据重要渔业资源产卵盛期的统计情况，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开重要渔业资源的产卵盛期（6 月），以减少对渔业资源和海洋生态环境的影响。

(3) 由于项目位于重要经济鱼类产卵场，建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误，从根本上将事故发生概率降到最低，务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(4) 钻井阶段通过控制非油层段水基钻井液排放速率等措施，有效减轻非油层段水基钻井液排放引起悬浮物对海水水质环境、海洋生态和生物资源环境、渔业资源的影响。

(5) 建设单位应在项目正式投产前，按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中

《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，对原有溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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需满足本项目的需要。同时，按照备案的溢油应急计划配备溢油应急资源，做好溢油应急响应工作。

(6) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生，应及时向主管部门通报情况，并立即采取一切措施将溢油控制在最小范围内。若需要采用化学消油剂处理溢油，应遵守《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》相关要求。

(7) 鉴于项目建设和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，建设单位应在项目验收前，委托专业机构编制增殖放流计划，并组织实施。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。因本项目渔业补偿金额较小，建议将本项目补偿金额纳入区域油田增殖放流方案中统筹考虑，需严格落实生态保护和修复措施，维持海洋生物资源可持续利用。

15.9 公众参与情况

建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司在环评编制阶段进行了三次公众参与调查：

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 12 月 30 日在“中国海洋在线”上进行了第一次公众参与信息公示，公示网址为：<http://www.oceanol.com/content/201912/30/c92105.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。

2020 年 2 月，《旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目环境影响报告书》完成初稿编制。建设单位就征求意见稿进行了第二次公众参与信息公示。征求意见稿选取在“中国海洋在线”进行公示，公示时间为 2020 年 3 月 6 日至 2020 年 3 月 19 日，公示网址为：<http://www.oceanol.com/content/202003/06/c92841.html>。建设单位在“中国自然资源报”进行了 2 次登报公示，登报时间分别为 2020 年 3 月 10 日和 2020 年 3 月 17 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居民区进行现场张贴公示，公示时间为 2020 年 3 月 10 日。第二次信息公示期间，建设单位和评价单位未收到任何公众关于本项目的来信、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 2020 年 4 月 2 日在“中

国海洋在线”上公开了环境影响报告书全文和公众参与说明文本全文，公示网址为 <http://www.oceanol.com/content/202004/02/c93121.html>。

15.10 环境可行性分析结论

拟建工程属于国家鼓励类建设项目，符合国家的产业政策和能源政策。项目用海符合《全国海洋主体功能区规划》、《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，不会对《辽宁省（渤海海域）海洋生态红线区划定报告》（2014年）、《辽宁省海洋功能区划（2011-2020年）》、《辽宁省海洋主体功能区规划》、《辽宁省海洋生态环境保护规划（2016-2020年）》规划的功能区造成不利影响。旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目总体开发方案中较为充分地考虑了项目建设可能对海洋环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染防治措施、海洋环境保护措施以及节能减排措施。本项目生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

项目施工期间，平台建设和钻完井作业对海水水质、海洋沉积物、生态和生物资源环境的影响是短期的、可恢复的。项目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。项目生产阶段所产生的主要污染物为含油生产水中的石油类，经处理达标后全部回注地层，不排海；其它污染物排放量相对较小，影响较小；拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、沉积物、生态和生物资源环境）的影响范围和程度较小。针对项目建设和运营对海洋生态和渔业资源环境造成的不可避免的影响，建设单位制定了有效的海洋生态保护和修复措施。

拟建项目存在一定溢油风险，溢油事故一旦发生会对海水水质环境、海洋沉积物环境、海洋生态和生物资源环境造成严重危害后果，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。为了满足本项目溢油应急的需要，建设单位在该项目正式投产前应对原有的溢油应急计划进行修编，将修编的溢油应急计划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。建设单位将根据备案后溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，避免发生重大环境污染事件。一旦发生溢油事故，需保证溢油应急设备设施的是完好的、有效的，严格按照备案的溢油应急计划开展溢油应急响应工作。

综上，评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边海域的环境影响程度将是可接受的。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，切

实落实风险事故应急对策措施和应急预案的前提下，从环境保护角度考虑，项目建设可行。

附件

- (1) 环境影响评价委托书
- (2) 《关于旅大 4-2/5-2/10-1 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2004]29 号)
- (3) 《关于对旅大油田群环境保护设施“三同时”检查的复函》(国海环字[2005]10 号)
- (4) 《关于旅大 4-2/5-2/10-1 等油田环境保护设施竣工验收的复函》(国海环字[2007]153 号)
- (5) 《关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2011]399 号)
- (6) 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]644 号)
- (7) 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田工艺系统升级改造和海缆铺设项目环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]246 号)
- (8) 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田综合调整项目海洋环境影响报告表核准意见的批复》(国海环字[2014]49 号)
- (9) 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田综合调整项目环境保护设施检查的复函》(国海环字[2016]445 号)
- (10) 《国家海洋局关于旅大 10-1 油田调整项目环境影响报告表的批复》(国海环字[2016]175 号)
- (11) 《关于旅大 10-1、4-2 油田 18 口调整井环境影响报告表的批复》(环审[2019]90 号)
- (12) 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境影响报告书的批复》(环函[1999]361 号)
- (13) 《关于绥中 36-1 油田整体开发工程环境保护设施检查的批复》(海环字[2001]22 号)
- (14) 《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)
- (15) 《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)

(16)《关于锦州 25-1/锦州 25-1 南油(气)田开发工程及绥中 36-1 终端码头扩建工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字[2012]4 号)

(17)《国家海洋局关于锦州 25-1 油田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]640 号)

(18)《国家海洋局关于绥中 36-1 终端码头扩建工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]641 号)

(19)《国家海洋局关于锦州 25-1 南油气田开发工程环境保护设施“三同时”检查的批复》(国海环字[2012]642 号)

(20)《关于绥中 36-1 终端码头扩建工程(输灰码头部分)环境保护设施三同时检查的批复》(国海环字[2015]165 号)

(21)《国家海洋局关于绥中 36-1 原油处理厂新增原油储罐项目环境影响报告表核准意见的批复》(国海环字[2013]208 号)

(22)《国家海洋局关于绥中 36-1 终端码头扩建工程环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字[2013]281 号)

(23) 固废处置服务合同

(24) 辽宁绿源再生能源开发有限公司危废资质证明

(25) 危险废物转移联单

(26) 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目海洋环境质量现状春季调查检测报告

(27) 旅大 4-2 油田 4-3 区块开发项目海洋环境质量现状秋季调查检测报告

(28) 关于成立三大石油化工公司应急救援联动协调小组的通知