



编号：COES-004-HP-2020

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程  
**环境影响报告表**

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 6 月

打印编号: 1585898069000

## 编制单位和编制人员情况表

项目编号	j8l243		
建设项目名称	秦皇岛32-6油田WHPH平台内挂井槽工程		
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	报告表		
<b>一、建设单位情况</b>			
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)	王战锋 		
<b>二、编制单位情况</b>			
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		
<b>三、编制人员情况</b>			
<b>1. 编制主持人</b>			
姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
张聪	2017035120352015120104000089	BH008847	
<b>2. 主要编制人员</b>			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张聪	海洋油气开发工程基本情况、工程概况与分析、污染与非污染要素分析、环境现状分析、环境敏感区(点)和环境保护目标分析、环境影响预测分析与评价、环境保护对策措施、环境影响评价结论、附件	BH008847	

# 目 录

<b>1 海洋油气开发工程基本情况</b> .....	<b>1</b>
1.1 主要编制依据 .....	2
1.2 执行标准 .....	5
1.3 海洋油气开发工程基本情况表 .....	16
<b>2 工程概况与分析</b> .....	<b>17</b>
2.1 工程概况 .....	17
2.2 工程分析 .....	52
<b>3 污染与非污染要素分析</b> .....	<b>69</b>
3.1 施工期污染与非污染损害要素分析 .....	69
3.2 运行期污染与非污染损害要素分析 .....	69
3.3 环境影响因子的筛选与判别 .....	69
<b>4 环境现状分析</b> .....	<b>71</b>
4.1 自然环境概况 .....	71
4.2 海洋环境质量现状 .....	79
4.3 秦皇岛 32-6 油田海域环境状况回顾性评价 .....	115
4.4 秦皇岛 32-6 油田海域渔业资源回顾性评价 .....	127
<b>5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析</b> .....	<b>131</b>
5.1 海洋功能区划符合性 .....	131
5.2 主要环境敏感目标 .....	147
5.3 主要环境敏感目标简介 .....	152
<b>6 环境影响预测分析与评价</b> .....	<b>156</b>
6.1 水动力影响分析与评价 .....	156
6.2 水质影响分析与评价 .....	156
6.3 沉积物影响分析与评价 .....	159
6.4 海洋生态影响分析与评价 .....	160
6.5 运营期海洋环境影响分析与评价 .....	168
6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价 .....	169
6.7 环境事故风险分析与评价 .....	170
<b>7 环境保护对策措施</b> .....	<b>213</b>
7.1 污染防治措施 .....	213
7.2 生态保护对策措施 .....	215

7.3 清洁生产与总量控制 .....	216
7.4 事故防范措施和应急方法与对策分析 .....	217
7.5 海洋生态建设方案 .....	241
7.6 环境保护投资费用估算 .....	244
<b>8 环境影响评价结论 .....</b>	<b>245</b>
8.1 环境影响评价结论 .....	245
8.2 建议 .....	248
<b>9 预审和审查意见 .....</b>	<b>250</b>
<b>10 审批意见 .....</b>	<b>251</b>
<b>11 附件 .....</b>	<b>252</b>

# 1 海洋油气开发工程基本情况

秦皇岛 32-6 油田位于渤海湾的中北部，[REDACTED]。西距邻近的南堡 35-2 油田约 25km，西北距京唐港约 20km。油田范围内年平均水深约 20.0m。

秦皇岛 32-6 油田于 2001 年 10 月开始投入运行，现有设施包括 8 座井口平台（WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF、WHPG、WHPH）、2 座综合处理平台（CEPI 和 CEPJ）、1 座单点系泊系统 SPM、1 艘渤海世纪号 FPSO（以下简称“FPSO”）以及相应的海底管道和电缆。

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

秦皇岛 32-6 油田部分砂体局部剩余油富集，现有井网难以有效动用，为进一步提高储量动用程度，挖掘剩余油，改善油田开发效果，在构造、储层、生产动态及剩余油分布规律研究基础上，本工程计划在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台南侧内挂 5 个井槽（均为单筒双井）实施 8 口调整井，其中生产井 7 口，先期排液注水井 1 口（计划 2021 年转注），预留 1 个单筒双井井槽。同时对 WHPH 平台进行适应性改造。

按照《中华人民共和国环境保护法》、《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》、《建设项目环境保护管理条例》以及《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的规定，中海石油（中国）有限公司天津分公司委托中海石油环保服务（天津）有限公司开展秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程的环境影响评价。

根据《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014 年）：各单项评价等级低于 3 级的海洋油气开发工程，可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。主要包括但不限于下列情形：

c) 已进行生产的海洋油气开发工程，由于稳产、地层预测发生变化等原因，需要进行调整；

d) 在原油气井网的基础上，利用已有的生产设施新钻生产井或回注井，或者采用加挂井槽、栈桥连接等方式新钻生产井或回注且新增含油生产废水日排放量未超过 5000m<sup>3</sup> 的；可编制海洋油气开发工程环境影响报告表。

本次在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽实施调整井，同时对 WHPH 平台进行适应

性改造。本工程各单项评价等级低于 3 级；工程投产后，秦皇岛 32-6 油田处理达标的生产水排放量不超过原环评批复总量，且从 2020 年底开始，生产水经处理达标后全部回注地层不外排；本工程符合上述情形，因此，可编制环境影响报告表。

## 1.1 主要编制依据

### 1.1.1 法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》（2015.1.1）
- (2) 《中华人民共和国海洋环境保护法》（2017.11.4 修订）
- (3) 《中华人民共和国环境影响评价法》（2018.12.29 修订）
- (4) 《中华人民共和国渔业法》（2013 年 12 月 28 日修改）
- (5) 《中华人民共和国海上交通安全法》（2016.11 修订）
- (6) 《中华人民共和国清洁生产促进法》（2012 年 2 月 29 日修改）
- (7) 《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）

### 1.1.2 管理条例、规定及实施方法

- (1) 《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）
- (2) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》（国务院，1983.12.29）
- (3) 《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》（2016 年修订）
- (4) 《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（国家海洋局，2015 年 4 月）
- (5) 《防治海洋工程建设项目污染损害海洋环境管理条例》（国务院，2018 年 3 月修订）
- (6) 《防治船舶污染海洋环境管理条例》（2018.3.19 修订）
- (7) 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）
- (8) 《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）
- (9) 《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（2007.5）
- (10) 《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）
- (11) 《中华人民共和国海洋倾废管理条例》（2017 年 3 月 1 日修正）

(12) 《中华人民共和国船舶及其有关作业活动污染海洋环境污染防治管理规定》(2017年修正)

(13) 《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)

(14) 《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)

(15) 《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》(农渔发〔2016〕11号)

(16) 《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,2015.11.23)

(17) 《产业结构调整指导目录》(2019年本)(中华人民共和国国家发展和改革委员会令第29号,2020年1月1日起实施)

### 1.1.3 规划、功能区划及保护规划

(1) 《全国海洋功能区划(2011年-2020年)》

(2) 《河北省海洋功能区划(2011-2020年)》

(3) 《唐山市海洋功能区划(2013-2020年)》

(4) 《河北省生态保护红线》(冀政字〔2018〕23号)

(5) 《全国海洋主体功能区规划》(国发[2015]42号)

(6) 《河北省海洋主体功能区规划》(冀政字〔2018〕11号)

(7) 《全国海洋生态环境保护规划(2017年-2020年)》

(8) 《河北省海洋环境保护规划(2016-2020年)》

(9) 《河北省近岸海域环境功能区划》

(10) 《渤海环境保护总体规划(2008-2020年)》(2009.1发布)

(11) 《渤海综合治理攻坚战行动计划》(生态环境部、发展改革委、自然资源部,2018年11月30日)

(12) 《河北沿海地区发展规划》(发改地区[2011]2592号)

### 1.1.4 技术导则、规范

(1) 《海洋工程环境影响评价技术导则》(GB/T 19485-2014)

- (2) 《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）
- (3) 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》（2014）
- (4) 《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T 9110-2007）
- (5) 《船舶溢油应急能力评估导则》（JT/T 877-2013）
- (6) 《水上溢油环境风险评估技术导则》（JT/T 1143-2017）
- (7) 《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003）
- (8) 《海洋监测规范》（GB 17378.1~7-2007）
- (9) 《海洋调查规范》（GB/T 12763.1~11-2007）

### 1.1.5 环境质量和污染物排放标准

- (1) 《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB 4914-2008，2009-5-1 实施）
- (2) 《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB 18420.1-2009）
- (3) 《船舶水污染物排放控制标准》（GB 3552-2018）
- (4) 《海水水质标准》（GB 3097-1997）
- (5) 《海洋沉积物质量》（GB 18668-2002）
- (6) 《海洋生物质量》（GB18421-2001）
- (7) 《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》
- (8) 《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）
- (9) 《碎屑岩油藏注水水质指标及分析方法》（SY/T 5329-2012）

### 1.1.6 工程资料及有关批复文件

- (1) 委托书（见附件 1）
- (2) 《关于海上油气田新增调整井环保审批问题请示的复函》（海环字[2009]23 号）（见附件 2）
- (3) 《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》（1999 年）
- (4) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字[2000]62 号）（见附件 3）
- (5) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田开发工程环保设施竣工验收的复函》（国海环字[2018]113 号）（附件 3）
- (6) 《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（2012）



- (7) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]122 号) (见附件 3)
- (8) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境保护设施竣工验收的复函》(国海环字[2015]564 号) (附件 3)
- (9) 《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后评价报告书》(2016)
- (10) 《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》(2016)
- (11) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2016]551 号) (见附件 3)
- (12) 《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》(2018)
- (13) 《中华人民共和国生态环境部关于秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]52 号) (附件 3)
- (14) 《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》(2019)
- (15) 《中华人民共和国生态环境部关于秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表的批复》(环审[2019]97 号) (附件 3)
- (16) 关于《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》和《渤中 25-1 油田群溢油应急计划》备案的报告(见附件 4)
- (17) 《QHD32-6 原油系统和污水系统处理能力校核报告》
- (18) 《秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程地质性溢油风险分析报告》

## 1.2 执行标准

### 1.2.1 环境质量标准

本工程执行如下标准，详见表 1.2-1。

表 1.2-1 环境质量标准

类别	采用标准	
海水水质	《海水水质标准》(GB3097-1997)	
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)、	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》

鱼类、甲壳类（重金属）	
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，本着取从严标准的原则，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 1.2-2 和表 1.2-3。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 1.2-1~图 1.2-4。

**表 1.2-2a 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
P6、P11、P12、P16、P17、P26、P29	22个	一类
P3、P4、P5、P8、P9、P10、P13、P14、 P18、P19、P22、P23、P27、P28、P30		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。
P1、P2、P20、P21、P24、P25	6个	二类
P7	1个	三类
P15、P31、P32、P33	4个	不劣于现状水平

注：现状调查共计 33 个水质调查站位。

**表 1.2-2b 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
P1、P12、P16、P21、P24、 P26、P29	14个	一类
P3、P5、P9、P13、P19、P28、 P30		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。
P15、P31、P32、P33	4个	不劣于现状水平

注：现状调查共计 18 个沉积物调查站位。

**表 1.2-2c 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
P1、P12、P16、P21、P24、P26、 P29	16个	一类
P3、P5、P7、P9、P10、P13、 P19、P28、P30		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。
P15、P31、P32、P33	4个	不劣于现状水平

注：现状调查共计 20 个生物质量调查站位。

表 1.2-3 现状调查站位海水水质、沉积物、生物质量标准执行情况

调查站位	《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》		《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》		《河北省生态保护红线》		《河北省近岸海域环境功能区划》
P1	曹妃甸港口航运区（2-6）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	曹妃甸港口航运监督利用区	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	—		—
P2	曹妃甸港口航运区（2-6）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	—		—		—
P3、P4、P5、P8、P9、P10、P13、P14、P18、P19、P22、P23、P27、P28、P30	—		—		—		—
P6	京唐港至曹妃甸农渔业区（1-9）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	京唐港至曹妃甸渔业资源利用区	水质：一类 沉积物：一类 生物质量：一类	大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）（9-4）	海水水质符合所在海域海洋功能区的环境质量要求。	水质：三类
P7	—		—		—		水质：三类
P11、P12、P16、P17、P29	京唐港至曹妃甸农渔业区（1-9）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	京唐港至曹妃甸渔业资源利用区	水质：一类 沉积物：一类 生物质量：一类	—		—
P15、P31	月坨南矿产与能源区（4-2）	水质、沉积物、生物质量：均不劣于现状水平	月坨南矿产与能源监督利用区	水质：三类 沉积物：二类 生物质量：二类	—		—
P20、P21	京唐港港口航运区（2-4）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	京唐港港口航运监督利用区	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	—		—
P24	滦河口农渔业区（1-8）	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	滦河口渔业资源利用区	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	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。	水质：二类
P25	京唐港港口航运区	水质：二类	京唐港港口航运区	水质：三类	—		—

	运区 (2-4)	沉积物：一类 生物质量：一类	运监督利用区	沉积物：二类 生物质量：二类		
P26	滦河口农渔业 区 (1-8)	水质：二类 沉积物：一类 生物质量：一类	滦河口渔业资 源利用区	水质：一类 沉积物：一类 生物质量：一类	—	—
P32、P33	京唐港矿产与 能源区 (4-1)	水质、沉积物、生物质量： 均不劣于现状水平	京唐港矿产与 能源监督利用 区	水质：二类 沉积物：二类 生物质量：二类	—	—

注：“—”代表位于划定范围之外。

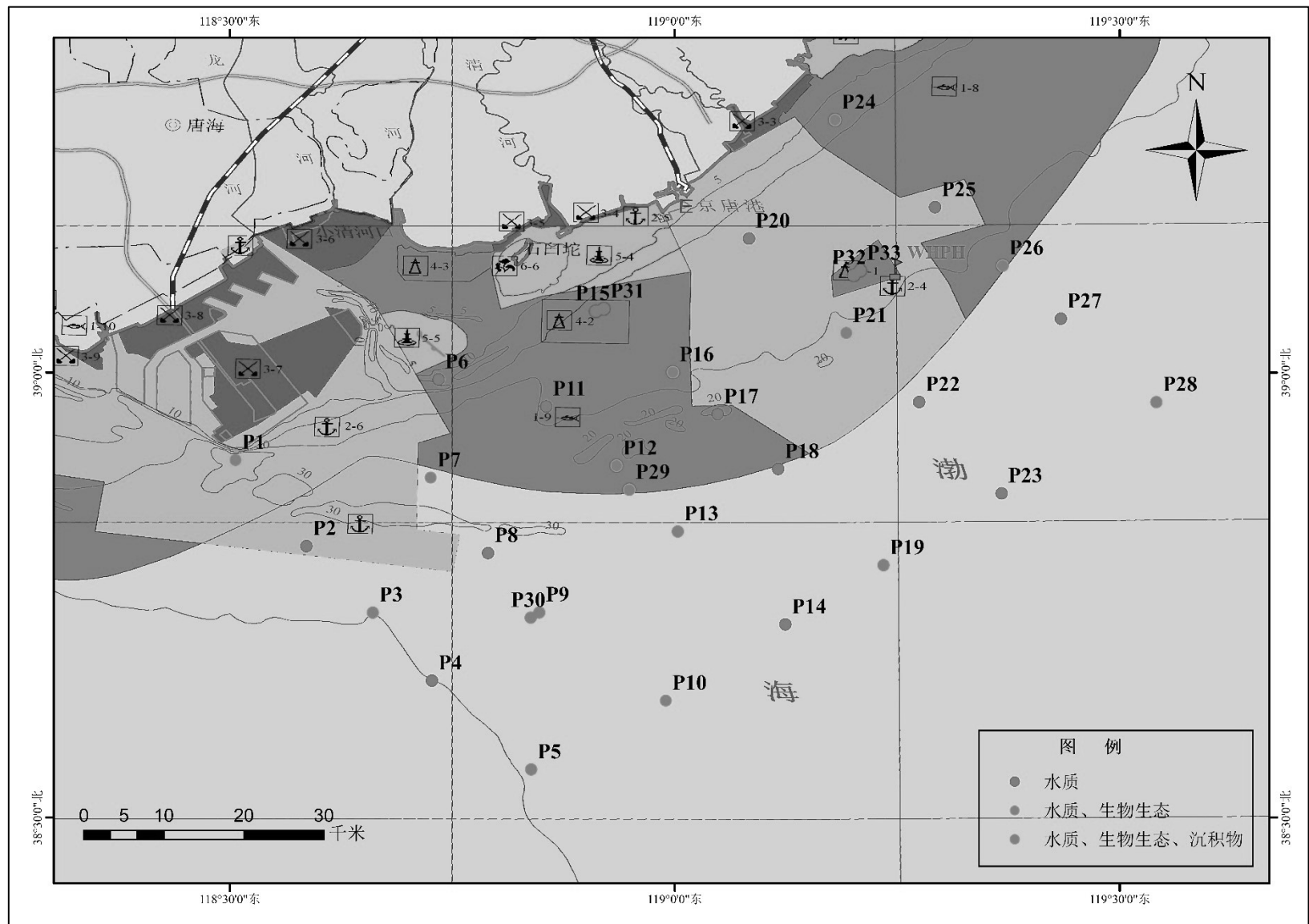


图 1.2-1 现状调查点位与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置关系图

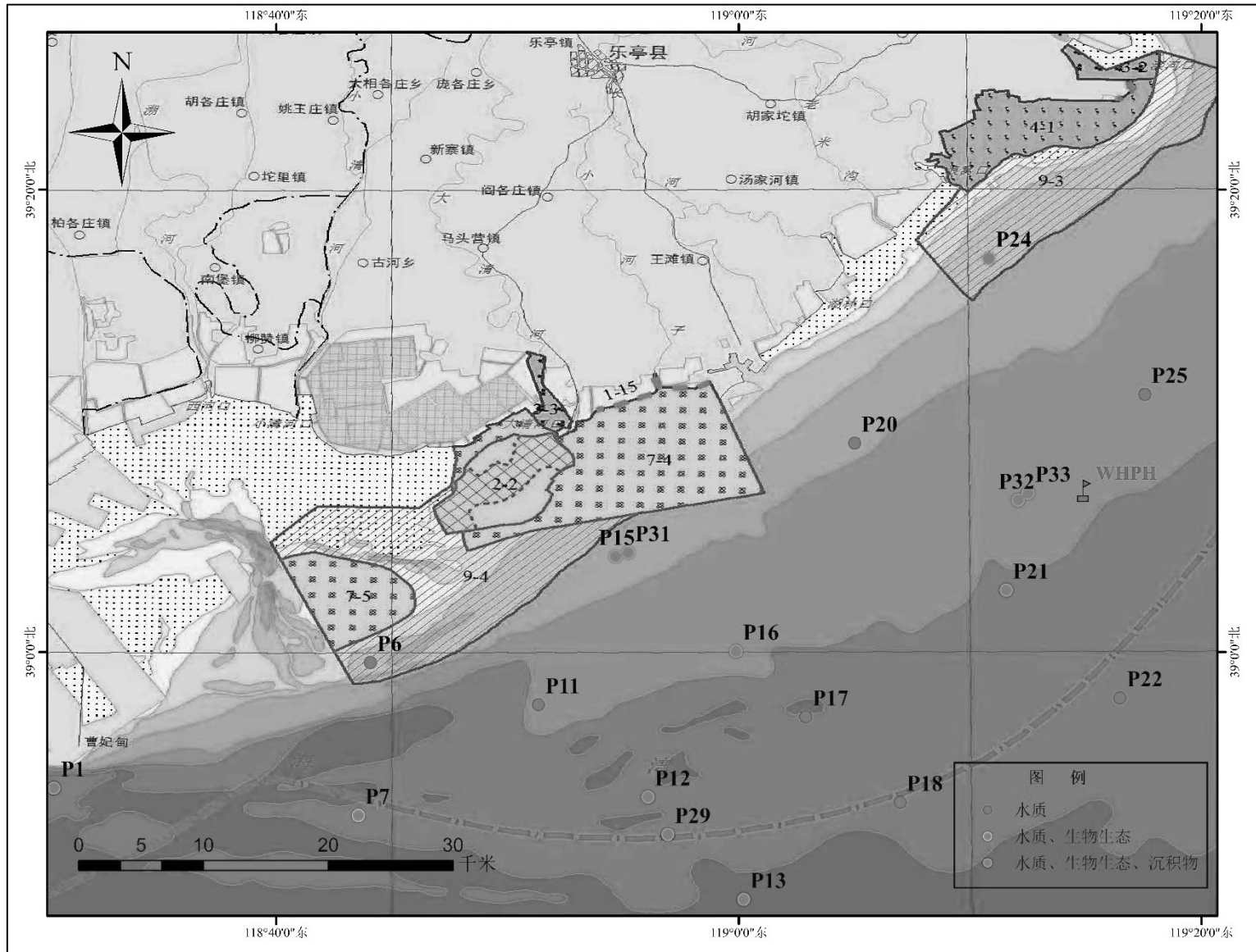


图 1.2-2 现状调查点位与河北省海洋生态红线区的位置关系图

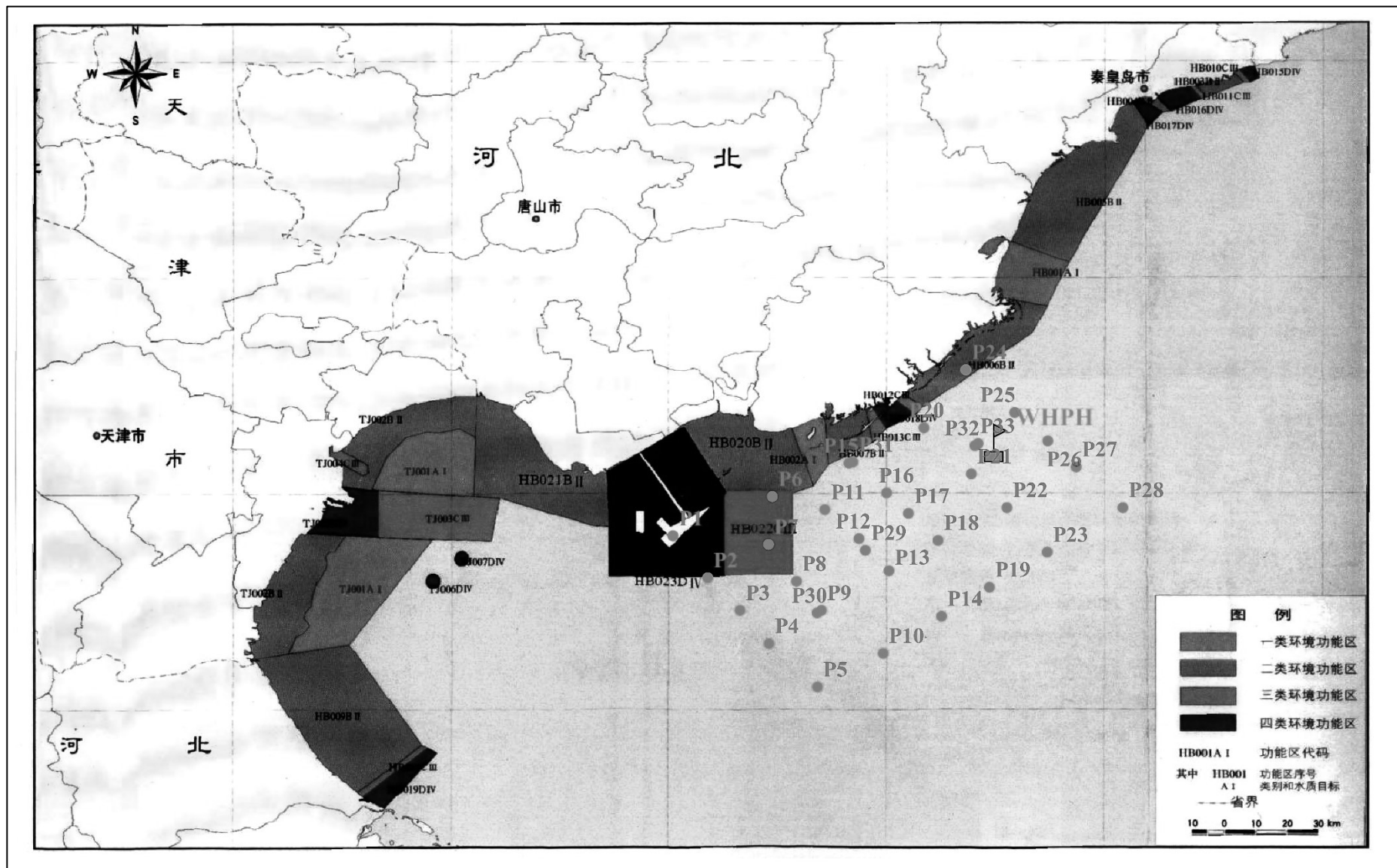


图 1.2-3 现状调查点位与《河北省近岸海域环境功能区划》的位置关系图

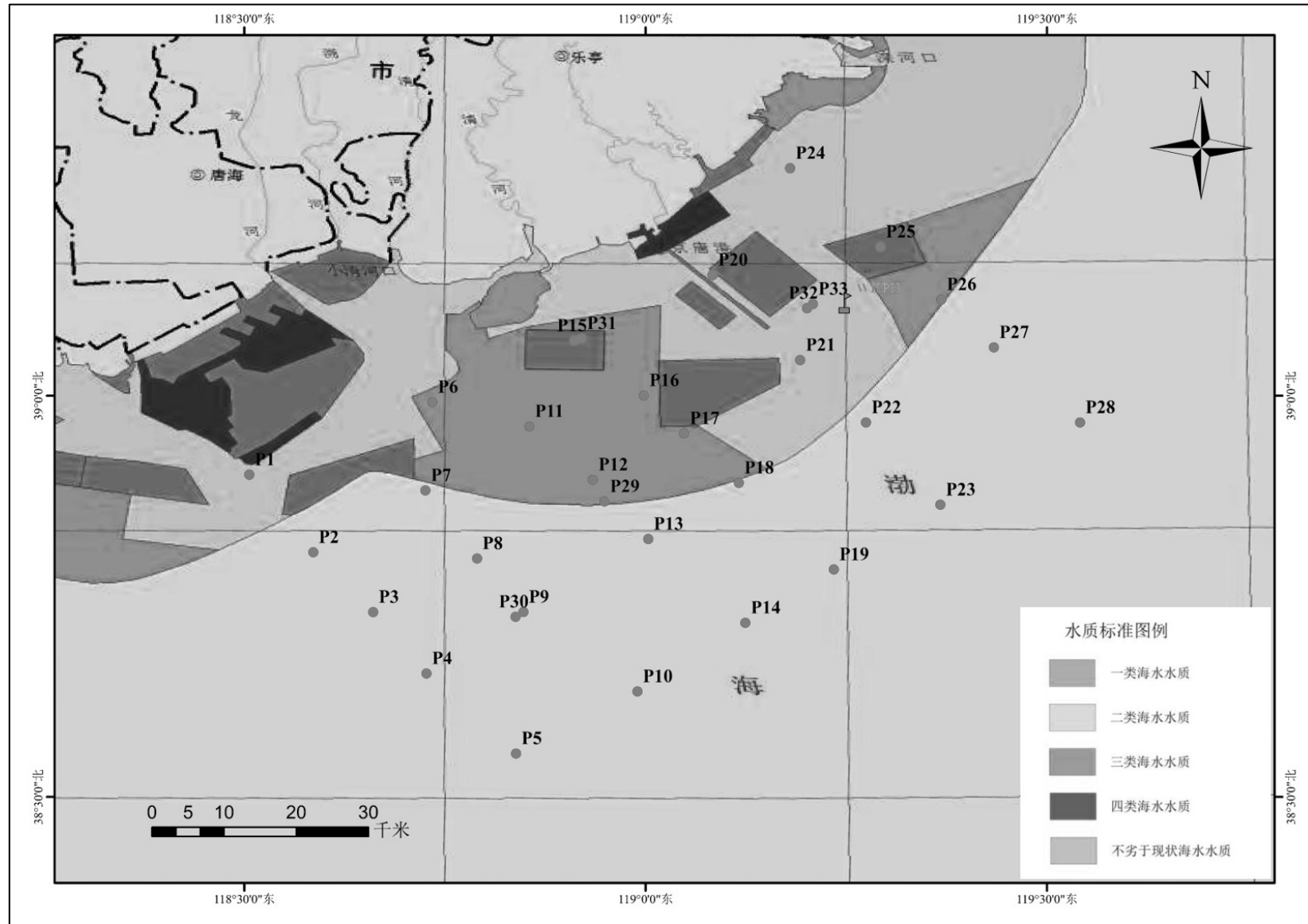


图 1.2-4 现状调查点位与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的位置关系图



## 1.2.2 污染物控制及排放标准

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程评价所采用的污染物控制及排放标准，详见表 1.2-4。

表 1.2-4 污染物控制及排放标准

污染物	采用标准	等级	排放要求/排放浓度限值	适用对象
生产垃圾及生活垃圾	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	禁止排放或弃置入海	钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾
生活污水 [钻井平台（钻井船）]	《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	施工期钻井平台排放的生活污水
生活污水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	COD≤300mg/L	WHPH 平台生活污水排放
生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	石油类≤20mg/L（月平均值） 石油类≤30mg/L（一次容许值）	2020 年，部分生产水在 FPSO 达标排放入海。
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）	一级	生物毒性容许值≥100000mg/L	
	《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）	/	石油类≤50mg/L [REDACTED]	处理达标的生产水回注
钻井液、钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	一级	含油量：禁止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	钻井作业过程中排放的非钻井油层水基钻井液和非钻井油层水基钻井液钻屑
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）	一级	生物毒性容许值≥30000mg/L	
船舶机舱含油水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发[2007]165 号）	/	运回陆地处理	船舶污染物
船舶生活污水（拖轮）	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	一、距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，利用船载生活污水处理装置处理，达到以下规定要求后在航行中排放。 （1）在 2012 年 1 月 1 日以前安装（含更换）生活污水处理装置的船舶执行：BOD <sub>5</sub> ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群数≤2500 个/L；	

			<p>(2) 在 2012 年 1 月 1 日及以后安装 (含更换) 的生活污水处理装置的船舶执行: <math>BOD_5 \leq 25\text{mg/L}</math>、<math>SS \leq 35\text{mg/L}</math>、耐热大肠菌群数 <math>\leq 1000</math> 个/L、<math>COD_{Cr} \leq 125\text{mg/L}</math>、<math>pH 6 \sim 8.5</math>、总氯 (总余氯) <math>&lt; 0.5\text{mg/L}</math>。</p> <p>二、3 海里 <math>&lt;</math> 与最近陆地见距离 <math>\leq 12</math> 海里的海域 同时满足下列条件: (1) 使用设备打碎固形物和消毒后排放; (2) 船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。</p> <p>三、与最近陆地间距离 <math>&gt; 12</math> 海里的海域 船速不低于 4 节, 且生活污水排放速率不超过相应船速下的最大允许排放速率。</p>	
船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾	/	禁止投入水域	
	食品废弃物	/	在距最近陆地 3 海里以内 (含) 的海域, 应收集并排入接收设施; 在距最近陆地 3 海里至 12 海里 (含) 的海域, 粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放; 在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放。	

### 1.3 海洋油气开发工程基本情况表

工程名称	秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程	建设单位	中海石油（中国）有限公司天津分公司
法人代表(签字)		建设地点	渤海湾的中北部海域
通讯地址	天津市滨海新区塘沽海川路 2121 号	联系人	██████
邮政编码	300452	联系电话	██████████
电子信箱	██████████	传真	/
项目设立部门	中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司	文号	/
项目性质	新建 改扩建√ 技术改造	工程总投资	██████████
其中环保投资	██████████	所占比例	1.64%
报告表编制单位	中海石油环保服务（天津）有限公司		
建设规模			
总工程量	在秦皇岛32-6油田WHPH平台南侧内挂5个井槽（均为单筒双井）共实施8口调整井，包括7口生产井和1口先期排液注水井，预留1个单筒双井井槽。同时对WHPH平台进行适应性改造。	陆域挖方量	0 m <sup>3</sup>
年生产废水产生量	年生产废水产生增量最大为██████████。	年生产废水排放量	██████████；2020 年底开始，生产水排放量为 0。
钻屑产生量	2190 m <sup>3</sup>	钻井液产生量	1630 m <sup>3</sup>
海域使用面积	0 m <sup>2</sup>	年固体废弃物产生量	8.0 t（增量）
滩涂使用面积	0 m <sup>2</sup>	占用岸线长度	0 m

## 2 工程概况与分析

### 2.1 工程概况

#### 2.1.1 地理位置

秦皇岛 32-6 油田位于渤海湾的中北部，[REDACTED]。西距邻近的南堡 35-2 油田约 25km，西北距京唐港约 20km，东距秦皇岛 33-1 油田约 6km。油田范围内年平均水深约 20.0m。工程地理位置见图 2.1-1。

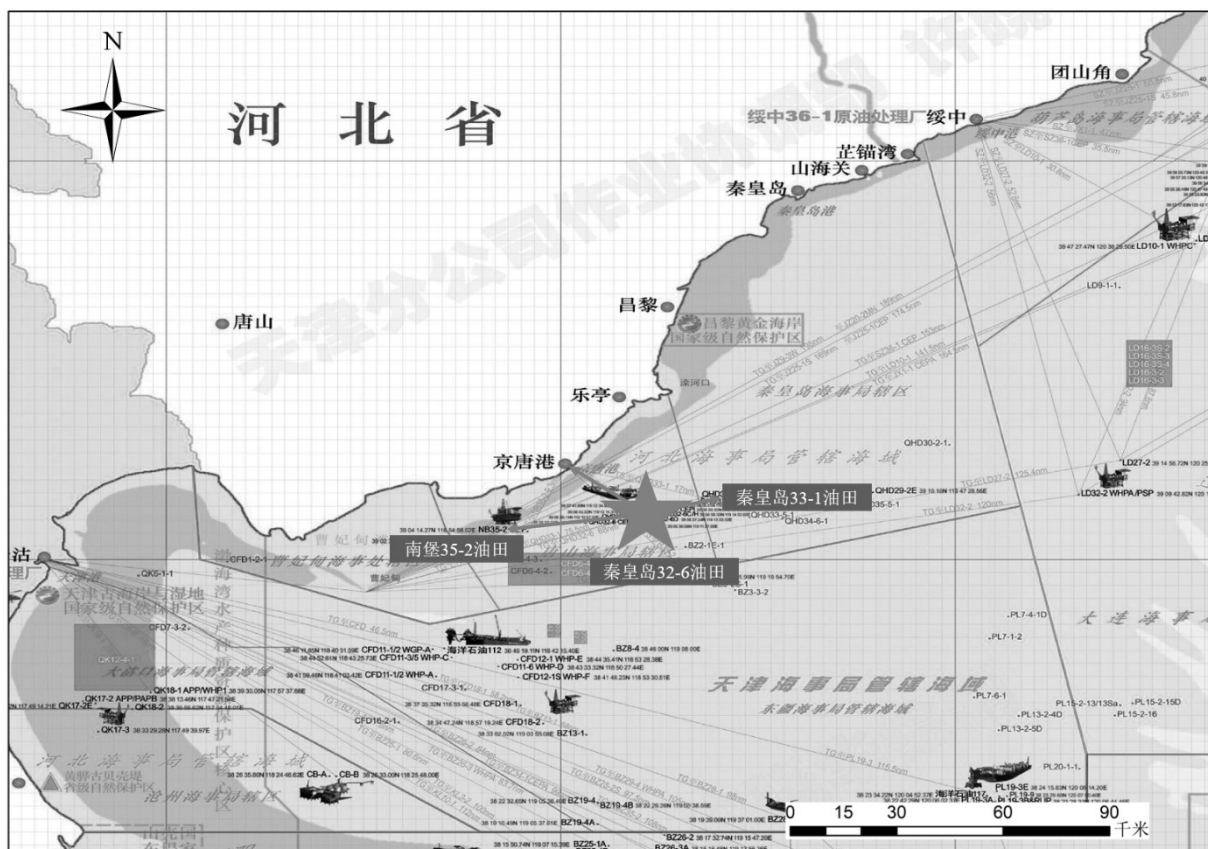


图 2.1-1 工程地理位置图

#### 2.1.2 秦皇岛 32-6 油田工程现状

##### 2.1.2.1 主要生产设施

秦皇岛 32-6 油田于 2001 年 10 月开始投入运行，目前油田主要生产设施组成见表 2.1-1。油田开发工程总体布置图见图 2.1-2。本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上。

表 2.1-1 秦皇岛 32-6 油田各平台主要生产设施组成表

平台	坐标		内容
	经度 (E)	纬度 (N)	
WHPA	██████████	██████████	均为 4 腿导管架结构，每个平台上各有 35 个井槽，平台上分别布置注水系统、开/闭式排放系统，公用及仪表通风系统和 30 人生活楼、生活污水处理系统等；WHPA~WHPE 各有 1 口生产水回注井（生产水回注井：回注的为处理达标的生产水）
WHPB	██████████	██████████	
WHPC	██████████	██████████	
WHPD	██████████	██████████	
WHPE	██████████	██████████	
WHPF	██████████	██████████	
WHPG	██████████	██████████	WHPG 平台为 8 腿导管架结构，WHPH 平台为 4 腿导管架结构，两座平台各设 40、20 个井槽，设有修井机、生产管汇、计量系统、开闭排系统、柴油系统、注水系统等，30 人生活楼、生活污水处理系统。
WHPH (本工程所在平台)	██████████	██████████	
CEPI	██████████	██████████	8 腿导管架结构，采用标准化设计，电站联网。其主要设施包括 40 个井槽、修井机、生产分离器、原油发电机（4 台）、燃气发电机（1 台）、含油生产水处理系统、注水系统、公用/仪表风系统、火炬系统、化学药剂系统、淡水系统、柴油系统、开/闭式排系统和 100 人生活楼、生活污水处理系统等。生产水设计处理能力为 48000m <sup>3</sup> /d。原液设计处理能力为 52200m <sup>3</sup> /d，根据第三方发证检验机构 DNV 认可的《QHD32-6 原油系统和污水系统处理能力校核报告》（2018），CEPI 平台可以满足 64605.1m <sup>3</sup> /d 液量的处理要求（见附件 8）。
CEPJ	██████████	██████████	8 腿导管架结构，采用标准化设计，电站联网。其主要设施包括 48 个井槽（其中 8 个为单筒双井）、修井机、生产分离器、原油发电机（4 台）、燃气发电机（1 台）、含油生产水处理系统、注水系统、公用/仪表风系统、火炬系统、化学药剂系统、淡水系统、柴油系统、开/闭式排系统和 100 人生活楼、生活污水处理系统等。平台上有 2 口生产水回注井。CEPJ 平台原设计处理能力：液：34800m <sup>3</sup> /d；水：36000m <sup>3</sup> /d。根据已批复的《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》（2019），扩容改造后，CEPJ 平台生产水处理系统的处理能力为 54000m <sup>3</sup> /d。CEPJ 平台液处理系统的处理能力为 62854.9m <sup>3</sup> /d。

FPSO 和 SPM	[REDACTED]	[REDACTED]	渤海世纪号 FPSO 于 2001 年 10 月投产，储油量为 $16 \times 10^4 \text{t}$ ，主要功能是处理来自井口平台的物流、储存原油和卸原油到穿梭船以及为井口平台提供注水及电力。设计处理能力： 油： $14064 \text{m}^3/\text{d}$ ；气： $245040 \text{Sm}^3/\text{d}$ ；液： $37000 \text{m}^3/\text{d}$ ；水： $40800 \text{m}^3/\text{d}$ 。
------------	------------	------------	--

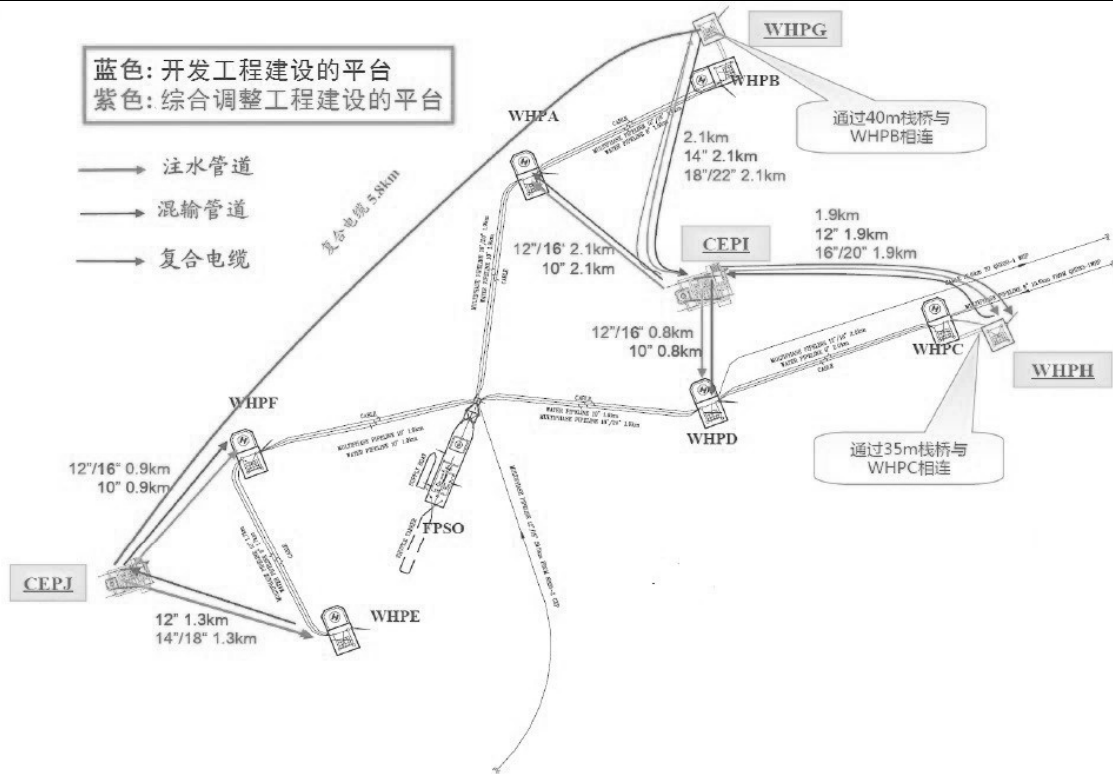


图 2.1-2 秦皇岛 32-6 油田总体布置图

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上，依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台和 FPSO 进行油气水的分离和处理，因此以下主要介绍秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 的主要设施。

秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 现有主要生产设施及秦皇岛 32-6 油田现有管线基本情况见表 2.1-2。

**表 2.1-2 秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 主要生产设施及管线基本情况**

内容	主体工程	主要设施	定员
WHPH	油气计量系统	包括：生产/计量管汇、计量分离器、计量加热器、清管球发球筒。	30 人 (平台最大人员数为 30 人，常驻人员为 7 人)
CEPI	油气处理系统	包括：生产/计量管汇、生产/计量分离器、燃料油处理系统。	均为 100 人 (平台最大人员数为 100 人，常驻人员为 50 人)
	燃料油处理系统	包括换热器、水套炉、热化学脱水器。	
混输管道	WHPA→FPSO	16"/20", 1.9km	/
	WHPD→FPSO	16"/20", 1.9km	
	WHPF→FPSO	16"/20", 1.9km	
	WHPB→WHPA	12"/16", 1.8km (该管线临时封存)	
	WHPC→WHPD	16"/20", 2.0km	
	WHPE→WHPF	16"/20", 1.7km (该管线临时封存)	
	WHPG→CEPI	18"/22", 2.1km	
	WHPH→CEPI	16"/20", 1.9km	
	CEPI→WHPA	12"/16", 2.1km	
	CEPI→WHPD	12"/16", 0.8km	
	WHPE→CEPJ	14"/18", 1.3km	
	CEPJ→WHPF	12"/16", 0.9km	
注水管道	FPSO→WHPA	10", 1.9km	/
	FPSO→WHPD	10", 1.9km	
	FPSO→WHPF	10", 1.9km	
	WHPA→WHPB	8", 1.8km	
	WHPD→WHPC	8", 2.0km	
	WHPF→WHPE	8", 1.7km	
	CEPI→WHPG	14", 2.1km	
	CEPI→WHPH	12", 1.9km	
	CEPI→WHPA	10", 2.1km	
	CEPI→WHPD	10", 0.8km	
	CEPJ→WHPE	12", 1.3km	
	CEPJ→WHPF	10", 0.9km	
秦皇岛 32-6 油田 FPSO		具有油气分离、原油、天然气脱水、生产水处理、油气外输、动力和生活等功能。	130 人 (常驻人员 65 人)

**2.1.2.2 现有配套公用工程及环保工程**

① 公用工程

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 和 CEPI 平台现有公用工程设施详见表 2.1-3。



表 2.1-3 主要公用工程一览表

序	平台	公用设施	数量
1	WHPH 平台	供热供电系统	1 套
2		化学药剂注入系统	1 套
3		淡水系统	1 套
4		海水系统	1 套
5		柴油系统	1 套
6		生活居住系统	1 套
7		安全消防和救生系统	1 套
8	CEPI 平台	注水系统	1 套
9		公用/仪表风系统	1 套
10		供热供电系统	1 套
11		化学药剂系统	1 套
12		淡水系统	1 套
13		海水系统	1 套
14		柴油系统	1 套
15		燃料气系统	1 套
16		生活居住系统	1 套
17		安全消防和救生系统	1 套

② 环保工程

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上，平台上设有生活污水处理系统；生产水处理依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台和 FPSO 上的生产水处理装置。秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 主要环保设施见表 2.1-4。

表 2.1-4 秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 主要环保设施一览表

序号	设施名称	环保设施	数量
1	WHPH 平台	生活污水处理系统处理规模 7.7m <sup>3</sup> /d	1 套
2		开式/闭式排放系统	1 套
3	CEPI 平台	生产水处理系统设计处理能力：48000m <sup>3</sup> /d	1 套
4		生活污水处理装置处理能力：27.7m <sup>3</sup> /d	1 套
5		开式/闭式排放系统	1 套
6		放空系统	1 套
7	FPSO	生活污水处理系统，处理能力为 35m <sup>3</sup> /d	1 套
8		生产水处理系统，处理能力为 40800 m <sup>3</sup> /d	1 套
9		放空系统	1 套
10		开排水罐	1 个

2.1.2.3 秦皇岛 32-6 油田现有注水工程

秦皇岛 32-6 油田注水方案为：秦皇岛 32-6 油田各平台上仅设置注水管汇和收球装置，CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 处理合格的生产水作为注水水源通过海底注水管道输送至各平台回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放。

含油生产水在 CEPI 平台上处理达标后, 输送至 CEPI、WHPG、WHPH、WHPA、WHPB、WHPC 和 WHPD 平台进行回注。在 CEPJ 上处理达标后, 输送至 CEPJ、WHPE 和 WHPF 平台进行回注。FPSO 生产水处理达标后首先送 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE 和 WHPF 回注, 剩余水量排放。

#### 2.1.2.4 生产工艺流程

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上, 依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台和 FPSO 进行油气水的分离和处理, 因此, 接下来对 CEPI 和 FPSO 的工艺流程进行重点介绍。

##### (1) 产出物流集输工艺总流程

CEPI 平台处理的物流来自 WHPB、WHPC、WHPG、WHPH 和 CEPI 平台的井物流。WHPB 平台的产物通过栈桥与 WHPG 平台的产物混合后, 利用 WHPG 至 CEPI 混输管道输送到 CEPI 平台; WHPC 平台产物通过栈桥与 WHPH 平台产物混合, 再通过 WHPH 平台至 CEPI 平台的混输管线输送到 CEPI 平台。物流在 CEPI 平台上进行油气水三相分离, 油相出口为含水 50% 的原油, 其中的部分含水原油经燃料油系统脱水处理至合格原油后用于发电, 其余含水 50% 的原油与气相出口的天然气混合 (部分天然气进入燃料气系统), 分两路分别输送到 WHPA 平台 (40%) 和 WHPD 平台 (60%), 通过 WHPA 平台和 WHPD 平台到单点的混输管线输送至 FPSO。分离出的含油生产水在 CEPI 平台上处理后, 输送至 CEPI、WHPG、WHPH、WHPA、WHPB、WHPC 和 WHPD 平台进行回注。

CEPJ 平台处理的物流来自 WHPE 和 CEPJ 平台的井物流。WHPE 平台的产物通过 WHPE 至 CEPJ 混输管线输送到 CEPJ 平台, 与 CEPJ 平台的产物混合后进入生产分离器进行三相分离, 气相出口分出部分天然气进入燃料气系统用于发电, 油相出口为含水 50% 的原油, 其中部分含水原油经燃料油系统脱水处理至合格原油用于发电, 其余含水 50% 的原油与气相出口的天然气混合, 输送到 WHPF 平台, 与 WHPF 平台的产物混合后, 通过 WHPF 平台至单点混输管线输送到 FPSO 进一步处理。分离出的含油生产水在 CEPJ 上进行处理后, 输送至 CEPJ、WHPE 和 WHPF 平台进行回注。

此外, 秦皇岛 33-1 油田 (属渤西作业公司) 物流经海底管线进入 WHPC 平台后, 不作处理, 直接通过 WHPC 至 WHPD 平台海底管线和 WHPD 至 FPSO 海底管线, 在 WHPD 平台中转后, 进入 FPSO 进行处理和外输。

油、气、水进入 FPSO 后进行三相分离, 分离出的天然气送燃料气系统用于发电, 分离出的部分原油送燃料油系统用于发电, 其余处理合格的原油送储仓、外输; 生产水处理达

标首先送 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE 和 WHPF 回注，剩余水量排放。2020 年底开始，FPSO 处理达标的生产水全部回注地层，不外排。

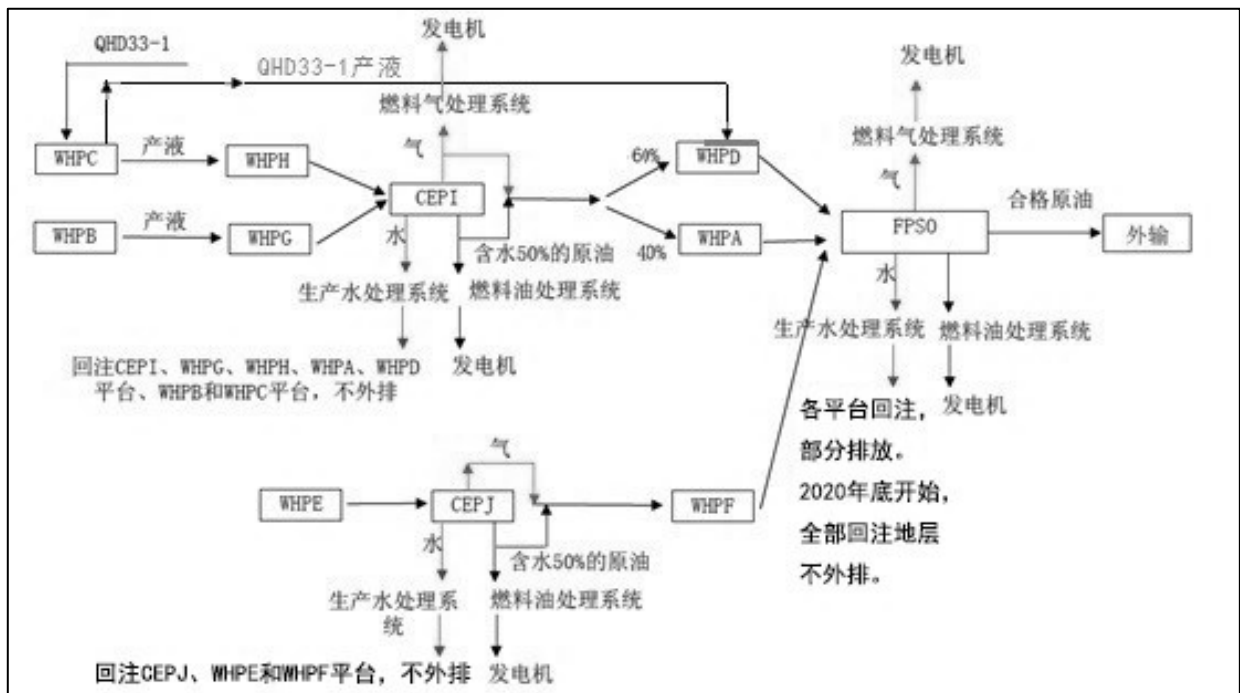


图 2.1-3 秦皇島 32-6 油田产出物流集输工艺流程示意图

## (2) CEPI 平台工艺流程

各平台井流物被输送到 CEPI 后，首先进入生产分离器进行油气水三相分离，分出来的天然气一部分进入燃料气系统处理后发电；分出的含水约 50% 的原油一部分进入燃料油系统处理后发电，剩下的含水原油与绝大部分天然气混合后分两路分别输送到已有 WHPA 和 WHPD，通过 WHPA 和 WHPD 到单点的已有管线输送至已有 FPSO。为了平衡输送压力，CEPI 至 WHPA 混输管线输送总物流的 40%；CEPI 至 WHPD 混输管线输送总物流的 60%。分离出生产水进入 CEPI 平台的生产水处理系统。经过处理后的生产污水在本平台或者通过注水管线输送到其他井口平台回注。

### ① 油气水三相分离系统

CEPI 平台所产井流物进入生产管汇汇集后，与来自其他井口平台的产物混合后一起进入生产分离器进行油气水三相分离。

生产分离器分出来的天然气一部分进入燃料气系统；分出的含水约 50% 的原油一部分进入燃料油系统，剩下的含水原油与绝大部分天然气混合后外输。生产分离器分出的生产水进入生产水处理系统，经过处理后达标的生产水在本平台或者通过注水管线输送到其他井口平台回注。

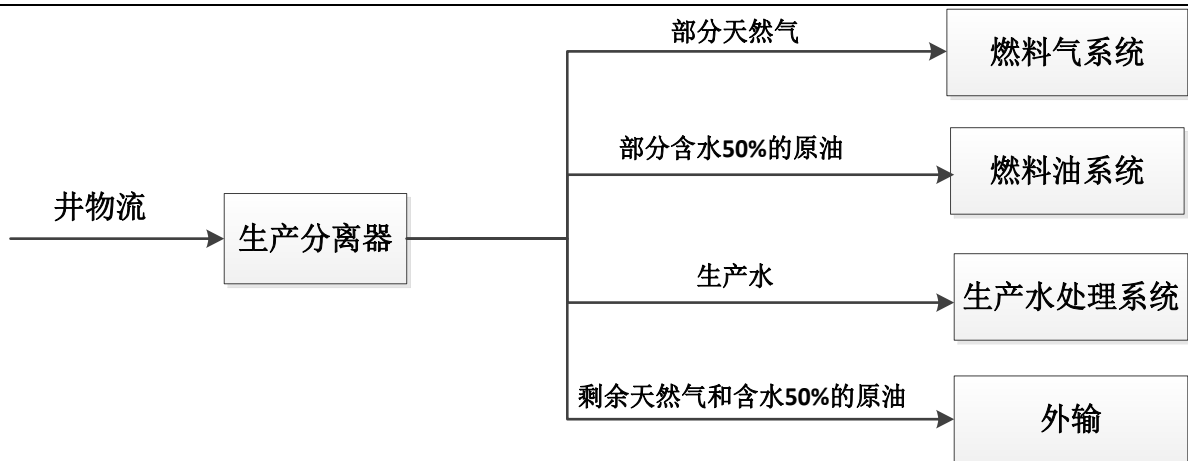


图 2.1-4 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台油气水三相分离系统工艺流程示意图

### ②燃料油处理系统

生产分离器分出的含水约 50%的原油首先进入合格燃油/含水原油换热器与合格燃油换热，再经水套炉加热至 95℃后，进入燃料油热化学脱水器脱水、脱气、稳定处理。燃料油热化学脱水器出来的天然气进入泄放系统放空；分离出的水进入水处理系统；分离出的含水低于 30%的原油进入燃油电脱水喂料泵增压至 800kPaA，再经燃油电脱水加热器加热至 110℃后进入燃油电脱水器进一步脱水，分离出的水进入水处理系统，分离出的含水≤ 0.5%的原油先与进入燃油处理系统的 50%含水原油换热，再经海水冷却器冷却到 70℃后进入燃油沉降罐，沉降后通过燃油输送泵送入原油发电机（见图 2.1-5）。

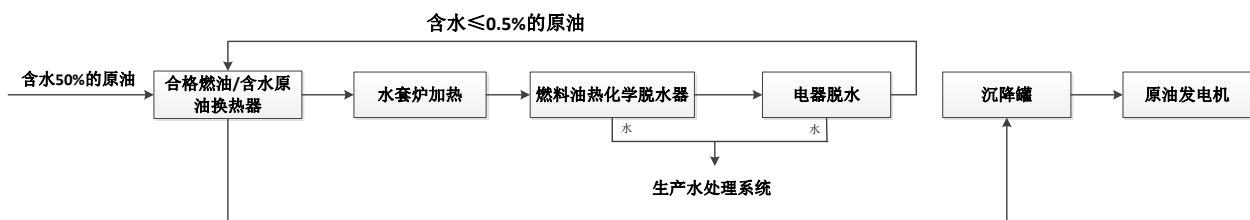


图 2.1-5 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台燃料油处理系统工艺流程示意图

### ③燃料气处理系统

生产分离器分出的天然气首先进入燃料气冷却器利用海水冷却至 40℃后进入燃料气洗涤罐，分出的液体去闭式排放系统，分出的气体首先经燃料气过滤器过滤，再经燃料气加热器加热后，作为燃料气供给天然气发电机，少部分天然气降压至 200kPaA 供水套炉用气，另有少部分天然气降压至 300kPaA 去斜板隔油器作密封气（见图 2.1-6）。

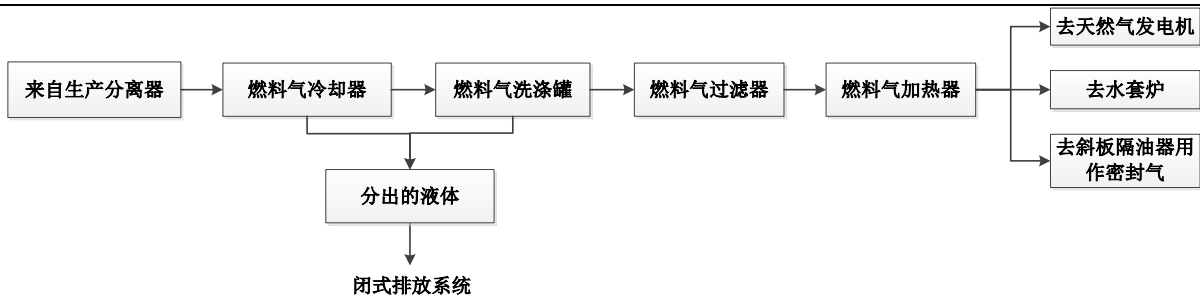


图 2.1-6 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台燃料气处理系统工艺流程示意图

#### ④生产水处理系统

CEPI 的生产水处理系统采用斜板隔油器+气体浮选机+核桃壳过滤器的处理流程。

CEPI 生产水处理流程是：来自分离器和燃油处理系统的生产水首先进入斜板隔油器，在斜板隔油器中分出较大颗粒的油滴，然后进入气体浮选机，在浮选机中分出颗粒较小的油滴。斜板隔油器和浮选机分出的污油进入污油罐中，再由污油泵打到原油处理系统中去。经过两级处理后的生产水进入核桃壳过滤器中进行过滤，然后进入注水过滤器中进一步除去悬浮物等杂质，过滤后的生产水满足注水标准进行回注（见图 2.1-7）。

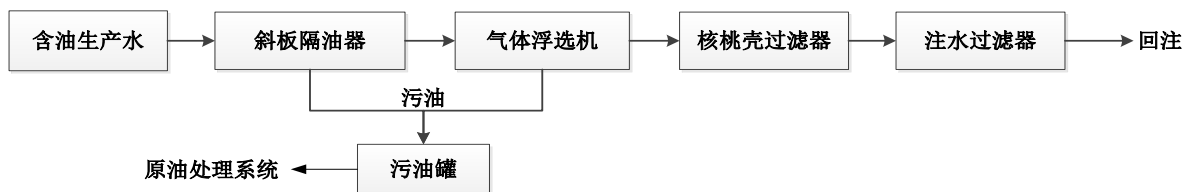


图 2.1-7 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台生产水处理系统工艺流程示意图

#### (3) FPSO 工艺流程

从单点来的井流首先进入 FPSO 的自由水分离器、热处理器，使原油含水低于 30%，然后进入电脱水器进行脱水，经电脱水器脱水的原油与自由水分离器分离出来的原油换热，再通过海水冷却器冷却；如果原油电脱水后达到含水率 $\leq 0.5\%$ 的要求，则脱水原油直接进入货油舱；如果电脱达不到脱水要求，则从电脱水器出来原油先进入工艺舱，经过两级沉降分离，合格原油再进入货油舱。

从自由水分离器分出的气体去燃料气分液罐，经分液及除去较大的液体颗粒后，作为热介质炉的燃料；热处理器分离出来的气体，由于压力低则直接进入火炬系统。

从电脱水器分离出的生产水回掺至自由水分离器，从自由水分离器、热处理器分离出来的生产水，首先进入水处理舱经两级沉降分离，然后再经斜板除油器、加气浮选器、核桃壳过滤器处理后，达到注水和排放标准。FPSO 分离出的生产水，通过海管输至井口平台回注，多余部分在 FPSO 达标排放，2020 年底开始，FPSO 处理达标的生产水全部回注，不

外排（见图 2.1-8）。

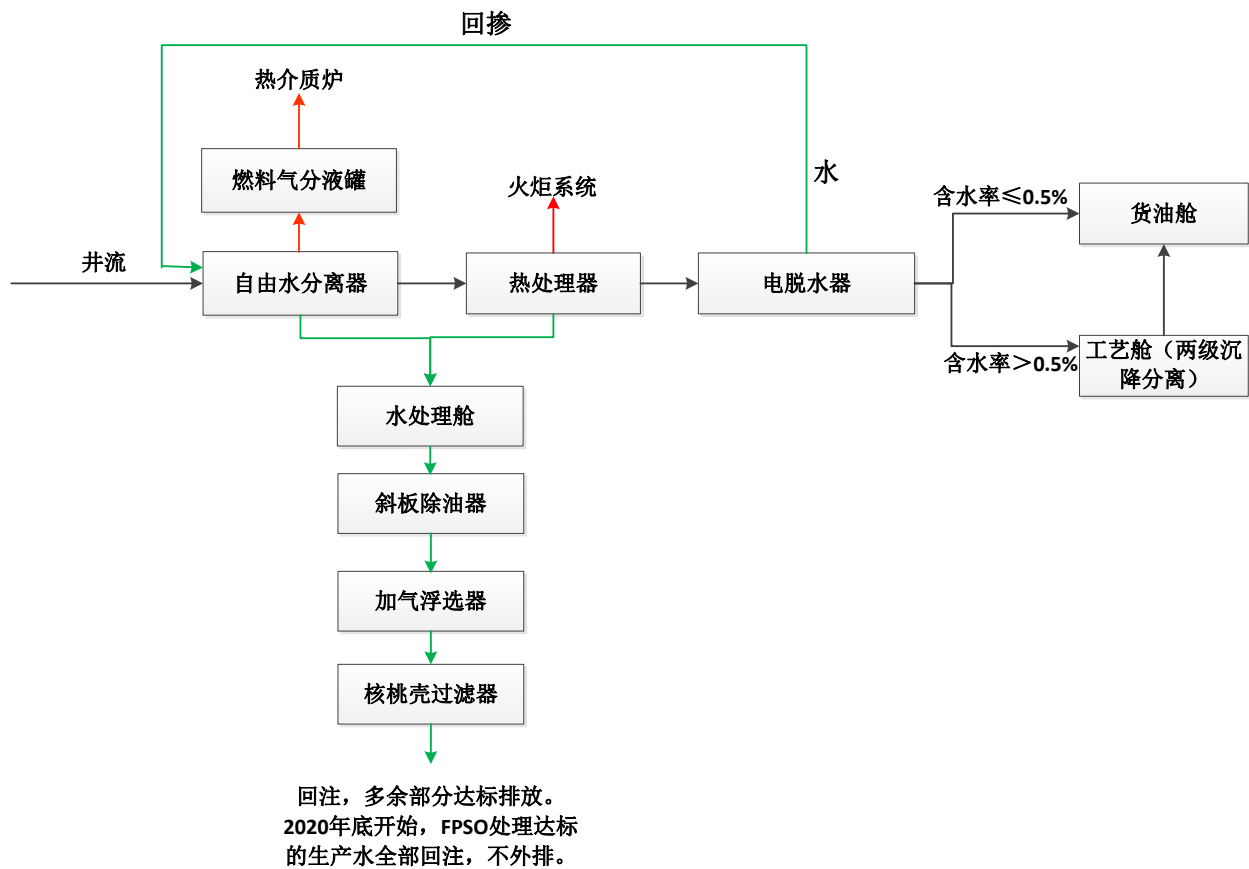


图 2.1-8 秦皇岛 32-6 油田 FPSO 处理工艺流程示意图

### 2.1.3 秦皇岛 32-6 油田开发工程回顾

#### 2.1.3.1 与本工程相关的环境影响评价及竣工验收制度执行情况

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上，生产物流依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 进行处理。与本工程相关的环境影响评价及竣工验收制度执行情况见表 2.1-5。

#### 2.1.3.2 历次环评批复内容与建设内容一致性

历次环评批复内容与建设内容的一致性分析见表 2.1-6。

#### 2.1.3.3 历次环评及批复有关污染防治措施、环境风险防范措施和总量控制要求的落实情况

历次环评及批复有关污染防治措施、环境风险防范措施和总量控制要求的落实情况见表 2.1-7。

表 2.1-5 与本工程相关的环境影响评价及竣工验收制度执行情况

序号	本工程及依托工程	环境影响评价				竣工验收			
		环评报告名称	批复时间	环评批复情况	核准部门	批复的工程内容	竣工验收监测报告	批复时间	验收批复情况
1	①依托 FPSO 进行油气水处理； ②依托 WHPA→FPSO、WHPD→FPSO 混输管道进行物流输送	《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》	2000.3.7	国海环字[2000]62 号（见附件 3）	国家海洋局	① 6 座井口平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF； ② 单点系泊系统（SPM）； ③ 渤海世纪号 FPSO； ④ 6 条海底电缆、6 条混输管道和 6 条注水管道。	《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境保护设施竣工验收监测报告》	2018.3.20	国海环字[2018]113 号（见附件 3） 2014 年，根据《国家海洋局北海分局关于秦皇岛 32-6 油田等项目涉及海洋环境保护行政审批有关问题的通知》（海北环发[2014]450 号）的要求，秦皇岛 32-6 作业公司开展了秦皇岛 32-6 油田开发工程 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 等 6 座平台的竣工验收申请工作。2015 年，根据国家海洋局生态环境保护司《关于秦皇岛 32-6 油田开发工程环境保护设施竣工验收有关问题的函》（海环函[2015]180 号）的要求，秦皇岛 32-6 作业公司完成了该油田水源井改成生产水回注井的后评价工作。2018 年 3 月 20 日，秦皇岛 32-6 油田开发工程取得了环保设施竣工验收的批复。
2	①本工程位于 WHPH 平台； ②依托 CEPI 平台进行油气水处理； ③依托 WHPH→CEPI、CEPI→WHPA、CEPI→WHPD 混输管道进行物流输送	《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》	2013.3.14	国海环字[2013]122 号（见附件 3）	国家海洋局	① 2 座综合处理平台 CEPI、CEPI； ② 2 座井口平台 WHPG、WHPH； ③ 12 条海底管道和 3 条电缆； ④ 已有 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台生产井侧钻和相应改造。	《秦皇岛 32-6 油田综合调整项目中新建 WHPH 平台和 FPSO 改造项目海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测报告》 《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程新建 WHPG、CEPI 和 CEPI 平台海洋石油开发工程环境保护设施竣工验收监测报告》	2015.11.6	国海环字[2015]564 号（见附件 3） 2015 年 11 月 6 日，秦皇岛 32-6 油田综合调整工程取得了环保设施竣工验收的批复。
3	本工程所在的 WHPH 平台相关的调整井环评	《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》	2016.11.8	国海环字[2016]551 号（见附件 3）	国家海洋局	利用预留井槽建设调整井及生产井转注水井（其中在 WHPH 平台利用预留井槽新建 5 口生产井，同时将 1 口生产井转注水井）。	不涉及环保设施，因此无验收批复。		
4		《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	2019.4.8	环审[2019]52 号（见附件 3）	生态环境部	侧钻及生产井转注水井（其中在 WHPH 平台利用 1 口老井侧钻）			

表 2.1-6 历次环评批复内容与建设内容的一致性

序号	报告名称	批复的工程内容	实际建设内容	与批复是否一致
1	《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》	①6 座井口平台 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF； ②单点系泊系统（SPM）； ③渤海世纪号 FPSO； ④6 条海底电缆、6 条混输管道和 6 条注水管道。	所有批复工程已经建设完成。	一致
2	《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》	①2 座综合处理平台 CEPI、CEPJ； ②2 座井口平台 WHPG、WHPH； ③12 条海底管道和 3 条电缆； ④已有 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 平台生产井侧钻和相应改造。	所有批复工程已经建设完成。	一致
3	《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》	①利用预留井槽建设调整井（利用 41 口预留井槽开发了 35 口生产井和 6 口注水井）； ②生产井转注水井（52 口）。	截止 2020 年 3 月底，41 口调整井全部实施完毕； 52 口生产井转注水井已实施 9 口，剩余 43 口井计划后期根据油藏变化情况实施。	一致
4	《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	①利用老井侧钻 8 口生产井和 2 口注水井； ②利用废井槽侧钻 1 口注水井； ③7 口生产井转注水井。	截止 2020 年 3 月底，已实施 14 口，其中 7 口生产井，7 口注水井；未实施 4 口，其中 1 口生产井，3 口注水井。	一致

表 2.1-7a 历次环评批复文件有关污染防治措施和环境风险防范措施的落实情况

序号	报告名称	批复要求	污染防治措施落实情况	环境风险防范措施落实情况
1	《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》	①因工程距岸较近，沿岸环境保护敏感目标较多，在海洋石油开发时应采取切实有效措施，防范溢油风险； ②应按要求做好溢油等风险事故的应急设备、器材的储备及通讯网络的建设，投产前应编制溢油应急计划报主管部门审批； ③建设单位必须严格执行配套建设的环境保护设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用的环境保护“三同时”制度。竣工验收后按规定程序申请环保验收。	①施工期油层段钻井液、油层段钻屑运回陆地进行处理；非油层段钻井液、非油层段钻屑按要求排海； ②施工期和运营期产生的生产垃圾和生活垃圾全部运回陆地进行处理； ③施工期和运营期生活污水均经生活污水处理设施处理达标后排海； ④CEPI 平台、CEPJ 平台和渤海世纪号 FPSO	<b>秦皇岛 32-6 油田自投产以来未发生过井喷、井涌、火灾、爆炸、海管立管油气泄漏事故以及地质性溢油事故，说明油田的风险防范措施是行之有效的。</b> 针对注水风险，油田采取了以下措施： ①油藏方案方面严格按照注采对应关系设计注水井注水层位，各注水层均有生产井采出，避免“有注无采”层位存在； ②各注水层位总注水量按照油藏方案合理范围注采比进行注水，达到保持地层压力效果，并且制定全油田各层位地层压力监测计划，定期进行地层压力监测；
2	《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》	①严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备，设置烃类气体探测器，在关键部位安装温度和压力报警器，并设置相应的应急关断系统；钻井过程中备足压井材料，加强实时观测，以便及时、有效控制可能遇到的溢流和井涌事故。同时，加强施工管理，避免船舶碰撞及因此引发的溢油事故； ②加强生产管理，优化注采方案。实施分层注水，严格按照设计的注入压力和注水量进行注水作业，实时监测井口的注入压力和注水量，加强注入地层的压力监测，严禁超压、超量注水，杜绝有注无采行为。 ③严格落实风险防范对策，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局北海分局审查批准。发生事故时，应当立即启动应急计划，并按照规定立即报告国家海洋局北海分		



		局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。 ④海上施工作业应避免主要经济鱼类的产卵盛期和洄游期，以减轻对渔业资源的影响，并采取增殖、放流等措施对临近海域渔业资源进行养护与修复。		
3	《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑和钻井液、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；生产垃圾、生活垃圾应分类收集运回陆地处理；非含油钻井液和钻屑、生活污水应处理达标后方可排海；含油生产水、洗压井废水、其它含油污水应处理达标后部分排海、部分回注地层。 ②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施生产作业规程和安全规程，制定周密的钻完井计划，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统，采取有效井眼防碰措施，加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。 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，实行分层注水、精细注水管理措施，制定注水系统日常作业和监控程序，实现注采平衡，发现异常情况，立即停止注入并采取有效措施。 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环境特别是对敏感目标的影响，并按照规定立即报告国家海洋局北海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。 ⑤切实落实生态保护措施，合理安排施工作业时间，钻井过程中应严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率，并避开工程所在海域主要经济鱼类的产卵盛期（5 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。	分别设置了含油生产水处理系统； ⑤油田 10 座平台及渤海世纪号 FPSO 上分别设置了生活污水处理装置，生活污水经处理达标后排海； ⑥固体废弃物：在平台上分别设有垃圾回收箱； ⑦在平台上分别设有闭式排放系统和开式排放系统用来收集生产设施排放的液体、各种溢出液、甲板冲洗水和初期雨水等。	③秦皇岛 32-6 作业公司已编制完成了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案。油田配备了专门的溢油回收设备，守护船位于现场值班。一旦发生溢油突发事件，油田溢油应急小组将立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署。秦皇岛 32-6 油田配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，当发生溢油事故大于自身处置能力时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。
4	《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	①污染物的处理和排放应符合国家有关规定和标准。含油钻井液和钻屑运回陆地交由有资质的单位处理。船舶机舱含油污水运回陆地处理。含油生产水排放量不得超过原环评批复总量。生活垃圾和生产垃圾应分类收集运回陆地处理。 ②严格执行作业规程和安全规程，加强随钻监测，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备，建立健全井控管理系统。 ③加强注水作业管理，防止地质性溢油事故发生。严格按照设计注入压力和注入量进行注水作业，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应急设备，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，按照规定立即报告生态环境部，并视情况及时通报河北省渔业、海事部门和中国海警局北海分局。 ⑤切实落实生态环境保护措施。施工作业应避开工程所在海域主要经济鱼类产卵盛期（5 月），最大限度地减少对海洋生态环境和渔业资源的影响。		
注：表中批复要求引自“批复原文”。				

表 2.1-7b 历次环评及批复有关总量控制要求的落实情况

报告名称	总量控制要求落实情况	
	生产水	生活污水
《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》	根据《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字[2000]62 号）：含油污水的最大排放量每年 350000m <sup>3</sup> ，最高排放速率每天 1200m <sup>3</sup> 。	根据《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书的批复》（国海环字[2000]62 号）：生活污水的最大排放量每年 1423 m <sup>3</sup> ，最高排放速率每天 4 m <sup>3</sup> （根据 FPSO130 人，WHPA~WHPF 平台为无人值守平台进行核算）。实际上，WHPA~WHPF 平台由无人值守平台变为生产定员 30 人。
《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》	根据《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》（国海环字[2013]122 号）：严格控制污染物的排放总量和排放浓度。工程投产后，油田的排污混合区范围不变，含油生产水的年最大排放量不得超过 397 万立方米，石油类的年最大排放量不得超过 75.8 吨。 2013 年~2019 年，FPSO 处理达标的生产水排放量，均未超过原环评批复；符合总量控制要求。	根据已批复的《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》：秦皇岛 32-6 油田综合调整工程 WHPG、WHPH、CEPI、CEPJ 四个平台，生活污水的总量控制指标为 20900m <sup>3</sup> /a，COD 控制指标为 6.3t/a。 2013 年~2019 年，WHPG、WHPH、CEPI、CEPJ 四个平台生活污水及 COD 排放总量，均未超过已批复的《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》中生活污水和 COD 总量控制指标；符合总量控制要求。
《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	/	考虑平台日常修井、设备维护等，实际上 WHPA~WHPF 每个平台生产定员为 30 人；且原环评《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》只申请了黑水的量，根据油田以往的生活污水排放经验数值，生活污水（黑水+灰水）的排放量约为 160L/天；所以，宜按照 30 人/平台，人均用水量 160L/天进行评价重新核算生活污水排放量。因此，WHPA~WHPF 平台和 FPSO 需新增申请生活污水总量控制指标。 根据《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》，WHPA~WHPF 平台和 FPSO 新增生活污水的总量控制指标为 16681m <sup>3</sup> /a，新增 COD 控制指标为 5.00t/a。 因此，WHPA~WHPF 平台和 FPSO 生活污水总量控制指标为 1423（原开发工程批复总量）+16681（新增）=18104m <sup>3</sup> /a。 2019 年，WHPA~WHPF 平台和 FPSO 生活污水及 COD 排放总量，未超过批复的总量控制指标，符合总量控制要求。

#### 2.1.3.4 环保设施的改造更新情况回顾

在油田开发过程中，陆续对各设施生活污水处理装置进行了改造升级，具体如下：

**表2.1-8 WHPA~WHPF平台及FPSO生活污水处理装置改造情况列表**

序号	平台	原处理量 (m <sup>3</sup> /d)	改造后处理量 (m <sup>3</sup> /d)	工艺（生化/MBR/电解）
1	FPSO	14	35	MBR
2	WHPA	2.24	7.5	MBR
3	WHPB	2.24	5.39	MBR
4	WHPC	2.24	7.5	MBR
5	WHPD	2.24	5.39	MBR
6	WHPE	2.24	5	MBR
7	WHPF	2.24	5.39	MBR

#### 2.1.3.5 与本工程相关的溢油应急计划及备案情况

中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司已经编制了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案（见附件 4）。针对本工程油田应该按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。

秦皇岛 32-6 油田自投产以来未发生过井喷、井涌、火灾、爆炸、海管/立管油气泄漏事故以及地质性溢油事故，说明油田的风险防范措施是行之有效的。

#### 2.1.3.6 现有工程存在的环保问题

秦皇岛 32-6 油田现有工程不存在环保问题。

#### 2.1.3.7 回注水分析、生产水及生活污水达标排放分析

##### （1）含油生产水

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台产生的含油生产水依托 CEPI 平台和 FPSO 上的生产水处理系统处理达标后回注，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底开始，生产水经处理达标后全部回注地层，不外排。

根据秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台处理达标的生产水水质监测结果可知（见表 2.1-9）：回注水水质石油类含量 $\leq 50\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中石油类 $\leq 50\text{mg/L}$  的标准要求。

根据秦皇岛 32-6 油田 FPSO 处理达标的生产水水质监测结果可知（见表 2.1-10）：回注水水质石油类含量 $\leq 50\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中石油类 $\leq 50\text{mg/L}$  的标准要求；FPSO 排放的生产水石油类含量 $\leq 20\text{mg/L}$ ，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中石油类 $\leq 20\text{mg/L}$  的标准要求。秦皇岛 32-6 油田 FPSO 生产水处理系统仅有一路流程，经处理达标后再分成两路，一路回注，一路排放，由于排放的生产水中石油类要满足 $\leq 20\text{mg/L}$  的要求，因此，可以保证回注水达到石油类 $\leq 50\text{mg/L}$  的要求。

表 2.1-9 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台回注水水质监测结果

时间	石油类浓度平均值 (mg/L)	时间	石油类浓度平均值 (mg/L)	标准值 (mg/L)	是否达标
2018.1	10.0	2019.1	6.0	50	达标
2018.2	8.0	2019.2	7.0		达标
2018.3	8.0	2019.3	9.0		达标
2018.4	9.0	2019.4	10.0		达标
2018.5	8.0	2019.5	8.0		达标
2018.6	7.0	2019.6	7.0		达标
2018.7	5.0	2019.7	7.0		达标
2018.8	6.0	2019.8	8.0		达标
2018.9	7.0	2019.9	7.0		达标
2018.10	5.7	2019.10	9.0		达标
2018.11	5.3	2019.11	8.0		达标
2018.12	6.3	2019.12	9.0		达标

注：表中数据为月均值。

表 2.1-10 秦皇岛 32-6 油田 FPSO 回注水水质及排放生产水水质监测结果

时间	石油类浓度平均值 (mg/L)	时间	石油类浓度平均值 (mg/L)	是否达标	标准值 (mg/L)
2018.1	13.2	2019.1	7.3	达标	回注水执行《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》(SY/T5329-2012)：石油类≤50mg/L； 排放生产水执行《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)：石油类≤20mg/L
2018.2	8.6	2019.2	7.8		
2018.3	14.5	2019.3	7.3		
2018.4	16.6	2019.4	7.4		
2018.5	14.3	2019.5	7.2		
2018.6	5.3	2019.6	6.9		
2018.7	5.7	2019.7	7.3		
2018.8	5.2	2019.8	7.2		
2018.9	5.8	2019.9	7.7		
2018.10	6.0	2019.10	7.4		
2018.11	5.2	2019.11	7.4		
2018.12	9.7	2019.12	8.1		

注：表中数据为月均值。

## (2) 生活污水

本工程所在的 WHPH 平台，以及依托进行物流处理的 CEPI 平台和 FPSO 上均设有生活污水处理装置，WHPH、CEPI 平台和 FPSO 上的生活污水由平台及 FPSO 上安装的生活污水处理装置处理达标后排海。

根据 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 上的生活污水处理设施监测结果可知（见表 2.1-11）：生活污水处理设施运行状态正常，处理效果良好，生活污水经处理后 COD 含量≤300mg/L，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准要求。

**表 2.1-11 秦皇岛 32-6 油田 WHPH、CEPI 平台和 FPSO 生活污水处理设施监测结果**

监测时间	WHPH	CEPI	FPSO	监测时间	WHPH	CEPI	FPSO	生活污水	
	COD 浓度 (mg/L)				COD 浓度 (mg/L)			标准值 (mg/L)	是否达标
2018.1	160.5	58.5	59.0	2019.1	50.5	96.5	38.0	300	达标
2018.2	183.0	150.0	110.0	2019.2	74.0	98.5	45.5		达标
2018.3	183.0	72.0	114.0	2019.3	170.0	106.0	39.5		达标
2018.4	157.5	55.0	26.0	2019.4	51.0	63.5	57.0		达标
2018.5	109.0	76.0	36.0	2019.5	58.5	47.5	74.0		达标
2018.6	129.5	46.5	79.0	2019.6	62.0	83.5	57.5		达标
2018.7	99.5	90.0	71.0	2019.7	111.0	49.0	100.5		达标
2018.8	29.5	32.5	54.0	2019.8	78.0	134.0	57.5		达标
2018.9	69.5	52.0	59.5	2019.9	69.0	57.0	87.0		达标
2018.10	76.0	84.0	55.5	2019.10	31.0	163.0	40.5		达标
2018.11	67.0	82.0	64.0	2019.11	33.0	69.5	44.0		达标
2018.12	75.0	113.0	89.0	2019.12	166.5	158.5	45.0		达标

注：表中数据为月均值。

### 2.1.3.8 秦皇岛 32-6 油田产能现状

秦皇岛 32-6 油田 2019 年产能现状及生产水注水量和排放量见表 2.1-12。

**表 2.1-12a 秦皇岛 32-6 油田产能现状**

年份	生产水	油	气	液	生产水	油	气	液
	(m <sup>3</sup> /d)				(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)			
2019	■	■	■	■	■	■	■	■

**表 2.1-12b 秦皇岛 32-6 油田生产水注水量和排放量**

年份	生产水产水量	生产水注水量	生产水排放量	生产水产水量	生产水注水量	生产水排放量
	(m <sup>3</sup> /d)			(10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /a)		
2019	■	■	■	■	■	■

### 2.1.3.9 能耗水耗状况

秦皇岛 32-6 油田各平台无外供电，全部用原油、天然气自发电。本工程所在的 WHPH 平台能耗水耗现状见表 2.1-13。

**表 2.1-13 本工程 WHPH 平台能耗水耗现状**

平台	柴油用量 (t/a)	原油用量 (t/a)	天然气用量 (m <sup>3</sup> /a)	水源井 (m <sup>3</sup> /a)	生活用水 (m <sup>3</sup> /a)
WHPH	19.3 (吊车、修井、应急)	0	0	0	1145

### 2.1.4 工程建设规模及内容

#### 2.1.4.1 工程基本情况

##### (1) 井口信息

本工程拟在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台南侧内挂 5 个井槽 (均为单筒双井) 实施 8 口

调整井，包括 7 口生产井和 1 口先期排液注水井；预留 1 个单筒双井井槽。

本次 8 口调整井基本情况见表 2.1-14a。WHPH 平台井口统计见表 2.1-14b。

**表 2.1-14a 本工程调整井基本情况**

序号	平台	井名	井别	井型	调整方式
1	WHPH	H21H、H22H、H23H、 H24H、H25H、H26H、 H27H	生产井	水平井	利用内挂井槽新钻
2		H28H	先期排液注水井		
合计		8 口井（其中 7 口生产井，1 口先期排液注水井）			

**表 2.1-14b 秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台井口统计表**

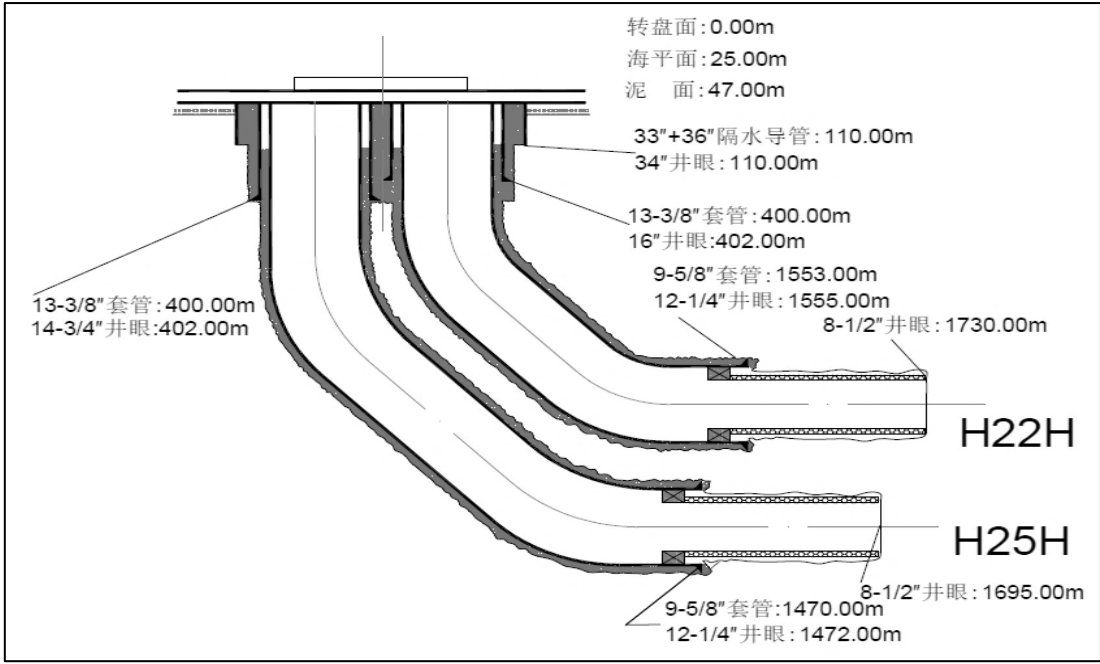
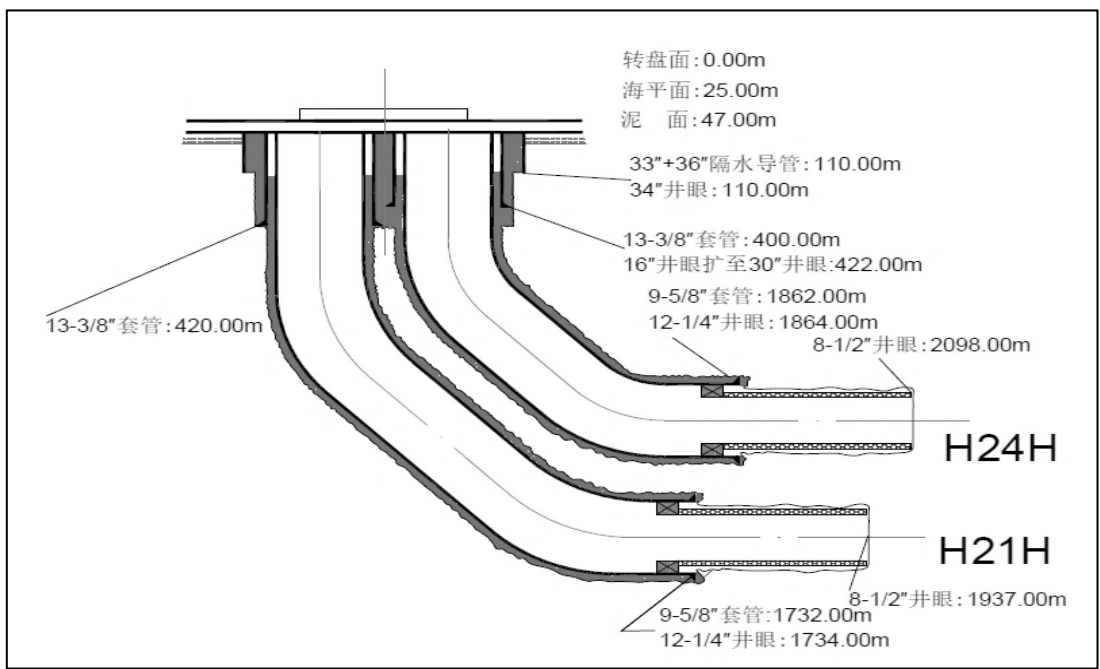
编号	平台名称	现有井槽	现有井数	本次拟建调整井井数	调整后井槽	调整后井数
1	WHPH	20 个	20 口生产井	内挂 5 个井槽（均为单筒双井） 实施 7 口生产井+1 口先期排液注水井	25 个（预留 1 口单筒双井井槽）	27 口生产井+1 口先期排液注水井

**(2) 调整井井身结构**

本工程 8 口调整井均利用内挂井槽新钻。本次调整井基本参数见表 2.1-15，调整井井身结构见图 2.1-9。本工程 8 口调整井施工总进尺为 17153m。

**表 2.1-15 调整井井身基本参数**

序号	平台	井名	井眼直径（"）×井身长度（m）
1	WHPH	H21H	34"×110m+30"×422m+12-1/4"×1734m+8-1/2"×1937m
2		H22H	34"×110m+16"×402m+12-1/4"×1555m+8-1/2"×1730m
3		H23H	34"×110m+14-3/4"×402m+12-1/4"×2171m+8-1/2"×2621m
4		H24H	34"×110m+30"×422m+12-1/4"×1864m+8-1/2"×2098m
5		H25H	34"×110m+14-3/4"×402m+12-1/4"×1472m+8-1/2"×1695m
6		H26H	34"×110m+30"×422m+12-1/4"×1547m+8-1/2"×1665m
7		H27H	34"×110m+16"×402m+12-1/4"×1920m+8-1/2"×2170m
8		H28H	34"×110m+30"×422m+12-1/4"×2202m+8-1/2"×3094m+6"×3237m
施工总进尺			17153m



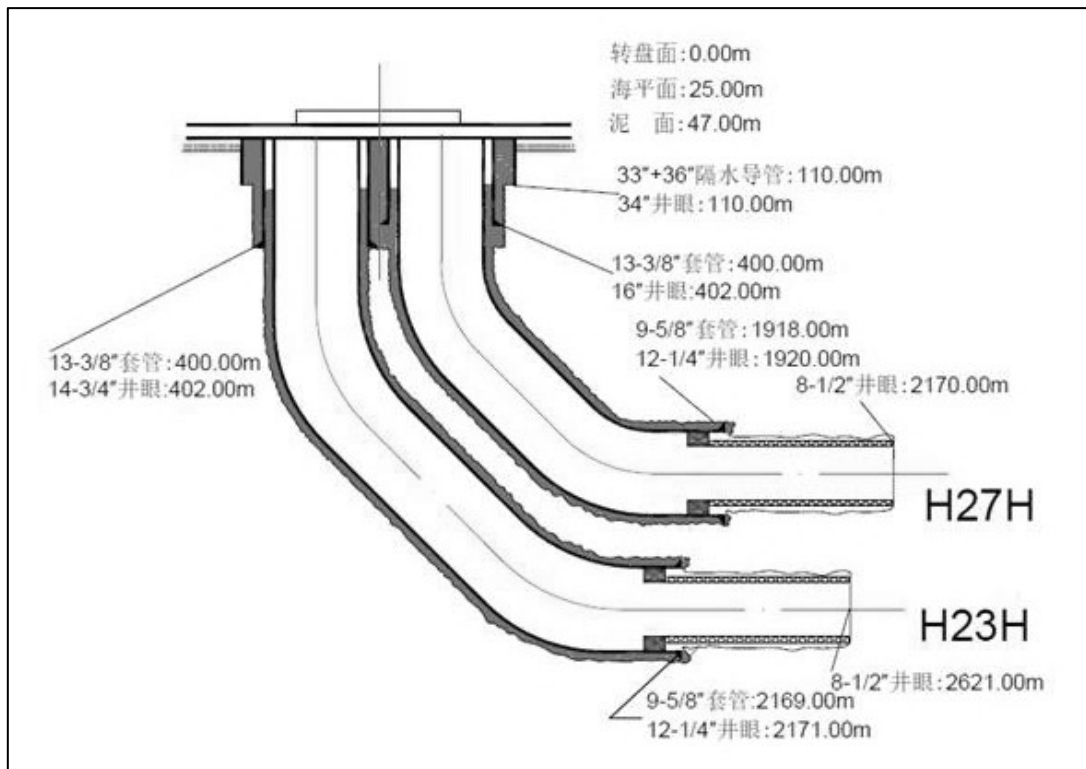
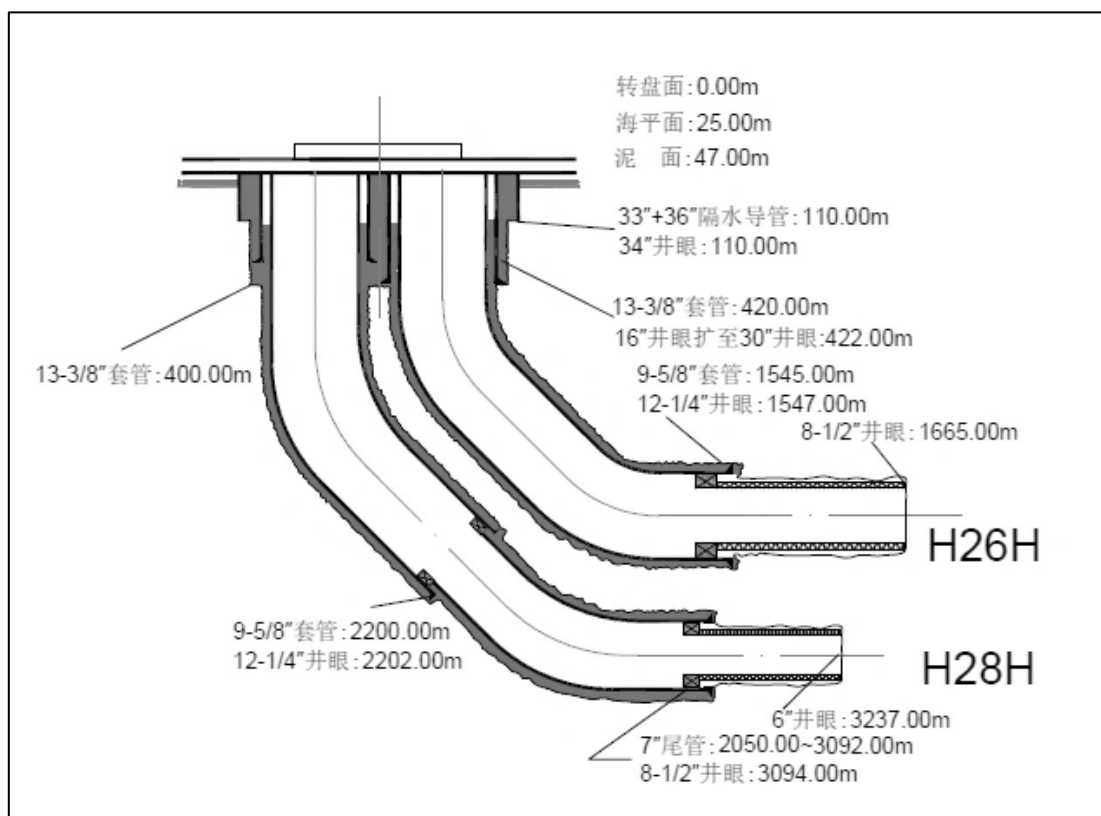


图 2.1-9 调整井典型井身结构示意图

(3) WHPH 平台内挂井槽结构模型图

WHPH 平台内挂井槽结构模型图见图 2.1-10。



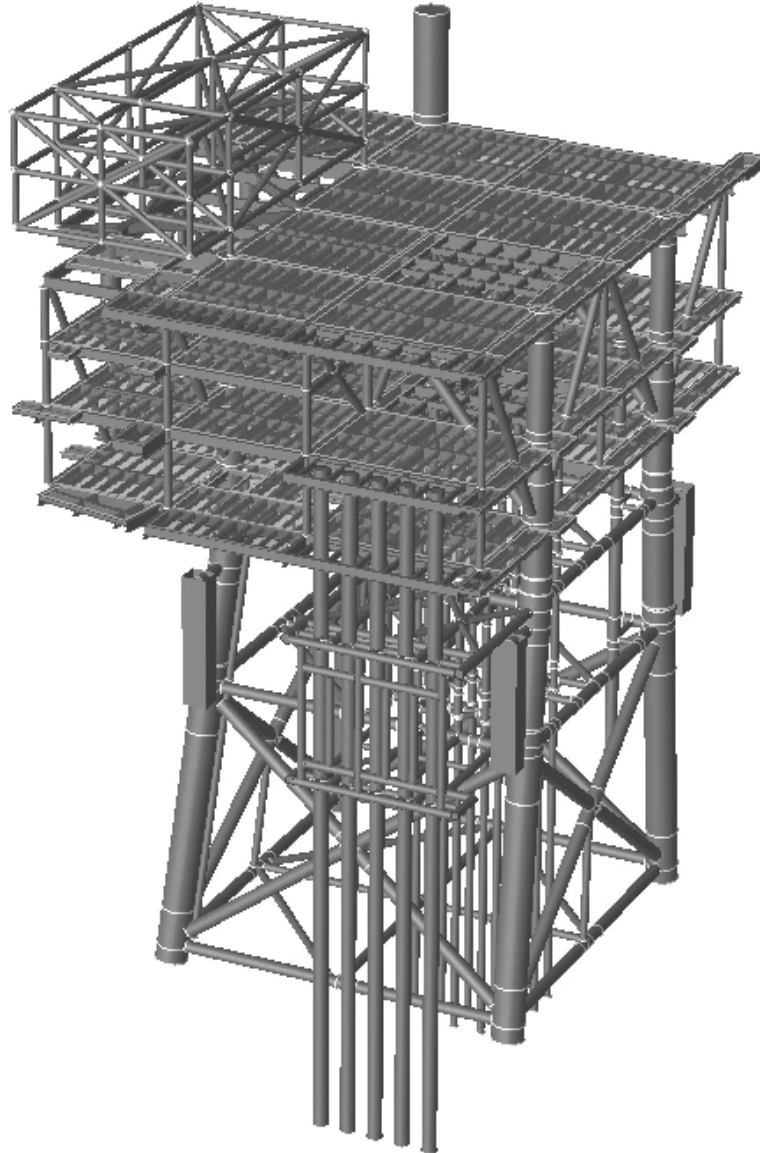


图 2.1-10 WHPH 平台内挂井槽结构模型图

(4) 内挂井槽平面布置图

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽平面布置见图 2.1-11。

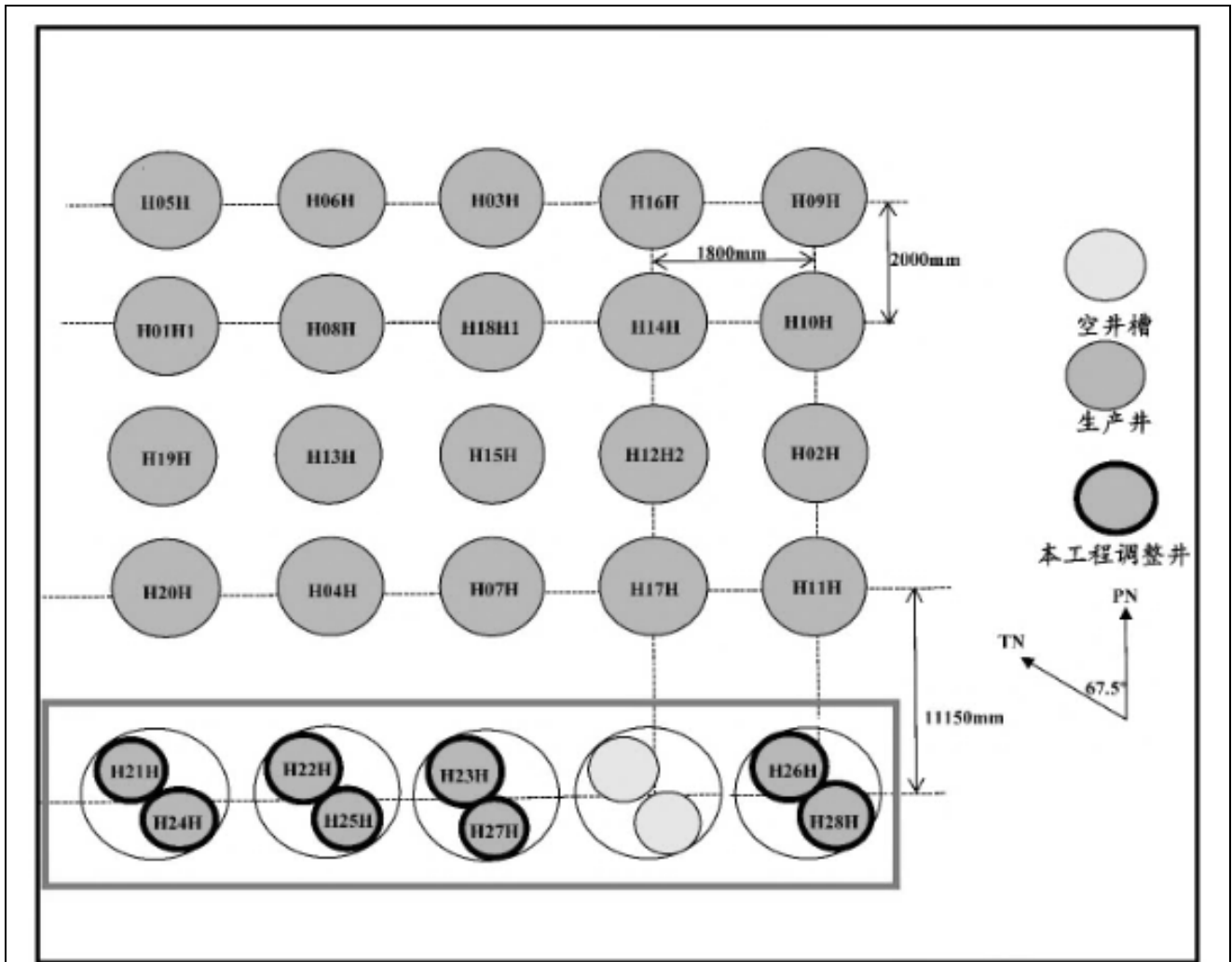


图 2.1-11 WPH 平台井槽平面布置示意图

### 2.1.4.2 内挂井槽工程方案

秦皇岛 32-6 油田 WPH 是一座 4 腿井口平台，含 20 个井槽，配置修井机。本次改造需要内挂 5 个单筒双井槽口，根据最新的海管、海缆勘探情况及平台布置情况，确定以平台东侧为钻井平台停靠侧。需要对平台进行适应性改造。

#### (1) 总体布置改造

##### a. 上层甲板 (EL.+24.5m)

在平台南侧新增 23500×3000mm 甲板，主要用于布置新增电气房间及新增井口。

参见图 2.1-12。

##### b. 中层甲板 (EL.+16.5m)

在平台南侧新增 3000×3000mm 甲板及 12500×3000mm 甲板，主要用于布置新增井口及 FM200 房间。

参见图 2.1-13。

c. 下层甲板 (EL.+11.5m)

在平台南侧新增 21500×3000mm 甲板, 主要用于布置新增生产计量管汇 WHPH-X-1201(设备尺寸 7000×2000×3000mm)及新增井口。

原井口区西侧新增井口控制盘 WHPH-WCP-1002(设备尺寸 3000×1000×2000mm)。

参见图 2.1-14。

**(2) 工艺方案**

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程新增 8 口井, 及配套生产计量管汇 (共 10 组接口, 用 8 组, 预留 2 组接口)。井产物流与原平台生产井物流汇合后, 通过平台现有多相流量计计量后, 外输至 CEPI 平台进行处理。

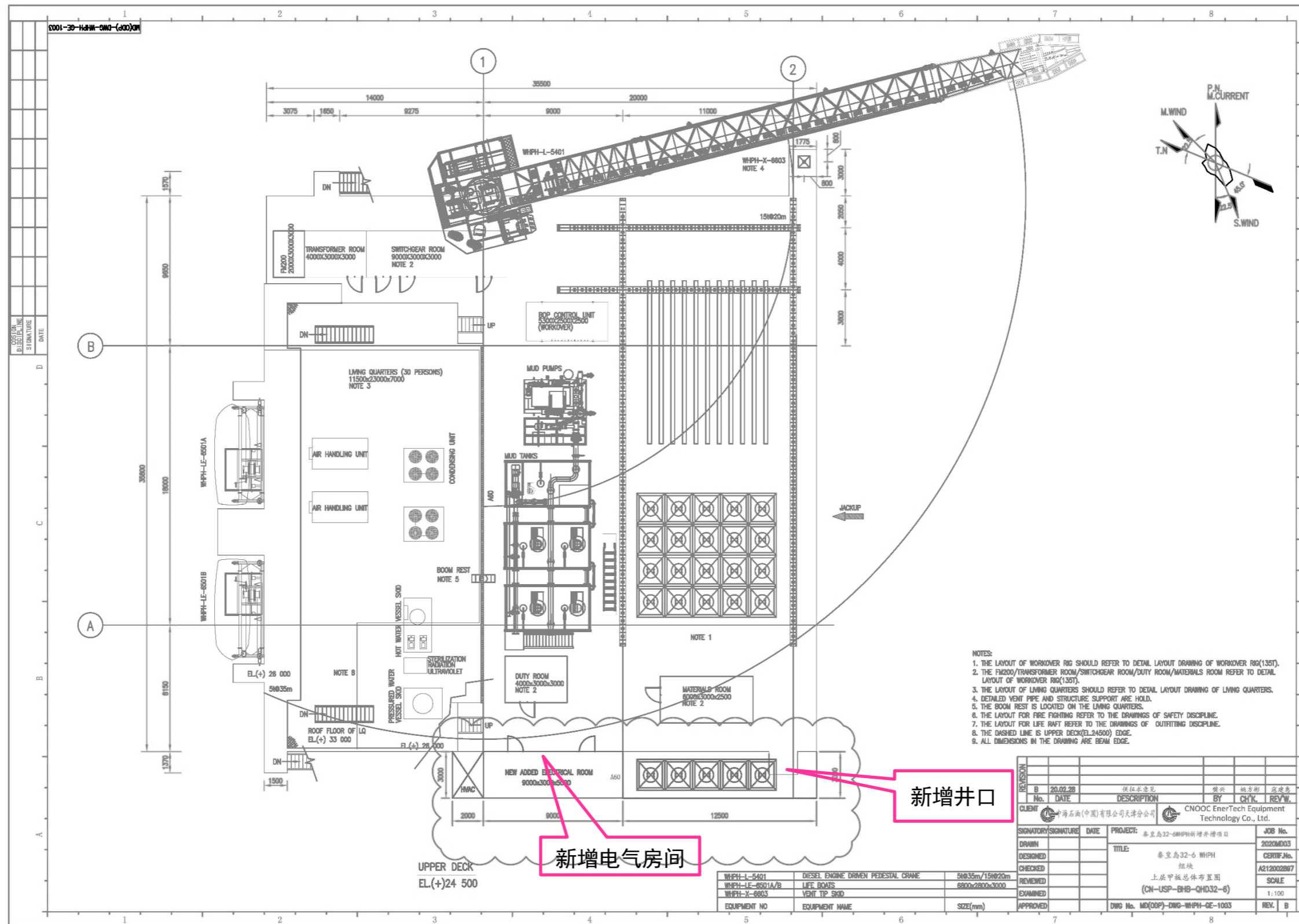


图 2.1-12 WPHH 平台上层甲板改造布置示意图

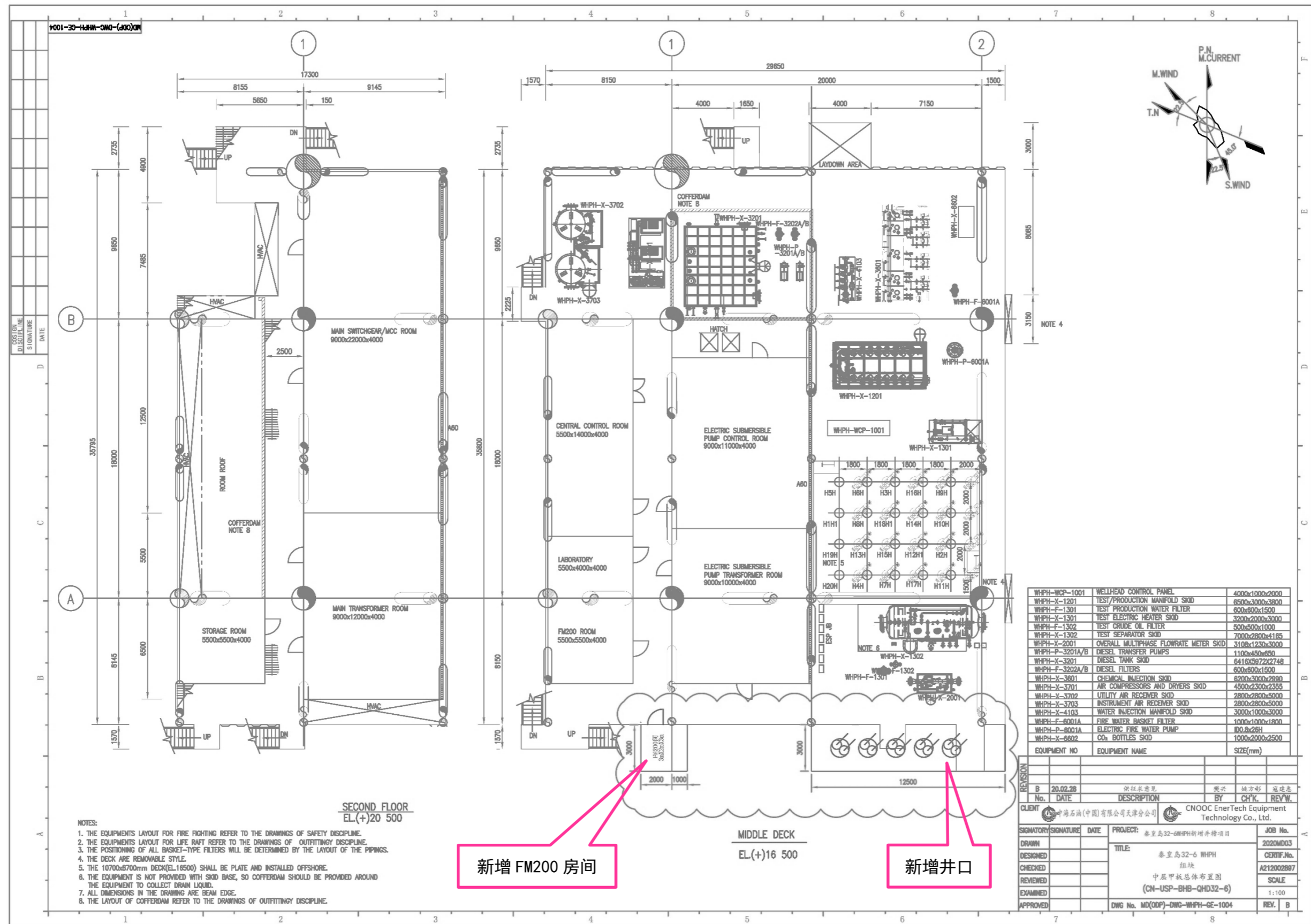
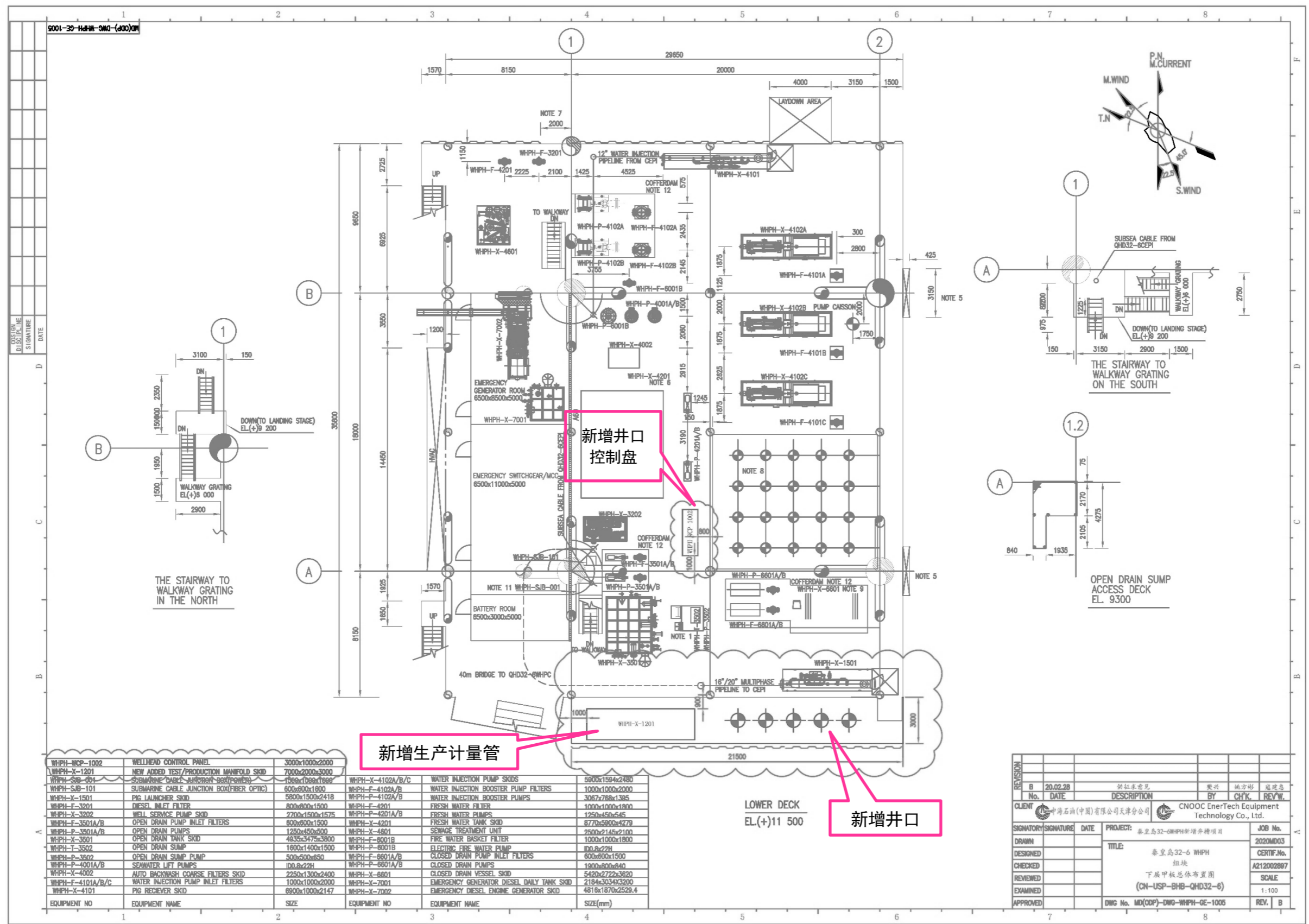


图 2.1-13 WPH 平台中层甲板改造布置示意图



EQUIPMENT NO	EQUIPMENT NAME	SIZE	EQUIPMENT NO	EQUIPMENT NAME	SIZE
WHPH-WCP-1002	WELLHEAD CONTROL PANEL	3000x1000x2000	WHPH-X-1201	NEW ADDED TEST/PRODUCTION MANIFOLD SKID	7000x2000x3000
WHPH-SUB-094	SUBMARINE CABLE JUNCTION BOX(FIBER OPTIC)	1500x1000x1800	WHPH-X-4102A/B/C	WATER INJECTION PUMP SKIDS	5900x1584x2480
WHPH-X-1501	PIG LAUNCHER SKID	600x500x1800	WHPH-F-4102A/B	WATER INJECTION BOOSTER PUMP FILTERS	1000x1000x2000
WHPH-F-3201	DIESEL INLET FILTER	800x800x1500	WHPH-P-4102A/B	WATER INJECTION BOOSTER PUMPS	3062x788x1385
WHPH-X-3202	WELL SERVICE PUMP SKID	2700x1500x1575	WHPH-X-4201A/B	FRESH WATER FILTERS	1250x450x545
WHPH-F-3501A/B	OPEN DRAIN PUMP INLET FILTERS	800x600x1500	WHPH-X-4201	FRESH WATER TANK SKID	8770x5900x4279
WHPH-P-3501A/B	OPEN DRAIN PUMPS	1250x450x500	WHPH-X-4601	SEWAGE TREATMENT UNIT	2500x2145x2100
WHPH-X-3501	OPEN DRAIN TANK SKID	4835x3475x3600	WHPH-F-8001B	FIRE WATER BASKET FILTER	1000x1000x1800
WHPH-T-3502	OPEN DRAIN SUMP	1600x1400x1500	WHPH-P-8001B	ELECTRIC FIRE WATER PUMP	800x822H
WHPH-P-3502	OPEN DRAIN SUMP PUMP	500x500x650	WHPH-F-8601A/B	CLOSED DRAIN PUMP INLET FILTERS	600x600x1500
WHPH-P-4001A/B	SEAWATER LIFT PUMPS	100.8x22H	WHPH-P-8601A/B	CLOSED DRAIN PUMPS	1300x600x840
WHPH-X-4002	AUTO BACKWASH COARSE FILTERS SKID	2250x1300x2400	WHPH-X-6601	CLOSED DRAIN VESSEL SKID	5420x2720x3620
WHPH-F-4101A/B/C	WATER INJECTION PUMP INLET FILTERS	1000x1000x2000	WHPH-X-7001	EMERGENCY GENERATOR DIESEL DAILY TANK SKID	2184x3034x3200
WHPH-X-4101	PIG RECEIVER SKID	6900x1000x2147	WHPH-X-7002	EMERGENCY DIESEL ENGINE GENERATOR SKID	4818x1870x2529.4

REVISION	No.	DATE	DESCRIPTION	BY	CHK.	REV.W.
B	20.02.28		张征东意见	樊兴	魏方彬	寇廷志

CLIENT: 中海石油(中国)有限公司天津分公司 CNOOC EnerTech Equipment Technology Co., Ltd.

SIGNATORY: SIGNATURE DATE PROJECT: 秦皇岛32-6 WPHH新增井口项目 JOB No. 2020MD03

DRAWN: TITLE: 秦皇岛32-6 WPHH 区块 下层甲板总体布置图 (CN-USP-BHB-QHD32-6) SCALE A212002897

CHECKED: DWG No. MD(ODP)-DWG-WPHH-GE-1005 REV. B

图 2.1-14 WPHH 平台下层甲板改造布置示意图

### 2.1.4.3 原油性质

秦皇岛 32-6 油田地面脱气原油具有密度大、粘度高、胶质沥青含量高、凝固点低等特性，属重质稠油。油品性质和伴生天然气组分分别见表 2.1-16 和表 2.1-17。

表 2.1-16 秦皇岛 32-6 油田原油性质

油样	北区：南区：西区=5:5:4
密度（20℃），kg/m <sup>3</sup>	953.94
密度（50℃），kg/m <sup>3</sup>	936.82
析蜡起始温度，℃	24.0
析蜡高峰点，℃	17.0
凝点，℃	3
闪点，℃	73
含盐量，ppm	25.0
硫含量，m%	0.206
蜡含量，m%	9.39
胶质，m%	16.78
沥青质，m%	0.73
相对分子量	58
原油比热，kJ/(kg·℃)	2.01
导热系数，w/(m·℃)	0.140

表 2.1-17 秦皇岛 32-6 油田天然气组分

组分	秦皇岛32-6（V%）
N <sub>2</sub>	0.94
CO <sub>2</sub>	0.94
CH <sub>4</sub>	97.2
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	0.49
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.11
I-C <sub>4</sub>	0.17
N-C <sub>4</sub>	0.03
I-C <sub>5</sub>	1.01
N-C <sub>5</sub>	0.05
C <sub>6</sub> H <sub>14</sub>	0.06

### 2.1.4.4 调整井产能预测

#### （1）调整井投产前后 WHPH 平台产能预测

本次在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽建设调整井。调整井投产前后，WHPH 平台的配产方案见表 2.1-18。

#### （2）调整井投产前后全油田产能预测

由于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台产能最终将依托 FPSO 进行处理，因此对调整井投产前后全油田的产能进行对比，见表 2.1-19。

#### （3）调整井投产后 CEPI 平台和 FPSO 的油、气、水、液处理量预测

由于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台物流依托 CEPI 和 FPSO 进行处理，因此，对本次调

整井投产后进入 CEPI 平台和 FPSO 处理的油、气、水、液的产能进行预测，详见表 2.1-20。



表 2.1-18 调整井投产前后 WPHH 平台生产指标预测

时间 (年)	WPHH 平台现有工程产量								调整井投产后平台产量变化								调整井投产后 WPHH 平台总产量							
	日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )				日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )				日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )			
	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								
2029																								
2030																								

表 2.1-19 调整井投产前后全油田生产指标预测（包括秦皇岛 33-1 油田）

时间 (年)	全油田现有工程产量								8 口调整井产能预测增量								调整井投产后全油田总产量							
	日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )				日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )				日产量 (m <sup>3</sup> /d)				年产量 (10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> )			
	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液	油	水	气	液
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								
2029																								
2030																								

表 2.1-20 本次调整井投产后 CEPI 平台和 FPSO 油、气、水、液处理量预测

年份	最终进入 CEPI 平台处理产能				最终进入 CEPI 生产水处理系统处理的水量	CEPI 送去 FPSO 处理的水量（含水 50%的原油中的水量）	最终进入 FPSO 处理产能			
	日产量 (m <sup>3</sup> /d)									
	油	气	水	液	水	水	油	气	水	液
2020	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2029	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2030	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

### 2.1.4.5 建设方案

#### (1) 钻完井、开采方式及生活污水处理方式

本工程生产井开发方式为注水开发，采油方式是人工举升。本次 8 口调整井钻井施工采用 PDC（聚晶金刚石复合片钻头）和牙轮钻头。

本工程 8 口调整井钻完井施工期间生活污水依托施工船上的生活污水处理设施处理达标后排海。WHPH 平台适应性改造施工期间生活污水依托 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

表 2.1-21 本次 8 口调整井的钻完井方式

平台	井号	钻完井
WHPH	H21H、H22H、H23H、H24H、 H25H、H26H、H27H、H28H	钻井平台

#### (2) 油藏埋深和设计井深

秦皇岛 32-6 油田含油层系埋深 ██████████，本工程调整井设计井深为 1665~3237m。

#### (3) 钻井液的成分

本工程钻井液主要成分见表 2.1-22。

表 2.1-22 本工程钻井液体系

井段	钻井液体系	钻井液成分	密度(g/cm <sup>3</sup> )	PV (塑性粘度)	YP (动切力)
34"	海水膨润土浆	海水及膨润土	1.05	—	—
14-3/4"、 16"、30"	海水膨润土浆	海水及膨润土	1.05~1.10	—	—
12-1/4"	上部海水膨润土浆 下部改进型 PEC 钻井液体系	海水、膨润土、 NaCl、包被剂、提粘剂、提切剂	1.10~1.18	20~25	10~15
8-1/2"	EZFLOW 可逆弱凝胶体系	海水、KCL、提粘剂、提切剂	1.06~1.08	10~20	12~18
8-1/2" (H28H 井)	改进型 PEC 钻井液体系	海水、膨润土、 NaCl、包被剂、提粘剂、提切剂	1.14~1.18	20~25	10~15
6" (H28H 井)	EZFLOW 可逆弱凝胶体系	海水、KCL、提粘剂、提切剂	1.06~1.08	10~20	12~18

#### (4) 钻井、完井及固井工艺

①钻井工艺：井口采用单筒双井技术，钻井作业为：一开进行 34" 井眼钻进，下 33" +36" 隔水套管；二开进行 14-3/4" 井眼、16" 井眼或 16" 井眼扩至 30" 井眼钻进，下 13-3/8" 套管；三开进行 12-1/4" 井眼钻进，下 9-5/8" 套管；四开进行 8-1/2" 井眼钻进，下入 7" 尾管或裸眼完井；五开进行 6" 井眼钻进，裸眼完井。

②完井工艺：水平井采用裸眼完井。

③固井工艺：常压油井，水泥至少返到最上一个油层顶部以上 150m；隔水导管、表层套管固井，水泥至少应返到泥面；技术套管固井，水泥应返到上层套管鞋内不少于 100m。

④完井方式：

水平井裸眼砾石充填完井，主要作业步骤为：刮管洗井，下防砂管柱，砾石充填作业，下生产管柱，安装采油树。

#### （5）内挂井槽、新井隔水导管下入工艺

工程施工过程：陆地分组预制→运输至海上→甲板结构焊接→设备吊装安装→设备调试。

隔水导管采取钻下方式，钻 34" 井眼后下入 33" +36" 复合隔水管，并进行固井作业，隔水管壁厚为 1"；新井隔水管距离现在最近隔水管距离为 10.4m。本工程内挂井槽及隔水导管施工过程中现有平台上的生产正常进行。

#### （6）施工计划

本工程计划 2020 年 7 月开始施工，2020 年 8 月-2021 年 1 月逐步投产。H28H 为前期排液注水井，计划 2021 年转注。本工程施工计划见表 2.1-23。

表 2.1-23 本工程施工计划

节点	时间
计划施工时间	2020 年 7 月开始施工
计划投产时间	2020 年 8 月-2021 年 1 月逐步投产
H28H 计划转注时间	2021 年

#### （7）施工人数、施工天数和施工船舶数量

本工程施工作业人数、施工作业天数和施工船舶数量见表 2.1-24。

表 2.1-24 本工程施工人数、施工天数和施工船舶数量

工程内容	施工人员（人）	施工天数（天）	施工船舶数量（艘）
平台适应性改造	20	100	/
8 口调整井	120	145	1（钻井平台）
	15	145	1（拖轮）

#### 2.1.4.6 生产水回注情况

秦皇岛 32-6 油田各平台产生的含油生产水依托 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 上的含油生产水处理装置处理，含油生产水经处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放。目前秦皇岛 32-6 油田有注水井 93 口，生产水回注井 7 口。注水示意图见图 2.1-15。

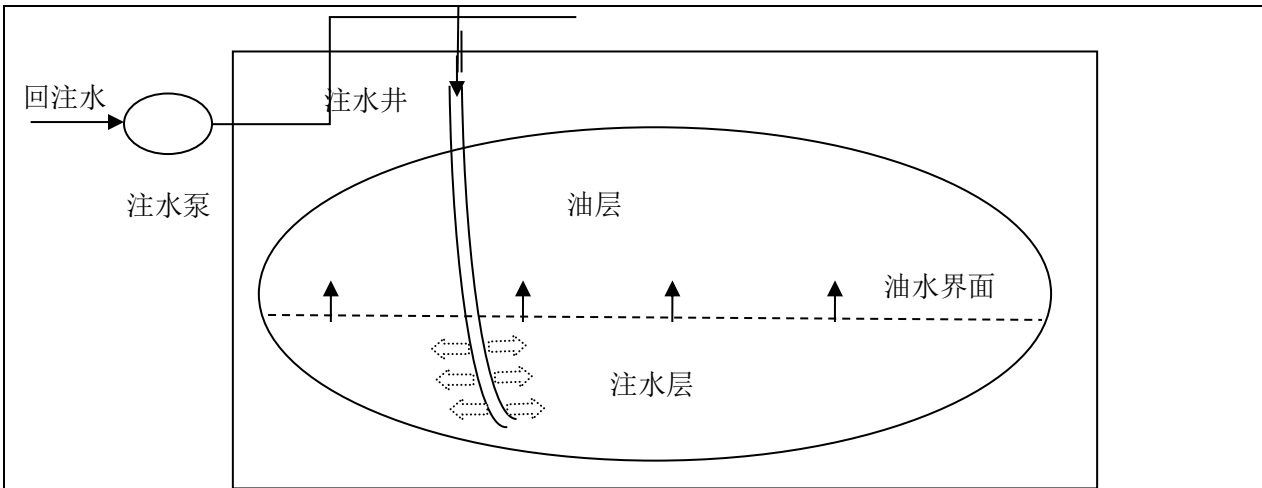


图 2.1-15 注水示意图

#### 2.1.4.7 本工程建成后工程变化对比

本工程建成前后工程变化情况对比结果见表 2.1-25。

表 2.1-25 秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程实施前后工程变化情况对比表

项目		调整前情况	调整后情况	是否发生变化
平台	WHPH	4 腿导管架结构	仍为 4 腿导管架结构，改造内容如下： ①上层甲板：在平台南侧新增 23500×3000mm 甲板，主要用于布置新增电气房间及新增井口； ②中层甲板：在平台南侧新增 3000×3000mm 甲板及 12500×3000mm 甲板，主要用于布置新增井口及 FM200 房间； ③下层甲板：在平台南侧新增 21500×3000mm 甲板，主要用于布置新增生产计量管汇 WHPH-X-1201 及新增井口。 原井口区西侧新增井口控制盘 WHPH-WCP-1002。	变化
管线	混输管线	WHPH→CEPI	利用原管线	与原环评一致
		CEPI→WHPA		
		WHPA→FPSO		
		CEPI→WHPD		
		WHPD→FPSO		
	注水管线	CEPI→WHPG		
		CEPI→WHPH		
		CEPI→WHPA		
		CEPI→WHPD		
		FPSO→WHPA		
		FPSO→WHPD		
		FPSO→WHPF		
		WHPA→WHPB		
		WHPD→WHPC		
		WHPF→WHPE		
工艺和公用系统	供水、供电、生产用水、注水、排水系统	利用原有工程装置	与原环评一致	

环保工程	CEPI和FPSO上的生产水处理设施 WHPH平台上的生活污水处理装置。	利用原有工程装置	与原环评一致
平台生产定员	WHPH: 30 人	WHPH: 30 人	与原环评一致
生产天数	358 天	358 天	与原环评一致

## 2.2 工程分析

### 2.2.1 原有污染物产生情况

#### (1) 废水

根据对油田的调查，废水主要包括生活区的生活污水；含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水等。

##### ①生活污水

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台现有（2019 年）生活污水产生量为 1160.7m<sup>3</sup>/a，经平台上的生活污水处理设施处理达标后排海，排放量为 1160.7m<sup>3</sup>/a。

##### ②正常工况含油生产水

目前，秦皇岛 32-6 油田现有工程含油生产水产生量为 [REDACTED]；经 CEPI、CEPJ 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后由注水泵增压后分别通过已有的注水管线回注，剩余部分在 FPSO 达标排放，2019 年 FPSO 生产水排放量为 [REDACTED]。

##### ③其他含油污水

包括甲板冲洗水、初期雨水等，经过开/闭式排放系统收集后，全部打回原油处理系统进行处理，不外排。

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台现有甲板冲洗水约为 150m<sup>3</sup>/a。

本工程所在的 WHPH 平台距离陆地最近的城市为唐山市，因此，初期雨水按唐山市暴雨公式进行估算。暴雨强度公式：

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

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），采用 30min。计算得工程区暴雨强度为 121.5 L/S·ha。

$$\text{雨水量公式：} Q = C \cdot F \cdot q$$

式中：Q—雨水量(L/S)；F—汇水面积（ha）；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，WHPH 平台上层甲板总面积约为 1224.75m<sup>2</sup>，经计算初期雨水量产生量 8m<sup>3</sup>/次。

初期雨水经开、闭系统收集后，全部打回原油处理系统进行处理，不外排。



## (2) 发电机废气

本工程依托的处理平台 CEPI 平台上设一座主电站，共 4 套 7600KW 的原油发电机组。根据原油组分，原油含硫量为 0.206%，原油发电机的主要污染物为 SO<sub>2</sub>。采用物料衡算法可以根据原油消耗速率计算出 SO<sub>2</sub> 的排放速率。根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，[REDACTED]，由此计算 CEPI 平台原油发电产生的废气量。计算结果见表 2.2-1。CEPI 平台 SO<sub>2</sub> 的排放速率为 20.4kg/h，175.5t/a。

表 2.2-1 SO<sub>2</sub> 排放速率核算

平台	4 套原油发电机组原油消耗速率		废气排放速率 (×10 <sup>4</sup> m <sup>3</sup> /h)	SO <sub>2</sub> 排放速率 (kg/h)	SO <sub>2</sub> 排放量 (t/a)
	(t/h)	(t/a)			
CEPI	4.958	42599	5.53	20.4	175.5

本工程依托的处理平台 CEPI 平台上设置 1 台燃气发电机组，功率为 2600KW，燃气消耗量约 2.48×10<sup>4</sup>Sm<sup>3</sup>/d (888×10<sup>4</sup>Sm<sup>3</sup>/a)，目前处于满负荷运行。

根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，[REDACTED]；由此计算 CEPI 平台由天然气发电产生的废气量最大为 33.8×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d。

由本工程天然气组分可知，所产天然气中无硫组分，因而采用天然气发电产生的主要污染物为氮氧化物。[REDACTED]，则 CEPI 平台由天然气发电产生的氮氧化物约为 46.4kg/d (即为 16.61t/a)，排放速率为 1.9kg/h。

## (3) 固体废弃物

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台现有工程固体废物污染源为平台生活区的生活垃圾和生产作业过程中产生的生产垃圾。

产生的生活垃圾主要为作业人员食品废弃物、食品包装物和厨余物等。秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台生活垃圾产生量为 42.8t/a (2019 年)，全部运回陆地进行处理。

产生的生产垃圾主要为废塑料桶、旧零件等。秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台产生的生产垃圾量为 23.5t/a (2019 年)，全部运回陆地委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理 (见附件 5)。

秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台现有工程污染源见表 2.2-2。

表 2.2-2 秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台现有工程污染源产排污一览表

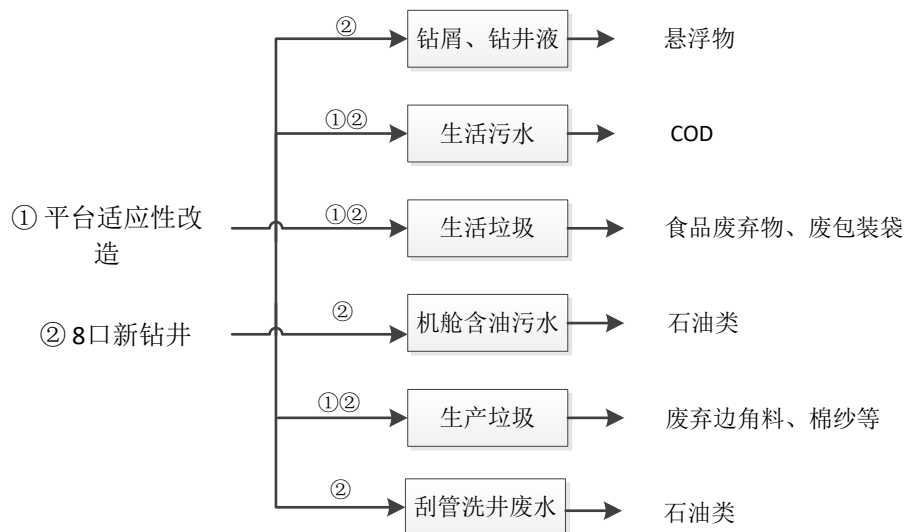
类别		污染物种类	现有工程污染物产生量	现有工程污染物排放量	处理方式及去向
生活污水 (m <sup>3</sup> /a)		COD	1160.7	1160.7	经平台上的生活污水 处理设施处理达标后 排海
含油污水 (m <sup>3</sup> /a)	正常工况含 油生产水	石油类	■	■	依托 CEPI、CEPJ 和 FPSO 上的生产水处理 设施处理达标后部分 回注地层，剩余部分 在 FPSO 达标排放。
固体废弃物 (t/a)		生活垃圾	42.8	0	运回陆上处理
		生产垃圾	23.5	0	运回陆上处理
其他含油 污水	初期雨水 (m <sup>3</sup> /次)	石油类	8.0	0	经开、闭排收集后， 全部打入原油处理系 统
	甲板冲洗水 (m <sup>3</sup> /a)		150	0	
CEPI 平台燃油发电机废 气 (t/a)		SO <sub>2</sub>	175.5	175.5	经排烟管排放
CEPI 平台燃气发电机废 气 (t/a)		NO <sub>x</sub>	16.61	16.61	

## 2.2.2 拟建工程污染源及污染防治措施

### 2.2.2.1 施工期污染源及污染防治措施

#### 1、排污节点

本工程排污主要表现在施工期，即工程的钻完井阶段，施工期排污节点如下：



#### 2、污染源及防治措施

##### (1) 钻屑

### ①源强核算

钻完井过程中产生的钻屑分为钻井油层水基钻井液钻屑（以下简称“油层段钻屑”）和非钻井油层水基钻井液钻屑（以下简称“非油层段钻屑”）两类。

根据建设单位提供的资料，本次 8 口调整井（不包括预留的 2 口井）施工期钻屑产生量约 2190m<sup>3</sup>，其中油层段钻屑产生量约为 130m<sup>3</sup>，非油层段钻屑产生量约为 2060m<sup>3</sup>。源强核算结果见表 2.2-3。

表 2.2-3 钻屑源强核算结果表

平台	油层段钻屑产生量 (m <sup>3</sup> )	非油层段钻屑产生量 (m <sup>3</sup> )	合计 (m <sup>3</sup> )	钻井 时间 (d)	非油层段钻屑 平均排放速率 (m <sup>3</sup> /d)
WHPH 平台	130	2060	2190	112	18.4

注：钻屑源强核算不包括预留的 2 口井。

### ②污染防治措施

本工程产生钻屑总量为 2190m<sup>3</sup>，施工期产生的油层段钻屑（130m<sup>3</sup>）采用岩屑箱回收，岩屑箱装满后再用拖轮运回码头，同时及时更换空岩屑回收箱到钻井平台备用。到码头后计划全部由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收处理/处置。非油层段钻屑（2060m<sup>3</sup>）在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

非油层段钻屑排放方式为随钻随排。排放位置在 WHPH 平台附近，平均排放速率约为 18.4 m<sup>3</sup>/d。

## （2）钻井液

### ①源强核算

钻完井过程中产生的钻井液分为钻井油层水基钻井液（以下简称“油层段钻井液”）和非钻井油层水基钻井液（以下简称“非油层段钻井液”）两类。本工程 8 口调整井（不包括预留的 2 口井）钻井阶段钻井液产生情况见表 2.2-4。钻井液源强核算时已考虑了消耗量。

表 2.2-4 钻井液源强核算结果表

平台	非油层段钻井液 (m <sup>3</sup> )	油层段钻井液 (m <sup>3</sup> )	合计 (m <sup>3</sup> )
WHPH	1150	480	1630

注：钻井液源强核算不包括预留的 2 口井。

### ②污染防治措施

本工程钻井采用水基钻井液。施工期间共产生钻井液量约为 1630m<sup>3</sup>，其中油层段钻井液 480m<sup>3</sup>，非油层段钻井液 1150m<sup>3</sup>。油层段钻井液平时储存在平台钻井液池里，回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用钻井液罐，由拖轮运回码头，到码头后计划交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收处理/处置，非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海，若不符合排放要求，将随油层段水基钻井液和钻屑一起运回陆上处理。

钻井液循环使用，其排放环节主要有 4 个：外排钻屑粘附、固井置换、提钻携带以及钻井结束后的一次性排放。排放位置在 WHPH 平台附近。

排海非油层段钻井液共为 1150m<sup>3</sup>，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<sup>3</sup>/h。

### （3）生产垃圾

本工程共实施调整井 8 口，[REDACTED]则本工程施工期产生生产垃圾为 4.0t，主要是剩余的工程废料、吸油毛毡和油抹布等。生产垃圾全部运回陆地交由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司进行处理（见附件 5）。

### （4）生活污水和生活垃圾

本工程施工作业天数和施工作业人数见表 2.1-24。本工程施工期产生的生活污水和生活垃圾见表 2.2-5。

[REDACTED TABLE]

表 2.2-5 生活污水和生活垃圾核算结果表

工程	工期 (天)	人数 (人)	污染物名称	产生负荷	产生量	排放量	处理方式
8 口调整井	145	120	生活污水	[REDACTED]	2784m <sup>3</sup>	2784m <sup>3</sup>	依托施工船上的生活污水处理设施处理达标后排海。
	145	15			348m <sup>3</sup>	348m <sup>3</sup>	
平台适应性改造	100	20		[REDACTED]	440m <sup>3</sup>	440m <sup>3</sup>	依托 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。
生活污水合计					3572 m <sup>3</sup>	3572 m <sup>3</sup>	
8 口调整井	145	120	生活垃圾	[REDACTED]	26.1 t	0 t	运回陆上处理。
	145	15			3.3 t	0 t	
平台适应性改造	100	20		3 t	0 t		
生活垃圾合计					32.4t	0 t	

**(5) 刮管洗井废水**

本工程 8 口调整井采用处理达标的生产水进行刮管洗井，洗井作业产生的废水主要污染物为石油类，[REDACTED] 则共产生洗井废水 960m<sup>3</sup>；产生的洗井废水经海底管线进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。

**(6) 船舶机舱含油污水**

本工程海上施工船舶数量为 2 艘（1 艘拖轮和 1 艘钻井平台），施工时使用的施工船会有船舶机舱含油污水产生，[REDACTED] 则施工期产生量约为 145m<sup>3</sup>（见表 2.2-6），运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司进行处理。

表 2.2-6 施工期船舶机舱含油污水核算表

平台	施工天数	施工船数	船舶机舱含油污水产生量 (m <sup>3</sup> )
WHPH	145	2	145

**(7) 噪声**

工程内挂井槽安装、钻完井等过程中产生的噪声不会超过 60~90dB(A)，由于在海上工作远离居民点，其影响可以忽略。

**(8) 大气污染**

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

**(9) 悬浮物**

本工程利用内挂井槽实施 8 口新井，新井隔水导管在下入过程中会产生少量的悬浮

物，其排放期很短，影响范围有限，且可以在短时间内自然消散。

(10) 施工期污染物排放及污染防治措施汇总

表 2.2-7 施工期污染物产生量汇总表

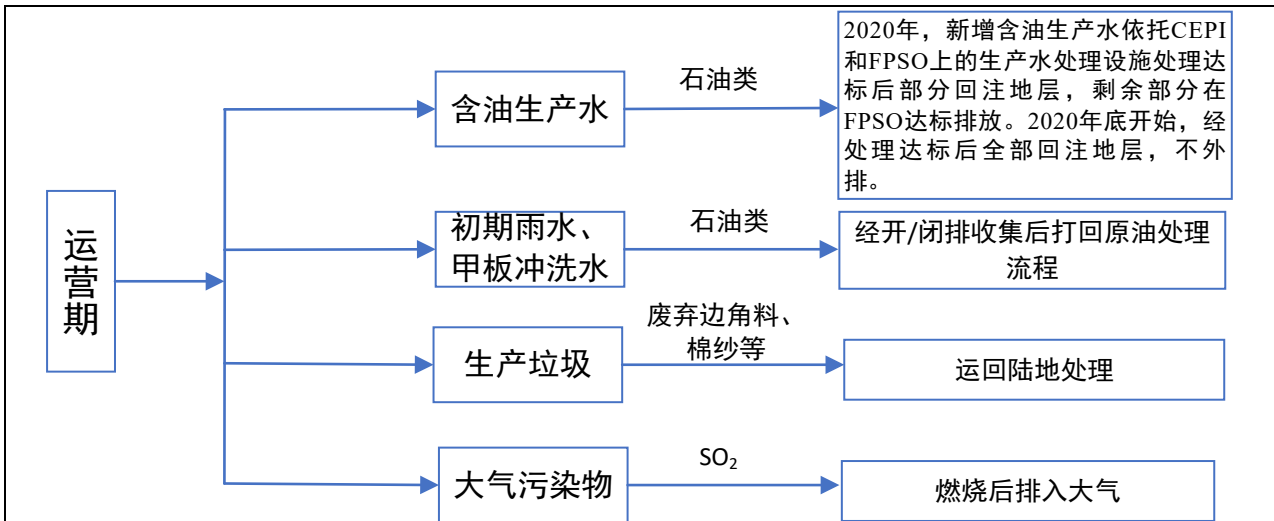
施工环节	污染物名称	产生量	处理方式
钻完井	油层段钻屑	130m <sup>3</sup>	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收处理。
	油层段钻井液	480m <sup>3</sup>	
	非油层段钻屑	2060m <sup>3</sup>	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)一级标准的要求后排海。
	非油层段钻井液	1150m <sup>3</sup>	
	刮管洗井废水	960m <sup>3</sup>	进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。
	船舶机舱含油污水	145m <sup>3</sup>	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司进行处理。
钻完井、平台适应性改造	生活污水	3572m <sup>3</sup>	依托施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。
	生产垃圾	4.0t	运回陆地进行处理。
	生活垃圾	32.4t	
新井隔水导管施工	悬浮物	少量	自然消散回填。

本工程施工期污染物为钻屑、钻井液、生活污水、生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水和刮管洗井废水。其中，非油层段钻屑钻井液排海，其生物毒性容许值达到《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)中一级标准的要求后方可排海。油层段钻屑钻井液、船舶机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地处理/处置；生活污水的主要污染因子为 COD，其产生量较小，经施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理装置处理达标后排海；刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。新井隔水导管施工过程中产生的少量悬浮物自然消散回填。

2.2.2.2 运营期污染源及污染防治措施

1、排污节点

本工程运营期排污节点如下：



## 2、正常工况污染物

### (1) 废水

#### ①生活污水

本工程实施后秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台不增加工作定员，故不增加生活污水产生量。

#### ②含油生产水

本工程投产后新增含油生产水最大量为 [REDACTED]。2020 年，本工程新增含油生产水依托 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理后达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放；生产水排放位置在 FPSO 附近，排放方式为连续排放。2020 年底开始，新增含油生产水依托 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理后达标后全部回注地层，不外排。

#### ③其他含油废水

本工程对 WHPH 平台进行平台扩展建设，平台上、中、下层甲板均进行了外扩。运营期 WHPH 平台初期雨水增量约为 0.46m<sup>3</sup>/次；甲板冲洗废水产生增量约为 9m<sup>3</sup>/a，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统，不外排。

本工程所在的 WHPH 平台距离陆地最近的城市为唐山市，因此，初期雨水按唐山市暴雨公式进行估算。暴雨强度公式：

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

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)，采用 30min。计算得工程区暴雨强度为 121.5 L/S·ha。

雨水量公式： $Q=C \cdot F \cdot q$

式中：Q—雨水量(L/S)；F—汇水面积 (ha)；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，WHPH 平台上层甲板新增总面积为 70.5m<sup>2</sup>，因此本工程新增初期雨水量为 0.46m<sup>3</sup>/次，全部打回原油处理系统进行处理，不外排。

### (2) 发电机废气

本工程投产后，CEPI 平台上的 4 套原油发电机组原油消耗速率增加 0.5t/h；根据原油组分，原油含硫量为 0.206%，因此，本次调整井投产后，CEPI 平台上原油发电机主要污染物 SO<sub>2</sub> 增量为 17.7t/a。

本工程投产后，CEPI 平台上的燃气发电机组燃气消耗量不增加，因此，燃气发电机组产生的氮氧化物不增加。

### (3) 固体废物

固体废物主要为生产作业过程中产生的生产垃圾，XXXXXXXXXX。本工程包括 8 口新增调整井，运营期新增生产垃圾 8.0t/a。本工程新增生产垃圾全部运回陆地计划委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理（详见附件 5）。

本工程投产后秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台不增加生产定员，故运营期不增加生活垃圾产生量。

本工程投产后污染物产生情况见表 2.2-8。

表 2.2-8 正常工况下调整井运营期新增污染物汇总表

类别		污染因子	本工程新增产生量	本工程新增排放量	排放方式
生活污水 (m <sup>3</sup> /a)		COD	0	0	经 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
含油生产水 (m <sup>3</sup> /a)		石油类	<span style="background-color: black; color: black;">XXXXXX</span>	不超过原环评批复的总量控制指标。	2020 年，依托 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底开始，含油生产水经处理后达标后全部回注地层，不外排。
其他含油废水	初期雨水 (m <sup>3</sup> /次)	石油类	+0.46	0	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m <sup>3</sup> /a)		+9	0	
固体废物 (t/a)	生活垃圾	/	0	0	运回陆上处理
	生产垃圾	/	+8.0	0	



CEPI 平台燃油发电机废气 (t/a)	SO <sub>2</sub>	+17.7	+17.7	燃烧后排入大气
CEPI 平台燃气发电机废气 (t/a)	NO <sub>x</sub>	0	0	

### 3、非正常工况下污染物

非正常工况下关井停产，含油生产水打循环处理，不排放。

#### 2.2.2.3 依托工程可行性分析

##### (1) 油气水液处理可行性分析

本工程实施后主要依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 上的油、气、水、液处理系统。依托工程油气水液处理能力分析见表 2.2-9。

**表 2.2-9a 本工程投产后秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台水液处理能力分析**

项目	CEPI 处理能力	调整井投产后进入 CEPI 处理的产能 (最大)	是否可行
生产水处理系统, m <sup>3</sup> /d	48000		可行
液处理系统, m <sup>3</sup> /d	64605.1		可行

**表 2.2-9b 本工程投产后秦皇岛 32-6 油田 FPSO 油气水液处理能力分析**

项目	FPSO 设计处理能力	调整井投产后进入 FPSO 处理的产能 (最大)	是否可行
原油处理系统, m <sup>3</sup> /d	14064		可行
生产水处理系统, m <sup>3</sup> /d	40800		可行
天然气处理系统, Sm <sup>3</sup> /d	245040		可行
液处理系统, m <sup>3</sup> /d	37000		可行

通过表 2.2-9 可知，秦皇岛 32-6 油田 CEPI 的生产水和液处理系统的处理能力及 FPSO 的油、气、水、液的设计处理能力大于本工程投产后进入秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 进行处理的最大产能，工程依托可行。

##### (2) 生产水回注可行性分析

###### ①注采平衡分析

秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 和 FPSO 工艺处理过程中分出的生产水经处理达标后回注至秦皇岛 32-6 油田 WHPA~WHPH、CEPI 和 CEPJ 平台，生产水回注后剩余水量在 FPSO 达标排放。本工程实施后，各平台注水井的回注水量见表 2.2-10a。

全油田水量平衡见表 2.2-10b 和表 2.2-10c。由表中可以看出：

1、CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 上的回注设施的设计回注能力，大于本工程投产后 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 的最大注水量，回注设施依托可行。

2、本工程投产后，2020 年，全油田生产水回注总量小于油田生产水产生总量，剩余

生产水在 FPSO 达标排放，排放速率为 [REDACTED]，超过了上一个报告表《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》中预测的排放量 [REDACTED]，但小于原环评报告书《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》批复的最高允许排放速率  $11500\text{m}^3/\text{d}$ ；排放总量为 [REDACTED]，小于批复的年排放总量  $397\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。2020 年底开始，秦皇岛 32-6 油田生产水排放量为  $0\text{m}^3/\text{d}$ 。因此，注水工程可行。

表 2.2-10a 秦皇岛 32-6 油田注采平衡预测表——各平台注水量

年份	WHPA	WHPB	WHPC	WHPD	WHPE	WHPF	WHPG	WHPH	CEPI	CEPJ	合计
	m <sup>3</sup> /d										
2020											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025											
2026											
2027											
2028											
2029											
2030											

表 2.2-10b 秦皇岛 32-6 油田注采平衡预测表

年份	CEPI 平台处理达标生产水量 (CEPI 平台回注至各平台的生产水注水量, A)	CEPJ 平台处理达标生产水量 (CEPJ 平台回注至各平台的生产水注水量, B)	FPSO 回注至各平台的生产水注水量 (C)	生产水注水总量 (D)	FPSO 处理达标的生产水总量 (E)	本工程投产后 FPSO 处理达标的生产水排放量 (F)	CEPI 回注设施的设计回注能力	CEPJ 回注设施的设计回注能力	FPSO 回注设施的设计回注能力	依托的回注设施是否可行
	m <sup>3</sup> /d									
2020										
2021										
2022										
2023										
2024										
2025							48000	54000	40800	可行
2026										
2027										
2028										
2029										
2030										

注：①CEPI 平台回注至各平台的生产水注水量 (A) +CEPJ 平台回注至各平台的生产水注水量 (B) +FPSO 回注至各平台的生产水注水量 (C) = 生产水回注总

量 (D) ;

②FPSO 回注至各平台的生产水注水量 (C) +本次调整井投产后 FPSO 处理达标的生产水排放量 (F) =FPSO 处理达标的生产水总量 (E)。

**表 2.2-10c 秦皇岛 32-6 油田注采平衡预测表**

年份	生产水回注总量	生产水总量	本工程投产后 FPSO 处理达标的生产水排放量	本工程投产前 FPSO 处理达标的生产水预测排放量	生产水回用率 (%)	最高允许排放速率	是否可行
m <sup>3</sup> /d							
2020					92.3	11500	可行
2021					100		
2022							
2023							
2024							
2025							
2026							
2027							
2028							
2029							
2030							

注：本工程投产前 FPSO 处理达标的生产水预测排放量引自己批复的《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》。

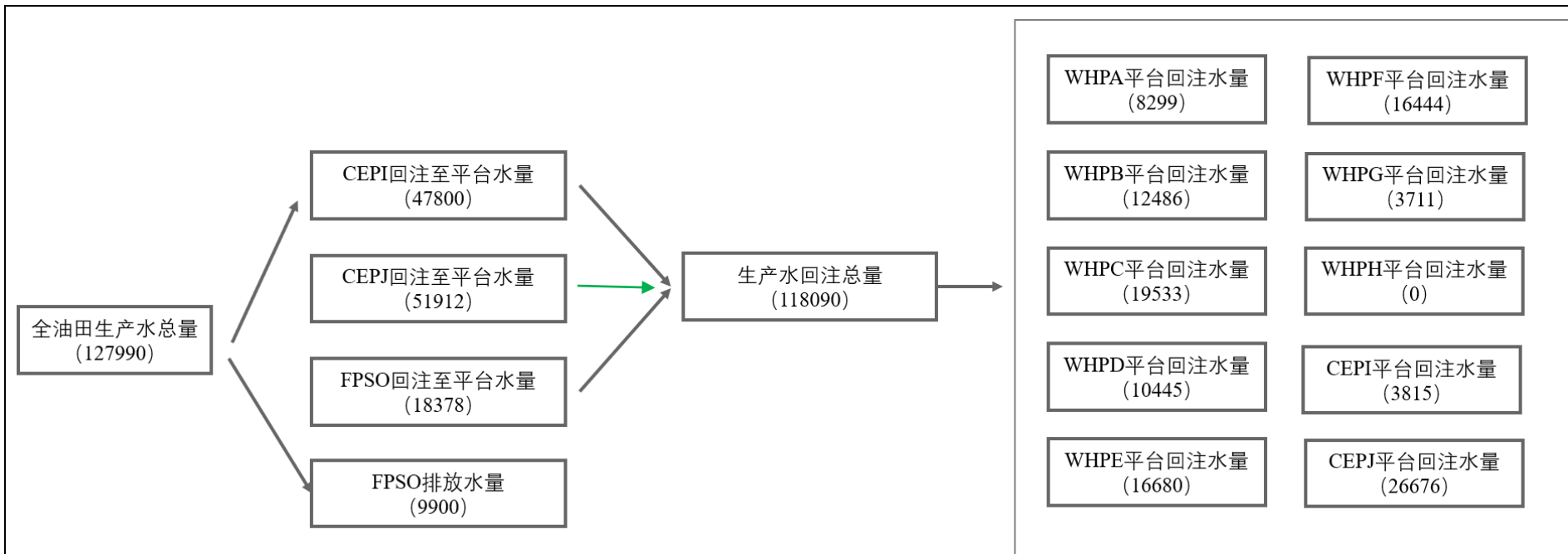


图 2.2-1 秦皇岛 32-6 油田典型年份注采平衡图 (2020 年, 单位 m³/d)

②回注水质达标分析

根据秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 处理达标的回注水水质监测数据（见表 2.1-9~表 2.1-10）可知：回注水石油类含量 $\leq 50\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》（SY/T5329-2012）中的石油类 $\leq 50\text{mg/L}$  的标准要求。

(3) 固体废弃物依托处理可行性分析

本工程施工期产生的油层段钻屑和油层段钻井液计划委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收/处置。相关委托处理协议见附件 5。

(4) 施工期生活污水依托处理可行性分析

本工程调整井钻完井施工期产生的生活污水依托施工船上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托处理可行性分析见表 2.2-11。由表中可以看出：施工船上生活污水处理设施的处理能力可以满足生活污水处理的需求，依托可行。

本次 WHPH 平台适应性改造产生的生活污水依托 WHPH 平台上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托处理可行性分析见表 2.2-12。由表中可以看出：WHPH 平台生活污水处理设施的处理能力，可以满足生活污水处理的需求，依托可行。

**表 2.2-11 本工程钻完井期间生活污水依托处理可行性分析**

施工船	施工船生活污水处理设施处理能力（人）	施工人员（人）	是否可行
钻井平台	120	120	可行
拖轮	40	15	可行

**表 2.2-12 本次施工期 WHPH 平台适应性改造工程生活污水依托处理可行性分析**

平台	平台常驻人员（人）	施工人员（人）	施工期间平台总人数（人）	施工期间平台生活污水最大产生量（m <sup>3</sup> /d）	平台生活污水处理设施处理能力（m <sup>3</sup> /d）	是否可行
WHPH	7	20	27	5.94	7.7	可行

(5) 管线依托可行性分析

从表 2.2-13 可以看出，本工程实施后依托的混输管道、注水管道的实际最大输送压力和输送温度未超出最大允许操作压力和最大允许操作温度，因此，依托的混输管线、注水管线可以满足要求。

**表 2.2-13 本工程实施后混输海管及注水海管校核**

序号	依托设施	最大允许操作压力（kPaA）	最大允许操作温度（℃）	本工程投产后实际最大输送压力（kPaA）	本工程投产后实际最大输送温度（℃）
1	WHPH→CEPI	■	■	1522	63.2
2	CEPI→WHPA	■	■	1282	62.9
3	WHPA→FPSO	■	■	852	62
4	CEPI→WHPD	■	■	1063	64

5		WHPD→FPSO	■	■	819	62
6	注水 海管	CEPI→WHPG	■	■	1346	64
7		CEPI→WHPH	■	■	1783	65.4
8		CEPI→WHPA	■	■	9741	66
9		CEPI→WHPD	■	■	9816	66
10		FPSO→WHPA	■	■	1235	66
11		FPSO→WHPD	■	■	1247	66
12		FPSO→WHPF	■	■	1200	65
13		WHPA→WHPB	■	■	845	65
14		WHPD→WHPC	■	■	600	65.7
15		WHPF→WHPE	■	■	910	62

(6) 依托设施寿命校核

本工程依托的平台和管道设计寿命可行性分析见表 2.2-14。根据下表可知：本工程依托的海上设施，均未超过设计年限。建议所依托的平台和管道在达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

检测主要内容包括但不限于：埋设与冲刷状况、裂纹检查、机械损伤、内外腐蚀状况、壁厚测量、海生物附着状况、保护电位、阳极状况及发出电流等，以保证平台和管道在寿命延长期内的使用安全。

其中，依托的 WHPD→FPSO、WHPA→FPSO 共计 2 条混输管道和 FPSO→WHPA、WHPA→WHPB、FPSO→WHPD、WHPD→WHPC、FPSO→WHPF、WHPF→WHPE 共计 6 条注水管道将于 2021 年达到设计寿命，目前，建设单位正在开展延寿评估，已经编制了相关延寿评估报告（见附件 9）。

表 2.2-14 海上依托设施寿命可行性分析

依托设施		投产时间	设计寿命 (年)	运行时间 (年)	是否超设计期服役
平台	WHPH 平台	2014 年	25	6	否
	CEPI 平台	2014 年	25	6	
混输管道	WHPH→CEPI	2014 年	25	6	
	CEPI→WHPA	2014 年	25	6	
	CEPI→WHPD	2014 年	25	6	
	WHPD→FPSO	2001 年	20	19	
	WHPA→FPSO	2001 年	20	19	
注水管道	FPSO→WHPA	2001 年	20	19	
	WHPA→WHPB	2001 年	20	19	
	FPSO→WHPD	2001 年	20	19	
	WHPD→WHPC	2001 年	20	19	
	FPSO→WHPF	2001 年	20	19	

	WHPF→WHPE	2001年	20	19	
	CEPI→WHPG	2014年	25	6	
	CEPI→WHPH	2014年	25	6	
	CEPI→WHPA	2014年	25	6	
	CEPI→WHPD	2014年	25	6	
	FPSO	2001年	25	19	

#### 2.2.2.4 本工程实施前后污染物排放量对比

生产阶段本工程生产设施及污染物处理主要依托原有工程的现有设施。本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台上，对工程投产前后秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台生活污水、其他含油污水、生活垃圾、生产垃圾，以及依托的 CEPI 平台上的发电机废气的产生情况进行对比，见表 2.2-15。

本工程投产后，全油田处理达标的含油生产水排放情况对比见表 2.2-16。

**表 2.2-15 本工程投产前后秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台污染物产生情况对比**

类别		污染因子	现状	本工程新增	本工程建设后总量	与现状相比增减量	处理方式及去向
生活污水 (m <sup>3</sup> /a)		COD	1160.7 (2019年)	0	1160.7	+0	经 WHPH 平台上的生活污水装置处理达标后排海
其他含油污水	初期雨水 (m <sup>3</sup> /次)	石油类	8.0	+0.46	8.46	+0.46	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m <sup>3</sup> /a)		150	+9	159	+9	
固体废物 (t/a)	生活垃圾	/	42.8 (2019年)	0	42.8	+0	运回陆地进行处理
	生产垃圾	/	23.5 (2019年)	+8.0	31.5	+8.0	
CEPI 燃油发电机废气 (t/a)		SO <sub>2</sub>	175.5	+17.7	193.2	+17.7	燃烧后排入大气
CEPI 燃气发电机废气 (t/a)		NO <sub>x</sub>	16.61	0	16.61	+0	

**表 2.2-16 本工程投产前后秦皇岛 32-6 油田生产水排放情况对比**

类别	污染因子	现状排放量	本工程投产后排放量	与现状相比增减量	处理方式及去向
含油生产水 (m <sup>3</sup> /a)	石油类	■	■	■	2020 年，生产水经处理达标后部分回注，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。
		■	■	■	



## 3 污染与非污染要素分析

### 3.1 施工期污染与非污染损害要素分析

- (1) 施工期处理达标的生活污水排放对海水水质、海洋生态环境产生的影响；
- (2) 钻完井期间井喷溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近的生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场等环境敏感目标的潜在影响；
- (3) 施工期非油层段钻井液、非油层段钻屑排放对工程周围海水水质、海洋生态、沉积物、底栖生物及敏感目标产生影响；
- (4) 施工期产生的油层段钻屑、油层段钻井液、船舱机舱含油污水、生活垃圾和生产垃圾全部运回陆地进行处理，因此对工程周围海水水质、海洋生态环境、沉积物、底栖生物以及敏感目标无影响。

### 3.2 运行期污染与非污染损害要素分析

- (1) 秦皇岛 32-6 油田 WPH 平台所有生产物流均输送至 CEPI 和 FPSO 上进行处理，经处理合格的生产水由注水泵增压后分别回注各平台，剩余部分在 FPSO 达标排放。由于 2020 年处理达标的生产水排放速率和排放量均未超过原环评报告书批复量，且 2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，FPSO 生产水排放量为 0；因此对海洋环境影响不超过原环评报告；
- (2) 运营期生活污水和生活垃圾产生量不增加，环境影响不变；
- (3) 生活垃圾和生产垃圾运回陆地进行处理，尽量减小对环境的影响；
- (4) 采油过程中非正常（事故）溢油对海水水质、海洋生态环境及工程附近生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场、索饵场等环境敏感目标的潜在影响。

### 3.3 环境影响因子的筛选与判别

通过对本工程污染与非污染要素的分析，本工程环境影响因素分析见表 3.3-1，主要影响要素为钻井期间非油层段钻井液钻屑排放和溢油事故。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

阶段	类别	污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	非油层段钻屑	SS	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008)一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》(GB18420-2009)一级标准的要求后排海	底栖生物、海水水质、沉积物、海洋生态环境	小
	非油层段钻井液	SS			小
	油层段钻井液钻屑	石油类	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	刮管洗井废水	石油类	进入 FPSO 含油污水处理系统进行处理合格后一部分回注地层, 剩余部分达标排放	海水水质、海洋生态环境	小
	船舶机舱含油污水	石油类	运回陆地处理	/	/
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故(钻完井)	生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场索饵场等环境敏感目标; 海水水质、海洋生态环境	严重
	新井隔水导管施工产生的悬浮物	SS	自然消散回填	海水水质、海洋生态环境	小
生产阶段	含油生产水	石油类	2020 年, 生产水经处理达标后部分回注地层, 剩余部分在 FPSO 达标排放。2020 年底开始, 全部回注地层, 不外排。	海水水质、海洋生态环境	小
	生活污水	COD	处理达标后排海	海水水质、海洋生态环境	小
	生活垃圾	/	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	/	运回陆上处理	/	/
	溢油事故产生的油类	石油类	溢油事故(采油)	生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区及产卵场索饵场等环境敏感目标; 海水水质、海洋生态环境	严重

## 4 环境现状分析

### 4.1 自然环境概况

#### 4.1.1 海洋环境概况

气候气象、水文条件、地形地貌与地质资料引用《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后评价报告书》（备案稿，2016 年）中的相关内容。

##### 4.1.1.1 气候气象

秦皇岛 32-6 油田所在海域地处中高纬度，有明显的季风气候特征，冬寒夏暖，四季分明，季节变化与季风进退相呼应。

###### (1) 气温

秦皇岛 32-6 油田海域最高气温为 33.5℃，最低气温为-14.5℃，平均气温约为 10.1℃。

###### (2) 降水和湿度

秦皇岛 32-6 油田海域 6~8 月为雨季，全年的降水量一半集中在这段时间，年降雨量为 680mm 左右，年平均相对湿度 64%。

###### (3) 风况

秦皇岛 32-6 油田海域每年 10 月至翌年 3 月，受冬季季风的控制，盛行 NE 向风，夏季季风在 7 月份到达本海区，届时海面上盛行 SW 向风和 SSW 向风。该海域的常风向为 SW 向，次常风向为 SSW 向。

##### 4.1.1.2 水文条件

秦皇岛 32-6 油田海域水深约为 20m，表层最低水温-1.5℃，表层最高水温 28.2℃，平均盐度约为 31.5‰。

###### (1) 波浪

渤海的波浪以风浪为主。秦皇岛 32-6 油田海域，在西北方向上风区短，东北方向上的风区最长达 300 km，其次是西南方向，风区分别约 180 km，因此在以上两个方向可能形成较大的风浪。秦皇岛 32-6 油田海域的涌浪主要由辽东湾或渤海南部海域的波浪传播至此。

由于渤海的风具有季节性变化特点，风浪亦具有季节性变化的特性。即从 10 月至翌年 3 月份的冬半年，盛行偏 N 大风，偏 N 向风浪较大，平均波高在 0.8~1.2m 之间，一般在 6 级大风连续作用 6 小时以上可形成 2.5m 以上的大浪。在夏季 6、7、8 三月份，风速较小，风浪也相对较小，平均波高在 0.4~0.8m 之间。在 3~4 月份、9~10 月份为过渡季节。该海域

的波浪玫瑰图见图 4.1-1，从图中可以看出，该海域的常浪向为 SW 向，次常浪向为 ENE 向。

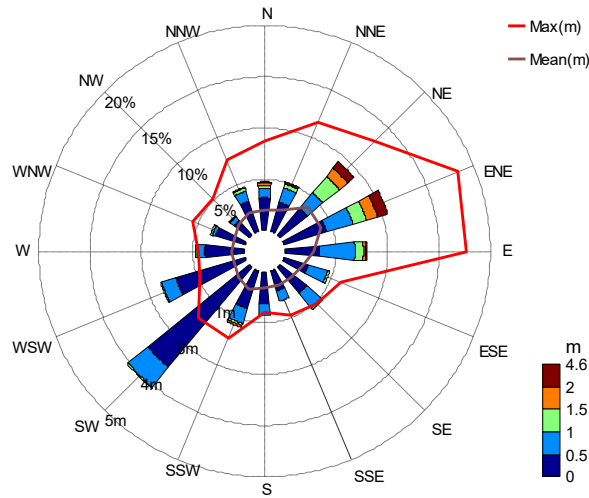


图 4.1-1 秦皇岛 32-6 油田海域波浪玫瑰图

(2) 潮汐

2012 年 1~2 月，在秦皇岛 32-6 平台海域做了潮位观测，并对观测数据进行了分析（结果见表 4.1-1），根据公式  $F = (H_{K1} + H_{O1}) / H_{M2}$  计算该海区的潮汐性质指数为 1.70，从而说明该海域的潮汐性质为不正规半日潮。

此外根据调和结果推算该海域的特征潮位，结果见表 4.1-2，根据计算结果，秦皇岛 32-6 海域的最高天文潮位于海图基准面以上 2.01m，最低天文潮位于海图基准面以下 0.28m，见图 4.1-2。

该海区 50 年一遇高水位可达 1.70m（相对平均海平面），50 年一遇低水位可达 -2.04m（相对平均海平面）。

表 4.1-1 秦皇岛 32-6 海域潮汐主要调和常数

分潮	H(cm)	G(deg)	分潮	H(cm)	G(deg)
M2	31.14	12.0	N <sub>2</sub>	4.76	331.9
S2	9.00	86.8	K <sub>2</sub>	3.09	92.8
O1	19.47	74.8	M <sub>4</sub>	1.03	267.8
K1	24.85	128.8	MS <sub>4</sub>	0.59	342.6

表 4.1-2 秦皇岛 32-6 海域特征潮位参数

特征潮位	相对于平均海面的高度 (m)
最高天文潮位	2.01
平均海平面	1.14
最低天文潮位	-0.28

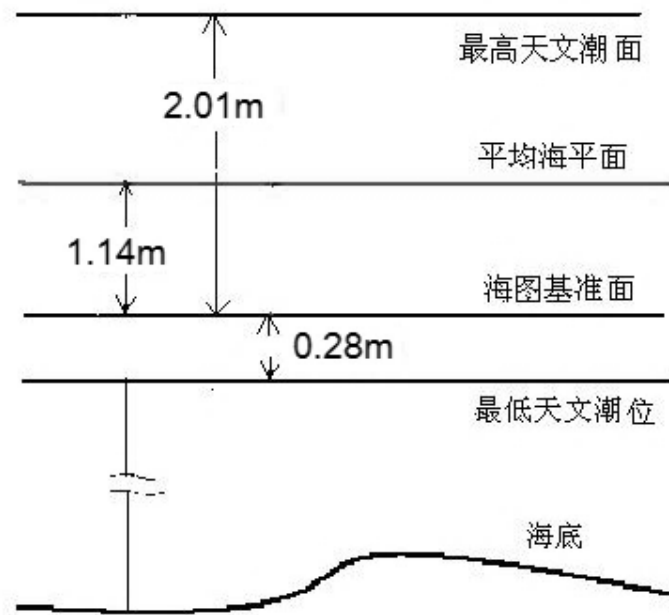


图 4.1-2 秦皇岛 32-6 油田海域特征水位示意图

### (3) 海流

青岛环海海洋工程勘察研究院于 2015 年 11 月 11 日~12 日在油田海域布设了 1 个站位，进行了海流周日连续观测。观测采样间隔为 1h，使用声学多普勒海流剖面仪进行观测。资料的整理、分析按照规范的相关要求进行。站位坐标为 39° 00'12.23"N，119°12'35.98"E。调查结果表明：

①观测海区海流以潮流为主，潮流性质属不正规半日潮流。

②各层涨落潮流大致集中在 ENE 向和 WSW 向上。各层涨潮流的平均流速在 33.4~37.5cm/s 之间，落潮流平均流速在 31.8~34.1cm/s 之间。

③调查海区潮流为不正规半日潮流。海区潮流运动特征为以往复流为主，旋转为辅。其主流方向大致为 ENE—WSW。潮流的最大可能流速中层最大，最大值为 101.4cm/s；最大流速都在涨、落潮流的主流方向。

### (4) 海冰

秦皇岛 32-6 油田海域距离岸线近，冬季受沿岸海冰和辽东湾、渤海湾流冰的影响。平均初冰日出现于 1 月上旬，终冰日出现于 2 月中旬。小凌河口至秦皇岛，1 至 2 月间有固定冰，宽度在 2km 以内，冰厚 20~40cm。秦皇岛以南至滦河口附近，冰情较轻，固定冰于 1 月中旬至 2 月下旬出现，宽度在 0.5km 以内，冰厚 10~30cm。

#### 4.1.1.3 地形地貌与地质

根据秦皇岛 32-6 油田的物探调查资料显示，秦皇岛 32-6 油田周边海底面比较平缓，

水深变化较小。全区水深变化范围为 18.8m-20.9m，水深最深的区域位于 WHPD 平台东南部，水深最浅的区域位于 CEPJ 平台位置西部，全区水深呈现由西往东逐渐加深趋势。海底底质为非常软的粉质粘土，土质均匀。

#### 4.1.1.4 地震

秦皇岛 32-6 油田海域位于华北地震区的河北平原地震带和郟庐地震带内。区域地震活动的空间分布是不均匀的，具有成带和集群分布的特点，现代地震活动具有继承性。河北平原地震带未来百年内地震活动将处于应变能剩余释放阶段，还可能发生 7 级以下地震。郟庐地震带未来百年内地震活动处于活动阶段的后期，存在发生 7 级地震的可能。

油田区域基本地震裂度为 7~8 度。

#### 4.1.1.5 油田海管检测与路由冲淤

2014 年 9 月至 2014 年 10 月，深圳中海油服深水技术有限公司采用单波束水深测量、侧扫声纳地貌测量、管线地层剖面测量、磁力探测等多种先进的物探调查手段，对秦皇岛 32-6 油田群多条海底管道进行了物探调查。2014 年 10 月 29 日至 2014 年 11 月 1 日和 2015 年 4 月 30 日至 2015 年 5 月 23 日，完成 8 座平台的海管立管、护管及近平台段潜水探摸调查。以下内容引自《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程项目海底管缆后调查项目完工报告》。

##### (1) CEPI 至 WHPA 混输管线和输水管线路由段

##### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用（示意图见图 4.1-3）。

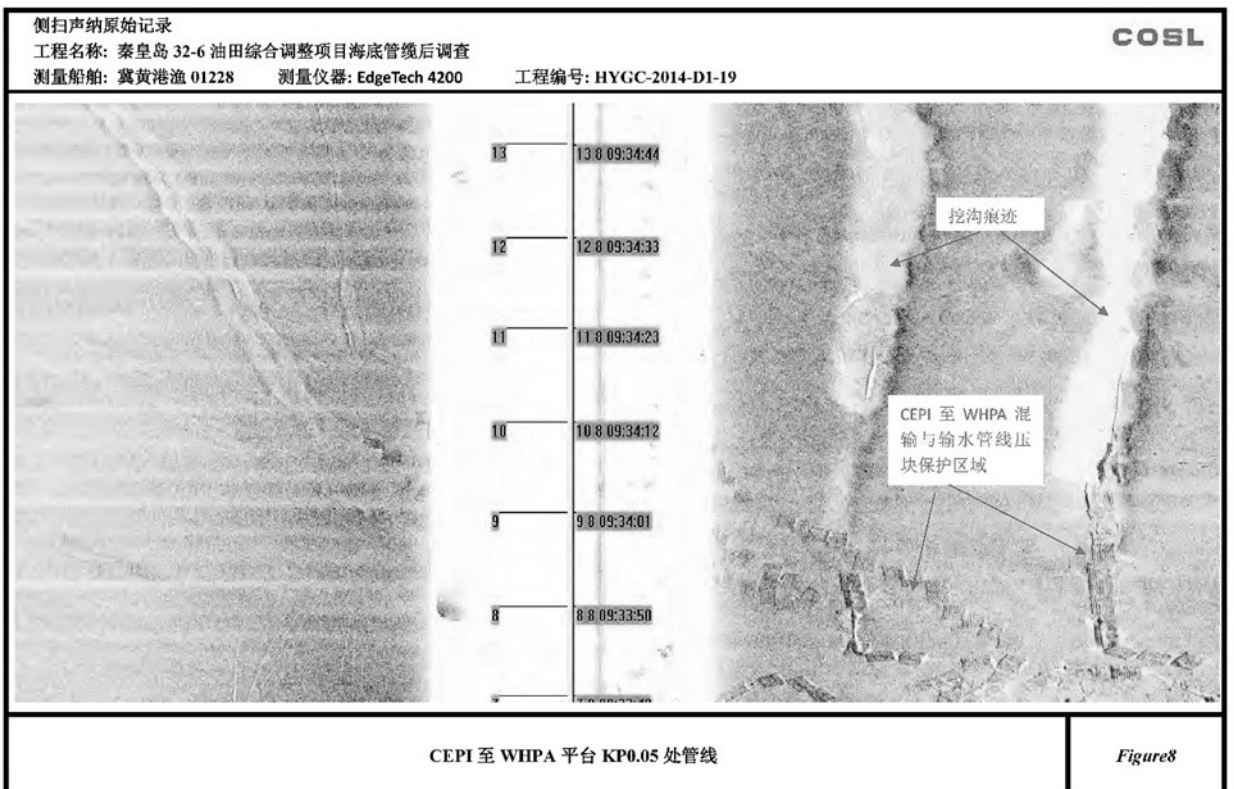
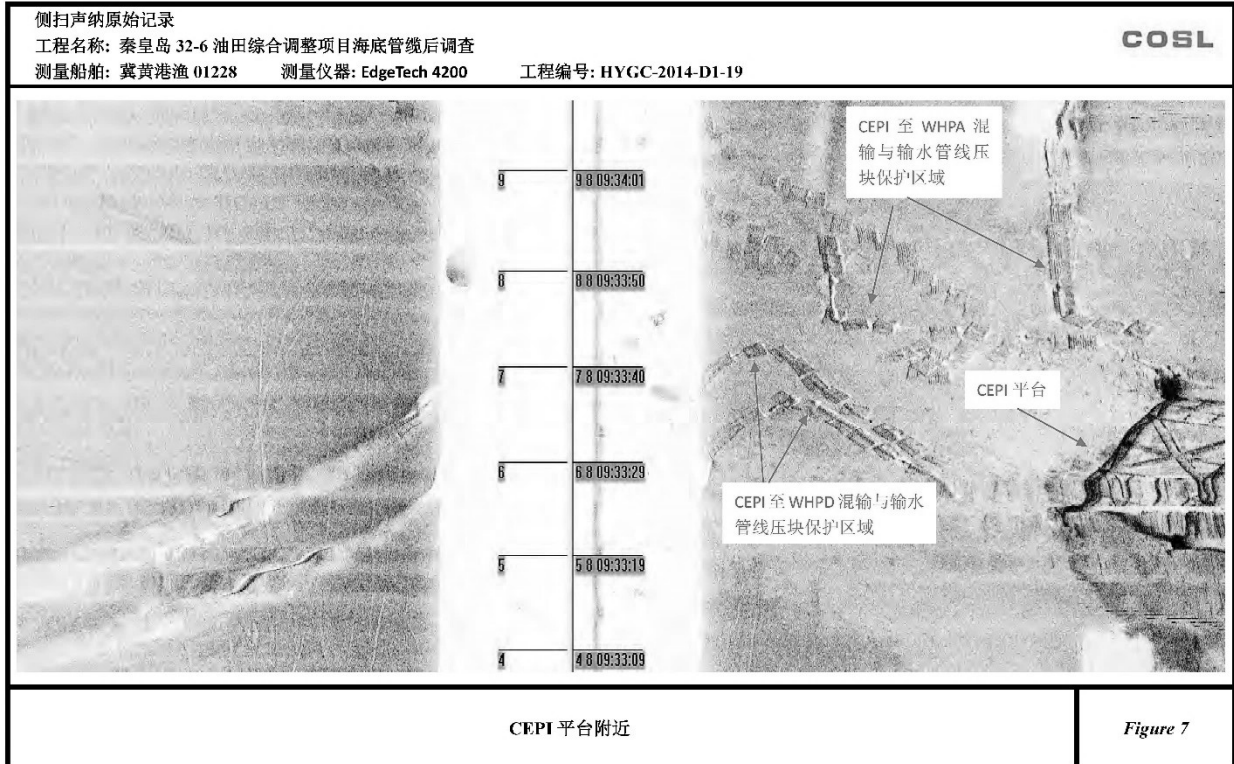


图 4.1-3 CEPI 至 WHPA 路由段海底地貌图

②管线状态

从声纳资料可以看出, 自 CEPI 平台膨胀弯处至 WHPA 平台膨胀弯处, 混输管线、输水管线全部埋藏到位。混输管线有 1 段管沟内悬跨, 悬跨段长约 8.0m, 本条海管设计允许

最大悬跨长度为15m，满足设计要求（示意图见图 4.1-4）。

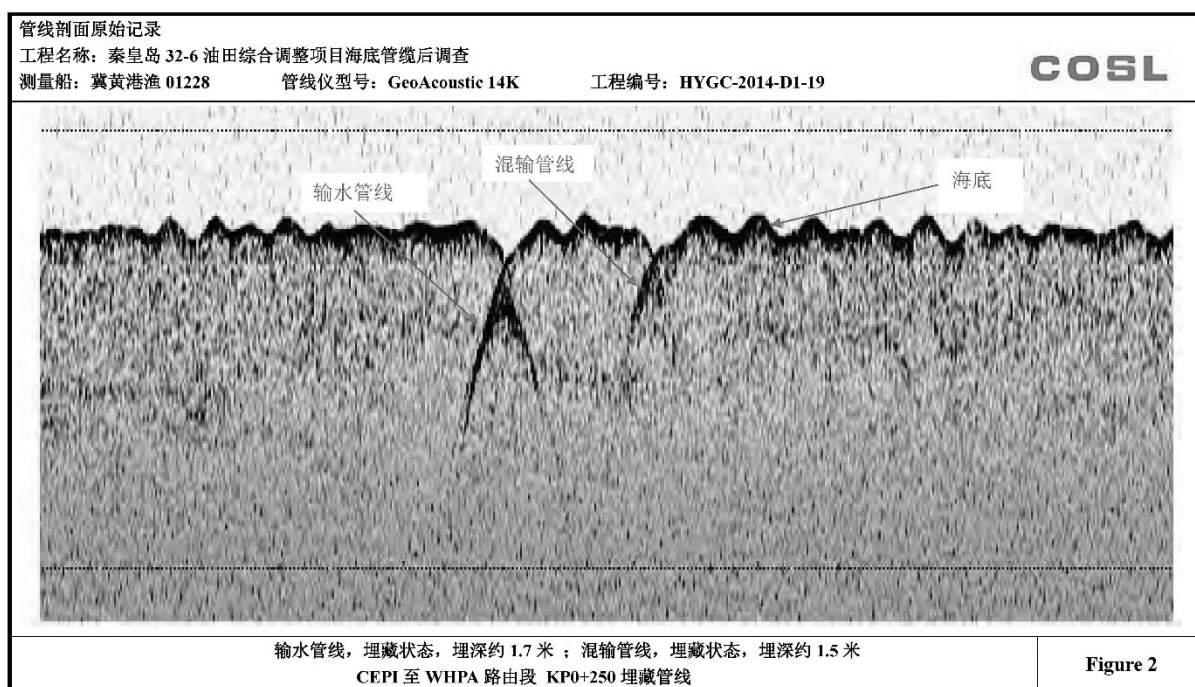
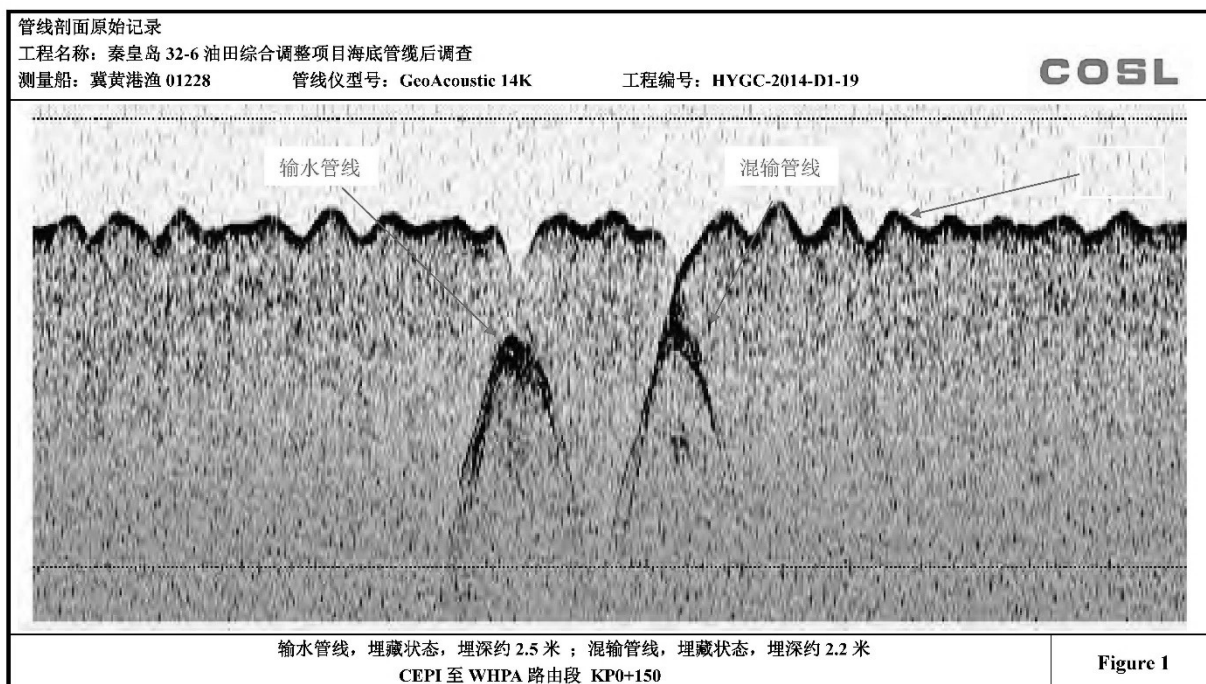


图 4.1-4 CEPI 至 WHPA 路由段管线状态

③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

(2) CEPI 至 WHPD 混输管线和输水管线路由段



### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

### ②管线状态

从声纳资料可以看出，自 CEPI 平台膨胀弯处至 WHPD 平台膨胀弯处，混输管线、输水管线全部埋藏到位。混输管线有 1 段管沟内悬跨，悬跨段长约 11.4m，本条海管设计允许最大悬跨长度为 15m，满足设计要求。

### ③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

## (3) CEPI 至 WHPG 混输管线和输水管线路由段

### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

### ②管线状态

从声纳资料可以看出，自 CEPI 平台膨胀弯处至 WHPG 平台膨胀弯处，混输管线、输水管线和海底电缆全部埋藏到位。

### ③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

## (4) CEPI 至 WHPH 混输管线和输水管线路由段

### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

### ②管线状态

从声纳资料可以看出，自 CEPI 平台膨胀弯处至 WHPH 平台膨胀弯处，混输管线、输水管线和海底电缆全部埋藏到位。混输管线有 1 段悬跨，悬跨段长约 17.3m，本条管道设计允许最大悬跨长度 19m，满足设计要求。

### ③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓

良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

#### (5) CEPJ 至 WHPE 混输管线和输水管线路由段

##### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

##### ②管线状态

从声纳资料可以看出，自 CEPJ 平台膨胀弯处至 WHPE 平台膨胀弯处，混输管线、输水管线全部埋藏到位。混输管线有 1 段悬跨，悬跨段长约 15.6m，本条海管设计允许最大悬跨长度 17m，满足设计要求。输水管线共有 2 段悬跨，悬跨段的长度分别约为 10.0m、10.5m，本条海管设计悬跨长度 12m，满足设计要求。

##### ③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

#### (6) CEPJ 至 WHPF 混输管线和输水管线路由段

##### ①海底地貌

从侧扫声纳探测资料可以看出，本段路由区声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

##### ②管线状态

从声纳资料可以看出，自 CEPJ 平台膨胀弯处至 WHPF 平台膨胀弯处，混输管线、输水管线全部埋藏到位。

##### ③近平台段潜水检查结果

立管外观未发现明显机械损伤等异常；手镯式阳极未发现明显腐蚀现象；法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。

#### (7) 小结

本次调查工作运用 DGPS 导航定位、单波束水深测量、侧扫声纳地貌探测、管线仪探测、磁力仪测量、潜水检查等技术手段，共检测完成海底管线 12 条，总长约 18.2km。海底管道全部满足设计埋深要求。

本次调查范围内路由区海底面较平缓，水深约在 18.1~20.8m 之间，声纳图像灰度均匀，海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用。

## 4.2 海洋环境质量现状

本工程海水水质、沉积物、海洋生态环境和生物质量现状调查资料引自《曹妃甸 12-6 油田海洋环境质量现状春季调查报告》中的现状调查数据。调查单位为青岛环海海洋工程勘察研究院，调查时间为 2018 年 4 月 26 日~27 日。现状调查共布设 33 个调查站位；其中 33 个水质调查站位，18 个沉积物调查站位，20 个海洋生态和生物质量调查站位。

海水水质、沉积物、海洋生态和生物质量调查站位坐标详见图4.2-1和表4.2-1所示。

表 4.2-1 海洋环境调查站位坐标（2018 年 4 月）

站位号	北纬 (N)	东经 (E)	调查项目
P1			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P2			水质
P3			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P4			水质
P5			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P6			水质
P7			水质、海洋生态、生物质量
P8			水质
P9			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P10			水质、海洋生态、生物质量
P11			水质
P12			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P13			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P14			水质
P15			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P16			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P17			水质
P18			水质
P19			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P20			水质
P21			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P22			水质
P23			水质
P24			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P25			水质
P26			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P27			水质
P28			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P29			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P30			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P31			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P32			水质、海洋生态、沉积物、生物质量
P33			水质、海洋生态、沉积物、生物质量

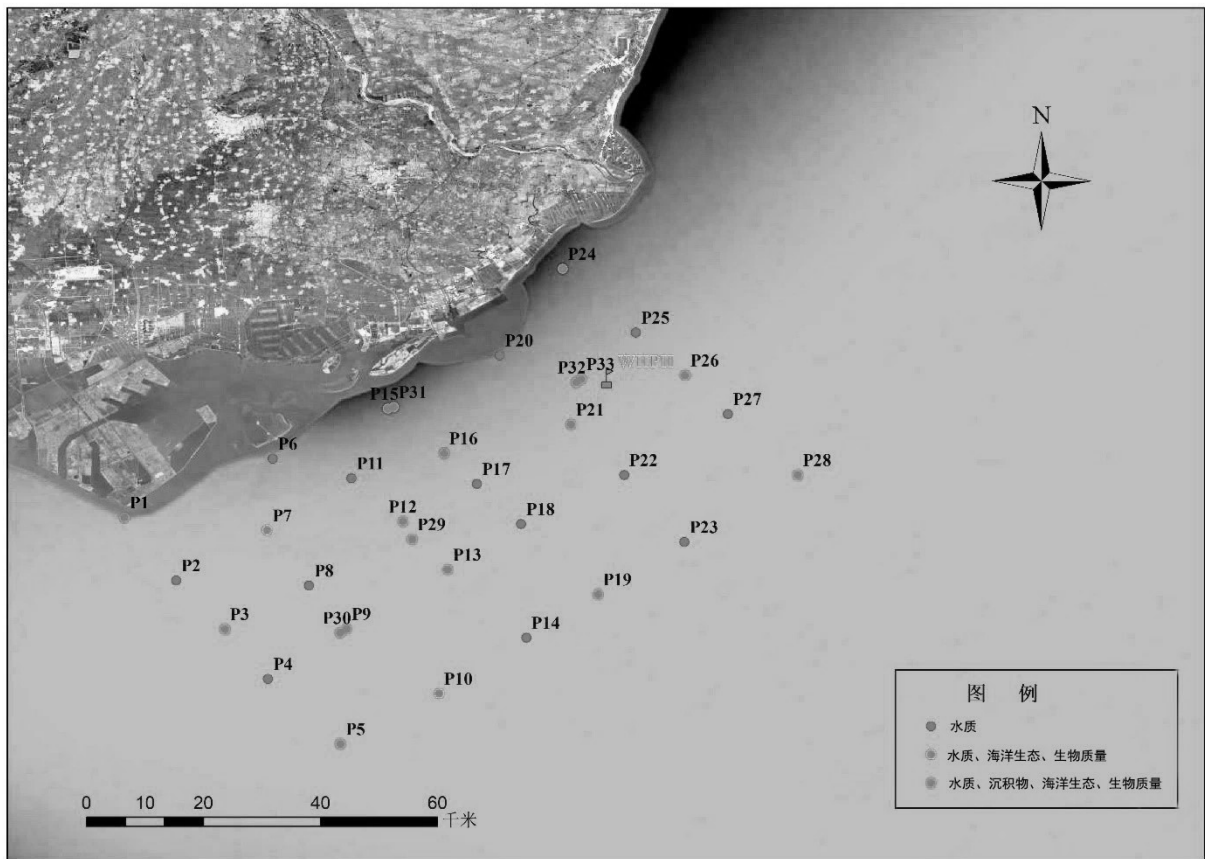


图 4.2-1 秦皇岛 32-6 油田海洋环境质量现状调查站位布设图

#### 4.2.1 水环境质量现状与评价

##### (1) 水环境质量现状与评价

##### ①评价因子

选取 pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、无机氮、铜、砷、铅、锌、镉、汞、总铬、挥发性酚、硫化物 15 项作为评价因子。

##### ②评价标准

根据《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）》，2018 年 4 月调查站位中 22 个站位按照《海水水质标准》（GB3097-1997）一类标准进行评价，6 个站位按照二类标准进行评价，1 个站位按照三类标准进行评价，4 个站位不劣于现状水平。各调查站位水质的评价标准见表 1.2-2、表 1.2-3 和表 4.2-2。

表 4.2-2 海水水质标准

项目	第一类	第二类	第三类	第四类
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5pH 单位	
溶解氧	>6 mg/L	>5 mg/L	>4 mg/L	>3 mg/L
化学需氧量	≤2 mg/L	≤3 mg/L	≤4 mg/L	≤5 mg/L
活性磷酸盐	≤0.015 mg/L	≤0.030 mg/L		≤0.045 mg/L
无机氮	≤0.20 mg/L	≤0.30 mg/L	≤0.40 mg/L	≤0.50 mg/L
石油类	≤0.05 mg/L		≤0.30 mg/L	≤0.50 mg/L
铜	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	≤0.050 mg/L	
铅	≤0.001 mg/L	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	≤0.050 mg/L
锌	≤0.020 mg/L	≤0.050 mg/L	≤0.10 mg/L	≤0.50 mg/L
镉	≤0.001 mg/L	≤0.005 mg/L	≤0.010 mg/L	
总铬	≤0.05 mg/L	≤0.10 mg/L	≤0.20 mg/L	≤0.50 mg/L
汞	≤0.00005 mg/L	≤0.0002 mg/L		≤0.0005 mg/L
砷	≤0.020 mg/L	≤0.030 mg/L	≤0.050 mg/L	
硫化物	≤0.020 mg/L	≤0.050 mg/L	≤0.10 mg/L	≤0.25 mg/L
挥发性酚	≤0.005 mg/L		≤0.010 mg/L	≤0.050 mg/L

③评价结果

本次调查结果显示：调查海域海水中无机氮、活性磷酸盐、铅、汞有部分站位超过所在功能区标准，其余因子均满足要求。

表层：一类水质目标区中 1 个站位无机氮、6 个站位活性磷酸盐、6 个站位铅、3 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 0.14、0.50、0.25、0.38，但均符合二类水质标准；其它各因子均满足标准要求。二类水质目标区和三类水质目标区各水质因子均满足标准要求。另有 4 个站位执行不劣于现状水平，其中 2 个站位各因子均符合一类标准，2 个站位各因子均符合二类标准。

10m 层：一类水质目标区中 4 个站位活性磷酸盐、4 个站位铅、1 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 0.43、0.20、0.38，但均符合二类水质标准；其它各因子均满足标准要求。二类水质目标区各水质因子均满足标准要求。

底层：一类水质目标区中 1 个站位无机氮、4 个站位活性磷酸盐、7 个站位铅、8 个站位汞超标，最大超标倍数分别为 0.93、0.36、0.25、0.38，其中活性磷酸盐、铅、汞均符合二类水质标准，无机氮符合三类水质标准；其它各因子均满足标准要求。二类水质目标区和三类水质目标区各水质因子均满足标准要求。另有 4 个站位执行不劣于现状水平，其中 1 个站位各因子均符合一类标准，3 个站位各因子均符合二类标准。

#### ④超标原因分析

##### ● 营养盐类超标原因分析

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无机氮和活性磷酸盐。部分站位无机氮和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，见表 4.2-3，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。

**表 4.2-3 2013 年-2017 年渤海沿岸主要河流污染物入海量**

营养盐	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
氨氮（吨）	20524	13439	14728	9140	9368
硝酸盐氮（吨）	35086	28065	24144	14707	67695
亚硝酸盐氮（吨）	6612	5150	2841	3589	6218

##### ● 重金属类超标原因分析

渤海重金属类污染物主要来源于入海河流输入、大气沉降输入以及直排海污染源输入。

##### 1) 入海河流输入

由 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》可以看出，渤海沿岸主要河流重金属铅每年入海量几十吨到数百吨左右，汞每年入海量达一吨左右（见表 4.2-4），是渤海海水中重金属的主要来源，因此，河流污染物入海是调查海域铅、汞超标的重要原因之一。

**表 4.2-4 2013 年-2017 年渤海沿岸河流污染物铅和汞入海量**

重金属污染物	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年
铅（吨）	283	70	70	51	89
汞（吨）	1.7	1.6	1	1	0.8

##### 2) 大气沉降输入

参照《2017 年北海区海洋环境公报》，岸基站监测结果显示，渤海沿岸大气气溶胶中铅含量为（22.8~719.8）纳克/立方米；湿沉降中铅含量为（0.2~60.2）微克/升。

由此可以看出，大气气溶胶和大气污染物湿沉降同样是海水中重金属的来源之一。

##### 3) 直排海污染源输入

参照 2013 年至 2017 年的《北海区海洋环境公报》和《2018 年中国海洋生态环境状况

公报》，渤海周边存在大量的入海排污口，工业污染源大量排放可能也是该调查区域重金属铅和汞出现超标现象的原因之一。

综上，调查海域无机氮和活性磷酸盐的超标现象，可能与邻近海域陆源污染物大量排海有关。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、直排海污染源向调查海域附近排放工业污染源以及大气干湿沉降等共同作用的结果。

表 4.2-5a 水质实测结果统计表（表层）

项目 站位	温度 (°C)	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	活性 磷酸 盐 μg/L	悬浮 物 mg/L	石油 类 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	汞 μg/L	砷 μg/L	挥发性 酚 μg/L	硫化物 μg/L
P1																		
P2																		
P3																		
P4																		
P5																		
P6																		
P7																		
P8																		
P9																		
P10																		
P11																		
P12																		
P13																		
P14																		
P15																		
P16																		
P17																		
P18																		
P19																		
P20																		
P21																		
P22																		
P23																		
P24																		
P25																		
P26																		
P27																		
P28																		
P29																		
P30																		
P31																		
P32																		







不劣于现状 (一类)	P11																		
	P12																		
	P13																		
	P14																		
	P16																		
	P17																		
	P18																		
	P19																		
	P22																		
	P23																		
	P26																		
	P27																		
	P28																		
	P29																		
	P30																		
不劣于现状 (二类)	P15																		
	P32																		
二类	P31																		
	P33																		
三类	P1																		
	P2																		
	P20																		
	P21																		
	P24																		
P25																			
P7																			
最大值	0.98	0.65	0.90	1.14	1.50	0.80	0.58	1.25	0.86	0.56	0.05	1.38	0.17	0.64	0.39				
最小值	0.42	0.45	0.24	0.22	0.22	0.04	0.06	0.11	0.14	0.02	0.01	0.04	0.05	-	0.03				
超标率%	0	0	0	3.03	18.18	0	0	18.18	0	0	0	9.09	0	0	0				

注：“-”为未检出。

表 4.2-6b 二类标准指数统计表（表层）

项目 / 站位	无机氮	活性磷酸盐	铅	汞
P4				
P6				

P11															
P12															
P13															
P14															
P19															
P22															
P23															
P26															
P27															
P30															
最大值		0.76					0.75				0.25				0.35
最小值		0.35					0.22				0.11				0.06
超标率%		0					0				0				0

表 4.2-7a 水质各污染因子标准指数表 (10m 层)

评价标准	项目 站位	COD	DO	pH	无机氮	活性磷 酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发性 酚	硫化物	
一类	P8															
	P9															
	P10															
	P13															
	P14															
	P18															
	P19															
	P22															
	P23															
	P27															
	P28															
P29																
P30																
二类	P1															
	P2															
最大值		0.88	0.84	0.42	0.91	1.43	0.57	1.20	0.87	0.60	0.05	1.38	0.15	0.55	0.74	
最小值		0.54	0.62	0.16	0.58	0.22	0.26	0.14	0.23	0.08	0.02	0.11	0.09	-	0.05	
超标率 (%)		0	0	0	0	26.67	0	26.67	0	0	0	6.67	0	0	0	

注：“-”为未检出。

表 4.2-7b 二类标准指数统计表 (10m 层)

项目 站位	活性磷酸盐	铅	汞
P8			
P10			
P22			
P23			
P27			
P28			
P30			
最大值	0.71	0.24	0.35
最小值	0.22	0.13	0.14
超标率 (%)	0	0	0

表 4.2-8a 水质各污染因子标准指数表 (底层)

评价标准	项目 站位	COD	DO	pH	无机氮	活性磷 酸盐	铜	铅	锌	镉	总铬	汞	砷	挥发性 酚	硫化物
一类	P3														
	P4														
	P5														
	P6														
	P8														
	P9														
	P10														
	P11														
	P12														
	P13														
	P14														
	P16														
	P17														
	P18														
	P19														
P22															

不劣于现状 (一类)	P23	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P27	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
不劣于现状 (二类)	P15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
二类	P33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P2	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P20	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
三类	P24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P25	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P7	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	0.96	0.86	0.49	1.93	1.36	0.58	1.25	0.87	0.57	0.05	1.38	0.20	0.64	0.44	
最小值	0.41	0.52	0.15	0.15	0.26	0.04	0.09	0.15	0.04	0.01	0.13	0.05	-	0.03	
超标率 (%)	0	0	0	3.03	12.12	0	21.21	0	0	0	24.24	0	0	0	

注：“-”为未检出。

表 4.2-8b 二类标准指数统计表（底层）

项目 站位	无机氮	活性磷酸盐	铅	汞
P3	■	■	■	■
P4	■	■	■	■
P5	■	■	■	■
P6	■	■	■	■
P9	■	■	■	■
P19	■	■	■	■
P22	■	■	■	■
P23	■	■	■	■
P26	■	■	■	■

P27				
P28				
P29				
最大值	1.28	0.68	0.25	0.35
最小值	0.24	0.22	0.11	0.11
超标率 (%)	8.33	0	0	0

表 4.2-8c 三类标准指数统计表 (底层)

项目 站位	无机氮
P27	
超标率 (%)	0

#### 4.2.2 沉积物环境质量现状与评价

##### (1) 评价因子

本次选取石油类、硫化物、有机碳、铜、铅、汞、铬、镉、砷、锌 10 项作为评价因子。

##### (2) 评价标准

2018 年 4 月调查站位中 14 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, 4 个站位不劣于现状水平。各调查站位沉积物的评价标准见表 1.2-2、表 1.2-3 和表 4.2-9。

表 4.2-9 海洋沉积物质量标准

项目	第一类	第二类	引用标准
有机碳	$\leq 2.0 \times 10^{-2}$	$\leq 3.0 \times 10^{-2}$	《海洋沉积物质量》 (GB18668-2002)
硫化物	$\leq 300.0 \times 10^{-6}$	$\leq 500.0 \times 10^{-6}$	
石油类	$\leq 500.0 \times 10^{-6}$	$\leq 1000.0 \times 10^{-6}$	
汞	$\leq 0.20 \times 10^{-6}$	$\leq 0.50 \times 10^{-6}$	
铜	$\leq 35.0 \times 10^{-6}$	$\leq 100.0 \times 10^{-6}$	
铅	$\leq 60.0 \times 10^{-6}$	$\leq 130.0 \times 10^{-6}$	
锌	$\leq 150.0 \times 10^{-6}$	$\leq 350.0 \times 10^{-6}$	
镉	$\leq 0.50 \times 10^{-6}$	$\leq 1.50 \times 10^{-6}$	
铬	$\leq 80.0 \times 10^{-6}$	$\leq 150.0 \times 10^{-6}$	
砷	$\leq 20.0 \times 10^{-6}$	$\leq 65.0 \times 10^{-6}$	

##### (3) 评价结果

调查结果表明: 一类目标区中有 1 个站位 (P21) 石油类超标, 超标倍数为 0.13, 但符合二类沉积物标准; 其它各因子均满足标准要求。另外 4 个站位执行不劣于现状水平, 4 个站位各因子均满足国家一类沉积物质量标准。

综上所述, 本次沉积物调查石油类 1 个站位超一类沉积物质量标准, 有机碳、硫化物、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过国家一类沉积物质量标准, 沉积物质量状况良好。见表 4.2-10 和表 4.2-11。

##### (4) 超标原因分析

沉积物调查石油类仅有 1 个站位超标, 且超标倍数为 0.13; 此外超标站位 P21 距离 WPHH 平台和 FPSO 分别约为 9.3km 和 7.5km, 距离较远 (见图 4.2-2), 因此, 沉积物调查中 1 个站位石油类超标与油田开发无必然联系, 可能属于瞬时超标。



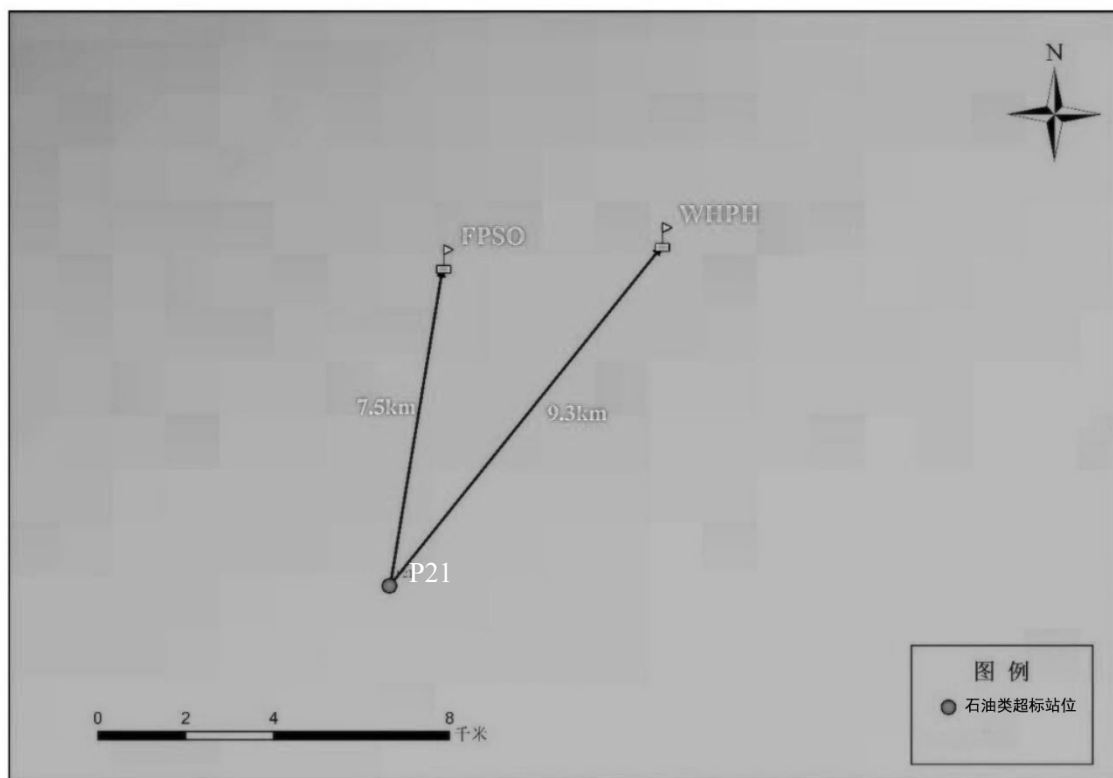


图 4.2-2 沉积物石油类超标站位与 WHPH 平台和 FPSO 的位置关系图

表 4.2-10 沉积物实测结果统计表

项目 站号	石油类 $\times 10^{-6}$	硫化物 $\times 10^{-6}$	有机碳 %	铜 $\times 10^{-6}$	铅 $\times 10^{-6}$	镉 $\times 10^{-6}$	锌 $\times 10^{-6}$	铬 $\times 10^{-6}$	汞 $\times 10^{-6}$	砷 $\times 10^{-6}$
P1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

P33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.2-11 沉积物各评价因子的标准指数统计表

项目 站号	石油类	硫化物	有机碳	铜	铅	镉	锌	铬	汞	砷
P1	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P21	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P24	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P30	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P33	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值	1.13	0.74	0.78	0.69	0.32	0.38	0.21	0.23	0.53	0.36
最小值	0.10	0.04	0.29	0.39	0.24	0.24	0.14	0.17	0.32	0.25
超标率	5.56%	0	0	0	0	0	0	0	0	0

### 4.2.3 海洋生态现状与评价

与水质、沉积物现状调查同步，进行了叶绿素 a、浮游植物、浮游动物和大型底栖生物海洋生态现状调查。

#### (1) 叶绿素 a

2018 年 4 月，调查海域表层叶绿素 a 变化范围(0.17~1.36)mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.49mg/m<sup>3</sup>；10m 层叶绿素 a 变化范围 (0.20~1.19) mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.56mg/m<sup>3</sup>；底层叶绿素 a 变化范围 (0.20~1.50) mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.58mg/m<sup>3</sup> (表 4.2-12)。

#### (2) 初级生产力

2018 年 4 月，调查海域现场初级生产力为 (2.55~23.19) mgC/(m<sup>2</sup>·d)，均值为 9.45mgC/(m<sup>2</sup>·d)，见表 4.2-13。

表 4.2-12 调查海域叶绿素 a 含量 (mg/m<sup>3</sup>)

调查站位	表层	10m 层	底层
P1	■	■	■
P3	■	┆	■
P5	■	┆	■
P7	■	┆	■
P9	■	■	■
P10	■	■	■
P12	■	┆	■
P13	■	■	■
P15	■	┆	■
P16	■	┆	■
P19	■	■	■
P21	■	┆	■
P24	■	┆	■
P26	■	┆	■
P28	■	■	■
P29	■	■	■
P30	■	■	■
P31	■	┆	■
P32	■	┆	■
P33	■	┆	■
平均值	■	■	■

注：“/”表示水深不足，未取水样

表 4.2-13 调查海域初级生产力含量 (mgC/(m<sup>2</sup>·d))

调查站位	初级生产力
P1	■
P3	■
P5	■
P7	■
P9	■
P10	■
P12	■
P13	■
P15	■
P16	■
P19	■
P21	■
P24	■
P26	■
P28	■
P29	■
P30	■
P31	■
P32	■
P33	■
平均值	■

### (3) 浮游植物

#### ① 种类组成

2018年4月,调查海域本次调查共鉴定浮游植物44种,其中硅藻41种,占发现总种类的93.2%;甲藻3种,占发现总种类的6.8%。各调查站位之间发现的种类存在一定差异,优势种分别为刚毛根管藻(*Rhizosolenia imbricata*)、夜光藻(*Noctiluca scintillans*)、柔弱角毛藻(*Chaetoceros debilis*)、翼根管藻(*Rhizosolenia alata* sp.)、密连角毛藻(*Chaetoceros densus*)和布氏双尾藻(*Ditylum brightwellii*)。

#### ② 数量分布

调查海区浮游植物细胞密度变化范围在(155474~1417500)个/m<sup>3</sup>之间,平均值为625998个/m<sup>3</sup>。与其他站位相比,P29站位发现浮游植物种类数最多,P31站位的细胞密度最高;P5站位发现浮游植物种类数最少,P1站位的细胞密度最低(表4.2-14)。

表 4.2-14 调查海域浮游植物细胞密度和种类数

调查站位	种类数	细胞密度(个/m <sup>3</sup> )
P1		
P3		
P5		
P7		
P9		
P10		
P12		
P13		
P15		
P16		
P19		
P21		
P24		
P26		
P28		
P29		
P30		
P31		
P32		
P33		
平均值		

#### ③ 群落多样性水平

本次调查浮游植物群落的丰富度指数变化范围(0.49~1.63),均值为0.98;均匀度变化范围(0.55~0.85),均值为0.71;多样性指数变化范围(1.86~3.38),均值为2.69;优势度变化范围(0.30~0.64),均值为0.44(表4.2-15)。

根据《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008)中生物多样性指数评价指标,根据H'值,生境质量分为四个等级:H' < 1为极差;1 ≤ H' < 2为差;2 ≤ H' < 3为一般;≥

3 为优良。该生物多样性指数评价指标适用于近岸海域，本工程参考该评价指标得出评价结果。按照上述等级分类标准，2018 年 4 月评价海域多样性指数均值为 2.69，说明调查海域浮游植物生境质量一般。同时，2018 年 4 月调查浮游植物多样性指数在 3 左右，说明调查海域浮游植物群落结构稳定性较好。

表 4.2-15 调查海域浮游植物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P1				
P3				
P5				
P7				
P9				
P10				
P12				
P13				
P15				
P16				
P19				
P21				
P24				
P26				
P28				
P29				
P30				
P31				
P32				
P33				
平均值				

(4) 浮游动物

① 种类组成

共鉴定浮游动物 22 种（不包括 5 种浮游幼体和鱼卵）。其中，桡足类 10 种，占总种类数的 45.5%；水母类 5 种，占总种类数的 22.7%；端足类 2 种，占总种类数的 9.1%；十足类、多毛类、涟虫类、原生动物和毛颚动物门各 1 种，各占总种类数的 4.5%。各调查站位之间发现的种类存在一定差异，优势种为强壮箭虫（*Sagitta crassa*）、中华哲水蚤（*Calanus sinicus*）、纺锤水蚤（*Acartia sp.*）和腹针胸刺水蚤（*Centropages mcmurrichi*）。

② 个体密度及生物量分布

调查海区浮游动物湿重生物量的变化范围在（18.68~454.75）mg/m<sup>3</sup> 之间，均值为 145.52mg/m<sup>3</sup>，最高值出现在 P31 站位；浮游动物个体密度在（4.6~212.2）个/m<sup>3</sup> 之间，均值为 79.7 个/m<sup>3</sup>，其最高值出现在 P24 站位，由于 P24 站位出现了大量的腹针胸刺水蚤（表 4.2-16）。

表 4.2-16 调查海域浮游动物个体密度和生物量

调查站位	生物量 (mg/m <sup>3</sup> )	个体密度 (个/m <sup>3</sup> )
P1	████	██
P3	████	██
P5	████	██
P7	████	██
P9	██	██
P10	██	██
P12	████	██
P13	██	██
P15	████	██
P16	████	████
P19	██	██
P21	████	████
P24	████	████
P26	██	██
P28	██	████
P29	██	██
P30	██	██
P31	████	████
P32	██	██
P33	████	████
平均值	████	██

③群落多样性水平

本次调查浮游动物群落的丰富度指数变化范围 (1.03~2.38)，均值为 1.70；均匀度变化范围 (0.49~0.83)，均值为 0.69；多样性指数变化范围 (1.29~2.36)，均值为 2.00；优势度变化范围 (0.28~0.89)，均值为 0.59 (表 4.2-17)。

2018 年 4 月调查浮游动物群落多样性指数均值为 2.00，根据《近岸海域环境监测规范》(HJ442-2008) 中生物多样性指数评价指标，调查海域浮游动物生境质量一般；浮游动物群落结构稳定性一般。

表 4.2-17 调查海域浮游动物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P1	██	██	██	██
P3	██	██	██	██
P5	██	██	██	██
P7	██	██	██	██
P9	██	██	██	██
P10	██	██	██	██
P12	██	██	██	██
P13	██	██	██	██

P15									
P16									
P19									
P21									
P24									
P26									
P28									
P29									
P30									
P31									
P32									
P33									
平均值									

(5) 大型底栖生物

① 种类组成

本次调查共发现大型底栖生物 67 种，隶属于环节动物、节肢动物、软体动物、棘皮动物、纽形动物和腔肠动物。其中环节动物发现种类最多，共发现 38 种，占底栖生物发现总种类数的 56.7%；节肢动物发现 13 种，占底栖生物发现总种类数的 19.4%；软体动物发现 12 种，占底栖生物发现总种类数的 17.9%；纽形动物发现 2 种，占底栖生物发现总种类数的 3.0%；棘皮动物和腔肠动物各发现 1 种，各占发现总种类数的 1.5%。

② 栖息密度和生物量

本次调查底栖生物湿重生物量变化范围在 (0.35~68.75) g/m<sup>2</sup> 之间，平均为 11.03g/m<sup>2</sup>，最高值出现在 P7 站位，由于此站位发现了较大个体的纽形动物。栖息密度变化范围在 (150~950) 个/m<sup>2</sup> 之间，平均密度为 379 个/m<sup>2</sup>，最高值出现在 P31 站位（见表 4.2-18）。

表 4.2-18 调查海域底栖生物生物量和栖息密度

调查站位	栖息密度 (个/m <sup>2</sup> )	生物量 (g/m <sup>2</sup> )
P1	■	■
P3	■	■
P5	■	■
P7	■	■
P9	■	■
P10	■	■
P12	■	■
P13	■	■
P15	■	■
P16	■	■
P19	■	■
P21	■	■
P24	■	■

P26	■	■
P28	■	■
P29	■	■
P30	■	■
P31	■	■
P32	■	■
P33	■	■
平均值	■	■

### ③群落多样性水平

本次调查底栖生物群落的丰富度指数变化范围为（1.07~2.90），均值为 2.20；均匀度变化范围为（0.67~0.94），均值为 0.88；多样性指数变化范围为（1.88~3.81），均值为 3.29；优势度变化范围（0.00~0.45），均值为 0.21（表 4.2-19）。

2018 年 4 月调查底栖生物群落多样性指数均值为 3.29，根据《近岸海域环境监测规范》（HJ442-2008）中生物多样性指数评价指标，调查海域底栖生物生境质量优良，底栖生物群落结构稳定性较好。

表 4.2-19 调查海域底栖生物群落特征

调查站位	丰富度指数	均匀度指数	多样性指数	优势度指数
P1	■	■	■	■
P3	■	■	■	■
P5	■	■	■	■
P7	■	■	■	■
P9	■	■	■	■
P10	■	■	■	■
P12	■	■	■	■
P13	■	■	■	■
P15	■	■	■	■
P16	■	■	■	■
P19	■	■	■	■
P21	■	■	■	■
P24	■	■	■	■
P26	■	■	■	■
P28	■	■	■	■
P29	■	■	■	■
P30	■	■	■	■
P31	■	■	■	■
P32	■	■	■	■



P33	■	■	■	■
平均值	■	■	■	■

#### 4.2.4 生物质量现状与评价

##### (1) 评价因子及分析方法

本次评价以生物体内的铬、铜、铅、锌、镉、砷、总汞、石油烃作为评价因子。生物质量采样及样品运输和保存按照《海洋监测规范 第6部分：生物体分析》（GB17378.6-2007）中的要求执行。

##### (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）规定的标准值，软体动物（非双壳类）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（见表4.2-20）。

表 4.2-20 海洋生物质量评价标准（单位：mg/kg）

生物类别	铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
贝类（双壳类）（第一类标准值）	0.5	10	0.1	20	0.2	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：由于贝类（双壳类）以外的其他生物体中铬和砷无评价标准，因此不对贝类（双壳类）以外的其他生物体中铬和砷进行评价。

##### (3) 调查结果

2018年4月，调查海域生物质量监测结果见表4.2-21。

表 4.2-21 生物质量分析结果

站位	样品名称	拉丁名	检测部位	检测项目（鲜重，mg/kg）							
				铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
P1	鼓虾	<i>Alpheus</i> sp.	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	口虾蛄	<i>Oratoquilla oratoria</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	紫石房蛤	<i>Saxidomus purpuratus</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	脉红螺	<i>Rapana venosa</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	织纹螺	Nassariidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	虾虎鱼	Gobiidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	蛸	Octopodidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	扁玉螺	<i>Glossaulax didyma</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■

P15	口虾蛄	<i>Oratoquilla oratoria</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P16	文蛤	<i>Meretrix sp.</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	口虾蛄	<i>Oratoquilla oratoria</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	虾虎鱼	Gobiidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P21	虾虎鱼	Gobiidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P24	紫石房蛤	<i>Saxidomus purpuratus</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	鹰爪虾	<i>Trachypenaeus curvirostris</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P28	紫石房蛤	<i>Saxidomus purpuratus</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	鼓虾	<i>Alpheus sp.</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P30	毛蚶	<i>Scapharca subcrenata</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	虾虎鱼	Gobiidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	扁玉螺	<i>Glossaulax didyma</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	织纹螺	Nassariidae	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■
P33	斑尾腹虾虎鱼	<i>Acanthogobius ommaturus</i>	肌肉组织	■	■	■	■	■	■	■	■

(4) 评价结果

生物体质量评价结果见表 4.2-22，结果表明：

①贝类（双壳类）生物质量评价因子重金属和石油烃含量均满足《海洋生物质量》（GB18421-2001）规定的第一类标准值。

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、镉和总汞含量均满足《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中的质量标准。

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 4.2-22 生物质量污染指数表

站位	样品名称	铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
P1	鼓虾	■	■	■	■			■	■
P3	口虾蛄	■	■	■	■			■	■
P5	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	脉红螺	■	■	■	■			■	■
P9	织纹螺	■	■	■	■			■	■
P10	虾虎鱼	■	■	■	■			■	■
P12	蛸	■	■	■	■			■	■
P13	扁玉螺	■	■	■	■			■	■
P15	口虾蛄	■	■	■	■			■	■
P16	文蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	口虾蛄	■	■	■	■			■	■
P19	虾虎鱼	■	■	■	■			■	■

P21	虾虎鱼	■	■	■	■			■	■
P24	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P26	鹰爪虾	■	■	■	■			■	■
P28	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	鼓虾	■	■	■	■			■	■
P30	毛蚶	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	虾虎鱼	■	■	■	■			■	■
P32	扁玉螺	■	■	■	■			■	■
P32	织纹螺	■	■	■	■			■	■
P33	斑尾腹虾虎	■	■	■	■			■	■
最大值		0.99	0.97	0.80	0.88	0.40	0.96	0.77	0.73
最小值		0.05	0.00	0.03	0.02	0.27	0.76	0.23	0.26
超标率		0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

“/”代表缺乏评价标准，未进行评价。

#### 4.2.5 渔业资源现状与评价

本工程选取《曹妃甸 12-6 油田开发项目渔业资源现状春季调查报告》中的渔业资源调查数据。调查单位为中国水产科学研究院黄海水产研究所，调查时间为 2018 年 5 月 25~6 月 1 日（春季），共设 12 个渔业资源调查站位。调查站位和布设见表 4.2-23 和图 4.2-3。

表 4.2-23 渔业资源调查站位坐标及调查项目

站位	纬度 (N)	经度 (E)	调查内容
Y1	■	■	游泳动物、鱼卵仔稚鱼
Y2	■	■	
Y3	■	■	
Y4	■	■	
Y5	■	■	
Y6	■	■	
Y7	■	■	
Y8	■	■	
Y9	■	■	
Y10	■	■	
Y11	■	■	
Y12	■	■	

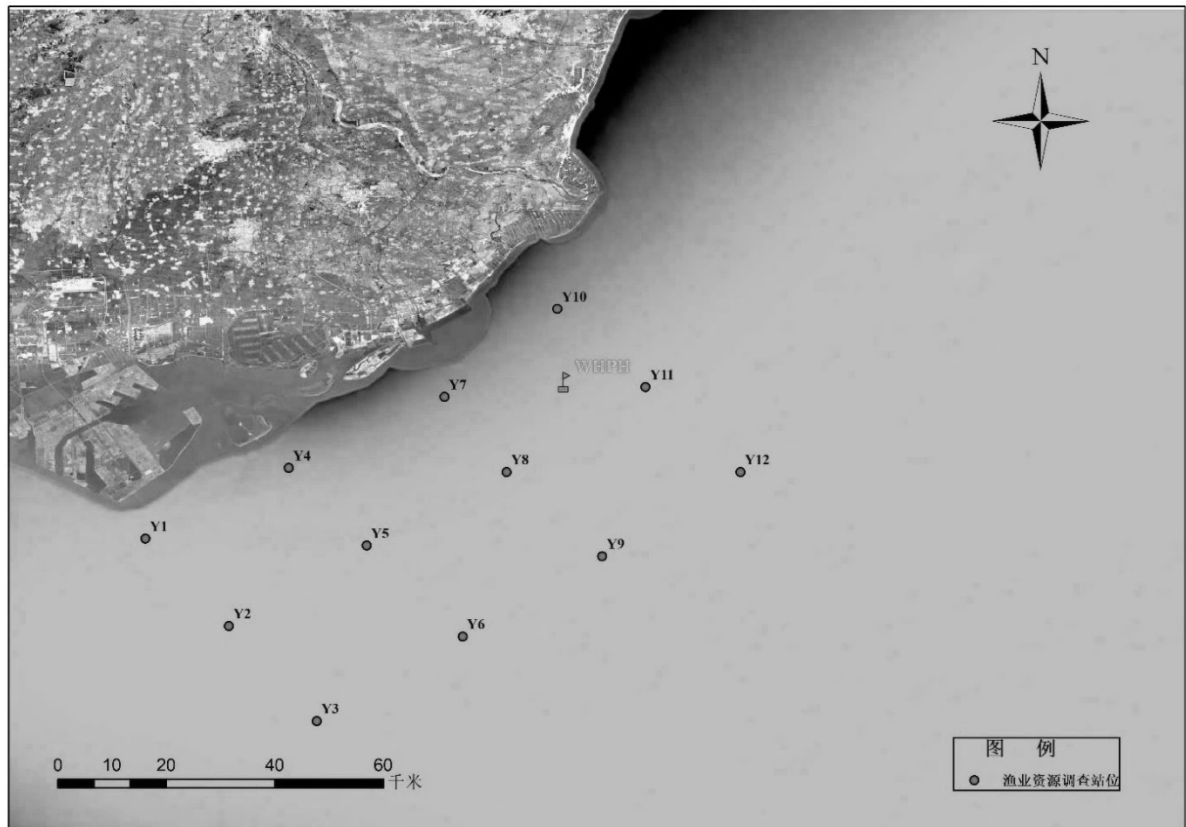


图 4.2-3 渔业资源调查站位图

#### 4.2.5.1 调查方法

鱼卵、仔稚鱼、游泳动物现场采样按照《海洋调查规范-海洋生物调查》(GB/T 12763.6-2007)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。

游泳动物拖网调查使用适合当地的单拖渔船,单拖网囊网目应取选择性低的网目(网囊部 2a 小于 25mm),每站拖曳 30 分钟左右(视具体海上作业条件而定),拖网速度控制在 3kn 为宜。每网调查的渔获物进行分物种渔获重量和尾数统计。记录网产量,进行主要物种生物学测定。

#### 4.2.5.2 鱼类

##### (1) 种类组成和群居结构特点

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。

#### (2) 渔获物组成和渔获量

春季共捕获鱼类 22 种，隶属于 6 目，14 科。平均渔获量 6934 尾/h，17.082 kg/h。按重量组成矛尾鰕虎鱼（55.61%）、焦氏舌鳎（35.22%）、黑鲷（2.49%）、矛尾刺鰕虎鱼（1.29%）、方氏云鳎（0.70%）、欧式六线鱼（0.52%），以上 6 种鱼类占鱼类总重量的 95.83%。按数量组成为矛尾鰕虎鱼（96.29%）、焦氏舌鳎（2.64%）、欧式六线鱼（0.20%）以上 3 种鱼类占鱼类总重量的 99.13%。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 84.84%，为 5583 尾/h，生物量为 7.246kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 1051 尾/h，9.836 kg/h。

#### (3) 资源密度评估

春季共捕获鱼类 22 种，平均渔获量 6934 尾/h，17.082 kg/h；其中幼鱼平均渔获数量为 5583 尾/h，生物量为 7.246 kg/h；成鱼平均渔获数量为 1051 尾/h，9.836 kg/h。经换算鱼类平均资源密度为 108765 尾/km<sup>2</sup>和 267.94 kg/km<sup>2</sup>，其中幼鱼平均资源密度为 92276 尾/km<sup>2</sup>，成鱼平均资源密度为 156.36 kg/km<sup>2</sup>。

### 4.2.5.3 头足类

#### (1) 种类组成及优势种

调查海域的头足类主要有两种类型，一是沿岸性种类，多栖息在近岸浅海水域，个体较小，游泳速度较慢，仅做短距离移动。属于这种类型的有短蛸和长蛸。另一类型是近海性种类，多栖息于沿岸水和外海水交汇的近海水域，个体较大游泳速度较快，洄游距离较长，对环境具有较好的适应力，空间分布范围较广，如日本枪乌贼。渔获物中，头足类主要有 3 种，优势种为日本枪乌贼、双喙耳乌贼和长蛸。

#### (2) 渔获组成和渔获量

春季共捕获头足类 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，本次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。

### (3) 头足类资源数量及评估

春季共捕获头足类 3 种，平均渔获量 118 尾/h，1.048 kg/h；其中幼体平均渔获量为 24 尾/h，0.101 kg/h；成体平均渔获数量为 94 尾/h，0.944kg/h。经换算头足类平均资源密度为 1876 尾/ km<sup>2</sup> 和 16.660 kg/km<sup>2</sup>，其中幼体平均资源密度为 382 尾/ km<sup>2</sup>，成体平均资源密度为 15.007kg/km<sup>2</sup>。

## 4.2.5.4 甲壳类

### (1) 种类组成及优势种

本次调查共捕获甲壳类 9 种，隶属于 2 目，6 科，其中虾类 6 种，蟹类 2 种，口足类 1 种。调查海域优势种为口虾蛄；从经济价值来看经济价值较高为 5 种，占种类数的 55.56%，经济价值一般的 4 种，占种类数的 44.44%，

### (2) 渔获组成和渔获量

春季共捕获甲壳类 9 种，其中虾类 6 种，蟹类 2 种，口足类 1 种；甲壳类平均渔获量 2795 尾/h，28.014kg/h。优势种为口虾蛄。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，本次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。

### (3) 甲壳类资源量评估

春季共捕获甲壳类 9 种，其中虾类 6 种，蟹类 2 种，口足类 1 种；甲壳类平均渔获量 2795 尾/h，28.014kg/h；其中虾类幼体为 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。经换算甲壳类平均资源密度为 43860 尾/km<sup>2</sup> 和 445.339kg/km<sup>2</sup>，其中虾类成体平均资源密度为 369.478kg/ km<sup>2</sup>，幼体为 11700 尾/ km<sup>2</sup>；蟹类成体资源密度为 10.413kg/km<sup>2</sup>，幼体为 302 尾/km<sup>2</sup>。

## 4.2.5.5 鱼卵、仔稚鱼

### (1) 种类组成

本次调查春季共采集到鱼卵 8 种，隶属于 4 目 7 科；仔稚鱼 4 种，隶属于 4 目 4 科（表 4.2-24）。

表 4.2-24 鱼卵仔稚鱼种类组成

种类	鱼卵	仔稚鱼
斑鲈	√	√
鯷	√	
黄鲫	√	
黑鲳		√
鲷	√	
矛尾鰕虎鱼		√
叫姑	√	
蓝点马鲛	√	
小带鱼	√	
梭鱼		√
焦氏舌鰷	√	
合计	8	4

(2) 数量分布

本次调查鱼卵平均密度为 0.55 粒/m<sup>3</sup>; 仔稚鱼的平均密度为 0.45 尾/m<sup>3</sup>(见表 4.2-25)。

表 4.2-25 2018 年春季航次鱼卵、仔稚鱼密度分布

站位	鱼卵密度 (粒/m <sup>3</sup> )	仔稚鱼密度 (尾/m <sup>3</sup> )
Y1	■	■
Y2	■	■
Y3	■	■
Y4	■	■
Y5	■	■
Y6	■	■
Y7	■	■
Y8	■	■
Y9	■	■
Y10	■	■
Y11	■	■
Y12	■	■
最小值	■	■
最大值	■	■
平均	■	■

4.2.5.6 生物多样性分析

(1) 多样性分析

春季调查海域渔获物尾数密度多样性指数均值为 1.17 (0.06-1.70), 丰富度指数均值为 1.31 (0.61-2.02), 均匀度指数均值为 0.49 (0.03-0.74), 详见表 4.2-26。

表 4.2-26 春季航次游泳动物多样性指数

站位	多样性指数	丰富度指数	均匀度指数
Y1	■	■	■
Y2	■	■	■
Y3	■	■	■
Y4	■	■	■

Y5				
Y6				
Y7				
Y8				
Y9				
Y10				
Y11				
Y12				
平均值				

### (2) 优势种分析

渔业资源重要性分析结果：优势种 6 种，其中鱼类 2 种、头足类 3 种、甲壳类 1 种。分别是矛尾鰕虎鱼、焦氏舌鳎、日本枪乌贼、双喙耳乌贼、长蛸和口虾蛄；重要种 4 种，其中鱼类 1 种、甲壳类 3 种，分别为矛尾刺鰕虎鱼、日本鼓虾、鲜明鼓虾和葛氏长臂虾；其余为一般种。详见表 4.2-27。

表 4.2-27 生态优势度

序号	种类	W%	N%	F%	IRI
1	矛尾鰕虎鱼				
2	焦氏舌鳎				
3	日本枪乌贼				
4	双喙耳乌贼				
5	长蛸				
6	口虾蛄				
7	矛尾刺鰕虎鱼				
8	日本鼓虾				
9	鲜明鼓虾				
10	葛氏长臂虾				

#### 4.2.5.7 重要渔业生物生境

##### (1) 白姑鱼

白姑鱼属石首鱼科，为暖温性底层鱼类。白姑鱼有明显的季节性洄游。白姑鱼在越冬海区停留到 4 月中、下旬，主群迅速向北、偏西方向移动。洄游鱼群的主群向北洄游，5 月上旬便可到达石岛东南及以东海域，于 5 月至 6 月上旬便可进入渤海各大河口外海区产卵，主要产卵期为 6 月前后，渤海湾为白姑鱼的主要产卵场。本工程位于其产卵场内（图 4.2-4）。

##### (2) 鲉

渤海几乎全年都有鲉分布，近年来调查资料表明，从春到冬调查海区始终都有鲉渔获。鲉于 5 月份大量出现在渤海，渔获量最高，6~7 月渔获量有较大下降，9、10 月明显减少，11 月又有所上升，12 月基本消失。本工程位于鲉索饵场内（图 4.2-5）。



### (3) 鲷

鲷属鲷科，在黄渤海分布较广，每年3月逐渐游向近岸，进行产卵洄游，4月下旬进入渤海，分布于沿岸浅水区，莱州湾、辽东湾数量分布较大。鲷的产卵期为5~6月，生殖活动结束后便分散索饵，索饵期为7~10月，10中、下旬逐渐游离渤海，进行越冬洄游。本工程位于鲷的产卵场内（图4.2-6）。

### (4) 黄姑鱼

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。本工程距黄姑鱼产卵场最近约2.8km（图4.2-7）。

### (5) 银鲳

银鲳属鲳科，属暖水性、中上层集群性经济鱼类。银鲳具有显著的与其它近海性鱼类的产卵场分布极为相似的共同点：河口浅海混合海水的高温低盐区，水深一般为10~20m左右，渤海银鲳的产卵期为5月上旬至7月上旬，7~11月为主要索饵期，9月银鲳幼鱼又从近岸移向渤海中部，分布面广，密集中心在莱州湾、和黄河口一带，10月随水温下降，鱼群逐渐移向渤海中部，并形成密集中心，在辽东湾南部也有密集中心，11月末银鲳才逐渐游离渤海向越冬场洄游。本工程距银鲳产卵场最近约9.8km（见图4.2-8）。

### (6) 中国毛虾

#### 1) 生活习性

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。毛虾在莱州湾小型经济虾类资源中占有重要地位，常成群栖息于河口、港湾以及岛屿周围，水深不超过20米的泥沙底质浅海。

渤海所产毛虾全部是中国毛虾。目前，世界上已发现的毛虾共17种。我国分布有6

种，即中国毛虾、日本毛虾、红毛虾、锯齿毛虾，中型毛虾和普通毛虾。我国以中国毛虾的产量最高，其次是日本毛虾，但日本毛虾和其它种类毛虾的产量远少于中国毛虾。中国毛虾属广温低盐种，喜栖息于盐度较低、透明度低的近岸河口水域，是我国沿海定置渔业的主要捕捞对象，其中渤海的产量最高。

## 2) 中国毛虾的世代和群体结构

### ①世代

分布于渤海的中国毛虾由两个独立的群体组成，即辽东湾群和渤海西部群。渤海区中国毛虾一年里产生两个世代。越冬的毛虾在5月下旬到7月中旬期间产卵，产卵盛期为6月。在这段时间里出生的毛虾称夏世代（或第一世代）。夏世代毛虾因生活在水温较高的季节里，生长速度较快，并且迅即发育成熟。夏世代毛虾的产卵期在每年的7月下旬到9月下旬，盛产卵期为8月。夏世代毛虾亲虾体长约比越年毛虾小5mm左右。由夏世代繁殖产生的后代则称为秋世代（或第二世代）。越年毛虾繁殖后大部分死亡消失；夏世代亲体经生殖后则有一部分能继续生存下来，并同秋世代一道度过冬季，成为来年夏世代的亲体。因中国毛虾一年产生两个世代，加之亲体生殖后出现死亡，所以它的寿命较短：短者仅有两个月；长者也不逾年。

### ②群体结构

因为毛虾的生命较短，加之一年里产生两个世代，所以捕捞群的群体结构比较简单。渤海区毛虾的渔期分春秋二汛：春汛自3月上旬到6月下旬；秋汛自8月下旬至12月上中旬（由于繁殖保护期的更改，春汛结束的时间和秋汛开始的时间相应有所变动）。春汛捕越年虾群，即上一年毛虾的秋世代和夏世代；秋汛捕的是当年的秋世代和夏世代。

## 3) 分布和移动

中国毛虾栖息于海水的中下层，夏季有时也上升到表层；春夏秋三季在分布区内随涨落潮往复。虽则它因游泳能力较弱，不进行远距离洄游，但也有明显的季节性定向移动。在渤海区，中国毛虾形成两部分独立的群体，通称辽东湾群和渤海西部群。辽东湾群终年不离开辽东湾。

评价区域内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。2月下旬开始向近岸移动，分布范围广大。在向近岸移动过程中分为两支：南支向莱州湾移动，进入黄河口附近海区索饵、产卵；北支先移向大清河口渔场，最后进入黄骅歧口沿海。黄河口以西海区毛虾渔期在3月中下旬开始，5月中旬以后，开始是大体长毛虾，以后包括中型毛虾接近沿岸区产卵。6月份是越年虾群的产卵盛期，南堡、海河口、大口河口和

莱州湾西部近岸水域也都是越年毛虾的产卵场。7月下旬后，剩余的越年虾群和夏世代幼虾离开近岸浅水区向较深水域转移，分布范围扩大，在渤海湾的中西部形成了中心渔场。8月虾群分布区不变，但已是夏世代毛虾的产卵盛期。9月份毛虾继续向前移动，产卵场扩大到渤海湾东部黄河口和大清河口附近海区。11月下旬，随着水温下降，渤海湾南部毛虾由西向东和东北移动集中，莱州湾西部毛虾向东北部集中，12月上旬起，虾群渐向越冬场转移。

毛虾为我国特有种类，我国沿海均有分布，尤以渤海沿岸产量最多。渤海西部毛虾群分布区较广，它是河北省、山东省惠民、昌潍地区以及天津市沿海架子网、橛张网等定置渔具的主要捕捞对象。渤海渔汛期为3~6月及9~12月。

#### 4) 洄游习性

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和夏世代幼虾移向深水区，这种洄游习性形成春汛生产的依据，在进行春汛生产时，应合理安排生产，使资源得以持续利用。本工程距中国毛虾越冬场最近约14km（图4.2-9）。

#### (7) 花鲈 *Lateolabrax japonicus*

花鲈是渤海大型经济鱼类，终年栖息在近海水域，只作近距离移动，不作长距离洄游。在渤海终年都能捕到。冬季主要在渤海湾、辽东湾和莱州湾渔场的较深海域和烟威渔场、石岛渔场一带越冬。1~2月花鲈主要分布在渤海中部，3月渤海水温降到最低点，大部分花鲈游到渤海海峡一带，4月数量开始增加，主要分布在莱州湾和渤海湾，5~12月的分布比较分散。春、秋两季数量较多，主要集中在莱州湾、渤海湾、黄河口及辽东湾南部。主要索饵期为3~8月，花鲈的产卵场较广，主要在38°~40°N，119°~121°E，产卵期主要在秋季（9~11月），其次在春季（4~6月），产卵后进入深水区越冬。本工程位于花鲈产卵场内，距其洄游通道最近约3.7km（图4.2-10）。

#### (8) 蓝点马鲛 *Scomberomorus niphonius*

蓝点马鲛属鲛科，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。本工程距蓝点马鲛产卵场最近约34km（图4.2-11）。

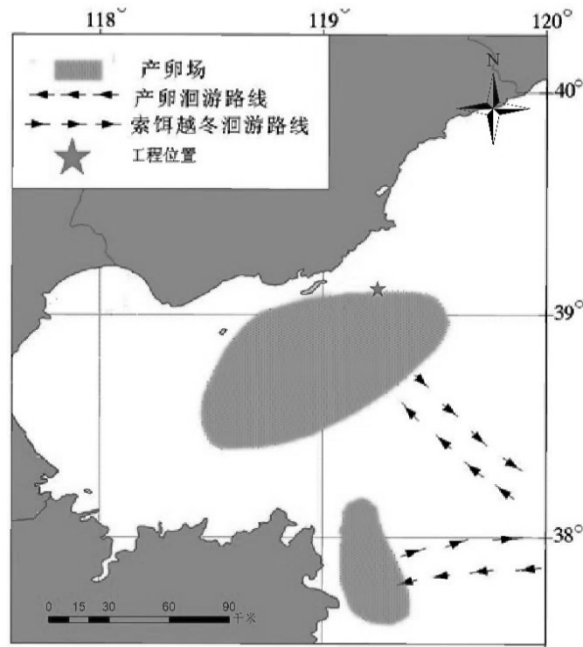


图 4.2-4 白姑鱼产卵场和洄游通道分布

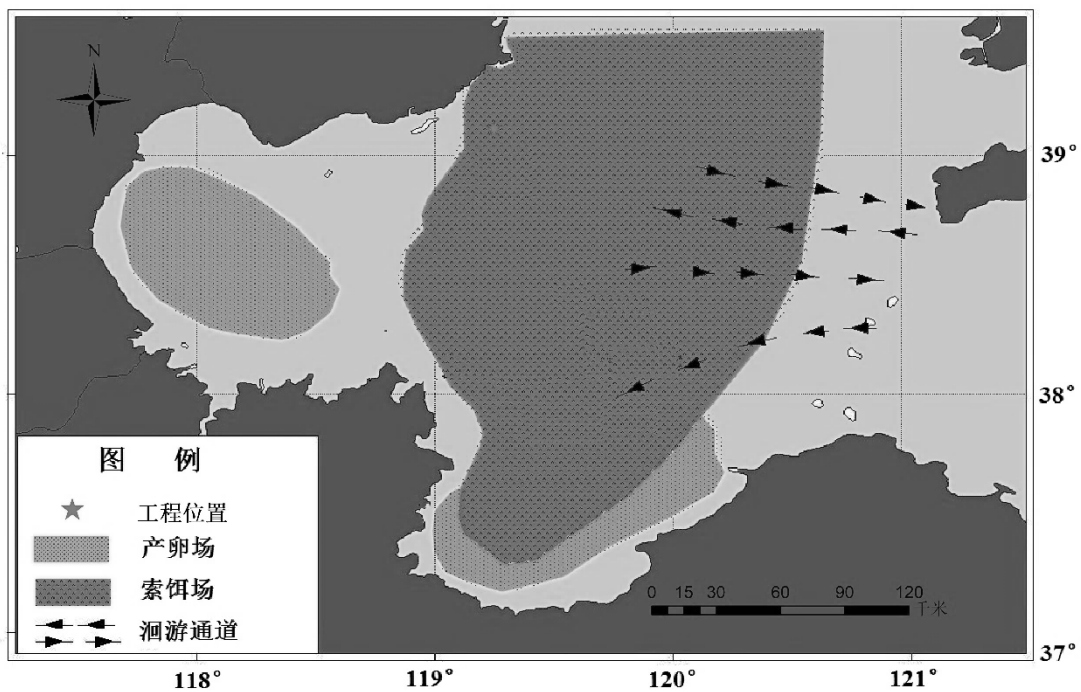


图 4.2-5 鲈产卵场、索饵场和洄游通道分布

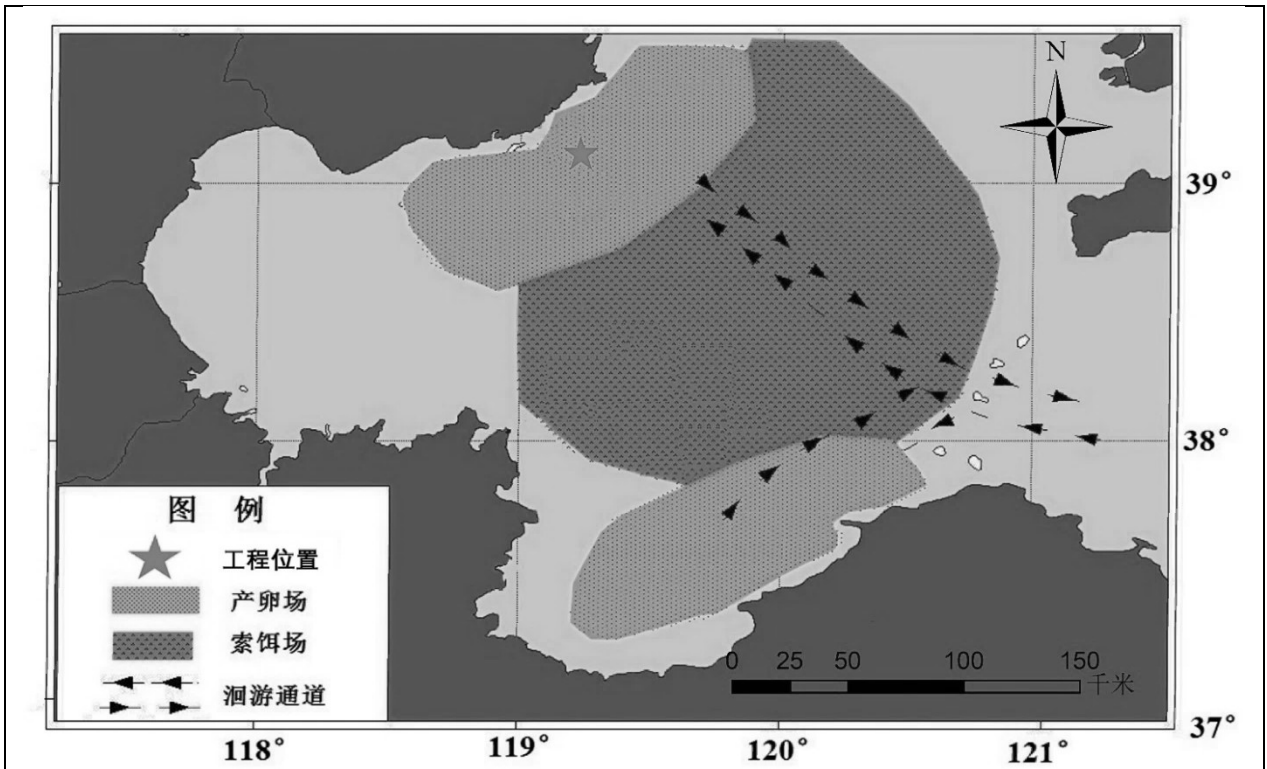


图 4.2-6 鲷产卵场、索饵场和洄游通道分布

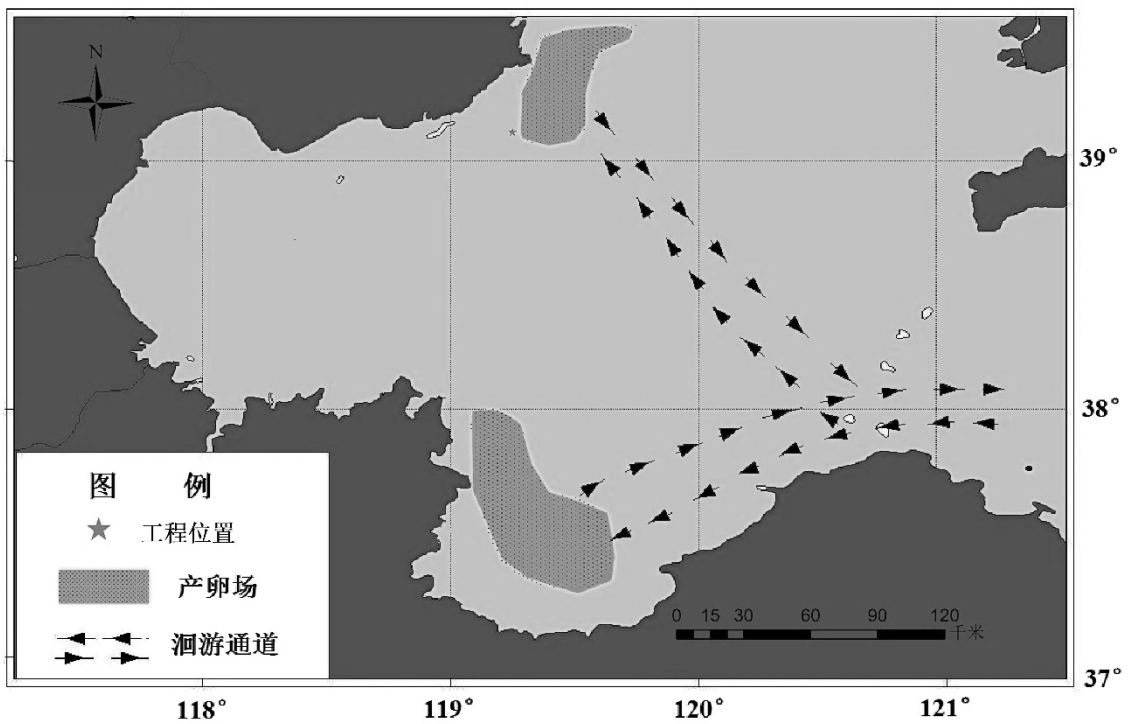


图 4.2-7 黄姑鱼产卵场和洄游通道分布

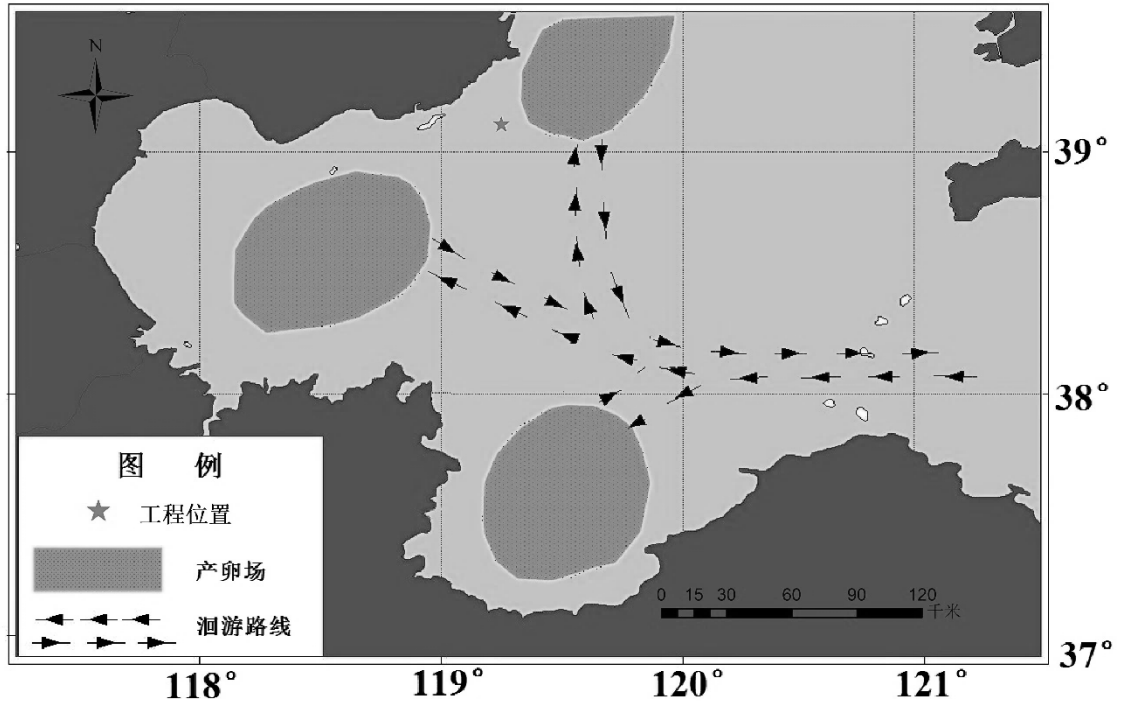


图 4.2-8 银鲟产卵场和洄游通道分布

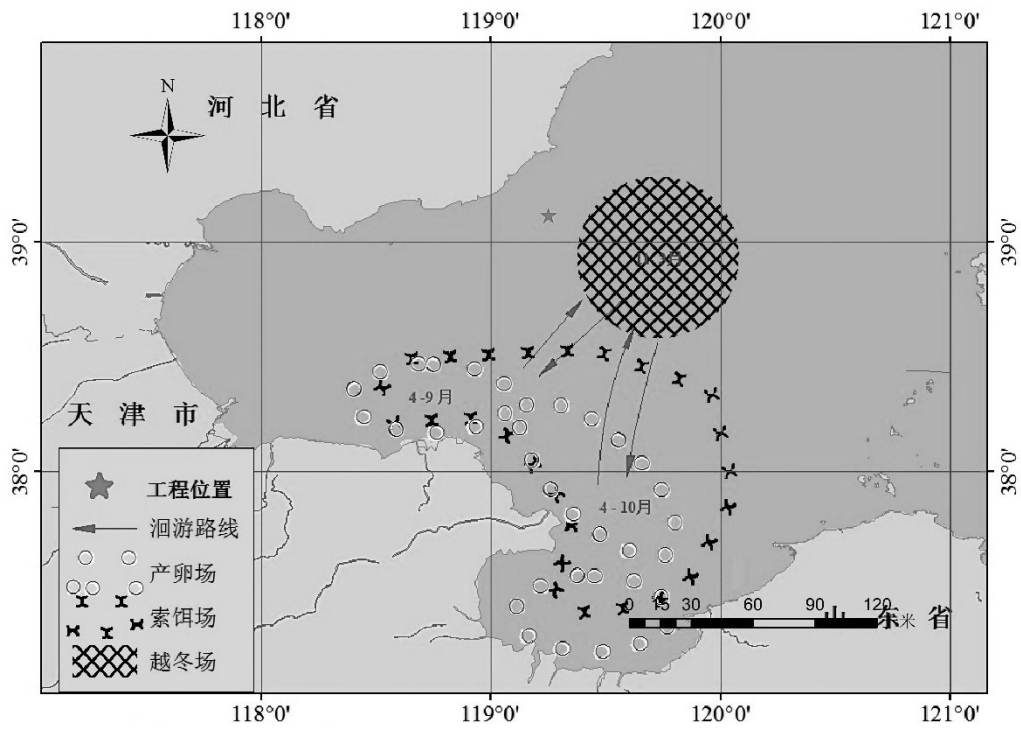


图 4.2-9 中国毛虾产卵场、索饵场、越冬场和洄游通道分布

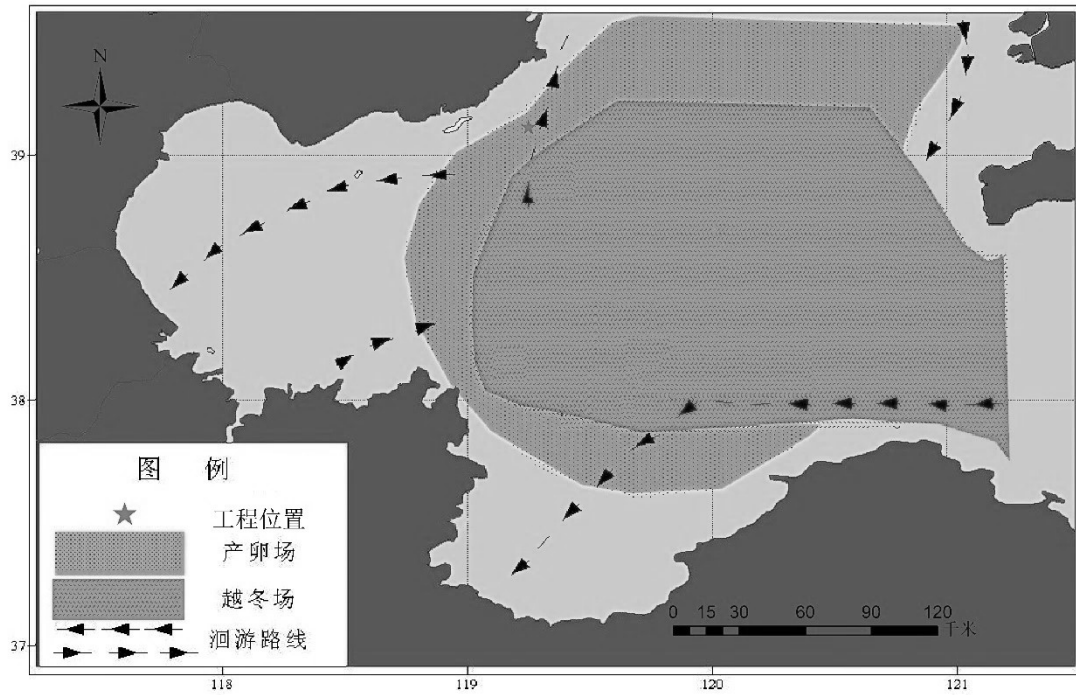


图 4.2-10 花鲈产卵场、越冬场和洄游通道分布

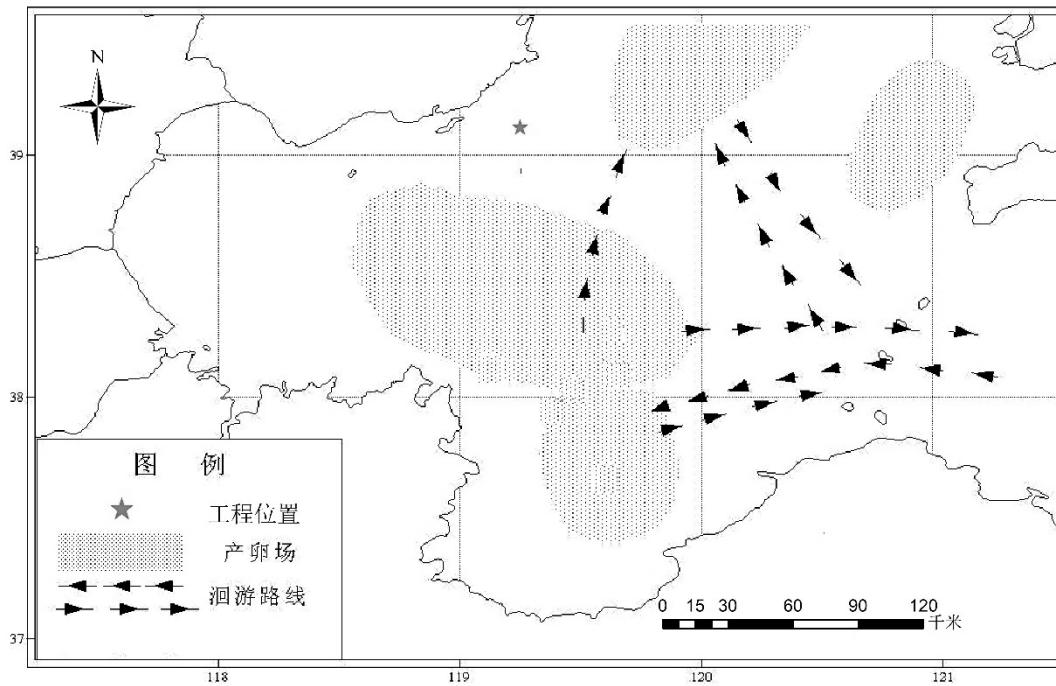


图 4.2-11 蓝点马鲛产卵场和洄游通道分布

### 4.3 秦皇岛 32-6 油田海域环境状况回顾性评价

为进行比较，本评价分别选取 2006 年 5 月、2011 年 5 月和 2018 年 4 月调查数据进

行对比，通过对不同开发阶段调查结果的比较分析，了解油田海域的环境质量变化趋势。三次调查均在秦皇岛 32-6 油田海域，调查站位重合程度较好，且调查时间同为春季；因此这组调查资料具有一定的可比性，能够较客观地反映秦皇岛 32-6 油田周围海域环境质量变化情况。

#### 4.3.1 回顾评价历史资料的选取

本次评价引用的历史调查资料概况见表 4.3-1。

2006年5月调查布设31个调查站位，其中水质调查站位31个，沉积物和海洋生态调查站位17个。调查站位见图4.3-1。

2011年5月调查共设33个调查站位，其中水质调查站位33个，沉积物和海洋生态调查站位21个。调查站位见图4.3-2。

2018年4月调查共设33个调查站位，其中水质调查站位33个，沉积物调查站位18个，海洋生态和生物质量调查站位20个。调查站位见图4.2-1。

表 4.3-1 本次评价引用的历史调查资料概况

编号	资料来源	调查时间	站位数	调查单位	调查单位资质	本次评价引用因子
1	《秦皇岛 33-1 油田开发工程环境影响报告书》（报批稿）	2006 年 5 月	31 个水质调查站位，17 个沉积物和海洋生态调查站位	国家海洋局北海监测中心	有 CMA 认证	水质、沉积物、海洋生态、生物质量
2	《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）	2011 年 5 月	33 个水质调查站位，21 个沉积物和海洋生态调查站位	国家海洋局北海环境监测中心	有 CMA 认证	
3	《曹妃甸 12-6 油田海洋环境质量现状春季调查报告》	2018 年 4 月	33 个水质调查站位，18 个沉积物调查站位，20 个海洋生态和生物质量调查站位	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	



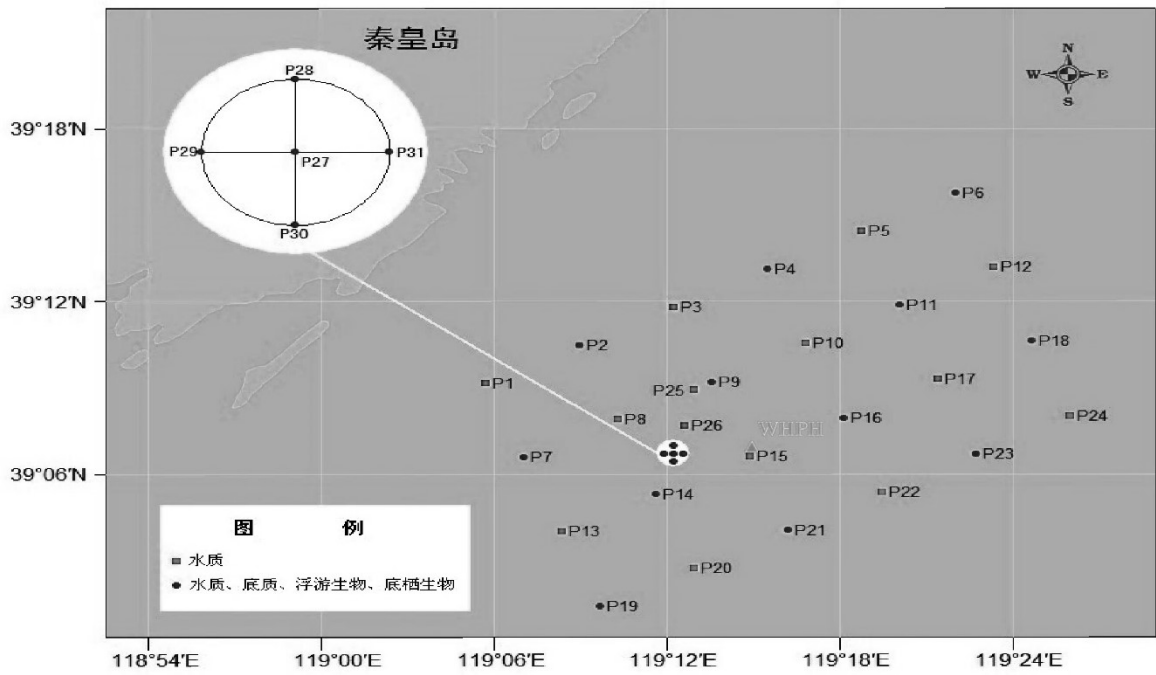


图 4.3-1 2006 年 5 月调查站位示意图

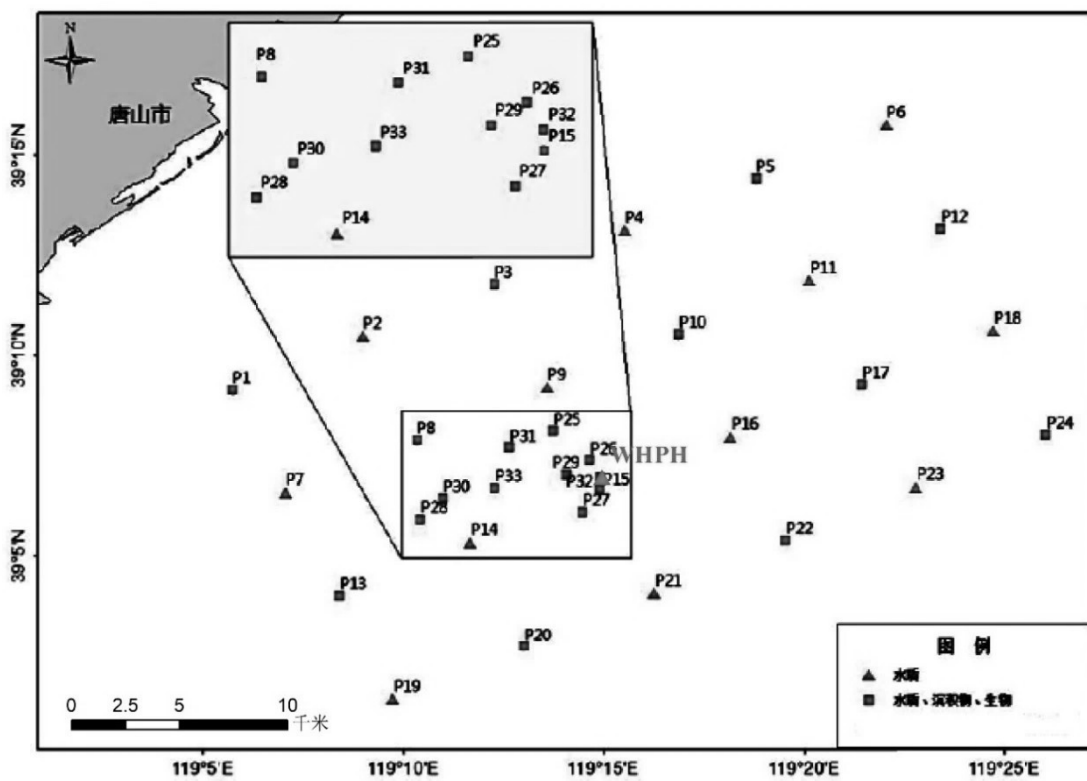


图 4.3-2 2011 年 5 月调查站位示意图

### 4.3.2 海水水质状况回顾

#### (1) 调查项目

2006 年 5 月调查项目为：水深、水温、水色、透明度、盐度、化学需氧量、溶解氧、

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

2011年5月调查项目为：水深、水温、水色、透明度、盐度、化学需氧量、溶解氧、石油类、挥发性酚、pH值、硫化物、无机氮、活性磷酸盐、悬浮物、铜、铅、锌、镉、总铬、砷、汞。

2018年4月调查项目为：水深、水温、盐度、pH、COD、DO、活性磷酸盐、无机氮、悬浮物、石油类、挥发性酚、硫化物、总铬、汞、铜、铅、镉、锌、砷，其中石油类只调查表层。

## (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，确定本次回顾评价的因子为：COD、石油类、无机氮、溶解氧、汞、铅、锌。由于2006年5月和2011年5月两次调查水质采样层次均为表层和底层，所以本次回顾性评价将针对调查海区表层和底层海水水质进行。

## (3) 评价标准

海水水质评价采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中的一类海水水质标准。各次调查数据对比统计结果见表4.3-2。

## (4) 评价结果

通过对比分析可以看出：

①COD：三次调查值均满足一类海水水质标准；表层COD整体呈上升趋势，底层COD呈先下降后上升趋势；评价海域COD浓度水平2018年较2006年有所上升（见图4.3-3）。

②石油类：三次调查值均满足一类海水水质标准；石油类最大值整体呈上升趋势，最小值呈下降趋势；2018年石油类浓度最大值高于2006年和2011年，最小值低于2006年和2011年（见图4.3-4）。

③无机氮：三次调查海水中无机氮均有不同程度的超标现象。其中，2011年仅表层超标，且超标率为3%；2006年表、底层超标率分别为19.35%和22.58%；2018年表、底层超标率分别为15%和9%。三次调查无机氮最小值整体呈上升趋势；2011年无机氮最大值与2006年和2018年相比有所降低（见图4.3-5）。

④DO：三次调查值均满足一类海水水质标准。

⑤汞：三次调查海水中汞均有不同程度超标现象。2006年表、底层超标率分别为

19.35%和35.48%；2011年表、底层超标率分别为33.3%和24.2%；2018年表、底层超标率分别为12%和27%；2018年汞超标率较低。表层汞呈下降趋势，2018年表层汞浓度低于2006年和2011年（见图4.3-6）。

⑥铅：三次调查海水中铅均有不同程度超标现象。2006年表、底层超标率均为100%；2011年表、底层超标率分别为75.8%和78.8%；2018年表、底层超标率分别为33%和33%；2018年铅超标率较低。三次调查铅浓度呈下降趋势，2018年铅浓度低于2006年和2011年（见图4.3-7）。

⑦锌：2006年表、底层超标率分别为6.45%和3.22%；2011年表、底层超标率分别为15.2%和12.1%；2018年不超标。三次调查锌整体呈下降趋势，2018年锌浓度最大值低于2006年和2011年（见图4.3-8）。

通过监测数据统计结果对比分析，可以看出：

- 调查海域海水质量变化不大。无机氮、汞、铅、锌在个别年份出现超一类海水水质标准现象，其中无机氮符合三类海水水质标准，汞、铅、锌均符合二类海水水质标准。

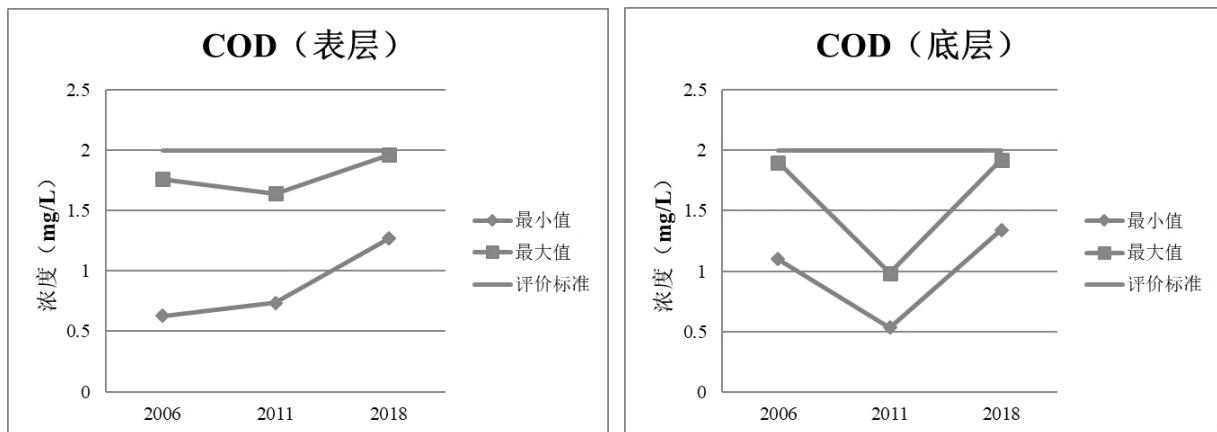


图 4.3-3 水质 COD 监测历年变化趋势图

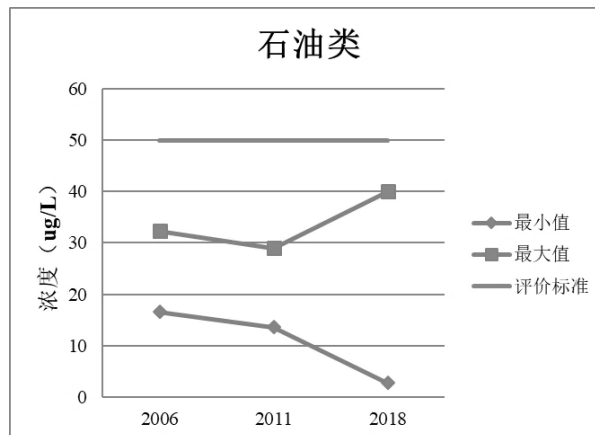


图 4.3-4 水质石油类（表层）监测历年变化趋势图

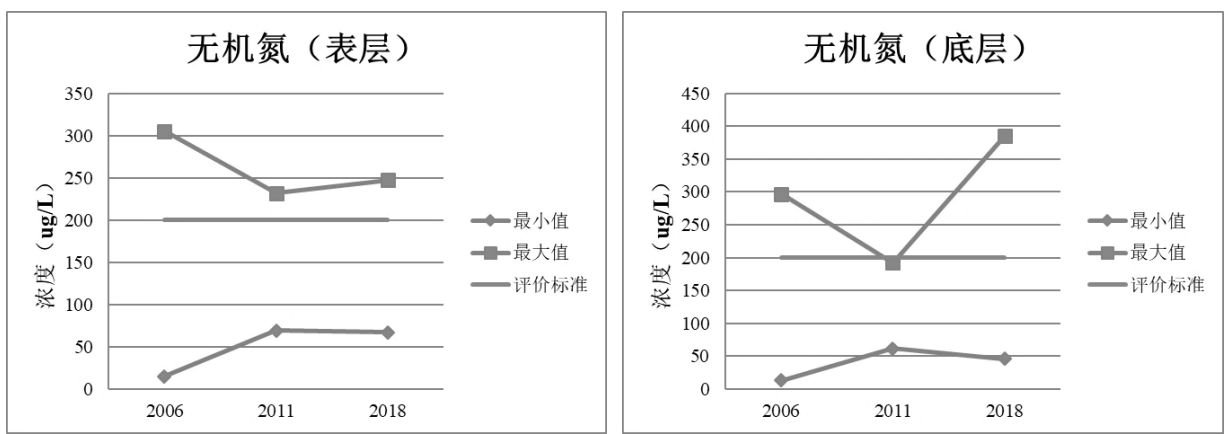


图 4.3-5 水质无机氮监测历年变化趋势图

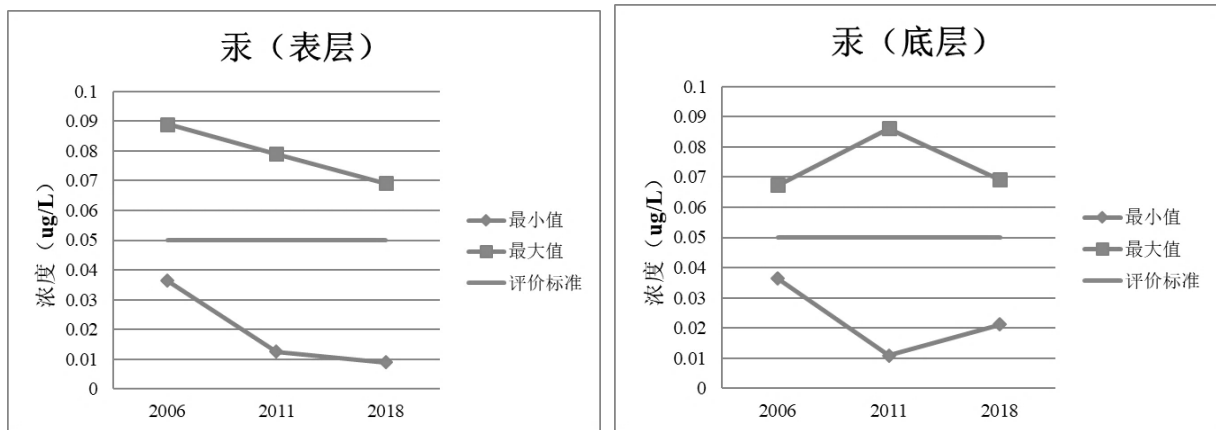


图 4.3-6 水质汞监测历年变化趋势图

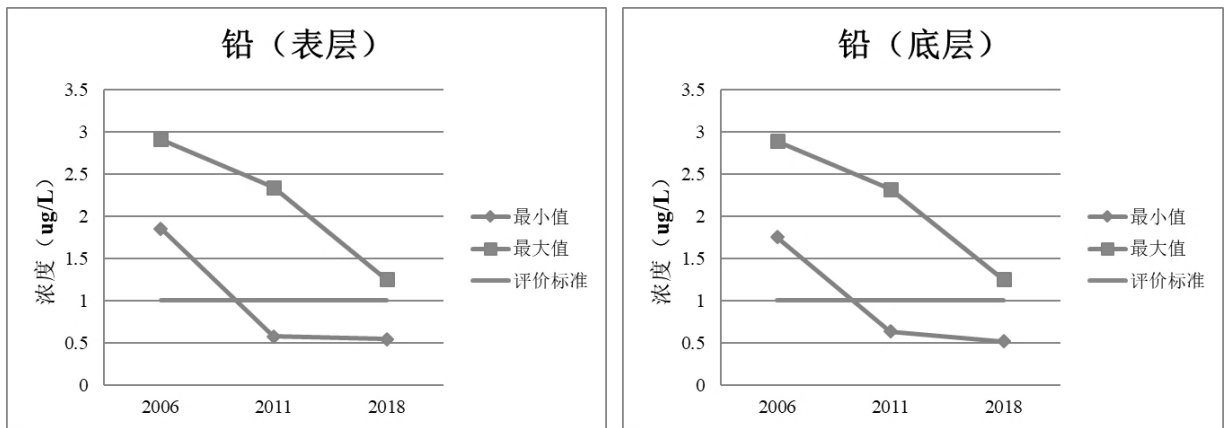


图 4.3-7 水质铅监测历年变化趋势图

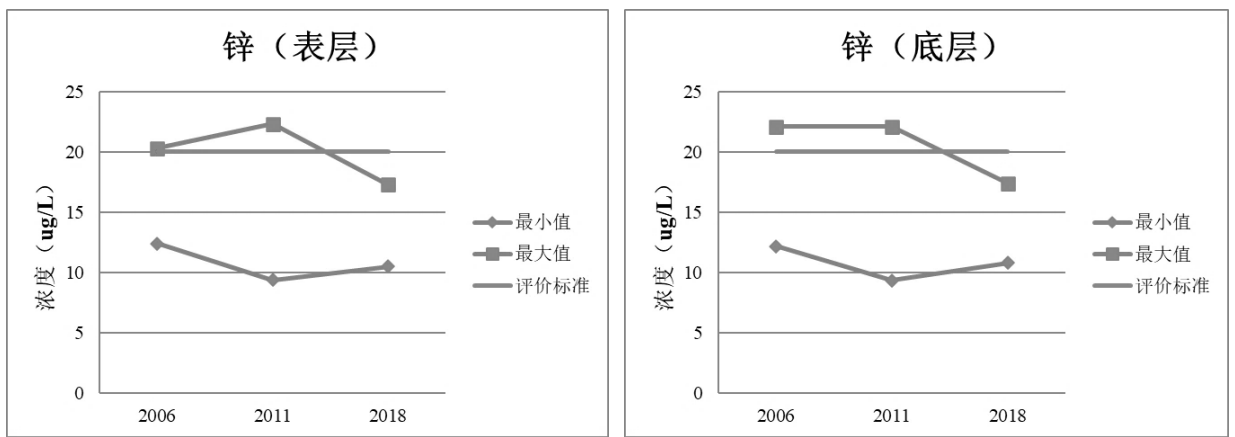


图 4.3-8 水质锌监测历年变化趋势图

### 4.3.3 表层沉积物质量回顾性评价

#### ①回顾性评价

表层沉积物质量状况回顾同样选用 2006 年 5 月、2011 年 5 月和 2018 年 4 月共三次沉积物调查资料，对本海区沉积物环境质量比较分析。沉积物质量评价因子包括：石油类、汞、铜、铅、镉、铬、锌、砷、硫化物和有机碳。相关调查数据的对比分析统计结果如表 4.3-3 所示。

对比分析结果显示：三次调查表层沉积物中的有机碳、硫化物、铅、锌、镉、汞、铬均符合《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中规定的第一类海洋沉积物质量标准限值的要求。仅 2006 年 5 月有 1 个调查站位铜超标，超标 0.04 倍；2011 年 5 月有 1 个调查站位砷超标，超标 0.08 倍；2018 年 4 月有 1 个调查站位石油类超标，超标 0.13 倍。总体来看，调查海区沉积物质量较好。

#### ②超标原因分析

##### ➤ 石油类

2018 年 4 月沉积物调查石油类仅有 1 个站位超标，且超标倍数为 0.13；此外超标站位 P21 距离秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台和 FPSO 分别约为 9.3km 和 7.5km，距离较远，因此，沉积物调查中 1 个站位石油类超标与油田开发无必然联系，可能属于瞬时超标。

##### ➤ 铜和砷

根据工程分析结果结合海上石油开发工程特点，秦皇岛 32-6 油田的开发及经营活动过程中不会产生和排放铜、砷，因此沉积物中铜、砷超标与油田开发无必然联系。

表 4.3-2 秦皇岛 32-6 油田海域历次调查主要水质调查项目统计结果对比表

监测项目		2006年5月			2011年5月			2018年4月			评价标准
		浓度范围	指数范围	超标率	浓度范围	指数范围	超标率	浓度范围	指数范围	超标率	
COD (mg/L)	表层	0.628~1.76	0.31~0.88	0	0.736~1.64	0.37~0.82	0	1.27~1.96	0.63~0.98	0	2
	底层	1.1~1.9	0.55~0.95	0	0.536~0.984	0.27~0.49	0	1.34~1.92	0.67~0.96	0	
石油类(μg/L)	表层	16.6~32.3	0.33~0.65	0	13.6~29.0	0.27~0.58	0	2.73~40.00	0.05~0.80	0	50
无机氮 (μg/L)	表层	15~305	0.07~1.53	19.35%	69.5~232	0.35~1.16	3%	67.3~248	0.34~1.24	15%	200
	底层	13.4~297	0.07~1.49	22.58%	62.1~192	0.31~0.96	0	45.9~385	0.23~1.93	9%	
溶解氧 (mg/L)	表层	9.79~11.62	0~0.3	0	8.13~9.46	0.23~0.53	0	7.69~7.87	0.60~0.65	0	6
	底层	9.74~11.55	0.01~0.38	0	8.00~9.31	0.25~0.58	0	6.51~7.88	0.60~0.89	0	
汞 (μg/L)	表层	0.0364~0.0889	0.73~1.78	19.35%	0.0125~0.0790	0.25~1.58	33.3%	0.0089~0.0692	0.18~1.38	12%	0.05
	底层	0.0364~0.0673	0.73~1.35	35.48%	0.0109~0.0862	0.22~1.72	24.2%	0.0212~0.0692	0.42~1.38	27%	
铅 (μg/L)	表层	1.85~2.91	1.85~2.91	100%	0.577~2.34	0.58~2.34	75.8%	0.546~1.25	0.55~1.25	33%	1
	底层	1.75~2.89	1.75~2.89	100%	0.632~2.32	0.63~2.32	78.8%	0.516~1.25	0.52~1.25	33%	
锌 (μg/L)	表层	12.4~20.3	0.62~1.02	6.45%	9.39~22.3	0.47~1.12	15.2%	10.5~17.3	0.53~0.86	0	20
	底层	12.2~22.1	0.61~1.11	3.22%	9.37~22.1	0.47~1.11	12.1%	10.8~17.4	0.54~0.87	0	

表 4.3-3 秦皇岛 32-6 油田海域表层沉积物调查结果统计表

监测项目	2006年5月			2011年5月			2018年4月			评价标准
	浓度范围	指数范围	超标率	浓度范围	指数范围	超标率	浓度范围	指数范围	超标率	
有机碳 (×10 <sup>-2</sup> )	0.225~0.385	0.11~0.19	0	0.232~0.463	0.12~0.23	0	0.574~1.56	0.29~0.78	0	2.0
石油类 (×10 <sup>-6</sup> )	9.65~457	0.02~0.91	0	22.3~370	0.04~0.74	0	47.9~563	0.10~1.13	5.56%	500.0
硫化物 (×10 <sup>-6</sup> )	26.0~36.1	0.09~0.12	0	35.4~74.2	0.12~0.25	0	12.9~222	0.04~0.74	0	300.0
铜 (×10 <sup>-6</sup> )	7.03~36.5	0.20~1.04	5.88%	3.08~20.6	0.09~0.59	0	13.6~24.3	0.39~0.69	0	35.0
铅 (×10 <sup>-6</sup> )	10.2~28.8	0.17~0.48	0	3.33~23.4	0.06~0.39	0	14.6~19.4	0.24~0.32	0	60.0
锌 (×10 <sup>-6</sup> )	10.8~26.0	0.07~0.17	0	3.11~34.0	0.02~0.23	0	20.9~30.8	0.14~0.21	0	150.0
镉 (×10 <sup>-6</sup> )	0.0927~0.343	0.19~0.69	0	0.0618~0.234	0.12~0.47	0	0.118~0.189	0.24~0.38	0	0.50
汞 (×10 <sup>-6</sup> )	0.0179~0.0747	0.09~0.37	0	0.0169~0.136	0.08~0.68	0	0.0648~0.105	0.32~0.53	0	0.20
砷 (×10 <sup>-6</sup> )	5.32~8.62	0.27~0.43	0	8.99~21.5	0.45~1.08	4.8%	4.95~7.17	0.25~0.36	0	20.0
铬 (×10 <sup>-6</sup> )	8.09~20.4	0.10~0.26	0	3.51~27.3	0.04~0.34	0	13.3~18.3	0.17~0.23	0	80.0

#### 4.3.4 海洋生物生态环境回顾性分析

根据 2006 年 5 月、2011 年 5 月和 2018 年 4 月三次海洋生态和生物质量调查资料，对本海区海洋生态和生物质量进行比较分析。

##### (1) 叶绿素a及初级生产力

叶绿素a及初级生产力调查数据的对比分析统计结果列于表4.3-4。三次春季调查结果对比：

三次调查中，2006年5月和2011年5月调查叶绿素a表层和底层含量平均值高于2018年4月调查。2011年5月调查初级生产力高于2018年4月。

表4.3-4 叶绿素a及初级生产力资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2018年4月
叶绿素a	表层 (mg/m <sup>3</sup> )	平均值	4.42	5.54
		范围	1.43~6.99	2.21~10.45
	底层 (mg/m <sup>3</sup> )	平均值	6.68	9.75
		范围	1.44~12.29	3.75~20.62
初级生产力 (mgC/m <sup>2</sup> ·d)	范围	/	727.75~2580.89	2.55~23.19

注：“/”表示未进行该项统计。

##### (2) 浮游植物

浮游植物调查数据的对比分析统计结果列于表4.3-5。三次春季调查结果对比：

①三次调查中，浮游植物种类数量变化不大，硅藻占大多数，组成结构上以硅藻为主，其次为甲藻，总体讲浮游植物的群落结构未发生大的变化。

②2018年4月调查浮游植物细胞数量平均值明显低于2006年5月和2011年5月调查。

③2018年4月调查浮游植物多样性指数、均匀度指数平均值均高于2006年5月和2011年5月；丰富度和优势度指数平均值低于2006年5月。

④三次调查出现的优势种也不完全相同，存在一定的差异。

⑤2006年5月和2011年5月调查海域浮游植物群落结构稳定性一般，2018年4月浮游植物群落结构稳定性较好。

表 4.3-5 浮游植物资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2018年4月
种类数		38	46	44
种类组成		硅藻门30种，占总种类组成的79.0%；甲藻6种，占总种类组成的15.8%；着色鞭毛藻门2种，占总种类组成的5.3%。	硅藻门40种，占总种类组成的86.96%；甲藻门5种，占总种类组成的10.87%；金藻门1种，占总种类组成的2.17%。	硅藻41种，占发现总种类的93.2%；甲藻3种，占发现总种类的6.8%。
细胞数量(个/m <sup>3</sup> )	范围	(9.5~432.6) ×10 <sup>4</sup>	(78.53~1750.25) ×10 <sup>4</sup>	(15.5474~141.75) ×10 <sup>4</sup>
	平均值	131.9×10 <sup>4</sup>	/	62.5998×10 <sup>4</sup>

群落特征	多样性指数在0.54~2.91之间, 平均为2.05	多样性指数在1.01~3.44之间, 平均为2.12	多样性指数变化范围(1.86~3.38), 均值为2.69
	均匀度在0.15~0.69之间, 平均为0.51	均匀度在0.24~0.77之间, 平均为0.49	均匀度变化范围(0.55~0.85), 均值为0.71
	丰富度在1.00~1.87之间, 平均为1.39	丰富度在0.68~1.06之间, 平均为0.87	丰富度指数变化范围(0.49~1.63), 均值为0.98
	优势度在0.56~0.93之间, 平均为0.74	优势度在0.42~0.92之间, 平均为0.74	优势度变化范围(0.30~0.64), 均值为0.44
优势种	密联角毛藻、刚毛根管藻、柔弱根管藻和尖刺菱形藻	柔弱根管藻和斯氏根管藻	刚毛根管藻、夜光藻、柔弱角毛藻、翼根管藻、密连角毛藻和布氏双尾藻

注：“/”表示未进行该项统计。

### (3) 浮游动物

浮游动物调查数据的对比分析统计结果列于表4.3-6。三次春季调查结果对比：

①2011年5月和2018年4月调查种类数均为22种，高于2006年5月调查；种类组成上均以桡足类为主要组成部分。

②浮游动物生物量和个体数量以2011年居多。

③三次调查出现的优势种也不完全相同，存在一定的差异。

④2018年4月调查浮游动物多样性、均匀度、丰富度指数平均值均高于2006年5月和2011年5月；优势度指数平均值低于2006年5月和2011年5月。

⑤2006年5月和2011年5月调查浮游动物群落结构稳定性较差，2018年4月浮游动物群落结构稳定性一般。

表 4.3-6 浮游动物资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2018年4月
种类数		8	22	22
浮游动物种类组成		桡足类3种、毛颚类1种、幼虫、幼体2种, 其他种类2种	桡足类11种, 水母类1种, 毛颚类、涟虫类和端足类各1种, 糠虾类2中, 幼虫幼体5种	桡足类10种, 水母类5种, 端足类2种, 十足类、多毛类、涟虫类、原生动物和毛颚动物门各1种
生物量 (mg/m <sup>3</sup> )	范围	21.8~781.6	270~2950	18.68~454.75
	平均值	260.4	/	145.52
个体数量 (个/m <sup>3</sup> )	范围	18.6~1033.7	690~10070	4.6~212.2
	平均值	311.8	/	79.7
群落特征		多样性指数在1.01~2.08之间, 平均为1.40	多样性指数在0.90~2.13之间, 平均为1.49	多样性指数变化范围(1.29~2.36), 均值为2.00
		均匀度值在0.42~0.77之间, 平均为0.58	均匀度在0.27~0.67之间, 平均为0.46	均匀度变化范围(0.49~0.83), 均值为0.69
		丰富度值在0.43~0.82之间, 平均为0.58	丰度在0.52~1.02之间, 平均为0.74	丰富度指数变化范围(1.03~2.38), 均值为1.70
		优势度值在0.71~0.97之间, 平均为0.87	优势度在0.66~0.95之间, 平均为0.84	优势度变化范围(0.28~0.89), 均值为0.59
优势种		墨氏胸刺水蚤、中华哲水蚤	墨氏胸刺水蚤、中华哲水蚤和胸刺水蚤	强壮箭虫、中华哲水蚤、纺锤水蚤和腹针胸刺水蚤

注：“/”表示未进行该项统计。



#### (4) 底栖生物

底栖生物调查数据的对比分析统计结果列于表4.3-7。三次春季调查结果对比：

①三次调查中，2011年和2018年调查底栖生物种类数量、生物量和栖息密度均高于2006年调查。

②三次调查中，底栖生物多样性指数、均匀度指数平均值相差不大；2018年4月调查丰富度指数平均值高于2006年5月和2011年5月；优势度指数平均值低于2006年5月和2011年5月。

③三次调查底栖生物群落结构稳定性均较好。

表 4.3-7 底栖生物资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2018年4月
种类数		48	71	67
底栖生物种类组成		多毛类出现的种类数最多，共29种，占底栖生物种类组成的60.4%；甲壳类次之，共出现9种，占种类组成的18.8%；软体动物出现8种，占种类组成的16.7%；纽形和尾索动物各1种，分别占2.1%。	多毛类37种，占52.10%；甲壳类18种，占25.35%；软体动物9种，占12.68%；棘皮动物2种，占2.82%；腔肠动物2种，占2.82%；纽形动物、扁形动物和半索动物各1种，各占1.41%。	环节动物发现种类最多，共发现38种，占底栖生物发现总种类数的56.7%；节肢动物发现13种，占底栖生物发现总种类数的19.4%；软体动物发现12种，占底栖生物发现总种类数的17.9%；纽形动物发现2种，占底栖生物发现总种类数的3.0%；棘皮动物和腔肠动物各发现1种，各占发现总种类数的1.5%。
生物量 (g/m <sup>2</sup> )	范围	0.70~15.80	2.00~76.20	0.35~68.75
	平均值	4.69	11.30	11.03
栖息密度 (个/m <sup>2</sup> )	范围	60~490	240~800	150~950
	平均值	186	/	379
群落特征	多样性指数在1.79~4.06之间，平均为3.13	多样性指数在2.70~3.85之间，均值3.37	多样性指数变化范围为(1.88~3.81)，均值为3.29	
	均匀度指数在0.84~1之间，平均为0.93	均匀度在0.76~0.96之间，均值0.84	均匀度变化范围为(0.67~0.94)，均值为0.88	
	丰度指数在0.51~2.13之间，平均值为1.30	丰度在1.01~2.25之间，均值1.71	丰富度指数变化范围为(1.07~2.90)，均值为2.20	
	优势度指数在0.22~0.67之间，平均为0.38	优势度在0.29~0.57之间，均值0.43	优势度变化范围(0.00~0.45)，均值为0.21	

注：“/”表示未进行该项统计。

#### (5) 生物质量

历史调查均根据《海洋监测规范》的有关规定，进行生物体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、总汞、石油烃的分析，分析结果见表4.3-8。其中贝类（双壳）评价标准采用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中一类标准；其他软体动物（非双壳类）、鱼类及甲壳类执行《全国海岸带和海涂资源综合调整简明规程》及《第二次全国海洋污染基线调查技术规范》（第二分册）中的标准。

①2006年5月采集到的贝类体内重金属铅含量超过《海洋生物质量》（GB18421-2001）第一类标准限值，超标倍数为0.3，其他因子均未超标。贝类体内铅超标可能与其对铅有较高的富集能力有关。

②2011年5月和2018年4月采集到的生物体内重金属及石油烃含量均符合相应的标准值，未出现超标现象。

总体而言，评价海域大多数的生物质量处于正常值范围内。

表 4.3-8 油田附近海域生物质量监测结果对比表

调查时间	站位	样品名称	检测项目 (mg/kg)							
			铜	铅	锌	镉	铬	砷	总汞	石油烃
2006年 5月	/	甲壳类		■			■			■
		鱼类		■			■			■
		贝类	■	■		■	■		■	■
		毛蚶		■			■			■
		青蛤		■			■			■
2011年 5月	P1	鼓虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	P3	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	P5	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
	P7	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	P9	织纹螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	P10	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	P12	蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
	P13	扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	P15	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	P16	文蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
	P19	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	P19	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	P21	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	P24	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
	P26	鹰爪虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	P28	紫石房蛤	■	■	■	■	■	■	■	■
	P29	鼓虾	■	■	■	■	■	■	■	■
	P30	毛蚶	■	■	■	■	■	■	■	■
	P31	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	P32	扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■
P32	织纹螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
P33	斑尾腹虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	

注：①“/”表示未对该项进行统计；“-”表示未检出；

②2006年5月和2011年5月调查未按站位给出生物质量的调查结果。

#### 4.3.5 环境影响回顾性分析结论

通过对秦皇岛 32-6 油田周边海域环境质量回顾分析，得出以下结论：

(1) 经 2006 年~2018 年共计三次在秦皇岛 32-6 油田周边海域的环境质量调查回顾分析，除少部分调查站位的海水水质、沉积物和生物质量出现超标现象以外，本海域大部分调查站位的海水水质、沉积物和生物质量处于稳定状态，均满足相应的标准限值。

(2) 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，工程周边海洋生态基本处于正常范围内。

#### 4.4 秦皇岛 32-6 油田海域渔业资源回顾性评价

本次采用 2005 年 5 月、2015 年 6 月和 2018 年 5 月三次渔业资源调查结果进行对比分析。本次评价引用的历史调查资料概况见表 4.4-1，三次渔业调查站位布设见图 4.4-1。

三次调查均在秦皇岛 32-6 油田周边海域，调查站位重合程度较好，且调查时间同为春季；调查内容一致，均包括：鱼卵仔稚鱼、鱼类、头足类和甲壳类；因此这组调查资料具有一定的可比性，能够较客观地反映秦皇岛 32-6 油田周围海域渔业资源的变化情况。

表 4.4-1 本次评价引用的历史调查资料概况

调查项目	资料来源	调查单位	调查时间	站位数
渔业资源	《秦皇岛 33-1 油田开发工程环境影响报告》（报批稿）	中国水产科学研究院 黄海水产研究所	2005 年 5 月	12
	《曹妃甸 6-4 项目渔业资源现状调查与评价》	中国水产科学研究院 黄海水产研究所	2015 年 6 月	12
	《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

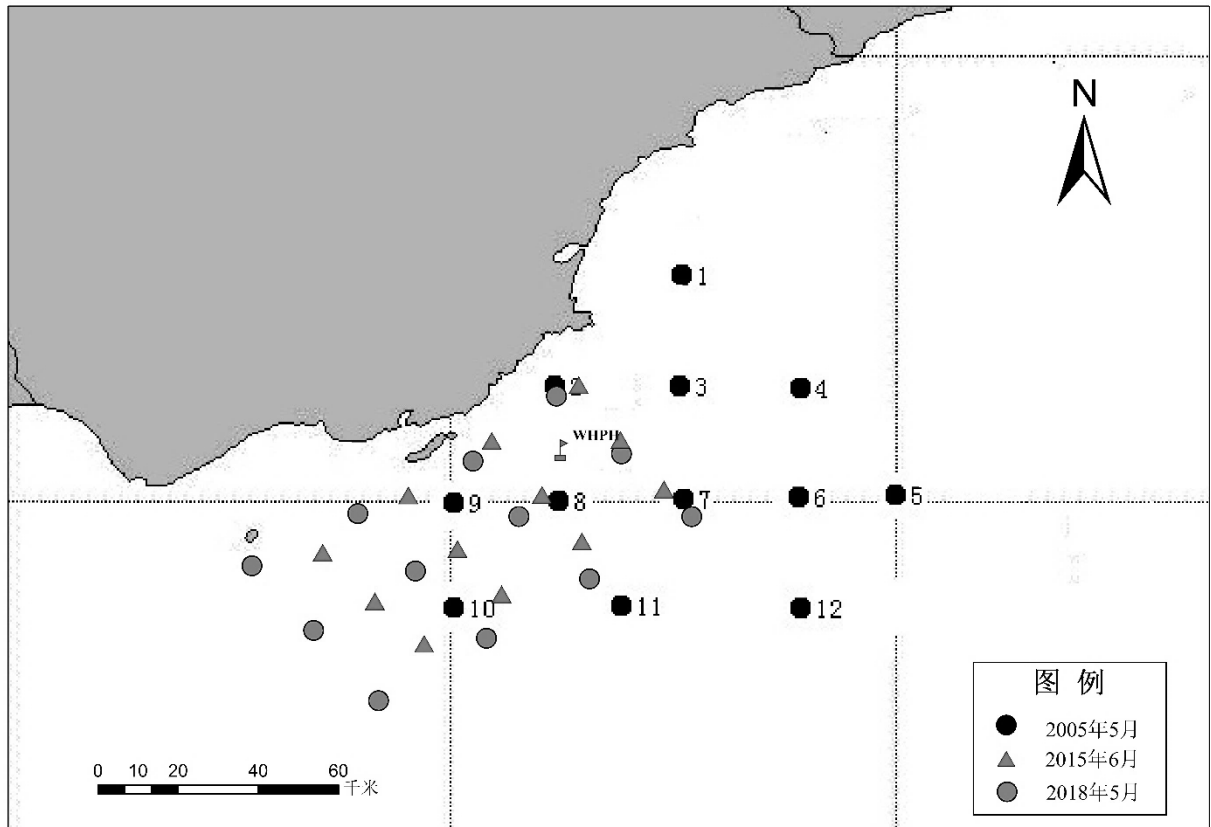


图 4.4-1 本工程所在海域渔业资源历次调查站位示意图

(1) 鱼卵、仔稚鱼资源状况

2005 年 5 月共捕获鱼卵 11 种，鱼卵密度分布在  $0\sim 4.0$  粒/ $m^3$ ，平均为  $2.78$  粒/ $m^3$ ；共捕获仔稚鱼 8 种，仔稚鱼分布密度在  $0\sim 2.0$  尾/ $m^3$ ，平均值为  $0.68$  尾/ $m^3$ 。

2015 年 6 月共采集到鱼卵 5 种，鱼卵密度分布在  $0\sim 0.79$  粒/ $m^3$ ，平均为  $0.239$  粒/ $m^3$ ；共采集到仔稚鱼 7 种，仔稚鱼的密度范围  $0\sim 0.36$  尾/ $m^3$ ，平均密度为  $0.194$  尾/ $m^3$ 。

2018 年 5 月共采集到鱼卵 8 种，鱼卵密度分布在  $0\sim 2.36$  粒/ $m^3$ ，平均为  $0.55$  粒/ $m^3$ ；共采集到仔稚鱼 4 种，仔稚鱼的密度范围  $0\sim 3.64$  尾/ $m^3$ ，平均密度为  $0.45$  尾/ $m^3$ 。

鱼卵、仔稚鱼资源状况历次调查结果对比见表 4.4-2。根据调查结果可知，2005 年 5 月春季调查鱼卵和仔稚鱼种类数、平均密度高于 2015 年 6 月和 2018 年 5 月调查。

表 4.4-2 历次调查鱼卵、仔稚鱼资源调查结果对比统计

调查时间	鱼卵			仔稚鱼		
	种类数	密度 (粒/ $m^3$ )		种类数	密度 (尾/ $m^3$ )	
		范围	平均值		范围	平均值
2005 年 5 月	11	0-4.0	2.78	8	0-2.0	0.68
2015 年 6 月	5	0-0.79	0.239	7	0-0.36	0.194
2018 年 5 月	8	0-2.36	0.55	4	0-3.64	0.45

(2) 鱼类资源状况

2005年5月捕获的鱼类种类主要有22种。2005年春季鱼类平均尾数密度和平均重量密度分别为3578尾/km<sup>2</sup>和196kg/km<sup>2</sup>。

2015年6月共捕获鱼类18种，平均渔获量为2952尾/h，8.186kg/h，72826尾/km<sup>2</sup>，201.95kg/km<sup>2</sup>。

2018年5月共捕获鱼类22种，平均渔获量6934尾/h，17.082kg/h。经换算鱼类平均资源密度为108765尾/km<sup>2</sup>和267.94kg/km<sup>2</sup>。

本工程所在海域鱼类资源历次调查结果对比分析见表4.4-3。由3次春季调查结果可知，鱼类种类数变化趋势不明显，2018年调查平均渔获量、平均尾数密度、平均重量密度较2005年和2015年有所升高。

**表 4.4-3 历次调查鱼类资源调查结果对比统计**

调查时间	种类数	渔获量 (尾/h)		渔获量 (kg/h)		尾数密度 (尾/km <sup>2</sup> )	重量密度 (kg/km <sup>2</sup> )
		范围	平均值	范围	平均值	平均值	平均值
2005年5月	22	-	-	-	-	3578	196
2015年6月	18	168~18176	2952	2.156~31.113	8.186	72826	201.95
2018年5月	22	48~25716	6934	0.382~51.936	17.082	108765	267.94

**(3) 头足类资源状况**

2005年5月共捕获头足类2种，即火枪乌贼、双喙耳乌贼。优势种为火枪乌贼。平均尾数密度和平均重量密度分别为1057尾/km<sup>2</sup>和41.1kg/km<sup>2</sup>。

2015年6月共捕获头足类4种，优势种为日本枪乌贼。平均渔获量239尾/h，2.83kg/h。平均尾数密度和平均重量密度分别为4981尾/km<sup>2</sup>和58.98kg/km<sup>2</sup>。

2018年5月共捕获头足类3种，优势种为日本枪乌贼、双喙耳乌贼和长蛸。平均渔获量118尾/h，1.048kg/h。经换算头足类平均资源密度为1876尾/km<sup>2</sup>和16.660kg/km<sup>2</sup>。

本工程所在海域头足类资源状况历次调查结果对比分析见表4.4-4。根据3次调查结果可知，头足类生物的种类数变化不大，2015年6月调查头足类资源的平均渔获量、平均尾数密度、平均重量密度高于2005年5月和2018年5月调查。

**表 4.4-4 历次调查头足类资源调查结果对比统计**

调查时间	种类数	渔获量 (尾/h)		渔获量 (kg/h)		尾数密度 (尾/km <sup>2</sup> )	重量密度 (kg/km <sup>2</sup> )
		范围	平均值	范围	平均值	平均值	平均值
2005年5月	2	-	-	-	-	1057	41.1
2015年6月	4	0~975	239	0~15.45	2.83	4981	58.98
2018年5月	3	0~792	118	0~6.611	1.048	1876	16.660

**(4) 甲壳类资源状况**

2005年5月调查共捕获甲壳类9种。平均尾数密度和平均重量密度分别为8784尾/km<sup>2</sup>

和 88.6kg/km<sup>2</sup>。

2015 年 6 月共捕获甲壳类 8 种，优势种为口虾蛄、葛氏长臂虾和日本鼓虾。平均渔获量为 701 尾/h，6.33kg/h；平均资源密度为 14608 尾/km<sup>2</sup>，131.909kg/km<sup>2</sup>。

2018 年 5 月共捕获甲壳类 9 种，优势种为口虾蛄。平均渔获量 2795 尾/h，28.014kg/h；经换算甲壳类平均资源密度为 43860 尾/km<sup>2</sup>和 445.339kg/km<sup>2</sup>。

本工程所在海域甲壳类资源状况历次调查结果对比分析见表 4.4-5。根据 3 次调查结果可知，甲壳类生物的种类数变化不大，平均渔获量、平均尾数密度和平均重量密度呈现上升趋势。

表 4.4-5 历次调查甲壳类资源调查结果对比统计

调查时间	种类数	渔获量 (尾/h)		渔获量 (kg/h)		尾数密度 (尾/km <sup>2</sup> )	重量密度 (kg/km <sup>2</sup> )
		范围	平均值	范围	平均值	平均值	平均值
2005 年 5 月	9	-	-	-	-	8784	88.6
2015 年 6 月	8	33~2454	701	1.2~16.92	6.33	14608	131.909
2018 年 5 月	9	116~19326	2795	0.205~225.13	28.014	43860	445.339

#### (5) 小结

①种类数：三次调查中，鱼类、头足类、甲壳类的种类数变化不大；2005 年 5 月调查鱼卵和仔稚鱼的种类数最高。

②渔获量和密度：三次调查中，2018 年 5 月调查鱼类和甲壳类的平均渔获量、平均尾数密度、平均重量密度最高；2005 年 5 月调查鱼卵和仔稚鱼的平均密度最高；2015 年 6 月调查头足类的平均渔获量和平均尾数密度、平均重量密度最高。

## 5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

### 5.1 海洋功能区划符合性

#### 5.1.1 与海洋功能区划的符合性分析

(1) 与《全国海洋功能区划（2011-2020年）》的符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011-2020年）》，本工程位于《全国海洋功能区划（2011-2020年）》中的“渤海湾海域”。该海域包括唐山滦河口至冀鲁海域分界毗邻海域，主要功能为港口航运、工业与城镇用海、矿产与能源开发。唐山曹妃甸新区、天津滨海新区、沧州渤海新区等区域集约发展临海工业与生态城镇。区域积极发展滩海油气资源勘探开发。区域实施污染物排海总量控制制度，改善海洋环境质量。

本工程是在既有秦皇岛32-6油田WHPH平台上内挂井槽实施调整井建设；工程位于《全国海洋功能区划（2011-2020年）》中的“渤海湾海域”，工程用海为海洋油气开发用海，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”。工程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。因此，本工程用海符合《全国海洋功能区划（2011-2020年）》要求。

(2) 与《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》的符合性分析

根据《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》，本工程位于“京唐港矿产与能源区”，功能区代码为4-1（见图5.1-1）。工程所在海域海洋基本功能区登记表见表5.1-1。

①京唐港矿产与能源区用途管制为“用海类型为工业（油气开采）用海，重点保障油气开采设施建设用海需求；禁止与油气开采作业无关、有碍生产和设施安全的活动”。本工程用海属于油气开采用海，符合京唐港矿产与能源区用途管制要求。

②环境保护要求为“严格控制生产过程中废弃物的排放，制定油气泄漏应急预案和快速反应系统，减少对海洋水动力环境、海底地形地貌的影响；确保毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区的海洋环境及海域生态安全；海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量不劣于现状水平。”

本工程生产过程中产生的固体废弃物均运回陆上处理，不外排；建设单位已制定了《秦皇岛32-6油田溢油应急计划》和快速反应系统，确保毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区的海洋环境及海域生态安全。

由此可见：本工程建设符合《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》要求。

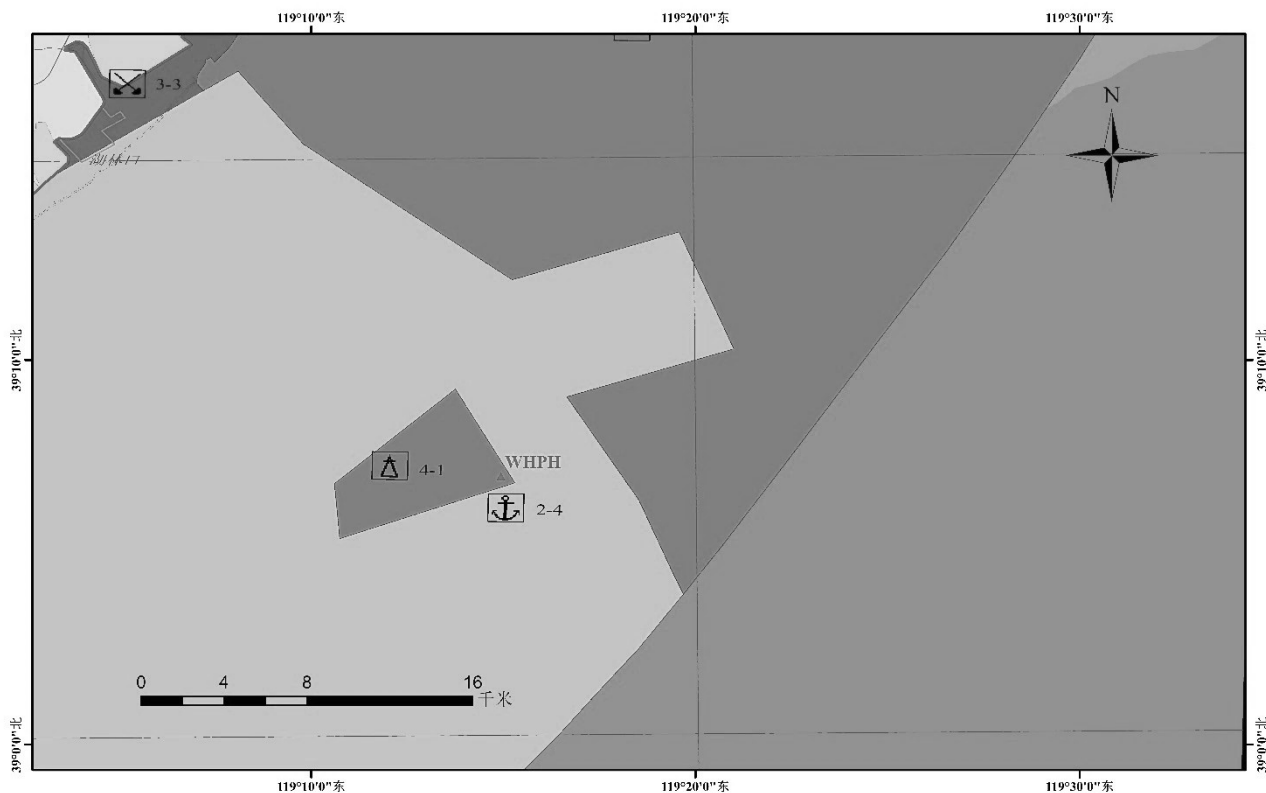


图5.1-1 工程与《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》的位置关系图

表 5.1-1 工程所在海域海洋基本功能区登记表

（引自《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》登记表）

序号	26	代码	4-1	功能区类型	矿产与能源区
功能区名称	京唐港矿产与能源区				
地区	唐山市乐亭县				
地理范围	京唐港东南海域（39°5'11.95"N~39°9'3.68"N，119°10'35.38"E~119°15'16.63"E）				
面积（公顷）	2422.94				
岸线长度（公里）					
海域使用管理要求	用途管制	用海类型为工业（油气开采）用海，重点保障油气开采设施建设用海需求；禁止与油气开采作业无关、有碍生产和设施安全的活动。			
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，允许以平台式、透水构筑物或非透水构筑物方式建设油气开采和储运设施。			
	海域整治	实施环境综合整治，降低对毗邻区域的环境影响。			
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	保护海洋生态环境。			
	环境保护	严格控制生产过程中废弃物的排放，制定油气泄漏应急预案和快速反应系统，减少对海洋水动力环境、海底地形地貌的影响；确保毗邻海洋生态敏感区、亚敏感区的海洋环境及海域生态安全；海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量不劣于现状水平。			

(3) 与《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》的符合性分析



根据《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》，本工程位于“京唐港矿产与能源区”，功能区代码为4-1（见图5.1-2）。工程所在海域海洋基本功能区登记表见表5.1-2。

工程与《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》的符合性分析见表5.1-3。通过分析：本工程建设符合《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》要求。

**表 5.1-2 工程所在海域海洋基本功能区登记表**  
(引自《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》登记表)

功能区名称	京唐港矿产与能源区		
功能区类型	矿产与能源区	二级类功能区代码	
所属一级类功能区名称	京唐港矿产与能源区	一级类功能区代码	4-1
地理范围	京唐港东南海域（39°5'11.95"N~39°9'3.68"N，119°10'35.38"E~119°15'16.63"E）		
面积（公顷）	2422.94	岸线长度（米）	0
开发利用现状	功能区内主要用海类型为工业用海，主要用海方式为海底电缆管道。		
海域管理要求	用途管制	重点保障石油平台、海底输油管道等油气开采设施建设用海需求；禁止与油气开采作业无关、危害油气生产安全的用海活动；保障海上通航安全。	
	用海方式控制	严格限制改变海域自然属性，允许以平台式、透水构筑物或非透水构筑物方式建设油气开采和储运设施。	
	整治修复	实施环境综合整治，降低溢油风险，减少对毗邻区域的生态环境影响。	
海洋环境保护要求	生态保护重点目标	保护海水质量，维护底栖生态系统结构与功能的稳定；确保毗邻海域养殖区、捕捞区的生态安全。	
	环境保护	严格控制生产过程中废弃物的排放，制定油气泄漏应急预案和快速反应系统，海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量不劣于现状水平。	
其它管理要求	在油气资源开发利用过程中，减少对海洋水动力环境、海底地形地貌的影响。		

**表 5.1-3 工程与《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》的符合性分析**

名称	相关要求	符合性分析	是否相符	
京唐港矿产与能源区	用途管制	重点保障石油平台、海底输油管道等油气开采设施建设用海需求；禁止与油气开采作业无关、危害油气生产安全的用海活动；保障海上通航安全。	本工程用海属于油气开采用海，符合京唐港矿产与能源区用途管制要求。	符合
	环境保护	严格控制生产过程中废弃物的排放，制定油气泄漏应急预案和快速反应系统，海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量不劣于现状水平。	本工程生产过程中产生的固体废弃物均运回陆上处理，不外排；建设单位已制定了《秦皇岛32-6油田溢油应急预案》和快速反应系统。因此，本工程建设符合京唐港矿产与能源区环境保护要求。	符合
	其它管理要求	在油气资源开发利用过程中，减少对海洋水动力环境、海底地形地貌的影响。	本工程不涉及新增占用海域，工程建成后基本不改变原有地形和地貌。因此，对工程附近海域的海洋水动力、海底地形地貌影响很小。	符合

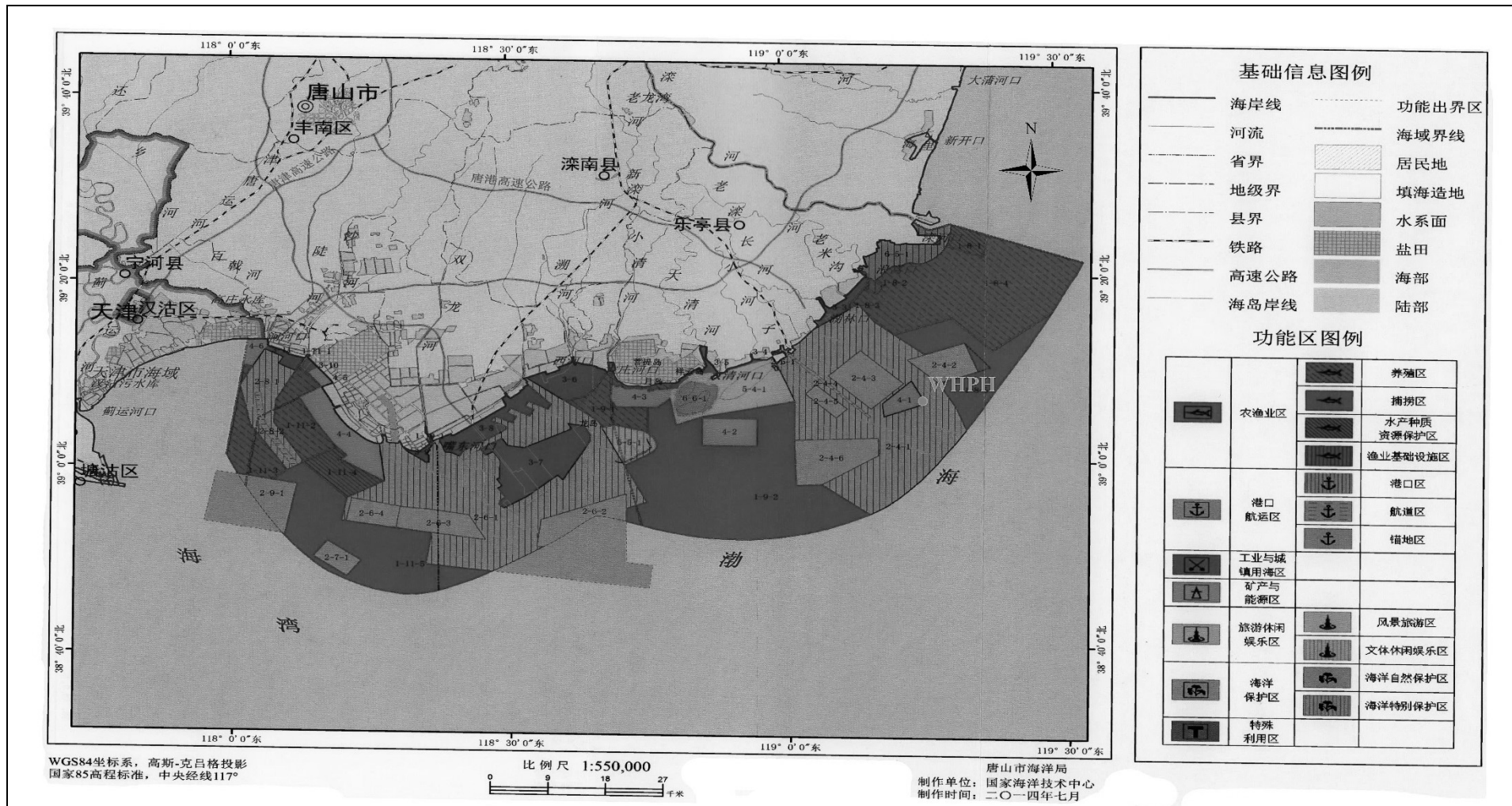


图5.1-2 工程与《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》的位置关系图

### 5.1.2 与海洋主体功能区规划的符合性分析

#### (1) 与《全国海洋主体功能区规划》符合性分析

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、限制开发区域和禁止开发区域”。

根据《全国海洋主体功能区规划》，内水和领海主体功能区划分为优化开发区域、重点开发区域、限制开发区域及禁止开发区域。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。海洋工程和资源开发区，是指国家批准建设的跨海桥梁、海底隧道等重大基础设施以及海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。海洋工程建设和资源勘探开发应认真做好海域使用论证和环境影响评价，减少对周围海域生态系统的影响，避免发生重大环境污染事件。支持海洋可再生能源开发与建设，因地制宜科学开发海上风能。

本工程位于“内水和领海主体功能区-重点开发区域”，不位于限制开发区域和禁止开发区域内。属于在既有平台上进行井口的调整及平台的适应性改造。

本工程施工期产生的生活污水经处理达标后排放，排放量较小且是暂时的，施工期处理达标的生活污水排海对海洋环境影响很小；油层段钻井液、油层段钻屑、固体废物和船舶机舱含油污水均运回陆上处理不外排；同时优化施工进度计划，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时避开工程所在海域白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5月）。本工程运营期固体废弃物均运回陆上处理不外排，生活污水排放量不增加，FPSO处理达标的生产水排放量未超过原环评批复量，且2020年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。通过采取上述措施，减少对工程周边海域生态系统的影响。此外，建设单位制定了溢油应急计划，防止溢油事故对环境产生较大的污染。因此，本工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》的要求。

#### (2) 与《河北省海洋主体功能区规划》的符合性分析

根据河北省人民政府发布的《河北省海洋主体功能区规划》【冀政字〔2018〕11号】：“依据《全国海洋主体功能区规划》对河北省海域主体功能定位，充分考虑海洋资源环境承载能力、现有开发强度和发展潜力，将全省海域划分为优化开发区域、限制开发区域和禁止开发区域”。

限制开发区域分为海洋渔业保障区、重点海洋生态功能区和**其他点状开发的区域**。

其中，其他点状开发的区域海洋资源环境承载能力较强、开发潜力较大，是未来发展

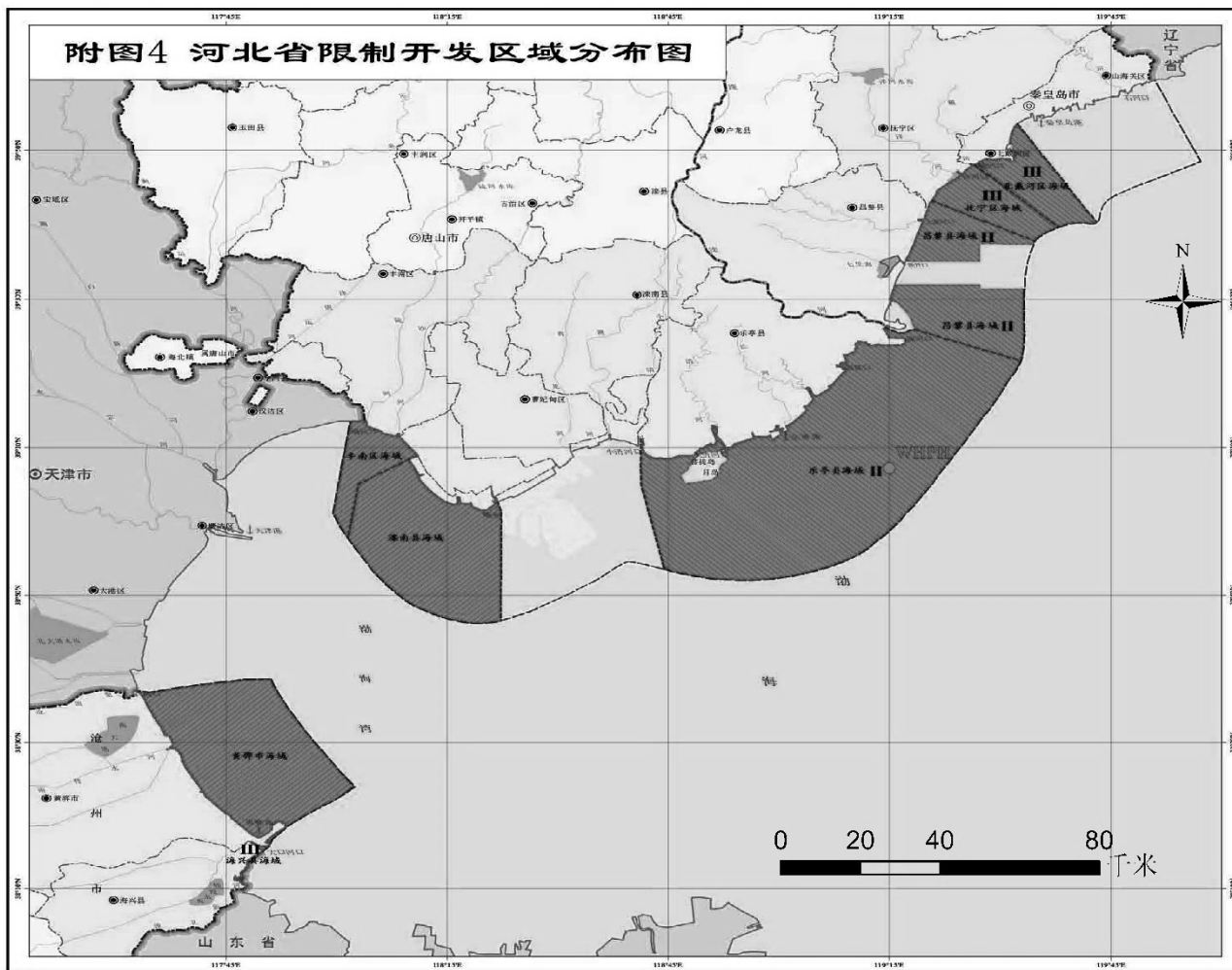
的重要支撑区。分为港口和临港产业用海区、**海洋资源开发区**两类区域。

海洋资源开发区包括：**秦皇岛 32-6 油田**、南堡 35-2 油田、渤西油田，乐亭海上风电、海兴核电基地保障区等。

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台，属于《河北省海洋主体功能区规划》中的限制开发区域中的其他点状开发的区域中的**海洋资源开发区**，不位于禁止开发区域（见图 5.1-3）。

**海洋资源开发区**。是指国家批准建设的海洋能源、矿产资源勘探开发利用所需海域。重点开发油气和海上风电资源，合理控制油气开采围填海规模，强化油气开发项目海域使用论证和环境影响评价；严格执行海洋油气勘探开采环境管理要求，制定海洋环境灾害应急预案和快速反应系统，防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，确保周围海域海洋生态环境安全；支持海洋可再生能源开发利用，遵循深水远岸布局原则，科学论证与规划海上风电和海洋可再生能源综合利用。

本工程为海洋油气开发工程，属于海洋资源开发区中允许的“重点开发油气资源”范畴；工程不涉及围填海，且开展了环境影响评价；工程严格执行海洋油气勘探开采的各项环境管理要求，施工期和运营期产生的各种污染物均得到了合理处置；此外，建设单位已经制定了溢油应急计划，用以防范海上溢油等海洋环境突发污染事件，从而确保周围海域海洋生态环境安全。因此，本工程建设符合《河北省海洋主体功能区规划》的要求。



附图4 河北省限制开发区域分布图

比例尺 1:1,000,000 (墨卡托投影, 标准纬线为30°N)

2018.03月 制

4

限制开发区域,是指以海洋水产品保障、海洋渔业资源和海洋生态功能保护为主要功能的海域。分为海洋渔业保障区和重点海洋生态功能区两种类型。包括滦南县、丰南区、黄骅市、北戴河区、抚宁区、昌黎县、乐亭县和海兴县海域,海域面积5413.14平方公里,占全省管辖海域面积的74.89%,海岸线长342.55公里,占全省海岸线总长的70.65%。

——海洋渔业保障区包括滦南县、丰南区和黄骅市海域,海域面积1975.23平方公里,占限制开发区域面积的36.49%,海岸线长133.79公里,占限制开发区域海岸线总长的39.06%。

——重要海洋生态功能区分为重要地理环境保护型和人文与景观资源保护型两种类型。包括昌黎县、乐亭县、北戴河区、抚宁区和海兴县海域,海域面积3437.91平方公里,占限制开发区域面积的63.51%,海岸线长208.76公里,占限制开发区域海岸线总长的60.94%。其中,重要地理环境保护型重点海洋生态功能区包括昌黎县和乐亭县海域,人文与景观资源保护型重点海洋生态功能区包括北戴河区、抚宁区和海兴县海域。

专题要素图例





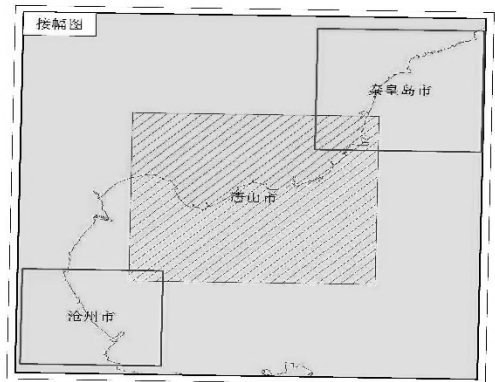
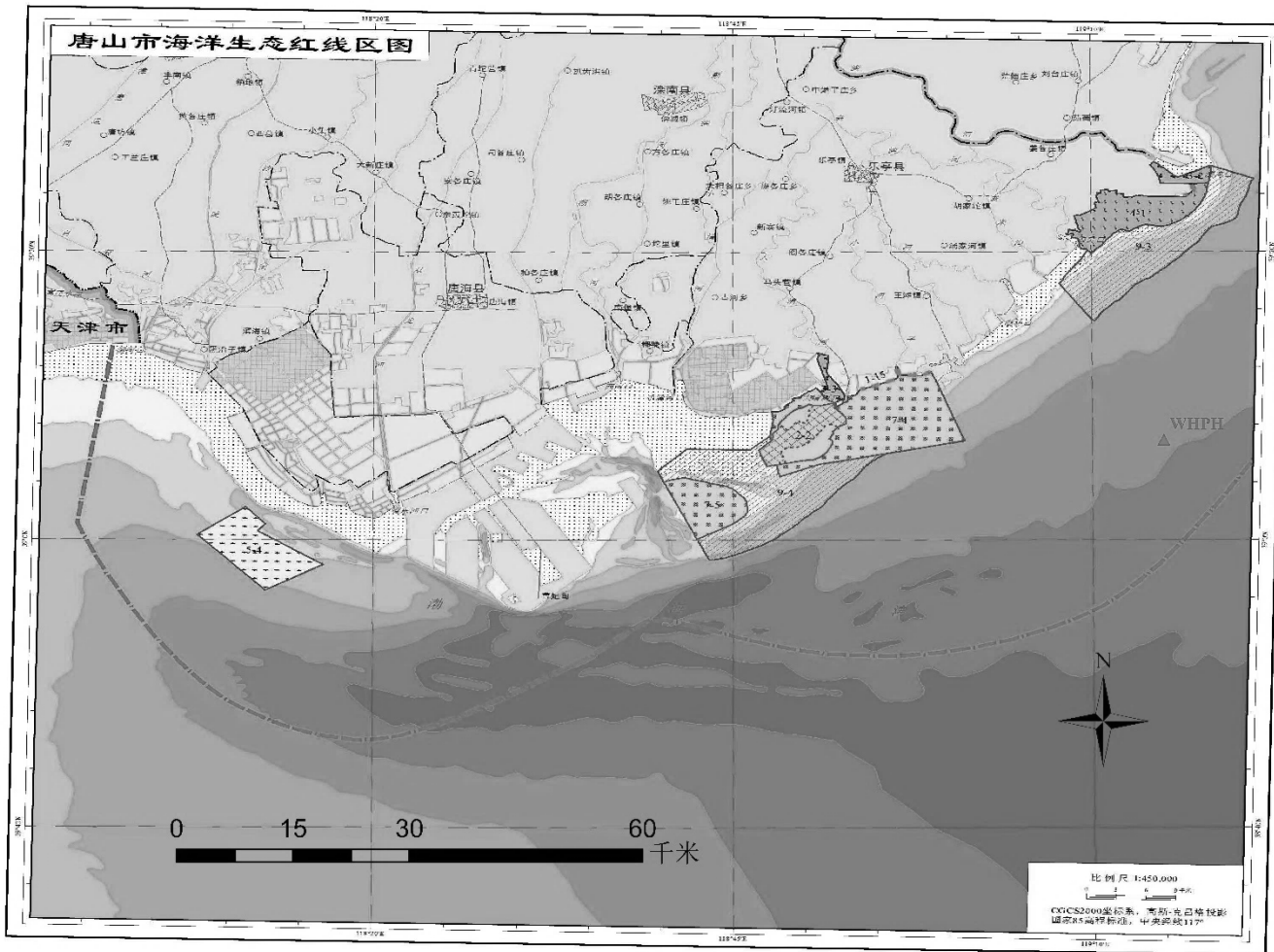
	海洋渔业保障区		
	重点海洋生态功能区		重要地理环境保护型
			人文与景观资源保护型

图 5.1-3 工程与《河北省海洋主体功能区规划》的位置关系图

### 5.1.3 与《河北省生态保护红线》符合性分析

根据河北省人民政府发布的《河北省生态保护红线》（冀政字〔2018〕23号），本工程位于河北省海洋生态红线区外，距“滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）”（编号9-3）最近，最近距离约16.8km。

本工程非油层段钻屑、非油层段钻井液排放产生的悬浮物影响范围不超过1.44km，因此，工程施工期和运营期均不会对《河北省生态保护红线》的红线区产生不利影响（见图5.1-4）。



基础信息图例	生态红线区图例
沿海乡镇	自然岸线
省界	管理海域范围
市界	海洋保护区红线区
县界	重要河口生态系统红线区
干线公路	重要滨海湿地红线区
河流	重要渔业海域红线区
海岸线	重要滨海旅游区红线区
等深线	沙滩保护区红线区
陆域	禁止开发区
居民地	
水面	
盐田	
填海复地	
滩涂	
等深线0m-2m海区	
等深线2m-5m海区	
等深线5m-10m海区	
等深线10m-15m海区	
等深线15m-20m海区	
等深线20m-25m海区	
等深线25m-30m海区	
等深线>30m海区	

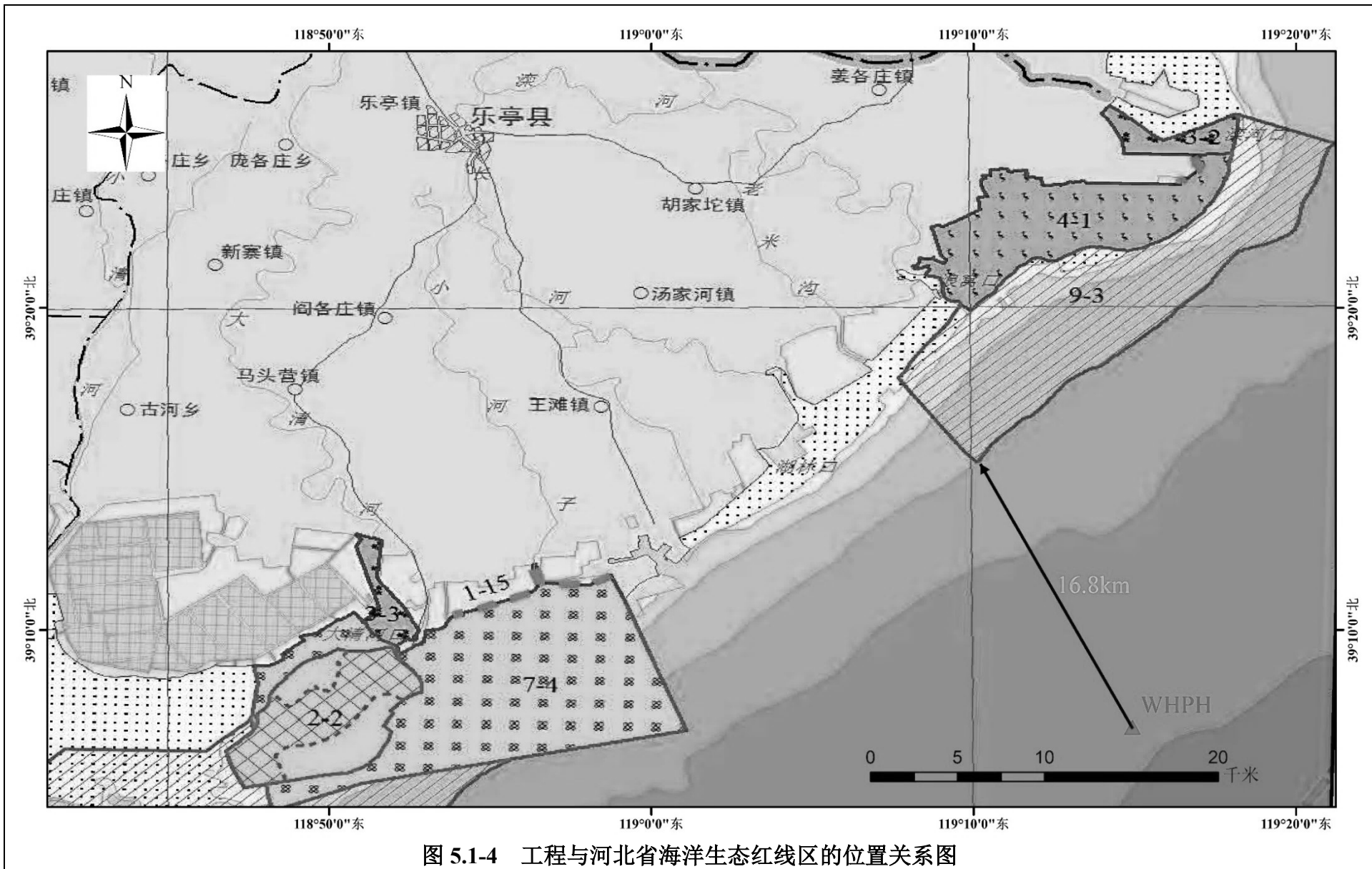


图 5.1-4 工程与河北省海洋生态红线区的位置关系图



#### 5.1.4 与环境保护规划及其他相关规划的符合性分析

(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

2018年2月，国家海洋局印发了《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》，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，用最少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。**”

##### ②符合性分析

本工程施工期产生的生活污水经处理达标后排海；船舶机舱含油污水、油层段钻屑、油层段钻井液、生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理；非油层段钻井液和钻屑经检验合格后达标排海。本工程运营期不新增生活污水排海量；不新增生活垃圾产生量，且生活垃圾和生产垃圾均运回陆地处理；FPSO处理达标的生产水排放总量不超过原环评批复的总量，且2020年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。本工程施工期及运营期产生的污染物均得到了妥善处置，符合《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》中“源头护海”的原则。

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入秦皇岛32-6油田现有跟踪监测计划中，并定期监测设施外排污染物的排放浓度。针对可能发生的风险，中海石油（中国）有限公司秦皇岛32-6作业公司已经编制了《秦皇岛32-6油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案。建设单位应该按照备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应，尤其是钻完井期间落实好各种溢油应急措施。符合《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》中“海洋环境监测和风险防范处置能力”提升的目标。

综上，本工程建设符合《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》要求。

(2) 与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020年）》符合性

根据《河北省海洋环境保护规划（2016-2020年）》，本工程位于“京唐港矿产与能源监督利用区”，见图5.1-5。

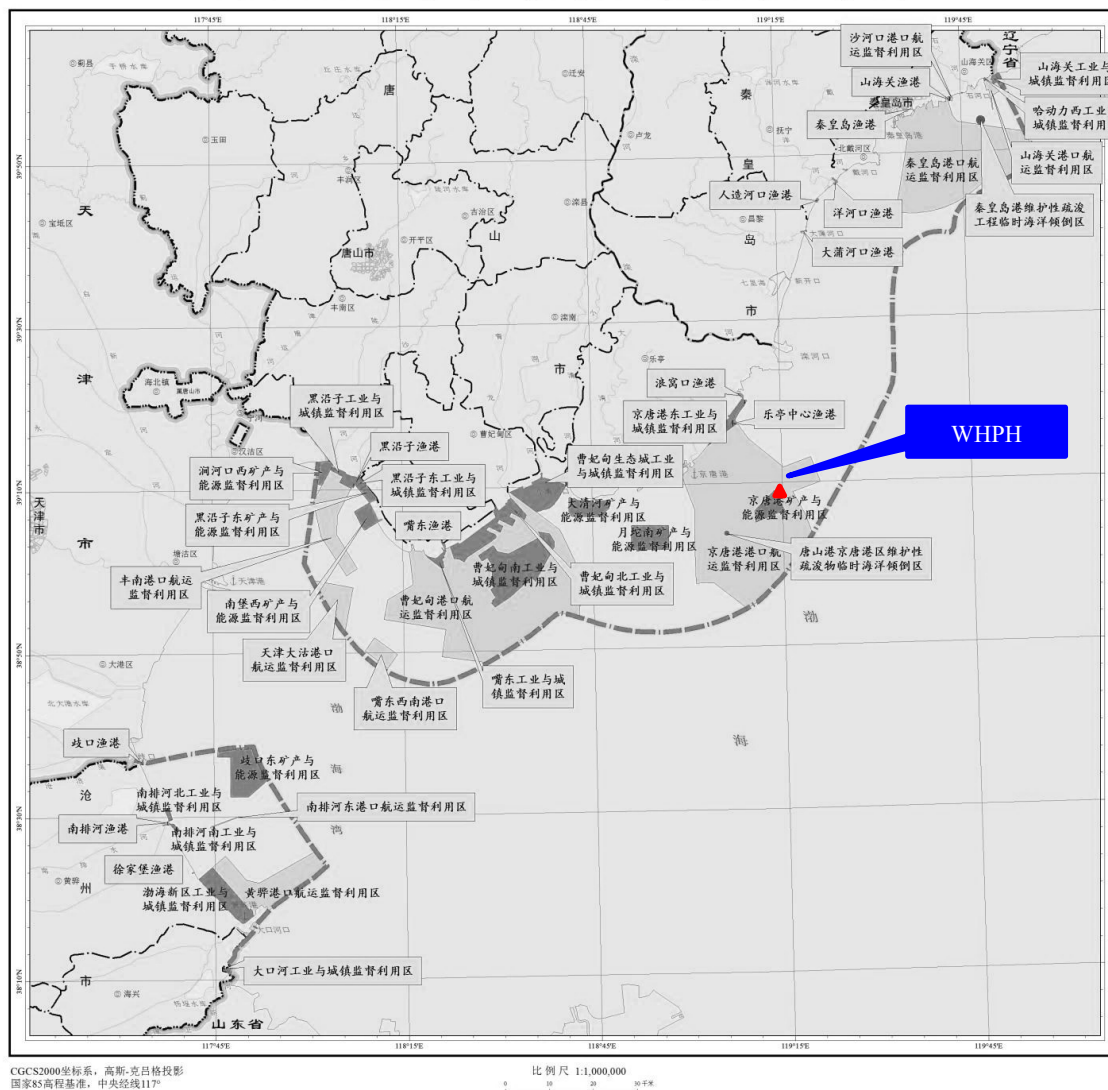
矿产与能源监督利用区管控要求为：“油气勘采区严格执行海洋油气勘探、开采中的环境管理要求，制定海洋环境灾害应急预案和快速反应系统，防范海上溢油等海洋环境突发污染事故，确保周围海域海洋环境及生态安全，执行不劣于三类海水水质质量标准、不

劣于二类海洋沉积物和海洋生物质量标准。盐业利用区严格控制生产过程中废弃物的排放，减少对海洋水动力环境、岸滩及海底地形貌的影响，防治海岸侵蚀；原料海水执行不劣于二类海水水质质量标准”。

本工程在施工期和运行期严格执行海洋油气勘探开发的相关管理要求，施工期和运营期产生的各类污染物均得到合理妥善的处置；油田采取溢油风险防范措施并制定相应的应急预案以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故，确保周围海域海洋环境及生态安全；根据现状调查结果可知：位于“京唐港矿产与能源监督利用区”的调查站位海水水质均符合二类海水水质质量标准；沉积物和生物质量均符合一类海洋沉积物和海洋生物质量标准。

由此可见，本工程建设符合《河北省海洋环境保护规划（2016-2020年）》。

## 河北省海洋环境监督利用区分布图



监督利用区包括工业与城镇监督利用区、港口航运监督利用区、矿产与能源监督利用区、渔业基础设施监督利用区和海洋倾废监督利用区。

工业与城镇监督利用区共划分13个区，总面积36467公顷。包括山海关、哈动力西、京唐港东、曹妃甸生态城、曹妃甸北、曹妃甸南、嘴东、黑沿子东、黑沿子、南排河北、南排河南、渤海新区和大口河工业与城镇监督利用区。

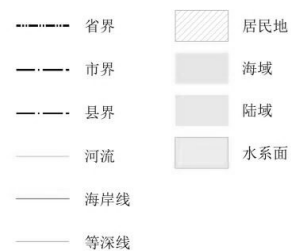
港口航运监督利用区共划分10个区，总面积242998公顷。包括山海关、沙河口、秦皇岛、京唐港、曹妃甸、嘴西南、丰南、天津大沽、南排河东和黄骅港口航运监督利用区。

矿产与能源监督利用区共划分7个区，总面积21996公顷。包括京唐港、月坨南、大清河、南堡西、黑沿子东、涧河口西和歧口东矿产与能源监督利用区。

渔业基础设施监督利用区共划分12个区，总面积866公顷。包括山海关渔港、秦皇岛渔港、洋河口渔港、人造河口渔港、大蒲河口渔港、浪窝口渔港、乐亭中心渔港、嘴东渔港、黑沿子渔港、歧口渔港、南排河渔港和徐家堡渔港。

海洋倾废监督利用区共划分2个区，总面积393公顷。包括秦皇岛港维护性疏浚工程临时海洋倾废区和唐山港京唐港区维护性疏浚物临时海洋倾废区。

### 基础信息图例



### 图例

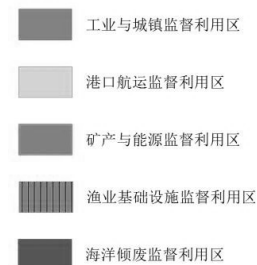


图 5.1-5 本工程与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020年）》的位置示意图

### (3) 渤海环境保护总体规划

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。

本工程在开发过程中重视海上环境保护工作，已建立并形成一套环境保护管理机构和程序，并制订了溢油应急计划，因此，符合《渤海环境保护总体规划（2008-2020年）》（2009年）要求。

### (4) 河北沿海地区发展规划

根据《河北沿海地区发展规划》（发改地区[2011]2592号）（2011），应推进能源基础设施建设，“加快南堡油田、渤海湾油气资源开发，加大非常规天然气资源勘查及开采力度”，“利用深水大港、滩涂荒地、矿产资源等优势，积极承接京津产业转移和城市功能疏解，推动京津需要转移的石油化工、装备制造、特色农业等产业向沿海地区集聚。支持京津大型企业参与沿海地区开发建设，共建临港产业基地”。本工程建成后有助于渤海湾油气资源的开发，因此，符合《河北沿海地区发展规划》（2011）的要求。

### (5) 与《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》符合性分析

2017年5月18日，国家海洋局印发《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》的通知（国海发[2017]7号），本工程与该通知的符合性分析见表5.1-4，由表可知：本工程符合《国家海洋局关于进一步加强渤海生态环境保护工作的意见》的相关要求。

表 5.1-4 本工程与“国海发[2017]7号”文的符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	是否相符
三、加强海洋空间资源利用管控	坚持生态用海，严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施，提高生态环境准入门槛，禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海，推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。建立健全海洋开发利用活动生态补偿制度。暂停选划临时性海洋倾倒地，启动倾倒地规划编制，按照科学合理经济安全的原则，调整完善海洋倾倒地布局，禁止倾倒地除海上疏浚物外的废弃物。暂停受理、审核渤海内围填海项目，暂停受理、审批渤海内区域用海规划，暂停安排渤海内的年度围填海计划指标，稳妥处	①本工程符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（2011-2020年）》、《河北省海洋主体功能区规划》、《河北省海洋功能区划（2011-2020）》及《河北省生态保护红线》等的管控措施。 ②本工程不属于高耗能、高污染、高排放的项目；且不涉及倾倒地废弃物问题。 ③工程内容不涉及围填海。	符合

	理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作，重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价，为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。		
六、加强海洋生态环境风险防控	<p>从严管控渤海海上油气勘探开发、炼化、滨海核电等涉海重大工程环境风险，全面排查溢油、危险化学品泄漏、放射性污染等环境风险隐患，完善分类分级的海上应急监测及处置预案，在石化基地、油气平台、危化品储存区、滨海核电设施等邻近海域部署快速监测能力和应急处置物资设备。开展海洋环境突发事件风险评估和风险区划，构建风险信息库，建立信息共享机制。</p> <p>加强赤潮（褐潮）、绿潮、水母旺发等海洋生态灾害形成机理以及海洋自然灾害对生态环境的影响研究，分区分级建设海洋生态灾害应急监测体系，完善海洋生态灾害应急预案，提高海洋环境预警和生态灾害的监测预警水平。</p>	<p>建设单位已照《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《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》并报生态环境部备案（见附件 4），本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。</p>	符合

（6）与《渤海综合治理攻坚战行动计划》的符合性分析

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》。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“9.船舶污染治理”规定：“严格执行《船舶水污染物排放控制标准》，限期淘汰不能达到污染物排放标准的船舶，严禁新建不达标船舶进入运输市场；规范船舶水上拆解，禁止冲滩拆解。依法报废超过使用年限的运输船舶。禁止船舶向水体超标排放含油污水，继续实施渤海海区船舶排污设备铅封管理制度。”

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（二）海域污染治理行动”中的“11.海洋垃圾污染防治”规定：“严厉打击向海洋倾倒垃圾的违法行为，禁止垃圾入海....”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“13.生态保护修复行动”规定：“划定并严守渤海海洋生态保护红线，实施最严格的围填海管控，强化渤海岸线保护，强化自然保护地选划和滨海湿地保护”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（三）生态保护修复行动”中的“15.海洋生物资源养护”规定：“大力养护海洋生物资源。鼓励建立以人工鱼礁为载体、底播增殖为手段、增殖放流为补充的海洋牧场示范区。严格执行伏季休渔制度，并根据渤海渔业资源

调查评估状况，适当调整休渔期，逐步恢复渔业资源”。

根据《渤海综合治理攻坚战行动计划》“（四）环境风险防范行动”中的“17.海上溢油风险防范”规定：“石油勘探开发海上溢油风险防范。2019 年底前，完成海上石油平台、油气管线、陆域终端等风险专项检查，定期开展专项执法检查。加强海上溢油影响的环境监测，完善海上石油开发油指纹库。2020 年底前，完成渤海石油勘探开发海上溢油风险评估，开展海上排污许可试点工作，推动建立石油勘探开发海上排污许可制度”。

本工程是在原有 WHPH 平台上内挂井槽实施调整井建设，属于海洋油气开发及其附属工程，不涉及围填海。工程位于《河北省生态保护红线》划定范围之外，距离“滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）”（编号 9-3）最近，最近距离约 16.8km。

本工程施工期和运营期污染物均得到合理有效的处置，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》，运回陆上接收处理。施工期产生的生活污水经施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理装置处理达标后排海。生活垃圾、生产垃圾全部运回陆地进行处理。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排海会对海洋环境产生一定的影响，但影响是暂时的、可恢复的。针对施工期带来的生物资源损失给予补偿，在后续生产过程中建设单位会采取相应生态补偿措施，对重要渔业品种实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。同时施工期非油层段钻屑和钻井液的排放避开白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5 月），以减轻对海洋生态环境的影响。

此外，建设单位已编制《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》并进行了备案，原有溢油应急计划满足本工程溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查。

综上，工程建设符合《渤海综合治理攻坚战行动计划》的相关要求。

#### **5.1.5 与产业政策的符合性**

本工程属于国家《产业结构调整指导名录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

## 5.2 主要环境敏感目标

根据本工程所处海域的位置、开发规模和特点以及可能产生的环境影响，本次评价筛选的主要环境敏感目标包括生态红线区、自然保护区、水产种质资源保护区、海洋特别保护区、产卵场、索饵场等。本工程位于白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场内和鳀索饵场内，距滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）最近约16.8km，距大清河口海岛旅游区最近约19.9km，距湖林新河至新潮河岸段最近约25.0km，距滦河口河口沼泽湿地最近约25.1km，距滦河口海洋特别保护区最近约25.3km，距大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）最近约28.4km，距滦河口水产种质资源保护区最近约29.7km；工程距离其他敏感目标均在30km以外，距离较远。本工程的主要环境敏感目标见表5.2-1，敏感目标分布见图5.2-1。

5.2-1 环境敏感目标分布表

序号	敏感区类型	敏感目标名称		相对本工程		主要保护对象	敏感期
				方位	最近距离(km)		
1	生态红线区	沙源保护海域	滦河口至老米沟海域	N	16.8	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量	/
2			大清河口至小清河口海域	SW	28.4		
3			新开口至滦河口海域	NE	35.0		
4			金山嘴至新开口海域	NE	52.6		
5		海洋保护区	乐亭菩提岛诸岛保护区	W	31.7	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	
6			昌黎黄金海岸保护区	NE	33.9	保护海岸自然景观及所在海区生态环境和资源，包括沙丘、沙堤、潟湖、林带、鸟类、海水、文昌鱼等海洋生物构成的海岸海洋生态系统。	
7		重要滨海旅游区	大清河口海岛旅游区	W	19.9	保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	
8			龙岛旅游区	SW	42.5	保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境	
9			北戴河旅游区	NE	52.2	保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境	
10		重要河口生态系统	大清河口生态系统	NW	32.4	保护河口地形地貌、生态环境。	
11			滦河河口生态系统	N	33.1		
12		重要滨海湿地	滦河河口沼泽湿地	N	25.1	保护潟湖—沙坝海岸景观，河口湿地和鸟类	
13		重要渔业海域	昌黎海域种质资源保护区	NE	46.0	保护海底地形地貌和三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀、文昌鱼等水产种质资源，保护海洋环境质量。	
14			渤海湾（南堡海域）种质资源保护区	SW	85.4	保护海底地形地貌和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源，保护海洋环境质量。	
15		自然岸线	湖林新河至新潮河岸段	NW	25.0	保护岸滩地貌	
16		自然保护区	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	W	31.7	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	



17		河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	核心区	N、NE	44.5	沙丘、沙堤、泻湖、林带和海洋生物等构成的沙质海岸自然景观及所在海区生态环境和自然资源	
			缓冲区	NE	38.5		
			实验区	N	33.9		
18		滦河口水产种质资源保护区		NE	29.7	重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源，保护珍稀海洋生物物种，防止外来物种入侵，维持海洋生物资源可持续利用，维护海洋生物多样性，保持海洋生态系统结构和功能稳定。	
19	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	核心区	W	43.0	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。
			实验区		76.8		/
20		南堡水产种质资源保护区		SW	85.4	保护滨海湿地，青蛤、四角蛤蜊、光滑蓝蛤等潮间带底栖生物和中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹等水产种质资源。	/
21		昌黎海域国家级水产种质资源保护区	核心区	NE	51.4	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀	特别保护期为每年的3月1日—10月31日。
			实验区		46.0		
22		辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区——渤海湾核心区		SW	82.8	主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹	4月25日—6月15日。
23	海洋特别保护区	滦河口海洋特别保护区		N	25.3	保护河口生态系统、滨海湿地和鸟类，泻湖—沙坝海岸景观。	/
24	产卵场	白姑鱼产卵场		位于其中		白姑鱼及其生境	5~6月上旬，主要为6月前后
25		鲷产卵场		位于其中		鲷及其生境	产卵期为5~6月
26		花鲈产卵场		位于其中		花鲈及其生境	产卵期主要在9~11月，其次在4~6月
27	索饵场	鳀索饵场		位于其中		鳀及其生境	/

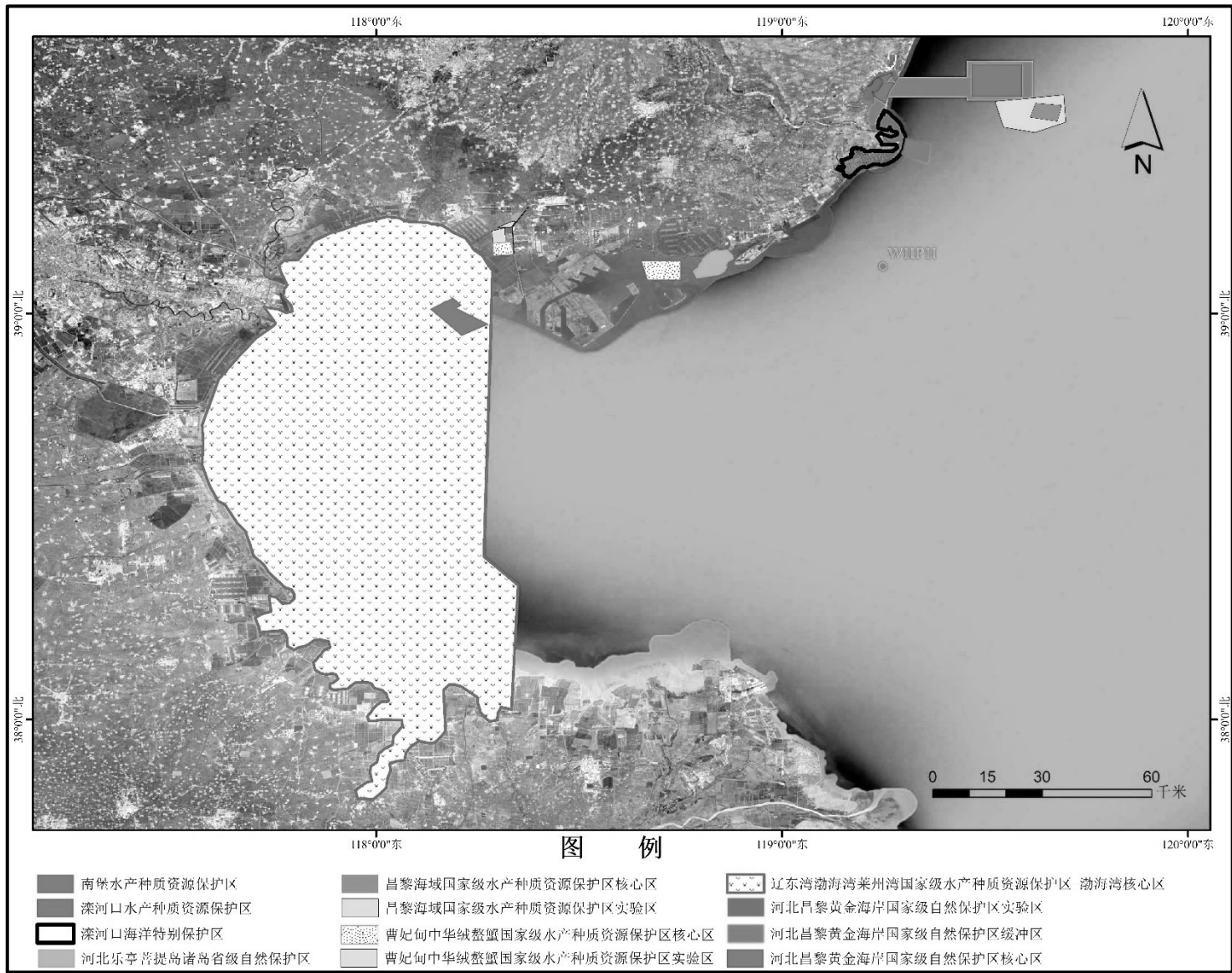


图 5.2-1a 工程周边环境敏感目标分布图（保护区）

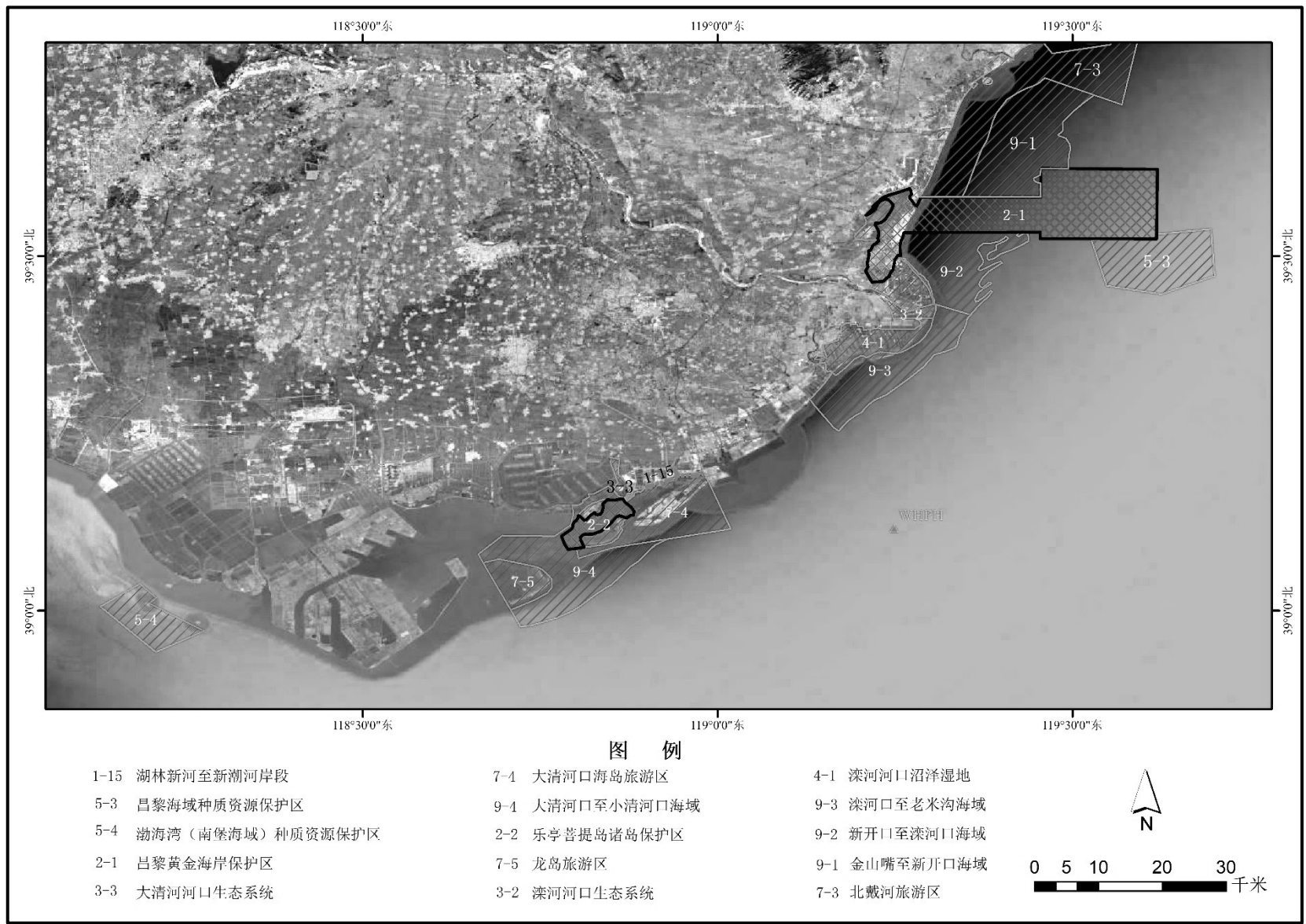


图 5.2-1b 工程周边环境敏感目标分布图（生态红线区）

## 5.3 主要环境敏感目标简介

本节重点介绍距离本工程较近及可能受溢油影响的敏感目标。

### 5.3.1 保护区

#### (1) 滦河口海洋特别保护区

地理范围：滦河口至乐亭浪窝口近岸海域（39°19'55.54"N-39°26'16.68"N，119°08'16.17"E-119°18'24.95"E）。面积：6307.92公顷。岸线长度：27328米。生态保护重点目标：保护河口生态系统、滨海湿地和鸟类，潟湖—沙坝海岸景观。

#### (2) 滦河口水产种质资源保护区

地理范围：滦河口外围海域（39°22'25.82"N-39°25'55.66"N，119°17'52.85"E-119°22'26.48"E）。面积：2606.58公顷。生态保护重点目标：重点保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源，保护珍稀海洋生物物种，防止外来物种入侵，维持海洋生物资源可持续利用，维护海洋生物多样性，保持海域生态系统结构和功能稳定。

#### (3) 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3774.7hm<sup>2</sup>，其中核心区1223.43 hm<sup>2</sup>，占保护区总面积的32.41%，缓冲区993.00 hm<sup>2</sup>，占26.31%，实验区1558.27 hm<sup>2</sup>，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。

#### (4) 河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区

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

2016年6月，环境保护部发布《关于发布河北昌黎黄金海岸等6处国家级自然保护区面积、范围及功能区划的通知》（环生态函〔2016〕131号），对河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区的面积和范围作出调整。调整后的河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区总面

积 33620.5 公顷，其中核心区面积 11744 公顷，缓冲区面积 16684 公顷，实验区面积 5192.5 公顷。保护区位于河北省秦皇岛市昌黎县境内，范围在东经 119°11'37.80"-119°37'09.21"，北纬 39°25'20.99"-39°37'24.37"之间。保护区由 10 个独立片区组成。

(5) 曹妃甸中华绒蟹国家级水产种质资源保护区

曹妃甸中华绒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蟹，其它保护物种包括鲫、草鱼、鳊、泥鳅、黄颡鱼、鲤等。

(6) 昌黎海域国家级水产种质资源保护区

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

119°37'29.45"E , 39°31'05.54"N ; 119°41'19.72"E , 39°30'46.18"N ; 119°40'41.83"E , 39°28'25.29"N; 119°36'42.07"E, 39°28'59.90"N。实验区为保护区除去核心区以外的海域。主要保护对象是三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀。

### 5.3.2 生态红线区

#### (1) 滦河口至老米沟海域（沙源保护区海域）

地理范围: 39°15'13.31"N-39°25'56.77"N, 119°7'45.76"E-119°21'22.54"E。面积: 11653.75公顷。保护目标: 保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量。

#### (2) 大清河口海岛旅游区

地理范围: 39°4'26.59"N-39°13'0.15"N, 118°47'36.42"E-119°1'6.25"E。面积: 11730.62公顷。保护目标: 保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境。

#### (3) 滦河河口沼泽湿地

地理范围: 39°19'54.81"N-39°24'46.42"N, 119°8'15.56"E-119°18'13.76"E。面积: 5459.62公顷。保护目标: 保护潟湖—沙坝海岸景观, 河口湿地和鸟类。

#### (4) 大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）

地理范围: 38°58'40.76"N-39°7'16.22"N, 118°39'45.08"E-118°55'39.83"E。面积: 13297.05公顷。保护目标: 保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量。

#### (5) 乐亭菩提岛诸岛保护区

地理范围: 39°5'10.4"N-39°9'29.67"N, 118°46'49.08"E-118°52'54.31"E。面积: 4281.55公顷。保护目标: 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。

#### (6) 滦河河口生态系统

##### ①秦皇岛昌黎县

地理范围: 39°25'10.66"N-39°26'27.71"N, 119°14'25.05"E-119°18'24.29"E。面积: 158.04公顷。保护目标: 保护河口地形地貌、生态环境。

##### ②唐山乐亭县

地理范围: 39°24'43.93"N-39°26'15.67"N, 119°14'9.6"E-119°18'24.09"E。面积: 857.33公顷。保护目标: 保护河口地形地貌、生态环境。

#### (7) 昌黎黄金海岸保护区

地理范围: 39°25'20.98"N-39°37'24.36"N, 119°11'37.88"E-119°37'9.83"E。面积: 33438.00公顷。保护目标: 保护海岸自然景观及所在海区生态环境和资源, 包括沙丘、沙堤、潟湖、

林带、鸟类、海水、文昌鱼等海洋生物构成的海岸海洋生态系统。

(8) 新开口至滦河口海域（沙源保护海域）

地理范围：39°25'4.42"N-39°32'0.26"N，119°15'22.39"E-119°26'16.81"E。面积：10992.87公顷。保护目标：保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量。

(9) 北戴河旅游区

地理范围：39°34'59.09"N-39°54'56.24"N、119°17'12.74"E-119°36'20.94"E。面积：25326.89公顷。保护目标：保护基岩岸滩、砂质岸滩、近岸海域生态环境。

(10) 金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）

地理范围：39°34'59.98"N-39°45'4.58"N，119°20'38.75"E-119°31'56.53"E。面积：16317.2公顷。保护目标：保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量。

(11) 昌黎海域种质资源保护区

地理范围：39°26'45.17"N-39°32'16.92"N，119°31'34.77"E-119°42'1.36"E。面积：11568.00公顷。保护目标：保护海底地形地貌和三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀、文昌鱼等水产种质资源，保护海洋环境质量。

## 6 环境影响预测分析与评价

根据工程分析，施工期油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；生活污水依托施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海；非油层段钻屑和非油层段钻井液在满足相关要求后排海；刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。

2020 年，生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 排海；2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生产垃圾运回陆地处理。本工程投产后运营期不增加生产定员，不新增生活垃圾和生活污水产生量，生活污水排放量不增加，因此运营期生活污水排海对海洋环境影响保持现状不变。

因此，本报告重点论述施工期非油层段钻屑、非油层段钻井液排海；以及运营期处理达标的生产水在 FPSO 排海（2020 年）对海洋环境的影响。

### 6.1 水动力影响分析与评价

本工程在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂 5 个井槽实施 8 口调整井，同时对 WHPH 平台进行适应性改造。改造方案外扩部分甲板，但不新增占用海域。本工程建成后基本不改变原有地形和地貌。因此，本工程的建设对工程附近海域的水动力状况（包括潮汐、海流、波浪、余流，纳潮量等）和泥沙输移影响甚小。

### 6.2 水质影响分析与评价

#### 6.2.1 钻屑排放的水质影响分析

钻屑主要是指钻井过程中被钻头破坏、通过钻井液循环携带回地面的地层岩屑。钻屑对海洋环境污染的主要物质是指非油层段钻屑，本工程实施过程中，钻井产生的非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。

根据工程分析，本工程 WHPH 平台的非油层段钻屑排放总量为 2060m<sup>3</sup>，平均排放速率约为 18.4m<sup>3</sup>/d。本工程 WHPH 平台施工期非油层段钻屑排放的水质影响分析类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平



台钻井产生的非油层段钻屑排放的相关预测结果。本工程与类比对象为同一平台，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见表 6.2-1。

表 6.2-1 类比条件一览表

对象	类比工程	本工程	对比情况	
水深	20m	20m	一致	
水文动力	①潮流性质：不正规半日潮 ②潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。 ③平均流速：各层涨潮流的平均流速在 33.4~37.5cm/s 之间，落潮流平均流速在 31.8~34.1cm/s 之间。 ④最大流速：潮流的最大可能流速中层最大，最大值为 101.4cm/s。	①潮流性质：不正规半日潮 ②潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。 ③平均流速：各层涨潮流的平均流速在 33.4~37.5cm/s 之间，落潮流平均流速在 31.8~34.1cm/s 之间。 ④最大流速：潮流的最大可能流速中层最大，最大值为 101.4cm/s。	一致	
非油层段钻屑	位置	WHPH	WHPH	同一平台
	排放情况	WHPH 平台钻屑排放量为 3704.3m <sup>3</sup> ；排放速率为 30.8m <sup>3</sup> /d。	本工程 WHPH 平台的非油层段钻屑排放总量为 2060m <sup>3</sup> ，平均排放速率约为 18.4m <sup>3</sup> /d。	本工程小于类比对象。
非油层段钻井液	位置	WHPG	WHPH	WHPG 位于 WHPH 西北向，距离约 2.83km
	排放情况	WHPG 平台非油层段钻井液总排放量为 1433.2m <sup>3</sup> ；钻井完工后一次性排放钻井液 70m <sup>3</sup> ，持续排放 2h，排放速率为 35m <sup>3</sup> /h。	WHPH 平台非油层段钻井液总排放量为 1150m <sup>3</sup> ；钻井完工后一次性排放钻井液 70m <sup>3</sup> ，持续排放 2h，排放速率为 35m <sup>3</sup> /h。	一致
结论	由于本工程与类比对象为同一平台或距离较近的平台，因此，水深、水文动力、位置一致，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放方式一样，且本工程排放源强均不超过类比对象，因此具有可比性，类比结果是合理的。			

### (1) 类比对象情况及结果

根据《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》，WHPH 平台钻屑排放量为 3704.3m<sup>3</sup>；排放速率为 30.8m<sup>3</sup>/d，钻屑密度按 2.5g/cm<sup>3</sup> 计。预测结果显示：“钻屑对水质的影响主要在钻井附近不远的水域内，超一（二）类水质海域的最大外包络面积约为 0.252km<sup>2</sup>，离排放点的最大距离为 0.48km。恢复到一类水质所需最少时间为 4.0h，即停止排放 4.0h 后工程海域可恢复到一类水质。超三、四类水质海域的最大外包络面积为 0.002km<sup>2</sup> 和 0.001km<sup>2</sup>，相对较小。由计算知，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.008km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 0.11km”。

**表 6.2-2 原环评中 WHPH 平台排放钻屑预测结果**

层级	超一类水质最大/包络面积 (km <sup>2</sup> )	超三类水质包络面积 (km <sup>2</sup> )	超四类水质包络面积 (km <sup>2</sup> )	超一类水质最大距离 (km)	恢复到排放前水质所需时间 (h)
表层	0.094/0.252	0.002	0.001	0.48	4.0
中层	0.041/0.093	0.001	—	0.28	3.0
底层	0.016/0.029	—	—	0.16	1.3

**表 6.2-3 原环评中 WHPH 平台钻屑排放期间表层悬浮物超标面积(km<sup>2</sup>)**

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	100~150	>150
包络面积	0.168	0.072	0.010	0.001	0.001

**(2) 本工程类比分析结果**

本工程非油层段钻屑排放的水动力条件不变，WHPH 平台非油层段钻屑排放量和排放速率均小于类比对象。因此，本工程 WHPH 平台非油层段钻屑排放过程中，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响面积和距排放点最大距离将不超过《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》的水平，钻屑停止排放后，可在 4.0h 内恢复到本底值水平。

**6.2.2 钻井液排放的水质影响分析**

钻井液是钻井阶段产生的污染物，用于润滑和冷却钻头、携带钻屑、平衡地层压力及稳定井壁等。钻井作业采用水基钻井液，钻井液循环使用，水基钻井液因固井过程中会产生置换，排放方式为循环使用后一次性排放。本工程钻井过程中产生的非油层段钻井液和非油层段钻屑一样在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。

根据工程分析，本工程施工过程中，排海非油层段钻井液共为 1150m<sup>3</sup>，非油层段钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，钻井完工后一次性排放钻井液 70m<sup>3</sup>，最大排放速率限定为 35m<sup>3</sup>/h。

本工程施工期非油层段钻井液排放的水质影响分析类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPG 平台钻井产生的钻井液排放的相关预测结果；本工程与类比对象距离较近，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比条件见表 6.2-1。

**(1) 类比对象情况及结果**

根据《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》，以秦皇岛 32-6 油田 WHPG 平台为排放位置，对大潮高潮、落潮中间时、低潮和涨潮中间时四个典型时刻 WHPG 平台开始排放钻井液的扩散情况进行预测。源强：“钻井完工后一次性排放钻井液 70m<sup>3</sup>，

持续排放 2h，排放速率为 35m<sup>3</sup>/h。”预测结果：“钻井液对水质的影响主要在表层，表层以下无超标水域。超一（二）类水质包络面积最大约为 0.937km<sup>2</sup>，发生在涨潮中间时开始排放的情况下，离排放点的最大距离为 1.44km，超三、四类水质海域的包络面积最大为 0.074km<sup>2</sup> 和 0.042km<sup>2</sup>，排放 13.5 h 后工程海域可恢复到一类水质”。

表 6.2-4 原环评中 WHPG 平台排放钻井液预测结果（表层）

	超一类水质面积 (km <sup>2</sup> ) 最大/包络	超三类水质包络面积 (km <sup>2</sup> )	超四类水质包络面积 (km <sup>2</sup> )	超一类水质最大距离 (km)	恢复到排放前水质所需时间 (h)
高潮时排放	0.278/0.683	0.032	0.012	1.44	11.3
落潮时排放	0.293/0.779	0.029	0.014	1.21	12.2
低潮时排放	0.298/0.672	0.027	0.017	1.33	11.8
涨潮时排放	0.372/0.937	0.074	0.042	0.80	13.5

表 6.2-5 原环评中 WHPG 平台排放钻井液表层悬浮物超标面积(km<sup>2</sup>)

浓度 (mg/L)		10~20	20~50	50~100	100~150	>150
高潮时排放	最大面积	0.233	0.148	0.058	0.017	0.012
	包络面积	0.298	0.290	0.063	0.018	0.014
落潮时排放	最大面积	0.233	0.149	0.052	0.013	0.014
	包络面积	0.368	0.308	0.075	0.015	0.014
低潮时排放	最大面积	0.225	0.168	0.066	0.018	0.014
	包络面积	0.288	0.260	0.087	0.020	0.017
涨潮时排放	最大面积	0.279	0.205	0.087	0.030	0.032
	包络面积	0.410	0.335	0.118	0.032	0.042

## (2) 本工程类比分析结果

本工程施工期非油层段钻井液最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，钻井完工后一次性排放钻井液 70m<sup>3</sup>，最大排放速率限定为 35m<sup>3</sup>/h，钻井液排放量和排放速率均不超过类比对象，因此，非油层段钻井液排放造成的悬浮物增加超过 10mg/L 的影响面积和距离排放点最大距离不超过《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》的水平，钻井液停止排放后，海水水质将在 13.5h 内恢复到原来的状态。因此，非油层段钻井液的排海对海洋环境的影响是短期的、可恢复的，对海水水质影响甚小。

### 6.2.3 生活污水排放的水质影响分析

本工程施工期产生的生活污水共 3572m<sup>3</sup>，经施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。由于施工期生活污水每天排放量较小，且施工期生活污水排放的影响是暂时的。因此，本工程施工期排放的处理达标的生活污水对海洋环境影响很小。

## 6.3 沉积物影响分析与评价

钻屑入海后，在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内聚集。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。

本工程 WHPH 平台非油层段钻屑排放量和平均排放速率均小于类比对象（见表 6.2-1）。通过类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》中 WHPH 平台排放钻屑的影响分析结果：“施工结束后钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.008km<sup>2</sup>，离排放点最大距离约 0.11km”。

本工程钻屑排海后，下沉至海底，将在平台附近形成以井口为中心的海底堆积，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 110m，在此范围内将覆盖一部分原海底，造成对以贝类为主的底栖生物的淹没效应，尤其是滤食性的底栖贝类生物短期内将受到一定影响。同时，钻屑排放将覆盖平台附近一部分原海底，使该部分海底沉积物的类型、粒径等物理性状发生改变；此外还可能使沉积物中有机质等污染物的含量略有升高。由于钻屑主要堆积在平台附近，影响范围较小，因此施工排放的非油层段钻屑对海底沉积物的影响较小。

## 6.4 海洋生态影响分析与评价

本工程对生态环境的影响主要表现为施工期钻井作业非油层段钻屑、非油层段钻井液排海产生的悬浮物对浮游生物、底栖生物及渔业资源造成的损害。

### 6.4.1 对浮游生物的影响分析与评价

#### （1）对浮游生物的影响分析

悬浮物对浮游植物的影响表现在：由于悬浮物的含量增高，增大了水体的消光系数降低光线射深度，可降低海水的透光率，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，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。

悬浮物对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮物浓度的增加，可导致海水透明度和光照下降，将对浮游动物的繁殖和生长造成一定的影响，进而造成浮游动物的生物量降低；二是悬浮物含量增多对浮游动物的存活和繁殖有明显的抑制作用，过量悬浮物使其食物过滤系统和消化器官受到阻塞。当水中悬浮物浓度突然增高时，浮游动物无法逃避高浓度悬浮物的影响，在超标区域内的浮游动物会受到严重损害。

#### （2）浮游生物的损失量估算

根据现状调查结果，春季调查海域浮游植物生物密度变化范围在（15.5474~141.75）×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup> 之间，平均为 62.5998×10<sup>4</sup> 个/m<sup>3</sup>；调查海域浮游动物生物量变化范围在（18.68~454.75）mg/m<sup>3</sup>，平均为 145.52mg/m<sup>3</sup>。

①非油层段钻屑对浮游生物的损失量估算

本工程 WHPH 平台非油层段钻屑排放总量为 2060m<sup>3</sup>，钻井期约为 112 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 8 个周期。

本工程 WHPH 平台非油层段钻屑排放产生的悬浮物对浮游生物的影响类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台排海钻屑扩散情况；类比结果见表 6.4-1。水深取平均水深 20m，估算本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量不超过 2.78×10<sup>12</sup> 个，损失浮游动物不超过 0.647t。

**表 6.4-1 WHPH 平台施工期非油层段钻屑排放造成的浮游生物损失量（水深取 20m）**

污染物	类别	资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km <sup>2</sup> )	损失率 (%)	周期数合计	持续性损失量
非油层段钻屑	浮游植物	62.5998×10 <sup>4</sup> 个/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.168	5	8 周期	8.41×10 <sup>11</sup> 个
			1<Bi≤4	0.072	20		1.44×10 <sup>12</sup> 个
			4<Bi≤9	0.010	40		4.01×10 <sup>11</sup> 个
			>9	0.002	50		1.00×10 <sup>11</sup> 个
	小计	2.78×10 <sup>12</sup> 个					
	浮游动物	145.52mg/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.168	5	8 周期	0.196 t
			1<Bi≤4	0.072	20		0.335 t
			4<Bi≤9	0.010	40		0.093 t
			>9	0.002	50		0.023 t
	小计	0.647 t					

②非油层段钻井液对浮游生物的损失量估算

本工程 WHPH 平台非油层段钻井液排放产生的悬浮物对浮游生物的影响类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPG 平台排海钻井液扩散情况，类比结果见表 6.4-2。由于钻井液对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~7m 水深（全部水深约 20.0m）进行核算相应的损失量。估算本工程非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过 7.52×10<sup>11</sup> 个，损失浮游动物不超过 0.175t。

**表 6.4-2 施工期非油层段钻井液排放造成的浮游生物损失量（水深取 7m）**

污染物	类别	资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km <sup>2</sup> )	损失率 (%)	损失量
非油层段钻井液	浮游植物	62.5998×10 <sup>4</sup> 个/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.410	5	8.98×10 <sup>10</sup> 个
			1<Bi≤4	0.335	20	2.94×10 <sup>11</sup> 个
			4<Bi≤9	0.118	40	2.07×10 <sup>11</sup> 个
			>9	0.074	50	1.62×10 <sup>11</sup> 个
	小计	7.52×10 <sup>11</sup> 个				
	浮游动物	145.52mg/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.410	5	0.021 t
			1<Bi≤4	0.335	20	0.068 t
4<Bi≤9			0.118	40	0.048 t	

			>9	0.074	50	0.038 t
	小计	0.175 t				

### ③非油层段钻井液和钻屑对浮游生物的损失量估算合计

施工期非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成的浮游生物损失量见表 6.4-3。本工程非油层段钻屑和非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过  $3.53 \times 10^{12}$  个；损失浮游动物不超过 0.822 t。

**表 6.4-3 施工期非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成的浮游生物损失量**

类别	非油层段钻屑造成损失量	非油层段钻井液造成损失量	总损失量
浮游植物	$2.78 \times 10^{12}$ 个	$7.52 \times 10^{11}$ 个	$3.53 \times 10^{12}$ 个
浮游动物	0.647 t	0.175 t	0.822 t

## 6.4.2 对底栖生物的影响分析与评价

由于本工程钻井所采用钻井液属于环保无毒的水基钻井液，非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放对于底栖生物的影响主要是对其掩埋作用。一般来讲，泥沙覆盖厚度越厚，对贝类等行动缓慢的底栖生物的危害也越大。底上动物，如日本鼓虾、鲜明鼓虾等被覆盖后多数将死亡，浅海底生物通常无法从 1cm 的掩埋层逃离 (Kranz, 1972)；而底内动物如各种沙蚕、单壳动物和双壳动物等若覆盖厚度不大仍能生存。大多数底栖生物具有移动能力，具备垂直向上迁移的条件，但真正能够穿过覆盖层而存活下来的生物可能只有部分底内生物 (Nnia, 1978)。

根据 6.3 小节中对本工程造成的海洋沉积物影响分析，钻井过程中，钻屑排海后沉积覆盖厚度不小于 2cm 的范围为  $0.008 \text{ km}^2$ ，距排放点最远为 110m，且其影响随着施工期的结束而消失。因此，本工程非油层段钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

根据 2018 年 4 月调查结果，工程周边海域底栖生物生物量变化范围在 (0.35~68.75)  $\text{g/m}^2$  之间，平均为  $11.03 \text{ g/m}^2$ 。根据钻屑类比分析，本工程 WHPH 平台钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过  $0.008 \text{ km}^2$ ，损失率按 100% 计，则本工程 WHPH 平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.088t (见表 6.4-4)。

**表 6.4-4 施工期非油层段钻屑排放造成的底栖生物损失量**

污染物	类别	平均生物量 ( $\text{g/m}^2$ )	钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围 ( $\text{km}^2$ )	损失率 (%)	损失量 (t)
非油层段钻屑	底栖生物	11.03	0.008	100	0.088

## 6.4.3 对渔业资源的影响分析与评价

海域悬浮物含量超标，对渔业资源的影响是多方面的，它不仅影响鱼类的存活和生

长，而且会对鱼卵和仔稚鱼造成损害。由于悬浮物粘附在鱼卵的表面，会妨碍鱼卵的呼吸，阻碍与水体之间氧与二氧化碳的充分交换，可能导致鱼卵大量死亡；影响幼体的发育，发育不健康的仔稚鱼生存能力大大降低；悬浮物含量超标能使浮游植物繁殖受阻，导致水域基础生产力下降，减少鱼类的饵料生物，从而影响到鱼类的正常索饵；另外，悬浮物超标还会改变鱼类的洄游和摄食行为。

根据 2018 年 5 月渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为 156.36kg/km<sup>2</sup>，幼鱼平均资源密度为 92276 尾/km<sup>2</sup>；头足类成体平均资源密度为 15.007kg/km<sup>2</sup>，幼体平均资源密度为 382 尾/km<sup>2</sup>；虾类成体平均资源密度为 369.478kg/km<sup>2</sup>，幼体为 11700 尾/km<sup>2</sup>；蟹类成体资源密度为 10.413kg/km<sup>2</sup>，幼体为 302 尾/km<sup>2</sup>；鱼卵平均密度为 0.55 粒/m<sup>3</sup>；仔稚鱼的平均密度为 0.45 尾/m<sup>3</sup>。

### (1) 非油层段钻屑排放对渔业资源的影响分析与评价

本工程非油层段钻屑排放产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台排海钻屑扩散情况；类比结果见表 6.4-5。水深取平均水深 20m。由表可知：本工程非油层段钻屑排放造成鱼卵损失量不超过 1724800 粒，仔稚鱼损失量不超过 1411200 尾，幼鱼损失量不超过 13435 尾，头足类幼体损失量不超过 56 尾，甲壳类幼体损失量不超过 1746 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.0294t（其中鱼类成体损失量不超过 0.0084t，头足类成体损失量不超过 0.0007t，甲壳类成体损失量不超过 0.0203t）。

**表 6.4-5 本工程 WHPH 平台施工期非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量  
(水深取 20m)**

类别		资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km <sup>2</sup> )	损失率 (%)	周期数合计	损失量
渔业资源	鱼类成体	156.36kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	1	8 周期	0.0021 t
			1<Bi≤4	0.072	5		0.0045 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0013 t
			>9	0.002	20		0.0005 t
	头足类成体	15.007kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	1		0.0002 t
			1<Bi≤4	0.072	5		0.0004 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0001 t
			>9	0.002	20		0.0000 t
	甲壳类 虾类成体	369.478kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	1		0.0050 t
			1<Bi≤4	0.072	5		0.0106 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0030 t
			>9	0.002	20		0.0012 t
	蟹类成体	10.413kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	1		0.0001 t
			1<Bi≤4	0.072	5		0.0003 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0001 t
			>9	0.002	20		0.0000 t
小计		0.0294t (其中鱼类成体 0.0084t, 头足类成体 0.0007t, 甲壳类成体 0.0203t)					

渔业资源	幼鱼	92276 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	5	8 周期	6201 尾
			1<Bi≤4	0.072	10		5315 尾
			4<Bi≤9	0.010	20		1476 尾
			>9	0.002	30		443 尾
	头足类幼体	382 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	5		26 尾
			1<Bi≤4	0.072	10		22 尾
			4<Bi≤9	0.010	20		6 尾
			>9	0.002	30		2 尾
	虾类幼体	11700 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	5		786 尾
			1<Bi≤4	0.072	10		674 尾
			4<Bi≤9	0.010	20		187 尾
			>9	0.002	30		56 尾
	蟹类幼体	302 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.168	5		20 尾
			1<Bi≤4	0.072	10		17 尾
			4<Bi≤9	0.010	20		5 尾
			>9	0.002	30		1 尾
小计	15237 尾（其中幼鱼 13435 尾，头足类幼体 56 尾，甲壳类幼体 1746 尾）						
鱼卵	0.55 粒/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.168	5	8 周期	739200 粒	
		1<Bi≤4	0.072	10		633600 粒	
		4<Bi≤9	0.010	30		264000 粒	
		>9	0.002	50		88000 粒	
小计	1724800 粒						
仔稚鱼	0.45 尾/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.168	5	8 周期	604800 尾	
		1<Bi≤4	0.072	10		518400 尾	
		4<Bi≤9	0.010	30		216000 尾	
		>9	0.002	50		72000 尾	
小计	1411200 尾						

## (2) 非油层段钻井液排放对渔业资源的影响分析与评价

本工程非油层段钻井液排海产生的悬浮物对渔业资源的影响类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（报批稿）中秦皇岛 32-6 油田 WHPG 平台排海钻井液扩散情况，类比结果见表 6.4-6。由于钻井液对水质的超标影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~7m 水深（全部水深约 20.0m）进行核算相应的损失量。由表可知：本工程非油层段钻井液排放造成鱼卵损失量不超过 486640 粒，仔稚鱼损失量不超过 398160 尾，幼鱼损失量不超过 9210 尾，头足类幼体损失量不超过 38 尾，甲壳类幼体损失量不超过 1198 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.0261t（其中鱼类成体损失量不超过 0.0074t，头足类成体损失量不超过 0.0007t，甲壳类成体损失量不超过 0.0180t）。



表 6.4-6 施工期非油层段钻井液排放造成的渔业资源损失量（水深取 7m）

类别		资源密度	悬浮物超标倍数 (Bi)	超标面积 (km <sup>2</sup> )	损失率 (%)	损失量
渔业资源	鱼类成体	156.36kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	1	0.0006 t
			1<Bi≤4	0.335	5	0.0026 t
			4<Bi≤9	0.118	10	0.0018 t
			>9	0.074	20	0.0023 t
	头足类成体	15.007kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	1	0.0001 t
			1<Bi≤4	0.335	5	0.0003 t
			4<Bi≤9	0.118	10	0.0002 t
			>9	0.074	20	0.0002 t
	甲壳类 虾类成体	369.478kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	1	0.0015 t
			1<Bi≤4	0.335	5	0.0062 t
			4<Bi≤9	0.118	10	0.0044 t
			>9	0.074	20	0.0055 t
	蟹类成体	10.413kg/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	1	0.0000 t
			1<Bi≤4	0.335	5	0.0002 t
			4<Bi≤9	0.118	10	0.0001 t
			>9	0.074	20	0.0002 t
小计		0.0261t（其中鱼类成体 0.0074t，头足类成体 0.0007t，甲壳类成体 0.0180t）				
渔业资源	幼鱼	92276 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	5	1892 尾
			1<Bi≤4	0.335	10	3091 尾
			4<Bi≤9	0.118	20	2178 尾
			>9	0.074	30	2049 尾
	头足类幼体	382 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	5	8 尾
			1<Bi≤4	0.335	10	13 尾
			4<Bi≤9	0.118	20	9 尾
			>9	0.074	30	8 尾
	虾类幼体	11700 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	5	240 尾
			1<Bi≤4	0.335	10	392 尾
			4<Bi≤9	0.118	20	276 尾
			>9	0.074	30	260 尾
	蟹类幼体	302 尾/km <sup>2</sup>	Bi≤1	0.410	5	6 尾
			1<Bi≤4	0.335	10	10 尾
			4<Bi≤9	0.118	20	7 尾
			>9	0.074	30	7 尾
小计		10446 尾（其中幼鱼 9210 尾，头足类幼体 38 尾，甲壳类幼体 1198 尾）				
鱼卵	0.55 粒/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.410	5	78925 粒	
		1<Bi≤4	0.335	10	128975 粒	
		4<Bi≤9	0.118	30	136290 粒	
		>9	0.074	50	142450 粒	
小计		486640 粒				
仔稚鱼	0.45 尾/m <sup>3</sup>	Bi≤1	0.410	5	64575 尾	
		1<Bi≤4	0.335	10	105525 尾	
		4<Bi≤9	0.118	30	111510 尾	
		>9	0.074	50	116550 尾	
小计		398160 尾				

### (3) 非油层段钻井液和非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量汇总

本工程非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成鱼卵损失量不超过 2211440 粒，仔稚鱼损失量不超过 1809360 尾，幼鱼损失量不超过 22645 尾，头足类幼体损失量不超过 94 尾，甲壳类幼体损失量不超过 2944 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.0555t（其中鱼类成体损失量不超过 0.0158t，头足类成体损失量不超过 0.0014t，甲壳类成体损失量不超过 0.0383t）。

表 6.4-7 施工期非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成的渔业资源损失量

类别	非油层段钻屑损失量	非油层段钻井液损失量	总损失量	
鱼卵（粒）	1724800	486640	2211440	
仔稚鱼（尾）	1411200	398160	1809360	
幼鱼（尾）	13435	9210	22645	
头足类幼体（尾）	56	38	94	
甲壳类幼体（尾）	1746	1198	2944	
鱼类成体（t）	0.0084	0.0074	0.0158	0.0555
头足类成体（t）	0.0007	0.0007	0.0014	
甲壳类成体（t）	0.0203	0.0180	0.0383	

#### 6.4.4 小结

根据本节工程施工对海洋生态的影响分析与评价，钻井施工阶段非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；钻屑排放对海底沉积物影响不大，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 110m。

浮游生物：本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量不超过  $2.78 \times 10^{12}$  个，损失浮游动物不超过 0.647t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过  $7.52 \times 10^{11}$  个，损失浮游动物不超过 0.175t。非油层段钻屑和非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过  $3.53 \times 10^{12}$  个；损失浮游动物不超过 0.822 t。

底栖生物：本工程钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.088t。

渔业资源：本工程非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成鱼卵损失量不超过 2211440 粒，仔稚鱼损失量不超过 1809360 尾，幼鱼损失量不超过 22645 尾，头足类幼体损失量不超过 94 尾，甲壳类幼体损失量不超过 2944 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.0555t（其中鱼类成体损失量不超过 0.0158t，头足类成体损失量不超过 0.0014t，甲壳类成体损失量不超过 0.0383t）。

针对非油层段钻屑、非油层段钻井液排海对海洋生态环境产生的影响，非油层段钻

屑、非油层段钻井液排放时一是要避开工程所在海域附近白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5月）；二是非油层段钻井液要选择有利于污染物扩散的时期排放，并加快施工进度、缩短施工时间。同时，施工过程中，应采取积极措施，严格按照达标排放，尽量减少污染物质对海洋环境的影响。对突发性事故，采取积极的措施，将对渔业资源损害程度降低到最小。

#### 6.4.5 生物资源损失金额估算

本工程所造成的损失，主要是建设阶段产生的非油层段钻井液、非油层段钻屑排放对渔业资源和底栖生物造成的损失。本节将根据类比分析结果和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》（SC/T 9110-2007），估算本工程在建设过程中对海洋生物资源可能造成的损害。

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：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的3倍”，施工阶段非油层段钻屑钻井液排放造成的生物资源损害属一次性损害，按3倍进行补偿。

##### （1）鱼卵、仔稚鱼经济价值计算

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算。鱼卵、仔稚鱼经济价值按公式（1）计算：

$$M = W \times P \times E \dots\dots\dots (1)$$

式中：

$M$ ——鱼卵和仔稚鱼经济损失金额；

$W$ ——鱼卵和仔稚鱼损失量；

$P$ ——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（%）；

$E$ ——鱼苗的商品价格，根据近三年来主要鱼类苗种平均价格，按0.8元/尾计算。

##### （2）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，生物资源、底栖生物的价格接近三年，当地海洋捕捞产值

与产量均值的比值计算，鱼类、头足类、甲壳类成体为 1.2 万元/t，底栖生物为 1.0 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“蟹类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.1kg/尾计算，虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，甲壳类幼体折算为 0.025kg/尾，价格按 40 元/kg 计算；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算。

### （3）渔业资源经济损失计算

本工程渔业资源经济损失额合计见表 6.4-8。本工程共造成经济损失 [REDACTED]。

**表 6.4-8 本工程造成的渔业损失价值估算**

渔业资源	损失量	折算鱼苗损失量	单价	经济损失（万元）	经济补偿（万元）	
					补偿倍数	金额
鱼卵	2211440 粒	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	1	[REDACTED]
仔稚鱼	1809360 尾	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
底栖生物	0.088 吨	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
渔业资源成体	0.0555 吨	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
幼鱼	22645 尾	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
头足类幼体	94 尾	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
甲壳类幼体	2944 尾	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]		[REDACTED]
合计						

## 6.5 运营期海洋环境影响分析与评价

2020 年，生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排海，2020 年底开始，生产水经处理达标后全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；本工程投产后运营期不增加生产定员，生活污水排放量不增加，因此运营期生活污水排海对海洋环境影响保持现状不变。

根据生产预测，本工程投产后秦皇岛 32-6 油田 FPSO 生产水最大排放量为 [REDACTED]，没有超出《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》批复的最高允许排放速率 11500 m<sup>3</sup>/d，生产水类比《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》（《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》是类比的《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响后评价报告书》中的预测结果）中的分析结果：

“FPSO 含油生产污水源强为 11487 m<sup>3</sup>/d，含油污水浓度为 30mg/L（石油类排放速度 3.99g/s）。根据预测结果可知，在落急时刻，含油污水浓度大于 0.5mg/L 的面积约为

0.017km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 422m；含油污水浓度大于 0.3mg/L 的面积约为 0.041km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 653m；含油污水浓度大于 0.05mg/L 的面积约为 0.079km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 694m。在涨急时刻，含油污水浓度大于 0.5mg/L 的面积约为 0.016km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 415m；含油污水浓度大于 0.3mg/L 的面积约为 0.035km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 652m；含油污水浓度大于 0.05mg/L 的面积约为 0.075km<sup>2</sup>，最大扩散距离约为 679m”。

根据表 2.3-10c,本工程投产后 FPSO 含油生产水最大排放量约为 [REDACTED] 低于原环评预测的最高排放速率，排放位置仍为 FPSO 现有排放口，不发生变化，排放的水动力条件不变，因此通过类比可知，本工程投产后秦皇岛 32-6 油田 FPSO 周围石油类浓度超一类面积将小于 0.079km<sup>2</sup>，最大扩散距离将小于 694m。因此，工程运营期处理达标的生产水排海对水质、沉积物、海洋生态的影响不超过原环评报告书。

2020 年底开始，生产水处理达标后全部回注地层，不外排；将不会再对水质、沉积物、海洋生态环境等产生影响。

## 6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价

根据 5.2 小节环境敏感目标的筛选分析，本工程位于白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场内和鳀索饵场内，距滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）最近约 16.8km，距大清河口海岛旅游区最近约 19.9km，距湖林新河至新潮河岸段最近约 25.0km，距滦河口河口沼泽湿地最近约 25.1km，距滦河口海洋特别保护区最近约 25.3km，距大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）最近约 28.4km，距滦河口水产种质资源保护区最近约 29.7km；工程距离其他敏感目标均在 30km 以外，距离较远。

根据前述类比分析，本工程施工期非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，不超过 1.44km。运营期处理达标的生产水在 FPSO 排放，FPSO 周围石油类浓度超一类面积将小于 0.079km<sup>2</sup>，最大扩散距离将小于 694m；且 2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。因此，工程产生影响的敏感目标主要为周边的白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀的索饵场，施工期非油层段钻屑、非油层段钻井液及运营期处理达标的生产水对其它敏感目标基本不产生影响。

由于施工期处理达标的生活污水每天排放量较小，且施工期生活污水排放的影响是暂时的。因此，本工程施工期处理达标的生活污水排海对周边的白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀的索饵场影响很小。施工期处理达标的生活污水对其它敏感目标基本不产生影响。

针对本工程可能对白姑鱼、鲷、花鲈产卵场产生的影响，提出如下保护措施：一是要避开工程所在海域附近白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5月）；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，非油层段钻井液选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮物增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

总之，本工程投产后，其影响范围不会超过原报告书《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》中评价的影响范围，不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

## 6.7 环境事故风险分析与评价

### 6.7.1 风险识别及分析

#### (1) 源项识别及概率分析

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、地质性溢油事故、海底管道油气泄漏以及 FPSO 原油外输溢油事故等。

#### ①井涌或井喷

在钻、完井和修井作业中，由于钻井液比重失调、钻具活动导致地层压力欠平衡或因循环液漏失引起静液柱降低导致欠平衡，可能导致发生井涌。若不及时控制或控制不当，可能发生井喷事故。伴随井喷释放的有大量烃类物质，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，可能对周围海域环境产生严重威胁。

《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，发生井涌和井喷的概率见表 6.7-1。

表 6.7-1 井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
开发钻井	$3.9 \times 10^{-4}$	$4.8 \times 10^{-5}$	次/井
生产井	$2.9 \times 10^{-6}$	$2.6 \times 10^{-6}$	次/(井·a)
注水井	-	$2.4 \times 10^{-6}$	次/(井·a)

本工程在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台共实施 8 口调整井，包括 7 口生产井和 1 口先期排液注水井。根据表 6.7-1 估算，7 口生产井和 1 口先期排液注水井发生井喷的概率最大为  $2.08 \times 10^{-5}$  次/a。

#### ②海上设施起火爆炸

油田生产阶段，在海上平台的油气输送、储存或处理等作业中，可能由于设备或人为误操作等原因引起油气泄漏。如果泄漏物浓度聚集达到爆炸极限，遇到诸如静电起火、机械撞击起火或吸烟等明火便可能酿成火灾和爆炸，从而导致事故升级，可能造成原油泄漏

入海。

根据 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人对北海油田事故的分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率：

油气传输区： $3 \times 10^{-4}$  次/a

油气处理区： $4 \times 10^{-3}$  次/a

储油区： $2 \times 10^{-3}$  次/a

本工程所在的秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台为井口平台，属于油气传输区，发生火灾事故的概率为  $3 \times 10^{-4}$  次/a；本工程依托的秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台设有生产分离器，为油气传输区和油气处理区，发生火灾事故的概率约为  $4.3 \times 10^{-3}$  次/a；依托的 FPSO 为油气传输区、处理区和储油区，发生火灾事故的概率约为  $6.3 \times 10^{-3}$  次/a。

海上设施起火不一定会引起溢油事故，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，秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于  $3 \times 10^{-5}$  次/a，依托的秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于  $4.3 \times 10^{-4}$  次/a，依托的 FPSO 发生火灾导致溢油事故的概率不高于  $6.3 \times 10^{-4}$  次/a。

### ③船舶碰撞

施工阶段主要使用施工船舶作业，施工船舶受风、流影响产生复杂运动，最可能发生的风险事故是船舶碰撞导致的溢油事故。海上施工期间溢油源主要是施工船舶间相互碰撞、施工船舶与其他船舶发生碰撞及施工船舶与周围设施之间可能产生碰撞，从而导致施工船舶的燃料油储舱破裂。此外，施工船舶在工程位置作业或行进时，由于管理疏忽、操作违反规程或失误等原因引起石油类跑、冒、滴、漏事故的可能性是比较大的，这类溢油事故对环境的影响相对较小，但也会对水域造成污染。

在生产阶段，主要有供应船进行人员、物质的运送和供给，供应船与平台等周围设施之间可能产生碰撞造成船舶储油舱泄漏。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与平台设施发生碰撞。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 6.7-2。

表 6.7-2 船舶碰撞概率

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

本工程中，发生船舶碰撞并造成重大损伤的概率为  $5.0 \times 10^{-6}$  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较小。

#### ④地质性油气泄漏

对于断裂系统十分复杂的油田，不恰当注入会造成储层压力高压异常，如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，如油田表层套管下深不足或固井质量较差，在钻遇异常高压油气层时，也可能发生地质性油气泄漏事故。

#### ⑤海底管道油气泄漏事故

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 4.1.1.5 节油田海管检测结果可知：本工程依托海管运行状况良好；海底管道全部满足设计埋深要求；海底面微地貌形态属于平滑海底，基本未受水动力的冲刷作用；立管外观未发现明显机械损伤等异常，手镯式阳极未发现明显腐蚀现象，法兰固定螺栓良好，螺栓无松动、无缺失，未发现异常；管线上水泥压块覆盖完好。因此，本工程依托海管腐蚀和悬空导致的溢油风险较小。

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 6.7-3。

表 6.7-3 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	$5.0 \times 10^{-4}$	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径≤24 英寸	$5.1 \times 10^{-5}$	次/km·a
	输送处理后的油气，钢管管径>24 英寸	$1.4 \times 10^{-5}$	次/km·a
立管	钢管—管径≤16 英寸	$9.1 \times 10^{-4}$	次/a
	钢管—管径>16 英寸	$1.2 \times 10^{-4}$	次/a
	软管	$6.0 \times 10^{-3}$	次/a

本工程不涉及新建管道，根据校核结果，本工程投产后管线的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管线的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管线溢油的风险，故不属于本工程新增的环境风险。

#### ⑥FPSO 原油外输的溢油风险分析

在原油生产阶段能够引起溢油的主要因素，一是极端恶劣海况引起系泊系统断开与



FPSO 的倾覆、断裂与沉没；二是穿梭油轮或供应船与 FPSO 相撞；三是原油外输阶段输油软管断裂；四是 FPSO 起火爆炸。

穿梭油轮与外输单点的系泊、装卸油时间长达 48 小时，在此期间有渔船或其他船只闯入，就可能撞断系泊缆和漂浮软管。由于 FPSO 配有相应的应急关断系统，一旦发生此类事故，输油系统立即关断，仅会有少量残留在输油软管的原油溢出，不会引起大的溢油事故。

在输送原油作业时，穿梭油轮“串靠”于 FPSO 尾部，发生碰撞的机会很小；供应船“旁靠” FPSO，但由于供应船船体小操作灵活，所以与 FPSO 发生碰撞的机会也很小；且 FPSO 的货油舱位于船体中部并设计为双底双壳结构，对原油舱有较强保护作用，即便发生轻微碰撞，也不会引起货油舱原油泄漏。

根据产能预测，本工程投产后 FPSO 原油处理量未超过原设计能力，没有增加 FPSO 原油外输的溢油风险，故不属于本工程新增的环境风险。

#### ⑦内挂井槽安装、平台适应性改造及隔水导管施工存在的风险

本工程内挂井槽安装和平台适应性改造过程中存在着一些动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

本工程 8 口新井隔水导管施工若存在缺陷，可能会导致隔水导管后续破裂从而出现溢油风险。

#### ⑧调整井与老井相碰风险

本工程拟建的 H22H 与老井 H19H 在 1410m 最近距离 15.27m，可能存在相碰风险。

#### (2) 最大可信事故

由以上的分析/论述可知，本工程建设和生产阶段的主要溢油事故来自井喷/井涌、海上设施起火爆炸、船舶碰撞、地质性油气泄漏、海底管道油气泄漏事故及 FPSO 原油外输溢油事故等。不同的溢油事故带来的环境风险程度不同。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，见表 6.7-4。

当发生井喷事故时，井流的喷放量很大，难以估计。当井口平台发生起火爆炸事故时，在采取消防措施的同时，将视事故发生的位置和严重程度，采取相应级别的应急关断，一般不会导致大量原油入海；在消防和应急关断措施均失效的极端情况下，大量井流将流入海洋，但这种事故下的最大溢油量很难定量给出。海管油气泄漏事故和 FPSO 原油外输溢油不属于本工程新增的环境风险。因此，选择施工期船舶碰撞作为最大可信事故进行溢油事故预测。

表 6.7-4 各类溢油事故环境风险判别

事故类型	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
井喷	难以估算	$2.08 \times 10^{-5}$	高
火灾、爆炸（引起溢油）	难以估算	WHPH: $3.0 \times 10^{-5}$	高
海管破裂	不属于本工程新增的环境风险。		
船舶碰撞	大	$5.0 \times 10^{-6}$	较高
地质性溢油事故	大	很低	中
FPSO 原油外输溢油事故	不属于本工程新增的环境风险。		

### 6.7.2 地质性溢油风险分析

本节内容引自《秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程地质性溢油风险分析报告》。秦皇岛 32-6 油田自 2001 年投产至今，一直处于安全生产状态。为确保油田进一步安全生产，结合工程方案，对可能导致的油田地质性溢油风险因素进行了排查。

#### 6.7.2.1 地质油藏概况

##### （1）油田地质油藏概况

秦皇岛 32-6 油田位于渤海湾中北部海域，[REDACTED]；西距南堡 35-2 油田 25km，东距秦皇岛 33-1 油田 6km，西北距京塘港约 20km，油田范围内年平均水深 20.0m（图 6.7-1a）。

秦皇岛 32-6 油田是一个在古潜山（石臼坨凸起）背景上发育起来的被断层复杂化的大型低幅度披覆构造，南北两组北东东向基底断层构成了构造的南北边界，并在构造主体发育浅层次级断层。[REDACTED]

[REDACTED]明下段为曲流河沉积，馆上段为辫状河沉积，水流总体方向一致，为北西～南东向。[REDACTED]

[REDACTED]（图 6.7-1b）。

油田原油具有密度高、粘度高、胶质沥青含量高、含蜡量中等、含硫量低及凝固点低的特征，以重质稠油为主，其中明下段地下原油密度为  $0.882 \sim 0.936 \text{g/cm}^3$ ，地下原油粘度为  $28.0 \sim 260.1 \text{mPa} \cdot \text{s}$ ；馆上段地下原油密度为  $0.818 \sim 0.904 \text{g/cm}^3$ ，地下原油粘度为  $20.1 \sim 65.7 \text{mPa} \cdot \text{s}$ 。

油田属于正常的温度、压力系统。油藏压力梯度为  $0.98 \text{MPa}/100\text{m}$ ，压力系数为  $0.990 \sim$

1.028，地温梯度为 3.50℃/100m。明化镇组原始地层压力约 11.300MPa（折基准面海拔-1130.0m），油藏温度约为 50.00~70.00℃。馆陶组原始地层压力 14.600MPa(折基准面海拔-1460.0m)，藏温度 71.00℃。

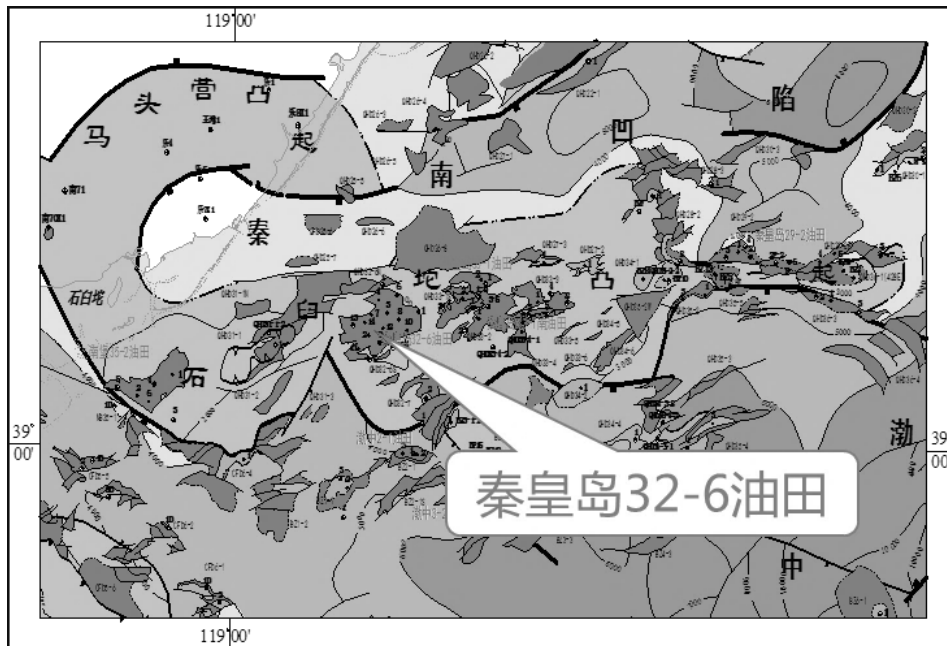


图6.7-1a 秦皇岛32-6油田区域构造位置图

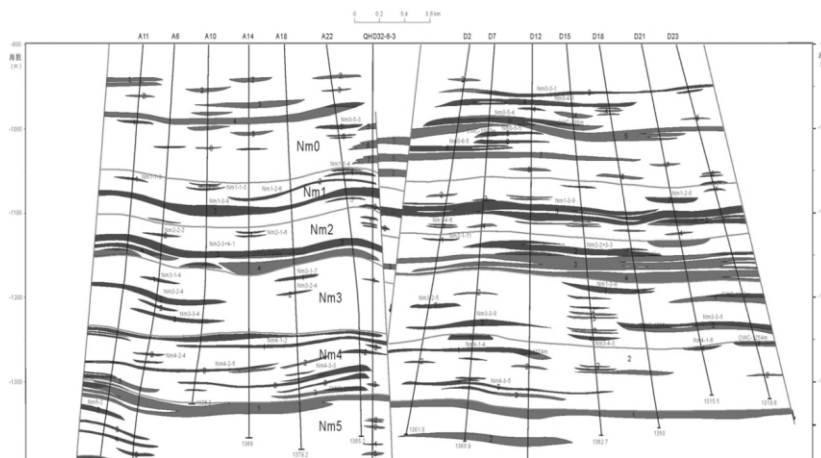


图6.7-1b 秦皇岛32-6油田油藏剖面图

结合秦皇岛 32-6 油田开发技术政策和生产动态，为完善井网，改善油田开发效果，减缓原油产量下降的趋势，在目前已生产的明下段油层提出以下作业计划：新增 7 口调整生产井（H21H、H22H、H23H、H24H、H25H、H26H、H27H），新增 1 口先期排液注水井（H28H）。

(2) 流体性质

1、地层原油性质

### ①明化镇组

根据原油高压物性分析结果和对原油PVT样品的综合评价，可归纳出秦皇岛32-6油田明化镇组地层原油性质具有如下特点：

- 饱和压力中等：2.23~12.16MPa；
- 溶解气油比低：4~31m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>；
- 体积系数小：1.034~1.096；
- 密度高：0.882~0.936g/cm<sup>3</sup>；
- 原油粘度高：28~260.1mPa·s。

明化镇组地层原油性质的分布规律与地面脱气原油性质相似。从纵向上看，随着深度的增加，密度和粘度逐渐降低；从平面上看，南区的原油粘度普遍优于北区和西区的原油粘度。

### ②馆陶组

根据原油高压物性分析结果和对原油PVT样品的综合评价，可归纳出秦皇岛32-6油田馆陶组地层原油性质具有如下特点：

- 饱和压力中等：4.6~14.66MPa；
- 溶解气油比低：11~45m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>；
- 体积系数小：1.057~1.136；
- 密度高：0.818~0.904g/cm<sup>3</sup>；
- 原油粘度低：20.1~65.7mPa·s。

根据PVT实验结果，经油藏工程综合研究评价后，地下原油粘度选值：北区Nm0、Nm I、Nm II油组为260mPa·s，NmIII油组和NmIV油组为78mPa·s，Ng I油组为65mPa·s、Ng II油组为22mPa·s；南区Nm0、Nm I、Nm II油组为74mPa·s，NmIII、NmIV、Nm V油组为28mPa·s；西区Nm0、Nm I、Nm II油组为260mPa·s，NmIII、NmIV、Nm V油组为78mPa·s、Ng II油组为22mPa·s。

### 2、地层水性质

氯离子浓度平均约为580mg/L，矿化度不高，明下段与馆陶组地层水矿化度平均约2513mg/L，两者的PH值均在7左右，属于NaHCO<sub>3</sub>型。

### (3) 油藏温度和压力系统

油田属于正常的温度、压力系统。油藏压力梯度为0.98MPa/100m，压力系数为0.99-1.028，地温梯度为3.5°C/100m。

#### (4) 地层构造

秦皇岛32-6构造是一个在古潜山（石臼坨凸起）背景上发育起来的被断层复杂化的大型低幅度披覆构造。南北两组北东东向基底断层构成了构造的南北边界，并在构造主体发育浅层次级断层。其构造轴向近北东—南西向，南北近12km，东西约13km，构造面积近110km<sup>2</sup>。在油田内发育了多条近北东向次级断层，将油田分隔成北、南、西三个区块，从而形成了堑垒相间的基本构造格局。

秦皇岛32-6构造主要钻遇新生界地层，根据岩性、电性及古生物特征，自上而下可划分为第四系平原组(Qp)、新近系明化镇组(N1m)和馆陶组(N1g)、古近系东营组(E3d)、中生界白垩系(K)、中生界侏罗系(J)、古生界寒武系(C)、元古界(Pt)-太古界(Ar)地层。

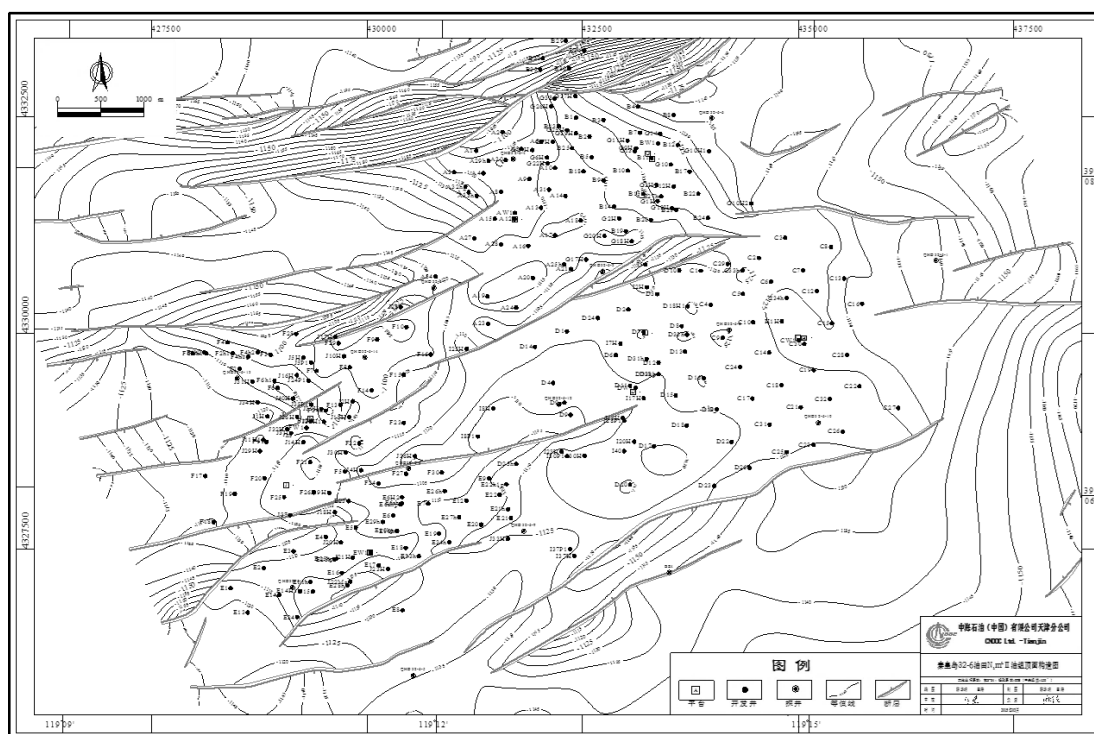


图6.7-2 秦皇岛32-6油田Nm II油组顶面构造图

#### 6.7.2.2 开发概况

秦皇岛 32-6 油田平面上分为北块、北区、南区、西区（见图 6.7-3）。

北区 2001 年 10 月投产，2002 年 12 月注水开发；南区 2002 年 5 月投产，2004 年 2 月注水开发；西区 2002 年 8 月投产，2005 年 10 月钻 QHD32-6N-1 井，滚动发现了秦皇岛

32-6 油田北块，2007 年 12 月 13 日，北块投产。2011 年 12 月，秦皇岛 32-6 油田综合调整方案通过有限公司专家组的审查。秦皇岛 32-6 油田综合调整方案共设计 4 座平台（WPHH、CEPI、CEPJ、WHPG），于 2014 年 12 月全面投入试运行。

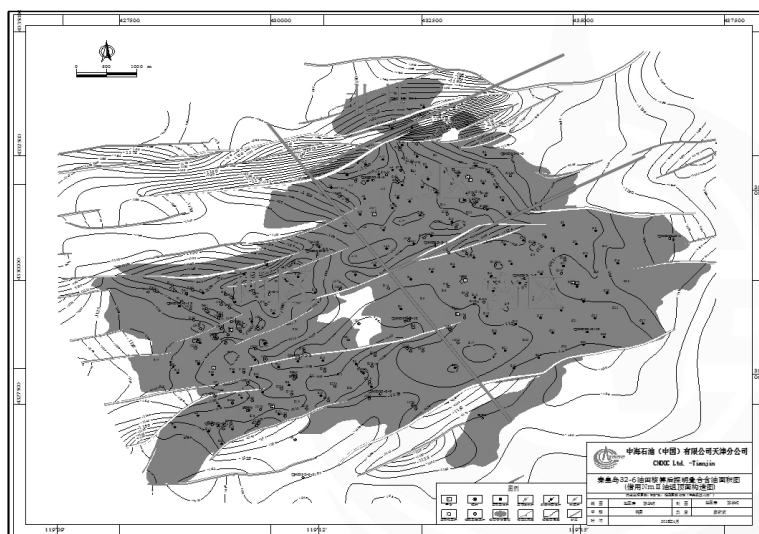


图6.7-3 秦皇岛32-6油田Nm II油组顶面构造图

截至 2019 年底，全油田共有注水井 93 口，生产水回注井 7 口；

秦皇岛 32-6 油田开采现状如图 6.7-4 所示。

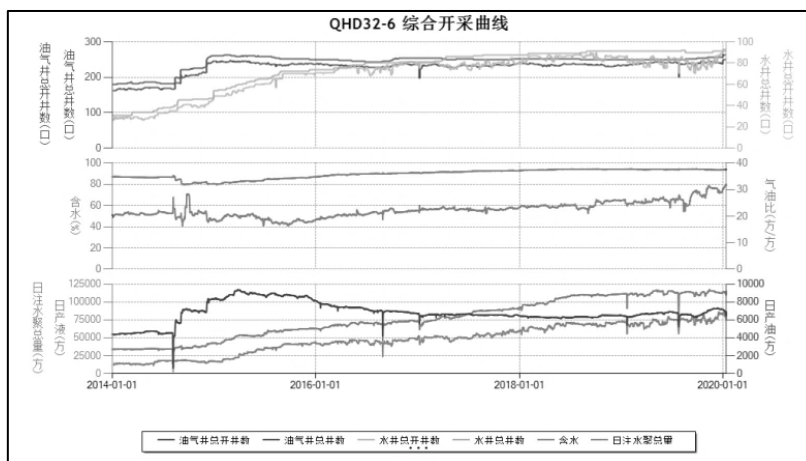


图6.7-4 秦皇岛32-6油田综合开采曲线图

秦皇岛 32-6 油田自 2001 年 10 月投产至今已有近 19 年的历程，

开发过程中油田一直处于安全生产状态。为确保油田进一步安全生产和后期调整项目的顺利实施，本次从断层、注水井、油藏管理等方面进一步开展地质性溢油风险因素排查，以保证油田的长期环保、高效开发。

### 6.7.2.3 地质性溢油风险因素排查

#### (1) 断层因素排查

秦皇岛 32-6 油田构造轴向近北东—南西向，南北宽近 12km，东西宽约 13km，构造面积近 110km<sup>2</sup>。南北两侧的近东西向基底断裂带构成了秦皇岛 32-6 构造主体的边界，同时在油田内部还发育了一组近北东东向次级断层，从而构成了本区内堑垒相间的基本构造格局。整个构造内部断裂系统可分为三组，第一组是基底断裂带，形成时期早，发育时间长，同时也是控制油藏形成的断层；第二组是构造主体部位发育的次级断层，控制着油区内油气的再运移和再分配，这些断层的分割与河流相储层发育综合作用，形成了秦皇岛 32-6 油田多断块、多油水系统的油藏地质特征；第三组是次级断层和由次级断层派生出来的近东西向三级断层，规模较小。

从秦皇岛 32-6 油田范围内的三维地震资料看，小于 150ms 的地震资料品质较差，且无工程地震资料，因此认为断到 150ms 左右的断层皆断到海底。在此前提下，油田区域断层分为两类，第一类为断到海底断层，包括直接断到海底以及通过与前述的断层以“y”字或反“y”字形式搭接通到海底，共发育 31 条；第二类为未断到海底断层，该类断层相对不发育且活动时期短，新近系以后基本没有活动，不存在沟通海底的风险，该类断层较少，仅发育 3 条（见图 6.7-5~图 6.7-8）。对于上述的第一类断层而言，根据断层断距规模、泥岩涂抹层、埋藏史及断层活动情况综合评价认为油田内部断层具有封堵性。

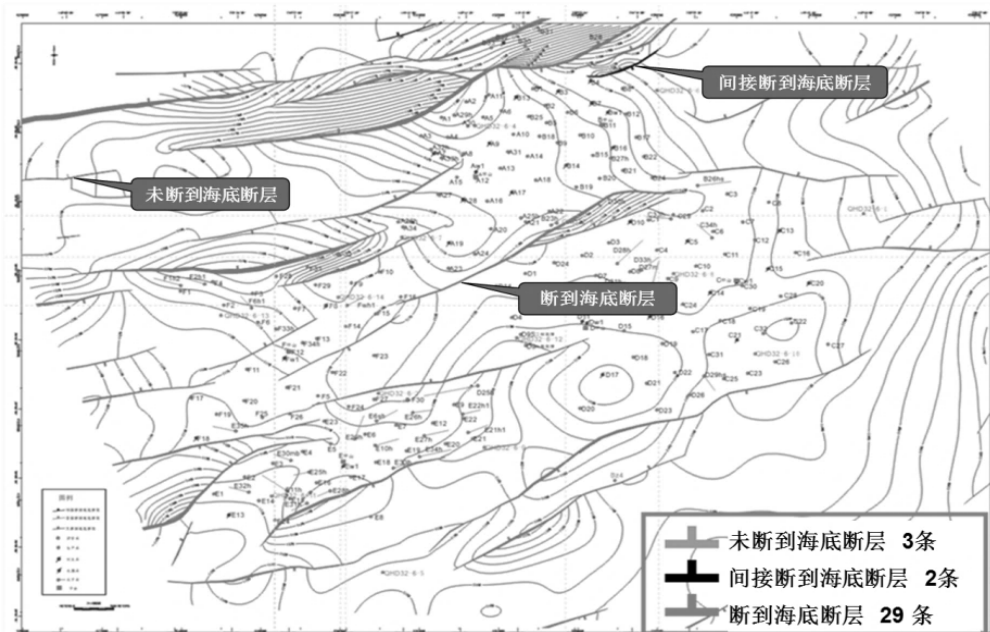


图 6.7-5 秦皇岛 32-6 油田断到海底断层平面分布图

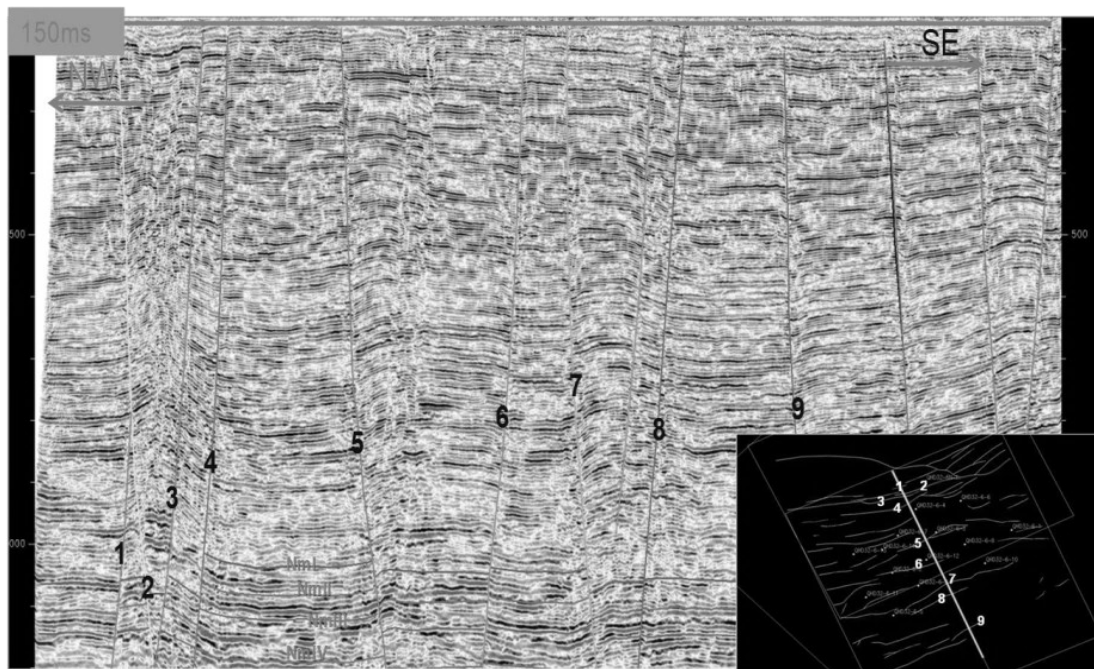


图6.7-6 秦皇岛32-6油田断到海底断层地震剖面图

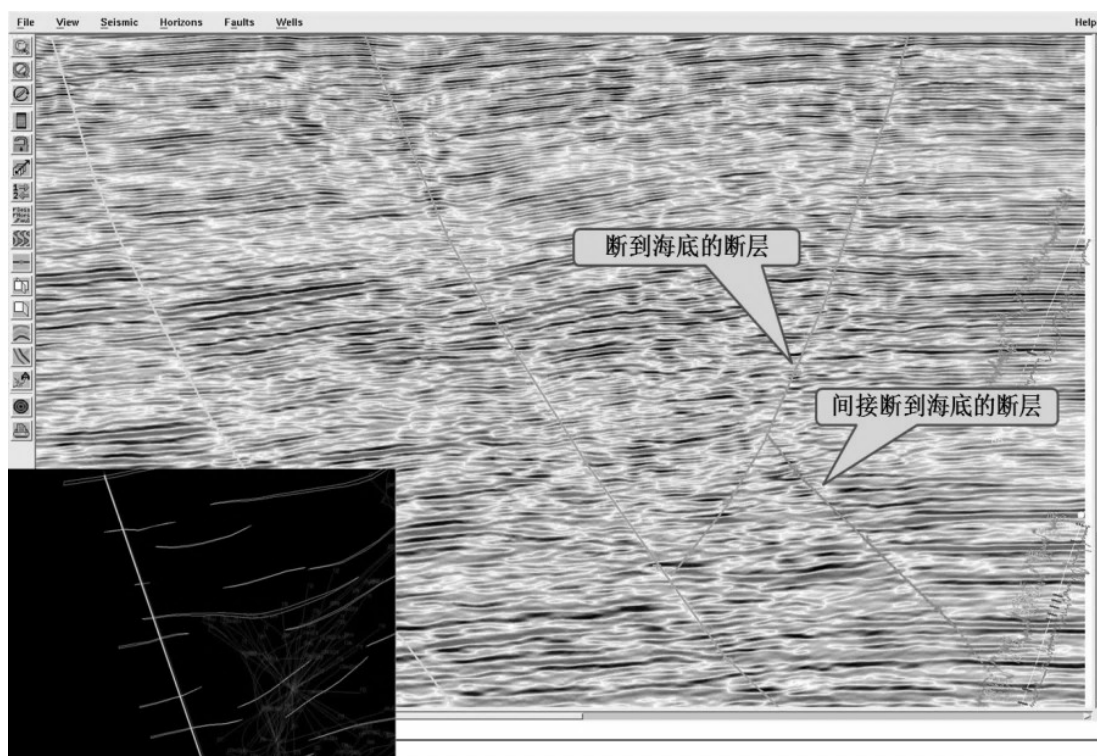


图 6.7-7 秦皇岛 32-6 油田间接断到海底断层地震剖面图



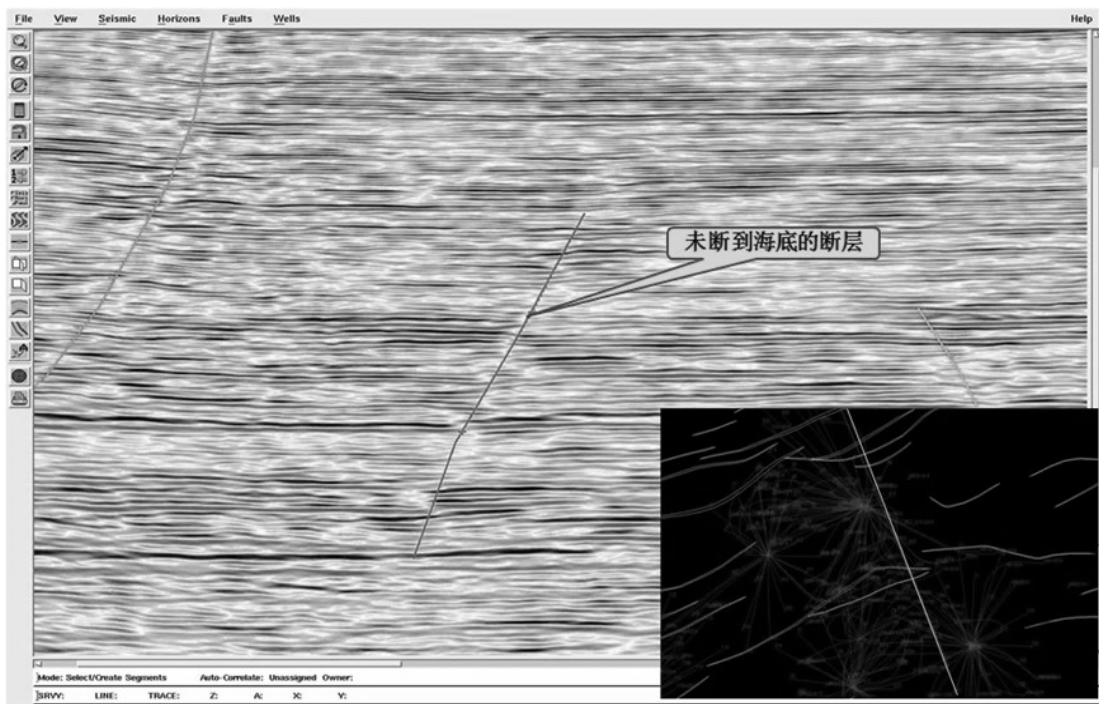


图6.7-8 秦皇岛32-6油田未断到海底断层地震剖面图

秦皇岛 32-6 油田目前共有注水井 93 口，与断到海底断层的距离整体在 60m~1110m 之间，注水开发以来一直处于安全注水状态（表 6.7-5）。

表 6.7-5 秦皇岛 32-6 油田现有注水井距断层距离

序号	注水井井号	注水层位	注水压力 (Mpa)	距离断层距离 (m)	序号	注水井井号	注水层位	注水压力 (Mpa)	距离断层距离 (m)	序号	注水井井号	注水层位	注水压力 (Mpa)	距离断层距离 (m)
1	A04	██████████	9.2	380	37	C13	████	4.5	550	73	E19	██████████	7	847
2	A07H1	████	3.5	70	38	C14	████	7.2	1110	74	E20	██████████	8.6	215
3	A09	██████████████████	9.1	460	39	C15	██████████████	7.8	400	75	E23S1	████	5.4	812
4	A12	██████████████	8.2	290	40	C17	██████████	7.5	900	76	F07	██████████	7.4	210
5	A14	██████████	8.8	690	41	C18	██████████	4.4	880	77	F08	██████████	8.1	260
6	A19	██████████████	3.7	160	42	C20	██████████	5.7	300	78	F09	██████████	7.5	210
7	A20	██████████	7.4	410	43	C21	██████████	8	650	79	F10	████	6.5	160
8	A22	██████████	6.8	210	44	C22	████	3.7	760	80	F11	██████████████	8.1	140
9	A28	██████████████	0	350	45	C25	██████████████	0	240	81	F12	██████████████	6.2	210
10	A31	██████████████	7.4	930	46	C26	██████████████	8.2	320	82	F13	██████████████	7.3	320
11	B03	██████████	8.5	160	47	C27	████	2.1	390	83	F15	██████████████	7.8	200
12	B04S1	████	8.9	330	48	D01	████	3.1	329	84	F16	██████████████	7.1	110
13	B05	██████████████ ██████████	8.9	467	49	D02	██████████	3.2	320	85	F17	████	8.4	130
14	B07	██████████	8	150	50	D05	██████████████	5	600	86	F18	████	6.2	70
15	B10	██████████	8.9	678	51	D06	████	1.2	610	87	F21	██████████████	7.5	130
16	B12	██████████████	8.8	520	52	D08	██████████████	7.1	650	88	F22	████	2.1	354
17	B13	██████████████	8.8	430	53	D10	██████████████	8.8	60	89	F23	██████████████	8	250
18	B14	██████████████	8.8	600	54	D11	██████████████	3.9	170	90	F28	██████████████	6.1	90
19	B16	██████████████	8.2	580	55	D12	████	6.1	520	91	F34S1	████	7.2	609
20	B20	██████████	4.5	240	56	D16	██████████████	8.7	840	92	J07S1	████	7.3	488
21	B22	██████████████	8.3	460	57	D17	██████████	5	760	93	J28S1	████	3	312

<b>22</b>	B25	██████████	8.8	460	<b>58</b>	D18H1	██████	7.9	420				
<b>23</b>	B29	██████████	8.9	222	<b>59</b>	D22	██████	4.9	550				
<b>24</b>	B32	██████████	8.9	300	<b>60</b>	D23	██████	4.5	190				
<b>25</b>	G03H	██████	4	470	<b>61</b>	I08H	██████	8	115				
<b>26</b>	G05	██████	8	263	<b>62</b>	I24S1	██████	8.1	1038				
<b>27</b>	G08H	██████	0	858	<b>63</b>	I30H	██████	0	356				
<b>28</b>	G20H	██████	8.5	410	<b>64</b>	I40	██████████	8.9	380				
<b>29</b>	G22H	██████	1.9	615	<b>65</b>	E01	██████	8.7	100				
<b>30</b>	G27H	██████	5.2	230	<b>66</b>	E02	██████	8.4	180				
<b>31</b>	G30H	██████	2.6	330	<b>67</b>	E04	██████	8.5	150				
<b>32</b>	C03	██████	6.3	340	<b>68</b>	E07	██████	8.6	850				
<b>33</b>	C05	██████████	8.7	630	<b>69</b>	E12	██████████	8.7	504				
<b>34</b>	C06	██████	7.4	760	<b>70</b>	E13	██████	8.5	572				
<b>35</b>	C07	██████████	8.3	650	<b>71</b>	E16	██████████	7.5	240				
<b>36</b>	C08	██████	3.8	180	<b>72</b>	E18	██████	5.8	240				

本次计划实施 7 口调整生产井 (H21H、H22H、H23H、H24H、H25H、H26H、H27H)，1 口先期排液注水井 (H28H)。生产井距断到海底断层最近距离在 300m~1100m 之间，先期排液注水井距断到海底断层最近距离 190m，均属于安全距离。

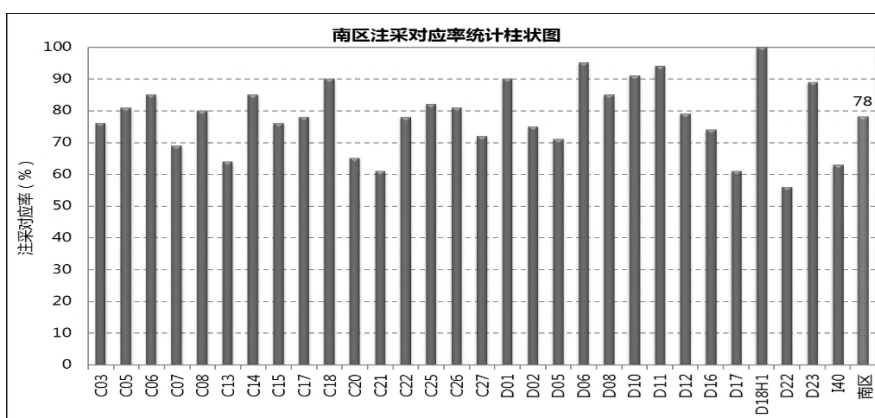
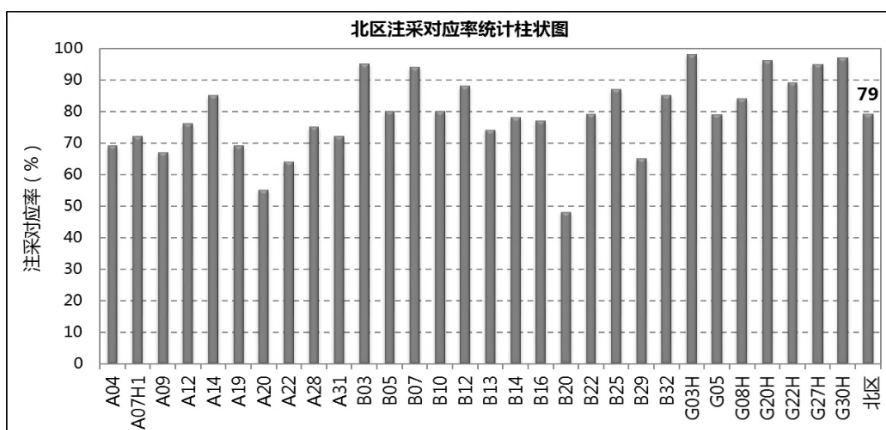
表 6.7-6 秦皇岛 32-6 油田计划实施注水井距断层距离

井名	注水层位	初期注采比	距断至海底断层距离 m	周边受效井
H28H	Nm08	0.5	190	H16H

(2) 注采层位排查

秦皇岛 32-6 油田北区、南区及西区注水开发，馆陶组为刚性底水，  
。油田目前共有注水井 93 口，其中北区 (含北块) 30 口，南区 30 口，西区 27 口，馆陶 6 口，注入层位均为油田生产层位。

油田注入层位储层发育，横向展布稳定，油水井之间注采对应关系较好，井网不存在“只注无采”的现象 (图 6.7-9)。



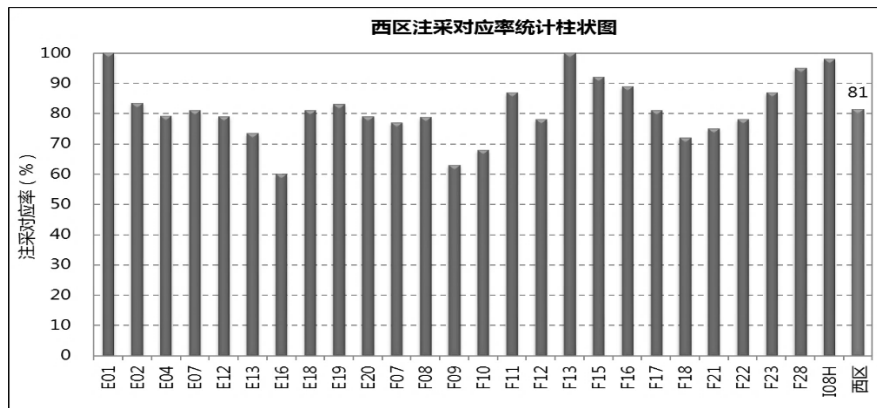


图 6.7-9 秦皇岛 32-6 油田注采对应率统计柱状图

### (3) 注水井井口压力排查

秦皇岛 32-6 油田 ODP 报告研究结果显示：1100m 处的破裂压力为 25.3MPa，考虑沿程损失、水嘴损失等，经过换算得到井口最高允许注入压力上限为 13.7 MPa，目前控制井口压力在 11.0MPa 以内。各注水井的井口注入压力差异较大，注入压力为 0~9.1MPa，与极限井口注入压力相比，均在正常范围值之内（图 6.7-10）。

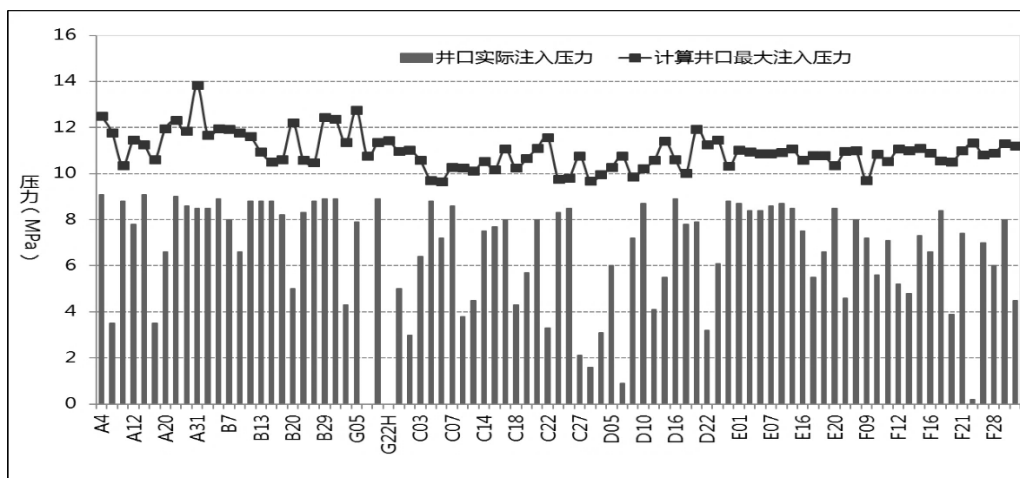


图6.7-10 秦皇岛32-6油田注水井井口实际注入压力与计算最大注入压力对比图

### (4) 注采比排查

截至 2019 年 12 月，[REDACTED]，累积注采比为 0.69，整体上处于亏空状态。其中北区累积注采比为 0.81，南区累积注采比为 0.81，西区累积注采比为 0.32（图 6.7-11），油田整体上处于欠注状态，注采比处于合理安全值范围内。

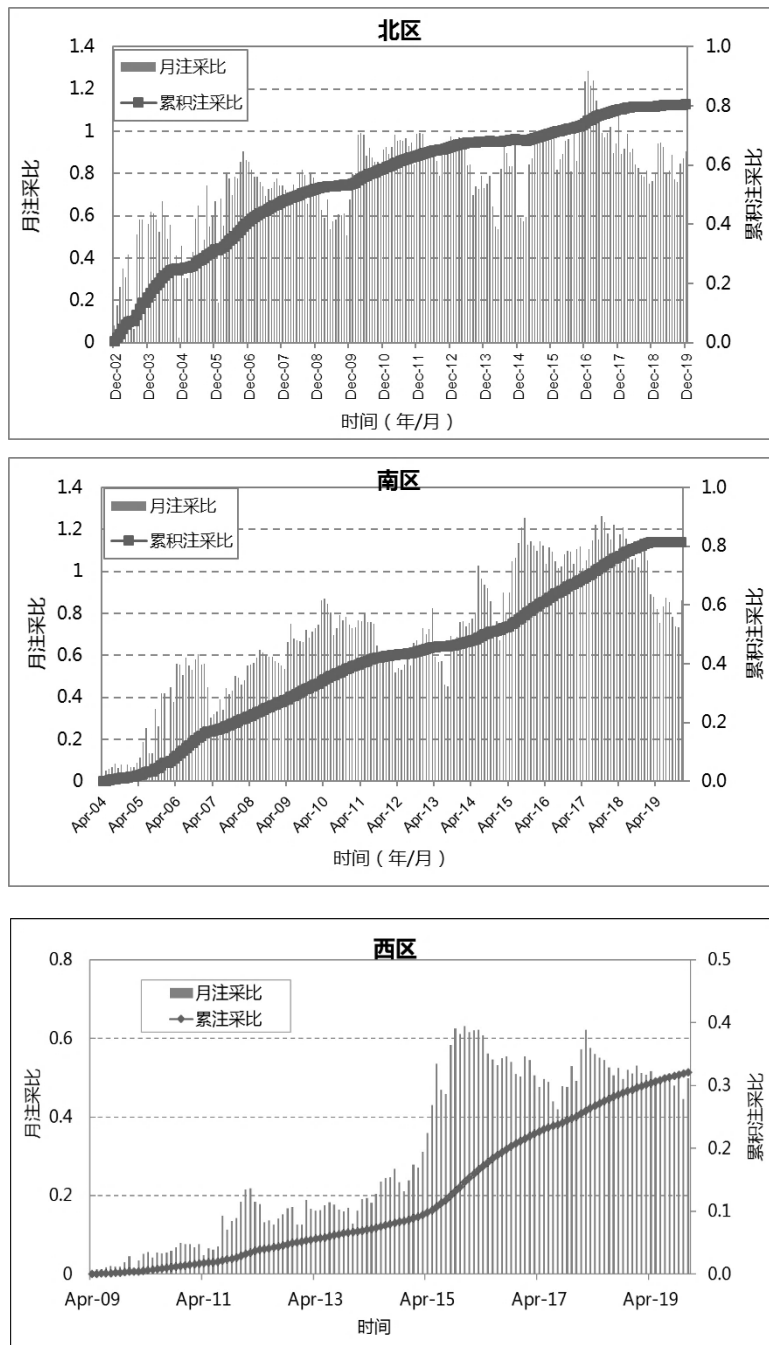


图 6.7-11 秦皇岛 32-6 油田主体区块月注采比与累积注采比曲线图

(5) 地层压力排查

油田目前共有注水井 93 口，其中北区（含北块）30 口，南区 30 口，西区 27 口，馆陶共有注水井 6 口。根据地层压力测试的结果来看，明化镇主体区块各主力砂体地层压力均低于原始地层压力，压力保持水平在 82%左右；馆陶组地层压力基本与原始地层压力持平，压力保持水

平为 99%（图 6.7-12）。

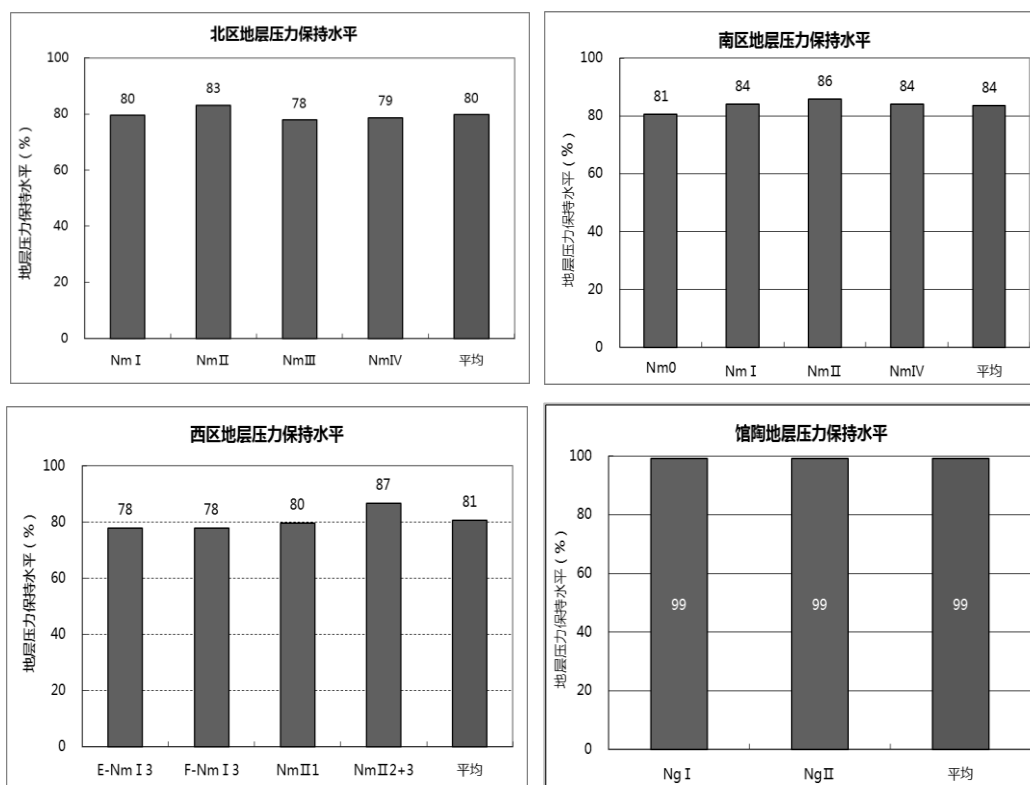


图 6.7-12 秦皇岛 32-6 油田主体区块主力砂体压力保持水平柱状图

#### 6.7.2.4 本次调整井情况

本次共申报 8 口井，均为新增调整井（7 口油井、1 口先期排液注水井）；

（图 6.7-13~6.7-16）。

南区 Nm08 砂体南侧新增一口先期排液注水井 H28H，后期与注水井 C26、采油井 H16H 形成两注一采井网，动用砂体边部剩余油。H28H 井初期产油量，排液一年后转注，初期注水量，最大注入量。

南区 Nm I 3 砂体新增 5 口水平生产井 H21H、H22H、H23H、H25H 和 H26H，H21H 井与周边 C3、C7、C8 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 8.0m，初期产油量；H22H 井与周边 C29、C2、C6、C5 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 20.0m，初期产油量；H23H 井与周边 D17、D15、D19 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 10.0m，初期产油量；H25H 井与 C9、C10、C24、C14 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 12.0m，初期产油量；H26H 井与注水井 C22 和后期转注井 C19、C28、C32 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 10.0m，初期产油量。

南区 Nm II 2 砂体新增 1 口水平生产井 H27H，与注水井 D16 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 8.0m，初期产油量。

南区 NmIV1 砂体新增 1 口水平生产井 H24H，与注水井 C15 及后期转注井 C8、C16 形成注采井网，预测钻遇储层厚度 7.0m，初期产油量 [REDACTED]。

以上新增调整井的目的层位均为已开发层位，注采井间储层连通性好，油水井间注采对应关系较好，一口先期排液注水井距离断层 190m，依据渗流达西公式，注水井压差的 80% 都消耗在注水井井底 30m 范围内，设计井口注入压力、注采比均在合理范围内。在注水过程中通过精细注水管理措施，严格控制注入量、注入压力，是可以处于安全生产状态的。

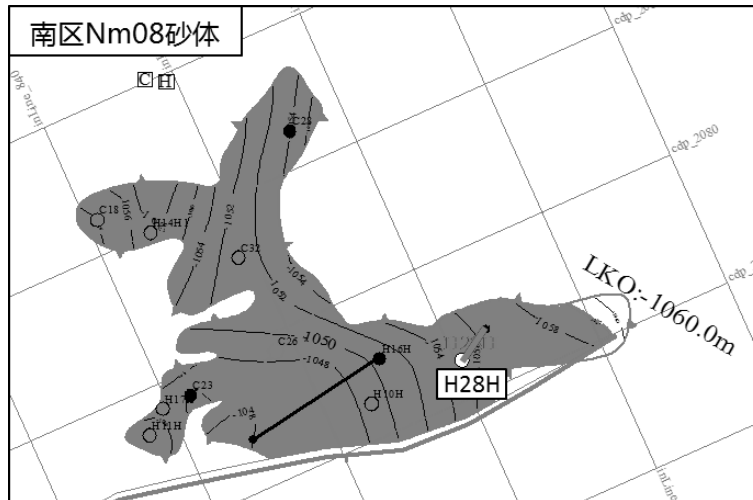


图 6.7-13 南区 Nm08 砂体新增先期排液注水井井位图

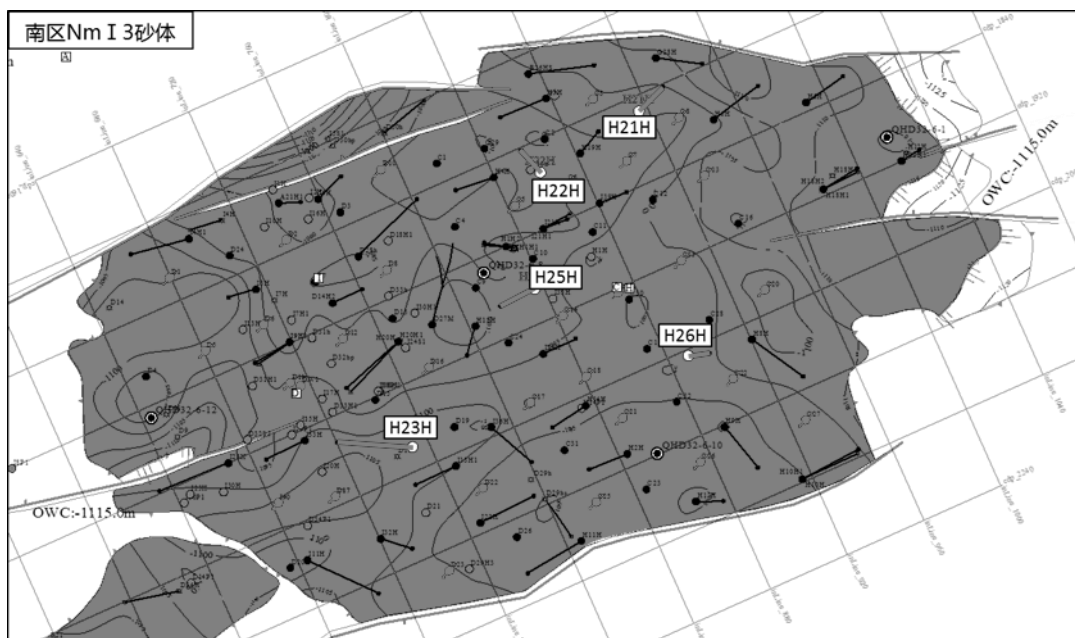


图 6.7-14 南区 Nm I 3 砂体新增生产井井位图



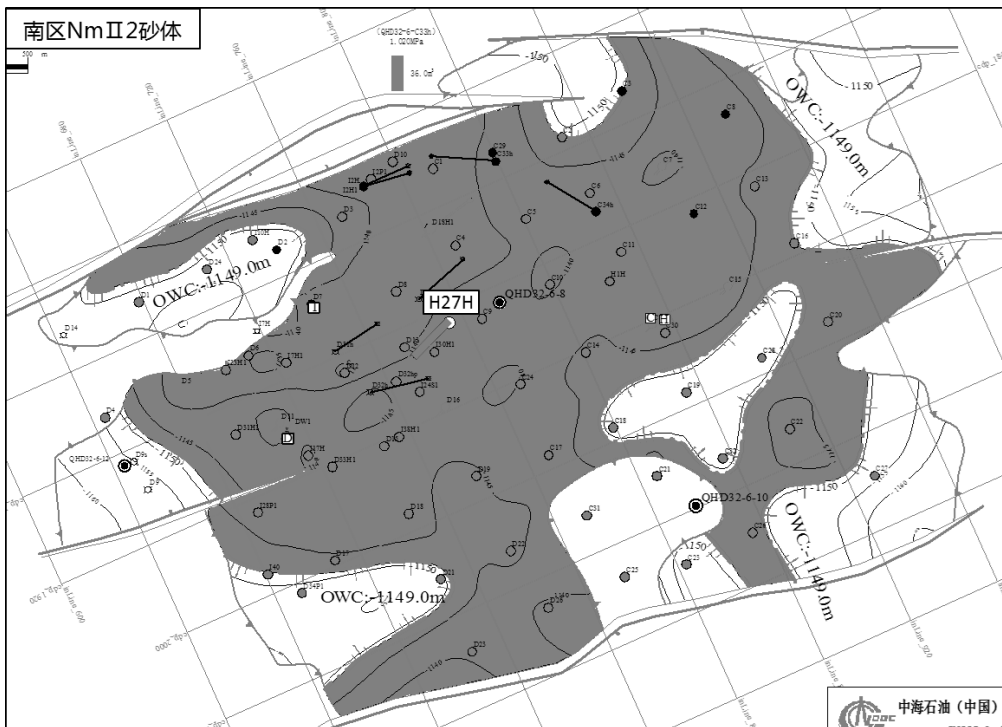


图 6.7-15 南区 NmII2 砂体新增生产井井位图

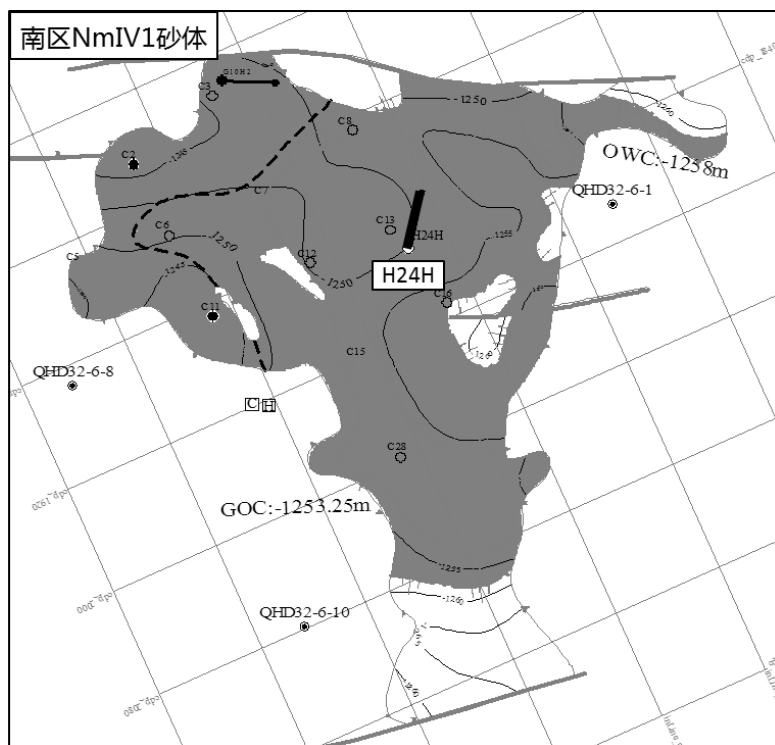


图 6.7-16 南区 NmIV1 砂体新增生产井井位图

自投产以来,受开发方式影响以及对注采比的有效控制,不同区块的地层压力呈现出稳定或缓慢下降的趋势,不存在超压现象,不同区块地层压力下降程度不同(图 6.7-17)。2019 年受钻井作业影响,北区月注采比在 0.9 左右,地层压力下降近 2.30MPa;南区月注采比保持在 0.9 左右,地层压力下降近 1.80MPa;西区月注采比保持在 0.5 左右,地层压

力下降近 2.20MPa。目前馆陶组地层压力为 14.40MPa，较原始地层压力（14.60MPa）下降了 0.20MPa 左右。

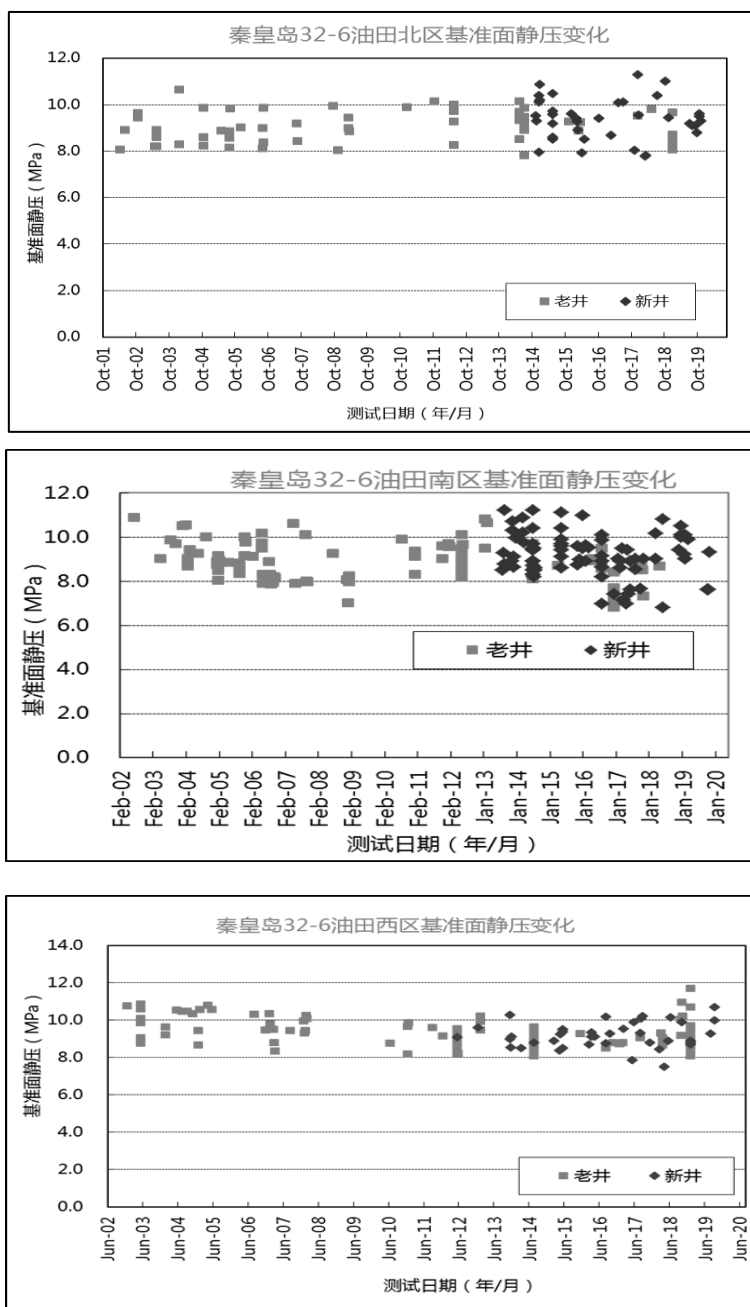


图 6.7-17 秦皇岛 32-6 油田主体区块基准面静压变化图

本工程 8 口调整井所在开发层位的油藏温度和压力见表 6.7-7。

表 6.7-7 本工程 8 口调整井所在开发层位油藏温度和压力表

井名	开发层位	温度 (°C)	压力 (MPa)
H21H	■	58.5	9.575
H22H	■	58.6	9.515
H23H	■	58.8	9.545
H24H	■	63.9	11.870

H25H		58.5	9.058
H26H		58.7	9.920
H27H		60.1	9.082
H28H		57.0	7.975

### 6.7.2.5 生产水回注井排查

秦皇岛 32-6 油田馆陶组为刚性底水油藏，辫状河沉积，砂体大面积分布，地层厚度 349.0~402.2m，平均 371.0m，纵向表现为砂包泥结构，平均砂岩含量 89%，厚度在 279.0~296.0m，平面分布稳定，[REDACTED]。秦皇岛 32-6 油田从 2007 年 7 月开始利用水源井回注剩余生产水，射孔厚度在 100.0m 左右。综合调整新增 2 口生产水回注井（J37 和 J38 井）。目前秦皇岛 32-6 油田共有 7 口生产水回注井（图 6.7-18），回注井周边有 23 口采油井生产，注采井间储层厚度大（大于 200m），横向连通性好，均有注有采。[REDACTED] 7 口井最大井口注入压力为 8.7MPa，考虑沿程损失、水嘴损失以及井底污染折算至井口的最大注入压力为 16.6MPa。由此，井口最大注入压力比极限井口注入压力低 7.9MPa，回注井均处于安全生产状态（图 6.7-19）。

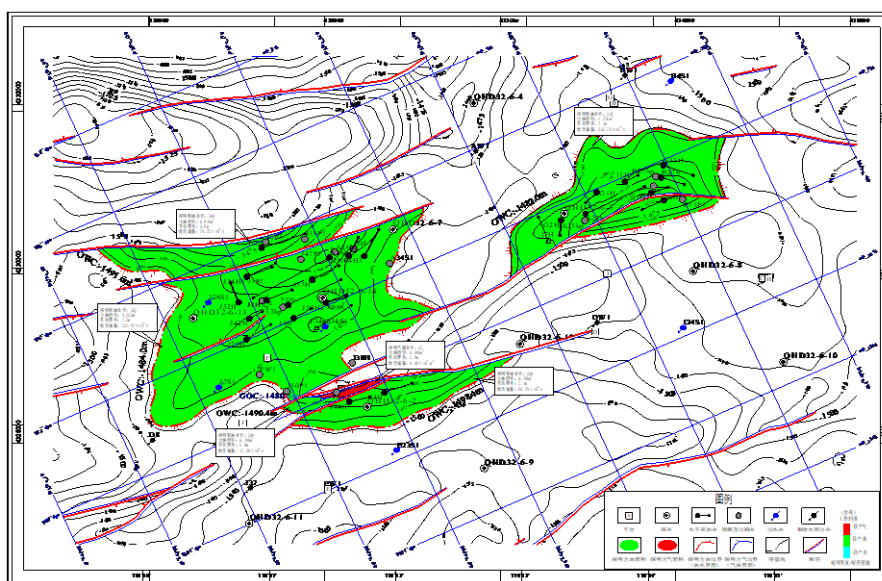


图 6.7-18 秦皇岛 32-6 油田生产水回注井井位分布

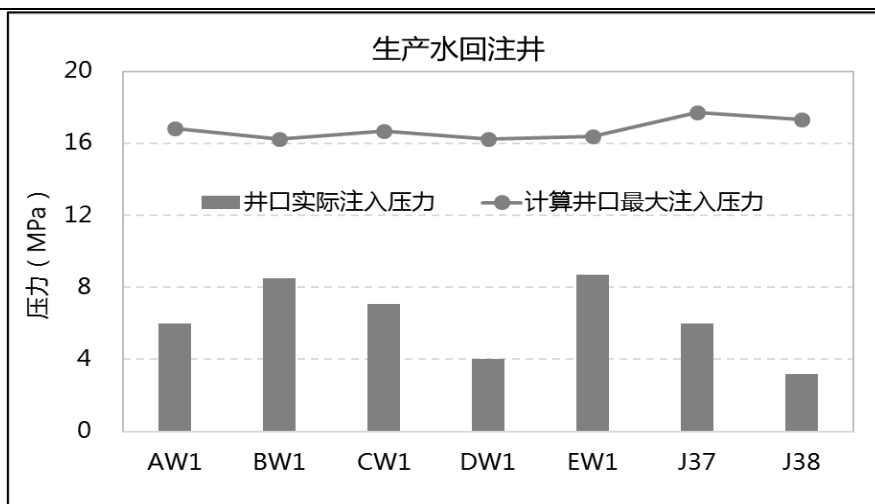


图 6.7-19 秦皇岛 32-6 油田生产水回注井注入压力与计算最大注入压力对比

### 6.7.2.6 浅层气排查

通过对秦皇岛 32-6 油田所有实钻井的测井及录井资料进行分析排查，秦皇岛 32-6 油田目前未发现浅层气。

但由于浅层非目的层无测井资料，地质上无法预测，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。

### 6.7.2.7 结论

① 秦皇岛 32-6 油田内部区域断层分为两类，第一类为断到海底断层，第二类为小规模未断到海底的断层。根据断层封堵性研究结果以及多年的开发生产实践表明，秦皇岛 32-6 油田内部断层具有封堵性。

② 经过对秦皇岛 32-6 油田断层、注水、地层压力以及注水井和生产水回注井井口压力排查，秦皇岛 32-6 油田地质条件及断层认识清楚、注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，在过去的 19 年开发生产过程中一直处于安全生产状态。综合调整实施后进一步完善了注采井网，不存在“只注不采”的现象。

③ 根据油田 ODP 破裂压力梯度计算，目前油田注水井均未超过油层破裂时井口注入压力，油田注水井注入压力处于安全范围内。

④ 在日常生产开发过程中严格按照设计和操作规范实施，并在实际工作中密切加强采油井、注水井压力监测，对距离第一类断层较近的水井要重点监测，实现注采平衡，杜绝超注、超压现象，生产过程中的地质性溢油风险是可控的。

⑤ 按照设计井轨迹实施并严格执行海上石油安全生产相关规定，进行地质油藏精细管理，做好风险防范。

综上所述，秦皇岛 32-6 油田地质条件及断层风险认识清楚，注采井网及注水方式规范

合理，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象。通过地质油藏综合分析，认为秦皇岛32-6油田地质溢油风险是可控的。

### 6.7.3 事故后果分析与计算

#### 6.7.3.1 溢油漂移扩散预测

##### (1) 拟采用的溢油预测模式

溢油预测模式的背景流场为我单位已经建立完成的包括整个中国近海的大区域背景流场，同时对四个重点关注海域（渤海油田区、东海油田区、南海西侧-涠洲岛附近、南海东侧-珠江口附近）进行了网格细化，即建立了一个大区域模式和四个小区域模式，其分辨率分别为5'和1'，并将这五个模式结合在一起，实现全海域预测的同时保证重点关注海域的计算分辨率。

本工程假设包括背景流场和波浪净流在内的表层流已知流速分量为  $U_b$ ， $V_b$ ，而不确定方法表示湍流的随机扩散由随机游动速度  $U'$ 和  $V'$ 表示，则每一个油粒子的漂移速度为：

$$\begin{aligned} U &= U_b + U' \\ V &= V_b + V' \end{aligned} \quad (1)$$

油粒子在嵌套漫游网格内的水平迁移则可表示为：

$$\begin{aligned} x^{n+1} &= x^n + U_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \\ y^{n+1} &= y^n + V_b^{n+\frac{1}{2}} \Delta t + \xi \sqrt{6K_H \Delta t} + O(\Delta t^2) \end{aligned} \quad (2)$$

对时间  $t$  方向上采用中心差分，能够保证上述差分方程的二阶精度。上式中  $\xi$ 、 $K_H$  分别代表【-1, 1】区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

波浪净流的量值较小，因为溢油油膜的覆盖使海面变得较为平坦。它可根据二阶 Stokes 波理论由下式给出：

$$u_{wave} = \frac{K\omega H^2}{8sh^2(Kd)} ch(2Kz_0) \quad (3)$$

式中  $K$ ， $\omega$ ， $H$ ， $d$ ， $z$  分别代表波数，波圆频率、波高、水深和油粒子所处的深度。

波浪的主要作用并不在于波浪净流，因为它较背景流场要小得多。波浪作用主要在于搅动水面，及由破碎引起的溢油入水。溢油入水体积可写为：

$$\frac{V_e}{V_0} = 1 - e^{C_2 t H_s^2 / L} \quad (4)$$

其中， $V_0$ 、 $t$ 、 $H_s$ 、 $L$  分别为溢油初始体积、时间、有效波高和波长。 $C_2$  为常数，取作  $-2.53 \times 10^{-3} / V_0^{0.62}$ 。

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定

的背景场垂向流速分量  $W_b$ 、浮力作用下的上浮速度  $W_L$  和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离：

$$\Delta z = (W_b + W_L)\Delta t + \xi\sqrt{6K_v\Delta t} \quad (5)$$

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_o} = 1 - e^{C_2tHs^2/L} \quad (6)$$

$H_s$ 、 $T$ 、 $Z$ 、 $K$ 、 $C$  分别为有效波高、周期、深度、波数和常数，上浮速度分量依据油滴直径大小分别计算。设浮力作用下，油滴临界直径为  $d_e$ ，则有：

$$d_e = \frac{9.52\nu^{2/3}}{g^{1/3}(1-\rho_o/\rho_w)^{1/3}} \quad (7)$$

对  $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

$$W_L = gd_i^2(1-\rho_o/\rho_w)/18\nu \quad (8)$$

对  $d_i > d_e$ ，则有：

$$W_L = \left[\frac{8}{3}gd_i(1-\rho_o/\rho_w)\right]^{1/2} \quad (9)$$

式中  $g$ 、 $d_i$ 、 $\nu$ 、 $\rho_o$ 、 $\rho_w$  分别为重力加速度、油滴直径、运动粘性系数、油密度和水密度，油滴垂向运移的中心差分公式：

$$z^{n+1} = z^n + (W_b + W_L)^{n+\frac{1}{2}}\Delta t + \xi\sqrt{6K_v\Delta t} + o(\Delta t^2) \quad (10)$$

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

$$F_V = \ln\left[1 + B'\left(\frac{T_G}{T}\right)\theta' e^{(A'-B'\frac{T_o}{T})}\right] \frac{T}{B'T_G} \quad (11)$$

式中  $A'=6.3$ ， $B'=10.3$ ， $T$  为油温， $T_G$  为油的沸点曲线梯度， $T_o$  为油的初始沸点温度， $\theta'$  为挥发系数由下式确定：

$$\theta' = CW^{0.78}tA/V_o \quad (12)$$

$C$  为常数， $W$  风速， $t$  时间， $A$  油膜面积， $V_o$  初始溢油体积。乳化程度由含水率  $Y_w$  表示，依据 Mackay(1980)有：

$$Y_w = \frac{1}{K_B} [1 - e^{-K_A K_B (1+W)^2 t}] \quad (13)$$

其中  $Y_w$  为乳化物含水量 (%)， $K_A$  取  $4.5 \times 10^{-6}$ ， $K_B$  取  $1/Y_w^F$ ， $Y_w^F$  为最终含水量，取

1.25。

则水面油粒子体积应为：

$$V_i = V_o(1 - F_{V_i}) / (1 - Y_{W_i}) \quad (14)$$

设乳化前油密度为  $\rho_o$ ，水密度为  $\rho_w$ ，则乳化后油密度：

$$\rho_* = (1 - Y_w)\rho_o + Y_w \cdot \rho_w \quad (15)$$

蒸发对油密度的影响为：

$$\rho = (0.6\rho_o - 0.34)F_V + \rho_o \quad (16)$$

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

$$\rho = (1 - Y_w)[(0.6\rho_o - 0.34)F_V + \rho_o] + Y_w \cdot \rho_w \quad (17)$$

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

$$\nu_* = \nu \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (18)$$

挥发对油粘性的影响为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \quad (19)$$

综合挥发、乳化作用，油粘性变化表示为：

$$\nu = \nu_o \cdot 10^{4F_v} \cdot \exp[2.5Y_w / (1 - 0.654Y_w)] \quad (20)$$

其中  $\nu_o$  为初始时油膜的运动粘性系数。

## (2) 预测模式中有关参数的设定

预测模式考虑的水动力因子包括：风、潮流、环流、波浪；油膜运移方向为二维。

### 1) 溢油位置

施工期船舶碰撞选择 WHPH 平台 ██████████ 为溢油位置。

### 2) 源强

根据建设单位提供的资料，工程施工期主要使用钻井平台和拖轮。

自升式钻井平台就位于平台的两侧，升起后船底距离海平面一定距离，施工船舶不会与其储油舱发生碰撞，同时钻井期间划定了钻井平台避让区，设置了安全作业区，钻井平台发生泄漏的可能性极小；而施工过程中，拖轮主要用于运送物料，使用频繁，发生碰撞溢油的可能性相对较大。因此，本项目以拖轮的燃料油舱的单舱最大舱容作为施工船舶碰撞漏油量。

单个燃料油舱最大储油量为  $100\text{m}^3$ ，故确定最大溢油量为  $100\text{m}^3$ ，泄漏持续时间为 3 小时。油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

### 3) 溢油扩散初始时间

本次预测假定溢油发生在大潮期高潮时刻（即起落潮）与低潮时刻（起涨潮）两个典型时刻。

### 4) 溢油计算的时段

工程海域潮汐类型属于不正规半日潮，本次预测选取 72h 作为溢油预测的时段。

同时，给出溢油发生后 6h、12h、18h、24h 四个中间时刻油膜漂移距离、扫海面积及残油量。

### 5) 风向风速

本次溢油数值模拟主要针对平均风速与极值风速下溢油漂移情况进行模拟，溢油数值预测选取的风向及多年平均风速、极值风速取值来源于《南堡 35-2 油田开发工程环境影响报告书》（报批稿），见表 6.7-8。

表 6.7-8 溢油数值模拟扩散选取风参数

风向	S	NW	SW	E	SE	SSE	WSW	NE
平均风速(m/s)	4.4	2.9	4.7	4.3	5.2	5.2	4.8	8.0
极值风速(m/s)	12.6	15.4	13.5	16.9	17.1	12.6	11.6	14.6

从表 6.7-9~表 6.7-12 与图 6.7-20~图 6.7-23 可以看出：溢油事故发生后，油膜在风和潮流往复涨落的共同作用下呈现出蛇形运动，当风向与潮流方向一致时，油膜中心运动速度较大，可以看到油膜中心点间距较大，而当风向与潮流方向相反时，油膜运动方向甚至会与潮流方向相反，在图中可以看到油膜中心点分布比较密集甚至发生重叠。在近海区域，风速和风向引起的浅海风海流对于溢油漂移扩散结果起很重要的作用，体现在模拟结果中就是：不同的风向直接导致溢油漂移方向不同，甚至决定了溢油是否抵岸。根据预测结果：

(1) 秦皇岛 32-6 油田位于渤海湾的中北部，均风和极风 S、E、SE、SSE 风向条件下，油膜将抵岸。

(2) 当溢油发生在极值风（NW 风，15.4m/s）风况涨潮情况下扫海面积最大为 985.8km<sup>2</sup>。

(3) 平均风况下，溢油 72h 后残存油量最大为 54.4%。

(4) 当溢油发生在极值风（NE 风，14.6m/s）风况涨潮情况下，溢油漂移轨迹最远为 153.4km。

(5) 当溢油发生在极值风（E 风，16.9m/s）风况落潮情况下，溢油扩散中最大面积为 14.8km<sup>2</sup>。



表 6.7-9 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>)

风向	风速 (m/s)	潮汐状况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km <sup>2</sup> )	最大扩散面积 (km <sup>2</sup> )	抵敏感区所需时间 (h)	抵达敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残余油量 (%)
S	4.4	涨潮	69.6	322.3	13.9	45.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 53.0 (滦河口河口沼泽湿地) * 57.0 (滦河口海洋特别保护区) 59.0 (滦河口水产种质资源保护区) 64.0 (滦河口河口生态系统) * 72.0[新开口至滦河口海域 (沙源保护海域)]*	55.1 54.3 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸	53.0	54.3	抵岸
		落潮	70.1	331.7	13.2	43.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 54.5 (滦河口水产种质资源保护区) 55.0 (滦河口河口沼泽湿地) * 55.5 (滦河口海洋特别保护区) 56.0[新开口至滦河口海域 (沙源保护海域)]* 61.0 (滦河口河口生态系统) *	55.3 54.1 54.1 54.0 54.0 53.6	62.0	53.5	抵岸
NW	2.9	涨潮	80.6	379.9	13.2	——	——	——	——	54.4
		落潮	76.7	347.4	13.1	——	——	——	——	54.4
SW	4.7	涨潮	66.1	271.0	13.4	——	——	——	——	52.5
		落潮	65.7	302.0	12.9	——	——	——	——	52.5
E	4.3	涨潮	100.0	384.1	12.8	41.0 (大清河口海岛旅游区) * 58.0[大清河口至小清河口海域 (沙源保护海域)]* 67.5 (乐亭菩提岛诸岛保护区) * 67.5 (河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区)	55.7 53.9 抵岸 抵岸	59.5	53.8	抵岸
		落潮	83.1	346.0	13.2	49.5 (大清河口海岛旅游区) *	54.7	57.0	54.0	抵岸
SE	5.2	涨潮	52.0	238.6	13.5	25.0[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 28.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 40.0 (滦河口河口沼泽湿地) * 41.5 (滦河口海洋特别保护区)	57.5 56.8 抵岸 抵岸	35.0	55.8	抵岸
		落潮	50.1	226.1	13.6			36.5	55.6	抵岸
SSE	5.2	涨潮	54.2	247.2	13.0	27.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 41.0 (滦河口河口沼泽湿地) *	57.0 抵岸	39.5	55.2	抵岸

						43.0 (滦河口海洋特别保护区)	抵岸			
		落潮	55.2	235.6	13.4	30.0[滦河口至老米沟海域(沙源保护海域)]*	56.6	38.0	55.4	抵岸
						38.0(滦河口河口沼泽湿地)*	55.4			
						39.5(滦河口海洋特别保护区)	抵岸			
WSW	4.8	涨潮	68.1	329.6	13.4	—	—	—	—	52.4
		落潮	67.9	342.9	13.0	—	—	—	—	52.4
NE	8.0	涨潮	118.1	547.5	12.8	—	—	—	—	50.4
		落潮	110.0	531.3	13.4	—	—	—	—	50.4

注：\*为生态红线区。

表 6.7-10 不同风向、均风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>)

风向	风速 (m/s)	潮汐情况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
			漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)
S	4.4	涨潮	5.2	14.1	65.7	10.5	37.7	62.0	15.1	52.9	59.9	24.0	86.1	58.4
		落潮	6.8	15.7	65.7	13.1	39.7	62.0	17.9	60.1	59.9	22.2	75.7	58.4
NW	2.9	涨潮	5.5	14.1	67.4	10.3	31.6	63.6	16.6	60.6	61.5	24.4	91.7	60.0
		落潮	6.1	16.0	67.4	12.2	40.2	63.6	16.9	55.0	61.5	22.6	79.4	60.0
SW	4.7	涨潮	4.7	11.5	65.5	9.5	26.3	61.7	13.7	40.6	59.6	22.3	65.2	58.1
		落潮	7.0	14.6	65.5	13.2	37.2	61.7	17.3	47.4	59.6	21.5	62.7	58.1
E	4.3	涨潮	6.3	13.9	65.8	12.0	36.6	62.1	19.1	62.5	60.0	27.7	94.5	58.5
		落潮	5.6	14.8	65.8	11.6	35.2	62.1	18.0	64.9	60.0	23.9	86.9	58.5
SE	5.2	涨潮	6.2	16.7	65.1	12.3	45.2	61.3	18.7	73.0	59.2	28.4	118.4	57.7
		落潮	6.6	18.1	65.1	13.2	45.1	61.3	19.2	75.3	59.2	24.9	101.8	57.7
SSE	5.2	涨潮	5.8	16.4	65.1	11.7	44.3	61.3	17.1	67.9	59.2	26.6	111.3	57.7
		落潮	7.0	17.8	65.1	13.5	45.0	61.3	19.1	71.3	59.2	24.0	94.1	57.7

WSW	4.8	涨潮	4.8	11.9	65.4	9.5	24.3	61.7	14.2	47.1	59.5	22.7	78.0	58.0
		落潮	7.1	15.6	65.4	13.3	39.7	61.7	17.2	44.9	59.5	22.0	68.9	58.0
NE	8.0	涨潮	7.7	14.8	63.4	14.7	39.4	59.6	23.9	73.5	57.5	32.1	107.3	56.0
		落潮	5.2	13.6	63.4	11.7	31.5	59.6	20.7	75.2	57.5	27.6	101.8	56.0

表 6.7-11 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>)

风向	风速 (m/s)	潮汐情况	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km <sup>2</sup> )	最大扩散面积 (km <sup>2</sup> )	抵敏感区所需时间 (h)	抵达敏感区前残余油量 (%)	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 (%)
S	12.6	涨潮	42.2	185.7	13.8	15.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 21.0 (滦河河口沼泽湿地) * 21.0 (滦河口海洋特别保护区) 23.5 (滦河口水产种质资源保护区) 25.0 (滦河河口生态系统) * 26.0[新开口至滦河口海域 (沙源保护海域)]* 26.5 (昌黎黄金海岸保护区) * 26.5 (河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区)	56.5 55.0 55.0 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸	21.0	55.0	抵岸
		落潮	77.1	303.0	12.9	16.0[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 18.0 (滦河口水产种质资源保护区) 19.5 (滦河河口沼泽湿地) * 21.5 (滦河河口生态系统) * 22.0 (滦河口海洋特别保护区) 24.0 (昌黎黄金海岸保护区) * 24.0 (河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区) 24.0[新开口至滦河口海域 (沙源保护海域)]* 33.0 (北戴河旅游区) * 33.5[金山嘴至新开口海域 (沙源保护海域)]*	56.3 55.7 55.4 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸	19.5	55.4	抵岸
NW	15.4	涨潮	142.2	985.8	13.9	——	——	——	——	47.8
		落潮	143.9	966.6	13.4	——	——	——	——	47.8
SW	13.5	涨潮	106.5	699.9	14.7	35.5 (昌黎海域国家级水产种质资源保护区实验区)	51.9	——	——	48.3

						35.5 (昌黎海域种质资源保护区)*	51.9						
		落潮	111.1	683.1	12.5	37.0 (昌黎海域国家级水产种质资源保护区实验区) 37.0 (昌黎海域种质资源保护区)* 38.5 (昌黎海域国家级水产种质资源保护区核心区)	51.7 51.7 51.5	—	—				48.3
E	16.9	涨潮	65.1	194.2	12.5	13.5 (大清河口海岛旅游区)* 18.0[大清河口至小清河口海域 (沙源保护海域)]* 19.0 (乐亭菩提岛诸岛保护区)* 19.0 (河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区) 30.0 (曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区)	56.1 抵岸 抵岸 抵岸 抵岸	16.5	55.2				抵岸
		落潮	45.4	155.4	14.8	14.5 (大清河口海岛旅游区)*	55.7	17.5	54.8				抵岸
SE	17.1	涨潮	36.6	113.2	12.6	—	—	11.5	57.1				抵岸
		落潮	37.2	115.2	13.4	13.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 14.0 (滦河河口沼泽湿地)* 14.0 (滦河口海洋特别保护区)	抵岸 抵岸 抵岸	12.0	56.9				抵岸
SSE	12.6	涨潮	35.9	138.1	14.1	12.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 18.0 (滦河河口沼泽湿地)* 18.5 (滦河口海洋特别保护区)	57.6 抵岸 抵岸	17.0	56.2				抵岸
		落潮	39.6	139.9	12.7	13.0[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]* 17.5 (滦河河口沼泽湿地)* 17.5 (滦河口海洋特别保护区)	57.4 55.9 55.9	18.5	55.7				抵岸
WSW	11.6	涨潮	99.1	687.7	14.5	—	—	—	—	—	—	—	48.9
		落潮	105.3	678.8	12.7	—	—	—	—	—	—	—	48.9
NE	14.6	涨潮	153.4	917.0	12.4	—	—	—	—	—	—	—	48.0
		落潮	144.6	943.0	14.0	—	—	—	—	—	—	—	48.0

注：\*为生态红线区。

表 6.7-12 不同风向、极风条件下溢油发生后 6h、12h、18h、24h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km<sup>2</sup>)

风向	风速 (m/s)	潮汐情况	溢油后 6h			溢油后 12h			溢油后 18h			溢油后 24h		
			漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km <sup>2</sup> )	残存油量 (%)
S	12.6	涨潮	7.8	26.7	61.6	17.0	73.4	57.8	22.8	111.7	55.7	抵岸	抵岸	抵岸

		落潮	10.7	27.9	61.6	20.4	71.6	57.8	29.4	113.1	55.7	抵岸	抵岸	抵岸
NW	15.4	涨潮	10.1	36.1	60.8	20.6	90.8	57.0	33.0	164.7	54.9	46.8	241.2	53.4
		落潮	11.5	39.0	60.8	23.2	99.7	57.0	32.4	147.8	54.9	45.9	229.4	53.4
SW	13.5	涨潮	6.8	18.7	61.3	15.6	53.3	57.6	20.2	78.3	55.4	33.6	139.0	53.9
		落潮	11.3	20.7	61.3	21.5	59.8	57.6	30.3	96.9	55.4	35.7	127.6	53.9
E	16.9	涨潮	12.3	29.0	60.4	24.9	76.8	56.7	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	9.2	30.9	60.4	20.5	79.9	56.7	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SE	17.1	涨潮	11.4	37.5	60.4	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	12.0	42.5	42.5	24.3	102.9	56.6	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SSE	12.6	涨潮	8.5	28.4	61.6	18.2	78.1	57.8	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
		落潮	10.4	31.3	61.6	20.1	77.7	57.8	29.1	121.8	55.7	抵岸	抵岸	抵岸
WSW	11.6	涨潮	5.9	15.6	61.9	13.2	40.4	58.2	18.6	75.2	56.0	30.6	129.6	54.5
		落潮	10.3	21.5	61.9	19.3	58.6	58.2	25.9	86.3	56.0	32.5	123.4	54.5
NE	14.6	涨潮	11.1	21.0	61.0	22.1	60.4	57.3	34.4	107.9	55.1	45.0	161.7	53.6
		落潮	6.6	18.9	61.0	15.2	50.2	57.3	29.4	118.3	55.1	38.5	160.6	53.6

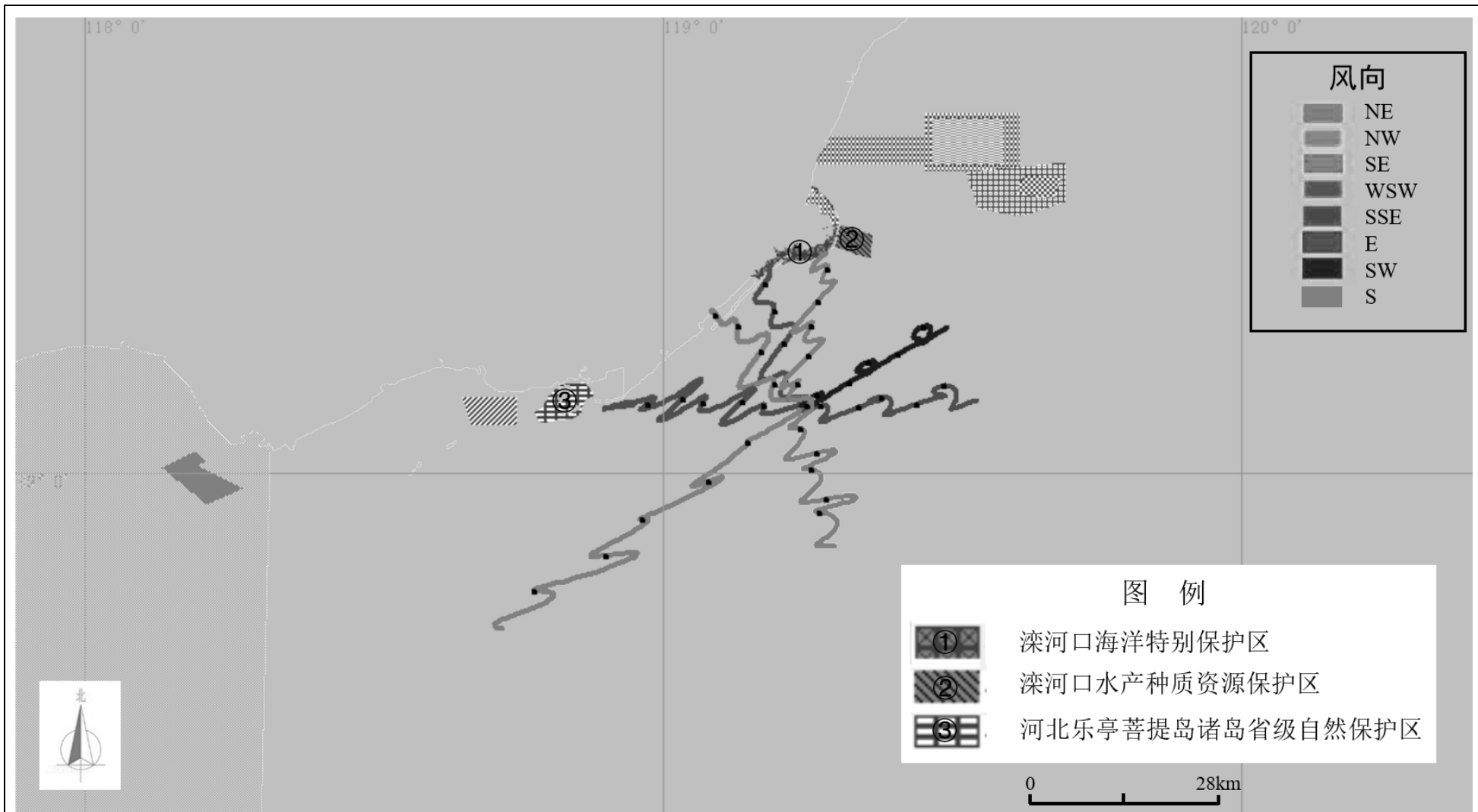


图 6.7-20a 100m<sup>3</sup>溢油涨潮均风 72h 粒子轨迹图（保护区）

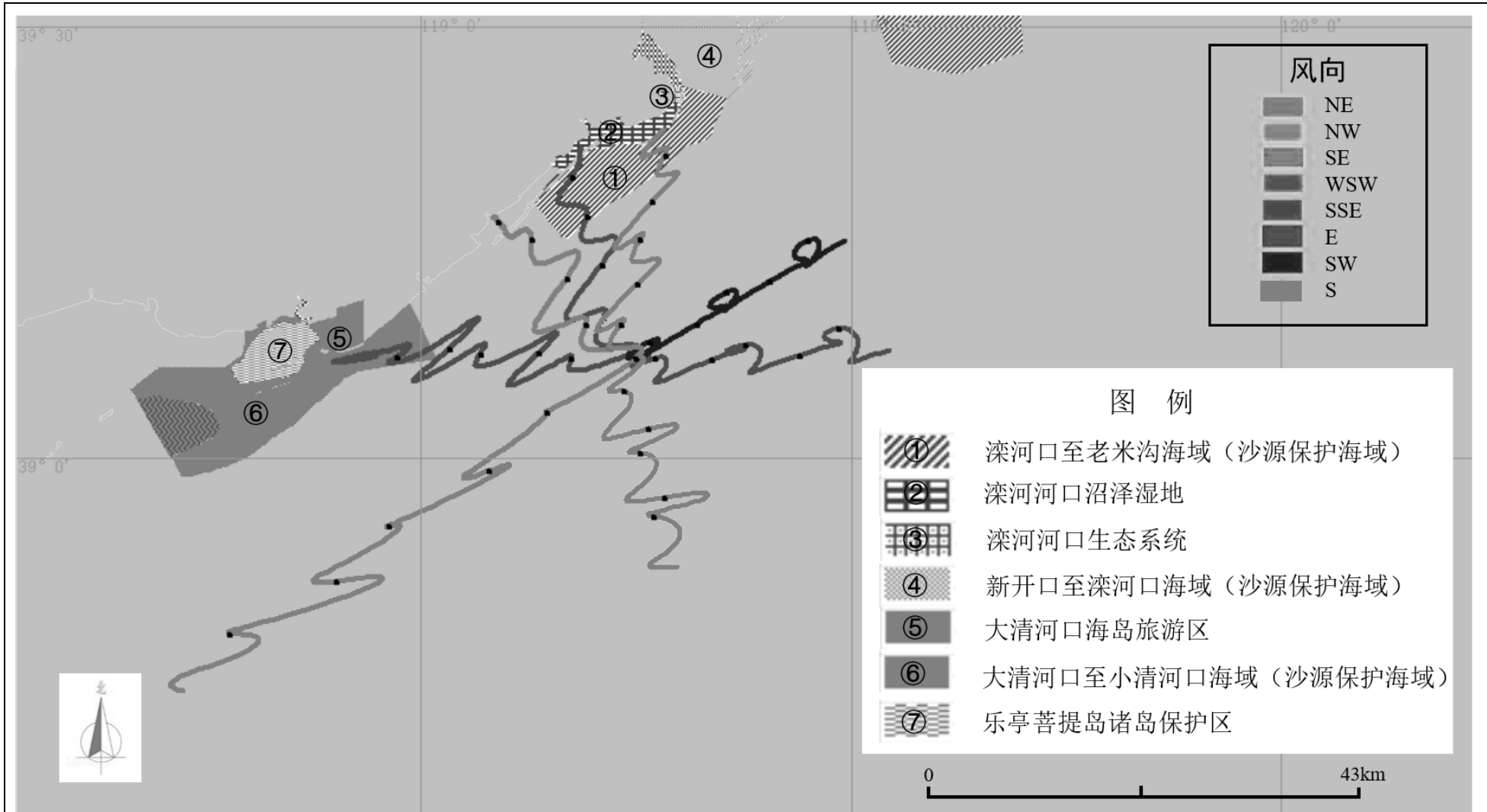


图 6.7-20b 100m<sup>3</sup>溢油涨潮均风 72h 粒子轨迹图（生态红线区）

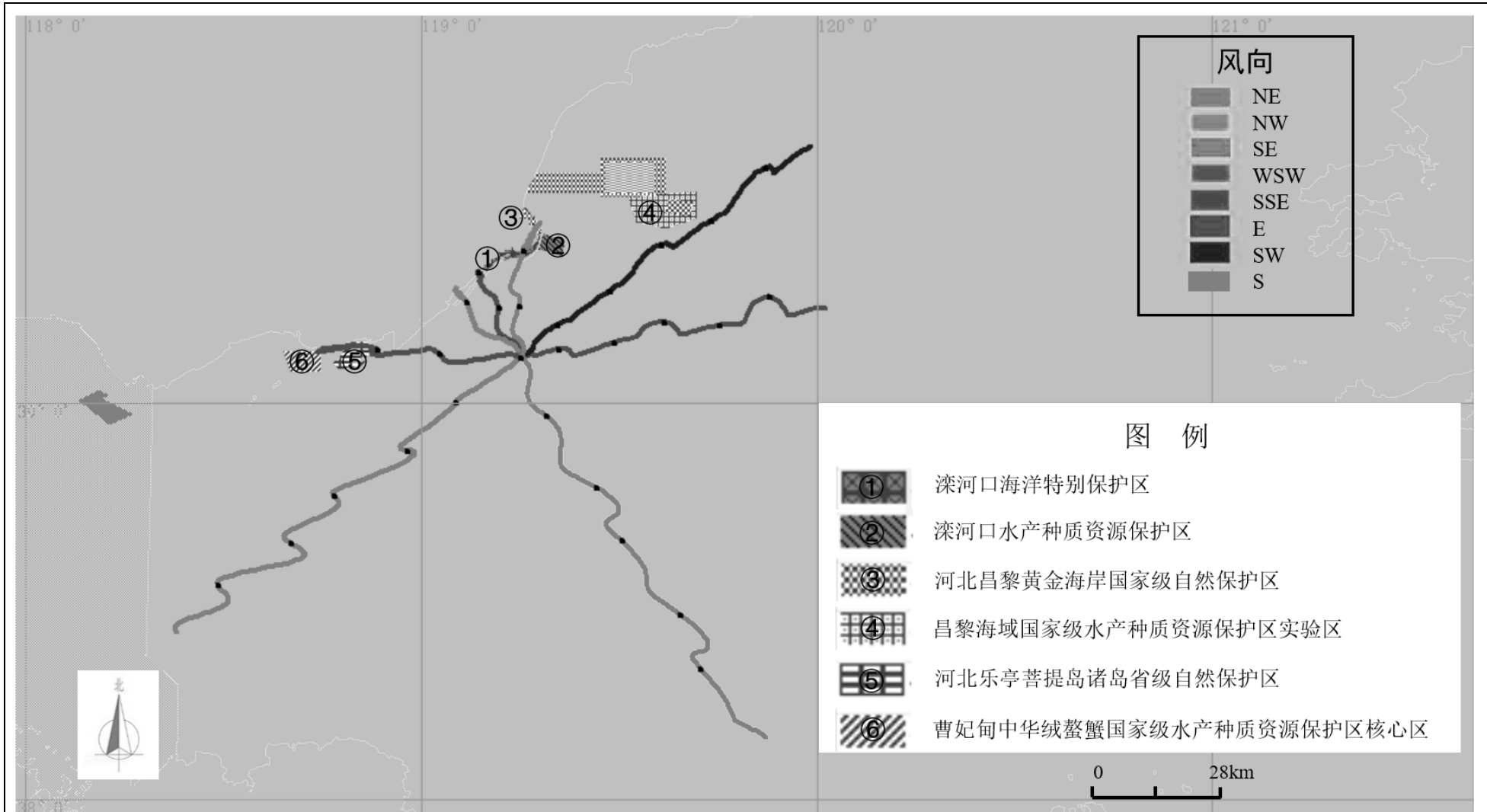


图 6.7-21a 100m<sup>3</sup>溢油涨潮极风 72h 粒子轨迹图（保护区）



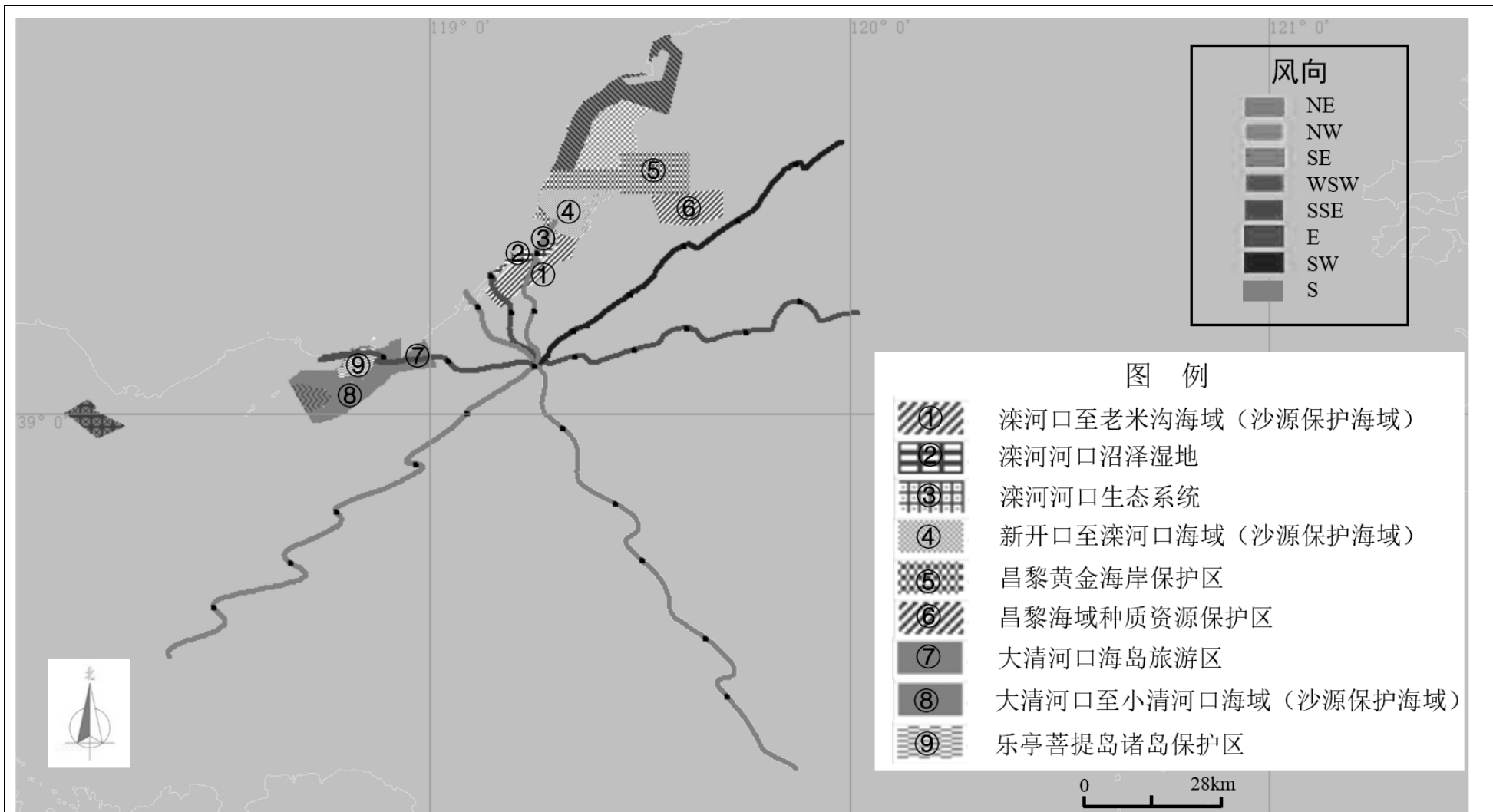


图 6.7-21b 100m<sup>3</sup>溢油涨潮极风 72h 粒子轨迹图（生态红线区）

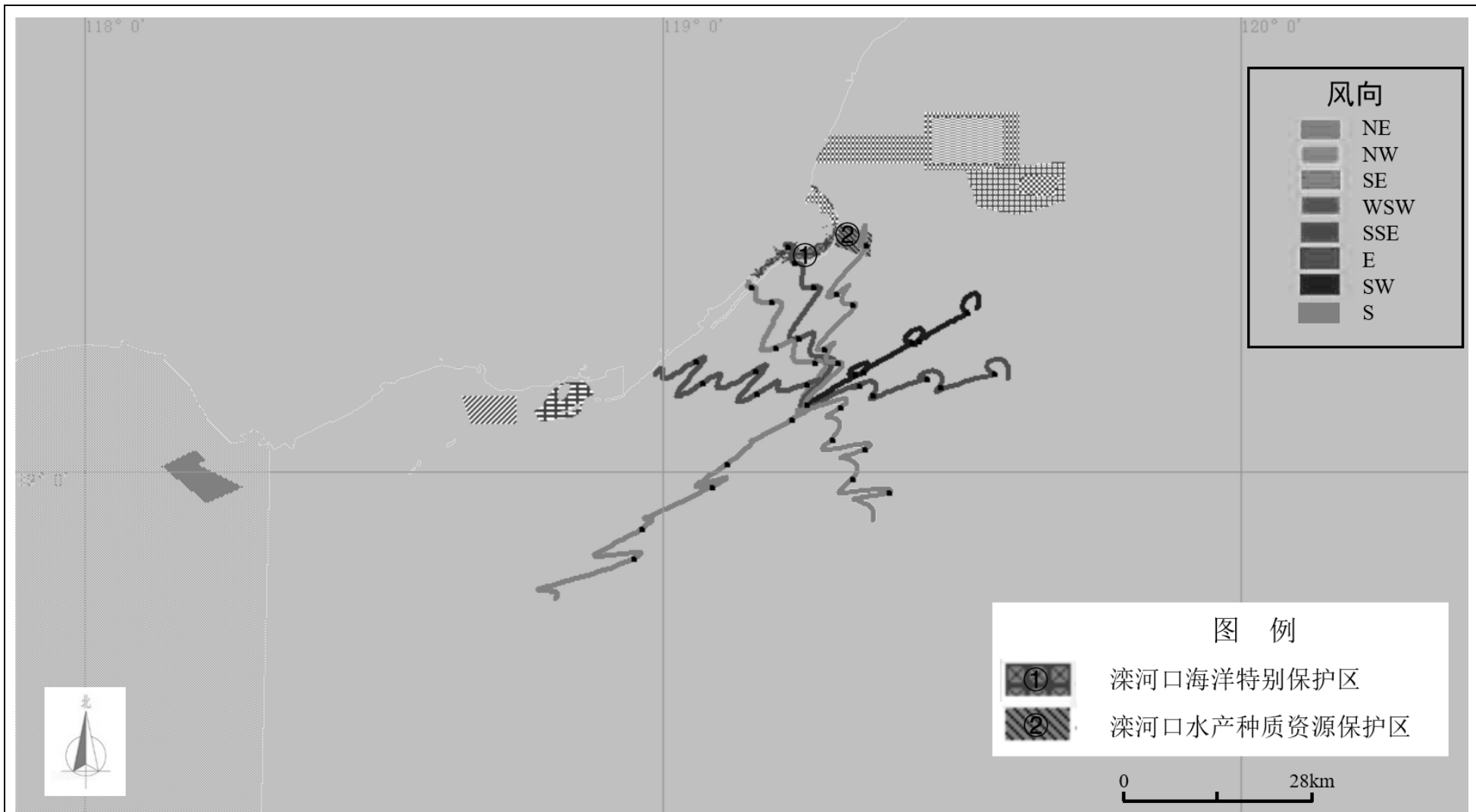


图 6.7-22a 100m<sup>3</sup>溢油落潮均风 72h 粒子轨迹图（保护区）

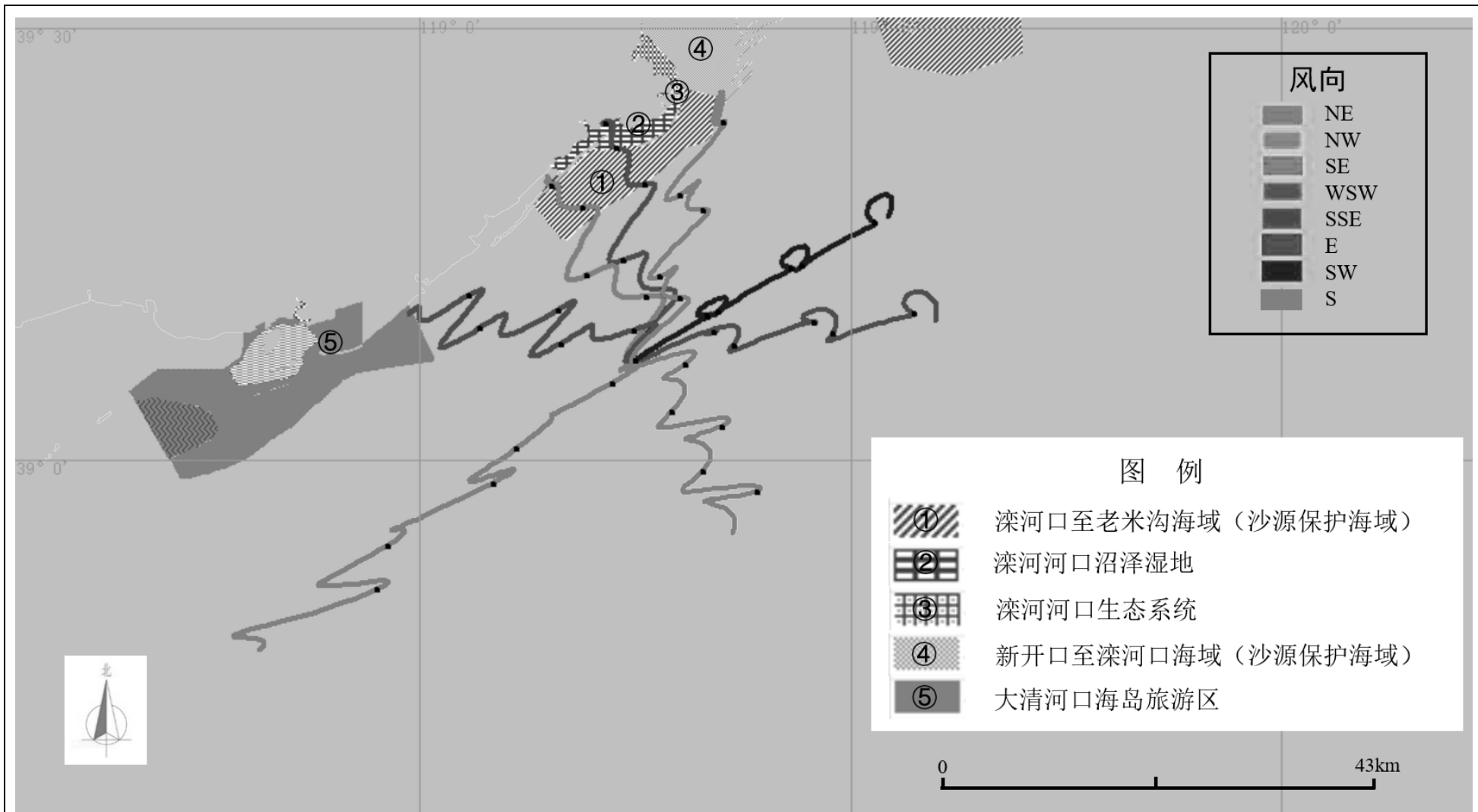


图 6.7-22b 100m<sup>3</sup>溢油落潮均风 72h 粒子轨迹图 (生态红线区)

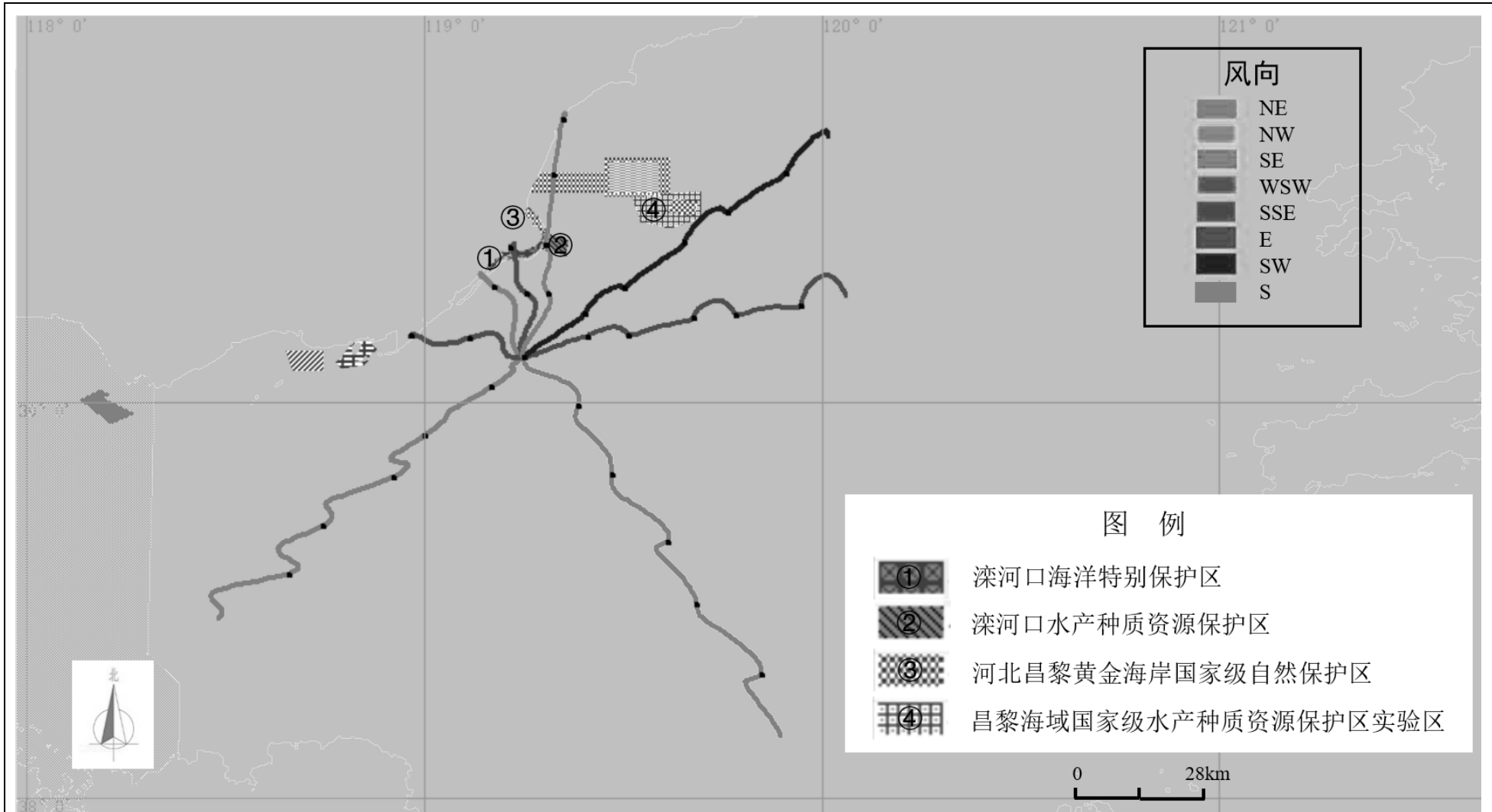


图 6.7-23a 100 m<sup>3</sup>溢油落潮极风 72h 粒子轨迹图（保护区）

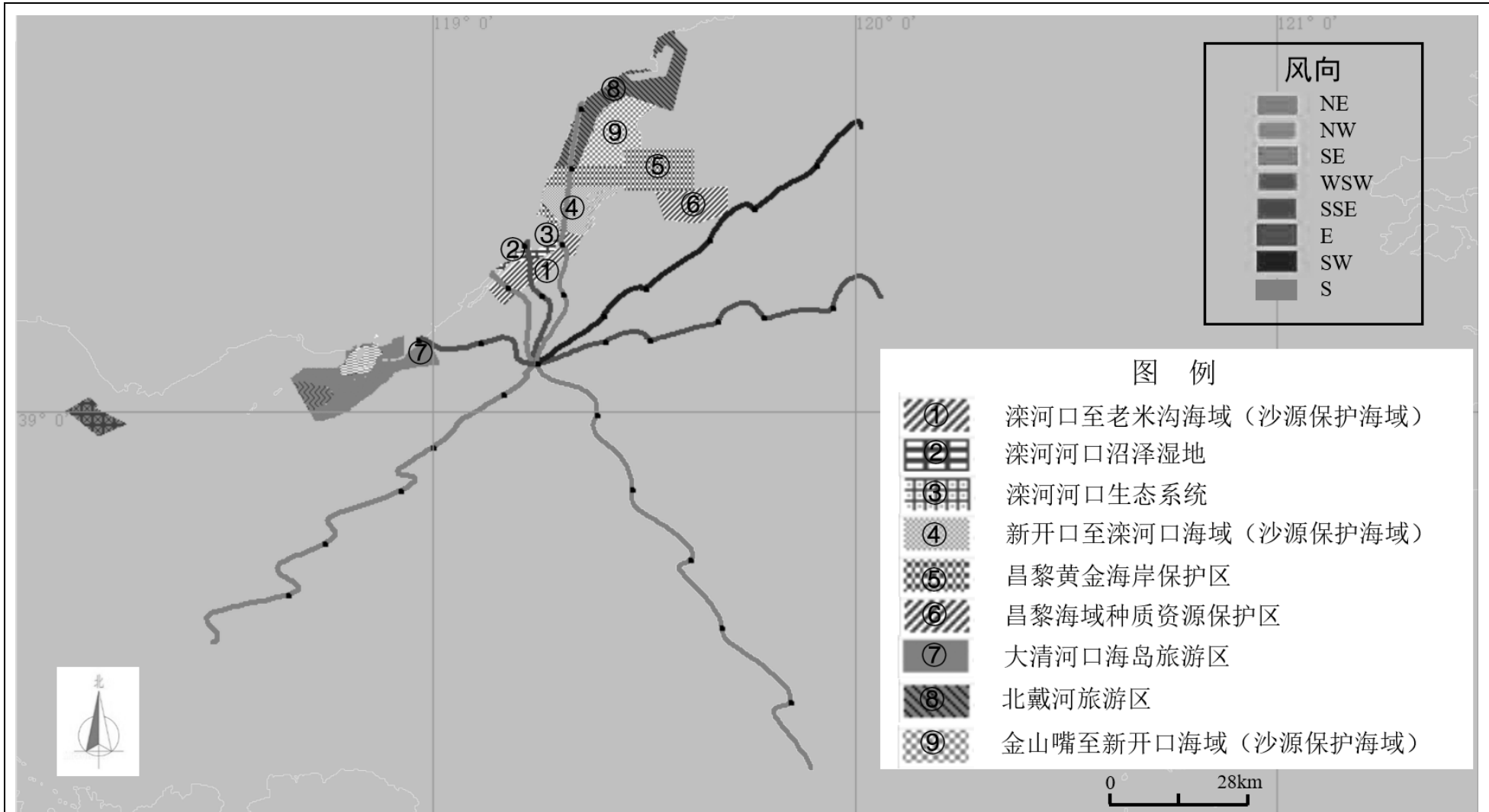


图 6.7-23b 100 m<sup>3</sup>溢油落潮极风 72h 粒子轨迹图 (生态红线区)

### 6.7.3.2 溢油抵达敏感区时间及分析

无论油膜是否抵达岸边，都会对海洋环境以及渔业资源产生污染损害，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。

#### (1) 溢油对保护区及产卵场索饵场的影响分析

对于本工程溢油事故而言，附近的保护区及产卵场索饵场主要包括白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀的索饵场、滦河口海洋特别保护区、滦河口水产种质资源保护区、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区、曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区、昌黎海域国家级水产种质资源保护区。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达这些保护区及产卵场索饵场并造成严重污染。

本工程若在近 WHPH 平台附近发生溢油，可能影响到的保护区及产卵场索饵场见表 6.7-13a。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，抵达滦河口海洋特别保护区的最短时间为 14.0 小时，抵达滦河口水产种质资源保护区的最短时间为 18.0 小时，抵达河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区的最短时间为 19.0 小时，抵达河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区的最短时间为 24.0 小时，抵达曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区的最短时间为 30.0 小时，抵达昌黎海域国家级水产种质资源保护区的最短时间为 35.5 小时。

同时，由于本工程位于白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场内和鳀索饵场内，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，原油将即刻抵达这些产卵场和索饵场，并对其造成不利影响。

#### (2) 溢油对生态红线区的影响分析

对于本工程溢油事故而言，附近的生态红线区主要包括滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）、大清河口海岛旅游区、滦河口沼泽湿地、大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）、乐亭菩提岛诸岛保护区、滦河口生态系统、昌黎黄金海岸保护区、新开口至滦河口海域（沙源保护海域）、北戴河旅游区、金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）、昌黎海域种质资源保护区。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达这些生态红线区并造成严重污染。

本工程若在近 WHPH 平台附近发生溢油，可能影响到的生态红线区见表 6.7-13b。一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，抵达滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）的最短时间为 12.5 小时，抵达大清河口海岛旅游区的最短时间为 13.5 小时，抵达滦河口沼泽湿地

的最短时间为 14.0 小时，抵达大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）的最短时间为 18.0 小时，抵达乐亭菩提岛诸岛保护区的最短时间为 19.0 小时，抵达滦河河口生态系统的最短时间为 21.5 小时，抵达昌黎黄金海岸保护区和新开口至滦河口海域（沙源保护海域）的最短时间为 24.0 小时，抵达北戴河旅游区的最短时间为 33.0 小时，抵达金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）的最短时间为 33.5 小时，抵达昌黎海域种质资源保护区的最短时间为 35.5 小时。

因此，建设单位应予以足够重视，在钻探和生产过程中，务必加强管理，杜绝溢油事故的发生，同时配备足够的溢油应急反应设施，并保持高效、可用性，使突发溢油事故得以有效控制、高效回收。

**表 6.7-13a 溢油对周围保护区及产卵场索饵场的影响**

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	滦河口海洋特别保护区	S、SE 落潮、SSE	14.0	抵岸
2	滦河口水产种质资源保护区	S	18.0	55.7
3	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	E 涨潮	19.0	抵岸
4	河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	极风：S	24.0	抵岸
5	曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区	极风：E 涨潮	30.0	抵岸
6	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	极风：SW	35.5	51.9
7	白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀的索饵场	即刻抵达		

**表 6.7-13b 溢油对周围生态红线区的影响**

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）	均风：S、SE、SSE 极风：S、SE 落潮、SSE	12.5	57.6
2	大清河口海岛旅游区	E	13.5	56.1
3	滦河河口沼泽湿地	S、SE 落潮、SSE	14.0	抵岸
4	大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）	E 涨潮	18.0	抵岸
5	乐亭菩提岛诸岛保护区	E 涨潮	19.0	抵岸
6	滦河河口生态系统	S	21.5	抵岸
7	昌黎黄金海岸保护区	极风：S	24.0	抵岸
8	新开口至滦河口海域（沙源保护海域）	S	24.0	抵岸
9	北戴河旅游区	极风：S 落潮	33.0	抵岸
10	金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）	极风：S 落潮	33.5	抵岸
11	昌黎海域种质资源保护区	极风：SW	35.5	51.9

#### 6.7.4 环境风险综合分析评价

本工程最大可信事故为施工期船舶碰撞，选取 WHPH 平台处作为溢油预测点，溢油量约为 100m<sup>3</sup>，泄漏持续时间约为 3 小时。

根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀的索饵场，将即刻抵达；对其他环境敏感区最不利影响为：抵达滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）的最快时间为 12.5h，抵达大清河口海岛旅游区的最短时间为 13.5h，抵达滦河口河口沼泽湿地和滦河口海洋特别保护区的最短时间为 14.0h，抵达大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）和滦河口水产种质资源保护区的最短时间为 18.0h，抵达乐亭菩提岛诸岛保护区和河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区的最短时间为 19.0h，抵达滦河口生态系统的最短时间为 21.5h，抵达昌黎黄金海岸保护区、新开口至滦河口海域（沙源保护海域）、河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区的最短时间为 24.0h，抵达曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区的最短时间为 30.0h，抵达北戴河旅游区的最短时间为 33.0h，抵达金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）的最短时间为 33.5 小时，抵达昌黎海域种质资源保护区和昌黎海域国家级水产种质资源保护区的最短时间为 35.5h。

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。

针对地质性溢油事故，秦皇岛32-6油田地质条件及断层风险认识清楚，注采井网及注水方式规范合理，生产管理应对措施完善得当，不存在“只注不采”的现象。通过地质油藏综合分析，认为秦皇岛32-6油田地质溢油风险是可控的。为避免发生由于不恰当注入引起的地质性油气泄漏事故，建设单位应进一步加强对钻/完井作业和注水作业的管理，尽量避免发生类似事故。



## 7 环境保护对策措施

### 7.1 污染防治措施

#### 7.1.1 施工期污染防治措施

本工程施工期产生的污染物为钻屑、钻井液、生活污水、船舶机舱含油污水、刮管洗井废水和固体废弃物（包括生活垃圾和生产垃圾）。

其中，施工期产生的油层段钻屑、油层段钻井液、船舶机舱含油污水均运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收处理/处置（见附件5）。

非油层段钻屑、非油层段钻井液在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。

生活垃圾和生产垃圾均运回陆地进行处理。

生活污水经施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海，生活污水处理设施的处理能力，可以满足本工程施工过程中施工人员产生的生活污水处理的需求，因此，污染防治措施可行。

刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。

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

- （1）2019 年 1 月 1 日起应使用硫含量不大于 0.5% $m/m$  的船用燃油；
- （2）2015 年 3 月 1 日及以后建造或进行船用柴油发动机重大改装的施工船舶，所使用的单台发动机输出功率超过 130 千瓦的，应满足《国际防止船舶造成污染公约》第二阶段氮氧化物排放限值要求；
- （3）施工船舶还应严格执行其他现行国际公约和国内法律法规、标准规范关于大气污染物的排放控制要求。

同时，建议交通海事部门加强船舶施工过程中的监督管理，确保大气污染物排放满足要求。

### 7.1.2 运营期污染防治措施

本工程生产运行期产生的主要污染物为含油生产水、甲板冲洗水、初期雨水、生产垃圾等。

2020年本工程运营期产生的含油污水依托秦皇岛32-6油田CEPI平台和FPSO上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在FPSO达标排放；2020年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。秦皇岛32-6油田CEPI平台和FPSO上的生产水处理设施处理能力分别为48000m<sup>3</sup>/d和40800m<sup>3</sup>/d，大于本工程投产后进入CEPI平台和FPSO进行处理的最大产能 [REDACTED]，因此，污染防治措施有效。

其他含油污水（如初期雨水、甲板冲洗水等）经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统。

本工程投产后运营期不增加生产定员，不新增生活垃圾和生活污水产生量。生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理。生活污水经秦皇岛32-6油田WHPH平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。发电机废气经排烟管排放。

工程施工期和运营期污染防治措施见表7.1-1。

表 7.1-1 工程施工期和运营期污染防治措施汇总表

阶段	污染物名称	处理方式
施工期	油层段钻屑	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司或锦州永盛废油再生有限公司接收/处置。
	油层段钻井液	
	船舶机舱含油污水	
	生产垃圾	
	生活垃圾	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后排海。
	非油层段钻屑	
	非油层段钻井液	
	生活污水	
刮管洗井废水	依托施工船或WHPH平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。进入FPSO含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。	
运营期	生产废水	2020年，依托秦皇岛32-6油田CEPI平台和FPSO上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在FPSO达标排放；2020年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。
	其他含油污水（初期雨水、甲板冲洗水）	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统。
	生产垃圾	运回陆地进行处理。
	生活垃圾	
	生活污水	经WHPH平台上的生活污水处理设施处理达标后排海
	发电机废气	经排烟管排放

## 7.2 生态保护对策措施

### (1) 污染物源头控制

#### ① 施工期

施工期油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾均运回陆地处理；生活污水依托施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海；非油层段钻屑和非油层段钻井液在满足相关要求后排海；刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放。尽量减少污染物排海，最大限度降低对海洋环境的影响。

钻井过程中应严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率。钻屑排放都是在非油层钻进期间持续排放，排放速率并不大，本工程 WHPH 平台非油层段钻屑平均排放速率约为  $18.4\text{m}^3/\text{d}$ 。钻井液循环使用，排放都是间断性排放，根据调节钻井液性能进行排放，每次排放量并不大，最大排放速率限定为  $35\text{m}^3/\text{h}$ 。实际中可通过钻井液性能维护，达到减少排放量的目的；此外，现场可通过闸阀开关程度控制其排放速率。

#### ② 运营期

2020 年，生产水经处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排海，2020 年处理达标的生产水排放速率和排放量均未超过原环评报告书批复的生产水总量控制指标。2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；本工程投产后运营期不增加生产定员，生活污水排放量不增加。

### (2) 生态避让

针对本工程可能对白姑鱼、鲷、花鲈产卵场产生的影响，提出如下保护措施：钻井过程中应严格控制非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放速率，非油层段钻屑和非油层段钻井液的排放避开工程所在海域附近白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5 月），尽量减少非油层段钻屑钻井液排放引起的入海悬浮物的影响面积，最大限度地减少对海洋生态的影响。

### (3) 生态补偿

针对施工期造成的生物资源损失核算金额，并将渔业资源补偿费纳入环保投资。在后续生产过程中建设单位采取相应生态补偿措施，实施增殖放流，从而维持海洋生物资源可持续利用。

## 7.3 清洁生产与总量控制

### 7.3.1 清洁生产

#### (1) 先进的工艺与设备

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，选择了无毒的环保型天然聚合物水基钻井液，减少了环境污染。

海上平台采用油、气、水混输流程，实现油气全密闭输送，油气损耗率为零。

本工程生产过程中的生产物流处理将采用自动化控制程度较高的全密闭工艺流程，所选用的技术和设备均为国内外先进和成熟的技术和设备，并在渤海多个油田开发工程中已有成功的应用。

在原油生产工艺系统中的主要设备和管线处均设置了相应的压力、温度和液位安全保护装置，如在井口装置、出油管线和生产管汇上安装了低压传感器和压力安全阀，避免由于压力、液位和温度异常产生的事故隐患，避免了带压流体的跑、冒、滴、漏。

#### (2) 资源能源利用指标

分离出的伴生天然气收集作为秦皇岛 32-6 油田透平发电机的燃料用气，有效地利用了油田的伴生天然气资源。

#### (3) 污染物产生及污染防治措施

施工期产生的污染物主要是钻屑、钻井液、船舶机舱含油污水、刮管洗井废水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等，其处理方式主要是油层段钻屑钻井液、船舶机舱含油污水、生活垃圾、生产垃圾均运往陆地进行处理；非油层段钻屑钻井液通过控制排放速率在满足相关要求后排海；刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放；生活污水依托施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排放。

运营期增加的主要污染物是含油生产污水，由秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台和 FPSO 上的生产水处理系统处理达标后回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。运营期产生的生活垃圾和生产垃圾运往陆上进行处理。

#### (4) 废物回收利用

本工程投产后，新增的含油生产水经秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后回注地层，回注水质达到《碎屑岩油藏注水水质推荐指标及分析方法》

(SY/T5329-2012)中的石油类 $\leq 50\text{mg/L}$ 的标准。

2020年,秦皇岛32-6油田含油生产水的回用率可达92.3%(见表2.3-10c);2020年底开始,秦皇岛32-6油田处理达标的生产水全部回注地层,不外排,回用率可达100%。此外,含油生产水中的石油类通过含油污水处理系统进行回收,使之转化为产品,使污染物最大限度的资源化。

在油田开发钻井过程中,尽量减少钻井液的使用量。

根据对本工程的生产工艺与装备、资源能源利用、污染物产生、废物综合利用等方面的论述,本工程在建设阶段选用无毒的生产原料,并尽量减少钻井液的使用量。在生产过程中采用先进的生产技术,油气生产尽量使用清洁能源;平台设有开式/闭式漏油收集设施,防止原油跑冒滴漏;全过程实施严格的环境保护及管理制度。在建设阶段和生产阶段产生的污染物均得到有效的处理。污染物的排放和处置符合国家或地方法规和标准的要求。

### 7.3.2 总量控制

#### 7.3.2.1 生产水

根据《秦皇岛32-6油田综合调整工程环境影响报告书》和《国家海洋局关于秦皇岛32-6油田综合调整工程环境影响报告书核准意见的批复》(国海环字[2013]122号):

“FPSO生产水总量控制指标:  $11500\text{ m}^3/\text{d}$  和  $397\times 10^4\text{ m}^3/\text{a}$ ;石油类总量控制指标:  $75.8\text{t/a}$ ”。

本工程投产后,根据表2.3-10c,2020年,秦皇岛32-6油田FPSO生产水排放总量为 [REDACTED],石油类年最大排放量为 [REDACTED],不超过原环评批复的要求;且2020年底开始,处理达标的生产水全部回注地层,不外排;因此,不需要新增申请生产水总量指标,处理达标的含油生产水的排放总量控制指标值维持原环评报告批复值不变。

#### 7.3.2.2 生活污水

本工程投产后,WHPH平台人员不增加,生活污水经平台上的生活污水处理设施处理达标后排海,平台生活污水COD排放量不增加,不超过原环评报告批复的总量控制指标,因此,不需要新增申请生活污水总量控制指标。

## 7.4 事故防范措施和应急方法与对策分析

溢油防范工作为油田开发和生产的工作重点,油田工程自概念设计阶段就将溢油的防范内容纳入了油田各个专业的设计当中。将溢油风险最大限度的减少在设计阶段,并对

可能出现的溢油状况制定详尽的应急措施。

#### 7.4.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

##### 7.4.1.1 常规的防范措施与应急措施

###### (1) 防范措施

- ①优化井眼轨迹，用防碰软件进行详细的防碰分析；
- ②如果防碰风险邻井套管环空有带压，或有连续的油气流通道，作业前须通过关放气阀，或其它措施从防碰段以下切断通道，并放套压至零，必要时关停；
- ③有碰撞危险的井段必须使用牙轮钻头；
- ④加密捞砂，录井应每 2m 甚至加密至 0.5m 捞砂一次；
- ⑤碰撞风险井段加密测点进行轨迹监控；
- ⑥加强人员管理，确保岗位职责落实。

###### (2) 应急措施

- ①一旦钻具蹩跳及其他相碰征兆，立即将钻头提离井底 5m 以上范围内活动，循环观察，排量根据具体情况进行降低调整，降低转速，禁止在井底静止大排量循环；
- ②用 MWD 长测量模式进行测斜，判断 Btotal 和 Dip 值是否正常（±2%范围）；
- ③用陀螺测量井眼轨迹；
- ④打稠钻井液携带岩屑，由录井观察水泥含量，是否含有铁屑；
- ⑤起钻更换为牙轮钻头，选择合适的绕障点，禁止使用 PDC 钻头试钻。

##### 7.4.1.2 拟建的 H22H 井与老井 H19H 井防碰预防措施

由于本工程拟建的 H22H 与老井 H19H 在 1410m 最近距离 15.27m，可能存在相碰风险，相应的预防措施如下：

- (1) 优化造斜点，尽早脱离邻井轨迹，造斜点选择的原则是邻井造斜点错开 30m 以上。
- (2) 对于在直井段中作业可能发生碰撞或是绕障作业时，则应直接下入牙轮钻头，以保作业安全，必要时可提前预斜。
- (3) 在返出槽合适位置放置磁铁，并安排专人实时观察。
- (4) 优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用软件对轨迹进行防碰计算和分析。
- (5) 钻进中若出现钻遇套管的征兆：返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 数据显示异常，则立即停止钻进。
- (6) 若出现防碰征兆，更换注水泥塞钻具，注水泥塞封固井底以上 30~50m，重新定向绕障钻进。

## 7.4.2 井喷和平台火灾事故防范措施

为防止钻、完井阶段火灾和井喷事故的发生，秦皇岛 32-6 油田采取如下措施：

- (1) 在钻台和钻井液池等场所设置可燃气体探测器，自动探测可燃气体；
- (2) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- (3) 油管强度设计采用较高的安全系数；
- (4) 配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；
- (5) 对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理制度；
- (6) 加强钻修井时的观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业；
- (7) 制定了严密的溢油应急计划，一旦发生井喷便采取相应的应急措施；
- (8) 保证钻井、钻井液处理和压井等设备的良好运转；
- (9) 严格实施钻井作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- (10) 配置了守护船值班；
- (11) 在钻完井作业过程中备足钻井液材料，以便及时、妥善地处理可能遇到的溢流和井涌；
- (12) 钻井人员定期开展井涌控制和井喷关井演习，生产人员和钻井队伍定期开展联合安全演习；
- (13) 设置二氧化碳灭火系统及消防喷淋系统，关键场所设手提灭火器；
- (14) 安装了紧急关断系统；
- (15) 加强设备维护和人员管理。

针对钻井平台井喷等风险，采取了如下措施：

**表 7.4-1 钻井平台井喷风险分析及解决方案**

内容	风险分析	解决方案
井控设备	防喷器、井控管汇阀门失效	1.提前检查保养防喷器、井控管汇阀门等设备，及时更换防喷器胶芯，做好防喷器和阀门试压工作； 2.井控装置储备足够的备用件； 3.做好钻开油气层前安全检查。
	压力仪表测量错误	1.压力仪表提前查验，同一压力数据多仪表显示。
井身结构设计	表层套管鞋承压能力不够，揭开目的层发生井漏	1.表层套管下深根据已钻井地层破裂压力资料显示能够满足下部井段作业要求； 2.钻穿表层套管鞋后进行地层承压试验，确认最大关井压力； 3.有溢流发生及时发现并采取措施。
	起钻抽吸引起溢流	1.控制裸眼内起钻上提速度小于 0.5m/s；密切跟踪起钻灌浆情

		况；
		2.发现起钻拔活塞情况及时采取措施。
	溢流发现不及时	1.录井和井队密切关注钻进期间钻井液池变化情况，起下钻、下套管期间的灌浆量，发现异常及时汇报监督并采取控制措施。
	发生溢流，准备不足，未能采取合理应对措施	1.钻台配备钻具防喷考克和开关工具，钻具组合中安装浮阀； 2.钻进过程中及时做低泵速试验，更新压井单。
钻井液	钻井液比重偏低，引起溢流	1.和油藏充分沟通，取准地层压力系数； 2.采用过平衡钻井打开油层段； 3.钻进过程中做好气测值、返出流量等各项数据监测。
固井	13-3/8"套管固井质量差，套管鞋承压能力不够	1.套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度；
		2.固井前海水彻底循环干净高粘度膨润土浆；
		3.相邻套管鞋的深度最少相差 10 米；
		4.采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间；
		5.尽量减少套管鞋口袋。
	9-5/8"套管固井未能有效封固油层	1.套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度；
		2.尾浆前后投底塞和顶赛，确保尾浆无钻井液混浆；
		3.合理设计前置液浆柱，确保清洗效果；
		4.使用聚合物水泥浆体系，确保水泥封固质量；
		5.尽量减少套管鞋口袋；
	批钻期间，9-5/8"套管溢流监测	6.进行固井质量测井，确保油层段封固。
		1.提前确认好泥浆泵泵效，顶替水泥浆时开灌注泵，停上水不好的泵，用单泵顶替，必要时用固井泵顶替；
2.顶替至设计最大量，严格控制顶替量；		
3.固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口；		
		4.固完井拆井口后，要在 11" 油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。

### 7.4.3 生产设施事故防范措施

- (1) 精心考虑了各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施降低危险程度；
- (2) 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，设置了相应的应急关断系统。
- (3) 注意机械磨损及进行合理的润滑维护措施；
- (4) 严格实施作业规程，防止违章作业，将人为因素降至最低；
- (5) 选择优质封隔器并及时更换损坏元件；
- (6) 平台井口区设安全阀。当井口出现泄漏异常情况时，可自动关闭油流通道；
- (7) 在生产工艺区装备火焰和气体探测器，监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警；
- (8) 严格执行设备完整性管理体系，包括生产设施的巡检制度、设备的预防性维修、



管线和结构的腐蚀检测等；

(9) 安全环保有关的仪器仪表（压力表、温度表和关断阀等），油田按照相关法律法规进行标定或试验。

#### 7.4.4 船舶碰撞风险防范措施

作业者制定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了助航标识灯、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。为减少事故发生的概率，并减小溢油事故后对环境造成的影响，应采取事故防范措施：

(1) 在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向相关部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

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

(3) 制订了必要的事故应急程序，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。

(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，应经海事管理机构核准、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的范围，严禁无关船只进入施工作业海域。

(5) 施工作业期间所有施工船舶须按照规定显示信号。

(6) 施工作业船舶在施工期间加强值班瞭望，施工作业人员应严格按照操作规程进行操作。

(7) 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。

(8) 船舶发生污染事故时，应当立即启动相应的应急预案，采取措施控制和消除污染，并就近向有关海事管理机构报告。

(9) 发现船舶及其有关作业活动可能对海洋环境造成污染的，应当立即采取相应的

应急处置措施，并就近向有关海事管理机构报告。

(10) 避开在雾季、台风季节施工。

#### 7.4.5 海底管道事故防范措施

(1) 作业者制定了相应的管线保护和检测程序，由值班船对管线沿途进行巡视，驱散在安全区范围内作业的渔船，对海底管道进行不定期局部检测和定期全面检测，确保海底管道的安全性；

(2) 油气储运系统中的主要设备和管线均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要生产装置和单元均设置相应的应急关断系统；

(3) 按照天津分公司《海管管理手册》的要求，定期对油田各条管线进行清管作业，以减少腐蚀等原因对管线的影响；

(4) 本油田在所有海底管道入口设置旁路式内腐蚀监、检测装置，在生产中定期通过内腐蚀监测装置监测管道腐蚀情况；

(5) 在 FPSO 上装有 AIS 系统，能实时监视油田设施及海管周边船舶情况，如有船舶在海管附近抛锚，系统会发出预警，保障了油田设施及海管的安全。

#### 7.4.6 原油外输期间溢油防范措施

原油外输是当 FPSO 上的货油储存到一定量后，利用 FPSO 上的货油外输泵、货油外输管汇及其附属设备把 FPSO 上的原油输送到提油轮上。其作业风险主要有提油轮与 FPSO 系泊连接阶段发生船舶碰撞；外输作业过程中发生原油泄漏；针对上述风险，主要预防措施有以下几个方面：

(1) 引水和船长密切配合，控制油轮速度；

(2) 顶头船舶及时到位并听从指挥；撇缆时通知对方人员注意；

(3) 中控人员密切注意张力仪读数，超过 55 吨及时与系泊船长联系；

(4) 现场参与连接工作的人（包括油轮）一定要密切注意缆绳和磨擦链的状态，如有异常应立即汇报并躲避到安全区。无关人员不要进入船尾区域；

(5) 控制外输压力在允许范围内；

(6) 船尾值班人员加密巡检；

(7) 外输作业中保持良好的通讯沟通，受油方和输油方紧密协作，严格按照作业程序，确保不会出现人员误操作，造成软管破裂；

(8) 外输作业前检查溢油应急设备的完好性；

(9) 定期对外输软管进行检测，确保安全外输。

#### **7.4.7 内挂井槽安装、平台适应性改造及新井隔水导管施工风险防范措施**

为防止本工程内挂井槽安装、平台适应性改造及新井隔水导管施工导致事故的发生，油田作业者考虑采取如下措施：

(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) 完善相应的安全管理制度和操作规程。

(5) 钻井作业前做好防撞风险分析，并增加防撞扫描，做好防撞预案。隔水导管在出厂前已经检验合格。此外，建设单位会加强对入井隔水导管的检查，入井前保证隔水管质量完好，防止不达标隔水管入井。

#### **7.4.8 完井、固井作业风险防范措施**

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。

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。

#### **7.4.9 地质性溢油防范措施**

油田开发至目前为止，注水井还未出现注入压力瞬时异常值的情况。若有该现象发生，立即停止注水，查找原因、采取措施。在油田生产管理中，严格按照中国海洋石油集团有限公司“海上油气田开发井动态监测资料录取要求”执行，具体要求及相关应对措施如下：

① 对单井注水量的监测与控制

按照单井进行注水量计量，每 4 至 8 小时记录一次注水流量计数值，每 24 小时算出

全天注水量，避免出现注水井注水量过大，注入压力异常。出现异常情况，采取有效措施并及时上报。

#### ② 对单井注入压力监测与控制

按照正常注水井每 8 小时记录一次油压和套压平台每 2 小时观察记录一次泵压和管压。当压力突变，特别是压力突然降低时，加密观察，分析原因，采取有效措施并及时上报。单井注入压力应满足的条件是井底压力不超过地层破裂压力的 85%。

#### ③ 对距离第一类断层较近的水井进行重点监测

距离第一类断层距离 100m 以内的注水井要重点监测，当注入量或压力突变，特别是压力突然降低时，尽快分析原因，采取有效措施并及时上报。

#### ④ 日动态分析

生产系统的动态分析人员每天跟踪注水井的日注水量和注入压力情况，有变化时及时反映，并提出下步措施方向交给平台组织实施，确保安全注水。根据生产井动态生产数据，及时对注水井进行动态监测和调整，缓解注入压力高的问题。

#### ⑤ 月度动态分析

每个月末由研究人员根据平台提供的日报资料和配注计划，计算出油田的注水时率、单井完成率、注水合格率、利用率、分层注水合格率，并进行注水效率、耗水率分析，然后编写注水井生产月报，确保注水工作的安全性。

#### ⑥ 注水管理措施

对于注水井实行分层注水、精细注水管理措施，维持每一井区、每套储层的注采平衡，杜绝出现局部超注、超压现象。

对于单井注水量逐渐增大的区域，将增加注水井或及时转注老井调整注采井网和注采对应关系，以降低单井注入量和注水压力。

### 7.4.10 溢油事故应急方案与对策

根据《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，2019 年 1 月，中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司完成了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》的修订，并报生态环境部备案（详见附件 4）。针对本工程应该按照已经备案的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应。

本《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》适用于秦皇岛 32-6 油田所处海域范围内油田的生产、钻完井、工程建设等各项活动所引发的各种溢油事故的控制和初期的应急处理，发

生溢油事故时现场进行溢油应急处理的同时上报天津分公司。本计划隶属于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》。

#### 7.4.10.1 溢油事故等级划分

根据《国家海洋局海洋石油勘探开发溢油应急预案》（2015年）第1.5节的规定，溢油事故分为特别重大、重大、较大和一般四级：

- （1）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；
- （2）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；
- （3）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；
- （4）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。

#### 7.4.10.2 溢油应急能力

##### （1）油田自身溢油应急能力

秦皇岛 32-6 油田配备了专门的溢油回收设备，发生溢油事故时，立足于作业者装备在海上的溢油应急力量实现自救，当发生溢油事故大于自身处置能力时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。秦皇岛 32-6 油田溢油应急设备配置见表 7.4-2。根据秦皇岛 32-6 油田自身配备的溢油应急设备，配备的收油机的回收能力为 30m<sup>3</sup>/h，储油囊容积共为 61m<sup>3</sup>，因此，储油囊的应急能力最大约为 61m<sup>3</sup>。

表 7.4-2 秦皇岛 32-6 油田溢油应急设备配置

序号	设备名称	规格型号	数量	性能	存放地
1	围油栏	QW1500 型充气式橡胶围油栏（汉海）	2 套	每套 200m	FPSO
2	围油栏	充气式橡胶围油栏（汉海）	2 套	每套 200m	CEPJ
3	轻型收油机	MINIMAX30（劳模）	1 套	30m <sup>3</sup> /h	FPSO
4	动力站	LPP58 动力站（劳模）	1 套		FPSO
5	高压清洗机	型号 HD 10/16-4 Cage	1 套		FPSO
6	浮动储油囊	F10	4 套	每个 10m <sup>3</sup>	FPSO
7	船用喷洒装置	PSB40 溢油分散剂喷洒装置	1 套		FPSO
8	消油剂	青岛光明 GM-2	1700kg		FPSO
9	收油网	SW4	2 套		FPSO
10	浮动油囊	FN3	7 套	每套 3m <sup>3</sup>	FPSO
11	充气机	劳模	1 套		FPSO
12	围油拖栏		1000m		CEPJ

注：秦皇岛 32-6 油田溢油应急设备配置引自《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》。

同时，秦皇岛 32-6 油田现场配备了 3 艘守护船舶，保证日常生产及应急响应作业的需要。秦皇岛 32-6 作业公司守护船信息见表 7.4-3。

表 7.4-3 秦皇岛 32-6 油田守护船信息

序号	船舶名称	船舶类型	建造完成时间	所在海区	船舶功率 (kw)	船长 (米)	型宽 (米)	螺距	最大航速 (节)	系柱拉力 (吨)	散料罐舱容总和 (方)	能否布放围油栏	冰区级别	排量 立方/小时	所属公司
1	德满	三用工作船	2015	渤海	4760	67.6	16	可变	13.5	82.8	无	能	B	2×1200m³/h	交通运输部 上海打捞局
2	德滇	拖船	2011	渤海	3675	59.2	14	可变	13.5	60	80	能	B	1200	交通运输部 烟台打捞局
3	滨海265	三用工作船	1987	渤海	4798.08	58.62	13	可变	14.4	87	170	能	B	156cu.m/hr	中海油服塘沽作业公司

## (2) 外借溢油应急能力

秦皇岛 32-6 油田现有溢油应急能力完全可以应付小型的一般溢油事故。如果发生超过自身处置能力的溢油事故时，需动员其他天津分公司应急资源及陆地溢油应急力量，除此以外，按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司溢油应急力量协议”，目前还可动员的应急力量主要有中海石油环保服务（天津）有限公司。

### ①天津分公司溢油应急能力

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，同时立刻调用秦皇岛 32-6 油田自身溢油应急设备进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田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，尽可能减小对海洋环境的破坏。参考中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》（2017 版），结合油田实际配备的溢油应急设备，截止 2020 年 5 月，天津分公司溢油应急资源及分布情况见表 7.4-4。根据天津分公司海上溢油回收设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为  $142+230+190+150+30=742\text{m}^3/\text{h}$ （其中秦皇岛 32-6 油田为  $30\text{m}^3/\text{h}$ ），储油囊容积共为  $209+112+80+100+61=562\text{m}^3$ （其中秦皇岛 32-6 油田为  $61\text{m}^3$ ），因此，储油囊的应急能力最大约为  $562\text{m}^3$ （其中秦皇岛 32-6 油田为  $61\text{m}^3$ ）。

表 7.4-4a 天津分公司海上溢油回收设备配备表（一）

单位		锦州 9-3 油矿	绥中 36-1 油矿	绥中 36-1 处理厂	LD10-1 油矿	南堡 35-2 油田	渤西油矿	埕北油矿
存放地点		W 平台	CEP 平台	绥中码头	CEP 平台	CEP 平台	QK18-1	B 平台
围油栏	型号	QW1100	QW1500	WGJ1100	QW1500	QW1500	WQJ1500	QW1500
	总长	200m	400m	680m	400m	400m	200m	400m
撇油器	型号	ZSC15	ZSC30	BL-10	MINIM AX20	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	回收能力	$15\text{m}^3/\text{h}$	$30\text{m}^3/\text{h}$	$10\text{m}^3/\text{h}$	$20\text{m}^3/\text{h}$	$32\text{m}^3/\text{h}$	$20\text{m}^3/\text{h}$	$15\text{m}^3/\text{h}$
存储油器具	型号	FN15 浮动油囊	FN15 浮动油囊	QG-5	FN15 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊
	容积	$10\text{m}^3$	$15\text{m}^3$	$5\text{m}^3$	$15\text{m}^3$	$5\text{m}^3$	$5\text{m}^3$	$3\text{m}^3$
	数量	3 个	6 个	2	3 个	2	3 个	3 套
喷洒设备	数量	无	PSB50C	PSD40	1 套 (PSB50)	1 套 (PSB50C)	1 套 40PSBC	
	喷洒速度		$3\text{m}^3/\text{h}$	4t/h	3.0t/h	3t/h	40m <sup>3</sup> /min	
喷手持枪	数量	无	2 支	1 支 PS40	1 支	2 支	无	

	喷洒速度		1.8t/h/支	40L/min	1.8t/h			
网油拖	数量				6套			
	长度							200m
消油剂	型号	海鸥	GM-2	海鸥 4#	GM-2	GM-2	GM-2	海鸥 4号
	数量	170kg/桶*12	170kg/桶*35 (CEP/CEPK/CEP O各6桶, WHPC/E/F/G/H平台各2桶, WHPB平台3桶, LD5-2DPP平台4桶)	170 kg / 桶*6	170 kg / 桶*7	170 kg / 桶*20	170 kg / 桶*6	3400KG
其他	吸油毡	0.5吨	CEP0.5吨; WHPC/E各5箱, LD5-2DPP平台6箱, WHPB平台4箱, CEPO平台16箱, WHPF平台2箱, WHPG平台3箱, WHPH平台2箱, CEPK平台8箱	1吨			0.5吨	20箱

表 7.4-4b 天津分公司海上溢油回收设备配备表 (二)

单位		渤中 34-1 油田	渤中 28-1 油田	渤中 25-1 油田	CFD-11 油田	BZ28-2S 油田
存放地点		CEPA	友谊号	海洋石油 113	FPSO112	海洋石油 102
栏围油	型号	HRA1500	QW1500	HOB1500	HOB1500	
	总长	200m	400m	200m*2	200m	400m
器撇油	型号	LMS 收油机	LMS 收油机	MINIMAX20	LMS 收油机	刷盘式
	回收能力	60 m <sup>3</sup> /h	60 m <sup>3</sup> /h	20m <sup>3</sup> /h	60m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h
存储油器具	型号	FN3 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN10 浮动油囊	FN10 浮动油囊	HRFT10
	容积	3 m <sup>3</sup>	3 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup> /套	10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>
	数量	2套	2套	4套	4套	2套
设备喷洒	数量	1套	1套	1套	1套	1套
	喷洒速度	3t/h	3t/h	2.4t/h	2.4t/h	80L/min
喷手枪持	数量	1套	2支	2支	2支	1支
	喷洒速度		1.8t/h	1.8 t/h 支	1.8 m <sup>3</sup> /h	
消油剂	型号	GM-2	GM-2	青岛光明 GM-2		GM-2
	数量	170kg/桶*20	4590 公斤	170kg/桶*10		170 kg/桶*20
其他	吸油毡	500 公斤	100 公斤	吸附材料 2 卷, 型号: ENV150, 性能: 96cm×44m		500 公斤



表 7.4-4c 天津分公司海上溢油回收设备配备表 (三)

单位		LD27-2/32-2 油田	JZ25-1S 油田	JX1-1 油田	蓬莱油田	
存放地点		LD32-2	CEP 平台	CEP 平台	FPSO	
栏	围油	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	Ro-Boom1500
		总长	400m	400m	400m	400m
器	撇油	型号	ZSPS30	HAF30	HAF30	Mini Max 100
		回收能力	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	100m <sup>3</sup> /h
具	存储	型号	FN5/FN10	FN10	HRFT10	Desmi Ro-Boom
		容积	5 m <sup>3</sup> /10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>
		数量	2 套/1 套	2 套	2 套	2 套
备	喷洒	数量	PSB50C	FSB120	1 套(HPS80)	1 套
		喷洒速度	3t/h	210L/min	80L/min	80L/min
枪	手持	数量	2 支	2 支	1 支	1 支
		喷洒速度		25L/min	450-900 l/h	
网	油拖	数量	1 套	无	无	吸油索
		长度	5m			3000m+3000m
剂	消油	型号	GM-2	GM-2	海鸥 4#	GM-2
		数量	170KG/桶*10	170KG/桶*36	170KG/桶*12	170KG/桶*18
其他	吸油毡	500 公斤	2 吨	50 包	72 包	

表 7.4-4d 天津分公司海上溢油回收设备配备表 (四)

单位		垦利油田群			渤中 34-2/4 油矿	垦利 10-1 油田群	
存放地点		垦利 3-2CEPA	渤中 35-2CEPA	东营终端	CEPA	KL10-1CEP	
栏	围油	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HW1500/200
		总长	400m	400m	400m	400m	200m*2
器	撇油	型号	HAF30	HAF30	HAF30	HAF30	HAF30
		回收能力	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h	30m <sup>3</sup> /h
具	存储	型号	FN10 浮动油囊	聚氨酯储油囊			拖拽油囊
		容积	10m <sup>3</sup> /套	10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>	10 m <sup>3</sup>	10m <sup>3</sup>
		数量	2 套	2 套	2 套	2 套	2 套
备	喷洒	数量	1 套 (PSB80)	3 套	1 套	1 套	1 套 (PSB80)
		喷洒速度	3t/h	4.8t/h	4.8t/h	4.8t/h	80L/min
枪	手持	数量	4 支	2 支	2 支	2	2 支
		喷洒速度	1.8t/h	1.8t/h			1.8t/h
网	油拖	数量	50 包	无	无	无	20 包
		长度	600 米 12 米/包				10m*20
剂	消油	型号	GM-2	GM-2	GM-2	GM-2	GM-2
		数量	100 桶 20L/桶	2000 公斤	150 桶 X20 kg/桶	1620kg	20kg/桶*100
其他	吸油毡	40 箱 25KG/箱	500 公斤	400 箱	50 箱	1t	

②中海石油环保服务（天津）有限公司应急能力

中海石油环保服务（天津）有限公司（以下简称“COES”）拥有塘沽基地、绥中基地、龙口基地、深圳基地、珠海横琴基地、高栏基地、惠州基地、涠洲岛基地，各种国际先进溢油应急设备百余套，拥有专业溢油应急回收环保船九艘。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。目前渤海已有五艘专业环保船：海洋石油 257/252/253/230/231 投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生溢油事故，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制。中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备见表 7.4-5。根据中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备配备情况，配备的撇油器的回收能力共为 799+287+90=1176m<sup>3</sup>/h，储油囊容积共为 1056m<sup>3</sup>，因此，储油囊的应急能力最大约为 1056m<sup>3</sup>。

表 7.4-5 中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备一览表

序号	设备名称	类型	型号	主要参数	数量			小计
					塘沽基地	绥中基地	龙口基地	
1	围油栏 (m)	充气式	2000 型	干舷 600 吃水 1100				0
			1500 型	干舷 500 吃水 700	2000	800	800	3600
		固体式	1000 型	干舷 350 吃水 650	400		400	800
			900 型	干舷 240 吃水 490	4800	800	800	6400
			800 型	干舷 280 吃水 390		200		200
		沙滩式	WQV-1200T	干舷 400 吃水 400	400	400		800
			WQV600T	干舷 200 吃水 250	2000	400	400	2800
		防火型	WGJ900H	干舷 300 吃水 480	400	400	400	1200
小计 (m)					10000	3000	2800	15800
2	撇油器 (套)	大型	LFM450	250 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
		中型	LSC-4C	80 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1	1		2
			LSC-3C	60 m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			MINIMAX100	100 m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
			ALLIGATOR100	100 m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			槽式轮鼓 100	100 m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油				0
			槽式轮鼓 50	50m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油	1			1
			LMS 多功能	60m <sup>3</sup> /h、轻/中/重质油	1	1	1	3
			ZSC50	50m <sup>3</sup> /h、轻/中质油				0
			LAS-125 冰区	125m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			
			LAS-125 冰区	125m <sup>3</sup> /h、中/重质油		1		
			YSJ-30	30m <sup>3</sup> /h、轻/中质油				0
			HAF30	30m <sup>3</sup> /h、中/重质油	2			2
			MINIMAX20	20m <sup>3</sup> /h、中/重质油			1	1
小型	MINIMAX12	12m <sup>3</sup> /h、中/重质油		1		1		

			MINIMAX10	10m <sup>3</sup> /h、中/重质油	1			1
			HAF15	15m <sup>3</sup> /h、中/重质油				0
			HAF12	12m <sup>3</sup> /h、中/重质油	2			2
			ZK30 真空	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油	1		1	2
			V100 真空	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油	1	1		2
			自吸式	10m <sup>3</sup> /h、轻/中质油	2			2
			小计 A (m <sup>3</sup> /h)				799	287
可回收溢油	(A*0.05*24*0.8)			1248	395	67	2202	
3	喷洒装置 (套)		空中喷洒	22.68m <sup>3</sup> /h				0
			PSB140	8.4m <sup>3</sup> /h	4		1	5
			PSB80	4.8m <sup>3</sup> /h	2	1		3
			PSB40	2.4m <sup>3</sup> /h				0
小计 (m <sup>3</sup> /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 BOD <sub>5</sub> /COD 38%	4			4
			威普	不可燃 适用常温可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD47.2%		12		12
			CX-Y17	燃点>70℃ 适用常温可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD >30%				0
			富肯 2 号	燃点>70℃ 适用-20℃~+50℃ 可生物降解性 BOD <sub>5</sub> /COD>30%				0
小计 (T)				4	12		16	
5	储存装置 (套)	钢性	7m <sup>3</sup> 罐	7m <sup>3</sup>	6	4	2	12
		柔性	QG5	5m <sup>3</sup>	2	2	3	7
			QG9	9m <sup>3</sup>	1	2		3
			FN10	10m <sup>3</sup>		1	7	8
			FN15	15m <sup>3</sup>				0
			TPU20	20m <sup>3</sup>	4			4
			TPU25	25m <sup>3</sup>	6			6
		TPU100	100m <sup>3</sup>	5			5	
小计 (m <sup>3</sup> )				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	Φ 200、10m/条	2000	1000	1000	4000
			羽冠 XTL260YGI	Φ 260、10m/条	280			280
			滕邦 WGW600XCB	Φ 600、10m/条	1000			1000
			XTL-220	Φ 220、3m/条		1000		1000
	小计 (m)				3280	2000	1000	6280
	吸油毛毡 (T)	SPC	400×500	0.5	0.5	0.5	1.5	
		羽冠 P4050	400×500	0			0	
普通毛毡		500×500	1.5			1.5		
小计 (T)				2	0.5	0.5	3	

### 7.4.10.3 溢油事故报告程序与内容

发生溢油事故后，无论大小，均必须按要求尽快向上逐级汇报，并在规定时间内向相关主管部门提交书面报告，溢油事故报告程序见图 7.4-1。

溢油事故报告内容主要包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、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）。②目前采取的应急措施及其有效程度。③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。④填写溢油事故报告表。

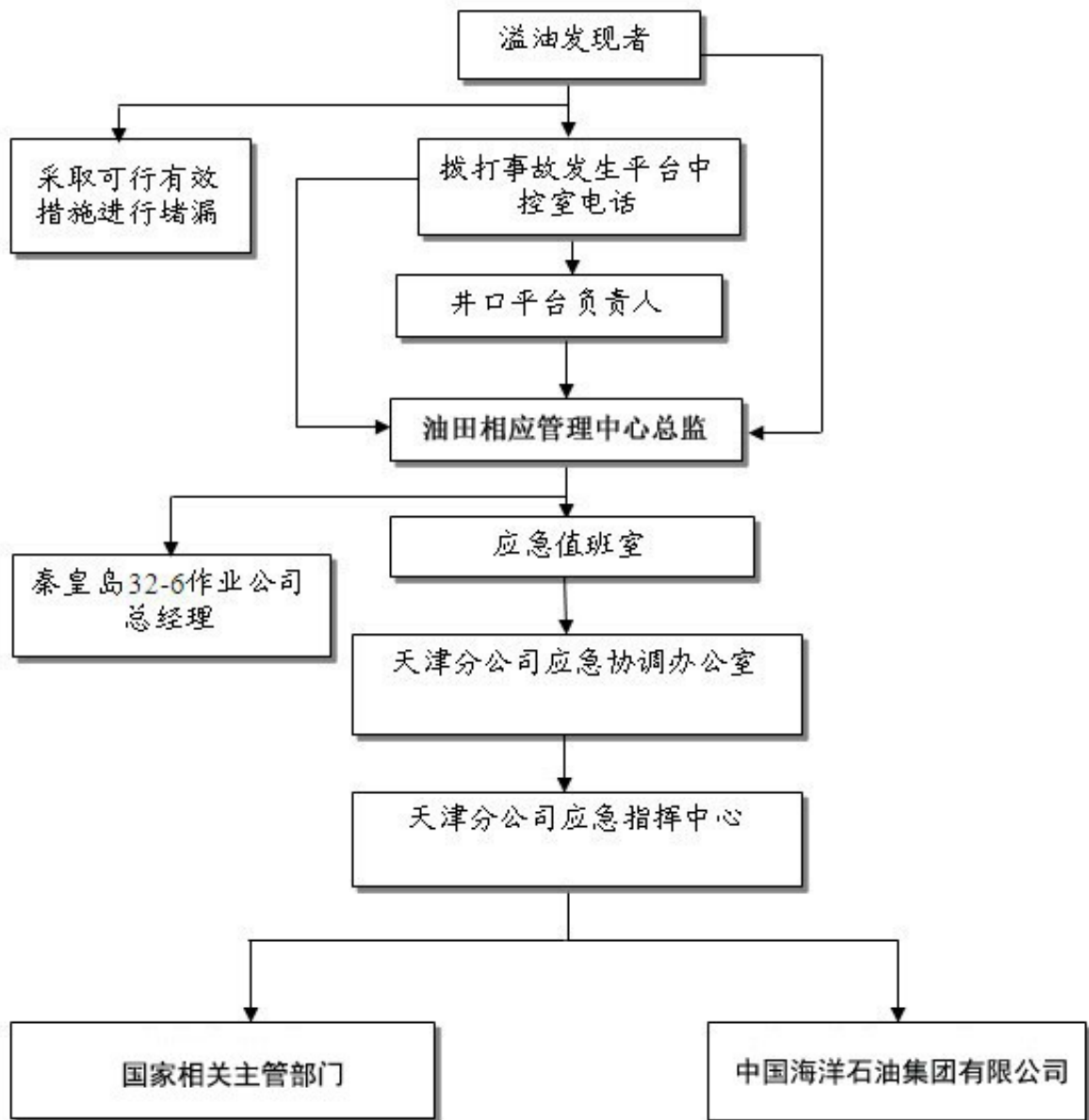


图 7.4-1 溢油事故报告程序图

### 7.4.10.4 溢油应急响应时间

秦皇岛 32-6 油田虽在各阶段采取了各种预防措施，但仍有难以预料的内部或外部原

因导致海上溢油事故发生的可能性。在以预防为主的基础上，必须充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，以尽最大能力降低海上溢油的环境污染程度。为此秦皇岛 32-6 油田配备了专门的溢油应急设备，一旦发生溢油事故，首先可以依靠本油田的溢油应急设备进行溢油回收工作，如有需要，还可以调用天津分公司其它油田的溢油应急设备增援本油田进行回收作业。

(1) 守护船位于现场值班。保证日常生产及应急响应作业的需要，该船可用于监视溢油动向，辅助溢油回收。

(2) 中海石油环保服务（天津）有限公司渤海应急中心应急人员携带轻型溢油回收物资、设备登船可在 6 小时内到达秦皇岛 32-6 油田。

(3) 直升机从塘沽起飞，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞行时间约为 1 小时，到油田的反应时间为 2 小时。

秦皇岛 32-6 油田周边油田溢油应急力量应急时间如表 7.4-6a 所示：

**表 7.4-6a 秦皇岛 32-6 油田周边油田溢油应急力量应急时间表**

秦皇岛 32-6 油田（世纪号 FPSO）	周边油田设施	距离（km）	航行时间（小时）	动员时间（小时）	到达时间（小时）
	南堡 35-2 油田	25	1.5	1.5	3
	曹妃甸 11-1 油田	60	4.5	1.5	6
	埕北油田	100	5.5	1.5	7
	渤中 25-1 油田	100	5.5	1.5	7

注：应急时间数据引自《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》。

以上所有计算均以周边油气田溢油应急设备运输至秦皇岛 32-6 油田的直线航行距离为计算基础，船舶航行速度为经济航速 9 节（约 16.7 公里/小时）。在真实应急事件中，船舶航行速度应为该船舶的最大航速，确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行海面溢油的围控和回收作业。

其他油田溢油回收设备到达秦皇岛 32-6 油田所需的时间如表 7.4-6b 所示：

**表 7.4-6b 其他油田溢油回收设备到达秦皇岛 32-6 油田所需的时间**

本工程所在油田	其他油田	距离（海里）	到达时间（小时）	
秦皇岛 32-6 油田	旅大 27-2/32-2 油田	52	7	
	渤中 28-1 油矿	52	7	
	渤中 28-2S 油田	56	7	
	渤中 34-1 油矿	60	7	
	垦利油田群	KL3-2CEPA	66	8
		BZ35-2CEPA	62	
		东营终端	63	
	渤西油矿	64	8	
绥中 36-1 处理厂	69	8		



#### 7.4.10.5 海上溢油的处理措施

根据不同油品特性及不同条件采取相应的溢油处理方法。溢油控制、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人工打捞、围控和机械回收、喷洒化学消油剂等。

##### (1) 溢油回收条件

根据溢油应急响应普遍经验，在某些特殊天气条件及情况下，溢油围控和机械回收作业无法进行，或会增加潜在危险，这时不建议采取溢油回收作业。此类限制条件和情况包括：

- 海上现场风速达到或超过 6 级；
- 海上现场海浪高度超过 2 米；
- 其它潜在火灾、爆炸等安全因素。

##### (2) 溢油清除方法

###### ①人工打捞

通过人工向海中溢油扔抛吸油材料或者直接用打捞工具对海面溢油进行清除，在打捞过程中要特别注意人员安全，防止落水及油污对人体伤害。

###### ②围控和机械回收

油溢到水面后，在自身重力和风、流以及其他因素的作用下会迅速扩散和漂移。因此，溢油应急反应的首要任务是尽快采取有效措施，控制溢油，阻止其进一步扩散和漂移，以减少水域污染范围，减轻污染损害程度。这种将溢油控制在较小范围并阻止其进一步扩散和漂移所采取的措施称为溢油围控。

围油栏对溢油的围控、导流和防范作用，要通过适当的布放形式来实现。在开阔水域布放围油栏，主要采用两船拖带和三船拖带方式，具体还要根据实际情况而定。

###### 1、两船拖带之“J”型

如图 7.4-3 所示，这种拖带形式需要用两艘船。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。

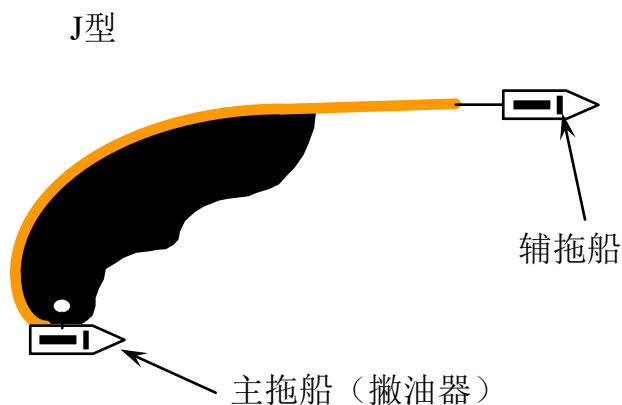


图 7.4-3 “J”型拖带

## 2、两船拖带之“U”型

如图 7.4-4 所示，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。

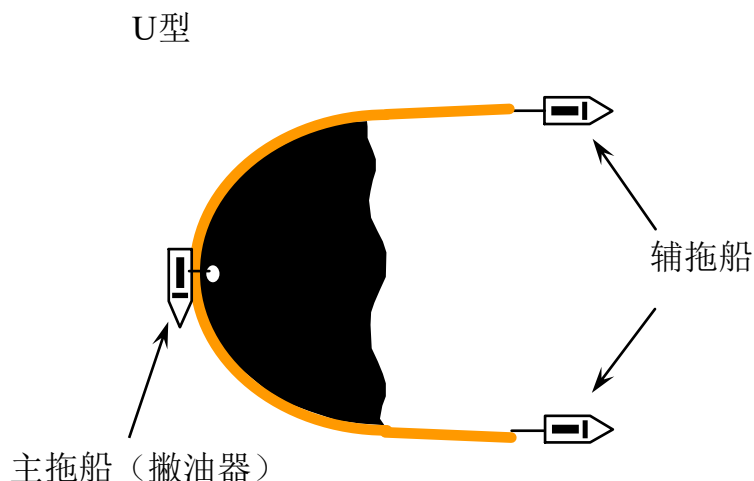


图 7.4-4 “U”型拖带

## ③喷洒化学消油剂

消油剂可以破坏油膜，使水面溢油乳化成水包油的微小微粒，进入水体。如果在浅海和滩涂的溢油中滥用，会导致二次污染，对其使用必须严格限制。



## 1、法规要求

根据《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定，海面溢油首先使用机械回收，消油剂应严格控制使用，并遵守国家海洋局 2015 年 11 月 23 日发布的关于修改《关于颁发〈海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定〉的通知》等三份规范性文件的决定的公告。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- 1) 油膜厚度大于 5mm；
- 2) 溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- 3) 溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（含水 50% 以上）以及溢出油的粘度超过 5000mPa·s；
- 4) 海域水温低于 15℃（可在低温环境下使用的消油剂除外）；
- 5) 溢油发生在养殖区、经济鱼虾繁殖季节的区域。

此外每个溢油点（两溢油点间距小于 1000 米者为一个溢油点）的消油剂一次性使用量不得超过规定数量。

海区	一次性使用量	备注
渤海	消除1吨溢油 (普通型消油剂0.3-0.5吨)	大于10米水深

每个溢油点 24 小时内累计用量不得超过一次性用量的一倍，喷洒间隔必须大于 6 小时。

国家海洋局 2017 年 10 月 10 日发布了《国家海洋局取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”和“海洋工程拆除或改作他用的审批”的事中事后监管措施》，取消“海洋石油勘探开发化学消油剂使用核准”，拟采取事中事后监管措施。

## 2、使用原则

除上述规定外，在决定使用消油剂时，还应严格遵循下述两个原则：

- 1) 溢油分散剂作为最后的手段，只有在溢油预计漂向岸边或环境敏感水域时，且由于天气和海况的原因，机械回收失败的情况下才使用。
- 2) 溢油分散剂须在海面能见到油污时才能使用，并避免向清洁的海域喷洒，一般溢油分散剂的喷洒在白天进行。

### 7.4.10.6 事故现场溢油监视、监测的工作程序、方式

溢油一旦进入海洋，受到海上风、浪、流的综合作用，在海上漂移、扩散，将会对海洋水体造成严重污染。当溢油事故发生后，如何准确获得海面油膜的动态信息，并迅速而

有效地做出应急反应，对控制污染、减小损失以及清除污染都起着关键性的作用。

溢油监视是通过多种监视手段，发现和跟踪海上的溢油，为溢油清除作业方案的选定和污染损害取证，以及溢油应急响应终止决策提供依据。监视手段主要包括船舶监视、航空监视、卫星监视、岸边监视等。

当溢油事故发生后，及时向秦皇岛 32-6 油田应急总指挥报告，并调动守护值班船，监控溢油漂流方向和扩散情况，立刻调用本油田现场溢油应急资源进行初期的溢油围控和海上溢油回收作业，当事态有进一步扩大的情况下，应及时通知天津分公司，等待应急指挥中心及应急协调办公室组织的调派飞机、船舶和人员到达现场进行溢油回收处理。

#### 7.4.10.7 应急设备有效性分析

秦皇岛 32-6 油田周围有诸多敏感区，一旦发生溢油，周围海域受到污染，这里的保护区、生态红线区、产卵场索饵场等生态敏感区都将受到严重影响。由此可见，油田开发的溢油应急策略应具备高效性，一旦出现溢油事故，装备有足够的溢油应急设备的船只应在溢油开始扩散前就第一时间赶到现场并展开溢油收集工作。

##### (1) 溢油应急响应时间可行性分析

当本工程发生 100m<sup>3</sup> 溢油时，除依托秦皇岛 32-6 油田自身配备的溢油应急设备外，还将依托周边其他油田等的溢油应急设备。

##### ① 秦皇岛 32-6 油田自身溢油应急响应时间

守护船舶每天 24 小时在平台附近昼夜值守，一旦发生溢油突发事件，秦皇岛 32-6 油田溢油应急小组立即启动应急程序，按照既定的溢油应急方案快速有效地进行部署；同时，通知守护船在第一时间将平台上溢油设备进行装载，展开应急行动；考虑到设备吊装和布防，油田内部设备的应急响应时间需要 2 小时。

##### ② 周边油田溢油应急响应时间

直升机从塘沽起飞，机组人员的动员时间不超过 1 小时，飞行时间约为 1 小时，到油田的反应时间为 2 小时；南堡 35-2 油田最短响应时间为 3h；曹妃甸 11-1 油田最短响应时间为 6h；埕北油田、渤中 25-1 油田、旅大 27-2/32-2 油田、渤中 28-1 油矿、渤中 28-2S 油田和渤中 34-1 油矿最短响应时间均为 7h；绥中 36-1 处理厂、渤西油矿、垦利油田群（KL3-2CEPA、BZ35-2CEPA、东营终端）最短响应时间均为 8h；旅大 10-1 油矿最短响应时间为 9h；绥中 36-1 油矿最短响应时间为 10h；金县 1-1 油矿最短响应时间为 11h；锦州 25-1S 油矿最短响应时间为 12h。在实际应急时间中，船舶航行速度会更快，抵达秦皇岛 32-6 油田的时间会更短。

### ③应急响应时间可行性分析

根据溢油预测结果，除白姑鱼、鲷、花鲈产卵场和鳀索饵场，溢油抵达其他敏感区的最短时间为 12.5h，因此，从溢油应急响应时间角度分析，溢油应急设备是有效的。

#### (2) 溢油应急能力可行性分析

根据表 7.4-7 可知：除本工程所在的白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀索饵场，溢油抵达其他敏感目标的最短时间为 12.5h。通过分析，秦皇岛 32-6 油田自身及周边油田 12.5h 以内可以调动的储油囊的应急能力最大为 472m<sup>3</sup>，此外，秦皇岛 32-6 油田周边油田配备了一定数量的吸油毡，可以回收一定的溢油，因此，秦皇岛 32-6 油田及周边其他油田的溢油应急设备可以满足本工程施工期船舶碰撞事故溢油量（100m<sup>3</sup>）的应急需要。

表 7.4-7 溢油事故下的应急资源调动情况

序号	油田	调动的应急资源	储油囊溢油应急能力 (m <sup>3</sup> )		最短响应时间 (h)	本工程溢油量	本工程溢油抵达敏感区最短时间 (h)	溢油应急设备是否有效
1	秦皇岛 32-6 油田	秦皇岛 32-6 油田自身配备的溢油应急设备	61	472m <sup>3</sup>	2	施工期船舶碰撞 (100m <sup>3</sup> )	12.5	溢油应急设备是有效的
2	周边其他油田	南堡 35-2 油田	10		3			
3		曹妃甸 11-1 油田	40		6			
4		埕北油田	9		7			
5		渤中 25-1 油田	40					
6		旅大 27-2/32-2 油田	20					
7		渤中 28-1 油矿	6					
8		渤中 28-2S 油田	20					
9		渤中 34-1 油矿	6					
10		绥中 36-1 处理厂	10		8			
11		渤西油矿	15					
12		垦利油田群 (KL3-2CEPA、BZ35-2CEPA、东营终端) 等	60		9			
13		旅大 10-1 油矿	45		10			
14		绥中 36-1 油矿	90		11			
15		金县 1-1 油矿	20		12			
16		锦州 25-1S 油矿	20					

### (3) 秦皇岛 32-6 油田自身及外借溢油应急能力

秦皇岛 32-6 油田自身及外借溢油应急设备的应急能力见表 7.4-8，表 7.4-8 中所列的应急能力为秦皇岛 32-6 油田、天津分公司、中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾配备的储油囊（见表 7.4-2、表 7.4-4、表 7.4-5）的最大应急能力，实际溢油应急过程中，受气候、天气、水文等因素的影响，相应的溢油应急能力可能有所变化。从表中可以看出：秦皇岛 32-6 油田自身及外借的溢油应急设备可以满足一般、较大、重大型溢油事故的应急需要。

表 7.4-8 秦皇岛 32-6 油田自身及外借溢油应急设备的应急能力

序号	应急设备	储油囊应急能力	各类溢油事故
1	秦皇岛 32-6 油田自身配备的溢油应急设备	61m <sup>3</sup>	小型的一般溢油事故
2	天津分公司配备的溢油应急设备（不含秦皇岛 32-6 油田）	501m <sup>3</sup>	一般溢油事故、 较大溢油事故、重大溢油 事故
3	中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾配备的溢油应急设备	1056m <sup>3</sup>	

### (4) 结论

根据作业者所配备应急设备的规模，在海况允许的情况下秦皇岛 32-6 油田具有处理小型的一般溢油事故的能力。当发生超过自身处置能力的溢油事故时，可借助周边油田的溢油应急设备进行应急处理。通过从溢油应急响应时间和溢油应急能力两方面进行分析，均可以满足本工程 100m<sup>3</sup> 溢油的应急需要。

2019 年 1 月，中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司对原有的溢油应急计划进行了修改和完善，编制完成了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案。该溢油应急计划将油田调整工程纳入其中统一考虑，因此，本工程投产后，不需要修改溢油应急计划，原溢油应急计划可以满足本工程需要，本工程不需要新增应急设备。

综述，本工程溢油风险是可控的。

## 7.5 海洋生态建设方案

2015 年 7 月，国家海洋局印发《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》（2015-2020 年）（以下简称《实施方案》），要求各单位把落实《实施方案》当作“十三五”期间海洋事业发展的重要基础性工作抓实抓牢，将海洋生态文明建设贯穿于海洋事业发展的全过程和各方面，推动海洋生态文明建设上水平、见实效。为此，本工程在实施过程中应积极落实《实施方案》中的相关要求，具体如下：

### 7.5.1 与政策法规的符合性

通过前面相关章节对工程与“《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《河北省海

洋功能区划（2011-2020年）》、《唐山市海洋功能区划（2013-2020年）》、《河北省生态保护红线》、《全国海洋主体功能区规划》、《河北省海洋主体功能区规划》、《全国海洋生态环境保护规划（2017年-2020年）》、《河北省海洋环境保护规划（2016-2020年）》”等的符合性分析结果可知：本工程与工程所在海域的功能定位相符合，且不涉及海洋生态红线区。

### 7.5.2 污染物源头控制

本工程施工期生活污水经处理达标后方可排海，排放量较小；工程钻井阶段采用水基钻井液，钻完井作业完成后非油层段钻井液和非油层段钻屑在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）一级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求后方可排放入海；所产生活垃圾、生产垃圾、船舶机舱含油污水、油层段钻井液和油层段钻屑全部运回陆地处理，不排海。

### 7.5.3 溢油防范与应急

当发生不同程度的溢油事故时，通过秦皇岛 32-6 油田自身溢油应急设备与周围其他溢油应急设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程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。

### 7.5.4 海洋生态损害及生态保护措施

#### （1）生态损害

浮游生物：本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量不超过  $2.78 \times 10^{12}$  个，损失浮游动物不超过 0.647t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过  $7.52 \times 10^{11}$  个，损失浮游动物不超过 0.175t。非油层段钻屑和非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量不超过  $3.53 \times 10^{12}$  个；损失浮游动物不超过 0.822 t。

底栖生物：本工程钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.088t。

渔业资源：本工程非油层段钻屑和非油层段钻井液排放造成鱼卵损失量不超过 2211440 粒，仔稚鱼损失量不超过 1809360 尾，幼鱼损失量不超过 22645 尾，头足类幼体损失量不超过 94 尾，甲壳类幼体损失量不超过 2944 尾，渔业资源成体损失量不超过 0.0555t（其中鱼类成体损失量为 0.0158t，头足类成体损失量为 0.0014t，甲壳类成体损失量为 0.0383t）。

#### （2）生态保护措施

本工程属于油田利用内挂井槽实施调整井工程，建议本次工程的生态补偿与整个油

田或整个区域统筹考虑，将生态补偿金纳入整个油田补偿的一部分，补偿形式可以采用增殖放流，建议建设单位与渔业管理部门协商，采取对主要渔业生物种类开展增殖放流等方式进行生态补偿。以下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。

1) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的损失，给予经济补偿。以便用于增殖放流等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 本工程位于白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场。因此本工程施工作业应尽量缩短施工周期，非油层段钻屑和钻井液的排放避开白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5月）。

3) 施工过程中采取措施，尽量减少对海洋生态环境的影响；对突发性事故采取措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4) 增殖放流的建议方案：

#### 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；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

#### B、增殖放流备选品种

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、文蛤、毛蚶等，在渔业主管部门监督指导下开展。

#### C、增殖放流苗种规格质量

鱼苗（如半滑舌鳎和褐牙鲆等）体长应在 5cm 左右；虾苗体长应在 1cm 左右；贝苗壳长应在 0.5cm 以上。放流苗种应当来自有资质的生产单位、检验机构认可。

#### D、增殖放流计划

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。

### (3) 跟踪监测

本工程生产运营阶段跟踪监测纳入秦皇岛 32-6 油田现有跟踪监测计划中，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，依托现有跟踪监测计划，定期对工程所在海域的海水水质、沉积物（取样分析沉积物中石油类、汞、铬、镉含量等）、海洋生物生态（包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、生物质量）进行跟踪监测，使海洋生物资源和海洋生态环境得到尽快恢复和可持续利用。

## 7.6 环境保护投资费用估算

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。本工程的环保投资主要用于固废和废水处置及生态补偿等措施。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），在确定环境保护投资费用时，对环境保护设施及其投资按如下原则划分：

凡属污染治理和环境保护需要的专用设备、装置、监测仪器等，其投资按 100%列入环境保护投资。生产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。生态补偿费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，本工程环境保护投资费用见表 7.6-1。本工程建设投资 ██████████，其中环保投资 ██████████，占总投资的 1.64%。

表 7.6-1 环境保护投资估算（万元）

环境保护投资		总投资额	折合比率	折合环保投资
固废及废水 处置费用	油层段钻屑	████	████	████
	油层段钻井液	████	████	████
	生活垃圾	████	████	████
	生产垃圾	████	████	████
	机舱含油污水	████	████	████
渔业资源补偿费		████	████	████
合计				458.4



## 8 环境影响评价结论

### 8.1 环境影响评价结论

#### 8.1.1 产业政策相符性

本工程为海洋油气勘探开采工程。属于《产业结构调整指导目录（2019 年本）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，本工程的建设符合国家产业政策。

#### 8.1.2 海洋功能区划相符性

本工程建设是在既有秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽进行调整井建设，同时对 WHPH 平台进行适应性改造，工程用海属于油气资源勘探开发用海，工程实施有助于所在海域主导功能的发挥，符合《全国海洋功能区划（2011-2020 年）》、《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》、《唐山市海洋功能区划（2013-2020 年）》、《河北省生态保护红线》、《全国海洋主体功能区规划》、《河北省海洋主体功能区规划》、《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》、《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》。

#### 8.1.3 工程分析

##### ①施工期

本工程施工期产生的污染物主要包括：钻井液（油层段钻井液：480m<sup>3</sup>；非油层段钻井液：1150m<sup>3</sup>），钻屑（油层段钻屑：130m<sup>3</sup>；非油层段钻屑：2060m<sup>3</sup>），刮管洗井废水（960m<sup>3</sup>），船舶机舱含油污水（145m<sup>3</sup>），生产垃圾（4.0t），生活污水（3572m<sup>3</sup>）和生活垃圾（32.4t）。

##### ②运营期

本工程运营期产生的污染物主要包括：含油生产水（最大增量：██████████），其他含油废水（初期雨水增量：0.46m<sup>3</sup>/次，甲板冲洗水增量：9m<sup>3</sup>/a），生产垃圾（增量：8.0t/a）和发电机燃烧废气（SO<sub>2</sub> 增量：17.7t/a）。

#### 8.1.4 海洋环境质量现状结论

##### （1）水质

调查海域海水中无机氮、活性磷酸盐、铅、汞有部分站位超过所在功能区标准，其余因子均满足要求。

(2) 沉积物：2018年4月沉积物调查除石油类1个站位超一类沉积物质量标准，有机碳、硫化物、汞、铜、铅、锌、镉、铬、砷均未超过国家一类沉积物质量标准，沉积物质量状况良好。

(3) 生物质量：2018年4月调查中各站位所获的生物体内各项评价因子均满足相应的标准，没有出现超标现象。

#### (4) 生物生态

①叶绿素 a：调查海域表层叶绿素 a 变化范围(0.17~1.36)mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.49mg/m<sup>3</sup>；10m 层叶绿素 a 变化范围(0.20~1.19) mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.56mg/m<sup>3</sup>；底层叶绿素 a 变化范围(0.20~1.50) mg/m<sup>3</sup>，均值为 0.58mg/m<sup>3</sup>。

②初级生产力：调查海域现场初级生产力为(2.55~23.15) mgC/(m<sup>2</sup>·d)，均值为 9.45mgC/(m<sup>2</sup>·d)。

③浮游植物：调查海域本次调查共鉴定浮游植物 44 种，浮游植物细胞密度变化范围在(155474~1417500) 个/m<sup>3</sup>之间，平均值为 625998 个/m<sup>3</sup>。

④浮游动物：共鉴定浮游动物 22 种(不包括 5 种浮游幼体和鱼卵)，浮游动物湿重生物量的变化范围在(18.68~454.75) mg/m<sup>3</sup>之间，均值为 145.52mg/m<sup>3</sup>，浮游动物个体密度在(4.6~212.2) 个/m<sup>3</sup>之间，均值为 79.7 个/m<sup>3</sup>。

⑤底栖生物：调查共发现大型底栖生物 67 种，底栖生物湿重生物量变化范围在(0.35~68.75) g/m<sup>2</sup>之间，平均为 11.03g/m<sup>2</sup>，栖息密度变化范围在(150~950) 个/m<sup>2</sup>之间，平均密度为 379 个/m<sup>2</sup>。

#### (5) 渔业资源

调查海区共捕获鱼类 22 种；成鱼平均资源密度为 156.36 kg/km<sup>2</sup>；幼鱼平均资源密度为 92276 尾/km<sup>2</sup>。共捕获头足类 3 种；成体平均资源密度为 15.007kg/km<sup>2</sup>；幼体平均资源密度为 382 尾/km<sup>2</sup>。共捕获甲壳类 9 种；虾类成体平均资源密度为 369.478kg/km<sup>2</sup>，幼体为 11700 尾/km<sup>2</sup>；蟹类成体资源密度为 10.413kg/km<sup>2</sup>，幼体为 302 尾/km<sup>2</sup>。共采集到鱼卵 8 种，仔稚鱼 4 种；鱼卵平均密度为 0.55 粒/m<sup>3</sup>；仔稚鱼的平均密度为 0.45 尾/m<sup>3</sup>。

优势种 6 种，其中鱼类 2 种、头足类 3 种、甲壳类 1 种。分别是矛尾鰕虎鱼、焦氏舌鳎、日本枪乌贼、双喙耳乌贼、长蛸和口虾蛄；重要种 4 种，其中鱼类 1 种、甲壳类 3 种，分别为矛尾刺鰕虎鱼、日本鼓虾、鲜明鼓虾和葛氏长臂虾；其余为一般种。

### 8.1.5 环境影响分析结论

#### (1) 施工期

施工期油层段钻屑钻井液、生活垃圾、生产垃圾和船舶机舱含油污水均运回陆地处理；刮管洗井废水进入 FPSO 含油污水处理系统处理合格后一部分回注地层，剩余部分达标排放；生活污水依托施工船或 WHPH 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

钻井施工阶段非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮物增量超过 10mg/L 的影响范围较小，且排放后短时间内即可恢复到一类水质水平；非油层段钻屑排放对海底沉积物影响不大，钻屑覆盖厚度大于 2cm 的最远距离不会超过 110m。

因此，本工程施工期对海洋环境的影响较小。

## (2) 运营期

2020 年，生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放，本工程投产后 FPSO 处理达标的生产水最大排放量不超过原环评报告书的批复量，且 2020 年底开始，处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等全部打回原油处理系统进行处理，不外排；生产垃圾和生活垃圾运回陆地处理；工程运营期不新增生活污水排海量。因此，本工程运营期对海洋环境的影响较小。

总之，本工程投产后，其影响范围不会超过原报告书评价的影响范围，不会对作业区以外的海域造成新的不良影响。

### 8.1.6 环境风险分析结论

本工程在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、海上设施火灾爆炸、船舶碰撞、海底管道油气泄漏以及 FPSO 原油外输溢油事故等。

通过主要环境风险事故概率分析，本工程 8 口调整井发生井喷概率最大为  $2.08 \times 10^{-5}$  次/a，本工程所在的 WHPH 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于  $3 \times 10^{-5}$  次/a，依托的 CEPI 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于  $4.3 \times 10^{-4}$  次/a，依托的 FPSO 发生火灾导致溢油的概率不高于  $6.3 \times 10^{-4}$  次/a；船舶碰撞并造成重大损伤的概率为  $5.0 \times 10^{-6}$  次/a，依托的海底管道油气泄漏事故不属于本工程新增的环境风险，地质性油气泄漏事故可能性较小。本工程最大可信事故为施工期船舶碰撞。选取 WHPH 平台处作为溢油预测点，溢油量约为 100m<sup>3</sup>。

根据预测分析结果，一旦发生溢油，首先影响到的是白姑鱼、鲷、花鲈的产卵场和鳀索饵场，将即刻抵达；对其他环境敏感区最不利影响为：抵达滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）的最快时间为 12.5h，抵达大清河口海岛旅游区的最短时间为 13.5h，抵达滦河口河口沼泽湿地和滦河口海洋特别保护区的最短时间为 14.0h，抵达大清河口至小清河口海

域（沙源保护海域）和滦河口水产种质资源保护区的最短时间为 18.0h，抵达乐亭菩提岛诸岛保护区和河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区的最短时间为 19.0h，抵达滦河河口生态系统的最短时间为 21.5h，抵达昌黎黄金海岸保护区、新开口至滦河口海域（沙源保护海域）、河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区的最短时间为 24.0h，抵达曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区核心区的最短时间为 30.0h，抵达北戴河旅游区的最短时间为 33.0h，抵达金山嘴至新开口海域（沙源保护海域）的最短时间为 33.5 小时，抵达昌黎海域种质资源保护区和昌黎海域国家级水产种质资源保护区的最短时间为 35.5h。

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。

针对可能发生的风险，建设单位已制定了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》。该应急计划中应急组织机构清晰、溢油处置方案合理、应急设备保障全面，能够满足本工程施工期和运营期环境事故应急需求。

### 8.1.7 工程建设环境可行性

本次在秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂 5 个井槽（均为单筒双井）实施调整井 8 口，同时对 WHPH 平台进行适应性改造。工程实施对环境的影响主要是施工期对海洋环境产生一定的影响，但影响是有限的、短期且可恢复的；投入运营后，污染物种类不变，污染物排放量不超过原环评批复总量。因此，在落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，工程建设可行。

## 8.2 建议

（1）在钻完井过程中，提高钻井液的使用率，通过延长钻井液使用寿命减少钻井液的使用量和排放量。确保所排放的非油层段钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）一级标准的要求。

（2）施工单位应采取有效措施，尽量缩短工期，非油层段钻屑、非油层段钻井液排放时，一是要避开工程所在海域附近白姑鱼、鲷、花鲈的产卵盛期（5 月）；二是要严格控制钻屑和钻井液的排放速率，非油层段钻井液选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮物增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

（3）加强钻完井安全施工措施的落实和管理，以防止井喷等事故的发生，尽量规避

环境风险。

(4) 针对回注作业可能导致地层压力异常变化，建议定期检修在线注水井配备的压力控制装置、控制阀门和报警系统，确保实时监控回注压力并做好记录，发现压力瞬时异常值立即停止注水，分析原因，防止地质性溢油事故。

(5) 加强设备及各项污染防治设施的定期检修和维护工作。

(6) 加强作业设施消防系统、探测报警设施、溢油应急处理设备等的使用和维护。

(7) 鉴于工程周边环境敏感目标较多，建设单位应按照法律法规要求采取切实措施防范溢油风险，加强应急能力建设，一旦发生溢油污染事故，应当立即启动相应的应急预案，采取有效措施控制和消除污染。

## 9 预审和审查意见

预审意见:

预审单位公章  
经办人(签名):

年月日

审查意见:

审查部门公章  
经办人(签名):

年月日

## 10 审批意见

审批意见：

经办人（签字）：审批部门公章

年月日

## 11 附件

### 附件 1 环境影响评价委托书

#### 环境影响评价委托书

中海石油环保服务有限公司：

根据《中华人民共和国环境保护法》及《中华人民共和国环境影响评价法》等相关法律法规的要求，现委托贵公司承担《秦皇岛 32-6 油田 WHPH 平台内挂井槽工程环境影响报告表》环境影响评价工作，请贵公司按照有关规定要求进行环境影响评价工作并组织相关评审会议。

特此委托

中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司

二〇二〇年一月七日

