建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：平湖油气田调整井项目

建设单位：上海石油天然气有限公司

编制日期：2024 年 1 月

建设项目环境影响报告表

（生态影响类）

项目名称：平湖油气田调整井项目

建设单位：上海石油天然气有限公司

编制日期：2024 年 1 月

019292

打印编号：1705885744000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	6306lj
建设项目名称	平湖油气田调整井项目
建设项目类别	54--150海洋矿产资源勘探开发及其附属工程
环境影响评价文件类型	报告表
一、建设单位情况	
单位名称（盖章）	上海石油天然气有限公司
统一社会信用代码	91310115132215329N
法定代表人（签章）	陈涛
主要负责人（签字）	赵贵征
直接负责的主管人员（签字）	黄剑宏
二、编制单位情况	
单位名称（盖章）	海油环境科技（北京）有限公司
统一社会信用代码	91110114MA01Q7HP1A
三、编制人员情况	

1. 编制主持人

姓名	职业资格证书管理号	信用编号	签字
李雪飞	07351543507150279	BH013710	

2. 主要编制人员

姓名	主要编写内容	信用编号	签字
李雪飞	建设项目基本情况、建设内容、生态环境现状、保护目标及评价标准、生态环境影响分析、主要生态环境保护措施、生态环境保护措施监督检查清单、结论、附录、附件	BH013710	

注：该表由环境影响评价信用平台自动生成

关于《平湖油气田调整井项目环境影响报告表》全本公示删减内容及理由的说明

根据环境保护部《环境影响评价公众参与办法》（生态环境部令 第 4 号）相关要求，我公司对《平湖油气田调整井项目环境影响报告表》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。现将删除或模糊处理内容说明如下：

1、删除或模糊处理工程具体位置，删除相关平台坐标、具体位置图。

原因：此部分内容属于工程项目建设的涉密部分。

2、删除本项目投资、产能、规模、负荷能力等主要经济指标。

原因：此部分内容属于项目的涉密部分。

3、模糊、删除污染物接收处理单位资质、合同、协议等

原因：影响第三方商业利益。

4、公示内容不包含环境监测详细数据，保留评价结果。

原因：现状调查详细数据涉及监测单位和评价单位商业秘密。

5、删除地质性溢油风险分析和评价整节内容。

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

6、删除附件

原因：此部分内容属于商业秘密和工程涉密内容。

目 录

一、建设项目基本情况

建设项目名称	平湖油气田调整井项目		
项目代码	无		
建设单位联系人	黄剑宏	联系方式	021-62555888-8574
建设地点	中国东海		
地理坐标	PH-DPP 平台：[redacted] BJT-WHPA 平台：[redacted]		
建设项目行业类别	五十四、海洋工程 150 海洋矿产资源勘探开发及其附属工程	用地（用海）面积（m^2）/长度（km）	本项目不新增用海面积
建设性质	☐新建（迁建） ☑改建 ☐扩建 ☐技术改造	建设项目申报情形	☑首次申报项目 ☐不予批准后再次申报项目 ☐超五年重新审核项目 ☐重大变动重新报批项目
项目审批（核准/备案）部门（选填）	/	项目审批（核准/备案）文号（选填）	/
总投资（万元）	[redacted]	环保投资（万元）	[redacted]
环保投资占比（%）	[redacted]	施工工期	约 835 天
是否开工建设	☑否 ☐是：_____		
专项评价设置情况	对照《建设项目环境影响报告表编制技术指南（生态影响类）（试行）》“表1 专项评价设置原则表”的涉及项目类别，本项目属于石油和天然气开采工程，设置“环境风险”专项评价。		
规划情况	无		
规划环境影响评价情况	无		
规划及规划环境影响评价符合性分析	无		
其他符合性分析	东海平湖油气田位于上海市浦东新区南汇嘴东南 [redacted] 处的东海海域，地理位置为东经 [redacted]，北纬 [redacted]，平湖油气田现有工程分三期进行开发。 一期工程为东海平湖油气田开发工程，于 1998 年建成投产，包括 1 座平湖综合平台（PH-DPP 平台）、1 条 PH-DPP 平台至上海南汇新港天然气处理（南汇终端）天然气管道（[redacted]），1 条 PH-DPP 平台至舟山岱山终		

	端（岱山终端）原油管道（[redacted]），于 1994 年取得国家环保局批准（环监[1994]191 号）。 二期工程为平湖油气田扩建工程，于 2005 年建成投产，包括 1 座八角亭井口平台（BJT-WHPA 平台），BJT-WHPA 平台至 PH-DPP 平台输气管道、输油管道和海底电缆各一条（[redacted]），于 2002 年获得了国家海洋局的批复（国海环字[2002]45 号）。 三期工程为平湖油气田辅助平台建设项目，于 2015 年建成投产，包括新建辅助平台 PH-SDPP 一座，PH-SDPP 平台与 PH-DPP 平台通过 30m 栈桥相连。于 2014 年 12 月获得了国家海洋局的批复（国海环字[2014]700 号）。 随着开采年限增加，平湖油气田现已步入生产中后期，油藏综合含水高，气藏采出程度高，油气产量递减趋势严重，生产形势严峻。为解决平湖油气田的产能接替和可持续发展问题，上海石油天然气有限公司在积极勘探的同时，加强了油气田的开发和挖潜研究。根据勘探研究成果，本项目拟在平湖油气田已建 PH-DPP 平台和 BJT-WHPA 平台实施 12 口调整井工程。 本项目所在海域不属于环境敏感区，但是本次调整井项目新增钻屑和钻井液排放，本项目投产后年最大增油量[redacted]；根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）中“五十四、海洋工程”中 150 项的相关要求，需编制环境影响报告表。 现对工程实施与国土空间规划、三线一单、产业政策等符合性进行分析： （1）与《浙江省国土空间总体规划（2021-2035年）》符合性分析 本项目位于浙江省国土空间总体规划范围之外，且距离浙江省沿海生态屏障区较远，施工期和运营期均不会对浙江省国土空间总体规划区产生不利影响。 （2）与《浙江省“三线一单”生态环境分区管控方案》符合性分析 本项目位于《浙江省“三线一单”生态环境分区管控方案》范围之外，且距离浙江省“三线一单”管控范围较远，施工期和运营期均不会对浙江省“三线一单”产生不利影响。 （3）与浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线符合性分析 本项目位于浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线范围之外，且距离浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线较远，施工期和运营期均不会对浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线产生不利影响。 （4）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

	2022年发布的《“十四五”海洋生态环境保护规划》提出：“强化精准治污，以近岸海湾、河口为重点，分区分类实施陆海污染源头治理，深入打好重点海域综合治理攻坚战，陆海统筹持续改善近岸海域环境质量；保护修复并举，着力构建海洋生物多样性保护网络，恢复修复典型海洋生态系统，强化海洋生态监测监管，提升海洋生态系统质量和稳定性；要有效应对海洋突发环境事件和生态灾害，加强海洋环境风险源头防范，全面摸排重大海洋环境风险源，加强应急响应能力建设；坚持综合治理，强化“水清滩净、鱼鸥翔集、人海和谐”的美丽海湾示范建设和长效监管，切实解决老百姓反映强烈的突出海洋生态环境问题；推进海洋应对气候变化的响应监测与评估，有效发挥海洋固碳作用，提升海洋适应气候变化的韧性。 本项目施工期和运营期产生的各类污染物排放及处置均符合国家或地方法规和标准的要求。项目在运营阶段建设单位对工程周边海域的海水水质环境和海洋沉积物环境定期进行监测。建设单位通过渔业资源增殖放流修复海洋生态环境。同时建设单位已制定溢油应急计划和配备溢油应急资源以加强石油勘探开发海上溢油风险防范。 可见，本项目实施与《“十四五”海洋生态环境保护规划》相符合。 （5）与产业政策的符合性 本项目属于海洋矿产资源勘探开发工程，符合国家《产业结构调整指导目录（2024年本）》中“常规石油、天然气勘探与开采”，属于国家产业政策鼓励类项目。

二、建设内容

地理位置	东海平湖油气田位于上海市浦东新区南汇嘴东南[redacted]处的东海海域，地理位置为东经[redacted]，北纬[redacted]，总面积[redacted]，包括放鹤亭、八角亭、望湖亭和双照亭等地质构造，海域水深[redacted]。东南距 TWT-WHPA 平台约[redacted]；西北距南汇终端约[redacted]，距岱山终端约[redacted]。 本项目所在平台距离大陆岸线最近[redacted]，最近处大陆隶属于舟山市普陀区。 **图 1.1 工程地理位置图**
项目组成及规模	**一、工程现状** **（1）工程概况** 平湖油气田主要生产设施包括：一座综合平台（简称 PH-DPP）、一座井口平台-八角亭井口平台（简称 BJT-WHPA）、一座辅助平台（简称 PH-SDPP，与 PH-DPP 平台以栈桥相连）、南汇天然气处理厂（南汇终端）、岱山原油中转站（岱山终端），以及配套海底管道和海底电缆等。 平湖油气田现有工程分三期建设。 一期工程为平湖油气田开发工程，工程包括一座平湖综合平台（PH-DPP 平台）、一条通往南汇终端约[redacted]天然气管道，一条通往岱山终端约[redacted]原油管道。 PH-DPP 平台是一座集油气生产、钻井、公用、生活等功能于一身的钻采综合平台。平台甲板共有 4 层，分为上、中、下及工作甲板，上、中、下层甲板长宽为 60×34m，主要设备包括原油处理系统、天然气处理系统、含油污水处理系统、发配电系统、生活楼、开闭排系统、柴油系统、采油/气设备、化学药剂系统和消防系统。平台共有 20 个井槽，生活模块可容纳 90 人居住。 二期工程为平湖油气田扩建工程包括新建八角亭平台一座（4 腿 8 桩导管架式）、BJT-WHPA 平台至 PH-DPP 平台输气管道和输油管道各一条（[redacted]）和 BJT-WHPA 平台至 PH-DPP 平台海底电缆一条（[redacted]）。 BJT-WHPA 平台为有人驻守的四腿八裙桩平台，分为直升机甲板、顶层甲板、中层甲板、下层甲板、工作甲板。主要设备包括采油/气设备、天然气处理系统、生活楼、消防系统、火炬系统、开闭排系统、化学药剂系统、海水系统和生活污水处理系统，BJT-WHPA 平台目前共有 9 个井槽。

三期工程为平湖油气田辅助平台建设项目包括新建辅助平台 PH-SDPP 一座，新建平台与 PH-DPP 平台通过 30m 栈桥相连。

PH-SDPP 平台为无人驻守的四腿钢结构导管架平台，与 PH-DPP 平台以栈桥连接。设上层甲板和下层甲板。其上设有井口槽、泥浆系统、钻井和电气房间、清管球系统、开排系统、管子堆场等设施。

平湖油气田群现有工程设施分布见下图。

图 2.1 平湖油气田海上设施布局示意图

表 2.1 本项目现有主要工程组成表

序号	工程组成	规格	主要设备
1	PH-DPP 平台	4 层甲板，分为上、中、下及工作甲板，上、中、下层甲板长宽为 60 ×34m，主要由主甲板、中层甲板、底层甲板、生活模块、直升机甲板、钻机、救生艇、人员着陆平台组成	原油处理系统、天然气处理系统、含油污水处理系统、发配电系统、生活楼、开闭排系统、柴油系统、采油/气设备、化学药剂系统、消防系统
2	BJT-WHPA 平台	有人驻守的四腿八裙桩平台，五层甲板，分别为：直升机甲板、顶层甲板、中层甲板、下层甲板、工作甲板	采油/气设备、天然气处理系统、生活楼、消防系统、火炬系统、开闭排系统、化学药剂系统、海水系统、生活污水处理系统
3	PH-SDPP 平台	无人驻守的四腿钢结构导管架平台，与 PH-DPP 平台以栈桥连接。设上层甲板和下层甲板。其上设有井口槽、泥浆系统、钻井和电气房间、清管球系统、开排系统、管子堆场等设施	开式排放系统、闭式排放系统
4	海底管道	PH-DPP 平台至南汇终端输气管线	[redacted]
		PH-DPP 平台至岱山终端输油管线	[redacted]
		BJT-WHPA 平台至 PH-DPP 平台输气管道	[redacted]
		BJT-WHPA 平台至 PH-DPP 平台输油管道	[redacted]
5	海底电缆	PH-DPP 平台至 BJT-WHPA 平台海底电缆	[redacted]
6	南汇终端	日处理天然气 [redacted]	段塞流捕集器、油气分离系统、轻油稳定系统、制冷分离系统、液化气储存系统、轻油储存系统、火炬等。
7	岱山终端	原油储存库区、原油外输码头油库储存能力为 [redacted]	两座 [redacted] 外浮顶式油罐、1 座 [redacted] 外浮顶式油罐

（2）现有工程物流走向

PH-DPP 平台设有天然气处理系统、原油处理系统、含油生产水处理系统，负责平湖油气田 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台井口物流的油气水处理，具体处理流程见（3）油

气水处理流程。平湖油气田现有工程物流走向见图 2.2。

此外，PH-DPP平台作为中转站接收春晓气田和平北黄岩（一期）的合格油气分别输往岱山终端和南汇终端，但不进入PH-DPP平台的处理流程，具体见图2.3。

图 2.2 平湖油气田物流走向示意图

图 2.3 各平台间物流走向示意图

（3）油气水处理流程

1）原油处理工艺流程

PH-DPP平台油井物流以及一级分离器分离出的凝析油，进入二级分离器，将物流分为油、气、水三相，油相先进入三、四级分离器，以进一步分离，然后经计量后进入海底输油管道外输。油处理流程见图2.4。

图 2.4 PH-DPP 平台原油处理工艺流程简图

2）天然气处理工艺流程

气井物流进入天然气处理系统的一级分离器，分离出的凝析油进入原油生产系统的二级分离器，分离出的湿天然气经塔前冷却器、塔前分离器、塔前过滤器进入三甘醇脱水塔，脱水后的合格天然气经干气外输压缩机增压，再经干气外输压缩机后冷器冷却后，与来自BJT-WHPA平台的合格干气汇合，进入天然气外输海底管道。天然气处理流程见图2.5。

图 2.5 PH-DPP 平台天然气处理工艺流程简图

3）生产水处理工艺流程

来自一、二、三级分离器和油井计量分离器的生产水首先进入撇油器，进行初步油水分离，浮油撇入闭式排放系统，生产水通过水力旋流器供给泵加压后进入水力旋流器，进行二级分离。经水力旋流器处理后的生产水送至 PH-SDPP 平台二级立式气浮旋流装置，然后经污水开排沉箱排海。生产水处理流程见图 2.6。

图 2.6 PH-DPP/SDPP 平台生产水处理工艺流程

二、本项目建设内容及规模

（1）调整井建设方案

本项目拟在平湖油气田PH-DPP平台和BJT-WHPA平台共计2个平台实施12口调整井，包括11口侧钻井和1口新钻井，其中侧钻井利用老井侧钻，新钻井利用平台剩余井槽

进行施工。

表 2.2 本次调整井建设情况

序号	平台名字	原井信息			调整井信息			
		井名	井别	井型	井名	井别	井型	是否侧钻
1	PH-DPP 平台	B7	生产井	定向井	PH20	生产井	定向井	是
2		B2	生产井	定向井	PH21	生产井	定向井	是
3		AA5	生产井	水平井	A12	生产井	定向井	是
4		B9	生产井	定向井	B10	生产井	定向井	是
5		A2	生产井	定向井	B11	生产井	定向井	是
6		A1	生产井	定向井	B12	生产井	定向井	是
7	BJT-WHPA 平台	BG5	生产井	定向井	PH22	生产井	定向井	是
8		BO2	生产井	水平井	PH23	生产井	定向井	是
9		BO1	生产井	水平井	BG6	生产井	定向井	是
10		BG2	生产井	直井	PH17	生产井	定向井	是
11		/	/	/	PH18	生产井	定向井	否
12		BG4	生产井	定向井	BO3	生产井	定向井	是

（2）调整井井身结构

表 2.3 本项目拟建调整井尺寸及井身结构参数

平台名字	井名	井别	井型	是否侧钻	井眼尺寸（in）×井深（m）	套管设计下入深度（m）
PH-DPP 平台	PH20	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	PH21	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	A12	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	B10	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	B11	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	B12	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
BJT-WHPA 平台	PH22	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	PH23	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	BG6	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	PH17	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]
	PH18	生产井	定向井	否	[redacted]	[redacted]
	BO3	生产井	定向井	是	[redacted]	[redacted]

图 2.7a 侧钻井身结构示意图

图 2.7b 新钻井身结构示意图

（3）钻井液体系

本次调整井根据地层岩性、井底温度和压力确定各井段钻井液体系，以达到防塌、防漏、减阻润滑、安全和快速钻进、保护好油气层、保护好环境的要求。本项目所用到的钻井液包括水基钻井液和油基钻井液，油基钻井液主要用于井深较大的井，以降低扭矩，减小井下钻进摩阻，其中调整井 PH20、PH17 的 17-1/2″ 井段使用油基钻井液，其余调整井 17-1/2″ 井段使用水基钻井液，所有调整井在 12-1/4″ 井眼及以下井眼均使用油基钻井液。为确保钻井安全，所设计钻井液各添加剂用量将根据现场井况进行适当调节。

（4）产能预测

本次调整井投产后，PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台产能预测如下。

表 2.4a 调整井投产前后 PH-DPP 平台产能预测表（日产量）

年份	日产量，（油、水：m^3/d，气：$10^4m^3/d$）								
	调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.4b 调整井投产前后 PH-DPP 平台产能预测表（年产量）

年份	年产量，（油、水：$10^4m^3/a$，气：$10^8m^3/a$）								
	调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.4c 调整井投产前后 BJT-WHPA 平台产能预测表（日产量）

年份	日产量，（油、水：m^3/d，气：$10^4m^3/d$）								
	调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.4d 调整井投产前后 BJT-WHPA 平台产能预测表（年产量）

年份	年产量，（油、水：$10^4m^3/a$，气：$10^8m^3/a$）								
	调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.4e 调整井投产后全油气田产能预测表（日产量）

年份	日产量，（油、水：m^3/d，气：$10^4m^3/d$）								
	调整前产能			新增产能			调整后产能		
	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 2.4f 调整井投产前后全油气田产能预测表（年产量）

年份	年产量，（油、水：$10^4m^3/a$，气：$10^8m^3/a$）		
	调整前产能	新增产能	调整后产能

	油	气	水	油	气	水	油	气	水
2023	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2024	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2025	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2026	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2027	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2028	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2029	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2030	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2031	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2032	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

由表可知，本次调整井投产后，PH-DPP 平台日最大新增产油量为[redacted]，日最大新增产水量为[redacted]，日最大新增产气量为[redacted]；BJT-WHPA 平台日最大新增产油量为[redacted]，日最大新增产水量为[redacted]，日最大新增产气量为[redacted]。

（5）依托能力校核

根据 PH-DPP 平台设计处理能力，结合本次调整井投产后产能预测以及平湖油气田现有物流走向情况，校核如下：

表 2.5 本次调整井投产后 PH-DPP 平台处理能力校核

项目	设计处理能力	本次调整井新增产能（最大）	本次调整井投产后处理量（最大）	是否可行
原油处理系统，m^3/d	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
天然气处理系统，m^3/d	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行
生产水处理系统，m^3/d	[redacted]	[redacted]	[redacted]	可行

由表可知，本次调整井投产后，平湖油气田油、气、水的产生量均未超过 PH-DPP 平台设计处理能力，本次调整井投产后最大产油量为[redacted]，最大产气量为[redacted]，最大产水量为[redacted]，依托可行。

本项目生产的物流经现有 PH-DPP 平台处理后，依托现有管线一起输送到现有的岱山终端和南汇终端，依托设施均无需改造。以下重点分析海底管道依托的可行性。

表 2.6 本项目实施后海底管道依托可行性分析

依托海底管道	设计压力（kPaA）	设计温度（℃）	本项目投产后实际最大压力（kPaA）	本项目投产后实际最大温度（℃）	依托是否可行
BJT-WHPA 至 PH-DPP 平台海底输气管道	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	是
BJT-WHPA 至 PH-DPP 平台海底混输管道	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	是
PH-DPP 至南汇终端海底输气管道	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	是
PH-DPP 至岱山终端海底输油管道	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	是

从上表可以看出，本工程投产后所依托的海底管道运行参数未超过原来设计条件，

	依托可行。
总平面及现场布置	本次调整井所在 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台井槽平面布置情况如下图所示： **图 2.8a　PH-DPP 平台井槽布置图** **图 2.8b　BJT-WHPA 平台井槽布置图**
施工方案	本次调整井钻完井作业采用平台现有模块钻机（PH-DPP 平台）和移动式钻井平台（BJT-WHPA 平台）进行，施工船舶依托油气田现有值班船，不新增其他施工船舶。 老井侧钻调整井流程：接井，压井，起甩老井生产管柱，组下弃井桥塞，注弃井水泥塞，套管开窗作业，侧钻井眼、下套管、固井，钻井完成后转入完井作业，下入生产管柱、安装采油树后投产。 新井按照工程设计依次进行各开次钻井作业，钻进、下套管、固井，钻井完成后转入完井作业，下入生产管柱、安装采油树后投产。 本次调整井投产后，物流均依托平台现有设备进行处理，不需增建其它设备，不涉及生产设施的新建及改造。因此，调整井投产后平台总体工艺流程保持不变。 本次调整井作业不新增施工船舶，钻完井作业时间总计约 835 天，最大单日施工人数约 120 人。

表 2.7　调整井施工安排

平台	井号	施工天数（天）	施工人数（人）
PH-DPP 平台	PH20	100	30
	PH21	95	30
	A12	47	30
	B10	70	30
	B11	47	30
	B12	47	30
BJT-WHPA 平台	PH22	90	120
	PH23	85	120
	BG6	42	120
	PH17	110	120
	PH18	57	120
	BO3	45	120

其他	无

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

生态环境现状	本项目离岸较远，不在《浙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》和浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线范围内。根据全国海洋功能区划，本项目所在海域位于东海陆架海域，为我国重要的海洋矿产与能源利用和海洋渔业资源利用区域。其海洋环境保护要求为：水质执行不劣于现状海水水质标准；沉积物执行不劣于现状海洋沉积物质量标准；海洋生物质量执行不劣于现状海洋生物质量标准。 **（1）调查资料来源** 本次现状调查资料引自《2021 年秋季海洋生态环境质量现状调查与评价专题报告》，调查单位为[redacted]，采样时间为 2021 年 8 月 25 日~9 月 9 日和 2021 年 11 月 3 日~11 月 5 日，布设 63 个常规调查站位，55 个加密调查站位，15 个海管区调查站位。调查内容包括水质、沉积物状况和生物生态。 平台区调查时间为 2021 年 8 月 25 日~9 月 9 日，布设 63 个调查站位，包括 63 个水质、沉积物状况和生物生态调查站位，28 个生物质量站位。另外 55 个加密调查站位位于平台区，围绕各依托油气平台中心点处及其附近 500 米范围内，仅调查了表层水质。 海管区调查时间为 2021 年 11 月 3 日~11 月 5 日，布设 15 个调查站位，包括 15 个水质、沉积物状况和生物生态调查站位，9 个生物质量站位。 本项目现状调查采用平台区的 63 个常规调查站位。 **图 3.1 海洋现状调查站位图（2021 年）** **（2）海水水质** 选择 pH、COD_{Mn}、DO、无机氮（硝酸盐氮、亚硝酸盐氮、氨氮之和）、活性磷酸盐、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、石油类、硫化物、挥发性酚作为评价因子。 调查海区海水除了活性磷酸盐外其它各项因子均符合《海水水质标准》（GB 3097-1997）中一类海水水质标准要求。 **活性磷酸盐：**调查海域海水中活性磷酸盐 10m 层 S01、S14 站位；50m 层 S01、S07-08、S10-11、S14、S17-18、S20、S29-30、S32、S35、S38-48、S50-S52、S56-S61 站位；底层 S01-63 站位活性磷酸盐均超出第一类海水水质标准，符合第二类海水水质标准，其他层次及站位符合一类海水水质标准。 **（3）海洋沉积物** 调查海域表层沉积物总体以细颗粒为主。沉积物质量评价因子包括有机碳、硫化物、石油类、铜、铅、锌、镉、汞、砷、铬。调查海域各项监测指标均符合第一类海洋沉积物

质量标准。

（4）海洋生物生态

1）叶绿素 a 和初级生产力μg/L

调查海域表层叶绿素 a 值的变化范围为（0.12~0.28）μg/L，平均为 0.20μg/L；10m 层叶绿素 a 值的变化范围为（0.18~0.37）μg/L，平均为 0.26μg/L；50m 层叶绿素 a 值的变化范围为（0.16~0.40）μg/L，平均为 0.31μg/L；底层叶绿素 a 值的变化范围为（0.17~0.36）μg/L，平均为 0.26μg/L。

海洋初级生产力范围为 130~350 mg·C/（m^2·d），平均为 242 mg·C/（m^2·d），海区初级生产力为一般水平。

2）浮游植物

本次调查共检出浮游植物 4 门 111 种，其中硅藻 57 种，占种类数的 51.35%；甲藻 51 种，占种类数的 45.95%；金藻 1 种，占种类数的 0.90%；蓝藻 2 种，占种类数 1.80%。种类组成上硅藻和甲藻占绝对优势。各站位浮游植物细胞数量波动范围在 1.19×10^4 ~173.45×10^4 cell/m^3 之间，平均值为 32.81×10^4 cell/m^3。

浮游植物多样性指数（*H′*）变化范围在 0.06~2.44 之间，平均值 0.49；均匀度（*J′*）变化范围在 0.02~0.52 之间，平均值 0.12；丰富度指数（*d*）变化范围在 0.26~1.81 之间，平均值 1.07。总体看浮游植物生物多样性较差，各种类间个体分布不均匀，结构稳定性较差。

3）浮游动物

本次调查共鉴定出终生浮游动物 11 类 124 种。调查海域浮游动物生物量平均值为 118mg/m^3，各站位生物量波动范围在 1mg/m^3~383mg/m^3 之间；浮游动物总个体密度平均数量为 220 个/m^3，各站位数量波动范围在 2 个/m^3~1033 个/m^3 之间，浮游动物个体密度呈斑块状分布。

浮游动物多样性指数（*H′*）平均 4.35，各站位波动范围在 2.48~4.84 之间；均匀度指数（*J′*）平均值 0.90，各站位波动范围在 0.49~0.98 之间；丰富度指数（*d*）平均值 4.24，各站位波动范围在 0.13~13.37 之间。总体来看，各站位浮游动物种类多样性和丰富度较高，群落均匀度良好，表明调查海区群落结构稳定，水质环境良好。

4）底栖生物

本次调查共鉴定出底栖生物 9 门 106 种。底栖动物平均生物量为 1.85g/m^2，范围为 0.03 g/m^2~20.59 g/m^2。平均个体密度 43.65 个/ m^2，变化范围为 5 个/m^2~165 个/m^2。

底栖生物群落的种类多样性指数（*H′*）平均为 2.38，变化范围为 0.00~4.17；均匀度（*J′*）指数平均为 0.95，变化范围为 0.00~1.00；丰富度指数（*d*）平均为 1.01，变化范围为 0.30~2.89。总体分析，调查海域生物多样性指数较高，且均匀度较好，反映出浮游植物生物多样性较

好，各种类间个体分布匀均，结构稳定性较好。

5）生物质量

本次调查共对 28 个站位的鱼类、甲壳类中石油烃、铜、铅、锌、镉和汞进行分析。其中，鱼类、甲壳类生物体内污染物含量的评价标准采用《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。

结果显示，调查海域收集到的鱼类、甲壳类中重金属和石油烃的残留量均未超过标准。

（5）渔业资源

本次渔业资源调查资料引自《2021 年秋季渔业资源现状调查与评价报告书》，调查单位为[redacted]，调查时间为 2021 年 11 月 1 日～11 月 19 日。共设 9 个断面，55 个站位。

图 3.2 渔业资源调查站位（2021 年）

1）鱼卵、仔稚鱼

本次调查共获得鱼卵和仔稚鱼 30 种，隶属于 10 目 22 科。鱼卵共计 8 种以上，鲂鲱科为鱼卵优势种，合计占鱼卵总数量的 52.32%；仔稚鱼共计 28 种以上，数量最多的是七星底灯鱼，占总数的 58.89%。

鱼卵丰度平均值为 0.072 粒/m^3，仔稚鱼丰度平均值为 0.267 尾/m^3。

2）鱼类

本次调查共捕获鱼类 92 种，隶属 15 目 47 科 75 属。鱼类平均重量和尾数渔获率分别是 43.35kg/h 和 36076ind./h，资源密度分别为 859.78kg/km^2 和 626626 ind./km^2。

根据幼鱼比例（86.81%），以及成体和幼体平均体质量计算，成体重量资源密度 269.20 kg/km^2，成体尾数资源密度为 82652ind./km^2；幼体重量资源密度 590.58 kg/km^2，幼体尾数资源密度 543974 ind./km^2。

3）头足类

本次调查共捕获头足类 20 种，隶属于 3 目 7 科 11 属。头足类平均重量和尾数渔获率分别是 7.60kg/h 和 608ind./h，资源密度分别为 170.97kg/km^2 和 13690ind./km^2。

根据幼体比例计算（22.58%），成体重量资源密度 155.82kg/km^2，成体尾数资源密度为 10599 ind./km^2；幼体重量资源密度 15.15kg/km^2，幼体尾数资源密度 3091 ind./km^2。

4）甲壳类

本次调查共渔获甲壳类 29 种，隶属 2 目、10 科、18 属。甲壳类平均重量和尾数渔获率分别是 7.43kg/h 和 3518ind./h，资源密度分别为 125.35kg/km^2 和 59367ind./km^2。

根据幼体比例计算（45%），成体重量资源密度 98.49kg/km²，成体尾数资源密度为 32652 尾/km²；幼体重量资源密度 26.86kg/km²，幼体尾数资源密度 26715ind./km²。

5）游泳生物生态类群

本次秋季调查共捕获游泳动物 141 种，其中鱼类 92 种、甲壳类 29 种、头足类 20 种。

游泳生物多样性指数平均为 2.31，变化范围为 1.09~2.98；优势度指数的变化范围为 0.41~0.92，平均值 0.81；均匀度的变化范围为 0.38~0.79，平均值为 0.67；种类丰度值变化范围为 1.46~4.65，平均值 2.96。通过水生生态系统评价标准判断，评价海域生物多样性状态属“较丰富”级别。

项目有关的原有环境污染和生态破坏问题

（1）相关工程环保手续执行情况

表 3.1 本项目相关工程环评及验收情况

环评报告书	批复情况	工程建设情况	与本项目关系	竣工验收
《东海平湖油气田开发工程环境影响报告书》	环监[1994]191号	PH-DPP 平台、南汇终端、岱山终端及相应管线	本项目在 PH-DPP 平台实施 6 口调整井，产生的井口物流经 PH-DPP 平台处理	国海环字[2010]75 号
《平湖油气田扩建工程环境影响报告书》	国海环字[2002]45 号	PH-DPP 平台扩建，新建 BJT-WHPA 平台，BJT-WHPA 至 PH-DPP 平台间输气管道、混输管道和电缆各 1 条	本项目在 BJT-WHPA 平台实施 6 口调整井	国海环字[2010]75 号
《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》	国海环字[2014]700号	PH-SDPP 平台，30 米栈桥，及 PH-DPP 平台改造	本项目产生的井口物流经 PH-DPP 平台处理，经 PH-SDPP 平台污水开排沉箱排海	环验[2021]8号

（2）环保设施运行情况

PH-DPP 平台上设生产水处理系统和生活污水处理系统，BJT-WHPA 平台上设生活污水处理系统，含油生产水在 PH-DPP 平台经生产水处理系统处理合格后排海，生活污水在 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台经生活污水处理系统处理合格后排。

1）含油生产水监测结果

与本项目相关的 PH-DPP 平台近一年含油生产水监测结果见表 3.2，根据表 3.2 可知：PH-DPP 平台产生的含油生产水经处理后石油类含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准（石油类≤45mg/L）。PH-DPP 平台排海出水水质符合相应指标要求，生产水处理系统处理效果良好，生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

表 3.2　PH-DPP 平台生产水排放监测结果

时间	PH-DPP 平台	
	月均监测值（mg/L）	排放量（m^3）
2022.9	[redacted]	[redacted]
2022.10	[redacted]	[redacted]
2022.11	[redacted]	[redacted]
2022.12	[redacted]	[redacted]
2023.1	[redacted]	[redacted]
2023.2	[redacted]	[redacted]
2023.3	[redacted]	[redacted]
2023.4	[redacted]	[redacted]
2023.5	[redacted]	[redacted]
2023.6	[redacted]	[redacted]
2023.7	[redacted]	[redacted]
2023.8	[redacted]	[redacted]

2）生活污水监测结果

与本项目相关的 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台近一年生活污水监测结果见表 3.3，根据表 3.3 可知：PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台产生的生活污水经处理后 COD 含量符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中的三级标准（≤500mg/L）。PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台排海出水水质符合相应指标要求，生活污水处理系统处理效果良好，生活污水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

表 3.3 生活污水排放监测结果

时间	PH-DPP 平台		BJT-WHPA 平台	
	月均监测值（mg/L）	排放量（m^3）	月均监测值（mg/L）	排放量（m^3）
2022.9	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2022.10	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2022.11	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2022.12	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.1	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.2	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.3	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.4	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.5	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.6	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.7	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2023.8	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

综上所述，环保设施运行情况良好，生活污水和生产水处理装置运行正常，未出现环境污染和生态破坏问题。

（3）风险事故回顾

平湖油气田自投产至今，未发生过溢油事故。

根据生活污水、含油生产水的监测结果显示均能做到达标排放，生活垃圾中的食品废弃物经食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后间断排放，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理，不存在环保问题。

生态环境保护目标

本项目距离保护区、海洋生态保护红线等敏感目标较远，参考《海洋工程环境影响评价技术导则（GB/T 19485-2014）》中海洋生态环境影响三级评价范围（5km），本项目5km 范围内无自然保护区、海洋特别保护区、水产种质资源保护区和海洋生态保护红线等。距离最近的为东海带鱼国家级水产种质资源保护区，距离本项目所在平台约[redacted]。

本项目周围主要环境敏感目标为海域附近的渔业“三场一通道”。本项目处于东海带鱼和东海海鳗的越冬场内，距离其他敏感目标较远，均在 50km 以上。

表 3.4 本项目附近主要敏感目标

类别	功能区名称	方位	距离（km）	主要保护对象
越冬场	东海带鱼越冬场	[redacted]	[redacted]	东海带鱼
	东海海鳗越冬场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗
	绿鳍马面鲀越冬场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀
产卵场	东海带鱼产卵场	[redacted]	[redacted]	东海带鱼亲体及其幼体
	东海海鳗产卵场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗亲体及其幼体
	绿鳍马面鲀产卵场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀亲体及其幼体
	黄鳍马面鲀产卵场	[redacted]	[redacted]	黄鳍马面鲀亲体及其幼体
索饵场	绿鳍马面鲀索饵场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀索饵场生态环境
	东海海鳗索饵场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗索饵场生态环境
水产种质资源保护区	东海带鱼国家级水产种质资源保护区	[redacted]	[redacted]	主要保护对象有带鱼、大黄鱼、小黄鱼、鲐、鲹、灰鲳、银鲳、鳓、蓝点马鲛等重要经济鱼类

图 3.3 本项目与环境敏感目标位置关系示意图

评价标准

（1）环境质量标准

根据海洋环境质量现状调查站位布设情况，各调查站位均位于《浙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》和浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线之外，位于《全国海洋功能区划》中的东海陆架海域，该区域是我国重要的油气资源分布区，主要功能为矿产与能源开发、渔业，根据“海洋功能区分类及海洋环境保护要求”，油气区的海水水质质量、海洋沉积物质量和海洋生物质量应不劣于现状水平。环境质量标准具体执行情况详见下表。

表 3.5 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）		第一类标准开始评价，评价至满足标准为止
海洋沉积物	《海洋沉积物质量》（GB18668-2002）		
海洋生物质量	贝类（双壳类）	《海洋生物质量》（GB18421-2001）	第一类标准开始评价，评价至满足标准为止
	软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（重金属）	《全国海岸带和海涂资源综合调查简明规程》	
	软体类（除双壳类以外）、甲壳类和鱼类（石油烃）	《第二次全国海洋污染基线调查技术规程》（第二分册）	

表 3.6a 海水水质标准

评价因子	第一类	第二类	第三类	第四类
水温	人为造成的海水温升夏季不超过当时当地 1℃，其他季节不超过 2℃		人为造成的海水温升不超过当时当地 4℃	
pH	7.8~8.5 同时不超出该海域正常变动范围的 0.2 pH 单位		6.8~8.8 同时不超出该海域正常变动范围的 0.5 pH 单位	
溶解氧（DO）	＞6mg/L	＞5mg/L	＞4mg/L	＞3mg/L
化学需氧量（COD）	≤2mg/L	≤3mg/L	≤4mg/L	≤5mg/L
石油类	≤0.05mg/L		≤0.30mg/L	≤0.50mg/L
无机氮	≤200μg/L	≤300μg/L	≤400μg/L	≤500μg/L
活性磷酸盐	≤15μg/L	≤30μg/L		≤45μg/L
汞	≤0.05μg/L	≤0.2μg/L		≤0. 5μg/L
砷	≤20μg/L	≤30μg/L	≤50μg/L	
锌	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤500μg/L
镉	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	
铅	≤1μg/L	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L
铜	≤5μg/L	≤10μg/L	≤50μg/L	
总铬	≤50μg/L	≤100μg/L	≤200μg/L	≤500μg/L
硫化物	≤20μg/L	≤50μg/L	≤100μg/L	≤250μg/L
挥发性酚	≤5μg/L		≤10μg/L	≤50μg/L

表 3.6b 海洋沉积物质量标准

序号	项目	标准类别		
		第一类	第二类	第三类
1	汞（$\times10^{-6}$）≤	0.20	0.50	1.00
2	镉（$\times10^{-6}$）≤	0.50	1.50	5.00
3	铅（$\times10^{-6}$）≤	60.0	130.0	250.0
4	锌（$\times10^{-6}$）≤	150.0	350.0	600.0
5	铜（$\times10^{-6}$）≤	35.0	100.0	200.0
6	铬（$\times10^{-6}$）≤	80.0	150.0	270.0
7	砷（$\times10^{-6}$）≤	20.0	65.0	93.0
8	有机碳（$\times10^{-2}$）≤	2.0	3.0	4.0
9	硫化物（$\times10^{-6}$）≤	300.0	500.0	600.0
10	石油类（$\times10^{-6}$）≤	500.0	1000.0	1500.0

软体类中贝类（双壳类）生物体内污染物质含量的评价标准采用《海洋生物质量》（GB 18421-2001）规定的第一类标准值，其他类（甲壳类、软体类和鱼类）生物体内污染物质（Hg、Cu、Zn、Pb和Cd）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，鱼类、软体类体内石油烃类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。

表 3.6c 生物体污染物评价标准（$\times 10^{-6}$ 湿重）

类别	Hg	Cu	As	Pb	Cd	Zn	石油烃	Cr
软体类	0.30	100	/	10	5.5	250	20	/
贝类	0.05	10	1.0	0.1	0.2	20	15	0.5
甲壳类	0.20	100	/	2	2	150	20	/
鱼类	0.30	20	/	2	0.6	40	20	/

（2）污染物排放和控制标准

本项目位于东海陆架海域，根据《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008），油田所在海域属于三级海域；根据《海洋石油勘探开发污染物生物毒性第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009），油田所在海域属于二级海区；根据《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（交海发〔2018〕168 号），油田所在海域位于控制区管控范围之外。本项目所采用的污染物排放标准详见下表。

表 3.7 污染物排放标准

污染物	采用标准	等级/海区等级	污染因子	标准值	适用对象
水基钻井液、水基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的水基钻井液、水基钻井液钻屑
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	
			Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg	
	《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）	二级	生物毒性容许值≥20000mg/L		
油基钻井液	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	不得排放入海			油基钻井液
油基钻井液钻屑	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	石油类	≤8%	钻井完井作业过程中排放的油基钻井液钻屑
			Hg（重晶石中最大值）	≤1mg/kg	
			Cd（重晶石中最大值）	≤3mg/kg	
含油生产水	《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）	三级	石油类	石油类≤45mg/L（月平均值） 石油类≤65mg/L（一次	油田排放的含油生产水

<table>
<tr><td rowspan="6"></td><td>
<table>
<tr><td></td><td></td><td></td><td>容许值）</td><td></td></tr>
<tr><td></td><td>《海洋石油勘探开发污染物生物毒性 第 1 部分：分级》（GB18420.1-2009）</td><td>二级</td><td colspan="2">生物毒性容许值≥10000mg/L</td><td></td></tr>
<tr><td>生活污水</td><td>《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）</td><td>三级</td><td>COD</td><td>≤500mg/L</td><td>各平台生活污水排放</td></tr>
<tr><td>生产垃圾</td><td rowspan="2">《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）</td><td rowspan="2">三级</td><td colspan="2">禁止排放或弃置入海</td><td rowspan="2">钻井/生产作业生产垃圾和生活垃圾</td></tr>
<tr><td>生活垃圾</td><td colspan="2">除颗粒直径<25mm 的食品废弃物以外，禁止其它生活垃圾排放或弃置入海</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>其他</td><td>
（1）含油生产水
本项目含油生产水的去向：PH-DPP 平台设置含油生产水处理系统，用于处理 PH-DPP 平台和 BJT-WHPA 平台井口产物分离出的含油生产水，经处理合格的含油生产水排海。
本项目核算了 2023 年-2032 年本油气田的含油生产水排放量。本项目投产后含油生产水最大年排放量[redacted]未超出《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）最大年排放量[redacted]，所以本项目投产后不会造成 PH-DPP 平台的含油生产水总量（包括石油类）的增加，故维持原《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）中 PH-DPP 平台排放总量指标“年排放生产水最大量为[redacted]，石油类排放量为[redacted]”不变。同时在实际运行过程中，加强生产水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生产水处理装置稳定达标运行。
（2）生活污水
本项目投产后，不新增平台定员，生活污水经处理后达标后排放，本项目投产后不会增加 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台生活污水的总量。
由于本项目不新增生产定员，经分析本项目投产后不会造成 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台的生活污水总量（包括 COD）的增加，故维持原《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）生活污水排放总量指标“生活污水最大约为[redacted]，COD 排放量[redacted]”不变。同时在实际运行过程中，加强生活污水处理装置的维护保养，精心操作等措施，确保生活污水处理装置稳定达标运行。
</td></tr>
</table>

四、生态环境影响分析

施工期生态环境影响分析

1、施工期产污环节及污染源分析

本项目污染物主要为调整井钻完井阶段产生的钻井液、钻屑和生产垃圾等，此外还有施工人员产生的生活污水、生活垃圾等。

（1）钻井液

本项目使用的钻井液包括水基钻井液和油基钻井液，核算结果见表4.1。

本次调整井项目所产生水基钻井液总量约2200m³。本项目钻完井作业中钻井液循环使用，水基钻井液其排放节点主要有5个：外排钻屑携带、提带、固井置换、更换泥浆体系及钻井作业完成后的一次性排放，本项目水基钻井液排放位置及方式：水上排放，单井单排。钻井液最大排放速率出现在结束后的一次性排放，水基钻井液一次性最大排放量480m³，最大平均排放速率约35m³/h。

油基钻井液产生总量约9300m³，钻完井作业时油基钻井液暂存于平台泥浆池，钻完井作业结束后回收全部油基钻井液，泵输到船舱运至码头交有资质单位接收处理，不排海。

表 4.1 本项目调整井钻井液核算结果

平台	井名	油基钻井液产生量（m³）	水基钻井液产生量（m³）	钻井液产生总量（m³）	钻井液排放量（m³）	水基钻井液一次性最大排放量（m³）	钻井液最大平均排放速率（m³/h）
PH-DPP 平台	PH20	900	1000	1900	1000	435	35
	PH21	900	0	900	0	0	0
	A12	750	0	750	0	0	0
	B10	750	0	750	0	0	0
	B11	750	0	750	0	0	0
	B12	750	0	750	0	0	0
BJT-WHPA 平台	PH22	750	0	750	0	0	0
	PH23	750	0	750	0	0	0
	BG6	600	0	600	0	0	0
	PH17	1000	1200	2200	1200	480	35
	PH18	700	0	700	0	0	0
	BO3	700	0	700	0	0	0
合计		9300	2200	11500	2200	915	/

（2）钻屑

根据建设单位所给数据，钻屑产生总量6630m³，其中油基钻井液钻屑5030m³，水基钻井液钻屑钻屑1600m³，钻井期间在产生平台连续排放，钻屑最大排放速率不超过200m³/d。

表 4.2 本项目调整井钻屑核算结果

平台	井名	单井钻井时间（天）	油基钻井液钻屑（m^3）	水基钻井液钻屑（m^3）	钻屑产生总量（m^3）	钻屑排放量（m^3）
PH-DPP 平台	PH20	90	500	800	1300	1300
	PH21	85	450	0.00	450	450
	A12	40	400	0.00	400	400
	B10	60	400	0.00	400	400
	B11	40	400	0.00	400	400
	B12	40	400	0.00	400	400
BJT-WHPA 平台	PH22	80	450	0.00	450	450
	PH23	75	400	0.00	400	400
	BG6	35	300	0.00	300	300
	PH17	100	580	800	1380	450
	PH18	50	400	0.00	400	400
	BO3	38	350	0.00	350	350
合计		733	5030	1600	6630	6630

水基钻井液钻屑通过平台上的振动筛将钻井液与钻屑进行分离；钻屑检验达标后排海，不符合标准在平台上进行收集存储，然后将回收岩屑吊装至船舶运至码头，后续通过陆地运输的方式交有资质单位接收处理；油基钻井液钻屑通过钻井平台上的振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理，将钻井液与钻屑进行分离，检测合格排海；检测不合格的油基钻井液钻屑，经含油钻屑深度处理设备进一步处理，确保含油率小于8%检测合格后达标排海。检测不合格的钻屑，交由海上钻屑深度处理设备进一步处理、检测合格后在钻屑产生平台排放。含油钻屑深度处理采用电磁感应热脱附技术，将含油钻屑输送至减压热解釜装置内，在高温真空状态下发生热解反应，油和水以气体馏分的形式分离出来，经冷凝装置冷却液化成油和水加以回收，剩余的固态残渣自动排出，实现无害化处理，从源头减少海上钻井作业含油钻屑的产生。

（3）生活垃圾、生活污水

海上施工阶段产生的生活垃圾主要是食品废弃物和食品包装物等。

根据日常运营经验数据：生活垃圾按1.5kg/（人·日）计算，其中食品废弃物按1.0kg/（人·日）计算，生活污水根据中国海油多年海上油气开发经验数值，按0.35m^3/（人·日）计算。

本项目调整井作业天数为835天，最大单日作业人数为120人；经计算共产生生活垃圾约95.49t，其中食品废弃物约63.66t；生活污水约22281m^3。

表 4.3 生活污废核算结果表

施工内容		施工人员（人/每天）	施工天数（天）	生活污水（m^3）		生活垃圾（t）	
				产生负荷	产生量	产生负荷	产生量
调整井作业	PH-DPP 平台	30	406	0.35m^3（人·天）	4263	1.5kg（人·天）	18.27

	BJT-WHPA 平台	120	429	0.35m³（人·天）	18018	1.5kg（人·天）	77.22
合计					22281	/	95.49

（4）生产垃圾

本项目施工过程中产生的生产垃圾，包括一般固体废物和危险废物，其中危险废物主要为含油生产垃圾，根据经验数据，调整井作业按单井作业期间大约产生0.5t生产垃圾核算，本次共计实施12口调整井，生产垃圾产生量约为6t，其中一般工业垃圾运回陆上进行处理，危险废物经分类收集后运回陆上交有资质单位处理。

（5）废气

本次调整井废气主要来自于钻井平台及机械排放的柴油机尾气，主要污染物NO_2、SO_2、CO、烟尘等，此类废气为间歇排放，随着项目施工结束而结束。

施工期污染物排放及污染防治措施汇总见下表。

表 4.4　施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物名称		产生量	排放量	处理方式
钻屑	水基钻井液钻屑	1600m³	1600m³	检验合格达标排海
	油基钻井液钻屑	5030m³	5030m³	检验合格达标排海
钻井液	水基钻井液	2200m³	2200m³	检验合格达标排海
	油基钻井液	9300m³	0	油基钻井液循环使用，钻完井结束后运回陆地交有资质单位回收，不排海
生活污水		22281m³	22281m³	经生活污水处理设施处理达标后排海
生活垃圾		95.49t	63.66t	食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排放，其他生活垃圾运回陆地处理
生产垃圾		6t	0	全部运回陆地处理，其中危险废物经分类收集后运回陆上交有资质单位处理

2、施工期环境影响分析

钻完井阶段，生活垃圾除食品废弃物粉碎至粒径小于 25mm 后排海外，其余运回陆地处理；生活污水处理达标后排放；生产垃圾运回陆地处理；油基钻井液运回陆地不排海。水基钻井液、水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑满足排放标准后排海，对海水水质、海底沉积物和生物生态有一定的影响。

（1）钻井液、钻屑排放对海洋环境影响预测

本次评价针对水基钻井液、钻屑排放对海水水质影响情况进行了建模预测，水文动力模型情况详见附录一。

预测结果如下：

1）钻井液

根据工程分析，本项目 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台各有 1 口井使用水基钻井液，

故钻井过程中各排放 1 次钻井液，最大排放速率出现在钻井结束后的一次性排放过程中，钻井液最大排放速率为 35m³/h，一次性最大排放量为 480m³。钻井液比重 1.08g/cm³~1.5g/cm³（按 1.25g/cm³ 计算），钻井液粒径 0.008mm~0.062mm，中值粒径取为 0.016mm，经估算，钻井液排放产生悬浮物的源强为 12.25kg/s。

本次评价选取 BJT-WHPA 平台排放钻井液情况进行计算，排放时长 13.7h。分别计算了大潮时涨潮中间时、高潮时、落潮中间时、低潮时四个典型时刻开始排放钻井液时的悬浮物浓度扩散范围，统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，根据海水水质标准值绘制等值线，所围成范围即为钻井液排放产生的悬浮物浓度增量超海水水质标准的影响范围。PH-DPP 平台钻井液排放产生悬浮物的影响范围与之类比。

经预测，BJT-WHPA 平台钻井液排放引起悬浮物超海水水质标准的海域仅在表层，沿主流向扩散。表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 0.124km²，无超三类、超四类海水水质标准的海域。超一（二）类海水水质标准的范围离排放点的最大距离为 0.25km，停止排放恢复到一类水质所需最大时间约为 1h。

根据类比，本项目钻井液排放引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积共为 0.242km²，无超三类、超四类海水水质标准的海域。

表 4.5　BJT-WHPA 平台钻井液排放产生悬浮物的预测结果（km²，表层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
0.124	0	0	0.25

表 4.6　BJT-WHPA 平台钻井液排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，表层）

Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
0.121	0.003	0	0

表 4.7 本项目钻井液排放产生悬浮物的类比结果（km²，表层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
0.248	0	0	0.23

表 4.8 本项目钻井液排放产生悬浮物的不同超标倍数总包络面积（km²，表层）

Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
0.242	0.006	0	0

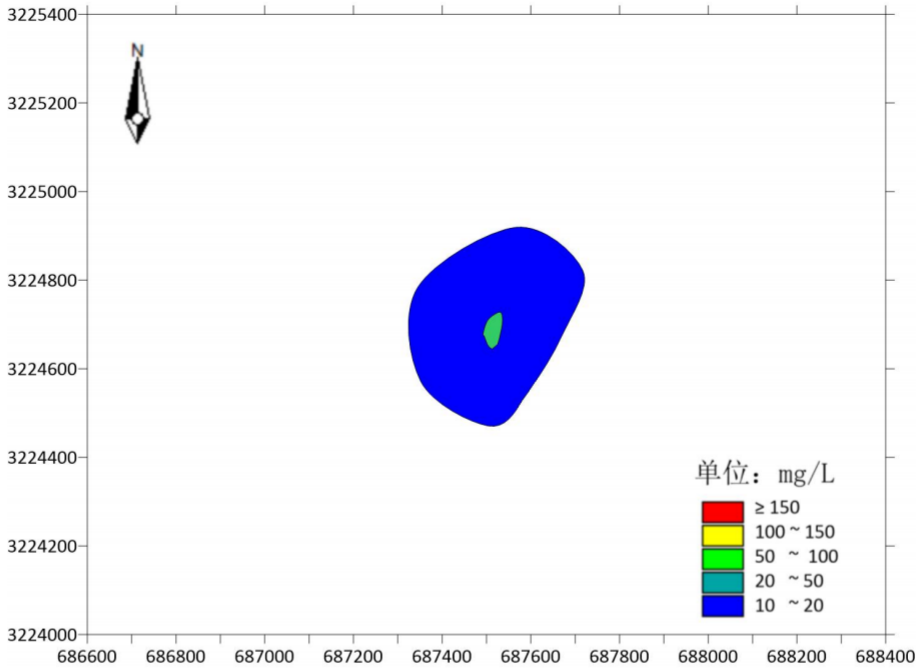


图 4.1　BJT-WHPA 平台钻井液悬浮物浓度增量最大包络线图（表层）

2）钻屑

根据工程分析，本项目各平台钻屑的最大排放速率为 200m³/d，钻屑密度按 2.15g/cm³ 计，经估算，各平台钻屑最大排放源强为 4.98kg/s。

本项目各平台钻井依次施工，不存在同时施工的情况，且两平台距离较远，因此不考虑钻屑的叠加影响。本次评价选择钻屑排放速率最大、排放时间最长的 BJT-WHPA 平台排放钻屑进行预测，排放时长 15d，分别统计各网格节点所有时刻的悬浮物浓度增量最大值，按照海水水质标准相应浓度绘制等值线，所围成范围即为钻屑排放产生悬浮物的浓度增量超海水水质标准的总影响范围。PH-DPP 平台钻屑排放产生悬浮物的影响范围与之类比。

钻屑粒径分布一般如下表所示，计算时中值粒径取为 74μm、120μm、150μm、230μm 共 4 个等级各占百分比为 25%、35%、25%、15%进行计算，然后将计算的增量值叠加，计算总包络面积。

表 4.9 钻屑粒径分布

<74μm	74~105μm	105~140μm	140~178μm	178~279μm	>279μm
5	20	35	25	10	5

经预测，BJT-WHPA 平台排放钻屑引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水水质标准的面积为 0.12km²，无超三类、超四类海水水质标准海域。中层、底层无超海水水质标准海域。超一（二）类海水水质标准的范围距平台最大距离为 0.26km，停止排放后 1h 整个海域可恢复到一类水质。

根据类比，本项目排放钻屑引起表层海水中的悬浮物浓度增量超一（二）类海水

水质标准的面积共为 1.44km²，无超三类、超四类海水水质标准海域。中层、底层无超海水水质标准海域。

表 4.10　BJT-WHPA 平台钻屑排放产生悬浮物的预测结果（km²，表层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
0.12	0	0	0.26

表 4.11　BJT-WHPA 平台钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数包络面积（km²，表层）

Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
0.11	0.01	0	0

表 4.12 本项目钻屑排放产生悬浮物的类比结果（km²，表层）

超一（二）类	超三类	超四类	超一（二）类距平台最大距离（km）
1.44	0	0	0.26

表 4.13 本项目钻屑排放产生悬浮物的不同超标倍数总包络面积（km²，表层）

Bi≤1	1＜Bi≤4	4＜Bi≤9	Bi >9
1.32	0.12	0	0

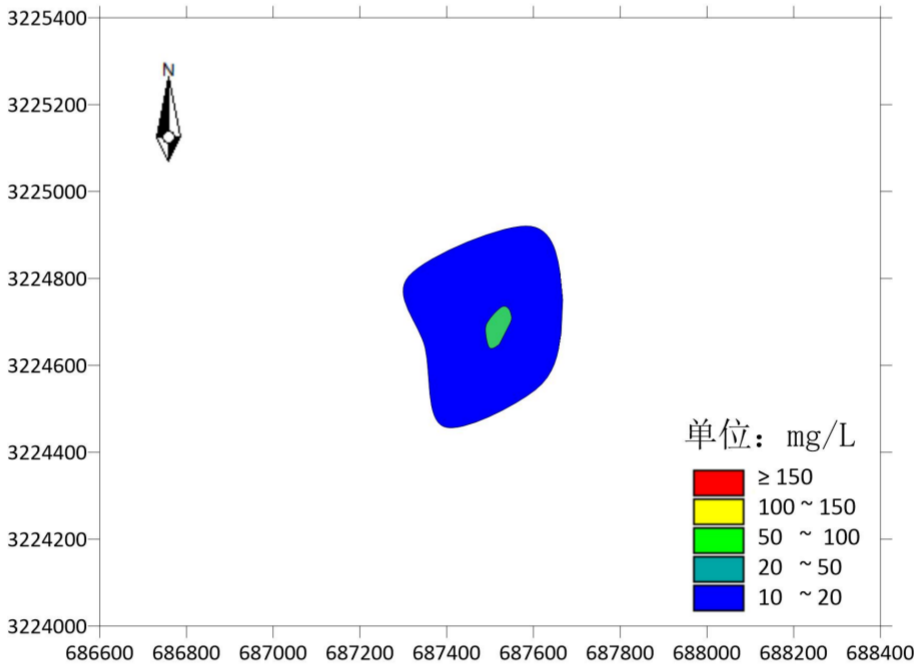


图 4.2　BJT-WHPA 平台钻屑悬浮物浓度增量最大包络图（表层）

2）对海洋沉积物环境影响分析

本项目对海洋底栖生物的影响主要是钻屑排放。钻屑排海后在海水运动的作用下，会在海底一定的范围内沉积。钻屑的沉积及分布范围受排放量、海流、水深等因素的影响。钻屑的排放将覆盖一部分原海底，所覆盖区域的沉积物类型会有所变化，并可能使沉积物中有机质等污染物的含量稍有升高。根据预测可知，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.039km²，离排放点最大距离约 0.15km。损失率按照 100%计算。

3）对海洋生态影响分析

本项目对生态环境的影响主要表现为施工期钻屑、钻井液排海产生的悬浮泥沙对海洋生物生态造成的损害。根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》（SC/T9110-2007），结合现状调查鱼卵仔稚鱼及游泳生物密度（分别为 0.072 粒/m^3、0.267 尾/m^3、1156.1kg/km^2）、影响预测结果，生物资源损失量按以下公式计算：

$$W_i = \sum_{j=1}^{n} D_{ij} \times S_j \times K_{ij}$$

式中：

W_i—第 i 种类生物资源一次性平均损失量，单位为（尾）、粒（粒）、千克(kg)；

D_{ij}—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源密度，单位为尾平方千米（尾/ km^2）、粒平方千米（粒/km^2）、千克平方千米（kg/km^2）；

S_j—某一污染物第 j 类浓度增量区面积，单位为平方千米（km^2）；

K_{ij}—某一污染物第 j 类浓度增量区第 i 种类生物资源损失率，单位为百分之（%）；

n—某一污染物浓度增量分区总数。

- 钻井液排放对海洋生态影响分析

本项目仅 PH-DPP 和 BJT-WHPA 平台 2 口调整井部分井段钻完井施工期间使用水基钻井液，在处理合格后排海，排放方式为钻井结束后一次性点源排放，使用的油基钻井液全程回收。

表 4.14 本项目钻井液排放造成渔业资源损失量

超标倍数(倍)	超标面积（km^2）	损失量计算				
		鱼卵、仔稚鱼损失率%	游泳生物损失率（%）	鱼卵(10^4粒)	仔稚鱼（10^4尾）	游泳生物（kg）
0～1	0.121	5	1	0.436	1.615	1.399
1～4	0.003	20	5	0.043	0.160	0.173
4～9	0	40	15	0	0	0
≥9	0	50	20	0	0	0
合计（单批次）				0.479	1.775	1.572

因此，本次调整井钻完井期间钻井液排放所造成的鱼卵损失量不超过 0.958×10^4 粒，仔稚鱼损失量不超过 3.55×10^4 尾，游泳生物损失量不超过 3.144kg。

- 钻屑排放对海洋生态影响分析

表 4.15 本项目钻屑排放造成渔业资源损失量

超标倍数	超标面积（km^2）	损失量计算				
		鱼卵、仔稚鱼损失率（%）	游泳生物损失率（%）	鱼卵损失（10^4粒）	仔稚鱼损失（10^4尾）	游泳生物损失（kg）

≤1	0.11	5	1	0.396	1.469	1.272
1~4	0.01	20	5	0.144	0.534	0.578
4~9	0	40	15	0	0	0
≥9	0	50	20	0	0	0
合计（单周期）				0.54	2.003	1.850

本项目钻屑排放天数为 733 天，钻屑排放以 15 天为一个周期进行计算，共约 49 个周期，施工时间为 2024~2029 年，共计 6 年，平均每年施工 9 个周期。因此，钻完井期间每年钻屑排放所造成的鱼卵损失量不超过 4.86×10^4 粒，仔稚鱼损失量不超过 18.027×10^4 尾，游泳生物损失量不超过 16.65kg。

钻屑排放还对海洋底栖生物产生影响。根据预测可知，钻屑覆盖厚度不小于 2cm 的区域面积为 0.039km²，离排放点最大距离约 0.15km。底栖生物的损失率为 100%。

表 4.16 钻屑排放造成的底栖生物的损失量

影响环节	影响面积（m²）	密度（g/m²）	损失率（%）	损失量（t）
钻屑覆盖 2cm 厚度	78000	5.54	100	0.1443

3、施工期生物资源损失金额估算

根据《建设项目对海洋生物资源影响评价技术规程》：“一次性生物资源的损害补偿为一次性损害额的 3 倍，持续性生物资源损害的补偿实际影响年限为 3 年~20 年的，按实际影响年限补偿”，本次调整井施工阶段水基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。本次调整井施工阶段钻屑排放造成的生物资源损害属持续性损害，按照实际施工时间 6 年即 6 倍进行补偿。

鱼卵、仔稚鱼的经济价值应折算成鱼苗进行计算，其经济价值按下式计算：

$$M=W\times P\times E$$

式中：

M—鱼卵、仔稚鱼经济损失金额（元）；

W—鱼卵、仔稚鱼损失量（个，尾）；

P—鱼卵和仔稚鱼折算为鱼苗的换算比例，鱼卵生长到商品鱼苗按 1%成活率计算，仔稚鱼生长到商品鱼苗按 5%成活率计算，单位为百分比（%）；

E—成活鱼苗的商品价格。商品鱼苗按近三年主要鱼类苗种平均价格 1 元/尾计算。

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）；Ei—生物资源的商品价格。生物资源（包括渔业资源、底栖生物）的价格按当地海洋捕捞产值与产量均值的比值计算，按

15 元/kg。

经计算可知，本次调整井造成生物资源损失金额约为 65.55 万元。

表 4.17 本工程造成的渔业损失价值估算

污染物	渔业资源	损失量	折算损失量	单价	年均经济损失（万元）	经济补偿（万元）	
						补偿倍数	金额
钻井液	鱼卵（粒）	9580	95.8	1 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	仔稚鱼（尾）	35500	1775	1 元/尾	[redacted]		[redacted]
	游泳生物（kg）	3.144	3.144	15 元/kg	[redacted]		[redacted]
钻屑	鱼卵（粒）	48600	486	1 元/尾	[redacted]	[redacted]	[redacted]
	仔稚鱼（尾）	180270	9013.5	1 元/尾	[redacted]		[redacted]
	游泳生物（kg）	16.65	16.65	15 元/kg	[redacted]		[redacted]
	底栖生物（t）	0.1443	0.1443	15 元/kg	[redacted]		[redacted]
	总计	/	/	/	[redacted]		[redacted]

4、施工期环境风险分析

本项目在施工阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、油基钻井液泄漏等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。

运营期生态环境影响分析

1、运营期环境影响分析

本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水及生产垃圾，不新增生活污水、生活垃圾等、不新增船舶污染物。

（1）生产垃圾

本项目所在 BJT-WHPA 平台利用剩余井槽新钻 1 口调整井，其余 11 口调整井均为侧钻井。生产阶段工程运营将会产生一些生产垃圾，如废弃的器件、边角料、油棉纱、包装材料等，运营期按每新增 1 口井生产垃圾产生量约 1t/a 计算，则生产垃圾共新增约 1t/a，全部运回陆上进行处理，其中的危险废物经分类收集后运回陆地交有资质单位接收处理。

（2）含油生产水

本项目核算了 2023 年-2032 年本油气田的含油生产水排放量。本项目投产后含油生产水最大年排放量为[redacted]，未超出《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）原环评生产水[redacted]未超过含油生产水处理设施的设计处理能力[redacted]和原《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）预测源强[redacted]，故本项目对海洋环境的影响未超过原环评，对海域的影响没有增加。

	2、运营期环境风险分析 本项目在生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、平台工艺管线及储罐泄漏、油基钻井液泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等，并且据此采取了相应的环境风险防范措施，详见附录环境风险专项评价。
选址选线环境合理性分析	本项目属于在现有平台实施调整井作业，在油田现有安全作业区范围内建设，不涉及甲板外扩，不会影响周边的通航安全和渔船拖网作业等，选址合理可行。

五、主要生态环境保护措施

施工期生态环境保护措施	**1、污染防治对策措施** 本次调整井施工期产生的污染物主要为钻井液、钻屑、生活污水、生活垃圾、生产垃圾等。 **（1）钻井液** 本项目使用的钻井液包括水基钻井液和油基钻井液。 1）油基钻井液： 本项目油基钻井液暂存于平台泥浆池（最大 780m^3），泵输到船舱运至码头交中海油田服务股份有限公司接收处理，不排海。 2）水基钻井液： 水基钻井液的排放：本次调整井工程钻井过程中向海中排放水基钻井液，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 第 1 部分：分级》(GB18420-2009)标准中二级海区标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求，即 Hg（重晶石中最大值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。 水基钻井液的处理：平台设钻井液循环处理系统，水基钻井液钻井结束后经检测达标一次性排放。钻井液送样委托第三方检测，监测项目包括含油量、汞和镉（检测报告参照附件 7），不满足排放标准的水基钻井液运回陆地处理（通常泵输到船舱运至码头交有资质单位处理，或打到平台上带盖的回收箱内，然后吊装至三用工作船运至码头，同时及时更好空岩岩屑箱到平台备用）。 **（2）钻屑** 钻屑包括水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑。 1）钻屑的排放： 本次调整井工程钻井过程中向海中排放的钻屑，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 第 1 部分：分级》(GB18420-2009)标准中二级海区标准的要求，即钻井液和钻屑的生物毒性容许值不低于 20000mg/L，同时满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）中三级标准要求，即 Hg（重晶石中最大

值）≤1mg/kg，Cd（重晶石中最大值）≤3mg/kg，含油量≤8%。

不符合排放标准的钻屑在平台上采用带盖的岩屑回收箱收集存储（岩屑箱数量 30 个循环使用，每个岩屑箱容积为 2m³），然后将岩屑回收箱吊装至船舶运至码头，同时及时更换空岩屑箱，将空岩屑箱送至平台备用。

2）钻屑的处理：

①水基钻井液钻屑处理：水基钻井液钻屑通过平台上的振动筛将钻井液与钻屑进行分离；钻屑检验达标后排海，不符合标准在平台上进行收集存储，然后将回收岩屑吊装至船舶运至码头，后续通过陆地运输的方式交有资质单位接收处理。结合历史检测报告（见附件 7），使用水基钻井液产生钻屑的含油量一般较低，可以满足含油量≤8%的要求。

②油基钻井液钻屑处理：钻屑通过钻井平台上的振动筛、除砂器、除泥器等固控设备处理，将钻井液与钻屑进行分离，检测不合格的钻屑，经含油钻屑深度处理设备进一步处理，确保含油率小于8%检测合格后达标排海。检测不合格的钻屑，交由海上钻屑深度处理设备进一步处理、检测合格后在钻屑产生平台排放，含油钻屑深度处理采用电磁感应热脱附技术，将含油钻屑输送至减压热解釜装置内，在高温真空状态下发生热解反应，油和水以气体馏分的形式分离出来，经冷凝装置冷却液化成油和水加以回收，剩余的固态残渣自动排出，实现无害化处理，从源头减少海上钻井作业含油钻屑的产生。处理后再次检测含油量，达标则排海，不达标的含油钻屑进行回收，送回陆地交有资质单位接收处理。

3）钻屑的检测：

泥浆工程师取振动筛返出岩屑，用含油量测定仪器（如固相含量测定仪采用蒸馏法）做化验，符合标准（含油量≤8%）后岩屑排海，不符合标准（含油量＞8%）岩屑贮存在岩屑箱中，用岩屑箱全部回收。此外，钻屑送样委托第三方单位检测频次为每井一次，监测项目包括含油量、汞和镉（历史钻屑钻井液检测报告参照附件 7 和附件 8）。检测不达标的水基钻屑和油基钻屑在平台使用岩屑箱收集（约 30 个岩屑箱循环使用，每个岩屑箱容积为 2m³），均定期由供应船密闭运回陆地，委托有资质单位进行处理。

（3）生活污水和生活垃圾

平台施工人员的生活污水和生活垃圾的排放与处理执行《海洋石油勘探开发污染

物排放浓度限值》（GB4914-2008）相关要求。生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海，生活垃圾中食品废弃物用食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后间断排放，其他运回陆地处理。

（4）生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经分类收集后，一般工业垃圾经收集后运回陆地进行处理，危险废物运回陆地交有资质单位处理，并按照《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》要求进行回收利用或处置。

2、生态保护对策措施

钻井过程中严格控制钻井液、钻屑的排放速率，减少悬浮物质扩散的影响面积，最大限度地减少对海洋生物的影响。同时，施工过程中，应完善环保设施，采取积极措施，严格落实达标排放，减少污染物对海洋环境的影响。

3、施工期环境风险防范与应急措施

施工期应针对可能出现的不同风险类型，制定相应的风险防范措施，减少风险事故发生的概率、降低溢油事故后对环境造成的影响：

① 制定严格的井喷预防措施。强化井控方案及应急处理预案，配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；加强钻时观测，及时发现先兆，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

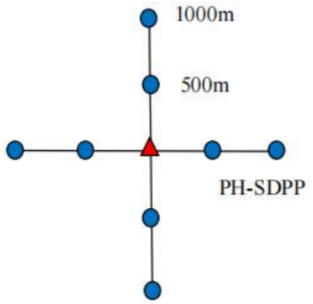
② 充分考虑钻井设备的保护措施并提供防火防爆保护，提供充分的消防设备，预防平台火灾和爆炸。

③ 预防地质性溢油。关注地层压力稳定，从根本上杜绝地质性溢油风险。配备压力控制装置、控制阀门和报警系统，实时监控压力并做好记录，发现异常情况及时报警处置。定期开展油井动态监测，及时取录地层压力变化情况。

④ 预防油基钻井液泄漏。检查泥浆池及管线阀门的密封性，确保密封完好，并由专人负责，挂牌、示警，全程防止油基钻井液泄漏。钻井期间随时对油基钻井液液面进行监控，发现异常及时汇报、启动井控程序和相关应急预案。

⑤ 预防施工期船舶碰撞燃料油泄漏。按照海事管理机构批准的作业内容、核定的水域范围和使用核准的船舶进行作业，不得妨碍其他船舶的正常航行；及时向海事管理机构通报施工进度及计划，并保持工程水域良好的通航环境；使船舶、浮动设施

	保持在适于安全航行、停泊或者从事有关活动的状态；实施施工作业或者活动的船舶、设施应当按照有关规定在明显处昼夜显示规定的号灯号型。在现场作业船舶或者警戒船上配备有效的通信设备，施工作业或者活动期间指派专人警戒，并在指定的频道上守听；遵守有关水上交通安全和防治污染的相关规定。 ⑥ 在预防为主的基础上，充分利用现有的溢油应急处理能力和措施，降低海上溢油的环境污染程度。 为预防调整井钻完井作业期间溢油事故的发生，以及发生溢油事故时能够及时、有效地进行应急反应，组织有效力量控制污染，建设单位应根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。建设单位按照《中华人民共和国海洋环境保护法》等相关规定于 2021 年修编了《平湖油气田溢油应急计划》。该溢油应急计划于 2021 年 12 月在生态环境部太湖流域东海海域生态环境监督管理局备案。溢油应急计划内容包括海上施工和生产运营阶段的溢油风险分析、溢油事故预警、溢油应急程序、溢油应急能力、溢油事故的处置等。该溢油应急计划可满足本项目溢油应急的需求。
运营期生态环境保护措施	**1、污染防治对策措施** 本次调整井投产后，运营期产生的主要污染物为含油生产水、生产垃圾。项目投产运营后不新增生产定员，因此不新增生活污水和生活垃圾的排放量。 本项目投产后含油生产水日排放量最大为[redacted]，低于依托处理平台生产水处理系统设备最大处理能力[redacted]，含油生产水经 PH-DPP 平台生产水处理设施处理合格后达标排放。根据近年来统计结果，排放含油生产水的月均含油浓度均低于 45mg/L，满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准（石油类≤45mg/L）的排放要求。 本项目运营期间所产生的生产垃圾均运回陆地进行处理，其中危险废物交有相应危废资质单位处理。 **2、加强运营期对海洋生态环境的监测** 原环评已针对运营期制定了跟踪监测计划，定期对海洋环境开展跟踪监测，实时掌握开发区域的环境质量现状。 **3、运营期环境风险防范与应急措施** 针对运营期井喷/井涌、火灾爆炸等风险，建设单位制定以下风险防范措施：

	① 针对运营期可能发生的井喷等地质性溢油事故，制定一系列风险防范措施，设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备等。 ② 采油树和连接管线进行严格调试，合格后才能生产；平稳控制生产参数，防止压力变化太大对采油树产生冲击损害；加强采油树参数监控，尤其是采油树套压数据，发现异常立即报告并处理。 ③ 开关井时严格遵守阀门开关顺序和互锁逻辑，保持开关井压力平衡；当阀门前后压力不平衡时，通过注入甲醇，在阀门前后压力平衡后，方可打开阀门。 ④ 油气传输系统中的主要设备和管道均设置相应的压力、液位和温度报警系统与安全泄压保护装置，对于易发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，重要位置设置相应的应急关断系统。 ⑤ 设施人员应关注海面，通知守护船按时沿设施巡视，并把巡视情况汇报中控记录，发现油膜、气泡及油带立即报告。
其他	**海洋生态环境的监测** 本项目运营期不新增污染物种类，新增生产垃圾全部运回陆地处理，新增含油生产水处理达标后排海，本项目纳入油气田现有跟踪监测计划，依托现有跟踪监测计划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，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。 根据《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》，根据预测结果和区域海流流向，建议在 PH-SDPP 平台的 500m 和 1000m 半径范围内各布设 4 个点位，海洋环境监测站位布设示意图见下图。  **图 5.1 海洋环境监测站位布设示意图** 监测内容：水质监测包括悬浮物、营养盐（包括无机氮、磷酸盐）、COD、重金

<table>
<tr><td></td><td>属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、硫化物、挥发酚；沉积物监测包括重金属（包括 Cu、Pb、Hg、Cd、Zn、Cr、As）、石油类、有机碳、硫化物；生物监测包括叶绿素 a、浮游植物、浮游动物、底栖生物、鱼卵、仔稚鱼。
监测方法：海洋环境影响跟踪监测调查与分析方法按《海洋调查规范》（GB12763-2007）和《海洋监测规范》（GB17378-2007）执行。
监测频率：建议在运营 3~5 年时进行监测。
监测资质：海洋环境影响跟踪监测单位必须是具有由国家海洋局相关行政部门承认资质的监测单位进行，并提交有效的计量认证检测报告（CMA）。</td></tr>
<tr><td>环保投资</td><td>本项目环保投资约[redacted]，明细见表 5.1。其中：海洋生态损失补偿费用主要用于增殖放流、渔业资源养护与管理等。检测费主要用于施工期间钻屑钻井液送样检测。
表 5.1 环保投资明细
<table>
<tr><th>序号</th><th>环境保护投资</th><th>折合环保投资（万元）</th></tr>
<tr><td>1</td><td>含油钻井液/钻屑处理</td><td>[redacted]</td></tr>
<tr><td>2</td><td>钻井液/钻屑检测费用</td><td>[redacted]</td></tr>
<tr><td>3</td><td>海洋生态损失补偿费用</td><td>[redacted]</td></tr>
<tr><td colspan="2">合计</td><td>[redacted]</td></tr>
</table></td></tr>
</table>

六、生态环境保护措施监督检查清单

内容 要素	施工期		运营期	
	环境保护措施	验收要求	环境保护措施	验收要求
陆生生态	/	/	/	/
水生生态	水基钻井液检验合格后排海，不合格钻井液运回陆地处理；油基钻井液循环使用最后收集运回陆地交有资质单位接收处理，不排海； 钻屑经处理检验合格后排海； 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。	水基钻井液满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级标准后排海。 油基钻井液运回陆地交有资质单位接收处理，不排海。 钻屑满足《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准和《海洋石油勘探开发污染物生物毒性》（GB18420-2009）二级标准。 生活污水排放需符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）三级标准。	不新增生产定员，不新增生活污水； 含油生产水经生产水处理装置处理达标后排海。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值（GB4914-2008）》三级标准、《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级（GB18420.1-2009）》二级标准要求。
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
固体废物	食品废弃物经食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后间断排放，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914 -2008）三级标准。	生产垃圾全部运回陆地处理。	符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》(GB4914-2008）三级标准
电磁环境	/	/	/	/
环境风险	施工时做好通航安全保障措施；一旦发生溢油按照溢油应急计划开展溢油应急工作《平湖油气田溢油应急计划》。	/	《平湖油气田溢油应急计划》	/
环境监测	/	/	纳入油气田现有跟踪监测计划	/
其他	/	/	/	/

七、结论

1、产业政策及区划规划符合性

本项目在平湖油气田现有平台进行调整井施工，新增钻屑和钻井液排放（水基钻井液经检验合格后排海，油基钻井液收集运回陆地不排海，钻屑经检验合格后排海），且本项目投产后年最大增油量[redacted]）；根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求，需编制环境影响报告表。

本项目为海洋油气勘探开采工程，属于《产业结构调整指导目录（2024 年本）》中的“鼓励类”，位于《浙江省国土空间总体规划（2021-2035 年）》、《浙江省“三线一单”生态环境分区管控方案》和浙江省“三区三线”划定成果中的生态保护红线范围之外，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

2、环境可行性

本油田所在海域海水、沉积物和生物环境质量现状较好，距离自然保护区、海洋保护区、海洋生态保护红线均较远，施工期和运营期均不会对其产生不利影响。

本项目施工期生活垃圾中的食品废弃物经食品粉碎机粉碎到粒径<25mm 后间断排放，其他生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理；生活污水经处理达标后排海；钻井阶段的水基钻井液经检验合格后排海，油基钻井液收集运回陆地不排海；水基钻井液钻屑和油基钻井液钻屑经处理检验合格后排海，处理后不合格的油基钻井液钻屑经海上钻屑深度处理设备进一步处理、检测合格后排海。施工期对海洋环境影响较小，且工期较短，其影响属于短期、可恢复性影响。

本项目投产后含油生产水最大年排放量未超出《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）中含油生产水核算量，含油生产水最大日排放量未超过原环评含油生产水的预测源强，故本项目对海洋环境的影响未超过原环评；新增生产垃圾全部运回陆地处理，其他污染物产生量、影响范围均不超过原环评核算值，对海洋环境的影响范围和程度均不超过原环评。

因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，工程建设可行。

附录 1

平湖油气田调整井项目环境风险专项评价

1 评价依据

按照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，进行本项目环境风险分析与评价。

1.1 风险调查

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，风险源调查主要包括调查建设项目危险物质数量和分布情况、生产工艺特点，收集危险物质安全技术说明书等基础资料。本项目为海洋油气开发，涉及的危险物质主要为油类和天然气，理化性质及危险特性如下。

表 1.1 原油理化特性及危险性质

类别	内容			
标识	中文名称	原油	英文名称	Petroleum；Crudeoil
	CAS 号	8002-05-9		
理化特性	外观与气味	原油是一种从地下深处开采的黄色、褐色乃至黑色的可燃性黏稠液体。胶质、沥青质含量越高，颜色越深。		
	溶解性	不溶于水，溶于苯、乙醚、三氯甲烷、四氯化碳等有机溶剂。		
	性质特点	性质因产地而异。		
	熔点（℃）	-30~30	沸点（℃）	-1~565
	相对密度	水=1	0.8404～0.867	闪点（℃）
		空气=1	＞1	引燃温度（℃）
	爆炸极限（%）	0.7~5	辛醇/水分配系数	2~6
	主要用途	主要用于生产汽油、航空煤油、柴油等发动机燃料以及液化气、石油脑、润滑油、石蜡、沥青、石油焦等，通过其馏分的高温热解，还用于生产乙烯、丙烯、丁烯等基本有机化工原料。		
危害信息	危险性类别	第 3 类易燃液体		
	燃烧与爆炸危险性	易燃。其蒸气与空气可形成爆炸性混合物，遇明火、高热能引起燃烧爆炸。流速过快，容易产生和积聚静电。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃和爆炸（闪爆）。		
	活性反应	与硝酸、浓硫酸、高锰酸钾、重铬酸盐等强氧化剂接触会剧烈反应，甚至发生燃烧爆炸。		
	禁忌物	强氧化剂。		
	毒性	未见原油引起慢性中毒的报道。原油在分馏、裂解和深加工过程中的产品和中间产品表现出不同的毒性。长期接触可引起皮肤损害。		
	侵入途径	吸入，食入。		

表 1.2 天然气理化特性及危险性质

标识	中文名：天然气		英文名：naturalgas
	危规号：21007	UN 编号：1971	CAS 号：74-82-8
理化特性	外观与性状：无色无臭易燃易爆气体		溶解性：微溶于水，溶于乙醇、乙醚
	熔点（℃）：-182		沸点（℃）：-161.49
	相对密度：（水=1）0.45（液化）		相对密度：（空气=1）0.59
	饱和蒸气压（kPa）53.32（-168.8℃）		禁忌物：强氧化机、卤素

	临界压力（MPa）:4.59	临界温度（℃：）-82.3
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合
危险特性	危险性类别：第 2.1 类易燃气体	燃烧性：易燃
	引燃温度（℃）：482~632	闪点（℃）：-188
	爆炸下限（v%）：5.0	爆炸上限（%）：15.0
	最小点火能（MJ）：0.28	最大爆炸压力（kPa）：680
	燃烧热（MJ/mol）:889.5	火灾危险类别：甲 B
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2、水	
	危险特性：与空气混合能形成爆炸性混合物、遇火星、高热有燃烧爆炸危险	
	灭火方法：切断气源。若不能切断气源，则不允许熄灭正在燃烧的气体。喷水冷却容器，可能的话将容器从火场移至空旷处。	
	灭火剂：泡沫、二氧化碳、雾状水、干粉。	
毒理性质	工作场所最高容许浓度 MAC：300（mg/m^3）	
	毒性判别：微毒类，多为窒息损害。毒性危害分级 IV 类	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：当空气中浓度过高时，使空气中氧气含量明显降低，使人窒息。皮肤接触液化甲烷可致冻伤。	
	急性中毒：当空气中浓度达到 20~30%时，可引起头痛、头晕、乏力、注意力不集中、呼吸和心跳加快，若不及时逃离，可致窒息死亡。	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医。	
泄漏处理	迅速撤离泄漏污染区人员至安全处，并立即隔离，严格限制出入。切断火源，戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。合理通风，禁止泄漏物进入受限制的空间（如下水道），以避免发生爆炸。切断气源，喷洒雾状水稀释，抽排（室内）或强力通风（室外）。如有可能，将残余气或漏出气用排风机送至空旷地方，或装设适当喷头烧掉。也可将漏气的容器移至空旷处，注意通风。漏气容器要妥善处理，修复、检验后再用。	
储运	储运于阴凉、通风仓间内。仓温不宜超过 30℃。防止阳光直射。应与氧气、压缩空气、卤素（氟、氯、溴）等分开存放。切忌混储混运。储存间内的照明、通风等设施应采用防爆型。开关设在仓外。配备相应品种和数量的消防器材。罐储时要有防火防爆技术措施。露天储罐夏天要有降温措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。运输按规定路线行驶。勿在居民区和人口稠密区停留。	

表 1.3 凝析油理化特性及危险性质

类别	内容			
标识	中文名称	凝析油	英文名称	Condensateoil
理化特性	外观与气味	黄棕色油状液体，有特殊臭味		
	成分	已烷、庚烷、辛烷等		
	溶解性	不溶于水		
	相对密度	水=1	0.75	引燃温度（℃）：426~531
		空气=1	/	
	主要用途	用作石油化工的原料，也可用作燃料		
	燃烧与爆炸危	极易燃，其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物。遇热源与明火有燃		

	险性	烧爆炸的危险。与氟、氯等接触会发生剧烈的化学反应。其蒸气比空气重，能在较低处扩散到相当远的地方，遇火源会着火回燃。 有害燃烧产物：一氧化碳、二氧化碳
	禁忌物	强氧化剂、卤素
	毒性	本品有麻醉作用。急性中毒：头晕、头疼、兴奋或嗜睡、恶心、呕吐、脉缓等；重症者可突然倒下、尿失禁、意识丧失甚至呼吸停止
	侵入途径	吸入

表 1.4 柴油理化特性及危险性质

标识	中文名：柴油	英文名：Diesel Oil
理化特性	外观与性状：稍有粘性的棕色液体	溶解性：不溶于水
	熔点（℃）：-18	沸点（℃）：282-338
	相对密度：（水=1）0.87-0.9	
危险特性	燃烧性：易燃	闪点（℃）：38
	引燃温度（℃）：257	
	燃烧（分解）产物：CO、CO_2	
	危险特性：遇明火、高热或与氧化剂接触，有引起燃烧爆炸的危险。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。	
	灭火方法：消防人员须佩戴防毒面具、穿全身消防服，在上风向灭火。尽可能将容器从火场移至空旷处。喷水保持火场容器冷却，直至灭火结束。	
	灭火剂：雾状水、泡沫、干粉、二氧化碳、砂土	
健康危害	侵入途径：吸入	
	健康危害：皮肤接触可为主要吸收途径，可致急性肾脏损害。柴油可引起接触性皮炎、油性痤疮。吸入其雾滴或液体呛入可引起吸入性肺炎。柴油废气可引起眼、鼻刺激症状，头晕及头痛	
急救	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处。保持呼吸道通畅。如呼吸困难，给输氧。如呼吸停止，立即进行人工呼吸，就医	

1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类和天然气。根据《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）附录 B“重点关注的危险物质及临界量”中表 B.1 中规定的临界量，油类物质的临界量为 2500t，甲烷的临界量为 10t。

根据建设单位提供资料，本项目仅在 PH-DPP 平台和 BJT-WHPA 平台实施 12 口调整井，不新增其他管汇、罐类等设施。因此，本项目不涉及新增平台的管汇、储罐等，天然气最大存在量和油类最大存在量均远小于《建设项目环境风险评价导则》（HJ 169-2018）其中对应的临界值，危险物质数量与临界量的比值 Q 远小于 1，环境风险潜势为 I。

1.3 风险评价等级

根据《建设项目环境风险评价技术导则》，当 Q＜1 时，项目的环境风险潜势为I，风险评价工作等级的划分主要依据环境风险潜势，按照下表确定评价工作等级。本项目环境风险潜势等级为I，则风险评价工作等级为简单分析。

表 1.5 环境风险评价工作等级划分

环境风险潜势	IV、IV^{+}	III	II	I
评价工作等级	一	二	三	简单分析 [a]

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

2 环境敏感目标概况

平湖油气田位于上海东南方向的东海大陆架上，距上海市浦东新区南汇嘴东南约[redacted]，离岸最近约[redacted]。本项目距离周边自然保护区、海洋特别保护区和水产种质资源保护区等环境敏感区均在[redacted]以上，周围主要环境敏感目标为工程所在海域附近的渔业“三场一通道”。本项目处于东海带鱼和东海海鳗的越冬场内，距离其他敏感目标较远，均在[redacted]以上。

表 2.1 项目周边主要环境保护目标

类别	功能区名称	方位	距离（km）	主要保护对象
越冬场	东海带鱼越冬场	[redacted]	[redacted]	东海带鱼
	东海海鳗越冬场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗
	绿鳍马面鲀越冬场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀
产卵场	东海带鱼产卵场	[redacted]	[redacted]	东海带鱼亲体及其幼体
	东海海鳗产卵场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗亲体及其幼体
	绿鳍马面鲀产卵场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀亲体及其幼体
	黄鳍马面鲀产卵场	[redacted]	[redacted]	黄鳍马面鲀亲体及其幼体
索饵场	绿鳍马面鲀索饵场	[redacted]	[redacted]	绿鳍马面鲀索饵场生态环境
	东海海鳗索饵场	[redacted]	[redacted]	东海海鳗索饵场生态环境
水产种质资源保护区	东海带鱼国家级水产种质资源保护区	[redacted]	[redacted]	主要保护对象有带鱼、大黄鱼、小黄鱼、鲐、鲻、灰鲳、银鲳、鳓、蓝点马鲛等重要经济鱼类

3 环境风险识别

3.1 风险识别

本项目在施工和生产阶段有可能发生的事故包括井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏、平台工艺管线及储罐泄漏、油基钻井液泄漏、海底管道泄漏以及地质性溢油事故等。

3.1.1 施工阶段油气泄漏事故风险识别

（1）井喷/井涌

在钻、完井期间，由于地层压力过高、钻井液比重失调以及防井喷措施不当等原因可能导致发生井喷/井涌。一旦发生井喷，将会有大量原油和天然气物质喷出，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇到诸如静电火花、机械撞击火花或吸烟等点火源，便会酿成火灾和爆炸。

（2）平台火灾/爆炸

由于设备故障以及人员操作失误有可能造成火灾和爆炸。在钻井作业期间若地层中的可燃流体伴随着钻井液进入泥浆池，聚集到爆炸浓度时遇到诸如静电起火、机械撞击起火等明火便会酿成火灾和爆炸。

（3）油基钻井液泄漏

本项目部分平台采用油基钻井液，在正常工况下不会外排，但若因管理不当、极端天气等原因可能造成油基钻井液排海、泥浆池外溢及转运泄露等风险。

（4）船舶燃料油泄漏

本项目施工阶段采用自升式钻井平台和模块钻机钻完井，不新增船舶数量，钻完井期间守护船通常位于平台附近，若出现操作失误等原因会造成作业船只与平台桩腿的碰撞，进而可能造成船舶燃料油泄漏事故。

3.1.2 生产阶段油气泄漏事故风险识别

（1）井喷/井涌

正常生产作业过程中，发生井涌或井喷的概率较小。在修井作业中，由于修井液比重失调、防喷措施不当及其他误操作等原因，可能导致发生井涌，若不及时控制或控制

不当，可能引发井喷事故。伴随井喷释放的有油品和大量烃类物质，当烃类物质聚集到爆炸浓度后，遇明火可能引发平台火灾、爆炸。

（2）依托海底管道油气泄漏

海底管道与立管可能因穿孔、破裂等事故导致油气泄漏。研究表明，导致海底管道与立管事故的外部原因包括海面失落重物的撞击、渔船拖网或误抛锚、自然灾害等；内部原因有管道腐蚀、材料缺陷等；此外还有人员误操作等原因。

本项目在现有平台上实施调整井，不新建海底管道，本项目投产后管道的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管道的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管道溢油的风险，因此海底管道破裂/断裂引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

（3）平台工艺管线及储罐泄漏

平台油气输送管件失效（三通管、弯头、法兰、螺栓、螺母、垫片等）、腐蚀、材料失效（管子、管件、容器破裂）、操作错误、仪表和控制失效等原因可能引发泄漏，泄漏后处理和收集不当，可能导致溢油入海。

本项目在现有平台上实施调整井，不新建或增设平台工艺管线及储罐，平台现有工艺管线及储罐的容量等条件均可满足本项目投产后的产能要求，没有增加平台工艺管线及储罐泄漏溢油的风险，因此平台工艺管线及储罐泄漏引起的溢油事故不属于本项目新增的环境风险。

（4）平台火灾/爆炸

油田生产阶段，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。

（5）地质性溢油风险事故

对于断裂系统十分复杂的油气田，可能会出现储层压力高压异常，若储层附近恰好存在着连通海床的自然地质断层，储层压力可能使储层流体沿附近的地质断层自储层段运移至海床而造成油气泄漏事故。此外，如油气田表层套管下深不足或固井质量差，在钻遇异常高压油气层时也可能产生地质性油气泄漏事故。

3.2 油气泄漏事故概率分析

由于海上油田工程开发作业过程中引发溢油事故的因素复杂，加上已掌握的统计数据有限，要对所有事故的发生概率做定量分析是十分困难的，本节事故概率分析主要参考国际油气生产商协会（OGP）编制的《风险评估数据指南》（2010 年 3 月版）。《风险评估数据指南》归纳整理了挪威科学工业研究基金会（SINTEF）、挪威船级社（Det Norske Veritas）等机构统计的海洋油气开发工程事故数据。主要数据涵盖了英国大陆架、北海、墨西哥湾等海域石油开采工程中的井涌、井喷、平台火灾/爆炸、海底管道与立管泄漏、船舶碰撞等事故概率。本节借助于《风险评估数据指南》中的数据，结合本油田工程特点对开发生产过程中可能导致较严重溢油的事故可能性进行定量定性分析。

（1）井喷/井涌

《风险评估数据指南》统计了 1980~2005 年美国墨西哥湾外大陆架、英国大陆架、挪威海域等海域发生的井喷事故，其中常规油井发生井涌和井喷的概率见下表 3.2-1。本项目共实施 12 口调整井，在 PH-DPP 平台和 BJT-WHPA 平台各实施 6 口调整井，均为生产井。经计算，本次调整井工程发生井喷的概率为 3.12×10^{-5} 次/a，发生井涌的概率为 3.48×10^{-5} 次/a。

表 3.2-1　常规井井涌和井喷事故概率

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

由于钻井平台和泥浆池区为敞开区，自然通风良好，烃类不容易积聚；而且此区禁止明火和吸烟，因此，由烃类积聚引起火灾或爆炸的可能性极小。

（2）平台火灾/爆炸

参考 S.Fjeld 和 T.Andersen 等人通过对北海油田的事故分析，海上生产设施各区的火灾事故发生频率如下：

- 井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年
- 油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年
- 油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年

本项目拟在平湖油气田 PH-DPP 平台、BJT-WHPA 平台实施 12 口调整井，均为生产井。BJT-WHPA 为井口平台，通过 [redacted] 海底输气管道和海底混输管道与 PH-DPP 平台相连接，PH-DPP 平台设有天然气处理系统、原油处理系统、含油生产水处理系统，负

责平湖油气田的油气水处理，处理合格后的原油和天然气分别通过原油管道和天然气管道输送至岱山终端和南汇终端。本项目涉及井口区 2 处、油气处理区 1 处、油气输送区 2 处。

本项目为调整井工程，不新增其他设施设备，平台火灾/爆炸不属于本项目的新增风险。

（3）船舶碰撞泄漏事故

施工期间平湖平台附近主要有移动式钻井平台和拖轮。运营期不新增值班船及运输船供应，不新增船舶碰撞风险。此外，在该海域航行的外来航船也有可能与油田设施发生碰撞。根据《风险评估数据指南》（2010），船舶与移动式钻井平台等油田设施发生碰撞的概率见下表 3.2-2。

表 3.2-2　船舶碰撞概率

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

综上分析可以认为本项目发生值班船或者外来航船与钻井平台碰撞并造成产生重大损伤的概率为 5.0×10^{-6} 次/a，发生重大损伤不一定会引起溢油事故，船舶碰撞引发溢油事故的概率至少低一个数量级，因此，船舶碰撞引发溢油事故的概率为 5.0×10^{-7} 次/a。

（4）油基钻井液泄漏事故

本项目使用油基钻井液作业时，所有排海口均挂牌封闭，油基钻井液泄漏入海风险极低；油基钻井液平时存储在平台泥浆池里，泥浆池外溢风险极低；操作人员在严格遵循作业守则，油基钻井液转运泄露可能性极低。该风险仅存在于钻井期间，运营期不存在油基钻井液泄漏风险。

（5）依托海底管道油气泄漏事故

由于本项目不新建海底管道，投产后管道的实际最大输送压力和最大输送温度未超过管道的最大允许操作压力和最大允许操作温度，没有增加所依托管道溢油的风险，因此海底管道油气泄漏引起的溢油事故不属于本工程新增的环境风险。

（6）平台工艺管线及储罐泄漏事故

平台上设置有开式/闭式排放系统，可收集设备容器和工艺管道泄漏油品。当开式排放罐达到一定的液位时，由开式排放泵将原油打入闭式排放罐进入原油处理流程，平

台容器和工艺管道泄漏导致原油入海的可能性很小。

本项目不在平台新增容器、工艺管道，不属于本项目新增的风险。

3.3 危险物质向环境转移的途径识别

危险物质包括油类（原油、柴油、油基钻井液）和天然气，向环境转移的途径主要通过水体污染（海水污染），环境风险类型为危险物质泄漏，具体分析见下表。

表 3.3-1　风险物质向环境转移的途径识别

危险物质	危险物质特性	环境风险类型	危险物质影响环境的途径和影响方式
油类（原油、柴油、油基钻井液白油）	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）
天然气	易燃易爆、有毒有害	物质泄漏	水体（海水）、大气

4 环境风险分析

本项目拟在 PH-DPP 平台和 BJT-WHPA 平台共实施 12 口调整井工程，针对本次调整井工程可能发生的风险，其环境风险事故影响通过类比《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）中的相关内容，该报告书中溢油风险分析与评价章节已经考虑了井喷、输油软管破裂、平台火灾和爆炸、（船舶）燃料油泄漏、海底管道与立管泄漏等风险，并确定海管泄漏事故为最大可信事故，选取从 PH-DPP 平台到岱山终端长[redacted]输油管线溢油量[redacted]进行溢油风险预测，假定 PH-DPP 平台（[redacted]）附近为溢油位置，溢油持续时间为 4h。

预测结果显示，溢油点在各种预测情况下均不会抵岸，但是会对周围的一些敏感目标产生较大影响，由于溢油点位于东海海鳗、东海带鱼越冬场中，故一旦发生溢油，就会对这两个敏感目标产生较大影响；一般情况下不会对绿鳍马面鲀产卵场、绿鳍马面鲀索饵场等其他敏感目标和珍稀物种产生影响。本项目位于东海带鱼、东海海鳗的越冬场内，如发生溢油事故将对周围的海洋生态环境、渔业资源和渔业生产造成影响。根据预测结果，在不利风向极值风速条件下，最大扫海面积为 321.5km^2，漂移距离 50.59km，油膜消失时间为 20h。发生溢油后应立即启动应急预案，尽快采取应急措施，减少对环境的影响，因此应引起足够重视，做好应急响应的准备。

本次调整井项目环境风险没有超过原环评报告书的风险范围。

4.1 溢油环境影响分析

4.1.1 对大气环境的影响分析

溢油事故发生时，其中的轻烃组分逐渐挥发进入大气，会对事故现场空气环境产生影响，因为项目位于海上，常年风速较大，气体较易得到扩散。因此，溢油事故对空气环境影响较小。泄漏的油类一旦着火，会对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，对周围造成冲击波危害；同时因燃烧产生的 SO_2、烟尘、CO 会造成周围大气环境污染。

发生井喷后，若不能及时采取措施制止，即发生井喷失控，致使大量油气从井口敞喷进入环境当中，在喷射过程中若遇明火则会引发火灾和爆炸等危害极大的事故。气体

喷射最大的可能是形成垂直喷射，初始喷射由于井筒内有压井液柱，因此喷出的气中携带大量的压井液，将危害周围的大气环境。事故性释放的伴生气可能立即着火，形成喷射燃烧，对周围产生热辐射危害；也可能在扩散过程中着火或爆炸，产生的次生污染物污染环境；或者经扩散稀释低于爆炸极限下限，未着火，仅污染周围环境空气。

4.1.2 对海域环境的影响分析

海上溢油一般以溶解状态、乳化状态、吸附和沉降状态等为主，其中以溶解状态毒害最大。溢油对海洋生物的影响包括物理作用和化学毒害两个方面。物理作用包括油品黏附覆盖于生物体表，导致生物丧失或减弱活动能力，堵塞生物的呼吸和进水系统，吸附悬浮物沉降而导致生物幼体失去合适的附着基质等。油类对海洋生物的化学毒害分为两类：一类是大量的原油造成的急性中毒，另一类是长期的低浓度油类的毒性效应。

（1）对浮游植物的影响

海面溢油直接粘附于浮游植物细胞上，导致浮游植物在强光等不利因素的作用下很快死亡。在溢油海域中，大量溢油漂浮在水面使表层水体产生一层油膜，从而阻断了水体与大气的气体交换，白天浮游植物进行光合作用所需二氧化碳得不到满足，夜晚浮游植物生理代谢所需氧气也难从大气中获取，因而浮游植物的正常生理活动会受到不利影响。溢油吸附悬浮物，并沉降于潮间带或浅水海底，致使一些海藻的孢子失去了合适的附着基质，浮游植物的繁殖会受到不利影响。溢油对某些浮游植物种类有加速繁殖的作用，该类浮游植物可利用溢油中的碳、氢等元素，从而加速了细胞的分裂速度，使溢油海域浮游植物群落的多样性指数降低，优势度增高，为赤潮的形成埋下隐患。溢油的处理过程中，经常使用到的消油剂在沉降过程中可能对浮游植物造成影响，造成浮游植物沉降。多环芳香烃碳氢化合物是最常见的溢油团块的基本成分之一，其分子量很大，是溢油成分中对海洋生态系统破坏性最大的化合物之一，多环芳香烃碳氢化合物能够在浮游植物的组织和器官中聚集起来，缓慢而长期地实施其毒性。由此导致，溢油发生的海域浮游植物的种类数量和细胞数量将大幅度降低。

（2）对浮游动物的影响

当溢油浓度较高时，其急性毒性影响可导致浮游动物在短期内死亡。当溢油浓度较低时，溢油可降低浮游动物的运动能力和摄食率，抑制浮游动物的趋化性，降低或阻抑其生殖行为，影响其正常生理功能，降低生长率。浮游动物在海洋中处于被动的游动状

态，会被漂浮于海面的粘稠的溢油紧紧粘住，从而失去自由活动能力，最后随油物质一起沉入海底或冲上海滩。溢油附着于浮游动物体表，还可能堵塞浮游动物的呼吸和进水系统，致使生物窒息死亡。被溢油薄膜大面积覆盖着的海域，许多浮游动物，如小虾，会错把白天视为夜幕降临，本能的从水深处游向表层，导致浮游小虾会不分昼夜的滞留于海水表层。溢油薄膜起到了类似日全蚀的作用，从而改变了浮游动物的正常活动习惯。以浮游植物为饵料的浮游动物，会由于浮游植物数量的减少而减少。浮游动物被许多经济性生物所食，浮游动物的群落结构、数量特征的变动，不仅直接影响着海洋渔业资源，而且溢油的有毒成分可以通过生物富集和食物链传递，最终危害人类健康。浮游生物的生产力约占海洋生态系统总生产力的 95%，浮游生物受到损害，就从根本上动摇了海洋生物“大厦”的基础。

（3）对游泳生物的影响

溢油黏附于海洋鱼类、甲壳类、头足类和爬行类游泳动物体表后，可能堵塞游泳动物的呼吸系统，导致游泳动物窒息而亡。大型哺乳动物体表黏上溢油后，虽然经过一段时间自己可以清除掉，但是如果摄入体内，会损害其内脏功能。因溢油污染使水域中大量的饵料生物浮游动、植物等数量减少，由此破坏了游泳生物的幼体及部分成体赖以生存的饵料基础，食物链网传递能量脱节，致使高营养级生物量下降，造成区域生态失衡。油污干扰了游泳生物正常的生理、生化机能，从而会引起病变。近些年，鱼虾贝类病害时有发生，造成了很大经济损失，水质恶化是造成病害的重要原因之一，而石油污染又是造成水质恶化的重要原因之一。油类污染物在相当长的一段时间持续影响水域生态环境，使游泳生物产生回避反应，继而使一些种类被迫改变生活习性，影响种群正常洞游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

（4）对底栖生物的影响

发生溢油后，相当一部分油类污染衍生物质甚至油类颗粒会渐渐的沉入海底，底栖生物上常附着厚厚的一层油类污染物，而底栖生物基本上不做远距离迁移，所以一旦受到溢油污染，它们便难以生存。溢油中的多环芳烃（例如 PAC 和 PCB）将会影响贝类体内脂肪的代谢平衡，从而加速贝类死亡。此外，溢油区域的贝类会受到氧化胁迫，从

而导致贝类酶的活性受抑制，发生突变、活动减弱，繁殖力下降，加速衰老，因而溢油污染对底栖生物的累积效应是更主要的。附着在岸边岩石上的一些海洋生物对新鲜石油更为敏感，往往是首批牺牲者。浅滩上受溢油污染过的牡蛹同样会丧生，即使活下来的也不能再被食用。被溢油污染过的牡蛹有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁更大。

4.2 地质性溢油风险分析

略。

4.3 浅层气风险分析

略

5 环境风险防范措施及应急方法

5.1 风险事故防范措施

5.1.1 井喷/井涌防范措施

为防止平台井喷/井涌事故的发生，油田作业者拟采取如下措施降低相应风险：

①严格实施钻井作业规程；

②在钻台、泥浆池和泥浆工艺室等场所设置通风系统和烃类气体探测器，自动探测可能聚集的烃类气体；

③油管强度设计采用较高的安全系数；

④井口控制安全屏蔽由机械或液压控制的监测装置组成，用来控制井喷；

⑤选择优质封隔器并及时更换损坏元件；

⑥在开钻之前制定周密的钻井计划；

⑦配备安全有效的防喷设备和良好的压井材料及井控设备；

⑧对关键岗位的操作人员进行专业技术培训，坚持持证上岗，建立健全井控管理系；

⑨加强钻时观测，及时发现先兆，按正确关井程序实行有效控制，及时组织压井作业；

⑩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。

5.1.2 钻完井期间其他风险防范措施

（1）设备故障导致意外事故的风险防范措施

在钻、完井阶段由于设备故障可能导致意外事故从而可能引发溢油事故的推荐防范措施见下表 5.1-1。

表 5.1-1　设备故障可能导致意外事故的推荐防范措施

事故	推荐措施
采油树损坏	按时检查和维修及时更换损坏件，合理设计、安装
套管油管柱损坏	检查管件，保证质量防止井内落物
井控管汇损坏	按时检查保养
灰罐下灰口堵塞	选择重晶石粉时注意质量，装运时注意勿将杂物带入罐中

（2）井眼防碰预防措施

①表层防碰井段钻进使用牙轮钻头，采用低排量、低钻压钻井参数确保作业安全。

②防碰井段使用陀螺测斜，密切关注与已钻井眼的防碰扫描。

③优化现场操作措施，加强振动筛返出岩屑和井眼数据的监控，并及时用定向井软件对轨迹进行防碰计算和分析。

④钻进中若出现钻遇套管的征兆，如返出岩屑水泥含量愈来愈高，钻时变慢，钻压

有增无减，钻具蹩跳严重，泵压升高，进尺变慢，MWD 的地磁场强度值数据显示异常，则立即停止钻进。

（3）固井作业风险防范措施

①提高套管居中度。套管鞋附近安装扶正器保证套管居中度。

②改变封固方式。套管固井作业由单级双封变为单级全封，尾浆封固下部油层段，领浆填充上部井段。

③优化浆柱结构。固井作业水泥浆采用低密高强体系封固。采用低温早强水泥浆，缩短水泥浆稠化时间。

④合理设计前置液浆柱，确保清洗效果。合理选择隔离液。

⑤固井结束，在确认无回流，环空液面稳定的情况下拆井口。固完井拆井口后，要在油管四通上连接盲法兰封堵、油管四通翼阀安装压力表，空井期间要定期检查井口是否有压力，若发现井口带压，要及时采取措施处理。进行固井质量测井，确保油层段封固。

（4）完井作业相关风险防范措施

①井控风险：备齐防喷变扣及加重材料；

②高压作业：召开风险分析会并做好隔离保护；

③环境保护：含油及受污染的完井液使用污油罐回收。

（5）弃井作业相关风险防范措施

在弃井过程中，当地层压力过高或者由于设备原因、操作不当等因素，将会导致大量天然气和原油喷出而引发井喷事故。井喷时大量烃类气体释放，如遇到明火将发生火灾或爆炸等风险。

根据本项目基础数据，平湖油气田地层地质情况明确、压力系统正常，压力系统监控完善，洗压井液密度使用合理，作业期间需做好一级井控工作。本项目弃井之前需挤压井/循环压井作业，确保井口压力为 0，然后开始弃井作业，同时弃井作业过程中监控井口压力状况，做好多次压井作业准备。综上，本项目发生溢流等井控风险较低，因溢流等井控导致的溢油风险较低；但不能完全排除该类风险，现场作业过程中需做好井控预案，严格按照相关井控措施应对井控风险。

（6）油基钻井液泄漏风险防范措施

检查钻井液池及管线阀门的密封性，确保密封完好，并由专人负责，挂牌、示警，全程防止油基钻井液泄漏。钻井期间随时对油基钻井液液面进行监控，发现异常及时汇报、启动井控程序和相关应急预案。

5.1.3 船舶碰撞风险防范措施

为有效减少船舶碰撞事故发生，对船舶碰撞事故进行预防和综合控制，对安全航行进行计划、组织、指挥、协调和控制等活动，以达到保护人员安全和防止溢油事件发生的目的。

①所有船舶须按照规定显示信号。操作人员认真学习《海上避碰规则》，严格遵守航行法规；使用安全航速；配齐必要的助航仪器（配备 AIS 船舶防撞系统）。

②作业船舶加强值班瞭望，充分利用听觉、雷达以及适合当时环境和情况下的一切有效手段，保持不间断瞭望。

③协助相关部门作好作业船舶的调度工作，严格执行操作规程，避免船舶碰撞。制定严格的船舶施工作业制度和操作规程，尽量杜绝事故的发生。

④合理安排作业面，在有船舶通过时，提前采取避让的措施。根据作业需要，须划定与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，严禁擅自扩大施工作业安全区，严禁无关船只进入施工业海域，并提前、定时发布航行公告。

⑤作业船舶在发生紧急事件时，应立即采取必要措施，同时向上级及主管部门报告。

⑥发生船舶事故时，应尽可能关闭所有油舱管系统阀门、堵塞油舱通气孔，防止溢油。

⑦在施工期间，建立溢油应急制度，一旦突发事故造成溢油事故，应迅速做出反应，一方面尽快向部门监督和环保部门汇报，并组织事故现场监测和调查，另一方面应同时尽快实施污油回收、消除等有效措施，以减少污染损害。

5.1.4 平台火灾爆炸事故防范措施

平台上设置应急通信设备，用于在紧急逃生情况下的通信联络；设置防外来人员登平台系统。在容易登临平台的位置设置红外摄像头和红外入侵报警器，并接入平台视频监控系统，便于监视和取证，实现人员侵入在带缆走道区域的广播告警；设置溢油监控系统，对平台周围的溢油情况进行监控。

为确保油田生产阶段的安全生产，油田在设计阶段充分考虑了油田各部分的保护措施并提供防火、防爆保护，提供充分的消防设备；精心考虑各部分的合理布放，对危险区采取有效的隔离措施来降低危险程度；对易于发生泄漏的管路全部根据最大压力和最高温度设计，并设置了相应的应急关断系统；加强值班人员的巡逻检查，一旦发现管件、阀门松动、损坏等情况，及时进行检修或更换；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。

5.2 溢油事故应急处理措施

5.2.1 溢油应急预案

上海石油天然气有限公司已经编写制定了《平湖油气田溢油应急计划》（2021 年）并在生态环境部太湖流域东海海域生态环境监督管理局进行备案。

5.2.2 应急组织机构及职责

《平湖油气田溢油应急计划》适用于平湖油气田作业区块范围内油气田生产活动中发生溢油事故初始阶段的应急处置，隶属于上海石油天然气有限公司（简称 SPC）突发事件应急预案体系及中海石油（中国）有限公司《上海分公司区域溢油应急计划》。根据油气田的溢油处置能力，油气田发生的可控范围内的溢油事故，根据分级响应机制并依据本溢油应急计划主导实施应对，上海石油天然气有限公司、中海石油（中国）有限公司上海分公司依据本溢油计划提供的界面实施指导、资源和技术支持。该区域内溢油事故超过油田自身溢油处置能力的，根据分级响应机制，上海石油天然气有限公司启动综合预案，中海石油（中国）有限公司上海分公司启动区域性溢油应急计划，共同主导实施应对。

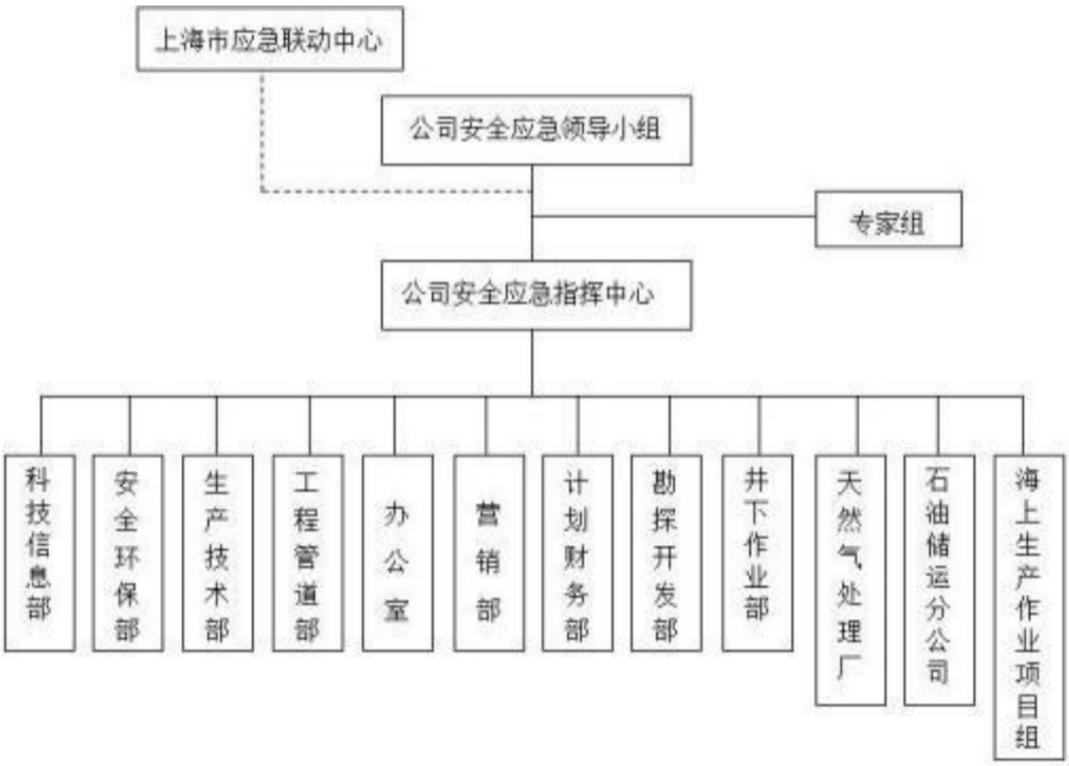


图 5.2-1　上海石油天然气有限公司应急响应体系组织机构

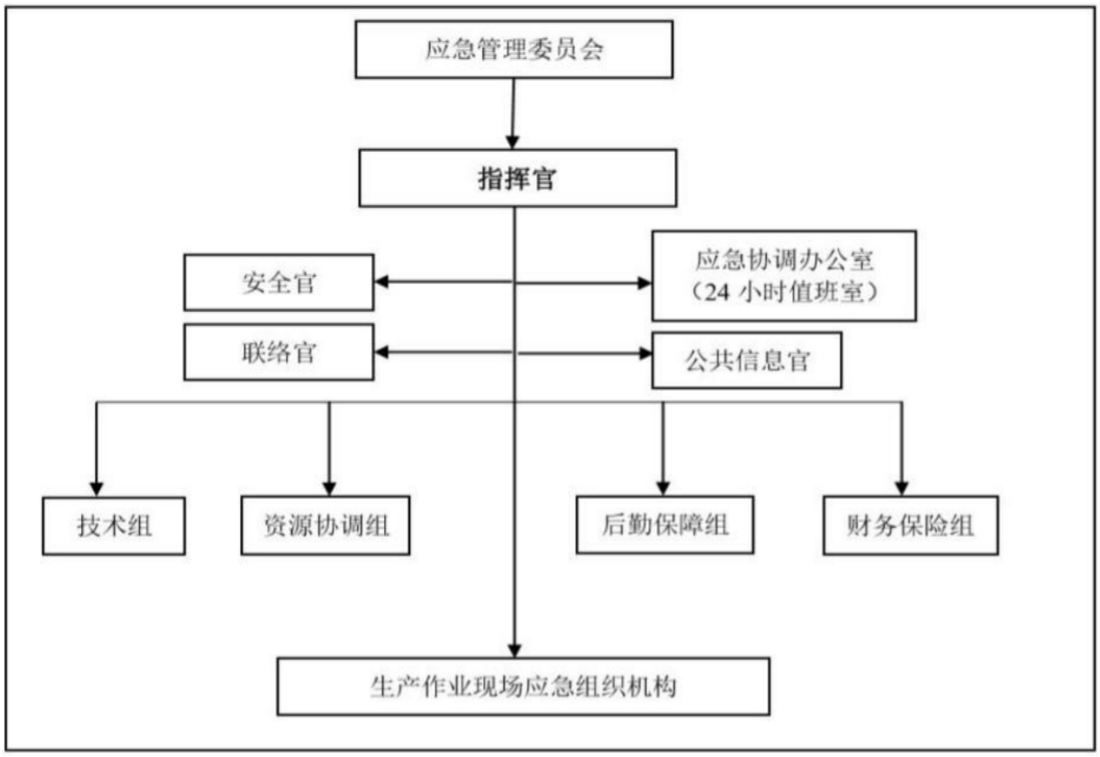


图 5.2-2　中海石油（中国）有限公司上海分公司应急组织机构

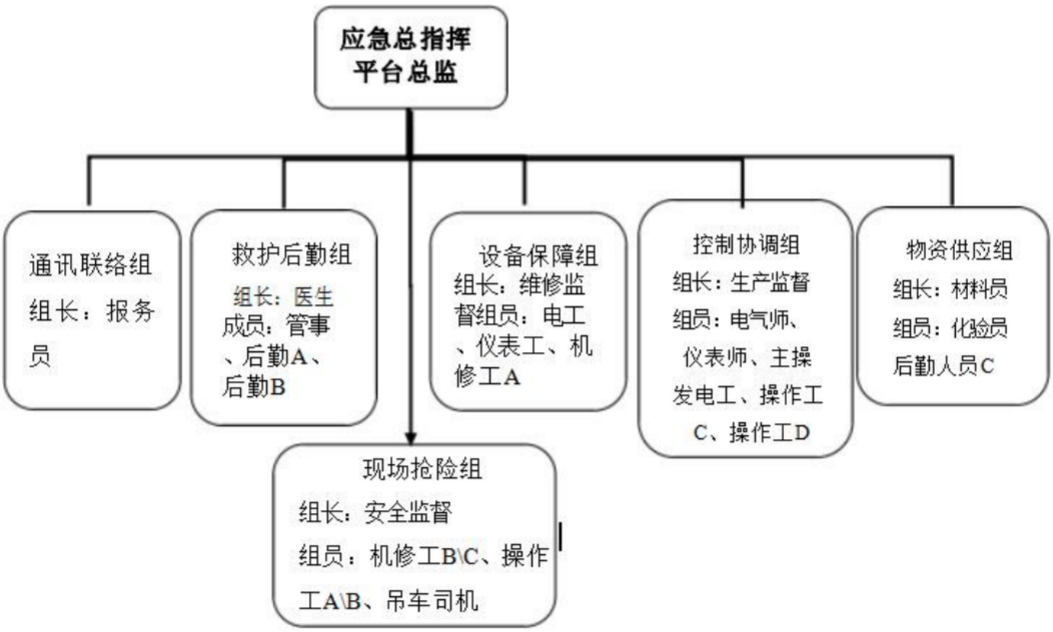


图 5.2-3　PH-DPP 平台现场溢油应急组织机构图

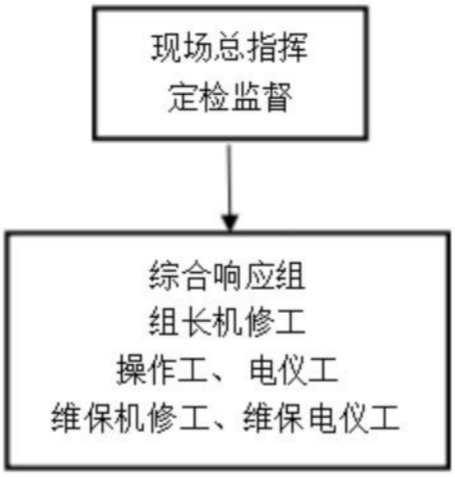


图 5.2-4 BJT-WHPA 平台溢油应急组织机构图

5.2.3 溢油事故响应策略

（1）溢油事故报告程序

发生溢油事故后，无论事故大小，均必须第一时间按要求汇报，当海上平台相关设施及距离平台 500 米以内的海陆油气长输管线发生溢油情况时，应急总指挥应第一时间报告中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心，中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心接到报告后立刻启动相关应急响应程序并将现场情况报告给上海石油天然气有限公司安全应急办公室。在应急事件处理期间，上海石油天然气有限公司安全应急办公室应与中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心保持密切联系，及时掌握应急事件动态，报告上海石油天然气有限公司领导，根据需要启动上海石油天然气有限公司应急程序。上海石油天然气有限公司按照相关要求将事故信息向政府主管部门报告，并根据中海石油（中国）有限公司上海分公司的要求，提供应急援助及必要配合。

溢油事故发生后第一时间报告程序如下：

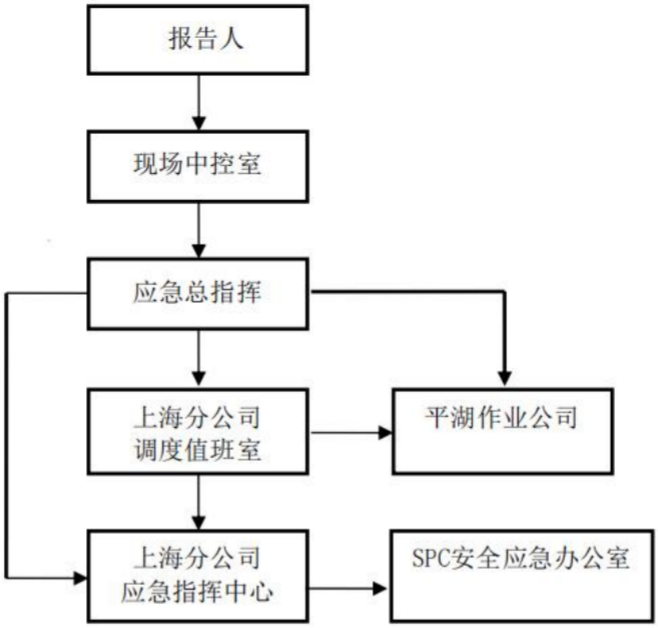


图 5.2-5　海上溢油事故报告程序图

（2）海面溢油的处理

在控制溢油源的基础上，应急作业应该尽量靠近溢油源进行，尽量将溢油影响控制在一定范围上。海上溢油处置方法选择的流程图如下：

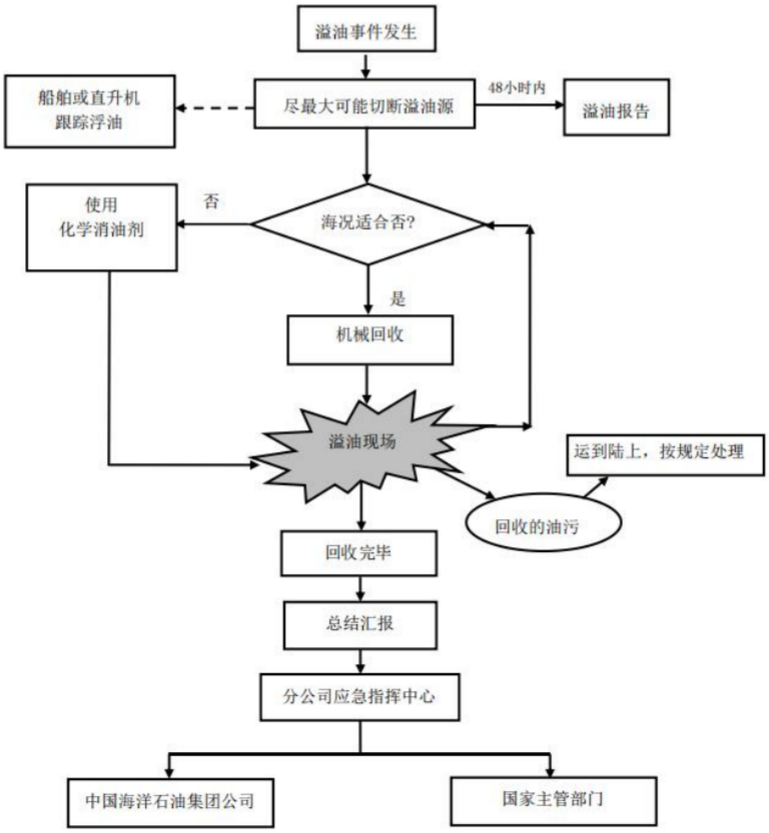


图 5.2-6　溢油事故应急反应程序图

（3）应急结束

通过对溢油事故现场调查确认，符合以下两项条件的，应急响应终止：

1) 溢油源已得到完全控制，隐患已消除；

2) 海面油污已得到控制，海上油污回收和岸边清污基本完成。

由现场报请中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心，应急指挥中心总指挥根据评估，符合终止条件的，下达应急响应终止指令。应急响应终止后，后续处理工作由中海石油（中国）有限公司上海分公司（或上海石油天然气有限公司）相关业务主管部门进行跟踪和指导，溢油事故现场配合开展相关工作。

5.3 溢油应急措施有效性分析

平湖油气田发生溢油事故时，应立刻动员现有的溢油应急资源进行应急响应，需要后续支援时上海石油天然气有限公司及中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心会在第一时间向现场提供溢油应急资源，包括溢油应急设备、适合的船舶和专业技术人员以及专业溢油应急公司的援助。

5.3.1 自身溢油应急能力分析

平湖油气田海上平台溢油应急资源见下表。

表 5.3-1　PH-DPP 平台上配备的溢油应急资源

序号	溢油应急物资	型号	数量
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]

表 5.3-2　BJT-WHPA 平台上配备的溢油应急资源

序号	溢油应急物资	型号	数量
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]

岱山终端溢油应急资源见下表。

表 5.3-3　岱山终端溢油应急资源

序号	溢油应急物资	型号	数量
1	[redacted]	[redacted]	[redacted]
2	[redacted]	[redacted]	[redacted]
3	[redacted]	[redacted]	[redacted]
4	[redacted]	[redacted]	[redacted]
5	[redacted]	[redacted]	[redacted]

6	[redacted]	[redacted]	[redacted]
7	[redacted]		[redacted]

5.3.2 周边油气田溢油应急资源

本海区周边可调用的应急资源主要包括天外天黄岩气田群、平黄油气田溢油应急资源。

表 5.3-4　可调用溢油应急资源

名称	型号	规格	生产厂家	数量
TWT-CEP 平台（天外天黄岩气田群）				
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
TWT-WHPC 平台（天外天黄岩气田群）				
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
CX-WHPA 平台（天外天黄岩气田群）				
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
HY1-1CEP 平台（平黄油气田）				
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
HY2-2 WHPA 平台（平黄油气田）				
[redacted]		[redacted]		[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
SHX36-5 WHPA 平台（平黄油气田）				
[redacted]		[redacted]		[redacted]
BYT WHPA 平台（平黄油气田）				
[redacted]		[redacted]		[redacted]
孔雀亭 A/B 平台（平黄油气田）				
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]
[redacted]		[redacted]		[redacted]

5.3.3 溢油应急响应时间分析

本着就近调用应急资源的原则，在利用本油田溢油应急资源进行溢油处理的同时，可通过中海石油（中国）有限公司上海分公司应急指挥中心协调调用本海区周边（平北黄岩油气田一期、平北黄岩油气田二期、天外天气田群和岱山终端）配备的溢油应急设备。

表 5.3-5　溢油应急资源优化调用次序及抵达时间

油气田/终端	航行时间	距离	抵达时间
平北黄岩油气田（一期）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
平北黄岩油气田（二期）	[redacted]	[redacted]	[redacted]
天外天气田群	[redacted]	[redacted]	[redacted]
岱山终端	[redacted]	[redacted]	[redacted]
说明：距离单位 km，时间单位小时，船舶速度以 11 节（约 20km/h）			

注：溢油应急资源动员时间取经验值 1h。

图 5.3-1 本项目周边油气田溢油物质分布图

6 结论

本项目施工、运行期间油气田风险事故情形主要包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、依托海底管道油气泄漏、平台工艺管线及储罐泄漏和船舶碰撞溢油等。根据《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书》（国海环字[2014]700 号）可知，本项目可以依托的溢油应急设备器材包括周边油气田、岱山终端等溢油应急资源，若发生中大型溢油还可以依托中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源；本项目周围配备的溢油应急设备可以满足本工程施工、运行期间溢油风险防范要求，根据应急响应时间分析，溢油应急资源可以在接到通知后 2h~16h 内到达，目前可利用的溢油应急物资配备满足本项目需求。

建设单位已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》和《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》等相关规定，编制了《平湖油气田溢油应急计划》（2021 年）并在生态环境部太湖流域东海海域生态环境监督管理局进行备案。该溢油应急计划将油田调整项目纳入其中统一考虑，定期对应急预案进行演练，保证事故时应急预案顺利启动，将事故影响降低到最低限度。本工程投产后，不需要修改溢油应急计划，原溢油应急计划可以满足本工程需要，本工程不需要新增应急设备。

附录 2 水文动力模型及悬浮物扩散模型

1 水文动力模型

海水运动是海中污染物输运的载体，为此在预测污染物扩散前需利用流体动力学基本方程组计算该海域的流场，明确其潮流的运动特性，进而计算建设项目的排海污染物对海洋水质的影响。

1.1 潮流基本控制方程

本项目所处海域水深较深，因此采用三维水动力学模型进行数值模拟，垂向采用 sigma 坐标，基本控制方程为：

连续方程：

$$\frac{\partial h}{\partial t}+\frac{\partial hu}{\partial x'}+\frac{\partial hv}{\partial y'}+\frac{\partial h\omega}{\partial \sigma}=0$$

动量方程：

$$\frac{\partial hu}{\partial t}+\frac{\partial hu^2}{\partial x'}+\frac{\partial hvu}{\partial y'}+\frac{\partial h\omega u}{\partial \sigma}$$
$$=fvh-gh\frac{\partial \eta}{\partial x'}-\frac{h}{\rho_0}\frac{\partial P_a}{\partial x'}-\frac{hg}{\rho_0}\int_z^{\eta}\frac{\partial \rho}{\partial x}dz-\frac{1}{\rho_0}\left(\frac{\partial s_{xx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{xy}}{\partial y}\right)+hF_u$$
$$+\frac{\partial}{\partial \sigma}\left(\frac{v_v}{h}\frac{\partial u}{\partial \sigma}\right)$$

$$\frac{\partial hv}{\partial t}+\frac{\partial huv}{\partial x'}+\frac{\partial hv^2}{\partial y'}+\frac{\partial h\omega v}{\partial \sigma}$$
$$=-fuh-gh\frac{\partial \eta}{\partial y'}-\frac{h}{\rho_0}\frac{\partial P_a}{\partial y'}-\frac{hg}{\rho_0}\int_z^{\eta}\frac{\partial \rho}{\partial y}dz-\frac{1}{\rho_0}\left(\frac{\partial s_{yx}}{\partial x}+\frac{\partial s_{yy}}{\partial y}\right)+hF_v$$
$$+\frac{\partial}{\partial \sigma}\left(\frac{v_v}{h}\frac{\partial v}{\partial \sigma}\right)$$

其中，

$$\sigma=\frac{z-z_b}{h},x'=x,y'=y$$

式中：t 为时间（s）；g 为重力加速度（m/s^2）；ρ为海水密度（kg/m^3）；x、y、z 为直角坐标系坐标；η为潮位（m）；$h=\eta+d$，为总水深（m），d 为海平面水深；u、v、w 为 x、y、z 向流速矢量；$f=2\Omega\sin\Phi$，为科氏力参数；s_{xx}、s_{xy} 为辐射应力张量分量；Pa 为大气压强；ρ_0为水的参考密度。

（2）边界条件

海面边界条件：

$$\omega = 0$$

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

$\left(\tau_{sx}, \tau_{sy}\right)$为 x、y 方向的风应力，单位：kg/m/s^{-3}。

海底边界条件：

$$\omega = 0$$

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

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

固体侧边界条件：

$$v_n = 0$$

开边界条件：

开边界条件考虑了大洋环流和潮汐的共同作用，大洋环流和强迫水位的数据来源于 HYCOM 模型。

初始条件：

本模型初始条件采用稳态启动，初始的误差会随计算的进行逐步消失，文中模型验证取计算稳定后的模拟结果。

（3）模型参数

1）时间步长

在模型计算中，时间步长分为总时间步长和内部计算时间步长，其中总时间步长决定了结果输出的形式，同时在每个总时间步长点都对应着一个内部时间步长点，为满足计算稳定的要求，在总时间步长之间还会动态插入内部时间步长。

在该模型中最小时间步长取 0.01s，最大时间步长 120s。

2）底摩擦应力

底摩擦应力采用二次非线性公式：

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

式中：τ_{bx}, τ_{by}分别为 x、y 方向的底摩擦应力（kg/m/s^3）；ρ_w 是海水密度（kg/m^3）；u、v 分别为 x、y 方向的底层流速（m/s）；C_d 为底摩擦拖曳系数，本报告 C_d 取为 0.002。

3）涡动粘滞系数

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

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

式中：c_s 为常数，取 0.1；l 为特征混合长度，由 $S_{ij} = \frac{1}{2}\left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right)$，（i，j=1，2）计算得到。

垂向涡粘系数采用$\mathbf{k-\varepsilon}$方程：

$$v_t = c_\mu \frac{k^2}{\varepsilon}$$

其中，k 为湍动能，ε为湍动能耗散，c_μ为经验常数，取 0.09。

4）风场

本项目考虑风场对潮流的影响作用，风场数据来源于 NOAA。

1.2 计算海域及网格地形

本项目所建立的数值模型岸线及水深资料采用中国人民解放军海军航海保证部制作的水深地形图电子数据，并根据 GoogleEarth 卫星图对岸线进行调整。模型以平均海平面为基准面进行计算，采用北京 54 坐标系，中央经度为 123°。

本项目所建立的数值模型计算域如图 1.1 所示，采用非结构三角网格。为了能清楚了解项目附近海域的潮流状况，保证后续污染物浓度分布的计算精度，需要将项目附近海域进行局部加密。本报告将污染物预测平台的附近区域进行局部加密，最小空间步长约为 50m，由 4785 个节点和 9196 个三角单元组成。垂向采用 sigma 分层，自表至底共分为五层，海面至水下 10 米为第一层，水下 10 米至水下 20 米为第二层，水下 20 米至水下 30 米为第三层，水下 30 米至水下 55 米为第四层，水下 55 米至海底为第五层。项目附近海域网格设置及水深地形见图 1.2（图中加密区域为 BJT-WHPA 平台）。

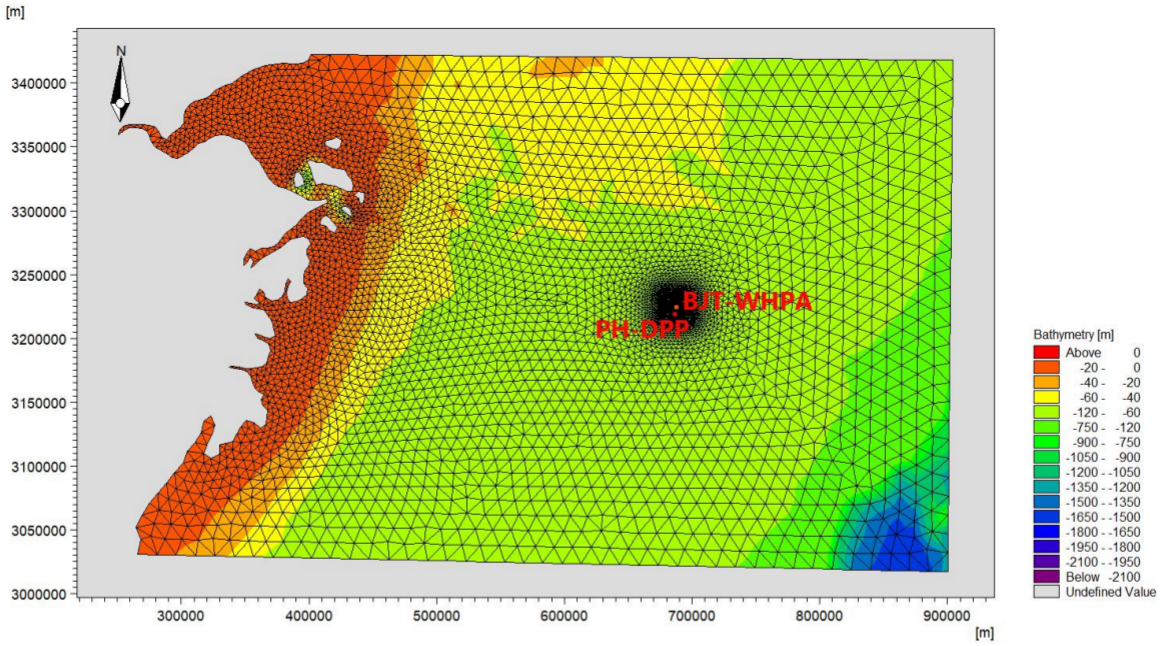


图 1.1 大海域计算网格及地形图

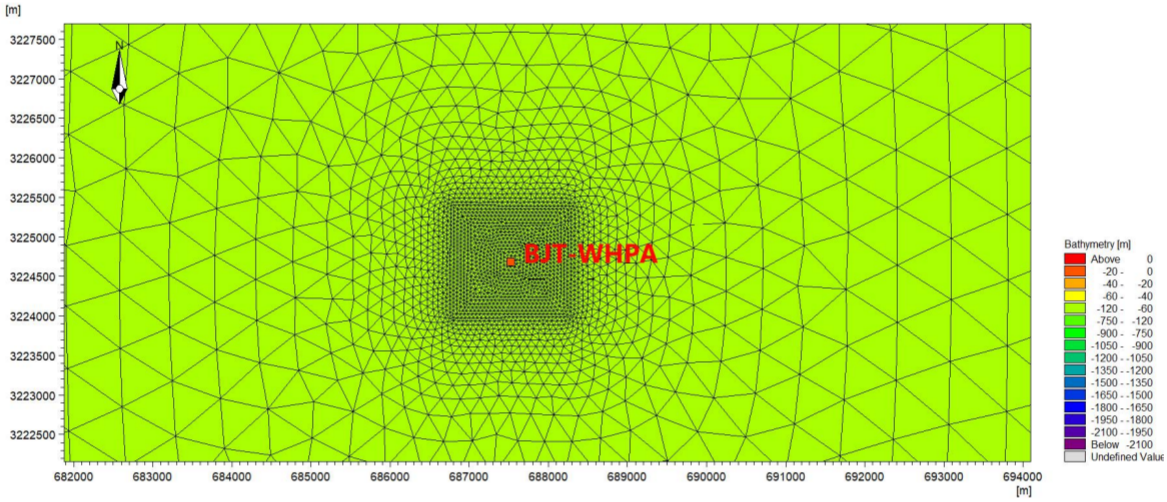


图 1.2 工程附近海域网格及地形图

1.3 模型验证

1.3.1 验证数据来源

采用[redacted]于 2012 年 11 月在工程附近海域现场观测的海流和潮位数据进行验证。潮流潮位实测站位及位置见表 1.1 和图 1.3 所示。

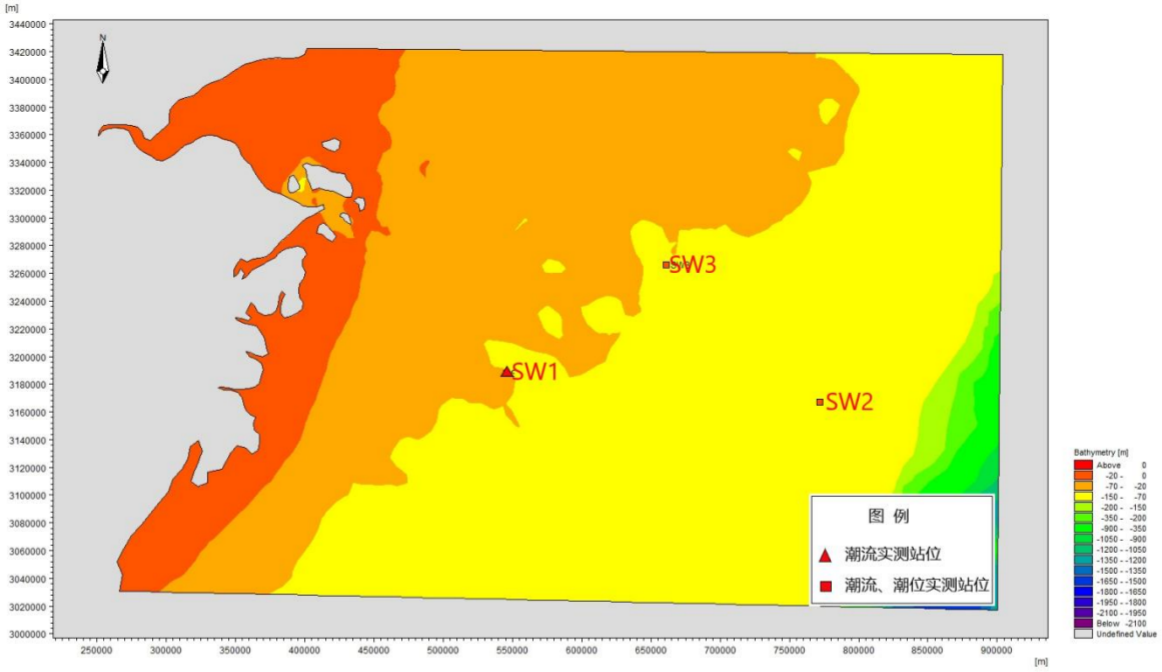


图 1.3 海流、潮位实测站位分布图

表 1.1 海流潮位实测站位及位置一览表

站位号	东经	北纬	调查时间	验证项目
SW1	[redacted]	[redacted]	2021 年 11 月 13 日 8 时~2021 年 11 月 14 日 9 时	海流
SW2	[redacted]	[redacted]	2021 年 11 月 19 日 5 时~2021 年 11 月 20 日 6 时	海流、潮位
SW3	[redacted]	[redacted]		

1.3.2 验证结果

由于该海域水深较深，本项目非油层段钻屑为表层排放，对海水水质环境的影响主要在表层，因此本报告对表层海流进行验证。图 1.4~图 1.5 为各个实测站位的大潮期间海流、潮位验证结果。由验证结果可以看出模拟潮位与实测潮位基本吻合，二者变化趋势一致。从流速、流向验证过程来看，模拟的流速、流向与实测值总体吻合较好，少数时刻流速存在差异。总体认为本报告所建立的海流模型比较全面地反映了工程区附近海域的海流规律，预测流场能够反映工程周边海域海流状况。

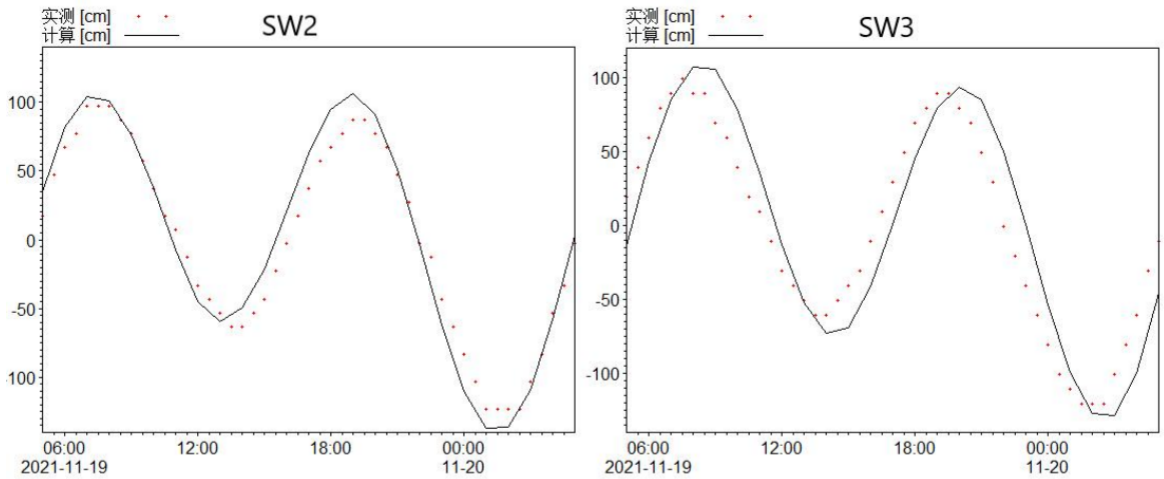


图 1.4 潮位验证曲线图

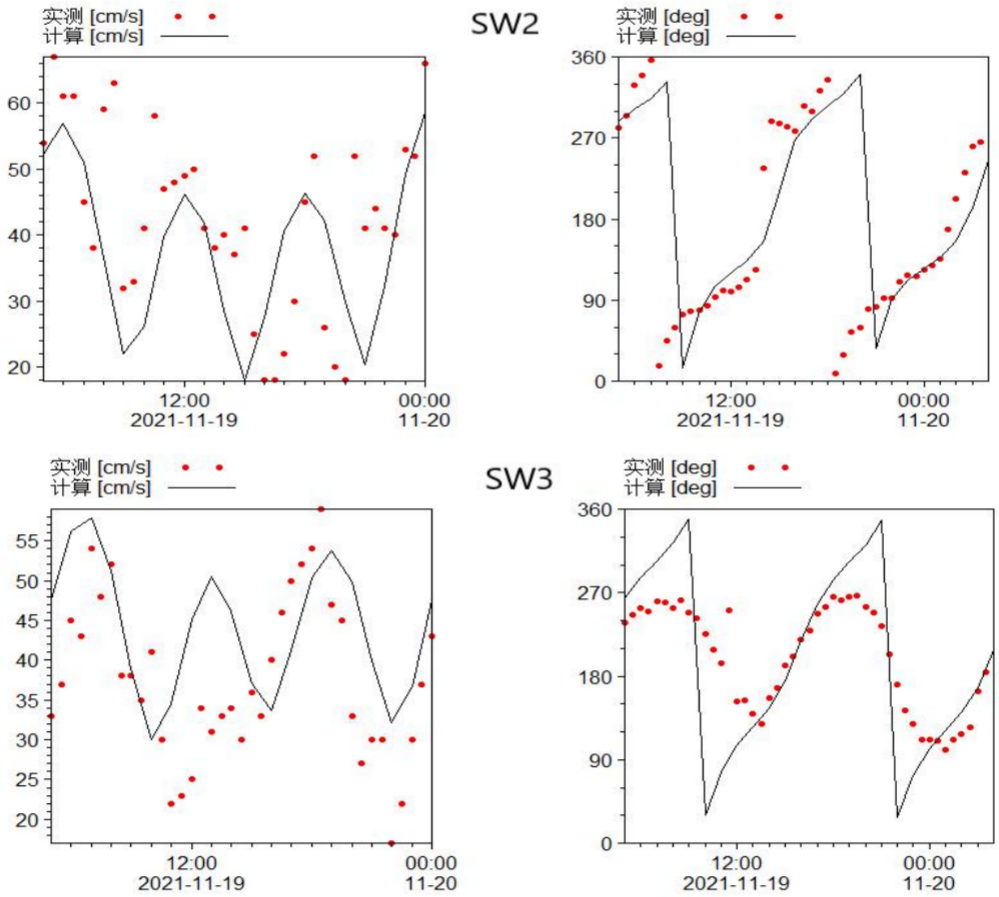


图 1.5 潮流验证曲线图（表层）

1.4 流场计算结果

由于本项目附近海域各层流场结构基本相同，因此本报告仅给出表层潮流场图件示意。图 1.6~图 1.7 分别为项目附近海域大潮时涨潮中间时和落潮中间时的表层潮流场。由图可以看出，项目附近海域基本为往复流，涨潮潮流流向为 SE-NW 向，落潮潮流流

向为 NW-SE 向。

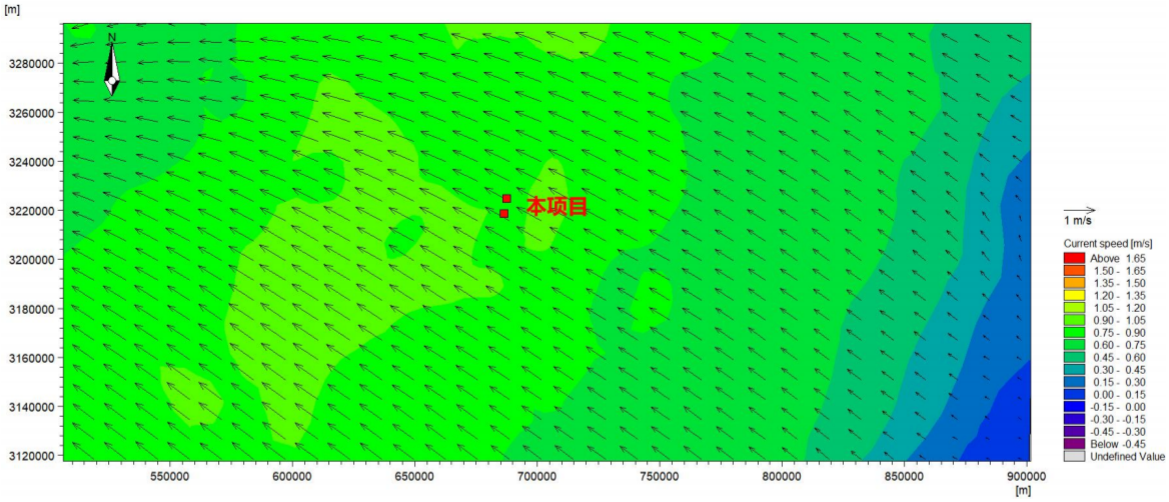


图 1.6　项目附近海域涨潮中间时潮流场

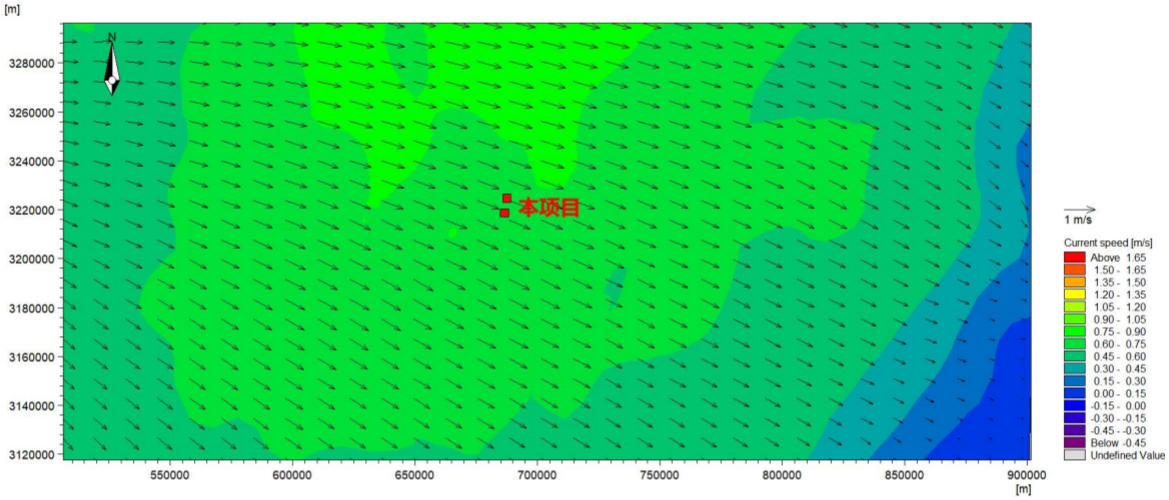


图 1.7　项目附近海域落潮中间时潮流场

2 悬浮物扩散模型

悬浮物物质输运过程由以下方程表示：

1）控制方程

$$\frac{\partial C}{\partial t}+\frac{\partial uC}{\partial x}+\frac{\partial vC}{\partial y}+\frac{\partial wC}{\partial z}=\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(D_h\frac{\partial}{\partial x}\right)++\frac{\partial}{\partial y}\left(D_h\frac{\partial}{\partial y}\right)\right]C+\frac{\partial}{\partial z}\left(D_v\frac{\partial C}{\partial z}\right)-k_pC+C_sS$$

式中：C：为浓度；

S：为源项的排放量；

k_p：为耗散项的衰减系数，$k_p=\mathrm{p}\cdot\omega$，p 为沉降概率，$\omega$为沉速；

D_h：为横向扩散系数；

D_v：为垂向扩散系数；

其它符号同上。

2）边界条件

固边界上，浓度通量为 0。

开边界上，

$\mathrm{C}|_{\Gamma}=0$ 入流段

$\frac{\partial C}{\partial t}+V_n\frac{\partial C}{\partial \vec{n}}=0$ 出流段

其中 n 为边界的法线方向，Γ为水边界。

3）初始条件

因为悬浮物对应的海水水质标准是人为造成增加的量，所以模型预测只考虑悬浮物增量，初始条件设本底值为 0。

附件

附件 1 委托书

上海石油天然气有限公司

平湖油气田调整井项目环评委托书

海油环境科技（北京）有限公司：

上海石油天然气有限公司计划实施平湖油气田调整井环评编制项目，为满足本项目环评需求，特委托贵公司按照国家有关法律法规、部门规章及有关标准、规范的相关要求，开展调整井项目环境影响评价，编制12口调整井项目环境影响报告表。

特此委托。

上海石油天然气有限公司

2023 年 8 月 7 日

（联系人及电话：黄剑宏 15306802037）

附件 2《东海平湖油气田开发工程环境影响报告书》批复文件

国家环境保护局文件

环监[1994]191 号

关于东海平湖油气田开发工程环境影响报告书审批意见的复函

上海市建委、中国海洋石油总公司：

上海市建委沪建规[94]第 0027 号及中国海洋石油总公司[94]海油函(安)5 号文均收悉。经研究，对东海平湖油气田开发工程环境影响报告书提出审批意见函复如下：

一、同意报告书评审会专家评审意见和中国海洋石油总公司预审意见。

二、该项目对解决上海市，特别是浦东开发区民用燃料的急需意义重大，具有明显的社会效益和环境效益。我局原则同意该项目建设。

三、经修改补充后的报告书内容较全面，重点突出，评价结论基本可行，原则上可以作为指导工程设计和环境管理的依据。

四、该项目需对以下问题补编环境影响补充报告，在基本设计审查前完成，由我局另行审批。

1、海底管线必须以对渔业生产作业不造成影响和渔业生产作业对海底管线的安全不会构成威胁为埋设设计原则，在补充环评报告中对上述问题进行论证。

2、补充陆上油气处理厂改址后的环境影响评价内容。

3、对浙江省舟山及杭州湾海域的滩涂养殖、幼鱼分布和张网作业做进一步调查，作简要叙述。详细报告同意在补充报告后提交。

五、对海上平台采出水，陆上油气处理厂污染物及可能溢油的治理措施和应急方案，在基本设计环保篇（章）中论证和落实，报有关主管部门审定。

六、鉴于平湖油气田地处东海舟山渔场，为有效和迅速地处理突发性溢油事故，在油气田投产前要建立海上溢油

漂移轨迹数值模拟实时预报系统。

七、建设单位应严格执行环保“三同时”制度，请有关部门加强对该项目的日常监督和管理。

附件：东海平湖油气田开发工程环境影响报告书评审会专家评审意见

东海平湖油气田开发工程环境影响报告书协调会议纪要

国家环境保护局

一九九四年四月二日

主题词：天然气　环境影响　报告书　审批　复函

抄　送：国家计委，中国人民银行，中国国际工程咨询公司，国家海洋局，农业部渔政局、东海分局，上海市环保局、公用局，浙江省环保局、水产局，中国海洋石油东海公司，上海石油天然气公司，国家海洋局一所，上海环科院

附件 3《平湖油气田扩建工程环境影响报告书》批复文件

国家海洋局

国海环字〔2002〕45号

关于平湖油气田扩建工程环境影响报告书的批复

上海石油天然气总公司：

你公司《关于上报〈平湖油气田扩建工程环境影响报告书〉的请示》（沪油气[2002]1 号）收悉。经研究，对报送的《平湖油气田扩建工程环境影响报告书》（以下简称“报告书”）批复如下：

一、报告书基本符合《海洋环境保护法》和《海洋石油勘探开发环境保护管理条例》及有关规定的要求。在报告书所提出的各项污染防治及应急措施得到落实的前提下，同意该工程的建设。

二、报告书可作为编制可行性研究报告和开展初步设计的依据。初步设计环境保护篇章应根据批准的环境影响报告书编写，由你公司组织审查，报国家海洋局东海分局备案。

E 78 号
2002年2月19日

三、该工程作业区范围为油田开发工程设施外缘500米以内海域，平台排污口300米半径以内海域作为四类水质混合区，1000米半径以内海域作为超一类水质混合区。

四、该工程污染物排放总量控制指标为：正常生产阶段产出水中石油烃排放量每年不得超过55吨。

五、该工程在建设过程中应当作好以下工作：

1. 该扩建工程位于东海舟山渔场，施工阶段应当避开经济鱼类产卵等敏感季节，尽量减少对渔业资源和渔业生产的影响。

2. 在工程建设和生产过程中，应当采取切实有效措施，防范溢油风险。发生溢油事故时，应当按照规定立即报告国家海洋局东海分局，并通报渔业、海事、军队等有关部门。

3. 应当按照要求做好溢油应急设备、器材的储备及通讯网络的建设，扩建工程投产前应当结合一期工程重新编制溢油应急计划报国家海洋局东海分局审批。

4. 该工程所使用的石油平台及其它附属设施，在废弃处理前应按照国家有关规定报国家海洋局审批。

5. 工程建设过程中，建设单位应当将工程进展情况及时通报国家海洋局东海分局，该项目投入生产前应按照规定程序申请环保设施验收。

附件 4 关于平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书核准意见的批复

国 家 海 洋 局

国海环字〔2014〕700 号

国家海洋局关于平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书核准意见的批复

上海石油天然气有限公司:

你公司《关于报请审批<平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书（报批稿）>的函》（沪油气〔2014〕第 048 号）及《平湖油气田辅助平台建设项目环境影响报告书（2014 年 8 月版）》（以下简称报告书）收悉。经研究，现批复如下:

一、工程新建一座辅助平台（PH-SDPP），PH-SDPP 平台为 4 腿导管架无人平台，通过 30 米栈桥与已建 PH-DPP 平台连接。设有 3 个井槽，均为预留井槽。新增 1 台二级分离器，新增 2 个立式气浮旋流罐，并新增开排泵及开排沉箱。改造工程为对已建 PH-DPP 平台进行改造，包括对现有钻机能力进行升级，利用老井眼（A1 井和 B1 井）侧钻 2 口生产井等。

经审查，报告书基本符合国家环境保护有关法律法规的要求，在报告书提出的各项生态保护、污染防治及应急措施得到全面落实后，工程建设产生的不利环境影响可得到一定程度的减缓。因此，同意核准该工程的环境影响报告书。请按照报告书中

所列的建设地点、性质、规模、环境保护对策措施等进行项目建设和运营。

二、认真落实报告书中所提出的各项污染防治、生态保护和风险防范措施、对策，并特别注意以下问题。

（一）工程污染物的处理和排放应当符合国家有关规定和标准。非水基泥浆和含油量超过 8%的钻屑和泥浆运回陆地交由有资质的单位处置；非含油钻屑、非含油泥浆以及含油量不超过8%的含油钻屑和泥浆经国家海洋局东海分局批准后方可排海；食品废弃物经粉碎至颗粒小于 25 毫米后排海，除食品废弃物外的生活垃圾和生产垃圾运回陆地处置；含油生产水、甲板冲洗水、船舶机舱含油污水、生活污水经处理达标后方可排海。

（二）严格执行钻井作业规程，配备安全有效的井控设备和充足的压井材料；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；加强随钻监测，及时控制可能遇到的溢流和井涌。

（三）切实落实生态保护措施，泥浆、钻屑排放应尽量避开主要经济鱼类的越冬期（12 月至翌年 3 月），减轻对海洋生态环境和渔业资源的影响。

（四）定期对海底管道进行检测与维护，及时发现并消除事故隐患；加强海底管道巡检工作，并采取必要的管道防护措施，避免海上作业活动对海底管道等设施造成损害，防止海底管道因腐蚀或外力破坏等原因造成的油气泄漏。

（五）严格落实环境风险防范对策措施，按照有关规定制定溢油应急计划报国家海洋局东海分局备案。发生溢油事故时，按照规定立即报告国家海洋局东海分局，及时通报渔业、海事、军队等有关部门。

（六）加强与海军东海舰队等有关部门的沟通，及时通报有关情况，防止项目建设与运营对军事设施和军事活动产生影响。

三、加强工程建设期和运营期环境监控管理，落实报告书中的监测计划，并将工程进展情况和监测结果及时通报国家海洋局东海分局。严格执行“三同时”制度，环境保护设施未经检查批准不得投入试运行。

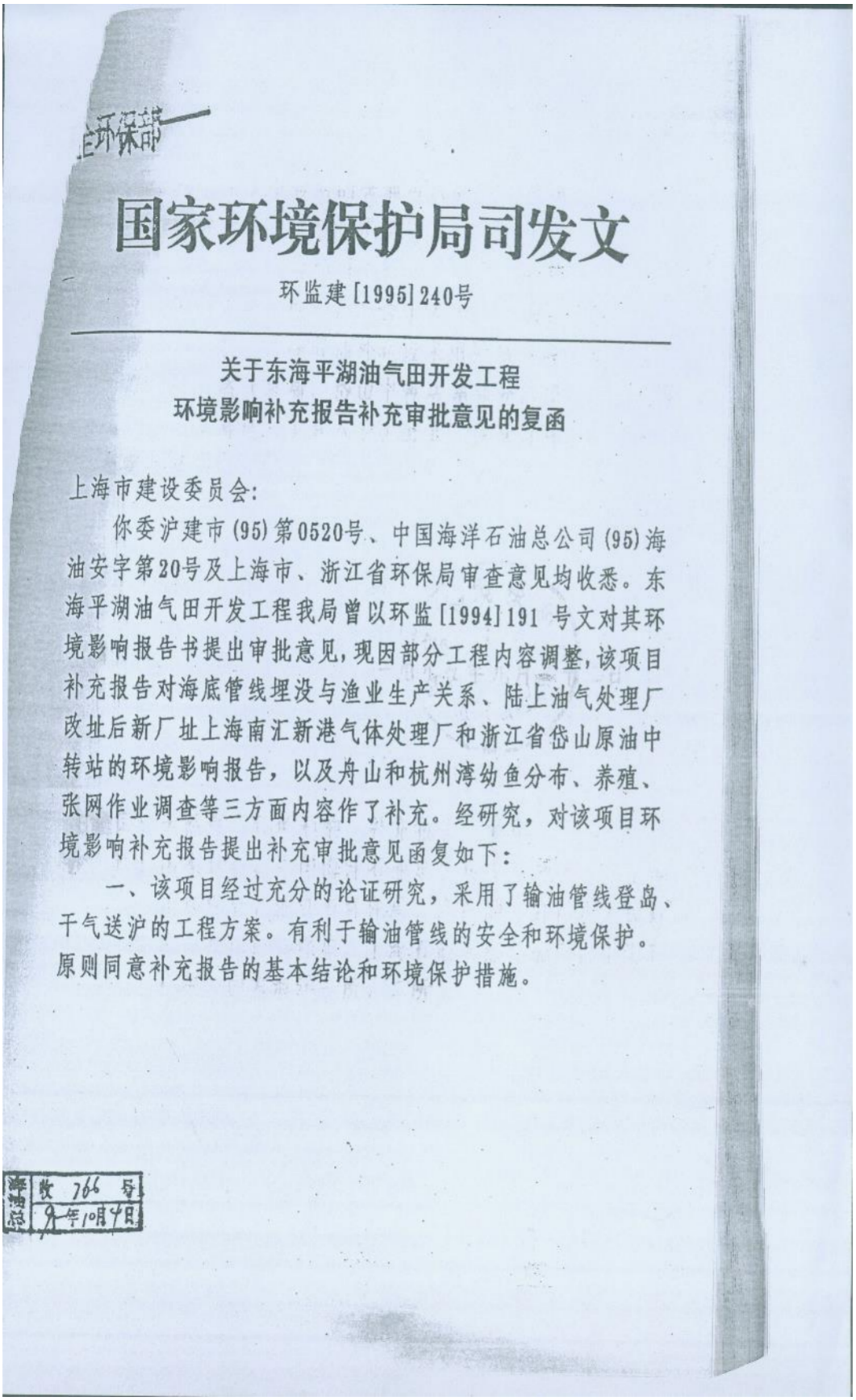
四、国家海洋局东海分局负责工程施工和运营期间环境保护的监督管理。请你公司自批复之日起 30 个工作日内将经核准的报告书送国家海洋局东海分局。

国家海洋局

2014 年 12 月 1 日

（此件依申请公开）

附件 5 关于东海平湖油气田开发工程环境影响补充报告补充审批意见的复函



注环保部

国家环境保护局司发文

环监建[1995]240号

关于东海平湖油气田开发工程环境影响补充报告补充审批意见的复函

上海市建设委员会:

你委沪建市(95)第0520号、中国海洋石油总公司(95)海油安字第20号及上海市、浙江省环保局审查意见均收悉。东海平湖油气田开发工程我局曾以环监[1994]191号文对其环境影响报告书提出审批意见,现因部分工程内容调整,该项目补充报告对海底管线埋没与渔业生产关系、陆上油气处理厂改址后新厂址上海南汇新港气体处理厂和浙江省岱山原油中转站的环境影响报告,以及舟山和杭州湾幼鱼分布、养殖、张网作业调查等三方面内容作了补充。经研究,对该项目环境影响补充报告提出补充审批意见函复如下:

一、该项目经过充分的论证研究,采用了输油管线登岛、干气送沪的工程方案。有利于输油管线的安全和环境保护。原则同意补充报告的基本结论和环境保护措施。

海油总 收 766 号 95年10月4日

二、岱山原油中转站的含油污水必须经过处理，达到《污水综合排放标准》一级标准后排放；要优化选择污水排放口位置、防止对当地盐场用水影响；固体废弃物要妥善处置。

三、新港天然气处理厂，位于大治河一侧，为保护大治河重点水源保护区，冷凝油外运应采用陆域车运方式。

四、对天然气终端、岱山中转站等部分污染防治措施及预期运行效果需进一步深入分析论证，在设计环保篇章中予以确定和落实。

一九九五年九月二十二日

主题词： 天然气　环境影响　补充报告　复函

抄　送：国家计委，中国海洋石油总公司安全环保部，上海市环保局，浙江省环保局、水产局，舟山市人民政府，舟山市环保局，上海石油天然气公司，上海环科院，国家海洋一所、二所

附件 6 溢油应急计划备案登记表

海洋石油勘探开发溢油应急计划备案登记表

申请单位	上海石油天然气有限公司		
申请单位地址	上海市静安区江宁路 336 号	邮政编码	200041
联系电话	021-62555888-8594	传　　真	021-62159375
电子邮箱	fengw@shpc.com.cn		
审批单位经办人	陈家兴	联系电话	021-20221169

你单位提交的：

《平湖油气田溢油应急计划（2021 修订版）》经形式审查符合要求，予以备案。

生态环境部太湖流域
东海海域生态环境监督管理局
2021 年 12 月 23 日

附件 7 水基钻井液/水基钻井液钻屑检测报告

附件 8 油基钻井液钻屑检测报告

附件 9 调查报告封面

附件 10 油基钻井液处置合同及营业执照