

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: PL19-3/PL25-6 油田调整井项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期: 2026年 3 月

中华人民共和国生态环境部制

建设项目环境影响报告表

(生态影响类)

项目名称: PL19-3/PL25-6 油田调整井项目

建设单位: 中海石油(中国)有限公司天津分公司

编制日期: 2026年3月

中华人民共和国生态环境部制

打印编号: 1772791353000

编制单位和编制人员情况表

项目编号	32ue23		
建设项目名称	PL19-3/PL25-6油田调整井项目		
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)	中海石油 (中国) 有限公司天津分公司		
统一社会信用代码	91120116718249438Q		
法定代表人 (签章)	阎洪涛		
主要负责人 (签字)	刘小刚		
直接负责的主管人员 (签字)	李民		
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
张增迎	20230503512000000018	BH030131	张增迎
2. 主要编制人员			
姓名	主要编写内容	信用编号	签字
张增迎	建设项目基本情况、建设内容、生态环境现状	BH030131	张增迎
张聪	附图、附件、附表、附录	BH008847	张聪
张蓓	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	BH008716	张蓓
赵继纯	保护目标及评价标准、生态环境影响分析	BH009380	赵继纯

目 录

一、建设项目基本情况.....	1
二、建设内容.....	5
三、生态环境现状、保护目标及评价标准.....	16
四、生态环境影响分析.....	28
五、主要生态环境保护措施.....	33
六、生态环境保护措施监督检查清单.....	36
七、结论.....	38
附图.....	39
附表.....	40
附件.....	60
附录 环境风险专项评价.....	61

其他
符合
性分
析

中海石油（中国）有限公司天津分公司拟在 PL 油田群中 5 个平台实施 8 口调整井（其中 PL19-3WHPE 实施 2 口调整井、PL25-6WHPF 实施 1 口调整井、PL25-6WHPL 实施 3 口调整井、PL19-3WHPK 实施 1 口调整井、PL19-3WHPN 实施 1 口调整井）。

本项目投产后新增最高年产油量为 [REDACTED]（[REDACTED]），不新增生活污水排放量（污水日排放量小于 1000m³）。本次 PL19-3WHPN 调整井由冷采转热采，新增开发方式，根据《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2021 年版）要求属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程中的其他分类，需编制环境影响报告表。

1、与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》的符合性分析

国务院于 2023 年 9 月 20 日批复《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（国函〔2023〕102 号），山东省人民政府于 2023 年 12 月 27 日印发《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》（鲁政发〔2023〕12 号）。

经分析，本项目调整井工程所在的 PL19-3WHPE、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN 平台，位于山东省国土空间规划范围之外，距离最近生态保护红线约 [REDACTED]，未占用山东省国土空间规划生态保护红线范围。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》相协调。

2、与《烟台市国土空间规划（2021-2035 年）》的符合性分析

2023 年 10 月 31 日，山东省人民政府对于《烟台市国土空间总体规划（2021-2035 年）》进行批复，本项目调整井工程所在的平台位于烟台市国土空间总体规划海洋管控线范围之外，距离最近的生态保护红线约 [REDACTED]。未占用烟台市国土空间规划生态保护红线范围。在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。与《烟台市国土空间规划（2021-2035 年）》相协调。

3、国家产业政策的符合性分析

本项目属于海洋矿产资源勘探开发及其附属工程，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。

4、山东省生态环境分区管控符合性分析

2024 年 12 月 13 日，山东省人民政府发布了《山东省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（鲁环字〔2024〕188 号），就实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单生态环境分区管控提出了相关意见。

根据《山东省生态环境分区管控动态更新成果（2023 年）》（鲁环字〔2024〕188 号），本项目调整井工程所在的平台位于山东省生态环境分区管控范围外，距山东省生态环境分区管控范围约 [REDACTED]，在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。工程与山东省生态环境分区管控范围的相对位置关系见附图 3。

油田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田的溢油应急计划做好各种

溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。

综上所述，本项目与《山东省生态环境分区管控动态更新成果（2023年）》的要求相协调。

5、烟台市生态环境分区管控符合性分析

2021年6月24日，烟台市人民政府发布了《烟台市人民政府关于印发烟台市“三线一单”生态环境分区管控方案的通知》（烟政发〔2021〕7号），就实施生态保护红线、环境质量底线、资源利用上线、生态环境准入清单生态环境分区管控提出了相关意见。并在2024年对于烟台市生态环境分区管控进行了动态更新。

根据《烟台市生态管控单元图（2023年）》，本项目调整井工程所在的平台位于烟台市生态环境分区管控范围外，距烟台市生态环境分区管控范围约 [REDACTED]，在施工期和运营期妥善处理污染物，对环境和生态环境产生负面影响较小。工程与山东省生态环境分区管控范围的相对位置关系见附图4。

油田制定了严密的溢油应急响应及处置措施，将严格按照油田的溢油应急计划做好各种溢油应急准备和响应工作，尽最大能力降低海上溢油的环境危害程度，确保周围海域海洋生态环境安全。

综上所述，本项目与《烟台市生态环境分区管控方案（2023年）》的要求相协调。

6、与环境保护规划及其他相关规划的符合性分析

（1）与《“十四五”海洋生态环境保护规划》的符合性分析

生态环境部、发展改革委、自然资源部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于2022年1月7日联合印发《“十四五”海洋生态环境保护规划》，对“十四五”期间海洋生态环境保护工作作出了统筹谋划和具体部署。该规划提到“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，构建分区分类的海洋环境风险防控体系，加强应急响应能力建设”。

现有平台已编制了溢油应急计划并进行了备案，原有溢油应急计划满足本项目溢油应急的需要，建设单位根据溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作，以防范海上溢油等海洋环境突发污染事故。同时，建设单位制定了相应的管道保护和检测程序，对平台、油气管线进行不定期局部检测和定期全面检测，对油田生产风险源进行全面排查，有效降低环境风险。

因此，本项目符合《“十四五”海洋生态环境保护规划》要求。

（2）与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》的符合性分析

根据《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》，本项目调整井工程所在的PL19-3WHPE、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN所处海域位于规划范围之外，最近距离约 [REDACTED]。本项目与山东省“十四五”海洋生态环境保护规划范围的相

对位置关系见附图 5。

本项目生活垃圾和生产垃圾全部送至陆上处理，PL19-3WHPE、PL25-6WHPF、HYSY117FPSO 生活污水处理达标后排放，对周边功能区的影响较小。本工程运行期正常工况下，生产水全部处理合格后回注地层，PL19-3WHPE、PL25-6WHPF、HYSY117FPSO 生活污水达标处理后排海，故本工程运行期对周边功能区影响较小。

本项目开发时应注意保护海洋资源环境，严格执行各项环保措施，防止溢油，保证临近海域的用海功能。综上所述，本工程与《山东省“十四五”海洋生态环境保护规划（修订版）》相符合。

（3）与《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的符合性分析

《重点海域综合治理攻坚战行动方案》由生态环境部、发展改革委、自然资源部、住房和城乡建设部、交通运输部、农业农村部、中国海警局于 2022 年 1 月 29 日印发实施。根据“二、重点任务”中的“（十三）加强海洋环境风险防范和应急监管能力建设”规定：“以渤海为重点，加强海洋石油勘探开发环境风险源排查整治和溢油风险监控。指导督促沿海省（市）有关部门和相关企业等加强海洋突发环境事件应急预案制修订，推进沿海地方应急船舶装备、物资保障、监测预警预报、监督执法等能力建设。”

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

综上，本项目建设符合《重点海域综合治理攻坚战行动方案》的相关要求。

二、建设内容

地理位置	<p>本项目涉及 PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 隶属于 PL 油田群。PL 油田群位于渤海 ██████████，油田开发区域为东经 ██████████，北纬 ██████████；西北距塘沽约 ██████████，东南距龙口市约 ██████████，油田海域水深在 ██████████；</p> <p>本项目地理位置图见附图 6。</p>
项目组成及规模	<p>1、工程现状</p> <p>(1) 已建油田工程设施</p> <p>PL 油田群采用分期开发、分步实施的原则，现有海上设施主要包括 ██████████座井口平台（WHPA~WHPH、WHPJ~WHPN、WHPR、WHPU 和 WHPV）、█████████座中心处理平台（PL19-3CEPB）、█████████座立管公用平台（PL19-3RUP）、█████████座单点系泊系统和 ██████████艘 ██████████吨级浮式生产储油装置（HYSY117FPSO），以及相应的海底管道和海底电缆。</p> <p>PL19-3 油田一期于 2002 年 12 月底投产，海上工程设施主要包括一座井口平台 PL19-3WHPA 和一艘浮式生产储油装置“明珠号”FPSO。</p> <p>PL19-3 油田二期与 PL25-6 油田一起开发，于 2007 年陆续投产，海上工程设施主要包括一座立管公用平台（PL19-3RUP 平台），以及 PL19-3WHPB\C\D\E\M 和 PL25-6WHPF 等 6 座井口平台，一艘 30 万吨级浮式生产储油装置（HYSY117FPSO）。该 FPSO 于 2009 年投产后，“明珠号”FPSO 进行了撤离作业，撤离后的单点导管架改造成无人值守的 PL19-3WHPM 井口平台。</p> <p>2016 年进行 PL19-3 油田 1/3/8/9 区综合调整项目，新建 PL19-3WHPG/V 两座井口平台和一座 PL19-3CEPB 中心平台，于 2018 年 8 月投入试生产。</p> <p>2019 年进行 PL25-6 油田 3 井区开发项目，新建一座井口平台 PL25-6WHPL 并于 2020 年投产。</p> <p>2016 年进行 PL19-3 油田 4 区调整/PL19-9 油田二期开发，新建 1 座井口平台 PL19-3WHPK，于 2020 年建成。</p> <p>2022 年进行 PL19-3 油田 5/10 区开发项目，新建两座井口平台 PL19-3WHPH、PL19-3WHPN 并于 2022 年投产。</p> <p>2025 年进行 PL19-3 油田 1/2/3/8/9 区二次调整项目，新建两座井口平台 PL19-3WHPU、PL19-3WHPR，并于 2026 年投产。</p> <p>本项目拟在 PL 油田现有平台中的 5 个平台 PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 实施调整井工程，本项目主要工程概况见表 2-1，现有主要工程组成表见表 2-2。</p>

表 2-1 本项目对应的工程概况

油田名称	主体工程设施	平台投产时间	备注
PL19-3 油田	PL19-3WHPE	2008	实施 2 口调整井
	PL19-3WHPK	2020	实施 1 口调整井
	PL19-3WHPN	2022	实施 1 口调整井
PL25-6 油田	PL25-6WHPF	2008	实施 1 口调整井
	PL25-6WHPL	2020	实施 3 口调整井

表 2-2 本项目现有主要工程组成表

类型	工程设施	工程内容及规模		
现有工程	PL19-3WHPE	井口平台。平台的顶层甲板安装有 钻机模块。平台顶层甲板的东侧设置有电气间和 。井口平台上的主要设备包括生产管汇和注水管汇、多相流量计、测试分离器以及吊机。生活污水处理系统的设计处理能力为 。		
	PL19-3WHPK	WHPK 井口平台是一座集生产生活为一体的 井口平台，设有模块钻机和 生活楼。本平台不设置油、气、水处理设施，工艺设施主要包括生产管汇、测试管汇、多相流量计、清管球发射器等。平台上还设有柴油系统、闭排及冷放空系统、开式排放系统、化学药剂注入系统、公用仪表风系统、氮气系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、消防水系统及救生系统等公用设施，其中生活污水处理系统设计处理能力为 。		
	PL19-3WHPN	井口平台。平台设有 生活楼及直升机甲板、模块钻机、油气计量设施、注水系统、海水系统、开闭排系统、公用系统、生活污水处理系统等。生活污水处理系统设计处理能力为 。		
	PL25-6WHPF	井口平台设有 生活楼，不设置油气水处理设施。主要设备包括电潜泵、生产管汇、注水管汇、外输泵等。生活污水处理系统的设计处理能力为 。		
	PL25-6WHPL	井口平台，设有模块钻机和 生活楼。本平台不设置油、气、水处理设施，工艺设施主要包括生产管汇、测试管汇、多相流量计、清管球发射器等。平台上还设有柴油系统、闭排及冷放空系统、开式排放系统、化学药剂注入系统、公用仪表风系统、氮气系统、海水系统、淡水系统、生活污水处理系统、消防水系统及救生系统等公用设施，其中生活污水处理系统设计处理能力为 。		
依托工程	HYSY117 FPSO	一艘 吨级 FPSO，设有 生活楼，具有油气处理、生产水处理、原油储存和外输等功能。主要设置有油气水处理系统、公用系统、消防系统等。FPSO 设计处理能力为：液 ，生产水 ，天然气 ，原油处理能力 。生活污水处理系统的设计处理能力为 。		
	PL19-3CEPB	中心处理平台设有 生活楼，平台上主要设有燃气透平发电机组、燃料气压缩机撬、生产水处理系统、燃料气系统、注水系统等。平台生产分离器的处理能力 ，原油处理能力 ，生产水处理系统设计处理能力为 ，核桃壳过滤器设计处理能力 。		
	PL19-3RUP	通过栈桥与设有 生活楼的 PL19-3WHPB 平台相连，主要功能为集输井口物流、注水加压与分配、发电和配电等。		
	工程设施	管线走向	长度 (km)	尺寸
	混输管道	PL19-3WHPE→PL19-3RUP		
PL19-3WHPF→PL19-3RUP				
PL25-6WHPL→PL25-6WHPF				
PL19-3WHPN→PL19-3WHPH				
PL19-3WHPH→PL19-3WHPD				
PL19-3WHPD→PL19-3RUP				

注水管道	PL19-3WHPK→PL19-9WHPJ			
	PL19-9WHPJ→PL19-3RUP			
	PL19-3RUP→HYSY117FPSO			
	HYSY117FPSO→PL19-3RUP			
	PL19-3RUP→PL19-3WHPE			
	PL19-3RUP→PL19-3WHPF			
	PL25-6WHPF→PL25-6WHPL			
	PL19-3CEPB→PL19-3WHPH			
	PL19-3WHPH→PL19-3WHPN			
	PL19-9WHPJ→PL19-3WHPK			
	PL19-3RUP→PL19-9WHPJ			

表 2-3 主要环保工程一览表

设施	环保设施	处理能力	数量
PL19-3WHPE	开/闭式排放系统	1	1
	生活污水处理系统	1	
PL19-3WHPK	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	
PL19-3WHPN	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	
PL25-6WHPF	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	
PL25-6WHPL	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	
HYSY117 FPSO	生产水处理系统	1	
	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	
PL19-3CEPB	生产水处理系统	1	
	开/闭式排放系统	1	
	生活污水处理系统	1	

(2) 物流集输工艺现状

1) PL 油田物流集输工艺流程

PL 油田群各井口平台均不单独设油、气、水处理设施，油气水的处理、储存均依托 HYSY117FPSO 和 PL19-3CEPB。物流集输路径见下图：

图 2-1 PL 油田现有物流集输工艺流程示意图

PL19-3WHPE 产出的物流经海底混输管道输往 PL19-3RUP 平台后通过海底混输管道输送至 PL19-3CEPB 平台进行处理后，通过海底混输管道输往 HYSY117FPSO 进行进一步处理，注水走向为 PL19-3RUP→PL19-3WHPE

PL19-3WHPK 产出的物流输送至 PL19-9WHPJ,两个平台物流汇集到 RUP 的流体通过混输海管输送到 HYSY117FPSO 上进行处理。注水走向为 PL19-3RUP → PL19-9WHPJ → PL19-3WHPK。

PL19-3WHPN 物流全液输送至 PL19-3WHPH，两个平台物流通过海底混输管道输往 PL19-3WHPD，与 PL19-3WHPD 的物流混合后通过海底管道输送至 PL19-3RUP，进而通过海

底混输管道输往 HYSY117FPSO 进行油气水处理，注水走向为 PL19-3CEPB→PL19-3WHPH→PL19-3WHPN。

PL25-6WHPF 产出的物流输送至 PL19-3RUP，进而通过海底混输管道输往 HYSY117FPSO 进行油气水处理，注水走向为 PL19-3RUP→PL25-6WHPF。

PL25-6WHPL 产液全部通过混输管道输送至 PL25-6WHPF，与该平台物流混合后一起输至 HYSY117FPSO 进行油气水处理、储存和外输。PL25-6WHPL 所需注水主要来自于经 HYSY117FPSO 和 PL19-3CEPB 处理合格的生产水，经 PL25-6WHPF 通过注水管道输至 PL25-6WHPL 平台进行回注。

2) PL19-3CEPB 工艺流程

PL19-3CEPB 接收并处理 PL19-3 油田 WHPV、WHPE、WHPG、WHPU、WHPR 和 WHPG 物流；PL19-3WHPB 与 PL19-3CEPB 通过栈桥连接，[REDACTED]；PL19-3 油田 WHPV 和 WHPE 的物流经过海管混输至 PL19-3RUP 后，经栈桥管线进入位于 PL19-3CEPB 的 [REDACTED]；PL19-3WHPG 的物流通过已建的海底管线直接输送至 PL19-3CEPB，进入段塞流捕集器进行 [REDACTED] [REDACTED] PL19-3WHPB 的物流混合后，进入一级分离器进行 [REDACTED] [REDACTED] 与来自上述两个 [REDACTED] 油相和气相混合后，通过栈桥管道去往 PL19-3RUP，后输往 HYSY117FPSO 进行进一步处理，[REDACTED] 水相去往本平台的生产水处理系统。

图 2-2 PL19-3CEPB 原油处理工艺流程示意图

PL19-3CEPB 平台生产水处理系统采用 [REDACTED] 处理工艺流程，PL19-3CEPB 平台生产水处理系统 [REDACTED] 水相；来自 HYSY117FPSO 处理的生产水及补充的海水 [REDACTED] [REDACTED] 深度处理。本项目投产后，处理达标的生产水输往井口平台回注。PL19-3CEPB 平台的生产水处理流程见下图。

图 2-3 PL19-3CEPB 生产水处理工艺流程示意图

3) HYSY117FPSO 工艺流程

整个 PL19-3 油田所产原油均需输送至 HYSY117FPSO 进行处理和储存。HYSY117FPSO 上设有两套 [REDACTED] 等组成。

来自井口平台的物流及经过 PL19-3CEPB 处理后的物流汇集到 PL19-3RUP 平台后经已建海底管道输送到 HYSY117FPSO 上处理。物流首先进入 [REDACTED]，分离出来的气体进入 [REDACTED] 系统，分离出来的水进入生产水处理系统，分离出的含水原油经 [REDACTED] 加热

后，进入[]进行三相分离。[]分离出来的少量固体，收集后运回陆地处理。

[]分离出的原油进入[]进行原油稳定和脱气处理；分离出的气体经加热器加热后，进入到[]系统；分离出的生产水进入生产水处理系统。

从低压分离器出来的原油经冷却，进入[]进行原油及原油中所携带的细粉砂的分离，分离后的原油满足外输原油含水率小于等于[]的要求后，经冷却器冷却后进入[]储存；分离出的气体进入[]入口；分离出的水进入生产水处理系统。

经处理合格的生产水与处理合格的海水混合后输送到 PL19-3CEPB 平台进一步处理。分离出的天然气经[]增压、脱水、加热后一部分用于 HYSY117FPSO 上的[]和[]，其余部分经过海底管道输送到 PL19-3RUP 平台和 PL19-3CEPB 平台作为[]的燃料，燃料气不足的年份由[]补充，分离出的砂收集后定期运回陆地交由资质单位处理。HYSY117FPSO 原油处理流程见下图。

图 2-4 HYSY117FPSO 原油处理工艺流程

HYSY117FPSO 生产水处理流程为生产水[]生产水首先进入[]进行沉降，经[]沉降处理后，溢流至[]进一步沉降，而后经生产水输送泵输送至[]的[]进一步处理。[]收集的油送入不合格原油舱，与不合格原油一起送至[]处理系统进行处理。生产水离心机处理后的生产水进入生产水[]缓冲后，与经海水系统处理后的海水混合，输送至 PL19-3CEPB 的[]进行深度处理。HYSY117FPSO 生产水处理流程见下图。

图 2-5 HYSY117FPSO 生产水处理工艺流程

4) 运营期依托的移动式注热平台海洋石油 162 工艺流程

本次调整井中的 N72H 井采用冷采转热采的开发方式，计划采用海洋石油 162 移动注热平台实施。海洋石油 162 注热平台定员[]，平台上配备生活污水处理设备（处理能力[]），不依托工程平台生活楼，配备溢油分散剂喷洒装置[]台（[]）。作业性能为蒸汽连续蒸发量[]和氮气连续蒸发量[]。平台搭载单台连续蒸发量[]、额定压力[]的锅炉[]，以及单台蒸发量[]、额定压力[]的制氮装置[]。本次 N72H 注热时仅使用[]锅炉和[]制氮设备。

N72H 井在《蓬莱 19-3、蓬莱 25-6 油田 8 口调整井工程环境影响登记表》（202537068400000073）中已经完成钻完井工程并已经登记备案，本次 N72H 注热井沿用之前下入的采注一体化管柱，注采方式为采注一体化管柱（冷采及第一轮次注热）+采注一体化管柱（第一轮次生产及第二轮次注热），后续轮次可根据高温电泵注采一体化工艺成熟度考虑高温电泵注采一体化工艺。

热采以海水作为水源，经过过滤、超滤、反渗透、钠离子交换、除氧等工序处理后进入蒸汽锅炉系统，形成注热蒸汽。蒸汽通过井筒注入地层的同时，经制氮系统产生的高纯度氮气通过套管环空注入井筒内，降低油管中热流损失，提高热能利用效率。

海洋石油 162 注热平台工艺流程为



图 2-6 海洋石油 162 注热平台工艺流程图

海洋石油 162 注热平台设有锅炉系统、制氮系统、水处理系统和海水泵等设备。PL19-3WHPN 蒸汽吞吐期间，海洋石油 162 平台将通过管线栈桥与 PL19-3WHPN 平台搭接，完成 对接。PL19-3WHPN 平台所产的部分物流在海洋石油 162 注热平台进行初步处理后，原油作为锅炉燃料油，生产水将增压后送回至 PL19-3WHPN 生产物流中。海洋石油 162 注热平台利用自有海水泵提供海水经由水处理系统制成锅炉所需合格的软化水，经热力除氧后供给锅炉系统生成饱和蒸汽，通过蒸汽管线注入热采井井底；高压氮气通过氮气管汇分别进入热采井的油套环空，进行隔热冷却保护。注热后根据工艺设计达到设计注气量后，关井焖井 天。焖井结束后开井放喷。放喷期间，同批放喷的单井物流在放喷管汇集后与来自生产管汇的井流物混合，后通过现有管道送至 PL19-3WHPN 平台。

N72H 井在地层预处理结束以后，需进行氮气顶替，同时为提高热能利用率，保护套管及水泥环，环空采取注氮隔热措施；制氮设备采用高纯度制氮机，氮气纯度可达到 ，油套环空充满氮气避免高温井液上返至环空，增加隔热效果。

借鉴旅大 27-2、旅大 21-2 油田部分蒸汽吞吐井井口抬升规律，建议油套环空采取连续注氮方式，如现场注入困难，可考虑间歇注氮。实际油套环空连续注氮的天数及间歇补注的氮气体积可根据现场井口抬升幅度情况适时调整。

根据调整井油套环空压力及井口抬升情况，环空采用连续注氮方式进行隔热，氮气排量 ，纯度 ，注氮气顶替时间约 。蒸汽达到设计量要求后，停注蒸汽后，停注氮气，开始焖井。

海洋石油 162 注热平台锅炉燃料为天然气或原油。本工程拟使用原油作为锅炉燃料。海洋石油 162 注热平台通过栈桥搭接到生产平台，栈桥原油管线与生产平台对接从而实现燃料的供应。本工程按照 的蒸汽注入量计算，注热所需要燃料需求为脱水原油 。若燃料为

天然气，则需要 [REDACTED]。

本次 N72H 注热开发包括注氮、注热、焖井、放喷、停喷后下泵等过程。注热约 [REDACTED]，焖井约 [REDACTED]。注热阶段结束后海洋石油 162 注热平台拖航离开，采油平台进行后续操作。。

2、本项目建设内容及规模

(1) 调整井建设方案

在 PL19-3、PL25-6 油田现有 WHPE、WHPK、WHPN、WHPF、WHPL 实施 8 口调整井，其中 N72H 井在 [REDACTED]

[REDACTED] 中已经完成钻完井工程并已经登记备案，具体如下：

- 1) PL19-3WHPE 实施 2 口调整井， [REDACTED]。
- 2) PL19-3WHPK 实施 1 口调整井， [REDACTED]。
- 3) PL19-3WHPN 实施 1 口调整井， [REDACTED]。
- 4) PL25-6WHPF 实施 1 口调整井， [REDACTED]。
- 5) PL25-6WHPL 实施 3 口调整井， [REDACTED]。

表 2-4 本项目调整井建设情况

平台	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
PL19-3WHPE	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL19-3WHPK	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL19-3WHPN	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL25-6WHPF	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL25-6WHPL	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

注：本工程调整井均不涉及钻井作业，N72H 调整井为冷采转热采，其余调整井为生产井转注。

表 2-5 本项目整前后平台井口数量

平台	本工程实施前井数	本工程			本工程实施后井数
		井别	井号	井数	
PL19-3 WHPE	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL19-3 WHPK	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL19-3 WHPN	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL25-6 WHPF	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
PL25-6 WHPL	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

(2) 产能预测

根据建设单位提供的资料，本项目投产前后 PL 油田群产能预测如下（各平台产能预测见附表）：

表 2-6a 调整井投产前后 PL 油田总产能预测表（日产量）

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

表 2-6b 调整井投产前后 PL 油田总产能预测表（年产量）

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

注：

(5) 生产水注采平衡分析

PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 生产油气水主要依托 PL19-3CEPB 及 HYSY117FPSO 处理，处理后生产水返回各平台回注。

表 2-7 PL 油田产水与接收水量表

时间	FPSO 处理水量 (m ³ /d)	CEPB 处理水量 (m ³ /d)	全油田产水 (m ³ /d)	FPSO 海水补充量 (m ³ /d)	全油田注水 (m ³ /d)	CEPB 核桃壳总处理量 (m ³ /d)
	生产水	生产水	生产水	海水	注水	全油田生产水+海水

根据建设单位提供资料，本项目投产后，PL 油田注水需求等于油田生产水总量+海水补充量，满足注水需求。PL 油田处理达标的含油生产水均可回注，注水工程可行。

(6) 依托可行性分析

1) 处理能力校核

本报告对依托处理设施（PL19-3CEPB、HYSY117FPSO）处理能力进行校核。

根据校核，本项目实施后 PL19-3CEPB、HYSY117FPSO 的处理量在设计能力范围内，可以满足本次调整井投产后的处理要求。

表 2-8 本项目处理能力校核

主要设施	项目	系统设计能力	本项目投产后预测最大处理量	依托是否可行
PL19-3CEPB	油 (m³/d)	█	█	█
	气 (m³/d)	█	█	█
	水 (m³/d)	█	█	█
HYSY117FPSO	油 (m³/d)	█	█	█
	气 (m³/d)	█	█	█
	水 (m³/d)	█	█	█

2) 管道输送能力校核

本工程物流走向涉及 █ 条混输海管、█ 条注水海管，管道输送能力校核见下表。经校核，工程完工后所有海管输送能力均可满足要求。

表 2-9 涉及海管输送能力校核

管道名称	管长 (km)	设计压力 (KPa)	设计温度(°C)	依托后最大入口压力 (KPa)	依托后最大操作温度 (°C)	是否满足
█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█
█	█	█	█	█	█	█

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

注：N/A 为未对海管出口温度进行监测，未监测部分海管内介质温度均未超过设计温度。

3) 依托设施寿命校核

本工程建成后依托设施设计寿命、运行情况可行性分析详见下表。由表可知，本工程所依托的平台和管线可以继续稳定运行 █ 年，所依托的平台和其他管道在达到设计寿命的前一年开展延寿评估工作，根据评估结论采取相应的延寿措施或者进行相应改造，以确保依托工程能够长期、安全、稳定的生产运营。

表 2-10 依托设施寿命可行性分析

	依托设施	投产时间	设计寿命(年)	运行时间(年)	延寿评估情况	是否超设计期服役
设施	PL19-3WHPE	■	■	■	■	■
	PL19-3WHPK	■	■	■	■	■
	PL19-3WHPN	■	■	■	■	■
	PL25-6WHPF	■	■	■	■	■
	PL25-6WHPL	■	■	■	■	■
	PL19-3RUP	■	■	■	■	■
	PL19-3CEPB	■	■	■	■	■
	HYSY117FPSO	■	■	■	■	■
	混输管道	PL19-3WHPE→PL19-3RUP	■	■	■	■
PL19-3WHPK→PL19-9WHPJ		■	■	■	■	■
PL19-9WHPJ→PL19-3RUP		■	■	■	■	■
PL19-3WHPN→PL19-3WHPH		■	■	■	■	■
PL19-3WHPH→PL19-3WHPD		■	■	■	■	■
PL19-3WHPD→PL19-3RUP		■	■	■	■	■
PL25-6WHPL→PL25-6WHPF		■	■	■	■	■
PL25-6WHPF→PL19-3RUP		■	■	■	■	■

	PL19-3RUP→HYSY117FPSO	■	■	■	■	■	■																																			
注水管道	PL19-3RUP→PL19-9WHPJ	■	■	■	■	■	■																																			
	PL19-9WHPJ→PL19-3WHPK	■	■	■	■	■	■																																			
	PL19-3CEPB→PL19-3WHPH	■	■	■	■	■	■																																			
	PL19-3WHPH→PL19-3WHPN	■	■	■	■	■	■																																			
	PL19-3RUP→PL25-6WHPF	■	■	■	■	■	■																																			
	PL25-6WHPF→PL25-6WHPL	■	■	■	■	■	■																																			
	HYSY117FPSO→PL19-3RUP	■	■	■	■	■	■																																			
总平面及现场布置	<p>(1) 本工程总体平面布置图见附图 7；</p> <p>(2) 本工程涉及 PL 油田现有 ■ 个平台 PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 井槽平面布置图见附图 8。</p>																																									
	<p>1、调整井施工方案</p> <p>本次工程无钻完井工程，本次 ■ 调整井，其中 ■ 生产井（N72H）采油方式由冷采转热采，■ 生产井（E14、E21S1、K62、F13S1、L26、L66H、L71H）由生产井转为注水井。</p> <p>本项目 ■ 转注水井，依托油田现有支持船。根据后续各平台作业计划实施。■ 水平井需提出原井生产管柱，对井筒进行冲洗，下入常规注水管柱并交井。■ 定向井需提出原井生产管柱，对井筒进行冲洗，验封各段密封筒的密封情况，然后下入有缆智能分注管柱并对各层段进行层间验封，交井。作业前落实井下压力和 H₂S 含量，根据井下压力准备匹配的压井液。准备投注后不新增定员，不新增锅炉、发电机组等产生大气污染物的设备设施。</p> <p>N72H 已完成钻完井及相关设施安装。</p> <p>2、工期安排</p> <p>本工程 N72H 井注热视为调整井运营期增产工艺，因此本工程施工期不新增船舶，运营期计划新增使用 ■ 船舶（■），首次注热结束后注热平台离开施工平台，计划半年后再次进行注热，后续根据生产需求调整注热频次。本项目调整井作业工期详见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 2-11 本项目工期安排</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th>平台</th> <th>井名</th> <th>井数</th> <th>施工/注热天数 (d)</th> <th>施工人数 (人)</th> <th>施工船数 (艘)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>PL19-3WHPE</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>PL19-3WHPK</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>PL19-3WHPN</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>PL25-6WHPF</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> <tr> <td>PL25-6WHPL</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> <td>■</td> </tr> </tbody> </table>							平台	井名	井数	施工/注热天数 (d)	施工人数 (人)	施工船数 (艘)	PL19-3WHPE	■	■	■	■	■	PL19-3WHPK	■	■	■	■	■	PL19-3WHPN	■	■	■	■	■	PL25-6WHPF	■	■	■	■	■	PL25-6WHPL	■	■	■	■
平台	井名	井数	施工/注热天数 (d)	施工人数 (人)	施工船数 (艘)																																					
PL19-3WHPE	■	■	■	■	■																																					
PL19-3WHPK	■	■	■	■	■																																					
PL19-3WHPN	■	■	■	■	■																																					
PL25-6WHPF	■	■	■	■	■																																					
PL25-6WHPL	■	■	■	■	■																																					
其他	无																																									

三、生态环境现状、保护目标及评价标准

一、调查资料来源

1、海洋环境质量现状资料来源

2、渔业资源现状资料来源

二、调查概况

1、海洋环境质量现状调查站位

工程区域的海洋环境质量现状调查站位详见表 3-1 及图 3-1。

表 3-1 海洋环境质量现状调查站位

调查站位	东经 (E)	北纬 (N)	调查项目
P18			
P25			
P32			
P59			
P60			
P64			
P65			
P66			
P71			
P72			
P77			
P78			
P79			
P84			
P85			

图 3-1 海洋环境质量现状调查站位

生态环境现状

2、渔业资源调查站位

工程区域的渔业资源现状调查站位详见表 3-2 及图 3-2。

表 3-2 渔业资源现状调查站位

站位	东经 (E)	北纬 (N)	调查项目
1	██████	██████	████████████████████
2	██████	██████	████████████████████
3	██████	██████	████████████████████
4	██████	██████	████████████████████
5	██████	██████	████████████████████
6	██████	██████	████████████████████
7	██████	██████	████████████████████
8	██████	██████	████████████████████
9	██████	██████	████████████████████
10	██████	██████	████████████████████
11	██████	██████	████████████████████
12	██████	██████	████████████████████

图 3-2 渔业资源现状调查站位

三、海水水质评价结果

1、评价因子

水质评价因子为：pH、溶解氧、化学需氧量、无机氮、磷酸盐、石油类、铜、铅、锌、镉、总铬、汞、砷、挥发性酚和硫化物共 15 项作为评价因子。

2、评价标准

本项目春季海洋环境质量调查站位的水质从第一类标准开始评价；针对超过一类标准的因子，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

██
██
██
██
██。

四、沉积物调查结果

██
██
██。

五、海洋生态环境质量现状调查结果

与水质、生物质量现状调查同步，进行了叶绿素 a（并以此估算初级生产力）、浮游动物和底栖生物等海洋生态现状调查。

1、叶绿素 a 和初级生产力

[Redacted text]

2、浮游植物

①种类组成

[Redacted text]

②个体数量分布

[Redacted text]

③种类多样性

[Redacted text]

3、浮游动物

①种类组成

[Redacted text]

②个体密度及生物量分布

[Redacted text]

③群落多样性水平

[Redacted text]

4、底栖生物

①种类组成

[Redacted text]

[Redacted text block]

② 栖息密度和生物量分布

[Redacted text block]

③ 群落多样性水平

[Redacted text block]

5、生物质量调查结果

[Redacted text block]

六、渔业资源

1、鱼卵、仔稚鱼

[Redacted text block]

2、鱼类

[Redacted text block]

3、甲壳类

[Redacted text block]

4、头足类

	<p>[Redacted]</p> <p>[Redacted]</p> <p>[Redacted]</p> <p>[Redacted]</p>																																								
项目有关的原有环境污染和生态破坏问题	<p>一、相关工程环保手续执行情况</p>																																								
	<p>表 3-5 与本项目相关的环评及批复情况</p>																																								
	<table border="1"> <thead> <tr> <th data-bbox="260 651 501 734">报告名称</th> <th data-bbox="501 651 667 734">环评批复情况</th> <th data-bbox="667 651 932 734">批复的主要工程内容</th> <th data-bbox="932 651 1134 734">本项目依托情况</th> <th data-bbox="1134 651 1390 734">竣工验收情况</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td data-bbox="260 734 501 983">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 734 667 983">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 734 932 983">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 734 1134 983">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 734 1390 983">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 983 501 1191">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 983 667 1191">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 983 932 1191">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 983 1134 1191">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 983 1390 1191">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 1191 501 1319">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 1191 667 1319">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 1191 932 1319">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 1191 1134 1319">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 1191 1390 1319">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 1319 501 1570">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 1319 667 1570">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 1319 932 1570">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 1319 1134 1570">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 1319 1390 1570">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 1570 501 1697">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 1570 667 1697">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 1570 932 1697">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 1570 1134 1697">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 1570 1390 1697">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 1697 501 1946">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 1697 667 1946">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 1697 932 1946">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 1697 1134 1946">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 1697 1390 1946">[Redacted]</td> </tr> <tr> <td data-bbox="260 1946 501 2000">[Redacted]</td> <td data-bbox="501 1946 667 2000">[Redacted]</td> <td data-bbox="667 1946 932 2000">[Redacted]</td> <td data-bbox="932 1946 1134 2000">[Redacted]</td> <td data-bbox="1134 1946 1390 2000">[Redacted]</td> </tr> </tbody> </table>	报告名称	环评批复情况	批复的主要工程内容	本项目依托情况	竣工验收情况	[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]
	报告名称	环评批复情况	批复的主要工程内容	本项目依托情况	竣工验收情况																																				
	[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]

二、环保设施运行情况

PL19-3CEPB 和 HYSY117FPSO 设生产水处理系统，PL 油田各井口平台不设生产水处理系统，依托 PL19-3CEPB 和 HYSY117FPSO 的生产水处理系统进行处理，生产水处理合格后通过注水管线回到各平台回注地层。

HYSY117FPSO 生产水处理后去往 PL19-3CEPB 进行进一步处理，PL19-3CEPB 的生产水处理设施处理效果良好，出水石油类含量 $\leq 30\text{mg/L}$ ，符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）中的石油类的标准要求；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，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。

表3-6 生产水处理设施处理效果

时间	PL19-3CEPB	
	产生量 m^3	含油浓度月均值, mg/L
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

注：HYSY117FPSO生产水处理后去往PL19-3CEPB进行进一步处理。

表3-7 PL19-3油田各平台生活污水处理设施处理效果

时间	PL19-3WHPE		PL19-3WHPK		PL19-3WHPN		PL19-3CEPB	
	排放量 m ³	COD 浓度 mg/L	排放量 m ³	COD 浓度 mg/L	排放量 m ³	COD 浓度 mg/L	排放量 m ³	COD 浓度 mg/L

表3-8 PL25-6油田及HYSY117FPSO生活污水处理设施处理效果

时间	PL25-6WHPF		PL25-6WHPL		HYSY117FPSO	
	排放量 m ³	COD 浓度 (mg/L)	排放量 m ³	COD 浓度 (mg/L)	排放量 m ³	COD 浓度 (mg/L)

注：PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL19-3CEPB、PL25-6WHPL 的生活污水，经生活污水处理装置，处理合格后部分作为厕所用水循环，部分经开排打至生产处理流程，生活污水零

排放。

三、风险事故回顾

根据对 PL 油田自投产以来所发生的主要故障排污事件和溢油事故的统计分析，PL 油田共发生 5 起环境风险事故。

(1) PL 油田自投产以来共发生 [REDACTED] 以上的小型溢油事故 [REDACTED]，溢油入海的油量分别为 [REDACTED] 和 [REDACTED]，事故的原因均为软管泄漏。软管泄漏原因：HYSY117FPSO 外输作业时遇到突发起风，输油软管拉力增大，两端破断阀自动截断，在截断过程中有少量油泄漏。

[REDACTED] 小型溢油事故，在发现溢油后 [REDACTED] 内开始应急作业，利用吸油毛毡和吸油拖栏进行处理。小型溢油事故溢油量很小，且采取了较为及时合理的措施，历年现状调查及监测数据显示，小型溢油事故未引发特征污染物含量出现明显变化。建设单位采取了各种整改措施，比如定期检修设备及管线，及时更换设备及阀门等，从源头预防溢油事故的发生。FPSO 作业者拥有每天 24 小时的天气预报服务，保持连续的天气形势观测与预报，尽量避免在恶劣天气进行外输作业。提油轮值班人员需要保持对天气的观察，如果天气、风浪或者涌浪的状况变坏要立即通知提油船长，必要时外输作业立即停止，将外输软管拆开。输油软管每半年检测一次，检测合格由中国船级社发放检验证书。由于采取了更严格的设计理念和管理要求，自作业权回归中海油后，再未发生过类似事故。

(2) [REDACTED] PL 油田 WHPB 平台，[REDACTED] PL 油田 WHPC 平台相继发生溢油事故，对渤海海洋生态环境造成污染损害，当时的油田作业者康菲石油中国有限公司积极组织各相关方进行应急反应、清理油污，并与相关第三方进行对污染情况和损害的分析评价工作。

针对 PL19-3WHPB 平台溢油，康菲石油中国有限公司开始采取降低地层压力的措施，陆续关闭 PL19-3WHPB 平台、E 平台注水井，并对 [REDACTED] 进行回流泄压，PL19-3WHPB 平台渗漏得到基本控制。针对 PL19-3WHPC 平台溢油，分两阶段完成了 C20 井 7 个水泥塞封井作业，实现了对该井高压井段的封堵，PL19-3WHPC 平台渗漏得到基本控制。

溢油发生后，中海油先后紧急动用了 [REDACTED]，[REDACTED]，[REDACTED]；派出专业溢油处置专家和相关技术、操作人员，积极支援康菲石油中国有限公司开展海面清污工作。中海油出动船舶及直升机搜寻海域时间约 [REDACTED]。清理受污染海洋面积总计约 [REDACTED]，基本完成了两次溢油形成的海面油污清理工作。

康菲石油中国有限公司根据对溢油事故的认识及分析，在避免引起新溢油事故发生的前提下，制定了短期和长期油藏管理措施，主要包括建立注水日常作业和监测系统、分层注水、关注油藏情况等措施。溢油事故发生后，按照国家海洋局的要求，康菲石油中国有限公

司委托有资质的设计单位制定了 PL19-3 等油田开发生产整改方案，并根据目前油藏、地层及开采现状等数据对油田开发方案（ODP）进行修订，整改方案和修订后的 ODP 中从地质油藏和钻完井两方面提出了一系列措施，包括局部井网、注水方式、岩屑回注方案调整及井身结构设计、固井设计、注水工艺改进、钻井废弃物处理方案调整等方面。溢油事故发生后，康菲石油中国有限公司结合本次事故的经验教训，按照国家的相关规定对原《康菲石油中国有限公司溢油应急计划》和《渤海蓬莱 11/5 区块钻完井溢油应急计划》进行了修订，已编制了《蓬莱油田溢油应急计划》和《蓬莱区块钻完井溢油应急计划》，并在国家海洋局北海分局进行了备案。

██████████ PL 油田发生地质性溢油事故后，██████████ 国家海洋局责令作业者停产整改。重新编制的《蓬莱 19-3 油田开发生产整改及调整工程环境影响报告书》于 ██████████ 获得批复 ██████████，在认真落实了报告及批复中所提整改措施后，自 2 ██████████ 油田复产以来再未发生溢油事故。

(3) ██████████，PL19-3WHPV 平台在钻井作业过程中发生井喷，应急处置期间突发火灾。该事故造成人员失踪和受伤，平台上部设施受损。

直接原因：事故井钻进过程中钻遇浅层气，起钻过程中由于抽吸发生溢流，后迅速发展为井喷，井筒完整性缺失导致井喷失控。可燃气体持续泄漏并扩散，遇可能的点火源（非防爆区空调室外机、柴油发电机排烟管、防爆性能失效的防爆灯具）发生闪爆着火。

本次事故发生后，中海油蓬勃作业公司对油田及时关停泄压，控制溢流风险，30 分钟内 PL19-3CEPB 平台的应急资源做好准备。明确将人员救援安置作为事故应急期间应急处置的首要工作，快速协调船舶、直升机、无人机、无人艇、亮带围控与回收设备等应急资源和人员。以 PL19-3WHPV 平台为中心，全力开展失踪人员搜救、消防灭火等工作。

在事故初期的着火过程中，PL19-3WHPV 平台上部生产设施管线中的残存油基本燃烧殆尽。在消防灭火和后续的平台降温应急处置过程中，消防水携带部分燃烧后产物和残余物质落入布放的多道围油栏中，在风浪作用下少量溢出形成亮带。

事故发生后立即成立事故管理小组，进行了事故上报，由应急指挥中心统一协调各应急资源。在 PL19-3WHPV 平台周边布设多组围油栏，采用了溢油预测、卫星卫片、船舶巡航、无人机侦察、直升机巡航等方法进行了海面监测，及时对大风天气作用下从围油栏溢出的亮带进行回收。通过预测及监测，本次事故处理确定了长岛养殖区敏感区、东北远端斑海豹缓冲区和东北远端大连管辖海域报告线、警戒线海域三个敏感目标，并针对其设定了防护方案，事故未对其造成影响。

事故发生后，中海油先后紧急动用了 ██████████ 具有消防/溢油应急能力和大马力船舶，██████████

██████████，基本完成了清污工作。

	<p>事故处理结束后，公司对本次事故进行了回顾，提出整改措施：</p> <p>1) 加强安全管理</p> <p>①要持续深入学习贯彻习近平总书记关于安全生产的重要论述和指示批示精神，公司层面统筹好安全与效益的关系，现场层面统筹好安全与效率的关系。</p> <p>②对安全管理要常怀敬畏之心，认真践行“人本、执行、干预”的安全文化。充分认识到海洋石油面临的各类风险以及严重安全事故可能带来的颠覆性后果。</p> <p>③要严格执行QHSE管理体系和公司各项规章制度，相关主管部门和所属单位要加强日常对体系和制度执行情况的监督检查。</p> <p>④要提高安全管理领域执纪问责的力度，对于各类“三违行为”、“三超现象”以及违反安全环保“八不准”的情况要敢于说“不”并按照《天津分公司安全环保违规及事故责任追究执行细则（试行）》严肃追责问责。</p> <p>⑤加强对于承包商单位、出海人员、出海工机具的准入要求和日常监管，严格审核各类施工作业方案和风险分析。</p> <p>⑥加强隐患排查和整改力度，对于未整改的隐患要按照“五定”要求进行管理。</p> <p>2) 加强钻完井作业风险管控</p> <p>全面开展浅层气风险专项排查。制定浅层气 []、井控安全 [] 检查表，对PL油田所有油水井和钻完井作业进行专项检查，对排查问题全部落实整改，采取防范措施；加强井筒完整性管理。进一步明确严禁在井筒不完整情况下开展钻完井作业，对所有空置井槽进行排查和风险评估并制定处置措施，坚决杜绝发生因井筒完整性缺失导致的井喷失控情况；配齐配强作业队伍。配强钻完井总监、队长、司钻、副司钻等关键岗位，进一步降低作业人员流动率，为现场作业提供稳定的人员支持；加强技术培训，严格落实操作规程。提升内训频次加强培训考核反馈，提升现场基层作业人员井控意识和技能，严格落实钻井、录井双坐岗制度和开钻、钻开油气层等关键节点审批制度，严格落实井筒监控要求，及时发现气侵、溢流、井涌的异常信号，及时采取有效控制措施。</p> <p>3) 确保应急预案和现场处置方案的有效性</p> <p>加强海上设施现有溢油回收设备设施的维保和检查，保障其性能处于随时可用状态。按计划开展各类应急演练，加强“无脚本演练”、“实战演练”，强化演练效果总结。加强应急技能培训，提升人员应急处置能力。</p>
生态环境保护	<p>根据本项目平台所处海域的位置进行识别，本项目附近的主要环境敏感目标分布见附表1和附图10。根据附图可知，本项目周边敏感目标主要为渔业“三场一通道”，其他敏感目标与本项目的相对距离均在 [] 以上，正常工况下均不会对其产生影响。本项目环境风险敏感目标见附录第2章节。</p>

目 标	<p>一、环境质量标准</p> <p>根据本项目海洋环境质量现状监测站位布设情况，对照《山东省国土空间规划（2021-2035年）》和生态保护红线对国土空间规划范围和生态保护红线范围的水质管理目标要求，本着从严标准的原则，确定本项目各监测站位海洋环境质量执行标准。</p> <p>本项目环境影响评价采用的环境质量标准见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 3-8 环境质量标准</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">类别</th> <th style="width: 45%;">采用标准</th> <th style="width: 15%;">等级</th> <th style="width: 25%;"></th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>海水水质</td> <td>《海水水质标准》（GB3097-1997）</td> <td></td> <td>调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的水质要求等级</td> </tr> <tr> <td>海洋沉积物</td> <td>《海洋沉积物质量标准》（GB18668-2002）</td> <td></td> <td>调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的沉积物要求等级</td> </tr> <tr> <td>海洋生物生态</td> <td>软体动物 《海洋生物质量》（GB18421-2001）、 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1709-2025）</td> <td></td> <td>一类</td> </tr> </tbody> </table>				类别	采用标准	等级		海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的水质要求等级	海洋沉积物	《海洋沉积物质量标准》（GB18668-2002）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的沉积物要求等级	海洋生物生态	软体动物 《海洋生物质量》（GB18421-2001）、 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1709-2025）		一类								
类别	采用标准	等级																										
海水水质	《海水水质标准》（GB3097-1997）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的水质要求等级																									
海洋沉积物	《海洋沉积物质量标准》（GB18668-2002）		调查站位所在功能区海洋环境保护要求中的沉积物要求等级																									
海洋生物生态	软体动物 《海洋生物质量》（GB18421-2001）、 《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1709-2025）		一类																									
评 价 标 准	<p>二、污染物排放和控制标准</p> <p>本项目所采用的污染物排放标准详见下表。</p> <p style="text-align: center;">表 3-9 污染物排放标准</p> <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 15%;">污染物</th> <th style="width: 35%;">采用标准</th> <th style="width: 10%;">等级</th> <th style="width: 40%;">标准值</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>生产及生活垃圾</td> <td>《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）</td> <td>一级</td> <td>禁止排放或弃置入海</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>一级</td> <td>COD_{Cr}≤300mg/L</td> </tr> <tr> <td>含油生产水</td> <td>《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）</td> <td>/</td> <td>≤30mg/L</td> </tr> <tr> <td>船舶机舱含油水</td> <td>《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）</td> <td>/</td> <td>运回陆地处理</td> </tr> <tr> <td>船舶生活污水</td> <td>《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）</td> <td>/</td> <td>2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD₅≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L； 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD₅≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、COD_{Cr}≤125mg/L、PH6~8.5、总氮（总余氮）<</td> </tr> </tbody> </table>				污染物	采用标准	等级	标准值	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	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 _{Cr} ≤300mg/L	含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	/	≤30mg/L	船舶机舱含油水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）	/	运回陆地处理	船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L； 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、COD _{Cr} ≤125mg/L、PH6~8.5、总氮（总余氮）<
污染物	采用标准	等级	标准值																									
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																									
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 _{Cr} ≤300mg/L																									
含油生产水	《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）	/	≤30mg/L																									
船舶机舱含油水	《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165号）	/	运回陆地处理																									
船舶生活污水	《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）	/	2012年1月1日以前安装生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤50mg/L、SS≤150mg/L、耐热大肠菌群≤2500个/L； 2012年1月1日及以后安装的生活污水处理装置的船舶执行：BOD ₅ ≤25mg/L、SS≤35mg/L、耐热大肠菌群≤1000个/L、COD _{Cr} ≤125mg/L、PH6~8.5、总氮（总余氮）<																									

	船舶垃圾	塑料制品及其他垃圾		/	0.5mg/L
		食品废弃物			禁止投入水域 在距最近陆地 3 海里以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 3 海里至 12 海里（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 25mm 后方可排放；在距最近陆地 12 海里以外的海域可以排放
其他	<p>本项目投产后，含油生产水经平台处理合格后回注地层，无生产水排放，平台不增加定员，运营期新增的海洋石油 162 注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排放。</p> <p>（1）含油生产水</p> <p>本项目运营期 PL 油田 WHPE、WHPK、WHPN、WHPF、WHPL 平台含油生产水处理合格后回注地层，不外排。</p> <p>（2）生活污水</p> <p>本次 PL 油田 WHPE、WHPK、WHPN、WHPF、WHPL 平台调整井投产后不增加生产定员，运营期新增的海洋石油 162 注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排放。</p>				

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

本项目工程内容为在PL油田现有平台中的5个平台实施调整井。施工期的主要污染物为生产垃圾、洗井废水、生活垃圾和生活污水等。

(1) 生活垃圾、生活污水

参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，结合中国海油多年海上油气开发经验数值，施工人员生活污水产生量按照人均计；生活垃圾产生量参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，参考沿海船舶生活固体废物产生量，按每人进行核算。PL19-3WHPE、PL25-6WHPF生活污水经平台上的生活污水处理设施处理达标后排海，PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL生活污水经平台上的生活污水处理设施处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，生活垃圾收集后运回陆上进行处理。

经核算，本项目生活污水、生活垃圾产生量见下表。

表 4-1 本项目生活污水、生活垃圾计算

平台/井数		施工天数 (d)	施工人数 (人)	施工船数 (条)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 (t)
PL19-3WHPE						
PL19-3WHPK						
PL25-6WHPF						
PL25-6WHPL						
合计						

(2) 生产垃圾

施工阶段产生的生产垃圾主要包括废弃器件边角料、油棉纱、包装材料、含油固废等。根据经验数据，调整井作业含油生产垃圾按单井作业期间大约产生生产垃圾核算，一般工业垃圾按单井作业期间大约产生生产垃圾核算。本项目共计调整井，预计产生一般工业垃圾约为，含油生产垃圾约为，一般工业垃圾运回陆上进行处理，危险废物分类收集后运回陆上交有资质单位处理。

(3) 洗井废水

本工程涉及生产井转注水井调整，涉及洗井作业，单口井产生洗井水约，主要污染因子为石油类等，产生的洗井废水共计约为，就近进入生产流程，不排海。

表 4-2 施工期污染物及污染防治措施汇总表

污染物	污染物的产生量	污染物的排放量	主要污染因子	排放/处理方式
生活污水				

生活垃圾				
固体废物				
洗井废水				

2、施工期环境影响分析

本项目施工期主要污染物是洗井废水、生活污水、生活垃圾、生产垃圾。其中，洗井废水就近进入生产流程，不排海；生活垃圾收集后运回陆上进行处理，生产垃圾中一般工业垃圾运回陆上进行处理，危险废物分类收集后运回陆上交有资质单位处理；PL19-3WHPE、PL25-6WHPF 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL 生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程；船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》运回陆地由有资质单位处理。

3、施工期环境风险影响分析

本项目对施工期的环境风险开展了环境风险专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。

本项目施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油等事故。

针对施工期可能发生的风险，建设单位制定了相应的风险防范措施，最大可能减少各类事故发生的概率，并依托现有溢油应急计划，以减少溢油事故对环境造成的影响。

运营期生态环境影响分析	<h3>1、运营期产污环节及污染源分析</h3> <p>(1) 含油生产水</p> <p>本工程投产后，PL 油田含油生产水经生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排。</p> <p>(2) 其他含油废水</p> <p>本项目不新增初期雨水和甲板冲洗水。平台运营期初期雨水及甲板冲洗水等含油废水全部经开、闭排收集后，打入处理系统，不外排。</p> <p>(3) 生活垃圾、生活污水、机舱含油污水</p> <p>参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，结合中国海油多年海上油</p>
-------------	---

气开发经验数值，运营期新增海洋石油162注热平台作业人员生活污水产生量按照人均[]计；生活垃圾产生量参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，参考沿海船舶生活固体废物产生量，按每人[]进行核算。海洋石油162注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排放，生活垃圾收集后经PL19-3WHPN运回陆上进行处理。

本工程运营期新增船舶会有船舶机舱含油污水产生，参考《水运工程环境保护设计规范》（JTS149-2018）的规定，机舱含油污水水量宜按照实测资料确定，根据油田作业船舶实测和经验数据，按每船每日[]计。船舶机舱含油污水根据《沿海海域船舶排污设备铅封程序规定》运回陆地由有资质单位处理/处置。

经核算，本项目生活污水、生活垃圾和机舱含油污水产生量见下表。

表 4-5 本项目生活污水、生活垃圾和机舱含油污水计算

平台/井数	天数 (d)	人数 (人)	船数 (条)	生活污水 (m ³)	生活垃圾 (t)	机舱含油污水 (m ³)
PL19-3WH PN (海洋石油 162 注热平台)	[]	[]	[]	[]	[]	[]
合计	[]	[]	[]	[]	[]	[]

(4) 锅炉燃烧废气

海洋石油162移动注热平台搭载单台连续蒸发量[]、额定压力[]的锅炉[]，本工程使用[]锅炉。本工程拟使用原油作为燃料，燃烧废气的主要污染物为颗粒物、氮氧化物、二氧化硫，采用物料衡算法计算其排放量。参考《工业污染源产排污核算方法和系数手册》（[]），颗粒物产污系数为[]，氮氧化物产污系数为[]，二氧化硫产污系数为[]（[]），根据原油燃料中平均含硫量[]，本工程蒸汽锅炉单次运行时间约[]，锅炉燃烧废气计算结果见下表。

表 4-3 锅炉燃烧废气污染物产生量

锅炉名称	锅炉规格	燃料消耗量 (t/d)	含硫量 (%)	单次运行时间 (d)	产生量 (kg/d)		
					颗粒物	NOx	SO ₂
蒸汽锅炉	[]	[]	[]	[]	[]	[]	

注1：蒸汽锅炉也可使用天然气为燃料，大致可按照“[]天然气”折算。本次初步拟定使用[]作为燃料。

注2：根据《工业污染源产排污核算方法和系数手册》中天然气的产污系数，与天然气消耗量计算，原油的产污量相对较高，因此使用原油计算产污量较为保守。

海洋石油 162 移动注热平台燃料油系统设置了氮气补气和高效分离器气相加注脱硫剂流程，用于控制燃料油气体的 H₂S 浓度，满足蒸汽锅炉和安全生产需求。本工程海洋石油 162 平台单次注热作业持续 []，作业时间较短，氮氧化物和二氧化硫的排放量较小，由于在海上工作远离居民点，且所在海域无大气敏感目标，其影响较小。

(5) 锅炉水处理系统废水

海洋石油 162 移动注热平台锅炉水经锅炉处理系统处理后排放，本工程 []井注热时间约

为单次 [REDACTED]，计划首次注热完成后，半年后再次进行注热。注热期间排放废水源强见下表。

表 4-4 锅炉水处理系统废水源强清单

排放点	排放工况	最大排放量 (m³/h)	废水温度 (°C)	最高盐度 (PSU)
PL19-3WHPN 附近	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

本工程锅炉水处理系统废水最大排量为 [REDACTED]，排海温度 [REDACTED]，海表排放，本海域全年水温范围约为 [REDACTED]，最不利情况下锅炉水处理系统废水较海水背景温度升高不超过 [REDACTED]。

表 4-6 本项目运营期污染物产生情况一览表

污染物	污染物的产生量	主要污染因子	排放/处理方式
锅炉燃烧废气	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
	[REDACTED]	[REDACTED]	
	[REDACTED]	[REDACTED]	
锅炉水处理系统废水	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
生产水	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
平台甲板冲洗水、初期雨水等其他含油废水	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
生活污水	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
生活垃圾	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
船舶含油污水	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

注：运营期新增的生活污水、生活垃圾、船舶含油污水仅在注热作业期间产生。

2、运营期环境影响分析

本工程新增含油生产水经生产水处理设施处理达标后全部回注地层，不外排；运营期新增

	<p>海洋石油 162 注热平台产生的生活污水经污水处理设施处理合格后排放；生活垃圾收集后经 PL19-3WHPN 运回陆上进行处理；锅炉燃烧废气排放至大气环境，锅炉水处理系统废水处理后排放海水温度变化沿潮流主流向变化，不论何种工况，对周围海域海水温度的影响都较小，温升超过 [] 的海域仅限于排放点周围一个网格（ [] ）内，由于在表层排放，温升影响由表层向下逐层递减，因此表层以下的温升影响比表层更小。；船舶机舱含油废水运回陆地由有资质单位处理/处置，运营期不新增生产垃圾。</p> <p>3、运营期环境风险分析</p> <p>针对本项目运营期可能发生的风险事故开展了专项分析，本报告表仅填写风险识别及影响结果的概要。</p> <p>本项目在 PL 油田现有平台中的 [] 平台实施 [] 调整井。运营期的环境风险主要有井涌/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以及地质性溢油事故等。</p> <p>建设单位针对运营期可能产生的溢油风险，制定了相应的风险防范措施和溢油应急计划，溢油应急计划已备案，详见附件 16。建设单位在运营期需要予以足够重视，在生产过程中，务必加强管理，杜绝各类风险事故的发生。一旦发生事故建议应充分利用现有的溢油应急设施，使溢油在抵达附近环境敏感区域之前得以有效控制、回收。</p>
<p>选址 选线 环境 合理性 分析</p>	<p>本项目在现有平台上进行施工，不涉及选址合理性分析。</p>

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

本项目施工阶段产生的污染物主要为洗井废水、作业人员产生的少量生活污水、生活垃圾、生产垃圾。

(1) 生活污水和生活垃圾

本工程施工期，PL19-3WHPE、PL25-6WHPF生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，生活垃圾运回陆地处理。

船舶食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，在距最近陆地 [] 以内（含）的海域，应收集并排入接收设施；在距最近陆地 []（含）的海域，粉碎或磨碎至直径不大于 [] 后方可排放；在距最近陆地 [] 以外的海域可以排放。

(2) 洗井废水

洗井废水就近进入生产流程，不排海。

(3) 生产垃圾

施工期产生的生产垃圾经分类收集后，一般工业垃圾运回陆地处理，危险废物运回陆地委托有资质单位进行处理，并按照当地政府实施《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》规定的要求进行回收利用或处置。

2、生态保护对策措施

施工期生产垃圾和生活垃圾均运回陆地处理。PL19-3WHPE、PL25-6WHPF生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，最大限度降低对海洋环境的影响。洗井废水就近进入生产流程，不排海。

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；，按正确的关井程序实行有效控制，并及时组织压井作业。

(2) 提供充分的消防设备，预防平台火灾和爆炸。

(3) 避免燃油舱破损引起燃料油泄漏。加强工作船舶操作人员日常安全防范意识，防止人为操作失误引起作业船舶与钻平台碰撞。守护船舶保持警戒状态，加强值班瞭望，保证无其他无关船舶干扰以保证作业安全。

(4) 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

	<p>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。</p> <p>(5) 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。</p> <p>为预防调整井溢油事故的发生，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，建设单位已编制《PL 油田溢油应急计划》，溢油应急计划内容包括调整井主要风险的预防措施、应急组织机构、应急能力、溢油应急程序、溢油事故的处置等。该溢油应急计划须满足本项目施工期溢油应急的需求。</p>
运营期生态环境保护措施	<p>1、污染防治对策措施</p> <p>本项目运营期含油生产水经处理达标后回注地层，不外排；注热平台锅炉燃烧产生的少量废气排放至大气；锅炉水处理系统废水处理后排放；初期雨水、甲板冲洗水等含油废水全部经开/闭排收集后，打入处理系统；生产垃圾和生活垃圾均运回陆上委托有相应资质的单位进行处理；船舶机舱含油污水按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求，铅封运回陆地交由有资质单位处理；船舶废气按《船舶大气污染物排放控制区实施方案》（XXXXXXXXXX）相关要求排放；PL19-3WHPE、PL25-6WHPF 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL 生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，海洋石油 162 注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排海，对海洋环境影响较小。</p> <p>2、加强运营期对海洋生态环境的监测</p> <p>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，掌握开发区域的环境质量现状。本次不新增跟踪监测计划。</p> <p>3、运营期环境风险防范与应急措施</p> <p>针对运营期油气泄漏等风险，建设单位已编制了《PL 油田溢油应急计划》（2025 年），并在生态环境部海河流域北海海域生态环境监督管理局备案。溢油应急计划内容包括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。该溢油应急计划可以实现开发生产期间发生溢油事故时能够及时、有效、迅速地进行应急响应，最大限度地减小溢油对环境造成的影响。</p>
其他	<p>本项目运营期不新增污染物种类，不增加生活污水排放量，且 PL19-3WHPE 所在的原环评XXXXXXXXXX、PL25-6WHPF 所在的原环评XXXXXXXXXX、PL19-3WHPK 所在的原环评XXXXXXXXXX、PL25-6WHPL 所在的原环评XXXXXXXXXX。</p>

、PL19-3WHPN 所在的原环评 已经制定了跟踪监测计划，油田制定的监测计划包括钻井液钻屑、含油生产水，化学需氧量等，因此，本项目投产后，不单独设置跟踪监测计划，纳入 PL 油田群现有跟踪监测计划，定期监测各设施外排污染物的排放浓度；此外，根据现有跟踪监测计划，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。

环保投资

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，本项目环保投资主要为生产垃圾及生活垃圾等的处理费用。根据《海上油（气）田开发工程环境保护设计规范》（SY/T10047-2003），经核算本项目环保投资约为 。

表 5-1 环保投资明细

序号	环境保护投资	折合环保投资（万元）
1		
2		
合计		

六、生态环境保护措施监督检查清单

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	<p>生产垃圾、生活垃圾全部回收运回陆上处理，不排海；</p> <p>施工期 PL19-3WHPE、PL25-6WHPF 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。</p> <p>PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL 生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程；洗井废水就近进入生产流程，不排海。</p>	<p>《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）；</p> <p>《海洋石油勘探开发污染物生物毒性分级》（GB18420.1-2009）；</p>	<p>运营期锅炉水处理系统废水处理后排海；生产垃圾、生活垃圾、机舱含油污水全部回收运回陆上处理，不排海；船舶食品废弃物按《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）相关要求处理处置/排海；</p> <p>PL19-3WHPE、PL25-6WHPF 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL 生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，海洋石油 162 注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排海，</p>	<p>符合《海洋石油勘探开发污染物排放浓度限值》（GB4914-2008）《船舶水污染物排放控制标准》（GB3552-2018）；</p> <p>《沿海海域船舶排污设备铅封管理规定》（交海发〔2007〕165 号）</p>
			含油生产水处理达标后回注地层，不排海	符合《碎屑岩油藏注水水质指标技术要求及分析方法》（SY/T5329-2022）
地表水环境	/	/	/	/
地下水及土壤环境	/	/	/	/
声环境	/	/	/	/
振动	/	/	/	/
大气环境	/	/	海洋石油 162 注热平台废气排放至大气；船舶使用符合要求的燃油	符合《船舶大气污染物排放控制区实施方案（交海发〔2018〕168 号）》
固体废物	生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	相关接收手续	生活垃圾及生产垃圾运回陆地处理	相关接收手续
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	《PL 油田溢油应急计划》	运营期各项风险防范措施及溢油应急设备设施（具体详见专项报告）	《PL 油田溢油应急计划》

环境监测	/	/	本项目不单独设跟踪监测计划, 纳入 PL 油田现有跟踪监测计划中	/
其他	/	/	/	/

七、结论

本项目在 PL 油田现有平台中的 ■■■ 平台实施 ■■■ 调整井，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。

（1）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”；与《山东省国土空间规划（2021-2035 年）》、山东省“十四五”海洋生态环境保护规划、东营市生态环境分区管控方案划定成果等相协调，施工期和运营期对其产生影响较小。

（2）项目施工期间，PL19-3WHPE、PL25-6WHPF 生活污水经生活污水处理装置处理达标后排海。PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPL 生活污水经生活污水处理装置，处理合格后作为厕所用水循环，处理合格部分污水经开排打至生产处理流程，生活垃圾、生产垃圾和船舶含油污水运回陆上交有资质单位处理，不排海；洗井废水就近进入生产流程，不排海，对周边海域的影响范围较小。运营期含油生产水处理合格后全部回注地层，不排海；锅炉燃烧废气排放至大气环境、锅炉水处理系统废水处理后排放；海洋石油 162 注热平台生活污水经污水处理设施处理合格后排放，对海域环境影响较小。

（3）工程存在一定溢油风险，一旦发生溢油事故会对生态和环境造成严重危害后果，拟采取具有针对性的安全保护措施和切实有效的溢油应急防范对策措施，建设单位已经制定了《PL 油田溢油应急计划》并在海河流域北海海域生态环境监督管理局备案，本项目投产后一并纳入该溢油应急计划。

（4）在施工和运营过程中严格落实本报告中提出的各项环境保护措施、溢油风险防范措施及溢油应急计划的基础上，从环境保护角度讲，本项目可行。

因此，在积极落实本报告表提出的防治措施的情况下，本项目可行。

附图

略

附表

附表 1 项目周边主要环境敏感目标表

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	位置关系		
				最近距离工程平台	距离 (km)	方位
■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■

类别	序号	敏感区名称	主要保护目标	位置关系		
				最近距离工程平台	距离 (km)	方位
■	■	■	■	■	■	■
	■	■	■	■	■	■
■	■	■	■	■	■	■

附表 2 调整井投产前后产能预测表

附表 2-1 调整井投产前后 PL19-3WHPE 产能预测表 (日产量)

年度	现有工程产能			调整井产能			调整后产能		
	日产量 (m ³ /d)			日产量 (m ³ /d)			日产量 (m ³ /d)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-2 调整井投产前后 PL19-3WHPE 平台产能预测表 (年产量)

年度	现有工程产能			调整井产能			调整后产能		
	年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			年产量 (10 ⁴ m ³ /a)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-3 调整井投产前后 PL19-3WHPK 平台产能预测表 (日产量)

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量 (m³/d)			日产量 (m³/d)			日产量 (m³/d)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-4 调整井投产前后 PL19-3WHPK 平台产能预测表 (年产量)

年度	现有工程产能			调整井产能			调整后产能		
	年产量 (10⁴m³/a)			年产量 (10⁴m³/a)			年产量 (10⁴m³/a)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-5 调整井投产前后 PL19-3WHPN 平台产能预测表 (日产量)

年度	现有工程产能			调整井新增产能			调整后产能		
	日产量 (m³/d)			日产量 (m³/d)			日产量 (m³/d)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-6 调整井投产前后 PL19-3WHPN 平台产能预测表 (年产量)

年度	现有工程产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			调整井产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			调整后产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-7 调整井投产前后 PL25-6WHPF 平台产能预测表 (日产量)

年度	现有工程产能 日产量 (m ³ /d)			调整井新增产能 日产量 (m ³ /d)			调整后产能 日产量 (m ³ /d)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-8 调整井投产前后 PL25-6WHPF 平台产能预测表 (年产量)

年度	现有工程产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			调整井产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)			调整后产能 年产量 (10 ⁴ m ³ /a)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 2-9 调整井投产前后 PL25-6WHPL 平台产能预测表 (日产量)

年度	现有工程产能 日产量 (m ³ /d)			调整井新增产能 日产量 (m ³ /d)			调整后产能 日产量 (m ³ /d)		
	油	水	气	油	水	气	油	水	气

附表 3 水质要素分析结果

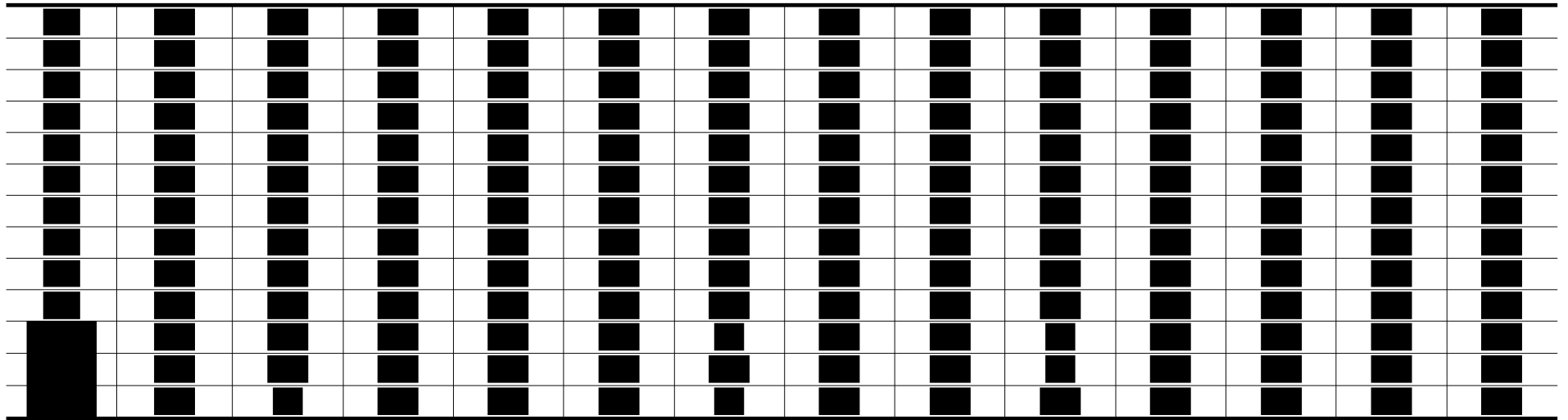
附表 2-1 表层水质调查分析记录统计表

站号	水温	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	油类	汞	砷	镉	铅	铜	锌	铬	硫化物	挥发性酚
	(°C)		mg/L					µg/L								

注：“-”表示未检出，“/”表示存在未检岀站位不计算平均值

附表 2-2 底层水质调查分析记录统计表

站号	水温	pH	DO	COD	磷酸盐	无机氮	汞	砷	镉	铅	铜	锌	铬	硫化物
	(°C)		mg/L					µg/L						



附表 4 浮游植物种名录

序号	中文名	拉丁名
1		
2		
3		
4		
5		
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		
21		
22		
23		
24		
25		
26		
27		
28		
29		
30		
31		
32		
33		
34		
35		
36		
37		
38		
39		
40		
41		
42		
43		
44		
45		
46		
47		
48		
49		
50		

附表 5 浮游动物种名录

序号	中文名	拉丁名
1		
2		
3		
4		
5		
6		

序号	中文名	拉丁名
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■

附表 7 渔业资源鱼类种名录

序号	种名	拉丁名
1	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]
3	[REDACTED]	[REDACTED]
4	[REDACTED]	[REDACTED]
5	[REDACTED]	[REDACTED]
6	[REDACTED]	[REDACTED]
7	[REDACTED]	[REDACTED]
8	[REDACTED]	[REDACTED]
9	[REDACTED]	[REDACTED]
10	[REDACTED]	[REDACTED]
11	[REDACTED]	[REDACTED]
12	[REDACTED]	[REDACTED]
13	[REDACTED]	[REDACTED]
14	[REDACTED]	[REDACTED]
15	[REDACTED]	[REDACTED]
16	[REDACTED]	[REDACTED]
17	[REDACTED]	[REDACTED]
18	[REDACTED]	[REDACTED]
19	[REDACTED]	[REDACTED]
20	[REDACTED]	[REDACTED]
21	[REDACTED]	[REDACTED]
22	[REDACTED]	[REDACTED]
23	[REDACTED]	[REDACTED]
24	[REDACTED]	[REDACTED]
25	[REDACTED]	[REDACTED]
26	[REDACTED]	[REDACTED]
27	[REDACTED]	[REDACTED]
28	[REDACTED]	[REDACTED]
29	[REDACTED]	[REDACTED]
30	[REDACTED]	[REDACTED]
31	[REDACTED]	[REDACTED]
32	[REDACTED]	[REDACTED]
33	[REDACTED]	[REDACTED]
34	[REDACTED]	[REDACTED]
35	[REDACTED]	[REDACTED]
36	[REDACTED]	[REDACTED]
37	[REDACTED]	[REDACTED]
38	[REDACTED]	[REDACTED]
39	[REDACTED]	[REDACTED]
40	[REDACTED]	[REDACTED]

附表 8 渔业资源头足类种名录

序号	种名	拉丁名
1	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]
3	[REDACTED]	[REDACTED]

附表 9 渔业资源甲壳类种名录

序号	种名	拉丁名
1	[REDACTED]	[REDACTED]
2	[REDACTED]	[REDACTED]

附表 11 中英文注释表

序号	英文简称	中文名称
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■
■	■	■

附件

略

附录 环境风险专项评价

1. 评价依据

参照《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ 169-2018）的要求，并按《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）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》（HJ169-2018），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附属工程，所涉及的危险物质主要为施工期的船舶燃料油，运营期原油和天然气，本项目所涉及的危险物质的理化性质及危险特性见下表。

表 1.1-1 原油理化及危险性质

标识	中文名：原油	英文名：Crude Oil	
	危规号：32003	UN 编号：1267	CAS 号：8030-30-6
理化特性	外观与性状：红色、红棕色或黑色有绿色荧光的稠厚性油状液体	溶解性：不溶于水，溶于多数有机溶剂	
	凝点（℃）：-6℃	禁忌物：强氧化剂	
	稳定性：稳定	聚合危害：不聚合	
危险特性	危险性类别：第 3.2 类中闪点易燃液体	引燃温度（℃）：350	
	闪点（℃）：44	燃烧（分解）产物：CO、CO ₂	
	爆炸下限（v%）：1.1	爆炸上限（v%）：8.7	
	危险特性：其蒸汽与空气形成爆炸性混合物，遇明火、高热或极易燃烧爆炸，与氧化剂能发生强烈反应，若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。		
灭火方法：泡沫、干粉、二氧化碳、砂土			
毒理性质	LD ₅₀ ：500-5000mg/kg（哺乳动物吸入）	毒性判别：低毒类	
健康危害	侵入途径：吸入、食入、皮肤吸收。		
	健康危害：其蒸汽可引起眼及上呼吸道刺激症状，如浓度过高，几分钟即可引起呼吸困难、紫绀等缺氧症状。		
急救	皮肤接触：脱去污染的衣着，用肥皂水及清水彻底冲洗。		
	眼睛接触：立即提起眼睑，用流动清水冲洗。		
	吸入：迅速脱离现场至空气新鲜处，注意保暖，呼吸困难时给输氧。呼吸停止时，立即进行人工呼吸，就医。		
	食入：误服者给充分漱口、饮水，就医。		
泄漏处理	疏散泄漏区人员至安全区，禁止无关人员进入污染区，切断电源。 建议应急处理人员戴自给式呼吸器，穿一般消防防护服。在确保安全情况下堵漏。喷水雾可以减少蒸发，但不能降低泄漏物在受限制空间内的易燃性。用沙土、蛭石或其它惰性材料吸收，然后收集运至空旷的地方掩埋、蒸发或焚烧。如大量泄漏，应利用围堤收容，然后收集、转移、回收或无害化处理后废弃。		

储运	远离火种、热源。仓温不宜超过 30℃。配备相应品种和数量的消防器材。要有防火防爆技术措施。禁止使用易产生火花的机械设备和工具。灌装时应注意流速（不超过 3m/s），且要有接地装置，防止静电积聚。
----	---

表 1.1-2 燃料油理化及危险性质

类别	内容					
标识	中文名称	A 燃料油		英文名称	A Fuel oil; Heavy oil A	
理化特性	外观与气味	黄色液体				
	溶解性	不溶于水		倾点 (°C)	≤-10	
	冷滤点 (°C)	冬季	-13~-7		密度 (g/cm ³) (15°C)	0.833
		夏季	-3~3			
	馏程 (°C)	90%	≤350		闪点 (°C)	70~130
		95%	≥320		运动粘度 mm ² /s (50°C)	2~4
主要用途	主要用作船用柴油发动机燃料。					
危害信息	燃烧与爆炸危险性	可燃。其蒸气与空气混合能形成爆炸性混合物，遇明火、高热易燃烧或爆炸。燃烧产生有毒的一氧化碳气体。在高温火场中，受热的容器或储罐有破裂和爆炸的危险。				
	活性反应	与强氧化剂反应。				
	禁忌物	强氧化剂。				
	侵入途径	吸入，食入。				

1.2 风险潜势初判

本项目涉及的主要危险物质为油类。根据《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025），油类物质（矿物油类，如石油、汽油、柴油等；生物柴油等）临界量：■。

本次在 PL 油田现有平台的 ■ 平台实施 ■ 调整井。物流集输和生产依托原工程，因此 5 个平台的最大油类在线量为平台上工艺管线中基本所包含的油量，平台上工艺管线及相关设施无新增，本项目投产后注热期间新增注热船原油供应管线及储罐等原油在线量及船舶燃油舱柴油。选取同时段作业船舶中最大总舱容为存在油类总量，总舱容约 ■，柴油密度按 ■，计算在线量为 ■。

施工阶段主要为生产井转注，因此无新增油类在线量。

经计算，本项目危险物质油类最大存在总量与其临界量的比值：

施工阶段：■；

运营阶段：■。

1.3 风险评价等级

本项目施工期的危险物质数量与临界量的比值 ■，环境风险潜势为 I。

本项目运营阶段危险物质数量与临界量的比值 ■，根据《建设项目环境风

险评价技术导则》表 C.1，项目行业及生产工艺 M 为“石油天然气”，分值为 10；根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 C.2，判定危险物质及工艺系统危险性 P 分级为 P4（运营期）。根据《环境影响评价技术导则海洋生态环境》（HJ1409-2025）表 G2，本项目不位于敏感区，环境敏感程度判定为 E2，结合危险物质及工艺系统危险性 P 为 P4，根据《建设项目环境风险评价技术导则》表 2，最终判定环境风险潜势为Ⅱ（运营期），根据表 1.3-1，评价工作等级为三级（运营期）。

综上，最终判定评价工作等级为三级。

表 1.3-1 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。

1.4 风险评价范围

根据《环境影响评价技术导则 海洋生态环境》（HJ1409-2025）相关要求：“海洋生态环境风险评价范围根据评价等级合理确定，一般不小于相应评价等级的生态环境影响评价范围”，本项目风险评价等级为三级，因此，本项目风险评价范围确定为与本项目的生态环境影响评价范围一致。

2. 环境敏感目标概况

本项目附近海域环境风险敏感目标及与本项目的相对位置详见附表 1。

3. 环境风险识别

3.1 风险识别

本工程在施工阶段的环境风险主要是井涌/井喷、平台火灾或者爆炸、平台工艺管线泄漏以及地质性溢油等事故

本工程在运营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以及地质性溢油事故等。

（1）井喷/井涌

由于地层压力过高、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。而且作业区禁

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。

根据《风险评估数据指南》常规油井井涌和井喷的统计概率，本项目共实施 8 口调整井，1 口生产井，7 口注水井。发生井涌的概率低于 [REDACTED]，发生井喷的概率低于 [REDACTED]。

表 3.1-2 常规油井井涌和井喷事故概率

井别	事故频率		
	井涌	井喷	单位
生产井	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
注水井	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

(2) 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。

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：

- 井口区，约为 1.0×10^{-3} 次/年
- 油气处理区，约为 4.0×10^{-3} 次/年
- 储油区，约为 2.0×10^{-3} 次/年
- 油气输送区，约为 3.0×10^{-4} 次/年
- 分离器区，约为 4.0×10^{-4} 次/年

PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 有油气输送区、井口区，发生火灾事故的概率为 [REDACTED]。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 PL19-3WHPE、PL19-3WHPK、PL19-3WHPN、PL25-6WHPF、PL25-6WHPL 发生火灾事故导致溢油事故的概率不高于 [REDACTED]。

(3) 平台管线或储罐泄漏

本工程运营期，海洋石油 162 注热平台通过栈桥搭接燃料原油供应管线至工程平台。此管线属于本此施工期新增管线。另外海洋石油 162 注热平台上具备 1 个蒸汽锅炉使用的燃料油（脱水原油）工艺储罐，容积 80m^3 ，注热结束后海洋石油 162 注热平台立即撤离。

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。

参考《建设项目环境风险评价技术导则》（HJ169-2018）附录 E “泄漏频率的推荐值”，确定本项目新增测试管线泄漏概率。根据调查，本项目涉及海洋石油 162 注热平台至工程平台新增燃料原油供应管线内径 [] 的总长度为 []。由下表计算可知本工程发生油气物流管道小孔泄漏（泄漏孔径为 10%孔径）的概率为 [] 发生全管径泄漏的概率为 []。工艺储罐小孔（泄漏孔径为 10mm 孔径）泄漏的概率为 []，工艺储罐 10min 内储罐泄漏完的概率为 []，工艺储罐全破裂的概率为 [] 的具体如下表。

表 3.1-1 油气物流管线泄漏频率表

部件类型	泄漏模式	泄漏频率
[]	[]	[]
[]	[]	[]
[]	[]	[]
[]	[]	[]
[]	[]	[]

根据建设单位估算，本次运营期新增海洋石油 162 注热平台至工程平台燃料原油供应管线的原油最大存在量约 []，新增原油储罐的原油最大存在量约 [] 因此若发生平台上工艺管线泄漏事故，溢油量不超过 []。由于平台设置开闭排系统，若平台上方管线发生泄漏事故，泄漏的油类物质会进入开闭排系统中处理，不会发生油类物质入海现象。

（4）船舶碰撞泄漏事故

船舶与平台和周围设施之间可能因设备故障、人员操作失误等原因发生碰撞，从而可能导致船舶储油设施发生泄漏。运营期平台附近主要有供应船、值班船等，注热期间新增 [] 拖轮。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下表。

表 3.1-3 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	[]	[]	[]	[]
外来航船	[]	[]	[]	[]

本项目所在海域不位于主要航道内，各船只均在遵守安全作业前提下在相对固

定位置工作，作业结束后发生船舶溢油的风险便随即消失。因此发生船舶碰撞进而引发溢油事故的概率极小，我国海上实施调整井作业起至今 30 余年未发生过施工船舶碰撞导致的溢油事故。综上分析可以认为本项目发生拖轮与注热平台碰撞并造成产生重大损伤的概率为 [REDACTED] 次/a，加之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低一个数量级（ [REDACTED] ）。

（5）海底管道和立管泄漏事故

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。

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

（6）地质性溢油风险事故

对于断裂系统复杂的油气田，由于自然深埋等影响，局部储层可能存在异常高压，若与连通海床的自然地质断层相沟通，储层流体可能沿断层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 地质性溢油风险分析

略。

3.3 浅层气及有害气体风险分析

略。

4. 环境风险分析

本节重点分析发生溢油事故后对海域、大气等要素的影响。

4.1 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：一类是大量的油类造成的急性中毒；另一类是长期的低浓度油类的毒性效应（于桂峰，2007）。

4.1.1 溢油事故对海洋生态环境的影响

根据 3.1 小节风险识别可知，本项目的环境风险类型主要包括注热平台原油供应管道泄漏、井喷/井涌、平台火灾/爆炸、船舶碰撞燃料油泄漏和地质性溢油风险事故等（详见表 4.1-1），根据 1.3 小节风险评价等级判定可知本项目环境风险评价等级为三级，拟通过类比分析的方式分析本次工程可能发生的溢油环境风险影响内容。

类比对象选取为 [REDACTED] [REDACTED]），该报告溢油风险分析与评价章节综合考虑的环境风险事故包括井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险，通过筛选最大可信事故选取运营期海底管道泄漏 [REDACTED] 溢油量开展了环境风险影响预测。

表 4.1-1 本次评价工程环境风险识别汇总表

事故类型	泄漏物质	溢油规模	事故概率（次/年）	环境风险
注热平台原油供应管道泄漏	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
注热平台原油工艺储罐	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
船舶碰撞事故溢油	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
井喷	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
井涌	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
火灾爆炸	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]
地质性溢油	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]	[REDACTED]

本项目结合本次调整工程特点及溢油规模，环境风险影响等因素，鉴于类比环评已综合考虑了井喷/井涌、平台火灾/爆炸、海底管道及立管泄漏、船舶碰撞、地质性油气泄漏等风险，类比环评选择典型事故可能发生的 [REDACTED] 溢油进行预测，因此本项目环境风险事故影响类比 [REDACTED] 中设定情景下的风险事故影响程度和范围。

本项目调整工程所在平台与类比环评选取溢油点 PL25-6WHPL 为同一油田群，距离近，且工程距离周边敏感目标均较远，PL25-6WHPL 端发生溢油事故对于海洋生态环境及周边目标影响基本可以代表本次工程一旦发生溢油产生的影响范围和程度，类比环评环境风险事故影响范围、程度及评价结论如下：

[REDACTED]

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）浮游动物

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。

4.1.3 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，影响种群正常洄游、繁殖、索饵、分布，从而导致事故海域在一段时间内渔业功能衰退。一般来说，如果溢油事故发生在开阔水域，鱼类受伤害程度轻，若发生在半封闭或水体交换不良的水域，鱼类受损害程度重。

4.1.4 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。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蛎同样会丧生，即使活下来的也不能再食用。被溢油污染过的牡蛎有一股浓浓的石油味，这股味道可以存在一个多月之久。棘皮动物对海水中的任何物质都有敏感性，对石油污染更是如此。大量观测结果表明溢油污染对海星和海胆等棘皮动物的潜在威胁很大。

4.2 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。

5. 环境风险防范措施及应急要求

5.1 施工期风险防范措施

(1) 充分调研的基础上制定出可行性强、作业安全性高的施工方案，并且至少

进行过一次技术沟通交底会，经油田现场签字审核后方可开展施工作业。

(2) 施工方案若有不符合项，需根据现场意见与现场实际工况进行比对，进一步整改完善施工方案。

(3) 特种作业人员必须取得相应作业操作资格证书后，方可上岗作业。

(4) 施工前进行作业交底，向作业人员说本次施工的质量控制点、质量目标及采取的控制措施。

(5) 使用在有效期并检验合格的工机具。

(6) 根据施工方案，考虑施工现场条件，合理选择并正确使用工机具。

(7) 加强材料进场的检查验收，做好检验工作。

(8) 按要求对舾装板进行固定，并由领队复检合格。

5.2 运营期风险防范措施

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。

5.2 其他相关风险防范措施

5.2.1 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。

5.2.2 注热井采取的风险防范措施

(1) 注蒸汽施工前查阅固井质量检测报告，根据检测报告情况开展现场注热施工作业。

(2) 井口抬升风险：在蒸汽吞吐作业注热期间，由于套管受热膨胀，存在井口采油树抬升风险，在蒸汽吞吐注热阶段，紧密观察记录本井及邻井井口抬升情况，如果出现井口抬升情况应及时采取措施，并汇报陆地，避免出现安全事故。

(3) 井口穿越装置刺漏：在安全距离外按时观察井口穿越装置是否发生泄漏，一旦刺漏应立即停止注热，关闭安全阀，等压力泄放、采油树温度冷却后重新检查井口穿越装置，并进行紧固处理。

(4) 液控管线发生泄漏：在注汽期间，发现液控管线发生泄漏，立刻关闭地面液控设备，确认泄漏情况，并根据泄露位置采取相应处理措施。

(5) 液控管线断裂脱开风险：建议注汽前井口周围做好防护，注汽初期缓慢升温，以保障井下工具的完整性。

(6) 注热流程管线发生刺漏风险：在注汽期间发生注热流程管线刺漏，立刻停

止注热，维修好刺漏管线，管线恢复正常后，再进行注热。

(7) 井口刺漏/井喷风险：在蒸汽吞吐注热、焖井、自喷、自喷转泵抽阶段各施工单位应做好全过程井口刺漏/井喷风险应急预案。

(8) [REDACTED]：加密观测套管抬升、压力及温度变化情况。

(9) 注热过程中套压升高：对标方案设计时井口最大注热压力，及时关注油压套压的变化，若套压升高至设计值，必要时间歇或者停止注氮，降低注入排量，注热温度，保障安全注热。

(10) 溢油溢气风险：在蒸汽吞吐注热期间，应定期观察海面情况，避免出现地质性溢油溢气或固井失效溢油溢气事故，一旦发生按照相关规定启动急措施。

(11) 安全阀开启失效风险：注热期间和放喷期间如果出现安全阀开启失效的情况，应使用安全阀强开工具，强行打开安全阀，保证注热和放喷的正常进行。

(12) 排气阀开启失效风险：注热期间或焖井结束时如果出现放气阀开启失效的情况，应从井口向油套环空进行打压，打开封隔器上的定压开启装置，保证油套环空注氮或洗井正常进行。

(13) 产出液反相乳化风险：生产过程中一旦发现反相乳化现象影响油井的正常举升，建议采取相应的措施，如加入破乳剂等，但不能影响后续流程的正常脱水。

(14) 人员烫伤风险：建议注热时做好采油树附近空间的人员烫伤防护措施，并作好沟通与配合。

(15) H₂S 产出风险：[REDACTED]

[REDACTED]做好监测和防护工作，并遵照相关行业标准、集团公司/有限天津分公司相关规定执行。

(16) 凝管风险：停止放喷或放喷结束时，应从油管正挤热水，充满整个油管后，关闭井下安全阀。

(17) 风险断层排查：[REDACTED]

[REDACTED]。
(18) 注热时注热时需重点关注邻井生产动态，并密切监测邻井温度、压力和产气量的变化，做好汽窜防范措施。

其它未尽之处，各施工单位应严格遵照相关行业标准、集团公司/有限天津分公司相关规定执行。

5.3 溢油事故应急处理措施

5.3.1 溢油应急预案

《PL 油田溢油应急计划》于 [REDACTED] 在生态环境部海河流域生态环境监督管理局完成备案。本工程应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。

《PL 油田溢油应急计划》适用 PL 油田所处海域范围内油田的开发生产、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。该计划与于中海石油（中国）有限公司《天津分公司溢油应急计划》衔接。

5.3.2 应急组织机构

天津分公司承担渤海湾海域的石油天然气开发，经过几十年的发展，已经形成较为完善的应急响应系统，体现了集团公司赋予天津分公司在应急状态下的现场指挥、协调的主体地位。在渤海湾作业的各油田必须在天津分公司应急指挥中心的统一领导指挥下处置各种应急事件。

天津分公司应急组织机构主要包括：应急指挥中心、应急协调办公室、渤海油田总调度室、技术专家组、通讯保障组、资金保险组、服务支持组、秘书组、山东/辽宁应急分中心。公司应急组织机构如下图所示。

图 5.3-1 天津分公司应急组织机构

PL 油田溢油应急小组是在天津分公司应急指挥中心的领导、指导和支持下进行现场级别的溢油应急事故的应急反应。其应急组织机构分别如下图所示。

图 5.3-2 PL 油田现场应急小组组织机构

5.3.3 溢油事故响应策略

(1) 溢油事故的报告程序与内容

发生溢油事故后，无论大小，均必须尽快按向上级汇报，并在规定时间内向政府主管部门汇报。在现场溢油事故发生后第一时间内，现场总监应报告给分公司应急值班室，应急值班室依据分公司程序进行报告。启动应急后，应急指挥中心立即报告中国海洋石油有限公司应急委员会。

溢油事故报告内容主要包括：①溢油事故发生的地点、时间、原因（井喷、撞船等，并分析人为因素或自然因素）、溢油量、溢油方式（一次性溢油或连续性溢

油)。②目前采取的应急措施及其有效程度。③除现场的自身力量外，需要求助其他溢油应急力量的援助要求等。④填写溢油事故报告表。

(2) 溢油事故分类

海洋石油勘探开发溢油污染环境事件分为特别重大、重大、较大、一般四级。

1) 特别重大溢油污染环境事件，溢油 [] 以上的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件；或者溢油量 [] 以上且可能污染敏感海域，或者可能造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

2) 重大溢油污染环境事件，溢油量 []，但不会污染敏感海域，不会造成重大国际影响、社会影响的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

3) 较大溢油污染环境事件，溢油量 [] 的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

4) 一般溢油污染环境事件，溢油 [] 的海洋石油勘探开发溢油污染环境事件。

(3) 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海面上，避免溢油对岸线造成污染。海上溢油处置方法选择的流程图如下：

图 5.3-3 溢油处理方法选择

1) 喷洒化学消油剂

根据《中华人民共和国石油勘探开发环境保护管理条例实施办法》第二十条规定：“海面溢油应首先使用机械回收。消油剂应严格控制使用，并遵守《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》（ [] [] ）”。

当出现下列情况之一时，不得使用消油剂：

- ①油膜厚度大于 []；
- ②溢油为易挥发的轻质油品，而且预计油膜迁移至敏感区域之前即可自然消散；
- ③溢油在海面呈焦油状、块状、蜡状和油包水乳状物（ [] ）以及溢出油的粘度超过 5000mPa·s；
- ④海域水温低于 15°C（可在低温环境下使用的消油剂除外）；

由现场报请公司溢油应急指挥中心，应急指挥中心应急响应总指挥根据应急响应进展情况并参考专家小组的意见，报请相关政府主管部门同意，宣布应急响应结束。

5.4 溢油应急措施有效性分析

5.4.1 油田自身溢油应急设备

在蓬莱油田作业过程中，如果海上设施发生溢油，所有存放在 FPSO、CEPB 和 WHPH/N 的溢油应急设备将用来回收溢油。同时加强海上设施现有溢油回收设备设施的日常维保和检查，保障其性能处于随时可用状态。蓬莱油田溢油应急设备清单见表 5.3-1~5.3-4。

表 5.4-1 PL 油田 FPSO 溢油应急设备

表 5.4-2 PL19-3 油田 CEPB 溢油应急设备

表 5.4-3 PL19-3 油田 WHPN 溢油应急设备

表 5.4-4 PL19-3 油田 WHPH 溢油应急设备

--	--	--	--	--

5.4.2 本项目可利用的其他油田溢油应急设备

如果发生溢油事故，处理所需的设备、人员超出 PL 油田现有的溢油应急力量，需动员其他天津分公司应急资源及陆地溢油应急力量。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。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。

本项目可利用其他油田及中海石油环保服务有限公司的部分应急物资详细清单见下表、周边油田可利用溢油应急力量的应急响应时间见下表。

表 5.4-5 渤中 34-1 油田溢油应急回收设备

序号	设备名称	规格	数量	存放地点	备注

--	--	--	--	--

表 5.4-6 渤中 28-1 油田溢油应急设备

表 5.4-7 渤中 34-2/4 油田溢油应急设备

表 5.4-8 渤中 25-1 及渤中 25-1 南油田溢油应急设备

表 5.4-9 环保船参数

表 5.4-10 中海石油环保服务（天津）有限公司溢油应急回收设备

加上航行时间,最快可于 [] 内到达本油田溢油点并装配溢油应急物资开展应急工作,周边其他溢油应急力量(不含基地)可在 [] 之内陆续到位。

图 5.4.1- 本项目可利用的溢油应急资源分布情况

表 5.4-8 周边溢油应急力量抵达溢油点时间表

溢油点	应急力量所在地	距离(km)	航行时间(小时)	动员时间(小时)	到达时间(小时)
PL25-6WHPL	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]	[]
	[]	[]	[]	[]	[]

注:上表所有计算均以直线航行距离为计算基础,船舶航行速度为经济平均航速 11 节(约 20 公里/小时)。在实际中,陆地运输受交通路况影响;海上受海况影响,船舶会以船舶的最大航速航行,确保溢油应急资源及相关环保专业人员能够在第一时间内到达指定地点进行溢油的围控和回收作业。

综上所述,PL 油田的溢油应急能力可以在一般溢油应急事故初级阶段起到较好的拦截回收溢油的作用。尽管发生溢油事故概率很低,但仍然存在不可忽视的溢油事故风险,PL 油田为此做好了充分准备,在预防为主的基础上,平台上配备了适当的溢油应急设备,守护船舶每天 [] 在平台附近昼夜值守,一旦发生溢油突发事件,PL 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内将平台上溢油设备进行装载,展开应急行动;另外,附近油田也可在第一时间进行协助,实现资源互补,从而在发生溢油事件时做到资源调用便捷、反应迅速,尽可能将溢油的影响降至最低。

5.4.4 溢油应急能力可行性分析

由于目前尚未发布海上油气田的溢油应急能力评估方法,本项目主要根据海洋油气田开发工程现场溢油应急适用情况、部分参照《船舶溢油应急能力评估导则》(JT/T 877-2013)的基础上进行溢油应急能力的估算。

(1) 围控与防护能力

海洋油气开发工程发生溢油事故后,通过布设围油栏等措施对水面溢油进行围控,以防止溢油扩散、辅助溢油回收和清除。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,当 U 形布放围油栏时,回收船舶始终处于 U 形的底部,利用撇油器对 U 形底部聚集的油膜进行回收。此时,围油栏长度与油膜体积存在如下关系:

$$L = \ln(0.1t + 1) \sqrt{\frac{60\pi m}{d\varphi\rho}}$$

式中：

L——围控溢油所需围油栏长度，m；

m——泄漏油品质量，t；

t——溢油发生之后的时间，h；

π ——圆周率，无量纲；

d——油膜厚度，m，本次报告取 0.01m；

φ ——围油栏利用系数，取 0.9；

ρ ——泄漏油品密度，g/cm³。

根据周边溢油应急力量抵达溢油点时间表可知，周边的应急资源最晚于 [] 抵达溢油现场，按照 [] 计算出本项目所需要调用的围油栏长度为 []。若按照本油田应急资源最快抵达时间 [] 计算，则计算出本项目所需要调用的围油栏长度为 []。

(2) 回收与清除能力

机械回收能力按下式进行：

$$E = V * b / (\alpha * h)$$

式中：E——收油机回收速率，m³/h；

V——总溢油量，m³；

b——机械回收量占总溢油量的比例，40%~60%；

α ——收油机回收效率（回收液体中石油类的比率），50%~80%；

h——回收工作时间（h），取 24h；

溢油总量按 [] 计算，取 []，则本项目代表性事故所需的机械回收能力为 []。

(3) 临时储存能力

临时储存装置的储存能力应该满足合理储存并及时转运回收的溢油的需要。根据机械回收能力、储存容积、转运能力等因素计算临时储存能力，一般情况下，临时储存能力应满足收油机工作 [] 回收的油水混合物储存需求，可根据转运能力进行响应的调整。转运能力指通过过驳、运输、卸载等方式及时将回收的油水混合物转移处理，保障回收作业连续进行的能力。

$$C=E*t$$

式中：E——收油机回收速率，m³/h；t——临时储存回收时间，h，一般取 [redacted]；
根据前述计算的机械回收能力，本项目需要的临时储存能力为 [redacted]。

5.4.5 溢油应急措施有效性分析

围油栏：经统计， [redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]

机械回收能力：经统计， [redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]

临时储油能力：经统计， [redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]
[redacted]

由上述分析可知，本项目所在油田群自身及周边平台均配备了较为充足的溢油应急物资。此外按照“中海石油（中国）有限公司天津分公司外部溢油应急力量协议”，当天津分公司需要，当发生海上溢油应急事件时，可调用中海石油环保服务有限公司的溢油应急设备资源及相关环保人员。根据分析可知，本项目可以利用的溢油应急资源能满足 [redacted] 溢油的应急处理需求，现有应急力量可以满足本项目对溢油风险防控的需要。

表 5.4-9 本项目可利用的溢油应急能力一览表

溢油规模	溢油应急能力估算	PL 油田	渤中 25-1 及渤中 25-1 南油田	渤中 28-1 油田	渤中 34-2/4 油田	渤中 34-1 油田	合计	本项目所需能力	是否满足项目需求
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]
[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]	[redacted]

--	--	--	--	--	--	--	--	--	--

6.结论

本次评价风险事故情形主要包括火灾/爆炸、船舶碰撞泄漏等风险事故等。根据分析，本项目的风险类型、可能最大溢油量均未超过本项目原环评识别出的风险范畴。

油田根据要求配备了应急救援器材、设备和物资，并进行经常性维护、保养，保证正常运转。建设单位应做好应急资源统计更新。本项目建设从工程设计、施工安装以及生产管理上均已采取有效的应急防范措施，并制定了溢油应急预案，从组织机构、资源配备、处理程序等进行了详细规定，确保对环境风险进行有效的预防、监控、响应，防止海上溢油等重大海洋环境灾害和突发事件发生。本工程严格按照环境影响评价制度规范项目实施，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。

PL 油田存放有一定数量的溢油应急设备。PL 油田自身的响应时间为 [REDACTED]，渤中 34-1 油田、渤中 28-1 油田、渤中 34-2/4 油田、渤中 25-1 油田及中海石油环保服务（天津）有限公司龙口基地溢油应急设备到 PL 油田的时间分别为 [REDACTED]。本项目配备及依托的溢油应急能力满足本项目溢油应急需求。

中海石油（中国）有限公司天津分公司已按照《中华人民共和国海洋环境保护法》、《中华人民共和国海洋石油勘探开发环境保护管理条例》的相关规定，对《PL 油田溢油应急计划》（2025 年 12 月备案）进行了修编及备案。项目方需严格按照溢油应急计划开展好各种溢油应急准备和响应工作。在落实好本报告提出的各项防范工作、落实项目方制定的溢油应急计划中各项规定的前提下，本项目风险可控。