



编号：COES-026-HP-2019

曹妃甸 11-6 油田扩建项目

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 09 月

关于《曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响报告书》全本公示删减内容及理由的说明

根据环境保护部《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令第 4 号）相关要求，我对《曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响报告书》予以公示。

在此次公示中，我按要求删除或模糊处理其中涉及公司技术秘密、商业秘密等内容。现将删除或模糊处理内容说明如下：

1、删除或模糊处理工程具体位置，删除相关平台坐标、具体位置图。

原因：此部分内容属于工程项目建设的涉密部分。

2、删除本项目投资、产能、规模、负荷能力等主要经济指标。

原因：此部分内容属于项目的涉密部分。

3、模糊、删除污染物接收处理单位资质、合同、协议等

原因：影响第三方商业利益。

4、公示内容不包含环境监测详细数据，保留评价结果。

原因：现状调查详细数据涉及监测单位和评价单位商业秘密。

5、删除地质性溢油风险分析和评价整节内容。

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

6、删除附件

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

打印编号: 1583465522000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	33ogxp		
建设项目名称	曹妃甸11-6油田扩建项目		
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		
直接负责的主管人员 (签字)	赵军红		
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
陈袁袁	07351143507110516	BH008767	陈袁袁
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
陈袁袁	总论、工程概况、工程分析、结论、附件	BH008767	陈袁袁
李青青	区域自然环境概况、清洁生产、总量控制、环境保护对策措施、环境保护的技术经济合理性、海洋工程的环境可行性、海洋生态建设方案、环境管理与环境监测计划	BH021769	李青青
陈欣维	环境现状调查与评价、回顾性环境影响评价	BH009517	陈欣维
熊乐航	环境影响预测与评价、风险分析与评价	BH008519	熊乐航

目 录

1	总论	1
1.1	评价任务由来与评价目的	1
1.2	报告书编制依据	2
1.3	环境影响评价和环境质量标准	8
1.4	环境影响要素识别	4
1.5	环境影响评价工作等级	5
1.6	环境影响评价范围与评价重点	7
1.7	环境敏感区和环境保护目标	11
2	工程概况	13
2.1	建设项目概况	13
2.2	油田开发过程	48
2.3	依托设施能力校核	51
3	工程分析	63
3.1	工程各阶段污染环节与环境影响分析	63
3.2	运营期环境污染因素及污染源分析	74
3.3	废弃阶段	79
3.4	依托工程产排污变化情况	79
3.5	工程各阶段海洋生态环境影响分析	81
3.6	环境影响要素和评价因子的分析与识别	82
4	区域自然环境概况	84
4.1	区域自然环境现状	84
4.2	工程海洋资源和海域开发利用概况	87
4.3	周边海域环境敏感目标的简介与分布	90
5	环境现状调查与评价	103
5.1	水文水动力现状调查与评价	103
5.2	地形地貌与冲淤环境现状调查与评价	107
5.3	海水水质现状调查及评价	109
5.4	沉积物环境质量现状评价	122
5.5	海洋生物生态现状调查与评价	124
5.6	生物质量	133
5.7	渔业资源	136
6	回顾性环境影响评价	144
6.1	现有工程概况	144
6.2	相关环评报告书结论及批复情况	147
6.3	主要环保设施	156
6.4	污染物排放情况回顾	156
6.5	事故及溢油情况回顾	160
6.6	油田周围海域环境质量回顾	161

7	环境影响预测与评价	171
7.1	水文动力环境影响分析与评价	171
7.2	地形地貌与冲淤环境影响分析与评价	182
7.3	水质环境影响预测评价	182
7.4	沉积物环境影响分析	189
7.5	海洋生态环境影响分析与评价	190
7.6	主要环境敏感目标环境影响分析	199
7.7	其它内容的环境影响分析与评价	200
8	风险分析与评价	204
8.1	环境风险危害识别与事故频率估算	204
8.2	环境风险影响预测方法及相关参数	215
8.3	污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布	221
8.4	事故后果分析	229
8.5	地质性溢油风险分析与评价	234
8.6	环境风险防范对策措施和应急方法	234
8.7	结论	259
9	清洁生产	261
9.1	建设项目清洁生产内容与符合性分析	261
9.2	建设项目清洁生产评价	264
10	总量控制	271
10.1	主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量	271
10.2	污染物排放削减方法	272
10.3	污染物排放总量控制方案与建议	272
11	环境保护对策措施	273
11.1	建设项目建设阶段环境保护对策措施	273
11.2	建设项目生产阶段环境保护对策措施	276
11.3	环保竣工验收	278
11.4	污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总	279
12	环境保护的技术经济合理性	282
12.1	环境保护设施和对策措施的费用估算	282
12.2	环境保护的经济损益分析	282
12.3	环境保护的技术经济合理性	285
12.4	社会效益	286
13	海洋工程的环境可行性	287
13.1	与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析	287
13.2	与《河北省海洋主体功能区规划》的符合性分析	288
13.3	与《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》的符合性分析	288
13.4	与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的符合性分析	289
13.5	与《河北省生态保护红线》的符合性分析	290
13.6	与国家产业政策的符合性分析	290

13.7	与相关规划的符合性分析.....	291
13.8	海洋生态建设方案	294
14	环境管理与环境监测计划	306
14.1	环境管理	306
14.2	环境监测计划	311
15	结论	313
15.1	工程概况	313
15.2	工程分析结论	313
15.3	环境质量现状调查评价结论.....	314
15.4	环境影响综合分析评价与结论.....	318
15.5	环境风险分析结论	321
15.6	清洁生产分析结论	321
15.7	总量控制结论	321
15.8	环境保护对策措施	322
15.9	公众参与情况	323
15.10	环境可行性分析结论.....	324
16	附件	325

1 总论

1.1 评价任务由来与评价目的

1.1.1 任务由来

曹妃甸 11-6 油田地处渤海西部海域，位于天津塘沽东南 110 公里，辽宁省大连以西■■■■公里。曹妃甸 11-6 油田区域水深■■■■到■■■■米，WHPK 平台水深为■■■■米，年平均水温■■■■摄氏度，平均波高米。

本工程计划建设内容包括：（1）新建一座 4 腿钢质导管架平台（CFD11-6WHPK）；（2）新建 1 条 12"/16"由 WHPE 平台至 WHPD 平台的 4.8km 的双层保温混输海底管道；（3）新建 1 条由 WHPD 平台至 WHPE 平台的 4.8km 的光纤复合海缆。利用原 WHPE 至 WHPD 的 8"混输海管反向输送注水，供 WHPE 和 WHPK 平台注水井注水，同时，对依托的 WHPE、WHPD、CEPI 平台进行适应性改造。

通过地质油藏研究，在 WHPE 平台区域新增探明原油地质储量■■■■万方。WHPE 平台已无剩余井槽，计划新建平台 WHPK，井产物流通过海管输送到 WHPD/CEPI 平台进行处理。WHPK 平台共计部署开发井 12 口井，预测累增油■■■■万方。

根据《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国环境影响评价法》的规定，本工程在建设前应进行环境影响评价。受建设单位中海石油（中国）有限公司天津分公司的委托（见附件 1），中海石油环保服务（天津）有限公司承担了该工程的环境影响评价工作，并依据有关法规、导则的要求完成了《曹妃甸 11-6 油田扩建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营运期的主要污染因子的种类和数量的基础上，预测和评价建设项目对周围环境的影响范围和程度，阐明该项目的环境效益、经济效益和社会效益，提出相应的环境保护措施和建议，从环境保护角度论证该项目建设的合理性和可

行性，从而为工程开发主管部门和环境保护主管部门提供决策依据，为项目的环境保护设计提供科学依据，为建设单位实施完善的环境管理提供可操作依据。

1.2 报告书编制依据

1.2.1 法律

- 《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 修正，2018 年 10 月 26 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);
- 《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);
- 《水生生物增殖放流管理规定》(中华人民共和国农业部令第 20 号, 2009 年 5 月 1 日施行);

- 《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);
- 《中华人民共和国自然保护区条例》(国务院令第 167 号, 2017 年 10 月 7 日修订);
- 《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);
- 《珠三角、长三角、环渤海(京津冀)水域船舶排放控制区实施方案》(交通运输部, 2015 年 12 月 2 日);
- 《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）；
- 《农业部办公厅关于进一步规范水生生物增殖放流工作的通知》（农办渔〔2017〕49 号，2017 年 7 月 10 日发布）；
- 《进一步加强石油天然气行业环境影响评价管理的通知》（环办环评函〔2019〕910 号，2019 年 12 月 13 日公布）；
- 《中华人民共和国海事局关于发布<国内航行海船法定检验技术规则（2020）>的公告》（中华人民共和国海事局，2020 年第 1 号公告，2020 年 1 月 6 号实施）。

1.2.4 地方性法规和地方性规章

- 《河北省海洋主体功能区规划》（2018 年 3 月）；
- 《河北省海洋功能区划（2011-2020）》；
- 《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23 号）；
- 《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020 年）》。

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 第一部分: 分级》(GB 18420.1-2009);
- 《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/T10047-2019);

- 《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)。

(备注：*由于行业适用性，部分采用)

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》；
- 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》。

1.2.6 环评批复文件

- 《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书审批意见的复函》(国海环字〔2002〕353 号)；
- 《关于曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字〔2005〕79 号)；
- 《关于曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字〔2006〕12 号)；
- 《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关意见的复函》(国海环字〔2006〕547 号)；
- 《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田开发工程调整后环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字〔2008〕455 号)；
- 《关于重新核准曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书的函》(国海环字〔2010〕60 号)；
- 《关于曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂项目环境影响报告书核准意见的复函》(国海环字〔2010〕373 号)；
- 《关于曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书的批复》(环审〔2018〕53 号)；
- 《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田一期工程环保设施“三同时”检查的复函》(国海环字〔2004〕297 号)；
- 《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田二期工程环保设施三同时检查的复函》(国海环字〔2009〕397 号)；
- 《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田环保设施竣工验收的复函》(国海环字〔2009〕787 号)；
- 《关于曹妃甸 11-1/11-2/11-3/11-5 油田环保设施竣工验收的复函》(国海

环字〔2009〕788 号)；

➤ 《关于曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境保护设施竣工验收的批复》(国海环字〔2015〕389 号)；

➤ 《关于曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书的批复》(环审〔2018〕53 号)。

1.2.7 工程技术资料

- 曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响评价委托书 (见附件 1)；
- 《曹妃甸 11-6 油田扩建项目总体开发方案》；
- 建设单位提供的其它工程资料。

1.3 环境影响评价和环境质量标准

1.3.1 环境质量标准

本工程执行如下标准，详见表 1.3-1。

表 1.3-1 环境质量标准

类别	采用标准		
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		依据《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《河北省生态保护红线》、《河北省近岸海域环境功能区划》和《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》确定各调查站位评价执行标准。
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		
生物质量	贝类（双壳）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	
	软体动物（非双壳类）、鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体动物（非双壳类）、鱼类、甲壳类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	

依据《河北省海洋功能区划(2011-2020 年)》、《河北省生态保护红线》、《河北省近岸海域环境功能区划》和《河北省海洋环境保护规划(2016-2020 年)》核定各调查站位所在海洋功能区的水质、沉积物、生物质量管理目标要求，本着从严标准的原则，确定各调查站位海水水质、沉积物、生物质量标准执行情况见表 1.3-2~表 1.3-5。

各现状调查站位与《河北省海洋功能区划(2011-2020 年)》、《河北省生态保护红线》、《河北省近岸海域环境功能区划》和《河北省海洋环境保护规划(2016-

2020 年)》的位置关系见图 1.3-1~图 1.3-12。

表 1.3-2 海水水质现状调查站位标准执行情况汇总表

站位	水质执行标准
春秋季调查 23/29/35 站位	一类
春秋季调查其他站位	按照一类标准评价，针对超标因子，评价至符合某类标准为止
春秋季调查 1/5/6/11/12/18 站位	二类
春秋季调查 17 站位	三类

表 1.3-3 沉积物现状调查站位标准执行情况汇总表

站位	沉积物执行标准
秋季调查 1/5//12/18/23/29/35 站位	一类
秋季调查其他站位	按照一类标准评价，针对超标因子，评价至符合某类标准为止

表 1.3-4 生物质量现状调查站位标准执行情况汇总表

站位	生物质量执行标准
春秋季调查 5/35 站位 2018 年 4 月调查 P1、P12、P16、P21、P24、 P26、P29 站位	一类
春秋季调查和 2018 年 4 月调查其他站位	按照一类标准评价，针对超标因子，评价至符合某类标准为止
2018 年 4 月调查 P15、P31、P32、P33 站位	不劣于现状水平

表 1.3-5 监测站位所处海洋功能区划与评价标准一览表

文件	功能区	水质目标	沉积物目标	生物质量目标	监测站位
《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》	曹妃甸港口航运区（2-6）	二类	一类	一类	春秋季调查 1、5、6、11、12、18 站位。 2018 年 4 月 P1 站位
	滦河口农渔业区（1-8）	二类	一类	一类	2018 年 4 月 P24、P26 站位
	京唐港至曹妃甸农渔业区（1-9）	二类	一类	一类	春秋季调查 23、29、35 站位。 2018 年 4 月 P12、、P16、P29 站位
	京唐港港口航运区（2-4）	二类	一类	一类	2018 年 4 月 P21 站位
	京唐港矿产与能源区（4-1）	均不劣于现状水平			2018 年 4 月 P32-33 站位
	月坨南矿产与能源区（4-2）	均不劣于现状水平			2018 年 4 月 P15、P31 站位
	本项目春秋两季其它海洋环境质量调查站位均位于《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》划定范围之外。 2018 年 4 月其他调查站位均位于《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》划定范围之外。				
《河北省生态保护红线》	滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）（9-3）	海水水质符合所在海域海洋功能区的环境质量要求	/	/	2018 年 4 月调查 P24 站位
	本项目春秋两季海洋环境质量调查站位均位于《河北省生态保护红线》划定范围之外。 2018 年 4 月其他调查站位均位于《河北省生态保护红线》划定范围之外。				
《河北省近岸海域环境功能区划》	三类环境功能区	三类	/	/	春秋季调查 11、12、17、18 站位
	四类环境功能区	四类	/	/	春秋季调查 1、5、6 站位
	本项目春秋两季其它海洋环境质量调查站位均位于《河北省近岸海域环境功能区划》划定范围之外。 2018 年 4 月调查站位均位于《河北省近岸海域环境功能区划》划定范围之外。				
《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》	京唐港至曹妃甸渔业资源利用区	一类	一类	一类	春秋季调查 23、29、35 站位 2018 年 4 月 P12、P16、P29 站位
	曹妃甸港口航运监督利用区	三类	一类	一类	春秋季调查 5 站位
	曹妃甸港口航运监督利用区	一类	一类	一类	2018 年 4 月调查 P1 站位

	月坨南矿产与能源监督利用区	三类	二类	二类	2018 年 4 月 P15、P31 站位
	京唐港矿产与能源监督利用区	二类	二类	二类	2018 年 4 月 P32、P33 站位
	京唐港港口航运监督利用区	二类	一类	一类	2018 年 4 月 P21 站位
	滦河口渔业资源利用区	一类	一类	一类	2018 年 4 月 P24、P26 站位
	本项目春秋两季海洋环境质量调查站位均位于《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》划定范围之外。 2018 年 4 月其他调查站位均位于《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》划定范围之外。				

图 1.3-1 春季监测站位与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系图

图 1.3 - 2 春季监测站位与河北省海洋生态红线位置关系图

图 1.3 - 3 春季监测站位与《河北省近岸海域环境功能区划》的位置关系图

图 1.3 - 4 春季监测站位与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的位置关系图

图 1.3-5 秋季监测站位与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系图

图 1.3 - 6 秋季监测站位与河北省海洋生态红线位置关系图

图 1.3 - 7 秋季监测站位与《河北省近岸海域环境功能区划》的位置关系图

图 1.3 - 8 秋季监测站位与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的位置关系图

图 1.3-9 2018 年 4 月监测站位与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》位置关系图

图 1.3 - 10 2018 年 4 月监测站位与河北省海洋生态红线位置关系图

图 1.3 - 11 2018 年 4 月监测站位与《河北省近岸海域环境功能区划》的位置关系图

图 1.3 - 12 2018 年 4 月监测站位与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的位置关系图

1.3.2 污染物排放标准

根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），本工程所在海域属于一级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），本工程所在海域属于一级海区。

本工程施工期产生的污染物有：施工作业船舶产生的生活污水、机舱含油污水、船舶垃圾，管道/电缆铺设及平台施工中产生的悬浮物、施工作业垃圾（施工过程中产生的边角料等），钻井过程中产生的钻井液、钻屑等；本工程运行期产生的污染物有：含油生产水和生产垃圾等。

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

表 1.3-6 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	标准值	适用对象
油层段钻井液、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	钻井油层钻屑和钻井油层钻井液不得排放 禁止排放非水基钻井液钻屑	油层段钻屑、油层段钻井液
非油层段钻井液、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）≤1mg/kg Cd（重晶石中最大值）≤3mg/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分级》（GB 18420.1-2009）	一级	生物毒性容许值≥30000mg/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≤300mg/L	海上平台生产垃圾和。依托平台生活污水生活垃圾
本项目生产垃圾及依托平台生活垃圾			禁止排放或弃置入海	
船舶机舱含油污水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）	/	铅封，运回陆地处理	船舶污染物的排放
船舶食品废弃物及其它垃圾	《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）		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			2012 年 1 月 1 日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500 个/L；2012 年 1 月 1 日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000 个/L、COD _{Cr} ≤125mg/L、PH6~8.5、总氯（总余氯）< 0.5mg/L。 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

1.3.3 生产水回注指标

根据中华人民共和国石油天然气行业标准《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)要求, WHPK 平台注入层平均空气渗透率处于 $0.5\sim 1.5\mu\text{m}^2$ 之间, 因此, 推荐水质主要控制指标如表 1.3-7 所示。

表 1.3-7 曹妃甸 11-6 油田 WHPK 平台推荐注水水质主要控制指标

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

注: $1 < n < 10$ 。

1.4 环境影响要素识别

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

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

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

表 1.4-1 污染环境影响要素识别

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、海洋地形地貌	+
	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	食品废弃物在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎至直径不大于 25mm 后排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可排放。食品包装物等运回陆地处理。	海水水质、海洋生态环境	+
	平台建设、铺管作业悬浮物	悬浮物	连续排放	海水水质、海洋生态环境	+++
	清管废水	悬浮物	直接排海	海水水质	+
运营阶段	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、油渣、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	+
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

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

表 1.5-1 海洋工程建设项目各单项环境影响评价内容

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

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

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T19485-2014）（下文简称“导则”），海洋油（气）开发及其附属工程建设项目的环境影响评价等级主要根据年产量以及工程所处海域的生态敏感性来确定。本项目原油的密度为 [REDACTED]，最高产能为 [REDACTED]，工程所在海域为重要渔业水域（白姑鱼和蓝点马鲛产卵场），属于生态环境敏感区。水质、沉积物、生态和生物资源环境的评价等级见下表。根据导则要求，确定本项目的海洋环境影响评价等级为 1 级。

表 1.5-2 评价等级

海洋工程分 类	工程类型和工 程内容	工程规模	工程所在 海域特征 和生态环 境类型	评价等级		
				水质 环境	沉积 物环 境	生态和 生物资 源环境
海洋矿产资 源勘探开发 及其附属工 程类	海洋油（气） 开发及其附属 工程	污水排放量 （5000~1000） m ³ /d 或年产量 （50~20）万 t	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 环境风险评价等级

本次评价的工程内容主要包括新建 1 座井口平台、1 条海底混输管道、1 条海底电缆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》(HJ 169-2018)，针对涉及的危险物质分别进行风险潜势判断以确定评价等级。经分析，本项目风险潜势为Ⅲ级，判定本项目风险评价等级为二级。详细判定依据详见第 8 章。

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)，海洋水质环境影响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)，海洋沉积物环境影响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、管道、电缆及依托工程) 外缘线为起点、分别向垂直岸线及顺着岸线方向分别外扩 15~20km, 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 40km×50km, 面积约 2000km² 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 评价范围界点坐标

界点	经度		纬度	
A				
B				
C				
D				

图 1.6-1 评价范围图

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 [REDACTED], 含油生产处理达标后全部回注地层不排海。本项目位于白姑鱼产卵场和蓝点马鲛产卵场内, 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、原油）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；针对原油的扩散，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、非油层段钻井液和管道/电缆施工掀起的悬浮物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，运营期无污染物排放，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。

1.6.2.2 评价重点

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

（1）海洋功能区划、生态红线及相关规划符合性分析。

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

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

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

(6) 地质性溢油风险分析与评价。

1.7 环境敏感区和环境保护目标

1.7.1 环境保护目标

正常作业情况下环境保护目标为工程周围海域的海水水质, 沉积物质量和海洋生态环境。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。

1.7.2 主要敏感目标分布概况

本项目评价范围内的敏感目标主要为渔业水域, 本项目位于白姑鱼产卵场和蓝点马鲛的产卵场内, 距离鳀索饵场的最近距离为 4km, 距离对虾索饵场约 9km, 距离毛虾产卵场约 25km, 距离三疣梭子蟹索饵场的最近距离约 25km。评价范围外最近的保护区为河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区, 最近距离约 39.5km, 最近的红线区为大清河口至小清河口海域, 最近距离约 29.9km。

本项目环境敏感目标具体描述详见报告书“4.3 周边海域环境敏感目标的简介与分布”篇章中相关内容”。

1.7.3 污染控制目标

本项目污染控制目标是工程投产后确保所产生的各种污染物均能达标排放。本工程建设、生产过程中将要产生的主要污染物包括铺设海底管道/电缆搅起的海底泥沙、钻完井作业产生的钻井液和钻屑、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、含油生产水以及油气泄漏事故情况下可能排放的原油等, 这些污染物均为污染控制的主要对象。本工程位于渤海西部海域, 根据有关标准及工程所在海域的环境功能要求, 污染控制目标要求如下:

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

钻井液、钻屑: 工程产生的油层段钻井液和油层段钻屑全部运回陆地交由资

质单位接收处理/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(不得排放油层段钻屑和钻井液)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($\geq 30000\text{mg/L}$)要求。

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

生活污水:参加作业船舶所产生的的生活污水处理达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB3552-2018)要求后排放,钻井平台产生的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)要求后排放。

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)平台停产,启动应急置换,生产水打入闭排系统,不排海。

生产垃圾及生活垃圾:生产垃圾和生活垃圾应全部收集后运回陆地处理。

原油泄漏:采取合理有效的防范措施,尽可能避免油气泄漏事故的发生。

2 工程概况

2.1 建设项目概况

2.1.1 项目名称与建设性质

项目名称：曹妃甸 11-6 油田扩建项目

项目性质：改扩建

建设地点：渤海西部海域

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

预计投产日期：[REDACTED]

项目投资：[REDACTED]

环保投资：[REDACTED]

2.1.2 地理位置和工程背景

2.1.2.1 油田地理位置和平台现状

曹妃甸 11-6 油田地处渤海西部海域，位于天津塘沽东南 110 公里，辽宁省大连以西 230 公里。曹妃甸 11-6 油田区域水深 23 到 30 米，WHPK 平台水深为 25 米，年平均水温 10.5 摄氏度，平均波高 3.3 米。

新建 4 腿无人平台 WHPK，与原 WHPE 平台采用 2m 长的栈桥连接。WHPE 为 4 腿无人井口平台，开发时有 6 口井槽，电力来源于 WHPD 平台，通过 4.8km 海底动力电缆输送至 WHPE 平台；WHPE 平台的物流通过 4.8km 海底混输管道到 WHPD 平台后与 WHPF、WHPD 的物流混合后输送至“海洋石油 112FPSO”。WHPE 设置多相流量计进行单井计量，2009 年一期改造时增加 6 口井槽和 1 条桩腿。2018 年实施内挂井槽项目，内挂 4 个单筒双井。

本项目相关坐标见表 2.1-1，地理位置图见图 2.1-1。

表 2.1-1 本项目相关工程坐标

新建工程	平台名称	坐标	
	WHPK 平台	[REDACTED]	[REDACTED]

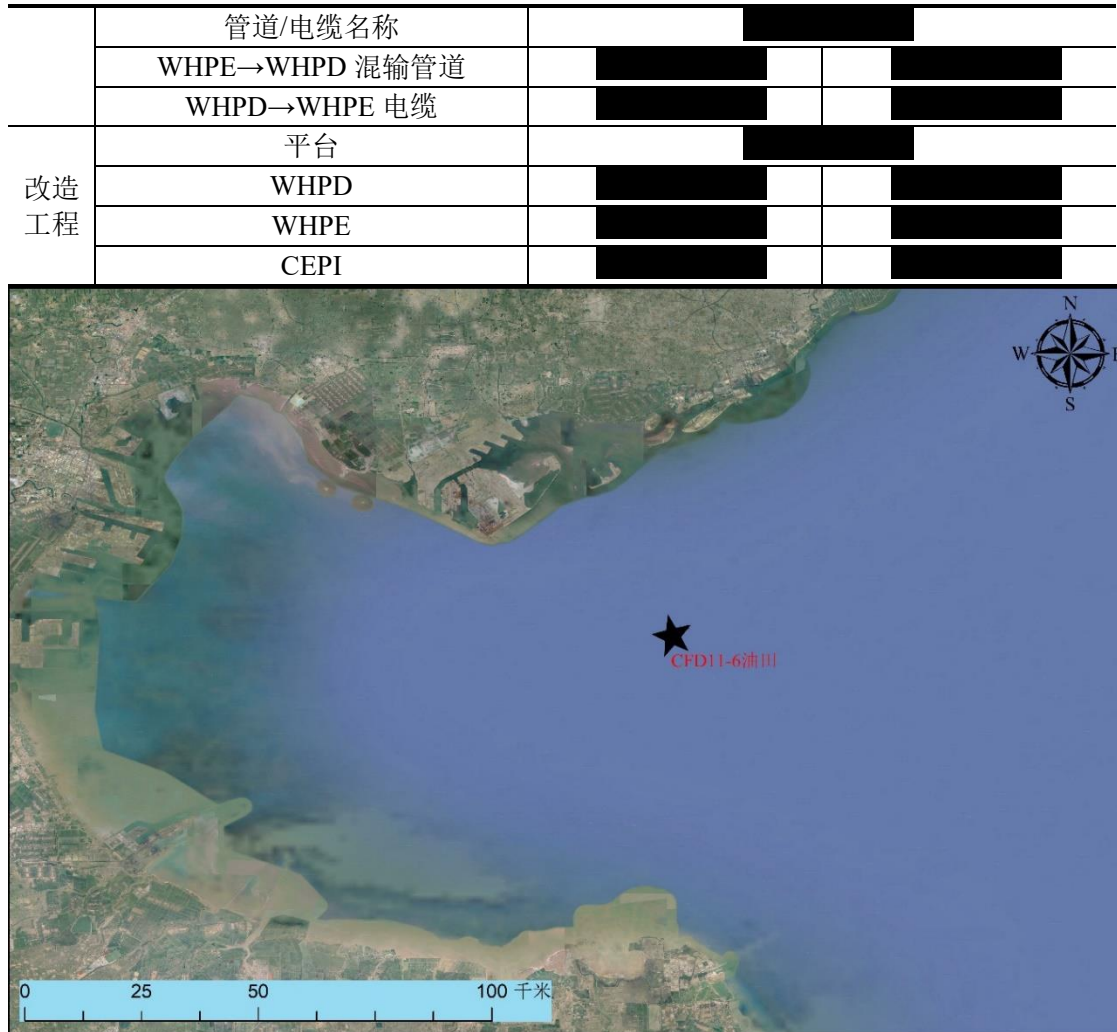


图 2.1-1 工程地理位置图

2.1.2.2 工程背景

通过地质油藏研究,在 WHPE 平台区域新增探明原油地质储量 [REDACTED] 万方。WHPE 平台已无剩余井槽,计划新建平台 WHPK,井产物流通过海管输送到 WHPD/CEPI 平台进行处理。

曹妃甸 11-6 油田扩建项目依托曹妃甸 11-6 油田进行开发。WHPK 平台井产物流通过新建混输管道,与 WHPE 平台物流一起输送至 WHPD 平台,进入栈桥相连的 CEPI 平台进行处理,最终输送到“海洋石油 112 号 FPSO”。CEPI 平台处理合格后的部分生产污水经由原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道返输回 WHPE/WHPK 平台进行回注。

2.1.3 工程总体方案

曹妃甸 11-6 油田采用注水开发方式,充分依托现有 WHPE 平台、WHPD 平

台和 CEPI 平台相关设施，包括物流的处理、外输及电力等。

本工程计划建设内容包括：

1. 新建一座 4 腿钢质导管架平台（CFD11-6WHPK）：导管架工作点间距 14m×11m。该平台无生活楼区。采用钻井船钻井；修井船修井。平台共设 8 口井槽（其中有 4 口单筒双井），4×2 排列，井槽间距为 2.2m×1.8m。平台共分两层甲板，分别为上层甲板和下层甲板。新建 WHPK 平台与原有 WHPE 平台靠 2m 长栈桥相连。WHPK 平台井口物流通过多路阀汇合到 10 寸原油管线，然后通过栈桥输送到 WHPE 平台，与 WHPE 平台井口物流汇合后，通过 12 寸新建混输海管输送至 WHPD/CEPI 平台处理。来自 WHPD 注水海管的达标生产水，一路回注至 WHPE 平台注水井，一路通过 8 寸管线经过栈桥输送至 WHPK 平台注水管汇，回注至 WHPK 平台注水井。
2. 新建 1 条海底混输管道：新建 1 条 12"/16"由 WHPE 平台至 WHPD 平台的 4.8km 的双层保温海底混输管道。
3. 新建 1 条海底电缆：由 WHPD 平台至 WHPE 平台的 4.8km 的光纤复合海缆（规格为 3C×120mm²）。
4. 利用原 WHPE 至 WHPD 的 8"混输海管反向输送注水，供 WHPE 和 WHPK 平台注水井注水。
5. 对依托的 WHPE、WHPD、CEPI 平台进行适应性改造：

WHPE 平台：新增清管球接收器，同时连接管线至 WHPE 和 WHPK 注水管汇并做适应性改造；将需要排放至 WHPE 排放罐的闭排管线，连接至 WHPK 闭式排放罐；主甲板新增一混输发球筒；新增 1 套海缆接线箱，在 WHPE 平台新增配电间内增加 1 面 SF6，在 WHPE 平台新增配电间内增加 EMS 远程 I/O 单元。

WHPD 平台：新增收发球装置；下层甲板新增 12" x 16"清管球接收器；工作甲板增加注水发球筒；新增海缆接线箱一套。

CEPI 平台：本项目利用 CEPI 平台备用开关 VCB017 为 WHPK 平台供电，需要对 VCB017 进行适应性改造；由 VCB017 敷设 10.5kV 中压电缆经栈桥至 WHPD 平台海缆接线箱；同时对曹妃甸油田电网 EMS 进行适应型改造。

本工程在曹妃甸 11-6 油田新建一座无人驻守井口平台（WHPK），与 WHPE 平台之间通过栈桥连接。WHPK 平台井口物流通过栈桥与 WHPE 平台井口物流

汇合后通过新建的 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管外输至 WHPD 平台，通过 WHPD 平台和 CEPI 平台处理成一定含水率原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。WHPK 平台注水水源来自 CEPI 平台处理合格的注水，通过原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管反向输送注水至 WHPE 平台，再分配至 WHPK 平台回注地层。WHPK 平台单井计量依靠 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。

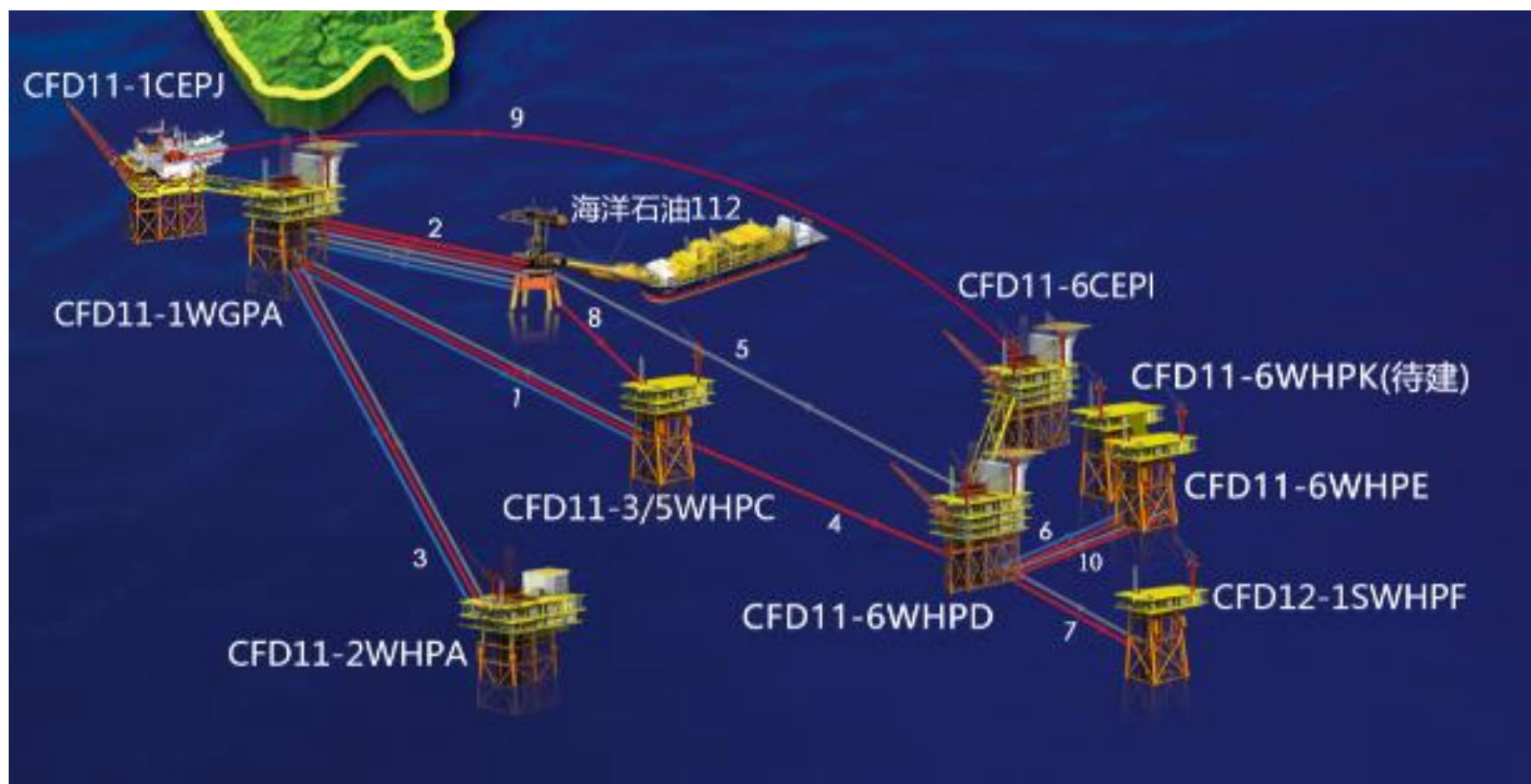


图 2.1-2 曹妃甸油田总体开发方案示意图

图 2.1-3 曹妃甸油田群区域布置图

2.1.4 油田工程基础数据

2.1.4.1 油田开发数据

表 2.1-2 油田开发数据表

高峰产液量		
高峰产油量		
高峰产水量		
高峰产气量		
高峰注水量		
平台名称	WHPK 平台（无人驻守平台）	
井槽数	8 个（含 4 个单筒双井）	
总井数	12 口	
生产井数	9 口	
注水井数	3 口（先期排液）	
钻修井方式	钻井船钻井，修井船修井	
平台及海管设计寿命	均为 20 年	
年生产天数	347 天	
生产年限	14 年	
开发方式/采油方式	注水开发/电潜泵采油	

2.1.4.2 产能指标预测

表 2.1-3 本项目曹妃甸 11-6 油田 WHPK 平台产能情况

年份	日产量, m ³ /d				年产量, 10 ⁴ m ³ /a			
	(油、气、水: m ³ /d)				(油、气、水: 10 ⁴ m ³ /a)			
	油	水	液	气	油	水	液	气
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								

表 2.1-4 本项目实施前后曹妃甸油田群产能情况

日产量 m³/d

年份	本项目实施前产能				本项目新增产能				本项目实施后产能			
	油	水	液	气	油	水	液	气	油	水	液	气
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2032	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2033	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 2.1-5 本项目实施前后曹妃甸油田群产能情况

年产量 $10^4\text{m}^3/\text{a}$

年份	本项目实施前产能				本项目新增产能				本项目实施后产能			
	油	水	液	气	油	水	液	气	油	水	液	气
2021												
2022												
2023												
2024												
2025												
2026												
2027												
2028												
2029												
2030												
2031												
2032												
2033												
2034												

2.1.4.3 油田原油物性

曹妃甸 11-6 油田原油物性参考《曹妃甸 11-1 和 11-6 油田综合调整项目总体开发方案》及最新化验相关数据。

表 2.1-6 WHPE 平台原油物性表

序号	项 目		数 据
1	析蜡起始点	°C	
2	析蜡高峰点	°C	
3	凝点	°C	
4	密 度	Kg/m ³	20°C
			50°C
5	含蜡量	m%	
6	胶 质	m%	
7	沥青质	m%	
8	粘度 (50°C)	mPa s	

2.1.4.4 天然气组分

曹妃甸 11-6 油田天然气组分参考《曹妃甸 11-1 和 11-6 油田综合调整项目总体开发方案》相关数据。

表 2.1-7 曹妃甸 11-6 油田天然气组分数据表

天然气 相对 密度	天然气组分%											
	CO ₂	N ₂	C ₁	C ₂	C ₃	i-C ₄	n-C ₄	i-C ₅	n-C ₅	C ₆₊	H ₂ S	Total

2.1.4.5 油田构造特征和地质油藏概况

曹妃甸 11-6 构造位于沙垒田凸起的东南端，是发育于沙垒田凸起上的断裂背斜。受基底古地貌控制，构造走向呈北东向，深层构造较陡，圈闭面积较小；浅层圈闭面积较大，闭合幅度较低。油田主要含油层系为新近系明化镇组和馆陶组，油气藏埋深-720m~-1480m。沉积相主要为曲流河和辫状河沉积。明化镇组储层主要为曲流河沉积的中-细粒砂岩，馆陶组储层主要为辫状河沉积的中-粗粒砂岩。根据沉积旋回、砂岩发育特征，将明化镇组划分为 4 个油组，馆陶组划分为 3 个油组，其中馆陶组 III 油组为油田的主力油组。

曹妃甸 11-6 油田油气分布受构造和岩性双重因素控制，明化镇组油藏类型为构造岩性油藏，馆陶组油藏类型以构造油藏、岩性构造油藏为主。明化镇组原

油以重质油为主，馆陶组原油以中质油为主。2017 年储量核算后，全油田探明石油地质储量 [REDACTED]，其中馆陶组储量为 [REDACTED]，约占全油田探明石油地质储量的 70%。油田以水平井开发为主，每个单砂体作为独立开发单元，主要依靠天然能量开发。

2.1.5 工程项目组成

曹妃甸 11-6 油田扩建项目的工程量主要包括新建工程和改造工程两部分。本项目工程量组成详见表 2.1-8。

表 2.1-8 曹妃甸 11-6 油田扩建项目的工程量组成及依托工程

工程类型		工程组成	装置及规模
新建工程	主体工程		CFD11-6WHPK 是一座 4 腿无人井口平台，含 8 个井槽（其中 4 口单筒双井）。平台共设两层甲板，分别是上层甲板和下层甲板。采用钻井船钻井；修井船修井。无修井机，无生活区。平台设置开、闭排系统、注水管汇、多路阀、化学药剂系统和电动吊机等
	辅助工程	海底管道	WHPE→WHPD，4.8km，12in/16in 双层保温混输管道
		海底电缆	WHPD→WHPE，4.8km，3C×120mm ² 光纤复合海底电缆
	环保工程/公用工程		闭排兼冷放空系统、开排系统、化学药剂系统
改造工程	WHPE 平台		设备房间顶和井口保护甲板新增混输发球筒，原有 FM200 撬（X-6201）向西移动；主甲板原有绳梯、救生衣箱及救生筏从平台北侧移至平台东南角，拆除布置在平台东侧的原有球筒 L-4401，平台北侧原有球筒 18-L-4000 拆除，并换新（新增注水收球筒），拆除原有化学药剂撬(18-A-4900)与药剂注入泵(18-P-4912)，新增 1 套海缆接线箱
	WHPD 平台		下层甲板新增清管球接收器，新增海缆接线箱；底层甲板拆除平台南侧原有发球筒 14-L-4000，并换新
	CEPI 平台		利用 CEPI 平台备用开关 VCB017 为 WHPK 平台供电，需要对 VCB017 进行适应性改造；由 VCB017 敷设 10.5kV 中压电缆经栈桥至 WHPD 平台海缆接线箱；同时对曹妃甸油田电网 EMS 进行适应型改造
依托工程	WHPE 平台		WHPE 为 4 腿无人井口平台，开发时有 6 口井槽，WHPE 设置多相流量计进行单井计量，2009 年一期改造时增加 6 口井槽和 1 条桩腿。2018 年实施内挂井槽项目，内挂 4 个单筒双井
	WHPD 平台		WHPD 井口平台是 1 座 6 腿 6 桩导管架平台，并在平台西侧连接有 4 腿导管架结构外挂井槽。平台上设有 67 人生活楼，共设 40 个井槽。生产及公用设施主要包括油水分离系统、生产水处理系统、注水系统、天然气压缩系统等。液处理能力 []，生产水处理能力 []，天然气压缩机处理能力 []
	CEPI 平台		CFD11-6CEPI 平台是一座 8 腿导管架平台，共设 40 个井槽。平台上设有修井机、燃气透平发电机组、60 人生活楼、生产系统、生产水处理系统和注水系统等。油设计处理能力 []，天然气设计处理能力 []，生产水设计处理能力 []
	海洋石油 112 号 FPSO		海洋石油 112 号 FPSO 具有原油处理、储油和卸油、发配电等功能，最大储油能力为 []。设有 120 人生活楼，生产及公用设施主要包括生产分离器、原油处理器、储油舱、主电站、生产水处理系统，注水系统等。原油设计处理能力 []，天然气设计处理能力 []，生产水设计处理能力 []

2.1.5.1 新建工程设施

本工程拟新建 1 座井口平台 WHPK, 1 条海底管道 (长度为 4.8km) 及 1 条海底电缆 (长度为 4.8km)。

(1) CFD11-6WHPK 平台

①平台结构

CFD11-6 WHPK 平台是一座 4 腿钢质导管架平台, 导管架工作点间距 $11\text{m} \times 14\text{m}$ 。该平台无生活楼区。采用钻井船钻井; 修井船修井。平台共设 8 口井槽 (其中有 4 口单筒双井), 4×2 排列, 井槽间距为 $2.2\text{m} \times 1.8\text{m}$ 。平台共分两层甲板, 分别为上层甲板和下层甲板。新建 WHPK 与原有 WHPE 平台靠 2m 长栈桥相连。

a.上层甲板

甲板尺度为 $24\text{m} \times 23.5\text{m}$, 标高 EL. (+) 21m。

井口设置在平台北侧, 钻井船在平台北侧就位。

甲板 A1 桩腿设有吊机 (10t@25m), 供应船在平台西侧靠船。

平台西南角设有冷放空管。平台南侧及东侧设有电气及仪表房间。

安全区与危险区用 A60 防火墙隔开。

通往 WHPE 平台的栈桥, 设置在甲板南侧。该栈桥与原有 WHPE 平台无焊接, 中间设有踏步, 以便人员逃生。

该层设备如下: 电动吊机、放空管、二氧化碳瓶组。

该层房间如下: 主配电间、中控室、变压器区域、电潜泵变压器间、FM200 房间。

b.下层甲板

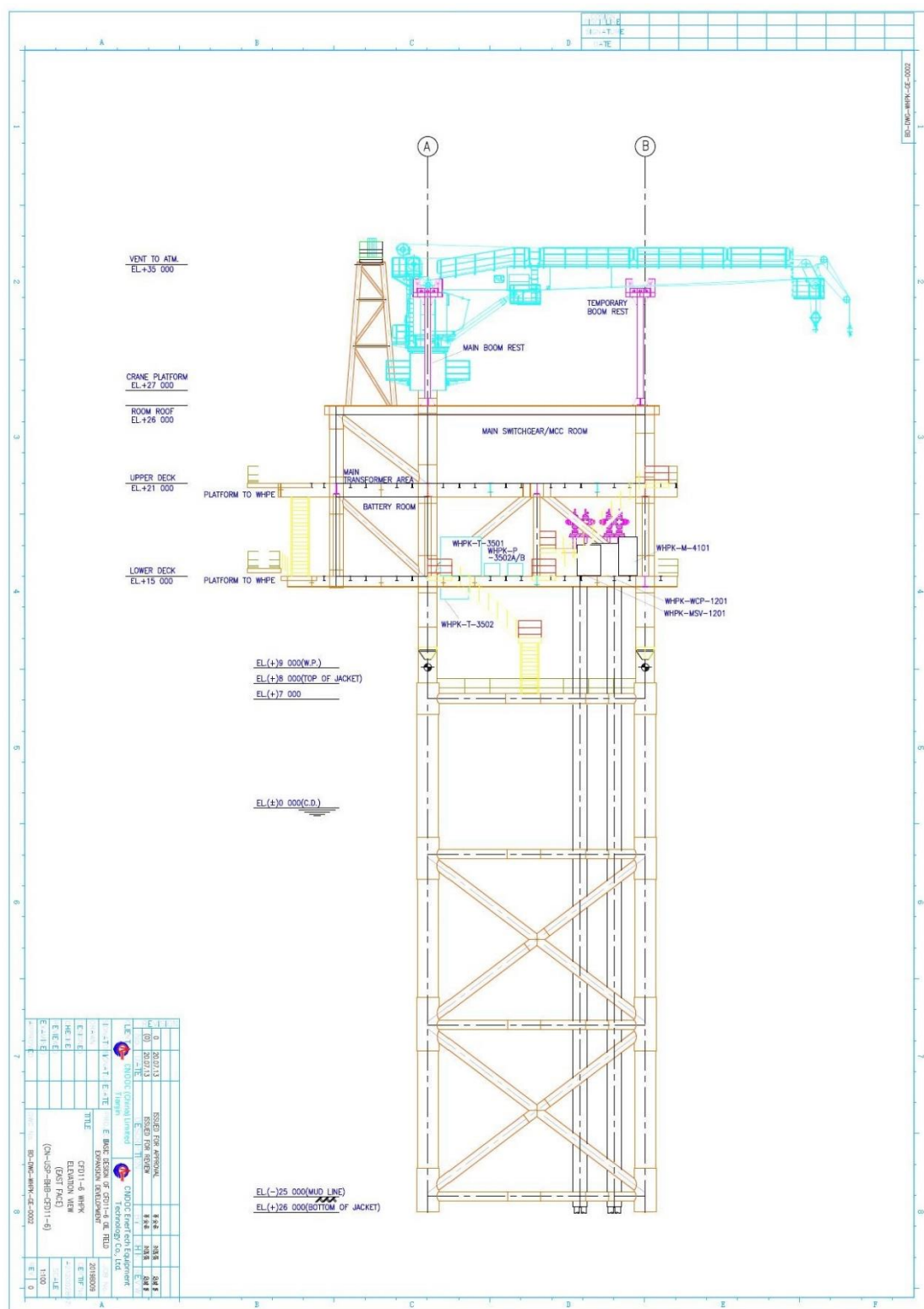
甲板尺度为 $22.5\text{m} \times 23.5\text{m}$, 标高 EL. (+) 15m。

甲板南侧用于布置房间。

A 轴北侧主要用于摆放工艺设备。房间与设备之间用 A60 墙隔开。

通往 WHPE 的栈桥, 设置在甲板东南角。

该层设备如下: 闭式排放罐、闭排泵过滤器、闭排泵、开排罐、开排泵、开排泵过滤器、开式排放槽、开排槽泵、注水管汇、化学药剂撬、多路阀、井口控制盘、生产计量管汇撬。



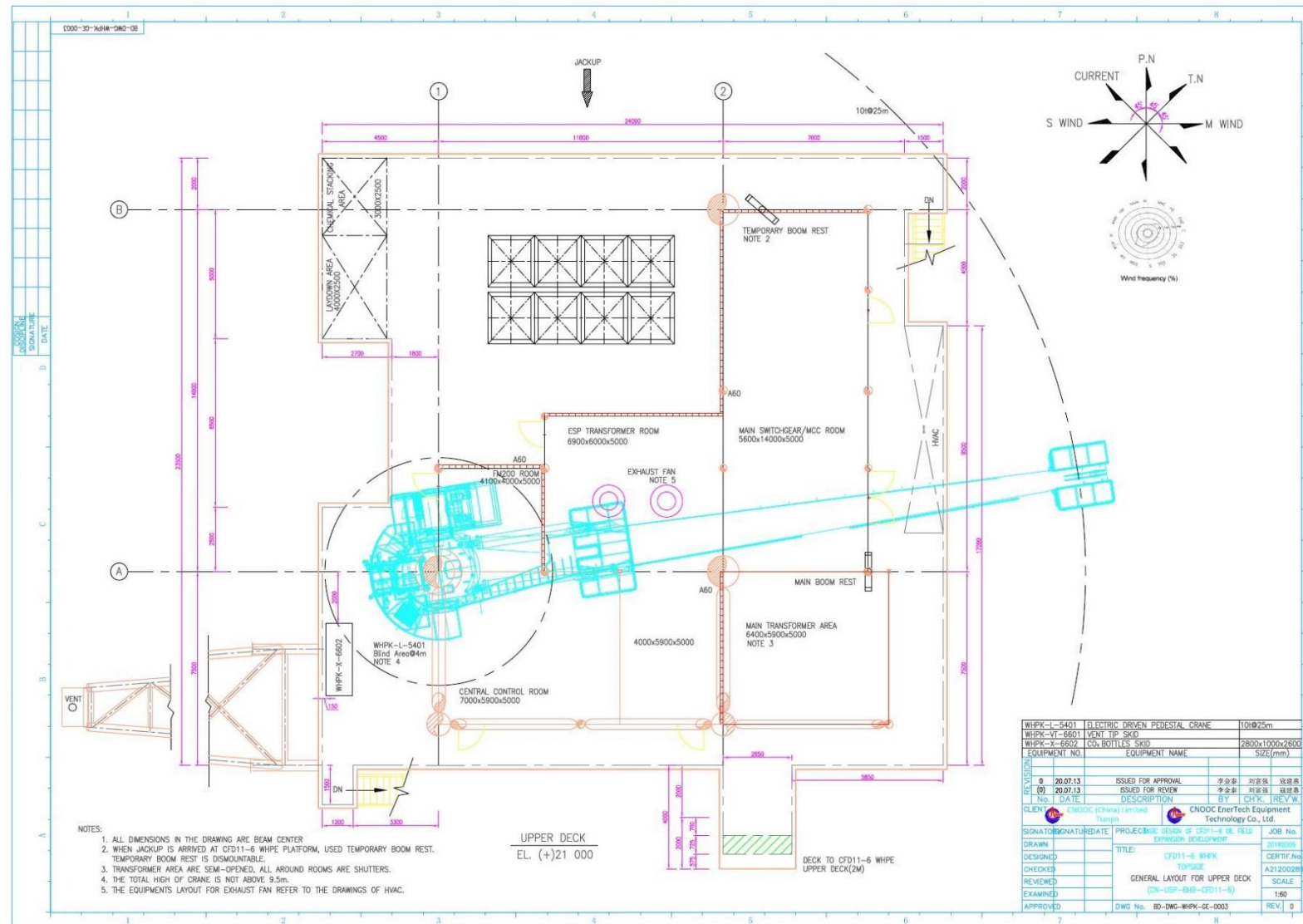


图 2.1-6 CFD11-6WHPK 平台上层甲板平面布置图

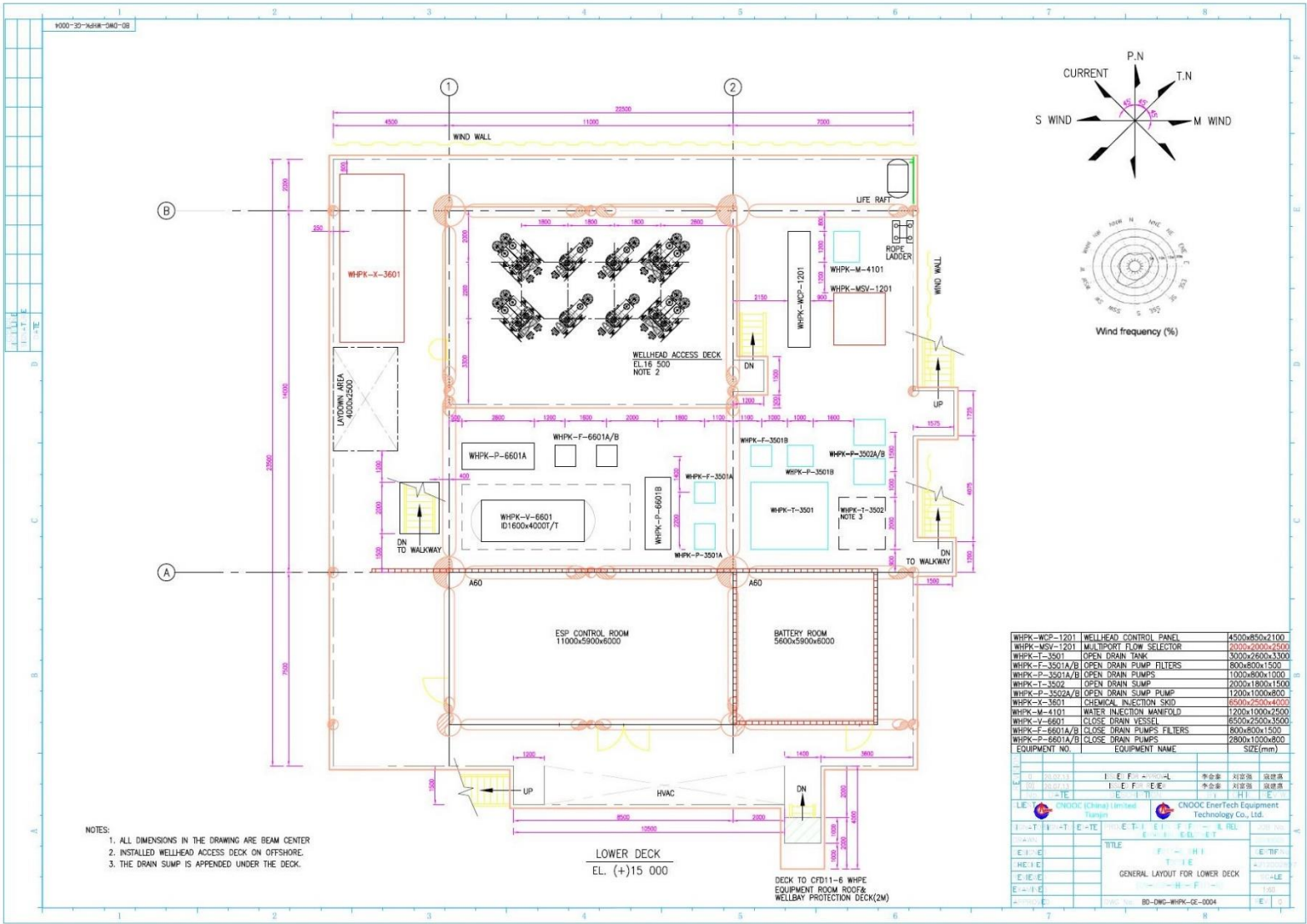


图 2.1-7 CFD11-6WHPK 平台下层甲板平面布置图

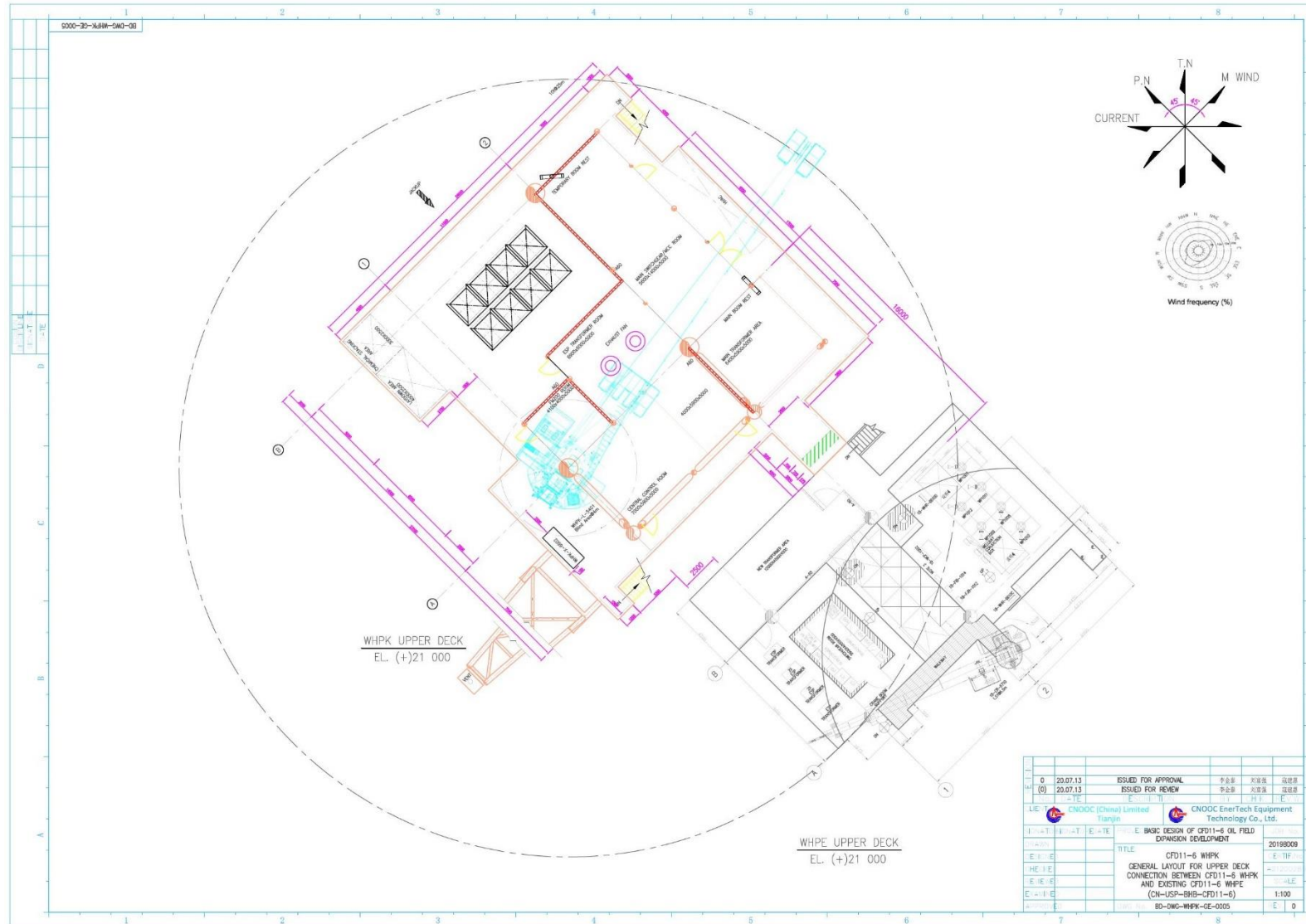


图 2.1-8 新建 WHPK 与原有 WHPE 两平台上层甲板拼接板连接相对位置图

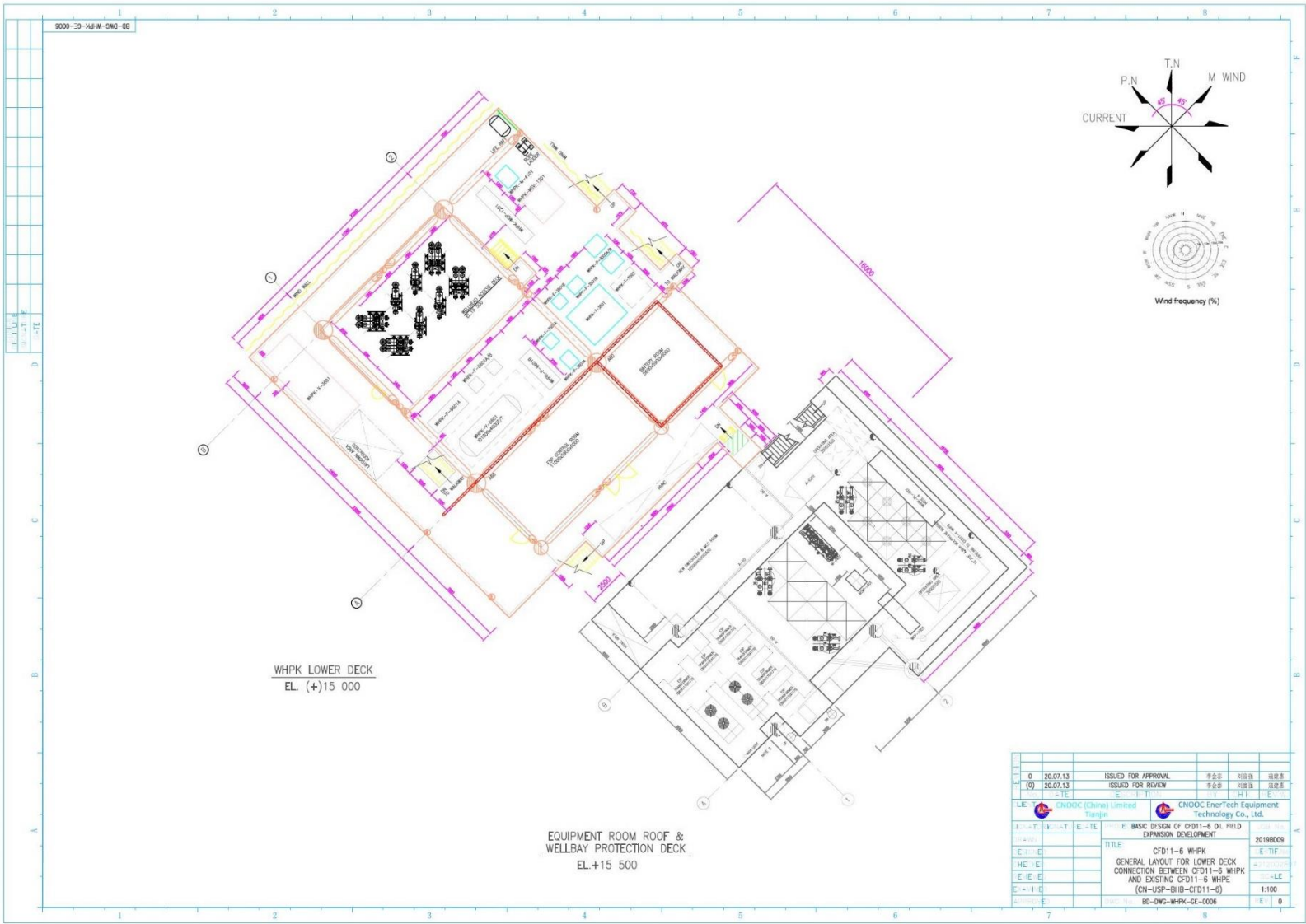


图 2.1-9 新建 WHPK 与原有 WHPE 两平台下层甲板拼接板连接相对位置图

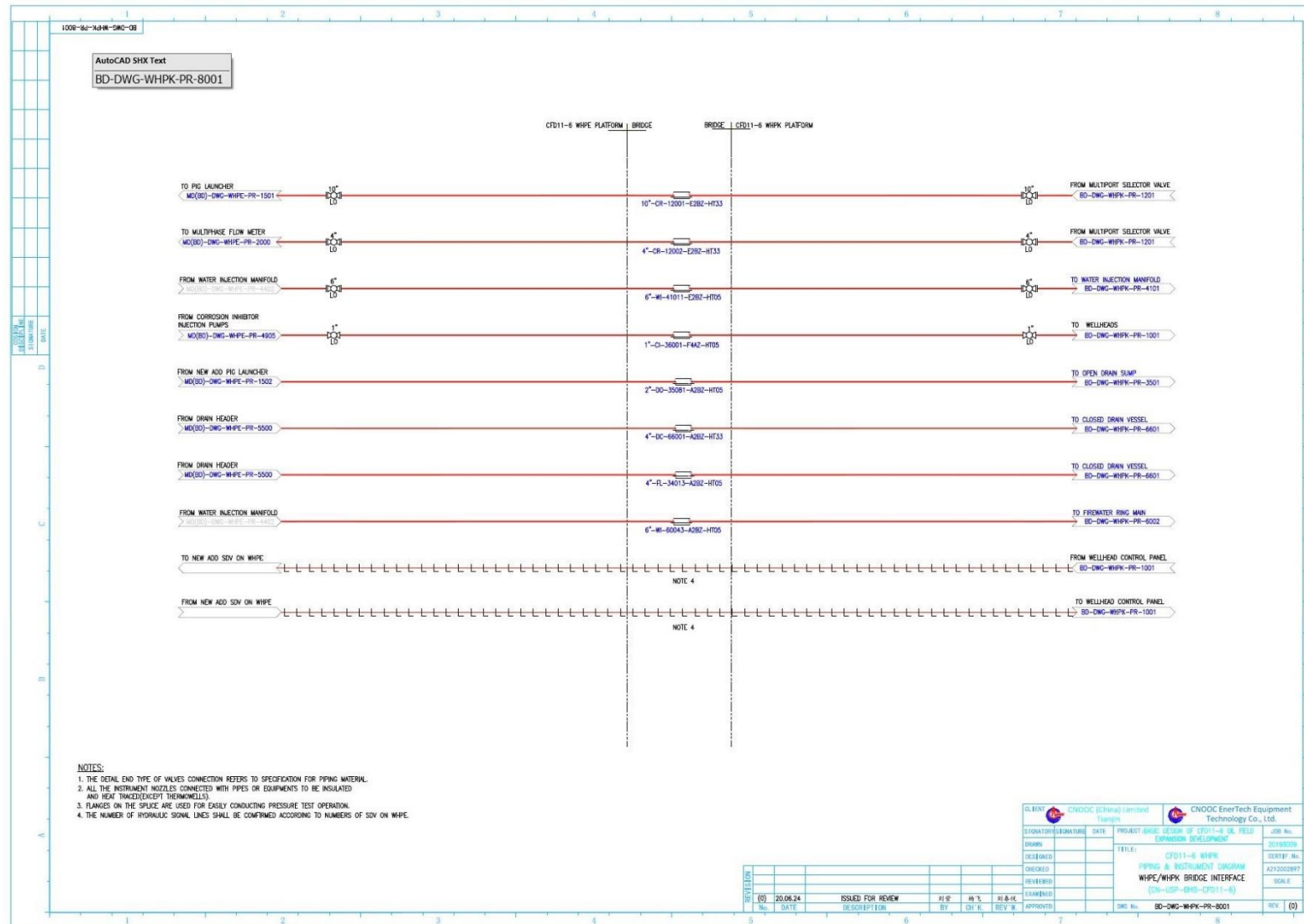


图 2.1-10 CFD11-6 WHPK 和 WHPE 之间的 WHPK 配管和仪器界面图

②平台防腐

a.平台外防腐

在海洋环境中，通常将平台划分为三个腐蚀区域，分别为：大气区、飞溅区和全浸区。

大气区的钢结构处于海洋大气中，采用重防腐涂层。

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

全浸区指飞溅区以下并包括海泥中的平台部分，采用阴极保护法，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。

在 WHPK 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。

b.平台内防腐

WHPK 平台主工艺设施采用“碳钢+3mm 腐蚀裕量+内涂层”的方案；主工艺管线采用“碳钢+3mm 腐蚀裕量”；主要罐体采用“碳钢+腐蚀裕量+内涂层”的方案；开排罐、开排槽采用“碳钢+腐蚀裕量+内涂层+牺牲阳极”的方案。

根据不同流程段的特点，分别考虑一定的内腐蚀裕量，同时考虑添加缓蚀剂，并设置腐蚀挂片和腐蚀探针，位置的选择要考虑工艺流程及介质的腐蚀情况，以便了解设备及管线的内腐蚀状况，指导缓蚀剂的添加。

（2）钻完井

拟建平台 WHPK 上布置 8 个井槽（含 4 个单筒双井），共可钻井 12 口。前期采用钻井船钻井，后期采用修井船进行修井作业。水平井采用裸眼完井、砾石充填防砂。

a.井槽平面布置

WHPK 平台设计井槽 8 个，井槽排列为 4×2，井口间距为：2.2m×1.8m。WHPK 平台井槽平面布置见图 2.1-11。

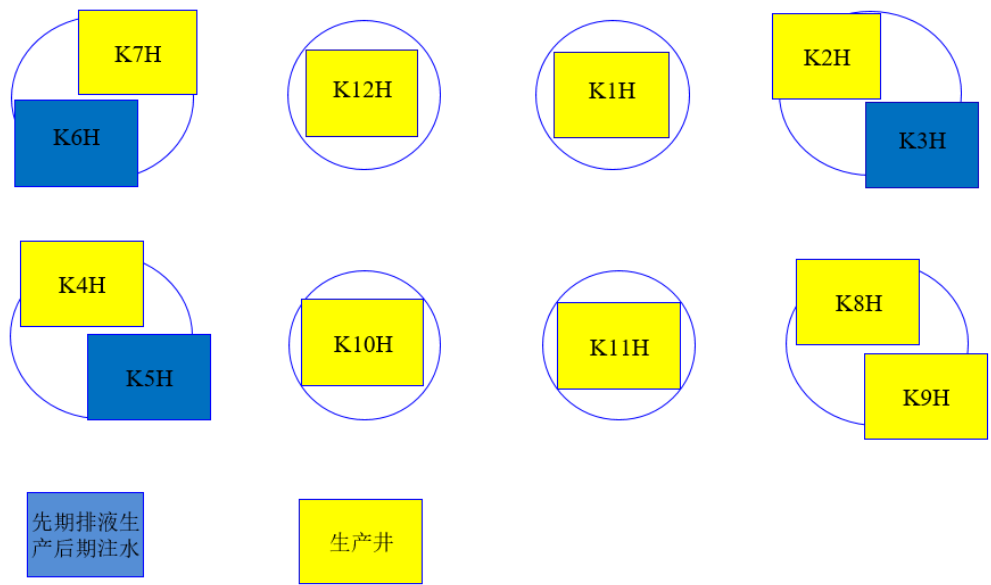


图 2.1-11 WHPK 平台井槽平面布置图

b. 钻井基本参数

井身结构见表 2.1-9，典型井身结构图见图 2.1-12-图 2.1-19。

表 2.1-9 WHPK 平台 12 口井井身结构表

序号	井名	井型	钻头尺寸 (in) × 井深 (m)		套头尺寸 (in) × 套管下深 (m)
1	K1P	生产井			
	K1H	生产井			
2	K2H	生产井			
3	K3H	先期排液 注水井			
4	K4H	生产井			
5	K5P	生产井			
	K5H	先期排液 注水井			
6	K6H	先期排液 注水井			
7	K7H	生产井			
8	K8H	生产井			
9	K9H	生产井			
10	K10H	生产井			
11	K11H	生产井			
12	K12H	生产井			

图 2.1-12 K1H (K1P) 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-13 K2H、K3H 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-14 K4H、K5H（K5P）井身结构及套管程序示意图

图 2.1-15 K6H、K7H 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-16 K8H、K9H 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-17 K10H 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-18 K11H 井身结构及套管程序示意图

图 2.1-19 K12H 井身结构及套管程序示意图

(3) 海底管道

本工程拟建 1 条 CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台长 4.8km 的海底混输管道，并将原有的 WHPE 至 WHPD 混输管道作为注水管道使用。

① 参数设计

海底管道相关参数见表 2.1-10，管道截面示意图见图 2.1-20。

表 2.1-10 新建混输管道相关参数

管道名称		WHPE→WHPD 混输管道	
结构形式		双层保温管	
管径		12"/16"	
平管段	内管尺寸		
	外管尺寸		
立管段	内管尺寸		
	外管尺寸		
管长		4.8km	
最大操作压力			
关断压力			
最高操作温度			
关断温度			
设计压力			
设计温度			
腐蚀裕量		3mm	
防腐层		3.1mm	3LPE
		13mm	氯丁橡胶（磨蚀区）
设计年限		20	
保温层厚度		23mm	
保温层材质		聚氨酯泡沫	
保温层密度		50±10kg/m ³	

图 2.1-19 双层保温管截面示意图

②海管防腐

a.海底管道内防腐

本项目新建混输海底管设计年限为 20 年，在缓蚀剂效率按 85%考虑，采用碳钢+3mm 内腐蚀裕量方案，生产过程中注入缓蚀剂，并定期清管和预膜。

在新建混输海管出入口设置探针挂片内腐蚀检测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测腐蚀情况。

b.海底管道外防腐

根据本工程海底管道的特点，海底管道采用 3LPE 涂层系统，混输管道涂层总厚度不小于 3.1mm。

立管潮飞溅区采用抗冲击性能好、耐紫外线、耐磨性能好的氯丁橡胶，底层为 FBE 底漆，总厚度不小于 13mm，其余部分采用 3LPE 涂层系统，涂层总厚度不小于 3.1mm。

海底管道现场接头外防腐层通常采用与主管道防腐涂层相匹配的热缩带。

海底管道采用牺牲阳极保护法，本项目采用手镯型铝基牺牲阳极。

(4) 海底电缆

本工程拟建 1 条 WHPD 平台→WHPE 平台长度为 4.8km 的海底电缆，其相关设计参数见表 2.1-12，海底电缆截面图见图 2.1-20。

表 2.1-12 海底电缆相关参数

电缆名称	WHPD→WHPE 海底电缆
电缆长度	4.8km
管径	
电压等级	
设计寿命	20 年

图 2.1-20 拟建海底电缆截面图

2.1.5.2 平台改造

(1) WHPE 平台改造

改造内容如下：

①总体

设备房间顶和井口保护甲板，标高 EL.(+) 15.5m。

在平台北侧外扩甲板 $0.94\text{m} \times 16.55\text{m}$ ，南侧外扩甲板 $9.84\text{m} \times 1.35\text{m}$ ，用于布置安全走道。紧贴东侧井口新增一台混输发球筒。原 FM200 橇 (X-6201) 向西移动。

主甲板，标高 EL.(+) 11m。

在平台北侧外扩 $3.9\text{m} \times 1.5\text{m}$ 甲板，且南侧外扩甲板 $4.35\text{m} \times 2.4\text{m}$ ，二者皆用于安全走道。将原有绳梯、救生衣箱及救生筏从平台北侧移至平台东南角。拆除布置在平台东侧的原有球筒 L-4401，用于安全走道。

平台北侧原有球筒 18-L-4000 拆除，并换新（新增注水收球筒）。

拆除原有化学药剂橇(18-A-4900)与药剂注入泵(18-P-4912)。

原吊货区向西移动，其原位置用于布置新增的海缆接线箱。

②工艺

WHPK 平台单井计量通过 2m 栈桥管线依靠 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。WHPK 平台井产物流输送至 WHPE 平台与 WHPE 平台物流汇合后通过新建的 12 寸混输管道外输。WHPE 平台外输管道需要做适应性改造。

原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道改为注水管道，需要新增 WHPE 平台清管球接收器，同时连接管线至 WHPE 平台和 WHPK 平台注水管汇并做适应性改造。

WHPE 平台药剂系统为 WHPK 平台原油系统注入防腐剂，原药剂罐拆除。

WHPE 平台将需要排放至 WHPE 平台排放罐的高压管线，连接至 WHPK 平台闭式排放罐。

③消防水系统

CFD11-6WHPE 平台未设置消防泵，在 WHPE 平台设置干式管网、雨淋系统及国际通岸接头，并将 WHPE 平台干式消防环网与新建 WHPK 平台干式环网相连。WHPE 平台改造在设备与井口甲板新增一发球筒，改造后，WHPE 平台所需消防水量为 $222\text{m}^3/\text{h}$ 。改造需在设备与井口甲板增加水喷淋管线及喷头保护新增设备。

④电气系统

在 WHPE 平台新增 1 套海缆接线箱，为新增海缆登陆使用。

在 WHPE 平台新增配电间内增加 1 面 SF6, 10.5kV 中压盘柜，与 10.5kV 盘柜 WHPE-MV-002 并柜。为满足新增盘柜安装空间，需要将配电间东侧门向北侧

移动。

在 WHPE 平台新增配电间内增加 1 面 SF6, 10.5kV 中压盘柜, 与 10.5kV 盘柜 WHPE-MV-002 并柜。

在 WHPE 平台新增配电间内增加 EMS 远程 I/O 单元, 将 WHPE 平台 VCB、ACB 及优先脱扣信号纳入曹妃甸油田电网 EMS 系统中, 并对 WHPE 平台现有中、低压开关进行适应性改造, 以满足 EMS 信号采集需求。

⑤仪控

CFD11-6 WHPE 平台与新建 CFD11-6 WHPK 平台通过栈桥连接, 在 WHPK 平台中控室内设置 WHPE 平台中控系统的远程 I/O 柜, 并将 WHPK 平台的控制逻辑纳入 WHPE 平台现有逻辑中。

现役 WHPE 平台和 WHPD 平台之间通过微波传输控制信号, 本次改造利用新建海缆和光纤, 将 WHPE 平台的中控系统接入现有的、用于监控 WHPE 平台的工程师站, 并新增一台操作员站用于监控 WHPE 平台和 WHPK 平台, 完善控制系统的数据交互, 保障对 WHPE 平台和 WHPK 平台的实时监控。

本次改造在 WHPE 平台原中控系统内增加相应点位, 对新增逻辑进行组态。根据调研情况, 平台现有中控系统的剩余点位能够满足本次改造需求。

在 WHPE 平台新增混输发球筒区域, 增加可燃气体探测器和火焰探测器, 分别与原火区内的可燃气体探测器和火焰探测器进行表决逻辑, 在逃生通道附近新增手动报警站和平台状态灯。

在 WHPE 平台增加相应仪表及阀门和火气探测报警设备, 信号接入 WHPE 平台原中控系统, 平台状态灯接入新建 WHPK 平台通讯系统。

新增关断阀采用电控液动形式, 通过中控逻辑编程实现远程复位和远程开阀功能, 由 WHPK 平台新增井口盘提供液压源。

新增的现场仪表及火气探测设备遵循原平台规格书要求, 尽可能与原平台仪控设备类型保持一致, 便于平台的统一维护和管理。

⑥通讯

WHPE 平台与新建 WHPK 平台栈桥连接, 两平台之间通过光纤进行数据传输。

WHPE 平台与 WHPD 平台通过新建海底复合光缆实现 WHPK 平台和 WHPE 平台与 WHPD 平台、CEPI 平台及海上其它平台和陆地的通信。

WHPE 平台现有的扬声器通过栈桥接入新建 WHPK 平台的 PA/GA 系统。

WHPE 平台现有的模拟电话接入设备（IAD）通过栈桥与新建 WHPK 平台的模拟电话接入设备（IAD）连接。

WHPE 平台现有的摄像头通过栈桥接入新建 WHPK 平台的 CCTV 系统。

⑦结构

在平台北侧外扩甲板 $0.94\text{m} \times 16.55\text{m}$ ，南侧外扩甲板 $9.84\text{m} \times 1.35\text{m}$ 用于布置安全走道。紧贴东侧井口新增一台混输发球筒。原 FM200 橇（X-6201）向西移动。结构重量约 10 吨，采用海上临时工装方式安装。

新增立管卡子和保护架，新增电缆护管和卡子，预计结构重量约 30 吨，结构采用浮吊辅助和海上工装安装。

对平台进行结构整体校核表明桩基承载力满足要求，平台现有结构强度满足要求。

⑧机械

WHPE 平台与 WHPK 平台物流汇合后，通过新建的 12 寸混输海管外输至 WHPD 平台。WHPE 平台新增 12" x 16"清管球发射器。

原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道改为注水管道，WHPD 平台处理合格的注水增压后外输至 WHPE 平台，一部分回注 WHPE 平台，一部分通过新建管道输送至 WHPK 平台回注。WHPE 平台更换原清管球发射器为清管球接收器。

⑨救生、逃生系统

本次改造拆除设备房间顶和井口保护甲板原冷放空与保护冷放空的二氧化碳保护橇；拆除主甲板收球筒；将原救生筏从北侧移至南侧新增甲板处，为保证每个区域设有两条不同且相距尽可能远的逃生通道，从新规划逃生路线，以保障人员能够到达救生筏处。主逃生通道保持原平台原则 1m 宽，2.1m 高不变。

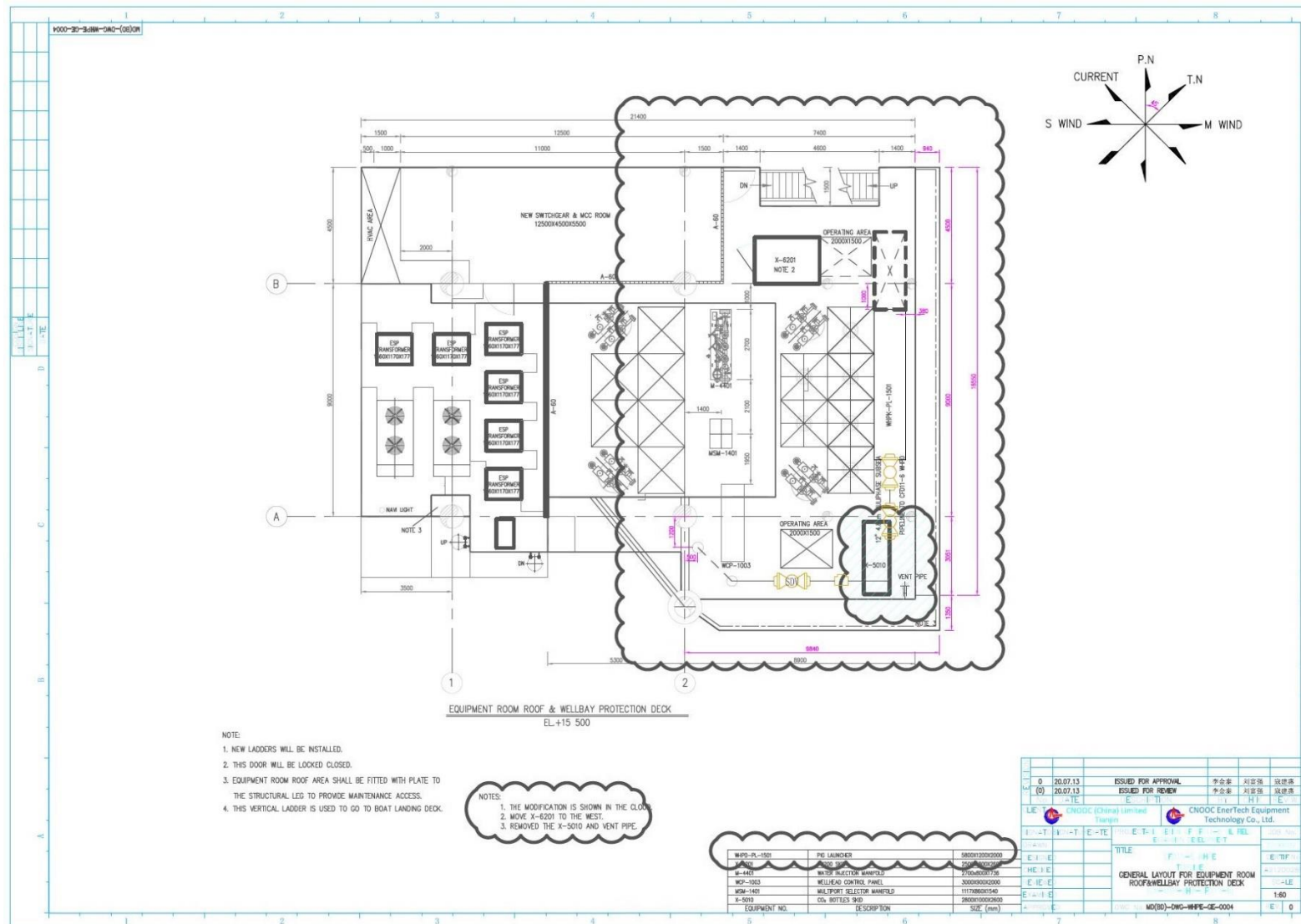


图 2.1-21 CFD11-6WHPE 平台设备房间顶和井口保护甲板改造平面布置图



40

(2) WHPD 平台改造

改造内容如下：

①总体

下层甲板，标高 EL.(+) 15m。

需要在甲板南侧外扩 18.15m×3.46m 甲板，用于布置新增清管球接收器。

A3 桩腿附近，增加海缆接线箱。

底层甲板，标高 EL.(+) 10.3m。拆除平台南侧原有发球筒 14-L-4000，并换新。在平台东侧外扩 1.65m×5.15m 甲板，用于安全走道。

②工艺

WHPD 平台通过新建 12 寸 WHPK 平台至 WHPD 平台混输管道接收 WHPK 平台和 WHPE 平台输送来的井产物流，后经过栈桥管线输送至 CEPI 处理。原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道发球筒的尺寸不满足要求，收球筒压力不满足要求，因此需要新增收发球筒并做适应性改造。

原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道改为注水管道，WHPD 平台处理合格的注水增压后外输至 WHPE 平台。WHPD 平台需要新增收发球筒并做适应性改造。

③消防水系统

WHPD 平台设有两台电动消防泵，根据消防泵厂家资料，消防泵能力为 360m³/h@967kPaA。本次改造在 WHPD 平台下层甲板新增一发球筒，经计算，改造后 WHPD 平台所需消防水量为 367m³/h。改造后消防水量略超泵排量。

根据消防泵特性曲线校核，改造后消防水泵能力仍在泵曲线最优工作范围内，可以满足改造要求。改造需在下层甲板增加喷淋管线及喷头保护新增设备。

④电气

在 WHPD 平台新增 1 套海缆接线箱，为新增海缆使用。

⑤仪控

本次改造将用于监控 WHPE 平台的工程师站由 WHPD 平台迁移至 CEPI 平台，并根据新增的相应仪控设备，在 WHPD 平台原中控系统内增加相应点位，对新增逻辑进行组态。平台现有中控系统的剩余点位能够满足本次改造需求。

在 WHPD 新增注水发球筒区域，增加可燃气体探测器和火焰探测器，分别与原火区内的可燃气体探测器和火焰探测器进行表决逻辑。

在 CFD11-6 WHPD 平台增加相应仪表及阀门和火焰探测报警设备，信号接入原中控系统。新增的现场仪表及火气探测设备遵循原平台规格书要求，尽可能与原平台仪控设备类型保持一致，便于平台的统一维护和管理。

⑥通讯

WHPD 平台与 WHPE 平台通过新建海底复合光缆实现 WHPK 平台和 WHPE 平台与 WHPD 平台、CEPI 平台及海上其它平台和陆地的通信。

WHPD 平台增设一套三层网络交换机，用于与新建 WHPK 平台及 WHPE 之间的视频、语音及数据通信。

其他通信系统根据实际通信需求进行改造。

⑦结构

下层甲板 EL.(+)15.0 外扩 18.15m×3.46m，用于放置收发球筒，结构采用海上临时工装方式安装，EL.(+)10 300 层甲板外扩 1.65m×5.15m 用于布置安全通道，预计结构重量约 23 吨。

新增立管卡子和保护架，预计结构重量约 12 吨，结构采用海上临时工装方式安装。

新增 WHPF 平台登临 WHPD 平台的海管立管保护架，预计结构重量约 8 吨，采用海上临时工装方式安装。

⑧机械

WHPE 平台与 WHPK 平台物流汇合后，通过新建的 12 寸混输管道外输至 WHPD 平台。WHPE 平台新增 12"×16"清管球接收器。

原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道改为注水管道，WHPD 平台处理合格的注水增压后外输至 WHPE 平台，一部分回注 WHPE 平台，一部分通过新建管道输送至 WHPK 平台回注。WHPE 平台更换原清管球接收器为清管球发射器。

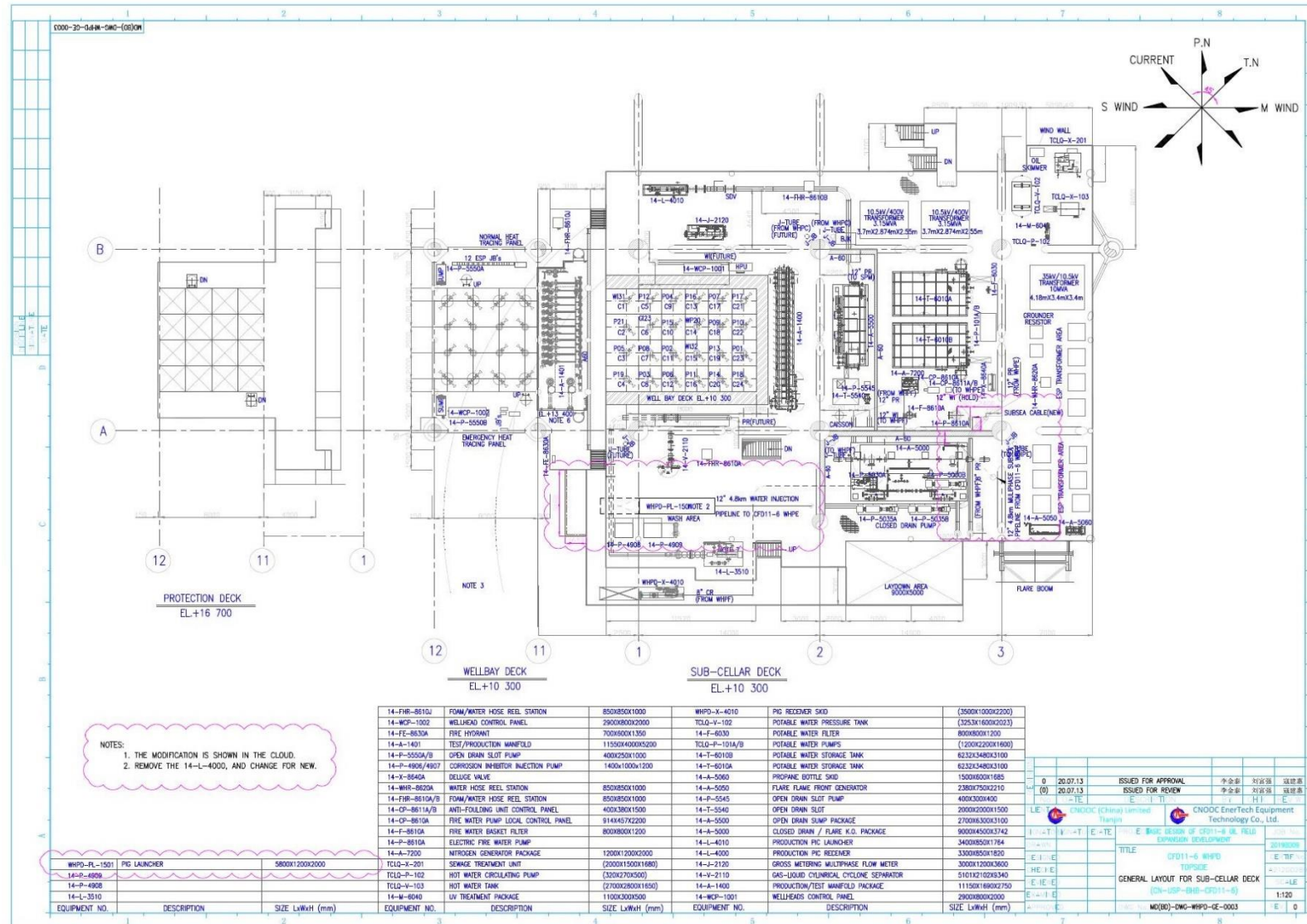


图 2.1-24 CFD11-6WHPD 平台底层甲板改造平面布置图

(3) CEPI 平台改造

改造内容如下：

①仪控系统

由于 WHPK 平台和 WHPE 平台的供电来源于 CEPI 平台，因此在 CEPI 平台的火气系统新增与供电开关相关的脱扣信号，并对火气系统控制逻辑进行组态，以实现新增的控制功能。

本次改造，将用于监控 WHPE 的工程师站由 WHPD 平台迁移至 CEPI 平台，并新增一台操作员站用于监控 WHPE 和 WHPK 平台，完善和保障对 WHPE 和 WHPK 平台的实时监控。

②电气

需要对 CEPI 平台 10.5KV 中压盘 VCB017 进行适应性改造，包括：保护和测量 CT 更换，综保更换增加光差保护。

由 VCB017 敷设 10.5kV 中压电缆经栈桥至 WHPD 平台海缆接线箱。

同时对曹妃甸油田电网 EMS 进行适应型改造。

③通讯系统

新建 WHPK 平台广播告警系统、程控系统、网络系统等通过海底光缆与 CEPI 平台相连。CEPI 平台相应通信系统根据实际通信需求进行改造。

2.1.6 生产工艺

2.1.6.1 原油处理工艺流程概述

WHPK 平台所产井流物进入多路阀（WHPK-MSV-1201）或生产计量管汇（WHPK-M-1201/1202）进行汇集，输送至 WHPE 平台，与 WHPE 平台井产物流汇合后，通过新建的 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道外输至 WHPD/CEPI 平台处理。

单井计量时，单井井流通过多路阀或计量管汇，进入 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。

工艺系统的主要设备规格及有关参数如下：

多路阀（WHPK-MSV-1201） 1 个

操作压力：██████

操作温度：██████

2.1.6.2 注水系统流程概述

WHPK 平台注水水源全部来自于 CEPI 平台上处理合格的生产水,通过已建 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管反向输送至 WHPE 平台,再输送至 WHPK 平台,经由注水管汇分配进入各个注水井中。

WHPK 平台注水系统工艺系统的主要设备规格及有关参数如下:

注水管汇 (WHPK-M-4101) 1 个

操作压力: [REDACTED]

操作温度: [REDACTED]

规格: 6"

2.1.6.3 公用系统

WHPK 平台的公用系统主要包括: 闭排兼冷放空系统、开排系统和化学药剂系统。

(1) 闭排兼冷放空系统

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,并接收 WHPE 平台泄放的物流。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(WHPK-V-6601),当闭式排放罐到一定液位时,经闭式排放泵(WHPK-P-6601A/B)输送至海管入口。分出的气体通过冷放空管放空。

闭排兼冷放空系统主要设备尺寸和操作参数如下:

- 闭式排放罐(WHPK-V-6601) 1 台

操作压力: [REDACTED]

操作温度: [REDACTED]

设备尺寸: 1.6m×4.0m (I.D.x T/T)

- 闭排泵过滤器 (WHPK-F-6601A/B) 2 台(1 用 1 备)

流量: 10m³/h (单台)

操作压力: [REDACTED]

操作温度: [REDACTED]

- 闭式排放泵 (WHPK-P-6601A/B) 2 台(1 用 1 备)

流量: 10m³/h (单台)

操作压力: [REDACTED]

操作温度：■

- 闭排罐加热器 (WHPK-EH-6601) 1 个

功率：10 kw

(2) 开排系统

开式排放系统主要包括开式排放罐、开式排放泵、开式排放槽和开排槽泵。开式排放罐 (WHPK-T-3501) 主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水和初期雨水等。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵 (WHPK-P-3502A/B) 将含油污水打入闭式排放罐。开排槽 (WHPK-T-3502) 用来收集甲板的溢出液、设备冷却、冷凝水和初期雨水等。开排槽达到一定液位，由开排槽泵 (WHPK-P-3502) 将含油污水打入开排罐。

开排系统主要设备尺寸和操作参数如下：

- 开排罐 (WHPK-T-3501) 1 台

操作压力：■

操作温度：■

容积：6m³

- 开排泵过滤器 (WHPK-F-3501A/B) 2 台(1 用 1 备)

流量：10m³/h (单台)

操作压力：■

操作温度：■

- 开排泵 (WHPK-P-3501A/B) 2 台(1 用 1 备)

流量：10m³/h (单台)

操作压力：■

操作温度：■

- 开排罐加热器 (WHPK-EH-3501) 1 个

功率：10 kw

- 开排槽 (WHPK-T-3502) 1 台

操作压力：■

操作温度：■

容积：2.5m³

- 开排槽泵 (WHPK-P-3502A/B) 2 台(1 用 1 备)

流量：5m³/h （单台）

操作压力：■

操作温度：■

（3）化学药剂系统

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：缓蚀剂和破乳剂。缓蚀剂注入点在单井管线，破乳剂的注入点在生产主管线。缓蚀剂注入浓度 20ppm，破乳剂注入浓度 110ppm。WHPK 平台新增破乳剂和缓蚀剂加药撬，包括加药罐和加药泵。化学药剂储罐、注入泵及附属管线和仪表集中布置，组装成撬。化学药剂撬(WHPK-X-3601)。

2.1.6.4 电源系统

CFD11-6 WHPK 平台不设主电站，电力依托曹妃甸电网；通过一条 4.8km，10.5kV，3×120mm² 海底复合电缆，由 CFD11-6 CEPI 平台 10.5kV 备用开关 VCB017 为其供电。曹妃甸油田电站分布于 FPSO（设置 1 台透平机组，单机最大出力为 9500kW；5 台原油机组，单机最大出力为 5600kW）、CFD11-6 CEPI 平台（设置 3 台透平机组，单机最大出力为 22500kW）、CFD11-6 WHPD 平台（设置 1 台透平机组，单机最大出力为 3870kW）。

CFD11-6 WHPK 平台配置 1 台 3150kVA，10.5kV/0.4kV 有载调压，油浸式变压器为工艺公用设备、电潜泵等低压负荷供电。400V 低压系统配置绝缘监测系统。最大电气计算负荷约 2167kW（2027 年为最大负荷年）。

CFD11-6 WHPK 平台配置一套 30kVA 不间断电源装置（双冗余），作为临时应急电源，以便在主电源和备用应急电源发生故障时，给通信设备、火灾探测、仪表控制以及电气脱扣等系统供电至少半小时。

2.2 油田开发过程

曹妃甸 11-6 油田开发过程大致可以分为海上建设、海上生产和海上废弃三个阶段。

2.2.1 海上建设阶段

曹妃甸 11-6 油田扩建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、海底管道/电缆的铺设、钻完井作业以及依托设施的相关改造等。

2.2.2 海上设施安装

导管架：滑移装船。采用 7000 吨级驳船和 5000 吨级的驳船运输导管架、桩和隔水套管到现场。采用 1700 吨级浮吊安装导管架。采用 1700 吨级浮吊打入 4 根主桩和 8 根隔水套管。

甲板组块：滑移装船。采用 7000 吨级驳船运输甲板组块到现场。采用 1700 吨级浮吊安装甲板组块。

2.2.3 海底管道/电缆施工

(1) 海底管道和电缆铺设

本项目拟建 1 条海底混输管道和 1 条海底电缆。混输管道拟采用中油海 101 或同等能力铺管船铺设；电缆拟采用沪救捞 62 铺设。

(2) 挖沟和埋设

海底管道和电缆全程埋设，海底管道采用后挖沟自然回填的方式埋设，海底电缆采用边铺边挖沟的方式埋设。

埋设混输管道顶部距海床表面均为 1.5m，管沟底宽 1m，顶宽 2m，挖沟速率为 1500m/d。埋设电缆顶部距海床表面为 2.0m，缆沟底宽 0.5m，顶宽 1.0m，挖沟速率为 3000m/d。

(3) 立管和膨胀弯的安装布置

对于新建平台，可在陆上预制场地将立管预制在导管架预定位置，对于已建平台，采用立管海上安装方式。对于安装在桩腿外侧的立管，应设置立管保护结构。立管、膨胀弯及海底管道之间采用水下法兰连接，法兰设置法兰保护器。海上安装立管、膨胀弯及清管试压使用 200 吨级浮吊船。

2.2.3.1 钻完井作业

主要钻完井作业流程为：

1、表层作业：钻 36"井眼和 24"井眼，分别下 36"和 20"隔水导管，再插入法固井；隔水导管入泥深度：43m。

2、二开 12-1/4"井眼钻进至 400-800m，下 13-3/8"套管。

3、三开 9-5/8"井眼钻进至着陆井深，8-1/2"井眼完钻，裸眼完井。

2.2.3.2 主要施工船舶与施工人员、工期安排

本工程海上施工主要设备及施工进度安排见表 2.2-1。

表 2.2-1 工程海上建设阶段作业内容、施工船舶及作业人员

施工阶段	施工船舶数量 (艘)	施工人数 (人)	施工天数 (天)
导管架海上运输、安装	8	52	45
CFD11-6WHPK 平台组块海上运输、安装	6	52	30
海底管道铺设	3	100	30
海底电缆铺设	2	100	10
第一批钻完井	2	120	169.5
第二批钻完井	2	120	57
依托设施改造	1	30	200

备注：具体施工时间根据实际情况进行调整。

2.2.4 海上生产阶段

WHPE 平台井口物流通过海上连接段与 WHPK 平台井口物流汇合后通过新建的 WHPK 平台至 WHPD 平台混输管道外输至 WHPD/CEPI 平台，通过 WHPD 平台和 CEPI 平台处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。WHPK 注水水源来自 WHPD 平台和 CEPI 平台处理合格的注水，通过原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管输送至 WHPE 平台，再分配至 WHPK 平台回注地层。WHPK 平台单井计量依靠 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。

WHPK 平台采用电潜泵采油，井口温度：■。

WHPK 平台所产井流物进入多路阀（WHPK-MSV-1201）汇集，与 WHPE 平台输送来的物流汇合后，通过新建的 WHPK 平台至 WHPD 平台混输海管外输至 WHPD 平台平台处理。

单井计量时，单井井流通过多路阀，进入 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。

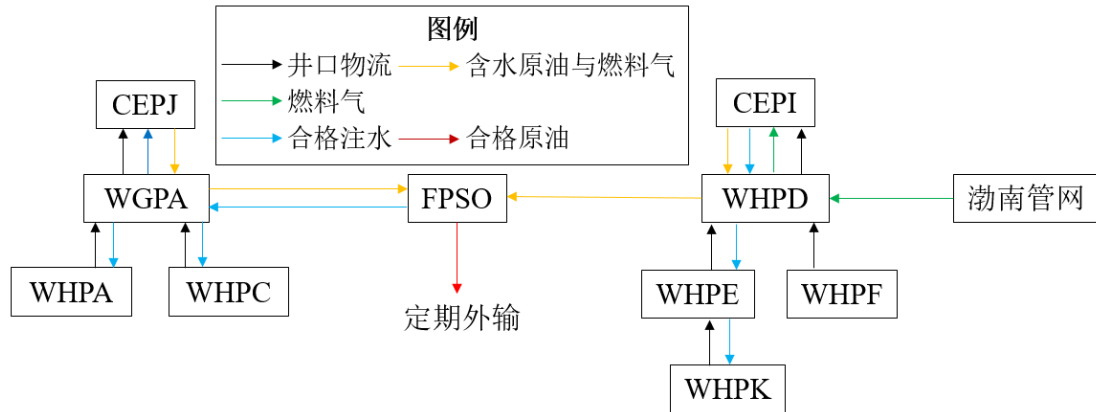


图 2.2-24 本工程实施后曹妃甸油田物流走向示意图

2.2.5 废弃阶段

根据相关法规的要求，本油田废弃阶段需另外执行相应的环保管理程序，因此，本项目环评不包括废弃阶段。

2.3 依托设施能力校核

2.3.1 依托设施工艺流程

WHPK 平台井口物流通过海上连接段与 WHPE 平台井口物流汇合后通过新建的 WHPE 平台至 WHPD 平台混输管道外输至 WHPD/CEPI 平台，通过 WHPD 平台和 CEPI 平台处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。WHPK 平台注水水源来自 WHPD 平台和 CEPI 平台处理合格的注水，通过原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管输送至 WHPE 平台，再分配至 WHPK 平台回注地层。WHPK 平台单井计量依靠 WHPE 平台多相流量计进行单井计量。

2.3.1.1 WHPD 平台工艺流程

原油处理工艺流程：WHPE 平台、WHPF 平台的井口物流经海底混输管道输往 CFD11-6WHPD 平台，WHPF 平台与 WHPD 平台井口产液混合后，通过游离水分离器进行油、气、水分离，WHPE 平台和 WHPD 平台部分高含水井所产物流输送至 CEPI 平台进行油、气、水分离，分离出的含水原油通过管道输送至海洋石油 112 SPM 单点系泊系统，最终输送至 FPSO 进行处理；分离出的天然气通过外输压缩机增压后经天然气海管外输至渤西终端；分离出的含油生产水进入生产水处理系统进行处理。生产工艺流程见下图。

图 2.3-1 CFD11-6WHPD 平台处理工艺流程图

污水处理工艺流程—WHPD 平台游离水分离器分离出的含油污水进入水力旋流器、紧凑型气浮装置（CFU）处理后再进入 CEPI 平台生产水处理系统进一步处理，之后进入注水缓冲罐，达标生产水通过注水泵回注至边部注水井。

图 2.3-2 生产水处理、注水工艺流程示意图

2.3.1.2 CEPI 平台工艺流程

CEPI 平台与 WHPD 平台距离约 55m，通过栈桥相连。油设计处理能力 []，天然气设计处理能力 []，生产水设计处理能力 []。

来自 WHPE 平台和 WHPD 平台的部分生产物流经栈桥送至 CEPI 平台，与 CEPI 平台的产液一同进入处理系统一级分离，分离出的含水原油，经 CEPI 原油外输泵增压后，通过海底管线输送至 FPSO 进一步处理；WHPD 平台与 CEPI 平台分离出来的天然气，一部分通过海底管线输送至 FPSO 作为燃料气供燃气透平发电机使用，一部分用作 CEPI 平台燃气透平发电机燃料，剩余部分通过天然气海管输送至渤西南管网，若不足则由渤西南天然气管网反输气；CEPI 分离出来的生产水与 WHPD 初处理后的生产水进入 CEPI 的水处理系统，处理达标后回注。

CEPI 平台上的生产水处理系统接收来自本平台油工艺处理系统和 WHPD 平台生产水处理系统分离的生产水。经水力旋流器+紧凑式气浮(CFU)+核桃壳过滤器的三级处理，设计处理能力为 []。注水系统将充分利用 WHPD 平台上 5 台注水能力 [] 的注水泵，和 CEPI 平台 3 台注水能力 360m³/h 的注水泵，总注水能力 []。

图 2.3-3 CEPI 平台含油生产水处理及注水流程

2.3.1.3 “海洋石油 112 号” FPSO 工艺流程

“海洋石油 112 号 FPSO”接收的含水原油经处理后，合格原油储存外输，分离出的含油生产水处理达标后，经过现有海底管道输往 WGPA、WHPA、WHPC 平台回注地层。

本工程实施后曹妃甸油田群物流走向见图 2.3-4。

图 2.3-4 本工程实施后曹妃甸油田物流走向示意图

“海洋石油 112 号 FPSO”油、气、水处理工艺流程如下：

原油处理工艺流程—在 FPSO 上，经海底混输管道来自各井口平台的生产井流首先进入各平台游离水分离器进行初步油/气/水分离，油相经生产加热器进入一二级生产分离器和电脱水器进行进一步三相分离，气相去往燃料气系统（过量部分去往火炬系统），含油生产水去往生产水处理系统进行处理。合格原油输送至 FPSO 储油舱，定期装船外输。FPSO 原油处理工艺流程见下图。

图 2.3-5 原油处理工艺流程图

伴生气处理工艺流程—伴生气处理系统由伴生气洗涤器、伴生气压缩机、伴生气干燥机，旋风分离器，火炬分液罐等设备组成。油水分离器分离出的气体，首先进入入口气洗涤器进行气液分离，分出的液体进入闭排系统，返回原油处理系统，分出的气体部分经过净化、压缩、冷却、干燥等流程作为透平发电机的燃料，另一部分作为锅炉的燃料气直接供锅炉使用。多余的气体通过放空管道去火炬系统焚烧处理。伴生气处理工艺流程见下图。

图 2.3-6 伴生气处理工艺流程图

污水处理工艺流程：FPSO 上的含油生产水处理和注水系统包括撇油容器、浮选器、核桃壳过滤器以及储水罐、增压泵、过滤器（ $5\mu\text{m}$ ）和注水分配系统。来自游离水分离器、生产分离器和原油处理器的生产水进入撇油容器进行油水分离，分离后的含油生产水进入浮选器进行除油处理，然后进入核桃壳过滤器进行过滤。经过滤处理后的含油生产水，进入储水罐，含油浓度小于 20mg/L 。分离的含水油相进入到闭式排放管后经泵转到污油水舱。来自储水罐的水经水泵输送至注水分配系统。生产水处理工艺流程见下图。

图 2.3-7 生产水处理工艺流程图

2.3.2 水平衡分析

曹妃甸油田群产出的生产水分别在 CEPJ 平台、CEPI 平台和“海洋石油 112

号 FPSO” 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

其中 CEPJ 平台处理来自本平台的全部物流，以及来自 WGPA 平台、WHPA 平台和 WHPC 平台的部分物流，最大水处理量约 [REDACTED]，处理合格的生产水全部在本平台注水井回注。

CEPI 平台处理来自本平台的全部物流，以及来自 WHPE 平台、WHPF 平台和本项目新建平台 WHPK 平台的部分物流，最大水处理量约 [REDACTED]，处理合格的生产水将在 CEPI 平台、WHPD 平台、WHPD 平台和 WHPK 平台的注水井回注。

海洋石油 112 号 FPSO 处理自 WHPA 平台、WHPC 平台、WGPA 平台和 WHPD 平台输来的含水原油。最大水处理量约 [REDACTED]，处理合格的生产水经增压输往 WGPA 平台后，将分配至 WGPA、WHPA、WHPC 平台的注水井回注。

本工程投产后曹妃甸油田群水平衡表见表 2.3-7，水平衡图见图 2.3-8。由表可见，曹妃甸油田群生产水经处理合格后全部回注地层不排海，本项目新增的含油生产水也全部回注不排海。

图 2.3-8 曹妃甸油田群水平衡图（2022 年，单位：m³/d）

表 2.3-1 调整前后曹妃甸油田群开发工程水平衡分析 (m³/d)

日期 (年)	本工程 实施后 全油田 产水量	WHPA 平台处 理量	WHPD+CEPI 平台处理量	CEPJ 平台处 理量	FPSO 处理量	CEPJ 平台回 注量	CEPI+WHPD 平台回注量	WGPA 平台回 注量	WHPA 平台回 注量	WHPC 平台回 注量	WHPK 平台回 注量	WHPE 平台回 注量	全油田 回注量
2021													
2022													
2023													
2024													
2025													
2026													
2027													
2028													
2029													
2030													
2031													
2032													
2033													
2034													

2.3.3 依托设施能力校核

2.3.3.1 WHPD 和 CEPI 平台处理能力校核

WHPE 平台和 WHPK 平台物流直接通过 WHPK 平台至 WHPD 平台新建混输管道外输至 WHPD 平台，与 WHPD 部分井产物流和 CEPI 井产物流一起进入 CEPI 平台的原油系统，WHPF 平台物流和 WHPD 平台部分物流进入 WHPD 平台原油系统，经过一级分离后，含水原油和部分天然气直接外输至 FPSO 继续处理。原油系统分离出的生产水进入 WHPD 平台和 CEPI 平台的水处理系统，处理合格后一部分在 WHPD 和 CEPI 平台回注，一部分通过 WHPE 至 WHPD 原混输海管反向输送至 WHPE 平台，回注 WHPE 和 WHPK 平台注水井。

表 2.3-2 WHPD 和 CEPI 平台原油系统分别接收量

年份	WHPD 日接收量				CEPI 日接收量			
	油	水	液	气	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d	m ³ /d
2021								
2022								
2023								
2024								
2025								
2026								
2027								
2028								
2029								
2030								
2031								
2032								
2033								
2034								

表 2.3-3 WHPD 和 CEPI 平台处理能力校核结果

调整井后 WHPD/CEPI 平台各系统处理能力校核								
设施	/	/	WHPD 平台			CEPI 平台		
系统	介质	单位	设计值	最大处理量	余量	设计值	最大处理量	余量
原油系统	油	m ³ /d						
	液	m ³ /d						
	天然气	10 ⁴ m ³ /d						
生产水系统	水	m ³ /d	与 CEPI 生产水系统合并处理					

注水系统	水	m ³ /d	与 CEPI 注水系统合并处理			

2.3.3.2 FPSO 油气水处理系统依托可行性

FPSO 接收各平台通过海管输送来的物流，进入原油系统经过分离处理后，处理成含水 1.0%以下原油后进舱储存。分离出的水进入生产水系统后处理成合格注水，再通过注水系统处理增压，通过海管外输至井口平台回注。分离出的天然气供给 FPSO 燃气透平机组使用。WHPD 和 CEPI 生产分离器分离出的原油，外输至 FPSO 继续处理；原油系统分离出的生产水进入 WHPD 和 CEPI 的水处理系统，处理合格后一部分在 WHPD 和 CEPI 回注，一部分通过 WHPE 至 WHPD 原混输海管反向输送至 WHPE 平台，进而回注 WHPE 和 WHPK 平台注水井。

根据生产预测，本工程投产后，输往 FPSO 的油气水均不超过其设计能力，回注水量不超过其注水泵设计注水能力，生产水处理设施及注水设施可以满足本工程投产后的需求。

表 2.3-4 FPSO 接收总量

年份	日接收量							
	油		水		液		气	
	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								

表 2.3-5 工程实施后曹妃甸油田群依托可行性分析

依托设施		设计能力		本项目实施后最大处理量		是否可行
FPSO	生产水处理系统 m ³ /d					是
	原油处理系统 m ³ /d					是
	液处理系统 m ³ /d					是
	天然气处理系统 (10 ⁴ Sm ³ /d)					是

	注水系统 m ³ /d					是

2.3.4 FPSO 储存能力校核

HYSY112 FPSO 接收来自曹妃甸油田 WHPD 和 WGPA 外输的含水原油和伴生气，处理成合格原油后进行储存和外输。

HYSY112 船体主尺寸及主要性能参数如下：

总长	286.82 m
型宽	51.0 m
型深	23.6 m
设计吃水	15.6 m
载重量	159064.1t
自持力	21 天
生活楼人数	120 人
船级	DNV
货油舱	156369 m ³

HYSY112 最大储油舱容 156369 m³，穿梭油轮最大舱容 60415 m³（380000bbl），按照舱容的最大储存能力校核，考虑缓冲裕量数为 3 天，年作业天数 347 天。

FPSO 接收高峰日产油量 9635m³/d（2021 年），按照舱容的储存能力校核外输周期，所需舱容计算如下：

卸油间隔期产量	
缓冲裕量 3 天产量	
舱底油及惰气保护空间(8%)	
所需舱容	

由计算可知，卸油间隔在 6 天时，最大的所需舱容为 小于 HYSY112 最大舱容。因此 HYSY112 能够满足 WHPK 投产后的原油储存和外输。

2.3.5 现有海底管道输送能力校核

2.3.5.1 依托 WHPE 至 WHPD 海底管道校核

表 2.3-6 WHPE 至 WHPD 混输海管参数原设计参数

内管管径	8 in (219.1 mm O.D×11.1 mm W.T)

管长	4.8km		
设计压力			
设计温度			
保温层厚度	25.4mm		

已有的 WHPE 至 WHPD 管道作为注水管道反向从 WHPD 平台输送 WHPE 平台所需注水。利用该管道反向输送注水至 WHPE 平台，根据海管结构专业反馈，在海管入口温度为 74℃ 的情况下，管道所能承受的最大压力为 9.5MPaA，因此以该压力为限制反算最大入口压力，最大输水量年份管道输送数据如下表：

表 2.3-7 注水管道校核结果

最大输水量 (m ³ /d)	入口压力 (kPaA)	出口压力 (kPaA)	压降 (kPa)	入口温度 (℃)	出口温度 (℃)	液体出口流速 (m/s)	水击增压 (kPa)	水击压力 (kPaA)

根据校核结果，管道的最高入口压力为，出口压力为，水击压力达到海管结构核算所能承受的最大压力。

2.3.5.2 依托 WHPD 至单点混输管道校核

表 2.3-8 WHPD 至单点混输海管参数原设计参数

内管管径	12 in (323.9 mm O.D×12.7 mm W.T)		
管长	12.8km		
设计压力			
设计温度			
保温层厚度	25.4mm		

曹妃甸 11-6 区域所产物流处理后的含水原油输送至 FPSO，WHPD 平台的外输量见下表：

表 2.3-9 WHPD 至单点管道输量

年份	WHPD 外输量			
	油	水	液	含水率
	m ³ /d	m ³ /d	m ⁴ /d	%
2021				
2022				
2023				
2024				
2025				
2026				
2027				
2028				
2029				
2030				
2031				

[illegible]

a) 典型年份海管运行数据

WHPD 至单点混输管道出口压力按照满足进入 FPSO 生产分离器考虑为 1000kPaG，典型年管道计算结果如下表：

表 2.3-10 典型年管道计算结果

时间 (年)	输油量	输水量	入口压力	出口压力	入口温度	出口温度	出口流速	水击压力
	m³/d	m³/d	kPaG	kPaG	°C	°C	m/s	kPaG
2021								
2022								
2023								
2024								
2034								

经校核，典型年份海管入口压力为 [REDACTED]，水击压力最大为 [REDACTED]，海管结构设计分为 2 个工况：工况一的操作压力 [REDACTED]，对应操作温度 [REDACTED]，工况二的操作压力 [REDACTED]，对应操作温度 [REDACTED]，海管入口压力温度未超原海管结构数据，该混输海管能够满足改造后要求。

b) 安全输量

CFD11-6WHPD 外输混合原油凝点为 11℃，当管道输量大幅下降，管内介质温度可能很快降至凝固点一下，导致管道无法正常输送。同时需要考虑停输时，管道出口安全停输时间不小于要求的最小停输时间。以安全输量输送流体时需要保证管道出口温度在凝点以上 3℃，同时满足出口安全停输时间不小于 2 小时，根据曹妃甸 11-1 和 11-6 油田综合调整项目总体开发方案要求，管道的入口安全停输时间需要为 7.5h，典型年的最小输量见下表：

表 2.3-11 典型年安全输量计算

年份	输油量	输水量	入口温度	出口温度	入口安全停 输时间	出口安全 停输时间
	m³/d	m³/d	℃	℃	h	h
2021						
2022						
2023						
2024						
2034						

2.3.5.3 新建 WHPE 至 WHPD 混输海底管道校核

新铺设的 WHPE 至 WHPD 混输管道输送井口平台物流至 WHPD 平台, 该

管道输送数据见下表:

表 2.3-12 WHPE 至 WHPD 混输海底管道设计参数

内管管径	12 in (323.9 mm O.D×14.3 mm W.T)
外管管径	16 in (406.4 mm×14.3 mm)
管长	4.8km
设计压力	■
设计温度	■
保温层厚度	45mm

表 2.3-13 WHPE 至 WHPD 管道输量

年份	WHPK+WHPE 外输量			
	油	水	液	气
	m ³ /d	m ³ /d	m ⁴ /d	m ³ /d
2021	■	■	■	■
2022	■	■	■	■
2023	■	■	■	■
2024	■	■	■	■
2025	■	■	■	■
2026	■	■	■	■
2027	■	■	■	■
2028	■	■	■	■
2029	■	■	■	■
2030	■	■	■	■
2031	■	■	■	■
2032	■	■	■	■
2033	■	■	■	■
2034	■	■	■	■

a) 典型年分海管运行数据

通过计算, 管道典型年的计算结果见表 2.3-14:

表 2.3-14 典型年管道计算结果

时间 (年)	入口 压力	出口 压力	入口 温度	出口 温度	出口混合 流速	冲蚀速度	滞液量
	kPaG	kPaG	°C	°C	m/s	m/s	m ³
2021	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■
2031	■	■	■	■	■	■	■
2034	■	■	■	■	■	■	■

由以上数据可知, 为保证管线的正常输送, 管线的正常工况下最大入口压力为■, 最高入口温度为■。2034 年由于外输气量较低, 输送过程中液体占比超过 95%, 因此需要核算水击压力, 该年水击压力为■。

b) 安全输量

CFD11-6 WHPD 外输原油凝点为 6℃, 高于最低环境温度。当管线输量大幅

度下降，管内介质沿程温降很快时，使原油温度很快降低至凝固点以下或低温高黏使管道超压，导致管线无法正常输送。能够保证管线输送的最低输量即为该管线的最小输量。

当油气田投产或管线停输再启动时，其管线输量将由小到大；在生产过程中，也会有单井出现事故停产的工况。此时管输流量必须满足其管线允许的最小输量，管线才能安全运行。以最小输量输送流体时，海底管道的出口温度应保持在油品凝点以上■。根据典型年输送计算结果，最小输量年份 2034 年管道出口温度■高于原油凝点，管道输送均满足要求。对典型年的最小输量核算见下表：

表 2.3-15 典型年安全输量计算

年份	输油量	输气量	输水量	含水率	气液比	入口温度	出口温度
	m ³ /d	Sm ³ /d	m ³ /d	%	Sm ³ /m ³	°C	°C
2021	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■

根据计算结果，在入口温度为■的情况下，管道的最小输液量为■。

2.3.6 依托设施寿命校核

表 2.3-16 曹妃甸油田群海上平台和单点信息一览表

序号	平台名称	投产年份	设计使用寿命	寿命 到期日期
1	WGPA	2004 年 8 月	25 年	2029 年 8 月
2	WHPA	2004 年 8 月	25 年	2029 年 8 月
3	WHPC	2005 年 7 月	25 年	2030 年 7 月
4	WHPD	2006 年 10 月	25 年	2031 年 10 月
5	WHPE	2006 年 10 月	25 年	2031 年 10 月
6	WHPF	2006 年 10 月	25 年	2031 年 10 月
7	FPSO	2004 年 8 月	25 年	2029 年 8 月
8	新单点	2014 年	25 年	2039 年

备注：老单点（确权证书号：国海证 051100006 号）已于 2013 年拆除，WHPB 平台（确权证书号：国海证 051100006 号）仅确权，未建设。

3 工程分析

3.1 工程各阶段污染环节与环境影响分析

3.1.1 海上建设阶段产污环节分析

海上建设阶段包括：平台和栈桥建设、钻完井、相应平台适应性改造、管道和电缆铺设等。

（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、工艺管道的改造、更换设备、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。

（4）管道和电缆铺设阶段主要产生悬浮物、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。

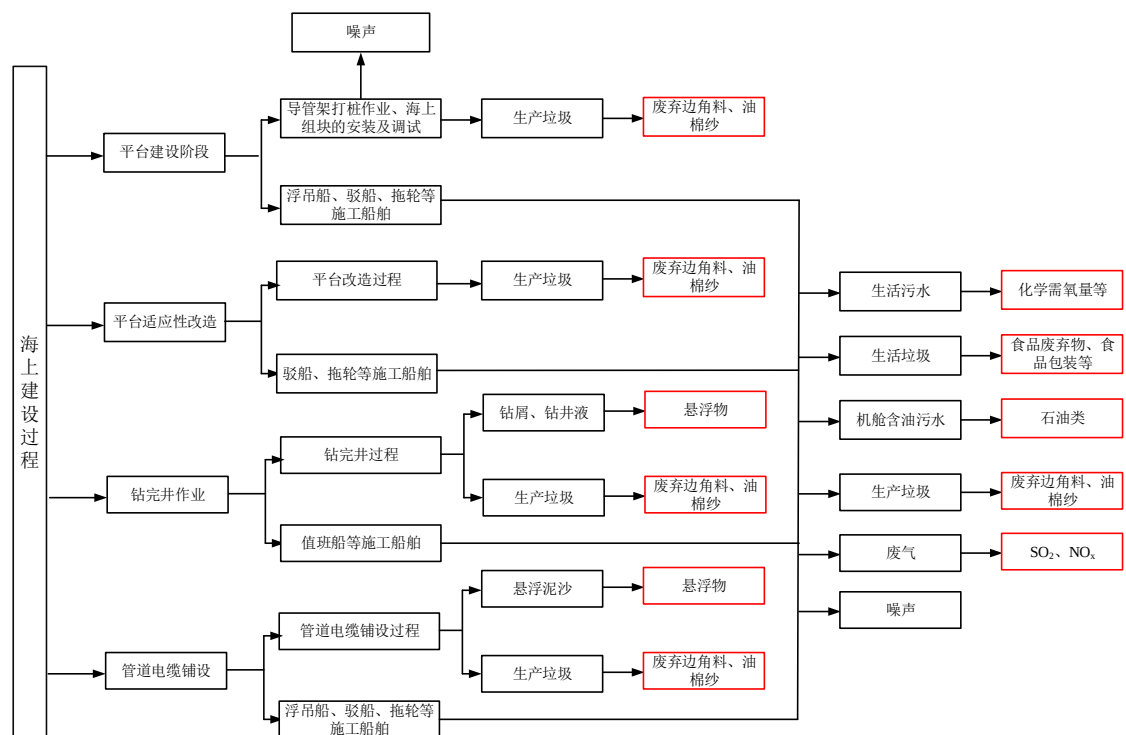


图 3.1-1 海上建设阶段产污环节图

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

本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 1646~3288m，当钻至油层时，会有油层段钻屑产生。

本项目分两批开展钻完井作业，每一批次的作业时间包括动复员、钻井作业、完井作业时间。

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 钻屑源强核算结果表

时序	井数（口）	油层段钻屑（m ³ ）	非油层段钻屑（m ³ ）	合计（m ³ ）
第一批钻井	9	243.71	2875.11	3118.83
第二批钻井	3	67.41	1337.55	1404.96
合计	12	311.12	4212.66	4523.79

钻井过程中，钻屑总量为 4523.798m³，其中油层段钻屑的产生量为 311.12m³，非油层段钻屑的产生量为 4212.66m³。

(2) 环境污染防治措施

本项目使用钻井平台进行钻井，油层段钻屑运回陆上交由有资质单位处理。非油层段钻屑的排放需要满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准（不得排放油层段钻屑和钻井液）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（ $\geq 30000\text{mg/L}$ ）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，引起海水中的悬浮浓度增加。本工程新钻井分两批实施，第一批非油层段钻屑产生量为 2875.11m^3 ，钻井时间为 121.5 天，平均排放速率约为 $23.54\text{m}^3/\text{d}$ ；第二批非油层段钻屑产生量为 1404.96m^3 ，钻井时间为 40.5 天，平均排放速率约为 $33.03\text{m}^3/\text{d}$ 。非油层段钻屑密度按 $2.6\text{g}/\text{cm}^3$ 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 钻屑源强核算结果表

时序	井数 (口)	钻井时间 (d)	非油层段钻屑 (m^3)	非油层段钻屑排放 速率 (m^3/d)	悬浮物源强 (kg/s)
第一批钻井	9	121.5	2875.11	23.54	0.71
第二批钻井	3	40.5	1337.55	33.03	0.99

3.1.2.2 钻井阶段产生的钻井液

(1) 钻井液产生量

本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井液产生量数据，本项目钻井液产生情况见表 3.1-3。

表 3.1-3 本工程钻井液产生情况表

时序	井数 (口)	非油层段钻井液 (m^3)	油层段钻井液 (m^3)	钻井液总量 (m^3)
第一批钻井	9	671.27	243.71	914.97
第二批钻井	3	200.64	67.41	268.05

合计	12	871.91	311.12	1183.02

本工程钻完井过程中，共产生钻井液 1183.02m³，其中油层段钻井液约 311.12m³，非油层段钻井液约 871.91m³。

(2) 环境污染防治措施

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运回陆地交由有资质单位处理。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（不得排放油层段钻屑和钻井液）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（ $\geq 30000\text{mg/L}$ ）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

本工程分两批次钻井，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 210m³，总计排放 2 次，排放速率最大为 35m³/h，一次排 6 个小时。

非油层段钻井液排放速率最大为 35m³/h，密度按 1.28g/cm³ 计，可知非油层段钻井液排放产生的悬浮物最大源强为 12.4kg/s。

3.1.2.3 悬浮泥沙

(1) 海底管道铺设

本工程拟建 1 条 CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台的海底混输管道，均采用后挖沟自然回填埋设法。埋设顶部距海床表面均为 1.5m，管沟底宽 1m，顶宽 2m。混输管道外管径 16in，挖沟速率为 1500m/d。该海区泥沙湿容重约为 1.7g/cm³（参考《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》）。此外，本项目起沙率按 15% 计算，悬浮泥沙含水率取 30%。根据以下悬浮物计算公式：

挖沟深度 (m) = 1.5m + 海管外管径 (in) × 0.0254；

挖沟截面积 = (上底 + 下底) / 2 × 挖沟深度；

每天搅动海底泥沙量 = 挖沟截面积(m²) × 每天挖沟长度 (m)；

搅动海底泥沙总量 = 挖沟截面积(m²) × 海管长度 (m)；

悬浮物源强=每天搅动海底泥沙量(m^3) $\times$ 泥沙湿容重($1.7\times 10^3\text{kg/m}^3$) $\times$ 起沙率(15%) $\times$ (1-含水率)/86400(s)。

按铺设过程中的移动源连续性排放悬浮物计算,本工程海底混输管道产生的悬浮物量约为 13726m^3 ,源强为 8.86kg/s ,详见表 3.2-4。

(2) 海底电缆铺设

本工程新建 1 条 CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台的海底电缆,采用边铺设边挖沟埋设法。埋设电缆顶部距海床表面为 2.0m,缆沟底宽 0.5m,顶宽 1.0m,电缆长度 4.8km,挖沟速率为 3000m/d。

根据上述悬浮物产生速率和产生量计算公式,按铺设过程中的移动源连续性排放悬浮物计算,源强为 9.30kg/s ,悬浮物的产生量为 7200m^3 ,详见表 3.1-4。

表 3.1-4 悬浮物污染源强一览表

来源	管径(in)	长度(km)	产生量(m^3)	排放速率(kg/s)
CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道	16	4.8	13726	8.86
CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底电缆	/	4.8	7200	9.30

3.1.2.4 施工期废水

(1) 废水产生量

a. 生活污水和机舱含油污水产生量

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 14378m^3 。平台、导管架施工阶段生活污水产生量为 $35\text{m}^3/\text{d}$,管道铺设阶段生活污水产生量为 $42\text{m}^3/\text{d}$,电缆铺设阶段生活污水产生量为 $14.4\text{m}^3/\text{d}$,钻完井阶段阶段生活污水产生量为 $42\text{m}^3/\text{d}$,依托设施改造阶段生活污水产生量为 $10.5\text{m}^3/\text{d}$ 。

施工期生活污水和机舱含油污水产生量核算表见表 3.1-5。

表 3.1-5 施工期生活污水和机舱含油污水产生量核算表

施工阶段	施工船舶数量 (艘)	施工人数 (人)	施工天数 (天)	生活污水 (m^3)	机舱含油污水 (m^3)
导管架海上运输、安装	8	52	45	819	180
平台组块海上运输、安装	6	52	30	546	90

海底管道铺设	3	100	30	1050	45
海底电缆铺设	2	100	10	350	10
钻完井（第一批）	2	120	169.5	7119	120
钻完井（第二批）	2	120	57	2394	65
依托设施改造	1	30	200	2100	100
合计				14378	610

b. 清管废液

原 WHPD 平台至 WHPE 平台的海底混输管道反向输送注水，清洗管道将产生含油的清洗废水，使用生产水进行管道清洗，产生约 800m³ 的清洗废液，清洗废液的主要污染物质为石油类，输往 CEPI 平台处理后回注地层。

c. 清管废水

CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台的海底混输管道在安装后，管道内可能存在一些焊渣和铁锈等杂物需要清除。根据设计，清管水为海水，CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台的海底混输管道产生清管废水为 200m³。拟建工程为新铺设海管，清管废水的主要污染物质为悬浮物，因此清管废水直接排放入海。

（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，计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。

本项目位于与最近陆地间距离大于 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（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 14378m³，其中施工船舶 4865m³，钻井平台 9513m³，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 8.97t。

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。则施工期生活污水中化学需氧量的排放量约 5.89t。

根据施工方案，平台、导管架施工阶段生活污水产生量为 18.2m³/d，管道铺设阶段生活污水产生量为 35m³/d，电缆铺设阶段生活污水产生量为 35m³/d，钻完井阶段阶段生活污水产生量为 42m³/d，依托设施改造阶段生活污水产生量为 10.5m³/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 610m³，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 0.366t。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。

3.1.2.5 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，其中食品废弃物按 1kg/（人·日），其它生活垃圾按 0.5kg/（人·日），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 61.62t，生产垃圾的产生量约 48.7t，其中一般工业固体废物 45.3t，危险废物 3.4t。施工期固体废物产生估算量见表 3.1-6。

表 3.1-6 施工期固体废物产生量

施工阶段	施工人数 (人)	施工天数 (天)	生活垃圾 产生量 (t)	一般工业固 体废物 (t)	危险 废物 (t)
导管架海上运输、安装	52	45	3.51	2.7	0.4
平台组块海上运输、安装	52	30	2.34		
海底管道铺设	100	30	4.5	1.1	0.2
海底电缆铺设	100	10	1.5		
钻完井（第一批）	120	169.5	30.51	38.9	2.6
钻完井（第二批）	120	57	10.26		
依托设施改造	30	200	9	2.6	0.2
合计			61.62	45.3	3.4

(2) 环境污染防治措施

施工期产生的生活垃圾分类收集，食品废弃物经处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 后排放，其他运回陆地处理。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，运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，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。

3.1.2.6 施工期废气

本工程位于渤海西部海域，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 $0.5\%\text{m/m}$ 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、 $44 \cdot n^{(-0.23)}\text{g/kWh}$ ，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。

3.1.2.7 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）。

3.1.2.8 海上建设阶段污染物汇总

海上建设阶段各种污染物的产生量汇总于表 3.1-7。

表 3.1-7 海上建设各阶段主要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	生活污水处理装置产生的生活污水	化学需氧量	14378m³	624mg/L	8.97t	14378m³	624mg/L （施工船舶） 300mg/L （钻井平台）	8.97t	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	610m³	600mg/L	0.366t	0	0	0	0	铅封，运回陆上交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理	
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		311.12m³		311.12m³	0	0	运回陆上交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理	
	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		311.12m³		0m³	0	0		
	钻井作业产生的非油层段钻井液		一般工业固体废物		871.91m³		871.91m³	871.91m³	12.4kg/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（不得排放油层段钻屑和钻井液）的要求，同时满足《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准（≥30000mg/L）的要求后排海	
	钻井作业产生的非油层段钻屑		一般工业固体废物		4212.66m³		0	4212.66m³	0.99kg/s （最大）		
	废弃边角料、包装材料等		一般工业固体废物		45.3t		45.3t	0	0		分类收集、运回陆上交有资质单位进行处理
	含油垃圾		危险废物		3.4t		3.4t	0	0		

	生活垃圾	生活垃圾	61.62t	61.62t	0	0	分类收集，食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm 后排放，其他运回陆地处理
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

本项目的产污环节主要包括生产作业区的生产工艺流程、清洗和维修作业、设备设施的运营等。

(1) 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) 新建平台上设有泵等设备设施，使用过程中会产生噪声。

本项目生产阶段产污环节和污染物种类见图 3.2-1。

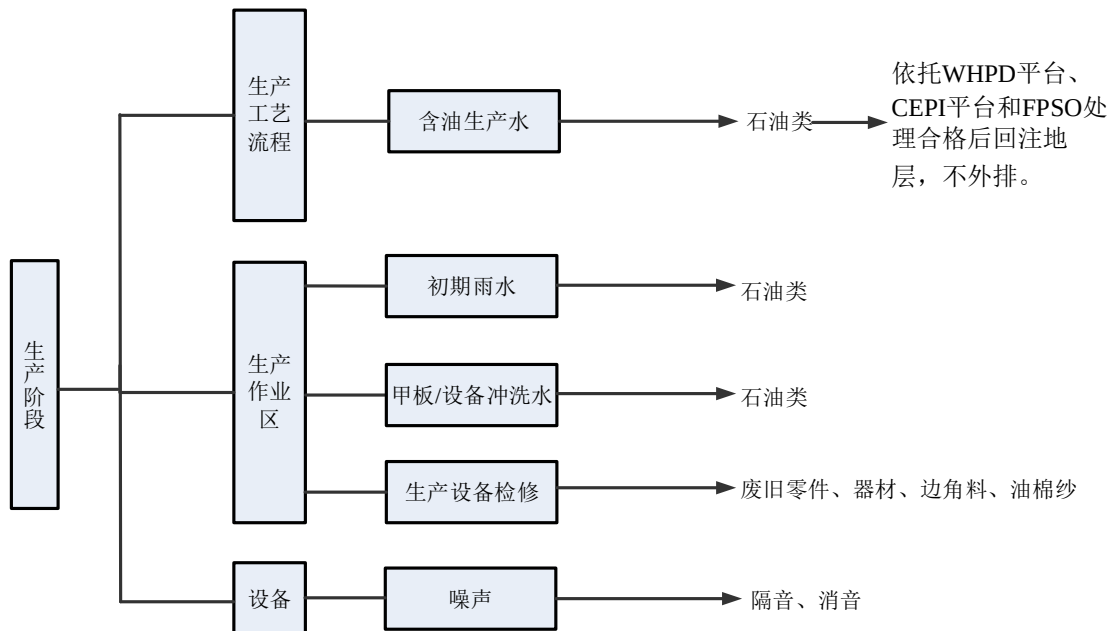


图 3.2-1 运营期产污环节分析和污染物种类

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

CFD11-6WHPK 平台含油生产水最大产生量为 [REDACTED]，WHPD 和 CEPI 平台含油生产水最大处理量为 [REDACTED]，FPSO 含油生产水最大处理量为 [REDACTED]。

(2) 环境污染防治措施

①正常工况

WHPK 平台井口物流通过海上连接段与 WHPE 平台井口物流汇合后通过新建的 WHPE 至 WHPD 混输海管外输至 WHPD 平台, 通过 WHPD 平台和 CEPI 平台处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。分离出的含油生产水处理达到《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 $\leq 30\text{mg/L}$) 后全部回注地层, 不外排。

②非正常工况

本工程进行期间及完工投产后, 受生产流程波动影响可能会出现非正常工况(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《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》(环审〔2018〕53 号), 该项目投产后年平均含油生产水中油类含量约 1000mg/L , 本项目新建平台位于曹妃甸 11-6 油田, 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。

本工程新建 CFD11-6WHPK 平台含油生产水产生量最大为 [REDACTED], 石油类浓度按照 1000mg/L 进行核算, 生产天数按照 347 天进行计算, 则石油类产生量约 [REDACTED]。含油生产水处理达到《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, 则石油类的回注量为 [REDACTED], 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, 产生油棉纱等含油垃圾产生量约 8t, 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 12t/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, 运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理, 处理措施需满足《中华

《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

由于曹妃甸 11-6 油田距离陆地最近的城市为唐山市，因此本项目初期雨水按唐山市地区暴雨公式（唐山市城建局，湿度和差法）进行估算，暴雨强度公式为：

$$q = \frac{935(1 + 0.87 \lg P)}{t^{0.6}}$$

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)

雨水量公式：Q=C·F·q

式中：Q-雨水量(L/S)；F-汇水面积 (ha)；C-径流系数，0.4-0.6 之间取值。本次评价取 0.6。

初期雨水一般为前 15min 的雨水，新建平台上部组块的最大面积为 460m²，经计算初期雨水量新增量 5.1m³/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 0.255kg/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

CFD11-6WHPK 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、管道及安

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道，最后进入生产工艺系统，不排海。

3.2.2.5 废气

本工程分离出的天然气供 CEPI 平台燃气透平发电机组使用或外输天然气管网。

3.2.2.6 噪声

新建平台上设有泵等设备设施，使用过程中会产生噪声，设备噪声级一般在 85dB（A）左右。

3.2.2.7 船舶污染物

在海上生产阶段，参加作业船舶主要为值班船，CFD11-6 WHPK 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）。

3.2.2.8 生活污水和生活垃圾

本工程新建平台为无人平台，运营期将不会有生活污水和生活垃圾的产生。

3.2.2.9 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	■	■	■	■	■	■	■	处理达标后全部回注，不外排
	初期雨水	石油类	5.1m³/次	50mg/L	0.255kg/次	5.1m³/次	50mg/L	0.255kg/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	
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		12t/a		12t/a	0	0	分类收集、运回陆上交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理
	油棉纱等含油垃圾		危险废物		8t/a		8t/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	泵等		频发		约 85dB (A)		隔声、消音	约 85dB (A)		运营期

3.2.2.10 工程扩建前后污染物排放量对比

生产阶段本工程建成前后污染物排放量对比情况见表 3.2-11。

表 3.2-11 工程扩建前后曹妃甸 11-6 油田污染物排放情况对比

类别	污染因子	现有工程	扩建工程	扩建后总量	与现状相比增减量	处理方式及去向
生活污水 (m ³ /a)	COD	2074	+0	2074	+0	经生活污水装置处理达标后排海
含油生产水 (m ³ /d)	石油类	■	■	■	■	经生产水处理装置处理达标后全部回注地层, 不外排。
初期雨水 (m ³ /次)	石油类	30.3	+5.1	35.4	+5.1	经开闭排系统, 进入原油处理系统
固体废弃物 (t/a)	生活垃圾	13.14	+0	13.15	+0	运回陆地处理
	生产垃圾	46	+20	66	+20	运回陆地交由有资质的单位处理

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

CFD11-6WHPK 平台为一座无人井口平台, 平台产出物流依托 WHPD/CEPI 平台进行处理。同时, 本项目对依托的 WHPE、WHPD 和 CEPI 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

CFD11-6WHPK 平台为无人井口平台，投产前后生活污水和生活垃圾的量无变化。

WHPK 平台井口物流通过海上连接段与 WHPE 平台井口物流汇合后通过新建的 WHPE 至 WHPD 混输海管外输至 WHPD 平台，通过 WHPD/CEPI 处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。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 WHPD 和 CEPI 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 CEPI 平台透平发电使用，剩余部分通过天然气海管输送至渤西南管网，WHPK 平台投产后，CEPI 平台接收天然气量发生变化，透平的气量发生变化，因此大气污染物的产生量和排放量有所变化。

3.4.2 含油生产水

(1) 含油生产水产生量

本项目投产前 WHPD 和 CEPI 平台主要接收处理 WHPD 平台、CEPI 平台、WHPE 平台和 WHPF 平台的含油生产水。本项目投产后，WHPD 和 CEPI 平台主要接收处理 WHPD 平台、CEPI 平台、WHPE 平台、WHPF 平台和 WHPK 平台的含油生产水，因此 WHPD 和 CEPI 平台的生产水量发生变化。

投产前后 WHPD 和 CEPI 平台处理含油生产水的变化量为 WHPK 平台产能分离出的水量，WHPD 和 CEPI 平台将物流处理为一定含水的原油，含油生产水最大增加为 [REDACTED]，处理前石油类浓度按照 [REDACTED] 进行核算，生产天数按照 347 天进行计算，石油类最大产生量约 [REDACTED]；含油生产水处理达到《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，生产水经处理合格后全部回注地层，石油类的最大回注量为 [REDACTED]。

综上，本项目投产前后，含油生产水的产生量和回注量增加 [REDACTED]，石油类的产生量增加 1679.48t/a，石油类的回注量增加 [REDACTED]。

(2) 环境污染防治措施

WHPD/和 CEPI 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) 标准后进行回注，不排海。

3.4.3 大气污染物

CFD11-6WHPK 平台投产后，物流与 WHPE 平台汇总后输往 WHPD 平台，通过 WHPD/CEPI 处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。WHPD 与 CEPI 分离出来的天然气，与来自渤南管网的天然气经增压处理后，一部分通过海底管道输送至 FPSO 作为燃料气供燃气透平发电机使用，剩余部分用作 CEPI 平台燃气透平发电机燃料，剩余部分通过天然气海管输送至渤西南管网，若不足则由渤西南天然气管网反输气。

本项目投产后新增的天然气量 [REDACTED]，将用于透平发电和放空。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 3.4-1 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)
最大增量	[REDACTED]	[REDACTED]

综上，本项目投产后， NO_x 排放量最大为 [REDACTED]。

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产生的主要污染物有钻屑、钻井液、悬浮物，机舱含油污水、生活污水、清管废液、清洗废水、生活垃圾、生产垃圾、废气和噪声。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。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；清洗废液的主要污染物质为石油类，输往 CEPI 平台回理后回注地层，不排海；清管废水的主要污染物质为悬浮物，直接排放入海对生物资源影响较小；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、非油层段钻井液和悬浮物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。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。

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，新建平台无污染物排放，对该区域的海洋生态环境影响很小。

3.6 环境影响要素和评价因子的分析与识别

根据《海洋工程环境影响评价技术导则》（GB/T 19485-2014）的有关要求，结合环境影响要素识别结果，确定本工程环境影响预测评价因子。根据海域周围环境的复杂性和工程自身特点，选取以下内容进行预测分析：工程建设前后的潮流形态变化，平台建设和海底管道埋设产生的悬浮物，事故溢油等，详见表 3.6-1。

表 3.6-1 环境影响预测评价因子一览表

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、非油层段钻井液和管道/电缆铺设悬浮泥沙的排放	+++
		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、管道/电缆铺设	+
	海洋生态和生物资源	浮游生物	平台建设、钻完井、管道/电缆铺设	++
		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、管道/电	+

			缆铺设	
	海洋地形地貌	局部海域冲淤	平台建设、管道/电缆铺设	+
	环境敏感区	悬浮物	平台建设、管道/电缆铺设、钻完井	+
运营阶段	海水水质	石油类	含油生产水	/
	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	+
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 区域自然环境概况

4.1 区域自然环境现状

4.1.1 气候气象

曹妃甸 11-6 油田海域位于我国季风气候区，属北温带近海大陆性气候。春季干旱多风，夏季火热多雨，秋季天高气爽，冬季寒冷干燥。

曹妃甸 11-6 油田海域夏季最高气温为 35℃，平均气温为 24℃；冬季平均气温为-1.7℃，最低气温为-14℃。

曹妃甸 11-6 油田海域最大降水量约 863.7mm，日最大降水量约为 164.5mm，最大小时降水量约为 35.0mm。雨量最多集中于 7~8 月份，这两个月的降水量约占全年降水量的 64%。

曹妃甸 11-6 油田海域最大相对湿度约为 98%，最小相对湿度约为 23%，平均相对湿度约 70.7%。

工程区域位于渤海海域，属季风气候，主导风向与季风变化相一致，冬季盛行偏北风，夏季盛行偏南风，冬、夏间各有一个过渡期。表 4.1-1 为油田海域的风速-风向联合分布统计，从中可以看出，本海区主风向为 SW，次主风向为 NE，图 4.1-1 为工程区域风玫瑰。

表 4.1-1 油田海域风速-风向联合分布统计

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

图 4.1-1 工程海域风玫瑰

4.1.2 海洋水文

4.1.2.1 潮汐

根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，曹妃甸油田海域的潮汐基本属于不正规半日潮。最高天文潮为 2.11m，最低天文潮位为-0.18m，平均海平面位于海图水深基准面以上 1.3m。

表 4.1-2 潮位特征值

要素	以海图基准面起算 (m)
最高天文潮位	2.11
平均海平面	1.30
海图水深基准面	0.00
最低天文潮位	-0.18

4.1.2.2 海流

根据《曹妃甸 11-6 油田扩建项目海底电缆管道路由调查勘测报告》中 2018 年 5 月在工程附近海域的海流观测资料，本海区海流以潮流为主，潮流性质以正规半日潮为主，潮流兼有旋转和往复两种特征但以往复流为主。 M_2 、 S_2 分潮流的贡献极大，浅水分潮方面， M_4 、 MS_4 相对主要分潮而言，分潮流都较小。

各层次海流落潮流向主要集中在 ESE、SE 向，相对应的涨潮流向集中在 NW、NNW 方向。观测各站都遵循海流流速自表至底递减的规律，强流均出现在表层，其中表层流速可达 60-69cm/s。各站底层流速相对较小，主要集中在 0-49cm/s 的区间范围内。

海流流速均小于 70cm/s，涨、落潮流平均流速位于 20cm/s-45cm/s 的区间范围内，总体上看表层、中层平均流速略大于底层平均流速。实测最大涨潮流流速为 61.9cm/s，最大落潮流流速为 47.1cm/s；对应流向为 285.9°和 91.9°。对于最大涨落潮流的流向特点，最大涨潮流流向主要集中在 270°-360°之间，与之对应的最大落潮流流向主要集中在 90°-180°范围。

4.1.2.3 波浪

根据《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》，工程海域的海浪以风浪为主，海域主浪向为 SW，次主浪向为 NE，根据波浪数值模拟结果，油田海域有效波高-波向联合分布见表 4.1-3，从表中可以看出，该海域最大有效波高可达 4.7m，方向为 NE。

表 4.1-3 工程海区有效波高-波向联合分布

方向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW	合计
频率 (%)	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值 (m)	■	■	■	■	■	■	■	■	■
平均值 (m)	■	■	■	■	■	■	■	■	■

4.1.2.4 海冰

曹妃甸海域一般年份从 12 月初至 1 月下旬，沿岸处开始结冰，翌年 3 月初海冰消失，冰期 3~3.5 个月。其中 1 月中旬至 2 月中旬，有一个月时间为盛冰期，沿岸固定冰宽可达 3km~5km。

4.1.2.5 地质地貌

CFD11-6WHPD 平台至新建 CFD11-6WHPK 平台路由区水深在 21.3m~27.1m 之间，路由区海底地形总体平缓，平均坡度为 0.21‰。

路由区海底平缓，主要为平滑海底，海底面分布有海底管道、水泥压块和施工痕迹。CFD11-6WHPE 平台南侧有 3 处桩靴距离路由中轴线较近，施工时需注意水深变化。除平台及周边区域之外，路由区未发现明显影响路由建设的地貌单元和障碍物。

图 4.1-2 海底管道/电缆路由区水深图

4.2 工程海洋资源和海域开发利用概况

本项目港口航运资源现状资料引自《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》(2018 年)、《曹妃甸 11-6 油田 WHPE 平台内挂井槽和 whpd 平台新增透平项目通航安全评估报告》(2018 年)和《曹妃甸 11-6 油田扩建项目通航安全影响咨询报告》(2019 年)。

4.2.1 港口资源及开发利用情况

工程周边港口主要有天津港、曹妃甸港区等港区,距离项目最近的港口为曹妃甸港,最近距离约为 30km,具体见图 4.2-1。

曹妃甸港:唐山港曹妃甸港区位于唐山市曹妃甸区辖境,西距天津港约 38 海里,东北距京唐港区约 33 海里。目前,唐山港曹妃甸港区的泊位分布在一港池、二港池、三港池和甸头作业区,包括首钢成品钢泊位、通用散货泊位,煤码头起步工程泊位、通用码头泊位和通用散货码头泊位等。

天津港:天津港是我国沿海主要港口和国家运输体系的重要枢纽,现有北疆港区、南疆港区、海河港区、东疆港区、大沽口港区、大港港区、北塘港区和高沙岭港区,是中国沿海港口功能最齐全的港口之一。

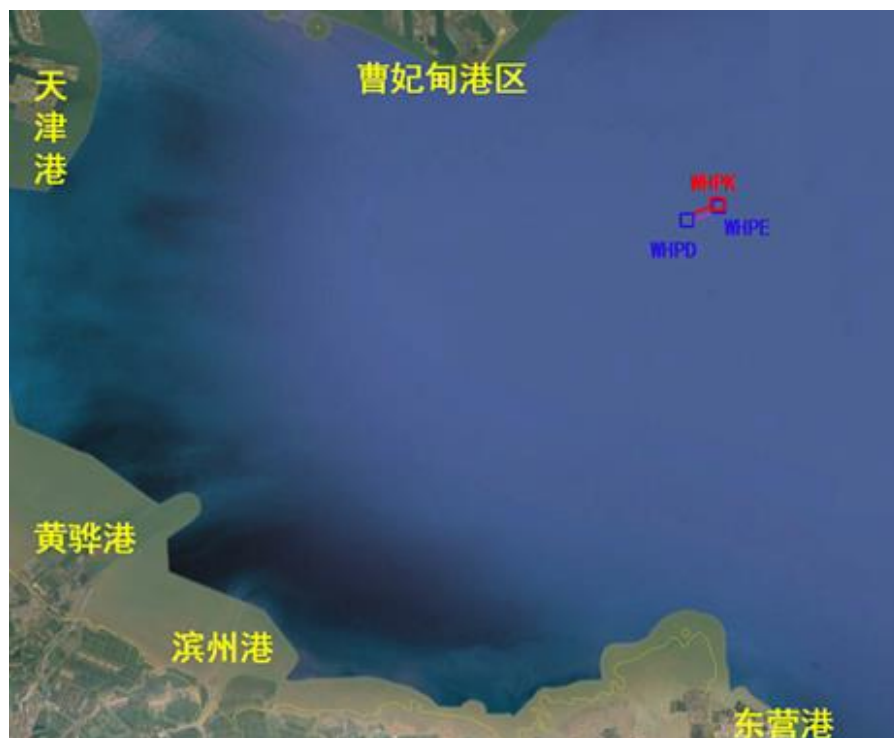


图 4.2-1 曹妃甸油田群附近港口分布

4.2.2 锚地

本工程最近的一处锚地为曹妃甸水域东侧港外锚地，最近距离约 16.7km。

东侧港外锚地为油船、大型散货船锚地，主要供大型散货船、原油船、LNG 船等锚泊。锚地面积约 128 平方公里，自然水深-21m 至-32m。

东侧港外锚地为下列地理位置连线内的水域：

38°54′ 12.00″ N/118°33′ 24.00″ E

38°57′ 00.00″ N/118°42′ 48.00″ E

38°50′ 10.98″ N/118°42′ 47.98″ E

38°51′ 17.08″ N/118°32′ 53.83″ E

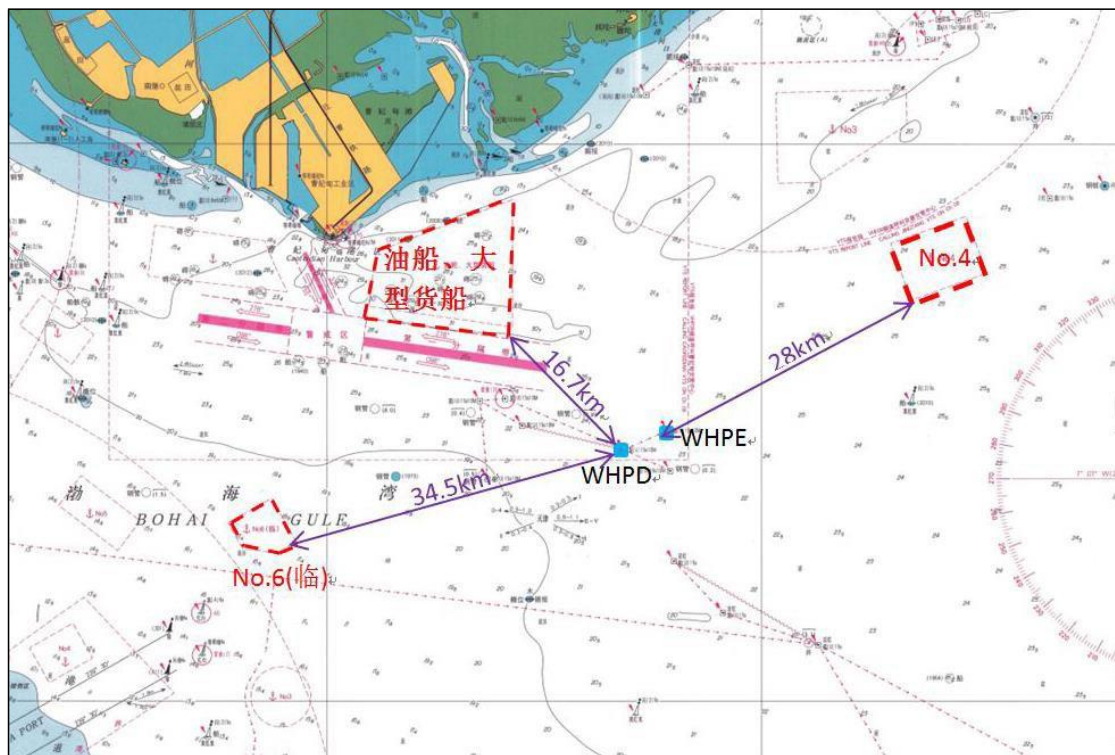


图 4.2-2 工程周边海域锚地示意图

4.2.3 习惯航线及规划航路

工程周边存在天津~老铁山水道、黄骅~老铁山水道规划航路/习惯航路。本工程新建平台 WHPK 通过 2m 栈桥与 WHPE 平台相连，最近航线为天津~老铁山水道规划航路/习惯航路，距 WHPE 平台距离约 0.6km，距 WHPD 平台距离约 3.0km。该工程所在水域船舶定线制主要有：曹妃甸水域船舶定线制，距离 WHPE 平台约 13.1km，距离 WHPD 平台约 10km，相距较远。新建平台与老平台栈桥链接，位于原有油田安全区内，没有涉及水域范围调整，没有改变建设水域通航环

境条件，不会对通航安全上产生新的影响。

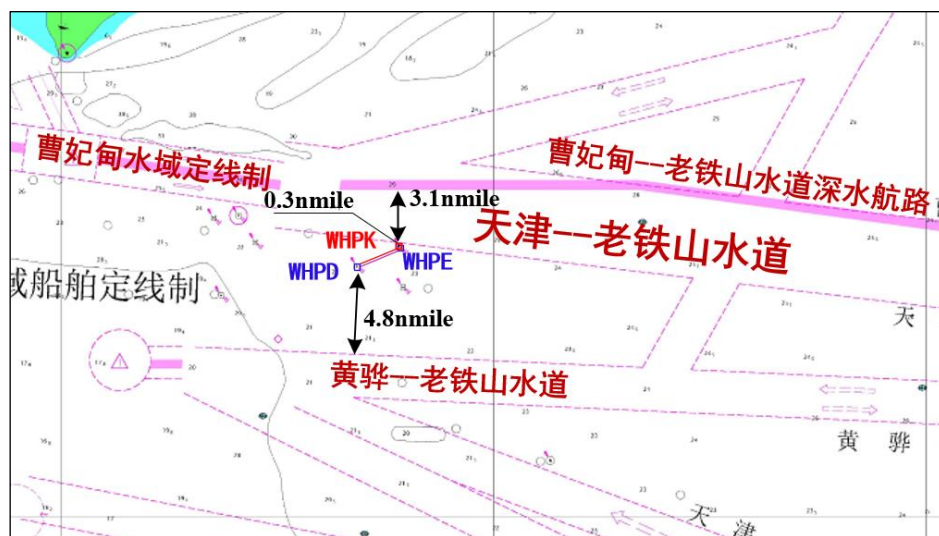


图 4.2-3 本工程与周边习惯航线位置关系示意图

4.2.4 海洋油气资源及油气开发活动

工程周边海域矿产资源丰富，尤其是石油、天然气资源。主要分布有南堡油田、秦皇岛 32-6 油田和渤中 3-2 油田。

(1) 南堡油田

南堡 35-2 油田现有设施包括 2 座平台（NB35-2CEP 平台和 NB35-2WHPB 平台），以及 NB35-2CEP 平台至 NB35-2WHPB 平台的海底电缆管道、NB35-2CEP 平台至 QHD32-6SPM 的海底混输管道。

本工程与南堡 35-2 油田距离约 33km。

(2) 秦皇岛油田

秦皇岛 32-6 油田位于渤海的中北部，西距邻近的南堡 35-2 油田约 20km，西北距京塘港约 20km。秦皇岛 32-6 油田主要生产设施包括 2 座综合处理平台（CEPI、CEPJ）、8 座井口平台（WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH）、1 座单点系泊系统 SPM、1 艘渤海世纪号 FPSO 以及相应的海底管道和电缆。

本工程与秦皇岛 32-6 油田现有生产设施的距离约为 38km。

(3) 渤中 3-2 油田

渤中 3-2 油田位于渤海中部海域，西距天津市塘沽约 145km，东距辽宁省旅顺市约 165km，西北距秦皇岛 32-6 油田约 20km。油田范围内水深约 24m~25m。

渤中 3-2 油田于 2010 年 3 月投产，主要开发设施为：隔水套管支撑井口+自安装采油平台+穿梭油轮（<4000t），包括隔水套管支撑井口一座，井口布置 6 个井槽，均为单筒双井，井口区通过 5m 长的栈桥与自安装采油平台相连，各种管汇和电缆敷设在栈桥上。

本工程与渤中 3-2 油田现有生产设施的距离约为 45km。

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

项目周边的自然保护区主要有山东黄河三角洲国家级自然保护区、滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区和河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区等。距离项目最近的海洋保护区为河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区。

（一）山东黄河三角洲国家级自然保护区

山东黄河三角洲国家级自然保护区是以保护黄河口新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主体的湿地类型自然保护区，位于山东省东营市的黄河入海口处，北临渤海，东靠莱州湾。1992 年 10 月由国务院批准建立，同年 12 月成立自然保护区管理局。总面积 1530 平方公里，分为南北两个区域，南部区域位于现行黄河入海口，面积 1045 平方公里；北部区域位于 1976 年改道后的黄河故道入海口，面积 485 平方公里。黄河三角洲自然保护区是中国暖温带最年轻、最广阔、保存最完整的湿地生态系统。区内鸟类众多，共有鸟类 367 种，其中候鸟 271 种。国家一级重点保护鸟类有丹顶鹤、东方白鹳等 12 种，国家二级保护鸟类有大天鹅、灰鹤等 51 种。区内植物资源丰富，共有植物 393 种，其中野生种子植物 116 种。盐地碱蓬、怪柳和罗布麻在自然保护区内广泛分布，是中国沿海最大的新生湿地自然植被区。

（二）滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区

滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区位于无棣县城北 60 公里处，贝壳堤岛全长 76 公里，贝壳总储量达 3.6 亿吨，是珍贵的海洋自然遗产，属海洋自然遗迹类型。保护区分布着大面积的滩涂、沼泽，形成了独特的泥质海岸湿地生态，区内有野生珍稀生物 459 种。有落叶盐生灌丛、盐生草甸、浅水沼泽湿地植被等各种植物共 350 种；有文蛤、四角蛤、扁玉螺、海豹等海洋生物 50 余种；湿地

里有豹猫、狐狸等 6 种野生动物，有东方铃蛙、黑眉锦蛇等两栖爬行动物 8 种，国家一、二级保护动物黑颈鹤、大鸨、大天鹅、小天鹅、白头鹤、鸳鸯、灰鹤等以及中日保护候鸟及其栖息环境协定中的长耳枭、短耳枭、家燕等 45 种鸟类在保护区内都有分布。

（三）河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区

河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区原名乐亭石臼坨诸岛省级自然保护区，是 2002 年 5 月 29 日经河北省人民政府批准建立的海洋自然保护区。保护面积 3774.7hm²，其中，核心区 1223.43hm²，占保护区总面积的 32.41%，缓冲区 993.00hm²，占 26.31%，实验区 1558.27hm²，占 41.28%。主要保护对象为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。保护区内有维管束植物 157 种，鸟类 19 目 56 科 408 种，其中国家级重点保护鸟类有 68 种，包括黑嘴鸥、半蹼鹬、白鹳、黑鹳、短尾信天翁等；《濒危野生动植物种国际贸易公约》规定种有 14 种；《中日候鸟保护协定》规定种有 176 种，有国家一类保护鸟类 12 种、国家二类保护鸟类 60 种；列入《中国濒危动物红皮书》的水鸟 21 种。

4.3.2 海洋特别保护区

工程项目周边的海洋特别保护区为东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区，于 2008 年 11 月 19 日由国家海洋局批复建立。

保护区距油田最近距离约为 52.1km。保护区位于挑河与四河之间，面积为 94.04 平方公里，共分为四个功能区。分别为生态保护区，面积 18.95 平方公里；资源恢复区，面积 28.29 平方公里；开发利用区，面积 14.12 平方公里；环境整治区，面积 32.68 平方公里。主要保护对象为半滑舌鳎及近岸海洋生态系统。

4.3.3 水产种质资源保护区

工程项目周边的水产种质资源保护区有曹妃甸中华绒螯蟹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和黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区等。

（一）祥云岛海域国家级水产种质资源保护区

祥云岛海域国家级水产种质资源保护区总面积 2000 公顷，其中核心区面积 635.3 公顷，实验区面积 1364.7 公顷。特别保护期为每年的 4 月 1 日～8 月 31

日。保护区位于河北省唐山湾祥云岛外海海域，是由 5 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为（119°01'47"E，38°57'53"N；119°03'50"E，38°57'55"N；119°07'29"E，38°55'38"N；119°08'12"E，38°54'19"N；119°07'28"E，38°54'03"N）。核心区是由 5 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为（119°04'10"E，38°57'27"N；119°06'47"E，38°55'49"N；119°06'13"E，38°55'16"N；119°03'36"E，38°56'54"N）。保护区内除核心区以外的范围为实验区。保护区主要保护对象为脉红螺、魁蚶、太平洋牡蛎、半滑舌鳎、褐牙鲆，其他保护对象包括许氏平鲉、斑鲷、日本枪乌贼、三疣梭子蟹、日本蟳等。

（二）曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区

曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区总面积 6809 公顷，其中核心区面积为 5463 公顷，实验区面积为 1346 公顷。核心区特别保护期为每年 4 月 25 日至 6 月 5 日和 9 月 30 日至 11 月 10 日。保护区地处河北省唐山市曹妃甸区西南部，位于第四农场、第七农场和第十一农场境内，东靠双龙河，南面、西面与南堡百里盐场沉淀池接壤，北依唐曹高速公路。保护区的核心区由产卵区、洄游通道和越冬区组成，产卵区是由 4 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118°17'15"E，39°10'26"N；118°17'22"E，39°08'35"N；118°20'21"E，39°08'44"N；118°19'52"E，39°10'33"N）；洄游通道由 7 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118°20'27"E，39°08'45"N；118°21'51"E，39°02'36"N；118°21'44"E，39°02'33"N；118°20'22"E，39°08'41"N；118°17'21"E，39°08'32"N；118°17'22"E，39°08'35"N；118°20'23"E，39°08'45"N）；越冬区由 4 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：（118°39'15"E，39°07'45"N；118°45'00"E，39°07'45"N；118°45'00"E，39°05'02"N；118°40'08"E，39°05'02"N）。实验区由三部分组成，中部实验区由 4 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118°19'04"E，39°12'40"N；118°17'08"E，39°12'13"N；118°17'15"E，39°10'26"N；118°19'05"E，39°10'32"N）；北部实验区由 4 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118°20'37"E，39°13'36"N；118°20'04"E，39°13'36"N；118°17'57"E，39°12'43"N；118°19'54"E，39°12'44"N）；淡水进水河道实验区由 6 个拐点顺次连线围成的水域，拐点坐标分别为：（118°22'38"E，39°15'50"N；118°20'08"E，39°12'44"N；118°20'27"E，39°08'45"N；118°20'23"E，39°08'45"N；118°20'04"E，39°12'44"N；118°22'31"E，39°15'51"N）。保护区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。

（三）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为原农业部 2007 年 12 月 12 日发布的国家水产种质资源保护区第一批名单里位于渤海的国家级水产种质资源保护区，总面积为 23219 平方公里，其中核心区为 9625 平方公里，实验区总面积为 13594 平方公里。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日，保护区位于渤海的辽东湾、渤海湾和莱州湾三湾内。渤海湾保护区位于渤海西部海域，渤海湾保护区核心区面积 6160 平方公里，核心区范围是由 4 个拐点顺次连线与西面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域，拐点坐标分别为（118°15'00"E，39°02'34"N；118°15'E，38°25'N；118°20'E，38°20'N；118°20'E，38°01'30"N）。该区主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、梭子蟹；保护区内还栖息着银鲳、黄鲫、青林沙丁鱼、中国毛虾、海蜇等渔业种类。

（四）黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区

黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区总面积为 10075.44 公顷，其中核心区面积为 4120.11 公顷，实验区面积 5955.33 公顷。

核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。保护区位于渤海湾山东省东营市利津县近海海域，是由 6 个拐点顺次连线围成的区域，拐点坐标分别为：(118°38'58.56"E，38°12'30.00"N；118°38'58.56"E，38°07'57.00"N；118°36'13.10"E，38°07'57.00"N；118°36'13.10"E，38°05'30.78"N；118°32'40.68"E，38°05'30.78"N；118°32'40.68"E，38°12'30.00"N)。核心区是由 6 个拐点顺次连线围成的海域，拐点坐标分别为：(118°37'50.42"E，38°11'40.77"N；118°35'29.88"E，38°08'46.23"N；118°33'48.82"E，38°06'46.37"N；118°37'50.42"E，38°08'46.23"N；118°35'29.88"E，38°06'46.37"N；118°33'48.82"E，38°11'40.77"N)。实验区是保护区内除核心区以外的区域，由 12 个拐点顺次连线围成，拐点坐标分别为：(118°38'58.56"E，38°12'30.00"N；118°38'58.56"E，38°07'57.00"N；118°36'13.10"E，38°07'57.00"N；118°36'13.10"E，38°05'30.78"N；118°32'40.68"E，38°05'30.78"N；118°32'40.68"E，38°12'30.00"N；118°37'50.42"E，38°11'40.77"N；118°35'29.88"E，38°08'46.23"N；118°33'48.82"E，38°06'46.37"N；118°37'50.42"E，38°08'46.23"N；118°35'29.88"E，38°06'46.37"N；118°33'48.82"E，38°11'40.77"N)。主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲷鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉

红螺等。

4.3.4 生态红线区

根据《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23号）和《山东省渤海海洋生态红线区划定方案（2013-2020年）》，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区为“大清河河口至小清河河口海域”，最近距离约为29.4km。。

4.3.5 重要渔业水域

我国《海洋环境保护法》第十章附则和第三章第二十条中明确定义，鱼虾类的产卵场、索饵场、越冬场、洄游通道和鱼虾贝藻的养殖场均为“渔业水域”，而渔业水域即为海洋生态保护对象，特别是渤海诸湾浅海水域又是主要经济渔业生物的产卵场和育幼场，它们的水深较浅，又有较强的封闭性和半封闭性，水交换能力和缓冲能力较弱，特别是幼体阶段对环境污染较敏感，比成体阶段更容易受环境的影响，一旦这些水域受到严重污染，将会给渔业资源带来惨重的后果。评价区周围海域为渤海多种鱼类的产卵场和索饵场并分布有多个国家级和地方级水产种质资源保护区，应为首要敏感保护目标。

4.3.5.1 主要渔业生物生境

根据有关研究结果（唐启升等，山东近海渔业资源开发与保护，农业出版社，1990；农业部渔业局编，黄渤海区渔业资源调查与区划，海洋出版社，1990）。

本区域按栖息水层分，有中上层鱼类和底层鱼类。中上层鱼类有：斑鲆、赤鼻棱鲢、中颌棱鲢、黄鲫、蓝点马鲛、银鲳、青鳞、扁颌针鱼、玉筋鱼和海龙等10余种；底层鱼类有：大银鱼、安氏新银鱼、梭鱼、小黄鱼、叫姑鱼、白姑鱼、方氏云鲷、短鳍鲷、绯鲷、小带鱼、裸项栉鰕虎鱼、矛尾刺鰕虎鱼、尖尾鰕虎鱼、锤魮鰕虎鱼、红狼牙鰕虎鱼、凹鳍孔鰕虎鱼、许氏平鲉、欧式六线鱼、鲷、焦氏舌鲷等20余种。

按生态类型分，评价区主要经济鱼类资源基本属于两个生态类型。

一是暖温性的广分布的种群，它们对多变的水文环境具有较强的适应能力，不进行长距离洄游，在渤海越冬，栖息在河口、岛礁和较浅水域，随着环境的变

化,作深浅水季节性移动。一般春、夏季游向岸边产卵,秋、冬季游向较深水域。

另一类是具有长距离洄游的多为暖温性及暖水性种类,分布范围较大,有明显的洄游路线,少数种类作较长距离的洄游。它们每年 4 月下旬至 6 月初随着水温升高,从越冬场北上开始进入渤海,到沿岸产卵繁殖和索饵育肥;11 月末、12 月初水温下降开始集结进行越冬洄游,到黄海中南部深水区越冬。对于洄游性的主要鱼类资源又可归纳为两个生态类群。第一类群:主要为黄渤海种群的暖温性鱼类,越冬场位于黄海中南部至东海北部的连青石、大沙、沙外及江外渔场。春、夏季鱼群大致分三路北上产卵洄游,进入渤海的一路鱼群的洄游路线比较长,由越冬场直接北上到达成山头外海,然后分成 2 支,一支继续向北到鸭绿江口进行产卵,另一支则折向西,经烟威外海进入渤海,分别游向莱州湾、渤海湾及辽东湾等产卵场。属于这一类群的鱼类主要是底层鱼类。如小黄鱼、带鱼、黄姑鱼等。第二类群:主要为黄渤海种群的暖水性鱼类。越冬场或在东海中南部,或在黄海南部至济州岛附近海区。春、夏季鱼群主要分三路北上作产卵、索饵洄游,各路模式特征是:一路从东海中南部越冬场出发,沿 $123^{\circ}00'E$ 线向北洄游,直达成山头附近即分别转向烟威和海洋岛渔场产卵;另一路则在成山头附近向西直接进入渤海;第三路从济州岛及其附近越冬场出发,向西北方向洄游,途径大沙渔场,然后分别到达青岛一石岛外海和海州湾产卵,产卵后的鱼群即向东、东南外海索饵。秋季这些鱼群大致沿 $123^{\circ}30'E$ 线南下进行越冬洄游。属于这一类群的鱼类为数不多,主要是中上层鱼类的鲈鱼、蓝点马鲛等。

4.3.5.2 主要经济鱼类洄游模式

本节内容来源于黄渤海区渔业资源调查与区划(海洋出版社,1990)以及近年渔业资源调查报告、渔业资源专题报告等。

(1) 鲹 *Engraulis japonicus*

鲹属鲹科,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。鲹的越冬场在对马、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。5 月主要在莱州湾及秦皇岛外海,6 月主要分布在渤海中部,7 月密集北移,集中于辽东湾和渤海中部,8 月分布和 7 月基本一致,9 月莱州湾和渤海湾鲹完全

消失，密集区移到秦皇岛外海和辽东湾，10 月分布在辽东湾和黄河口外，11 月在莱州湾再次出现密集中心，12 月仅在渤海中部有少量分布。产卵期是 6 月上、中旬。本工程所处海域与其索饵场的最近距离约 4km。

图 4.3-1 鲈洄游分布

(2) 白姑鱼 *Argyrosomus argentatus*

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

图 4.3-2 白姑鱼洄游分布

(3) 黄姑鱼 *Nibea albiflora*

黄姑鱼属石首鱼科，广泛分布于渤、黄、东、南海沿海及日本西部和韩国沿岸水域。为洄游性的暖温性底层鱼类，是洄游到渤海的重要经济鱼类之一。黄姑鱼 5 月出现于渤海，主群进入黄河口海区产卵，另有部分游向辽东湾大凌河口和滦河口海区产卵场。产卵后的鱼群在各产卵场附近水域分散索饵。6~7 月产卵后密集鱼群消失，仅莱州湾、黄河口有数量不多的分布，8 月莱州湾出现幼鱼密集中心，9~10 月幼鱼数量增多，分布面进一步扩大，整个莱州湾、黄河口以及辽东湾南部均有分布，11 月基本消失。黄姑鱼的产卵期为 5~6 月。本工程所处海域与产卵场的最近距离约 54km。

图 4.3-3 黄姑鱼洄游分布

(4) 蓝点马鲛 *Scomberomorus niphonius*

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

图 4.3-4 蓝点马鲛洄游分布

(5) 中国对虾

①生活习性

中国对虾又称东方对虾，属节肢动物门，甲壳纲，十足目，对虾科，对虾属。是我国分布最广的对虾类，中国对虾属广温、广盐性、一年生暖水性大型洄游虾类，雄虾俗称“黄虾”，一般体长 155 毫米，体重 30—40 克；雌虾俗称“青虾”，一般体长 190 毫米，体重 75—85 克。对虾全身由 20 节组成，头部 5 节、胸部 8 节、腹部 7 节。除尾节外，各节均有附肢一对。平时在海底爬行，有时也在水中游泳。

②洄游情况

渤海湾对虾每年秋末冬初，便开始越冬洄游，到黄海东南部深海区越冬；翌年春北上，形成产卵洄游。4 月下旬开始产卵，怀卵量 30-100 万粒，雌虾产卵后大部分死亡。卵经过数次变态成为仔虾，仔虾约 18 天经过数十次蜕皮后，变成幼虾，于 6—7 月份在河口附近摄食成长。5 个月后，即可长成 12cm 以上的成虾，9 月份开始向渤海中部及黄海北部洄游，形成秋收渔汛。其渔期在 5 月中旬至 10 月下旬。本工程所处海域与其索饵场的最近距离约 9km。

图 4.3-5 对虾洄游分布

(6) 毛虾

中国毛虾在世界上分布范围较窄，仅分布于渤海和我国、朝鲜的黄海沿岸，以及我国东海、南海沿岸，其它海域尚未发现。毛虾是一种生长迅速、生命周期短、繁殖力强、世代更新快、游泳能力弱的小型虾类，在生态习性上属于浮游动物类群，随潮流推移而游动于沿岸、河口和岛屿一带。适温范围为 11~25℃，适盐范围为 30~32‰。具有昼夜垂直与季节水平移动的特性，常年多生活于水质较肥的水域，不作长距离洄游。

毛虾具有明显的季节性移动。在渤海区，中国毛虾形成辽东湾群和莱州湾春汛所捕的毛虾属渤海西部群。渤海西部群毛虾在渤海中西部的深水区越冬，3 月

下旬开始向近岸移动，进入黄河口附近。5 月中旬以后，大中型毛虾先后接近沿岸区产卵，6 月份为产卵盛期。7 月上旬后剩余的越年虾群利夏世代幼虾移向深水区。本工程所处海域与其索饵场的最近距离约 25km。

图 4.3-6 毛虾洄游分布

(7) 三疣梭子蟹

梭子蟹属甲壳纲十足目梭子蟹科，因头胸甲呈梭子形，甲壳的中央有三个突起，所以又称“三疣梭子蟹”。为暖温性多年生大型蟹类动物，我国沿海均有分布，也是我国最大的一种蟹类。善于游泳，也会掘泥沙，常潜伏海底或河口附近，性凶猛好斗，繁殖力强，生长快。雄性脐尖而光滑，螯长大，壳面带青色；雌性脐圆有绒毛，壳面呈赭色，或有斑点。梭子蟹头胸甲梭形，宽几乎为长的 2 倍；头胸甲表面覆盖有细小的颗粒，具 2 条颗粒横向隆及 3 个疣状突起；额具 2 只锐齿；前侧缘具 9 只锐齿，末齿长刺状，向外突出。螯脚粗壮，长度较头胸甲宽长；长节棱柱形，雄性长节较修长，前缘具 4 锐棘。

梭子蟹的生殖活动分交配和产卵 2 次进行，7~8 月是越年蟹交配的盛期，当年生蟹的交配盛期在 9~10 月，可是直至翌年 6 月中旬产卵季节，仍有一定数量的幼蟹尚未交配。交配以后的雌体大量摄食，性腺迅速发育，至 11 月初离开近岸进行越冬洄游；翌年 4 月下旬底层水温升至 12℃时梭子蟹开始产卵，这时 60%以上梭子蟹雌体已经抱卵，卵块呈鲜艳的桔黄色，随着卵子的发育，约经 20 多天至 5 月下旬，卵子逐渐变为褐色或黑灰色，表示即将进入散仔孵化期，第一次散仔时间为 5 月底~6 月初；6 月中旬开始出现第二次产卵高峰，大部分雌体又开始抱卵，第二次抱卵孵化时间较第一次大为缩短，6 月下旬卵块即变为褐黑色并相继散仔。梭子蟹一般每年 2 次产卵，两次产卵的间隔时间为 45 天左右。本工程所处海域与其索饵场的最近距离 25km。

图 4.3-7 三疣梭子蟹洄游分布

4.3.6 曹妃甸海草床

目前，我国海草床分布划分为两个大区：中国黄渤海海草分布区和中国南海海草分布区。其中，渤海面积最大的海草床分别位于河北唐山市曹妃甸龙岛和山

东东营市黄河口附近。

于曹妃甸龙岛浅滩分布的海草床为我国迄今已发现的黄渤海最大的海草床。2019 年 9 月 1 日~6 日，自然资源部北海局组织北海环境监测中心调查队员前往河北曹妃甸开展海草床生态系统调查表明，曹妃甸海草床主要组成是鳗草，鳗草海草床主要分布于龙岛北部，分为南、北两部分，面积共约 50 平方千米，其中集中分布区 30 平方千米。海草床属于比较脆弱的生态系统，对外界条件的要求比较高，主要保护目标为海水水质及其生态系统。海草床水域海洋生物资源丰富，分布有日本蟳、花鲈、矛尾鰕虎鱼、脉红螺、斑鲆、许氏平鲉、短蛸等十余种游泳动物和菲律宾蛤仔、日本镜蛤、秀丽针纹螺等至少 5 种底栖生物。

本工程距离海草床的最近距离约 35km。

图 4.3-9 曹妃甸海草床分布图

4.3.7 养殖区

河北省海域养殖区域较多，养殖区主要分为围海养殖和海水养殖区。主要分布在河北省沿海近岸区域。距离本项目最近的海水养殖区约 24km。

图 4.3-10 项目附近海域养殖区分布图

4.3.8 主要环境敏感目标

本项目评价范围内的敏感目标主要有鳀产卵场和索饵场、白姑鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、对虾产卵场和索饵场。

本项目评价范围外的敏感目标主要有在施工及运营期间因各种原因产生的污染事故可能对周边的部分敏感目标造成影响。根据可能的污染源与敏感目标的相对位置、敏感目标的性质、敏感目标的功能，本工程主要环境保护对象见表 4.3-1，分布见图 4.3-11 和图 4.3-12。

表 4.3-1 本项目主要环境保护对象

敏感区类型		敏感目标名称		生态保护目标/保护期	位置关系	
					方位	最近距离 (km)
评价范围内	重要渔业水域	鳀	产卵场和索饵场	产卵期 6 月上、中旬	E	4
		白姑鱼	产卵场	产卵期 5-6 月	位于其中	
		蓝点马鲛	产卵场	产卵期 5-6 月	位于其中	
		对虾	产卵场和索饵场	产卵盛期 6 月	E	9
评价范围外	省级自然保护区	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区		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	N	39.5
	国家级自然保护区	滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区		贝壳堤和滨海湿地	SW	79.5
		山东黄河三角洲 国家级自然保护区	缓冲区	保护新生湿地生态系统和珍稀濒危鸟类为主的湿地类型自然保护区	S	60.9
			核心区		S	62.3
			实验区		S	63.9
	国家级海洋特别保护区	东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区		半滑舌鳎及近岸海洋生态系统	S	52.2
	水产种质资源保护区	祥云岛海域国家级水产种质资源保护区		脉红螺、魁蚶、太平洋牡蛎、半滑舌鳎、褐牙鲆，特别保护期为每年的 4 月 1 日~8 月 31 日	NE	26.5
		曹妃甸中华绒螯蟹 国家级水产种质资源保护区		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。核心区特别保护期为每年 4 月 25 日至 6 月 5 日和 9 月 30 日至 11 月 10 日。	N	40.4
		黄河口半滑舌鳎 国家级水产种质资源保护区		主要保护对象为半滑舌鳎，其它保护物种包括花鲈、梭鱼、鲢鱼、黑鲷、中国毛虾、三疣梭子蟹、文蛤、脉红螺等。核心区特别保护期为 6 月 1 日至 10 月 31 日。	S	59.8

敏感区类型	敏感目标名称		生态保护目标/保护期	位置关系	
				方位	最近距离 (km)
	辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区-渤海湾保护区	核心区	中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹及其物种多样性、水质。核心区特别保护期为 4 月 25 日-6 月 15 日。	W	46.1
河北省生态保护红线	大清河口至小清河口海域		保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	N	29.9
	龙岛旅游区		保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	N	32.7
	大清河口海岛旅游区		保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	N	39.5
	乐亭菩提岛诸岛保护区		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。具体包括：海岛岛体及周边海域、岛陆植被、海洋生物和鸟类及其栖息地。	N	41.1
山东省渤海海洋生态红线区	滨州贝壳堤岛与湿地系统禁止区		贝壳堤岛、湿地自然生态系统、自然岸线	SW	80.6
	黄河故道北三角洲禁止区		原生性湿地生态系统及珍禽	S	60.4
	黄河故道西三角洲限制区		原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	S	63.2
	黄河故道东三角洲限制区		原生性湿地生态系统及珍禽、半滑舌鳎等底栖鱼类	S	62.3
	东营河口浅海贝类禁止区		以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	SW	72.4
	东营利津底栖鱼类生态禁止区		半滑舌鳎等底栖鱼类及近岸海洋生态系统	S	54.7
	黄河口半滑舌鳎渔业海域限制区		半滑舌鳎种质资源及生存环境	S	60.2
	潮河一湾湾沟浅海贝类限制区		以文蛤为主的浅海贝类种质资源及生存环境	SW	68.1
	套尔河口渔业海域限制区		青蛤、四角蛤蜊、蛭蛭等种质资源及生存环境	SW	89.4
养殖区	养殖区		经济渔业资源	N、NE	24
	曹妃甸海草床		海草床生态系统	N	35
重要渔业水域	黄姑鱼		产卵期为 5 月至 6 月，产卵盛期 5 月中旬至 6 月上旬	NE、SE	54
	毛虾		产卵期 5-6 月	S	25
	三疣梭子蟹		产卵期主要在秋季（9 月底~11 月初），产卵盛期 10 月	S	25

图 4.3-11 曹妃甸 11-6 油田扩建项目周边环境敏感目标（保护区）

图 4.3-12 曹妃甸 11-6 油田扩建项目周边环境敏感目标（红线区）

5 环境现状调查与评价

本次环境质量现状调查与评价引用报告来源见下表。

表 5-1 现状调查资料来源一览表

因子	引用报告	调查单位	调查时间	站位数
水文动力环境	曹妃甸 12-6 油田开发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	2018 年 5 月	6
地形地貌	曹妃甸 11-6 油田扩建项目海底电缆管道路由勘测	青岛环海海洋工程勘察研究院	2019 年 9 月	/
水质	曹妃甸油田海洋生态环境监测与评价报告	国家海洋局北海环境监测中心	2018 年 5 月	48
	曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告	国家海洋局北海环境监测中心	2019 年 9 月	56
沉积物	曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告	国家海洋局北海环境监测中心	2019 年 9 月	33
生物生态	曹妃甸油田海洋生态环境监测与评价报告	国家海洋局北海环境监测中心	2018 年 5 月	29
	曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告	国家海洋局北海环境监测中心	2019 年 9 月	33
生物质量	曹妃甸油田海洋生态环境监测与评价报告	国家海洋局北海环境监测中心	2018 年 5 月	9
	曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告	国家海洋局北海环境监测中心	2019 年 9 月	12
	曹妃甸 12-6 油田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	2018 年 4 月	20
渔业资源	曹妃甸 12-6 油田开发项目渔业资源现状春季调查报告	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2018 年 5 月	12
	曹妃甸开发项目渔业资源秋季调查报告	中国水产科学研究院黄海水产研究所	2019 年 9 月	12

5.1 水文水动力现状调查与评价

渤海是一个半封闭的海域，风区短，水较浅，海浪能很快地成长并达到稳定状态；海浪以风浪为主，具有明显的季节变化特征。秋、冬季该海域平均波高最大约为 0.6m~0.8m，春季平均波高 0.5m~0.7m，夏季平均波高为 0.3 m~0.5m。

根据该海域的潮位观测资料调和分析，曹妃甸 11-6 油田海域潮汐类型属于不正规半日潮，潮汐判别指数：

$$A = (H_{K1} + H_{O1}) / H_{M2} = 1.22$$

收集了调查海域附近历史波浪资料（包括波高、周期等）及曹妃甸海洋站多

年连续水位监测资料，由潮汐调和常数可推算出各种特征潮位的数值。

本工程海域潮汐性质为不规则半日潮，其潮汐性质判别系数为 1.23~1.38。

5.1.1 调查概况

青岛环海海洋工程勘察研究院对工程海域的海流进行了现场观测。

观测方式：六站同步周日连续观测，观测时间间隔为 1h。

观测仪器：使用声学多普勒海流剖面仪。

观测日期：2018 年 5 月 16 日至 5 月 17 日（农历四月初二至四月初三，大潮期）。

站点布设：见表 5.1-1 和图 5.1-1。

表 5.1-1 海流观测站位

站位	北纬	东经	观测设备
P3			声学多普勒海流剖面仪
P5			
P12			
P14			
P26			
P28			

图 5.1-1 海流观测站位布设

5.1.2 流向流速出现频率

5.1.2.1 流向频率

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 5.1-2。实测海流矢量见图 5.1-2~图 5.1-4。

图 5.1-2 实测表层海流矢量图

图 5.1-3 实测中层海流矢量图

图 5.1-4 实测底层海流矢量图

由表可以看出：各站实测海流流向相对集中，落潮流流向集中在 WSW~W 向附近，涨潮流流向集中在 NE~E 向附近。

表 5.1-2 各向海流出现频率（%）

5.1.2.2 流速频率

表 5.1-3 为各站层、各级流速出现频率，由表中可以看出，各站层流速区间分布差别不大，最大流速区间在 70cm/s 左右。

表 5.1-3 各站各级流速 (cm/s) 出现频率 (%)

5.1.3 平均流速和最大流速

平均流速和最大流速分布见表 5.1-4，从表中可以看出：各站平均涨、落潮流流速大小相当而各有不同，总体上看表层、中层平均流速略大于底层平均流速；实测最大落潮流流速为 83.3 cm/s、对应流向为 269°，出现于 P26 站表层，最大涨潮流流速为 78.5 cm/s、对应流向为 76°，出现于 P5 站表层。

表 5.1-4 实测平均流速和最大流速及对应流向 (单位: cm/s, °)

5.1.4 潮流的调和分析

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

根据观测的数据个数，用准调和差比法计算各分潮流的调和常数。

5.1.4.1 潮流的性质

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

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

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

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

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

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

利用潮流类型分类判别标准，根据调和计算结果，算得潮流性质比值。由表

5.1-5 可以看出,各站层以正规半日潮流居多,P14 与 P28 站为不正规半日潮流,因此观测期间本海区潮流性质属半日潮流。

表 5.1-5 潮流性质分析结果

5.1.4.2 潮流的运动形式

反映潮流运动形式的参量为旋转率(亦称椭圆率) K' ,其值为该分潮流椭圆短轴与椭圆长的比值,其符号有“+”、“-”之分,正号表示分潮流为逆时针旋转,负号则为顺时针旋转。由表 5.1-6 得知该海区的潮流性质属半日潮流,因此主要半日分潮流(M_2 和 S_2)的运动形式即代表了该海区潮流的运动形式。

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

表 5.1-6 各主要分潮的椭圆要素

5.1.4.3 平均最大流速与可能最大流速

《海港水文规范》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 5.1-7 列出各站、各层不同潮期潮流的平均最大流速和可能最大流速矢量。

表 5.1-7 平均最大流速和可能最大流速计算结果(单位:cm/s,°)

5.1.5 余流

余流是由浅海中多种因素引起的,主要有潮汐余流(因摩阻、海底地形、边界形状种种原因使得潮流非线性现象所致)、风生流、密度流等。要把上述流动逐个分开是十分困难的,所以在这里描述的是实测的由各种流动合成的余流。由表 5.1-8 可以看出,近岸的 P12 与 P28 余流流速相对较大,其表层余流流速均超过 10 cm/s,另外近岸的 P3 站底层余流流速也超过了 5 cm/s,其余各站层余流流速较在 4 cm/s 以下;从余流流向上看,近岸的各站较为一致,均为 SW~WNW 向,离岸各站多为 NNE~ENE 向。

表 5.1-8 余流计算结果(单位:cm/s,°)

图 5.1-5 余流矢量图

5.1.6 悬浮泥沙

根据现场观测和实验室分析,将全潮水文泥沙测验中各站水体含沙量值进行统计分析,列于表 5.1-9。

表 5.1-9 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 16.0 mg/l~61.4 mg/l,近岸三个站含沙量最大值、最小值和平均值都大于远岸的三个站。

涨、落潮时段各站含沙量特征值见表 5.1-10。

表 5.1-10 各站平均含沙量特征值 (mg/L)

由表可看出,本海区落潮流时段的含沙量的平均值和最大值整体上略大于涨潮流时段。

5.1.7 小结

- 1、本工程海域潮汐性质为不规则半日潮,其潮汐性质判别系数为 1.23~1.38。
- 2、本海区海流以潮流为主,潮流性质属正规和不正规半日潮流;潮流运动形式以往复流为主,各站实测海流流向相对集中,落潮流流向集中在 WSW~W 向附近,涨潮流流向集中在 NE~E 向附近;
- 3、各站大潮期潮流平均最大流速的最大值为 78.5 cm/s,潮流的可能最大流速为 131.7 cm/s。从潮流的垂直分布情况看:各站均为流速随深度增加而递减,即表、中、底层流速依次递减;
- 4、观测期间,近岸的 P12 与 P28 两站余流流速最大,其表层余流流速均超过 10 cm/s,从余流流向上看,近岸的各站较为一致,均为 SW~WNW 向,离岸各站多为 NNE~ENE 向。
- 5、本海区落潮流时段的含沙量的平均值和最大值整体上略大于涨潮流时段。

5.2 地形地貌与冲淤环境现状调查与评价

5.2.1 海底地形特征

CFD11-6WHPD 平台至新建 CFD11-6WHPK 平台路由区海底地形总体平缓,平均坡度为 0.21%,从 WHPD 平台向 WHPK 平台水深逐渐变深,水深范围为 21.3m~27.1m。路由区最大最小水深均在已建平台附近,其中,最小水深位于 WHPD 平台附近(KP0 处);最大水深位于 WHPE 平台附近(KP4+787m 处),为该平台北侧的一处桩靴。路由区水深地形图见图 5.2-1。通过本次海底地形调

查结果与 2017 年海底地形调查结果对比分析，路由区整体水深基本没有变化，仅在路由两端平台附近海底地形略有变化。

CFD11-6WHPD 平台至新建 CFD11-6WHPK 平台路由区水深在 21.3m~27.1m 之间，路由区海底地形总体平缓，平均坡度为 0.21‰。

图 5.2 - 1 路由区水深地形图

5.2.2 浅地层特征

路由区海底表面至探测记录底部共划分 R0、R1、R2 三个界面，其中 R0 为海底。海底与各声阻抗界面之间共界定 2 套地层单元，由上而下分别命名为 A 层、B 层。

R1 界面的埋深在 2.4m~3.9m 之间，由 WHPD 平台至 WHPE 平台逐渐变浅，最浅位于 WHPE 平台附近。R2 界面的埋深在 6.4 m~10.9 m 之间，埋藏大于 10.0m 有两处，一处位于 WHPD 平台附近、一处位于工区中北部。R2 界面最浅埋深位于 WHPE 平台西南 500m 处。

综上所述，路由区未发现断层、浅层气、塌陷、底辟、侵蚀拖痕、滑坡、埋藏沙丘等对海底管道铺设具有潜在影响的灾害地质因素。

图 5.2-2 拟建路由区 R1 界面埋深图

图 5.2 - 3 拟建路由区 R2 界面埋深图

5.2.3 工程地质特征

该场区 12m 以浅的地基土自上而下划分为三大层，特征如下：

第①层：非常软到软的粉质黏土

灰黄色，饱和，塑性状态由软塑渐变为可塑，较均匀。

该层在场地中均有分布，厚度约 3.8~4.3m，层顶埋深 0.0m，该层在钻孔 PL1、PL2 中均有揭露；

该层上部 2.2~2.7m 为淤泥或淤泥质土，质软，现场微型十字板剪切强度 S_u

=7.0~8.0kPa; 在柱状样 G1-G5 中该层以淤泥为主, 十字板剪切强度 $S_u=2.0-7.0$ kPa;

该层其余部分为粉质黏土, 微型十字板剪切强度 $S_u=12.0-13.0$ kPa, 呈可塑状态。PL1 钻孔 2.4m 处夹黄褐色粉土薄层, 厚约 0.1m。

第②层: 中密的粉砂

黄褐色, 饱和, 中密, 表层为稍密的黄褐色粉土层, 层内夹少量粉土薄层, 偶见贝壳碎屑。

该层在场地中均有分布, 层顶埋深 3.8~4.3m, PL1 钻孔揭露层厚为 2.6m, PL2 钻孔自 3.8m 起至 12.0m 终孔均为该层, 底部渐变为灰色。PL1 钻孔该层顶部粉土厚度约 0.2m, PL2 钻孔该层顶部粉土厚度约 1.5m, 厚度差异较大。5.5m 深度现场标准贯入试验锤击数 $N=12-14$ 击, PL2 钻孔 8.8m 深度现场标准贯入试验锤击数 $N=21$ 击。

第③层: 硬的粉质黏土

黄褐渐变为绿灰色, 饱和, 可塑至硬塑, 较均匀, 夹粉土和粉砂薄层。

该层在场地中钻孔 PL2 钻孔底部有揭露, 层顶埋深为 6.9m, 最大揭露厚度为 5.1m。7.8m 现场微型十字板剪切强度 $S_u=55$ kPa, 9.8m 微型十字板剪切强度 $S_u=75$ kPa, 11.0m 微型十字板剪切强度 $S_u=55$ kPa。

经与参考的本路由两端的 CFD12-1E(WHPE) 井位钻孔、CFD11-6CEPI-BH 井位钻孔资料分析对比可知, 引用的两个钻孔的地层情况与性质与本次调查的两钻孔揭露的地层埋设、性质基本吻合。根据钻孔取样和室内土工试验资料, 拟建海底电缆管道路由区 10m 以浅的地基土以非常软到软的粉质黏土为主。综合分析海底浅层土的土质特性, 本次调查的路由区适合进行管道铺设。

5.3 海水水质现状调查及评价

春季调查时间为 2018 年 5 月 27 日至 2018 年 5 月 30 日, 调查内容包括海水水质、沉积物和海洋生物。春季生物质量引用《曹妃甸 12-6 油田海洋环境质量现状春季调查报告》中 2018 年 4 月 26 日-27 日调查的 20 个点位的生物质量数据作为补充。

秋季调查时间为 2019 年 9 月 14 日至 2019 年 9 月 16 日, 调查内容包括海

水水质、沉积物和海洋生物。

5.3.1 调查站位布设

5.3.1.1 2018 年 5 月

调查范围：监测围绕曹妃甸油田现有平台设施周围 15km 范围内，监测范围约 1900km²。涵盖了海洋石油 112 号 FPSO 以及 WGPA、WHPA、WHPC、WHPD、WHPE 和 WHPF 等平台及周围海域。

站位设置：调查首先按照网格进行站位设置。根据平台位置，以大致垂直于海岸线主体走向为断面，共设 8 个断面，断面间距约 7km；每个断面 6 个站位，站位间距约 7km，共 44 个环境质量现状调查站位。

海洋石油 112 号 FPSO 混合区（1.5km 内）设置 4 个加密水质站位。

综上，调查共设水质站位 48 个，沉积物和生物站位均为 29 个（占水质站位的 60.4%），生物质量 9 个。

表 5.3-1 2018 年 5 月现状调查站位及项目表

站号	经度	纬度	调查项目
1			水质、沉积物、生物
2			水质、沉积物、生物、生物质量
3			水质
4			水质、沉积物、生物
5			水质、沉积物、生物、生物质量
6			水质
7			水质、沉积物、生物
8			水质
9			水质、沉积物、生物
10			水质、沉积物、生物、生物质量
11			水质
12			水质、沉积物、生物
13			水质
14			水质、沉积物、生物
15			水质
16			水质、沉积物、生物
17			水质、沉积物、生物
18			水质、沉积物、生物
19			水质
20			水质、沉积物、生物、生物质量
21			水质、沉积物、生物
22			水质
23			水质、沉积物、生物
24			水质、沉积物、生物、生物质量
25			水质

26				水质、沉积物、生物
27				水质
28				水质、沉积物、生物
29				水质、沉积物、生物
30				水质
31				水质、沉积物、生物
32				水质、沉积物、生物
33				水质、沉积物、生物、生物质量
34				水质
35				水质、沉积物、生物、生物质量
36				水质、沉积物、生物
37				水质、沉积物、生物
38				水质、沉积物、生物
39				水质
40				水质、沉积物、生物、生物质量
41				水质
42				水质、沉积物、生物、生物质量
43				水质
44				水质、沉积物、生物
45				水质（加密站位）
46				水质（加密站位）
47				水质（加密站位）
48				水质（加密站位）

图 5.3 - 1 2018 年 5 月现状调查站位图

5.3.1.2 2018 年 4 月

站位布设：生物质量监测点位共计 20 个。

表 5.3-2 2018 年 4 月调查海洋生态环境影响监测站位及项目表

站位号	北纬	东经	调查项目
P1			生物质量
P3			生物质量
P5			生物质量
P7			生物质量
P9			生物质量
P10			生物质量
P12			生物质量
P13			生物质量
P15			生物质量
P16			生物质量
P19			生物质量
P21			生物质量
P24			生物质量
P26			生物质量
P28			生物质量

站位号	北纬	东经	调查项目
P29			生物质量
P30			生物质量
P31			生物质量
P32			生物质量
P33			生物质量

图 5.3 - 2 2018 年 4 月生物质量站位图

5.3.1.3 2019 年 9 月

调查范围：监测围绕曹妃甸油田现有平台设施周围 15km 范围内，监测范围约 1900km²。涵盖了海洋石油 112 号 FPSO 以及 WGPA、WHPA、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、CEPI 和 CEPJ 等平台及周围海域。

站位设置：调查首先按照网格进行站位设置。根据平台位置，以大致垂直于海岸线主体走向为断面，共设 8 个断面，断面间距约 7km；每个断面 6 个站位，站位间距约 7km，共 44 个环境质量现状调查站位。

在 FPSO 混合区（1.5km 内）设置 4 个加密水质站位。

分别在生活污水排放口的 CEPJ 和 CEPI 平台为中心，根据平台管道位置在距离平台 500 至 700m 范围各均匀布设 4 个加密监测点位，其中沉积物生物站位分别为 2 个。

综上，调查共设水质站位 56 个，沉积物和生物站位均为 33 个（占水质站位的 58.9%），生物质量 12 个。

表 5.3-3 2019 年 9 月现状调查站位及项目表

站号	经度	纬度	调查项目
1			水质、沉积物、生物
2			水质、沉积物、生物、生物质量
3			水质
4			水质、沉积物、生物
5			水质、沉积物、生物、生物质量
6			水质
7			水质、沉积物、生物
8			水质
9			水质、沉积物、生物
10			水质、沉积物、生物、生物质量
11			水质
12			水质、沉积物、生物
13			水质
14			水质、沉积物、生物
15			水质

站号	经度	纬度	调查项目
16			水质、沉积物、生物
17			水质、沉积物、生物
18			水质、沉积物、生物
19			水质
20			水质、沉积物、生物、生物质量
21			水质、沉积物、生物
22			水质
23			水质、沉积物、生物
24			水质、沉积物、生物、生物质量
25			水质
26			水质、沉积物、生物
27			水质
28			水质、沉积物、生物
29			水质、沉积物、生物
30			水质
31			水质、沉积物、生物
32			水质、沉积物、生物
33			水质、沉积物、生物、生物质量
34			水质
35			水质、沉积物、生物、生物质量
36			水质、沉积物、生物
37			水质、沉积物、生物
38			水质、沉积物、生物
39			水质
40			水质、沉积物、生物、生物质量
41			水质
42			水质、沉积物、生物、生物质量
43			水质
44			水质、沉积物、生物
45			水质（加密站位）
46			水质（加密站位）
47			水质（加密站位）
48			水质（加密站位）
49			水质、沉积物、生物（加密站位）
50			水质（加密站位）
51			水质、沉积物、生物（加密站位）
52			水质（加密站位）
53			水质、沉积物、生物（加密站位）
54			水质（加密站位）
55			水质、沉积物、生物（加密站位）
56			水质（加密站位）

图 5.3-3 2019 年 9 月现状调查站位图

5.3.2 调查因子

水质样品分 3 个层次进行采集：表层（低于表层 0.5m）、10m、底层（高于

泥线 2m)，石油类只调查表层样品。

盐度、pH、DO、COD、活性磷酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、铵盐、悬浮物、石油类（只调查表层样品）、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷，监测方法和分析方法见下表。

表 5.3-4 海水水质监测项目和分析方法

项目	测定项目	分析方法	检出限
海水水质	化学需氧量	碱性高锰酸钾法	0.15mg/L
	溶解氧	碘量法	0.32mg/L
	石油类	紫外分光光度法	3.5μg/L
	挥发性酚	4-氨基安替比林分光光度法	1.1μg/L
	pH	pH 计电测法	-
	硫化物	亚甲基蓝分光光度法	0.2μg/L
	铵盐	流动分析法	1.08μg/L
	亚硝酸盐	流动分析法	0.35μg/L
	硝酸盐	流动分析法	0.60μg/L
	活性磷酸盐	流动分析法	0.72μg/L
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.12μg/L
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.07μg/L
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.10μg/L
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03μg/L
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.05μg/L
	砷	原子荧光法	0.5μg/L
	汞	原子荧光法	0.007μg/L

5.3.3 评价标准

依据《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《河北省生态保护红线》、《河北省近岸海域环境功能区划》和《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》，春秋季调查站位中 3 个站位按照《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准进行评价，为一类水质目标区；6 个站位按照二类标准进行评价，为二类水质目标区；1 个站位按照三类标准进行评价，为三类水质目标区；其他站位按照一类标准评价，针对超标因子，评价至符合某类标准为止。各调查站位水质的评价标准见表 1.3-2、表 1.3-5 和表 5.3-5。

表 5.3-5 海水水质标准(mg/L, pH 除外)

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
pH	7.8~8.5		6.8~8.8	
DO	>6	>5	>4	>3
COD _{Mn}	≤2	≤3	≤4	≤5

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
无机氮	≤0.20	≤0.30	≤0.40	≤0.50
活性磷酸盐	≤0.015	≤0.030		≤0.045
石油类	≤0.05		≤0.30	≤0.50
挥发性酚	≤0.005		≤0.010	≤0.050
硫化物（以 S 计）	≤0.02	≤0.05	≤0.10	≤0.25
铜	≤0.005	≤0.010	≤0.050	
铅	≤0.001	≤0.005	≤0.010	≤0.050
锌	≤0.020	≤0.050	≤0.10	≤0.50
镉	≤0.001	≤0.005	≤0.010	
汞	≤0.00005		≤0.0002	≤0.0005
砷	≤0.020	≤0.030	≤0.050	
总铬	≤0.05	≤0.10	≤0.20	≤0.50

5.3.4 评价方法

（1）评价因子

COD、DO、pH、石油类、汞、铜、铅、镉、锌、总铬、砷、挥发性酚、活性磷酸盐、无机氮、硫化物。

（2）水质单因子评价方法

采用单因子指数法进行质量评价，标准指数的计算公式如下：

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

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\$ 点的实测值，mg/L；

\$C_{is}\$——评价因子 \$i\$ 的水质评价标准限值，mg/L。

海水 pH 的评价，由于其评价标准是一范围值而不是确定的某一个数值，标准指数用下式计算：

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

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

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

\$pH_j\$——pH 值实际统计值；

\$pH_{sd}\$——评价标准中 pH 值的下限值；

pH_{su} ——评价标准中 pH 值的上限值。

DO 评价指数按下式：

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

$$S_{DO,j} = \frac{|DO_f - DO_j|}{DO_f - DO_s} \quad DO_j > DO_f$$

$S_{DO,j}$ ——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 点的实测浓度，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，量纲一；

T——水温（℃）。

（3）评价结果

列表给出评价结果及超标率的统计。

5.3.5 调查结果

对各站实测数据进行统计分析，2018 年 5 月及 2019 年 9 月调查结果如下。

表 5.3-6 2018 年 5 月水质实测结果统计表（表层）

表 5.3-7 2018 年 5 月水质实测结果统计表（10m 层）

表 5.3-8 2018 年 5 月水质实测结果统计表（底层）

表 5.3-9 2019 年 9 月水质实测结果统计表（表层）

表 5.3-10 2019 年 9 月水质实测结果统计表（10m 层）

表 5.3-11 2019 年 9 月水质实测结果统计表（底层）

5.3.6 水质评价

选取 pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物为水质评价因子。

5.3.6.1 2018 年 5 月水质评价结果

2018 年 5 月调查结果显示，COD、DO、pH、无机氮、石油类、铜、镉、总铬、砷、硫化物、挥发性酚表、10m、底三层均满足所在功能区的水质标准要求。

活性磷酸盐、铅、锌和汞超出所在功能区水质标准要求。超标站位均位于一类水质目标区和按照一类标准评价区，超标要素浓度均符合第二类海水水质标准。

1) 活性磷酸盐：

表层海水活性磷酸盐标准指数范围为 0.05~1.78，超标率 2%。按照一类标准评价区中仅 1 个站位（8 号站）出现超标现象，超标站位活性磷酸盐符合第二类海水水质标准要求；第一、二、三类水质目标区中无超标站位。

调查海域 10m 层、底层海水磷酸盐标准指数均小于 1，未出现超标现象。

2) 铅：

表层海水铅标准指数范围为 0.10~2.01，超标率 65%。一类水质目标区有 1 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

10m 层海水铅标准指数范围为 0.15~2.02，超标率 75%。一类水质目标区有 2 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

底层海水铅标准指数范围为 0.1~2.12，超标率 62.5%。一类水质目标区有 1 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

3) 锌：

表层海水锌标准指数范围为 0.10~1.07，超标率 6.25%。一类水质目标区有 1 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

10m 层海水锌标准指数范围为 0.15~1.06，超标率 25%。一类水质目标区有 2 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

底层海水锌标准指数范围为 0.16~1.16，超标率 20.83%。一类水质目标区有 1 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

4) 汞：

表层海水汞标准指数范围为 0.21~1.14，超标率 2.08%，超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水汞浓度符合第二类海水水质标准要求。

调查海域 10m 层、底层海水汞标准指数均小于 1，未出现超标现象。

5.3.6.2 2019 年 9 月水质评价结果

2019 年 9 月调查结果显示，COD、DO、pH、无机氮、铜、镉、总铬、砷、硫化物、挥发性酚类、10m、底三层均满足所在功能区的水质标准要求。活性磷酸盐、石油类、铅、锌和汞超出所在功能区水质标准要求。

1) 活性磷酸盐：

表层海水活性磷酸盐标准指数范围为 0.19~1.73，超标率 3.57%。一类水质目标区有 1 个超标站位，按照一类标准评价区有 1 个超标站位，超标站位海水活性磷酸盐浓度符合第二类海水水质标准要求。

10m 层海水磷酸盐标准指数均小于 1，未出现超标现象。

底层海水活性磷酸盐标准指数范围为 0.19~1.84，超标率 3.57%。按照一类标准评价区有 2 个超标站位，超标站位海水活性磷酸盐浓度符合第二类海水水质标准要求。第一、二、三类水质目标区中无超标站位。

2) 石油类：

表层海水石油类标准指数范围为 0.09~1.02，超标率 1.79%。仅按照一类标准评价区内 1 个站位（10 号站）出现超标现象，超标倍数较小为 0.02，超标站位石油类符合第二类海水水质标准要求。其中油田平台附近的站位石油类均不超标，超标站位 10 号站位于调查海区西南部，远离油田平台中心区域。

3) 铅：

表层海水铅标准指数范围为 0.12~2.39，超标率 75%；一类水质目标区有 3 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

10m 层海水铅标准指数范围为 0.16~2.04，超标率 37.5%；超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

底层海水铅标准指数范围为 0.18~2.4，超标率 73.21%；一类水质目标区有 3 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水铅浓度符合第二类海水水质标准要求。

4) 锌：

表层海水锌标准指数范围为 0.14~1.23，超标率 35.71%；一类水质目标区有

2 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

10m 层海水锌标准指数范围为 0.32~1.19，超标率 37.5%；超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

底层海水锌标准指数范围为 0.11~1.23，超标率 30.36%；超标站位均位于按照一类标准评价区，超标站位海水锌浓度符合第二类海水水质标准要求。

5) 汞：

表层海水汞标准指数范围为 0.17~1.97，超标率 23.21%；二类水质目标区有 2 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区。

10m 层海水汞标准指数范围为 0.43~1.77，超标率 25%；3 个超标站位均位于二类水质目标区。

底层海水汞标准指数范围为 0.24~1.46，超标率 23.21%；二类水质目标区有 3 个超标站位，其他超标站位均位于按照一类标准评价区。

表 5.3-12 2018 年 5 月调查海域表层海水标准指数评价结果

表 5.3 - 13 2018 年 5 月调查海域 10m 层海水标准指数评价结果

表 5.3 - 14 2018 年 5 月调查海域底层海水标准指数评价结果

表 5.3 - 15 2019 年 9 月调查海域表层海水标准指数评价结果

表 5.3 - 16 2019 年 9 月调查海域 10m 层海水标准指数评价结果

表 5.3 - 17 2019 年 9 月调查海域底层海水标准指数评价结果

5.3.7 超标原因

(1) 活性磷酸盐

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》，渤海近岸以外海域海水质量状况良好，近岸局部海域海水环境污染依然严重。渤海海水环境主要超标物质为无机氮和活性磷酸盐，无机氮是劣四类水质海域的主要污染因素，冬季渤海中部局部海域活性磷酸盐超第一类海水水质标准。本工程现状调查结果表明，调查海域水质总体较好，其中营养盐类主要污染因子为活性磷酸盐。部分站位活性磷酸盐超出功能区所要求的水质标准，本工程现状调查结果与历年公报结论基本相符。

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可知，渤海沿岸主要河流每年向海水中输入大量的营养盐类污染物，同时陆源入海排污口超标排放营养盐类污染物，因此，陆源污染物大量排海是导致调查海域营养盐超标的主要因素。

(2) 重金属类

a. 江河径流输入

参照 2013 年至 2016 年的《中国海洋环境质量公报》和 2017 年《中国海洋生态环境状况公报》的可以看出，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，2017 年河北省沿岸主要河流污染物入海量约 26.5 吨，是海水中重金属部分来源，初步估计是调查海域铅、锌、汞超标的原因之一。

表 5.3-18 2013 年-2017 年主要河流污染物排海情况

重金属污染物	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
锌 (吨)	20743	14620	16243	10535	6974
铜 (吨)	3703	1026	3318	2413	2826
铅 (吨)	2004	1830	858	575	445
汞 (吨)	40	44	49	39	49
镉 (吨)	138	120	83	83	105
总量 (万吨)	2.7	1.8	2.1	1.4	1.0

(引自 2013 年-2016 年《中国海洋环境质量公报》、2017 年《中国海洋生态环境状况公报》)。

表 5.3-19 2013 年-2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量

重金属污染物	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
锌 (吨)	605	346	339	344	539
铜 (吨)	283	87	85	55	116
铅 (吨)	283	70	70	51	89
汞 (吨)	1.7	1.6	1	1	0.8
镉 (吨)	15	6.5	7	7	10
总量 (吨)	1188	511	502	458	754.8

(引自 2013 年-2017 年《北海区海洋环境公报》)。

表 5.3-20 2014 年-2017 年河北省沿岸主要河流污染物入海量

重金属污染物	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
总量 (吨)	44.63	97	20.8	26.5

(引自 2014 年-2017 年《河北省海洋环境环境状况公报》)。

b. 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；铜含量为（6.5~94.9）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，湿沉降中铜含量为（1.3~77.6）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。

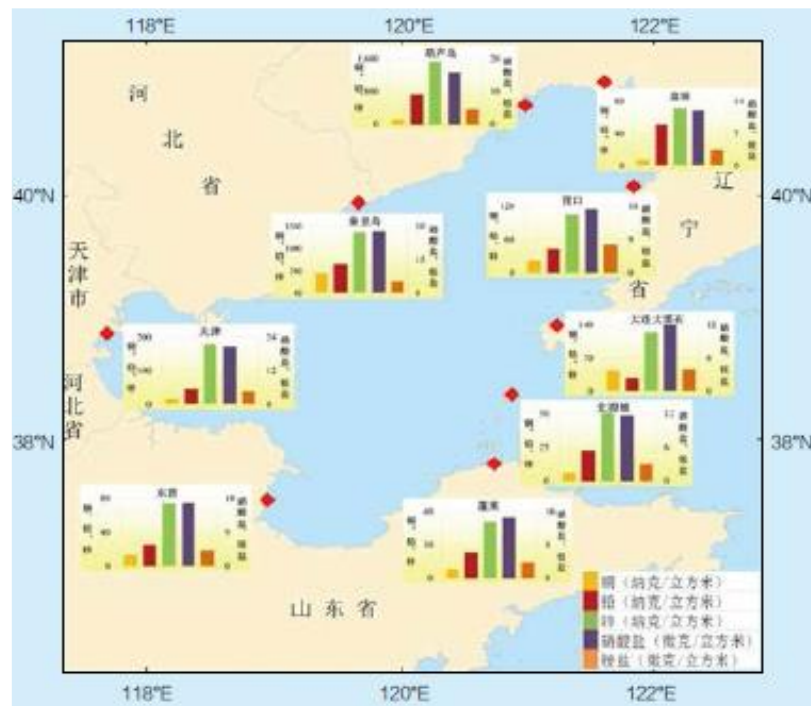


图 5.3 - 3 2017 年渤海近岸海域大气气溶胶污染物含量
(引自 2017 年《北海区海洋环境公报》)

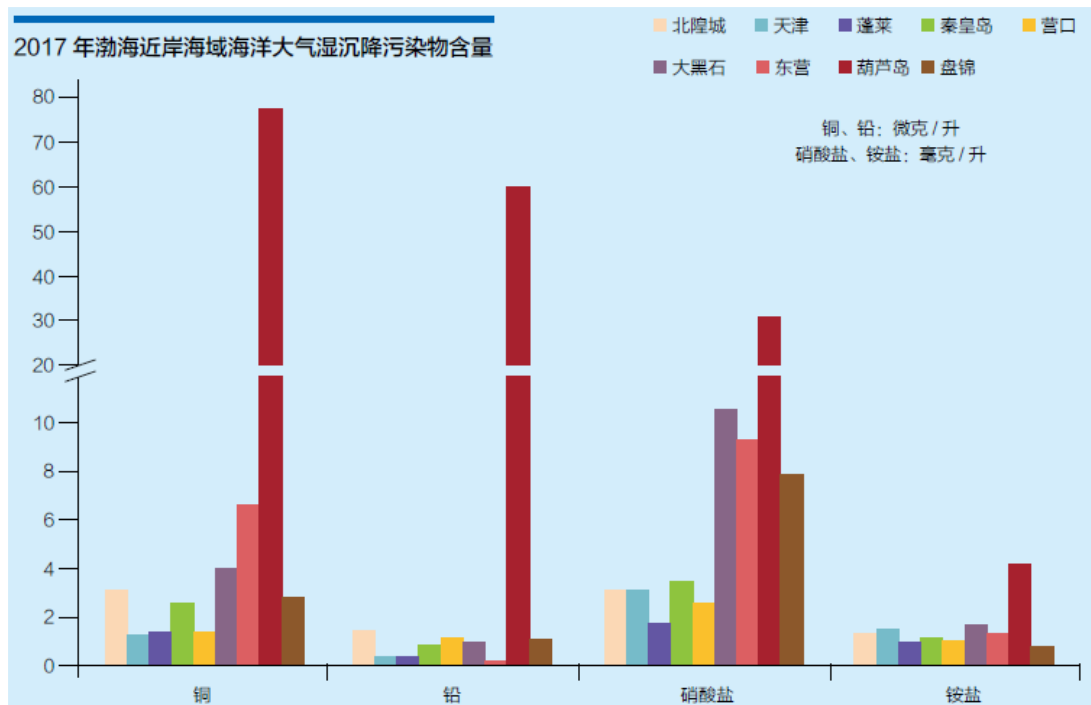


图 5.3-4 2017 年渤海近岸海域海洋大气湿沉降污染物含量

(引自 2017 年《北海区海洋环境公报》)

c. 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，该项目位于渤海，渤海是全球 11 个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。石油类超标站位为 10 号站位，距离曹妃甸 11-6 油田距离较远，其超标与油田开发没有必然的联系。

综上，调查海域的主要超标营养盐类污染物为活性磷酸盐，与历年海洋环境公报描述大致相符，估计与附近海域陆源污染物大量排海和大量海水养殖有关。调查海域铅和汞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。2013 年-2017 年，调查海域的河流入海污染物中锌的排放量呈现出逐年下降的趋势，但调查海域中锌仍然超标，锌超标原因不能明确。

5.4 沉积物环境质量现状评价

5.4.1 调查因子

沉积物调查因子包括：石油类、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、有机碳及沉积物粒度分析。监测方法和分析方法见下表。

表 5.4-1 沉积物监测项目和分析方法

项目	测定项目	分析方法	检出限
海洋沉积物	石油类	紫外分光光度法	3.0mg/kg
	硫化物	碘量法	4mg/kg
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.008ng/g
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.070ng/g
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	0.160ng/g
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.015ng/g
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.010ng/g
	汞	原子荧光法	0.002mg/kg
	砷	原子荧光法	0.06mg/kg
	有机碳	元素分析法	1.0mg/kg
	粒度	筛析法、沉析法	-

5.4.2 评价标准

2019 年 9 月调查站位中 7 个站位按照《海洋沉积物质量》(GB18668-2002)中的第一类沉积物质量标准进行评价,其他站位按照一类标准评价,针对超标因子,评价至符合某类标准为止。各调查站位沉积物的评价标准见表 1.3-3、表 1.3-5 和表 5.4-2。

表 5.4-2 沉积物质量评价标准

项目	有机碳	石油类	硫化物	铅	镉	锌	铜	汞	铬	砷
级别	(%)	(mg/kg)								
一类标准	≤2.0	≤500.0	≤300.0	≤60.0	≤0.5	≤150.0	≤35.0	≤0.2	≤80.0	≤20.0
二类标准	≤3.0	≤1000.0	≤500.0	≤130.0	≤1.5	≤350.0	≤100.0	≤0.5	≤150.0	≤65.0
三类标准	≤4.0	≤1500.0	≤600.0	≤250.0	≤5.0	≤600.0	≤200.0	≤1.0	≤270.0	≤93.0

5.4.3 沉积物评价方法

(1) 评价因子

汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、石油类、硫化物、有机碳。

(2) 单因子污染指数法

单因子污染指数法的计算公式如下:

$$P_i = C_i / S_i$$

式中： P_i ——污染物 i 的污染指数；

C_i ——污染物 i 的实测值；

S_i ——污染物 i 的质量标准值。

5.4.4 沉积物特征状况

2019 年 9 月调查 33 个沉积物测站的粒度分析结果表明，该海域沉积物类型有 7 种，粘土质粉砂（YT）在测站中的比例为 58.6%，是主要的沉积物类型。调查结果见表 5.4-3。调查海域各要素测定结果见表 5.4-4。

表 5.4-3 秋季调查海域沉积物类型分析结果

表 5.4-4 2019 年 9 月沉积物实测结果统计表

5.4.5 沉积物质量评价

各评价要素单因子指数评价统计结果见表 5.4-5 和表 5.4-6。

2019 年 9 月调查区沉积物中，所有站位沉积物各要素评价标准指数均小于 1，均符合所在功能区划内沉积物质量要求，因此所有站位沉积物均符合功能区划环境保护要求。

表 5.4-5 2019 年 9 月调查海域海洋沉积物标准指数评价结果统计表

表 5.4-6 2019 年 9 月调查海域沉积物标准指数结果

5.5 海洋生物生态现状调查与评价

5.5.1 调查方法

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

（1）叶绿素 a 及初级生产力

依据《海洋监测规范》（GB17378.4-2007）水质样品采集的原则，叶绿素 a 样品按水质样品层次采集水样 250mL，经孔径为 0.8μm 的滤膜过滤后，干燥冷藏保存，采用萃取荧光法进行分析。

（2）浮游生物

浮游动物分别采用浅水 I 型和浅水 II 型浮游生物网,浮游植物样品采用浅水 III 型浮游生物网,自底(距底 2m)至表垂直拖网取得。样品经 5%福尔马林海水溶液固定保存。以个体计数法进行分析,浮游生物密度换算成个/m³,浮游动物生物量换算成 mg/m³ 作为监测水域的现存量指标。浮游动物以浅水 I 型浮游生物网的样品为准,夜光藻(*Noctiluca scintillans*)的密度以浅水 II 型浮游生物网样品为准。

(3) 底栖生物

底栖生物样品系用 0.05m² 曙光型采泥器采集,每站采泥 2 次,所获泥样经孔径为 0.5mm 的套筛冲洗后,挑拣全部生物个体作为一个样品,生物标本浸于 75%酒精溶液中固定保存。生物量系根据酒精标本重量计算,称重在感量为 0.001g 的电子天平上进行。

5.5.2 分析方法

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

(1) 香农—韦佛 (Shannon—Weaver) 多样性指数 H' :

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

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

(2) 皮诺 (Pielou) 均匀度指数 J :

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

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

(3) 物种丰富度 Margalef 指数 d_{Ma} :

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

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

(4) 优势度 D :

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

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

5.5.3 叶绿素 a 和初级生产力

2018 年 5 月调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.29\mu\text{g/L}$ ~ $4.90\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.30\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 1 号站，最低值出现 32 号站。调查海域各站 10m 层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.69\mu\text{g/L}$ ~ $3.41\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.03\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 23 号站，最低值出现 29 号站。调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.42\mu\text{g/L}$ ~ $5.17\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.42\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 10 号站，最低值出现在 31 号站。垂直分布上，各层次叶绿素 a 浓度的平均值相差不大。调查海域各站初级生产力变化范围为 $444.83\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ~ $951.83\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $651.35\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

2019 年 9 月调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.40\mu\text{g/L}$ ~ $2.14\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.07\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 40 号站，最低值出现在 35 号站。调查海域各站 10m 层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.53\mu\text{g/L}$ ~ $2.66\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.16\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 31 号站，最低值出现在 18 号站。调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.55\mu\text{g/L}$ ~ $3.01\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.29\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 40 号站，最低值出现在 2 号站。垂直分布上，各层次叶绿素 a 浓度的平均值相差不大。调查海域各站初级生产力变化范围为 $39.29\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ~ $210.22\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $104.42\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

表 5.5-1 2018 年 5 月调查海域叶绿素 a 和初级生产力统计表

表 5.5-2 2019 年 9 月调查海域叶绿素 a 和初级生产力统计表

5.5.4 浮游植物

(1) 种类组成

2018 年 5 月调查海域共鉴定浮游植物 21 种（类），其中硅藻门 16 种，占浮游植物出现种数的 76.19%；甲藻门 4 种，占 19.05%；绿藻门 1 种，占 4.76%。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种为主，硅藻在调查海域占绝对优势。

2019 年 9 月调查海域共鉴定浮游植物 70 种（类），其中硅藻门 57 种，占浮游植物出现种数的 81.43%；甲藻门 13 种，占 18.57%。调查海域浮游植物种类组成以近海广温、广盐种为主，硅藻在调查海域占绝对优势。

（2）密度平面分布

2018 年 5 月，调查海域浮游植物密度变化范围在 $(0.05\sim1.36) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 0.32×10^4 个/ m^3 。最高值出现在 9 号站，最低值出现在 33 号站。

表 5.5 - 3 2018 年 5 月浮游植物总密度及优势种密度 ($\times 10^4$ 个/ m^3)

2019 年 8 月，调查海域浮游植物密度变化范围在 $(16.14\sim84.38) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均密度为 44.61×10^4 个/ m^3 。最高值出现在 37 号站，最低值出现在 2 号站。

表 5.5 - 4 2019 年 8 月调查浮游植物总密度 ($\times 10^4$ 个/ m^3)

（3）优势种

2018 年 5 月调查，在密度上占优势的浮游植物种类为：具槽帕拉藻(*Paralia sulcata*)、圆筛藻 (*Coscinodiscus sp.*) 和微小原甲藻 (*Prorocentrum minimum*)，其密度分别占浮游植物总密度的 27.54%、18.59%和 16.73%。

a.具槽帕拉藻

该种的站位出现率为 44.83%，各站间细胞数量变化范围在 $(0\sim0.67) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 0.09×10^4 个/ m^3 。

b.圆筛藻

该种的站位出现率为 100%，各站间密度变化范围在 $(0.01\sim0.32) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 0.06×10^4 个/ m^3 。

c.微小原甲藻

该种的站位出现率为 48.28%，各站间密度变化范围在 $(0\sim0.25) \times 10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 0.05×10^4 个/ m^3 。

2019 年 9 月调查，在密度上占优势的浮游植物种类为：圆筛藻(*Coscinodiscus sp.*)、劳氏角毛藻 (*Chaetoceros lorenzianus Grunow*) 中肋骨条藻 (*Skeletonema costatum Cleve*)。其密度分别占浮游植物总密度的 61.40%、8.48%和 6.04%。

a.圆筛藻

该种的站位出现率为 100%，占生物密度比例 61.40%，各站间细胞数量变化

范围在 $(8.69\sim70.50) \times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均为 27.39×10^4 个/ m^3 。

b. 劳氏角毛藻

该种的站位出现率为 48.48%, 占生物密度比例 8.48%, 各站间细胞数量变化范围在 $(0.28\sim34.49) \times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均为 7.81×10^4 个/ m^3 。

c. 中肋骨条藻

该种的站位出现率为 63.64%, 占生物密度比例 6.04%, 各站间细胞数量变化范围在 $(0.14\sim24.93) \times 10^4$ 个/ m^3 之间, 平均为 4.24×10^4 个/ m^3 。

(4) 群落特征

多样性指数、均匀度、丰度、优势度是反映浮游植物群落结构特点的一些重要参考指标。若样品的多样性指数值高、均匀度大、丰度值高、优势度低, 表明调查海域浮游植物群落结构相对较复杂而稳定, 其生态结构能承受一定程度的干扰而不易崩溃。

2018 年 5 月调查海域浮游植物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-5。浮游植物样品的多样性指数 (H') 介于 0~2.51 之间, 平均值为 1.49, 整体显示群落结构状况一般。

2019 年 9 月调查海域浮游植物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-6。浮游植物样品的多样性指数 (H') 介于 0.37~2.99 之间, 平均值为 1.81, 整体显示群落结构状况较好。

表 5.5-5 2018 年 5 月调查浮游植物各站群落参数统计

表 5.5-6 2019 年 9 月调查浮游植物各站群落参数统计

5.5.5 浮游动物

(1) 种类组成

2018 年 5 月调查海域浮游动物共有 37 种 (类), 包括甲壳动物 19 种 (其中桡足类 18 种, 占浮游动物种类组成的 48.65%, 磷虾类 1 种, 占浮游动物种类组成的 2.70%), 共占浮游动物种类组成的 51.35%; 浮游幼虫幼体 10 种, 占 27.03%; 水母类 6 种, 占 16.22%; 毛颚类和原生动物各 1 种, 各占 2.70%。甲壳动物桡足类是调查海域的主要组成类群。

2019 年 9 月调查海域大中型浮游动物共有 38 种 (类), 包括甲壳动物 16 种 (其中桡足类 10 种, 占浮游动物种类组成的 26.32%, 端足类 2 种, 占 5.26%, 糠

虾类、涟虫类、等足类各 1 种，占浮游动物种类组成的 2.63%)，共占浮游动物种类组成的 42.11%；刺胞动物 6 种，占 15.79%；浮游幼虫幼体 13 种，占 34.21%；尾索动物 2 种，占 5.26%，毛颚类 1 种，各占 2.63%。甲壳动物桡足类是调查海域的主要组成类群。

(2) 生物量平面分布

浮游动物生物量以浅水 I 型网获得的大中型浮游动物生物量为准。

2018 年 5 月调查海域浮游动物湿重生物量变化范围在 (0.24~1.04) mg/m^3 之间，平均为 0.55 mg/m^3 。

2019 年 9 月调查海域浮游动物湿重生物量变化范围在 (44~351.4) mg/m^3 之间，平均为 128.22 mg/m^3 。

(3) 密度分布

2018 年 5 月调查海域大中型浮游动物密度变化范围在 (41.29~2906.59) 个/ m^3 之间，平均值为 630.82 个/ m^3 。密度最高值出现在 36 号站，最低值出现在 12 号站。中小型浮游动物密度在 (75.22~9032.93) 个/ m^3 之间，平均值为 2258.33 个/ m^3 。密度最高值出现在 7 号站，最低值出现在 9 号站。

表 5.5 - 7 2018 年 5 月调查大中型浮游动物种类数、生物量、总密度及优势种密度统计表

表 5.5 - 8 2018 年 5 月调查中小型浮游动物种类数、总密度及优势种密度统计表

2019 年 9 月浮游动物密度变化范围在 (56~336.79) 个/ m^3 之间，平均值为 176.17 个/ m^3 。密度最高值出现在 2 号站，最低值出现在 26 号站。

表 5.5 - 9 浮游动物种类数、总密度及优势种密度统计表

(4) 优势种

2018 年 5 月调查海域大中型浮游动物中占优势的种类为腹针胸刺水蚤、拟长腹剑水蚤和中华哲水蚤，其密度分别占浮游动物总密度的 31.05%、22.13%和 19.40%。

a. 腹针胸刺水蚤

该种的站位出现率为 100%，其密度变化范围在 (12.60~383.33) 个/ m^3 之间，平均值为 195.88 个/ m^3 。

b.拟长腹剑水蚤

该种的站位出现率为 68.97%，其密度变化范围在（0~1680.85）个/m³ 之间，平均值为 139.60 个/m³。

c.中华哲水蚤

该种的站位出现率为 100%，其密度变化范围在（1.01~464.58）个/m³ 之间，平均值为 122.37 个/m³。

2018 年 5 月调查海域中小型浮游动物中占优势的种类为拟长腹剑水蚤、腹针胸刺水蚤和克氏纺锤水蚤，其密度分别占浮游动物总密度的 45.89%、13.42% 和 12.91%，尤以拟长腹剑水蚤为绝对优势种。

a 拟长腹剑水蚤

该种的站位出现率为 89.29%，其密度变化范围在（0~6226.34）个/m³ 之间，平均值为 1036.45 个/m³。

b.腹针胸刺水蚤

该种的站位出现率为 100%，其密度变化范围在（30.99~991.53）个/m³ 之间，平均值为 303.06 个/m³。

c.克氏纺锤水蚤

该种的站位出现率为 85.71%，其密度变化范围在（0~1495.87）个/m³ 之间，平均值为 291.53 个/m³。

2019 年 9 月调查海域中占优势的种类为中华哲水蚤、强壮箭虫、真刺唇角水蚤。

a.中华哲水蚤

该种的站位出现率为 100%，占总密度 36.47%，其密度变化范围在（10~188）个/m³ 之间，平均值为 64.25 个/m³。

b.强壮箭虫

该种的站位出现率为 100%，占总密度 26.57%，其密度变化范围在（10~111.36）个/m³ 之间，平均值为 46.81 个/m³。

c.真刺唇角水蚤

该种的站位出现率为 96.97%，占总密度 7.75%，其密度变化范围在（1.85~38）个/m³ 之间，平均值为 14.08 个/m³。

（5）群落特征

多样性指数、均匀度、丰度和优势度等参数能反映浮游动物群落结构的稳定性。

2018 年 5 月，调查海域大中型和中小型浮游动物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-10 和表 5.5-11。大中型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 0.81~2.81 之间波动，波动幅度为 2.00，平均值为 2.02。调查海域大中型浮游动物多样性指数最高值出现在 4 号站，最低值出现在 23 号站。大中型浮游动物均匀度 (J) 在 0.29~0.81 之间波动，波动幅度为 0.52，平均值为 0.62。丰度 (d) 在 1.15~3.60 之间波动，波动幅度为 2.45，平均值为 2.14。优势度 (D_2) 在 0.37~2.98 之间波动，波动幅度为 2.61，平均值为 1.09。中小型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 1.13~3.09 之间波动，波动幅度为 1.97，平均值为 2.22。多样性指数最高值出现在 38 号站，最低值出现在 36 号站。中小型浮游动物均匀度 (J) 在 0.34~0.92 之间波动，波动幅度为 0.59，平均值为 0.66。丰度 (d) 在 1.20~4.44 之间波动，波动幅度为 3.24，平均值为 2.53。优势度 (D_2) 在 0.47~2.16 之间波动，波动幅度为 1.69，平均值为 0.97。

2019 年 9 月调查海域大中型浮游动物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-12。调查海域浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 1.15~3.06 之间波动，平均值为 2.36。多样性指数最高值出现在 35 号站，最低值出现在 28 号站。均匀度 (J) 在 0.49~0.92 之间波动，平均值为 0.68。丰度 (d) 在 0.58~1.95 之间波动，平均值为 1.36。优势度 (D_2) 在 0.4~0.88 之间波动，平均值为 0.66。

综合上述群落特征指数，调查海域浮游动物种类较为丰富，多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平，表明浮游动物群落结构稳定性良好。

表 5.5-10 2018 年 5 月调查海域大中型浮游动物各站群落特征参数统计

表 5.5-11 2018 年 5 月调查海域中小型浮游动物各站群落特征参数统计

表 5.5-12 2019 年 9 月调查海域大中型浮游动物各站群落特征参数统计

5.5.6 底栖生物

(1) 种类组成

2018 年 5 月调查海域共鉴定底栖生物 47 种 (类)，隶属于纽形动物门、环节动物门、软体动物门、节肢动物门、棘皮动物门、半索动物门和刺胞动物门。其中环节动物多毛类 27 种，占底栖生物种类组成的 57.45%；节肢动物甲壳类 10

种，占 21.28%；软体动物 6 种，占 12.77%；纽形动物门、棘皮动物门、半索动物门和刺胞动物门各 1 种，分别占总种类数的 2.13%。环节动物多毛类和节肢动物甲壳类是调查海域底栖生物的主要组成类群。

2019 年 9 月调查海域共鉴定底栖生物 76 种（类），隶属于扁形动物门、刺胞动物门、纽形动物门、环节动物门、软体动物门、节肢动物门、棘皮动物门和脊索动物门。其中环节动物多毛类 36 种，占底栖生物种类组成的 47.37%；节肢动物甲壳类 24 种，占 31.58%；软体动物 5 种，占 6.58%；棘皮动物、脊索动物各 4 种，占 5.26%；扁形动物、刺胞动物、纽形动物各 1 种，占 1.32%。环节动物多毛类和节肢动物甲壳类是调查海域底栖生物的主要组成类群。

（2）生物量组成与分布

2018 年 5 月调查海域底栖生物生物量变化范围在（0.1~144.2）g/m² 之间，平均为 12.92 g/m²。生物量最高值出现在 44 号站，最低值出现在 28 号站。生物量组成以软体动物最占优势，平均值为 12.13 g/m²，占底栖生物生物量组成的 93.91%，其次为多毛类。各测站底栖生物生物量组成见表 5.5-13。

2019 年 9 月调查海域底栖生物生物量变化范围在（0.6~53.6）g/m² 之间，平均为 10.62 g/m²。生物量最高值出现在 42 号站，最低值出现在 55 号站。生物量组成以环节动物最占优势，各站平均值为 4.00g/m²，占底栖生物生物量组成的 37.68%，其次为节肢动物，平均值为 2.50 g/m²，占 23.55%。各测站底栖生物生物量组成见表 5.5-14。

（3）密度组成与分布

2018 年 5 月调查海域底栖生物密度变化范围在（20~320）个/m² 之间，平均为 138.97 个/m²。密度最高值出现在 23 号站，最低值出现在 28 号站。底栖生物密度组成以环节动物多毛类占优势，平均值为 101.38 个/m²，占总密度的 72.95%（见表 5.5-15），其次为软体动物和甲壳类。

2019 年 9 月调查海域底栖生物密度变化范围在（100~1040）个/m² 之间，平均为 333.6 个/m²。密度最高值出现在 44 号站，最低值出现在 32 号站。底栖生物密度组成以环节动物多毛类占优势，平均值为 245.5 个/m²，占总密度的 73.6%（见表 5.5-16），其次为节肢动物。

（4）群落特征

底栖生物样品的群落特征指数除能反映群落结构状况外，还能在一定程度上

反映其栖息环境的状况。多样性指数高,表明底栖生物生存的沉积环境质量状况良好。

2018 年 5 月,调查海域底栖生物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-17。调查海域底栖生物样品的多样性指数(H')在 0~3.29 之间波动,平均值为 2.58。调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高,均匀度、优势度基本正常,因此,该海域底栖生物群落结构基本正常,底质环境质量状况良好。

2019 年 9 月,调查海域底栖生物各站群落参数值分析统计结果见表 5.5-18。调查海域底栖生物样品的多样性指数(H')在 1.62~4.02 之间波动,平均值为 3.06。调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高,均匀度、优势度基本正常,因此,该海域底栖生物群落结构基本正常,底质环境质量状况良好。

表 5.5-13 2018 年 5 月调查海域底栖生物生物量组成统计表

表 5.5-14 2019 年 9 月调查海域底栖生物生物量组成统计表

表 5.5-15 2018 年 5 月调查海域底栖生物密度组成统计表(个/ m^2)

表 5.5-16 2019 年 5 月调查海域底栖生物密度组成统计表(个/ m^2)

表 5.5-17 2018 年 5 月调查海域底栖生物各站群落参数值统计

表 5.5-18 2019 年 9 月调查海域底栖生物各站群落参数值统计

5.6 生物质量

5.6.1 评价因子及调查方法

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。

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。

海洋生物质量主要选取监测区内具有代表性的生物样品,使用 1.0 米宽阿氏底拖网进行生物个体采集,拖网时间为 40 min。所获生物个体作为生物质量样品进行保存和分析。测定生物体内的石油类和重金属(铬、铅、砷、汞、铜、镉和锌)的含量。

表 5.6-1 调查项目分析及检出限

项目	测定项目	分析方法	检出限	引用标准
生物质量	石油烃	荧光分光光度法	0.2mg/kg	GB17378.6-2007
	汞	原子荧光法	0.002mg/kg	
	砷	原子荧光分光光度法	0.2mg/kg	
	铜	电感耦合等离子体-质谱法	0.08ng/g	HY/T 147.3-2013
	铬	电感耦合等离子体-质谱法	0.30ng/g	
	铅	电感耦合等离子体-质谱法	0.03ng/g	
	镉	电感耦合等离子体-质谱法	0.03ng/g	
	锌	电感耦合等离子体-质谱法	1.66ng/g	

5.6.2 评价标准

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

表 5.6-2 海洋生物质量评价标准(单位:湿重 mg/kg)

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

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

5.6.3 评价方法

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

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

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

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

5.6.4 调查结果

2018 年 5 月调春季调查中调查 9 个站位，共监测 10 个生物样品体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞和石油烃的含量。共采集到日本枪乌贼、鲷和许氏平鲈生物体样品。其中日本枪乌贼属于软体动物的头足类；鲷和许氏平鲈属于鱼类。春季调查海洋底栖生物体内污染物含量详见表 5.6-3。

2018 年 4 月春季调查中的 20 个站位，共监测 22 个生物样品体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞和石油烃的含量。春季调查海洋底栖生物体内污染物含量详见表 5.6-4。

2019 年 9 月秋季调查中调查 12 个站位，共监测 15 个生物样品体内铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞和石油烃的含量。生物样品主要为矛尾虾虎鱼和口虾蛄。其中，矛尾虾虎鱼属于鱼类，口虾蛄为甲壳动物。秋季调查海洋底栖生物体内污染物含量详见表 5.6-5。

表 5.6-3 2018 年 5 月调查海域生物质量监测结果

表 5.6-4 2018 年 4 月调查海域生物质量监测结果

表 5.6-5 2019 年 9 月调查海域生物质量监测结果

5.6.5 评价结果

三次调查所采集到的生物体未出现超标情况。

(1) 软体动物（双壳类）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。

(2) 软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子重金属铜、铅、锌、镉和汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。

(3) 软体动物（非双壳类）、甲壳类、鱼类，生物质量评价因子石油烃含量满足《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中的质量标准。

表 5.6-6 2018 年 5 月调查海域生物质量污染指数表

表 5.6-7 2018 年 4 月调查海域生物质量污染指数表

表 5.6-8 2019 年 9 月调查海域生物质量污染指数表

5.7 渔业资源

5.7.1 调查概况

5.7.1.1 调查站位布设

本次评价主要采用中国水产科学研究院黄海水产研究所 2018 年 5 月和 2019 年 11 月在本海域的调查资料。春季和秋季渔业调查站位布设见下列图表。

表 5.7-1 2018 年 5 月渔业调查站位坐标及调查项目

站号	北纬		东经	
Y1				
Y2				
Y3				
Y4				
Y5				
Y6				
Y7				
Y8				
Y9				
Y10				
Y11				
Y12				

表 5.7-2 2019 年 11 月渔业调查站位坐标及调查项目

站号	东经		北纬	
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				

图 5.7-1 2018 年 5 月渔业调查站位

图 5.7-2 2019 年 11 月渔业调查站位

5.7.1.2 调查时间

调查时间：2018 年 5 月 25~6 月 1 日和 2019 年 9 月 24~9 月 27 日。

5.7.1.3 调查方法

1、鱼卵、仔稚鱼

鱼卵、仔稚鱼现场采样按照《海洋调查规范-海洋生物调查》(GB12763.6—2007)和《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T9110-2007)的有关要求进行。

鱼卵、仔稚鱼采用浅水 I 型浮游动物网。垂直拖网每站自底层到表层垂直拖网 1 次(定量),水平拖网每站拖曳 10min(定性)。样品经 5%福尔马林固定,带回实验室后进行分类、鉴定和计数。

2、游泳生物

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

游泳生物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： ind/km^2 ）； C_i —第 i 站的每小时拖网渔获量（重量： kg/h ；尾数： ind/h ）； a_i —第 i 站的网具每小时扫海面积（ km^2/h ）（网口水平扩张宽度（ km ） $\times$ 拖曳距离（ km ）），拖曳距离为拖网速度（ km/h ）和实际拖网时间（ h ）的乘积； q —网具捕获率（可捕系数 = $1 - \text{逃逸率}$ ），取 0.5。

5.7.2.2 相对重要性指数 IRI

采用相对重要性指数 IRI 作为研究某种生物在群落中所占的重要性。

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

式中： W 为某种类的重量占总重量的百分数； N 为某种类的尾数占总尾数的百分数； F 为某种类出现的站次占调查总站次的百分数。

5.7.2.3 物种多样性计算公式

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

生物多样性特征计算公式如下：

丰度指数 d （Margalef, 1958）

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

多样性指数 H' （Shannon-Weaver, 1963）

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

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

均匀度指数（Pielou, 1966）

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

式中 S 为样方中的种类数； H' 为多样性指数。

5.7.3 鱼类资源现状

5.7.3.1 种类组成

2018 年 5 月调查海域共捕获鱼类 22 种，隶属于 6 目，14 科。所捕获的 22 种鱼类中，暖水性鱼类有 6 种，占鱼类种数的 27.27%，暖温性鱼类有 11 种，占 50.0%，冷温性鱼类有 5 种，占 22.73%。按栖息水层分，底层鱼类有 18 种，占鱼类种数的 81.82%，中上层鱼类有 4 种，占 18.18%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 16 种，占鱼类种数的 72.73%，长距离洄游性鱼类有 6 种，占 27.27%。按经济价值分，经济价值较高的有 7 种，占鱼类种数的 31.82%，经济价值一般的有 7 种，占 31.82%，经济价值较低有 8 种，占 36.36%。从生态类型来看，调查海区鱼类以暖温性、底层、地方性及经济价值较低为主。

2019 年 11 月调查海域共捕获鱼类 25 种，隶属于 5 目，12 科，22 属。其中鰕虎鱼和鲉科种数最多，均为 5 种，占鱼类总种数的 20%；其次为石首鱼科 3 种，占 12%；舌鳎科、鲆科、鲽科均为 2 种，分别占 8%；其他鮫鰩科、鲳科、鲱科、海龙科、鳎科和牙鲆科，均为 1 种，分别占 4%。所捕获的 25 种鱼类中，暖水性鱼类有 13 种，占鱼类种数的 52%，暖温性鱼类有 12 种，占 48%，未捕获冷温性鱼类；按栖息水层分，底层鱼类有 17 种，占鱼类种数的 68%，中上层鱼类有 8 种，占 32%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 13 种，占鱼类种数的 52%，长距离洄游性鱼类有 12 种，占 48%。按经济价值分，经济价值较高的有 7 种，占鱼类种数的 28%，经济价值一般的有 11 种，占 44%，经济价值较低有 7 种，占 28%。从生态类型来看，调查海区鱼类以暖温性、底层、地方性及经济价值较低为主。

表 5.7-3 春季调查鱼类种名录

表 5.7-4 秋季调查鱼类种名录

表 5.7-5 春季调查海域鱼类种类组成

表 5.7-6 秋季调查海域鱼类种类组成

5.7.3.2 渔获物组成和渔获量

春季(5 月)调查鱼类生物量范围为 0.382~51.936kg/h，平均值为 17.082kg/h；生物密度范围为 48~25716 尾/h，平均值为 6934 尾/h。其中 Y4 号站位生物量最高，为 51.936kg/h；其次为 Y6 站，为 44.108kg/h。最小值出现在 Y11 站，生物

量为 0.382kg/h。Y5 号站位生物密度最高,为 25716 尾/h;其次为 Y4 站,为 20308 尾/h。最小值出现在 Y11 站,为 48 尾/h。根据渔获物分析,幼鱼的尾数占总尾数的 84.84%,为 5583 尾/h,生物量为 7.246kg/h。成体鱼类的平均渔获量 1051 尾/h, 9.836kg/h。

秋季(11 月)调查鱼类生物量范围为 1.656~16.081kg/h,平均值为 7.251kg/h;生物密度范围为 165~2871 尾/h,平均值为 714 尾/h。其中 3 号站位生物量最高,为 16.081kg/h;其次为 6 站,为 12.206kg/h。最小值出现在 4 站,生物量为 1.656kg/h。9 号站位生物密度最高,为 2871 尾/h;其次为 11 站,为 6.134 尾/h。最小值出现在 10 站,为 165 尾/h。根据渔获物分析,幼鱼占鱼类总数量的 31.23%,为 223 尾/h,生物量为 1.032 kg/h;成鱼生物密度为 491 尾/h,生物量为 6.219 kg/h。

表 5.7-7 春季调查各站鱼类的相对渔获量(重量、尾数)

表 5.7-8 秋季调查各站鱼类的相对渔获量(重量、尾数)

5.7.3.3 资源密度评估

春季调查区域鱼类平均资源密度为 108765 尾/km²和 135.78 kg/km²,其中幼鱼平均资源密度为 92276 尾/km²,成鱼平均资源密度为 156.36 kg/km²。

秋季调查区域鱼类资源平均密度为 125.104kg/km² (11986 ind/km²),其中成鱼为 107.296 kg/km²,幼鱼为 3848 尾/km²。

5.7.3.4 鱼类优势种

春季航行本海区优势种有两种为矛尾虾虎鱼(IRI=13925)和焦氏舌鳎(IRI=3470)。

秋季航次本海区优势种有两种为矛尾虾虎鱼(IRI=8684)和焦氏舌鳎(IRI=2921)。

5.7.4 甲壳类资源状况

5.7.4.1 种类组成

春季调查共捕获甲壳类 9 种,隶属于 2 目,6 科,其中虾类 6 种,蟹类 2 种,口足类 1 种,甲壳类优势种 1 种,口虾蛄(IRI=17567)。

秋季调查共捕获甲壳类 8 种,隶属于 2 目,5 科,7 属;其中虾类 6 种,隶于 1 目,3 科,5 属,占甲壳类总种数的 66.67%;蟹类 2 种,隶于 1 目,1 科,

2 属，占甲壳类总种数的 22.22%；十足类 1 种，占甲壳类总种数的 11.11%。经计算，甲壳类优势种 4 种，是口虾蛄（IRI=12075）、鹰爪糙对虾（IRI=1824）、日本蟳（IRI=1209）和三疣梭子蟹（IRI=1158）。

表 5.7 - 9 春季调查甲壳类种名录

表 5.7 - 10 秋季调查甲壳类种名录

5.7.4.2 甲壳类渔获组成和渔获量

春季（5 月）调查甲壳类平均生物密度 2804 尾/h，生物量 27.353 kg/h。甲壳类生物量范围在 0.205~225.030 kg/h，Y11 号站最高，其次 Y10 号站，Y1 号站最低。根据渔获物分析，调查中虾类幼体的尾数占总尾数的 26.72%，为 736 尾/h，生物量为 3.951kg/h，虾类成体为 2019 尾/h，生物量为 23.242kg/h，蟹类幼体的尾数占总尾数的 47.5%，为 19 尾/h，生物量为 0.166kg/h，蟹类成体为 21 尾/h，生物量为 0.655kg/h。

秋季（11 月）调查甲壳类平均生物量为 6.084kg/h，生物量范围为 0.757~12.207kg/h，其中，虾类平均生物量为 5.049kg/h，生物量范围为 0.743~11.006kg/h；蟹类平均生物量为 1.035kg/h，生物量范围为 0.014~3.000kg/h。甲壳类平均生物密度为 764 尾/h，生物密度范围为 154~4198 尾/h，其中，虾类平均生物密度为 701 尾/h，生物密度范围为 76~4123 尾/h；蟹类平均生物密度为 63 尾/h，生物量范围为 0~204 尾/h。根据渔获物分析，虾类幼体占 31.97%，为 235 尾/h，1.012kg/h，虾类成体为 500 尾/h，4.037kg/h；蟹类幼体占 52.38%，为 33 尾/h，0.276kg/h，蟹类成体为 30 尾/h，0.759kg/h。

表 5.7 - 11 春季各站捕获甲壳类的相对渔获量（重量和尾数）

表 5.7 - 12 秋季各站捕获甲壳类的相对渔获量（重量和尾数）

5.7.4.3 甲壳类资源量评估

春季（5 月）调查经换算，甲壳类平均资源密度为 43860 尾/ km² 和 445.339kg/km²，其中虾类成体平均资源密度为 369.478kg/ km²，幼体为 11700 尾/ km²；蟹类成体资源密度为 10.413kg/km²，幼体为 302 尾/ km²。

秋季（11 月）调查经换算，甲壳类资源平均密度为 95.220 kg/km²，12489ind/km²。其中虾类成体为 63.18 kg/km²，幼体为 3678 ind/km²；蟹类成体为

11.88 kg/km²，幼体为 516ind/km²。

5.7.5 头足类资源状况

5.7.5.1 头足类种类组成及优势种

春季调查海域共捕获头足类三种，分别为日本枪乌贼、双喙耳乌贼和长蛸，隶属于 3 目、3 科、3 属。优势种为日本枪乌贼、双喙耳乌贼和长蛸。

秋季调查海域共捕获头足类三种，分别为日本枪乌贼、短蛸和长蛸，隶属于 2 目、2 科、2 属。优势种为日本枪乌贼和短蛸。

表 5.7 - 13 春季调查头足类种名录

表 5.7 - 14 秋季调查头足类种名录

5.7.5.2 头足类渔获组成和渔获量

春季调查共捕获头足类 3 种，为日本枪乌贼、双喙耳乌贼和长蛸，均为优势种。平均渔获量为 118 尾/h，1.048 kg/h。头足类生物量范围在 0~6.611 kg/h，最高的是 Y10 号站，其次为 Y11 站，最低的是 Y1、Y2 号站，未捕获到头足类。根据渔获物分析，调查中头足类幼体的尾数占总尾数的 20.34%，为 24 尾/h，生物量为 0.101kg/h。成体头足类的平均渔获量 0.944kg/h，94 尾/h。

秋季调查共捕获头足类 3 种，分别为日本枪乌贼、短蛸和长蛸。平均渔获量为 284 尾/h，2.160 kg/h。头足类生物量范围在 0~8.070 kg/h，最高的是 3 号站，其次为 2 站，最低的是 4、5 号站，未捕获到头足类。根据渔获物分析，头足类幼体占总数量的 44.27%，为 251 尾/h，0.77kg/h；头足类成体为 316 尾/h，3.55kg/h。

表 5.7 - 15 春季各站捕获头足类的相对渔获量（重量和尾数）

表 5.7 - 16 秋季各站捕获头足类的相对渔获量（重量和尾数）

5.7.5.3 头足类资源数量及评估

经计算，春季调查区域资源平均密度为 1876 尾/km²和 16.660 kg/km²，其中幼体平均资源密度为 382 尾/km²，成体平均资源密度为 15.007kg/km²。

经计算，秋季调查区域资源平均密度为 8874 尾/km²和 67.61 kg/km²，其中头足类幼体为 3928 尾/km²，成体为 55.56 kg/km²。

5.7.6 渔获物物种多样性分析

春季调查海域渔获物多样性指数 (H') 平均值为 1.17 (0.06-1.57), 丰富度指数 (d) 均值为 1.31 (0.61-2.02), 均匀度指数 (J') 均值为 0.49 (0.03-0.74)。

秋季调查海域渔获物多样性指数 (H') 平均值为 2.64 (1.23~3.45), 丰富度指数 (d) 平均值为 1.95 (1.19~2.47), 均匀度指数 (J') 平均值为 0.98 (0.44~1.23)。

表 5.7-17 春季航次游泳动物多样性指数

表 5.7-18 秋季航次游泳动物多样性指数

5.7.7 鱼卵、仔稚鱼

5.7.7.1 种类组成

春季调查共采集到鱼卵 8 种, 隶属于 4 目 7 科; 仔稚鱼 4 种, 隶属于 4 目 4 科。

秋季调查未捕获鱼卵和仔稚鱼, 主要原因渤海湾主要鱼类产卵期集中在 5 月-7 月, 秋季鱼卵、仔稚鱼分布很少, 密度较低, 难于捕获。经查阅历史资料, 秋季产卵的鱼类主要有鲈鱼、焦氏舌鳎、半滑舌鳎、欧式六线鱼和云鳎, 项目海区有鲈鱼、半滑舌鳎和焦氏舌鳎等分布, 因此推测项目海区有鲈鱼、半滑舌鳎和焦氏舌鳎卵仔稚鱼分布, 但数量很少。

表 5.7-19 春季航次鱼卵仔稚鱼种类组成

5.7.7.2 鱼卵、仔稚鱼数量分布

春季调查鱼卵平均密度为 0.55 粒/ m^3 ; 仔稚鱼的平均密度为 0.45 尾/ m^3 。

表 5.7-20 春季航次鱼卵、仔稚鱼密度分布

6 回顾性环境影响评价

曹妃甸 11-6 油田地处渤海西部海域，位于天津塘沽东南 [] 公里，辽宁省大连以西 [] 公里。曹妃甸 11-6 油田区域水深 []，WHPK 平台水深为 []，年平均水温 [] 摄氏度，平均波高 [] 米。

本曹妃甸 11-6 油田扩建项目新建一座 4 腿钢质导管架平台 CFD11-6WHPK，与 WHPE 平台之间通过栈桥连接。WHPK 平台井口物流与 WHPE 平台井口物流汇合后通过新建的 WHPE 至 WHPD 混输管道外输至 WHPD 平台，通过 WHPD 平台和 CEPI 平台处理后的含水原油外输 FPSO 继续处理成合格原油。WHPK 平台注水水源来自 WHPD 平台和 CEPI 平台处理合格的注水，通过原 WHPE 平台至 WHPD 平台混输海管输送至 WHPE 平台，再分配至 WHPK 和 WHPE 平台回注地层。

此外，新建 1 条 12"/16"由 WHPE 平台至 WHPD 平台的 4.8km 的双层保温混输海底管道；新建 1 条由 WHPD 平台至 WHPE 平台的 4.8km 的光纤复合。利用原 WHPE 平台至 WHPD 平台的 8"混输海管反向输送注水，供 WHPE 平台和 WHPK 平台注水井注水，同时，对依托的 WHPE、WHPD、CEPI 平台进行适应性改造。

曹妃甸 11-6 油田扩建项目主要依托曹妃甸 11-6 油田现有海上设施进行开发生产。

为了更加客观的预测评价曹妃甸 11-6 油田外扩项目投产后对周围海域的环境影响，本篇将对依托的曹妃甸油田群和所处海域的环境质量进行简要的回顾性分析评价。

6.1 现有工程概况

6.1.1 工程设施

(1) 概况

曹妃甸油田群由曹妃甸 11-1 油田、曹妃甸 11-2 油田、曹妃甸 11-3/5 油田和曹妃甸 11-6/12-1S 油田组成。目前该油田群在生产的设施包括：海洋石油 112 号

FPSO、单点系泊装置 (SPM)、WGPA 集输处理平台 (曹妃甸 11-1 油田)、WHPA 井口平台 (曹妃甸 11-2 油田)、WHPC 井口平台 (曹妃甸 11-3/5 油田)、WHPD 井口平台 (曹妃甸 11-6 油田)、WHPE 井口平台 (曹妃甸 11-6 油田)、WHPF 井口平台 (曹妃甸 12-1S 油田)、CEPJ 中心处理平台 (曹妃甸 11-1 油田) 和 CEPI 中心平台 (曹妃甸 11-6 油田) 及油气集输管道。

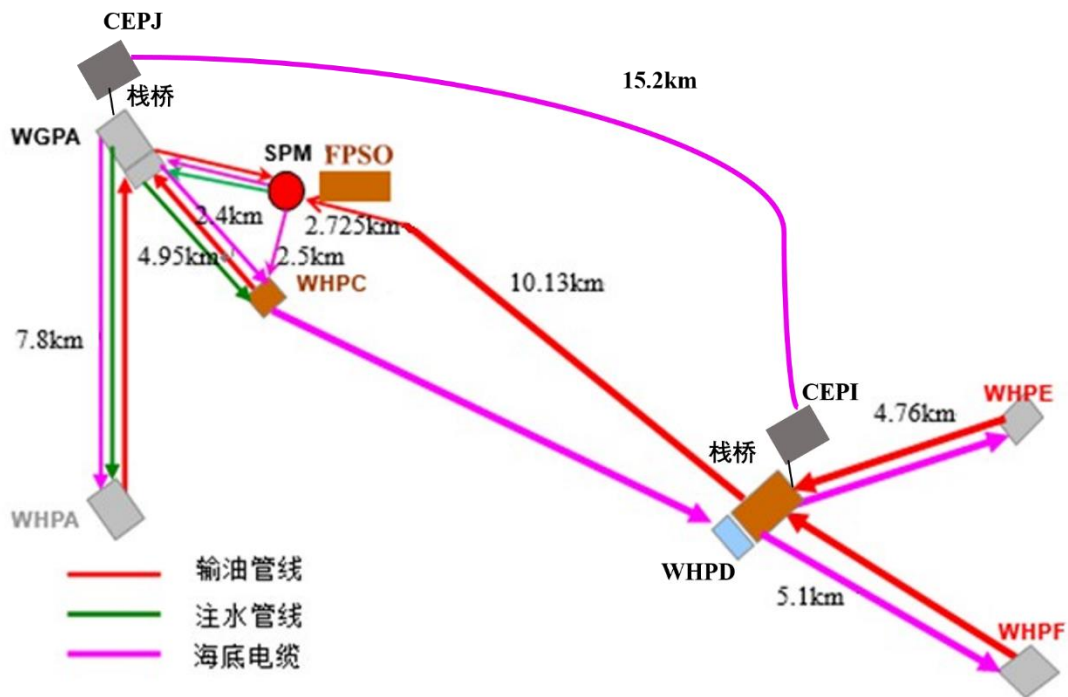


图 6.1-1 曹妃甸油田群海上油田开发工程设施示意图

(2) 主要设施

表 6.1-1 曹妃甸油田群主要设施组成表

编号	平台设施	功能	生活楼定员	主要设施
1	WGPA 平台	井口生产、物流集输，生活污水处理	60 人	71 口生产井+7 口注水井
2	WHPA 平台	井口生产，生产水处理及回注功能，生活污水处理	40 人	18 口生产井+6 口注水井
3	WHPC 平台	井口生产（无人驻守）	/	8 口生产井+4 口注水井
4	WHPD 平台	井口生产、物流处理与集输，生产水处理及回注功能，生活污水处理	67	46 口生产井+2 口注水井
5	WHPE 平台	井口生产（无人驻守）	/	19 口生产井

6	WHPF 平台	井口生产 (无人驻守)	/	10 口生产井
7	CEPI 平台	中心平台, 生产系统、生产水处理系统和注水系统	60 人	修井机、燃气透平发电机组、60 人生活楼、生产系统、生产水处理系统和注水系统等。油设计处理能力 [REDACTED], 天然气设计处理能力 [REDACTED], 生产水设计处理能力 [REDACTED]。2019.9.29 试生产。
8	CEPJ 平台	中心平台, 生产系统、生产水处理系统和注水系统	100 人	平台上设有模块钻机、100 人生活楼、生产系统、生产水处理系统和注水系统等。原油设计处理能力 [REDACTED], 天然气设计处理能力 [REDACTED], 生产水设计处理能力 [REDACTED]。2019.9.25 试生产。
9	海洋石油 112 号 FPSO	原油处理、储油、生产水处理及回注、发配电, 生活污水处理	120 人	原油热交换器、热介质加热器、生产分离加热器、生产分离器、电脱水器、储油舱

6.1.2 工艺流程

(1) 曹妃甸油田群物流总流程

WHPA 平台井口流体经采油树油嘴节流后进入生产管汇和计量管汇, 需计量的井产流体通过计量管汇进入单井多相流量计进行油、气、水计量。油井生产管汇汇合各油井流体, 进入紧凑式气浮 (CFU) 进行油气水分离, 分离出的含水原油直接通过海管输送至 WGPA 平台, 与 WGPA 平台和 WHPC 平台的井口产液混合, 经海管输送至海洋石油 112 FPSO (浮式生产储油装置) 进行处理; 分离出的含油生产水进入生产水处理系统进行处理。

CEPJ 平台与 WGPA 平台通过栈桥相连。CEPJ 平台的井口物流汇同来自 WGPA 平台的部分产液一同进入 CEPJ 平台生产分离器进行油气水三相分离, 经外输泵增压后送至 WGPA 平台, 与 WGPA 平台剩余物流及 WHPA、WHPC 平台产液汇合后, 通过海底管道输送至 FPSO 进行进一步处理; 平台分离出的天然气经压缩机增压后, 汇同油水一同送至 FPSO 供燃气透平发电机使用; 生产水进入水处理系统, 处理达标后回注。

WHPE 平台的井口物流经海底混输管道输往 WHPD 平台, 可与 WHPD 平台井口产液混合后, 通过游离水分离器进行油、气、水分离。也可与 WHPD 平台部分井口产液混合后输至 CEPI 平台生产分离器进行油、气、水分离; WHPF 平台的井口物流经海底混输管道输往 WHPD 平台, 与 WHPD 平台井口产液混合

后,通过游离水分离器进行油、气、水分离。WHPD 平台游离水分离器分离出的含水原油通过管道输送至海洋石油 112 FPSO 进行处理;分离出的天然气通过外输压缩机增压后经天然气海管外输至渤西终端;分离出的含油生产水进入 WHPD 平台和 CEPI 平台生产水处理系统进行处理。

CEPI 平台与 WHPD 平台通过栈桥相连。来自 WHPE 平台和部分 WHPD 平台生产物流经栈桥送至 CEPI 平台,与 CEPI 平台的产液一同进入处理系统一级分离,分离出的含水原油经 CEPI 平台原油外输泵增压后,经海底管道送至 FPSO 进行进一步处理;WHPD 平台与 CEPI 平台分离出来的天然气,一部分通过海底管线输送至 FPSO 作为燃料气供燃气透平发电机使用,一部分用作 CEPI 平台燃气透平发电机燃料,剩余部分外输至渤西南管网。WHPD 平台与 CEPI 平台分离出来的生产水进入 WHPD 平台和 CEPI 平台的水处理系统,处理达标后回注。

FPSO 接收的含水原油经处理后,合格原油储存外输,分离出的含油生产水处理达标后,经过现有海底管道输往 WGPA、WHPA、WHPC、CEPJ 平台回注地层。

图 6.1-2 曹妃甸油田物流走向示意图

(2) 注水工程

曹妃甸油田群产出的生产水将分别在 WHPA 平台、WHPD 平台、CEPJ 平台、CEPI 平台和 FPSO 进行处理,满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

CEPJ 平台将处理来自本平台的全部物流,以及来自 WGPA 平台、WHPA 平台和 WHPC 平台的部分物流,处理合格的生产水全部在本平台注水井回注。

CEPI 平台将处理来自本平台的全部物流,以及来自 WHPD 平台、WHPE 平台和 WHPF 平台的部分物流,处理合格的生产水将在 CEPI 平台、WHPD 平台、WHPE 平台以及本项目的注水井回注。

FPSO 处理通过 WGPA 平台和 WHPD 平台原油海管输来的含水原油。处理合格的生产水经增压输往 WGPA 平台后,将分配至 WGPA、WHPA、WHPC 平台、CEPJ 平台注水井回注。

6.2 相关环评报告书结论及批复情况

曹妃甸油田群采取滚动式开发模式,目前在曹妃甸 11-1/11-2 油田于 2004 年

7 月投产；曹妃甸 11-3/5 油田于 2005 年 7 月投产；曹妃甸 11-6/12-1S 油田于 2006 年 11 月投产。

在对曹妃甸油田群进行的开发过程中，中国海洋石油总公司于 2002 年委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》；2004 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》；2005 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《CFD11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》；2006 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托青岛环海海洋工程勘察研究院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价报告书》；2008 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托渤海石油研究院编制完成了《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》；2009 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托中海石油研究中心编制完成了《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书（修订报批稿）》（含 WGPA 平台扩展项目）；2010 年，原作业者（科麦奇中国石油有限公司）委托中海石油环保服务（天津）有限公司编制完成了《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》；2017 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司委托中海油研究总院编制完成了《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》。

（1）《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书》的主要结论是“由于采取了相应的环保处理设施和对策，因此，对海洋环境及生物生态的影响比较小。油田不在主航道上，不会对船舶的航行造成影响。本工程环境保护的重点是在建设及生产各阶段，要采取一切行之有效的防范措施，认真落实各项环保政策，科学管理，严格按照作业程序安全作业，防止突发溢油事故的发生。总之，从社会、经济、环境保护三方面的综合分析来看，本项目对环境的影响是可以接受的。”项目于 2002 年 11 月获得国家海洋局批复（国环海字（2002）353 号），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①严格控制主要污染物的排放总量和排放浓度，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 500m 半径以内海域。②要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。发生溢油事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。③工程建设应严格执行环境保护“三同时”

制度。试运行前应当按照法律规定申请检查批准；正式投入生产前应按照规定程序申请环保设施竣工验收。

(2) 《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是“本油田开发工程的开发、实施，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益，使海洋环境和生物生态环境影响降低到合理、可接受程度。”项目于 2005 年 3 月获得国家海洋局批复（国环海字（2005）79 号），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①严格控制污染物的排放量和排放浓度，总量控制指标和排污混合区范围按照曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复执行。②工程海上施工阶段应当避开每年 5-8 月的渔业敏感季节，尽量减少海上施工作业对渔业资源的影响。③工程建设过程中，应当按照有关法规的要求，加强施工期的监控管理，落实报告书中的环境管理和监测计划，并将工程进展情况及时通报国家海洋局北海分局。④加强海底管道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。⑤要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。发生溢油事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局北海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。

(3) 《曹妃甸 11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6/12-1 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是：“本油田工程的开发过程中，兼顾社会效益、环境和生态效益，生态和环境保护与油田开发并重，同步实施。对工程开发过程中所产生的污染物进行回注和无污染化处理，同时合理使用、节约和保护资源，大力推进清洁生产。根据污染源分析以及环境影响预测分析，本开发工程在正常施工作业和生产运营期对海洋生物生态环境、渔业资源的影响比较小。溢油事故时，将对海洋生物生态环境和渔业资源造成严重影响。综上所述，本油田开发工程的开发、实施，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益，使海洋环境和生物生态环境影响降低到合理、可接受程度。”项目于 2006 年 1 月获得了国家海洋局的批复（国海环字（2006）12 号），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①确保含油污水系统的有效运行、含油污水回注方案的有效实施。结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作对 FPSO 入海石油烃总量控制指标进行重新核算、申报；结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作，说明本工程 2008 年三

季度前生产水去 FPSO 处理排放后 FPSO 生产水排放对环境的影响程度。②本工程的排污混合区为以 D 平台排放口为中心 1.36 公里半径以内海域。非正常工况下含油生产水的最大排放量为每天 11000 立方米，年排放天数不得超过 33 天。

(4)《曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价报告书》的主要结论是“该油田的环境保护措施可行，重新确定的含油生产水排放总量控制指标对环境的影响程度和范围在油田所处海域处于可接受程度。”项目于 2006 年 10 月获得国家海洋局批复（国环海字〔2006〕547 号），同意曹妃甸 11-1/11-2 油田含油生产污水的总量控制指标暂按后评价报告建议的指标执行，2006 年和 2007 年含油生产污水的最大排放量为每天 23000m³，年平均排放速率为每天 15000m³，2008 年之后生产污水排海量每天不得超过 15000m³。排污混合区范围为以排放口为中心 1.5 公里半径以内海域。同时，批复提出建设单位应确定含油生产水处理系统有效、高效运转。同时继续研究对策，加大含油生产水回注力度，减少含油生产水排放对海洋环境的损害。

(5)《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6&12-1S 油田开发工程环境影响报告书》的主要结论是：“本次油田开发工程的实施，符合国家的能源开发产业政策，符合清洁生产的要求，符合海域功能区划的要求，具有良好的经济效益和社会效益，坚持经济效益和社会效益并重，同时兼顾了环境和生态效益。评价认为只要不发生大型油气泄漏事故，本次油田开发工程的实施对所处海域的环境影响程度将是轻微的。只要切实落实好各项污染防治和环保措施，从环境保护角度而言，本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2008 年 8 月获得了国家海洋局的批复（国海环字〔2008〕455 号），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①WHPD 平台上含油污水处理系统安装完成、增钻注水井工程完工后，应当向我局申请环保设施三同时检查。经我局检查批准后，二期调整工程方可投入生产；②严格控制污染物的排放量和排放浓度，FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。

(6)《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书(修订报批稿)》(含 WGPA 平台扩展项目)主要结论

《曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书(修订报批稿)》(含 WGPA

平台扩展项目)的主要结论是“本油田开发工程在正常施工作业和生产运营期对海洋生物生态环境、渔业资源的影响比较小。溢油事故时,将对海洋生物生态环境和渔业资源造成严重影响。只要不发生大型油气泄漏事故,本次油田开发工程的实施对所处海域的环境影响程度将是轻微的。只要切实落实好各项污染防治和环保措施,本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2010 年 2 月获得国家海洋局批复(国环海字〔2010〕60 号),同意 W GPA 平台扩展项目建设,同时提出以下要求:①严格控制污染物的排放量和排放浓度,FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。②针对工程变更后的实际情况,重新修改该油田溢油应急计划,按有关规定报批。

(7)《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂井槽项目环境影响报告书》的主要结论是:“本油田开发工程的实施符合国家的能源开发产业政策,符合清洁生产要求,符合国家海洋功能区划要求,具有良好的经济效益和社会效益,坚持经济效益和社会效益并重,同时兼顾了环境和生态效益。评价认为只要切实落实好各项污染防治和环保措施,从环境保护角度考虑,本油田工程的开发是合理、可行的。”项目于 2010 年 7 月获得了国家海洋局的批复(国海环字〔2010〕373 号),同意该工程建设,并提出应特别注意以下问题:①工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。非正常工况下,含油生产水排海浓度必须符合国家标准,年最大排放量不得超过 15 万 m³,年排放天数不得超过 33 天。FPSO 含油生产水排放总量不得突破原环评批复的排放总量控制指标。排污混合区范围维持不变。②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,开钻前应制定溢油应急计划。

(8)《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》主要结论

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》的主要结论是:“本工程项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑、钻井液和海底电缆挖沟埋设时产生的悬浮沙,其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为含油生产水,经处理达标后全部回注地层;其它污染物排放量相对较小,拟采取的清洁生产和污染防治措施得当,污染物排放后对周围环境(水质、底质及生态)的影响范围和程度较小。项目于 2018 年 7 月获得了

生态环境部的批复（环审〔2018〕53 号），同意该工程建设，并提出应特别注意以下问题：①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻井液和钻屑应符合国家标准方可排海；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；生产水经处理达标后方可回注地层。②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的放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。③加强注水作业管理，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，合理部署注采井网，严格按照设计注入压力和注入量进入注水作业，实施分层注水，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。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，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放、海底电缆铺设开挖作业应避开鱼虾蟹产卵盛期（5 月至 6 月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。

相关环评报告审批意见落实情况详见下表。由表可见，在曹妃甸油田群开发生产过程中，作业者对相关环评报告书/表审批意见均进行了充分落实。

表 6.1-1 相关环评报告书审批意见落实情况

审批意见		落实情况	验收批复
《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田工程环境影响报告书审批意见的复函》			
1	排污混合区应当控制在以排污口为中心 500m 半径以内海域	本项目产生的含油生产水经 FPSO（浮式生产储油装置）处理后部分排海，部分回注；另有少量生活污水经处理达标后排放。排污混合区可控制在 500m 范围内。	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。	针对可能发生的风险，科麦奇中国石油有限公司制定了详细的溢油应急计划，并在 2006 年获得国家海洋主管部门的批准。	
3	工程建设应严格执行环境保护“三同时”制度，试运行应当按照法律规定申请检查批准正式投入生产，按照规定程序申请环保设施竣工验收。	2004 年 7 月获得试运行“三同时”检查复函；2009 年 12 月完成竣工验收。	
《关于曹妃甸 11-3/11-5 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》			
1	总量控制指标和排污混合区范围按照曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复执行。	油田群总量控制指标符合曹妃甸 11-1/11-2 油田的批复，排污混合区可控制在曹妃甸 11-1/11-2 油田批复范围内。	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	加强海底管道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。	作业者定期检修海底管道。	
3	要制定切实可行的应急措施和环保方案，防范溢油风险。	科麦奇中国石油有限公司制定了详细的溢油应急计划，应急计划涵盖曹妃甸 11-3/5 油田的生产、工程建设等各项活动所发生小型溢油事故。	
《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田开发工程环境影响报告书核准意见的复函》			
1	确保含油污水系统的有效运行、含油污水回注方案的有效实施。结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作对 FPSO 入海石油烃总量控制指标进行重新核算、申报；结合 11-1/11-2 油田环境影响后评价工作，说明本工程 2008 年三季度前生产水去 FPSO 处理排放后 FPSO 生产水排放对环境的影响程度。	执行《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》（国环海字【2006】547 号）	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	本工程的排污混合区为以 D 平台排放口为中心 1.36 公里半径以内海域。非正常工况下含油生产水的最大排放量为每天 11000 立方米，年排放天数不得超过 33 天。	执行《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》（国环海字【2006】547 号）	
《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响后评价有关问题的复函》			

曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响报告书

审批意见		落实情况	验收批复
1	2008 年之后生产污水排海量每天不得超过 15000m³。	2008 年至 2017 年日最大生产污水排海量均未超过 15000m³，《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书》投产后不再排海。	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	排污混合区范围为以排污口为中心 1.5 公里半径以内海域。	含油生产水经 FPSO（浮式生产储油装置）处理后部分排海，部分回注；另有少量生活污水经处理达标后排放。排污混合区可控制在 1.5km 范围内。	
《关于曹妃甸 11-6/12-1S 油田开发工程调整后环境影响报告书核准意见的复函》			
1	WHPD 平台上含油污水处理系统安装完成、增钻注水井工程完工后，应当向我局申请环保设施三同时检查。经我局检查批准后，二期调整工程方可投入生产	2009 年 6 月获得试运行“三同时”检查复函。	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	严格控制污染物的排放量和排放浓度，FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行	2008 年至 2017 年日最大生产污水排海量均未超过 15000m³。排污混合区可控制在 1.5km 范围内	
《关于重新核准曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书的函》			
1	FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照我局“关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函”的要求执行。	总量排放可满足要求。	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	重新修改该油田溢油应急计划并按有关规定报批。	针对可能发生的风险，科麦奇中国石油有限公司重新修编了油田溢油应急计划，制定了《科麦奇中国石油有限公司渤海湾曹妃甸油田群开发生产溢油应急计划》。2012 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，并于 2013 年 1 月报备国家海洋局北海分局。	
《关于曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台外挂项目环境影响报告书核准意见的复函》			
1	工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准	污染物的处理和排放均符合国家有关规定	已取得国家海洋局的三同时验收批复
2	非正常工况下，含油生产水排海浓度必须符合国家标准，年最大排放量不得超过 15 万 m³，年排放天数不得超过 33 天。FPSO 含油生产水排放总量不得突破原环评批复的排放总量控制指标。排污混合区范围维持不变。	2008 年至 2017 年日最大生产污水排海量均未超过 15000m³。排污混合区可控制在 1.5km 范围内。	

曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响报告书

审批意见		落实情况	验收批复
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，开钻前应制定溢油应急计划。	2012 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，并于 2014 年 5 月报备国家海洋局北海分局。同时与天津分公司共用《钻完井溢油应急计划》。	
《关于曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目环境影响报告书的批复》			
1	污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑、机舱含油污水不得排海，应运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻井液和钻屑应符合国家标准方可排海；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；生产水经处理达标后方可回注地层。	污染物的处理和排放符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑、机舱含油污水运回陆地交由有资质的单位处理；非含油钻井液和钻屑按国家标准排海；生活污水经处理达标后排海；生产垃圾、生活垃圾分类收集运回陆地处理；生产水经处理达标后回注地层。	尚未投产，建设单位已申请延期验收
2	严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的放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。	按作业规程和安全规程严格执行，随钻监测，配备安全有效的放喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立井控管理系统。	
3	加强注水作业管理，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，合理部署注采井网，严格按照设计注入压力和注入量进入注水作业，实施分层注水，在注水过程中加强实时监测，杜绝超注超压。	严格按照设计注入压力和注入量进入注水作业，分层注水，实时监测，注水作业管理加强，防止地质性溢油事故发生。	
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，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。	2012 年，中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司重新编制了《中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司开发生产溢油应急计划》，并于 2014 年 5 月报备国家海洋局北海分局。同时与天津分公司共用《钻完井溢油应急计划》。	
5	切实落实生态保护措施，合理安排施工时间。严格控制钻井液和钻屑的排放速率，钻屑和钻井液排放、海底电缆铺设开挖作业应避开鱼虾蟹产卵盛期（5 月至 6 月），最大限度减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	施工期的要求已全部落实，已避开 5-6 月。	

6.3 主要环保设施

目前，本工程依托的 WHPE 平台、CEPI 平台、WHPD 平台和FPSO 环保设施运行情况良好，生产水和生活污水处理设施均运行正常，现有主要环保设施如下。

表 6.3-1 本工程依托平台主要环保设施

平台	环保设施	数量	运行情况
WHPE 平台	集液罐	1 套	正常
CEPI 平台	开式排放系统	1 套	正常
	闭式排放系统	1 套	正常
	生产水处理系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	注水系统	1 套	正常
WHPD 平台	开/闭式排放系统 (开/闭式排放罐和开/闭式排放泵)	1 套	正常
	含油生产水一级处理系统	1 套	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常
	食品废弃物粉碎设备	1 台	正常
FPSO	生产水处理系统	1 套	正常
	开式排放系统 (开式排放罐和开式排放泵)	1 套	正常
	闭式排放系统 (闭式排放罐和闭式排放泵)	1 套	正常
	火炬/放空系统 (分液罐和放空火炬)	1 台	正常
	生活污水处理系统	1 套	正常

6.4 污染物排放情况回顾

6.4.1 现有工程施工阶段污染物排放情况及防治措施

曹妃甸油田群现有工程施工阶段产生的主要污染物包括废弃的钻井液、钻屑以及作业船舶和人员产生的生活垃圾、生产垃圾和船舶污染物等。

其中油层段钻井液、钻屑全部运回陆地，交由有资质单位进行处理，非油层段钻井液、钻屑经处理达标，经海区主管部门同意后排海。非钻井油层水基钻井液及其钻屑的各次排放均获得了国家海洋局北海分局的批复，天津海洋环境监测中心站负责对排海钻井液、钻屑的抽样检验，根据国家海洋局北海分局反馈的检验结果，曹妃甸油田群排放的钻井液和钻屑至今未出现过超标现象。根据各次竣工验收监测报告中海水水质监测结果，新建平台附近海水中悬浮物含量与背景值基本一致，说明现有工程施工阶段排放的非油层段钻井液与钻屑对海水水质仅造成短期、可恢复的影响，在施工结束后周边海水水质环境将很快恢复到原有水平。

船舶污染物的排放与处理执行《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)、《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》(2007.5)等相关要求。其中船舶生活污水处理达标后间断排海；食品废弃物及其他垃圾经处理至颗粒直径<25mm时，可允许在距最近陆地3海里以外的海域排放；塑料制品禁止投入水域，机舱含油污水均运回陆地处理。

6.4.2 生产水排放情况

①FPSO 生产水处理

根据国家海洋局《关于重新核准曹妃甸 11-1/11-2 油田开发工程环境影响报告书的函》(国环海字〔2010〕60号)，曹妃甸 11-1/11-2 油田 FPSO 的石油烃排放总量和排污混合区范围按照《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》(国海环字〔2006〕547号)的要求执行。根据《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》(国海环字〔2006〕547号)，曹妃甸 11-1/11-2 油田含油生产污水总量控制指标按后评价报告建议的指标执行。

《关于曹妃甸 11-1/11-2 油田环境影响后评价有关问题的复函》(国海环字〔2006〕547号)批复如下：“同意该油田含油生产污水的总量控制指标暂按后评价报告建议的指标执行，2006年和2007年含油生产污水的最大排放量为每天23000立方米，年平均排放速率为每天15000立方米，2008年之后生产污水排放量不得超过15000立方米，排污混合区范围为以排放口为中心1.5公里半径以内海域。”

《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整项目》投产后，曹妃甸油田群产出的生产水分别在 CEPJ 平台、CEPI 平台和 FPSO 进行处理，满足各区域注水水质标准后全部回注地层。

根据作业者提供的 FPSO 含油生产水排放监测记录可知：生产水处理设施处理效果良好，出水石油类含量<50mg/L，符合《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》(SY/T5329-2012)及海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值(GB4914-2008)中相应标准要求，近年的 FPSO 生产水排放量也符合总量控制指标。

表 6.4-1 “海洋石油 112 号” FPSO 生产水处理监测结果

监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)	监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)	监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)
2017 年 1 月		2018 年 1 月		2019 年 1 月	
2017 年 2 月		2018 年 2 月		2019 年 2 月	
2017 年 3 月		2018 年 3 月		2019 年 3 月	
2017 年 4 月		2018 年 4 月		2019 年 4 月	
2017 年 5 月		2018 年 5 月		2019 年 5 月	
2017 年 6 月		2018 年 6 月		2019 年 6 月	
2017 年 7 月		2018 年 7 月		2019 年 7 月	
2017 年 8 月		2018 年 8 月		2019 年 8 月	
2017 年 9 月		2018 年 9 月		2019 年 9 月	
2017 年 10 月		2018 年 10 月		2019 年 10 月	
2017 年 11 月		2018 年 11 月		2019 年 11 月	
2017 年 12 月		2018 年 12 月		2019 年 12 月	

表 6.4-2 FPSO 2008~2019 年最大日产量及排放量单位: m³/d

年份	FPSO 最大日产水量	FPSO 最大回注量	FPSO 最大生产水排放量	总量指标
2008				
2009				
2010				
2011				
2012				
2013				
2014				
2015				
2016				
2017				
2018				
2019				

②曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台和曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台

根据近年曹妃甸 11-2 油田 WHPA 平台生产水和曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台生产水的环境监测报表中的监测数据: 生产水处理设施处理效果良好, WHPA 平台出水石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$, WHPD 平台出水石油类含量 $\leq 50\text{mg/L}$, 符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012) 的标准要求。

表 6.4-3 WHPA 平台和 WHPD 平台生产水处理后监测结果

监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)		监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)		监测时间	生产水石油类浓度 (mg/L)	
	WHPA	WHPD		WHPA	WHPD		WHPA	WHPD
2018 年 1 月			2019 年 1 月			2020 年 1 月		
2018 年 2 月			2019 年 2 月			2020 年 2 月		
2018 年 3 月			2019 年 3 月					
2018 年 4 月			2019 年 4 月					
2018 年 5 月			2019 年 5 月					
2018 年 6 月			2019 年 6 月					
2018 年 7 月			2019 年 7 月					
2018 年 8 月			2019 年 8 月					
2018 年 9 月			2019 年 9 月					
2018 年 10 月			2019 年 10 月					
2018 年 11 月			2019 年 11 月					
2018 年 12 月			2019 年 12 月					

备注: WHPA 平台注入层的空气渗透率为 0.5~1.5 μm^2 , 执行石油类 $\leq 30.0\text{mg/L}$ 的控制指标, WHPD 平台注入层的空气渗透率为 $>1.5\mu\text{m}^2$, 执行石油类 $\leq 50.0\text{mg/L}$ 的控制指标。

6.4.3 生活污水排放情况

根据建设单位提供的生活污水检测结果可知, FPSO 和 WHPD 平台生活污水经处理后 COD 浓度均小于 300mg/L, 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)中的一级标准。

表 6.4-4 生活污水监测结果

监测时间	COD (mg/L)	
	FPSO	WHPD 平台
2017 年第一季度		
2017 年第二季度		
2017 年第三季度		
2017 年第四季度		
2018 年第一季度		
2018 年第二季度		
2018 年第三季度		
2018 年第四季度		
2019 年第一季度		
2019 年第二季度		
2019 年第三季度		
2019 年第四季度		

综上所述, 本工程依托的现有海上设施生产水处理系统和生活污水处理系统处理效果良好。FPSO 排放的生产水石油类含量均小于 20mg/L (月平均), 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中一级海域排放要求; 各平台生活污水经处理后 COD 含量均不超过 300mg/L, 符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008) 中的一级海域排放要求。

6.5 事故及溢油情况回顾

根据建设单位提供资料，曹妃甸油田群自 2004 年 7 月投入试运行至今，未发生过大中型溢油事故。2007 年 7 月 26 日，卫星监测发现曹妃甸油田海域有疑似油带，溢油点海面出现的彩虹色油膜。后经查实，为曹妃甸油田 WHPD 至 FPSO 之间的 12"海底管道出现泄漏，渗漏点位于距 WHPD 平台约 1.9 海里海管连接处。出现渗漏的原因是，该管道受到外力作用，推断是过往的大型渔船或者拖轮在附近抛锚停泊，船锚不慎挂到管道，致使管道发生塑性弯曲变形，在距离该弯曲处最近的焊口是整个管道最脆弱的部位，由于受到弯曲应力过大而出现了裂缝，从而导致管道出现了泄漏。

溢油事故的总溢油量约 2.8 桶 (0.45m^3)，此次事故国家海洋局及油田原作业者——科麦奇中国石油有限公司非常重视，接报后立即启动溢油应急预案，紧急调用围油栏等溢油应急设备对溢油进行回收处理，并向渤海环保公司求助，调用专门设备和大量专业技术人员投入溢油处理工作。具体措施为：利用当时在附近作业的渤海 8 号钻井平台上的泥浆泵通过 WHPE 平台将海水打入海底管道冲洗，将管道内的残油置换到 FPSO 的货油舱；并安排潜水作业人员下水检查海底管道，根据检查的情况采取适当的措施修补漏点，同时围油栏一直在渗漏位置海面回收和控制污油，并通过声纳船 261 在渗漏位置附近勘查提供信息，最后利用吸油拖栏，对海上漂油实施回收和清理工作。在整个溢油事件处理过程中，始终按照溢油应急计划的应急程序对事件进行了跟踪与汇报，同时所有相关各方积极行动，最后渗漏得到了有效的控制。从以上溢油事故的处理可以看出，已制定溢油应急计划是可行而且可以有效执行的，曹妃甸油田群的溢油事故能得到迅速有效处理，事故影响可限制在最小的程度。

该事故发生后，曹妃甸作业公司采取了措施以提高该类事件的防范能力。由于曹妃甸油田水深只有 25 米左右，所有海管都进行了深埋处理。FPSO 和各平台中控利用船舶自动识别系统 (AIS) 对过往船只进行监控；并派守护船每天不定时对海管、无人平台进行巡视，通知过往船只和附近作业的渔船等，确保无意外抛锚造成的溢油隐患存在及发生。并新增了吸油拖揽、吸油棉等溢油设备的配备。

每两年根据公司连续检验程序对油田海底管道做一次声纳旁扫和重点管段浅刨检查，保证所有管道无重大悬空冲刷等隐患。并将声纳扫描结果报告 DNV

等发证机构。

对海管的日常监测包括压力、温度和流量等计算机自动监测记录，如有意外情况，如海管压力过高或过低，设在海管两端的关断阀会自动关断，减少溢油风险。

6.6 油田周围海域环境质量回顾

对曹妃甸 11-6 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 月和 2018 年 5 月四次春季现状调查和 2008 年 10 月、2012 年 11 月、2015 年 11 月和 2019 年 9 月四次秋季现状调查结果进行分析比较。

表 6.6-1 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	调查总 站位数	本次回顾评 价范围内站 位数	调查单位
春季	CFD11-1/11-2 油田单点维修项目海域使用论证报告书	2010 年 5 月	24	24	青岛环海海洋工程勘察研究院
	曹妃甸油田群综合调整方案 ODP 编制春季环境质量现状调查与评价报告	2013 年 5 月	38	32	国家海洋局北海环境监测中心
	曹妃甸油田群海域报告	2016 年 5 月	34	12	国家海洋局北海环境监测中心
	曹妃甸油田海洋生态环境监测与评价报告	2018 年 5 月	48	48	国家海洋局北海环境监测中心
秋季	曹妃甸油田新增 WHPK/WHPG 平台海洋环境质量现状调查与评价	2008 年 10 月	24	24	国家海洋局北海环境监测中心
	曹妃甸油田群综合调整方案 ODP 编制秋季环境质量现状调查与评价	2012 年 11 月	34	34	国家海洋局北海环境监测中心
	曹妃甸油田群综合调整项目秋季环境现状调查与评价	2015 年 11 月	34	16	国家海洋局北海环境监测中心
	曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告	2019 年 9 月	56	56	国家海洋局北海环境监测中心

历史调查站位与近期调查站位重合程度较好，用于进行同一海区不同时期调查回顾分析可行性好。且各次调查均按照《海洋监测规范》和《海洋调查规范》的要求进行。历年调查采用的采样分析方法、评价标准及评价内容一致。因此，能够通过对对比分析较客观地反映曹妃甸 11-6 油田周围海域环境状况的变化情况。

图 6.6-1 春季回顾站位

图 6.6-2 秋季回顾站位

6.6.1 海水水质状况回顾

6.6.1.1 调查项目

(1) 春季调查项目

2010 年水质调查项目：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、总铬共 17 项；

2013 年水质调查项目：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、活性磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项；

2016 年水质调查项目：盐度、pH、溶解氧、石油类、挥发性酚、硫化物、化学需氧量、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、铜、铅、锌、镉、砷、汞、总铬共 17 项。

2018 年水质调查项目：盐度、pH、DO、COD、活性磷酸盐、硝酸盐、亚硝酸盐、铵盐、无机氮、悬浮物、油类（只调查表层样品）、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷共计 20 项。

(2) 秋季调查项目

2008 年水质调查项目：盐度、pH、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、COD、溶解氧、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物共 17 项；

2012 年水质调查项目：盐度、pH、DO、COD、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷共 17 项；

2015 年水质调查项目：盐度、pH 值、油类、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、阴离子表面活性剂、多环芳烃共 19 项。

2019 年水质调查项目：盐度、pH、DO、COD、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、油类（只调查表层样品）、挥发性酚、硫化物、汞、铜、铅、镉、锌、铬、砷共计 17 项。

6.6.1.2 评价因子

结合油田区海洋环境质量现状调查结果及工程特征，确定本次回顾性评价关

心的特征因子：COD、石油类、无机氮、活性磷酸盐、汞、铅、锌及镉。

6.6.1.3 海水水质状况回顾

(1) 春季

春季调查的主要评价因子标准指数对比见表 6.6-2。

通过监测数据统计结果对比分析，可以看出：

COD：各年调查 COD 未出现超标现象。

石油类：各年调查石油类未出现超标现象。

无机氮：除 2018 年调查外，其他各年调查海域表、底层海水中无机氮均存在超标现象。调查海域无机氮污染程度呈下降趋势。

活性磷酸盐：2010 年调查海域表、底层海水活性磷酸盐超标率分别为 8.3%、12.5%；2013 年和 2016 年调查海域活性磷酸盐未出现超标现象；2018 年调查站位仅表层海水活性磷酸盐超标，超标率为 2%。调查海域活性磷酸盐污染程度呈下降趋势。

汞：除 2010 年调查外，其他各年调查海域表、底层海水中汞均存在超标现象。

铅：除 2010 年调查外，其他各年调查海域表、底层海水中铅均存在超标现象。

锌：除 2010 年调查外，其他各年调查海域表、底层海水中锌均存在超标现象。其中，2013 年调查站位表、底层海水中锌超标率均为 25%，2016 年调查站位仅底层海水存在超标现象，超标率为 15%；2018 年调查站位表、底层海水中锌超标率分别为 6%和 21%。

镉：除 2016 年调查结果个别站位镉超标外，其他各年调查海域表、底层海水中镉均未出现超标现象。

(2) 秋季

秋季调查的主要评价因子标准指数对比见表 6.6-3。

通过监测数据统计结果对比分析，可以看出：

COD：除 2015 年调查结果个别站位 COD 超标外，其他各年调查海域表、底层海水中 COD 均未出现超标现象。

石油类：2008 年、2012 年和 2019 年调查结果中海水中石油类超标率分别为

4%、21%、2%。2015 年调查石油类未出现超标现象。2019 年调查中仅按照一类标准评价区内 1 个站位（10 号站）出现超标现象，超标站位石油类符合第二类海水水质标准要求，油田平台附近的站位石油类均不超标，超标站位 10 号站位于调查海区西南部，远离油田平台中心区域。

无机氮：除 2019 年外，其他各年调查海域表、底层海水中无机氮均存在超标现象。

活性磷酸盐：2008 年调查海域表、底层海水活性磷酸盐超标率分别为 10%、15%；2013 年海域活性磷酸盐未出现超标现象；2015 年调查海域表、底层海水活性磷酸盐超标率分别为 19%、13%；2019 年调查海域表、底层海水活性磷酸盐超标率均为 4%。调查海域活性磷酸盐污染程度有所缓解。

汞：除 2012 年外，其他各年调查海域表、底层海水中汞均存在超标现象。

铅：各年调查海域表、底层海水中铅均存在超标现象。2008 年调查海域表、底层海水铅超标率分别为 45%、35%；2012 年调查海域表、底层海水铅超标率分别为 65%、82%；2015 年调查海域表、底层海水铅超标率分别为 56%、56%；2019 年调查海域表、底层海水铅超标率分别为 75%、83%。

锌：2008 年和 2012 年调查海域表、底层海水中锌达标。2015 年调查海域海水中锌超标率均为 6%；2019 年调查站位表、底层海水中锌超标率分别为 36%和 30%。。

镉：调查海域表、底层海水中镉均未出现超标现象。

综上，调查海域海水质量变化不大。无机氮、活性磷酸盐与人为活动有关，如陆源污染物入海。重金属超标，可能与大气污染物沉降和水交换有关。调查海域无机氮和活性磷酸盐污染程度呈下降趋势。

表 6.6 - 2 历次调查海域水质主要评价因子标准指数对比表（春季）

监测项目		2010 年 5 月		2013 年 5 月		2016 年 5 月		2018 年 5 月	
		标准指数范围	超标率 (%)	标准指数范围	超标率 (%)	标准指数范围	超标率 (%)	标准指数范围	超标率 (%)
COD	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
石油类	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
无机氮	表层	■	■	■	■	■	■	■	■
	底层	■	■	■	■	■	■	■	■
	表层	■	■	■	■	■	■	■	■

活性磷酸盐	底层								
汞	表层								
	底层								
铅	表层								
	底层								
锌	表层								
	底层								
镉	表层								
	底层								

表 6.6 - 3 历次调查海域水质主要评价因子标准指数对比表（秋季）

监测项目		2008 年 10 月		2012 年 11 月		2015 年 11 月		2019 年 9 月	
		标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)
COD	表层								
	底层								
石油类	表层								
无机氮	表层								
	底层								
活性磷酸盐	表层								
	底层								
汞	表层								
	底层								
铅	表层								
	底层								
锌	表层								
	底层								
镉	表层								
	底层								

6.6.2 海洋沉积物质量回顾性分析

表 6.6 - 4 列出 4 次秋季调查的沉积物中主要评价因子的标准指数。对比分析结果显示：4 次调查海域中汞、铅、镉、铬、硫化物、锌、砷和有机碳的含量均符合所在海洋功能海洋沉积物质量标准要求，无超标现象。铜在 2008 年个别站位出现超标现象、石油类在 2012 年有个别站位存在超标现象。

总体来看，调查海区沉积物中铜、石油类近年含量略有下降，其他污染物含量较低，沉积物质量较好。

表 6.6 - 4 曹妃甸油田群周围海域沉积物质量标准指数对比表

监测项目	2008 年 10 月		2012 年 11 月		2015 年 11 月		2019 年 9 月	
	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)
汞								

监测项目	2008 年 10 月		2012 年 11 月		2015 年 11 月		2019 年 9 月	
	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)	标准指数范围	超标率(%)
铜	■	■	■	■	■	■	■	■
铅	■	■	■	■	■	■	■	■
镉	■	■	■	■	■	■	■	■
铬	■	■	■	■	■	■	■	■
石油类	■	■	■	■	■	■	■	■
硫化物	■	■	■	■	■	■	■	■
锌	■	■	■	■	■	■	■	■
砷	■	■	■	■	■	■	■	■
有机碳	■	■	■	■	■	■	■	■

6.6.3 海洋生物回顾性分析

6.6.3.1 调查项目

2010 年、2013 年、2016 年和 2018 年的春季调查和 2008 年、2012 年、2015 年和 2019 年的秋季调查项目均为叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物和生物质量。

6.6.3.2 海洋生物回顾性分析

(1) 叶绿素 a

通过表 6.6-5 可以看出，春季 4 次监测的叶绿素 a 含量虽有一定波动，但基本处于同一水平，总体呈升高的趋势。

通过表 6.6-6 可以看出，秋季 4 次监测的叶绿素 a 含量虽有一定波动，但基本处于同一水平，总体呈升高的趋势。

表 6.6-5 春季叶绿素 a 资料对比表（单位：μg/L）

调查时间	叶绿素 a 含量平均值	
	表层	底层
2010 年 5 月	■	■
2013 年 5 月	■	■
2016 年 5 月	■	■
2018 年 5 月	■	■

表 6.6-6 秋季叶绿素 a 资料对比表（单位：μg/L）

调查时间	叶绿素 a 含量平均值	
	表层	底层
2008 年 10 月	■	■

2012 年 11 月				
2015 年 11 月				
2019 年 9 月				

(2) 浮游植物

春季 4 次调查中, 调查海域浮游植物组成结构上以硅藻为主, 浮游植物的群落结构未发生大的改变。浮游植物密度总体呈下降趋势。通过 2010 年-2018 年浮游植物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析, 调查海域浮游植物种类较少, 多样性指数、均匀度和丰度值均不高, 群落结构状况一般。

秋季 4 次调查中, 调查海域浮游植物组成结构上以硅藻为主, 浮游植物的群落结构未发生大的改变。浮游植物密度总体稳定。通过 2008 年-2019 年浮游植物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析, 调查海域浮游植物种类较逐年增多, 群落结构状况较好。

表 6.6-7 历次春季调查浮游植物资料对比表

调查时间	种类数	生物密度 (10^4 个/ m^3)	优势种类	多样性指数
2010 年 5 月				
2013 年 5 月				
2016 年 5 月				
2018 年 5 月				

表 6.6-8 历次秋季调查浮游植物资料对比表

调查时间	种类数	生物密度 (10^4 个/ m^3)	优势种类	多样性指数
2008 年 10 月				
2012 年 11 月				
2015 年 11 月				
2019 年 9 月				

(3) 浮游动物

历次春季调查结果显示: 2018 年 5 月浮游动物的种类数明显高于其他各年的调查结果, 组成上由桡足类和浮游幼虫为主要组成部分。优势种仍为桡足类和幼虫, 浮游动物的群落结构较为稳定, 变化不大。浮游动物生物量以 2016 年 5 月调查结果最高, 2018 年结果最低, 其他年份调查结果相差不大。通过 2018 年浮游动物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析, 调查海域浮游动物种类较为丰富, 多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平, 表明浮游动物群落结构稳定性良好, 好于往年水平。

比较历年秋季调查结果, 自 2015 年起, 种类数量有回升趋势, 优势种主要

是桡足类及毛额类。说明浮游动物的群落物种结构较为稳定,变化不大。浮游动物生物量逐年增长,生物密度每年相对稳定。通过 4 年调查多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析,调查海域浮游动物种类较为丰富,多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平,表明浮游动物群落结构稳定性良好,好于往年水平。

表 6.6-9 历次春季调查浮游动物资料对比表

调查时间	种类数	生物量 (mg/m ³)	生物密度 (个/m ³)	优势种类	多样性
2010 年 5 月	■	■	■	■	■
2013 年 5 月	■	■	■	■	■
2016 年 5 月	■	■	■	■	■
2018 年 5 月	■	■	■	■	■

表 6.6-10 历次秋季调查浮游动物资料对比表

调查时间	种类数	生物量 (mg/m ³)	生物密度 (个/m ³)	优势种类	多样性
2008 年 10 月	■	■	■	■	■
2012 年 11 月	■	■	■	■	■
2015 年 11 月	■	■	■	■	■
2019 年 9 月	■	■	■	■	■

(4) 底栖生物

春季 4 次调查中,2013 年和 2016 年的底栖生物种类要高于其他年份调查结果,2018 年结果与 2010 年相差不大。组成是均以多毛类为主,生物群落较为稳定、未发生较大变化。通过 2018 年浮游动物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析,调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高,均匀度、优势度基本正常,底栖生物状况良好。

秋季 4 次调查中,大型底栖动物种类数量基本保持平稳,组成是均以多毛类为主,生物群落较为稳定、未发生较大变化。生物量除 2015 年以外,其他年份生物量基本保持在 10g/m² 附近波动,生物密度也保持稳定趋势。通过历年大型底栖动物多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析,调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高,均匀度、优势度基本正常,底栖生物状况良好。

表 6.6-11 历次春季调查底栖生物资料对比表

调查时间	种类数	生物量 (g/m ²)	生物密度 (个/m ²)	多样性
2010 年 5 月	■	■	■	■
2013 年 5 月	■	■	■	■
2016 年 5 月	■	■	■	■
2018 年 5 月	■	■	■	■

表 6.6-12 历次秋季调查底栖生物资料对比表

调查时间	种类数	生物量 (g/m ²)	生物密度 (个/m ²)	多样性
2008 年 10 月	■	■	■	■
2012 年 11 月	■	■	■	■
2015 年 11 月	■	■	■	■
2019 年 9 月	■	■	■	■

(5) 生物质量

春季 4 次调查中, 铬均未出现超标现象; 铅在 2008 年和 2010 年监测的四角蛤中出现超标现象; 石油烃在 2008 年至 2016 年的 4 次监测中均存在超标现象, 2018 年调查海域生物质量较好, 所有监测指标均未出现超标现象。

历年秋季调查中, 石油烃在 2012 年、2015 年的 2 次调查中存在超标现象。砷在 2015 年的贝类生物中超标。

表 6.6-13 历年春季调查生物质量指数资料对比表

调查时间	生物种类	铅	铬	石油烃
2010 年 5 月	四角蛤	■	■	■
	刀蛭	■	■	■
2013 年 5 月	广大扁玉螺	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■
	日本鼓虾	■	■	■
	鰕虎鱼	■	■	■
	舌鳎	■	■	■
2016 年 5 月	刀蛭	■	■	■
	菲律宾蛤蜊	■	■	■
	中国蛤蜊	■	■	■
	毛蚶	■	■	■
	脉红螺	■	■	■
	长蛸	■	■	■
2018 年 5 月	矛尾复虾虎鱼	■	■	■
	日本枪乌贼	■	■	■
	鲷	■	■	■
	许氏平鲉	■	■	■

表 6.6-14 历年秋季调查生物质量指数资料对比表

调查时间	种类	砷	石油烃
2012 年 11 月	鱼类	■	■
2015 年 11 月	贝类	■	■
2019 年 9 月	甲壳类	■	■

6.3.4 环境影响回顾性分析结论

经 2010 年~2019 年共计 8 次在曹妃甸 11-6 油田海域的环境质量现状调查回顾分析, 得出如下结论:

调查海域海水质量与过去相比, 变化不大, 该海域的主要污染物是活性磷酸

盐、汞、铅、锌。

调查海区沉积物中石油类和铜近年含量略有下降，其他污染物质含量较低，沉积物质量较好。

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。提高资源利用效率，减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放，以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。

7 环境影响预测与评价

7.1 水文动力环境影响分析与评价

潮流数值模拟是研究评价海域现状潮流场及预测潮流场分布的一个重要内容，是海洋环境影响评价工作的基础。在此基础上可以预测评价海域因入海污染源引起的海水水质及水动力条件的变化。

7.1.1 评价海域潮流模型

评价海域采用三维模型，垂向采用 sigma 分成 3 层，水平向采用不规则三角形网格划分研究区域，运用分步杂交方法求解。

(1) 流体动力学基本方程

本文采用三维水动力学模型进行数值模拟，垂向采用 sigma 坐标，基本控制方程为：

$$\begin{aligned}
 & \frac{\partial hu}{\partial t} + \frac{\partial hu^2}{\partial x'} + \frac{\partial hvu}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega u}{\partial \sigma} \\
 & = fvh - gh \frac{\partial \eta}{\partial x'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial x'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial x} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{xy}}{\partial y} \right) + hF_u \\
 & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial u}{\partial \sigma} \right) + hu_s S \\
 & \frac{\partial hv}{\partial t} + \frac{\partial huv}{\partial x'} + \frac{\partial hv^2}{\partial y'} + \frac{\partial h\omega v}{\partial \sigma} \\
 & = -fuh - gh \frac{\partial \eta}{\partial y'} - \frac{h}{\rho_0} \frac{\partial P_a}{\partial y'} - \frac{hg}{\rho_0} \int_z^\eta \frac{\partial \rho}{\partial y} dz - \frac{1}{\rho_0} \left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x} + \frac{\partial s_{yy}}{\partial y} \right) + hF_v \\
 & \quad + \frac{\partial}{\partial \sigma} \left(\frac{v_v}{h} \frac{\partial v}{\partial \sigma} \right) + hv_s S \\
 & \quad \sigma = \frac{z - z_b}{h}, x' = x, y' = y
 \end{aligned}$$

式中：t 为时间（s）；g 为重力加速度（m/s²）；ρ 为海水密度（kg/m³）；x、y、z 为直角坐标系坐标；η 为潮位（m）；h=η+d，为总水深（m），d 为海平面水深；u、v、w 为 x、y、z 向流速矢量；f=2ΩsinΦ 为科氏力参数；s_{xx}、s_{xy} 为

辐射应力张量分量； P_a 为大气压强； 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。

(2) 边界条件：

海面边界条件：

$$\omega = 0$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma}\right) = \frac{h}{\rho_0 v_t} (\tau_{sx}, \tau_{sy})$$

海底边界条件：

$$\omega = 0$$

$$\left(\frac{\partial u}{\partial \sigma}, \frac{\partial v}{\partial \sigma}\right) = \frac{h}{\rho_0 v_t} (\tau_{bx}, \tau_{by})$$

τ_{bx}, τ_{by} 分别为 x 、 y 方向的底摩擦应力，单位： kg/m/s^3 ；其他参数同控制方程。

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

(a) 开边界

可采用边界水（潮）位过程或流速过程，即按边界网格线方向，求得流速分量 u 和 v ，然后再纳入过程计算，本次计算开边界采用潮位过程。本项目选择 TPXOChinaSeas 潮波预报模型为大网格数值模型中潮位模拟提供开边界条件。TPXOChinaSeas 是 2010 年在 TPXO 全球潮波预报模型的基础上美国俄勒冈州立大学建立针对中国海域的高精度潮波预报模型，共包含 8 个分潮，其网格精度为 $1/30^\circ \times 1/30^\circ$ 。

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。

(b) 动边界

模型区域内边滩随着潮涨潮落，存在淹没和露滩交替的现象，具有可移动边界的特点。对于此类边界的处理，采用干湿点判别法对动态边界水域进行处理。

即在模拟中,当潮位下降出现露滩时,则计算中去除相应的网格;当潮位上升淹没时,计算中加上相应网格。如果流速点处的总水深小于临界水深,此点为“干点”,流速值取为 0;如果流速点处的总水深增加,大于临界水深值,则此点再变为“湿点”,取计算的流速值。为提高模型计算的稳定性,一般从干到湿的临界水深值要略大于从湿到干的临界水深值。

(3) 计算时间步长和底床糙率

模型计算时间步长根据 CFL 条件进行动态调整,确保模型计算稳定进行,最小时间步长 0.01s。底摩擦应力采用二次非线性公式:

$$(\tau_{bx}, \tau_{by}) = C_d \rho_w \sqrt{u^2 + v^2} (u, v)$$

式中: τ_{bx}, τ_{by} 分别为 x, y 方向的底摩擦应力(kg/m^3); ρ_w 是海水密度(kg/m^3); u, v 分别为 x, y 方向的底层流速 (m/s); C_d 为底摩擦拖曳系数,采用对数法则计算:

$$C_d = \max\left(\frac{\kappa^2}{[\ln(z_{ab}/z_0)]^2}, C_{dmin}\right)$$

式中: $\kappa = 0.41$ 是 Karman 常数, z_0 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。底摩擦通过摩擦高度进行控制,摩擦高度根据水深地形和验证结果进行调整,范围在 0.001~0.3 之间。

(4) 水平涡动粘滞系数

采用考虑亚尺度网格效应的 Smagorinsky (1963) 公式计算水平涡粘系数,表达式如下:

$$A = c_s^2 l^2 \sqrt{2S_{ij}S_{ij}}$$

式中: c_s 为常数, 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。

7.1.2 计算域及网格设置

本项目所建立的海域数学模型计算域为整个渤海,模拟采用非结构三角网格,

水平向网格由 9953 个节点和 19151 个三角单元组成,纵向采用 sigma 分为 3 层。为了能清楚了解本工程附近海域的潮流状况,将本工程附近海域进行局部加密,工程区域附近空间步长在 100m 以内,预测的平台和管道首尾附近的网格空间步长在 20m-50m 之间。

模型水深资料采用航保部 2014 年海图,及工程区附近海域实测水深地形测量资料,基准面为平均海平面。岸线资料结合海图和 Google earth 卫星图片给出。网格及水深分布见图 7.1-1。局部地形加密图见图 7.1-2。

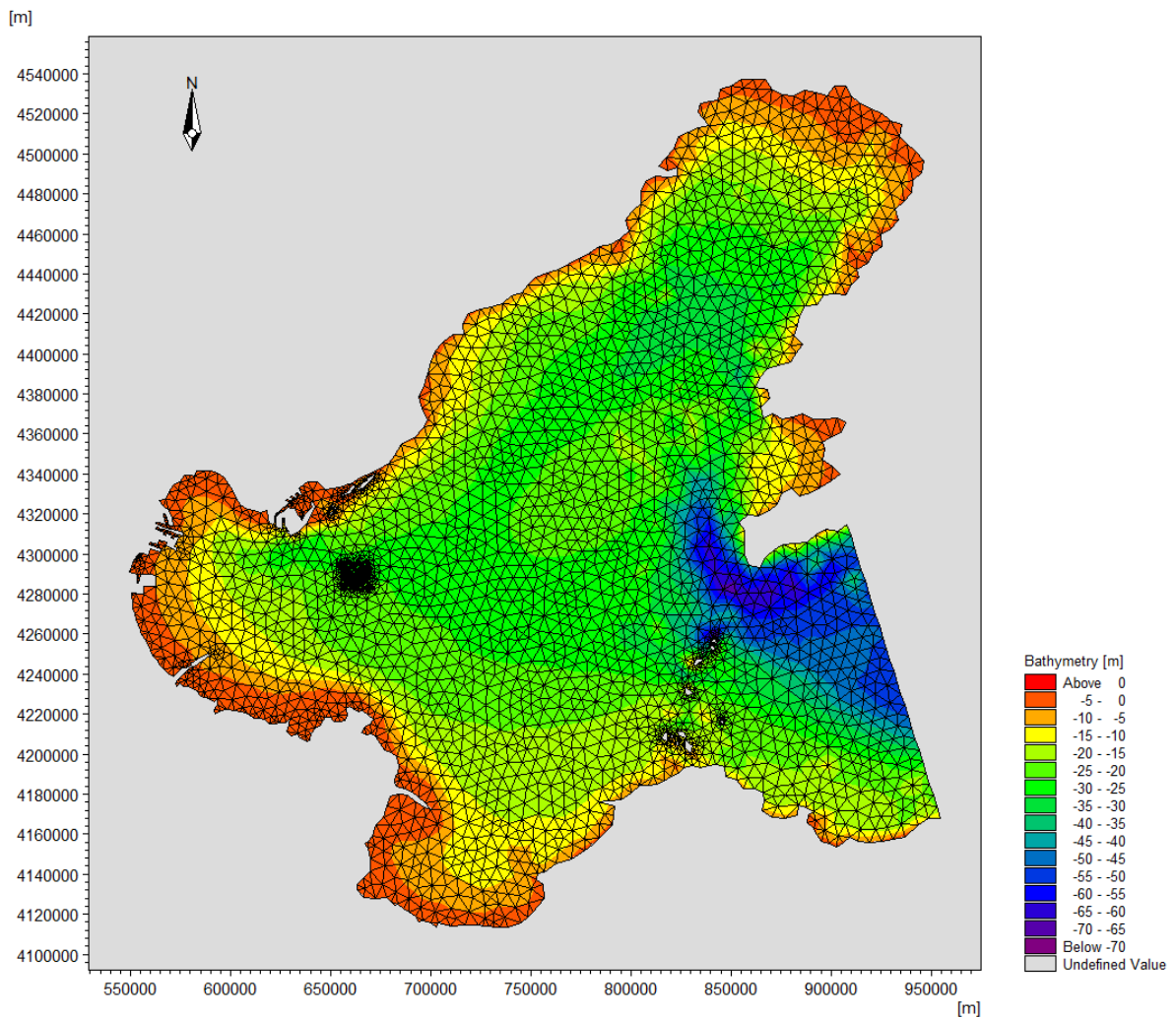


图 7.1-1 网格及水深分布图

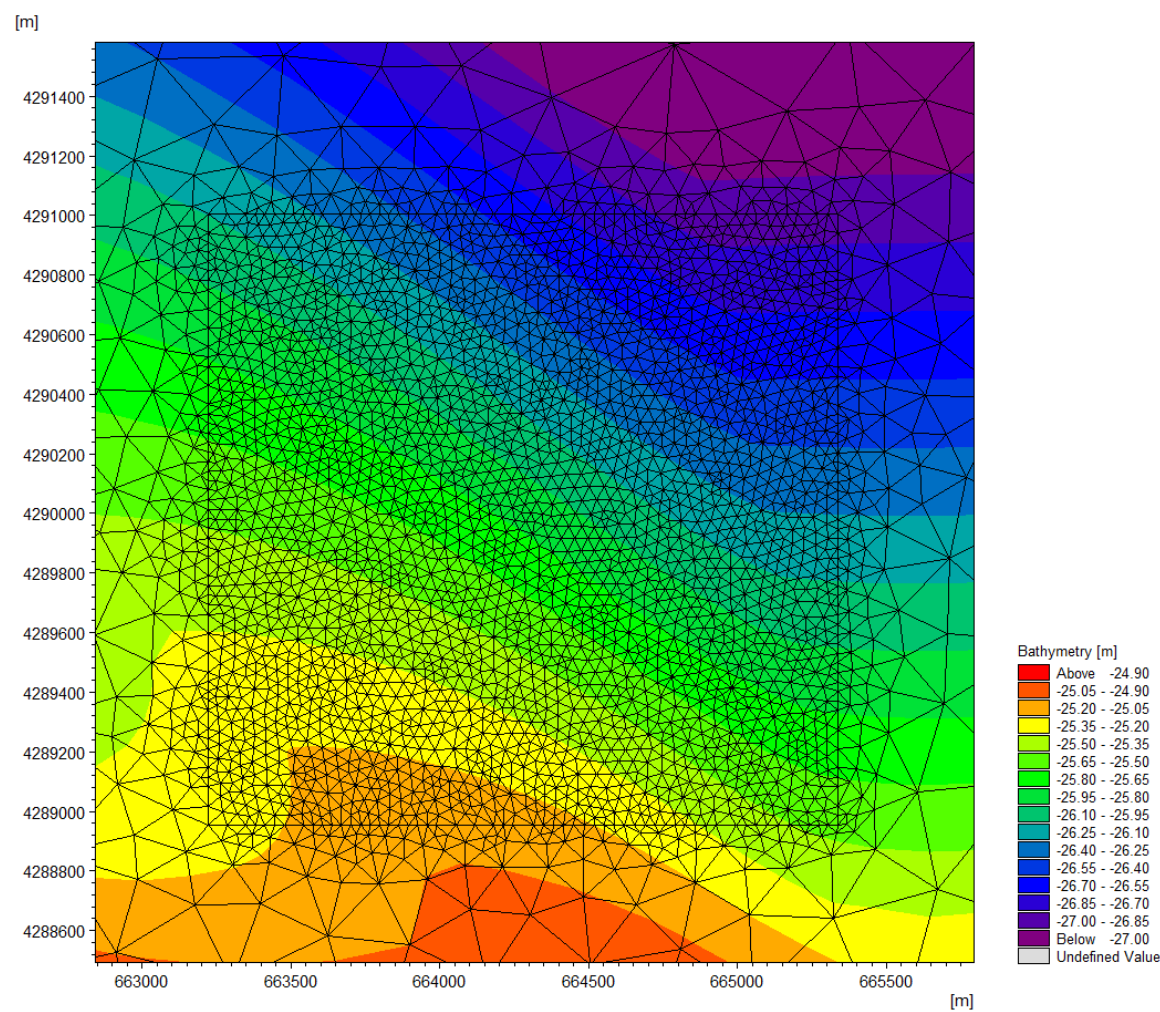


图 7.1-2 网格及水深分布图（工程附近海域）

7.1.3 潮流及潮位验证

潮流潮位验证数据采用青岛环海海洋工程勘察研究院于 2018 年 5 月 16 日至 5 月 17 日对工程海附近域的海流进行的现场观测值，测点位置详见表 7.1-1、图 7.1-3。

表 7.1-1 验证点坐标位置

站号	坐 标				验证项目
P3					潮流、潮位
P5					潮流、潮位
P12					潮流、潮位
P14					潮流、潮位
P26					潮流、潮位
P28					潮流、潮位

图 7.1-3 验证点具体分布图

图 7.1-4~图 7.1-10 给出了各个验证站位的潮流、潮位验证结果。由验证结果可以看出流速的大小以及方向，转流发生时刻的计算值与实测值基本一致，潮流过程线形态基本一致。由验证图可以看出，除个别时刻由于实流速、流向实测值较低引起误差值较大，绝大部分时刻潮位、流速、流向平均误差在 $\pm 10\%$ 以内，模型验证结果较好。符合《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T19485-2014)相关要求。潮位和潮流的验证结果表明建立的潮流模型是可行的，适合本海区。

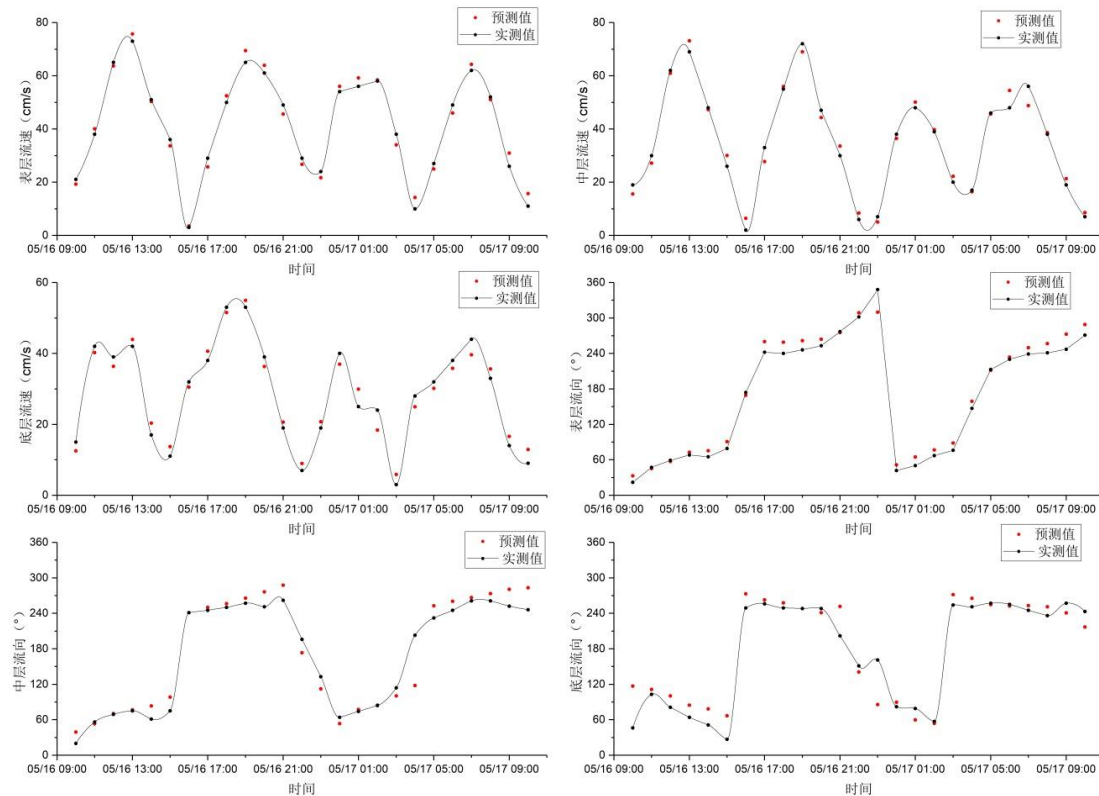


图 7.1-4 P3 站潮流潮位验证（表层至底层）

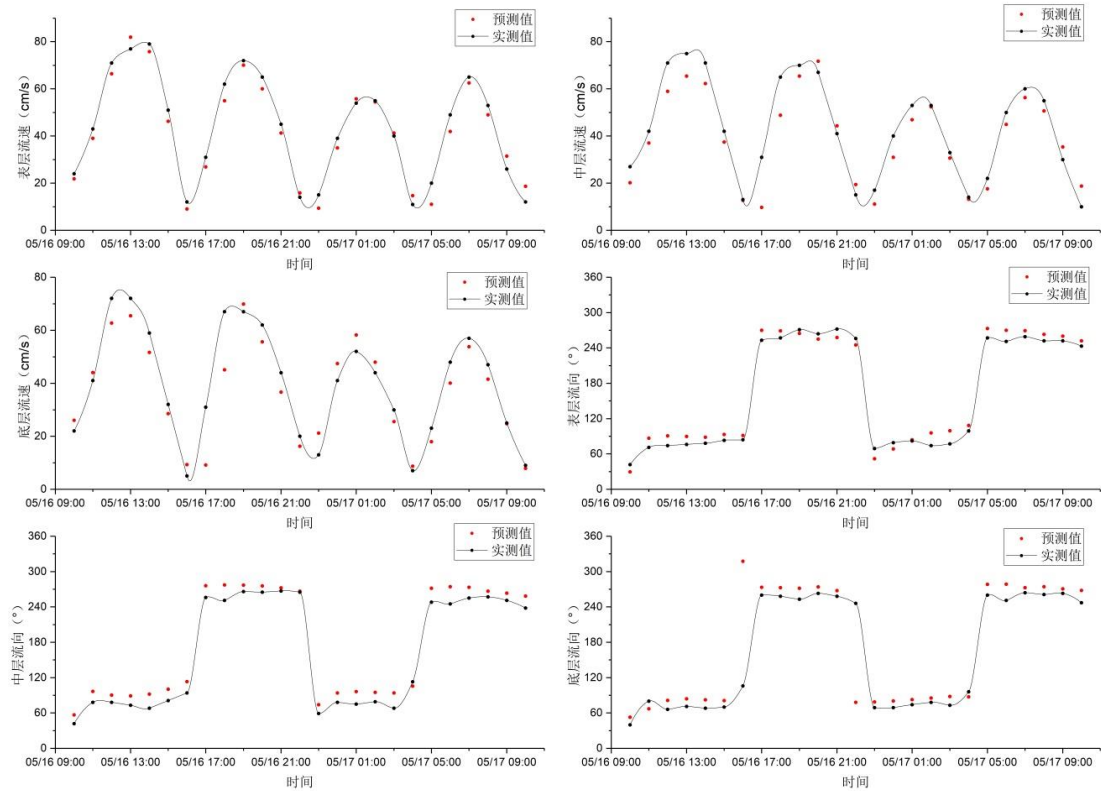


图 7.1-5 P5 站潮流潮位验证（表层至底层）

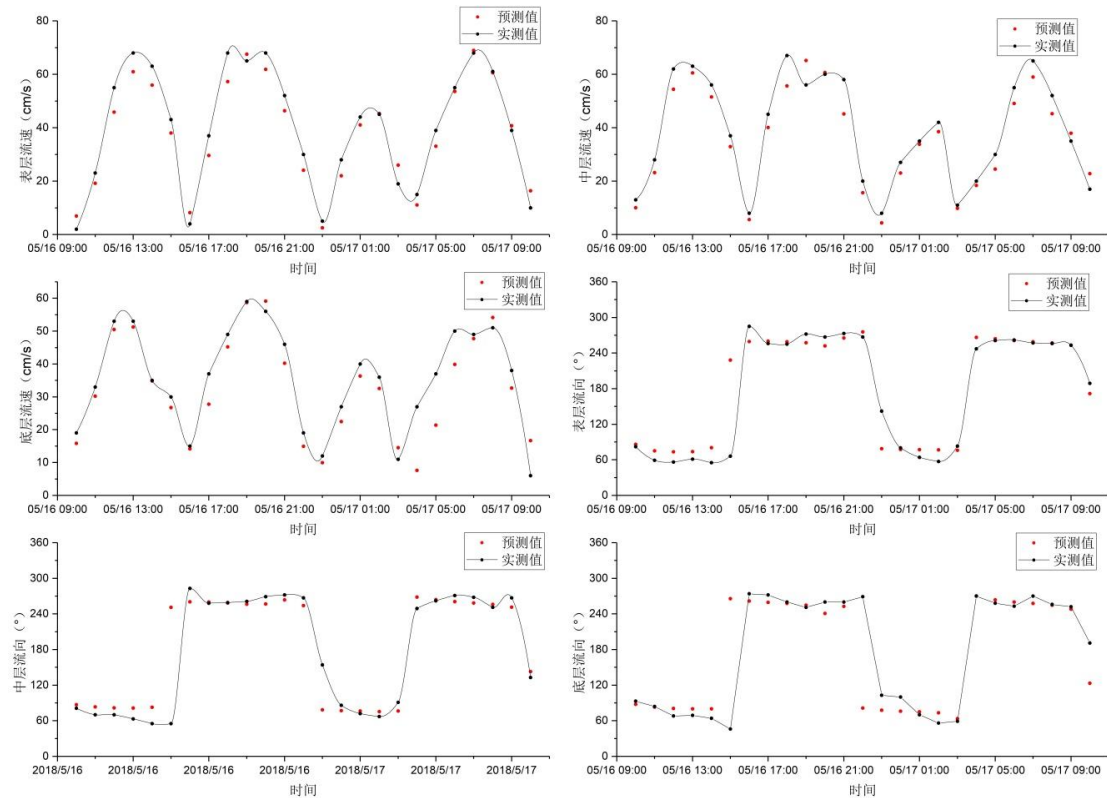


图 7.1-6 P12 站潮流潮位验证（表层至底层）

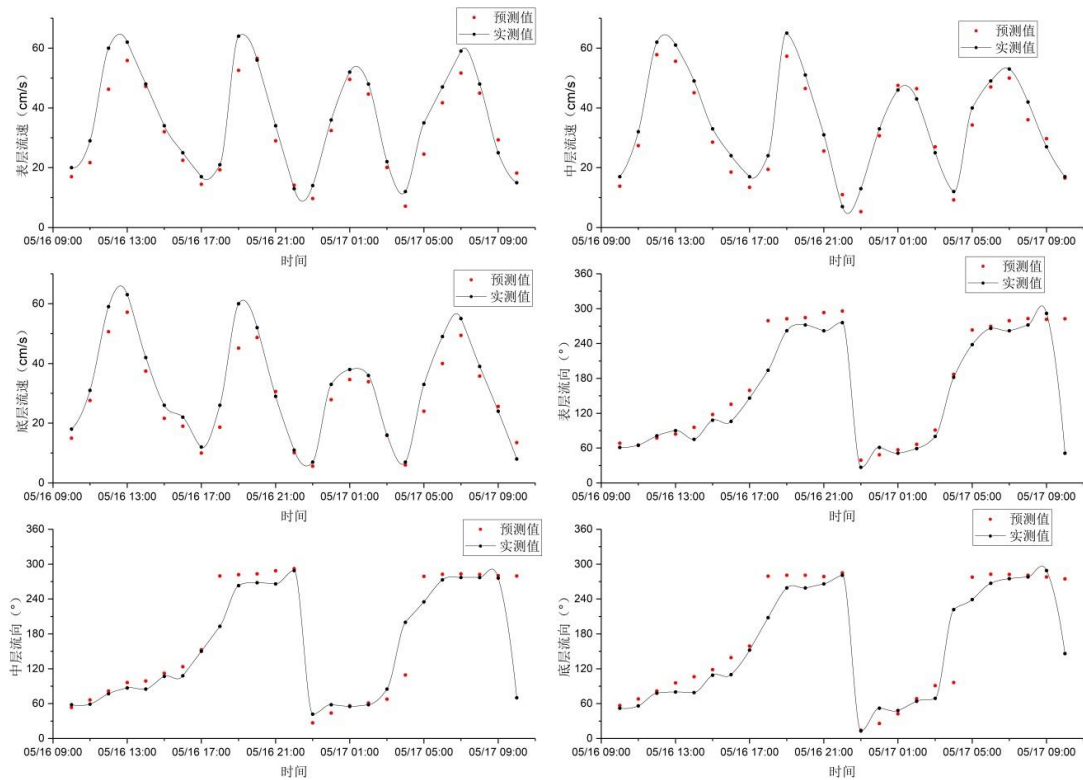


图 7.1-7 P14 站潮流潮位验证（表层至底层）

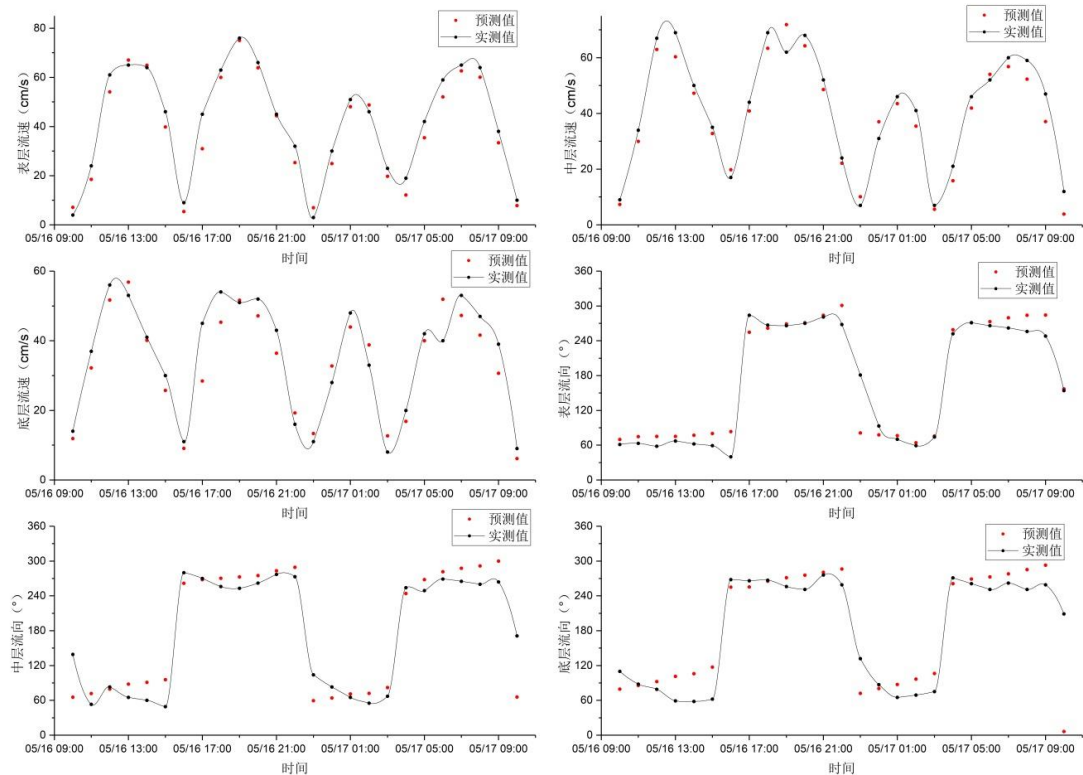


图 7.1-8 P26 站潮流潮位验证（表层至底层）

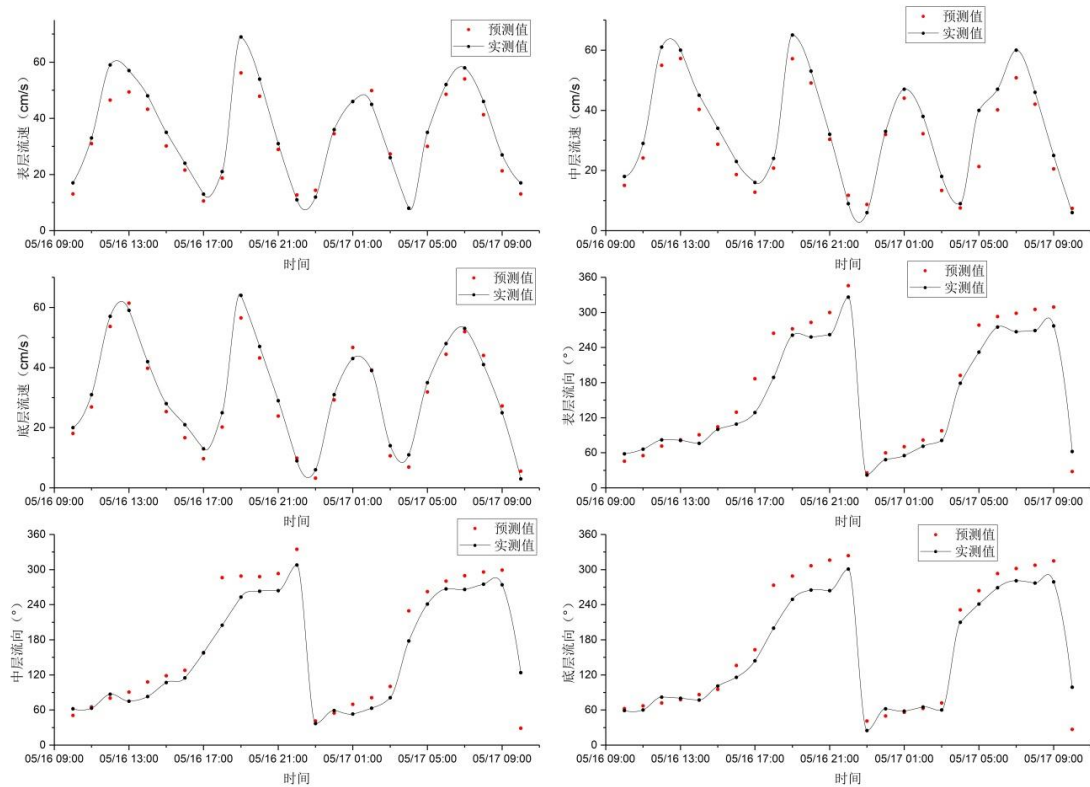


图 7.1-9 P28 站潮流潮位验证（表层至底层）

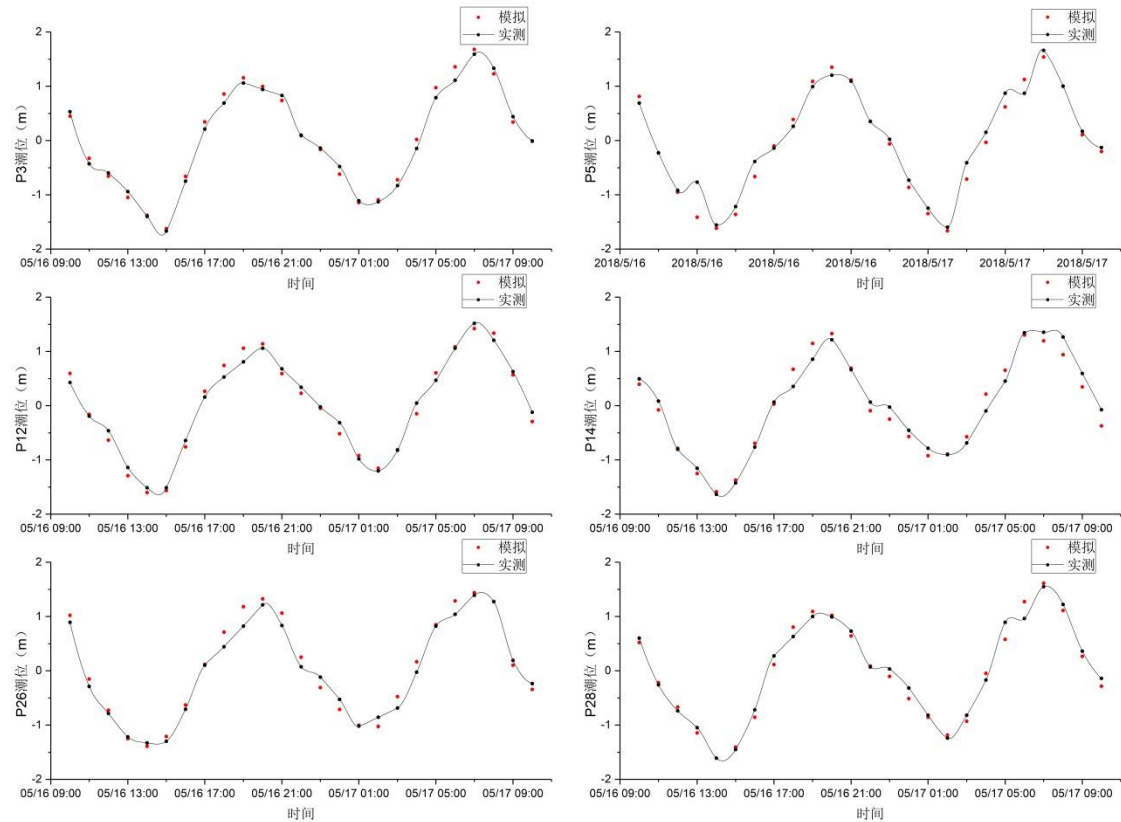


图 7.1-10 所有站点潮位验证

7.1.4 评价海域潮流计算结果

大海域潮流结构在垂向上基本一致，速度自表至底减小，因此为节省篇幅，本报告仅给出大潮时表层的潮流场。图 7.1-11 至图 7.1-14 给出涨潮中间时和落潮中间时的计算潮流场和工程区域局部放大的潮流场图。由对模拟结果的分析可知，在工程附近海域主要呈现为不正规半日流，流态主要呈现为往复流，落潮时流向集中在 WSW 至 W 向，涨潮时流向与落潮相反，多呈现出 E 向。工程附近海域整个潮周期中流速最大为 55cm/s。

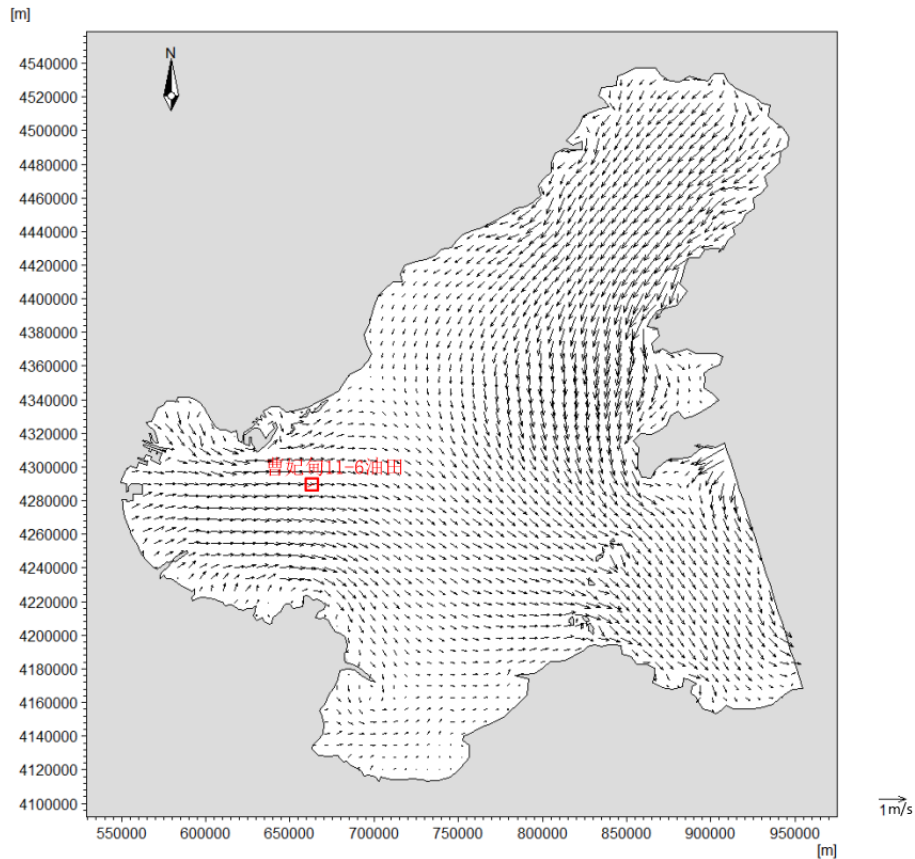


图 7.1-11 落潮中间时潮流场

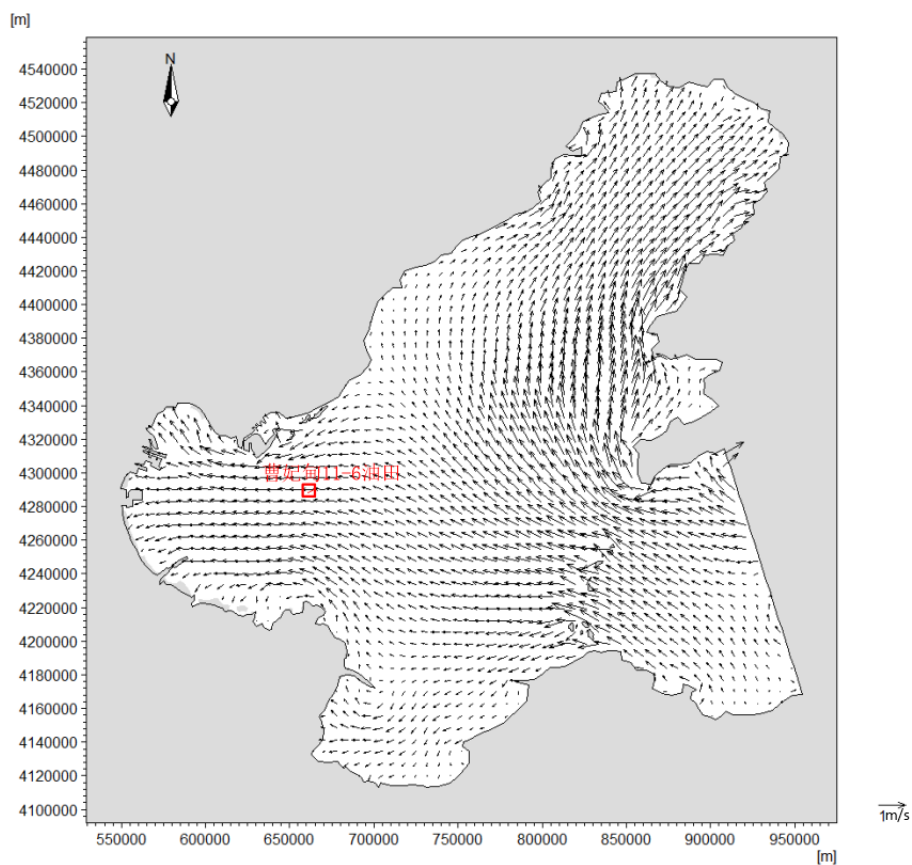


图 7.1-12 涨潮中间时潮流场

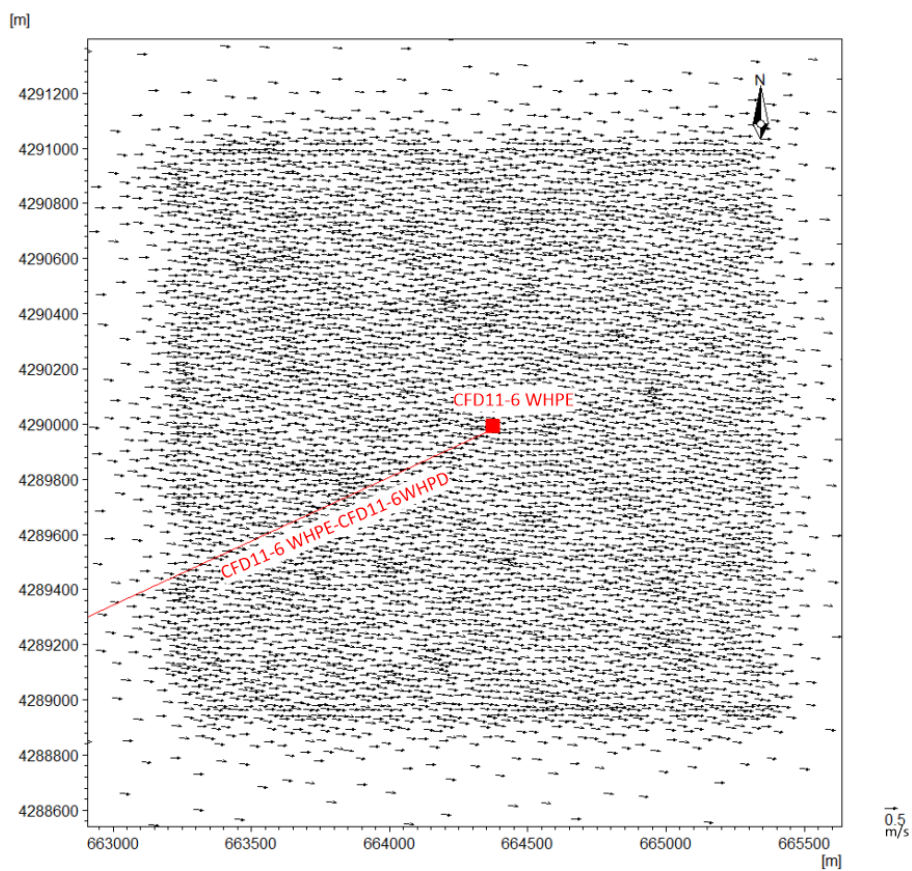


图 7.1-13 落潮中间时潮流场（工程附近海域）

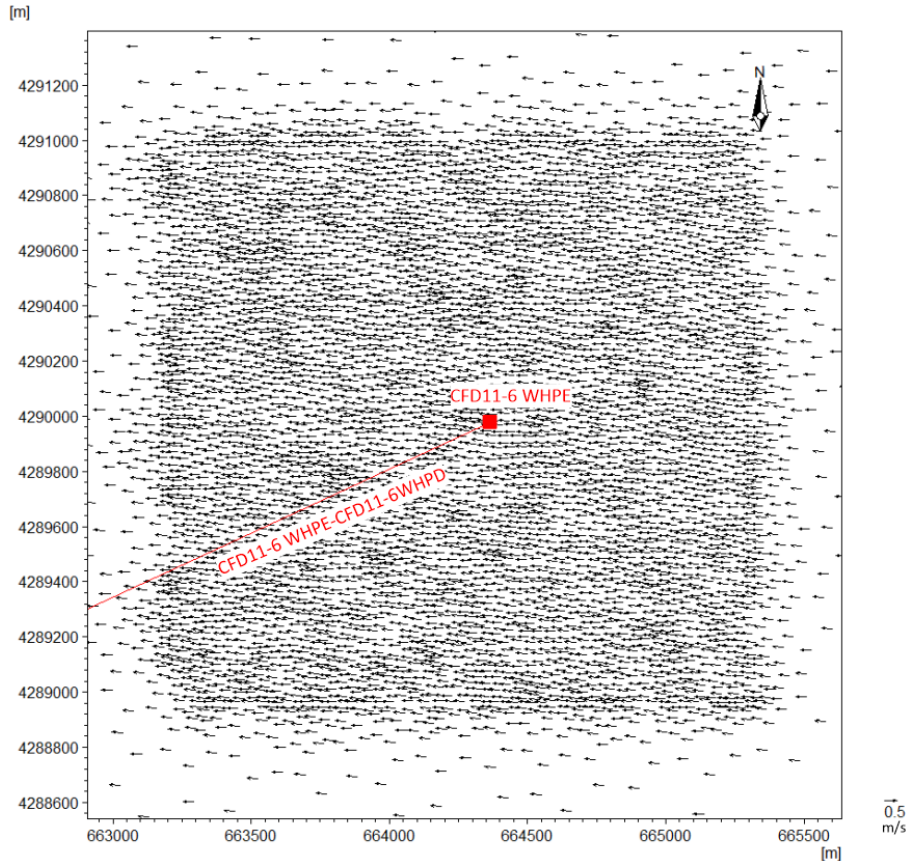


图 7.1-14 涨潮中间时潮流场（工程附近海域）

7.1.5 项目建设对水文动力环境影响

拟建工程主要包括钻完井和海底管道/电缆的铺设。由于平台为透水式结构，井口平台等对周边的水动力环境影响很小；海底管道/电缆埋于海底，挖起的泥沙在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

7.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价

平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管道/电缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

7.3 水质环境影响预测评价

7.3.1 悬浮物运动方程

悬浮物质为颗粒态，它随着海水运动的同时，将在海水中沉降，并最终淤积于海底，这一特性决定了它的影响范围和影响时间是有限的。

施工掀扬起的海底悬浮泥沙，悬浮物输移—扩散过程由以下方程表示：

$$\frac{\partial S}{\partial t} + u \frac{\partial S}{\partial x} + v \frac{\partial S}{\partial y} + w_f \frac{\partial S}{\partial z} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D_x \frac{\partial S}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_y \frac{\partial S}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left(D_z \frac{\partial S}{\partial z} \right)$$

其中：S 水体悬沙含量， D_x 、 D_y 、 D_z 分别为 x、y、z 向紊动扩散系数； w_f 为 z 向有效流速， $w_f = w - \omega$ ， ω 为悬浮泥沙静水中沉速。

$$\text{岸界边界条件: } \frac{\partial C}{\partial n} = 0$$

侧开边界的边界条件：

$$\text{入流时 } C|_{\Gamma} = p_0 ;$$

Γ 为水边界， p_0 为边界上浓度，悬浮泥沙仅考虑增量，不考虑本底值，取 $p_0 = 0$ 。

$$\text{出流时 } \frac{\partial C}{\partial t} + U_n \frac{\partial C}{\partial n} = 0 \quad U_n \text{ 为边界法向流速；}$$

泥沙沉速 ω 采用武汉水利电力学院静水泥沙沉速公式计算，

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

其中， v 为水运动粘滞系数，取值 $0.0000011 \text{ cm}^2/\text{s}$ ； D 为悬浮泥沙中值粒径 (mm)，取 0.01 mm ； α 为重率系数，取 0.7 。

初始条件：

模拟施工期本底值均置为 0，仅考虑增量。

7.3.2 施工期管道/电缆施工悬浮泥沙扩散预测

7.3.2.1 管道/电缆施工预测源强及参数

根据工程分析，本工程拟建 1 条海底管道，1 条海底电缆：CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道、CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底电缆。该海区泥沙湿容重约为 1.7 g/cm^3 ，起沙率按 15% 计算，悬浮泥沙含水率取 30%。管道/电缆铺设过程中产生悬浮物源强分析见下表。

表 7.3-1 悬浮泥沙产生量

来源	管径 in	长度 km	产生量 m ³	排放速率 kg/s
CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道	16	4.8	13726	8.86
CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底电缆	/	4.8	7200	9.30

7.3.2.2 管道/光缆施工预测结果

本报告计算不同浓度悬浮物影响面积是采取控制点连线的方法,即选取起海底止端点及拐点作为控制点,将每个控制点作为悬浮物排放位置,排放时间按一个潮周期计算,分别计算大潮、小潮时的悬浮物扩散范围并叠加,各排放点超海水水质标准的外包络线连线所围成范围即为管道施工过程中悬浮物超海水水质标准的总包络范围。CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道悬浮物超标总包络图见图 7.3-1~7.3-2, CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台海底电缆悬浮物超标总包络图见图 7.3-3~7.3-4。

CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台管道/电缆作业期间悬浮物超标包络线面积、离管道最远距离见表 7.3-2。表 7.3-3 给出了施工期间悬浮物超标倍数 $B_i \leq 1$ 、 $1 < B_i \leq 4$ 、 $4 < B_i \leq 9$ 、 $9 < B_i$ 的包络线面积。

由计算知,管道/电缆施工期间表层无超海水水质标准区域。CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道中层超悬浮物一(二)类海水水质标准(悬浮物增量 $\geq 10\text{mg/l}$,下同)的总包络面积为 8.87km^2 ;无超三类海水水质标准(悬浮物增量 $\geq 100\text{mg/l}$,下同)、超四类海水水质标准(悬浮物增量 $\geq 150\text{mg/l}$,下同)水质;底层超悬浮物一(二)类海水水质标准的总包络线面积为 10.17km^2 ;超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.91km^2 ;超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.64km^2 ;超一(二)类海水水质标准的范围距管道的最大距离为 0.98km 。

CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底电缆中层超悬浮物一(二)类海水水质标准的总包络面积为 3.81km^2 ;无超三类海水水质标准、超四类海水水质标准水质;底层超悬浮物一(二)类海水水质标准的总包络线面积为 8.69km^2 ;超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.84km^2 ;超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.57km^2 ;超一(二)类海水水质标准的范围距管道的最大距离为 0.78km 。

表 7.3-2 管道和海底电缆施工期间悬浮物预测结果 (km²)

管道/电缆		超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类 离管道最远距离 (km)	恢复一类 水质时间 (h)
CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输 管道	表层	0	0	0	0.98	2
	中层	8.87	0	0		
	底层	10.17	0.91	0.64		
CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底 电缆	表层	0	0	0	0.78	2
	中层	3.81	0	0		
	底层	8.69	0.84	0.57		

表 7.3-3 不同超标倍数 Bi 的包络面积 (km²)

管道/电缆		Bi≤1	1<Bi≤4	4<Bi≤9	Bi>9
CFD11-6WHPE 至 CFD11-6WHPD 混输管道	表层	0	0	0	0
	中层	6.71	2.16	0	0
	底层	4.71	2.54	2.02	0.91
CFD11-6WHPD 至 CFD11-6WHPE 海底电缆	表层	0	0	0	0
	中层	2.99	0.82	0	0
	底层	5.25	1.46	1.14	0.84

图 7.3-1 海底管道施工悬浮沙超标总包络范围（中层）

图 7.3-2 海底管道施工悬浮沙超标总包络范围（底层）

图 7.3-3 海底电缆施工悬浮沙超标总包络范围（中层）

图 7.3-4 海底电缆施工悬浮物超标总包络范围（底层）

7.3.3 非油层段钻井液扩散预测

7.3.3.1 非油层段钻井液预测源强及参数

由 3.1.2.2 节可知,本项目非油层段钻井液排放位置为 CFD11-6WHPK 平台,于海表排放分两批次钻井(两个批次钻井时间间隔大于 15 天),非油层段钻井液在钻井过程中循环使用,钻井完成后一次性排放,每批次排放量均为 120m³,排放速率控制在 35m³/h 以下。钻井液密度取 1.28g/cm³,经估算,非油层段钻井液排放源强为 12.4kg/s。

7.3.3.2 非油层段钻井液排放预测结果

非油层段钻井液排放时长设置为 4h,本报告分别计算了大潮、小潮涨潮中间时、高潮时、落潮中间时、低潮时开始排放非油层段钻井液的浓度扩散范围。将各时刻超海水水质标准的扩散范围进行叠加,从而求得超海水水质标准的包络范围,统计相应超标面积。

根据计算,非油层段钻井液对海洋环境的影响主要在表层、中层,底层无超标水域。非油层段钻井液浓度增量总包络线见图 7.3-5~7.3-6,总包络线结果见表 7.3-4,不同超标倍数的总包络面积见表 7.3-5。

由表可知,非油层段钻井液排放表层超一(二)类海水水质标准的总包络线面积为 0.44km^2 ,超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.03km^2 ,超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.02km^2 。超一(二)类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 1.13km 。中层超一(二)类海水水质标准的总包络线面积为 0.13km^2 ,超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.006km^2 。停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 2h。

表 7.3-4 非油层段钻井液排放预测结果 (km^2)

	超一(二)类	超三类	超四类	超一(二)类距平台最大距离 (km)
表层	0.44	0.03	0.02	1.13
中层	0.13	0.006	0	
底层	0	0	0	

表 7.3-5 非油层段钻井液排放不同超标倍数总包络面积(km^2)

	$\text{Bi} \leq 1$	$1 < \text{Bi} \leq 4$	$4 < \text{Bi} \leq 9$	$\text{Bi} > 9$
表层	0.226	0.151	0.030	0.032
中层	0.049	0.069	0.009	0.006
底层	0	0	0	0

图 7.3-5 非油层段钻井液浓度扩散总包络范围(表层)

图 7.3-6 非油层段钻井液浓度扩散总包络范围(中层)

7.3.4 非油层段钻屑扩散预测

7.3.4.1 非油层段钻屑预测源强及参数

由 3.1.2.1 章节可知,本项目非油层段钻屑排放位置为 CFD11-6WHPK 平台,于海标排放,分两批次钻井,其中 9 口第一批钻井产生 2875.11m^3 非油层段钻屑,钻井时间为 121.5d,钻屑排放源强为 $23.54\text{m}^3/\text{d}$,3 口第二批钻井产生 1337.55m^3 非油层段钻屑,钻井时间为 40.5d,钻屑排放源强为 $33.03\text{m}^3/\text{d}$ 。钻屑密度按 $2.6\text{g}/\text{cm}^3$ 计,经估算,9 口第一批钻井钻屑排放源强为 $0.71\text{kg}/\text{s}$,3 口第二批钻井钻屑排放源强为 $0.99\text{kg}/\text{s}$ 。

7.3.4.2 非油层段钻屑排放的预测结果

根据计算，非油层段钻屑对海洋环境的影响主要在表层，中层、底层无超海水水质标准水域。计算结果见表 7.3-6~7.3-7，不同超标倍数的包络面积见表 7.3-8~7.3-9，非油层段钻屑浓度增量包络线图见图 7.3-7~7.3-8。

由计算结果可知，第一批钻井非油层段钻屑表层超悬浮物一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.0047km^2 ，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.108km ，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。覆盖 2cm 厚度面积为 0.01km^2 。

第二批钻井非油层段钻屑表层超悬浮物一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.0057km^2 ，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.113km ，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。覆盖 2cm 厚度面积为 0.01km^2 。

表 7.3-6 第一批钻井非油层段钻屑预测结果 (km^2)

	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
表层	0.0047	0	0	0.108
中层	0	0	0	
底层	0	0	0	

表 7.3-7 第二批钻井非油层段钻屑预测结果 (km^2)

	超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
表层	0.0057	0	0	0.113
中层	0	0	0	
底层	0	0	0	

表 7.3-8 第一批钻井非油层段钻屑不同超标倍数 B_i 总包络面积 (km^2)

	$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$	$4 < B_i \leq 9$	$B_i > 9$
表层	0.0038	0.0010	0	0
中层	0	0	0	0
底层	0	0	0	0

表 7.3-9 第二批钻井非油层段钻屑不同超标倍数 B_i 总包络面积 (km^2)

	$B_i \leq 1$	$1 < B_i \leq 4$	$4 < B_i \leq 9$	$B_i > 9$
表层	0.0047	0.0011	0.0001	0
中层	0	0	0	0
底层	0	0	0	0

图 7.3-7 第一批钻井非油层段钻屑浓度增量包络线（表层）

图 7.3-8 第二批钻井非油层段钻屑浓度增量包络线（表层）

7.3.5 施工期生活污水排放对海洋水质环境的影响

根据 3.1.2.4 章节可知，生活污水共计排放 14378m³，参与施工的船舶在施工阶段会产生生活污水，生活污水经生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中相应标准后方可排海。单日最高生活污水排放量出现在钻完井阶段，钻完井阶段施工人数最多为 120 人，生活污水的产生量按每人 350L/d 计算，排放 COD 浓度按《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中一级标准限值 300mg/L 计算，生活污水间断排放，每天排放时间约 2h，钻完井期间生活污水排放量为 42 m³/d，COD 排放速率为 1.75g/s。

本项目施工期生活污水排放对海洋水质环境的影响类比《曹妃甸 11-1/11-6 油田综合调整工程环境影响报告书》中 CEPJ 平台生活污水排放的预测结果。[m] 本工程新建平台 WHPK 平台与类比平台 CEPJ 平台同属曹妃甸油田群，二者距离约 18.8km，相对位置关系如图 7.3-9 所示。类比条件如表 7.3-10 所示。

图 7.3-9 本工程新建平台 WHPK 平台与类比平台 CEPJ 平台的相对位置关系

表 7.3-10 类比条件

对象	类比对象	本项目
计算方法	COD 对水环境影响预测采用水流模型与耗散模式相结合的方法，耗散模式如下： $\frac{\partial h\bar{C}}{\partial t} + \frac{\partial h\bar{u}\bar{C}}{\partial x} + \frac{\partial h\bar{v}\bar{C}}{\partial y} = hF_c - hK_p\bar{C} + hC_sS$ $\bar{C}$ ：为水深平均浓度； K_p ：为衰减系数，保守起见，本次计算取 0。 C_s ：为源强浓度 S ：为排放量 F_c ：为横向扩散项，由下式定义，其中 D_h 为横向扩散系数。 $F_c = \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(D_h \frac{\partial}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D_h \frac{\partial}{\partial y} \right) \right] C$	
水文动力	潮汐性质：不正规半日潮 潮流性质：半日潮流 潮流运动形式：以往复流为主	潮汐性质：不正规半日潮 潮流性质：半日潮流 潮流运动形式：以往复流为主

对象	类比对象	本项目
	流向：W~E 走向	流向：NW-ESE 走向
位置关系	本项目距类比项目距离 18.8km（属于同一海区）	
COD 排放源强分析	CEPJ 平台作业人数按 180 人，生活污水的产生量按每人 350L/d 计算，排放 COD 浓度按 300mg/L 计算，生活污水间断排放，每天排放时间约 2h，生活污水排放量为 63 m ³ /d，COD 排放速率为 2.625g/s。COD 本底浓度为 1.06mg/L。	钻完井阶段施工人数最多为 120 人，生活污水的产生量按每人 350L/d 计算，排放 COD 浓度按 300mg/L 计算，生活污水间断排放，每天排放时间约 2h，钻完井期间生活污水排放量为 42 m ³ /d，COD 排放速率为 1.75g/s。COD 本底浓度为 1.30 mg/L。

CEPJ 平台预测结果显示在四个典型时刻排放生活污水排放引起的海水 COD 浓度最大增量在 0.1 mg/L 左右，叠加本底 COD 浓度后超标范围仍然在一个计算网格（30m）范围以内（见图 7.3-10，表 7.3-11）。由表 7.3-10 可知于本项目 COD 排放源强较类比项目更小，因此可以认为本项目生活污水引起的 COD 超标范围小于类比项目的影响范围，即超标水域范围在 30m 以内，可以认为本项目生活污水对海洋水质环境造成的影响很小。

图 7.3-10 CEPJ 平台表层 COD 浓度分布

表 7.3-11 CEPJ 平台 COD 预测结果

	超一类包络面积（km ² ）	超二类包络面积（km ² ）	超三类包络面积（km ² ）	超四类包络面积（km ² ）	超一类最大距离（m）
高潮时排放	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<30
落潮时排放	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<30
低潮时排放	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<30
涨潮时排放	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<30
总包络	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<0.0004	<30

7.4 沉积物环境影响分析

7.4.1 平台建设对沉积环境的影响分析

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小，但平台桩腿部分由于深插入海中，施工过程中因打桩沉积物环境全部改变。

钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻井其沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，沉积面积不超过 0.01km²，不会形成填海效应。但将会使覆盖区域的沉积物类型有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染

物的含量有所升高。

7.4.2 海底管道/电缆建设对沉积环境的影响分析

7.4.2.1 建设期间海底管道/电缆施工对沉积环境的影响分析

在管道/电缆铺设期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境。

按照工程建设方案分析，本工程管道/电缆施工过程沉积物被挖起和覆盖，其中管沟开挖的影响面积是 0.014km^2 ，覆盖的影响面积是 0.38km^2 。此范围内的底栖生物短期内受到破坏，并使沉积物类型发生一定的变化。

7.4.2.2 生产期间海底管道防腐对沉积环境的影响分析

海底管道防腐对海洋环境的污染主要来自牺牲阳极金属中的锌泄漏。根据工程分析，本工程铺设 1 条混输管道全程埋设至海床以下 1.5m ，设计寿命为 20 年，共使用 158 块阳极块进行保护。海域中将有 158 个这样的点源。每个阳极块的重量约为 63.8kg ，锌含量按 4.13% 考虑，则单个阳极每年释放到环境中的锌不到 0.14kg 。

工程区域悬浮物湿密度按平均值 1.70g/cm^3 ，每个点源影响范围按半径 5m ，影响深度 1.5m 计算，则单个阳极释放到周边 5m 范围内沉积物的含量为 0.7×10^{-6} ，叠加沉积物现状调查的锌的最大值为背景值 (66.3×10^{-6})，则海管寿命期间海管周围沉积物中锌含量最大为 70×10^{-6} ，小于海洋沉积物质量标准的第一类标准值 150×10^{-6} ，因此海管防腐采用的牺牲阳极不会引起沉积物中的锌污染。

7.5 海洋生态环境影响分析与评价

7.5.1 海洋生态环境的影响

7.5.1.1 工程对浮游植物的影响

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

海水透明度会很快得到恢复。

7.5.1.2 工程对浮游动物的影响分析

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

7.5.1.3 工程对底栖生物资源的影响评价

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

堆积在管沟两侧的沉积物，在海水运动作用下部分将很快回填于管沟。但挖沟所破坏的海底海床以及在沟两侧所堆积的泥沙对底栖生物的掩埋造成破坏，并对其周围底栖生物的生长造成一定的影响，使底栖生物量减少，在一定时间内会破坏周围底栖生物并影响沿电缆一带的海底生态环境。但随着施工结束以及时间的推移，管道/电缆路由区的底栖生态会逐渐得到恢复。

7.5.1.4 工程对海洋生物资源的影响

施工产生的悬浮物可以阻塞鱼类的鳃组织，造成其呼吸困难，严重的可能会引起死亡。对海洋生物资源会产生一定的影响。悬浮物对海洋生物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,施工对海洋生物的影响还体现在浮游动物与浮游植物食物供应所受到的影响上。浮游植物和浮游动物是海洋生物的初级和次级生产力,施工过程会对浮游植物和浮游动物的生长产生不利影响,严重时甚至会导致死亡。部分鱼类是以浮游植物为食,而且这些种类多为定置性种类,活动能力较弱,工程施工期就会对其生长产生不利影响。因此,从食物链的角度考虑,施工不可避免对鱼类和虾类的存活与生长产生明显的抑制作用,对海洋生物资源带来一定负面影响。

7.5.2 海洋海洋生物资源损失估算

本工程对海洋生物资源的主要影响因素为:管道和电缆铺设、钻井液和钻屑排放的悬浮物。

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) 一次性损失计算方法:

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

式中:

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

D_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度,单位为尾平方千米(尾/ km^2)、个平方千米(个/ km^2)、千克平方千米(kg/km^2);

S_j ——某一污染物第 j 类浓度增量区面积,单位为平方千米(km^2);

K_{ij} ——某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率,单位为百分之(%);

n ——某一污染物浓度增量分区总数。

2) 持续性损失计算方法

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

$$M_i = W_i \times T$$

式中：

M_i ——第 i 种类生物资源累计损害量，单位为尾、个或千克（kg）；

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

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

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

表 7.5-1 污染物对各类生物损失率

污染物 i 的超标 倍数 (B_i)	各类生物损失率 (%)		
	鱼卵和仔稚鱼	成体	幼体
$B_i \leq 1$	5	1	5
$1 < B_i \leq 4$	10	5	10
$4 < B_i \leq 9$	30	10	30
$B_i \geq 9$	50	20	50

3) 底栖生物损失计算方法

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

$$W_i = D_i \times S_i$$

式中：

W_i ——第 i 种生物资源受损量，单位为尾或个或千克（kg）。

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

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

7.5.2.2 生物量损失计算参数

根据现状调查资料选取本次生物损失量计算的参数，具体参数如表 7.5-2 所示。

表 7.5-2 生物量取值

种类	春季密度	秋季密度	计算取值 (平均值)
底栖生物(g/m ²)	12.92	10.62	11.77
鱼卵 (粒/m ³)	0.13	0	0.065
仔稚鱼 (尾/m ³)	0.91	0	0.455
鱼类成体 (kg/km ²)	156.36	107.296	131.828
头足类成体 (kg/km ²)	15.007	55.56	35.2835
甲壳类成体 (kg/km ²)	379.891	75.06	227.4755
幼鱼 (尾/km ²)	92276	3848	48062
头足类幼体 (尾/ km ²)	382	3928	2155
甲壳类幼体 (尾/ km ²)	12002	4194	8098

备注：其中鱼卵、仔稚鱼春季密度取工程附近站位 Y2、Y3、Y5 和 Y6 四个站位的平均值。

7.5.2.3 平台占海对海洋生物资源的影响评价

平台占海造成平台底栖生物损失按照桩腿面积内底栖生物损失率 100%计算。本项目平台占海造成的底栖生物损失见表 7.5-3。

表 7.5-3 平台占海造成海洋生物资源总损失量估算

桩腿尺寸 (m)	桩腿占用面积 (m ²)	底栖生物密度 (g/m ²)	生物资源损失量 (kg)
1.415	6.29	11.77	0.074

7.5.2.4 管道/电缆铺设对底栖生物资源的影响评价

工程对底栖生物的影响主要是在施工阶段，管道/电缆铺设期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于缆沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

估算挖沟掘起的沉积物对沟两边的覆盖宽度大约各 20m(20m 处的覆盖厚度小于 2cm)，调查海域底栖生物调查结果 (11.77 g/m²)，计算海管 (电缆) 施工造成的底栖生物损失量，离管沟 10m 以内的底栖生物按 100%损失计算，10m~20m 间的底栖生物按 50%损失计算 (下同)。钻屑沉降也会对底栖生物造成损失，覆盖 2cm 厚度范围内损失率按照 100%计算。具体各段计算见表 7.5-4。

表 7.5-4 本工程造成的底栖生物的损失量

影响环节		影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
CFD11-6WHPK 至 CFD11-	管沟开挖	9600	11.77	100	■
	离管沟 10m 内	96000		100	■

影响环节		影响面积 (m ²)	密度 (g/m ²)	损失率 (%)	损失量 (t)
6WHPD 混输管道	离管沟 10~20m	96000		50	■
CFD11-6WHPK 至 CFD11- 6WHPD 海底电缆	管沟开挖	4800		100	■
	离管沟 10m 内	96000		100	■
	离管沟 10~20m	96000		50	■
	钻屑	覆盖 2cm 厚度		10000	100
合计					■

7.5.2.5 施工阶段管道/电缆铺设悬浮泥沙对渔业生物资源的影响评价

本次工程新铺设海底混输管道和海底电缆各一条,管道施工期间悬浮泥沙浓度增量区域存在时间不超过 15d,按一次性损失计算。由于海底管道/电缆产生悬浮物影响主要集中在中层、底层,因此计算时将底层、中层、表层超标面积取平均,水深取工程附近平均水深(25m),本工程海底管道/电缆施工悬浮泥沙扩散对渔业生物资源造成的总损失估算见表 7.5-5。

表 7.5-5 海底管道/电缆悬浮物扩散对渔业生物总损失量的估算

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	损失量 (ind.或 kg)
鱼卵	0.065 (粒/m ³)	$B_i \leq 1$	6.55	5%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	10%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	30%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	50%	■
仔稚鱼	0.455 (尾/m ³)	$B_i \leq 1$	6.55	5%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	10%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	30%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	50%	■
鱼类成体	131.828 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	1%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	5%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	10%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	20%	■
头足类成体	35.284 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	1%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	5%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	10%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	20%	■
甲壳类成体	227.476 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	1%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	5%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	10%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	20%	■
幼鱼	48062 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	5%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	10%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	30%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	50%	■
头足类幼体	2155 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	5%	■
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	10%	■
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	30%	■
		$B_i \geq 9$	0.58	50%	■

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	损失量 (ind.或 kg)	
甲壳类幼体	8098 (尾/ km ²)	$B_i \leq 1$	6.55	5%		
		$1 < B_i \leq 4$	2.33	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	1.05	30%		
		$B_i \geq 9$	0.58	50%		

7.5.2.6 施工阶段非油层段钻井液对渔业生物资源的影响评价

根据工程分析和数值预测结果,非油层段钻井液为一次性排放 2 批次,根据计算两批次的钻屑超标范围在表层、中层,因此计算时取表层、中层、底层超标面积平均值,水深取工程附近海域平均水深(25m),按一次性损失估算非油层段钻井液扩散对渔业生物资源造成的损失,具体见表 7.5-6。

表 7.5-6 非油层段钻井液扩散造成渔业生物资源总损失量估算

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	排放次数	总损失量 (ind.或 kg)
鱼卵	0.065 (粒/m ³)	$B_i \leq 1$	0.092	5%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	30%		
		$B_i \geq 9$	0.013	50%		
仔稚鱼	0.455 (尾/m ³)	$B_i \leq 1$	0.092	5%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	30%		
		$B_i \geq 9$	0.013	50%		
鱼类成体	131.828 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	1%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	10%		
		$B_i \geq 9$	0.013	20%		
头足类成体	35.284 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	1%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	10%		
		$B_i \geq 9$	0.013	20%		
甲壳类成体	227.476 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	1%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	10%		
		$B_i \geq 9$	0.013	20%		
幼鱼	48062 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	5%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	30%		
		$B_i \geq 9$	0.013	50%		
头足类幼体	2155 (尾/ km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	5%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	30%		
		$B_i \geq 9$	0.013	50%		
甲壳类幼体	8098 (尾/ km ²)	$B_i \leq 1$	0.092	5%	2	
		$1 < B_i \leq 4$	0.073	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0.013	30%		
		$B_i \geq 9$	0.013	50%		

7.5.2.7 施工阶段非油层段钻屑对渔业生物资源的影响评价

根据数值预测结果，非油层段钻屑超标范围仅在表层，因此计算时取表层超标面积，水深取表层水深（8.3m），第一批钻井施工时长 121.5d，持续周期为 9。第二批钻井时间为 40.5d，持续周期为 3。估算非油层段钻屑扩散对渔业生物资源造成的损失，具体见表 7.5-7~7.5-8。

表 7.5-7 非油层段钻屑扩散造成渔业生物资源损失量估算（第一批钻井）

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	持续周期	总损失量 (ind.或 kg)
鱼卵	0.065 (粒/m ³)	$B_i \leq 1$	0.0038	5%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	30%		
		$B_i \geq 9$	0	50%		
仔稚鱼	0.455 (尾/m ³)	$B_i \leq 1$	0.0038	5%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	30%		
		$B_i \geq 9$	0	50%		
鱼类成体	131.828 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	1%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	10%		
		$B_i \geq 9$	0	20%		
头足类成体	35.284 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	1%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	10%		
		$B_i \geq 9$	0	20%		
甲壳类成体	227.476 (kg/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	1%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	5%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	10%		
		$B_i \geq 9$	0	20%		
幼鱼	48062 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	5%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	30%		
		$B_i \geq 9$	0	50%		
头足类幼体	2155 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	5%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	30%		
		$B_i \geq 9$	0	50%		
甲壳类幼体	8098 (尾/km ²)	$B_i \leq 1$	0.0038	5%	9	
		$1 < B_i \leq 4$	0.001	10%		
		$4 < B_i \leq 9$	0	30%		
		$B_i \geq 9$	0	50%		

表 7.5-8 非油层段钻屑扩散造成渔业生物资源损失量估算（第二批钻井）

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	持续周期	总损失量 (ind.或 kg)
	0.065	$B_i \leq 1$	0.0047	5%	3	

生物资源	资源密度	影响面积 (km ²)		损失率	持续周期	总损失量 (ind.或 kg)
鱼卵	(粒/m ³)	1 < B _i ≤ 4	0.0011	10%		
		4 < B _i ≤ 9	0	30%		
		B _i ≥ 9	0	50%		
仔稚鱼	0.455 (尾/m ³)	B _i ≤ 1	0.0047	5%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	10%		
		4 < B _i ≤ 9	0	30%		
		B _i ≥ 9	0	50%		
鱼类成体	131.828 (kg/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	1%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	5%		
		4 < B _i ≤ 9	0	10%		
		B _i ≥ 9	0	20%		
头足类成体	35.284 (kg/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	1%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	5%		
		4 < B _i ≤ 9	0	10%		
		B _i ≥ 9	0	20%		
甲壳类成体	227.476 (kg/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	1%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	5%		
		4 < B _i ≤ 9	0	10%		
		B _i ≥ 9	0	20%		
幼鱼	48062 (尾/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	5%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	10%		
		4 < B _i ≤ 9	0	30%		
		B _i ≥ 9	0	50%		
头足类幼体	2155 (尾/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	5%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	10%		
		4 < B _i ≤ 9	0	30%		
		B _i ≥ 9	0	50%		
甲壳类幼体	8098 (尾/km ²)	B _i ≤ 1	0.0047	5%	3	
		1 < B _i ≤ 4	0.0011	10%		
		4 < B _i ≤ 9	0	30%		
		B _i ≥ 9	0	50%		

7.5.2.8 生物损失量小结

综上，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 海洋生态环境损失汇总

生物名称	平台占海	管道铺设	管道铺设搅起的悬浮物	钻井液	非油层段钻屑 (第一批钻井)	非油层段钻屑 (第二批钻井)	合计
底栖生物 (t)							
鱼卵 (粒)							
仔稚鱼 (尾)							
鱼类成体 (kg)							
头足类成体 (kg)							

生物名称	平台 占海	管道 铺设	管道铺设 搅起的悬 浮物	钻井液	非油层 段钻屑 (第一批钻 井)	非油层 段钻屑 (第二批钻 井)	合计
甲壳类成体 (kg)	■	■	■	■	■	■	■
幼鱼 (尾)	■	■	■	■	■	■	■
头足幼体 (尾)	■	■	■	■	■	■	■
甲壳类幼体 (尾)	■	■	■	■	■	■	■

7.6 主要环境敏感目标环境影响分析

7.6.1 项目对周围海域开发活动的影响分析

本项目位于渤海西部海域，工程周边产业大体可以分为海洋油气勘探开发、海洋渔业捕捞、海水养殖业、港口航运业、旅游业等等。本油田多年来做到注采平衡、保持稳产，本项目的含油生产水将全部回注。本项目的建设不会对周边的海域开发活动产生不利影响。

7.6.2 项目对周围敏感目标的影响分析

本项目位于主要经济鱼类白姑鱼和蓝点马鲛产卵场内。根据预测结果：海底管道施工、非油层段钻井液和非油层段钻屑排放时产生的悬浮物超一（二）类海水水质标准的范围最远扩散距离分别约 0.98km、1.13km、0.113km 以内，项目施工产生的悬浮物会对主要经济鱼类产卵场产生一定的影响，但施工结束后悬浮物恢复到一类水质的时间约为 2h，悬浮物造成的影响在施工结束后短时间内可以恢复，因此本工程的建设对主要经济生物资源的“三场一通道”的影响是暂时且可恢复的。施工期管道/电缆挖沟阶段应尽量避免白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期（5~6 月），以降低对“三场一通道”的影响。

运营期含油生产水经生产水处理系统处理合格后全部回注地层，不排海；本工程为无人值守平台，无生活污水产生。因此本项目运营期不会对渔业“三场一通道”产生影响。

7.6.3 项目对环境保护区的影响分析

距离本项目最近的环境保护区为祥云岛海域国家级水产种质资源保护区，该保护区位于项目 NE 向约 26.5km，主要保护目标为红螺、魁蚶、太平洋牡蛎、半滑舌鳎、褐牙鲈。项目施工期产生的悬浮物超一类海水水质距离为 1.13km，可以

认为项目建设不对环境保护区产生影响。

7.6.4 项目对海洋生态红线区的影响分析

距离本项目最近的海洋生态红线区是大清河口至小清河口海域(河北省生态保护红线),主要保护目标是保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量。该生态红线区位于项目 N 向约 29.9km,距离本项目较远,可以认为项目建设不对其产生影响。

7.6.5 项目对养殖区的影响分析

距离本项目最近的养殖区位于本项目 N、NE 方向,最近距离约 24km 处,距离本项目较远,本项目建设不对养殖区产生影响。

7.7 其它内容的环境影响分析与评价

7.7.1 固体废弃物环境影响分析

本项目工程建设施工期、运行期产生一定固体废物,分类收集运回陆地处理,对海洋环境影响较小。

7.7.2 声环境影响分析与评价

本油田远离陆地居民区,噪声主要对操作人员有一定影响。生产过程中产生的噪声主要为稳态噪声,根据同类项目噪声监测数据,施工过程的施工机械和船舶产生的噪声一般在 85dB(A)左右。操作人员主要以巡检为主,在噪声环境中所处时间很短,并且配有耳罩等防护工具,因此噪声对人员影响很小,项目建成后工作场所噪声强度在正常情况下符合国家卫生标准。

7.7.3 项目对通航的影响分析

7.7.3.1 本工程对附近航路的影响分析

本工程周边海域存在天津~老铁山水道黄骅~老铁山水道等习惯性航线/规划航路。由图 7.7-1 可知,本工程新建平台距离附近习惯航线有一定距离。新建 WHPK 平台与老平台 WHPE 以栈桥链接,位于原有油田安全区内,没有涉及水域范围调整,没有改变建设水域通航环境条件,不会对通航安全上产生新的影响。

根据图 7.7-2 可知,本项目所在水域周边的东西向船舶流量较大,主要集中在

在曹妃甸分道通航制水域上。

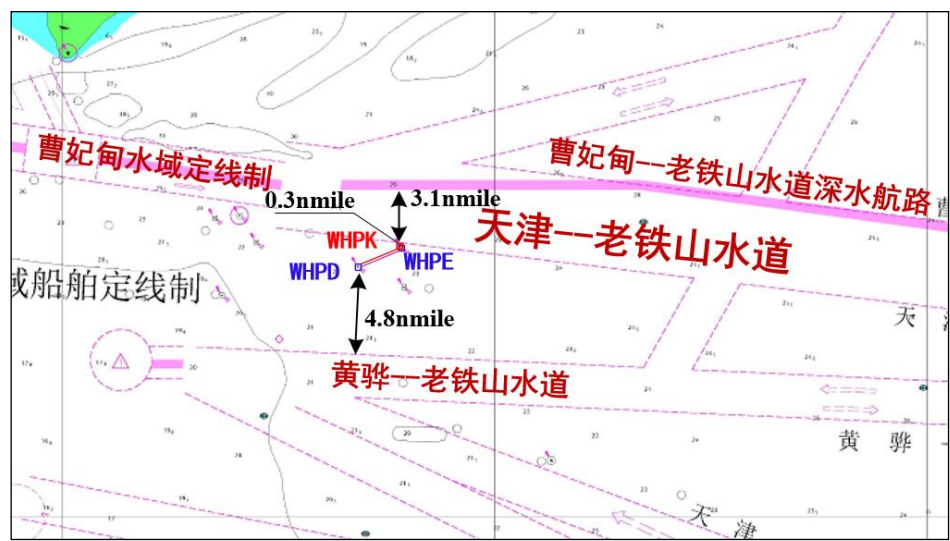


图 7.7-1 工程与周边习惯航线位置关系示意图

表 7.7-1 工程平台与附近航路/线最近距离

附近航路	与工程最近距离（n mile）	
	CFD11-6WHPK 平台	工程海管/电缆
天津-老铁山水道	0.3	0.3
黄骅-老铁山水道	5.9	4.8
曹妃甸-老铁山水道深水航路	3.1	3.1
曹妃甸-长山水道航线	> 0.5	> 0.5

1 工程平台

由上图表可知在 CFD11-6WHPK 平台施工作业船舶就位时占用水域范围靠近天津~老铁山水道习惯航线/规划航路边界，可能对沿天津~老铁山习惯航线/规划航路东向航行船舶的通航安全产生一定的影响，存在一定的安全隐患。建议施工船舶就位时，锚位尽量远离天津~老铁山水道习惯航线/规划航路，申请发布航行通（警）告的同时，派遣警戒船（油田守护船）加强警戒、提醒过往船舶注意避让。沿天津~老铁山水道习惯航线/规划航路东行船舶航经工程附近水域附近时，谨慎驾驶、加强瞭望，密切注意工程施工动态，安全避让。

2 工程海管/电缆

工程新铺设混输海管、海底电缆各一条，路由区域存在船舶通航情形。工程路由区域通航代表船型最大抛锚贯入量约 1.5m，代表船型最大拖锚贯入深度约 1.16m。工程海管设计 1.5m/电缆设计 2.0m 的埋深基本可以保障工程海底设施的安全。

工程海管/电缆铺设完成后，建设单位应及时报告有关主管单位设置安全保

护区(建议路由两侧各 500m 的水域范围);在海管/电缆确定的安全保护范围内,禁止从事挖砂、钻探、打桩、抛锚、拖锚、底拖捕捞、张网、养殖或者其它可能破坏海管/电缆安全的海上作业。

7.7.3.2 工程对通航的影响分析

工程平台周主要航迹主要为天津-老铁山水道航路以及曹妃甸-长山水道习惯航线船舶。工程平台周边 1km 水域范围内通航船舶几乎全部为油田工作船,即过往船舶航经工程平台/WHPE 平台附近水域时,与平台保持约 1km 以上的安全距离。

工程平台通过栈桥与已建 WHPE 平台相连接,位于已建 WHPE 平台安全区范围内,可以使用已建 WHPE 平台安全区范围作为工程平台安全区,基本未改变与航路/航线的相互位置关系;且 WHPE 平台自 2006 年投入运营以来均无船舶触碰平台事故发生。因此,工程平台的建设对附近航路/航线的影响较小。

7.7.3.3 工程施工对通航的影响分析

工程施工期间,主要是在船舶运输和海上施工作业等环节可能对附近水域通航安全产生影响。

一、海上运输

1、工程海管/电缆

工程运输活动对过往船舶通航安全,影响有限。为保障运输作业安全,建议妥善选择作业窗口;运输过程中,施工船舶加强瞭望,谨慎驾驶,密切注意周围船舶动态,与过往船舶安全避让,避免紧迫局面发生。

2、工程平台

工程平台结构物预制完成后,滑移装船,拖航至施工现场进行海上吊装。由于拖航速度有限、水上受风面积较大、会穿越其他习惯航路与过往船舶形成交叉会与局面等原因,存在一定的通航风险。

一般情况下,工程平台结构拖带作业施工前,建设、施工单位将会召开拖带方案专家审查会和风险分析会,最终的拖带方案会上报海事主管机关审核、备案。

二、海上施工

1、工程海管/电缆

(1) 施工对过往船舶的影响

工程海管/电缆施工占用一定的水域，对附近航行船舶通航安全造成一定的影响。为保障工程施工作业安全，降低工程建设对附近过船舶通航安全所造成的影响，建议工程海管/电缆采用分段施工的方式进行施工，及早公布各阶段具体施工作业时间、范围；采取动态报告制度，通过 VHF16 频道不间断对外发布作业信息，加强与附近船舶的联系，防止过往船舶误入施工水域。

（2）施工对邻近管道的影响

工程海管/电缆路由与 CFD11-6 WHPE 至 CFD11-6 WHPD 已建注水海管（原混输管道）和电缆平行建设，与 CFD11-6 WHPD 至 CFD12-1S WHPF 已建混输海管平行建设。新建管道/电缆保持平行，间距为 20m。建议工程海管/电缆施工至准确定位施工船舶，严格按照防护设计进行施工，避免对已建海管道造成损伤。

2、工程平台

（1）施工对过往船舶的影响

工程平台附近水域存在船舶通航情形，施工时占用一定的水域，对附近航行船舶通航安全造成一定的影响。为保障过往船舶通航安全和工程平台施工作业安全，降低工程建设对附近过船舶通航安全所造成的影响，建议建设单位提前向海事主管机关申请发布航行通（警）告；加强安全值守，通过 VHF16 频道不间断对外发布作业信息，保持内外通讯联络畅通，加强与附近船舶的联系，防止过往船舶误入施工水域。

（2）施工对邻近管道的影响

工程 CFD11-6 WHPK 平台距离 CFD11-6 WHPE-CFDWHPD 混输海管和海底电缆距离较近。建议在平台施工建设时，施工船舶准确定位，避免对附近海管/电缆造成损伤。

8 风险分析与评价

8.1 环境风险危害识别与事故频率估算

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

8.1.1 风险潜势初判

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、1 条海底混输管道、1 条海底电缆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。

8.1.1.1 危险物质数据与临界量比值(Q)

(1) 新建平台工艺管道(包括栈桥)

本项目新建一座井口平台,平台上布置有工艺管道、开/闭排系统及污油罐等。根据对最大产油年份工艺管道、设备设施等原油在线量的核算,确定平台原油的最大在线量约 2.12m^3 ,平台天然气的最大在线量约 8.57Sm^3 。原油的密度为 908.1kg/m^3 ,天然气的相对密度为 0.6376kg/m^3 ,平台原油的最大在线量约 1.95t,平台天然气的最大在线量约 0.005t。

(2) 新建混输管道

本项目新建一条 4.8km 的 CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台海底混输管道,主要危险物质为石油类物质,管径内径为 12 英寸,混输管道容量总合为 350m^3 ,管道输送物质为油水混合物,含水率 39.8%~97.9%计,原油密度为 908.1kg/m^3 ,气液比为 1.2~54.7,天然气密度为 0.6376kg/m^3 ,甲烷含量为 85.85%,因此本项目油类物质最大存量约为 194t,甲烷的最大存量为 10.45t。

(3) 立管

WHPD 和 WHPE 平台两端立管长度各约 30m,, 主要危险物质为石油类物质, 管径内径为 12 英寸, 混输管道容量总合为 4.4m^3 , 管道输送物质为油水混合物, 含水率 39.8%~97.9%计, 原油密度为 $908.1\text{kg}/\text{m}^3$, 气液比为 1.2~54.7, 天然气密度为 $0.6376\text{kg}/\text{m}^3$, 甲烷含量为 85.85%, 因此本项目油类物质最大存量约为 2.425t, 甲烷的最大存量为 0.13t。

(4) 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:

$Q_{\text{油类物质}}=q_1/Q_1=(1.95+194+2.425)/2500=0.0793<1$, 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:

$$Q_{\text{天然气}}=q_1/Q_1=(0.005+10.45+0.13)/10=1.0585。$$

$$\text{则 } Q=Q_{\text{原油}}+Q_{\text{天然气}}=0.0793+1.0585=1.1378。$$

8.1.1.2 行业及生产工艺 (M)

本项目新建一个平台和一条管道, 根据“管道、港口码头等”行业“涉及危险物质管道输送项目、港口码头等”和“石油天然气”行业“石油、天然气开采”评估依据, M 分值为 20 以 M2 表示。

8.1.1.3 危险物质及工艺系统危险性等级 (P)

根据危险物质数据与临界量比值 (Q) 和行业及生产工艺 (M), 按照表 8.1-1 确定危险物质及工艺系统危险性等级 (P), 分别以 P1、P2、P3、P4 表示。本项目危险物质艺系统危险性等级为 P3。

表 8.1-1 危险物质胶工艺系统危险性等级判定 (P)

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

8.1.1.4 环境敏感程度（E）的分级

本项目位于主要经济鱼类白姑鱼和蓝点马鲛产卵场内，事故情况下危险物质泄漏到水体的排放点受纳水体功能敏感性高，参照根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）中地表水环境敏感程度的分级，判定本项目的环境敏感程度为 E1。

8.1.1.5 环境风险潜势划分

根据建设项目涉及的物质和工艺系统的危险性及其所在地的环境敏感程度，结合事故情形下环境影响途径，按表 8.1-2 确定环境风险潜势。

表 8.1-2 建设项目环境风险潜势划分

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

8.1.1.6 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），按表 8.1-3 进行本工程海洋风险等级的划分，本项目的海洋环境风险为二级。

表 8.1-3 评价工作等级划分

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

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

8.1.2 油气泄漏事故风险识别

8.1.2.1 海上建设阶段的油气泄漏事故风险识别

（1）井涌或井喷

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

质，如果当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸，可能对周围海域环境产生严重威胁。

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

(2) 船舶碰撞

在钻完井阶段主要有拖轮、供应船，船舶与钻井平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。供应船的储油舱一般设置在中部侧舷，储油舱一般只有在发生碰撞情况下，才有可能损坏。而供应船通常系泊于钻井船附近，实际上是不太可能发生碰撞的。即使由于操作失误而发生碰撞，也是供应船的尾部与钻井船中上部碰撞，不会损坏储油舱。

(3) 输油软管破裂

钻完井阶段，在供应船进行输油时操作失误或输油软管破裂可能造成燃料油泄漏，由于输油作业有严格的操作规定，输油软管定期更换，同时输油软管较短，内部存油量很小，受油作业时供应船与受油设施均有人值班监视，一旦发生事故立即关泵停输，因此不会造成大规模泄漏。

8.1.2.2 生产阶段的油气泄漏事故风险识别

(1) 井涌或井喷

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

(2) 平台溢油事故

生产阶段，井口保护架上进行油气输送作业时，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏，当泄漏物浓度聚集达到爆炸极限时遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成油品泄漏入海。

(3) 海管、立管溢油事故

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；外部原因有海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、人员误操作、自然灾害等。

由于海流、海浪、海床侵蚀和海底不稳定性等多种复杂因素联合作用而导致海底土壤流失和掏空，致使管道水平段和平台附近立管段在海底出现裸露和掏空。冲刷分为：局部冲刷、整体冲刷和海床整体移动。海底冲刷始终处于不稳定动态过程中。由于潮汐的原因在同一地点不同的时段冲刷程度是不同的，流大时冲刷，流小时淤积，尤其是在急流或风暴过后变化更为明显。

(4) 海底管道冲刷悬空、断裂风险

近岸区水动力对海底作用的强烈冲刷，对海底管道的稳定性构成潜在威胁。冲刷并不是导致管道破坏的直接原因，但可间接危害其稳定性。海底电缆及管道在海底的铺设可分为裸露与埋设两种形式。对于裸露管道，周围土体的冲刷可导致其悬空，在波浪、海流的水平拖拽力与竖向压迫力作用下容易断裂。对于埋设管道，风暴潮造成管道上浮下沉及随土层的缓移滑动；当海流和波浪作用足够强时，电缆及管道上方的覆盖层将渐渐被冲蚀，使其暴露于海水波浪冲击的动态作用下，进而形成冲刷凹坑，可能导致管道的悬空、位移和破坏。

海底管道在设计时，要求埋至泥面以下 1.5 米处，在正常情况下管道在温度和压力作用下都承受着相当大的内部作用力。如果海底管道一旦发生裸露、悬空，海流在流经管道时将对管道产生巨大的作用力，将会使得管道产生涡流振动，当达到一定的程度，海管可能发生断裂或开裂的现象，断裂或开裂一旦发生就会有大量原油溢出，不仅造成停产，更严重的是对周边海域造成严重的污染，对生态环境有极大的破坏作用。

(4) 船只引起的溢油泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外，由于本项目海底混输管道距离老铁山航道直线距离较短，为 0.6km。平台以及海底管道周边海域往来船只较多，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露，船只若在混输管道上方抛锚也有可能导致海底管道损坏进而引起溢油事故。

(5) 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第 8.5 节。

8.1.3 油气泄漏事故源项分析

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

（1）井涌或井喷

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 8.1-4。

表 8.1-4 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，本工程生产井数为 9 口，注水井 3 口。根据表 8.1-1 估算，生产井发生井涌的概率为 2.6×10^{-5} 次/a，井喷的概率为 2.3×10^{-5} 次/a，注水井发生井喷的概率为 7.2×10^{-6} 次/a。

（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 4.0×10^{-4} 次/年

本工程包括 1 个井口区, 1 个油气输送区, 由此估算生产运营期间, 火灾事故发生频率为 1.4×10^{-3} 次/年。由火灾引起溢油事故概率至少比火灾事故概率低一个数量级, 因此, 泄漏溢油事故概率不高于 1.4×10^{-4} 次/a。

(3) 海底管道/立管油气泄漏事故

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

根据莫特麦克唐(Mott McDonald)公司 2003 年出版的报告《PARLOC 2001: The update of Loss of containment Date for Offshore Pipeline》, 该报告中统计了相关海域 1567 条海管, 共 24837km, 328858km·a。同时, 挪威船级社(Det Norske Veritas, DNV)的《Riser/Pipeline Leak Frequencies, 2006》对 PARLOC2001 报告进行了修正。具体见表 8.1-5。

表 8.1-5 不同管径的管道在不同位置的事故率统计

管道	管道运行总量	频率	单位
海底管线(开阔海域)	井流管线, 以及输送未处理流体的小管线	5.0×10^{-4}	次/km a
	输送处理后的油气, 钢管管径 ≤ 24 英寸	5.1×10^{-5}	次/km a
	输送处理后的油气, 管径 > 24 英寸	1.4×10^{-5}	次/km a
立管	钢管—管径 ≤ 16 英寸	9.1×10^{-4}	次/a
	钢管—管径 > 16 英寸	1.2×10^{-4}	次/a
	软管	6.0×10^{-3}	次/a

本项目评价工程海底混输管道总长度为 4.8km, 输送物质为未处理的油气。由此计算管道发生事故的概率为 2.4×10^{-3} 次/a。管道立管段管径大于 16 英寸, 因此立管段发生事故概率为 1.2×10^{-4} 次/a。

(4) 船舶碰撞泄漏事故

平台附近主要有供应船、值班船等。此外, 在该海域航行的外来航船也有可能 与油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》(2010), 船舶与平台等油田设施发生碰撞的概率见表 8.1-6。

表 8.1-6 船舶碰撞概率

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

本工程中，发生船舶碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

8.1.4 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。建设阶段溢油事故的主要泄放物质包括井流（原油、天然气、岩屑和钻井液）和燃料油。如前所述，发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。

（2）船舶碰撞

生产阶段平台附近主要有供应船、值班船等。此外，在该海域航行的外来航船也有可能和油田设施发生碰撞，但该风险事故情景发生的概率很低。因此，本项目重点分析运营阶段的供应船、值班船发生碰撞的溢油事故风险。

（3）海管/立管破裂

生产阶段溢油事故的主要排放物质可能是原油。根据海底管道事故统计分析结果，发生管道腐蚀穿孔、小孔泄漏的事故概率最高，发生管道断裂事故的概率相对较小；一旦管道发生泄漏事故，自动控制系统将在 30s 内启动应急关断系统，生产阶段溢油事故的主要泄漏物质是原油。本工程采用的海底管道溢油量选择本次所评价的 CFD11-6WHPK 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道的量进行估算。该管道长 4.8km，内管尺寸为 12"，管道容积为 350m^3 。当海底管道发生泄漏事故时，在 30s 内将启动自动关断系统，应急关断启动后，管道内压力逐渐下降，当管道内压力下降至与管道外环境压力相同时，原油将不再溢出管道。

管道泄漏时，选取最不利情形即管道断裂进行评价。通常按美国矿业管理部（MMS）管道油品泄漏量估算导则（MMS2002-033）给出的估算模式计算原油的泄漏量，该模式由两部分组成，一部分是阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量，另一部分是关闭阀门前的泄漏量，两项之和即为总泄漏量，计算式为：

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

式中：

V_{rel} 为原油泄漏量, bbl (1 桶=0.14 t);

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;

$V_{pre-s}H_{ut}$ 为截断阀关闭前泄漏量, bbl。

本工程海底管道体积约为 $350m^3$, 合 $12367.5ft^3$, 则原油泄漏量 V_{rel} 为 198.2bbl, 合 27.8t。

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

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

式中: Q_L ——液体泄漏速度, kg/s;

C_d ——液体泄漏系数, 此值常用 0.6~0.64;

A ——裂口面积, m^2 ; 全管径断裂则裂口面积为 $0.073m^2$;

ρ ——泄露液体密度, kg/m^3 ; 取密度 $908.1kg/m^3$;

P ——容器内介质压力, Pa; 取设计压力为 12700kPa;

P_0 ——环境压力, Pa; 取 262kPa;

g ——重力加速度, $9.81m/s^2$;

h ——裂口之上液位高度, m; 取 0m。

假定 CFD11-6WHPK~CFD11-6WHPD 混输管道发生溢油, 该处水深约 26m, 管道内物流压力 12700kPa, 环境压力 262kPa, 液体泄漏系数取 0.64, 在考虑全管径断裂的前提下, 根据公式计算得出泄露速度为 7022kg/s, 应急关断时间 30s, 则泄露量为 210t。

综上, 关闭阀门前的泄漏量为 210t, 阀门关闭后至压力平衡前的泄漏量为 27.8t, 则管道溢出油水混合物量为 236.8t, 合 $262m^3$ 。油水混合物的含水率在 39%~96.8% (折合原油 $180m^3$)。

生产阶段具体可能溢油量见表 8.1-7。

表 8.1-7 生产阶段可能溢油量

事故类型	排放物	溢油量 (m^3)	规模	环境风险值
井喷	井流	难以估计	不定	高

火灾、爆炸	原油	难以估计	不定	高
地质性溢油	原油	难以估计	不定	高
海底管道破裂	原油	262（油水混合物）	较大	高
船舶溢油	燃料油	126	一般	很低

8.1.5 环境风险与最大可信事故

根据各类事故发生概率和可能发生的溢油规模，可将油田开发工程溢油事故的相对环境风险进行归纳，参见表 8.1-8。由以上的分析/论述可知，本工程主要溢油事故来自井喷、火灾爆炸、海管泄漏、地质因素、船舶碰撞等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。事故风险高低通常用风险值大小来表征，风险值定义为风险概率与事故后果或危害程度的乘积。进行环境风险分析的目的是确定那些环境风险程度较高的溢油事故，从而采取相应的防范措施。有上述可确定本项目最大可信事故为原油海管/立管泄露事故，发生事故的概率为 2.24×10^{-4} 次/a。

表 8.1-8 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	规模	事故概率	环境风险值
井喷	不定	中	高
火灾、爆炸	不定	中	高
海管/立管泄漏	较大	中	高
船舶碰撞导致供应船油舱破裂	重大	很低	很低

以下就油田溢油事故中环境风险相对高的井喷、海管/立管破裂和平台火灾爆炸的环境风险进行事故树分析，以确定各种事故不同情况下的环境风险级别。按照对环境的影响程度，环境风险级别依次分为 A、B、C、D 四级。A 级表示对环境影响严重，其次为 B 和 C，D 级表示对环境无影响。

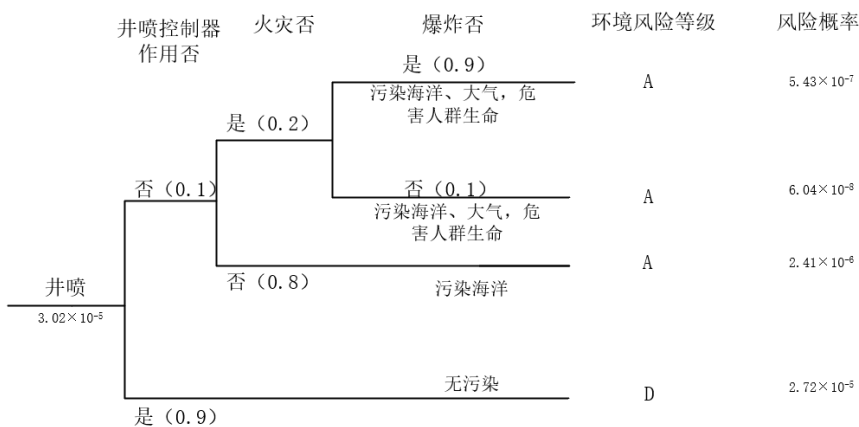


图 8.1-1 井喷事故环境风险事故树

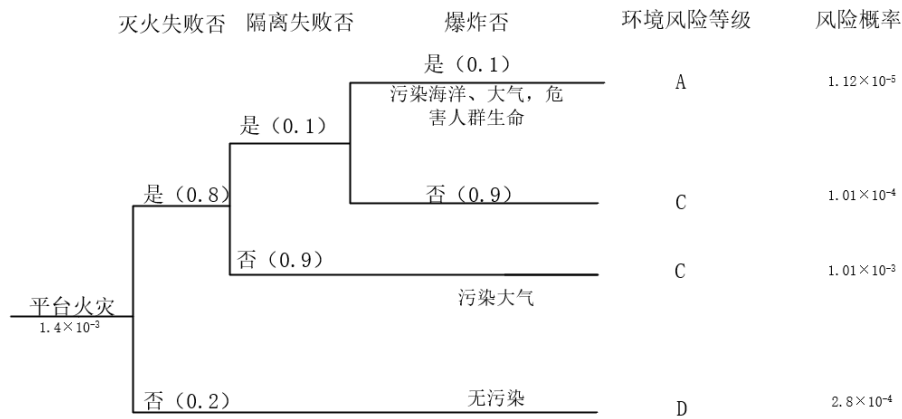


图 8.1-2 平台火灾事故环境风险事故树

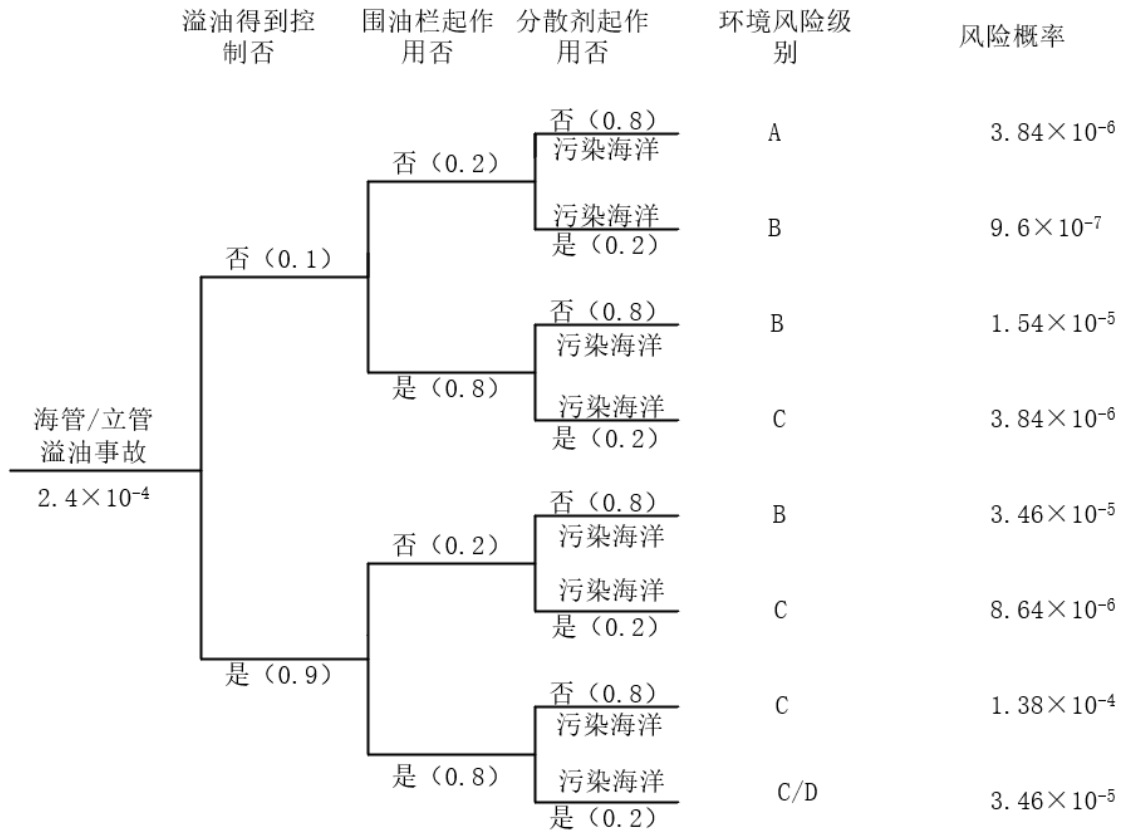


图 8.1-3 海管/立管事故环境风险事故树

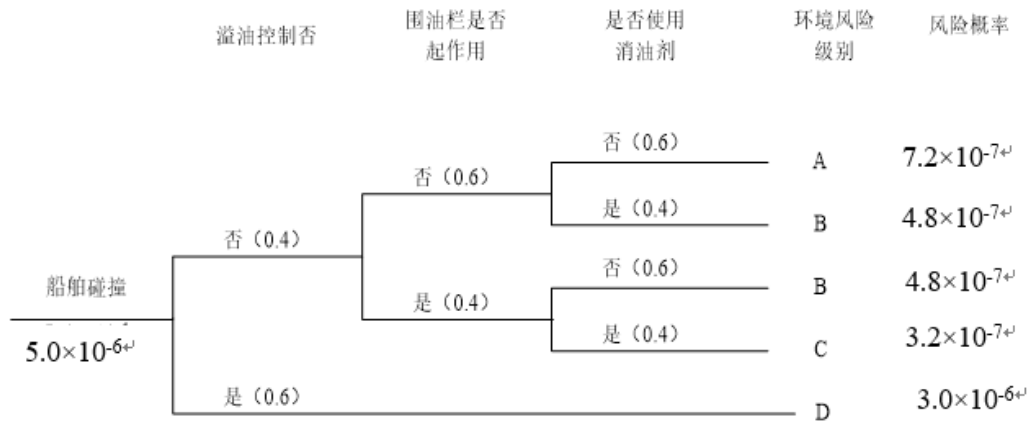


图 8.1-4 船舶碰撞事故环境风险事故树

井喷事故环境风险事故树（图 8.1-1）给出，本油田开发工程发生井喷火灾—爆炸/未爆炸事故的频率分别为 5.43×10^{-7} 次/a 和 6.04×10^{-8} 次/a。在发生井喷而未发生火灾情况下，井喷物将全部进入海洋，故环境风险级别为 A。当井喷引起火灾和爆炸事故时，虽然部分井喷物被燃烧，减少了进入大气和海洋的总量，但是火灾和爆炸事故将可能引起事故升级，因此井喷而导致火灾和爆炸时的环境风险级别也为 A。

从平台火灾事故风险事故树（图 8.1-2）可以看出，只要平台火灾事故得到有效隔离，就不会引起爆炸事故，并可将环境风险降至 C 级以下。只有在灭火和隔离均失败情况下才会出现 A 级环境风险，其风险概率为 2.46×10^{-5} 次/a。

海管/立管泄漏介质主要为原油。由于其泄漏源一般在水下，因而一般情况下不会出现火灾和爆炸事故。泄漏到海面上的原油通常不会被引燃，多数情况下围油栏能够起到围油作用。只有当围油栏或溢油分散剂不起作用时，才会出现 B 级环境风险。如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，本项目海管泄漏 A 级环境风险概率为 3.84×10^{-6} 次/a（图 8.1-3）。

从船舶碰撞事故风险事故树（图 8.1-4）可以看出，如果泄漏得不到控制，且围油栏和溢油分散剂均不起作用时，则会出现 A 级环境风险，出现 A 级环境风险，其风险概率为 7.2×10^{-7} 次/a。

8.2 环境风险影响预测方法及相关参数

8.2.1 溢油预测模式

(一) 模型介绍

溢油进入海洋水体后，在自身重力及海洋水体物理化学的作用下，同时发生扩展、漂移、扩散、蒸发、乳化、溶解等风化过程。本项目采用的溢油模型基于“油粒子”模型模拟溢油在水体中的扩展、漂移和风化过程，“油粒子”模型就是把溢油离散为大量粒子，每个粒子代表着一定体积的溢油，粒子的随机走动模拟了油膜的漂移过程，风化作用可以通过粒子的质量损失和热量交换来表示。

(二) 基本计算原理

油粒子模拟输移过程主要有扩展过程和漂移过程（对流和紊动扩散）等，油膜组分的风化过程主要模拟蒸发、溶解、乳化。

(1) 扩展过程

油膜扩展运动采用修正的 Fay 重力-粘力公式：

$$\frac{dA}{dt} = K_{spread} A^{\frac{1}{3}} \left[\frac{V}{A} \right]^{\frac{4}{3}}$$

式中：A 为油粒子面积（m²），V 为油块体积（m³），K_{spread} 为扩展系数。

(2) 漂移过程

“油粒子”模型将溢油的漂移过程分为对流和紊动扩散两个主要过程。

① 对流过程

粒子漂移的主要作用力为潮流和风应力，按照拉格朗日法确定粒子在水体表面的输移过程：

$$U_p = U_c + C_w \cdot U_w \cdot \sin(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

$$V_p = V_c + C_w \cdot U_w \cdot \cos(\text{Winddirection} - \pi - \theta_w)$$

式中：

U_p 和 V_p 分别为油粒子在 x、y 方向的漂移分速度（m/s）；

U_c 和 V_c 分别为潮流流速在 x、y 方向的分速度（m/s）；

C_w 为风应力直接作用在油粒子的风导输移系数；

U_w 和 Winddirection 分别为风速和风向，根据溢油情景设定；

θ_w 为风偏转角，受重力加速度和流体运动粘度影响，本项目取 14°。

② 紊动扩散运动

采用随机走步方法模拟紊动扩散过程。随机扩散过程用如下形式表示：

$$\overline{\Delta\alpha_i} = N(0,1)\sqrt{2 \cdot D_L \cdot \Delta_t}$$

式中：

$N(0,1)$ 为随机变量服从标准正态分布； D_L 代表湍流扩散系数； Δ_t 代表时间步长。

(3) 风化过程

油粒子的风化包括蒸发、溶解和形成乳化物等过程，在这些过程中油粒子的组分发生改变，但其水平位置没有发生变化。

①蒸发

油膜蒸发受油分、气温和水温、溢油面积、风速、太阳辐射和油膜厚度等因素的影响。蒸发率可由下式表示

$$EVAP = \frac{K_E \cdot P_{vp} \cdot A}{R \cdot T} \cdot f \cdot M$$

式中：

EVAP 为蒸发速率；

K_E 为质量转移系数 (m/h)， $K_e = 0.0292 \cdot U_w^{0.78} \cdot D^{-0.11} \cdot Sc^{-0.67} \cdot \sqrt{\frac{M+29}{M}}$ 。

U_w 为风速 (m/h)，D 为表面水体油膜直径，Sc 为 Schnidt 数，取 2.7；

P_{vp} 为蒸气压 (atm)；

A 为单个油粒子与水表面接触的油膜面积 (m²)；

R 气体常数 $8.206 \cdot 10^{-5} \text{atm m}^3/\text{mol K}$ ；

T 温度 (K)；

f 挥发性组分分数；

M 摩尔分数 (g/mol)。

② 溶解

当石油进入海洋后，在不断蒸发的同时，石油的溶解过程也开始进行。溶解是油在一定能量的搅动下，形成油粒均匀进入水体的过程。石油挥发性组分和重组分的溶解过程计算如下：

$$DISS\_volatile = k_{disl} \cdot A \cdot M_{volatile}/M_{total} \cdot \rho_{volatile} \cdot f_{Disp} \cdot C_{volatile}^{sat}$$

$$DISS\_heavy = k_{dish} \cdot A \cdot M_{heavy}/M_{total} \cdot \rho_{heavy} \cdot f_{Disp} \cdot C_{heavy}^{sat}$$

式中：

k_{disl} 为轻挥发性组分的溶解速率 (m/s)，取 4.6×10^{-6} ；

k_{dish} 为重组分的溶解速率 (m/s), 取 4.6×10^{-6} m/s;

$M_{volatile}$ 为油粒子轻挥发性组分质量 (kg);

M_{heavy} 为油粒子重组分质量 (kg);

$\rho_{volatile}$ 为挥发性组分的密度 (kg/m³);

ρ_{heavy} 为重组分的密度 (kg/m³);

A 为单个油粒子与水表面接触的膜面积 (m²);

f_{Disp} 为提高溶解度的化学分散剂作用, 本项目不考虑化学分散剂, 取值为 1;

$C_{volatile}^{sat}$ 为挥发性组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-5} ;

C_{heavy}^{sat} 为重组分的水溶性 (kg/kg), 取 2×10^{-7} 。

③乳化

乳化是在海洋溢出的情况下形成两种不同液体, 海水和油的混合物。细油滴悬浮在水中 (但不溶于水中), 形成的乳化体积可达到其形成的油的四倍。此外, 粘性乳液在环境中比源油长得多, 并且其形成减缓了随后的风化过程。乳化倾向于在强风或和波浪的条件下发生, 并且通常直到溢油持续存在于水上或至少几个小时。本模型将乳化描述为油+水和油包水两个阶段之间的平衡过程。乳液的稳定性是决定乳液破乳能力的重要因素, 因为不稳定和均匀的乳液会释放水。该过程按一级水释放公式描述:

$$\frac{dY_w}{dt} = \text{watertake} - \text{waterrelease}$$

$$\text{watertake} = K_{em} * (U_w + 1)^2 * \frac{(Y_{max} - Y_w)}{Y_{max}}$$

$$\text{waterrelease} = -\alpha \cdot Y_w$$

式中:

Y_w 为乳化物含水率 (kg/kg);

Y_{max} 为最大含水率 (kg/kg), 取 0.85;

watertake 为油品水组分的吸收速率;

waterrelease 为油品水组分的释放速率;

K_{em} 为乳化速率常数, 一般取 2×10^{-6} s/m²;

U_w 为风速 (m/s);

α 为水释放速率, 稳定乳化物 $\alpha=0$, 中稳定乳化物 $\alpha > 0$ 。

水释放速率 α 与乳化稳定性 S 参数相关, 计算公式如下:

$$\alpha = \begin{cases} \alpha_0 - \frac{(\alpha_0 - \alpha_{0.67})S}{0.67} & S < 0.67 \\ \alpha_{0.67}[(1.22 - S)/(1.22 - 0.67)] & 0.67 \leq S < 1.22 \\ 0 & S \geq 1.22 \end{cases}$$

式中：

α_0 为不稳定乳化 $S=0$ 时的释放速率，等于 $\ln(Y_{\max}/0.1)/3600s^{-1}$ ；

$\alpha_{0.67}$ 为中稳定乳化 $S=0.67$ 时的水释放速率，等于 $\ln(Y_{\max}/0.1)/(24 \cdot 3600)s^{-1}$ ；

S 参数通过 Mackay 和 Zagorski 稳定性指数公式计算。

(4) 溢油物理性质的变化

①运动粘度变化

溢油的粘度由于乳化及蒸发等风化过程而增加。乳化过程对溢油粘度的影响如下式计算：

$$\mu = \mu_0 \cdot \exp \left[\left(\frac{2.5 \cdot Y_w}{1 - C \cdot Y_w} \right) \right]$$

式中：

μ_0 为乳化前的运动粘度， μ 为溢油经历乳化过程后的运动粘度。 C 为粘度常数，对于原油取 0.7。

②密度变化

油的物理化学性质也随温度而变化。由于溢油温度在溢出后立即具有高于倾点的温度，所以密度相当低，油浮力因此在开始时将浮油推向水面。然而，随着浮油冷却，密度增加并使与封闭水的密度差异最小化，浮油可通过分散在水表面以下而对湍流水起反应。依赖于温度的流体密度基于流体的体积热膨胀：

$$\rho_T = \frac{\rho_0}{1 + \beta(T - T_0)}$$

式中：

ρ_T 为最后密度 (kg/m^3)， ρ_0 为参考密度 (kg/m^3)，挥发组分密度在 $20^\circ C$ 的初始密度取 $813kg/m^3$ ，重组分密度在 $20^\circ C$ 的初始密度取 $997 kg/m^3$ 。 T 为温度 ($^\circ C$)， T_0 为参考温度 ($^\circ C$)， β 为体积温度膨胀系数 ($1/^\circ C$)，取 0.0007。

浮油的密度随着乳化和温度发生变化。乳化物的一般密度为：

$$\rho_e = Y_w \rho_w + (1 - Y_w) \rho_c$$

式中：

ρ_w 为海水密度，取 $1000kg/m^3$ ， ρ_c 为油品密度， ρ_e 为乳化后的油密度。

溢油密度的综合表达式如下所示：

$$\rho_c = \frac{M_{volatile}\rho_{volatile} + (M_{heavy} + M_{Asph} + M_{Wax})\rho_{heavy}}{M_{total}}$$

式中：

ρ_c 为溢油密度，M 为各种组分的质量（kg）， $\rho_{volatile}$ 和 ρ_{heavy} 分别为通过温度校正后的挥发组分和重组分密度（kg/m³）。

8.2.2 预测模式中有关参数的设定

（1）溢油类型

根据油气泄漏风险事故分析，对溢油事故发生概率的大小及溢油类型发生的危害程度分析，本报告选取本次评价的 CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 海底混输管道溢油事故进行预测。

（2）溢油位置的选择

由于本次评价仅涉及 WHPE 平台至 WHPD 一条海底混输管道，且海管近平台侧风险事故发生概率比海管中间安全区高，因此选择海管近起输平台 WHPE 处作为溢油预测点。预测点坐标为：118°53'28.377"E，38°44'35.410"N。

（3）油品性质

本项目输送物流为原油，密度取 908.1kg/ m³。

（4）源强

本工程最大可信事故确定为生产阶段原油海管/立管泄露事故，其发生概率在 10⁻⁴次/a 量级。管道溢出油水混合物量为 236.8t，合 262m³。油水混合物的含水率在 39%~96.8%，本预测取最小含水率 39%。

（5）潮型与潮时

选择大潮期的涨潮时刻和落潮时刻作为典型时刻。

（6）常风与大风风速取值

本海域处于中纬度季风气候区，根据工程附近海域的统计气象资料，结合工程附近敏感保护目标的分布和海域常年风频和最大风速，风向风速的选取情况见表 8.2-1。每一种风况均考虑涨潮与落潮的情况。

表 8.2-1 溢油数值模拟扩散选取风况

风向	N	NE	E	SE	S	SW	W	NW
平均风速（m/s）	5.4	9.0	6.1	5.6	7.5	5.0	6.9	5.8
最大风速（m/s）	15.6	20.7	14.7	14.4	15.6	10.7	17.9	15.9

8.3 污染物迁移扩散路径、范围和扩散浓度、时空分布

本次溢油风险敏感目标选取主要分为海洋特别保护区、红线区和养殖区等。具体分布如图 8.3-1 所示。

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，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。

均风和极风条件下 72 小时内的溢油预测结果如表 8.3-1~8.3-4 与图 8.3-2~8.3-33 所示。海底管道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。油膜的最大漂移距离为 68.01km，发生在落潮时 SSW 风向极风条件下；最大的扫海面积为 1286.25km²，发生在落潮时 SSW 风向极风条件下，最快的抵岸时间为 10.5 小时，发生在落潮时 NE 风向极风条件下。

图 8.3-1 溢油风险敏感目标示意图

表 8.3-1 72h 不同参数下海底管道溢油漂移距离与扫海面积（均风）

风向	风速	潮汐 状况	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 ）	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 (%)
E	6.1	落急	43.37	291.59	172.99	53.5h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	78.50	不抵岸	/	77.84
		涨急	53.47	336.13	158.02	57h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	70.06	不抵岸	/	77.84
N	5.4	落急	40.39	533.10	168.98	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.84
		涨急	42.01	546.47	187.98	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.84
NE	9.0	落急	68.24	670.81	204.92	51h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	78.73	不抵岸	/	77.82
		涨急	71.79	711.31	198.15	55h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	78.26	不抵岸	/	77.82
NW	5.8	落急	46.40	455.38	199.78	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.84
		涨急	41.84	462.76	186.15	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.84
S	7.5	落急	54.33	641.53	145.95	23.5h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区 27.75h 抵达大清河口至小清河口海域* 34h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区核心区 38.5h 抵达养殖区 43.25h 抵达大清河口海岛旅游区*	82.12	54.75	78.30	77.83
		涨急	54.33	604.21	141.02	25.5h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区 32.5h 抵达养殖区 36.5h 抵达大清河口至小清河口海域*、祥云岛海域国际级水产种质资源保护区核心区 40h 抵达大清河口海岛旅游区*	81.98	54.5	78.32	77.83
SE	5.6	落急	39.68	440.01	138.01	26.5h 抵达养殖区 41.25h 抵达大清河口至小清河口海域* 50h 抵达龙岛旅游区* 53h 抵达曹妃甸海草床分布区	82.03	29	81.50	77.84

						63h 抵达曹妃甸中华鳖蟹水产种质资源保护区核心区				
		涨急	44.02	388.75	126.01	27.25h 抵达养殖区 37.75h 抵达大清河河口至小清河河口海域 51h 抵达龙岛旅游区 55.25h 抵达曹妃甸海草床分布区 67.75h 抵达曹妃甸中华鳖蟹水产种质资源保护区核心区	81.96	42.75	79.63	77.84
SW	5.0	落急	43.28	399.37	180.61	41h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区 45h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区核心区	79.43	不抵岸	/	77.85
		涨急	36.44	315.81	116.95	37h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区 42.5h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区核心区	81.02	不抵岸	/	77.85
W	6.9	落急	52.77	387.16	128.53	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.83
		涨急	52.77	429.92	154.68	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.83

备注：*为红线区

表 8.3-2 72h 不同参数下海底管道溢油漂移距离与扫海面积（极风）

风向	风速	潮汐状况	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)	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 (%)
E	14.7	落急	111.58	838.76	273.78	25.5h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	84.17	55.25	78.22	77.81
		涨急	110.89	855.28	221.79	24.25 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区	84.34	55.5	78.20	77.81
N	15.6	落急	72.85	925.24	289.60	28.75h 抵达东营利津底栖鱼类生态限制区*	83.82	35.25	83.10	77.81

						32.5h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区 33.5h 抵达黄河故道北三角洲限制区*、黄河故道东三角洲限制区*、山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区 38.25h 抵达黄河故道西三角洲限制区*、黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区。				
		涨急	72.85	938.71	228.00	31h 抵达东营利津底栖鱼类生态限制区* 33h 抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区、黄河故道北三角洲限制区*、黄河故道东三角洲限制区*、山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区 42.75h 抵达黄河故道西三角洲限制区*、山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区 43.5h 抵达黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	81.46	36.25	80.88	77.81
NE	20.7	落急	98.88	1006.74	325.92	25h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区 30h 抵达潮河一湾湾沟浅海贝类限制区* 31h 抵达东营河口浅海贝类禁止区* 37.5h 抵达套尔河口渔业海域限制区*。	81.90	37.5	80.75	77.80
		涨急	98.88	912.23	278.02	23.5h 抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区 31.5h 抵达潮河一湾湾沟浅海贝类限制区* 32h 抵达东营河口浅海贝类禁止区* 38.75 h 抵达套尔河口渔业海域限制区*	82.34	38.75	80.61	77.80
NW	15.9	落急	121.35	1178.24	298.43	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.81
		涨急	121.35	1286.25	324.71	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.81
S	15.6	落急	46.37	446.23	207.52	12.5h 抵达养殖区 13h 抵达大清河口至小清河口海域* 17.75h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区 20.25h 抵达大清河口海岛旅游区* 25.5h 抵达乐亭菩提岛诸岛保护区*、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	84.30	24.5	82.21	77.81
		涨急	46.84	429.68	198.93	17.5h 抵达大清河口至小清河口海域* 18.25h 抵达养殖区	83.79	25.5	82.07	77.81

曹妃甸 11-6 油田扩建项目环境影响报告书

						22h 抵达大清河口海岛旅游区* 30.25h 抵达乐亭菩提岛诸岛保护区*、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区				
SE	14.4	落急	38.01	400.21	190.52	11.5h 抵达养殖区 18h 抵达大清河口至小清河口海域* 21h 抵达龙岛旅游区* 23.75h 抵达曹妃甸海草床分布区	84.43	13	84.23	77.81
		涨急	38.01	401.51	172.42	11.25h 抵达养殖区 16h 抵达大清河口至小清河口海域* 24.75 h 抵达龙岛旅游区* 23.75h 抵达曹妃甸海草床分布区	84.5	17	83.79	77.81
SW	10.7	落急	80.81	881.13	309.71	18.5h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区、核心区	83.03	不抵岸	/	77.81
		涨急	84.30	951.33	378.58	15h 抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区、核心区	84.35	不抵岸	/	77.81
W	17.9	落急	136.88	1223.28	307.14	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.81
		涨急	134.22	1268.40	318.82	不抵达敏感区	/	不抵岸	/	77.81

备注：*为红线区。

表 8.3-3 不同风向条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (均风)

风向	潮况	溢油后 2h			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 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)
E	涨潮	1.17	0.14	91.02	4.52	3.76	87.41	7.57	10.17	84.37	17.25	66.79	82.27	37.33	187.88	79.05
	落潮	3.83	1.30	91.03	6.89	5.77	87.41	7.57	9.33	84.37	13.31	38.41	82.27	29.18	126.32	79.05
N	涨潮	2.12	0.89	91.02	3.55	8.83	87.41	6.79	22.09	84.38	14.84	93.04	82.27	28.83	289.25	79.06
	落潮	2.99	1.15	91.03	5.10	5.94	87.41	7.70	22.88	84.38	13.34	78.21	82.27	27.03	279.36	79.06
NE	涨潮	1.24	0.30	91.02	5.72	6.81	87.41	10.72	27.86	84.35	27.12	207.13	82.24	48.60	488.04	79.03
	落潮	3.91	1.25	91.03	8.05	8.12	87.41	11.31	30.07	84.35	21.53	120.82	82.24	43.78	409.56	79.03
NW	涨潮	2.88	1.56	91.02	3.61	8.32	87.41	7.69	22.16	84.37	14.68	95.14	82.27	29.28	275.07	79.05
	落潮	2.49	0.88	91.03	3.36	7.85	87.41	8.49	23.57	84.37	15.79	100.26	82.27	33.57	277.65	79.05
S	涨潮	2.47	0.96	91.02	4.42	12.14	87.41	10.56	42.25	84.36	18.56	140.95	82.25	37.46	390.66	79.04
	落潮	2.86	1.64	91.03	4.94	12.30	87.41	8.87	39.94	84.36	21.80	188.21	82.25	40.93	455.09	79.04
SE	涨潮	1.56	0.43	91.02	3.73	6.16	87.41	6.66	21.22	84.37	15.80	84.23	82.27	29.67	243.56	79.05
	落潮	3.33	1.73	91.03	5.36	7.79	87.41	6.66	21.83	84.37	13.71	88.63	82.27	28.22	307.79	79.05
SW	涨潮	2.54	0.90	91.02	2.91	4.37	87.41	6.83	13.96	84.38	11.43	61.87	82.28	23.40	204.06	79.06
	落潮	2.05	0.49	91.03	1.64	3.68	87.41	6.83	15.23	84.38	16.06	82.91	82.28	29.93	242.31	79.06
W	涨潮	2.77	1.07	91.02	4.04	4.55	87.41	9.52	15.98	84.37	18.69	79.16	82.26	36.86	269.20	79.04
	落潮	1.90	0.34	91.03	2.12	2.53	87.41	8.70	15.34	84.37	18.69	128.47	82.26	36.86	238.17	79.04

表 8.3-4 不同风向条件下溢油发生后 2h、6h、12h、24h、48h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (极风)

风向	潮况	溢油后 2h			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 (%)	漂移 距离 (km)	扫海 面积 (km ²)	残存 油量 (%)
E	涨潮	0.77	0.15	91.02	9.02	8.32	87.40	19.78	62.87	84.34	42.20	243.79	82.23	76.77	534.43	79.02
	落潮	5.09	2.37	91.03	11.98	11.23	87.40	19.78	62.75	84.34	35.91	198.60	82.23	71.01	536.31	79.02
N	涨潮	3.10	2.14	91.02	10.33	34.98	87.40	19.29	158.20	84.34	40.39	455.17	82.23	72.85	938.71	79.02
	落潮	3.83	2.44	91.03	10.84	28.63	87.40	19.29	125.03	84.34	43.49	489.31	82.23	72.85	925.24	79.02
NE	涨潮	2.43	1.49	91.04	12.76	31.79	87.41	24.83	168.90	84.34	55.32	495.01	82.23	98.88	912.23	79.02
	落潮	5.56	1.97	91.06	13.84	29.27	87.41	24.83	151.55	84.34	51.94	484.06	82.23	98.88	1006.74	79.02
NW	涨潮	4.02	2.64	91.02	9.38	22.95	87.40	19.03	112.50	84.34	40.08	316.84	82.23	78.76	748.94	79.02
	落潮	2.40	1.53	91.03	7.99	20.86	87.40	21.82	130.80	84.34	43.54	399.95	82.23	85.65	815.17	79.02
S	涨潮	3.05	1.43	91.02	8.77	31.32	87.40	18.56	117.18	84.34	39.19	342.08	82.23	46.37	429.01	79.02
	落潮	3.68	2.41	91.03	9.42	33.60	87.40	16.84	110.68	84.34	40.42	405.55	82.23	46.37	446.23	79.02
SE	涨潮	2.00	0.72	91.02	8.82	20.84	87.40	18.75	94.37	84.34	35.70	360.08	82.23	38.01	401.51	79.02
	落潮	4.83	3.06	91.03	11.00	22.73	87.40	18.75	101.47	84.34	35.79	382.80	82.23	38.01	400.21	79.02
SW	涨潮	3.49	2.32	91.02	6.08	11.30	87.40	16.06	69.81	84.35	27.66	203.23	82.24	56.16	567.02	79.03
	落潮	1.83	0.46	91.03	4.24	10.45	87.40	13.32	53.42	84.35	29.93	234.96	82.24	56.29	552.07	79.03
W	涨潮	4.88	2.65	91.03	11.57	24.13	87.40	22.99	93.52	84.34	41.10	250.31	82.23	90.21	712.83	79.02
	落潮	1.69	0.26	91.04	7.66	11.56	87.40	22.99	119.18	84.34	47.01	308.48	82.23	92.06	692.63	79.02

图 8.3-2 极风 E 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-4 极风 NE 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-6 极风 S 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-8 极风 SW 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-10 极风 E 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-12 极风 NE 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-3 极风 N 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-5 极风 NW 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-7 极风 SE 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-9 极风 W 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-11 极风 N 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-13 极风 NW 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-14 极风 S 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-16 极风 SW 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-18 均风 E 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-20 均风 NE 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-22 均风 S 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-24 均风 SW 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-26 均风 E 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-28 均风 NE 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-30 均风 S 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-32 均风 SW 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-15 极风 SE 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-17 极风 W 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-19 均风 N 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-21 均风 NW 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-23 均风 SE 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-25 均风 W 向落潮溢油扫海示意图

图 8.3-27 均风 N 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-29 均风 NW 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-31 均风 SE 向涨潮溢油扫海示意图

图 8.3-33 均风 W 向涨潮溢油扫海示意图

8.4 事故后果分析

8.4.1 溢油对敏感区影响分析

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。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括渤海湾水产种质资源保护区核心区、养殖区、山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区、祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区、核心区、山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区等，本项目位于位于主要经济鱼类卵场内，一旦发生溢油事故，油膜会即刻影响到产卵场的海洋环境，如果没有任何应对措施，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，在平台建设和海管生产运营过程中，应加强管理，杜绝事故的发生。本项目需配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。

本项目可能影响到的敏感目标见表 8.4-1。一旦发生溢油抵达渤海湾水产种质资源保护区核心区最快时间是 23.5h，抵达养殖区最快时间是 11.25h，抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区、核心区最快时间是 15h，抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区最快时间是 32.5h，抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区最快时间是 33h，抵达黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区最快时间是 39.25h，抵达山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区最快时间是 40.25h，抵达河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区最快时间是 26.5h，抵达曹妃甸中华鳖蟹水产种质资源保护区核心区最快时间是 63h，抵达曹妃甸海草床分布区最快时间是 23.75h。

表 8.4-1 溢油对周围敏感目标的影响汇总

敏感目标	不利条件	到达时间 (h)	残余油量 (%)
养殖区	SE 涨潮极风	11.25	84.5
渤海湾水产种质资源保护区核心区	NE 涨潮极风	23.5	82.34

山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区	N 落潮极风	32.5	81.3
山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区	N 涨潮极风	33	81.29
祥云岛海域国际级水产种质资源保护区实验区	SW 涨潮极风	15	84.35
抵达祥云岛海域国际级水产种质资源保护区核心区	SW 涨潮极风	15	84.35
黄河口半滑舌鲷国家级水产种质资源保护区	N 落潮极风	39.25	80.54
山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区	N 落潮极风	40.25	80.43
河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	S 落潮极风	26.5	81.96
曹妃甸中华鳖蟹水产种质资源保护区核心区	SE 落潮均风	63	77.74
曹妃甸海草床	SE 涨潮极风、 SE 落潮极风	23.75	82.30

8.4.2 溢油对生态红线区影响分析

对于本工程溢油事故而言，附近的生态红线区主要包括大清河口至小清河口海域、大清河口海岛旅游区、龙岛旅游区、东营利津底栖鱼类生态限制区、黄河故道北三角洲限制区、黄河故道东三角洲限制区、黄河故道西三角洲限制区、潮河一湾湾沟浅海贝类限制区、东营河口浅海贝类禁止区、套尔河口渔业海域限制区、乐亭菩提岛诸岛保护区等。

本项目可能影响到的生态红线区见表 8.4-2。最快大清河口至小清河口海域时间是 13h，抵达大清河口海岛旅游区最快时间是 20.25h，抵达龙岛旅游区最快时间是 21h，抵达东营利津底栖鱼类生态限制区最快时间是 28.75h，抵达黄河故道北三角洲限制区、黄河故道东三角洲限制区最快时间是 33h，抵达黄河故道西三角洲限制区最快时间是 38.25h，抵达潮河一湾湾沟浅海贝类限制区最快时间是 30h，抵达东营河口浅海贝类禁止区最快时间是 31h，抵达套尔河口渔业海域限制区最快时间是 37.5h，抵达乐亭菩提岛诸岛保护区最快时间是 25.5h。

表 8.4-2 溢油对周围生态红线区的影响汇总

敏感目标	不利条件	到达时间 (h)	残余油量 (%)
大清河口至小清河口海域	S 落潮极风	13	84.21
大清河口海岛旅游区	S 落潮极风	20.25	81.82
龙岛旅游区	SE 涨潮极风	21	84.67
东营利津底栖鱼类生态限制区	N 落潮极风	28.75	83.82
黄河故道北三角洲限制区	N 涨潮极风	33	81.29
黄河故道东三角洲限制区	N 涨潮极风	33	81.29
黄河故道西三角洲限制区	N 落潮极风	38.25	80.66
潮河一湾湾沟浅海贝类限制区	NE 落潮极风	30	81.57
东营河口浅海贝类禁止区	NE 落潮极风	31	81.43

套尔河口渔业海域限制区	NE 落潮极风	37.5	80.75
乐亭菩提岛诸岛保护区	S 落潮极风	25.5	82.07

8.4.3 溢油环境影响分析与评价

石油对海洋生物的直接危害一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。石油对海洋生物的化学毒害分为两类一类是大量的原油造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度石油的毒性效应（于桂峰，2007）。

8.4.4 对浮游生物的影响

（1）浮游植物

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量石油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。石油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。石油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用石油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的石油团块的基本成分之一，其分子量很大，是石油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）浮游动物

当石油烃浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当石油烃浓度较低时，石油烃可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的

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

8.4.5 对游泳生物的影响

石油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。溢油对鱼类的损害尤为严重，其中又以鱼卵和幼体为甚，鱼卵和幼体对石油污染的毒性敏感程度要比成熟个体高约 100 倍（张计涛，2007）。溢油对鱼类的直接损害包括：如果污染事故发生在鱼类的产卵或孵化场，由于油的覆盖和毒害，鱼卵和幼体会被杀死；性成熟的鱼，当产卵洄游到严重油污、地理位置较窄、浅水和水交换不良处，也会被杀死；产卵场或孵化场受到严重油污，将影响鱼的怀卵数量和产卵行为，种群繁衍可能受到伤害；无脊椎动物由于逃离溢油现场的速度较鱼类慢，因此其受溢油的损害更大。油污不仅能降低甲壳类动物的摄食率和运动能力，还能抑制甲壳类动物的趋化性，阻抑或降低其生殖行为，延长其蜕皮时间，降低其生长率。溢油对甲壳动物的毒性大小与生物种类、发育阶段、油品种类等有关，对幼虫的毒性一般高于成体，炼制油的毒性一般高于原油（Wirtza K W, 2007）。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的

生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。石油污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

8.4.6 对底栖生物的影响

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

8.4.7 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。

8.4.8 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、各种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。

8.5 地质性溢油风险分析与评价

略

8.6 环境风险防范对策措施和应急方法

8.6.1 事故防范措施

防止溢油事故发生的最有效的途径就是从工程设计、施工建造和安装以及生产管理上采取有效的防范措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，尽可能避免油气泄漏事故的发生，以防止环境风险溢油事故对海洋环境的污染。

8.6.1.1 设计阶段防范措施

防止事故发生最有效的途径就是从工程设计、施工、建造和安装以及生产管理上采取有效措施，消除事故隐患，及时制止事故苗头，防止事故的发生。严格

按照设计标准进行精心设计,正确地应用设计规范和建造安装规范是油田各系统结构强度、稳性和抗疲劳程度的基本保证。为此,曹妃甸 11-6 油田扩建项目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。成立了完整性管理专业委员会,管道设计和建造以国际上认可的规范和标准为依据,选用大于设计寿命的环境条件重现期,同时贯穿于海上设施全寿命的周期管理。

针对新建混输海底管道,海管设计为双层保温管,内外钢管之间加装保温层进行保护;海底管道外包一层混凝土保护层;立管布置在导管架内,可以避免船舶碰撞;近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护,可以避免落物撞击损伤;钢管外防腐采用环氧树脂、牺牲阳极联合保护,内防腐除采用内涂层和阴极保护以外,还留有足够的腐蚀余量。为防止受外力撞击引起的管道破裂事故,管道设计埋深 1.5m 以上。

(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、发生平台火灾、混输管道破裂、恶劣天气等不利条件下,平台可执行紧急关断。

(4) 平台监控系统

通过电视监控系统和油井自动化监控系统进行监控,油井参数发生波动,自动化监控系统就会发出报警,平台值班人员去现场落实情况。在平台上安装监控

设备，实时监测平台进红线区一侧的海面情况，一旦发现有油花、油膜确认发生溢油，通过油井自动化监控系统进行远程关停相关油井，安排船舶人员赶赴现场进行应急处理。

（5）注重安全可靠

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

8.6.1.2 施工阶段风险防范措施

（一）井喷、井涌事故防范措施

在井下作业、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，建设单位采取如下措施：

- （1）严格实施钻完井作业规程；
- （2）在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，探测并迅速扩散聚集的烃类气体；
- （3）安装井口防喷器；
- （4）设置消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- （5）设置溢油应急设施，一旦发生井喷便启动溢油应急计划；
- （6）选择优质封隔器并及时更换损坏组件；
- （7）开钻之前制定周密的钻完井计划；
- （8）配备安全有效的防喷器组（要求压力等级高于地层压力）以及良好的压井材料、井控设备；
- （9）油管强度设计采用较高的安全系数；
- （10）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；
- （11）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；
- （12）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。
- （13）加重材料按照井筒 150%进行储备。

钻井期间原油泄漏主要是在钻探过程中发生的井喷或井涌所致，本工程从以下几个方面来分析识别钻井阶段可能导致溢油事故发生的风险因子。

- (1) 地层资料不足发生意外
- (2) 设备故障导致溢油事故
- (3) 作业技术不过关造成泄漏

井下作业难度大。虽然有较先进的井内探测设备，但操作人员毕竟无法深入到井内或水下进行作业，这就无形中增大了不能够及时发现井内异常状况的危险性。

- (4) 紧急关断失效

设计人员对于井下可能发生的溢油状况作过分析和统计，在设计中加以考虑并完善那些可以避免重大事故发生的应急措施。但若这些措施出现失效的状况，则溢油的现象依然会发生。

在钻井阶段采取的防范措施如表 8.6-1。

表 8.6-1 钻井阶段采取的防范措施

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钻井液

曹妃甸 11-6 油田计划配备安全有效的防喷器组（要求压力等级高于地层压力）以及良好的压井材料、井控设备：

(1) 防喷器组

钻井船配备的环形防喷器压力等级为 5000psi，双闸板、四通及单闸板压力等级为 10000psi，套管头压力等级为 3000psi。完井期间配置的防喷器压力等级为 5000psi。

(2) 采油树

压力等级：采油树防喷器压力等级为 3000psi，井下安全阀压力等级为 5000psi。

温度等级：探井实测地层最高温度 90°，采油树及油管四通温度等级为 U 级。

材料等级：生产井采油树材质等级选择 DD 级，注水井材质等级选择 BB 级。

产品规范：PSL2。

(3) 压井材料

本平台均为常压井，按照企业标准要求（海洋钻井井控规范，Q/HS 2028-2016），进入储层前，常压井按照不少于 80t 要求储备加重材料（重晶石）或储备该井段 1.5 倍井筒容积的重钻井液（密度提高至少 0.20g/cm³）。

(4) 井控设备

井控设备的类型包括防喷器组合（环形+双闸板+单闸板）、套管头及钻井四通、BOP 控制单元、钻具内放喷工具、节流/压井管汇等。井控设备情况见表 8.6-2。

表 8.6-2 施工期间井控设备配备情况

类型	名称	设计参数	数量
凯旋 1 号井 控设备	环型防喷器	13-5/8in, 5000Psi	1 套
	单闸板防喷器	13-5/8in, 10000Psi	1 套
	双闸板防喷器	13-5/8in, 10000Psi	1 套
	BOP 控制单元	KOOMEY P-80	1 套
	高压节流/压井管汇	DD 级, 15000Psi×10000Psi	各 1 套
HYS922 井 控设备	环型防喷器	13-5/8in, 5000Psi	1 套
	单闸板防喷器	13-5/8in, 10000Psi	1 套
	双闸板防喷器	13-5/8in, 10000Psi	1 套
	BOP 控制单元	FKDQ800-7	1 套
	高压节流/压井管汇	YJG70	各 1 套

(二) 钻完井期间其他风险防范措施

固井、完井阶段采取的防范措施主要有：

(1) 固井过程中可能存在井漏风险，在固井前如有漏失情况，根据漏速大小采取不同处理措施。如果漏速较大，需要对漏层进行处理，首先进行钻井液堵漏，不漏或漏速减小后进行固井。如果漏速较小，可直接固井。固井过程中，在隔离液中加入纤维，在稠化时间允许的前提下，降低泵入水泥浆的排量和顶替排量。

(2) 固井作业相关风险防范措施

- ①起钻下套管前，要求井内压稳，安全；
- ②固井设计中，合理设计浆柱结构，保证固井施工过程中的压稳；
- ③套管到位后充分循环，将井内气量全降下来，满足固井施工要求后进行固井作业。

(3) 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。

(4) 修井阶段风险防范措施

修井阶段可能导致大量原油泄漏，主要的风险是井喷事故，发生井喷的主要

原因是由于地层压力过高以及防井喷措施不当所致。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，对周围生态环境及人群生命健康产生严重威胁。井喷发生后，一般都是由于井壁坍塌或者是地层压力下降而自然停止喷射。

本工程运营阶段修井作业采取的主要预防措施有：

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

（4）钻遇浅层气的风险防范措施

钻完井过程中应加强资料录取，加强对井喷、井涌等风险预案的制定，加强固井质量，防范浅层气风险，确保作业安全。一旦出现浅层气，作业现场配备了环形防喷器及分流器，并配制足够量稠膨润土浆和重泥浆，立刻启动风险开展应急。

（三）船舶碰撞事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

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

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

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

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

（4）合理安排施工作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。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；

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

(6) 当船舶发生交通事故致使船体破损进水时，首先查明进水部位、进水量及初步分析进水原因；启动污水泵，通用泵或压载泵进行排水抢救工作；采取停车或减速措施，用车舵配合将漏损部位置于下风侧，以减少进水量；在采取堵漏措施的同时，尽一切努力确保发电机及电动机不被水淹，以保证电器的工作正常；定时量水，不断观察和记录前后吃水和干舷高度的变化，判断险情的发展和大量进水对船舶稳性及浮力的影响；若进水严重和情况紧急，船舶应当请求第三方援助，并尽可能择地抢滩；若船舶确定堵漏无效，面临沉没时，有权宣布弃船，并按照《弃船专项应急预案》执行。船舶发生事故有沉没危险，船员离船前，应当尽可能关闭所有货舱（柜）、油舱（柜）管系的阀门，堵塞货舱（柜）、油舱（柜）通气孔；

(7) 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；

(8) 施工作业人员应严格按照操作规程进行操作；

(9) 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；

(10) 为防止施工过程可能出现的溢油风险事故，公司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；

(11) 施工船舶发现有跑冒滴漏时要及时采取有效措施，防止对海面污染。尽可能减少消油剂的用量，做好对易产生污染场所监控；

(12) 及时清洁工作甲板及钻台，确保工作面无油污。

(四) 平台改造风险防范措施

为防止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。

8.6.1.3 生产阶段事故风险防范措施

(一) 井涌或井喷风险防范措施

(1) 对油田各部分设施提供防火、防爆保护, 安装足够的消防设备;

(2) 合理布置平台设施, 对危险区采取有效地隔离措施来降低风险;

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

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

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

(二) 海管/立管溢油事故防范措施

管道的设计和建造, 将以国际上认可的规范和标准为依据, 选用大于设计寿命的环境条件重现期。

钢管外防腐采用环氧树脂、牺牲阳极联合保护, 内防腐除采用内涂层和阴极保护以外, 还留有足够的腐蚀余量。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。海管设计为双层保温管, 内外钢管之间加装保温层进行保护。海底管道外包一层混凝土保护层。为防止受外力撞击引起的管道破裂事故, 还采取全程挖沟埋设, 埋深 1.5m 以上。立管布置在导管架内, 可以避免船舶碰撞。近平台膨胀弯及无法挖沟段覆盖有水泥压块保护, 可以避免落物撞击损伤。严格按照设计要求进行施工, 并在施工中保证焊接质量。管道铺设完成, 要进行扫线、清管和试压。

在管道铺设和运行期间, 将发布明确的航行通告和设置海图标记, 划定保护界线, 由值班船不定期地沿途巡视, 防止渔船拖网或过往的各种船只因抛锚等损

伤管道。不定期进行局部检查和定期进行全面检查，可以及早发现隐患，及时处理，防止事故发生。

在海底管道生产运行期间，确保海管的高低压保护装置运行正常，并实施监测海管进出口端的压力值及变化趋势，严密监视 AIS 监控系统，落实海管巡线制度，不定期进行海管状态监测，并建立海管完整性的管理系统。

作为应急措施，在海底管道两端设置应急关断阀，紧急情况下可以进行应急关断保护。

（三）生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段将充分考虑油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，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，并设置相应的应急关断系统。在生产工艺区装备火焰和气体探测器，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警。

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

（四）生产设施事故防范措施

作业者制定了相应的保护和检测程序，由值班船对平台周围进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

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

- （1）认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；
- （2）充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望；
- （3）使用安全航速；
- （4）配齐必要的助航仪器（海上作业已配备 AIS 船舶防撞系统）；

(5) 与海事局部门合作共建 VTS 系统。

(6) 设定安全作业区，发布明确的航行通告和设置海图标记，划定保护界线，提醒外部船舶避免进入海上生产作业区。

(7) 狠抓船舶抛锚管理，利用视频监控系统、光电跟踪系统做好平台、海域监控。海上船舶抛锚等大型作业需办理相关的票证，选派经验丰富的人员现场监督、带班。

8.6.2 溢油事故应急处理措施

(1) 溢油应急预案

中海石油（中国）有限公司曹妃甸作业公司编制了《曹妃甸油田溢油应急计划》(2019版)并报送生态环境部备案。计划适用于曹妃甸油田群所处海域范围内油田的生产、工程建设等各项活动所发生的一般类型溢油事故的控制和应急处理，隶属于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》。计划的基本内容包括油田作业情况、应急组织体系、溢油风险分析与预防措施、溢油事故的处置、油田应急力量、溢油应急保障及应急善后措施等。

(2) 应急组织机构

(1) 应急组织机构的构成

天津分公司承担渤海湾海域的石油天然气开发，经过几十年的发展，已经形成较为完善的应急响应系统，体现了总部赋予天津分公司在应急状态下的现场指挥、协调的主体地位。在渤海湾作业的各承包商必须在天津分公司应急指挥中心的统一领导指挥下处置各种应急事件。

(2) 天津分公司应急指挥中心

曹妃甸作业公司为天津分公司所辖作业公司之一，曹妃甸油田纳入天津分公司应急管理体系。天津分公司建立了公司应急组织机构，主要包括：应急指挥中心、应急协调办公室/应急值班室、技术组/专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、兴城应急分中心、蓬莱应急分中心。

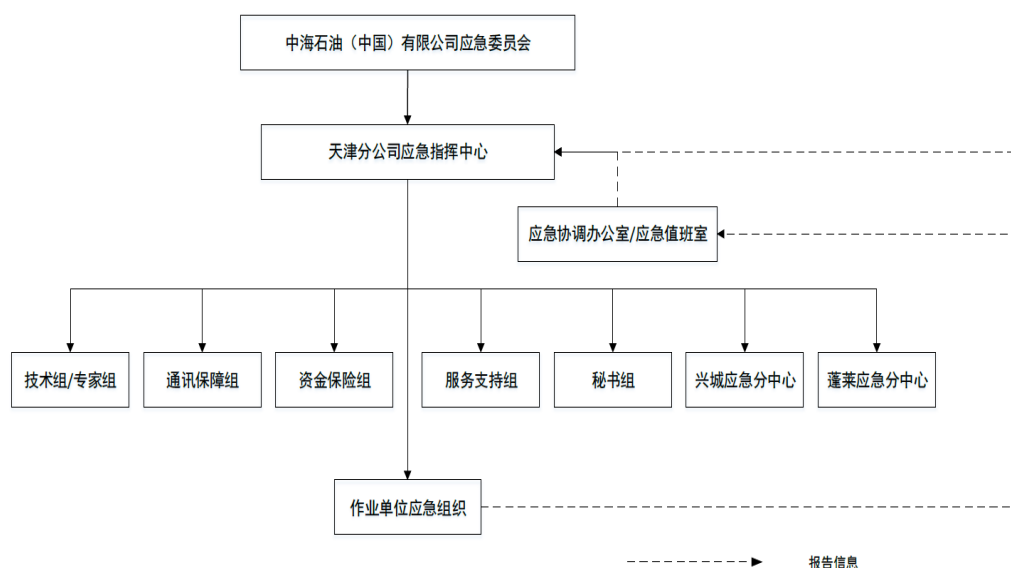


图 8.6-1 天津分公司应急组织机构

（3）曹妃甸作业公司应急响应小组

曹妃甸作业公司应急响应小组由技术支持、协调组，服务支持组，资金保险组及现场应急响应小组组成，曹妃甸作业公司应急响应小组办公室兼会议室设在渤海石油管理局大厦A座1302室，具体构成如下：

应急响应小组组长：作业公司总经理担任

应急响应小组副组长：作业公司副总经理担任

技术支持、协调组：生产作业部、质量健康安全环保部、相关技术专家。

服务支持组：综合管理部相关人员组成。

资金保险组：财务部相关人员组成。

在应急状态下，曹妃甸作业公司应急响应小组受天津分公司应急指挥中心的领导和指挥。曹妃甸作业公司溢油应急响应小组组织结构如下图所示：

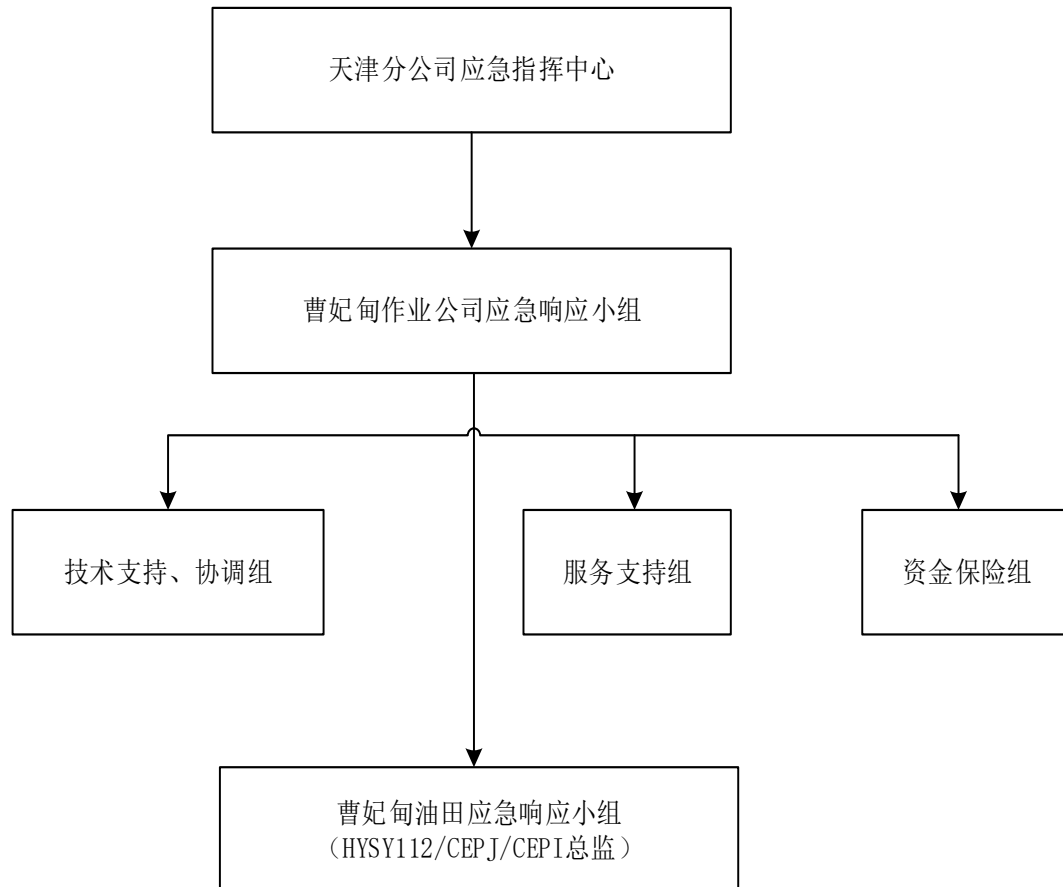


图 8.6-2 曹妃甸作业公司溢油应急响应小组

（4）曹妃甸油田现场溢油应急小组

HYSY112 总监负责海洋石油 112 号 FPSO、WHPA 平台和 WHPC 平台设施的全面管理，海管/电缆管理包括：WHPA-WGPA 平台之间的混输海管、注水海管和海底电缆各 1 条，WGPA 平台至 WHPA 平台之间有混输海管、注水海管和海底电缆各 1 条。

当以上设施发生溢油事故时，由HYSY112总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作，CEPJ平台总监和CEPI平台总监协助HYSY112总监提供应急支持。

CEPJ 平台总监，负责 CEPJ 平台和 WGPA 平台生产设施的全面管理，海管/电缆管理包括：WGPA 平台至新单点之间 2 条混输海管、2 条海底电缆和 1 条注水管道。

当以上设施发生溢油事故时，由CEPJ平台总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作，HYSY112总监和CEPI平台总监协助CEPJ平台总监提供应急支持。由于CEPJ平台无溢油应急设备，溢油事故发生时，优先使用

HYSY112 所配备的溢油应急设备和溢油设备操作人员。

CEPI平台总监，全面负责CEPI、WHPD、WHPE和WHPF平台生产设施的全面管理，包括这四座平台之间的海管，也包括WHPD-单点油气混输海管，WHPD至WHPE平台间有1条混输海管和和1条海底电缆，WHPD至WHPF平台间有1条混输海管和和1条海底电缆，WHPD平台至SPM之间一条混输海管，WHPD至WHPC平台间有1条海底电缆。

当以上设施发生溢油事故时，由CEPI平台总监作为现场应急小组组长，全面负责现场溢油应急处置工作，HYSY112总监和CEPJ平台总监协助CEPI平台总监提供应急支持。

曹妃甸油田现场溢油应急响应组织机构如下图所示：

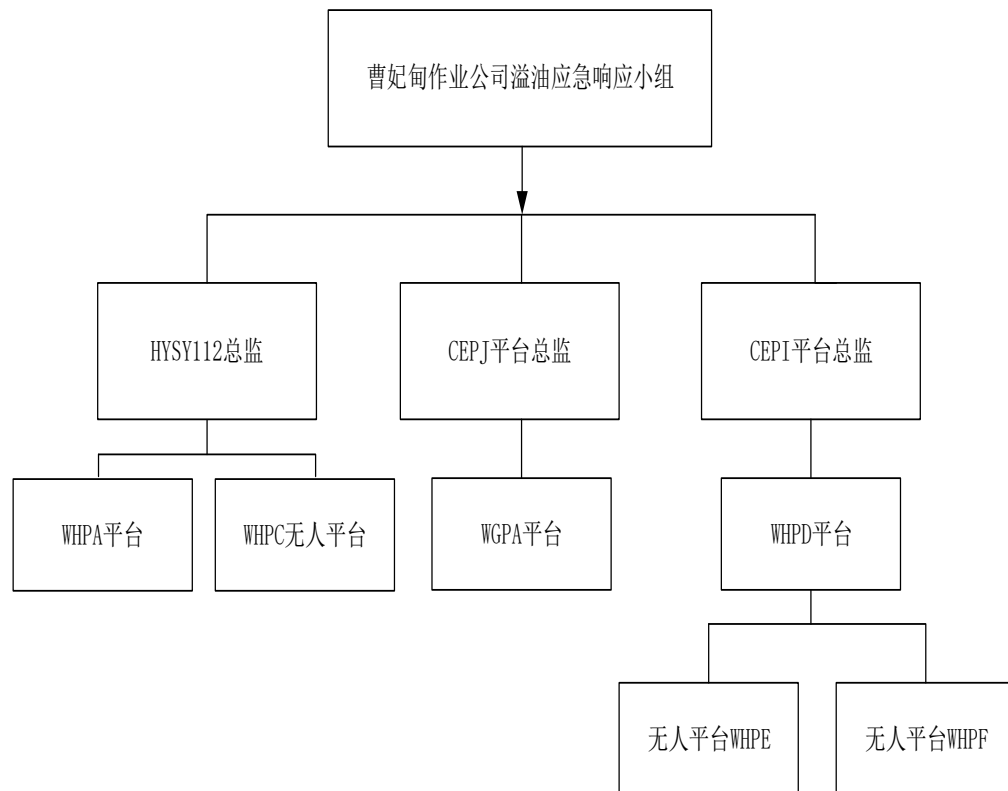


图 8.6-3 曹妃甸油田海上溢油应急响应小组

（3）溢油事故的处置

（1）溢油事故的报告

A、溢油事故报告程序

发生溢油事故后，无论大小，均必须尽快按规定向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报，见图8.6-4溢油事故报告程序图。

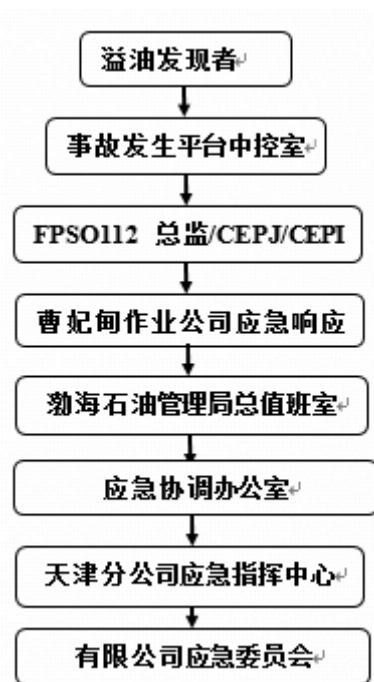


图 8.6-4 溢油事故报告程序图

B、报告内容

溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）。

目前采取的应急措施及其有效程度。除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等。填写溢油事故报告表。

C、溢油事故报告时间

在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应立刻向曹妃甸作业公司应急响应小组汇报，曹妃甸作业公司应急响应小组依据分公司程序进行报告。启动应急后，应急指挥中心立即报告政府相关主管部门。

（2）溢油事故现场处置

A、溢油事故分类

《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》将溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- 特别重大溢油事故，是指溢油 1000 吨以上的海洋石油勘探开发溢油事故；
- 重大溢油事故，是指溢油 500 吨至 1000 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

● 较大溢油事故，是指溢油 100 吨至 500 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故；

● 一般溢油事故，是指溢油 0.1 吨至 100 吨（含）的海洋石油勘探开发溢油事故。

B、发生溢油事故时的应急反应程序

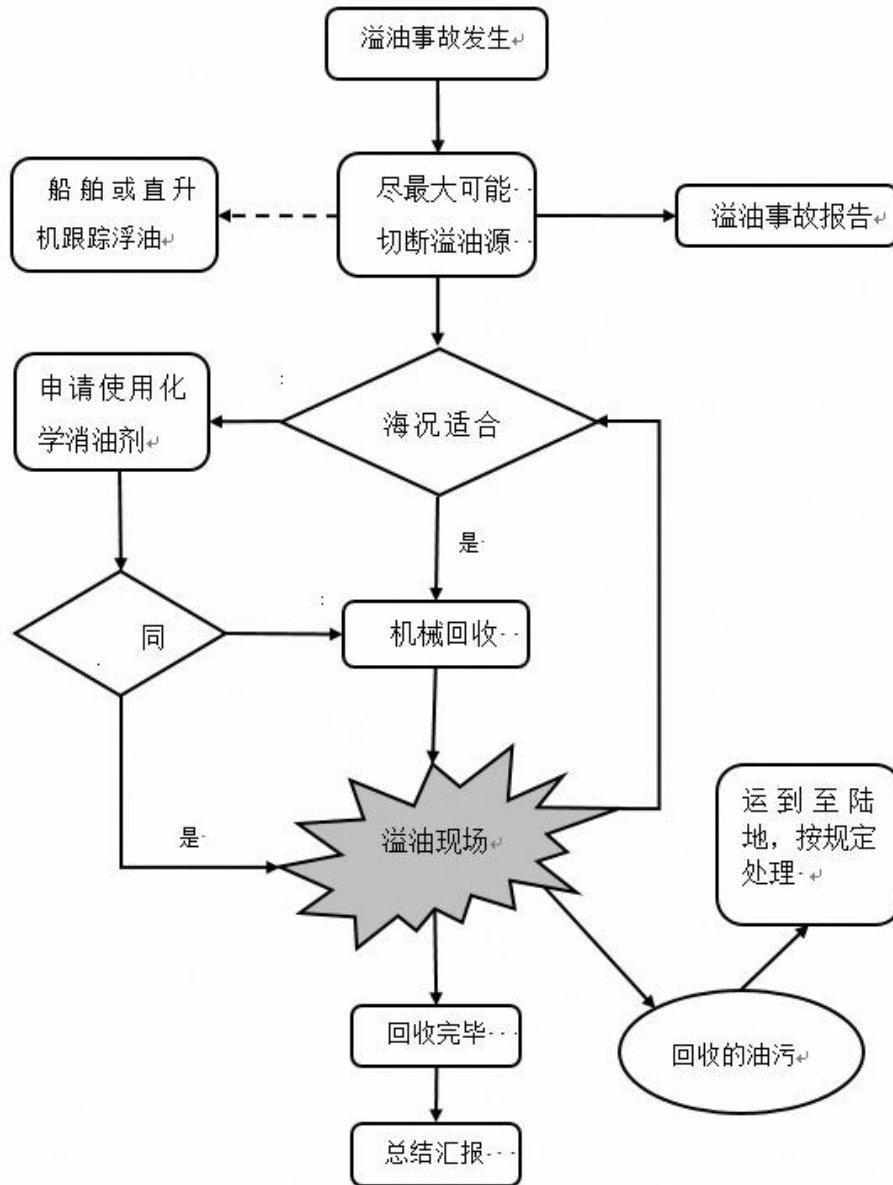


图 8.6-5 一般溢油事故应急反应程序

(3) 溢油控制和清除的方式方法

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。

A、溢油的监视和追踪

1) 监视和监测手段

➤ 现场发生溢油后，将安排船舶跟踪监视溢油的漂移动态，跟踪拍照或录像，并记录其漂移轨迹变化；

➤ 平台附近能够看到的漂油，将安排平台专人通过望远镜等设备，监视其漂移动态；

➤ 借助溢油环保公司的溢油漂移软件计算其溢油面积、扩散范围、扩散方向、扩散速度等，为溢油回收和污染损害提供依据；

➤ 现场将安排船舶对溢油进行取样，并送回陆地或相关部门进行化验检测；

➤ 遥感监视利用卫星信息资料通过影像处理分析进行监视。计算溢油面积、扩散方向、速度和范围，绘制溢油扩散分布图，为溢油污染损害提供依据；

➤ 报告公司应急指挥中心，派专业的监视和监测队伍。

2) 监视和监测内容

➤ 油漂移的准确地点、水深、油品种类，并采集油样、录像、照相、现场污染情况描述等；

➤ 跟踪浮油：漂浮油带的宽度、长度、厚度、漂流方向、表层流等；

➤ 油膜覆盖的范围、覆盖率、形状、色泽等；

➤ 监测风向、流速、气温、气压等气象要素，为溢油漂移预测提供基本的数据。

B、溢油的回收条件

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。

C、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。

D.两船拖带之“J”型

这种形式需要用两艘船,一艘作为主拖船,用于拖带围油栏较短的一端,同时存放所需的回收设备和回收作业人员;另一艘作为辅拖船,用于拖带围油栏较长的一端。围油栏的长度需要 200-400 米。从主拖船至 J 形底部之间围油栏的长度为 20-40 米,撇油器放置在 J 形的底部。围油栏要尽可能紧靠在主拖船的一侧(10-20 米),以便于撇油器或其它回收设备的操作。

为了获得并保持理想的围油栏底部形状,可以通过拉动连接围油栏与船舶之间的绳索,对围油栏底部的形状进行适当的调整。

在进行两船拖带作业时,一般情况下,主拖船为指挥船,主拖船应根据溢油围扫情况及时、准确地向前面的拖船发出指令,拖船应注意随时与主拖船良好的通信联络,严格按照指令及时调整航向和航速,只有这样才能时刻保持良好的 J 型围扫形式,达到理想的溢油回收效果。

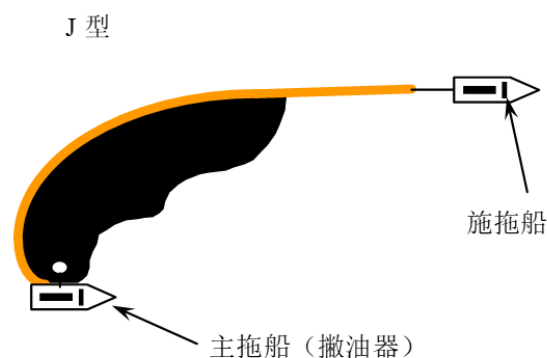


图 8.6-6 “J” 型拖带

E.两船拖带之“U”型

U 形拖带由三艘船来完成。拖带时,在前面两艘拖带船同时并进的同时,第

三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此种形式的围扫作业，回收量较大。

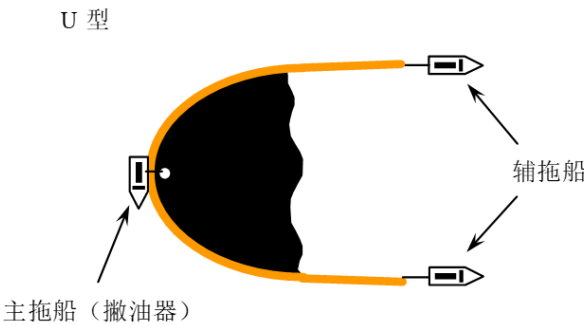


图 8.6-7 “U” 型拖带

8.6.3 溢油风险防范措施有效性分析

当海上发生溢油事故时，根据实际情况和溢油事故现场的需要，按照预先制定的溢油应急预案，选择相应的设备应对溢油事故，保证溢油应急响应的快速高效，最大程度控制和减少溢油污染。正确合理的选择溢油应急资源对妥善处理溢油事故有着十分重要的作用。

(1) 油田自身溢油应急能力

按照法规要求，曹妃甸油田在海洋石 112 号 FPSO 及 CEPI 平台上都配置了溢油应急设备。另外，海洋石油 253 专业环保船也在本油田值守，一旦发生溢油事故，曹妃甸油田将立足于海上现场的溢油应急处置第一时间实现有效拦截与回收，当溢油事故发展到油田自身应急能力无法应对时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。曹妃甸油田配备的主要溢油应急设备及船舶资源见表 8.6-3~8.6-5。

表 8.6-3 曹妃甸油田溢油应急设备（存放于海洋石油 112FPSO）

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	HDO1500	200	米
收油机	LMS	1	套
充气装置	SC25	1	套
消油剂喷洒装置	PSB40	1	套
动力装置	LPP53D/557	1	套
重油传送泵	GTA50	1	个
高压清洗机	HDS1000DE	1	套
浮式储油袋	FN10	4	个
消油剂	GM2	24	桶

表 8.6-4 曹妃甸油田溢油应急设备（存放于 CEPI 中心平台）

名称	规格/型号	数量	单位
围油栏	1500 型	400	米
围油栏充气机	HIS300	1	套
围油栏动力站	30KW	1	台
撇油器	30 型	1	套
撇油器动力站	50KW	1	台
消油剂喷洒装置	PSB80	1	套
高压清洗机	HDS1000DE	1	台
浮式储油囊	FN10	2	套
消油剂	MDY-X02	3	吨
吸油拖栏	SPC	500	米
吸油毛毡	SPC	1	吨

表 8.6-5 曹妃甸油田现场船舶资源

船舶名称	围油栏布放	对外消防系统					救生设备				防污设备		
							救助艇		救生筏		处理剂仓	溢油回收仓	消油剂喷洒臂
		数量	排量	射程	高度	泡沫舱容	数量	载员	数量	载员			
海洋石油 654	能	2 台	1500 方	145 米	97 米	12 方	1 艘	6 人	6	15 人	无	无	无
滨海 268	能	2 台	1500 方	120 米	45 米	12 方	2 艘	6 人	6	15 人	无	无	无
海洋石油 253	能	2 台	1200 方	100 米	45 米	3.18 方	1 艘	6 人	2/2	25 人	7.38 方	542.9 方	2×6.5M

（2）外借溢油应急能力

曹妃甸油田现有溢油应急能力可在一般溢油事故初级阶段有效拦截、回收溢油。如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出曹妃甸油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。

A、周边油田溢油应急资源

一旦发生海上溢油事故，首先做好溢油源的控制工作，对溢油源进行监控，同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。周边油田溢油溢油应急设备见表 8.6-6。

表 8.6-6 周边油田溢油应急设备配置表
天津分公司海上溢油回收设备配备表(一)

存放地点		南堡 35-2CEP 平台	渤西油田 QK18-1	埕北油田 B 平台
围油栏	型号	QW1500	QW1100	QW1500
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	总长	400m	200m	200m
	工作干舷	0.50m	0.36m	500mm
	围板深度	0.75m	0.56m	750mm
	抗浪	2m	1m	2m
	抗风	20 m/s	15 m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3 knots	3.0knots
	储存方式	卷筒、集装箱		
	储存温度		-60℃至 70℃	
	工作温度		-20℃至 50℃	
	总重量	14.5kg/m	2.6t	14kg/m
动力装置	型号	PK1650FC	PK1630C	PK1650CA
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	功率	21KW	9.19KW	21KW
撇油器	型号	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	重量	520KG	110Kg	180KG
	适用油品	稠油	稠油	稠油
	撇送距离	30m	20m	20m
	工作方式	齿形转盘式	转盘式	转盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	32m³/h	20 m³/h	15 m³/h
工作艇	型号	无	无	17GRP
	功率			14HP
	最大航速			6knots
	存放点			CB-B
存储油器具	型号	FN5 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	5m³	5m³	3m³
	数量	2	3 个	3 套
喷洒设备	数量	1 套(PSB50C)	无	
	厂家	青岛光明		
	臂长	5m		
	喷洒速度	3t/h		
油拖网	厂家			青岛光明
	长度			200m
	存放方式			集装箱
消油剂	型号	GM-2	海鸥 4 号	海鸥 4 号
	厂家	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工
	数量	170KG/桶*20	170KG/桶*6	3400KG

存放地点		南堡 35-2CEP 平台	渤西油田 QK18-1	埕北油田 B 平台
其他	吸油毡		0.5 吨	20 箱

天津分公司海上溢油回收设备配备表(二)

存放地点		渤中 25-1 油田 FPSO113	秦皇岛 32-6 油田世纪号
围油栏	型号	HOB1500	HOB1500
	厂家	LAMOR	LAMOR
	总长	400m	800m
	工作干舷	0.50m	0.50m
	围板深度	0.79m	0.79m
	抗浪	3000mm	3000mm
	抗风	20 m/s	20 m/s
	抗流	3 knots	3 knots
	布放时间	15min/200m	15min/200m
	回收时间	10min/200m	10min/200m
	储存方式	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒
	储存温度	-60°C+70°C	-60°C+70°C
	工作温度	-40°C+60°C	-40°C+60°C
	总重量	12.8 kg/m	14.5kg/m
动力装置	型号	LPP30	LPP58
	厂家	LAMOR	LAMOR
	功率	35kw	35kw
撇油器	型号	MINIMAX20	Minimax30
	厂家	LAMOR	LAMOR
	重量	105kg	80 kg
	适用油品	稠油	稠油
	回收效率	95%	95%
	工作方式	刷盘式	刷盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	20m³/h	40m³/h
工作艇	型号	Volvo Tamd41B	-
	功率	0.7mp	190HP
	最大航速	≥8Kn	8.9knot
	拖力	≥2T	2T
	存放点	FPSO113	渤海世纪号
存储油器具	型号	FN10 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	10m³	3m³
	数量	4 套	7 个
	满载重量	-	-
喷洒设备	数量	1 套	1 套
	厂家	青岛光明	青岛光明
	臂长	5m	3m
	喷洒速度	2.4t/h	2.4 t/h
手持喷枪	数量	2 支	2 支
	厂家	青岛光明	青岛光明
	最大射距	≥5m	≥7m
	喷洒速度	1.8m³/h	1 套

油拖网	数量	无	2 个
	厂家	-	-
	长度	-	-
消油剂	型号	GM-2	GM-2
	厂家	青岛光明	青岛光明
	数量	170kg/桶*10	1.7 吨
其他	吸油毡	30 箱	100kg

B、中海石油环保服务有限公司（COES）溢油应急资源

COES 拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳珠海基地、惠州基地、高栏基地、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 8 艘，目前渤海已有四艘专业环保船投入使用，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。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。中海石油环保服务有限公司应急设备见表 8.6-7。

表 8.6-7 中海石油环保服务有限公司溢油应急设备配置表

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	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
			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	250m³/h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80m³/h、中/重质油	1	1		2
			MINIMAX100	100m³/h、中/重质油	1			1
			槽式轮鼓 50	50m³/h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m³/h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油	1			1
			LAS-125 冰区	125m³/h、中/重质油		1		1
			HAF30	30m³/h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m³/h、中/重质油			1	1
		小型	MINIMAX12	12m³/h、中/重质油		1		1
			MINIMAX10	10m³/h、中/重质油	1			1
			HAF12	12m³/h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m³/h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m³/h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m³/h、轻/中质油	2			2
		小计 A（m³/h）			799	287	90	1176
3			PSB140	8.4m³/h	4		1	5

	喷洒装置（套）		PSB80	4.8m³/h	2	1		3	
	小计（m³/h）				43.2	4.8	8.4	56.4	
4	消油剂（t）		低温型	燃点 90℃ 适用-20℃～+50℃ 可生物降解性 BOD5/COD 38%	4			4	
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD5/COD47.2%		12		12	
	小计（t）				4	12		16	
5	储存装置（套）	钢性	7m³ 罐	7m³	6	4	2	12	
		柔性	QG5	5m³	2	2	3	7	
			QG9	9m³	1	2		3	
			FN10	10m³		1	7	8	
			TPU20	20m³	4			4	
			TPU25	25m³	6			6	
		TPU100	100m³	5			5		
小计（m³）				891	66	99	1056		
6	高压清洗机（套）	冷/热水	HDS1000DE	水温 0℃～98℃	3	1	1	5	
		冷水	HD6/15C	水温 0℃～30℃	2			2	
	小计（套）				5	1	1	7	
7	吸附材料	吸油拖栏（m）	SPC ENV810	Φ200、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	
			普通毛毡	500×500	1.5			1.5	
小计（T）				2	0.5	0.5	3		

(3) 应急响应原则及应急反应时间

以最快的反应速度，最大可能的减免对环境的污染程度。现场应急反应中，首先依靠油田自身的溢油应急反应设备，同时，根据现场实际情况，及时派送最近的溢油应急设备。油田应急资源优化相应顺序以及到达本项目油田时间见表 8.6-8。溢油应急资源分布图见图 8.6-8。由表 8.6-8 可知，埕北油田溢油应急相应时间为 4h，南堡 35-2 油田溢油应急响应时间为 4h，秦皇岛 32-6 油田溢油应急响应时间为 4.5h，渤西油田溢油应急响应时间为 5h，渤中 25-1 油田溢油应急时间为 5h，溢油应急塘沽中心基地溢油应急响应时间为 7.5h。

表 8.6-8 溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

优先调用次序	应急资源所有者	动员时间	距离	航行时间	到达时间
1	埕北油田	1.5h	45km	2.5h	4h
2	南堡 35-2 油田	1.5h	45km	2.5h	4h
3	秦皇岛 32-6 油田	1.5h	60km	3h	4.5h
4	渤西油田	1.5h	70km	3.5h	5h
5	渤中 25-1 油田	1.5h	70km	3.5h	5h
6	溢油应急塘沽中心基地	3h	90km	4.5h	7.5h



图 8.6-8 溢油应急资源分布情况

根据环境风险预测结果，在极值风作用下，油膜最快需 11.25h 抵达敏感目标，曹妃甸油田作业区可协调溢油应急设备可以在 7.5 小时内到达溢油现场，满足在油膜抵达敏感目标前对其拦截的目的。因此，在海况允许的情况下，曹妃甸油田可协调溢油应急设备满足应急响应需要。

(4) 应急能力估算

由于目前尚未发布油田的溢油应急能力评估方法，本项目主要根据海洋油气开发工程现场溢油应急适用情况、在部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）的基础上进行溢油应急能力的估算。

a. 围控与防护能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后，通过布设围油栏等措施对水面溢油进行控制，防止溢油扩散，辅助溢油回收和清除，以及防止对敏感目标造成影响。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，U 形拖带时，在前面两艘拖带船同时并进的同时，第三艘船舶则应根据两艘拖船行进的速度，始终处于 U 形的底部外侧，利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收作业。此时，围油栏长度与油膜面积存在如下关系：

$$V = L^2 \div (2 \times \pi) \times d \times (1 - \phi)$$

式中，

V——油膜体积， m^3 ；

L——围油栏长度，m；

π ——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，单位米（m），取 0.005m；

ϕ ——富余量，取 20%；

本报告预设情景溢油量折合 $180m^3$ ，油膜厚度按照 0.005m 计算，则围控上述溢油量需要围油栏 532m，曹妃甸油田自身配备围油栏长度为 600m，满足本项目的需要。

b.回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V \div (\alpha \times h)$$

式中：E——收油机回收速率，单位为立方米每小时（ m^3/h ）；

V——总溢油量，单位为方（ m^3 ）；

α ——回收油量占回收液体总量的比例（%），20%-80%，取 20%；

h——回收工作时间，单位为小时（h），取 12h；

本项目溢油量 $180m^3$ ，计算需收油机回收速率为 $75m^3/h$ 。

c.临时储存能力

一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 12h 回收的油水混合物储存需求，则本项目临时能力应至少为 $900m^3$ 。

（5）应急能力可行性分析

根据相应时间分析，曹妃甸油田可以利用的溢油应急资源可在溢油发生后 4~7.5h 内抵达溢油事故现场。

围油栏：曹妃甸油田自身配备围油栏 600m，其他油田可利用围油栏共计 2000m，溢油应急塘沽中心基地配备 10000m。

机械回收能力：曹妃甸油田溢油回收能力大于 $60m^3/h$ ，其他油田可利用的溢

油回收能力共计 $127\text{m}^3/\text{h}$ ，溢油应急塘沽中心基地的溢油回收能力共计 $799\text{m}^3/\text{h}$ 。

临时储油能力：曹妃甸油田配备储油囊储油能力 60m^3 ，曹妃甸现场船舶溢油回收仓 542.9m^3 ，其他油田可利用的储油能力共计 95m^3 ，溢油应急塘沽中心基地的临时储存能力为 891m^3 。

表 8.6-9 可利用的溢油应急能力

溢油规模	溢油应急能力估算		曹妃甸油田内部溢油应急资源	其他可利用的应急资源		合计	是否满足本项目溢油应急能力要求
				天津分公司各油田作业区	溢油应急塘沽中心基地		
180m ³	围油栏 (m)	532	600	2000	10000	12600	可以满足要求
	机械回收能力 (m ³ /h)	75	>60	127	799	>986	
	临时储存能力 (m ³)	900	602.9	95	891	1588.9	

根据上表，在海况允许的情况下，曹妃甸油田及天津分公司周边可协调溢油应急设备可以满足本项目在合理时间内对本项目发生的溢油量一般溢油事故（0.1t 至 100t）做出适当的反应。

如果发生较大型及以上级别的溢油事故或溢油处理所需的设备、人员超出曹妃甸油田现有的溢油应急力量，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。根据 8.6.3 章节分析可知，内部和外部可调用的应急资源可以满足本报告设定情景下的溢油事故。实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。曹妃甸油田能调用的应急资源能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

8.7 结论

本次评价识别出来的环境风险类型包括井喷、输油软管破裂、平台火灾爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞泄漏、地质性溢油等事故。本项目最大可信事故为海底管道泄漏事故。选取了不利的溢油位置作为溢油点进行了模拟预测，溢油量最大为 263m^3 油水混合物（含水率 39%，折合为原油 180m^3 ）。

根据预测结果，在设定工况下溢油最快在 11.25h 抵达附近海水养殖区，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达敏感区并造成严重污染，需要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。

根据应急响应时间分析，曹妃甸油田可以调用的溢油应急资源可在 4h~7.5h 内可到达溢油现场，并陆续进行溢油回收作业。通过对溢油能力的计算，曹妃甸油田可协调溢油应急设备可以满足本项目设定情景的溢油量的应急能力的要求。当发生超出自身控制能力的溢油事故时，需寻求外部的溢油应急力量的援助，如天津分公司渤海地区其他油田的溢油应急设备及人员，同时按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。实现资源互补，从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速，尽可能将溢油的影响降至最低。曹妃甸油田能调用的应急资源能够满足项目在建设阶段和生产阶段中对溢油应急防范和处理的要求。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》和《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》的相关规定，编写了《曹妃甸油田溢油应急计划》(2019 版)并报送生态环境部备案。计划适用于曹妃甸油田群所处海域范围内油田的生产、工程建设等各项活动所发生的一般类型溢油事故的控制和应急处理，隶属于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》。同时按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。

综合以上分析，本项目发生油气泄漏的概率较低，且本项目制定了周密的溢油应急预案，配备了相应的溢油应急资源，因此，本项目油气泄漏环境风险可防、可控。

9 清洁生产

清洁生产的基本手段是改进工艺技术、强化企业管理,最大限度地提高资源、能源的利用水平,改变产品体系,争取废物最少排放及将环境因素纳入服务中去;对必须排放的污染物,采用低费用、高效能的净化处理设备和“三废”综合利用的措施进行最终的处理和处置。清洁生产涉及项目的初期设计、建设项目的实施、项目建成后的管理。

《中华人民共和国清洁生产促进法》第二条明确规定:“清洁生产,是指不断采取改进设计、使用清洁的能源和原料、采用先进的工艺技术与设备、改善管理、综合利用等措施,从源头削减污染,提高资源利用效率,减少或者避免生产、服务和产品使用过程中污染物的产生和排放,以减轻或者消除对人类健康和环境的危害。”

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。

(3) 从原油开采至外输整个生产过程全部采用自动化控制。

(4) 在油气生产工艺系统中的主要设备和管道处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置,如在井口装置、出油管道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、管道等泄放的带压流体，开式排放罐用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水和初期雨水等。从而避免开闭式排放含油污水造成环境污染，达到清洁生产之目的。

(7) 本油田将依托曹妃甸 11-6 油田 WHPE 平台、WHPD 平台、CEPI 平台和 FPSO 现有工程设施进行开发，将建设活动对环境的影响降至最低，达到了清洁生产的目的。

9.1.2 施工过程中采取的清洁生产与污染防治措施

本工程施工过程中拟采取的清洁生产与污染防治措施如下：

(1) 采用环保型天然聚合物钻井液

钻井作业过程中，不使用毒性较大的油基钻井液和混油钻井液，采用环保型天然聚合物钻井液，从而降低非油层段钻井液排放对海水水质、底质及海洋生物的影响，减少了环境损害。

(2) 钻井液循环使用

在油田开发钻井过程中，钻井液循环使用，加强钻井过程管理，减少钻井液的使用量。研究表明，环保型天然聚合物钻井液性能优越，抗杂质污染性能良好，钻井液使用寿命长。

钻井过程中钻井液处理罐组布置在井口附近。罐上布置振动筛、除沙器、除泥器、离心机等钻井液净化设备。钻井作业中，未遇油层时钻井液通过钻井平台钻井液循环系统携带出井内钻屑，首先进入平台振动筛进行筛选，钻屑（携带部分钻井液）被筛出，最后，粒径小于 2 μ m 的钻井液进入钻井液泵循环使用。

(3) 优化施工时间

本工程铺设海管施工时将尽量缩短工期、合理选择施工期，尽量降低施工对海洋生物资源造成的损失。

(4) 污染物合理处置

施工过程中产生的生活垃圾、生产垃圾、油层段钻井液、油层段钻屑和船舶机舱含油污水等禁止排入海中，经收集后运回陆地处理/处置。

(5) 严格执行相关法律、法规、公约、标准

建设阶段参加海上施工的船舶及其有关人员应严格执行了《海洋环境保护

法》、《海上交通安全法》、《防止船舶污染海域管理条例》、《1990 年国际油污防备、反应和合作公约》、《船舶水污染物排放控制标准》等有关的规定和标准。

(6) 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，制定严格的安全环保作业规程。

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) 污染物最大限度的资源化

利用生产系统分离出的伴生天然气作为发电机的主要燃料，充分利用了油田的伴生天然气资源。

(3) 设置污染物收集处理系统，减污及消除跑冒滴漏

开排系统主要包括开排槽和开排槽泵，用于收集设备橇内溢出液、污油水，设备维修后需将设备及甲板上油污清理干净，并将开排槽液位降至最低，由此可减少污染物的排放。

(4) 污染物均得到有效处理

本工程生产过程中含油生产水经处理合格后全部回注地层，无生产水外排，避免含油生产水排放造成环境污染，实现清洁生产，生产过程中产生的工业固废均运回陆地分别由专门的公司处置。

(5) 充分利用依托工程设施

油气处理、注水、供电等充分依托曹妃甸 11-6 油田 WHPD 平台、曹妃甸 11-6 油田 CEPI 平台和 FPSO。合理利用井口压力能，海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送，减小油气损耗。

9.1.4 生产现场管理中的清洁生产措施

在原油生产过程中，对于各项操作均有明确的作业规程，同时还制定了严格的环境保护及管理制度，并设置专人、专岗进行监督和管理，以确保环境保护制度落到实处。以上这些措施规范了生产作业活动，尽最大可能避免危害环境的事件发生。这些措施主要包括：

(1) 实行环境保护会议制度

定期举行安全环保会议，对生产中发现的环保问题，研究整改措施，提出工

作要求。

(2) 油田安全管理

贯彻执行国家相关的环境保护法规和标准，并且在日常生产时对平台上的生产设施进行巡视和检查，定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查维护。安全监督对临时登临平台的人员进行安全环保教育。

(3) 定期对生产设备、探测报警及紧急关断设备进行检查和维护。

9.2 建设项目清洁生产评价

本工程清洁生产指标分析参考《石油和天然气开采行业清洁生产评价指标体系（试行）》。该指标体系依据综合评价所得分值将企业清洁生产水平等级划分为两级，即代表国内先进水平的“清洁生产先进企业”，和代表国内一般水平的“清洁生产企业”。

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

本项目钻井作业和采油作业的清洁生产指标分别见表 9.2-1 和表 9.2-2。由表中可以看出，从资源能源利用指标、生产技术特征指标、资源综合利用指标、污染物产生指标以及环境管理要求等方面进行定量和定性评价，本项目的钻井作业和采油作业的清洁生产水平均可代表国内先进水平，即属“清洁生产先进企业”。

表 9.2-1 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（钻井作业）

定量指标*						本项目钻井作业评价		
一级指标	权重值	二级指标	单位	权重值 (修正值 K_i)	评价基准值 (S_{oi})	本项目实际值 (S_{xi})	单项评价指标 (S_i)	定量评价指标的考核总分值 (P_1)
(1) 资源与能源消耗指标	30	占地面积	m ²	15	符合行业标准要求	符合行业标准要求	1	100
		新鲜水消耗	t/100m 标准进尺	15	≤25	≤25	1	
(2) 生产技术特征指标	5	固井质量合格率	%	5	≥95	≥95	1	
(3) 资源综合利用指标	30	钻井液循环率	井深 2000m 以下	15	≥40%	≥40%	1	
			井深 2000-3000m		≥50%	≥50%		
			井深 3000m 以上		≥60%	≥60%		
		污油回收率	%	15	≥90	≥90	1	
(4) 污染物产生指标	35	石油类	mg/L	8.75	≤30	≤30	1	
		COD	mg/L	8.75	≤300	≤300	1	
		废弃钻井液	m ³ /100m 标准进尺	17.5	≤10	≤10	1	
定性指标*								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值 (F_i)	定性评价指标的考核总分值 (P_2)	
(1) 原辅材料	15	钻井液毒性	可生物降解或无毒钻井液		15	15	100	
(2) 生产工艺及设备要求	30	钻井设备	国内领先		5	5		
		压力平衡技术	具备欠平衡技术		5	5		
		钻井液收集设施完整性	配有收集设施，且使钻井液不落地		5	5		

定量指标*					本项目钻井作业评价		
		固控设备完整性	配备振动筛、除气器、除泥器、除砂器、离心机等固控设备	5	5		
		井控措施	具备	5	5		
		有无防噪措施	有	5	5		
(3) 管理体系建设及清洁生产审核	35	建立 HSE 管理体系		20	20		
		制订节能减排工作计划		15	15		
(4) 贯彻执行环境保护法规的符合性	20	废弃钻井泥浆处置措施满足法规要求		10	10		
		污染物排放总量控制与减排措施情况		5	5		
		满足其他法律法规要求		5	5		
本项目清洁生产综合评价指数 (P): P=			$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$		P=100		
清洁生产企业等级评定: 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 (P_1) 和定性指标 (P_2) 两部分。

其中, 定量指标根据项目实际值 S_{xi} 和评价基准值 S_{oi} 进行单项评价指数计算: 对指标数值越高(大)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{xi}/S_{oi}$; 对于指标数值越低(小)越符合清洁生产要求的指标, 单项评价指数 (S_i) 计算公式为 $S_i = S_{oi}/S_{xi}$ 。

定量评价考核总分值的计算公式:

$$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i ;$$

定性评价指标的考核分值的计算公式为: $P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$;
企业清洁生产综合评价指数的计算公式为: $I = \frac{P_1}{P_2}$; 下同。

表 9.2-2 清洁生产评价指标及本项目清洁生产执行情况（采油作业）

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})	单项评价指标数 (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	90.42	1	100
(2) 资源综合利用指标	30	余热余能利用率	%	10	≥60	≥60	1	
		油井伴生气回收利用率	%	10	≥80	≥80	1	
		含油污泥资源化利用率	%	10	≥90	≥90	1	
(3) 污染物产生指标	40	石油类	mg/L	5	≤10	达到回注标准要求回注地层	1	
		COD	mg/L	5	甲类区：≤100 乙类区：≤150	0	1	
		落地原油回收率	%	10	100	100	1	
		采油废水有效利用率	%	10	≥60	≥60	1	
		油井伴生气外排率	%	10	≤20	≤20	1	
定性指标								
一级指标	权重值	二级指标			指标分值	本项目实际值 (F _i)	定性评价指标的考核总分值 (P ₂)	
(1) 生产工艺及设备要求	45	井筒质量	井筒设施完好		5	5	100	
		采油	套管气回收装置		10	10		
			防止落地原油产生措施		10	10		
		采油方式	采油方式经过综合评价确定		10	10		

定量指标					本项目采油作业评价	
		集输流程	全密闭流程,并具有轻 烃回收装置	10	10	
(2) 环境管理体系 建设及清洁生产审 核	35	建立 HSE 管理体系并通过认证		20	20	
		制订节能减排工作计划		15	15	
(3) 贯彻执行环境 保护法规的符合性	20	建设项目环保“三同时”制度执行情况		5	5	
		建设项目环境影响评价制度执行情况		10	10	
		污染物排放总量控制与减排指标完成情况		5	5	
本项目清洁生产综合评价指数 (P): P=0.6P ₁ +0.4P ₂ ; 其中			$P_1 = \sum_{i=1}^n S_i \times K_i; \quad P_2 = \sum_{i=1}^n F_i$	P=100		
清洁生产企业等级评定: P≥90 (清洁生产先进企业); 75≤P<90 (清洁生产企业)					本项目采油作业评定为: 清洁生产先进企业 (P≥90)	

9.2.1.1 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。

9.2.1.2 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：

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次审核提出的清洁生产方案；二是经常性地组织对组织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包括把审计成果纳入企业的日常管理轨道，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实施浓度控制的同时，必须实行总量控制。在污染物排放达标的前提下，给出污染物排放总量控制建议值。

《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》第六条规定：“国家海洋主管部门根据国家重点海域污染物排海控制指标，分配重点海域海洋工程污染物排海控制数量。”第二十三条规定“污水离岸排放不得超过国家或地方规定的排放标准。在实行污染物排海总量控制的海域，不得超过污染物排海总量控制指标。”

10.1 主要受控污染物的排放浓度、排放方式与排放量

10.1.1 污染物排放情况

根据第三章工程分析计算结果，确定本工程污染物排放种类、排放方式和排放量，见表 10.1-1。

表 10.1-1 本工程运营期污染物产排情况一览表

污染物		污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式
生产水			石油类	处理达标后全部回注
其他含油污水		少量	石油类	经开、闭系统收集后，打入原油处理系统
平台	生产垃圾	20t/a	废弃边角料、包装材料等	分类收集、运回陆上处理

10.1.2 总量控制污染物筛选

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

国家“十三五”期间全国主要污染物排放总量控制计划规定：化学需氧量

(COD)、氨氮、二氧化硫、氮氧化物等四项主要污染物排放量实行总量控制，并根据本工程的特征污染物和所在海域环境现状，选择海域总量控制的受控污染物。

本工程无生活污水排放，因此无受控污染物因子。

10.2 污染物排放削减方法

10.2.1 含油生产水

本项目不设含油生产水处理系统，物流输入依托工程处理，无含油生产水外排。

10.2.2 生活污水

本工程平台为无人值守井口平台，无生活污水排海。

10.3 污染物排放总量控制方案与建议

本工程平台为无人值守井口平台，无生活污水排海。

11 环境保护对策措施

11.1 项目建设阶段环境保护对策措施

油田建设期产生的主要污染物有：钻屑、钻井液、悬浮物、机舱含油污水、生活污水、生活垃圾和工业垃圾。作业者将采取以下污染防治措施，以使上述污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

(1) 钻屑和钻井液处理

本工程钻井阶段采用水基钻井液，水基钻井液循环使用。钻完井作业完成后排放非油层段水基钻井液和非油层段钻屑需符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）标准中表 2 中的一级标准要求（见表 11.1-1），以及《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准的要求（见表 11.1-2）。油层段产生的钻井液（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 11.1-1 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》生物毒性容许值

项目	海区等级	生物毒性容许值（mg/L）
非油层段水基钻井液	一级	30000

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

表 11.1-2 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》排放浓度限值

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

油层段钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用；油层段水基钻井液平时存储在平台泥浆池里，回收时用泵将钻井液打到平台上带盖的岩屑回收箱内，然后将岩屑回收箱吊装至三用料船运至码头，同时及时更换空岩屑箱到钻井平台备用。油层段钻屑、钻井液到码头后由危废运输，最终交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。为了防止油层段钻屑、油层段钻井液

在施工年份蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司无法接收处理的风险，建设单位将“中海石油环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，具体资质情况见附件 16。

蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司具有处理含油垃圾、岩屑、钻井液以及盛装矿物油、水处理剂、乳化剂、粘合剂的包装容器危险废物的能力。天津分公司已经与其签订了长期服务协议（合同号：CCL2019CFDS0075YR1），具体处理协议及资质情况详见附件 15。

表 11.1-3 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力	本工程产生量 (m ³)	处理是否可行
油层段 钻屑	20000t/a	243.71 m ³ /a (609.275t/a) (第一批钻井)	是
		67.41m ³ /a (168.525t/a) (第二批钻井)	
油层段 钻井液	20000t/a	243.71m ³ /a (268.081t/a) (第一批钻井)	是
		67.41m ³ /a (74.151t/a) (第二批钻井)	

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。

(2) 机舱含油污水处理

船舶机舱含油污水铅封后运回陆上处理，计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理，天津分公司已经与蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司签订了长期服务协议（合同号：CCL2017TJDYYST0431），具体处理协议及资质情况详见附件 15，该公司的含油污水处理能力详见表 11.1-4。

表 11.1-4 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力 (t/a)	本工程产生量 (t/a)	处理是否可行
机舱含油污水	5000	610	是

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。

(3) 垃圾处理

施工船舶生活垃圾按每人每天 1.5kg 计算，生活垃圾总产生量为 61.62t。生产垃圾总产生量为 26.1t。生活垃圾食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm 后排放，其他运回陆地处理，生产垃圾分类收集运回陆上进行处理。

施工过程中产生少量边角料、包装材料等固体废弃物属于一般固体废弃物，

钻完井过程会产生一些含油的废旧器件、油棉纱等属于危险固体废弃物，将施工人员的生活垃圾，固体废弃物分类收集装入集装箱，其中生活垃圾计划交由天津昌浩城环保工程有限公司进行处理，一般固废和危险固体废弃物计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理，本项目施工期所产生的固体废弃物均不排海，处理措施满足《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》的相关要求进行回收利用或处置。

（4）生活污水处理

生活污水经生活污水处理装置处理合格后排海，参加作业的船舶产生的生活污水必须经处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中相应标准后方可排海，各参加作业船舶必须配备生活污水处理装置并取得相应防污证书。

（5）清洗废液和清洗废水处理

原 CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6 WHPE 平台的海底混输管道反向输送注水，清洗管道将产生含油的清洗废水，使用生产水进行管道清洗，产生约 800m³ 的清洗废液，清洗废液的主要污染物质为石油类，输往 CEPI 平台处理后回注地层。

海管铺设完毕后，需要对海管进行清管，根据设计，本工程所需要的清管水为海水，产生量约为 200m³，本工程为新铺设海管，清管废水的主要污染物质为悬浮物，因此清管废水直接排放入海。

（6）降低海底管道/电缆铺设的环境影响

海底管道/电缆铺设过程中挖起的海底沉积物随海水的运动回填于管沟，海水中的悬浮物自然沉降于海底。铺设作业时间的选择综合考虑环境影响、工程进度和海况条件等方面的因素，注意选择适宜的海况条件，尽量缩短海底管道/电缆铺设周期，合理选择施工时间，施工期管道电缆挖沟阶段应尽量避免白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期（5~6月），以减轻对渔业资源和海洋生态环境的影响。

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。

（7）船舶大气污染物控制措施

本项目建设阶段各类作业船舶应采用符合《国内航行海船法定检验技术规则》(2020)的要求并获得相应的国内航行海船法定证书的作业船舶。在排放控制区(包括沿海控制区和内河控制区)内航行、停泊、作业的船舶,船舶应满足《船舶大气污染物排放控制区实施方案(交海发〔2018〕168号)》和《珠三角、长三角、环渤海(京津冀)水域船舶排放控制区实施方案》的要求,使用满足要求的船用燃油、氮氧化物排放满足限制要求。

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 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。

11.2 建设项目生产阶段环境保护对策措施

根据工程分析结果,生产阶段产生的主要污染物为含油生产水和生产垃圾。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。

(一) 含油生产水处理

a. 正常工况

本工程CFD11-6WHPK平台建成后含油生产水最大产生量4840 m^3/d (2028年最大),生产平台无生产水处理设施。WHPK平台的井口物流与WHPE平台的井口物流汇合后经新建的海底混输管道输往WHPD/CEPI平台,通过游离水分离器进行油、气、水分离,分离出的含水原油通过管道输送至海洋石油112SPM单点系泊系统,最终输送至FPSO进行处理;分离出的含油生产水进达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T 5329-2012)的相关标准后,全部回注地层。

根据第二章依托工程可行性分析：依托设施的生产水设计处理能力可以满足实际处理需求，生产水设计回注能力均可以满足实际回注需求。

（1）生产水处理工艺流程

WHPD 平台通过游离水分离器进行油水分离，分离出的含油生产水进入水力旋流器，然后由紧凑型气浮装置（CFU）处理，进入缓冲罐。处理后的生产水检测达标后经水泵输送至注水分配系统。

CEPI 平台上的生产水处理系统接收来自本平台油工艺处理系统和 WHPD 平台油工艺处理系统分离的生产水。经水力旋流器+紧凑式气浮(CFU)+核桃壳过滤器的三级处理流程。

FPSO 上的含油生产水处理和注水系统包括撇油容器、浮选器、核桃壳过滤器以及储水罐、增压泵、过滤器（5 μ m）和注水分配系统。来自游离水分离器、生产分离器和原油处理器的生产水进入撇油容器进行油水分离，分离后的含油生产水进入浮选器进行除油处理，然后进入核桃壳过滤器进行过滤。经过滤处理后的含油生产水，进入储水罐，含油浓度小于 20mg/L。分离的含水油相进入到闭式排放管后经泵转到污油水舱。来自储水罐的水经水泵输送至注水分配系统。

（2）处理能力

WHPD 和 CEPI 平台生产水系统并联使用，两平台生产水系统总处理能力为■，接收水量多出部分输送至 FPSO 处理。FPSO 生产水处理系统处理能力为■，本项目投产后 WHPD 和 CEPI 平台最大处理水量为■，FPSO 最大处理量为■，小于生产水系统设计能力。

（3）处理效果

根据环保设施运行情况（6.4.2 生产水排放情况）可知，本项目产生的含油生产水依托的含油生产水处理设施运行稳定，出水水质抽检均达标（《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 $\leq 30\text{mg/L}$ ）。

b. 非正常工况

油田生产期间，受生产流程波动影响可能会出现非正常工况。生产水预测最大值为■，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。

（二）其他含油污水

平台上设置开式排放系统和闭式排放系统。

开式排放系统主要包括开式排放罐和开式排放泵。开式排放罐主要用来收集溢出液、设备冷却、冷凝水和初期雨水等。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将含油污水打入闭式排放罐。

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。

（三）生产垃圾

在油田生产阶段，平台产生一些固体废弃物。如废弃的零件、边角料、包装材料、含油固废等。本项目产生的固体废弃物交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理，天津分公司已经与蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司签订了长期服务协议（合同号：CCL2019CFQS0075YR1），具体处理协议及资质情况详见附件 15，处理措施符合《中华人民共和国固体废物污染防治法》相关规定。

为了防止蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司无法接收运营期工业固体废物处理的风险，建设单位将“中海石油环保服务有限公司”作为危废的备选处理单位，具备处理含油危废（HW08）的处理资质和能力（具体资质和处理能力详见附件 16）。

11.3 环保竣工验收

建设项目需要配套建设的环境保护设施，必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。在环保竣工验收时，应根据《建设项目环境保护管理条例》、《建设项目竣工环境保护验收管理办法》的规定申请环境保护设施竣工验收。对本工程而言，最主要环保竣工验收内容如下：

- （1）固体废弃物分类、回收设备；
- （2）具备环境保护设施正常运转的条件，包括：经培训合格的操作人员、健全岗位操作规程及相应的规章制度，原料、动力供应等要求；
- （3）环境管理与监测计划，包括环境管理机构 and 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 11.3-1 环保“三同时”验收清单

序号	内容类型	污染源	主要污染因子	环保验收措施	依据的排放标准或相关规定
1	固体废弃物		废弃边角料等、含油固废	一般工业固体废物运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理含油危险废物由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接受处理,检查相关交接手续。	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB14914-2008)
2	水污染物	初期雨水	石油烃	开式排放系统和闭式排放系统	收集初期雨水去往开排罐,污油打入闭排罐后进入主流程

11.4 污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总

本工程施工期、运行期采取的污染防治措施、环境保护及生态保护措施汇总见表 11.4-1、表 11.4-2。

表 11.4-1 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		污染物产生量	污染物排放量	排放速率	主要污染因子	设备或措施	处理效果
施工期	1	废水	船舶含油污水	610m ³	0m ³	/	石油类	铅封后运回陆上处理，由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	按照《渤海海域船舶排污设备铅封程序规定》（交通部交海发[2003] 32 号）要求
			生活污水	14378m ³	14378m ³	/	COD	生活污水处理装置，处理达标后排海	达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中相应标准后方可排海。
			清洗废液	800m ³	0m ³	/	石油类	输往 CEPI 平台回理后回注地层	达到《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）≤30 的要求。
			清管废水	200m ³	200m ³	/	铁锈、焊渣	直接排海	
	2	悬浮物	管道铺设	13726m ³	13726m ³	8.86kg/s	SS	连续排放，自然沉降	选择适宜的海况条件施工
			电缆铺设	7200m ³	7200m ³	9.30kg/s			
	3	钻屑和钻井液	非油层段钻屑	871.91m ³	871.91m ³	35m ³ /h	SS	满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的要求执行，若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。	选择适宜的海况条件下控制速率排放

建设阶段	序号	污染源		污染物产生量	污染物排放量	排放速率	主要污染因子	设备或措施	处理效果	
			非油层段钻井液	4212.66m ³	4212.66m ³	<33.03m ³ /d	石油类	满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的要求执行，最高排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，控制其排放速率最大为 35m ³ /h。		
			油层段钻屑	311.12m ³	0m ³	/		运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理		符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
			油层段钻井液	311.12m ³	0m ³	/				
	4	固废	生产垃圾	26.1t	0 t	/	废弃边角料等	运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理	符合《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》	
			生活垃圾	61.62t	0 t	/	食品废弃物、包装等	食品废弃物经处理至颗粒直径<25mm 后排放，其他运回陆地处理		
	5	生态环境	管道电缆挖沟阶段避开白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期（5~6 月），同时建议建设部门与渔业管理部门进行沟通进行海洋生物资源的补偿。							

表 11.4-2 运行期污染防治措施、环境保护及生态保护措施一览表

序号	污染源		污染物的产生量	污染物的排放量	主要污染因子	设备或措施	处理效果
1	废水	含油生产水	██████	0	石油类	进入原油系统依托处理后回注地层	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）后回注
2		初期雨水	5.1m³/次	0		经开闭系统收集后，进入生产流程	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）后回注
3	生产垃圾		20t/a	0	废弃边角料等、含油固废	分类收集、运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB14914-2008）
4	生态环境	石油类	严格防止溢油的发生，并配有完备的溢油应急方案和措施，一旦发生溢油，能够及时有效的将影响范围控制在最小。				

12 环境保护的技术经济合理性

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/T10047-2019），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：凡属污染防治和环境保护所需要的专用装置和设施，应按其总投资的 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，将本工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 12.1-1。本工程建设投资 [REDACTED]，其中环保投资 [REDACTED]，占总投资的 0.38%。

表 12.1-1 环境投资估算（万元）

平台	环保投资	总投资额	折合比率	折合环保投资
CFD11-6WHPK 平台	开式排放系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	闭式排放系统	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
海洋生物资源损失		[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
合计				[REDACTED]

12.2 环境保护的经济损益分析

12.2.1 环境经济收益分析

原油价格根据中国石油天然气集团公司《建设项目经济评价参数》（2008）的要求，按 60 美元/桶计取，换算为 3036 元/吨。

本工程建设投产石油最高产量为 [REDACTED]，石油产量的经济效益约为 7.4 亿元。

本工程新增含油生产水最高量为 [REDACTED]，含油生产水经处理合格达到回注水标准后，全部用于采油井回注，最大节约用水（新鲜水）152.95 万 m³/a，

折合经济价值约 883 万元。

12.2.2 环境经济损失分析

12.2.2.1 海洋生物资源损失

工程对海洋海洋生物生物资源的影响主要表现在（1）建设井口平台占用海域，使生物栖息地丧失；（2）铺设海底管道/电缆，开挖管沟造成开挖区域对栖息地破坏，以及对周围区域的掩埋造成底栖生物死亡；（3）施工阶段非油层段钻井液钻屑排放及铺设海底管道/电缆产生的悬浮泥沙对渔业生物资源损害。

根据中华人民共和国水产行业标准《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》的规定：（1）“占用渔业水域的生物资源损害赔偿，占用年限 20 年以上的，按不低于 20 年补偿”，井口平台属永久性占用渔业水域，补偿年限按 20 年计算；

（2）“一次性生物资源的损害赔偿为一次性损害额的 3 倍”，施工阶段因开挖基槽和管沟，及非油层段钻井液钻屑排放产生的悬浮物造成的生物资源损害属一次性损害，按 3 倍进行补偿。

（一）鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按下式计算：

$$M = W \times P \times E$$

式中：

M —鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W —鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P —鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E —成活鱼苗的商品价格，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，商品鱼苗的平均价格按 0.8 元/尾计算。

（二）渔业生物经济价值计算

渔业生物资源经济价值按下式计算：

$$M_i = W_i \times E_i$$

式中：

M_i —第 i 类渔业生物资源的经济损失额（元）；

W_i —第 i 类渔业生物资源的损失量（kg）；

E_i —生物资源的商品价格，鱼类、底栖生物的价格接近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.2 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。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，甲壳类幼体折算为 0.025kg/尾，价格按 40 元/kg 计算；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

（三）底栖生物经济价值计算

底栖生物经济损失按公式计算：

$$M = W \times E$$

式中：

M —经济损失额，单位为元（元）；

W —济损生物资源损失量，单位为千克（kg）；

E —生物资源的商品价格，按主要经济种类当地当年的市场平均价或按海洋捕捞产值与产量均值的比值计算（如当年统计资料尚未发布，可按上年度统计资料计算），单位为元每千克（元/kg）。底栖生物的价格接近三年，当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，为 1.0 万元/t。

（四）海洋生物资源经济损失额合计

海洋生物资源经济损失额合计见表 12.2-1。

表 12.2-1 海洋生物资源损失经济补偿明细

工程内容	受损生物	损失量	折算鱼苗损失量	单价	直接损失（万元）	补偿（年/倍）	补偿金额（万元）
管道/电缆铺设悬浮泥沙	鱼卵（粒）	■	■	■	■	■	■
	仔稚鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
	鱼类成体（kg）	■	■	■	■	■	■
	头足类成体(kg)	■	■	■	■	■	■
	甲壳类成体(kg)	■	■	■	■	■	■
	幼鱼（尾）	■	■	■	■	■	■
	头足类幼体(尾)	■	■	■	■	■	■
	甲壳类幼体(尾)	■	■	■	■	■	■
	鱼卵（粒）	■	■	■	■	■	■

钻井阶段非油层段钻井液钻屑排放	仔稚鱼(尾)							
	鱼类成体(kg)							
	头足类成体(kg)							
	甲壳类成体(kg)							
	幼鱼(尾)							
	头足类幼体(尾)							
	甲壳类幼体(尾)							
铺设管道/电缆	底栖生物(t)							
平台占海	底栖生物(t)							
合计								

海洋生物资源损失经济补偿额共为■。应对海洋生物资源的补偿费用纳入环保投资。

12.2.2.2 海洋生态服务功能损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是建设期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，非油层段钻井液钻屑排放，平台占用海域的影响，根据“第十三章 海洋生态损害分析”计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计■。

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排放系统等的投入。

本工程开式排放系统将有效收集平台产生的污染物，从而防止对周围海域的影响。

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。

本工程施工建设过程中和油田生产过程中将对周围海域的海洋生物资源和海洋生态造成不可避免的影响。本项目实施前与有关渔业主管部门沟通和协商，

对本报告中评估的海洋生物资源损失进行经济补偿。

生态补偿费主要用于渔业主管部门增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，这些措施将使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

12.4 社会效益

油气田的开发对国民经济的发展具有极重要的作用。油气是重要的能源之一，是工业的血液，制约着若干行业的发展。因而油气田开发不仅经济效益本身极为显著，而且可以通过解决直接和间接的就业机会带动其他相关产业的发展，具有重要的社会效益。

本工程的建设将对该区域的生物资源、渔业资源等造成一定的直接影响，但从上文分析中可以看出，其对工程周边海域生态环境的影响是暂时的、可恢复的。

本工程的开发将会对进一步带动相关产业的发展和进步(如机械制造、电子、仪表等等)起到一定的作用。平台投产后可为国家增加税收收入，增加出口创汇。使用海域与本海域的其它主要功能如渔业的兼容性也比较好，有利于海域整体资源的合理利用和最大发挥。此外，本工程在建设和生产阶段将提供一定的就业机会，有利于增强社会的系统功能，改善区域的整体环境。

因此，本工程是一项利国利民的工程，其环保设施的设置与环保投资是合理的，具有良好的经济和社会效益。

13 海洋工程的环境可行性

13.1 与《全国海洋主体功能区规划》的符合性分析

(1) 位置关系

根据国务院发布的《全国海洋主体功能区规划》(国发〔2015〕42号):“依据主体功能,将海洋空间划分为以下四类区域:优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域、禁止开发区域”。

- 优化开发区域,是指现有开发利用强度较高,资源环境约束较强,产业结构亟需调整和优化的海域。

- 重点开发区域,是指在沿海经济社会发展中具有重要地位,发展潜力较大,资源环境承载能力较强,可以进行高强度集中开发的海域。

- 限制开发区域,是指以提供海洋水产品为主要功能的海域,包括用于保护海洋渔业资源和海洋生态功能的海域。

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

其中,重点开发区域包括城镇建设用海区、港口和临港产业用海区、**海洋工程和资源开发区**。

本工程为海洋油气勘探开发工程,工程周边开发油田群包括曹妃甸 11-1 油田、曹妃甸 12-6 油田、渤中 3-2 油田、曹妃甸 6-4 油田、秦皇岛 32-6 油田等,属于重点开发区域中的**海洋工程和资源开发区**。海洋工程和资源开发区是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。

(2) 管理要求

海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好**海域使用论证和环境影响评价**,减少对周围海域生态系统的影响,避免发生重大环境污染事件。

(3) 符合性分析

本项目为海洋油气勘探开发工程,工程用海属于海洋工程和资源开发区中允

许的“矿产资源勘探开发利用所需海域”。项目开展了海域使用论证和环境影响评价,工程施工期和运营期产生的各种污染物均得到了妥善处置,从而减少对周围海域生态系统的影响。

因此,本工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

13.2 与《河北省海洋主体功能区规划》的符合性分析

根据《河北省海洋主体功能区规划》【冀政字(2018)11号】,本油田开发工程所处海域位于河北省海洋主体功能区外(见图 13.2-1),工程距河北省海洋主体功能区边界最近距离约 13.6km,工程施工期和运营期均不会对河北省海洋主体功能区产生不利影响。

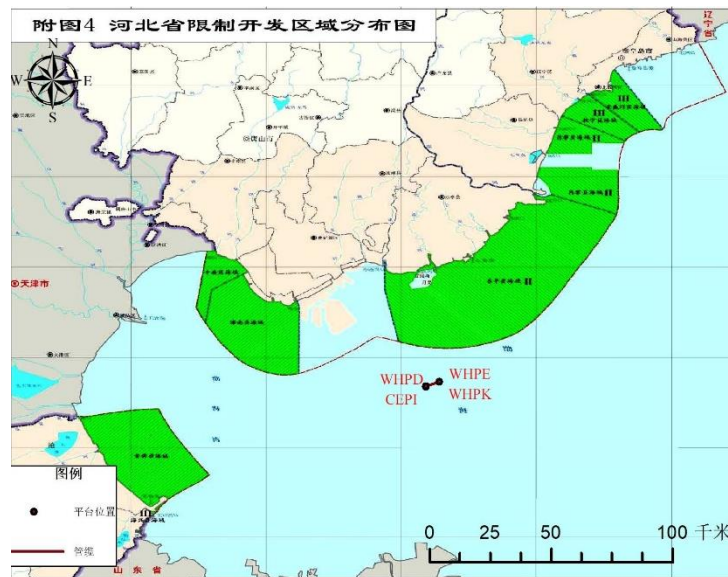


图 13.2-1 本项目与《河北省海洋主体功能区规划》的位置关系图

13.3 与《全国海洋功能区划(2011-2020年)》的符合性分析

(1) 位置关系

根据《全国海洋功能区划(2011-2020年)》,本工程位于渤海西部海域,属于全国海洋功能区划中的“渤海中部海域”。

(2) 功能定位和管理要求

该海域主要功能为矿产与能源开发、渔业、港口航运。西南部、东北部海域重点发展油气资源勘探开发,协调好油气勘探、开采用海与航运用海之间的关系。区域积极探索风能、潮流能等可再生能源和海砂等矿产资源的调查、勘探与开发。

合理利用渔业资源，开展重要渔业品种的增殖和恢复。加强海域生态环境质量监测，**防治赤潮、溢油等**海洋环境灾害和突发事件。

（3）符合性分析

功能定位：曹妃甸 11-6 油田扩建属于海洋油气开发用海，属于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》允许范畴中的“矿产与能源开发”。

管理要求：项目建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。本工程建设阶段产生的非油层段钻屑、非油层段钻井液排放对环境的影响属于短期、可恢复性；施工期生活污水经处理达标后排放；机舱含油污水、固体废弃物、油层段钻屑、油层段钻井液均运回陆地处理。生产阶段产生的生产水经处理达标后全部回注地层，不外排；固体废弃物运回陆地处理。因此，本项目生产阶段不会对周边海域的生态环境造成影响，建设阶段对海域生态环境的影响是短期且可恢复的。工程施工与生产开发时应注意与周边用海功能区的协调性，施工期和运营期均制定了有针对性的跟踪监测计划，加强周边海域生态环境质量监测。

因此，本工程建设符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》要求。

13.4 与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的符合性分析

（1）位置关系

根据《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本油田开发工程所处海域位于河北省海洋功能区划之外（见图 13.4-1），距区划中的“曹妃甸港口航运区（功能区代码为 2-6）”最近，最近距离约为 9.5km。

（2）符合性分析

由于油田开发工程施工期和运营期均不会对河北省海洋功能区产生不利影响。因此，本工程建设符合《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的要求。

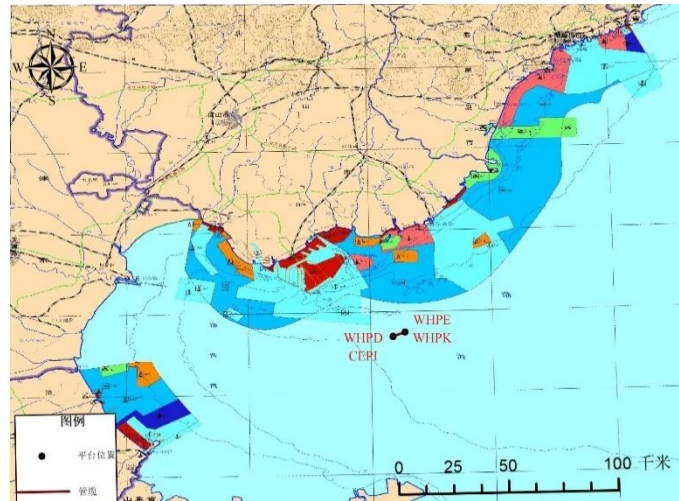


图 13.4-1 本项目与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置关系图

13.5 与《河北省生态保护红线》的符合性分析

（1）位置关系

根据《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23 号），本工程所处海域位于河北省海洋生态红线之外（见图 13.5-1），距红线中的“大清河口至小清河口海域（红线区编号 9-4）”最近，最近距离约为 29.4km。

（2）符合性分析

由于油田开发工程施工期和运营期均不会对生态红线产生不利影响。因此，本工程建设符合《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23 号）的要求。

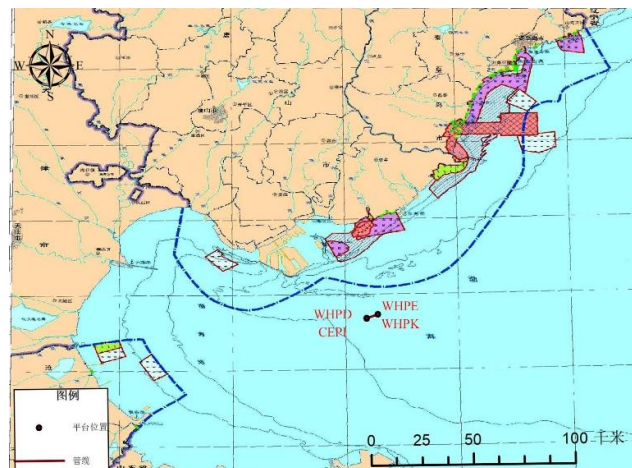


图 13.5-1 本项目与河北省海洋生态红线的位置关系图

13.6 与国家产业政策的符合性分析

本项目为海洋油气勘探开采项目，属于《产业结构调整指导目录（2019 年

本)》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，因此，本工程的建设符合国家产业政策。

13.7 与相关规划的符合性分析

13.7.1 与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》的符合性分析

（1）相关要求

根据《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》，第五节基本原则提到：“——坚持绿色发展、源头护海。坚持“绿水青山就是金山银山”，处理好发展与保护关系，推动海洋经济绿色发展，建立健全绿色低碳循环发展的经济体系和绿色技术创新体系，用最小的资源消耗和环境代价换取最大的发展效益，**从源头上预防海洋生态破坏和环境污染。**

——坚持质量改善、协力净海。以着力解决群众反映强烈的突出环境问题、改善海洋生态环境质量为本，抓好区域一流域一海域的联防联控与系统治理，**坚持污染防治和生态修复并举**，确保海洋生态环境质量企稳向好，坚决打赢海洋生态环境污染治理的攻坚战。”

（2）符合性分析

本工程施工期间产生的油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海。运营期产生的生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得到合理处置，做到了**从源头上预防海洋生态破坏和环境污染**。同时，针对施工期和运营期带来的生物资源和生态服务功能损失进行了分析，并核算了补偿金额。本工程拟制定生态修复计划，开展增殖放等生态修复措施，做到了**坚持污染防治和生态修复并举**。因此，与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》相符合。

13.7.2 与《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》的符合性分析

（1）相关要求

根据《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》（2009 年），“要加强海洋工程污染防治和保护区建设，提高倾废管理水平，强化油气开发区的环境管理，加

强溢油应急技术支持及保障能力，建立渤海污染防治与生态保护系统，力求通过 5 年~15 年的治理，使渤海环境保护工作上一个新台阶”等内容。

（2）符合性分析

本工程施工期间产生的油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾收集后全部运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海；运营期产生的生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污染物均得到合理处置。此外，本工程投产后，建设单位根据《曹妃甸油田溢油应急计划》开展好各种溢油应急准备和响应工作。本工程在施工和运营过程中重视海上环境保护工作，因此，与《渤海环境保护总体规划（2008-2020 年）》（2009 年）相符合。

13.7.3 与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的符合性分析

（1）位置关系

根据《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》，本工程所处海域位于河北省海洋环境保护规划之外（见图 13.7-1），距规划中的“控制性保护利用区”最近，最近距离约为 13.6km。

（2）符合性分析

由于油田开发工程施工期和运营期均不会对河北省海洋环境保护规划产生不利影响。因此，本工程建设符合《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的要求。

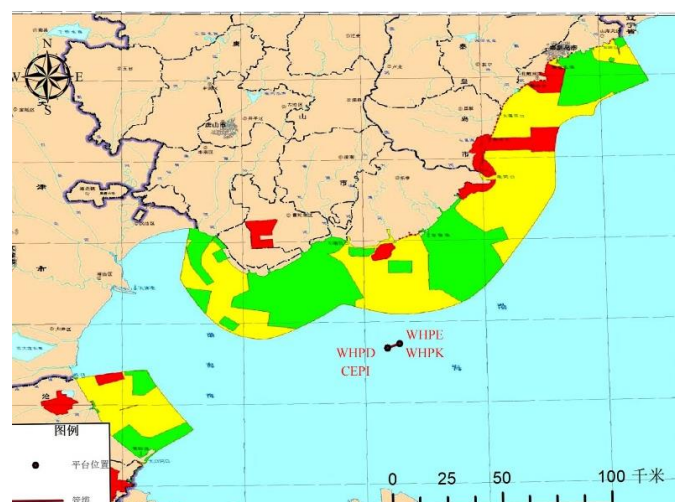


图 13.7-1 本工程与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的相对位置关系

13.7.4 与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性

2018 年 11 月 30 日，根据生态环境部发展改革委自然资源部印发《渤海综合治理攻坚战行动计划》的通知：为全面贯彻党中央、国务院决策部署，落实《中共中央国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17 号）的要求，打好渤海综合治理攻坚战，加快解决渤海存在的突出生态环境问题，制定了《渤海综合治理攻坚战行动计划》。

（1）《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“9. 船舶污染治理”规定：“严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。**禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。**”

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“11. 海洋垃圾污染防治”规定：“…。**严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海…。**”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“13. 生态保护修复行动”规定：**划定并严守渤海海洋生态保护红线**，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“15. 海洋生物资源养护”规定：“**大力养护海洋生物资源**。…。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（四）环境风险防范行动”中的“17. 海上溢油风险防范”规定：“**石油勘探开发海上溢油风险防范**。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管道、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度。”

（2）符合性分析

本工程位于渤海西部海域，属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，不涉及围填海工程。工程所处海域不在河北省海洋主体功能区内，工程施工期和运营期均不会对河北省海洋主体功能区产生不利影响；工程处海域不在河北省海洋功能区划内，油田开发工程施工期和运营期均不会对河北省海洋功能区产生不利影响；同时，根据《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23号），工程处海域不在红线区内，油田开发工程施工期和运营期均不会对红线区产生不利影响。

施工期和运营期污染物均得到有效的处理处置，不存在向海洋倾倒垃圾的违法行为。施工期，机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》，运回陆上交由有资质单位接收处理。施工船舶产生的生活污水经生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008）中相应标准后方可排海。生活垃圾、生产垃圾全部运回陆上交由有资质单位接收处理。施工期间主要的污染物是非油层段钻屑和非油层段钻井液，但是影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失进行了分析，并核算了补偿金额，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿和修复措施，并对重要渔业品种实施增殖放流，可以维持海洋生物资源可持续利用。同时施工期管道电缆挖沟阶段尽可能避开白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期（5~6月），以减轻对海洋生态环境的影响。

本工程投产后，建设单位根据《曹妃甸油田溢油应急计划》开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，定期对平台、油气管道进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。在后续生产过程中，建设单位将严格落实环境保护主管部门要求，严格执行排污许可制度。

综上，工程建设与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求相符合。

13.8 海洋生态建设方案

2015年7月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。

生态建设的原则如下：

(1) 可持续发展原则：以可持续发展理论为指导，科学规划、合理利用、积极保护，构建生态安全格局，努力实现资源可持续利用，增强生态环境对社会经济发展的保障能力。

(2) 经济效益、社会效益与生态效益相协调的原则：积极促进经济、社会与生态环境之间的良性循环，实现经济、社会、生态环境之间的良性互动，达到社会经济发展与生态环境保护“双赢”。

(3) 集约与和谐原则：在生态优先的基础上，以经济建设为重点，整合区域资源优势，注重跑道建设与生态环境建设的结合，确保生态系统结构完整性、生态过程连续性，实现系统结构与功能的和谐。

13.8.1 与政策的符合性

13.8.1.1 与规划、区划的符合性

通过 13.1~13.5 节的分析，本工程位于渤海西部海域，属于重点开发区域，工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的定位。

曹妃甸 11-6 油田扩建项目属于海洋油气开发用海，属于《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》允许范畴中的“矿产与能源开发”，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》要求。

根据《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》，本油田开发工程所处海域不在河北省海洋功能区划内，工程施工期和运营期均不会对河北省海洋功能区产生不利影响。

根据《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23 号），工程处海域不在红线区内，油田开发工程施工期和运营期均不会对红线区产生不利影响。

13.8.1.2 产业政策的符合性

本项目属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中的鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，工程建设符合国家产业政策。

13.8.2 污染物源头控制及溢油应急措施

13.8.2.1 污染物源头控制措施

为了尽可能减少项目建设和运行对周围海洋生态环境、敏感目标的不利影响，

本项目施工期钻井阶段钻井液循环使用，非钻井油层水基钻井液钻屑、非钻井油层水基钻井液直接排放入海；钻井油层水基钻井液钻屑、钻井油层水基钻井液、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水均运回陆地处理。运营期含油生产水处理达标后回注；生产垃圾经过分类回收后，运回陆地处理。

13.8.2.2 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过曹妃甸油田作业区自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

13.8.3 海洋生态损害分析

根据《海洋生态损害评估技术指南》（2013 年 8 月海洋局颁布）、《海洋生态资本评估技术导则》（GB/T28058-2011）及农业部《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）中的相关阐述，本次评价工程对海洋生态损害主要体现在以下方面：

（1）工程占用海域、施工期悬浮泥沙、施工期非钻井油层水基钻井液和钻屑对水质、沉积物的影响，对海洋生物资源损失量进行估算。

（2）油田开发工程施工期及运营期造成海洋服务功能的损失量计算。

13.8.3.1 海洋生物资源损失

（1）工程对浮游生物的影响

工程施工期间管道/电缆铺设和平台建设使周围海水中悬浮物增大，增加海水浑浊度。一方面影响浮游植物的光合作用，在一定程度上影响水体的浮游植物的生长与繁殖；另一方面，由于悬浮物快速下沉，有部分浮游植物被携带而随之下沉，使水体中浮游植物遭受一定的损害。

施工阶段海水浑浊度的增加，也会减少透光层的厚度，使生物合成量减少，同时对浮游植物生长繁殖造成不利，进一步影响了浮游动物的摄食能力和摄食量，从而也影响了浮游动物的生长和繁殖。

（2）对底栖生物的影响

在铺管期间，挖起来的沉积物被堆积在管沟两侧，在挖沟结束后，在海水运动作用下将逐渐回填于管沟。因此，对底质的直接影响就是由于挖起和覆盖，改变了原有的沉积环境，破坏了底栖生物的栖息地。

(3) 工程对海洋生物资源的影响

海洋生物资源经济损失额合计见表 13.8-1。海洋生物生物资源损失经济补偿额共为 199 万元。应对海洋生物资源的补偿费用纳入环保投资。

13.8.3.2 海洋生态服务功能损失评估

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011)，海洋生态系统服务功能主要包括海洋供给服务、海洋调节服务、海洋文化服务、海洋支持服务共 4 个部分，下面评估本工程施工期和运营期对上述服务功能造成的损失。

本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，非油层段钻井液钻屑排放，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。由于本工程所处海域没有养殖生产，对捕捞生产的影响有限，且生物资源损失已在“第 7 章”根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》(SC/T 9110-2007)进行了核算，因此这里仅考虑氧气生产影响。

氧气生产的物质量采用海洋植物通过光合作用过程生产氧气的数量进行评估，包括浮游植物初级生产力提供的氧气和大型藻类初级生产提供的氧气，本项目生态调查未调查到大型藻类，在此仅计算浮游植物产生的氧气量。氧气生产的物质量计算公式为：

$$Q_{O_2} = Q'_{O_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{O_2}$$

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 (km²)；

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 ($\text{mg}/\text{m}^2 \cdot \text{d}$)。

2018 年 5 月该海区初级生产力平均为 $651.35\text{mgC/m}^2 \cdot \text{d}$ ，2019 年 9 月该海区初级生产力平均为 $104.42\text{mgC/m}^2 \cdot \text{d}$ ，两季平均初级生产力为 $377.88\text{mgC/m}^2 \cdot \text{d}$ ，本工程铺设混输管道和电缆影响面积按照超一类平均面积分别为 6.35km^2 和 4.16km^2 ，管道/电缆的施工影响时间分别为 3.2d 和 1.6d，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，钻屑排放时长约为 162d，根据预测结果钻屑超一类最大面积为 0.0057km^2 ，超一类范围内浮游植物损失率按 50%，根据上述公式评估氧气生产量的损失为：

$$Q_{O_2} = 2.67 \times Q_{pp} \times S \times N \times 10^{-3} \times 50\%$$

根据王燕等人的研究，工业制氧平均价格为 400 元/t，则本工程影响氧气生产价值为■。

(2) 海洋调节服务价值损失

根据《海洋生态资本评估技术导则》(GB/T 28058-2011), 海洋调节服务评估主要考虑气候调节和废弃物处理。本工程生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理, 生产水处理合格全部回注地层, 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和上述污染物排放造成的环境容量损失。

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：

$$Q_{CO_2} = Q'_{CO_2} \times S \times N \times 10^{-3} + Q''_{CO_2}$$

表 13.8-1 污染物排放造成的环境容量损失

项目	排放量	污染因子	物质量 (kg)	单价 (元/kg)	损失价值 (万元)
钻井液	871.91×1.4 t	总汞	1.22	1400	
		总铬	3.66	140	
钻屑	4212.66×2.6 t	总汞	10.95	1400	
		总铬	32.86	140	
生活污水	14378m ³	COD	5890	0.7	
合计					

综上，本项目造成的海洋调节服务价值损失为 。

(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，本工程所处海域非旅游区，无大量人员来此观光旅游；关于科研服务，本工程所处海域未设置专门的实验场所或科研基地。本项目基本不会造成海洋文化服务价值的损失。

(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)，本工程铺设混输管道和电缆影响面积按照超一类平均面积分别为 6.35km²(635hm²)和 4.16km²(416hm²)，管道/电缆的施工影响时间分别为 3.2d (0.0088a) 和 1.6d (0.0044a)，平台区钻屑超一类包络面积 0.0057km² (0.57hm²)，影响时间 162d (0.4438a)，按照污染所造成的最高生物损失率 50%，估算排污影响造成生物多样性维持功能价值损失约为：

(5) 海洋生态服务功能损失合计

综上所述计算结果，本工程造成海洋供给服务价值损失、海洋调节服务价值损失、海洋文化服务价值损失和海洋支持服务价值损失共计 6.92 万元。

表 13.8-1 本工程造成的海洋生态服务功能损失价值汇总

项目	海洋供给价值 损失	气候调节价值 损失	文化服务功能 价值损失	海洋支持服务 价值损失	合计
价格（万元）	■	■	■	■	■

13.8.4 海洋生态保护措施

13.8.4.1 施工期采取的海洋保护措施

（1）本工程在建设阶段对生态环境产生影响的因子主要为海底管道、电缆的铺设作业产生的悬浮物，本工程海底管道、电缆均采用后挖沟自然回填的方式，海水中的悬浮物自然沉降于海底。

（2）本项目管道电缆挖沟阶段避开白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期（5~6 月），以降低和缓解对渔业资源的影响程度。

（3）施工期生活污水经船用生活污水处理设施达标后排放，由于排放量较小，因此对海洋生态环境的影响较为轻微。

13.8.4.2 运营期海洋生态保护措施

（1）运营期本项目产生的含油生产水经处理达标后全部回注地层，不排海，不会对海洋环境产生影响。本项目运营期属于无人值守平台，不会增加运营期油田生活污水的排放量，生活污水排污混合区无需调整。

（2）正常工况下，混输管道和电缆埋设于海底，无污染物排放，不会对周边海洋生态环境产生不利影响。

（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）建设单位根据《曹妃甸油田溢油应急计划》开展好各种溢油应急准备和响应工作。

（5）曹妃甸 11-6 油田已配备一定的溢油应急设备，可以满足油田内部突发小型溢油事故使用。

13.8.4.3 海洋生态修复措施

（1）增殖放流，恢复海洋生物资源

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修复。

增殖放流工作应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。增殖放流工作应坚持增殖与保护并重的原则，增殖放流品种的选择应遵循生物多样性、生物安全、技术可行和兼顾效益原则。设增殖放流领导小组，根据农业部水生生物增殖放流规划、资金安排等，结合省渔业环境容量、苗种供应等实际，组织相关部门拟定增殖放流计划。

在生物资源增殖放流过程中，必须坚持科学发展观，建设单位首先应委托有资质的单位进行增殖方案制定、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修复，不得在没有科学报告的情况下，贸然实施操作。

增殖放流方案和计划建议如下，以下**增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地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 增殖放流建议品种

根据《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》：“各省（区、市）原则上应在所列物种范围内选择适合本地区放流物种，如确需放流不在此范围内的物种，需经省级渔业主管部门组织专家充分论证并报我部渔业渔政管理局备案”。根据《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》附件中“渤海增殖放流分水域适宜性评价表”，本项目距离河北秦皇岛和唐山较近，因此，选择当地适宜增殖放流的备选品种包括：中国对虾、三疣梭子蟹、海蜇、褐牙鲆、半滑舌鳎等，在渔业主管部门监督指导下开展。

表 13.8-2 渤海增殖放流分水域适宜性评价表

所属海区	重要放流海域	行政区域	面积 (km ²)	适宜放流物种
渤海西部海区	秦皇岛近海	河北秦皇岛	1000	中国对虾、三疣梭子蟹、褐牙鲆、红鳍东方鲀、半滑舌鳎、文昌鱼*
	渤海湾	河北唐山、沧州，天津，山东滨州、东营	5297.4	中国对虾、三疣梭子蟹、海蜇、褐牙鲆、圆斑星鲽、半滑舌鳎、鲆、红鳍东方鲀、松江鲈鱼*

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。放流苗种应经有资质的生产单位、检验机构认可。

D 增殖放流计划

根据实际情况实施海洋生物增殖放流，增殖放流时间建议安排在休渔期间内的 5 月至 8 月，以避开高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，增殖放流由建设单位或建设单位委托的第三方实施，由相关渔业主管部门监督。

具体应按照《水生生物增殖放流管理规定》相关要求执行。

(2) 积极参与渤海湾的海洋生态修复工作

建设单位可以根据自己补偿的资金情况，项目所在海域的实际情况，有选择参与到渤海湾的海洋生态修复工作中来，建议建设单位与当地的海洋与渔业主管部门积极沟通协调，建议参与的工作如下：

① 进行保护区的保护工作

本工程主要敏感目标有河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、滨州贝壳堤岛与湿地国家级自然保护区、黄河三角洲自然保护区、东营利津底栖鱼类生态国家级海洋特别保护区、三场一通道等。建议建设单位将部分补偿资金用于保护区的保护工作。

② 配合相关科学研究进行海洋生态系统的修复

在考虑生态环境承载力的前提下制定项目所在海域的海洋生态恢复目标、生态恢复评价体系、生态恢复技术规范；在政府主导下，建设单位可以配合相关科研单位开展海洋生态环境修复工程及项目；例如企业可以创新性地建立项目所在海域的海洋生态恢复专用资金制度、建立海洋生态恢复专门管理机关等积极开展海洋生态系统的修复工作。

③ 支持海洋主管部门生态保护宣传教育基地的建设

近年来,由于海洋渔业的过度开发捕捞、各种非法、违规捕捞作业的屡禁不止,水产养殖业的不规范生产管理,以及对海洋资源的无序无度开发等原因,造成许多鱼种的野生鱼苗数量急剧下降,滨海湿地环境受到严重破坏等。为提高海洋生态保护意识,普及相关法律法规知识,建议建设单位支持海洋主管部门建立海洋生态保护宣传教育基地,开展以海洋生态环境保护为主题的宣传教育活动,向公众介绍保护区、保护物种的科普知识、宣传海洋生态保护相关的法律、法规及生物多样性保护的重要性,唤起社会各阶层广泛参与水生野生动物的保护工作,提高公众的海洋生态环境保护意识。

13.8.4.4 重要生物资源损失的货币化分析

本节对工程施工及运营过程中造成的海洋生物资源、海洋生态等损失进行货币化分析,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物资源损失约[REDACTED] (已纳入环保投资预算),计划全部用于增殖放流。

13.8.4.5 海洋生态修复监管措施建议

海洋生态保护、恢复和补偿措施主要以增殖放流和人工鱼礁等方式开展。

海洋生态的保护、恢复或补偿措施的责任主体为建设单位,建设单位应按照生态损害进行生态补偿,缴纳一定生态补偿费用,由当地海洋和渔业行政主管部门按照规定负责实施,相关行政管理部门应进行验收和监管。

海洋生态修复工作应从施工第一年开始每年进行,具体修复措施、地点、时间均由当地海洋与渔业主管部门统一安排部署。海洋与渔业主管部门须抽调相关处室人员组成现场监督小组,对海洋生态修复措施实施进行监督和管理,同时应建立专项基金,海洋生态修复的科研工作。相关部门应对生态补偿金的征收、使用情况进行监管和审查,确保专款专用,使生态补偿工作切实落实到实处。

13.8.5 海洋跟踪监测措施

(1) 环境质量现状跟踪监测

本工程新建平台为无人值守平台,无生活污水产生排放。根据工程特点,本评价主要针对海洋水质、生态环境和沉积物环境制定监测计划,海水水质、海洋生态环境监测项目、监测方案、监测范围和站位布设原则、监测频率等。具体监

测内容见表 13.8-3。

表 13.8-3 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	石油类、重金属 (汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬)	《海洋监测规范》GB17378.4-2007	在平台周边 500 米范围内布设 4 个调查站位	竣工验收前监测一次；运营期根据实际情况每 3-5 年监测一次
沉积物环境	石油类、重金属 (汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬)	《海洋监测规范》GB17378.5-2007		

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

(2) 管道跟踪调查

由于海底管道、管道运行或铺设过程中受到物理、化学、机械等因素的影响，可能会存在不同程度的腐蚀、损伤、变形、冲刷、偏移、悬跨等各种缺陷和现象。

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，项目建成运营后，需要定期对油田的海底管道、管道进行路由勘察，以便及时了解海底管道的走向、埋深、悬跨、冲淤等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以保障管道的安全正常运行。

14 环境管理与环境监测计划

14.1 环境管理

14.1.1 环境管理的任务和内容

环境管理是保护环境、控制污染的重要措施之一。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。本油田开发工程环境管理的任务和内容主要为：

- 1、贯彻执行国家环境保护法规和标准；
- 2、组织制定和修改与本油田有关的环境保护政策、规章和制度，并监督执行；
- 3、检查本油田环境保护设备、设施或装置的运行状态；
- 4、组织和领导本油田的环境监测工作；
- 5、组织开展本油田环境保护工作人员的技术培训和演习；
- 6、组织编写和填写政府部门要求的各种环境保护报告和记录；
- 7、为政府执法人员检查工作提供方便。

14.1.2 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，要求其对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 and 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记负责制，对各级公司实行目标管理。在组织机构上公司下设安全环保部，负责组织、落实、监督本公司范围内的油田作业环境保护工作。各级环保管理机构和管理人员通过对所属油田和其它工程设施的环保检查、宣传教育、人员培训等一系列制度和措施，实施对环保工作的科学有效管理。（其组织机构见下图 14.1-1）。

曹妃甸 11-6 油田现有油矿总监一名，负责油田的安全生产和油田环境保护的直接领导工作。在油矿总监下面设健康安全环保监督一名，在油矿总监和陆上基地环保管理人员的监督和领导下，具体负责本油田的安全环保管理和监督工作。（其组织机构见下图 14.1-2）。

油田还将设立安全领导小组和应急领导小组，由油矿总监担任组长，生产监督、各岗位监督和安全环保监督任小组成员，负责油田的安全环保处理的应急组织、指挥工作。

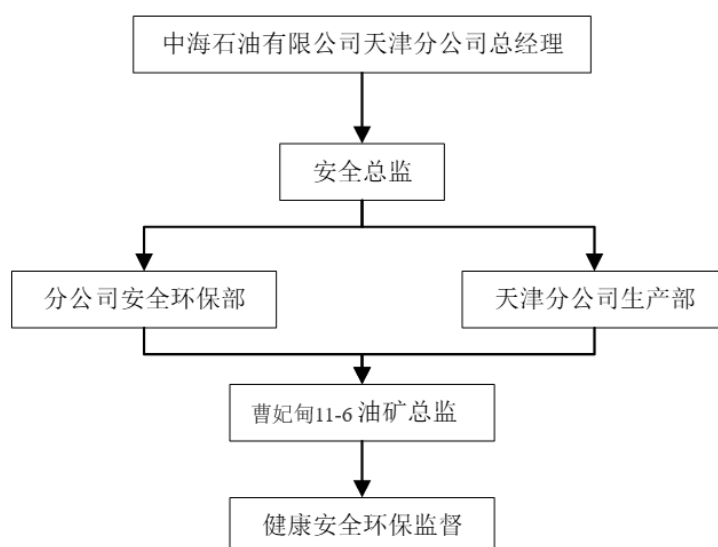


图 14.1-1 天津分公司环境保护管理机构图

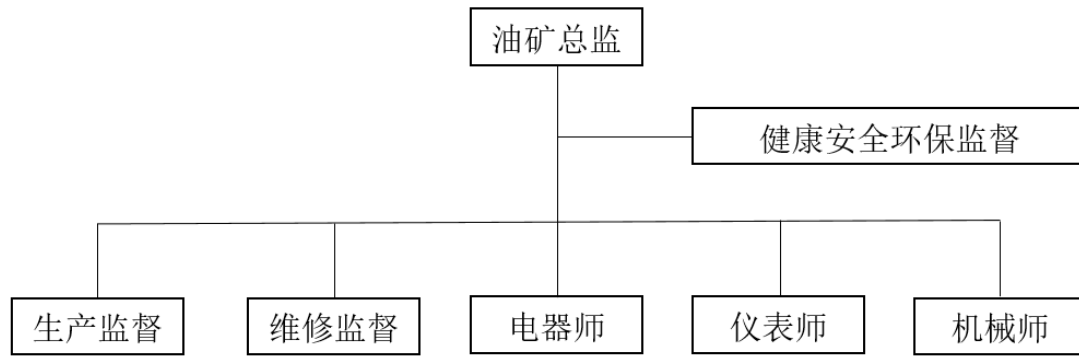


图 14.1-2 曹妃甸 11-6 油田环境保护管理机构图

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 CFD11-6WHPK 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:防止污染海洋水体和水生生态环境。

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,工作重点应针对管道破裂、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）安全环保奖惩制度

（4）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）制定应急预案

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计划；建立平台风险事故应急系统。溢油应急预案应经有关部门协商和认同，一旦发生事故时，可以有效协调实施。应急计划应包括控制事故蔓延、减少影响范围的具体行动计划：包括救护措施，保护站场内人员和财产、设备及周围环境安全所必须采取的措施和办法。

制定溢油应急计划，需与附近其他油田应急计划统一考虑，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，在管理上要加强制度的落实，严格执行操作规程，加强巡回检查和制定事故预案。

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染物的排放浓度，掌握达标情况，为加强环境保护管理、保证污水处理设备正常运转提供科学依据；分析外排污染物浓度和排放量的变化规律；为制定污染控制措施和环保管理提供依据。本工程的环境监测计划依据《建设项目海洋环境影响跟踪监测技术规程》制定。

14.2.1 环境监测计划

(1) 环境质量现状跟踪监测

本工程新建平台为无人值守平台，无生活污水产生排放。根据工程特点，本评价主要针对海洋水质、生态环境和沉积物环境制定监测计划，海水水质、海洋生态环境监测项目、监测方案、监测范围和站位布设原则、监测频率等。具体监测内容见表 14.2-1。

表 14.2-1 运营期工程周边海域监测计划一览表

环境要素	监测项目	监测方法	监测站位	监测频率
海水水质	石油类、重金属（汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬）	《海洋监测规范》GB17378.4-2007	在平台周边 500 米范围内布设 4 个调查站位	竣工验收前监测一次；运营期根据实际情况每 3-5 年监测一次
沉积物环境	石油类、重金属（汞、砷、铜、铅、锌、镉和总铬）	《海洋监测规范》GB17378.5-2007		

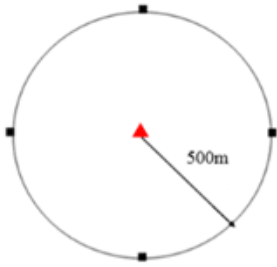


图 14.2-1 跟踪监测站位布设示意图

运营阶段建设单位应对工程周边海域的海水水质环境、海洋沉积物环境和海洋生态环境定期进行监测，制定海洋环境质量跟踪监测方案，提交有效计量认证

分析监测报告，对环境监测反馈的信息进行科学分析，并建立资料档案。

（2）管道跟踪监测

由于海底管道、管道运行或铺设过程中受到物理、化学、机械等因素的影响，可能会存在不同程度的腐蚀、损伤、变形、冲刷、偏移、悬跨等各种缺陷和现象。

为了保证安全作业和防止海洋环境污染，项目建成运营后，需要定期对油田的海底管道、管道进行路由勘察，以便及时了解海底管道的走向、埋深、悬跨、冲淤等运行中的实际情况，并根据勘察结果采取相应的维护措施，以保障管道的安全正常运行。

14.2.2 事故监测计划

配合政府部门对防污染设备的检查工作，以及在事故状态下配合有关部门作好对事故的跟踪监测。

发生溢油事故时除在常规监测站位进行水质监测外，根据事故性质、事故影响的大小，视具体情况增加对海洋生态环境、海洋生物质量、沉积物环境的监测，站位布设根据实际情况进行调整。可采用有偿服务的方式委托海洋行政主管部门认可的监测单位开展环境事故跟踪监测。

14.2.3 监测机构职能

其主要职能如下：

（1）负责指导、监督各采油厂海上、陆上油田生产设施外排污染物的监测化验工作；

（2）定期、不定期地对各海上、陆上油田生产设施排污口的外排污染物进行监测和检查；

（3）分析所排污染物的变化规律，为平台环保管理、制定污染控制措施和保持污染物处理设备正常运转提供依据；

（4）协同有关部门对新建设施上的污染防治设备进行竣工验收监测和效果鉴定；

（5）对监测、化验人员进行业务指导和培训，对化验设备进行检查和校定；

（6）负责平台污染事故的监测及报告。

15 结论

15.1 工程概况

曹妃甸 11-6 油田地处渤海西部海域，位于天津塘沽东南■■公里，辽宁省大连以西■■公里。曹妃甸 11-6 油田区域水深■■■，WHPK 平台水深为■■，年平均水温■■摄氏度，平均波高■■米。

本工程计划建设内容包括：（1）新建一座 4 腿钢质导管架平台（CFD11-6WHPK）；（2）新建 1 条 12"/18"由 WHPE 平台至 WHPD 平台的 4.8km 的双层保温混输海底管道；（3）新建 1 条由 WHPD 平台至 WHPE 平台的 4.8km 的光纤复合。利用原 WHPE 至 WHPD 的 8"混输海管反向输送注水，供 WHPE 和 WHPK 平台注水井注水，同时，对依托的 WHPE、WHPD、CEPI 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：平台建设、海底混输及电缆的铺设、钻完井、平台适应性改造等。

根据分析，本次工程中的管道/电缆铺设过程中产生的悬浮泥沙源强为混输管道产生速率为 8.86kg/s；海底电缆的悬浮物产生速率为 9.30kg/s，铺设过程中悬浮泥沙在管道/电缆线两侧自然沉降。

本工程钻完井过程中，油层段钻屑总量为 1047.1m³，非油层段钻屑总量为 13646.1m³，油层段钻井液 2730m³，非油层段钻井液约 13046.4m³。油层段钻屑、油层段钻井液运回陆地由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理；非油层段钻屑、非油层段钻井液排放满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）的要求执行。若不符合排放要求，将随油层段钻屑和油层段钻井液一起运回陆上处理。

施工船舶生活污水总产生量为 14378 m³，经船载生活污水处理装置处理达到《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）或《海洋石油勘探开发污染

物排放浓度限值》(GB 4914-2008)中相应标准后方可排海。施工船舶机舱含油污水总产生量 610m^3 , 运回陆上进行处理。施工生活垃圾总产生量为 61.62t 。生产垃圾产生量约为 26.1t , 生活垃圾食品废弃物经处理至颗粒直径 $<25\text{mm}$ 后排放, 其他运回陆地处理, 固体废弃物运回陆上进行处理。清管废水产生量为 200m^3 , 直接排放入海。

15.3 环境质量现状调查评价结论

本次环境质量现状调查资料引用《曹妃甸油田秋季海洋生态环境监测报告》、《曹妃甸油田海洋生态环境监测与评价报告》和《曹妃甸 12-6 油田海洋环境质量现状春季调查报告》, 调查海域可以覆盖本次工程内容, 满足评价范围的要求, 水质、沉积物、海洋生态、生物质量和水文动力调查单位是国家海洋局北海环境监测中心和青岛环海海洋工程勘察研究院, 调查时间是 2018 年 5 月、2019 年 9 月和 2018 年 4 月, 其中 2018 年 5 月进行了水质、海洋生态、生物质量和水文动力的春季调查; 2019 年 9 月进行了水质、沉积物、海洋生态、生物质量秋季调查, 2018 年 4 月进行了生物质量春季调查。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 2018 年 5~6 月和 2019 年 9 月的调查。

15.3.1 水文水动力调查结果

本海区海流以潮流为主, 潮流性质属正规和不正规半日潮流; 潮流运动形式以往复流为主, 各站实测海流流向相对集中, 落潮流流向集中在 WSW~W 向附近, 涨潮流流向集中在 NE~E 向附近; 各站大潮期潮流平均最大流速的最大值为 78.5 cm/s , 潮流的可能最大流速为 131.7 cm/s 。从潮流的垂直分布情况看: 各站均为流速随深度增加而递减, 即表、中、底层流速依次递减; 观测期间, 近岸的 P12 与 P28 两站余流流速最大, 其表层余流流速均超过 10 cm/s , 从余流流向上看, 近岸的各站较为一致, 均为 SW~WNW 向, 离岸各站多为 NNE~ENE 向。

15.3.2 海水水质调查结果

2018 年 5 月调查结果显示, COD、DO、pH、无机氮、石油类、铜、镉、总铬、砷、硫化物、挥发性酚表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求。磷酸盐、铅、锌和汞超出所在功能区水质标准要求。超标站位均位于第一类海水

水质要求海域，超标要素浓度均符合第二类海水水质标准。

2019 年 9 月调查结果显示，COD、DO、pH、无机氮、铜、镉、总铬、砷、硫化物、挥发性酚表、中、底三层均满足所在功能区的水质标准要求。磷酸盐、石油类、铅、锌和汞超出所在功能区水质标准要求。超标站位均位于第一类海水水质要求海域，超标要素浓度均符合第二类海水水质标准。

15.3.3 海洋沉积物调查结果

调查区沉积物类型以黏土质粉砂为主。本次调查的石油类、硫化物、有机碳、铜、铅、锌、镉、铬、汞、砷均符合所在功能区沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

15.3.4 海洋生物生态调查结果

(1) 叶绿素 a 与初级生产力

2018 年 5 月调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.29\mu\text{g/L}$ ~ $4.90\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.30\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 1 号站，最低值出现 32 号站。调查海域各站 10m 层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.69\mu\text{g/L}$ ~ $3.41\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.03\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 23 号站，最低值出现 29 号站。调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $2.42\mu\text{g/L}$ ~ $5.17\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $3.42\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 10 号站，最低值出现在 31 号站。垂直分布上，各层次叶绿素 a 浓度的平均值相差不大。调查海域各站初级生产力变化范围为 $444.83\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ~ $951.83\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $651.35\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

2019 年 9 月调查海域各站表层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.40\mu\text{g/L}$ ~ $2.14\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.07\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 40 号站，最低值出现在 35 号站。调查海域各站 10m 层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.53\mu\text{g/L}$ ~ $2.66\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.16\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 31 号站，最低值出现在 18 号站。调查海域各站底层叶绿素 a 浓度的变化范围为 $0.55\mu\text{g/L}$ ~ $3.01\mu\text{g/L}$ ，平均值为 $1.29\mu\text{g/L}$ 。最高值出现在 40 号站，最低值出现在 2 号站。垂直分布上，各层次叶绿素 a 浓度的平均值相差不大。调查海域各站初级生产力变化范围为 $39.29\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ~ $210.22\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ ，平均值为 $104.42\text{mg}\cdot\text{C}/(\text{m}^2\cdot\text{d})$ 。

(2) 浮游植物

2018 年 5 月，调查海区共发现浮游植物 21 种，以近海广温、广盐种为主，

硅藻在调查海域占绝对优势，优势种为：具槽帕拉藻、圆筛藻和微小原甲藻。浮游植物细胞数量的变化范围在 $(0.05\sim1.36)\times10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 0.32×10^4 个/ m^3 。浮游植物样品的多样性指数 (H') 介于 $0\sim2.51$ 之间，平均值为 1.49，整体显示群落结构状况一般。

2019 年 9 月，调查海区共发现浮游植物 70 种，以近海广温、广盐种为主，硅藻在调查海域占绝对优势，优势种为一种圆筛藻、劳氏角毛藻和肋骨条藻。浮游植物细胞数量的变化范围在 $(16.14\sim84.38)\times10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 44.61×10^4 个/ m^3 。浮游植物样品的多样性指数 (H') 介于 $0.37\sim2.99$ 之间，平均值为 1.81，整体显示群落结构状况较好。

(3) 浮游动物

2018 年 5 月，调查海区共发现浮游动物 37 种，优势种为腹针胸刺水蚤、拟长腹剑水蚤和中华哲水蚤。浮游动物湿重生物量的变化范围在 $(0.24\sim1.04)$ mg/ m^3 之间，平均为 0.55 mg/ m^3 。浮游动物个体密度在 $(41.29\sim2906.59)$ 个/ m^3 之间，平均为 630.82 个/ m^3 。浮游动物生物量和个体密度的在调查站之间的变化规律基本一致。大中型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 $0.81\sim2.81$ 之间波动，波动幅度为 2.00，平均值为 2.02。大中型浮游动物均匀度 (J) 在 $0.29\sim0.81$ 之间波动，波动幅度为 0.52，平均值为 0.62。丰度 (d) 在 $1.15\sim3.60$ 之间波动，波动幅度为 2.45，平均值为 2.14。优势度 (D_2) 在 $0.37\sim2.98$ 之间波动，波动幅度为 2.61，平均值为 1.09。中小型浮游动物样品的多样性指数 (H') 在 $1.13\sim3.09$ 之间波动，波动幅度为 1.97，平均值为 2.22。中小型浮游动物均匀度 (J) 在 $0.34\sim0.92$ 之间波动，波动幅度为 0.59，平均值为 0.66。丰度 (d) 在 $1.20\sim4.44$ 之间波动，波动幅度为 3.24，平均值为 2.53。优势度 (D_2) 在 $0.47\sim2.16$ 之间波动，波动幅度为 1.69，平均值为 0.97。调查海域浮游动物种类较为丰富，多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平，表明浮游动物群落结构稳定性良好。

2019 年 9 月，调查海区共发现浮游动物 38 种，优势种为中华哲水蚤、强壮箭虫、真刺唇角水蚤。浮游动物个体密度在 $(56\sim336.79)$ 个/ m^3 之间，平均为 176.17 个/ m^3 。浮游动物湿重生物量的变化范围在 $(44\sim351.4)$ mg/ m^3 之间，平均为 128.22 mg/ m^3 。生物量和个体密度的在调查站之间的变化规律基本一致。浮游动物多样性指数 (H') 在 $1.15\sim3.06$ 之间波动，平均值为 2.36。调查海域大中型浮游动物多样性指数最高值出现在 35 号站，最低值出现在 28 号站。均匀度 (J)

在 0.49~0.92 之间波动, 平均值为 0.68。丰度 (d) 在 0.58~1.95 之间波动, 平均值为 1.36。优势度 (D_2) 在 0.4~0.88 之间波动, 平均值为 0.66。调查海域浮游动物种类较为丰富, 多样性指数、均匀度和丰度值均处于正常水平, 表明浮游动物群落结构稳定性良好。

(4) 底栖生物

2018 年 5 月调查, 共发现底栖生物 47 种, 隶属于纽形动物门、环节动物门、软体动物门、节肢动物门、棘皮动物门、半索动物门和刺胞动物门。优势种为寡节甘吻沙蚕、理蛤、江户明樱蛤、狭细蛇潜虫、双唇索沙蚕。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.1~144.2) g/m^2 之间, 平均为 12.92 g/m^2 。栖息密度变化范围在 (20~320) 个/ m^2 之间, 平均密度为 138.97 个/ m^2 。底栖生物样品的多样性指数 (H') 在 0~3.29 之间波动, 平均值为 2.58。调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高, 均匀度、优势度基本正常, 因此, 该海域底栖生物群落结构基本正常, 底质环境质量状况良好。

2019 年 9 月调查, 共发现底栖生物 76 种, 隶属于扁形动物门、刺胞动物门、纽形动物门、环节动物门、软体动物门、节肢动物门、棘皮动物门和脊索动物门。优势种为不倒翁虫、日本倍棘蛇尾、日本强鳞虫、寡节甘吻沙蚕、丝异须虫、双唇索沙蚕。底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.6~53.6) g/m^2 之间, 平均为 10.62 g/m^2 。栖息密度变化范围在 (100~1040) 个/ m^2 之间, 平均密度为 333.6 个/ m^2 。底栖生物样品的多样性指数 (H') 在 1.62~4.02 之间波动, 平均值为 3.06。调查海域大部分站位底栖生物多样性指数、丰度较高, 均匀度、优势度基本正常, 因此, 该海域底栖生物群落结构基本正常, 底质环境质量状况良好。

15.3.5 渔业资源调查结果

2018 年春季共采集到 8 种, 隶属于 4 目 7 科; 仔稚鱼 4 种, 隶属于 4 目 4 科。调查鱼卵平均密度为 0.55 粒/ m^3 ; 仔稚鱼的平均密度为 0.45 尾/ m^3 。捕获鱼类 22 种, 隶属于 6 目, 14 科。平均渔获量 6934 尾/h, 8.541 kg/h , 根据渔获物分析, 幼鱼的尾数占总尾数的 84.84%, 为 5583 尾/h, 生物量为 7.246 kg/h 。成体渔业资源的平均渔获量 1051 尾/h, 1.295 kg/h 。头足类平均渔获量为 118 尾/h, 1.048 kg/h 。根据渔获物分析, 头足类幼体的尾数占总尾数的 20.34%, 为 24 尾/h, 生物量为 0.101 kg/h 。成体头足类的平均渔获量 0.944 kg/h , 94 尾/h。甲壳类

平均渔获量 2804 尾/h, 27.353 kg/h。调查中虾类幼体为 736 尾/h, 生物量为 3.951kg/h, 虾类成体为 2019 尾/h, 生物量为 23.242kg/h, 蟹类幼体为 19 尾/h, 生物量为 0.166kg/h., 蟹类成体为 21 尾/h, 生物量为 0.655kg/h。

春季调查海域渔获物尾数密度多样性指数 (H') 均值为 1.17 (0.06-1.57), 丰富度指数 (d) 均值为 1.31 (0.61-2.02), 均匀度指数 (J') 均值为 0.49 (0.03-0.74)。

2019 年秋季调查未捕获鱼卵和仔稚鱼, 主要原因渤海湾主要鱼类产卵期集中在 5 月-7 月, 秋季鱼卵、仔稚鱼分布很少, 密度较低, 难于捕获。共捕获鱼类 25 种, 隶属于 5 目, 12 科, 22 属, 生物量范围为 1.656~16.081kg/h, 平均值为 7.251kg/h; 根据渔获物分析, 幼鱼占鱼类总数量的 31.23%, 为 223ind/h, 生物量为 1.032 kg/h; 成鱼生物密度为 491ind/h, 生物量为 6.219kg/h。共捕获头足类三种, 分别为日本枪乌贼、短蛸和长蛸。生物量范围为 0~8.070kg/h, 平均值为 2.160kg/h; 生物密度范围为 0~1630ind/h, 平均值为 284ind/h。捕获甲壳类 8 种, 隶属于 2 目, 5 科, 7 属; 其中虾类 6 种, 隶于 1 目, 3 科, 5 属; 蟹类 2 种, 隶于 1 目, 1 科, 2 属; 口足目 1 种。甲壳类平均生物量为 6.084kg/h, 生物量范围为 0.757~12.207kg/h, 其中, 虾类平均生物量为 5.049kg/h, 生物量范围为 0.743~11.006kg/h; 蟹类平均生物量为 1.035kg/h, 生物量范围为 0.014~3.000kg/h。甲壳类平均生物密度为 764ind/h, 生物密度范围为 154~4198ind/h, 其中, 虾类平均生物密度为 701ind/h, 生物密度范围为 76~4123ind/h; 蟹类平均生物密度为 63ind/h, 生物量范围为 0~204ind/h。根据渔获物分析, 虾类幼体占 31.97%, 为 235ind/h, 1.012kg/h, 虾类成体为 500ind/h, 4.037kg/h; 蟹类幼体占 52.38%, 为 33ind/h, 0.276kg/h, 蟹类成体为 30ind/h, 0.759kg/h。

秋季调查海域渔获物多样性指数 (H') 平均值为 2.64 (1.23~3.45), 丰富度指数 (d) 平均值为 1.95 (1.19~2.47), 均匀度指数 (J') 平均值为 0.98 (0.44~1.23)。

15.4 环境影响综合分析评价与结论

15.4.1 工程对水文动力流场的影响分析

拟建工程包括钻井完井、海底管道的铺设。由于平台为透水式结构, 井口平台等对周边的水动力环境影响很小; 海底管道埋于海底以下 1.5m, 挖起的泥沙

在底层流作用下自然回填管沟，对底层流影响很小。

15.4.2 地形地貌与冲淤环境影响分析与评价

平台采用钢制桩腿结构，为透水式结构，平台建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。海底管道/电缆埋在海底，施工期掀起的悬浮泥沙在水流的作用下逐渐沉积在管沟周围，由于悬浮泥沙的产生量较小，加上潮流长时间的输沙作用，不容易淤积，对海底地貌的影响较小。因此，本工程的建设对地形地貌与冲淤环境的影响较小。

15.4.3 工程建设对水质环境影响分析结论

根据模型预测结果可知，海底混输管道和海底电缆施工期间表层无超海水水质标准区域。CFD11-6WHPE 平台至 CFD11-6WHPD 平台混输管道中层超悬浮物一（二）类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 10\text{mg/l}$ ，下同）的总包络面积为 8.87km^2 ；无超三类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 100\text{mg/l}$ ，下同）、超四类海水水质标准（悬浮物增量 $\geq 150\text{mg/l}$ ，下同）水质；底层超悬浮物一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 10.17km^2 ；超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.91km^2 ；超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.64km^2 ；超一（二）类海水水质标准的范围距管道的最大距离为 0.98 km 。

CFD11-6WHPD 平台至 CFD11-6WHPE 平台海底电缆中层超悬浮物一（二）类海水水质标准的总包络面积为 3.81km^2 ；无超三类海水水质标准、超四类海水水质标准水质；底层超悬浮物一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 8.69km^2 ；超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.84km^2 ；超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.57km^2 ；超一（二）类海水水质标准的范围距管道的最大距离为 0.78 km 。

非油层段钻井液排放表层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 0.44km^2 ，超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.03km^2 ，超四类海水水质标准的总包络线面积为 0.02km^2 。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 1.13km 。中层超一（二）类海水水质标准的总包络线面积为 0.13km^2 ，超三类海水水质标准的总包络线面积为 0.006km^2 。停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 2h 。

第一批钻井非油层段钻屑表层超悬浮物一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.0047km^2 ，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.108km ，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。覆盖 2cm 厚度面积为 0.001km^2 。第二批钻井非油层段钻屑表层超悬浮物一（二）类海水水质标准的包络面积为 0.0057km^2 ，无超三类、超四类海水水质标准海域。超悬浮物一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.113km ，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。覆盖 2cm 厚度面积为 0.02km^2 。

15.4.4 工程建设对沉积环境的影响分析

由于平台均采用钢导管结构，因此施工期平台对沉积物环境的影响较小，钻井液与钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。在海流作用下大部分钻屑沉积在作业平台 200m 以内，沉积面积不超过 0.1256km^2 ， 200m 以外不会形成填海效应。但将会使覆盖区域的沉积物类型有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量有所升高。

本次工程运营期正常工况下对海洋沉积物环境不会产生影响。

15.4.5 工程建设对海洋生态环境的影响

15.4.5.1 对海洋生物资源的影响

根据计算，工程建设造成底栖生物损失量为 $\blacksquare\text{t}$ ，鱼卵损失量为 $\blacksquare$ 粒、仔稚鱼 $\blacksquare$ 尾、鱼类成体 $\blacksquare\text{kg}$ 、头足类成体 $\blacksquare\text{kg}$ 、甲壳类 $\blacksquare\text{kg}$ 、幼鱼 $\blacksquare$ 尾、头足类幼体 $\blacksquare$ 尾、甲壳类幼体 $\blacksquare$ 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，本工程对海洋生态系统服务功能的影响主要是施工期海底管道和电缆铺设搅起的悬浮泥沙，非油层段钻井液、钻屑排放，平台占用海域的影响。

根据计算，海洋供给服务价值中海洋供给价值损失为 $\blacksquare$ ；气候调节价值损失为 $\blacksquare$ ；海洋支持服务价值损失为 $\blacksquare$ 。

15.5 环境风险分析结论

本项目溢油 72 小时所能影响到的环境敏感区主要包括：渤海湾水产种质资源保护区核心区、祥云岛海域国家级水产种质资源保护区实验区、核心区、大清河河口至小清河河口海域、大清河河口海岛旅游区、养殖区、龙岛旅游区、东营利津底栖鱼类生态限制区、山东黄河三角洲国家级自然保护区实验区、黄河故道北三角洲限制区、黄河故道东三角洲限制区、山东黄河三角洲国家级自然保护区核心区、黄河故道西三角洲限制区、黄河口半滑舌鳎国家级水产种质资源保护区、山东黄河三角洲国家级自然保护区缓冲区、潮河一湾湾沟浅海贝类限制区、东营河口浅海贝类禁止区、套尔河口渔业海域限制区、乐亭菩提岛诸岛保护区、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、曹妃甸海草床分布区等。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会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。

15.6 清洁生产分析结论

本工程清洁生产指标分析借鉴《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，曹妃甸 11-6 油田扩建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”。本工程清洁生产指标分析借鉴《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，曹妃甸 11-6 油田扩建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

本工程无生活污水和含油生产水排放，无需总量控制指标。

15.8 环境保护对策措施

15.8.1 污染防治对策措施

1、施工期污染防治措施

(1) 船舶含油污水铅封后运回陆上处理, 按照《渤海海域船舶排污设备铅封程序规定》(交通部交海发〔2003〕32 号)要求由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理

(2) 生活污水经生活污水处理装置达到《船舶水污染物排放控制标准》(GB 3552-2018)或《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB 4914-2008)中相应标准后方可排海。

(3) 一般和危险固体废弃物运回陆上计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理; 生活垃圾运回陆地处理。

(4) 施工阶段生态保护措施为管道电缆挖沟阶段避开白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期(5~6 月)。

2、运营期污染防治措施

(1) 含油生产水进入原油系统处理达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)的相关标准后回注地层。

(2) 固体废弃物

一般工业固体废物和含油危险废物运回陆地由有资质单位接收处理。

15.8.2 生态环境保护对策措施

曹妃甸 11-6 油田扩建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。但在油田施工期间钻屑/钻井液的排放和管道、电缆铺设掀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环境, 建设单位应积极采取有效措施, 尽可能地减少对海洋渔业生态环境和渔业资源的损害, 以达到海洋油气开发与海洋环境保护两者兼顾的目的。为此, 建议建设单位在油田开发过程中, 采取如下措施:

(1) 在建设阶段管道电缆挖沟阶段尽可能避开白姑鱼和蓝点马鲛的产卵期(5~6 月), 以降低和缓解对渔业资源的影响程度;

(2) 建设单位应加强设备管理、严格操作规程、减少人为失误,从根本上将事故发生概率降到最低,务必将防范事故发生的措施放在首要位置。

(3) 建设单位必须具备控制溢油的有效手段和措施。一旦溢油事故发生,应及时向主管部门通报情况,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。

(4) 鉴于工程施工建设过程中和气田生产过程中将对周围海域的渔业资源和海洋生态造成不可避免的影响,建设单位需与渔业行政管理部门协商,选择合适的放流时间、品种和规模,通过人工增殖放流等措施进行生态修复和补偿。生态补偿的具体措施由建设单位与河北省渔业行政主管部门协商决定。

本工程生态修复所计划采用的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,结合省渔业环境容量、苗种供应等实际,组织相关部门拟定增殖放流计划。

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目前进行了第1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10月15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/201910/15/c90374.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1月13日在中国海洋在线进行了本项目第二次公众参与信息公示,公示网址为: <http://www.oceanol.com/content/202001/13/c92114.html>,同期在中国自然资源报进行了2次报纸公示,登报时间分别为2020年1月13日和2020年1月20日。征求意见稿媒体公示期间,建设单位还选取了项目海域附近的区域进行现场张贴公示,公示时间为2020年1月13日至2020年1月23日。第二次公众参与信息公示期间,建设单位和评价单位未收到任何公众来信、邮件、传真

及电话。

向生态环境主管部门报批环境影响报告书前，建设单位于 2020 年 3 月 2 日在中国海洋在线上公开了环境影响报告书全文（未包含国家秘密、商业秘密、个人隐私等依法不应公开内容）和公众参与说明文本全文，公示网址为：

<http://www.oceanol.com/content/202003/02/c92765.html>。

15.10 环境可行性分析结论

本项目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。拟采用的施工设备、工艺和节能、减排对策措施符合清洁生产的要求。工程用海符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011-2020）》的相关要求，符合《河北省海洋功能区划（2011~2020 年）》、《河北省海洋主体功能区规划》、《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23 号）、《河北省海洋保护规划（2016-2020）》的相关要求。总体开发方案中较为充分地考虑了该油田开发工程可能对环境造成的影响，从工艺设计和施工方案上采取了一系列污染治理、环境保护措施以及节能减排措施；工程的生产工艺先进，自动化程度高，符合清洁生产的要求。

工程海域的海水水质、沉积物和生物环境质量现状正常，评价范围内的敏感目标主要是鳀产卵场和索饵场、白姑鱼产卵场、蓝点马鲛产卵场、对虾产卵场和索饵场。本项目在建设过程中主要污染物是钻完井作业产生的钻屑、钻井液和海底管道/电缆挖沟埋设时产生的悬浮物，其对环境的影响属于短期、可恢复性。生产运行过程中所产生的主要污染物为生产水，经处理达标后全部回注地层；其它污染物排放量相对较小，拟采取的清洁生产和污染防治措施得当，污染物排放后对周围环境（水质、底质及生态）的影响范围和程度较小。

工程的建设和生产对海洋生态和渔业资源会产生一定影响和损害，需要采取有效的保护措施。拟建工程存在一定的溢油风险，需要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。

评价认为，只要不发生油气泄漏事故，本项目对周边的环境影响程度将是接受的。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，工程建设可行。

16 附件