



编号：COES-030-HP-2018

秦皇岛 32-6 油田调整工程 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：2019 年 3 月

编制单位和编制人员情况表

建设项目名称	秦皇岛 32-6 油田调整工程		
环境影响评价文件类型	报告表		
一、建设单位情况			
建设单位（签章）	中海石油（中国）有限公司天津分公司		
法定代表人或主要负责人（签字）	[Redacted]		
主管人员及联系电话	[Redacted]		
二、编制单位情况			
主持编制单位名称（签章）	中海石油环保服务（天津）有限公司		
社会信用代码	91120116744009403F		
法定代表人（签字）	[Redacted]		
三、编制人员情况			
编制主持人及联系电话	[Redacted]		
1. 编制主持人			
姓名	职业资格证书编号	签字	
李雪飞	0007970	[Redacted]	
2. 主要编制人员			
姓名	职业资格证书编号	主要编写内容	签字
李雪飞	0007970	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	[Redacted]
四、参与编制单位和人员情况			
中海石油环保服务（天津）有限公司是在天津市行政管理局注册的有限责任公司，注册资金逾 4 亿元，固定资产逾 3.3 亿元。中海石油环保服务（天津）有限公司下设专职咨询机构“环境咨询信息中心”（以下简称“咨询中心”），主要从事环境相关咨询服务，业务范围包括：环境影响评价、社会影响评价、风险评估、尽职调查、上市公司环保核查、HSE 管理等。咨询中心现有员工 51 人，其中环境影响评价工程师 29 人，主要从事行业为：海洋工程类、交通运输类、化工石化医药类、社会服务类。咨询中心长期从事建设项目的环境影响评价工作，2014 年至今完成了 60 余项化工石化医药、交通运输、社会服务及海洋工程类的环境影响评价项目，相关领域取得了良好的业绩和丰富的经验。			

关于《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》
全文公示删减内容及理由的说明

中华人民共和国生态环境部：

根据生态环境部《关于印发<建设项目环境影响评价政府信息公开指南（试行）>的通知》（环办[2013]103 号）相关要求，我公司对《秦皇岛 32-6 油田调整工程环境影响报告表》予以公示。在此次公示中，我公司按要求删除或模糊处理其中涉及公司技术秘密、商业秘密等内容，生态环境部受理后，在环评报告表评估及上报审批环节，我们将报送完整的纸板和电子版报告表。现将删除或模糊处理内容说明如下：

- 1、删除联系人相关信息。
原因：此部分内容属于个人隐私。
- 2、删除工程相关平台坐标、生产水产生量、生产水排放量、工程总投资、环保投资等。
原因：此部分内容属于工程建设涉密部分。
- 3、删除油田地质储量、产能预测等主要经济指标。
原因：此部分内容属于工程建设涉密部分和商业秘密。
- 4、删除地质性溢油相关内容。
原因：此部分内容属于工程建设涉密部分。
- 5、删除环境现状和渔业资源调查部分中相关资料性内容。
原因：现状调查详细数据涉及监测单位和评价单位商业秘密。
- 6、删除附件。
原因：此部分内容属于工程建设涉密、影响第三方商业利益。

表 1 删除或模糊处理内容明细

章节	删除内容	删除依据及理由
全文	涉及的平台坐标、生产水产生量、生产水排放量	工程建设涉密
1.3	联系人、联系电话、电子信箱、工程总投资、环保投资、年生产废水产生量、年生产废水排放量	个人隐私、工程建设涉密
2.2.3	表 2.2-12a 秦皇岛 32-6 油田产能现状 表 2.2-12b 秦皇岛 32-6 油田生产水注水量和排放量	工程建设涉密
2.2.4.3	表 2.2-19~表 2.2-23 调整井投产前后 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台生产指标预测	工程建设涉密、商业秘密

	表 2.2-24 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） 表 2.2-25 本次调整井投产后 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 油、气、水、液处理量预测	
2.3.1	现有污染源计算依据	工程建设涉密
2.3.2.1	施工期污染源计算依据	
2.3.2.2	运营期污染源计算依据	
2.3.2.3	表 2.3-10 秦皇岛 32-6 油田注采平衡预测表（6）依托设施寿命校核	
4.1.2	表 4.1-3a 海洋环境调查站位坐标（2016 年 5 月，水质、海洋生态、生物质量） 表 4.1-3b 项目监测站位表（2015 年 3 月，沉积物） 图 4.1-5 秦皇岛 32-6 油田海洋环境质量现状调查站位布设图（水质、沉积物、海洋生态）	评价单位商业秘密
4.1.2.1	表 4.1-4 水质实测结果统计表 表 4.1-5 水质各污染因子标准指数表 表 4.1-6 无机氮、铜、铅、锌、镉、汞标准指数表 表 4.1-7 铜、铅、锌标准指数表	
4.1.2.2	表 4.1-8 沉积物中各污染物含量状况（2015 年 3 月） 表 4.1-9 沉积物各评价因子的标准指数值和超标率（2015 年 3 月）	
4.1.2.4	表 4.1-11 生物质量分析结果 表 4.1-12 调查海域生物体中残留物单因子标准指数统计结果（2016 年 5 月）	
4.1.2.5	表 4.1-13 渔业资源调查站位坐标 图 4.1-6 渔业资源调查站位图 表 4.1-15 各站位鱼卵、仔稚鱼平均密度 表 4.1-16 优势种与优势度 表 4.1-17 春季游泳生物生物多样性	
4.1.3.3	表 4.1-25 油田海域生物质量监测结果对比表	
6.7.2	删除地质性溢油风险分析中地质储量、油藏、注水层位、开采方式、注水量等相关内容	工程建设涉密
7.7	表 7.7-1 环境保护投资估算（万元）	工程建设涉密
附件	附件 2~附件 15 环评及竣工验收批复文件、海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表、秦皇岛 32-6 油田固废处置服务合同、蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司危险废物经营许可证	工程内容涉密、影响第三方商业利益

目 录

1 海洋油气开发工程基本情况	1
1.1 主要编制依据	1
1.2 执行标准	3
1.3 海洋油气开发工程基本情况表	6
2 工程概况与分析	7
2.1 项目由来	7
2.2 工程概况	7
2.3 工程分析	61
3 污染与非污染要素分析	78
3.1 施工期污染与非污染损害要素分析	78
3.2 运行期污染与非污染损害要素分析	78
3.3 环境影响因子的筛选与判别	78
4 环境现状分析	80
4.1 自然环境概况	80
5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析	136
5.2 主要环境敏感目标分布	143
5.3 主要环境敏感目标简介	148
6 环境影响预测分析与评价	136
6.1 水动力影响分析与评价	151
6.2 水质影响分析与评价	151
6.3 沉积物影响分析与评价	155
6.4 海洋生态影响分析与评价	156
6.5 运营期海洋环境影响分析与评价	164
6.6 对环境敏感目标的影响分析与评价	164
6.7 环境事故风险分析与评价	165
7 环境保护对策措施	204
7.1 施工期污染防治措施	204
7.2 运营期污染防治措施	205
7.3 生态保护对策措施	206
7.4 清洁生产与总量控制	206
7.5 事故防范措施和应急方法与对策分析	208

7.6 海洋生态建设方案	231
8 环境影响评价结论	235
8.1 环境影响评价结论	235
8.2 建议	238
9 预审和审查意见	239
10 审批意见	240
11 附件	241

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 月投入试生产，现有设施包括 8 座井口平台（WHPA、WHPB、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 以及相应的海底管道和电缆。

[REDACTED]

[REDACTED]

[REDACTED]

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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台共实施调整井 33 口，包括生产井 23 口和注水井 10 口（2 口为先期排液注水井）。其中，16 口利用老井槽侧钻、1 口利用生产井转为注水井（不钻井）、16 口利用新建内挂井槽实施。同时，对 CEPJ 平台生产水处理系统进行扩容，并对注水及相关辅助系统进行适应性改造。

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）有限公司进行秦皇岛 32-6 油田调整工程的环境影响评价，编制海洋环境影响报告表，报生态环境部审查。

1.1 主要编制依据

- （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》（2016.7.2 修订）
- （4）《建设项目环境保护管理条例》（2017.10.1）
- （5）《国家发展改革委关于修改<产业结构调整指导目录（2011 年本）>有关条款的决定》（国家发展和改革委员会令第 21 号）
- （6）《产业结构调整指导目录（2011 年本）（2013 年修正）》（2013 年 5 月 1 日起实

施)

- (7) 《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)
- (8) 《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)
- (9) 《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)
- (10) 《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, 2017 年 3 月修订)
- (11) 《海洋油气勘探开发工程环境影响评价技术规范》(2014)
- (12) 《全国海洋功能区划(2011 年-2020 年)》
- (13) 《河北省海洋功能区划(2011 年-2020 年)》
- (14) 《河北省海洋生态红线》
- (15) 《全国海洋主体功能区规划》(国发[2015]42 号)
- (16) 《河北省海洋主体功能区规划》(冀政字〔2018〕11 号)
- (17) 《河北省海洋环境保护规划(2016-2020 年)》
- (18) 《国家海洋局海洋生态文明建设实施方案》(2015-2020 年)
- (19) 《全国海洋生态环境保护规划(2017 年-2020 年)》
- (20) 《珠三角、长三角、环渤海(京津冀)水域船舶排放控制区实施方案》(交海发[2015]177 号)
- (21) 《船舶大气污染物排放控制区实施方案》(交通运输部, 2018.11)
- (22) 委托书(见附件 1)
- (23) 《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)
- (24) 《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》(1999 年)
- (25) 《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)
- (26) 《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响后评价》(2005 年)
- (27) 《秦皇岛 32-6 油田 A/E/F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》(2010 年)
- (28) 《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田 A/E/F 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2010]461 号)(见附件 4)
- (29) 《秦皇岛 32-6 油田 B/C/D 平台调整井项目海洋环境影响报告表》

(30)《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田 B/C/D 平台调整井项目海洋环境影响报告表核准意见的复函》(国海环字[2010]674)(见附件 5)

(31)《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程环境影响报告书》(2012)

(32)《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 6)

(33)《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程新建 WHPG、CEPI 和 CEPJ 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 年)

(34)《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 7)

(35)《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后评价报告书》(2016)

(36)《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》(2016)

(37)《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 8)

(38)《秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》(2017)

(39)《国家海洋局关于秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表的批复》(国海环字[2017]87 号)(见附件 9)

(40)《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 10)

(41)《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》(2018)

(42)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 11)

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。海水水质评价执行《海水水质标准》(GB 3097-1997)中一类标准,针对超标因子,进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价,评价至符合某类标准为止。

表 1.2-1 环境质量标准

类别	采用标准		等级
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		一类
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		一类
海洋生物生态	贝类（双壳）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	一类
	软体动物、鱼类、甲壳类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体动物、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）	

1.2.2 污染物控制及排放标准

秦皇岛 32-6 油田调整工程评价所采用的污染物排放标准，详见表 1.2-2。

表 1.2-2 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级	污染因子	标准值	适用对象
生产及生活垃圾	《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
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）、《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》	运回陆地处理			船舶污染物的排放
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-	处理达标后排海			
船舶垃圾	2018）、《2011 年国内航行海船法定检验技术规则》和《国内航行海船法定检验技术规则 2014 年修改通报》	未经粉碎的禁止在距最近陆地 12 海里以内投弃入海。经过粉碎颗粒直径小于 25 毫米时，可允许在距最近陆地 3 海里之外投弃入海。			
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	WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台生活污水排放
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》 （GB4914-2008）	一级	石油类	石油类≤ 20mg/L （月平均值） 石油类≤ 30mg/L （一次容许	含油生产水经处理达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放入

				值)	海。2020 年底，生
	《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		产水处理达标后全 部回注地层，不外 排。
	《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 (注入层平均 空气渗透率大 于 1.5μm²)	含油生产水回注
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	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		钻井完井作业过程 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		

1.3 海洋油气开发工程基本情况表

工程名称	秦皇岛 32-6 油田调整工程	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	7.5%
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WHPA、 WHPF、WHPG、CEPI和CEPJ 平台共实施调整井33口，包括 23口生产井和10口注水井（其 中2口为先期排液注水井）。同 时对CEPJ平台进行生产污水扩 容改造及平台适应性改造。	陆域挖方量	0 m ³
年生产废水产生 量	██████████████████ ██████████████████	年生产废水排 放量	██████████████████ ██████████████████ ██████████
年钻屑产生量	8378.7 m ³	年泥浆产生量	3910.9 m ³
海域使用面积	0 m ²	年固体废弃物 产生量	17.0 t（增量）
滩涂使用面积	0 m ²	占用岸线长度	0 m

2 工程概况与分析

2.1 项目由来

秦皇岛 32-6 油田自 2001 年投入试生产至 2018 年 9 月底，[REDACTED]。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，根据综合调整方案井投产后实际生产动态与前期认识的差异，以及地质油藏最新研究结果，需要优化部分调整井井型以及增加部分注水井完善注采井网，以满足生产需求。本工程计划在 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台共实施调整井 33 口，包括生产井 23 口和注水井 10 口（2 口为先期排液注水井）。其中，16 口利用老井槽侧钻、1 口利用生产井转为注水井（不钻井）、16 口利用新建内挂井槽实施。同时，对 CEPJ 平台生产水处理系统进行扩容，并对注水及相关辅助系统进行适应性改造。

2.2 工程概况

2.2.1 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 2.2-1。

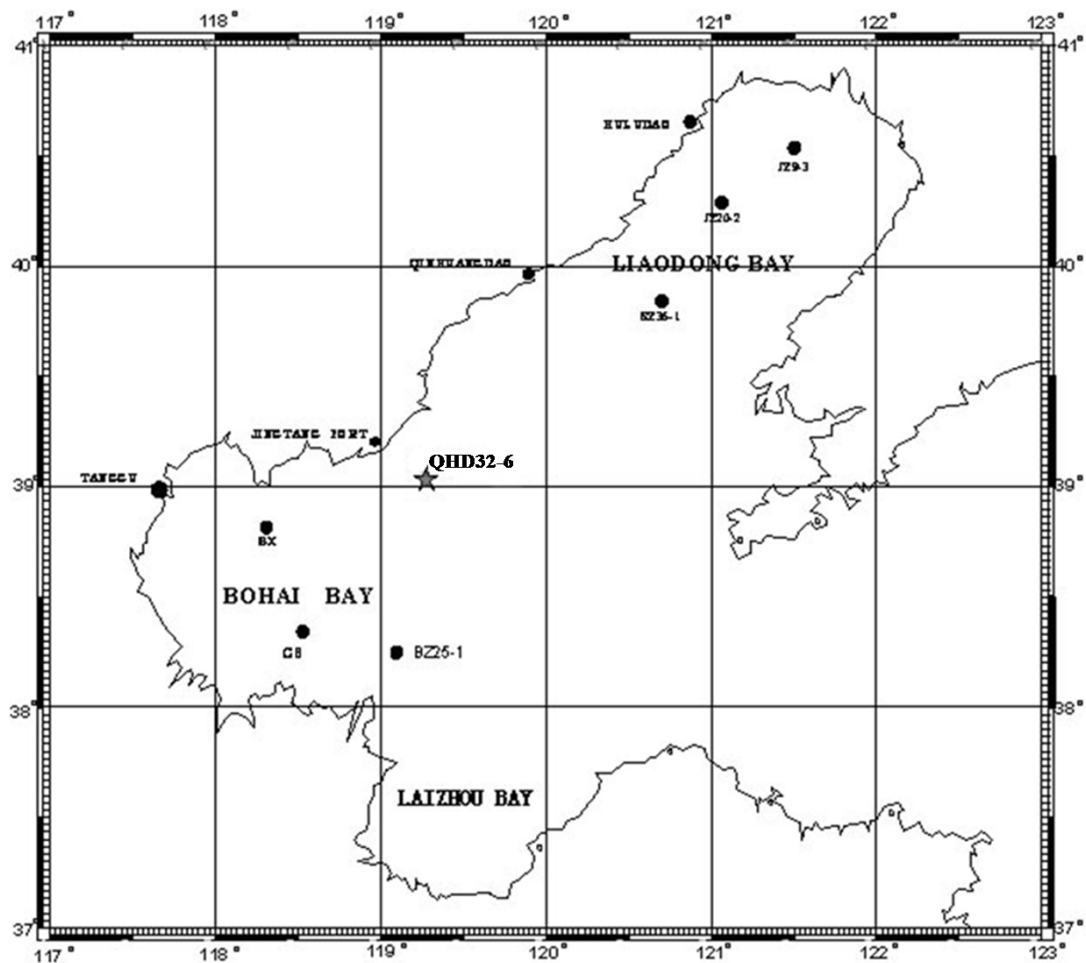


图 2.2-1 工程地理位置图

2.2.2 工程现状

(1) 主要生产设施

秦皇岛 32-6 油田于 2001 年 10 月投入试生产，目前油田主要生产设施组成见表 2.2-1。油田开发工程总体布置图见图 2.2-2 和附件 14。

表 2.2-1 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	批复文号
	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），单井回注能力约为 1000~2000 m ³ /d	国海环字[2000]62 号
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。	国海环字 [2013]122 号
WHPH				
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)、天然气发电机、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。 设计处理能力: 液: 52200m ³ /d; 水: 48000m ³ /d。	
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 40 个井槽、修井机、生产分离器、原油发电机 (4 台)、含油生产水处理系统、注水水系统、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。设计处理能力: 液: 34800m ³ /d; 水: 36000m ³ /d。	
FPSO 和 SPM			渤海世纪号 FPSO 于 2001 年 10 月投产, 储油量为 16×10 ⁴ 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: 14064m ³ /d; 气: 245040Sm ³ /d; 液: 37000m ³ /d; 水: 40800m ³ /d。	国海环字 [2000]62 号

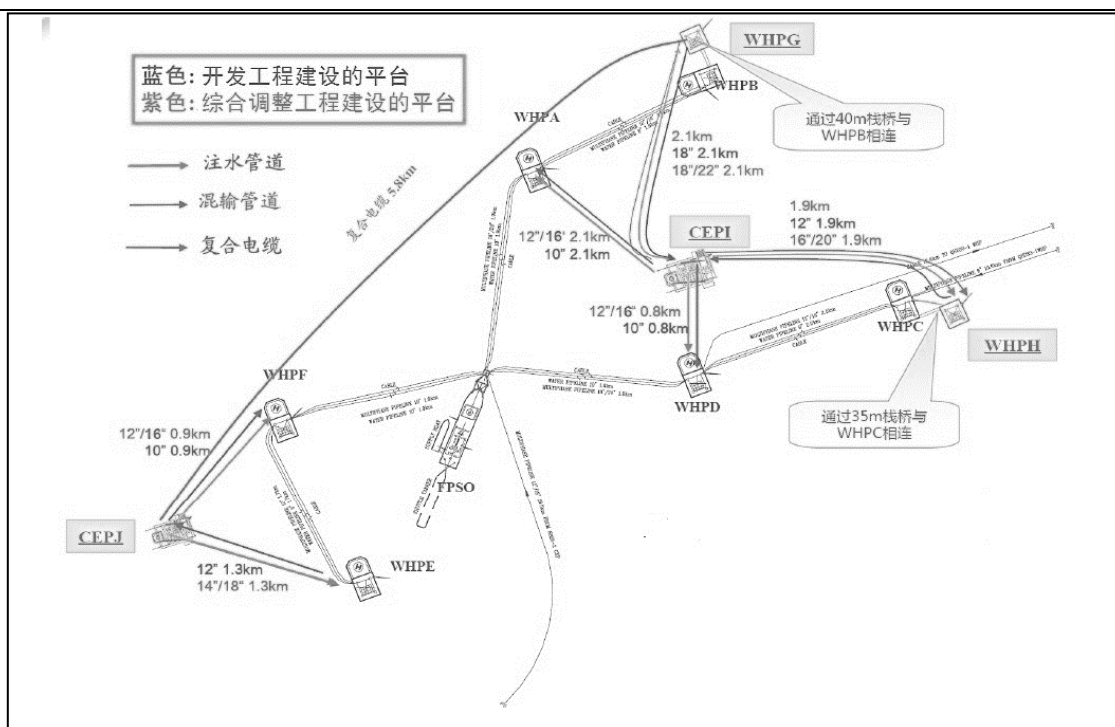


图 2.2-2 秦皇岛 32-6 油田开发工程总体布置图

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPI 平台上，主要依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI、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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPI 平台主要设施及 CEPI、CEPI 平台和 FPSO 的油气处理工艺与污水处理工艺流程。

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPI 平台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 2.2-2。

表 2.2-2 秦皇岛 32-6 油田平台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
WHPA、WHPF、WHPG	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、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) 配套公用工程及环保工程

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台现有公用工程设施和环保设施详见表 2.2-3 和表 2.2-4。

① 公用工程

表 2.2-3 主要公用工程一览表

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

16		生活居住系统	各 1 套
17		安全消防和救生系统	各 1 套

② 环保工程

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台均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、CEPJ 平台和 FPSO 上的生产水处理装置。秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台主要环保设施见表 2.2-4。

表 2.2-4 秦皇岛 32-6 油田各平台主要环保设施一览表

序号	设施名称	环保设施	数量
1	WHPA、WHPF、WHPG 平台	生活污水处理系统，处理规模如下： WHPA: 7.5m ³ /d WHPF: 5.39m ³ /d WHPG: 11.08m ³ /d	各 1 套
2		开式/闭式排放系统	各 1 套
3	CEPI、CEPJ 平台	生产水处理系统，其中： CEPI 平台水设计处理能力：48000m ³ /d CEPJ 平台水设计处理能力：36000m ³ /d	各 1 套
4		生活污水处理装置，处理能力：27.7m ³ /d	各 1 套
5		开式/闭式排放系统	各 1 套
6		放空系统	各 1 套
7	FPSO	生活污水处理系统，处理能力为 35m ³ /d	1 套
8		生产水处理系统，处理能力为 40800 m ³ /d	1 套
9		放空系统	1 套
10		开排水罐	1 个

(3) 秦皇岛 32-6 油田各平台现有注水工程

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 平台上处理后，输送至 CEPI、WHPG、WHPH、WHPA、WHPB、WHPC 和 WHPD 平台进行回注。在 CEPJ 上进行处理后，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。

(4) 产出物流集输工艺流程——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已有 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 平台的井流物。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。

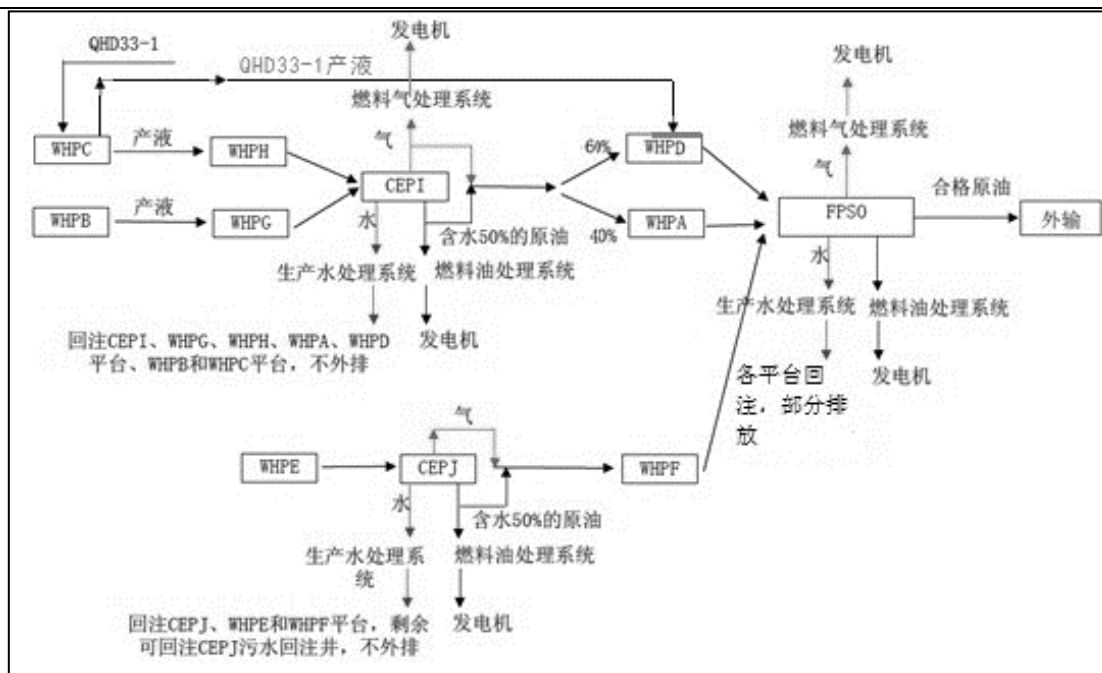


图 2.2-3 秦皇岛 32-6 油田产出物流集输工艺流程示意图

(5) 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。操作压力 1250 kPaA，操作温度为 54~59℃。

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污水进入生产水处理系统，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。

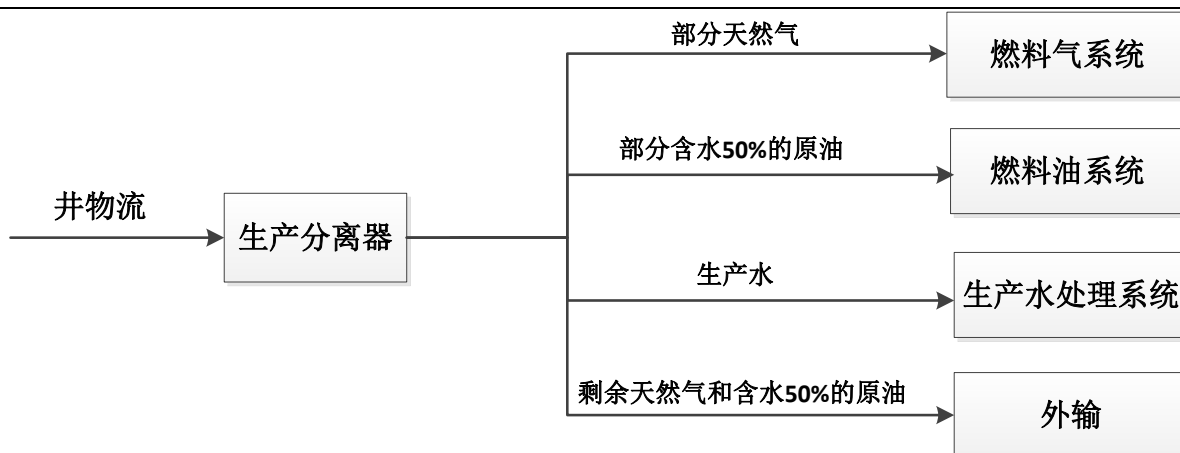


图 2.2-4 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台油气水三相分离系统工艺流程

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料油换热，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 2.2-5）。

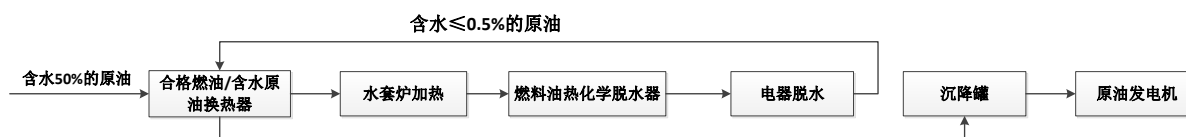


图 2.2-5 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台燃料油处理系统工艺流程

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 供给水套炉用气，另有少部分天然气降压至 300kPaA 去斜板隔油器作密封气（见图 2.2-6）。

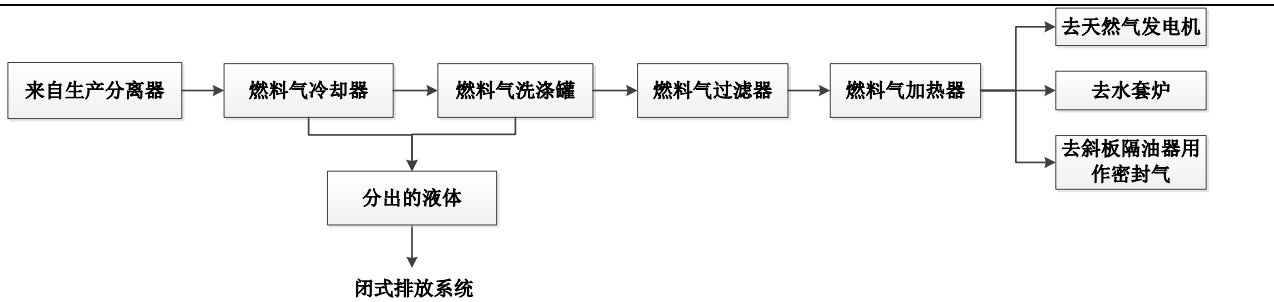


图 2.2-6 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台燃料气处理系统工艺流程

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 2.2-7）。

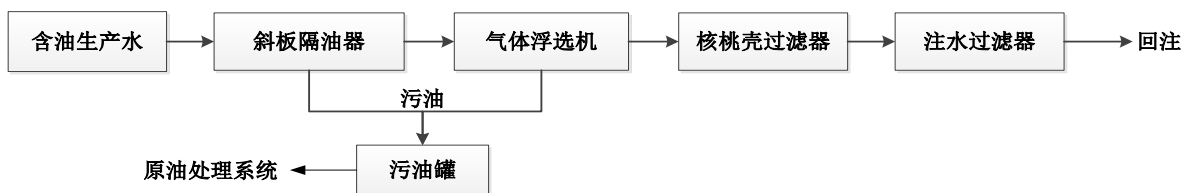


图 2.2-7 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 平台生产水处理系统工艺流程

（6）CEPJ 平台工艺流程

①油气水三相分离系统

CEPJ 平台所产井流体进入生产管汇汇集后，与来自 WHPE 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。分出来的天然气一部分进入燃料气系统，分出来的含水约 50%的原油一部分进入燃料油系统，剩下的含水原油与分离器分出的大部分天然气混合后通过 WHPF 至单点混输管线输送到 FPSO 进一步处理。生产分离器分出的生产污水进入生产水处理系统，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各井口平台回注。工艺流程参见图 2.2-4。

②燃料油处理系统

CEPJ 燃料油处理系统同 CEPI，工艺流程见图 2.2-5。

③生产水处理系统

CEPJ 生产水处理系统同 CEPI，工艺流程见图 2.2-7。

（7）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（见图 2.2-8）。

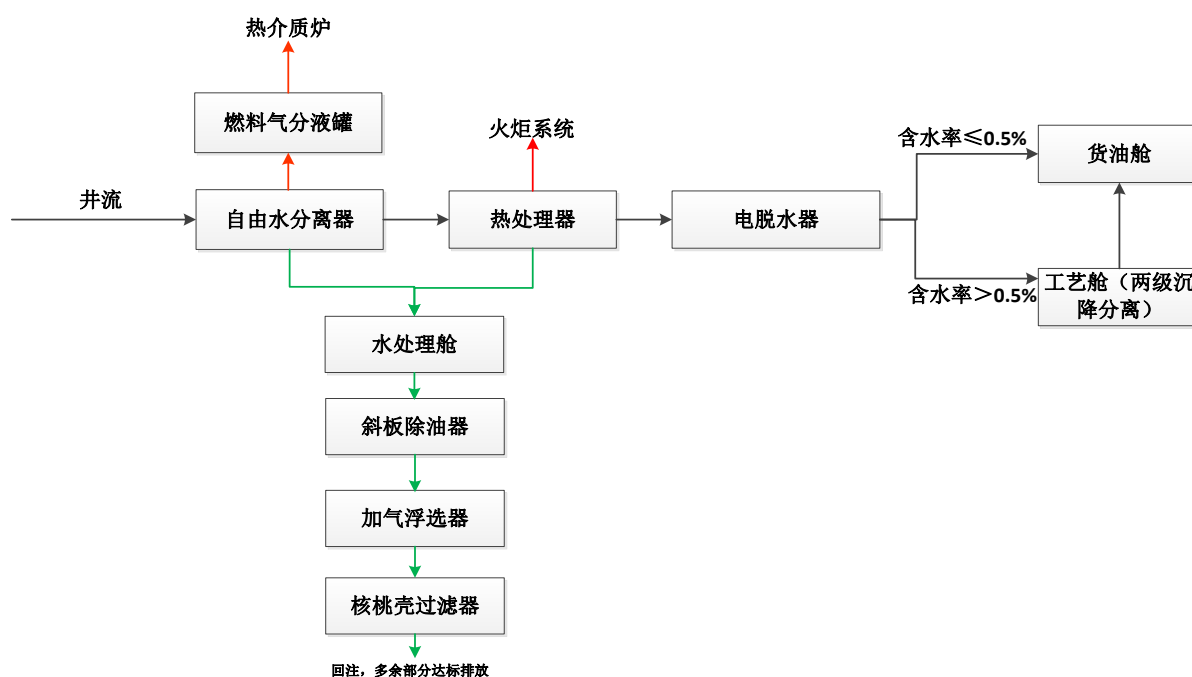


图 2.2-8 秦皇岛 32-6 油田 FPSO 处理工艺流程

2.2.3 秦皇岛 32-6 油田开发工程回顾

（1）与本项目相关的环境报告书及批复情况

本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPB、WHPD、WHPE、WHPF、WHPH 和 CEPI 平台上，生产物流依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 进行处理。与本工程相关的环境报告书、竣工验收监测报告及其批复情况见表 2.2-5，历次环评批复内容与建设内

容的一致性分析见表 2.2-6。

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 WHPA、WHPB、WHPC、WHPD、WHPE、WHPF 等 6 座平台取得了环保设施竣工验收的批复。2015 年 11 月 6 日，秦皇岛 32-6 油田 FPSO、CEPI、CEPJ、WHPH、WHPG 平台取得了环保设施竣工验收的批复。

（2）各次生产设施改扩建工程环评批复文件有关污染防治措施、环境风险防范措施和总量控制要求的落实情况

各次生产设施改扩建工程环评批复文件有关污染防治措施、环境风险防范措施和总量控制要求的落实情况见表 2.2-7。

表 2.2-5 与本工程相关的环境报告书、竣工验收监测报告及其批复情况

报告名称	批复/备案时间	环评批复情况	批复的工程内容	批复要求
《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)	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。	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。
《秦皇岛 32-6 油田 A/E/F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》	2010.8	国海环字[2010]461 号 (见附件 4)	利用预留井槽建设调整井	① 污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。钻井期间产生的含油的钻屑和泥浆应运回陆地交由有资质的单位处理。含油生产水正常工况下经处理后一部分回注地层, 剩余部分排海, 排海的含油生产水排放总量不得突破原环评批复的排放总量控制指标。排污混合区范围维持不变。船舶机舱污水、生活垃圾和工业垃圾应分类收集, 运回陆地处理。生活污水经处理达标后方可排海。 ② 切实落实风险防范对策措施, 防止溢油事故发生。严格实施钻完井作业规程, 开钻前应制定溢油应急计划。
《秦皇岛 32-6 油田 B/C/D 平台调整井项目海洋环境影响报告表》	2010.10	国海环字[2010]674 号 (见附件 5)		
《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 6)	① 2 座综合处理平台 CEPI、CEPJ; 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。	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, 加强注入地层的地层压力监测, 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。
《秦皇岛 32-6 油田综合调整工程新建 WHPG、CEPI 和 CEPJ 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 7)	对秦皇岛 32-6 油田综合调整工程的环保设施进行了现场检查, 同意该工程环境保护设施通过竣工验收。	① 定期对溢油风险源进行隐患排查与评估, 从源头杜绝溢油事故的发生; 加强管道设施检测, 防止因腐蚀或误操作等原因造成的油气泄漏; ② 落实环境影响报告书上的监测计划, 加强环保设施管理和维护, 确保生产水、生活污水达标处理; ③ 认真落实溢油应急计划, 严格执行溢油应急响应程序, 加强溢油应急设备管理与维护, 确保发生溢油事故时能够及时、快速和有效处理。
《秦皇岛 32-6 油田海	2016	/	WHPA~WHPF 平台和 FPSO 生活污水排放量合计为 18104m ³ /a。	

洋环境影响后评价报告》				
《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 8)	利用预留井槽建设调整井及生产井转注水井。	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 生态环境和 业资源的影响。
《秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》	2017.2.20	国海环字[2017]87 号 (见附件 9)	侧钻及生产井转注水井	①污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。含油钻屑、含油钻井液和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、部分含油生产水应处理达标后方可排海；其余含油生产水经处理达标后方可回注地层。 ②加强钻完井工程管理，防止井喷和火灾爆炸事故发生。严格实施钻井作业规程，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。 ④切实落实生态保护措施 合理安排施工作业时间，尽量减少入海悬浮泥沙的影响面积，严格控制非含油钻井液和钻屑的排放速率，其排放应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。
《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 10)	开展了秦皇岛 32-6 油田开发工程环境保护设施竣工验收工作，同意该工程环境保护设施通过竣工验收。	/

《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	尚未取得批复。		
表 2.2-6 历次环评批复内容与建设内容的一致性			
报告名称	批复的工程内容	实际建设内容	与批复是否一致
《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。	①WHPA/B/C/D/E/F； ②SPM； ③FPSO； ④3 条从 FPSO 到井口平台 WHPA，WHPD，WHPF 的海底电缆、3 条井口平台间的海底电缆、3 条从 SPM 至井口平台 WHPA，WHPD，WHPF 的海底集输管道、3 条井口平台间的海底集输管道、6 条至各个井口平台的海底注水管线。	一致
《秦皇岛 32-6 油田 A/E/F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》	利用预留井槽建设调整井	①在 WHPA 平台实施 A31、A32h、A33h、A34 四口调整井； ②在 WHPE 平台实施 E11h、E25h、E26h、E27h、E28h、E29h、E30h、E31h 八口调整井； ③在 WHPF 平台实施 F1h1、F2h1、F4h1、F6h1、Fw1h1 五口调整井。	一致
《秦皇岛 32-6 油田 B/C/D 平台调整井项目海洋环境影响报告表》		①在 WHPB 平台建设 3 口调整井，其中一口生产井，两口注水井，均利用预留井槽； ②在 WHPC 平台建设 2 口调整井，均为生产井，均利用预留井槽； ③在 WHPD 平台建设 4 口调整井，均为生产井，均利用预留井槽。	一致
《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。	新建 CEPI 和 CEPJ 两座综合平台、WHPH 和 WHPG 两座井口平台，12 条海底管线及 3 条海底电缆，并对 6 座井口平台和 FPSO 的现有设施进行改造。	一致
《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 2018 年 11 月底，41 口调整井全部实施完毕，其中的 1 口先期排液注水井（I38H）计划后期转注； 52 口生产井转注水井已实施 8 口，剩余 44 口井计划后期陆续实施。	一致
《秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》	①4 口生产井转注水井； ②1 口注水井变更为生产井； ③1 口生产井侧钻。	截止 2018 年 11 月底，5 口井已实施，剩余 1 口生产井转注水井计划后期实施。	一致
《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》	尚未取得批复。		

表 2.2-7a 各次生产设施改扩建工程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

报告名称	污染防治措施落实情况	环境风险防范措施落实情况
《秦皇岛 32-6 油田开发工程环境影响报告书》	①施工期油层段钻井液、油层段钻屑运回陆地委托有资质单位接收处理；非油层段钻井液、非油层段钻屑排海； 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 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； ⑥固体废弃物处理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。	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。 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； ③1130.0m 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。目前 85 口注水井的井口注入压力为 0~11.0MPa，与极限井口注入压力相比，均在正常范围值之内。 此外，秦皇岛 32-6 油田编制完成了《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。发生一般溢油事故时，立足于天津分公司在海上的溢油应急力量实现自救，当发生较大、重大、特别重大溢油事故时，可借助外部力量与内部应急力量相结合共同应急。
《秦皇岛 32-6 油田 A/E/F 平台调整井项目海洋环境影响报告表》		
《秦皇岛 32-6 油田 B/C/D 平台调整井项目海洋环境影响报告表》		
《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 油田调整井工程环境影响报告表》		
《秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》		

表 2.2-7b 各次生产设施改扩建工程环评批复文件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 ³ ，最高排放速率每天 1200m ³ 。	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 ³ ，最高排放速率每天 4 m ³ （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》	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 379 万立方米，石油类的年最大排放量不得超过 75.8 吨。 2013 年~2015 年，FPSO 含油生产水的最高排放速率为 [REDACTED]，年最大排放量为 [REDACTED]，未超过《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》中渤海世纪号 FPSO 生产水总量控制指标：11500m ³ /d 和 379×10 ⁴ m ³ /a；符合总量控制要求。	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 ³ /a，COD 控制指标为 6.3t/a。

《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后 评价报告书》	/	WHPA~WHPF 平台和 FPSO 生活污水排放量合计为 18104m³/a。
-------------------------------	---	--

(3) 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2.2-8 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 ³ /d)	改造后适用人	改造后处理量 (m ³ /d)	工艺（生化/MBR/电 解）
1	FPSO	14	150	35	MBR
2	WHPA	2.24	50	7.5	MBR
3	WHPB	2.24	30	5.39	MBR
4	WHPC	2.24	50	7.5	MBR
5	WHPD	2.24	30	5.39	MBR
6	WHPE	2.24	50	5	MBR
7	WHPF	2.24	30	5.39	MBR

(4) 与本项目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 11）。针对调整井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。

(5) 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。

(6) 回注水分析、生产水及生活污水达标排放分析

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台产生的含油生产水依托 CEPI、CEPJ 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，生产水经处理达标后全部回注地层，不外排。WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台生活污水由各平台上安装的生活污水处理装置处理达标后排海。

根据秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 处理达标的生产水水质监测结果可（见表 2.2-9~表 2.2-10）：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 $\leq 20\text{mg/L}$ （见表 2.2-10），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。

根据 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台生活污水处理设施监测结果可知（见表 2.2-11）：各平台上的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 $\leq 300\text{mg/L}$ ，符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的一级标准。

表 2.2-9 秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 CEPJ 平台回注水水质监测结果

时间	CEPI平台	CEPJ平台	标准值 (mg/L)	是否达标
	含油浓度平均值 (mg/L)	含油浓度平均值 (mg/L)		
2017.10	8.2	4.8	50	达标
2017.11	7.6	4.4		达标
2017.12	8.8	4.7		达标
2018.1	10.0	7.5		达标
2018.2	8.0	8.4		达标
2018.3	8.0	7.1		达标
2018.4	9.0	8.9		达标
2018.5	8.0	7.7		达标
2018.6	7.0	11.0		达标
2018.7	5.0	9.0		达标
2018.8	6.0	10.4		达标
2018.9	7.0	10.2		达标
2018.10	5.7	8.7		达标
2018.11	5.3	7.7		达标
2018.12	6.3	10.3		达标

注：表中数据为月均值。

表 2.2-10 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	含油浓度平均值 (mg/L)	是否达标	标准值 (mg/L)
2017.10	10.6	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)：≤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)：≤20mg/L
2018.11	14.3		
2018.12	10.9		
2018.1	13.2		
2018.2	8.6		
2018.3	14.5		
2018.4	16.6		
2018.5	14.3		
2018.6	5.3		
2018.7	5.7		
2018.8	5.2		
2018.9	5.8		
2018.10	6.0		
2018.11	5.2		
2018.12	9.7		

注：表中数据为月均值。

**表 2.2-11 秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台
生活污水处理设施监测结果**

监测时间	WHPA	WHPF	WHPG	CEPI	CEPJ	生活污水	
	COD 浓度 (mg/L)					标准值 (mg/L)	是否达标
2017.10	45.0	133.0	123.0	108.0	196.0	300	达标
2017.11	139.0	120.0	155.0	107.0	123.0		达标
2017.12	131.0	99.2	107.0	101.0	142.0		达标
2018.1	54.0	61.0	160.5	58.5	213.0		达标
2018.2	95.0	162.0	81.0	150.0	85.0		达标

2018.3	79.5	69.0	193.5	72.0	67.0		达标
2018.4	36.5	27.0	23.5	55.0	63.5		达标
2018.5	27.5	62.0	97.0	76.0	157.5		达标
2018.6	45.5	70.0	122.5	46.5	241.0		达标
2018.7	129.0	56.0	60.0	90.0	164.0		达标
2018.8	78.0	23.0	30.0	32.5	41.5		达标
2018.9	95.5	42.0	59.5	52.0	179.0		达标
2018.10	51.0	20.0	73.0	84.0	194.0		达标
2018.11	62.0	191.0	97.0	82.0	175.0		达标
2018.12	50.0	48.0	139.0	113.0	63.0		达标

注：表中数据为月均值。

(7) 监测方案执行情况

含油生产水：排放生产水时，每个排放口人工取样监测其含油浓度（每日4次），每月送一次水样到相关主管部门认定的实验室进行校验。

生活污水：按照环境管理部门的要求，从各平台排放口取样送主管部门指定的陆上实验室化验。每月由企业自行化验两次，每月送相关主管部门认可的监测单位化验一次。

(8) 秦皇岛 32-6 油田产能现状

秦皇岛 32-6 油田 2018 年产能现状及生产水注水量和排放量见表 2.2-12。

表 2.2-12a 秦皇岛 32-6 油田产能现状

年份	生产水	油	气	生产水	油	气
	(m ³ /d)			(10 ⁴ m ³ /a)		
2018	■	■	■	■	■	■

表 2.2-12b 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
	(10 ⁴ m ³ /a)		
■	■	■	■

(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。本工程所涉及平台能耗现状见表 2.2-13。

表 2.2-13 本工程相关平台能耗现状

平台	柴油用量 (t/a)	原油用量 (t/a)	天然气用量 (10 ⁴ m ³ /a)	水源井 (10 ⁴ m ³ /a)	生活用水 (m ³ /a)
WHPA	14 (吊车、修井、应急)	0	0	0	1068
WHPF	27 (吊车、修井、应急)	0	0		1587
WHPG	23 (修井、应急)	0	0		1811
CEPI	121 (修井、应急)	29555	888		8159
CEPJ	98 (修井、应急)	30209	0		10516
合计	283	59764	888	0	23141

2.2.4 调整项目建设规模及内容

2.2.4.1 调整井项目基本情况

(1) 井口信息

本工程拟在秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台进行 33 口调整井工程，其中利用在 CEPJ 平台南、北两侧各内挂 4 个井槽，共 8 个井槽（均为单筒双井）实施 16 口生产井，利用老井槽侧钻实施 16 口调整井（包括 7 口生产井、7 口注水井和 2 口先期排液注水井），另有 1 口生产井转注水井（无钻井作业）。

本次 33 口调整井基本情况见表 2.2-14a。各平台井口统计见表 2.2-14b。

表 2.2-14a 本项目调整井基本情况

序号	平台		调整前井别	调整后井别	调整方式
1	WHPA	A03H1	生产井	生产井	侧钻
2		A07H1	注水井	生产井	侧钻
3		A17H1	注水井	生产井	侧钻
4		A21H1	生产井	生产井	侧钻
5		A23H1	注水井	生产井	侧钻
6		A32H1	生产井	生产井	侧钻
7		A13S1	生产井	先期排液注水井	侧钻
8		A34S1	生产井	先期排液注水井	侧钻
9	WHPF	F04H3	废井槽	生产井	侧钻
10		F34S1	生产井	注水井	侧钻
11	WHPG	G22S1	生产井	注水井	侧钻
12		G39H	生产井	注水井	生产井转注水井
13	CEPI	I13S1	生产井	注水井	侧钻
14		I24S1	注水井	注水井	侧钻
15		I30S1	注水井	注水井	侧钻
16	CEPJ	J07S1	注水井	注水井	侧钻
17		J28S1	注水井	注水井	侧钻
18		J41H	/	新增生产井	利用内挂井槽新钻
19		J42H		新增生产井	
20		J43H		新增生产井	
21		J44H		新增生产井	
22		J45H		新增生产井	
23		J46H		新增生产井	
24		J47H		新增生产井	
25		J48H		新增生产井	
26		J49H		新增生产井	
27		J50H		新增生产井	
28		J51H		新增生产井	
29		J52H		新增生产井	
30		J53H		新增生产井	
31		J54H		新增生产井	
32		J55H		新增生产井	
33		J56H		新增生产井	

表 2.2-14b 秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台井口统计表

编号	平台名称	主要设施现状						环评批复待实施情况		本次拟建调整井井数		调整后井槽
		现有井槽	总井数	生产井	注水井	生产水回注井	废井槽	生产井	注水井	生产井	注水井	
1	WHPA	35	35	23	11	1	0	0	5	6	2	35
2	WHPF	35	34	20	14	0	1	0	5	1	1	35
3	WHPG	40	40	35	5	0	0	0	1	0	2	40
4	CEPI	40	40	35	5	0	0	1	2	0	3	40
5	CEPJ	40	40	36	2	2	0	0	3	16	2	48

注：环评批复待实施情况是指已批复的《秦皇岛 32-6 油田调整井工程环境影响报告表》、《秦皇岛 32-6 油田 6 口调整井工程环境影响报告表》和《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》中计划后期陆续实施的调整井。

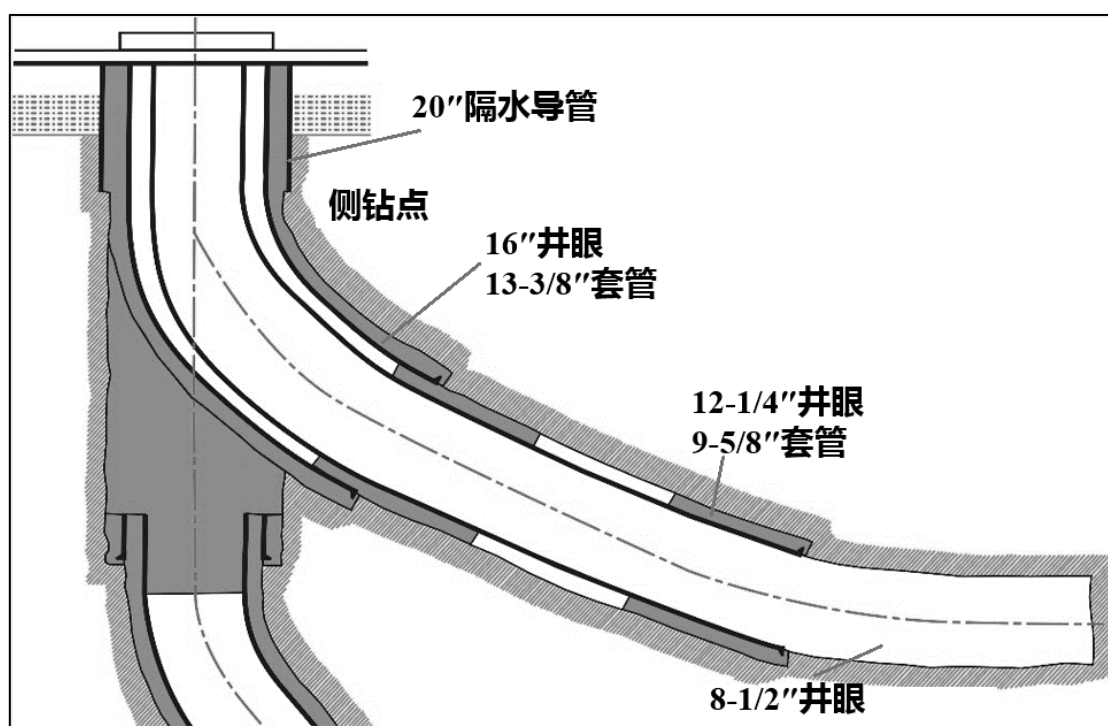
(2) 调整井井身结构

本工程 33 口调整井中 16 口为老井槽侧钻，16 口利用内挂井槽新钻，1 口为生产井转注水井。本次调整井基本参数见表 2.2-15，调整井井身结构见图 2.2-9。

表 2.2-15 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	WHPA	A07H1	20"×81m+17-1/2"×202m+12-1/4" ×400m+8-1/2"×1591m+6"×1864m
2		A23H1	20"×100m+16"×600m+12-1/4"×2362m+8-1/2"×2564m
3		A17H1	20"×81m+17-1/2"×202m+12-1/4"×907m+8-1/2"×2002m+6"×2325m
4		A13S1	20"×81m+17-1/2"×203m+12-1/4"×630m+8-1/2"×2179m
5		A03H1	16"×400m+12-1/4"×1806m+8-1/2"×2163m
6		A21H1	16"×400m+12-1/4"×2030m+8-1/2"×2242m
7		A32H1	12-1/4"×600m+8-1/2"×2198m+6"×2563m
8		A34S1	16"×600m+12-1/4"×2400m+8-1/2"×3221m
9	WHPF	F04H3	16"×402m+12-1/4"×2402m+8-1/2"×2733m
10		F34S1	22-1/2"×111m+17-1/2"×203m+12-1/4"×880m+8-1/2"×2424m
11	WHPG	G39H	16"×347m+12-1/4"×1932m+8-1/2"×2162m
12		G22S1	20"×100m+16"×600m+12-1/4"×2201m
13	CEPI	I24S1	20"×94m+16"×600m+12-1/4"×2100m+8-1/2"×3098m
14		I30S1	16"×600m+12-1/4"×1996m
15		I13S1	20"×92m+16"×600m+12-1/4"×2141m
16	CEPJ	J07S1	20"×110m+16"×800m+12-1/4"×2720m
17		J28S1	20"×95m+16"×600m+12-1/4"×2322m
18		J41H	16"×400m+12-1/4"×1995m+8-1/2"×2408m
19		J42H	36"×100m+16"×400m+12-1/4"×2180m+8-1/2"×2522m
20		J43H	20"×100m+16"×400m+12-1/4"×1996m+8-1/2"×2351m
21		J44H	20"×100m+16"×400m+12-1/4"×2111m+8-1/2"×2323m
22		J45H	20"×100m+16"×600m+12-1/4"×2400m+8-1/2"×3250m+6"×3500m
23		J46H	20"×100m+16"×600m+12-1/4"×2400m+8-1/2"×3300m+6"×3550m
24		J47H	20"×100m+16"×600m+12-1/4"×2300m+8-1/2"×3200m+6"×3460m
25		J48H	36"×100m+16"×400m+12-1/4"×1995m+8-1/2"×2408m

26		J49H	$20'' \times 100\text{m} + 16'' \times 600\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 2500\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 3350\text{m} + 6'' \times 3600\text{m}$
27		J50H	$20'' \times 100\text{m} + 16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 1554\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 1898\text{m}$
28		J51H	$16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 1789\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 2066\text{m}$
29		J52H	$20'' \times 100\text{m} + 16'' \times 600\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 2400\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 3300\text{m} + 6'' \times 3580\text{m}$
30		J53H	$36'' \times 100\text{m} + 16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 1971\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 2340\text{m}$
31		J54H	$36'' \times 100\text{m} + 16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 2096\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 2453\text{m}$
32		J55H	$36'' \times 100\text{m} + 16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 2194\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 2664\text{m}$
33		J56H	$36'' \times 100\text{m} + 16'' \times 400\text{m} + 12\text{-}1/4'' \times 2338\text{m} + 8\text{-}1/2'' \times 2829\text{m}$



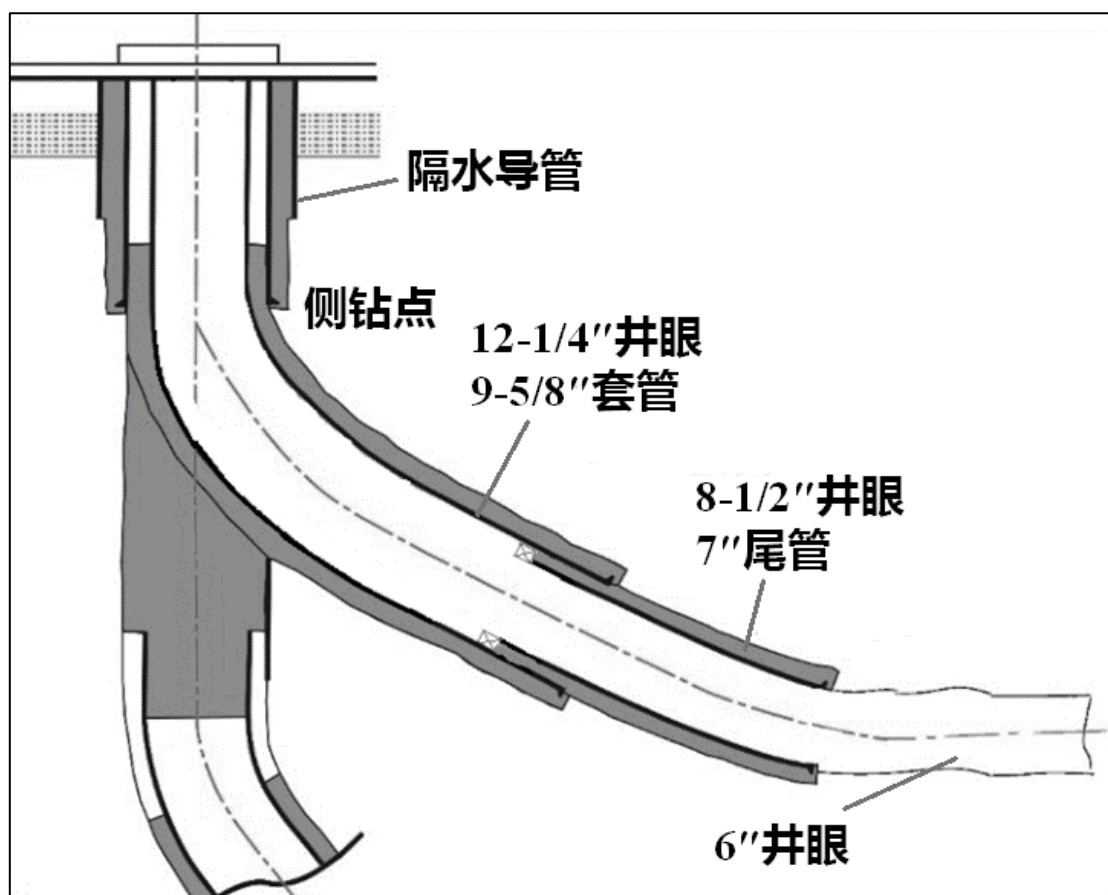
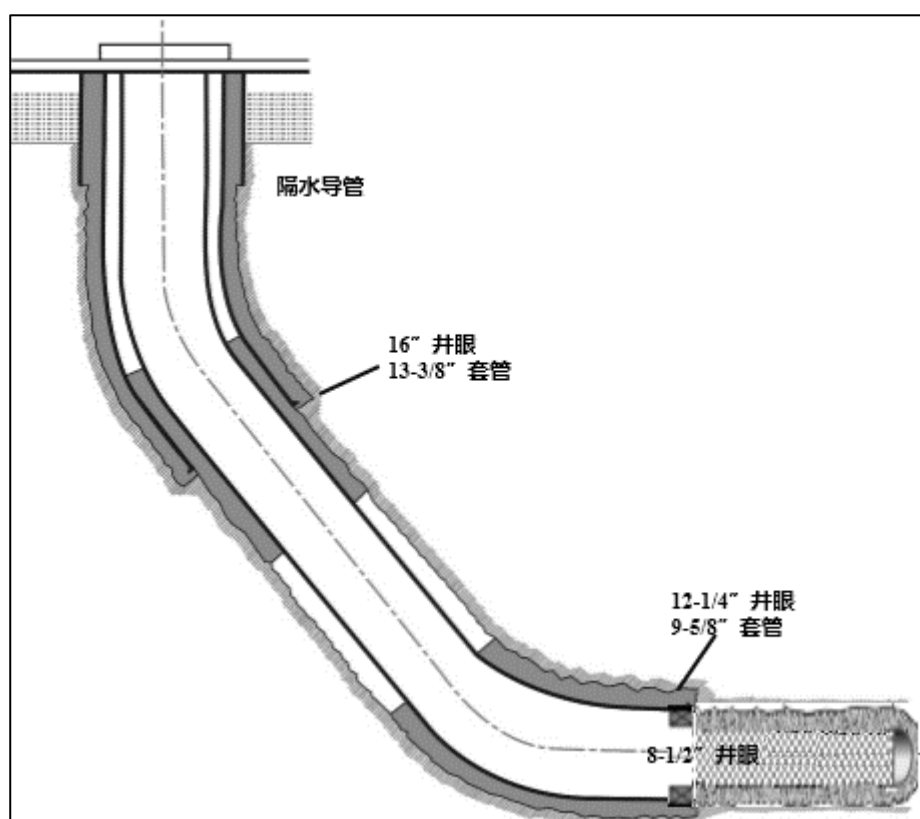


图 2.2-9a 调整井典型井身结构示意图（老井槽侧钻）



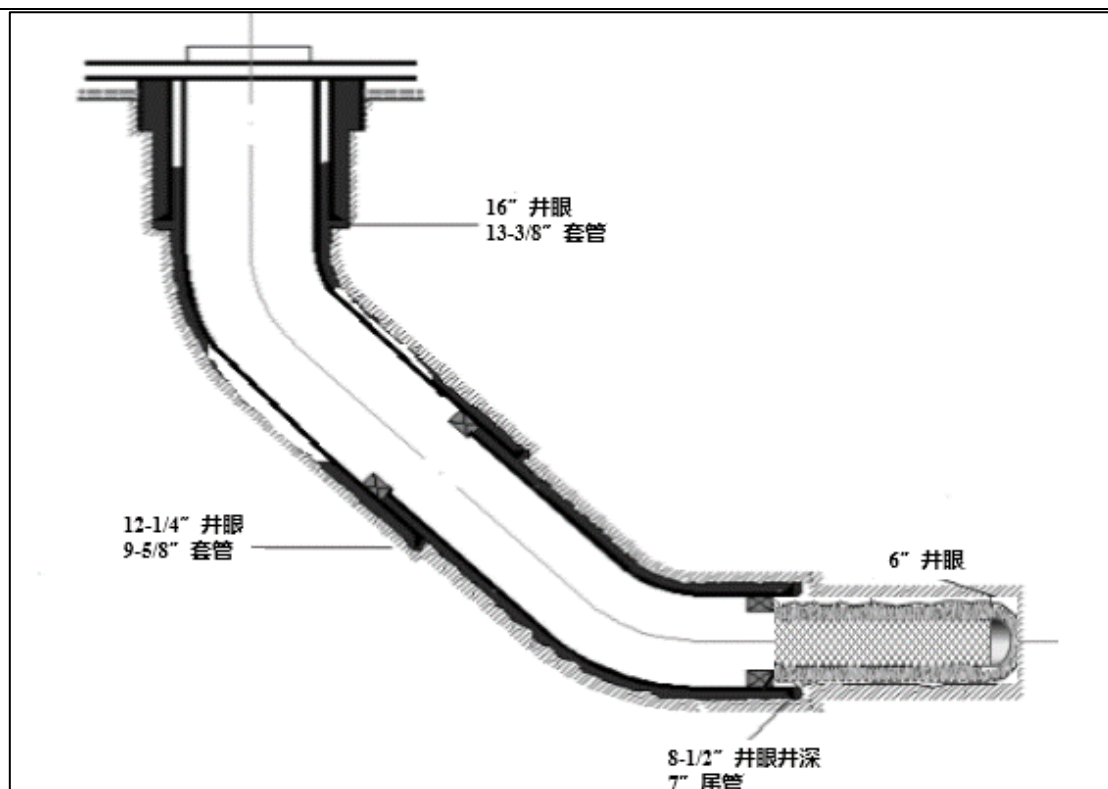


图 2.2-9b 调整井典型井身结构示意图（新钻井）

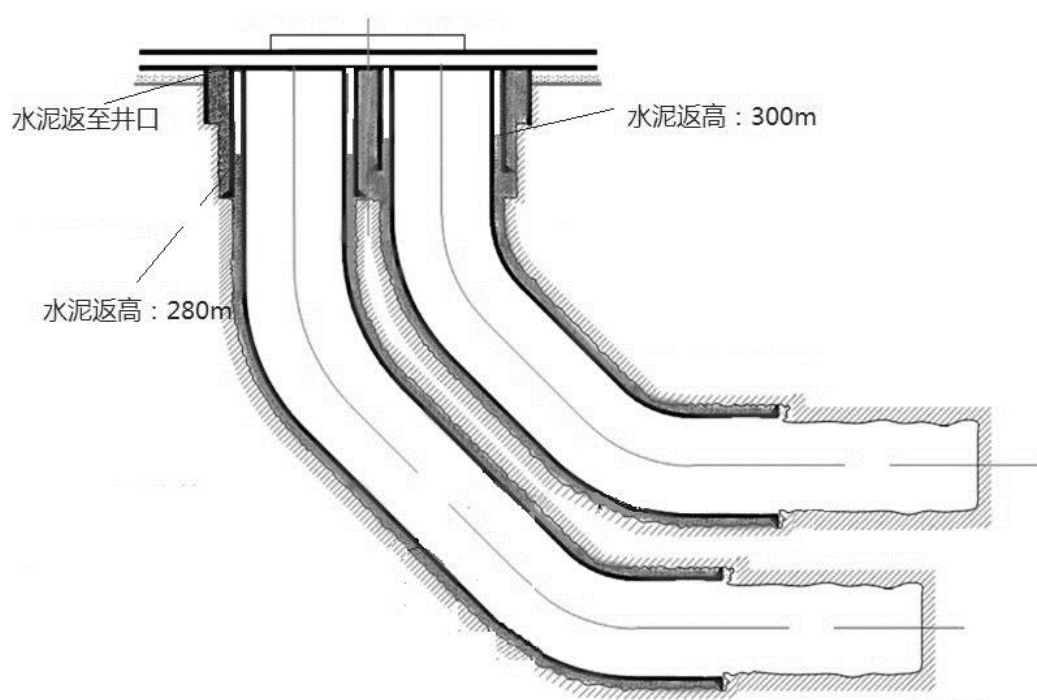


图 2.2-9c 调整井典型井身结构示意图（新钻井，单筒双井）

(3) CEPJ 平台内挂井槽结构模型图

CEPJ 平台内挂井槽结构模型图见图 2.2-10。

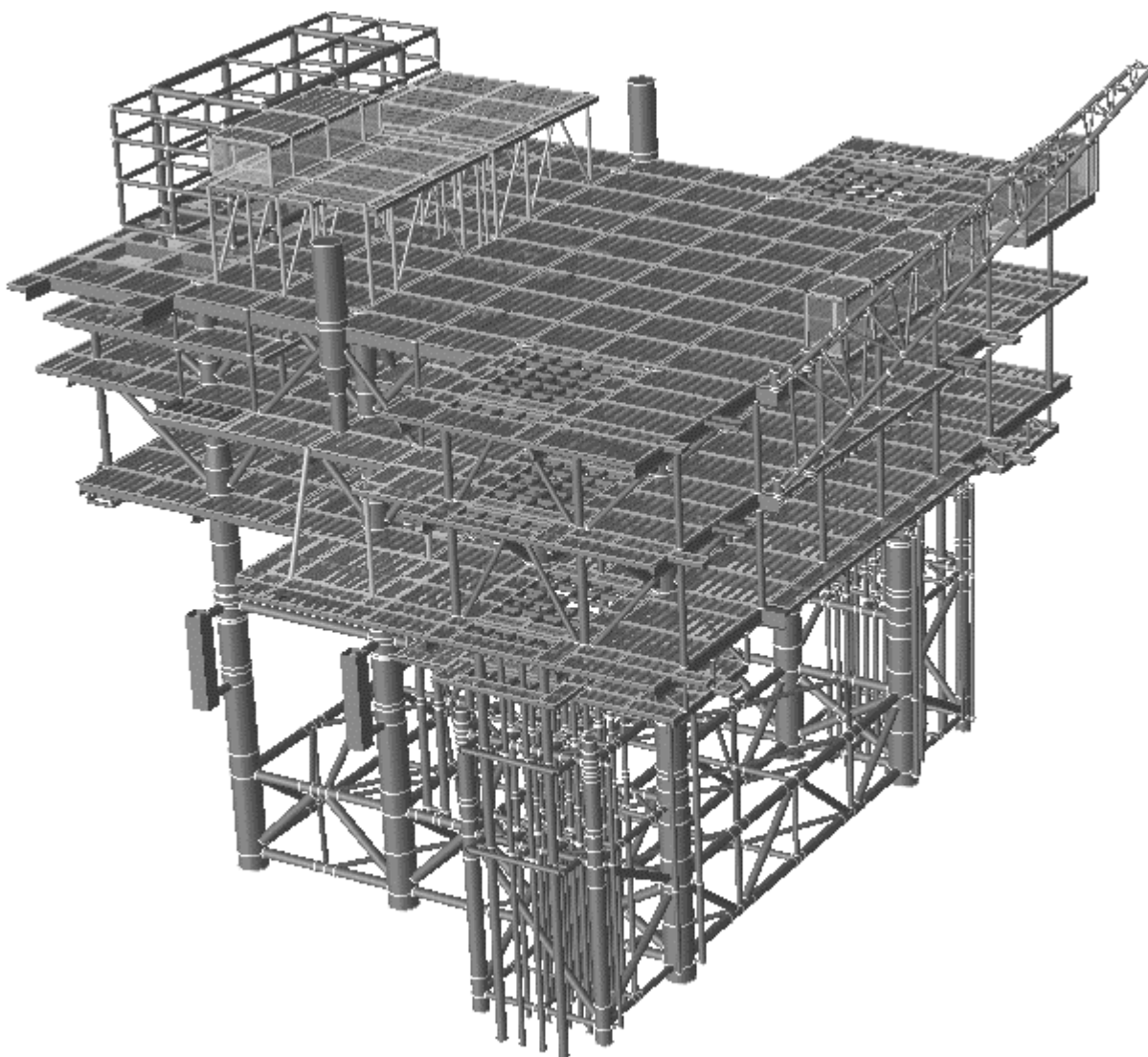


图 2.2-10 CEPJ 平台内挂井槽结构模型图

(4) 调整井井槽平面布置图

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台井槽平面布置见图 2.2-11~图 2.2-15。

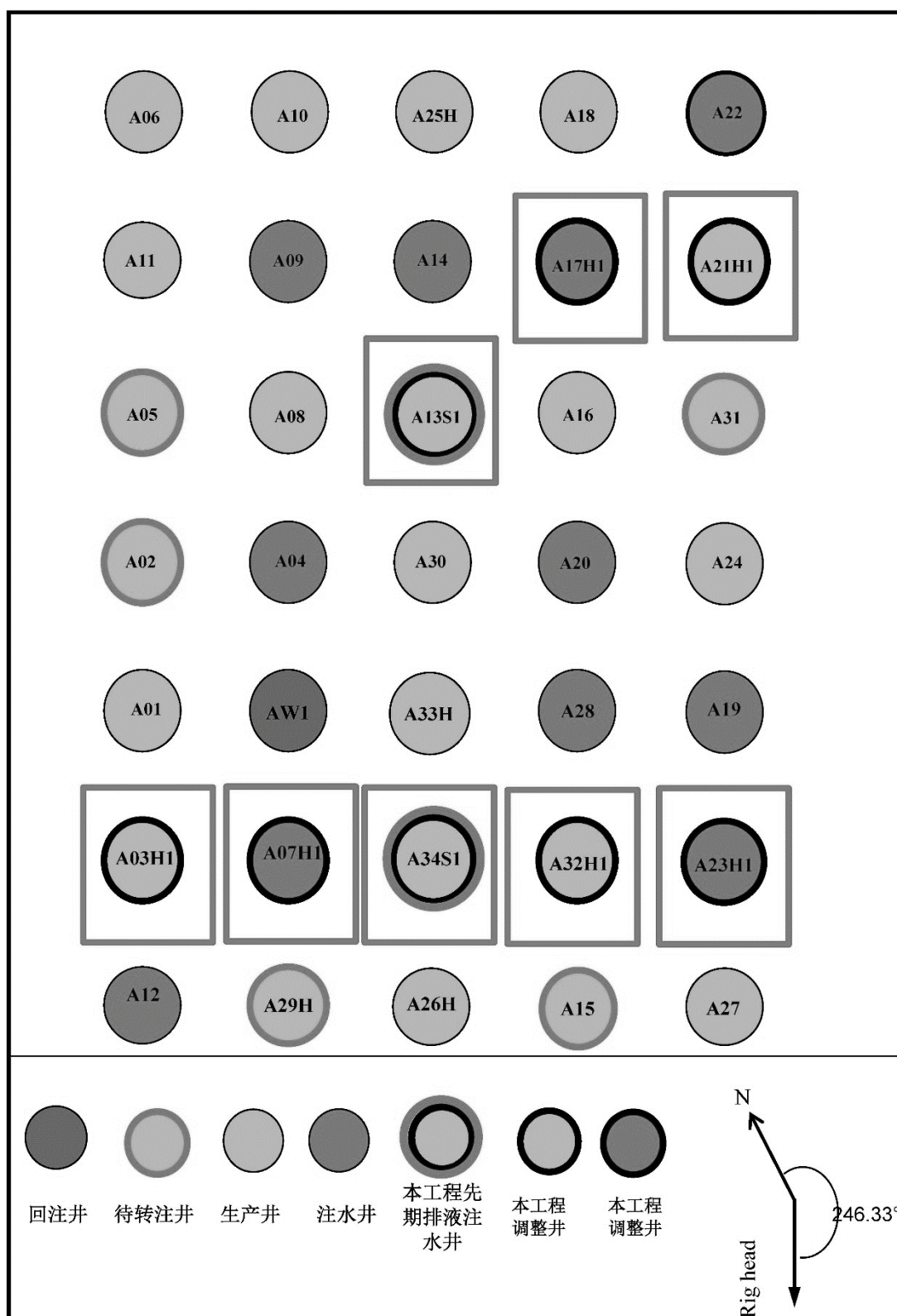


图 2.2-11 WHPA 平台井槽平面布置示意图

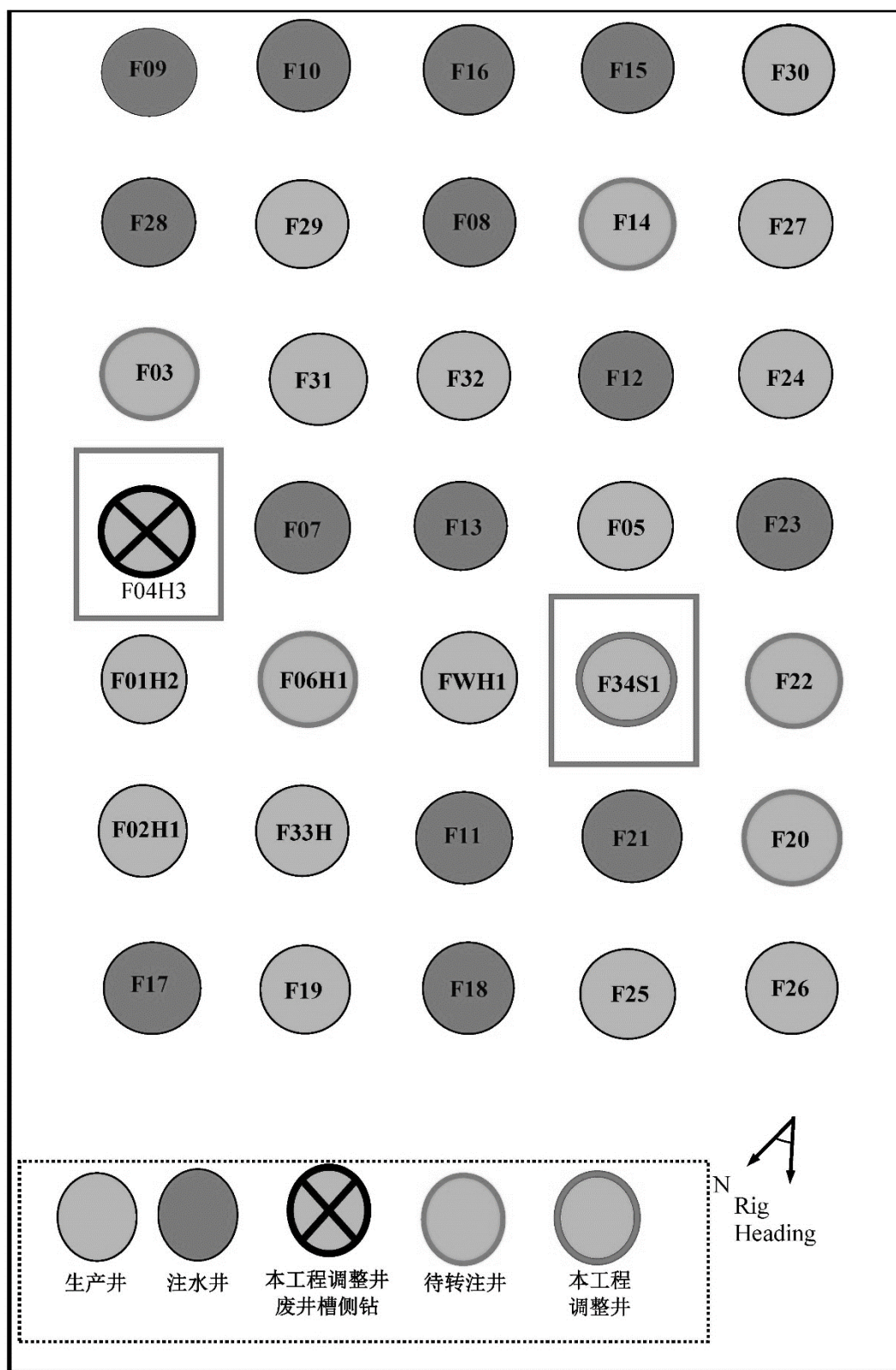


图 2.2-12 WHPF 平台井槽平面布置示意图

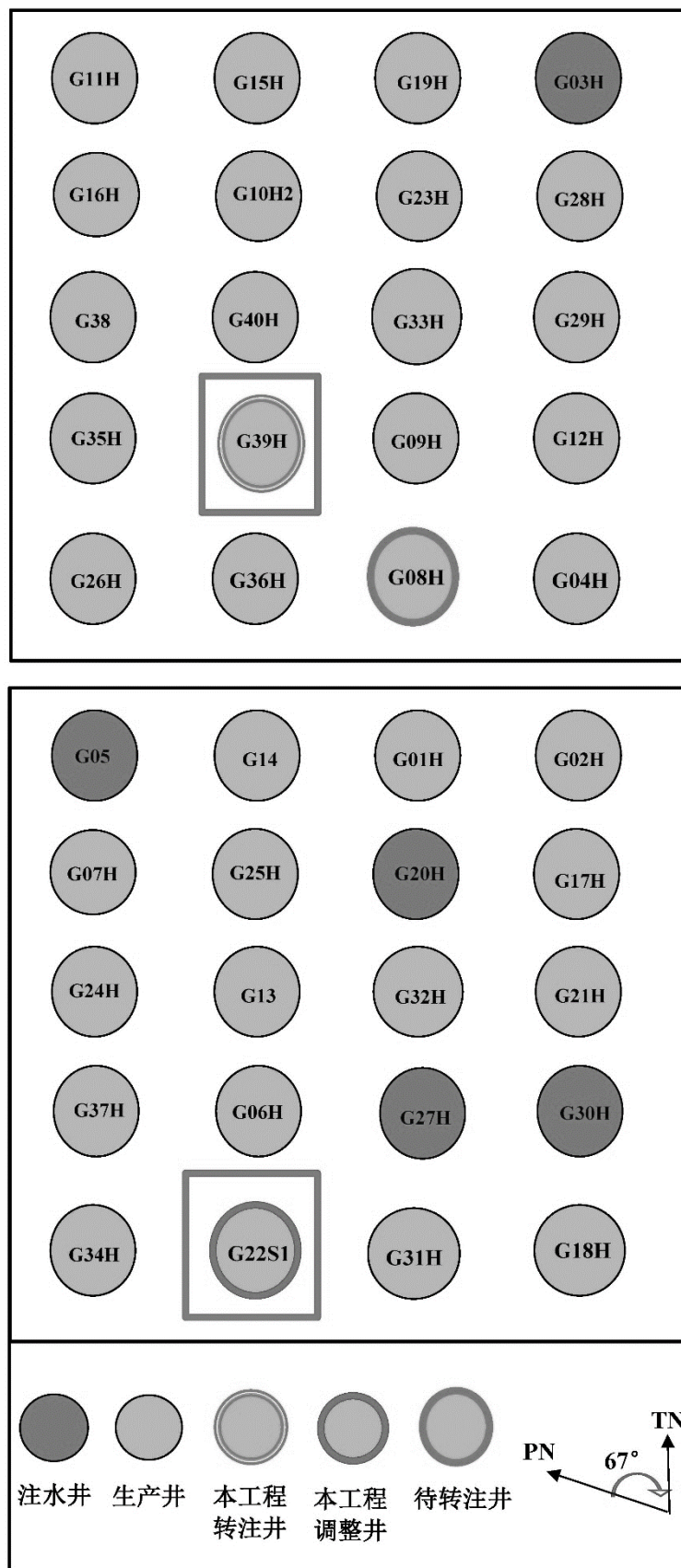


图 2.2-13 WHPG 平台井槽平面布置示意图

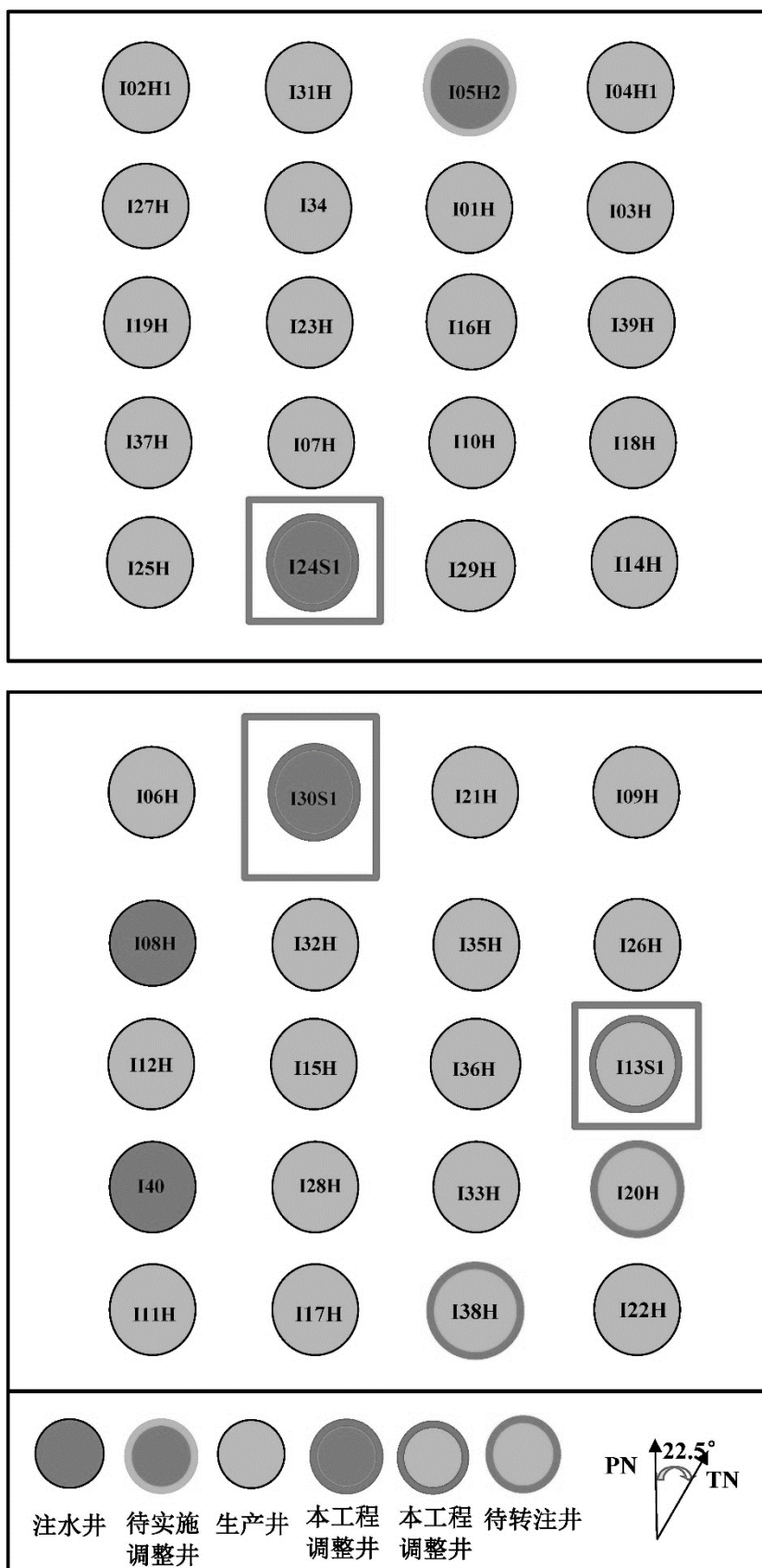


图 2.2-14 CEPI 平台井槽平面布置示意图

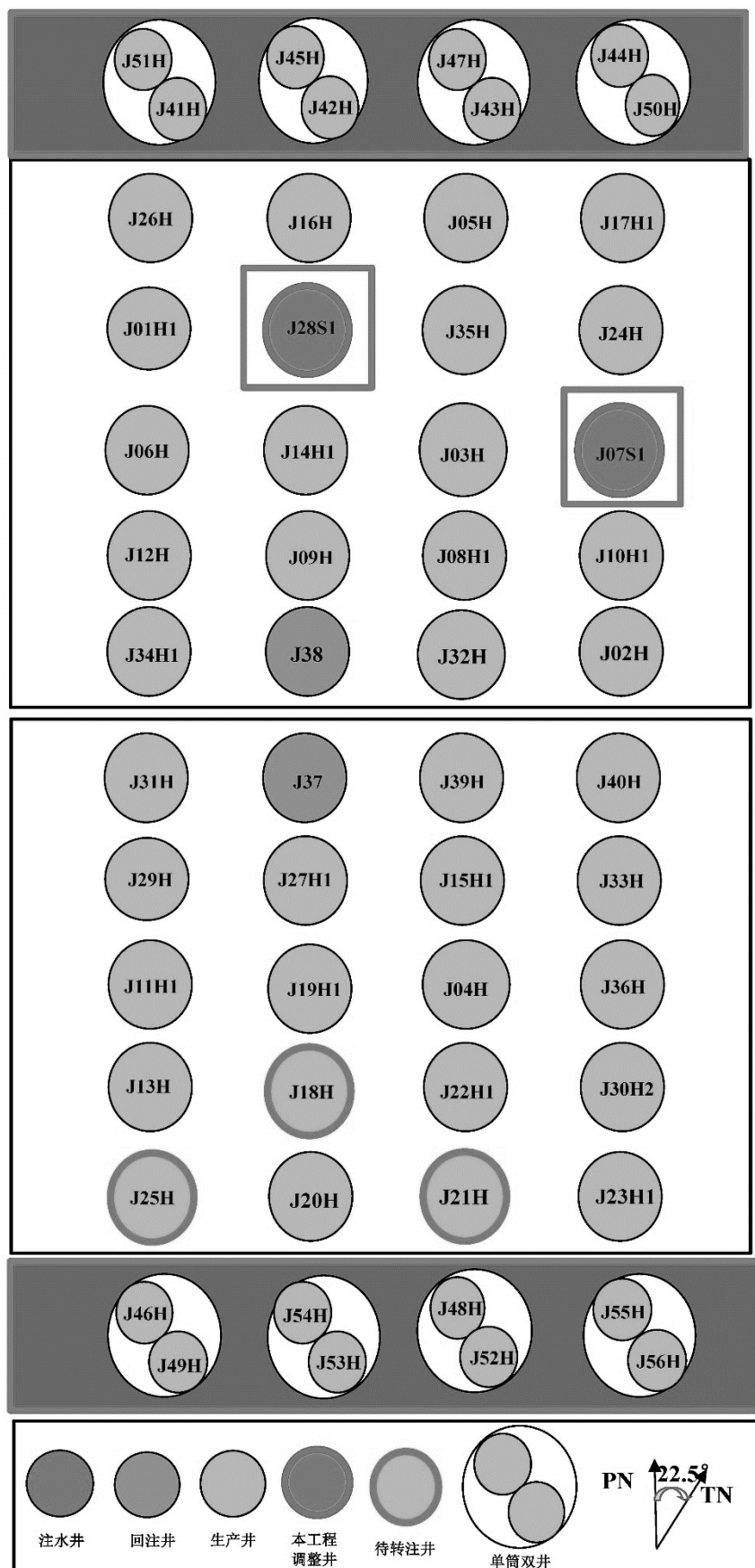


图 2.2-15 CEPJ 平台井槽平面布置示意图

2.2.4.2 CEPJ 平台生产污水扩容改造基本情况

秦皇岛 32-6 油田 CEPJ 平台（中心平台）是一座集生产及生活为一体的 8 腿 8 主桩导管架中心平台，组块工作点间距为 $40\text{m} \times (16\text{m} + 16\text{m} + 12\text{m})$ ，采用浮托法安装。共设五层甲板，分别是直升机甲板、上层甲板、中层甲板、下层甲板及工作甲板。平台共设 40 个井槽，平均分布在平台南北两侧各 20 个。平台上设有 4000m 井架式修井机、原油发电机电机系统、原油生产处理设施和污水处理和回注设施等。

目前，CEPJ 平台生产水处理系统的处理能力为 $36000\text{m}^3/\text{d}$ 。按照规划配产，CEPJ 需要处理的水量逐渐上升超出了现阶段的处理能力，本项目对 CEPJ 平台生产水系统进行扩容，扩容后 CEPJ 平台生产水处理系统的处理能力为 $54000\text{m}^3/\text{d}$ 。同时，需对平台进行适应性改造。

（1）总体布置改造

a. 上层甲板 EL.(+) 34.3m

在生活楼北侧上层甲板位置新增一个吊机休息臂，作为吊装作业时的临时休息臂。

在上层甲板原斜板预留区域增加 4 台聚结除油器撬。

在上层甲板 1 轴和 2 轴之间，气浮设备的上方 EL.(+) 42.8m 高度处新增两块吊货甲板（ $17\text{m} \times 18.15\text{m} + 17\text{m} \times 17.5\text{m}$ ）。

在南侧新增的吊货甲板上增加了一个 $16.3\text{m} \times 6\text{m} \times 3.5\text{m}$ 储藏室。

南北两侧各新增 4 个井槽（其中两口单筒双井）。

在平台东侧增加 $13.85\text{m} \times 3.6\text{m}$ 和 $24.5\text{m} \times 3.6\text{m}$ 两块甲板布置新增的电潜泵变压器间，开关间和变压器间。

参见图 2.2-16。

b. 中层甲板 EL.(+) 25.3m

将中层甲板的原储藏室修改为主开关间布置新增的电气设备。

在中层甲板北侧 3 轴西侧外扩 $9.85\text{m} \times 11\text{m}$ 甲板，将平台此处原吊货区外移至新增甲板处，在原吊货区位置布置新增的一个改性纤维球滤器撬。

原平台 3 轴西侧 B 轴南侧的注水增压泵 F 和滤器移位至南侧新增甲板，此处布置新增的 1 台注水泵。

在中层甲板南侧 1 轴东侧新增 $19\text{m} \times 4.5\text{m} + 9.85\text{m} \times 4\text{m} + 7\text{m} \times 1.35\text{m}$ 甲板，在此位置布置新增的 2 台注水增压泵和滤器和移位至此处的注水增压泵 4101F 和滤器。

将中层甲板 2 轴东侧的二层甲板（EL.(+) 28.3m）向平台南侧外扩至 A 轴处（新增

9.85m×7.5m），将原平台此处的防海生物装置向上移动到此新增甲板上；在原防海生物装置设备处布置新增的 1 台注水增压泵和滤器，2 台反洗水泵和 1 台污水泵。

参见图 2.2-17。

c. 下层甲板 EL.(+) 15.3m

在下层甲板北侧 3 轴西侧外扩 9.85m×15m 甲板，为秦皇岛 32-6 CEPJ 平台增加透平项目新增的燃料气系统设备预留布置区域（新增 1 台燃气透平发电机）；外扩 8m×1.5m 甲板布置新增 1 台污油泵。

在下层甲板南侧井口区西侧外扩 12m×9.85m 甲板，将平台此处原吊货区外移至新增甲板处，在原吊货区位置布置新增的一台生产分离器。

在下层甲板南侧 4 轴东侧原预留区域内布置三台新增的注水泵，此处的注水管汇移位至工作甲板。

北侧井口区北侧新增井的采油树，生产管汇，在北侧原井口区西侧布置新增的井口控制盘，东侧布置新增的燃料油管汇。

南侧井口区南侧布置新增井的采油树，生产管汇和井口控制盘，在南侧原井口区东侧布置新增的燃料油管汇。

参见图 2.2-18。

d. 工作甲板 EL.(+) 11.5m

在工作甲板南北两侧井口区西侧各外扩 7.7m×5m 的甲板布置从下层甲板移位至此的注水管汇及新增的注水管汇。

参见图 2.2-19。

(2) CEPJ 平台生产水系统扩容方案

主要新增设备有，4 台 250m³/h 的聚结除油器，8 台 110m³/h 改性纤维球滤器，1 台污油泵及滤器，1 台污水泵及滤器（见表 2.2-16）。扩容后 CEPJ 平台生产水处理系统的处理能力为 54000m³/d。扩容后的生产水系统流程示意图见图 2.2-20。

(3) CEPJ 平台注水系统改造方案

为满足后期最大注水量需要，需要增加两台反冲洗水泵、三台注水增压泵及四台注水泵（其中一台注水泵为备用），见表 2.2-16。改造后的注水系统流程示意图见图 2.2-21。

(4) CEPJ 平台适应性改造方案

为满足后期处理液量的需要及原油电站的用油需求，需要增加一台生产分离器，并

且与原生产分离器并联使用。南北井口需要增加生产、计量管汇与平台原管汇连接，见表 2.2-16。改造后 CEPJ 平台液处理系统的处理能力为 62854.9m³/d。改造后的生产系统流程示意图见图 2.2-22。

表 2.2-16 本项目 CEPJ 平台生产水系统扩容及平台适应性改造新增设备一览表

序号	内容	新增设备	数量
1	生产水系统扩容	聚结除油器	4 套
2		污油泵前过滤器	1 台
3		污油泵	1 台
4		污水泵前过滤器	1 台
5		污水泵	1 台
6		改性纤维球滤器	8 台
7	注水系统改造	注水泵	4 台
8		注水增压泵前过滤器 篮式滤器	3 台
9		注水增压泵	3 台
10		生产水回注管汇	1 套
11		反冲洗水泵前过滤器	2 台
12		反冲洗水泵	2 台
13	适应性改造	燃料油管汇	2 套
14		生产分离器	1 台
15		生产管汇	2 套
16		计量管汇	2 套

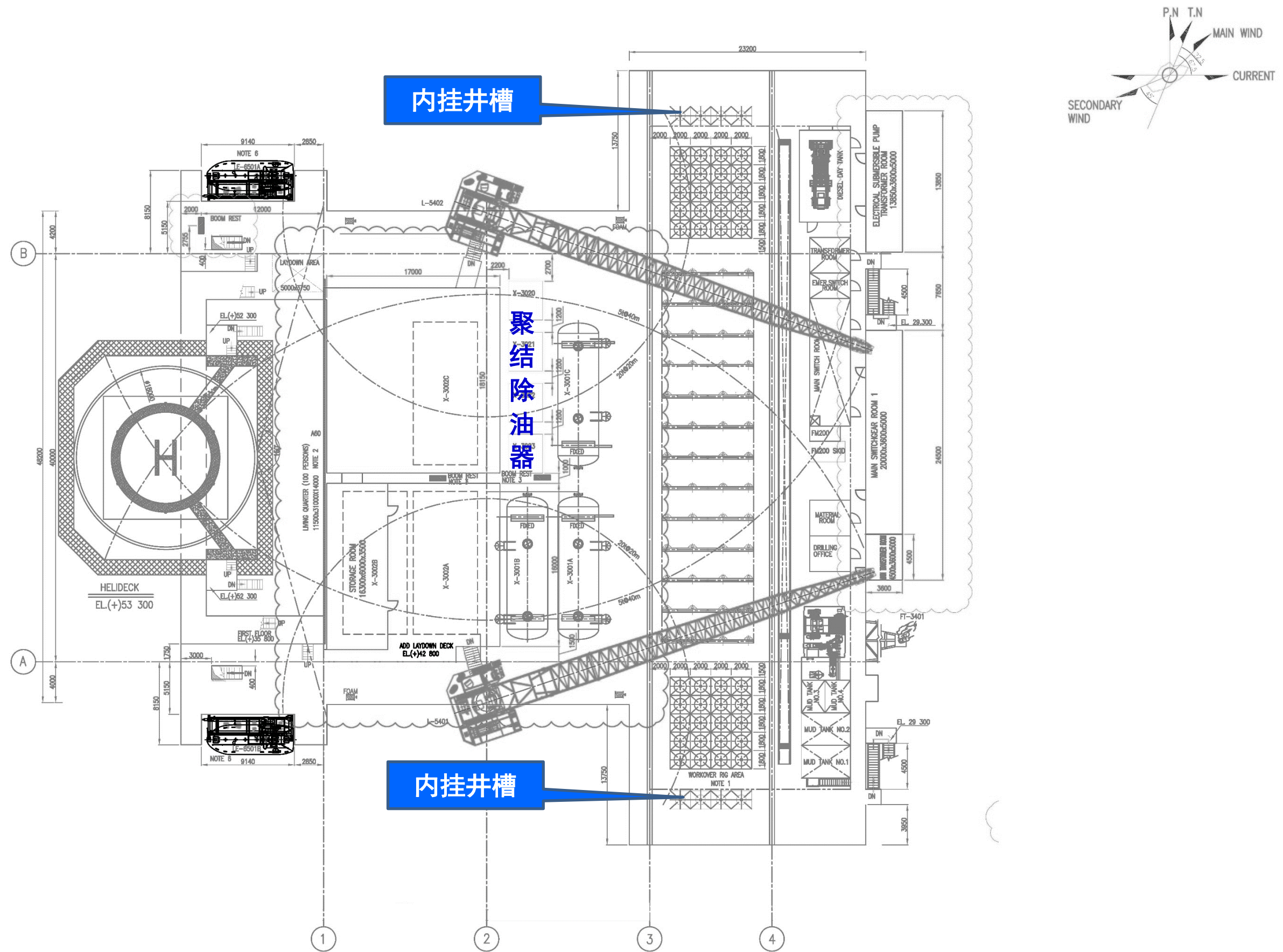


图 2.2-16 CEPJ 平台上层甲板新增主要设备设施示意图

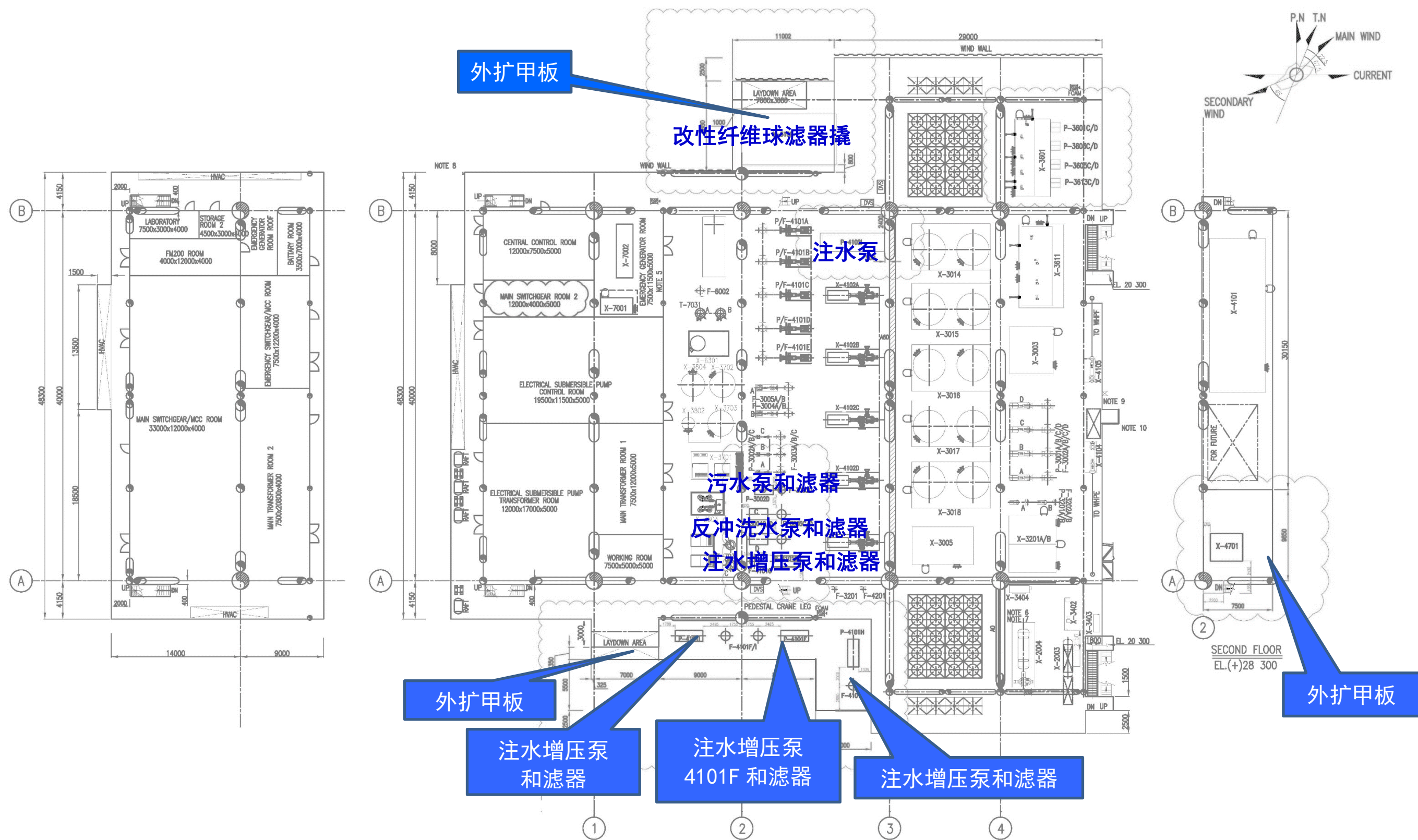


图 2.2-17 CEPJ 平台中层甲板新增主要设备设施示意图

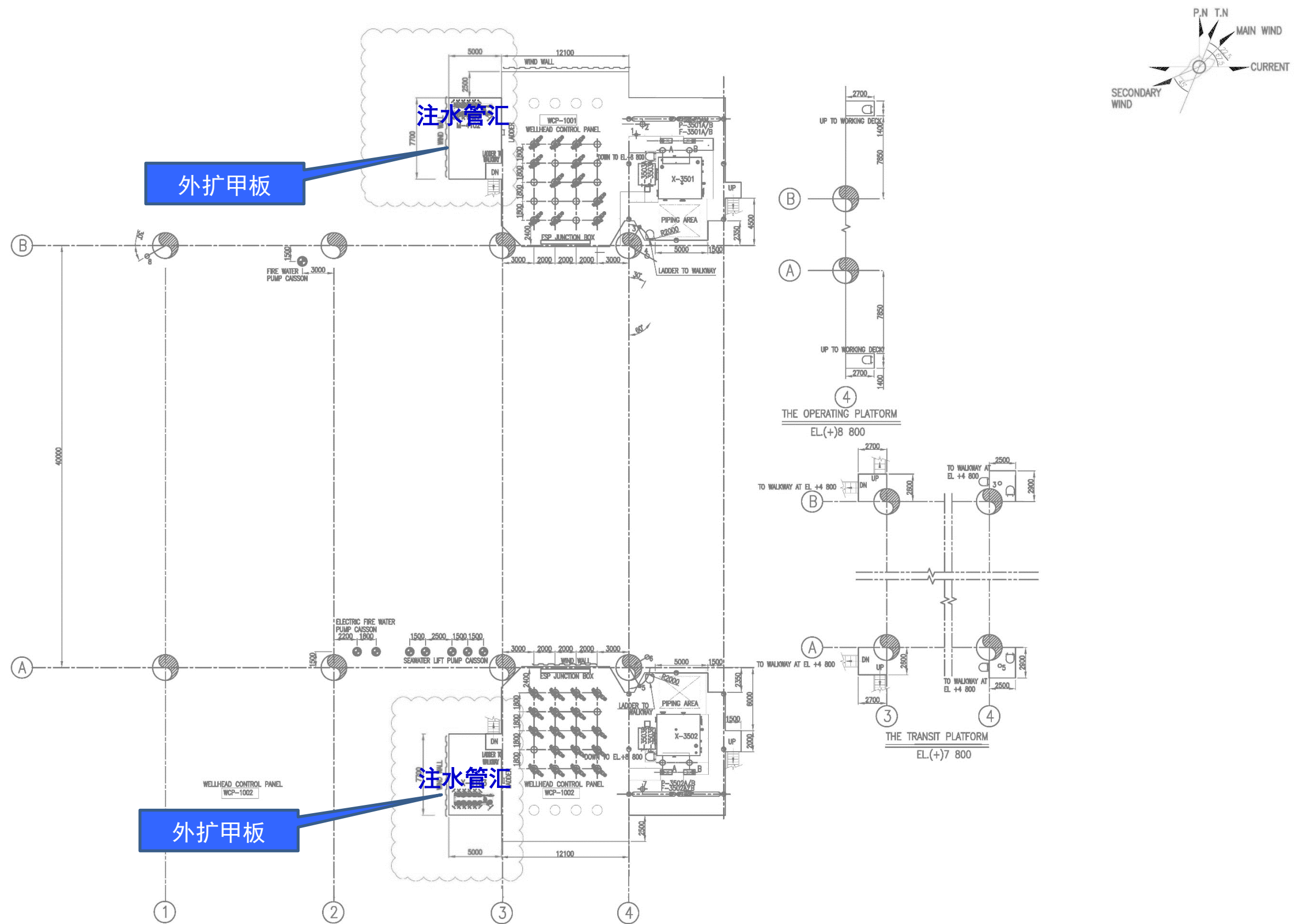


图 2.2-19 CEPJ 平台工作甲板新增主要设备设施示意图

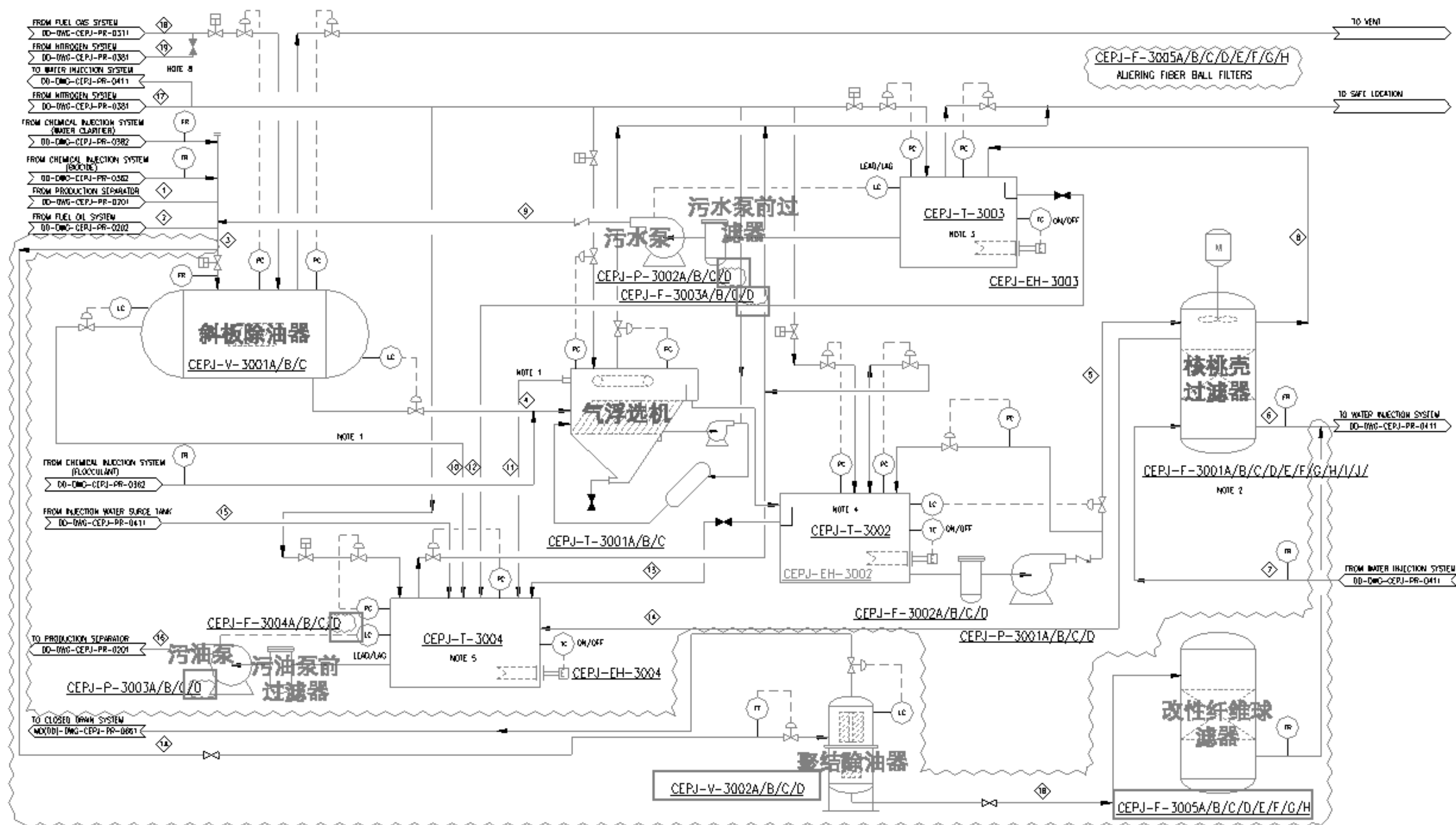


图 2.2-20 CEPJ 平台改造后的生产水处理流程示意图 (注: 图中红色标注为本次新增的设备)

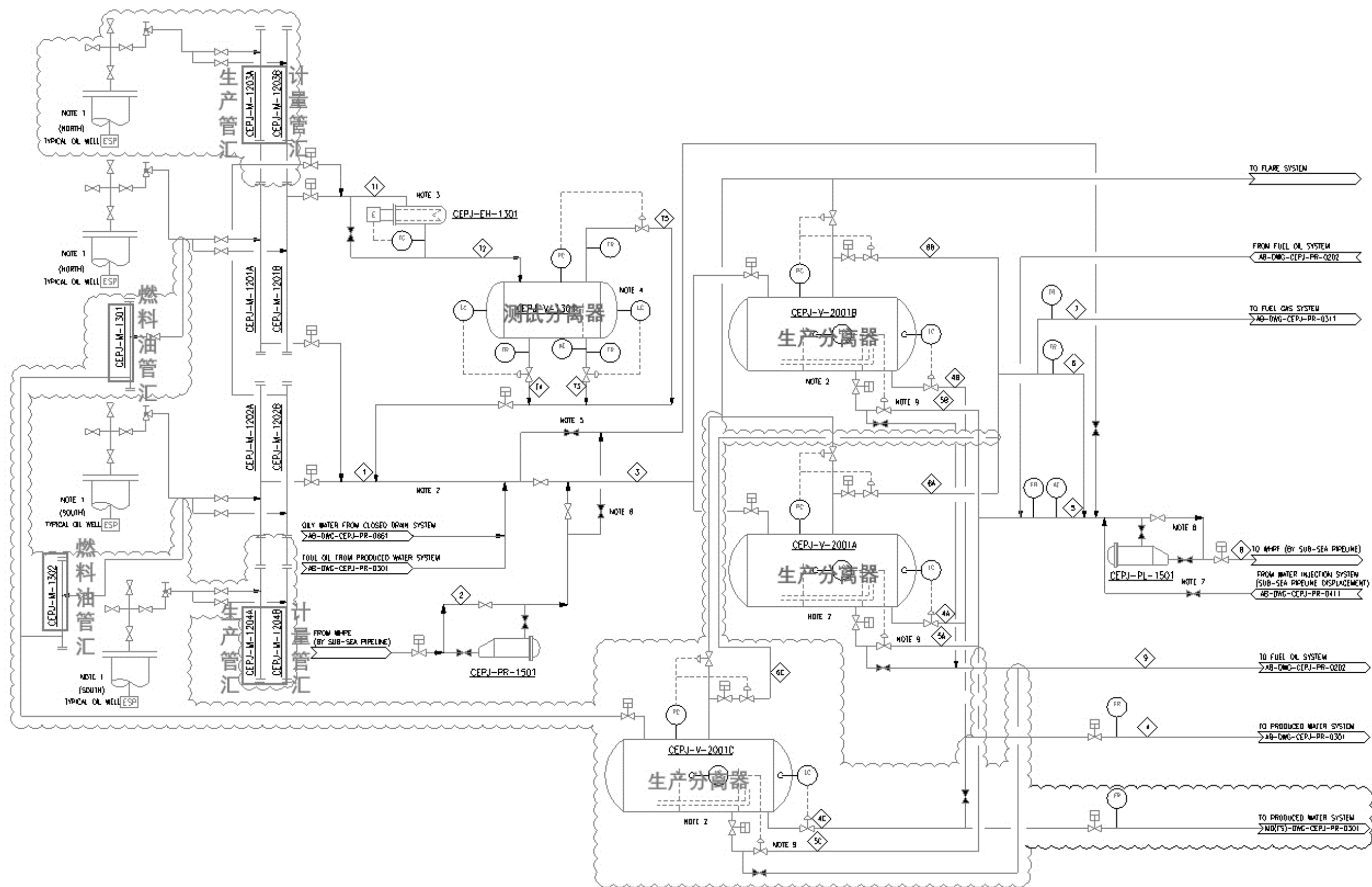


图 2.2-22 CEPJ 平台改造后的生产系统流程示意图（注：图中红色标注为本次新增的设备）

2.2.4.2 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。油品性质和伴生气组分分别见表 2.2-17 和表 2.2-18。

表 2.2-17 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 ³	953.94
密度（50℃），kg/m ³	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 2.2-18 秦皇岛 32-6 油田天然气组分

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

2.2.4.3 调整井产能预测

考虑平台的寿命及后期油田滚动开发的常态；因此，暂预测至 2028 年。

（1）调整井投产前后 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台产能预测

本次在秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 共 5 个平台建设调整井。调整井投产后，所涉及平台的配产方案见表 2.2-19~表 2.2-23。

（2）调整井投产前后全油田产能预测

由于秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台产能最终均依托 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 2.2-24。

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

本次调整井投产后进入 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 处理的油、气、水、液的产能预测见表 2.2-25。

表 2.2-19 调整井投产前后 WHPA 平台生产指标预测

时间 (年)	WHPA 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 WHPA 平台总产量							
	日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)				日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)				日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-20 调整井投产前后 WHPF 平台生产指标预测

时间 (年)	WHPF 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 WHPF 平台总产量							
	日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)				日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)				日产量 (m ³ /d)				年产量 (10 ⁴ m ³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-21 调整井投产前后 WHPG 平台生产指标预测

时间 (年)	WHPG 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 WHPG 平台总产量							
	日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-22 调整井投产前后 CEPI 平台生产指标预测

时间 (年)	CEPI 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 CEPI 平台总产量							
	日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-23 调整井投产前后 CEPJ 平台生产指标预测

时间 (年)	CEPJ 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 CEPJ 平台总产量							
	日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-24 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								全油田产能预测增量								调整井投产后全油田总产量							
	日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)				日产量 (m³/d)				年产量 (10⁴m³)			
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019																								
2020																								
2021																								
2022																								
2023																								
2024																								
2025																								
2026																								
2027																								
2028																								

表 2.2-25 本次调整井投产后 CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 油、气、水、液处理量预测

年份	最终进入 CEPI 平台				最终进入 CEPJ 平台				最终进入 FPSO			
	日产量（m³/d）											
	油	气	水	液	油	气	水	液	油	气	水	液
2019	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2020	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2021	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2022	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2023	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2024	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2025	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2026	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2027	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
2028	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

2.2.4.4 建设方案

(1) 钻完井、开采方式及生活污水处理方式

本次 1 口生产井转注水井（G39H）过程中不进行钻完井作业，其他 32 口井均进行钻完井作业（见表 2.2-26）。生产井开发方式为注水开发，采油方式是人工举升。本次 32 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。

本工程调整井和内挂井槽施工期间生活污水依托钻井船或支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。CEPJ 平台生产水扩容改造工程施工期间产生的生活污水依托 CEPJ 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

表 2.2-26 本次 32 口调整井的钻完井方式

平台	井号	钻完井
WHPA	A03H1、A21H1、A32H1、A34S1、A07H1、A23H1、A17H1、A13S1	钻井船
WHPF	F04H3、F34S1	钻井船
WHPG	G22S1	修井机+支持船
CEPI	I24S1、I30S1、I13S1	修井机+支持船
CEPJ	J07S1、J28S1	修井机+支持船
	J41H、J42H、J43H、J44H、J45H、J46H、J47H、J48H、J49H、J50H、J51H、J52H、J53H、J54H、J55H、J56H	钻井船

(2) 油藏埋深和设计井深

秦皇岛 32-6 油田含油层系埋深 1000m~1460m，设计井深为 1864~3600m。

(3) 钻井液的成分

本项目钻井液主要成分见表 2.2-27。

表 2.2-27 本工程钻井液体系

井段	钻井液体系	钻井液成分
表层	采用海水钻进，适时替膨润土浆	海水及膨润土
二开、三开	采用海水膨润土浆/改进型 PEC 体系钻进	海水、膨润土、氨基硅醇、包被剂、提粘剂、提切剂
水平段	采用 EZFLOW 钻井液体系	海水、KCL、提粘剂、提切剂

(4) WHPG 平台 1 口生产井转注水井的处理方式

本工程 WHPG 平台的 G39H 为生产井转注水井，不需要进行钻完井作业。生产井转为注水井的详细更换过程为：

1、准备合适的压井液。

2、建立洗压井循环大通道；然后进行反循环洗压井。如果有溢流，采取压井液进行压井。

- 3、停止洗压井，井口油套分别放压，直至 30min 内无返出无溢流，无气体返出。
- 4、拆采油树，起原井生产管柱。
- 5、下入冲洗管柱，对井筒进行冲洗，确保井筒干净，满足下步作业。
- 6、下入验封管柱，对防砂管柱内的各个隔离密封筒进行逐个验封。
- 7、下入注水管柱。
- 8、安装采油树。

洗压井的必要性：洗压井作业为一套工序，通过洗压井作业使油套压力平衡，做好井控工作，防止井喷井涌事故发生。

（5）侧钻井老井封井方式

本工程老井槽侧钻的 16 口调整井侧钻前，需要对原井进行弃井作业，弃井作业结束后转入钻井作业。封井段按照《海洋石油弃井规范》（Q/HS 2025-2010）进行永久弃井，压井并起出原井生产管柱，分层挤水泥，封隔裸眼筛管井段的油、气、水渗透层之间流动通道；筛管顶部封隔器向上注一长度不小于 100m 的水泥塞；候凝、探高并试压合格。在侧钻点以下注 100m 侧钻水泥塞，探顶，套管开窗侧钻。

（6）钻井、完井及固井的处理方式

①CEPJ 平台 16 口内挂井口

本批次井共 16 口，计划采用修井机进行作业。本批次 16 口井均为单筒双井作业。单筒双井作业采用 36"隔水导管。钻井作业为：一开 16"井眼钻进，下 13-3/8"套管，固井至井口。二开 12-1/4"井眼钻进，下 9-5/8"套管，固井至井口。三开 8-1/2"井眼钻进，下 7"尾管或裸眼完井。若有四开，则采用 6"井眼水平井眼作业，裸眼完井作业。

②WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台 16 口老井槽侧钻调整井作业

前期为弃井作业。弃井作业结束后转入钻井作业。

a：隔水导管鞋处裸眼侧钻程序为：

一开 16"井眼钻进，下 13-3/8"套管，固井至井口。二开 12-1/4"井眼钻进，下 9-5/8"套管，固井至井口。三开 8-1/2"井眼钻进，下 7"尾管或裸眼完井。若有四开，则采用 6"井眼水平井眼作业，裸眼完井作业。

b：技术套管侧钻程序为：

1) 13-3/8"套管侧钻：一开 12-1/4"井眼钻进，下 9-5/8"套管，固井至井口。二开 8-1/2"井眼钻进，下 7"尾管。三开 6"井眼钻进，裸眼完井。

2) 9-5/8"套管侧钻：一开 8-1/2"井眼钻进，下 7"尾管。二开 6"井眼钻进，裸眼完井。

(7) 内挂井槽及扩容工程

甲板组块部分暂定塘沽场地预制。拖轮运往安装地点，平台吊车吊装。

工程施工过程：甲板结构焊接→设备吊装安装→设备调试。

(8) 施工计划

本项目施工计划见表 2.2-28。A13S1 和 A34S1 为先期排液注水井；其中 A13S1 预计 2019 年投产，2024 年转注；A34S1 预计 2019 年投产，2020 年转注。

表 2.2-28 本项目施工计划

调整井	计划施工时间
WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台调整井	2019~2020 年
CEPJ 平台内挂井槽	2019 年 11~12 月
CEPJ 平台扩容改造工程	2019 年 5~12 月

(9) 施工人数、施工天数和施工船舶数量

本次调整井施工作业人数、施工作业天数和施工船舶数量见表 2.2-29。

表 2.2-29 本项目调整井施工人数、施工天数和施工船舶数量

平台	施工人员（人）	施工天数（天）	施工船舶数量（艘）
WHPA	100	240	1（钻井船）
WHPF	100	60	1（钻井船）
WHPG	100	30	1（支持船）
CEPI	100	90	1（支持船）
CEPJ	内挂	100	2（钻井船）
	2 口调整井	100	1（支持船）
	扩容改造	50	/

2.2.4.5 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 88 口，生产水回注井 7 口。注水示意图见图 2.2-23。

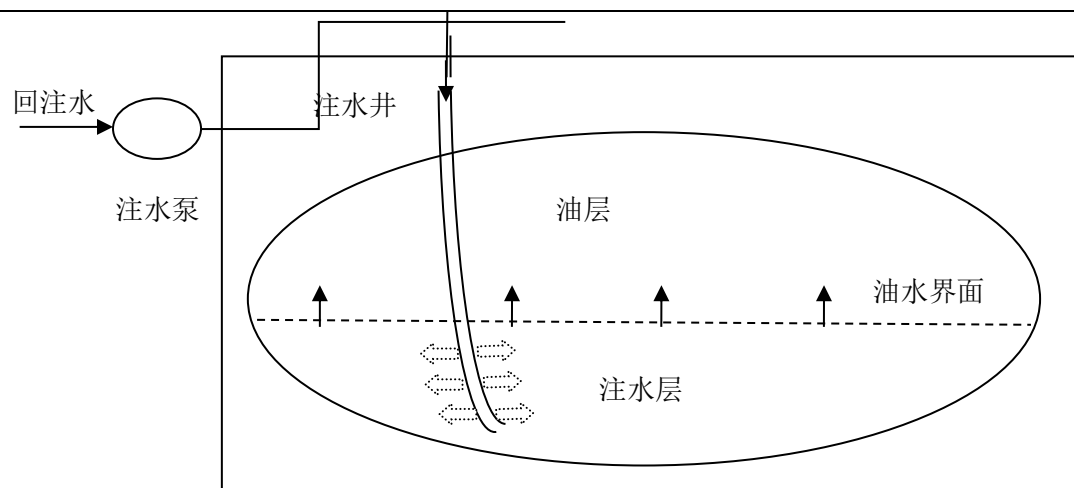


图 2.2-23 注水示意图

2.2.4.6 原项目和调整（井）后项目工程变化对比

原项目和调整井项目建成后工程变化情况对比结果见表 2.2-30。

表 2.2-30 秦皇岛 32-6 油田调整井实施前后项目工程变化情况对比表

表 2.2-30 秦皇岛 32-6 油田调整井实施前后项目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
平台结构	WHPA、WHPF	4 腿导管架结构	4 腿导管架结构	与原环评一致
	WHPG	8 腿导管架结构	8 腿导管架结构	与原环评一致
	CEPI	8 腿导管架结构	8 腿导管架结构	与原环评一致
	CEPJ	8 腿导管架结构	仍为 8 腿导管架结构，扩容改造内容如下： ①外扩上、中、下层甲板和工作甲板，新增平台内挂井槽 8 个，均为单筒双井； ②上层甲板：主要新增 1 个吊机休息臂、4 台聚结除油器撬、2 块吊货甲板、1 个储藏室； ③中层甲板：主要新增 1 个改性纤维球滤器撬、1 台注水泵、3 台注水增压泵和滤器、2 台反洗水泵和 1 台污水泵。 ④下层甲板：新增燃料气系统、1 台污油泵、1 台生产分离器、3 台注水泵、采油树和生产管汇、井口控制盘、燃料油管汇。 ⑤工作甲板：新增生产水回注管汇。	变化
生产物流集输	混输管线	WHPG→CEPI	利用原管线	与原环评一致
		WHPH→CEPI		
		CEPI→WHPA		
		WHPA→FPSO		
		CEPI→WHPD		
		WHPD→FPSO		
		WHPE→CEPJ		
		CEPJ→WHPF		
		WHPF→FPSO		
		WHPC→WHPD		
		WHPB→WHPA		
		WHPE→WHPF		
	注水管线	CEPI→WHPG		
		CEPI→WHPH		
		CEPI→WHPA		

		CEPI→WHPD		
		CEPJ→WHPE		
		CEPJ→WHPF		
		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	对CEPJ平台注水系统、生产系统进行改造	变化	
环保工程	CEPI、CEPJ、FPSO上的生产废水处理设施，各平台上的生活污水处理装置。	对CEPJ平台生产水系统进行改造	变化	
各平台生产定员	WHPA、WHPF、WHPG：30人 CEPI 和 CEPJ：100 人	WHPA、WHPF、WHPG：30 人 CEPI 和 CEPJ：100 人	与原环评一致	
生产天数	358 天	358 天	与原环评一致	

2.3 工程分析

2.3.1 原有污染物排放情况

(1) 废水

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

①生活区污水

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台现有（2018 年）生活污水产生量分别为 1036.36m³/a、839.77m³/a、1611m³/a 和 7132.3m³/a 和 6139.66m³/a，共为 16759.09m³/a；各平台生活污水经平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

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，2018 年生产水排放量为 [REDACTED]。

③其他含油污水

包括甲板冲洗水、设备冲洗水、初期雨水等。目前，秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台甲板冲洗水和设备冲洗水约 1000m³/a，初期雨水约 162m³/次；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。

(2) 发电机废气

CEPI 和 CEPJ 平台各设一座主电站，两平台共 8 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 SO₂。采用物料衡算法可以根据原油消耗速率计算出 SO₂ 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]，由此计算本项目各平台原油发电产生的废气量。计算结果见表 2.3-1。CEPI/CEPJ 平台 SO₂ 的排放速率分别为 14.2kg/h 和 14.5kg/h。全油田 SO₂ 年排放量为 209.3t/a。

表 2.3-1 SO₂ 排放速率核算

平台	4 套原油发电机组原油实际消耗速率		废气排放速率 (×10 ⁴ m ³ /h)	SO ₂ 排放速率 (kg/h)	SO ₂ 排放量 (t/a)
	(t/h)	(t/a)			
CEPI	3.44	29555	3.8	14.2	103.5
CEPJ	3.52	30209	3.9	14.5	105.8

燃气发电机组设置在 CEPI 平台上，功率为 2600KW，燃气消耗量约 $2.48 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{d}$ ($888 \times 10^4 \text{Sm}^3/\text{a}$)，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》，，由此计算本项目 CEPI 平台由天然气发电产生的废气量最大为 $60.9 \times 10^4 \text{m}^3/\text{d}$ ，由本项目天然气组分可知，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。根据氮氧化物的排放系数 $1.66\text{g}/\text{m}^3$ 天然气，则 CEPI 平台由天然气发电产生的氮氧化物最大约为 $41.2\text{kg}/\text{d}$ (即为 $14.74\text{t}/\text{a}$)，排放速率为 $1.7\text{kg}/\text{h}$ ，排放浓度为 $67.6\text{mg}/\text{m}^3$ 。

(3) 固体废弃物

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台现有工程固体废物污染源为各平台生活区的生活垃圾和油田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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台生活垃圾产生量分别为 $19.75\text{t}/\text{a}$ 、 $10\text{t}/\text{a}$ 、 $17.5\text{t}/\text{a}$ 、 $68.5\text{t}/\text{a}$ 和 $73.25\text{t}/\text{a}$ (2018 年)，总共为 $189\text{t}/\text{a}$ ，全部运回陆地交蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台产生的生产垃圾量分别为 $3.25\text{t}/\text{a}$ 、 $10\text{t}/\text{a}$ 、 $18\text{t}/\text{a}$ 、 $48.5\text{t}/\text{a}$ 和 $74.25\text{t}/\text{a}$ (2018 年)，总共为 $154\text{t}/\text{a}$ ，全部运回陆地计划委托蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理 (见附件 12)。

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台现有工程污染源见表 2.3-2。

表 2.3-2 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 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^3/a)		COD	16759.09	16759.09	处理达标后排海
含油污水 (m^3/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	189	/	运回陆上
		生产垃圾	154	/	运回陆上
其他含油污水	初期雨水 ($\text{m}^3/\text{次}$)	石油类	162	/	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水		1000	/	

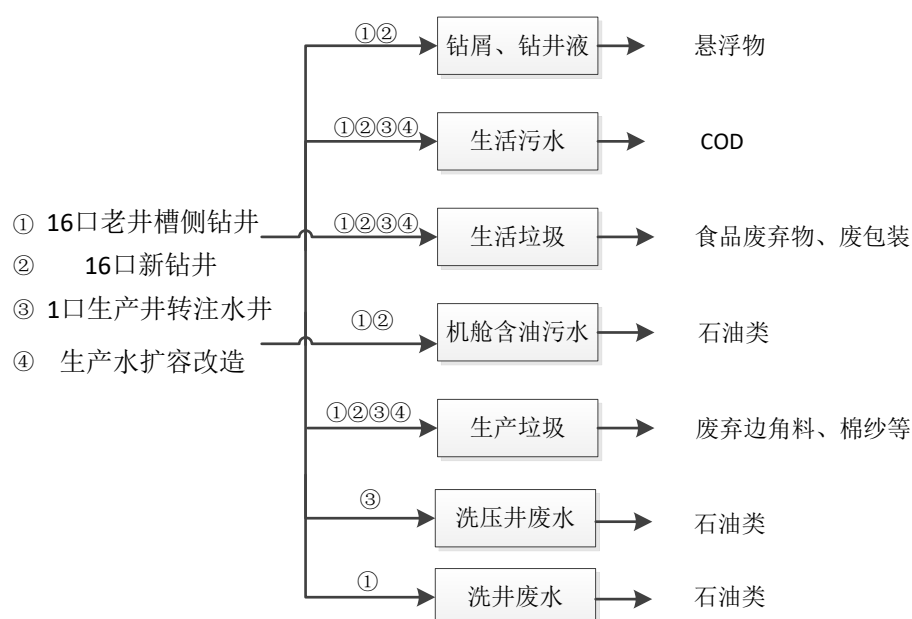
	(m ³ /a)				
燃油发电机废气 (t/a)	SO ₂	209.3	209.3	经排烟管排放	
燃气发电机废气 (t/a)	NO _x	14.74	14.74		

2.3.2 拟建调整井污染源及污染防治措施

2.3.2.1 施工期污染源及污染防治措施

1、排污节点

根据钻完井工艺过程和生产工艺过程分析，本工程排污主要表现在施工期，即工程的钻完井阶段，生产阶段工程污染物在原有项目的基础上不增加，因此以下主要对工程建设期进行污染物源强分析。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。钻屑的产生量主要取决于井深和井身结构，参照井身结构可粗略估算出本工程排放的钻屑总量。计算公式如下：

$$Q = \sum_{i=1}^n (V_i \times \rho_i \times K_i) + \sum_{j=1}^m (V_j \times \rho_j \times K_j)$$

本次 1 口生产井转注水井（G39H）过程中不进行钻完井作业，无钻屑、钻井液产生，因此，本工程仅核算 32 口调整井的钻井液、钻屑产生量。本次 32 口调整井施工期钻屑产

生量约 8378.7m³，其中油层段钻屑产生量约为 567.9m³，非油层段钻屑产生量约为 7810.8m³。源强核算结果见表 2.3-3。

表 2.3-3 钻屑源强核算结果表

平台	油层段钻屑产生量 (m ³)	非油层段钻屑产生量 (m ³)	合计 (m ³)	钻井 时间 (d)	非油层段钻屑 平均排放速率 (m ³ /d)
WHPA 平台	109.2	1360.6	1469.8	120	11.3
WHPF 平台	32.5	337.0	369.5	27	12.5
WHPG 平台	10.6	257.2	267.8	15	17.1
CEPI 平台	26.1	690.0	716.1	50	13.8
CEPJ 平台	2 口侧钻 调整井	21.3	639.2	37	17.3
	内挂井口	368.2	4526.8	297	15.2
5 个平台合计		567.9	7810.8	8378.7	

②污染防治措施

本工程产生钻屑总量为 8378.7m³，施工期产生的油层段钻屑（567.9m³）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接收处理/处置。非油层段钻屑（7810.8m³）在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业。

非油层段钻屑排放方式为随钻随排。

（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。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。本工程钻井阶段钻井液产生情况见表 2.3-4。

表 2.3-4 钻井液源强核算结果表

平台		非油层段钻井液（m³）	油层段钻井液（m³）	合计（m³）
WHPA		376.1	439.3	815.4
WHPF		273.7	104.8	378.5
WHPG		265.7	110.6	376.3
CEPI		309.0	126.1	435.1
CEPJ	侧钻调整井	303.9	121.3	425.2

	内挂井口	767.1	713.3	1480.4
	合计	2295.5	1615.4	3910.9

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 3910.9m³，其中油层段钻井液 1615.4m³，非油层段钻井液 2295.5m³。油层段钻井液平时储存在平台泥浆池里，回收时平台利用泵将钻井液打到船舶上专用泥浆罐，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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业，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 35m³/h。

排海非油层段钻井液共为 2295.5m³，各平台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泥浆 70m³，最大排放速率限定为 35m³/h。

（3）生产垃圾

本工程共实施调整井 33 口，[REDACTED]，则调整井工程产生生产垃圾为 16.5t，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进行处理（见附件 12）。

（4）生活污水和生活垃圾

本次秦皇岛 32-6 油田 33 口调整井工程施工作业天数和施工作业人数见表 2.2-29。本工程施工期产生的生活污水和生活垃圾见表 2.3-5。[REDACTED]。

表 2.3-5 生活污水和生活垃圾核算结果表

工程	平台	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
调整井、内挂井槽	WHPA	240	100	生活污水	[REDACTED]	3840m ³	3840m ³	依托钻井船或支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。
	WHPF	60	100			960m ³	960m ³	
	WHPG	30	100			480m ³	480m ³	
	CEPI	90	100			1440m ³	1440m ³	
		360	100			5760m ³	5760m ³	
生产水扩容改造	CEPJ	240	50			1920m ³	1920m ³	依托 CEPJ 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。
合计						14400m ³	14400m ³	

调整井、内挂井槽	WHPA	240	100	生活垃圾	[REDACTED]	24 t	0 t	运回陆上处理。
	WHPF	60	100			6 t		
	WHPG	30	100			3 t		
	CEPI	90	100			9 t		
		360	100			36 t		
生产水扩容改造	CEPJ	240	50			12 t		
合计						90 t	0 t	

(5) 1口生产井转注水井洗压井废水

本项目采用处理达标的生产水进行洗压井，生产水转注水井洗压井期间，[REDACTED]主要污染物为石油类等；本次共有1口生产井转注水井，其产生洗压井废水约为300m³。产生的洗压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) 16口老井槽侧钻井洗井废水

本项目16口老井槽侧钻井采用处理达标的生产水进行洗井，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4800m³；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。

(7) 船舶机舱含油污水

本工程调整井和内挂井槽采用平台修井机+支持船或钻井船进行钻完井作业，施工时使用的钻井船和支持船会有船舶机舱含油污水产生，[REDACTED]则施工期产生量约为545m³（见表2.3-6），运回陆地计划由有资质的单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。

表 2.3-6 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 ³)
WHPA	240	1	120
WHPF	60	1	30
WHPG	30	1	15
CEPI	90	1	45
CEPJ	310	2	310
	50	1	25
合计			545

(8) 噪声

工程钻完井、生产井转注水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。

(9) 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。

(10) 施工期污染物排放及污染防治措施汇总

表 2.3-7 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	567.9m ³	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理。
	油层段钻井液	1615.4m ³	
	非油层段钻屑	7810.8m ³	在满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业。
	非油层段钻井液	2295.5m ³	
钻完井、内挂井槽安装、生产水系统扩容改造	生活污水	14400m ³	调整井和内挂井槽依托作业所在钻井船/支持船上的生活污水处理设施处理达标后排海。CEPJ 平台生产水系统扩容改造依托 CEPJ 平台上的生活污水处理设施进行处理。
	生产垃圾	16.5t	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司进行处理。
	生活垃圾	90t	
钻完井、内挂井槽安装	船舶机舱含油污水	545m ³	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。
生产井转注水井	洗压井废水	300m ³	
老井槽侧钻	洗井废水	4800m ³	

调整井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、洗压井废水和洗井废水。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生物毒性分级》（GB18420.1-2009）中一级标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 30000mg/L。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计划交由有资质的单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置；生活污水的主要污染因子为大肠杆菌、BOD₅ 以及 SS，其产生量较小，经钻井船/支持船或 CEPJ 平台上的生活污水处理装置处理达标后排海；洗压井废水和洗井废水进入 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。

2.3.2.2 运营期污染源及污染防治措施

1、正常工况污染物

(1) 废水

①生活污水

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台本次调整后不增加工作定员，故不增加生活污水产生量。

②含油生产水

本调整工程投产后新增含油生产水最大量为 [REDACTED]。

2019~2020 年，本工程新增含油生产水依托 CEPI、CEPJ 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；2020 年底，新增含油生产水依托 CEPI、CEPJ 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

本次调整井投产后，WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 平台运行期间主要生产设施不增加，因此，初期雨水、甲板冲洗水等其他含油污水量不发生变化，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本工程对 CEPJ 平台进行平台扩展建设，CEPJ 平台上、中、下层甲板和工作甲板外扩。运营期 CEPJ 平台初期雨水增量约为 2.8m³/次；甲板冲洗废水和设备冲洗废水产生增量约为 200m³/a，全部经开、闭排收集后，打入原油处理系统。

本项目位于秦皇岛海域，初期雨水参考秦皇岛市暴雨公式进行估算。暴雨强度公式：

$$i = \frac{7.369 + 5.589 \lg T_E}{(t + 7.067)^{0.615}}$$

式中：i——时间内的暴雨强度，mm/min；

t——持续时间，min；取 15 min；

T_E——重现期，取 1 年。

计算得知，暴雨强度 i 为 2.0mm/min；即 q=333.34 L/hm².s。

$$\text{初期雨污水量：} Q (\text{m}^3/\text{次}) = t \times q \times S \times R$$

式中：t——初期雨污水汇流时间（秒）；

q——暴雨强度（m³/秒·公顷）；

S——汇水面积（公顷），CEPJ 平台上层甲板新增总面积为 138.06m²；

R——径流系数，井场内地面完全硬化，故径流系数本次评价取 0.9。

初期雨水一般是指降雨时前 10min 的雨水，因此本项目初期雨水量为 2.8m³/次，全部经收集进入原油集输流程，不外排。

（2）发电机废气

本次调整井投产后，CEPI 和 CEPJ 平台上的 4 套原油发电机组原油消耗速率分别增加 1.518t/h 和 1.34t/h，合计为 2.858t/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，原油发电机主要污染物 SO₂ 增量为 86.0t/a。

本次调整井投产后，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。

本次调整井投产后，CEPJ 平台新增 1 台燃气透平发电机，其燃气消耗量约为 16255 Sm³/d（582×10⁴Sm³/a）。根据《第一次全国污染源普查工业污染源产排污系数手册》，
由此计算本项目 CEPJ 平台由天然气发电产生的废气量最大为 39.9×10⁴m³/d，由本项目天然气组分可知，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。根据氮氧化物的排放系数 1.66g/m³ 天然气，则 CEPJ 平台由天然气发电产生的氮氧化物最大约为 27.1kg/d（即为 9.7t/a），排放速率为 1.1kg/h，排放浓度为 67.6mg/m³。

（3）固体废弃物

工业固体废物污染源主要为油田生产作业过程中产生的生产垃圾，
。本项目包括 1 口生产井转注水井、16 口老井槽侧钻和 16 口新增生产井；其中，1 口生产井转注水井和 15 口老井槽侧钻运营期不新增生产垃圾产生量；1 口老井槽侧钻（废井槽侧钻）和 16 口新增生产井运营期新增生产垃圾 17.0t/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 12 和附件 13）。

本次秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台调整井投产后不增加生产定员，故运营期不增加生活垃圾产生量。

新增调整井投产后污染物产生情况见表 2.3-8。

表 2.3-8 正常工况下调整井运营期新增污染物汇总表

类别		污染物种类	本项目新增量	排放方式
生活污水（m ³ /a）		废水	0	处理达标后排海
含油生产水（m ³ /a）		石油类		依托 CEPI、CEPJ 和 FPSO 上的生产水处理设施处理达标；2019~2020 年，本工程新增含油生产水处理后达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底，新增含油生产水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 ³ /次）	石油类	+2.8	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水（m ³ /a）		+200	
固体废弃物（t/a）		生活垃圾	0	运回陆上

	生产垃圾	+17.0	
燃油发电机废气 (t/a)	SO ₂	+86.0	燃烧后排入大气
燃气发电机废气 (t/a)	NO _x	+9.7	

2、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。

2.3.2.3 依托工程可行性分析

(1) 油气水液处理可行性分析

本调整井项目实施后主要依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 和 FPSO 上的油、气、水处理系统。依托工程油气水液处理能力分析见表 2.3-9。

表 2.3-9a 本次调整井投产后秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 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）	CEPJ 处理能力	调整井投产后进入 CEPJ 处理的产能（最大）	是否可行
生产水处理系统, m ³ /d	48000		54000		可行
液处理系统, m ³ /d	64605.1		62854.9		可行

表 2.3-9b 本次调整井投产后秦皇岛 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 ³ /d	14064		可行
生产水处理系统, m ³ /d	40800		可行
天然气处理系统, Sm ³ /d	245040		可行
液处理系统, m ³ /d	37000		可行

通过表 2.3-9 可知，秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 的生产水和液处理系统的处理能力 > 本次调整井投产后进入秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ、FPSO 进行处理的最大产能，项目依托可行。

(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，生产水注水后剩余水量在 FPSO 达标排放。本次调整井工程实施后，各平台注水井的回注水量见表 2.3-10a。

全油田水量平衡见表 2.3-10b 和表 2.3-10c。由表中可以看出：

①CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 上的回注设施的设计回注能力，大于本次调整井投产后

CEPI、CEPJ 平台和 FPSO 的最大注水量，回注设施依托可行。

②本次调整投产后，2019~2020 年，全油田生产水回注总量小于油田生产水总量，剩余生产水在 FPSO 达标排放，排放速率最大为 [REDACTED]，小于最高允许排放速率 $11500\text{m}^3/\text{d}$ ；排放总量最大为 [REDACTED]，小于年排放总量 $379\times 10^4\text{m}^3/\text{a}$ 。2020 年底，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 2.3-10a 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 ³ /d										
2019											
2020											
2021											
2022											
2023											
2024											
2025											
2026											
2027											
2028											

表 2.3-10b 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）	本次调整井投产后 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 ³ /d									
2019										
2020										
2021										
2022										
2023										
2024										
2025										
2026										
2027										
2028										

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 2.3-10c 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		本次调整井投产后FPSO 处理达标的生产水排放量		本次调整井投产前FPSO 处理达标的生产水排放量		生产水回用率（%）	最高允许排放速率	是否可行
	m³/d										
2019									96.9	11500	可行
2020									98.6		
2021									100		
2022											
2023											
2024											
2025											
2026											
2027											
2028											

注：本次调整井投产前 FPSO 处理达标的生产水排放量引自己批复的《秦皇岛 32-6 油田 18 口调整井工程环境影响报告表》。

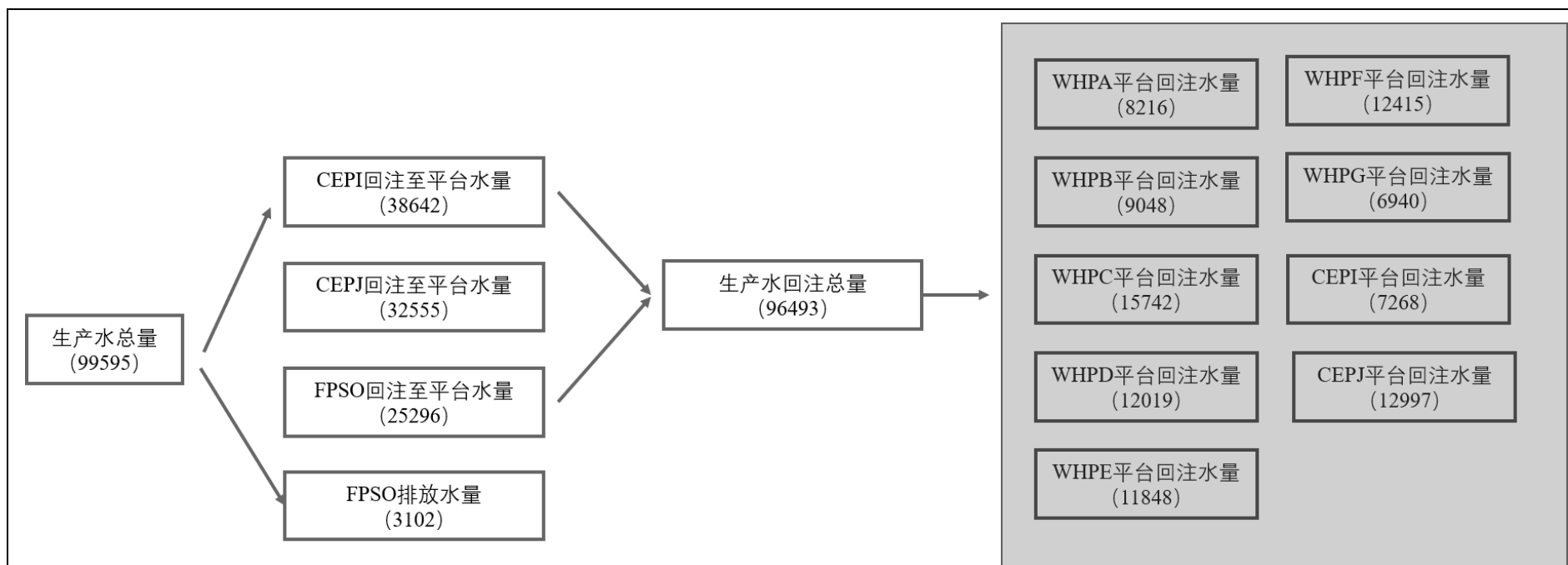


图 2.3-1 秦皇岛 32-6 油田典型年份注采平衡图（2019 年，单位 m^3/d ）

②回注水质达标分析

根据秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 和 FPSO 处理达标的回注水水质监测数据（见表 2.2-9~表 2.2-10）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

本项目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、生产垃圾和生活垃圾计划委托有资质的单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处理（见附件 12 和附件 13）。依托处理可行性分析见表 2.3-11。从表中可以看出：施工期产生的油层段钻井液、油层段钻屑、船舶机舱含油污水、生产垃圾和生活垃圾依托处理是可行的。

表 2.3-11 蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司依托处理可行性分析表

污染物	总处理能力 (t/a)	现有处理 量 (t/a)	本工程产生量 (t)	依托是 否可行
油层段钻屑	20000	16000	$567.9 \times 2.5 = 1420$	可行
油层段钻井液	20000	15000	$1615.4 \times 1.1 = 1777$	可行
含油污水	50000	20000	船舶机舱含油污水 545	可行
其他废物	18000	8000	生产垃圾：16.5t；生活垃圾：90t 共为 106.5t	可行

注：钻井液密度按 1.10g/cm^3 （即为 1.10t/m^3 ）计算；钻屑密度按 2.5g/cm^3 （即为 2.5t/m^3 ）计算；船舶机舱含油污水密度按 1.0t/m^3 计算。

（4）施工期生活污水依托处理可行性分析

本次调整井和内挂井槽施工期产生的生活污水依托钻井船或支持船上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托可行性分析见表 2.3-12a。由表中可以看出：调整井和内挂井槽施工作业期间，钻井船或支持船的处理能力可以满足调整井施工过程中施工人员产生的生活污水处理的需求，项目依托可行。

本次 CEPI 平台生产水扩容改造工程产生的生活污水依托 CEPI 平台上的生活污水处理设施进行处理，生活污水依托可行性分析见表 2.3-12b。由表中可以看出：CEPI 平台生活污水处理设施的处理能力，可以满足扩容改造工程施工过程中生活污水处理的需求，项目依托可行。

表 2.3-12a 本次调整井施工期生活污水依托处理可行性分析

平台	钻井船或支持船生活污水处理设施处理能力（人）	施工人员 （人）	是否可行
WHPA	120	100	可行
WHPF	120	100	
WHPG	120	100	
CEPI	120	100	
CEPJ	120	100	

表 2.3-12b 本次 CEPJ 平台生产水扩容改造工程施工期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 ³ /d)	平台生活污水处理设施处理能力 (m ³ /d)	是否可行
CEPJ	50	50	100	22	27.7	可行

(5) 管线依托可行性分析

从表 2.3-13 可以看出, 本次调整井实施后依托的混输管道、注水管道的实际输送量未超出原设计输送量, 因此, 依托的混输管线、注水管线可以满足要求。

表 2.3- 13 调整井工程实施后混输海管、注水海管校核

序号	依托设施	设计输送量 (m ³ /d)	本次调整井投产后实际输送量 (m ³ /d)	是否可行
1	混输海管	WHPG→CEPI	25000	可行
2		WHPH→CEPI	15375	可行
3		CEPI→WHPA	6600	可行
4		WHPA→FPSO	19076	可行
5		CEPI→WHPD	8600	可行
6		WHPD→FPSO	19355	可行
7		WHPE→CEPJ	12316	可行
8		CEPJ→WHPF	10900	可行
9		WHPF→FPSO	15516	可行
10	注水海管	CEPI→WHPG	17706	可行
11		CEPI→WHPH	13133	可行
12		CEPI→WHPA	8640	可行
13		CEPI→WHPD	12960	可行
14		CEPJ→WHPE	12576	可行
15		CEPJ→WHPF	13000	可行
16		FPSO→WHPA	10623	可行
17		FPSO→WHPD	11864	可行
18		FPSO→WHPF	8436	可行
19		WHPA→WHPB	8000	可行
20		WHPD→WHPC	5900	可行
21		WHPF→WHPE	3877	可行

(6) 依托设施寿命校核

当平台和管道达到设计寿命时，根据检测结果对需要超期服役的平台和管道进行延寿评估，根据评估结果决定平台和管道是继续服役还是重新更换。

2.3.2.4 调整井项目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项目的现有设施，工程污染物在原有项目的基础上不增加。本工程位于秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台上，对调整井投产前后秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台生活污水、其他含油污水、生活垃圾、生产垃圾；以及 CEPI 和 CEPJ 平台上的发电机废气的排放情况进行对比，见表 2.3-14。

表 2.3-14 调整井投产前后秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台污染物排放情况对比

类别		污染因子	现状	本项目调整井	调整井建设后总量	与现状相比增减量	处理方式及去向
生活污水 (m³/a)		COD	16759.09 (2018 年)	0	16759.09	+0	经各平台上的生活污水装置处理达标后排海
含油生产水 (m³/a)		石油类		/		-246×10⁴	经处理达标后部分回注，剩余部分在 FPSO 达标排放；2020 年底，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 (m³/次)	石油类	162	+2.8	164.8	+2.8	经开、闭排收集后，全部打入原油处理系统
	甲板冲洗水 (m³/a)		1000	+200	1200	+200	
固体废弃物 (t/a)		生活垃圾	189 (2018 年)	0	189	+0	运回陆地交由有资质的单位处理
		生产垃圾	154 (2018 年)	+17.0	171	+17.0	
燃油发电机废气 (t/a)		SO₂	209.3	+86.0	295.3	+86.0	燃烧后排入大气
燃气发电机废气 (t/a)		NOx	14.74	+9.7	24.44	+9.7	

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、养殖区、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开发工程设施周围海水水质、海洋生态、沉积物及底栖生物产生影响；

(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，因此对开发工程设施周围海水水质、海洋生态环境、沉积物以及底栖生物无影响。

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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台所有生产物流均输送至 CEPI、CEPJ 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。由于生产水处理达标，2019~2020 年生产水最大排放量未超过原环评报告书批复量，且 2020 年底，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交由有资质的单位进行处理，尽量减小对环境的影响；

(4) 采油过程中非正常（事故）溢油对工程附近自然保护区、水产种质资源保护区、养殖区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，本工程海洋环境影响要素的识别因子的筛选见表 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地质性溢油事故。

表 3.3-1 工程影响环境因素分析

阶段	污染源	污染因子	排放方式	影响对象	影响程度
施工阶段	生活垃圾	有机物	运回陆地处理	/	/
	钻井	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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业	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			小
		油层段钻井液钻屑	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	废弃边角料棉纱	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
	洗压井废水、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	自然保护区、水产种质资源保护区、养殖区、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	/	/
	钻完井	石油类	溢油事故	自然保护区、水产种质资源保护区、养殖区、海水水质、海洋生态环境	严重
生产阶段	含油污水	石油类	2019~2020 年，处理后达标后部分回注地层，剩余部分在 FPSO 达标排放。2020 年底，全部回注地层，不外排。	自然保护区、水产种质资源保护区、养殖区、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	有机物	运回陆地处理	/	/
	生产垃圾	废弃边角料、油棉纱、包装材料等	运回陆上处理	/	/
	采油	石油类	溢油事故	自然保护区、水产种质资源保护区、养殖区、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）中的相关内容。

4.1.1.1 气候气象

秦皇岛 32-6 油田位于渤海湾和辽东湾海域之间，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约 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。

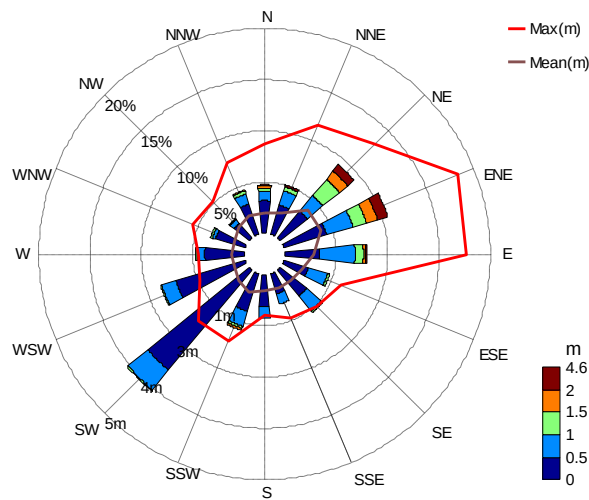


图 4.1-1 秦皇岛 32-6 油田海域波浪玫瑰图

(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均为不正规半日潮。

此外根据调和和分析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 ₂	4.76	331.9
S2	9.00	86.8	K ₂	3.09	92.8
O1	19.47	74.8	M ₄	1.03	267.8
K1	24.85	128.8	MS ₄	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

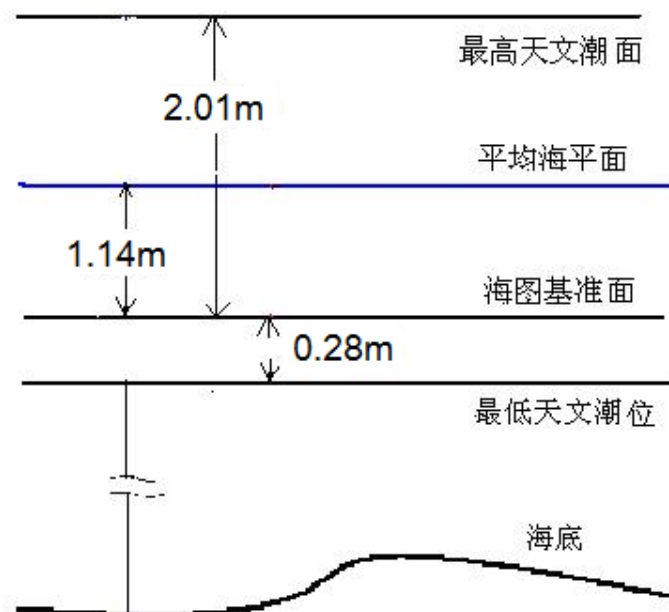


图 4.1-2 秦皇岛 32-6 油田海域特征水位示意图

(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郯庐地震带内。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。郯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。

（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）。

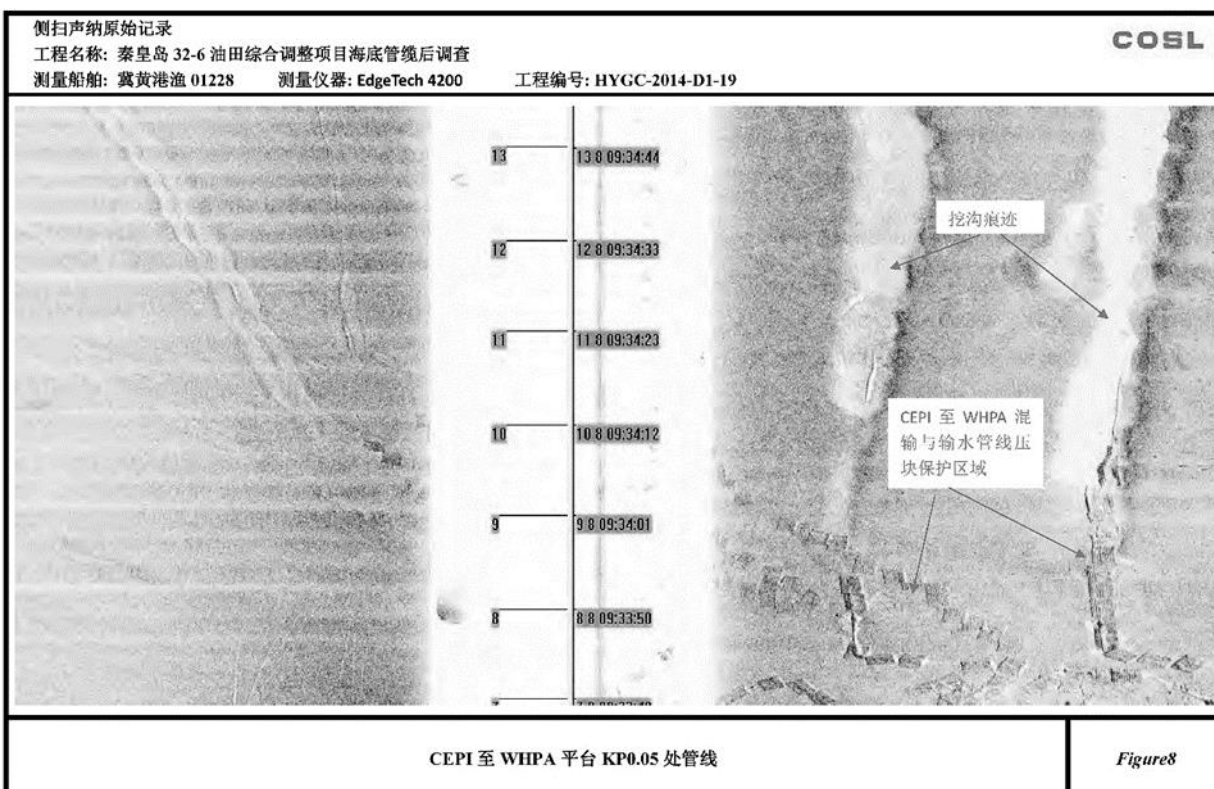
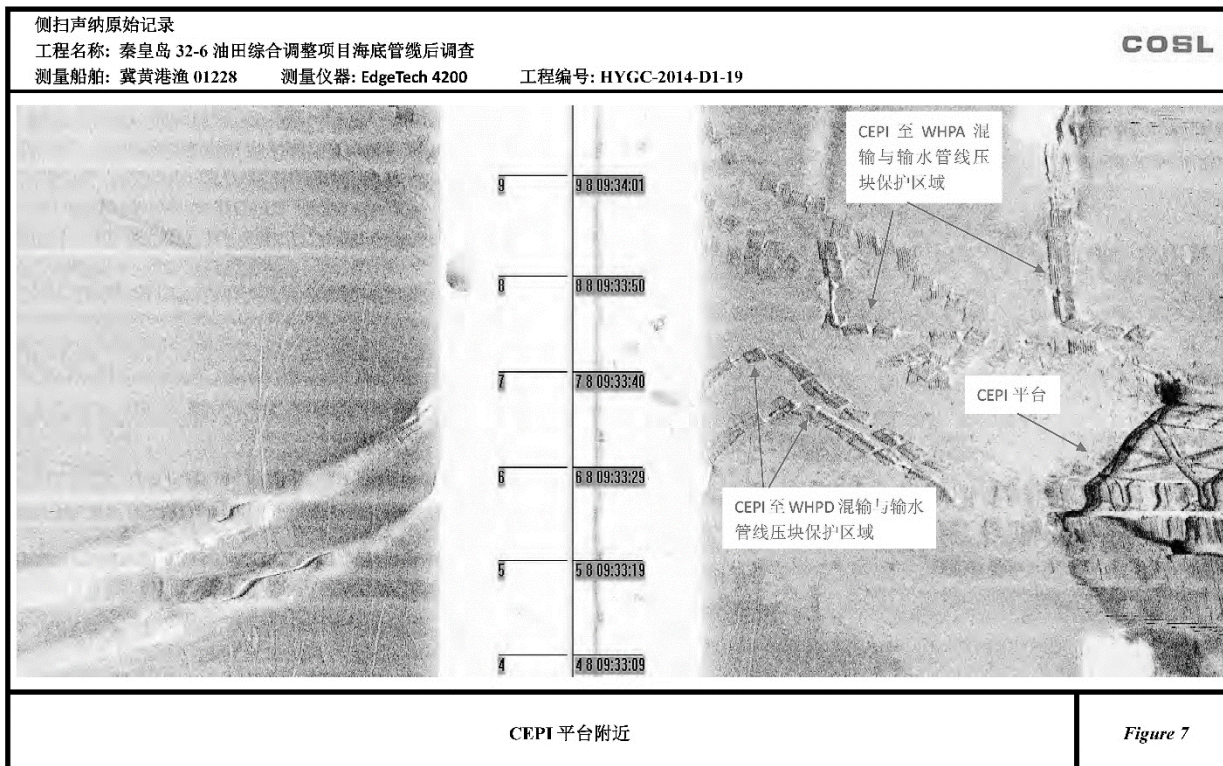


图 4.1-3 CEPI 至 WHPA 路由段海底地貌图

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）。

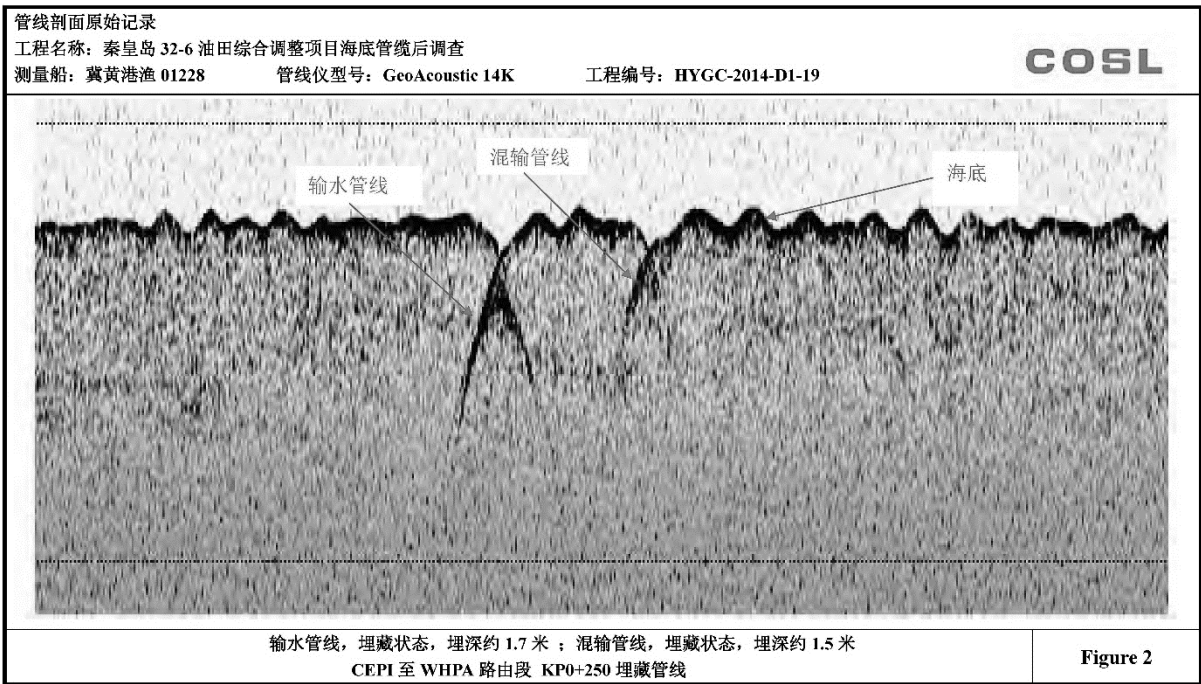
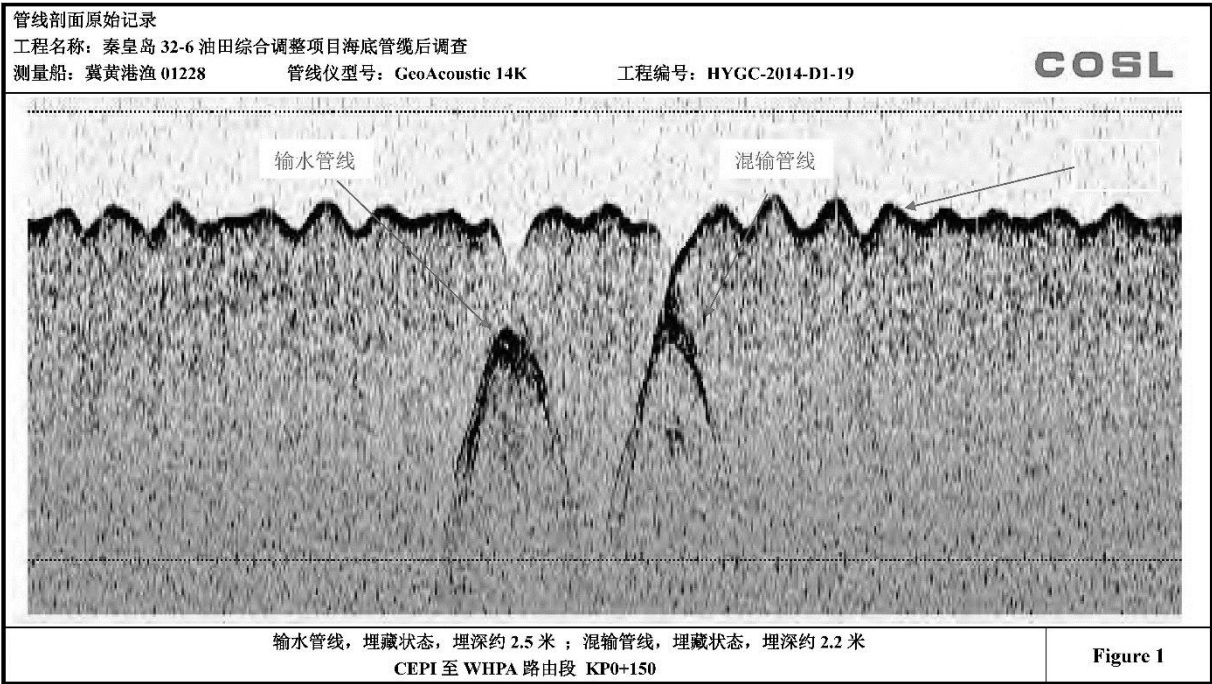


图 4.1-4 CEPI 至 WHPA 路由段管线状态

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。

CEPJ-WHPF 输水管线 CEPJ 侧膨胀弯 2015 年 8 月底针对进行海上修复施工，建议后期运维过程中加强平台周围船舶活动管理，避免船舶活动对管缆造成损伤。

4.1.2 海洋环境质量现状

本工程海水水质、海洋生态环境、生物质量现状调查资料引自《曹妃甸 6-4 项目海洋环境质量春季调查报告》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 2016 年 5 月 19 日~21 日。现状调查共布设 45 个调查站位；其中 45 个水质调查站位，29 个海洋生态和生物质量调查站位。

本工程沉积物现状调查资料引自《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后评价报告书》（备案稿，2016）中的现状调查数据。调查单位为国家海洋局秦皇岛海洋环境监测中心站，调查时间为 2015 年 3 月。现状调查共布设 12 个沉积物调查站位。

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4.1-5和表4.1-3所示。

表 4.1-3a 海洋环境调查站位坐标（2016 年 5 月，水质、海洋生态、生物质量）

站位号	北纬（N）	东经（E）	调查项目
P1			水质、生物生态
P2			水质
P3			水质、生物生态
P4			水质
P5			水质、生物生态
P6			水质、生物生态
P7			水质、生物生态
P8			水质
P9			水质、生物生态
P10			水质
P11			水质、生物生态
P12			水质
P13			水质、生物生态
P14			水质
P15			水质、生物生态
P16			水质
P17			水质、生物生态
P18			水质
P19			水质、生物生态
P20			水质
P21			水质、生物生态
P22			水质
P23			水质、生物生态
P24			水质
P25			水质、生物生态
P26			水质

P27					水质、生物生态
P28					水质
P29					水质、生物生态
P30					水质
P31					水质、生物生态
P32					水质
P33					水质、生物生态
P34					水质
P35					水质、生物生态
P36					水质、生物生态
P37					水质、生物生态
P38					水质、生物生态
P39					水质、生物生态
P40					水质、生物生态
P41					水质、生物生态
P42					水质、生物生态
P43					水质、生物生态
P44					水质、生物生态
P45					水质、生物生态

表 4.1-3b 项目监测站位表（2015 年 3 月，沉积物）

站位号	经度（E）		纬度（N）		监测内容
1					沉积物
2					
3					
4					
5					
6					
8					
12					
15					
17					
18					
19					

图 4.1-5 秦皇岛 32-6 油田海洋环境质量现状调查站位布设图（水质、沉积物、海洋生态）

4.1.2.1 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、挥发酚、硫化物 15 项作为评价因子

②评价标准

采用《海水水质标准》（GB3097-1997）中的第一类海水水质标准评价工程所在海域的水环境质量现状。针对超标因子，进一步采用第二类、第三类或第四类标准评价，评价至符合某类标准为止。

③评价结果

本次调查结果显示 pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、砷、总铬、挥发酚、硫化物在表、中、底层的调查中均符合一类水质标准；无机氮、铜、铅、锌、镉、汞出现超标现象。

其中，无机氮在表、中、底层的调查中有 44 个站位超出一类水质；铜在表、中、底层的调查中有 12 个站位超出一类水质；铅在表、中、底层的调查中有 41 个站位超出一类水质；锌在表、中、底层的调查中 4 个站位超出一类水质；镉在表、中、底层的调查中 1 个站位超出一类水质；汞在表、中、底层的调查中 41 个站位超出一类水质。

无机氮、镉、汞采用二类水质标准评价，均符合二类水质。铜在表、中、底层调查中有 1 个站位超出二类水质；铅在表、中、底层的调查中 4 个站位超出二类水质；锌在表、中、底层的调查中 1 个站位超出二类水质。铜、铅、锌采用三类水质标准评价，均符合三类水质。

近年来，渤海海域近岸海水污染情况严重，无机氮超标情况显著。此外，铜、铅、锌在部分站位存在超出二类水质标准的情况出现。

④超标原因分析

根据《2016 年河北省海洋环境状况公报》：“海水环境主要污染物为无机氮、活性磷酸盐、化学需氧量和油类。无机氮污染主要存在于秦皇岛山海关~北戴河近岸海域、新开口~滦河口近岸海域，唐山滦河口~大清河近岸海域、曹妃甸以西海域和沧州全部海域；活性磷酸盐污染主要存在于秦皇岛山海关至北戴河近岸海域、昌黎近岸海域，唐山滦河口~大清河近岸海域、曹妃甸近岸海域，沧州南排河近岸海域。化学需氧量污染主要存在于秦皇岛海港区近岸海域和北戴河近岸海域。油类污染主要存在于秦皇岛北戴河近岸海域和唐山大清河近岸海域”。这与本次调查的结果是一致的。

表 4.1-4 水质实测结果统计表 注：（不检测：/未检出：—）

站号	水深 m	层次	温度 ℃	盐度	COD mg/L	DO mg/L	pH	无机氮 μg/L	磷酸盐 μg/L	悬浮物 mg/L	石油类 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	锌 μg/L	镉 μg/L	总铬 μg/L	总汞 μg/L	砷 μg/L	挥发酚 μg/L	硫化物 μg/L
P1	11.0	表层																		
P2	26.0	表层																		
		底层																		
P3	33.0	表层																		
		10m 层																		
		底层																		
P4	28.0	表层																		
		10m 层																		
		底层																		
P5	27.0	表层																		
		底层																		
P6	11.0	表层																		
P7	26.0	表层																		
		底层																		
P8	29.0	表层																		
		10m 层																		
		底层																		
P9	32.0	表层																		
		10m 层																		
		底层																		
P10	28.0	表层																		
		10m 层																		
		底层																		
P11	11.5	表层																		
P12	21.0	表层																		

P41	15.8	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P42	15.0	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P43	16.5	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P44	11.0	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P45	9.0	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值			■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-5a 水质各污染因子标准指数表（表层一类评价） 注：（未检出：—）

站号	层次	COD	DO	pH	无机氮	磷酸盐	石油	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
P1	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P2	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P4	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P6	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P11	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P12	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P14	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

P42	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P43	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P44	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P45	表层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-5b 水质各污染因子标准指数表（10m 层一类评价） 注：（未检出：—）

站号	层次	COD	DO	PH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	挥发	硫化物
P3	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P4	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P8	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P10	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P20	10m 层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-5c 水质各污染因子标准指数表（底层一类评价） 注：（未检出：—）

站号	层次	COD	DO	PH	无机氮	磷酸盐	铜	铅	锌	镉	铬	汞	砷	挥发酚	硫化物
P2	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

P35	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P36	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P37	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P38	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P39	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P40	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P41	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P42	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
P43	底层	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最大值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
最小值		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
超标率		■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■

表 4.1-6a 无机氮、铜、铅、锌、镉、汞标准指数表（表层二类评价）注：（未检出：—）

站号	层次	无机氮	铜	铅	锌	镉	汞
P1	表层	■	■	■	■	■	■
P2	表层	■	■	■	■	■	■
P3	表层	■	■	■	■	■	■
P4	表层	■	■	■	■	■	■
P5	表层	■	■	■	■	■	■
P6	表层	■	■	■	■	■	■
P7	表层	■	■	■	■	■	■
P8	表层	■	■	■	■	■	■
P9	表层	■	■	■	■	■	■
P10	表层	■	■	■	■	■	■

P11	表层	■	■	■	■	■	■
P12	表层	■	■	■	■	■	■
P13	表层	■	■	■	■	■	■
P14	表层	■	■	■	■	■	■
P15	表层	■	■	■	■	■	■
P16	表层	■	■	■	■	■	■
P17	表层	■	■	■	■	■	■
P18	表层	■	■	■	■	■	■
P19	表层	■	■	■	■	■	■
P20	表层	■	■	■	■	■	■
P21	表层	■	■	■	■	■	■
P22	表层	■	■	■	■	■	■
P23	表层	■	■	■	■	■	■
P24	表层	■	■	■	■	■	■
P25	表层	■	■	■	■	■	■
P26	表层	■	■	■	■	■	■
P27	表层	■	■	■	■	■	■
P28	表层	■	■	■	■	■	■
P29	表层	■	■	■	■	■	■
P30	表层	■	■	■	■	■	■
P31	表层	■	■	■	■	■	■
P32	表层	■	■	■	■	■	■
P33	表层	■	■	■	■	■	■
P34	表层	■	■	■	■	■	■
P35	表层	■	■	■	■	■	■
P36	表层	■	■	■	■	■	■
P37	表层	■	■	■	■	■	■

P38	表层						
P39	表层						
P40	表层						
P41	表层						
P42	表层						
P43	表层						
P44	表层						
P45	表层						
最大值							
最小值							
超标率							

表 4.1-6b 无机氮、铜、铅、锌、镉、汞标准指数表（10m 层二类评价）注：（未检出：—）

站号	层次	无机氮	铜	铅	锌	镉	汞
P3	10m 层						
P4	10m 层						
P8	10m 层						
P9	10m 层						
P10	10m 层						
P15	10m 层						
P19	10m 层						
P20	10m 层						
最大值							
最小值							
超标率							

表 4.1-6c 无机氮、铜、铅、锌、镉、汞标准指数表（底层二类评价）注：（未检出：—）

站号	层次	无机氮	铜	铅	锌	镉	汞
P2	底层	■	■	■	■	■	■
P3	底层	■	■	■	■	■	■
P4	底层	■	■	■	■	■	■
P5	底层	■	■	■	■	■	■
P7	底层	■	■	■	■	■	■
P8	底层	■	■	■	■	■	■
P9	底层	■	■	■	■	■	■
P10	底层	■	■	■	■	■	■
P12	底层	■	■	■	■	■	■
P13	底层	■	■	■	■	■	■
P14	底层	■	■	■	■	■	■
P15	底层	■	■	■	■	■	■
P17	底层	■	■	■	■	■	■
P18	底层	■	■	■	■	■	■
P19	底层	■	■	■	■	■	■
P20	底层	■	■	■	■	■	■
P22	底层	■	■	■	■	■	■
P23	底层	■	■	■	■	■	■
P24	底层	■	■	■	■	■	■
P25	底层	■	■	■	■	■	■
P27	底层	■	■	■	■	■	■
P28	底层	■	■	■	■	■	■
P29	底层	■	■	■	■	■	■
P30	底层	■	■	■	■	■	■

P32	底层						
P33	底层						
P34	底层						
P35	底层						
P36	底层						
P37	底层						
P38	底层						
P39	底层						
P40	底层						
P41	底层						
P42	底层						
P43	底层						
最大值							
最小值							
超标率							

表 4.1-7a 铜、铅、锌标准指数表（表层三类评价）注：（未检出：—）

站号	层次	铜	铅	锌
P1	表层			
P2	表层			
P3	表层			
P4	表层			
P5	表层			
P6	表层			
P7	表层			
P8	表层			

P9	表层		■		■		■
P10	表层		■		■		■
P11	表层		■		■		■
P12	表层		■		■		■
P13	表层		■		■		■
P14	表层		■		■		■
P15	表层		■		■		■
P16	表层		■		■		■
P17	表层		■		■		■
P18	表层		■		■		■
P19	表层		■		■		■
P20	表层		■		■		■
P21	表层		■		■		■
P22	表层		■		■		■
P23	表层		■		■		■
P24	表层		■		■		■
P25	表层		■		■		■
P26	表层		■		■		■
P27	表层		■		■		■
P28	表层		■		■		■
P29	表层		■		■		■
P30	表层		■		■		■
P31	表层		■		■		■
P32	表层		■		■		■
P33	表层		■		■		■
P34	表层		■		■		■
P35	表层		■		■		■

P36	表层	■	■	■
P37	表层	■	■	■
P38	表层	■	■	■
P39	表层	■	■	■
P40	表层	■	■	■
P41	表层	■	■	■
P42	表层	■	■	■
P43	表层	■	■	■
P44	表层	■	■	■
P45	表层	■	■	■
最大值		■	■	■
最小值		■	■	■
超标率		■	■	■

表 4.1-7b 铜、铅、锌标准指数表（10m 层三类评价）注：（未检出：—）

站号	层次	铜	铅	锌
P3	10m 层	■	■	■
P4	10m 层	■	■	■
P8	10m 层	■	■	■
P9	10m 层	■	■	■
P10	10m 层	■	■	■
P15	10m 层	■	■	■
P19	10m 层	■	■	■
P20	10m 层	■	■	■
最大值		■	■	■
最小值		■	■	■

超标率				
表 4.1-7c 铜、铅、锌标准指数表（底层三类评价）注：（未检出：—）				
站号	层次	铜	铅	锌
P2	底层			
P3	底层			
P4	底层			
P5	底层			
P7	底层			
P8	底层			
P9	底层			
P10	底层			
P12	底层			
P13	底层			
P14	底层			
P15	底层			
P17	底层			
P18	底层			
P19	底层			
P20	底层			
P22	底层			
P23	底层			
P24	底层			
P25	底层			
P27	底层			
P28	底层			

P29	底层	■	■	■
P30	底层	■	■	■
P32	底层	■	■	■
P33	底层	■	■	■
P34	底层	■	■	■
P35	底层	■	■	■
P36	底层	■	■	■
P37	底层	■	■	■
P38	底层	■	■	■
P39	底层	■	■	■
P40	底层	■	■	■
P41	底层	■	■	■
P42	底层	■	■	■
P43	底层	■	■	■
最大值		■	■	■
最小值		■	■	■
超标率		■	■	■

4.1.2.2 沉积物环境质量现状与评价

①评价因子

本次选取有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、砷 9 项作为评价因子。

②评价标准

采用《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）中的第一类沉积物质量标准。

③评价结果

调查结果表明：调查海区沉积物中有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、汞、砷和镉各评价因子的标准指数值均小于 1，调查海区沉积物中各调查因子均符合一类海洋沉积物标准，未出现超标现象。调查海区沉积物总体环境较好，基本没有受到污染。见表 4.1-8 和表 4.1-9。

表 4.1-8 沉积物中各污染物含量状况（2015 年 3 月）

监测站位	有机碳	硫化物	锌	铜	镉	铅	汞	砷	石油类
	%	×10 ⁻⁶							
1									
2									
3									
4									
5									
6									
8									
12									
15									
17									
18									
19									
最小值									
最大值									
平均值									

表 4.1-9 沉积物各评价因子的标准指数值和超标率（2015 年 3 月）

站号	有机碳	硫化物	锌	铜	镉	铅	汞	砷	石油类
1									
2									
3									
4									
5									
6									
8									
12									
15									
17									
18									
19									

超标率										
4.1.2.3 海洋生态现状与评价										
与水质现状调查同步，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 调查海区表层叶绿素 a 含量在（0.88~8.49）mg/m³ 之间，平均含量为 2.33mg/m³，最高值出现在 P23 号站，P19 号站次之，这两个站的表层叶绿素 a 含量明显高于其他调查站，原因可能与这两个调查站的浮游植物细胞数量较大有关。最低值出现在 P45 号站；底层叶绿素 a 含量在（0.44~8.15）mg/m³，平均含量为 1.99mg/m³，最高值同样出现在 P23 号站，P19 号站次之，最低值出现在 P39 号站，另外还对 P3、P9 、P15、P19 和 P29 号站的中层水域叶绿素 a 含量进行取样调查。同一调查站表层和底层叶绿素 a 含量相差不大。 根据《赤潮监测技术规程》（HY/T069-2005），叶绿素 a 作为判断海水营养状况的单项指标，评价范围在（1~10）μg/dm³，依据这个评价标准，本次调查 P19 号站和 P23 号站叶绿素 a 含量明显高于其他调查站，调查海区叶绿素 a 含量整体处于一般水平。 ②初级生产力 使用 Cadee 和 Hegeman(1974)简化公式: 初级生产力 $P=Chla*Q*E*D/2$ 其中 Chla 取表层叶绿素 a 含量，同化指数 Q 取 3.7，E 取海水透明度的 3 倍，白昼时间 D 取 13，估算得到该海区初级生产力在（76.19~1041.34）mgC/m²d 之间，平均为 271.26mgC/m²d，变化幅度与表层叶绿素 a 含量变化基本一致，最高值在 P23 号站，P19 号站次之最，低值出现在 P45 号站位。 ③浮游植物 a: 种类组成及优势种 调查海区共发现浮游植物 44 种，隶属硅藻门、甲藻门、金藻门和和蓝藻门，其中硅藻门共发现浮游植物 37 种，占浮游植物总种类的 84.1%，甲藻门 5 种（占 11.4%），金藻门和蓝藻门各 1 种（共占 4.5%）。生态类型以广布性种为主，优势种为一种丹麦细柱藻（<i>Leptocylindrus danicus</i>）和刚毛根管藻（<i>Rhizosolenia setigera</i>），其中丹麦细柱藻优势明显。 b: 数量分布 调查海区浮游植物细胞数量的变化范围在（1.93~689.55）×10⁴ 个/m³ 之间，平均为 47.87×10⁴ 个/m³。最高值出现在 P19 号站，P23 号站位次之，这两个站的浮游植物细胞数量										

明显高于其他调查站，其中丹麦细柱藻的细胞数量分别为 686.53×10^4 个/ m^3 和 314.57×10^4 个/ m^3 ，分别占对应调查站浮游植物细胞数量的 99.6%和 98.3%；最低值出现在 P3 号站位。

c: 群落特征

根据生物群落特征的评价标准，本次调查浮游植物群落的丰富度指数在 0.59~1.03 之间，平均为 0.77；多样性指数在 0.05~3.75 之间，平均为 2.61；均匀度指数的变化范围在 0.01~0.94 之间，平均为 0.69；优势度指数在 0.26~1.00 (0.997) 之间，平均为 0.57。

借鉴《海洋监测规范第 7 部分：近海污染生态调查和生物监测》(GB17378.7-2007) 第 15 章“海水增养殖区监测”中的评价指标，生物多样性指数 H' 值：3~4 为清洁区域，2~3 为轻度污染；1~2 为中度污染；小于 1 为重污染。依据这个指标，本次调查 86.2%的调查海域浮游植物的多样性指数 H' 均在 2 以上，属于轻度污染或清洁区域。

④浮游动物

a: 种类组成及优势种

调查海区共发现浮游动物 14 种，其中桡足类 10 种，腔肠动物、甲壳类、毛颚类和原生生物各 1 种，另外还发现幼体 6 种鱼卵仔鱼各一种。优势种为一种纺锤水蚤 (*Acartia* sp.)、强壮箭虫 (*Sagitta crassa*)、小拟哲水蚤 (*Paracalanus parvus*) 和中华哲水蚤 (*Calanus sinicus*)。

b: 个体数量及生物量分布

调查海区浮游动物个体密度在 (54.3~219.4) 个/ m^3 之间，平均为 128.1 个/ m^3 ，最高值出现在 P21 号站位，最低值出现在 P17 号站位。

调查期间浮游动物湿重生物量的变化范围在 (47.61~210.21) mg/m^3 之间，平均为 100.72 mg/m^3 。最高值出现在 P21 号站位，最低值出现在 P29 号站位。浮游动物生物量和个体密度的在调查站之间的变化规律基本一致。

c: 群落特征

根据生物群落特征的评价标准，本次调查各站位浮游动物丰富度指数在 0.69~1.47 之间，平均为 1.21；多样性指数在 1.92~2.78 之间，平均为 2.45；均匀度指数的变化范围在 0.64~0.86 之间，平均为 0.77；优势度指数在 0.42~0.79 之间，平均为 0.56。同样，依据多样性指数 H' 的四个等级的标准，本次调查 93.1%的调查海域浮游动物的多样性指数 H' 均在 2 以上，属于轻度污染海域。

⑤底栖生物

a: 种类组成

调查共发现底栖生物 78 种，隶属环节动物、软体动物、节肢动物、棘皮动物、纽形动

物、腔肠动物、腕足动物、扁形动物、线形动物 9 个门类。环节动物发现种类最多，共发现 39 种，占底栖生物发现总种类数的 50.0%；节肢动物发现 18 种（占 23.1%）；软体动物 14 种（占 17.9%）；棘皮动物 2 种（占 2.6%）；其余动物均发现 1 种，共占底栖生物发现总种类数的 6.4%。种类组成分布见图 3.2-4。优势种为一种丝异须虫（*Heteromastus* sp.）、纤细长涟虫（*Iphinoe tenera*）、一种独指虫（*Aricidea* sp.）和一种小头虫（*Capitella* sp.）。

b: 栖息密度和生物量

本次调查发现底栖生物湿重生物量变化范围在（0.15~160.10）g/m² 之间，变化幅度较大，平均为 10.90g/m²。最高值出现在 P15 号站，该站发现个体较大的腔肠动物（海葵，生物量 158.71 g/m²，占本站生物量的 99.1%），本站之外的其他调查站之间底栖生物生物量变化幅度不大，最低值出现在 P45 号站。底栖生物栖息密度变化范围在（10~1730）个/m² 之间，变化幅度较大，平均密度为 433 个/m²。最高值出现在 P1 号站，最低值出现在 P13 号站。

调查发现底栖生物生物量和栖息密度在调查站间的变化规律存在一定差异，这与发现生物个体差异有关。

c: 群落特征

根据生物群落特征的评价标准，本次调查各中 P13 号站仅发现一种生物，群落特征指数不做计算，其余调查站底栖生物丰富度指数在 0.38~2.13 之间，平均为 1.35；多样性指数在 1.50~3.82 之间，平均为 3.08；均匀度指数在 0.77~0.95 之间，平均为 0.87；优势度指数变化范围在 0.27~0.75 之间，平均为 0.45。同样，依据多样性指数 H' 的四个等级的标准，本次调查 93.1%的调查海域底栖生物的多样性指数 H' 均在 2 以上，属于轻度污染海域或者清洁区域。

综合以上群落特征评价结果来看，本处调查海域的海洋生态环境状况良好，但是，国外有些学者认为不同生境选择多样性指数的分值有所不同，因此，还应结合该海区的水环境及沉积物调查结果进行综合评价。

4.1.2.4 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、汞、石油烃作为评价因子。所有样品的采集、预处理、制备、保存和检测方法，严格按《海洋调查规范》（GB/T12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）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）规定的第一类标准值，其他软体动物和甲壳类、鱼类体内污染物质（除石油烃外）含量评价标准采用《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》中规定的生物质量标准，石油烃含量的评价标准采用《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）中规定的生物质量标准（见表 4.1-10）。

表 4.1-10 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	石油烃
贝类（双壳类）	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：由于双壳类软体动物以外的其他生物体中铬和砷无评价标准，因此不对双壳类以外的其他生物体中铬和砷进行评价。

③调查结果

本次调查中 P6 和 P45 号站按照一个调查站进行生物质量取样，P11、P40~P44 号站按照一个调查站进行生物质量取样，P36~P39 号站按照一个调查站进行生物质量取样。检测结果见表 4.1-11。

表 4.1-11 生物质量分析结果（鲜重，单位：mg/kg，2016 年 5 月）

站位	样品名称	监测结果($W \times 10^{-6}$)							
		铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃
P1	扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P3	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
P5	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
P6/45	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P7	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
P9	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
P11/P40~P44	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P13	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
P15	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■

P17	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P19	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
p21	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P23	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P25	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	三疣梭子蟹	■	■	■	■	■	■	■	■
P27	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P29	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P31	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■
P33	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
P35	三疣梭子蟹	■	■	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
P36-39	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■
	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■
P36-39	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■

注：“-”代表未检出。

④评价结果

从表 4.1-12 中可以看出：本次调查获取的鱼类、甲壳类和非双壳类软体动物体内的铜、锌、镉、汞、铅含量均不超过《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；石油烃含量不超过《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。

表 4.1-12 调查海域生物体中残留物单因子标准指数统计结果（2016 年 5 月）

站位	样品名称	评价结果					
		铜	铅	锌	镉	总汞	石油烃
P1	扁玉螺	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■
P3	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■
P5	舌鳎	■	■	■	■	■	■
	口虾蛄	■	■	■	■	■	■
P6/45	脉红螺	■	■	■	■	■	■
	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■

P7	虾虎鱼						
	长蛸						
P9	虾虎鱼						
	口虾蛄						
P11/P40~P44	脉红螺						
	扁玉螺						
	舌鳎						
	虾虎鱼						
P13	虾虎鱼						
	舌鳎						
P15	口虾蛄						
	舌鳎						
	虾虎鱼						
P17	口虾蛄						
	虾虎鱼						
P19	口虾蛄						
	长蛸						
	虾虎鱼						
P21	脉红螺						
	虾虎鱼						
P23	口虾蛄						
	虾虎鱼						
	长蛸						
P25	口虾蛄						
	三疣梭子蟹						
	虾虎鱼						
P27	长蛸						
	虾虎鱼						
P29	口虾蛄						
	虾虎鱼						
P31	舌鳎						
	虾虎鱼						
P33	舌鳎						
	口虾蛄						
P35	三疣梭子蟹						
	口虾蛄						
	虾虎鱼						
P36-39	口虾蛄						
	长蛸						
	虾虎鱼						
最大值							
最小值							
超标率							

注：“-”代表未检出；由于本次调查采集到生物质量样品均为双壳类以外的其他生物体，因此未对铬和砷进行评价。

4.1.2.5 渔业资源现状与评价

本工程选取《南堡 35-2 油田 CEP 平台至秦皇岛 32-6 油田 FPSO 海底输油管道改造工程渔业资源现状调查与评价》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 6 月 10 日~16 日（春季），共设 12 个渔业资源拖网和鱼卵仔稚鱼站位。调查站位和布设见表 4.1-13 和图 4.1-6。

表 4.1-13 渔业资源调查站位坐标（2018 年 6 月）

站位	纬度（N）	经度（E）	调查内容
1	██████	██████	渔业资源、鱼卵仔稚鱼
2	██████	██████	
3	██████	██████	
4	██████	██████	
5	██████	██████	
6	██████	██████	
7	██████	██████	
8	██████	██████	
9	██████	██████	
10	██████	██████	
11	██████	██████	
12	██████	██████	

图 4.1-6 渔业资源调查站位图（2018 年 6 月）

（1）调查方法

游泳生物：采用底拖网进行，用主机功率 280 马力的单拖网渔船。每站拖曳时间为 1h，拖速为 2.5 nm/h。网具为单船有翼单囊拖网，网宽 10m，渔获物在 20kg 以下的全部取样，渔获物在 20kg 以上的随机取 20kg 样品，样品冰鲜保存，回实验室进行鉴定分析和生物学测定，每种鱼取 50 尾，进行生物学测定。

鱼卵和仔稚鱼：根据《海洋调查规范》，鱼卵、仔稚鱼采集使用浅水 I 型浮游生物网，网长 145cm，网口内径 80cm，筛绢为 JP120，（孔径为 0.507mm）。垂直拖网每站自底层到表层垂直拖网 1 次（定量），网口加流量计（流量计型号 834110）；水平拖网每站拖曳 10min（定性）。样品经 5%福尔马林固定，带回实验室后进行分类、鉴定和计数。

（2）鱼类

①种类组成

调查海域春季共捕获鱼类 20 种，隶属于 7 目，15 科。所捕获的 27 种鱼类中，暖水性鱼类有 7 种，占鱼类种数的 35.00%，暖温性鱼类有 13 种，占 65.00%；按栖息水层分，底

层鱼类有 16 种，占鱼类种数的 80.00%，中上层鱼类有 4 种，占 20.00%。按越冬场分，渤海地方性鱼类有 12 种，占鱼类种数的 60.00%，长距离洄游性鱼类有 8 种，占 40.00%。按经济价值分，经济价值较高的有 7 种，占鱼类种数的 35.00%，经济价值一般的有 5 种，占 25.00%，经济价值较低有 8 种，占 40.00%。

②数量分布

春季（2018 年 6 月）平均渔获量为 3396 尾/h，13.580kg/h。鱼类的优势种为尖尾虾虎鱼。按重量组成尖尾虾虎鱼（6.321 kg/h）46.54%、短吻红氏舌鳎（2.653 kg/h）19.54%、鲆鲽（2.233kg/h）16.44%、许氏平鲉（0.952 kg/h）7.01%，以上 4 种鱼类占鱼类总重量的 89.53%。按数量组成为尖尾虾虎鱼为 2982 尾/h，占鱼类总数量的 87.80%。

根据渔获物分析，本次调查中幼鱼的尾数占总尾数的 91.58%，为 3110 尾/h，生物量为 8.271kg/h。成体渔业资源的平均渔获量 286 尾/h，5.309kg/h。

③鱼类资源数量及评估

春季（6 月）共捕获鱼类 20 种，平均渔获量为 3396 尾/h，13.580kg/h；其中幼鱼尾数为 3110 尾/h，生物量为 8.271kg/h；成体渔业资源的平均渔获量 286 尾/h，5.309kg/h。经换算幼鱼平均资源密度为 76724 尾/km²，成鱼平均资源密度为 130.97kg/km²，7056 尾/km²。

（3）头足类

①种类组成

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 4 种，包括：日本枪乌贼、短蛸、长蛸、双喙耳乌贼，优势种为日本枪乌贼。

②数量分布

春季（2018 年 6 月）捕获头足类 4 种，平均渔获量 428 尾/h，3.981kg/h。头足类生物量范围在 1.035~13.680kg/h，最高的是 5 号站，其次为 10 号站，最低的是 7 号站。

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 35.05%，为 150 尾/h，生物量为 0.370kg/h。成体头足类的平均渔获量 3.611kg/h，278 尾/h。

③头足类资源数量及评估

春季（6 月）共捕获头足类 4 种，平均渔获量 428 尾/h，3.981kg/h；其中足类幼体为 150 尾/h，生物量为 0.37kg/h。成体头足类的平均渔获量 3.611kg/h，278 尾/h。经换算头足类幼

体平均资源密度为 3701 尾/km²，成体平均资源密度为 89.08kg/km²，6858 尾/km²。

(4) 甲壳类

①种类组成

本次调查共捕获甲壳类 8 种，隶属于 2 目，6 科，其中虾类 5 种，蟹类 2 种，口足类 1 种。调查海域的优势种为口虾蛄、葛氏长臂虾和日本鼓虾；从经济价值来看经济价值较高为 3 种，占种类数的 37.50%，经济价值较低的 5 种；占种类数的 62.50%。

②数量分布

春季（6 月）共捕获甲壳类 8 种，其中虾类 5 种，蟹类 2 种，口足类 1 种；平均渔获量为 830 尾/h，7.797kg/h；其中虾类为 819 尾/h，7.276kg/h；蟹类为 11 尾/h，0.738kg/h；详见表 4.2-1。其优势种为口虾蛄、日本鼓虾、葛氏长臂虾。甲壳类生物量范围在 2.852~17.267kg/h，最高的是 5 号站，其次为 6 号站，最低的是 3 号站。

根据渔获物分析，虾类幼体的尾数占虾类总尾数的 19.78%，为 162 尾/h，生物量为 0.382kg/h，虾类成体为 657 尾/h，生物量为 6.677kg/h；蟹类均为成体为 11 尾/h，生物量为 0.738kg/km²。

③甲壳类资源量评估

春季（6 月）共捕获甲壳类 8 种，平均渔获量为 830 尾/h，7.797kg/h；其中，虾类幼体的尾数为 162 尾/h，生物量为 0.382kg/h，虾类成体为 657 尾/h，生物量为 6.677kg/h；蟹类均为成体为 11 尾/h，生物量为 0.738kg/km²。经换算虾类成体平均资源密度为 164.72kg/km²，幼体为 3996 尾/km²；蟹类均为成体资源密度为 18.21kg/km²，271 尾/km²。

有研究（夏陆军，陈万东，郑基，等. 南麂列岛海洋自然保护区的虾类种类组成和数量分布 [J]. 中国水产科学, 2016, 23(3): 648-660.）将调查海域虾类渔获率低于 1000g/h 的站位称为低密集区，在 1000~2000g/h 的站位称为中密集区，高于 2000g/h 称为高密集区，根据此分类方式，该海域虾类渔获率属于高密集水平。

(5) 鱼卵、仔稚鱼

①种类组成

本次调查共采集到鱼卵 5 种，隶属于 4 目 5 科，仔稚鱼 7 种，鲈形目种类最多 3 种，鲱形目 2 种，其余各 1 种。隶属于 6 目 7 科（表 4.1-14）。

表 4.1-14 鱼卵仔稚鱼种类组成

种类	鱼卵	仔稚鱼
斑鰾	√	√
鯷鱼	√	

叫姑		√
尖尾鰕虎鱼		√
鰩	√	
梭鱼		√
许氏平鲉		√
鰺	√	√
鮫鰈		√
焦氏舌鰨	√	
合计	5	7

②数量分布

本次调查鱼卵平均密度为 0.38 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.24 尾/m³（见表 4.1-15）。

表 4.1-15 各站位鱼卵、仔稚鱼平均密度

站位	密度（粒/m ³ ）	密度（尾/m ³ ）
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
平均		

（6）游泳生物优势种和多样性指数

①优势种

经计算游泳动物，春季优势种有 3 种分别为口虾蛄（IRI=6215.2）、尖尾鰕鰕鱼（IRI=5322.2）、短吻红舌鰨（IRI=2133.6），重要种 7 种分别为日本鼓虾（IRI=823.8）、葛氏长臂虾（IRI=621.4）、日本枪乌贼（IRI=428.3）、鲜明鼓虾（IRI=355.2）、长蛸（IRI=312.7）、短鳍鰩（IRI=208.3）、日本蟳（IRI=145.3）。

表 4.1-16 优势种与优势度

种名	重量	尾数	出现次数	出现频率	IRI 指数	优势度
	百分比 W	百分比 N				
口虾蛄						
尖尾鰕鰕鱼						
短吻红舌鰨						
日本鼓虾						
葛氏长臂虾						
日本枪乌贼						
鲜明鼓虾						
长蛸						
短鳍鰩						

日本鰻									
斑鰵									
凹鰭孔鰕虎魚									
三疣梭子蟹									
褐蝦									
短蛸									
許氏平鮎									
方氏雲鰓									
雙喙耳烏賊									
大泷六线鱼									

②多样性指数

春季渔业资源的丰富度 (d)、均匀度 (J')、单纯度 (C) 和物种多样性 Shannon-Weaver (H') 见表 4.1-17。

本次调查游泳动物多样性指数在 0.35~1.25 之间, 平均为 0.74; 丰富度指数在 0.56~1.38 之间, 平均为 0.98; 均匀度指数在 0.09~0.50 之间, 平均值为 0.30; 单纯度指数在 0.35~0.65 之间, 平均为 0.49。

表 4.1-17 春季游泳生物生物多样性

站位	多样性指数 H'	丰富度 d	均匀度 J'	单纯度 C
1				
2				
3				
4				
5				
6				
7				
8				
9				
10				
11				
12				
最小值				
最大值				
平均				

(7) 重要渔业生物生境

①洄游性鱼类

评价区内主要洄游性鱼类为黄渤海种群的暖温性鱼类, 越冬场位于黄海中南部至东海北部的连青石、大沙、沙外及江外渔场。春、夏季鱼群大致分三路北上产卵洄游, 各路洄游模式特征是: 一路向西偏北经长江口、吕泗外海进入山东南部日照近海产卵场产卵。秋季在海州湾、连青渔场索饵, 入冬后返回越冬场; 另一路向西北到达山东半岛以南近海产卵, 产卵后即分布在附近海区索饵, 直到进行越冬洄游; 第三路鱼群的洄游路线比较长, 由越冬场直接北上到达成山头外海, 然后分成 2 支, 一支继续向北到鸭绿江口进行产卵, 另一支

则折向西，经烟威外海进入渤海，分别游向莱州湾、渤海湾及辽东湾等产卵场，入秋后又分别从各湾游出渤海，返回原越冬场。属于这一类群的鱼类主要是底层鱼类有小黄鱼、蓝点马鲛、黄鲫、青鳞、斑鲈、鲢鱼等。中上层鱼类代表性种类有太平洋鲱鱼、鲱鱼、青鳞、黄鲫、斑鲈、小鳞鲷、鄂针鱼、赤鼻棱鲈等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、南排河、大口河口一带水域，本工程与其产卵场有一定的距离（图 4.1-7）。

②中上层鱼类

代表性种类有太平洋鲱鱼、鲱鱼、青鳞、黄鲫、斑鲈、小鳞鲷、鄂针鱼、赤鼻棱鲈等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾、滦河口、大清河口及戴河口一带水域，本工程与其产卵场有一定的距离（图 4.1-8）。

③底层鱼类

代表性种类有小黄鱼、带鱼、东方鲀类、鲈鱼、黄姑鱼、叫姑鱼、白姑鱼、梅童鱼、真鲷、鳎类、鲆类、鲽类等。在渤海产卵场分布为渤海湾、莱州湾、辽东湾。本工程与其产卵场距离较远（图 4.1-9）。

④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 4.1-10）。

⑤鲢鱼

渤海几乎全年都有鲢鱼分布，近年来调查资料表明，从春到冬调查海区始终都有鲢鱼渔获。鲢鱼于 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。本工程与其产卵场有一定距离（图 4.1-11）。

⑥叫姑鱼

叫姑鱼属石首鱼科，为洄游性的底层鱼类。越冬期为 12 月至翌年 2 月份，2 月下旬开始北上生殖洄游，当 3 月下旬至 4 月初，当渤海海峡水温增至 4.0~4.5℃时，叫姑鱼大体沿 38°N 线向西移动入渤海。入渤海后又分为南北两路，主群进入莱州湾、渤海湾各河口产卵场，北路进入辽东湾各河口区产卵。8 月下旬鱼群逐渐向深水移动，分布很广；9 月上旬鱼群向渤海中部趋集；10 月下旬主群可达渤海海峡附近，11 月下旬黄海北部各渔场的鱼群在烟威外海与渤海外泛的鱼群汇合，自西向东集结在 38°线附近海域，12 月鱼群密集于烟威东

部海区作短暂停留后，12月中旬进入石岛东南外海的越冬场。评价区水域均有产卵场、索饵场和洄游通道分布，其产卵期为5~7月。本工程距离其产卵场较远（图4.1-12）。

⑦ 绵鳚

绵鳚，地方名鲈鱼或光鱼，属冷温性近海底层鱼类。绵鳚不做长距离的洄游，但作浅水与深水的往返移动。冬季，绵鳚主要群体一般栖息在40~70水深区域，春季，绵鳚开始由深水向近岸浅水区移动，进行索饵、育肥活动，此时绵鳚的分布较广，渤海三湾、海洋岛以北沿岸、山东半岛沿岸等均有分布，几乎遍及整个渤海湾。绵鳚的产卵期一般在12~2月，其产卵场在深水区。本工程与其产卵场距离较远（图4.1-13）。

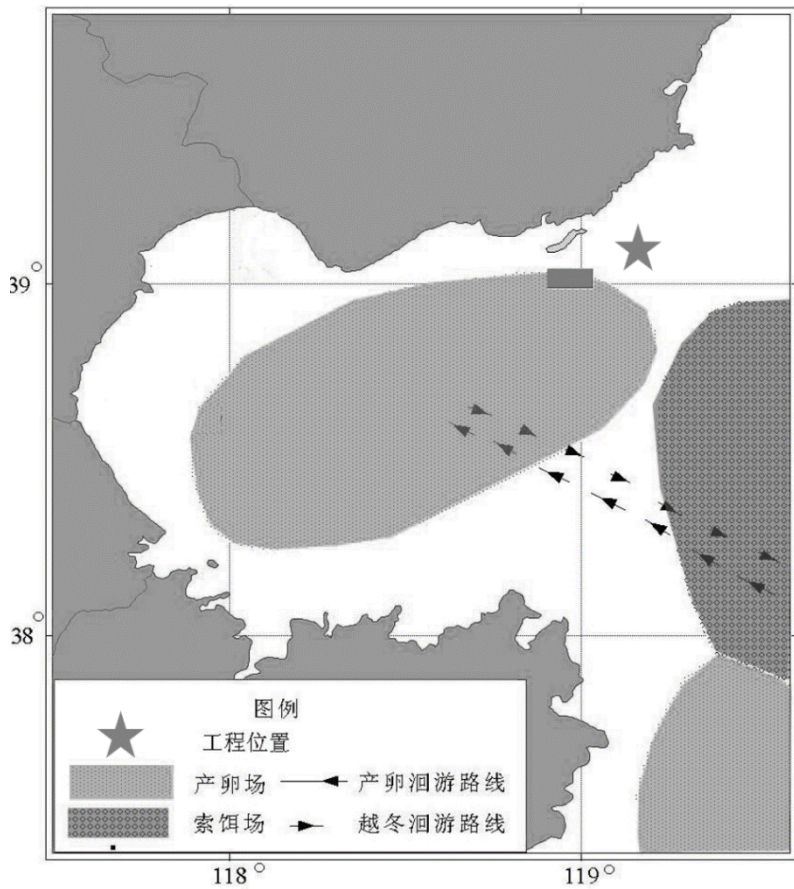


图 4.1-7 洄游性鱼类洄游图

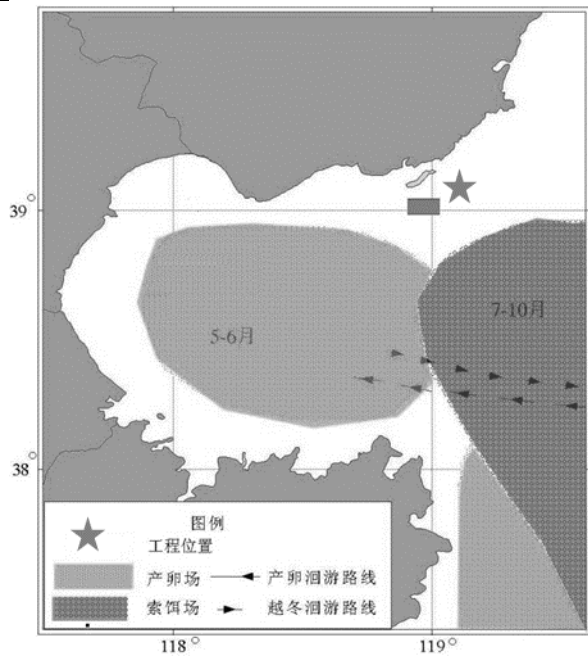


图 4.1-8 中上层鱼类洄游分布

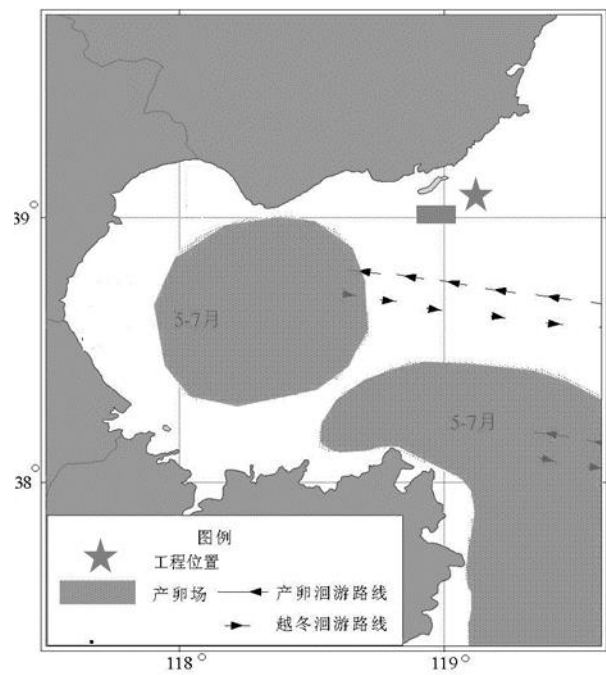


图 4.1-9 底层鱼类洄游分布

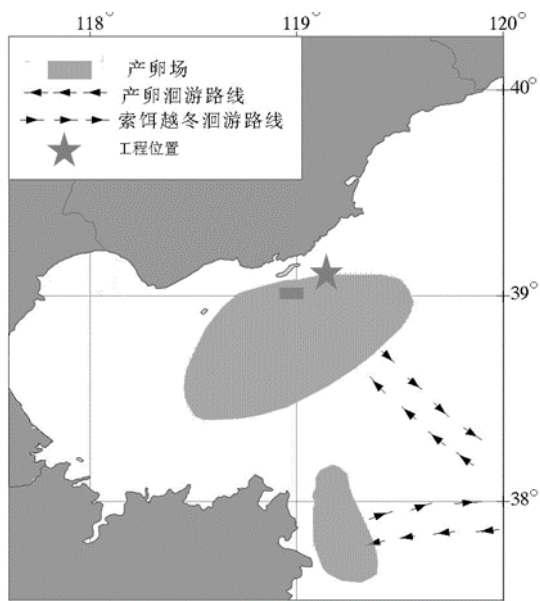


图 4.1-10 白姑鱼洄游分布

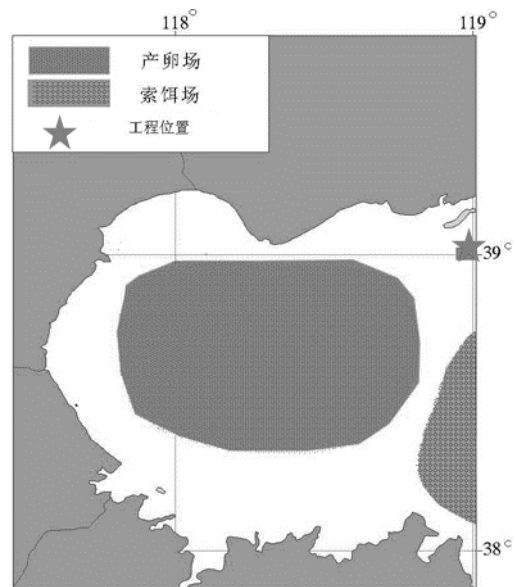


图 4.1-11 鲷鱼洄游分布

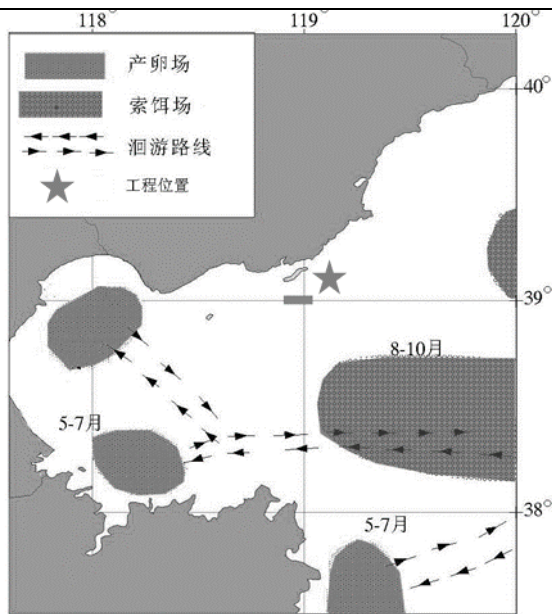


图 4.1-12 叫姑鱼洄游分布

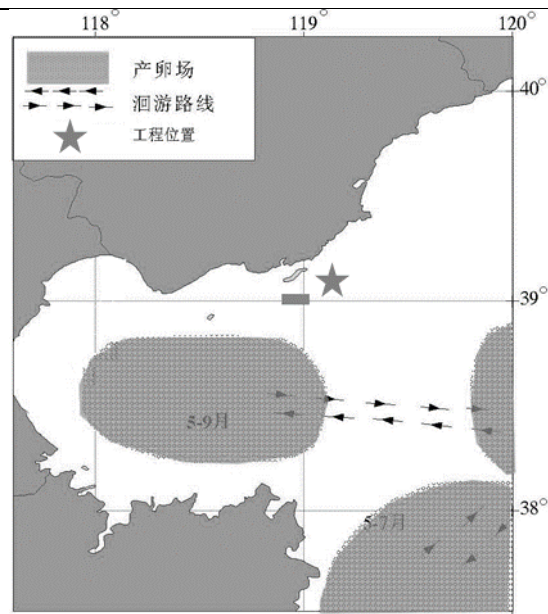


图 4.1-13 绵鲷洄游分布

4.1.3 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 2004 年 5 月、2011 年 5 月和 2015 年 3 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；此外，调查断面和站位根据所在海域的环境特点，按全面覆盖、均匀布设、重点代表的原则布设，对各调查因素的常规调查因子和特征因子进行了调查；因此这组调查资料具有一定的可比性，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。

4.1.3.1 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 4.1-18。

2006年5月调查布设31个调查站位。以垂直于主流向为纵断面，共布设6个断面，断面间距约5km，以秦皇岛33-1与秦皇岛32-6WHPC平台所在位置的连线为横断面，共布设4个断面，断面间距约5km。横纵断面交点为站点所在位置，共计24个（P1～P24）。另在秦皇岛32-6北（N39°08'56.113" E119°12'55.514"）井口位置设置 P25 站位，秦皇岛 32-6WHPA（N39°07'41.945" E119°12'35.729"）平台位置设置P26站位，秦皇岛32-6SPM位置设置P27（N39°06'42" E119°12'15"）站位。秦皇岛32-6SPM周围500m布设4个回顾性站位(P28～P31)。调查站位见图4.1-14。

2011年5月调查共设33个调查站位。以垂直于主流向为纵断面，共布设6个断面，断面间距约5km，以秦皇岛33-1与秦皇岛32-6WHPC平台所在位置的连线为横断面，共布设4个断面，

断面间距约5km。横纵断面交点为站点所在位置，共计24个(P1~P24)。另在秦皇岛32-6WHPA平台位置设置P25站位，秦皇岛32-6WHPB平台位置设置P26站位，秦皇岛32-6WHPD平台位置设置P27站位，秦皇岛32-6WHPF平台位置设置P28站位，秦皇岛32-6SPM位置设置P29站位。秦皇岛32-6SPM周围500m布设4个回顾性站位（P30~P33）。调查站位见图4.1-15。

2016年5月调查共设45个调查站位进行水质、海洋生态调查，其中水质调查站位45个，海洋生态调查站位29个。2015年3月布设12个沉积物调查站位。调查站位见图4.1-5。

表 4.1-18 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》	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》	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 6-4 项目海洋环境质量春季调查报告》	2016 年 5 月	45 个水质调查站位，29 个海洋生态调查站位	青岛环海海洋工程勘察研究院	有 CMA 认证	
	《秦皇岛 32-6 油田海洋环境影响后评价报告书》（备案稿，2016）	2015 年 3 月	12 个沉积物调查站位	国家海洋局秦皇岛海洋环境监测中心站	有 CMA 认证	

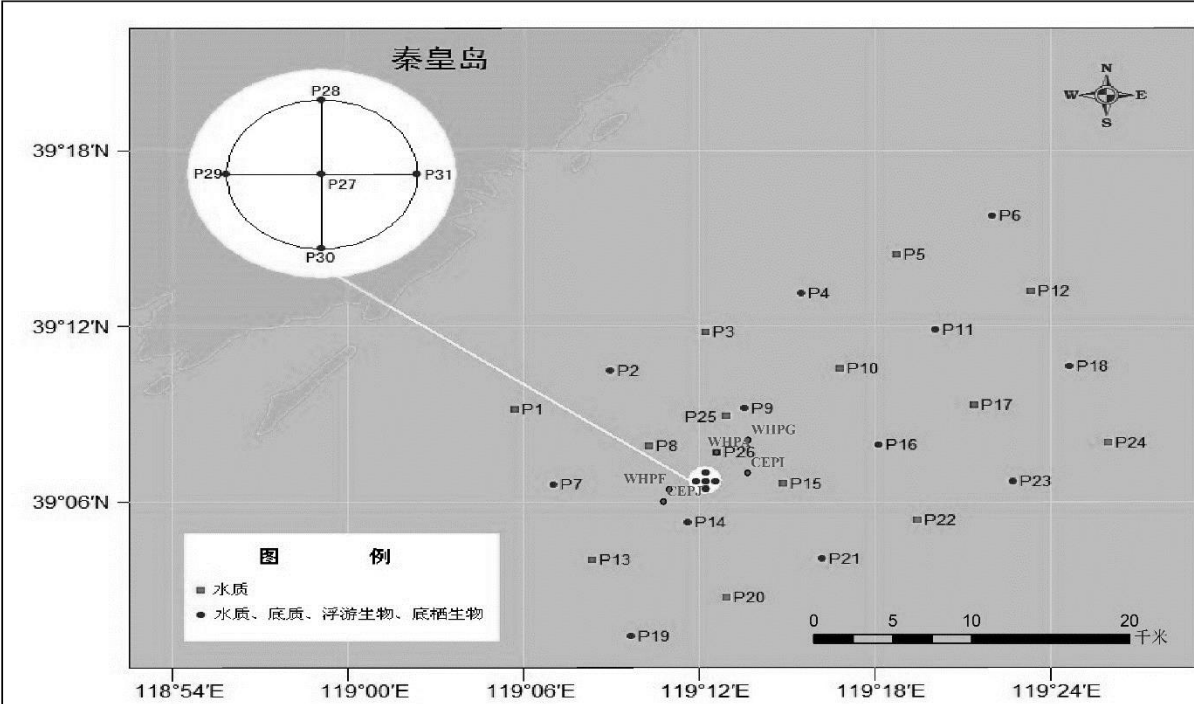


图 4.1-14 2006 年 5 月调查站位示意图

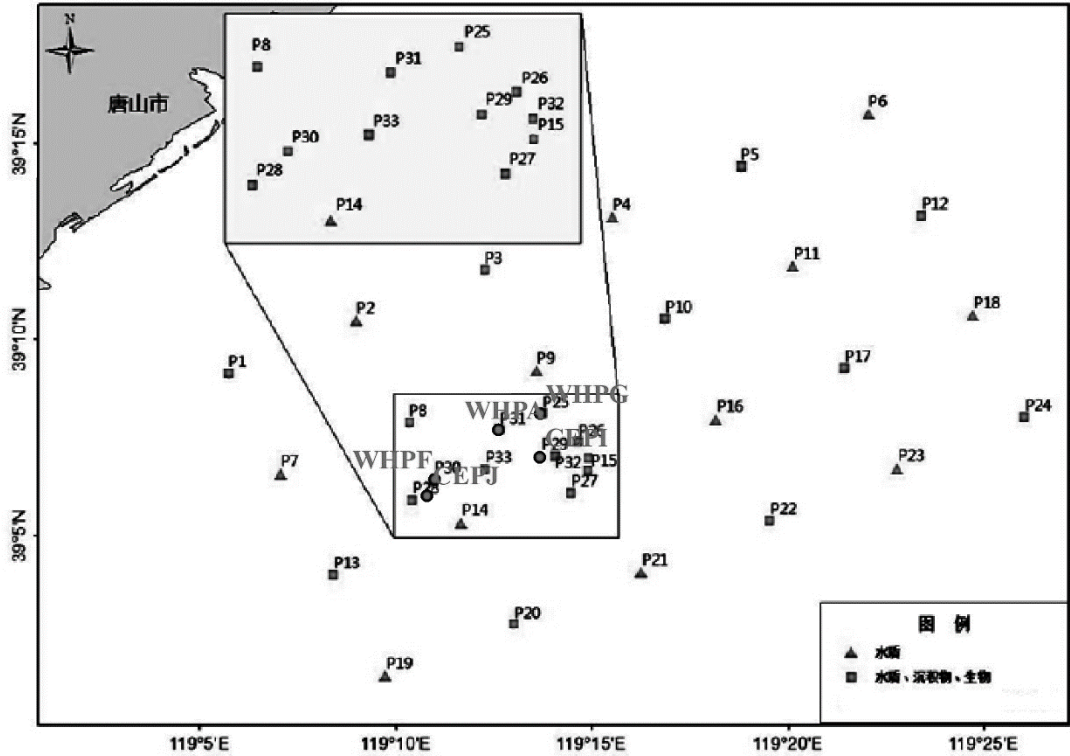


图 4.1-15 2011 年 5 月调查站位示意图

4.1.3.2 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、挥发酚、pH值、硫化物、无机氮、活性磷酸盐、悬浮物、铜、铅、锌、镉、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、挥发酚、pH值、硫化物、无机氮、活性磷酸盐、悬浮物、铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞。

2016年5月调查项目为：水温、盐度、pH值、COD、DO、活性磷酸盐、氨氮、硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、悬浮物、石油类、挥发酚、硫化物、砷、总汞、铜、铅、镉、锌、铬。

（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，确定本次回顾评价关心的因子为：COD、石油类、无机氮、溶解氧、总汞、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4.1-19。

（4）评价结果

通过对比分析可以看出：

COD：三次调查值均满足一类海水水质标准，且COD最大值整体呈下降趋势（见图4.1-16）。

石油类：三次调查值均满足一类海水水质标准，2016年石油类浓度高于2006年和2011年（见图4.1-17）。

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%；2016年表、底层超标率分别为88.9%和83.3%。三次调查无机氮最小值呈上升趋势；2016年无机氮最大值与2006年相比有所降低（见图4.1-18）。

DO：三次调查值均满足一类海水水质标准。

总汞：三次调查海水中总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%；2016年表、底层超标率分别为88.9%和75.0%；2016年总汞超标率最高；且2016年总汞浓度最大值高于2006年和2011

年（见图4.1-19）。

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%；2016年表、底层超标率分别为86.7%和88.9%；2016年铅浓度最大值高于2006年和2011年（见图4.1-20）。

锌：三次调查海水中锌均有不同程度超标现象。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%；2016年仅表层出现超标现象，超标率为8.89%；锌最小值呈下降趋势；表层锌最大值呈上升趋势，底层锌最大值呈下降趋势（见图4.1-21）。

通过监测数据统计结果对比分析，可以看出：

- 该海域海水质量状况与历史状况基本相同，主要污染物仍然是无机氮和铅。

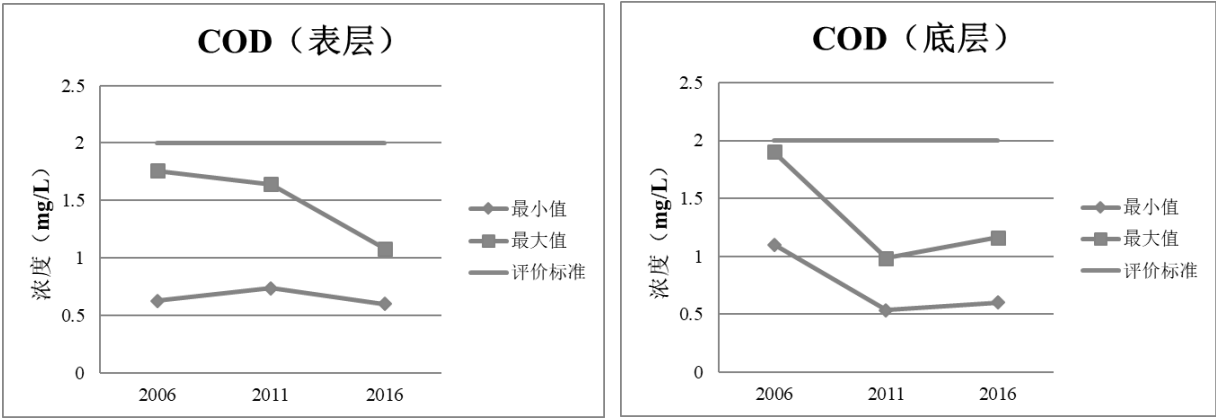


图 4.1-16 水质 COD 监测历年变化趋势图

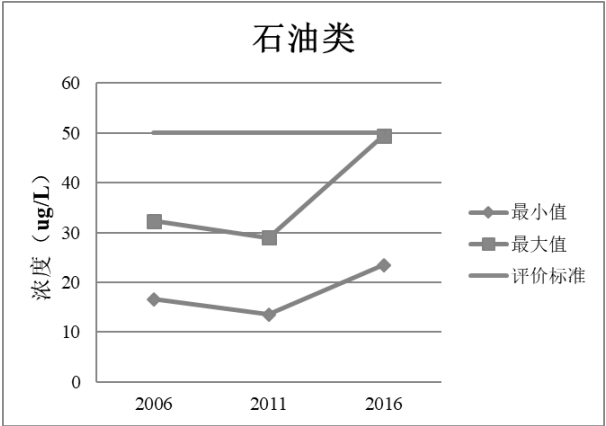


图 4.1-17 水质石油类（表层）监测历年变化趋势图

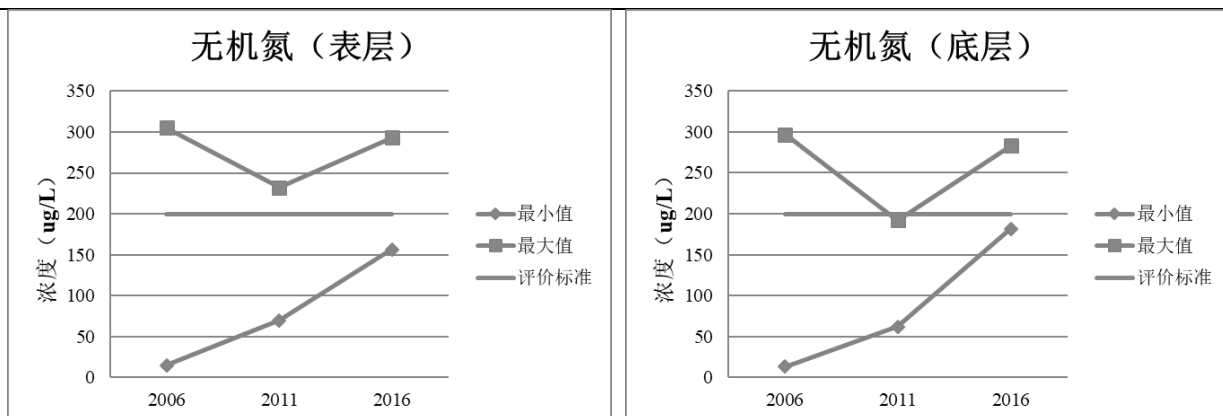


图 4.1-18 水质无机氮监测历年变化趋势图

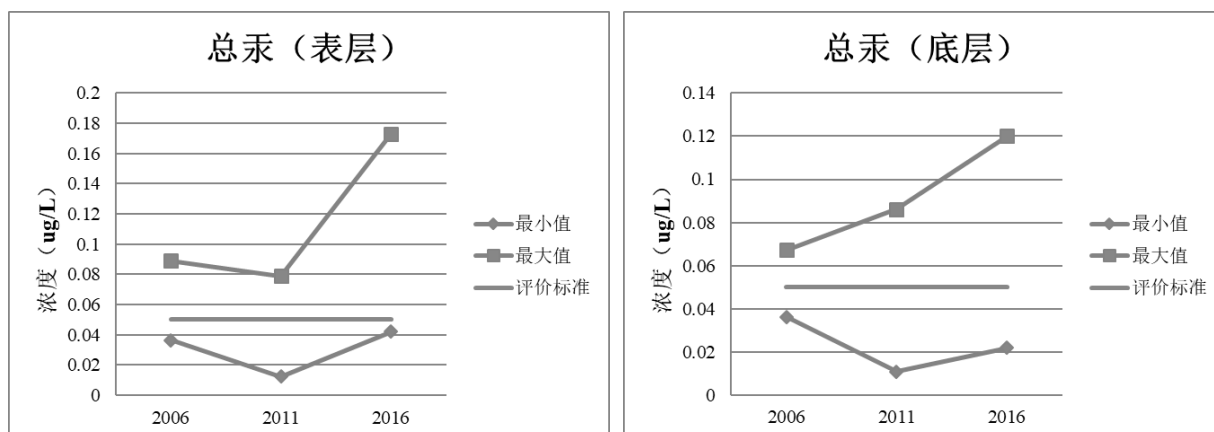


图 4.1-19 水质总汞监测历年变化趋势图

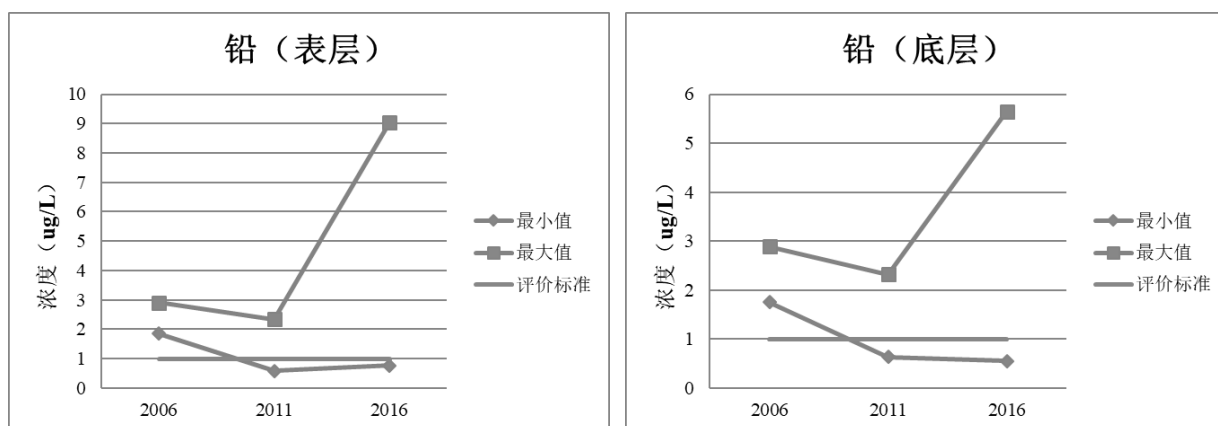


图 4.1-20 水质铅监测历年变化趋势图

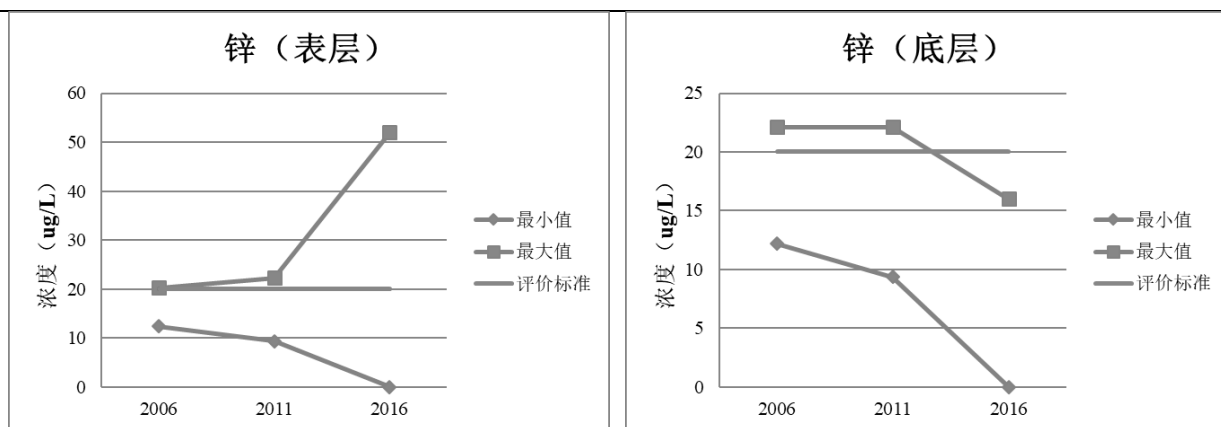


图 4.1-21 水质锌监测历年变化趋势图

4.1.3.2 表层沉积物质量回顾性评价

表层沉积物质量状况回顾同样选用 2006 年 5 月、2011 年 5 月和 2015 年 3 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 4.1-20 所示。

对比分析结果显示：三次调查表层沉积物中的有机碳、石油类、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 个调查站位中铜超标，超标 0.04 倍，2011 年 5 月有 1 个调查站位中砷超标，超标 0.08 倍。总体来看，调查海区沉积物中污染物质含量较低，沉积物质量较好。

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 4.1-19 秦皇岛 32-6 油田海域历次调查主要水质要素统计结果对比表

监测项目		2006年5月			2011年5月			2016年5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	0.60~1.08	0.30~0.54	0	2
	底层	1.1~1.9	0.55~0.95	0	0.536~0.984	0.27~0.49	0	0.60~1.16	0.30~0.58	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	23.5~49.4	0.47~0.99	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%	156.3~293.3	0.78~1.47	88.9%	200
	底层	13.4~297	0.07~1.49	22.58%	62.1~192	0.31~0.96	0	181.9~283.4	0.91~1.42	83.3%	
溶解氧 (mg/L)	表层	9.79~11.62	0~0.3	0	8.13~9.46	0.23~0.53	0	6.30~6.42	0.72~0.80	0	6
	底层	9.74~11.55	0.01~0.38	0	8.00~9.31	0.25~0.58	0	6.30~6.37	0.75~0.80	0	
总汞 (μg/L)	表层	0.0364~0.0889	0.73~1.78	19.35%	0.0125~0.0790	0.25~1.58	33.3%	0.042~0.173	0.84~3.46	88.9%	0.05
	底层	0.0364~0.0673	0.73~1.35	35.48%	0.0109~0.0862	0.22~1.72	24.2%	0.022~0.120	0.44~2.40	75.0%	
铅 (μg/L)	表层	1.85~2.91	1.85~2.91	100%	0.577~2.34	0.58~2.34	75.8%	0.77~9.05	0.77~9.05	86.7%	1
	底层	1.75~2.89	1.75~2.89	100%	0.632~2.32	0.63~2.32	78.8%	0.55~5.65	0.55~5.65	88.9%	
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%	“-”~52	“-”~2.59	8.89%	20
	底层	12.2~22.1	0.61~1.11	3.22%	9.37~22.1	0.47~1.11	12.1%	“-”~16	“-”~0.81	0	

注：“-”表示未检出。“/”表示该项未作统计。

表 4.1-20 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			2015年3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 ⁻²)	0.225~0.385	0.11~0.19	0	0.232~0.463	0.12~0.23	0	0.329~0.394	0.16~0.20	0	2.0
石油类 (×10 ⁻⁶)	9.65~457	0.02~0.91	0	22.3~370	0.04~0.74	0	31.3~42.6	0.06~0.09	0	500.0
硫化物 (×10 ⁻⁶)	26.0~36.1	0.09~0.12	0	35.4~74.2	0.12~0.25	0	40.1~57.1	0.13~0.19	0	300.0
铜 (×10 ⁻⁶)	7.03~36.5	0.20~1.04	5.88%	3.08~20.6	0.09~0.59	0	20.5~26.5	0.59~0.76	0	35.0
铅 (×10 ⁻⁶)	10.2~28.8	0.17~0.48	0	3.33~23.4	0.06~0.39	0	17.6~23.5	0.29~0.39	0	60.0
锌 (×10 ⁻⁶)	10.8~26.0	0.07~0.17	0	3.11~34.0	0.02~0.23	0	40.5~58.7	0.27~0.39	0	150.0

镉 ($\times 10^{-6}$)	0.0927~0.343	0.19~0.69	0	0.0618~0.234	0.12~0.47	0	0.102~0.142	0.2~0.28	0	0.50
汞 ($\times 10^{-6}$)	0.0179~0.0747	0.09~0.37	0	0.0169~0.136	0.08~0.68	0	0.0107~0.0151	0.05~0.08	0	0.2
砷 ($\times 10^{-6}$)	5.32~8.62	0.27~0.43	0	8.99~21.5	0.45~1.08	4.8%	8.55~10.30	0.43~0.52	0	20.0
铬 ($\times 10^{-6}$)	8.09~20.4	0.10~0.26	0	3.51~27.3	0.04~0.34	0	/	/	/	80.0

注：(-)表示未检出，“/”表示未进行该项统计。

4.1.3.3 海洋生物生态环境回顾性分析

根据 2006 年 5 月、2011 年 5 月和 2016 年 5 月三次生物生态调查资料，对本海区生物生态环境质量比较分析。

2006年5月调查项目：叶绿素a、初级生产力、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

2011年5月调查项目：叶绿素a、初级生产力、浮游植物、浮游动物、底栖生物。并选取调查区内具有代表性的生物，测定其体内的石油烃、总铬和铅的含量。

2016年5月调查项目：叶绿素a、浮游植物、浮游动物和底栖生物。

(1) 叶绿素a

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4.1-21。三次春季调查结果对比：

三次调查中，2011年5月调查叶绿素a表层和底层含量平均值高于2006年5月和2016年5月调查。2011年5月调查初级生产力高于2016年5月。

表4.1-21 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	2016年5月
叶绿素a	表层 ($\mu\text{g/L}$)	平均值	4.42	5.54	2.33
		范围	1.43~6.99	2.21~10.45	0.88~8.49
	底层 ($\mu\text{g/L}$)	平均值	6.68	9.75	1.99
		范围	1.44~12.29	3.75~20.62	0.44~8.15
初级生产力 ($\text{mgC/m}^2\text{d}$)		范围	/	727.75~2580.89	76.19~1041.34

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4.1-22。三次春季调查结果对比：

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，总体讲浮游植物的群落结构未发生大的变化。2016年5月调查浮游植物细胞数量平均值明显低于2006年5月调查。通过分析调查海域浮游植物群落特征各参数值表明：该海域种类丰度较高，种间个体数差别不大，种间分布较均匀。三次调查出现的优势种也不完全相同。

通过浮游植物种类多样性、均匀度、丰度和优势度的综合分析，该海域的浮游植物群落结构较合理，结构基本稳定。

表 4.1-22 浮游植物资料汇总

分析内容	2006年5月	2011年5月	2016年5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	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%。	硅藻门共发现浮游植物37种，占浮游植物总种类的84.1%，甲藻门5种（占11.4%），金藻门和蓝藻门各

		种，占总种类组成的5.3%。		1种（共占4.5%）。
细胞数量 (个/m ³)	范围	(9.5~432.6) ×10 ⁴	(78.53~1750.25) ×10 ⁴	(1.93~689.55) ×10 ⁴
	平均值	131.9×10 ⁴	/	47.87×10 ⁴
群落特征		多样性指数在0.54~2.91之间，平均为2.05；均匀度在0.15~0.69之间，平均为0.51；丰富度在1.00~1.87之间，平均为1.39；优势度在0.56~0.93之间，平均为0.74。	多样性指数在1.01~3.44之间；均匀度在0.24~0.77之间；丰富度在0.68~1.06之间；优势度在0.42~0.92之间。	多样性指数在0.05~3.75之间，平均为2.61；均匀度指数的变化范围在0.01~0.94之间，平均为0.69；丰富度指数在0.59~1.03之间，平均为0.77；优势度指数在0.26~1.00（0.997）之间，平均为0.57
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	丹麦细柱藻和刚毛根管藻

注：“/”表示未进行该项统计。

（3）浮游动物

三次调查中浮游动物种类数量、生物量、个体数量以2011年居多，种类组成上以桡足类为主要组成部分。优势种为中华哲水蚤和墨氏胸刺水蚤，浮游动物群落结构较为稳定，变化不大。通过三次调查浮游动物种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析，浮游动物调查海域种类丰度较高，种间个体数差别不大，种间分布较均匀，优势种较突出。综合表明浮游动物群落结构合理，种类结构稳定。三次的调查结果列于表4.1-23。

表 4.1-23 浮游动物资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2016年5月
种类数		8	22	14
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	水母类1种，桡足类11种，毛颚类、涟虫类和端足类各1种，糠虾类2种，幼虫幼体5种。	桡足类10种，腔肠动物、甲壳类、毛颚类和原生生物各1种，另外还发现幼体6种鱼卵仔鱼各一种。
生物量 (mg/m ³)	范围	21.8~781.6	270~2950	47.61~210.21
	平均值	260.4	/	100.72
个体数量 (个/m ³)	范围	18.6~1033.7	690~10070	54.3~219.4
	平均值	311.8	/	128.1
群落特征		多样性指数在1.01~2.08之间，平均为1.40；均匀度值在0.42~0.77之间，平均为0.58；丰富度值在0.43~0.82之间，平均为0.58；优势度值在0.71~0.97之间，平均为0.87。	多样性指数在0.90~2.13之间；均匀度在0.27~0.67之间；丰度在0.52~1.02之间；优势度在0.66~0.95之间。	多样性指数在1.92~2.78之间，平均为2.45；均匀度指数的变化范围在0.64~0.86之间，平均为0.77；丰富度指数在0.69~1.47之间，平均为1.21；优势度指数在0.42~0.79之间，平均为0.56。
优势种		墨氏胸刺水蚤、中华哲	墨氏胸刺水蚤、中华	纺锤水蚤、强壮箭虫、小

		水蚤	哲水蚤和胸刺水蚤	拟哲水蚤和中华哲水蚤
--	--	----	----------	------------

注：“/”表示未进行该项统计。

(3) 底栖生物

三次调查中，2011年和2016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。通过三次调查底栖生物生物量、栖息密度、种类多样性、均匀度、丰富度和优势度的综合分析，底栖生物群落各站位之间存在一定差异，种间分布相对较均匀。综合表明底栖生物群落结构基本合理，种类结构稳定。三次的调查结果列于表4.1-24。

表 4.1-24 底栖生物资料汇总

分析内容		2006年5月	2011年5月	2016年5月
种类数		48	71	78
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39种，占底栖生物发现总种类数的50.0%；节肢动物发现18种（占23.1%）；软体动物14种（占17.9%）；棘皮动物2种（占2.6%）；其余动物均发现1种，共占底栖生物发现总种类数的6.4%。
生物量 (g/m ²)	范围	0.70~15.80	2.00~76.20	0.15~160.10
	平均值	4.69	11.30	10.9
栖息密度 (个/m ²)	范围	60~490	240~800	10~1730
	平均值	186	/	433
群落特征		多样性指数在1.79~4.06之间，平均为3.13；丰度指数在0.51~2.13之间，平均值为1.30；均匀度指数在0.84~1之间，平均为0.93；优势度指数在0.22~0.67之间，平均为0.38。	多样性指数在2.70~3.85之间，均值3.37；均匀度在0.76~0.96之间，均值0.84；丰度在1.01~2.25之间，均值1.71；优势度在0.29~0.57之间，均值0.43。	多样性指数在1.50~3.82之间，平均为3.08；均匀度指数在0.77~0.95之间，平均为0.87；丰富度指数在0.38~2.13之间，平均为1.35；优势度指数变化范围在0.27~0.75之间，平均为0.45。
优势种		多毛类	多毛类环节动物	丝异须虫、纤细长涟虫、独指虫和小头虫

注：“/”表示未进行该项统计。

(4) 生物质量

历史调查均根据《海洋监测规范》的有关规定，取调查海域经济物种的可食部分，进行生物体内的铜、铅、锌、镉、铬、砷、汞、石油烃的分析，分析结果见表4.1-25。其中贝类（双壳）评价标准引用《海洋生物质量》（GB18421-2001）中一类标准；其他软体动物、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，其他因子均未超标；超标倍数为0.3。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2016年5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 4.1-25 油田海域生物质量监测结果对比表

调查时间	站位	样品名称	监测结果(W×10 ⁻⁶)								
			铬	铜	铅	锌	镉	砷	总汞	石油烃	
2006 年 5 月	/	甲壳类	■	■	■	■				■	
		鱼类	■		■					■	
贝类		■	■		■					■	
2011 年 5 月		毛蚶	■		■					■	■
青蛤		■	■		■					■	
2016 年 5 月	P1	扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P3	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P5	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P6/45	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P7	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
		长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P9	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P11/P40~P44	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
		扁玉螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
		舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P13	虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
		舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P15	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
		舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P17	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P19	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
		长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	p21	脉红螺	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	
	P23	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	

	P25	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		三疣梭子蟹	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P27	长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P29	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P31	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P33	舌鳎	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P35	三疣梭子蟹	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		虾虎鱼	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	P36-39	口虾蛄	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		长蛸	■	■	■	■	■	■	■	■	■
		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。

4.1.3.4 环境影响回顾性分析结论

通过对秦皇岛 32-6 油田周边海域环境影响回顾分析，得出以下结论：

•经 2006 年~2016 年共计三次在秦皇岛 32-6 油田海域及周边海域的环境质量现状调查回顾分析，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、沉积物和海洋生物质量处于稳定状态，均满足相应的标准限值。

5 环境敏感区（点）和环境保护目标分析

（1）海洋功能区划符合性

①与全国海洋功能区划的符合性分析

根据《全国海洋功能区划（2011-2020年）》，秦皇岛32-6油田调整工程位于渤海湾海域。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。

本工程建设是在既有秦皇岛32-6油田WHPA、WHPF、WHPG、CEPI和CEPJ平台进行调整井建设，同时在CEPJ平台上进行内挂井槽建设和生产水扩容改造；平台位于渤海湾海域，项目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”。项目建成后能够提升渤海区域的石油开采能力，合理开发海洋资源，有助于所在海域主导功能的发挥。工程施工与生产开发时应注意与周边用海功能区的协调性，加强周边海域生态环境质量监测，防止溢油事故发生，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）》，秦皇岛32-6油田WHPA、WHPF、WHPG、CEPI和CEPJ平台位于“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。

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”。本项目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。

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。”

1、秦皇岛32-6油田WHPA、WHPF、WHPG、CEPI和CEPJ平台生产过程中产生的固体废弃物均运回陆上处理，不外排；油田已制定了《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。2、本次调整井工程投产后，运营期生活污水及FPSO处理达标的生产水排放量与调整前相比均不增加，且2020

年底，处理达标的生产水全部回注不外排；因此，海水水质、海洋沉积物和海洋生物质量均不劣于调整前水平。本工程建设符合京唐港矿产与能源区海洋环境保护要求。

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。

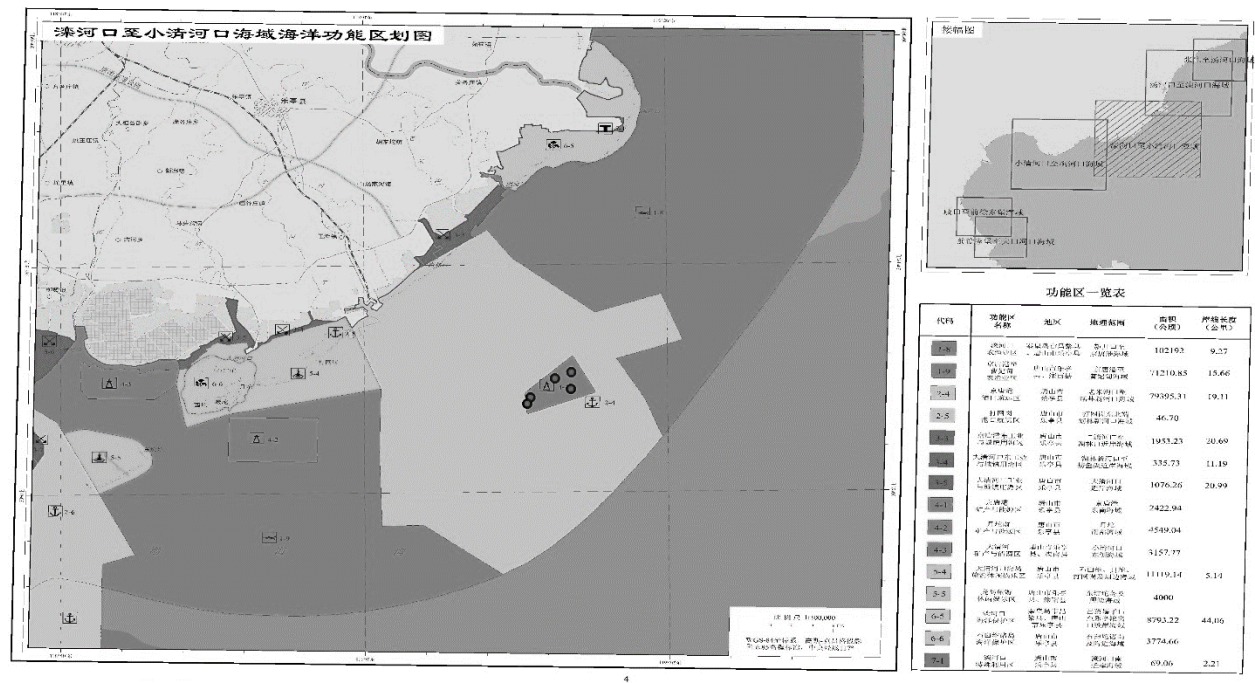


图5.1-1a 工程与《河北省海洋功能区划（2011-2020年）》的位置关系图

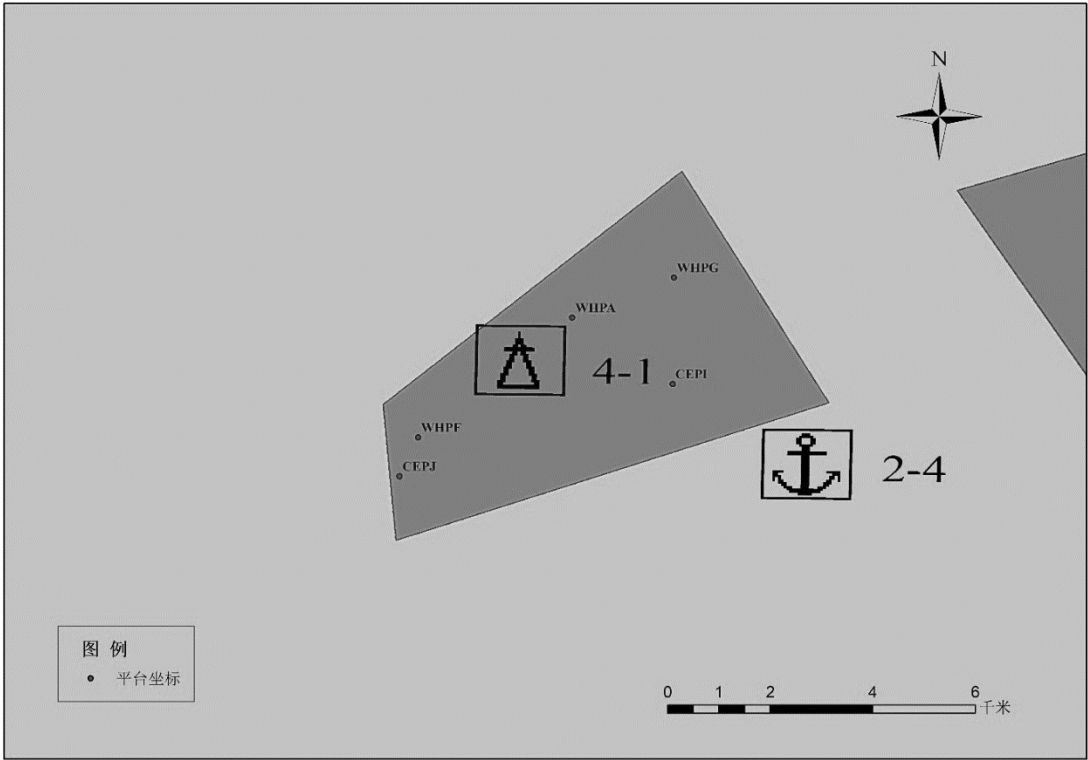


图 5.1-1b 工程与《河北省海洋功能区划（2011-2020 年）》的位置关系图（局部放大图）

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。			

(2) 相关规划符合性

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”。

优化开发区域包括:渤海湾、长江口及其两翼、珠江口及其两翼、北部湾、海峡西部以及辽东半岛、山东半岛、苏北、海南岛附近海域。

本工程位于渤海湾中北部海域,属于《全国海洋主体功能区规划》中的优化开发区(渤海湾海域),不位于限制开发区和禁止开发区内。

渤海湾海域要“优化港口功能与布局,推动天津北方国际航运中心建设。积极推进工厂化循环水养殖和集约化养殖。加快海水综合利用、海洋精细化工业等产业发展,控制重化工业规模。保护水产种质资源,开展海洋生态修复和防护林体系建设。加强海洋环境突发事件监视监测和海洋灾害应急处置体系建设,强化石油勘探开发区域监测与评价,提高溢油事故应急能力”。

本项目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海域白姑鱼的产卵盛期（5月），本项目施工期通过采取上述环保措施，保护了水产种质资源。本项目运营期固体废弃物运回陆上处理不外排，生活污水及 FPSO 处理达标的生产水排放量与调整前相比均不增加，因此，不会进一步加剧海洋现状环境的恶化。

此外，秦皇岛 32-6 油田制定了溢油应急计划，并定期监测各设施外排污染物的排放浓度；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、海洋生物生态进行跟踪监测和评价。因此，本工程建设符合《全国海洋主体功能区规划》。

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，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 5.1-2）。

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。

本项目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；项目不涉及围填海和海域使用论证，且开展了环境影响评价；项目严格执行海洋油气勘探开采的各项环境管理要求，工程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，秦皇岛 32-6 油田已经制定了溢油应急计划，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。

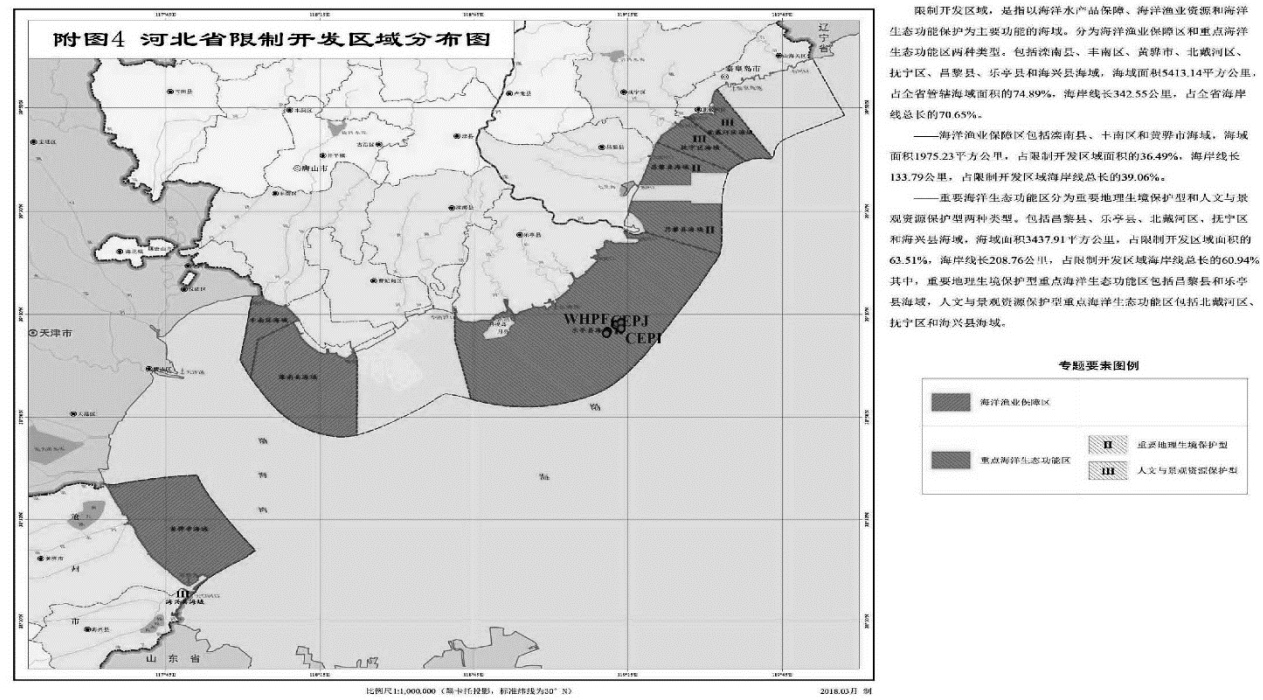


图 5.1-2 工程与《河北省海洋主体功能区规划》的位置关系图

③与产业政策的符合性

本项目属于国家《产业结构调整指导名录（2011 版，2013 年修正）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探与开采”，符合国家产业政策。

④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。

⑤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”。本项目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。

⑥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 5.1-3。

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”。

本项目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，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：目前海水水质不劣于二类海水水质质量标准、沉积物和生物质量不劣于二类海洋沉积物和海洋生物质量标准。本次调整井工程投产后，运营期生活污水及 FPSO 处理达标的生产水排放量与调整前相比均不增加，因此，不会进一步加剧海洋现状环境的恶化。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）》。

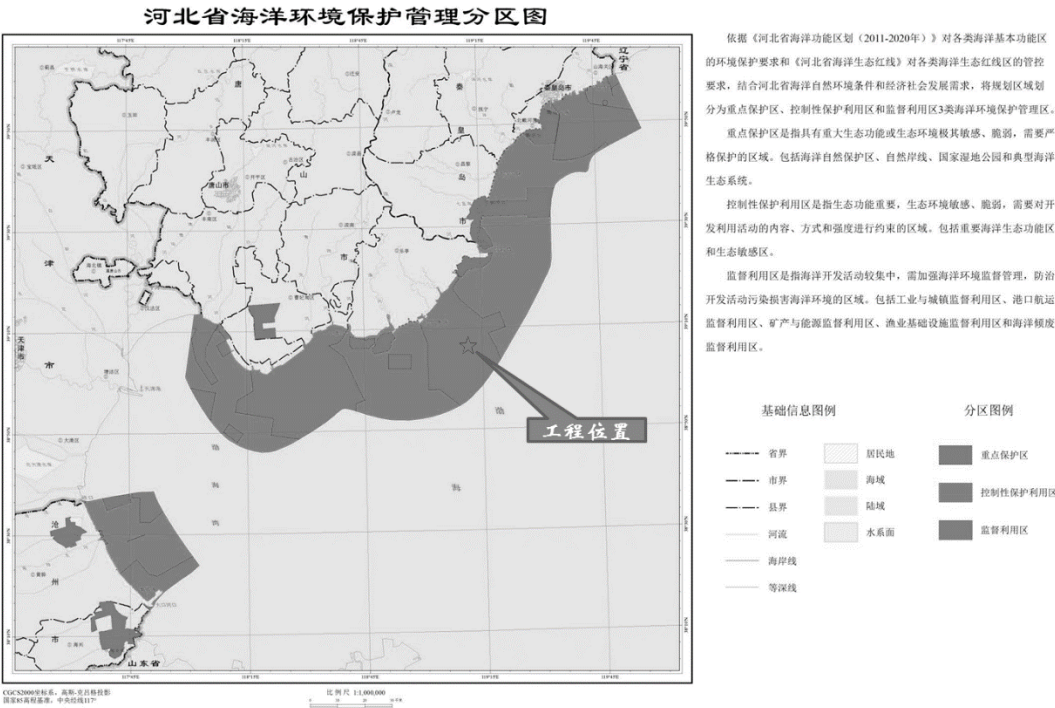


图 5.1-3 本工程与《河北省海洋环境保护规划（2016-2020 年）》的位置示意图

⑦与《河北省海洋生态红线》符合性分析

根据河北省海洋局发布的《河北省海洋生态红线》【冀海发〔2014〕4号】，本工程位于河北省海洋生态红线区外，距“大清河口海岛旅游区（编号7-4）”最近，约14.1km。

本工程非油层段钻屑、非油层段钻井液排放产生的悬浮沙影响范围不超过1.47km，因此，调整工程施工期和运营期均不会对《河北省海洋生态红线》（见图5.1-4）的红线区产生不利影响。

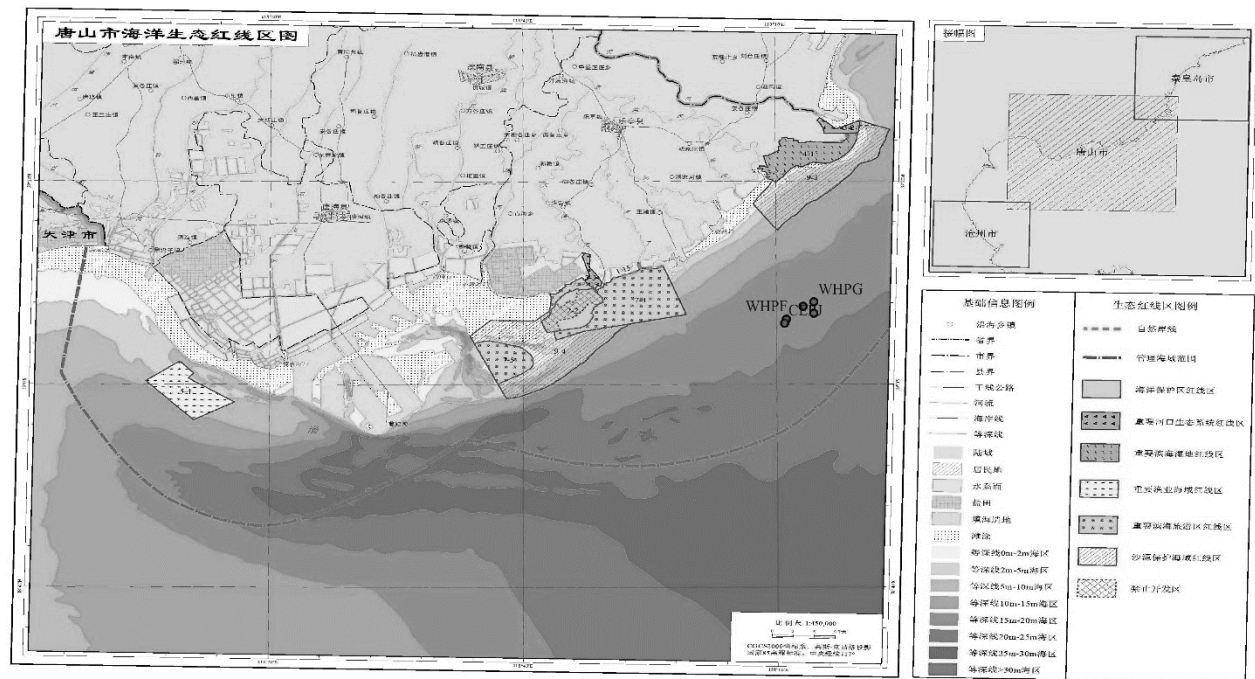


图 5.1-4 工程与《河北省海洋生态红线》的位置关系图

⑧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5.1-2，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 5.1-2 本工程与“国海发[2017]7号”文的符合性分析

序号	相关要求	符合性分析	是否相符
三、加强海洋空间资源利用管控	坚持生态用海，严格执行海洋主体功能区规划、海洋功能区划、海洋生态红线等管控措施，提高生态环境准入门槛，禁止严重过剩产能以及高耗能、高污染、高排放项目用海，推动海域资源利用方式向绿色化、生态化转变。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区，启动倾倒区规划编制，按照科学合理经济安全的	①本项目符合《全国海洋主体功能区规划》、《全国海洋功能区划（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《河北省海洋生态红线》等的管控措施。 ②本项目不属于高耗能、高污染、高排放的项目；且本项目不涉及倾倒废弃物问题。	符合

	原则，调整完善海洋倾倒区布局，禁止倾倒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，稳妥处理好政策衔接问题。深入开展渤海围填海项目后评估工作，重点对渤海围填海生态环境影响进行综合评价，为制定渤海生态环境综合整治和围填海管控措施提供依据。	③工程内容不涉及围填海。	
六、加强海洋生态环境风险控制	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。 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，提高海洋环境预警报和生态灾害的监测预警水平。	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 11），本工程的工程内容已包含在该溢油应急计划中。	符合

⑨与《全国海洋生态环境保护规划（2017 年-2020 年）》的符合性分析

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）》，《规划》明确了“绿色发展、源头护海”“顺应自然、生态管海”“质量改善、协力净海”“改革创新、依法治海”“广泛动员、聚力兴海”的原则，确立了海洋生态文明制度体系基本完善、海洋生态环境质量稳中向好、海洋经济绿色发展水平有效提升、海洋环境监测和风险防范处置能力显著提升四个方面的目标，提出了近岸海域优良水质面积比例、大陆自然岸线保有率等八项指标。

本项目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，并经所在海区主管部门批准后，达标排海。本项目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；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，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。本项目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油田群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。针对调整井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。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，本项目建设符合《全国海洋生态环境保护规划》（2017 年~2020 年）要求。

5.2 主要环境敏感目标分布

根据本油田开发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、产卵场等。距离本工程最近的敏感目标为滦河口养殖区和昌黎海域养殖区，约为11.0km，且工程位于白姑鱼产卵场内。本项目的主要敏感区和保护目标见表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	相对本项目		主要保护对象
			方位	最近距离 (km)	
1	生态红线区	大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）	NW	22.8	保护海底地形地貌、海洋动力条件、海水质量
2		滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）	NE	13.4	
3		龙岛旅游区	NW	36.4	保护地貌、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境
4		大清河口海岛旅游区	N	14.9	保护地貌、植被、沙滩等海岛景观、近岸海域生态环境
5	自然保护区	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	NNW	22.6	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
6		河北昌黎黄金海岸国家级自然保护区	NE	44.3	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
7	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	NW	37.3	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
8		南堡水产种质资源保护区	W	80.8	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。
9		滦河口水产种质资源保护区	NE	26.0	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。
10		南戴河海域国家级水产种质资源保护区	NE	61.7	栉江珧和魁蚶，其他保护对象包括毛蚶、竹蛏
11		昌黎海域国家级水产种质资源保护区	NE	44.2	三疣梭子蟹、花鲈和假睛东方鲀
12		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	W	75.0	主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹
13		小清河口养殖区	NW	35.7	保护青蛤、四角蛤蜊、光滑蓝蛤等潮间带底栖生物和滨海湿地，维持海洋生物资源可持续利用，保持海洋生态系统结构和功能稳定。
14	养殖区	南戴河海域养殖区	NE	50.8	海水养殖业
15		昌黎海域养殖区	NE	11.0	
16		滦河口养殖区	NE	11.0	保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源、珍稀海洋生物，防止外来物种入侵，维持海洋生物资源

					可持续利用，保持海洋生态系统结构和功能稳定。
17	海洋特别保护区	滦河口海洋特别保护区	NE	22.0	保护河口生态系统、滨海湿地和鸟类，潟湖—沙坝海岸景观。
18	产卵场	白姑鱼产卵场	位于其中		白姑鱼及其生境

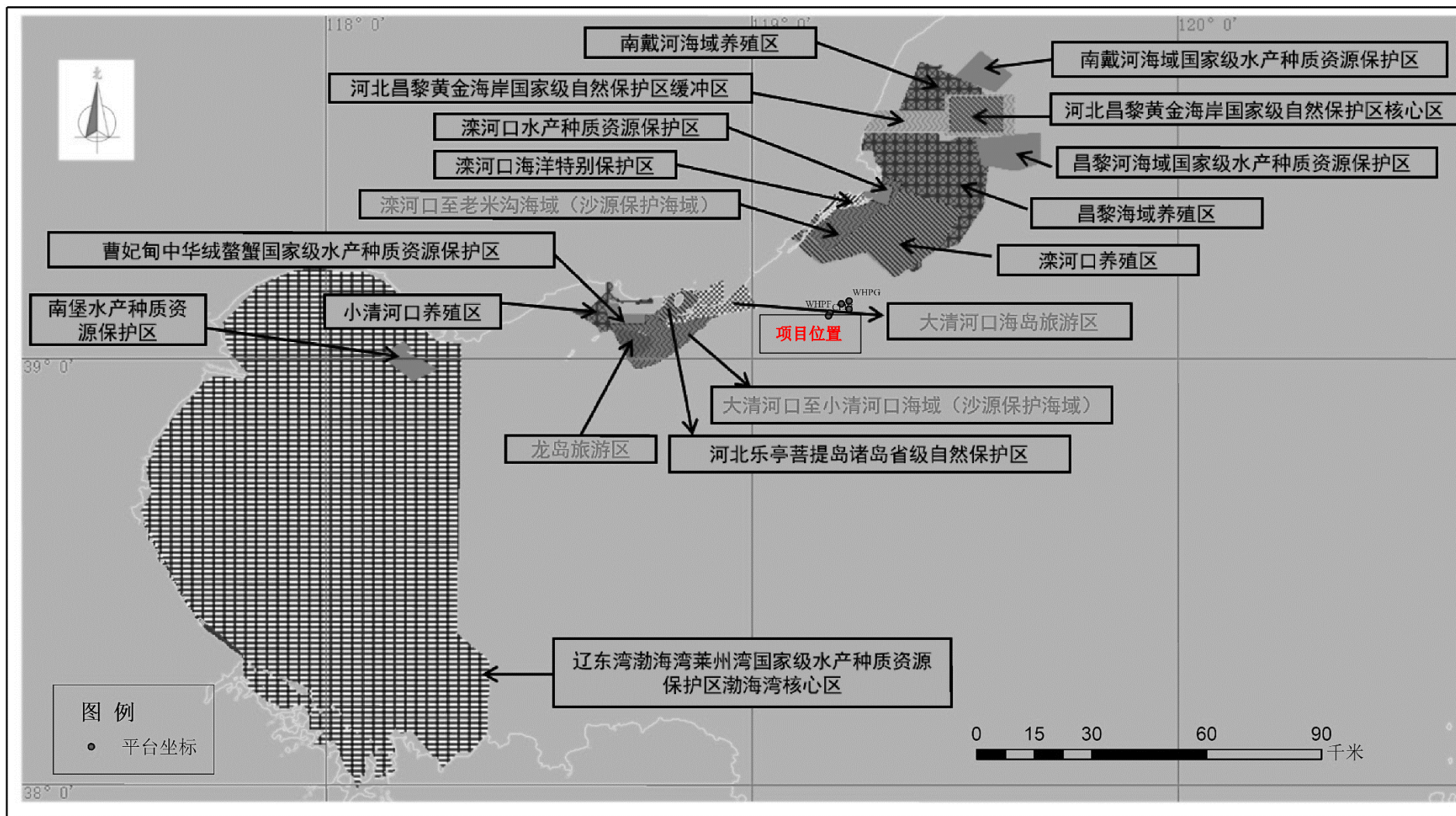


图 5.2-1 项目环境敏感目标分布图

5.3 主要环境敏感目标简介

重点介绍距离本工程较近及可能受溢油影响的敏感目标。

(1) 滦河口养殖区

地理范围：滦河口至老米沟近岸（39°12'14.9"N-39°24'45.56"N，119°7'33.04"E-119°32'47.54"E）。面积：46715.74公顷。生态保护重点目标：保护三疣梭子蟹、花鲈、假睛东方鲀等水产种质资源、珍稀海洋生物，防止外来物种入侵，维持海洋生物资源可持续利用，保持海洋生态系统结构和功能稳定。

(2) 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。

(3) 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。

(4) 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。

(5) 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。

(6) 河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区

河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区原名乐亭石臼坨诸岛省级自然保护区，是2002年5月29日经河北省人民政府批准建立的海洋自然保护区。保护面积3774.7hm²，其中核心区1223.43 hm²，占保护区总面积的32.41%，缓冲区993.00 hm²，占26.31%，实验区1558.27 hm²，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。

(7) 小清河口养殖区

地理范围：小清河口海域（39°3'31.74"N-39°11'8.93"N，118°35'55.72"E-118°45'7.11"E）。面积：7272.95公顷。岸线：15665米。生态保护重点目标：保护青蛤、四角蛤蜊、光滑蓝

蛤等潮间带底栖生物和滨海湿地，维持海洋生物资源可持续利用，保持海洋生态系统结构和功能稳定。

（8）曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区

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

（9）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。

(10) 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。

(11) 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

渤海湾核心区面积为6160km²，核心区范围是由4个拐点顺次连接与西面的海岸线（即大潮平均高潮痕迹线）所围的海域，拐点坐标为（118°15'00"E, 39°02'34"N; 118°15'E, 38°25'N; 118°20'E, 38°20'N; 118°20'E, 38°01'30"N）。

海岸线北起河北省唐山市南堡渔港西侧，经丰南、沙河黑沿子入海口、涧河入海口，向西经天津的海河、独流减河入海口，向西至歧口河口为折点向南再经河北省黄骅市、海兴县的南排河李家堡、石碎河赵家堡入海口、大口河入海口、马颊河、徒骇河入海口，南至山东省滨州市湾湾沟乡。该区主要保护对象有中国明对虾、小黄鱼、三疣梭子蟹；保护区内还栖息着银鲳、黄鲫、青鳞沙丁鱼、鲚、凤鲚、鳓、鲱、赤鼻棱鲱、玉筋鱼、黄姑鱼、白姑鱼、叫姑鱼、棘头梅童、鲛、花鲈、中国毛虾、海蜇等渔业种类。

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；生活污水依托钻井船/支持船或 CEPJ 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；洗压井废水和洗井废水进入 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。

生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 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 排海；2020 年底，处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等进入原油集输流程；生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；本次调整井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。

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（2019~2020 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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台共布设 33 口调整井；其中 16 口利用内挂井槽新钻，16 口利用老井槽侧钻，1 口为生产井转注水井，调整井不涉及占用海域；同时对 CEPJ 平台进行生产水扩容及适应性改造，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，本项目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

（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，本工程调整井实施过程中，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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业。

根据工程分析，本项目 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台的非油层段钻屑排放总量分别为 1360.6m³、337.0m³、257.2m³、690.0m³ 和 5166m³，平均排放速率分别为 11.3m³/d、12.5m³/d、17.1m³/d、13.8m³/d 和 17.3m³/d。本工程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 CEPI 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或距离较近的平台，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比环境条件见表 6.2-1a；类比环境条件相似性说明见表 6.2-1b。

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	潮流性质：不正规半日潮 潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。	潮流性质：不正规半日潮 潮流运动形式：工程附近海域基本为往复流。	一致
位置	CEPI	WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ	CEPI 平台为本次调整井所在平台； WHPA 平台位于 CEPI 平台西北向，距离约 2.0km； WHPF 平台位于 CEPI 平台西南向，距离约 4.0km； WHPG 平台位于 CEPI 平台北向，距离约 2.1km； CEPJ 平台位于 CEPI 平台西南向，距离约 4.5km。
非油层段钻屑排放情况	CEPI 平台钻屑排放量为 4284.7m ³ ；排放速率为 29.1m ³ /d。	本工程 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台的非油层段钻屑排放总量分别为 1360.6m ³ 、337.0m ³ 、257.2m ³ 、690.0m ³ 和 5166m ³ ，平均排放速率分别为 11.3m ³ /d、12.5m ³ /d、17.1m ³ /d、13.8m ³ /d 和 17.3m ³ /d。	本工程小于类比对象。
非油层段钻井液排放情况	钻井完工后一次性排放泥浆 70m ³ ，持续排放 2h，排放速率为 35m ³ /h，泥浆密度按 1.25g/cm ³ 计算，泥浆粒径 0.0025 mm~0.050 mm，中值粒径为 0.010mm。	钻井完工后一次性排放泥浆 70m ³ ，持续排放 2h，排放速率为 35m ³ /h，泥浆密度按 1.10g/cm ³ 计算。	一致

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、位置基本一致，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。

表 6.2-1b 类比环境条件相似性说明表

水深	项目	2012 年调查	2017 年调查	对比情况
	调查单位	中海油服工程勘察中心	中海油能源发展装备技术有限公司	/
	调查时间	2011 年 11 月至 2012 年 3 月	2017 年 9 月 22 日至 9 月 25 日	/
	调查结果	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。	海底地形比较平坦, 水深在 19.6m~20.4m 之间变化。	两次调查海底面均比较平坦, 水深变化不大。
水文动力	项目	2012 年调查	2015 年调查	对比情况
	调查单位	中海油服工程勘察中心	青岛环海海洋工程勘察研究院	/
	调查时间	2012 年 1 月 11 日至 2012 年 2 月 11 日	2015 年 11 月 11 日至 11 月 12 日	/
	调查结果	不规则半日潮流。	各站层以正规半日潮流居多, P20 与 P35 站为不正规半日潮流, 因此, 观测期间本海区潮流性质属半日潮流。	均为半日潮流。
		往复流明显。	潮流运动形式以往复流为主。	均以往复流为主。
		在观测期间 ENE~WSW 方向出现频率最高。	各站实测海流流向相对集中, 落潮流流向集中在 WSW~W 向附近, 涨潮流流向集中在 NE~E 向附近。	海流流向集中在 WSW、ENE 向附近。
结论	综上所述: 1、两次调查海底面均比较平坦, 水深变化不大。 2、两次调查潮流性质均属于半日潮。 3、海流流向集中在 WSW、ENE 向附近。 4、潮流运动形式以往复流为主。 从表中可以看出: 两次调查工程所在海域水深和水文动力变化不大, 因此, 类比环境条件是相似的。			

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》, CEPI 平台钻屑排放量为 4284.7m^3 ; 排放速率为 $29.1\text{m}^3/\text{d}$, 钻屑密度按 $2.5\text{g}/\text{cm}^3$ 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 0.227km^2 , 离排放点的最大距离为 0.47km 。恢复到一类水质所需最少时间为 3.9h , 即停止排放 3.9h 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^2 和 0.001km^2 , 相对较小。由计算知, 钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.007km^2 , 离排放点最大距离约 0.10km ”。

表 6.2-2 CEPI 平台排放钻屑预测结果

	超一类水质最大/包络面积 (km^2)	超三类水质包络面积 (km^2)	超四类水质包络面积 (km^2)	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	0.084/0.227	0.002	0.001	0.47	3.9
中层	0.037/0.084	0.001	—	0.28	3.0
底层	0.014/0.027	—	—	0.15	1.3

表 6.2-3 CEPI 平台钻屑排放期间表层悬浮物超标面积(km²)

浓度 (mg/L)	10~20	20~50	50~100	100~150	>150
最大面积	0.075	0.028	0.005	0.001	0.002
包络面积	0.155	0.060	0.010	0.001	0.001

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，各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，本工程非油层段钻屑排放过程中，悬浮泥沙增量超过 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，可在很短时间内恢复到本底值水平。

(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。秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台开发过程中，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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业。

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 2295.5m³，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泥浆 70m³，最大排放速率限定为 35m³/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 CEPI 平台钻井产生的钻井液排放的相关预测结果；本工程与类比对象为同一平台或距离较近的平台，水深及水动力条件一致，具有可比性。类比条件见表 6.2-1。

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 CEPI 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 CEPI 平台开始排放泥浆的扩散情况进行预测。源强：“钻井完工后一次性排放泥浆 70m³，持续排放 2h，排放速率为 35m³/h。泥浆密度 1.05g/cm³~1.25g/cm³（按 1.25 g/cm³ 计算），泥浆粒径 0.0025mm~0.050mm，中值粒径为 0.010mm。”预测结果：“泥浆仅对钻井平台附近水质有影响，且影响主要在表层海域。超一（二）类水质包络面积最大约为 0.984km²，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 1.47km，超三、四类水质海域的包络面积最大为 0.072km² 和 0.047km²，排放 13.7h 后工程海域可恢复到一类水质”。

表 6.2-4 CEPI 平台排放泥浆预测结果（表层）

	超一类水质面积（km ² ）最大/包络	超三类水质包络面积（km ² ）	超四类水质包络面积（km ² ）	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	0.293/0.699	0.037	0.014	1.47	11.8h
落潮时排放	0.305/0.819	0.032	0.017	1.24	12.5h
低潮时排放	0.303/0.687	0.047	0.017	1.37	12.3h
涨潮时排放	0.385/0.984	0.072	0.047	0.83	13.7h

表 6.2-5 CEPI 平台排放泥浆表层悬浮物超标面积(km²)

浓度（mg/L）		10~20	20~50	50~100	100~150	>150
高潮时排放	最大面积	0.240	0.155	0.055	0.023	0.014
	包络面积	0.295	0.297	0.070	0.023	0.014
落潮时排放	最大面积	0.245	0.162	0.057	0.014	0.017
	包络面积	0.375	0.325	0.087	0.015	0.017
低潮时排放	最大面积	0.225	0.168	0.070	0.025	0.014
	包络面积	0.280	0.273	0.087	0.030	0.017
涨潮时排放	最大面积	0.280	0.215	0.093	0.025	0.034
	包络面积	0.435	0.342	0.135	0.025	0.047

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泥浆 70m³，最大排放速率限定为 35m³/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泥沙增加超过 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，海水水质将较快恢复到原来的状态。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，对海洋水质影响甚小。

（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 14400m³，经各钻井船/支持船或 CEPJ 平台上的生活污水处理设施处理，达到《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，本项目施工期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，一般而言沉积半径在 1000m 以内，但大部分都沉积在 200m 以内。

本工程 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 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 CEPI 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 0.007km²，离排放点最大距离约 0.10km”。

本工程钻屑排海后，悬浮颗粒下沉至海底，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 100m，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，钻屑排放将覆盖井位附近一部分原海底，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泥沙对浮游生物、底栖生物、渔业资源造成的损害。

（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

悬浮泥沙对浮游植物的影响表现在：由于悬浮泥沙的含量增高，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，由于悬浮泥沙快速下沉，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。

悬浮泥沙对浮游动物的影响可表现在：一是海水悬浮泥沙浓度的增加，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，过量悬浮固体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 $(1.93\sim 689.55) \times 10^4$ 个/m³ 之间，平均为 47.87×10^4 个/m³；调查海域浮游动物生物量变化范围在 $(47.61\sim 210.21)$ mg/m³，平均为 100.72mg/m³。

本工程 WHPA 平台非油层段钻屑排放总量为 1360.6m³，钻井期约为 120 天，以 15 天

为 1 个影响周期，则约为 8 个周期。

WHPF 平台非油层段钻屑总量为 337.0m^3 ，钻井期约为 27 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 2 个周期。

WHPG 平台非油层段钻屑总量为 267.8m^3 ，钻井期约为 15 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 1 个周期。

CEPI 平台非油层段钻屑总量为 690.0m^3 ，钻井期约为 50 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 4 个周期。

CEPJ 平台非油层段钻屑总量为 5166m^3 ，钻井期约为 334 天，以 15 天为 1 个影响周期，则约为 23 个周期。

本次非油层段钻屑排放影响周期共为 38 个周期。

悬浮沙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 CEPI 平台排海钻屑、钻井液扩散情况，类比结果见表 6.4-1。由于泥浆和钻屑对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~10m 水深进行核算相应的资源损失量。估算本工程非油层段钻屑排放损失浮游植物细胞数量小于 4.50×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.947t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量小于 4.31×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.905t。

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 6.4-2。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小于 8.81×10^{12} 个；损失浮游动物小于 1.852t。

表 6.4-1a 施工期非油层段钻屑排放造成的浮游生物损失量（表层 0~10m）

污 染 物	类别	资源密度	悬浮泥沙 超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	周期数合 计	持续性损失量
非 油 层 段 钻 屑	浮游 植物	47.87×10 ⁴ 个/m ³	Bi≤1	0.155	5	38 周期	1.41×10 ¹² 个
			1<Bi≤4	0.060	20		2.18×10 ¹² 个
			4<Bi≤9	0.010	40		7.28×10 ¹¹ 个
			>9	0.002	50		1.82×10 ¹¹ 个
	小计	4.50×10 ¹² 个					
	浮游 动物	100.72mg/m ³	Bi≤1	0.155	5	38 周期	0.297t
			1<Bi≤4	0.060	20		0.459t
			4<Bi≤9	0.010	40		0.153t
			>9	0.002	50		0.038t
	小计	0.947t					

表 6.4-1b 施工期非油层段钻井液排放造成的浮游生物损失量（表层 0~10m）

污染物	类别	资源密度	悬浮泥沙超标倍数（Bi）	超标面积（km ² ）	损失率（%）	损失量
非油层段钻井液	浮游植物	47.87×10 ⁴ 个/m ³	Bi≤1	0.435	5	1.04×10 ¹¹ 个
			1<Bi≤4	0.342	20	3.27×10 ¹¹ 个
			4<Bi≤9	0.135	40	2.58×10 ¹¹ 个
			>9	0.072	50	1.72×10 ¹¹ 个
	小计	8.61×10 ¹¹ 个				
	5 个平台合计	4.31×10 ¹² 个				
	浮游动物	100.72mg/m ³	Bi≤1	0.435	5	0.022t
			1<Bi≤4	0.342	20	0.069t
			4<Bi≤9	0.135	40	0.054t
			>9	0.072	50	0.036t
	小计	0.181t				
	5 个平台合计	0.905t				

表 6.4-2 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	4.50×10 ¹² 个	4.31×10 ¹² 个	8.81×10 ¹² 个
浮游动物	0.947t	0.905 t	1.852t

（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对井位周边存在一定水质影响，但其影响范围不大，钻屑排海后沉积覆盖不小于 2cm 厚度范围为 0.007km²，距排放点最远为 100m，且其影响随着施工期的结束而消失，海水水质将很快地恢复到原状态。因此，本工程钻屑排放对平台周围底栖生物的影响很小。

根据 2015 年 3 月调查结果，工程周边海域底栖生物生物量变化范围在（0.15~160.10）g/m² 之间，平均为 10.90g/m²。根据钻屑类比分析，钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围不超过 0.007km²，损失率按 100%计，则本工程 5 个平台钻井施工引起的损失底栖生物损失估算不超过 0.38t（见表 6.4-3）。

表 6.4-3 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 (g/m ²)	钻屑排放沉降厚度 2cm 及以上的范围 (km ²)	损失率 (%)	损失 量 (t)	5 个平台合计 (t)
非油层 段钻屑	底栖 生物	10.90	0.007	100	0.0763	0.38

(3) 对渔业资源的影响分析与评价

海域悬浮泥沙含量超标，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。由于悬浮性泥沙颗粒粘附在鱼卵的表面，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 6 月渔业资源现状调查结果：鱼类成体平均资源密度为 130.97kg/km²，幼鱼平均资源密度为 76724 尾/km²；头足类成体平均资源密度为 89.08kg/km²，幼体平均资源密度为 3701 尾/km²；虾类成体平均资源密度为 164.72kg/km²，幼体为 3996 尾/km²；蟹类均为成体平均资源密度为 18.21kg/km²；鱼卵平均密度为 0.38 粒/m³；仔稚鱼的平均密度为 0.24 尾/m³。

非油层段钻屑钻井液排海产生的悬浮沙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》，类比结果见表 6.4-4 和表 6.4-5。由于泥浆和钻屑对水质的影响主要在表层海域，因此，选用表层 0~10m 水深进行核算相应的资源损失量。由表可知：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 5079650 粒，仔稚鱼损失量不超过 3208200 尾，幼鱼损失量不超过 87778 尾，头足类幼体损失量不超过 4234 尾，虾类幼体损失量不超过 4573 尾，鱼类成体损失量不超过 0.0621t，头足类成体损失量不超过 0.0422t，甲壳类成体损失量不超过 0.0865t。

表 6.4-4a 施工期非油层段钻屑排放造成的渔业资源损失量

类别		资源密度	悬浮泥沙超标 倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	周期数 合计	损失量
渔 业 资 源	鱼类成 体	130.97kg/km ²	Bi≤1	0.155	1	38 周期	0.0077 t
			1<Bi≤4	0.060	5		0.0149 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0050 t
			>9	0.002	20		0.0020 t
	头足类 成体	89.08kg/km ²	Bi≤1	0.155	1		0.0052 t
			1<Bi≤4	0.060	5		0.0102 t
			4<Bi≤9	0.010	10		0.0034 t
			>9	0.002	20		0.0014 t
		164.72kg/km ²	Bi≤1	0.155	1		0.0097 t
			1<Bi≤4	0.060	5		0.0188 t

	甲壳类	虾类成体		4<Bi≤9	0.010	10		0.0063 t
		>9		0.002	20	0.0025 t		
		蟹类成体	18.21kg/km²	Bi≤1	0.155	1		0.0011 t
				1<Bi≤4	0.060	5		0.0021 t
				4<Bi≤9	0.010	10		0.0007 t
				>9	0.002	20		0.0003 t
		小计		0.0913t（其中鱼类成体 0.0296t，头足类成体 0.0202t，甲壳类成体 0.0415t）				
渔业资源	幼鱼	76724 尾/km²	Bi≤1	0.155	5	38 周期	22595 尾	
			1<Bi≤4	0.060	10		17493 尾	
			4<Bi≤9	0.010	20		5831 尾	
			>9	0.002	30		1749 尾	
	头足类幼体	3701 尾/km²	Bi≤1	0.155	5		1090 尾	
			1<Bi≤4	0.060	10		844 尾	
			4<Bi≤9	0.010	20		281 尾	
			>9	0.002	30		84 尾	
	虾类幼体	3996 尾/km²	Bi≤1	0.155	5		1177 尾	
			1<Bi≤4	0.060	10		911 尾	
			4<Bi≤9	0.010	20		304 尾	
			>9	0.002	30		91 尾	
	小计		52450 尾（其中幼鱼 47668 尾，头足类幼体 2299 尾，虾类幼体 2483 尾）					
鱼卵	0.38 粒/m³	Bi≤1	0.155	5	38 周期	1119100 粒		
		1<Bi≤4	0.060	10		866400 粒		
		4<Bi≤9	0.010	30		433200 粒		
		>9	0.002	50		144400 粒		
小计		2563100 粒						
仔稚鱼	0.24 尾/m³	Bi≤1	0.155	5	38 周期	706800 尾		
		1<Bi≤4	0.060	10		547200 尾		
		4<Bi≤9	0.010	30		273600 尾		
		>9	0.002	50		91200 尾		
小计		1618800 尾						

表 6.4-4b 施工期非油层段钻井液排放造成的渔业资源损失量 (表层 0~10m)

类别		资源密度	悬浮泥沙超标倍数 (Bi)	超标面积 (km ²)	损失率 (%)	损失量
渔业资源	鱼类成体	130.97kg/km ²	Bi≤1	0.435	1	0.0006 t
			1<Bi≤4	0.342	5	0.0022 t
			4<Bi≤9	0.135	10	0.0018 t
			>9	0.072	20	0.0019 t
	头足类成体	89.08kg/km ²	Bi≤1	0.435	1	0.0004 t
			1<Bi≤4	0.342	5	0.0015 t
			4<Bi≤9	0.135	10	0.0012 t
			>9	0.072	20	0.0013 t
	甲壳类	164.72kg/km ²	Bi≤1	0.435	1	0.0007 t
			1<Bi≤4	0.342	5	0.0028 t
			4<Bi≤9	0.135	10	0.0022 t
			>9	0.072	20	0.0024 t
		18.21kg/km ²	Bi≤1	0.435	1	0.0001 t
			1<Bi≤4	0.342	5	0.0003 t

		蟹类成体		4<Bi≤9	0.135	10	0.0002 t
				>9	0.072	20	0.0003 t
小计			0.0199t（其中鱼类成体 0.0065t，头足类成体 0.0044t，甲壳类成体 0.009t）				
5 个平台合计			0.0995t（其中鱼类成体 0.0325t，头足类成体 0.022t，甲壳类成体 0.045t）				
渔业资源	幼鱼	76724 尾/km ²	Bi≤1	0.435	5	1669 尾	
			1<Bi≤4	0.342	10	2624 尾	
			4<Bi≤9	0.135	20	2072 尾	
			>9	0.072	30	1657 尾	
	头足类幼体	3701 尾/km ²	Bi≤1	0.435	5	80 尾	
			1<Bi≤4	0.342	10	127 尾	
			4<Bi≤9	0.135	20	100 尾	
			>9	0.072	30	80 尾	
	虾类幼体	3996 尾/km ²	Bi≤1	0.435	5	87 尾	
			1<Bi≤4	0.342	10	137 尾	
			4<Bi≤9	0.135	20	108 尾	
			>9	0.072	30	86 尾	
小计			8827 尾（其中幼鱼 8022 尾，头足类幼体 387 尾，虾类幼体 418 尾）				
5 个平台合计			44135 尾（其中幼鱼 40110 尾，头足类幼体 1935 尾，虾类幼体 2090 尾）				
鱼卵	0.38 粒/m ³	Bi≤1	0.435	5	82650 粒		
		1<Bi≤4	0.342	10	129960 粒		
		4<Bi≤9	0.135	30	153900 粒		
		>9	0.072	50	136800 粒		
小计			503310 粒				
5 个平台合计			2516550 粒				
仔稚鱼	0.24 尾/m ³	Bi≤1	0.435	5	52200 尾		
		1<Bi≤4	0.342	10	82080 尾		
		4<Bi≤9	0.135	30	97200 尾		
		>9	0.072	50	86400 尾		
小计			317880 尾				
5 个平台合计			1589400 尾				

表 6.4-5 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)	2563100	2516550	5079650	
仔稚鱼 (尾)	1618800	1589400	3208200	
幼鱼 (尾)	47668	40110	87778	
头足类幼体 (尾)	2299	1935	4234	
虾类幼体 (尾)	2483	2090	4573	
鱼类成体 (t)	0.0296	0.0325	0.0621	0.1908
头足类成体 (t)	0.0202	0.022	0.0422	
甲壳类成体 (t)	0.0415	0.045	0.0865	

(4) 小结

根据本节对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，悬浮沙增量超过 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 100m。

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小于 4.50×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.947t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量小于 4.31×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.905t。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小于 8.81×10^{12} 个；损失浮游动物小于 1.852t。

底栖生物：本工程 5 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.38t。

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 5079650 粒，仔稚鱼损失量不超过 3208200 尾，幼鱼损失量不超过 87778 尾，头足类幼体损失量不超过 4234 尾，虾类幼体损失量不超过 4573 尾，鱼类成体损失量不超过 0.0621t，头足类成体损失量不超过 0.0422t，甲壳类成体损失量不超过 0.0865t。

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的产卵盛期（5 月）；二是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，应完善环保设施，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。

（5）生物资源损失金额估算

本工程所造成的环境影响损失，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，商品鱼苗的平均价格按 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，为 1.2 万元/t。幼鱼的价格接近三年主要鱼类苗种平均价格 0.8 元/尾计算。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007）中的 7.1.2 规定，“虾类幼体按平均成体的最小成熟规格 0.005kg/尾~0.01kg/尾计算”，因此，虾类幼体折算为 0.01kg/尾，价格按 30 元/kg（即为 0.3 元/尾）；头足类幼体折算为 0.020kg/尾，价格按 20 元/kg 计算（即为 0.4 元/尾）。

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 6.4-6。本工程共造成经济损失 74.49 万元。

表 6.4-6 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	5079650 粒	50797 尾	0.8 元/尾	4.06	3	12.18
仔稚鱼	3208200 尾	160410 尾	0.8 元/尾	12.83		38.49
底栖生物	0.38 吨	/	1.0 万元/吨	0.38		1.14
渔业资源成体	0.1908 吨	/	1.2 万元/吨	0.23		0.69
幼鱼	87778 尾	/	0.8 元/尾	7.02		21.06
头足类幼体	4234 尾	/	0.4 元/尾	0.17		0.51
虾类幼体	4573 尾	/	0.3 元/尾	0.14		0.42
合计					74.49	

6.5 运营期海洋环境影响分析与评价

生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 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 达标排海，2020 年底，生产水处理达标后全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等进入原油集输流程；生活垃圾、生产垃圾运回陆地处理；本次调整井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，本次调整井工程投产后整个秦皇岛 32-6 油田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》的最高排放速率 $11500 \text{ m}^3/\text{d}$ ，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：

“含油生产污水源强为 $11487 \text{ m}^3/\text{d}$ ，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^2 ，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^2 ，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^2 ，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^2 ，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^2 ，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^2 ，最大扩散距离约为 679m ”。

根据表 2.3-10c，本次调整井投产后 FPSO 含油生产水最大排放量约为 [REDACTED]，低于后评估报告的最高排放速率 $11500 \text{ m}^3/\text{d}$ ，排放的水动力条件不变，因此通过类比可知，本调整工程投产后秦皇岛 32-6 油田 FPSO 周围石油类浓度超一类面积将小于 0.079km^2 ，最大扩散距离将小于 694m 。因此，工程运营期对水质、沉积物、海洋生态的影响不超过原环评报告书。

2020 年底，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，本工程位于白姑鱼产卵场内，距昌黎海域养殖区和滦河口养殖区约 11.0km ，距滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）约 13.4km ，距大清河口海岛旅游区约 14.9km ，工程距离其他敏感目标均在 20km 以外，距离较远。根

据前述类比分析，本工程非油层段钻屑、非油层段钻井液的排放期很短，影响范围有限，悬浮沙增量超过 10mg/L 的影响范围较小，不超过 1.47km。因此，工程产生影响的敏感目标主要为周边的白姑鱼产卵场，非油层段钻屑、非油层段钻井液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，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

总之，本次调整井项目投产后，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、海上设施火灾爆炸、船舶碰撞、地质性溢油事故以及海底管道油气泄漏事故等。

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，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见表 6.7-1。

表 6.7-1 常规油井井涌和井喷事故概率

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

本工程在秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台共实施 33 口调整井，包括 23 口生产井和 10 口注水井。根据表 6.7-1 估算，23 口生产井发生井喷的概

率为 5.98×10^{-5} 次/a，10 口注水井发生井喷的概率为 2.4×10^{-5} 次/a；33 口调整井发生井喷的概率为 8.38×10^{-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： 3×10^{-4} 次/a

油气处理区： 4×10^{-3} 次/a

储油区： 2×10^{-3} 次/a

秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG 平台为井口平台，为油气传输区，发生火灾事故的概率为 3×10^{-4} 次/a；秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 CEPJ 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 4.3×10^{-3} 次/a；FPSO 为油气处理区和储油区，发生火灾事故的概率约为 6.3×10^{-3} 次/a。

根据《海上油气田工程油气泄漏事故风险分析》（潘大新，霍有利. 海上油气田工程油气泄漏事故风险分析[J]. 海洋环境科学，2009, 28(4): 426-429.）：“对英国的 120 条海底管线事故的统计结果得出，大于 76.2cm（30”）和小于 71.1cm（28”）的立管事故率分别为 1.3×10^{-3} 次/a 和 5.6×10^{-3} 次/a。这里所说的事故是指需要立即修理而尚未泄漏的事故。此油气田的立管管径为 8”，其事故率应低于 5.6×10^{-3} 次/a。而由此导致的油气泄漏事故概率至少再低一个数量级，所有此油气田立管溢油事故的概率应低于 5.6×10^{-4} 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 WHPA、WHPF、WHPG 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于 3×10^{-5} 次/a，秦皇岛 32-6 油田 CEPI 和 CEPJ 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于 4.3×10^{-4} 次/a，FPSO 发生火灾导致溢油事故的概率不高于 6.3×10^{-4} 次/a。

③船舶碰撞

施工期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	8.8×10^{-5}	0.17	26%	3.9×10^{-6}
外来航船	2.5×10^{-5}	0.17	26%	1.1×10^{-6}

本工程中，发生船舶碰撞并造成重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a。发生重大损伤不一定会引起溢油事故，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率将更小。

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，也可能产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：本项目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，本项目依托海管腐蚀和悬空产生的溢油风险较小。

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

本项目不涉及新建管道，根据产能预测量，本次调整井投产后管线的输送量未超过原管线的设计能力，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。

⑥内挂井槽安装及生产水系统扩容改造存在的风险

本工程内挂井槽安装和生产水系统扩容改造过程中存在着较多动火作业，如离油气生产区较近，存在火灾爆炸风险。

⑦FPSO 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。

根据产能预测量，本次调整井投产后 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。

（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/综合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。海管破裂不属于本项目新增的环境风险。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	8.38×10^{-5}	高
火灾、爆炸(引起溢油)	难以估算	WHPA、WHPF 和 WHPG: 3.0×10^{-5} CEPI 和 CEPJ: 4.3×10^{-4}	高
海管破裂	不属于本工程新增的环境风险。		
船舶碰撞	中	5.0×10^{-6}	低
地质性溢油事故	大	很低	中
FPSO 原油外输的溢油	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 油田调整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,结合调整工程方案,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 地质概况

秦皇岛 32-6 油田是一个在古潜山(中生界-太古界地层)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。

。明下段为曲流河沉积,馆陶组为辫状河沉积,水流总体方向一致,为北西~南东向。

。明化镇组油藏的油水关系较为复杂,纵向上,各个油组具有不同的油水系统(见图 6.7-2),平面上同一个油组内部油水关系也不尽相同。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,属重质稠油。

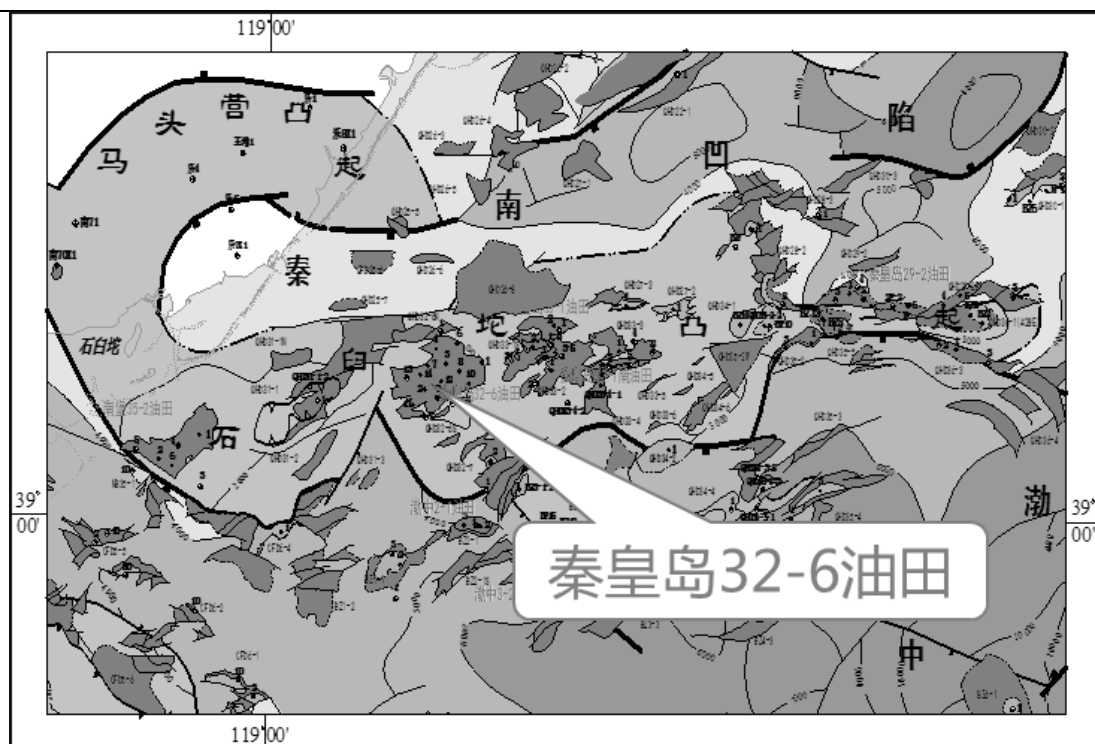


图6.7-1 秦皇岛32-6油田区域构造位置图

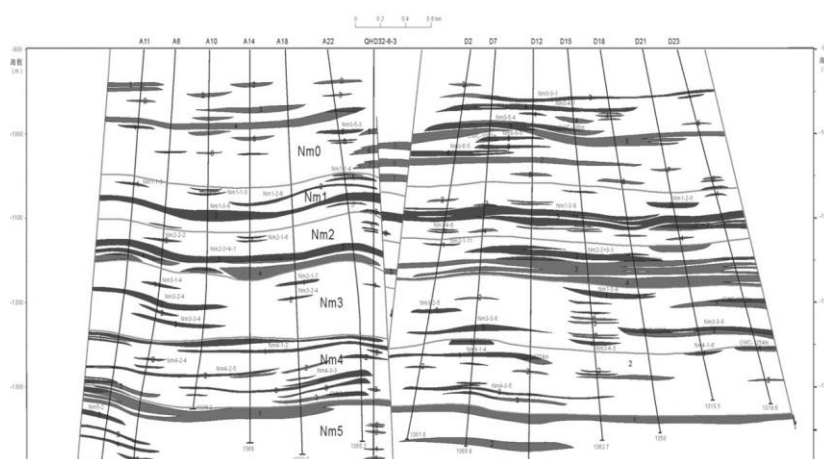


图6.7-2 秦皇岛32-6油田油藏剖面图

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）。[REDACTED]

[REDACTED]。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，[REDACTED]。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

（WHPH、CEPI、CEPJ、WHPG），于 2013 年 11 月陆续进入试生产，2014 年 12 月全面投入试运行。

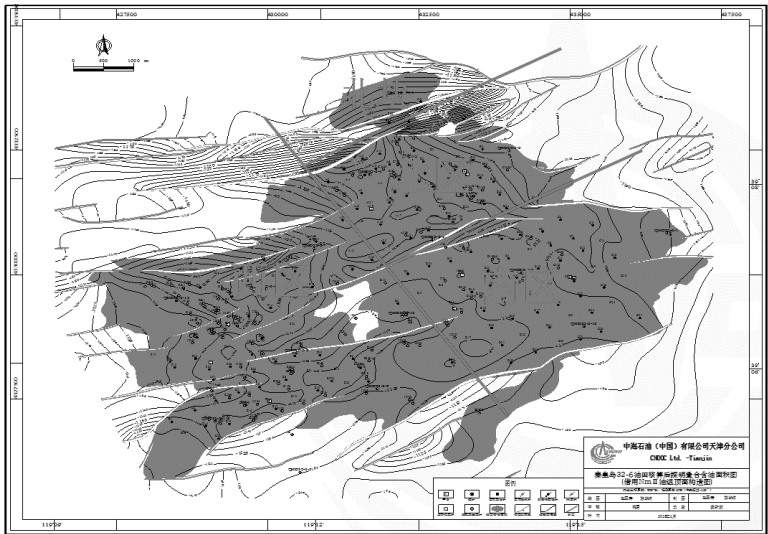


图6.7-3 秦皇岛32-6油田Nm II油组顶面构造图

秦皇岛 32-6 油田自 2001 年 10 月投产至今已有近 18 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 110km²。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；第二类为小规模三类断层，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 6.7-4~图 6.7-7）。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。

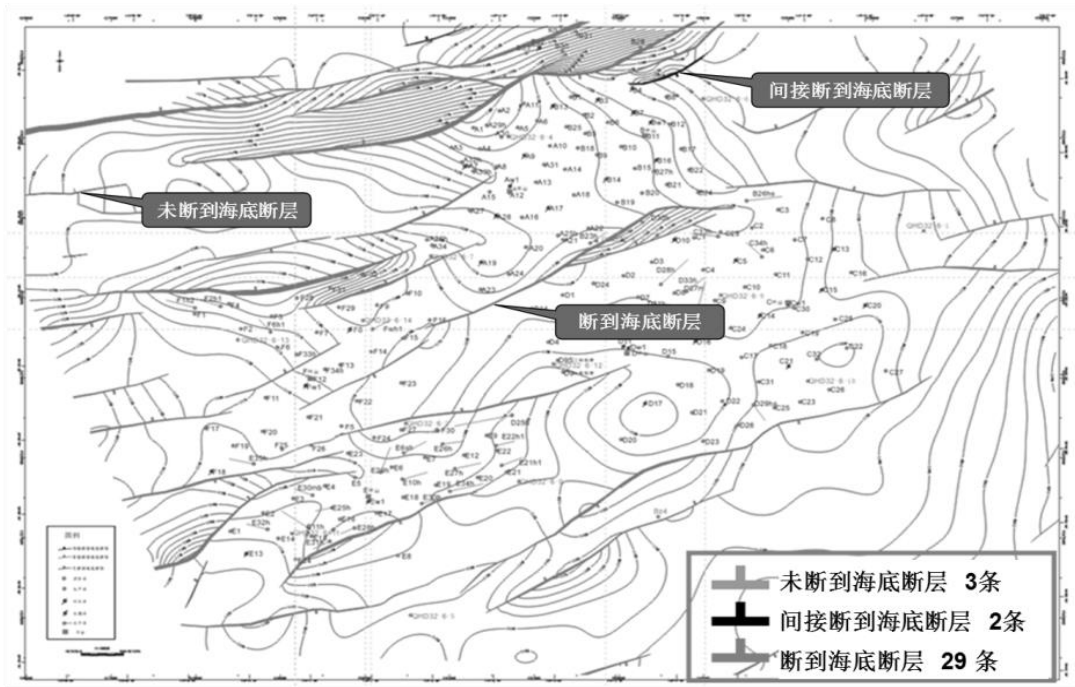


图6.7-4 秦皇岛32-6油田断到海底断层平面分布图

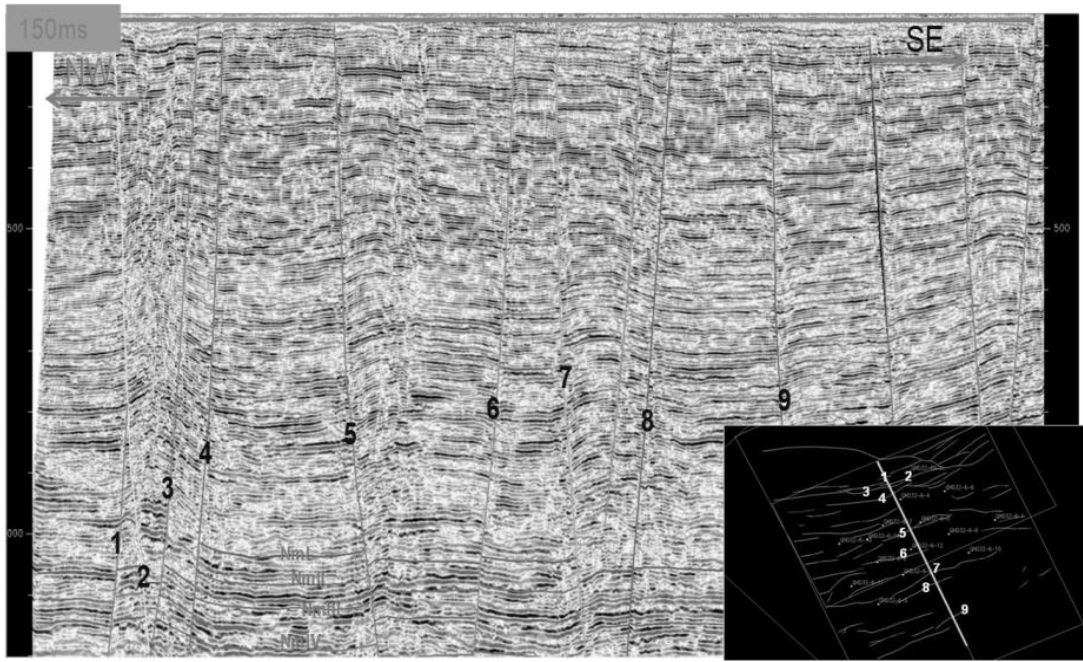


图6.7-5 秦皇岛32-6油田断到海底断层地震剖面图

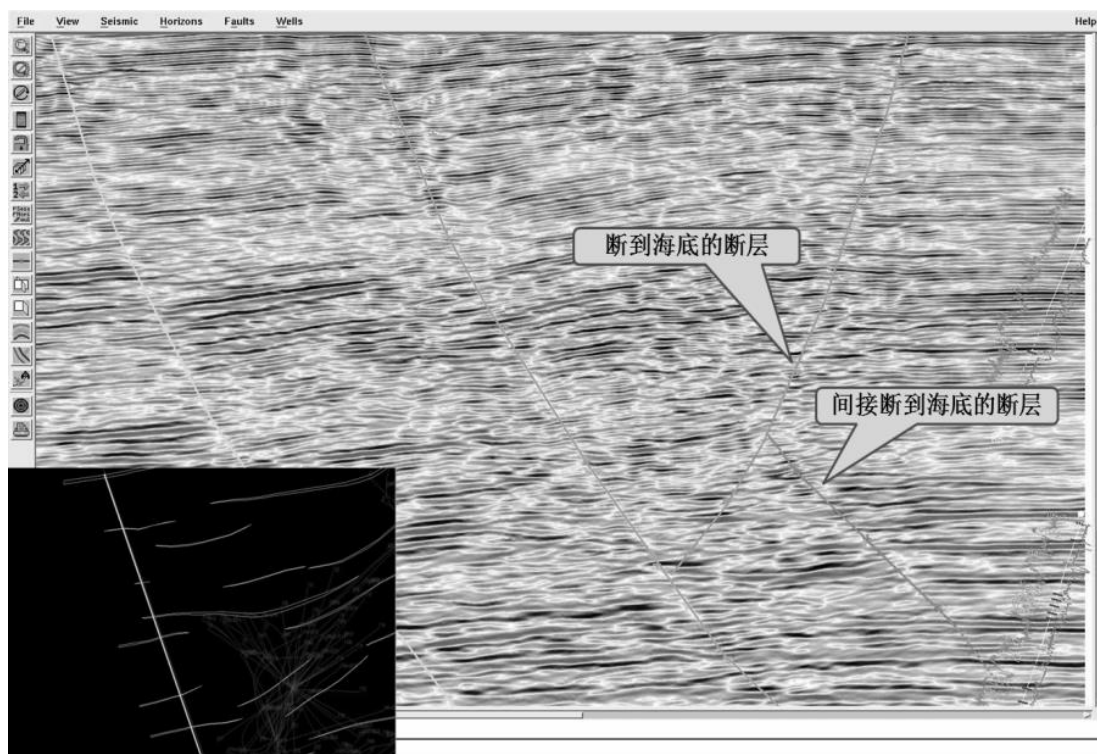


图6.7-6 秦皇岛32-6油田间接断到海底断层地震剖面图

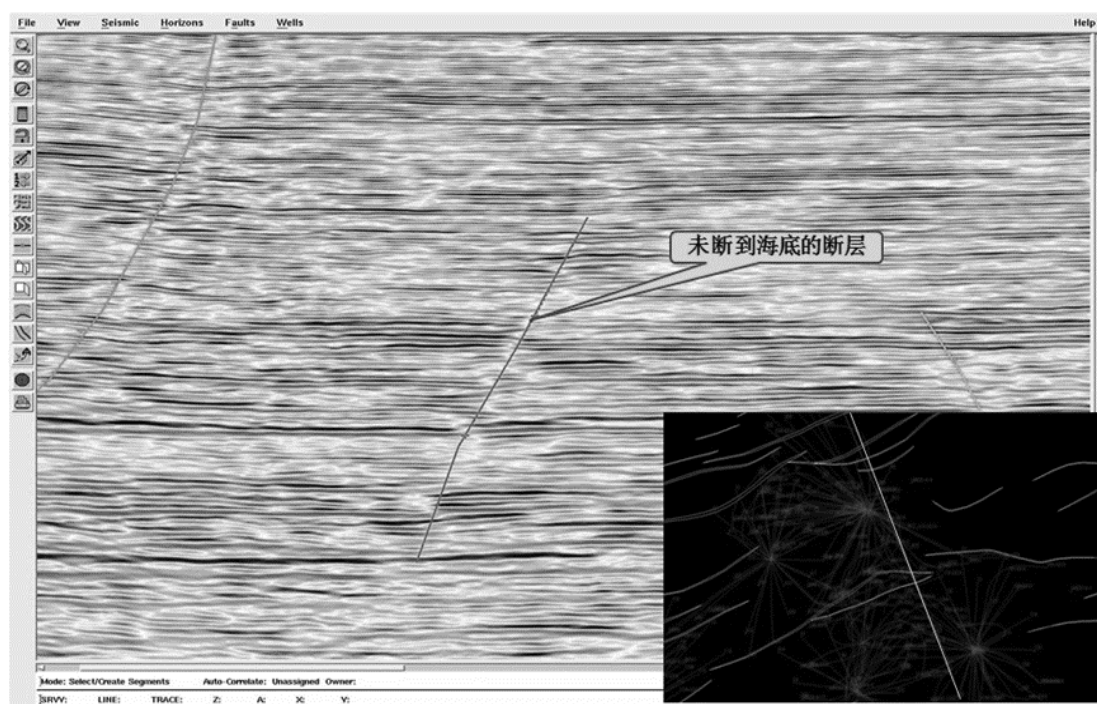


图6.7-7 秦皇岛32-6油田未断到海底断层地震剖面图

截止 2018 年 12 月底，秦皇岛 32-6 油田共有注水井 88 口，注水井与断到海底断层距离整体在 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

注水井井号	转注时间	注水层位	注入压力 (MPa)	距离断层距离 (m)	注水井井号	转注时间	注水层位	注入压力 (MPa)	距离断层距离 (m)
A04	2014.11		5.6	380	D01	2018.1		2.6	329
A07	2002.12		4.1	250	D02	2015.6		9.0	320
A09	2003.4		7.4	460	D05	2004.5		8.9	600
A12	2014.11		6.3	290	D06	2014.12		5.2	610
A14	2015.3		8.5	690	D08	2015.2		7.0	650
A17	2002.7		7.8	630	D10	2010.6		9.0	60
A19	2002.12		7.6	160	D11	2004.5		6.6	170
A20	2015.5		8.6	410	D12	2016.3		6.8	520
A22	2015.3		3.1	210	D16	2004.5		8.4	840
A23	2017.3		6.5	190	D17	2009.4		9.0	760
A28	2010.1		6.8	370	D18H ₁	2013.6		8.8	420
B03	2004.2		8.5	160	D22	2014.12		7.4	550
B04	2018.6		7.9	310	D23	2016.3		9.0	190
B05	2016.6		8.0	467	I05S1	2014.8		8.4	100
B07	2010.6		8.9	150	I24H	2018.8		6.5	103
B10	2018.2		8.7	678	I40	2014.8		6.5	380
B12	2015.8		8.9	520	E01	2016.3		8.5	100
B13	2010.8		7.0	430	E02	2016.10		4.0	180
B14	2002.7		6.5	600	E04	2016.6		9.0	150
B16	2005.7		8.9	580	E07	2014.6		8.8	850
B20	2014.8		6.5	240	E12	2015.7		8.8	504
B25	2014.5		7.1	460	E13	2010.9		7.2	572
B32	2010.8		8.9	300	E16	2011.7		9.0	240
G03H	2015.1		1.5	470	E18	2014.6		9.0	240
G05	2016.3		5.5	263	E19	2015.5		9.0	847
G20H	2015.1		3.9	410	E20	2013.12		7.2	215
G27H	2015.1		7.5	230	F07	2015.9		7.7	210
G30H	2015.1		1.5	330	F08	2009.11		7.9	260
C03	2015.7		9.0	340	F09	2015.4		4.9	210
C05	2008.4		8.2	630	F10	2015.9		8.0	160
C06	2018.4		8.0	760	F11	2015.5		9.1	140
C07	2015.12		8.3	650	F12	2015.9		7.8	210
C08	2016.5		4.5	180	F13	2017.4		7.6	320
C13	2005.8		9.0	550	F15	2015.3		9.4	200
C14	2005.5		8.4	1110	F16	2016.8		7.6	110
C15	2004.5		9.0	400	F17	2015.3		9.5	130
C17	2015.7		9.0	900	F18	2009.4		9.4	70
C18	2017.9		9.0	880	F21	2014.9		9.5	130
C20	2009.4		9.0	300	F23	2014.7		8.5	250
C21	2009.7		9.0	650	F28	2015.2		5.2	90
C22	2014.3		9.0	760	I08H	2014.9		7.5	450
C25	2014.7		9.0	240	I30H	2014.8		4.5	310
C26	2015.3		9.0	320	J28	2015.3		4.2	160
C27	2015.8		4.2	390	J07H	2018.8		0.0	226

计划实施的 2 口（A34S1、A13S1）先期排液注水井、7 口（G22S1、I24S1、I30S1、I13S1、J07S1、J28S1、F34S1）注水调整井及转注的 1 口（G39H）采油井距断到海底断层最近距离均大于 207m（表 6.7-6），属于安全距离。

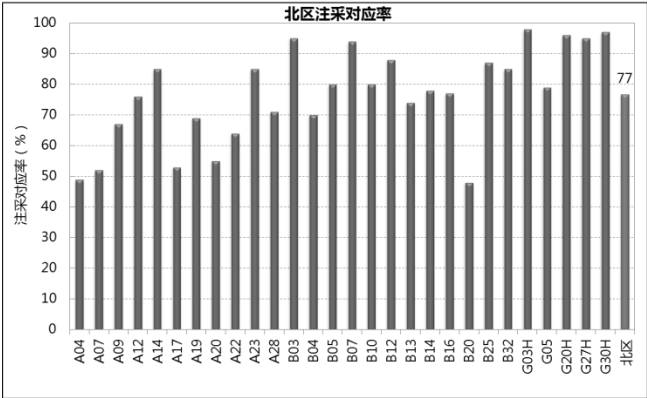
表 6.7-6 秦皇岛 32-6 油田计划实施注水井及转注井距断层距离

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
A13S1		0.8	592,636,828	A16、G02H、G01H
A34S1		0.8	207,268	A07H1、F04H3
G22S1		0.8	477,365	G04H、G24H、I01H
G39H		1.0	615	G23H、G25H
I24S1		0.1	521	I07H
I13S1		0.1	630	B08H1
I30S1		0.6	411,535	I23H、I15H、J4H
J07S1		0.6	327,312	F06H1、J06H、J32H
J28S1		0.1	356	J29H
F34S1		0.1	570	J03H、J30H2

（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，
。截止 2018 年 12 月底，油田共有注水井 88 口，其中北区（含北块）28 口，南区 32 口，西区 28 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（见图 6.7-8）。



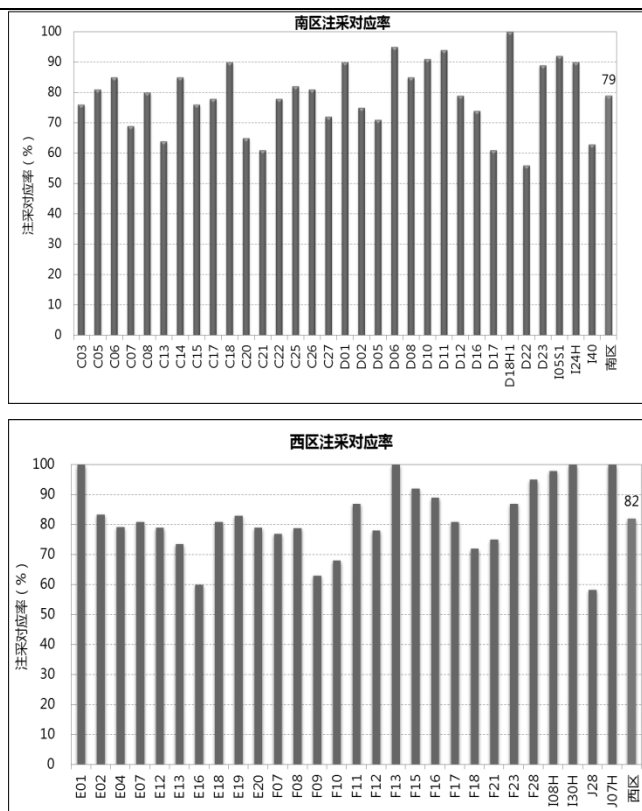


图 6.7-8 秦皇岛 32-6 油田注采对应图

(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 13.7MPa，目前控制井口压力在 11.0MPa 以内。目前 88 口注水井的井口注入压力为 0~11.0MPa，与极限井口注入压力相比，均在正常范围值之内（见图 6.7-9）。

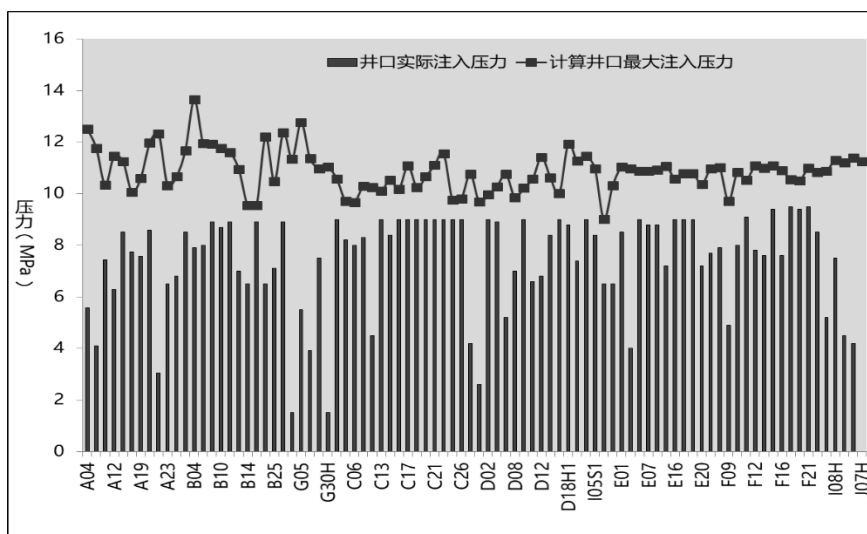


图6.7-9 秦皇岛32-6油田注水井注入压力与计算最大注入压力对比

(4) 注采比排查

截止 2018 年 12 月底，[REDACTED]，累积注采比为 0.47，整体上处于亏空状态。北区累积注采比为 0.8，南区累积注采比为 0.8，西区累积注采比为 0.3（见图 6.7-10），油田整体上处于欠注状态，注采比处于合理安全范围值内。

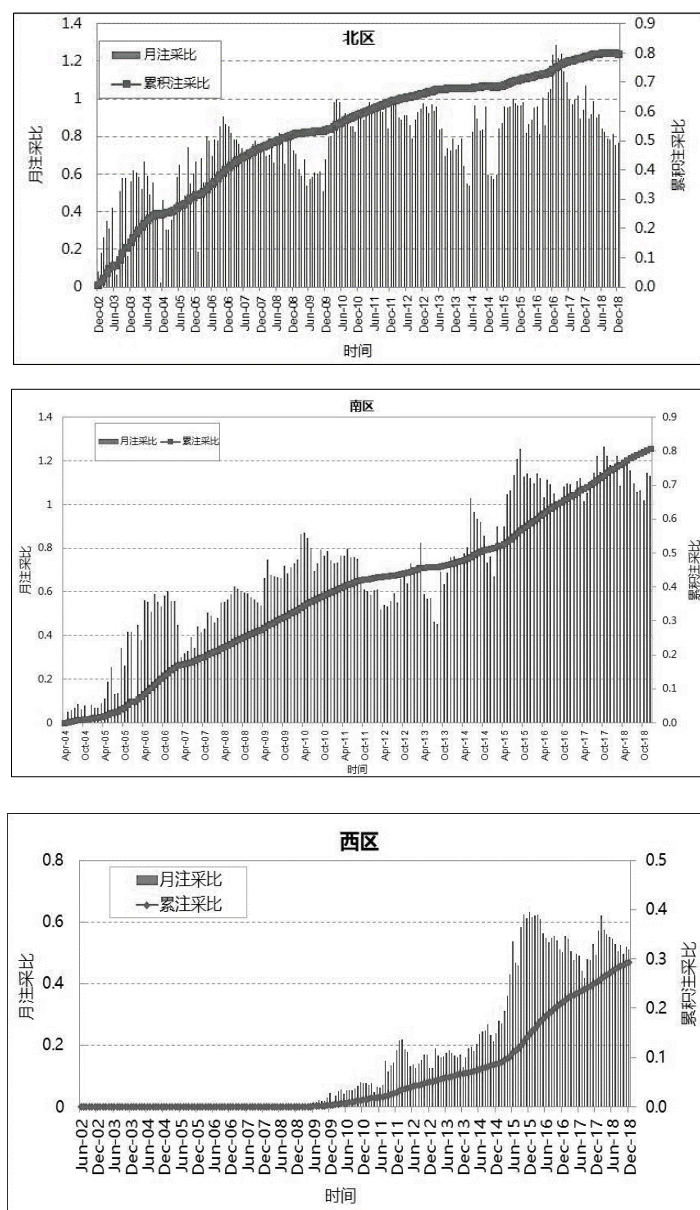


图 6.7-10 秦皇岛 32-6 油田月注采比与累积注采比

(5) 地层压力排查

秦皇岛 32-6 油田北区、南区及西区注水开发，[REDACTED]。截止 2018 年 12 月底，油田共有注水井 88 口，其中北区（含北块）28 口，[REDACTED]，南区 32 口，[REDACTED]，西区 28 口，[REDACTED]。根据地

层测压的状况来看，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 81%左右（见图 6.7-11）。

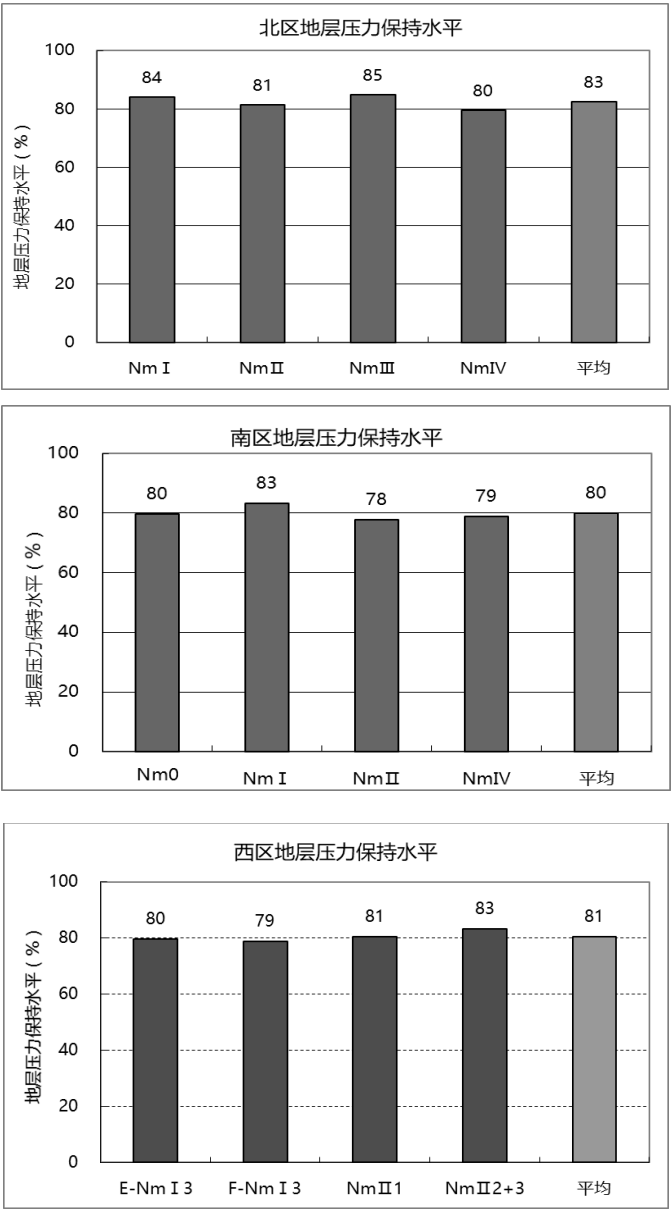


图 6.7-11 秦皇岛 32-6 油田各区块主力砂体压力保持水平

6.7.2.4 转注井及调整井情况

本次共申报 33 口井，其中 32 口井为新增调整井（23 口油井、2 口先期排液井、7 口注水井），1 口井为油井转注；
（图 6.7-12~图 6.7-24）。

北区 A19 井区 Nm I 3 砂体增加一口水平调整采油井 A07H1 和一口定向注水井 A34S1，局部形成一注一采井网；Nm I 3 砂体为原油黏度 260mPa.s 的稠油油藏，布井区

域处于未动用状态，地饱压差大，因此 A34S1 井先期排液一年后转注，同时兼顾 Ng II 油组注水。北区 Nm II 3 砂体部署一口定向注水井 G22S1 和一口油井 G39H 转注，G22S1 在 Nm II 3 砂体上与 G04H、G24H 形成注采井网，同时兼顾 Ng II 油组注水，G39H 与 G23H、G25H 形成注采井网。北区 Nm III 2 砂体增加一口水平调整采油井 A03H1，与周边 A04 井形成注采井网；北区 Ng II 油组新增一口定向注水井 A13S1 井，用以解决多余生产水；同时兼顾明化镇组注水，根据实钻情况，过路层位 Nm III 2、Nm IV 1 砂体先期排液至 2023 年底转注，在 Nm IV 1 砂体与周边井 A16 形成注采井网。北区 Nm IV 1 砂体部署一口水平调整采油井 A17H1，与周边井 B10 和 B14 形成注采井网。南区 Nm I 3 砂体部署一口水平调整采油井 A21H1，与周边 D02 形成注采井网。西区 E-Nm I 3 砂体部署一口水平调整采油井 J49H，与周边 E16 井形成注采井网。西区 F-Nm I 3 砂体部署三口水平调整采油井 J45H、J46H 和 J48H，J45H 依靠天然能量开采，J46H 与 F17 井形成注采井网；J48H 与 F17 及后期转注井 F20 形成注采井网。西区 Nm II 1 砂体部署一口水平调整采油井 J50H 和一口定向注水井 I30S1，J50H 与后期转注的 F22 形成注采井网，I30S1 与 I23H 形成注采井网。西区 Nm II 2+3 砂体部署四口水平调整采油井 J43H、J51H、J52H、A23H1 和一口定向注水井 J07S1，J43H 与 F07、F08 形成注采井网，J51H 与 J07S1 形成注采井网，J52H 与 F11 形成注采井网，A23H1 与 F09、F10、F15 和 F16 形成注采井网，J07S1 与 F06H1、J06H、J08H1 和 J51H 形成注采井网。馆陶 NgI 油组新增两口水平调整采油井 A32H1 和 J41H，采用天然能量开发。馆陶 NgII 油组部署 17 口调整井，其中 A34S1、A13S1 为先期排液注水井，G22S1、I24S1、I30S1、I13S1、J07S1、J28S1、F34S1 为定向注水井，J42H、J44H、J47H、F04H3、J53H、J54H、J55H、J56H 为水平调整采油井；A34S1 与 F04H3 形成注采井网，A13S1 与 I07H、G02H 形成注采井网，G22S1 与 J12H 形成注采井网，I24S1 与 I07H 形成注采井网，I30S1 与 J04H 及新增调整井 J44H 形成注采井网，I13S1 与 B08H1 形成注采井网，J07S1 与 J32H 及新增调整井 J42H 形成注采井网，J28S1 与 J29H 形成注采井网，F34S1 与 J03H、J30H2 形成注采井网，J42H 与新增侧钻井 J07S1 井形成注采井网；J44H 与新增侧钻井 I30S1 井形成注采井网；J47H 依靠天然能量开发；F04H3 与 A34S1 形成注采井网；J53H、J54H 与 J37、EW1 形成注采井网，J55H、J56H 与 EW1、E23S1 形成注采井网。

新增调整注水井及转注井注水层位均为已开发层位，注采井储层连通，注水井距离断层均大于 207m，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。

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 6.7-25）。北区月注采比在 0.9 左右，地层压力下降近 2.0MPa；南区月注采比保持在 1.0 左右，地层压力下降近 2.3MPa；西区月注采比保持在 0.5 左右，地层压力下降近 2.2MPa。馆陶组为刚性底水油藏，一直采用天然能量开采，目前馆陶组地层压力为 14.4MPa，较原始地层压力（14.6MPa）下降了 0.2MPa 左右。油田各区块地层压力有所下降，这些井注水后，采用合理的注采比及井口压力配注，不会出现超压现象。

综合以上分析认为，这些注水井注水后其溢油风险是可控的。

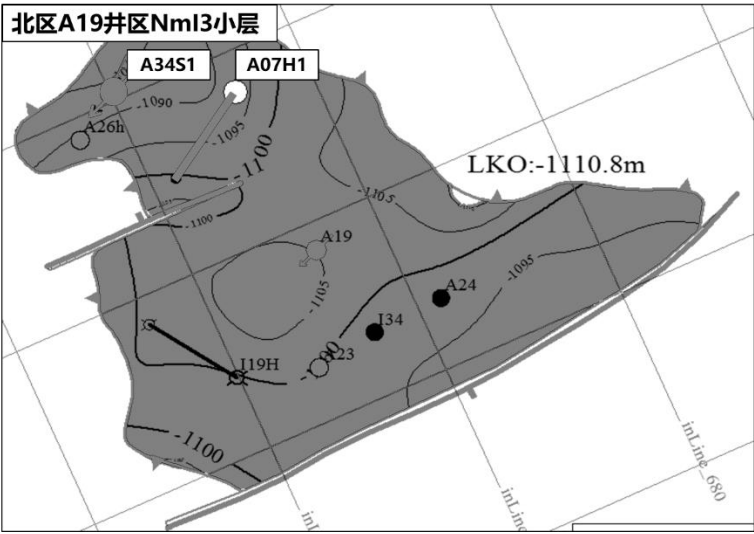


图 6.7-12 北区 A19 井区 Nm I 3 砂体新增调整井分布图

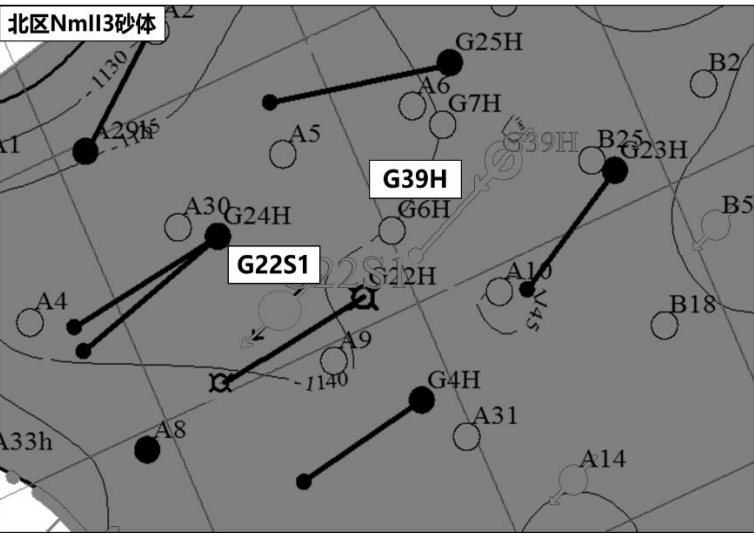


图 6.7-13 北区 Nm II 3 砂体新增调整井及转注井分布图

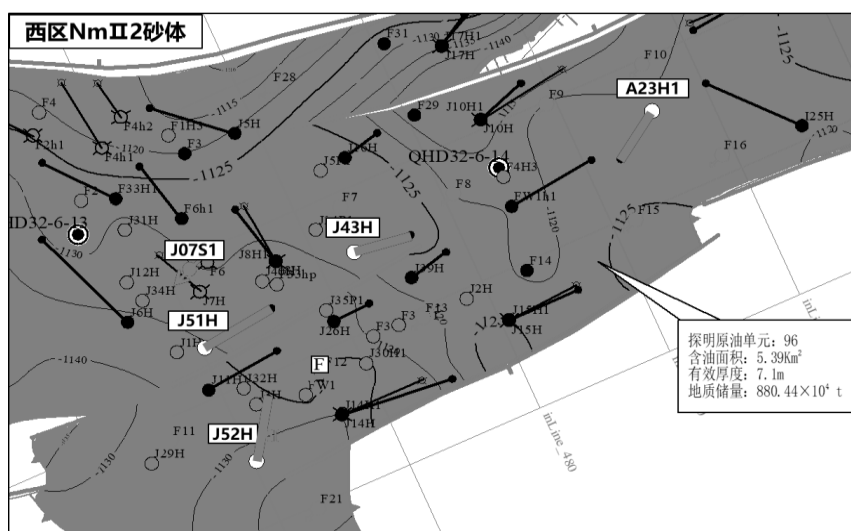


图 6.7-20 西区 Nm II 2 砂体新增调整井分布图

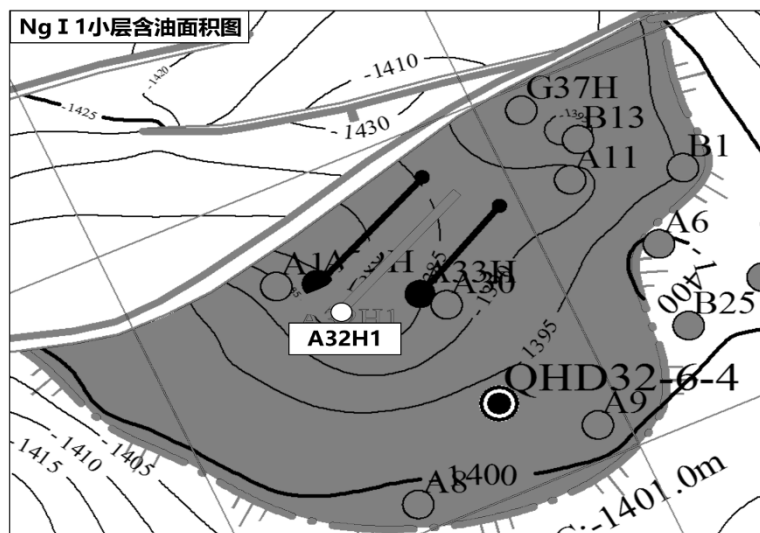


图 6.7-21 Ng I 1 小层新增调整井分布图

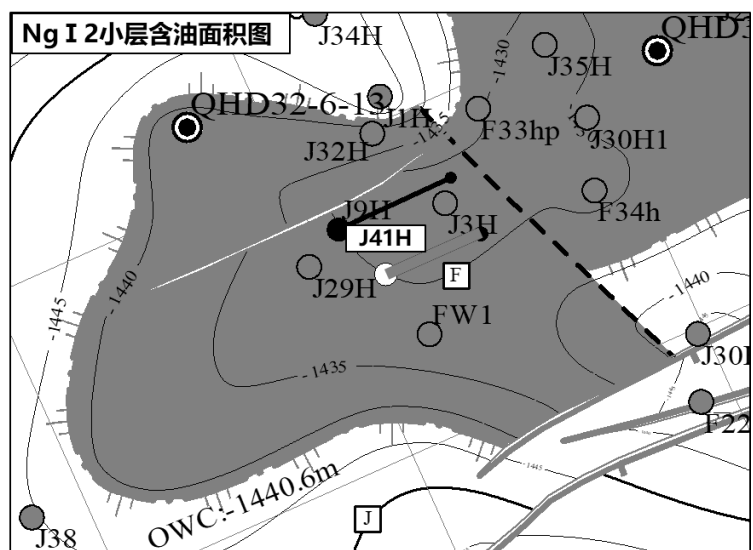


图 6.7-22 Ng I 2 小层新增调整井分布图

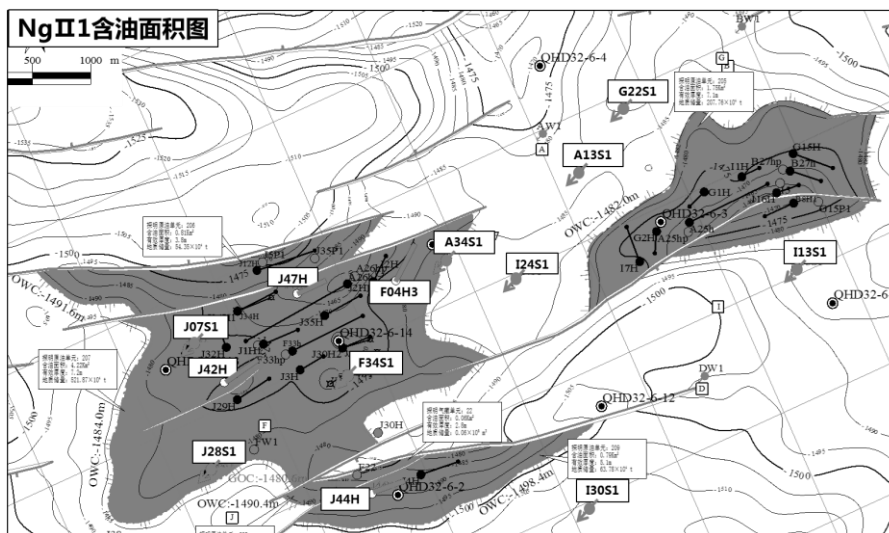


图 6.7-23 Ng II 1 小层新增调整井分布图

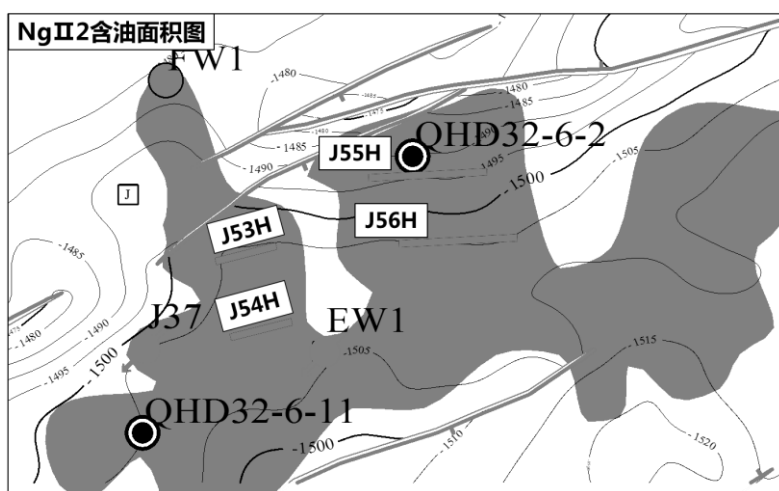
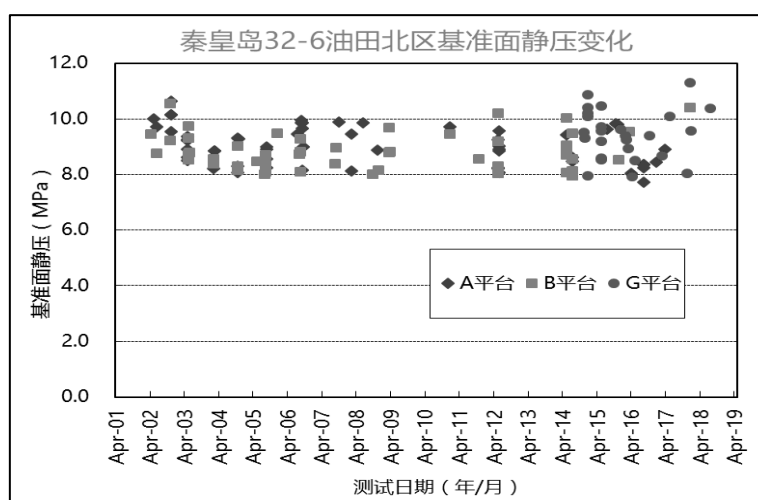


图 6.7-24 Ng II 2 小层新增调整井分布图



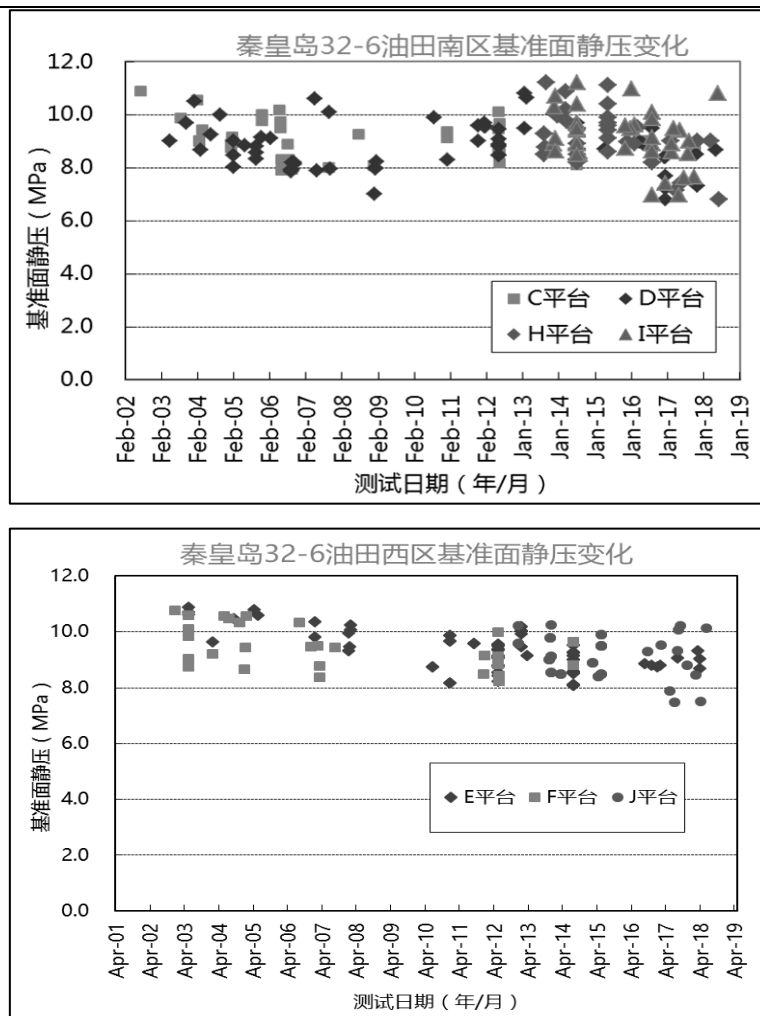
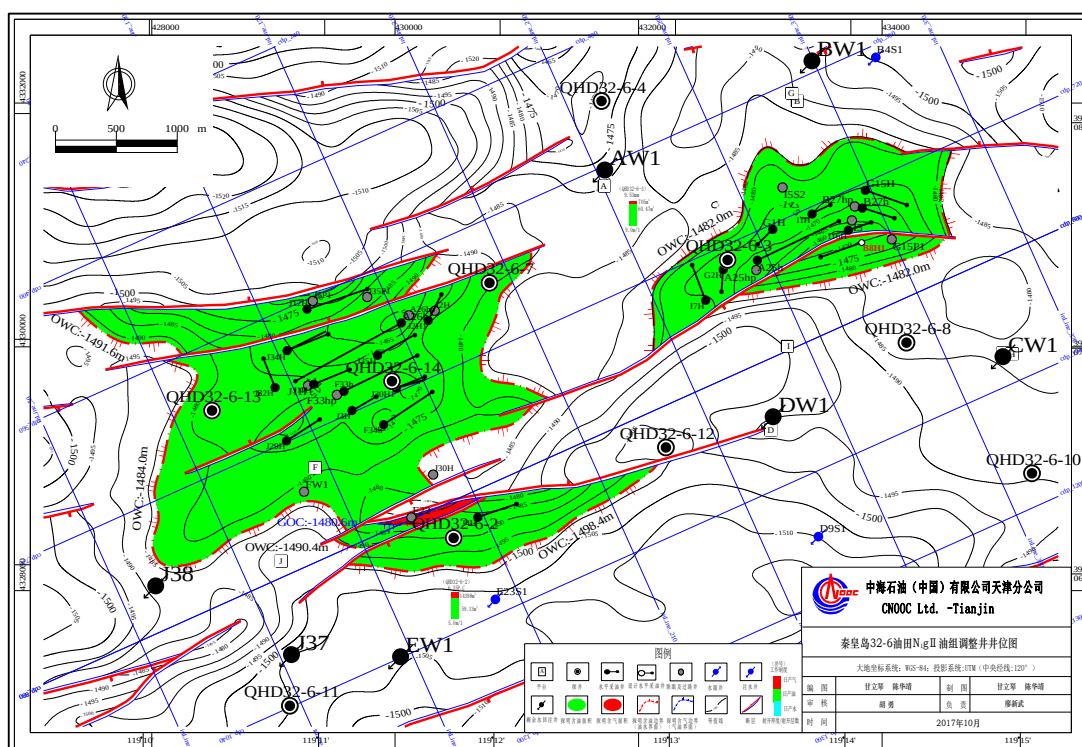


图 6.7-25 秦皇岛 32-6 油田各区块基准面静压变化图

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，地层厚度 349~402.2m，平均 371m，辫状河沉积，砂体大面积分布，纵向表现为砂包泥结构，平均砂岩含量 89%，厚度在 279~296m，平面分布稳定，优选馆陶组作为油田剩余水回注的层位。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 100m 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 6.7-26），[REDACTED]。7 口井最大井口注入压力为 9MPa，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 17.7MPa。由此，井口最大注入压力比极限井口注入压力低 8.7MPa，回注井均处于安全生产状态（图 6.7-27）。



6.7-26 秦皇岛 32-6 油田生产水回注井井位分布

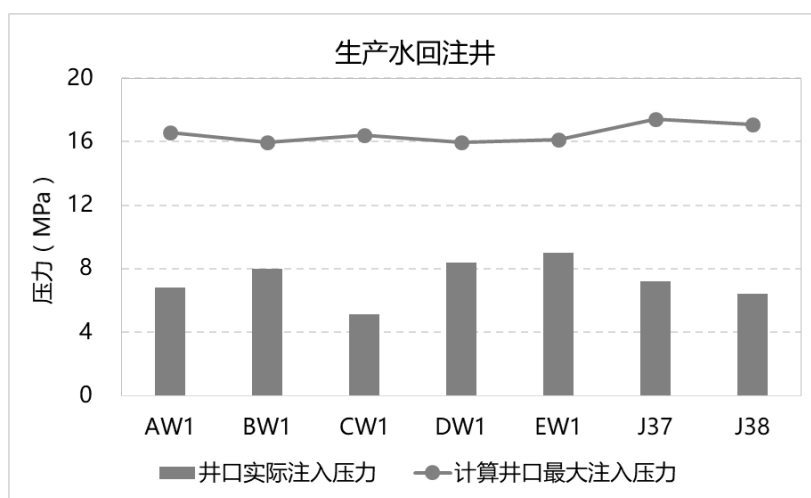


图6.7-27 秦皇岛32-6油田生产水回注井注入压力与计算最大注入压力对比

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 18 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，油田注入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，并在实际工作中切实加强采油井、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，进行地质油藏精细化管理，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 冰期溢油分析

秦皇岛 32-6 油田一般年份结冰期从一月上旬至二月中旬，冰期约 30 天。大片流冰对海上构筑物如海洋石油平台等具有较大威胁。

由于对低温和结冰状态下，原油的基本性质和运动方式认识不清，目前国内外对冬季冰期溢油的数值模拟处于摸索阶段，油污的回收和清理技术也因冬季环境条件的复杂性以及低温状态下的原油性质改变，技术上存在很大的困难。本报告将重点从冰期油污回收和清理技术以及溢油污染防范措施分析秦皇岛 32-6 油田的冰期溢油。

冰区溢油的物理化学过程包括漂移、扩展、蒸发、溶解、乳化、自动氧化、吸附沉淀、生物降解。由于冰的存在，这些过程的发展与开敞水域溢油的不尽相同。对于短期预报来说，海上溢油行为主要由油膜的扩展、迁移和风化过程所组成。其中油膜的扩展、迁移过程反映出溢油污染的范围、程度和路径的变化情况。

冰区溢油的扩散方式与冰密集度有关。高密集度时，浮冰之间的缝隙相当小，这时包围于冰盘间水面上的油膜不能通过冰缝扩散，只能通过冰底或冰面扩散；低密集度时，油

扩散与开阔冷水域的扩散速度相近，并且油膜的运动与冰运动无关；中密集度时，油膜可以通过冰间缝隙扩散。

6.7.3.2 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 ξ 、 K_H 分别代表 $[-1, 1]$ 区域上的均匀分布随机数和水平方向上的湍流涡动粘性系数。

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

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

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

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

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

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

溢油入水后化作比油粒子更小的油滴来模拟其垂向运动。油滴的垂向运移仍由确定的背景场垂向流速分量 W_b 、浮力作用下的上浮速度 W_L 和不确定的垂向湍流扩散来计算。垂向运移距离：

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

依 Johanson- Ichiye 的公式，垂向涡动扩散系数由下式计算：

$$\frac{V_e}{V_o} = 1 - e^{C_2 t H s^2 / L} \quad (6)$$

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

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

对 $d_i < d_e$ ，由 Stokes 定律：

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

对 $d_i > d_e$ ，则有：

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

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

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

溢油的挥发乳化与油品特性有关。

挥发率可写为：

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

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

$$\theta' = C W^{0.78} t A / V_o \quad (12)$$

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

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

其中 Y_w 为乳化物含水量（%）， K_A 取 4.5×10^{-6} ， K_B 取 $1/Y_w^F$ ， Y_w^F 为最终含水量，取 1.25。

则水面油粒子体积应为：

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

设乳化前油密度为 ρ_o ，水密度为 ρ_w ，则乳化后油密度：

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

蒸发对油密度的影响为：

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

综合挥发、乳化影响，油密度表达为：

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

忽略油粘性随温度的变化，即仅考虑乳化、挥发的影响，乳化将增加油的粘性：

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

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 ν_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 CEPJ 平台 XXXXXXXXXX 为溢油位置。

2) 源强

根据建设单位提供的资料，施工期使用的钻井船及钻井守护船，单罐最大储油量为 291m^3 ，故确定最大溢油量为 300m^3 ，油膜漂移预测时间为溢油后的 72h。

3) 溢油扩散出事时间

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) 常风与大风风速取值

本次溢油数值模拟主要针对平均风速与极端风速下溢油漂移情况进行模拟，溢油数值预测选取的风向及多年平均风速、最大风速取值来源于《南堡 35-2 油田开发工程环境影响报告书》（报批稿），见表 6.7-7。

表 6.7-7 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
最大风速(m/s)	12.6	15.4	13.5	16.9	17.1	12.6	11.6	14.6

从表 6.7-8~表 6.7-15 与图 6.7-28~图 6.7-31 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。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。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 1360.7km²；平均风况下，溢油 72h 后残存油量最大为 58.3%。

表 6.7-8 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	72h 漂移距离 (km)	72h 扫海面积 (km ²)	72h 油膜面积 (溢油扩散中最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时 残存油量 (%)
S	4.4	64.1	356.9	30.2	25.0 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 30.0[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)] 49.5 (滦河口海洋特别保护区) 53.5 (滦河口水产种质资源保护区)	62.0 61.1 58.5 57.9	51.0	58.4	抵岸
NW	2.9	78.9	432.0	29.4	——	——	——	——	58.3
SW	4.7	64.7	293.7	30.3	29.5 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区)	60.9	——	——	56.4
E	4.3	91.5	383.8	29.8	33.5 (大清河口海岛旅游区) 45.5[大清河口至小清河口海域 (沙源保护海域)] 60.0 (河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区)	60.6 抵岸 抵岸	44.0	59.3	抵岸
SE	5.2	46.8	266.4	28.5	28.5 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 28.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)]	60.7 60.7	28.5	60.8	抵岸
SSE	5.2	48.3	285.4	30.8	25.0 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 25.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)] 39.0 (滦河口海洋特别保护区)	61.4 61.3 抵岸	31.0	60.4	抵岸
WSW	4.8	66.3	355.3	30.1	——	——	——	——	56.3
NE	8.0	113.7	527.0	25.4	——	——	——	——	54.3

表 6.7-9 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 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	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 ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)	漂移距离 (km)	扫海面积 (km ²)	残存油量 (%)
S	4.4	8.7	21.2	69.6	14.0	59.8	65.9	18.6	92.8	63.8	23.7	119.8	62.3
NW	2.9	7.2	16.6	71.2	13.9	49.5	67.5	17.7	72.9	65.4	23.8	119.0	63.9

SW	4.7	9.3	21.7	69.4	13.1	40.7	65.6	17.8	59.6	63.5	21.8	69.5	62.0
E	4.3	6.0	13.8	69.7	15.3	60.0	66.0	19.0	85.9	63.8	27.4	135.7	62.4
SE	5.2	7.7	19.1	69.0	15.4	75.3	65.2	20.5	116.4	63.1	27.7	170.5	61.6
SSE	5.2	8.5	21.1	69.0	14.9	72.5	65.2	20.0	113.8	63.1	26.3	159.5	61.6
WSW	4.8	9.3	21.4	69.3	13.1	39.5	65.5	17.9	60.6	63.4	22.2	88.8	61.9
NE	8.0	4.2	8.7	67.3	16.8	48.7	63.5	20.4	64.4	61.4	31.7	121.6	59.9

表 6.7-10 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	72h 漂 移距离 (km)	72h 扫海 面 积 (km ²)	72h 油膜 面积 (溢 油扩散中 最大面积, km ²)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首次抵敏感区前残余油量 (%)	首次抵岸所需时间 (h)	首次抵岸前残余油量 (%)	72 小时残存油量 (%)
S	12.6	43.1	253.6	32.5	8.5 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 12.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)] 18.0 (滦河口海洋特别保护区)	63.6 61.5 59.6	20.5	59.0	抵岸
NW	15.4	133.3	1360.7	28.9	——	——	——	——	51.7
SW	13.5	105.2	736.0	31.1	12.5 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 36.0 (昌黎海域国家级水产种质资源保护区)	61.2 55.7	——	——	52.2
E	16.9	83.0	305.6	17.2	10.5 (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)] 19.5 (河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区) 23.0 (小清河口养殖区) 32.5 (曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区)	61.3 抵岸 抵岸 抵岸	15.0	59.6	抵岸
SE	17.1	35.5	195.5	24.1	——	——	10.5	61.5	抵岸
SSE	12.6	36.4	217.4	27.6	8.0 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 10.0[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)] 17.5 (滦河口海洋特别保护区)	63.9 62.7 抵岸	15.5	60.6	抵岸
WSW	11.6	94.8	734.8	30.2	——	——	——	——	52.8
NE	14.6	144.2	848.6	23.3	71.0 (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)	51.9	——	——	51.9

表 6.7-11 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 (km²) (涨潮)

风向	风速 (m/s)	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 ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫海面积 (km ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫海面积 (km ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫海面积 (km ²)	残 存 油 量 (%)
S	12.6	12.7	34.0	65.5	19.5	113.6	61.7	28.1	191.5	59.6	抵岸	抵岸	抵岸
NW	15.4	12.0	31.5	64.7	21.8	140.9	60.9	34.0	248.5	58.8	44.0	372.0	57.3
SW	13.5	14.3	36.1	65.2	18.7	68.0	61.5	27.4	113.4	59.3	33.4	144.5	57.8
E	16.9	7.3	20.3	64.3	25.1	132.2	60.6	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SE	17.1	11.8	31.5	64.3	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SSE	12.6	11.6	30.7	65.5	20.2	129.1	61.7	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
WSW	11.6	13.0	30.8	65.8	16.3	56.1	62.1	24.7	107.9	59.9	30.1	154.7	58.4
NE	14.6	3.7	7.1	64.9	21.3	59.5	61.1	27.4	88.0	59.0	43.3	164.9	57.5

表 6.7-12 不同风向、均风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离 (km) 与扫海面积 (km²) (落潮)

风向	风 速 (m/s)	72h 漂 移距离 (km)	72h 扫海面 积 (km ²)	72h 油膜 面积 (溢 油扩散中 最大面积)	首次抵敏感区所需时间 (h)	首 次 抵 敏 感 区 前 残 余 油 量 (%)	首次抵岸 所需时间 (h)	首 次 抵 岸 前 残 余 油 量 (%)	72 小 时 残存油量 (%)
S	4.4	65.0	284.2	26.3	24.5 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区) 34.5[滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)] 51.5 (滦河口海洋特别保护区) 62.5 (滦河口水产种质资源保护区)	62.2 60.4 58.3 抵岸	54.0	58.1	抵岸
NW	2.9	81.1	347.4	25.5	——	——	——	——	58.3
SW	4.7	65.7	276.2	25.0	38.0 (昌黎海域养殖区、滦河口养殖区)	59.6	——	——	56.4
E	4.3	97.4	321.1	24.0	31.5 (大清河口海岛旅游区) 55.0[大清河口至小清河口海域 (沙源保护海域)] 66.5 (河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区)	60.9 抵岸 抵岸	49.0	58.7	抵岸

SE	5.2	46.7	196.0	21.7	27.0（昌黎海域养殖区、滦河口养殖区）	61.0	31.5	60.3	抵岸
SSE	5.2	48.5	218.2	21.5	24.5（昌黎海域养殖区、滦河口养殖区） 25.5[滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）] 45.0（滦河口海洋特别保护区）	61.5 61.3 抵岸	34.5	59.8	抵岸
WSW	4.8	67.3	300.7	25.2	——	——	——	——	56.3
NE	8.0	118.8	531.6	25.0	——	——	——	——	54.3

表 6.7-13 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（km²）（落潮）

风向	风速 （m/s）	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 ² ）	残存油量 （%）	漂移距离 （km）	扫海面积 （km ² ）	残存油量 （%）	漂移距离 （km）	扫海面积 （km ² ）	残存油量 （%）	漂移距离 （km）	扫海面积 （km ² ）	残存油量 （%）
S	4.4	4.1	9.5	69.6	11.4	31.9	65.9	19.4	69.0	63.8	24.9	92.2	62.3
NW	2.9	4.8	12.6	71.2	11.7	36.4	67.5	19.2	69.5	65.4	25.5	89.9	63.9
SW	4.7	4.0	9.5	69.4	10.9	27.6	65.6	18.9	66.1	63.5	23.2	72.5	62.0
E	4.3	5.0	10.5	69.7	12.4	32.5	66.0	20.0	57.3	63.8	29.2	97.5	62.4
SE	5.2	4.9	12.5	69.0	12.9	41.1	65.2	21.2	80.9	63.1	28.9	122.7	61.6
SSE	5.2	4.6	11.8	69.0	12.4	39.3	65.2	20.7	79.8	63.1	27.3	114.8	61.6
WSW	4.8	4.3	11.4	69.3	11.3	32.7	65.5	19.3	72.1	63.4	23.5	76.6	61.9
NE	8.0	6.8	12.4	67.3	14.8	36.8	63.5	22.0	50.3	61.4	34.6	108.6	59.9

表 6.7-14 不同风向、极风情况下溢油发生后 72h 溢油漂移距离（km）与扫海面积（km²）（落潮）

风向	风速 （m/s）	72h 漂移 距离 （km）	72h 扫海 面积 （km ² ）	72h 油膜面积（溢 油扩散中最大面 积，km ² ）	首次抵敏感区所需时间（h）	首次抵敏感 区前残余油 量（%）	首次抵 岸所需 时间（h）	首次抵岸前 残余油量 （%）	72 小时 残存油量 （%）
S	12.6	44.5	165.5	23.2	11.0（昌黎海域养殖区、滦河口养殖区） 12.5[滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）] 18.5（滦河口海洋特别保护区）	62.2 61.5 59.5	20.5	59.0	抵岸

NW	15.4	133.6	970.3	28.0	——	——	——	——	51.7
SW	13.5	107.1	709.5	27.3	14.0（昌黎海域养殖区、滦河口养殖区） 39.5（昌黎海域国家级水产种质资源保护区）	60.6 55.2	——	——	52.2
E	16.9	49.0	167.4	21.7	11.0（大清河口海岛旅游区） 19.0（河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区）	61.0 抵岸	15.5	59.4	抵岸
SE	17.1	35.6	125.0	19.8	——	——	11.0	61.2	抵岸
SSE	12.6	37.0	133.4	19.6	12.5（昌黎海域养殖区、滦河口养殖区） 12.5[滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）] 20.5（滦河口海洋特别保护区）	61.5 61.5 抵岸	14.5	60.9	抵岸
WSW	11.6	95.6	639.0	26.8	——	——	——	——	52.8
NE	14.6	148.8	947.8	26.1	70.0（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）	52.0	——	——	51.9

表 6.7-15 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（km²）（落潮）

风向	风速 (m/s)	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 ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫 海 面 积 (km ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫 海 面 积 (km ²)	残 存 油 量 (%)	漂 移 距 离 (km)	扫 海 面 积 (km ²)	残 存 油 量 (%)
S	12.6	6.6	20.4	65.5	17.7	67.0	61.7	28.2	127.1	59.6	抵岸	抵岸	抵岸
NW	15.4	10.4	35.8	64.7	22.7	101.6	60.9	35.7	186.6	58.8	44.4	256.1	57.3
SW	13.5	6.2	14.8	65.2	16.5	49.4	61.5	28.2	107.4	59.3	35.7	150.1	57.8
E	16.9	11.4	29.5	64.3	23.9	88.6	60.6	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SE	17.1	10.5	36.5	64.3	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
SSE	12.6	7.4	24.1	65.5	19.2	78.1	61.7	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸	抵岸
WSW	11.6	6.1	17.3	65.8	15.5	52.3	62.1	26.1	107.3	59.9	31.3	131.8	58.4
NE	14.6	10.5	19.8	64.9	21.0	59.0	61.1	28.8	87.0	59.0	46.8	186.8	57.5

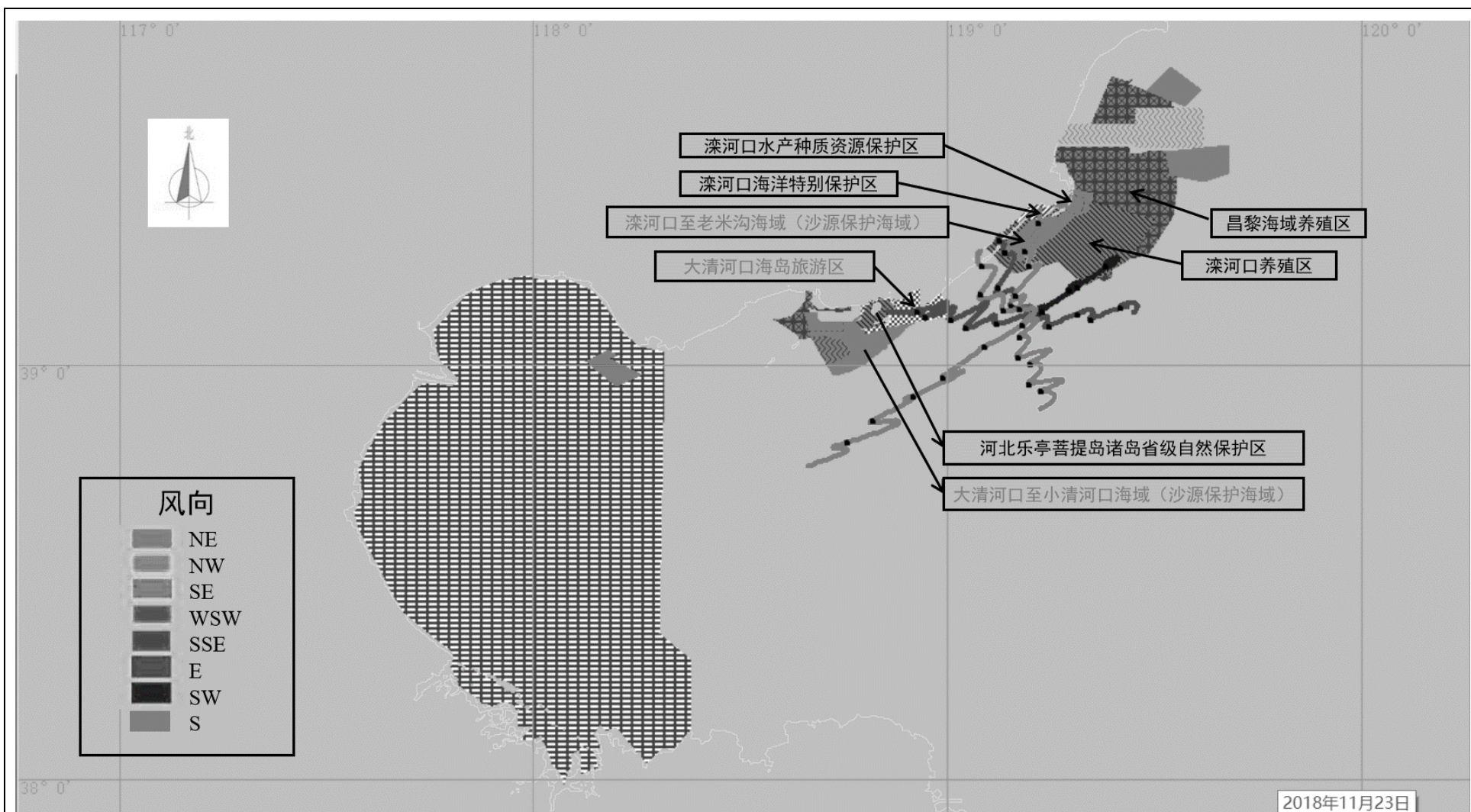


图 6.7-28 300m³ 溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散（涨潮）

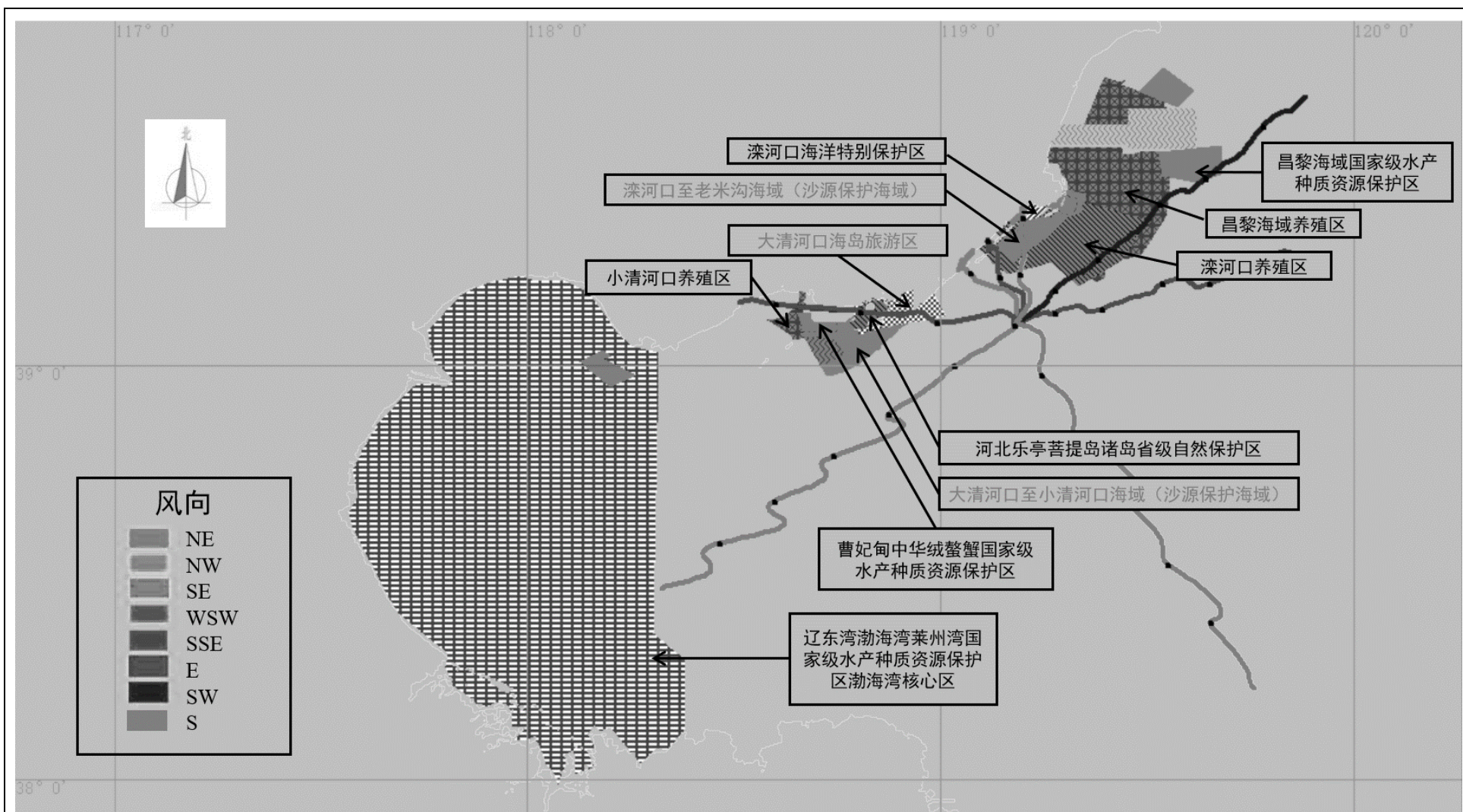


图 6.7-29 300m³ 溢油 72 小时大风速各向迁移扩散（涨潮）

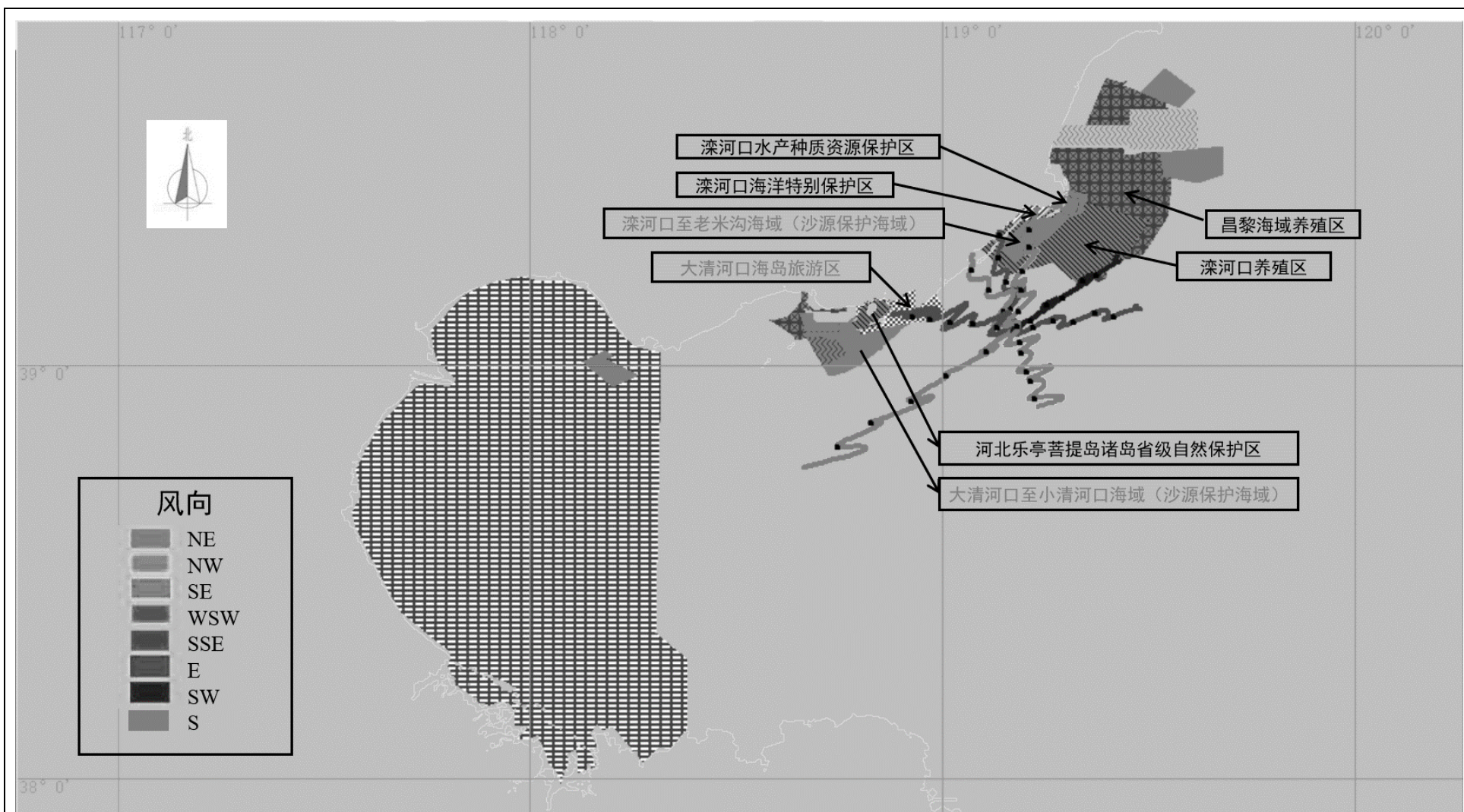


图 6.7-30 300m³ 溢油 72 小时年均风速各向迁移扩散 (落潮)

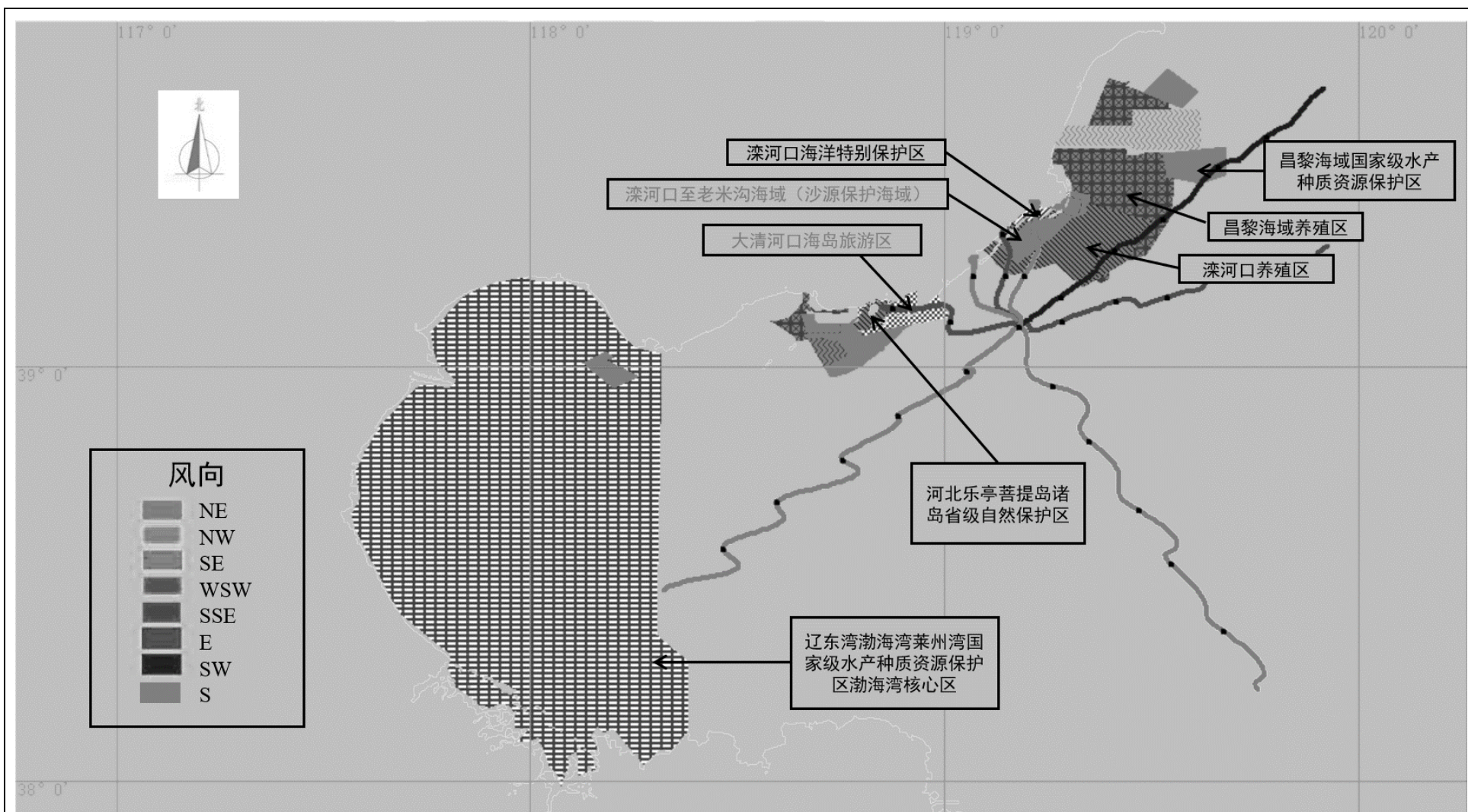


图 6.7-31 300 m³ 溢油 72 小时大风速各向迁移扩散（落潮）

6.7.3.3 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。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括白姑鱼产卵场、滦河口养殖区、昌黎海域养殖区、滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）、大清河口海岛旅游区、滦河口海洋特别保护区、大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、小清河口养殖区、曹妃甸中华绒螯蟹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、滦河口水产种质资源保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾核心区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达这些敏感区并造成严重污染，其他敏感区距离本工程较远，不利风向条件下油膜抵达时间相对较长。因此，建设单位应予以足够重视，在油井和平台钻探和生产过程中，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。

本工程若在近 CEPJ 平台一侧发生溢油，可能影响到的敏感目标见表 6.7-16。一旦发生溢油，抵达滦河口养殖区、昌黎海域养殖区的最短时间为 8.0 小时，抵达滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）的最短时间为 10.0 小时，抵达大清河口海岛旅游区的最短时间为 10.5 小时，抵达滦河口海洋特别保护区的最短时间为 17.5 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，抵达小清河口养殖区的最短时间为 23.0 小时，抵达曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区的最短时间为 32.5 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 36.0 小时，抵达滦河口水产种质资源保护区的最短时间为 53.5 小时，抵达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的最短时间为 70.0 小时。

同时，由于本工程位于白姑鱼产卵场内，一旦在白姑鱼主要产卵盛期 5 月前后发生溢油事故而又没有任何应对措施，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。

表 6.7-16 溢油对周围敏感目标的影响

序号	敏感目标	不利条件	最短到达时间 (h)	残余油量 (%)
1	滦河口养殖区、昌黎海域养殖区	均风: S、SW、SE、SSE 极风: S、SW、SSE	8.0	63.9
2	滦河口至老米沟海域 (沙源保护海域)	均风: S、SE 涨潮、SSE 极风: S、SSE	10.0	62.7
3	大清河口海岛旅游区	E	10.5	61.3
4	滦河口海洋特别保护区	均风: S、SSE 极风: S、SSE	17.5	抵岸
5	大清河口至小清河口海域 (沙源保护海域)	均风: E 极风: E 涨潮	18.0	抵岸
6	河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区	E	19.0	抵岸
7	小清河口养殖区	极风: E 涨潮	23.0	抵岸
8	曹妃甸中华绒螯蟹国家级水产种质资源保护区	极风: E 涨潮	32.5	抵岸
9	昌黎海域国家级水产种质资源保护区	极风: SW	36.0	55.7
10	滦河口水产种质资源保护区	均风: S	53.5	57.9
11	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	极风: NE	70.0	52.0
12	白姑鱼产卵场	即刻抵达		

6.7.4 环境风险综合分析评价

本工程海上部分最主要的环境风险类型为地质性溢油事故。就地质油藏方面对油田可能存在或产生的地质性溢油的风险进行了详细分析, 概括为以下方面:

(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 18 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, 油田注入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, 进行地质油藏精细化管理, 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。

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 施工期污染防治措施

调整井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、洗压井废水、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、生产垃圾和生活垃圾均运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收处理/处置。该公司具有处理含油污水、含油岩屑和油脂残渣、泥浆等危险废物的能力（见附件 13）。

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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》的要求实施作业。

生活污水经秦皇岛 32-6 油田钻井船、支持船或 CEPJ 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。

洗压井废水和洗井废水进入 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，本项目位于渤海，属于《珠三角、长三角、环渤海（京津冀）水域船舶排放控制区实施方案》（交海发[2015]177 号）和《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。

7.2 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、生活污水、生产垃圾以及生活垃圾等。

项目运营期产生的含油污水依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 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，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、CEPJ 平台和 FPSO 上的生产水处理设施处理能力分别为 48000m³/d、54000m³/d 和 40800m³/d，大于本次调整井投产后进入 CEPI、CEPJ 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）全部经收集进入生产流程进行处理。

生产垃圾和生活垃圾运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。

生活污水依托秦皇岛 32-6 油田 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。

项目施工期和运营期污染防治措施见表 7.1-1。

表 7.1-1 项目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接收/处置。
	油层段钻井液	
	生产垃圾	
	生活垃圾	
	船舶机舱含油污水	
	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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时按照《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》要求实施作业。
	非油层段钻井液	
	生活污水	依托钻井船、支持船或 CEPJ 平台上的生活污水处理设施处理达标后排海。
	洗压井废水和洗井废水	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。
运营期	生产废水	依托秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 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，处理达标的生产水全部回注地层，不外排。
	其他含油废水（初期雨水、甲板冲洗水）	
	生产垃圾	运回陆地计划由蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收/处置。
	生活垃圾	
	生活污水	依托各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

7.3 生态保护对策措施

针对本工程可能对周边产卵场、索饵场产生的影响，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的产卵盛期（5月），尽量减少钻屑钻井液排放引起的入海悬浮沙的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。

钻屑排放都是在非油层钻进期间持续排放，量的大小为每小时进尺和井眼尺寸的体积，速率和强度并不大，本工程 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI、CEPJ 平台非油层段钻屑平均排放速率最大不超过 $20\text{m}^3/\text{d}$ 。

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。

7.4 清洁生产与总量控制

7.4.1 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。

本项目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 CEPI、CEPJ 和 FPSO 上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、洗压井废水、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、生产垃圾、生活垃圾均运往陆上，计划由专业公司蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司接收并处理；非油层段钻屑钻井液通过控制排放速率排海；洗压井废水和洗井废水进入 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；生活污水依托钻井船、支持船或 CEPJ 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、CEPJ 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，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

本调整井工程投产后，新增的含油生产水经秦皇岛 32-6 油田 CEPI、CEPJ 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。

2019 年和 2020 年，含油生产水的回用率可达 96.9 和 98.6%（见表 2.3-10c），2020 年底，处理达标的生产水全部回注地层，回用率可达 100%。此外，含油生产水中的石油烃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、废物综合利用以及环境管理要求五个方面的论述，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，采取多项节能措施；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。

综合评价本工程清洁生产水平优于或达到国内清洁生产先进水平，绝大多数达到国际先进水平，因此从清洁生产角度分析，本工程可行。

7.4.2 总量控制

7.4.2.1 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》（国海环字[2013]122 号）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》：“FPSO 生产水总量控制指标：11500 m^3/d 和 $379 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{a}$ ；石油类的年最大排放量不得

超过 75.8 吨”。

本项目投产后，根据表 2.3-10c，秦皇岛 32-6 油田 FPSO 生产水排放总量最大为 [REDACTED]，石油类年最大排放量为 [REDACTED]，不超过原环评批复的要求，因此，不需要新增申请生产水总量指标，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。

7.4.2.2 生活污水

本次调整井投产后，WHPA、WHPF、WHPG、CEPI和CEPJ平台人员不增加，各平台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。

7.5 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。

7.5.1 钻完井期间井眼碰撞防范与应急措施

（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或打水水泥塞回填侧钻，选择合适的绕障点，禁止使用 PDC 钻

头试钻。

7.5.2 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）在钻台和泥浆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）安装紧急关断系统；
- （15）加强设备维护和人员管理。

7.5.3 生产设施事故防范措施

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计、建造、采办和操作中将采取一系列保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备：

- （1）精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；
- （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，并设置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，以监测工艺流程中的火情和可燃气体浓度，发现异常及时报警；
- (8) 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。

7.5.4 船舶碰撞风险防范措施

作业者将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，驱散在安全区内作业的渔船，确保平台设施的安全性。按照《海上固定平台安全规则》的要求在平台上设置助航标识灯、障碍灯、雾笛、平台标志牌等。

为有效减少船舶碰撞事故的发生，有必要对船舶碰撞事故进行预防和综合控制。船舶管理者对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。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，一方面尽快向监督部门和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施油污回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

(2) 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，应报经海事机构核准、公告；设置有关标志，严禁施工作业单位擅自扩大施工作业安全区的范围，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油舱（柜）管系的阀门，堵塞油舱（柜）通气孔，防止溢油。

(8) 船舶在中华人民共和国管辖海域发生污染事故，或者在中华人民共和国管辖海域外发生污染事故造成或者可能造成中华人民共和国管辖海域污染的，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。

7.5.5 海底管道事故防范措施

(1) 严格按照设计要求进行施工，并在施工中保证海底管道焊接质量。海管电缆施工作业期间加强对原有设施的保护。管道铺设完成，要进行扫线、清管和试压；

(2) 作业者将制定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；

(3) 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；

(4) 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；

(5) 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；

(6) 在海管电缆交叉跨越铺设施工时，采用混凝土支墩法等保护原有海管电缆的方法。在已有管道或电缆跨越位置的两侧放置混凝土垫块，然后将新建管线铺设于混凝土压块上方，最后再在交叉点位置新建管线上方铺设一层混凝土压块，以保护新建管线；

(7) 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。

7.5.6 内挂井槽安装及生产水系统扩容改造风险防范措施

为防止本工程内挂井槽安装和生产水系统扩容改造导致事故的发生，油田作业者考虑了如下措施：

(1) 严格执行联合作业安全审核制度；作业前进行必要的安全分析；严格编制与执行作业计划；严格实施作业安全监督；

(2) 合理布置，确保油气生产区与施工场地保持安全距离；

(3) 施工单位需要对施工作业人员进行安全培训与教育，严格明火源控制，严禁平台吸烟等；

(4) 完善相应的安全管理制度和操作规程。

7.5.7 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。

7.5.8 地质性溢油防范措施

油田开发至今为止，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在 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，计算出各油田的注水时率、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。

7.5.9 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，2016 年 8 月，中海石油（中国）有限公司秦皇岛 32-6 作业公司编制完成了《秦皇岛 32-6 油田溢油应急计划》，并报生态环境部备案（详见附件 11）。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》。

7.5.9.1 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。

7.5.9.2 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。同时,秦皇岛 32-6 油田现场配备了 2 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 油田溢油应急设备配置见表 7.5-1。

表 7.5-1 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	2 套	每套 200m	FPSO
2	围油栏	充气式橡胶围油栏	2 套	每套 200m	CEPJ
3	轻型收油机	MINIMAX30 (劳模)	1 套		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 ³	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	GM-2	1700kg		FPSO
9	收油网	SW4	2 套		FPSO
10	浮动油囊	FN3	7 套		FPSO
11	充气机	劳模	1 套		FPSO
12	围油拖栏		1000m		CEPJ

(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有限公司。

中海石油环保服务有限公司(简称环保公司)于 2003 年 1 月 10 日在北京正式挂牌

成立。其主营业务是为渤海海域油气勘探开发作业者提供溢油应急服务，兼容污油水、垃圾处理、溢油回收设备维护保养、海洋测绘、海洋环境评价等业务，公司设置了溢油应急协调中心专门负责处理溢油应急事故，并组建了的一支高素质、专业化的溢油应急队伍，在塘沽、绥中、龙口建立了溢油应急响应基地，负责渤海地区的溢油应急响应行动。

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，同时立刻调用自身溢油应急设备就地进行海面溢油的围控和回收作业，在超出油田/平台自身溢油应急能力时，通过应急协调办公室的调配和指挥，周边油田/平台的应急资源前往事故现场，共同清理海上油污，尽可能减小海洋环境的破坏。天津分公司溢油应急资源及分布情况见表 7.5-2。

表 7.5-2a 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	QW1100	QW1500
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	总长	200m	400m	680m	400m	400m	200m	400m
	工作干舷	0.36m	0.5m	0.38m	0.50m	0.50m	0.36m	500mm
	围板深度	0.56m	0.75m	0.56m	0.75m	0.75m	0.56m	750mm
	抗浪	1m	2m	1.5m	2m	2m	1m	2m
	抗风	15 m/s	20m/s	20m/s	20 m/s	20 m/s	15 m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3knot	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3.0knots
	布放时间		25min/200m	340 米/1 小时	25min/200m			<60min
	回收时间		20min/200m	340 米/1 小时	20min/200m			
	储存方式	集装箱、滚筒			卷筒、集装箱			
	储存温度	-60℃至 70℃	-60℃--70℃	-40/70	-60℃至 70℃		-60℃至 70℃	
	工作温度	-20℃至	-20℃--50℃	-20℃--60℃	-20℃至 50℃		-20℃至 50℃	

		50℃						
	总重量	2.6t	14.5Kg/m	11kg/m	(14.5kg/m) 5.8t	14.5kg/m	2.6t	14kg/m
	生产日期		2008.03	2005.03	2004-10-1	2004.1	2001.1	2002.2
动力装置	型号	PK1630C	PK1650FC	BL10	LPP30	PK1650FC	PK1630C	PK1650CA
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	LAMOR	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	功率	9.19 KW	21 KW	18 KW	35 kw	21kw	9.19KW	21kw
撇油器	型号	ZSC15	ZSC30	BL-10	MINIMAX20	ZSC30	ZSY20	ZSC15A
	厂家	青岛光明	青岛光明	青岛光明	LAMOR	青岛光明	青岛光明	青岛光明
	重量	170Kg	480kg	120kg	105kg	520KG	110Kg	180KG
	适用油品	稠油	高粘流质油	稠油	稠油	稠油	稠油	稠油
	撇送距离	20m		10m	20m	30m	20m	20M
	回收效率			20%	95%			
	工作方式	转盘式	齿形转盘式	螺杆泵式	刷盘式	齿形转盘式	转盘式	转盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	20 m³/h	30 m³/h	10m³/h	20m³/h	32m³/h	20 m³/h	15 m³/h
工作艇	型号	无	无	无	JY-GZ-7.0	无	无	17GRP
	功率				150HP			14HP
	最大航速				>7knots			6knots
	拖力				>1.5T			
	存放点				CEP 平台			CB-B
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	10m³	15m³	5m³	15m³	5m³	5m³	3m³
	数量	3 个	6 个	2	3 个	2	3 个	3 套
	满载重量							
喷洒设备	数量	无	PSB50C	PSD40	1 套 (PSB50)	1 套 (PSB50C)	无	
	厂家		青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明		
	臂长		5m	10m	5m	5m		
	喷洒		3t/h	4t/h	3.0t/h	3t/h		

	速度							
手持喷枪	数量	无	2 支	1 支 PS40	2 支	2 支	无	
	厂家		青岛光明	青岛光明	青岛光明	青岛光明		
	最大射距		≥8 m	10 m	≥7 m	≥7 m		
	喷洒速度			40L/min	1.8t/h			
	数量				6 套			
油拖网	厂家				青岛光明			青岛光明
	长度				4.5m ³			200m
	存放方式				集装箱			集装箱
消油剂	型号	海鸥	海鸥 4#	海鸥 4#	GM-2	GM-2	海鸥 4 号	海鸥 4 号
	厂家	渤海油田化工	中海采油技术服务分公司	青岛光明	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工
	数量	170kg/桶*6	170 kg /桶*16 (CEP6 桶, E/F/H/G/C 平台各 2 桶)	170 kg /桶*6	170 kg /桶*6	170 kg /桶*20	170 kg /桶*6	3400KG
	生产日期							
	有效期限							
其他	吸油毡	0.5 吨	0.5 吨	1 吨			0.5 吨	20 箱

表 7.5-2b 天津分公司海上溢油回收设备配备表（二）

单位		渤中 34-1 油矿	渤中 28-1 油矿	秦皇岛 32-6 油田	渤中 25-1 油田	CFD-11 油田	BZ28-2S 油田
存放地点		CEPA	友谊号	世纪号	FPSO113	FPSO112	海洋石油 102
围油栏	型号	HRA1500	QW1500	QW1500	HOB1500	HOB1500	HRA1500
	厂家	丹麦 Rolands	青岛光明	青岛光明	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	总长	400m	400m	400m	400m	200m	400m
	工作干舷	0.5m	0.50m		0.50m	0.50m	425mm
	围板深度	0.7m	0.75m	0.75m	0.79m	0.79m	865mm
	抗浪	3n	2.5m	2m	3000mm	3000mm	3m
	抗风	20m/s	20 m/s		20 m/s	20 m/s	20m/s
	抗流	0.75kn	3 knots	1.5m/s	3 knots	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m		15min/200m	15min/200m	

	回收时间	25min/200m	25min/200m		10min/200m	10min/200m	
	储存方式						集装箱、滚筒
	储存温度	-60℃--70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-60℃+70℃	-40℃至 60℃
	工作温度	-20℃--50℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃+60℃	-40℃至 60℃
	总重量	4t	14.5kg/m	14.5kg/m	12.8 kg/m	12.8 kg/m	2760kg
	生产日期	1990.7	2004.2	2001.2			
动力装置	型号	DEUTZ FIL210D 柴油机	LPP30	LPP58	LPP30	LPP53	HPP30/HPP50
	厂家	丹麦 Rolands	LAMOR	LAMOR	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	功率	30kW	35kw		35kw	53kw	38kw/52kw
撇油器	型号	ZSC30	LMS 收油机	MINIMAX30	MINIMAX20	LMS 收油机	HAF30
	厂家	青岛光明	LAMOR	LAMOR	LAMOR	LAMOR	天津汉海
	重量	505kg	170kg		105kg	190kg	210kg
	适用油品	稠油	轻质油/稠油	稠油	稠油	轻质油/稠油	
	撇送距离						
	回收效率	45-95%	95%		95%	95%	
	工作方式	齿形转盘式	盘式/鼓式/刷式		刷盘式	盘式/鼓式/刷式	刷盘式
	布放方式	随围油栏布放	吊机吊放		吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	50m³/h	60 m³/h	40m³/h	20m³/h	60m³/h	30m³/h
工作艇	型号	无	无		Volvo Tamd41B		10 米拖带艇
	功率			190HP	0.7mp		170HP
	最大航速			8.9knot	≥8Kn		9.65Kn
	拖力			2T	≥2 T		1.75T
	存放点			渤海世纪号	FPSO113	FPSO112	HYSY102
存储油器具	型号	FN5 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN3 浮动油囊	FN10 浮动油囊	FN10 浮动油囊	HRFT10
	容积	5m³	3 m³	3 m³	10 m³	10 m³	10m³
	数量	1 套	2 套	7 个	4 套	4 套	2 套
	满载重量						
喷洒设备	数量	1 套 (PSB50C)	1 套		1 套	1 套	1 套

	厂家	青岛光明	青岛光明		青岛光明	青岛光明	天津汉海
	臂长	5m	5m		5m	5m	
	喷洒速度	3t/h	3t/h		2.4t/h	2.4t/h	80L/min
手持喷枪	数量	4 支	2 支		2 支	2 支	
	厂家		青岛光明		青岛光明	青岛光明	
	最大射距	≥7m	≥7m		≥5m	≥5m	
	喷洒速度		1.8t/h		1.8 m³/h	1.8 m³/h	1 套
油拖网	数量		无	2 个			
	厂家						
	长度						
	存放方式						
消油剂	型号	GM-2	GM-2	GM-2	GM-2		GM-2
	厂家	青岛光明	青岛光明	渤海油田化工	渤海油田化工		青岛光明
	数量	170kg/桶*20	4590 公斤	1.7 吨	170 kg /桶*10		170 kg/桶*20
	生产日期						
	有效期限						
其他	吸油毡	10 箱	100 公斤	100kg	30 箱		500 公斤

表 7.5-2c 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	垦利油田群		
存放地点		LD32-2	CEP 平台	CEPA	KL3-2CEPA	BZ35-2 CEPA	东营终端
围油栏	型号	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500	HRA1500
	厂家	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	总长度	400m	400m	400m	400m	400m	400m
	工作干舷	500mm	0.5m	0.5m	0.5m	0.5m	0.5m
	围板深度	750mm	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m	0.7m
	抗浪	3m	3m	3m	3m	3m	3m
	抗风	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s	20m/s
	抗流	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots	3 knots
	布放时间	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m	25min/200m
	回收时间	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m	20min/200m
	储存方式	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	集装箱、滚筒	库房

	储存温度	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃
	工作温度	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃	-40℃至60℃
	总重量	2760kg	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m	14.5Kg/m
	生产日期		2010.7.8	2010.7.8	2013.11	2013.11	2013.11
动力装置	型号	HPP30/HPP50	HPP50	HPP50	HPP50	HPP50	HPP50
	厂家	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	功率	38kw/52kw	50kw	50kw	50kw	50kw	50kw
撒油器	型号	ZSPS30	HAF30	HAF30			
	厂家	青岛光明	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海	天津汉海
	重量	470kg	210kg	210kg			
	适用油品		轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油	轻质油/稠油
	撒送距离	30m	30m	30m	30m	30m	30m
	回收效率		95%	95%			
	工作方式	转盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式	刷盘式
	布放方式	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放	吊机吊放
	回收能力	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h	30 m³/h
存储油器具	型号	FN5/FN10	HRFT10	HRFT10	FN10	FN10	FN10
	容积	5 m³/10 m³	10m³	10m³	10m³	10m³	10m³
	数量	2套/1套	2套	2套	2套	2套	2套
	满载重量	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³	20 m³
喷洒设备	数量	PSB50C	1套(HPS80)	1套(HPS80)	1套(PSB80)	1套(PSB80)	1套(PSB80)
	厂家	青岛光明	天津汉海	天津汉海			
	臂长	5m	5m	6m	6m	6m	6m
	喷洒速度	3t/h	210L/min	80L/min*2	80L/min	80L/min	80L/min
手持喷枪	数量	2支	2支	1支			
	厂家	青岛光明	青岛光明	德国凯驰			
	最大射距	≥8m	≥8m				
	喷洒速度		25L/min	450-900 l/h			
油拖网	数量	1套	无	无	无	无	无
	厂家	青岛光明					
	长度	5m					

	存放方式	集装箱					
消油剂	型号	GM-2	GM-2	海鸥 4#			
	厂家	青岛光明	渤海油田化工	采技服			
	数量	170KG/桶*10	170KG/桶*5	170KG/桶*12	2 吨	2 吨	3 吨
其他	吸附材料	500 公斤（吸油毡）	41 包（吸油毡）	50 包（吸油毡）	1 吨（吸油毡）	1 吨（吸油毡）	吸油毛毡（吨） 沙土（5 吨）
							真空收油机（1 套）

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，四艘服务于渤海湾。COES 还与国家交通部救助打捞局签订了《应急响应资源共享与支持协议》，根据协议可以使用其船舶飞机等资源。另外，COES 同天津武警五支队签署了《海上溢油应急响应合作协议书》，通过为五支队武警官兵定期举办溢油应急知识及设备操作培训，在发生较大、重大、特别重大溢油事故时，作为后备溢油应急力量，共同抗御溢油污染。COES 北方片区以塘沽基地为中心，绥中基地和龙口基地为辅助，共同负责渤海湾内各油田发生的溢油应急反应作业。目前渤海已有四艘专业环保船（海洋石油 252/253/230/231）投入使用，实现勘探测试井液的零排放、控制污染、保护环境，达到有效降低安全风险和作业成本的最终目的。在保障海上平台日常安全、环保生产的同时，一旦渤海海域内油田发生较大、重大、特别重大溢油事故，凭借专业环保船舶的溢油处理能力和专业性能，溢油现场将能够得到快速、有效地控制。中海石油环保服务（天津）有限公司渤海湾溢油应急设备见表 7.5-3。

表 7.5-3 中海石油环保服务有限公司渤海湾溢油应急设备一览表

塘沽基地					
序号	设备/物资名称	生产厂家	规格型号	主要参数	数量
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4	80m³/h	1 套
2		LAMOR 公司	Minimax100	100m³/h	1 套
3		LAMOR 公司	LMS 多功能	60m³/h	1 套
4		LAMOR 公司	Minimax10	10m³/h	1 套
5		汉海公司	HAF12	12m³/h	2 套
6		汉海公司	HAF30	30m³/h	2 套
7		青岛光明	ZK30	30m³/h	1 套
8		SLICKBAR 公	真空撇油器	78m³/h	1 套

		司			
9		LAMOR 公司	LFM450	450m³/h	1 套
10		SLICKBAR 公司	自吸式	34m³/h	2 套
11		LAMOR 公司	LPP53	53KW	3 套
12		LAMOR 公司	LPP20	21KW	1 套
13		LAMOR 公司	LPP6	4.6KW	1 套
14		天津汉海	HPP6H	6KW	2 套
15		汉海公司	HPP50	50KW	3 套
16	动力装置	汉海公司	HPP30	30KW	1 套
17		天津汉海	充气机	300m³/h（充气量）	4 套
18		天津汉海	充水机	40m³/h	4 套
19		青岛华海	充气机	210m³/h	4 套
20		青岛华海	充水机	22m³/h	4 套
21	充气式围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5M，吃水 0.7M	2000 米
22		天津华海	WQV-1200T	干舷 0.48M，吃水 0.6M	400 米
23	沙滩式围油栏	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2M，吃水 0.25M	2000 米
24		天津汉海	KB900	干舷 0.35M，吃水 0.48M	400 米
25		天津汉海	HWP900	干舷 0.35M，吃水 0.48M	400 米
26	PVC 固体围油栏	LAMOR 公司	FOB1000	干舷 0.65M，吃水 0.35M	400 米
27		天津汉海	HPFC900	干舷 0.36M，吃水 0.52M	2000 米
28	橡胶固体围油栏	青岛光明	GWJ900	干舷 0.35M，吃水 0.46M	2000 米
29	防火固体围油栏	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.35M，吃水 0.48M	400 米
30		青岛华海	PS80	4.8m³/h（喷洒量）	1 套
31	消油剂喷洒装置	青岛光明	PSB80	4.8m³/h	1 套
32		汉海公司	HPS140B	8.4m³/h	4 套
33		青岛华海	QG-V10	10m³	4 套
34		青岛光明	QG5	5m³	1 套
35	储油囊	青岛光明	QG9	9m³	1 套
36		五洲艳阳	100 方	100m³	1 套
37		五洲艳阳	20 方	20m³	4 套
38	钢制储油罐	天津市泓锋泰汽车改装有限公司	7m³	7m³	6 套
39		LAMOR 公司	HDS 1000DE	6.6KW	3 套
40	清洗机	HARCHER	HD6/15C	3.1KW	2 套
41	发电机	KIPOR 公司	KDE6500E	5KW	1 套
42	车间航吊	新乡起重机厂	LD—A10	2*0.8KW	1 套
43	码头工作艇	江阴新江	GT5.4	3KW	1 套
44	叉车	大连叉车	CPCD80C	8 吨	1 辆

45	气垫船	HOVERTECH NICS INC.	HOVERGUA RD1000	250KW	1 套
46	吸油拖栏	SPC 牌	ENV810	直径*长 0.2M*3M （每根）	2000m
47		南京盛邦			1400m
48		羽冠牌	XTL260-YG I	直径*长 0.26M*10M （每根）	880m
49	吸油毛毡	SPC 牌	MXO1000	长*宽 0.5M*0.4M	0.5T
50		羽冠牌	P4050	长*宽 0.5M*0.4M	5T
51		99 牌	99 牌	长*宽 0.5M*0.5M	1.5T
绥中基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LSC-4C	80m³/h	1 套
2	撇油器	LAMOR 公司	LMS60	60m³/h	1 套
3	撇油器	英国 Vikoma	V100	11m³/h	1 套
4	撇油器	天津汉海	MINIMAX10	10m³/h	1 套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1 套
6	动力装置	天津汉海	HPP50	50KW	1 套
7	围油栏（充 气）	天津汉海	HRA1500	干舷 0.5m，吃水 0.7m	800M
8	围油栏（橡胶 固体）	青岛华海	GWJ900	干舷 0.32m，吃水 0.46m	400M
9	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC900	干舷 0.24m，吃水 0.49m	400M
10	围油栏（橡胶 固体）	青岛光明	GWJ800	干舷 0.28m，吃水 0.45m	200M
11	围油栏（防 火）	青岛光明	GWJ900H	干舷 0.31m，吃水 0.54m	400M
12	围油栏（沙 滩）	青岛华海	WQV-1200T	干舷 0.48m，吃水 0.6m	400M
13	围油栏（沙 滩）	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m，吃水 0.25m	400M
14	消油剂喷洒装 置	青岛华海	PSB80	4.8m³/h（喷洒量）	1 套
15	储油囊（10 方）	丹麦 RO- CLEAN DESMI 公司	10 方	10m³	1 套
16	QG5 临时储油 罐	青岛光明	QG5	5m³	2 套
17	7 方储油罐	天津市泓锋泰 汽车改装有限 公司	7m³	7m³	4 个
18	轻便储油罐	LAMOR 公司	9m³	9m³	2 个
19	轻便储油罐	青岛华海	10 方	10m³	4 套
20	高压清洗机	芬兰劳模公司	HDS1001DE	6.6KW	1 套
21	拖板车	港机电设备工 程有限公司	QG10A	自重 3.2T，载重 10T	1 辆
22	7 吨叉车	大连叉车厂	CPCD70C	7 吨	1 辆
23	应急发电机	无锡开普动力 有限公司	KDE6500E	4.5/5 KVA	1 套
24	微型空气压缩	上海巨盛实业	V0.12/7	1.5KW	1 套

	机	发展有限公司			
25	隔膜泵	威尔顿	P8	流量：591L/Min	4 台
26	消油剂	天津汉海	微普	微生物降解型	12 吨
27	防爆应急灯	海洋王	FW6101/BT	额定电压 24v	3 套
28	混合型毛毡	天津汉海	PP-1、PP-2	长 1m，宽 0.6cm	2 吨
29	吸油拖栏	天津汉海	XTW	长 9m，直径 0.2m	1000 米
30	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	长 3m，直径 0.2cm	1200 米
31	吸油毛毡	SPC	ENV-300C	0.5m*0.5m	50 包
龙口基地					
1	撇油器	LAMOR 公司	LMS 多功能	刷轮 60m³/h 鼓轮 36m³/h 盘轮 43.5m³/h	1 套
2	撇油器	LAMOR 公司	MINIMAX20	20m³/h	1 套
3	撇油器	青岛光明	ZK30	30m³/h	1 套
4	动力装置	LAMOR 公司	LPP53	53KW	1 套
5	动力装置	LAMOR 公司	LPP30	30KW	1 套
6	充气围油栏	天津汉海	HRA1500	干舷 50CM，吃水 70CM	800M
7	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC1000/20	干舷 30CM，吃水 55CM 每节 20M	400M
8	围油栏（PVC 固体）	天津汉海	HPFC900/25	干舷 24CM，吃水 49CM 每节 20M	400M
9	围油栏（沙滩）	青岛华海	WQV-600T	干舷 0.2m，吃水 0.25m 每节 10M	400M
10	围油栏（防火）	青岛光明	GWJ900H	干舷 30CM，吃水 48CM 每节 20M	400M
11	围油栏（橡胶 固体）	青岛华海	GWJ900	干舷 32CM，吃水 46CM 每节 20M	400M
12	消油剂喷洒装置	天津汉海	HPS140B	4.8m³/h（喷洒量）	1 套
13	橡胶储油罐	青岛光明	QG5	5m³	2 套
14	PVC 储油罐	青岛华海	QG-V10	10m³	4 套
15	金属储油罐	天津市泓锋泰	7 立方米	3.4×1.75×1.28M 7m³	2 个
16	储油囊	青岛光明	FN5	5m³	1 套
17	储油囊	青岛光明	FN10	10m³	3 套
18	高压清洗机	LAMOR 公司	HDS1000DE	6.6KW，压力 230BAR，水温 98℃ 蒸汽温 155℃	1 台
19	柴油充气机	天津汉海	HIS1000	945m³/h（充气量）风压 0.19bar	1 台
20	柴油充气机	青岛华海	CQJ3.5	210m³/h（充气量）风压 10Kba	2 台
21	柴油充气机	天津汉海	HIS3000	300m³/h（充气量）风压 28Kba	2 台
22	便携式柴油自吸水泵	天津汉海	KDP20	20m³/h（吸水量）	2 台
23	便携式汽油充气机	青岛光明	小型	150m³/h（充气量）	2 台
24	装设备托盘	天津市泓锋泰	大	3.2×2.2×1.3M	2 个
25	装设备托盘	天津市泓锋泰	小	2.2×2×1.3M	2 个

26	装设备集装箱	天津市泓锋泰		2.5×2×2M	1 个
27	吸油拖栏	SPC	ENV-810C	直径*长: 20CM×3M （每根）	1200 米
28	吸油毛毡	SPC	EW-300	50CM×50CM×0.1CM	50 包

7.5.9.3 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，并在规定时间内向政府主管部门提交书面报告，溢油事故报告程序见图 7.5-1。

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、油罐破裂、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢油）。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。

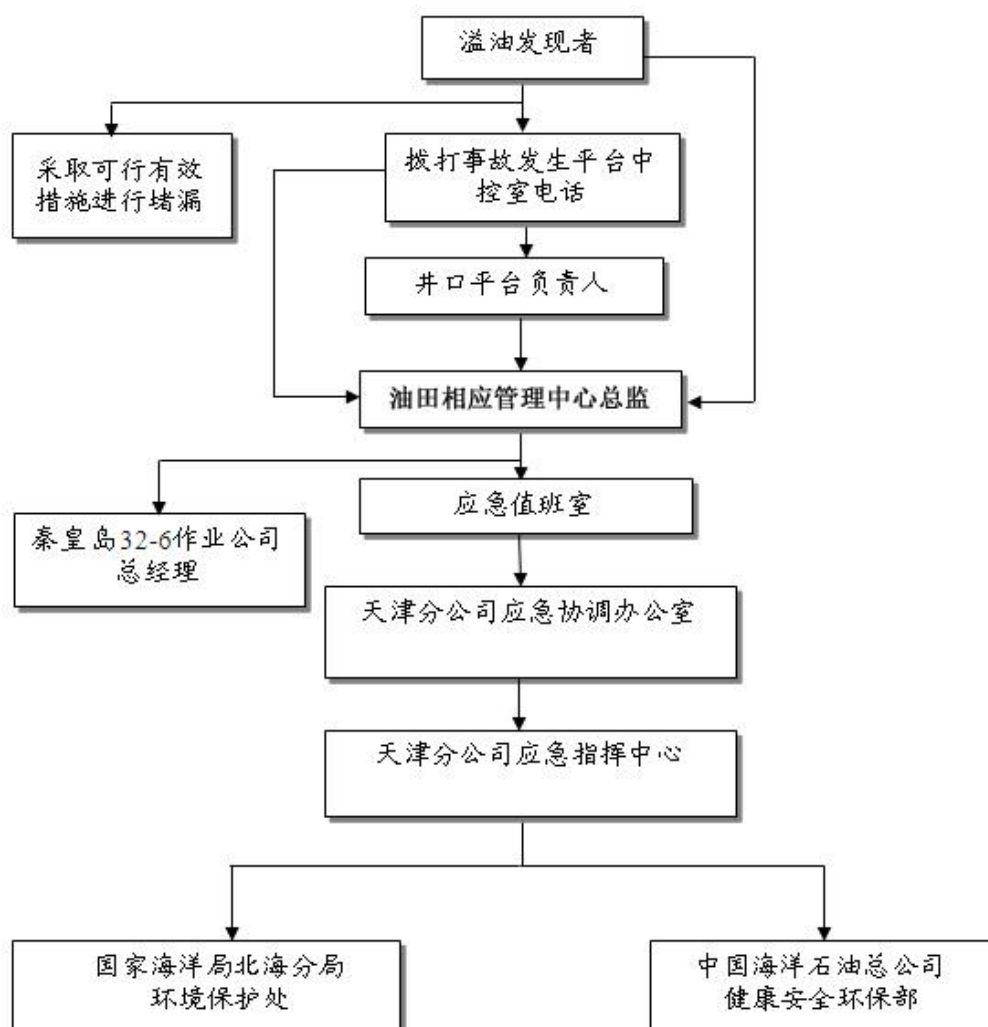


图 7.5-1 溢油事故报告程序图

7.5.9.4 溢油应急响应时间

秦皇岛 32-6 油田开发工程，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塘沽基地到油田的船舶航行时间约为 8
小时，加上 3 小时动员时间，到油田的反应时间为 11 小时。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。

7.5.9.5 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 7.5-2 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。

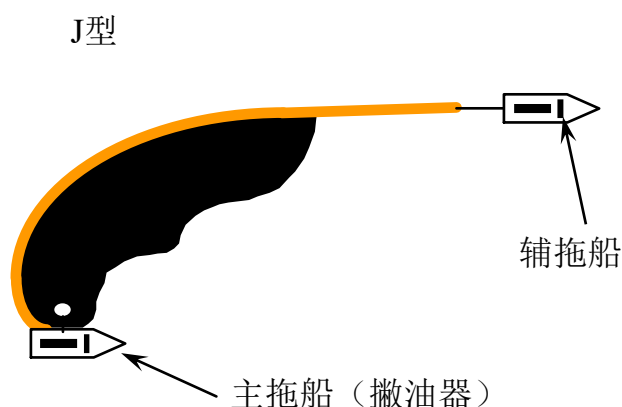


图 7.5-2 “J”型拖带

2、两船拖带之“U”型

如图 7.5-3 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。

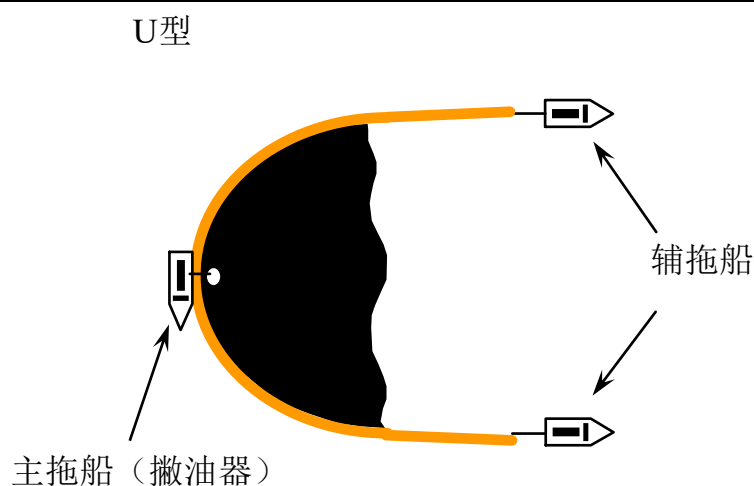


图 7.5-3 “U”型拖带

③喷洒化学消油剂

化学消油剂作为一种常用的治理溢油污染技术，应用越来越广泛，使用量日益增加。由于化学消油剂的有效成分是非离子型表面活性剂和溶剂，两者对海洋生物均有一定的毒性。因此，对于控制消油剂的使用要遵照海洋主管部门相应的法规，以尽可能地防止由于使用消油剂所造成的二次污染。

当海上发生溢油后，一小部分油可以通过波浪的混合作用而自然分散，这个过程是非常缓慢的。那么，使用化学消油剂可以极大地提高油的自然分散速度，促进了油类的降解，同时，油膜的乳化分散也降低了着火危险，但消油剂并没有改变石油本身的性质，因此它也必然存在负面的影响。

在海上我们可以利用现场守护船舶进行喷洒作业。作业时可通过固定在船舷两边的喷洒臂将消油剂以扇形的形状喷出，喷出的消油剂液滴呈水珠状（研究表明：这样可以保证在有风的情况下落点准确和减少挥发损失）。

依照《溢油分散剂》（GB18188-2000）及国家海洋局《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》（2015 年修订）的要求，溢油应急事件发生后，当使用物理机械等方法无法处理溢油时，在报请海洋局批准的情况下，方能使用消油剂。在下列任何一种情况下，都不考虑使用消油剂：溢出的油是轻质原油或轻质燃料油，在到达岸边或海岸线之前将会自行分散；溢油在水面上呈沥青状、团状或胶体状；风力大于 30 节并且浪高大于 4 米。

当现场确实需要使用化学消油剂时，天津分公司应急指挥中心负责向国家海洋主管部门申请。

➤ 使用化学消油剂的原则：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》第二十一条规定，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 1992 年 8 月 20 日制定的《海洋石油勘探开发化学消油剂使用规定》和《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》（2015 年第 4 号（总第 25 号））。

- 发生溢油事故时，作业者应首先考虑回收措施，对少量确实无法回收的溢油，准许使用消油剂。
- 一次性使用化学消油剂的数量（包括溶剂在内），应根据不同海域和敏感区等情况，由海洋行政主管部门做出具体规定。作业者应按规定向海洋行政主管部门报告，经准许后方可使用。
- 在海面溢油可能产生爆炸、起火或严重危及人命和财产安全，又无法使用回收方法处理，而只有使用消油剂可以避免扩大事故后果的紧急情况下，使用消油剂的数量和报告程序可不受限制，但须在使用的同时报告主管部门。事后必须按《海洋石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》的规定，向主管部门提交详细的报告。

7.5.9.6 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 油田及秦皇岛 33-1 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。

7.5.9.7 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、养殖区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。

发生小规模溢油的情况下，在年平均风速下，海面油膜抵岸可能性较小，有充分的时间在海上对溢油进行围堵或消油剂消除。即使在最不利的风向条件下，溢油容易到达沿岸海域，在这段时间内，油田周边的值班守护船有足够的时间赶去处理。守护船位于现场，保证日常生产及应急响应作业的需要。塘沽基地到油田的船舶航行时间约为 8 小时，加上 3 小时动员时间，到油田的反应时间为 11 小时。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。

由于本工程位于白姑鱼产卵场内，因此，原油将即刻抵达该敏感目标。当发生 10t 以内溢油时，将依托秦皇岛 32-6 油田配备的溢油应急设备，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。而溢油抵达其他敏感区的最短时间在 8.0h 以上，因此，溢油应急设备是有效的。

当发生 10t 以上溢油时，除依托秦皇岛 32-6 油田自身配备的溢油应急设备外，还将依托塘沽基地等的溢油应急设备，基本在 2h 就可以做出应急响应，而溢油抵达其他敏感区的最短时间为 8.0h，因此，溢油应急设备是有效的。

表 7.5-14 不同规模溢油下的应急资源调动情况

序号	溢油量	调动的应急资源		最短响应时间 (h)	抵达敏感区最短时间 (h)	溢油应急设备是否有效
1	10t 以内	秦皇岛 32-6 油田配备的溢油应急设备		2	8.0 以上	有效
2	10t 以上	秦皇岛 32-6 油田配备的溢油应急设备		2	8.0	有效
		塘沽基地	船舶	11		
3			直升机	2		

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应急事故的能力。当发生超过自身处置能力的溢油事故时，可借助周边油田及外部区域性溢油应急设备进行应急处理。

2016 年 8 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。修编后的溢油应急计划将油田调整工程纳入其中统一考虑，因此，本次调整井工程投产后，不需要修改溢油应急计划，原溢油应急计划可以满足本次调整工程需要，本工程不需要新增应急设备。

综述，本项目溢油风险是可控的。

7.6 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，本项目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：

7.6.1 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）》、《河北省海洋生态红线》、《全国海洋主体功能区规划》”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，符合其海域使用管理要求，且不涉及海洋生态红线区。

7.6.2 污染物源头控制

本调整井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）和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）的同时依据《海洋石油勘探开发含油钻井泥浆和钻屑向海中排放审批事项服务指南（试行）》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计划交有资质单位蓬莱荣洋钻采环保服务有限公司处理，不排海。

7.6.3 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 油田自身设备与周围其他溢油设备的联动响应，确保能够满足溢油事故时的应急需要。在工程设计、建设和运营阶段均制定并严格实施溢油事故防范措施，同时针对工程油藏地质特点制定、实施相应的地质性溢油事故防范措施，力争最大限度地杜绝溢油事故的发生，防范对海洋环境的污染。

7.6.4 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小于 4.50×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.947t；非油层段钻井液排放损失浮游植物细胞数量小于 4.31×10^{12} 个，损失浮游动物小于 0.905t。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小于 8.81×10^{12} 个；损失浮游动物小于 1.852t。

底栖生物：本工程 5 个平台钻井施工引起的底栖生物损失估算不超过 0.38t。

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 5079650 粒，仔稚鱼损失量不超过 3208200 尾，幼鱼损失量不超过 87778 尾，头足类幼体损失量不超过 4234 尾，虾类幼体损失量不超过 4573 尾，鱼类成体损失量不超过 0.0621t，头足类成体损失量不超过 0.0422t，甲壳类成体损失量不超过 0.0865t。

(2) 生态修复

本次工程属于油田的调整井工程，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，将生态补偿金纳入该区域补偿的一部分，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。以下增殖放流品种选择、放流时间、地点等工作由当地渔业主管部门指导开展。

1) 对工程在施工过程中对渔业资源造成的直接或间接损失，给予经济补偿。以便渔业主管部门用于增殖放流、渔业资源养护与管理，以及进行渔业资源和渔业生态环境跟踪调查等，使渔业资源得到尽快恢复和可持续利用。

2) 本工程位于白姑鱼产卵场。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的产卵盛期（5 月）。

3) 施工过程中，完善环保设施，并采取积极措施，尽量减少对海洋环境质量的影响，对突发性事故，并采取积极的措施，将对渔业损失的污染影响程度降低到最小。

4) 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，确需放流其他苗种的，应当通过省级以上渔业行政主管部门组织的专家论证；鱼类品种以恋礁性鱼类、适合转产转业和发展游钓休闲渔业品种为主，或在资源结构中明显低于自然生态状况中的比例，资源衰退难以自然恢复；禁止使用外来种、杂交种、转基因种以及其他不符合生态要求的水生生物物种进行增殖放流。

B、增殖放流备选品种

当地适宜增殖放流的备选品种包括：白姑鱼、鲢鱼、叫姑鱼、绵鲚等，具体由海洋主管部门统一部署。

C、增殖放流苗种规格质量

鱼苗体长应在 5cm 以上；虾苗体长应在 2.5cm 以上；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

根据实际情况开始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，以避免高强度捕捞压力时间，提高增殖放流效果，具体的投放的物种、投放时间和投放地点由当地海洋与渔政主管部门统一安排部署。

具体应按照《水生生物增殖放流管理规定》确定放流品种和增殖放流的组织、管理。

（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（取样分析沉积物粒度、石油类、汞、铬、镉含量，验证沉积厚度和扩散范围）、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。

7.7 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。生态补偿预备费按 100%列入环境保护投资。

根据上述原则，将本工程环保投资设施及其直接投资费用列于表 7.7-1。本工程建设投资 134180 万元，其中环保投资 10123 万元，占总投资的 7.5%。

表 7.7-1 环境保护投资估算（万元）

环境保护投资及生态补偿		总投资额	折合比率	折合环保投资
危废及固废 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	■	■	■
生产水扩容改造工程		■	■	■
渔业资源补偿费		■	■	■
合计				■

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（2011 年本）（2013 年修正）》中鼓励类“常规石油、天然气勘探及开采”，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 WHPA、WHPF、WHPG、CEPI 和 CEPJ 平台进行调整井建设，同时对 CEPJ 平台内挂井槽并进行生产水扩容改造和平台适应性改造，各平台位于渤海湾中北部，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）》、《全国海洋主体功能区规划》、《河北省海洋主体功能区规划》。

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：1615.4m³；非油层段钻井液：2295.5m³），钻屑（油层段钻屑：567.9m³；非油层段钻屑：7810.8m³），洗压井废水（300m³），洗井废水（4800m³），船舶机舱含油污水（545m³），生产垃圾（16.5t），生活污水（14400m³）和生活垃圾（90t）。

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：[REDACTED]），其他含油废水（初期雨水增量：2.8m³/次，甲板冲洗水增量：200³/a），生产垃圾（增量：17.0t/a），生活污水，生活垃圾和发电机燃烧废气（SO₂ 增量：86.0t/a；NO_x 增量：9.7t/a）。

8.1.4 海洋环境质量现状结论

水质：2016 年 5 月调查海域海水中 pH、DO、COD、石油类、活性磷酸盐、砷、总铬、挥发酚、硫化物在表、中、底层的调查中均符合一类水质标准。无机氮、铜、铅、锌、镉、汞出现超标现象；其中，无机氮、镉、汞均符合二类水质，铜、铅、锌均符合三类水质。

沉积物：2015 年 3 月调查海区海底表层沉积物中有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、铬、汞、砷、镉均符合一类海洋沉积物标准，未出现超标现象。调查海区沉积物总体环境较好，基本没有受到污染。

生物质量：2016 年 5 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。

生物生态：

（1）浮游植物：调查海区共发现浮游植物 44 种，浮游植物细胞数量的变化范围在 $(1.93\sim689.55)\times10^4$ 个/ m^3 之间，平均为 47.87×10^4 个/ m^3 。

（2）浮游动物：调查海区共发现浮游动物 14 种，浮游动物个体密度在 $(54.3\sim219.4)$ 个/ m^3 之间，平均为 128.1 个/ m^3 ；湿重生物量的变化范围在 $(47.61\sim210.21)$ mg/ m^3 之间，平均为 100.72mg/ m^3 。

（3）底栖生物：调查共发现底栖生物 78 种，底栖生物湿重生物量变化范围在 $(0.15\sim160.10)$ g/ m^2 之间，变化幅度较大，平均为 10.90g/ m^2 。栖息密度变化范围在 $(10\sim1730)$ 个/ m^2 之间，变化幅度较大，平均密度为 433 个/ m^2 。

渔业资源：

2018 年 6 月：调查海区共捕获鱼类 20 种；鱼类成体平均资源密度为 130.97kg/ km^2 ，7056 尾/ km^2 ；幼鱼平均资源密度为 76724 尾/ km^2 ；优势种为尖尾虾虎鱼。共捕获头足类 4 种；头足类成体平均资源密度为 89.08kg/ km^2 ，6858 尾/ km^2 ；幼体平均资源密度为 3701 尾/ km^2 ；优势种为日本枪乌贼。共捕获甲壳类 8 种；虾类成体平均资源密度为 164.72kg/ km^2 ，16208 尾/ km^2 ；幼体为 3996 尾/ km^2 ；蟹类均为成体资源密度为 18.21kg/ km^2 ，271 尾/ km^2 ；优势种为口虾蛄、日本鼓虾、葛氏长臂虾。共采集到鱼卵 5 种，仔稚鱼 7 种；鱼卵平均密度为 0.38 粒/ m^3 ；仔稚鱼的平均密度为 0.24 尾/ m^3 。

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；洗压井废水和洗井废水进入 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；生活污水依托钻井船、支持船或 CEPJ 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，悬浮沙增量超过 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 100m。

因此，本工程施工期对海洋环境的影响较小。

(2) 运营期

生产运行期新增含油生产水依托秦皇岛 32-6 油田 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，本项目投产后 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，2020 年底，处理达标的生产水全部回注地层，不外排；初期雨水、甲板冲洗水等进入原油集输流程；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，本次调整井工程投产后，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

本工程在调整井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、海底管道油气泄漏事故以及地质性溢油事故等。

通过主要环境风险事故概率分析，井喷概率为 8.38×10^{-5} 次/a，WHPA、WHPF 和 WHPG 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于 3×10^{-5} 次/a，CEPI 和 CEPJ 平台发生火灾导致溢油事故的概率不高于 4.3×10^{-4} 次/a，FPSO 发生火灾导致溢油的概率不高于 6.3×10^{-4} 次/a；船舶碰撞并造成重大损伤的概率为 5.0×10^{-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。本项目最大可信事故为施工期船舶碰撞。

对于本工程溢油事故而言，环境敏感区主要包括滦河口养殖区、昌黎海域养殖区、滦河口至老米沟海域（沙源保护海域）、大清河口海岛旅游区、滦河口海洋特别保护区、大清河口至小清河口海域（沙源保护海域）、河北乐亭菩提岛诸岛省级自然保护区、小清河口养殖区、曹妃甸中华绒螯蟹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、滦河口水产种质资源保护区、辽东湾渤海湾莱州湾国家级水产种质资源保护区渤海湾核心区等，一旦发生溢油事故而又没有任何应对措施，油膜在风和潮流的共同作用下将会抵达这些敏感区并造成严重污染。同时，由于本工程位于白姑鱼产卵场内，一旦在白姑鱼主要产卵盛期 5 月前后发生溢油事故而又没有任何应对措施，原油将即刻抵达该敏感目标，并对其造成不利影响。

针对可能发生的风险，公司已制定了《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，能够满足本项目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 油田共实施调整井 33 口，同时对 CEPJ 平台进行生产污水扩容改造及平台适应性改造。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总量批复水平。因此，在积极落实本评价提出的防治措施的情况下，从环境保护角度讲，项目建设可行。

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。确保所排放的钻井液和钻屑符合《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第一部分分级》（GB18420.1-2009）的要求。

（2）施工单位应积极采取有效措施，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，选择有利于污染物扩散的时期排放，尽量减少钻屑与钻井液排放引起的入海悬浮沙增加的影响面积，最大限度地减少对海洋环境的影响。

（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，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，进而造成海底溢油的风险，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措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。

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 项目委托书

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 油田调整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

二〇一八年八月三十一日

